

INNOVATIVE PLANUNGSGRUNDSÄTZE
FÜR LÄNDLICHE MITTELSPANNUNGSNETZE

PHILIPP STEFFENS

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20180221-105543-4

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3Ahbz%3A468-20180221-105543-4>]

Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze

von der Fakultät für
Elektrotechnik, Informationstechnik und Medientechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften
(Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation

von
Philipp Steffens
aus Schwelm

Referent:	Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Korreferent	Prof. Dr.-Ing. Albert Moser
Tag des Rigorosums:	02. Februar 2018

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Impressum

Steffens, Philipp:

Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze

Neue Energie aus Wuppertal, Band 16, 1. Auflage 2018

© 2018 Philipp Steffens, alle Rechte vorbehalten

Druck: epubli GmbH, Berlin, www.epubli.de

Bildquelle: Philipp Steffens, 2017

ISBN: 978-3-7450-9538-8

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal. Die Zeit am Lehrstuhl hat mein Leben sehr bereichert. Ich möchte mich daher an dieser Stelle bei allen bedanken, die zum Gelingen des gesamten Promotionsvorhabens beigetragen und mich während dieser Zeit begleitet haben. Die gemeinsamen Momente, voller schöner Erinnerungen, werden unvergesslich bleiben!

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Herrn Prof. Markus Zdrallek, der mir die Möglichkeit gab, an der Bergischen Universität Wuppertal zu forschen und dabei die nötigen Freiräume für die Erstellung der Dissertation zu bekommen. Die gemeinsamen Gespräche, seine Ideen und konstruktiven Hinweise haben entscheidend zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen.

Herrn Prof. Albert Moser von der RWTH Aachen danke ich für die spontane Zusage, das Korreferat zu übernehmen, und für das entgegengebrachte Interesse an meiner Arbeit.

Ganz herzlich möchte ich mich bei allen meinen Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik für die gute Zusammenarbeit sowohl in den vielen Forschungsprojekten als auch in der Lehre bedanken, vor allem für das freundschaftliche Miteinander. Ein besonderer Dank gilt dabei meinem Kollegen Herrn Sebastian Harnisch, der sich mit mir gemeinsam auf dem Weg gemacht hat, ländliche Verteilungsnetze zu erforschen. Die Zusammenarbeit hat ganz wesentlich unsere Forschung bereichert.

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen zweier Forschungsk Kooperationen. Daher gilt mein Dank den Mitarbeitern aller beteiligten Projektpartner aus der Forschung und der Industrie sowie den Verteilungsnetzbetreibern. Insbesondere die sehr intensive Zusammenarbeit mit der Arbeitsgruppe von Dr. Carsten Böse der Siemens AG in Erlangen und den Wissenschaftlern des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft in Aachen hat sehr zum Gelingen der Forschungsprojekte beigetragen.

Des Weiteren danke ich meinen Eltern, die mir das Studium ermöglicht und mich auch bestärkt haben, eine Forschungstätigkeit aufzunehmen.

Von Herzen möchte ich mich bei meiner wunderbaren Freundin Bianca für ihre liebevolle und unbeschreibliche Unterstützung bedanken!

Wuppertal, im Februar 2018

Philipp Steffens

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	1
1.1	Hintergrund	1
1.2	Stand der Wissenschaft und Technik	2
1.2.1	Innovative Netztechnologien	2
1.2.2	Methoden der Netzplanung	3
1.3	Zielsetzung und Aufbau der Arbeit	5
2	Anforderungen an Mittelspannungsnetze	7
2.1	Grundlegende Konzepte	7
2.2	Anforderungen durch den Transformationsprozess des Energieversorgungssystems	8
2.3	Rechtlicher und regulatorischer Rahmen	9
2.3.1	Versorgungspflichten	9
2.3.2	Pflicht zum Anschluss von dezentralen Energiewandlungsanlagen	10
2.3.3	Regulatorisches Umfeld	11
2.4	Problemstellungen in ländlichen Mittelspannungsnetzen	12
3	Planungsmethoden und Netzmodellbildung	15
3.1	Gesamtmethode	15
3.1.1	Intention und Anforderungskriterien	15
3.1.2	Bewertungskriterien für die Entwicklung von Planungsgrundsätzen	16
3.1.3	Konzeption der Gesamtmethode	17
3.2	Szenariendefinition	19
3.2.1	Wahl von diversifizierten Szenarien	19
3.2.2	Adaptierung auf Netzgebiete	23
3.3	Problemidentifikation	25
3.4	Konventionelle Netzplanung	29
3.4.1	Definition	29
3.4.2	Konventionelle Netzausbaumaßnahme	30
3.5	Innovative Netzplanung	31
3.5.1	Definition	31

3.5.2	Innovative Netztechnologien	32
3.5.2.1	Optimierte Spannungsregelung am Umspannwerk	34
3.5.2.2	Regelbarer Ortsnetztransformator	36
3.5.2.3	Einzelstrangregler	38
3.5.2.4	Statisches Einspeisemanagement	39
3.5.2.5	Dynamisches Einspeisemanagement	42
3.6	Sektorenübergreifende Netzplanung	47
3.6.1	Definition	47
3.6.2	Kopplungsmöglichkeiten mit dem Gasnetz	47
3.6.3	Modellierung der Kopplungselemente	49
3.6.4	Vorgehen in der Netzplanung	51
3.7	Ökonomische Bewertung	53
3.7.1	Bewertungsmethode	53
3.7.2	Kostenszenarien der innovativen Netztechnologien	56
4	Zielnetzplanung typischer ländlicher Mittelspannungsnetze	59
4.1	Charakterisierung der Netzgebiete	59
4.2	Erstes Planungsbeispiel	59
4.2.1	Eingangsdaten	59
4.2.2	Zielnetzplanung	61
4.2.3	Kostenbewertung	68
4.3	Zweites Planungsbeispiel	70
4.3.1	Eingangsdaten	70
4.3.2	Zielnetzplanung	71
4.3.3	Kostenbewertung	76
4.4	Drittes Planungsbeispiel	79
4.4.1	Eingangsdaten	79
4.4.2	Zielnetzplanung	80
4.4.3	Kostenbewertung	84
4.5	Vergleich der Netzausbauvarianten	85
4.5.1	Technischer Vergleich	85
4.5.2	Ökonomischer Vergleich	86

4.6	Schlussfolgerungen	88
5	Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze	89
5.1	Technologiebewertung	89
5.1.1	Darstellung der Planungsergebnisse	89
5.1.2	Sensitivitätsbetrachtung zum Einfluss der Netzstrukturparameter	93
5.2	Innovative Planungsgrundsätze	97
5.3	Auswirkungen der innovativen Planungsgrundsätze	114
5.3.1	Auswirkungen auf den Planungsprozess	114
5.3.2	Auswirkungen auf den Netzbetrieb	115
5.3.3	Konsequenzen für unter- und überlagerte Spannungsebenen	117
5.4	Reflexion und Bewertung	119
5.4.1	Methodenreflexion	119
5.4.2	Unschärfen in der Modellbildung	121
5.4.3	Einfluss der Prämissen	123
6	Zusammenfassung und Ausblick	125
7	Verzeichnisse	129
7.1	Literaturverzeichnis	129
7.2	Publikationen des Verfassers	135
7.3	Betreute studentische Arbeiten	137
7.4	Abkürzungen	138
7.5	Symbole	139
8	Anhang	143
8.1	Rahmenbedingungen und Annahmen	143
8.1.1	Technische Eingangsdaten und Parameter	143
8.1.2	Ökonomische Eingangsdaten und Parameter	144
8.2	Netzstrukturdaten	146
8.3	Tabellarische Ergebnisse der Zielnetzplanungen	147
8.4	Entscheidungspfad	152

1 Einführung

1.1 Hintergrund

Vor dem Hintergrund der begrenzten Verfügbarkeit fossiler Energieträger und mit der Zielsetzung, den anthropogenen Klimawandel insbesondere in Bezug auf den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur zu begrenzen, gibt es in vielen Staaten und Regionen Bestrebungen verstärkt regenerative Energieträger zu nutzen [Kyo_97], [Par_15], [Pac_14], [KD_11]. Ein wesentlicher Aspekt dabei ist die Errichtung dezentraler Energiewandlungsanlagen (DEA), die elektrische Energie¹ in Netze der öffentlichen Versorgung einspeisen. In der Europäischen Union und insbesondere in der Bundesrepublik Deutschland, in der zudem der Betrieb von kommerziellen Kernspaltungskraftwerken ab dem Jahr 2023 untersagt sein wird [AtG_16], hat diese Zielsetzung einen Transformationsprozess der leitungsgebundenen Energiesysteme eingeleitet [BB_10], [Fis_11], [EK_15]. Dementsprechend wird, bezogen auf die Bundesrepublik Deutschland, für das Jahr 2030 gemäß der dena-Verteilnetzstudie eine installierte DEA-Leistung von 155 GW (Szenario NEP B 2012) bis 210 GW (Länderszenario) erwartet [Reh_12].

Insbesondere die Aufgabe von Mittelspannungsnetzen (MS-Netzen) im ländlichen Raum wandelt sich durch diese Entwicklung fundamental, da diese durch eine geringe Lastdichte und große, für DEA geeignete Freiflächen geprägt sind. Waren sie ursprünglich als reine Verteilnetze zur Versorgung von Lasten dimensioniert, ist zunehmend die installierte DEA-Leistung die auslegungsrelevante Größe [Reh_12].

Um weiterhin einen zulässigen Netzbetrieb gewährleisten zu können, sind daher vielfach umfangreiche Netzausbaumaßnahmen mit hohen Investitionen notwendig, die eine Steigerung der Netzkosten und damit der Netzentgelte zu Folge haben. So beziffert die dena-Verteilnetzstudie den Gesamtausbaubedarf bis 2030 für MS-Netze im Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland auf 7,8 Mrd. EUR (Szenario NEP B 2012) bzw. 12,0 Mrd. EUR (Länderszenario), wobei dazu bei konventioneller Netzplanung neue MS-Leitungen mit einer Länge von $l = 72.100$ km bzw. $l = 117.300$ km notwendig sind [Reh_12]. Die Entwicklung kostengünstigerer, alternativer Technologien und Methoden ist derzeit Gegenstand der technischen Forschung (vgl. Abschnitt 1.2).

Großer Handlungsbedarf besteht auch bei der weiteren Nutzung des Energieträgers Erdgas. Gemäß den Angaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit sind lokale thermische Prozesse zur Wärmeversorgung in Privathaushalten und der

¹ Im Weiteren wird in Anlehnung an das Noether-Theorem *Energie* als diejenige Erhaltungsgröße definiert, deren Existenz aus der Invarianz der Wirkung bezüglich der Symmetrietransformation Zeit (*Homogenität der Zeit*) folgt [LL_07], [Zei_12].

Verkehrssektor mit zusammen 245 Mt CO₂-Äquivalenten für 26 % der in der Bundesrepublik Deutschland anthropogen emittierten Treibhausgase des Jahres 2012 verantwortlich [BMU_14]. Daher gibt es Bestrebungen, fossiles durch synthetisches Erdgas zu ersetzen und dazu eine Kopplung des elektrischen Netzes mit dem Gasnetz zu realisieren. Dies könnte, im Falle des Einsatzes regenerativer Energieträger, sowohl durch eine CO₂-arme Wärmeversorgung als auch durch CO₂-arme Mobilitätsanwendungen, z. B. in Form von mit synthetischem Erdgas betriebenen Kraftfahrzeugen, ermöglicht werden. [Qua_16], [Spe_09]

Eine weitere Herausforderung des Transformationsprozesses besteht speziell für die elektrischen Energiesysteme in der volatilen Einspeisecharakteristik eines großen Teils der DEA. Diese führt zu einem erhöhten Bedarf an Flexibilitäten, wozu auch (Langzeit-)Speicher zählen. Insbesondere bei einem überwiegend auf volatil einspeisenden DEA basierenden Energiesystem steigt der Speicherbedarf deutlich an [Ada_12]. Auch in Hinblick auf diesen Aspekt ist die Kopplung des elektrischen Netzes mit dem Erdgasnetz in den Fokus der Forschung gerückt, um zu prüfen, wie das hohe Speichervermögen des Erdgassystems entsprechend genutzt werden kann [Spe_09].

1.2 Stand der Wissenschaft und Technik

1.2.1 Innovative Netztechnologien

Zur Bewältigung der neuen Anforderungen ländlicher Verteilungsnetze, hervorgerufen durch den DEA-Zubau, sind in den letzten Jahren zahlreiche Netztechnologien, darunter sowohl primärtechnische Betriebsmittel als auch sekundärtechnische Systeme, neu entwickelt bzw. bestehende weiterentwickelt worden [Con_13]. Diese werden im Weiteren mit dem Terminus *innovative Netztechnologien* zusammengefasst (vgl. Definition und Abgrenzung in Abschnitt 3.5.1). Innovative Netztechnologien der MS-Ebene lassen sich anhand ihrer Wirkung in zwei Gruppen unterteilen. Die erste Gruppe umfasst alle Netztechnologien, die ausschließlich das durch die DEA entstandene Problem des unzulässig hohen Spannungsanstiegs beheben, um eine normgerechte Spannungsqualität zu gewährleisten (vgl. Abschnitt 2.4). In diese Gruppe sind daher alle Entwicklungen im Bereich der Spannungsregler einzuordnen, darunter insbesondere der regelbare Ortsnetztransformator (rONT) und der Einzelstrangregler (ESR). Weiterhin fallen darunter auch sekundärtechnische Lösungen, mit denen der Stufensteller der Transformatoren des Umspannwerks durch eine dynamische Anpassung des Spannungssollwerts zielgerichtet eingesetzt werden kann, etwa in Form einer leistungsabhängigen Spannungsregelung oder einer Weitbereichsregelung [Kör_12].

Die zweite Gruppe innovativer Netztechnologien kann Überlastsituationen und Spannungsbandverletzungen im Netz beheben, die durch volatil einspeisende DEA hervorgerufen werden. In diese Gruppe fallen insbesondere automatisierungstechnische Lösungen, mit denen ein

dynamisches Einspeisemanagement (DEM) realisiert werden kann [Kor_16]. Erste Systeme für die MS-Ebene sind inzwischen am Markt verfügbar [Sch_16]. Außerdem sind hierzu zahlreiche Speichertechnologien geeignet. Maßgebliche Entwicklungsfortschritte der letzten Jahre sind diesbezüglich im Bereich der der Li-Ionen-Technologie und der Elektrolyseure erzielt worden [SE_14], [Göt_16]. Alle Netztechnologien der zweiten Gruppe sind daneben aber stets auch zur Gewährleistung der Spannungsqualität einsetzbar. Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Netztechnologien ist Abschnitt 3.5 und Abschnitt 3.6 zu entnehmen.

Die umfassende Analyse der „Metastudie Smart Grid“, die sowohl vorliegende Forschungsergebnisse als auch die Zielstellung laufender Forschungsvorhaben ausgewertet hat, kommt zu dem Ergebnis, dass bisher zwar zahlreiche Untersuchungen zu einzelnen innovativen Netztechnologien existieren, aber kein systematischer Kosten-Nutzen-Vergleich [PHV_16]. Daraus leiten die Autoren dieser Studie die Schlussfolgerung ab, dass in weiteren Untersuchungen der „Fokus auf die Verknüpfung unterschiedlicher Netztechnologien im Kontext des Gesamtsystems“ gerichtet werden sollte, da dies als notwendig für deren Einsatz anzusehen sei [PHV_16]. Die vorliegende Arbeit soll genau an diesem Punkt ansetzen (vgl. Abschnitt 1.3).

1.2.2 Methoden der Netzplanung

Die nach dem Stand der Technik verwendeten und etablierten Methoden für den Ausbau von Netzen der MS-Ebene (vgl. [Reh_12]), können durch die drei folgenden konventionellen Planungsgrundsätze zusammengefasst werden:

1. Grenzwertverletzungen, wie Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen, sind durch den Einsatz konventioneller Betriebsmittel, wie Kabel, Freileitungen und Transformatoren zu beheben (vgl. Abschnitt 3.4.2).
2. Es sind vereinfachte Annahmen bzgl. der auslegungsrelevanten Betriebspunkte zu treffen, die hohe Sicherheitsaufschläge beinhalten, damit ein sicherer Netzbetrieb ohne Überwachungs- und Regelungsmöglichkeiten gewährleistet ist und die Netzplanung so weit wie möglich unabhängig von der Auslegung der unter- und überlagerten Netzebenen erfolgen kann (vgl. Abschnitt 3.3).
3. Die Netztopologie ist gemäß dem (n-1)-Prinzip so auszulegen, dass im Fehlerfall durch geeignete Umschaltmaßnahmen eine Wiederversorgung der Lasten und Ortsnetzstationen ermöglicht wird, ohne dass der Fehler behoben ist (vgl. Abschnitt 2.1).

Diese konventionellen Planungsgrundsätze schränken den Lösungsraum stark ein, was die Komplexität der Netzplanung prinzipiell verringert, damit aber auch potenziell technisch bessere und kostengünstigere Lösungen ausschließt. Solange die Aufgabe der MS-Netze rein lastgeprägt war und die Anzahl der Anschlusspunkte sich auch nicht signifikant änderte, waren diese Planungsgrundsätze technisch gut geeignet und kosteneffizient, da so insbesondere auf

den Einsatz von Automatisierungstechnik weitestgehend verzichtet werden konnte. Auf Basis der Auswertung wissenschaftlicher Publikationen der letzten Jahre ist festzustellen, dass diese konventionellen Planungsgrundsätze heute aufgrund der sich veränderten Anforderungen von MS-Netzen nicht mehr zweckmäßig sind. So kommen zahlreiche Einzeluntersuchungen, die jeweils den Einsatz einzelner innovativer Netztechnologien untersucht haben, zu dem Schluss, dass diese geeignet sind, konventionelle Netzausbaumaßnahmen zu substituieren [Cor_15], [Lad_15], [Neu_13], [Oer_14], [Pot_15], [WT_16]. Auch sollte bei MS-Netzen mit einem hohen Bestand an DEA nicht länger auf eine Zustandsüberwachung und Regelung verzichtet werden [Bau_14], [Kor_16], [Zan_17]. Diese Netztechnologien und Ansätze sind daher in der Netzplanung als Option zu berücksichtigen, sodass der erste konventionelle Planungsgrundsatz zu verwerfen ist. Außerdem ist inzwischen nachgewiesen, dass durch spannungsebenenübergreifende Netzplanungen signifikante Synergieeffekten genutzt werden können, was in erheblichem Widerspruch zum zweiten konventionellen Planungsgrundsatz steht [Ohl_15].

Obwohl das Potenzial innovativer Netztechnologien bekannt ist, fehlen bislang geeignete Planungsgrundsätze, die diese systematisch berücksichtigen und dafür geeignete innovative (Planungs-)Methoden bereitstellen [And_16]. Die Autoren der „Metastudie Smart Grid“ (vgl. [PHV_16]) identifizieren daher folgenden Forschungsbedarf:

- Bewertung der technischen Eignung und des Kosten-Nutzen-Verhältnisses der innovativen Netztechnologien und Methoden aus planerischer, gesamtsystemischer Sicht
- Untersuchung von spannungsebenen- und energieträgerübergreifenden Methoden
- Weiterentwicklung bestehender Planungsmethoden und Werkzeuge, um der gestiegenen Komplexität hinsichtlich der Anforderungen an die Netze und dem größeren Lösungsraum (verfügbare Netztechnologien) sowie den auftretenden Unsicherheiten (Szenarien, Kostenannahmen etc.) gerecht zu werden
- Ableitungen von Handlungsempfehlungen

Auch im Bereich der sektorenübergreifenden Netzplanung von Strom- und Gasnetzen zeigt sich ein ähnliches Bild. Zwar existieren erste Demonstrationsprojekte auf technologischer Ebene der Elektrolyseure [WV_14], eine Methode für eine systematische Berücksichtigung in der Netzplanung fehlt hingegen. Insbesondere „die Entwicklung geeigneter technischer sowie wirtschaftlicher Umsetzungen“ steht noch aus, sowie eine Untersuchung, welche Anreize für die Kopplung von Strom und Gasnetzen notwendig sind [PHV_16].

Insgesamt lässt sich der aktuelle Stand der Wissenschaft und Technik hinsichtlich der Methoden der Netzplanung so zusammenfassen, dass die bisherigen (konventionellen) Planungsgrundsätze den neuen Anforderungen technisch und wirtschaftlich nicht gerecht werden, zahlreiche Ansätze für neue Lösungsoptionen unter Einsatz innovativer Netztechnologien entwickelt

worden sind, bisher jedoch keine umfassenden Methoden und Grundsätze für deren Berücksichtigung in der Netzplanung existieren. Der Fokus weiterer Untersuchungen sollte daher auf der Entwicklung von Gesamtstrategien zur Ausrichtung der MS-Netze auf ihre zukünftigen Anforderungen liegen. Dabei sollten auch spannungsebenen- und energieträgerübergreifende Lösungen berücksichtigt werden.

1.3 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit

Die vorliegende Arbeit greift den in Abschnitt 1.1 dargestellten Problemgegenstand der steigenden Kosten für den Netzausbau im Zuge des Transformationsprozesses mit folgender zentraler Fragestellung auf:

Wie können ländliche MS-Netze möglichst kosteneffizient und bedarfsgerecht ausgebaut werden und welche innovativen Netztechnologien sind dazu geeignet?

Das Ziel der vorliegenden Arbeit besteht dementsprechend in der Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze und Empfehlungen für den Ausbau von ländlichen MS-Netzen in Hinblick auf die weitere Integration von DEA. Diese sollen insbesondere auf den Einsatz innovativer Netztechnologien ausgerichtet sein und eine Reduktion der durch den DEA-Zubau bedingten Gesamtkosten für MS-Netze ermöglichen. Außerdem soll weiterhin auch die Möglichkeit einer Kopplung des Stromnetzes mit dem Gasnetz betrachtet werden. Erneuerungsstrategien, die Versorgungszuverlässigkeit und die Organisation des Netzbetriebs sind hingegen nicht Gegenstand der Untersuchung, auch wenn Auswirkungen auf diese Bereiche in unterschiedlichem Maße zu erwarten sind. Außerdem werden bei der ökonomischen Bewertung keine regulatorischen Betrachtungen vorgenommen, sondern die Gesamtkosten bestimmt, da deren Verringerung aus gesamtgesellschaftlicher Sicht entscheidend ist (vgl. Abschnitt 3.1.2).

Basierend auf den jüngsten technischen Entwicklungen im Bereich innovativer Netztechnologien, stellt deren Einsatz einen wichtigen Ansatzpunkt bei der Entwicklung kostengünstiger Ausbauoptionen dar (vgl. Abschnitt 1.2.1). Ein Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit liegt daher auf dem in der „Metastudie Smart Grid“ identifizierten Forschungsbedarf hinsichtlich der Bewertung innovativer Netztechnologien und deren Kombinierbarkeit aus systemischer Sicht [PHV_16]. Alle im Weiteren untersuchten innovativen Netztechnologien haben gemeinsam, dass sie prinzipiell eine Substitution von konventionellen Netzausbaumaßnahmen ermöglichen und dadurch ein Kostensenkungspotenzial aufweisen, dessen Höhe jedoch noch zu quantifizieren ist. Damit diese Netztechnologien in Zukunft auch in der Netzplanung berücksichtigt werden können, werden in der vorliegenden Arbeit geeignete innovative Planungsgrundsätze, d. h. auf Erkenntnisse gestützte Regeln, entwickelt. Diese beschreiben, wie innovative Netztechnologien in der Netzplanung berücksichtigt werden sollten und in welchen Fällen und bei welchen Netzen die jeweiligen Netztechnologien technisch

geeignet sind und eine Reduktion der mit dem Netzausbau verbundenen Gesamtkosten (Investitions- und Betriebsaufwand) ermöglichen (vgl. Definition in Abschnitt 3.1.2).

Vor dem Hintergrund der Dekarbonisierungsbestrebungen in den Sektoren Wärme und Mobilität (vgl. Abschnitt 1.1) und dem steigenden Flexibilitätsbedarf des elektrischen Energiesystems wird außerdem die Kopplung von Strom- und Gasnetzen auf MS-Ebene mittels der Wasserstoffelektrolyse, die sogenannte Power-to-Gas-Technologie (PtG-Technologie), als weitere Option der Netzplanung betrachtet. Der Fokus liegt dabei auf der Fragestellung, inwieweit durch eine solche Kopplung Netzausbaumaßnahmen auf MS-Ebene substituiert und dadurch Gesamtkosteneinsparungen ermöglicht werden können.

Aufgrund der diversifizierten Zielstellungen ist die vorliegende Arbeit in sechs Kapitel gegliedert. Nach der Einleitung werden in Kapitel 2 technische und rechtliche Anforderungen an MS-Netze dargestellt. Der Fokus liegt dabei auf den Änderungen, die sich durch den Anschluss der DEA im Zuge des Transformationsprozesses der Energieversorgungssysteme ergeben, und den Problemstellungen, die daraus entstehen.

In Kapitel 3 werden alle Methoden und Modelle dieser Untersuchung eingeführt, beginnend mit der Konzeption der Gesamtmethode. Anschließend werden das Vorgehen bei der Szenariendefinition und der Problemidentifikation erläutert, sowie die Methoden konventionellen, innovativen und sektorenübergreifenden Netzplanung definiert. Außerdem wird eine Methode für die ökonomische Bewertung der Ausbauvarianten entwickelt.

Kapitel 4 umfasst exemplarische Zielnetzplanungen von drei typischen ländlichen MS-Netzen, an denen die Anwendung der entwickelten Planungsmethode unter Einsatz der innovativen und sektorenübergreifenden Netztechnologien dargestellt wird.

Anschließend erfolgt in Kapitel 5 die Entwicklung der innovativen Planungsgrundsätze. Dazu werden zunächst alle vergleichenden Zielnetzplanungen, die der vorliegenden Arbeit zugrunde liegenden, technisch und ökonomisch ausgewertet, dann generalisierte Zusammenhänge identifiziert und schließlich innovative Planungsgrundsätze aufgestellt. Danach folgt eine Übersicht der Auswirkungen, die sich durch Anwendung dieser innovativen Planungsgrundsätze in Hinblick auf die Planung und den Betrieb von MS-Netzen und Netzen der benachbarten Spannungsebenen ergeben. Daran schließt sich eine kritische Bewertung der Untersuchungsmethoden in Abschnitt 5.4 an.

Kapitel 6 fasst die Arbeit zusammen, ordnet die Ergebnisse ein und benennt den weiteren Forschungsbedarf.

2 Anforderungen an Mittelspannungsnetze

2.1 Grundlegende Konzepte²

In der Bundesrepublik Deutschland erfolgt die öffentliche Versorgung mit elektrischer Energie über sieben Netzebenen. Das Übertragungsnetz entspricht dabei der Netzebene 1 und Netze mit einer Nennspannung von $U_n = 110 \text{ kV}$, im Weiteren auch als Hochspannungsnetze (HS-Netze) bezeichnet, entsprechen der Netzebene 3. Weiterhin sind MS-Netze der Netzebene 5 und Netze der Niederspannungsebene (NS-Ebene) der Netzebene 7 zugeordnet. Diese vier Netzebenen sind über Umspannebenen (Netzebenen 2, 4 und 6) gekoppelt. [HDS_10]

Im Fokus der vorliegenden Arbeit steht die Netzebene 5. Die heute bestehenden Netze dieser Ebene sind bei ihrer ursprünglichen Planung und Dimensionierung für die Versorgung von Lasten mit elektrischer Energie ausgelegt worden. Dabei ist zu differenzieren zwischen der elektrischen Versorgung der unterlagerten Niederspannungsnetze und MS-Lasten (Gewerbebetriebe, Kläranlagen etc.). MS-Netze der öffentlichen Versorgung werden in Deutschland überwiegend mit einer Nennspannung von $U_n = 10 \text{ kV}$ oder $U_n = 20 \text{ kV}$ betrieben. In der weiteren Untersuchung wird der Fokus auf MS-Netze mit einer Nennspannung von $U_n = 20 \text{ kV}$ gelegt, da im ländlichen Raum diese Ausführung deutlich überwiegt. MS-Netze werden in der Regel über ein einziges Umspannwerk (UW) versorgt, das wiederum über Transformatoren mit dem HS-Netz verbunden ist. Typischerweise beträgt die Bemessungsscheinleistung des UW zwischen $S_r = 20 \text{ MVA}$ und $S_r = 120 \text{ MVA}$ (Summenleistung der Transformatoren). Vom UW ausgehend erfolgt die Versorgung über Kabel oder Freileitungen. Die Grundtopologie bilden dabei üblicherweise Ringstrukturen, die in der Regel nicht vermascht sind und offen betrieben werden, da dies die Planung insbesondere in Hinblick auf die Auslegung der Schutztechnik sowie den Betrieb vereinfacht. In der Prinzipdarstellung der Abbildung 2-1 sind die beschriebenen Ringstrukturen für ein MS-Netz dargestellt, sowie die Anbindung der unterlagerten NS-Ebene. Alternativ sind auch Strangverbindungen zwischen zwei UW (Konzept der Gegenstationen) möglich. Anschlusspunkte, wie z. B. Ortsnetzstationen (ONS), die aufgrund ihres entlegenen geografischen Standortes (mit einer Entfernung von ca. $s > 100 \text{ m}$) abseits der Stammstrecke liegen, sind in der Regel im Stich eingebunden. [HDS_10]

In der MS-Ebene wird das (n-1)-Prinzip auf Lasten angewendet [FNN_17]. Im Gegensatz zur HS-Ebene kommt es in Netzen der MS-Ebene im Fehlerfall (Einfachausfall) konzeptgemäß zunächst zu einer temporären Unterbrechung der Versorgung. Die Netztopologie ist so

² Teile dieses Abschnitts sind durch den Verfasser bereits veröffentlicht worden als: Steffens, P.: „Grundlegende Konzepte“. In: [Zdr_16], S. 103-104.

ausgelegt, dass weitestgehend allein durch geeignete Umschaltmaßnahmen, die in der Regel nicht fernsteuerbar sind, eine Wiederversorgung ermöglicht wird, ohne dass der Fehler behoben ist. Dies wird durch Ringstrukturen in Kombination mit stationsseitigen Lasttrennschaltern ermöglicht. Für die übrigen, auf diese Weise nicht versorgbaren ONS, die im Stich angebunden sind oder selbst vom Fehler betroffen sind, wird im Fehlerfall auf mobile Notstromaggregate zurückgegriffen. Die Versorgung nach dem Ausfall eines Transformators des HS/MS-UW oder einer vorgelagerten HS-Leitung kann entweder durch Umschaltung eines Teilnetzes zum Nachbar-UW ermöglicht werden oder durch einen zweiten Transformator, der über eine andere HS-Leitung versorgt wird. In der Regel sind dann beide Transformatoren jeweils für den (n-1)-Starklastfall ausreichend dimensioniert. Leitungen der MS-Ebene können als (Erd-)Kabel oder Freileitungen realisiert werden. [HDS_10]

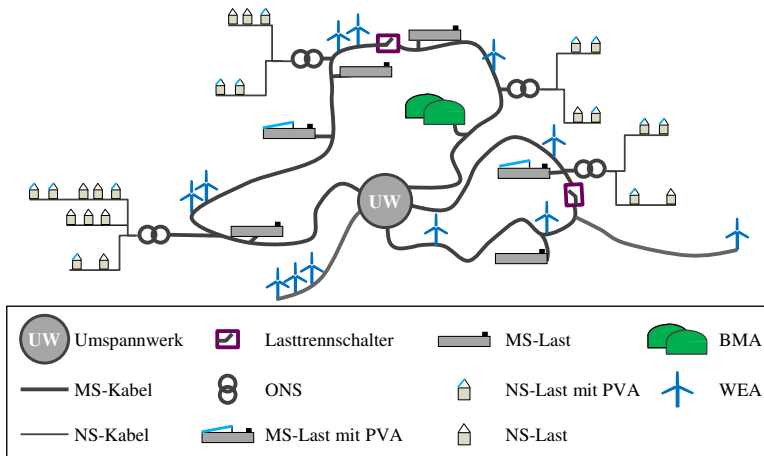


Abbildung 2-1: Grundtopologie für Netze der MS-Ebene (vereinfachte Darstellung)

2.2 Anforderungen durch den Transformationsprozess des Energieversorgungssystems

Im ländlichen Raum ändert sich im Zuge des Transformationsprozesses die Aufgabe der Verteilungsnetze grundlegend, da ein Großteil der neu errichteten DEA an diese Netze angeschlossen wird [Reh_14]. Bezogen auf MS-Netze (Netzebene 5) mit einer Nennspannung von $U_n = 20 \text{ kV}$ werden typischerweise DEA im Leistungsbereich von $S_{inst} = 100 \text{ kVA}$ bis ca. $S_{inst} = 10 \text{ MVA}$ angeschlossen [Reh_12]. Dies sind u. a. Photovoltaikanlagen (PVA) auf Industriegebäuden und Freiflächen sowie Windenergieanlagen (WEA) und Biomasseanlagen (BMA). Größere DEA-Gruppen (insbesondere sogenannte Windparks) werden dabei

häufig direkt über singuläre Kabelverbindungen an die MS-Sammelschiene des UW angeschlossen. Das Anschlusskabel ist dann in der Regel Eigentum des Anlagenbetreibers. Eine hohe Durchdringung von DEA ist mit zahlreichen Auswirkungen auf das Netz verbunden. So kann es zu einer Umkehr des Leistungsflusses mit einer Rückspeisung in die vorgelagerte HS-Ebene kommen, was zwar physikalisch unkritisch ist, die Netzführung und die Abschätzung von betrieblichen Maßnahmen im Fehlerfall jedoch erschwert. Außerdem können Grenzwertverletzungen wie Betriebsmittelüberlastungen und unzulässig hohe Spannungsanhebungen die Folge sein (vgl. Abschnitt 2.4). Im Gegensatz zu Lasten besteht gemäß [FNN_17] keine Notwendigkeit, DEA (n-1)-sicher anzuschließen. Der VNB ist vielmehr berechtigt, DEA im Fehlerfall, d. h. bei Ausfall einer Leitung oder auch eines Systems der Sekundärtechnik, manuell oder per Fernsteuerung abzuschalten. Dementsprechend kann die im UW installierte Transformatorleistung voll ausgenutzt werden, wenn die zur Abschaltung der DEA notwendige Fernwirktechnik zur Verfügung steht. Für die Auslegung der MS-Netze sind darüber hinaus auch die DEA der MS-Lastkunden und die der unterlagerten NS-Netze relevant, da diese ebenfalls die Auslastung und Spannungshaltung beeinflussen. [FNN_17]

Im Rahmen des Transformationsprozesses sind auch Laständerungen zu erwarten. Neben elektrisch betriebenen Wärmepumpen kann es insbesondere durch die zunehmende Verbreitung von elektrischen Kraftfahrzeugen, die über das Stromnetz geladen werden, zu einer Erhöhung der Spitzenlast und geänderten Lastgängen kommen [Zan_17]. Beide Faktoren betreffen aber insbesondere städtische Gebiete mit hoher Bevölkerungsdichte. Bei der Dimensionierung ländlicher MS-Netze, die Gegenstand der vorliegenden Arbeit sind, ist hingegen die installierte DEA-Leistung die auslegungsrelevante Größe, da diese in der Regel die Spitzenlast um ein Vielfaches übersteigt. Die beschriebenen Lastenänderungen sind dann von deutlich untergeordneter Bedeutung und können im Weiteren vernachlässigt werden. Sollte sich der Quotient aus der Last und der DEA-Leistung allerdings abweichend von dieser Analyse langfristig signifikant erhöhen, werden gesonderte Untersuchungen notwendig.

2.3 Rechtlicher und regulatorischer Rahmen

2.3.1 Versorgungspflichten

Betreiber von Stromnetzen der öffentlichen Versorgung sind gemäß § 17 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verpflichtet, Letztverbrauchern (im technischen Sinne Lasten) in gleich- oder nachgelagerten Netzen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewähren, soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist [EnWG_17]. Gemäß § 11 EnWG besteht für VNB die Verpflichtung, bei Änderung der Versorgungsaufgabe Netzengpässe zu beseitigen und notwendige Netzausbaumaßnahmen durchzuführen. Die durch die Investitionen bedingten Kosten werden durch die Netzentgelte finanziert (vgl. Abschnitt 2.3.3). Im Falle der

Errichtung eines Netzverknüpfungspunktes oder einer Leistungserhöhung sind außerdem regelmäßig Baukostenzuschüsse an den VNB zu leisten [BNA_09].

Zu Beginn der Zielnetzplanung sind Änderungen der Versorgungsaufgabe zu identifizieren, welche Netzengpässe verursachen können. Der VNB ist anschließend zu deren Beseitigung verpflichtet. Folgende Änderungen der Versorgungsaufgabe können bei ländlichen Netzen der MS-Ebene unterschieden werden:

- **Zusätzliche MS-Lasten:** Die Ansiedlung von Industriebetrieben, Kläranlagen etc. in Form von zusätzlichen Netzverknüpfungspunkten
- **Zusätzliche NS-Anbindung:** Zusätzliche Netzverknüpfungspunkte in Form von ONS
- **Lasterhöhung:** Erhöhung der Maximallast oder des Lastprofils der bestehenden MS-Lasten bzw. bestehenden ONS

Aus den Änderungen der Versorgungsaufgabe leiten sich unmittelbar die Eingangsparameter für die Zielnetzplanung ab, mit Hilfe derer der Netzausbaubedarf ermittelt wird.

2.3.2 Pflicht zum Anschluss von dezentralen Energiewandlungsanlagen

Der Gesetzgeber verpflichtet VNB auch zum Anschluss von DEA, insbesondere wenn die Anlagen Energie aus regenerativen Energieträgern einspeisen. Die für Netzplanungen relevanten rechtlichen Vorgaben ergeben sich aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Verbindung mit dem Energiewirtschaftsgesetz [EEG_17], [EnWG_17]. Die für die vorliegende Arbeit wesentlichen Aussagen sind im Folgenden zusammengefasst.

Ein für die Netzplanung entscheidender Punkt ist die Wahl des Netzverknüpfungspunktes. Bei dessen Festlegung sind gemäß § 8 EEG folgende Kriterien in einer technischen und wirtschaftlichen Bewertung zu berücksichtigen:

- die Eignung der Spannungsebene
- die Entfernung zwischen DEA-Standort und Netzverknüpfungspunkt
- die Höhe der unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten

Der VNB muss dabei gemäß § 8 EEG in Verbindung mit § 12 EEG den Netzanschluss der DEA auch dann vornehmen, wenn für die Leistungsaufnahme, die Übertragung oder Verteilung Netzausbaumaßnahmen³ notwendig sind. Dies gilt also auch für den Fall, dass die DEA in die unterlagerte Netzebene angeschlossen sind.

³ Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden mit dem Terminus *Netzausbaumaßnahmen* alle Maßnahmen bezeichnet, die zu einer Erhöhung der vom Netz übertragbaren Leistung und zur Beseitigung von Grenzwertverletzungen geeignet sind, also auch der Einbau von Sekundärtechnik sowie Maßnahmen zur Netzoptimierung und -verstärkung.

Der VNB kommt seit der Novellierung des EnWG durch das Strommarktgesetz aus dem Jahr 2016 seiner Anschluss- und Netzausbauverpflichtung gemäß § 11 EnWG allerdings auch nach, wenn er in der Planung folgende Annahme zugrunde legt. Die in einem Jahr eingespeiste Energie der unmittelbar an das Netz angeschlossenen PVA und WEA (im Falle von Anlagen an Land) wird durch die Spitzenkappung um den Faktor $e = 0,03$ reduziert [StMG_16]. Die relative abgeregelte Energie e entspricht dabei dem Quotienten aus der abgeregelten Energie der DEA E_{ab} und der ohne Abregelung möglichen Energie E_{ges} jeweils bezogen auf den Zeitraum eines Jahres (vgl. Gleichung 2-1).

$$e = \frac{E_{ab}|_{\Delta t = 8760 \text{ h}}}{E_{ges}|_{\Delta t = 8760 \text{ h}}} \quad (2-1)$$

Die Anwendung der Spitzenkappung bei der Planung von Verteilungsnetzen ist anders als bei Übertragungsnetzen nur optional. § 9 EEG gewährleistet, dass eine Spitzenkappung auch betrieblich umgesetzt werden kann. DEA der MS-Ebene ($P_{inst,a} > 100 \text{ kW}$) müssen demnach über technische Einrichtungen verfügen, die es dem VNB ermöglichen, die momentane Einspeiseleistung abzurufen und die Einspeiseleistung temporär ferngesteuert zu reduzieren, um damit Grenzwertverletzungen zu verhindern. Bei der betrieblichen Umsetzung ist der VNB nicht auf bestimmte DEA-Typen (WEA und PVA) beschränkt, und kann demnach auch BMA und insbesondere fossile Kraftwerke abregeln. Dabei muss die abgeregelte Energie anlagenspezifisch nicht auf $e_a = 0,03$ limitiert werden, da im Betrieb das Einspeisemanagement gemäß § 14 und § 15 EEG anzuwenden ist. Die Betreiber der DEA sind aber in jedem Fall für die abgeregelte Energie zu entschädigen. [EEG_17], [EnWG_17]

2.3.3 Regulatorisches Umfeld

Die Bereitstellung von Übertragungskapazität bzw. eines Netzzugangs durch den Bau und Betrieb elektrischer Verteilungsnetze der öffentlichen Versorgung stellt aufgrund des notwendigen hohen Anfangsinvestitionsbedarfs ein natürliches Monopol dar [Bas_07]. Es existieren daher a priori nicht die Wettbewerbssituation und der Kostendruck eines freien Marktes [ES_13]. Um zu verhindern, dass ein VNB diese Monopolstellung bei der Preisgestaltung für die Netznutzung missbraucht, bedarf es einer staatlichen Kontrolle, deren systematischer Ansatz und Ausgestaltung sehr unterschiedlich sein können [ES_13]. In der Bundesrepublik Deutschland wird dies auf Basis des Sekundärrechts der Europäischen Union (insbesondere [EiTRL_96] und [EiTRL_13]) durch das System der Anreizregulierung gewährleistet [EBC_14]. Dieses System dient dazu, einen Wettbewerb zu simulieren, um Anreize für eine Kostensenkung zu setzen, die Ineffizienzen beseitigt [Bas_07]. Die Höhe der Entgelte unterliegt dadurch einer staatlichen Kontrolle, die insbesondere durch die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen als

zuständige Aufsichtsbehörde ausgeübt wird. Durch die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ist die genaue Ausgestaltung dieser Systematik bestimmt [ARegV_16]. Die Höhe des Gewinns eines VNB ist dabei variabel und gekoppelt an dessen Kosteneffizienz, wobei die ARegV ein Verfahren definiert, das dazu dient, die Effizienz des VNB zu bewerten. Gleichzeitig verfolgt die ARegV das Ziel, Anreize für den (notwendigen) Netzausbau zu schaffen. Inwieweit dies gelingt und insbesondere inwiefern Anreize für den Einsatz kosteneffizienter Netztechnologien gesetzt werden, ist in der Fachwelt umstritten [BNA_11], [EMG_15].

2.4 Problemstellungen in ländlichen Mittelspannungsnetzen

In Netzen der MS-Ebene, die in der Vergangenheit für die Versorgung von Lasten ausgelegt wurden, entsteht gegenwärtig vielfach Netzausbaubedarf auch ohne Lastveränderungen. Diese Fälle stehen im Fokus der vorliegenden Arbeit. Ursächlich für den Netzausbaubedarf sind Grenzwertverletzungen, die durch DEA hervorgerufen werden, welche an das MS-Netz oder an unterlagerte NS-Netze angeschlossen sind bzw. werden. Aufgrund der typischen Durchmischung der DEA-Typen der Mittelspannungsebene und der Volatilität der Momentanleistung bei WEA und PVA treten Betriebspunkte mit einer hohen Auslastung des Netzes zeitlich nur mit einer geringen Häufigkeit auf. Vernachlässigt man die Volatilität der Lasten und anderer Energiewandlungsanlagen (BMA, Kraft-Wärme-Kopplung-Anlage) in erster Näherung, so tritt die höchste Belastung bei hoher Sonneneinstrahlung (hohe Leistung der PVA) und gleichzeitig mindestens mittlerer Windgeschwindigkeit (maximale Leistung der WEA [Hau_08]) auf.

Grenzwerte für die primärtechnische Auslegung von Netzen existieren insbesondere in Bezug auf die Spannungsqualität und die elektrische Belastbarkeit der Betriebsmittel, welche daher im Weiteren jeweils detailliert betrachtet werden. Für Methoden zur Identifikation von Grenzwertverletzungen im Rahmen des Planungsprozesses sei auf Abschnitt 3.3 verwiesen.

Spannungsqualität

Um die technische Funktionsfähigkeit aller elektrischen Geräte sicherzustellen, enthält das technische Regelwerk detaillierte Vorgaben bezüglich der elektrischen Spannung in Netzen der öffentlichen Versorgung. Diese bestimmen maßgeblich die Problemstellungen in Netzen der Mittelspannungsebene. Für die weitere Betrachtung sind insbesondere die Grenzwerte des Spannungsbandes zu betrachten, da diese vielfach den Netzausbaubedarf bestimmen.

Gemäß des technischen Regelwerks (DIN EN 50160) sollen langsame Spannungsänderungen gegenüber der vereinbarten Versorgungsspannung U_c an allen Übergabestellen zu Endkunden der MS- und NS-Ebene innerhalb des Intervalls $[0,9 U_c; 1,1 U_c]$ liegen [DKE_11]. Die Norm

macht noch weitere Vorgaben, u. a. zu schnellen Spannungsänderungen, die jedoch aufgrund des Schwerpunkts dieser Untersuchung im Weiteren nicht betrachtet werden.

Die Höhe des Effektivwerts der Spannung an den Knoten wird von den folgenden Faktoren maßgeblich beeinflusst:

- Topologie (Trassen, Trennstellen)
- Impedanzen der Netzbetriebsmittel (insbesondere der Leitungen)
- Leistung der DEA und Lasten
- Leistungsaustausch mit den unterlagerten und überlagerten Netzen
- Sollwerte und Stufungsmöglichkeiten von Spannungsreglern

Eine Änderung dieser Faktoren kann dementsprechend Spannungshaltungsprobleme verursachen. Sie stellen jedoch gleichzeitig auch Werkzeuge dar, um Grenzwertverletzungen zu beheben bzw. zu vermeiden (vgl. Abschnitt 3.4 und Abschnitt 3.5). Wie oben beschrieben, liegt der Fokus dieser Untersuchung auf Grenzwertverletzungen, die durch den immensen Zubau von DEA hervorgerufen werden.

Betriebsmittelbelastbarkeit

Netzbetriebsmittel werden so dimensioniert, dass sie bei vorgegebener Spannung mit einer maximalen elektrischen Stromstärke (und damit Leistung) belastet werden können. Eine höhere Belastung kann aufgrund von thermischen und mechanischen Prozessen zu Beschädigung oder vorzeitiger Alterung führen [Cic_12].

Spezifikationen speziell für Kabel im Drehstrombetrieb, die im Weiteren im Fokus der Betrachtung stehen, sind durch die Norm DIN VDE 0276-1000 gegeben [DKE_95]. Die maximal zulässige Stromstärke ist demnach in Abhängigkeit des Kabeltyps und Bemessungsquerschnitts für Normbedingungen definiert. Durch die Umrechnungsfaktoren f_1 (thermische Umgebungs- und Betriebsparameter) und f_2 (Anzahl der parallel verlegten Systeme) können Abweichungen zu den Normbedingungen berücksichtigt werden, indem, wie in Gleichung 2-2 dargestellt, aus dem thermischen Bemessungsstrom des Kabeltyps unter Normbedingungen I_{th} der individuelle thermische Grenzstrom I_z bestimmt wird.

$$I_z = f_1(m) \cdot f_2(m) \cdot I_{th} \quad (2-2)$$

Zu beachten ist dabei, dass beide Umrechnungsfaktoren Funktionen des Belastungsgrads m sind (Gleichung 2-3), wodurch der Einfluss des zeitlichen Verlaufs der Belastung $P(t)$ berücksichtigt wird. Literaturwerte für diese Umrechnungsfaktoren können beispielsweise dem ABB-Schaltanlagenhandbuch entnommen werden [KK_11]. In typischen Anwendungsfällen mit ein bis zwei parallel verlegten, kunststoffisolierten 20-kV-Kabeln und einem Belastungsgrad von $0,5 < m < 0,9$ ergeben sich folgende Wertebereiche: $f_1 = [0,9; 1,3]$ und $f_2 = [0,8; 1,2]$

$$m = \frac{1}{24 \text{ h}} \frac{\int_0^{24 \text{ h}} p(t) dt}{\max(p(t)|_{0 \leq t \leq 24 \text{ h}})} \quad (2-3)$$

Vor dem Hintergrund, dass in der vorliegenden Arbeit Untersuchungen mit generalisiertem Charakter durchgeführt werden, ist es nicht zielführend, Standortspezifika, wie etwa die thermischen Eigenschaften des Bodens, in Form des Umrechnungsfaktors f_i individuell zu berücksichtigen. Weiterhin ist in ländlichen MS-Netzen die parallele Verlegung von mehreren Systemen atypisch. Im Weiteren wird daher von Normbedingungen ausgegangen und ein Belastungsgrad von $m = 0,7$ als Mischwert angesetzt. Durch diesen Mischwert wird berücksichtigt, dass sich die Belastung der Betriebsmittel in der Regel durch die Überlagerung von Leistungszeitreihen mehrerer DEA-Typen und Lasten ergibt.

Wie in der Untersuchung von Brakelmann et al. nachgewiesen wurde, sind bei standort-spezifischen Untersuchungen durchaus Optimierungen möglich, indem die Umrechnungsfaktoren unter Berücksichtigung der örtlichen Spezifika (Bodenbeschaffenheit, Umgebungstemperatur) individuell bestimmt werden [Bra_16].

Bei der Auslastung der Betriebsmittel ist außerdem stets der Umgang mit dem (n-1)-Kriterium in der Weise zu berücksichtigen, dass für den Starklastfall Reserven in der Auslastung gebildet werden (vgl. Abschnitt 2.1).

3 Planungsmethoden und Netzmodellbildung

3.1 Gesamtmethode

3.1.1 Intention und Anforderungskriterien

Das Hauptziel der vorliegenden Arbeit ist die Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze für ländliche MS-Netze als Antwort auf die zentrale Fragestellung, wie ländliche MS-Netze möglichst kosteneffizient und bedarfsgerecht ausgebaut werden können (vgl. Abschnitt 1.3). Um bei dieser Entwicklung wissenschaftlichen Standards, insbesondere hinsichtlich der Reproduzierbarkeit, zu genügen, sind dazu zahlreiche Teiluntersuchungen durchzuführen, die sich ihrerseits wiederum einzelnen untergeordneten Aspekten widmen. Die dabei im Einzelnen verwendeten Methoden sind von der Art der jeweiligen Teiluntersuchungen abhängig. Zu beachten ist, dass als Nebenbedingung der vorliegenden Arbeit Untersuchungen mit empirischem Charakter auf Modellebene in Form von Simulationen erfolgen sollen, da keine Messungen an Labornetzen oder an Netzen der öffentlichen Versorgung durchgeführt werden können.

Damit mittels Synthese aus den einzelnen Teiluntersuchungen Antworten auf die zentrale Fragestellung gefunden werden können, ist eine genaue Abstimmung aller Methoden notwendig. Um dies sicherzustellen, wird in diesem Kapitel zunächst eine Gesamtmethode konzipiert, woran sich die Entwicklung von Methoden für die einzelnen Teilaspekte anschließt.

Die Gesamtmethode muss sicherstellen, dass

- realitätsgerecht Ergebnisse und Erkenntnisse gewonnen werden können, die auf real existierende ländliche MS-Netzen anwendbar sind und Lösungen für deren vorherrschendes Problem, das in der Integration weiterer DEA besteht, aufzeigen;
- gleichermaßen Erkenntnisse hinsichtlich der technologischen, ökonomischen und planerischen Eignung innovativer Netztechnologien gewonnen werden;
- neue Planungsmethoden gegenübergestellt werden können, mit denen die durch den DEA-Zubau verursachten Gesamtkosten für MS-Netze minimiert werden;
- in der Untersuchung auch sektorenübergreifende Betrachtungen möglich sind;
- Daten gewonnen werden können, aus denen verallgemeinerbare Aussagen gefolgert werden können, die dann unabhängig von der untersuchten Stichprobe (an Netzen) sind;
- Kausalzusammenhänge zwischen den Problemstellungen in Netzen und der Eignung einzelner technisch-planerischer Lösungen identifizierbar sind;
- alle generierten Ergebnisse auf theoretischer oder empirischer Ebene überprüfbar sind.

3.1.2 Bewertungskriterien für die Entwicklung von Planungsgrundsätzen

Gemäß der Zielsetzung der vorliegenden Arbeit stellen die innovativen Planungsgrundsätze das Kernergebnis dar. Daher ist zunächst dieser Terminus abzugrenzen und es sind Kriterien aufzustellen, denen diese genügen müssen. Folgende Definition wird im Weiteren bei der Entwicklung der innovativen Planungsgrundsätze zugrunde gelegt:

Definition Planungsgrundsätze

Planungsgrundsätze sind Regeln für die Zielnetzplanung ländlicher Verteilungsnetze der öffentlichen Versorgung im Hinblick auf die an sie gestellten zukünftigen Anforderungen.

Diese Definition stützt sich auf die Bedeutung des Begriffs „Grundsatz“, der eine allgemeingültige Regel bezeichnet, auf der nachfolgende Überlegungen und Handlungen basieren (vgl. [Dud_15]). Grundsätze zeichnen sich insbesondere dadurch aus, dass sie nicht weiter reduzierbar sind, ohne dass es zu einem Verlust der wesentlichen Information kommt. Weiterhin wird durch folgende Bewertungskriterien sichergestellt, dass die Planungsgrundsätze für ihren Anwendungszweck der Zielnetzplanung von realen MS-Netzen im ländlichen Raum der Bundesrepublik Deutschland geeignet und „innovativ“ sind. Die innovativen Planungsgrundsätze sollen

- kostengünstige Ausbauoptionen aufzeigen,
- den Lösungsraum deutlich einschränken, um die Planung zu vereinfachen,
- allgemeingültige Ausbaustrategien beschreiben, die unabhängig von VNB-spezifischen Aspekten sind,
- den Einsatz innovativer Netztechnologien ermöglichen (vgl. Definition in Abschnitt 3.5) und konkrete spezifische Empfehlungen bei der Wahl der jeweils geeigneten Netztechnologien geben,
- eine langfristige Gültigkeit gewährleisten, indem sie unabhängig von sich ändernden rechtlich-regulatorischen Vorgaben und dem zukünftigen DEA-Ausbaupfad sind und auch zukünftige technische Entwicklungen berücksichtigen.

Diese Anforderungen an die Planungsgrundsätze bilden ein Spannungsfeld und sind dementsprechend nicht alle gleichermaßen vollständig zu erfüllen. Insbesondere zwischen der Allgemeingültigkeit und Konkretisierung der Aussagen ist abzuwägen. Des Weiteren können zwar Netztechnologien betrachtet werden, die sich heute noch in der Entwicklung befinden und daher nicht auf dem Markt verfügbar sind. Trotzdem kann durch zukünftige technologische Entwicklungen Bedarf für eine Anpassung oder Erweiterung der innovativen Planungsgrundsätze entstehen.

Ein Vergleich von Zielnetzplanungen ermöglicht zwar festzustellen, welche Ausbauoption jeweils günstiger ist. Aufgrund der Komplexität, die insbesondere durch die hohe Zahl an Freiheitsgraden bedingt ist, kann jedoch nicht sichergestellt werden, dass die identifizierten Lösungen das absolute Kostenoptimum (Minimum) darstellt.

Um, wie beschrieben, eine langfristige Gültigkeit der Planungsgrundsätze zu gewährleisten, werden die im Weiteren entwickelten Ausbauoptionen bewusst nicht im Hinblick auf die möglichen Gewinne bewertet, die der VNB unter Anwendung der aktuellen Fassung der ARegV erzielen kann (vgl. Abschnitt 2.3). Statt einer Gewinnmaximierung wird eine Verringerung der Gesamtkosten verfolgt. Motiviert ist dies durch die Tatsache, dass die ARegV aufgrund von Novellierungen von Seiten des Gesetzgebers wiederkehrenden Veränderungen unterliegt und daher keinen verlässlichen ordnungspolitischen Rahmen für Zielnetzplanungen mit einem Horizont von bis zu 40 Jahren darstellt. Auswirkungen von Einzelmaßnahmen auf die Gewinne des VNB zu bewerten, ist nur bedingt allgemeingültig möglich, da viele Faktoren – wie etwa der Effizienzwert, die Eigenkapitalquote und die Steuermesszahl – VNB-spezifisch sind [ARegV]. Aus wissenschaftlicher, wie auch aus gesamtgesellschaftlicher und volkswirtschaftlicher Sicht ist die entscheidende Fragestellung, wie die Gesamtkosten verringert und nicht, wie die Gewinne der VNB gesteigert werden können. Begründbar ist dies dadurch, dass eine günstige Stromversorgung eine wichtige Voraussetzung darstellt, um einen hohen Lebensstandard zu gewährleisten und konkurrenzfähige Standortbedingungen für Industrieunternehmen zu ermöglichen. Dieses Ziel wird auf gesetzlicher Ebene auch durch §1 des Energiewirtschaftsgesetzes verfolgt [EnWG_17]. Die durch die vorliegende Untersuchung identifizierten kosteneffizienten Ausbauoptionen können daher auch als wissenschaftliche Basis dienen, um die ARegV dahingehend zu novellieren, dass dem VNB Anreize gesetzt werden, kostengünstigere Optionen beim Netzausbau einzusetzen und so die Gesamtkosten und damit implizit auch die Netzentgelte zu reduzieren.

3.1.3 Konzeption der Gesamtmethode

Aufgrund der in Abschnitt 3.1.1 und Abschnitt 3.1.2 aufgestellten Kriterien wird im Weiteren die folgende methodische Vorgehensweise verwendet. Zunächst werden auf Basis einer Recherche, die neben Fachbüchern insbesondere Veröffentlichungen in wissenschaftlichen Journalen und Tagungsbänden berücksichtigt, alle für die betrachtete Netzebene und Problemstellung (vgl. Abschnitt 2.4) prinzipiell relevanten Netztechnologien identifiziert. Dabei wird zwischen konventionellen und innovativen Netztechnologien sowie Technologien zur Sektorenkopplung unterschieden (vgl. Abschnitt 1.2.1). Für jede (Netz-)Technologie wird die Wirkungsweise im Netz auf funktionaler Ebene beschrieben und diese für die weitere Untersuchung mathematisch modelliert (vgl. Abschnitt 3.5 und Abschnitt 3.6).

Um den Nutzen der einzelnen Netztechnologien vergleichen zu können, werden exemplarische reale MS-Netze genutzt, die typische Vertreter der MS-Ebene im ländlichen Raum sind (vgl. Abschnitt 4.1). Für diese Netze werden Zielnetzplanungen mit jeweils allen identifizierten und geeigneten Netztechnologien durchgeführt, um eine Datenbasis für die anschließende Auswertung und Bewertung zu schaffen. Dazu sind folgende Methoden notwendig:

- **Szenarien-Technik:** Um die zukünftigen Anforderungen bestimmen zu können, die an das jeweilige Netz gestellt werden, werden Szenarien, die die zukünftige Entwicklung der installierten DEA-Leistung in der Bundesrepublik Deutschland beschreiben, zugrunde gelegt und daraus mittels einer Regionalisierungsmethode geeignete DEA-Szenarien je Netz abgeleitet (vgl. Abschnitt 3.2).
- **DEA-Modell:** Um das Einspeiseverhalten der DEA abbilden zu können, werden Skalierungsfaktoren (vgl. Abschnitt 8.1.1) und für energetische Betrachtungen repräsentative Leistungszeitreihen als Referenz verwendet (vgl. Abschnitt 3.5.2.4).
- **Netzmodellbildung:** Es wird ein Netzmodell in einer Simulationsumgebung erstellt, um den elektrischen Zustand des jeweiligen Netzes bestimmen zu können. Hierzu werden, soweit nichts anderes angegeben ist, Leistungsflussberechnungen mit Hilfe eines gängigen Netzberechnungsprogramms durchgeführt. Die elektrischen und geografischen Parameter liegen in geeigneter Form vor. Die entwickelten Modelle der einzelnen innovativen Netztechnologien sind in Abschnitt 3.5 und Abschnitt 3.6 beschrieben.
- **Methode zur Problemidentifikation:** Es wird ein geeignetes einheitliches Vorgehen zur Identifikation der auftretenden Grenzwertverletzungen definiert (vgl. Abschnitt 3.3).
- **Wahl von Standardbetriebsmitteln:** Durch die Definition von Standardbetriebsmitteln (vgl. Abschnitt 8.1) werden ein einheitliches Vorgehen und untereinander vergleichbare Ergebnisse ermöglicht.
- **Anlageneinsatzsimulationen und Gasnetzsimulation:** Für die sektorenübergreifenden Planungen sind außerdem Anlageneinsatzsimulationen und eine Analyse des korrespondierenden Gasnetzes notwendig. Im Weiteren werden dabei stets bereits vorhandene Simulationsergebnisse eingesetzt (vgl. Abschnitt 3.6), da diese Modelle nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit sind.
- **Dokumentation:** Durch die Erstellung einer geeigneten tabellarischen Dokumentation wird sichergestellt, dass die technischen Ergebnisse der Planung systematisch ausgewertet werden können.

Die technischen Planungen sind für die weiteren Auswertungen auch ökonomisch zu bewerten. Dazu ist zum einen eine allgemeine Bewertungsmethode anzuwenden, die auch den Zeitpunkt von Investitions- und Betriebskosten berücksichtigt (vgl. Abschnitt 3.7.1). Zum anderen sind für jede einzelne Netztechnologie Kostenszenarien zu entwickeln (vgl. Abschnitt 3.7.2).

Insgesamt lässt sich so eine Datenbasis schaffen, auf der generalisierte Aussagen getroffen werden können (vgl. Abschnitt 5.1). Hierbei ist es insbesondere wichtig, technisch-ökonomische Methoden für die Auswertung zu verwenden, die einen Vergleich der Planungsvarianten bzw. Netztechnologien über ein spezielles Netz hinaus ermöglichen. Dies soll durch die Definition der spezifischen Kosten k als Vergleichsgröße ermöglicht werden (vgl. Abschnitt 5.1.1). Weiterhin lassen sich Kausalzusammenhänge zwischen der Netztopologie, der zukünftigen Aufgabe des Netzes (DEA-Szenario), der verwendeten Netztechnologie und den damit verbundenen Kosten identifizieren. Man erhält damit Kriterien, in welchen Fällen welche Netztechnologien technisch geeignet und kostengünstig sind. Mittels der wissenschaftlichen Methoden *Induktion* und *Synthese* können daraus allgemeine innovative Planungsgrundsätze entwickelt werden (vgl. Abschnitt 5.2). Diese Vorgehensweise ist in Abbildung 3-1 schematisch dargestellt.

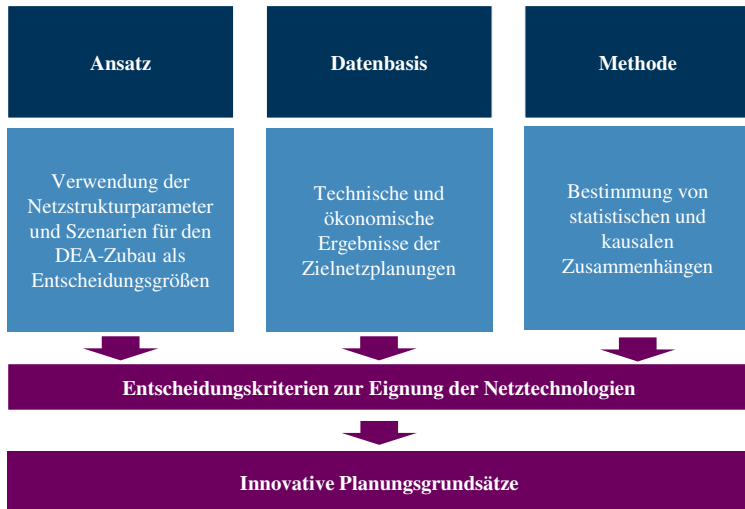


Abbildung 3-1: Schema der Gesamtmethode (stark vereinfachte Darstellung)

3.2 Szenariendefinition

3.2.1 Wahl von diversifizierten Szenarien

Wichtigster Ausgangspunkt für Zielnetzplanungen sind veränderte Anforderungen, die das jeweilige Netz erfüllen muss, wie etwa die Versorgung von zusätzlichen Lasten oder der Anschluss von DEA. Daneben können Zielnetzplanungen auch bei Anpassung des technischen Regelwerks notwendig werden. In der vorliegenden Arbeit wird der Fokus auf den Anpassungsbedarf gelegt, der durch den Zubau von DEA hervorgerufen wird, da dieser Aspekt

für ländliche Netze gegenwärtig die bestimmende Ursache für die Notwendigkeit von Netzausbaumaßnahmen darstellt (vgl. Abschnitt 1.1). Eine Änderung der Last wird hingegen nicht betrachtet, da diese in ländlichen Netzen von untergeordneter Bedeutung ist (vgl. Abschnitt 2.2). Für die Abbildung der Änderungen des DEA-Bestands im Netzmodell werden die nachfolgenden Parameter benötigt. Dabei sind aufgrund der physikalischen Kopplung der Leistungsflüsse zwischen den Netzebenen auch alle DEA mit einem Anschlusspunkt in den unterlagerten Netzen zu berücksichtigen.

Parameter:

- die installierte Summenleistung der DEA des Netzes
- der spezifische Anteil der installierten Leistung je DEA-Typ
- die geografische Verteilung der DEA

Die bei Zielnetzplanungen betrachteten Zeiträume umfassen zum Teil bis zu 40 Jahre [Nit_12]. Da der DEA-Bestand für diesen Zeitraum weder deterministisch noch stochastisch hinreichend genau bestimmt werden kann, wird die Szenarien-Technik angewendet. Denn diese ist geeignet, um realistische Ausbaukorridore aufzuzeigen, auch wenn deren Eintrittswahrscheinlichkeit selbst nicht bekannt ist. Dabei sollten stets mehrere mögliche Pfade betrachtet werden, um Ergebnisse zu generieren, die möglichst unabhängig von der genauen tatsächlichen Entwicklung sind. Außerdem wird dadurch ermöglicht, den Einfluss von Abweichungen gegenüber dem Ausbaukorridor auf die Ergebnisse der Zielnetzplanung zu quantifizieren (vgl. Abschnitt 3.1.2).

Als Grundlage für die Definition von lokalen netzspezifischen DEA-Szenarien eignen sich überregionale Szenarien, da diese für das Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland aus zahlreichen wissenschaftlicher Publikationen entnommen werden können. In der vorliegenden Untersuchung wird der von Harnisch et al. entwickelte Korridor verwendet [Har_14]. Dieser wurde auf Basis der folgenden veröffentlichten DEA-Szenarien erstellt und enthält die installierte DEA-Leistung getrennt nach DEA-Typen für drei Szenarien und die benötigten Stützjahre bis 2050 bezogen auf das Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland. Als Datenbasis dienten primär die Szenarien des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt [NIT_12], des Netzentwicklungsplans Strom 2013 [Fei_13] sowie der dena-Verteilnetzstudie [Reh_12].

In Anlehnung an die theoretische Arbeit von Vollmer wird dieser Korridor durch drei Szenarien abgebildet, wobei das untere Szenario (US) und das obere Szenario (OS) die Schranken für den aus heutiger Sicht als realistisch angesehenen DEA-Zubau darstellen [Vol_06]. Mit Hilfe eines Trend-Szenarios (TS) können Aussagen abgeleitet werden, die einen mittleren DEA-Zubau voraussetzen. Die zeitliche Entwicklung des DEA-Zubaus wird durch diskrete Stützjahre abgebildet. In einer Abwägung zwischen Aufwand und Granularität wird eine Zeitauflösung von zehn Jahren gewählt. Die Datensätze der betrachteten Netze stammen aus den Jahren 2012

bis 2014. Betrachtet werden dementsprechend die Stützjahre 2020 und 2030 sowie das Stützjahr 2050 für die Abbildung langfristiger Veränderungen. Die Szenarien für die installierte DEA-Leistung werden, wie in Abbildung 3-2 dargestellt, dem gesicherten Wert des Referenzjahres 2012 (REF) gegenübergestellt.

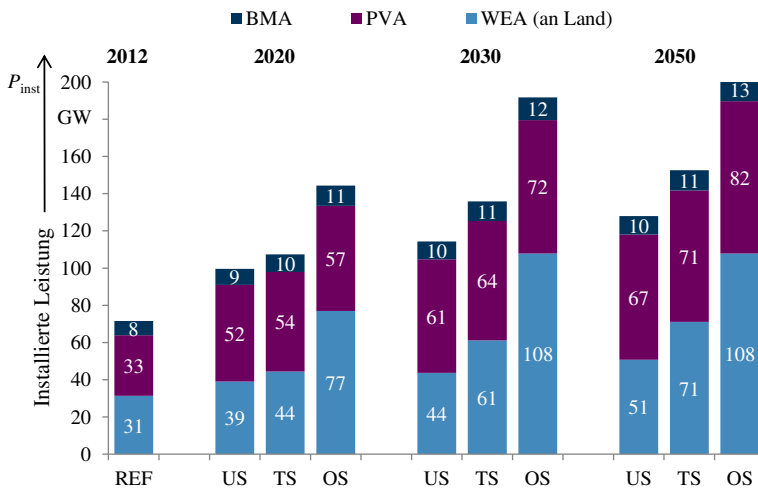


Abbildung 3-2: Entwicklung der installierten Leistung der DEA-Typen bezogen auf das Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland für drei Szenarien (nach [Har_14])

In der Arbeit von Harnisch et al. wird außerdem eine Methode vorgestellt, mit der aus überregionalen Szenarien netzspezifische regionale Szenarien abgeleitet werden können. Es handelt sich dabei um eine Weiterentwicklung des Verfahrens von [Reh_12]. Dazu werden statistische Daten, insbesondere die Landwirtschaftsfläche und die Einwohnerdichte, verwendet, die vom Statistischen Bundesamt bereitgestellt werden, sodass eine einheitliche Vorgehensweise mit reproduzierbaren Ergebnissen gewährleistet werden kann. Auf Basis statistischer Erhebungen des DEA-Bestands wird dabei eine Aufteilung der installierten Leistungen auf die Netzebenen und eine Verteilung auf Anlagengrößen vorgenommen. Optional besteht dabei die Möglichkeit, bei der Regionalisierung von Szenarien der Bundesebene auch Einflüsse auf der Ebene der deutschen Länder zu berücksichtigen. Das heißt, dass als Zwischenstufe die Werte für die Bundesrepublik Deutschland anhand von Verteilungsschlüsseln auf die 16 Länder aufgeteilt werden und erst anschließend eine weitere Regionalisierung auf Basis der statistischen Daten erfolgt. [Har_14]

Die dazu notwendigen Verteilungsschlüssel lassen sich insbesondere auf Basis historischer Daten (veröffentlichte Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber) bzgl. des Zubaus von DEA ermitteln. Dies ist insofern sinnvoll, als dadurch indirekt naturgeografische Faktoren

(Topografie, Böden, Vegetation) und klimatische Spezifika sowie genehmigungsrechtliche und sozioökonomische Faktoren, die Einfluss auf die Attraktivität einer Region für Investitionen in DEA haben, berücksichtigt werden können. Diese Zwischenstufe in der Regionalisierung wird daher im Rahmen der vorliegenden Arbeit auf die Szenarien US und OS angewendet, die im Weiteren als Szenario A und B bezeichnet werden. Beim TS soll hingegen auf die Berücksichtigung der länderspezifischen Verteilung verzichtet werden und stattdessen die durchschnittliche Entwicklung für die gesamte Bundesrepublik Deutschland betrachtet werden. Dieses Vorgehen ist dadurch motiviert, dass zukünftig neben politischen Änderungen auch Ausgleichseffekte nicht ausgeschlossen werden können und diese in einem Szenario abgebildet werden sollen. Ausgleichseffekte kommen etwa dann zustande, wenn in einer Region aufgrund des hohen WEA-Zubaus in der Vergangenheit geeignete Standorte für WEA weitestgehend vergeben sind und sich der Zubau daher auf andere Regionen verlagert. Das TS ohne die Berücksichtigung länderspezifischer Faktoren wird im Weiteren als Szenario C bezeichnet. Aufgrund der direkten Regionalisierung, ohne die Berücksichtigung der länderspezifischen Faktoren, kann je nach Region und DEA-Typ die installierte DEA-Leistung in Szenario C die der Szenarien A und B übersteigen. Auf Basis der veröffentlichten Anlagenstammdaten der bestehenden DEA wird der relative Anteil der DEA-Leistung für jede Netzebene gesondert nach DEA-Typen bestimmt und diese Anteile werden anschließend für die Szenarien übernommen. Insgesamt erhält man durch die Anwendung der beschriebenen Methode regionale Szenarien für jede Gemeinde. Exemplarisch für die sächsische Gemeinde Frohburg sind die Ergebnisse dieser Regionalisierungsmethode in Abbildung 3-3 dargestellt. Das Diagramm enthält für alle drei Stützjahre die Werte für die installierte DEA-Leistung der betrachteten Szenarien. Wie bereits beschrieben, kommt es auch in dieser Gemeinde zu dem Fall, dass die installierte DEA-Leistung in Szenario C (Deutschland TS) höher ist als in Szenario B (länderspezifisches OS).

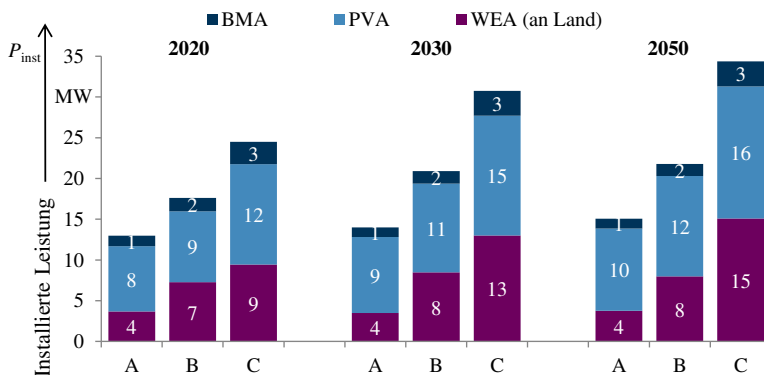


Abbildung 3-3: Regionale Szenarien für die Entwicklung der installierten DEA-Leistung in der Gemeinde Frohburg (Freistaat Sachsen)

Die Entwicklung einer weiteren Methode, mit der auf Basis eines regionalen Szenarios für jede Gemeinde eine knotenspezifische Verteilung für Zielnetzplanungen auf MS-Ebene abgeleitet werden kann, ist Gegenstand der vorliegenden Arbeit und wird daher in Abschnitt 3.2.2 separat dargestellt.

3.2.2 Adaptierung auf Netzgebiete

Gemäß der in Abschnitt 3.2.1 beschriebenen Szenarien (vgl. Abbildung 3-2) ist auf der MS-Ebene mit dem Zubau der DEA-Typen WEA, PVA und BMA zu rechnen. Hinzu kommt die erhöhte Rückspeisung aus der NS-Ebene, die auf die zahlreichen kleinen PVA, welche überwiegend auf Dächern von Wohngebäuden installiert sind, zurückzuführen ist. Auf Basis der regionalen Szenarien auf Ebene der Gemeinden lassen sich mit dem folgenden Verfahren Szenarien für einzelne MS-Netze ableiten. Dazu wird zunächst für jede Gemeinde g ihre im betrachteten Netzgebiet gelegene Teilfläche $A_{\text{Netz}}(g)$ bestimmt und diese ins Verhältnis zur gesamten Fläche der Gemeinde $A_{\text{ges}}(g)$ gesetzt. Anhand dieses Quotienten kann die installierte DEA-Leistung je DEA-Typ $P_{\text{inst,DEA-Typ}}(g)$ dem Netzgebiet anteilig zugeordnet werden. Die Summe der auf diese Weise ermittelten Werte ergibt die installierte DEA-Leistung je DEA-Typ X für das betrachtete Netzgebiet $P_{\text{inst,X}}(\text{Netz})$ gemäß Gleichung 3-1.

$$P_{\text{inst,X}}(\text{Netz}) = \sum_g P_{\text{inst,X}}(g) \cdot \frac{A_{\text{Netz}}(g)}{A_{\text{ges}}(g)} \quad (3-1)$$

Anhand dieser netzspezifischen Szenarien kann im letzten Schritt für alle vier DEA-Typen eine Aufteilung auf die Knoten des jeweils betrachteten MS-Netzes vorgenommen werden. Eine dafür geeignete Methode wird in diesem Abschnitt vorgestellt. Da die Kriterien für die Standorteignung für DEA typspezifisch sind, ist bei der Adaptierung der Szenarien methodisch eine Differenzierung nach DEA-Typen notwendig.

Verteilung der PVA

Bei der Adaptierung der Szenarien auf MS-Netze ist eine Unterscheidung zwischen PVA mit einem Netzverknüpfungspunkt auf MS-Ebene⁴ (MS-PVA) und PVA mit einem Anschluss in der unterlagerten NS-Ebene (NS-PVA) aus den folgenden zwei Gründen notwendig. Zum einen unterscheiden sich die Gleichzeitigkeitsfaktoren, da in der NS-Ebene statistisch gesehen, aufgrund der gegebenen Ausrichtung der Wohngebäude, nicht alle Anlagen optimal ausgerichtet sind. Zum anderen kann in Anlehnung an das Gesetz der großen Zahlen eine Durchmischung des Anlagenalters angesetzt werden, wodurch die maximale Einspeiseleistung und damit die Degradation der Zellen im Durchschnitt geringer ist (vgl. Abschnitt 8.1.1). Beide Faktoren gelten für große PVA der MS-Ebene nicht, da diese entweder als Freiflächenanlagen oder auf

⁴ Dazu werden im Weiteren auch PVA in nachgelagerten (nichtöffentlichen) Industrienetzen gerechnet.

Flachdächern von Industriehallen jeweils mit optimaler Ausrichtung ausgeführt werden und für sie eine Altersdurchmischung aufgrund ihrer geringeren Gesamtzahl je MS-Netz nicht gesichert ist.

Verteilung der NS-PVA: Da NS-PVA überwiegend auf Wohngebäuden errichtet werden, korreliert der Zubau recht gut mit der Anzahl an Haushalten, die z. B. über die Anzahl der Zählpunkte je ONS in guter Näherung bestimmt werden kann [Reh_12]. Da für die im Weiteren betrachteten Netze die Anzahl der Zählpunkte nicht verfügbar ist, wird die Summenleistung je ONS im Starklastfall als Merkmal verwendet. Denn dieses Merkmal korreliert in guter Näherung mit der Anzahl der Haushalte, wie in der Untersuchung von Stetz et al. nachgewiesen worden ist [Ste_12]. Dementsprechend wird die installierte Summenleistung für die NS-PVA im gesamten Gebiet des betrachteten MS-Netzes $P_{inst,NS-PVA}(Netz)$ durch die Gleichung 3-2 auf die einzelnen ONS verteilt. Jede ONS ist dabei direkt einem Knoten i des Netzmodells zugeordnet. Für alle anderen Knoten (ohne ONS) wird dementsprechend kein Zubau von NS-PVA angenommen.

$$P_{inst,NS-PVA}(i) = P_{inst,NS-PVA}(Netz) \cdot \frac{P_{Last,max}(i)}{\sum_{i=1}^n P_{Last,max}(i)} \quad (3-2)$$

Verteilung der MS-PVA: Da MS-PVA sowohl als Freiflächenanlagen als auch auf Dachflächen von Industriehallen installiert werden, stellt praktisch jeder Knoten eines ländlichen MS-Netzes einen möglichen Netzverknüpfungspunkt dar. Für eine grundlegende Untersuchung, die nicht für eine direkte netzspezifische Umsetzung im Einzelfall gedacht ist, ist es daher zweckmäßig eine stochastische Verteilung anzusetzen, damit realitätsgerechte Problemstellungen generiert werden, wie sie in MS-Netzen auftreten. Wichtig ist dabei, dass die installierte Leistung der Anlagen typisch ist. Eine Gleichverteilung auf alle Knoten würde eine deutlich zu geringe Leistung der Einzelanlagen ergeben und wäre daher nicht zielführend. Mittels einer Clusteranalyse (vgl. K-means-Verfahren in [WZ_10]) ergibt sich als typische Leistung von PVA der MS-Ebene ein Wert von $P_{inst} = 326$ kW. Die Datenbasis dieser Auswertung bilden alle im Jahr 2011 zugebauten PVA-Anlagen, die die Förderung gemäß EEG in Anspruch nehmen [Amp_12]. Bei allen im Rahmen der vorliegenden Arbeit untersuchten Netzen werden MS-PVA dieser Leistung stochastisch Knoten im Netz zugeordnet, wobei die Wahrscheinlichkeit für den Zubau einer MS-PVA für jeden Knoten gleich ist. Ein ganzzahliger Wert für die Anlagenanzahl wird dabei durch Runden bestimmt. Da stets alle Halbringe eines Netzes betrachtet werden, wird statistisch eine hohe Bandbreite an Konstellationen möglicher Standorte von MS-PVA betrachtet. Hinzu kommt, dass die Auswertungen im Rahmen von Kapitel 5 stets auf Basis mehrerer Netze und Szenarien erfolgt. Prinzipiell ist als alternative Methode eine Positionierung der gesamten Leistung der MS-PVA auf die UW-entferntesten Knoten je Halbring möglich, um die größtmögliche Wirkung auf das Netz zu ermitteln. Da in der vorliegenden Arbeit aber die realistisch zu erwartenden Kosten bestimmt werden sollen, ist

dieses Vorgehen nicht sinnvoll. Denn dieses würde zu einer Überschätzung der Gesamtkosten führen.

Verteilung der WEA

Eine realitätsgerechte Verteilung der WEA-Leistung auf konkrete Standorte und Netzverknüpfungspunkte im Netz erfordert die Berücksichtigung zahlreicher, insbesondere geografischer Faktoren. Sie kann daher nicht ohne weiteres automatisiert erfolgen. Daher wird folgendes, auf Kriterien basiertes Verfahren, verwendet. Um eine möglichst einheitliche Vorgehensweise anzuwenden, werden WEA nur auf landwirtschaftlich nutzbaren Flächen gebaut, die mittels geeigneter geografischer Karten identifiziert werden. Die Größe der Fläche ist dabei so abzuschätzen, dass bei typischen WEA-Modellen für Binnenland-Standorte der Mindestabstand zur nächsten Bebauung dem Dreifachen der Gesamthöhe der WEA entspricht [BVG_06]. Als Referenzanlage für die Identifikation der Flächen wird das Modell *Enercon E-70* mit einer Leistung von $P_{\text{inst},a} = 2$ MW und einer Gesamthöhe von $h = 135$ m verwendet und für den Fall, dass das Szenario eine geringere Gesamtleistung vorsieht, das Modell *Enercon E-44* mit einer Leistung von $P_{\text{inst},a} = 0,9$ MW und einer Gesamthöhe von $h = 67$ m [Ene_15]. Bei großen Flächen wird entsprechend des Szenarios auch der Zubau von mehreren WEA zugelassen. Übersteigt die gesamte nutzbare Flächen den Flächenbedarf, werden zunächst die größten Flächen bevorzugt genutzt. Auf die Berücksichtigung individueller Standortfaktoren, die nur durch aufwendige Datenerfassung möglich wäre, wie z. B. Vorrangflächen für WEA, individuelle rechtliche Beschränkungen auf Landesebene, Freigabe von Waldflächen etc., wird bei dieser allgemeinen Untersuchung bewusst verzichtet.

Verteilung der BMA

Gemäß der zugrundeliegenden überregionalen Szenarien (vgl. Abschnitt 3.2.1) ist die Änderung der installierten Leistung der BMA auf MS-Ebene sehr gering, je nach Region und Szenario sogar leicht rückläufig. Diese wird durch die Erweiterung bzw. den Teilrückbau bestehender BMA im Modell abgebildet, welche sich z. B. durch einen Austausch des Generators ergeben kann. Diese Änderung wird auf alle BMA im Netz gleichmäßig angewendet. Ein genaueres Verfahren ist nicht notwendig, da die Summe dieser Änderungen keine signifikanten Auswirkungen auf die nachfolgenden Analysen und Erkenntnisse haben kann.

3.3 Problemidentifikation⁵

Die Problemidentifikation erfolgt, indem für alle auslegungsrelevanten Betriebspunkte überprüft

⁵ Teile dieses Abschnitts sind durch den Verfasser bereits veröffentlicht worden als: Steffens, P.: „Problemidentifikation bei Mittelspannungsnetzen“. In: [Zdr_16], S. 29-31.

wird, ob Grenzwertverletzungen auftreten. Die Methoden, mit denen die Problemidentifikation erfolgt, werden in diesem Abschnitt vorgestellt und die dabei jeweils zu überprüfenden Betriebspunkte bestimmt.

Definition Betriebspunkt

Ein Betriebspunkt bestimmt den elektrischen quasistationären Zustand sämtlicher Netzbetriebsmittel, wobei dieser Zustand durch den momentanen Leistungsaustausch des Netzes mit DEA, Lasten, Speichern, und Verknüpfungspunkten zu anderen Netzen hervorgerufen wird; dieser Zustand wird durch die elektrischen Größen Wirk- und Blindleistung, Stromstärke, Spannung und Frequenz beschrieben. In Leistungsflussrechnungen werden Betriebspunkte insbesondere auch durch die Parameter des Bilanzknotens bestimmt.

Langsame Spannungsänderung

DEA im MS- und NS-Netz führen zu einem Spannungsanstieg, sodass nicht mehr gewährleistet ist, dass an den Übergabestellen zu Endkunden die Spannung gemäß DIN EN 50160 innerhalb des Intervalls von $U = [0,9 \cdot U_n; 1,1 \cdot U_n]$ liegt [DKE_11]. Für die MS-Ebene kann es abweichend von obiger Definition eine zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber vereinbarte Spannung U_c (statt der Nennspannung) und gegebenenfalls andere zulässige Spannungsbänder geben. Solange die MS- und NS-Ebene im Betrieb über Ortsnetztransformatoren (ONT) mit einem konstanten Übersetzungsverhältnis verbunden sind, muss das zur Verfügung stehende Spannungsband auf beide Netzebenen aufgeteilt werden.

Dementsprechend liegt ein Problem dann vor, wenn im auslegungsrelevanten Betriebspunkt mit maximaler DEA-Leistung die Spannung am MS-Übergabepunkt der ONS höher ist als $U/U_n > 1,06$, da eine Spannungsdifferenz von $\Delta U = 0,01 \cdot U_n$ für den ONT und $\Delta U = 0,03 \cdot U_n$ für die NS-Ebene vorgesehen sind. Dabei wird davon ausgegangen, dass bei ländlichen MS-Netzen in allen unterlagerten Netzen mit der Installation von DEA, insbesondere von PVA, zu rechnen ist und daher eine Spannungsanhebung in der NS-Ebene berücksichtigt werden muss. Als Einschränkung hierzu sei erwähnt, dass an Knoten ohne ONS das gesamte Spannungsband auf MS-Ebene zur Verfügung steht. Dabei können folgende Auswirkungen durch die veränderte Ausnutzung des maximal zulässigen Spannungsanstiegs auftreten. Durch die höhere Spannung im MS-Netz kann es bei DEA von MS-Kunden zu einer Abschaltung des Wechselrichters kommen. Falls keine anders lautende Vereinbarung zwischen VNB und Kunde besteht, muss der VNB dies nicht berücksichtigen, da die Spannung nur am Übergabepunkt innerhalb der Grenzwerte liegen muss [DKE_11]:

In Abbildung 3-4 ist das Intervall für die zulässige Knotenspannung der MS- und NS-Ebene exemplarisch für einen MS-Abgang dargestellt. Der Spannungssollwert an der MS-Sammelschiene des UW ist dabei auf $U_{\text{sol}} = (1,025 \pm 0,015) \cdot U_n$ festgesetzt.

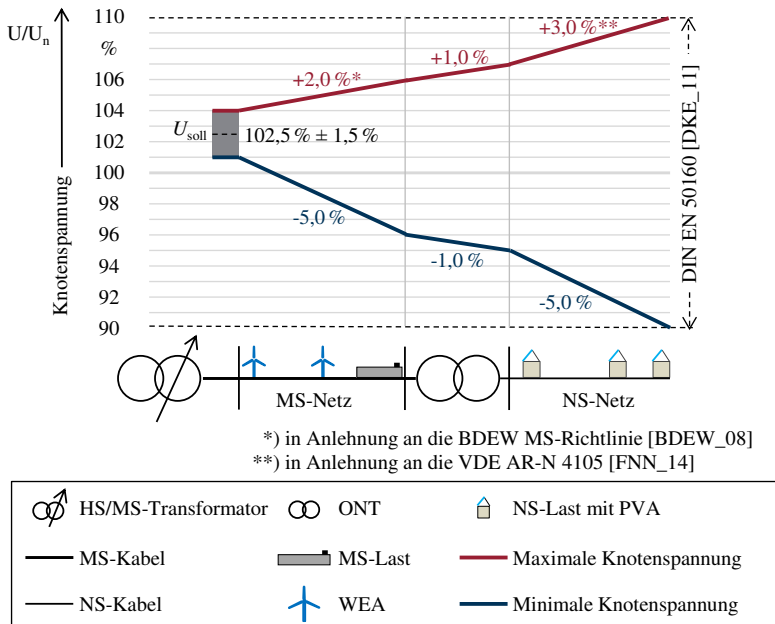


Abbildung 3-4: Spannungsbandaufteilung für die MS- und NS-Ebene (Prinzipdarstellung)

- **Prüfung gemäß DIN EN 50160:** Geprüft wird, ob unter Berücksichtigung der Aufteilung des Spannungsbandes zwischen den Netzebenen (MS- und NS-Ebene) die DIN EN 50160 eingehalten werden kann [DKE_11]. Dazu ist die Betrachtung der folgenden Betriebspunkte zweckmäßig:
 - Maximale Last (auch in unterlagerten Netzen) bei minimaler Einspeisung der DEA (auch in unterlagerten Netzen): Dabei wird angenommen, dass die Spannung am Transformator den geringstmöglichen Wert hat, der gemäß den Vorgaben für den Sollwert und das Regeltoleranzband möglich ist.
 - Maximale DEA-Einspeisung und maximale Rückspeisung aus dem unterlagerten Netz bei geringer Last (Starkeinspeisefall): Die Höhe der anzusetzenden Last hängt von den Zeitpunkten ab, zu denen hohe DEA-Einspeisung auftreten kann. So sind PVA-Spitzen nur tagsüber möglich. Je nach Last-Situation kann die Tages-Minimal-Last (z. B. an Feiertagen oder Wochenenden) wesentlich höher sein als die absolute Minimallast (in der

Nacht) in dem jeweiligen Netzgebiet. Dabei wird angenommen, dass die Spannung am Transformator den größtmöglichen Wert hat, der gemäß den Sollwertvorgaben und dem Regeltoleranzband möglich ist.

- **Prüfung gemäß BDEW-Richtlinie⁶:** Geprüft wird, ob die durch alle DEA mit direktem Anschluss an die MS-Ebene verursachte maximale Spannungsänderung ΔU_{\max} (im Vergleich zum Betriebspunkt ohne Einspeisung U_0) der Ungleichung 3-3 genügt, und damit die Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz eingehalten wird [BDEW_08].

$$\Delta U_{\max} \leq +0,02 U_0 \quad (3-3)$$

Für die Prüfung ist die Betrachtung des folgenden Betriebspunktes notwendig:

- Maximale Einspeisung der DEA mit direktem Anschluss an die MS-Ebene und ohne Rückspeisung aus der NS-Ebene, keine Leistungsaufnahme der Lasten

Das in dieser Richtlinie beschriebene Kriterium stellt ein vereinfachtes Verfahren dar, um auch ohne spannungsebenenübergreifende Betrachtungen inkl. der DEA in der unterlagerten NS-Ebene die Einhaltung der Norm DIN EN 50160 sicherzustellen. Dementsprechend kann diese Prüfung aus technischer Sicht entfallen, wenn durch eine spannungsebenenübergreifende Betrachtung die Einhaltung der Grenzwerte für die Spannung gemäß DIN EN 50160 gewährleistet wird (vgl. Abschnitt 3.5) [DKE_11]. Da die Anwendung der BDEW-Richtlinie allerdings bei VNB derzeit verbreitet ist, wird diese auch im Rahmen der vorliegenden Arbeit bei der konventionellen Netzplanung angewendet (vgl. Abschnitt 3.4). Prinzipiell ist eine konventionelle Netzplanung auch ohne Anwendung dieses vereinfachten Verfahrens möglich.

Betriebsmittelüberlastungen

Die Einspeisung aus DEA kann Betriebsmittelüberlastungen verursachen. Diese lassen sich identifizieren, wenn im Betriebspunkt mit maximaler Einspeisung und gleichzeitig minimaler Last der Leistungsfluss einen Strom in einem Betriebsmittel, wie einem Kabel, einer Freileitung oder einem Transformator verursacht, bei dem die Stromstärke oberhalb des thermischen Grenzstroms I_{th} liegt (vgl. Abschnitt 2.4). Zu unterscheiden ist dabei, ob eine Überlastung nur in einzelnen Leitungsabschnitten (sog. „Flaschenhälsen“, bzw. Engpässen) besteht oder systematisch einzelne UW-Abgänge zu hoch belastet werden. Letzteres bedeutet, dass die eingespeiste Leistung bei konventioneller Betriebsweise die Netzkapazität übersteigt.

⁶ Diese Richtlinie wird zukünftig durch die VDE-AR-N 4110 ersetzt [FNN_17].

Die Auslastung der Kabel wird im (n-0)-Starklastfall auf $I_{b,max} = 0,6 \cdot I_{th}$ und im (n-1)-Starklastfall auf $I_{b,max} = 1,2 \cdot I_{th}$ begrenzt (vgl. Hinweise zur Anwendung des (n-1)-Prinzips für MS-Netze in Abschnitt 2.1). Im Betriebspunkt mit maximaler DEA-Leistung (Starkeinspeisefall) beträgt der Grenzwert $I_{b,max} = I_{th}$, bei einem Standardwert für den Belastungsgrad von $m = 0,7$. In Anlehnung an [KK_11] muss dieser Wert je nach zeitlicher Auslastung modifiziert werden, wenn beispielsweise Kabel für die separate Anbindung einer BMA oder WEA eingesetzt werden. Die Prüfmethode der Auslastung von Betriebsmitteln wird im Weiteren, solange nichts anderes angegeben wird (vgl. Abschnitt 3.5), bei folgenden Betriebspunkten vorgenommen:

- Maximale Last (auch in unterlagerten Netzen) bei minimaler Einspeisung der DEA (auch in unterlagerten Netzen).
- Maximale DEA-Einspeisung und maximale Rückspeisung aus dem unterlagerten Netz bei geringer Last. Die Höhe der anzusetzenden Last hängt von den Zeitpunkten ab, zu denen hohe DEA-Einspeisung auftreten kann (vgl. Betriebspunkte zur Prüfung der DIN EN 50160).

Dabei wird vorausgesetzt, dass die Spannung am HS/MS-Transformator den geringstmöglichen Wert hat, der gemäß den Sollwertvorgaben und dem Regeltoleranzband möglich ist, da bei geringerer Spannung und gleicher Leistung die Stromstärke und somit die Auslastung der Betriebsmittel steigt.

3.4 Konventionelle Netzplanung

3.4.1 Definition

Bei der Netzplanung von öffentlichen Netzen der MS-Ebene werden im Rahmen der vorliegenden Arbeit folgende Ansätze methodisch unterschieden:

- die konventionelle Netzplanung
- die innovative Netzplanung (vgl. Abschnitt 3.5)
- die sektorenübergreifende Netzplanung (vgl. Abschnitt 3.6)

Mit dem Terminus *konventionelle Netzplanung* werden sämtliche Methoden zusammengefasst, die dem Stand der Technik entsprechen und sich bei der Netzplanung von VNB bereits vor Beginn der vorliegenden Untersuchung etabliert haben (vgl. Abschnitt 1.2.2). Die konventionelle Netzplanung kann dabei durch folgende vier Merkmale charakterisiert werden:

- **Eingesetzte Netztechnologien:** Die Auswahl an primärtechnischen Betriebsmitteln ist beschränkt auf Kabel, Freileitungen (mit geringerer werdender Verwendungshäufigkeit), Betriebsmittel für die Errichtung oder Erweiterung von HS/MS-UW, ONT und Lasttrennschalter. Diese werden mit dem übergeordneten Terminus *konventionelle Betriebsmittel* zusammengefasst.

- **Betrachtungsbereich:** Die Netzebenen werden soweit wie möglich separat geplant, ohne dass Synergieeffekte durch spannungsebenenübergreifende Betrachtungen berücksichtigt werden. Dementsprechend erfolgt eine statische Aufteilung des Spannungsbandes zwischen MS- und NS-Ebene (vgl. Abschnitt 3.3).
- **Betriebspunkte:** Die Primärtechnik wird für alle theoretisch möglichen Betriebspunkte ausgelegt, sodass keine messtechnische Überwachung oder der Eingriff einer Leitstelle im Betrieb notwendig sind.
- **Technisches Regelwerk:** Das technische Regelwerk inkl. aller vereinfachten Anwendungsregeln wird bei der Planung berücksichtigt (vgl. [DKE_11], [DKE_95], [BDEW_08], [FNN_17]).

3.4.2 Konventionelle Netzausbaumaßnahme

Bei dem Ausbau von MS-Netzen (Netzebene 5) mit konventionellen Betriebsmitteln, der in der vorliegenden Arbeit auch als konventioneller Netzausbau (KONV) bezeichnet wird, ist zwischen folgenden Netzausbaumaßnahmen zu unterscheiden:

- **Netzerweiterung:** Bei einer Netzerweiterung werden zusätzliche Betriebsmittel eingesetzt. Folgende Netzausbaumaßnahme sind dabei möglich:
 - Zusätzlicher Ring, Stich oder Schwerpunktstation. Folglich ist dann auch das UW durch ein zusätzliches Abgangsfeld zu erweitern.
 - Zusätzlicher Netzverknüpfungspunkt (HS/MS-UW bzw. ONS).
 - Zusätzlicher Abgang: Als spezielle Form der Aufteilung von Ringen wird, wie in Abbildung 3-5 veranschaulicht, geografisch parallel zu einem Teilstück eines Halbrings eine zusätzliche Leitung gelegt und daran der UW-ferne Teil des vorhandenen Halbrings angeschlossen (vgl. [Reh_12]).

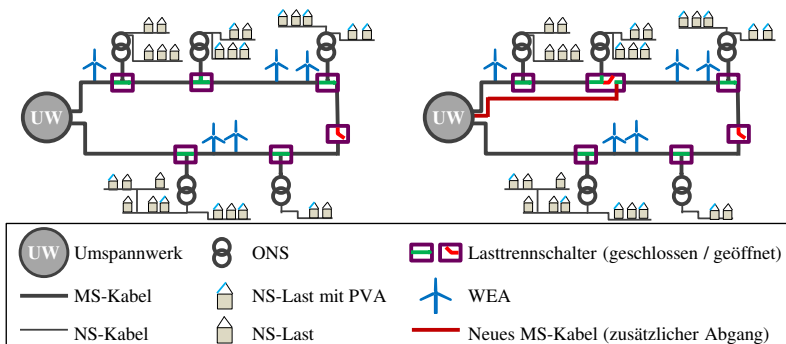


Abbildung 3-5: Netzerweiterung eines MS-Rings durch einen zusätzlichen Abgang (Prinzipdarstellung)

- **Verstärkung von Betriebsmitteln:** Hierbei werden Kabel oder Freileitungen durch Kabel mit einer höheren Bemessungsscheinleitung und einer geringeren Impedanz ersetzt. Dadurch erfolgt ein Anstieg der übertragbaren Leistung bei gleichzeitiger Verringerung der Spannungsdifferenz entlang der Leitung. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird diese Netzausbaumaßnahme nur bei lokalen Engpässen („sog. Flaschenhälsen“) eingesetzt.
- **Umschaltmaßnahmen:** In Ringstrukturen oder vermaschten Netzen kann durch die Verlagerung von Trennstellen die Belastung der Betriebsmittel verändert werden. Existieren Verbindungen zu benachbarten Netzen oder ein Gegenstationsnetz, sind ebenfalls Schaltmaßnahmen möglich, um Grenzwertverletzungen zu beheben.

Bei allen Kabelmaßnahmen werden einheitliche Kabel des Typs NA2XS2Y 3x1x300 verwendet. Auf den Einsatz von Freileitungen wird hingegen verzichtet, da diese aufgrund ihrer geringeren technischen Nutzungsdauer und höherer Störanfälligkeit sowie des damit verbundenen Betriebsmehraufwands auch von VNB immer seltener in der MS-Ebene eingesetzt werden (vgl. [Zdr_16]).

3.5 Innovative Netzplanung⁷

3.5.1 Definition

Unter dem Terminus *innovative Netzplanung* werden im Rahmen der vorliegenden Arbeit alle Ansätze in der Netzplanung zusammengefasst, bei denen Methoden und Netztechnologien eingesetzt werden, die zu Beginn der vorliegenden Untersuchung noch nicht Stand der Technik waren bzw. sich bei der Netzplanung von VNB noch nicht etabliert haben (vgl. Abschnitt 1.2.2). Ausgenommen davon sind sektorenübergreifende Netztechnologien, die separat in Abschnitt 3.6 behandelt werden. Die grundsätzliche Vorgehensweise ist bei der innovativen Netzplanung an die der konventionellen Netzplanung angelehnt und stellt eine Weiterentwicklung mit einer größeren Zahl an Optionen und Freiheitsgraden dar. Die Abgrenzung der beiden Ansätze erfolgt durch folgende sechs Unterscheidungsmerkmale:

- **Eingesetzte Netztechnologien:** Das bedeutendste Unterscheidungsmerkmal der innovativen Netzplanung sind die eingesetzten Netztechnologien. Neben allen konventionellen Betriebsmitteln werden vorzugsweise neue innovative Netztechnologien eingesetzt (vgl. Tabelle 3-1). Die jeweiligen Funktionsweisen und Einsatzmöglichkeiten der einzelnen Netztechnologien sind in den weiteren Abschnitten dieses Kapitels beschrieben.

⁷ Die im Weiteren dargestellten Konzepte sind vom Verfasser der vorliegenden Arbeit im Rahmen folgender Veröffentlichung entwickelt worden, an die diese Darstellung in Teilen angelehnt ist: Steffens, P.; Harnisch, S.; Monscheid, J.: „Innovative Planung“. In: [Zdr_16], S. 39-72.

- **Größerer Betrachtungsbereich:** Die Netzebenen werden nicht länger soweit wie möglich separat geplant, sondern Auswirkungen auf unter- und überlagerte Ebenen berücksichtigt und aktiv genutzt (z. B. Auswirkungen der Spitzenkappung in der unterlagerten NS-Netzebene auf das MS-Netz).
- **Betriebspunkte:** Die Primärtechnik muss nicht für alle theoretisch möglichen Betriebspunkte ausgelegt werden, falls durch geeignete innovative Netzausbaumaßnahmen, wie beispielsweise Netzautomatisierungssysteme, sichergestellt werden kann, dass der aktuelle Netzzustand stets hinreichend genau bestimmt wird und durch aktive Eingriffe Grenzwertverletzungen verhindert werden können. Die Auslegung der Primärtechnik muss damit nur noch für die verbleibenden Betriebspunkte erfolgen. Das heißt, dass insbesondere die Sicherheitsmarge verringert werden kann.
- **Veränderter Umgang mit dem technischen Regelwerk:** Manche Richtlinien entfallen je nach eingesetzter Netztechnologie, wie beispielsweise die Limitierung der Spannungsanhebung durch DEA in der MS-Ebene auf 2 % der Nennspannung bei Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (vgl. Abschnitt 3.3) [FNN_16].
- **Energie als auslegungsrelevante Größe:** Da in der innovativen Netzplanung auch von den rechtlichen Möglichkeiten der Spitzenkappung Gebrauch gemacht wird (vgl. Abschnitt 2.3.2), ist die von DEA eingespeiste Energie eine für die Dimensionierung des Netzes relevante Größe.
- **Zusätzliche Planungswerkzeuge:** Um energetische Betrachtungen durchführen zu können, kommen neben klassischen Netzberechnungen für die auslegungsrelevanten Betriebspunkte insbesondere zeitreihenbasierte Simulationen zur Anwendung (vgl. Abschnitt 3.5.2.5).

3.5.2 Innovative Netztechnologien

Dieser Abschnitt gibt zunächst eine Übersicht über die untersuchten innovativen Netztechnologien. Anschließend werden in separaten Unterabschnitten die Funktionsweise und die Modellbildung für jede Netztechnologie einzeln beschrieben.

In der vorliegenden Arbeit werden insgesamt fünf einzelne innovative Netztechnologien betrachtet. Diese lassen sich, wie in der Tabelle 3-1 dargestellt, aufgrund ihres Einsatzzweckes unterteilen in solche, die nur für die Spannungshaltung einsetzbar sind, und solche, die zusätzlich auch Überlastsituationen wirkungsvoll verhindern können.

Auf die Untersuchung von netzdienlichen (Batterie-)Speichern wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit verzichtet, da deren Einsatz als Netzbetriebsmittel in absehbarer Zeit aufgrund der notwendigen hohen Investitionskosten nicht sinnvoll ist (vgl. [Zan_17]). Davon zu unterscheiden sind netzdienliche Kundenspeicher, deren Wirkung auf das Netz bei der Analyse der Versorgungsaufgabe betrachtet wird (vgl. Abschnitt 5.2).

Tabelle 3-1: Übersicht über die betrachteten innovativen Netztechnologien

Name	Abkürzung	Einsatzzweck	
		Spannungshaltung	Auslastung
Optimierte Spannungsregelung am Umspannwerk	SUW	x	
regelbarer Ortsnetztransformator	rONT	x	
Einzelstrangregler	ESR	x	
Statisches Einspeisemanagement	SEM	x	x
Dynamisches Einspeisemanagement	DEM	x	x

Neben diesen einzelnen innovativen Netztechnologien werden auch geeignete Kombinationen betrachtet. Um die Anzahl der Kombination zu begrenzen, werden jeweils maximal zwei innovative Netztechnologien kombiniert. Tabelle 3-2 kann entnommen werden, welche Kombinationen im Weiteren untersucht werden und für welchen Einsatzzweck diese jeweils geeignet sind. Die zweite innovative Netztechnologie wird dabei in Klammern angegeben, da dieses erst nachrangig installiert wird, sobald mit der ersten die Grenzwertverletzungen (ohne Einsatz konventioneller Netzausbaumaßnahmen) nicht mehr vermieden werden können.

Tabelle 3-2: Übersicht über die betrachteten Kombinationen innovativer Netztechnologien

Bezeichnung der Kombinationen	Einsatzzweck	
	Spannungshaltung	Auslastung
SUW + (rONT)	x	
SUW + (ESR)	x	
SUW + (DEM)	x	x
DEM + (rONT)	x	x
DEM + (ESR)	x	x

Eine Kombination der beiden Spannungsregler (ESR + rONT) sowie der beiden Varianten des Einspeisemanagements (SEM + DEM) wird hingegen ausgeschlossen, da diese jeweils eine sehr ähnliche Wirkung aufweisen (vgl. Abschnitt 3.5.2.2 mit Abschnitt 3.5.2.3 sowie Abschnitt

3.5.2.4 mit Abschnitt 3.5.2.5), sodass ein kombinierter Einsatz technisch mit keinem erkennbaren Mehrwert verbunden ist.

3.5.2.1 Optimierte Spannungsregelung am Umspannwerk

Konzepte, bei denen der Soll-Wert der Spannung an der MS-Sammelschiene des HS/MS-Umspannwerks angepasst und damit optimiert wird, werden im Folgenden als *optimierte Spannungsregelung am Umspannwerk* (SUW) bezeichnet.

Funktionsprinzip

Beim HS/MS-Transformator handelt es sich in der Netzhierarchie (Netzebene 1 bis Netzebene 7) bislang in der Regel um die letzte aktive Spannungsregelung im Netz. Aufgrund des durch den DEA-Zubau hervorgerufenen Spannungsanstiegs in der MS- und NS-Ebene kann eine Änderung des Spannungssollwerts zielführend sein [Kör_12]. Im Weiteren wird daher der Fokus insbesondere auf die Absenkung des Spannungssollwerts mittels SUW gelegt.

Ziel der SUW ist es, die Spannung der UW-Sammelschiene so zu regeln, dass die Grenzwerte für minimal und maximal zulässige Spannung im gesamten Netz ohne Netzausbau vollständig eingehalten werden bzw. der verbleibende Netzausbaubedarf zur Sicherstellung der Spannungshaltung deutlich verringert wird. Die Spannungsänderungen werden dabei durch den bestehenden Stufensteller des Transformators ausgeführt, sodass keine neue Primärtechnik eingebaut wird. Die Bestimmung der Regelgröße und Regelstrategie für die SUW ist dabei nicht einheitlich. Es ist zwischen folgenden drei Konzepten zu differenzieren:

- **Konzept 1: Spannungsmessung an der MS-Sammelschiene:** Als einfachste Form der SUW wird in Konzept 1 die Spannung der MS-Sammelschiene auf einen neuen, niedrigeren Sollwert geregelt. Der Istwert der Regelgröße stellt dabei die Spannung der MS-Sammelschiene dar. Vor Einsatz der SUW ist zu überprüfen, ob der neue Sollwert eine Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes im MS-Netz und in den unterlagerten NS-Netzen erreicht wird. Im Falle einer Absenkung des Sollwertes muss daher sichergestellt werden, dass im Starklastfall das zulässige Spannungsband an keinem Netzverknüpfungspunkt unterschritten wird. Falls in einem Netz der zulässige Spannungsabfall im Starklastfall noch nicht vollständig ausgenutzt wird, ist eine Absenkung des Sollwerts ohne weitere Netzausbaumaßnahmen durchführbar. Für den Fall, dass das zulässige Spannungsband durch den neuen Sollwert lediglich an wenige Netzverknüpfungspunkte in geringem Maße unterschritten wird, ist der Einsatz der SUW in Kombination mit einem gezielten Netzausbau für die Beseitigung dieser lastgetriebenen Spannungsbandverletzungen möglich.
- **Konzept 2: Spannungsmessung an der MS-Sammelschiene und Messung der vom Transformator übertragenen Leistung:** Der Spannungssollwert U_{soll} ist in diesem

Konzept eine Funktion in Abhängigkeit von der übertragenen Wirkleistung $P(t)$ des HS/MS-Transformator (vgl. Gleichung 3-4).

$$U_{\text{soll}} = f(P(t)) \quad (3-4)$$

Es handelt sich also um eine auf Kennlinien basierende dynamische Sollwertanpassung. Dadurch wird eine stärkere Sollwertabsenkung im Falle hoher Momentanleistung der DEA als bei Variante 1 ermöglicht. Ebenso wird der Spannungssollwert in Situationen hoher Last nach oben variiert, sodass Unterschreitungen des zulässigen Spannungsbandes verhindert werden. [Kör_12]

- **Konzept 3: Spannungsmessung an kritischen Netzverknüpfungspunkten oder vollständige Netzzustandsschätzung:** Als Regelgröße dient hier die gemessene Spannung eines Netzverknüpfungspunktes (Knoten im MS- oder NS-Netz), an dem die Spannungshaltung am kritischsten ist und somit Spannungsbandverletzungen als erstes auftreten (sogenannter Schlechtpunkt). Dieses Verfahren ist auch unter der Bezeichnung *Weitbereichsregelung* bekannt. Ebenso kann eine Netzzustandsschätzung des MS-Netzes (ggf. auch der unterlagerten Netze) mithilfe eines dezentrales Netzautomatisierungssystems (DNA-Systems) erfolgen, sodass eine Stufung des HS/MS-Transformators in Abhängigkeit aller kritischen Netzverknüpfungspunkte bzw. einer daraus abgeleiteten Zustandsgröße erfolgt [Neu_13].

Modellierung

Die Modellierung der SUW in der Leistungsflussrechnung ist vom jeweiligen Konzept abhängig. Im Falle der dauerhaften Änderung des Spannungssollwertes (Konzept 1) muss lediglich die Spannung des Bilanzknotens auf der MS-Sammelschiene des UW neu parametrisiert werden. Dieses Vorgehen wird im Weiteren angewendet. Soll abweichend davon die Spannungsregelung des HS/MS-Transformators mit modelliert werden, ist die HS-Sammelschiene als Bilanzknoten zu parametrisieren und ein neuer Sollwert für diese Regelung vorzugeben. Für die Nachbildung der dynamischen SUW-Varianten (Konzepte 2 und 3) ist in der Planung eine Zeitreihenbetrachtung der Lasten und DEA notwendig, um zu prüfen, ob die Spannungsregelung jeweils ausreicht, damit Grenzwertverletzungen in allen auftretenden Betriebspunkten verhindert werden. Dazu ist die Regelung des Transformators in der Leistungsflussberechnung zu modellieren. Als kritisch sind dabei inhomogene Betriebszustände zu werten, bei denen in einem UW-Abgang eine hohe DEA-Leistung bei geringer Last auftritt und in einem anderen Abgang gleichzeitig eine hohe Last bei niedriger DEA-Leistung. Für die Überprüfung, inwieweit dabei Konzept 2 ausreichend ist, ist per Leistungsflussrechnung zu analysieren, ob eine Kennlinie gemäß Gleichung 3-4 existiert, mit der alle Grenzwertverletzungen verhindert werden. Dabei ist sicherzustellen, dass für jeden Zeitpunkt ein Spannungssollwert existiert, mit dem die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte gemäß

DIN EN 50160 im gesamten Netz, ggf. unter Berücksichtigung weiterer Netzausbaumaßnahmen und Netztechnologien, garantiert wird [DKE_11].

3.5.2.2 Regelbarer Ortsnetztransformator

Als *regelbarer Ortsnetztransformator* (rONT) wird im Weiteren ein MS/NS-Transformator bezeichnet, dessen Übersetzungsverhältnis unter Last im Betrieb mittels einer Sekundärtechnik aktiv geregelt werden kann.

Funktionsprinzip

Um den Nachteil der fehlenden Spannungsregelung von konventionellen ONT zu beheben, die eine starre Kopplung zwischen der MS- und der NS-Ebene zur Folge hat, ist der rONT entwickelt worden. Im Gegensatz zum konventionellen ONT, bei dem das Übersetzungsverhältnis nur im lastfreien Zustand manuell verändert werden kann, geschieht dies bei einem rONT automatisch im Betrieb [RM_15]. Die Umschaltung wird durch eine Regeleinheit ausgelöst, die je nach Einsatzzweck über feste Sollwerte bzw. Schwellwerte parametrierbar oder ferngesteuert wird (z. B. durch ein DNA-System). [FNN_16].

Die Spannungsmessung für die Regelung erfolgt dabei üblicherweise an der Sammelschiene auf der NS-Seite, es können aber auch abgesetzte Messpunkte im NS-Netz genutzt werden. Der Regelbereich variiert je nach Modell und Ausführung und liegt typischerweise zwischen $\pm 4\%$ und $\pm 10\%$ der unterspannungsseitigen Bemessungsspannung U_i , bei drei (eine je Richtung plus neutral) bis neun Stufen (vier je Richtung plus neutral) [FNN_16].

Je nach Regelbereich und Stufenbreite können rONT niederspannungsdienlich und / oder mittelspannungsdienlich eingesetzt werden. Der zulässige relative Spannungsanstieg kann alternativ auch auf beide Netzebenen zugleich aufgeteilt werden. Für die weitere Untersuchung wird der Fokus auf einen für das MS-Netz dienlichen Einsatz gelegt. Dabei wird der Regelbereich des rONT möglichst vollständig in der MS-Ebene genutzt, indem die obere Spannungsgrenze in der MS-Ebene auf $U_{\max} = 1,10 \cdot U_n$ gesetzt wird und Spannungsänderungen von mehr als 2 % der Netznominalspannung U_n nach [BDEW_08] zugelassen werden können, da keine gesonderte Berücksichtigung der unterlagerten NS-Ebene mehr notwendig ist (vgl. Abbildung 3-6). Dabei bleiben dann die starren Grenzwerte für die NS-Ebene hinsichtlich des maximal zulässigen Spannungsanstiegs von 3 % der Netznominalspannung U_n nach [FNN_14] (vgl. Abschnitt 2.4) und hinsichtlich des Spannungsabfalls unverändert. Die rONT kompensieren die höhere Spannungsänderung im MS-Netz in einem solchen Maß, dass es in der NS-Ebene folglich zu keinen Grenzwertverletzungen kommt. Dazu sind sämtliche ONT in MS-Netzabschnitten, in denen die Spannungsgrenzwerte erweitert werden (typischerweise $U_{MS} > 1,06 U_n$), durch rONT zu ersetzen.

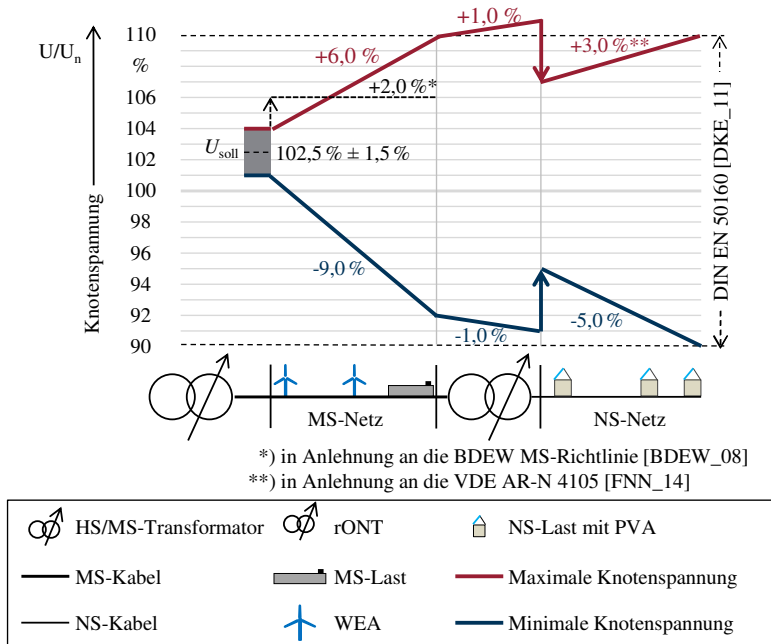


Abbildung 3-6: Aufteilung des Spannungsbandes bei MS-dienlichem rONT-Einsatz (Prinzipdarstellung)

Modellierung

In der Planung von MS-Netzen genügt es, die Funktionalität des rONT durch die Änderung von Grenzwerten nachzubilden. Dazu wird per Leistungsflussrechnung identifiziert, an welchen ONS die Spannung im Einspeisefall über der zuvor festgelegten Grenze der konventionellen Spannungsbandaufteilung zwischen NS- und MS-Ebene liegt (vgl. Abschnitt 3.3). An diesen Knoten ist ein rONT notwendig, der aber in der Leistungsflussrechnung selbst nicht modelliert werden muss, wenn die Netzebenen 6 und 7 durch Ersatzelemente (Summenlast und Summeneinspeisung der DEA je Typ) nachgebildet werden. Außerdem ist mit anderen Netzausbaumaßnahmen (z. B. Verstärkungen von Kabeln) sicherzustellen, dass keine Knoten (sowohl mit oder ohne rONT) existieren, an denen Spannungswerte auftreten, die außerhalb des Bandes von $\Delta U = \pm 0,1 \cdot U_n$ liegen.

3.5.2.3 Einzelstrangregler

Unter einem Einzelstrangregler⁸ der MS-Ebene (ESR) wird im Weiteren ein Betriebsmittel verstanden, das innerhalb des MS-Netzes die Spannung des „hinter“ ihm liegenden (UW-fernen) Strang- bzw. Halbringabschnitts gezielt regeln kann, sodass eine Entkopplung der Spannung vor und hinter dem ESR realisiert wird.

Funktionsprinzip

ESR wirken wie regelbare MS/MS-Transformatoren mit einem einstellbaren Übersetzungsverhältnis nahe eins. Sie ermöglichen damit im Rahmen der Systemgrenzen eine spannungstechnische Entkopplung des UW-fernen Strang- bzw. Halbringabschnitts vom UW-nahen Strang- bzw. Halbringabschnitt. Eine entscheidende Größe bei der Dimensionierung der ESR ist die zu übertragende Leistung. Dementsprechend ist die Positionierung des ESR innerhalb eines Strangs bzw. Halbrings ein Kompromiss zwischen der insgesamt möglichen Spannungsänderung und der zu übertragenden Leistung (Abbildung 3-7). [CCS_15]

Beim ESR sind unterschiedliche Verfahren zur Regelung der Spannung möglich, die sich insbesondere hinsichtlich der Führungsgröße (konstanter Sollwert oder kennlinienbasierte Sollwertvorgabe) und der Regelgröße (Position spannungsgemessener Knoten) unterscheiden. Im Weiteren wird ein konstanter Spannungssollwert am Standort des ESR (Knoten der UW-fernen Seite) angenommen. Wird der ESR in Kombination mit einem DNA-System eingesetzt (vgl. Abschnitt 3.5.2.5), kann dieses den Spannungssollwert dynamisch vorgeben und außerdem Leistungsspitzen mittels DEM (vgl. Abschnitt 3.5.2.5) vermeiden, wodurch der ESR je nach Betriebskonzept (vgl. Abschnitt 5.3.2) hinsichtlich der Bemessungsscheinleistung geringer dimensioniert werden kann.

Modellierung

Die Nachbildung eines ESR für die Leistungsflussberechnung kann analog zu der eines MS/MS-Transformators mit variablem Übersetzungsverhältnis und einem Laststufensteller vorgenommen werden, der bereits in den Netzberechnungsprogrammen als mathematisches Modell inkl. Transformatorregelung hinterlegt ist. Bei der Problemidentifikation ist unter Berücksichtigung des Regelbereichs und der Regeltoleranz der höchste Spannungswert anzusetzen, der trotz ESR-Regelung auftreten kann. Im Weiteren wird dazu angenommen, dass das ESR sicherstellt, dass die Spannung um $\Delta U_{\text{ESR}} = 7 \% U_n$ verringert bzw. erhöht werden kann (vgl. Abbildung 3-7).

⁸ Für den Einzelstrangregler ist ebenfalls die Bezeichnung Längsspannungsregler gebräuchlich.

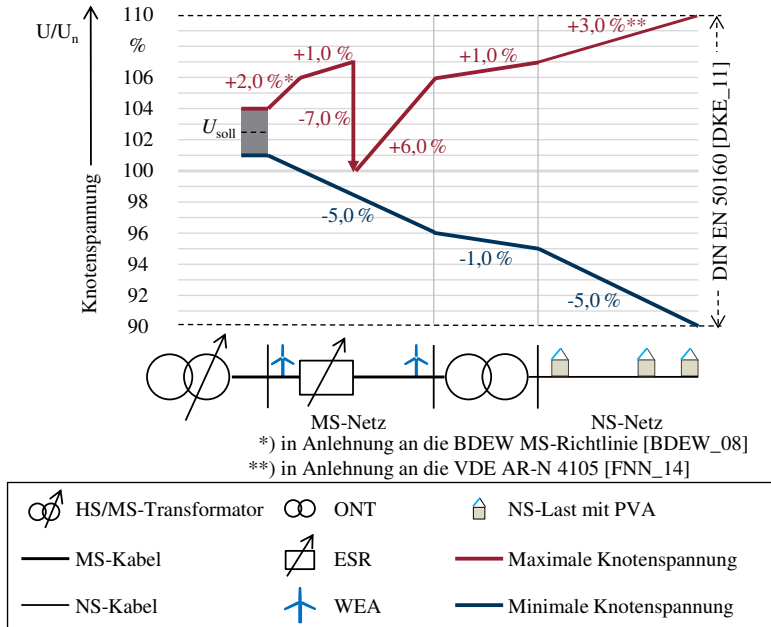


Abbildung 3-7: Spannungsbandaufteilung mit ESR (Prinzipdarstellung)

3.5.2.4 Statisches Einspeisemanagement

Unter einem statischem Einspeisemanagement (SEM) wird eine dauerhafte, statische Begrenzung der eingespeisten Wirkleistung je DEA verstanden (Spitzenkappung), die unabhängig vom aktuellen Netzzustand erfolgt und jeweils fest in den DEA parametrisiert ist.

Funktionsprinzip

Bei einem SEM wird ein Maximalwert für die in das Netz eingespeiste Wirkleistung einer DEA P_{lim} relativ zur installierten Anlagenleistung P_{inst} je DEA festgesetzt. Die Umsetzung der Begrenzung erfolgt durch eine Konfiguration der DEA-Steuerung und ist statisch, wodurch sie unabhängig von dem aktuellen Netzzustand ist. In der Folge werden Einspeisespitzen vermieden und dadurch der für die Auslegung des Netzes relevante Betriebspunkt verändert (vgl. Abschnitt 3.3).

Anhand des folgenden Beispiels lässt sich das Funktionsprinzip des SEM erläutern. Betrachtet wird dazu eine MS-Leitung, an deren Ende eine WEA und eine PVA angeschlossen sind. Für einen exemplarischen Betrachtungszeitraum von $t = 44$ h ist in Abbildung 3-8 der Graph der Momentanleistung $P(t)$ sowohl für die WEA als auch für die PVA dargestellt. Im betrachteten

Beispiel beträgt die maximale Einspeiseleistung der WEA $P_{\max} = 9,1$ MW und die der PVA $P_{\max} = 7,0$ MW. Durch Addition der Leistungszeitreihen der beiden DEA ergibt sich die maximale vom Netz zu übertragende Leistung $P_{\bar{u}}$ gemäß Gleichung 3-5. In Abbildung 3-8 ist dies durch die obere gestrichelte Linie abgebildet.

$$P_{\bar{u}} = \max(P_{\text{WEA}}(t) + P_{\text{PVA}}(t)) \quad (3-5)$$

Durch Anwendung des SEM ändern sich die Leistungszeitreihen, sodass sich die maximale Einspeiseleistung der DEA auf $P_{\text{lim,WEA}} = 7,5$ MW und $P_{\text{lim,PVA}} = 4,2$ MW verringert. Die Parametrierung der Abregelung erfolgt dabei, wie im nächsten Absatz beschrieben, in Abhängigkeit von der abgeregelten Energie. Die Leistungszeitreihen mit SEM sind ebenfalls der Abbildung 3-8 zu entnehmen (untere blaue Kurve und untere violette Kurve). Die im Diagramm eingezeichneten, farbigen Flächen entsprechen dabei der abgeregelten Energie der jeweiligen DEA durch diese Netzausbaumaßnahme. Die Belastung des Netzabschnittes verringert sich insgesamt von $P_{\bar{u}} = 16,1$ MW auf $P_{\bar{u}} = 11,7$ MW (untere gestrichelte Linie im Diagramm).

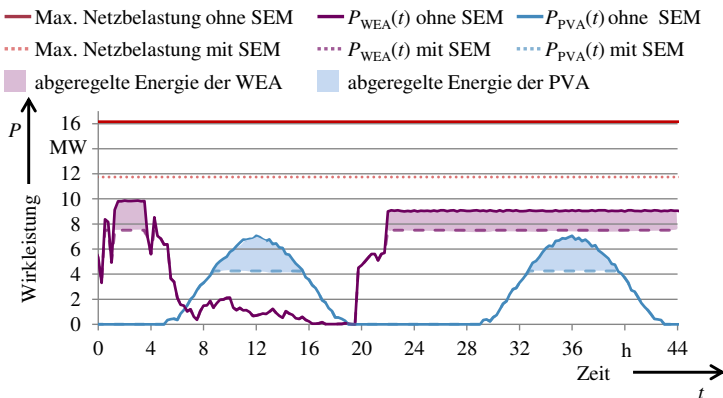


Abbildung 3-8: Exemplarische Leistungszeitreihen für zwei DEA mit einer Netzanbindung über eine gemeinsame MS-Leitung

Modellierung

Die Modellierung des SEM in der Leistungsflussberechnung erfolgt durch eine Reduktion der maximalen Einspeiseleistung bei allen DEA einer Netzebene (sog. *Rasenmähermethode*). Dementsprechend ist zu unterscheiden, ob das SEM auf DEA der MS- oder der unterlagerten NS-Ebene angewendet wird.

Um die Höhe der Leistungsreduktion bestimmen zu können, ist der Zusammenhang zwischen der relativen maximalen Einspeiseleistung der DEA bei Abregelung $P_{\text{lim}} / P_{\text{inst}}$ und der relativen abgeregelten Jahresenergie e_a (vgl. Definition in Gleichung 2-1) zu bestimmen. Für jeden DEA-

Typ wird dazu eine repräsentative, geordnete Leistungszeitreihe eines Jahres ausgewertet, indem die Energie der abgeregelten Leistungsspitzen E_{ab} in Abhängigkeit von der maximalen Einspeiseleistung bei Abregelung P_{lim} quantifiziert wird. Dies ermöglicht (mittels einer Inversion und Normierung), die relative maximale Einspeiseleistung P_{lim} / P_{inst} als Funktion der relativen abgeregelten Jahresenergie e_a zu bestimmen. Der Graph dieser Funktion ist in Abbildung 3-9 für drei DEA-Typen dargestellt. Aus dem Diagramm ist abzulesen, dass bei PVA nur extrem geringe Energieinhalte bei einer Leistung von $P > 0,75 \cdot P_{inst}$ eingespeist werden. Dementsprechend verringert sich bei einer relativen, abgeregelten Jahresenergie von $e_a = 0,03$ die maximale Einspeiseleistung bereits um 41 %. Bei WEA und BMA verlaufen die Kurven deutlich flacher, sodass die maximale Einspeiseleistung bei $e_a = 0,03$ nur um 20 % (WEA) bzw. 3 % (BMA) sinkt.

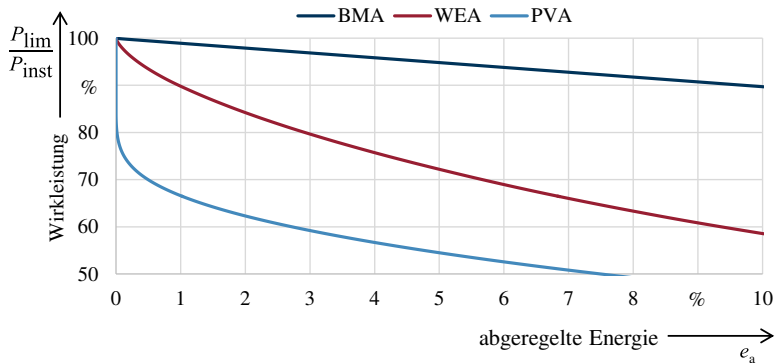


Abbildung 3-9: Relative maximale Einspeiseleistung als Funktion der spezifischen, abgeregelten Jahresenergie bei Anwendung des SEM für verschiedene DEA-Typen (Auswertung auf Basis von simulierten Leistungszeitreihen)

Für regionalspezifische Untersuchungen sind aufgrund standortabhängiger klimatischer Faktoren möglichst lokal gemessene Zeitreihen zu verwenden. Wie Tabelle 3-3 belegt, wirken sich die unterschiedlichen Einspeisecharakteristika und Volllaststunden der drei DEA-Typen deutlich auf die mögliche Leistungsreduktion P_{lim} / P_{inst} bei gleicher relativer, abgeregelter Energie e_a aus. Die maximale Leistung der PVA wird deutlicher reduziert im Vergleich zu der von WEA und BMA.

In den weiteren Untersuchungen werden als spezifische Werte für die im Betrieb maximal abgeregelte Energie e_a je DEA (PVA, BMA, WEA) 0,01-Schritte im Intervall von $e_a = [0,00; 0,05]$ betrachtet. Diese für den Anlagenbetrieb spezifischen Werte sind zu unterscheiden von einem maximalen Globalwert für die abgeregelte Energie in Bezug zur eingespeisten Energie in einem Netzgebiet e in der Netzplanung. Für diesen gibt es von Seiten des Gesetzgebers [StMG_16] Vorgaben, nach denen ein Netzbetreiber eine maximal

abgeregelte Energie $e_{\max} = 0,03$ als globaler Wert für alle PVA und WEA des jeweiligen Netzes in der Netzplanung ansetzen kann.

Tabelle 3-3: Planungswerte für die Leistungsanpassung durch SEM in Abhängigkeit von der jährlich spezifischen, abgeregelten Energie (Simulierte Werte für Norddeutschland)

DEA-Typ	Relative maximale Einspeiseleistung bei Abregelung einer DEA (bei PVA bezogen auf die maximale Modulleistung unter Testbedingungen)			
	$P_{\text{lim}} / P_{\text{inst}}$			
	$e_a = 0$	$e_a = 0,02$	$e_a = 0,03$	$e_a = 0,05$
PVA	84 %	62 %	59 %	54 %
WEA	100 %	84 %	80 %	72 %
BMA	100 %	98 %	97 %	95 %

3.5.2.5 Dynamisches Einspeisemanagement

Unter einem dynamischen Einspeisemanagement (DEM), wird eine gezielte dynamische Absenkung der eingespeisten Wirkleistung von DEA verstanden, die bedarfsgerecht in Abhängigkeit vom aktuellen Netzzustand erfolgt.

Funktionsprinzip

Die Auswirkungen des DEM auf die Leistungszeitreihen von DEA können dadurch verdeutlicht werden, dass sie den Auswirkungen des SEM gegenübergestellt werden. Dazu wird erneut das Beispiel aus Abschnitt 3.5.2.4 für den exemplarischen Betrachtungszeitraum von $t = 44$ h betrachtet. In Abbildung 3-10 sind dazu der Graph der Momentanleistung der WEA und der PVA $P(t)$ sowie die vom Netz zu übertragende Leistung $P_{\text{ü}}$ dargestellt. Zum Vergleich ist in dem unteren Diagramm die Wirkungsweise des SEM visualisiert. Die jeweils unteren Kurven gleicher Farben beziehen sich auf die Leistung bei Anwendung des Einspeisemanagements (DEM bzw. SEM), die jeweils obere Kurve bezieht sich auf die Leistung ohne Einspeisemanagement. Die eingezeichneten farbigen Flächen entsprechen dabei der abgeregelten Energie der jeweiligen DEA durch diese Netzausbaumaßnahme. Außerdem ist die maximale vom Netz zu übertragende Leistung $P_{\text{ü}}$ (jeweils ohne und mit Anwendung des Einspeisemanagements) durch die gestrichelten Linien visualisiert.

Ein Vergleich der beiden Diagrammen ergibt, dass bei DEM im Gegensatz zum SEM eine Abregelung nur erfolgt, wenn beide DEA wie im Intervall $t = [32 \text{ h}; 40 \text{ h}]$ mit hoher Leistung einspeisen und somit direkt abhängig von der Summenleistung sind. Bei gleicher abgeregelter Energie E_{ab} bzw. e sinkt dadurch die maximale Einspeiseleistung P_{lim} und somit auch die vom Netz zu übertragende Leistung $P_{\text{ü}}$ im Vergleich zum SEM. Insbesondere in Netzen mit einer

hohen Durchmischung der DEA-Typen macht sich der Effekt bemerkbar, wie in den Berechnungen in Abschnitt 5.2 (Tabelle 5-4) nachgewiesen wird.

— Max. Netzbelastung ohne DEM / SEM — $P_{WEA}(t)$ ohne DEM / SEM — $P_{PVA}(t)$ ohne DEM / SEM
 Max. Netzbelastung mit DEM / SEM $P_{WEA}(t)$ mit DEM / SEM $P_{PVA}(t)$ mit DEM / SEM

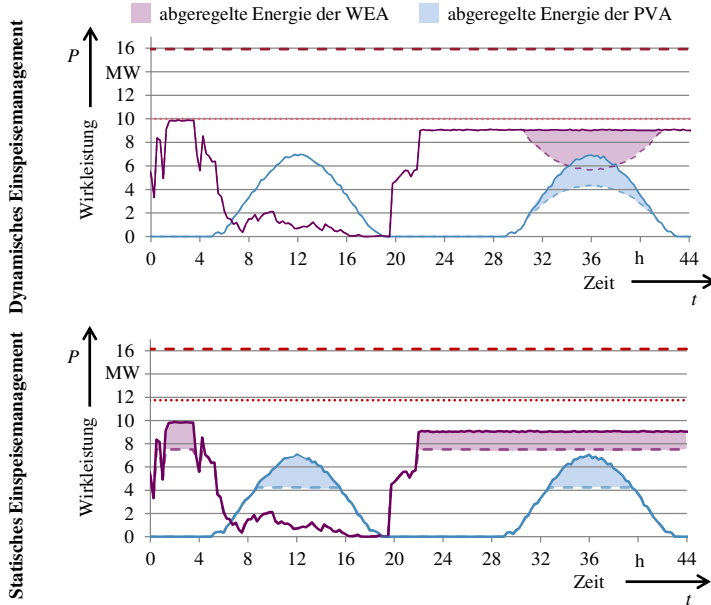


Abbildung 3-10: Exemplarische Leistungszeitreihen für zwei DEA mit einer Netzanbindung über eine gemeinsame MS-Leitung

Grundlage des DEM ist eine Netzzustandserfassung mithilfe von Spannungs- und Stromsensoren in Echtzeit sowie die Fernsteuerbarkeit von DEA. Im Falle einer mittels Zustandsschätzung detektierten Grenzwertverletzung wird die momentane Leistung einzelner DEA temporär reduziert. Da Netze der MS-Ebene in der Regel nicht über ein Leitsystem eingebunden sind, erfolgt die Netzzustandserfassung mittels eines autonom arbeitenden dezentralen Netzautomatisierungssystems (DNA-System). Dieses führt auf Basis von im Netzgebiet verteilten Sensoren und von MS-DEA übertragenen Messwerten zyklisch eine Zustandsschätzungen durch, prüft damit ob Grenzwertverletzungen bestehen und leitet bei Bedarf geeignete Regelbefehle ab. [Neu_13], [Kor_16]

Die Übertragung der Momentanleistung sowie die ferngesteuerte Reduktion der Einspeiseleistung ist bei EEG-Förderung einer MS-DEA, deren installierte Leistung größer als $P_{\text{inst}} = 100 \text{ kW}$ ist, vorgeschrieben [EEG_17]. Dies begünstigt die Realisierung des DEM in der MS-Ebene erheblich.

Modellierung

Für eine innovative Netzplanung unter Einsatz des DEM werden zunächst mittels einer Leistungsflussrechnung alle Netzabschnitte (Halbringe bzw. UW-Abgänge) identifiziert, in denen Grenzwertverletzungen auftreten. Für diese ist die Leistung $P_{\bar{u},\max}$ zu bestimmen, die angibt, welche Leistung maximal vom Netzabschnitt übertragen werden kann, ohne dass Grenzwertverletzungen auftreten.

Für jeden dieser betroffenen Netzabschnitte ist mittels des im Weiteren vorgestellten Algorithmus für jede DEA a die maximale Einspeiseleistung $P_{\text{lim},a}$ sowie die abgeregelte Jahresenergie $E_{\text{ab},a}|\Delta t = 8760 \text{ h}$ bei Einsatz des DEM zu bestimmen. Die Endergebnisse beziehen sich dabei stets auf den Zeitraum von einem Jahr ($\Delta t = 8760 \text{ h}$). Dieser Zeitraum wird dazu im Rahmen der numerischen Berechnung durch diskrete Zeitschritte abgebildet. Jeder Zeitschritt T_i repräsentiert dabei ein Zeitintervall mit der Dauer von $\Delta t(T_i) = 15 \text{ min}$.

Eingangsdaten des Algorithmus

- **Repräsentative Leistungszeitreihen:** Der Algorithmus benötigt als Eingangsdaten repräsentative Leistungszeitreihen aller DEA-Typen und Lasten als Referenz. Für die DEA werden dazu fest hinterlegte, auf die jeweilige installierte Leistung normierte Leistungszeitreihen $\hat{p}_{\text{ref},X}$ verwendet. Falls in dem betrachteten Netzabschnitt die installierte Leistung der Lasten deutlich geringer ist als die der DEA, können für die Lasten statt normierter Leistungszeitreihen $\hat{p}_{\text{ref},\text{Last}}$ auch vereinfachte Lastannahmen verwendet werden (z. B. Modellierung der Lasten mit konstanter Leistung).
- **Installierte Leistung:** Für die Berechnung der Summenleistung wird die installierte Leistung der Lasten bzw. DEA $P_{\text{inst},X}$ (separat je Typ X) für den betrachteten Netzabschnitt benötigt.
- **Übertragbare Leistung:** Für die Bestimmung der Grenzwertverletzungen wird die vom Netzabschnitt maximal übertragbare Leistung $P_{\bar{u},\max}$ benötigt (siehe oben). Im ersten Durchlauf der Schleife (vgl. Abbildung 3-11) wird die vom Netzabschnitt zu übertragende Leistung $P_{\bar{u}}$ mit diesem Grenzwert gleichgesetzt ($P_{\bar{u}} := P_{\bar{u},\max}$), um nach einer Lösung zu suchen, bei der das DEM alle Grenzwertverletzungen ohne weitere zusätzliche konventionelle oder innovative Netzausbaumaßnahmen behebt.

Ablauf des Algorithmus

Eine Übersicht über den Aufbau und den Ablauf des Algorithmus kann dem Ablaufdiagramm in Abbildung 3-11 entnommen werden.

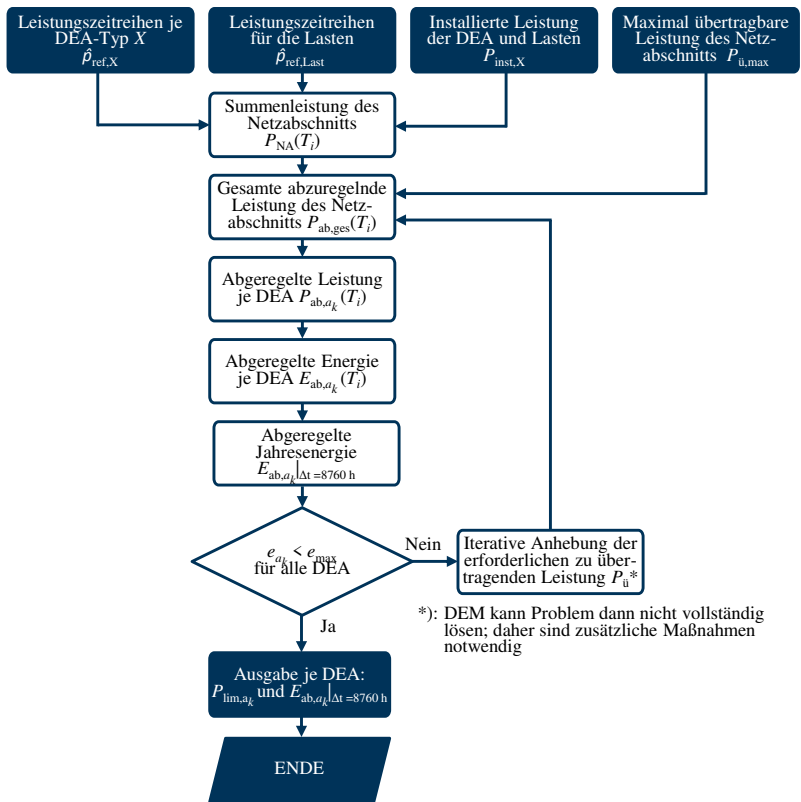


Abbildung 3-11: Ablaufdiagramm für die Bestimmung der abgeregelten Energie und der maximalen Leistung je DEA bei Einsatz eines DEM in der Netzplanung

Im Einzelnen werden folgenden Berechnungsschritte durchgeführt:

- **Berechnung der Summenleistung des Netzabschnitts:** Auf Basis der Eingangsdaten wird für jeden Zeitschritt T_i die Summenleistung des Netzabschnitts $P_{NA}(T_i)$ gemäß der diskreten Funktion $P_{NA}(T)$ der Gleichung 3-6 bestimmt.

$$P_{NA}(T_i) = \sum_{X=\begin{matrix} WEA \\ BMA \\ PVA \end{matrix}} (\hat{p}_{ref,X}(T_i) \cdot P_{inst,X}) - \hat{p}_{ref,Last}(T_i) \cdot P_{inst,Last} \quad (3-6)$$

- **Bestimmung der abzuregelnden Leistung:** Für jeden Zeitschritt T_i wird mittels der Ungleichung 3-7 überprüft, ob die Summenleistung des Netzabschnitts $P_{NA}(T_i)$ die dem Netzabschnitt zu übertragende Leistung $P_{ü}$ übersteigt. Ist dies der Fall, wird die Höhe der abzuregelnden Leistung $P_{ab,ges}$ für diesen Zeitschritt T_i bestimmt (Gleichung 3-8).

$$P_{\text{NA}}(T_i) > P_{\text{ü}} \quad (3-7)$$

$$P_{\text{ab,ges}}(T_i) = P_{\text{NA}}(T_i) - P_{\text{ü}} \quad (3-8)$$

- **Aufteilung der abzuregelnden Leistung:** Für alle Zeitschritte, in denen eine Zustandsverletzung auftritt, wird die abzuregelnde Leistung $P_{\text{ab,ges}}$ anschließend linear auf alle (zu diesem Zeitschritt einspeisenden) DEA a_1 bis a_n aufgeteilt. Die abgeregelte Leistung $P_{\text{ab},a_k}(T_i)$ jeder einzelnen DEA $a_k \in \{a_1, \dots, a_n\}$ wird dabei in Abhängigkeit von ihrer installierten Leistung gemäß Gleichung 3-9 bestimmt. Ist die ermittelte Leistungsreduktion dabei höher als die momentane Einspeiseleistung der jeweiligen DEA, wird diese vollständig ausgeschaltet und die restliche abzuregelnde Leistung auf die übrigen DEA mit dem gleichen Vorgehen gemäß Gleichung 3-9 aufgeteilt. Dies geschieht iterativ bis die Leistung P_{ZV} vollständig aufgeteilt ist.

$$P_{\text{ab},a_k}(T_i) = P_{\text{ab,ges}}(T_i) \frac{P_{\text{inst},a_k}}{\sum_{j=1}^n P_{\text{inst},a_j}} \quad (3-9)$$

- **Bestimmung der abgeregelten Energie je Zeitschritt:** Für jede der abgeregelten DEA a_k wird die abgeregelte Energie $E_{\text{ab},a_k}(T_i)$ bestimmt (Gleichung 3-10). Diese Energie bezieht sich dabei jeweils auf das Zeitintervall, das dem Zeitschritt T_i zugeordnet ist (vgl. Definition der diskreten Zeitschritte).

$$E_{\text{ab},a_k}(T_i) = P_{\text{ab},a_k}(T_i) \cdot \Delta t(T_i) \quad (3-10)$$

- **Bestimmung der abgeregelten Jahresenergie:** Für jede DEA a_k wird die abgeregelte Energie der einzelnen Zeitschritte $E_{\text{ab},a_k}(T_i)$ aufsummiert (Gleichung 3-11), um daraus die relative abgeregelte Jahresenergie e_{a_k} zu bestimmen (Gleichung 3-13 und 3-13).

$$E_{\text{ab},a_k} \Big|_{\Delta t = 8760 \text{ h}} = \sum_i E_{\text{ab},a_k}(T_i) \quad (3-11)$$

$$E_{\text{ges},a_k} \Big|_{\Delta t = 8760 \text{ h}} = P_{\text{inst},a_k} \sum_i (\hat{p}_{\text{ref},X(a_k)}(T_i) \cdot \Delta t(T_i)) \quad (3-12)$$

$$e_{a_k} = \frac{E_{\text{ab},a_k} \Big|_{\Delta t = 8760 \text{ h}}}{E_{\text{ges},a_k} \Big|_{\Delta t = 8760 \text{ h}}} \quad (3-13)$$

- **Überprüfung:** In diesem Schritt wird anhand der Gleichung 3-14 für alle DEA a_k überprüft, ob die gefundene Lösung innerhalb der zulässigen Grenzen für die relative abgeregelte Jahresenergie liegt. Ist dies nicht der Fall, wird die vom Netz übertragbare Leistung $P_{\text{ü}}$ in kleinen (frei wählbaren) Schritten angehoben und der Algorithmus (iterativ) erneut durchlaufen. In diesem Fall löst das DEM das Problem nicht vollständig und andere Netzausbaumaßnahmen sind zusätzlich zu ergreifen, damit der Netzschnitt die neu bestimmte Leistung $P_{\text{ü}}$ übertragen kann.

$$e_{a_k} < e_{max} \quad (3-14)$$

- **Bestimmung der Ausgabewerte:** Sobald eine zulässige Lösung gefunden ist, wird für jede DEA a_k die maximale Einspeiseleistung P_{lim,a_k} durch Gleichung 3-15 ermittelt und ausgegeben. Weitere Ausgabewerte stellen die mittels Gleichung 3-11 berechneten Werte der abgeregelten Jahresenergie $E_{ab, a_k}|_{\Delta t = 8760 \text{ h}}$ für jede DEA a_k dar.

$$P_{lim,a_k} = P_{inst,a_k} \cdot \max\left(\hat{p}_{ref,X(a_k)}(T_i)\right) - \min\left(P_{ab,a_k}(T_i)\right) \quad (3-15)$$

Die mittels des vorgestellten Verfahrens bestimmten Werte für die maximale Einspeiseleistung der DEA P_{lim,a_k} können anschließend im Netzberechnungsprogramm für weitere Leistungsflussberechnungen verwendet werden. Diese Berechnungen werden beispielsweise für den Fall benötigt, dass weitere Netzausbaumaßnahmen bzw. Netztechnologien eingesetzt werden sollen. Die abgeregelten Jahresenergie je DEA wird im Weiteren benötigt, um die Entschädigungszahlungen für die entgangenen Einnahmen der DEA-Betreiber zu berechnen (vgl. Abschnitt 3.7.1).

3.6 Sektorenübergreifende Netzplanung

3.6.1 Definition

Der Terminus *sektorenübergreifende Netzplanung* bezeichnet im Rahmen der vorliegenden Arbeit eine kombinierte Planung von Strom- und Gasnetzen, bei der ein Mittelspannungsnetz mittels geeigneter Anlagen mit dem Gasnetz gekoppelt wird. Ziel dieser Netzplanung ist es, den durch den Zubau von DEA bedingten Netzausbau des MS-Netzes zu substituieren, indem die existierende Gasnetz-Infrastruktur genutzt wird. Die sektorenübergreifende Netzplanung wird als eine Erweiterung der innovativen Netzplanung aufgefasst, sodass alle in Abschnitt 3.5 vorgestellten Netztechnologien ebenfalls mit eingesetzt werden können.

3.6.2 Kopplungsmöglichkeiten mit dem Gasnetz

Kopplungsmöglichkeiten zwischen Strom- und Gasnetzen bestehen grundsätzlich in Form von Anlagen, die Energie aus dem einen Netz beziehen und in das jeweils andere einspeisen. Dementsprechend sind zwei Kategorien von Anlagentypen zu unterscheiden:

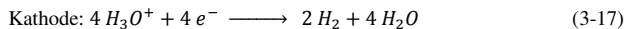
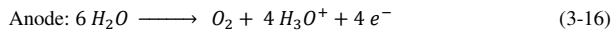
- **Kategorie 1:** Anlagen, die chemische Energie aus dem Gasnetz in elektrische Energie umwandeln und in das Stromnetz einspeisen. Hierzu gehören insbesondere alle Gaskraftwerke und erdgasbetriebene Kraftwärmekopplungsanlagen. [Qua_16]
- **Kategorie 2:** Anlagen, die elektrische Energie aus dem Stromnetz in chemische Energie umwandeln und in das Gasnetz einspeisen. In diese Kategorie fallen insbesondere

Elektrolyseure, die Wasserstoff erzeugen, der dem Erdgas beigemischt werden kann. Dem Elektrolyseur kann auch eine Methanisierungsanlage nachgeschaltet werden, sodass Methan in das Erdgasnetz eingespeist wird. Alle diese Typen werden unter dem Terminus *Power-to-Gas-Anlagen* (PtGA) zusammengefasst. Weiterhin fallen in diese Kategorie elektrisch bzw. bivalent betriebene Gasvorwärmanlagen (GVWA), die insbesondere in Gasdruckregelanlagen eingesetzt werden, um die durch die Verringerung des Drucks auftretende Abkühlung des Gases auszugleichen. [Göt_16], [Bau_14]

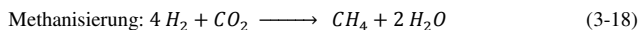
Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden bei der sektorenübergreifenden Netzplanung ausschließlich Anlagen des Typs PtGA betrachtet, da das Ziel der Kopplung darin besteht, den durch den Zubau von DEA bedingten Netzausbau zu substituieren (vgl. Abschnitt 3.6.1). Dazu eignen sich Anlagen der Kategorie 1 prinzipiell nicht, da diese nicht die Eigenschaften einer elektrischen Last aufweisen. Anlagen der Kategorie 2 vom Typ GVWA sind hingegen zwar prinzipiell geeignet, deren gesichert verfügbare elektrische Leistung in ländlichen Regionen ist allerdings aufgrund des geringen Gasabsatzes (besonders im Sommer) mit typischerweise $P_{\text{inst}} < 50 \text{ kW}$ zu gering, um Netze der MS-Ebene signifikant zu entlasten. Selbst eine Aggregation von mehreren Anlagen ist nicht zielführend, da typischerweise nicht mehr als vier bis fünf GVWA je ländliches MS-Netz vorhanden sind. [Bau_14]

Funktionsweise einer PtGA:

Hauptbestandteil einer jeden PtGA ist der Elektrolyseur. Es existieren verschiedene Typen, wobei aus heutiger Sicht der alkalische Elektrolyseur und der Elektrolyseur mit Protonen-Austausch-Membran (PEM-Elektrolyseur) am relevantesten sind. Die chemischen Grundreaktionen der Wasserelektrolyse lauten:



Die Reaktion ist endotherm und erfordert daher neben dem Reaktanten auch elektrische Energie. Der Wirkungsgrad bei der Umwandlung der elektrischen in chemische Energie (Brennwert) beträgt maximal $\eta_{\text{W}} = 0,7$. Ist eine Methanisierung nachgeschaltet, findet im Anschluss an die Wasserelektrolyse noch folgende chemische Reaktion statt:



Diese ist exotherm, d. h. es wird Wärme frei, und erfordert als Reaktanten neben dem zuvor erzeugten molekularen Wasserstoff auch Kohlendioxid. Der Gesamtwirkungsgrad der PtGA verringert sich dadurch auf $\eta_{\text{Meth}} < 0,55$. Eine Methanisierung ist insbesondere dann erforderlich, wenn die Aufnahmekapazität des Gasnetzes für Wasserstoff an dem jeweiligen Standort der

PtGA zu gering ist. Als Grenzwert wird in Anlehnung an das Technische Regelwerk gemäß DVGW G 260 ein Wasserstoffanteil von 10 % am Gesamtvolumen zugelassen, wobei für den Zeitraum nach 2033 eine Anhebung auf 15 % angenommen wird. [DVGW_13], [Göt_16]

3.6.3 Modellierung der Kopplungselemente

Eine sektorenübergreifende Netzplanung umfasst Untersuchungen des Stromnetzes, des Gasnetzes sowie Simulationen des Anlageneinsatzes (vgl. Abschnitt 3.6.4). Dementsprechend sind drei abgestimmte Modelle der PtGA erforderlich, um konsistente Ergebnisse erzielen zu können. Gegenstand der vorliegenden Arbeit ist die Modellierung der PtGA für die Netzplanung des Stromnetzes. Dafür ist die Wirkungsweise der PtGA in der elektrischen Leistungsflussberechnung unter Berücksichtigung der Schnittstellen zu den anderen beiden Modellen abzubilden. Es handelt sich dabei um eine technische Betrachtung, die keine Aussagen zum Eigentümer der PtGA oder dem rechtlich-regulatorischen Rahmen für den Betrieb beinhaltet.

Eine PtGA kann in der Leistungsflussberechnung wie eine variable Last mit einem PQ-Element modelliert werden, bei der die Wirkleistung P und die Blindleistung Q als Parameter der Leistungsflussberechnung fest vorgegeben wird. Für die weitere Untersuchung ist entscheidend, ob die PtGA *netzdienlich* betrieben wird oder *frei am Markt* agiert, ohne dass der VNB Einfluss auf Ihre Betriebsweise nehmen kann. Im letzteren Fall ist das jeweils ungünstigste Verhalten (Extrema der Betriebspunkte) für das Netz zu berücksichtigen. Bei netzdienlicher Betriebsweise, die bei dieser sektorenübergreifenden Netzplanung im Fokus steht, wird hingegen ein Leistungskorridor bestimmt, der je Betriebspunkt durch eine obere und untere Schranke für die Wirkleistung der PtGA begrenzt wird. Dadurch wird sichergestellt, dass die Anlage den benötigten Nutzen, wie etwa einen Beitrag zur Spannungshaltung, für das betrachtete Netz erbringt und dabei so wenig wie möglich in ihrem Einsatzverhalten eingeschränkt wird.

Durch Kornrumpf et al. ist im Jahr 2016 ein Modell vorgestellt worden, mit dem Leistungskorridore von Flexibilitäten bestimmt werden können, falls in der Leistungsflussberechnung knotenspezifische Zeitreihen verwendet werden [Kor_16b]. Dieses Vorgehen ist aber nicht mit der in der vorliegenden Arbeit verwendeten Methode zur Problemidentifikation auf Basis von auslegungsrelevanten Betriebspunkten kompatibel (vgl. Abschnitt 3.3). Im Weiteren wird daher ein vereinfachtes Verfahren vorgestellt und verwendet, welches vom Verfasser der vorliegenden Arbeit im Rahmen der Studie „Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie“ (vgl. [Bau_14]) entwickelt worden ist, damit auch ohne aufwendige, explizite zeitreihenbasierte Leistungsflussberechnung ein Leistungskorridor für PtGA bestimmt werden kann.

Die Vereinfachungen dieses Verfahrens ergeben sich durch folgende Annahmen:

- Als einziger Parameter für den Leistungskorridor der PtGA wird die Summenleistung der DEA bei gegebener geografischer Verteilung verwendet. Dies stellt eine Näherung dar, die exakt nur dann gilt, wenn sich die DEA an allen Standorten im Netzgebiet hinsichtlich $P(t) / P_{\text{inst}}$ gleich verhalten.
- Bei der Bestimmung des Korridors wird eine konstante Last angenommen. Dies ist zulässig, falls die Last in den zu untersuchenden Netzen im Vergleich zur Leistung der DEA einen deutlich untergeordneten Einfluss hat.

Definition des Leistungskorridors

Seien die minimalen und maximal zulässigen Leistungen der PtGA jeweils als Funktionen der momentanen Summenleistung der DEA definiert:

$$P_{\text{max}}^{\text{PtGA}} = f(P_{\text{ist}}^{\text{DEA}}) \quad (3-19)$$

$$P_{\text{min}}^{\text{PtGA}} = f(P_{\text{ist}}^{\text{DEA}}) \quad (3-20)$$

Entsprechend kann der Leistungskorridor für eine PtGA durch die Punktmenge L (Gleichung 3-21) definiert werden.

$$L = \{(P_{\text{ist}}^{\text{DEA}}, P_{\text{Korridor}}^{\text{PtGA}}) \mid 0 \leq P_{\text{ist}}^{\text{DEA}} \leq P_{\text{inst}}^{\text{DEA}} \mid P_{\text{min}}^{\text{PtGA}} \leq P_{\text{Korridor}}^{\text{PtGA}} \leq P_{\text{max}}^{\text{PtGA}} \leq P_{\text{inst}}^{\text{PtGA}}\} \quad (3-21)$$

Der Leistungskorridor wird durch Wertepaare definiert, bei denen einem Wert für die momentane Summenleistung der DEA ein Wert für die zulässige momentane Leistung der PtGA zugeordnet wird. Es handelt sich dabei allerdings um keine Funktion, da stets mehrere Werte für die momentanen Leistungen der PtGA existieren, die jeweils dem gleichen Wert der momentanen Summenleistung der DEA zugeordnet. Alle Wertepaare bilden zusammen die Punktmenge L . Der zulässige Bereich für die Wertepaare wird durch folgende zwei Bedingungen bestimmt:

- **Bedingung für die momentane Summenleistung der DEA:** Die momentane Summenleistung der DEA kann keine negativen Werte annehmen und maximal den Wert der installierten Summenleistung der DEA.
- **Bedingung für die momentane Leistung der PtGA:** In Abhängigkeit von der momentanen Summenleistung der DEA ist jeweils die untere und obere Schranke für die momentanen Leistungen der PtGA zu bestimmen. Mit Hilfe von Leistungsflussberechnungen, bei denen die Summenleistung der DEA in einer Parametervariation durchlaufen wird, kann jeweils die minimale und maximal zulässige PtGA-Leistung bestimmt werden, bei der keine Grenzwertverletzungen auftreten. Die obere Schranke ist dabei zusätzlich durch die installierte Leistung der PtGA begrenzt.

Kommt bei der sektorenübergreifenden Netzplanung die in Abschnitt 3.6.4 empfohlene Vorgehensweise zur Anwendung, so ist bei der Definition des Leistungskorridors nicht explizit die Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes zu beachten. Die installierte Leistung der PtGA wird dann bereits vorab im Rahmen der Zielnetzplanung des Gasnetzes bestimmt bzw. limitiert, sodass bei voller Anlagenleistung die erzeugte Gasmenge die Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes nicht übersteigt. Zur Veranschaulichung des Leistungskorridors ist durch den Verfasser der vorliegenden Arbeit folgende Darstellungsform entwickelt worden (Abbildung 3-12), bei der alle zulässigen Betriebspunkte der PtGA eingetragen werden. Diese Darstellungsform eignet sich darüber hinaus auch gut zur Auswertung der Zeitreihen der Anlageneinsatzsimulation, also auch bei nicht netzdienlicher Einsatzweise (frei am Markt).

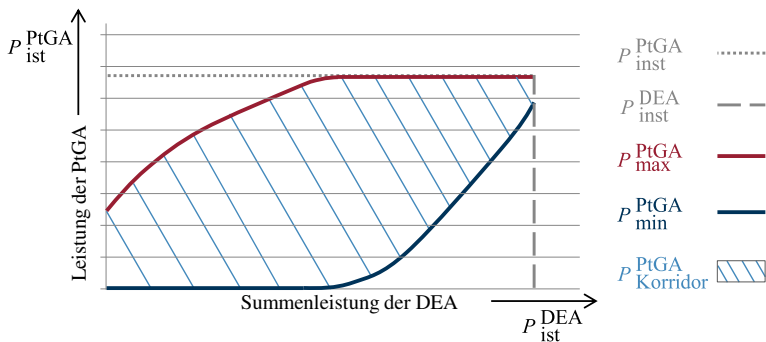


Abbildung 3-12: Leistungskorridor bei netzdienlicher Einsatzweise einer PtGA

Die Funktionen für die minimalen und maximalen Leistungen der PtGA aus Gleichung 3-19 und Gleichung 3-20 werden durch Leistungsflussberechnungen in der Netzplanung bestimmt. Der Korridor dient dann im dritten Schritt der sektorenübergreifenden Netzplanung (vgl. Abschnitt 3.6.4) als Nebenbedingung für die Anlageneinsatzsimulation.

3.6.4 Vorgehen in der Netzplanung

Eine sektorenübergreifende Netzplanung unter Einsatz von PtGA erfordert sowohl Untersuchungen des Stromnetzes und des Gasnetzes als auch eine Anlageneinsatzsimulation für die anschließende Kostenbewertung. Dieser Abschnitt stellt zunächst in einer Übersicht den Ablauf der Gesamtuntersuchung dar, um anschließend detaillierter auf die analytischen und planerischen Schritte bezüglich der Untersuchung des Stromnetzes einzugehen, die im Fokus dieser Arbeit stehen. Geeignete Methoden für die Untersuchungen des Gasnetzes und der Anlageneinsatzsimulation sind in [Bau_14] beschrieben.

Übersicht über den Ablauf der sektorenübergreifenden Netzplanung:

- **Standortbestimmung:** Identifikation geeigneter PtGA-Standorte aus gastechnischer Sicht und Analyse der benötigten PtGA-Leistung des Stromnetzes je PtGA-Standort
- **Zielnetzplanung des Gasnetzes:** Bestimmung der maximal zulässigen elektrischen PtGA-Leistung je Anlagenstandort sowohl für den Fall einer Einspeisung von Wasserstoff als auch für den Fall einer Methaneinspeisung
- **Zielnetzplanung des Stromnetzes:** Bestimmung der benötigten elektrischen PtGA-Leistung sowie deren Leistungskorridors je Anlagenstandort, anschließend vollständige Zielnetzplanung.
- **Anlageneinsatzsimulation:** Bestimmung der Leistungszeitreihen und der Erlöse für jede PtGA unter Berücksichtigung des Leistungskorridors
- **Detaillierte Zielnetzplanung des Gasnetzes:** Detaillierung der ersten Zielnetzplanung des Gasnetzes unter Berücksichtigung der benötigten elektrischen PtGA-Leistung und Leistungszeitreihen aus der Anlageneinsatzsimulation

Im Rahmen der Standortbestimmung wird für alle aus gastechnischer Sicht geeigneten PtGA-Standorte der Netzverknüpfungspunkt zum Stromnetz festgelegt. Mittels des in Abschnitt 3.3 beschriebenen Verfahrens wird anschließend per Leistungsflussberechnung analysiert, ob in allen Netzabschnitten mit potenziellen Netzverknüpfungspunkten einer PtGA Grenzwertverletzungen gemäß dem jeweils untersuchten Szenario auftreten. Bei den dadurch identifizierten Problemstellungen ist zu überprüfen, ob diese durch den DEA-Zubau verursacht werden und so auch durch die PtGA prinzipiell behoben oder zumindest positiv beeinflusst werden können. Auf lastbedingte Grenzwertverletzungen trifft dies nicht zu. Auf dieser Grundlage werden die PtGA-Standorte für die weitere Untersuchung ausgewählt. Bei topologisch nahe beieinander liegenden PtGA-Standorten ist in der Regel nur eine PtGA zu wählen, wobei diejenige vorzuziehen ist, die die größere Wirkung auf die jeweiligen Grenzwertverletzungen hat.

Die Zielnetzplanung des Stromnetzes verfolgt mehrere Ziele. Zunächst wird überprüft, inwieweit die PtGA die auftretenden Grenzwertverletzungen lösen können. Dazu werden die PtGA in Form einer variablen Last (vgl. Abschnitt 3.6.3) in der Leistungsflussrechnung berücksichtigt und deren installierte Leistung $P_{\text{inst}}^{\text{PtGA}}$ bestimmt, indem für den Betriebspunkt mit maximaler DEA-Einspeisung und gleichzeitig minimaler Last die Leistung der PtGA solange in einem iterativen Verfahren erhöht wird, bis alle Grenzwertverletzungen behoben sind. Die maximale installierte Leistung der PtGA ist dabei limitiert durch die Aufnahmekapazität des Gasnetzes die zuvor in der Zielnetzplanung des Gasnetzes bestimmt worden ist. Durch Variation der DEA-Leistung (gleichmäßige Änderung der momentanen Leistung aller DEA $P_{\text{ist}}^{\text{DEA}}$) wird anschließend der Leistungskorridor L (vgl. Gleichung 3-11) je PtGA bestimmt (vgl. Abschnitt 3.6.3), indem in Abhängigkeit vom $P_{\text{ist}}^{\text{DEA}}$ jeweils die untere Schranke $P_{\text{min}}^{\text{PtGA}}$ und die

obere Schranke P_{\max}^{PtGA} für die Leistung der PtGA ermittelt werden. Somit erhält man jeweils die Wertepaare aus Gleichung 3-22 und 3-23.

$$(P_{\text{ist}}^{\text{DEA}} | P_{\text{min}}^{\text{PtGA}}) \quad (3-22)$$

$$(P_{\text{ist}}^{\text{DEA}} | P_{\text{max}}^{\text{PtGA}}) \quad (3-23)$$

Im Falle mehrerer PtGA ist diese Bestimmung für jeden zusammenhängenden Netzabschnitt (z. B. Ring) durchzuführen. Alle verbleibenden Grenzwertverletzungen werden anschließend in einer Zielnetzplanung durch den Einsatz anderer (innovativen) Netztechnologien behoben (vgl. Abschnitt 3.5). Dies ist notwendig, wenn die installierte Leistung der PtGA aufgrund der limitierten Aufnahmekapazität des Gasnetzes, wie im letzten Absatz beschrieben, nicht groß genug ist, um die Grenzwertverletzungen vollständig beheben zu können. Außerdem ist der Einsatz weiterer Netztechnologien in allen Netzabschnitten (z. B. MS-Ringen) mit Grenzwertverletzungen erforderlich, in denen keine PtGA vorhanden ist. In Anhängigkeit von der benötigten installierten Leistung der PtGA $P_{\text{inst}}^{\text{PtGA}}$ und unter Berücksichtigung des Ergebnisses der Zielnetzplanung des Gasnetzes steht damit auch fest, ob eine Methanisierung notwendig ist. Ist die bei Wasserstoffeinspeisung aus gastechnischer Sicht maximal mögliche Leistung aus stromtechnischer Sicht ausreichend, wird diese auf Grund der deutlich geringeren Kosten bevorzugt.

3.7 Ökonomische Bewertung

3.7.1 Bewertungsmethode

Das Ziel der im Folgenden vorgestellten Bewertungsmethode besteht darin, die technischen Ergebnisse der Zielnetzplanungen in einer Kostenbewertung abzubilden, um damit eine ökonomische Bewertung der Netztechnologien zu ermöglichen (vgl. Abschnitt 1.3 und Abschnitt 3.1.3). Dazu sind mehrere Probleme zu lösen:

- Die betrachteten Investitionen fallen nicht alle zum selben Zeitpunkt an.
- Die technische Nutzungsdauer der Betriebsmittel und Systeme ist unterschiedlich groß.
- Bei den innovativen Netztechnologien sind im Betrachtungszeitraum deutliche sinkende Kosten zu erwarten.

Die Methode muss alle diese Aspekte berücksichtigen, damit die Kostenbewertung einen aussagekräftigen Vergleich der Planungsvarianten und somit der Netztechnologien ermöglicht. Einen geeigneten Ansatz hierfür stellt die Barwertmethode dar, mit der auf Basis aller mit der Zielnetzplanung verbundenen Ein- und Auszahlungen der Barwert als eine einheitliche und vergleichbare Kennzahl ermittelt wird. Durch die Diskontierung auf einen einheitlichen Zeitpunkt wird ein objektiver Vergleich von Zahlungen verschiedener Zeitpunkte ermöglicht.

Aus den regulatorischen Vorgaben für VNB (vgl. Abschnitt 2.3.3) kann ein Kalkulationszinssatz abgeleitet werden, der für diese Untersuchung sachgerecht ist (vgl. Abschnitt 8.1.2). [GB_13]

Der Barwert der Gesamtkosten K ermöglicht den direkten Vergleich der Planungsvarianten eines Netzes. Um allerdings die mit dem Einsatz einer Netztechnologie verbundenen Kosten auf Basis von Zielnetzplanungen mehrerer Netze vergleichen zu können, ist die Einführung einer weiteren Größe notwendig. Dies geschieht durch die Definition der spezifischen Kosten k als Quotient aus dem Barwert der Gesamtkosten K und der installierten DEA-Leistung P_{DEA} im letzten Stützjahr. Hintergrund ist, dass in dieser Untersuchung die installierte DEA-Leistung der wichtigste Parameter für den Ausbaubedarf ist.

Als Datenbasis für die ökonomische Bewertung werden die Ergebnisse der Zielnetzplanung verwendet. Für jedes Stützjahr liegt ein Mengengerüst vor, das alle im Rahmen der notwendigen Netzausbaumaßnahmen benötigten Betriebsmittel und Systeme enthält. Jedem Stützjahr wird für die ökonomische Bewertung zunächst ein Investitionszeitpunkt zugeordnet. Dabei sind zwei Faktoren zu berücksichtigen. Zum einen ist zwischen dem Zeitpunkt der Investition und der Inbetriebnahme eine sachgerechte Zeitspanne für die technische Realisierung der Netzausbaumaßnahme anzusetzen und zum anderen ist zu beachten, dass die durch den Zubau von DEA bedingten Investitionen nicht alle erst im Stützjahr, sondern verteilt über die betrachtete Zeitspanne von 2015 bis 2050 entstehen. Vor diesem Hintergrund wird als Investitionsjahr pauschal der mittlere Zeitpunkt zwischen zwei Stützjahren gewählt. Eine Übersicht aller im Modell betrachteten Zeitpunkte bietet Tabelle 3-4.

Tabelle 3-4: Zur Bewertung der Zielnetzplanungen betrachtete Zeitpunkte bzw. -spannen

Kategorie	Zeitpunkt (Beginn des Kalenderjahrs)
Betrachtungszeitraum der Untersuchung	2015 bis 2050
Stützjahre der Zielnetzplanung	2020; 2030; 2050
Investitionsjahre	2018; 2025; 2040
Zeitpunkt der Diskontierung	2015
Zeitspanne, in der Betriebskosten anfallen	Zeitpunkt der Investition bis 2050; frühestens 2018 (erster möglichen Investitionszeitpunkt)
Zeitpunkte für zyklische Erneuerung in Folge von Investitionen	individuell am Ende der technischen Nutzungsdauer des jeweiligen Betriebsmittels bzw. Systems (vgl. Tabelle 8-4) im Zeitraum 2018 bis 2050

Betrachtet werden alle mit den in den Zielnetzplanungen ermittelten Netzausbaumaßnahmen verbundenen Änderungen im Vergleich zum heutigen Netz. Dies sind die Investitionen selbst

sowie die dadurch bedingten zyklischen Erneuerungen und zusätzlichen Betriebskosten. Die Betriebskosten werden durch eine Pauschale pro Zeiteinheit abgebildet, die sich als relativer Anteil aus der Höhe der Investitionen der Netzausbaumaßnahme ableitet (vgl. Tabelle 8-4).

Die Höhe des relativen Anteils bestimmt sich nach Wartungsaufwand und anderen laufenden Kosten und ist dementsprechend abhängig vom Betriebsmittel bzw. System. Bei einem Rückbau von Betriebsmitteln ist deren Restwert zu berücksichtigen, soweit eine Möglichkeit zu deren sinnvoller Weiternutzung, wie etwa bei einem ONT, besteht. Am Ende des Betrachtungszeitraums (im Jahr 2050) wird der Restwert aller Betriebsmittel als Einnahme gewertet. Dies dient im Modell dazu, Verzerrungseffekt zu vermeiden, die ansonsten durch Investitionen bzw. zyklische Erneuerungen kurz vor Ende des Betrachtungszeitraums entstehen würden. Bezogen auf die Situation eines VNB lässt sich diese Einnahme auch als Einnahme im Rahmen einer Konzessionsübergabe des Netzes auffassen.

Nicht berücksichtigt werden hingegen sowohl die Betriebskosten der heute bestehenden Betriebsmittel sowie die Kosten für deren zyklische Erneuerungen, da diese in allen Varianten identisch sind und unabhängig von Netzausbaumaßnahmen anfallen. Bei den Zielnetzplanungen, die im Rahmen dieser Arbeit betrachtet werden, ist die beschriebene Unabhängigkeit zwischen zyklischen Erneuerungsmaßnahmen und Netzausbaumaßnahmen insbesondere dadurch gegeben, dass als konventionelle Netzausbaumaßnahme überwiegend Netzerweiterungen (zusätzliche Abgänge) eingesetzt werden statt vorhandene Kabel zu verstärken.

Eine weitere Kostenposition ergibt sich bei dem Einsatz des SEM und des DEM durch die Entschädigungszahlungen, die der VNB gemäß § 15 EEG an den Betreiber der DEA zu zahlen hat. Die Höhe der abgeregelten Energie wird dazu bereits im Rahmen der Zielnetzplanung für die drei Stützjahre bestimmt (vgl. Abschnitt 3.5.2.4 und Abschnitt 3.5.2.5). Für den Zeitraum zwischen den Stützjahren ist eine lineare Interpolation der Werte zweckmäßig. In der Zeitspanne bis zum ersten Investitionsjahr wird hingegen keine Energie abgeregelt. Von diesem Zeitpunkt an wird bis zum ersten Stützjahr ein linearer Anstieg angesetzt. Die Vergütungshöhe richtet sich gemäß dem EEG nach dem Anlagentyp und dem Errichtungszeitpunkt. Zur Vereinfachung wird je Anlagentyp ein durchschnittlicher Vergütungssatz angesetzt, der die Altersstruktur der Anlagen pauschal berücksichtigt. Dementsprechend sinken die pauschalen Vergütungssätze für alle DEA-Typen im Laufe des Betrachtungszeitraums. Außerdem wird angenommen, dass es bis 2050 zu einer Angleichung der EEG-Sätze an die allgemeinen Marktpreise für elektrische Energie kommt [EEG_17]. Insgesamt ergeben sich die in Tabelle 8-4 dargestellten Kostenpositionen.

Der Einsatz von PtGA ist ebenfalls mit gesonderten Zahlungen verbunden. In der Anlageneinsatzsimulation, die selbst nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit ist, werden die

Erlöse aus dem Gasverkauf unter Berücksichtigung der Kosten für den Bezug der elektrischen Energie für jedes Stützjahr unter der Annahme bestimmt, dass die PtGA von allen Steuern und Abgaben befreit ist [Bau_14]. Für die Jahre zwischen den Stützjahren wird analog zum Vorgehen zur Bestimmung der Entschädigungszahlungen (vgl. oben) eine lineare Interpolation vorgenommen. Die im Weiteren bei der exemplarischen sektorenübergreifenden Netzplanung (vgl. Abschnitt 4.4) verwendeten Erlöse der PtGA können Tabelle 8-6 entnommen werden.

3.7.2 Kostenszenarien der innovativen Netztechnologien

Die wichtigste Eingangsgröße bei der Kostenbewertung stellt das Kostengerüst der Betriebsmittel und Systeme dar. Als Ausgangsbasis werden die heutigen Kosten mehrerer VNB zugrunde gelegt [Zdr_16]. Diese können aber nicht unmittelbar in der Kostenbewertung Verwendung finden, da im Betrachtungszeitraum bis 2050 signifikante Kostenentwicklungen zu erwarten sind. Dies betrifft insbesondere die innovativen Netztechnologien und Kopplungselemente, da bei diesen sowohl große technische Entwicklungen – darunter auch Technologiesprünge – als auch Skaleneffekte in der Produktion durch eine Steigerung der Stückzahlen zu erwarten sind, die jeweils zu deutlich sinkenden Stückkosten bzw. Grenzkosten führen. Um diese Effekte zu berücksichtigen, sind technologiespezifische Kostenszenarien notwendig. Die allgemeine Inflation wird hingegen in der gesamten Systematik aus allen Angaben herausgerechnet.

Im Weiteren wird exemplarisch für den rONT das Vorgehen erläutert, mit dem die Kostenszenarien innovativer Betriebsmittel erstellt werden. Die genaue Ausgestaltung und notwendige Betrachtungstiefe ist dabei technologiespezifisch. Eine Übersicht der Kostenszenarien aller betrachteten Betriebsmittel und Systeme ist im Anhang (Tabelle 8-4) dargestellt.

Methodisches Vorgehen am Beispiel des rONT

Die Basis für die Kostenannahmen bildet die technische Analyse des Betriebsmittels. Der rONT besteht im Wesentlichen aus einer konventionellen ONT und einer Regeleinheit als innovativem Anteil. Die Regeleinheit besteht typischerweise aus einem elektromechanischen Stufensteller und dem Elektronikmodul. Beim konventionellen ONT sind keine wesentlichen technischen Veränderungen absehbar. Die Regeleinheit wird hingegen kontinuierlich weiterentwickelt, sodass künftig weitere Optimierungen der Komponente zu erwarten sind. Zudem sind bei einer Steigerung der Stückzahl Investitionen des Herstellers in effizientere Herstellungsverfahren zu erwarten. Für die Entwicklung des Produkts sind einmalige Forschungs- und Entwicklungskosten anzusetzen, die der Hersteller in angemessener Zeit in den Verkaufspreis einkalkulieren muss. Hinzu kommen, insbesondere in den ersten Jahren, Risikoaufschläge für mögliche Gewährleistungsansprüche, da unerwartete Mängel auftreten können. In der

Kalkulation sind weiterhin Annahmen über die Marge und Lohnsteigerungsraten sowie Vertriebskosten zu berücksichtigen. Die über 20 Jahre gemittelte historische Entwicklung der Rohstoffpreise wird fortgeschrieben. Durch die Implementierung dieser Faktoren in ein mathematisches Modell können konkrete Kosten für rONT bestimmt werden [Zdr_16].

Im nachfolgendem Diagramm (Abbildung 3-13) ist ein Langfristszenario für die Kostenentwicklung des rONT dargestellt. Die Kosten sind dabei als Funktion in Abhängigkeit vom Erwerbszeitpunkt für drei Werte der Bemessungsscheinleistung S_r aufgetragen. Alle drei Kurven fallen in den ersten Jahren bis 2020 stark ab. Anschließend verringert sich die Änderungsrate signifikant, sodass die Kosten ab 2027 annähernd konstant bleiben. Dabei ist zu beachten, dass die allgemeine Inflation herausgerechnet worden ist. Die signifikante Reduktion zwischen dem Jahr 2025 und 2026 ist dadurch begründet, dass im Modell die Entwicklungskosten für die Regeleinheit anteilig auf jeden verkauften rONT bis zum Jahr 2025 umgelegt werden und anschließend entfallen.

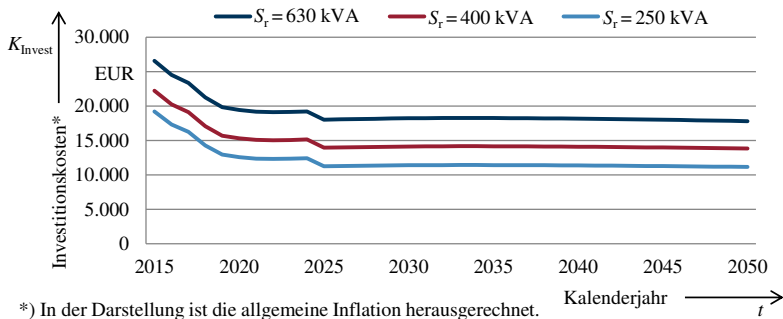


Abbildung 3-13: Langfristszenario für die Investitionskosten von rONT (vgl. [Zdr_16])

4 Zielnetzplanung typischer ländlicher Mittelspannungsnetze

4.1 Charakterisierung der Netzgebiete

In der vorliegenden Arbeit werden durchgehend real existierende Netze der MS-Ebene betrachtet, die im Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland liegen. Bei der Netzauswahl wurde sichergestellt, dass diese *typisch* für MS-Netze in ländlichen Regionen sind und sich daher für eine exemplarische Betrachtung eignen, damit die erzielten Erkenntnisse auf andere Netze übertragen werden können. Die Eignung der Netze ist anhand der folgenden Strukturparameter festgestellt worden:

- Nennspannung des Netzes
- Netztopologie und Größe der versorgten Fläche
- Versorgungsaufgabe
- Bestand an DEA und Potenzial für weiteren DEA-Zubau

So werden alle betrachteten MS-Netze über ein UW versorgt und besitzen in der Grundstruktur offen betriebene Ringe (mit individuellen Besonderheiten), bei deren Auslegung das (n-1)-Prinzip angewendet worden ist. Gleichzeitig ist eine ausreichende Variation in der Ausprägung der Parameter sichergestellt, damit die Netze eine große Bandbreite der real existierenden ländlichen MS-Netze abdecken. So variieren die Leitungslänge und die Anzahl der versorgten Stationen und MS-Lasten sowie der Anteil an Freileitungen. Eine Übersicht über die Strukturparameter aller in der vorliegenden Arbeit verwendeten Netze findet sich im Anhang (Tabelle 8-7). Wie in Abschnitt 2.1 dargestellt, werden in der vorliegenden Arbeit ausschließlich Netze der 20-kV-Ebene untersucht, da diese Spannung für MS-Netze in ländlichen Regionen der Bundesrepublik Deutschland am stärksten verbreitet ist [HDS_10]. Zwar existieren in kleinerer Zahl auch in ländlichen Regionen Netze der 10-kV-Ebene und 30-kV-Ebene. Für den Vergleich der Netztechnologien mittels einer statistischen Auswertung auf Basis zahlreicher Netze ist es jedoch wichtig, dass diese Auswertung nicht durch eine Variation der Spannungsebenen verfälscht wird.

4.2 Erstes Planungsbeispiel⁹

4.2.1 Eingangsdaten

Das als erstes betrachtete MS-Netz (Netz 1 aus Tabelle 8-7) versorgt über acht Abgänge 166 Ortsnetze und 48 MS-Lasten. Das Bestandsnetz hat eine Leitungslänge von $l = 240$ km, wobei

⁹ Das vorgestellte erste Planungsbeispiel ist durch den Verfasser bereits veröffentlicht worden als: Steffens, P.: „Planungsbeispiel für die Mittelspannungsebene“. In: [Zdr_16], S. 191-203.

davon 28 % als Freileitung ausgeführt sind. Die Netzstruktur ist in der Abbildung 4-1 dargestellt.

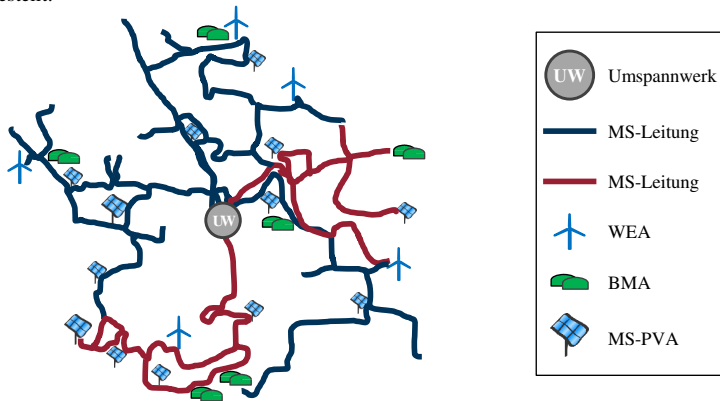


Abbildung 4-1: MS-Netz 1: Netzstruktur und Standorte der MS-DEA in Szenario A 2020 (vereinfachte Darstellung)

Die Spannung an der MS-Sammelschiene des UW beträgt $U_{\text{soil}} = (1,025 \pm 0,015) \cdot U_n$, wobei die Spannbreite von $\Delta U / U_n = \pm 0,015$ durch die diskreten Stufen des Stufenstellers inkl. Messwertfehler bedingt ist. Der Ausgangswert im Jahr 2013 für die installierte Leistung von PVA mit Anschluss in der MS-Ebene bzw. von PVA mit Anschluss in unterlagerten Netzen der NS-Ebene beträgt $P_{\text{inst,MS-PVA}} = 5 \text{ MW}$ bzw. $P_{\text{inst,NS-PVA}} = 5 \text{ MW}$ (Tabelle 4-1). Andere DEA-Typen sind im betrachteten Netz im Ausgangszustand nicht vorhanden. Aufgrund hoher Potenzialflächen und der Bevölkerungsstruktur ist entsprechend der zugrunde liegenden Szenarien ein starker Zubau von PVA und WEA zu erwarten, größtenteils bereits bis zum Jahr 2020 (Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1: MS-Netz 1: Installierte DEA-Leistung

Größe	Installierte Leistung der DEA vom Typ X									
	Ausgangswerte	$P_{\text{inst,X}}/\text{MW}$								
		2020			2030			2050		
Stützjahr		A	B	C	A	B	C	A	B	C
Szenario										
WEA	0	7	14	18	7	16	25	7	16	29
BMA	0	3	3	5	2	3	6	2	3	6
MS-PVA	5	11	12	17	13	15	20	14	17	22
NS-PVA	5	22	19	33	25	30	40	27	33	44

4.2.2 Zielnetzplanung

Problemidentifikation

Die Leistungsflussrechnungen zeigen, dass bereits in naher Zukunft (im Jahr 2020) zu Zeitpunkten mit hoher Einspeiseleistung der DEA bei niedriger Last (Starkeinspeisefall) die Spannungshaltung mit der jetzigen Netztopologie und dem jetzigen Betriebsmitteln nicht mehr gewährleistet werden kann. In der lageorientierten Darstellung der Netzstruktur in Abbildung 4-2 sind die Netzabschnitte in grau gekennzeichnet, in denen ein unzulässiger Spannungsanstieg im Starkeinspeisefall auftritt.

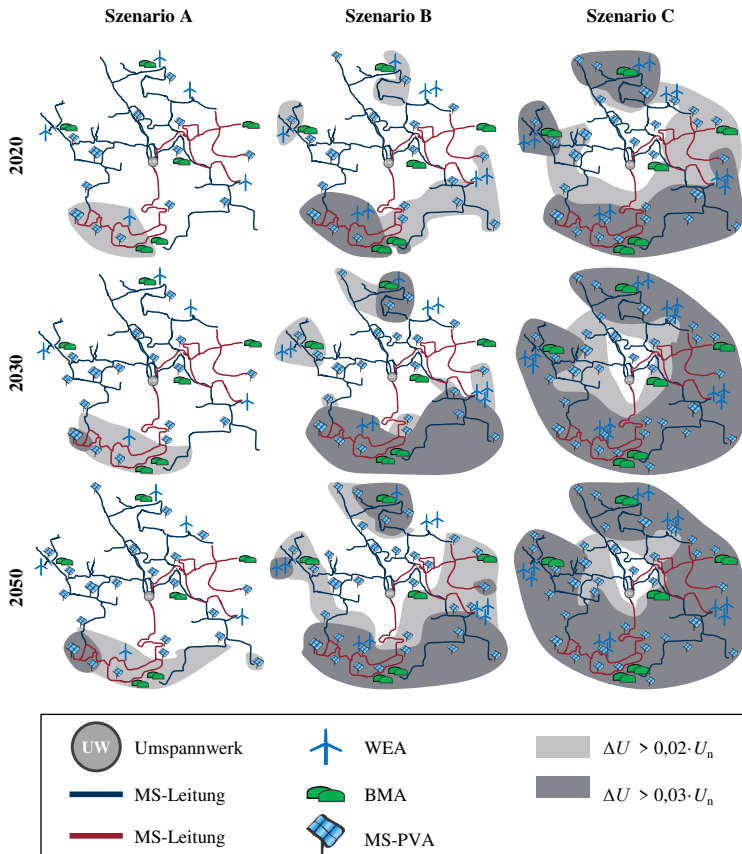


Abbildung 4-2: MS-Netz 1: Netzabschnitte mit unzulässigem Spannungsanstieg bei maximaler DEA-Einspeisung für drei Szenarien (vereinfachte Darstellung)

Bezogen auf das Stützjahr 2020 treten in Szenario A nur in zwei Halbringen im südlichen Bereich des Netzes Grenzwertverletzungen auf ($\Delta U > 0,02 \cdot U_n$) (vgl. Grenzwerte in Abschnitt 3.3). In Szenario B und C sind hingegen mehrere Netzabschnitte betroffen. In den in dunkelgrau gekennzeichneten Bereichen ist die Grenzwertverletzung mit $\Delta U > 0,03 \cdot U_n$ dabei besonders ausgeprägt. Durch den weiteren DEA-Zubau weiten sich die Grenzwertverletzungen bis zum Jahr 2050 auf weitere Netzabschnitte aus, was auch an der Größe der grau gekennzeichneten Flächen in Abbildung 4-2 deutlich wird. In Szenario C ist der Spannungsanstieg im Rückspeisefall in alle UW-fernen Netzabschnitte mit $\Delta U > 0,02 \cdot U_n$ zu hoch. In Szenario C treten zunehmend auch Betriebsmittelüberlastungen an Kabeln in UW-Nähe sowie an Engstellen auf (nicht in der Abbildung dargestellt).

Technische Ergebnisse der Planungen

Für das Netz wurden Zielnetzplanungen mit den in Abschnitt 3.5 dargestellten innovativen Netztechnologien erarbeitet und diese einer Zielnetzplanung mit konventionellen Netztechnologien als Referenz gegenübergestellt. Betrachtet wurden stets die Stützjahre 2020, 2030 und 2050 für jeweils drei DEA-Szenarien (vgl. Abschnitt 3.2). Die Ergebnisse der Varianten werden im Weiteren vorgestellt. Eine Übersicht aller Netzausbaumaßnahmen findet sich in aggregierter Form in Tabelle 8-9 des Anhangs.

Variante 0: Konventioneller Netzausbau (KONV)

Sollen die in den Einspeiseszenarien identifizierten Spannungsbandprobleme und Betriebsmittelüberlastungen ausschließlich mit konventionellen Betriebsmitteln beseitigt werden, so müssen nach und nach in fünf Halbringen parallele Kabel gelegt werden, die jeweils die abgelegenen Stationen und DEA versorgen. Die Trassen und das Stützjahr der einzelnen neu verlegten Kabel in Szenario B können dem lageorientierten Netzplan in Abbildung 4-3 entnommen werden. Bis zum Stützjahr 2020 sind dementsprechend in Szenario B die fünf Kabel auf den dunkelblau gezeichneten Trassen zu errichten. Bis 2030 bzw. 2050 kommen dann weitere Kabel entlang der hellblau bzw. rot gekennzeichneten Trassen hinzu. Bis 2050 steigt die Leitungslänge im Netz um 1/6 (Szenario A), 1/5 (Szenario B) bzw. 1/4 (Szenario C), wobei in allen Szenarien davon jeweils über 80 % der Kabellänge zeitnah bis 2020 verlegt werden müssen.

Variante 1: Netzausbau mit SUW

In dieser Variante wird der Sollwert der Spannung am UW um $\Delta U = 0,01 \cdot U_n$ abgesenkt. Bei der Anwendung der SUW wird vorausgesetzt, dass eine statische, dauerhafte Absenkung auf $U_{\text{soil}} = (1,015 \pm 0,015) \cdot U_n$ möglich ist, ohne dass es dadurch zu Problemen im Starklastfall kommt. Diese Maßnahme ist so effektiv, dass in Szenario A keine konventionellen Netzausbaumaßnahmen notwendig sind. In Szenario B (höherer DEA-Zubau) sind hingegen in allen

Stützjahren Kabelausbaumaßnahmen notwendig, da in einigen Halbringen die Spannungsdifferenz größer ist als $\Delta U > 0,03 \cdot U_n$ und daher Spannungen von $U > 1,06 \cdot U_n$ trotz der Spannungsabsenkung am UW auftreten. Der Ausbaubedarf an zusätzlichen Kabeln sinkt insgesamt sehr deutlich, einige neue Kabel sind aber, wie auf dem in Abbildung 4-4 hervorgehoben Trassen, trotz der SUW notwendig. Die Betriebsmittelüberlastungen in Szenario C können mit SUW a priori nicht behoben werden.

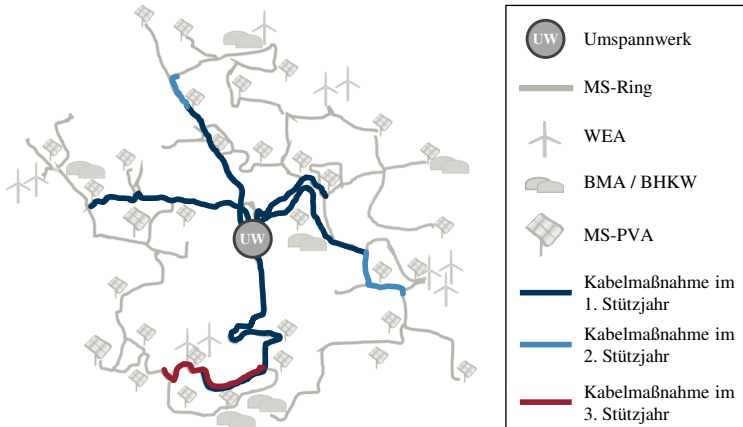


Abbildung 4-3: MS-Netz 1: Konventioneller Netzausbau (Zubau von Kabeln) in Szenario B (vereinfachte Darstellung)

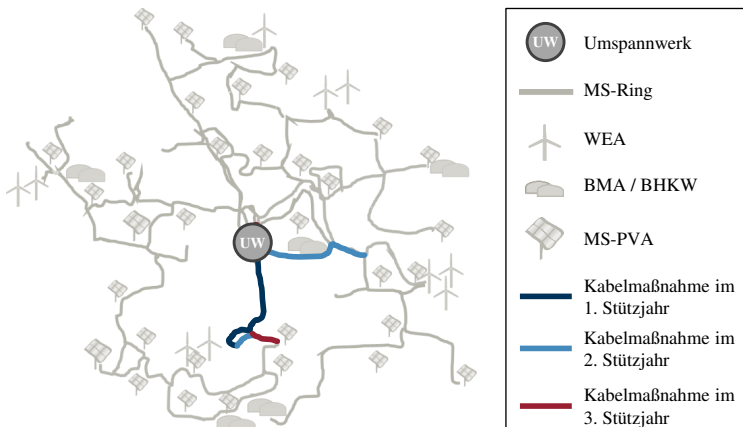


Abbildung 4-4: MS-Netz 1: Netzausbau mit Kabeln unter Einsatz der SUW in Szenario B (vereinfachte Darstellung)

Variante 2: Netzausbau mit rONT

Da in Szenario A und B ausschließlich Spannungsbandprobleme mit $1,06 < U_{\max}/U_n < 1,10$ auftreten, die alle durch den Einsatz von rONT behoben werden können, ist kein Ausbau mit Kabeln notwendig (Abbildung 4-5). Dazu sind 34 rONT (Szenario A) bzw. 90 rONT (Szenario B) notwendig, die in allen UW-fernen ONS installiert werden müssen, an denen $U_{\max}/U_n > 1,06$ auftritt. Für das Szenario B sind die Netzabschnitte, in denen die ONT durch rONT ersetzt werden müssen, der Abbildung 4-2 zu entnehmen (farbige Punkte an exemplarischen Standorten in allen betroffenen Regionen). In Szenario C kommt es ab 2030 auch zu Betriebsmittelüberlastungen sowie zu einem unzulässigen Spannungsanstieg ($U_{\max}/U_n > 1,10$), die außerhalb des Regelbereichs des rONT liegen. Daher müssen in Szenario C zusätzlich zu 98 rONT auch Kabel mit einer Gesamtlänge von $l = 40$ km verlegt werden.

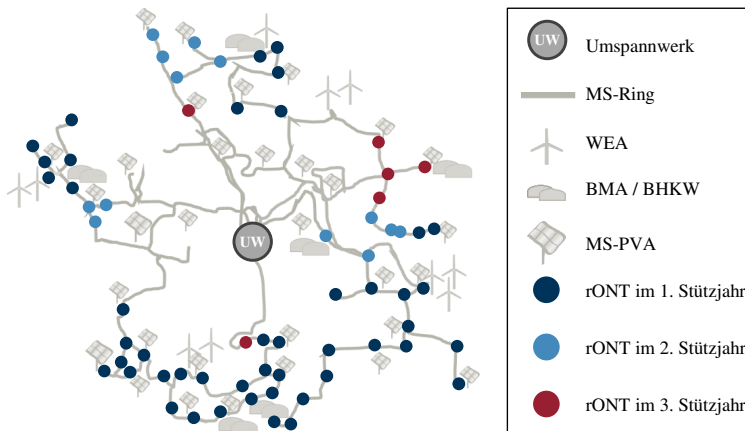


Abbildung 4-5: MS-Netz 1: Netzausbau mit rONT in Szenario B (vereinfachte Darstellung)

Variante 3: Netzausbau mit ESR

Wie die Analyse zeigt, ist das Netz gut für den Einsatz von ESR geeignet. Bereits mit zwei ESR (Szenario A) bzw. fünf ESR (Szenario B) können die konventionellen Netzausbaumaßnahmen vollständig substituiert werden. Der ESR kann die Spannung so stark senken, dass im Gegensatz zu Variante 2 (Netzausbau mit rONT) Kabel ausschließlich aufgrund von Kabelüberlastungen verlegt werden müssen. Abbildung 4-6 zeigt die Positionen der ESR in Szenario B, bei dem alle in der Variante 0 notwendigen Kabelmaßnahmen durch Einsatz der Spannungsregler substituiert werden. In Szenario C sind dann allerdings neben fünf ESR auch Kabel mit einer Gesamtlänge von $l = 37$ km aufgrund der Betriebsmittelüberlastungen notwendig.

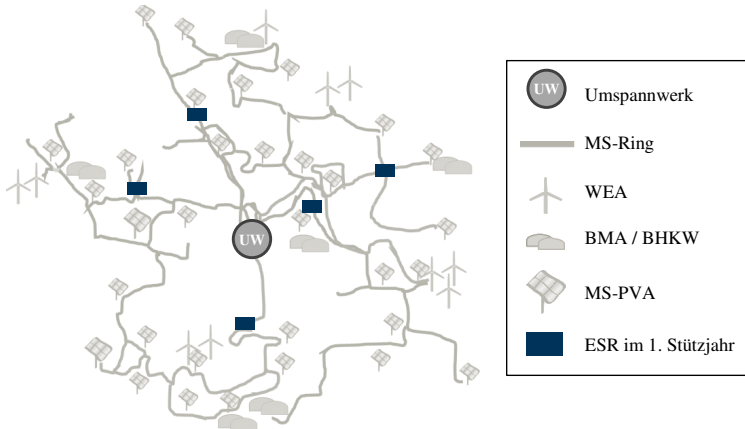


Abbildung 4-6: MS-Netz 1: Netzausbau mit ESR in Szenario B (vereinfachte Darstellung)

Variante 4: Netzausbau mit SEM

Der Einsatz des SEM kann den Kabelausbau in Szenarien mit hohem DEA-Zubau (Szenario B und Szenario C) gegenüber der Variante 0 (KONV) nur leicht verringern (vgl. Tabelle 8-9). Die Summe der abgeregelten Energie E_{ab} aller MS-DEA im Netzgebiet beträgt im Jahr 2050 mehr als $E_{ab,2050} = 2000$ MWh pro Jahr in allen drei Szenarien. Aufgrund der hohen abgeregelten Energie und des hohen Ausbaubedarfs mit Kabeln ist SEM nicht empfehlenswert.

Variante 5: Netzausbau mit DEM

Im Gegensatz zu Variante 4 (Netzausbau mit SEM) werden die DEA durch den Einsatz einer DEM zielgerichtet und bedarfsgerecht abgeregelt. In Abbildung 4-7 sind die Regionen des Netzes ersichtlich, in denen zeitweise eine Spitzenkappung von MS-DEA mittels DEM erfolgt. Dazu ist ein DNA-System zu installieren. Dadurch sinkt die abgeregelte Energie im Vergleich zum Netzausbau mit SEM signifikant (Tabelle 8-9). Im Vergleich zu Variante 0 (KONV) sinkt der Bedarf an Kabeln um 73 % in Szenario B und um 100 % in Szenario A. Technisch profitiert die DEM-Lösung von der nach dem EGG (vgl. [EEG_17]) vorgeschriebenen Fernsteuerbarkeit der MS-DEA ($P_{inst} > 100$ kW), wodurch die Hardwarekosten für Aktorik und Sensorik sinken.

Bezogen auf die eingespeiste Summenleistung der DEA des Netzgebietes wird die abgeregelte Energie insgesamt auf einen Wert von $e_{max} = 0,03$ limitiert. Das DEM kommt allerdings im Netzbetrieb nur selektiv in Netzabschnitten mit Grenzwertverletzungen und dort nur bei DEA mit MS-Anschluss zur Anwendung. Daher kann in der Simulation des Anlageneinsatzes (vgl. Abschnitt 3.5.2.5) für die im Netzbetrieb genutzten MS-DEA die Bedingung $e_a = 0,05$ vorgegeben werden (vgl. Werte für e und e_a in Tabelle 8-9). Zeigt die Analyse, dass trotz des DEM weiterhin Grenzwertverletzungen auftreten, sind als zusätzliche Netzausbaumaßnahme

Kabel zu verlegen. Dementsprechend kann bei sehr starkem DEA-Zubau (Szenario C) der Kabelbedarf im Vergleich zu Variante 0 auch nur leicht gesenkt werden. Für Szenario B sind, differenziert nach Stützjahren, in Abbildung 4-7 die Netzabschnitte eingerahmt, bei denen DEM angewendet wird. Weiterhin sind in der Abbildung die Trassen der Kabelmaßnahmen farblich hervorgehoben.

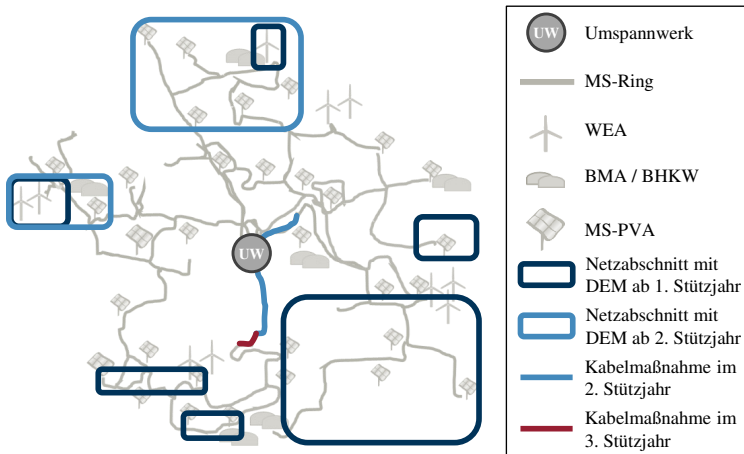


Abbildung 4-7: MS-Netz 1: Netzausbau mit DEM und Kabeln in Szenario B (vereinfachte Darstellung)

Variante 6: Netzausbau mit DEM (+ESR)

Ein nahezu vollständiger Verzicht auf Kabelausbau, auch bei sehr hoher DEA-Durchdringung, wird durch die Kombination der beiden Netztechnologien DEM und ESR ermöglicht. Für das Szenario B sind in Abbildung 4-8, differenziert nach Stützjahren, die Standorte der ESR durch Quader dargestellt.

In allen Szenarien-Stützjahr-Kombinationen, in denen der Einsatz des DEM in einem Teilnetz nicht ausreicht, wird in dem jeweiligen Halbring zusätzlich ein ESR eingebaut. Dies ist in Szenario B ab 2030 und in Szenario C ab 2020 der Fall. Der Einsatz der ESR reduziert prinzipiell die benötigte Leistungskappung mittels DEM und damit auch die Höhe der abgeregelten Energie. Im Vergleich zu den Planungen der Variante 5 (Netzausbau mit DEM), bei der einige Kabelmaßnahmen enthalten sind, kann die abgeregelte Energie pro Jahr allerdings etwas höher sein, wie z. B. in Szenario C im Stützjahr 2050. Dies ist entweder der Fall aufgrund der geringeren Übertragungsleistung der Bestandskabel oder um die ESR kleiner und damit kostengünstiger zu dimensionieren.

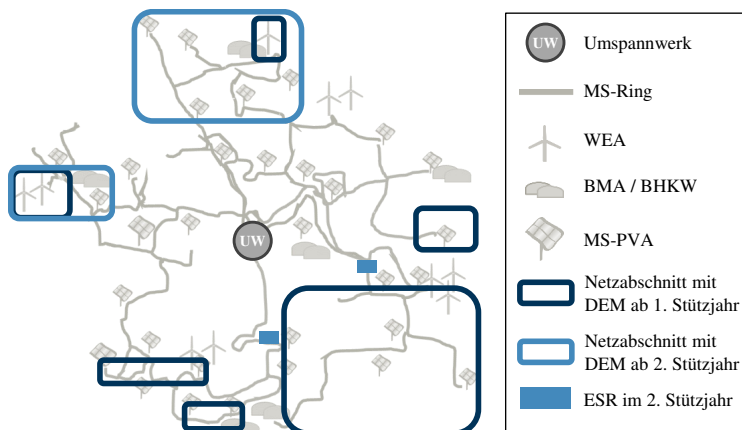


Abbildung 4-8: MS-Netz 1: Netzausbau mit ESR bei Einsatz des DEM in Szenario B (vereinfachte Darstellung).

Variante 7: Netzausbau mit DEM (+rONT)

Analog zu Variante 6 kann DEM auch mit der Technologie rONT kombiniert werden. In Szenario A ist allerdings der Einsatz des DEM als alleinige Technologie noch ausreichend und aufgrund der geringen abgeregelten Energie (vgl. Tabelle 8-9) auch zweckmäßig und wirtschaftlich. In den Szenarien B und C werden hingegen zusätzlich mehrere rONT eingesetzt, wobei in Szenario B erst im zweiten Stützjahr 40 rONT installiert werden müssen.

Variante 8: Netzausbau mit SUW (+DEM)

Bei der Kombination aus SUW und DEM wird wie in Variante 1 zunächst die Spannung am UW abgesenkt. Da diese Netzausbaumaßnahme in den Szenarien B und C isoliert nicht ausreichend ist, wird dann zusätzlich ein DNA-System installiert, um das DEM einsetzen zu können. Insgesamt kann dadurch die Verlegung von Kabeln praktisch vollständig vermieden werden.

Variante 9: Netzausbau mit SUW (+rONT)

Nach dem Einsatz der SUW werden in Variante 9 im Bedarfsfall die Spannungsbandverletzungen durch den Einsatz von 56 rONT (Szenario B) bzw. 76 rONT (Szenario C) verhindert. Aufgrund von Betriebsmittelüberlastungen und des sehr hohen Spannungsanstiegs ergibt sich in Szenario C zusätzlich ein Bedarf von Kabeln mit einer Gesamtlänge von $l = 49$ km.

Variante 10: Netzausbau mit SUW (+ESR)

Bei der Kombination aus SUW und ESR wird zunächst die Spannung am UW abgesenkt. In

Szenario B und C müssen dann zusätzlich noch drei bzw. fünf ESR eingebaut werden. In Szenario C sind zusätzlich noch insgesamt $l = 41$ km Kabel notwendig.

Eine Übersicht über die technischen Ergebnisse der untersuchten Ausbauvarianten ist dem Anhang (Tabelle 8-9) zu entnehmen.

4.2.3 Kostenbewertung

Im Falle des konventionellen Netzausbaus sind für das betrachtete MS-Netz sehr hohe Investitionen notwendig: Der Barwert 2015 der Gesamtkosten bis zum Jahr 2050 belaufen sich in Abhängigkeit vom DEA-Szenario auf Werte zwischen 3,8 Mio. EUR in Szenario A und 6,8 Mio. EUR in Szenario C. Durch den Einsatz der innovativen Netztechnologien können in allen Szenarien signifikante Kostenvorteile erzielt werden.

Abbildung 4-9 stellt jeweils den Barwert der Gesamtkosten für alle untersuchten Planungsvarianten für das Szenario A dar. Bei moderatem DEA-Zubau (Szenario A) ist Variante I (Netzausbau mit SUW) mit $K = 0,0$ Mio. EUR (Barwert 2015) die kosteneffizienteste Option (vgl. Abbildung 4-9). Dabei wird vorausgesetzt, dass für die dauerhafte statische Absenkung des Sollwerts am HS/MS-Transformator keine Investitionen und auch für die Konfiguration durch einen Mitarbeiter des Netzbetriebs im Rahmen regelmäßiger Wartungen keine relevanten Zusatzkosten anfallen.

Szenario A

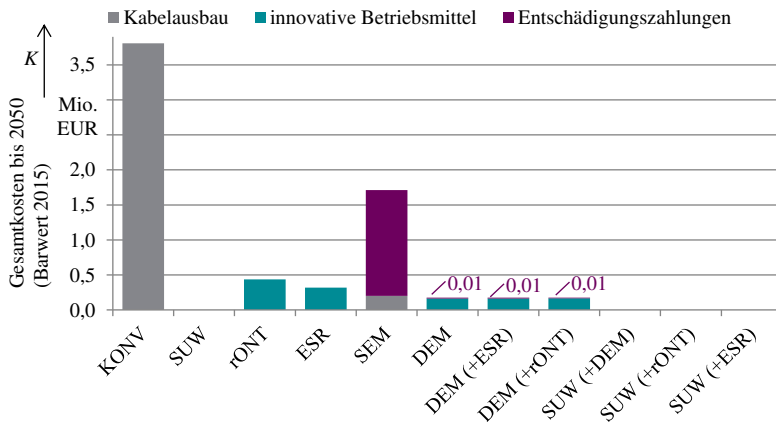


Abbildung 4-9: MS-Netz 1: Barwert 2015 der Gesamtkosten (Investitionen und Betriebsmehraufwand) der Planungsvarianten in Szenario A

Für die Szenarien B und C ist in Abbildung 4-10 und Abbildung 4-11 der Barwert der Gesamtkosten für alle untersuchten Planungsvarianten dargestellt. In beiden Szenarien, d. h. bei

höherem DEA-Zubau, ist die Kombination aus SUW und DEM mit $K = 0,28$ Mio. EUR (Barwert 2015) in Szenario B und $K = 2,2$ Mio. EUR (Barwert 2015) in Szenario C am kostengünstigsten.

Szenario B

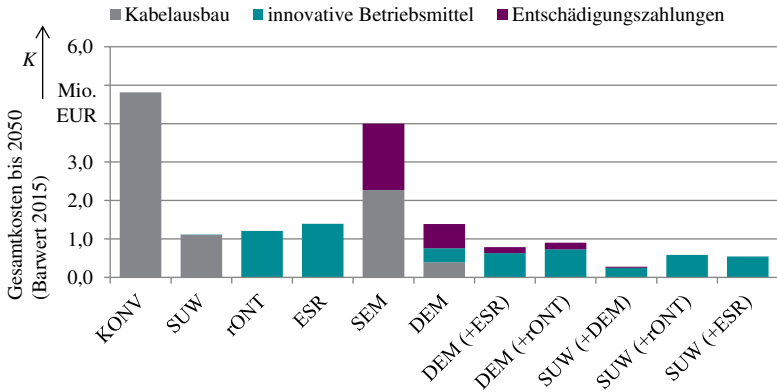


Abbildung 4-10: MS-Netz 1: Barwert 2015 der Gesamtkosten (Investitionen und Betriebsmehraufwand) der Planungsvarianten in Szenario B

Szenario C

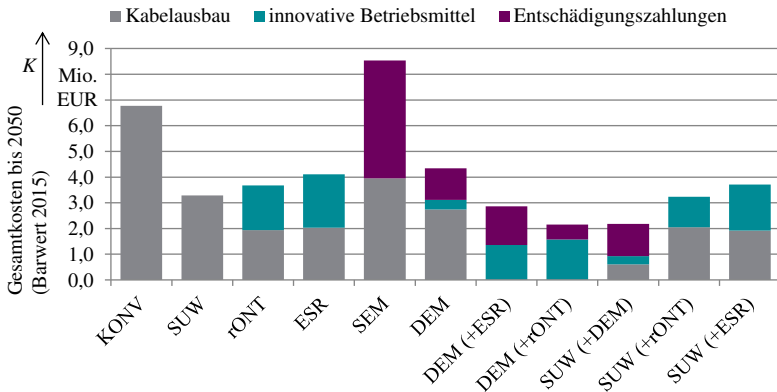


Abbildung 4-11: MS-Netz 1: Barwert 2015 der Gesamtkosten (Investitionen und Betriebsmehraufwand) der Planungsvarianten in Szenario C

Die Ersparnis gegenüber konventionellem Netzausbau beträgt 100 % in Szenario A, 94 % in Szenario B und 68 % in Szenario C. Die kostenoptimierte Ausbaustrategie für dieses Netz besteht darin, zunächst die Spannung am UW auf den neuen Sollwert von

$U_{\text{soil}} = (1,015 \pm 0,015) \cdot U_n$ abzusenken und anschließend bei Bedarf (durch weiteren DEA-Zubau) ein DNA-System zu installieren, mit dem das DEM eingesetzt werden kann. Wie in Tabelle 8-9 dargestellt, sind im Falle eines sehr hohem DEA-Zubaus (Szenario C: $P_{\text{inst}} = 98 \text{ MW}$ im Jahr 2050) zusätzlich auch Kabelmaßnahmen in geringem Umfang notwendig.

4.3 Zweites Planungsbeispiel

4.3.1 Eingangsdaten

Das zweite Planungsbeispiel betrachtet ein MS-Netz der 20-kV-Ebene (Netz 8 aus Tabelle 8-7) in einer überwiegend ländlich geprägten Region. Die Spannung an der Sammelschiene des UW beträgt $U_{\text{soil}} = (1,025 \pm 0,015) \cdot U_n$. Das Netz versorgt durch neun Abgänge und ein Leitungsnetz mit einer Gesamtlänge von $l = 243 \text{ km}$ 260 Ortsnetze sowie einige wenige nicht öffentliche Industrienetze. Hinzu kommt eine separate Anbindung für drei UW-nahe WEA mittels eines weiteren Abgangs. Der Anteil an Freileitungen ist mit unter 1 % vernachlässigbar gering. Die Netzstruktur kann Abbildung 4-12 entnommen werden.

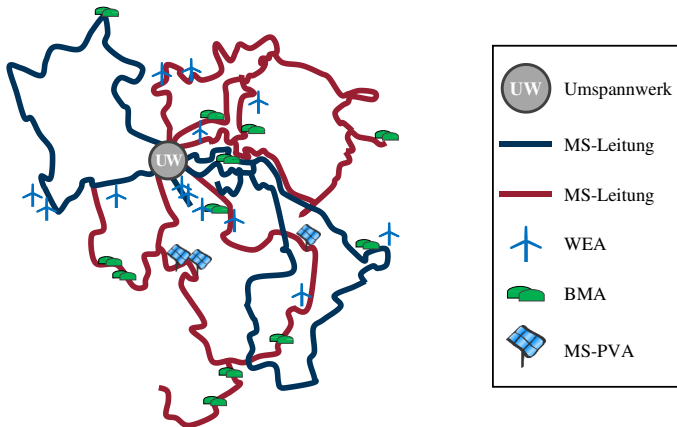


Abbildung 4-12: MS-Netz 8: Netzstruktur und Standorte der MS-DEA im Jahr 2013 (vereinfachte Darstellung)

Im Ausgangszustand (im Jahr 2013) beträgt die installierte Leistung der DEA mit MS-Anschluss $P_{\text{inst}} = 26 \text{ MW}$ (Tabelle 4-2). Die Höhe der Leistung der NS-PVA im Jahr 2013 liegt nicht vor, was für die weitere Betrachtung unproblematisch ist, da mit Hilfe der Szenarientechnik der zukünftige DEA-Bestand und nicht nur der Zubau bestimmt wird. Für die drei Stützjahre ergeben sich die in Tabelle 4-2 dargestellten Werte für die installierte DEA-Leistung. Aufgrund der Tatsache, dass die länderspezifischen Faktoren in Szenario A und B jedoch

bewusst nicht in Szenario C einfließen (vgl. Abschnitt 3.2), ist die installierte WEA-Leistung in Szenario C geringer als in Szenario B, die installierte PVA-Leistung hingegen höher.

Tabelle 4-2: MS-Netz 8: Installierte DEA-Leistung

Größe	Installierte Leistung der DEA vom Typ X									
	Ausgangswerte	$P_{\text{inst},X} / \text{MW}$								
		2020			2030			2050		
Stützjahr		A	B	C	A	B	C	A	B	C
Szenario										
WEA	17	17	35	17	17	44	20	19	44	24
BMA	5	5	7	5	6	7	6	6	7	6
MS-PVA	4	8	9	12	10	11	15	11	13	16
NS-PVA	-	14	15	22	17	20	26	19	23	28

4.3.2 Zielnetzplanung

Problemeidentifikation

Die Leistungsflussrechnungen für die auslegungsrelevanten Betriebspunkte (vgl. Abschnitt 3.3) belegen, dass der Zubau von DEA in allen Szenarien zu Grenzwertverletzungen führt. Bereits im ersten Stützjahr 2020 treten in allen untersuchten Szenarien Spannungsbandverletzungen in den UW-fernen Netzabschnitten auf. Im lageorientierten Netzplan der Abbildung 4-13 sind die Netzabschnitte in grau markiert, in denen ein unzulässiger Spannungsanstieg im Starkeinspeisefall im Stützjahr B 2050 auftritt.

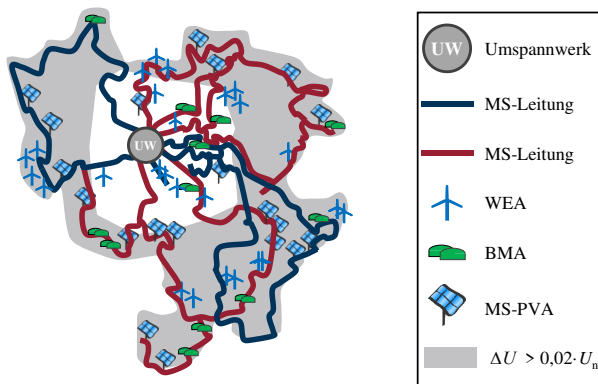


Abbildung 4-13: MS-Netz 8: Netzabschnitte mit unzulässigem Spannungsanstieg bei maximaler DEA-Einspeisung in Szenario B 2050 (vereinfachte Darstellung)

In Szenario B überschreitet die Belastung der Kabel bereits im Jahr 2020 in einzelnen Abgängen den Grenzwert für die maximale Stromstärke. In Szenario C treten Betriebsmittelüberlastungen hingegen erst im Jahr 2050 auf, da die Summe der installierten DEA-Leistung im Vergleich zu Szenario B geringer ist.

Technische Ergebnisse der Planungen

Mit dem Ziel, die im Rahmen der vorliegenden Arbeit untersuchten Netztechnologien (Abschnitt 3.5) anhand der Netze technisch und wirtschaftlich vergleichen zu können, werden für jede Netztechnologie die Ergebnisse der Planung vorgestellt:

Variante 0: Konventioneller Netzausbau (KONV)

In allen drei Szenarien lassen sich die zusätzlichen DEA durch konventionelle Netzausbaumaßnahmen in das Netz integrieren. Allerdings sind dazu in allen drei betrachteten Szenarien bereits bis 2020 massive Netzerweiterungen in Form von drei bis fünf zusätzlichen Abgängen (vgl. Abschnitt 3.4.2) und die Verlegung von Kabel mit einer Länge von $l \geq 26$ km notwendig (Tabelle 4-3).

Tabelle 4-3: MS-Netz 8: Ausbaumaßnahmen bis 2020 in Variante 0

Größe	Werte		
	Szenario A	Szenario B	Szenario C
Anzahl Leitungsfelder am UW	3	4	5
Anzahl Kabel	4	6	6
Trassenlänge	26 km	39 km	32 km
Kabellänge	26 km	39 km	40 km

Bei dem durch den Zubau von WEA geprägten Szenario B ist auffällig, dass sich die Netzausbaumaßnahmen auf vier neue Abgänge konzentrieren (vgl. Abbildung 4-14); in Szenario C hingegen, das durch den Zubau von PVA geprägt ist, sind trotz geringer DEA-Leistung fünf neue Abgänge notwendig. Dies liegt daran, dass sich die zugebaute Leistung an PVA dezentraler auf viele leistungsschwächere Standorte der MS- und NS-Ebene verteilt, der Zubau von WEA hingegen auf einige wenige Standorte konzentriert ist.

In den Stützjahren nach 2020 steigt die DEA-Leistung mit geringeren Zuwachsraten weiter an, sodass bis 2050 weitere Kabel mit einer Gesamtlänge $l = 5$ km in Szenario A (keine weiteren Abgänge), $l = 8$ km Kabel in Szenario C (ein weiterer Abgang) und $l = 29$ km in Szenario B (zwei weitere Abgänge) notwendig sind.

Variante 1: Netzausbau mit SUW

Durch die Absenkung des Sollwerts der Spannung am UW um $\Delta U = 0,01 \cdot U_n$ (SUW Konzept 1), kann der Ausbaubedarf im Vergleich zu Variante 0 deutlich reduziert werden. In Szenario A sind dadurch im gesamten Betrachtungsbereich keine weiteren Maßnahmen mehr notwendig. In Szenario C ist hingegen in einzelnen Netzabschnitten der Spannungsanstieg bereits im ersten Stützjahr so hoch, dass ein zusätzlicher Abgang mit einer Länge von $l = 5$ km notwendig ist. Bis zum Jahr 2050 kommen weitere Kabel mit einer Gesamtlänge von $l = 11$ km und zwei weitere Abgänge hinzu. In Szenario B (höchster DEA-Zubau) treten zusätzlich bereits im ersten Stützjahr Betriebsmittelüberlastungen auf, sodass Kabel mit einer Gesamtlänge von $l = 16$ km bis zum Jahr 2020 verlegt werden müssen (vgl. Abbildung 4-14). Aufgrund weiterer überlasteter Kabel und Spannungsbandverletzungen, die nicht durch das SUW verhindert werden, sind bis zum Jahr 2050 in Szenario B insgesamt Kabel mit einer Gesamtlänge von $l = 23$ km und drei neue Abgänge notwendig.

Variante 2: Netzausbau mit rONT

Sämtliche in Szenario A identifizierte Problemstellungen sind durch den Einsatz von 115 rONT lösbar (vgl. Tabelle 4-4). Der ausschließliche Einsatz von rONT funktioniert in Szenario C nur bis zum Stützjahr 2030. Die in 2050 auftretenden Betriebsmittelüberlastungen erfordern als zusätzliche Maßnahme die Verlegung von Kabeln mit einer Länge von $l = 1$ km.

Ein deutlich anderes Vorgehen ist in Szenario B erforderlich, da Betriebsmittelüberlastungen ein viel wesentliches Problem darstellen. So ist bereits 2020 die Verlegung eines zusätzlichen Kabels mit einer Länge von $l = 6$ km notwendig. Dieses senkt im entsprechenden Netzabschnitt auch den Spannungsanstieg, sodass die benötigte Anzahl an rONT mit 94 Stück geringer ausfällt als in Szenario C mit 113 Stück. Begünstigt wird dies außerdem durch die konzentriertere Verteilung der DEA. Bis zum Jahr 2050 sind dann noch weitere Kabel mit einer Gesamtlänge von $l = 10$ km und 47 rONT erforderlich.

Tabelle 4-4: MS-Netz 8: Benötigte rONT in Variante 2

Stützjahre	Anzahl zusätzlicher rONT		
	Szenario A	Szenario B	Szenario C
2020	71	94	113
2030	28	44	32
2050	16	3	14

Variante 3: Netzausbau mit ESR

Bei Einsatz von ESR ist die Planung sehr ähnlich zu der in Variante 2. Die ESR lösen prinzipiell alle Problemstellungen, die auch der rONT lösen kann. Kabelmaßnahmen sind dementsprechend bei den Betriebsmittelüberlastungen in Szenario C im Jahr 2050 und in Szenario B ab dem Jahr 2020 notwendig (vgl. Tabelle 8-10 im Anhang). Die Anzahl und Leistung der ESR ist abhängig von der installierten DEA-Leistung und deren geografischer Verteilung. Dementsprechend wird in der vorausschauenden Planung diese so ausgelegt und positioniert, dass im folgenden Stützjahr eine weitere Verwendung möglich ist. Die im gesamten Betrachtungszeitraum benötigte Anzahl an ESR ist Tabelle 4-5 zu entnehmen.

Tabelle 4-5: MS-Netz 8: Benötigte ESR in Variante 3

Stützjahre	Anzahl ESR		
	Szenario A	Szenario B	Szenario C
2020	5	6	6
2030	1	2	1
2050	0	0	2

Variante 4: Netzausbau mit SEM

Der Einsatz des SEM kann den Kabelausbau in allen Szenarien gegenüber Variante 0 um 18 % bis 25 % senken (vgl. Tabelle 8-10 im Anhang). Die Summe der abgeregelten Energie E_{ab} ist dafür aber mit bis zu $E_{ab,2050} = 7.700$ MWh pro Jahr sehr hoch, da alle MS-DEA unabhängig vom Zustand des Netzes abgeregelt werden (vgl. Abschnitt 3.5.2.4). Daher erweist sich SEM im betrachteten MS-Netz als sehr ineffektive Maßnahme.

Variante 5: Netzausbau mit DEM

Der Einsatz eines DNA-Systems zur Realisierung des DEM ermöglicht, bezogen auf den konventionellen Netzausbau, eine deutlich größere Substitution von Kabeln als Variante 4 (Einsatz des SEM), bei gleichzeitig geringerer abgeregelter Energie. Dazu sind je nach Szenario zwischen 26 und 39 DEA in das DNA-System einzubinden. In Szenario A müssen insgesamt Kabel mit einer Gesamtlänge von $l = 12$ km verlegt werden, damit bei keiner einzelnen DEA die abgeregelte Energie über $e_a = 0,05$ steigt. Bezogen auf die gesamte Energie aller MS-DEA des Netzes, ist die Höhe der Abregelung mit maximal $e = 0,006$ im Netzgebiet dabei sehr viel geringer als bei Einsatz des SEM in Variante 4 (vgl. Tabelle 8-10). In Szenario B und C steigt der Bedarf an neuen Kabeln auf $l = 32$ km bzw. $l = 23$ km an. Dabei beträgt die abgeregelte Energie maximal $e = 0,015$ in Szenario B und maximal $e = 0,006$ in Szenario C, jeweils bezogen auf die gesamte Energie aller MS-DEA im Netz.

Varianten 6 und 7: Netzausbau mit DEM (+ESR) sowie Netzausbau mit DEM (+rONT)

In diesen beiden Varianten werden zwei Netztechnologien kombiniert, um Kabelmaßnahmen, die trotz DEM in Variante 5 notwendig sind, weiter zu substituieren. In beiden Varianten wird daher jeweils zunächst DEM eingesetzt und erst bei Bedarf werden zusätzliche Spannungsregler eingebaut. In Szenario A kann mit diesem Ansatz durch drei ESR bzw. alternativ 22 rONT vollständig auf den Einsatz zusätzlicher Kabel verzichtet werden. In Szenario C ist dies bei der Verwendung von 109 rONT ebenfalls möglich. Sollen hingegen ESR Verwendung finden, so ist die Verlegung von einem Kabel der Länge $l = 1$ km im zweiten Stützjahr die sinnvollere Option, um einen kurzen Engpass zu beseitigen; weiterhin werden in Summe fünf ESR benötigt. In Szenario B treten trotz des Einsatzes von DEM bereits im Jahr 2020 Betriebsmittelüberlastungen auf, sodass ein Kabel mit einer Länge von $l = 5$ km verlegt werden muss. Alle weiteren Grenzwertverletzungen können anschließend im gesamten Betrachtungszeitraum durch die Verwendung von Spannungsreglern (sieben ESR oder 97 rONT) behoben werden. Die gesamte abgeregelte Energie entspricht in allen drei Szenarien sowohl in Variante 6 als auch Variante 7 jeweils der von Variante 5 (vgl. Tabelle 8-10 im Anhang)

Variante 8 bis 10: Netzausbau mit SUW (+DEM); Netzausbau mit SUW (+rONT); Netzausbau mit SUW (+ESR)

Wie in Variante 1 gezeigt, genügt die Absenkung des Sollwerts der Spannung der MS-Sammelschiene am UW um $\Delta U = 0,01 \cdot U_n$, in Szenario A, um alle auftretenden Grenzwertverletzungen zu vermeiden. Bei höherem DEA-Zubau sind zusätzliche Maßnahmen notwendig. Da Spannungsbandverletzungen im Netz das dominierende Problem darstellen, eignen sich als zusätzliche Netztechnologie sowohl das DEM als auch beide in dieser Untersuchung betrachteten Typen von Spannungsreglern (ESR bzw. rONT).

Trotz der Kombination von zwei Netztechnologien ist sowohl in Szenario B als auch in Szenario C weiterhin die Verlegung von Kabeln notwendig. Im Falle des DEM liegt dies daran, dass ab den Szenario-Stützjahr-Kombinationen C-2030 und B-2020 in einzelnen Gebieten mit hoher DEA-Dichte eine abgeregelte Energie je DEA von $e_a = 0,05$ nicht ausreicht, um alle Spannungsbandverletzungen zu vermeiden. Die Spannungsregler sind hingegen in der Lage, Spannungsbandverletzungen vollständig zu vermeiden. Allerdings eignen sich diese Netztechnologien nicht, um die auftretenden Betriebsmittelüberlastungen zu verhindern, sodass auch in den Varianten 9 und 10 in Szenario B und C Kabel verlegt werden müssen. Durch den Einsatz des ESR kommt es zudem durch die Spannungsabsenkung zu einer höheren Auslastung der MS-Leitungen, sodass dadurch der Kabelbedarf höher ist als beim Einsatz von rONT.

Die Netzausbaumaßnahmen der Zielnetzplanung unter Einsatz von SUW, als die günstigste innovative Variante (vgl. Abschnitt 4.3.3), sind in einem lageorientierten Netzplan exemplarisch

für das Szenario B in Abbildung 4-14 dargestellt. Für den Vergleich enthält die Abbildung zusätzlich auch einen lageorientierten Netzplan mit den Netzausbaumaßnahmen der Referenzvariante mit konventionellem Ausbau (KONV). Das genaue Mengengerüst der Betriebsmittel für alle Szenarien und Planungsvarianten ist im Anhang (Tabelle 8-10) aufgeführt.

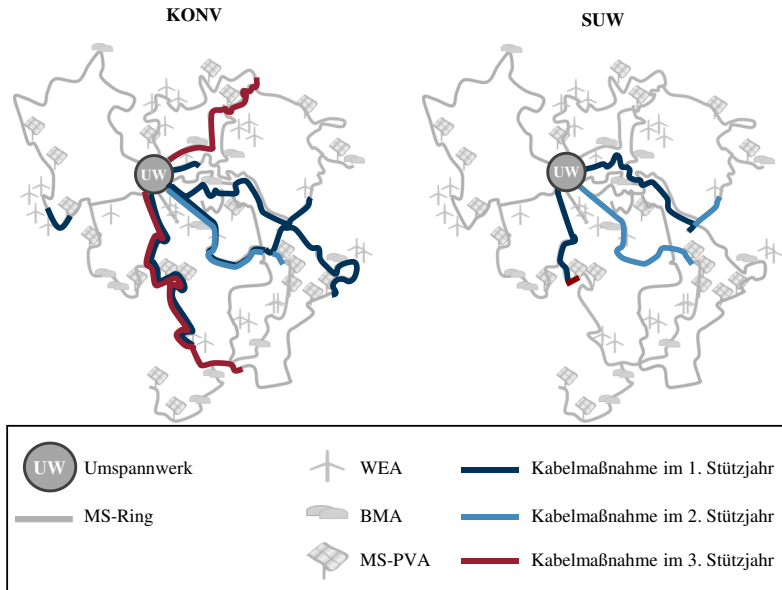


Abbildung 4-14: MS-Netz 8: Vergleich der Netzausbaumaßnahmen der Varianten KONV und SUW in Szenario B (vereinfachte Darstellung)

4.3.3 Kostenbewertung

Bezogen auf das vorgestellte zweite Planungsbeispiel ist der konventionelle Netzausbau in allen untersuchten Szenarien eine sehr kostenintensive und daher nicht empfehlenswerte Variante. Denn es entstehen Kosten in Höhe von $K = 2,5$ Mio. EUR (Barwert 2015) in Szenario A, $K = 4,4$ Mio. EUR (Barwert 2015) in Szenario B und $K = 4,1$ Mio. EUR (Barwert 2015) in Szenario C. Durch den Einsatz der innovativen Netztechnologien können mit Ausnahme des SEM in allen Szenarien signifikante Kostenvorteile erzielt werden. Eine Übersicht der Kosten aller Planungsvarianten des Szenarios A findet sich in Abbildung 4-15.

Dementsprechend kann festgestellt werden, dass es im Falle eines eher moderaten DEA-Zubaus (Szenario A) im betrachteten Netz 8 ausreicht, eine Spannungsabsenkung am UW vorzunehmen, sodass keine Investitionen notwendig sind (Annahme: SUW in Konzept 1 ist anwendbar). Dies ist die empfehlenswerte Variante. Von den anderen einzelnen

Netztechnologien ist die Variante mit DEM mit $K = 0,46$ Mio. EUR am günstigsten. Die Kombination aus DEM und Spannungsregler ermöglicht zwar eine vollständige Substitution von Kabeln, dies führt jedoch im Vergleich zur Kombination aus DEM und Kabeln zu keinen Kostenvorteilen.

Szenario A

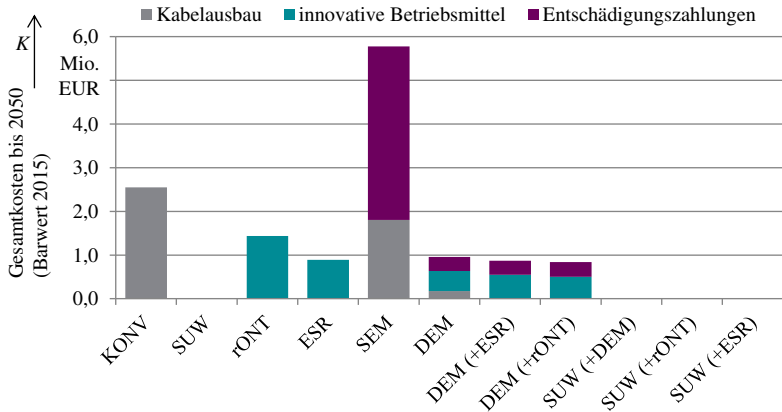


Abbildung 4-15: MS-Netz 8: Barwert 2015 der Gesamtkosten (Investitionen und Betriebsmehraufwand) der Planungsvarianten in Szenario A

Für die Szenarien B und C geben Abbildung 4-16 und Abbildung 4-17 eine Übersicht der Kosten der untersuchten Planungsvarianten. In Szenario B, bei dem insbesondere der Ausbaubedarf für den Fall eines hohen Zubaus von WEA bestimmt wird, ist die Kombination aus SUW und Kabelausbau (Variante 1) ebenfalls mit $K = 1,4$ Mio. EUR die günstigste Option. Zwar sind die Kosten für den Kabelausbau in den Varianten rONT, DEM+ (ESR), DEM (+rONT) und SUW (+rONT) deutlich geringer. Dieser Kostenvorteil wird jedoch durch die notwendigen Investitionen für die innovativen Netztechnologien überkompensiert. Die Gründe für die höheren Kabelkosten in Variante 10 (SUW+ESR) im Vergleich zu Variante 1 mit alleinigem Einsatz der SUW liegen, wie in Abschnitt 3.5.2.1 beschrieben, in der gesteigerten Auslastung durch die Absenkung der Spannung im Strang des ESR. Dies verursacht im konkreten Fall hohe Ausgaben für einen zusätzlichen Trassenabschnitt.

Anhand des in Szenario C untersuchten hohen flächigen Zubaus von PVA in Kombination mit einigen zusätzlichen WEA lassen sich die Kostenvorteile der innovativen Netztechnologie sehr gut belegen. In einer solchen Konstellation eignet sich insbesondere die Kombination aus SUW und ESR. Mit dieser Variante können mit $K = 0,21$ Mio. EUR Einsparungen von ca. 95 % gegenüber der konventionellen Referenzplanung erzielt werden. Wird unterstellt, dass in dem Netz SUW nicht angewendet werden könnten, ist es empfehlenswert, entweder ESR einzusetzen

oder zunächst mittels DEM die Problemstellungen zu lösen und anschließend bei Bedarf zusätzlich einzelne ESR zu nutzen.

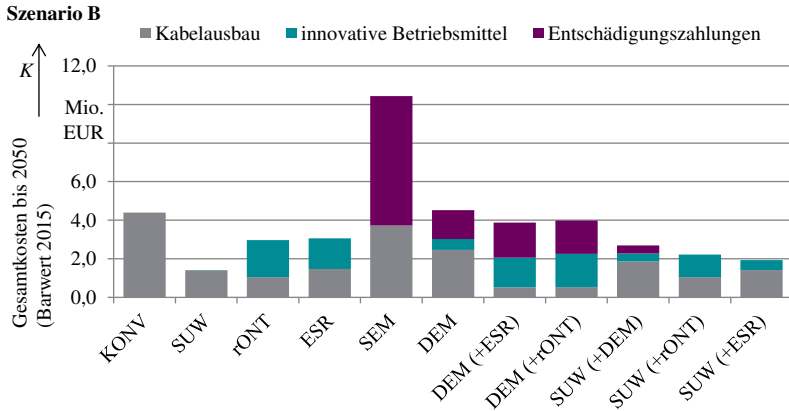


Abbildung 4-16: MS-Netz 8: Barwert 2015 der Gesamtkosten (Investitionen und Betriebsmehraufwand) der Planungsvarianten in Szenario B

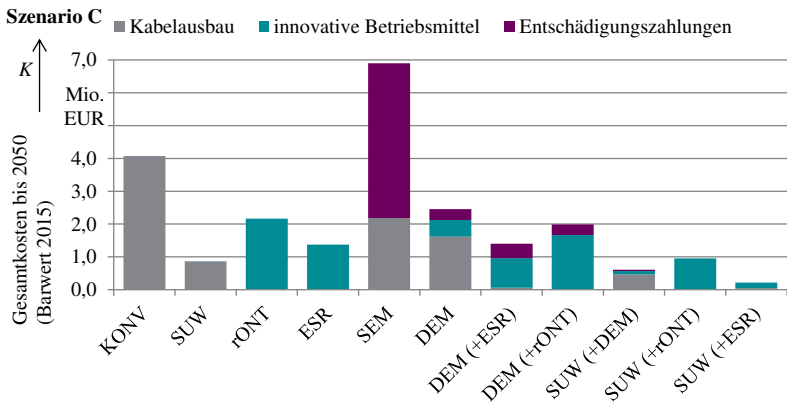


Abbildung 4-17: MS-Netz 8: Barwert 2015 der Gesamtkosten (Investitionen und Betriebsmehraufwand) der Planungsvarianten in Szenario C

4.4 Drittes Planungsbeispiel

Vorbemerkung: Das dritte vorgestellte Beispiel ist vom Verfasser der vorliegenden Arbeit im Rahmen der Studie „Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie“ [Bau_14] untersucht worden. Der Fokus der Studie war auf die Kopplungsmöglichkeiten zwischen Strom- und Gasnetz gerichtet. Die dazu benötigte Zielnetzplanung des Gasnetzes und die Anlageneinsatzsimulation sind von den beteiligten Projektpartnern erstellt worden (vgl. [Bau_14]). Um die im Rahmen der vorliegenden Arbeit konzipierten Planungsmethoden einheitlich auf alle untersuchten Netze anwenden und identische Kostenannahmen und Investitionsjahre verwenden zu können (vgl. Abschnitt 4.5), wurde die im Weiteren dargestellte Zielnetzplanung nicht direkt aus der Studie übernommen, sondern mit den Methoden der vorliegenden Arbeit überarbeitet. Die im Weiteren dargestellten quantitativen Ergebnisse weichen daher im Detail teilweise von denen der Studie ab.

4.4.1 Eingangsdaten

Beim dritten Planungsbeispiel handelt es sich um ein reales Netz der 20-kV-Ebene (Netz 9 aus Tabelle 8-7). Aufgrund der Bevölkerungsdichte und der Flächennutzung ist es als durchgehend ländlich einzuordnen. Es versorgt mittels 264 ONT die NS-Ebene sowie einige MS-Lasten. Das Netz verfügt über neun Abgänge und ein Leitungsnetz mit einer Gesamtlänge von $l = 208$ km (durchgehend Kabel). Für die Untersuchung wurden Trennstellen geöffnet, sodass offen betriebene Ringe vorliegen. In Abbildung 4-18 ist ein lageorientierten Netzplan dargestellt.

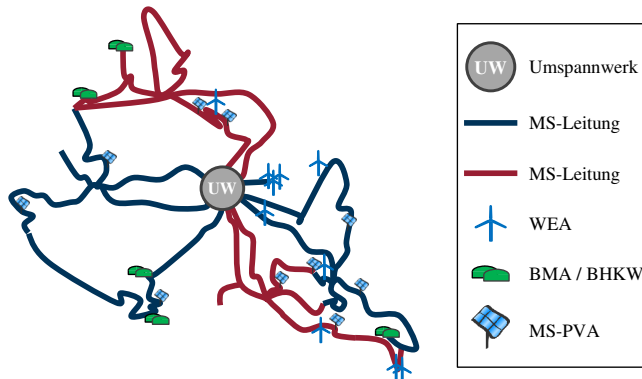


Abbildung 4-18: MS-Netz 9: Netzstruktur und Standorte der MS-DEA im Stützjahr 2023 (vereinfachte Darstellung)

Die Spannung an der Sammelschiene des UW beträgt in der Untersuchung $U_{\text{soil}} = (1,025 \pm 0,015) \cdot U_n$. Im Ausgangszustand (Stand im Jahr 2013) sind an das Netz 285 DEA mit einer Summenleistung von $P_{\text{inst}} = 103$ MW angeschlossen; davon entfallen 45 % der

Leistung auf DEA der NS-Ebene. Das im Weiteren betrachtete netzspezifische Szenario (vgl. Tabelle 4-6) wurde dazu aus [Bau_14] übernommen, damit in der Planung konsistent die gleichen Eingangsdaten zugrunde liegen wie in der Anlageneinsatzsimulation. Dementsprechend werden – abweichend von der Definition aus Abschnitt 3.7.1 – die Jahre 2023 und 2033 als die ersten beiden Stützjahre definiert und nur ein Szenario betrachtet.

Tabelle 4-6: MS-Netz 9: Installierte DEA-Leistung gemäß dem Szenario aus [Bau_14]

Größe	Installierte Leistung der DEA vom Typ X			
	Ausgangswerte	$P_{\text{inst},X}/\text{MW}$		
Szenario		2023	2033	2050
WEA	29	48	65	72
BMA / BHKW	14	19	20	21
MS-PVA	18	39	42	49
NS-PVA	41	88	94	110

4.4.2 Zielnetzplanung

Problemidentifikation

Die auf Basis der Leistungsflussberechnung durchgeführte Analyse der Problemstellungen zeigt, dass der im betrachteten Szenario unterstellte DEA-Zubau in allen UW-fernen Bereichen des Netzes zu massiven Spannungsbandverletzungen führt. Im lageorientierten Netzplan der Abbildung 4-19 sind die Netzabschnitte farblich gekennzeichnet, in denen ein unzulässiger Spannungsanstieg im Starkeinspeisefall im Stützjahr 2050 auftritt.

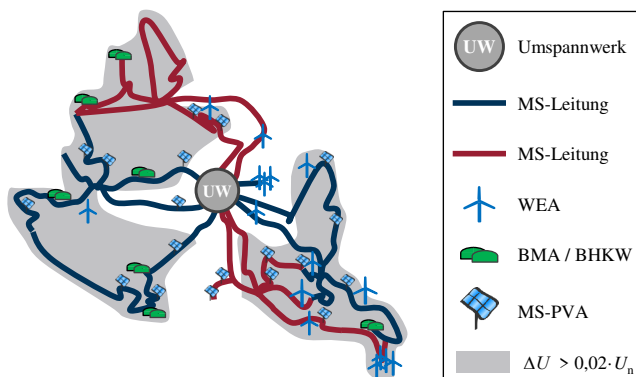


Abbildung 4-19: MS-Netz 9: Netzabschnitte mit unzulässigem Spannungsanstieg bei maximaler DEA-Einspeisung in Stützjahr 2050 (vereinfachte Darstellung)

Bereits im ersten Stützjahr tritt eine maximale Spannungsanhebung von $\Delta U/U_n = +0,074$ auf. Hinzu kommt, dass über alle Abgänge verteilt 102 Leitungen überlastet sind. Die maximale auftretende Stromstärke ist deutlich höher als der thermische Grenzstrom ($I/I_{th} = 2,30$). Damit steht dieses Planungsbeispiel repräsentativ für solche MS-Netze, in denen Betriebsmittelüberlastungen eine Hauptursache für den Ausbaubedarf darstellen.

Technische Ergebnisse der Planungen

Da bei diesem Planungsbeispiel der Fokus auf der sektorenübergreifenden Netzplanung liegt, wird die Anzahl der Planungsvarianten mit innovativen Netztechnologien nach systematischen Kriterien sinnvoll begrenzt. So entfällt aufgrund der eindeutigen ökonomischen Ergebnisse des ersten Beispiels (vgl. Abschnitt 4.2.3) die Variante SEM. Alle anderen innovativen Netztechnologien werden als einzelne Netztechnologie betrachtet (vgl. Abschnitt 3.5.2). Wie in der Problemidentifikation nachgewiesen, stellen Betriebsmittelüberlastungen eine wesentliche Problemstellung in diesem Netz dar. Dementsprechend entfallen die beiden Kombinationen, bei denen zusätzlich zum DEM noch hohe Investitionen für zusätzliche Spannungsregler anfallen (DEM+ESR und DEM+rONT).

Variante 0: Konventioneller Netzausbau (KONV)

Für die Beseitigung aller identifizierten Grenzwertverletzungen sind im gesamten Betrachtungszeitraum Kabelmaßnahmen in allen Bereichen des Netzes notwendig. Bereits im ersten Stützjahr sind elf MS-Kabel in Form neuer Abgänge mit einer Gesamtlänge von $l = 99$ km einzusetzen. Im zweiten und dritten Stützjahr kommen jeweils fünf weitere hinzu, sodass die Gesamtlänge aller neu verlegten Kabel auf $l = 147$ km ansteigt. Zusätzlich sind in Summe sechs Engpässe durch den Austausch von Kabeln (Verstärkungsmaßnahmen) mit einer Gesamtlänge von $l = 9$ km zu beseitigen. Bei der Errichtung neuer Abgänge werden stets auch neue Abgangsfelder mit Schutzeinrichtungen notwendig, die stets in der Kostenbewertung berücksichtigt werden. Die Verstärkung von HS/MS-Transformatoren wird als Netzausbaumaßnahme der Netzebene 4 hingegen, wie im Abschnitt 2.1 beschrieben, im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet.

Variante 1: Netzausbau mit SUW

Eine Absenkung der Spannung an der Sammelschiene des UW um $\Delta U = 0,01 \cdot U_n$ substituiert den größten Teil der Ausbaumaßnahmen, die ausschließlich durch Spannungsbandverletzungen bedingt sind. Da Betriebsmittelüberlastungen in diesem Netz aber ein dominierendes Problem darstellen, sind im Betrachtungszeitraum weiterhin zwölf Kabel neu zu verlegen und vier Kabel zu ersetzen. Dafür ist die Verlegung von Kabeln mit einer Länge von $l = 65$ km notwendig. Davon entfallen 90 % auf Maßnahmen des ersten Stützjahrs. Hinzu kommen Maßnahmen zur

Verstärkung von Kabeln mit einer Gesamtlänge von $l = 16$ km. Verstärkungsmaßnahmen werden, wie in Abschnitt 3.4.2, nur für die Beseitigung lokaler Engpässe eingesetzt.

Variante 2: Netzausbau mit rONT

Neben der SUW eignet sich die Netztechnologie rONT ebenfalls, um eine ähnliche Anzahl an konventionellen Maßnahmen in diesem Netz zu substituieren. Dazu sind im ersten Stützjahr 102 rONT notwendig, weitere 23 rONT im zweiten und sechs rONT im dritten Stützjahr. Die Beseitigung der auftretenden Betriebsmittelüberlastungen sowie die durch den Einsatz von rONT nicht behebbaren Spannungsbandverletzungen (vgl. Abschnitt 3.5.2.2) bedingen, dass weiterhin noch insgesamt zehn zusätzliche Kabel und 16 Verstärkungen bestehender Kabel an Engstellen notwendig werden. Die Gesamtlänge aller neuen und erneuerten Kabel beträgt dabei $l = 92$ km.

Variante 3: Netzausbau mit ESR

Bis zum dritten Stützjahr 2050 sind ESR in nahezu allen Abgängen vorzusehen. An einigen Stellen sind ESR im Laufe des betrachteten Zeitraums neu zu positionieren, da an ihren Standorten leistungsstärkere ESR notwendig werden, die alten aber an anderen Stellen verwendet werden können. Insgesamt sind über den Gesamtzeitraum elf ESR mit einer Summenleistung von $S = 118$ MVA zu beschaffen. Im Vergleich zu Variante 2 (Netzausbau mit rONT) werden in dieser Variante mehr Kabelmaßnahmen notwendig. Es sind im Einzelnen zwölf Kabel neu zu verlegen und an Engstellen 23 Kabel zu verstärken (Gesamtlänge der Kabel $l = 97$ km). Eine Ursache für diesen recht hohen Bedarf liegt darin, dass die Absenkung der Spannung durch den ESR teilweise weitere Überlastung von Kabeln verursacht, die dann zu ersetzen sind.

Variante 4: Netzausbau mit DEM

Das DEM beseitigt in diesem Netz sowohl Spannungsbandverletzungen als auch zahlreiche Betriebsmittelüberlastungen. Dazu sind 95 MS-DEA in ein DNA-System einzubinden sowie acht MS-Knoten und 24 ONS mit Sensoren auszurüsten. Aufgrund der Begrenzung der Spitzenkappung sind weiterhin Kabel auf einer Länge von $l = 83$ km zu verlegen. Diese verteilen sich auf 27 Netzausbaumaßnahmen, wobei davon acht größere Netzausbaumaßnahmen bereits im ersten Stützjahr notwendig sind. Bezogen auf die gesamte eingespeiste Energie aller MS-DEA beträgt die durch das Einspeisemanagement abgeregelte Jahresenergie je nach Stützjahr zwischen $e = 0,01$ und $e = 0,015$.

Variante 5: Netzausbau mit PtGA

In der sektorenübergreifenden Planung werden fünf Standorte identifiziert, die aus gastechnischer Sicht für den Betrieb einer PtGA geeignet sind. Da einer dieser Standorte

allerdings in direkter Nähe zum UW gelegen ist und daher kein großes Potenzial für die Entlastung des MS-Netzes bietet, werden im ersten Stützjahr nur an den vier anderen Standorten PtGA errichtet. Gemäß der in der Potenzialanalyse bestimmten Gesamtleistung, die an das betrachtete regionale Gasnetz angeschlossen werden kann, beträgt die maximal mögliche elektrische Leistung der PtGA $P_{el} = 40$ MW. Diese wird auf die vier Standorte gleichmäßig verteilt, sodass jede PtGA eine Leistung von $P_{el} = 10$ MW aufweist. Da die Einspeisung von Wasserstoff bei dieser Leistung auf Grund des geringen Gasabsatzes insbesondere in den Sommermonaten nicht möglich ist, ist eine Methanisierung an allen Standorten notwendig. [Bau_14]

Bei netzdienlicher Einsatzweise der PtGA reduziert sich der Netzausbaubedarf deutlich. Dazu ist entsprechend der in Abschnitt 3.6.3 dargestellten Methode ein Leistungskorridor ermittelt worden. Als weitere Netzausbaumaßnahme werden bis 2050 Kabel mit einer Länge von insgesamt $l = 101$ km benötigt, wobei davon bereits 59 % auf Kabelmaßnahmen des ersten Stützjahres entfallen. Ursächlich dafür ist, dass die PtGA nur eine lokale Wirkung haben. Grenzwertverletzungen an Knoten und Leitungen, die über andere Abgänge mit dem UW verbunden sind und nicht umgeschaltet werden können, müssen weiterhin durch andere Netzausbaumaßnahmen behoben werden. Die Standorte der PtGA sowie alle im Betrachtungszeitraum durchgeführten Kabelmaßnahmen können dem lageorientierten Netzplan der Abbildung 4-20 entnommen werden.

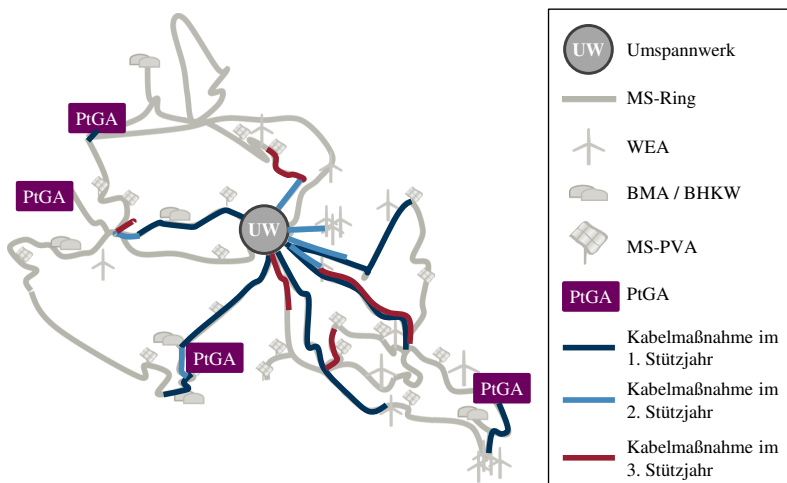


Abbildung 4-20: Netzausbau mit PtGA (vereinfachte Darstellung)

Variante 6: Netzausbau mit SUW (+DEM)

Da sich der Einsatz einer SUW bei der Betrachtung im Rahmen von Variante 1 als sehr geeignete Netzausbaumaßnahme bei Spannungsbandverletzungen erwiesen hat, gleichzeitig aber in dem Netz auch viele Betriebsüberlastungen auftreten, die mittels DEM behoben werden können, soll an dieser Stelle noch die Kombination aus SUW und DEM untersucht werden. Das Ergebnis zeigt, dass durch die zielgerichtete Kombination dieser beiden Netztechnologien der Kabelbedarf im Vergleich zu den Varianten mit nur einer innovativen Netztechnologie um weitere 50 % auf $l = 42$ km gesenkt werden kann, wenn gleichzeitig die Spannung der Sammelschiene des UW um $\Delta U = 0,01 \cdot U_n$ gesenkt wird. Gleichzeitig kann die abgeregelte Energie im Vergleich zu Variante 4 reduziert werden und liegt jetzt in allen Stützjahren unter $e = 0,006$. Eine detailliertere Übersicht aller Netzausbaumaßnahmen ist Tabelle 8-11 des Anhangs zu entnehmen.

4.4.3 Kostenbewertung

Auch bei diesem Planungsbeispiel ist die Referenzplanung (Variante 0), bei der ausschließlich konventionelle Netzausbaumaßnahmen eingesetzt werden, mit deutlich höheren Kosten verbunden als die günstigste innovative Variante. Der Barwert 2015 der Gesamtkosten beläuft sich demnach bei konventioneller Netzplanung auf $K = 10,2$ Mio. EUR (Abbildung 4-21). Durch eine innovative Netzplanung lässt sich in sämtlichen untersuchten Varianten der Ausbau deutlich günstiger realisieren. Eine Übersicht der Barwerte der Gesamtkosten aller Planungsvarianten ist in Abbildung 4-21 dargestellt.

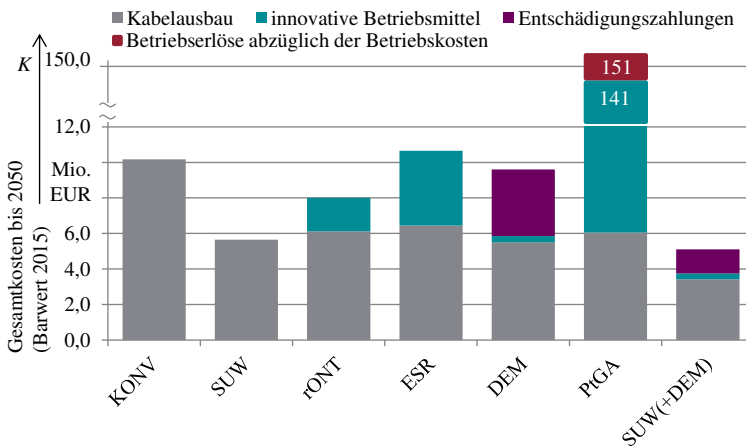


Abbildung 4-21: MS-Netz 9: Barwert 2015 der Gesamtkosten (Investitionen und Betriebsmehraufwand) der Planungsvarianten

Der kombinierte Einsatz aus SUW und DEM ist mit $K = 5,1$ Mio. EUR die günstigste Variante. Davon entfallen 67 % auf Kabelmaßnahmen, 7 % auf das DNA-System und 27 % auf Entschädigungszahlungen. Bei der Zielnetzplanung mit PtGA (Variante 5) sinken die Kosten für den Kabelausbau auf ein vergleichbares Niveau wie bei den Varianten mit innovativen Netztechnologien. Hinzu kommen allerdings die Investitionskosten von $K = 141$ Mio. EUR (Barwert 2015) für die PtGA inkl. der zyklischen Teilerneuerung der Elektroden (vgl. Tabelle 8-4). Für den Investitionszeitpunkt im Jahr 2018 (vgl. Abschnitt 3.7.1) ist bei den PtGA mit einer Methanisierungsanlage dieser Bemessungsleistung mit spezifischen, auf die elektrische Leistung bezogenen Investitionskosten von $k_{Invest} \approx 2.800$ EUR/kW (kein Barwert!) zu rechnen [Bau_15]. Wie bei allen neu gebauten Betriebsmitteln wird auch bei der PtGA berücksichtigt, dass diese nach Ende ihrer technischen Nutzungsdauer (25 Jahre) erneuert werden muss. Die spezifischen Kosten sinken zwischenzeitlich aber entsprechend der Kostenszenarien (vgl. Tabelle 8-4) deutlich; außerdem wird der Restwert an Ende des Betrachtungszeitraums 2050 in der Bewertung als Einnahmen berücksichtigt (vgl. Abschnitt 3.7.1). Da die PtGA durch die netzdienliche Fahrweise in ihrer Betriebsweise deutlich eingeschränkt wird, ist der Barwert aller Erlöse des Anlagenbetriebs im Gesamtzeitraum mit -9,9 Mio. EUR (Barwert 2015) negativ. Insbesondere im Zeitraum bis zum Jahr 2030 ist der Strompreis in den meisten Stunden des Jahres deutlich zu hoch, um die PtGA wirtschaftlich zu betreiben [Bau_14]. Der Barwert der Gesamtkosten erhöht sich dementsprechend auf $K = 151$ Mio. EUR. Zu beachten ist, dass an dieser Stelle nur der Nutzen der PtG-Technologie für das MS-Netz betrachtet wird. Die PtG-Technologie kann aber auch eine Lösung für andere Problemstellung der gesamten Energieversorgung darstellen (vgl. Abschnitt 4.6). Werden andere Erlösmöglichkeiten mit betrachtet, kann dies die Kostenbewertung deutlich beeinflussen.

4.5 Vergleich der Netzausbauvarianten

4.5.1 Technischer Vergleich

Die exemplarischen Planungen belegen die technische Eignung innovativer Netztechnologien. Mit diesen lassen sich die durch den Zubau von DEA verursachten Problemstellungen lösen und kostenintensive Netzausbaumaßnahmen können substituiert werden. Insbesondere bei hohem DEA-Zubau sind in den betrachteten Netzen entweder die Kombination zweier Netztechnologien bzw. zusätzliche Kabelmaßnahmen notwendig. Die Realisierung eines SUW ist technisch je nach Ausführung (vgl. Abschnitt 3.5.2.1) sehr einfach, erfordert aber einen hohen Datenbedarf bzw. Simulationsaufwand, wenn spannungsebenenübergreifende Leistungsflussberechnungen notwendig sind. Es kann allerdings auch Fälle geben, in denen das SUW aufgrund der ungünstigen Verteilung der Lasten und DEA nicht anwendbar ist.

Die Netztechnologien DEM, rONT und ESR sind prinzipiell ähnlich gut geeignet, um Kabelmaßnahmen zu ersetzen. Im Detail haben sich aber Unterschiede herausgestellt:

- In Netzen bzw. Netzabschnitten, in denen Betriebsmittelüberlastungen die dominierende Ursache für Netzausbaumaßnahmen darstellen, ist nur das DEM geeignet.
- Unter den hier vorausgesetzten technischen Rahmenbedingungen kann im Falle einer Spannungsanhebung mit $\Delta U > 0,06 \cdot U_n$ nur der ESR, aber nicht der rONT die Grenzwertverletzung beheben.
- Die ESR-Regelung erhöht die Auslastung der Kabel. Der ESR ist daher in Fällen, in denen die Kabelauslastung nahe des Grenzwertes liegt, ungeeignet.
- Bei unsicherer Prognose bzgl. des DEA-Zubaus bietet sich das DEM an, da es im Vergleich der Netztechnologien die höchste Flexibilität aufweist. Das bei DEM notwendige DNA-System kann direkt neue DEA integrieren und auf zusätzliche Problemstellungen ohne Vorlaufzeit reagieren.
- Die Anzahl der benötigten rONT skaliert gut mit dem DEA-Zubau. Die Ausstattung weiterer ONS ist relativ kurzfristig möglich.
- Für die Verwendung des ESR ist eine gute Prognose der DEA-Standorte notwendig, da die Standortauswahl des ESR und dessen Leistungsdimensionierung im Hinblick auf die gesamte technische Nutzungsdauer des Betriebsmittels erfolgen sollte.

Die sektorenübergreifende Netzplanung belegt, dass durch die Nutzung der vorhandenen Infrastruktur des Gasnetzes Netzausbaumaßnahmen auf Seiten des Stromnetzes substituiert werden können. Dies setzt allerdings voraus, dass in räumlicher Nähe Standorte existieren, an denen Grenzwertverletzungen durch den DEA-Zubau auftreten auch eine Kopplung aus gastechnischer Sicht möglich ist. Außerdem ist ein netzdienlicher Anlageneinsatz notwendig. Bei der für die Sektorenkopplung auf MS-Ebene notwendigen PtGA handelt es sich um eine sehr komplexe Technologie. Dementsprechend ist der Aufwand für die Realisierung und den Betrieb sehr hoch, insbesondere, wenn – wie im untersuchten Fall – eine Quelle für Kohlenstoffdioxid für die Methanisierung benötigt wird.

4.5.2 Ökonomischer Vergleich

Die Auswertung der drei exemplarischen Zielnetzplanungen belegt, dass durch den Einsatz von innovativen Netztechnologien massive Einsparpotenziale beim Netzausbau ländlicher MS-Netze realisiert werden können. Der ausschließliche Einsatz konventioneller Netzausbaumaßnahmen ist nicht empfehlenswert. Insbesondere die SUW ist eine kostengünstige Option, da dafür – je nach Konzept (vgl. Abschnitt 3.5.2.1) – keine Investitionen notwendig sind und gleichzeitig viele Netzausbaumaßnahmen substituiert werden. Das Kosteneinsparpotenzial liegt bei bis zu 100 %, falls das SUW im Netz anwendbar ist (vgl. Abschnitt 4.5.1).

Die innovativen Planungsvarianten mit rONT, ESR und DEM liegen auf einem ähnlichen Kostenniveau. Daher kann es jeweils aus Gründen der Standardisierung sinnvoll sein, entweder ausschließlich rONT oder ESR oder das DEM jeweils in Kombination mit konventionellen Netzausbaumaßnahmen einzusetzen. Davor ist allerdings zuerst stets der Sollwert der Spannung an der MS-Sammelschiene der UW zu optimieren (SUW). Insbesondere bei hohem DEA-Zubau, der sich über das gesamte Netzgebiet verteilt, ist ein kombinierter Einsatz einer dieser Netztechnologien zusammen mit SUW zielführend. SEM stellt in den betrachteten Netzen keine geeignete Option dar, da die Gesamtkosten vielfach sogar höher liegen als beim Netzausbau mit ausschließlich konventionellen Betriebsmitteln. Der Grund dafür ist, dass die Abregelung nicht problemselektiv erfolgt und die Volllaststundenzahl der BMA und WEA signifikant höher ist als die der PVA.

Der Einsatz von PtGA ist bei den zu Grunde liegenden Szenarien auch in Zukunft extrem kostenintensiv. Die Investitionskosten für die Elektrolyseure sind zu hoch und die technische Nutzungsdauer der Komponenten mit zum Teil nur zehn Jahren recht gering (vgl. [Bau_15]). Damit die PtG-Technologie in Zukunft in die beschriebene Weise eingesetzt wird, bedarf es deutlicher Senkung der Herstellungskosten von Elektrolyseuren. Außerdem sind die durch den Betrieb zu erzielenden Erlöse, auch bei einer hier unterstellten Befreiung von allen Abgaben und Steuern, mittelfristig zu gering, insbesondere bei netzdienlicher Einsatzweise. Die sektorenübergreifende Netzplanung in der MS-Ebene findet daher in der weiteren Betrachtungen keine Berücksichtigung. Zu beachten ist, dass es sich bei diesen Schlussfolgerungen um eine spezifische Bewertung der PtG-Technologie als Option zur Vermeidung konventioneller Netzausbaumaßnahmen auf MS-Ebene handelt. Die PtG-Technologie ist darüber hinaus geeignet, weiteren Nutzen für das Energieversorgungssystem zu erbringen. Potenzielle Anwendungen sind insbesondere die Substitution von neuen Trassen des Übertragungsnetzes, die Erbringung klassischer Systemdienstleistungen (Frequenzhaltung), der Ausgleich von Prognoseunsicherheiten bei der Direktvermarktung von Energie volatil einspeisender DEA sowie die Bereitstellung von regenerativen Kraftstoffen für Mobilitätsanwendungen [Bau_15]. Darüber hinaus ist nach heutigem Stand der Wissenschaft und Technik die PtG-Technologie die einzige im großtechnischen Maßstab verfügbare Option, um saisonale Speicher für das Stromnetz bereitzustellen [Göt_16]. Dazu wird das Stromnetz bidirektional mit dem Gasnetzes gekoppelt (vgl. Abschnitt 3.6.2). Saisonale Speicher werden insbesondere dann nötig, wenn die elektrische Energieversorgung zum weit überwiegenden Teil oder sogar vollständig durch volatil einspeisende DEA erfolgt. Dies ist das politische Ziel der Europäischen Union für die Mitte dieses Jahrhunderts (vgl. Abschnitt 1.1, [EK_15]). Nutzt man die PtGA für mehrere dieser Anwendungen parallel, kann der Betrieb von PtGA wirtschaftlich sein. So kommt die Studie von Baumann et al. auf Basis eines Fallbeispiels zu dem Schluss, dass sich der Betrieb von PtGA bei der kombinierten Betrachtung mehrerer Anwendungen rechnet,

sobald die spezifischen Kosten für PtGA auf einen Wert von $k_{invest} = 510$ EUR/kW sinken [Bau_15]. Dazu sind allerdings rechtlich-regulatorische Änderungen notwendig [Zan_17].

4.6 Schlussfolgerungen

Anhand der in diesem Abschnitt dargestellten Zielnetzplanungen wurde nachgewiesen, dass die in Abschnitt 3 entwickelte Gesamtmethode geeignet ist, Netztechnologien vergleichen und ihre Eignung zu bewerten. Die entwickelten Methoden für die Bildung von Szenarien, die Problemidentifikation sowie die konventionelle, innovative und sektorenübergreifende Netzplanung haben sich in der Anwendung bewährt. Insbesondere die Modellierung der innovativen Netztechnologien für die Leistungsflussberechnung und die Simulation der Leistungszeitreihen für die Bestimmung der abgeregelten Energie liefern alle Ergebnisse in der erforderlichen Detailtiefe. Insgesamt ist damit ein technischer und ein ökonomischer Vergleich der Netztechnologien möglich.

Für die weitere Untersuchung kann aus diesem Abschnitt geschlussfolgert werden, dass

- eine Anpassung der entwickelten Planungsmethoden und Modelle der Netztechnologie nicht notwendig ist und diese weiter verwendet werden können.
- vergleichende Zielnetzplanungen weiterer Netze ausgewertet werden sollten, um die Datenbasis deutlich zu vergrößern.
- der Fokus auf die Netztechnologien SUW, DEM, rONT und ESR zu legen ist.
- mittels einer geeigneten Datenauswertung analysiert werden sollte, welche Parameter den größten Einfluss darauf haben, welche Netztechnologien in welchen Fällen am kostengünstigsten und technisch geeignetsten sind.

In der weiteren Untersuchung werden diese Schlussfolgerungen aufgegriffen. Für die Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze wird daher insbesondere eine größere Datenbasis betrachtet.

5 Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze¹⁰

5.1 Technologiebewertung

5.1.1 Darstellung der Planungsergebnisse

Gemäß der entwickelten Gesamtmethode (vgl. Abschnitt 3.1.3) bilden die Ergebnisse der vergleichenden Zielnetzplanungen der betrachteten typischen MS-Netze die Datenbasis für die Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze. Die Datenbasis besteht aus den in Abschnitt 8.2 dargestellten Netzen (ohne Netz 9). Für diese MS-Netze sind mit allen in Abschnitt 3.4 und Abschnitt 3.5 dargestellten Netztechnologien für jeweils drei Szenarien Zielnetzplanungen für jeweils drei Stützjahre erstellt worden. Die Planungsmethoden sind für alle Netze und bei allen Zielnetzplanungen einheitlich gewählt (vgl. Kapitel 3 und Kapitel 4). Die ökonomische Auswertung dieser Zielnetzplanungen wird in diesem Abschnitt dargestellt und bildet eine wichtige Basis für die anschließende Entwicklung der innovativen Planungsgrundsätze in Abschnitt 5.2.

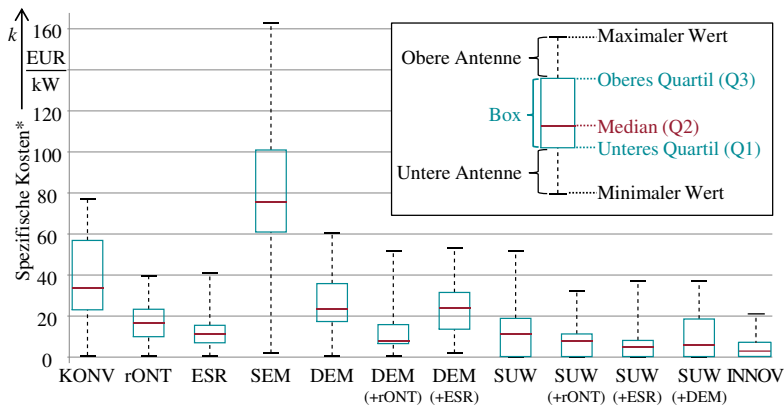
Der Fokus der quantitativen Auswertungen dieses Abschnitts liegt – wie in Abschnitt 2.1 erläutert – auf dem Netzausbau der MS-Ebene (Netzebene 5). Die Netzebene 6 (MS/NS-Umspannebene) wird nur bei MS-dienlichem Einsatz eines rONT berücksichtigt. Bezogen auf das HS/MS-Umspannwerk (Netzebene 4) werden ausschließlich MS-seitige UW-Komponenten betrachtet, nicht der Transformator selbst. Da auch bei innovativem Netzausbau vielfach nicht vollständig auf den Einsatz von zusätzlichen Kabeln verzichtet werden kann, wird im Weiteren für jede Variante stets der Barwert 2015 der Gesamtkosten K (Investitionen und Betriebsmehraufwand bis 2050), die in Folge des Ausbaus anfallen, berücksichtigt. Als Vergleichsgröße werden daraus die spezifischen Kosten k als Quotient aus den Barwert der Gesamtkosten K und der installierten DEA-Leistung P_{DEA} bestimmt (vgl. Abschnitt 3.7.1).

In Abbildung 5-1 sind auf Basis aller untersuchten MS-Netze und Szenarien die spezifischen Kosten k für alle Netztechnologien in einem Boxplotdiagramm dargestellt. Pro Netztechnologie wird in der Darstellung der Median (0,5-Quantil, Q2) als rote Markierung angegeben, der die mittleren spezifischen Kosten kennzeichnet. Die Endmarkierungen der „Antennen“ kennzeichnen den maximalen und minimalen Wert der zugrundeliegenden Datenbasis. Zusätzlich wird durch den grünen Kasten („Box“) der jeweils mittlere Bereich angegeben (Interquartilsabstand), der 50 % der Werte für k umfasst. Die untere Endmarkierung der Box

¹⁰ Die Abschnitte 5.1.1, 5.2 und 5.3.2 sind durch den Verfasser zum Teil bereits veröffentlicht worden als: Steffens, P.: „Planungs- und Betriebsgrundsätze für Mittelspannungsnetze“. In: [Zdr_16], S. 103-128.

stellt dementsprechend das untere Quartil (0,25-Quantil, Q1) dar und die obere Endmarkierungen der Box das obere Quartil (0,75-Quantil, Q3).

Dem vom links gesehen ersten Boxplot im Diagramm kann entnommen werden, dass bei konventionellem Netzausbau mittlere spezifischen Kosten von $k = 34,4$ EUR/kW anfallen. Durch den zielgerichteten kombinierten Einsatz der innovativen Netztechnologien sinken die mittleren spezifischen Kosten (Median) im Vergleich zur konventioneller Netzplanung um ca. 90 % auf $k = 3,5$ EUR/kW (INNOV), wie im ersten Boxplot von rechts dargestellt. Die Werte für INNOV ergeben sich, wenn in jedem Einzelfall die jeweils günstigste innovative Netztechnologie eingesetzt wird. Soll der Netzausbau einheitlich mit stets der gleichen Netztechnologie bzw. der Kombination zweier Netztechnologien erfolgen, sinken die spezifischen Kosten bei einem kombinierten Einsatz von SUW und ESR um 86 % gegenüber dem konventionellen Netzausbau auf $k = 3,7$ EUR/kW (dritter Boxplot von rechts). In beiden Fällen wird vorausgesetzt, dass eine Spannungsabsenkung am UW um $\Delta U = 0,01 \cdot U_n$, gemäß dem in Abschnitt 3.5.2.1 vorgestellten Konzept 1, möglich ist.



*) Barwerte 2015 der Gesamtkosten bis 2050 im Verhältnis zur DEA-Leistung in 2050. Notwendige konventionelle Netzausbaumaßnahmen sind stets berücksichtigt.

Abbildung 5-1: Vergleich der Barwerte der spezifischen Kosten von Zielnetzplanungen in Abhängigkeit der verwendeten Netztechnologien

Betrachtet man die mittleren spezifischen Kosten k der Ausbauvarianten mit einer einzelnen innovativen Netztechnologie (ohne Einsatz der SUW), betragen die mittleren Einsparungen bezogen auf die Gesamtkosten des konventionellen Netzausbaus (KONV) in der Variante rONT 51 %, in der Variante ESR 68 % und in der Variante DEM 31 %. Durch Einsatz des SEM lassen sich hingegen im Mittel keine Kosten einsparen. Die mittleren spezifischen Kosten steigen um +123 % auf mehr als das Doppelte. Weiterhin zeigt diese Auswertung, dass die Netztechnologien mit den größten Kosteneinsparungen eine deutlich geringere Spreizung

(Größe der Box) ihrer spezifischen Kosten aufweisen, da diese Netztechnologien einen Puffer für den weiteren DEA-Zubau bereitstellen. So wird durch Einsatz von Spannungsreglern (rONT oder ESR) die zulässige Spannungsanhebung sprunghaft erhöht. Diese reagieren deshalb weniger sensitiv auf eine Änderung der Versorgungsaufgabe oder der Topologie und senken das Risiko, Fehlinvestitionen zu tätigen. Die spannungsregelnden Betriebsmittel rONT und ESR sind insbesondere in Fällen mit moderatem DEA-Zubau eine günstige Option. Bei hohem DEA-Zubau ist der Einsatz des DEM zusammen mit einer weiteren Technologie in vielen Konstellationen die Variante mit den geringsten Gesamtkosten, da in diesen Fällen nur diese Technologiekombination den Kabelausbau weitestgehend substituieren kann. Nach Ausschöpfung des Limits für die abgeregelte Energie ist dann als Alternative zu kostenintensiven Kabelmaßnahmen der zusätzliche Einsatz von Spannungsreglern (rONT oder ESR) empfehlenswert. Insbesondere in den Fällen, in denen SUW kein großes Optimierungspotenzial aufweist, können durch die Installation zusätzlicher Spannungsregler in späteren Stützjahren die Spannungsbandprobleme behoben werden. Mit den vorgestellten Strategien lassen sich auf MS-Ebene in vielen Fällen selbst bei sehr hohem DEA-Zubau langfristig und dauerhaft größere Kabelmaßnahmen vermeiden und die Gesamtkosten dadurch signifikant reduzieren.

Eine technologiespezifische Analyse des Einsparpotenzials ergibt sich durch folgende zwei Auswertungen. Beide Darstellungen visualisieren das statistische Einsparpotenzial einer Technologie für eine Vielzahl von Netzen. Zunächst ist in Abbildung 5-2 mittels einer geordneten Kostenfunktion das Einsparpotenzial der einzelnen innovativen Netztechnologie jeweils im Vergleich zur konventionellen Netzplanung dargestellt. In den beiden Auswertungen werden nur die Netztechnologien dargestellt, die ein hohes Einsparpotenzial aufweisen. Die Netztechnologie SEM ist daher, wie auch die PtG-Technologie, nicht berücksichtigt. Zu beachten ist, dass es sich um eine nach Kosten geordnete Darstellung handelt und nicht um eine Zuordnung nach Netzen. Ein individueller Vergleich für einzelne der dieser Auswertung zugrundeliegende Netze ist mit diesen Diagrammen daher nicht möglich. Die Diagramme belegen, dass die Verwendung nur einer einzelnen innovativen Netztechnologie in den meisten untersuchten Fällen zu Kosteneinsparungen gegenüber dem konventionellen Netzausbau führt. Bereits durch den Einsatz der SUW¹¹ oder ESR können in 70 % der Fälle mehr als die Hälfte der Kosten eingespart werden. Es gibt auch Fälle, in denen einzelne Netztechnologien keine Vorteile gegenüber dem konventionellen Netzausbau mit Kabeln bieten. So sind beispielsweise Spannungsregler (rONT, ESR) praktisch ungeeignet Kabelüberlastungen zu verhindern. Genauso ist es kosteneffizienter, bei kurzen Engstellen („Flaschenhälsen“) eine Verstärkung des Kabels vorzunehmen, statt DEM einzusetzen. Abbildung 5-3 zeigt das Einsparpotenzial aller Varianten, die DEM einsetzen, darunter insbesondere auch die Kombination zweier

¹¹ Annahme: In allen Netzen ist SUW mit Konzept 1 realisierbar (Absenkung von $\Delta U = 0,01 \cdot U_n$).

Netztechnologien. Bei diesen wird die in Klammern aufgeführte Netztechnologie erst bei Bedarf nachgelagert verwendet. Besonders hohe Einsparungen werden generiert, wenn DEM ergänzt wird, sobald das statische SUW nicht mehr ausreichend ist (Variante: SUW (+DEM)).

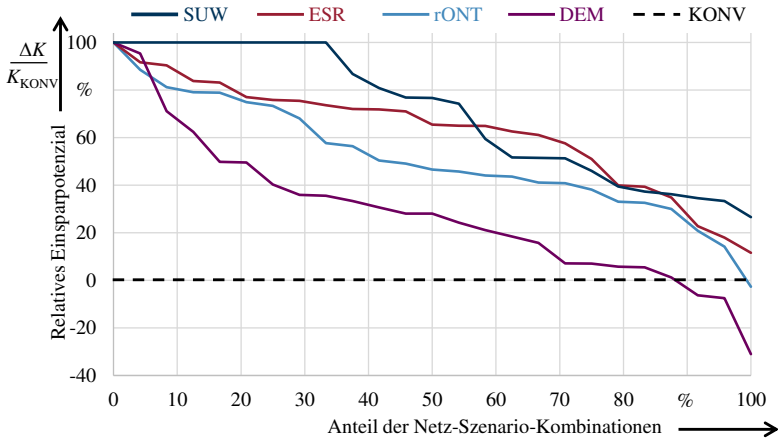


Abbildung 5-2: Relatives Einsparpotenzial der einzelnen innovativen Netztechnologien im Vergleich zum konventionellen Netzausbau (nach Kosten geordnete Darstellung)

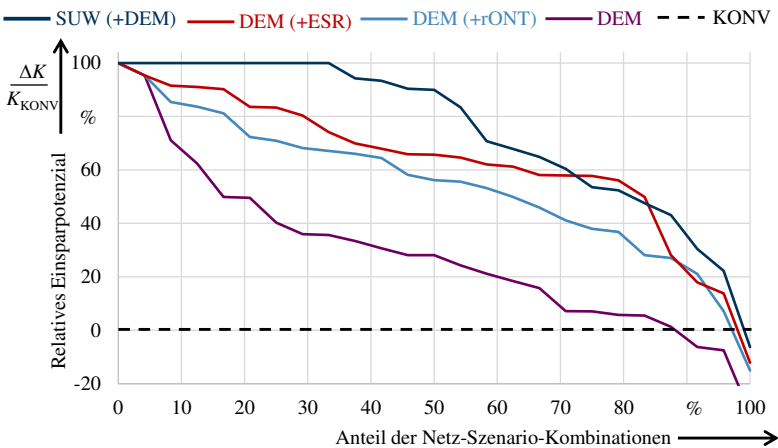


Abbildung 5-3: Relatives Einsparpotenzial der Ausbauvarianten mit DEM im Vergleich zum konventionellen Netzausbau (nach Kosten geordnete Darstellung)

Wird in jedem Netz konsequent die im jeweiligen Einzelfall günstigste Netztechnologie (inkl. der betrachteten Kombinationen) eingesetzt (INNOV), können bei langfristiger Planung und der

Verfügbarkeit hinreichend genauer Szenarien deutliche Einsparungen gegenüber dem konventionellen Netzausbau erzielt werden, wie die geordneten Kostenfunktionen in Abbildung 5-4 belegen. In der Darstellung wird zwischen zwei Fällen unterschieden. Der günstigste Fall liegt vor, wenn in allen Netzen die SUW gemäß Konzept 1 möglich ist (vgl. Abschnitt 3.5.2.10). Falls diese in keinem Netz angewendet werden kann, ergibt sich die zweite Funktion (ungünstigster Fall). Es lassen sich in drei von vier Netz-Szenarien Kosteneinsparungen gegenüber rein konventionellem Ausbau von mindestens jeweils 65 % im ungünstigsten und 84 % im günstigsten Fall erzielen. Im günstigsten Fall entfällt in einem Drittel der untersuchten Netz-Szenarien-Kombinationen der Ausbaubedarf praktisch vollständig (100 % Einsparung) dadurch, dass die Potenziale der SUW vorab genutzt werden. Dabei ist angenommen worden, dass der Spannungssollwert mit wenig Aufwand dauerhaft abgesenkt werden kann und somit – im besten Fall – ohne Investitionen alle Netzausbaumaßnahmen vollständig substituiert werden.

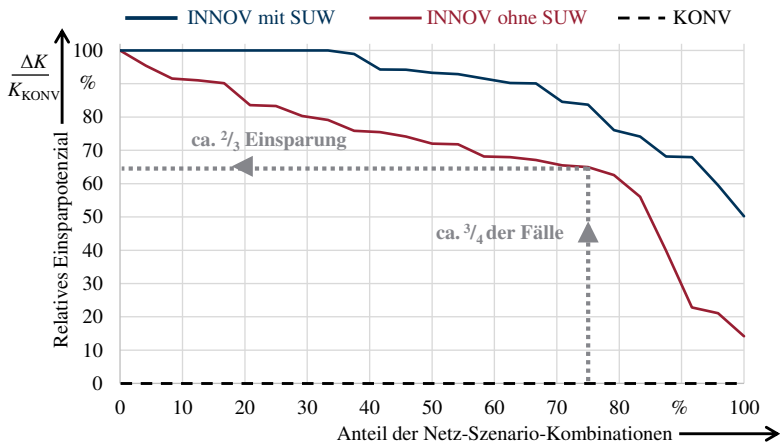


Abbildung 5-4: Relatives Einsparpotenzial bei innovativer Netzplanung mit der jeweils kostengünstigsten innovativen Netztechnologie im Vergleich zum konventionellen Netzausbau (nach Kosten geordnete Darstellung)

5.1.2 Sensitivitätsbetrachtung zum Einfluss der Netzstrukturparameter

Ein Vergleich der Netztechnologien anhand der Untersuchung realer Netze ist grundsätzlich mit der Schwierigkeit verbunden, dass der Einfluss der einzelnen Netzstrukturparameter nicht eindeutig zu bestimmen ist, da sich in der Regel alle Netzstrukturparameter zwischen den betrachteten Netzen unterscheiden. Daher wird im Rahmen dieses Abschnitts eine Sensitivitätsbetrachtung ausgewertet, bei der auf Basis eines synthetischen MS-Netzes einzelne Netzstrukturparameter systematisch verändert und dann jeweils die Gesamtkosten der Planungsvariante (Netztechnologie) bestimmt werden.

Zur Vereinfachung wird im Rahmen dieser Betrachtung nur ein Investitionsjahr (2018) betrachtet. Für die Erstellung eines synthetischen MS-Netzes werden zunächst die Strukturparameter der betrachteten realen MS-Netze (vgl. Tabelle 8-7) ausgewertet, um daraus einen typischen Parametersatz als Basis für das rechenfähige Netzmodell zu bestimmen. Als Standardkabeltyp des Bestandsnetzes wird beispielsweise einheitlich der Typ NA2XS2Y 3x1x150 verwendet. Die weiteren Parameter finden sich in Tabelle 8-8 des Anhangs. Der Einfluss der Parameter auf die Gesamtkosten kann durch den durchschnittlichen Differenzenquotienten der Gesamtkosten K bzgl. der einzelnen Parameter charakterisiert werden (vgl. Tabelle 5-1). In dessen Berechnung ist die Änderung der Gesamtkosten K über den gesamten betrachteten Parameterbereich eingeflossen. Die jeweils nicht betrachteten Parameter entsprechen dabei stets den tabellierten Grundwerten (vgl. Tabelle 8-8).

Für folgende fünf Parameter wird im Folgenden der Einfluss auf die Gesamtkosten K untersucht:

- Die Höhe der installierten DEA-Leistung $P_{\text{inst}}^{\text{DEA}}$.
- Die Durchmischung der DEA-Typen \hat{p}_{WEA} (vgl. Gleichung 5-1).

$$\hat{p}_{\text{WEA}} = \frac{P_{\text{inst,WEA}}}{P_{\text{inst,WEA}} + P_{\text{inst,MS-PVA}} + P_{\text{inst,NS-PVA}}} \quad (5-1)$$

- Die Länge der Halbringe l , bei konstanter Anzahl an ONS und konstanter DEA-Leistung des Netzes.
- Die Länge der Halbringe l , bei konstanter ONS-Dichte und konstanter DEA-Leistung je ONS (bzw. je Knoten).
- Die Anzahl der ONS bezogen auf die Länge des Abgangs (ONS-Dichte) ρ_{ONS} , bei konstanter DEA-Leistung.

Tabelle 5-1: Einfluss der Netzstrukturparameter auf den Differenzenquotienten der Gesamtkosten (gekennzeichnete Werte werden im Text diskutiert)

Netztechnologie	$\frac{\Delta K}{\Delta P_{\text{inst}}^{\text{DEA}}}$ EUR · kW ⁻¹	$\frac{\Delta K}{\Delta \hat{p}_{\text{WEA}}}$ 10 ³ EUR	$\frac{\Delta K}{\Delta l} \Big _{P_{\text{inst}}^{\text{DEA}}, \rho_{\text{ONS}}}$ 10 ³ $\frac{\text{EUR}}{\text{km}}$	$\frac{\Delta K}{\Delta l} \Big _{P_{\text{inst}}^{\text{DEA}}, \rho_{\text{ONS}}}$ 10 ³ $\frac{\text{EUR}}{\text{km}}$	$\frac{\Delta K}{\Delta \rho_{\text{ONS}}} \Big _{P_{\text{inst}}^{\text{DEA}}}$ 10 ³ EUR · km
KONV	53	1.361	560	674	-1.174
rONT	39	264	104	262	40
ESR	55	1.005	182	371	-549
DEM	43	3.125	362	540	-156
SUW	40	1.945	301	431	-482
SUW (+rONT)	40	793	75	243	-119
SUW (+ESR)	40	1.616	133	323	-326
SUW (+DEM)	36	4.412	47	256	-79

Bei der Auswertung der quantitativen Ergebnisse aus Tabelle 5-1 lassen sich folgende charakteristischen Zusammenhänge zwischen den einzelnen Parametern und den Gesamtkosten identifizieren:

- **Höhe der DEA-Leistung:** Unabhängig von der Netztechnologie ist dieser Differenzenquotient stets positiv. Die Höhe der DEA-Leistung beeinflusst am deutlichsten den Ausbau bei Einsatz des ESR sowie bei konventionellem Ausbau. Die Ursache im Falle des ESR liegt darin, dass dessen Leistungsdimensionierung direkt auf die vom Netz zu übertragende Leistung abgestimmt sein muss. Am geringsten ist der Wert dieses Differenzenquotienten in den Varianten SUW (+DEM) sowie rONT, was dadurch begründet ist, dass bei geringem Zubau zunächst keine Investitionen anfallen und der Investitionsbedarf insgesamt zu kleineren Werten hin verschoben wird.
- **Durchmischung der DEA-Typen:** Dieser Parameter wirkt sich besonders deutlich auf die Varianten mit DEM aus. Dies liegt daran, dass die Höhe der Entschädigungszahlung direkt von der Volllaststundenzahl abhängig ist. Diese ist bei WEA mit $t_{V,WEA} = 2.186$ h mehr als doppelt so hoch gegenüber der Volllaststundenzahl von PVA mit $t_{V,PVA} = 968$ h. Dass der Einfluss dieser Parameter auch auf die anderen Netztechnologien signifikant ist, überrascht zunächst. Ursache dafür ist, dass die maximale eingespeiste Leistung der WEA aufgrund der Skalierungsfaktoren ca. 16 % höher ist als die der PVA (vgl. Tabelle 8-1 im Anhang). So gesehen beeinflusst die Durchmischung auch indirekt die maximale zu übertragende Leistung des Netzes. Am geringsten ist der Einfluss dieses Parameters auf die Varianten mit rONT, da dessen Auslegung nicht explizit von der eingespeisten Leistung des MS-Netzes beeinflusst wird. Die vom rONT je ONS zu Verfügung gestellte spannungssenkende Wirkung ist in der Regel auch ausreichend für den Fall, dass die DEA-Leistung leicht gesteigert wird. Erst wenn die Spannungsbandprobleme so weit steigen, dass rONT an weiteren ONS benötigt werden, steigen die Gesamtkosten für diese signifikant an.
- **Länge der Halbringe:** Längere Halbringe verursachen einen höheren Spannungsanstieg im Starkeinspeisefall und beeinflussen somit die Gesamtkosten in allen Varianten. Dies ist unter der Annahme, dass die Anzahl der ONS und die DEA-Leistung konstant gehalten wird, besonders hoch beim konventionellen Netzausbau, da die Kabellänge aufgrund der entfernter gelegenen ONS direkt ansteigen muss. Der geringe Einfluss auf die Kombinationen aus SUW und rONT bzw. ESR ist durch die erhöhte Netzkapazität zu begründen, die ohne Investitionen durch die Spannungsabsenkung erzielt wird. Für den Fall, dass die ONS-Dichte und die DEA-Leistung je ONS als Nebenbedingung konstant gehalten werden, erhöht sich der Gradient bei allen Varianten deutlich, da die Gesamtleistung der DEA dann mit der größeren Länge der Halbringe zusammenhängt. Am deutlichsten ist der Einfluss in der Variante KONV, am geringsten in den beiden Varianten mit rONT.

- **ONS-Dichte:** Eine höhere Dichte der ONS bei gleicher DEA-Leistung wirkt sich kostensenkend auf fast alle Netztechnologien aus, da die minimale Last im Starkeinspeisefall durch die höhere Lastdichte ansteigt und so die Höhe der Grenzwertverletzungen gesenkt wird. Eine Besonderheit ergibt sich bei dieser Sensitivität für den rONT. Eine Verringerung der ONS-Dichte erhöht zwar den Spannungsanstieg in Folge der geringeren Last und so prinzipiell den Bedarf an rONT. Gleichzeitig hat die geringe Gesamtzahl an ONS jedoch einen senkenden Einfluss auf die benötigte Zahl an rONT, denn ein ONS muss bzw. kann nur durch einen rONT ersetzt werden, wenn ONS im Problemgebiet vorhanden sind.

Insgesamt lassen sich auf Basis dieser Sensitivitätsbetrachtung folgende Erkenntnisse ableiten, die bei der Bewertung der innovativen Netzplanungen – insbesondere im Hinblick auf die Fragestellung, in welchen Fällen welche innovative Netztechnologie geeignet ist und welche Netzstrukturparameter dies maßgeblich beeinflussen – verwendet werden können:

- Die Gesamtkosten der Varianten KONV und ESR reagieren sehr sensitiv auf Änderungen der installierten DEA-Leistung. Dementsprechend sollten diese beiden Varianten nicht verwendet werden, wenn die Szenarien für den DEA-Zubau mit hohen Unsicherheiten verbunden sind. Das Risiko von Fehlinvestitionen ist dann sehr hoch. Bei unsichereren DEA-Szenarien sind die Netztechnologien SUW, rONT und DEM aufgrund ihrer geringeren Kostenrisiken zu bevorzugen, wenn die absolute Höhe ihrer Gesamtkosten auf einem untereinander vergleichbaren Niveau liegt.
- Bei Einsatz der Netztechnologie DEM hat die Durchmischung der DEA-Typen einen starken Einfluss auf die Gesamtkosten. Der DEA-Typmix ist daher vor der Investitionsentscheidung zur Installation eines DNA-Systems (vgl. Abschnitt 3.5.2.5), das die Anwendung des DEM ermöglicht, genau zu analysieren. Ist der zukünftige DEA-Mix nicht bekannt oder ein dominanter Anteil eines DEA-Typs zu erwarten, so ist der Einsatz alternativer Netztechnologien, wie z. B. eines rONT, zu prüfen. Bei allen Netztechnologien beeinflusst die Länge der Halbringe deutlich die Gesamtkosten. Sind Änderungen der Topologie z. B. durch die Versorgung weiterer Gebiete absehbar, so ist dies bei der Wahl der Netztechnologie zu berücksichtigen.
- Die ONS-Dichte eignet sich gut als Indikator, um die Eignung der Netztechnologie rONT zu bestimmen. Ist die ONS-Dichte gering, so ist der Einsatz von rONT in der Netzplanung bevorzugt zu untersuchen.

Zusammen mit der Auswertung der vorhergehenden Untersuchung realer Netze (vgl. Abschnitt 5.1.1) bilden die dargestellten Erkenntnisse die Grundlage für die Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze. Diese Entwicklung ist Gegenstand des folgenden Abschnitts.

5.2 Innovative Planungsgrundsätze

Ein technisch geeigneter und möglichst kostengünstiger Netzausbau auf MS-Ebene wird ermöglicht durch den Einsatz der geeigneten Netztechnologie (vgl. Abschnitte 3.4 und 3.5). Im Weiteren werden innovative Planungsgrundsätze für die Identifikation einer passenden Ausbaustrategie aufgestellt und erläutert, wann welche Netztechnologien eingesetzt werden sollten. Die vorgestellten innovativen Planungsgrundsätze basieren dabei auf den Planungsergebnissen und Auswertungen des Abschnitts 5.1 und setzen die im Anhang (vgl. Abschnitt 8.1) aufgelisteten technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen voraus. Sie sind dabei nicht auf ein bestimmtes Regulierungsmodell ausgerichtet (vgl. Abschnitt 3.1.2). Die Auswirkungen dieser Planungsgrundsätze auf den Planungsprozess, den Netzbetrieb sowie auf unter- und überlagerte Spannungsebenen werden anschließend separat in Abschnitt 5.3 behandelt. Auf Basis aller wesentlichen Erkenntnisse der vorliegenden Arbeit können folgende acht innovative Planungsgrundsätze aufgestellt werden:

1. Netzausbau ausschließlich mit konventionellen Betriebsmitteln und Methoden ist technisch nicht empfehlenswert und verursacht unnötige Kosten.

Werden nicht mehr nur kurzfristige Maßnahmenplanungen, sondern Zielnetzplanungen mit längerfristigem Planungshorizont ($\Delta t > 10$ a) betrachtet, ist der Netzausbau ausschließlich oder überwiegend mit konventionellen Betriebsmitteln (insbesondere Kabel) für die weitere Integration von DEA eine technisch ineffiziente und daher nicht empfehlenswerte Option, die unnötig hohe Kosten verursacht (vgl. Abschnitt 5.1.1). Der konventionelle Netzausbau verursacht im Vergleich sehr hohe Kosten und sollte daher immer erst zur Anwendung kommen, wenn die empfohlenen, günstigen innovativen Netzausbaumaßnahmen ausgeschöpft sind (vgl. Planungsgrundsatz 8). Bei Einsatz von Kabeln zur Senkung des Spannungsanstiegs ist außerdem nachteilig, dass ausgeführte konventionelle Netzausbaumaßnahmen keine Investitionssicherheit bieten (vgl. Abschnitt 5.1.2), also bei weiterem DEA-Zubau (bzw. positiver Abweichung von der Prognose) im Allgemeinen weitere zusätzliche Kabelmaßnahmen erfolgen müssen.

Dass der konventionelle Netzausbau im Vergleich zum innovativen Ausbau aus ökonomischer Sicht mit erheblichen Nachteilen verbunden ist, ist durch die quantitativen Auswertungen im Abschnitt 5.1.1 bereits hinreichend belegt (vgl. Abbildung 5-1 und Abbildung 5-4).

Zur Plausibilisierung des 1. Planungsgrundsatzes aus technischer Sicht ist es zielführend, die Problemstellungen zu betrachten, die den Ausbaubedarf hervorrufen: Die Einspeisung der DEA verursacht unzulässige Betriebszustände, allerdings treten diese in MS-Netzen nur sehr temporär auf, also nur wenige Stunden im Jahr (vgl. Abschnitt 2.4). Werden diese selten auftretenden Grenzwertverletzungen durch einen großflächigen Einsatz zusätzlicher Kabel

verhindert, führt dies dazu, dass die Infrastruktur nur während weniger Stunden im Jahr ausgelastet ist und somit für die zeitlich dominierenden Betriebspunkte überdimensioniert ist. Der mit hohen Investitionen verbundene Netzausbau mit Kabeln ist insbesondere dann unnötig kostenintensiv, wenn nicht vorab, wie in Planungsgrundsatz 2 erläutert, eine Optimierung der Spannungsregelung am UW (SUW) durchgeführt wird. Die durch direkten Kabelausbau verursachten Ausgaben sind teilweise sogar vollständig vermeidbar (vgl. Abschnitt 5.1.1).

Weiterhin kann im Vergleich zur konventionellen Netzplanung die Netzkapazität mittels der innovativen Netzplanung besser ausgenutzt und der Ausbaubedarf gesenkt werden:

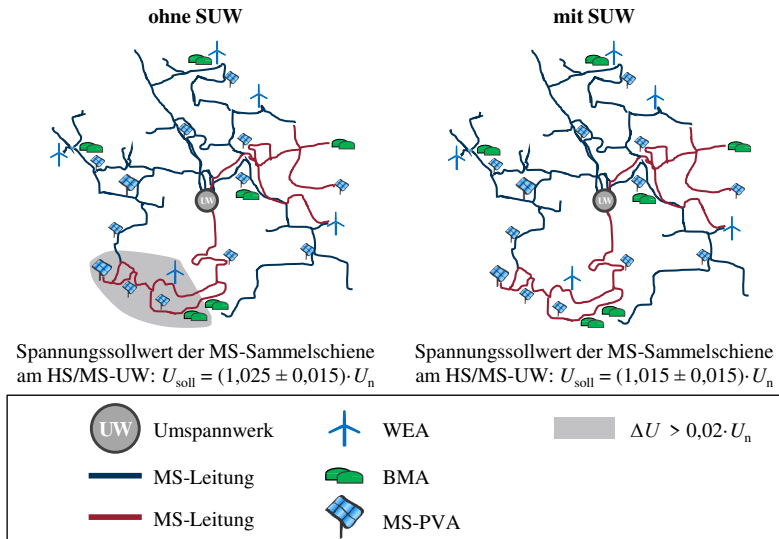
- So wird im Rahmen der innovativen Planung die Auslastung des bestehenden Netzes (vor dem Netzausbau) bereits präziser analysiert, da statt der BDEW-MS-Richtlinie [BDEW_08] die tatsächlichen physikalischen Verhältnisse der unterlagerten NS-Ebene betrachtet werden (vgl. Abschnitt 3.4.1 und Abschnitt 3.5.1). In einer noch weitergehenden Betrachtung ist auch eine spannungsebenenübergreifende Optimierung des Spannungsbandes möglich zur Verringerung des Netzausbaubedarfs. Dies erfordert allerdings einen erhöhten Planungsaufwand. Um die Wirkung von Netzausbaumaßnahmen auf NS-Ebene (vgl. Planungsgrundsatz 4) bei der Auslegung des MS-Netzes berücksichtigen zu können, steigt zudem der Datenbedarf deutlich an.
- Bei der innovativen Netzplanung sind geringere Sicherheitszuschläge erforderlich. So muss die Primärtechnik nicht mehr auf alle theoretischen Betriebspunkte ausgelegt werden, wenn durch den Einsatz einzelner Sensoren oder eines DNA-Systems das Netz nicht mehr „im Blindflug“ betrieben wird und unerwartete Grenzwertverletzungen etwa durch eine Weitbereichsregelung (vgl. Abschnitt 3.5.2.1) oder durch das DEM (vgl. Abschnitt 3.5.2.5) verhindert werden können.

Beide Aspekte reduzieren den Ausbaubedarf, sodass die Senkung der Gesamtkosten nicht nur mit der Wahl der passenden Netztechnologie, sondern auch durch einen verbesserten Planungsprozess erzielt wird (vgl. mit dem Basisgrundsatz am Ende dieses Abschnitts).

2. Eine Senkung des Spannungssollwerts am Umspannwerk kann den Ausbaubedarf stark reduzieren, sodass die Anwendbarkeit vor jeder Investition zu prüfen ist.

Bevor aus Gründen der Spannungshaltung in neue Betriebsmittel und Systeme investiert wird, sollte zunächst geprüft werden, ob der Betrieb des vorhandenen Spannungsreglers am UW-Transformator mittels SUW (vgl. Abschnitt 3.5.2.1) optimiert werden kann. Da die meisten Netze ursprünglich nur für die Versorgung von Lasten ausgelegt worden sind, ist der Sollwert für die MS-Sammelschiene des UW in der Regel auf einen relativ hohen Wert ($U_{\text{soll}} = (1,025 \pm 0,015) \cdot U_n$) parametrisiert, um Spannungsbandverletzungen im Starklastfall zu verhindern.

Durch eine spannungsebenenübergreifende Leistungsflussrechnung kann gezeigt werden, ob eine Absenkung des Spannungssollwerts in dem jeweiligen Netz möglich ist und dadurch die Netzkapazität im Hinblick auf die Integration von DEA gesteigert werden kann. Wie in Abbildung 5-5 für ein exemplarisches Netz dargestellt, verringert sich die Anzahl an Knoten mit Spannungsbandverletzungen durch die Absenkung der Spannung am UW zum Teil sogar bis auf null. Unter Umständen muss die Spannungshaltung einzelner „Schlechtpunkte“ verbessert werden, um die SUW erfolgreich anzuwenden.



Wie in Abschnitt 3.5.2.1 dargestellt, gibt es mehrere Varianten der Spannungsabsenkung, bei der der Sollwert des UW-Spannungsreglers entweder statisch oder mittels verschiedener dynamischer Verfahren in Abhängigkeit vom aktuellen Netzzustand (Höhe der Einspeisung bzw. Last) angepasst wird. Bei der Planung ist jeweils die kostengünstigste der für das Netz technisch geeigneten SUW-Varianten einzusetzen. Zu beachten ist, dass die HS/MS-Transformatoren durch die Spannungsabsenkung in seltenen Fällen nicht genügend Regelreserve aufweisen und dann gegebenenfalls gegen Transformatoren mit einem größeren Regelbereich getauscht werden müssen, was mit hohen Kosten verbunden ist. Tabelle 5-2 gibt eine quantitative Übersicht über den durch Spannungsoptimierung substituierten Netzausbaubedarf der 24 Netz-Szenario-Kombinationen, die im Rahmen der vorliegenden Arbeit betrachtet werden (vgl. Abschnitt 8.2).

Tabelle 5-2: Auswertung des Nutzens der SUW für 24 Netz-Szenario-Kombinationen

Größe	I Anteil der mittleren gesparten Kabellänge durch SUW ($\Delta U = -0,01 \cdot U_n$)	II Anteil Netz-Szenarien ohne Betriebsmittelüberlastungen	III Anteil von II, bei denen SUW den Netzausbau vollständig substituiert
Wert	43 %	38 %	89 %

Insbesondere in Netzen, bei denen ein verhältnismäßig geringer Ausbaubedarf besteht, der ausschließlich durch Spannungshaltungsprobleme verursacht wird, kann durch eine Senkung des Spannungssollwerts am UW der durch den Zubau von DEA bedingte Netzausbau zum Teil vollständig vermieden werden. In allen anderen Fällen reduziert sich der Bedarf an neuen Betriebsmitteln (Kabel, rONT etc.) signifikant (vgl. Abschnitt 5.1.1).

3. Ein optimiertes Blindleistungsmanagement reduziert den Spannungsanstieg und kann den Ausbaubedarf senken.

Wie in einer FNN-Untersuchung über Verfahren zur Spannungshaltung dargestellt, kann der durch die Einspeisung der DEA verursachte Spannungsanstieg durch die Parametrierung des Phasenwinkels zwischen Strom und Spannung mittels Blindleistungsmanagement (BLM) verringert werden [FNN_14].

Bei Netzen, deren Ausbaubedarf durch Spannungsbandverletzungen und nicht durch Betriebsmittelüberlastungen verursacht wird, sollte daher vor der Investition in neue Betriebsmittel der Einsatz des BLM geprüft und gegebenenfalls optimiert werden. Dabei ist sicherzustellen, dass im jeweiligen Einzelfall durch die Blindleistungsflüsse keine zusätzlichen Betriebsmittelüberlastungen verursacht werden. Um unnötige Blindleistungsflüsse auf den Leitungen zu vermeiden, wird in Anlehnung an [FNN_14] und [SSV_15] in der MS-Ebene der Einsatz einer $Q(U)$ -Kennlinie oder alternativ einer Q -Regelung mittels eines DNA-Systems empfohlen.

In Rahmen der vorliegenden Arbeit wird das BLM in allen Untersuchungen dadurch berücksichtigt, dass im Starkeinspeisefall der Wirkfaktor der DEA auf einen Wert von $\cos(\varphi) = 0,95$ (induktiv) parametrisiert wird.

4. Eine Spitzenkappung von DEA der NS-Ebene (z. B. durch statisches Einspeisemanagement) entlastet auch das überlagerte MS-Netz. Die Wirkung solcher Maßnahmen ist in der Planung von MS-Netzen zu berücksichtigen.

Der Einsatz des SEM (vgl. Abschnitt 3.5.2.4) in der NS-Ebene sowie netzdienlich betriebener Kundenspeicher wirken als Spitzenkappung von PVA des NS-Netzes. Im Weiteren soll

unabhängig von der genauen technischen Realisierung und der rechtlichen Grundlage die Wirkung der reduzierten Einspeisespitzen von PVA der NS-Ebene auf die Netzbelastung der MS-Ebene dargestellt werden. Als Folge der reduzierten maximalen Einspeiseleistung der PVA mit NS-Anschluss sinkt, wie in Tabelle 8-3 gezeigt, die maximal rückgespeiste Leistung in die MS-Ebene. Wie stark sich dieser Effekt auf die MS-Ebene auswirkt, ist dabei regional unterschiedlich und vom Verhältnis der DEA mit NS-Anschluss zu dem Anteil mit MS-Anschluss abhängig.

Es ist daher stets zu prüfen, ob ein SEM in der NS-Ebene bereits eingesetzt wird oder in Zukunft geplant ist. Der netzentlastende Effekt, der durch die Verringerung der globalen Maxima der Leistungszeitreihen zustande kommt, ist bei Planungen von MS-Netzen zu berücksichtigen, insbesondere bei hoher Durchdringung der NS-Netze mit PVA. Andernfalls würde man in der Planung Betriebspunkte voraussetzen, die real nicht vorkommen, und so das Netz unnötig stark ausbauen. Ebenso ist zu prüfen, ob Energiespeicher mit netzdienlicher Wirkung (ESp) (vgl. Abschnitt 8.1.1) bei Kunden installiert sind bzw. im jeweiligen Stützjahr zu erwarten sind. Wenn verfügbar, sollten Prognosen über den erwarteten Zubau von Kundenspeichern mit netzdienlicher Wirkung verwendet werden und daraus für das jeweilige Netz Szenarien für deren Wirkung auf die MS-Rückspeisung abgeleitet werden.

Insbesondere wenn die MS- und NS-Ebene durch den selben VNB betrieben werden, ist eine abgestimmte Auswahl der Netztechnologien in diesem Punkt empfehlenswert, d. h. es kann in einer Gesamtoptimierung der MS- und NS-Ebene sinnvoll sein, in der NS-Ebene SEM einzusetzen, auch wenn in einer Kostenbewertung, die ausschließlich die der NS-Ebene betrachtet, eine günstigere Alternative identifiziert werden könnte. Begünstigt wird dieses Vorgehen dadurch, dass in Netzen der NS-Ebene der Einsatz von SEM in vielen Fällen eine empfehlenswerte Variante ist [Zdr_16]. Gemäß einer Markterhebung des Bundesverbandes Solarwirtschaft, werden neue PVA auf Wohngebäuden zunehmend direkt in Kombination mit Speichern ausgerüstet [BSW_17]. Ob solche ESp, deren primärer Zweck eine Optimierung der Energiekosten des Haushaltskunden ist, eine entlastende Wirkung des Netzes herbeiführen, hängt entscheidend von deren Betriebsweise ab. Wird eine Kappung der Leistungsspitzen sichergestellt, was heute bei Inanspruchnahme der KfW-Förderung der Fall ist, ergibt sich physikalisch direkt, dass sich die in das überlagerte MS-Ebene zurückgespeiste Leistung reduziert und es so in der Praxis¹² zu einer Verringerung der maximalen Belastung des MS-Netzes kommt [KFW_16]. Dadurch sinkt der Ausbaubedarf.

Die Höhe der Kosteneinsparung auf MS-Ebene durch die Spitzenkappung in unterlagerten NS-Netzen wird in einer Sensitivitätsbetrachtung anhand von fünf typischen MS-Netzen bestimmt.

¹² Theoretisch sind Konstellationen denkbar, bei denen die höchste Netzbelastung der MS-Ebene allein durch MS-DEA bestimmt wird, also durch Betriebspunkte, die nicht durch NS-PVA beeinflusst werden.

Die Ergebnisse im Falle der konventionellen Netzplanung sowie im Falle der innovativen Netzplanung sind in Tabelle 5-3 dargestellt. Die Netze sind dabei in Abhängigkeit vom Anteil der NS-PVA an der DEA-Leistung der MS- und NS-Ebene sortiert. Die Betrachtung zeigt, dass durch die Berücksichtigung des flächendeckenden SEM aller NS-PVA die Gesamtkosten der jeweils günstigsten innovativen Ausbaupoption je Netz um im Mittel weitere 30 % (Median) gesenkt werden können. Erfolgt der Ausbau jeweils ausschließlich mit Kabeln, sinken die Gesamtkosten um 33 % (Median). In einigen Netzen kann der Ausbaubedarf durch Berücksichtigung des NS-SEM sogar halbiert werden (vgl. Netz 3 aus Tabelle 8-7).

Tabelle 5-3: Kosteneinsparung exemplarischer MS-Netz durch SEM bei PVA der NS-Ebene (Bezeichnung der Netze und Zuordnung der Szenarien gemäß Tabelle 8-7)

Netz-Nr.	Leitungslänge auf MS-Ebene / / km	Installierte Leistung 2050		KONV auf MS-Ebene		INNOV auf MS-Ebene	
		installierte DEA- Leistung (MS+NS) $P_{\text{inst}} / \text{MW}$	DEA- Anteil der NS- Ebene	Barwert der Gesamt- kosten <i>ohne</i> NS-SEM $K / 10^6 \text{ EUR}$	relative Einsparung durch NS-SEM $\Delta K / K_{\text{KONV}}$	Barwert der Gesamt- kosten <i>ohne</i> NS-SEM $K / 10^6 \text{ EUR}$	relative Einsparung durch NS-SEM $\Delta K / K_{\text{INNOV}}$
		3	175	53	27 %	0,44	56 %
7	387	149	30 %	5,27	20 %	1,82	18 %
8	243	74	32 %	3,46	5 %	2,97	5 %
4	138	44	36 %	0,94	25 %	0,20	33 %
1	240	67	49 %	4,81	59 %	1,21	30 %

5. Das statische Einspeisemanagement wirkt nicht problemselektiv und ist daher insbesondere bei einer Durchmischung der DEA-Typen in der MS-Ebene nicht zu empfehlen.

Der Einsatz des SEM zur Spitzenkappung (vgl. Abschnitt 3.5.2.4) ist in der MS-Ebene, in der typischerweise eine Durchmischung mehrerer DEA-Typen (insbesondere WEA und PVA) vorliegt, unabhängig von der verwendeten Ausbaumethode (Kabel, rONT, ESR etc.) aus folgenden Gründen im Allgemeinen nicht empfehlenswert:

- SEM ist zeitlich nicht problemselektiv und geografisch nur eingeschränkt selektiv, da die Parametrierung je DEA fest und dauerhaft vorgeben wird.
- Der Quotient aus der reduzierten Leistung und der abgeregelten Energie $(P_{\text{max}} - P_{\text{lim}})/E_{\text{ab}}$ ist im Vergleich zum DEM relativ gering, da die Abregelung auch zu Zeiten ohne drohende Grenzwertverletzungen – also unabhängig vom Netzzustand – erfolgt.

- Bei großflächigem Einsatz sind die absolute, abgeregelte Energie und die damit verbundenen Kosten für Entschädigungszahlungen bezogen auf das gesamte Netz sehr hoch im Vergleich zum DEM, das gezielt nur die Wirkleistung einzelner DEA abhängig vom aktuellen Netzzustand regelt.
- Durch den Einsatz des SEM kann der Bedarf für Kabelmaßnahmen gegenüber einer Zielnetzplanung mit konventionellen Netztechnologien nur geringfügig verringert werden. Die Gesamtkosten steigen hingegen aufgrund der Entschädigungszahlungen, wie die Auswertung der Zielnetzplanung für acht Netze in Szenario C mit hohem DEA-Zubau belegt (Abbildung 5-6).

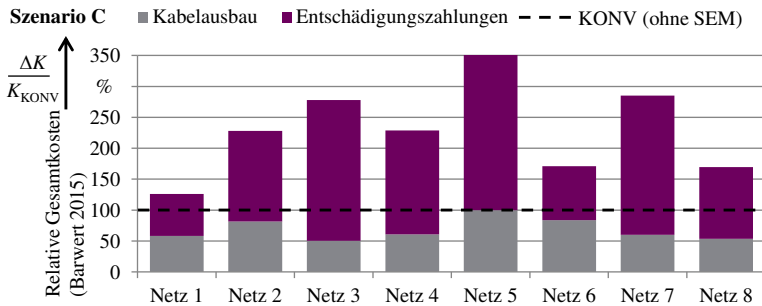


Abbildung 5-6: Barwert 2015 der relativen Gesamtkosten (Investitionen und Betriebsmehraufwand) der Variante SEM in Szenario C im Vergleich zum konventionellen Netzausbau (normiert) für acht MS-Netze in Szenario C

Ein Vergleich des SEM mit den anderen möglichen innovativen Optionen belegt, dass SEM in keinem betrachteten Fall die günstigste Variante ist. Folgende Ursachen sind hierfür ausschlaggebend:

- Der Quotient aus reduzierter Leistung und abgeregelter Energie ist beim SEM recht gering (Abbildung 5-6 in Verbindung mit den Netzstrukturdaten aus Abschnitt 8.2).
- MS-Netze weisen typischerweise eine hohe Durchmischung von WEA und PVA auf (insbesondere bei Berücksichtigung der DEA in unterlagerten Netzen).
- Die Kosten für die Netzautomatisierungstechnik (und damit für das DEM) sind mit ca. 200.000 EUR bis 450.000 EUR für ein gesamtes MS-Netz vergleichsweise moderat (vgl. Abschnitt 8.1.2).

Sind diese Voraussetzungen dagegen nicht erfüllt, lassen sich gegebenenfalls Anwendungsfälle für den Einsatz des SEM in der MS-Ebene finden. Im Gegensatz zum DEM, bei dem die Abregelung nur kurzzeitig, dafür aber mit einer deutlichen Leistungsreduzierung erfolgt, findet beim SEM eine dauerhafte Limitierung der Leistung je DEA statt.

Dementsprechend geringer ist die mögliche Höhe der Leistungsreduzierung (vgl. Tabelle 3-3), wenn die abgeregelte Energie begrenzt bleiben soll. Das wichtigste Argument, das gegen den Einsatz des SEM in der MS-Ebene spricht, ist die Durchmischung verschiedener DEA-Typen, die in vielen typischen Netzen vorliegt. In ländlichen MS-Netzen sind häufig sowohl WEA und PVA (inkl. DEA in den unterlagerten NS-Netzen) als auch BMA installiert.

In Tabelle 5-4 ist die Häufigkeit der Abregelung in Abhängigkeit vom DEA-Mix dargestellt. Den Werten in der zweiten und vierten Spalte liegen dabei Grenzwerte für die Einspeiseleistung von PVA bzw. WEA aus Tabelle 3-3 für $e_a = 0,03$ zugrunde. Die Werte der dritten Spalte sind passend zum folgenden Beispiel gewählt. Die höchste Belastung für das Netz tritt dann auf, wenn WEA und PVA gleichzeitig mit hoher Leistung einspeisen, was statistisch – wie in Tabelle 5-4 für das Land Niedersachsen dargestellt – in Deutschland selten der Fall ist (regionale Abweichungen sind vorhanden). So treten demnach beispielsweise bei einem Verhältnis der installierten Leistung von WEA zu PVA von sieben zu drei pro Jahr nur in einer Zeit von $t = 97$ h Leistungsspitzen auf, die oberhalb von $P = 0,74 \cdot P_{\text{inst}}$ liegen¹³.

Tabelle 5-4: Auswertung der Häufigkeit für gleichzeitig hohe Einspeisung von PVA und WEA auf Basis von Wetterdaten für das Land Niedersachsen

Verhältnis der installierten Leistung von WEA zu PVA	Relativer zeitlicher Anteil von Einspeisespitzen bezogen auf ein Jahr		
	$P > 0,59 \cdot P_{\text{inst}}$	$P > 0,74 \cdot P_{\text{inst}}$	$P > 0,80 \cdot P_{\text{inst}}$
10 zu 0	1.433 h/a	939 h/a	840 h/a
7 zu 3	874 h/a	97 h/a	14 h/a
5 zu 5	157 h/a	7 h/a	3 h/a
3 zu 7	97 h/a	6 h/a	2 h/a
0 zu 10	297 h/a	64 h/a	8 h/a

Da bei Anwendung des SEM eine Kappung dauerhaft und für jede DEA separat, also unabhängig von der Gesamtbelastung des Netzes erfolgt, wird zu vielen Zeitpunkten unnötigerweise Energie abgeregelt, wie folgendes Beispiel verdeutlicht:

Beispiel: In einem Halbring betrage das Verhältnis der installierten Leistung von WEA zu PVA sieben zu drei. Gemäß Tabelle 3-3 wird durch SEM mit $e_a = 0,03$ die Leistung der WEA auf $P_{\text{lim,WEA}} = 0,80 \cdot P_{\text{inst,WEA}}$ und die der PVA auf $P_{\text{lim,PVA}} = 0,59 \cdot P_{\text{inst,PVA}}$ begrenzt. Die relative maximal eingespeiste Einspeiseleistung \tilde{p} kann auf Basis von Gleichung 5-2 bestimmt werden.

¹³ Dass hier Spitzen oberhalb von $P = 0,74 \cdot P_{\text{inst}}$ betrachtet werden, dient der besseren Vergleichbarkeit zwischen DEM und SEM bezüglich der Häufigkeit von Spitzen der Summenleistung.

$$\tilde{p} = \frac{(\sum_i P_{\text{lim},i})}{\sum_i P_{\text{inst},i}} = \frac{P_{\text{lim,WEA}} + P_{\text{lim,PVA}}}{P_{\text{inst,WEA}} + P_{\text{inst,PVA}}} \quad (5-2)$$

Daraus folgt Gleichung 5-3:

$$\Rightarrow \tilde{p} = \frac{P_{\text{inst,WEA}}}{P_{\text{inst,WEA}} + P_{\text{inst,PVA}}} \cdot \left(\frac{P_{\text{lim,WEA}}}{P_{\text{inst,WEA}}} \right) + \frac{P_{\text{inst,PVA}}}{P_{\text{inst,WEA}} + P_{\text{inst,PVA}}} \cdot \left(\frac{P_{\text{lim,PVA}}}{P_{\text{inst,PVA}}} \right) \quad (5-3)$$

Damit erhält man den gesuchten Wert für die Einspeiseleistung \tilde{p} (Gleichung 5-4):

$$\tilde{p} = \frac{(\sum_i P_{\text{lim},i})}{\sum_i P_{\text{inst},i}} = \frac{7}{10} \cdot 0,80 + \frac{3}{10} \cdot 0,59 \approx 0,74 \quad (5-4)$$

Der Tabelle 5-4 kann entnommen werden, dass bei $e_a = 0,03$ in $t = 840$ h pro Jahr eine Drosselung der WEA und in $t = 297$ h pro Jahr eine Drosselung der PVA erfolgt¹⁴. In Summe überschreiten die DEA (PVA und WEA) gemäß Tabelle 5-4 aber nur in der Zeit von $t = 97$ h pro Jahr die dazu äquivalente relative Gesamt-Einspeiseleistung von $\tilde{p} = 0,74$. Zu allen anderen Zeitpunkten ist die Leistungsbegrenzung unnötig.

Wie in diesem Beispiel verdeutlicht, bietet das DEM insbesondere in Netzen mit einer nennenswerten Durchmischung von WEA und PVA wesentliche Vorteile im Vergleich zum SEM. Die Häufigkeit von Eingriffen und folglich auch die Summe der abgeregelten Energie ist bei gleich hoher Leistungsreduktion wesentlich geringer als bei SEM. Der energetische Aufwand des SEM (abgeregelte Energie) steht somit in einem sehr ungünstigen Verhältnis zur erzielten netzentlastenden Wirkung. Es gibt zwei wesentliche Ursachen für die großen Vorteile vom DEM gegenüber SEM in der MS-Ebene (im Gegensatz zur NS-Ebene; vgl. [Zdr_17]):

- In der MS-Ebene gibt es typischerweise eine hohe Durchmischung der DEA-Typen, die nur selten gleichzeitig mit hoher Leistung einspeisen [BNA_17].
- Die Volllaststundenzahl t_v von WEA und BMA, die beide in der MS-Ebene verbreitet sind, ist hoch. Gemäß den Daten aus Abbildung 8-1 liegt die Volllaststundenzahl für WEA bei $t_v = 2.186$ h und für BMA bei $t_v = 6.121$ h. Dies sind deutlich höhere Werte im Vergleich zur Volllaststundenzahl von PVA (mit $t_v = 968$ h), die die NS-Ebene dominieren. Bei identischer relativer abgeregelter Energie e je DEA muss in der MS-Ebene daher absolut gesehen deutlich mehr Energie abgeregelt werden, wodurch auch höhere Entschädigungszahlungen anfallen.

Insgesamt wird mit dieser Betrachtung deutlich, dass die Spitzenkappung mittels SEM in der MS-Ebene in typischen Konstellationen (hinsichtlich des Durchmischungsverhältnisses der

¹⁴ Da bei SEM die Spitzenkappung jeder Anlage unabhängig von der Momentanleistung anderer DEA erfolgt, sind in Tabelle 5-4 die Werte aus der Zeile „10 zu 0“ bzw. „0 zu 10“ zu verwenden.

DEA-Typen und Ausmaßes des Problems) wesentliche Nachteile gegenüber dem DEM aufweist. Diese lassen sich im Falle des SEM durch die Einsparungen (keine Installation eines DNA-Systems notwendig) nicht ausgleichen (vgl. Planungsgrundsatz 7).

6. Der Einsatz von Spannungsreglern (rONT, ESR) ist insbesondere in MS-Netzen ohne Leitungsüberlastungen häufig die kostengünstigste Lösung. Sind dabei ausschließlich spannungssenkende Netzausbaumaßnahmen sowohl in der MS-Ebene als auch in der NS-Ebene erforderlich, sollte der regelbare Ortsnetztransformator präferiert werden.

Durch mittelspannungsnetzdienlich eingesetzte rONT und ESR auf MS-Ebene (vgl. Abschnitt 3.5.2.2 und Abschnitt 3.5.2.3) vergrößert sich die zulässige Spannungsanhebung in der MS-Ebene signifikant, wodurch bei gleicher Netztopologie eine höhere DEA-Leistung ohne den Ausbau von Kabeln angeschlossen werden kann. Bei Netzen mit überwiegend durch Spannungsbandverletzungen bedingtem Ausbau sind diese beiden Netztechnologien in der Lage, Grenzwertverletzungen zu verhindern und stellen insgesamt auch eine kostengünstige Ausbauoption dar.

Wie in Abbildung 5-7 mittels der geordneten Kostenlinien für den Ausbau mit rONT und ESR dargestellt, lassen sich in der MS-Ebene in 70 % der untersuchten Fälle jeweils mindestens 58 % der Kosten durch den Einsatz von ESR im Vergleich zum Ausbau mit Kabeln einsparen. Durch Einsatz von rONT ergeben sich in etwa 70 % der Fälle Einsparmöglichkeiten von jeweils mehr als 40 %. Teilweise betragen die Kosteneinsparungen durch rONT bzw. ESR sogar über 80 %.

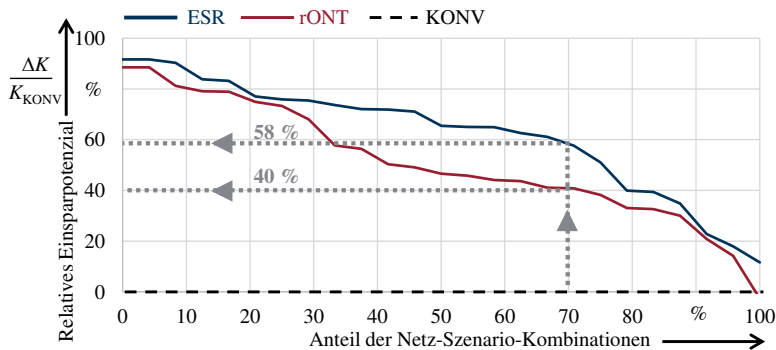


Abbildung 5-7: Relatives Einsparpotenzial von rONT und ESR bezogen auf den konventionellen Netzausbau (nach Kosten geordnete Darstellung)

Beim ESR wird dabei vorausgesetzt, dass durch geeignete betriebliche Maßnahmen (Schließung eines Bypasses und Abschaltung großer DEA) der ESR nicht für den (n-1)-Fall, d. h. den geschlossenen Betrieb der Ringe, ausgelegt sein muss. Bei Bedarf können diese

Spannungsregler auch in Kombination mit kleineren Kabelmaßnahmen eingesetzt werden, wenn etwa kurze Kabelabschnitte mit zu geringer Übertragungskapazität („Flaschenhalse“) auftreten oder die Spannung in kleinen Bereichen oberhalb von $U = 1,10 \cdot U_n$ liegt. Wenn hingegen die Überlastung von Kabeln ein entscheidender Treiber für Ausbaumaßnahmen ist, können weder rONT noch ESR einen wesentlichen Beitrag leisten und sind in solchen Fällen als alleinige Netztechnologie nicht empfehlenswert.

Vergleich des rONT mit dem ESR

Der rONT bietet einige Vorteile. Die notwendige Stückzahl skaliert gut mit dem DEA-Zubau, sodass im Netz sukzessiv bestehende ONT durch rONT ersetzt werden können. Der rONT wird dabei in den ONS der Außenbereiche der MS-Netze eingesetzt, in denen unzulässig hohe Spannungen auftreten. Dieses Vorgehen ist exemplarisch in Abbildung 5-8 für das Netz 1 (Szenario B) dargestellt. Alle Netzabschnitte, in denen aufgrund einer zu hohen Knotenspannung alle ONT durch rONT ersetzt werden müssen, sind in dem Netzplan durch farbige Punkte an exemplarischen Standorten hervorgehoben.

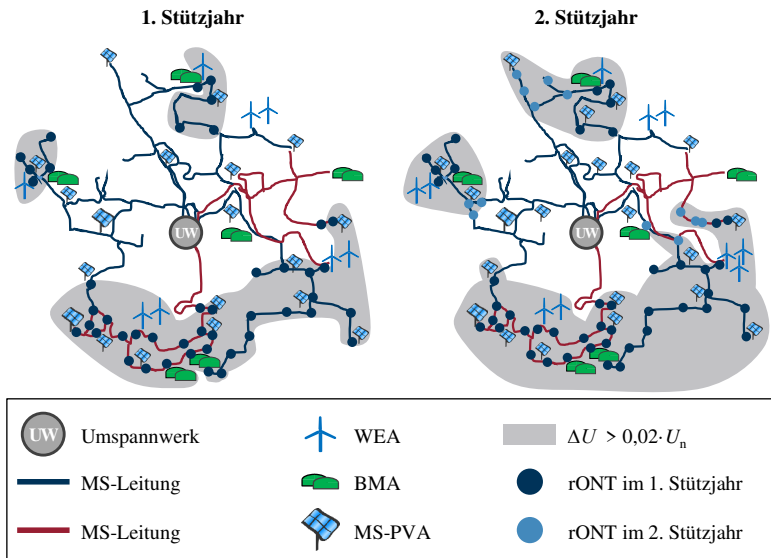


Abbildung 5-8: Netz 1: Sukzessiver Austausch von ONT durch rONT entsprechend dem DEA-Zubau in Szenario B in den Stützjahren 2020 und 2030 (vereinfachte Darstellung)

Dementsprechend ist der Einsatz von rONT sinnvoll in Netzen mit wenigen UW-fernen ONS und leistungsstarken MS-DEA sowie für den Fall, dass der DEA-Zubau sukzessiv erfolgt und die Standorte im Netz nicht hinreichend genau vorherzusehen sind. Außerdem bietet die Nutzung von rONT eine größere Flexibilität in der Planung und Umsetzung.

In den im Weiteren beschriebenen Fällen ist hingegen der ESR vorteilhafter. So ist der ESR technisch geeignet, wenn große MS-DEA, wie etwa WEA, ausschließlich UW-nah positioniert sind und die Spannung für den dahinter liegenden Teil des Halbrings gesenkt werden muss. Der ESR muss in einem solchen Fall nicht für die Übertragung der WEA-Leistung dimensioniert werden (geringe Bemessungsscheinleistung), sodass die Investitionskosten relativ gering sind. Bei sehr langen Halbringen ($l > 15$ km) und hoher Dichte an ONS bestehen beim ESR ebenfalls häufig Kostenvorteile gegenüber dem Einsatz von rONT. Dabei wird davon ausgegangen, dass nur im (n-1)-Fall Halbringe geschlossen betrieben werden, in diesem Fall der ESR per Bypass überbrückt wird und große DEA abgeschaltet werden können. Der ESR muss daher nicht für die zusätzliche Leistung ausgelegt werden (vgl. Abschnitt 5.3.2). Ist die Umsetzung dieser Betriebsweise für den (n-1)-Fall (z. B. aus betrieblichen Gründen) nicht möglich, so ist die benötigte Bemessungsscheinleistung des ESR wesentlich größer, wodurch die Kostenvorteile gegenüber dem rONT entfallen. Falls ein Netz im Normalzustand mit geschlossenen Ringen betrieben werden soll, ist daher der ESR nicht einzusetzen. Der ESR ist insbesondere in den Fällen empfehlenswert, in denen eine hohe Planungssicherheit bezüglich des DEA-Zubaus besteht (vgl. Abschnitt 5.1.2) und eine bedarfsgerechte Einzellösung gefunden werden muss. Dies ist etwa der Fall, wenn die Errichtung von WEA (oder eines kleinen Windparks) bereits genehmigt wurde. Im Vergleich mit dem rONT bietet der ESR kein Einsparpotenzial, wenn der ESR aufgrund von MS-DEA, die hinter dem ESR positioniert sind, eine sehr hohe Leistung (ca. $S > 7$ MVA) übertragen muss. Im Gegensatz zum ESR müssen die einzelnen rONT nur entsprechend der Leistung der NS-Netze ausgelegt werden.

Insgesamt ist festzuhalten, dass beide Lösungen (rONT und ESR) für Netze gut geeignet sind, bei denen die Übertragungsfähigkeit (Auslastung der Betriebsmittel) kein wesentlicher Faktor ist und der Ausbaubedarf dementsprechend hauptsächlich durch Probleme in der Spannungshaltung verursacht wird. Im Sinne einer Gesamtminimierung der Kosten für die MS- und NS-Ebene sind Netztechnologien bevorzugt einzusetzen, die bei geringen Kosten einen Nutzen für beide Ebenen bieten. In Regionen, in denen ausschließlich spannungssenkende Maßnahmen in den beiden untersten Netzebenen erforderlich sind und die Absenkung der Spannung am UW alleine nicht ausreichend ist, empfiehlt sich daher in Abstimmung zwischen NS- und MS-Planung in der Regel der Einsatz des Betriebsmitteltyps rONT.

7. Bei unsicherer Prognose bezüglich der Leistung und Standorte von DEA ist die Installation eines dezentralen Netzautomatisierungssystems und damit der Einsatz des dynamischen Einspeisemanagements empfehlenswert.

Wie in der Untersuchung von Korotkiewicz et al. gezeigt, ist ein DNA-System geeignet, den Netzzustand genau zu bestimmen und auf dieser Basis dynamisch und selektiv den Netzzustand aktiv zu beeinflussen [Kor_16]. Das wird durch die Ansteuerung verschiedener Aktoren ermöglicht. Folgende Aktor-Typen sind hierbei zu unterscheiden:

- Spannungsregler der Transformatoren am UW (SUW)
- DEA, die im Rahmen des BLM oder DEM verwendet werden
- ESR und rONT (dynamische Sollwertvorgaben für die Spannungsregelung)
- ESp
- Flexible Lasten (u. a. PtGA)

Die folgenden Kriterien sprechen für den Einsatz eines DNA-Systems und sollten daher bei der Investitionsentscheidung¹⁵ beachtet werden:

- **Es herrscht eine hohe Unsicherheit bzgl. der Standorte und der zugebauten DEA-Leistung:** Die Betriebsmittel rONT und ESR lösen Probleme immer nur in klar definierten Netzabschnitten, die in der Planung ermittelt und in denen sie installiert worden sind. Weicht der DEA-Standort oder die zugebaute Leistung an DEA von der Prognose deutlich ab oder erfolgt der Zubau sehr kurzfristig, können diese gegebenenfalls im Betrieb das Problem nicht lösen. Es bedarf dann unter Umständen erst einer Neuplanung und zusätzlicher Installationen bzw. Neupositionierungen von rONT oder ESR. Das DNA-System kann hingegen im Betrieb reagieren, indem es bedarfsgerecht per DEM die momentan eingespeiste Leistung von DEA reduziert (Spitzenkappung). Der Ort und die Höhe der Leistungsreduktion müssen also vorab nicht exakt feststehen, sondern werden in Abhängigkeit des ermittelten Netzzustandes während des Betriebs bestimmt. Somit bekommt der VNB eine größere Flexibilität, um auf unerwartete Entwicklungen reagieren zu können.
- **Sind Betriebsmittelüberlastungen ein wesentliches Problem im jeweiligen Netz, spricht dies besonders für den Einsatz eines DNA-Systems:** Im Gegensatz zu den Netztechnologien rONT und ESR kann mittels des DEM eine Betriebsmittelüberlastung durch gezielte Wirkleistungsreduzierung verhindert werden. Die Kosten für das DNA-System und die langfristig anfallenden Entschädigungszahlungen für die abgeregelte Energie und gegebenenfalls auch Kosten für zusätzliche konventionelle Netzausbaumaßnahmen (falls eine Spitzenkappung alleine nicht ausreichend ist) sind in Summe in der Regel günstiger als die möglichen Alternativen, wie der Ausbau ausschließlich mit Kabeln oder der Einsatz des SEM in Kombination mit Kabelmaßnahmen. (vgl. Planungsgrundsatz 1 und Planungsgrundsatz 5).
- **Die geografische Verteilung der Lasten zu DEA im Netz erlaubt eine Spannungsabsenkung am UW (SUW) nur mittels einer dynamischen Spannungsregelung (Weitbereichsregelung):** Wie in Planungsgrundsatz 2 erläutert, sollte zunächst stets die Eignung der SUW geprüft werden. Stellt sich dabei heraus, dass mit dem SUW der Netzausbaubedarf reduziert werden kann, aber dazu aufgrund der

¹⁵ Es ist nicht notwendig, dass alle aufgelisteten Punkte auf das Netz zutreffen, damit die Investition in ein DNA-System empfehlenswert ist.

geografischen Verteilung der DEA und Lasten (ein Abgang mit hoher Last, ein zweiter mit hoher DEA-Leistung) eine genaue Zustandserfassung des Netzes notwendig ist, kann dies durch das DNA-System erfolgen (vgl. Abschnitt 3.5.2.10).

Die Vorteile des Einsatzes eines DNA-Systems in der MS-Ebene bezüglich des Netzausbaubedarfs können anhand konkreter Zielnetzplanungen realer Netze gezeigt werden (Strukturparameter der betrachteten Netze gemäß Abschnitt 8.2 im Anhang). Wie der Kostenvergleich für ein Szenario A mit moderatem DEA-Zubau zeigt, lassen sich durch DEM zum Teil erhebliche Einsparungen im Vergleich zum konventionellen Netzausbau erzielen (Abbildung 5-9). Noch deutlicher sind die Einsparungen, wenn zunächst nur die Spannung am UW optimiert wird (SUW) und nur bei weiteren Bedarf DEM eingesetzt wird. Bei moderatem Zubau sind teilweise (Netz 3 und Netz 4) keine neuen Kabel mehr notwendig, wenn DEM eingesetzt wird.

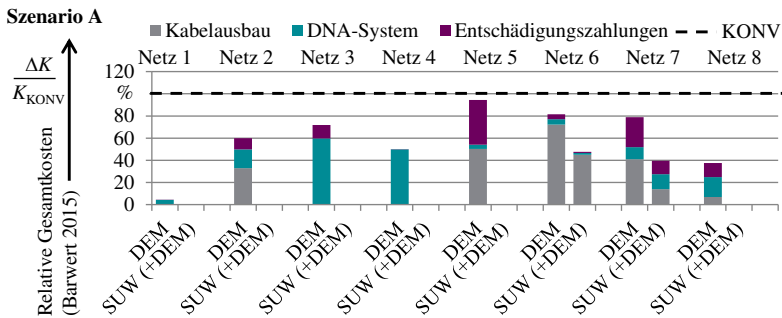


Abbildung 5-9: Barwert 2015 der relativen Gesamtkosten (Investitionen und Betriebsmehraufwand) zweier innovativer Varianten mit DEM gegenüber dem konventionellen Netzausbau (normiert) für acht MS-Netze in Szenario A

Auch der Barwert der Gesamtkosten, bestehend aus den Kosten für Investitionen und Betrieb des DNA-Systems sowie den Kosten für die Entschädigungszahlungen, sind im Vergleich zum Barwert der Gesamtkosten des konventionellen Netzausbaus deutlich geringer (vgl. Abbildung 5-9). In der Variante „SUW (+DEM)“ wird hingegen zuerst SUW eingesetzt und nur bei Bedarf ein DNA-System installiert, welches DEM ermöglicht. Dadurch fallen in einigen Fällen überhaupt keine Investitionen mehr an. Dies ist der Fall, wenn ein statisches SUW ohne eine Weitbereichsregelung möglich ist. Auch bei hohem DEA-Zubau (Szenario C) bringt der Einsatz des DEM deutliche Kostenvorteile gegenüber dem konventionellen Netzausbau (Abbildung 5-10). In allen untersuchten Netzen ist stets der kombinierte Einsatz von SUW und DEM sinnvoll. Die Einsparungen liegen bei bis zu 40 %. Wird zunächst eine Optimierung des Spannungssollwertes an der UW-Sammelschiene per SUW vorgenommen und anschließend

DEM eingesetzt, sind die Gesamtkosten im Vergleich zum ausschließlichen Einsatz des DEM stets geringer.

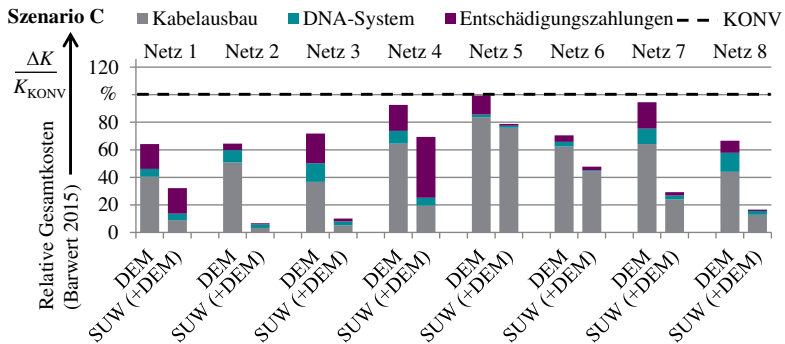


Abbildung 5-10: Barwert 2015 der relativen Gesamtkosten (Investitionen und Betriebsmehraufwand) zweier innovativer Varianten mit DEM gegenüber dem konventionellen Netzausbau (normiert) für acht MS-Netze in Szenario C

In fast allen Fällen ist der Barwert der Gesamtkosten des konventionellen Netzausbaus höher als der Barwert der Gesamtkosten für die DEM-Varianten bestehend aus den Kosten für das DNA-System und den Entschädigungszahlungen. Dies gilt sogar bei einer nicht nur vorübergehend eingesetzten Spitzenkappung mittels DEM. Die Kosten für das DNA-System sind bei der Untersuchung stets netzindividuell bestimmt worden und belaufen sich im Durchschnitt auf ca. 300.000 EUR (Barwert 2015) je Netz, wobei je nach Größe des überwachten Netzabschnitts, der Anzahl der DEA und der Anzahl der Messeinrichtungen an ONS die Spannweite von 100.000 EUR bis 550.000 EUR reicht (vgl. Tabelle 8-4).

8. Bei hohem DEA-Zubau und dadurch hervorgerufenem hohem Netzausbaubedarf eignet sich die Kombination aus dynamischem Einspeisemanagement und bedarfsgerechtem Einsatz von Spannungsreglern (rONT, ESR).

Zeigt sich in der Planung, dass die SUW (Planungsgrundsatz 2) und Einzelmaßnahmen (wie rONT, ESR oder DEM) jeweils isoliert langfristig nicht ausreichen, um Grenzwertverletzungen zu verhindern, ist der kombinierte Einsatz zweier innovativer Netztechnologien zielführend. Als erstes sollte dann DEM in Ergänzung zum SUW eingesetzt werden, da dieses insbesondere bei geringer abgeregelter Energie (geringe Anzahl von Eingriffen) Kostenvorteile bietet. Werden im Laufe der Zeit die Kosten für die abgeregelte Energie zu hoch oder übersteigt die abzuregelnde Energie gesetzliche Vorgaben (vgl. [StMG_16]), sollten statt Kabelverstärkungen zusätzliche Spannungsregler (rONT oder ESR) zur Spannungssenkung eingesetzt werden. Dies führt, wie in Abbildung 5-11 dargestellt, zu weiteren Kosteneinsparungen. Es ergeben sich dementsprechend die zusätzlichen Varianten „DEM+rONT“ und „DEM+ESR“. Für MS-Netze, die eine hohe

Durchführung mit DEA aufweisen und deren Aufnahmekapazität daher sehr stark gesteigert werden muss, sind dementsprechend zunächst eine Optimierung des Spannungswertes des UW mittels SUW durchzuführen, anschließend DEM und bedarfsgerecht (häufig erst mit zeitlichem Versatz) zusätzlich Spannungsregler (rONT oder ESR) einzusetzen.

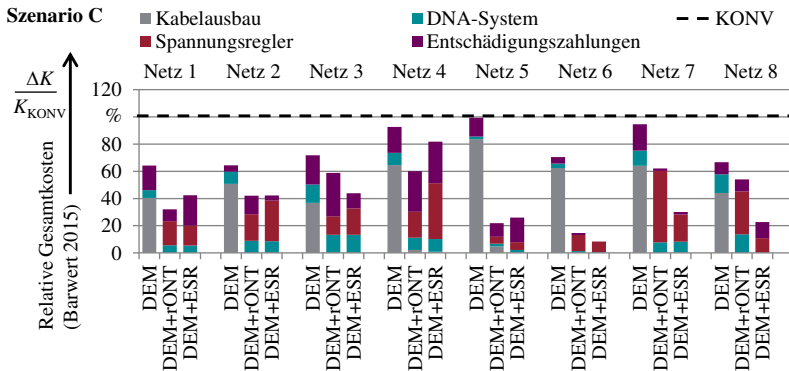


Abbildung 5-11: Barwert 2015 der relativen Gesamtkosten (Investitionen und Betriebsmehraufwand) dreier innovativer Varianten mit DEM gegenüber dem konventionellen Netzausbau (normiert) für acht MS-Netze in Szenario C

Können Grenzwertverletzungen auch mit der Kombination zweier innovativer Netztechnologien nicht verhindert werden, sind konventionelle Netzausbaumaßnahmen wie die Verlegung von Kabeln, neue UW-Abgänge oder sogar die Errichtung zusätzlicher UW notwendig. Weiterhin sind konventionelle Netzausbaumaßnahmen durchzuführen bei Engpässen („Flaschenhälsen“), oder wenn eine Spitzenkappung (DEM) in dem hier angenommenen Umfang gesetzlich nicht möglich sein sollte (vgl. Abschnitt 3.5.2.5).

Bei den vorgestellten acht innovativen Planungsgrundsätzen handelt es sich in erste Linie um Regeln, die die Auswahl geeigneter Netztechnologien bei der Zielnetzplanung von MS-Netzen ermöglichen. Ein zentraler Aspekt der innovativen Netzplanung, der auch den vorgestellten acht Planungsgrundsätzen zugrunde liegt, betrifft den Betrachtungsbereich in der Zielnetzplanung. Dieser lässt sich ebenfalls in eine Regel überführen, die im Weiteren als *Basisgrundsatz* bezeichnet wird.

Basisgrundsatz:

Synergieeffekte durch spannungsebenenübergreifende Betrachtungen sind in der Zielnetzplanung stets zu berücksichtigen.

Wie im Rahmen der vorliegenden Arbeit bereits an verschiedenen Stelle ausgeführt, zeichnet sich die innovative Netzplanung von MS-Netzen dadurch aus, dass

spannungsebenenübergreifende Aspekte mit betrachtet werden (vgl. Abschnitt 3.5.1). Dies betrifft insbesondere die folgenden Netztechnologien:

- **Spannungsregelung am HS/MS-UW:** Durch die Kopplung des Spannungsbandes der MS- und der NS-Ebene ist bei Einsatz der SUW eine Betrachtung der unterlagerten Spannungsebenen erforderlich (vgl. Abschnitt 3.5.2.1). Erst auf Basis diese Betrachtung kann der Spannungssollwert an der MS-Sammelschiene des HS/MS-UW in der Weise optimiert werden, dass der Netzausbaubedarf beider Spannungsebenen minimiert wird (vgl. Planungsgrundsatz 2).
- **Installation zusätzlich Spannungsregler (rONT bzw. ESR):** Die Netztechnologien rONT und ESR sind beide für die MS-Ebene gut geeignet (vgl. Abschnitt 5.1.1). Der rONT bietet aber prinzipiell den höheren Nutzen für die NS-Ebene, was gemäß Planungsgrundsatz 6 bei der technischen Analyse mit zu berücksichtigen ist. Außerdem sind bei der ökonomischen Bewertung möglichst die Gesamtkosten für die MS- und NS-Ebene zu minimieren und nicht die Gesamtkosten je Netzebene zu betrachten.
- **Einsatz des BLM:** Kommt ein BLM in der MS-Ebene zu Stande, beeinflusst diese grundsätzlich auch den Leistungsaustausch mit der HS-Ebene, sodass die erhöhte Auslastung der Betriebsmittel beachtet werden muss (vgl. Planungsgrundsatz 3). Daher sind in der Regel vertraglich zwischen dem VNB des MS-Netzes und dem VNB des HS-Netzes Intervalle definiert, die den Austausch von Blindleistung beschränken. Es sind aber auch Konzepte denkbar, bei denen der VNB den Blindleistungsbedarf des HS-Netzes dadurch deckt, dass er aktiv eine BLM-Regelung im unterlagerten MS-Netz einsetzt.
- **Einspeisemanagement:** Wie in Planungsgrundsatz 4 nachgewiesen wurde, können durch ein Einspeisemanagement (SEM oder DEM) sowie netzdienlich betriebene Speicher in der NS-Ebene auch die maximale Belastung des MS-Netzes gesenkt und dadurch Netzausbaumaßnahmen substituiert werden. Dieser Zusammenhang gilt in analoger Weise auch für die Auswirkungen des DEM in der MS-Ebene auf die HS-Ebene (vgl. Abschnitt 5.3.3). Daher ist eine Optimierung der Gesamtkosten der HS-, MS- und NS-Ebene sinnvoll. Dies wird erleichtert, wenn die Netze dieser Spannungsebenen vom gleichen VNB betrieben werden.

Weiterhin ist bereits durch zwei Untersuchungen der Nachweis erbracht worden, dass der Einsatz innovativer Netztechnologien auch in ländlichen Netzen der NS-Ebene und der HS-Ebene, technischen und ökonomischen empfehlenswert ist (vgl. [Zdr_16], S. 83-102 bzw. S. 129-150). Insgesamt erhöhen spannungsebenenübergreifende Betrachtungen zwar den Aufwand von Planungsprozessen, ermöglichen aber auch die vorgestellten Synergieeffekte zu nutzen und somit die Gesamtkosten zu senken.

5.3 Auswirkungen der innovativen Planungsgrundsätze

5.3.1 Auswirkungen auf den Planungsprozess

Die Anwendung der in Abschnitt 5.2 vorgestellten Planungsgrundsätze führt zu grundlegenden Änderungen im Vorgehen bei der Planung von MS-Netzen. Dies hat zwei wesentliche Ursachen: Zum einen wird in den Planungsgrundsätzen empfohlen, eine innovative Netzplanung durchzuführen. Damit verbunden sind, wie bereits in Abschnitt 3.5 dargestellt, der Einsatz innovativer Netztechnologien, die Untersuchung eines größeren Betrachtungsbereichs (mehrere Spannungsebenen), die Berücksichtigung neuer Betriebspunkte, ein veränderter Umgang mit dem technischen Regelwerk, die abgeregelte Energie als auslegungsrelevante Größe sowie die Verwendung zusätzlicher Planungswerkzeuge. Diese Aspekte führen prinzipiell zu einem aufwendigeren Planungsprozess je untersuchter Variante.

Zum anderen ist ein Ziel der vorliegenden Arbeit, den Planungsprozess durch die Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze zu vereinfachen. Dazu geben die Planungsgrundsätze Empfehlungen, welche Netztechnologie für das jeweils betrachtete Netz und die vorliegende Problemstellung geeignet ist. Durch die Anwendung der innovativen Planungsgrundsätze kann daher auf die Untersuchung der anderen, alternativen Optionen verzichtet werden. In Summe wird dadurch zwar die einzelne Planungsvariante aufwendiger und komplizierter, der gesamte Planungsprozess aber bleibt vom zeitlichen Umfang her beherrschbar oder verkürzt sich sogar. Dementsprechend ist folgendes Vorgehen in der Planung unter Berücksichtigung der Planungsgrundsätze denkbar. Zunächst wird in einer Vorabanalyse bestimmt, welcher Netz-Typ hinsichtlich der Topologie und Aufgabestellung vorliegt und dessen Problemstellungen bestimmt. Anschließend wird anhand der Planungsgrundsätze ein geeignetes Vorgehen bestimmt, das insbesondere die Wahl der Netztechnologien umfasst. Dazu sind die Planungsgrundsätze in einen Entscheidungspfad für den Planungsprozess überführt worden (vgl. Abschnitt 8.4). Nur für die auf diese Weise ermittelten planerischen und technologischen Varianten ist eine detaillierte Planung zu erstellen.

Bei der Detailplanung sind das Vorgehen und die Methoden aus Abschnitt 3.5 anzuwenden, also insbesondere die Wirkungsweise der gewählten Netztechnologie in der Leistungsflussberechnung abzubilden. Weiterhin sind (insbesondere bei Anwendung des DEM) mit Hilfe zusätzlicher Planungswerkzeuge energetische Betrachtungen durchzuführen und anschließend neue Betriebspunkte für die Auslegung der Netze zu bestimmen. Spannungsebenenübergreifende Berechnungen für die MS- und NS-Ebene sind insbesondere notwendig, wenn eine Spannungsabsenkung (SUW) durchgeführt werden soll.

Bei der Anwendung der Planungsgrundsätze durch einen VNB sind außerdem noch unternehmensspezifische Aspekte und Nebenbedingungen zu berücksichtigen. Dies sind

insbesondere die Wahl von Standardbetriebsmitteln wie dem verwendeten Kabeltyp oder auch eine Festlegung bzgl. des Spannungsreglers (nur rONT oder nur ESR). Weiterhin ist diese Zielnetzplanung zu kombinieren mit einer Erneuerungsplanung der Betriebsmittel des Bestandsnetzes.

5.3.2 Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Der Einsatz einiger innovativer Netztechnologien und Planungsmethoden hat Auswirkungen auf den Netzbetrieb. Im Weiteren sollen die wesentlichen Auswirkungen beschrieben werden, wobei dabei produktspezifische Besonderheiten nicht Gegenstand dieser Betrachtung sind.

Spannungsebenenübergreifende Betrachtungen

Werden die vereinfachten Annahmen zur Spannungsbandaufteilung nicht mehr angewendet (vgl. Abschnitt 3.3), hat dies zur Folge, dass die Spannungsebenen stärker interagieren, also die Planung der Ebenen stark von der jeweils anderen beeinflusst wird. Das Netz wird mit einer insgesamt geringeren Spannungsbandreserve betrieben. Umschaltungen in der MS-Ebene (z. B. bei Instandhaltungsmaßnahmen) können eine unzulässig hohe Spannungsänderung sowohl in der MS- als auch in der NS-Netzebene hervorrufen. Eine genauere Abstimmung bei Schaltmaßnahmen im MS-Netz kann daher notwendig werden. Im Allgemeinen wird jedoch davon ausgegangen, dass eine dauerhafte Überschreitung der Spannung $U/U_n > 1,10$ durch den Spannungssteigerungsschutz der DEA in letzter Instanz vermieden wird. Um aus „Lastsicht“ Sonderschaltzustände bei abgesenkter Spannung am UW abzumildern, kann eine vorbeugende Anpassung des Spannungssollwertes des UW für Sonderschaltzustände erwogen werden. Diese Maßnahme bleibt für die Zeit der Umschaltung bestehen.

Einzelstrangregler

Gemäß den in Abschnitt 5.2 dargestellten Planungsgrundsätze werden ESR primär eingesetzt, um unzulässig hohe Spannungen im Starkeinspeisefall zu beheben. Da DEA nicht (n-1)-sicher angeschlossen werden müssen, muss der ESR prinzipiell auch nicht für den (n-1)-Fall ausgelegt sein. Dies setzt voraus, dass es im (n-1)-Fall unter den betrieblichen Restriktionen möglich ist, große DEA der MS-Ebene abzuschalten, zum Beispiel mittels eines DNA-Systems oder manuell von der Leitstelle aus. Wenn die Leistung der DEA im (n-1)-Fall in ausreichendem Maße reduziert wird, bevor Trennstellen geschlossen werden, kann der ESR per Bypass überbrückt werden, ohne dass es zu Spannungsbandverletzungen kommt. Dieses Vorgehen ermöglicht es, dass die Leistung des ESR nur für den (n-0)-Betrieb mit offen betriebenen Ringen ausgelegt werden muss (vgl. Abschnitt 3.5.2.3).

Abbildung 5-12 veranschaulicht, wie der ESR eingesetzt wird, indem der Schaltzustand aller Lasttrennschalter des betroffenen MS-Rings für den Normalbetrieb (linker Teil der Abbildung)

und für den gestörten Betrieb (rechter Teil der Abbildung) dargestellt ist. Im Normalbetrieb wird der Ring offen betrieben und der ESR ist eingeschaltet, um die Spannungshaltung im Starkeinspeisefall zu gewährleisten. Im gestörten Betrieb sind größere MS-DEA abgeschaltet und der ESR ist per Bypass überbrückt. Der UW-ferne Teil des vom Fehler betroffenen Halbrings wird (wie eingezeichnet) über den anderen Halbring versorgt.

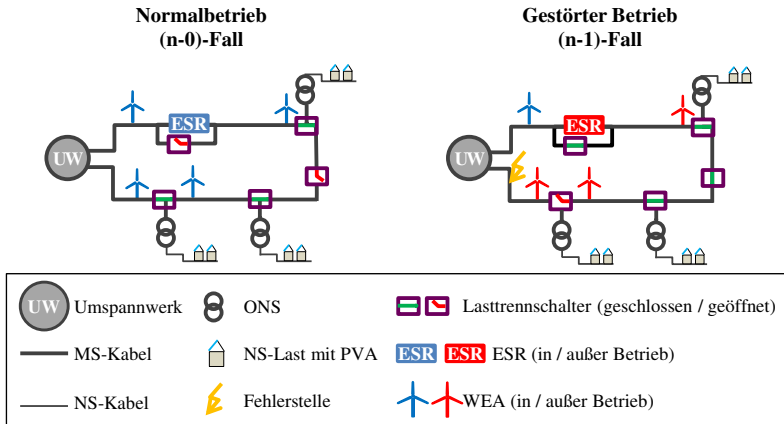


Abbildung 5-12: Mögliches Betriebskonzept für einen MS-Ring mit ESR

Ist das beschriebene Betriebskonzept mit einer Überbrückung der ESR nicht realisierbar, müssen diese für den geschlossenen (n-1)-Betrieb des Rings ausgelegt werden, und falls keine Abschaltung der DEA im (n-1)-Fall möglich ist, auch für den dann auftretenden ungünstigsten Betriebspunkt (höchste zu übertragende Leistung). Dies führt dann zu einer signifikanten Verteuerung der Variante ESR, sodass in der Regel deutliche Kostennachteile gegenüber den anderen alternativen Netztechnologien bestehen.

Dezentrales Netzautomatisierungssystem

Der Einsatz eines DNA-Systems hat größere Auswirkungen auf den Netzbetrieb und muss daher an dieser Stelle genauer betrachtet werden. DNA-Systeme können prinzipiell in Zukunft auch die Entstörung maßgeblich unterstützen. So kann per Kommunikationsmöglichkeit eine Störungsmeldung mit Fehlerortung von dem System an die Leitstelle erfolgen. Je nach Umfang und Funktionalität des Systems sind auch deutlich weitergehende Anwendungen für den Netzbetrieb realisierbar.

Bei Einsatz eines DNA-Systems sollte sich der VNB mit den Auswirkungen einer Störung des Systems auf den Netzbetrieb beschäftigen. Der Ausfall des DNA-Systems ist – nach Ansicht des Verfassers der vorliegenden Arbeit – wie ein (n-1)-Fall zu werten. Ein mögliches Konzept zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen in Folge eines Ausfalls des DNA-Systems besteht

darin, dass die DEA so parametrisiert sind, dass diese bei Ausfall des DNA-Systems (d. h. das Kommunikationssignal ist unterbrochen oder die regelmäßige Statusmeldung des Systems „funktionsfähig“ erfolgt nicht) automatisch eine statische Spitzenkappung mittels SEM durchführen. Im Idealfall wird die Höhe für ein flächendeckendes SEM für den (n-1)-Fall durch das System turnusmäßig (z. B. einmal im Monat) automatisch mittels einer Netzsicherheitsrechnung bestimmt, zu den DEA jeweils einmalig übertragen und dort hinterlegt. Dann können im oben beschriebenen (n-1)-Fall die DEA auf diesen jeweils intern gespeicherten Wert zurückgreifen. Falls dieses Vorgehen technisch nicht realisiert werden kann, sollte der SEM-Wert für den (n-1)-Fall in den DEA möglichst durch den Betreiber fest hinterlegt werden oder eine automatische Abschaltung der DEA bei Ausfall des DNA-Systems erfolgen. Werden DNA und ESR in Kombination eingesetzt, ist auch die Überlastung der ESR nach Ausfall der DNA zu verhindern.

Die durch das DEM abgeregelte Energie ist im Betrieb in geeigneter Weise (z. B. mittels Referenzanlagen) zu bestimmen und die individuellen Entschädigungszahlungen an die betroffenen DEA abzuleiten und abzurechnen. Im praktischen Einsatz bei einem VNB ist noch zu überprüfen, welche Verwaltungskosten für die Abrechnung der Entschädigungszahlungen entstehen, da diese hier nicht quantitativ berücksichtigt werden konnten. Steuert das DNA-System nicht nur die DEA an, sondern auch Spannungsregler (UW-Regler, rONT und ESR), ist eine geeignete Regelstrategie zu implementieren. Eine geeignete Grundkonzeption für die Regelstrategie eines DNA-Systems der NS-Ebene, welches auf die MS-Ebene übertragbar ist, ist in [Oer_14] dargestellt.

5.3.3 Konsequenzen für unter- und überlagerte Spannungsebenen

Die in Abschnitt 5.2 vorgestellten Planungsgrundsätze dienen der Planung von Netzen der MS-Ebene. Daraus ergeben sich aber auch Implikationen auf die unter- und überlagerte Spannungsebene, die in diesem Abschnitt betrachtet werden.

Konsequenzen für die NS-Ebene

Viele der empfohlenen Netztechnologien dienen der Spannungshaltung. Durch die starre spannungstechnische Kopplung beider Ebene ist der prinzipielle Einfluss dieser Netztechnologien auf die NS-Ebene groß. Zwar könnten diese Netztechnologien auch unter Beibehaltung einer festen Aufteilung des Spannungsbandes eingesetzt werden (vgl. Abschnitt 3.3). Dadurch blieben aber Synergieeffekte ungenutzt, sodass die Planungsgrundsätze dies nicht empfehlen (vgl. Abschnitt 5.2). Der Einsatz von einer SUW sowie von ESR kann eine Erhöhung des zulässigen Spannungsanstiegs auf NS-Ebene ermöglichen. Dabei verringert sich je nach Regelungskonzept (vgl. Abschnitt 3.5) aber auch der zulässige Spannungsabfall in der NS-Ebene.

Die größten Auswirkungen aller im Rahmen der vorliegenden Arbeit betrachteten Spannungsregler auf die NS-Ebene hat der rONT. Bei ausreichender Stufenzahl erhöhen sich durch dessen Einsatz in beiden Netzebenen die zulässigen Spannungsdifferenzen (vgl. Abschnitt 3.5.2.2). Negative Auswirkungen auf die Planung der NS-Ebene sind hingegen praktisch nicht zu befürchten. Vielmehr sind Anforderungen der NS-Ebene (Leistung, Stufenzahl) Teil der Auslegung für den rONT. Daher ist eine enge Abstimmung zwischen der NS- und MS-Planung zur Bestimmung von optimaler Dimensionierung und Betriebsweise (Parametrierung von Sollwerten etc.) notwendig. Insbesondere für ein SUW empfiehlt sich eine vollständige integrierte Leistungsflussberechnung für einen gesamten UW-Bereich (inkl. aller unterlagerten NS-Netze).

Bei Einsatz eines DNA-Systems ist ebenfalls eine spannungsebenenübergreifende Planung der MS- und NS-Ebene sinnvoll. So können DNA-Systeme der NS-Ebene als ein aggregierter Sensor bzw. Aktor in das DNA-System der MS-Ebene eingebunden werden. Dies spart Kosten auf MS-Ebene. Weiterhin sind die Auswirkungen der Spitzenkappung auf NS-Ebene (DEM, SEM; netzdienliche Speicher) gemäß Planungsgrundsatz 4 in der MS-Planung zu berücksichtigen bzw. in Abstimmung einzusetzen, falls dies im Rahmen der Kostenbewertung unter Berücksichtigung der Synergieeffekte als sinnvoll erachtet wird (Gesamtoptimum der Gesamtkosten der NS- und MS-Ebene).

Konsequenzen für die HS-Ebene

Der Einsatz von DEM reduziert prinzipiell die Höhe der Rückspeisung in das HS-Netz. Dies sollte bei der Planung auf HS-Ebene beachtet werden, um unnötige Netzausbaumaßnahmen des Netzes zu vermeiden [Zdr_16]. Außerdem kann das in der MS-Ebene installierte DNA-System ggf. auch für HS-bedingte Eingriffe genutzt werden. In jedem Fall ist bei der Netzbetriebsführung des HS-Netzes zu berücksichtigen, dass Eingriffe auf MS-Ebene erfolgen. Neben der veränderten Wirkleistung empfehlen die vorgestellten innovativen Planungsgrundsätze auch ein BLM zu etablieren. Dies hat je nach Nutzung Einfluss auf die HS-Ebene. Vereinfacht wird dieser Aspekt allerdings durch entsprechende technische Vorgaben bzgl. des Leistungsfaktors am Übergabepunkt. Die Anwendung der Planungsgrundsätze verringert weiterhin tendenziell den Bedarf an zusätzlichen HS/MS-UW, da Maßnahmen zur Spitzenkappung (DEM bzw. SEM) auch geeignet sind, um die Auslastung der Betriebsmittel der Netzebene 4 zu verringern. Dies ist bei der HS-Planung im Hinblick auf die Entwicklung von Netzverknüpfungspunkten zu beachten. Sind die beschriebenen innovativen Netzausbaumaßnahmen bereits ausgeschöpft, kann der Neubau zusätzlicher HS/MS-UW auch in der innovativen Planung notwendig werden.

5.4 Reflexion und Bewertung

5.4.1 Methodenreflexion

In diesem Abschnitt wird reflektiert, inwieweit sich die in der vorliegenden Arbeit entwickelte Gesamtmethode als geeignet erwiesen hat, um die eingangs formulierten Ziele unter Beachtung wissenschaftlicher Standards zu erreichen. Eine Bewertung der einzelnen Planungsmethoden und der Unschärfen der einzelnen Netzmodelle erfolgt anschließend in einer gesonderten Betrachtung in Abschnitt 5.4.2.

Der zentrale Ansatz der Gesamtmethode besteht darin, anhand der Auswertung einer Vielzahl von Untersuchungen einzelner Netze zunächst konkrete empirische Ergebnisse zu generieren, aus denen durch Anwendung der Methode des *Induktionsschlusses* dann allgemeine Erkenntnisse gewonnen werden, und diese anschließend mittels einer Synthese in allgemeingültige Regeln in Form von innovativen Planungsgrundsätzen zu überführen (vgl. Abschnitt 3.1). Die in der vorliegenden Arbeit verwendeten Formen der Induktion können nach Hecht und Desnizza wie folgt kategorisiert werden [HD_12]:

- Mittels *induktiver Verallgemeinerungen* werden aus den konkreten Ergebnissen der Zielnetzplanungen generalisierte Aussagen bzgl. der Eignung der innovativen Netztechnologien gewonnen (vgl. Abschnitt 4.6 und Abschnitt 5.2).
- Das Einsparpotenzial der innovativen Netztechnologien wird mittels der *Induktion als statistisches Gesetz* aus den ökonomischen Ergebnissen der konkreten Zielnetzplanungen bestimmt (vgl. Abschnitt 5.1.1).
- Die *Methode der gleichzeitigen Änderung* wird bei der Auswertung der Sensitivitätsbetrachtungen der Netzstrukturparameter angewendet (vgl. Abschnitt 5.1.1).

Ein Induktionsschluss ist stets mit einigen Schwierigkeiten und Einschränkungen verbunden, die den Wahrheitsgehalt und die Gültigkeit der gefolgerten Aussagen betreffen. In allgemeiner Form sind diese ein Gegenstand der erkenntnistheoretischen Forschungen. Von einigen Wissenschaftstheoretikern, darunter insbesondere Karl Popper, wird allerdings sowohl die Existenz der Induktion als Methode als auch deren Notwendigkeit in der Forschung grundsätzlich bestritten. Popper führt stattdessen die *hypothetisch-deduktive Methode* zur Überprüfung von Theorien ein, bei der diese nur noch durch Spezialisierung einer Falsifikation ausgesetzt werden. Allgemeine Aussagen können also demnach weder verifiziert noch streng kausal hergeleitet werden. [Ste_75], [Mit_16]

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit kann der Induktivismus als Wissenschaftstheorie naturgemäß nicht grundsätzlich und umfassend dargestellt und diskutiert werden. Vielmehr sollen die konkreten Konsequenzen und Schwierigkeiten, die bei ihrer Anwendung bestehen, in Bezug auf die vorliegenden Untersuchungen betrachtet werden.

Gemäß den Arbeiten von Hume lässt sich der Erweiterungsschluss, also der Übergang vom konkret beobachteten Wissen, welches als wahr angenommen wird, hin zum allgemeinen Wissen (was nicht beobachtet worden ist), nicht streng kausal vollziehen [Ste_75]. Es wird vielmehr die nicht zu beweisende Annahme vorausgesetzt, dass sich alle Teile so verhalten wie die beobachteten. Bezogen auf den Kontext der vorliegenden Arbeit bedeutet dies, dass die Gültigkeit der innovativen Planungsgrundsätze für die zukünftige Anwendung bei der Planung ländlicher MS-Netze nicht streng kausal nachweisbar ist. Die Anwendbarkeit und Gültigkeit der innovativen Planungsgrundsätze kann daher nur plausibilisiert werden. Folgende zwei Gründe sind ausschlaggebend dafür, dass eine Allgemeingültigkeit der innovativen Planungsgrundsätze trotz der methodischen Vorbehalte plausibel ist. Zum einen sind physikalisch-technische Zusammenhänge des Leistungsflusses in elektrischen Netzen grundsätzlich sehr gut verstanden und auch experimentell vielfach überprüft worden, sodass gesichert ist, dass die Leistungsflussberechnung reale Vorgänge und elektrische Zustände zutreffend bestimmen kann. Zum anderen ist durch die Wahl typischer exemplarischer Netze eine Repräsentativität gewährleistet. Die Strukturparameter der ausgewählten Netze stellen sicher, dass bei ihrer Untersuchung die gleichen Phänomene und Probleme auftreten wie in den nicht untersuchten ländlichen Mittelspannungsnetzen. In Kombination stellen beide Faktoren sicher, dass keine entscheidenden Faktoren und Phänomene existieren, die die Übertragbarkeit grundsätzlich verhindern. Somit ist eine Übertragbarkeit der Aussagen auf andere Netze nach dem Stand der Wissenschaft mit hoher Wahrscheinlichkeit möglich.

Eine weitere Konsequenz aus Sicht der Erkenntnistheorie besteht darin, dass eine Überprüfung der allgemeinen Aussagen nur anhand konkreter Fälle möglich ist und keine allgemeingültige Verifikation erfolgen kann. Die innovativen Planungsgrundsätze können demnach nur einer Falsifikation im Sinne der Arbeiten von Popper unterzogen werden. Eine Falsifikation wird dadurch ermöglicht, dass die innovativen Planungsgrundsätze konkrete Vorhersagen bzgl. der technischen Eignung und der einhergehenden Kosten beinhalten. Für eine Überprüfung dieser eignen sich sowohl theoretische Untersuchungen als auch experimentelle Tests in realen Netzen, bei denen z. B. die vorgestellten Strategien konkret angewendet werden. Dadurch können dann etwaige Widersprüche zu den in dieser Arbeit vorgestellten Aussagen hervorgerufen und diese so widerlegt werden. Die vorliegende Arbeit liefert somit Ansätze für Tests zur Überprüfung ihrer Aussagen. Damit ist ein wichtiges Kriterium der wissenschaftlichen Arbeitsweise erfüllt. Eine Reproduktion des einzelnen quantitativen Ergebnisses ist durch die Darstellung der Methoden und der generellen Eingangsdaten zwar prinzipiell ebenfalls möglich. Rechenfähige Datensätze der betrachteten realen Netze sind aber nicht frei verfügbar. Dies behindert eine unabhängige Wiederholung der Untersuchung anhand dieser Netze.

Der abschließende Prozess der Synthese der gewonnenen allgemeinen Erkenntnisse zu den innovativen Planungsgrundsätzen ist ebenfalls methodisch zu hinterfragen. Bei der Synthese

von Aussagen ist ein Verlust an Informationen zu beobachten. Weiterhin ist dieser Prozess nicht eindeutig lösbar. Für die innovativen Planungsgrundsätze ist daher weder eine Eindeutigkeit noch eine Vollständigkeit zu gewährleisten. Es ist vielmehr davon auszugehen, dass in einer unabhängigen Untersuchung die Anzahl an Planungsgrundsätzen und deren genaue Aussagen variieren würden, ohne dass diese zwangsläufig im Widerspruch zu den Aussagen der vorliegenden Arbeit ständen. Dies stellt somit kein grundsätzliches Problem dar. Es ist aber herauszustellen, dass die aufgestellten innovativen Planungsgrundsätze nur eine von mehreren gleichwertigen Lösungen und Darstellungsformen sind.

5.4.2 Unschärfen in der Modellbildung

Dieser Abschnitt dient der Identifizierung von Unschärfen der einzelnen Methoden und Modelle in der vorliegenden Untersuchung. Dabei ist der Einfluss dieser Unschärfen auf die innovativen Planungsgrundsätze als zentrales Ergebnis der vorliegenden Arbeit zu diskutieren. Bei der Erarbeitung aller im Rahmen des Kapitels 3 vorgestellten Modelle waren stets Vereinfachungen notwendig, um die Komplexität einzugrenzen und mit den verfügbaren Eingangsdaten bezüglich der Netze und Netztechnologien auszukommen. So sind einige Fragestellungen aus dieser Untersuchung vollständig exkludiert worden. Zum einen betrifft dies die Entscheidung, die Netze unabhängig von der heute verwendeten Methode zur Sternpunktbehandlung zu untersuchen. Zum anderen wurden keine Kurzschlussstrom-berechnungen betrachtet. Beide Vereinfachungen waren auch die Folge mangelnder Daten und dienten der Eingrenzung der Untersuchung. Ein Ausbau der Gesamtlänge der Kabel kann prinzipiell Anpassungen hinsichtlich der Sternpunktbehandlung und Kurzschlussfestigkeit von Betriebsmitteln zur Folge haben. So gesehen könnten insbesondere die Gesamtkosten bei konventioneller Netzplanung unterschätzt worden sein, wodurch die generalisierten Aussagen erst recht zuträfen.

Die Problemidentifikation stützt sich auf die Analyse weniger Betriebspunkte (vgl. Abschnitt 3.3) und betrachtet keine Zeitreihen. Dies ist zulässig, da für die Auslegung insbesondere die Betriebspunkte mit maximaler Auslastung der Betriebsmittel auslegungsrelevant sind. Tendenziell werden dadurch aber extremere Betriebspunkte betrachtet als in der Realität auftreten (vgl. Abschnitt 5.2, Planungsgrundsatz 1). Unter den in Abschnitt 2.4 dargestellten Aspekten des individuellen Belastungsgrads m ließen sich durch die Betrachtung von Zeitreihen zum Teil genauere Ergebnisse erzielen. Dementsprechend wird das Problem der Betriebsmittelüberlastung in dieser Untersuchung tendenziell überschätzt (vgl. Untersuchung von [Bra_16]). Trotzdem konnte anhand exemplarischer Zielnetzplanungen in Kapitel 4 gezeigt werden, dass bei der Integration von DEA Betriebsmittelüberlastungen in der MS-Ebene vielfach ein nachgelagertes Problem darstellen. In vielen Netzen bestimmen stattdessen die auftretenden Spannungsbandprobleme die Höhe des Ausbaubedarfs. Diese Unschärfe ist daher vertretbar. Im Falle energetischer Betrachtungen bei den Netztechnologien SEM, DEM und PtGA sind hingegen die notwendigen Zeitreihenberechnungen separat

durchgeführt worden. Die dabei verwendeten Zeitreihen der DEA sind für die Bundesrepublik Deutschland als hinreichend typisch anzusehen. Regionalspezifische Abweichungen bzgl. der Volllaststundenzahl sind in entsprechenden Datenbanken und der Literatur hinreichend verfügbar. Die Vereinfachung, bei energetischen Betrachtungen eine konstante Last anzusetzen, stellt hingegen eine größere Unschärfe dar. Diese wäre aber nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand vermeidbar gewesen. Weiterhin sind bei der Problemidentifikation weder die Unsymmetrie der Spannungen und Ströme der drei Phasen noch das Oberschwingungsverhalten analysiert worden. Ersteres ist auf MS-Ebene eine gute und etablierte Näherung, da alle MS-Lasten und DEA symmetrisch und dreiphasig angeschlossen werden und eine symmetrische Leistungsaufnahme- bzw. Einspeisecharakteristik aufweisen. Bei Transformatoren für MS-Lasten und ONT wird dies über die Wicklung der Spulen realisiert. Durch das technische Regelwerk wird sichergestellt, dass das Oberschwingungsverhalten der Lasten und DEA den sicheren Netzbetrieb nicht gefährdet [DKE_11].

Ein weiterer Aspekt betrifft den Erneuerungsbedarf der Betriebsmittel des Bestandsnetzes, der in der vorliegenden Arbeit nicht betrachtet worden ist. Lediglich bei Einsatz eines rONT ist in der Kostenbewertung berücksichtigt, dass ein Teil der vorhandenen ONT anderweitig genutzt werden kann. Die Vernachlässigung von zustandsbedingten Kabelerneuerungen ist, wie in Abschnitt 3.7.1 erläutert, insofern zulässig als diese Erneuerungsmaßnahmen bei allen Planungsvarianten stets gleichermaßen hinzukämen. Dies liegt insbesondere daran, dass die durchgeführten Kabelmaßnahmen, wie in Abschnitt 3.4.2 dargestellt, überwiegend nicht den Austausch von Bestandskabeln betreffen. Die Beseitigung von sogenannten Flaschenhälsen (Indiz für ein hohes Alter der Kabel) ist wiederum auch bei innovativer Planung in der Regel durchgeführt worden. Im Rahmen von Erneuerungsmaßnahmen könnten jedoch prinzipiell größere Querschnitte bei vergleichbar geringen Mehrkosten gelegt werden, sodass ggf. dadurch einige der vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen entfallen könnten und es folglich zu Änderungen der Kostendifferenzen zwischen den Planungsvarianten käme. Bedingt durch die Gesamtmethode (vgl. Abschnitt 3.1) kann die Höhe dieses Effektes im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht quantifiziert werden und ist daher für eine separate Untersuchung im Rahmen einer zukünftigen wissenschaftlichen Arbeit geeignet.

Eine weitere Unschärfe ergibt sich bei der Modellierung der innovativen Netztechnologien. Hier wurde lediglich deren Funktionalität mathematisch abgebildet. Herstellerspezifische Aspekte, wie etwa die Abweichung der in der Zustandserfassung eines DNA-Systems ermittelten Spannung von der tatsächlichen Größe, können im Rahmen dieser allgemeinen Untersuchung nicht betrachtet werden. Trotzdem können diese einen Einfluss auf die Häufigkeit von Regeleingriffen und somit im Falle des DEM auf die Gesamtkosten haben. Analoge Problemstellungen betreffen auch die betrachteten Spannungsregler. Nur gesonderte

Untersuchungen einzelner innovativer Netztechnologien können hierauf detaillierter eingehen und auch verschiedene Ausführungen bzw. Produkte vergleichen.

Die Qualität der statistisch gewonnenen Aussagen (vgl. Abschnitt 5.1.1) ist entscheidend von der betrachteten Stichprobe abhängig. Der Stichprobenumfang muss ausreichend groß und in der Zusammensetzung repräsentativ für die Grundgesamtheit aller MS-Netze sein. Letzteres ist, wie in Abschnitt 4.1 dargestellt, durch eine aufwendige Analyse der Strukturparameter im Rahmen des Auswahlprozesses beachtet worden. Eine weitergehende Reduzierung der Unschärfe durch eine Vergrößerung des Stichprobenumfangs ist sicherlich möglich. Die Anzahl der betrachteten Netz-Szenario-Kombinationen musste zur Begrenzung des Aufwandes limitiert werden. Die Verteilung der DEA auf die Knoten ist gemäß der Methode aus Abschnitt 3.2.2 ebenfalls mit statistischen und systematischen Unschärfen verbunden. Die Adaptierung der Szenarien für MS-PVA auf Knoten erfolgt durch Anwendung von zufälligen Verteilungen. Durch die Betrachtung stets mehrere Ringe, in jedem Netz und mehrerer Szenarien wird eine ausreichende Anzahl und Streuung an Konstellationen gewährleistet. Die Zuteilung der anderen DEA-Typen erfolgte hingegen nach systematischen Verfahren (Abschnitt 3.2.2). Diese müssen den realen DEA-Zubau hinreichend genau abbilden, damit die gewonnen Ergebnisse auf reale Netze anwendbar sind. Im Rahmen von Abschnitt 3.2.2 sind die entwickelten Methoden dahingehenden plausibilisiert worden.

Insgesamt ist somit aufgezeigt, welche die entscheidenden Unschärfen in der Modellbildung sind, und verdeutlicht worden, dass diese in erster Linie die quantitativen Ergebnisse beeinflussen. Die grundsätzlichen Aussagen in Form der Planungsgrundsätze, die das primäre Ziel der vorliegenden Arbeit darstellen, sind hingegen von diesen Unschärfen überwiegend nicht betroffen. Weiterer konkreter Forschungsbedarf ist aber vorhanden und bereits identifiziert.

5.4.3 Einfluss der Prämissen

Die Ergebnisse der vorliegenden Untersuchungen beruhen auf zahlreichen Prämissen (vgl. u. a. Kapitel 3 und Abschnitt 8.1). Daher soll an dieser Stelle deren Einfluss auf die zentralen Ergebnisse und Erkenntnisse bewertet werden. Bei dieser Betrachtung kann differenziert werden zwischen allgemeinen Voraussetzungen und quantitativen Annahmen. Die wichtigste allgemeine Voraussetzung ist, dass es in Zukunft zu einem weiteren deutlichen Zubau von DEA kommen wird und deren Integration zu wesentlichen Teilen ländliche MS-Netze betrifft. Dies ist der zentrale Anlass, der die Problemstellung der vorliegenden Arbeit begründet. Da es sich hierbei um eine die Zukunft betreffende Entwicklung in einem komplexen sozioökonomischen System handelt, die von zahlreichen unbestimmten Faktoren abhängig ist, kann sie nicht sicher vorhergesagt werden (vgl. Abschnitt 3.2). Entsprechend der derzeitigen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wird ein weiterer DEA-Zubau in ländlichen MS-Netzen mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit stattfinden. Andernfalls wären deutlich andere Regeln in

Form von innovativen Planungsgrundsätze notwendig, um innovative Netztechnologien für kostenoptimale Erneuerungsstrategien zu nutzen. Weitere Annahmen in Bezug auf das technischen Regelwerk und die rechtlichen Anforderungen unterliegen ebenfalls Veränderungen (vgl. Kapitel 2). Deren Eintrittswahrscheinlichkeit und Auswirkungen sind aber nicht ohne Weiteres zu quantifizieren. Die weitere Gültigkeit der Normen bzgl. der Belastbarkeit von Kabeln und des zulässigen Spannungsbandes (vgl. Abschnitt 2.4) kann aber zumindest mittelfristig als gegeben angesehen werden. Eine signifikante Änderung würde allerdings die Ergebnisse der Problemidentifikation massiv verändern, sodass die Anwendbarkeit und Gültigkeit der Endergebnisse in Frage zu stellen wären. Änderungen des regulatorischen Rahmens haben hingegen keinen Einfluss auf diese Arbeit, da die vorliegende Untersuchung bewusst unabhängig von der Anreizregulierung durchgeführt worden ist (vgl. Abschnitt 3.1.2). Sind diese grundsätzlichen Voraussetzungen erfüllt, ist der Fokus auf die weiteren quantitativen Annahmen zu richten, da bei diesen Abweichungen wahrscheinlich und praktisch sogar unvermeidbar sind. Dies betrifft einerseits ebenfalls den Zubau von DEA. Abweichungen der quantitativen Annahmen bzgl. des DEA-Zubaus sind bereits durch den Szenario-Korridor berücksichtigt und deren Auswirkungen im Rahmen der Arbeit quantifiziert worden. Für die Gültigkeit der generalisierten Aussagen und Erkenntnisse ist das Eintreffen der DEA-Szenarien daher nicht notwendig. Beispielsweise ist durch die Darstellung von spezifischen Kosten auch eine Anwendung der quantitativen Ergebnisse auf eine (im Rahmen der Modellgrenzen) beliebige Gesamtleistung der DEA möglich. Weiterhin sind insbesondere auch Abweichungen bei den angenommenen Kosten für die Betriebsmittel und Netztechnologien sowie deren zukünftiger Entwicklung zu erwarten. Die zukünftige Entwicklung des Marktverhaltens und des Auftretens von Technologiesprüngen kann deutlich anders verlaufen als im Modell angesetzt. Die Folgen auf die generalisierten Erkenntnisse sind trotzdem begrenzt. Die Ursache dafür ist, dass das Einsparpotenzial der innovativen Netzplanung mit ca. 90 % so deutlich ausfällt, dass selbst bei einer Verdopplung der Kosten der innovativen Netztechnologie der konventionelle Netzausbau in der Regel nicht günstiger wäre (vgl. Abschnitt 5.1.1). Umgekehrt liegen die Gesamtkosten der empfohlenen Netztechnologien rONT, DEM und ESR auf einem so ähnlichen Niveau, dass diese Arbeit nicht eine von diesen als alleinige beste und günstigste Lösung empfiehlt (vgl. Abschnitt 5.2). Der Einsatz der SUW ist hiervon relativ unberührt, da diese Maßnahme je nach Netzsituation mit den vorhandenen Betriebsmitteln realisiert werden kann. Bezogen auf das DEM kommt außerdem der Aspekt hinzu, dass die Höhe der Entschädigungszahlungen einen signifikanten Faktor für die Gesamtkosten darstellt. Zumindest mittelfristig ist deren Höhe für Bestandsanlagen aber gesetzlich festgeschrieben (vgl. Abschnitt 3.7.1). Insgesamt ist festzuhalten, dass Änderungen der Kosten Verschiebungen im Hinblick auf die Empfehlung zur Folge haben, wann welche Netztechnologie eingesetzt werden sollte. Die generelle Empfehlung, innovative Netztechnologien einzusetzen, bleibt davon als solche unberührt.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Der Transformationsprozess des leitungsgebundenen elektrischen Energiesystems verändert die Anforderungen an ländliche Mittelspannungsnetze grundlegend. Dienten diese ursprünglich ausschließlich der Versorgung von Lasten, stellt heute die Integration dezentraler Energiewandlungsanlagen eine Hauptaufgabe dar. In vielen ländlichen Mittelspannungsnetzen übersteigt die maximal eingespeiste Leistung die Spitzenlast inzwischen deutlich. Dies hat zur Folge, dass ein sicherer Netzbetrieb innerhalb der zulässigen technischen Grenzen nur durch Netzausbaumaßnahmen erheblichen Ausmaßes möglich ist, der bislang im Wesentlichen in Form von kostenintensiven konventionellen Netzausbaumaßnahmen realisiert wird. Durch die Entwicklung zahlreicher innovativer Netztechnologien und Anlagen zur Sektorenkopplung existieren inzwischen allerdings alternative technische Ansätze. Diese finden bei Verteilungsnetzbetreibern aber überwiegend noch keine Berücksichtigung in der Zielnetzplanung.

In der vorliegenden Arbeit wurde daher untersucht, wie innovative Netztechnologien und die Power-to-Gas-Technologie in der Zielnetzplanung von ländlichen Verteilungsnetzen geeignet berücksichtigt werden können. Außerdem wurden deren technische Vor- bzw. Nachteile und deren Einsparpotenzial bestimmt. Das primäre Ziel bestand in der Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze, die den Einsatz innovativer Netztechnologien deutlich vereinfachen. Insbesondere sollen diese Planungsgrundsätze regelbasierte Antworten auf die Frage geben, welche Netztechnologien in welchen Netzen bzw. bei welchen Problemstellungen empfehlenswert sind.

Vor dem Hintergrund dieser Zielsetzung sind in der vorliegenden Arbeit zunächst die technischen und rechtlichen Anforderungen an ländliche Mittelspannungsnetze analysiert worden. Anschließend wurden Methoden entwickelt, mit denen heutige und zukünftige Problemstellungen in Mittelspannungsnetzen analysiert werden können und anschließend sowohl technische als auch ökonomische Bewertungen der konventionellen, innovativen und sektorenübergreifenden Planung möglich werden. Dazu sind u. a. mathematische Modelle konzipiert worden, die die Wirkungsweise der innovativen und sektorenübergreifenden Netztechnologien in der Leistungsflussberechnung abbilden.

Mit diesen Methoden wurden für jedes der betrachteten realen Mittelspannungsnetze in Kombination mit allen untersuchten innovativen Netztechnologien Zielnetzplanungen für neun Szenario-Stützjahr-Kombinationen erarbeitet und diese mit konventionellen Planungsvarianten verglichen. Für ein Netz wurde außerdem zusätzlich eine sektorenübergreifende Netzplanung den anderen Planungsvarianten gegenübergestellt. Die Ergebnisse dieser Planungen ermöglichten zum einen die Überprüfung der entwickelten Methoden und zum anderen die Generierung einer Datenbasis, aus der verallgemeinernde Zusammenhänge und Ergebnisse induktiv gewonnen werden konnten. Aus der Synthese dieser Erkenntnisse ergaben sich dann

die innovativen Planungsgrundsätze. Diese wurden eingehend erläutert und deren Gültigkeit anhand aller ausgewerteten Zielnetzplanungen quantitativ belegt. Anschließend wurden die Auswirkungen dieser Planungsgrundsätze auf den Planungsprozess, den Netzbetrieb und die benachbarten Netzebenen analysiert.

Die zentrale Erkenntnis der vorliegenden Arbeit besteht darin, dass sich innovative Netztechnologien für die Integration dezentraler Energiewandlungsanlagen in Mittelspannungsnetzen technisch sehr gut eignen und konventionelle Netzausbaumaßnahmen nicht nur verzögern, sondern dauerhaft substituieren können. Durch die konsequente Anwendung der innovativen Planungsgrundsätze lassen sich bei langfristigen Zielnetzplanungen im Mittel 90 % der für die Integration notwendigen Gesamtkosten pro Netz einsparen.

Zusammenfassend ergeben sich folgende Empfehlungen:

- Spannungsbandprobleme auf Mittelspannungsebene können ohne Kabelausbaumaßnahmen kosteneffizient durch den Einsatz der optimierten Spannungsregelung am Umspannwerk, regelbare Ortsnetztransformatoren und Einzelstrangregler behoben werden.
- Das dynamische Einspeisemanagement stellt eine technisch geeignete und kosteneffiziente Lösung bei Betriebsmittelüberlastungen dar, deren Einsatz durch die Installation dezentraler Netzautomatisierungssysteme ermöglicht wird. Bei hohem DEA-Zubau eignet sich eine Kombination aus dem dynamischen Einspeisemanagement und zusätzlichen Spannungsreglern.
- Eine abgestimmte übergreifende Planung der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene ist anzustreben, um Synergieeffekte zu nutzen. Dies gilt insbesondere für den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren und für das Einspeisemanagement.
- Eine Sektorenkopplung mit Hilfe der Power-to-Gas-Technologie ist zwar technisch geeignet, bietet aus heutiger Sicht aber aufgrund der hohen notwendigen Investitionen kein Potenzial zur Reduzierung der Gesamtkosten für das Netz. Es bedarf daher neben deutlich sinkender Anlagenkosten weiterer Anwendungszwecke zur Generierung von zusätzlichen Betriebserlösen. Der entscheidende Anreiz für die Kopplung von Strom – und Gasnetzen kann daher – wie dargestellt – nur langfristig aus gesamtsystemischer Sicht entstehen.

Aus den Erkenntnissen der vorliegenden Arbeit lassen sich außerdem offene Fragestellungen für Folgeuntersuchungen ableiten. Da diese Untersuchung ausschließlich auf theoretischer Ebene durchgeführt wurde, bedarf es für die weitere Betrachtung der vorgestellten Strategien und Konzepte der innovativen Netzplanung experimenteller Untersuchungen in Form von Feldversuchen. Diese ermöglichen eine technische Überprüfung der vorgestellten Planungskonzepte und eine einzelfallbezogene Bestimmung der Gesamtkosten. Bedingt durch die weitere

Entwicklung von Netztechnologien wird ggf. auch eine Erweiterung der Betrachtungen um zusätzliche Betriebsmittel und Systeme in Zukunft notwendig werden. Vorstellbar ist etwa, dass durch neuartige Kurzschlussstrombegrenzer in Kombination mit weiterentwickelten Schutzsystemen auch andere Topologien möglich werden, die eine Kopplung mehrerer benachbarter Netze beinhalten. Weiterhin könnten durch Technologiesprünge bei Speichern und die Nutzung von Flexibilitäten über lokale Systemdienstleistungen weitere Lösungsoptionen verfügbar werden. Diese und weitere Einflüsse können zusammen Ergänzungen- und Anpassungen der vorgestellten innovativen Planungsgrundsätze notwendig werden lassen. Für eine direkte Anschlussuntersuchung ergibt sich die Fragestellung, wie die vorgestellten Konzepte für eine innovative Netzplanung mit der Erneuerungsstrategie für die bestehenden Betriebsmittel optimal kombiniert werden können.

Darüber hinaus betrifft der gegenwärtige Transformationsprozess auch städtische Regionen, in denen neue Lasten wie Elektrofahrzeuge und elektrische Wärmeanwendung zunehmend an Bedeutung gewinnen. Daher ist die Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze für städtische Verteilungsnetze ein weiterer möglicher Schritt, um mit der vorgestellten Systematik weitere Fragestellungen zu untersuchen

Eine Anwendung des vorliegenden wissenschaftlichen Ergebnisses wird durch die Implementierung der innovativen Planungsgrundsätze in den Planungsprozess der Verteilungsnetzbetreiber möglich. Darüber hinaus können die Erkenntnisse hinsichtlich des Einsparpotenzials der innovativen Netzplanung als wissenschaftliche Basis für eine Novellierung des regulatorischen Rahmens dienen, um Anreize für deren Verwendung zu schaffen. Insgesamt leistet die vorliegende Arbeit einen Beitrag, die Transformation weg von einer Nutzung konventioneller zentraler Kraftwerke hin zu einer Nutzung regenerativer Energieträger bei möglichst geringen Kosten zu realisieren.

7 Verzeichnisse

7.1 Literaturverzeichnis

- [Ada_12] Adamek, F. et al.:
VDE-Studie Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt am Main, 06/2012.
- [Amp_12] Amprion GmbH et al. (Hrsg.):
EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2011. Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Dortmund, 2012.
- [And_16] Andreas, D. et al.:
Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen. Herausforderungen, Lösungskonzepte, Empfehlungen (Kurzfassung). Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG) und der Informationstechnischen Gesellschaft im VDE (ITG), Frankfurt am Main, 04/2016.
- [ARegV_16] Anreizregulierungsverordnung (2016):
Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV) vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Art. 1 V v. 14.9.2016 (BGBl. I S. 2147).
- [AtG_16] Atomgesetz (2016):
Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz) vom 15.7.1985 (BGBl. I S. 1565), zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 26.7.2016 (BGBl. I S. 1843, 2930).
- [Bas_07] Basedow, J. et al.:
Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, Bonn, 11/2017.
- [Bau_14] Baumann, C. et al.:
Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie. Abschlussbericht der wissenschaftlichen Studie DVGW G 3/03/12, Aachen, 03/2014.
- [Bau_15] Baumann, C. et al.:
Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze. Abschlussbericht der wissenschaftlichen Studie DVGW G 3/03/12-ERG, Aachen, 03/2015.
- [BB_10] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.):
Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Beschluss der Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, Berlin, 09/2010.
- [BDEW_08] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hrsg.):
Technische Richtlinie. Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz). Technische Richtlinie, Berlin, 06/2008.
- [BMU_14] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (Hrsg.):
Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Eckpunkte des BMUB, Berlin, 04/2014.

- [BNA_09] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.):
Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) für Netzanschlüsse im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung. Veröffentlichungen der Beschlusskammer 6, Bonn, 01/2009.
- [BNA_11] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.):
Smart Grid und Smart Market. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn, 12/2011.
- [BNA_17] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.):
Veröffentlichung der im Anlagenregister registrierten Daten. Bonn, 01/2017.
- [Bra_16] Brakelmann, H. et al.:
„Optimierte Kabelbemessung für Windparks“. EW Magazin für die Energiewirtschaft, Jg. 116, Ausgabe 1, S. 46-51, Frankfurt am Main, 01/2016.
- [BSW_17] Bundesverbandes Solarwirtschaft e.V. (Hrsg.):
„Über 50.000 Solarbatterien in Betrieb“. Pressemitteilung des BSW, Berlin, 03/2017.
- [BVG_06] Bundesverwaltungsgericht (Hrsg.):
BVerwG 4 B 72.06. Beschluss des 4. Senats, Leipzig, 12/2006.
- [CCS_15] Carlen, M.; Cornelius, F.; Slupinski, A.:
„Erhöhte Einspeisung erneuerbarer Energien dank Längsspannungsregler“. Netzpraxis, Jg. 54, Ausgabe 4, S. 60-66, EW Medien und Kongresse, Dietzenbach, 04/2015.
- [Cic_12] Cichowski, R. (Hrsg.):
Kabelhandbuch. 8. Auflage, EW Medien und Kongresse, Frankfurt am Main, 2014.
- [Con_13] Consentec GmbH (Hrsg.):
Zustandsanalyse und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid. Untersuchung für das Bundesamt für Energie BFE, Aachen, 07/2013.
- [Cor_15] Cornelius, F. et al.:
„Erhöhung der Anschlusskapazitäten im Verteil- und Ortsnetz durch den Einsatz von Längsspannungsreglern“. ETG-Fb. 145, VDE Verlag, Berlin, 03/2015.
- [DKE_11] Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (Hrsg.):
DIN EN 50160:2011-02. Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Beuth-Verlag, Berlin, 2011.
- [DKE_95] Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (Hrsg.):
DIN VDE 0276-1000. Starkstromkabel - Strombelastbarkeit, Allgemeines; Umrechnungsfaktoren. VDE-Verlag, Berlin, 1995.
- [Dud_15] Dudenredaktion (Hrsg.):
Duden. Deutsches Universalwörterbuch. 8. Auflage, Bibliographisches Institut GmbH, Mannheim, 2015.
- [DVGW_13] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. Technisch-wissenschaftlicher Verein:
DVGW G 260 (A). Technische Regel - Arbeitsblatt. Gasbeschaffenheit. Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser, Bonn, 03/2013.
- [EBC_14] E-Bridge Consulting GmbH (Hrsg.):
„Internationale Regulierungssysteme. Vergleich von Regulierungsansätzen und -erfahrungen“. Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur (Endbericht). Bonn, 08/2014.

- [EEG_17] Erneuerbare-Energien-Gesetz (2017):
Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 22.12.2016 (BGBl. I S. 3106).
- [EK_15] Europäische Kommission:
Paket zur Energieunion. Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss der Regionen und die Europäische Investitionsbank, Brüssel, 2/2015.
- [EltRL_13] Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (2013):
Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. Amtsblatt Nr. L 176 vom 15.07.2003, S. 0037 - 0056.
- [EltRL_96] Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (1996):
Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt Nr. L 027 vom 30.01.1997, S. 0020 - 0029.
- [EMG_15] envia Mitteldeutsche Energie AG (Hrsg.):
Positionspapier enviaM-Gruppe. Novelle der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), Chemnitz, 04/2015.
- [Ene_15] Enercon GmbH (Hrsg.):
Enercon Produktübersicht. Aurich, 06/2015.
- [EnWG_17] EnWG (2017):
Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 7.7.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 27.1.2017 (BGBl. I S. 130).
- [ES_13] Engelkamp, P.; Sell, F.:
Einführung in die Volkswirtschaftslehre. 6. Auflage, Berlin, Springer Gabler Verlag, 2013.
- [Fei_13] Feix, O. et al.:
Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, 03/2014.
- [Fis_11] Fischer, S.:
Auf dem Weg zur gemeinsamen Energiepolitik. Strategien, Instrumente und Politikgestaltung in der Europäischen Union. Institut für Europäische Politik, Europäische Schriften 92, Baden-Baden, 2011.
- [Fkt_14] Fakultätentag für Elektrotechnik und Informationstechnik (Hrsg.):
Empfehlungen zur Nutzung fremder und eigener Arbeiten in Dissertationen der Elektrotechnik und Informationstechnik. Darmstadt, 2014.
- [FNN_14] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN):
Vergleich von technischer Wirksamkeit sowie Wirtschaftlichkeit zeitnah verfügbarer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit starker dezentraler Einspeisung. Schlussbericht, Berlin, 12/2014.
- [FNN_16] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN):
FNN-Hinweis: rONT – Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb. VDE VERLAG, Berlin, 07/2016.
- [FNN_17] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN):
VDE-AR-N 4110. Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung). VDE VERLAG, Berlin, 03/2017.

- [GB_03] Gerke, W.; Bank, M.:
Finanzierung: Grundlagen für Investitions- und Finanzierungsentscheidungen im Unternehmen. 2. Auflage, Verlag W. Kohlhammer, Stuttgart, 10/2013.
- [Göt_16] Götz, M. et al.:
„Renewable Power-to-Gas. A technological and economic review“. Renewable Energy, Vol. 85, pp. 1371 - 1390, Elsevier B.V, 01/2016.
- [Har_14] Harnisch, S. et al.:
„Szenarien für neue Planungsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze“. Tagungsband der 1. OTTI-Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin, 01/2014.
- [Hau_08] Hau, E.:
Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. 4. Auflage, Springer Verlag, Berlin, 2008.
- [HD_12] Hecht, H.; Desnizza, W.:
„Rationalismus und Empirismus“. Psychologie als empirische Wissenschaft. Essentielle wissenschaftstheoretische und historische Grundlagen, Kapitel 4, S. 39-69, Springer Spektrum, Berlin, 2012.
- [HDS_10] Heuck, K.; Dettmann, K.; Schulz, D.:
Elektrische Energieversorgung. Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2010.
- [KD_11] Kohl, H.; Dürrschmidt, W.:
„Regenerative Energieträger“. Erneuerbare Energie, 3. Auflage., S. 4 - 13, Weinheim, 2011.
- [KfW_16] KfW (Hrsg.):
Merkblatt Erneuerbare Energien. KfW-Programm Erneuerbare Energien „Speicher“. Frankfurt am Main, 08/2016.
- [KK_11] Kämpfer, S.; Kopatsch, G. (Hrsg.):
ABB Schaltanlagen Handbuch. 12. Auflage, Cornelsen Scriptor, Berlin, 2011.
- [Kör_12] Körner, C. et al.:
„Leistungsabhängige Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz“. Tagungsband des ETG /FNN-Tutorial „Schutz- und Leittechnik 2012“, Mainz, 02/2012.
- [Kor_16] Korotkiewicz, K. et al.:
„Medium and Low Voltage Control Strategies for a Smart Distribution Grid“. Proceedings of the 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Prag, 05/2016.
- [Kor_16b] Kornrumpf, T. et al.:
„Economic Dispatch of Flexibility Options for Grid Services on Distribution Level“. Proceedings of the 19th Power Systems Computation Conference (PSCC 2016), Genoa, 06/2016.
- [Kyo_97] Kyoto-Protokoll (1997):
Das Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (COP 3) vom 11. Dezember 1997 (BGBl. II Nr. 16 vom 02.05.2002, S. 967 - 997).
- [Lad_15] Ladermann, A. et al.:
„Einspeisemanagement zur Optimierung des Netzausbaus. Nutzenbewertung und Umsetzungsfragen“. ETG-Fb. 145, VDE Verlag, Berlin, 03/2015.
- [LL_07] Landau, L.; Lifschitz, E.:
Lehrbuch der Theoretischen Physik. Band 1, S. 16 - 29, Wissenschaftlicher Verlag Harri Deutsch, Frankfurt am Main, 2007.
- [Mit_16] Mittelstraß, J. (Hrsg.):
Enzyklopädie Philosophie und Wissenschaftstheorie. Band 6, 2. Auflage, Verlag J. B. Metzler, Stuttgart, 2016.

- [Neu_13] Neusel-Lange, N.:
Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze. Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Neue Energie aus Wuppertal, Band 1, Wuppertal, 2013.
- [Nit_12] Nitsch, J. et al.:
Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa. Schlussbericht, Stuttgart, 03/2012.
- [Oer_14] Oerter, C.:
Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen. Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Neue Energie aus Wuppertal, Band 4, Wuppertal, 2014.
- [Ohl_15] Ohl, U. et al.:
„Optimierte Koordination von Spannungsregelungseinrichtungen“. EW Magazin für die Energiewirtschaft, Jg. 115, Ausgabe 12, S. 60 - 65, Frankfurt am Main, 12/2015.
- [Pac_14] Pachauri, R. et al. (Hrsg.):
IPCC 2014: Klimaänderung 2014: Synthesebericht. Beitrag der Arbeitsgruppen I, II und III zum Fünften Sachstandsbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen. IPCC, Genf. Deutsche Übersetzung durch Deutsche IPCC-Koordinierungsstelle, Bonn, 2016.
- [Par_15] Übereinkommen von Paris (2015):
Übereinkommen der 21. Konferenz der Vertragsparteien des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (COP 21). vom 12. Dezember 2015 (Amtsblatt der EU Nr. L 282 vom 19.10.2016, S. 0004 - 0018).
- [PHV_16] Patzack, S.; Hoven, M.; Vennegeerts, H.:
Metastudie Smart Grid. Forschungsüberblick intelligente Stromnetze. Studie der FGH e.V. im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Aachen, 02/2016.
- [Pot_15] Potratz, F. et al.:
„Erkenntnisse neuer Netzplanungsansätze für das Verteilnetz unter Berücksichtigung regelbarer Ortsnetztransformatoren (RONT)“. ETG-Fb. 145, VDE Verlag, Berlin, 03/2015.
- [Qua_16] Quaschnig, V.:
Sektorkopplung durch die Energiewende. Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung. Publikation der Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, Berlin, 06/2016.
- [Reh_12] Rehtanz, C. et al.:
dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Technisches Gutachten im Auftrag der Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 12/2012.
- [Reh_14] Rehtanz, C. et al.:
dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Gutachten im Auftrag der Deutsche Energie-Agentur (dena), Berlin, 02/2014.
- [RM_15] Rüger, C.; Müller, H.:
„Ront ist nicht gleich Ront“. Netzpraxis, Jg. 54 Ausgabe 3, S. 28 - 31, EW Medien und Kongresse, Dietzenbach, 03/2015.
- [Sch_16] Scharnberg, R.:
„Einweihung des ersten autarken Netzautomatisierungssystems für die Mittelspannung in Deutschland“. Netzpraxis, Jg. 55 Ausgabe 12, S. 48 - 51, EW Medien und Kongresse, Dietzenbach, 12/2016.

- [SE_14] Schüth, F.; Eichel, R.:
„Energiespeicher für die Zukunft“. Physik Journal, Jg. 13, Ausgabe 10, Weinheim, 10/2014.
- [Spe_09] Specht, M. et al.:
„Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz“. Tagungsband der Jahrestagung des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien in Kooperation mit der Agentur für Erneuerbare Energie, S. 69 - 78, Berlin, 2009.
- [SSV_15] Schoeneberger, M.; Schacht, D.; Vennegeerts, H.:
„Praxistest zur Bestätigung der Ergebnisse zum Planungshandbuch für die Spannungsregelung dezentraler Erzeugungsanlagen“. FGH Jahresbericht 2015, S. 68-72, Mannheim, 04/2016.
- [Ste_12] Stetz, T. et al.:
„Stochastische Analyse von Smart-Meter Messdaten“. Tagungsband des VDE-Kongress 2012. VDE Verlag, Berlin, 11/2012.
- [Ste_75] Stegmüller, W.:
Das Problem der Induktion: Humes Herausforderung und moderne Antworten. Wissenschaftliche Buchgesellschaft, Darmstadt, 1975.
- [StMG_16] Strommarktgesetz (2016):
Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz). Vom 29.7.2016 (BGBl. I S. 1786).
- [StromNEV_05] Stromnetzentgeltverordnung (2005):
Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen. Vom 25.7.2005 (BGBl. I S. 1565), zuletzt geändert durch Art. 8 G v. 22.12.2016 (BGBl. I S. 3106).
- [Vol_06] Vollmer, M.:
Einsatz der Szenario-Technik zur Planung unternehmerischer Entscheidungen. Grin Verlag, München, 2006.
- [WT_16] Walker, G.; Tenbohlen, S.:
„Reduktion der Q(U) Auswirkungen auf Verteilnetze“. Tagungsband 3. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin, 01/2016.
- [WV_14] Wendt, H.; Vogel, G.:
„Die Bedeutung der Wasserelektrolyse in Zeiten der Energiewende“. Chemie Ingenieur Technik, Jg. 86; Ausgabe 1-2, S. 144 - 148; WILEY-VCH Verlag, Weinheim, 01/2014.
- [WZ_01] Wiedenbeck, M.; Züll, C.:
„Klassifikation mit Clusteranalyse: Grundlegende Techniken hierarchischer und K-means-Verfahren“. Zentrum für Umfragen, Methoden und Analysen, How-to-Reihe, Nr. 10, Mannheim, 2001.
- [Zan_17] Zander, W. et al.:
dena-Netzflexstudie. Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. Wissenschaftliches Gutachten im Auftrag der Deutsche Energie-Agentur(dena), Berlin, 03/2017.
- [Zdr_16] Zdrallek, M. (Hrsg.):
Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze. Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen. Neue Energie aus Wuppertal, Band 8, Wuppertal, 06/2016.
- [Zei_12] Zeidler, E. (Hrsg.):
Springer-Taschenbuch der Mathematik. Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 10/2012.

7.2 Publikationen des Verfassers¹⁶

- Steffens, P.; Harnisch, S.; Zdrallek, M.; Monscheidt, J., Münch, L.; Böse, C.: „Neue Planungsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze“. ETG-Fb. 155, Tagungsband des Internationalen ETG-Kongresses 2017, Bonn, 2017.
- Zander, W.; Lemkens, S.; Macharey, U.; Langrock, T.; Nailis, D.; Zdrallek, M.; Schäfer, K.; Steffens, P.; Kornrumpf, T.; Hummel, K.; Schalle, H.: dena-Netzflexstudie – Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.), Berlin, 2017.
- Steffens, P.; Zdrallek, M.: „Kopplung von Strom- und Gasnetzen mit Power-to-Gas.“ ETG Mitgliedereinformatio 01/2017, S. 16 - 17, Frankfurt, 2017.
- Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheidt, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gemsjäger, B.; Zdrallek, M. (Hrsg.): Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen. Neue Energie aus Wuppertal, Band 8, Wuppertal, 2016.
- Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Cibis, K.; Zdrallek, M.; Lehde, B.: „New planning principles for low voltage networks with a high share of decentralized generation“. Proceedings of the CIREN Workshop 2016 „Electrical networks for society and people“, Helsinki, 2016.
- Steffens, P.; Harnisch, S.; Thies, H.; Zdrallek, M.; Münch, L.; Gemsjäger, B.; Böse, C.; Noske, T.; Hache, J.; Lehde, B.: „Planungsgrundsätze für den Einsatz innovativer Technologien auf Verteilnetzebene“. Tagungsband der 3. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin, 2016.
- Martin, L.; Böse, C.; Gemsjäger, B.; Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Zdrallek, M.; Hache, J.; Noske, T.: „Planning and operation of rural HV distribution grids of the future.“. ETG-Fb. 147, Proceedings of the International ETG Congress 2015, Bonn, 2015.
- Steffens, P.; Harnisch, S.; Thies, H.; Zdrallek, M.; Martin, L.; Böse, C.; Noske, T.; Hache, J.: „Cost Optimized Planning and Operation of Rural Distribution Grids“. ETG-Fb. 147, Proceedings of the International ETG Congress 2015, Bonn, 2015.
- Hüttenrauch, J.; Zöllner, S.; Müller-Syring, G.; Steffens, P.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Köppel, W.; Degünther, C.; Baumann, C.; Geschermann, K.; Moser, A.: „Power-to-Gas zur Entlastung der Stromverteilungsnetze“. BWK – Das Energie-Fachmagazin, Bd. 67, Ausgabe 10, 2015.
- Böse, C.; Gemsjäger, B.; Martin, L.; Harnisch, S.; Steffens, P.; Mour, S.; Zdrallek, M.; Hache, J.; Noske, T.: „Energy Storage in Distribution Grids - Needs for Cross-Voltage-Level Planning and Optimization“. Proceedings of the 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIREN 2015), Lyon, 2015.

¹⁶ In Anlehnung an die Vorgaben des Fakultätentags für Elektrotechnik und Informationstechnik [Fkt_14] sind die Publikationen des Verfassers der vorliegenden Arbeit, die im Laufe des Promotionsvorhabens entstanden sind, in diesem Verzeichnis aufgeführt.

- Baumann, C.; Geschermann, K.; Grote, F.; Hüttenrauch, J.; Köppel, W.; Moser, A.; Müller-Syring, G.; Steffens, P.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Zöllner, S.: Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze. Abschlussbericht der wissenschaftlichen Studie DVGW G 3/03/12-ERG, Aachen, 2015.
- Hüttenrauch, J.; Zöllner, S.; Müller-Syring, G.; Steffens, P.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Köppel, W.; Degünther, C.; Baumann, C.; Geschermann, K.; Moser, A.: „Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze“. DVGW energie – wasser-praxis, Ausgabe 04/2015, 2015.
- Geschermann, K.; Baumann, C.; Moser, A.; Steffens, P.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Hüttenrauch, J.; Zöllner, S.; Köppel, W.: „Smarte Kopplung von Strom- und Gasverteilungsnetzen mit Power-to-Gas“. ETG-Fb. 145: Tagungsband zur ETG-Fachtagung „Von Smart Grids zu Smart Markets 2015“, Kassel, 2015.
- Steffens, P.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.: „Netzausbau-Ersparnis durch Power to Gas“. ZfK – Zeitung für kommunale Wirtschaft, Ausgabe November 2014, 2014.
- Baumann, C.; Geschermann, K.; Hüttenrauch, J.; Köppel, W.; Müller-Syring, G.; Steffens, P.; Stötzel, M.; Zöllner, S.: Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie. Abschlussbericht der wissenschaftlichen Studie DVGW G 3/03/12, Aachen, 2014.
- Zdrallek, M.; Steffens, P.; Stötzel, M.; Baumann, C.; Geschermann, K.; Moser, A.; Hüttenrauch, J.; Zöllner, S.; Köppel, W.: „Smart Grids unter Berücksichtigung von Power-to-Gas – Ergebnisse und Ausblick des Projekts aus der DVGW-Innovationsoffensive“. DVGW energie – wasser-praxis, Ausgabe 09/2014, 2014.
- Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Zdrallek, M.; Martin, L.; Böse, C.; Lehde, B.; Noske, T.; Hache, J.: „Methodology for developing innovative planning principles“. Proceedings of the CIRED Workshop 2014 „Challenges of implementing Active Distribution System Management“, Rome, 2014.
- Baumann, C.; Geschermann, K.; Moser, A.; Steffens, P.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Hüttenrauch, J.; Müller-Syring, G.; Köppel, W.: „Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie“. DVGW energie – wasser-praxis, Ausgabe 05/2014, 2014.
- Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H. H.; Zdrallek, M.; Martin, L.; Böse, C.: „Szenarien für neue Planungsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze“. Tagungsband der 1. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin, 2014.
- Zdrallek, M.; Steffens, P.; Stötzel, M.; Geschermann, K.; Baumann, C.; Moser, A.; Hüttenrauch, J.; Müller-Syring, G.: „Übergreifende Smart-Grid-Konzepte für Strom und Gasverteilungsnetze“. DVGW energie – wasser-praxis, Ausgabe 09/2013, 2013.

7.3 Betreute studentische Arbeiten¹⁷

- Schubert, R.: Anwendung der Planungsgrundsätze am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes. Projektarbeit, Wuppertal, 2017.
- Hachenberg, J.; Hüppe, J.: Bestimmung der Anwendungsbereiche verschiedener innovativer Netztechnologien auf Mittelspannungsebene durch Auswertung einer Sensitivitätsuntersuchung, Seminararbeit. Wuppertal, 2017.
- Dette, B.: Analyse und Bewertung konventioneller und innovativer Netzausbaustrategien für Verteilungsnetze im Rahmen der Anreizregulierung. Master-Thesis, Wuppertal, 2016.
- Rohmen, J.: RWE Solar Plug und Energiewendemanager - die Verknüpfung von privater Erzeugung, Speicherung und Netzanbindung für die Energieversorgung im Privathaushalt. Master-Thesis, Wuppertal, 2016.
- Kamps, K.: Statistische und analytische Auswertung innovativer Zielnetzplanungen ländlicher Mittelspannungsnetze und Ableitung von Planungsempfehlungen. Master-Thesis, Wuppertal, 2016.
- Schubert, R.: Spannungsebenenübergreifende Planung von ländlichen Verteilungsnetzen unter Einsatz innovativer Technologien. Bachelor-Thesis, Wuppertal, 2016.
- Pellatz, M.: Planung von ländlichen Verteilungsnetzen unter Einsatz innovativer Technologien. Master-Thesis, Wuppertal, 2015.
- Hermanns, J.: Beitrag dezentraler Energiewandlungsanlagen, Speicher und Lasten zu Systemdienstleistungen und künftigen lokalen Flexibilitätsmärkten. Bachelor-Thesis, Wuppertal, 2015.
- Wittkowski, D.: Lastgangsynthese. Projektarbeit (Teil 2), Wuppertal, 2015.
- Gao, J.; Klesper, B.; Kondrat, I.; Wegeng, T.: Lastgangsynthese. Projektarbeit (Teil 1), Wuppertal, 2014.
- Groos, A.; Marquardt, T.; Rössel, J.: Kategorisierung von elektrischen Energiespeichern und Szenarienentwicklung, Seminararbeit. Wuppertal, 2014.
- Mour, S.; Appel, A.: Kostenszenarien für innovative Betriebsmittel. Seminararbeit, Wuppertal, 2014.
- Pangou, H.: Charakterisierung von innovativen Netztechnologien und Bewertung von deren Wirkungsweise in ländlichen Stromverteilungsnetzen. Master-Thesis, Wuppertal, 2014.

¹⁷ In Anlehnung an die Vorgaben des Fakultätentags für Elektrotechnik und Informationstechnik [Fkt_14] sind alle vom Verfasser der vorliegenden Arbeit betreuten studentischen Abschlussarbeiten in diesem Verzeichnis aufgeführt.

7.4 Abkürzungen

Die nachfolgenden Abkürzungen beziehen sich sowohl auf die Singular- als auch die Pluralform.

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BLM	Blindleistungsmanagement
BMA	Biomasseanlage
DEA	Dezentrale Energiewandlungsanlage
DEM	Dynamisches Einspeisemanagement
DNA-System	Dezentrales Netzautomatisierungssystem
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetzes
ESp	Netzdienlicher Energiespeicher
ESR	Einzelstrangregler
GVWA	Gasvorwärmanlage
HS	Hochspannung (110-kV)
i.O.	in Ordnung
KONV	Konventioneller Netzausbau
INNOV	Innovativer Netzausbau
NEP	Netzentwicklungsplan
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation (MS/NS)
ONT	Ortsnetztransformator (MS/NS)
OS	Oberes Szenario
PQ-Element	Element (Knoten) einer Leistungsflussberechnung mit vorgegebener Wirk- und Blindleistung
PtG	Power-to-Gas
PtGA	Power-to-Gas-Anlage
PVA	Photovoltaikanlage

REF	Referenzjahr
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SEM	Statisches Einspeisemanagement
SUW	Optimierte Spannungsregelung am Umspannwerk
TS	Trendszenario
UW	Umspannwerk
US	Unteres Szenario
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage

7.5 Symbole

$A_{\text{Netz}}(g)$	Teilfläche der Gemeinde g , die im betrachteten Netzgebiet liegt
$A_{\text{ges}}(g)$	gesamte Fläche der Gemeinde g
a	Eine Anlage aus einer definierten Menge von DEA bzw. Lasten
a_k	Die k -te Anlage aus einer definierten Menge von DEA bzw. Lasten
CH_4	Methan
CO_2	Kohlenstoffdioxid
$\cos(\varphi)$	Wirkfaktor
E	Energie
e^-	Elektron
e	Höhe der abgeregelten Jahresenergie aller DEA eines Netzes, bezogen auf die ohne Abregelung mögliche Jahresenergie
e_a	Höhe der abgeregelten Jahresenergie der einzelnen DEA a , bezogen auf die ohne Abregelung mögliche Jahresenergie
e_{\max}	Maximale (zulässige) relative abgeregelte Energie eines Netzes
E_{ab}	Abgeregelte Energie
$E_{\text{ab},a}$	Abgeregelte Energie der einzelnen DEA a
$E_{\text{ab},a}(\Delta t)$	Im Zeitintervall Δt abgeregelte Energie der einzelnen DEA a
$E_{\text{ab},\max}$	Maximale (zulässige) abgeregelte Jahresenergie
E_{ges}	Gesamte eingespeiste Energie über einen Zeitraum ohne Abregelung

$E_{ges,a}$	Gesamte eingespeiste Energie der einzelnen DEA a über einen Zeitraum ohne Abregelung
f	Funktion
f_1	Vorfaktor zur Bestimmung des individuell bestimmten thermischen Grenzstroms, der den Einfluss thermischer Umgebungs- und Betriebsparameter beschreibt
f_2	Vorfaktor zur Bestimmung des individuell bestimmten thermischen Grenzstroms, der den Einfluss einer Parallelverlegung mehrerer Leitungen beschreibt
g	Eine spezifische Gemeinde aus einer definierten Menge von Gemeinden
H_2	Molekularer Wasserstoff
H_2O	Wasser (Wasserstoffoxid)
H_3O^+	Oxonium
h	Höhe
I	Stromstärke
i	Laufindex
j	Laufindex
K	Barwert der Gesamtkosten
ΔK	Differenz der Barwerte der Gesamtkosten zweier Planungsvarianten
K_{KONV}	Barwert der Gesamtkosten bei konventionellem Netzausbau
K_{INNOV}	Barwert der Gesamtkosten bei innovativem Netzausbau
K_{Invest}	Gesamtkosten der Investitionen (kein Barwert!)
k	Barwert der spezifischen Kosten
k_{Invest}	Spezifische Kosten der Investitionen (kein Barwert!)
I_b	Stromstärke im Normalbetrieb
$I_{b,(n-1)}$	Stromstärke im Fehler- bzw. (n-1)-Fall
I_{th}	Thermischer Grenzstrom einer Leitung unter Normbedingungen
I_z	Individuell bestimmter thermischer Grenzstrom einer Leitung
L	Punktmenge des Leistungskorridors
l	Leitungslänge
m	Belastungsgrad einer Leitung
$max()$	Funktion zur Bestimmung des globalen Maximums

$min()$	Funktion zur Bestimmung des globalen Minimums
n	Anzahl
n_{ONS}	Anzahl der ONS
O_2	Molekularer Sauerstoff
P	Wirkleistung
$P(t)$	Wirkleistung als Funktion der Zeit
$P_{ab,ges}(t)$	Abregelnde Leistung eines Netzabschnittes zum Zeitpunkt t
$P_{ab,a}(t)$	Abgeregelter Leistung der DEA a zum Zeitpunkt t
$P_{Last,max}$	Maximale Leistungsaufnahme einer Last oder eines unterlagerten Netzes
\tilde{P}	Relative maximale Einspeiseleistung bezogen auf alle DEA in einem Netzabschnitt
P_{inst}	Installierte Leistung
$P_{inst,X}$	Installierte Summenleistung der Anlagen vom Typ X
$P_{inst,a}$	Installierte Leistung der DEA a bzw. Last a
P_{inst}^{PtGA}	Installierte Leistung der PtGA
P_{inst}^{DEA}	Installierte Summenleistung der DEA im Netz
P_{ist}^{DEA}	Momentane Summenleistung der DEA
P_{lim}	Maximale Einspeiseleistung bei Abregelung
$P_{lim,a}$	Maximale Einspeiseleistung der einzelnen DEA a
P_{max}	Unter realen Umgebungsbedingungen maximal mögliche Leistung
$P_{Korridor}^{PtGA}$	Leistung der PtGA, die durch den Leistungskorridor L gegeben ist
P_{max}^{PtGA}	Maximal zulässige Leistung der PtGA
P_{min}^{PtGA}	Minimal zulässige Leistung der PtGA
$P_{NA}(t)$	Summenleistung eines Netzabschnittes zum Zeitpunkt t
\hat{P}_X	Anteil der installierten Leistung der Anlage des Typs X an der gesamten installierten DEA-Leistung des Netzes
$\hat{p}_{ref,X(a)}$	Auf die installierte Leistung normierte Leistungszeitreihe für den Anlagentyp X der DEA a bzw. Last a
$P_{rück}$	Rückspeiseleistung
$P_{\bar{u}}$	Von dem Netz(-abschnitt) zu übertragende Leistung
$P_{\bar{u},max}$	Von dem Netz max. übertragbare Leistung ohne Grenzwertverletzungen

Q	Blindleistung
$Q1$	Unteres Quartil (0,25-Quantil)
$Q2$	Median (0,5-Quantil)
$Q3$	Oberes Quartil (0,75-Quantil)
s	Entfernung zwischen zwei Punkten
S	Scheinleistung
S_{inst}	Installierte Scheinleistung
S_r	Bemessungsscheinleistung
t	Zeit
Δt	Zeitspanne bzw. Zeitdauer
t_v	Volllaststundenzahl
$t_{v,x}$	Volllaststundenzahl von DEA des Typs X
T_i	Diskreter Zeitschritt einer numerischen Berechnung
U	Elektrische Spannung
ΔU	Spannungsdifferenz
U_0	Elektrische Spannung im Betriebspunkt ohne DEA-Einspeisung
U_C	Vereinbarte Versorgungsspannung
ΔU_{max}	Maximale (zulässige) Spannungsdifferenz
ΔU_{ESR}	Spannungsdifferenz über dem Einzelstrangregler
U_n	Nennspannung eines Netzes
U_r	Bemessungsspannung
U_{soll}	Spannungssollwert
X	Anlagentyp (WEA, BMA, PVA, Last, PtGA)
$X(a_k)$	Die Funktion gibt den Anlagentyp der Anlage a_k an
η	Wirkungsgrad
η_w	Gesamtwirkungsgrad der PtGA bei der Wasserstoffproduktion
η_{Meth}	Gesamtwirkungsgrad der PtGA bei der Methanproduktion
ρ_{ONS}	Dichte der ONS bezogen auf die Länge des Abgangs
φ	Phasenverschiebungswinkel
\in	Symbol für die Zuordnung eines Elements zu einer Menge

8 Anhang

8.1 Rahmenbedingungen und Annahmen

8.1.1 Technische Eingangsdaten und Parameter

Tabelle 8-1: Skalierungs- und Gleichzeitigkeitsfaktoren für WEA und BMA in der MS-Ebene (vgl. Annahmen in [Zdr_16])

DEA-Typ	Faktor	Kommentar
WEA	1,0	Nennleistung wird bei mittlerer Windstärke erreicht. Aufgrund der vergleichbar geringen Anzahl an WEA je MS-Netz sind Zeitpunkte möglich, bei denen alle WEA mit maximaler Leistung einspeisen (keine WEA defekt; im gesamten Netzgebiet ausreichend starker Wind)
BMA	1,0	BMA speisen in der Regel mit Nennleistung ein; Einspeisung nicht volatil

Tabelle 8-2: Skalierungs- und Gleichzeitigkeitsfaktoren für PVA der MS-Ebene für Standorte in der Bundesrepublik Deutschland (vgl. Annahmen in [Zdr_16])

Bezugsfall	Faktor	Kommentar
Einzelanlagen der MS-Ebene	0,84	Annahme: Neuanlage mit stets optimaler Ausrichtung, da geringere Gesamtanzahl im Vergleich zur NS-Ebene
Rückspeisung aus der NS-Ebene	0,76	Berücksichtigt bei der Anlagenausrichtung die Streuung der Werte bei Dachanlagen sowie die Degradation (Mischwert in der Altersstruktur); Annahme: Anteil von 10 % an Freiflächenanlagen (mit optimaler Ausrichtung)

Tabelle 8-3: Netzbelastung durch NS-PVA (vgl. Annahmen in [Zdr_16])

Betrachteter Fall (stets unabhängig von der Last)	Größe	Wert
Maximal eingespeiste Leistung von PVA (bezogen auf die installierte Modulleistung)	P_{\max}/P_{inst}	84 %
Rückspeisung aus der NS-Ebene in das MS-Netz	$P_{\text{rück}}/P_{\text{inst}}$	76 %
Rückspeisung aus der NS-Ebene in das MS-Netz bei Einsatz des SEM bei NS-PVA	$P_{\text{rück}}/P_{\text{inst}}$	60 %
Maximale Einspeisung bei PVA mit netzdienlich betriebenen Kundenspeichern gemäß KfW-Förderbedingungen 2016 [KFW_16]	$P_{\text{rück}}/P_{\text{inst}}$	50 %

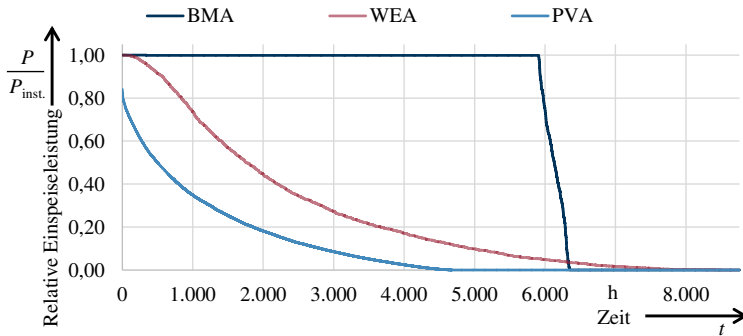


Abbildung 8-1: Geordnete und normierte Leistungszeitreihen für DEA in Norddeutschland (vgl. [Bau_14])

8.1.2 Ökonomische Eingangsdaten und Parameter

In der vorliegenden Untersuchung wird mit einem Zinssatz von 6,00 % gerechnet (Mischwert für Neu- und Altanlage). Dieser Zinssatz ergibt sich in Anlehnung an die Vorgaben aus §7 Absatz 1 der Stromnetzentgeltverordnung [StromNEV_05]. Die wirksame Eigenkapitalquote liegt dementsprechend bei 40 %. Dieser Teil wird mit 9,05 % verzinst. Für das Fremdkapital ergibt sich ein Zinssatz von 3,80 % gemäß der Umlaufrendite. Für Neuanlagen ergibt sich daraus ein Zinssatz von 6,62 %. Dieser wird auf 6,00 % reduziert, da in der Untersuchung keine separate Unterscheidung von Neu- und Altanlage vorgenommen wird.

Tabelle 8-4 gibt eine Übersicht der Kosten der Betriebsmittel und Systeme, die in der konventionellen, innovativen und der sektorenübergreifenden Netzplanung eingesetzt werden

Tabelle 8-4: Inflationsbereinigte Kosten der Betriebsmittel und Systeme der 20-kV-Ebene sowie der Entschädigungszahlungen (vgl. Annahmen in [Zdr_16], [Bau_15])

Größe	Einheit	Wert 2018	Wert 2025	Wert 2040
Kabel				
Nutzungsdauer:	Jahre	45	45	45
Grundbetrag	EUR / Stück	3.940	3.804	3.528
Verlegung (Mischwert: 70 % unbefestigter Untergrund)	EUR / km	57.134	55.164	51.168,77
Kabel: VPE 300 mm ²	EUR / km	34.477	33.289	30.877,71
Schaltfeld (inkl. Sekundärtechnik)				
Nutzungsdauer	Jahre	35	35	35
20 kV-Schaltfeld	EUR / Stück	73.881	71.333	66.167

Größe	Einheit	Wert 2018	Wert 2025	Wert 2040
Lasttrennschalter				
Nutzungsdauer	Jahre	40	40	40
Lasttrennschalter	EUR / kW	3.700	3.000	1.500
rONT				
Nutzungsdauer	Jahre	30	30	30
rONT (Mischwert der Größen)	EUR / Stück	16.064	14.075	13.106
Einnahme durch ONT-Restwert	EUR	1.380	1.380	1.380
ESR				
Nutzungsdauer	Jahre	40	40	40
ESR	EUR / MVA	38.812	36.175	31.113
Umpositionierung	EUR / Stück	20.200	20.200	20.200
Abbaukosten	EUR / MVA	1.333	1.333	1.333
DNA-System				
Nutzungsdauer	Jahre	20	20	20
Grundbetrag	EUR / Stück	26.045	13.900	8.875
Messeinrichtung (MS-Ebene)	EUR / Stück	8.076	5.500	4.982
Messeinrichtung (ONS, NS-Seitig)	EUR / Stück	4.946	3.000	2.700
Einbindung von MS-DEA	EUR / Stück	968	450	113
Separate Kommunikationsanbindung	EUR / Stück	611	450	405
Entschädigungszahlungen-MS-Ebene				
Vergütung Energie WEA	EUR / kWh	0,077	0,076	0,068
Vergütung Energie PVA	EUR / kWh	0,224	0,144	0,073
Vergütung Energie BMA	EUR / kWh	0,084	0,087	0,075
PtGA				
Nutzungsdauer	Jahre	25	25	25
PtGA ohne Methanisierungsanlage	EUR / kW	1.865	1.505	875
PtGA mit Methanisierungsanlage	EUR / kW	2.790	2.300	1.250
Tausch der Elektroden (2 mal in 25 Jahren)	EUR / kW	285	250	175

Tabelle 8-5: Kosten für die optimierte Spannungsregelung am HS/MS-Umspannwerk je nach Konzept (vgl. Abschnitt 3.5.2.1) (vgl. Annahmen in [Zdr_16])

Variante	Preis	Erläuterung
Konzept 1: Spannungsmessung an der MS-Sammelschiene	0 EUR	Keine neue Primär- und Sekundärtechnik notwendig
Konzept 2: Spannungsmessung an MS-Sammelschiene und Messung der vom Transformator übertragenen Leistung	ca. 10.000 EUR	Für Steuerungsgerät, Messung vorhanden
Konzept 3: Spannungsmessung an kritischen Netzverknüpfungspunkten	Schlechtpunktmessungen: 20.000 EUR bis 100.000 EUR	Höhe je nach Anzahl der gemessenen Punkte

Tabelle 8-6: Erlöse für den netzdienlichen Betrieb der vier PtGA (vgl. Abschnitt 4.4) mit einer installierten Summenleistung von $P_{\text{inst}} = 40$ MW (auf Basis von [Bau_14])

Größe	Einheit	Wert 2023	Wert 2033	Wert 2050
Erlöse (absolut)	1000 EUR / a	-412	-1.736	532
Erlöse (Barwert 2015)	1000 EUR / a	-258	-608	69

8.2 Netzstrukturdaten

Tabelle 8-7: Strukturdaten der betrachteten realen MS-Netze (20-kV-Ebene)

Netz Nr.	Leitungslänge (2015) / km	Anzahl Abgänge	Anzahl versorgter Stationen	Installierte DEA-Leistung des MS- und NS-Ebene im Jahr 2050		
				$P_{\text{inst}}^{\text{DEA}} / \text{MW}$		
				Szenario A (US mit Länderfaktoren)	Szenario B (OS mit Länderfaktoren)	Szenario C (TS ohne Länderfaktoren)
1	240	8	166	49	67	98
2	262	7	187	72	76	92
3	175	8	152	50	53	80
4	138	8	117	34	44	62
5	377	15	109	82	131	116
6	319	15	224	115	167	145
7	387	15	347	120	172	149
8	243	9(+1)	268	55	87	74
9	208	9 (+1)	264	-	-	252

Tabelle 8-8: Netzstrukturparameter des synthetischen MS-Netzes

Netzstrukturparameter	Grundwert	Minimum	Maximum
Sammelschienspannung U / U_n	104 %	103 % (SUW)	104 %
Anzahl Halbringe	8	8	8
Abgangslänge l	15 km	6 km	20 km
ONS-Dichte ρ_{ONS}	1,00 km ⁻¹	0,67 km ⁻¹	4,00 km ⁻¹
DEA-Leistung P_{inst}^{DEA}	97,6 MW	51,8 MW	278,7 MW
$P_{inst,WEA} / P_{inst}^{DEA}$	44 %	0 %	100 %
$P_{inst,MS-PVA} / P_{inst}^{DEA}$	22 %	0 %	40 %
$P_{inst,NS-PVA} / P_{inst}^{DEA}$	34 %	0 %	60 %

8.3 Tabellarische Ergebnisse der Zielnetzplanungen

Für die in Kapitel 4 vorgestellten exemplarischen Planungen sind an dieser Stelle die technischen Ergebnisse in tabellarischer Form dargestellt.

Erstes Planungsbeispiel

Tabelle 8-9: MS-Netz 1: Netzausbaumaßnahmen bis 2050

Variante	Parameter	Szenario A	Szenario B	Szenario C
V0: KONV	Kabellänge l / km	43	52	62
V1: SUW	Kabellänge l / km	0	16	42
	Spannungsabsenkung am UW Δ / U_n	1,0 %	1,0 %	1,0 %
V2: rONT	Kabellänge l / km	0	0	40
	Anzahl rONT	34	90	98
V3: ESR	Kabellänge l / km	0	0	37
	Anzahl ESR	2	5	5
V4: SEM	Kabellänge l / km	5	30	47
	Abgeregelte Energie je DEA e_a			
	im Jahr 2020:	4,0 %	2,0 %	3,0 %
	im Jahr 2030:	2,0 %	4,0 %	5,0 %
	im Jahr 2050:	5,0 %	5,0 %	5,0 %
V5: DEM	Kabellänge l / km	0	9	59
	Anzahl Sensoren in MS / in NS	6 / 21	6 / 42	6 / 42
	Anzahl angesteuerte DEA	9	30	44
	Max. abgeregelte Energie e_a je DEA	5,0 %	5,0 %	5,0 %

Variante	Parameter	Szenario A	Szenario B	Szenario C
	Abgeregelte Energie e bezogen auf die Energie aller MS-DEA im Netz im Jahr 2020:	<0,01 %	0,3 %	0,7 %
	im Jahr 2030:	0,04 %	1,3 %	1,2 %
	im Jahr 2050:	0,02 %	1,3 %	1,8 %
V6: DEM (+ESR)	Kabellänge l / km	0	0	1
	Anzahl Sensoren in MS / in NS	6 / 21	6 / 42	6 / 42
	Anzahl angesteuerte DEA	9	30	25
	Max. abgeregelte Energie e_a je DEA	5	5	5
	Abgeregelte Energie e bezogen auf die Energie aller MS-DEA im Netz im Jahr 2020:	<0,01 %	0,3 %	0,7 %
	im Jahr 2030:	0,04 %	0,1 %	1,7 %
	im Jahr 2050:	0,02 %	0,2 %	2,2 %
	Anzahl ESR	0	2	5
V7: DEM (+rONT)	Kabellänge l / km	0	0	1
	Anzahl Sensoren in MS / in NS	6 / 21	6 / 42	6 / 42
	Anzahl angesteuerte DEA	9	30	44
	Max. abgeregelte Energie e_a je DEA	5,0 %	5,0 %	5,0 %
	Abgeregelte Energie e bezogen auf die Energie aller MS-DEA im Netz im Jahr 2020:	<0,01 %	0,3 %	0,5 %
	im Jahr 2030:	0,04 %	0,2 %	0,3 %
	im Jahr 2050:	0,02 %	0,2 %	1,2 %
	Anzahl rONT	0	56	93
V8: SUW (+DEM)	Kabellänge l / km	0	0	9,5
	Spannungssenkung am UW $\Delta U / U_n$	1,0 %	1,0 %	1,0 %
	Anzahl Sensoren in MS / in NS	0 / 0	6 / 21	5 / 33
	Anzahl angesteuerte DEA	0	8	31
	Max. abgeregelte Energie e_a je DEA	-	5	5
	Abgeregelte Energie e bezogen auf die Energie aller MS-DEA im Netz im Jahr 2020:	-	0,01 %	0,3 %
	im Jahr 2030:	-	0,04 %	1,6 %
	im Jahr 2050:	-	0,1 %	1,8 %
V9: SUW (+rONT)	Kabellänge l / km	0	0	49
	Spannungsabsenkung am UW $\Delta U / U_n$	1,0 %	1,0 %	1,0 %

Variante	Parameter	Szenario A	Szenario B	Szenario C
	Anzahl rONT	0	56	76
V10:	Kabellänge l / km	0	0	41
SUW (+ESR)	Spannungssenkung am UW $\Delta U / U_n$	1,0 %	1,0 %	1,0 %
	Anzahl ESR	0	3	5

Zweites Planungsbeispiel

Tabelle 8-10: MS-Netz 8: Netzausbaumaßnahmen bis 2050

Variante	Parameter	Szenario A	Szenario B	Szenario C
V0: KONV	Kabellänge l / km	31	68	48
V1: SUW	Kabellänge l / km	0	23	16
	Spannungsabsenkung am UW $\Delta U / U_n$	1,0 %	1,0 %	1,0 %
V2: rONT	Kabellänge l /km	0	15	1
	Anzahl rONT	115	141	159
V3: ESR	Kabellänge l / km	0	21	1
	Anzahl ESR	6	8	9
V4: SEM	Kabellänge l / km	23	52	29
	Abgeregelte Energie e_a			
	im Jahr 2020:	5,0 %	5,0 %	5,0 %
	im Jahr 2030:	5,0 %	5,0 %	5,0 %
	im Jahr 2050:	5,0 %	5,0 %	5,0 %
V5: DEM	Kabellänge l / km	12	32	23
	Anzahl Sensoren in MS / in NS	10 / 67	10 / 67	8 / 60
	Anzahl angesteuerte DEA	26	39	38
	Max. abgeregelte Energie e_a je DEA	5,0 %	5,0 %	5,0 %
	Abgeregelte Energie e bezogen auf die Energie aller MS-DEA im Netz			
	im Jahr 2020:	0,1 %	0,8 %	0,6 %
	im Jahr 2030:	0,6 %	1,4 %	0,2 %
im Jahr 2050:	0,5 %	1,5 %	0,4 %	
V6: DEM (+ESR)	Kabellänge l / km	0	5	1
	Anzahl Sensoren in MS / in NS	10 / 67	10 / 67	8 / 60
	Anzahl angesteuerte DEA	26	40	38
	Max. abgeregelte Energie e_a je DEA	5,0 %	5,0 %	5,0 %
	Abgeregelte Energie e bezogen auf die Energie aller MS-DEA im Netz			

Variante	Parameter	Szenario A	Szenario B	Szenario C
	im Jahr 2020:	0,1 %	0,8 %	0,6 %
	im Jahr 2030:	0,6 %	1,4 %	0,4 %
	im Jahr 2050:	0,5 %	1,5 %	0,5 %
	Anzahl ESR	3	7	5
V7: DEM (+rONT)	Kabellänge l / km	0	5	0
	Anzahl Sensoren in MS / in NS	10 / 67	10 / 67	8 / 60
	Anzahl angesteuerte DEA	26	39	38
	Max. abgeregelte Energie e_a je DEA	5,0 %	5,0 %	5,0 %
	Abgeregelte Energie e bezogen auf die Energie aller MS-DEA im Netz			
	im Jahr 2020:	0,1 %	1,2 %	0,6 %
	im Jahr 2030:	0,6 %	1,4 %	0,2 %
	im Jahr 2050:	0,6 %	1,5 %	0,4 %
	Anzahl rONT	22	97	109
V8: SUW (+DEM)	Kabellänge l / km	0	26	16
	Spannungssenkung am UW $\Delta U / U_n$	1,0 %	1,0 %	1,0 %
	Anzahl Sensoren in MS / in NS	-	10 / 42	4 / 27
	Anzahl angesteuerte DEA	-	34	17
	Max. abgeregelte Energie e_a je DEA	0,0 %	5,0 %	5,0 %
	Abgeregelte Energie e bezogen auf die Energie aller MS-DEA im Netz			
	im Jahr 2020:	0,0 %	0,3 %	<0,01 %
	im Jahr 2030:	0,0 %	0,3 %	0,07 %
	im Jahr 2050:	0,0 %	0,4 %	0,01 %
V9: SUW (+rONT)	Kabellänge l / km	0	15	1
	Spannungssenkung am UW $\Delta U / U_n$	1,0 %	1,0 %	1,0 %
	Anzahl rONT	0	98	103
V10: SUW (+ESR)	Kabellänge l / km	0	21	3
	Spannungssenkung am UW $\Delta U / U_n$	1,0 %	1,0 %	1,0 %
	Anzahl ESR	0	4	4

Drittes Planungsbeispiel**Tabelle 8-11: MS-Netz 9: Netzausbaumaßnahmen bis 2050**

Variante	Parameter	Wert
V0: KONV	Kabellänge l / km	157
V1: SUW	Kabellänge l / km	81
	Spannungsabsenkung am UW $\Delta U / U_n$	1,0 %
V2: rONT	Kabellänge l / km	92
	Anzahl rONT	131
V3: ESR	Kabellänge l / km	97
	Anzahl ESR	11
V4: DEM	Kabellänge l / km	83
	Anzahl Sensoren in MS / in NS	8 / 24
	Anzahl angesteuerte DEA	95
	Max. abgeregelte Energie e_a je DEA	5,0 %
	Abgeregelte Energie e bezogen auf die Energie aller MS-DEA im Netz	
	im Jahr 2020:	1,51 %
im Jahr 2030:	1,05 %	
im Jahr 2050:	1,01 %	
V5: PtGA	Kabellänge l / km	101
	Anzahl Sensoren in MS / in NS	8 / 24
	Anzahl PtGA	4
	Summenleistung der PtGA $P_{\text{inst}} / \text{MW}$	40
V6: SUW (+DEM)	Kabellänge l / km	42
	Spannungsabsenkung am UW $\Delta U / U_n$	1,0 %
	Anzahl Sensoren in MS / in NS	8 / 24
	Anzahl angesteuerte DEA	95
	Max. abgeregelte Energie e_a je DEA	5,0 %
	Abgeregelte Energie e bezogen auf die Energie aller MS-DEA im Netz	
im Jahr 2020:	0,57 %	
im Jahr 2030:	0,22 %	
im Jahr 2050:	0,46 %	

8.4 Entscheidungspfad

Eine Konkretisierung der innovativen Planungsgrundsätze (vgl. Abschnitt 5.2) ist mittels eines Entscheidungspfads möglich. Die Beschränkung auf eindeutige Pfade führt dabei zu einer Informationsreduktion gegenüber den Planungsgrundsätzen. Die Netzausbaumaßnahmen sind additiv auszuführen, größere Netzausbaumaßnahmen können vorherige teilweise aber obsolet werden lassen.

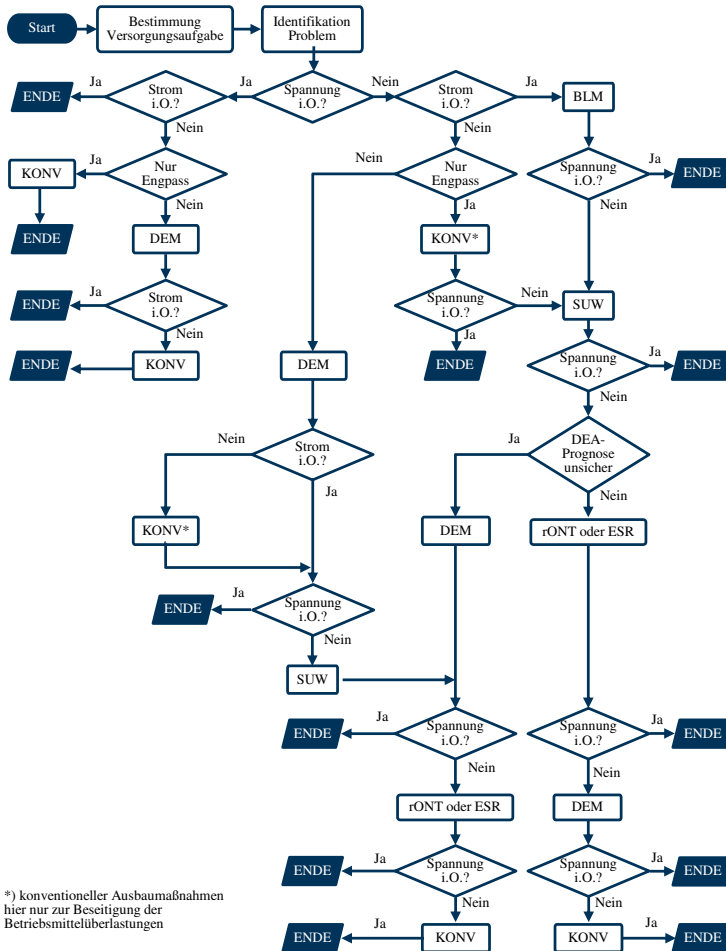


Abbildung 8-2: Entscheidungspfad für die Netzplanung ländlicher MS-Netze (vom Verfasser bereits veröffentlicht worden als: Steffens, P.: „Entscheidungspfad für die Planung“. In: [Zdr_16], S. 122.)

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Band 1

Neusel-Lange, Nils:

Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze

1. Auflage 2013, ISBN 978-3-8442-7401-1

Band 2

Stötzel, Marcus:

Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen

1. Auflage 2014, ISBN 978-3-8442-7826-2

Band 3

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 2. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2014

Band 4

Oerter, Christian:

Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2014, ISBN 978-3-7375-1758-4

Band 5

Athamna, Issam:

Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks

1. Auflage 2015, ISBN 978-3-7375-5678-1

Band 6

Thies, Hans Henning:

Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb

1. Auflage 2015, ISBN 978-3-7375-7465-5

Band 7

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 3. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2016

Band 8

Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheid, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gemsjäger, B.:

Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze – Leitfaden zur Ausrichtung
der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen

1. Auflage 2016

Band 9

Pawlowski, Erik:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung gasisolierter Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2016, ISBN: 978-3-7418-1983-4

Band 10

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband BUW Seminar "Smart Grids" - Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

2. aktualisierte Auflage 2017

Band 11

Beerboom, Dominik:

Objektive Zustandsbewertung von Mittelspannungsnetzen als Grundlage der Asset-Optimierung

1. Auflage 2017, ISBN: 978-3-7418-9539-5

Band 12

Tabke, Thorsten:

Entwicklung und Anwendung eines typunabhängigen, minimalinvasiven Zustandsbewertungsverfahrens für SF₆-Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2017, ISBN: 978-3-7450-0240-9

Band 13

Uhlig, Roman:

Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen

1. Auflage 2017, ISBN: 978-3-7450-5959-5

Band 14

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 4. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2018

Band 15

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Portrait des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik

1. Auflage 2017

Band 16

Steffens, Philipp:

Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze

1. Auflage 2018, ISBN: 978-3-7450-9538-8