

Studie im Rahmen des Kopernikus-Projekts ENSURE

ZENTRALE UND DEZENTRALE MERKMALE ZUKÜNFTIGER SYSTEMSTRUKTUREN



GEFÖRDERT VOM



Beteiligte Institution

ABB AG
Bergische Universität Wuppertal
Deutsche Umwelthilfe
Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln
Fraunhofer IEE / Universität Kassel
Karlsruher Institut für Technologie
Öko-Institut
RWTH Aachen University
Schleswig-Holstein Netz AG

Projektleitung

Peter Noglik
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Constantin Zerger

Dr. Eglantine Künle
Prof. Dr.-Ing Martin Braun
Prof. Dr. rer. pol. Wolf Fichtner
Christof Timpe
Univ.-Prof. Dr.-Ing Albert Moser
Dr. Tobias Markus Pletzer

Autoren

ABB AG
ABB AG
Bergische Universität Wuppertal
Bergische Universität Wuppertal
Deutsche Umwelthilfe
DVGW-EBI
Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln
Fraunhofer IEE / Universität Kassel
Karlsruher Institut für Technologie
Öko-Institut
Öko-Institut
RWTH Aachen University
RWTH Aachen University
RWTH Aachen University
Schleswig-Holstein Netz AG
Schleswig-Holstein Netz AG

Dr. Marco Giuntoli
Georg Gutermuth
James Garzón-Real
Marco Kerzel
Liv Anne Becker
Johannes Ruf

Theresa Wildgrube
Jan Ulfers
Manuel Ruppert
Dr. Matthias Koch
Dominik Seebach
Tom Kulms
Moritz Nobis
Patrick Schultheis
Imke Hebbeln
Dr. Oliver Pohl

Kontakt

IAEW an der RWTH Aachen University
Schinkelstraße 6
52064 Aachen
info@iaew.rwth-aachen.de



Zusammenfassung

Hintergrund und Motivation

Um die ambitionierten Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen, sind tiefgreifende Anpassungen des Energieversorgungssystems notwendig. Bei der Diskussion zur Umsetzung dieser Anpassungen wird immer wieder von „zentralen“ und „dezentralen“ Lösungen oder Strukturen für das zukünftige Energieversorgungssystem gesprochen. Es wird beispielsweise die Frage diskutiert, wie viel zentrale und wie viel dezentrale Versorgung technisch und wirtschaftlich sinnvoll und zugleich gesellschaftlich akzeptabel ist. Für das Messen der (De-)Zentralität einer Systemstruktur existieren jedoch keine klar definierten Kriterien. Vor diesem Hintergrund soll in dieser Studie folgender Fragestellung nachgegangen werden:

Wie lassen sich Dezentralität und Zentralität zukünftiger Systemstrukturen des Energieversorgungssystems messen?

Ansatz

Zur Beantwortung dieser Fragestellung definieren wir die Systemstruktur des Energieversorgungssystems wie folgt:

„Die **Systemstruktur** des Energieversorgungssystems zielt auf eine optimale, raum-zeitliche Verteilung von Energie/Leistung in einem definierten Betrachtungsbereich ab. *Marktstrukturen* koordinieren dabei *Primärenergieeinsatz, Endenergieverbrauch, Energieumwandlung* sowie *Energiespeicherung*, welche durch geeignete *Netzstrukturen* räumlich transportiert werden. *IKT-Strukturen* orchestrieren hierzu den erforderlichen Informationsaustausch.“

Demnach setzt sich die Systemstruktur des Energieversorgungssystems aus den folgenden Bestandteilen zusammensetzt: Marktstrukturen, Netzstrukturen, Endenergieverbrauch, Primärenergieeinsatz, Energieumwandlung, Energiespeicherung und IKT-Strukturen. Je Bestandteil können verschiedene quantitative Messgrößen abgeleitet und bezüglich einer eher zentraleren oder dezentraleren Ausprägung eingeordnet werden. Anhand des Gesamtbilds aller Messgrößen lässt sich schließlich beurteilen, ob eine Systemstruktur gegenüber anderen eher zentraler oder dezentraler einzuordnen ist.

Vorgehen

Der Ansatz wird auf vier verschiedene Szenarien des zukünftigen Energieversorgungssystems angewendet, welche hinsichtlich ihrer (De-)Zentralität aus Sicht der Stromnetzstrukturen miteinander verglichen werden sollen. In einem ersten Schritt werden hierzu quantitative energiewirtschaftliche

Szenarien für das Jahr 2030 durch Stakeholder-Workshops und anschließender Energiesystemmodellierung festgelegt, welche den Rahmen der Systemstrukturen vorgeben. Die vier Szenarien lassen sich folgendermaßen charakterisieren:

Storyline A (SL A): Referenzentwicklung

Storyline B (SL B): Sehr ambitionierter Klimaschutz

Storyline C (SL C): Stärker europäisch orientierte Energiewende mit ambitionierten Klimazielen

Storyline D (SL D): Dezentrale Energiewende mit ambitionierten Klimazielen

Anhand von Energiesystemmodellen werden sowohl die Technologien für die Energieumwandlung und Energiespeicherung als auch Vorgaben bezüglich des Endenergieverbrauchs je Szenario ermittelt. Dies bildet die Grundlage für die anschließende Regionalisierung der Technologien sowie für die Bestimmung deren Einsatzes mittels einer Marktsimulation (in der aktuellen Marktstruktur).

Basierend auf diesen Vorarbeiten werden die Auswirkungen der unterschiedlichen Szenarien auf die Netzstrukturen bestimmt. Hierbei wird unterschieden zwischen den Auswirkungen auf das Verteilnetz und den Auswirkungen auf das Übertragungsnetz. Während bei letzterem der Ausbauzustand nach dem Netzentwicklungsplan 2017 (NEP2017) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber vorgegeben wird und nur der Einfluss aus betrieblicher Perspektive untersucht wird, wird bei den Verteilnetzen der Ausbaubedarf auf den einzelnen Spannungsebenen bestimmt.

Ergebnisse

Abbildung 1 zeigt eine Übersicht über die Einordnung der vier Szenarien bezüglich ihrer (De-)Zentralität anhand der in dieser Studie herangezogenen Messgrößen. Höhere Wert bei den Messgrößen der Hoch- und Höchstspannungsebene sprechen in diesem Zusammenhang für eine zentralere Charakteristik, während höhere Werte der Messgrößen auf den unteren Spannungsebenen dagegen eher eine dezentralere Charakteristik implizieren. Die hier aufgeführten Messgrößen sind auf die wesentlichen Schlüsselparameter reduziert und erlauben bereits eine hinreichende Einschätzung der (De-)Zentralität der jeweiligen Systemstruktur im Vergleich zu den anderen Systemstrukturen aus Sicht des Stromnetzes.

Zunächst ist in der Abbildung zu erkennen, dass die qualitativ eher „zentral“ bzw. „dezentral“ charakterisierten Storylines C und D sich tendenziell auch entsprechend dieser Charakterisierung gegenüber den anderen Storylines verhalten. Dennoch gibt es Messgrößen, bei denen die Storyline A und B eine dezentralere bzw. zentralere Charakteristik aufweisen. Demnach muss für eine ganzheitliche Bewertung der (De-)Zentralität einer Systemstruktur immer aus verschiedenen Blickwinkeln vorgenommen werden.

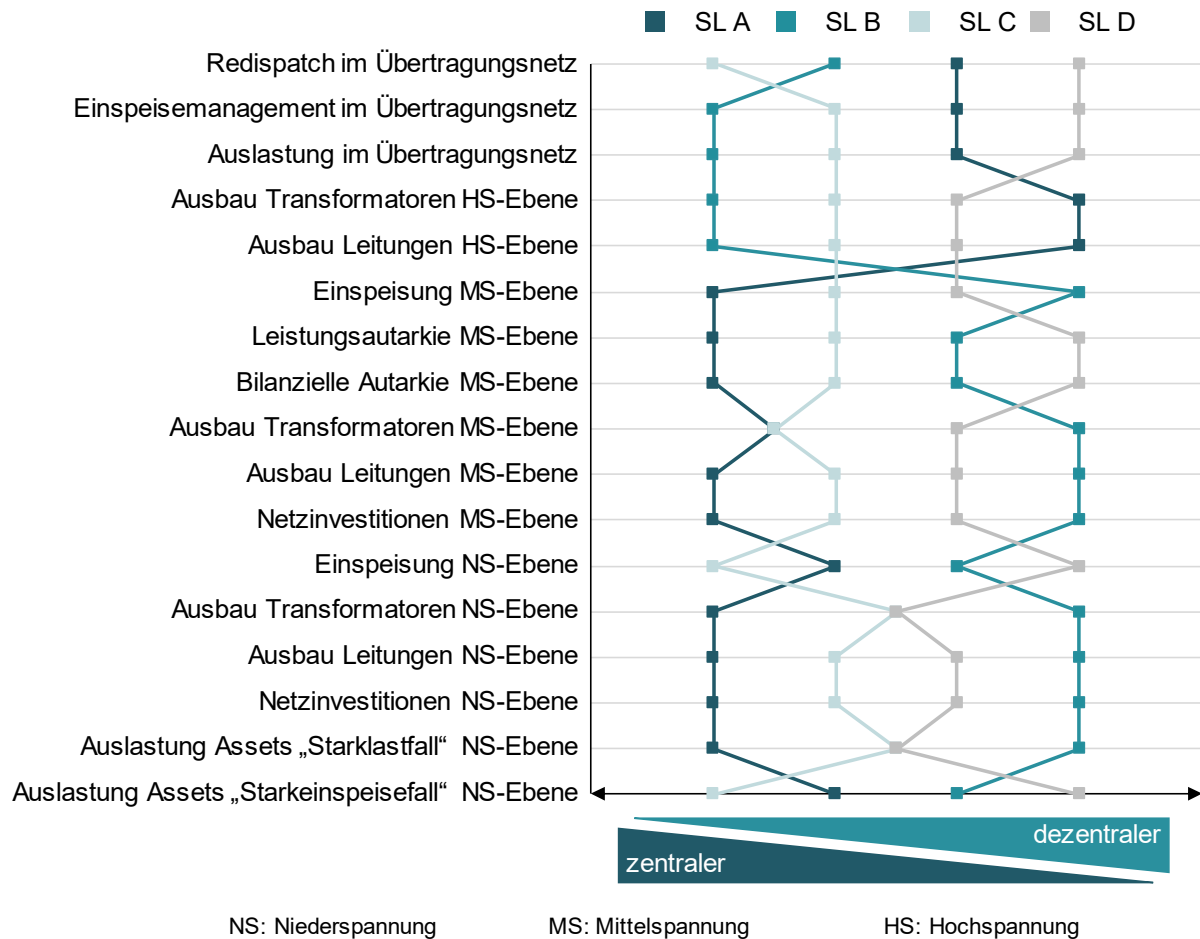


Abbildung 1: Übersicht der Messgrößen zur Bewertung der (De-)Zentralität der vier Systemstrukturen aus Sicht des Stromnetzes

Die Einordnung von Storyline B zeigt zudem, dass dieses Szenario gegenüber den anderen Storylines in vielen Fällen die höchsten Messgrößen besitzt und sich je nach Blickwinkel damit sowohl am zentralsten als auch dezentralsten bewerten lässt. Daraus ist zu schließen, dass, um die ambitionierten Klimaschutzziele mittelfristig zu erreichen, welche in dieser Storyline unterstellt werden, sowohl auf dezentraler als auch zentraler Ebene im Stromnetz der größte Handlungsbedarf besteht. Diese Systemstruktur ist somit je nach Messgröße aus Sicht des Stromnetzes sowohl zentral als auch dezentral. Im Hinblick auf das langfristige Ziel der vollständigen Defossilisierung des Energieversorgungssystems ist demnach ein Zusammenspiel aus zentralen und dezentralen Elementen im Stromnetz erforderlich.

Weiterführende Ergebnisse

Mit dem Blick auf alternative Ansätze und Technologien zur Ausgestaltung zukünftiger Systemstrukturen lassen sich darüber hinaus noch folgende Ergebnisse zusammenfassen:

- Für die Netzintegration von E-Kfz-Ladepunkten im städtischen Raum zeigt ein Konzept mit autonom fahrenden Fahrzeugen in den durchgeführten Untersuchungen aus Netzsicht große wirtschaftliche Einsparpotentiale. Bei diesem Konzept werden private Fahrzeuge durch eine geringere Zahl autonom fahrender Carsharing-Fahrzeuge substituiert, welche dann an zentralen Ladeplätzen am Stadtrand laden. Das Konzept wird einem klassischen Gebrauch privat genutzter Fahrzeuge gegenübergestellt, bei dem die Ladenvorgänge zuhause oder an öffentlichen Schnellladestationen stattfinden.
- Durch den Einsatz von vermaschten Netztopologien auf der Mittelspannungsebene können in allen Storylines für sechs repräsentative Verteilnetzgebiete deutliche Ersparnisse an konventionellem Netzausbau erreicht werden.
- Zusätzliche Untersuchungen zeigen, dass die Power-to-Gas-Technologie einen nennenswerten Beitrag zur Entlastung der Verteilnetze liefern kann, die Haupterlösfelder jedoch auf der Vermarktung der chemischen Energieträger oder der Defossilisierung der Gas- und Wärmeversorgung liegen müssen. Die heute noch hohen Investitionskosten für solche Anlagen können bei einem rein netzdienlichen Einsatz in der Regel keinen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber konventionellen Netzausbaumaßnahmen darstellen. Als Power-to-Gas-Anlagen auf der Mittelspannungsebene können in den betrachteten Verteilnetzgebieten Anlagen mit einem Methanisierungsprozess aus technischer und abrechnungsrechtlicher Sicht überwiegend ohne Einschränkungen eingesetzt werden. Ein Einsatz von Elektrolyseuren zur Wasserstoffeinspeisung ist aufgrund der Überschreitung eines angenommenen maximalen Volumenanteils von 10 % am Erdgas in keinem der Netzgebiete möglich.
- Untersuchungen der Positionierung und des Einsatzes von verschiedenen Speichertechnologien mit dem primären Anwendungsfall der präventiven Engpassbehebung im Übertragungsnetz belegen, dass sich die Errichtung von Speichern rein zur Reduktion der Redispatchkosten als nicht wirtschaftlich erweist.



Inhalt

1	Einleitung.....	8
1.1	Hintergrund und Motivation.....	8
1.2	Die „Systemstruktur“ des Energieversorgungssystems.....	8
1.3	Ansatz zur Bewertung der (De-)Zentralität einer Systemstruktur.....	10
2	Methodisches Vorgehen.....	11
2.1	Übersicht.....	11
2.2	Prozess zur Generierung der Szenarien.....	12
2.3	Marktmodellierung und -simulation.....	14
2.4	Netzbetriebssimulation im Übertragungsnetz.....	19
2.5	Verteilnetzausbauplanung.....	20
3	Ergebnisse der Ausgestaltung der Systemstrukturen.....	27
3.1	ENSURE-Szenarien.....	27
3.2	Ergebnisse der Marktsimulation.....	31
3.3	Netzbetriebssimulation im Übertragungsnetz.....	36
3.4	Verteilnetzausbaubedarf.....	40
4	Bewertung der Zentralität und Dezentralität der Systemstrukturen.....	50
5	Weiterführende Ausgestaltung zukünftiger Systemstrukturen.....	52
5.1	Vermaschte Netztopologien und Power-to-Gas-Anlagen.....	52
5.2	Netzintegrationskosten von E-Kfz-Ladeinfrastrukturvarianten in einem städtischen Netzgebiet.....	61
5.3	Reduktion von Netzengpässen durch die Nutzung von Speichern im Übertragungsnetz....	64
6	Literatur.....	69
7	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	72
8	Anhang.....	75
8.1	Definitionen der Bestandteile einer Systemstruktur.....	75
8.2	Planungsprämissen für die Netzausbauplanung.....	77
8.3	Beiträge der Partner.....	78

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Motivation

Um die ambitionierten Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen, sind tiefgreifende Anpassungen des Energieversorgungssystems notwendig. Bei der Diskussion zur Umsetzung dieser Anpassungen wird immer wieder von „zentralen“ und „dezentralen“ Lösungen oder Strukturen für das zukünftige Energieversorgungssystem gesprochen. Es wird beispielsweise die Frage diskutiert, wie viel zentrale und wie viel dezentrale Versorgung technisch, wirtschaftlich aber auch gesellschaftlich sinnvoll ist. Um derartige Fragen beantworten zu können, muss jedoch zunächst geklärt werden, inwiefern ein zukünftiges Energieversorgungssystem eher dezentral oder zentral ist. Hierzu existieren jedoch keine klar definierten Kriterien. Vor diesem Hintergrund soll in dieser Studie folgender Fragestellung nachgegangen werden:

Wie lassen sich Dezentralität und Zentralität zukünftiger Systemstrukturen des Energieversorgungssystems messen?

Zur Beantwortung dieser Fragestellung werden im folgenden Abschnitt zunächst die Bestandteile einer Systemstruktur des Energieversorgungssystems definiert. Hierauf aufbauend wird anschließend ein Ansatz hergeleitet, mit dem sich die (De-)Zentralität zukünftiger, möglicher Systemstrukturen messen lässt.

In dieser Studie wird dieser Ansatz zum Vergleich der (De-)Zentralität von vier Szenarien zukünftiger Systemstrukturen des Energieversorgungssystems mit dem Fokus auf dem Stromsektor angewendet. Hierzu wird zunächst im Kapitel 2 das methodische Vorgehen erläutert, bevor die einzelnen Ergebnisse sowie ein Vergleich der (De-)Zentralität der vier Systemstrukturen im Kapitel 3 und 4 beschrieben werden.

Die Studie schließt mit einem Ausblick auf alternative Ansätze und Technologien zur Ausgestaltung zukünftiger Systemstrukturen, welche im vorherigen Teil der Studie zunächst keine Betrachtung finden.

1.2 Die „Systemstruktur“ des Energieversorgungssystems

In der Literatur ist keine einheitliche Definition der „Systemstruktur“ des Energieversorgungssystems zu finden. Aus diesem Grund wurde in mehreren Workshops mit Stakeholdern aus verschiedenen



Bereichen der Energiewirtschaft folgende Definition für eine Systemstruktur des Energieversorgungssystems erarbeitet:

„Die **Systemstruktur** des Energieversorgungssystems zielt auf eine optimale, raum-zeitliche Verteilung von Energie/Leistung in einem definierten Betrachtungsbereich ab. *Marktstrukturen* koordinieren dabei *Primärenergieeinsatz*, *Endenergieverbrauch*, *Energieumwandlung* sowie *Energiespeicherung*, welche durch geeignete *Netzstrukturen* räumlich transportiert werden. *IKT-Strukturen* orchestrieren hierzu den erforderlichen Informationsaustausch.“

Aus der Definition geht hervor, dass sich die Systemstruktur des Energieversorgungssystems aus den folgenden Bestandteilen zusammensetzt: Marktstrukturen, Netzstrukturen, Endenergieverbrauch, Primärenergieeinsatz, Energieumwandlung, Energiespeicherung und IKT-Strukturen. Deren Zusammenspiel ist in Abbildung 2 schematisch angelehnt an die Definition dargestellt. Eine Definition zu jedem Bestandteil befindet sich zudem im Anhang 8.1.

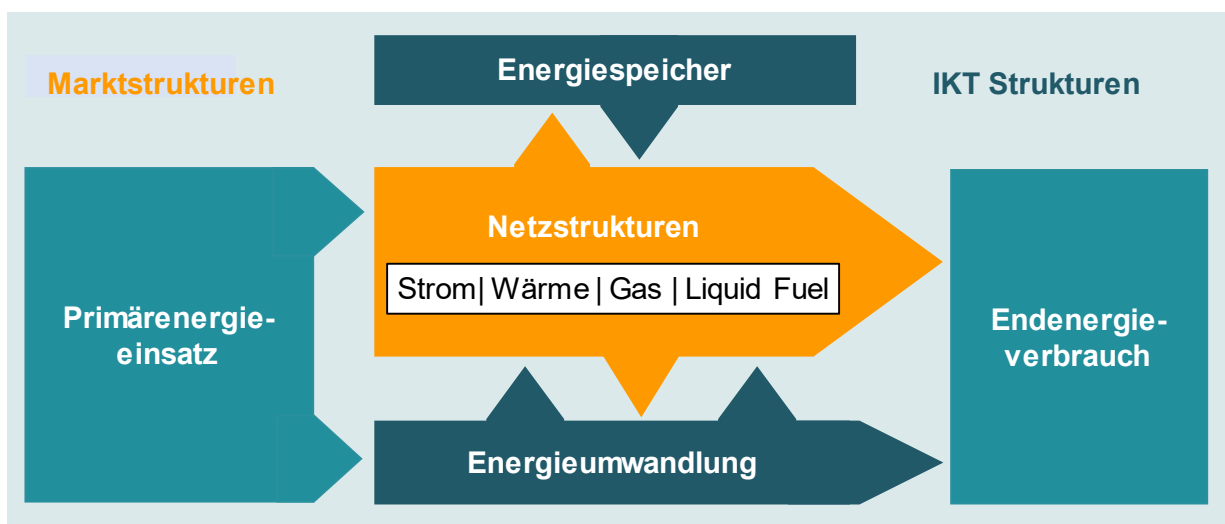


Abbildung 2: Skizze der grundsätzlichen Bestandteile einer Systemstruktur des Energieversorgungssystems

Ausgangspunkt der Energieversorgung bilden Primärenergieträger. Hierzu zählen zum Beispiel Uran bei Nuklearenergie und fossile sowie erneuerbare Energieträger. Diese werden entweder im Fall von Erdgas direkt in das Gasnetz eingespeist oder bei den anderen Energieträgern indirekt über eine (teilweise mehrfache) Energieumwandlung bspw. durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Power-to-Liquid-Anlagen oder Photovoltaikanlagen dem Strom-, Wärme-, oder Kraftstoffnetz für einen räumlichen Transport zugeführt. Über die Netzstrukturen wird die Energie mit den Energieträgern Strom, Wärme, Gas und Liquid Fuel zu den Endenergieverbrauchern wie Haushaltskunden oder (elektrischen) Kraftfahrzeugen transportiert. Auf dem Weg dorthin kann die Energie in Energiespeichern zwischengespeichert werden oder wiederum durch Energieumwandlung bspw. mittels Power-to-Gas-Anlagen in einen anderen Energieträger überführt werden. Die Koordination der

Umwandlungs-, Speicher-, Zufuhr- und Verbrauchsprozesse wird mittels Marktstrukturen koordiniert. Diese Koordination wird von geeigneten IKT-Strukturen unterstützt, welche zusätzlich durch einen entsprechenden Informationsaustausch auch für einen sicheren Betrieb der Netze genutzt werden.

1.3 Ansatz zur Bewertung der (De-)Zentralität einer Systemstruktur

Auf Basis der Definition aus dem letzten Abschnitt wurde angelehnt an [1] ein Ansatz entwickelt, die Zentralität und Dezentralität von verschiedenen zukünftigen Ausgestaltungen der Systemstruktur eines Energieversorgungssystems quantitativ zu bewerten. Die These, die diesem Vorgehen zugrunde liegt, ist, dass eine Systemstruktur immer sowohl zentrale als auch dezentrale Versorgungselemente beinhaltet, welche je nach Kriterium auch unterschiedlich ausgeprägt sind, und daher keine pauschale Bewertung möglich ist, sondern eine Bewertung aus verschiedenen Blickwinkeln notwendig ist.

Je Bestandteil werden daher zunächst verschiedene geeignete Messgrößen mit einem besonderen Fokus auf den Stromnetzstrukturen identifiziert. Diese werden anschließend für verschiedene zukünftige Szenarien des Energieversorgungssystems bezüglich einer eher zentraleren oder dezentraleren Ausprägung eingeordnet. Die Systemstrukturen der Szenarien können dabei in manchen Messgrößen eine eher dezentralere und in andere eine eher zentralere Ausprägung besitzen. Anhand eines Gesamtbilds lässt sich jedoch beurteilen, ob eine Systemstruktur gegenüber anderen eher zentraler oder dezentraler einzuordnen ist.



2 Methodisches Vorgehen

2.1 Übersicht

In Abbildung 3 ist eine Übersicht des methodischen Vorgehens innerhalb dieser Studie dargestellt. In einem ersten Schritt werden quantitative energiewirtschaftliche Szenarien für das Jahr 2030 mittels Stakeholderworkshops und anschließender Energiesystemmodellierung festgelegt, welche den Rahmen der Systemstrukturen vorgeben. Innerhalb dieses Schritts werden mittels Energiesystemmodellen sowohl die Technologien für die Energieumwandlung und Energiespeicherung als auch Vorgaben bezüglich des Endenergieverbrauchs ermittelt. Dies bildet die Grundlage für die anschließende Regionalisierung der Technologien sowie für die Bestimmung deren Einsatzes mittels einer Marktsimulation. Die Ergebnisse dieses Schrittes werden genutzt, um die Auswirkungen der unterschiedlichen Szenarien auf die Netzstrukturen zu bestimmen. Hierbei wird unterschieden zwischen den Auswirkungen auf das Verteilnetz und auf das Übertragungsnetz. Während bei letzterem der Ausbauzustand nach dem Netzentwicklungsplan 2017 (NEP2017) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber vorgegeben wird und nur der Einfluss aus betrieblicher Perspektive untersucht wird, wird bei den Verteilnetzen der Ausbaubedarf auf den einzelnen Spannungsebenen bestimmt. Aus den Ergebnissen der einzelnen Schritte werden jeweils geeignete Messgrößen identifiziert und für eine abschließende Bewertung der (De-)Zentralität der Szenarien aus Sicht des Stromnetzes herangezogen.

Im Folgenden wird detaillierter auf die einzelnen Modelle und Verfahren eingegangen.



Abbildung 3: Ablauf zur Bewertung verschiedener Szenarien hinsichtlich ihrer (De-)Zentralität

2.2 Prozess zur Generierung der Szenarien

Im Rahmen des ENSURE Projekts wurden Entwicklungspfade für den weiteren Verlauf der Energiewende erarbeitet, deren wesentliche Eckpunkte durch eine Gruppe gesellschaftlicher Akteure festgelegt wurden. Die Anforderung dabei war, dass die Entwicklungspfade in sich konsistent mögliche Entwicklungen in allen relevanten Sektoren beschreiben und gesellschaftlich akzeptabel erscheinen. Die Erarbeitung dieser Entwicklungspfade erfolgte in zwei Schritten:

- Im ersten Schritt wurden in enger Interaktion mit der Stakeholdergruppe sogenannte „Storylines“, d. h. überwiegend qualitative Beschreibungen möglicher Zukunftspfade der Energiewende in Deutschland entwickelt.
- In einem weiteren Schritt wurden diese Storylines in quantitative energiewirtschaftliche Szenarien umgesetzt.

Zur Festlegung der wesentlichen Eckpunkte der Storylines wurde eine Gruppe aus elf Mitgliedern gebildet, die mit ihren Organisationen die Interessen und Erfahrungen von Industrie, Gewerkschaften, Energiewirtschaft, Kommunen, Verbrauchern, Land- und Forstwirtschaft, Kirche sowie Umwelt- und Naturschutz repräsentierten. Die Einladung in die Stakeholder-Runde erfolgte unter Berücksichtigung der Heterogenität der energiewirtschaftlichen Positionen der Organisationen, sowie einer möglichst breiten gesellschaftlichen Vertretung, um sowohl die Bandbreite der energiepolitischen Debatte, als auch die gesellschaftliche Bandbreite in Deutschland angemessen in der Gruppe widerzuspiegeln.

Die Stakeholder der Gruppe haben in insgesamt sieben Workshops und zwei Telefonkonferenzen die wesentlichen Entscheidungen zur Gestaltung von vier Storylines der Energiewende bis 2030 getroffen und die Grundlagen für die individuelle Bewertung festgelegt:

A Referenzentwicklung

B Sehr ambitionierter Klimaschutz

C Stärker europäisch orientierte Energiewende mit ambitionierten Klimazielen

D Dezentrale Energiewende mit ambitionierten Klimazielen

Dabei haben die Stakeholder gleichberechtigt auf Basis ihres jeweiligen Wissens und ihrer Werte miteinander diskutiert. Das ENSURE-Projektteam hat sich in den Prozess der Storyline-Entwicklung eingebracht, indem es den methodischen Rahmen für die Arbeit der Stakeholder aufgestellt und umfangreiches Expertenwissen für die Stakeholdergruppe bereitgestellt hat. Das gewählte Vorgehen folgte der Methodik der „partizipativen Modellierung“, die bereits in einem früheren Projekt zur Analyse des Bedarfs zum Ausbau der Strom-Übertragungsnetze angewendet wurde.

Die von den Stakeholdern überwiegend qualitativ beschriebenen Storylines wurden in einem weiteren Schritt durch energiewirtschaftliche Modelle in detaillierte, quantifizierte Beschreibungen der



verschiedenen Sektoren des Energieverbrauchs, der Energieumwandlung sowie der Energiespeicher, also in quantitative energiewirtschaftliche Szenarien umgesetzt. Hierzu hat das Projektteam verschiedene Energiesystemmodelle eingesetzt (DIMENSION+, PowerFlex-Grid-EU).

Der Endenergieverbrauch wird für drei Sektoren analysiert: Gebäude¹, Industrie/GHD und Verkehr. Die Entwicklungspfade werden als exogen angenommen, also nicht auf Basis der Kosten optimiert. Dies eröffnete den Stakeholdern eine größere Gestaltungsmöglichkeit, in dem zum Beispiel die konkrete Höhe der Durchdringung mit Elektromobilität festgelegt werden kann.

Das europäische Energiesystemmodell DIMENSION+ berechnet sowohl Investitionen in verschiedene Technologieoptionen als auch deren kurzfristiger Einsatz sowie Handel zwischen Marktregionen. Im Stromsektor werden erneuerbare Energien, vielfältige Flexibilitätsoptionen und Speicher sowie konventionelle (KWK-)Kraftwerke und deren jeweilige technische und ökonomische Eigenschaften berücksichtigt. DIMENSION+ minimiert die kurz- und langfristigen Bereitstellungskosten aller Energieträger im europäischen Gesamtsystem unter Berücksichtigung der wechselseitigen Interdependenzen und gegebener politischer, regulatorischer und technologischer Rahmenbedingungen. Alle Berechnungen erfolgen auf Basis des europäischen Strommarktmodells DIMENSION. Die Erzeugung von Strom, Wärme und synthetischen Brennstoffen erfolgt anhand endogener Investitionsentscheidungen unter Berücksichtigung von Rückkopplungseffekten.

DIMENSION+ bildet die Strommärkte von 28 europäischen Ländern integriert ab (EU-28 ohne Malta und Zypern, aber inklusive Norwegen und Schweiz). Das Optimierungsproblem wird länderscharf gelöst. Insbesondere der Einsatz von erneuerbaren Energiequellen wird unter Berücksichtigung mehrerer Wetterjahre simuliert. Dabei wird ein geografisches Clustering der Regionen vorgenommen. So entstehen zum Beispiel für Deutschland drei Windregionen. Die Entwicklung des Stromaustauschs zwischen Nachbarländern ergibt sich als Marktergebnis. Stromhandel zwischen Ländern wird stündlich abgebildet und findet bei unterschiedlichen Großhandelspreisen statt. Der Austausch ist beschränkt auf Interkonnektorenkapazitäten zwischen den entsprechenden Ländern, welche im Stakeholderprozess festgelegt wurden und sich am TYNDP 2018 orientieren.

Das Strommarktmodell PowerFlex-Grid-EU ist ein Fundamentalmodell für den europäischen Strommarkt, welches Kraftwerke, Speicher und Flexibilitätsoptionen kostenminimal einsetzt, um die Stromnachfrage und den Bedarf an Fernwärme zu decken. Das deutsche Übertragungsnetz wird mit rund 450 Höchstspannungsknoten und etwa 1000 Trassen abgebildet. Das regionalisierte Strommarktergebnis fließt in eine nachgelagerte Lastfluss- und Netzausbausimulation ein.

¹ Das Gebäudemodell „Building Stock Transformation Model“ bildet den Gebäudebestand in Deutschland für 18 Millionen Wohngebäude und 3 Millionen Nicht-Wohngebäude hochaufgelöst in Kohorten von 50 Häusern von 2010 bis 2050 ab. Die Fortschreibung des Gebäudebestands basiert auf Entscheidungswahrscheinlichkeiten in verschiedene Maßnahmen zur energetischen Sanierung der Gebäudehülle und der Heizanlagen sowie zu Abriss und Neubau von Gebäuden.

Die einzelnen Kraftwerke in Deutschland sind im Modell mit Hilfe technischer und ökonomischer Parameter definiert. Thermische Kraftwerke werden nach Möglichkeit blockscharf erfasst und sowohl punktscharf einem Umspannwerk als auch regional einem Bundesland zugeordnet. Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen werden in technologie- und bundeslandscharfe Gruppen zusammengefasst. Das maximal zur Verfügung stehende Stromangebot aus fluktuierenden erneuerbaren Energien wird regionalisiert und als skaliertes Erzeugungsprofil vorgegeben. Im Gegensatz zur ebenfalls vorgegebenen must-run Stromerzeugung aus Müll und Kuppelgasen kann die fluktuierende EE-Stromerzeugung im Rahmen der Optimierung auch abgeregelt werden.

Der Stromaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern wird durch die Abbildung aller ENTSO-E Länder, mit Ausnahme der Inselstaaten Island, Malta und Zypern, modelliert. Die einzelnen Länder werden jeweils durch einen Knoten repräsentiert und sind über Kuppelstellen (Transportmodellansatz) miteinander verbunden. Der konventionelle Kraftwerkspark in den ENTSO-E Ländern setzt sich aus brennstoff- und technologiespezifischen sowie altersabhängigen Aggregaten zusammen.

2.3 Marktmodellierung und -simulation

2.3.1 Eingangsdaten des Marktmodells

Durch die Simulation des europäischen Kraftwerkseinsatzes und der Abbildung von Marktteilnehmern aus dem Verteilnetz (innerhalb Deutschlands) wird der detaillierte Einsatz der Primärenergieträger sowie der Technologien zur Energiespeicherung und -umwandlung der vier ENSURE-Szenarien bestimmt. Die Ergebnisse stellen das Bindeglied zwischen den zuvor bestimmten quantitativen energiewirtschaftlichen Szenarien und der Bewertung des Ausbau- und Engpassmanagementbedarfs entlang aller Spannungsebenen dar. Hierbei werden die aktuellen Marktstrukturen beibehalten².

Im ersten Schritt wurden die aggregierten Ergebnisse der ENSURE-Szenarien aufbereitet und eine Bottom-up-Modellierung des gesamten Energiesystems vorgenommen. Anschließend wurden die Eingangsdaten für die europäische Strommarktsimulation und die elektrischen Übertragungs- und Verteilnetzberechnungen weiter aufbereitet.

Die Bottom-up-Modellierung umfasst die Abbildung verteilter Energieversorgungsstrukturen in regionaler Auflösung für Deutschland, sowie die blockweise Darstellung von zentralen Umwandlungs- und Speichertechnologien in jedem Marktgebiet (definiert durch die Grenzen eines Landes). Hierbei werden eine Kraftwerksdatenbank, sowie verschiedene weitere Datenbanken (EE-Anlagen [2, 3] und sozioökonomische Daten [4, 5]) mit regionaler Informationszuordnung auf Gebietsebene der Postleitzahlen (PLZ) verwendet.

² Im Szenario der dezentralen Storyline D sind grundsätzlich regional differenzierte Märkte vorgesehen. Da eine konkrete Ausgestaltung hier noch offen ist, wird in dieser Studie auch in diesem Szenario von einem zentralen Markt ausgegangen.



Die Modellierung von Großkraftwerken basiert auf einer europäischen Kraftwerksdatenbank [6, 7]. Technologiespezifische Details für jede zentrale Umwandlungs- und Speichereinheit, z. B. Min/Max-Leistung und Wärmeleistung, (Teillast-)Wirkungsgrad, Rampengrenzwerte etc. werden berücksichtigt und jeder Einheit zugeordnet [8]. Für die Zukunftsszenarien werden der Kraftwerkspark und die Verbreitung verteilter Technologien in Abhängigkeit von den Ergebnissen der vorgelagerten Energiesystemmodellierung (siehe Abschnitt 2.2) angepasst.

Die Zusammenführung dieser Quellen ermöglicht analog zur Vorgehensweise in [9] die Erstellung von Gebäudedatenbanken für die drei Verbrauchersektoren Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sowie Industrie. Im Bereich der Erneuerbaren Energien (EE) bilden die Datenbanken die Grundlage zur Regionalisierung von Bestandsanlagen. Ausbaustandorte neuer Einheiten werden mithilfe geotopologischer [10] und meteorologischer [11] Analysen so ausgewählt, dass vorgegebene Ausbauziele des jeweiligen Szenarios erfüllt sind (Abschnitt 2.2). Basierend auf den Ergebnissen dieses Regionalisierungsverfahrens und historischen meteorologischen Daten werden stündliche elektrische Einspeisezeitreihen in räumlicher Auflösung z. B. für Wind-, Photovoltaik- und Wasserkraftwerke berechnet [12].

Im Rahmen der Modellierung der Verbrauchersektoren werden für jedes Wohn- und Betriebsgebäude elektrische und thermische Energiebedarfe abgeleitet, sowie Bedarfsprofile erstellt. Der elektrische Bedarf von Elektrofahrzeugen wird durch die Modellierung von Ladeprofilen berücksichtigt, die Gebäuden und Betrieben zugeordnet sind. Für jedes Gebäude oder Unternehmen wird ein individuelles Technologieportfolio abgeleitet, das mindestens eine Wärmeversorgungstechnologie umfasst. Innovative Technologien (z. B. Wärmepumpen, Blockheizkraftwerke (BHKW), solarthermische Anlagen), werden ebenso wie konventionelle Technologien (z. B. Gaskessel, Fernwärme) berücksichtigt. Die Dimensionierung dieser Technologien orientiert sich an der thermischen Spitzenlast des zugehörigen Gebäudes. Neben der Wärmeversorgungsstruktur (inkl. thermischen Speichern), wird ebenso das Vorliegen von Photovoltaik (PV)-Dachanlagen und elektrischen Speichern abgebildet. Die Vorgaben zur deutschlandweiten Zusammensetzung der Wärmeversorgungstechnologien resultieren aus den Ergebnissen der Energiesystemplanungsmodelle (Abschnitt 2.2), die pro Verbrauchersektor die durch die jeweilige Technologie bzw. Energieträger gedeckten jährlichen Energiebedarfe ermitteln. Das Ausbauziel für elektrische Speicher stellt ebenso eine zentrale Vorgabe dar, während für PV-Dachanlagen regionsspezifische Ausbauziele aus dem Regionalisierungsverfahren resultieren. Die Anlagenverteilung auf Einzelgebäude (PV, elektr. Speicher) erfolgt probabilistisch.

2.3.2 Strommarktsimulation

Die paneuropäische fundamentale Marktsimulation basiert auf einem Bottom-Up-Optimierungsansatz mit dem Ziel, die Gesamtkosten der Stromerzeugung zu minimieren [13, 14]. Es werden alle Marktzone innerhalb des ENTSO-E-Gebietes berücksichtigt (grün eingefärbt in Abbildung 4). Das Modell nutzt Methoden der mathematischen Optimierung und dynamischen

Programmierung, um die optimale Einsatzentscheidung für das gesamte System zu finden. Neben den räumlich hochaufgelösten erneuerbaren Energien werden hydrothermale Kraftwerksblöcke jeweils als eigenständige Einheiten betrachtet. Die komplexen technischen Eigenschaften erfordern eine Mixed-Integer-Programmierung (MIP)-Formulierung für thermische Kraftwerke und einen Dynamic Programming (DP)-Ansatz für Wasserkraftwerke. Die Kopplung der Marktgebiete erfolgt innerhalb des Lagrange-Prozesses analog zum EUPHEMIA-Market-Coupling-Algorithmus.

Dezentrale Akteure bzw. Flexibilitäten werden vorab optimiert, sodass deren Einsatz ex-ante fixiert im Modell Berücksichtigung findet. Basierend auf der individuellen Versorgungsaufgabe (Lastdeckung) und abhängig vom jeweiligen Technologieportfolio wird pro Gebäude ein eigenverbrauchsmaximierender Betrieb simuliert. Die resultierenden Zeitreihen (dezentrale Last, sowie Einspeisung) fungieren einerseits als statische Eingangsdaten für Strommarktsimulation (deutschlandweite Summenzeitreihen). Die vorgegebene blockdiagonale Struktur des Optimierungsproblems in jeder Marktzone erlaubt den Einsatz der Lagrange-Relaxation.

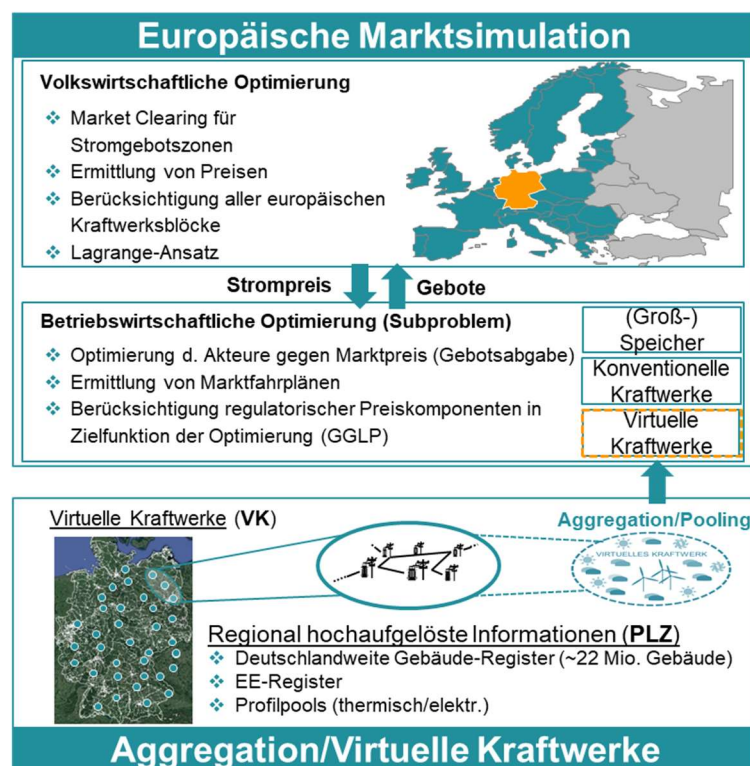


Abbildung 4: Übersicht über die Marktsimulation (Quelle: GoogleMaps)

2.3.3 Aufbereitung der Ergebnisdatsätze

Die Ergebnisse der Marktsimulationen dienen als Eingangsdaten für die nachgelagerten Analysen der Stromnetzstrukturen. In diesem Abschnitt wird zunächst auf die hierzu notwendige Aufbereitung der Ergebnisdatsätze eingegangen.



Eingangsdaten für die Ausbauplanung auf der Mittel- und Niederspannungsebene

Die Aufbereitung der Daten für die Simulationen auf Verteilnetzebene (Mittel- und Niederspannung) wird für ausgewählte exemplarische Netze vorgenommen. Dabei wird im Rahmen dieser Studie auf das bereits entwickelte und angewendete Clustering-Verfahren aus der „Potentialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen“ [15] zurückgegriffen. Die dort vorgenommene Einteilung der deutschen Gemeinden in neun repräsentative Versorgungscluster wird übernommen. Ziel des Clusterings ist es zunächst, typische Versorgungsaufgaben für eine hohe Variabilität an Untersuchungen von Mittelspannungsnetzen zu identifizieren, um die Aussagekraft von konventionellen bzw. innovativen Netzausbaumaßnahmen zu manifestieren. Die Abbildung 5 zeigt hierzu die Zuordnung der neun klassifizierten Versorgungsaufgaben der Gemeinden in Deutschland.

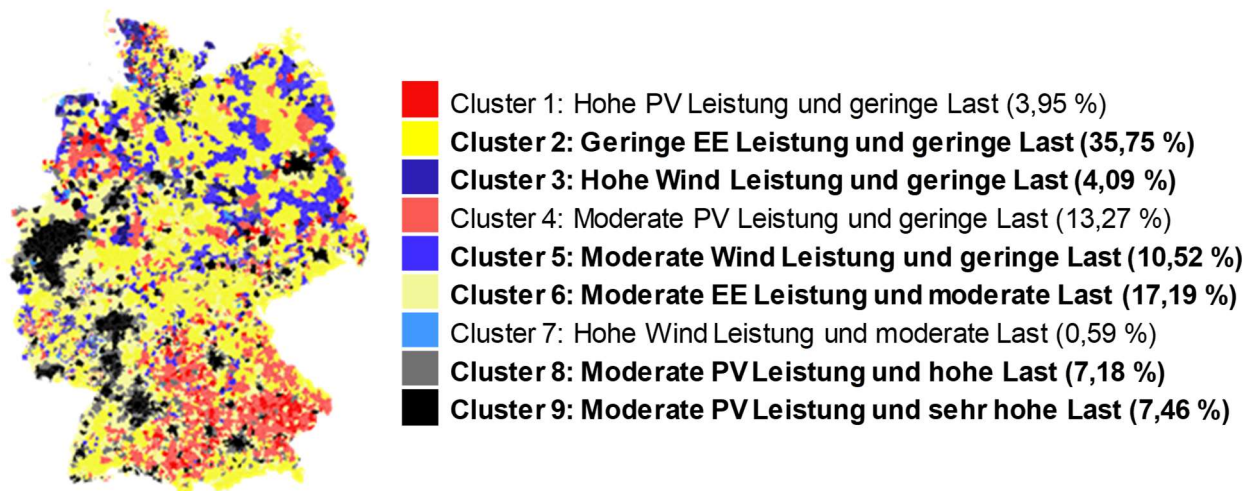


Abbildung 5: Einteilung der deutschen Gemeinden in neun repräsentative Versorgungscluster [15]

Insgesamt liegen den Untersuchungen exemplarische Netzdaten für sechs der neun Versorgungscluster zu Grunde, welche in der Abbildung in fett beschriftet sind. Die Prozentangaben in den Klammern bezeichnen den Anteil der zugeordneten Gemeinden in Deutschland jedes Versorgungsclusters. Der Gesamtanteil an vorhandenen Versorgungsclustern deckt somit über 82 % der deutschen Gemeinden ab. Die Netzdaten für die Mittelspannungsnetze werden von den im Projekt ENSURE beteiligten Netzbetreibern den entsprechenden Versorgungsclustern zugeteilt und für die Netzanalysen zur Verfügung gestellt. Für das Versorgungscluster 5 wird ein öffentlich zugängliches Netzmodell aus dem Projekt SimBench [16] verwendet.

Den sechs Netzmodellen werden nun Ergebnisse der Strommarktsimulation zugewiesen. Da diese für geographische Gebiete (PLZ-Gebiete) vorliegen, muss zunächst zugeordnet werden, welche PLZ-Gebiete sich innerhalb der betrachteten Netzgebiete befinden. Hierfür werden ausgehend von den Koordinaten des versorgenden Umspannwerks so lange umliegende PLZ-Gebiete ausgewählt, bis die Anzahl der darin enthaltenen Netzanschlüsse mit dem Netzmodell übereinstimmt. Im Fall des

Simbench-Netzes werden zusammenhängende PLZ-Gebiete ausgewählt, welche die Versorgungsaufgabe des zugewiesenen Versorgungsclusters repräsentieren und in Summe die im Datensatz enthaltene Netzanschlussanzahl abbilden. Für alle ausgewählten Versorgungsgebiete werden den Studienpartnern je Einspeiser-/Verbraucheranlagentyp aggregierte Jahreszeitreihen in stündlicher Auflösung zur Verfügung gestellt sowie weiterhin jeweils die installierte Gesamtleistung und Häufigkeiten pro Leistungsintervall für einzelne Technologien.

Aufbauend hierauf wird eine Disaggregation der prognostizierten installierten Leistungen auf die einzelnen Mittelspannungsnetzknotten vorgenommen. Bereits in den Netzen vorhandene Bestandsanlagen werden hierbei berücksichtigt und mit den Szenariodaten verrechnet, sofern entsprechende Informationen über die Ist-Netze vorhanden sind. Die Disaggregation der verschiedenen Anlagentypen erfolgt probabilistisch. Bei haushaltsnahen Lasten und Erzeugern (PV-Aufdachanlagen, Wärmepumpen, E-Kfz, etc.) entspricht die Wahrscheinlichkeit, dass einer Ortsnetzstation eine entsprechende Anlage zugewiesen wird, dem Verhältnis der versorgten Haushalte im unterlagerten Niederspannungsnetz zur Gesamtzahl der Haushalte im Mittelspannungsnetzgebiet. Windkraftanlagen, PV-Freiflächenanlagen und Biogasanlagen werden zufällig auf einer das Netzgebiet umgebenden Hüllkurve platziert. Die Verteilung der Anlagenleistungsklassen wird hierbei berücksichtigt. Die resultierenden installierten Leistungen je Mittelspannungsanschlusspunkt werden anderen ENSURE-Partnern für weitere Untersuchungen zur Verfügung gestellt.

Eine analoge, weitere Disaggregation auf die Niederspannungsebene ist nicht möglich, da für die betrachteten Mittelspannungsnetze nicht die Netzmodelle der tatsächlich unterlagerten Niederspannungsnetze zur Verfügung stehen. Daher wird pro Versorgungscluster die durchschnittliche installierte Leistung von PV-Aufdachanlagen, E-Kfz-Ladepunkten und Wärmepumpen je Haushalt ermittelt. Diese Daten werden ebenfalls anderen Partnern zur Verfügung gestellt, um auf dieser Basis (durchschnittliche) Zubauszenarien für die verwendeten Niederspannungsnetze zu bestimmen.

Eingangsdaten für die Simulationen auf der Hoch- und Höchstspannungsebene

Weiterhin werden die Ergebnisse der Marktsimulationen für die Simulationen des Hoch- und Höchstspannungsnetzbetriebs herangezogen. Die Zuordnung der Großkraftwerke erfolgt blockscharf zum nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkt. Technologien im Verteilnetz und die Systemlast werden über die Verteilnetzgebiete, in denen sie sich befinden dem nächstgelegenen Hochspannungsnetzknotten zugeordnet. Für das Höchstspannungsnetz erfolgt die Zuordnung über ein Netzmodell, das weitere ENSURE-Partner auf Grundlage des TYNDP-Netzmodells erstellt und bereitgestellt haben. Offshore-Windparks werden abweichend zum beschriebenen Vorgehen nicht automatisiert zugeordnet, sondern explizit dem realen bzw. dem designierten Netzverknüpfungspunkt zugeordnet. Sofern es sich dabei jedoch um einen Hochspannungsknoten handelt, wird dieser dem nächstgelegenen Höchstspannungsknoten zugeordnet.



2.4 Netzbetriebssimulation im Übertragungsnetz

Basierend auf den im vorherigen Abschnitt dargestellten Ergebnissen der Strommarktsimulation werden die Auswirkungen der Systemstrukturen auf das deutsche Stromnetz, von der Niederspannungs- bis hin zur Übertragungsnetzebene modellgestützt untersucht und anhand der Ergebnisse auf ihre (De-)Zentralität eingeordnet. Auf Übertragungsnetzebene wird der Bedarf an Engpassmanagementmaßnahmen in Deutschland auf 220 kV und 380 kV Ebene für die vier Storylines bestimmt. Hierzu wurde die unter Mengen- und Kostenberücksichtigung optimale Anpassung des Einsatzes von thermischen und hydraulischen Kraftwerken sowie erneuerbaren Energien in ihrer regionalen Verteilung und mit installierten Leistungen nach den jeweiligen Mantelzahlen der Storyline ermittelt. Hieraus resultieren die in der Systemstruktur notwendigen Maßnahmen des Redispatches von thermischen Kraftwerken und der Abregelung erneuerbarer Energien (Einspeisemanagement) zur Ermittlung der Dezentralität hinsichtlich des Übertragungsnetzbetriebs.

Die Modellierung der Übertragungsnetzsimulation erfolgt mit einem nichtlinearen Optimierungsansatz unter Berücksichtigung der Wechselstromgleichungen, des Spannungsbandes sowie Wirk- und Blindleistungsflüssen. Ferner werden die technischen Restriktionen von Flexibilitäten thermischer Kraftwerke und EE (Maximale Leistung, Abregelungspotenzial, Blindleistungsbereitstellung ...) mit stündlicher Auflösung für das Szenariojahr 2030 mit einbezogen. In der Annahme einer Weiterentwicklung des bestehenden Engpassmanagementsystems gegenüber dem heutigen Stand bis zum Untersuchungsjahr wurde ein multikriterieller Optimierungsansatz angewendet, bei dem sowohl die Engpassmenge (EM), als auch die Engpasskosten (EK) berücksichtigt werden. Dazu werden in einem ersten Schritt die EM-minimale und die EK-minimale Lösung bestimmt und mittels Normierung in eine wertegewichtete gemeinsame Zielfunktion überführt. In dieser werden, basierend auf den Ergebnissen von multikriteriellen Untersuchungen des möglichen Lösungsraums, die Mengenminimierung mit 90 % Zielfunktionsanteil und die Kostenminimierung mit 10 % gewichtet. Europäische Koordinationsmechanismen im Engpassmanagement werden berücksichtigt, indem neben Flexibilitäten im deutschen Kraftwerkspark und Einspeisemanagement auch Flexibilitäten aus den Nachbarländern mit nachrangiger Einsatzpriorität zur Lösung beitragen können. Die geographische Ausdehnung von Markt- und Netzsimulation ist in Abbildung 6 dargestellt.

Der Netzausbau bis zum Zieljahr 2030 wird durch die bestehenden Ausbaupläne der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber definiert, daher wird eine Netztopologie unter Berücksichtigung der genehmigten Ausbaumaßnahmen des Netzentwicklungsplans 2030 in der Version von 2017 für Deutschland, sowie bekannte Netzausbaumaßnahmen in den Nachbarländern unter Anlehnung an den im Rahmen des TYNDP-Netzdatensatzes verwendet [17]. Zur Berücksichtigung von Austausch- und Ringflüssen werden neben dem deutschen Übertragungsnetz die Stromflüsse in den elektrischen Anrainerstaaten Deutschlands mit Ausnahme Dänemarks ebenfalls berücksichtigt, diese jedoch ohne Restriktionen auf die thermische Belastung der Netzelemente sowie mit relaxierten Grenzen für die

einzuhalten Spannung. Die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums wird näherungsweise durch eine Reduktion der zulässigen thermischen Grenzströme auf 70 % berücksichtigt. Das Netzmodell ist mit einer standort- und sammelschienenscharfen Abbildung im Modell aufgelöst, die Zuordnung von Last, Kraftwerken und dezentralen Erzeugungseinheiten erfolgt dabei distanzbasiert nach dem in [18] und [19] beschriebenen Verfahren.

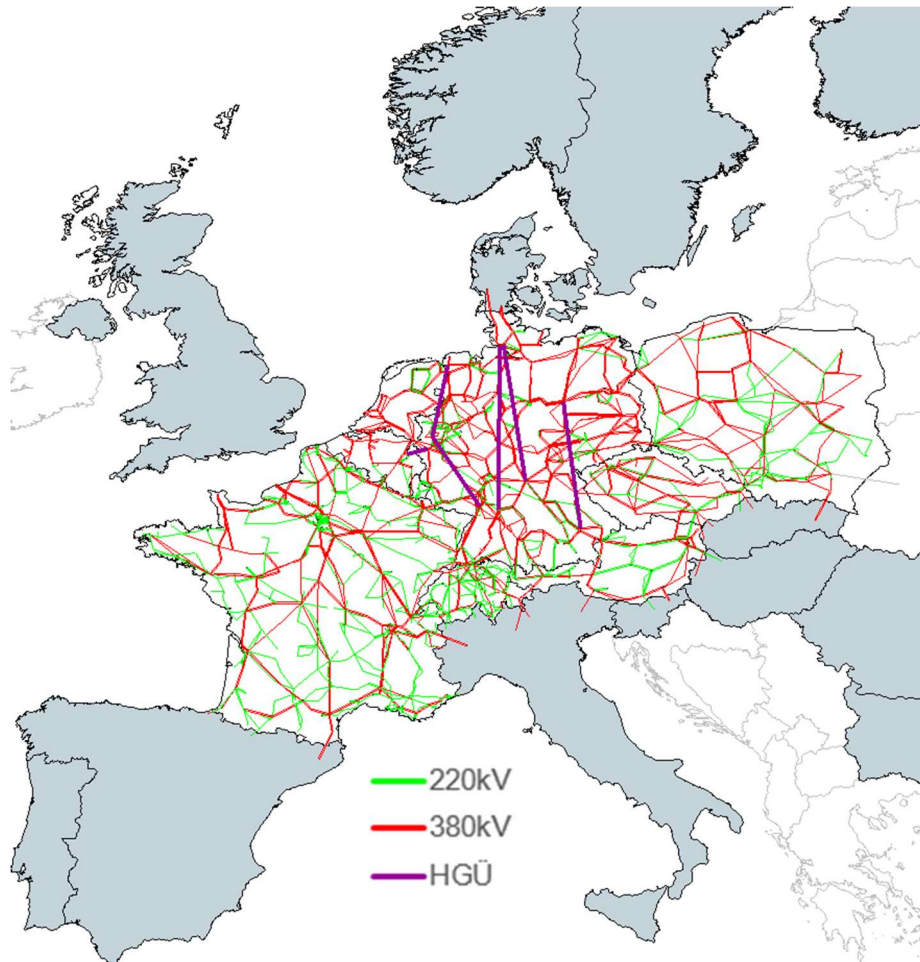


Abbildung 6: Übertragungsnetzmodell (lila: Onshore-HGÜ, rot: 380 kV, grün: 220 kV) und marktseitig berücksichtigte Nachbarländer (grau)

2.5 Verteilnetzausbauplanung

2.5.1 Ausbauplanung auf der Hochspannungsebene

Die Simulation des 110-kV-Verteilnetzbetriebs wird dazu genutzt, den Netzausbaubedarf des 110-kV-Verteilnetzausbaus für die vier Storylines zu quantifizieren (Abschnitt 3.4.1). Zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs im deutschen Hochspannungsnetz wurden vorliegende Hochspannungsnetzmodelle von acht deutschen Verteilnetzen, welche auf öffentlich verfügbaren Daten basieren, verwendet. Aufbauend auf dem Netzbetrieb bei heutigen Last- und



Einspeisesituationen werden die Netze zunächst initial auf Engpassfreiheit ausgebaut, bevor der Netzausbaubedarf zum Netzbetrieb zukünftiger szenarioabhängiger Last- und Einspeisesituationen bestimmt wird. Der Netzausbau erfolgt nach Abbildung 7.

Auf Basis von Jahressimulationen der disaggregierten Versorgungsaufgaben werden die n-0- sowie die n-1-Netzzustände ermittelt. Solange Grenzwertverletzungen des Stroms oder der Spannung vorliegen, werden überlastete bzw. kritische Zweige durch einen parallelen Zubau entlastet, bis das aktuell betrachtete Hochspannungsnetzmodell keine weiteren Grenzwertverletzungen aufweist. Als Ergebnis liegen je Storyline der Ausbaubedarf für Leitungen und Transformatoren vor.



Abbildung 7: Ablauf der Netzausbausimulation auf der Hochspannungsebene

2.5.2 Ausbauplanung auf der Mittelspannungsebene

Methodisches Vorgehen

Zur Ausbauplanung auf der Mittelspannungsebene wird eine automatisierte Netzausbauplanung auf Basis eines heuristischen Optimierungsverfahrens verwendet, um für alle Kombinationen der untersuchten Netze und Storylines möglichst kosteneffiziente Netzausbauplanungen unter Einhaltung aller relevanter technischer Randbindungen zu ermitteln. Hierbei werden für eine bessere

Vergleichbarkeit und Aussagekraft der Ergebnisse konsolidierte Planungsgrundsätze wie z. B. Auslastungsgrenzen für Leitungen und Transformatoren, Spannungsgrenzen und Gleichzeitigkeitsfaktoren verwendet, die gemeinsam mit allen beteiligten Partnern abgestimmt wurden (siehe Tabelle 2). Für die Modellierung und Berechnung der Netze wird die Open-Source-Software pandapower [20] verwendet.

Die automatisierte Netzausbauplanung erfolgt nach dem in Abbildung 8 dargestellten Ablauf:

- a) Dem Netzmodell werden alle gemäß dem jeweiligen Szenario prognostizierten neuen Verbraucher- und Erzeugeranlagen hinzugefügt. Anschließend werden Lastflussberechnungen durchgeführt, um jeweils für den Starklast- und Starkeinspeisefall auftretende Verletzungen des erlaubten Spannungsbands sowie der Auslastungsgrenzen von Betriebsmitteln zu bestimmen.
- b) Im Anschluss werden alle möglichen Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen ausgewählt, die potenziell geeignet sind, die zuvor identifizierten Grenzwertverletzungen zu beheben. Die betrachteten Typen von Maßnahmen umfassen:
 - Verlagerung offener Trennstellen unter Vermeidung von Vermaschung
 - Querschnittserhöhung von Leitungen,
 - Parallelleitungen vom Umspannwerk zu einer Ortsnetzstation mit Umschaltung zur Vermeidung von Vermaschung,
 - Ersatz von Transformatoren zur Erhöhung der Nennleistung,
 - zusätzliche Transformatoren,
 - Anschluss neuer Erzeugungsanlagen (Windkraft, PV-Freiflächenanlagen, ...) an den nächstgelegenen Netzknoten
 - Anschluss neuer Erzeugungsanlagen an das nächstgelegene Umspannwerk
- c) Im letzten Schritt wird ein heuristisches Optimierungsverfahren verwendet, um die kostenoptimale Untermenge möglicher Maßnahmen zu suchen, die die Einhaltung aller technischen Grenzwerte gewährleistet.

Die beschriebene Methodik zur automatisierten Netzausbauplanung wurde unter anderem im Rahmen der Verteilnetzstudie Hessen [21] angewendet und erprobt.

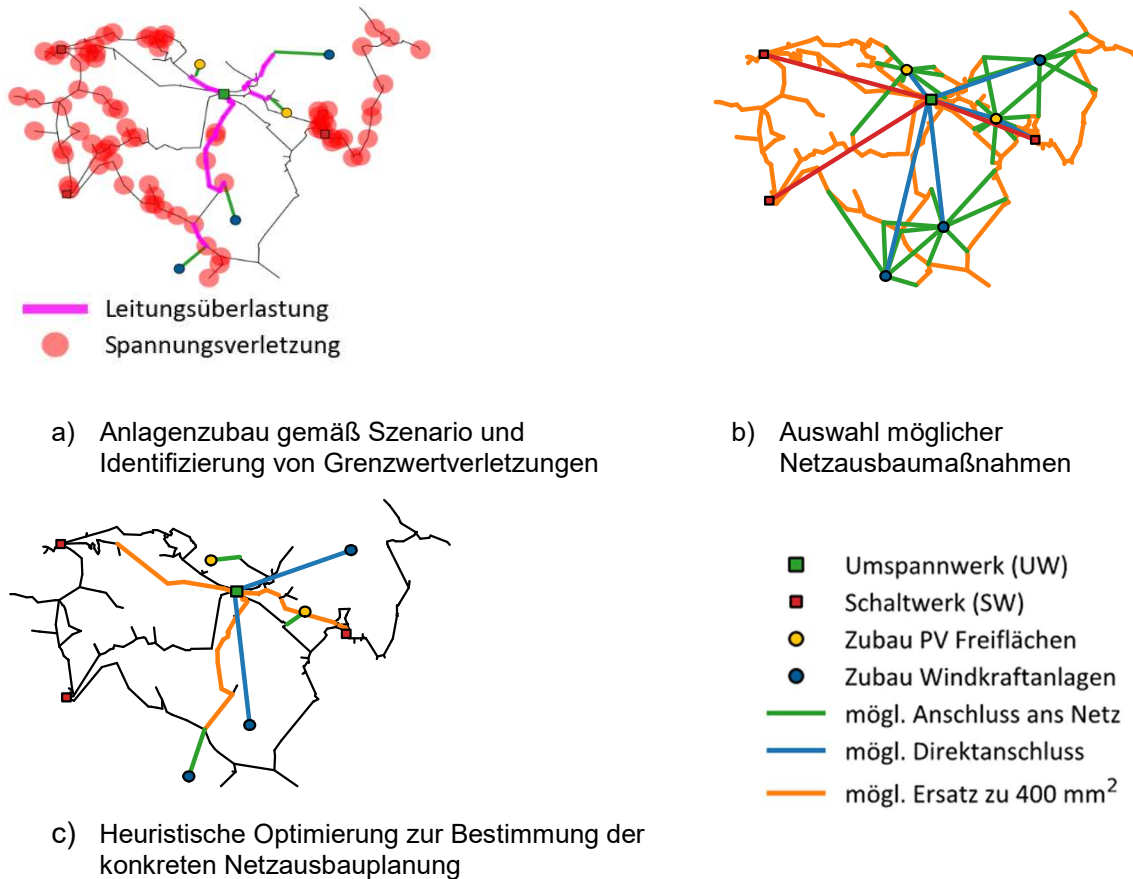


Abbildung 8: Automatisierte Netzausbauplanung

Mithilfe dieses Verfahrens werden die notwendigen Netzinvestitionen auf der Mittelspannungsebene bestimmt. Die aus den Storylines abgeleiteten Zubau-Szenarien für Lasten und Einspeiser werden in die Netze integriert und anschließend dadurch verursachte Grenzwertverletzungen durch Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen behoben. Da die konkrete Feinregionalisierung der Szenarioprognosen einen großen Einflussfaktor für die notwendigen Netzinvestitionen darstellen kann, werden diese auf der Basis zehn unterschiedlicher probabilistischer Szenarioausprägungen für jede Kombination aus Mittelspannungsnetz und Storyline ermittelt. Die Summe der zugebauten Leistung je Anlagentyp (PV, Wind, E-Kfz, etc.) bleibt dabei für alle zehn Szenarioausprägungen konstant, die geographische Platzierung hingegen wird probabilistisch variiert. Aus den zehn Szenarioausprägungen je Netz resultieren zehn Ausbauplanungen und eine entsprechende Verteilung der notwendigen Netzinvestitionen, um das Netz entsprechend zu verstärken und auszubauen (siehe Abbildung 9).

Dieses Vorgehen ermöglicht es, die Bandbreite der zu erwartenden Netzausbaukosten unter Berücksichtigung der Unsicherheit konkreter Szenariorealisationen abzuschätzen. Der Median der Ausbaukosten liefert hierbei eine robuste Prognose, in welcher Höhe Netzinvestitionen erforderlich werden.

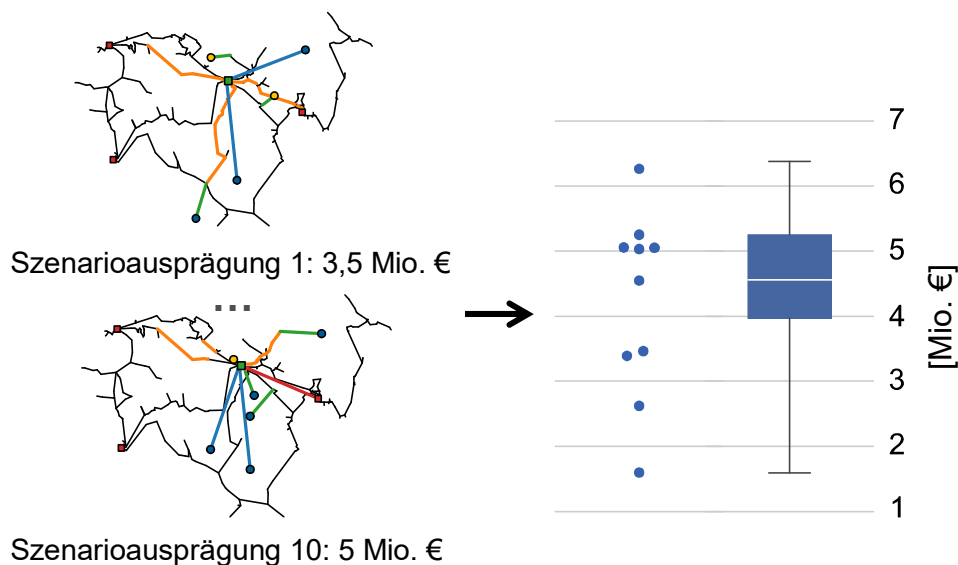


Abbildung 9: Szenarioausprägungen und daraus resultierende Ausbauplanungen sowie Verteilung der Netzinvestitionen

2.5.3 Ausbauplanung auf der Niederspannungsebene

Methodisches Vorgehen

Für die Studie wird auf multiple reale Niederspannungsnetze zurückgegriffen, wobei ein Netz jeweils ein Niederspannungsnetz unterhalb einer Ortsnetzstation darstellt. Die zusätzlichen Versorgungsaufgaben nach Abschnitt 2.3.3 (variabel pro Versorgungscluster und Storyline) werden strangscharf auf die Haushaltsknoten im Netzgebiet verteilt und der resultierende Netzzustand gemäß dem Standardverfahren zur Netzplanung durch eine Lastflussberechnung für die netzplanungsrelevanten Auslegungsfälle (Starklast- und Starkeinspeisefall) beurteilt.

Auftretenden Grenzwertverletzungen (Spannungsbandverletzung, Transformatorüberlastung, Leitungsüberlastung) werden anschließend mithilfe eines Modells zur automatisierten Netzausbauplanung unter Berücksichtigung des NOVA-Prinzips (**N**etz**O**ptimierung vor **V**erstärkung vor **A**usbau) sowie Einhaltung der Netzplanungsrichtlinien der Schleswig-Holstein Netz AG behoben und abschließend Ausbau- sowie Verstärkungsmaßnahmen (Anzahl Transformatoren, Leitungslänge) mit Kosten hinterlegt. Bei der NOVA-Ausbauplanung für diese Studie wird hierbei nicht mit einer alleinigen Optimierung der Kosten gearbeitet, da explizit auch Aspekte wie „Soziale Verträglichkeit“ mitberücksichtigt und neueren – nach heutigem Stand etwas teureren – Betriebsmitteln ein Einsatz ermöglicht werden soll (bspw. spannungsbanderweiternde Assets anstatt Leitungsverstärkung).



Für ein einzelnes berechnetes Niederspannungsnetz kann somit für jede Storyline und Versorgungscluster evaluiert werden:

- Netzstatus (Leitungsauslastung, Transformatorauslastung, Spannungsabfall/ -anstieg) in 2030
- Anteil an Grenzwertverletzungen der Betriebsmittelauslastung unterteilt nach Art des Grenzwertes (Überlastung von Leitung oder Transformator, Spannungsbandverletzung)
- Länge und Typ der zu verstärkenden Leitungsabschnitte, Anzahl und Größe auszutauschender Transformatoren, Anzahl und Typ neuer Ortsnetzstationen
- Resultierende Kosten für die durchzuführenden Maßnahmen

Aus der Berechnung von je 50 unterschiedlichen Niederspannungsnetzen für jedes der sechs ausgewählten Versorgungscluster (siehe Abbildung 5) wird die veränderte Auslastung der Netzstruktur, die Wahrscheinlichkeit für Grenzwertverletzungen per Typ und der Bedarf für Verstärkungs-/Ausbaumaßnahmen für die jeweiligen unterschiedlichen Storylines ermittelt sowie die durchschnittlichen resultierenden Kosten. Die hohe Anzahl an berechneten Niederspannungsnetzen (insgesamt 300) relativiert den Einfluss charakteristischer Netzeigenschaften einzelner Netzabschnitte. So kann vermieden werden, dass Ergebnisse auf bereits besonders stark oder gering ausgelastete Gebiete oder aber Gebiete mit besonders hoher oder besonders geringen Anschlussdichten beschränkt werden. Das beschriebene Verfahren wird in Abbildung 10 dargestellt.

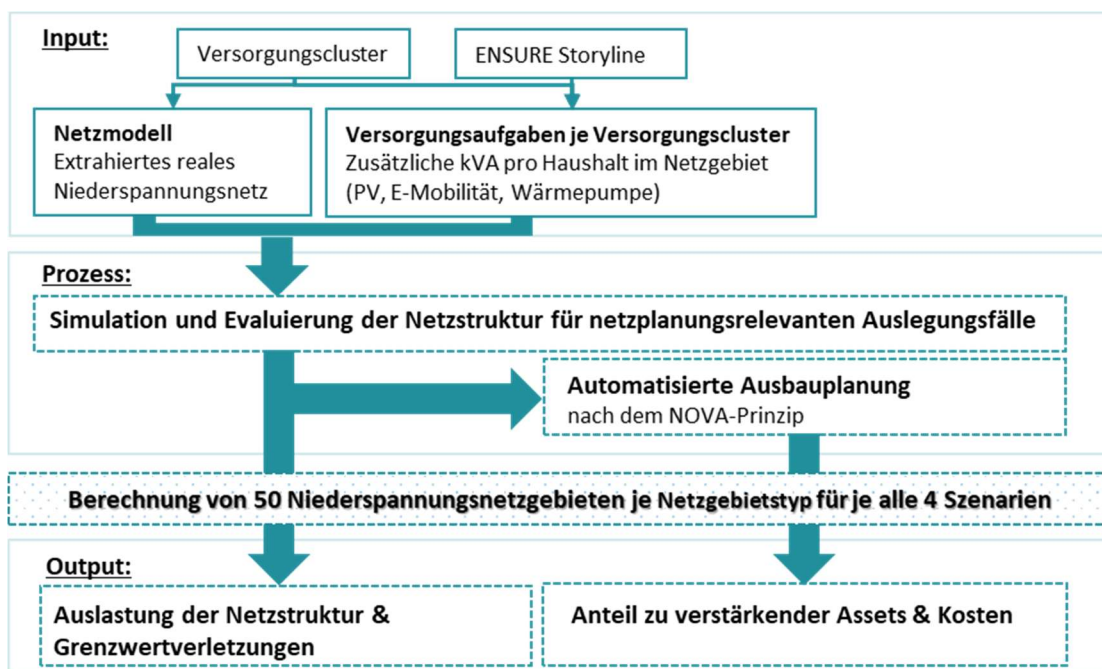


Abbildung 10: Ablauf Modell zur Netzstrukturbewertung inkl. Automatisierter Ausbauplanung für die Niederspannungsnetzebene.

Annahmen und Einordnung der Storylines

Da der Fokus dieser Studie auf der Analyse des allgemeinen Einflusses der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben der vier Storylines auf die Niederspannungsebene liegt, werden explizit Unterschiede auf Grund von unterschiedlichen Netztopologien bei der Einteilung in Gebietstypen nicht weiter betrachtet. Je nach Standort der Ortsnetzstation werden die berechneten Netzgebiete den jeweiligen Versorgungsclustern zugeordnet (siehe Abschnitt 2.3.3). Die Leistungszuweisung pro Haushaltsknoten in einem Netzgebiet erfolgt äquivalent nach der DIN18015-1 und der Anzahl von Wohn-/ Gewerbeeinheiten per Strang (ohne elektrische Warmwasserversorgung). Die Integration der zusätzlichen Versorgungsaufgaben der Szenarien erfolgt per Strang mit einer Gleichverteilung der zu installierenden Leistung je Haushaltsknoten, welche sich aus der Multiplikation der durchschnittlichen zusätzlichen Versorgungsaufgaben je Haushalt gemäß Abschnitt 2.3.3 sowie der Anzahl an Haushalten per Strang im jeweiligen Netzabschnitt ergibt.

Die Disaggregation der dezentralen Anlagen für die Niederspannungsnetze resultiert ausschließlich in einen Zubau von Photovoltaik, Elektromobilität, Wärmepumpen und Batteriespeichern. Da die Netzplanung auf Grenzwertbetrachtungen basiert (Starklast- und Starkeinspeisefall), werden Batteriespeicher explizit ausgenommen. Stattdessen wird vereinfacht von einer ausschließlichen Nutzung der Batteriespeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs ausgegangen. Für Wärmepumpen wird von einem Gleichzeitigkeitsfaktor (GZF) von 1 ausgegangen und bei der E-Mobilität orientiert sich der GZF an den Annahmen aus der Mittelspannungsnetzsimulation (vgl. Abschnitt 5.2.1).

Alle Annahmen für die Berechnungen wurden auf Basis der heute gängigen netzplanerischen Bewertungskriterien getroffen, welche von keiner zuverlässigen Nutzbarkeit von Flexibilitätsoptionen ausgeht. Eine verlässliche Steuerbarkeit und Anpassbarkeit von Erzeugungseinheiten und Verbrauchern innerhalb der Niederspannungsebene würde die Ergebnisse grundlegend beeinflussen (Beeinflussung Gleichzeitigkeitsfaktor) ebenfalls wie jegliche Anreize oder Richtlinien zur Vermeidung dieser Last- oder Erzeugungsspitzen.



3 Ergebnisse der Ausgestaltung der Systemstrukturen

Dieses Kapitel beinhaltet die quantitative Ausgestaltung der sich ausgehend von den vier ENSURE-Storylines ergebenden Systemstrukturen. Aus den mit gesellschaftlichen Stakeholdern entwickelten Storylines ergeben sich bereits erste Annahmen zur zukünftigen Entwicklung von Technologien zur Energieumwandlung und -speicherung sowie zum Primärenergieeinsatz und Endenergieverbrauch. Bei der anschließenden Übersetzung der Storylines in konsistente energiewirtschaftliche Szenarien werden die zusätzlichen Kapazitäten zur Energiespeicherung und -umwandlung sowie zur Primärenergieerzeugung ermittelt, welche zur Versorgung des Endenergieverbrauchs notwendig sind. Die Ergebnisse dieses Schrittes werden in Abschnitt 3.1 beschrieben und dienen als Ausgangspunkt für die detaillierte Einsatzplanung der Technologien zur Energiespeicherung und -umwandlung sowie zur Primärenergieerzeugung. Die sich in diesem Schritt ergebenden Einsätze der unterschiedlichen Technologien sind in Abschnitt 3.2 ausgeführt. Hierbei werden neben den Einsätzen europäischer Großkraftwerke auch detailliert die Unterschiede der Primärenergieerzeugung aus Stromerzeugungsanlagen im Verteilnetz je Storyline dargelegt. Dies bildet die Grundlage für die anschließenden Analysen der Stromnetzstrukturen in Abschnitt 3.3 und 3.4.

3.1 ENSURE-Szenarien

Die Basis der in dieser Studie betrachteten quantitativen Szenarien bilden vier Storylines für den weiteren Verlauf der Energiewende, die in einer Workshop-Reihe mit gesellschaftlichen Stakeholdern entwickelt wurden (siehe Abschnitt 2.2).

Die Storylines beziehen sich auf den Zeithorizont des Jahres 2030 und berücksichtigen mögliche langfristige Entwicklungen bis zum Jahr 2050. Für alle vier Storylines wurden zentrale Rahmenbedingungen einheitlich festgelegt, beispielsweise hinsichtlich der Bevölkerungsentwicklung, dem Bruttoinlandsprodukt sowie den Preisen fossiler Energieträger. Weiter wird generell eine stabile gesellschaftliche Entwicklung ohne Umbrüche unterstellt. Ein zentrales Unterscheidungsmerkmal der Storylines sind deren unterschiedliche Annahmen für die Ambition der Klimaschutzpolitik.

Storyline A (SL A) „Referenzentwicklung“ geht im Stromsektor von den Annahmen aus, die im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (Szenario B) durch die Bundesnetzagentur festgelegt wurden [22]. Im Wärme- und Verkehrssektor wird ein dem Stromsektor vergleichbares Ambitionsniveau unterstellt. Die Klimaschutzziele der Bundesregierung für die einzelnen Sektoren werden überwiegend erreicht. Der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung steigt gemäß den Vereinbarungen im Koalitionsvertrag der Bundesregierung auf 65 % an, während die installierte Leistung an Kohlekraftwerken auf 19,1 GW im Jahr 2030 sinkt. Der Ausbau des Übertragungsnetzes

sowie die Entwicklung des europäischen Umfelds entsprechen den Annahmen des genehmigten Netzentwicklungsplan 2030. In den Sektoren Wärme und Verkehr wird die Energiewende ebenfalls mit moderatem Anspruch vorangetrieben.

Storyline B (SL B) „Ambitionierter Klimaschutz“ ist darauf angelegt, einen verantwortungsvollen Beitrag Deutschlands zum Erreichen der ambitioniertesten Zielvorgabe aus dem Klimaschutzabkommen von Paris zu leisten, die Erderwärmung auf deutlich unter 2°C, möglichst auf 1,5°C zu begrenzen. Das hieraus abgeleitete Reduktionsziel für die deutschen Treibhausgasemissionen von 78 % bis 2030 und Netto-Emissionen von Null ab dem Jahr 2050 lassen sich nur durch System- und Verhaltensänderungen herbeiführen, welche sich an oder auch deutlich jenseits der Grenze bisher ausgearbeiteter Energiewendeszenarien bewegen. Um diese Minderungsziele zu erreichen, müssen die verfügbaren Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Ausbau der erneuerbaren Energien weitgehend ausgereizt werden. So steigt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis 2030 auf 83 %, während der Kohleausstieg schon vor 2030 vollständig vollzogen ist. Der Strombedarf steigt insgesamt gegenüber dem Stand von 2016 um etwa 6 % an. Die beschleunigte Energiewende im Stromsektor erfordert auch einen weiteren Ausbau der Übertragungsnetze als im genehmigten Netzentwicklungsplan 2030 vorgesehen. Entsprechend dem hohen Ambitionsniveau auf nationaler Ebene wird auch eine ambitionierte gesamteuropäische Energiewende hinsichtlich der Erneuerbaren-Anteile und dem Ausbau grenzüberschreitender Stromtrassen angenommen. Um die ambitionierten Klimaschutzziele umzusetzen, müssen die Wärme- und die Verkehrswende ebenfalls deutlich schneller umgesetzt werden als in den anderen Entwicklungspfaden, beispielsweise durch eine schnelle Einführung der Elektromobilität, sowie ein grundlegend verändertes Mobilitätsverhalten, hohe Effizienzgewinne und einen beträchtlichen Import von synthetischen Kraftstoffen. Der Energiebedarf von Gebäuden sinkt gegenüber dem heutigen Stand stark ab.

Storyline C (SL C) orientiert sich am Verlauf der Treibhausgasminderung im Szenario KS 95 der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ aus dem Jahr 2015. Dieses Ambitionsniveau entspricht dem Mindestanspruch des Pariser Klimaschutzabkommens, die Erderwärmung auf maximal 2° zu begrenzen. Hieraus lassen sich ein Minderungsziel für die deutschen Treibhausgasemissionen von 67 % bis 2030 und Netto-Emissionen von Null ab dem Jahr 2050 ableiten. Um diese Ziele zu erreichen, werden in Storyline C u. a. die grenzüberschreitende Zusammenarbeit im Stromsektor intensiviert und das Minderungsziel im EU-Emissionshandel verschärft. Auf europäischer Ebene wird eine ebenso beschleunigte Energiewende unterstellt wie in Storyline B. Der Ausbau der Übertragungsnetze entspricht mindestens dem genehmigten Netzentwicklungsplan 2030. Die Stromnachfrage bleibt gegenüber dem Jahr 2016 etwa konstant. Der Anteil erneuerbarer Stromerzeugung liegt im Jahr 2030 bei 72 % des Bruttostromverbrauchs. Dabei werden vorrangig die kostengünstigsten Standorte für Windkraft und Photovoltaik genutzt, auch wenn diese nicht nahe an den Verbrauchsschwerpunkten liegen. Die nötigen Flexibilitäten werden teilweise über eine stärkere Nutzung der grenzüberschreitenden Netzverbindungen bereitgestellt, kleine dezentrale Speicher entwickeln sich nur relativ schwach. Die recht ambitionierten Minderungsziele für die gesamten Treibhausgasemissionen



erfordern deutliche Veränderungen im Wärme- und Verkehrssektor. Die Wärmewende wird bis zum Jahr 2030 beschleunigt vorangetrieben. Der Gebäudeenergieverbrauch sinkt deutlich ab. Für einen angemessenen Beitrag des Verkehrssektors zum Erreichen der Klimaschutzziele werden ein verändertes Mobilitätsverhalten sowie deutliche Effizienzgewinne bei den Fahrzeugen angenommen.

In **Storyline D** (SL D) werden für Deutschland das gleiche CO₂-Emissionsbudget und das gleiche Ziel für die Treibhausgasreduzierung zugrunde gelegt wie in Storyline C. Storyline D setzt für die Erreichung dieser Ziele jedoch vor allem auf die dezentrale, d. h. regionale, Bereitstellung von emissionsarm erzeugter Energie und der benötigten Speicher sowie auf einen hohen Grad an gesellschaftlicher Partizipation bei den Infrastrukturprojekten. Auch die Entwicklungen der Energieeffizienz bei klassischen Stromanwendungen und der Ausweitung neuer Einsatzgebiete für Strom entspricht den Annahmen in Storyline C. Die erneuerbare Stromerzeugung wird auf 71 % des Bruttostromverbrauchs ausgebaut. Dabei werden soweit wie technisch möglich vorrangig die lastnahen Standorte für Windkraft an Land und Photovoltaik genutzt, auch wenn diese höheren Erzeugungskosten aufweisen als andere Standorte. Die dezentrale Ausrichtung dieser Storyline spiegelt sich auch in einer relativ starken Berücksichtigung von Eigenverbrauch, einem hohen Anteil an Bürgerenergie sowie einer regionalen Optimierung des Einsatzes verfügbarer Flexibilitäten im Stromsystem. Im Entwicklungspfad D wird davon ausgegangen, dass durch den dezentralen Ansatz trotz des starken Zuwachses an Strom aus erneuerbaren Energieträgern ein Teil des geplanten Netzausbaus vermieden werden kann, während der Ausbau der grenzüberschreitenden Stromtrassen zu den Nachbarländern dem Referenzszenario des TYNDP 2018 entspricht. Das Stromsystem in Europa entwickelt sich jedoch hiervon abweichend entsprechend dem Szenario „Distributed Generation“ des TYNDP 2018. Ähnlich wie in Entwicklungspfad C sind auch hier deutliche Veränderungen im Wärme- und Verkehrssektor erforderlich, um die ambitionierten Minderungsziele für die Treibhausgasemissionen zu erreichen. In Storyline D liegt allerdings der Anteil der direkten Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmebereich (z. B. durch Solarthermie oder Biomasse) deutlich höher als in Storyline C. Die angenommenen Veränderungen im Verkehrssektor entsprechen denen in Storyline C.

Abbildung 11 zeigt die THG-Emissionen der betrachteten Sektoren für die vier Entwicklungspfade im Vergleich zu ihrer historischen Entwicklung. In allen Storylines ist erkennbar, dass der Energiesektor ab 2017 überdurchschnittliche Anstrengungen übernehmen muss, um das jeweilige sektorenübergreifende Klimaziel zu erreichen.

Storyline C und D müssen die gleiche klimapolitische Vorgabe erreichen, das Emissionsbudget verteilt sich jedoch unterschiedlich auf die verschiedenen Sektoren. Da die lastnahe Stromerzeugung in Storyline D verstärkt auf den Einsatz fossiler Kraftwerke zurückgreifen muss, hat der Energiesektor in dieser Storyline höhere Emissionen als in Storyline C. Dieses wird durch stärkere Minderung der Emissionen in den Endverbrauchssektoren, vor allem im Verkehrssektor ausgeglichen. Da der Energiebedarf in beiden Entwicklungspfaden gleich ist, ist hierfür der Einsatz synthetischer Kraftstoffe notwendig.

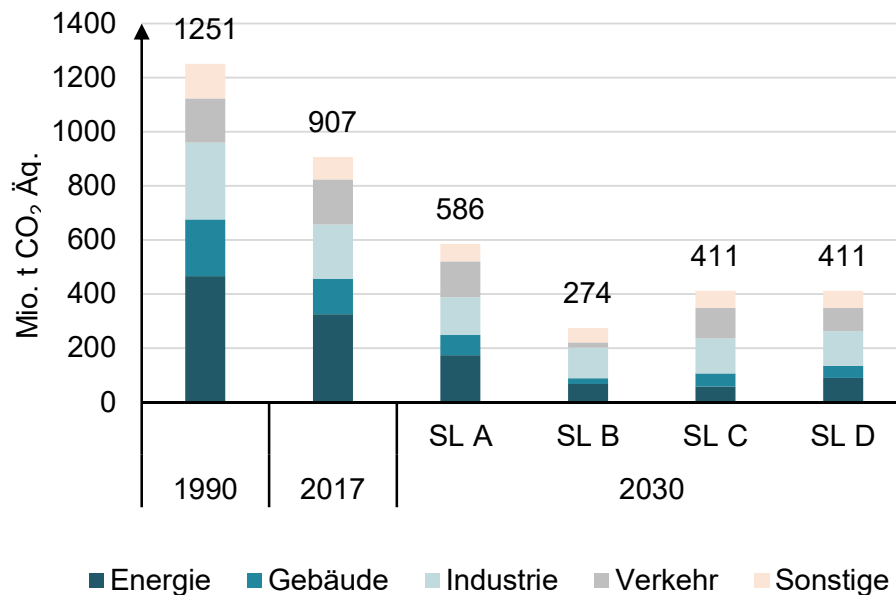


Abbildung 11: THG-Emissionen nach Sektor: Vergleich der unterschiedlichen Szenarien (basierend auf den Storylines A, B, C und D) inklusive der Werte für das Jahr 1990 aus dem Klimaschutzplan 2050 [23] und für das Jahr aus dem Treibhausgasinventar Deutschland [24]

Die Ergebnisse der installierten Kapazitäten der Stromerzeugung sind in Abbildung 12 dargestellt. In allen Entwicklungspfaden ist ein deutlicher Ausbau der erneuerbaren Energien notwendig. Die Leistung von Windanlagen an Land steigt von 50 GW im Jahr 2017 auf zwischen 82 GW in Storyline A und 113 GW in Storyline B für das Jahr 2030. Für Photovoltaikanlagen ist ein Anstieg von 45 GW auf zwischen 91 GW in Storyline A und 159 GW in der dezentralen Storyline D erforderlich.

Die installierten Kapazitäten für Kohlekraftwerke in Storyline A orientieren sich am Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2019 (zusammen 19 GW [22]). In den anderen Storylines sind sie Modellergebnis. Während in Storyline B und C keine Kohlekraftwerke mehr im Kraftwerkspark sind, benötigt Storyline D noch 3 GW Braunkohle und 2 GW Steinkohle.

Aus den berechneten installierten Kapazitäten wurde in einem zweiten Schritt die optimale stundenscharfe Stromerzeugung berechnet.³ Für die Berechnungen der europäischen Storyline C wurden an Stelle exogener CO₂-Preis-Annahmen jährliche europäische Emissionsobergrenzen im Sinne eines europäischen Emissionshandelssystems im Modell berücksichtigt.

³ Die Berechnungen zur Einsatzplanung dienten vor allem der Validierung der Storyline-Annahmen im Stakeholder-Prozess und fanden keinen direkten Eingang in die folgenden Modellierungsarbeiten zur Bestimmung zentraler und dezentraler Merkmalen des zukünftigen Energieversorgungssystems.

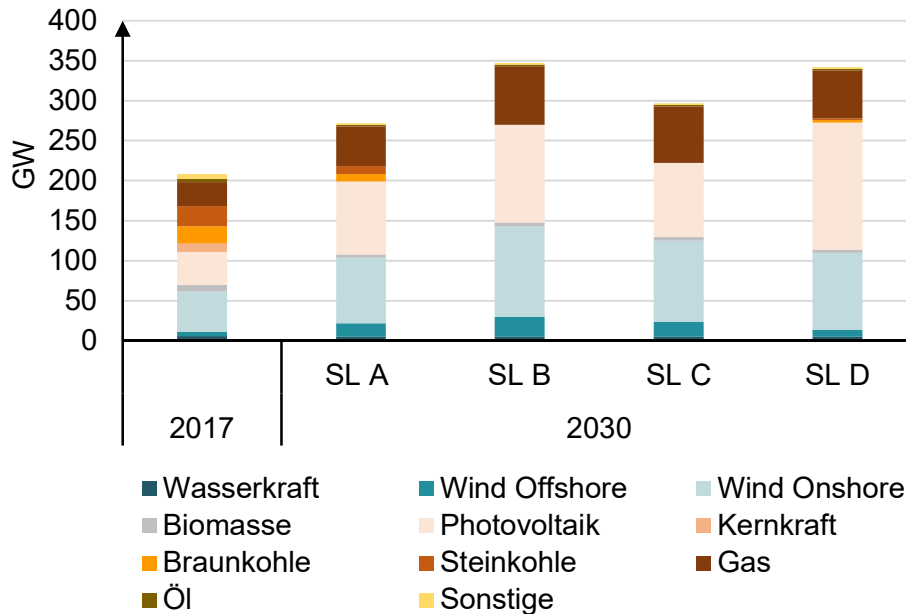


Abbildung 12: Installierte Stromerzeugungskapazität nach Energieträgern für die vier Storylines und das Jahr 2017 aus dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans [22]

3.2 Ergebnisse der Marktsimulation

Die Ergebnisse der Einsatzplanung von Erzeugungstechnologien, Speichern sowie der Lasten, sind maßgeblich beeinflusst durch die Eingangsdaten der im letzten Abschnitt beschriebenen. ENSURE-Szenarien (siehe Abschnitte 2.2 und 3.1). Zur Einordnung der Marktergebnisse, sowie darauf aufbauenden Netzsimulationen wird nachfolgend zunächst dargelegt, wie sich pro Storyline der Endenergie- und Stromverbrauch auf einzelne Verbraucher- und Energiesektoren aufteilt und welcher Elektrifizierungsanteil in den einzelnen Energiesektoren vorliegt. Zudem wird zwecks Quantifizierung des Einflusses der EE-Einspeisung innerhalb einzelner Netzebenen die EE-Erzeugung für verschiedene Leistungsintervalle ausgewertet. Ein unterstützender Beitrag zur Einordnung der (De-)Zentralität einer Storyline erfolgt durch die Analyse der regionalisierten Zeitreihen, indem deutschlandweit die Autarkiepotenziale von Netzgebieten abgeschätzt werden. Zuletzt erfolgt die Darstellung der Ergebnisse der Strommarktsimulation für alle Storylines.

3.2.1 Energieverbrauch nach Sektoren und Regionalisierung

Der Endenergieverbrauch der einzelnen Storylines ist, aufgeteilt nach den Sektoren Verkehr, Industrie, GHD und Wohngebäude, in Abbildung 13 dargestellt.

Zentrale und dezentrale Merkmale zukünftiger Energieversorgungssysteme

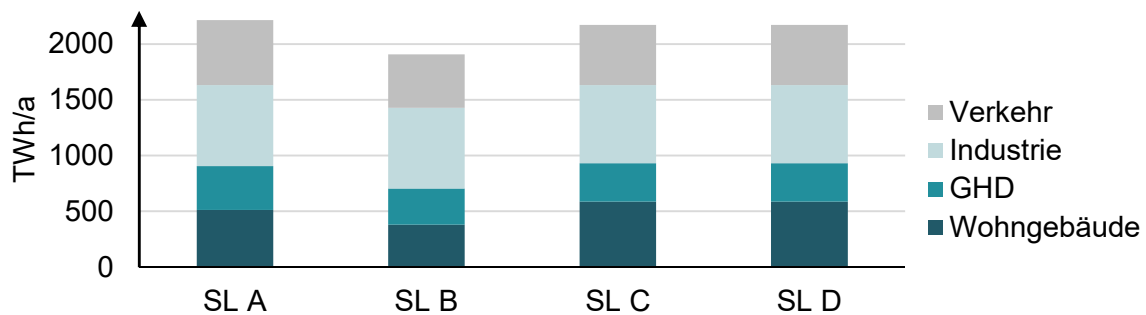


Abbildung 13: Endenergieverbrauch aufgeteilt nach Sektoren

Ein Ergebnis der in Abschnitt 3.1 beschriebenen Energiesystemmodellierung ist der statische elektrische Energiebedarf für die Sektoren Industrie, GHD sowie Wohngebäude. Zusätzlich werden diese überlagert durch die elektrische Nachfrage neuartiger Verbraucher aus dem Verkehrs- und Wärmesektor. Insbesondere die elektrische Wärmebereitstellung wird über die im Unterabschnitt 2.3.2 dargestellte Methodik bestimmt und nicht exogen vorgegeben. Die generierten Zeitreihen für die elektrischen Lasten (siehe

Abbildung 14) bilden die Systemlast, die in der Marktsimulation durch die dort modellierten Technologien gedeckt wird.

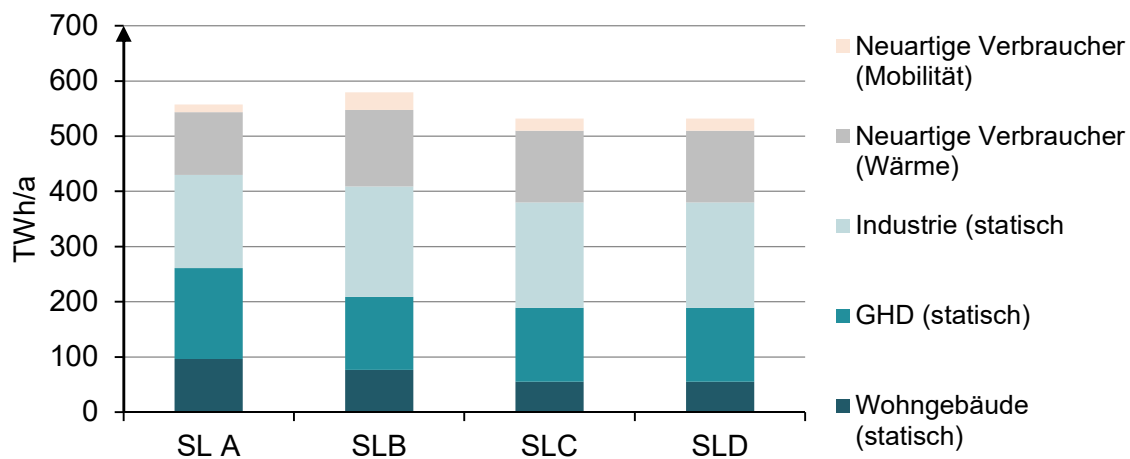


Abbildung 14: Elektrischer Energiebedarf aufgeteilt nach Sektoren

Der Elektrifizierungsanteil der Sektoren Mobilität und Wärme auf dessen Grundlage sich die elektrische Last in diesen Sektoren ergibt und im Modell Berücksichtigung findet, ist in Abbildung 15 dargestellt.



Abbildung 15: Elektrifizierungsanteil Mobilitätssektor und Wärmesektor

3.2.2 Ergebnisse der pan-europäischen Einsatzplanung

Die Ergebnisse der Einsatzplanung der Großkraftwerke und die kumulierten Energiemengen der in der Marktsimulation berücksichtigten dezentralen Energieerzeuger ist in Abbildung 16 aufgetragen. Lediglich in den Marktsimulationen zu den Storylines A (128 TWh) und D (26,37 TWh) werden Kohlekraftwerke eingesetzt. In den Storylines C und D sind die Technologien Braunkohle und Steinkohle hingegen stillgelegt, was eine deutliche Verlagerung der Erzeugungsmengen hin zu Erzeugung aus Gaskraftwerken zur Folge hat. Darüber hinaus sind alle Storylines geprägt durch einen signifikanten Exportüberschuss.

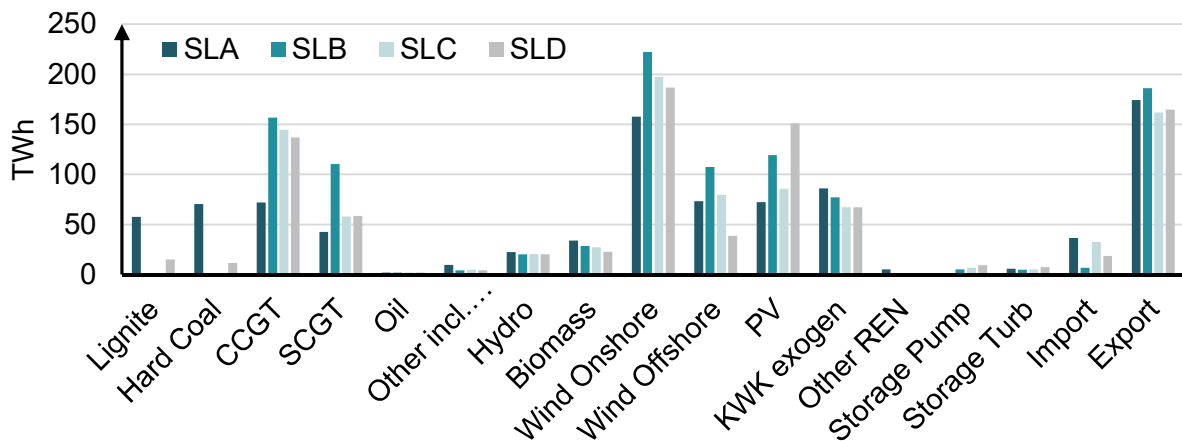


Abbildung 16: Energiemengen aufgeteilt nach Technologie für die Storylines A bis D

3.2.3 Stromerzeugungsanlagen und Autarkiepotenziale im Verteilnetz

In diesem Abschnitt wird basierend auf einer Auswertung der Daten zur Einspeisung im Verteilnetz installierter Erzeugungsanlagen, sowie daraus resultierender Autarkiepotenziale eine Einordnung der Storylines vorgenommen.

Relevanz einzelner Erzeugungslagentypen

Abbildung 17 zeigt für alle Storylines die eingespeiste Energie für verschiedene Anlagentypen im Verteilnetz differenziert nach definierten Leistungsintervallen. Die Intervallgrenzen sind in Anlehnung an übliche Netzplanungsgrundsätze gewählt und maßgeblich für die Anschlussspannungsebene (> 0,2 MVA Mittelspannung, > 20 MVA Hochspannung). Somit verdeutlicht die Abbildung die Relevanz dieser Technologien für das Engpassaufkommen und den Netzausbaubedarf in den jeweiligen Spannungsebenen und Storyline. Der Fokus auf die eingespeiste Energie relativiert hierbei den Einfluss stark differierender Volllaststundenanzahlen je nach Anlagentyp. Die Kategorie „Others“ subsumiert die Anlagentypen bzw. Energieträger „Biomasse“, „Laufwasserkraft“, dezentrale KWK-Anlagen sowie weitere nicht in diese Kategorien klassifizierbare Anlagen („Sonstige“). Die Kategorie Wind umfasst Onshore-Anlagen, während „PV“ die Einspeisung aus PV-Freiflächen- und Dachanlagen zusammenfasst.

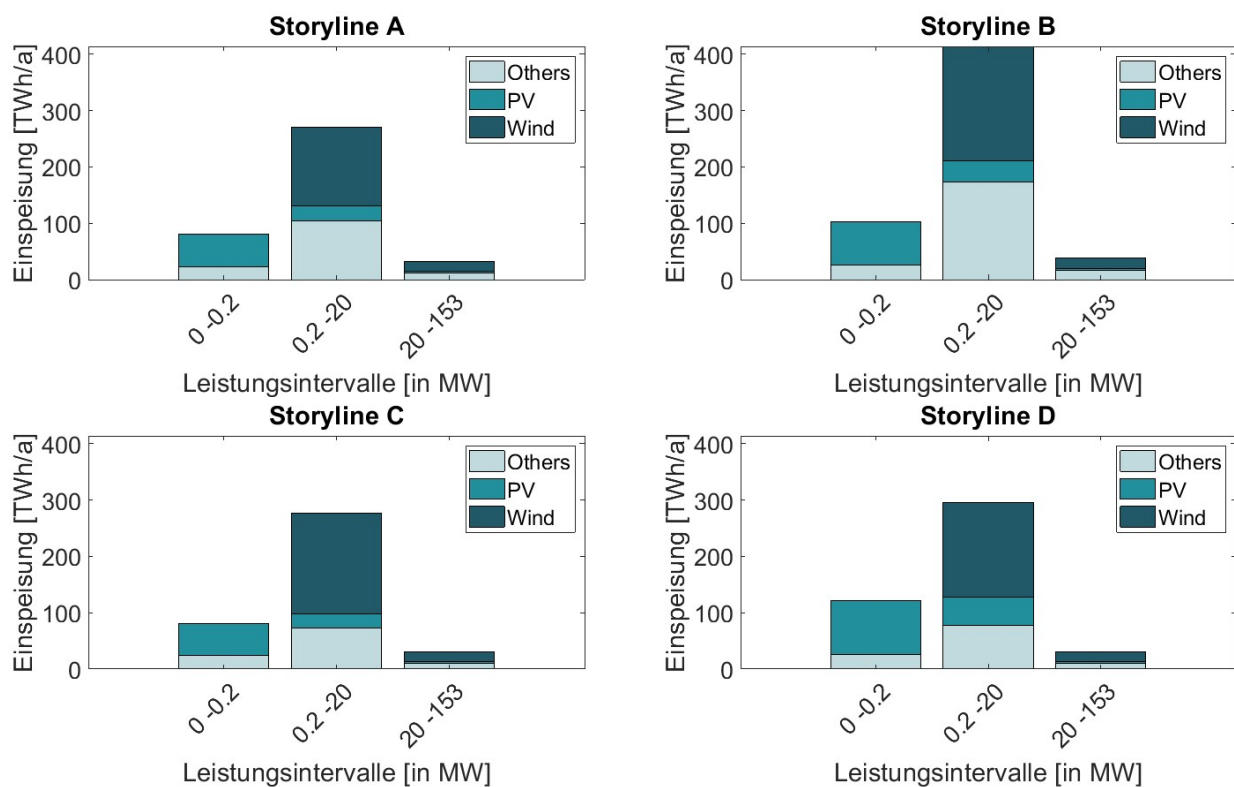


Abbildung 17: Leistungsintervalle in denen Sonstige EE, PV und Windenergieanlagen im Szenario vorkommen

Erwartungsgemäß ist erkennbar, dass in der Niederspannung die Einspeisung von PV-Anlagen dominiert, während in den höheren Spannungsebenen der Anteil der Windenergieeinspeisung steigt. Allgemein zeigt sich vor allem in Storyline B eine stark gesteigerte Einspeisung in die Mittelspannungsnetze, getrieben vor allem durch Wind- und KWK-Anlagen. In Hinblick auf die Niederspannungsnetze ist in Storyline D bedingt durch die hohe installierte PV-Leistung die höchste einspeisebedingte Netzauslastung zu erwarten. Mit einer höheren Einspeisung in die einzelnen



Spannungsebenen geht je Spannungsebene auch ein höherer Anteil großer („zentraler“) Einzelanlagen einher.

Autarkieauswertung

Die Abschätzung der Autarkiepotenziale für die verschiedenen Storylines basiert auf der Auswertung der regional aufgelösten dezentralen Zeitreihen für eine netztechnisch motivierte Aggregationsebene. Als Aggregationsebene fungieren die HS/MS-Umspannwerke des deutschen Hochspannungsnetzes, dessen reale Koordinaten aus öffentlich verfügbaren Daten (Open Street Map (OSM)) ermittelt und in städtischen Bereichen um synthetisch generierte Koordinaten ergänzt wurden [9, 25]. Insgesamt sind etwa 4300 Umspannwerke modelliert, denen basierend auf der elektrischen Distanz der Umspannwerke zueinander mithilfe eines Cluster-Algorithmus umliegende PLZ-Gebiete zugewiesen wurden. Sämtliche dezentrale Zeitreihen dieser ca. 4300 Netzgebiete werden separat für Einspeisung und Last aufsummiert und bilden die Grundlage für zwei unterschiedliche Autarkiemessgrößen (Leistungs-autarkie, bilanzielle Autarkie), die im Rahmen der Untersuchung wie folgt definiert werden: Die bilanzielle Autarkie ergibt sich pro Netz aus dem Quotienten der aufsummierten Einspeisezeitreihe bezogen auf die aufsummierte Lastzeitreihe und repräsentiert somit letztlich den Anteil des jährlich selbst gedeckten Energiebedarfs (in Prozent). Die Leistungsautarkie misst pro Netz die Anzahl an Zeitpunkten, in denen der Energiebedarf vollständig selbst gedeckt wird. Die nachfolgende Abbildung 18 zeigt für alle Szenarien in Kennlinienform beide Messgrößen (Ordinate) für alle Netze (Abszisse). Zur besseren Vergleichbarkeit der Szenarien wurden die Kennlinien absteigend sortiert, sodass die höchsten Werte jeweils links im Diagramm liegen. Obgleich hierdurch die Reihenfolge der Gebiete von Storyline zu Storyline nicht mehr zwangsläufig identisch ist, lässt sich so der allgemeine Trend der Storylines gegenüberstellen.

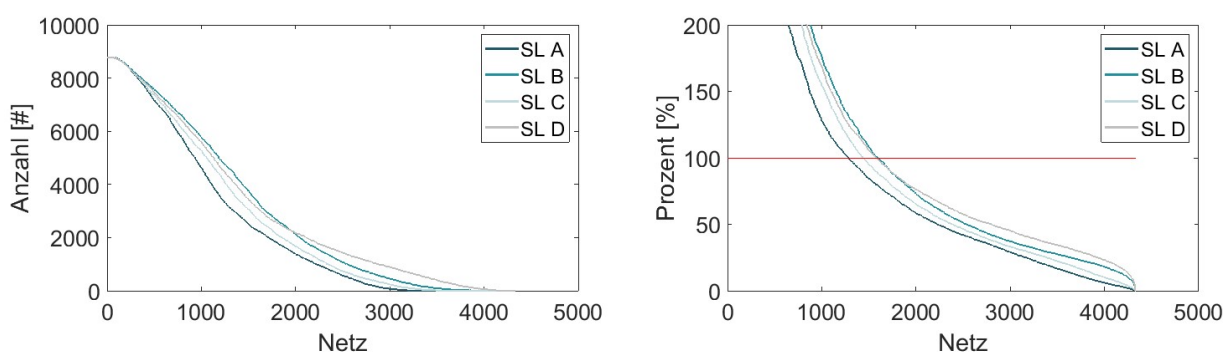


Abbildung 18: Anzahl leistungsautarker Zeitpunkte pro Netz (links); Grad der bilanziellen Energieautarkie pro Netz (rechts)

In Hinblick auf die Leistungsautarkie ist zu erkennen, dass Storyline A die geringste Anzahl leistungsautarker Zeitpunkte aufweist, gefolgt von Storyline B (die Kennlinien liegen immer unter den Kurven der Storylines B und D). Der Vergleich zwischen Storyline B und D zeigt eine gleichmäßigere Verteilung leistungsautarker Zeitpunkte bei Storyline D. In Summe über alle Netze weist Storyline D

insgesamt mehr leistungsautarke Zeitpunkte auf (Kurvenintegral). Etwa 100 Netze sind in jedem Szenario ganzjährig leistungsautark. Insbesondere die Anzahl nie leistungsautarker Netze kann von Storyline A (ca. 1000) über Storyline C (ca. 600) bis zu den beiden Storylines B und D (ca. 300 bzw. 100) immer weiter reduziert werden. Die bilanziell hundertprozentige Deckung des elektrischen Jahresenergiebedarfs ist in der Abbildung durch eine rote Linie gekennzeichnet. Es ist erkennbar, dass die Anzahl ihren Jahresenergiebedarf bilanziell selbst deckender Netze von etwa 1300 in Storyline A auf etwa 1600 in den Storylines B und D erhöht werden kann. Auch hier ist im Vergleich von Storyline B und D eine höhere Gleichmäßigkeit und eine verbesserte Annäherung vieler Netze an die 100 %-Grenze in Storyline D ersichtlich. In Einzelfällen zeigt sich bei allen Szenarien eine starke bilanzielle Überdeckung des Jahresenergiebedarfs, sodass die Achse bei 200 % abgeschnitten ist.

Bewertung der (De-)Zentralität aus Sicht der Stromerzeugungsanlagen im Verteilnetz

In Anlehnung an die in Abschnitt 1.3 eingeführte Einordnungssystematik können die Szenarien anhand der zuvor eingeführten Bewertungsmaße gemäß der nachfolgenden Abbildung 19 priorisiert werden. Hinsichtlich der Höhe der Einspeisung wird nach MS- und NS-Ebene differenziert, wobei eine hohe Einspeisung in der jeweiligen Spannungsebene als charakteristisch für ein dezentral geprägtes System angenommen wird. In Bezug auf beide Autarkiemessgrößen wird eine hohe lokale Selbstversorgung als dominantes Merkmal eines hochgradig dezentral geprägten Energiesystems interpretiert.

	zentraler		dezentraler	
Einspeisung Niederspannungsebene	SL C	SL A	SL B	SL D
Einspeisung Mittelspannungsebene	SL A	SL C	SL D	SL B
Leistungsautarkie	SL A	SL C	SL B	SL D
Bilanzielle Autarkie	SL A	SL C	SL B	SL D

Abbildung 19: Einordnung der Szenarien in Hinblick auf (De-)Zentralität anhand der Autarkiemessgrößen

3.3 Netzbetriebssimulation im Übertragungsnetz

Die resultierenden Flüsse über die Leitungselemente und die notwendigen Anpassungsmaßnahmen für die vier Storylines sind in Abbildung 20 dargestellt.

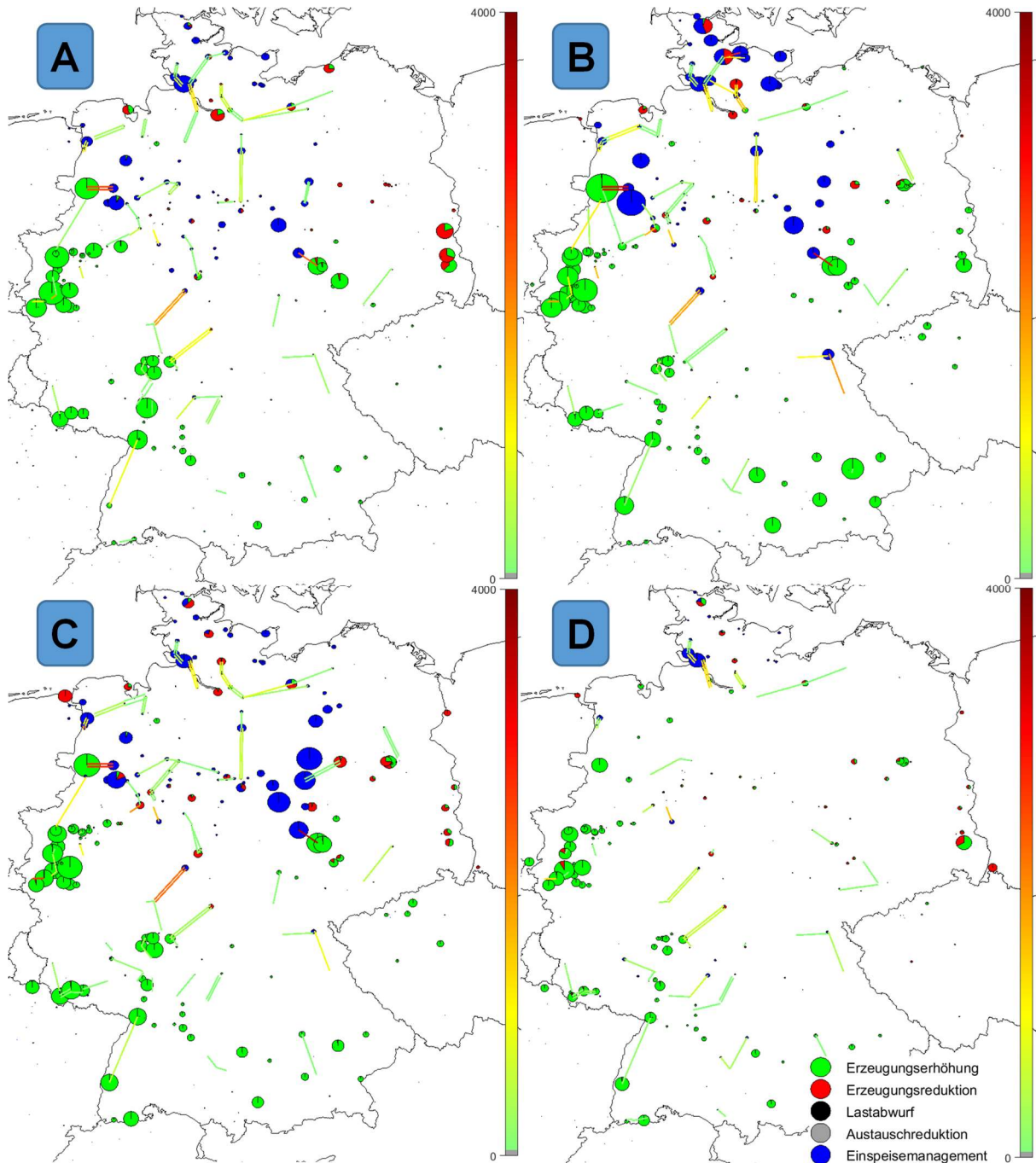


Abbildung 20 Ausgelastete Leitungselemente in Stunden (Linien) und Leistungserhöhungen und –reduktionen (Kreise)

Bedingt durch die Formulierung als Optimierungsmodell sind im Ergebnis keine überlasteten Netzelemente mehr vorhanden. Die farbliche Darstellung der Leitungen erfolgt für Leitungen, die im optimierten Netzzustand vollständig ausgelastet sind nach der Anzahl der Stunden im Jahr. Weiterhin sind positive und negative Leistungsanpassungen dargestellt. Die Kreisfläche ist proportional zur im

Jahresverlauf angepassten Energiemenge, die Fläche der Legende entspricht 10 TWh. Hierbei ist im positiven Anpassungsbedarf durch die Natur der Wechselstromgleichungen neben den zur Engpassbehebung notwendigen Maßnahmen auch der Bedarf zur Deckung von zusätzlich im Übertragungsnetz entstehenden Verlusten zu kompensieren, weshalb der positive Regelungsbedarf den negativen übersteigt. Dies ist in der Abbildung durch den Überschuss an positiver Einspeiseanpassung (grüne Kreise) gegenüber negativer Einspeiseanpassung (rote und blaue Kreise) zu erkennen.

Der Anpassungsbedarf in den hinsichtlich der Erreichung der Klimaziele ambitioniertesten Storylines B und C führt zu der höchsten Auslastung des Übertragungsnetzes und damit zum höchsten Bedarf an Engpassmanagementmaßnahmen. Während in Storyline B mit den höchsten installierten Leistungen von Windenergie trotz des Zubaus der HGÜ-Leitungen bis zum Zieljahr 2030 die stärksten Engpässe in Nord-Süd-Richtung beobachtet werden können, führen die zusätzlichen Kapazitäten zwischen den Marktgebieten in Storyline C zu einer Verschiebung der Engpässe und einer vermehrten wechselseitigen West-Ost-Engpassrichtung. In Storyline A sind weniger Engpassmanagementmaßnahmen notwendig, sie bewegen sich ungefähr auf dem Niveau der vergangenen Jahre, während der lokale Ausgleich von Last und Erzeugung in Storyline D einen engpassmindernden Effekt auf der Übertragungsnetzebene hat.

Die Verteilung der Anpassungen in Redispatchmaßnahmen thermischer Kraftwerke und Einspeisemanagement sowie die Anzahl der ausgelasteten Netzelemente sind in Abbildung 21 dargestellt.

Während Storyline C die höchsten Anpassungen des thermischen Kraftwerksparks zur Einhaltung der Netzrestriktionen benötigt, ist die Abregelung von EE-Anlagen in Storyline B, welche die höchsten installierten Leistungen dieser Anlagen über alle Szenarien aufweist, am höchsten. Im Vergleich dieser beiden aus Übertragungsnetzsicht anspruchsvollsten Storylines weist C in Summe den höchsten Regelbedarf auf, die über den Jahresverlauf summierte Anzahl der in der Lösung voll ausgelasteten Netzelemente ist jedoch in Storyline B höher. Storyline D weist für beide Indikatoren der Einspeiseanpassung deutlich geringere Werte auf, wie es aufgrund der geringeren Anzahl ausgelasteter Netzelemente erwartbar ist. Die maßgebliche Ursache für den geringeren Regelungsbedarf in Storyline D ist in der geringeren installierten Leistung von Offshore Windkraftanlagen in Norddeutschland sowie einer größeren spatialen Diffusion von Onshoreanlagen über ganz Deutschland hinweg zu finden. Dies führt in Verbindung mit den erhöhten Übertragungskapazitäten durch die Netzausbaumaßnahmen zu einer Reduktion der Überlastungen in Nord-Süd-Richtung und damit zu einer signifikanten Verringerung der Engpasssituationen im Netz. Die Ergebnisse für Storyline A befinden sich jeweils zwischen den Werten der Storylines B/C auf der einen und D auf der anderen Seite. Die Mantelzahlen zum Ausbau der erneuerbaren Energieträger gehen auch in diesem Szenario über den zugrundeliegenden Szenariorahmen für den Netzausbau und die resultierende Netztopologie hinaus, dies führt allerdings nicht zu einem signifikanten Anstieg des Regelungsbedarfs über das heutige Niveau hinaus.

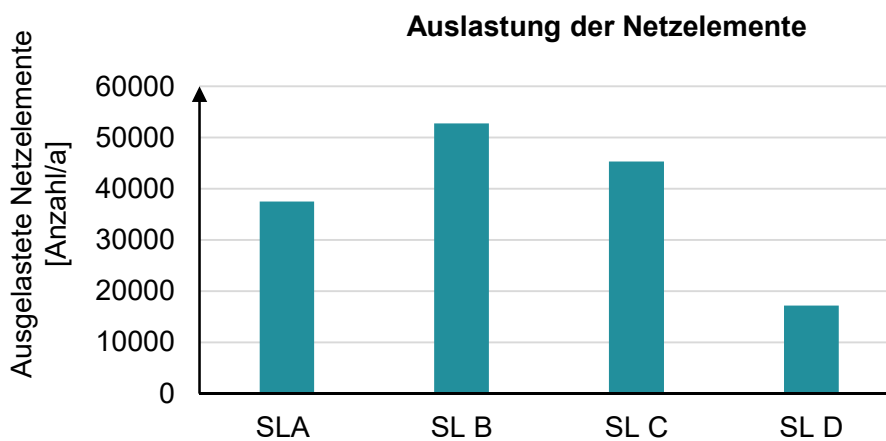
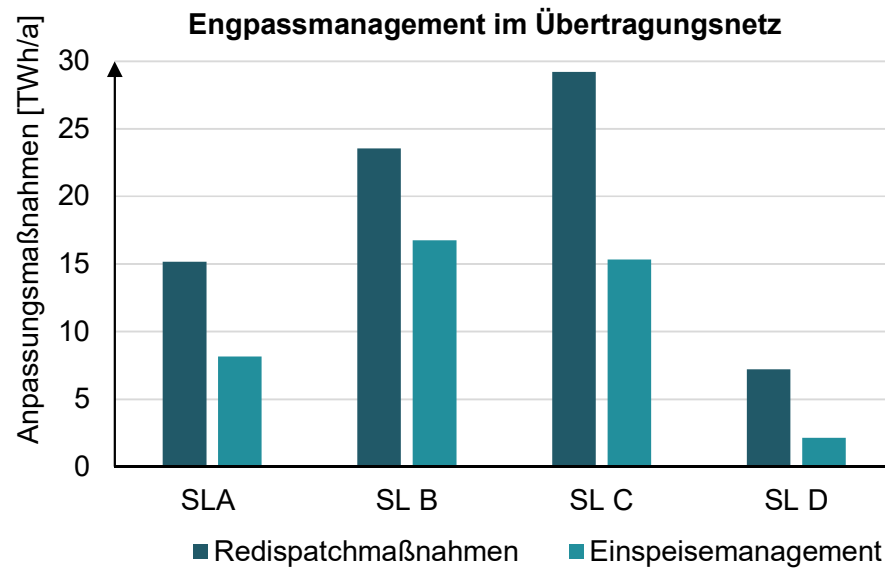


Abbildung 21: Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen und Anzahl ausgelasteter Netzelemente nach Storyline

Aus den Ergebnissen lässt sich für die Bewertung der Systemstrukturen hinsichtlich des Übertragungsnetzes ableiten, dass Storyline B und C die stärksten zentralen Elemente aufweisen, während Storyline D die deutlichsten dezentralen Elemente aufweist (siehe Abbildung 22).

	zentraler dezentraler			
Redispatch	SL C	SL B	SL A	SL D
Einspeisemanagement	SL B	SL C	SL A	SL D
Auslastung der Netzelemente	SL B	SL C	SL A	SL D

Abbildung 22: Bewertung der Systemstrukturen aus Sicht der Höchstspannungsebene

3.4 Verteilnetzausbaubedarf

3.4.1 Hochspannungsebene

Zunächst werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse der Ausbauplanung auf der Hochspannungsebene dargelegt. Abbildung 23 zeigt den Netzausbaubedarf je Storyline getrennt nach Leitungs- und Transformatorausbau.

Zunächst ist zu erkennen, dass die Rangfolge bei dem Ausbaubedarf für Transformatoren und Leitungen zwischen den Szenarien gleich sind. Bei beiden Auswertungen erfordert die bezüglich der Klimaziele ambitionierteste Storyline B (u. a. mit dem höchsten EE-Anteil) den größten Ausbau der Hochspannungsnetze. Der geringste Netzausbau ist bei der eher konservativen Storyline A notwendig. Obwohl der Anteil der EE-Anlagen in Storyline D höher ist als in Storyline C, ist in Storyline C ein höherer Ausbau der Hochspannungsnetze notwendig. Dies ist auf die Aufteilung der EE-Anlagen auf Wind- und PV-Anlagen zurückzuführen. Die installierte Leistung für Windenergieanlagen ist in Storyline C etwas höher, weswegen hier der Ausbaubedarf in der Hochspannungsebene höher ist. Die wesentlich höhere PV-Erzeugung in Storyline D im Vergleich zu den anderen Storylines hat in den untersuchten Hochspannungsnetzen dagegen nur einen geringfügigen Einfluss auf den Ausbaubedarf.

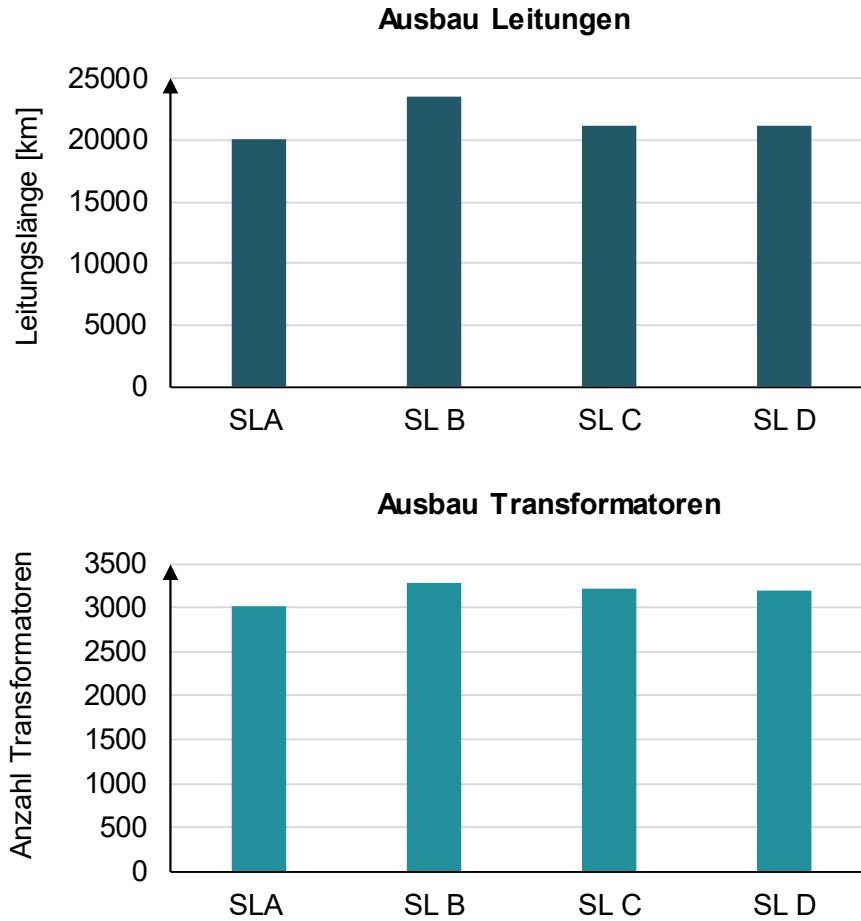


Abbildung 23: Ergebnisse der Netzausbausimulation auf der Hochspannungsebene für Deutschland 2030

Hieraus lassen sich die vier Systemstrukturen aus Sicht des Ausbaubedarfs auf Hochspannungsebene hinsichtlich ihrer Zentralität und Dezentralität bewerten (siehe Abbildung 24). Ein hoher Ausbaubedarf spiegelt in diesem Zusammenhang eine zentrale Ausprägung wieder, da die Hochspannungsebene wie die Höchstspannungsebene zu den zentralen Elementen der Stromnetzstrukturen gezählt wird.

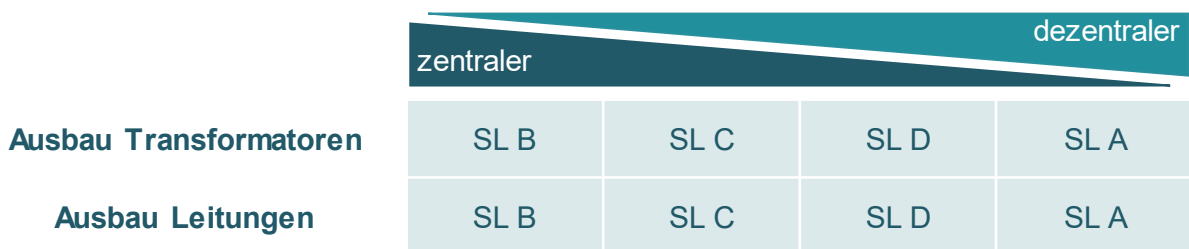


Abbildung 24: Bewertung der Systemstrukturen aus Sicht der Hochspannungsebene

3.4.2 Mittelspannungsebene

Mithilfe der in Abschnitt 2.5.2 beschriebenen Methodik werden Netzausbauplanungen durchgeführt und die damit verbundenen Netzinvestitionen für alle Kombinationen aus Versorgungscluster, Storyline und Szenarioausprägung bestimmt. Für die sechs betrachteten Versorgungscluster steht jeweils ein Mittelspannungsnetz zur Verfügung. Abbildung 25 stellt die ermittelten Netzinvestitionen dar. Je Storyline werden Netzausbauplanungen für zehn Szenarioausprägungen durchgeführt, die resultierenden Verteilungen der Netzinvestitionen sind als Boxplots visualisiert. Diese markieren jeweils das absolute Minimum und Maximum, das 25./75. Perzentil sowie den Median der Netzinvestitionen. Die Werte aller Versorgungscluster sind als prozentuale Verhältnisse, relativ zu den Netzinvestitionen im Median der Storyline A angegeben. Insgesamt wurden 240 Ausbauplanungen (6 Versorgungscluster für 4 Storylines und jeweils 10 Szenarioausprägungen) ermittelt.

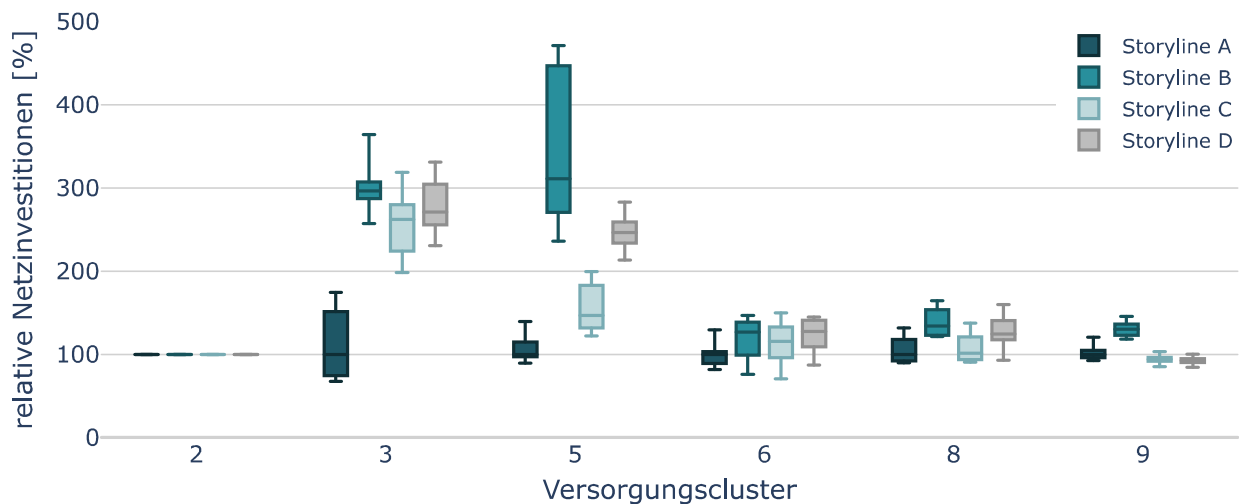


Abbildung 25: Notwendige Netzinvestitionen je - Versorgungscluster und Storyline für je zehn probabilistische Szenarioausprägungen relativ zum Median von Versorgungscluster 2

Vergleicht man die notwendigen Netzinvestitionen je Storyline, zeichnet sich ein deutlicher Trend ab: Bezogen auf den Median erfordert Storyline B dem größten Investitionsbedarf, gefolgt von Storyline D. Dies ist in erster Linie darauf zurückzuführen, dass in diesen Storylines der größte Zubau der installierten Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen erfolgt. In der Mehrzahl der betrachteten Netze erweist sich der Starkeinspeisefall als primärer Ausbaubedarfstreiber. Nur die Netze der Versorgungscluster 2 und 9 weichen von diesem Trend ab: Im Netz aus Versorgungscluster 9 führt Storyline A zu einem deutlich höheren Investitionsbedarf als in anderen Netzen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass dieses Netz eine städtische, stark lastgeprägte Versorgungsaufgabe erfüllt. Der Zubau zusätzlicher Verbraucher, deren Leistungszuwachs in Storyline A größer ist als in Storylines C und D, ist die Hauptursache für Ausbaubedarf in diesem Netz. Storylines C und D prognostizieren zwar einen deutlich größeren Anstieg der installierten Leitung dezentraler Erzeuger, das Versorgungscluster-9-Netz verfügt aber im Starkeinspeisefall über ausreichende Aufnahmekapazitäten. Daher kommt es in diesen Fällen zu einer deutlich geringeren Anzahl von



Grenzwertverletzungen und entsprechend geringerem Ausbaubedarf. Im Netz aus Versorgungscluster 2 ist der Ausbaubedarf hingegen in allen Storylines gleichermaßen gering und die notwendigen Leitungs- und Transformatormaßnahmen sind identisch, somit auch die damit verbundenen Investitionen.

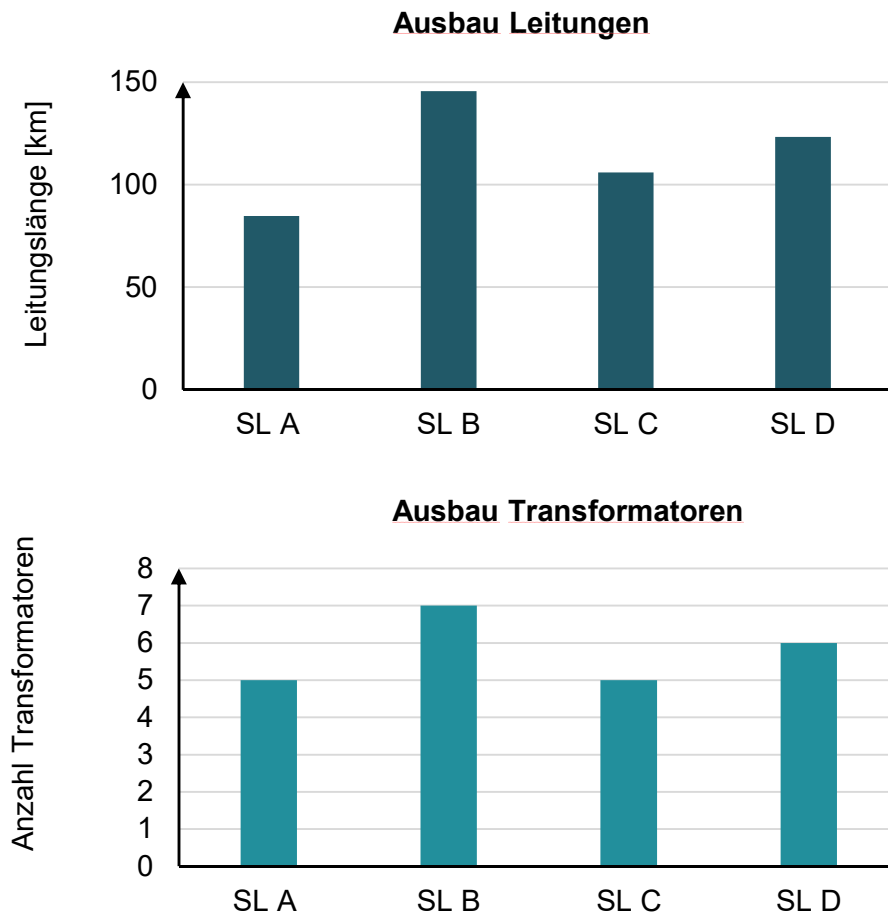


Abbildung 26: Auswertung benötigter MS-Leitungsmaßnahmen und HS/MS-Transformatoren je Storyline in Bezug auf die Szenarioausprägungen im Median der Netzinvestitionen summiert über alle betrachteten MS-Netze

Der beschriebene Trend zeigt sich ebenfalls, wenn man die notwendigen Leitungs- und Transformatormaßnahmen je Storyline betrachtet. Abbildung 26 stellt die Längensummen bzw. Anzahlen dieser Maßnahmentypen je Storyline basierend auf den Szenarioausprägungen im Median der entstehenden Netzinvestitionen dar. In Storyline A sind in den betrachteten Netzen, verglichen mit Storyline B, nur etwas mehr als die Hälfte der Kilometer an Leitungsmaßnahmen erforderlich.

Die Unterschiede zwischen den Anzahlen benötigter, neuer HS/MS-Transformatoren je Storyline fallen deutlich geringer aus. Auch bezogen auf Transformatoren ist der Investitionsbedarf in Storyline B am größten, gefolgt von Storyline D. Die Ergebnisse der Storylines A und C unterscheiden

sind hingegen nicht, da die zusätzliche installierte Leistung in Storyline C im Vergleich zu A zu gering ist, um weitere Umspannwerkskapazitäten zu erfordern.

Zusammengefasst ergeben sich auf der Mittelspannungsebene in Storyline B die am stärksten dezentral ausgeprägten Systemstrukturen, mit dem höchsten Bedarf neuer Leitungskilometer und HS/MS-Transformatoren. Der Investitionsbedarf in Netzstrukturen auf der Mittelspannungsebene ist somit in Storyline B am größten, gefolgt von Storyline D. Storylines C und A führen aufgrund des geringeren Zuwachses an installierter Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen zu den am wenigsten dezentral ausgeprägten Systemstrukturen auf der Mittelspannungsebene. Die Bewertung ist in Abbildung 27 dargestellt.

	zentraler dezentraler			
Netzinvestitionen gesamt	SL A	SL C	SL D	SL B
Ausbau Leitungen	SL A	SL C	SL D	SL B
Ausbau Transformatoren	SL A und SL C		SL D	SL B

Abbildung 27: Bewertung der Systemstrukturen aus Sicht der Mittelspannungsebene

3.4.3 Niederspannungsebene

Im Folgenden sollen Kriterien zur Evaluierung des Maßes an Dezentralität in der Niederspannung (NS) erarbeitet werden. Hierfür werden im folgenden Abschnitt vier Messgrößen (Betriebsmittelauslastung, Grenzwertverletzungen, notwendige Ausbaumaßnahmen sowie resultierende Ausbaurkosten) auf Basis von insgesamt 300 Niederspannungsnetzen aus dem Netzgebiet der Schleswig-Holstein Netz AG betrachtet und auf die vier Storylines A bis D angewandt.

Für die weitere Betrachtung wird angenommen, dass sich Dezentralität nicht ausschließlich durch eine lastnahe Stromerzeugung, sondern auch durch eine lastnahe – hier elektrifizierte - Versorgung anderer Sektoren auszeichnet. Für den Mobilitäts- und Wärmesektor bedeutet dies in der Niederspannung explizit die Integration von E-Ladestationen sowie Wärmepumpen direkt beim nutzenden Haushaltskunden. Folglich kann der Umfang an Grenzwertverletzungen bei der Planung des Niederspannungsnetzes als ein Kriterium für das Maß der Dezentralität in der Niederspannung herangezogen werden. Eine Zunahme der Grenzwertverletzungen würde dementsprechend auf zusätzliche dezentrale Erzeugung- und Verbrauchseinheiten (PV, E-Mobilität, Wärmepumpe) direkt beim Haushalt zurückzuführen sein.

Abbildung 28 zeigt die relative Häufigkeit der auftretenden Asset-Überlastungen für das Starkeinspeise- sowie Starklastszenario über alle gerechneten Netze je Storyline. Hierbei wird in der Art der auftretenden Grenzwertverletzung unterschieden (überlasteter Transformator, überlastete Leitung, Netzknoten mit Spannungsbandverletzung). Für alle Storylines ist das Starklastszenario



dominierend im Anteil an Grenzwertverletzungen aller Art. Hierbei hat die ambitionierte Storyline B mit einer beschleunigten Wärme- und Verkehrswende den stärksten Einfluss. Zudem zeigt die Netzplanung, dass der Anteil an Grenzwertverletzungen bei der Transformatorauslastung höher ist als der Anteil an Netzknotenpunkten mit Spannungsbandverletzungen. Die Überlastung von Leitungen ist in allen Storylines die Grenzwertverletzung mit dem geringsten relativen Anteil.

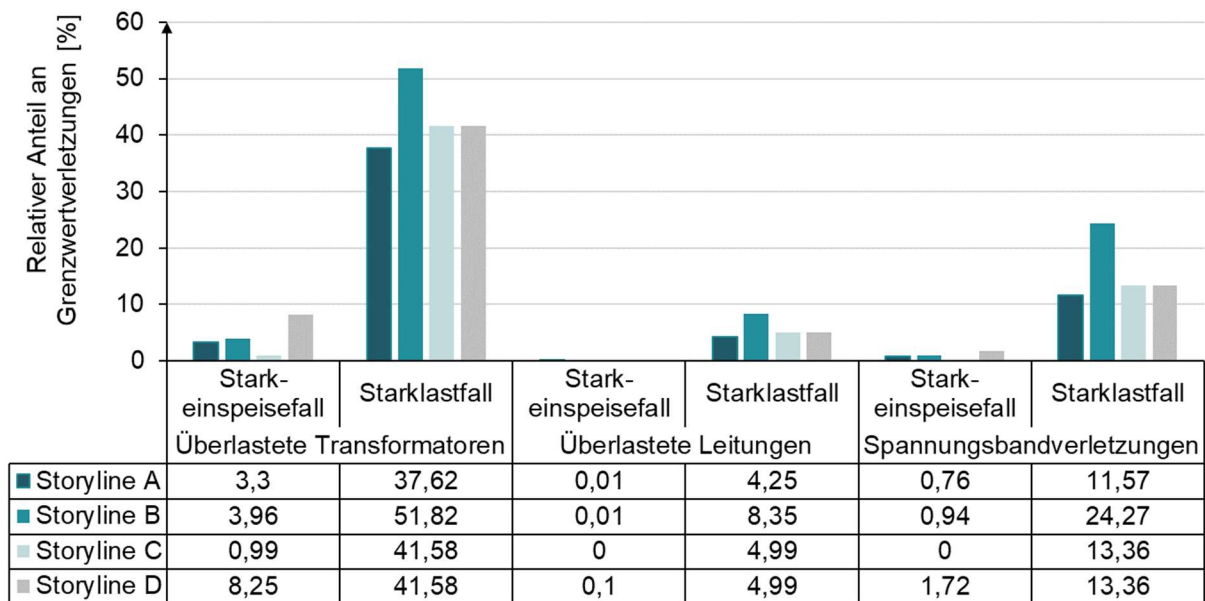


Abbildung 28: Relativer Anteil an Grenzwertverletzungen über alle berechneten Niederspannungsnetzen unterteilt nach Szenario, Starklast- und Starkeinspeisefall sowie Art der Grenzwertverletzung.

Für den Starkeinspeisefall treten im Verhältnis zum Starklastfall nur geringfügige bis keine Grenzwertverletzungen auf. Bei den PV-Anlagen in der Niederspannung handelt es sich größtenteils um Kundenanlagen, wodurch eine Zunahme dieser in der Niederspannung als ein Kriterium für zunehmende Dezentralität gesehen werden kann. In den Netzstrukturen kann dies durch eine Zunahme der Betriebsmittelauslastung im Einspeisefall dargestellt werden.

Abbildung 29 zeigt die prozentuale Zu- oder Abnahme der Asset-Auslastung im Starkeinspeisefall der Storylines B, C, und D im Vergleich zur Storyline A. Für die berechneten Niederspannungsnetze in Schleswig-Holstein ist eine deutliche Dominanz der Asset-Auslastungen der Storyline D ersichtlich. In Storyline C werden in den berechneten Netzabschnitten weniger PV-Anlagen auf der Niederspannungsebene integriert als in der weniger ambitionierten Storyline A, da in Storyline C verstärkt eine Umsetzung durch Windenergie in der Hoch- und Höchstspannung angenommen wird.

Aus den Abbildung 28 und Abbildung 29 folgt, dass ein steigender Anteil an Grenzwertverletzungen im Starklastfall in der Niederspannung als ein Indikator für ein zunehmend elektrifiziertes Energiesystem mit lastnaher Sektorenkopplung (E-Mobilität, Wärmepumpen) verwendet werden kann. Eine Zunahme der Betriebsmittelauslastung sowie Grenzwertverletzungen für den

Starkeinspeisefall in der Niederspannung sind hingegen ein Indikator für eine zunehmend bedarfsnahe Stromerzeugung.

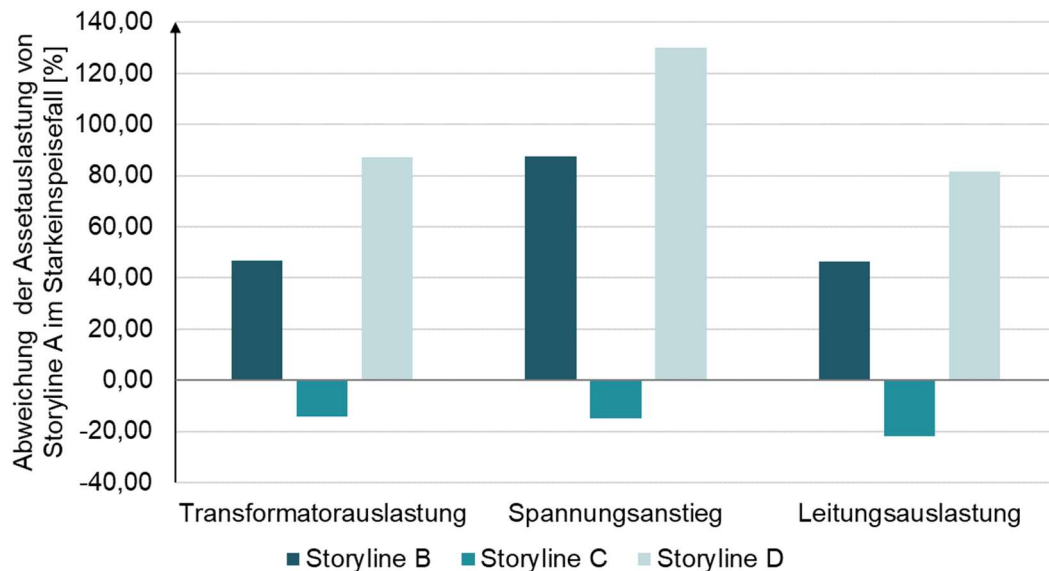


Abbildung 29: Prozentuale Zu- bzw. Abnahme der durchschnittlichen Betriebsmittelauslastung für den Starkeinspeisefall im Vergleich zur Storyline A.

Um die bedarfsnahe Sektorenkopplung (Wärmepumpe, Heimpladestation E-Mobilität) sowie die lastnahe Stromerzeugung durch ein gemeinsames Kriterium ausdrücken zu können, kann der relative Anteil an zu verstärkender Leitungslänge sowie die relative Anzahl notwendiger Maßnahmen an den Ortsnetzstationen verwendet werden. Abbildung 30 zeigt die prozentuale Zunahme notwendiger Ausbaumaßnahmen für Storyline B, C, D im Vergleich zu den notwendigen Maßnahmen in der Referenz-Storyline A.

Der sehr viel höhere prozentuale Anstieg an auszutauschender Leitungslängen im Vergleich zum Anstieg auszutauschender Transformatoren ist darauf zurückzuführen, dass bereits für Storyline A ein größerer Teil der Transformatoren verstärkt werden muss, Leitungen jedoch für Storyline A nur geringfügig ausgetauscht werden müssen. Erst in der Storyline B müssen zunehmend Leitungen angepasst werden (äquivalent zu Grenzwertverletzungen Abbildung 28). Auf Grund des lastgetriebenen Ausbaus hat Storyline B den mit Abstand größten Bedarf an netzverstärkenden Maßnahmen, da hier die ambitionierte Energiewende ebenfalls durch zunehmende Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektor abgebildet wird. Die Storylines C und D haben zwar eine identische Zunahme an auszutauschender Leitungslänge, jedoch müssen in Storyline D mehr Transformatoren ersetzt werden.

Obwohl tendenziell der Ausbau lastgetrieben ist, wird durch eine zunehmende PV-Durchdringung in einem Gebiet eine höhere Flexibilität des verfügbaren Spannungsbands gefordert, was das „Optimierungspotenzial“ aus dem NOVA-Vorgehen (bspw. Anpassung Sekundärspannung)



einschränkt und den Einsatz von spannungsbänderweiterten Assets oder weiteren Verstärkungsmaßnahmen (bspw. Neubau Ortsnetzstation) notwendig machen kann.

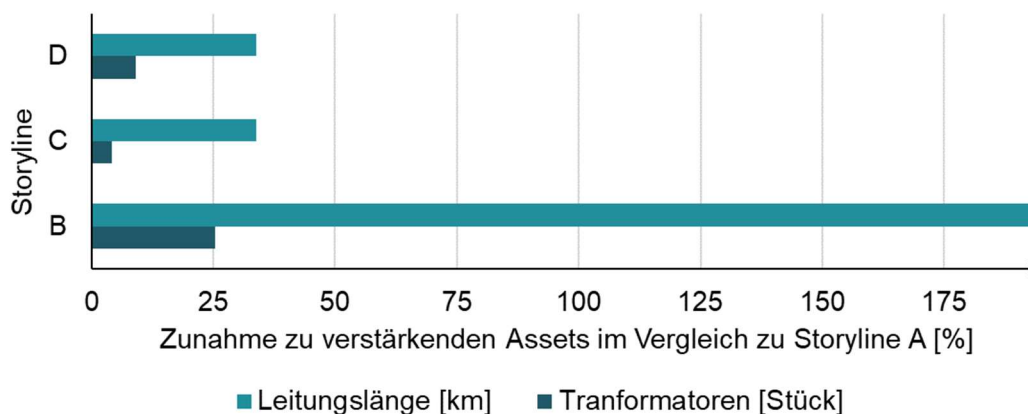


Abbildung 30: Relativer Anteil an zu verstärkenden Assets der Szenarien (rechts) sowie die Abweichungen der Storylines B, C, D im Vergleich zu A.

In Abbildung 31 ist die prozentuale Zunahme der resultierenden Ausbaurkosten der Storylines B, C und D im Vergleich zur Storyline A (links) sowie der Anteil der jeweiligen dargestellten Versorgungscluster an den durchschnittlichen Kosten (rechts) dargestellt. Für die Storyline B mit einer besonders ambitionierten Wärme- und Mobilitätswende im Niederspannungsnetz sind die Ausbaurkosten doppelt so hoch wie bei Storyline A. Die Ausbaurkosten der Storyline D sind etwa 25 % höher als die der Storyline C auf Grund der zunehmend notwendigen Maßnahmen zur Einhaltung des vorgeschriebenen Spannungsbandes und der Reduktion des Lösungsraums, der durch die kostenlose Schalterstellungsoptimierung erreicht werden kann.

Die durchschnittlichen Ausbaurkosten für ein berechnetes Niederspannungsnetz in Gebieten (Versorgungscluster 8 und 9) mit (sehr) hoher Last – sprich einer hohen Anschlussdichte – machen etwa 70 % der gesamten durchschnittlichen Ausbaurkosten über alle Versorgungsclustertypen aus. Für die hier berechneten Gebiete ergibt sich somit, dass die städtisch geprägten Niederspannungsnetze mit hoher Anschlussdichte durchschnittlich von höheren Ausbau- und Verstärkungskosten betroffen sind als die berechneten ländlich geprägten Niederspannungsnetzabschnitte pro Gebiet. Dies ist auf die durchschnittliche größere Struktur des zu ertüchtigenden Netzgebiets sowie der höheren Anschlussdichte pro berechnetem Niederspannungsnetz in diesen Versorgungsclustern zurückzuführen.

Bei Betrachtung der Auslastung im Starkeinspeise- sowie Starklastfall fällt auf, dass der Ausbau der Leitungen und Transformatoren vom Zubau zusätzlicher Wärmepumpen und E-Mobilität dominiert wird. Der Zubau ist in den berechneten Gebieten für Storyline C und D identisch. Eine zunehmende Durchdringung von PV-Anlagen in den analysierten Netzgebieten (siehe Storyline D) erhöht die Kosten ausschließlich auf Grund zusätzlich notwendiger Spannungsbandanpassungen.

Spannungsbandflexibilisierende Betriebsmittel könnten somit zukünftig wirtschaftlich attraktiver weitere Kapazitäten für zusätzliche Erzeugungsanlagen in der Niederspannung schaffen.

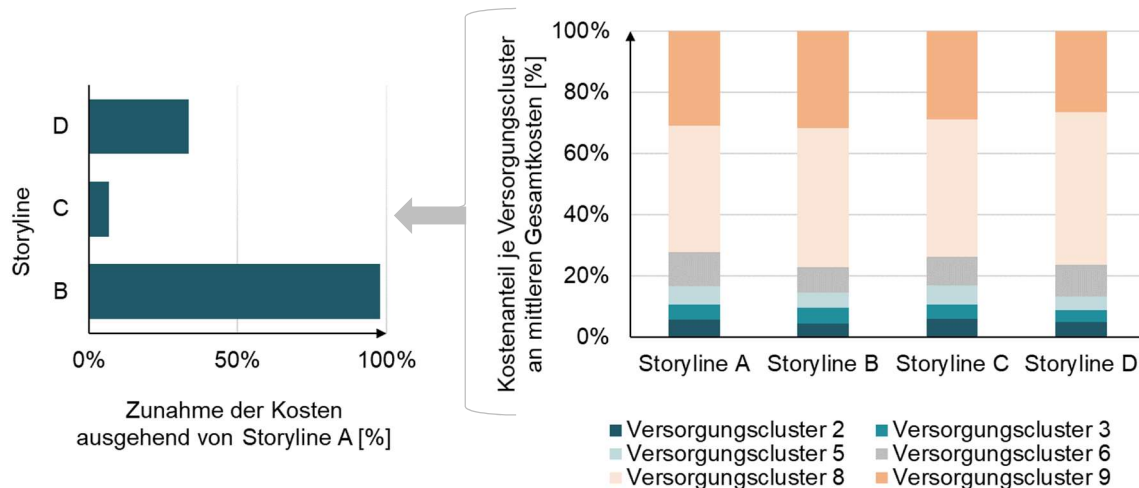


Abbildung 31: Prozentualer Anteil der Ausbaukosten in den berechneten Netzgebieten zu den totalen Ausbaukosten über alle berechneten Netze

Eine Übersicht über alle identifizierten potenziellen Bewertungskriterien ist in Abbildung 32 aufgelistet. Die vorgegangenen Ergebnisse zeigen, dass es besonders gefährdete Bereiche für Betriebsmittelüberlastungen geben wird: der Transformator sowie die Zubringerleitungen, an denen die neuen Versorgungsaufgaben gebündelt als Kapazität eingehen. Durch die Anpassung der Netzplanungsstrategien für besonders gefährdete Assets (bspw. größere Querschnitte der Hauptleitungen zur Ortsnetzstation, Wahl von tendenziell größeren Transformatoren in Gebieten mit hoher Anschlussdichte) sowie eine vorausschauende Asset-Planung (bspw. Ringtausch der Assets im Gebiet) können langfristig deutlich Kosten gesenkt werden. Zudem sind – insbesondere bei parallel stark zunehmender Durchdringung von neuen Last- und Einspeisekapazitäten – vermehrt an langen Leitungen sowie Leitungen mit einer hohen Anschlussdichten Spannungsbandverletzung zu erwarten.

Bei der durchgeführten Ausbauplanung wurde keine reine Optimierung der Investitionskosten durchgeführt, sondern explizit der Einbau von spannungsbanderweiternden Assets (bspw. Längsregler, regelbarer Ortsnetztransformator (rONT), dynamische Sollwertregelung ganzer Mittelspannungsabschnitte) zugelassen, um somit Raum für weitere Lösungsoptionen zu schaffen. Die Ergebnisse zeigen, dass diese Assets Spannungsbandproblemen effektiv begegnen können, jedoch nach heutiger Preisgestaltung häufig mit höheren Kosten verbunden sind. Eine Reduktion des Preises für Assets zur Spannungsbanderweiterung würde somit das Potenzial für zusätzliche Einspeisekapazitäten besonders in lastdominierten Gebieten verfügbar machen, welche durch die lastseitige Leistungszunahme in den Storylines von der Leitungsbeschaffenheit bereits für höhere Beanspruchung ausgelegt wären.



Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass lastnahe Sektorenkopplungselemente wie Heimpladesäulen oder Wärmepumpen auf Grund der zunehmenden Mobilitäts- und Wärmewende die tendenziellen Treiber für den Niederspannungsnetzausbau sein werden. Das Kriterium „Grenzwertverletzungen im Starklastfall“ sowie „Notwendige Ausbaumaßnahmen“ und „Ausbaukosten“ spiegeln somit ein sektorenübergreifendes Maß an Dezentralität wider. Das Kriterium „Betriebsmittelauslastung im Starkeinspeisefall“ kann – bei den in den vorliegenden Storylines installierten Größen der PV-Anlagen – als Kriterium für ein Maß der lastnahen Stromerzeugung verwendet werden. Sollten Storylines verwendet werden, in denen die Größe der PV-Anlagen sowie deren Durchdringung in der Niederspannung den durchschnittlichen Eigenbedarf der Haushalte auf der Spannungsebene übersteigen, muss dieses Kriterium neu evaluiert werden.

	zentraler			dezentraler
Auslastung Assets „Starklastfall“	SL A	SL C und SL D		SL B
Auslastung Assets „Starkeinspeisefall“	SL C	SL A	SL B	SL D
Ausbau Leitungen	SL A	SL C	SL D	SL B
Ausbau Transformatoren	SL A	SL C und SL D		SL B
Ausbaukosten	SL A	SL C	SL D	SL B

Abbildung 32: Bewertung der Systemstrukturen auf Niederspannungsebene auf Basis der erarbeiteten möglichen Strukturindikatoren.

4 Bewertung der Zentralität und Dezentralität der Systemstrukturen

In diesem Kapitel werden die verschiedenen Blickwinkel der Bewertung der (De-)Zentralität der vier betrachteten Systemstrukturen zusammengeführt. Abbildung 33 zeigt eine Übersicht über die Einordnung der Storylines für die in dieser Studie herangezogenen Messgrößen⁴. Die hier aufgeführten Messgrößen sind auf die wesentlichen Größen reduziert und erlauben bereits eine hinreichende Einschätzung der (De-)Zentralität der jeweiligen Systemstruktur im Vergleich zu den anderen Systemstrukturen aus Sicht des Stromnetzes.

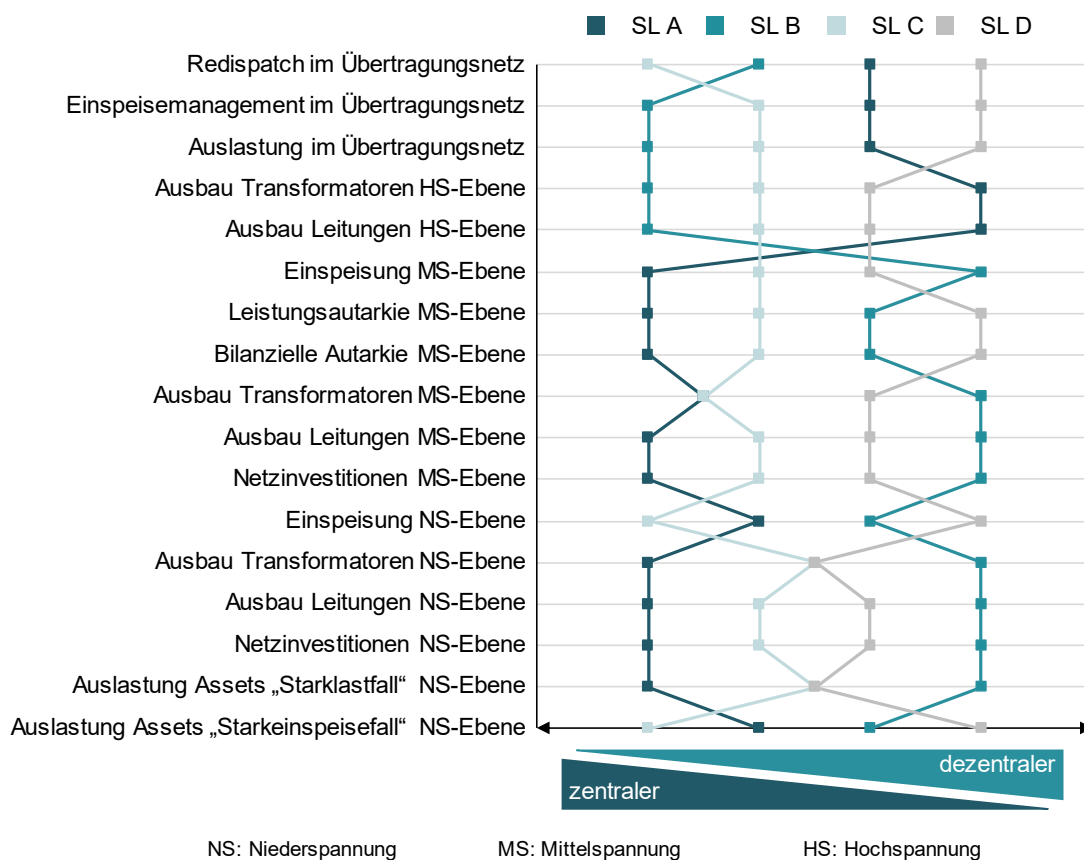


Abbildung 33: Übersicht der Messgrößen zur Bewertung der (De-)Zentralität der vier Systemstrukturen

⁴ Höhere Wert bei den Messgrößen der Hoch- und Höchstspannungsebene sprechen in diesem Zusammenhang für eine zentralere Charakteristik, während höhere Werte der Messgrößen auf den unteren Spannungsebenen dagegen eher eine dezentralere Charakteristik implizieren (vgl. Kapitel 3).



Zunächst ist in der Abbildung zu erkennen, dass die in den Stakeholderworkshops als „zentral“ bzw. „dezentral“ qualitativ charakterisierten Storylines C und D, sich gegenüber den anderen Storylines auch tendenziell entsprechend dieser Charakterisierung verhalten. Dennoch gibt es Messgrößen, bei denen die Storyline A und B eine dezentralere bzw. zentralere Charakteristik aufweisen. Dies stützt die in Abschnitt 1.3 unterstellte These, dass eine Systemstruktur immer sowohl dezentrale als auch zentrale Merkmale besitzen kann und daher eine Bewertung immer aus verschiedenen Blickwinkeln notwendig ist, um eine Bewertung der (De-)Zentralität einer Systemstruktur vorzunehmen.

Die Einordnung von Storyline B zeigt zudem, dass dieses Szenario gegenüber den anderen Storylines in vielen Fällen die höchsten Messgrößen besitzen und sich je nach Blickwinkel damit sowohl am zentralsten als auch dezentralsten bewerten lässt. Daraus ist zu schließen, dass, um die ambitionierten Klimaschutzziele mittelfristig zu erreichen, welche in dieser Storyline unterstellt werden, sowohl auf dezentraler als auch zentraler Ebene im Stromnetz der größte Handlungsbedarf besteht. Diese Systemstruktur ist somit je nach Messgröße aus Sicht des Stromnetzes sowohl zentral als auch dezentral. Im Hinblick auf das langfristige Ziel der vollständigen Defossilisierung des Energieversorgungssystems ist demnach ein Zusammenspiel aus zentralen und dezentralen Elementen im Stromnetz erforderlich.

Aufgrund des spannungsebenenübergreifenden Ansatzes in dieser Studie lassen sich indessen relative Aussagen der Messgrößen untereinander und deren Relevanz für Zentralität bzw. Dezentralität herleiten. Insbesondere geht es um Messgrößen, die die Versorgungsaufgaben betreffen und deren Zusammenhang mit netzbezogenen Messgrößen. Zu diesem Zweck können die beiden Storylines C und D verwendet werden, bei denen jeweils das gleiche Ziel für die Treibhausgasminderung zugrunde gelegt wurde. In Kapitel 3 wurde beschrieben, dass die sich ergebenden Versorgungsaufgaben in C „zentraler“ und in D „dezentraler“ Natur seien. Die Implikationen dieser Anforderungen für die Stromnetze unterscheiden sich je nach Spannungsebene. In der Niederspannungsebene sind um 25 % erhöhte Aufwände unter Annahme der „dezentralen“ Storyline D im Vergleich zu C zu erwarten, auf der Mittelspannungsebene ca. 20 % und in der Hochspannung keine weiteren Aufwände. Wie in Abbildung 23 zu sehen schlägt sich der Unterschied der beiden Szenarien in erheblichem Maße auf die Höchstspannung nieder. So nimmt zum Beispiel der Anteil des Redispatchbedarfs für Storyline C im Vergleich zu D um ca. 300 % zu. Besonders durch den Einsatz lokaler Flexibilitäten – sofern zuverlässig zur Verfügung stehend – besteht zudem weiteres Ausbaureduktionspotenzial besonders auf den unteren Spannungsebenen. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass Messgrößen die Versorgungsaufgaben betreffend sich nicht auf netzrelevante Größen übertragen lassen. Spannungsebenenscharfe Messgrößen müssen herangezogen werden um zu aussagekräftigen Resultaten zu kommen. So führt ein „dezentrales Szenario“ (D) nur in geringem Maße zu dezentralen Aufwänden im Netz, während ein „zentrales Szenario“ (C) zu massiven Aufwänden eines „zentralen Netzes“ führt.

5 Weiterführende Ausgestaltung zukünftiger Systemstrukturen

Ausgehend von den Untersuchungen im Hauptteil der Studie (Kapitel 2 bis 4) werden in diesem Kapitel weiterführende Planungsansätze und Auswirkungen von Technologien auf zukünftige Systemstrukturen in Verteil- und Übertragungsnetzen untersucht, die bisher entweder vernachlässigt oder als statische Randbedingungen resultierend aus den einzelnen Storylines betrachtet wurden. Der Fokus liegt dabei auf den Untersuchungen von vermaschten Netztopologien und dem netzdienlichen Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen sowie den Investitionsbedarfen für die Netzintegration verschiedener E-Kfz-Ladeinfrastrukturvarianten im Verteilnetz. Des Weiteren werden Energiespeicher als Maßnahme zum Engpassmanagement im Übertragungsnetz untersucht. Ziel der verschiedenen Varianten ist es, effizientere und kostenminimierende Alternativen hinsichtlich der zukünftigen strukturellen Netzausgestaltung sowie zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen zu finden.

5.1 Vermaschte Netztopologien und Power-to-Gas-Anlagen

5.1.1 Methodik

Im Folgenden wird das methodische Vorgehen der Untersuchungen von Mittelspannungsnetzen mit den zukunftsweisenden Ansätzen von vermaschten Netztopologien zur Erhöhung der Netzkapazität sowie dem Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen (PtGA) als netzdienliche, sektorenübergreifende Flexibilitätsoption genauer beleuchtet. Das dahinterstehende Ziel ist die Reduzierung von Netzausbaukosten bzw. die Verlagerung von Netzausbaumaßnahmen hin zu einem späteren Zeitpunkt. Die Abbildung 34 stellt dabei das grundlegende Vorgehen bei der Untersuchung der zwei zukunftsweisenden Ansätze dar.

Zunächst werden die disaggregierten Storylines A bis D (siehe Abschnitt 3.1) in die sechs Netzmodelle integriert, woraus sich die prognostizierten, zukünftigen Versorgungsaufgaben ergeben. Anschließend werden die in der Netzplanung klassischen Netznutzungsfälle (Starklast- und Starkeinspeisefall) simuliert und die Netze hinsichtlich unzulässiger Betriebszustände, wie Spannungsbandverletzungen und/oder Leitungsüberlastungen, überprüft. Dabei wurden im Rahmen der Studie einheitliche Planungsprämissen der netztechnischen Restriktionen festgelegt (siehe Abschnitt 8.2). Sollten Grenzwertverletzungen in den simulierten Netzen auftreten, wird eine zweistufige Abfolge von Ausbauplanungen durchgeführt. In der ersten Ausbaustufe wird einerseits das Potenzial der Vermaschung mittels optimierter Schaltkonfigurationen im Netz untersucht, andererseits der Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen auf die Netzsituation im Starkeinspeisefall



bewertet. Sofern sich nach diesen Ausbaumaßnahmen das Netz weiterhin in einem unzulässigen Betriebszustand befindet, wird in der zweiten Ausbaustufe das Netz einerseits mittels konventionellem Netzausbau (z. B. Leitungsaustausch/-zubau) soweit ertüchtigt bis ein zulässiger Betriebszustand wiederhergestellt werden kann, andererseits der Einsatz von PtGA im Starkeinspeisefall nach der Vermaschung untersucht und im Anschluss daran, sofern dann noch notwendig, konventioneller Netzausbau durchgeführt. Am Ende der Netzuntersuchungen werden die verschiedenen Ausbaupfade finanziell bewertet.

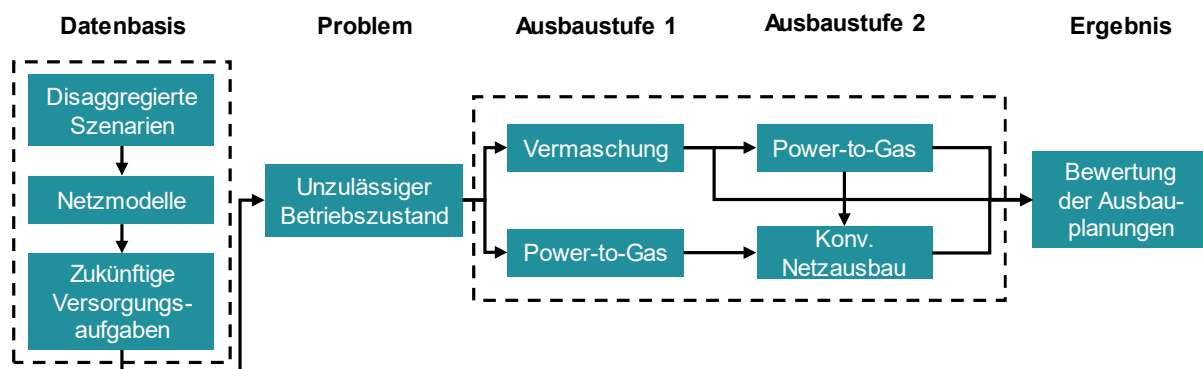


Abbildung 34: Schematische Vorgehensweise der Netzausbauplanungen

Vermaschte Netztopologien

Die Mittelspannungsnetze werden in der Regel in offenen Ringen betrieben. Durch das gezielte Schließen von Ringen an den Trennstellen können höhere Aufnahmekapazitäten für neue Einspeiser und Lasten geschaffen sowie Grenzwertverletzungen vermieden bzw. behoben werden [26]. Der Fokus in dieser Studie liegt auf dem Closed-Loop-Betrieb. Hierbei werden ohne den Einsatz zusätzlicher Verbindungen die im Mittelspannungsnetz offen betriebenen Ringe durch Schaltmaßnahmen an den Trennstellen geschlossen. Der Effekt ist eine Nivellierung sowohl der Knotenspannungen als auch der Leitungsbelastungen, wodurch Grenzwertverletzungen reduziert werden können. Generell führt eine inhomogene Verteilung von dezentralen Erzeugungsanlagen und Lasten zwischen den Halbringen zu einem höheren Potenzial. Des Weiteren sinkt durch die Parallelschaltung der Halbringe die Ringimpedanz, wodurch höhere Kurzschlussströme im Fehlerfall entstehen und gegebenenfalls der Netzschutz angepasst werden muss. Eine Berücksichtigung des Netzschutzes findet in den Untersuchungen keinen Bestandteil, jedoch wurden im Rahmen des Projekts ENSURE adaptive Schutzsysteme für vermaschte Netztopologien von weiteren Partnern entwickelt. Für die Simulationen und die Berechnung einer optimierten Schaltkonfiguration im Sinne eines statischen Closed-Loop-Betriebs wird ein Tool zur Trennstellenanalyse (TESLA) verwendet. Um durch eine optimierte Schaltkonfiguration die Netzausbaukosten maximal reduzieren zu können, bedarf es eine Größe, welche das Netz in seinem aktuellen Zustand in Abhängigkeit der veränderten Topologie bewertet. Dazu wird für jede sinnvoll mögliche Schaltkonfiguration ein Lastfluss im Netz simuliert und ein sogenannter *Grid Performance Indicator* (GPI) berechnet. Dieser stellt ein Maß für die Höhe und

Anzahl an Leitungsüberlastungen und Spannungsbandverletzungen zur Repräsentativität von Netzausbaukosten dar, sodass diejenige Schaltkonfiguration als optimale Topologie ausgewählt wird, welche den geringsten GPI-Wert aufweist.

Power-to-Gas

Der Einsatz von PtGA dient als stromnetzseitige Flexibilitätsoption, um einen lokalen Überschuss an erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energieumwandlungsanlagen durch eine Umwandlung in einen gasförmigen Energieträger auszugleichen. Eine PtGA zur Herstellung von Wasserstoff besteht aus einem Elektrolyseur, der über einen Gleichrichter direkt mit dem Stromnetz verbunden ist und über eine hohe Laständerungsgeschwindigkeit verfügt. Mittels einer zweiten, nachgelagerten Prozessstufe kann der Wasserstoff zu Methan umgewandelt werden. Dieser Methanisierungsvorgang erfordert zusätzlich eine Kohlenstoffquelle (CO_2 oder CO). Das Resultat sind klimaneutrale Gase, die beispielsweise unter Beachtung technischer und regulatorischer Restriktionen ins Gasnetz eingespeist werden und den Betrieb von Bestandsanlagen ohne Einschränkungen der Endanwender defossilisieren können. Bei den Untersuchungen im Rahmen dieser Studie soll das Potenzial dieser Anlagen auf die Reduzierung von Netzausbaukosten untersucht werden. Dabei werden zunächst in den betrachteten Mittelspannungsnetzen mit Absprache der Netzbetreiber geeignete Kopplungspunkte identifiziert, welche einen Anschluss von PtGA ermöglichen. Der Fokus wird dabei auf die örtliche Nähe einer Gasdruckregelanlage (GDRA) zur direkten Einspeisung ins vorhandene Gasnetz auf der niedrigeren bzw. höheren Gasdruckebene gelegt. Sollte sich der Gasnetzanschluss als nicht sinnvoll technisch umsetzbar erweisen, da z. B. die Spannungsbandverletzung an einer von der GDRA weit entfernten Stelle im Stromnetz auftritt, werden weitere Annahmen bzgl. des durch erneuerbaren Strom erzeugten Gases getroffen (z. B. Speichertanks, Trailerabfüllung, Wasserstoff- bzw. Erdgastankstelle). Nachdem das Kopplungselement im Stromnetzmodell eingefügt ist, wird basierend auf dem Starkeinspeisefall die minimal benötigte Anlagenleistung zur Behebung der Grenzwertverletzungen an Leitungen und Knoten in dem angeordneten Strang bis zur nächsten Sammelschiene bestimmt. Im Anschluss daran wird das tatsächlich verfügbare Einspeisepotenzial für das dem Stromnetz zugeordneten Gasnetzmodell ermittelt. Dabei wird unter Beachtung der gasnetztechnischen Betriebsparameter (Gasbeschaffenheit, Gasnetzkapazität, Abnehmercharakteristik) sowohl die Einspeisung von Wasserstoff als auch von Methan untersucht. Bei der Herstellung und Einspeisung von Wasserstoff ist insbesondere die Gewährleistung der regelwerkskonformen Gasbeschaffenheit zu beachten, da Wasserstoff u. a. einen dreifach niedrigeren Brennwert als Methan aufweist. Grundsätzlich ist ein Volumenanteil kleiner 10 Vol.-% im Erdgasverteilstrom zulässig, jedoch ist immer eine Einzelfallbetrachtung erforderlich und örtliche Grenzwerte können auch deutlich niedriger sein. Die Einspeisung von Methan hat den Vorteil gegenüber Wasserstoff, dass die PtGA mit einer höheren Einspeiseleistung betrieben werden kann, da hierzu hauptsächlich die verfügbare Gasnetzkapazität der jeweiligen Druckstufe als einschränkender Faktor zu betrachten ist.



5.1.2 Ergebnisse

Ökonomische Bewertung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der ermittelten Gesamtkosten der Anwendung von vermaschten Netztopologien und des Einsatzes von PtGA dargestellt (siehe Abbildung 35). Hierbei werden die Gesamtkosten aus den einzelnen Planungsvarianten für die Storylines B bis D in jedem Versorgungscluster als relative Bezugsgröße zu den Gesamtkosten der Storyline A angegeben. Die in der Abbildung aufgeführte Bewertung der Kosten für PtGA umfasst nur die Versorgungscluster mit den entsprechenden Storylines, in denen sowohl vor den Netzausbaumaßnahmen bzw. nach der Vermaschung als auch nach der Netzauslegung für den Starklastfall noch einspeisebedingte Grenzwertverletzungen auftreten und dementsprechend PtGA netzdienlich eingesetzt werden können. Für das Versorgungscluster 9 werden keine Ergebnisse aufgeführt, da eine Kostenersparnis der Vermaschung aufgrund zu hoher Leitungsüberlastungen im Starklastfall nicht erzielbar ist.

Die in den Untersuchungen angenommenen Investitionskosten für PtG-Anlagen sollen für PEM-Elektrolyseure 1800 €/kW, für einen nachgelagerten Methanisierungsprozess inklusive Elektrolyse insgesamt 2700 €/kW betragen. Diese Kosten sind dabei als Gesamtkosten einer Anlageninvestition (inklusive individuelle Peripherie, Netzanschluss, Verdichtung, Gebäude, Genehmigungskosten, usw.) zu verstehen. Als aktueller Stand der Technik für PEM-Elektrolyseure gelten 800-1200 €/kW und für alkalische Elektrolyseure 600-700 €/kW; allerdings beinhalten diese Werte nicht die Kostenbestandteile einer Gesamtanlage, wie oben aufgeführt, welche insbesondere bei kleineren Anlagen spezifisch ins Gewicht fallen. Beim Scale-up von Stacks und Anlagenperipherie in den Multi-MW-Maßstab werden deutlich niedrigere spezifische Kosten erreicht; dies geschieht insbesondere durch die Entwicklung von verbesserten Fertigungsverfahren und Materialien im Rahmen der Industrialisierung der Fertigung [27]. Um die Ergebnisdarstellung unabhängiger von den getroffenen Annahmen zu gestalten, erscheint die Berechnung einer maximalen Investitionsgrenze für PtGA, welche es für eine wirtschaftliche Bewertung mindestens zu erreichen gilt, vielmehr bedeutsamer. Diese maximale Investitionsgrenze wird umso höher, je mehr Erlöse durch den Anlagenbetrieb (marktorientierte Fahrweise) generiert werden können. Allerdings betrachtet der bisherige Ansatz ausschließlich die Investitionskosten und lässt OPEX sowie mögliche Erlöse durch den Anlagenbetrieb außerhalb der Zeiten, in denen Grenzwertverletzungen zu beheben sind und Erlöse durch die Veräußerung der erzeugten chemischen Energieträger außen vor. Eine Berücksichtigung von möglichen Ausbaueinsparungen auf der überlagerten HS-Ebene kann weitere positive Effekte auf die Gesamtwirtschaftlichkeit solcher Kopplungsanlagen ausüben.

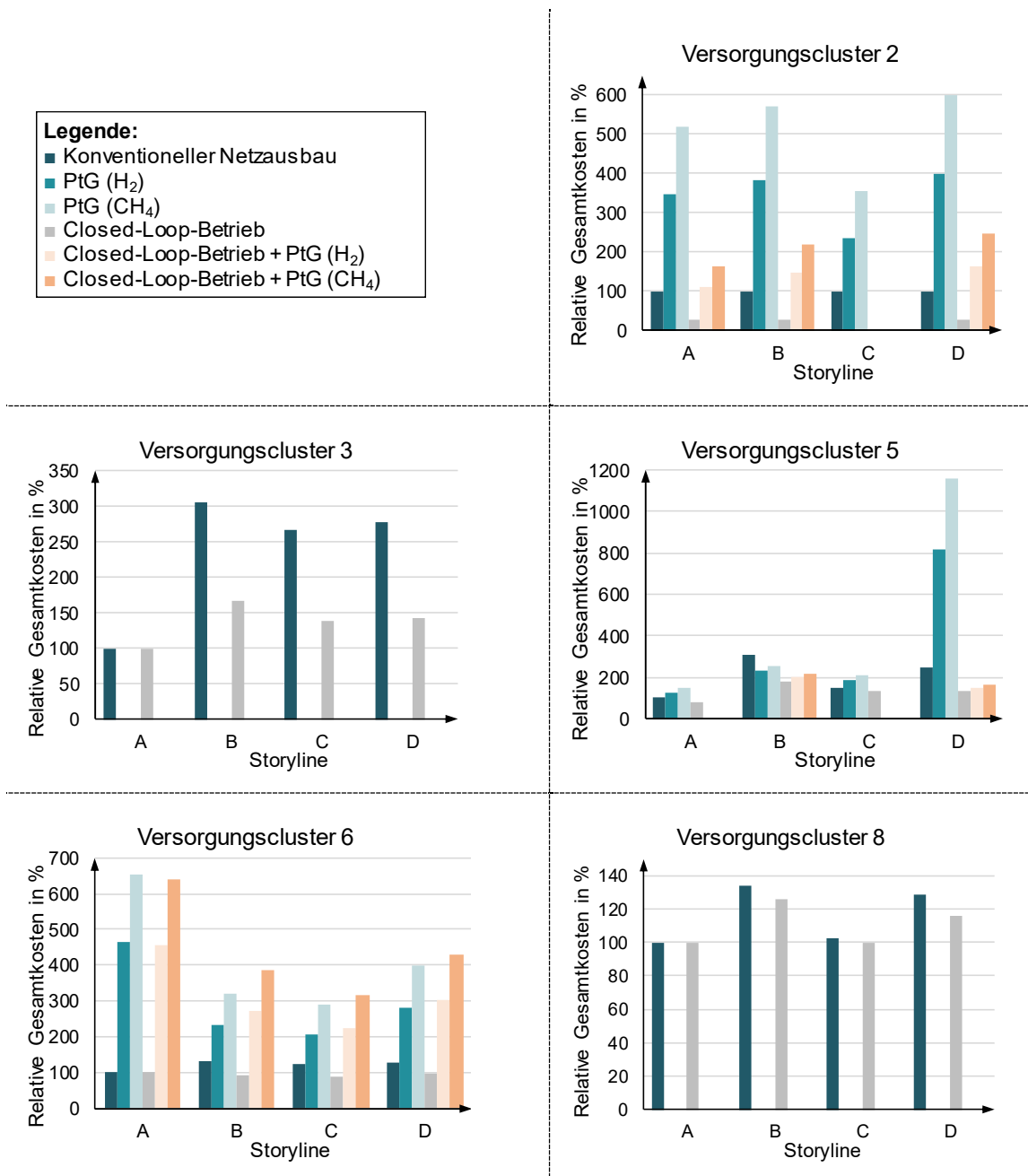


Abbildung 35: Kostenbewertung des Closed-Loop-Betriebs und des Einsatzes von Power-to-Gas-Anlagen

Im **Versorgungscluster 2** kann durch den Einsatz von PtGA in allen Storylines der Zubau bzw. der Austausch von neuen Leitungen vollständig vermieden werden, allerdings übersteigen die Investitionskosten der Kopplungsanlagen deutlich die Gesamtkosten des konventionellen Netzausbaus. Die ermittelten Anlagengrößen sind der Tabelle 1 zu entnehmen. Die durchschnittlich berechnete Grenze der Investitionssumme einer PtGA beträgt 551 €/kW, um einen finanziellen Vorteil gegenüber dem konventionellen Netzausbau zu liefern. Mittels vermaschter Netztopologien können



im Versorgungscluster 2 deutliche Ersparnisse in allen Storylines erreicht werden. In den Storylines A, B und D können die Kosten um jeweils 72 % gegenüber dem konventionellen Netzausbau gesenkt werden. Ein Einsatz von PtGA nach der Vermaschung in diesen Storylines zeigt, dass trotz der geringen Anlagenleistungen (siehe Tabelle 1) keine Reduzierungen der Gesamtausbaukosten gegenüber der Planung von vermaschten Netztopologien zu erzielen sind. Die ermittelten maximalen Investitionskosten liegen bei durchschnittlich 372 €/kW. In Storyline C ist eine vollständige Behebung der Überschreitungen des Spannungsbandes durch die Vermaschung möglich, wodurch sich eine Vermeidung des Netzausbaus ergibt und ein Einsatz von PtGA nach der Vermaschung somit nicht mehr notwendig ist.

Im **Versorgungscluster 3** sind insbesondere für die Storylines B bis D Ersparnisse von durchschnittlich 47,5 % mittels Closed-Loop-Betrieb zu erzielen. Die geringen Ersparnisse in Storyline A von knapp 1 % sind damit zu begründen, dass vorab eine Trennstellenoptimierung im Sinne einer Trennstellenverlagerung durchgeführt wurde, was bereits einen Großteil der Netzprobleme beseitigen kann. Ein netzdienlicher Einsatz von PtGA ist in diesem Versorgungscluster nicht erforderlich, da bereits die Netzausbaumaßnahmen auf Grundlage des Starklastfalls die auftretenden Probleme im Starkeinspeisefall vollständig beheben kann.

Im **Versorgungscluster 5** kann der Einsatz von PtGA vor Netzausbaumaßnahmen die auftretenden Probleme im Starkeinspeisefall und auch den Gesamtaufwand an Netzertüchtigungen mindern. Bis auf Storyline B übersteigen die Gesamtkosten des Ausbaus mit PtGA die Kosten des konventionellen Netzausbaus. Hierbei liegen die durchschnittlich maximalen Investitionskosten bei 509 €/kW. Des Weiteren können durch den Closed-Loop-Betrieb über alle Szenarien hinweg im Mittel 31,6 % der Netzausbaukosten eingespart werden, wobei der größte Effekt mit 51,7 % im Szenario B zu beobachten ist, indem auch die Kosten des konventionellen Netzausbaus insgesamt am höchsten sind. Des Weiteren finden PtGA Einsatz in den Storylines B und D, um die restlichen Probleme nach der Vermaschung zu beheben. Allerdings können durch den PtGA-Einsatz keine Reduzierungen der Ausbaukosten nach der Vermaschung erzielt werden. Dies ist damit zu begründen, dass nach der Vermaschung der konventionelle Netzausbau im Starklastfall die vorher auftretenden Probleme im Starkeinspeisefall vollständig lösen kann. Dadurch resultiert, dass ein Einsatz von PtGA nach der Vermaschung keinen wirtschaftlichen Investitionsfall in diesen Storylines darstellen kann.

Im **Versorgungscluster 6** übersteigen die Gesamtkosten resultierend aus dem Einsatz von PtGA in allen Storylines die Gesamtkosten des konventionellen Netzausbaus. Dennoch kann eine Ersparnis von durchschnittlich 46,9 % für die Kosten neuer Leitungen erwirtschaftet werden. Die maximalen Investitionskosten der PtGA liegen bei 566 €/kW. Die Untersuchungen der Vermaschung zeigen, dass in Storyline A keine positiven Auswirkungen auf die Behebung von Grenzwertverletzungen erreicht werden können, da eine Trennstellenverlagerung bereits das netztechnische Potenzial zur Reduzierung von Ausbaukosten ausschöpfen konnte. In den Szenarien B bis D können im Mittel 28,7 % der Ausbaukosten vermieden werden. Der rein netzdienliche Einsatz von PtGA nach der Vermaschung übersteigt in allen Szenarien die Gesamtkosten im Vergleich zu denen nach der Vermaschung. Hier

ist eine durchschnittliche Preisgrenze der PtGA von ca. 299 €/kW erforderlich, um den sektorenübergreifenden Lösungsansatz gegenüber einem Ausbau mit vermaschten Netztopologien als wirtschaftlich bewerten zu können. Es wird erneut deutlich, dass weitere Erlösmöglichkeiten für die Wirtschaftlichkeit solcher Kopplungsanlagen einerseits unbedingt erforderlich sind und andererseits großen Einfluss auf die gezeigten Ergebnisse haben. Ferner verdeutlichen die Ergebnisse, dass die PtG-Technologie zwar einen nennenswerten Beitrag zur Entlastung der Verteilnetze liefern kann, die Haupterlösfelder jedoch auf der Vermarktung der chemischen Energieträger oder der Defossilisierung der Gasversorgung liegen müssen. Dieses Ergebnis ist in Übereinstimmung mit der Literatur und unterstreicht die Wichtigkeit und Vielseitigkeit der Technologie insbesondere für den mittelfristigen Transformationspfad (2025-2035). Eine umfassende Auswertung der Literatur auch hinsichtlich einer möglichen Rolle der Power-to-Gas-Technologie und des Transformationspfades der Gasinfrastruktur insbesondere wurde ebenfalls innerhalb des Projekts durchgeführt und in [28] veröffentlicht.

In **Versorgungscluster 8** ist der Effekt des Closed-Loop-Betriebs mit durchschnittlich 4,5 % über alle Szenarien hinweg im Vergleich zu den davor vorgestellten Versorgungsclustern am geringsten. Dies liegt insbesondere daran, dass die überwiegenden Ausbaukosten auf einen zusätzlichen Transformator und eine Verbindungsleitung zwischen zwei Umspannwerken (aufgrund einer Zwischenspannungsebene) zurückzuführen sind und somit der Anteil der restlichen Netzausbaukosten, welche durch die Vermaschung reduziert werden konnten, verhältnismäßig sehr gering ist. Da in den Netzsimulationen im Starkeinspeisefall keine Grenzwertverletzungen auftreten, wird der Einsatz von PtGA nicht betrachtet.

Untersuchung der gasnetzseitigen Implikationen aus der Einspeisung erneuerbarer Gase

Wie in den vorherigen Abschnitten gezeigt, wurde der netzdienliche Einsatz von PtGA mit Wasserelektrolyseuren bzw. nachgeschalteten Methanisierungsanlagen in den Versorgungsclustern 2, 5 und 6 untersucht, wobei die beiden Versorgungscluster 2 und 5 durch einen geringen und Versorgungscluster 6 durch einen moderaten Gasverbrauch gekennzeichnet sind. Als ursächlich für die mit den PtGA behobenen Spannungsbandverletzungen wurde für die betrachteten Storylines die Einspeisung von PV-Anlagen ausgemacht. Die Tabelle 1 zeigt dazu die ermittelten Anlagenleitungen für PtGA resultierend aus den Stromnetzsimulationen für die beiden Anwendungsfälle vor Netzausbaumaßnahmen und nach der Vermaschung.

Die jeweils betrachteten PtGA werden jeweils in einem Gasnetzmodell mit geringem und moderatem Gasverbrauch als Einspeiser abgebildet und der Starkeinspeisefall wird simuliert. Der geringe Gasverbrauch ergibt sich beispielhaft im ländlichen Raum, in dem primär die Wärmeversorgung privater Haushalte und des GHD-Sektors verbrauchsbestimmend ist, während der moderate Gasverbrauch z. B. im kleinstädtischen oder vorstädtischen Raum mit höherer Bebauungsdichte und somit höherem Heizwärmebedarf und kleineren industriellen Verbrauchern vorzufinden ist. Aus den in den Stromnetzsimulationen der jeweiligen Versorgungscluster ermittelten maximalen Einspeisewerten wurden mit den Wirkungsgraden von 75 % für die PEM-Elektrolyse und 81 % (jeweils



bezogen auf den Brennwert des produzierten Gases; ohne Berücksichtigung von Abwärmenutzung) für die katalytische Methanisierung die eingespeisten Wasserstoff- und Methanmengen errechnet. Die Wirkungsgrade wurden anhand von Technologielernkurven ermittelt und stellen einen mittleren Erwartungswert für 2030 dar.

Tabelle 1: Ermittelte Power-to-Gas-Anlagenleistungen aus den Stromnetzberechnungen

Anwendungsfall		Power-to-Gas-Anlagenleistung in MW			
Einsatz	V.-Cluster	Storyline A	Storyline B	Storyline C	Storyline D
Vor Ausbau- maßnahmen	2	0,19	0,21	0,13	0,22
	5	0,23	0,30	0,28	3,57
	6	4,20	1,94	1,80	2,62
Nach Closed- Loop-Betrieb	2	0,06	0,08	-	0,09
	5	-	0,15	-	0,10
	6	4,10	2,52	2,06	2,90

Die Abbildung 36 zeigt den Gasvolumenstrom in einem beispielhaften ländlichen Netzgebiet für den Zeitraum Mai bis August, basierend auf den Wetterdaten (DWD Station Kiel) von 2016. Im modellierten Gasnetzbereich ist der Solldruck auf der Niederdruckseite 2,5 bar und auf der Hochdruckseite 12,5 bar. Während in Vorgängerarbeiten bereits Zeitreihenbetrachtungen für eine PtG-Anlage mit einer installierten Leistung von 4,65 MW durchgeführt und bereits veröffentlicht wurden [29], werden hier nur Netznutzungsfälle betrachtet.

Im Sommer liegt der geringste untertägige Gasverbrauch im gesamten Jahr bei ca. 487,8 kWh/h (in Jahresstunde 5728), was umgerechnet einer maximal erlaubten stromnetzseitigen Elektrolyseur-Einspeiseleistung von ca. 18,3 kWh/h bei einem Wasserstoffanteil von 10 Vol.-% entspricht. Da in dem betrachteten Fall grundsätzlich mit einem Zusammenfallen von hohen PV-Einspeiseleistungen und niedrigen Gasverbräuchen ausgegangen werden kann, bedeutet dies, dass es in keinem der gezeigten Anwendungsfälle in den Versorgungsclustern 2, 5 und 6 ein Potenzial zur Wasserstoffeinspeisung gibt, da die erforderlichen Einspeiseleistungen nicht mit den aktuell gültigen regulatorischen Rahmenbedingungen in Einklang gebracht werden können. Soll an Wasserstoff als Produktgas festgehalten werden, müssten alternative Verwertungspfade erschlossen werden. Hierzu gehört die Verwendung in Industrie oder Mobilität.

Im Falle einer Methaneinspeisung in den Versorgungsclustern 2 und 5 (bis auf Versorgungscluster 5 in Storyline D vor Netzausbaumaßnahmen) würde die eingespeiste Methanmenge nicht den Gasverbrauch übersteigen, sodass die Anwendung einer PtGA mit einem Methanisierungsprozess als technisch umsetzbar bewertet wird.

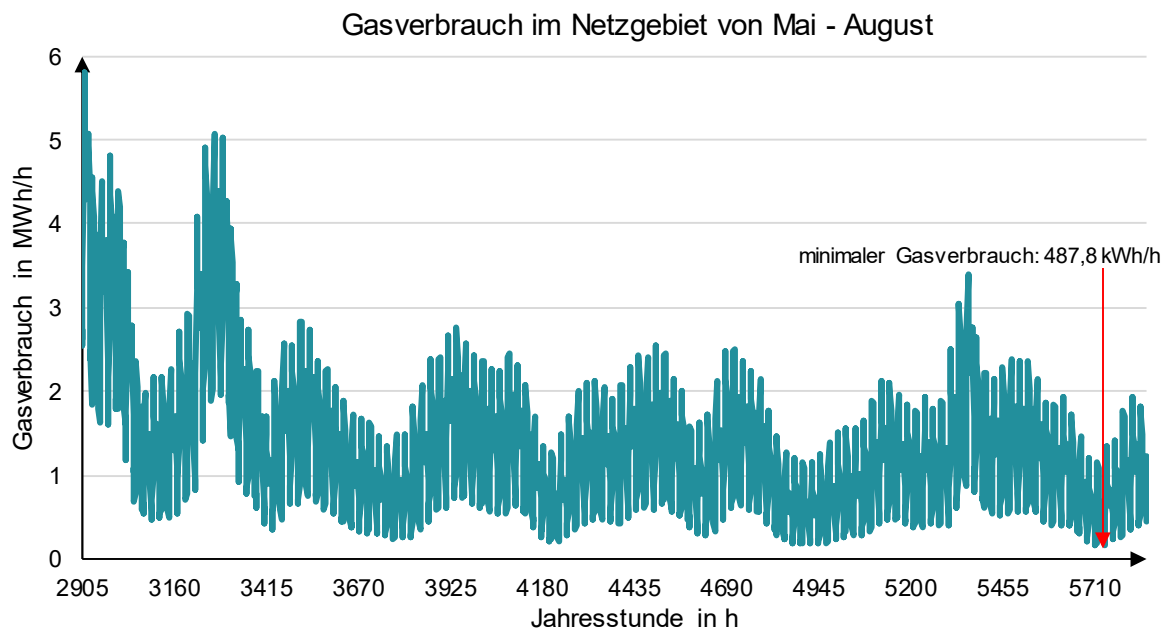


Abbildung 36: Gasverbrauch von Mai bis August

Im Versorgungscluster 6 übersteigt die Einspeiseleistung von Methan deutlich die Entnahmeleistung im Gasnetz, sodass es hier ferner zu prüfen gilt, ob der eingespeiste Überschuss an Methan durch auf der Druckstufe angebundene Erdgasspeicher oder die Steuerung der Nachfrage aufgenommen werden kann, ohne dabei Betriebsgrenzen zu verletzen. Für diese Betrachtung ist eine quasi-stationäre Simulation erforderlich. Allerdings führen die eingespeisten Gasvolumenströme selbst im Winter bei höherem Gasverbrauch und im Falle der Methaneinspeisung zu Veränderungen der brenntechnischen Größen (Brennwert, Wobbe-Index, relative Dichte), sodass seitens der Netzbetreiber geprüft werden muss, wie eine regelwerkskonforme Abrechnung nach DVGW-Arbeitsblatt G 685 durchgeführt werden kann.

Als umsetzbarer „Mittelweg“ für die frühe Integration von PtGA erscheint die Wasserstoffbeimischung in Methangasverteilnetzen mit moderaten Anteilen, nach aktuellen Überlegungen und Stakeholderdiskussionen wird die Verankerung von Anteilen bis 20-30 Vol.-% Wasserstoff im Regelwerk als realistisch und machbar erachtet. Die Anpassung der Netzbetriebsmittel und Gasanwendungen wird für diese Wasserstoffanteile als technisch und ökonomisch machbar und sinnvoll eingeschätzt. Für überregionale Verteilnetze, die Transportnetzinfrastruktur und grenzüberschreitenden bzw. marktzoneübergreifenden, leitungsgebundenen Gastransport erscheint eine parallele Methan- und Wasserstoffinfrastruktur als die beste Lösung. Hierzu sei auch



auf [28] und das Begleitdokument *Diskussion der Rolle der Power-to-Gas-Technologie und des Transformationspfades der Gasinfrastruktur* verwiesen.

5.2 Netzintegrationskosten von E-Kfz-Ladeinfrastrukturvarianten in einem städtischen Netzgebiet

5.2.1 Methodik

In diesem Abschnitt werden die Modellannahmen sowie die Methodik zur Ermittlung der Netzintegrationskosten verschiedener E-Kfz-Ladeinfrastrukturvarianten näher erläutert. Die in Abschnitt 3.4.1 vorgestellten Netzausbauplanungen basierend auf den ENSURE-Szenarien berücksichtigen eine je nach Versorgungscluster und Storyline unterschiedlich hohe prognostizierte Anzahl von E-Kfz-Ladepunkten. Diese werden als 11-kW-Ladepunkte modelliert, die jeweils Haushalten zugeordnet werden. Um die Auswirkungen einer über das Stützjahr 2030 hinausgehenden, weiter zunehmenden Verbreitung von Elektromobilität auf zukünftige Netzstrukturen zu berücksichtigen, werden verschiedene E-Kfz-Ladeinfrastrukturkonzepte im städtisch geprägten Versorgungscluster 9 untersucht und verglichen. Da bei diesen Untersuchungen die Netzintegration von E-Kfz-Ladepunkten im Vordergrund stehen soll, werden außer diesen keine weiteren zusätzlichen Verbraucher und/oder Erzeuger dem Netzmodell hinzugefügt. Folgende Szenarien werden dabei berücksichtigt:

- Szenario „Heimladen“: Jeder Haushalt im betrachteten Netzgebiet verfügt im Durchschnitt über ein privates E-Kfz. In diesem Szenario wird zu 100 % von rein batterieelektrischen Fahrzeugen ausgegangen, die haushaltsnah an 11-kW-Ladepunkten geladen werden. Der maximale gleichzeitig benötigte Ladeleistungsbedarf wird mithilfe einer probabilistisch auf Basis synthetischer Ladeprofilen berechneten Gleichzeitigkeitskurve ermittelt.
- Szenario „Heimladen + Schnellladestationen“: Zusätzlich zum Szenario Heimladen werden 20 Schnellladestationen im Netzgebiet installiert, die jeweils über sechs 350-kW-Ladepunkte verfügen. Die Schnellladestationen können ins vorhandene Mittelspannungsnetz integriert oder über eigene MS-Abgänge direkt mit dem Umspannwerk verbunden werden. Im Worst-Case wird angenommen, dass alle Schnellladepunkte gleichzeitig in Benutzung sind und dies zeitlich mit dem Worst-Case der Heimladung zusammenfällt.
- Szenario „autonomes Fahren“: Es wird davon ausgegangen, dass die Nutzung privater Kfz vollständig durch autonom fahrende E-Kfz substituiert werden kann. Der Gesamtbedarf an Fahrzeugen wird nach [30] mit einem Zehntel der Fahrzeuge im Szenario „Heimladen“ angenommen. Diese begeben sich zum Laden automatisch zu zwei zentralen Ladeplätzen am Stadtrand, wo je Fahrzeug ein 22-kW-Ladepunkt zur Verfügung steht. Als Gleichzeitigkeitsfaktor für den Worst-Case gleichzeitig ladender Fahrzeuge wird 0,9 angenommen.

Wie in Abschnitt 2.3.3 beschrieben, wird anschließend mithilfe der automatisierten Netzausbauplanung je Szenario ein Zielnetz sowie die dafür notwendigen Netzinvestitionen und Ausbaumaßnahmen ermittelt.

Für eine Gegenüberstellung der drei Ladeinfrastrukturkonzepte ist eine reine Betrachtung der MS-Investitionen nicht ausreichend, da unterschiedliche Netzinvestitionen auf allen Netzebenen von der Niederspannung bis zur HS/MS-Umspannebene erforderlich sind. Dies macht es notwendig, auch die jeweils notwendigen Investitionen für Niederspannungsnetzausbau sowie zusätzliche MS/NS-Transformatoren in Ortsnetzstationen oder E-Kfz-Ladestationen zu ermitteln. Hierfür wurden von den Stadtwerken Kiel 13 Niederspannungsnetze zur Verfügung gestellt. Für jede Ortsnetzstation wird anhand von Strukturmerkmalen wie Anzahl der versorgten Haushalte, Nennleistung des Ortsnetztrafos oder Gesamtleitungslänge das dem realen Netz ähnlichste der 13 „Ersatznetze“ zugeordnet, um auf dieser Basis die erforderlichen NS-Investitionen bestimmen zu können (siehe Abbildung 37).



Abbildung 37: Versorgungsknoten-9-Netz mit beispielhaft zugeordneten Niederspannungsnetzen

5.2.2 Ergebnisse

Für das städtisch geprägte Versorgungsknoten 9 untersucht das Fraunhofer IEE, welche Investitionen für die Netzintegration verschiedener E-Kfz-Ladeinfrastrukturvarianten erforderlich sind. Um dabei alle relevanten netzseitigen Investitionen abzubilden, werden sämtliche Netzebenen von der Niederspannung bis zur HS/MS-Umspannebene berücksichtigt. Die hierfür notwendigen Netzmodelle werden von den Stadtwerken Kiel bereitgestellt. Abbildung 38 stellt die Verteilung erforderlicher Netzinvestitionen für die drei Ladeinfrastrukturszenarien auf die unterschiedlichen Netzebenen in Relation zum Szenario „Heimladen“ dar.

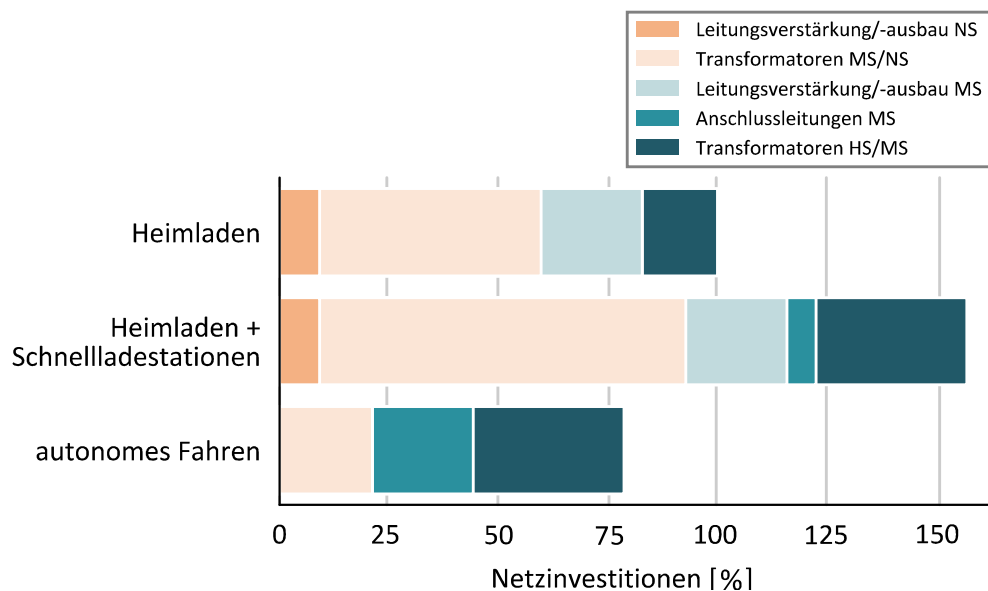


Abbildung 38: Notwendige Netzinvestitionen für verschiedene E-Kfz-Ladeinfrastrukturvarianten im Versorgungscluster-9-Netz relativ zum Szenario „Heimladen“

Sowohl im Szenario „Heimladen“ als auch im Szenario „Heimladen + Schnellladestationen“ entfällt etwa die Hälfte der notwendigen Investitionen auf MS/NS-Transformatoren. Der Investitionsbedarf in der Niederspannungsebene ist in beiden Szenarien identisch, da die Schnellladestationen auf der Mittelspannungsebene angeschlossen werden. Zusätzlicher Ausbaubedarf entsteht nicht, da die meisten Ladestationen über eigene Mittelspannungsabgänge mit dem Umspannwerk verbunden sind. Durch den zusätzlichen Leistungsbedarf der Ladestationen werden allerdings die dreifachen Investitionen in HS/MS-Transformatoren erforderlich. Dabei ist zu beachten, dass in diesem Szenario eine zusätzliche Versorgungsaufgabe erfüllt wird: Die Schnellladestationen ermöglichen ähnliche Nutzungsszenarien wie heutige Tankstellen und stellen Pendlern und E-Kfz-Besitzern, die über keinen eigenen Heimladepunkt verfügen, eine alltagstaugliche Lademöglichkeit zur Verfügung.

Das Szenario „autonomes Fahren“ führt aus Netzsicht zu den geringsten Investitionen. Da die beiden Ladeparkplätze für autonome Fahrzeuge direkt an das HS/MS-Umspannwerk abgeschlossen werden, entsteht lediglich Investitionsbedarf für Transformatoren und Anschlussleitungen. Leitungsverstärkungen und/oder -ausbau in der Mittel- oder Niederspannungsebene wird nicht erforderlich. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden ausschließlich Investitionsbedarfe aus Netzbetreibersicht berücksichtigt. Investitionen, die für den Betrieb eines autonomen Carsharing-Systems erforderlich sind, wie etwa die entsprechende IKT-Infrastruktur oder Rechenkapazität für das Routing der Fahrzeuge sind nicht enthalten.

Insgesamt zeigt sich eine große Spannweite in Bezug auf die Netzintegrationskosten verschiedener Ladeinfrastrukturvarianten. Bei der Planung möglichst bedarfsgerechter und kosteneffizienter E-Kfz-

Ladeinfrastrukturen sollte daher die Aufnahmefähigkeit der jeweiligen Verteilnetze von vornherein mitberücksichtigt werden.

5.3 Reduktion von Netzengpässen durch die Nutzung von Speichern im Übertragungsnetz

In den bisherigen Kapiteln wurden Speicher als fixe Parameter der Storylines angesehen und ihr Einsatz erfolgte nur am Energiemarkt. Ihre Nutzung wurde in die Verteilnetze bzw. das Übertragungsnetz als variable Last und Erzeugung zurückgespiegelt. Im Folgenden wird ihr Einsatz zur Entlastung von Teilen des Übertragungsnetzes untersucht. Die Zielstellung impliziert kurzfristige Leistungsanpassungen der Speicher und keine langfristige (saisonale) Energiespeicherung. Im Rahmen des Unbundlings von Netzbetreibern und Stromerzeugern, ist eine Speichernutzung durch Netzbetreiber allerdings nur sehr eingeschränkt möglich. Am 22. Mai 2019 hat die EU im Rahmen des „EU-Clean Energy Package“ die Voraussetzungen des Betriebs von Speichern durch (Übertragungs-) Netzbetreiber präzisiert [31]. Schon heute ist die Nutzung existierender Speicher als Maßnahme des Engpassmanagements erlaubt und wird genutzt [32]. Neu wäre aber der Bau und die ökonomisch optimierte Nutzung von Speichern mit dem ausschließlichen Ziel des Engpassmanagements durch Netzbetreiber. Dieses könnte wiederum Netzausbau-Maßnahmen verzögern oder obsolet machen. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass diese Nutzung ohne weitere Anwendungsfälle nicht wirtschaftlich ist.

5.3.1 Methodik

Das Ziel der Optimierung des Engpassmanagements ist die Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten zur Vermeidung von Leitungsüberlastungen im Übertragungsnetz. Die Kosten zur Vermeidung von Leistungsüberlastungen berechnen sich einerseits aus den Kosten für Redispatch und andererseits aus den Kosten für Speichernutzung zum selben Zweck. Spannungsband-Verletzungen werden nicht untersucht, da sie nur einen etwa 10 % der Netzengpässe verursachen [33]. Das bereits im Abschnitt 2.3.3 erwähnte europäische Übertragungsnetz wurde auf Deutschland (inklusive der Auslandsverbindungen) reduziert, so dass ein Netzmodell aus 951 Knoten (400 kV und 220 kV) und 1410 Kanten (AC-Leitungen sowie 5 HVDC Trassen) entstand. Auf dieses werden die Marktergebnisse aus Abschnitt 3.2 für Storyline A disaggregiert. Dadurch entstehen knotenscharfe Zeitreihen für 2030 mit einer 1 h-Auflösung für Last, thermische Erzeugung (Steinkohle, Braunkohle, Gas, Öl, Weitere), erneuerbare Erzeugung (Wind On- und Offshore, PV, Wasserkraft, weitere RES) als auch Import/Export. In diesem Marktergebnis sind aber die thermisch zulässigen Grenzströme (Leitungsgrenzen) noch nicht berücksichtigt. Das in ENSURE entwickelte Modell nutzt die folgenden vier Flexibilitäten, um das Marktergebnis in eine physikalisch mögliche Lösung zu überführen, unter Minimierung der Gesamtkosten:



- a) **Nutzung der HVDC-Trassen.** Diese Option ist kostenneutral und möglich bis zu den Kapazitätsgrenzen der HVDC-Trassen.
- b) **Klassischer Redispatch:** Bei der Anpassung der Setpoints der thermischen Erzeugung im In- und Ausland entstehen abhängig von der Erzeugungsart Kosten zwischen 46 und 130 €/MWh für Erhöhung der Erzeugung bzw. Einsparungen von 9 bis 40 €/MWh für Reduktion der Erzeugung. Es werden für jeden Knoten die momentanen Redispatch-Grenzen berücksichtigt, die sich aus dem Marktmodell ergeben.
- c) **Einspeisemanagement:** Da sich durch die Abregelung von Windanlagen keine zusätzlichen Kosten ergeben, wird sie kostenneutral behandelt. Dadurch ist diese Maßnahme teurer als Einspeisereduktion durch thermische Kraftwerke und wird erst spät genutzt.
- d) **Nutzung von Energiespeichern.** Bei dieser Option werden sowohl anteilige Fixkosten⁵ für Bau und Betrieb des Speichers abhängig von dessen Energie- [€/MWh/a] und Leistungsgröße [€/MW/a] angerechnet, als auch Betriebskosten für die Nutzung [€/MWh]. Alle Parameter entsprechen mittleren Erwartungswerten für 2030 nach [34]. Zusätzlich fallen implizite Kosten an, da die Verluste (round-trip & Speicherung) kompensiert werden müssen. Speicherort sowie seine Größen (Energie E & Leistung P) ergeben sich aus der Optimierung und werden nicht vorgegeben. Die Nutzung wird lediglich eingeschränkt durch die physikalischen Grenzen sowie die Bedingung, dass der Speicherstand zu Beginn und Ende der Simulation jeweils 50 % betragen muss.

Da eine zeitgekoppelte Optimierung über ein Jahr (8760 Zeitschritte) von 5 HVDC-Trassen, 381 flexiblen Generatoren und 700 Speicheroptionen flexibler Größe ein sehr großes Problem darstellt, musste es linearisiert werden. Zur vereinfachten Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums als auch der dynamischen Leitungsgrenzen (dynamic line rating) wurden alle Leitungsgrenzen (incl. HVDC) auf 75 % des ursprünglichen Netzmodelles reduziert.

Für finale Vergleichsrechnungen wurden 63 in 2030 vorhandene Speicher mit ihren realen Parametern modelliert: 36 Pumpspeicherwerke, 21 Li-Ion Batterien sowie 5 Wasserstoff- und 1 Druckluftspeicher.

5.3.2 Ergebnisse

Eine Lösung zunächst ohne die Speicheroption (d) resultierte in Ergebnissen, welche ausreichend nah an weiteren Veröffentlichungen (u. a. Abschnitt 3.3) lagen, wodurch die Modellvereinfachungen bestätigt werden. Diese Simulation ergibt als Vergleichsbasis für 2030 (Storyline A) eine nötige Verlagerung von 2 % der erzeugten Energie wodurch die Stromerzeugung 1 % mehr CO₂ erzeugt und Redispatch Kosten in Höhe von 674 Mio. €/a entstehen. Dabei wurden die 5 HVDC-Trassen zwischen 70 % und 94 % der Zeit maximal ausgelastet und der Leistungstransport war, wie zu erwarten, meistens (66 % bis 88 %) von Nord nach Süd. Ohne die HVDC-Trassen wären die Kosten für

⁵ Anteilig bedeutet eine Verteilung der Kosten auf die Lebensdauer des Speichers unter Berücksichtigung von Inflation und Zinssatz nach CRF (capital recovery factor)

Einspeisemanagement in 2030 übrigens mehr als doppelt so teuer und es würde mehr als doppelt so viel CO₂ (+ 2.1 Mio. t_{CO2}) durch das Engpassmanagement erzeugt.

Wenn nun zusätzlich Speicher (Option d) angeboten werden, so wird unabhängig von der Technologie, bei geforderter 100 % anteiliger⁵ Deckung der fixen Kosten kein einziger Speicher verwendet. Dieses ist konsistent mit anderen Studien zu Energiespeichern, bei denen selten ein einziger Nutzungsfall zur kompletten Kostendeckung ausreicht, sondern vielmehr mehrere use-cases kombiniert werden müssen („value-stacking“) [35]. Bei zunehmender Reduktion der geforderten Kostendeckung werden ab Unterschreitung eines Grenzwertes zunehmend mehr und größere Speicher verwendet. Jedoch reduzieren sich die Gesamtkosten, welche sich aus Redispatchkosten und Speicherkosten zusammensetzen, erst bei einem Zubau ab 2,5 GWh Speicherkapazität um $\geq 1\%$. Diese Grenze ist bei Pumpspeicherkraftwerken bei 70 % Kostendeckung erreicht, bei teureren Batteriespeichern (Li-Ion) sogar erst bei 5 %. In Abbildung 39 sind für beide Technologien unter Variation des Deckungsanteils der fixen Speicherkosten die Gesamt- und Redispatch-Kosten aufgetragen⁶, die Speichernutzungshäufigkeit über das Jahr sowie die gesamte installierte Speicherkapazität (normiert auf 20 GWh).

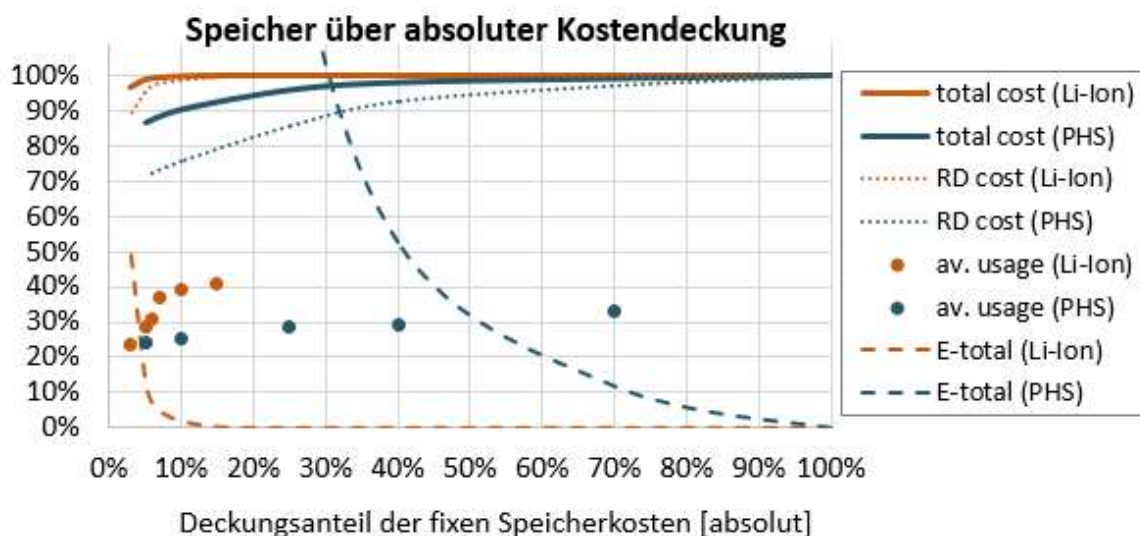


Abbildung 39: Ergebnisse mit Li-Ion bzw. Pumpspeichern unter Variation des Deckungsanteils der fixen Kosten.

Bei den Referenzwerten von 5 % bzw. 70 % werden die Redispatch-Einsparungen von 3,4 % (23 Mio. €/a) wieder teilweise durch die anteiligen Kosten für die Speicher (17 Mio. €/a) reduziert, so dass netto eine Einsparung von 1,0 % (6 Mio. €/a) zu erzielen ist. Bei diesen Werten werden die Speicher im Mittel zu 30 % der Zeit genutzt. Somit würden für die Wirtschaftlichkeit der Speicher weitere Einnahmequellen benötigt, die in 70 % der Zeit etwa 30 % (Pumpspeicher) oder sogar 95 % (Li-Ion) des Gewinnes erwirtschaften.

⁶ Die Differenz der Beiden entspricht den Kosten für die Speicher (variable sowie anteilige Fixkosten)



Bezüglich der Speichergröße zeigt sich, dass eine durchschnittliche Speicherdauer (E/P) von 3 h (Li-Ion) bzw. 7 h (Pumpspeicher) optimal ist. Diese Werte sind realistisch, allerdings zeigt Abbildung 40, dass die größten Speicher, die auch den größten Beitrag zum Nutzen liefern, eine Größe um 1 GWh haben.

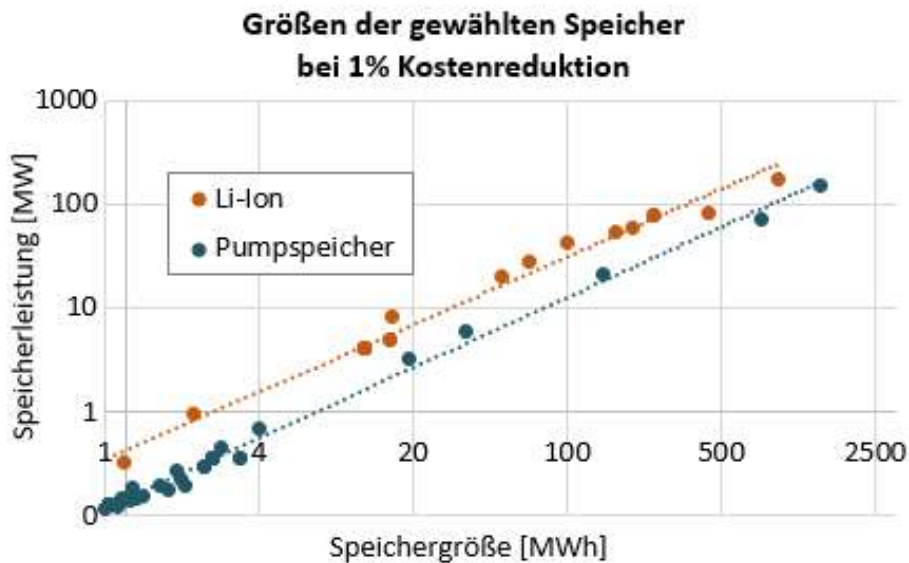


Abbildung 40: Größen (Energie und Leistung) der gewählten Li-Ion bzw. Pumpspeicher bei den Referenzszenarien (Kostendeckung bei 5 % bzw. 70 %). Die Summe der Speichergrößen beträgt in beiden Fällen etwa 2,5 GWh

Eine Größe von 1 GWh ist für Batterien unrealistisch und auch für Pumpspeicherwerke nicht an jedem beliebigen Ort realisierbar. Nun ist aber gerade der Ort des Speichers ein wichtiger Faktor für dessen Nutzen. Maximal ist die Kosteneinsparung an Orten, die einen großen Einfluss auf oft überlasteten Leitungen haben, aktuell aber zu wenig Redispatch Flexibilität bieten.

Somit ist die Speichernutzung für diesen Anwendungsfall klar dezentral. Bezüglich der Technologien wird oben bereits gezeigt, dass Pumpspeicher besser geeignet sind als Li-Ion Batterien. Bei der Gegenüberstellung weiterer Technologien zeigen sich folgende Gesamtkosteneinsparungen [7]:

- 2,6 % Pumpspeicher und Druckluftspeicher
- 1,6 % NaS-Batterien
- 1,0 % Li-Ion und PbA Batterien
- 0,6 % NiCd Batterien und H₂ Speicher

Daraus kann abgeschätzt werden, welchen Einfluss verschiedene Speicher-Parameter auf den Nutzen der Technologie haben: etwa 60 % die jährlichen Fixkosten (45 % Speichergröße, 15 %

⁷ Deckungsanteil der fixen Kosten ist jeweils bei 5%

Leistungskonversion) und 40 % die variablen Kosten (35 % Speicherverluste (round trip) und 5 % direkte variable Kosten der Speichernutzung).

Alle Parameter werden bereits für das Jahr 2030 abgeschätzt. Falls deutliche Abweichungen auftreten sollten, sind folgende Änderungen des Vorteils (Reduktion der Gesamtkosten) zu erwarten:

- In der Storyline B (Erhöhung des Redispatch-Volumens auf 170 %) würde sich der Vorteil von Speichern verdreifachen.
- Eine Halbierung der fixen Speicherkosten (auf 50 %) würde den Vorteil ebenfalls verdreifachen, eine Verdopplung der Kosten den Vorteil dritteln.
- Auf der anderen Seite würde eine Reduktion der Abschreibungsdauer den Vorteil deutlich reduzieren. Wenn man z. B. bei Pumpspeichern von 55 Jahren auf 10 Jahre geht, dann verdreifachen sich die jährlichen Fixkosten und der Vorteil geht auf 20 % zurück.
- Eine Verdreifachung des CO₂ – Preises (auf 75 €/t_{CO2}) würde den Vorteil auf 140 % steigern.

Selbst wenn also einige Parameter in 2030 anders sein sollten als angenommen, ist es in dem simulierten Szenario nicht zu erwarten, dass ohne weitere Nutzungsmöglichkeiten Netzbetreiber, dezentrale Speicher rein zur Reduktion der volkswirtschaftlichen (Redispatch-) Kosten errichten und betrieben werden.

Die heute schon übliche Einbeziehung existierender Speicher in den Redispatch kann nicht den kompletten obigen Vorteil heben, da hier die wichtige Optimierung des Speicherortes i. d. R. nicht möglich ist. Auch erfolgt der Einsatz heute nicht kostenoptimiert, sondern rein nach technischer Notwendigkeit. Eigene Abschätzungen haben ergeben, dass in 2030 für Speicherbesitzer ein Einsatz am Markt von Energie zu einem round-trip Preis über 40 €/MWh und einer Nutzung von über 5 % innerhalb einer Woche oftmals interessanter sein wird, als Gewinn aus Preisschwankungen (Arbitrage) oder Vermarktung von Primär-Regelleistung. In der Simulation zeigte sich wiederum, dass sich bei round-trip Preisen unter 75 €/MWh volkswirtschaftliche Kostenvorteile des Engpassmanagements ergeben von etwa 0,5 %, was der Hälfte bei optimierter Speicherlokation entspricht. Neben den Kostenvorteilen wird zusätzlich das Redispatch-verursachte CO₂ um bis zu 20 % (Storyline A: 0,3 Mio. t) reduziert. Daher sollte untersucht werden, inwieweit der Handel von Redispatch-Leistungen nach Marktkriterien erlaubt werden sollte, um dadurch den Redispatch auch nach volkswirtschaftlichen Kosten sowie CO₂ Kriterien zu optimieren. Kritische Überlegungen dazu (z.B. [36]) müssen dabei natürlich berücksichtigt werden.



6 Literatur

- [1] Öko-Institut e.V., *Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze*, Freiburg, 2018.
- [2] Energy Map, „EEG Anlagenregister,“ 2019. [Online]. Available: <http://www.energymap.info>.
- [3] The Wind Power, „Europe wind farms database,“ 2019. [Online]. Available: <http://www.thewindpower.net>.
- [4] Digital Data Services, „Postal code 8 Germany XXL data Packages,“ 2014.
- [5] Statistisches Bundesamt, „Leben und Arbeiten in Deutschland - Mikrozensus,“ 2016.
- [6] Bundesnetzagentur, „Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur,“ 2018.
- [7] Platts, „World Electric Power Plant Database,“ 2016.
- [8] A. Schroeder, F. Kunz, J. Meiss, R. Mendelevitch und C. von Hirschhausen, „Current and prospective costs of electricity generation until 2050,“ DIW, 2013.
- [9] C. Müller, A. Hoffrichter, L. Wyrwoll, C. Schmitt, M. Trageser, T. Kulms, D. Beulertz, M. Metzger, M. Duckheim, M. Huber, M. Küppers, D. Most, S. Paulus, H. Heger und A. Schnettler, „Modeling Framework for Planning and Operation of Multi Modal Energy Systems in the Case of Germany,“ *Applied Energy*, September 2019.
- [10] Corine Land Cover Data, „European wide harmonized land cover data and land use data,“ 2012.
- [11] Deutscher Wetterdienst, „Climate Data Center, region model COSMOEU,“ 2018.
- [12] R. Vidal, „IHS long term planning and energy scenarios - IHS Energy Autonomy,“ 2015.
- [13] S. Raths, „Marktsimulation für einen dezentral geprägten Strommarkt,“ 2019.
- [14] M. Nobis und T. Kulms, „Evaluating regulatory measures in the German energy transition - A European multimodal market optimization approach including distributed flexibilities,“ *IAEE International Conference Montreal*, 2019.
- [15] M. Zdrallek, F. Möhrke, D. Wolter, H. Krause, J. Hüttenrauch, M. Wupperfeld, R. Albus, D. Coquette, M. Köppke, J. Schaffert, C. Tsiklios, A. Moser, J. Kellermann, M. Siemonsmeier und M. Wahl, „Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen,“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn, 2019.
- [16] S. Meinecke, S. Drauz, A. Klettke und D. Sarajlic, „SimBench Dokumentation - Elektrische Benchmarknetzmodelle,“ 2019.
- [17] M. Ruppert, V. Slednev, R. Finck, A. Ardone und W. Fichtner, „Utilising Distributed Flexibilities in the European Transmission Grid,“ *Advances in Energy System Optimization*, 2019.
- [18] V. Slednev, M. Ruppert, V. Bertsch, W. Fichtner, N. Meyer-Hübner, M. Suriyah, T. Leibfried, P. Gerstner, M. Schick und V. Heuveline, „Regionalizing Input Data for Generation and Transmission Expansion Planning Models,“ *Advances in Energy System Optimization*, 2017.

- [19] V. Slednev, V. Bertsch, M. Ruppert und W. Fichtner, „Highly resolved optimal renewable allocation planning in power systems under consideration of dynamic grid topology,“ *Computers & Operations Research*, pp. 281-293, 2018.
- [20] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer, J.-H. Menke, J. Dollichon und F. Meier, „pandapower — An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018.
- [21] M. Braun, I. Krybus, H. Becker, R. Bolgaryn, J. Dasenbrock, P. Gauglitz, D. Horst, C. Pape, A. Scheidler und J. Ulfers, „Verteilnetzstudie Hessen 2024-2034,“ BearingPoint GmbH/Fraunhofer IEE, Frankfurt (Main)/Kassel, 2018.
- [22] Bundesnetzagentur, *Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030*, Bonn, 2018.
- [23] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), *Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*, Berlin, 2016.
- [24] Umweltbundesamt, *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2019. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2017*, Dessau-Roßlau, 2019.
- [25] A. Hoffrichter, H. Barrios, J. Massmann und B. S. A. Venkataramanachar, „Impact of Considering 110 kV Grid Structures on the Congestion Management in the German Transmission Grid,“ *Journal of physics*, 2018.
- [26] D. Wolter, M. Zdrallek, M. Stötzel, C. Schacherer, I. Mladenovic und M. Biller, „Impact of meshed Grid Topologies on Distribution Grid Planning and Operation,“ in *Proceedings of the 24th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2017)*, Glasgow , 2017.
- [27] A. Brinner und M.-S. Löffler, „Power-to-Gas-Leuchtturmprojekt in Grenzach-Whylen im Ideenwettbewerb Reallabore der Energiewende,“ Vortrag beim STOREENERGY Kongress, Offenburg, 14.11.2019.
- [28] J. Ruf und W. Köppel, „Diskussion der Rolle der Power-to-Gas-Technologie und des Transformationspfades der Gas-Infrastruktur,“ Beitrag des DVGW zu ENSURE MS 2.1.6 Bericht, Juli 2019.
- [29] M. Kerzel, J. Garzon-Real, D. Wolter, M. Zdrallek, J. Ruf, W. Köppel und C. Schacherer, „Ökonomische Bewertung der Anwendung von Vermaschungskonzepten und Power-to-Gas-Anlagen als innovative Planungsansätze in Verteilnetzen,“ Tagungsband zur Konferenz „Zukünftige Stromnetze“, Berlin, 2019.
- [30] D. Fagnant, M. J. William und K. M. Kockleman, „The Travel and Environmental Implications of Shared Autonomous Vehicles, Using Agent-Based Model Scenarios,“ *Transportation Research Part C, Vol 40 (2014): 1-13*, 2014.
- [31] PwC, „EU-Clean Energy Package,“ PwC, 24 07 2019. [Online]. Available: <https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/regulierung/eu-clean-energy-package.html>. [Zugriff am 26 11 2019].



- [32] frontier economics, „Beitrag von Flexibilitäten im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland,“ Köln, 2017-07.
- [33] BNetzA, „Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Gesamtjahr und viertes Quartal 2018,“ Bundesnetzagentur, Bonn, 2019-08.
- [34] B. Zakeri und S. Syri, „Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 42, Nr. February, pp. 569-596, 2015.
- [35] A. Thielmann, A. Sauer und M. Wietschel, „Gesamt-Roadmap stationäre Energiespeicher 2030,“ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe, 2015-12.
- [36] L. Hirth, I. Schlecht, C. Maurer und B. Tersteegen, „Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland,“ Neon & Consentec (im Auftrag des BMWi), 2019-10.

7 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildungen

Abbildung 1: Übersicht der Messgrößen zur Bewertung der (De-)Zentralität der vier Systemstrukturen.....	5
Abbildung 2: Skizze der grundsätzlichen Bestandteile einer Systemstruktur des Energieversorgungssystems.....	9
Abbildung 3: Ablauf zur Bewertung verschiedener Szenarien hinsichtlich ihrer (De-)Zentralität.....	11
Abbildung 4: Übersicht über die Marktsimulation (Quelle: GoogleMaps)	16
Abbildung 5: Einteilung der deutschen Gemeinden in neun repräsentative Versorgungscluster [15]	17
Abbildung 6: Übertragungsnetzmodell (lila: Onshore-HGÜ, rot: 380 kV, grün: 220 kV) und marktseitig berücksichtigte Nachbarländer (grau)	20
Abbildung 7: Ablauf der Netzausbausimulation auf der Hochspannungsebene.....	21
Abbildung 8: Automatisierte Netzausbauplanung	23
Abbildung 9: Szenarioausprägungen und daraus resultierende Ausbauplanungen sowie Verteilung der Netzinvestitionen	24
Abbildung 10: Ablauf Modell zur Netzstrukturbewertung inkl. Automatisierter Ausbauplanung für die Niederspannungsebene.....	25
Abbildung 11: THG-Emissionen nach Sektor: Vergleich der unterschiedlichen Szenarien (basierend auf den Storylines A, B, C und D) inklusive der Werte für das Jahr 1990 aus dem Klimaschutzplan 2050 [23] und für das Jahr aus dem Treibhausgasinventar Deutschland [24].....	30
Abbildung 12: Installierte Stromerzeugungskapazität nach Energieträgern für die vier Storylines und das Jahr 2017 aus dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans [22].....	31
Abbildung 13: Endenergieverbrauch aufgeteilt nach Sektoren	32
Abbildung 14: Elektrischer Energiebedarf aufgeteilt nach Sektoren.....	32



Abbildung 15: Elektrifizierungsanteil Mobilitätssektor und Wärmesektor.....	33
Abbildung 16: Energiemengen aufgeteilt nach Technologie für die Storylines A bis D.....	33
Abbildung 17: Leistungsintervalle in denen Sonstige EE, PV und Windenergieanlagen im Szenario vorkommen	34
Abbildung 18: Anzahl leistungsautarker Zeitpunkte pro Netz (links); Grad der bilanziellen Energieautarkie pro Netz (rechts).....	35
Abbildung 19: Einordnung der Szenarien in Hinblick auf (De-)Zentralität anhand der Autarkiemessgrößen	36
Abbildung 20 Ausgelastete Leitungselemente in Stunden (Linien) und Leistungserhöhungen und – reduktionen (Kreise).....	37
Abbildung 21: Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen und Anzahl ausgelasteter Netzelemente nach Storyline.....	39
Abbildung 22: Bewertung der Systemstrukturen aus Sicht der Höchstspannungsebene	40
Abbildung 23: Ergebnisse der Netzausbausimulation auf der Hochspannungsebene für Deutschland 2030.....	41
Abbildung 24: Bewertung der Systemstrukturen aus Sicht der Hochspannungsebene	41
Abbildung 25: Notwendige Netzinvestitionen je - Versorgungscluster und Storyline für je zehn probabilistische Szenarioausprägungen relativ zum Median von Versorgungscluster 2	42
Abbildung 26: Auswertung benötigter MS-Leitungsmaßnahmen und HS/MS-Transformatoren je Storyline in Bezug auf die Szenarioausprägungen im Median der Netzinvestitionen summiert über alle betrachteten MS-Netze.....	43
Abbildung 27: Bewertung der Systemstrukturen aus Sicht der Mittelspannungsebene	44
Abbildung 28: Relativer Anteil an Grenzwertverletzungen über alle berechneten Niederspannungsnetzen unterteilt nach Szenario, Starklast- und Starkeinspeisefall sowie Art der Grenzwertverletzung.....	45
Abbildung 29: Prozentuale Zu- bzw. Abnahme der durchschnittlichen Betriebsmittelauslastung für den Starkeinspeisefall im Vergleich zur Storyline A.....	46

Zentrale und dezentrale Merkmale zukünftiger Energieversorgungssysteme

Abbildung 30: Relativer Anteil an zu verstärkenden Assets der Szenarien (rechts) sowie die Abweichungen der Storylines B, C, D im Vergleich zu A.	47
Abbildung 31: Prozentualer Anteil der Ausbaurkosten in den berechneten Netzgebieten zu den totalen Ausbaurkosten über alle berechneten Netze.....	48
Abbildung 32: Bewertung der Systemstrukturen auf Niederspannungsnetzebene auf Basis der erarbeiteten möglichen Strukturindikatoren.	49
Abbildung 33: Übersicht der Messgrößen zur Bewertung der (De-)Zentralität der vier Systemstrukturen.....	50
Abbildung 34: Schematische Vorgehensweise der Netzausbauplanungen.....	53
Abbildung 35: Kostenbewertung des Closed-Loop-Betriebs und des Einsatzes von Power-to-Gas-Anlagen.....	56
Abbildung 36: Gasverbrauch von Mai bis August.....	60
Abbildung 37: Versorgungscluster-9-Netz mit beispielhaft zugeordneten Niederspannungsnetzen.	62
Abbildung 38: Notwendige Netzinvestitionen für verschiedene E-Kfz-Ladeinfrastrukturvarianten im Versorgungscluster-9-Netz relativ zum Szenario „Heimladen“	63
Abbildung 39: Ergebnisse mit Li-Ion bzw. Pumpspeichern unter Variation des Deckungsanteils der fixen Kosten.....	66
Abbildung 40: Größen (Energie und Leistung) der gewählten Li-Ion bzw. Pumpspeicher bei den Referenzszenarien (Kostendeckung bei 5 % bzw. 70 %). Die Summe der Speichergrößen beträgt in beiden Fällen etwa 2,5 GWh	67

Tabellen

Tabelle 1: Ermittelte Power-to-Gas-Anlagenleistungen aus den Stromnetzberechnungen.....	59
Tabelle 2: Technische Grenzwerte und Skalierungsfaktoren für die Last- und Einspeisesituationen..	77



8 Anhang

8.1 Definitionen der Bestandteile einer Systemstruktur

Primärenergieeinsatz

„Der **Primärenergieeinsatz** beschreibt die Zufuhr von Energie in das Energiesystem. Die Primärenergieträger lassen sich in Nuklearenergie sowie fossile und erneuerbare Energieträger unterteilen. Diese können dem System entweder direkt zugeführt werden oder über Energieumwandlung von Primär- zu Sekundärenergieträgern.“

Netzstrukturen

„Die **Netzstrukturen** dienen zum physikalischen, räumlichen Transport der Energieträger im System. Dieser findet über Betriebsmittel statt, welche in verschiedenen Topologien angeordnet und unterschiedlich räumlich aufgebaut sein können. Durch eine Betriebsführung wird eine stabile und sichere Funktionsweise des Transports angestrebt.“

Endenergieverbrauch

„Der **Endenergieverbrauch** beschreibt den irreversiblen Austritt von Energie aus dem Energiesystem. Der Verbrauch lässt sich in Verkehr, Haushalte gemeinsam mit Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) sowie Industrie unterteilen.“

Energiespeicher

„Ein **Energiespeicher** ist eine Anlage, die Energie einspeichern (Laden) und zu einem späteren Zeitpunkt wieder ausspeichern (Entladen) kann. Dabei wird die Energie in der gleichen Form abgegeben, in der sie aufgenommen wurde. Die Speicherung kann in einer anderen Form erfolgen.“

Energieumwandlung

„**Energieumwandlung** ist ein Prozess, um Energie von einem Energieträger mit Hilfe eines definierten Konversionsprozesses in einen anderen Energieträger zu überführen. Ziel ist es, diesen Energieträger zu nutzen. Typischerweise wird zwischen der Möglichkeit der erneuten Energieumwandlung oder des direkten Endverbrauchs differenziert.“

IKT Strukturen

„Die **IKT-Strukturen** dienen der Erfassung, dem Transport und der Verarbeitung von Informationen. Als solche ist die IKT eine technische Voraussetzung für die Kontrolle von Prozessen innerhalb der Systemstruktur, aktiv sowie passiv. Abhängig von den Informationen bestehen verschiedene Anforderungen an Funktionen zur Sicherung der Vertraulichkeit, Verfügbarkeit und Integrität an die Technik.“

Marktstrukturen

„Die **Marktstrukturen** des Energiesektors zielen auf eine effektive und kosteneffiziente Koordination des Energiesystems ab. Im Vordergrund steht dabei die Abstimmung von Leistungs-/Energiebilanzierung und der dahinterliegenden Prozesse unter Berücksichtigung aller einbezogener Akteure. Diese Koordination wird durch geeignete institutionelle Regelungen auf den verschiedenen politischen Ebenen gewährleistet.“



8.2 Planungsprämissen für die Netzausbauplanung

Tabelle 2: Technische Grenzwerte und Skalierungsfaktoren für die Last- und Einspeisesituationen

		Starklastfall			Starkeinspeisefall		
Skalierungsfaktoren		HS	MS	NS	HS	MS	NS
Last		1	1	1	0,45	0,15	0,15
DEA	Wind	0	0	0	0,92	1	1
	PV	0	0	0	0,7	0,85	0,85
	Laufwasser	1	1	1	1	1	1
	Pumpspeicher	-0,5	-0,5		1	1	
	KWK, Biomasse	0	0		1	1	
Belastungsgrenzen		HöS/ HS	HS/MS	MS/NS	HöS/ HS	HS/MS	MS/NS
Transformator	n-0	70%	60%		100%	100%	100%
	n-1	100%	100%	100%			
Leitung/Kabel	n-0		60%	60%	100%	100%	100%
	n-1	100%	100%	100%			
Leitung/Kabel (Stich)		100%	100%	100%	100%	100%	100%
Spannungsgrenzen [p.u.]		HS	MS	NS	HS	MS	NS
Maximum					1,08	1,06	1,1
Minimum		0,92	0,96	0,9			

8.3 Beiträge der Partner

ABB AG: Reduktion von Netzengpässen durch Nutzung von Speichern im Übertragungsnetz (Abschnitt 5.3)

Bergische Universität Wuppertal: Aufbereitung der Ergebnisdatensätze für die Ausbauplanung auf der Mittel- und Niederspannungsebene (Abschnitt 2.3.3) sowie die Untersuchungen zukunftsweisender Ansätze von vermaschten Netztopologien und Power-to-Gas-Anlagen (Abschnitt 5.1)

Deutsche Umwelthilfe: Entwicklung der Storylines mit Stakeholdern als Grundlage zur Generierung der ENSURE-Szenarien (Abschnitt 2.2 und 3.1)

DVGW-EBI: Untersuchung der gasnetzseitigen Implikationen aus der Einspeisung erneuerbarer Gase durch Power-to-Gas-Anlagen (Abschnitt 5.1)

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln: Energiesystemmodellierung zur Generierung der ENSURE-Szenarien (Abschnitt 2.2 und 3.1)

Fraunhofer IEE / Universität Kassel: Aufbereitung der Ergebnisdatensätze für die Ausbauplanung auf der Mittel- und Niederspannungsebene (Abschnitt 2.3.3), Ausbauplanung im Mittelspannungsnetz (Abschnitt 2.5.2 und 3.4.2) und Netzintegrationskosten von E-Kfz Ladeinfrastrukturvarianten in einem städtischen Netzgebiet (Abschnitt 5.2)

Öko-Institut: Entwicklung der Storylines mit Stakeholdern und Energiesystemmodellierung zur Generierung der ENSURE-Szenarien (Abschnitt 2.2 und 3.1)

Karlsruher Institut für Technologie: Netzbetriebssimulation im Übertragungsnetz (Abschnitt 2.4 und 3.3)

RWTH Aachen University: Strommarktsimulation (Abschnitt 2.3.2 und 3.2), Aufbereitung der Ergebnisdatensätze für die Ausbauplanung auf der Mittel- und Niederspannungsebene (Abschnitt 2.3.3) und Ausbauplanung im Hochspannungsnetz (Abschnitt 2.5.1 und 3.4.1)

Schleswig-Holstein Netz AG: Ausbauplanung im Niederspannungsnetz (Abschnitt 2.5.3 und 3.4.3)