

Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023

Abschlussbericht

Eine Studie im Auftrag der



Bundesnetzagentur

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

zur Ausschreibung:
„Ermittlung optimaler Standorte für netzstützende Erzeugungseinheiten“

Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023

Studie des:

**Institut für Hochspannungstechnik
RWTH Aachen University**

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler



Kontakt:

RWTH Aachen University
Institut für Hochspannungstechnik
Schinkelstraße 2, 52056 Aachen

T: +49 241 80 94931

F: +49 241 80 92135

E: post@ifht.rwth-aachen.de

www.ifht.rwth-aachen.de

Autoren:

Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs

Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder

Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt

Janek Massmann, M. Sc.

Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler

Aachen, 29.06.2015

Inhaltsverzeichnis

EXECUTIVE SUMMARY	IV
1. EINLEITUNG	1
1.1 Ausgangssituation	1
1.2 Ziel der Studie	1
2. DEFINITION DES TRANSFORMATIONSPFADES	3
2.1 Definition der Rahmenbedingungen.....	3
2.2 Simulation der Erzeugungs- und Verbrauchsmuster	6
3. UNTERSUCHUNG DER KURZSCHLUSSLEISTUNGEN.....	12
3.1 Einführung	12
3.2 Untersuchungsrahmen.....	12
3.3 Ergebnisse.....	13
3.4 Sensitivität bei 50%-reduzierter Kurzschlussleistung aus dem Ausland	20
3.5 Zusammenfassung und Diskussion	22
4. UNTERSUCHUNG DER TRANSIENTEN POLRADWINKELSTABILITÄT	23
4.1 Einführung	23
4.2 Modellbildung	24
4.3 Sensitivitäten der kritischen Fehlerklärungszeit	28
4.4 Ergebnisse der Analyse transienter Polradwinkelstabilität	30
4.5 Zusammenfassung und Diskussion	32
5. UNTERSUCHUNG DER FREQUENZSTABILITÄT	33
5.1 Einführung	33
5.2 Einordnung der Problemstellung.....	34
5.3 Anforderungen zur Beherrschung auslegungsrelevanter Störfälle	36
5.4 Anforderungen zur Beherrschung nicht auslegungsrelevanter Störfälle	37
5.5 Zusammenfassung und Diskussion	42
6. QUALITATIVE BEURTEILUNG DER SCHWARZSTARTFÄHIGKEIT	44

7. UNTERSUCHUNG DES BLINDLEISTUNGSBEDARFS	47
7.1 Einführung	47
7.2 Untersuchungsrahmen und Modellbildung	48
7.3 Identifikation der Mindestbedarfe im ungestörten Betrieb für 2019 bis 2023	52
7.4 Sensitivitäten	56
7.5 Zusammenfassung und Diskussion	59
8. SCHLUSSFOLGERUNGEN UND ZUSAMMENFASSENDER BEWERTUNG	61
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	64
ANHANG	65
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	66
TABELLENVERZEICHNIS	68
9. LITERATURVERZEICHNIS	69

Executive Summary

Die starke Veränderung der elektrischen Energieversorgungsstruktur, bedingt durch die politischen Rahmenbedingungen, wie dem Atomausstieg und dem Ausbau erneuerbarer Energien, zeigen einen zunehmenden Einfluss auf die Betriebskonzepte der Netze.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wird eine Analyse und Bewertung unterschiedlicher Stabilitätsaspekte für das deutsche Übertragungsnetz vorgenommen. Sie hat zum Ziel, die zeitliche Entwicklung sowie die Relevanz einzelner Aspekte über mehrere Jahre hinweg zu bewerten. Dementsprechend wird der Schwerpunkt nicht auf die isolierte Bewertung eines Zieljahres gelegt, sondern vielmehr auf die Identifikation stabilitätstechnischer Problemstellungen, die vor dem Hintergrund der zu erwartenden netz- und erzeugungsseitigen Veränderungen von Bedeutung sind. Die Analysen finden auf Basis des deutschen Übertragungsnetzes unter Berücksichtigung der im Netzentwicklungsplan spezifizierten Netzausbaumaßnahmen sowie der zu erwartenden Entwicklungen der Last- und Erzeugungsstruktur von 2019 bis 2023 statt.

Hierfür wird zunächst der Transformationspfad von 2019 bis 2023 definiert. Dies umfasst die netztechnische sowie die kraftwerks- und lastseitige Aufbereitung von Daten für die entsprechenden Simulationen. Diese bilden die Grundlage der anschließenden Analysen hinsichtlich der Kurzschlussleistung, Polradwinkelstabilität (synchronisierendes Moment), Frequenzstabilität und dem Blindleistungsbedarf.

Kurzschlussleistung

Die Analysen zur Entwicklung der Kurzschlussleistungsniveaus im deutschen Übertragungsnetz von 2019-2023 zeigen insgesamt ein sehr robustes Verhalten dieser netztechnischen Kenngröße ohne signifikante Veränderungen. Die Auswirkungen der zu erwartenden Reduktion konventioneller Erzeugungseinheiten werden vornehmlich durch die Integration netztechnischer Ausbaumaßnahmen kompensiert. Dementsprechend ergibt sich für den Transformationspfad von 2019 bis 2023 tendenziell ein geringfügig steigendes mittleres Kurzschlussniveau in Deutschland in der Größenordnung von ca. 7%, bezogen auf 2019.

Die Sensitivität der Kurzschlussstrombeiträge aus dem Ausland ist vergleichsweise gering. Aufgrund der großen geographischen Ausdehnung des Verbundsystems sowie der zentralen Lage des deutschen Netzes, führt eine Reduktion der Kurzschlussstrombeiträge des Auslands vornehmlich zu einer Vergrößerung des resultierenden Spannungstrichters. In Folge dessen wird im Fehlerfall ein größeres Netzgebiet sowie eine größere Anzahl an Erzeugungseinheiten beeinträchtigt. Weiter entfernte Erzeugungseinheiten tragen somit zur Kurzschlussleistung bei, wodurch das Kurzschlussniveau an sich nur geringfügig beeinflusst wird. Eine Diskussion der Auswirkungen derartiger Effekte auf die Zuverlässigkeit des kontinentaleuropäischen Verbundsystems ist auf ENTSO-E-Ebene anzuraten.

Polradwinkelstabilität

Die Analysen ergeben, dass die Höhe der Kurzschlussleistungen an den Netzanschlusspunkten der Generatoren von 2019-2023 nicht signifikant beeinträchtigt wird.

Demensprechend kann insgesamt keine Beeinträchtigung des synchronisierenden Moments bzw. der monotonen Polradwinkelstabilität festgestellt werden.

Dies resultiert vornehmlich aus den vergleichsweise hohen Kurzschlussniveaus, die eine geringe Sensitivität der kritischen Fehlerklärungszeiten zur Folge haben. Demensprechend bleiben die kritischen Fehlerklärungszeiten für alle Generatoren über die betrachteten Jahre nahezu konstant.

In wenigen Ausnahmefällen können Generatoren identifiziert werden, die unter Anwendung der worst-case Betrachtung eine kritische Fehlerklärungszeit leicht unterhalb von 150 ms aufweisen. Unter Berücksichtigung der für die Berechnungen notwendigen Modellvereinfachungen und Berechnungsannahmen sind hier weiterführende, dynamische Untersuchungen durchzuführen, die eine detaillierte Modellbildung entsprechend der realen Anlagen berücksichtigen. Darüber hinaus ist anzumerken, dass der Betrieb von Kraftwerken auch für kritische Fehlerklärungszeiten t_c im Bereich $100 \text{ ms} \leq t_c \leq 150 \text{ ms}$ möglich ist. Diesbezüglich sind im Transmission-Code der deutschen Übertragungsnetzbetreiber „Sonderbedingungen“ definiert. Die Analysen zeigen, dass kein Kraftwerk die kritische Fehlerklärungszeit von 100 ms unterschreitet. Ein netzkonformer Betrieb ist daher grundsätzlich für alle Kraftwerke möglich. Ein konkreter Handlungsbedarf kann nicht abgeleitet werden.

Frequenzstabilität

Aktuelle Studien ergeben, dass die Frequenzstabilität für den auslegungsrelevanten Störfall des kontinentaleuropäischen Verbundsystems auch unter Berücksichtigung eines hohen Anteils umrichterbasierter Erzeugungseinheiten bis 2023 und darüber hinaus beherrschbar bleibt. Offen ist die Frage der Beherrschung des gestörten Betriebs, d.h. der zukünftigen Wirksamkeit bestehender Defense-Pläne unter verschärften Bedingungen, wie sie beispielsweise bei der Ausbildung von Teilnetzen auftreten können. In diesem Fall sind hohe Frequenzgradienten zu erwarten, deren Beherrschung eine höhere Dynamik bzw. Schnelligkeit der Defense-Maßnahmen verlangt, als sie aktuelle Regelwerke fordern. Aus systemischer Sicht ist folglich sowohl für den Lastabwurf als auch für die Überfrequenzleistungsreduktion eine Minimierung von Verzögerungs- bzw. Aktivierungszeiten ratsam. Dies erfordert die Prüfung einer möglichen Anpassung bestehender Regelwerke unter Berücksichtigung der Anforderungen aus den Verteilnetzen.

Schwarzstartfähigkeit

Auf Basis der zugrunde gelegten Prognosen zur Stilllegung konventioneller Erzeugungsanlagen ist zu erwarten, dass die Gesamtkapazität vertraglich gesicherter, schwarzstartfähiger Anlagen für die Jahre 2019 bis 2023 mit ca. 4,6 GW konstant bleibt. Eine Reduktion des bestehenden Potentials derart relevanter Erzeugungsanlagen ist somit aktuell nicht zu erwarten. Die Integration von HGÜ - Systemen in das deutsche Übertragungsnetz kann zudem weitere Freiheitsgrade eröffnen, ist aber nicht als vollständiger Ersatz konventioneller, schwarzstartfähiger Kraftwerke anzusehen.

Darüber hinaus ist die Untersuchung resultierender Unsicherheiten bei der Zuschaltung einzelner Lastgebiete mit hohem Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen anzuraten. Grund hierfür sind verzögerte Resynchronisationsvorgänge derartiger Anlagen nach

Wiedereinschaltung der Netzgebiete. Diese können zu hohen Leistungsungleichgewichten führen und folglich den Netzwiederaufbau erschweren.

Blindleistungsbedarf

Die Gewährleistung eines lokal ausgeglichenen Blindleistungshaushalts stellt einen wichtigen Aspekt der Spannungsstabilität dar. Das Untersuchungsergebnis verdeutlicht die große Herausforderung im Zusammenhang mit der Bestimmung und Verortung notwendiger Blindleistungskompensationsanlagen. Der erforderliche Mindestbedarf an zusätzlichen Einrichtungen zur Blindleistungsbereitstellung zeigt eine hohe Abhängigkeit von der unterstellten Netztopologie und reagiert damit sensitiv auf die Integration einzelner Ausbaumaßnahmen. Dies gilt im Besonderen für die geplanten HGÜ-Korridore. Verzögerungen im Netzausbau führen folglich zu einem zeitweise erhöhten Blindleistungsbedarf, der sich mit Fertigstellung der Einzelmaßnahmen verändern bzw. verlagern könnte.

Wichtig ist in diesem Kontext anzumerken, dass der unterstellte Redispatch zur Aufhebung von hohen Leitungsauslastungen zum einen vom Netzausbau und damit verbundenen Verzögerungen abhängt, zum anderen den Blindleistungshaushalt massiv beeinflusst.

Insgesamt müssen folglich Maßnahmen zur lokalen Bereitstellung von Blindleistung zeitnah identifiziert und implementiert werden. Aufgrund der vor allem netztopologischen, aber auch erzeugungs- bzw. verbrauchsbedingten Sensitivitäten des Blindleistungsbedarfs ist ein dediziertes Monitoring der aktuellen und künftigen Entwicklungen der Elektrizitätsinfrastruktur erforderlich, um in einem kurzen Zeithorizont auf Veränderungen flexibel und zielgerichtet reagieren zu können.

1. Einleitung

1.1 Ausgangssituation

Die starken Veränderungen der elektrischen Energieversorgungsstruktur machen Netzmaßnahmen erforderlich, die jährlich im Rahmen des Netzentwicklungsplans identifiziert werden. Innerhalb der darin durchgeführten Untersuchungen werden zunächst stationäre Leistungsflussanalysen eingesetzt, die primär auf den Leistungstransport, unter Einhaltung stationärer Grenzwerte für Strom und Spannung fokussieren. Darüber hinaus erfolgen Zuverlässigkeits- und Stabilitätsanalysen. Grundlage bilden die bestehenden Planungsgrundsätze zur (n-1)-Sicherheit und dynamischen Netzstabilität, womit das resultierende Zielnetz 2023 die notwendigen Anforderungen für einen zuverlässigen und sicheren Netzbetrieb erfüllt.

Vor dem Hintergrund einer stetigen Erhöhung des Transportbedarfs sowie der schrittweisen Integration einzelner Maßnahmen mit möglichen Verzögerungen, ist neben der Betrachtung des Jahres 2023 ebenso eine Analyse des Entwicklungspfad bis 2023 von Bedeutung, welche die Auswirkungen derartiger netz- und erzeugungsseitiger Veränderungen auf unterschiedliche Stabilitätsaspekte zum Ziel haben.

1.2 Ziel der Studie

Im Rahmen der Studie sollen Erkenntnisse über relevante Stabilitätsaspekte des deutschen Übertragungsnetzes vor dem Hintergrund geplanter Netzausbaumaßnahmen sowie der verstärkten Integration erneuerbarer Energien bis 2023 analysiert und bewertet werden. Ziel ist die Identifikation möglicher, qualitativer Problemstellungen bzw. relevanter Entwicklungen, die vor dem Hintergrund der zu erwartenden netz- und erzeugungsseitigen Veränderungen auftreten können.

Auf Basis ausgewählter Systemanalysen soll folglich eine Bewertung relevanter Netz- (Kurzschlussleistung, Blindleistungsanforderungen) und Stabilitätsaspekte (Frequenzstabilität, transiente Polradwinkelstabilität) durchgeführt werden. Aufgrund der Vielzahl verschiedener Aspekte sowie dem Zeitrahmen der Studie, ist hierbei teilweise der Einsatz vereinfachter Modelle notwendig, die nicht den Anspruch haben, die detaillierten Analysen der Netzplanung und Betriebsführung zu ersetzen, sondern Entwicklungstendenzen aufzuzeigen.

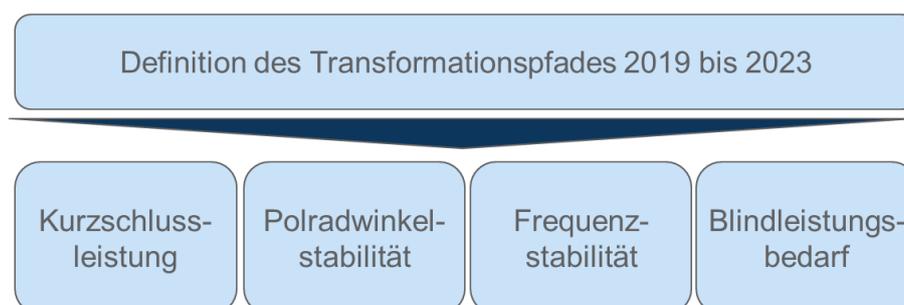


Abbildung 1: Strukturierung der Untersuchungen

Die Untersuchungen beziehen sich auf den Transformationspfad von 2019 bis 2023 (vgl. Abbildung 1). Explizit sollen das deutsche Übertragungsnetz auf das Kurzschlussstromverhalten vor dem Hintergrund der zunehmenden Substitution von Kraftwerken mit Synchrongeneratoren durch umrichterbasierte Erzeugungseinheiten (aus meist Erneuerbaren Energien) untersucht und die relativen Veränderungen des Kurzschlussleistungsniveaus von Netzregionen zwischen 2019 bis 2023 identifiziert werden. Darauf aufbauend erfolgt eine vereinfachte Analyse des Gesamtsystems hinsichtlich der transienten Stabilität, speziell dem synchronisierenden Moment klassischer Synchronmaschinen bei generatornahen Fehlern. Dazu werden auf Basis eines Single Machine Infinite Bus Ansatzes geeignete Netzäquivalente gebildet und mithilfe transientscher Simulationen untersucht. Als Indikator für die Beurteilung der transienten Polradwinkelstabilität wird analog zu den Forderungen im Transmission-Code der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [VDN07] die kritische Fehlerklärungszeit eines dreiphasigen Kurzschlusses am Netzverknüpfungspunkt herangezogen.

Neben der transienten Stabilität soll eine Einschätzung relevanter Problemstellungen zur Frequenzstabilität gegeben werden, welche aktuelle Erkenntnisse bestehender Studien berücksichtigt und spezielle Fragestellungen der Bundesnetzagentur beantwortet.

Die Blindleistungsbereitstellung ist zur Sicherstellung einer ausreichenden Betriebsspannung für den Betrieb des Übertragungsnetzes ebenso von ausschlaggebender Bedeutung. In diesem Zusammenhang ist die Betriebsspannung durch ausreichende und flexible Blindleistungsbereitstellung an allen notwendigen Stellen im Netz einzuhalten. Die ggf. erforderlichen sowohl induktiven als auch kapazitiven Blindleistungen werden für den (n-0)-Fall berechnet. Im Rahmen von Sensitivitätsanalysen werden die Auswirkungen der Nichtverfügbarkeit einzelner Leitungen ermittelt. Auf der Grundlage der durchgeführten Untersuchungen und Bedarfsermittlungen werden abschließend Handlungsempfehlungen abgeleitet.

2. Definition des Transformationspfades

Der abgestimmte Transformationspfad der deutschen Strominfrastruktur unter Antizipation relevanter Entwicklungen in den europäischen Nachbarstaaten dient als Grundlage für die Stabilitätsuntersuchungen. Der Transformationspfad beschreibt die Veränderungen der Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsstrukturen sowie des Netzes durch Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen in Deutschland und Europa (letzteres insb. hinsichtlich der Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen).

Auf Basis der aus dem Transformationspfad abgeleiteten Netznutzungsfälle werden Netzberechnungen (Leistungsflussberechnungen) durchgeführt und etwaige Übertragungsengpässe mit Hilfe eines vereinfachten Redispatchverfahrens (vgl. Abschnitt 2.2.4) aufgelöst. Die auf diese Weise „bereinigten“ Netznutzungsfälle bilden die Grundlage der Untersuchungen zu den jeweiligen Stabilitätsaspekten. Die notwendigen Annahmen wurden unter Berücksichtigung der Untersuchungsschwerpunkte durch die Bundesnetzagentur vorgegeben oder in gemeinsamer Abstimmung getroffen. Folglich sind diese von den Annahmen des NEP 2023 zu unterscheiden.

2.1 Definition der Rahmenbedingungen

Der Transformationspfad ist für die Jahre 2019 bis 2023 bestimmt. Ausgehend von den durch die Bundesnetzagentur geführten Kraftwerklisten über die aktuellen Kraftwerksbestände in Deutschland sowie die bis 2023 bekannten Kraftwerkszu- bzw. -rückbauten (Stand Februar 2014) wird der Kraftwerkspark jeweils als Momentaufnahme für die betrachteten Jahre definiert. Hierzu werden die in den Kraftwerklisten enthaltenen Angaben zur Inbetriebnahme- bzw. Außerbetriebnahme zugrunde gelegt. Zur konservativen Abschätzung der installierten Kraftwerksleistung auf Basis konventioneller Energieträger werden zugebaute Kraftwerke erst mit Beginn des auf die geplante Inbetriebnahme folgenden Jahres berücksichtigt. Ebenso werden Kraftwerke, die in einem Jahr außer Betrieb genommen werden, für das komplette Jahr und die folgenden Jahre nicht berücksichtigt.

Die Entwicklung der installierten Leistungen aus Erneuerbaren Energien in Deutschland richtet sich für den Zeitraum bis Ende 2018 nach dem Trendszenario der EEG-Mittelfristprognose bis 2018 vom 15.11.2013 [R2B13]. Angelehnt an die Annahmen der von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern durchgeführten Systemanalyse zum Bedarf an Reservekraftwerken (kurz: Bedarfsanalysen, Stand April 2014) [50H14b] wurde der Zubau an Offshore-Erzeugungskapazitäten mit dem „unteren“ Szenario der EEG-Mittelfristprognose abgeschätzt. Für die Jahre 2019 bis 2023 entspricht der Zubau an Erneuerbaren Energien den Mantelzahlen der EEG-Reform 2014.

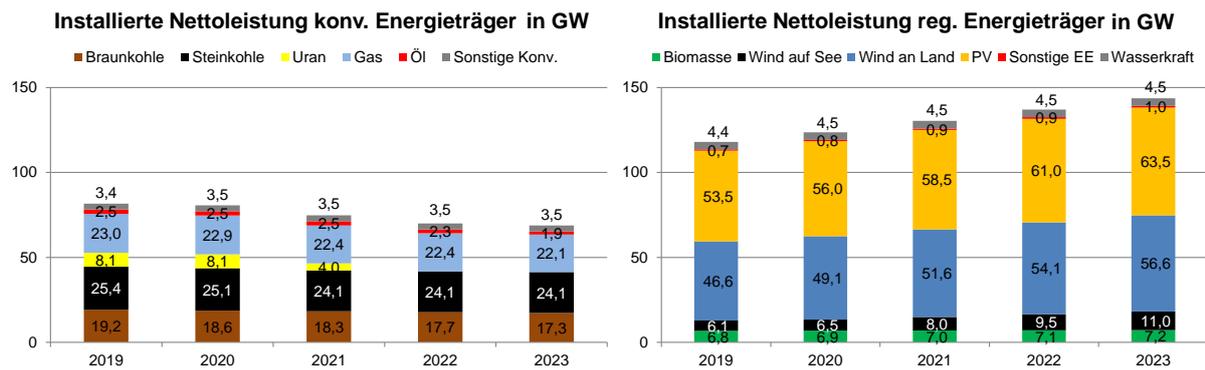


Abbildung 2: Gemäß Transformationspfad in Deutschland anzunehmende Erzeugungskapazitäten für die Jahre 2019 bis 2023

Abbildung 2 veranschaulicht die aus dem Vorgehen resultierenden installierten Nettogleistungen für die betrachteten Jahre, aufgeschlüsselt nach den verwendeten Energieträgern. Diese bilden gemeinsam mit der Lastentwicklung den Szenariorahmen.

Es müssen weitere, über den Transformationspfad hinausgehende Rahmenbedingungen festgelegt werden, die für die Generierung von Erzeugungs- und Verbrauchsmustern relevant sind. Diese werden im Folgenden vorgestellt:

1. Die installierten Nettogleistungen der Erzeugungskapazitäten im Ausland sind analog zum Netzentwicklungsplan aus dem Szenario A des ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2013-2030 übernommen und linear zwischen den enthaltenen Stützstellen interpoliert. Dabei sind vorhandene Kraftwerke stillgelegt, welche die technologiebedingt zu erwartende Lebensdauer überschreiten. Diese ist für Gasturbinen mit 45 Jahren, für alle anderen Technologien auf Basis fossiler Energieträger mit 50 Jahren abgeschätzt. Zur Erfüllung der aus dem ENTSO-E SO&AF 2013-2030 in Szenario A abgeschätzten Mantelzahlen werden technologiescharf Kraftwerke mit heute erzielbaren Wirkungsgraden zugebaut.
2. Die Brennstoffpreise sowie der CO₂-Zertifikatspreis werden aus dem Netzentwicklungsplan 2013 [50H13] bzw. dem zugrunde gelegten Szenariorahmen übernommen und ebenfalls linear zwischen den Angaben für 2010 und 2023 interpoliert.
3. Die Abbildung der deutschen Stromnachfrage wird an die Bedarfsanalysen bzw. an die dafür zugrunde gelegte Studie [Ene13] angelehnt, welche diese im Zeitraum bis 2017 mit 86 GW Höchstlast inkl. Verteilungsnetzverluste spezifiziert. Ab 2018 ist ein Absinken der Höchstlast um 0,4 GW/a angenommen, um in 2023 eine Jahreshöchstlast von 84 GW inkl. Verteilungsnetzverluste analog zum Netzentwicklungsplan 2013 bzw. dem zugrundeliegenden Szenariorahmen [Bun12] auszuweisen. Die Lastannahmen für das Ausland basieren analog zur Erzeugungsseite auf dem Szenario A des ENTSO-E SO&AF 2013-2030.
4. Die Handelskapazitäten zwischen den Ländern bzw. Marktregionen (engl. Net Transfer Capacities – NTC [ENT01]) bestimmen maßgeblich den internationalen Stromhandel. Sie können im Rahmen der Marktsimulation für ein Jahr statisch oder in Abhängigkeit der eingespeisten Leistung aus Windenergieanlagen (C-Funktion, vgl.

[Amp12]) gewählt werden. Die mit der Bundesnetzagentur abgestimmten NTC zwischen Deutschland und dem benachbarten Ausland sind Tabelle 6 im Anhang zu entnehmen.

Die Veränderungen des Übertragungsnetzes innerhalb des betrachteten Zeitraums von 2019 bis 2023 bilden den zweiten Aspekt des Transformationspfades. Sie setzen sich zum einen aus der Veränderung der Erzeugungsstruktur in Anlehnung an den hierzu bereits spezifizierten Szenariorahmen, zum anderen aus topologischen Entwicklungen des Netzes zusammen. Die Grundlage für die topologischen Entwicklungen bilden die Maßnahmen gemäß der Anlagen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) [Bun09] und des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG) [Bun13c] sowie der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2013 [Bun13b].

Die Netzdaten werden auf Basis des durch die Bundesnetzagentur bestätigten Zielnetzes des Szenarios B2023 des Netzentwicklungsplans 2013 zusammengestellt. Da in diesen Datensatz jedoch einige Netzstrukturen und Kraftwerke, die im Zeitraum bis 2023 zurückgebaut werden, nicht enthalten sind, werden diese auf Basis der nachträglich zur Verfügung gestellten t+2 und t+4 Datensätze der Bedarfsanalysen manuell in das Netzmodell integriert. Ebenfalls werden die Hochspannungsgleichstromübertragungssysteme (HGÜ) des Korridors C, den aktuellen Planungen entsprechend, mit 2.000 MW anstelle der noch im Netzentwicklungsplan 2013 angesetzten 1.300 MW berücksichtigt.

Aus diesem vollständigen Ausgangsnetzmodell ist für jedes der betrachteten Jahre ein in sich konsistenter Netzdatensatz erstellt worden, der die dann zu erwartende Netztopologie inklusive einer Verortung der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur enthält. Die Netztopologie beinhaltet alle Maßnahmen, die bis spätestens zum Jahresende des Vorjahres als realisiert anzunehmen sind. Maßgebend für das Realisierungsdatum einer Maßnahme sind die Einschätzungen der Bundesnetzagentur, die im Rahmen des Monitorings des Netzausbaus zur Verfügung gestellt wurden. Abbildung 3 veranschaulicht die Lage sämtlicher Maßnahmen, deren Realisierung für die Jahre 2019 bis 2022 berücksichtigt wird. Die Maßnahmenbezeichnungen sind dem Netzentwicklungsplan 2013 entnommen.

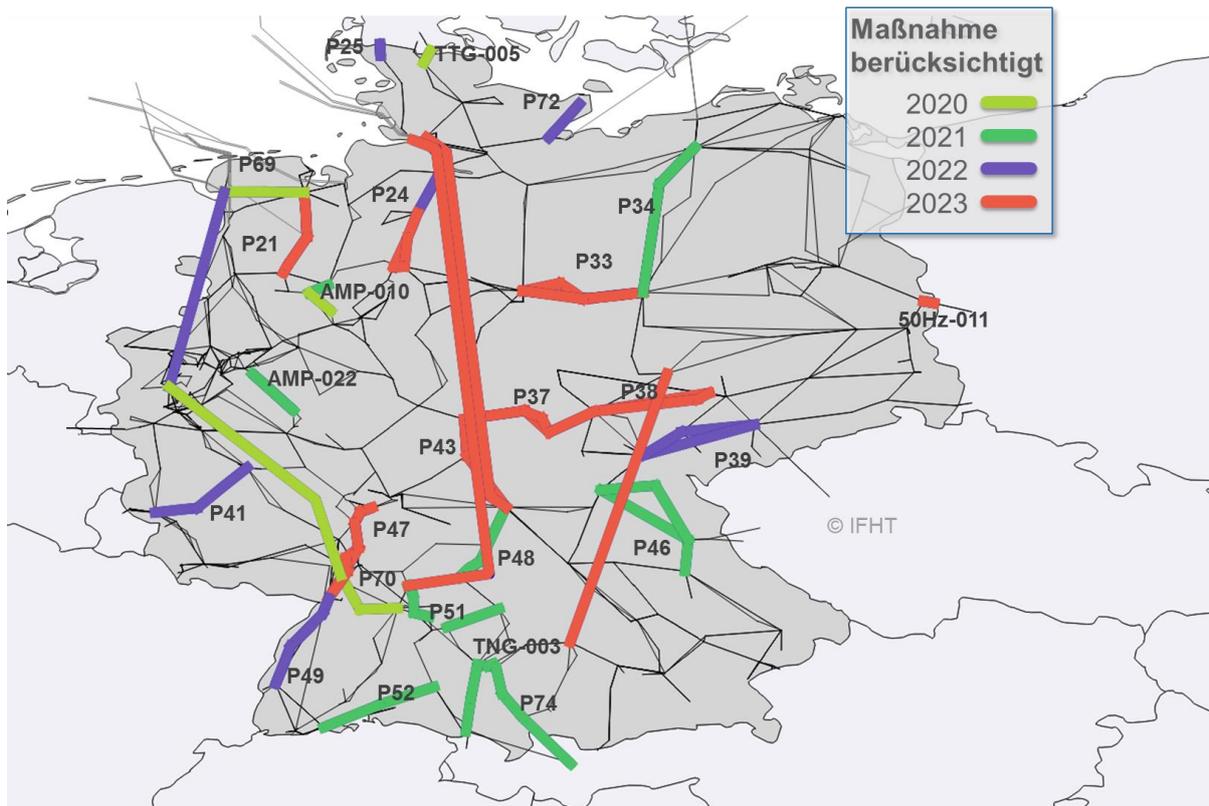


Abbildung 3: Gemäß Transformationspfad für die Jahre 2020 bis 2023 anzunehmende Maßnahmenrealisierungen

2.2 Simulation der Erzeugungs- und Verbrauchsmuster

In diesem Kapitel werden die Modelle, Verfahren und Methoden beschrieben, die zur Generierung der Netznutzungsfälle für die Studie herangezogen wurden. Alle wesentlichen Teilprozesse, die bei der Erstellung der Netznutzungsfälle für den Transformationspfad von 2019 bis 2023 durchlaufen werden, sind in Abbildung 4 dargestellt.



Abbildung 4: Prozessschritte zur Generierung der Netznutzungsfälle des Transformationspfads

Die genutzten Werkzeuge entsprechen dabei gängigen, wissenschaftlichen Standards und sind über definierte Schnittstellen miteinander verzahnt, sodass alle Analysen auf einer konsistenten Datenbasis erfolgen können. Sie fanden unter anderem Anwendung im Gutachten „Weiterführende Analysen zur Ermittlung erforderlicher Ausbaumaßnahmen des deutschen Übertragungsnetzes“ für die Bundesnetzagentur (NEMO III) [Nat14]. Im Folgenden werden die Modelle, Verfahren und Methoden detailliert vorgestellt.

2.2.1 Regionalisierung

Der erste Schritt hin zu einer Generierung von verwertbaren Erzeugungsmustern, insbesondere dargebotsabhängiger Energieträger, besteht in der Disaggregation bzw. Verteilung der gemäß Szenariorahmen festgelegten installierten Nettoleistungen. Die regionalen Verteilungen für Windenergieanlagen an Land, Photovoltaikanlagen und Biomassekraftwerke werden auf einer postleitzahlscharfen Ebene umgesetzt. Zunächst werden die aktuell installierten Leistungen der verschiedenen Energieträger den einzelnen Postleitzahlgebieten gemäß der Angaben des EEG Anlagenregisters aus dem Jahr 2012 [Deu12] zugeordnet. Die Differenz der gemäß Szenariorahmen installierten Leistung und der aggregierten Bestandsleistung bildet die noch zu regionalisierende Zubauleistung. Die Verteilung dieser Zubauleistung wird für die betrachteten Jahre in Absprache mit der Bundesnetzagentur anhand eines technologiespezifischen Verteilungsschlüssels vorgenommen, der sich jeweils wie folgt zusammensetzt (vgl. [50H12]):

1. Die Verteilung der Zubauleistung von Windenergie erfolgt zu
 - a. 50% proportional zum Anlagenbestand
 - b. 50% gemäß der Windeignung (DWD), wobei gleichmäßig
 - i. 15% auf Regionen mit Windgeschwindigkeiten größer 7,3 m/s
 - ii. 12,5% auf Regionen mit Windgeschwindigkeit von 6,4 m/s bis 7,3 m/s
 - iii. 10% auf Regionen mit Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s und 6,4 m/s
 - iv. 7,5% auf Regionen mit Windgeschwindigkeit von 4,6 m/s und 5,5 m/s
 - v. 5% auf mit Windgeschwindigkeit kleiner 4,6 m/s entfallen.
2. Die Verteilung der Zubauleistung von Photovoltaik erfolgt zu
 - a. 50% proportional zum Anlagenbestand
 - b. 50% gemäß den vorhandenen Gebäude- und Freiflächen
3. Die Verteilung der Zubauleistung von Biomasse erfolgt zu
 - a. 100% gemäß der vorhandenen Landwirtschaftsfläche

Die Verortung der Windenergie auf See richtet sich nach den ausgewiesenen Flächen und den dazugehörigen Projekten. Dabei finden konkret die bestätigten Windparks bzw. Windparkabschnitte in Reihenfolge der öffentlich kommunizierten Inbetriebnahme soweit Berücksichtigung bis die installierte Nettoleistung gemäß Szenariorahmen erreicht ist. Für die Identifikation des Anschlussknotens bzw. der Anschlusstechnologie findet der Offshore Netzentwicklungsplan 2013, bzw. dessen Bestätigung durch die Bundesnetzagentur Anwendung [Bun13a].

2.2.2 Zeitreihensynthese

Für die zuvor ermittelte geografische Verteilung der dezentralen Erzeugungsanlagen werden Einspeisezeitreihen benötigt. Für Wind an Land, Wind auf See sowie Photovoltaik werden Wetterzeitreihen (Windgeschwindigkeiten und Globalstrahlungen) für das Referenzjahr 2007 aus dem Wettermodell des European Centre for Medium-Range Weather Forecasts verwendet. Sie weisen eine zeitliche und räumliche Auflösung von 3 Stunden bzw. ca. 80 km

sowie eine geographische Abdeckung von ganz Europa auf [Dee11]. Zur Generierung von Einspeisezeitreihen aus den Wetterzeitreihen findet für jeden Standort eine technologiespezifische Leistungskennlinie Anwendung. Diese wurden aus einem umfangreichen historischen Datenbestand zur Abbildung des gesamtdeutschen Anlagenparks abgeleitet. Bei Photovoltaikanlagen ist zusätzlich der temperaturabhängige Wirkungsgradverlust der PV-Module in den Sommermonaten berücksichtigt.

Die so generierten Einspeisezeitreihen weisen demnach Verlauf und Volllaststunden des gewählten Referenzjahres auf. Im Laufe der Jahre ist jedoch mit Wirkungsgradverbesserung gegenüber dem Stand des Referenzjahres zu rechnen (zum Beispiel wegen einer steigenden Narbenhöhe der Windenergieanlagen, dem Repowering von besonders ertragreichen Standorten oder einer grundsätzlichen Effizienzsteigerung der verwendeten Technologien). Hierbei wird der Trend der im Rahmen der EEG-Mittelfristprognose 2012 [R2B13] ermittelten Volllaststunden bis 2023 linear extrapoliert.

Für Biomasse wird eine konstante Leistungsbereitstellung angenommen, welche sich nach installierter Leistung und angenommenen Volllaststunden richtet. Letztere werden – soweit vorhanden – aus Veröffentlichungen und historischen Daten von Netzbetreibern einzelner europäischer Länder entnommen.

Für Laufwasserkraftwerke wird bezüglich der Volllaststunden analog zur Biomasse verfahren. Dabei wird der zeitliche Verlauf der Einspeisezeitreihen jedoch nicht konstant angenommen, sondern richtet sich nach Daten der Netzbetreiber, welche den jahreszeitlichen Verlauf der Einspeisung nachbilden (z.B. hohe Einspeisung in Frühjahr durch Schmelzwasser, usw.). In Ländern mit einem hohen Anteil an Speicherkraftwerken wird angenommen, dass sich der zeitliche Verlauf zusätzlich am Lastverlauf orientiert.

Es existieren prinzipiell mehrere Möglichkeiten eine Anpassung der generierten Zeitreihen an die vorgegebenen Volllaststunden durchzuführen. Für Netzanalysen sind im besonderen Maße die Extremsituationen relevant, also Zeiten mit besonders hoher und besonders niedriger Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Es wird daher eine Anpassung verwendet, welche nur die Energiemengen im mittleren Leistungsbereich unter Konservierung der Zeitpunkte mit hoher und niedriger Einspeisung verändert.

Für den deutschen Lastverlauf werden die im Rahmen des Netzentwicklungsplans aufbereiteten, netzgruppenscharfen Zeitreihen der Übertragungsnetzbetreiber angesetzt. Für das europäische Ausland finden historische Zeitreihen der ENTSO-E Anwendung. Diese werden auf Basis der durch den Szenariorahmen vorgegebenen Jahreshöchstlast skaliert. Der Blindleistungsbedarf der Last ist über einen Leistungsfaktor von 0,98 induktiv¹ definiert.

2.2.3 Marktsimulation

Aufgabe der Strommarktsimulation ist die Modellierung marktgeführter Erzeugungszeitreihen (thermische Kraftwerke und Speichereinheiten) in Europa. Die Marktmodellierung erfolgt dabei unter Berücksichtigung des grenzüberschreitenden, europäischen Stromhandels und durch die Verwendung europaweit konsistenter Wetterdaten, unter Berücksichtigung der

¹ Es handelt sich um eine optimistische Abschätzung, die teilweise (d.h. nicht flächendeckend) im Netzentwicklungsplan Verwendung findet. Die Auswirkungen insbesondere in Hinblick auf den Blindleistungshaushalt werden im Rahmen einer Sensitivitätsstudie diskutiert

raum-zeitlichen Korrelation der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und der Letztverbraucherlast in den verschiedenen Ländern.

Die Marktsimulation liefert für jeden am Markt partizipierenden Kraftwerksblock und Speicher in Europa stündlich aufgelöste Einspeisefahrpläne sowie die Austauschmengen im internationalen Stromhandel und die Entwicklung der Strompreise in den einzelnen europäischen Preiszonen (unter Berücksichtigung der Entwicklungen der Brennstoffpreise, CO₂-Preise, etc.).

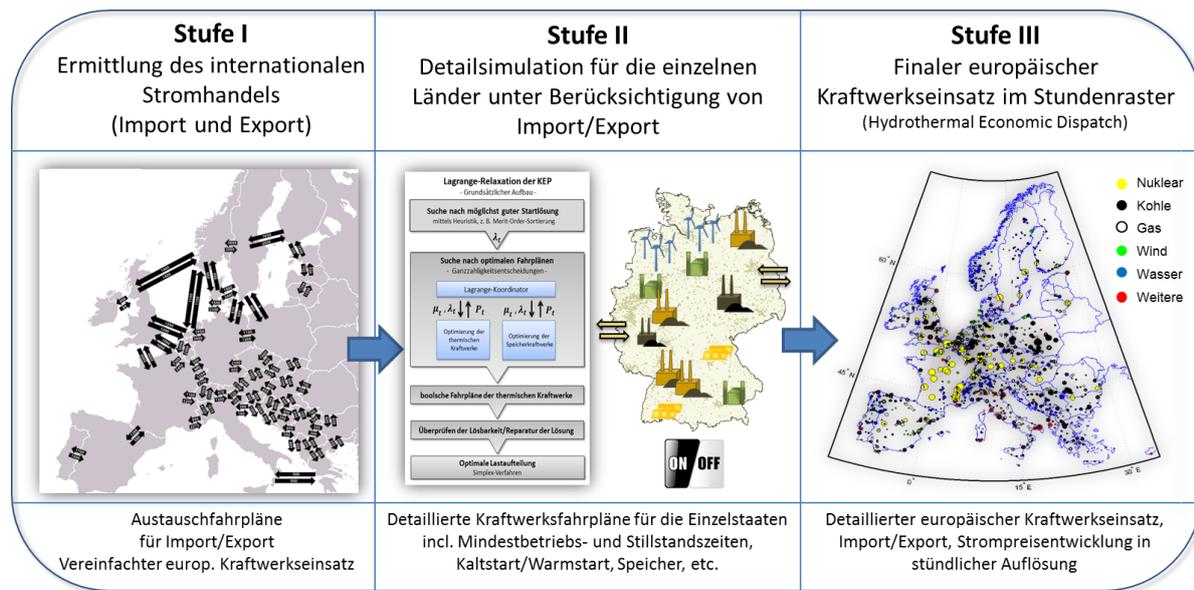


Abbildung 5: Dreistufiger Aufbau der IFHT-Marktsimulation

Das Modell zur europäischen Strommarktsimulation besteht aus drei aufeinander aufbauenden Optimierungsstufen (vgl. Abbildung 5). Durch die Zerlegung der Gesamtsimulation wird dabei eine hoch detaillierte Betrachtung des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems im europäischen Verbund ermöglicht. Damit lässt sich insbesondere der netzknotenscharfe Einsatz aller Kraftwerke und Speicher unter Berücksichtigung sämtlicher technischer und wirtschaftlicher Eigenschaften der Erzeugungsanlagen abbilden. Hierzu wird unter anderem ein dem internationalen Stand der Wissenschaft entsprechendes Dekompositionsverfahren auf Basis der Lagrange Relaxation genutzt.

In der **ersten Stufe** wird der grenzüberschreitende Stromhandel im europäischen Verbundsystem (Stromimport und -Export zwischen den Ländern) berechnet. Hierzu wird der europäische Kraftwerkspark unter Berücksichtigung lediglich der wichtigsten technischen und wirtschaftlichen Anlageneigenschaften (variable Betriebskosten, Maximalleistung, zulässige Gradienten) sowie der NTC in einem linearen Netzwerkflussmodell abgebildet. Startkosten, eine technische Mindestleistung und weitere Details werden aufgrund der europaweiten Betrachtung in dieser Modellstufe vernachlässigt. Die erste Stufe liefert als Ergebnis den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz zur Deckung der gesamteuropäischen Last unter Einhaltung der maximal möglichen Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern. Hiermit können für jedes Land Stromimport- und Stromexportzeitreihen ermittelt werden.

Diese gehen anschließend als Eingangsparameter in die **zweite Verfahrensstufe** ein, welche in einem sowohl technisch wie auch wirtschaftlich sehr hohen Detaillierungsgrad die Erzeugungssysteme der einzelnen Länder betrachtet. Neben den nationalen Anforderungen an die vorzuhaltende Reserveleistung (Regelleistung) wird in dieser Stufe insbesondere über den An-/Aus Schaltzustand jedes Kraftwerksblocks im Zeitverlauf entschieden. Dies erlaubt im Folgenden die Abbildung von Kaltstart- und Warmstartkosten, technischer Mindesterzeugung sowie Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten für jeden europäischen Kraftwerksblock. In dieser Stufe ermittelt das Optimierungsverfahren für die einzelnen Länder die Kraftwerks- und Speicherfahrpläne unter Berücksichtigung des zuvor ermittelten internationalen Stromhandels (Import und Export), nationaler Stromnachfrage und der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und Must-Run Anlagen im wirtschaftlich/technischen Detail. Es kommt eine Lagrange-Relaxation zum Einsatz, die in ihren Sub-Problemen auf eine effiziente Mixed-Integer Formulierung des Unit Commitment Problems zurückgreift.

Die **dritte Stufe** des Marktmodells führt die ersten beiden Modellstufen zusammen. Dies erlaubt die gemeinsame Betrachtung sämtlicher Kraftwerke im europäischen Verbundsystem im technisch/wirtschaftlichen Detail. Dazu werden die An/Aus-Entscheidungen (Ganzzahligkeitsentscheidungen) für jeden Kraftwerksblock aus der zweiten Stufe übernommen, um anschließend den europaweiten Kraftwerks- und Speichereinsatz grenzüberschreitend und unter Berücksichtigung der internationalen Übertragungskapazitäten erneut zu berechnen (hydro/thermische Energieaufteilung).

Neben dem exakten europäischen Kraftwerks- und Speichereinsatz und der Ermittlung der finalen grenzüberschreitenden Handelsflüsse liefert das Modell als Ergebnis insbesondere die Entwicklung der Strompreise in Deutschland und Europa.

Auch Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerksblöcken werden mit Unterteilung in Revisionen, Teilausfälle und Totalausfälle im Rahmen der Strommarktsimulation berücksichtigt. Für jeden Kraftwerkstyp werden dabei abhängig von dessen Alter verschiedene Ausfallhäufigkeiten hinterlegt. Auch die Dauer der Revisionen und Ausfälle ist abhängig von Kraftwerkstyp und Baujahr. Revisionen fallen im Modell (wie auch in Realität) mit höherer Wahrscheinlichkeit auf einen Sommermonat, da hier die Strompreise i.A. aufgrund der verminderten Stromnachfrage niedriger sind.

2.2.4 Netzberechnung und Redispatch-Simulation

Ziel der Netzberechnung und der anschließenden Redispatch-Simulation ist die Ermittlung eines überlastungsfreien Netzbetriebs. Wie im vorherigen Abschnitt beschrieben, hat das Netz – die internationalen Kuppelkapazitäten ausgenommen – keine Auswirkungen auf das Verhalten der Akteure am Strommarkt. Stattdessen dürfen diese ungeachtet der Auswirkungen auf die Leistungsflüsse im Netz diskriminierungsfrei am Strommarkt partizipieren. Die Netzbetreiber haben jedoch im Rahmen ihrer Systemverantwortung das Recht, in die Fahrpläne der Erzeugungseinheiten einzugreifen, falls sonst ein sicherer Netzbetrieb nicht gewährleistet werden kann. Dies wird als Redispatch bezeichnet und wird insbesondere dann angewendet, wenn die (n-1)-Sicherheit gefährdet ist. Im Rahmen der Bestätigung des Netzentwicklungsplans von 2013 zeigten sich für das durch die

Bundesnetzagentur bestätigte Zielnetz unter Anwendung des NEP B2023-Szenarios bereits zahlreiche Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall, womit die (n-1)-Sicherheit nicht gewährleistet ist [Bun13b]. Redispatch zur Vermeidung von Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall ist auch für alle im Rahmen dieser Studie betrachteten Netztopologien erforderlich, da entsprechend der Ausführungen in Kapitel 3.1 in die Netztopologien sukzessiv nur Maßnahmen des EnLAGs bzw. des BBPIGs integriert sind. Da der Redispatch sowohl die Stromerzeugung als auch die Netzauslastung beeinflusst, hat er folglich Auswirkungen auf die sich anschließenden Analysen der Stabilitätsaspekte und wird daher ebenfalls simuliert.

Es ist zu beachten, dass die Netzplanung der Netzbetreiber grundsätzlich ein engpassfreies Netz zum Ziel hat, in dem kein Redispatch erforderlich ist. Redispatch ist demnach kein dauerhaftes Substitut für Ausbaumaßnahmen.

Vor der Redispatch-Simulation werden Leistungsflussberechnungen für alle Stunden der betrachteten Jahre durchgeführt. Die Leistungsflüsse sind das Resultat der Netztopologie inklusive der verorteten Erzeuger und Verbraucher (allg. Netzdaten) sowie der Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsmuster. Auf dieser Grundlage werden Überlastungen identifiziert und durch den Redispatch aufgelöst. Das (n-1)-Kriterium wird vereinfacht über eine 70%-Auslastungsgrenze abgebildet. Dementsprechend hat der Redispatch zum Ziel, die Auslastung aller betrachteten Leitungen auf unter 70% zu reduzieren. Dabei gilt die Grenze von 70% üblicherweise als vereinfachtes Kriterium zur Sicherstellung ausreichender Reserven für die Beherrschung von einfachen Leitungsausfällen. Da für die folgenden Untersuchungen lediglich ein überlastungsfreies Netz, jedoch keine zeitlich realistischen Redispatchmuster und daraus folgend keine realistischen Redispatchvolumina erforderlich sind, wird aus Rechenzeitgründen ein vereinfachtes Redispatchverfahren ohne Berücksichtigung einer zeitlichen Kopplung eingesetzt. Gemäß der aktuellen Gesetzgebung erfolgt der Redispatch kostenminimal. Erst wenn die Möglichkeiten zum Redispatch mit konventionellen Erzeugungseinheiten ausgeschöpft sind, nutzt das Modell die Einspeisereduktion Erneuerbarer Energien und schlussendlich die Möglichkeiten eines grenzüberschreitenden Redispatches.

Die auf diese Weise aufbereiteten Netznutzungsfälle von 2019 bis 2023 dienen als Grundlage der spezifischen Untersuchungsaspekte. Diese werden im Folgenden getrennt voneinander vorgestellt.

3. Untersuchung der Kurzschlussleistungen

3.1 Einführung

Im folgenden Kapitel wird die Analyse und Bewertung der Kurzschlussleistungen auf dem Entwicklungspfad der elektrischen Energieversorgung von 2019 bis 2023 durchgeführt. Die Kurzschlussleistung ist die Kurzform der Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung S_k . Sie stellt eine fiktive Größe dar und ergibt sich aus dem Produkt der Nennspannung und dem Anfangs-Kurzschlusswechselstrom, der sich bei einem dreipoligen Fehler am Fehlerort einstellt. Sie ist deshalb fiktiv, da die Spannung bei einem Kurzschlussstrom direkt einbricht. Dennoch gilt die Kurzschlussleistung als Indikator für die Statik, im Sinne der notwendigen Spannungshaltung im Netz sowie für das synchronisierende Moment bei Störungen (v.a. bei Netzfehlern) in Bezug auf die transiente Polradwinkelstabilität (vgl. AP3)

Die sichere Detektion von Netzfehlern (Kurzschlüssen) erfordert eine eindeutige Unterscheidung zwischen normalen Betriebsströmen und Fehlerströmen im Kurzschlussfall. Im Fehlerfall ist daher ein Vielfaches der üblichen Nennströme erforderlich, die weit oberhalb der thermischen Dauerstrombelastbarkeit der Komponenten liegen. Gleichzeitig sind die Kurzschlussströme durch die Abschaltfähigkeit der Leistungsschalter nach oben (auf ca. 80 kA für 380 kV-Ebene [ABB12]) begrenzt, um eine sichere Abschaltung der Fehlerströme gewährleisten zu können.

Die Kurzschlussleistung wird durch einen dreipoligen Kurzschluss an einem Fehlerort ermittelt. Die Höhe wird bestimmt durch die elektrische Entfernung zu den Generatoren und die Beschaffenheit der Generatoren selbst. Somit ist die Kurzschlussleistung von der Topologie und dem Generatoreinsatz abhängig. Eine höhere Vermaschung des Netzes führt zu einer höheren Kurzschlussleistung, während andererseits die Kurzschlussleistung sinkt, sobald der Vermaschungsgrad geringer wird. Die Höhe des Kurzschlussstrombeitrags ist allgemein abhängig von der Technologie und Größe der Stromerzeugungseinheit. Umrichtergekoppelte Erzeugungseinheiten sind aufgrund der leistungselektronischen Bauelemente auf einen Kurzschlussstrombeitrag in Höhe ihres Nennstroms begrenzt, während klassische Synchrongeneratoren kurzzeitig ein Vielfaches (3-5-faches) ihres Nennstroms beitragen. Derartige Synchrongeneratoren werden i.d.R. in konventionellen thermischen Kraftwerken eingesetzt. Die topologische Veränderungen von 2019 bis 2023 einerseits und die Abschaltungen thermischer Kraftwerke (insbesondere der Kernkraftwerke) andererseits, lassen demzufolge entgegengesetzte Auswirkungen auf die Kurzschlussniveaus erwarten. Im Folgenden werden Untersuchungsergebnisse dargestellt, welche sowohl die tendenziellen Einflüsse des geplanten Netzausbaus, als auch die Substitution klassischer Synchronmaschinen aufzeigen. Dabei liegt der Fokus nicht auf einer Prüfung der Zulässigkeit ermittelter Kurzschlussleistungen, sondern auf der Analyse der netz- und kraftwerkstechnischen Einflüsse auf die Veränderung der Kurzschlussleistung für den Zeitraum von 2019 bis 2023.

3.2 Untersuchungsrahmen

Im Fokus der Kurzschlussanalyse steht das deutsche Höchstspannungsnetz der 380kV-Ebene. Hierzu werden an allen Sammelschienen 3-polige Kurzschlüsse berechnet und die

entsprechenden Beiträge aus den Kraftwerken bestimmt. Da die Kurzschlussleistung insbesondere vom Kraftwerkspark und vom Betrieb der Kraftwerke abhängt (ein- oder ausgeschaltet), werden die Kurzschlussleistungsberechnungen für alle Stunden im Jahr knotenscharf durchgeführt. Dieses Vorgehen begründet sich darin, dass mit dem ermittelten Kraftwerkseinsatz zu beinahe jeder Stunde eine andere Kombination an Kraftwerken an- bzw. ausgeschaltet ist und folglich die Kurzschlussleistung stündlich variiert. Als Berechnungsmethode findet die anerkannte Kurzschlussstromberechnung nach Norm VDE 0102/IEC 60909 Anwendung, die auf der heuristisch ermittelten Anfangs-Kurzschlusswechselstromberechnung basiert. Die notwendigen Annahmen für das In- und Ausland werden im Folgenden vorgestellt.

Beiträge zur Kurzschlussleistung in Deutschland:

Für die Berechnungen wird das Netzmodell des NEP 2013 verwendet, welches das deutsche Netz in der Höchstspannungsebene abbildet. Die unterlagerten Verteilnetze sind durch Ersatzelemente abgebildet und werden demzufolge in den Berechnungen vernachlässigt. Konsequenterweise tragen alle Erneuerbare-Energien Anlagen (EE-Anlagen) der unterlagerten Netzebenen nicht zur Kurzschlussleistung bei. Dies umfasst insbesondere Anlagen von On- und Offshore-Wind, Photovoltaik, Laufwasser und Biomasse. Somit haben ausschließlich konventionelle, thermische Kraftwerke, Wasserkraftwerke und HGÜ-Kopfstationen Einfluss auf die Kurzschlussleistung. Dabei werden die HGÜ-Kopfstationen mit einem maximalen Kurzschlussstrom in Höhe des jeweiligen Nennstroms berücksichtigt. Der Betrieb der HGÜ-Systeme wird für alle 8760 Stunden des Jahres vorausgesetzt.

Beiträge zur Kurzschlussleistung aus Ausland:

Das Ausland hat insbesondere in den Gebieten mit hoher Vermaschung einen signifikanten Anteil an der Kurzschlussleistung in Deutschland. Da das Netzmodell keine detaillierte Abbildung des Auslands enthält, werden Annahmen zu den Kurzschlussstrombeiträgen getroffen, die dem Netzmodell zu den Bedarfsanalysen entnommen sind. Im Gegensatz zu den Kurzschlussbeiträgen in Deutschland bleiben die Beiträge aus dem Ausland zu jeder Stunde und zu jeder Entwicklungsstufe des Transformationspfades (2019-2023) konstant. Dies ermöglicht eine fokussierte Analyse der innerdeutschen Effekte wie dem Netzausbau und der Kraftwerksstruktur auf das Kurzschlussleistungsniveau in Deutschland.

Unter diesen Annahmen können die wesentlichen Trends des Kurzschlussleistungsniveaus in Deutschland analysiert werden. Da im Rahmen dieser Studie der regionale Trend der Kurzschlussleistungsniveaus im Vordergrund steht, werden die jährlichen, mittleren Kurzschlussleistungen der Knoten in Regionen zusammengefasst.

3.3 Ergebnisse

Da einerseits die Darstellung und Diskussion der Kurzschlussleistungen an über 400 Kurzschlussorten nicht zielführend ist und andererseits die relative Entwicklung der Kurzschlussleistungsniveaus im Vordergrund steht, werden die Kurzschlussleistungen über Regionen in Deutschland gemittelt. Je nach Topologie kann die Kurzschlussleistung innerhalb einer Region, d.h. an den einzelnen Knoten schwanken. Durch die Mittelung der Leistungen über eine Region lassen sich jedoch die Niveaus und Trends der

Kurzschlussleistung in den verschiedenen Regionen Deutschlands über den gegebenen Transformationspfad adäquat visualisieren. Die Definition der Regioneneinteilung basiert auf den bestehenden Grenzen der Netzgruppen. Diese wurden zum Zweck einer erhöhten Auflösung an topologisch sinnvollen Grenzen geteilt, wodurch insgesamt 37 Regionen entstehen. Abbildung 6 zeigt das gemittelte Kurzschlussleistungsniveau (im Folgenden als *Kurzschlussniveau* bezeichnet) für das Jahr 2019. Die Kurzschlussleistungen wurden über 8760 Stunden eines Jahres und über die Fehlerorte der jeweiligen Region gemittelt.

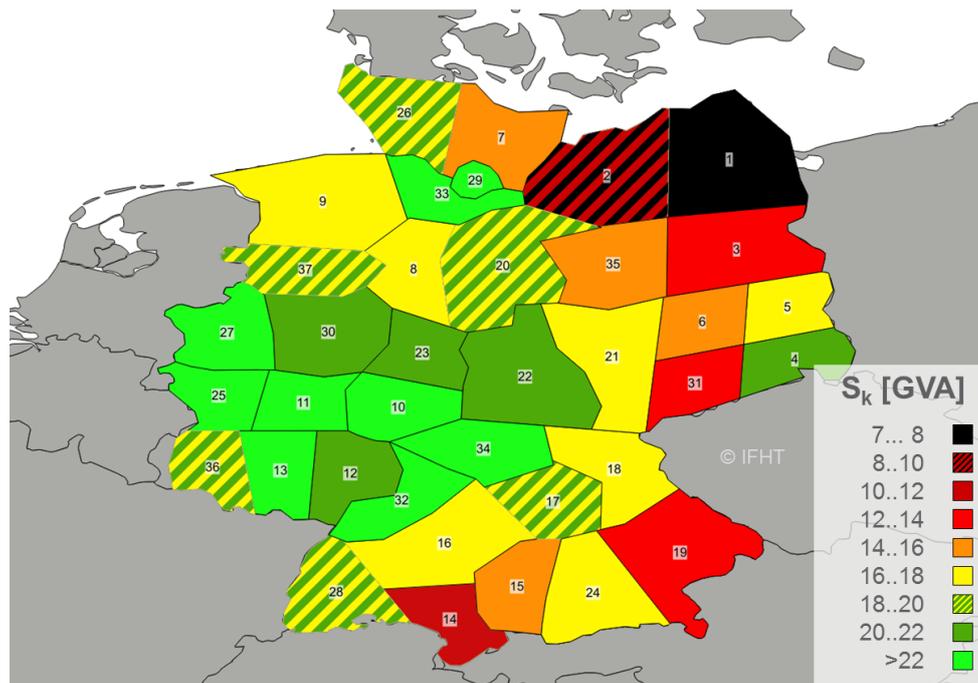


Abbildung 6: Kurzschlussniveau 2019 im Mittel über 8760h

Die gemittelten Kurzschlussleistungen liegen im Bereich von 7,7 bis 28,3 GVA. Hohe Kurzschlussleistungen (>22 GW im Mittel) finden sich vom Rhein-Ruhr-Gebiet ausgehend, über Teile von Rheinland-Pfalz bis nach Hessen und in den Großraum Mannheim wieder. Die Kurzschlussleistungen werden in diesen Regionen zur Hälfte aus Kohlekraftwerken bereitgestellt. Ein ebenso hohes Kurzschlussniveau ist auch in Hamburg und der südlichen Region von Hamburg festzustellen. Hier tragen neben Stein- und Braunkohlekraftwerken (ca. 41%) insbesondere die HGÜ-Kopfstationen (ca. 25%) der in Schleswig-Holstein und Niedersachsen anlandenden Offshore-Windenergie und der HGÜ-Korridore zur mittleren Kurzschlussleistung bei. Geringere Kurzschlussleistungen ergeben sich vor allem in ländlichen Regionen: In Mecklenburg-Vorpommern (7,7 bis 9,8 GVA) oder im Süden Baden-Württembergs mit 11,7 GVA. In der Lausitz (Region 4) ist das Kurzschlussniveau im Vergleich zu den Nachbarregionen signifikant höher. Im Folgenden wird die Entwicklung und Veränderung des Kurzschlussniveaus auf dem Transformationspfad diskutiert.

Entwicklung der Kurzschlussniveaus 2019-2023

Abbildung 7 zeigt die Veränderung des Niveaus von 2019 nach 2020. Die grünen und violetten Linien stellen den AC- bzw. DC-Netzausbau dar, der im Jahr 2020 zusätzlich berücksichtigt wird. Abgebildet sind die HGÜ-Trasse Osterath-Philippsburg (BBPIG-Nr. A02), der AC-Ausbau in Niedersachsen (AMP010-EnLAG-Nr. 16/18, P69-BBPIG-Nr. 34) sowie die Verbindungen nach Dänemark (TTG05-EnLAG-Nr. 1) und der Ausbau im Raum Karlsruhe-Stuttgart (P70-BBPIG-Nr. 35). Die Ergebnisse zeigen erwartungsgemäß eine hohe Korrelation zwischen den regionalen Kurzschlussleistungsniveaus und den genannten Ausbaumaßnahmen. Die Veränderungen sind relativ in Bezug zu dem absoluten Kurzschlussniveau der jeweiligen Region des Vorjahres dargestellt. Für Region 9 ergibt sich folglich eine tendenziell größere relative Veränderung des Kurzschlussniveaus durch den AC-Netzausbau.

Neben der AC-seitigen Vermaschung tragen auch die HGÜ-Kopfstationen zu einer Anhebung der Kurzschlussniveaus bei. So steigt die Kurzschlussleistung durch den HGÜ-Konverter in Region 32 (Philippsburg) lokal um bis zu 2 GVA bei einem mittleres Kurzschlussniveau 2019 von 22,4 GVA und nahezu gleichbleibenden Beiträgen durch konventionelle Kraftwerke. Eine Steigerung des mittleren Kurzschlussniveaus von 3,3 % ist die Folge.

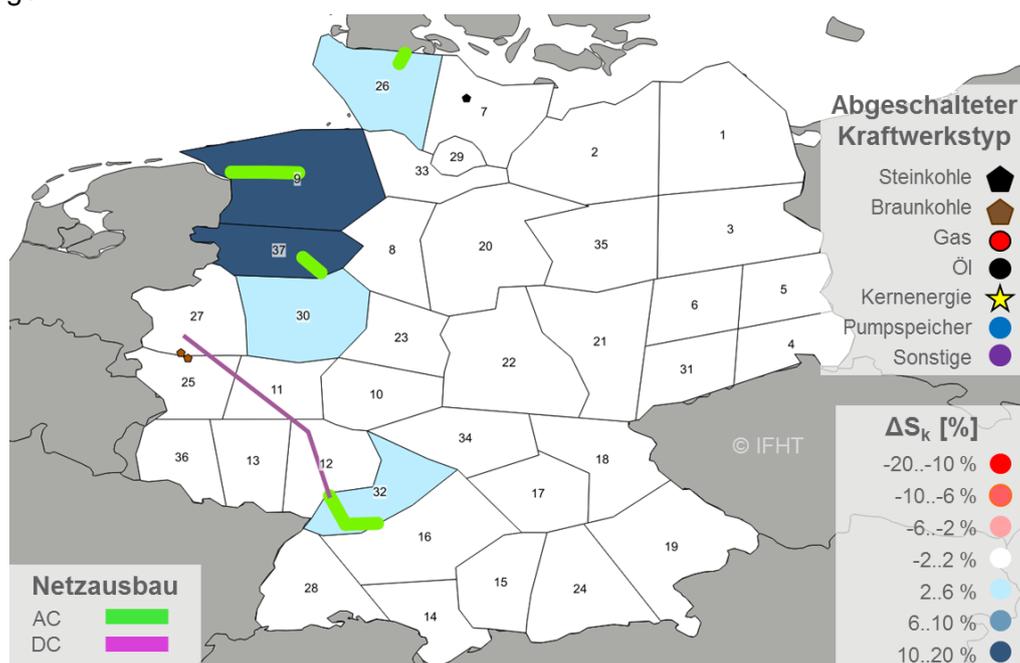


Abbildung 7: Veränderung des Kurzschlussniveaus 2019-2020

In der Region um Osterath (Region 27) ergibt sich bei einem mittleren Kurzschlussniveau 2019 von 24,8 GVA eine lokale Anhebung von bis zu 2 GVA. Hier wird eine etwaige Erhöhung jedoch durch die im Jahr 2020 abgeschalteten Kraftwerksblöcke (Niederaussem E und Frimmersdorf Q) kompensiert. In Abbildung 7 sind diese Kraftwerke ebenfalls dargestellt.

Im Zeitschritt von 2020 nach 2021 sind weitere Kraftwerksabschaltungen zu verzeichnen (Abbildung 8). Dies betrifft die Kernkraftwerke (KKW) Brokdorf, Grohnde und Gundremmingen. und führt zu einer verminderten Kurzschlussleistung in einigen Regionen von bis zu ca. 8%². Mit ihrer hohen Betriebsstundenzahl tragen die KKW gerade in den Gebieten Schleswig-Holstein, Hamburg und Großraum Hannover (Region 8) sowie in Südwestbayern signifikant zum Kurzschlussniveau bei.

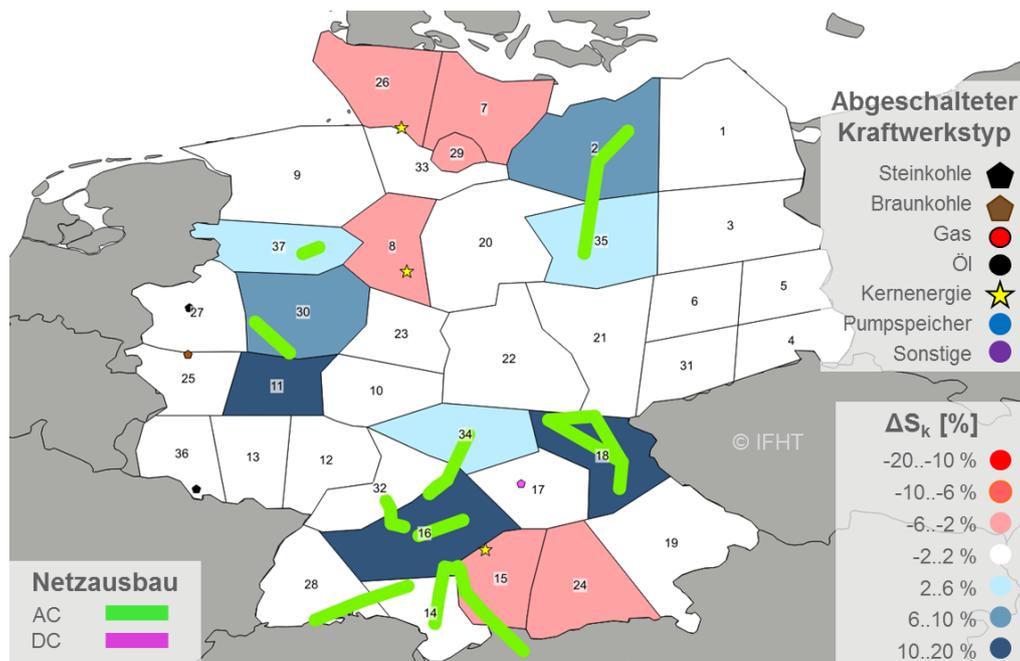


Abbildung 8: Veränderung des Kurzschlussniveaus 2020-2021

Die Regionen 26 (West-Schleswig-Holstein) und 15 (Südwestbayern) verfügen über keine weiteren nennenswerten thermischen Kraftwerkskapazitäten. Die Kurzschlussleistung wird aus den angrenzenden Regionen bezogen. In Region 8 verbleibt nach Abschalten des KKW Grohnde nur noch das Steinkohlekraftwerk Heyden. Es ist festzustellen, dass die Laufzeiten der Kohlekraftwerke insgesamt leicht ansteigen, was im Mittel zu einer Erhöhung des Kurzschlussniveaus führt (beispielsweise in Region 30, Ruhrgebiet³). So ist die Anhebung des Kurzschlussniveaus in Region 11 sowohl auf den AC-Netzausbau, als auch auf den erhöhten Einsatz thermischer Kraftwerk in den angrenzenden Regionen zurückzuführen. Die höheren Laufzeiten der Kohlekraftwerke können jedoch in den Regionen, in denen die KKW abgeschaltet werden, die fehlende Kurzschlussleistung nicht kompensieren.

In den Regionen 34, 18, 16 (Norden Bayerns und Württemberg) sowie in Region 2 und 35 (westlicher Teil Mecklenburg-Vorpommerns und Sachsen Anhalt) steigen die Kurzschlussniveaus dagegen vornehmlich aufgrund der dortigen Ausbaumaßnahmen an.

² Die Minimalwerte können an einzelnen Knoten zu bestimmten Stunden deutlich darunter liegen

³ Ein Anstieg der Laufzeit bedingt nicht unbedingt eine erhöhte eingespeiste Energiemenge. Die Kraftwerke sind lediglich häufiger in Betrieb.

Bei der Entwicklung von 2021 nach 2022 (siehe Abbildung 9) zeigt sich für die Regionen, in denen weitere KKW abgeschaltet werden, ein ähnliches Verhalten wie bei der Entwicklung von 2020 nach 2021. Die letzten Kernkraftwerke KKW Emsland, Neckarwestheim und Isar II werden abgeschaltet. Dies führt in den betroffenen Regionen selbst sowie im Süden Deutschlands allgemein zu einem weiteren Absinken des mittleren Kurzschlussniveaus. In Bayern wird zu diesem Zeitpunkt ein Minimum des mittleren Kurzschlussniveaus für den betrachteten Zeitraum (2019-2023) erreicht. Bezogen auf das Jahr 2019 sinkt das Kurzschlussniveau in Region 24 folglich um ca. 9%.

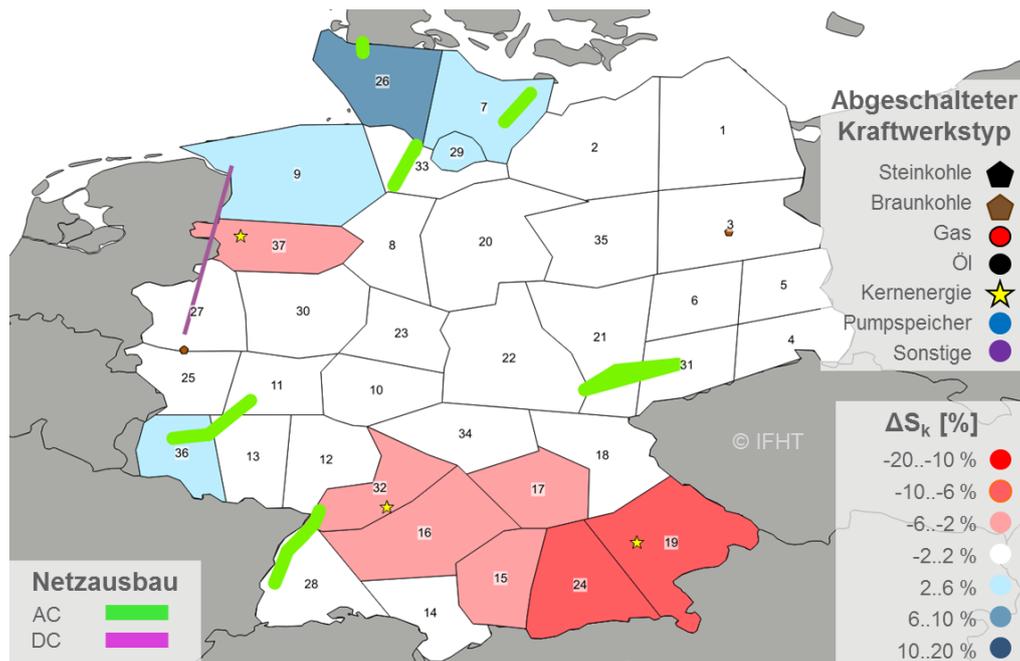


Abbildung 9: Veränderung des Kurzschlussniveaus 2021-2022

Die Regionen 22, 21 und 31 (Thüringen/Sachsen) verzeichnen trotz der Verstärkung der Trasse Röhrsdorf-Remptendorf keinen signifikanten Anstieg des Kurzschlussniveaus. Grund dafür ist die technische Umsetzung der Maßnahme, die lediglich einen Austausch der bestehenden Leiterseile vorsieht. Folglich liegt keine signifikante Veränderung der Leitungsimpedanzen vor. Die Laufzeiten der konventionellen Kraftwerke bleiben nahezu konstant, weshalb letztlich keine Veränderung der Kurzschlussleistung eintritt.

In anderen Regionen, wie im Saarland, Schleswig-Holsteins, Hamburg und im Norden Niedersachsens steigt das Niveau leicht um bis zu 6,5%. Grund dafür ist vor allem die Inbetriebnahme der aufgeführten Netzausbaumaßnahmen (P24, P25, P72). Der Anstieg in den nördlichen Regionen ist zusätzlich durch eine leichte Erhöhung der Laufzeiten der Kohle- und Gaskraftwerke sowie die neue HGÜ-Kopfstation am Standort Emden bedingt.

Im Jahr 2022 werden alle verbliebenen, geplanten Maßnahmen, insbesondere die HGÜ-Korridore C und D fertiggestellt. Das einzig relevante Kraftwerk, das 2023 abgeschaltet wird, ist das Gaskraftwerk Huntorf bei Elsflth. Eine damit verbundene Senkung des Kurzschlussniveaus wird durch den lokalen AC-Ausbau sowie die neuen HGÜ-Kopfstationen

des Korridors C kompensiert. Allgemein lässt sich eine weiterräumige Anhebung der Kurzschlussniveaus erkennen (siehe Abbildung 10).

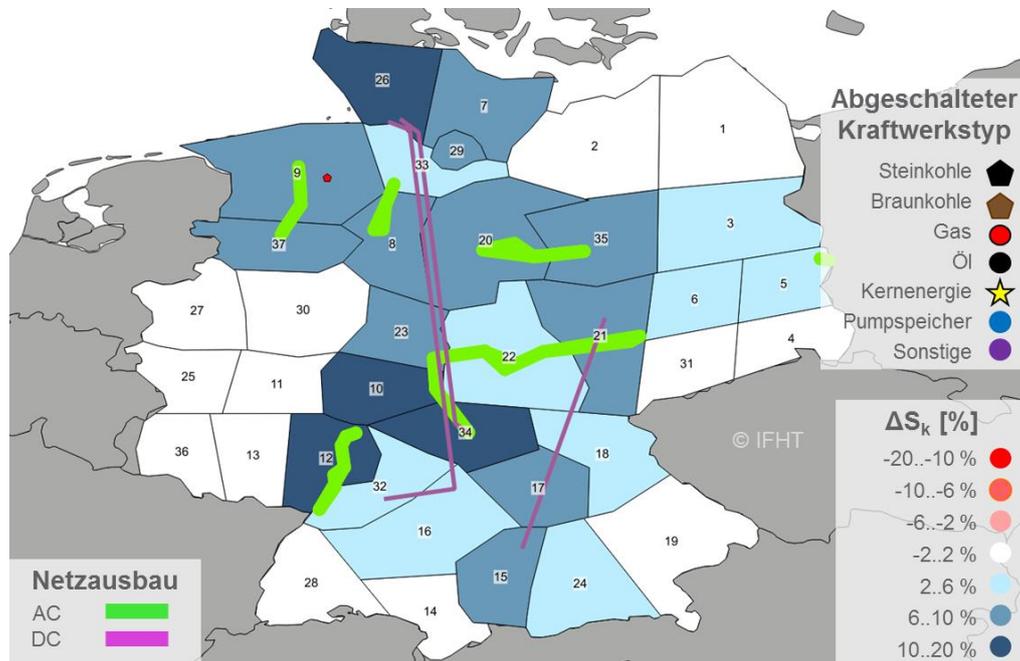


Abbildung 10: Veränderung des Kurzschlussniveaus 2022-2023

Der Effekt der Reduzierung von Betriebsstunden konventioneller Kraftwerke zugunsten einer verstärkten Einspeisung aus EEG-Anlagen ist vergleichsweise gering im Vergleich zum AC-Netzausbau. Folglich liefert der Vergleich von 2023 zum Referenzjahr 2019 tendenziell einen Anstieg des Kurzschlussniveaus in Deutschland (siehe Abbildung 11). In Region 9 steigt u.a. wegen der Kopfstationen der HGÜ-Korridore und der Offshore-Windparkanbindung das Niveau deutlich an (+28,1 %). Lediglich in Süddeutschland ist eine Reduktion der mittleren Kurzschlussleistung zu verzeichnen (Region 19: -6,3 %). Grund dafür ist in erster Linie die Abschaltung der beiden Kernkraftwerke Grundremmingen und Isar II.

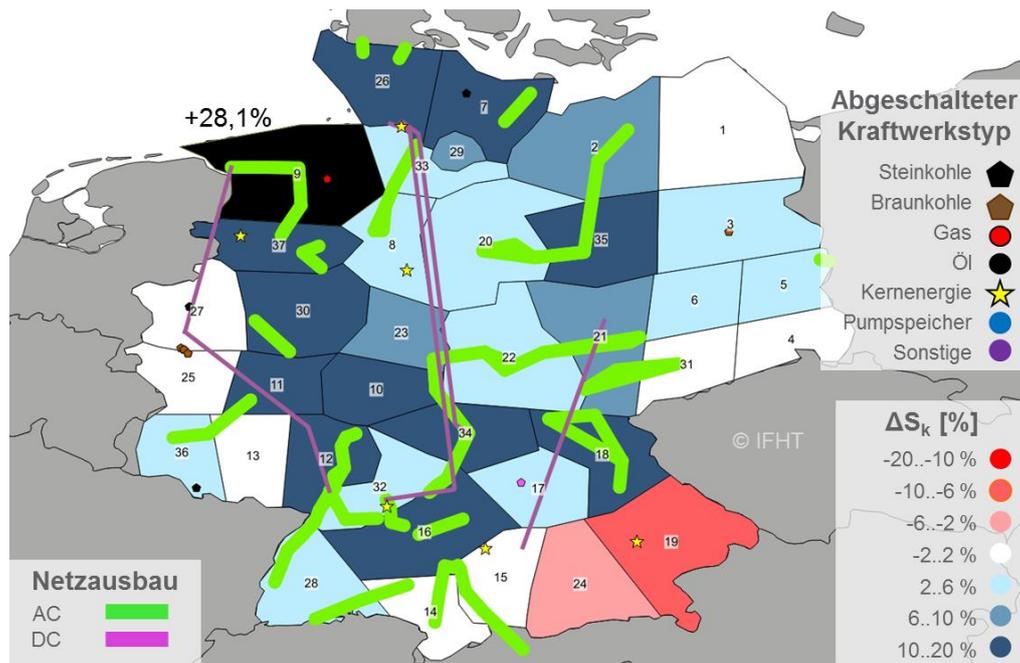


Abbildung 11: Veränderung des Kurzschlussniveaus 2019-2023

Für die Darstellung der auftretenden Schwankung der regionalen Kurzschlussleistungsniveaus innerhalb eines Jahres, ist in Abbildung 12 beispielhaft eine Auswertung für Region 19 dargestellt. In 2019 (rote Kurve) liegt die mittlere Kurzschlussleistung bei 13,9 GVA und die minimale Kurzschlussleistung⁴ bei 11,7 GVA. Letztere sind mit einem Stempel gekennzeichnet. Eine signifikante Veränderung der Häufigkeitsverteilung ergibt sich im Übergang von 2021 nach 2022. Zu diesem Zeitpunkt wird das in der Region befindliche KKW Isar II abgeschaltet. Das gesamte Niveau reduziert sich auf einen mittleren Wert von etwa 12,8 GVA. Gleichzeitig bleibt die minimale Kurzschlussleistung jedoch auf einem ähnlichen Niveau wie in den Vorjahren bestehen. Dies lässt sich damit erklären, dass auch in den Vorjahren bereits relevante Kraftwerke (wie beispielsweise Isar II) zu bestimmten Stunden ausgeschaltet sind. Die minimale Kurzschlussleistung steigt bis 2023 auf etwa 12,1 GVA.

Insgesamt kann festgestellt werden, dass die minimale Kurzschlussleistung in allen Regionen bis 2023 tendenziell steigt. In wenigen Ausnahmefällen kommt es zwischenzeitlich zu einem Absinken der minimalen Kurzschlussleistung unter das Niveau von 2019. Die ermittelten, absoluten Abweichungen liegen jedoch im Bereich <5% (Maximale Reduktion in Region 33, südlich und westlich von Hamburg: -4,2%).

⁴ Minimale Kurzschlussleistung zu der Stunde, in der gemittelt über die Fehlerorte in der Region die kleinste minimale Kurzschlussleistung berechnet wird

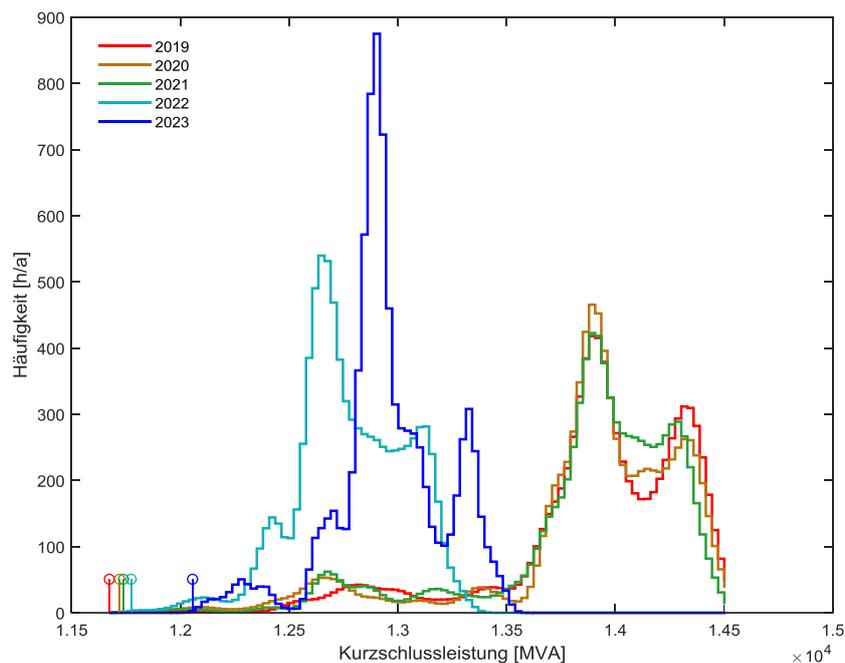


Abbildung 12: Verteilung⁵ der Kurzschlussleistung in Region 19

3.4 Sensitivität bei 50%-reduzierter Kurzschlussleistung aus dem Ausland

Eine Untersuchung der Sensitivität der Auslandsbeiträge lässt eine Abschätzung zu, inwiefern die Ergebnisse hinsichtlich einer Veränderung der ausländischen Kurzschlussleistungen belastbar sind. Die Kurzschlussleistungen aus dem Ausland sind, wie in 3.2 beschrieben, für jedes Jahr konstant. Dies ermöglicht die selektive Untersuchung von Effekten, die durch Veränderungen in der Topologie und im Kraftwerkspark in Deutschland hervorgerufen werden. Bei der durchgeführten Sensitivität werden für das Jahr 2023 die maximal bereitzustellenden Kurzschlussleistungsbeiträge aus dem Ausland um 50 % reduziert. Dies führt zu einer Reduktion der Kurzschlussleistungsniveaus in allen Regionen (vgl. Abbildung 13). Dennoch sind die Reduktionen vergleichsweise gering. Lokal, d.h. an einzelnen Netzknoten, fällt die Kurzschlussleistung um maximal 12 %, regional gemittelt um bis zu 5,3 %. Grund dafür ist, dass die verringerte Kurzschlussleistung im Ausland zu einem vergrößerten Spannungstrichter führt. Als Spannungstrichter wird das Spannungsgefälle bezeichnet, das sich um einen Fehlerort aufbaut. Am Fehlerort selbst liegt die Spannung bei 0 kV, während die Spannung mit zunehmender Entfernung vom Fehlerort auf die Nennspannung ansteigt. Je größer die Kurzschlussbeiträge aus den Generatoren sind, desto kleiner ist der resultierende Spannungstrichter und folglich der Beitrag entfernter Generatoren. Verringert sich die maximal mögliche Kurzschlussleistung der ausländischen Generatoren um 50 %, so vergrößert sich der resultierende Spannungstrichter, wodurch mehr Generatoren einen Beitrag zum Kurzschlussstrom liefern. Beispielhaft ist in Abbildung 14 der Spannungstrichter bei einem Fehler in Kuhmoos zur Stunde 4235 für den Fall einer nicht reduzierten Kurzschlussleistung ausländischer Generatoren (links) und mit einer

⁵ Diskrete Häufigkeitsverteilung aus Zwecken der Anschaulichkeit in Stufenform abgebildet

Reduktion um 50% (rechts) dargestellt. Die Stunde 4235 zeichnet sich durch einen geringen Einsatz konventioneller Kraftwerke und Wasserkraftwerke in Deutschland aus.

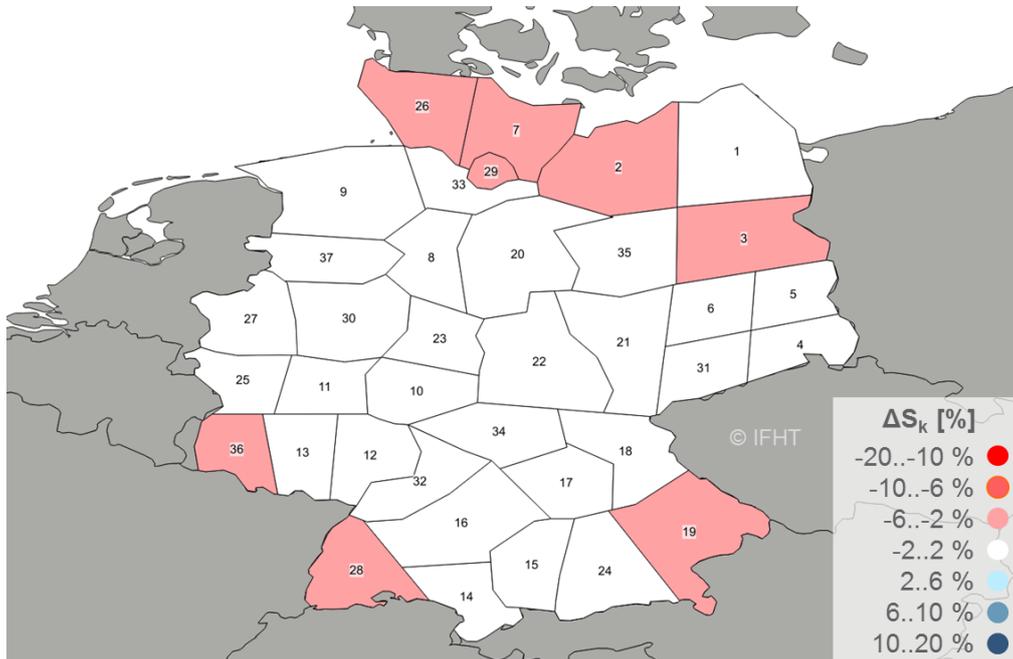


Abbildung 13: Veränderung des Kurzschlussniveaus 2023 gegenüber 2023 mit 50% weniger Kurzschlussleistung im Ausland

Die Ergebnisse zeigen, dass die berechneten Kurzschlussleistungen relativ robust gegenüber Veränderungen der Kurzschlussleistung im Ausland sind. Da Schwankungen oder Veränderungen der Kurzschlussleistung im Ausland von 50 % als sehr unwahrscheinlich anzusehen sind, lässt sich feststellen, dass die gezeigten Tendenzen und berechneten Niveaus auch bei einer veränderten Auslands Kurzschlussleistung Bestand haben.

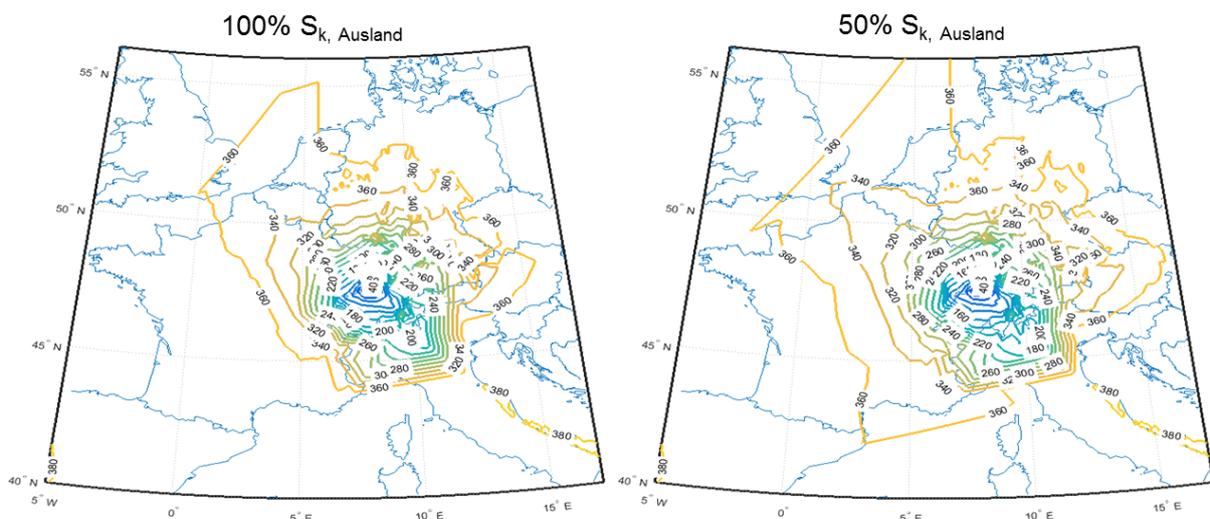


Abbildung 14: Veränderung des Spannungstrichters 2023 im NNF 4235h bei nicht reduzierter Kurzschlussleistung im Ausland (links) und mit 50% Reduktion (rechts)

3.5 Zusammenfassung und Diskussion

Die Analyse der Kurzschlussleistungen in Deutschland für 2019 bis 2023 zeigt, dass unter den zugrunde gelegten Annahmen tendenziell ein Anstieg des mittleren Kurzschlussleistungsniveaus zu erwarten ist. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass der Effekt der geplanten Netzausbaumaßnahmen eine Reduktion der Kurzschlussleistung aufgrund einer zunehmenden Substitution thermischer Kraftwerke durch EEG-Anlagen überkompensiert. Das Abschalten dreier Kernkraftwerke im Jahr 2021 führt zu einem zwischenzeitlichen Absinken einiger nördlicher Regionen u.a. zwischen Hamburg und Hannover und im Süden Bayerns (um maximal 5,3 %). Während sich die Kurzschlussleistung in den nördlichen Regionen bis zum Jahr 2023 wieder auf ein höheres Niveau als 2019 einstellt, führt die Abschaltung von zwei weiteren Kernkraftwerken im Süden Deutschlands, insbesondere die des KKW Isar II, zu einer erneuten Absenkung der Kurzschlussleistung in Südbayern (-6,5...-9,4 % im Vgl. zu 2019). Die Berücksichtigung der HGÜ-Kopfstationen in 2023 kann die fehlenden Beiträge der Kernkraftwerke nicht vollständig ersetzen. Somit verbleibt beispielsweise das Kurzschlussniveau im Süd-Osten Bayerns (Region 19) bei etwa -6,3 % im Vergleich zu 2019.

Im Gegensatz dazu erhöht sich in den meisten anderen Regionen Deutschlands die Kurzschlussleistung stetig oder verbleibt auf konstantem Niveau. Die größte Erhöhung ergibt sich in Region 9 (Norden Niedersachsens) mit +28,1 %. Die HGÜ-Kopfstationen der Korridore A und C sowie die HGÜ-Kopfstationen der Offshore-Windparks liefern dabei einen entscheidenden Beitrag (37% an der gemittelten Kurzschlussleistung). Die HGÜ-Kopfstationen tragen 2023 auch in Region 27 (Rheinland, 16%), in Region 32 (Norden Baden-Württembergs, 17%) und in Region 15 (Südwesten Bayerns, 18%) signifikant zu den mittleren Kurzschlussniveaus bei.

Insgesamt konnte festgestellt werden, dass die regionalen Kurzschlussleistungsniveaus ein sehr robustes Verhalten aufweisen. Die Abschaltung einzelner thermischer Kraftwerke führt zu keiner signifikanten Reduktion der mittleren, regionalen Kurzschlussleistungsniveaus. Diese Robustheit geht jedoch mit einem vergrößerten Spannungstrichter im Fehlerfall einher. Die fehlenden Beiträge lokaler Kraftwerke werden folglich durch weiter entfernte Anlagen bereitgestellt. Dementsprechend wird der regionale Einflussbereich von Netzfehlern vergrößert. Eine Diskussion derartiger Auswirkungen auf ENTSO-E Ebene ist anzuraten.

Für die minimale Kurzschlussleistung zeigt sich ebenfalls eine vergleichbare, steigende Tendenz. Hier konnte in 15 von 37 Regionen nur eine temporäre und geringe Reduktion des Niveaus im Vergleich zu 2019 ermittelt werden. Bis 2023 lag das minimale Kurzschlussniveau in allen Regionen über dem Niveau von 2019. Die Ausnahme bildet das minimale Kurzschlussniveau in Region 33 (bei Hamburg), welches vorübergehend auf -4,2% in 2022 sinkt und 2023 schließlich auf -0,8% verbleibt. Eine signifikante Verschlechterung der Niveaus durch Abschaltung thermischer Kraftwerke bis 2023 kann folglich nicht festgestellt werden. Dennoch ist zu erwähnen, dass die Abweichung der Kurzschlussleistung an einzelnen Knoten lokale Maßnahmen erforderlich machen kann. Hierfür sind weiterführende Untersuchungen erforderlich, die eine Eingrenzung durchzuführender Berechnungen sowie eine detaillierte Datengrundlage erforderlich machen.

4. Untersuchung der transienten Polradwinkelstabilität

4.1 Einführung

Die transiente Polradwinkelstabilität⁶ bezeichnet die Fähigkeit eines elektrischen Systems in Folge schwerer transienter Störungen im Synchronismus zu verbleiben. Schwere transiente Ereignisse im Übertragungsnetz bezeichnen beispielsweise Ausfälle von Übertragungsleitungen, Transformatoren, großen Verbrauchern und Erzeugern oder auch elektrische Kurzschlüsse. Der dreiphasige Kurzschluss stellt für die Systemstabilität den kritischsten Fehlerfall dar und findet daher häufig Anwendung in Analysen der Polradwinkelstabilität elektrischer Energieversorgungssysteme. Kurzschlussereignisse im Netz haben Spannungseinbrüche an umliegenden Netzknoten zur Folge, deren Höhe unter anderem von der elektrischen Entfernung zum Fehlerort abhängt. Tritt eine signifikante Reduktion der Klemmenspannung am Synchrongenerator auf, so ist dieser nicht in der Lage die mechanisch zugeführte Leistung vollständig als elektrische Leistung an das Netz abzuführen. Der resultierende Leistungsüberschuss führt zu einer Beschleunigung des jeweiligen Generators und folglich zu einem Anstieg des Polradwinkels. Sinkt die elektrische Entfernung des Fehlerorts zum betrachteten Generator, so sinkt auch dessen Klemmenspannung im Fehler, mit der Folge einer erhöhten Gefahr des Verlustes der Polradwinkelstabilität.

In Abbildung 15 sind exemplarisch die Polradwinkelverläufe mehrerer Generatoren in Folge eines dreiphasigen Kurzschlusses zum Zeitpunkt 0,05 s mit anschließender Fehlerklärung zu den Zeitpunkten 0,29 s (links) und 0,3 s (rechts) dargestellt.

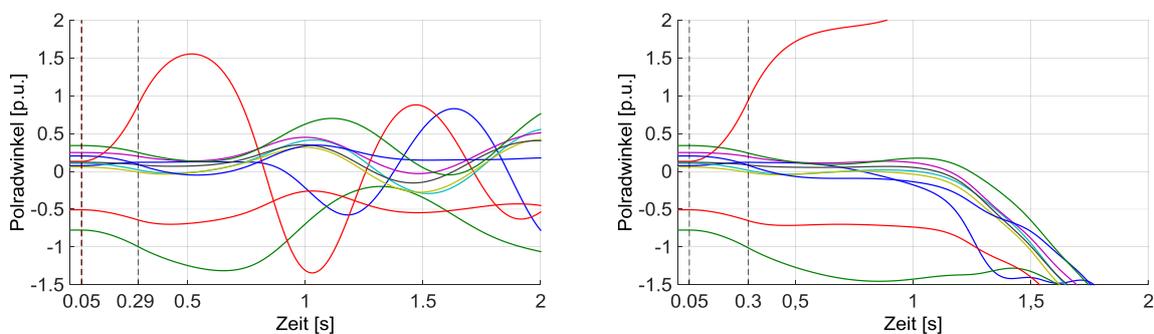


Abbildung 15: Polradwinkelverläufe für eine Fehlerklärung unterhalb (links: 0,24 s Fehlerdauer) und oberhalb (rechts: 0,25 s Fehlerdauer) der kritischen Fehlerklärungszeit

Ist der Polradwinkel eines Generators bei Fehlerklärung im Vergleich zum Ausgangszustand erhöht, so führt dies zu einer erhöhten Leistungseinspeisung der betroffenen Maschinen, welche die mechanische Antriebsleistung übersteigt. In der Folge tritt ein Abbremsen der Generatoren und folglich eine Reduktion der betroffenen Polradwinkel ein. Die auf diese Weise resultierenden Schwingungen der einzelnen Polradwinkel geben Auskunft über das Stabilitätsverhalten des Systems. Abbildung 15 (links) zeigt die Verläufe eines stabilen

⁶ Der Polradwinkel beschreibt den Winkel, um welchen der Läufer eines Synchrongenerators dem synchronen Drehfeld des Stators hinterherhinkt. Im Generatorbetrieb ist dieser positiv.

Systems. Die Polradwinkel einzelner Generatoren weisen eine hohe Auslenkung auf, werden jedoch in Ihrer Schwingung gedämpft und stabilisiert. Ist die resultierende Abweichung der Polradwinkel zueinander so groß, dass das System nicht mehr in einen stabilen Zustand zurückkehren kann, kommt es zum sogenannten Polradschlüpfen einzelner Generatoren oder Generatorgruppen (Abbildung 15 rechts). Zum Schutz der Generatoren vor Beschädigungen werden diese vor Erreichen des Asynchronbetriebs vom Netz getrennt.

Die kritische Fehlerklärungszeit ist eine wichtige Kenngröße für die Quantifizierung der transienten Polradwinkelstabilität eines Systems, in Bezug auf denkbare Fehlerereignisse. Diese bezeichnet die maximal zulässige Dauer eines dreipoligen Kurzschlusses, bei der keine Instabilität des Systems auftritt. Im Sinne einer hohen Systemrobustheit werden für generatornahe Fehler daher hohe kritische Fehlerklärungszeiten angestrebt. Als unterer Grenzwert gilt gemäß dem Transmission-Code eine Fehlerklärungszeit von mindestens 150 ms für den gesamten Betriebsbereich der Generatoren [VDN07]. Diese darf nur im Einzelfall und in Absprache mit dem zuständigen Netzbetreiber unterschritten werden, sofern eine kürzere Fehlerklärung durch geeignete Schutz- und Schaltkonzepte sichergestellt ist. Ein Grenzwert von 100 ms darf jedoch in keinem Fall unterschritten werden.

Im Folgenden soll die kritische Fehlerklärungszeit generatornahe Kurzschlüsse als Indikator für die Polradwinkelstabilität (first-swing) herangezogen werden.

4.2 Modellbildung

Für die Analyse der Polradwinkelstabilität eines Systems muss das transiente Verhalten der Synchronmaschinen und deren relevanten Regeleinrichtungen hinreichend genau abgebildet werden. Die Stabilität eines Synchrongenerators hängt neben der zugeführten Beschleunigungsenergie während des Fehlers auch von der abgegebenen Bremsleistung nach Klärung des Netzfehlers ab. Eine Bewertung der Polradwinkelstabilität kann daher erst nach Klärung des Fehlers erfolgen. Unter Voraussetzung eines ausreichend gedämpften Systems kann allerdings eine Bewertung der Polradwinkelstabilität bereits nach der ersten Schwingung („first-swing stability“) durchgeführt werden. In Abbildung 16 sind exemplarisch drei mögliche Trajektorien⁷ des Polradwinkels dargestellt. Fall (a) stellt eine stabile Fehlerklärung innerhalb der kritischen Fehlerklärungszeit dar. Für Fall (b) ist eine Instabilität des Systems zu beobachten, welche allerdings erst nach einigen Schwingungen auftritt. Diese Form der Instabilität ist auf eine unzureichende Dämpfung des Systems zurückzuführen. Für Fall (c) ist der Stabilitätsverlust bereits kurze Zeit nach Klärung des Fehlers zu beobachten. Die Beschleunigungsenergie ist in diesem Fall zu groß, so dass der Rotor nicht in Richtung des Ursprungszustands zurückschwingt. Das System wird als first-swing instabil bezeichnet.

In den folgenden Analysen wird aufgrund des rein stationären Netzmodells - welches im Rahmen der Studie zur Verfügung gestellt wurde - eine vereinfachte Modellbildung vorgenommen, welche die first-swing Stabilität zum Fokus hat. Die Untersuchung einer möglichen Systemgefährdung durch Verlust des Synchronismus von Teilnetzen oder kohärenter Generatorgruppen, aufgrund unzureichender Spannungsstabilität oder Dämpfung (z.B. bei Leistungspendelungen) ist daher nicht Gegenstand der Analysen. Derartige

⁷ Zeitabhängiger Verlauf der Zustandsgrößen

Untersuchungen erfordern ein umfassendes dynamisches Netzmodell mit detaillierter Kenntnis eingesetzter Regler und deren Parameter.

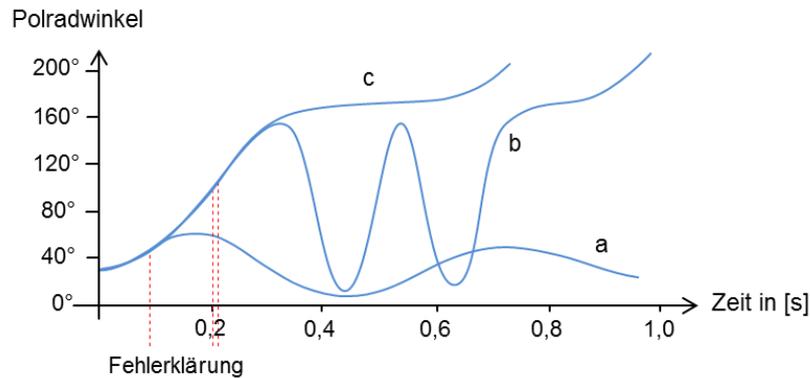


Abbildung 16: stabile Fehlerklärung (a), instabile Fehlerklärung durch unzureichende Dämpfung (b) und instabile Fehlerklärung (first-swing instabil) (c)

Betrachtet werden an die Höchstspannungsebene (220kV/380kV) des deutschen Übertragungsnetzes angeschlossene Kraftwerke mit Nennscheinleistungen größer 100 MVA. Zur Indikation der first-swing Polradwinkelstabilität der ausgewählten Erzeugungseinheiten wird ein vereinfachter Ansatz auf Basis eines Single Machine Infinite Bus (SMIB) Netzäquivalents gewählt. Hierbei werden zunächst diejenigen Sammelschienen identifiziert, welche den Netzverknüpfungspunkt (NVP) für mindestens einen relevanten Kraftwerksblock darstellen. Das Verfahren ist in Abbildung 17 schematisch dargestellt. Die Sammelschienenabschnitte der 380 kV Ebene VK und VI stellen gültige NVP dar. Da die Querkupplung beider Sammelschienenabschnitte geöffnet ist, müssen zwei separate Netzäquivalente für die jeweiligen Sammelschienenabschnitte erstellt werden. Netzäquivalent 1 beinhaltet den Sammelschienenabschnitt VK, welcher den NVP für die Generatoren a und c darstellt. Generator b hingegen wird durch den Anschluss an Sammelschienenabschnitt VI das Netzäquivalent 2 zugewiesen. Folglich enthält jedes Netzäquivalent genau einen NVP in Form eines Sammelschienenabschnitts an welchem mindestens ein Kraftwerksblock angeschlossen ist.

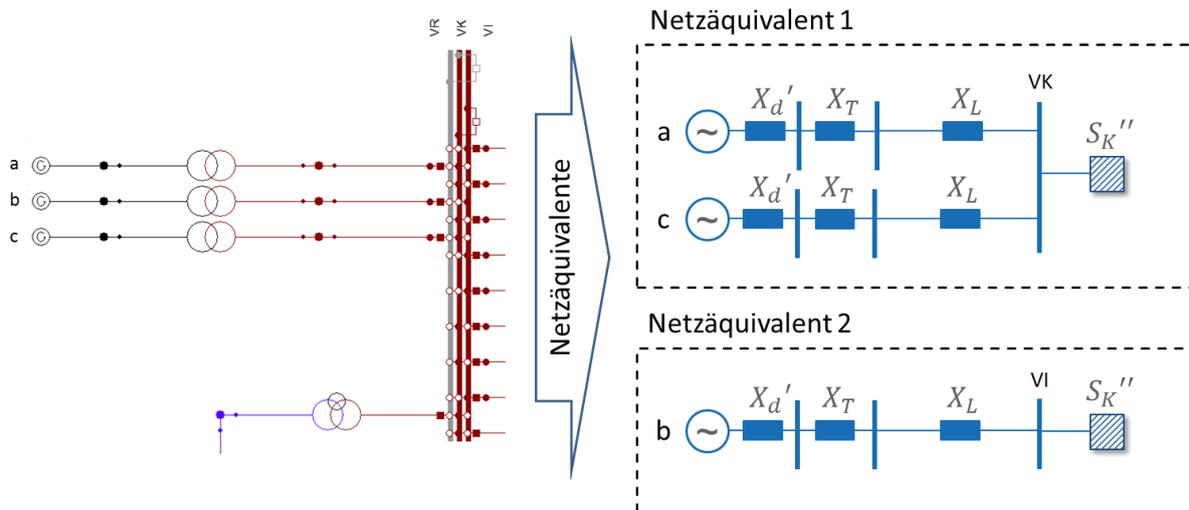


Abbildung 17: Festlegung der betrachteten Netzäquivalente und Modellierung des Hochspannungsabgangs

Nach Festlegung der zu betrachtenden Sammelschienenabschnitte und Identifikation der zugehörigen Erzeugungseinheiten, erfolgt die Modellierung des Netzäquivalents. Die Abbildung der Hochspannungsabgänge inklusive der Maschinenleitung und des Maschinentransformators werden dazu aus den originalen Netzdaten übernommen. Für die Modellierung der Dreiwicklungstransformatoren wird im Sinne der worst-case Berechnung der kritischen Fehlerklärungszeiten der zusätzliche Abgriff der Tertiärwicklung vernachlässigt⁸. Das periphere Verbundnetz wird im Anschluss mithilfe eines Netzäquivalents bestehend aus einer Netzimpedanz und einer idealen Spannungsquelle nachgebildet. Die ideale Spannungsquelle zeichnet sich durch eine konstante Frequenz und Spannung sowohl im ungestörten Betrieb als auch im Fehlerfall aus. Der Kurzschlussstrombeitrag des Verbundnetzes wird durch Festlegung der Netzimpedanz zwischen NVP und idealer Spannungsquelle konstant in Bezug auf die originale Netztopologie gehalten. Die Netzimpedanz kann wie folgt berechnet werden. Dabei wird ein ohmscher Anteil der Netzimpedanz von 10 %⁹ angenommen.

$$x_N = \frac{U_0^2}{S_K''} * \sin(\varphi) = \frac{U_0^2}{S_K''} * 0,995 \quad (1)$$

$$r_N = 0,1 * x_N \quad (2)$$

mit

S_K''	Anfangswechselstromkurzschlussleistung in MVA
U_0	Nennspannung in kV
φ	Leistungsfaktor in °
r_N/x_N	Netzimpedanz in Ohm (Real- und Imaginärteil)

⁸ Durch die zusätzliche Tertiärwicklung sind die Erzeugungseinheiten in der Lage Leistung abzuführen, wodurch das Leistungsdefizit im Fehlerfall sinkt. Dies wirkt sich stabilitätsfördernd aus und kann folglich im Sinne der worst-case Abschätzung vernachlässigt werden

⁹ R/X Verhältnis der Netzeinspeisung nach [Bal09] bei generatornahen Kurzschluss

Die Berechnung der Anfangskurzschlusswechselstromleistung S_k erfolgt analog zu der in Kapitel 3.2 vorgestellten Methodik. Es ist zu beachten, dass der Kurzschlussstrombeitrag der im Netzäquivalent enthaltenden Generatoren nicht in die Berechnung von S_k miteinbezogen werden darf. Zusätzlich wird im Rahmen einer Ausfallrechnung der Leitungsausfall bestimmt, durch welchen die Kurzschlussleistung des betrachteten Netzverknüpfungspunkts am stärksten reduziert wird. Dieses Vorgehen dient der worst-case Abschätzung der Kurzschlussleistung im (n-1)-Fall.

Da die abgegebene Bremsleistung eines Generators für einen spezifischen Fehlerfall im Wesentlichen von den Leistungsdaten beeinflusst wird, ist eine hinreichend genaue Abbildung des dynamischen Verhaltens auch nach Klärung des Fehlers notwendig. Im Rahmen der vorliegenden Studie werden zwei verschiedene Generatortypen verwendet, welche sich hinsichtlich der Rotorausführung unterscheiden. Dies sind Vollpol- und Schenkelpolgeneratoren. Vollpolgeneratoren sind rotationssymmetrisch aufgebaut und werden daher als Turbogeneratoren für große, thermische Kraftwerke genutzt. Schenkelpolgeneratoren hingegen besitzen ausgeprägte Polschuhe, weshalb diese in der Regel für Wasserkraftwerke mit einer hohen Polpaarzahl und damit niedertourigen Drehzahl eingesetzt werden. Die Auswahl des verwendeten Generatortyps findet auf Basis des primären Energieträgers statt. Dazu werden Wasserkraftwerke (Laufwasser-, Pumpspeicherkraftwerke, etc.) mit Schenkelpolgeneratoren und alle anderen Erzeugungseinheiten mit Vollpolgeneratoren ausgestattet. Die verschiedenen Generatortypen unterscheiden sich insbesondere in der Bestimmung der Parameter der transienten Modelle, welche auf Basis typischer Literaturwerte gewählt werden¹⁰ [Mac08]. Die Festlegung der Anlaufzeitkonstanten der Generatoren findet auf Basis realitätsnaher Daten statt, welche im Rahmen dieser Studie durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt wurden.

Zusätzlich werden die Generatoren mit einem Standardregler für die Spannungsregelung versehen. Die verwendete Regelungsstruktur ist in Abbildung 18 dargestellt. Der verwendete Spannungsregler ist ein statischer Spannungsregler, welcher als Vereinfachung des IEEE Typ 1 Spannungsreglers häufig für transiente Stabilitätsuntersuchungen eingesetzt wird [Pad13]. Durch die direkte Steuerung der Felderregung dieses Spannungsreglers kann auf eine Modellierung der Erregermaschine verzichtet werden. Der Drehzahlregler, als mechanische Komponente der Regelung, kann aufgrund des betrachteten transienten Zeitbereichs vernachlässigt werden. Dementsprechend wird die zugeführte mechanische Leistung als konstant angesehen [Mac08].

Spannungsregler

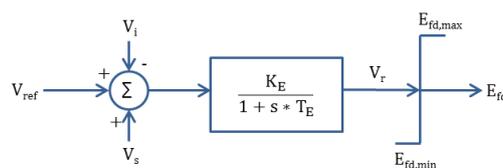


Abbildung 18: Blockschaltbild des Spannungsreglers

¹⁰ Die Parameter der transienten Modelle wurden in Abhängigkeit der Kraftwerksnennleistung linear interpoliert

Für jeden der identifizierten und modellierten NVP wird durch Betrachtung der Fehlertrajektorie eines dreiphasigen Kurzschlusses am NVP die kritische Fehlerklärungszeit berechnet. Dieser Fehler stellt den kritischsten Fall für die Systemstabilität dar. Durch die Modellierung des Netzäquivalents als ideale Spannungsquelle ist gewährleistet, dass eine auftretende Instabilität des Systems durch einen der Generatoren des zugehörigen Netzausschnittes entsteht.

Die Festlegung des Fehlerortes ist in Abbildung 19 exemplarisch für Netzäquivalent 1 aus Abbildung 17 dargestellt. Die Wahl des Fehlerorts entspricht der worst-case Annahme eines dreiphasigen Kurzschlusses auf der Zuleitung des größten – bezogen auf den Beitrag der Kurzschlussleistung – Zubringers, welcher infolge der Fehlerklärung abgeschaltet wird.

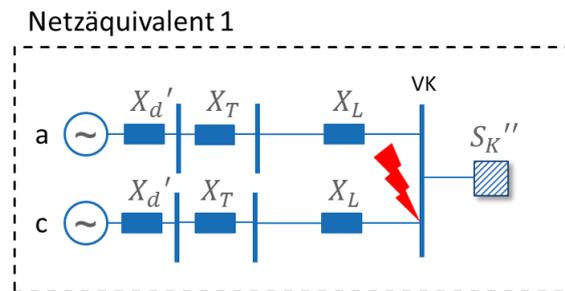


Abbildung 19: Dreiphasiger Kurzschluss an Sammelschienenabschnitt VK des Netzausschnitts 1

Die Berechnung der kritischen Fehlerklärungszeiten der betrachteten Fehlerfälle basiert auf einer vollständig numerischen Lösung der systembeschreibenden Differentialgleichungen. Durch sukzessive Erhöhung der Fehlerklärungszeit und anschließende Bewertung der Systemstabilität durch Betrachtung der Fehlertrajektorien, kann die kritische Fehlerklärungszeit berechnet werden.

4.3 Sensitivitäten der kritischen Fehlerklärungszeit

Für die Analyse der transienten Polradwinkelstabilität ist neben der korrekten Modellierung der Synchrongruppe die Wahl des Arbeitspunkts des Generators vor Fehlereintritt essentiell. In Abbildung 20 sind dazu exemplarisch die kritischen Fehlerklärungszeiten eines 825 MVA Generators in Abhängigkeit der Wirk- und Blindleistungseinspeisung des Generators sowie der netzseitig anstehenden Kurzschlussleistung dargestellt. Die untersuchten Arbeitspunkte des Generators wurden dazu exemplarisch den Simulationsläufen aus AP 1 für das Jahr 2019 entnommen. Deutlich zu erkennen ist eine Abnahme der kritischen Fehlerklärungszeiten mit steigender Wirkleistungseinspeisung. Eine erhöhte Wirkleistungseinspeisung führt zu einer stärkeren Beschleunigung des Generators im Fehlerfall aufgrund der zunehmenden Defizitleistung und resultiert folglich in einer geringeren kritischen Fehlerklärungszeit. Ebenfalls ist eine leicht sinkende Tendenz der kritischen Fehlerklärungszeiten bei steigender kapazitiver Blindleistungseinspeisung (untererregter Betrieb) zu beobachten.

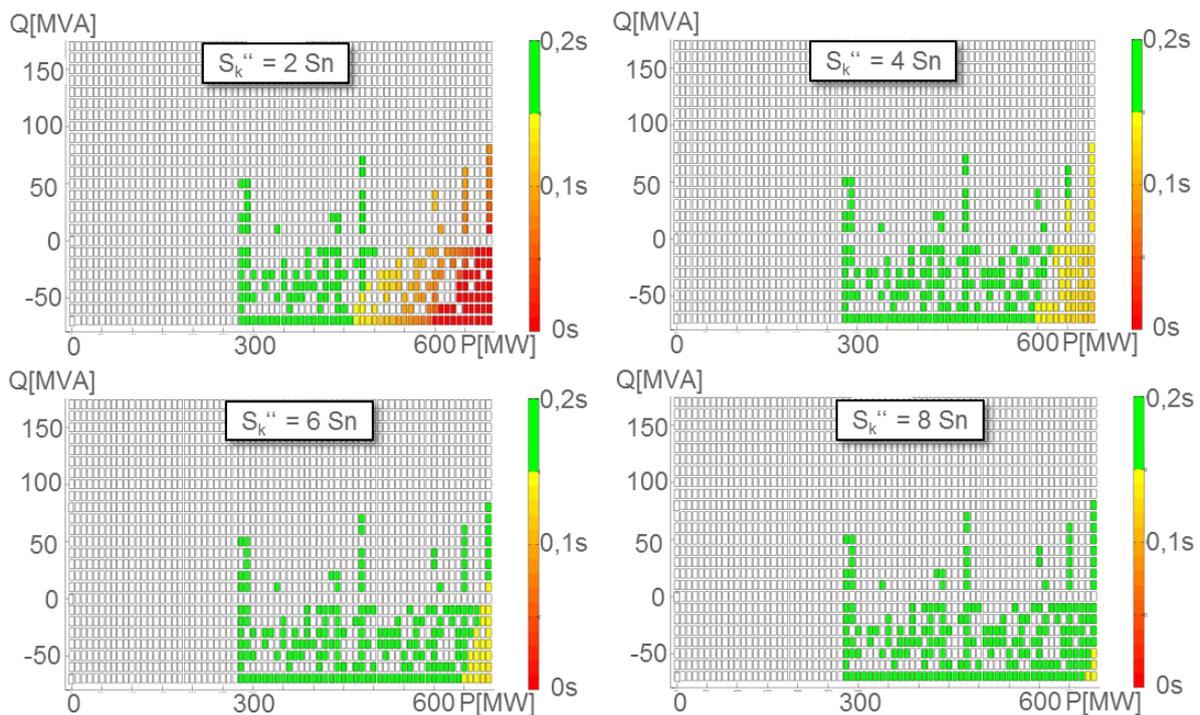


Abbildung 20: Sensitivität der kritischen Fehlerklärungszeit gegenüber dem Arbeitspunkt und der netzseitig anstehende Anfangskurzschlusswechselstromleistung S_k''

Zusätzlich ist ein deutlicher Einfluss der netzseitig anstehenden Kurzschlussleistung zu erkennen. Eine steigende Kurzschlussleistung führt aufgrund der sinkenden Netzimpedanz zwischen NVP und idealer Spannungsquelle zu steigenden kritischen Fehlerklärungszeiten. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass die Generatoren unmittelbar nach Klärung des Fehlers in der Lage sind, mehr Leistung in das Verbundnetz einzuspeisen und somit in einen stabilen Zustand zurückzukehren. Durch die geringere Netzimpedanz ist die elektrische Kopplung beider Systeme stärker ausgeprägt, was sich im Fehlerfall systemstützend auswirkt.

Die Abhängigkeit der kritischen Fehlerklärungszeiten von der netzseitig anliegenden Kurzschlussleistung für einen definierten Arbeitspunkt des Generators ist in Abbildung 21 dargestellt. Die Kurzschlussleistung ist hier in Bezug auf die Bemessungsscheinleistung des Generators aufgetragen. Es ist zu erkennen, dass bei Unterschreitung einer Kurzschlussleistung von ca. dem zweifachen Wert der Bemessungsscheinleistung keine Konvergenz der Leistungsflussrechnung erreicht wird und eine Bestimmung der kritischen Fehlerklärungszeit nicht möglich ist. Durch Erhöhung der Kurzschlussleistung steigt die kritische Fehlerklärungszeit zunächst proportional. Ab einer Kurzschlussleistung des 5-fachen Werts der Bemessungsscheinleistung erreicht die kritische Fehlerklärungszeit ein Niveau von 150 ms. Anschließend strebt die kritische Fehlerklärungszeit gegen einen konstanten Wert. Kleine Änderungen der Kurzschlussleistungen $\Delta S_k''$ führen demnach bei einem entsprechend hohem Kurzschlussleistungsniveau nur zu marginalen Änderungen der kritischen Fehlerklärungszeit Δt_{cl} . Dieser Sachverhalt ist beispielhaft in Abbildung 21 dargestellt.

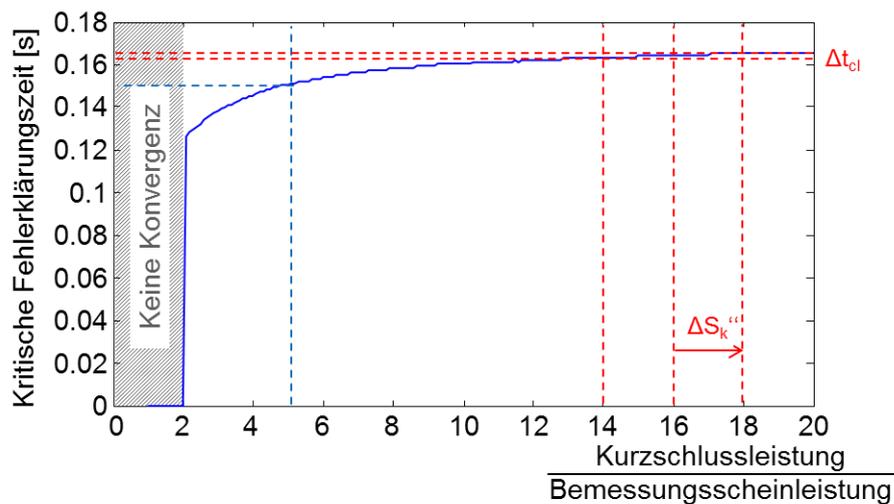


Abbildung 21: Sensitivität der kritischen Fehlerklärungszeit bezüglich der Kurzschlussleistung

Auf Basis der vorgestellten Überlegungen können nun worst-case Annahmen bezüglich des Arbeitspunkts der Erzeugungseinheiten, sowie der Kurzschlussleistung für die Untersuchungen der transienten Polradwinkelstabilität festgelegt werden. Für die Analysen wird von einer untererregten Betriebsweise des Generators und maximaler Wirkleistungseinspeisung ausgegangen. Dieser Arbeitspunkt stellt gemäß Abbildung 20 den kritischsten Betriebspunkt des Generators dar. Zusätzlich wird als Kurzschlussleistung die minimale Kurzschlussleistung des betrachteten Jahres angenommen.

4.4 Ergebnisse der Analyse transienter Polradwinkelstabilität

Im folgenden Abschnitt soll die Entwicklung der transienten Polradwinkelstabilität im Übertragungsnetz für die Jahre 2019 bis 2023 untersucht werden. Dazu wird gemäß der vorgestellten Methodik die Berechnung der minimalen kritischen Fehlerklärungszeit des jeweiligen Kalenderjahres durchgeführt. Alle getätigten Annahmen bezüglich der Modellierungsparameter der Synchrongruppen sowie des jeweiligen Arbeitspunktes werden konstant gehalten, um eine Aussage über die Entwicklung der kritischen Fehlerklärungszeiten in Abhängigkeit des Kurzschlussleistungsniveaus treffen zu können. Dabei liegt der Fokus auf einer Analyse des Einflusses veränderter Kurzschlussleistungen der Netzverknüpfungspunkte auf die first-swing Polradwinkelstabilität. Die kritischen Fehlerklärungszeiten für das Jahr 2019 dienen daher im Folgenden als Indikator für die Bewertung der zukünftigen Entwicklungstendenzen.

Die Ergebnisse der Analyse der Polradwinkelstabilität für das Jahr 2019 sind in Abbildung 22 dargestellt. Dazu werden die Sammelschienenabschnitte, welche den NVP des jeweiligen Netzäquivalents bilden, entsprechend der resultierenden, kritischen Fehlerklärungszeit farblich gekennzeichnet. Netzäquivalente mit einer hohen kritischen Fehlerklärungszeit sind in abgestuften Grüntönen eingefärbt, während Netzausschnitte mit geringen kritischen Fehlerklärungszeiten von unter 150 ms mit Rottönen gekennzeichnet sind. Für einen Großteil der betrachteten Netzäquivalente ist eine hohe transiente Polradwinkelstabilität mit einer kritischen Fehlerklärungszeit von mehr als 190 ms zu erkennen. Zusätzlich ergeben sich insgesamt zehn Fälle mit einer kritischen Fehlerklärungszeit im Bereich zwischen

150 ms und 190 ms. Alle diese Fälle erfüllen die Anforderungen von mindestens 150 ms gemäß dem Transmission-Code [VDN07].

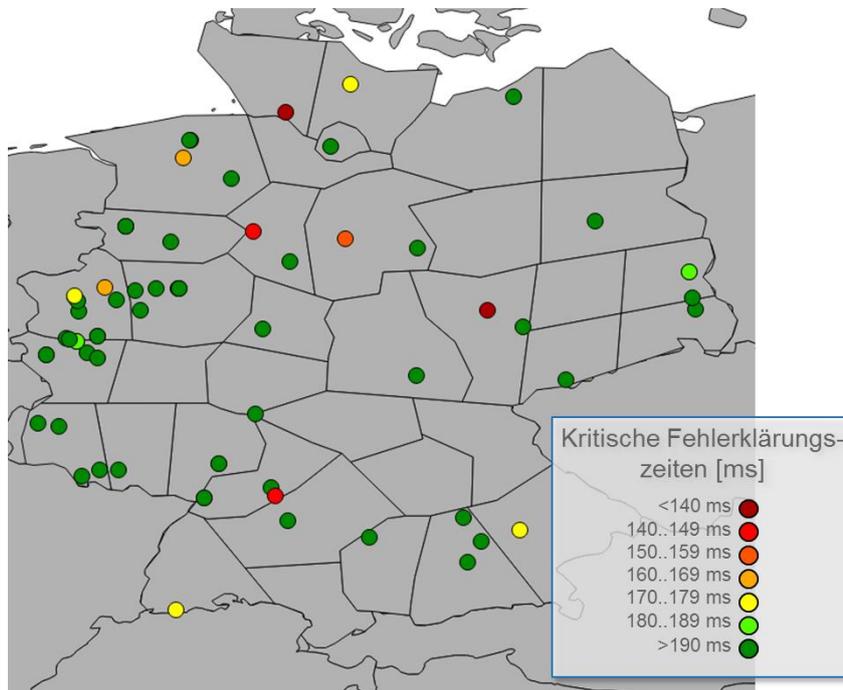


Abbildung 22: worst-case Abschätzung der kritischen Fehlerklärungszeiten für das Jahr 2019

Eine Unterschreitung der kritischen Fehlerklärungszeit von mindestens 150 ms ist für vier der identifizierten Generatoren zu beobachten. Die entsprechenden Erzeugungseinheiten sind in Tabelle 1 aufgeführt. Diese Kraftwerksblöcke liegen geringfügig unterhalb dem vorgegebenen Grenzwert, weichen jedoch nicht signifikant davon ab. Unter Berücksichtigung der getätigten Modell- und Berechnungsannahmen sind in diesen Fällen weiterführende dynamische Untersuchungen anzuraten, deren Modelle detailliertere, kraftwerksspezifische Eigenschaften berücksichtigen. Die Untergrenze von 100 ms wird in keinem Fall unterschritten.

Tabelle 1: Kritische Fehlerklärungszeiten für das Jahr 2019 unterhalb von 150 ms

Kraftwerk	Energieträger	Kritische Fehlerklärungszeit
Brokdorf	Kernkraft	133 ms
Schkopau Block A & B	Braunkohle	138 ms
Neckarwestheim Block 2	Kernkraft	147 ms
Heyden	Steinkohle	149 ms

Die Außerbetriebnahme einiger Kraftwerke im Laufe der Jahre 2019 bis 2023 führen dazu, dass sich die Anzahl der zu betrachtenden Generatoren reduziert. Gemäß den getroffenen Annahmen in AP 1 werden betroffenen Kraftwerke bereits zu Beginn des jeweiligen Jahres stillgelegt. Dadurch reduziert sich die Anzahl der betrachteten Netzäquivalente. Das Kernkraftwerke Brokdorf entfällt daher ab dem Jahr 2021 als Kraftwerksblock mit einer kritischen Fehlerklärungszeit unterhalb von 150 ms. Analog entfällt das Kernkraftwerk

Neckarwestheim ab dem Jahr 2022. Die kritischen Fehlerklärungszeiten für die Jahre 2019 bis 2023 sind aufgrund des allgemein hohen Kurzschlussniveaus jedoch insgesamt nahezu konstant. Auf eine detaillierte Darstellung der Entwicklung für die Jahre 2020 bis 2023 kann daher verzichtet werden. Eine Beeinflussung der transienten Stabilität durch lokale Veränderungen der Kurzschlussleistung konnten nicht festgestellt werden.

4.5 Zusammenfassung und Diskussion

Die Analyse der transienten Polradwinkelstabilität für die Jahre 2019 bis 2023 zeigt keine signifikante Veränderung der kritischen Fehlerklärungszeiten in Folge veränderter Kurzschlussleistungen. Für das Jahr 2019 konnten insgesamt vier Kraftwerke identifiziert werden, welche unter den getroffenen Annahmen die Vorgabe einer kritischen Fehlerklärungszeit von mindestens 150 ms unterschreiten. Unter Berücksichtigung der getätigten Modell- und Berechnungsannahmen sind in diesen Fällen weiterführende dynamische Untersuchungen durchzuführen, deren Modelle die detaillierten, kraftwerksspezifischen Eigenschaften berücksichtigen. Darüber hinaus ist anzumerken, dass der Betrieb von Kraftwerken auch für kritische Fehlerklärungszeiten t_c im Bereich $100 \text{ ms} \leq t_c \leq 150 \text{ ms}$ möglich ist. Diesbezüglich sind im Transmission-Code der deutschen Übertragungsnetzbetreiber „Sonderbedingungen“ definiert. Die Analysen zeigen, dass kein Kraftwerk die kritische Fehlerklärungszeit von 100 ms unterschreitet. Ein netzkonformer Betrieb ist daher grundsätzlich für alle Kraftwerke möglich. Ein konkreter Handlungsbedarf kann nicht abgeleitet werden.

Abschließend ist noch einmal darauf hinzuweisen, dass die durchgeführten Analysen unter Berücksichtigung der getätigten Annahmen lediglich als Indikator für die Entwicklung des synchronisierenden Moments dienen (first-swing stability). Die Untersuchung oszillatorischer Stabilität sowie der dynamischen Spannungsstabilität erfordert die Durchführung gesonderter Simulationen auf Basis vollständiger, dynamischer Netzmodelle. Diese sind nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

5. Untersuchung der Frequenzstabilität

5.1 Einführung

Der stabile Betrieb des elektrischen Energieversorgungssystems erfordert ein kontinuierliches Gleichgewicht von Bedarf und Erzeugung elektrischer Energie. Treten Abweichungen auf, wird die Energiebilanz im unregulierten System durch eine Änderung der Rotationsenergien rotierender Massen wieder hergestellt. Hieraus resultiert eine Erhöhung (bei Leistungsüberdeckung) bzw. Verringerung (bei Leistungsunterdeckung) der Netzfrequenz, die durch nachgelagerte Regelungseinheiten und den damit verbundenen Anpassungen von Einspeiseleistungen ausgeglichen wird.

Allgemein lässt sich die Frequenzregelung in vier Phasen unterteilen:

Phase I: Momentanregelreserve

Im ersten Moment des Leistungsungleichgewichts muss das Leistungsdefizit aus der Energie der rotierenden Massen gedeckt werden. Dies führt zu einer Änderung der Rotationsfrequenz einzelner Generatoren gemäß Gleichung (3).

$$J \frac{d\omega_T}{dt} = (M_{mech} - M_{el}) \quad (3)$$

mit

J	Trägheitsmoment des Generators in kg m ²
ω_T	Winkelgeschwindigkeit des Generators in 1/s
M_{mech}	Mechanisches Antriebsmoment des Generators in N m
M_{el}	Elektrisches Moment des Generators in N m

Phase II: Primärregelreserve

Proportional zur Frequenzabweichung erfolgt die Regelung der Turbinenleistung ausgewählter Kraftwerke nach Fehlereintritt. Diese muss gleichmäßig aktiviert und innerhalb von 30 Sekunden vollständig erbracht werden [VDN07]. Hierfür werden klassischer Weise thermische Kraftwerke im Festdruckbetrieb eingesetzt, wobei die Erbringung für mind. 15 Minuten sicherzustellen ist. Die quasistationären bzw. dynamischen Frequenzabweichungen dürfen die Grenzwerte von ± 180 mHz bzw. ± 800 mHz nicht über- bzw. unterschreiten. Die Höhe der Primärregelleistung ist im europäischen Verbundnetz auf eine Ausfalleistung von 3 GW festgelegt. Jede Regelzone erbringt in Abhängigkeit ihrer jährlich erzeugten Energie W_n einen Anteil k_n an der Gesamtregelleistung W_{ges} (Gleichung (4)):

$$k_n = \frac{W_n}{W_{ges}} \quad (4)$$

Der Beitrag der Regelleistung aller Kraftwerke in Abhängigkeit der Frequenzabweichung wird allgemein über die primäre Leistungszahl des Netzes definiert. Diese wird für das kontinentaleuropäische Verbundnetzgebiet mit mind. 15000 MW/Hz beziffert [ENT09].

Phase III/IV: Sekundärregel-/Minutenregelreserve

Die zeitlich begrenzte Primärregelreserve muss möglichst schnell durch die Sekundär- und Minutenregelreserve abgelöst werden. Hierfür wird zunächst die Sekundärregelreserve, z.B. durch Aktivierung von Wasserkraftwerken oder Gasturbinen, herangezogen. Die Regelung wird dabei vornehmlich in dem ausfallbetroffenen Netzgebiet aktiviert und löst die regelzonenübergreifende Primärregelung ab. Dabei muss eine vollständige Aktivierung innerhalb von 5 Minuten gewährleistet sein. Die Minutenregelreserve ist der Sekundärregelreserve nachgelagert und geht aus einer wirtschaftlichen Optimierung der Lastflüsse hervor. Die betroffenen Kraftwerke werden i.d.R. telefonisch zu einer Anpassung ihrer Einspeiseleistung aufgefordert. Eine vollständige Aktivierung muss innerhalb von 15 Minuten erfolgen.

Der Bedarf beider Regelleistungsarten wird in der Praxis über stochastische Ansätze ermittelt. Hierbei werden Verteilungsdichtefunktionen möglicher Störgrößen berücksichtigt. Dies sind im Einzelnen:

1. Lastrauschen
2. Lastprognosefehler
3. Kraftwerksausfälle
4. Prognosefehler dargebotsabhängiger Einspeisungen wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen
5. Fahrplansprünge

Unter Voraussetzung einer stochastischen Unabhängigkeit der Einflussgrößen kann mit Hilfe des faltungstheoretischen Ansatzes nach Graf/Haubrich [Dan00] eine Verteilungsdichte für allgemeine Leistungsdefizite ermittelt werden. In Abhängigkeit der Regelleistung werden dabei unterschiedliche Einflussgrößen bzw. Eingangsdaten in der Berechnung berücksichtigt [Con08], [Con10].

5.2 Einordnung der Problemstellung

Bis heute wurden bereits diverse Aspekte der Frequenzstabilität in verschiedenen Veröffentlichungen analysiert und bewertet [50H14a], [Deu14], [Con08]. Aktuelle Fragestellungen adressieren die Auswirkungen bzw. Problemstellungen, die mit einer zunehmenden Integration erneuerbarer Stromerzeugungseinheiten und folglich einer Abnahme rotierender Massen in Deutschland einhergehen. Hierbei sind die Berücksichtigung des Gesamtsystems (d.h. auch des Auslands), bzw. Annahmen zu realistischen Entwicklungstrends von zentraler Bedeutung (Anteil umrichterbasierter Erzeugungseinheiten). Dies betrifft insbesondere das Verhalten des Systems vom Zeitpunkt des Fehlereintritts bis zur vollständigen Aktivierung der Primärregelung. Sekundär- und Minutenregelreserve des Gesamtsystems lassen sich hingegen getrennt über die

Einzelssysteme (so beispielsweise einzelne Regelzonen oder den Regelverbund Deutschland) bestimmen. Ist der Bedarf jedes Teilsystems gedeckt, so ist auch die Reserve des Gesamtsystems gesichert.

Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenregelung werden in Deutschland über eine gemeinsame Ausschreibung der Übertragungsnetzbetreiber vergeben und können somit markttechnisch sichergestellt werden. Diesbezüglich werden im Transmission-Code [VDN07] der ÜNB Präqualifikationsverfahren definiert, die eine ausreichende technische Eignung der Erzeugungsanlagen sicherstellen. Die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung wird heute hauptsächlich aus konventionellen Erzeugungsanlagen bereitgestellt. Unter Berücksichtigung geltender Rahmenbedingungen sowie den Ergebnissen aktueller Studien [Deu14] ist ein Fortbestand ausreichender Kapazitäten mit hoher Wahrscheinlichkeit bis 2023 gegeben. Wird diese Annahme unterstellt, so kann gezeigt werden, dass die durch die Primärregelleistung (für Deutschland ca. ± 570 MW) notwendige Anzahl konventioneller Kraftwerke (Mindesterzeugung) ein Minimum notwendiger Schwungmassen garantiert (ca. 20 GW konventionelle Kraftwerksleistung) [50H14a]. Für den auslegungsrelevanten Störfall ist daher derzeit keine Gefährdung der Systemstabilität zu erwarten.

Zu hinterfragen ist die Bildung bzw. stabilitätstechnische Beherrschung von Teilnetzen, d.h. die Netzauftrennung in Folge von Störungen. Im Folgenden werden zunächst die Grundzusammenhänge anhand eines einführenden Beispiels erläutert. Anschließend erfolgt eine Bewertung zur Beherrschung auslegungsrelevanter Störfälle (Abschnitt 5.3). In Abschnitt 5.4 werden nicht auslegungsrelevante Störfälle diskutiert und ein beispielhaftes Vorgehen zur Ermittlung maximal beherrschbarer Frequenzgradienten vorgestellt.

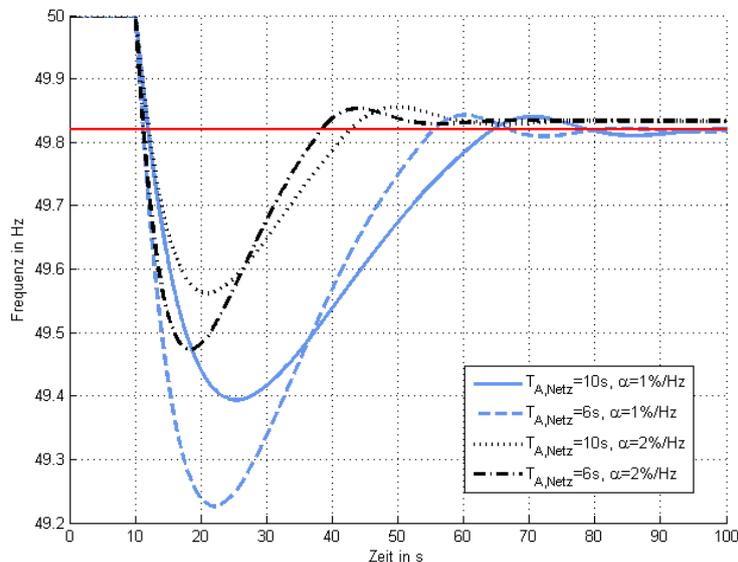
Plötzlich eintretende Leistungsungleichgewichte, wie beispielsweise Kraftwerksausfälle, werden im ersten Augenblick gemäß Abschnitt 5.1 durch die Momentanregelreserve kompensiert, welche das vorhandene Leistungsdefizit vollständig aus den Energien der rotierenden Massen deckt. In Folge dessen wird der entstehende Frequenzgradient maßgeblich durch die Anlaufzeitkonstante des Netzes $T_{A,Netz}$ sowie das relative Leistungsungleichgewicht $\Delta P_{Def}/P_0$ determiniert, wobei ΔP_{Def} das Leistungsdefizit und P_0 die Netzlast vor Eintritt des Fehlerfalls bezeichnen (Gleichung (5)).

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P_{Def}}{P_0} * \frac{f_0}{T_{A,Netz}} \quad (5)$$

In Abbildung 23 sind beispielhaft Frequenzverläufe unter Variation der Netzanlaufzeitkonstanten $T_{A,Netz}$ und des Selbstregelleffekts α der Lasten dargestellt. Der Selbstregelleffekt berücksichtigt eine Frequenzabhängigkeit der Lasten und wird in [ENT09] mit 1 %/Hz beziffert. Demensprechend wird die Gesamtlast bei einer Frequenzabweichung von 1 Hz um 1 % reduziert bzw. erhöht. Andere Quellen verwenden optimistischere Annahmen von 2 %/Hz [50H14a].

Der Fall $T_{A,Netz} = 10$ s, $\alpha = 1$ %/Hz in Abbildung 23 stellt einen möglichen Frequenzverlauf (bei Schwachlast) für den Ausfall von 3 GW innerhalb des heutigen europäischen Verbundnetzes dar [50H14a], [ENT09].

Die getätigten Annahmen für die Primärregelstatik entsprechen einer kraftwerkstechnischen Leistungszahl K_p von 15.000 MW/Hz [ENT09].



K_p	15.000 MW/Hz
P_0	150 GW
ΔP_{Def}	3GW

Abbildung 23: Frequenzverläufe unter Variation von $T_{(A,Netz)}$ und α

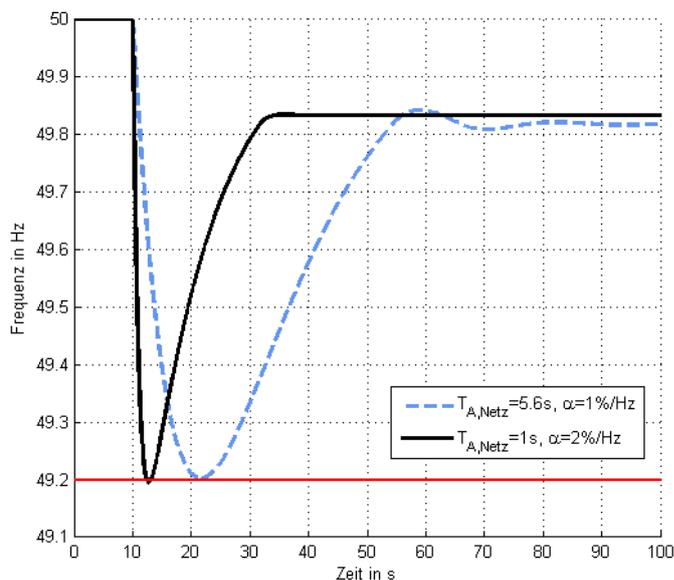
Die Kurvenverläufe zeigen, dass der Frequenzgradient nach Fehlereintritt maßgeblich durch die Anlaufzeitkonstante des Netzes bestimmt wird. Die beiden Frequenzverläufe unter Variation des Selbstregoeffekts sind für $T_{A,Netz} = 10$ s, bzw. $T_{A,Netz} = 6$ s kurz nach Fehlereintritt jeweils nahezu identisch. Die höhere Anlaufzeitkonstante führt erwartungsgemäß zu einer deutlichen Reduktion der maximalen Frequenzabweichung. Darüber hinaus werden die Auswirkungen des Selbstregoeffekts sowie der Primärregelung deutlich. Der stärkere Selbstregoeffekt ($\alpha = 2$ %/Hz, schwarze Kurvenverläufe) führt zu einem geringeren Leistungsdefizit, welches durch die Primärregelung kompensiert werden muss. Demzufolge sind die resultierenden maximalen Frequenzabweichungen im Vergleich zu den Kurvenverläufen mit $\alpha = 1$ %/Hz deutlich geringer. Dieser Effekt wird bei hohen Frequenzgradienten durch die verzögerte Aktivierung der Primärregelung verstärkt. Das vorhandene Leistungsdefizit wird nicht ausreichend schnell kompensiert, wodurch eine größere maximale Frequenzabweichung resultiert. Demnach nimmt die Sensitivität des Selbstregoeffekts mit steigendem Frequenzgradienten zu.

Unter Annahme einer Reduktion konventioneller Schwungmassen sowie einer tendenziellen Verringerung des Selbstregoeffekts der Lasten, erfordert die Beherrschung großer Frequenzgradienten im Über- und Unterfrequenzbereich folglich den Einsatz ausreichend schneller Regelungen bzw. Gegenmaßnahmen.

5.3 Anforderungen zur Beherrschung auslegungsrelevanter Störfälle

In [50H14a] wurden exemplarische Untersuchungen für das europäische Verbundsystem für den Auslegungsstörfall durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass die auftretenden Frequenzgradienten bei einem Leistungsdefizit von ± 3 GW auch unter Berücksichtigung

niedriger Anlaufzeitkonstanten ($T_{A,Netz} = 1 \text{ s}$)¹¹ einen Frequenzgradienten $< 1 \text{ Hz/s}$ aufweisen. In Hinblick auf die bestehenden Anforderungen der maximalen dynamischen Frequenzabweichung von 800 mHz [ENT09] stellt ein derartiger Störfall den Grenzfall dar, ab dem es zu einer Verletzung des dynamischen Grenzwertes kommt (vgl. Abbildung 24). Es bleibt darauf hinzuweisen, dass die durchgeführten Untersuchungen mit einer vergleichsweise optimistischen Annahme für den Selbstregелеffekt ($\alpha = 2 \text{ \%/Hz}$) durchgeführt wurden. Unter Annahme eines geringen Selbstregелеffekts ($\alpha = 1 \text{ \%/Hz}$) gemäß [ENT09], sind die resultierenden Anforderungen an die minimale Netzanlaufzeitkonstante mit $T_{(A,Netz)} \approx 5,6 \text{ s}$ deutlich höher (vgl. Abbildung 24).



K_p	15.000 MW/Hz
P_0	150 GW
ΔP_{Def}	3 GW

Abbildung 24: Minimal Netzanlaufzeitkonstanten unter Variation des Selbstregелеffekts

5.4 Anforderungen zur Beherrschung nicht auslegungsrelevanter Störfälle

Jüngste Untersuchungen [Deu14], [50H14a] zur Frequenzstabilität im europäischen Verbundsystem zeigen, dass der Auslegungsstörfall, auch unter Berücksichtigung eines hohen Anteils erneuerbarer Energien, bis 2023 und darüber hinaus beherrschbar bleibt. Mögliche Problemstellungen werden jedoch bei der Beherrschung großer Störfälle gesehen, die eine Netztrennung und folglich eine Teilnetzbildung nach sich ziehen. Ein historisches Beispiel liefert der Störfall von November 2006, der zu einer Auftrennung des UCTE Netzes in drei Teilnetze führte. Die hohen Transportleistungen¹² vor Eintreten der Netztrennung resultierten in Leistungsdefiziten der verbleibenden Teilnetze von bis zu 17% der jeweils erzeugten Leistung [UCT07]. Im konkreten Fall konnten die Auswirkungen auf die

¹¹ Diese Annahme entspricht einer konventionellen Erzeugung mit Synchronmaschinen von 10%. 90% der Erzeugung wird somit durch umrichtergekoppelte Anlagen bereitgestellt [50H14a].

¹² Aufgrund der verstärkten Integration Erneuerbarer Energien sowie der Liberalisierung des Strommarktes tretend diese zunehmend auf.

Bevölkerung durch eine zuverlässige Funktionsweise der bestehenden „Defense-Pläne“¹³ minimiert werden. Unklar ist, ob eine derart zuverlässige Funktion auch unter Berücksichtigung einer reduzierten Schwungmasse und zunehmender Transite zukünftig gewährleistet ist. Das Auftreten hoher Leistungsdefizite bei gleichzeitig niedriger Schwungmasse führt gemäß Gleichung (5) zu hohen Frequenzgradienten. Die Beherrschung derartiger Störfälle mit einer hohen Leistungsunter- bzw. -überdeckung erfordern abgestimmte Gegenmaßnahmen, die möglichst unverzüglich eine Systemstabilisierung bewirken. Dies bedeutet einerseits eine schnelle Leistungsreduzierung der Stromerzeugungsanlagen bei Überfrequenz sowie ein möglichst unverzügter Lastabwurf bei Unterfrequenz. Darüber hinaus sind die Auswirkungen hoher Frequenzgradienten auf die erhöhte Beanspruchung klassischer Erzeugungsanlagen sowie die eingesetzten Schutzkonzepte zu hinterfragen. Beide Problemstellungen stehen aktuell in der Diskussion des irischen Netzbetreibers Eirgrid. Die bereits heute bestehende, hohe Anzahl von Windenergieanlagen (installierte Leistung größer 2 GW) führt zeitweise zu einer Deckung von 50 % des elektrischen Energiebedarfs [EIR11]. Gleichzeitig führt die damit einhergehende Verdrängung konventioneller Synchronmaschinen zu einer erheblichen Reduktion der wirksamen Schwungmasse, mit hohen Frequenzgradienten im Fall auslegungsrelevanter Störfälle. Diese Frequenzgradienten müssen von den am Netz befindlichen konventionellen, wie erneuerbaren Stromerzeugungseinheiten sicher beherrscht werden, um im Fall großer Störfälle eine ungewollte Abschaltung zu verhindern. In diesem Zusammenhang fordert der Gridcode des irischen Netzbetreibers Eirgrid bereits heute die Beherrschung von Frequenzgradienten bis 0,5 Hz/s und diskutiert aktuell dessen Anhebung auf 1 Hz/s. Gegenstand der Diskussionen sind die resultierenden Auswirkungen einer Grenzwertanpassung auf die elektromechanische Beanspruchung der Komponenten, wie auch die bestehenden Schutzsysteme. So führen hohe Frequenzgradienten zu einer erhöhten mechanischen Beanspruchung klassischer Synchronmaschinen (ca. 160 % des Nenndrehmoments bei 1 Hz/s [KEM13]), welche in Abhängigkeit der Beanspruchungsdauer und Häufigkeit die Lebensdauer beeinflussen können. Auch wenn die mechanische Auslegung klassischer Synchronmaschinen den Kurzschlussfall (mit Belastungen von ca. 400-600 % des Nenndrehmoments [KEM13]) berücksichtigen, so stellen derartige Beanspruchungen den Ausnahmefall dar, dem kein signifikanter Einfluss auf die Lebensdauer der Maschine unterstellt wird. Demensprechend ist bisher umstritten, welche Auswirkungen hohe Frequenzgradienten auf die Maschine, aber auch bestehenden Schutzsysteme haben [PPA13]. Demgegenüber ist die Beherrschung hoher Frequenzgradienten bei Windenergieanlagen vergleichsweise unproblematisch. In Abhängigkeit des Anlagentyps sind Grenzwerte von 1 - 4 Hz/s möglich [EIR12], [Cou12]. Darüber hinaus ist der Einsatz, bzw. die Zulässigkeit bestehender Verfahren zur Inselnetzerkennung zu prüfen. In Großbritannien und Irland sowie in Dänemark und Belgien [EIR12] ist der Einsatz von **Rate of Change of Frequency-Relais** (kurz RoCoF-Relais) in den Verteilnetzen verbreitet. Da der Prozessablauf der Inselnetzbildung nicht kontrolliert werden kann, ist aus sicherheitstechnischen Aspekten eine Netztrennung von Erzeugungsanlagen in

¹³ Defense – Pläne bezeichnen Maßnahmen im gestörten Systembetrieb (emergency) zur Vermeidung von Blackouts [ENT10]

den Verteilnetzen üblich. Hohe Frequenzgradienten dienen als Indikator für die Entstehung von Inselnetzen und führen somit zu einer Anregung der ROCOF-Relais und einer Trennung der Erzeugungsanlagen vom Netz. Hiermit kann das System in einen sicheren Zustand überführt werden. Typische Schwellwerte in Irland liegen oberhalb von 0,5 Hz/s [EIR11]. In Großbritannien liegen die Grenzwerte bei 0,5-1 Hz/s [Off14], in Dänemark zwischen 2,5 und 3,5 Hz/s (Messintervall 200 ms), in Belgien 1 Hz/s (Messintervall 100 ms) [Bol11].

Unter Berücksichtigung einer reduzierten Schwungmasse und damit steigender Frequenzgradienten ist eine Fehlauslösung derartiger Relais möglich. Dies würde eine zusätzliche Trennung von Erzeugungsanlagen bewirken und folglich die Regelfähigkeit des Netzes weiter reduzieren.

Die Beherrschung¹⁴ einer Teilnetzbildung innerhalb des kontinentaleuropäischen Verbundsystems wirft vergleichbare Fragen auf. Im Unterschied zum irischen Netz handelt es sich hierbei jedoch nicht um auslegungsrelevante Störfälle im Normalbetrieb, sondern die Systemrobustheit im gestörten Netzbetrieb. Untersuchungen erfordern daher zunächst die Definition zu beherrschender Störfälle. Die zu definierenden Parameter können Gleichung (5) entnommen werden.

Der auftretende Frequenzgradient wird durch die Anlaufzeitkonstante des Netzes $T_{A,Netz}$ einerseits sowie das relativ auftretende Leistungsdefizit $\Delta P_{Def}/P_0$ andererseits bestimmt. Letzteres bildet eine zentrale, zu definierende Größe, die in [50H14a] exemplarisch mit 10 % angenommen wurde. Unter Annahme einer derartigen Definition und der Berücksichtigung realistischer Annahmen zum dynamischen Verhalten des Netzes (Selbstregelleffekt, Verzögerung des Lastabwurfs sowie der Überfrequenzleistungsreduktion, etc.) ist die Ableitung einer minimalen Schwungmasse sowie des resultierenden maximalen Frequenzgradienten möglich. Nachfolgend wird ein exemplarisches Vorgehen für die Über- und Unterfrequenzleistungsanpassung getrennt vorgestellt.

¹⁴ Im Sinne der Vermeidung eines vollständigen Blackouts im Teilnetzgebiet

5.4.1 Anforderungen aus dem Unterfrequenz-Lastabwurf

Die Beherrschung von Störfällen mit Unterfrequenz sieht in Deutschland die Anwendung des 5-Stufen-Plans vor [VDN07]. Dieser erfordert den Abwurf von Pumpen und die vollständige Mobilisierung von Erzeugungsanlagen bei 49,8 Hz (Stufe 1). Fällt die Frequenz unterhalb von 49 Hz, so wird ein unverzögerter Lastabwurf eingeleitet, der in Frequenzstufen jeweils bis zu 10 % der Netzlast trennt (Stufe 2-4). Tritt nach Abwurf von insgesamt 50 % der Gesamtlast keine Frequenzstabilisierung ein, so wird ab 47,5 Hz die Trennung aller Erzeugungsanlagen und damit der vollständige Blackout des Systems eingeleitet (Stufe 5).

Die Anregung des Lastabwurfs unterliegt technisch bedingten Verzögerungszeiten, die das Frequenzrelais selbst sowie den Schaltvorgang im Leistungsschalter betreffen. Diese Verzögerungszeiten dürfen in Summe $T_v=350$ ms nicht überschreiten [ENT10]. Die Auswirkungen derartiger Verzögerungszeiten bei gleichzeitig hohen Frequenzgradienten wurden in [50H14a] beispielhaft untersucht. Es konnte gezeigt werden, dass Verzögerungszeiten von 300 ms bei Frequenzgradienten von 2 Hz/s eine Überreaktion des Lastabwurfs zur Folge haben¹⁵. Dieser Sachverhalt ist in Abbildung 25 vereinfacht dargestellt. Während in Fall 1 lediglich die erste Stufe des Lastabwurfs angeregt wird, führt die gleiche Verzögerungszeit bei erhöhten Frequenzgradienten (Fall 2) zu einer Anregung von insgesamt drei Stufen, was zu einem unverhältnismäßig hohen Lastabwurf führt, der das bestehende Defizit übersteigt. Es bleibt zu erwähnen, dass die Anregung mehrerer Stufen nicht zwangsläufig zu einer Überreaktion des Systems führen muss. Das genaue Systemverhalten ist abhängig von verschiedenen Parametern, wie beispielsweise dem relativen Leistungsdefizit oder der Anlaufzeitkonstante des Netzes.

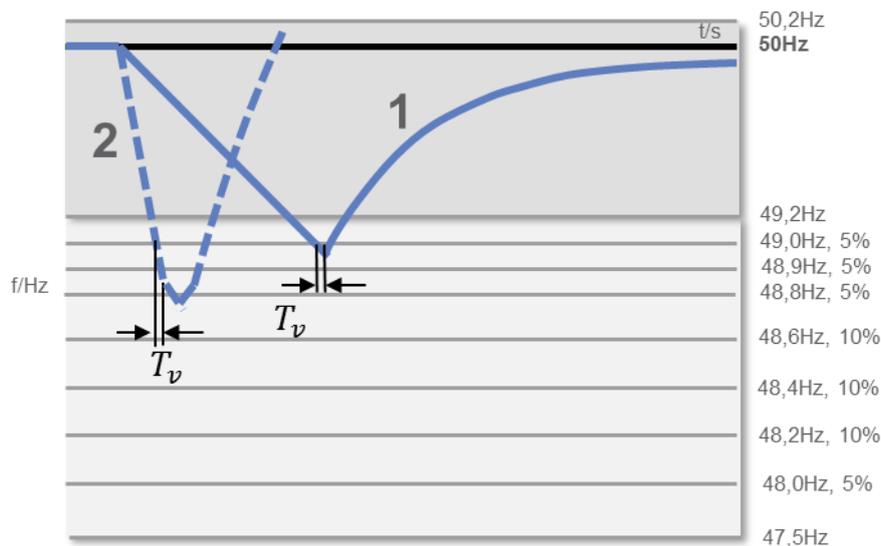


Abbildung 25: Auswirkungen einer Überreaktion des Lastabwurfs auf die Netzfrequenz

¹⁵ Die einzelnen Annahmen für das System können [50H14a] entnommen werden.

Wie in [50H14a] gezeigt wird, lässt sich die Gefahr eines Systemverhaltens nach Fall 2 durch eine Senkung bestehender Verzögerungszeiten beim Lastabwurf deutlich reduzieren. Die konventionellen Grenzwerte von 350 ms basieren vornehmlich auf mechanischen Unterfrequenzrelais sowie Primärtechnik älterer Bauart [FNN12].

Heutige Frequenzrelais weisen Messzeiten von ca. 100 ms¹⁶ auf. Unter Berücksichtigung einer Ausschaltverzögerung der Leistungsschalter von maximal ca. 60 ms [FNN09] sind somit Verzögerungszeiten $T_v < 200$ ms realistisch [FNN12]. Die ENTSO-E fordert eine maximale Verzögerungszeit von 150 ms [ENT12a]. Wird ein derartiger Grenzwert sowie eine geeignete Definition von $\Delta P_{Def}/P_0$ (s.o.) unterstellt, so kann mit Hilfe von Simulationen auf eine minimale Anlaufzeitkonstante geschlossen werden. Hierbei ist sicherzustellen, dass eine Überreaktion des Systems ausgeschlossen wird. Der für die Unterfrequenz geltende, maximal beherrschbare Frequenzgradienten df/dt ergibt sich dabei implizit.

5.4.2 Anforderungen aus der Überfrequenzleistungsreduktion

Neben der Beherrschung großer Störfälle mit Unterfrequenz ist gleichermaßen die Untersuchung von Störfällen mit Überfrequenz erforderlich. Die 50,2 Hertz Problematik hat gezeigt, dass eine Erbringung von Regelleistung durch EEG-Erzeugungsanlagen bis in die Niederspannungsebene bereits notwendig ist, um den sicheren Systembetrieb bei Überfrequenz zu beherrschen. Das Ergebnis ist die Beteiligung regelbarer Erzeugungsanlagen an der Leistungsreduktion ab 50,2 Hz mit einem Gradienten von 40% der eingespeisten Leistung je Hertz [VDN07]. Diese Maßnahme stellt die Beteiligung regelbarer Erzeugungsanlagen sicher, berücksichtigt jedoch keine übergeordneten Anforderungen an die Dynamik der Leistungsanpassung. Diese sind unterschiedlich geregelt (vgl. Tabelle 2).

Tabelle 2: Dynamikanforderungen an Erzeugungsanlagen zur Leistungsreduktion bei Überfrequenz

Spannungsebene	Anlagentyp	Schnelligkeit (Dynamik)	Regelwerk
Hoch- und Höchstspannungsebene	EEG-Erzeugungsanlagen	Mind. 10% der Anschlussleistung pro Minute Anmerkung: muss nicht schneller als 1 P_M / 5 s sein ¹⁷	[VDN04]
Mittelspannung	Erzeugungsanlagen	Wirkleistungsreduktion nach Sollwertanpassung innerhalb einer Minute ¹⁸	[BDE08]
Niederspannung	Regelbare und bedingt regelbare Erzeugungsanlagen ¹⁹	„Fahren auf der Kennlinie“ Prüf-anforderungen verlangen Wirkleistungsanpassung innerhalb einer Minute	[DIN12], [DIN11]
	Nicht regelbare Erzeugungsanlagen	Abschaltung zwischen 50,2 und 51,5 Hz innerhalb 1 s ²⁰	[DIN12]

¹⁶ Aktuelle Forschungsergebnisse zeigen weiteres Potential zur Reduzierung der Messzeiten auf ca. 25 ms. Dies betrifft konkret die Algorithmen zur Auswertung des Messsignals [Kus08]

¹⁷ P_M bezeichnet dabei die zu dem Zeitpunkt eingespeiste Leistung.

¹⁸ Es bestehen teilweise Sonderregelungen, z.B. für Verbrennungskraftmaschinen [BDE10].

¹⁹ Bedingt regelbare Erzeugungsanlagen müssen bei Verlassen des regelbaren Bereichs ihre Leistung bis 51,5 Hz konstant halten. Danach ist die Trennung der Anlagen gefordert [DIN12]

Die Bewertung der Frequenzstabilität allgemein sowie die Beherrschung von Teilnetzbildungen im Speziellen erfordert die Berücksichtigung der dynamischen Eigenschaften regelbarer Erzeugungsanlagen. Untersuchungen haben gezeigt, dass Verzögerungen der Frequenzmessung und Leistungsaktivierung einen signifikanten Einfluss auf die maximale Frequenzabweichung sowie die Dämpfung der Schwingung haben [50H14a]. Dabei liegen die zugrunde gelegten Modellannahmen (Messverzögerung von $T_v = 100$ ms und Verzögerungsglied erster Ordnung mit $T_{(A,ÜF-LR)} \approx 0,63$ s) deutlich unter den bisherigen Anforderungen bestehender Regelwerke (vgl. Tabelle 2). Vor diesem Hintergrund ist eine Prüfung dynamischer Anforderungen ratsam, die technologiespezifisch eine höhere Dynamik der Anlagen, im Sinne der Leistungsfrequenzregelung berücksichtigt. Dies erscheint aus regelungstechnischer Sicht, z.B. im Fall von PV Anlagen, zudem sinnvoll und unproblematisch. So wird die Leistungsreduktion typischer PV-Umrichter bereits heute innerhalb von ca. 200 ms realisiert [Ung13]²¹.

Im Sinne der Frequenzstabilität ist somit eine Anpassung und Harmonisierung bestehender Regelwerke anzustreben, die technologiespezifisch realistische und zugleich möglichst hohe Regelungsgeschwindigkeiten definiert. Vor diesem Hintergrund ist auch das Hinzufügen künstlicher Verzögerungszeiten nicht zu empfehlen.

Eine derartige Konkretisierung ermöglicht eine realitätsnahe Beschreibung der Systemdynamik und folglich auch die Bewertung der Beherrschbarkeit maximaler Frequenzgradienten bei Überfrequenz. Auf diese Weise lässt sich analog zum Vorgehen in 5.4.1 eine minimale Schwungmasse²² für den definierten Fehlerfall $\Delta P_{\text{Def}}/P_0$ ableiten. Hierzu ist die Wirkung der Überfrequenzregelung unter Variation der Netzanlaufzeitkonstanten zu analysieren. Die minimale Schwungmasse muss ausreichend sein, um eine korrekte Funktion der Überfrequenzregelung zu gewährleisten.

5.5 Zusammenfassung und Diskussion

Aktuelle Studien haben gezeigt, dass der auslegungsrelevante Störfall des kontinentaleuropäischen Verbundsystems auch unter Berücksichtigung eines hohen Anteils umrichterbasierter Erzeugungseinheiten bis 2023 und darüber hinaus beherrschbar bleibt. Offen ist die Frage der Beherrschung des gestörten Betriebs, d.h. der zukünftigen Wirksamkeit bestehender Defense-Pläne unter verschärften Bedingungen, wie sie bei Netztrennungen und folglich der Ausbildung von Teilnetzen auftreten können (vgl. Störfall November 2006 [UCT07]). Niedrige Netzanlaufzeitkonstanten bei gleichzeitig hohen Leistungsungleichgewichten, insbesondere infolge einer Netzauftrennung bei hohen Transiten, führen zu hohen Frequenzgradienten, für deren Beherrschung die bestehenden Anforderungen an die Dynamik bzw. Schnelligkeit von Maßnahmen, wie dem Lastabwurf und der Überfrequenzleistungsreduktion, ggf. unzureichend sind. Eine bessere Abstimmung und Berücksichtigung der spezifischen Anforderungen aus den Übertragungs- und Verteilnetzen in den jeweiligen Regelwerken ist daher anzuraten. Im Fall des Lastabwurfs hat die Auswertung bestehender Regelwerke gezeigt, dass die dynamischen Anforderungen an

²⁰ Es ist eine Gleichverteilung der Abschaltfrequenzen in 0,1Hz Schritten zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz gefordert [DIN12].

²¹ In Reaktion auf eine nahezu sprungförmige Frequenzänderung

²² sowie dem damit verbundenen Frequenzgradienten

Frequenzrelais überwiegend auf netztechnische Komponenten älterer Bauart zurückzuführen sind. Hier ist eine Anpassung bestehender Regelwerke mit reduzierten Verzögerungszeiten zu prüfen. [ENT12a] sieht diesbezüglich einen Grenzwert von 150 ms vor.

Im Fall der Überfrequenzleistungsreduktion sind die bestehenden Spezifikationen hinsichtlich der notwendigen Dynamik von Erzeugungseinheiten den systemischen Anforderungen nicht entsprechend. Die Leistungsanpassung im Minutenbereich entspricht nicht einem unverzögerten und damit aus Systemsicht optimalen Verhalten der Anlagen, wie es auch von der ENTSO-E zukünftig gefordert wird [ENT13]. Dabei bleibt zu erwähnen, dass bereits heute einige Anlagen, insbesondere umrichterbasierte PV-Anlagen, eine Überfrequenzleistungsreduktion mit hoher Dynamik ermöglichen. Dementsprechend ist auch hier eine technologiespezifische Prüfung und Anpassung der technischen Anforderungen sinnvoll [ENT13].

Der Einsatz von ROCOF-Relais für die Inselnetzerkennung kann in Systemen mit niedrigem Anteil konventioneller Schwungmassen zu einer ungewollten Netztrennung von Erzeugungsanlagen im Fehlerfall führen. Diese Problematik ist insbesondere in schwachen Inselnetzen mit einem hohen Anteil umrichtergekoppelter Erzeugungsanlagen von Relevanz (so z.B. in Irland und Großbritannien). Im kontinentaleuropäischen Verbundsystem finden derartige Relais nach heutigem Kenntnisstand nur in Dänemark und Belgien Anwendung. Dabei werden in Dänemark vergleichsweise hohe Schwellwerte parametrisiert 2,5 - 3,5 Hz/s, die unter Berücksichtigung aktueller Diskussionen in Irland eher unkritisch erscheinen (vgl. Tabelle 3). Die Grenzwerte in Belgien sind hierzu vergleichsweise gering (1 Hz/s). Vor dem Hintergrund einer Teilnetzbeherrschung ist allgemein die Identifikation und Festlegung geeigneter Grenzwerte (df/dt) auf Verbundebene anzuraten, die ein planbares und zuverlässiges Verhalten aller Erzeugungseinheiten sicherstellt²³.

Tabelle 3: Maximale Frequenzgradienten (ROCOF), die nicht zu einer Netztrennung von Erzeugungseinheiten führen dürfen [Off14], [Bol11], [EIR11], [Hyd09], [PPA13]

Land	Grenzwert in Hz/s	Bemerkung
Belgien	1	
Dänemark	2,5-3,5	
Großbritannien	0,5-1	Ab 01.07.2016, abhängig vom Typ der Erzeugungsanlage [Off14]
Irland	0,5	Anhebung auf 1 Hz/s wird diskutiert
Kanada	4	
Spanien	2	
Südafrika	0,5	

²³ Zwischenzeitlich (2012) hatte die ENTSO-E einen Grenzwert von 2 Hz/s (Messintervall 100 ms) vorgeschlagen [ENT12b]. Dieser Vorschlag wurde jedoch nicht übernommen. Die Verantwortung für die Definition von Grenzwerten obliegt stattdessen den jeweiligen ÜNB [ENT12b], [ENT13].

6. Qualitative Beurteilung der Schwarzstartfähigkeit

Die Schwarzstartfähigkeit beschreibt die Fähigkeit einer Erzeugungseinheit den Betrieb selbständig – ohne Versorgung des Eigenbedarfs aus einem vorgelagerten Netz – aufnehmen zu können und einen definierten Betriebspunkt anzufahren. Zusätzlich müssen die Erzeugungseinheiten in der Lage sein einen Inselnetzbetrieb über mehrere Stunden aufrechtzuerhalten. Für die Inbetriebnahme unterlagerter Netzebenen, inklusive der abgeschalteten Abnehmerlasten, muss die Fähigkeit der Spannungs- und Frequenzregelung gegeben sein. Die Schwarzstartfähigkeit kann allgemein jeder konventionelle Kraftwerkstyp durch Installation entsprechender Hilfsgeneratoren erlangen. Klassischerweise werden diese Kapazitäten für den Netzwiederaufbau durch Gas- und Wasserkraftwerke bereitgestellt. Diese Erzeugungseinheiten zeichnen sich durch geringe Hochlaufzeiten von ca. 15 Sekunden (Wasserkraft) bis ca. 2 Minuten (Gaskraftwerke) sowie gute Regeleigenschaften aus.

Die Strategien zum Wiederauffahren eines Netzes lassen sich in zwei unterschiedliche Vorgehensweisen unterteilen, welche sich insbesondere durch den Ausgangszustand des Netzes unterscheiden. Die „**Top-Down**“ Methode findet Anwendung, falls bereits ein stabiles Teilnetz existiert. Das schwarze Netz soll in diesem Fall durch sequentielle Wiedereinschaltungsvorgänge an das Verbundsystem angegliedert werden. Leitungen und Transformatoren werden schrittweise in Richtung weiterer thermischer Kraftwerke zugeschaltet.

Bei der „**Bottom-Up**“ Methode steht hingegen kein stabiles Teilnetz zur Verfügung. Das schwarze Netz wird ausgehend von einem schwarzstartfähigen Kraftwerke schrittweise hochgefahren. Hierbei ist zu erwähnen, dass das Wiederauffahren des Netzes durch ein schwarzstartfähiges Kraftwerk aufgrund vergleichsweise geringerer Regelreserven und Kurzschlussleistung eine höhere Anfälligkeit gegenüber auftretenden Störungen aufweist.

In Tabelle 4 sind die technischen und vertraglichen Kapazitäten schwarzstartfähiger Kraftwerke in Abhängigkeit ihres Primärenergieträgers für die Jahre 2019 und 2023 angegeben. Die technischen Kapazitäten beschreiben dabei alle technisch schwarzstartfähigen Erzeugungsanlagen in Deutschland, während die vertraglichen Kapazitäten Kraftwerke mit einem bilateralen Übereinkommen zwischen Kraftwerks- und Netzbetreibern angeben. Auf diese kann der Übertragungsnetzbetreiber zwecks eines Netzwiederaufbaus zurückgreifen.

Tabelle 4: Leistung schwarzstartfähiger Kraftwerke in Deutschland und Anteil der Kraftwerke mit bilateralen Übereinkommen zwischen ÜNB und Kraftwerksbetreiber

Schwarzstartfähige Kraftwerke	2019		2023	
	Technisch	Vertraglich	Technisch	Vertraglich
Steinkohle	859 MW	468 MW	859 MW	468 MW
Braunkohle	20 MW	-	20 MW	-
Wasserkraft	4194 MW	3539 MW	4194 MW	3539 MW
Kernenergie	-	-	-	-

Gaskraftwerke	3631 MW	617 MW	3230 MW	617 MW
Mineralöl	770 MW	-	443 MW	-
Sonstige	622 MW	60 MW	622 MW	60 MW
Summe	10096 MW	4684 MW	9368 MW	4684 MW

Für das Jahr 2019 kann für Deutschland eine technische Kapazität schwarzstartfähiger Kraftwerke von ca. 10 GW ausgewiesen werden, wovon den ÜNB 4,6 GW im Übertragungsnetz für einen Netzwiederaufbau zur Verfügung stehen. Es ist deutlich zu erkennen, dass die vorhandenen Kapazitäten fast ausschließlich durch Steinkohle-, Wasser- und Gaskraftwerke bereitgestellt werden. Für das Jahr 2023 ergibt sich eine identische Zusammensetzung und Gesamtkapazität der vertraglich gesicherten, schwarzstartfähigen Kraftwerke. Die technische Gesamtkapazität sinkt hingegen um ca. 700 MW aufgrund geplanter Außerbetriebnahmen von Gas- und Mineralölkraftwerken in den Jahren 2019 bis 2023. Eine Systemrelevanz ist jedoch vor dem Hintergrund allgemein niedriger Nennscheinleistungen der Einzelanlagen sowie dem bestehenden Gesamtpotential von knapp 10GW nicht zu erwarten. Es sei an dieser Stelle jedoch noch einmal darauf hingewiesen, dass die obige Auswertung auf zur Verfügung gestellten Prognosedaten²⁴ beruht.

Abbildung 26 zeigt die geographische Verteilung der schwarzstartfähigen Kraftwerke in Deutschland. Die Größe der Kreise dient als Indikator für die Nennleistungen der angeschlossenen Erzeugungsanlagen. Deutlich zu erkennen ist eine Konzentration schwarzstartfähiger Kraftwerke im Westen Deutschlands durch das Pumpspeicherkraftwerk Vianden²⁵, sowie in Baden-Württemberg, nahe der Schweizer Grenze (Säckingen, Wehr, Waldshut, Witznau, Häusern). Im Osten des deutschen Verbundnetzes ist aufgrund der geringen Lastdichte eine ebenfalls geringere Kapazität schwarzstartfähiger Kraftwerke zu erkennen. Insgesamt ist eine gute geographische Verteilung der Erzeugungseinheiten festzustellen, welche durch geplante Außerbetriebnahmen in den Jahren 2019 bis 2023 kaum beeinträchtigt wird. Die vertraglich gesicherte Kapazität bleibt von den vorgesehenen Abschaltungen unberührt.

²⁴ Annahmen basieren auf typischen kraftwerksspezifischen Laufzeiten und gemeldeten Stilllegungen

²⁵ Pumpspeicherkraftwerk in Luxemburg, allerdings erfolgt die Anbindung an das 220-kV Höchstspannungsnetz an den Schaltanlagen Niederstedem und Bauler in Deutschland

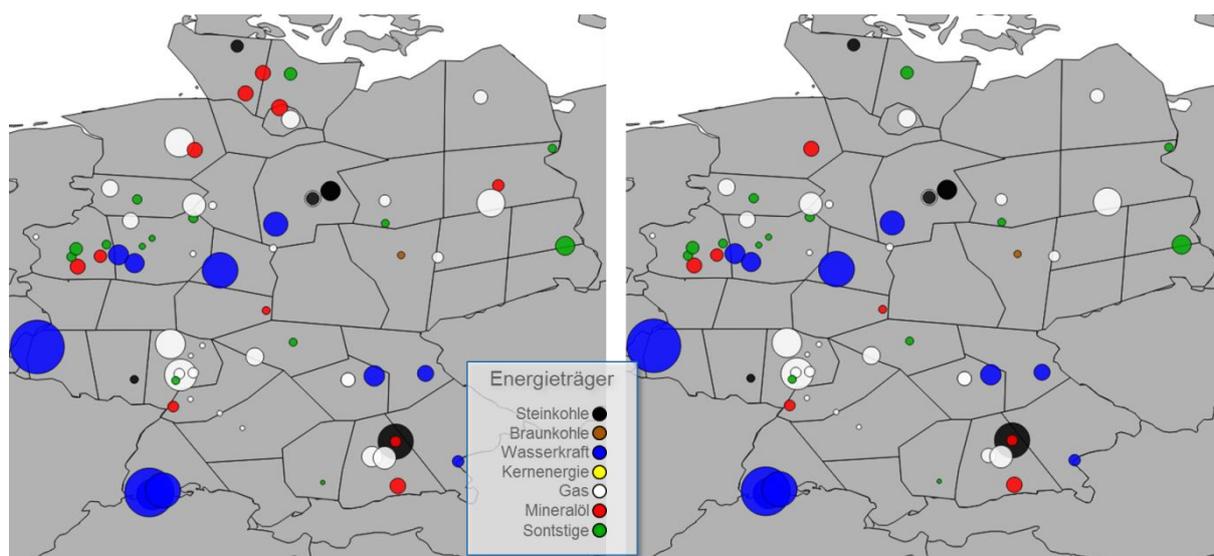


Abbildung 26: Anteil schwarzstartfähiger Kraftwerke 2019 (links) und 2023 (rechts)

Die geplante Integration von Hochspannungsgleichstromsystemen²⁶ (HGÜ - Systemen) in das deutsche Übertragungsnetz bieten die Möglichkeit zur Erweiterung klassischer Netzwiederaufbaukonzepte nach dem „Top Down – Verfahren“ [Zha11]. Liegt der Gleichrichter der HGÜ in einem stabilen Teilnetz, kann mithilfe des Inverters das schwarze Netz angefahren werden. Derartige Konzepte befinden sich aktuell in der Entwicklung. Vor dem Hintergrund eines Netzwiederaufbaus nach dem Bottom-Up-Verfahren, ist die Technologie jedoch nicht als vollständiger Ersatz konventioneller, schwarzstartfähiger Kraftwerkskapazitäten anzusehen. In diesem Fall ist die Voraussetzung eines intakten Teilnetzes nicht erfüllt. Abschließend kann festgehalten werden, dass auf Basis der zugrunde gelegten Prognosen zur Stilllegung konventioneller Erzeugungsanlagen die Gesamtkapazität vertraglich gesicherter, schwarzstartfähiger Anlagen für die Jahre 2019 bis 2023 mit ca. 4,6 GW konstant bleibt. Vor diesem Hintergrund ist für diese Jahre aktuell keine Reduktion verfügbarer, schwarzstartfähiger Anlagen zu erwarten. Die zukünftige Integration von HGÜ - Systemen in das deutsche Übertragungsnetz kann zudem weitere Freiheitsgrade eröffnen, ist jedoch gleichzeitig nicht als vollständiger Ersatz konventioneller, schwarzstartfähiger Kraftwerke anzusehen. Darüber hinaus ist zu beachten, dass einzelne Lastgebiete mit einer hohen Durchdringung dezentraler Erzeugungseinheiten die Unsicherheit der zu erwartenden Last, bzw. des Lastverhaltens bei der Wiedereinschaltung erhöhen. Grund hierfür ist die verzögerte Wiedereinschaltung derartiger Anlagen im Netzaufbauprozess [Kum06]. Weiterführende Untersuchungen hinsichtlich dieses Effekts sind anzuraten.

²⁶ In VSC Technologie

7. Untersuchung des Blindleistungsbedarfs

7.1 Einführung

Neben der Polradwinkel- und Frequenzstabilität definiert die Spannungsstabilität ein weiteres Feld der Stabilität in elektrischen Energieversorgungssystemen. Die Spannungsstabilität bezeichnet allgemein die Fähigkeit eines elektrischen Systems, nach Störungen die Spannung an allen Knoten in einem definierten Toleranzband zu halten bzw. wieder zurück zu führen [Cut08]. Instabilitäten treten dort auf, wo die resultierenden Blindleistungsanforderungen des Netzes die zur Verfügung stehenden Kapazitäten überschreiten. Dies resultiert dann häufig in einem progressiven Abfall der Spannung und einem konsekutiven Netzzusammenbruch. Die Spannungsstabilität lässt sich nach der Definition der *IEEE/CIGRE Task Force* jeweils entsprechend der Störungsart (Groß- bzw. Kleinsignal-Spannungsstabilität) und der Betrachtungs- bzw. Prozessdauer (Langzeit- bzw. Kurzzeit-Spannungsstabilität) klassifizieren [Kun04]. Während die Großsignal-Spannungsstabilität mit großen Störungen des Systems wie etwa Kurzschlüssen, Leitungs- oder Generatorausfällen verbunden ist, werden bei der Kleinsignal-Spannungsstabilität kleine Änderungen des Systems wie der langsame Lastanstieg als Störung betrachtet. Die Kurzzeit-Spannungsstabilität umfasst die Berücksichtigung dynamischer Verhaltensweisen und die Interaktion aktiver Komponenten, wie Asynchronmaschinen, elektronisch gesteuerte Lasten oder HGÜ-Systemen. Die Langzeit-Spannungsstabilität bezieht sich dagegen auf langsam agierende Komponenten, wie beispielsweise Stufenstelltransformatoren, thermostatisch geregelte Lasten oder Generator-Strombegrenzer. Sie lässt sich im Zusammenhang mit der Kleinsignal-Spannungsstabilität im eingeschwungenen Zustand des Systems analysieren.

Bei Betrachtungen der Langzeit-Spannungsstabilität nimmt der Blindleistungsbedarf (kurz: „Q-Bedarf“) eine zentrale Rolle ein. Ein stark ausgelasteter Netzbereich mit hohen Wirkleistungstransporten führt aufgrund des verstärkt induktiven Verhaltens der Freileitungen auch zu einem erhöhten induktiven Blindleistungsbedarf. Dieser Blindleistungsbedarf resultiert unmittelbar in einen Spannungsabfall über den Übertragungsleitungen und zugleich in einen Blindleistungstransport, der die Betriebsmittel zusätzlich zu den hohen Wirkleistungstransporten belastet. Kann diesem Spannungsabfall lokal durch die induktive Blindleistungsbereitstellung²⁷ nicht entgegen gewirkt werden, erhöht sich progressiv die Strombelastung der Betriebsmittel. Somit steigt in letzter Konsequenz die Gefahr des bereits angesprochenen konsekutiven Spannungszusammenbruchs. In einem schwach ausgelasteten Netzbereich überwiegt hingegen das kapazitive Verhalten der Freileitungen. Es kommt zu Spannungsanhebungen über den Übertragungsleitungen, die einen geringen Strom führen. Um die Knotenspannungen innerhalb des zulässigen Bandes zu halten bzw. unzulässige Überspannungen über Betriebsmitteln zu vermeiden, muss an geeigneter Stelle eine kapazitive Blindleistung bereitgestellt werden²⁸. Beide Belastungssituationen können im

²⁷ Zum Beispiel durch den übererregten Betrieb eines Synchrongenerators bzw. einer HGÜ oder das Hinzuschalten von Kapazitäten in Kompensationsanlagen

²⁸ In Einzelfällen kann auch die Freischaltung von schwach belasteten Leitungen den Bedarf an kapazitiver Blindleistungsbereitstellung reduzieren.

Rahmen des regulären Netzbetriebs räumlich und zeitlich in beliebigen Konstellationen auftreten.

Um die Belastung des Übertragungsnetzes und somit die Gefahr eines Spannungszusammenbruchs zu verringern, ist eine regional verteilte Blindleistungsbereitstellung erstrebenswert, welche die Spannung lokal stützt und zudem Blindleistungstransporte minimiert. Eine notwendige Randbedingung ist hierbei, dass sich das Spannungsniveau an allen Knoten innerhalb des zulässigen Spannungsbands bewegt und keine Betriebsmittelüberlastungen auftreten. In diesem Zustand ist das System statisch spannungsstabil.

Ausreichend verfügbare und lokal verteilte Potentiale zur stationären Blindleistungsbereitstellung sind zwar notwendig, aber insbesondere im Zusammenhang mit Großsignal-Störungen und transienten bzw. dynamischen Ereignissen kein hinreichendes Kriterium für die Wahrung der Spannungsstabilität. Zur Untersuchung der Großsignal- sowie Kurzzeit-Spannungsstabilität bedarf es einer höheren Modellgranularität und einer Einschränkung des Untersuchungsraums. Zudem müssen Nicht-Verfügbarkeiten von Leitungen oder anderen Komponenten wie Generatoren oder Kompensationsanlagen berücksichtigt werden.

Die im Rahmen der Studie durchgeführten Bedarfsanalysen basieren auf stationären Berechnungen. Ziel ist die Bestimmung eines Minimalbedarfs an zusätzlich zu installierenden Kapazitäten zur Blindleistungsbereitstellung, welche für den Betrieb der zu untersuchenden Netztopologien mit den konkret betrachteten Erzeugungs- und Verbrauchsmustern im Grundlastfall innerhalb der vorgegebenen Spannungsbänder benötigt werden. Ferner sollen dessen zeitliche Entwicklung sowie dessen Sensitivitäten bzgl. verschiedener Einflussfaktoren aufgezeigt werden. Die zusätzlich benötigten Blindleistungskapazitäten für die Beherrschung von gestörten Netzbetriebsfällen sowie zur Wahrung der Kurzzeit-Spannungsstabilität sind dagegen kein Bestandteil dieser Studie.

7.2 Untersuchungsrahmen und Modellbildung

Wie bereits in Kapitel 3.2 ausgeführt, steht für die durchzuführenden Untersuchungen das von der Bundesnetzagentur im Rahmen des NEP-Prozesses entwickelte Netzmodell als Datenbasis zur Verfügung. Es beinhaltet flächendeckend in das deutsche Übertragungsnetz eingebrachte Ersatzquerzweige, mittels derer für sämtliche Erzeugungs- und Verbrauchssituationen der resultierende Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes sowie der angeschlossenen Lasten garantiert gedeckt werden kann (vgl. Abbildung 27 links). Somit ist eine hohe Konvergenz der Leistungsflussrechnung sichergestellt, welche die Berechnungsgrundlage für die im Rahmen des NEPs zu lösende Transportaufgabe für eine Vielzahl an Netznutzungsfällen bildet. Die Höhe der Blindleistungsbereitstellung durch einen Ersatzquerzweig hängt demnach von dem tatsächlich zu deckenden Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes sowie der Sollspannungsvorgabe ab. Eine individuell auf den betrachteten Netznutzungsfall zugeschnittene Sollspannungsvorgabe ist allerdings ex ante nicht möglich.

Eine übliche Vorgehensweise zur Abschätzung des tatsächlichen Blindleistungsbedarfs für diesen Netznutzungsfall besteht in der iterativen Anpassung der Spannungssollwerte. Die Sollwerte jedes Ersatzquerzweiges werden dazu individuell eingestellt, bis das gewünschte

Spannungsprofil (allgemein eine Homogenisierung) über das gesamte Übertragungsnetz als Ergebnis der Leistungsflussrechnung erzielt wird. Die über die Ersatzquerzweige eingebrachte Blindleistung entspricht unter diesen Voraussetzungen dem regional aufgelösten Bedarf an zusätzlicher Blindleistungsbereitstellung zur Beherrschung des betrachteten Netznutzungsfalls.

Ein anderer Ansatz, der im Rahmen dieser Studie Anwendung findet, basiert auf der Leistungsflussoptimierung (engl. Optimal Power Flow – OPF). Hierzu ist ein nichtlineares Optimierungsproblem definiert, in dem die Leistungsflussgleichungen - also die Einhaltung des Leistungsgleichgewichts für jeden Knoten - als Nebenbedingungen dargestellt sind. Die Knotenspannungen nach Betrag und Phase sind, ebenso wie die Wirk- und Blindleistungsbeiträge aller am Netz angeschlossenen Einspeisungen, Entscheidungsvariablen des Optimierungsproblems mit gegebener Zielfunktion.

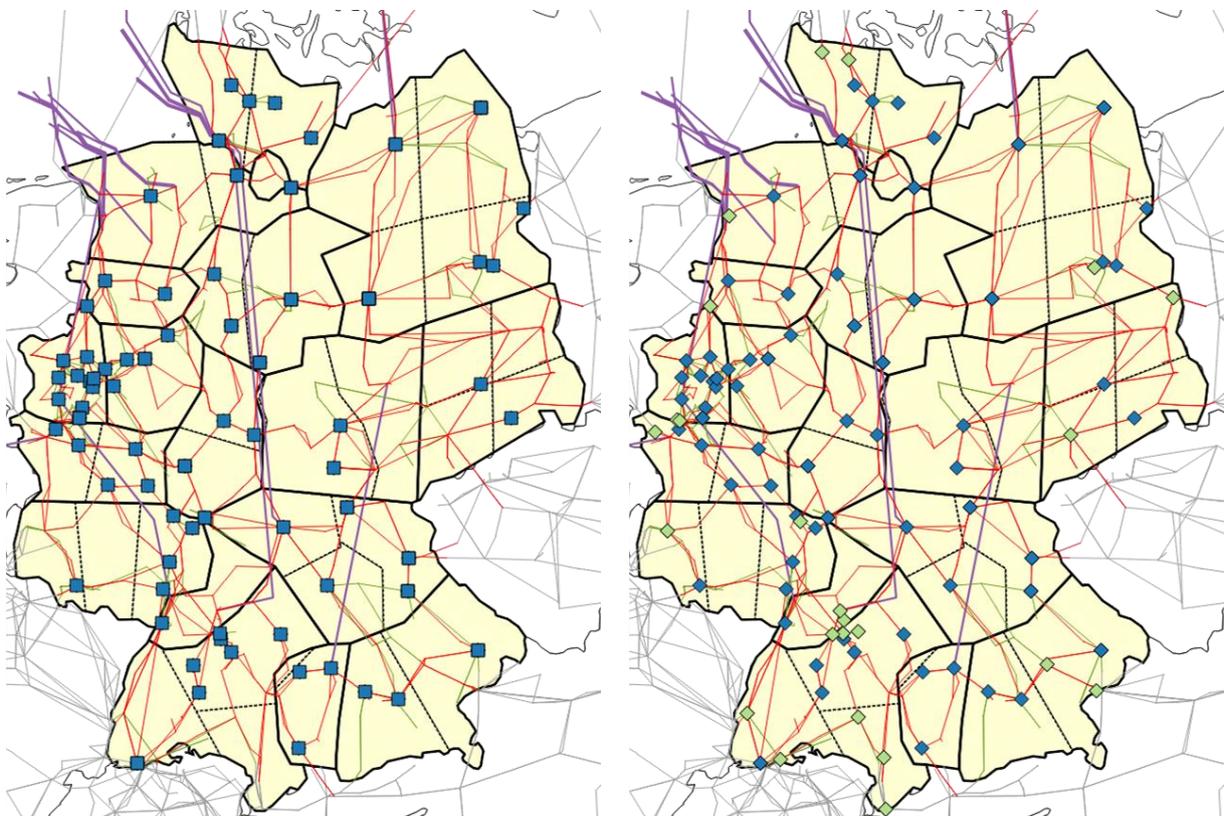


Abbildung 27: links: Ersatzquerzweige (■) im Zielnetz der Bundesnetzagentur; rechts: virtuelle Kompensationsanlagen (◆) zur Bestimmung des Blindleistungsbedarfs

Die Leistungsflussoptimierung hat die Identifikation des kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes zur Lastdeckung unter Berücksichtigung der betrieblichen Restriktionen von AC-Netzen und Generatoren zum Ziel. Durch eine entsprechende Erweiterung der Formulierung ist die Abbildung leistungsflusssteuernder Betriebsmittel und HGÜ-Systeme möglich [Nat12]. Weitere Modifikationen können in der expliziten Verwendung eines marktgegebenen Kraftwerkseinsatzes bestehen. Gewisse Freiheitsgrade der Wirkleistungseinspeisung müssen jedoch weiterhin gewährt werden, um auf Änderungen der Verlustleistung reagieren zu können. Der derart veränderte OPF wurde bereits als

alternatives Netzsimulationsverfahren im Rahmen des Nemo III Gutachtens eingesetzt [Nat14].

Für die Analyse des Blindleistungsbedarfs sind weitere Modifikationen der Formulierung sowie Anpassungen der Netzmodelle nötig. Die im Netz befindlichen Ersatzquerzweige werden hierzu in virtuelle Kompensationsanlagen²⁹ umgewandelt (vgl. blaue Rauten in Abbildung 27 rechts) und zusätzlich weitere Anlagen an netztopologisch günstigen Standorten integriert (vgl. grüne Rauten in Abbildung 27 rechts). Die Berücksichtigung der Blindleistungseinspeisung durch die virtuellen Kompensationsanlagen in der Zielfunktion (d.h. Bepreisung ihres Einsatzes) stellt sicher, dass im Rahmen der Lösungsfindung zunächst die bestehenden Blindleistungsquellen eingesetzt werden, bevor auf zusätzliche Blindleistung aus den virtuellen Kompensationsanlagen zurückgegriffen wird. Durch die Einbringung zusätzlicher Nebenbedingungen zur Beschränkung des Blindleistungstransfers aus benachbarten Netzgruppen und dem Ausland wird sichergestellt, dass der Blindleistungsbedarf lokal gedeckt wird und dass virtuelle Kompensationsanlagen anstelle bestehender, aber entfernter Blindleistungsquellen herangezogen werden.

Die Vorteile der derart modifizierten Leistungsflussoptimierung bestehen darin, dass keine Spannungswertwerte iterativ identifiziert werden müssen, da die Spannungen das Ergebnis des (optimierten) Einsatzes an Blindleistung zur Erfüllung der gegebenen Übertragungsaufgabe sind. Aufgrund der im Sinne der Zielfunktion gegebenen Optimalität der Lösung sind die von den virtuellen Kompensationsanlagen angeforderte Mengen als Mindestbedarfe zu interpretieren. Diese Mengen werden also für den Netzbetrieb innerhalb der vorgegebenen Rahmenbedingungen zusätzlich zu den existierenden Blindleistungsquellen (Generatoren, HGÜ, Kompensationsanlagen) mindestens benötigt. Weicht der Netzbetrieb von der durch die Leistungsflussoptimierung bestimmten Fahrweise ab, führt dies unmittelbar zu einem steigenden Blindleistungsbedarf, der durch die Integration zusätzlicher Blindleistungsquellen gedeckt werden muss. Dieser allgemeine Zusammenhang ist in Abbildung 28 verdeutlicht.

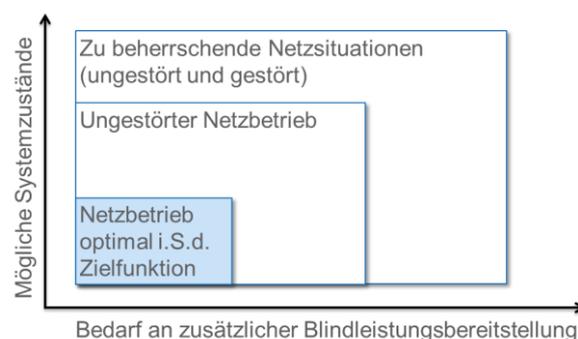


Abbildung 28: Zusammenhang zwischen Systemzustand und Bedarf an Blindleistungsbereitstellung durch zusätzliche Blindleistungsquellen (schematisch)

Untersucht wird ausschließlich der ungestörte Netzbetrieb (d.h. Grundlastfall bzw. (n-0)-Fall). Um dem System die Möglichkeit zu erhalten, auf Netzstörungen reagieren zu können, sind

²⁹ Diese durch die Leistungsflussoptimierung in beliebiger Höhe einsetzbaren Kompensationsanlagen werden als virtuell bezeichnet, um eine Abgrenzung zu den bestehenden, realen Kompensationsanlagen zu schaffen.

zusätzliche Blindleistungsreserven vorzuhalten. Diese sind neben der Beherrschbarkeit von (n-1)-Situationen, ausgewählten (n-2)-Situationen und transienten Vorgängen auch bei Abweichungen des tatsächlichen Netzbetriebs von den im Rahmen der Netzplanung getätigten Annahmen elementar. Zur vereinfachten Berücksichtigung dieser Aspekte sind die folgenden Annahmen getroffen:

1. Eng gefasstes Spannungsband von 390 kV – 415 kV für den ungestörten Netzbetrieb
2. Generatoren dürfen maximal 70% ihres Stellbereichs für die Deckung des statischen Blindleistungsbedarfs im ungestörten Netzbetrieb zur Verfügung stellen
3. Spannungsgeführte HGÜ nehmen mit maximal 50% ihres Blindleistungsstellbereichs an der Deckung des Blindleistungsbedarfs teil
4. Generatorblöcke von Pumpspeicher-Kraftwerken werden nur eingesetzt, wenn sie marktbedingt am Netz sind

Es sei darauf hingewiesen, dass der gewählte Ansatz keine explizite Betrachtung des gestörten Netzbetriebs im Sinne einer (n-1)-Sicherheit bzw. bedingten (n-2)-Sicherheit umfasst. Es kann in derartigen Situationen zu lokal veränderten Bedarfen kommen, welche insbesondere im Zusammenhang mit einem Totalausfall einer der geplanten HGÜ-Korridore großflächig und somit signifikant sein können. Eben diese Situationen sind letzten Endes auslegungsrelevant und erfordern somit anknüpfende Untersuchungen des gestörten Betriebs.

Die so erzielte Formulierung wird im Folgenden als blindleistungsgeführte Leistungsflussoptimierung (kurz QOPF) bezeichnet. Zur Veranschaulichung der Funktionsweise enthält Abbildung 29 das Spannungsprofil für die Anwendung des QOPFs (rechts) auf einen exemplarischen Netznutzungsfall des für 2023 angenommenen Netzmodells mit hohen Leistungsstransiten. Es ist dem Spannungsprofil nach der Leistungsflusssimulation vor Anwendung des Algorithmus (links) gegenübergestellt. Charakteristisch für die Anwendung des QOPFs ist eine Harmonisierung des Spannungsprofils über Deutschland. Für viele Netzbereiche liegt die Knotenspannung zwischen 405 und 410 kV mit zwei ausgeprägten Minima im Nord-Westen und Süd-Osten Deutschlands von unter 400 kV. Durch die Existenz der Ersatzquerzweige mit vorgegebenen, nicht weiter angepassten Spannungssollwerten kommt es bei der reinen Leistungsflussrechnung zu einem vermehrten Auftreten lokaler Spannungsminima und – Maxima. Die Spannung an den Knoten des benachbarten Auslands bleibt durch die Anwendung des QOPFs weitgehend unbeeinflusst.

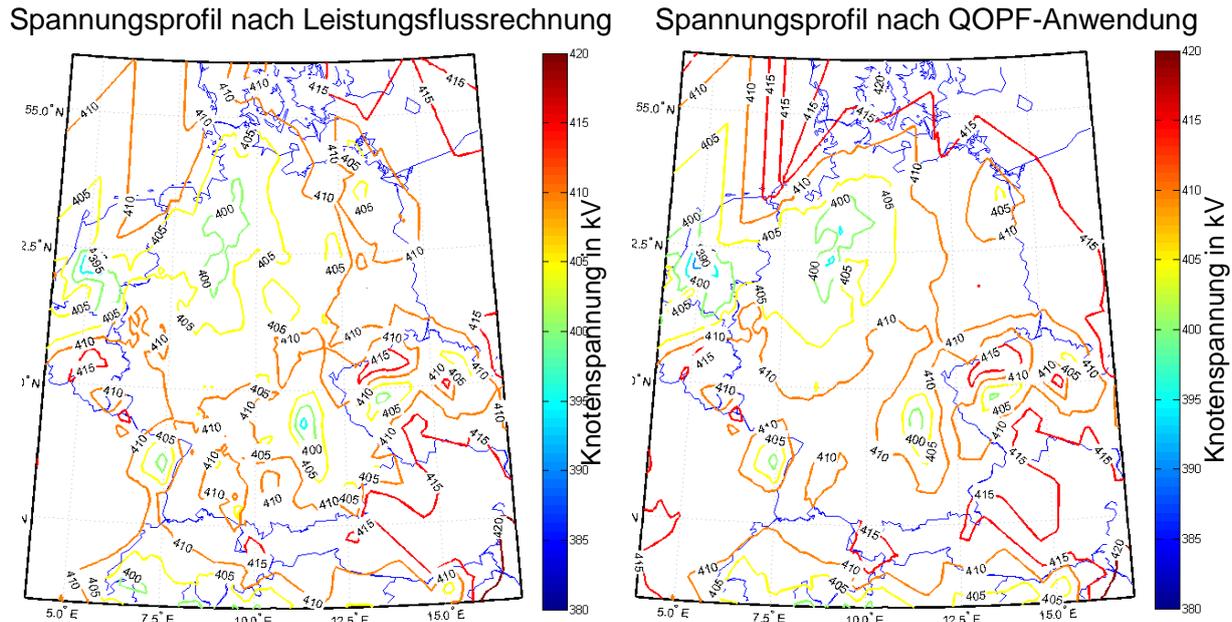


Abbildung 29: Spannungprofil des Übertragungsnetzes des Jahres 2023 für einen Netznutzungsfall mit hohen Wirkleistungstransporten

7.3 Identifikation der Mindestbedarfe im ungestörten Betrieb für 2019 bis 2023

Für die Untersuchung der Mindestbedarfe an zusätzlichen Einrichtungen zur Blindleistungsbereitstellung entlang des Transformationspfades wurde der QOPF auf Grundlage der Leistungsflussberechnungen nach Redispatch für die Netztopologien der jeweiligen Jahre 2019 bis 2023 angewendet. Dabei stellt jede der 8760 Stunden eines Jahres einen Netznutzungsfall dar, für den jeweils die Mindestbedarfe anhand der Einspeisungen durch die virtuellen Kompensationsanlagen ermittelt werden. Aufgrund der fehlenden zeitlichen Kopplung besteht für den QOPF keine Motivation, im zeitlichen Ablauf bereits verwendete, virtuelle Kompensationsanlagen einzusetzen. Es erfolgt daher eine Aggregation der Blindleistungseinspeisungen regional zusammengehöriger virtueller Kompensationsanlagen anhand der verfeinerten 37 Netzgruppen³⁰ (vgl. Abschnitt 3.3).

Die Darstellung der Mindestbedarfe erfolgt der Übersicht halber auf Netzgruppenebene. Hierzu sind die innerhalb des Jahres maximal auftretenden Blindleistungseinspeisungen der feinen Netzgruppen kumuliert und als Zahlenwerte in Abbildung 30 bis Abbildung 33 für jede Netzgruppe ausgewiesen. Zudem sind die kumulierten Maximalbeiträge der virtuellen Kompensationsanlagen für jede Netzgruppe den bestehenden Einrichtungen zur Blindleistungsbereitstellung, aufgeteilt nach Generatoren, spannungsgeführten HGÜ-Kopfstationen und anderen, bereits existierenden Kompensationsanlagen, gegenübergestellt. Da für die einzelnen Netznutzungsfälle marktbedingt nicht immer dieselben Generatoren zugeschaltet sind, ist stattdessen der über alle Stunden gemittelte Beitrag ausgewiesen.

³⁰ Der Mindestbedarf wird durch die Zusammenführung leicht unterschätzt, da eine örtlich konzentrierte Einspeisung aufgrund des daraus resultierenden Blindleistungstransports (wenn auch über vergleichsweise kurze Entfernungen) zu erhöhten Einspeisemengen führen muss.

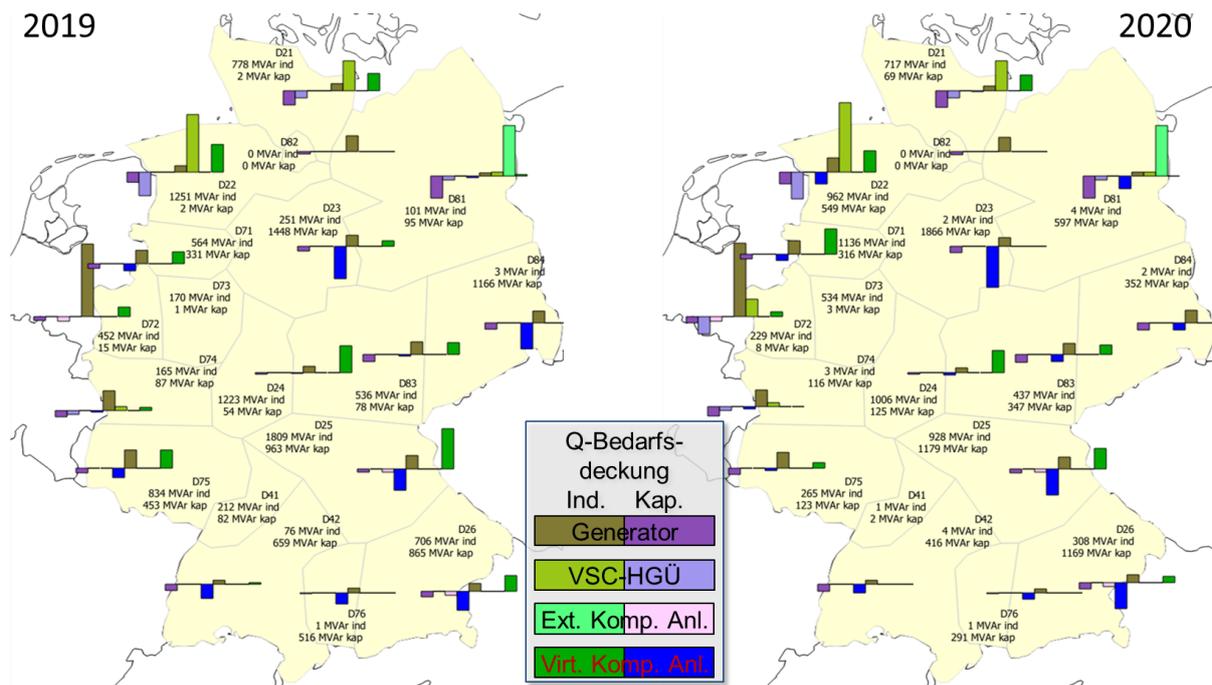


Abbildung 30: Blindleistungshaushalt in 2019 (links) und 2020 (rechts)

Die 2019 für Deutschland ermittelten Mindestbedarfe betragen aggregiert zusätzlich 9,2 GVar an induktiver Blindleistungsbereitstellung bzw. zusätzlich 6,9 GVar an kapazitiver Blindleistungsbereitstellung. Wie Abbildung 30 links verdeutlicht, fällt ein Großteil des zusätzlich zu deckenden induktiven Blindleistungsbedarfs (6,9 GVar bzw. 75%) auf die Netzgruppen D21, D22, D71, D24, D83, D25 und D26. Die Netzgruppen beinhalten gerade die am stärksten belasteten Nord-Süd-Übertragungsleitungen im Zentrum Deutschlands. Auffällig ist der vergleichsweise moderate Bedarf an zusätzlicher induktiver Blindleistungsbereitstellung in der Netzgruppe D23. Zu erklären ist dieser Umstand über die geringe thermische Grenzbelastbarkeit der in 2019 noch nicht verstärkten bzw. nicht zur Verstärkung vorgesehenen Stromkreise der zwei Nord-Süd-Trassen. Durch die Redispatch-Eingriffe werden der Hochstrombetrieb und damit eine stark übernatürliche Fahrweise vermieden.

Für das Jahr 2020 verändert sich im Vergleich zu 2019 insbesondere der Mindestbedarf an induktiver Blindleistungsbereitstellung auf zusätzlich 6,5 GVar, während der Mindestbedarf an kapazitiver Blindleistungsbereitstellung mit zusätzlich 7,5 GVar auf einem ähnlichen Niveau bleibt. Die Rückgänge des induktiven Blindleistungsbedarfs in den Netzgruppen D72, D74, D75, D41 und D42 von insgesamt 1,2 GVar sind unmittelbar mit der Integration des Korridors A02 in Verbindung zu setzen. Zum einen besteht eine Entlastung des parallel verlaufenden AC-Netzes, zum anderen die Möglichkeit der zusätzlichen Blindleistungseinspeisung durch die HGÜ-Kopfstationen. Die mit A02 einhergehende Verlagerung des Nord-Süd-Leistungsflusses in Richtung Westen beeinflusst in weiterer Konsequenz den Rückgang der mindestens zusätzlich benötigten induktiven Blindleistungsbereitstellung in den Netzgruppen D23 bis D26 um insgesamt 1,7 GVar. Diese Verlagerung bedingt jedoch in den nördlich und östlich vorgelagerten Netzgruppen D71 und D73 in Kombination mit der szenariobedingten Verstärkung der Offshore-Einspeisung in der

Nordsee eine Erhöhung des Mindestbedarfs an zusätzlicher induktiver Blindleistungsbereitstellung. Auf der anderen Seite führen die Integration von Offshore-HGÜ-Anbindungen und die Fertigstellung der Maßnahme P69 zu einem gegenüber 2019 reduzierten zusätzlichen induktiven Kompensationsbedarf in der Netzgruppe D22. Wie im Rahmen der Sensitivitätsstudie gezeigt wird, sind die Auswirkungen der von 2019 auf 2020 veränderten Erzeugungs- und Verbrauchsmuster auf den Mindestbedarf an zusätzlich benötigter Blindleistungsbereitstellung moderat.

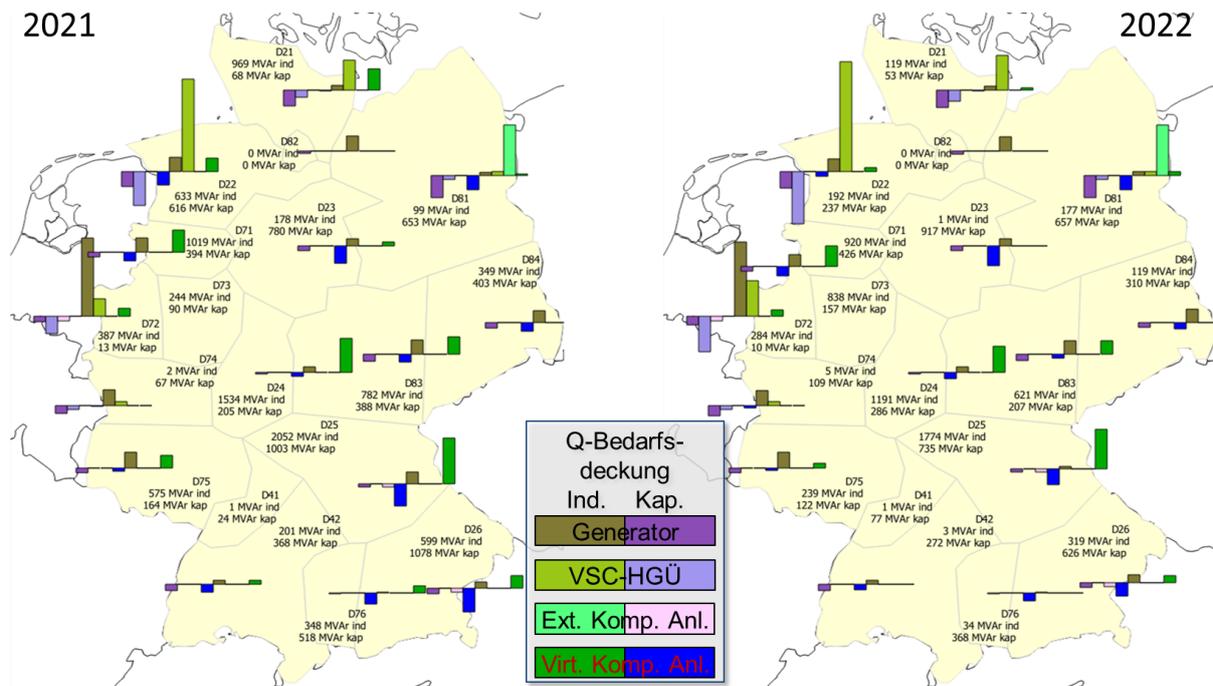


Abbildung 31: Blindleistungshaushalt für 2021 (links) und 2022 (rechts)

Im Vergleich zu 2020 sind in die Netztopologie für 2021 gemäß Transformationspfad einige Netzverstärkungsmaßnahmen integriert (vgl. Abbildung 3). Aufgrund der sinkenden Häufigkeit und Verbreitung von Netzengpässen und damit einhergehend geringerem Redispatch stehen die dazu verwendeten Generatoren nicht mehr per se zur Blindleistungseinspeisung zur Verfügung. Dies führt gegenüber 2020 unmittelbar zu einem Mehrbedarf an zusätzlicher induktiver Blindleistungsbereitstellung von insgesamt 2,2 GVar in den Netzgruppen D24, D25, D42 und D76 (vgl. Abbildung 31 links). Die für 2021 zusätzlich bereitzustellende Blindleistung über Deutschland kumuliert beträgt 10 GVar induktiv und 6,8 GVar kapazitiv, wovon auf D24 und D25 3,6 GVar induktiv entfallen.

Für das Jahr 2021 ist unter anderem die Fertigstellung des Korridors A01 angesetzt, so dass dieser in 2022 zur Verfügung steht. Ähnlich zu A02 hat dies eine Reduktion der Blindleistungsbedarfe unmittelbar in den durchlaufenen Netzgruppen D22, D71 und D72 sowie in den zentral gelegenen Netzgruppen durch eine weitere Verlagerung des Leistungsflusses in Richtung Westen zur Folge (vgl. Abbildung 31 rechts). Eine Ausnahme bildet die Zunahme der zusätzlich benötigten induktiven Blindleistungsbereitstellung in D73 um knapp 0,6 GVar, die in einem stark verringerten Redispatch-Einsatz im Ruhrgebiet und damit einhergehend einer geringeren Verfügbarkeit konventioneller Erzeugungskapazitäten begründet ist. Der deutliche Rückgang des zusätzlich benötigten induktiven

Blindleistungsbedarfs in D21 auf nur noch 0,1 GVar ist viel mehr auf die als realisiert angenommenen Projekte P25 und P72 als auf die zusätzliche Offshore-HGÜ-Anbindung zurückzuführen. Insgesamt resultiert hieraus für ganz Deutschland eine minimal zusätzlich bereitzustellende Blindleistung von 6,8 GVar induktiv bzw. 5,6 GVar kapazitiv.

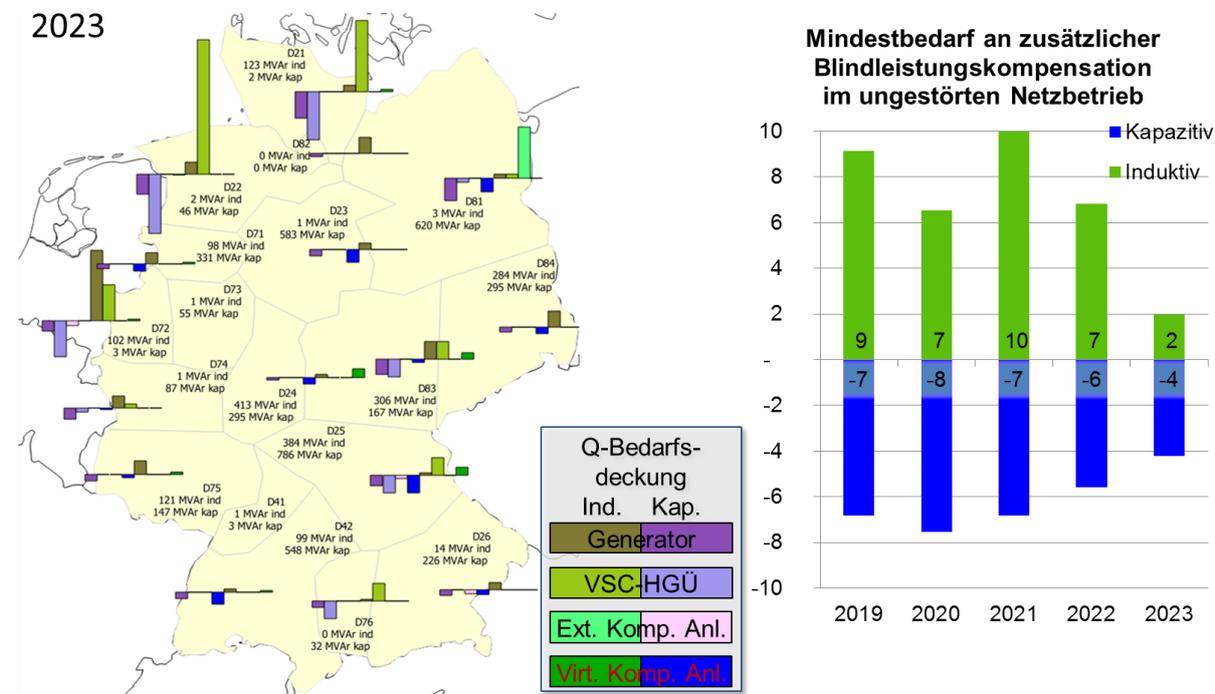


Abbildung 32: Blindleistungshaushalt für 2023 (links) und für 2019-2023 ausgewiesene Mindestbedarfe an zusätzlicher Blindleistungskompensation (rechts)

Von 2022 auf 2023 werden wichtige AC-Maßnahmen sowie die verbleibenden Korridore C und D in das Netz integriert mit dem Ergebnis einer deutlichen Abnahme des insgesamt in Deutschland zu deckenden Mindestbedarfs an zusätzlicher Blindleistungsbereitstellung auf 2 GVar induktiv bzw. 4,2 GVar kapazitiv. Aufgrund der signifikanten topologischen Veränderungen ist der unmittelbare Bezug zwischen lokalen Veränderungen der Blindleistungsbedarfe und Netzmaßnahmen nicht aufzuzeigen (vgl. Abbildung 32 links). Es steht jedoch außer Frage, dass die HGÜ-Korridore für eine deutliche Reduktion der Mindestbedarfe an zusätzlicher Blindleistungsbereitstellung insbesondere in den südlichen Netzgruppen D25, D26 und D76 verantwortlich sind.

Abschließend ist festzuhalten, dass der Blindleistungshaushalt bei hoher Netzauslastung und damit der Mindestbedarf an zusätzlicher induktiver Blindleistungsbereitstellung in den betrachteten Jahren starken Veränderungen ausgesetzt ist mit einer tendenziellen Abnahme in Richtung 2023. Dies ist das Ergebnis zwei entgegen wirkender Trends. Zum einen erhöht sich aufgrund der veränderten Erzeugungsmuster (Wegfall lastnaher konventioneller Erzeugung und Substitution derer insbesondere durch Wind an Land und Wind auf See) der Wirkleistungstransportbedarf über weite Entfernungen. Zum anderen führt der Netzausbau zu einer Reduktion des induktiven Blindleistungsbedarfs des Übertragungsnetzes. Durch die Integration der HGÜ-Korridore wird das AC-Netz in Nord-Süd-Richtung deutlich entlastet. Zudem kann durch die Kopfstationen einer spannungsgeführten HGÜ Blindleistung

bereitgestellt werden. Dies ist insbesondere eine Erklärung für die deutlichen Rückgänge der zusätzlich bereitzustellenden induktiven Blindleistung von 2019 auf 2020 bzw. von 2021 auf 2022 und weiter auf 2023. Diese These ist im Rahmen der Sensitivitätsanalyse noch einmal aufgegriffen mit dem Ziel, die einzelnen Wirkungszusammenhänge isoliert zu betrachten.

7.4 Sensitivitäten

7.4.1 Verzögerter Netzausbau

Die bisher erzielten Ergebnisse verdeutlichen die meist unmittelbare Abhängigkeit zwischen einzelnen Netzmaßnahmen und dem resultierenden Blindleistungsbedarf. Besonders weitreichende Auswirkungen hat die Integration der HGÜ-Korridore. Zur Darstellung dieser Auswirkungen auf die Mindestbedarfe werden die einzelnen Korridore aus der Netztopologie des Jahres 2023 entfernt. Aufgrund der topologischen Veränderungen müssen die resultierenden Netztopologien hierzu einer erneuten Leistungsflussberechnung mit anschließendem Redispatch und Anwendung mittels QOPF unterzogen werden.³¹

Abbildung 33 links zeigt exemplarisch den Blindleistungshaushalt für den Fall ohne Korridor C. Es ist ersichtlich, dass bei Wegfall beider HGÜs von Korridor C das AC-Netz den Wirkleistungstransport übernehmen muss und der Blindleistungshaushalt über ganz Deutschland signifikante Änderungen erfährt. Mit Ausnahme von D42 (-0,1 GVar) steigt die mindestens zusätzlich bereitzustellende Blindleistung in allen Netzgruppen mit besonderen Schwerpunkten in den Netzgruppen D24 (+0,8 GVar) und D25 (+0,7 GVar). Ein analoges Bild verzeichnet die Nicht-Berücksichtigung der Korridore A bzw. D. Die ermittelten Mindestbedarfe an zusätzlicher Blindleistungsbereitstellung der untersuchten Netzvarianten mit Anwendung auf das Jahr 2023 fasst Tabelle 5 für Deutschland kumuliert zusammen.

Tabelle 5: Ermittelte Mindestbedarfe für die betrachteten Netzvarianten (für Deutschland kumuliert)

	2023	Ohne A	Ohne C	Ohne D	Ohne A, C, D
Ind. Mindestbedarf in GVar	2,0	2,5	4,5	2,3	7,6
Kap. Mindestbedarf in GVar	4,2	3,8	2,7	3,3	2,4

Die für 2023 unterstellten Erzeugungs- und Verbrauchsmuster sind mit den einzelnen Netzvarianten unter Einsatz von Redispatch und unter Zubau entsprechend zugeschnittener Blindleistungsbereitstellung beherrschbar. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass bei einem tatsächlichen Ausfall einer oder mehrerer HGÜ bzw. Korridore aufgrund der fehlenden Reaktionszeit in der Regel kein Redispatch und keine Optimierung stattfinden können. Für die Beherrschung derartiger Ausfälle wären zusätzliche Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung erforderlich.

³¹ Da aufgrund der erneuten Optimierung die Herausnahme einzelner Leitungen antizipiert wird, ist dies von einem (unerwarteten) Leitungsausfall im Sinne einer (n-1)-Betrachtung zu unterscheiden

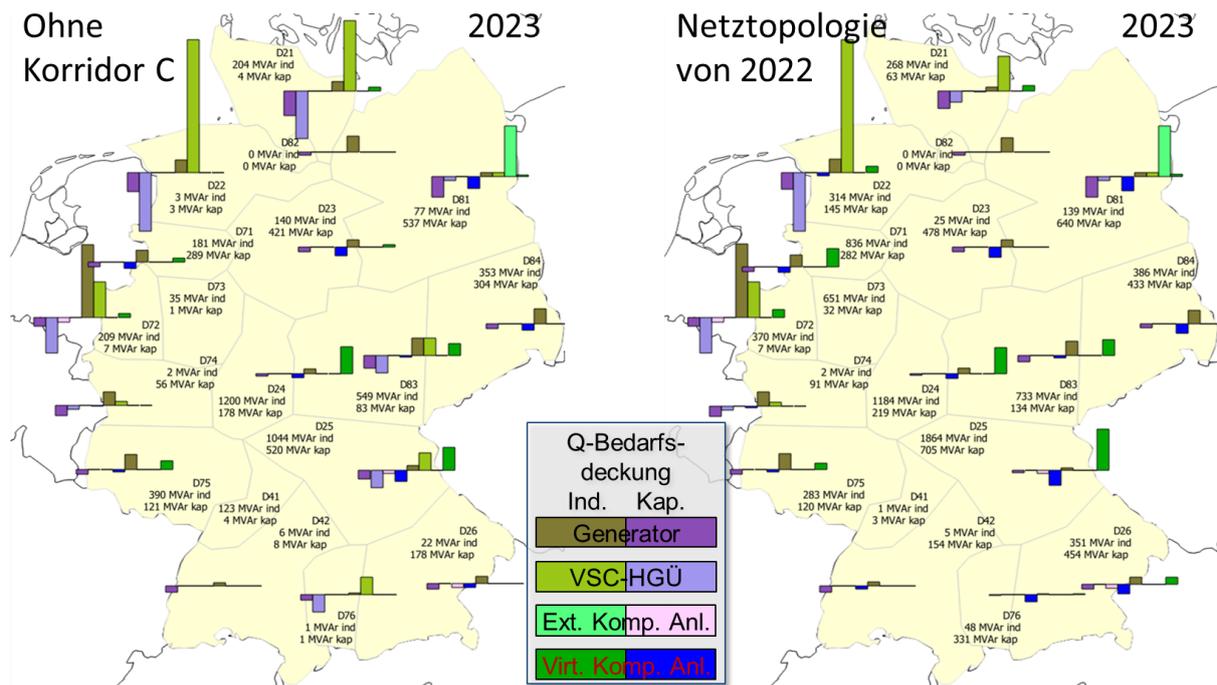


Abbildung 33: Auswirkungen eines verzögerten Netzausbaus in Form des fehlenden Korridor C (links) bzw. aller in 2022 geplanten Maßnahmen (rechts) auf den Blindleistungshaushalt

In einer weiteren Sensitivitätsanalyse wird eine Verzögerung aller in 2022 zu realisierenden Projekte unterstellt, sodass sich die Netztologie 2022 auf 2023 nicht verändert. Eine Übersicht der Blindleistungshaushalte der einzelnen Netzgruppen gibt Abbildung 33 rechts. Diese Rechnung kann für die Diskussion herangezogen werden, in wie fern die sich gemäß Szenariorahmen stetig verändernden Erzeugungs- und Verbrauchsmuster auf die identifizierten Mindestbedarfe auswirken. Dazu ist ein Vergleich der ausgewiesenen Bedarfe mit denen von 2022 (vgl. Abbildung 31 rechts) nötig. Die szenariobedingte Zunahme der zusätzlich benötigten Blindleistungsbereitstellung von 0,7 GVar induktiv bzw. Abnahme von 1,3 GVar kapazitiv für ganz Deutschland ist demnach eher moderat. Den größten Zuwachs des Zusatzbedarfs an induktiver Blindleistungsbereitstellung erfährt D84, der unmittelbar mit der dort veränderten Erzeugungsstruktur in Zusammenhang steht. Allerdings findet regional auch eine Verlagerung der Blindleistungsbedarfe von D73 nach D72 sowie von D71 nach D22 statt. Insgesamt müsste also flächendeckend mindestens 0,9 GVar zusätzlich an induktiver Blindleistung bereitgestellt werden, um den von 2022 auf 2023 geänderten Erzeugungs- und Verbrauchsmustern zu folgen. Der regional ausgewiesene Bedarf zeigt sich demnach vergleichsweise robust gegenüber den unterstellten Veränderungen hinsichtlich der installierten Nettoleistungen und der regionalen Verteilung der Stromerzeugung.

7.4.2 Rahmenbedingungen

Ein weiterer, wichtiger Untersuchungsaspekt besteht in der Diskussion des Einflusses der im Rahmen der Studie festgelegten Rahmenbedingungen (vgl. Abschnitt 2.1). Da auf der einen Seite die Wirkleistungstransporte über weite Entfernungen den induktiven Blindleistungsbedarf maßgebend beeinflussen und Deutschland auf der anderen Seite eine

wichtige Rolle im europäischen Stromhandel einnimmt, ist der Einfluss der NTCs als wichtiges Eingangsdatum in die Marktsimulation darzulegen. Dazu wurde für das Jahr 2023 eine Marktsimulation mit statischen NTCs zu den westlich gelegenen Nachbarländern Deutschlands entsprechend der Annahmen des Netzentwicklungsplans 2013 [50H13] durchgeführt. Der Unterschied besteht demnach in der nun fehlenden windabhängigen Reduktion der Handelskapazitäten gemäß der C-Funktion [Amp12]. Abbildung 34 links stellt die wiederum auf Netzgruppenebene aufgelösten Blindleistungshaushalte der dazugehörigen Leistungsflussrechnung nach Anwendung des QOPF dar. Im Vergleich zu den unveränderten NTC-Annahmen (vgl. Abbildung 32 links) zeigt sich eine Zunahme der Mindestbedarfe an induktiver Blindleistungskompensation sowohl in Netzgruppen mit Kuppelleitungen ins Ausland (D21, D75, D42, D26) als auch in Netzgruppen mit verstärkt auftretenden Leistungstransiten (D41, D24, D83). Insgesamt entsteht so mit 3,4 GVar induktiv bzw. 3,8 GVar kapazitiv ein veränderter Bedarf an zusätzlich benötigter Blindleistungsbereitstellung zur Deckung des Mindestbedarfs.

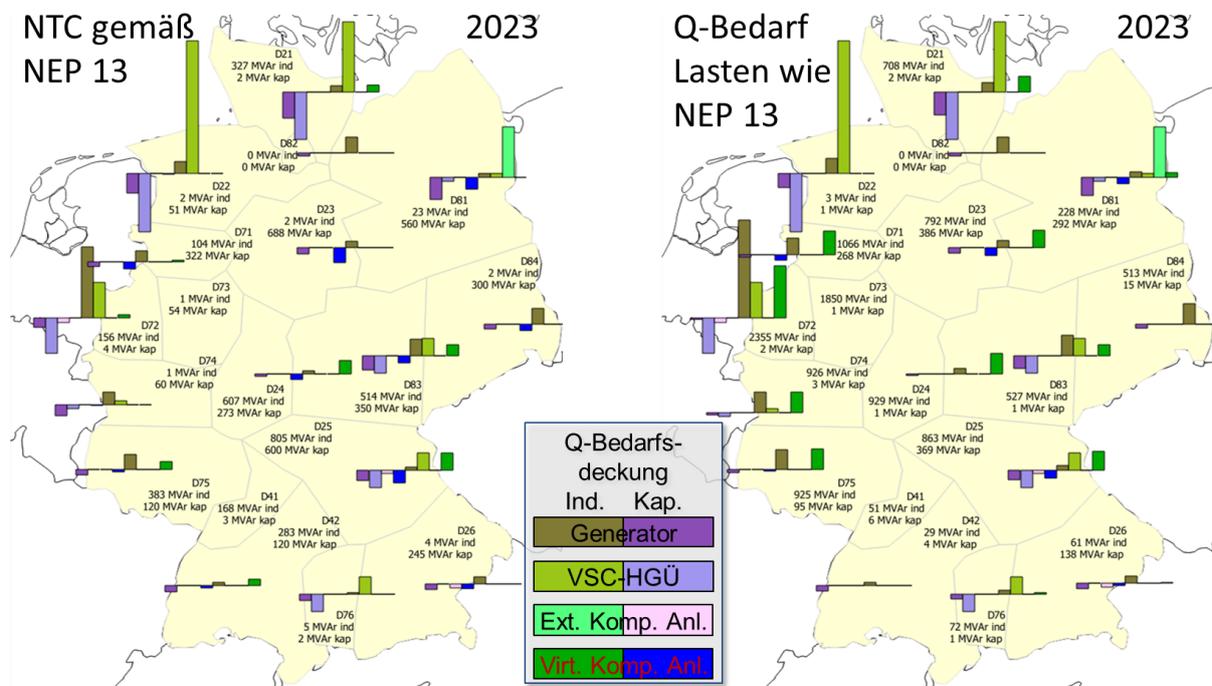


Abbildung 34: Auswirkungen wichtiger Rahmenbedingungen wie die zulässigen NTC (links) und der angenommene Blindleistungsbedarf der Lasten (rechts) auf den Blindleistungshaushalt

Eine andere Rahmenbedingung ist der zu antizipierende Blindleistungsbedarf der Lasten. Die Lastmodellierung im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2013 weist je nach Netzbetreiber unterschiedliche Ansätze auf. Während der Blindleistungsbedarf in der Regelzone von Tennet pauschal mit einem Leistungsfaktor von 0,98 induktiv abgeschätzt ist, nimmt 50Hz einen Leistungsfaktor von 0,95 induktiv an. In den Regelzonen von Amprion und TransnetBW besitzt jede Last einen individuellen Leistungsfaktor, der über sämtliche Netznutzungsfälle konstant gehalten wird.

Zur Identifikation der Auswirkungen des Blindleistungsbedarfs der Lasten auf den Blindleistungshaushalt im Übertragungsnetz und letztlich auf die Mindestbedarfe an

zusätzlich bereitzustellender Blindleistung wurde eine Simulation des Jahres 2023 mit dem Blindleistungsbedarf der Lasten gemäß Netzentwicklungsplan durchgeführt. Die netzgruppenscharfen Blindleistungshaushalte nach Anwendung des QOPF sind in Abbildung 34 rechts dargestellt. Über Deutschland kumuliert ist in diesem Fall eine mindestens zusätzlich bereitzustellende Blindleistung von 11,9 GVar induktiv bzw. 1,6 GVar kapazitiv auszuweisen. Im Vergleich zu den Ergebnissen auf Basis des im Sinne der Mindestbedarfsausweisung sehr konservativen angesetzten Leistungsfaktors von 0,98 ist dies ein deutlicher Mehrbedarf an induktiver Blindleistungsbereitstellung (zum Vergleich: 2 GVar induktiv bzw. 4,2 GVar kapazitiv). Zu begründen ist diese Veränderung vor allem in der Tatsache, dass die Generatoren und sonstigen Kompensationsanlagen zur Deckung der Blindlast herangezogen werden und damit nicht mehr hauptsächlich zur Deckung des Blindleistungsbedarfs des Übertragungsnetzes zur Verfügung stehen.

7.5 Zusammenfassung und Diskussion

Die Gewährleistung eines lokal ausgeglichenen Blindleistungshaushalts stellt einen wichtigen Aspekt der Spannungsstabilität dar. Zur Quantifizierung des Einflusses der netzseitigen und erzeugungsseitigen Veränderungen gemäß Transformationspfad auf den Blindleistungshaushalt wurden entsprechende Simulationen der Jahre 2019 bis 2023 durchgeführt. Die blindleistungsgeführte Leistungsflussoptimierung (QOPF) stellt ein Verfahren dar, mittels derer die nötigen Mindestbedarfe an zusätzlicher Blindleistungsbereitstellung für einen ungestörten, im Sinne der Zielfunktion optimierten Netzbetrieb ausgewiesen werden können.

Insbesondere in den ersten untersuchten Jahren (2019ff) kann unter Anwendung dieses Verfahrens ein signifikanter Mindestbedarf an zusätzlich bereitzustellender induktiver Blindleistung von bis zu 10 GVar aufgezeigt werden. Dieser Bedarf steht in Bezug zu noch nicht durchgeführtem Netzausbau. Eine stärkere Auslastung der verbleibenden AC-Netzbereiche führt gemäß der Ausführungen in Abschnitt 7.1 in mehrfacher Hinsicht zu einem erhöhten Bedarf an induktiver Blindleistungsbereitstellung. Eine Beobachtung in diesem Kontext ist, dass durch den Einsatz von Redispatch zur Auflösung von Netzengpässen der erhöhte Blindleistungsbedarf teilweise gedeckt werden kann.

Auf der anderen Seite zeigen die Untersuchungen einen Mindestbedarf an zusätzlicher kapazitiver Blindleistungsbereitstellung zwischen 4 und 8 GVar für die betrachteten Jahre 2019 bis 2023 auf, die für den ungestörten, blindleistungsoptimalen Netzbetrieb nötig sind. In diesem Kontext ist anzumerken, dass alle Berechnungen auf einer Netztopologie in der Netznormalschaltung basieren. In Einzelfällen kann kapazitiver Blindleistungsbedarf durch netzbetriebliche Anpassungen reduziert werden (zum Beispiel durch die zeitweise Freischaltung von schwach belasteten Übertragungsleitungen). Es ist aber davon auszugehen, dass darüber hinaus zusätzlich zu deckender kapazitiver Bedarf besteht, der durch diese netzbetrieblichen Maßnahmen nicht aufzulösen ist. Außerdem sei auf Problematik der durch Schalthandlungen verändernden Leistungsflüsse hingewiesen. Die Auswirkungen müssen also dediziert untersucht werden.

Abschließend ist festzuhalten, dass Leistungsflüsse im AC-Netz teilweise sehr sensitiv und großflächig auf Veränderungen der Netztopologie reagieren. Damit unterliegen die

ausgewiesenen Mindestbedarfe der zusätzlich benötigten Blindleistungsbereitstellung in Höhe und Ort ebenfalls einer starken Abhängigkeit zu der betrachteten Netztopologie. Durch die einzelnen HGÜ-Korridore treten zudem deutliche Verschiebungen der Leistungsflüsse und der damit zusammenhängenden Blindleistungsbedarfe auf, was insbesondere in Hinblick auf die zeitlich entkoppelte Integration derer ein wichtiger, zu antizipierender Aspekt ist. Die Wahl geeigneter Maßnahmen zur Blindleistungsbereitstellung könnte davon abhängig gemacht werden, inwiefern diese nur vorübergehend für spezielle Netztopologien mit zeitlich begrenztem Bestand innerhalb des Transformationspfades relevant sind oder ein dauerhafter Einsatz nötig ist. Dies ist im Einzelfall zu prüfen.

Für die durchgeführten Untersuchungen sind die Netztopologien Ergebnis des Transformationspfades und damit für die einzelnen Jahre determiniert. Die hierzu unterstellten Realisierungsdaten der berücksichtigten Netzmaßnahmen ebenso wie sämtliche Modelle und Methoden zur Generierung der Erzeugungs- und Verbrauchsmuster basieren allerdings auf Annahmen zur zukünftigen Entwicklung. Aufgrund der durch die Sensitivitätsstudien darstellbaren Variabilität in der Quantifizierung des Mindestbedarfs an zusätzlicher Blindleistungsbereitstellung in Abhängigkeit der Rahmenbedingungen und weiteren Einflussgrößen ist dies bei der Ergebnisinterpretation und –Verwertung zu berücksichtigen.

Unabhängig von den konkreten Quantitäten zeigen die erzielten Ergebnisse Handlungsbedarf auf. Es müssen zeitnah Maßnahmen zur lokalen Bereitstellung von Blindleistung identifiziert und implementiert werden. Aufgrund der vor allem netztopologischen aber auch erzeugungs- bzw. verbrauchsbedingten Sensitivitäten des Blindleistungsbedarfs sollte ein permanentes Monitoring der aktuellen und künftigen Entwicklungen der Elektrizitätsinfrastruktur angestrebt werden, um in einem kurzen Zeithorizont auf entsprechende Veränderungen flexibel und zielgerichtet reagieren zu können.

8. Schlussfolgerungen und zusammenfassende Bewertung

Im folgenden Abschnitt werden die vorgestellten Ergebnisse zusammengefasst und darauf aufbauend die Robustheit des Übertragungsnetzes in ihrem stabilitätsspezifischen Kontext bewertet. Darüber hinaus werden Handlungsempfehlungen gegeben.

Die Analysen zur Entwicklung der Kurzschlussleistung ergeben, dass der Erwartungswert der jahresgemittelten Kurzschlussniveaus unter Berücksichtigung der geplanten Entwicklungen zum Netzausbau sowie zur Stromerzeugung und Last in Deutschland bis 2023 tendenziell leicht steigt. Darüber hinaus wird für alle Regionen ein Anstieg der minimalen Kurzschlussniveaus ermittelt. Ausschlaggebend für die Entwicklung sind primär die geplanten AC-Netzausbaumaßnahmen, welche die Vermaschung des bestehenden Netzes weiträumig erhöhen. Die Abschaltung konventioneller Kraftwerksleistung (insbesondere der Kernkraftwerke) führt lokal und lediglich temporär zu einer Reduktion der regionalen Kurzschlussleistung. Diese Reduktion liegt jedoch allgemein unter 10% und wird zudem durch anderweitige Maßnahmen anteilig kompensiert. Neben dem AC-seitigen Netzausbau ist hier ebenfalls ein relevanter Einfluss der HGÜ-Kopfstationen festzustellen.

Die Sensitivitätsanalyse zu reduzierten Kurzschlussstrombeiträgen aus dem Ausland zeigt ebenfalls eine hohe Robustheit der Kurzschlussleistungen. Aufgrund der großen geographischen Ausdehnung des Verbundsystems sowie der zentralen Lage des deutschen Netzes, führt eine Reduktion der Kurzschlussstrombeiträge des Auslands vornehmlich zu einer Vergrößerung des resultierenden Spannungstrichters. Auf diese Weise wird die räumliche Ausdehnung des Fehlers erhöht und eine größere Anzahl an Erzeugungseinheiten (nämlich auch weiter entfernte) angeregt. Damit ergibt sich ein vergleichsweise robustes Verhalten der Kurzschlussleistung, mit der Folge einer größeren räumlichen Ausdehnung der Spannungstrichter im Fehlerfall.

Als Ergebnis ist festzuhalten, dass auf regionaler Ebene keine signifikanten Veränderungen der minimalen Kurzschlussleistung identifiziert werden können. Lokal, d.h. auf Knoten- bzw. Sammelschienenenebene sind die Veränderungen der Kurzschlussleistung individuell und unter Berücksichtigung möglicher Schalthandlungen zu bewerten. Darüber hinaus ist eine Diskussion über die Auswirkungen vergrößerter Spannungstrichter unter den Verbundnetzpartnern (ENTSO-E) anzuregen.

Der identifizierte Trend der regionalen Kurzschlussleistungsniveaus konnte auch für einen Großteil der Netzanschlusspunkte konventioneller Generatoren am Höchstspannungsnetz ermittelt werden³². Aufgrund des verhältnismäßig hohen Kurzschlussniveaus der untersuchten Netzanschlusspunkte, bezogen auf die Gesamtleistung der angeschlossenen Kraftwerke, liegt eine hohe Robustheit der kritischen Fehlerklärungszeit vor. Dementsprechend ist insgesamt keine signifikante Veränderung der kritischen Fehlerklärungszeiten festzustellen. Die Ergebnisse zeigen ein konstantes Niveau für die

³² Vereinzelt Reduktionen der Kurzschlussleistung sind häufig auf signifikante Veränderungen der Netztopologie zurückzuführen. Z.B. Anschluss eines Generators auf 220kV und gleichzeitig Umrüstung von 220kV durch 380kV Netzstrukturen in der Umgebung

Jahre 2019 bis 2023. Für einzelne Generatoren konnten kritische Fehlerklärungszeiten knapp unterhalb von 150 ms³³, jedoch oberhalb von 100 ms ermittelt werden. Aufgrund der geringen Abweichungen, der getätigten Modellannahmen³⁴ sowie der Zulässigkeit von kritischen Fehlerklärungszeiten im Bereich zwischen 100 ms und 150 ms unter „Sonderbedingungen“ [VDN07] sind jedoch keine konkreten Problemstellungen bzw. Handlungsempfehlungen abzuleiten. Es ist noch einmal darauf hinzuweisen, dass die getätigten Analysen als Indikator für die Entwicklung des synchronisierenden Moments dienen (first-swing stability). Die oszillatorische Stabilität sowie die dynamische Spannungsstabilität erfordert die Durchführung gesonderter Simulationen auf Basis dynamischer Netzmodelle. Diese sind nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

Aktuelle Studien haben ergeben, dass die Frequenzstabilität für den auslegungsrelevanten Störfall des kontinentaleuropäischen Verbundsystems auch unter Berücksichtigung eines hohen Anteils umrichterbasierter Erzeugungseinheiten bis 2023 und darüber hinaus beherrschbar bleibt. Offen ist die Frage der Beherrschung des gestörten Betriebs, d.h. der zukünftigen Wirksamkeit bestehender Defense-Pläne unter verschärften Bedingungen, wie sie beispielsweise bei der Ausbildung von Teilnetzen auftreten können. In diesem Fall sind hohe Frequenzgradienten zu erwarten, deren Beherrschung eine höhere Dynamik bzw. Schnelligkeit der Defense-Maßnahmen verlangt, als sie aktuelle, nationale Regelwerke fordern. Eine bessere Abstimmung und Berücksichtigung der spezifischen Anforderungen aus den Übertragungs- und Verteilnetzen in den jeweiligen Regelwerken ist daher anzuraten. Im Fall des Lastabwurfs ist die Prüfung reduzierter Verzögerungszeiten ratsam. [ENT12a] sieht diesbezüglich einen Grenzwert von 150 ms vor.

Im Fall der Überfrequenzleistungsreduktion sind die bestehenden Spezifikationen hinsichtlich der notwendigen Dynamik von Erzeugungseinheiten den systemischen Anforderungen ebenfalls nicht entsprechend. Eine technologiespezifische Prüfung und Anpassung der technischen Anforderungen im Sinne einer unverzögerten Leistungsanpassung bei Überfrequenz ist daher anzuraten.

Der Einsatz von ROCOF-Relais für die Inselnetzerkennung kann in Systemen mit niedrigem Anteil konventioneller Schwungmassen zu einer ungewollten Netztrennung von Erzeugungsanlagen im Fehlerfall führen. Im kontinentaleuropäischen Verbundsystem finden derartige Relais nach heutigem Kenntnisstand nur in Dänemark und Belgien Anwendung. Dabei werden in Dänemark vergleichsweise hohe Schwellwerte parametrisiert 2,5 - 3,5 Hz/s, die eher unkritisch erscheinen. Die Grenzwerte in Belgien sind hierzu vergleichsweise gering (1 Hz/s).

Die aktuelle Fassung des Network Codes „Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators“ (Artikel 8, Abs. 1b) [ENT13] sieht die individuelle Festlegung von Grenzwerten (df/dt) durch die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber vor.

Vor dem Hintergrund einer Teilnetzbeherrschung innerhalb des Verbundsystems ist jedoch generell die Identifikation und Festlegung geeigneter Grenzwerte (df/dt) auf Verbundebene

³³ Ermittelte, minimale kritische Fehlerklärungszeit 133 ms

³⁴ Z.B. konservative Abschätzungen der Kurzschluss-Beiträge, d.h. keine Beiträge aus EE-Anlagen sowie standardisierte Reglerparametrierung etc.

anzuraten. Auf diese Weise lässt sich das Systemverhalten besser vorhersagen und die Systemrobustheit erhöhen.

Die Analyse schwarzstartfähiger Erzeugungseinheiten zeigt, dass auf Basis der zugrunde gelegten Prognosen zur Stilllegung konventioneller Erzeugungsanlagen die Gesamtkapazität vertraglich gesicherter, schwarzstartfähiger Anlagen für die Jahre 2019 bis 2023 mit ca. 4,6 GW konstant bleibt. Vor diesem Hintergrund ist für diese Jahre aktuell keine Reduktion verfügbarer, schwarzstartfähiger Anlagen zu erwarten. Die zukünftige Integration von HGÜ-Systemen in das deutsche Übertragungsnetz kann zudem weitere Freiheitsgrade eröffnen, ist jedoch gleichzeitig nicht als vollständiger Ersatz konventioneller, schwarzstartfähiger Kraftwerke anzusehen. Die Untersuchung resultierender Unsicherheiten bei der Zuschaltung einzelner Lastgebiete mit hohem Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen und den damit einhergehenden, verzögerten Resynchronisationsvorgängen ist im Rahmen weiterführender Analysen anzuraten.

Bezüglich der Spannungshaltung zeigt sich ein signifikanter Bedarf an Kompensationsanlagen zur Bereitstellung von Blindleistung. Die eingesetzten Verfahren dienen der Identifikation von Mindestbedarfen an zusätzlicher Blindleistungskompensation zur Einhaltung des Spannungsbandes vor dem Hintergrund eines optimierten Netzbetriebes im Grundfall (n-0) sowie zur Ermittlung der zeitlichen Entwicklung (2019-2023) der Mindestbedarfe und deren Sensitivitäten. Auf dieser Grundlage ergeben sich im Transformationspfad bis 2023 Mindestbedarfe von bis zu 10 GVar an zusätzlichen kapazitiven Kompensationsanlagen und 8 GVar an zusätzlichen induktiven Kompensationsanlagen.

Weiterhin zeigt sich eine hohe Sensitivität der Blindleistungsbedarfe in Abhängigkeit der zeitgerechten Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen. Insbesondere die verzögerte Inbetriebnahme der HGÜ-Korridore kann zu erheblichen Mehrbedarf an Blindleistungskompensationsanlagen führen, die mit erfolgtem Ausbau nicht benötigt werden.

Die Annahmen, die bezüglich des Blindleistungsbedarfes der Lasten sowie bezüglich der Stromhandelskapazitäten (NTC) zu treffen sind, haben ebenfalls einen deutlichen Einfluss auf die benötigten Kompensationsleistungen. Vor Ermittlung der Blindleistungsbedarfe wird die Netzauslastung mittels einer vereinfachten Redispatch-Simulation auf eine maximal 70%³⁵ reduziert. Das Auftreten von Redispatch bedeutet nach aktuellen Planungsgrundsätzen bereits ein nicht ausreichend ausgebautes Netz. Durch den Redispatch werden Kraftwerke im Süden Deutschlands hochgefahren und als Blindleistungsquellen genutzt. Weiterhin reduziert der Redispatch flächendeckend die Netzauslastung in Stunden hoher Belastung. Insgesamt wirkt der Redispatch somit reduzierend auf den Blindleistungsbedarf.

Zusammenfassend ist die Ermittlung des Blindleistungsbedarfes mit hohen Unsicherheiten behaftet. Die rechtzeitige Ermittlung des Bedarfs und frühzeitige Umsetzung der konkreten Maßnahmen ist daher zu empfehlen.

³⁵ Vereinfachte Abbildung des (n-1)-Kriteriums bezüglich der thermischen Belastbarkeit von Leitungen

Abkürzungsverzeichnis

BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
KKW	Kernkraftwerk
NEP	Netzentwicklungsplan
NTC	Net Transfer Capacities
NVP	Netzverknüpfungspunkt
OPF	Optimal Power Flow
QOPF	Blindleistungsgeführter Optimal Power Flow
SO&AF	Scenario Outlook & Adequacy Forecast
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
VDE	Verband der Elektrotechnik und Elektronik

Anhang

	2019		2020		2021		2022		2023 (NEP)	
	Mit Wind	Ohne Wind	Mit Wind	Ohne Wind						
AT-DE	4000	4000	4000	4000	5500	5500	5500	5500	5500	5500
DE-AT	4000	4000	4000	4000	5500	5500	5500	5500	5500	5500
BE-DE	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
DE-BE	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
CH-DE	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
DE-CH	800	2000	800	2000	800	2000	800	2000	800	2000
CZ-DE	1800	2300	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600
DE-CZ	800	1200	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300
DKE-DE	585	585	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
DE-DKE	600	600	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
DKW-DE	200	1780	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
DE DKW	1500	950	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
FR-DE	1800	1800	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
DE-FR	1200	3000	1200	3000	1200	3000	1200	3000	1200	3000
LU-DE	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	2300	2300
DE-LU	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	2300	2300
NL-DE	2800	3800	2800	3800	2800	3800	2800	3800	2800	3800
DE-NL	2800	3800	2800	3800	2800	3800	2800	3800	2800	3800
NO-DE	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
DE-NO	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
PL-DE	1100	1100	1100	1100	1100	1100	3000	3000	3000	3000
DE-PL	1200	1200	1200	1200	1200	1200	2000	2000	2000	2000
SE-DE	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
DE-SE	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600

Tabelle 6: Angenommene Handelskapazitäten zwischen Deutschland und dem benachbarten Ausland

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: STRUKTURIERUNG DER UNTERSUCHUNGEN.....	1
ABBILDUNG 2: GEMÄß TRANSFORMATIONSPFAD IN DEUTSCHLAND ANZUEHMENDE ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN FÜR DIE JAHRE 2019 BIS 2023	4
ABBILDUNG 3: GEMÄß TRANSFORMATIONSPFAD FÜR DIE JAHRE 2020 BIS 2023 ANZUEHMENDE MAßNAHMENREALISIERUNGEN ...	6
ABBILDUNG 4: PROZESSCHRITTE ZUR GENERIERUNG DER NETZNUTZUNGSFÄLLE DES TRANSFORMATIONSPFADS	6
ABBILDUNG 5: DREISTUFIGER AUFBAU DER IFHT-MARKTSIMULATION.....	9
ABBILDUNG 6: KURZSCHLUSSNIVEAU 2019 IM MITTEL ÜBER 8760H.....	14
ABBILDUNG 7: VERÄNDERUNG DES KURZSCHLUSSNIVEAUS 2019-2020.....	15
ABBILDUNG 8: VERÄNDERUNG DES KURZSCHLUSSNIVEAUS 2020-2021.....	16
ABBILDUNG 9: VERÄNDERUNG DES KURZSCHLUSSNIVEAUS 2021-2022.....	17
ABBILDUNG 10: VERÄNDERUNG DES KURZSCHLUSSNIVEAUS 2022-2023.....	18
ABBILDUNG 11: VERÄNDERUNG DES KURZSCHLUSSNIVEAUS 2019-2023.....	19
ABBILDUNG 12: VERTEILUNG DER KURZSCHLUSSLEISTUNG IN REGION 19	20
ABBILDUNG 13: VERÄNDERUNG DES KURZSCHLUSSNIVEAUS 2023 GEGENÜBER 2023 MIT 50% WENIGER KURZSCHLUSSLEISTUNG IM AUSLAND.....	21
ABBILDUNG 14: VERÄNDERUNG DES SPANNUNGSTRICHTERS 2023 IM NNF 4235H BEI NICHT REDUZIERTER KURZSCHLUSSLEISTUNG IM AUSLAND (LINKS) UND MIT 50% REDUKTION (RECHTS)	21
ABBILDUNG 15: POLRADWINKELVERLÄUFE FÜR EINE FEHLERKLÄRUNG UNTERHALB (LINKS: 0,24 S FEHLERDAUER) UND OBERHALB (RECHTS: 0,25 S FEHLERDAUER) DER KRITISCHEN FEHLERKLÄRUNGSZEIT	23
ABBILDUNG 16: STABILE FEHLERKLÄRUNG (A), INSTABILE FEHLERKLÄRUNG DURCH UNZUREICHENDE DÄMPFUNG (B) UND INSTABILE FEHLERKLÄRUNG (FIRST-SWING INSTABIL) (C).....	25
ABBILDUNG 17: FESTLEGUNG DER BETRACHTETEN NETZÄQUIVALENTE UND MODELLIERUNG DES HOCHSPANNUNGSABGANGS.....	26
ABBILDUNG 18: BLOCKSCHALTBILD DES SPANNUNGSREGLERS.....	27
ABBILDUNG 19: DREIPHASIGER KURZSCHLUSS AN SAMMELSCHIENENABSCHNITT VK DES NETZAUSSCHNITTS 1	28
ABBILDUNG 20: SENSITIVITÄT DER KRITISCHEN FEHLERKLÄRUNGSZEIT GEGENÜBER DEM ARBEITSPUNKT UND DER NETZSEITIG ANSTEHENDE ANFANGSKURZSCHLUSSWECHSELSTROMLEISTUNG S_k''	29
ABBILDUNG 21: SENSITIVITÄT DER KRITISCHEN FEHLERKLÄRUNGSZEIT BEZÜGLICH DER KURZSCHLUSSLEISTUNG.....	30
ABBILDUNG 22: WORST-CASE ABSCHÄTZUNG DER KRITISCHEN FEHLERKLÄRUNGSZEITEN FÜR DAS JAHR 2019.....	31
ABBILDUNG 23: FREQUENZVERLÄUFE UNTER VARIATION VON $T_{(A,NETZ)}$ UND A	36
ABBILDUNG 24: MINIMAL NETZANLAUFZEITKONSTANTEN UNTER VARIATION DES SELBSTREGELEFFEKTS	37
ABBILDUNG 25: AUSWIRKUNGEN EINER ÜBERREAKTION DES LASTABWURFS AUF DIE NETZFREQUENZ.....	40
ABBILDUNG 26: ANTEIL SCHWARZSTARTFÄHIGER KRAFTWERKE 2019 (LINKS) UND 2023 (RECHTS).....	46
ABBILDUNG 27: LINKS: ERSATZQUERZWEIGE (■) IM ZIELNETZ DER BUNDESNETZAGENTUR; RECHTS: VIRTUELLE KOMPENSATIONSANLAGEN (◆) ZUR BESTIMMUNG DES BLINDLEISTUNGSBEDARFS	49
ABBILDUNG 28: ZUSAMMENHANG ZWISCHEN SYSTEMZUSTAND UND BEDARF AN BLINDLEISTUNGSBEREITSTELLUNG DURCH ZUSÄTZLICHE BLINDLEISTUNGSQUELLEN (SCHEMATISCH)	50
ABBILDUNG 29: SPANNUNGSPROFIL DES ÜBERTRAGUNGSNETZES DES JAHRES 2023 FÜR EINEN NETZNUTZUNGSFALL MIT HOHEN WIRKLEISTUNGSTRANSPORTEN.....	52
ABBILDUNG 30: BLINDLEISTUNGSHAUSHALT IN 2019 (LINKS) UND 2020 (RECHTS)	53
ABBILDUNG 31: BLINDLEISTUNGSHAUSHALT FÜR 2021 (LINKS) UND 2022 (RECHTS).....	54
ABBILDUNG 32: BLINDLEISTUNGSHAUSHALT FÜR 2023 (LINKS) UND FÜR 2019-2023 AUSGEWIESENE MINDESTBEDARFE AN ZUSÄTZLICHER BLINDLEISTUNGSKOMPENSATION (RECHTS).....	55

ABBILDUNG 33: AUSWIRKUNGEN EINES VERZÖGERTEN NETZAUSBAUS IN FORM DES FEHLEN KORRIDOR C (LINKS) BZW. ALLER IN 2022 GEPLANTEN MAßNAHMEN (RECHTS) AUF DEN BLINDLEISTUNGSHAUSHALT.....	57
ABBILDUNG 34: AUSWIRKUNGEN WICHTIGER RAHMENBEDINGUNGEN WIE DIE ZULÄSSIGEN NTC (LINKS) UND DER ANGENOMMENE BLINDLEISTUNGSBEDARF DER LASTEN (RECHTS) AUF DEN BLINDLEISTUNGSHAUSHALT	58

Tabellenverzeichnis

TABELLE 1: KRITISCHE FEHLERKLÄRUNGSZEITEN FÜR DAS JAHR 2019 UNTERHALB VON 150 MS	31
TABELLE 2: DYNAMIKANFORDERUNGEN AN ERZEUGUNGSANLAGEN ZUR LEISTUNGSREDUKTION BEI ÜBERFREQUENZ.....	41
TABELLE 3: MAXIMALE FREQUENZGRADIENTEN (ROCOF), DIE NICHT ZU EINER NETZTRENNUNG VON ERZEUGUNGSEINHEITEN FÜHREN DÜRFEN [OFF14], [BOL11], [EIR11], [HYD09], [PPA13].....	43
TABELLE 4: LEISTUNG SCHWARZSTARTFÄHIGER KRAFTWERKE IN DEUTSCHLAND UND ANTEIL DER KRAFTWERKE MIT BILATERALEN ÜBEREINKOMMEN ZWISCHEN ÜNB UND KRAFTWERKS BETREIBER	44
TABELLE 5: ERMITTELTE MINDESTBEDARFE FÜR DIE BETRACHTETEN NETZVARIANTEN (FÜR DEUTSCHLAND KUMULIERT)	56
TABELLE 6: ANGENOMMENE HANDELSKAPAZITÄTEN ZWISCHEN DEUTSCHLAND UND DEM BENACHBARTEN AUSLAND	65

9. Literaturverzeichnis

- [50H12] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Einflussgrößen auf die Netzentwicklung. Sensitivitätenbericht 2013 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2012.
- [50H13] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2013. Zweiter Entwurf, 2013.
- [50H14a] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb, 2014.
- [50H14b] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Bedarfsanalysen 2014. Ergebnisdokumentation t+2/t+4, 2014.
- [ABB12] Kämpfer, Stefan, Kopatsch, Gerald Hrsg.: Schaltanlagen-Handbuch. Cornelsen, Berlin, 2012.
- [Amp12] Amprion GmbH: Berechnung von regelblocküberschreitenden Übertragungskapazitäten zu internationalen Partnernetzen.
<http://www.amprion.net/sites/default/files/pdf/Genehmigtes%20Kapazit%C3%A4tmodell.pdf>, 2012.
- [Bal09] Balzer, G.; Nelles, D.; Tuttas, C.: Kurzschlussstromberechnung nach IEC und DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2002-07 ; Grundlagen, Anwendung der Normen, Auswirkungen der Kurzschlussströme. VDE-Verl., Berlin, Offenbach, 2009.
- [BDE08] BDEW: Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 2008.
- [BDE10] BDEW: Ergänzung 2 zur Technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 2010.
- [Bol11] Bollen, Math H. J.: Integration of distributed generation in the power system. Wiley; IEEE Press, Hoboken, N.J., Piscataway, NJ, 2011.
- [Bun09] Bundestag: Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) vom 21.08.2009 i. d. F. vom 23.07.2013, 2009.
- [Bun12] Bundesnetzagentur: Genehmigung. Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2013, 2012.
- [Bun13a] Bundesnetzagentur: Bestätigung. Offshore-Netzentwicklungsplan 2013, 2013.
- [Bun13b] Bundesnetzagentur: Bestätigung. Netzentwicklungsplan Strom 2013, 2013.
- [Bun13c] Bundestag: Gesetz über den Bundesbedarfsplan (BBPIG) vom 23.07.2013 i. d. F. vom 21.07.2014, 2013.
- [Con08] Consentec, H.: Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs, 2008.
- [Con10] Consentec, H.: Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV, 2010.

- [Cou12] Coughlan, Y.: What are the required rate of change of frequency (ROCOF) standards for wind farms in the Irish Grid Code? In addition to generator inertia what are the main influences on the rate of change of frequency?, 2012.
- [Cut08] Van Cutsem, T.; Vournas, C.: Voltage Stability of Electric Power Systems. Springer, New York, NY, 2008.
- [Dan00] Dany, G.: Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil. Klinkenberg Verlag, Aachen, 2000.
- [Dee11] Dee, D. P.; Uppala, S. M. et al.: The ERA-Interim reanalysis: configuration and performance of the data assimilation system, 2011, 137; S. 553–597.
- [Deu12] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.: EEG - Anlagenregister. <http://www.energymap.info/download.html>, 2012.
- [Deu14] Deutsche Energie Agentur (dena): dena Studie Systemdienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, 2014.
- [DIN11] DIN VDE: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. VDE Verlag, Berlin, 2011.
- [DIN12] DIN VDE: Netzintegration von Erzeugungsanlagen - Niederspannung - Prüfanforderungen an Erzeugungsanlagen vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz. VDE Verlag, Berlin, 2012.
- [EIR11] EIRGrid SONi: DS3: Rate fo Change of Frequency (ROCOF). Workstream, 2011.
- [EIR12] EIRGrid SONi: ROCOF Modification Proposal - TSOs Recommendations, 2012.
- [Ene13] Energy Brainpool: Prognose der Stromabgabe an Letztverbraucher bis 2018. Gutachten für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Auftrag der TransnetBW GmbH, 2013.
- [ENT01] ENTSO-E: Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets. Final Report, 2001.
- [ENT09] ENTSO-E: Operation Handbook. Policy 1, Load-Frequency Control and Performance [C],. Final Version, 2009.
- [ENT10] ENTSO-E: Operation Handbook. Policy 5, Emergency Operations. Version 1, 2010.
- [ENT12a] ENTSO-E: ENTSO-E Network Code on Demand Connection, 2012.
- [ENT12b] ENTSO-E: ENTSO-E Draft Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators, 2012.
- [ENT13] ENTSO-E: ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators, 2013.
- [FNN09] FNN/VDE: Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen, 2009.
- [FNN12] FNN/VDE: Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung, 2012.

- [Hyd09] Hydro Québec TransÉnergie: Transmission Provider Technical Requirements for the Connection of Power Plants to the Hydro Québec Transmission System, 2009.
- [KEM13] Uijlings, W.: RoCoF. An independent Analysis on the ability of Generators to ride through Rate of Change of Frequency values up to 2Hz/s, 2013.
- [Kum06] Kumar, V.; Gupta, I.; Gupta, H. O.: An Overview of Cold Load Pickup Issues in Distribution Systems. In Electric Power Components and Systems, 2006, 34; S. 639–651.
- [Kun04] Kundur, P.; Paserba, J. et al.: Definition and Classification of Power System Stability. IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. In IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19; S. 1387–1401.
- [Kus08] Kusljevic, M. D.: A simple recursive algorithm for simultaneous magnitude and frequency estimation. In Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on, 2008, 57; S. 1207–1214.
- [Mac08] Machowski, J.; Bialek, J. W.; Bumby, J. R.: Power System Dynamics. Stability and Control. Wiley, Chichester, U.K., 2008.
- [Nat12] Natemeyer, H.; Scheufen, M. et al.: Integration von leistungsflusssteuernden Komponenten und HGÜ-Systemen in die Leistungsflussoptimierung, 2012.
- [Nat14] Natemeyer, H.; Raths, S. et al.: Weiterführende Analysen zur Ermittlung erforderlicher Ausbaumaßnahmen des deutschen Übertragungsnetzes. "NEMO III" Abschlussbericht, 2014.
- [Off14] Office of Gas and Electricity Markets (ofgem): Changes to the Distribution Code and Engineering Recommendation G59: Frequency Changes during Large Disturbances and their Impact on the Total System, 2014.
- [Pad13] Padiyar, K. R.: Structure Preserving Energy Functions in Power Systems. Theory and Applications. CRC Press, Taylor & Francis Group, Boca Raton, FL, 2013.
- [PPA13] PPA Energy: Rate of Change of Frequency (ROCOF). Review of TSO and Generator Submissions - Final Report, 2013.
- [R2B13] R2B Energy Consulting: Jahresprognose 2014 und Mittelfristprognose bis 2018 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken. Im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Köln, 2013.
- [UCT07] UCTE: Final Report System Disturbance on 4 November 2006, 2007.
- [Ung13] Unger, D.; Laudahn, S.; Engel, B.: Teilnahme von Photovoltaikanlagen an der Primärregelung, 2013.
- [VDN04] Verband der Netzbetreiber (VDN): EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz - Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes, 2004.
- [VDN07] Verband der Netzbetreiber (VDN): Transmission Code 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2007.

- [Zha11] Zhang, L.; Harnfors, L.; Nee, H.-P.: Modeling and Control of VSC-HVDC Links Connected to Island Systems. In IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26; S. 783–793.