



Systemstabilitätsbericht 2023

Mai 2024

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Grundzüge einer gesamtheitlichen Systemauslegung hinsichtlich Systemstabilität ..	6
2.1	Aspekte der Systemstabilität und Systembedarfe.....	6
2.2	Betriebszustände und auslegungsrelevante Störereignisse im Verbundnetzbetrieb.....	8
2.3	Ermittlung, Ausweisung und Deckung von Systembedarfen hinsichtlich Systemstabilität.....	10
3	Bestehende Analysen und Prozesse zu Stabilitätsaspekten	12
3.1	Transiente Stabilität.....	12
3.2	Spannungsstabilität.....	14
3.3	Frequenzstabilität	16
3.4	Resonanz- und Stromrichter-getriebene Stabilität.....	18
3.5	Netzwiederaufbau	21
4	Detaillierte Analysen ausgewählter Stabilitätsaspekte.....	23
4.1	System Strength.....	23
4.2	Harmonische Stabilität.....	38
4.3	Momentanreserve hinsichtlich transienter Stabilität.....	52
5	Analysen zur Prüfung der Wirksamkeit des Systemschutzplans.....	70
5.1	Systemschutzplan gegen Spannungskollaps.....	70
5.2	Systemschutzplan für Über- und Unterfrequenz.....	80
6	Handlungsempfehlungen	95

1 Einleitung

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) wurden von der Bundesnetzagentur (BNetzA) gemäß § 12 Abs. 3b EnWG aufgefordert, einen gemeinsamen Bericht über die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit des Energieversorgungsnetzes unter dem Aspekt der Systemstabilität vorzulegen, im Folgenden „Systemstabilitätsbericht 2023“ genannt.

Ziel des Berichts ist es die Systemstabilität des Stromnetzes in den kommenden Jahren unter Berücksichtigung des gesetzlich festgelegten Ausbaupfades erneuerbarer Energien und des entsprechenden Rückbaus konventioneller Erzeugungseinheiten zu untersuchen. Hierzu bedarf es entsprechend der Aufforderung der BNetzA einer quantifizierten sowie regionalisierten und zeitlich differenzierten Analyse der Auswirkungen der abzusehenden hohen Durchdringung des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems mit stromrichterbasierter EE-Erzeugung und Lasten, da diese das dynamische Verhalten des Versorgungssystems gravierend verändern und der stabile Systembetrieb auch unter diesen Voraussetzungen sichergestellt werden muss.

Zudem sind die deutschen ÜNB entsprechend Network Code Emergency and Restoration (NC ER) [10] verpflichtet alle 5 Jahre die Wirksamkeit des Systemschutzplans aufgrund der Änderungen im Verbundsystem zu überprüfen. Die Ergebnisse der Überprüfung der Wirksamkeit der automatischen Letztmaßnahmen entsprechend Systemschutzplan Kapitel 8 und 10 [36] sind ebenfalls Teil dieses Berichts.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber kommen mit dem vorliegenden Systemstabilitätsbericht 2023 der Aufforderung der BNetzA nach und möchten damit einen Beitrag für eine gesamtheitliche Einordnung der Herausforderungen im Themenfeld „Systemstabilität“ leisten. Dabei wird der aktuelle Stand der Systemauslegung hinsichtlich Systemstabilität aus Sicht der ÜNB transparent dargelegt und um weitere Analysen ausgewählter Stabilitätsaspekte ergänzt. Daraus werden konkrete Handlungsempfehlungen abgeleitet, wie die Deckung von Systembedarfen vorangebracht werden kann.

Der Bericht ist daher wie folgt aufgebaut. In Kapitel 2 „Grundzüge einer gesamtheitlichen Systemauslegung hinsichtlich Systemstabilität“ werden die einzelnen Stabilitätsaspekte aufgelistet und in den Gesamtkontext eingeordnet. Dabei wird für die einzelnen Aspekte insbesondere auch auf bekannte bzw. absehbare Systembedarfe und deren Deckung eingegangen. In Kapitel 3 „Bestehende Analysen und Prozesse zu Stabilitätsaspekten“ werden bestehende Analysen und Prozesse aufgegriffen und zusammengefasst. In Kapitel 4 „Detaillierte Analysen ausgewählter Stabilitätsaspekte“ sind weitere für diesen Bericht durchgeführte Analysen, die alle im Kontext eines stromrichterdominierten Systems stehen, beschrieben.

In Kapitel 5 „Analysen zur Prüfung der Wirksamkeit des Systemschutzplans“ sind die Analysen zur Prüfung der Wirksamkeit des Systemschutzplans einerseits für Über- und Unterfrequenz und andererseits gegen Spannungskollaps verortet. In Kapitel 6 „Handlungsempfehlungen“ wird der Bericht mit den abgeleiteten wesentlichen Handlungsempfehlungen zusammengefasst.

2 Grundzüge einer gesamtheitlichen Systemauslegung hinsichtlich Systemstabilität

In diesem Kapitel werden die Grundzüge für eine gesamtheitliche Systemauslegung hinsichtlich Systemstabilität aufgezeigt. Dazu werden in einem ersten Schritt in Abschnitt 2.1 die Aspekte der Systemstabilität definiert und klassifiziert und diesen Aspekten die aus heutiger Sicht notwendigen Systembedarfe zugeordnet. In einem zweiten Schritt werden in Abschnitt 2.2 die Stabilitätsaspekte in Bezug zu den Betriebszuständen inklusive auslegungsrelevanter Störereignisse des kontinentaleuropäischen Verbundsystems gesetzt. In einem weiteren Schritt wird in Abschnitt 2.3 aufgezeigt, wie die Bedarfsermittlung für die Stabilitätsaspekte grundsätzlich methodisch erfolgt und wie die ermittelten Systembedarfe ausgewiesen und gedeckt werden. Dabei wird auch aufgezeigt welchen Entwicklungsstand die Bedarfsermittlung, -ausweisung und -deckung für die einzelnen Aspekte aktuell hat.

2.1 Aspekte der Systemstabilität und Systembedarfe

In diesem Abschnitt wird ein Überblick über die wesentlichen Aspekte der Systemstabilität gegeben und zusätzlich die heute absehbaren Systembedarfe zugeordnet.

Entsprechend [33] wird die Systemstabilität als die Fähigkeit eines elektrischen Verbundsystems, für einen gegebenen initialen stabilen Betriebszustand infolge eines Störereignisses wieder einen Gleichgewichtszustand zu erlangen, bezeichnet. Dabei müssen sich die meisten Systemgrößen innerhalb zulässiger Grenzen befinden, sodass das gesamte System intakt und in gewünschten Betriebsgrenzen bleibt.

Abbildung 1 zeigt die Klassifizierung der Systemstabilität angelehnt an [24]. Hier wurde die Klassifizierung der Systemstabilität nach [33], unterteilt in Polrad-, Spannungs- und Frequenzstabilität, aufgrund neuer Herausforderungen um die Aspekte „stromrichter-getriebene Stabilität“ und „Resonanzstabilität“ erweitert. Diese Herausforderungen stehen im Wesentlichen im Zusammenhang mit der sich veränderten Übertragungs-, Erzeugungs- und Laststruktur in einem Großteil der elektrischen Energieversorgungssystemen weltweit hin zu einer hohen Stromrichterdurchdringung.

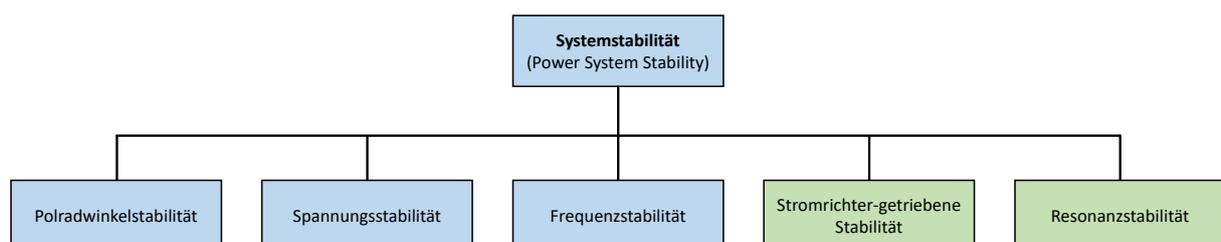


Abbildung 1: Klassifizierung der Systemstabilität

Die *Polradwinkelstabilität* beschreibt, inwiefern die Synchrongeneratoren eines Verbundsystems in der Lage sind, den synchronen Betrieb, auch als Synchronismus bezeichnet, nach einer Störung aufrechtzuerhalten. In großen Verbundsystemen steht dabei insbesondere die Analyse von Störereignissen im Vordergrund und steht im direkten Zusammenhang mit der Kurzzeitspannungsstabilität. Daher ist es gängige Praxis hier den übergreifenden Begriff der *transienten Stabilität* zu verwenden, so auch in diesem Bericht. Für weitere Details siehe Kapitel 3.1 und Kapitel 4.3.

Die *Spannungsstabilität* beschreibt, inwiefern das Verbundsystem in der Lage ist, nach einer Störung die stationäre Spannung an allen Netzknoten aufrechtzuerhalten. Die Spannungsstabilität ist abhängig davon, ob der Gleichgewichtszustand zwischen Blindleistungsverbrauch und -erzeugung aufrechterhalten beziehungsweise wieder hergestellt werden kann. Zudem wird sie in die Kurz- und Langzeitspannungsstabilität unterschieden. Für weitere Details siehe Kapitel 3.2.

Die *Frequenzstabilität* beschreibt, inwiefern das Verbundsystem in der Lage ist, eine stationäre Netzfrequenz auch nach einer schweren Störung des Wirkleistungsgleichgewichts aufrechtzuerhalten. Sie ist von der Fähigkeit des Systems abhängig, das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch beizubehalten beziehungsweise wieder herzustellen.

Die *Stromrichter-getriebene Stabilität* ist ein Sammelbegriff für schnelle und langsame Interaktionen zwischen Stromrichterregelungen und anderen Netzkomponenten, die zu Instabilitäten einzelner Anlagen oder auch ganzer Netzabschnitte führen können. In diesem Kontext wird der Begriff „Harmonische Stabilität“ für Aspekte der Resonanzstabilität sowie der stromrichter-getriebenen Stabilität verwendet, die im Frequenzbereich einiger 10 Hz / 100 Hz bis in den kHz Bereich auftreten (vgl. Kapitel 3.4). Weiterhin beinhaltet diese Kategorie die Stabilität von Stromrichtern in schwachen Netzen und die Instabilität von Stromrichtern basierend auf der Leistungsübertragungsgrenze. Damit beschreibt die stromrichter-getriebene Stabilität, inwieweit Stromrichter im Parallelbetrieb mit anderen stromrichterbasierten Anlagen stabil im Verbundnetz betrieben werden können.

Die *Resonanzstabilität* umfasst nach Kapitel 3.4 die elektrischen und torsions-basierten (mechanischen) Resonanzphänomene und somit vor allem Interaktionen zwischen einzelnen Stromrichtern, konventionellen Kraftwerken und anderen Betriebsmitteln. Diese Definition basiert auf den Netzkomponenten, die an der Resonanz beteiligt sind. Zusätzlich können sich Resonanzen zwischen Stromrichter-Filterkomponenten und anderen elektrischen Netzkomponenten sowie Filterkomponenten paralleler Stromrichter ausbilden. Da bei diesen Phänomenen auch die Stromrichterregelungen einen Einfluss haben, ist hier keine klare Abgrenzung zur stromrichter-getriebenen Stabilität sinnvoll.

Zu den genannten Aspekten wurden seitens der deutschen ÜNB bereits diverse Arbeiten durchgeführt, siehe dazu Kapitel 3 und Kapitel 4. Insbesondere im Netzentwicklungsplan (NEP) wurden durch die ÜNB bereits nennenswerte Systembedarfe ausgewiesen [14]. Die Bestätigung des Großteils dieser ausgewiesenen Maßnahmen durch die BNetzA unterstreicht deren Notwendigkeit [38].

Die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern als relevant identifizierten Systembedarfe hinsichtlich Systemstabilität leiten sich direkt von den aufgezeigten Aspekten der Systemstabilität ab und sind in Abbildung 2 dargestellt. Dabei wird auch die Verknüpfung von Systembedarfen mit meist mehreren Stabilitätsaspekten ersichtlich.

		Stabilitätsaspekte				
		Transiente Stabilität	Spannungsstabilität	Frequenzstabilität	Stromrichterdominierte Stabilität	Resonanzstabilität
Systembedarfe	Netzbildung (Momentanreserve)	X		X		
	Netzbildung (Spannungseinprägung)	X	X	X	X	X
	LFSM			X		
	Spannungs-Haltung	X	X	X		
	Spannungs-Regelung	X	X	X		
	...					

Abbildung 2: Systembedarfe hinsichtlich Systemstabilität

Da sich die Analysen im Netzentwicklungsplan im Wesentlichen auf Systembedarfe der Aspekte Frequenz- und Spannungsstabilität konzentriert haben (vgl. Abbildung 2), liegt der Fokus der weiterführenden Analysen im vorliegenden Bericht auf der stromrichter-getriebenen Stabilität sowie der transienten Stabilität und stehen im Kontext einer hohen Stromrichter-durchdringung. Zusammen mit den bereits im NEP adressierten Aspekten (vgl. Kapitel 3) und den weiterführenden Analysen (vgl. Kapitel 4) soll ein Gesamtbild der Systemauslegung hinsichtlich Systemstabilität aufgezeigt werden und dabei auch auf existierende Lücken in der Systemauslegung hingewiesen werden.

2.2 Betriebszustände und auslegungsrelevante Störereignisse im Verbundnetzbetrieb

Der Betrieb des kontinentaleuropäischen Verbundsystems kann entsprechend Abbildung 3 (linke Seite) in die Betriebszustände „Normalzustand“, „Gefährdeter Betrieb“ und „Notzustand“ eingeteilt werden. Im Rahmen der jeweils gültigen Auslegungsgrenzen, inklusive auslegungsrelevanter Störereignisse, müssen für eine ganzheitliche Systemauslegung hinsichtlich

Systemstabilität alle Betriebszustände berücksichtigt werden. In Abbildung 3 (rechte Seite) sind den Betriebszuständen zusätzlich noch typische, an die deutschen Planungsgrundsätzen [34] angelehnte, Ausfallereignisse zugeordnet. Des Weiteren ist gekennzeichnet, welche Bereiche die Netzauslegung und welche die Systemauslegung hinsichtlich Systemstabilität umfasst. Zudem wird ersichtlich, dass die Systemauslegung hinsichtlich Systemstabilität auch den Netzwiederaufbau miteinschließen muss.

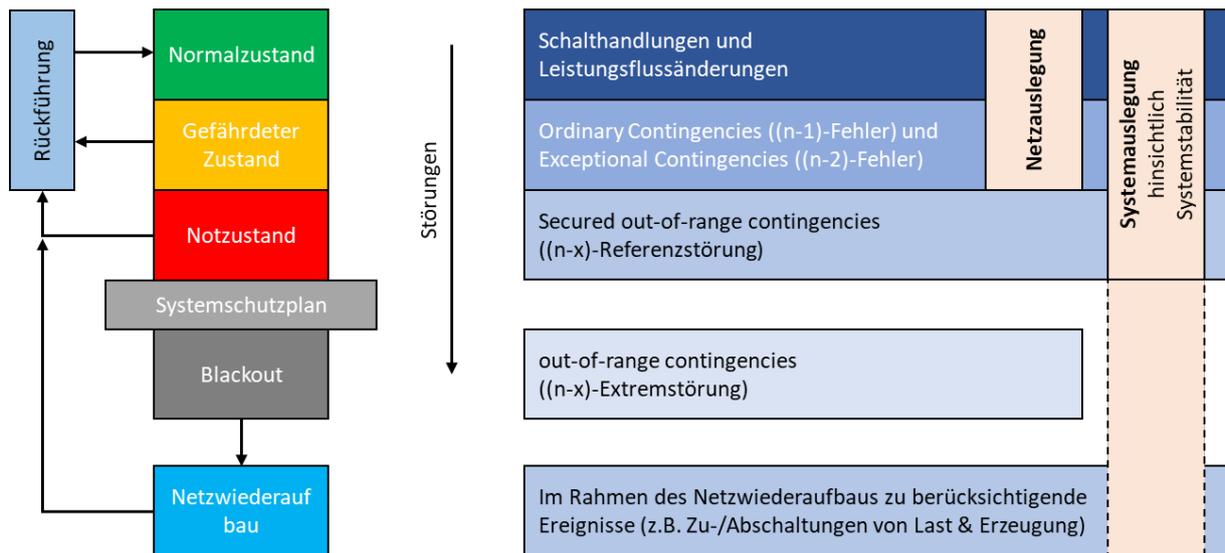


Abbildung 3: Betriebszustände im Verbundsystem und Einordnung auslegungsrelevanter Störungen

Der Normalzustand kann als ungestörter Betrieb, also als (n-0)-Zustand, bezeichnet werden. Der Betriebszustand „Gefährdeter Betrieb“ ist hingegen bereits durch den Verlust von Betriebsmitteln geprägt, es sind aber noch keine betrieblichen Grenzen verletzt. Im Gegensatz dazu sind im Notzustand bereits betriebliche Grenzen, einhergehend mit Transit- und Versorgungsunterbrechungen, verletzt. In diesem Betriebszustand werden sowohl manuelle als auch automatische Letztmaßnahmen des Systemschutzplans aktiviert. Die Letztmaßnahmen des Systemschutzplans dienen als letztes Mittel um einen Systemzusammenbruch zu vermeiden. Temporäre und regionale Unterbrechungen von Versorgung und Erzeugung sind daher nicht nur zulässig, sondern wesentlicher Teil des Konzepts. Nach erfolgreicher Stabilisierung des Systems erfolgt aus beiden zuvor genannten Betriebszuständen die Rückführung in den Normalzustand.

Nur im Fall, dass der Systemschutzplan den Systemzusammenbruch nicht verhindern konnte (bspw. infolge eines nicht durch die Systemauslegung abgedecktes Großstörereignis), tritt der Netz- und Versorgungswiederaufbau in Aktion, um das System wieder in den Normalbetrieb zurückführen zu können. Dabei stellt der Netzwiederaufbau streng genommen einen weiteren, in der Systemauslegung hinsichtlich Systemstabilität zu berücksichtigenden, Betriebszustand dar.

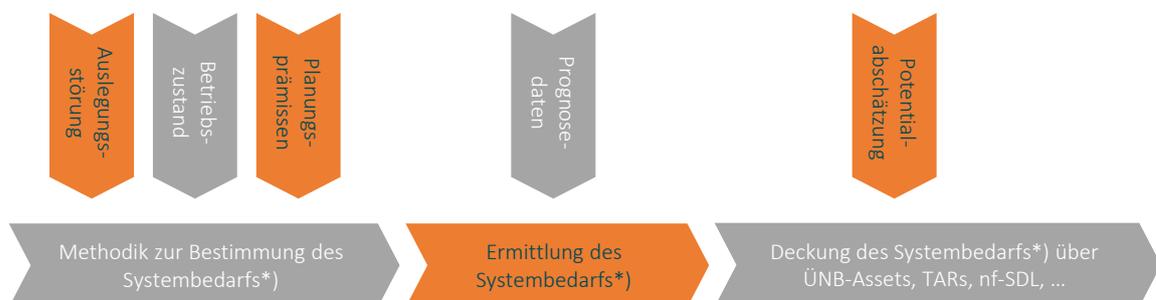
Grundsätzlich müssen bei der Systemauslegung hinsichtlich Systemstabilität für alle zuvor benannten Stabilitätsaspekte, vgl. Abschnitt 2.1, die hier genannten Betriebszustände inklusive der jeweils auslegungsrelevanten Störereignissen berücksichtigt werden. Die auslegungsrelevanten Störereignisse sind allerdings, insbesondere hinsichtlich der out-of-range contingencies, nicht abschließend definiert. Dies gilt vor allem für die Größe der Teilnetze infolge von Netzauftrennungen und macht eine dahingehende Systemauslegung schwierig.

2.3 Ermittlung, Ausweisung und Deckung von Systembedarfen hinsichtlich Systemstabilität

In diesem Abschnitt wird aufgezeigt, wie die Ermittlung von Systembedarfen hinsichtlich Systemstabilität methodisch grundsätzlich erfolgt und wie die ermittelten Bedarfe ausgewiesen und gedeckt werden. Dabei soll auch aufgezeigt werden welchen Entwicklungsstand die Bedarfsermittlung, -ausweisung und -deckung für die einzelnen Stabilitätsaspekte hat.

In Abbildung 4 ist die Herangehensweise schematisch dargestellt. Ist eine Methodik vorhanden, fließen für die Bedarfsermittlung unter anderem Planungsprämissen, der Betriebszustand sowie die auslegungsrelevanten Störungen (vgl. Abschnitt 2.2) mit ein. Die Ermittlung der Systembedarfe erfolgt auf Basis von Prognosedatensätze (bspw. auf Basis eines Planungsdatensatzes für ein definiertes Zieljahr mit den zugehörigen Szenarien). Sind die Bedarfe ermittelt, kann mittels Potentialabschätzung errechnet werden, welcher Anteil des ermittelten Systembedarfs bereits gedeckt werden kann, um daraus die zusätzlich benötigten Bedarfe zu bestimmen. Dabei erfolgt die Deckung der zusätzlichen Bedarfe immer in derselben Reihenfolge:

- 1) Deckung über Netznutzer (Network Codes bzw. Technische Anschlussregeln),
- 2) Deckung mittels marktlich beschaffter Systemdienstleistungen und
- 3) Deckung mittels ÜNB-eigener Betriebsmittel.



*) bspw. zur Sicherstellung der Spannungsstabilität

Abbildung 4: Vorgehensweise bei Ermittlung, Ausweisung und Deckung von Systembedarfen

Die grundsätzliche Herausforderung besteht darin eine geeignete Methodik als Planungswerkzeug zur Ermittlung, späteren Ausweisung und Deckung von Systembedarfen zu entwickeln. Ein erster wichtiger Punkt besteht darin die wesentlichen Zusammenhänge des zugrundeliegenden Stabilitätsphänomens zu erfassen und simulativ abzubilden. Der zweite wichtige Punkt besteht darin, einen geeigneten methodischen Ansatz zu finden, um daraus konkrete Systembedarfe, beispielsweise auf Basis einer Metrik, ermitteln zu können. Dies soll an dieser Stelle beispielhaft anhand des Systembedarfs für den stabilen Betrieb netzfolgender Stromrichter zur Sicherstellung der stromrichter-getriebene Stabilität verdeutlicht werden. Hier wird aktuell die ESCR-Methodik (Equivalent-Short-Circuit-Ratio) als vielversprechende Methodik angesehen. Hierzu sind auch erste Analysen im vorliegenden Bericht enthalten, für weitere Details siehe Kapitel 4.1. Allerdings kann auf Basis dieser Methodik nach heutigem Entwicklungsstand kein konkreter Systembedarf abgeleitet werden, da kein allgemeingültiger Grenzwert für einen stabilen Betrieb netzfolgender Anlagen identifiziert werden konnte. Ob sich diese Methodik zur Bedarfsermittlung eignet, ist heute noch nicht mit Sicherheit absehbar.

Abbildung 5 zeigt für die Systembedarfe der einzelnen Stabilitätsaspekte den aktuellen Entwicklungsstand. Für alle Aspekte sind die zugrundeliegenden Phänomene weitestgehend bekannt. Die Aspekte Frequenz- und Spannungsstabilität weisen sowohl bezüglich der Methodik zur Ermittlung und Ausweisung von Systembedarfen als auch bezüglich der Ausweisung von Systembedarfen einen hohen Entwicklungsstand auf. Anders sieht dies bei den Aspekten transiente Stabilität, stromrichter-getriebene Stabilität und Resonanzstabilität aus. Bezüglich der transienten Stabilität und der stromrichter-getriebenen Stabilität werden erste methodische Ansätze entwickelt und erprobt. Die Harmonischen Stabilität stellt hier gegebenenfalls eine Ausnahme dar, da noch nicht geklärt ist, ob es hier überhaupt zielführend ist, Systembedarfe zu ermitteln oder ob potenzielle Stabilitätsprobleme mit anderen Ansätzen gelöst werden müssen.

Systembedarfe zur Sicherstellung der ...					
	Frequenzstabilität	Spannungsstabilität	Transienten Stabilität	Stromrichter-getriebenen Stabilität	Resonanzstabilität
Phänomen	ausgereift	ausgereift	ausgereift	ausgereift	ausgereift
Methodik zur Ermittlung	ausgereift	ausgereift	in Entwicklung	in Entwicklung	nicht ausgereift
Ausweisung Systembedarf	ausgereift	ausgereift	nicht ausgereift	nicht ausgereift	nicht ausgereift
Deckung Systembedarf	in Entwicklung	in Entwicklung	nicht ausgereift	nicht ausgereift	nicht ausgereift

Legende:

Entwicklungsstand: ausgereift	Entwicklungsstand: in Entwicklung	Entwicklungsstand: nicht ausgereift
-------------------------------	-----------------------------------	-------------------------------------

Abbildung 5: Entwicklungsstand der Bedarfsermittlung der einzelnen Stabilitätsaspekte

3 Bestehende Analysen und Prozesse zu Stabilitätsaspekten

In diesem Kapitel wird ein Überblick über bisherige Ergebnisse aus Analysen zur Systemstabilität der deutschen Übertragungsnetzbetreiber gegeben. Dabei werden insbesondere Ergebnisse von Stabilitätsanalysen aus bisher durchgeführten gesetzlichen Prozessen wie dem Netzentwicklungsplan, Bedarfsanalysen oder den Langfristanalysen aufgegriffen.

3.1 Transiente Stabilität

Bei der Bewertung der transienten Stabilität steht allgemein ein robustes Systemverhalten infolge einer Störung und damit die sichere Beherrschung auslegungsrelevanter Fehler im Fokus. Grundsätzlich beschreibt die transiente Stabilität die Fähigkeiten von Synchronmaschinen, die durch ein elektrisches Drehstromnetz miteinander verbunden sind, nach Störungen wie Kurzschlüssen oder Kraftwerksausfällen den Synchronismus beizubehalten. Trotz des Wechsels in der Erzeugungsstruktur weg von Synchronmaschinen hin zu stromrichterbasierten Erzeugungsanlagen ist das Systemverhalten weiterhin auf Basis der klassischen Stabilitätsdefinitionen zu untersuchen. Allerdings haben die Änderungen in der Erzeugungs- und Laststruktur einen starken Einfluss auf das allgemeine Systemverhalten. Deshalb liegt der Fokus bei der Bewertung der transienten Stabilität auf dem allgemeinen Systemverhalten in Folge einer Störung und dem sicheren Durchfahren eines Fehlers. Dabei sind die Auswirkungen vergleichsweise großer Störungen unter Beachtung von Nichtlinearitäten zu untersuchen.

Die Übertragungsfähigkeit einer Drehstromübertragungsstrecke ist durch physikalische Gegebenheiten begrenzt und direkt abhängig von der Spannung im Netz, der Impedanz und der Spannungswinkeldifferenz zwischen den Enden der Übertragungsstrecke. Wird die Belastung des Übertragungskorridors auch nur kurzzeitig, z. B. während Ausgleichsvorgängen nach einer Störung im Netz, größer als die maximal übertragbare Leistung, so „kippt“ die Übertragung und es folgt ein Verlust des Synchronismus, also der Verlust der Systemstabilität. Um dies zu verhindern, kann auf die Spannung im Netz und die Spannungswinkeldifferenz eingewirkt werden. Bei einem Kurzschluss gibt es einen Spannungseinbruch, der sich mit einem Spannungstrichter rund um den Kurzschlussort ausbreitet. Je tiefer die Spannung, umso weniger Wirkleistung kann über diesen Transitkanal übertragen werden. Dies führt dazu, dass die Spannungswinkeldifferenz zwischen Erzeugungs- und Lastgebiet weiter ansteigt. Sobald der Fehler geklärt ist, kehrt die Spannung zurück und der Transitkanal kann wieder aufgebaut und damit auch die Spannungswinkeldifferenz reduziert werden. Zu einer Instabilität kann es kommen, wenn während des Fehlers die Winkeldifferenz so stark angestiegen ist, dass diese nach dem Fehler nicht wieder reduziert werden kann und Netzgebiete somit asynchron fallen. Ein weiteres Problem stellt die Spannungserholung nach der Fehlerklärung dar. Ist diese zu langsam, kann die Winkeldifferenz auch nach Fehlerklärung weiter ansteigen (die Netzgebiete

„drehen“ weiter auseinander) und Erzeugungsanlagen aber auch Lasten können sich vom Netz trennen. Im schlimmsten Fall kann es zu einem Spannungskollaps und damit zu einem (Teil-)Blackout kommen. Ziel einer robusten Systemauslegung ist dies für auslegungsrelevante Fehler zu verhindern. Dafür ist es zum einen notwendig genügend Momentanreserve vorzuhalten, sodass die Winkeldifferenz während des Fehlerereignisses nicht zu stark ansteigt. Zum anderen muss die Spannungswiederkehr nach Fehlerklärung durch eine ausreichende Bereitstellung von Blindleistung gewährleistet werden. Für diese Maßnahmen werden die Charakteristiken von Erzeugungsanlagen und Lasten sowie der ÜNB-eigenen Assets wie HGÜ oder Blindleistungskompensationsanlagen berücksichtigt.

Zur Bewertung der Maßnahmen für eine robuste Systemauslegung werden Simulationen im Zeitbereich durchgeführt. Dafür wird ein Modell genutzt, in welchem das gesamte kontinentaleuropäische Verbundnetz abgebildet ist. In den letzten drei Netzentwicklungsplänen wurden Untersuchungen durchgeführt, welche im Gegensatz zu den vorhergehenden Netzentwicklungsplänen deutliche Herausforderungen zur Sicherstellung der transienten Stabilität und damit zur grundlegenden Betriebbarkeit des zukünftigen Stromversorgungsnetzes identifiziert haben. So wurde im NEP 2030 V2019 [17] erstmals aufgezeigt, dass für ein stabiles Systemverhalten in Zukunft zusätzliche Kompensationsanlagen für stationäre und regelbare Blindleistungskompensation notwendig sind. Darauf aufbauend wurden im NEP 2035 V2021 [18] die Untersuchungen zur transienten Stabilität eng mit den Analysen zur Spannungsstabilität verknüpft. Dabei wurde gezeigt, dass die in den bilanziellen Analysen ermittelten stationären und regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen notwendig sind, um eine sichere Betriebbarkeit des Netzes zu gewährleisten. Zusätzlich wurden im NEP 2035 V2021 auch erste Sensitivitäten zur Bewertung des Einflusses der Parametrierung der Stromrichter durchgeführt, welche Grundlage für weitere Folgeuntersuchungen sind und in die Ausgestaltung von Netzanschlussregeln einfließen. In den Untersuchungen zur transienten Stabilität des NEP 2037 V2023 [14] wurde der Fokus nicht auf das Zieljahr 2037, sondern auf das Zwischenszenario der Langfristanalyse 2030 gelegt. Dabei zeigen die Simulationen, dass selbst unter Berücksichtigung der ermittelten Kompensationsanlagen aus den bilanziellen Blindleistungsuntersuchungen bereits bei (n-1)-Fehlerfällen die transiente Stabilität des Verbundsystems nicht immer gegeben ist. Besonders im Norden und Nordosten von Deutschland sind viele Fehlerereignisse ohne weitere Maßnahmen nicht beherrschbar. Im Rahmen von Sensitivitätsanalysen wurde der Einfluss von verschiedenen Maßnahmen zur besseren Spannungsstützung und der Wirkleistungsentlastung von Transitkorridoren untersucht. Diese Analysen zeigen, dass eine Kombination von Gegenmaßnahmen notwendig ist, um ein robustes und stabiles Systemverhalten in dem untersuchten Szenario der Langfristanalyse 2030 gewährleisten zu können.

Dafür wurde u.a. auch die Wirkung von neuen Großverbrauchern wie Elektrolyseuren berücksichtigt.

Die Ergebnisse der Langfristanalyse 2030 zeigen, dass bereits auf dem Transitions Pfad hin zu einem klimaneutralen Energiesystem Maßnahmen ergriffen werden müssen, um die Betriebbarkeit sicherzustellen. Dazu zählen Maßnahmen mit direktem Einfluss auf die Spannungsstützung (z.B. zusätzliche Blindstromstützung durch Blindleistungskompensationsanlagen, Großverbraucher und Erzeugungsanlagen) sowie Maßnahmen mit Einfluss auf die Wirkleistung zur netzdienlichen Beeinflussung des überregionalen Transits (z.B. Begrenzung der Netzbelastung im Grundlastfluss, schnelle Wirkleistungswiederkehr von Großverbrauchern, Systemautomatiken zur kurzzeitigen Wirkleistungsentlastung und Erhöhung der Momentanreserve im Norden Deutschlands). Basierend darauf sind z.B. erste Anforderungen an Elektrolyseanlagen durch die ÜNB veröffentlicht [37], welche im Dialog mit den Herstellern und Betreibern weiterentwickelt werden.

Im Rahmen des vorliegenden Systemstabilitätsberichts 2023 werden weitere Analysen mit Fokus auf den Beitrag von Momentanreserve durchgeführt, um daraus mögliche Maßnahmen ableiten zu können. Auf Basis des Modells aus der Langfristanalyse wird u.a. untersucht, welchen Einfluss netzbildende Regelungskonzepte mit Momentanreserve-Bereitstellung in Windenergieanlagen und STATCOM-Anlagen auf die transiente Stabilität haben. Zusätzlich wird die Umrüstung von Bestandskraftwerken, welche stillgelegt werden, in rotierende Phasenschieber untersucht. Die Ergebnisse sind in Abschnitt 4.3 dargestellt.

3.2 Spannungsstabilität

Für einen sicheren und stabilen Betrieb des Stromnetzes sind die Spannungen stets in einem vordefinierten Spannungsband zu halten. Die Spannungsstabilität ist dann gegeben, wenn die Spannung im gesamten Netz dauerhaft innerhalb der vorgegebenen Grenzen gehalten werden kann. Dies ist insbesondere auch dann einzuhalten, wenn Einspeise- und Laständerungen oder Störungen (beispielsweise Kurzschlüsse in Folge von Blitzeinschlägen, etc.) teils starke Auswirkungen auf die Spannung haben. Die Grundlage für ein robustes Systemverhalten gegen Spannungsinstabilitäten liegt in einer ausreichenden Blindleistungskompensation und Reservevorhaltung. Zu jeder Zeit muss der Blindleistungsbedarf des Netzes (vornehmlich bestimmt durch Leitungen, Kabel und Transformatoren) und der Verbraucherlasten durch passive Kompensationselemente (Drosselspulen und Kondensatoren), sowie aktive Betriebsmittel wie Synchronmaschinen und Umrichter kompensiert werden. Steht nicht genügend Blindleistung zur Kompensation zur Verfügung, steigt entweder die Spannung auf ein unzulässiges Maß an, sodass es zu Betriebsmittelschäden und damit Ausfällen kommt. Andernfalls kann die

Spannung auf ein zu niedriges Niveau fallen, sodass eine Trennung von Anlagen sowie kaskadierende Betriebsmittelausfälle nicht mehr ausgeschlossen werden können. Die Blindleistungsbedarfe ergeben sich aus dem Blindleistungsverhalten aller Netzbetriebsmittel im Übertragungsnetz, insbesondere Leitungen und Transformatoren, sowie den direkt angeschlossenen Kundenanlagen und angeschlossenen Verteilungsnetzen. Das Blindleistungsverhalten und damit der Einfluss auf die Spannung ist abhängig von der Netznutzungssituation. Bei schwacher Netzauslastung dominiert das kapazitive Verhalten der Leitungen (unternatürlicher Betrieb) und die Spannungen im Netz eher hoch sind. Dahingegen ist in Zeiten von einer starken Netzauslastung das induktive Verhalten der Leitung maßgebend (übernatürlicher Betrieb) und die Spannungen sinken. Aus der quadratischen Abhängigkeit der induktiven Blindleistungsbedarfe zum Strom geht hervor, dass ein Betrieb mit großen Strömen höhere Anforderung an die Blindleistungskompensation stellt, insbesondere wenn in solchen Situationen ein Fehler auftritt. Deshalb ist es für die Sicherstellung eines robusten Systemdesigns unumgänglich, dass genügend Blindleistungskompensationsanlagen geplant und auch gebaut werden. Diese Planung setzen auf Basis der Lastflussanalysen auf. Damit wird die Nutzung und Belastung des Stromnetzes definiert und es können die notwendigen Blindleistungsbedarfe des Netzes ermittelt und erforderliche Gegenmaßnahmen, also Blindleistungskompensationsmittel und deren Einsatz identifiziert und umgesetzt werden.

Die Aufgabe der Blindleistungskompensation wurde in der Vergangenheit größtenteils automatisch von den Synchronmaschinen der Kraftwerke mit übernommen. Es waren dadurch deutlich höhere Blindleistungspotentiale als -bedarfe vorhanden, weshalb die Blindleistungsplanung eine untergeordnete Rolle spielte. Durch die Verlagerung der Erzeugung von konventioneller Erzeugung hin zu erneuerbaren Quellen, entfallen sukzessive Blindleistungsquellen im Höchstspannungsnetz. Deshalb haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber im NEP 2030 V2019 [17] damit begonnen, den Blindleistungsbedarf des zukünftigen Netzes zu quantifizieren. Die erste Analyse aus 2019 hat einen notwendigen Bedarf von etwa 200 Kompensationsanlagen (stationär und regelbar) bis 2030 identifiziert. Für den NEP 2035 V2021 [18] wurde die Methodik weiter verbessert und um eine Prognose des unterlagerten Netzes ergänzt. Damit konnten – je Region – zusätzliche Bedarfe oder Synergien zwischen den Spannungsebenen abgeleitet werden. Grundsätzlich wurde im NEP 2035 V2021 die gleiche Größenordnung an Bedarfen wie im NEP 2030 V2019 identifiziert. Im NEP 2037 V2023 [14] wurde mit Sensitivitäten gezeigt, wie neue Großverbraucher (Speicher und Elektrolyseure) und umrichterbasierte Erzeugung aus der 110kV Ebene zur Blindleistungskompensation beitragen können. Die Ergebnisse legen nahe, dass große Potentiale aus diesen Anlagen gehoben werden können. Werden diese Potentiale nicht gehoben, müssen noch mehr zusätzliche Kompensationsanlagen gebaut werden. Die Analysen zu den Blindleistungsbedarfen zeigen klar auf,

dass zukünftig alle verfügbaren Potentiale zur Blindleistungskompensation auf Höchstspannungsebene genutzt werden sollten. Denn selbst wenn alle Potentiale genutzt werden, ist trotzdem noch ein starker Zubau von Kompensationsanlagen notwendig. Die Realisierung der identifizierten Maßnahmen ist daher Grundvoraussetzung, um auch zukünftig ein robustes Systemverhalten sicherstellen zu können.

3.3 Frequenzstabilität

Die Frequenzstabilität beschreibt, inwiefern das elektrische Verbundsystem in der Lage ist, eine stationäre Netzfrequenz und damit das Wirkleistungsgleichgewicht auch nach schweren Störungen wiederherzustellen. Um Netztrennungen von Erzeugungsanlagen zu vermeiden, muss die Frequenz innerhalb der gültigen Frequenzgrenzen gehalten werden. Während normale Laständerungen bzw. auslegungsrelevante Erzeugungsausfälle („3 GW – Ausfall“) im intakten kontinentaleuropäischen Verbundsystem auch in den kommenden Jahrzehnten beherrscht werden können, stellen vor allem Netzauftrennungen, sogenannte System Splits, eine große Herausforderung für die Frequenzstabilität dar. Dies ist zum einen auf die immer weiter steigenden, weiträumigen Leistungstransportbedarfe im Übertragungsnetz und zum anderen auf die sinkende Momentanreserve durch die Abschaltung konventioneller Kraftwerke, die heute einen Großteil der Momentanreserve bereitstellen, zurückzuführen. Ohne geeignete Gegenmaßnahmen sind Netzauftrennungen zukünftig nicht mehr sicher zu beherrschen, mit erheblichen Auswirkungen bis hin zum Blackout muss daher gerechnet werden. Darüber hinaus steigt auch die Eintrittswahrscheinlichkeit von Netzauftrennungen durch nicht vorhergesehene Ereignisse infolge der angestrebten Höherauslastung des Übertragungsnetzes.

Für eine Beherrschbarkeit von Netzauftrennungen sind drei Faktoren entscheidend:

- ausreichend Momentanreserve, um den initialen Frequenzgradient (Rate of Change of Frequency – RoCoF) auf max. 1 Hz/s zu begrenzen
- ein zuverlässig funktionierender Systemschutzplan, um die inhärent wirkende Momentanreserve rechtzeitig vor Erreichen der Frequenzgrenzen durch übergeordnete Regelungen, z.B. LFSM, abzulösen
- ausreichende Robustheit von Erzeugungsanlagen und Lasten gegenüber lokal auftretenden Frequenzgradienten, Winkelsprüngen und Spannungsschwankungen, um eine Trennung vom Netz zu verhindern

Diese Aspekte wurden fortlaufend in den begleitenden Stabilitätsanalysen zum Netzentwicklungsplan untersucht. Im Rahmen des NEP 2025 V2015 [16] wurden erste Analysen zur Frequenzstabilität im Bericht „Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen

Netzbetrieb“ veröffentlicht. Darin wurde gezeigt, dass Leistungsungleichgewichte von bis zu 10 % der Netzlast beherrschbar sind, sofern eine minimale Momentanreserve, die einer Netz-anlaufzeitkonstante von 2,5 s entspricht, zur Verfügung steht. Im NEP 2030 V2019 [17] wurden Leistungsungleichgewichte bei einer potenziellen Netzauftrennung entsprechend der Gegebenheiten vom 4.11.2006 analysiert. Hier wurde ermittelt, dass bereits 2019 die Leistungs-transite über die Schnittlinie von 2006 höher als 10 % waren. Dies impliziert, dass eine derartige Netzauftrennung nicht in jeder Netzsituation sicher beherrschbar war bzw. ist. Zudem wurde für das Szenario B 2030 ein weiterer Anstieg der Leistungsungleichgewichte auf bis zu 74% bezogen auf die Netzlast ermittelt. Im Rahmen des NEP 2035 V2021 wurden erstmalig die zukünftig erforderlichen Bedarfe an Momentanreserve ausgewiesen. Hierbei zeigte sich insbesondere für den Nordosten Deutschlands mit ca. 590 GWs ein hoher zusätzlicher Mo-mentanreservebedarf für Überfrequenzsituationen infolge hoher Leistungsexporte in den Sü-den. Die resultierenden Bedarfe für Unterfrequenzsituationen fielen mit 317 GWs geringer, aber immer noch sehr hoch aus. Der aktuelle Netzentwicklungsplan NEP 2037 V2023 [14] zeichnet sich durch einen beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien entsprechend der angepassten energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung aus. In Folge der dadurch nochmals zunehmenden, weiträumigen Leistungstransportbedarfe sowie der abneh-menden Momentanreserve durch Kraftwerksabschaltungen steigt der zusätzliche (positive) Momentanreservebedarf bis 2037 auf über 1100 GWs [14]. Darüber hinaus wurden auch die Systembedarfe an Momentanreserve für weitere, aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber auslegungsrelevante Netzauftrennungen ermittelt. Details dazu können im Begleitdokument Systemstabilität zum aktuellen Netzentwicklungsplan eingesehen werden [14].

Um die Bedarfe an Momentanreserve zu decken, wurden in den entsprechenden Analysen die möglichen Potentiale unterschiedlicher Technologien untersucht und ausgewiesen. Auf dieser Grundlage lassen sich drei wesentliche Handlungspfade für die Deckung der Momentanre-serve-Bedarfe ableiten:

- Kurzfristig: Ausstattung aller ÜNB-Assets zum größtmöglichen Beitrag zur Momentan-reserve (Stichwort „Grid Forming“, ggf. Erweiterung um zusätzliche Spei-cher/Schwungmasse)
- Mittelfristig: Einführung einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve als Anreiz für Dritte, zusätzliche Anlagen zu installieren bzw. für Hersteller, Entwick-lungen auf diesem Gebiet voranzutreiben.
- Langfristig: Festlegung von Mindestanforderungen für Erzeugungsanlagen/Lasten zur Erbringung von Momentanreserve in den technischen Netzanschlussregeln (TAR)

Neben einer ausreichenden Momentanreserve ist zudem ein zuverlässig funktionierender Systemschutzplan bei Über- und Unterfrequenz notwendig, um das Überschreiten von zulässigen Frequenzgrenzen zu verhindern (siehe auch Kapitel 5.2). Untersuchungen zum Zeitverhalten der Überfrequenz-Leistungsreduktion (Limited Frequency Sensitive Mode at Overfrequency, LFSM-O) und beim Unterfrequenz-Lastabwurf (UF-LA) bei Netzauftrennungen mit hohen Leistungsungleichgewichten in Kombination mit einer geringen Schwungmasse wurden im Jahr 2018 von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt und in der Studie „Frequenzstabilität – Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz“ veröffentlicht. Es wurde gezeigt, dass das Zeitverhalten der bis dahin bei Windkraftanlagen eingesetzten Überfrequenz-Leistungsreduktion nicht ausreicht, um die Frequenzstabilität für die betrachteten Szenarien aufrecht zu erhalten. Als Gegenmaßnahme wurde die Einführung konkreter Vorgaben an das Zeitverhalten des LFSM-O (inkl. Frequenzmessung) in den technischen Anschlussregeln vorgeschlagen. Diese sind inzwischen in den aktuellen technischen Anschlussregeln wiederzufinden sodass neue Anlagen diese Anforderungen erfüllen müssen.

Die Robustheitsanforderungen hinsichtlich auftretender Frequenzgradienten (RoCoF) wurden in der Studie „Verhältnis zwischen globalen und lokalen Frequenzgradienten und ihre Bedeutung für Robustheitsanforderungen von Erzeugungsanlagen“ untersucht [19]. Darin wurde gezeigt, dass infolge von Netzauftrennungen auftretende lokale Frequenzgradienten den globalen Frequenzgradienten für kurze Zeit um ein Vielfaches überschreiten können. Auf dieser Grundlage wurden Grenzwerte für festgelegte Zeitintervalle (4 Hz/s für 300 ms, und 2,5 Hz/s für 500 ms) abgeleitet, die als Ausgangspunkt für die Diskussionen zur Festlegung von Robustheitsanforderungen im zu überarbeitenden Network Code Requirements for Generators (NC RfG) genutzt wurden, um einen Verbleib am Netz während derartiger Störungen sicherzustellen.

3.4 Resonanz- und Stromrichter-getriebene Stabilität

Die Resonanzstabilität beschreibt die Fähigkeit des elektrischen Netzes nach einer Anregung (z.B. Fehlerfall, Lastflussänderung) auftretende Schwingungen in Strom und Spannung zu begrenzen und zu dämpfen, sodass keine Grenzwertverletzungen auftreten.

Resonanzen können sich zwischen einzelnen oder mehreren passiven sowie aktiven Netzkomponenten ausprägen. Die Resonanzstabilität nach [24] umfasst die elektrischen und torsionsbasierten (mechanischen) Resonanzphänomene. Diese Unterteilung basiert auf den Netzkomponenten, die an der Resonanz beteiligt sind. Zusätzlich können sich Resonanzen zwischen Stromrichter-Filterkomponenten und anderen elektrischen Netzkomponenten sowie Filterkomponenten paralleler Stromrichter ausbilden. Da bei diesen Phänomenen auch die

Stromrichterregelungen einen Einfluss haben, ist hier keine klare Abgrenzung zur stromrichter-getriebenen Stabilität sinnvoll.

Die stromrichter-getriebene Stabilität beschreibt, inwieweit Stromrichter im Parallelbetrieb mit anderen stromrichterbasierten Anlagen im Verbundnetz betrieben werden können, ohne dass es zu Wechselwirkungen kommt, die zu Grenzwertverletzungen führen.

Die stromrichter-getriebene Stabilität umfasst schnelle sowie langsame Interaktionen zwischen Stromrichterregelungen und anderen Netzkomponenten sowie deren Regelungen. Schnelle Interaktionen manifestieren sich durch Oszillationen im Bereich von 10 bis einigen 100 Hz (bis in den kHz Bereich). Langsame Interaktionen prägen sich typischerweise im Bereich von < 10 Hz [1] aus und sind als subsynchrone Vorgänge somit ebenfalls nur durch EMT-Simulationen zuverlässig erfassbar. Beide Unterkategorien können zu Ausfällen und Beschädigung von Betriebsmitteln führen, wobei die langsamen Interaktionen durch die niedrigere Frequenz eine größere räumliche Ausdehnung haben.

Prinzipiell können und werden sich im gesamten Frequenzspektrum eines Stromrichters Interaktionen zwischen eben diesen und dem angeschlossenen Netz ausprägen. Interaktionen dienen dem Ausgleich von Anregungen und zeigen sich in transienten Reaktionen und eventuell neuen stationären Gleichgewichtszuständen im gesamten Frequenzbereich. Sofern alle Komponenten des Systems dämpfende Eigenschaften aufweisen, ist auch das Gesamtsystem dämpfend und es kann sich trotz Interaktionen nach einer Anregung kein Stabilitätsproblem ergeben. Sofern eine Komponente einen nicht-passiven Bereich im Frequenzspektrum > 50 Hz aufweist und dieser nicht durch andere Komponenten kompensiert wird, können unerwünschte Interaktionen und Stabilitätsprobleme auftreten. Das nicht-passive Spektrum kann bei Stromrichtern im Gegensatz zu Synchrongeneratoren einen deutlich größeren Frequenzbereich umfassen. Oft wird auch der Begriff harmonische Stabilität verwendet, wobei dieser im Gegensatz zur oben beschriebenen Differenzierung nach den beteiligten Betriebsmitteln oder Anlagen nach dem Frequenzbereich definiert ist.

Im weiteren Dokument sind mit dem Begriff harmonische Stabilität Aspekte der konventionellen Resonanzstabilität sowie den schnellen Interaktionen der stromrichter-getriebenen Stabilität zusammengefasst, welche sich im Frequenzbereich größer 50 Hz manifestieren.

Die Resonanzstabilität und stromrichter-getriebene Stabilität wird von den Übertragungsnetzbetreibern bisher hauptsächlich innerhalb von Netzanschluss- oder Infrastrukturprojekten überprüft (z.B. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), Static Compensator (Statcom)). Im Zuge dessen werden unter Anderem subsynchrone torsionsbasierte

Interaktionsstudien (SSTI), Regelungsinteraktionsstudien und harmonische Performancestudien durchgeführt.

SSTI-Studien adressieren lokale subsynchrone Resonanzphänomene zwischen zwei Anlagen bzw. einer stromrichterbasierten Anlage und einem Kraftwerk. Die Studie beinhaltet unterschiedliche Analyseschritte und Methoden:

1. UIF-Screening zur Identifizierung der kritischen Kraftwerke
2. Modalanalyse des Dämpfungsverhaltens
3. RMS/EMT-Studie (Damping-Torque- und Transient-Torque-Studie) mit detailliertem Wellenstrangmodell der Kraftwerksblöcke
4. Gegebenenfalls Anpassung und Prüfung der Kraftwerks- oder Stromrichterregelung

Regelungsinteraktions-Studien werden grundsätzlich bei der Integration von Stromrichteranlagen mit hoher Leistung (z.B. HGÜ und STATCOM) ins Übertragungsnetz durchgeführt und beinhalten verschiedene Analyseschritte [34]:

1. Ermittlung der harmonischen Netzimpedanz am Anschlussknoten zu unterschiedlichen Ausbaustufen und Szenarien
2. Ermittlung der harmonischen Anlagenimpedanz des Herstellers
3. Impedanz-basiertes Screening zur Identifikation kritischer Interaktionen durch Analyse und Bewertung der Frequenzbereiche anhand von Phasen- und Amplitudenreserve (siehe dazu auch Abschnitt 4.2)
4. Gegebenenfalls EMT-Studien zu kritischen Phänomenen / Betriebspunkten in reduziertem EMT-Netzmodell unter Berücksichtigung der identifizierten Netzkomponenten und Netzzustände zur Überprüfung der Screening-Ergebnisse
5. Falls harmonische Stabilitätsprobleme oder unerwünschte Interaktionen festgestellt werden, führen ÜNB und Hersteller weitere Studien zur Identifikation von Gegenmaßnahmen durch. Diese können beispielsweise zur Anpassung der Regelung oder auch zusätzlichen Filtern führen.

Die harmonische Performance oder auch „Power Quality“ Studie überprüft die Einhaltung der harmonischen Emissionsgrenzen am Netzanschlusspunkt und basiert auf ähnlichen Eingangsgrößen wie das impedanzbasierte Screening. Weiterhin lassen sich bei dieser Studie schon einzelne Resonanzstellen in der Netz- oder Anlagenimpedanz identifizieren. Eine Stabilitätsaussage lässt sich mit dieser Studie allerdings nicht treffen. Die Studie beinhaltet folgende Schritte [31]:

1. Ermittlung der harmonischen Netzimpedanz am Anschlussknoten für unterschiedlichen Ausbaustufen und Szenarien und Übermittlung an den Anlagenhersteller
2. Ermittlung der harmonischen Anlagenimpedanz des Herstellers
3. Prüfung der Einhaltung von harmonischen Emissionsgrenzen und Planungspegeln
4. Gegebenenfalls Anpassung des Basic Design der Anlage (z.B. Filter oder passive Komponenten)

Die aktuellen Studien zur stromrichter-getriebenen Stabilität sind meist auf nur kleine Netzregionen oder einzelnen Anlagen beschränkt. Analyseverfahren für größere Netzabschnitte unterliegen meist erheblichen Vereinfachungen und Annahmen. Dies war bis zum jetzigen Zeitpunkt auf Grund der begrenzten Anzahl von Stromrichtern grundsätzlich ausreichend. Die aktuellen Studien zur stromrichter-getriebenen Stabilität sind meist auf nur kleine Netzregionen beschränkt oder unterliegen erheblichen Vereinfachungen in der Methodik. Dies war bis zum jetzigen Zeitpunkt auf Grund der begrenzten Anzahl von Umrichtern ausreichend.

3.5 Netzwiederaufbau

Die heutigen Strukturen des Netzwiederaufbaus (NWA) sind in der Verantwortung der ÜNB auf Grundlage der bisherigen Erzeugungsstrukturen historisch gewachsen und wurden regelmäßig an die sich ändernden Rahmenbedingungen angepasst. Die Änderungsgeschwindigkeit dieser Rahmenbedingungen hat jedoch deutlich zugenommen. Insbesondere die dynamische Veränderung der Erzeugungsstruktur mit einer Verlagerung der Erzeugung von den oberen Spannungsebenen in die unteren Spannungsebenen sowie die Zunahme der Last z.B. durch elektrisch betriebene Wärmepumpen oder die Elektromobilität erfordern zeitnah weitreichende Anpassungen unter Einbeziehung der VNB.

In einer Studie zum Netzwiederaufbau 2030 haben die deutschen ÜNB eine Vielzahl an Maßnahmen identifiziert, die für eine erfolgreiche Durchführung des NWA auch nach dem Jahr 2030 erforderlich sind, und das Zielbild herausgearbeitet. Diese Maßnahmen wurden im „Weißbuch Netz- und Versorgungswiederaufbau 2030“ [35] zusammengefasst, im Dezember 2022 veröffentlicht und umfassen neben allgemeinen Aspekten die Themengebiete Sprach- und Datenkommunikation, Rollen während des NWA, Wirkleistungsmanagement als auch Anlageigenschaften und Systemdienstleistungen.

Um die erforderlichen Schritte und Maßnahmen zur Erreichung des Zielbilds zu definieren, wurde eine Gap-Analyse zum Ist-Stand durchgeführt. Daraus wurden anschließend die zu ergreifenden Maßnahmen abgeleitet. Gleichzeitig arbeitet die Analyse Anforderungen heraus, in welchen Punkten bestehende Rahmenbedingungen zur Erreichung des Zielbildes zu ändern sind. Nachdem die Umsetzung der grundlegenden Maßnahmen für die Sprach- und

Datenkommunikation bereits über den Maßnahmenkatalog zum Netzwiederaufbauplan angestoßen wurden, besteht im Besonderen beim NWA-dienlichen Verhalten von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern, beim Wirkleistungsmanagement, den Systemdienstleistungen sowie teilweise auch bei der Rollenverteilung zwischen ÜNB und VNB Handlungsbedarf.

Die aktuellen technischen Anschlussregeln (TAR) bilden lediglich die Anforderungen an Erzeugungsanlagen und Verbrauchern ab, die das Verhalten im ungestörten Betrieb bzw. das Verhalten bei Störungseintritt beschreiben. Der Betrieb im Netzwiederaufbau bzw. auch in anderen Großstörungssituationen erfordert jedoch ein angepasstes Anlagenverhalten. Darüber hinaus ist es in diesen Situationen von besonderer Bedeutung, die Stochastik im System zu reduzieren und das Anlagenverhalten direkt beeinflussen zu können, um Frequenz und Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten. Hiermit ist das Thema der Systemdienstleistungen stark verbunden, da das Netz im gestörten Netzbetrieb viel sensibler auf Zustandsänderungen reagiert.

Des Weiteren hat die Studie aufgezeigt, dass die ÜNB im NWA-Fall nicht zu jeder Zeit eine vollständige Wiederversorgung aller Kunden garantieren können. Die aktuellen Regularien ermöglichen den ÜNB lediglich die Ausweisung von Schwarzstartanlagen für den initialen Schritt des Unter-Spannung-Setzens von Teilen des Übertragungsnetzes. Es existiert jedoch kein geeigneter Rahmen zur Ausweisung von gesicherter Erzeugungsleistung zur Ablösung der Schwarzstartanlagen, die einen begrenzten Energievorrat vorhalten, und darüber hinaus auch keine Vorgabe, welcher Versorgungsgrad im NWA-Fall zu definierten Zeitpunkten gesichert zu erreichen ist.

4 Detaillierte Analysen ausgewählter Stabilitätsaspekte

In diesem Kapitel werden die für diesen Bericht durchgeführten detaillierten Analysen beschrieben. Dabei wurden insbesondere Analysen zu den von der BNetzA angeregten Aspekten System Strength, Harmonische Stabilität und Momentanreserve durchgeführt und damit Aspekte, die im Kontext eines stromrichterdominierten Systems stehen, adressiert, die nicht bereits im NEP 2037 V2023 und der Langfristanalyse 2030 behandelt wurden.

4.1 System Strength

System Strength oder Netzstärke (in Anlehnung an den etablierten Begriff „schwaches Netz“) beschreibt die Eigenschaft eines elektrischen Netzes, an jedem Netzknoten die Änderung der Spannung in Amplitude und Winkel nach einer Anregung (z.B. Fehler, Last- oder Erzeugungsänderung) zu begrenzen. Diese Beschreibung lehnt sich an die folgenden Definitionen an:

“System strength is a characteristic of an electrical power system that relates to the size of the change in voltage following a fault or disturbance on the power system.”¹

„[...] system strength [...] [is] the ability of the power system to maintain and control the voltage waveform at any given location in the power system.“²

Allerdings ist eine einheitliche Definition der Netzstärke sowie der Einfluss auf die Systemstabilität noch aktueller Untersuchungsgegenstand. Dies bezieht sich vor allem auf die Berücksichtigung verschiedener Stabilitätsphänomene, deren Zeitbereiche sowie die zugehörige Quantifizierungsmethode. In diesem Bericht liegt der Fokus der Untersuchungen zur System Strength auf der Stabilität von netzfolgenden Stromrichteranlagen.

Alle nicht-passiven Betriebsmittel³ der elektrischen Energieversorgung lassen sich in die Kategorien netzfolgend oder netzbildend einordnen. Netzfolgende Anlagen benötigen für ihren stabilen Betrieb eine ausreichende Netzstärke, da sie sich auf die Netzspannung synchronisieren müssen bzw. diese als „Taktgeber“ benötigen, um stabil Leistung ins Netz einspeisen zu können. Diese Netzstärke wird von netzbildenden Anlagen bereitgestellt. Für eine ausreichende Netzstärke darf eine kritische Gesamtnennleistung der netzfolgenden Anlagen und deren elektrische Entfernung von netzbildenden Anlagen nicht überschritten werden. Wenn keine ausreichend „starke“ Verbindung sowie kein ausreichendes Leistungsverhältnis

¹ [AEMC - ERC0211-Final-determination.pdf (aemc.gov.au)]

² [AEMO - Power-system-requirements.pdf (aemo.com.au)]

³ Passive Betriebsmittel umfassen u.a. Leitungen, Transformatoren und Sammelschienen. Nicht-passive Betriebsmittel speisen aktiv Strom in das Netz ein oder beziehen diesen, dazu gehören u.a. konventionelle Kraftwerke, Windenergie- oder Photovoltaikanlagen, aber auch Lasten wie Elektrolyseure.

zwischen netzfolgenden und netzbildenden Anlagen besteht, können verstärkt stromrichtergetriebene Instabilitäten auftreten.

Alle derzeit im deutschen Verbundnetz angeschlossenen PV- und Windenergieanlagen haben netzfolgende Eigenschaften. Zusätzlich lassen sich HGÜ-Anlagen im Regelfall der Kategorie netzfolgend zuordnen. Im Gegensatz zu PV- und Windkraftanlagen, welche auf leistungselektronischen Stromrichtern basieren, verwenden konventionelle Kraftwerke im Regelfall Synchronmaschinen als Generatoren. Synchronmaschinen von Kraftwerken sowie rotierende Phasenschieber haben netzbildende Eigenschaften. Eine neue Entwicklung ist der Einsatz von netzbildenden Umrichtern z.B. als netzbildende HGÜ (Onshore) oder als netzbildender STATCOM.

Fokus der folgenden System Strength Untersuchung liegt auf der Stabilität von netzfolgenden Stromrichtern in „schwachen“ Netzen. Wenn an einem Netzknoten die Spannung in Amplitude und Winkel zu stark von der Einspeiseleistung der angeschlossenen netzfolgenden Anlagen abhängt, kann es zu einer instabilen Kopplung zwischen der Stromrichtersynchronisierung, Leistungseinspeisung und Netzspannungsänderung kommen. Ein Überblick des Wirkzusammenhangs ist in Abbildung 6 dargestellt.



Abbildung 6: Überblick des Wirkzusammenhangs der Stromrichterspannung und Netzspannung bei unterschiedlichen Durchdringungen von netzfolgenden bzw. netzbildenden Anlagen

Durch den massiven Zubau von stromrichterbasierten Erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren, werden verstärkt Netzsituationen auftreten, in denen ganze Netzregionen ausschließlich von stromrichterbasierten Anlagen versorgt werden. Um den sicheren und stabilen Netzbetrieb in solchen Szenarien zu gewährleisten, ist in einem ersten Schritt eine Risikoabschätzung für das Auftreten von stromrichtergetriebenen Instabilitäten notwendig. Im Folgenden sind die angewandten Methoden zur Quantifizierung der Netzstärke dargestellt,

Netzregionen mit erhöhtem Risiko von stromrichter-getriebenen Instabilitäten ausgewiesen und zugehörige Abhilfemaßnahmen abgeleitet.

4.1.1 Angewandte Methoden zur Quantifizierung der Netzstärke

Die Effekte der stromrichter-getriebenen Stabilität sind auf Grund des breiten und vor allem hohen Frequenzbereichs typischerweise nur mit Hilfe von EMT⁴-Simulationen mit detaillierten Herstellermodellen hinreichend genau abbildbar. Vor allem der detaillierte Verlauf der Netzspannungsänderungen im Momentanwertbereich, der zur genauen Bestimmung der Netzstärke notwendig wäre, setzt ein detailliertes Netzmodell des Übertragungsnetzes im EMT-Bereich voraus. Diese Simulationen werden bisher allerdings nur für kleinere Teilnetze mit wenigen Herstellermodellen durchgeführt und sind absehbar nicht für ein gesamtes Übertragungsnetz mit Planungshorizonten umsetzbar.

Aus diesem Grund ist es notwendig auf vereinfachte Methoden bzw. Screeningmethoden zurückzugreifen, die zwar keine abschließende Stabilitätsaussage liefern, aber als Risikoabschätzung und zur Identifikation kritischer Szenarien dienen können.

Abbildung 7 zeigt die Einordnung der durchgeführten Bewertung der Netzstärke innerhalb des Berichts. Der Fokus liegt auf der Anwendung der Screeningmethoden sowie einer beispielhaften Verifizierung mit Hilfe von EMT-Simulationen. Eine detaillierte, systemische EMT-Simulation ist auf Grund der Daten- und Methodenlage nicht Teil des Berichts.

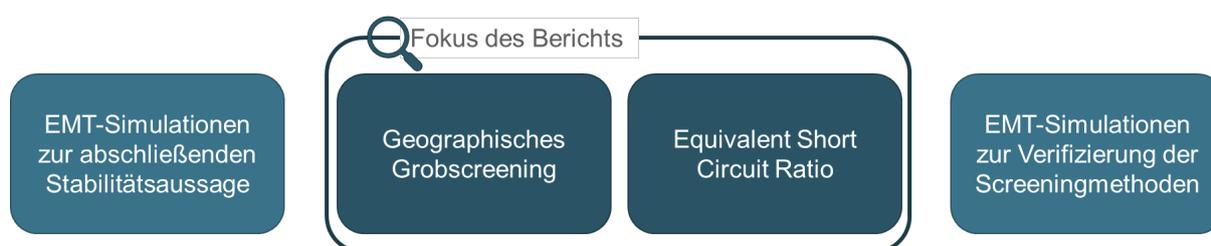


Abbildung 7: Untersuchungsmethoden zur Quantifizierung der Netzstärke und Identifikation von Instabilitäten netzfolgender Stromrichter

Für die Abschätzung der Netzstärke werden oftmals Netzkurzschlussleistungsverhältnisse (SCR, Short Circuit Ratio) verwendet [20]. Im Netzentwicklungsplan Strom 2037 wurden im Begleitdokument „Bewertung der Systemstabilität“ Berechnungen zu Netzkurzschlussleistungsverhältnissen vorgestellt [14]. Hersteller von HGÜ-, -Windenergie- oder PV-Anlagen spezifizieren im Regelfall, den für den Betrieb der Anlagen minimal erforderlichen SCR-Wert. Typische SCR-Werte liegen dabei, je nach Anlagentyp und Parametereinstellungen, im Bereich

⁴ Elektromagnetische Transiente Simulationen beschreiben Momentanwertberechnungen des Zeitverhaltens von u.a. Strom und Spannung basierend auf den vollständigen Differentialgleichungen des physikalischen Systems und der Anlagenregelungen der softwarebasierten Systeme.

von 1 bis 10. Für eine einzelne HGÜ-, Windenergie- oder PV-Anlage, welche an ein durch Synchrongeneratoren geprägtes Netzgebiet angeschlossen wird, kann daher auf Grundlage von SCR-Werten eine Aussage im Sinne von stabil bzw. instabil getätigt werden.

Wenn viele Umrichter in einem Netzgebiet betrieben werden, verliert die SCR-Methodik an Aussagekraft. Aus diesem Grund wird in [21] die ESCR-Methodik verwendet, welche auf der SCR-Methodik basiert aber durch die gleichzeitige Betrachtung von Umrichtern auch für Stabilitätsbeurteilung von Netzgebieten mit vielen Umrichtern geeignet ist. Eine Aussage im Sinne von stabilem oder instabilem Zustand bzw. die Nennung eines minimal erforderlichen ESCR-Wertes ist bei der ESCR-Methodik aufgrund der Vielzahl an betrachteten Anlagen und der hohen Anforderungen an das Netzmodell derzeit noch nicht möglich [21]. Der Vergleich von ESCR-Werten und damit eine Unterscheidung zwischen vergleichsweise „starken“ und „schwachen“ Netzgebiete ist jedoch möglich. Somit ist die ESCR-Methode aktuell eine abschätzende Screeningmethode, welche keine abschließenden Stabilitätsaussagen liefert, sondern Hinweise gibt, um zeitaufwendige Zeitbereichssimulationen zielgerichtet einzusetzen bzw. hilft Messungen für die niedrighwellige Beobachtung von Stromrichterinstabilitäten besser zu platzieren.

Auf Grund der zur Verfügung stehenden Datengrundlage und Methoden wurden folgende Untersuchungen durchgeführt:

- a) Geographisches Grobscreening der Netzstärke im Istnetz-Zustand basierend auf dem Markstammdatenregister, ENTSO-E Transparency Platform und Planungsdaten der deutschen ÜNB im Ist-Zustand und Zeithorizont 2030
- b) Equivalent Short Circuit Ratio im Zeithorizont 2030 basierend auf dem Szenario der Langfristanalyse 2030

4.1.2 Geografisches Screening der Netzstärke

Die SCR-Methode verwendet durch die zugrundeliegende Kurzschlussrechnung die Impedanzen zwischen dem betrachteten Umrichter und dem überlagerten Netz. In erster Näherung kann das überlagerte Netz dabei als dasjenige konventionelle Kraftwerk mit der geringsten Impedanz bis zum betrachteten Umrichter interpretiert werden. Bei einem stark vermaschten Netz und unter Vernachlässigung der Transformatorimpedanzen zwischen verschiedenen Spannungsebenen ergibt sich damit in erster Abschätzung ein linearer Zusammenhang zwischen geografischer Entfernung und entsprechender Impedanz vom betrachteten Umrichter hin zum netzdarstellenden, konventionellen Kraftwerk. Probleme hinsichtlich der stromrichter-getriebenen Stabilität sind demzufolge insbesondere dann zu erwarten, wenn die geografische Entfernung zwischen Umrichtern und leistungsstarken, konventionellen Kraftwerken

vergleichsweise groß ist. Diese Eigenschaft konnte in der Praxis für einen netzfolgenden Windpark beobachtet werden [22]. Die verwendete Methodik der geografischen Abschätzungen wird am Beispiel der Anordnung von Abbildung 8 erläutert. Grundidee ist die Aufteilung und Zuordnung der Nennleistung von netzfolgenden Umrichtern auf netzbildende Anlagen (z.B. konventionelle Kraftwerken) unter Berücksichtigung geografischer Entfernungen.

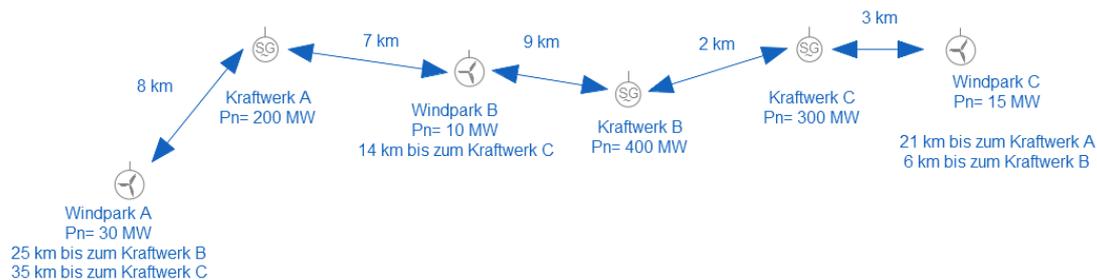


Abbildung 8: Beispielhafte Anordnung von netzbildenden (Kraftwerke) und netzfolgenden Anlagen (Windparks).

Für Abbildung 8 erfolgt die Zuordnung der Leistung P_{N,WP_A} des Windparks A (WP_A) an alle Kraftwerke (KW_i) dabei auf Grundlage folgender Überlegung:

- Die Summe der aufgeteilten Leistungen des Windparks A soll gleich der Leistung des Windparks A sein.
- Eine höhere Entfernung vom Windpark A zu einem Kraftwerk soll zu einer linear geringeren Zuordnung von aufgeteilter Leistung des Windparks A an dieses Kraftwerk führen.

Mit diesen Anforderungen wird der folgende Ausdruck für die Zuordnung der Leistung des Windparks A an alle Kraftwerke gewählt:

$$\frac{x}{d(WP_A, KW_A)} \cdot 30 \text{ MW} + \frac{x}{d(WP_A, KW_B)} \cdot 30 \text{ MW} + \frac{x}{d(WP_A, KW_C)} \cdot 30 \text{ MW} \stackrel{!}{=} 30 \text{ MW}$$

Darin ist d die Funktion zur Berechnung der Luftlinienentfernung (Formel von Haversine) und der Normierungsfaktor x ergibt sich zu:

$$x = \left(\sum_{i=1}^n \frac{1}{d(WP_A, KW_i)} \right)^{-1}$$

Mit diesen Ausdrücken kann für jeden netzfolgenden Einspeiser die jeweilige Nennleistung auf alle netzbildenden Einspeiser aufgeteilt werden. Tabelle 1 und Tabelle 2 zeigen exemplarische Ergebnisse für das Beispiel aus Abbildung 8. Ein Kraftwerk mit vergleichsweise hoher zugeordneter Stromrichternennleistung kann dann in erster Näherung als besonders relevant für die Stabilisierung netzfolgender Anlagen angesehen werden.

Tabelle 1: Distanzen von den Windparks zu den Kraftwerken und resultierender Normierungsfaktor x

	KW A	KW B	KW C	Summe d	x
WP A	8 km	25 km	35 km	68 km	136
WP B	7 km	9 km	14 km	30 km	60
WP C	21 km	6 km	3 km	30 km	60

Tabelle 2: Zuordnung der Windparknennleistungen an Kraftwerke. Die Summe gibt die Gesamtleistung der zugeordneten Stromrichterleistung an KW_i an.

	KW A	KW B	KW C	Summe
WP A	19.4 MW	6.2 MW	4.4 MW	30.0 MW
WP B	4.4 MW	3.4 MW	2.2 MW	10.0 MW
WP C	1.3 MW	4.6 MW	9.1 MW	15.0 MW
Summe	25.1 MW	14.2 MW	15.8 MW	

Als Eingangsdaten für die beschriebene Methodik werden Markstammdaten (für deutsche PV- und Windenergieanlagen), Kraftwerksdaten von ENTSO-E Transparency (für Deutschland und seine Nachbarländer) sowie weitere ÜNB-Daten bezüglich rotierender Phasenscheiber, HGÜ-Anlagen sowie STATCOMs verwendet. Tabelle 3 zeigt eine Zusammenfassung der verwendeten Eingangsdaten. Für HGÜ-Anlagen wird die Nennleistung der Umrichter am Start- und Endpunkt der HGÜ-Verbindung jeweils separat erfasst. HGÜ-Umrichter, welche sich nicht in Deutschland und nicht in einem direkten Nachbarland befinden, werden nicht berücksichtigt. Weiterhin werden netzbildende HGÜ-Anlagen auf See (Offshore HGÜ-Plattformen) nicht berücksichtigt.

Bei dem Zukunftsszenario für das Jahr 2030 wird für Deutschland ein kompletter Kohleausstieg angenommen und gemäß dem Osterpaket zum Ausbau erneuerbarer Energien eine installierte Leistung von 215 GW durch PV-Anlagen und 115 GW durch Windenergieanlagen an Land angenommen. Hierfür werden die geplanten Anlagen der Markstammdaten benutzt und bestehende PV- sowie Windenergieanlagen in den Betrachtungen hochskaliert. Bis 2030 geplante STATCOMs, Offshore-Windparks, HGÜ-Anlagen sowie rotierende Phasenschieber werden gemäß ÜNB-Informationen bzw. öffentlichen Daten (für ausländische HGÜ-Anlagen) abgebildet. STATCOMs und HGÜ-Anlagen, welche ab 2025 in Betrieb gehen, werden als netzbildend angenommen. Dabei wird zwischen netzbildender Stromrichteranlage (HGÜ-Anlage

oder STATCOM) mit jeweils vorhandenen oder nicht vorgesehenen Energiespeicher nicht unterschieden. Aktuelle Ergebnisse deuten jedoch darauf hin, dass netzbildende Stromrichteranlagen ohne Energiespeicher Einschränkungen bei der Stützung der stromrichter-getriebenen Stabilität aufweisen können [23].

Tabelle 3: Verwendete Erzeuger der Kategorien netzfolgend und netzbildend⁵.

Land	Anlagentyp	Jahr 2023		Jahr 2030	
		Anzahl	Installierte Leistung [GW]	Anzahl	Installierte Leistung [GW]
Deutschland	HGÜ-Anlagen (netzbildend)	0	0	27	49,00
	HGÜ-Anlagen (netzfolgend)	14	11,33	15	12,23
	Kraftwerke (netzbildend)	97	64,73	57	25,33
	PV-Anlagen (netzfolgend)	3,67e6	74,74	10,61e6	215
	Rot. Phasenschieber (netzbildend)	3	1,16	16	5,17
	STATCOM (netzbildend)	0	0	36	10,8
	STATCOM (netzfolgend)	10	2,71	14	4,52
Nachbarländer ⁶	Windenergieanlagen (netzfolgend)	30,55e3	65,11	53,96e6	115
	HGÜ-Anlagen (netzbildend)	0	0	6	10,7
	HGÜ-Anlagen (netzfolgend)	18	14,65	19	16,05
	Kraftwerke (netzbildend)	308	207,56	303	201,75
	PV-Anlagen (netzfolgend)	0	0	0	0
	Rot. Phasenschieber (netzbildend)	0	0	3	0,97
	STATCOM (netzbildend)	0	0	0	0
	STATCOM (netzfolgend)	0	0	0	0
	Windparks (netzfolgend)	39	13,11	40	14,51

Abbildung 9 zeigt die Ergebnisse für jeweils 50 netzbildende Anlagen mit der höchsten zugeordneten Stromrichternennleistung für das Jahr 2023. Die hohe zugeordnete netzfolgende Nennleistung an niederländische und belgische Kraftwerke lässt sich dadurch erklären, dass in den Niederlanden und Belgien HGÜ-Anlagen oftmals in unmittelbarer Nähe zu bestehenden Kraftwerken errichtet werden. Für Deutschland werden insbesondere an küstennahen Kraftwerken vergleichsweise hohe Nennleistungsanteile netzfolgender Anlagen zugeordnet.

Für das Jahr 2030 (siehe Abbildung 10) erhöht sich die an netzbildenden Anlagen zugeordnete Leistung, dies ist insbesondere der Fall für netzbildende Anlagen im Norden Deutschlands.

Zusammenfassend wurde in Anbetracht des Berichtszeitraumes und des Entwicklungsstands von Netzmodellen sowie zeitnah anstehenden weiteren Kraftwerksstilllegungen eine einfach durchzuführende Methodik mit detaillierten Eingangsdaten angewandt. Mithilfe der

⁵ Mithilfe einer DC-Verbindung angeschlossene Offshore-Windenergieanlagen werden nicht als Windenergieanlagen berücksichtigt, stattdessen wird die landseitige HGÜ-Anlage berücksichtigt.

⁶ Betrachtet werden nur die 9 direkten Nachbarländer von Deutschland. Für Dänemark wird das NORDEL-Netzgebiet nicht mitbetrachtet.

verwendeten Methodik konnten Kraftwerke identifiziert werden in deren geografischer Nähe besonders viele netzfolgende Umrichter installiert sind. Diese Kraftwerksstandorte können z.B. eine Auswahlhilfe für den möglichen Umbau von Kraftwerken in rotierende Phasenschieber sein.

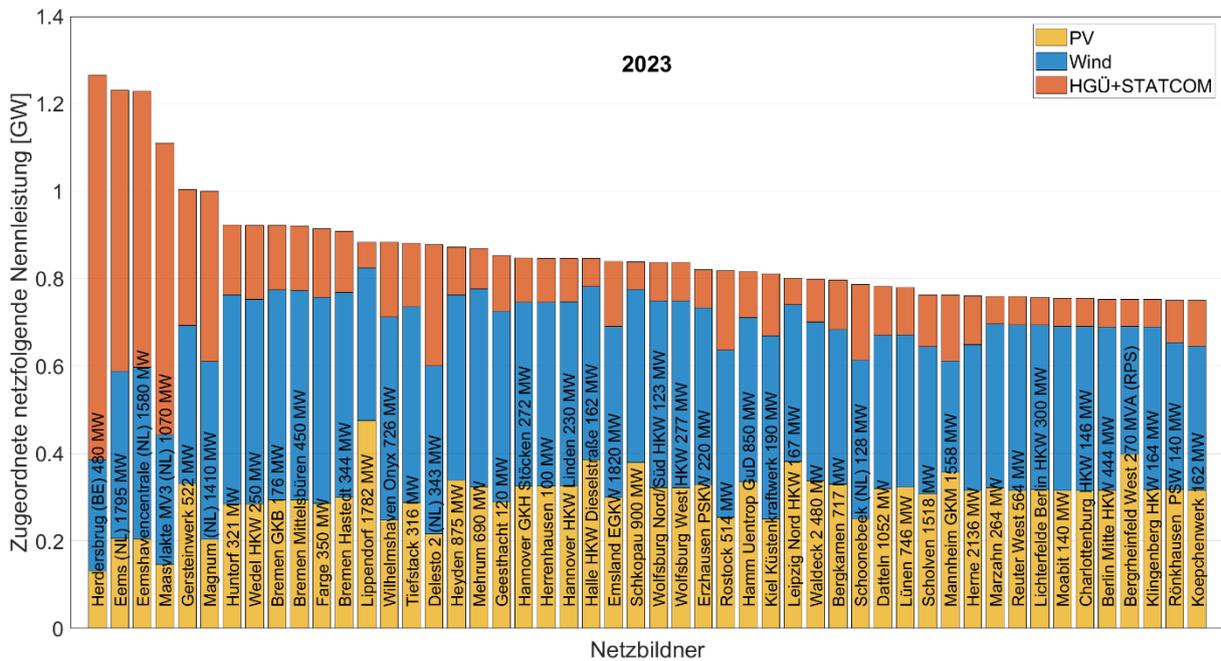


Abbildung 9: An netzbildende Anlagen (Kraftwerke oder rotierende Phasenschieber, RPS) zugeordnete Nennleistung von netzfolgenden Anlagen (PV-, Windenergie- und HGÜ-Anlagen sowie STATCOMs) für das Jahr 2023. Für netzbildende Anlagen ist zusätzlich die Nennleistung angegeben.

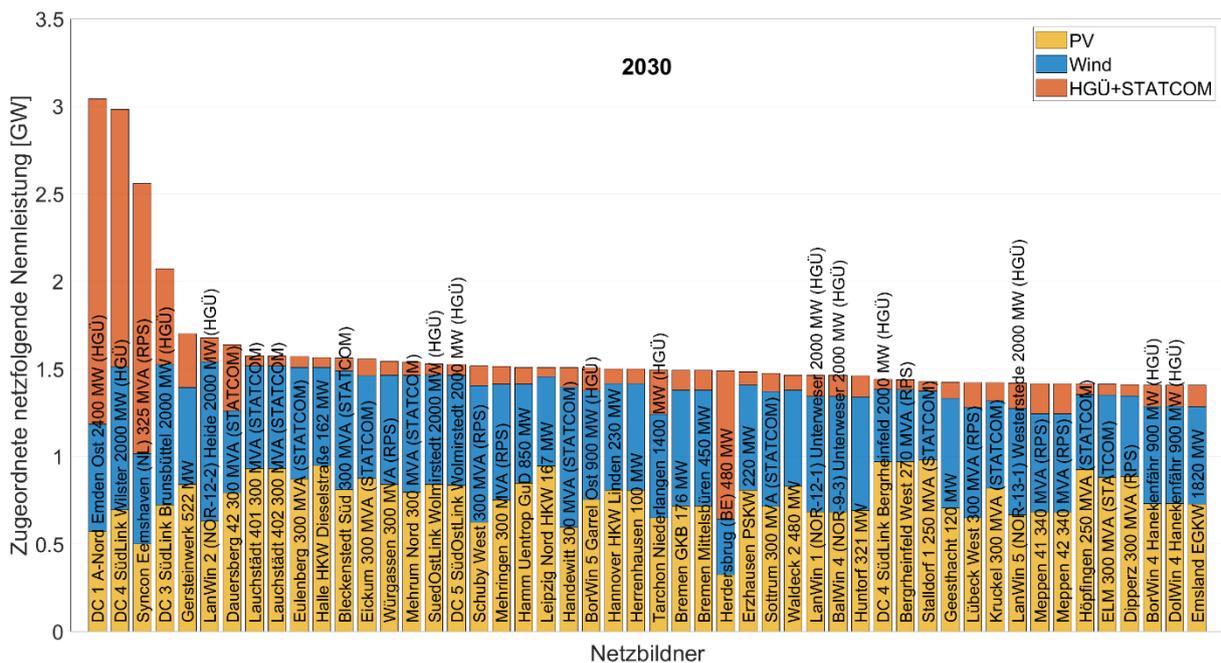


Abbildung 10: An netzbildende Anlagen (Kraftwerke oder rotierende Phasenschieber, RPS) zugeordnete Nennleistung von netzfolgenden Anlagen für das Szenario im Jahr 2030.

4.1.3 Equivalent Short Circuit Ratio (ESCR)

Bei der Equivalent Short Circuit Ratio (ESCR) handelt es sich um eine Erweiterung des konventionellen Kurzschlussleistungsverhältnis SCR. Die SCR-Methode liefert bei kleinen Durchdringungsraten von Stromrichtern bzw. im Synchronmaschinen-dominierten Netz einen genauen Indikator zur Einschätzung der Stabilität von Anlagen. Dafür werden entweder alle an einem Knoten befindlichen Anlagen aggregiert oder benachbarte Anlagen vernachlässigt. Diese Annahmen sind in den zukünftigen Szenarien mit hoher Stromrichterdurchdringung nicht mehr zulässig. Um die Kopplung von elektrisch nahen (Stromrichter-)Anlagen hinreichend zu berücksichtigen, wurde die SCR-Berechnung um einen Interaktionsfaktor IF erweitert und berechnet sich nach:

$$ESCR_i = \frac{S''_{k,i}}{P_{N,SR,i} + \sum_{j=1}^{m, j \neq i} IF_{ji} \cdot P_{N,SR,j}}$$

$ESCR_i$...	ESCR-Wert am Knoten i
$S''_{k,i}$...	subtransienten Kurzschlussleistung am Knoten i
$P_{N,SR,i}$...	Nennleistung der Stromrichter am Knoten i
$P_{N,SR,j}$...	Nennleistung der Stromrichter am Knoten j
IF_{ji}	...	Interaktionsfaktor zwischen Knoten i und j

Der Interaktionsfaktor IF_{ji} ergibt sich aus der Spannungssensitivität zwischen den Knoten i und j :

$$IF_{ji} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i}$$

Die Spannungssensitivität kann mit Hilfe verschiedener Berechnungsarten ermittelt werden. Da die ursprüngliche Berechnungsvorschrift auf der subtransienten Kurzschlussleistung des Netzes basiert und sich vor allem in diesem Zeitbereich der Unterschied zwischen netzbildenden und netzfolgenden Anlagen zeigt, stellt die Kurzschlussrechnung einen sinnvollen Kompromiss zwischen Genauigkeit und Simulationsperformance für die Bestimmung von IF dar. Im Detail wurde die Spannungssensitivität mit der Kurzschlussrechnung in PowerFactory nach der „vollständigen Methode“ berechnet. Dazu wurde ein Kurzschlussereignis am Knoten i angenommen und dann mit der Änderung des Spannungsbetrags an Knoten i und j der Interaktionsfaktor bestimmt. Dazu wurden als Knoten j alle Netzknoten mit einer stromrichterbasiereten Anlage berücksichtigt [21].

In den Grenzbereichen der Interaktionsfaktoren geht das ESCR in das SCR bzw. Composite Short Circuit Ratio (CSCR) nach [32] über und vereinheitlicht damit die bestehenden Kurzschlussverhältnismethoden.

Annahme alle $IF=0$, d.h. große elektrische Entfernung zwischen betrachteten Anlagen:

$$ESCR_i = \frac{S''_{k,i}}{P_{N,SR,i} + 0} = SCR$$

Annahme alle $IF=1$, d.h. alle betrachteten Anlagen mit gleichem Anschlusspunkt:

$$ESCR_i = \frac{S''_{k,i}}{P_{N,SR,i} + \sum_{j=1}^{m, j \neq i} P_{N,SR,j}} = CSCR$$

4.1.3.1 Datengrundlage und Modelle

Die ESCR-Analysen basieren auf dem Datensatz der Langfristanalysen 2030 aus den transienten Stabilitätsanalysen für die Variante B und den Netznutzungsfall 1274 in PowerFactory. Der Netznutzungsfall ist von einer hohen Windeinspeisung im Norden, einem hohen Leistungstransit Richtung Süden und fehlender PV-Einspeisung geprägt. Damit dieser Datensatz für die Kurzschlussrechnung hinreichend genaue Ergebnisse liefert, sind die Kurzschlussmodelle der Anlagen entsprechend ihrem Verhalten im subtransienten Bereich parametrisiert, siehe Tabelle 4.

Tabelle 4: Kurzschlussmodelle der Anlagenkategorien

Anlagenkategorie	Verhalten im subtransienten Bereich
Windenergie (DFIG ⁷)	netzfolgend
Windenergie (Vollumrichter)	netzfolgend
Photovoltaik	netzfolgend
Biomasse	netzbildend
Elektrolyseure	netzfolgend
Konventionelle Erzeuger	netzbildend
Kraft-Wärme-Kopplung	netzbildend
Laufwasser	netzbildend
HGÜ	projektspezifisch
Statcom	projektspezifisch
RPSA	netzbildend

⁷ Doppeltgespeiste Asynchronmaschine

Die Grundannahme ist, dass Anlagen mit direkt ans Netz angeschlossenen rotierenden Maschinen einen subtransienten Kurzschlussstrom entsprechend der subtransienten Reaktanz des Maschinentyps einspeisen, während stromrichterbasierte Anlagen zwischen netzbildenden und netzfolgenden Anlagen unterschieden werden. Für netzfolgende Anlagen wird der subtransiente Strombeitrag als Worst-Case zu Null angenommen. Dies folgt aus der Annahme, dass die Anlagen zwar einen Strom im subtransienten Zeitbereich einspeisen, dieser aber auf Grund der verzögerten Detektion des Netzwinkels nicht zwangsläufig netzdienlich sein muss („falsches“ Verhältnis zwischen Wirk- und Blindstrom). An dieser Stelle ist hervorzuheben, dass diese Annahme ausschließlich für die Abschätzung der stabilisierenden Wirkung des Kurzschlussstroms im Sinne der Netzstärke zulässig ist. Bei der herkömmlichen Kurzschlussrechnung zur Betriebsmittelauslegung ist diese gegebenenfalls nicht zulässig, da sie zu einer Unterschätzung des maximalen Kurzschlussstroms führen kann. Im Gegensatz dazu ist der subtransiente Strom bei netzbildend geregelten Stromrichtern ausschließlich vom Netzereignis, der Netzimpedanz und der Stromrichterimpedanz abhängig. Damit ist davon auszugehen, dass dieser Strombeitrag netzdienlich ist. Diese Anlagen sind bei der Berechnung des ESCR in $S''_{k,i}$ mit zu berücksichtigen und wirken zusätzlich der Spannungsänderung entgegen bzw. verringern den Interaktionsfaktor IF_{ji} .

Beispielhaft ist in Abbildung 11 und Abbildung 12 der Kurzschlussstrombeitrag eines netzfolgenden und netzbildenden Stromrichters basierend auf einer EMT-Simulation mit generischen Modellen gezeigt. Der Strombeitrag des netzbildenden Stromrichters erreicht nach ca. 5 ms den maximalen Kurzschlussbeitrag, der in Amplitude und Phase nach ca. 10 ms stabil bleibt, während der netzfolgenden erst nach 30 ms den maximalen Kurzschlussstrom in allen Phasen erreicht und einen stabilen Beitrag in Amplitude und Phase liefert. Diese Ergebnisse sind nur beispielhaft und hängen von vielen Annahmen bzgl. der Regelung, Stromrichtermodellierung, Parametrierung und Technologiespezifika ab. Deshalb sind die Simulationsergebnisse nur als Veranschaulichung der vorangegangenen Argumentation zu verstehen.

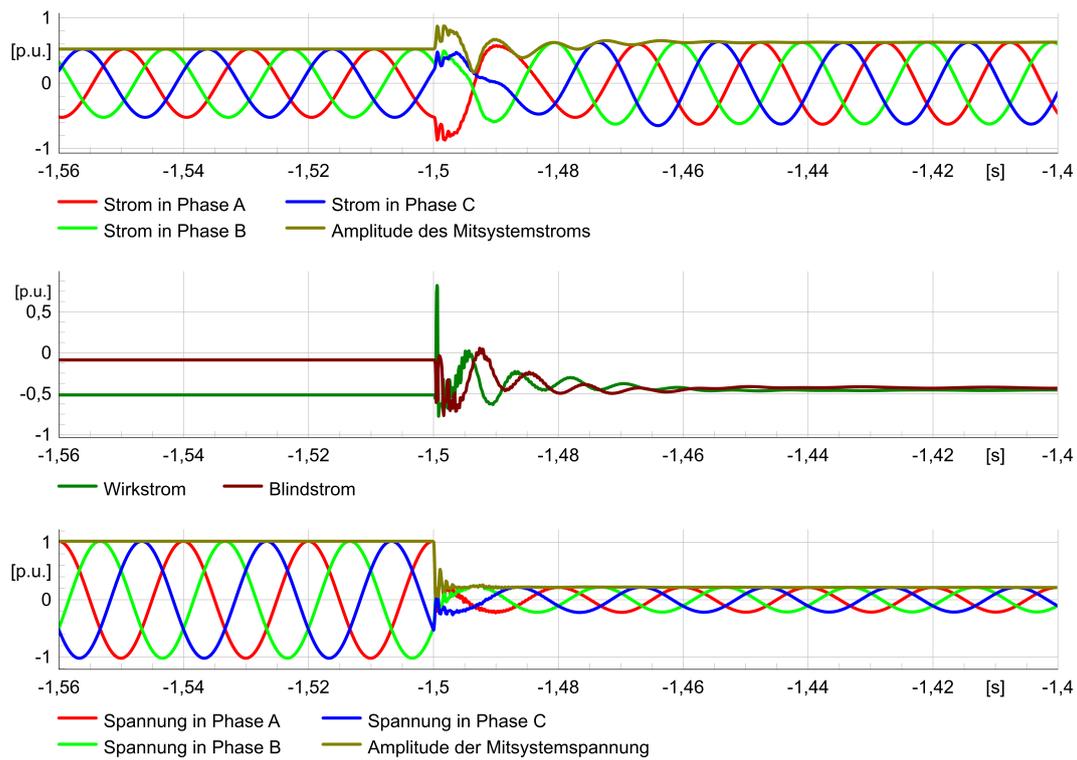


Abbildung 11: Kurzschlussstrombeitrag eines netzfolgenden Stromrichters bei einem 3-phasigen Fehler im Zeitbereich.

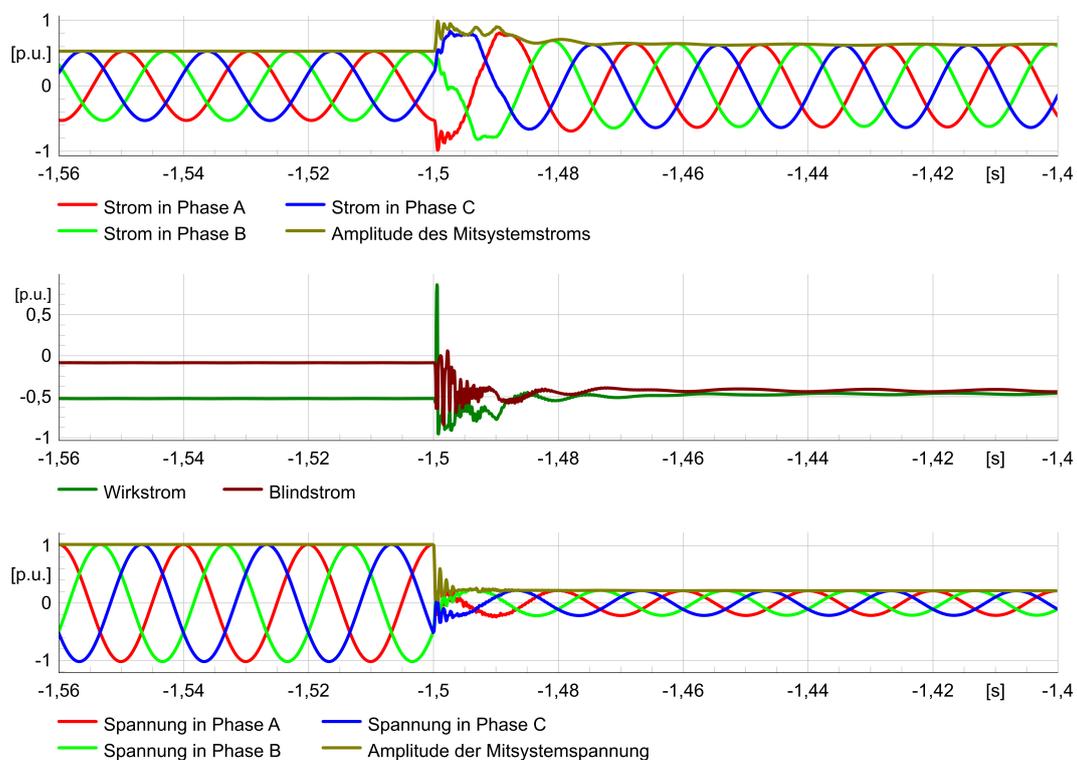


Abbildung 12: Kurzschlussstrombeitrag eines netzbildenden Stromrichters bei einem 3-phasigen Fehler im Zeitbereich.

Als weiterer zentraler Einflussfaktor der Modellierung auf die Netzstärke besteht in der berücksichtigten Anlagenimpedanz und Struktur der unterlagerten Netze. Im Netzmodell sind Erzeugungsanlagen in den unterlagerten Netzebenen an die 110 kV aggregiert abgebildet und bei den Windenergieanlagen sowie Biomassekraftwerken ab einer signifikanten Einspeiseleistung wurden die MS / HS-Transformatoren mit deren Kurzschlussimpedanzen berücksichtigt. Es ist anzumerken, dass bei der verwendeten ESCR-Methode basierend auf der Kurzschlussrechnung kein Einfluss der Aggregation der unterlagerten Netzebenen besteht, solange diese nur netzfolgende Anlagen enthält. Dies begründet sich daraus, dass deren Strombeitrag in der Kurzschlussrechnung mit Null angenommen sind und damit hat die Impedanz zwischen der Anlage und dem überlagerten Netz keinen Einfluss auf die Spannungsänderung während des Kurzschlusses bzw. auf die Interaktionsfaktoren IF (siehe Kapitel 4.1.3) hat. Sobald netzbildende Anlagen in den unterlagerten Netzen verortet sind, sollte die Impedanz hinreichend genau berücksichtigt werden.

Neben den unterlagerten Netzen, spielen die Beiträge netzbildender Anlagen aus den Randnetzen eine signifikante Rolle bei der Bewertung der Netzstärke. Dieser ist in Form einer Sensitivität beispielhaft quantifiziert.

4.1.3.2 Ergebnisse für den Zeithorizont 2030

Die Analysen für 2030 im NNF 1274 zeigen im Basisfall ein starkes Süd-Nord-Gefälle und ein leichtes Ost-West-Gefälle der ESCR-Werte bzw. der System Strength. Dies ist damit zu begründen, dass in dem untersuchten Szenario eine hohe Windeinspeisung mit netzfolgenden Stromrichtern im Norden erfolgt. Dahingehend sind im Süden noch Kraftwerke mit ca. 11 GW Nennleistung redispatch-bedingt am Netz. Bezüglich möglicher ESCR-Grenzwerte kann noch keine Aussage getroffen werden, da bisherige plausibilisierende EMT-Simulationen eine breite Spanne von möglichen kritischen Werten für netzfolgende Anlagen zeigen [21]. Trotzdem kann im Vergleich für diesen untersuchten Netznutzungsfall ein potenziell höheres Risiko für die Stabilität netzfolgender Stromrichter im Norden abgeleitet werden.

Neben den Anlagen und der Topologie in Deutschland hat auch das Randnetz einen signifikanten Einfluss auf die ESCR-Berechnung. Abbildung 13 und Abbildung 14 zeigen im Vergleich den Basisfall und eine detailliertere Abbildung des Kraftwerkseinsatzes im Randnetz. Es wird deutlich, dass in dem untersuchten NNF die ESCR-Werte signifikant kleiner werden, während die allgemeinen geografischen Trends vergleichbar sind. Damit ergibt sich bei einem reinen Vergleich der Werte zwischen den Netzregionen, eine vergleichbare Schlussfolgerung wie bei der Analyse ohne Randnetz Anpassung. Sobald konkrete Aussagen zu absoluten ESCR-Grenzwerten auf Basis einer Plausibilisierung nutzbar sind, hat das Randnetz einen signifikanten Einfluss auf die Bewertung der Stabilitätsrisiken für netzfolgende Anlagen.

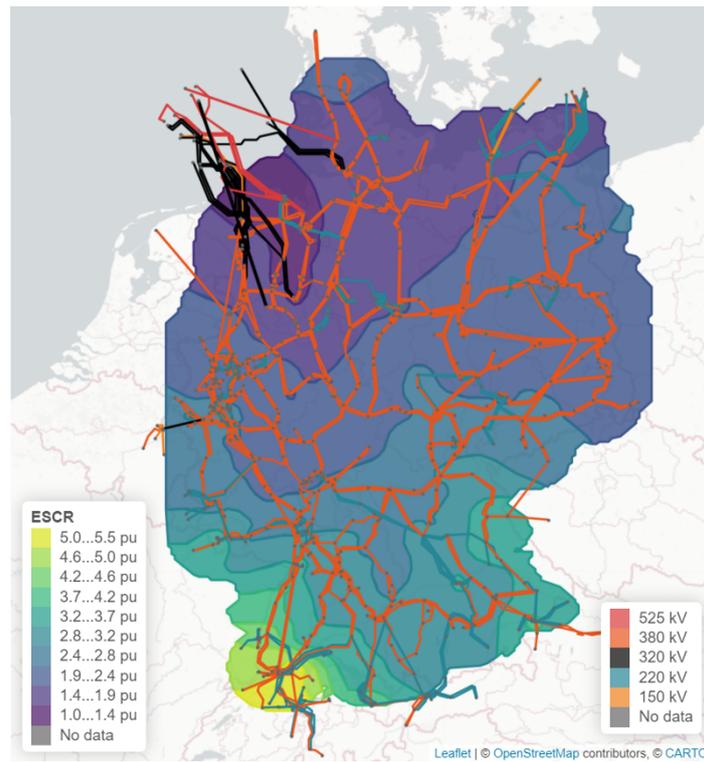


Abbildung 13: ESCR für den Basisfall für den Zeithorizont 2030, Variante B und NNF 1274.

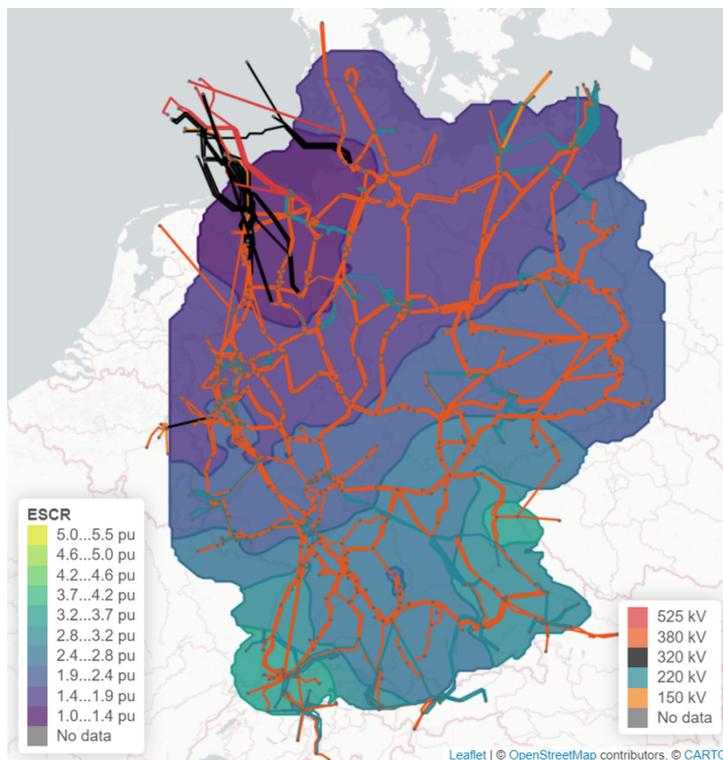


Abbildung 14: ESCR für Fall mit angepasstem Randnetz für den Zeithorizont 2030, Variante B und NNF 1274.

Aus den ESCR-Analysen lassen sich folgende Einflussfaktoren auf die System Strength identifizieren:

- a) Regionen mit hoher elektrischer Nähe netzfolgender Anlagen weisen tendenziell niedrigere ESCR auf.
- b) Regionen mit hoher elektrischer Nähe netzbildender Anlagen weisen tendenziell hohe ESCR-Werte auf.
- c) Gerade in den Randregionen Deutschlands hängt die Netzstärke vom aktuellen Einsatz der netzbildenden Anlagen (Kraftwerkseinsatz) in den Nachbarländern ab.
- d) Die zunehmende Vermaschung im Übertragungsnetz führt zu einer Vergleichmäßigung allerdings nicht zwangsläufig zu einer lokalen Erhöhung der System Strength.

4.1.4 Fazit und Ausblick

Die durchgeführten Analysen zur System Strength umfassen die Bewertung der System Strength basierend auf einem geografischen Grobscreening und der Equivalent Short-Circuit Ratio (ESCR) um potentielle Risiken für den stabilen Betrieb netzfolgender Anlagen auszuweisen. Dafür werden beim Grobscreening die relevanten netzbildenden Anlagen im Istzustand des Netzes und einem Szenario 2030 identifiziert, die in ihrer geographischen Nähe die höchste Leistung an netzfolgenden stromrichterbasierten Anlagen besitzen. Es zeigt sich, dass gerade netzbildende Anlagen im Norden eine hohe zugeordnete Leistung netzfolgender Anlagen besitzen. Falls die netzbildenden Eigenschaften im betrachteten Szenario 2030 ausschließlich von HGÜ, STATCOM und RPSA erbracht werden müssen, zeigen sich gerade bei den STATCOM und RPSA sehr kleine Verhältnisse zwischen deren Leistung und der zugeordneten Leistung netzfolgender Anlagen. Dies ist ein Indikator, dass eine Bereitstellung der netzbildenden Eigenschaften ausschließlich über STATCOM und RPSA nicht ausreichend ist.

Während das geographische Grobscreening mit wenigen Netzdaten erste Indikationen bietet, kann durch die ESCR-Methode ein deutlich genaueres Screening der System Strength erfolgen. Dies setzt allerdings ein stationäres, kurzschlussrechenfähiges Netzmodell mit repräsentativen Kurzschlussmodellen für die netzfolgenden und netzbildenden Anlagen voraus. Weiterhin ist eine genaue Abbildung der Kurzschlussbeiträge des Randnetzes sowie der unterlagerten Netz notwendig.

Kleinere Werte des ESCR stellen weichere Netzabschnitte bzw. Abschnitte mit geringerer System Strength dar und weisen auf eine geringere Stabilitätsmarge für netzfolgende Anlagen hin. Der genaue Grenzwert ist Gegenstand weiterer Untersuchungen und muss mit Hilfe von EMT-Simulationen genauer analysiert werden.

In dem untersuchten Netznutzungsfall in 2030 wurde ein potentiell Risiko von Instabilitäten von netzfolgenden Anlagen auf Grund zu geringer System Strength vor allem im Norden Deutschlands identifiziert. Ohne weitere stabilisierende Begleitmaßnahmen kann es zu Zubau- oder Betriebseinschränkungen für netzfolgende Stromrichteranlagen kommen. Hierbei leisten netzbildende Stromrichter einen positiven Beitrag zur System Strength.

Damit diese Risiken und die Bedarfe an netzbildenden Eigenschaften für die System Strength quantifiziert werden können, sind folgende Weiterentwicklungen elementar:

- Plausibilisierung der ESCR-Methode und Identifizierung von Grenzwerten mit Hilfe detaillierter EMT-Simulationen mit Herstellermodellen
- Bewertung von verschiedenen NNF um den Einfluss verschiedener Erzeugungsanlagen (Onshore-PV, Onshore-Windkraftanlagen, Offshore-Windkraftanlagen) und deren Verteilung zu berücksichtigen
- Analyse des Einflusses der Verteilnetzmodellierung auf das ESCR
- Identifikation von technologiespezifischen Begrenzungen von netzbildenden Stromrichtern zur Stützung der System Strength

4.2 Harmonische Stabilität

Wie in Kapitel 3.4 beschrieben, fasst der Begriff harmonische Stabilität Aspekte aus der konventionellen Resonanzstabilität und den schnellen Interaktionen der stromrichter-getriebenen Stabilität zusammen, welche sich im Frequenzbereich über 50 Hz manifestieren.

Die Einschränkung auf höhere Frequenzen erlaubt die Verwendung eines bspw. für Power-Quality Analysen geeigneten Netzmodells, im weiteren als harmonisches Netzmodells bezeichnet. Dieses weist die notwendigen Modellierungsdetails relevanter Anlagen und Betriebsmittel für den Frequenzbereich ab 100 Hz auf. Der Frequenzbereich bis 100 Hz wird aufgrund starker Überschneidungen zu klassischen Stabilitätsaspekten im Bereich von 50 Hz (z.B. transiente Stabilität) sowie der hohen Arbeitspunktabhängigkeit harmonischer Impedanzen von leistungselektronischen Anlagen und der Kopplungen zwischen Frequenzanteilen nicht innerhalb der harmonischen Stabilität betrachtet.

Zur indikativen Bewertung der harmonischen Stabilität kommt das Impedanz-basierte Stabilitätskriterium (IBSK) auf Basis des Nyquist-Kriteriums zur Anwendung. Wie fortführend noch detailliert erläutert wird, sind die hier ermittelten Ergebnisse aufgrund der Randbedingungen und Unsicherheiten ausschließlich als indikativ zu bewerten. Die harmonische Stabilität einer Anlage an einem Netzknoten kann nur anlagenspezifisch mit der realen Regelung final bewertet werden.

4.2.1 Grundlagen des Impedanz-basierten Stabilitätskriteriums

Das Impedanz-basierte Stabilitätskriterium (IBSK) nach [28] ist eine Methode zum Nachweis der Kleinsignalstabilität im Frequenzbereich und zur Approximation von Sicherheitsreserven zur Stabilitätsgrenze. Potenziell instabile Fälle und Fälle mit geringer Stabilitätsreserve müssen gezielt mit EMT-Simulationen überprüft werden, da Kleinsignalmodelle durch die arbeitspunktabhängige Linearisierung und die Vernachlässigung von Nichtlinearitäten nur begrenzte Aussagen zum tatsächlichen dynamischen Verhalten zulassen. Zudem werden für die Anwendung des IBSK etwaige Kopplungen zwischen symmetrischen Komponenten und zwischen einzelnen Frequenzen aufgrund der starken Erhöhung der Komplexität im Vergleich zur erzielbaren Erhöhung der Genauigkeit vernachlässigt, da diese Kopplungen im höheren Frequenzbereich vergleichsweise klein sind. Daher wird das IBSK in erster Linie als „Screening“ – Methode eingesetzt.

Die Aussagekraft der Ergebnisse hängt stark davon ab, mit welcher Genauigkeit das System unter Berücksichtigung der verfügbaren Informationen für den zu betrachtenden Zeithorizont abgebildet werden kann. Das betrifft das Netz und dessen Ausbau, aber ebenso die angeschlossenen Anlagen und deren Regelungen, die projekt- und herstellerspezifisch sind. Das IBSK wird aktuell vor allem projektnah für eine neu anzuschließende Anlage angewendet. Die betrachtete Anlage bildet dann das erste Subsystem, wobei die frequenzabhängige Impedanz durch den Hersteller bereitzustellen ist oder aus realitätsnahen EMT-Anlagenmodellen extrahiert wird. Das zweite Subsystem wird durch einen geeigneten Ausschnitt des restlichen Systems gebildet.

Zur Anwendung des IBSK im Rahmen des Screenings für die heutige und zukünftige harmonische Stabilität wird das zu betrachtende System in zwei Subsysteme geteilt, welche das Netz und den Stromrichter mit den jeweiligen Innenimpedanzen darstellen (vgl. Abbildung 15). Hierbei sind $\underline{U}_{grid,h}$ und $\underline{U}_{inv,h}$ die Quellenspannungen und $\underline{Z}_{g,h}$ und $\underline{Z}_{i,h}$ die zugehörigen Impedanzen der Thévenin-Äquivalente des Netzes („grid“) und des Stromrichters („inv“) für die harmonische Ordnung h . Die Spannung $\underline{U}_{pcc,h}$ und $\underline{I}_{i,h}$ stellen die messbaren Größen am Anschlusspunkte der Anlage (PCCAC) dar.

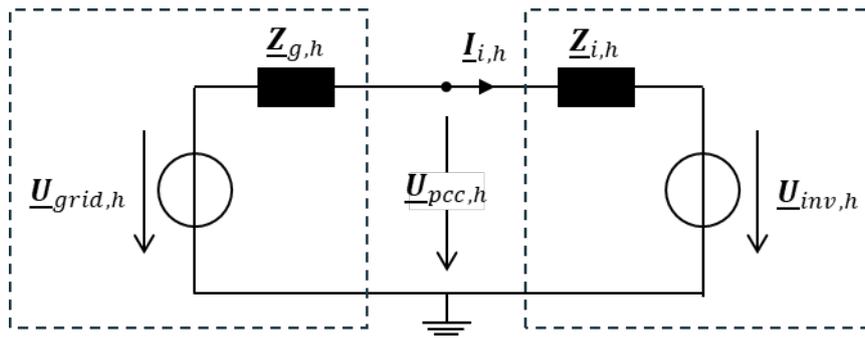


Abbildung 15: Kleinsignal-Ersatzschaltbild aus Netz und Stromrichter zur Anwendung des IBSK

Aufbauend auf diesem Kleinsignal-Ersatzschaltbild kann der Strom in den Stromrichter zu

$$\begin{aligned} \underline{I}_{i,h} &= (\underline{U}_{grid,h} - \underline{U}_{inv,h}) \cdot \frac{1}{\underline{Z}_{g,h} + \underline{Z}_{i,h}} = \frac{(\underline{U}_{grid,h} - \underline{U}_{inv,h})}{\underline{Z}_{i,h}} \cdot \frac{1}{1 + \frac{\underline{Z}_{g,h}}{\underline{Z}_{i,h}}} \\ &= (\underline{U}_{grid,h} - \underline{U}_{inv,h}) \cdot \frac{\underline{Y}_{i,h}}{1 + \underline{Y}_{i,h} \cdot \underline{Z}_{g,h}} \end{aligned}$$

bestimmt werden. Dasselbe Ergebnis wird erlangt, wenn der Stromrichter als Stromquelle angenommen wird. Dabei sollte jedoch bedacht werden, dass es in der Realität keine idealen Stromquellen gibt und dass reale (praktische) Stromquellen, welche typischerweise aus Induktivitäten und einer Spannungsregelung bestehen, nur im linearen Betriebsbereich durch eine Norton-Ersatzstromquelle modelliert werden können. Die Gleichung kann auch in Form eines systemtheoretischen Blockschaltbildes wie in Abbildung 16 dargestellt werden.

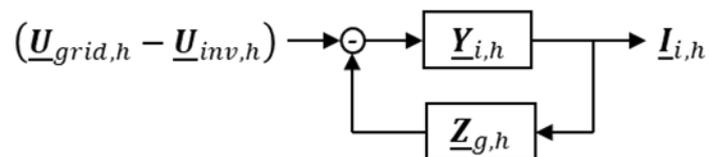


Abbildung 16: Systemtheoretisches Blockschaltbild zur Anwendung des IBSK

Unter den praktisch immer erfüllten Annahmen, dass

1. die Spannungsquelle (Netz) ohne Anschluss des zu untersuchenden Stromrichters stabil ist (keine instabilen Pole von $\underline{U}_{grid,h}$) und
2. der Stromrichter bei Betrieb an einer idealen Spannungsquelle stabil ist (keine instabilen Pole von $\underline{U}_{inv,h}$) und
3. keine Polstellen von $\underline{Z}_{i,h}$ und $\underline{Z}_{g,h}$ auf der imaginären Achse liegen,

ist das System stabil, sofern der offene Regelkreis $\underline{Y}_{i,h} \cdot \underline{Z}_{g,h}$ das Nyquist Kriterium erfüllt. Dieses besagt, dass das System genau dann stabil ist, wenn keine Polstellen der dynamischen Übertragungsfunktion in der negativen komplexen Ebene liegen und daher die Anzahl der instabilen Polstellen des offenen Regelkreises der Anzahl der Umkreisungen des Punktes $(-1, 0)$ in der imaginären Ebene entgegen dem Uhrzeigersinn entspricht. Zusammen mit den oben genannten Annahmen zu keiner instabilen Polstelle darf der Punkt $(-1, 0)$ in der komplexen Ebene von der Ortskurve des offenen Regelkreises nicht umkreist werden. Dieser Punkt würde einem Verhältnis $\underline{Z}_{i,h}$ über $\underline{Z}_{g,h}$ von 1 mit einer Phasendrehung von 180° entsprechen und nach den oben genannten Zusammenhängen zu einer Polstelle und einer unendlichen Verstärkung des geschlossenen Regelkreises führen.

Die Quantifizierung des Abstands zum Punkt $(-1, 0)$ und damit zur Stabilitätsgrenze kann als Maß für die Stärke der Netzknoten bezüglich harmonischer Stabilität verwendet werden. Dazu werden die Frequenzen bestimmt, an denen die Amplitude der Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises den Wert 1 annimmt, sowie die Frequenzen, an denen der Phasenwinkel der Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises 180° durchläuft. Der Abstand der Phasenwinkel an den Amplitudenschnittpunkten zu 180° wird als Phasenreserve bezeichnet. Der Abstand der Amplituden an den Phasenwinkelschnittpunkten zur Amplitude 1 wird als Amplitudenreserve bezeichnet. Im Falle mehrerer Amplituden- oder Phasenwinkelschnittpunkte gilt jeweils die kleinste Phasen- bzw. Amplitudenreserve als auslegungsrelevant. Zusammen werden Phasen- und Amplitudenreserve als Stabilitätsreserve bezeichnet. Unterschreitet die Phasenreserve den Grenzwert 35° oder die Amplitudenreserve den Grenzwert 15 dB, so sind die getroffenen Modellvereinfachungen und Linearisierungen zu hinterfragen und die Ergebnisse durch detaillierte EMT-Interaktionsstudien zu validieren. Diese genannten Kriterien können durch numerische Auswertungen des offenen Regelkreises (Amplituden- und Phasenreserve) sowie dessen Ortskurve (Zählung der Umkreisungen des Punktes $(-1, 0)$) evaluiert werden. Ein konkretes Beispiel wird in Kapitel 4.2.5 gegeben.

Vorteilhaft am Impedanz-basierten Kriterium ist, dass eine analytische Modellierung der Stromrichter im Zeit- oder Frequenzbereich nicht notwendig ist und so auch Blackbox-Modelle untersucht werden können. Nachteilig ist, dass die Stabilität jeder Stromrichteranlage separat mit der jeweiligen äquivalenten Netzimpedanz bewertet werden muss. Die äquivalente Netzimpedanz ist darüber hinaus nicht konstant, sondern abhängig von der Netztopologie (Schaltungszustand, Netzausbau) sowie den weiteren angeschlossenen Netznutzern (z.B. weiteren HGÜ-Systemen).

4.2.2 Beschreibung des zugrundeliegenden Modells

Das harmonische Netzmodell der 4ÜNB beinhaltet die vollständige Modellierung aller Leitungsanlagen auf Basis ihrer geometrischen Daten (Mastbilder, Kabelkonfigurationen, Leiterseildaten, etc.) sowie erste Modellierungsdetails der relevanten Betriebsmittel (MSCDNs, Drosselspulen, Transformatoren, Generatoren, etc.) zur Abbildung des Verhaltens im harmonischen Frequenzbereich von 100 Hz bis 2500 Hz. Das Modell beinhaltet im aktuellen Entwicklungsstand nur den Istnetz-Zustand und ist noch nicht umfassend geprüft und validiert. Für die erstmalige systemische Anwendung des hier skizzierten Screening-Verfahrens wird ein beispielhaft ausgewählter topologischer Netzzustand ausgewertet.

Auf Basis dieses Modells werden die frequenzabhängigen Netzimpedanzen $\underline{Z}_{g,h}$ (vgl. Abbildung 15) für die Anwendung des IBSK bestimmt. Dazu kommt eine automatisierte Frequenzgangrechnung zum Einsatz, welche die Impedanzen auf Basis einer frequenzselektiven Kleinsignalanregung berechnet.

4.2.3 Definition relevanter Knoten und Netzzustände sowie der Randbedingungen an die Bestimmung der frequenzabhängigen Knotenimpedanzen

Das Screening anhand des IBSK wird in diesem Bericht angewendet, um relevante Netzknoten bezüglich zukünftiger Anschlüsse von leistungselektronischen Anlagen (HGÜ, STATCOM, Netzbooster, etc.) auf harmonische Stabilität zu untersuchen. Entsprechend werden alle Netzknoten als relevant eingestuft, welche einen geplanten oder potenziell in Ausblick stehenden Anschluss einer leistungselektronischen Anlage aufweisen. Tabelle 5 gibt einen Überblick der Standorte, welche typischerweise mehrere relevante Sammelschienen enthalten.

Tabelle 5: Als relevant eingestufte Netzknoten für die Untersuchungen der harmonischen Stabilität

D2	D4	D7	D8
Büttel	Großgartach	Hanekenfähr	Güstrow
Diele	Hüffenhardt	Wehrendorf	Lubmin
Dörpen West	Kupferzell	Westerkappeln	Neuenhagen
Emden Ost	Oberjettingen	Oberzier	Streumen
Wilster West	Philippsburg	Osterath	Wolmirstedt

Sowohl der fehlerfreie (n-0)-Zustand des Systems als auch alle relevanten (n-1)-Fehlerfälle um die als relevant eingestuften Netzknoten fließen in die Bewertung ein. Für jeden relevanten Betriebsfall wird eine Frequenzgangrechnung über alle relevanten Knoten durchgeführt. Zur vollständigen Abbildung aller Asymmetrien des Systems (wie beispielsweise eine unvollständige Verdrillung oder flach verlegte Kabelsysteme) wird die Frequenzgangberechnung

unsymmetrisch und auf Basis eines Leistungsflussergebnisses durchgeführt. Aufgrund der typischerweise verwendeten Ynd-Schaltgruppe der Transformatoren zur Ankopplung der Stromrichter an die Höchstspannungsebene ist die Ausprägung von Nullsystemströmen auf der Stromrichterseite des Transformators unterbunden. Aus Perspektive des Höchstspannungsnetzes wirkt daher nur die Nullsystemimpedanz des Transformators in Abhängigkeit der Sternpunktbehandlung, die Nullsystem-Verbindung zum Stromrichter ist unterbrochen. Für das Screening anhand des IBSK können die Nullsystemimpedanzen daher vernachlässigt werden. Alle harmonischen Oberschwingungen, welche charakteristisch ein Nullsystem ausbilden ($h = 3,6,9,12, \dots$) werden als Mitsystem angenommen. Die frequenzabhängigen Knotenimpedanzen werden mit einer Schrittweite von 1 Hz zwischen 50 Hz und 2500 Hz bestimmt.

Abbildung 17 visualisiert die Knotenimpedanzen der als relevant eingestufteten Netzknoten und stellt die fehlerfreien (n-0)-Zustände in blauer und die (n-1)-Fehlerfälle in roter Farbe dar.

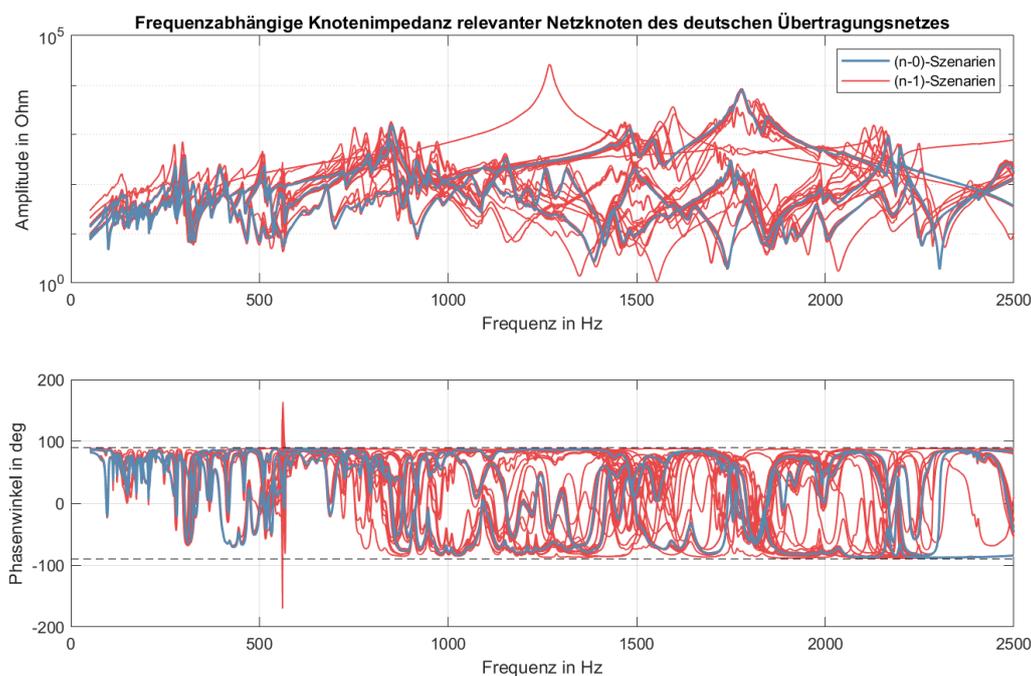


Abbildung 17: Frequenzabhängige Knotenimpedanz der als relevant eingestufteten Netzknoten des deutschen Übertragungsnetzes

4.2.4 Bestimmung typischer Anlagenimpedanzen von LE Anlagen

Im Rahmen Netzanschlussverfahren und den Engineering-Phasen von Großprojekten werden die frequenzabhängigen Knotenimpedanzen an den Anschlussknoten der leistungselektronischen Anlagen zusammen mit den Impedanz-Äquivalenten der konkreten Anlagen untersucht. Für eine allgemeinere Untersuchung der relevanten Netzknoten wurden charakteristische

Eigenschaften einer Vielzahl von frequenzabhängigen Impedanz-Äquivalenten realer sowie generischer Stromrichteranlagen identifiziert und ein Band möglicher Impedanzen festgelegt.

Die frequenzabhängigen Impedanzen leistungselektronischer Anlagen hängen sowohl von den passiven Bauteilen der Anlage (Transformatoren, Kabel, Leitungen, Induktivitäten, Kapazitäten, etc.) als auch von den Regelungsstrukturen und den Parametern der Regelungen ab. Es gibt nennenswerte Unterschiede zwischen netzfolgenden (Grid-Following: GFL) und netzbildenden (Grid-Forming: GFM) Anlagen. Einige exemplarische frequenzabhängige Impedanzen leistungselektronischer Anlagen sind in Abbildung 18 dargestellt.

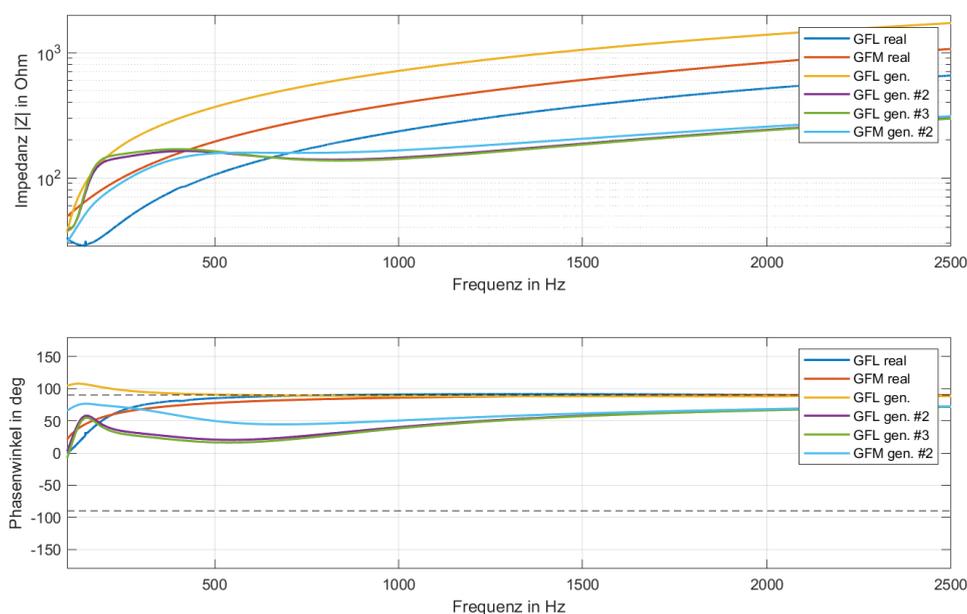


Abbildung 18: Exemplarische frequenzabhängige Impedanzen leistungselektronischer Anlagen (GFL und GFM)

Um die Bewertung der Stärke eines Netzknotens bezüglich der harmonischen Stabilität zukünftig angeschlossener Anlagen zu beurteilen, erscheint es sinnvoll, die gesamte Bandbreite möglicher Impedanz leistungselektronischer Anlagen zu untersuchen. Abbildung 19 stellt die aus Abbildung 18 abgeleitete Bandbreite möglicher Impedanz dar, welche für die nachfolgenden Analysen genutzt wird. In diesem Band sind sowohl GFL- als auch GFM-geregelte Anlagen sowie passive und nicht-passive Frequenzbereiche vorhanden wie beispielsweise die Nichtpassivität der Anlage „GFL real“ zwischen 830 und 2020 Hz.

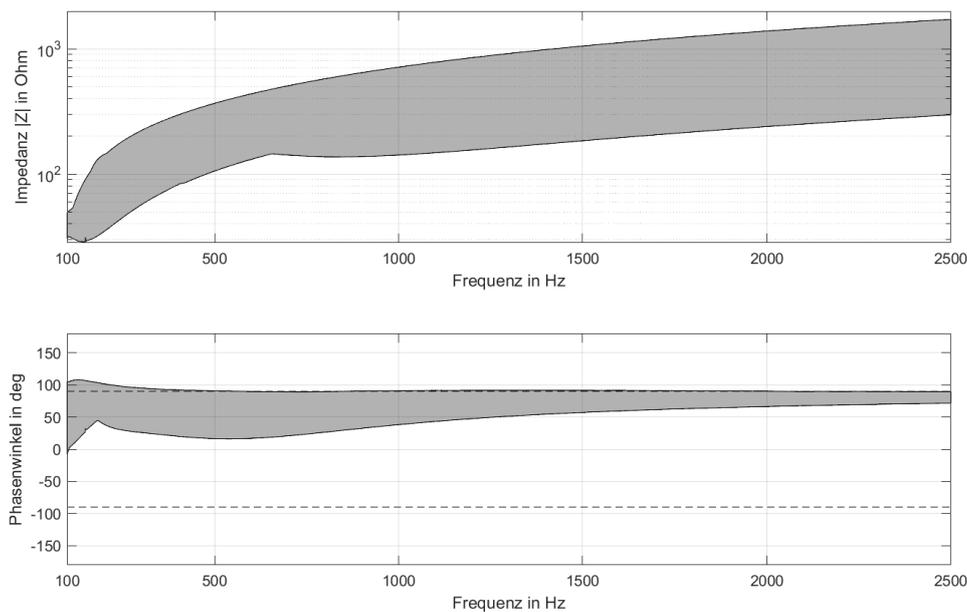


Abbildung 19: Bandbreite möglicher frequenzabhängiger Impedanzen leistungselektronischer Anlagen

Mit den Grundlagen aus Kapitel 4.2.1 ist ersichtlich, dass der Phasenwinkel des offenen Regelkreises der Differenz zwischen den Phasenwinkeln der Netzimpedanz und der Anlagenimpedanz entspricht. Um diese Differenz zu maximieren und damit den Phasenwinkel des offenen Regelkreises im Sinne einer worst-cases Betrachtung möglichst nahe an die 180° zu bringen, kann mit Blick auf Abbildung 17 und Abbildung 19 die maximal induktive Anlagenimpedanz als auslegungsrelevant definiert werden. In gleicher Weise führt eine geringe Amplitude der Anlagenimpedanz zu einer höheren Wahrscheinlichkeit von Schnittpunkten mit der Netzimpedanz, womit eine geringe Anlagenimpedanz ebenfalls zu den auslegungsrelevanten worst-case Betrachtungen zählt. Auf Basis dieser Kriterien wurden „GFL real“, „GFM real“ und „GFL gen. #2“ als kritische Anlagenimpedanzen identifiziert.

4.2.5 Methodik zum Screening der harmonischen Stabilität anhand des IBSK

Das Vorgehen des Screenings ist im Folgenden anhand eines exemplarischen Netzknotens aus Abbildung 17 bei fehlerfreiem Netzzustand und der Anlagenimpedanz „GFL real“ dargestellt. Die folgenden Schritte werden dabei durchlaufen und die entsprechenden Kriterien geprüft:

1. Liegt der Phasenwinkel des offenen Regelkreises (bzw. die Phasenwinkeldifferenz zwischen Netz- und Anlagenimpedanz) für alle Frequenzen im Bereich $[-180 \dots 180]^\circ$ kann der kritische Punkt $(-1, 0)$ in der komplexen Ebene nicht eingeschlossen sein (vgl. Abbildung 20, unten rechts). Das Szenario wird als stabil bewertet.

2. Die Schnittpunkte des Amplitudenverlaufs des offenen Regelkreises mit 1 bzw. 0 dB (bzw. die Schnittpunkte der Amplitudenverläufe von Netz- und Anlagenimpedanz) werden bestimmt (vgl. Abbildung 20, oben links, oben rechts).
3. Die Schnittpunkte des Phasenwinkelverlaufs des offenen Regelkreises mit $\pm 180^\circ$ werden bestimmt (vgl. Abbildung 20, unten rechts).
4. Die Stabilitätsreserve wird durch Berechnung der Phasenreserve an den Schnittpunkten des Amplitudenverlaufs des offenen Regelkreises mit 1 sowie der Amplitudenreserve an den Schnittpunkten Phasenwinkelverlaufs des offenen Regelkreises mit $\pm 180^\circ$ evaluiert. Im Falle mehrere Schnittpunkte sind die jeweils minimalen Werte bewertungsrelevant.
5. Zählung der Umkreisungen des kritischen Punktes $(-1,0)$ in der komplexen Ebene durch die Ortskurve.

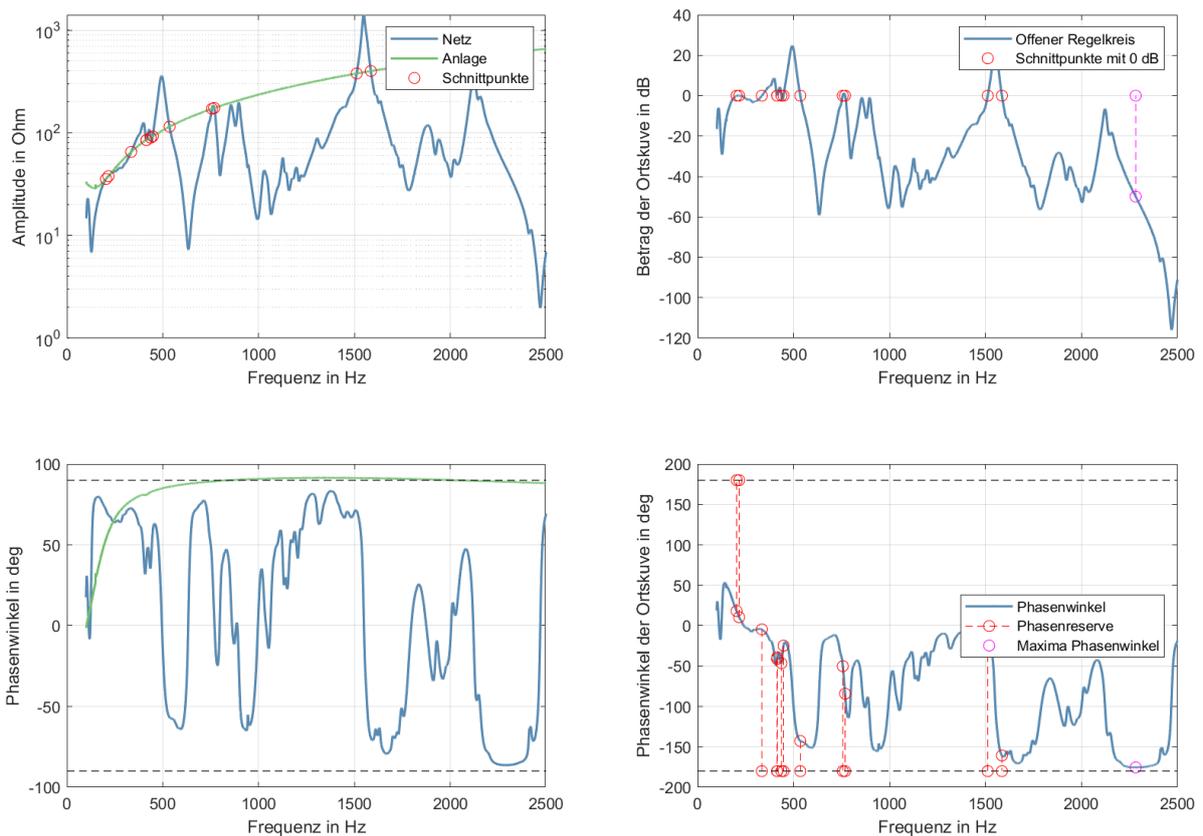


Abbildung 20: Exemplarische Evaluierung des IBSK anhand eines exemplarischen Netzknotens bei fehlerfreiem Netzzustand und der Anlagenimpedanz „GFL real“

Da die numerische Auswertung der Impedanzverläufe lediglich ein hinreichendes Kriterium ist, müssen gemäß Kapitel 4.2.1 die Umkreisungen des kritischen Punktes $(-1,0)$ der

komplexen Ebene durch der Ortskurve gezählt werden. Ein entsprechender Algorithmus wertet die zum exemplarisch evaluierten Fall in Abbildung 21 gezeigte Ortskurve automatisch aus. In diesem Falls sind sowohl Umkreisungen im Uhrzeigersinn als auch Umkreisungen gegen den Uhrzeigersinn gleich Null.

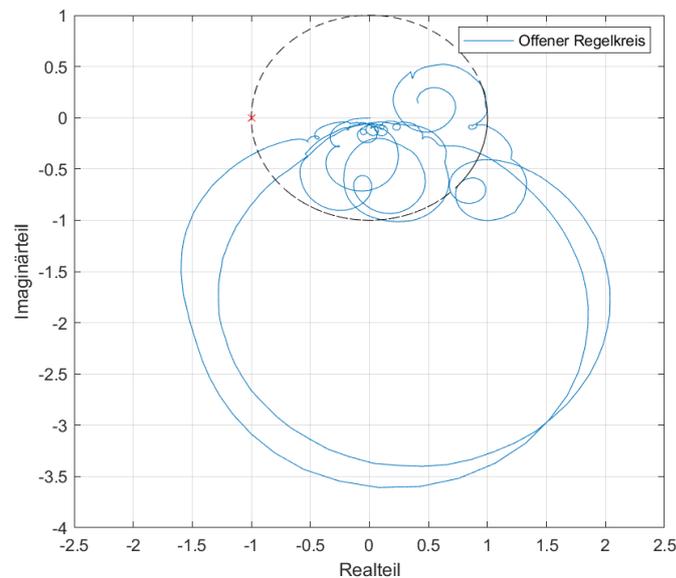


Abbildung 21: Exemplarische Ortskurve des offenen Regelkreises mit dem exemplarischen Netzknoten bei fehlerfreiem Netzzustands zusammen mit der Anlagenimpedanz „GFL Real“

Im dargestellten Fall weist der Phasenwinkelverlauf des offenen Regelkreises stets Werte zwischen -180 und 180° auf (vgl. Abbildung 17, unten rechts). Der kritische Punkt $(-1,0)$ der komplexen Ebene kann daher durch die Ortskurve nicht eingeschlossen sein, was durch Abbildung 21 bestätigt wird. Bei den Schnittpunkten der Amplitudenverläufe wird die Phasenreserve als Abstand der Phasenwinkeldifferenz zu 180 beziehungsweise -180° bestimmt. Zu den Maxima der Phasenwinkeldifferenz wird die Amplitudenreserve als Abstand zwischen den Amplitudenverläufen bestimmt. Tabelle 6 gibt einen Überblick über die quantitativen Ergebnisse der Stabilitätsreserve.

Tabelle 6: Quantitative Ergebnisse der Stabilitätsreserve

Schnittpunkte des Amplitudenverlaufs des offenen Regelkreises mit 0 dB		Schnittpunkte des Phasenwinkelverlaufs des offenen Regelkreises mit $\pm 180^\circ$	
Frequenz in Hz	Phasenreserve in deg	Frequenz in Hz	Amplitudenreserve in dB
204	162	-	-
217	170		
335	175		
414	139		
415	141		
437	134		
448	155		
535	37		
757	130		
769	96		
1512	160		
1585	19		

Für diesen exemplarischen Fall bewertet das IBSK die Kombination aus Netzknoten, Netzzustand und Anlagenimpedanz als stabil, jedoch mit geringer Stabilitätsreserve. Der Schnittpunkte des Amplitudenverlaufs bei $f = 1585$ Hz mit einer Phasenreserve von 19° ist maßgeblich für die Bewertung. Wie in Kapitel 4.2.1 eingeführt, sind die getroffenen Modellvereinfachungen und Linearisierungen zu hinterfragen und die Ergebnisse durch detaillierte EMT-Interaktionsstudien zu validieren, sobald die Phasenreserve den Grenzwert 35° oder die Amplitudenreserve den Grenzwert 15 dB unterschreitet. In diesem Falls muss dem Anschluss einer leistungselektronischen Anlage vom Typ „GFL real“ eine EMT-Interaktionsstudie vorangestellt werden.

4.2.6 Ergebnisse des Screenings auf harmonische Stabilität

Das Screening auf harmonische Stabilität gemäß des IBSK umfasst alle als relevant definierten Knoten mit mehreren Sammelschienen, Netzzuständen und kritischen Anlagenimpedanzen mit insgesamt 25.704 Evaluierungen des IBSK.

Grundsätzlich wurde in keinem der betrachteten Szenarien eine Umkreisung des kritischen Punktes $(-1,0)$ beobachtet, alle betrachteten Kombinationen aus Netzknoten und Anlagenimpedanzen werden somit als indikativ stabil im Sinne der harmonischen Stabilität bewertet. Abbildung 22 gibt einen geografischen Überblick der bewerteten Standorte zusammen mit der indikativen Aussage zur harmonischen Stabilität.

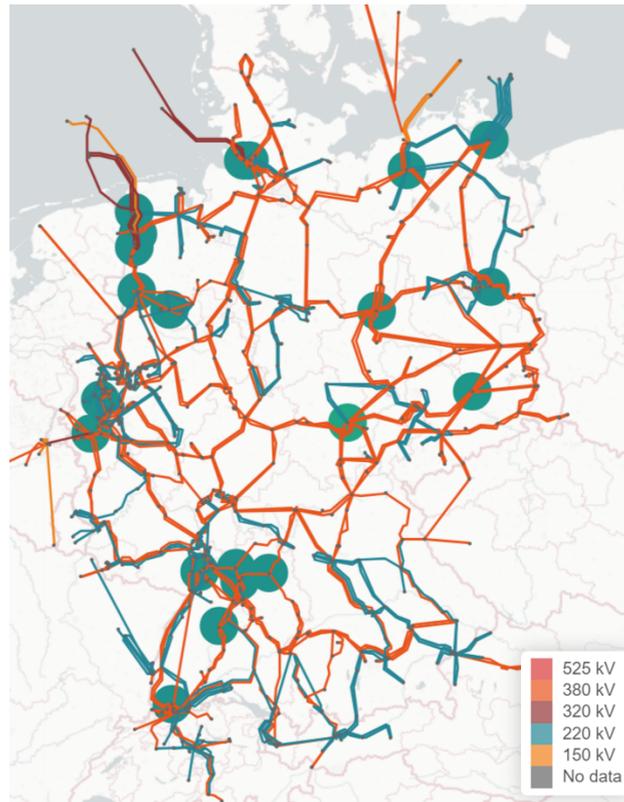


Abbildung 22: Überblick der Standorte mit ihrer indikativen Bewertung auf harmonische Stabilität. Alle Standorte sind als harmonisch stabil bewertet.

Die minimale Phasenreserve kann als aggregierter Indikator für Gesamtbewertung eines Netzknoten dienen, sie berechnet sich als Minimum der Phasenreserven aller Amplitudenschnittpunkte aller Netzzustände (fehlerfreier Zustand sowie (n-1)-Fehlerfälle) in Kombination mit den drei Anlagenimpedanzen. Dabei ist jedoch zu bemerken, dass die so minimale Phasenreserve je Netzknoten jeweils dem kritischsten Amplitudenschnittpunkt der kritischsten Kombination aus Netzzustand und Anlagenimpedanz entspricht und die Ergebnisse entsprechend vorsichtig zu interpretieren sind. Aus Sicht der booleschen Aussage zur Stabilität und der Stabilitätsreserve ist diese Angabe jedoch zielführend. Die minimale Phasenreserve zeigt sich heterogen über die betrachteten Netzknoten in Deutschland verteilt. Die Stabilitätsreserven nahezu aller Netzknoten sind unter Berücksichtigung der Anlagenimpedanzen mit Grid-Forming-Regelung größer als die Stabilitätsreserven bei Verwendung der Anlagenimpedanz mit Grid-Following-Regelung. Dies ist vor allem durch das stärker resistive und generell passive Verhalten bzw. die minimal geringeren Phasenwinkel der Anlagenimpedanz und damit einer reduzierten Wahrscheinlichkeit der Phasenwinkeldifferenz zwischen Netz- und Anlagenimpedanz von 180° bedingt.

An dieser Stelle ist wiederholt zu betonen, dass die erlangten Ergebnisse zur harmonischen Stabilität unter den gewählten Randbedingungen zu interpretieren sind. Im aktuellen Istnetz ist auf Basis der dargestellten Ergebnisse kein harmonisches Problem zu erwarten. Hierbei

sind aber die aktuellen Ungenauigkeiten des Systemmodells sowie der einzelne Netznutzungsfall und der Istnetz-Zustand im Hinterkopf zu behalten. Ein vermehrter Ausbau des Übertragungsnetzes führt zwar tendenziell zu verringerten Netzimpedanzen, aber auch zur Verschiebung von Resonanzfrequenzen, eine eindimensionale Abschätzung von Sensitivitäten sollte daher sehr vorsichtig formuliert oder gar vermieden werden. Ein Rückbau von Synchron-generatorbasierten Erzeugungsanlagen entfernt tendenziell parallel geschaltete Impedanzen und erhöht somit die Netzimpedanz wiederum. Eine erhöhte Netzimpedanz geht mit einem erhöhten Risiko der Amplitudenschnittpunkte einher. Auch in diesem Fall ist eine prognostizierende Abschätzung zu vermeiden und stattdessen die weitere Analyse an zukünftigen Netzzuständen mit definierten Randbedingungen zu favorisieren. Letztendlich kann die Auswirkung der harmonischen Stabilitätsanalyse auf den Anschluss einer leistungselektronischen Anlage an einem bestimmten Knoten nur projektspezifisch final bewertet werden. Die Stabilitätsreserven definieren dann die Notwendigkeit von etwaigen EMT-Interaktionsstudien, es kann jedoch bereits im Rahmen dieser Analysen festgehalten werden, dass für bestimmte Netzknoten EMT-Interaktionsstudien unausweichlich sind. Diese Ergebnisse stützen die aktuell bereits laufenden Arbeiten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber bezüglich EMT-Interaktionsstudien mit mehreren EMT-Anlagenmodellen.

4.2.7 Notwendige Entwicklungen für zukünftige Analysen

Für weitere und genauere Analysen sind bezüglich des Systemmodells zukünftig folgende Schritte durchzuführen:

- Verbesserung der Modellierungsdetails relevanter Betriebsmittel (MSCDNs, Drosselspulen, Transformatoren, Generatoren, etc.) zur Abbildung des Verhaltens im harmonischen Frequenzbereich über 50 Hz bis 2500 Hz, insbesondere die Transformator-Sternpunktterdungen sowie die Nachbildung von Kraftwerksimpedanzen
- Validierung der Betriebsmittelmodellierungen anhand von Messdaten (beispielsweise Transformatoren, Leitungen, etc.)
- Einbindung frequenzabhängiger Thévenin-Ersatzschaltbilder aller Stromrichteranlagen, sofern vorhanden
- Umfassende Prüfung des Systemmodells sowie Validierung einzelner Betriebsmittel, Leitungen, etc. anhand von Messdaten
- Berücksichtigung mehrerer Netznutzungsfälle eines Jahres und mehrerer topologischer Schalt- und Ausbaustände
- Gewährleistung von Lastfluss- und Kurzschlussrechenfähigkeit
- Berücksichtigung von Zeitscheiben, Ausbauständen, o.ä.

Die Auswahl der relevanten Netzknoten ist in weiteren Analysen aufgrund etwaiger Ausbaustände, der Einbringung neuer Netzknoten sowie der Außerbetriebnahme anderer Netzknoten neu zu definieren. Zusätzlich können weitere Netzknoten auf Basis auffälliger Ergebnisse anderer Analysen (beispielsweise ESCR) zukünftig hinzugefügt werden.

Die frequenzabhängigen Knotenimpedanzen wurden für diesen Bericht mit einer Schrittweite von 1 Hz zwischen 50 Hz und 2500 Hz bestimmt. Eine zu geringe Auflösung der Frequenzschrittweite ist insbesondere bei Netzresonanzen problematisch, da diese zu Unstetigkeiten in den Bode-Plots und Ortskurven führt und daher die lineare Interpolation zwischen den Stützstellen Fehler in die Auswertung einbringt. Zukünftig ist die Frequenzauflösung in Bereichen von Netzresonanzen um den Faktor 10 auf 0,1 Hz zu erhöhen.

4.2.8 Notwendigkeit und Voraussetzungen für Analysen im EMT - Bereich

Das IBSK kann als Screening Methode für die Identifikation kritischer Netzzustände bzw. kritischer Szenarien genutzt werden. Die Detailanalysen dieser Szenarien unter Berücksichtigung der nichtlinearen Effekte (z.B. nichtideale Stromrichtereigenschaften) erfordern hingegen detaillierte Simulationen im Zeitbereich. Aufgrund der hohen Regeldynamik von stromrichterbasierten Anlagen können Interaktionen und potenzielle Stabilitätsprobleme in einem Frequenzbereich auftreten, welcher durch klassische Stabilitätsstudien im RMS-Bereich nicht mehr abgedeckt wird und deshalb Analysen im EMT-Bereich, d.h. im Momentanwert-Bereich, erfordern.

Analysen im EMT – Bereich beschränken sich heutzutage typischerweise auf einen sehr beschränkten Netzausschnitt und beinhalten aufgrund ihrer Komplexität und des Rechenaufwands nur wenige Stromrichtermodelle. Aufgrund der schnell steigenden Stromrichterdurchdringung werden aber zunehmend umfangreiche, systemische Interaktions- und Stabilitätsanalysen benötigt, die einen größeren Netzausschnitt und ggf. eine Vielzahl an Stromrichtern unterschiedlicher Hersteller beinhalten.

Die heutige Praxis ist, dass Herstellermodelle in der Regel verschlüsselt sind (IP-Schutz). Modelle unterschiedlicher Hersteller sind darüber hinaus in einer gemeinsamen Simulationsumgebung häufig nicht lauffähig. Gründe hierfür sind u.a., dass diese Modelle von spezifischen Compiler-Versionen und/oder Versionen der Simulationsumgebung und anderen Laufzeitumgebungen und deren Versionen abhängig sind. Zusätzlich wird eine adäquate Genauigkeit der Modelle oft nur für eine feste, zuvor definierte Simulationsschrittweite sichergestellt. Die Simulationsschrittweite variiert dabei oftmals zwischen den Herstellermodellen, so dass diese nicht gemeinsam simuliert werden können.

Die Voraussetzung für die Durchführung von Interaktionsstudien sind Herstellermodelle mit hoher Vorhersagezuverlässigkeit hinsichtlich des realen Anlagenverhaltens, die Vermeidung

der genannten Kompatibilitätsprobleme sowie die Sicherstellung konsistenter (z.B. zwischen Software in the Loop (SIL) und Hardware in the Loop (HIL)), toolunabhängiger Modelle. Dies erfordert u.a.

- Die Trennung zwischen Leistungsteil der Anlage (z.B. Transformator, Stromrichter) und der Regelung. Die Daten des Leistungsteils sind in Form eines Ersatzschaltbildes und Parametern anzugeben, während die Regelung als DLL (siehe folgenden Spiegelstrich) übergeben werden kann. Durch diesen Ansatz wird sichergestellt, dass ein Simulationsmodell in unterschiedlichen Simulationsumgebungen aufgebaut werden kann (Toolunabhängigkeit)
- Die Bereitstellung des originalen Regelungscode/der Regelungsalgorithmen je Regelungsprozess (z.B. kompiliert für Windows-System in Form einer DLL) sowie Angaben zur Regelungshardware (z.B. Regelungstakt, Kommunikationszeiten, Schnittstellen).
- Verwendung standardisierter Schnittstellen für HIL und SIL/offline, so dass eine möglichst einfache, konsistente Nutzung unterschiedlicher Herstellermodelle in unterschiedlichen Simulationsumgebungen ermöglicht wird.

Diese und weitergehende Anforderungen sowie deren Notwendigkeit sind seitens der ÜNB bereits veröffentlicht [29, 30] und gegenüber Herstellern adressiert worden. Sie sollten in realen laufenden und zukünftigen Projekten durch die Hersteller entsprechend umgesetzt werden, so dass die ÜNB in die Lage versetzt werden, systemische Interaktionsstudien bei zunehmend hoher Stromrichterdurchdringung durchführen zu können.

4.3 Momentanreserve hinsichtlich transienter Stabilität

Im Rahmen der Betrachtung der transienten Stabilität (vgl. Abschnitte 2.1 und 3.1) wird geprüft, ob durch große Störereignisse wie Kurzschlüssen im Netz (Untersuchung des Großsignalverhaltens des Systems) sowohl einzelne Synchrongeneratoren aber auch Netzgruppen ihren Synchronismus behalten. Dies lässt sich u.a. durch die Beobachtung der zeitlichen Veränderung des Rotorwinkels der einzelnen Generatoren sowie der Spannungswinkeldifferenzen an den Knoten des Netzes innerhalb eines Zeitraums mehrerer Sekunden nach der Störung bewerten. Dabei hat die Momentanreserve der einzelnen Generatoren bzw. Netzgruppen einen entscheidenden Einfluss darauf, wie stark sich der Rotorwinkel bzw. die Spannungswinkeldifferenz während des Kurzschlussereignisses ändern. Die Momentanreserve resultiert heute im Wesentlichen aus dem Massenträgheitsmoment der ans Netz angeschlossenen Synchronmaschinen (z.B. Turboläufer thermischer Kraftwerke, Turbinensätze hydraulischer Kraftwerke, Schwungmasse rotierender Phasenschieber, usw.), wird aber auch durch die Frequenzabhängigkeit der Last und das dynamische Verhalten stromrichterbasierter Erzeugung

beeinflusst. Ist die Momentanreserve zu gering, ändern sich während eines Kurzschlussereignisses die Winkeldifferenzen so stark, dass es nach Fehlerklärung zum Verlust der Synchronität, also zum Polschlupf einzelner Generatoren oder zum Verlust der Winkelstabilität ganzer Netzgruppen, kommen kann.

Durch die Analysen der transienten Stabilität kann des Weiteren geprüft werden, ob die zeitlichen Verläufe der Spannungsamplituden im Netz innerhalb zulässiger Grenzen liegen sowie Schwingungen dieser ausreichend gedämpft sind. Dabei ist die verfügbare regelbare Blindleistung ausschlaggebend, ob die durch das Störereignis hervorgerufenen Blindleistungsbedarfe im Netz ausreichend gedeckt werden können und dadurch die Spannungen keine zu hohen oder zu niedrigen Werte über gewisse Zeitdauern annehmen. Regelbare Blindleistung wird durch Erzeugungsanlagen sowie Kompensationsanlagen (dynamische Blindstromstützung und Spannungsregelung stromrichterbasierter Anlagen, Kurzschlussstrombeitrag und Spannungsregelung von Synchronmaschinen) bereitgestellt.

Die Winkelstabilität und Spannungsstabilität sind in der Betrachtung der transienten Stabilität eng verknüpft. So kommt es beim Verlust des Synchronismus auch immer zu einer Verletzung der zulässigen Spannungsgrenzwerte. Andersherum ist bei kollabierenden Spannungsverläufen auch ein Auseinanderlaufen der Spannungswinkel zu beobachten. Die ausreichende Verfügbarkeit von Momentanreserve und dynamischer Blindleistung sind notwendige Kriterien zur Gewährleistung der transienten Stabilität.

Basierend auf den Erkenntnissen der Analysen zur transienten Stabilität der Langfristanalyse 2030, welche im Rahmen des Netzentwicklungsplan 2037 V2023 [14] durchgeführt wurden, werden im vorliegenden Bericht weitere Sensitivitäten, insbesondere mit Fokus auf den Einfluss von Momentanreserve, analysiert. Die Annahmen und Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalysen werden in diesem Abschnitt dargestellt. Zuerst wird auf die Methodik und Modellierung eingegangen, anschließend die Untersuchungsergebnisse für unterschiedliche Sensitivitäten hinsichtlich der verfügbaren Momentanreserve im Netz dargestellt. Die Ergebnisse werden abschließend zusammengefasst und eingeordnet.

4.3.1 Methodik

Zur Untersuchung der transienten Stabilität des deutschen Übertragungsnetzes und den Wechselwirkungen im europäischen Verbundsystem wurde in der Langfristanalyse 2030 ein dynamisches Netzmodell des kontinentaleuropäischen Verbundsystems erstellt. Dazu werden Informationen über die Erzeugungs- und Lastsituation, der Ausbauzustand des Zieljahres sowie dynamische Verhalten verschiedener Erzeugungs- und Lasteinheiten sowie Betriebsmittel, benötigt. Weitere Informationen zur Methodik und Modellierung sind im

Begleitdokument des Netzentwicklungsplan 2037 V2023 zu finden [14]. Dieses in der Langfristanalyse 2030 erstellte Netzmodell dient den Analysen in diesem Abschnitt des Berichts als Datengrundlage.

Zur Analyse des Einflusses der Verfügbarkeit von Momentanreserve auf die transiente Stabilität werden im Netzmodell verschiedene Anpassungen durchgeführt. Zum einen wird im europäischen Randnetz der in dem gewählten Netznutzungsfall zur Verfügung stehende Kraftwerkspark gemäß des vorliegenden Marktszenarios angepasst. Zum anderen werden im deutschen Netz zur Erhöhung der Momentanreserve Modelle mit netzbildender Regelung für Windenergieanlagen und STATCOM-Anlagen eingebracht.

4.3.1.1 Vorgehen zur Randnetzanpassung

Im Rahmen der Untersuchungen wird die Momentanreserve der Länder im europäischen Randnetz auf Grundlage der Daten zum Markteinsatz des gewählten Szenarios und Netznutzungsfalls in der Langfristanalyse 2030 angepasst. Im Zuge der Netzmodellauflbereitung in der Langfristanalyse 2030 wurden im Randnetz lediglich die Länderbilanzen durch eine Lastskalierung dem eingestellten Netznutzungsfall entsprechend variiert. Dagegen blieb der ursprüngliche Kraftwerkseinsatz aus dem als Randnetz verwendeten „Initial Dynamic Model“ (IDM), welches 2016 von der ENTSO-E erstellt wurde [15] und das kontinentaleuropäische Verbundsystem im Zieljahr 2023 abbildet, unverändert. Die entsprechenden Annahmen für Momentanreserve je Land werden nun von den Frequenzstabilitätsuntersuchungen aus der Langfristanalyse 2030 übernommen und durch konkrete Verortung auf Erzeugungsanlagen berücksichtigt.

Eine Übersicht der Anpassungen ist in Abbildung 23 dargestellt. Der Ausgangswert (blaue Balken im Diagramm) stellt dabei die verfügbare Momentanreserve im verwendeten Stand des IDM als Ausgangslage dar. Die verfügbare Momentanreserve im IDM ist also mit in Summe rund 1600 GWs wesentlich höher als im zukünftigen Szenario für das Zieljahr 2030 der Langfristanalyse (rund 900 GWs). Der Zielwert aus den Untersuchungen zur Frequenzstabilität (orange Balken im Diagramm) kann ohne signifikante Abweichungen im Netzmodell eingestellt werden (graue Balken im Diagramm). Die Anpassungen beinhalten besonders im Norden (Dänemark, Niederlande, Belgien) sowie im Westen (Frankreich, Spanien, Portugal) eine erhebliche Reduktion der verfügbaren Momentanreserve im Randnetz, lediglich in Tschechien erfolgt eine minimale Erhöhung. In den direkten Nachbarländern Deutschlands sinkt somit die verfügbare Momentanreserve durch die Anpassung des Randnetzes um rund 340 GWs, davon in den nördlichen Nachbarländern (Belgien, Niederlande, Luxemburg, Dänemark und Polen) um rund 160 GWs.

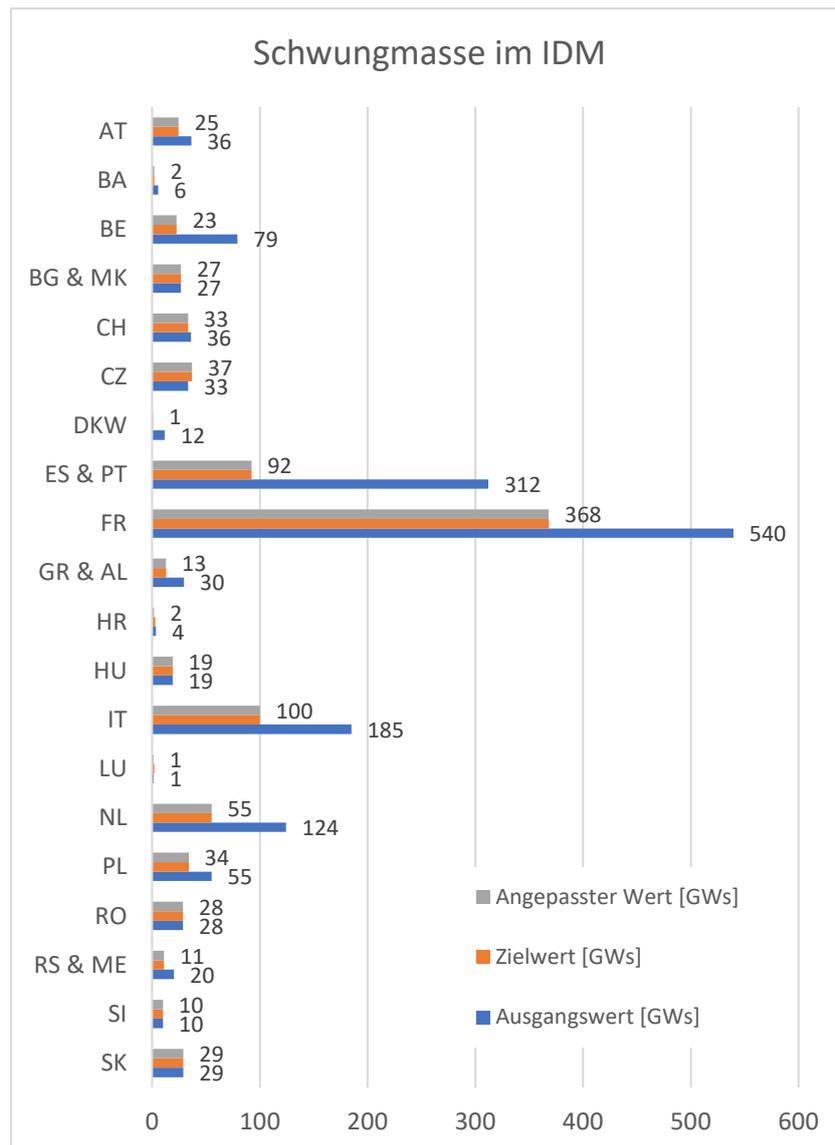


Abbildung 23: Übersicht zur Anpassung der Momentanreserve im Randnetz

Die Anpassung der Momentanreserve erfolgt über eine Anpassung des modellierten Kraftwerkseinsatzes. Dabei wird entsprechend der Marktdaten des Szenarios die synchrone Erzeugung reduziert oder erhöht. Bei den direkten deutschen Nachbarländern wird eine standortscharfe Zuordnung über die Marktdaten vorgenommen und, um die Wirkleistungsbilanz und den eingestellten Lastfluss nicht zu verändern, Synchronmaschinen mit statischen Generatoren mit Konstantimpedanzverhalten ersetzt (oder zur Erhöhung der Momentanreserve vice versa). Die eingebrachten Synchronmaschinen werden mit einem dynamischen Modell und Typparametern versehen, die im jeweiligen Land im IDM standardmäßig verwendet werden. Bei den weiter entfernten Ländern wird die Schwungmasse nicht standortscharf, sondern über alle Synchrongeneratoren hinweg pauschal angepasst. Teilweise sind Länder, die geografisch und elektrisch wirksam dicht beieinander liegen, summarisch betrachtet (z.B. Portugal und Spanien), um so den Anpassungsaufwand zu optimieren. Bei der Umwandlung von

Synchronmaschinen in statische Generatoren werden zunächst große Maschinen umgewandelt und anschließend kleinere, um den Zielwert zu erreichen. Im westlichen Teil Dänemarks werden zusätzlich dem Szenario entsprechend rotierende Phasenschieber verortet. Zudem werden große Windparks im westlichen Teil Dänemarks und Tschechien dynamisiert, um eine Blindstromstützung im jeweiligen Netz sicherzustellen.

4.3.1.2 Anpassung Momentanreserve im deutschen Netz

Eine zweite Anpassung beinhaltet die Erhöhung der Momentanreserve im deutschen Netz, die über drei Sensitivitäten umgesetzt wird. Dies erfolgt mit Hilfe von Modellen für Windenergie- sowie STATCOM-Anlagen, für die eine netzbildende Regelung mit Momentanreserve-Bereitstellung im Sekundenbereich angenommen wird, realisiert durch einen zusätzlichen Speicher im Modell. Des Weiteren erfolgt die Anpassung über die Berücksichtigung der temporären Umrüstung von Kraftwerksblöcken, die abgeschaltet werden, in rotierende Phasenschieber.

Bei der Betrachtung der **Windenergieanlagen** an Land werden dynamische Modelle, die eine netzbildende Regelung aufweisen, zusätzlich zu den vorhandenen dynamischen Modellen für Windenergieanlagen, in das Netz eingebracht und die Leistung entsprechend verschiedener Durchdringungsgrade auf diese beiden Anlagenmodelle aufgeteilt (Skalierung der Anlagen-nennleistungen). Dabei werden, bezogen auf die Gesamteinspeisung durch Windenergieanlagen an Land von 70 GW, ein Durchdringungsgrad von 5 % (entsprechend 3,5 GW) und ein Durchdringungsgrad von 10 % (entsprechend 7 GW) netzbildender Anlagen betrachtet. Die Windenergieanlagen sind vor allem im Nord-Osten und Norden Deutschlands verortet, sodass die Momentanreserve-Erhöhung dort stattfindet.

Die äquivalente Anlaufzeitkonstante T_A bzw. die dem Netz bereitgestellte Trägheit einer Anlage mit einer Scheinleistung von 100 MVA und einer Wirkleistungsänderung von 25 MW bei einem Frequenzgradienten von 1 Hz/s berechnet sich wie folgt:

$$T_A = \frac{\frac{\Delta P}{S_n}}{\frac{\left(\frac{df}{dt}\right)}{f_0}} = \frac{\frac{25 \text{ MW}}{100 \text{ MVA}}}{\frac{1 \frac{\text{Hz}}{\text{s}}}{50 \text{ Hz}}} = \frac{0,25 \text{ pu}}{0,02 \frac{\text{pu}}{\text{s}}} = 12,5 \text{ s}$$

Für die Berechnung wurde das verwendete Modell dabei in einem Testnetz untersucht und eine entsprechende Wirkleistungsreaktion von 25 MW auf einen Frequenzgradienten von 1 Hz/s parametrisiert. Der Momentanreservebeitrag bzw. die fiktive kinetische Energie der Anlage ergibt sich damit zu:

$$E_{kin} = \frac{1}{2} \cdot T_A \cdot S_N = \frac{1}{2} \cdot 12,5 \text{ s} \cdot 100 \text{ MVA} = 625 \text{ MWs}$$

Da die Modelle kein klassisches P_N besitzen und einen arbeitspunktunabhängigen Momentanreservebeitrag liefern, wird die fiktive kinetische Energie mit der Scheinleistung S_N der eingesetzten dynamischen Modelle der Windenergieanlagen multipliziert. Der Mittelwert des Leistungsfaktors liegt bei 0,76. Dieser errechnet sich aus:

$$\cos(\varphi) = \frac{P_{ist}}{S_N}$$

Der resultierende Momentanreservebeitrag der Windenergieanlagen bei 5% Durchdringungsgrad beträgt somit rund 29 GWs und bei 10% Durchdringungsgrad rund 57 GWs.

Bei den **STATCOM-Anlagen** werden die vorhandenen dynamischen Modelle durch Modelle mit einer netzbildenden Regelung ersetzt, sofern für die konkrete Anlage in den aktuellen Planungen des jeweiligen ÜNB eine Umsetzung mit netzbildender Regelung und zusätzlichem Speicher im Zwischenkreis zur Momentanreserve-Bereitstellung vorgesehen ist. Die Berechnung der fiktiven kinetischen Energie erfolgt auf Basis der einheitlichen Auslegung von E-STATCOM in Deutschland [27] und wird mit der bereits zuvor für die Windenergieanlagen verwendeten Formel für die fiktive kinetische Energie durchgeführt. Dabei ist P_1 der maximale Momentanreserveabruf für einen RoCoF von 1 Hz/s und T_A die im Modell eingestellte Anlaufzeitkonstante, bezogen auf P_1 . Für eine 300-MVA-Anlage gilt: $P_1 = 75 \text{ MW}$ und $T_A = 50 \text{ s}$. Dadurch steht in Summe eine zusätzliche Momentanreserve bzw. Trägheit in Höhe von 39 GWs zur Verfügung. Die regionale Verteilung der STATCOM ist in Abbildung 24 dargestellt.

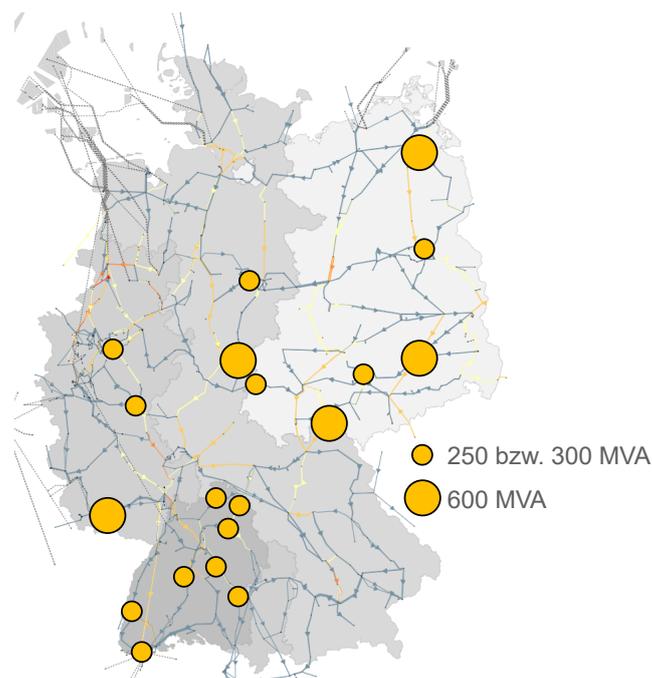


Abbildung 24: Verortung und Standortleistungen der STATCOM mit Momentanreserve-Bereitstellung

Bei den **Kraftwerksblöcken**, für die eine Umrüstung in rotierende Phasenschieber berücksichtigt wird, erfolgt pauschal eine Anpassung der blockspezifischen Anlaufzeitkonstante. Bei der Umrüstung wird i.d.R. der Generator vom Turbinenläufer mechanisch getrennt, wodurch das ursprüngliche Massenträgheitsmoment deutlich abnimmt. Dies wurde durch eine Drittelung der ursprünglichen Anlaufzeitkonstante abgebildet. Insgesamt steht dadurch eine zusätzliche Momentanreserve bzw. Trägheit in Höhe von 8,2 GWs zur Verfügung. Um die entsprechenden umgerüsteten Blöcke zu berücksichtigen, sind diese in dem Netznutzungsfall im Phasenschieberbetrieb eingeschaltet. Die für die Umrüstung angenommenen Kraftwerksstandorte sind in Abbildung 25 dargestellt. Die Auswahl dieser Kraftwerksstandorte in der 50Hertz-Regelzone erfolgt dabei rein exemplarisch und kann grundsätzlich auch auf Kraftwerksstandorte in anderen Regelzonen erweitert werden.

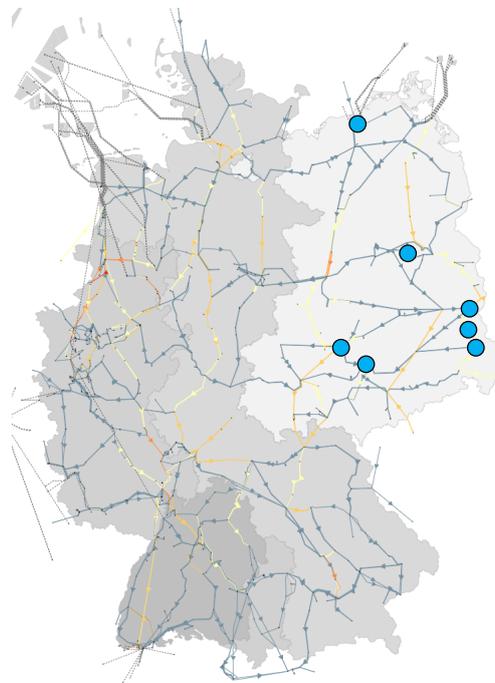


Abbildung 25: Verortung der für eine Umrüstung in rotierende Phasenschieber angenommenen Kraftwerksgeneratoren (pro Kraftwerksstandort jeweils ein Block)

4.3.2 Untersuchungsergebnisse

In den folgenden Abschnitten werden basierend auf den zuvor beschriebenen Modellannahmen und aufgestellten Sensitivitäten die Simulationsergebnisse dargestellt und eingeordnet. Die Simulationen erfolgen als Zeitbereichssimulation der Effektivwerte (RMS-Simulationen) und werden in DigSILENT PowerFactory durchgeführt.

4.3.2.1 Basisszenario

Das Basisszenario stellt den Grundfall für die untersuchten Sensitivitäten dar, von dem ausgehend der Einfluss verschiedener Maßnahmen auf die transiente Stabilität beurteilt werden.

Im Basisszenario werden Annahmen bezogen auf das Anlagen- und Betriebsverhalten des Netzes getroffen, die sich aus dem heutigen Planungsstand ergeben. Dabei werden Annahmen möglichst realitätsnah getroffen. Aufgrund von Unsicherheiten bezüglich der in Zukunft geltenden Netzanschlussregeln und der Betriebsweise des Netzes werden Annahmen im Zweifel eher konservativ abgeschätzt. Eine genauere Beschreibung, auch bezogen auf die einzelnen modellierten Komponenten im Netz, sind im Begleitdokument des Netzentwicklungsplans 2037 Version 2023 [14] zu finden.

Die Ergebnisse im Basisszenario zeigen in den nordöstlichen Netzgruppen Deutschlands ein von den südwestlichen Netzgruppen unterschiedliches Systemverhalten auf. In den südwestlichen Netzgruppen werden neben allen (n-1)-Fehlerfällen auch kritischere Fehlerfälle (Sammelschienenfehler und Common-Mode-Fehler) sicher beherrscht. Dagegen werden in den nordöstlichen Netzgruppen bereits einige (n-1)-Fehlerfälle und viele kritischere Fehlerfälle nicht sicher beherrscht. Simulationsergebnisse zu exemplarischen Fehlerfällen in den beiden Gebieten finden sich ebenfalls im Begleitdokument des Netzentwicklungsplans 2037 Version 2023 [14].

4.3.2.2 *Simulationsergebnisse zur Randnetzanpassung*

Im Rahmen der Sensitivitätsberechnung zur Randnetzanpassung werden Fehlerfälle aus der Langfristanalyse 2030 mit der angepassten Momentanreserve im europäischen Randnetz erneut berechnet. In der Langfristanalyse 2030 wurde eine Trennlinie durch Deutschland abgeschätzt. Diese zeigt an, dass nördlich der Linie im Basisszenario bereits (n-1)-Fehler nicht beherrscht werden. Dagegen sind selbst kritischere Fehlerfälle (Sammelschienenfehler, Common-Mode-Fehler) südlich der Trennlinie sicher beherrschbar.

Die Anpassung der Momentanreserve im Randnetz führt dazu, dass nun auch Fehlerfälle etwas weiter südlich der ursprünglichen Trennlinie nicht mehr beherrscht werden. Dies ist durch die Verschiebung dieser Linie in Abbildung 26 graphisch dargestellt.

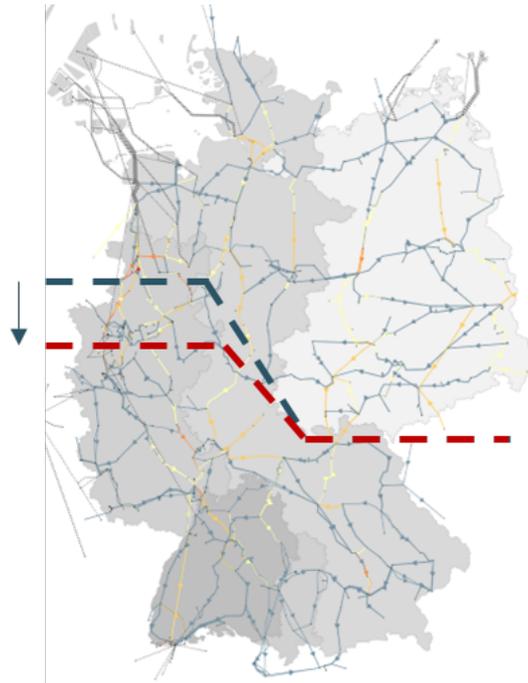


Abbildung 26: Grenzlinie stabiler Simulationsfälle in Deutschland (Verlauf in Langfristanalyse 2030 in blau, Verlauf nach Randnetzanpassung in rot)

In Abbildung 27 ist ein Vergleich zu sehen zwischen dem in Abschnitt 4.3.2.1 definierten Basisfall (durchgezogene Linien) und der Anpassung des Randnetzes (gestrichelte Linien) für einen dreipoligen Kurzschluss nahe Emscherbruch mit einem Ausfall eines Stromkreises in Richtung Hüllen mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms. Es werden die Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen an ausgewählten Sammelschienen dargestellt. Vor der Randnetzanpassung kann der Fehler sicher beherrscht werden. Im Fall mit der Anpassung des Randnetzes kommt es bereits während des Fehlers zu einem deutlich stärkeren Ansteigen der Spannungswinkeldifferenzen als im Basisfall und nach Fehlerklärung zu einem weiteren Weglaufen der Spannungswinkeldifferenzen sowie einem Einbrechen der Spannungsbeträge. Durch die insgesamt verringerte Momentanreserve im Randnetz kann die Synchronität der Netzgruppen, welche im Basisfall nach Fehlerklärung noch gegeben ist, nicht mehr gewährleistet werden.

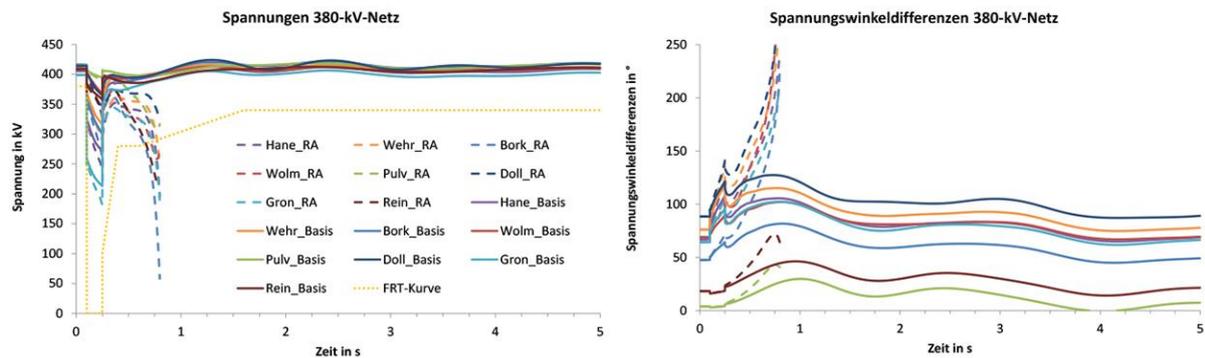


Abbildung 27: Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen an ausgewählten Knoten für einen dreipoligen Fehler nahe dem Umspannwerk Emscherbruch mit Ausfall eines Stromkreises in Richtung Hüllen mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms

In Abbildung 28 wird ein Vergleich zwischen dem Basisfall (durchgezogene Linien) und der Anpassung des Randnetzes (gestrichelte Linien) bei einem Sammelschienenfehler in Sottrum mit einer Fehlerklärungszeit von 150 ms betrachtet. Bereits vor der Randnetzanpassung verlaufen die Spannungen an einzelnen Sammelschienen nahe der unteren Spannungsgrenzkurve. Der Fehlerfall wird insgesamt dennoch beherrscht. Im Gegensatz zum Basisfall kommt es bei der Berücksichtigung der Randnetzanpassung zum Auseinanderlaufen von Spannungswinkeldifferenzen und unzulässigem Einbrechen der Spannungsbeträge. Der Fehlerfall wird nicht mehr beherrscht.

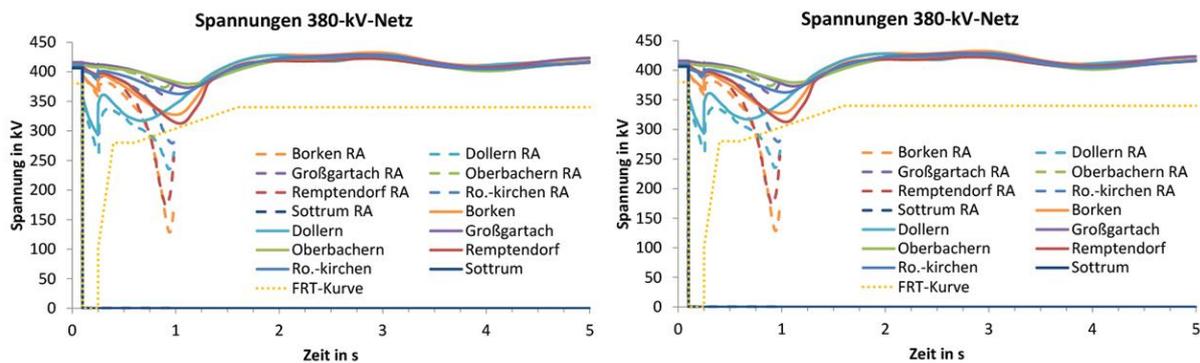


Abbildung 28: Spannung und Spannungswinkeldifferenzen an ausgewählten Knoten bei einem Sammelschienenfehler im Umspannwerk Sottrum mit einer Fehlerklärungszeit von 150 ms

Um den Einfluss des angepassten Randnetzes auf das Systemverhalten im Süden Deutschlands exemplarisch darzustellen, wird der Ausfall eines Dreifachgestänges mit den Leitungen Grafenrheinfeld-Stalldorf, Grafenrheinfeld-Kupferzell und Grafenrheinfeld-Höpfingen betrachtet. Die Fehlerklärungszeit beträgt 150 ms. In Abbildung 29 sind die Spannungsbeträge und Spannungswinkeldifferenzen für ausgewählte Knoten in den beiden Fällen Basisszenario (durchgezogene Linien) und Randnetzanpassung (gestrichelte Linien) dargestellt.

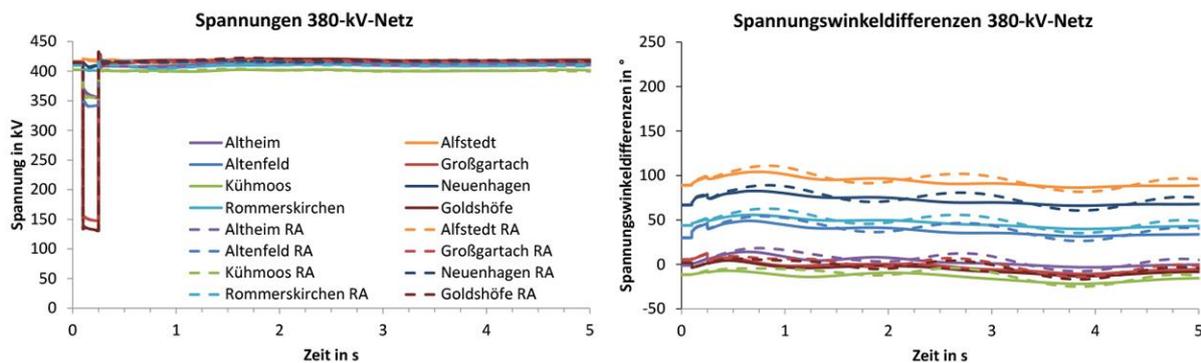


Abbildung 29: Spannungsbetrag- und Spannungswinkeldifferenz an ausgewählten Knoten bei Ausfall eines Dreifachgestänges bei Grafenrheinfeld mit einer Fehlerklärungszeit von 150 ms

Es ist zu erkennen, dass die Spannungserholung in beiden Fällen sehr ähnlich ist und lediglich in den Spannungswinkeldifferenzen Unterschiede sichtbar sind. So steigen die Winkeldifferenzen in allen dargestellten Knoten im Randnetz-Fall stärker während der Fehlerdauer an und schwingen nach Fehlerklärung etwas stärker. Es kommt jedoch nicht zu einem kritischen oder instabilen Verhalten. Die Reduktion der Momentanreserve im Ausland ist also auch im Süden des Netzes erkennbar, hat jedoch für die Beherrschbarkeit der Fehlerereignisse in diesem Teil des Netzes keine relevanten Auswirkungen.

4.3.2.3 Simulationsergebnisse unter Berücksichtigung der Momentanreserve-Bereitstellung durch Windenergieanlagen

Zusätzlich zur Anpassung der Momentanreserve im europäischen Randnetz werden nun im Rahmen der Anpassung im deutschen Netzmodell Windenergieanlagen mit einer netzbildenden Regelung berücksichtigt. Exemplarisch wird im Folgenden ein Mastumbruch mit Ausfall der Stromkreise Uentrop Nord, Roxel Ost, Hanekenfähr-Gronau und Gronau West mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms betrachtet. Basierend auf der Randnetzanpassung werden Durchdringungsgrade von 5 % und 10 % (vgl. Abschnitt 4.3.1.2) der Windenergieanlagen an Land mit Momentanreserve-Bereitstellung berücksichtigt. Darüber hinaus werden keine weiteren Anpassungen im Datensatz vorgenommen. In Abbildung 28 ist ein direkter Vergleich für den Fehlerfall dargestellt. Während im Szenario einer angenommenen Durchdringungsrate von 5% (durchgezogene Linien) der Fehlerfall weiterhin nicht beherrscht wird, kann bei einer Durchdringungsrate von 10 % (gestrichelte Linien) der betrachtete Fehlerfall beherrscht werden. Bereits während der Fehlerdauer von 150 ms steigen die Spannungswinkeldifferenzen weniger stark an und sind nach Fehlerklärung ausreichend gedämpft.

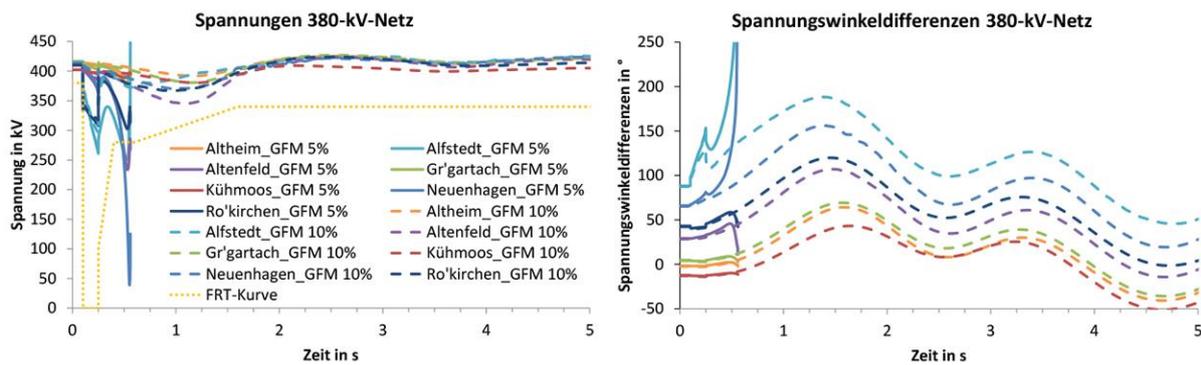


Abbildung 30: Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen an ausgewählten Knoten für einen Mastumbruch mit Ausfall der Stromkreise Uentrop Nord, Roxel Ost, Hanekenfähr-Gronau und Gronau West mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms.

Ein ähnliches Verhalten zeigt sich für den Sammelschienenfehler in Sottrum mit einer Fehlerklärungszeit von 150 ms. In Abbildung 31 ist der Vergleich des Falls einer Durchdringungsrate von 10% (gestrichelte Linien) und dem Fall mit Randnetz Anpassung ohne weitere Maßnahmen (durchgezogene Linien) für den Fehlerfall dargestellt (siehe auch Abbildung 28). Die Momentanreserve-Bereitstellung aus den Windenergieanlagen trägt dazu bei, dass die Spannungswinkeldifferenzen während des Fehlers weniger stark ansteigen, und ermöglicht eine Synchronisation der Netzgruppen nach Fehlerklärung unter Einhaltung der Grenzen für die Spannungsbeträge.

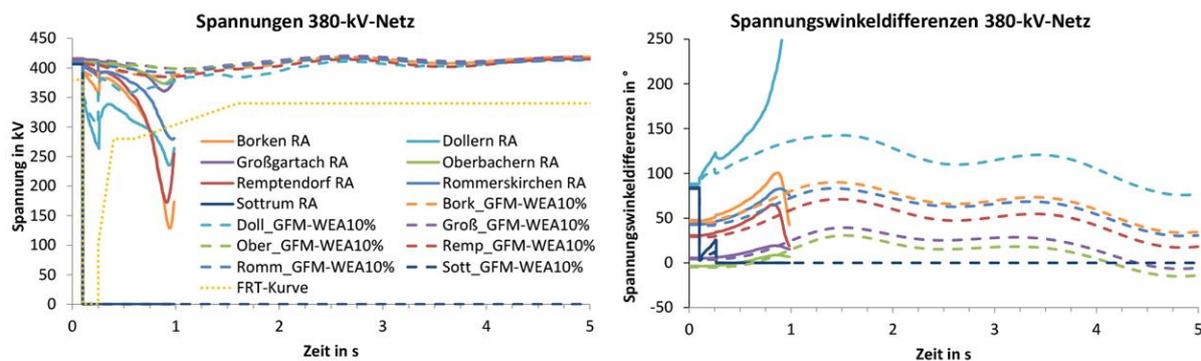


Abbildung 31: Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen an ausgewählten Knoten bei einem Sammelschienenfehler im Umspannwerk Sottrum mit einer Fehlerklärungszeit von 150 ms

4.3.2.4 Simulationsergebnisse unter Berücksichtigung der Momentanreserve-Bereitstellung aus STATCOM-Anlagen

Zusätzlich zur Anpassung der Momentanreserve im europäischen Randnetz wird im Folgenden der Einfluss einer Momentanreserve-Bereitstellung durch STATCOM-Anlagen aufgezeigt. Dazu werden die im deutschen Netzgebiet geplanten STATCOM-Anlagen mit einer netzbildenden

Regelung abgebildet, sofern diese mit einem Kurzzeitspeicher (z.B. Supercap-Kondensatoren) ausgeführt werden sollen (vgl. Abschnitt 4.3.1.2).

Abbildung 32 zeigt die Simulationsergebnisse für ein Fehlerszenario eines dreipoligen Fehlers nahe dem Umspannwerk Remptendorf mit Ausfall eines Stromkreises in Richtung Redwitz. Die Fehlerklärungszeit beträgt 150 ms. Durch die Bereitstellung von Momentanreserve aus den netzbildenden STATCOM-Anlagen kann der Anstieg der Spannungswinkel während der Fehlerdauer verlangsamt werden (durchgezogene Linien) im Vergleich zum Fall mit Randnetz-anpassung ohne weitere Maßnahmen (durchgezogene Linien). Die STATCOM-Anlagen wirken dementsprechend stabilisierend auf das System. Ein ähnliches Verhalten ist auch bei einem dreipoligen Fehler nahe dem Umspannwerk Streumen mit Ausfall eines Stromkreises in Richtung Röhrsdorf erkennbar (vgl. Abbildung 33). Die Fehlerklärungszeit beträgt wieder 150 ms.

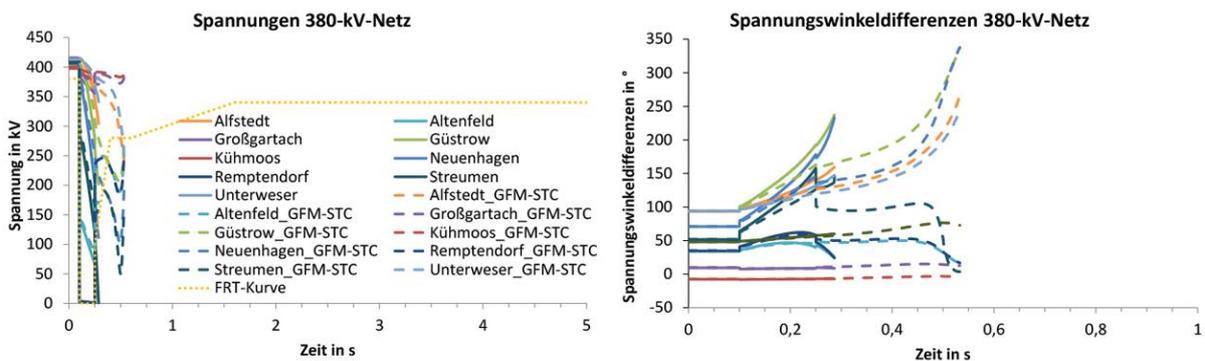


Abbildung 32: Spannungen und Spannungswinkeldifferenz an ausgewählten Knoten für einen dreipoligen Fehler nahe dem Umspannwerk Remptendorf mit Ausfall eines Stromkreises in Richtung Redwitz mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms

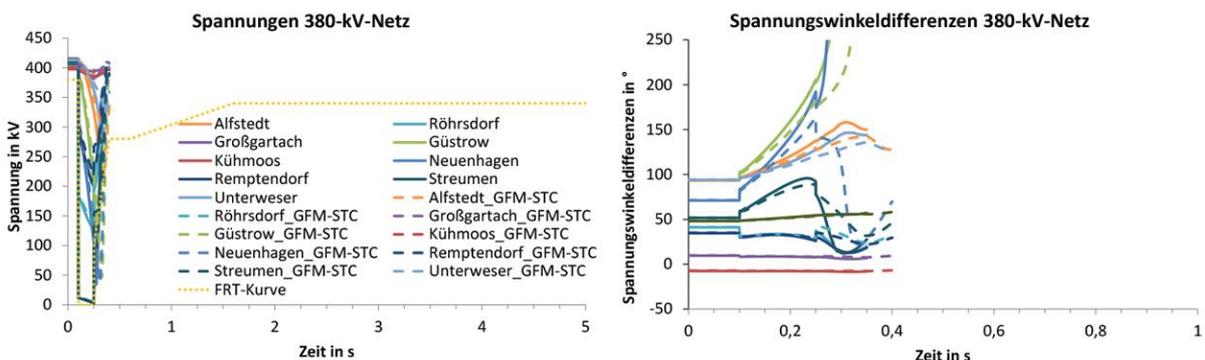


Abbildung 33: Spannungen und Spannungswinkeldifferenz an ausgewählten Knoten für einen dreipoligen Fehler nahe dem Umspannwerk Streumen mit Ausfall eines Stromkreises in Richtung Röhrsdorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms

In beiden Fehlerfällen kann ein Auseinanderdrehen der Netzgruppen jedoch nur verlangsamt, aber nicht verhindert werden. In der Langfristanalyse wurde für diese beiden Fehlerfälle bereits gezeigt, dass eine Beherrschung mit zusätzlichen Maßnahmen bzw. einer Kombination

von Maßnahmen möglich ist (z.B. durch zusätzliche Blindstromstützung aus Großverbrauchern und Windenergieanlagen). In Kombination mit diesen Maßnahmen kann die stabilisierende Wirkung der netzbildenden STATCOM-Anlagen zur Beherrschbarkeit der Fehlerfälle auch unter der Annahme der reduzierten Momentanreserve im Randnetz beitragen.

4.3.2.5 Simulationsergebnisse unter Berücksichtigung des Einflusses von Kraftwerksumrüstungen

Im Zuge der Abschaltung der deutschen Kohlekraftwerke wird u.a. auch die Umrüstung von einzelnen Kraftwerksblöcken zu rotierenden Phasenschiebern diskutiert, um einen Teil des ursprünglichen Beitrags dieser Kraftwerke zu erhalten. Im Fehlerfall würde dann zusätzliche Blindleistung und Momentanreserve durch diese rotierenden Phasenschieber bereitgestellt werden. Im folgenden Simulationsszenario wird daher der Einfluss einer solchen Kraftwerksumrüstung auf die transiente Stabilität untersucht unter Berücksichtigung der unter Abschnitt 4.3.1.2 gezeigten Kraftwerksstandorte. Dies geschieht zusätzlich zur Anpassung der Momentanreserve im europäischen Randnetz.

Abbildung 35 zeigt das Systemverhalten bei einem dreipoligen Fehler nahe dem Umspannwerk Remptendorf mit Ausfall eines Stromkreises in Richtung Redwitz mit einer Fehlerklärungszeit von 150 ms. Die Ergebnisse zeigen, dass durch die zusätzliche Verfügbarkeit von Blindleistung und Momentanreserve aus den umgerüsteten Kraftwerksblöcken das Systemverhalten stabilisiert und der Fehler beherrscht werden kann.

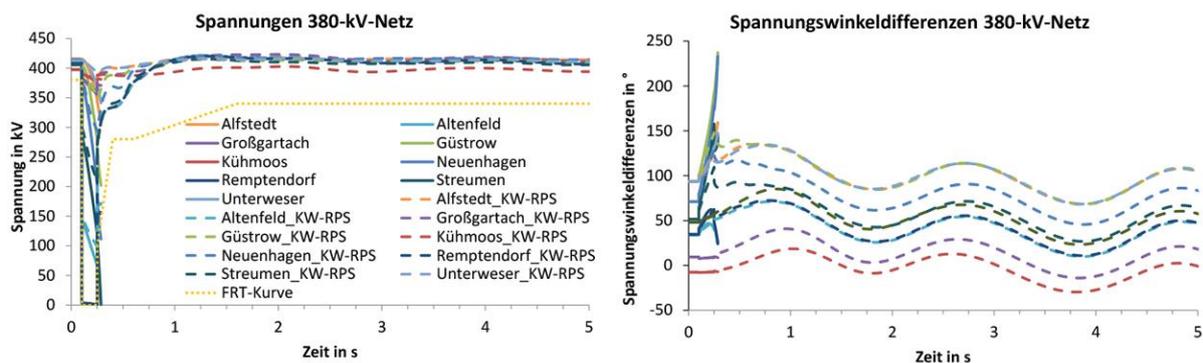


Abbildung 34: Spannungen und Spannungswinkeldifferenz an ausgewählten Knoten für einen dreipoligen Fehler nahe dem Umspannwerk Remptendorf mit Ausfall eines Stromkreises in Richtung Redwitz mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms

In Abbildung 35 ist das Systemverhalten bei einem dreipoligen Fehler nahe dem Umspannwerk Streumen mit Ausfall eines Stromkreises in Richtung Röhrsdorf dargestellt. Die Fehlerklärungszeit beträgt 150 ms. Auch in diesem Fehlerszenario ist die stabilisierende Wirkung der umgerüsteten Kraftwerksblöcke zu erkennen, da die Beschleunigung der Spannungswinkel

gegenüber dem Referenzszenario verlangsamt wird und der Spannungskollaps später eintritt. Jedoch reicht dies nicht aus, um den Fehler sicher beherrschen zu können.

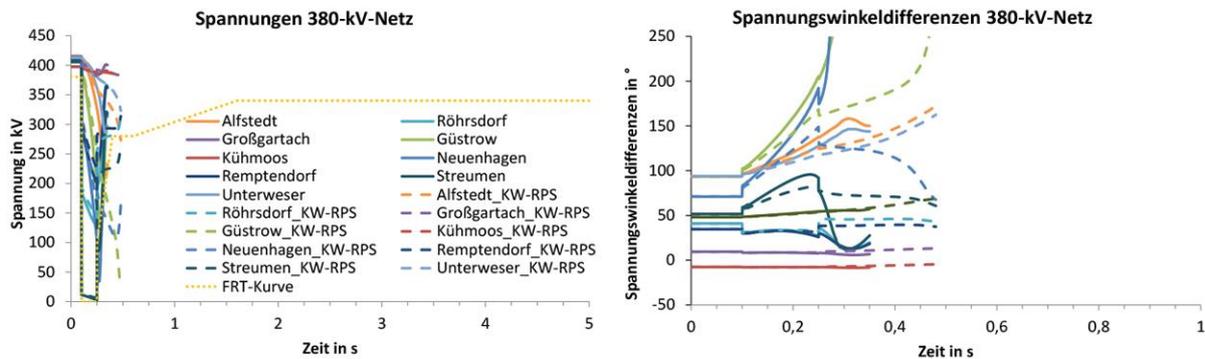


Abbildung 35: Spannungen und Spannungswinkeldifferenz an ausgewählten Knoten für einen dreipoligen Fehler nahe dem Umspannwerk Streumen mit Ausfall eines Stromkreises in Richtung Röhrsdorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms

Der Beitrag von den rotierenden Phasenschiebern soll nachfolgend detailliert betrachtet werden. In Abbildung 36 ist dazu der Blindleistungsbeitrag aus den umgerüsteten Kraftwerksblöcken für beide Fehler Szenarien dargestellt.

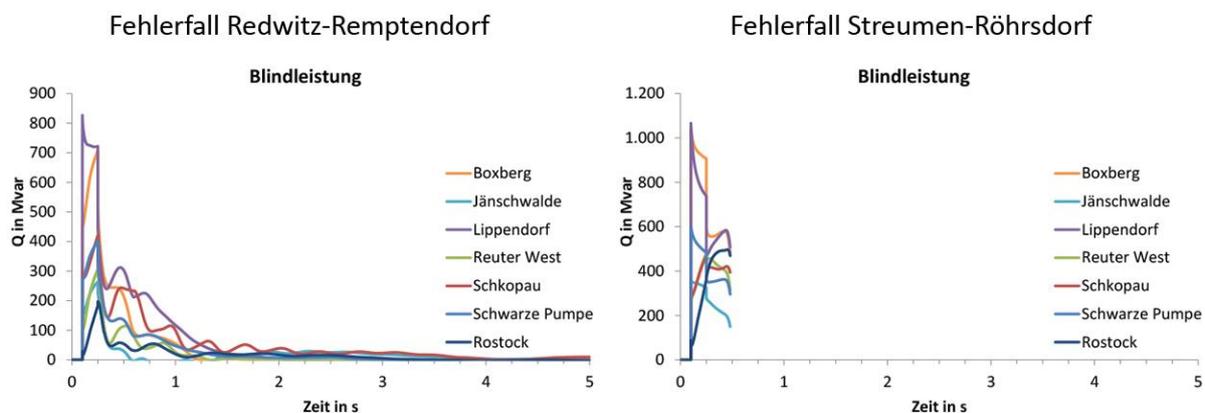


Abbildung 36: Blindleistungsbereitstellung aus zu rotierenden Phasenschiebern umgerüsteten Kraftwerksblöcken an ausgewählten Standorten für beide betrachtete Fehlerfälle

Es ist ersichtlich, dass insbesondere fehlernahe Kraftwerksstandorte einen sehr hohen Beitrag zur Blindleistung und damit zur Erhaltung eines höheren Spannungsniveaus während des Fehlers erbringen. Dadurch wird der sich in Folge des Fehlers weiträumig ausbreitende Spannungstrichter begrenzt, was wiederum einen höheren Wirkleistungsexport aus der Nordregion ermöglicht. Durch den besseren Wirkleistungstransport wird der vorherrschende Nord-Süd-Transit durch den Fehler weniger eingeschränkt, was einen geringeren Anstieg der Spannungswinkel zur Folge hat. Dies unterstreicht die Bedeutung einer ausreichenden dynamischen Blindleistungsbereitstellung bei hohen Netzauslastungen und weiträumigen Transiten

bezüglich der transienten Stabilität. Darüber hinaus hat auch die zusätzliche Bereitstellung von Momentanreserve in Regionen mit geringer Schwungmasse einen stabilisierenden Einfluss.

4.3.3 Fazit

Im vorliegenden Systemstabilitätsbericht 2023 werden im Rahmen des Abschnitts 4.3 „Momentanreserve hinsichtlich transientser Stabilität“ verschiedene Sensitivitäten zur Prüfung des Einflusses von verfügbarer Momentanreserve auf die transiente Stabilität im Kurzzeitbereich bei großen Störereignissen wie Kurzschlüssen im Netz untersucht. Als Basis wird das dynamische Netzmodell inkl. gewähltem Szenario und Netznutzungsfall aus der Langfristanalyse 2030 verwendet. Es erfolgen Anpassungen zur verfügbaren Momentanreserve im europäischen Randnetz sowie im deutschen Netzgebiet. Die Anpassung im europäischen Randnetz erfolgt basierend auf dem Marktszenario der Langfristanalyse 2030, sodass insgesamt die angenommene verfügbare Momentanreserve im Randnetz reduziert wird. Die Anpassungen im deutschen Netz beinhalten eine Erhöhung der angenommenen verfügbaren Momentanreserve, z.B. durch den Einsatz von Stromrichteranlagen mit netzbildenden Regelungskonzepten und Kurzzeitspeichern. Zudem wird eine Umrüstung von einzelnen Kraftwerksblöcken zu rotierenden Phasenschiebern und damit einhergehend eine Erhöhung der verfügbaren Momentanreserve und Blindleistung untersucht.

Die Ergebnisse der Simulationen zeigen dabei grundsätzlich, dass eine Erhöhung der verfügbaren Momentanreserve einen stabilisierenden Einfluss auf die untersuchten Fehlereignisse hat, während eine Reduktion die Beherrschbarkeit der Fehlerereignisse verschlechtert. Insbesondere im norddeutschen Netzgebiet erhöht sich die Anzahl nicht beherrschbarer (n-1)-Fehler und kritischerer Fehlerfälle (Sammelschienenfehler und Common-Mode-Fehler) durch die Berücksichtigung der verringerten Schwungmasse gemäß Marktszenario der Langfristanalyse 2030 im Ausland. Demgegenüber kann eine zusätzliche Momentanreserve-Bereitstellung in Deutschland diesen Mangel unterschiedlich gut auffangen. Dabei ist neben der Menge auch die Verortung der Momentanreserve-Bereitstellung relevant.

Die Analysen zeigen, dass die notwendige Momentanreserve aus verschiedenen Quellen bereitgestellt werden kann. So haben sowohl die Berücksichtigung von Momentanreservebeiträgen aus STATCOM-Anlagen als auch aus Windenergieanlagen eine stabilisierende Auswirkung. Während die STATCOM-Anlagen mit Momentanreserve-Bereitstellung bei den ÜNB konkret in Planung sind und in den nächsten Jahren gebaut werden, existiert im Allgemeinen für Erzeugungsanlagen und Windenergieanlagen im Speziellen zurzeit noch keine Anforderung zur Bereitstellung von Momentanreserve im Rahmen der Netzanschlussregeln. Eine zusätzliche Option zur Deckung der Systembedarfe ist daher die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve und Blindleistung. Entsprechende Beschaffungskonzepte für diese beiden

Systemdienstleistungen werden aktuell von der Bundesnetzagentur unter Mitwirkung der Übertragungsnetzbetreiber erarbeitet und wurden bereits öffentlich konsultiert. Die Festlegung der zwei Beschaffungskonzepte steht noch aus. In den vorliegenden Analysen wird für einen Teil der Windenergieanlagen vereinfacht angenommen, dass diese über netzbildende Eigenschaften verfügen und Energiereserven zur Bereitstellung von Momentanreserve zur Verfügung stehen, wodurch bei hohen Durchdringungsraten ein stabiles Durchfahren der betrachteten Fehlerereignisse möglich ist.

Unter Annahme einer temporären Umrüstung von Bestandskraftwerken in rotierende Phasenschieber zur Momentanreserve-Bereitstellung wird deutlich, dass bereits mit einem verhältnismäßig geringen Momentanreservebeitrag aus diesen Anlagen aber einem erheblich zusätzlichen Potential regelbarer Blindleistung eine stabilisierende Wirkung erzielt werden kann. Während bei der Momentanreserve-Bereitstellung aus STATCOM- und Windenergieanlagen bereits in dem Szenario aktive Anlagen genutzt werden, werden die zu rotierenden Phasenschiebern umgerüsteten Kraftwerksblöcke zusätzlich zu den im Basisfall am Netz befindlichen Kompensationsanlagen eingeschaltet. Mit Blick auf eventuelle Verzögerungen bei der Umsetzung notwendiger neuer Blindleistungskompensationsanlagen stellt die temporäre Umrüstung von Bestandskraftwerken zu rotierenden Phasenschiebern somit eine mögliche Gegenmaßnahme dar. Damit kann die Lücke bis zur Errichtung neuer Anlagen geschlossen und so auf dem Transitions Pfad ein Beitrag zu einem stabilen und sicheren Systembetrieb geleistet werden. Letztlich ist die Umrüstung eines zur Abschaltung vorgesehenen Kraftwerks zum rotierenden Phasenschieber immer eine Einzelfallentscheidung, welche von verschiedenen Faktoren, wie beispielsweise der vorhandenen Blindleistung und Momentanreserve im betrachteten Netzgebiet sowie den technischen Randbedingungen und Gegebenheiten am Kraftwerksstandort, abhängig ist. Darüber hinaus kann auf Basis dieser Analysen auch die Wichtigkeit konkreter Anforderungen an Neubau-Kraftwerke für ein netzdienliches Verhalten abgeleitet werden, wie beispielsweise die Notwendigkeit auch als rotierender Phasenschieber betrieben werden zu können.

Um eine Beherrschbarkeit aller Fehlerfälle gewährleisten zu können, ist über eine ausreichende Momentanreserve-Bereitstellung hinaus eine Kombination mit den in der Langfristanalyse 2030 identifizierten Gegenmaßnahmen notwendig, wobei sich in dem untersuchten Hochtransitfall eine über das Netz verteilte, ausreichende Blindstromstützung bzw. kontinuierliche Spannungsregelung wiederholt als besonders wichtig erweist.

Während der Durchführung der Analysen konnten zudem verschiedene methodische Herausforderungen identifiziert werden:

-
- Für die Abbildung netzbildender Regelungskonzepte von Stromrichteranlagen in RMS-Simulationen kann derzeit noch nicht auf einen allgemeingültigen Stand der Technik zurückgegriffen werden.
 - Die Simulationen zeigen eine hohe Sensitivität bezogen auf gewählte Modellparameter und Auslegungsansätze netzbildender Regelungskonzepte und der resultierenden Höhe der Momentanreserve-Bereitstellung.
 - Eine konkrete Quantifizierung der notwendigen Momentanreserve zur Sicherstellung der transienten Stabilität erscheint mittels RMS-Simulationen im Gesamtnetzmodell nicht zielführend.

5 Analysen zur Prüfung der Wirksamkeit des Systemschutzplans

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind entsprechend Network Code Emergency and Restoration (NC ER) verpflichtet alle 5 Jahre die Wirksamkeit der automatischen Letztmaßnahmen entsprechend Systemschutzplan Kapitel 8 und 10 [36] zu überprüfen [10]. Die Überprüfung der Wirksamkeit betrifft einerseits den Systemschutzplan gegen Spannungskollaps und andererseits den Systemschutzplan für Über- und Unterfrequenz. Die Ergebnisse dieser Analysen sind auf Wunsch der BNetzA ebenfalls Teil des Systemstabilitätsberichts 2023.

5.1 Systemschutzplan gegen Spannungskollaps

Auf Basis von Kapitel 17 des NC ER [10] der ENTSO-E ist im deutschen Systemschutzplan die Umsetzung von Letztmaßnahmen gegen den Spannungskollaps beschrieben. Die dort genannten Maßnahmen sollen einen Spannungskollaps verhindern. Ein Spannungskollaps tritt auf, wenn die Spannung einen kritischen Wert unterschreitet. An dieser Stelle tritt eine sogenannte Bifurkation auf, wodurch sich das dynamische Verhalten des Systems ändert und kein stabiler Arbeitspunkt mehr gehalten werden kann. Es kommt zu einem schnellen Spannungseinbruch, der einen kaskadierenden Ausfall von Betriebsmitteln zur Folge hätte.

Mit der Energiewende in Deutschland verändert sich die Erzeuger-Last-Struktur im Stromnetz sehr stark. Anstatt vieler zentraler Großkraftwerke, welche in der Nähe von Lastzentren standen, wird die Erzeugung auf dezentrale Erzeuger aus erneuerbaren Quellen umgestellt. Der Strom wird nun dort erzeugt, wo die äußeren Gegebenheiten die Erzeugung zulassen. So wird beispielsweise viel Windstrom in Nord- und Ostsee erzeugt. Die sich dadurch ergebende örtliche Trennung von Erzeugung und Verbrauch ändert auch die Anforderungen an das Stromnetz. Früher musste die Energie aus einigen zentralen Kraftwerksstandorten in das nähere Umfeld zu den Lasten verteilt werden. Großräumige Transite waren sehr selten. Der Lastfluss war hauptsächlich vertikal zu den Lasten in den Verteilnetzebenen. Ebenso wurden die benötigten Systemdienstleistungen zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität von den Kraftwerken erbracht. Durch die Energiewende ändert sich dies in den letzten Jahren immer mehr. So sind großräumige Transite von den Erzeugungszentren (beispielsweise Wind aus Nord- und Ostsee) zu den Lastzentren (beispielsweise Süd- und Westdeutschland) notwendig. Aufgrund der überregionalen Transite nehmen die horizontalen Lastflüsse erheblich zu. Zusätzlich stehen die Erzeuger auch nicht mehr als Systemdienstleister für den gesamten Transitkorridor zur Verfügung.

Die aktuellen Letztmaßnahmen gegen den Spannungskollaps sind auf einen lastgetriebenen vertikalen Lastfluss und den daraus resultierenden Ursachen für einen Spannungszusammenbruch ausgelegt. Ein zu starker Transit zur Last führt zu lokal sehr niedrigen Spannungen. Mit

einem Lastabwurf an der Stelle mit der tiefsten Spannung kann der vertikale Transit reduziert werden und damit der Spannungskollaps verhindert werden. Bei horizontalen Transiten besteht hingegen kein klarer Zusammenhang zwischen Lastzentrum und der tiefsten Spannung im Netz. Daher muss eine Lastabschaltung nicht unmittelbar zu einer höheren Spannung führen, im schlimmsten Fall könnte dies sogar zu noch tieferen Spannungen führen und damit einen schnelleren Spannungskollaps begünstigen. Vor dem Hintergrund dieser veränderten Rahmenbedingungen sollen die im Systemschutzplan genannten Letztmaßnahmen gegen Spannungskollaps geprüft und auf ihre Wirksamkeit in verschiedenen Netzsituationen bewertet werden.

5.1.1 Datengrundlage und Annahmen

Für die Bewertung der Wirksamkeit der Letztmaßnahmen gegen Spannungskollaps wird zur Abbildung des deutschen Stromübertragungsnetzes ein generisches Netzmodell verwendet, welches aus 20 Knoten besteht. Das Modell basiert auf dem offenen Modelldatensatz PyPSA-Eur [25]. Dieser Datensatz umfasst das gesamte Gebiet der ENTSO-E und basiert auf öffentlich verfügbaren Daten. Es wurde seit der ersten Publikation mehrfach aktualisiert und erweitert [26]. Darüber hinaus umfasst das Modell eine Kraftwerksdatenbank, sowie räumlich aufgelöste Zeitreihen für die Last und für die EE-Potentiale. Mit Hilfe des Energiesystemmodellierungs- und optimierungs-Frameworks PyPSA („Python for Power System Analysis“) kann dann für verschiedene Szenarien mittels DC-OPF ein Kraftwerkseinsatz bestimmt werden. Dies wird unten näher erläutert. Das resultierende Modell und die Netznutzungsfälle sind somit zwar nicht vollständig in Übereinstimmung mit der Realität, da die öffentlich verfügbaren Daten beispielsweise bezüglich der elektrischen Parameter nicht vollständig und/oder fehlerbehaftet sind. Sie bieten jedoch ein ausreichend realistisches Abbild des deutschen Übertragungsnetzes, um die Wirksamkeit von Maßnahmen im Kontext der aktuellen und erwarteten Entwicklungen zu untersuchen.

Für die Untersuchungen zur Wirksamkeit von Letztmaßnahmen gegen Spannungskollaps wurden noch einige Modifikationen vorgenommen: Zum einen wurde mit vorhandenen Routinen in PyPSA eine Aggregation des Netzmodells auf der Übertragungsnetzebene durchgeführt, um die Anzahl der Knoten zu reduzieren. Darüber hinaus wurde das Modell um unterlagerte Spannungsebenen erweitert, da die stufbaren Transformatoren zwischen den Spannungsebenen einen relevanten Einfluss auf den Spannungskollaps haben und an den vorgesehenen Letztmaßnahmen beteiligt sind. An jedem Höchstspannungsknoten (HöS) im Netzmodell sind unterlagert auch Hoch- (HS) und Mittelspannungsebene (MS) angeschlossen. Dies ist in Abbildung 37 zu sehen. Es sind auf allen Spannungsebenen Einspeiser verteilt und auf HS und MS Ebene Lasten. Dabei wird die Hälfte der Last als spannungsabhängig (Impedanzlasten)

angenommen, die andere Hälfte als spannungsunabhängig (Konstantlasten). Die Transformatoren zwischen den Spannungsebenen sind mit Stufenschaltern ausgestattet, sodass auch die Blockierung der Trafostufung überprüft werden kann.

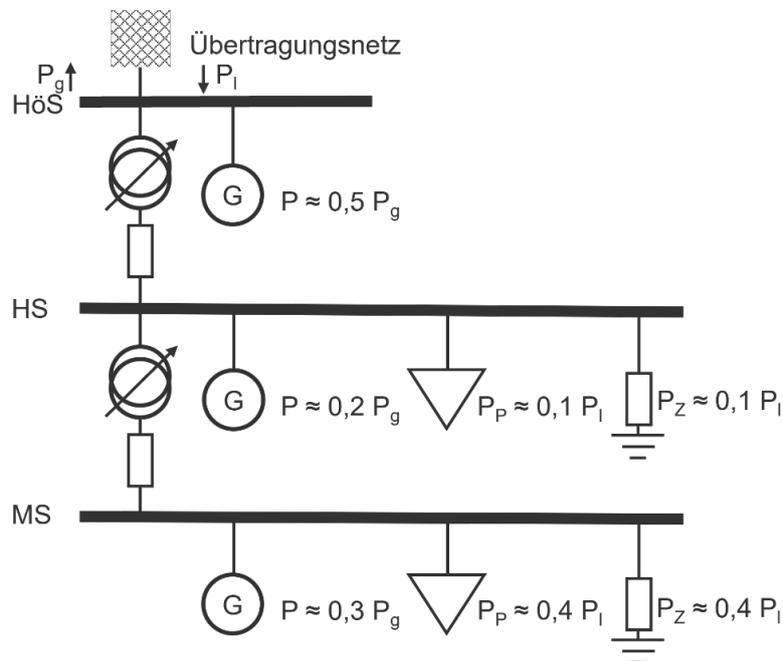


Abbildung 37: Schematische Darstellung der Verteilnetzabbildung an jedem aggregierten Übertragungsnetz-knoten.

5.1.2 Methodik

Aufbauend auf der Modellstruktur aus 5.1.1 werden die Untersuchungen mit Hilfe eines Continuation Power Flow (CPF) durchgeführt. Die Grundidee des CPF-Verfahrens besteht darin, ausgehend von einem Basisfall die Netzbelastung immer weiter zu erhöhen, bis der Spannungskollaps eintritt. Die mögliche Erhöhung der Netzbelastung ist dann ein Maß für die Stabilitätsmarge des Systems im betrachteten Basisfall in Bezug auf den Spannungskollaps. Die Betrachtung der Stabilitätsmarge mit und ohne bestimmte Letztmaßnahmen ermöglicht somit einen Vergleich derer Wirksamkeit.

Zur Vorbereitung des CPF-Verfahrens wird ein geeigneter Netznutzungsfall als Basisfall benötigt. Dieser wird wie folgt ermittelt. Zur Ermittlung eines initialen Lastflusses, wird zuerst mittels PyPSA ein optimierter DC-Lastfluss (DC-OPF) gerechnet, um die Wirkleistungsbedarfe der Lasten auf die Erzeuger aufzuteilen und einen engpassfreien und $(n-1)$ sicheren Wirkfluss zu erhalten. Dies und die Ergebnisse für die Spannungswinkel dienen anschließend als Eingangsdaten für eine AC-Lastflussoptimierung (AC-OPF). Dafür wird der Blindleistungsbezug der Lasten zu 10% der Wirkleistung ($\cos(\varphi) = 0,9$) gesetzt und der HöS-Knoten mit der größten Einspeisung als Slack gesetzt. Das Ziel der Optimierung des AC-OPF ist eine Minimierung der

Netzverluste, wobei als Nebenbedingungen die Ergebnisse für die Wirkleistungseinspeisungen aus dem DC-OPF, sowie die Blindleistungs- und Spannungsgrenzen der Betriebsmittel und Knoten eingehalten werden müssen. Dieses Ergebnis ergibt einen AC-Lastfluss, bei dem die Netzverluste auf alle Generatoren aufgeteilt werden. Damit ergibt sich ein Lastflussergebnis mit plausiblen Spannungsamplituden und Blindleistungswerten für alle Basisfälle. Dies wird als Ausgangspunkt für den CPF verwendet. Bei den Untersuchungen wird die Stufung von Transformatoren als betriebliche Möglichkeit abgebildet, um das Spannungsband im Netz zu optimieren.

5.1.2.1 Ermittlung von Stabilitätsmargen (λ)

In der vorliegenden Untersuchung werden die Leistungen der Lasten und der Erzeuger an jedem Knoten i mittels eines Skalierungsfaktors λ schrittweise entsprechend:

$$P_i = (1 - \lambda)P_{i,Basis} + \lambda P_{i,Ziel}$$

Erhöht. Der Zielfall ist grundsätzlich frei wählbar und legt die Verteilung der Lasterhöhung auf die Knoten fest. In dieser Untersuchung wurde $P_{1,i,Ziel} = 2 \cdot P_{1,i,Basis}$ gewählt, so dass eine Erhöhung von λ einer proportionalen Hochskalierung des untersuchten Netznutzungsfalls entspricht:

$$P_i = (1 + \lambda)P_{i,Basis}$$

Auch wenn andere Ansätze möglich sind (z.B. in Richtung der kürzesten Distanz zum Spannungskollaps), ist dieser Ansatz für die vergleichende Bewertung der Wirksamkeit von Maßnahmen ausreichend.

Die Erhöhung der Lasten erfolgt, bis eine vorgegebene Spannungsgrenze erreicht wird. Daraufhin wird der CPF unterbrochen und eine neue Transformatorstufung ermittelt, die wiederum zu einer veränderten Admittanzmatrix führt. Mit der neuen Admittanzmatrix, aber unter Beibehaltung der Richtung der Lastflussänderung, wird der CPF fortgesetzt. Dies wird so lange wiederholt, bis keine weiteren Trafostufungen mehr möglich sind und das System an seine Grenzen kommt. Dies bedeutet im konkreten Fall das Erreichen des kritischen Punktes auf der Wirkleistungs-Spannungs-Kurve (PV-Kurve) und ein sich abzeichnender Spannungskollaps. Der für das Erreichen der Systemgrenze notwendige (Last-)Skalierungsfaktor λ wird als λ_{max} bezeichnet und kann als Maß der im System vorhandenen Stabilitätsmarge interpretiert werden. Je größer λ_{max} , desto größer ist die Stabilitätsmarge. Der absolute Wert hängt jedoch vom Zielfall ab und ist daher nicht aussagekräftig. Ein direkter Vergleich der Stabilitätsmarge

ist nur bei Verwendung des gleichen Basis- und Zielfalls zulässig. Eine beispielhafte Darstellung ist in Abbildung 38 zu sehen.

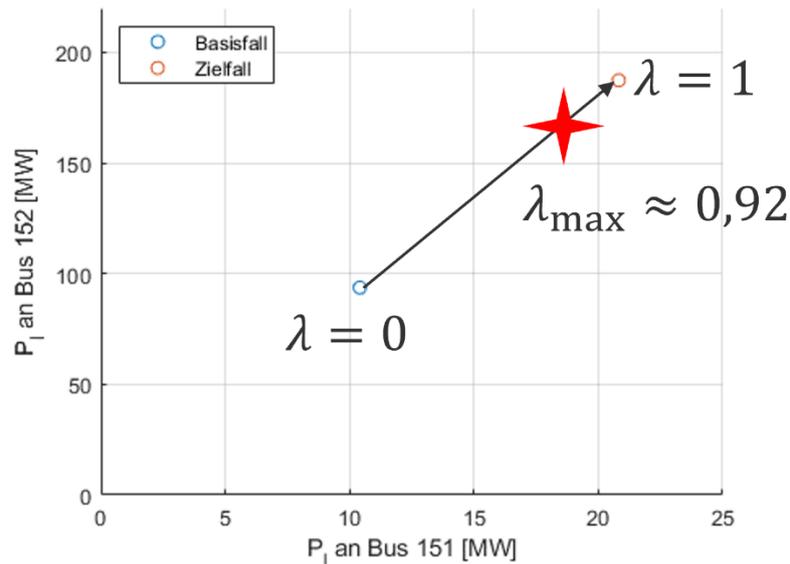


Abbildung 38: Beispielhafte Darstellung der Lasterhöhung entsprechend $P_i = (1 + \lambda)P_{i,\text{Basis}}$ und von λ_{\max} anhand von zwei Lastvariablen (Knoten 151 und 152)

Auf den Achsen ist jeweils die Wirkleistung der sich am entsprechenden Knoten befindlichen Last aufgetragen. Exemplarisch ist so ein zweidimensionaler Schnitt durch den eigentlich 2n-dimensionalen Raum der Last- und Erzeugungsveränderung im n-Knoten-Netz dargestellt. Bei Erhöhung von λ steigen die Lasten proportional zueinander an und erzeugen somit eine für die Spannungshaltung zunehmend angespanntere Netzsituation. In Abbildung 38 ist der maximale Skalierungsfaktor 0,92.

5.1.2.2 Berücksichtigung verschiedener Letztmaßnahmen

Um die Wirksamkeit verschiedener im Systemschutzplan aufgeführten Letztmaßnahmen zu bestimmen und zu vergleichen, werden die Stabilitätsmargen unter Berücksichtigung der jeweiligen Maßnahmen bestimmt. Diese sind im Folgenden dargestellt und werden in Kapitel 5.1.3 genauer beschrieben.

Letztmaßnahmen

- Blockierung von automatischen Stufenstellern bei Netzkuppeltransformatoren
- Absenkung des Spannungsniveaus in den unterlagerten Spannungsebenen
- Abschaltung von Lasten
- Q(U)-Regelung von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen

Im Fokus der Untersuchungen stand die Blockierung von automatischen Stufenstellern bei Netzkuppeltransformatoren und die Abschaltung von Lasten, da dies die Maßnahmen mit dem stärksten Einfluss sind. Weitere mögliche Letztmaßnahmen wurden zum jetzigen Zeitpunkt nicht betrachtet und könnten ggf. in weiterführenden Untersuchungen berücksichtigt werden.

5.1.3 Prüfung der Wirksamkeit

Zur Überprüfung der Wirksamkeit der im Systemschutzplan beschriebenen Letztmaßnahmen bei Spannungsabweichungen, die außerhalb des Betriebsspannungsbandes liegen, wurden quasi-stationäre Simulationen mittels des Continuation Power Flow durchgeführt.

Um verschiedene kritische Situationen bewerten zu können, wurde in den Simulationen ein gesamter Jahreslauf mit 8760 verschiedenen Netznutzungsfällen berücksichtigt. Für jeden Netznutzungsfall werden die Lasten proportional zueinander bis zum Auftreten eines Spannungseinbruchs (Saddle-Node Bifurcation) erhöht und die Wirksamkeit der einzelnen Maßnahmen zur Verhinderung eines Spannungseinbruchs, einschließlich ihrer Ortsabhängigkeit, untersucht. Dabei wird die Wirksamkeit der Letztmaßnahmen anhand der Verschiebung des Spannungskollaspunktes analysiert.

Abbildung 39 zeigt die Spannungsverläufe für einen exemplarischen Netznutzungsfall (Stunde 474). Diese Stunde ist gekennzeichnet durch relativ geringe Lastflüsse im Übertragungsnetz und eine hohe Einspeisung in der Höchstspannungsebene. In diesem Beispiel sind sowohl der Lastabwurf als auch die Blockierung der Trafostufungen wirksam und führen zu einer deutlichen Erhöhung des Wertes λ_{\max} , bei dem es zum Spannungskollaps kommt.

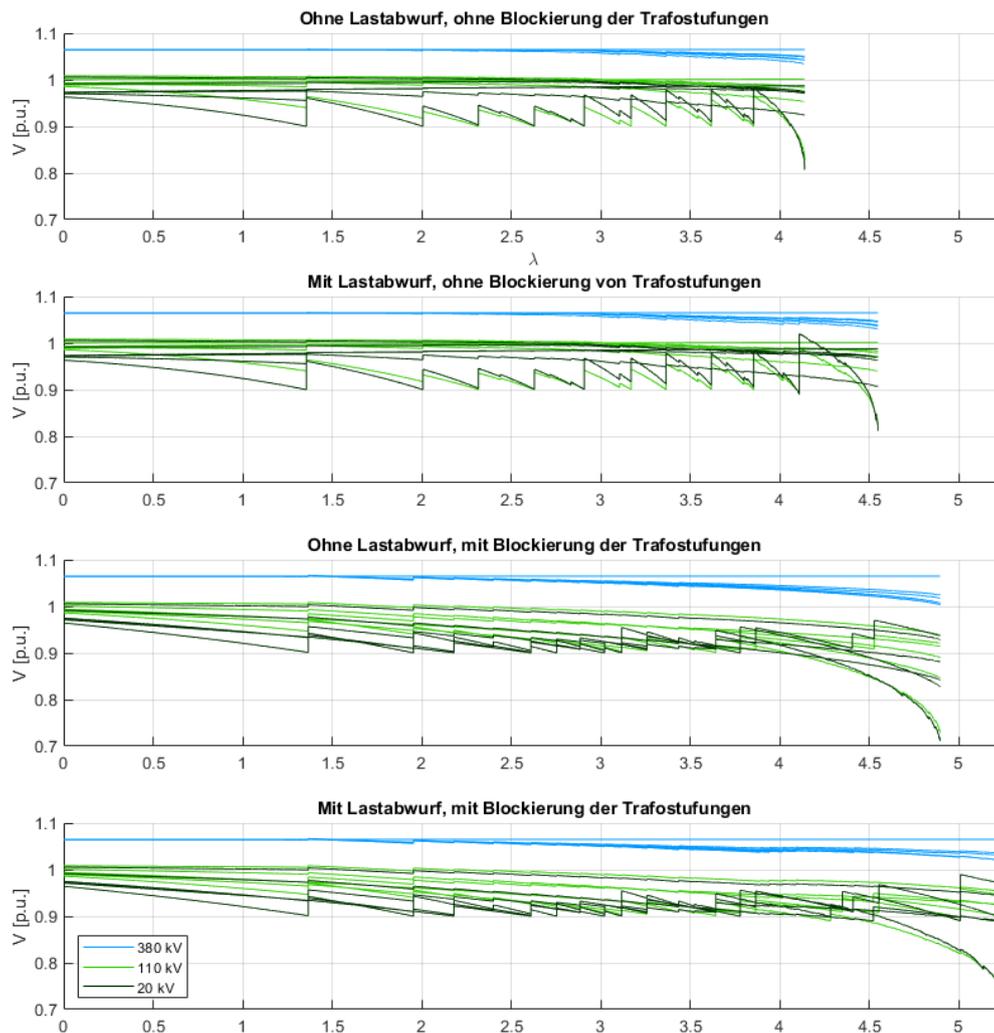


Abbildung 39: Spannungsverläufe von ausgewählten Knoten in Netznutzungsfall 474

Ein weiterer beispielhafter Netznutzungsfall (Stunde 6757) ist in Abbildung 40 dargestellt. Hier hingegen zeigt der Lastabwurf keine Wirkung, da es bereits über dem Schwellenwert für den Lastabwurf zu einem Spannungskollaps kommt. Ebenso führt die Blockierung der Trafostufenungen durch früheres Erreichen niedriger Spannungsbeträge zu früherem Spannungskollaps in einer unterlagerten Spannungsebene. Der Einsatz beider Maßnahmen bewirkt jedoch eine Erhöhung von λ_{\max} .

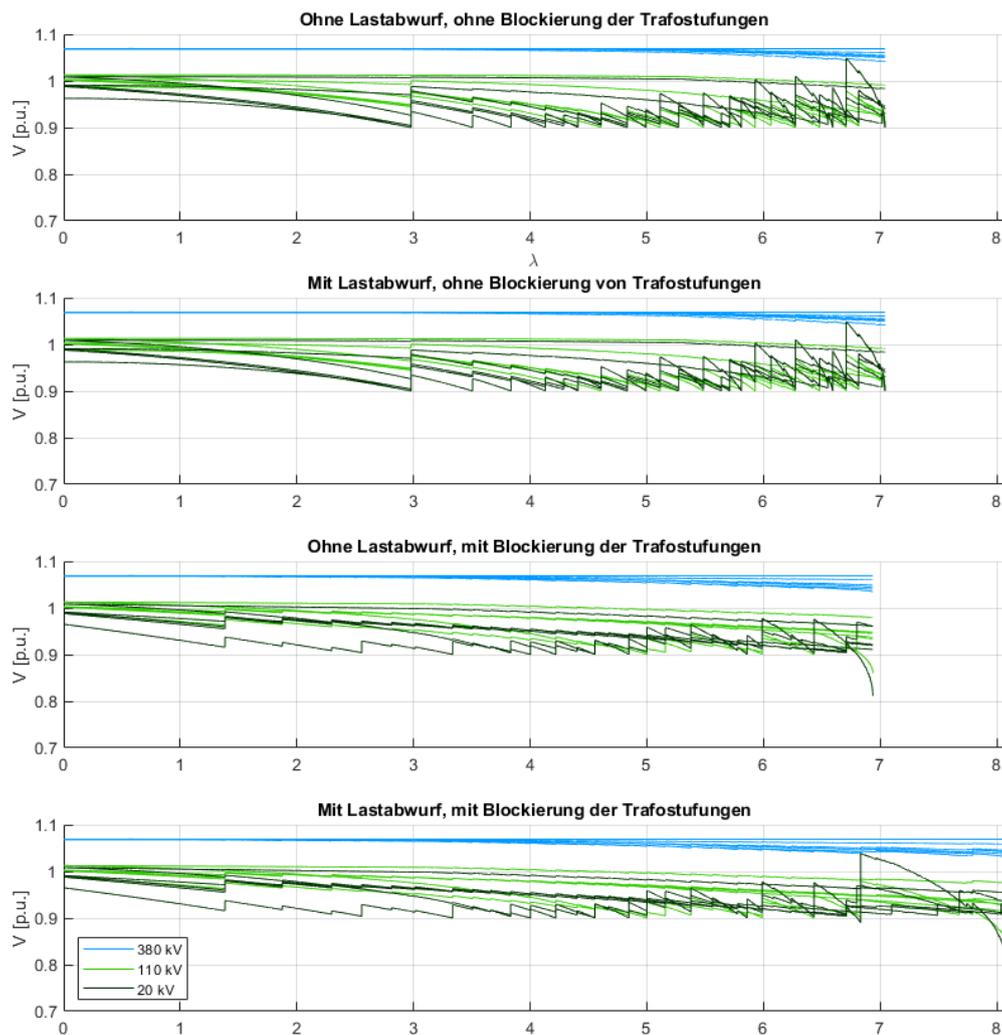


Abbildung 40: Spannungsverläufe von ausgewählten Knoten in Netznutzungsfall 6757

Ein Netznutzungsfall (Stunde 4786), in dem sich beide Maßnahmen als kontraproduktiv erweisen, ist in Abbildung 41 dargestellt. Diese Stunde ist gekennzeichnet durch eine hohe Rückspeisung aus den unterlagerten Netzebenen, wo 97% der Wirkleistung erzeugt wird. Die hohe Erzeugung aus Windkraft und PV führt in dieser Stunde zu großen Transiten im Übertragungsnetz. In diesem Fall verursachen sowohl der Lastabwurf als auch die Blockierung der Trafostufen einen früheren Spannungskollaps. Die Anwendung beider Maßnahmen erweist sich in diesem Fall als genauso kontraproduktiv.

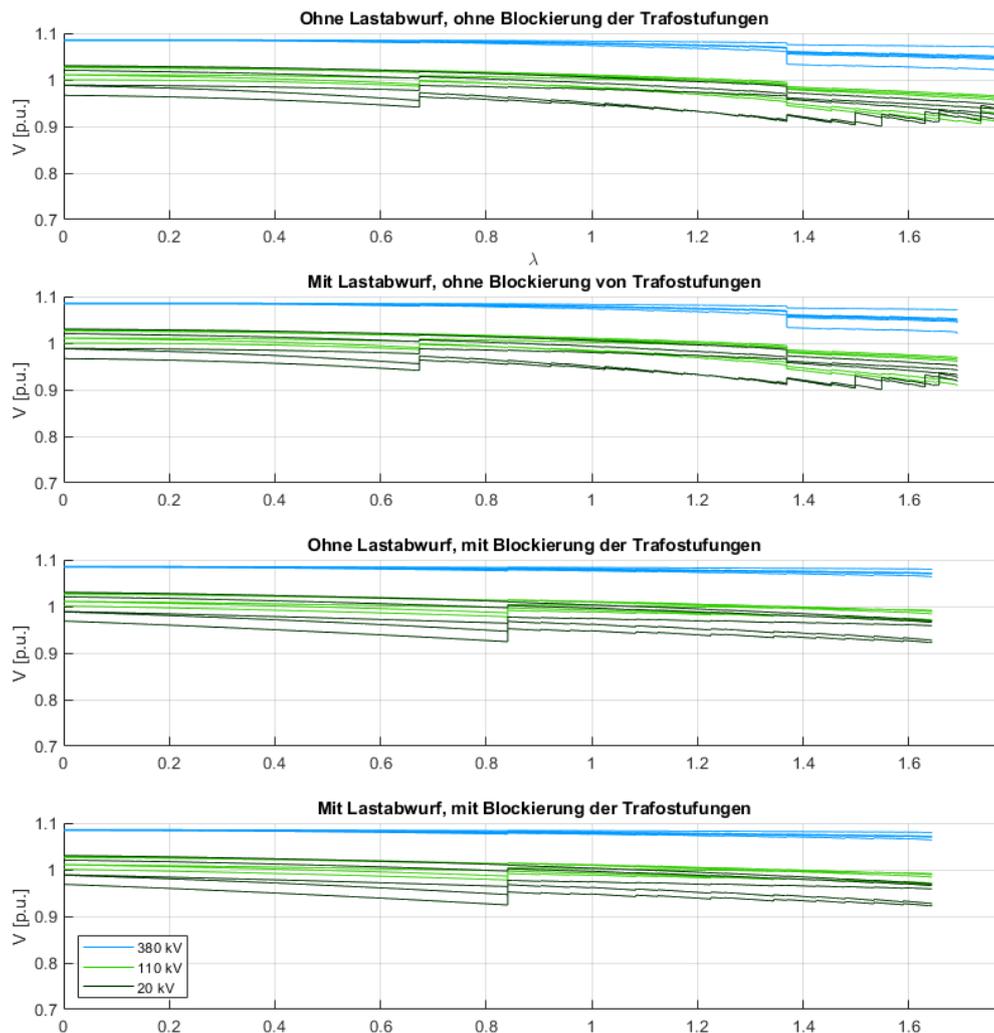


Abbildung 41: Spannungsverläufe von ausgewählten Knoten in Netznutzungsfall 4786

Abbildung 42 gibt einen Überblick über die Wirksamkeit der Letztmaßnahmen. Die y-Achse zeigt die Veränderung von λ_{\max} bei Anwendung der Maßnahmen im Vergleich zu dem Fall, in dem keine der Letztmaßnahmen angewendet wird. Ein Wert kleiner als 1 bedeutet, dass λ_{\max} durch die Anwendung der Letztmaßnahmen verringert wurde (früherer Spannungskollaps). Die Maßnahmen waren somit kontraproduktiv. Werte größer 1 zeigen dagegen Netznutzungsfälle, in denen die Anwendung der Letztmaßnahmen λ_{\max} erhöht werden konnte und damit die Maßnahmen eine positive Wirkung haben. Die Boxplots beschreiben die Häufigkeitsverteilung der Werte und die rote Linie zeigt den Median. Es zeigt sich, dass die alleinige Anwendung der Trafoblockierung in den meisten Fällen (über 50 %) zu einer Verkleinerung von λ_{\max} und damit zu einem früheren Spannungskollaps führt. Auch der Lastabwurf allein führt nicht zu einer signifikanten Erhöhung der Stabilitätsmarge (bezeichnet durch λ_{\max}). Es gibt Fälle, in denen die Anwendung beider Maßnahmen zu einer Verbesserung der Stabilitätsmarge führt, jedoch bleibt in der Hälfte der Fälle die Stabilitätsmarge unverändert und in anderen Fällen wird sie durch die Anwendung beider Maßnahmen verringert.

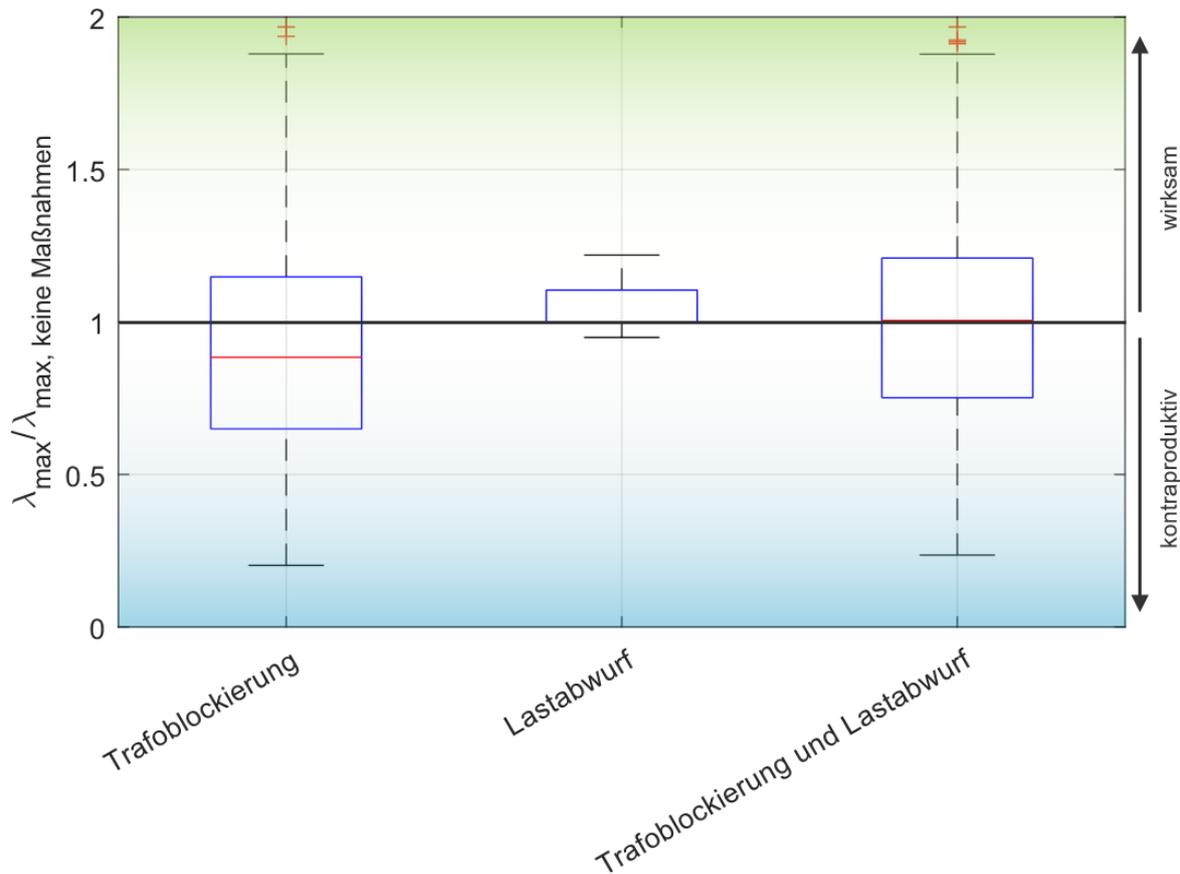


Abbildung 42: Überblick über die Wirksamkeit von Trafoblockierung und Lastabwurf über alle Netznutzungsfälle

Daraus lässt sich schließen, dass in bestimmten Situationen ein Verhindern eines Spannungseinbruchs nach Aktivierung der bestehenden Maßnahmen nicht mehr gewährleistet werden kann. Weiterhin ist zu beachten, dass Aspekte wie die Ortsabhängigkeit die Wirksamkeit der bestehenden Maßnahmen stark beeinflussen und somit eine Überarbeitung und Weiterentwicklung dieser Maßnahmen im Hinblick auf die zunehmende Veränderung der Erzeugungs- und Lastcharakteristik erforderlich ist.

5.1.4 Prüfung von Gegenmaßnahmen

Eine detaillierte Prüfung wirksamer Gegenmaßnahmen gegen einen Spannungskollaps findet im Rahmen der Untersuchungen für diesen Bericht nicht statt, wird aber in weiterführenden Aktivitäten im Jahr 2024 erfolgen. Anhand der Ergebnisse des vorherigen Unterkapitels lässt sich bereits schlussfolgern, dass es sowohl bei einem pauschalen Lastabwurf als auch bei einer pauschalen Blockierung der Transformatorstufung zu einer kontraproduktiven Wirkung kommen kann und daher spezifischere Ansätze verfolgt werden müssen. Denkbar wäre in diesem Kontext ein leistungsflussabhängiger Ansatz, der zu einer Reduktion der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz und somit zu einem geringeren Blindleistungsbedarf und damit zu einer Erhöhung der Spannung führt.

5.1.5 Fazit

Aufgrund der überregionalen Transite durch die lastferne Erzeugung nehmen die horizontalen Lastflüsse erheblich zu. Da die aktuellen Letztmaßnahmen gegen Spannungskollaps vor allem auf den vertikalen Lastfluss ausgelegt sind, wurde die Wirksamkeit der Letztmaßnahmen unter Berücksichtigung der geänderten Rahmenbedingungen (vermehrtes Auftreten von horizontalen Lastflüssen) überprüft. Dafür wurde ein generisches 20-Knoten-Übertragungsnetz mit unterlagerten 110kV und 20kV Knoten mit Einspeisungen auf allen Spannungsebenen verwendet, mit dem ein Jahreslauf zur Repräsentation unterschiedlicher Netznutzungsfälle untersucht werden kann. Die Untersuchungen wurden auf Basis plausibler Spannungsamplituden und Blindleistungswerten im Netz und mithilfe eines CPF durchgeführt. Die Wirksamkeit der Maßnahmen wurden dabei durch die Stabilitätsmarge λ_{max} beschrieben. Diese beschreibt die maximal mögliche Last-Zunahme im Netz unter Einhaltung der vorgegebenen Spannungsgrenzwerte.

Der Fokus wurde auf die Blockierung von automatischen Stufenstellern bei Netzkuppeltransformatoren und die Abschaltung von Lasten gesetzt. Die beiden Letztmaßnahmen erwiesen sich in einigen Fällen als wirkungsvoll um die Stabilitätsmarge zu erhöhen. Am effektivsten zeigte sich dabei die Kombination aus beiden Maßnahmen. In zahlreichen Situationen zeigen die beiden Letztmaßnahmen aber auch eine gegenteilige Wirkung. Diese Möglichkeit muss in den Letztmaßnahmen zukünftig berücksichtigt werden und muss daher auch zu einer Anpassung der Letztmaßnahmen führen.

Insgesamt zeigt sich, dass die bisher im Systemschutzplan genannten Letztmaßnahmen gegen Spannungskollaps aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen unzureichend sind. In weiterführenden Arbeiten soll daher untersucht werden, welche weiteren Maßnahmen gegen einen Spannungskollaps eingesetzt werden können.

5.2 Systemschutzplan für Über- und Unterfrequenz

Weltweit nimmt in elektrischen Verbundsystemen die Momentanreserve aufgrund der zunehmenden Einspeisung nicht-synchroner meist erneuerbarer Erzeugung ab. Die vorhandene Momentanreserve stammt heute im Wesentlichen aus der kinetischen Rotationsenergie der Generatorstränge von Kraftwerken mit Synchrongeneratoren. In kleinen Systemen beeinflusst die geringe Momentanreserve bereits heute zeitweise den Systembetrieb. Im Gegensatz dazu ist das bislang in großen Verbundsystemen wie dem kontinentaleuropäischen Verbundsystem nicht der Fall, da in Summe ausreichend Momentanreserve zur Verfügung steht.

Im Fall einer ungewollten Netzauftrennung jedoch, die das Verbundsystem in zwei oder mehr asynchrone Teilnetze auftrennt, kann eine geringe Momentanreserve in Kombination mit

hohen Leistungsungleichgewichten aufgrund der hohen Frequenzgradienten bereits heute eine große Auswirkung auf die Frequenzstabilität in den gebildeten Teilnetzen haben. Analysen im Rahmen des Netzentwicklungsplans [14] sagen zudem voraus, dass in Teilen des kontinentaleuropäischen Verbundsystems zukünftig zeitweise eine noch deutlich geringere Momentanreserve verfügbar sein wird sowie potenzielle Leistungsungleichgewichte zunehmen. Hintergrund ist die absehbar zunehmende Einspeisung von nicht-synchroner Erzeugung, insbesondere Windparks in Norddeutschland, welche konventionelle Kraftwerke und damit die synchrone Erzeugung mit u.a. Beitrag zur Momentanreserve verdrängen. Der zusätzlich avisierte Kohleausstieg in Deutschland bis 2030 wird die Situation weiter verschärfen.

Zur Beherrschung von Netzauftrennungen existieren verschiedene Letztmaßnahmen, welche als Teil des Systemschutzplans dafür ausgelegt sind, das Verbundsystem vor einem Blackout zu bewahren. Im Wesentlichen sind hierfür automatische (es existieren aber auch manuelle) Letztmaßnahmen vorgesehen. Bei Erzeugungsdefizit (im Teilnetz mit Unterfrequenz) greift der Unterfrequenz-Lastabwurf (UFLA), bei Erzeugungsüberschuss (im Teilnetz mit Überfrequenz) die Überfrequenzwirkleistungsabregelung, im Englischen Limited Frequency Sensitive-Mode — Overfrequency (LFSM-O) genannt. Bisherige Untersuchungen zeigen, dass es unter den heutigen netztechnischen Randbedingungen nicht möglich sein wird, das Verbundsystem für alle möglichen Netzauftrennungsszenarien vor einem Blackout zu bewahren. Dies liegt einerseits an fehlender Momentanreserve im System und andererseits an der zu langsamen Reaktion des LFSM-O.

Entsprechend NC ER [10] ist durch die ÜNB ein Systemschutzplan auszuarbeiten und mindestens alle fünf Jahre auf seine Wirksamkeit zu überprüfen. In [11, 12] wurde hierfür eine Herangehensweise aufgezeigt, wie der Systemschutzplan für Überfrequenz im kontinentaleuropäischen Verbundsystem ausgelegt und überprüft werden kann. Diese Herangehensweise wird nachfolgend um den Unterfrequenzbereich erweitert. Auf dieser Grundlage findet anschließend eine Bewertung der Wirksamkeit des heutigen Systemschutzplans statt.

5.2.1 Datengrundlage und Annahmen

Die Datengrundlage für die nachfolgenden Untersuchungen ist das BA23 t+1 Szenario (BA steht für Bedarfsanalyse). Es bildet näherungsweise den aktuellen Systemzustand ab. Das betrachtete Szenario umfasst einen Jahreslauf mit 8760 Stunden, auf welchem die Bewertung der Zuverlässigkeit des Systemschutzplans durchgeführt wurde.

In Anlehnung an bisherige Analysen aus dem NEP 2035 V2021 [18] und NEP 2037 V2023 [14] werden zwei charakteristische Netzauftrennungen herangezogen.

Für die Bewertung der Maßnahmen bei Überfrequenz wird die in Abbildung 43 dargestellte Netzauftrennung betrachtet, die an die Netzauftrennung vom 4.11.2006 angelehnt ist. Durch die Unterbrechung des Leistungstransports in Nord-Süd Richtung, ergeben sich hohe Leistungsüberschüsse in der nördlichen, relativ kleinen Netzinsel (grün).

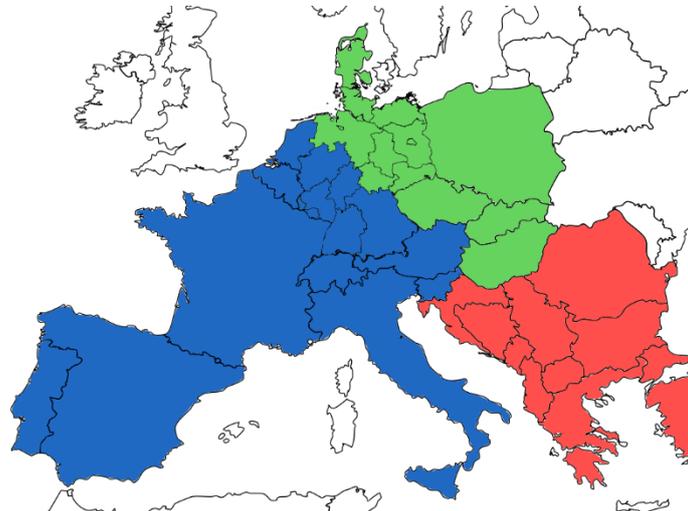


Abbildung 43: Netzauftrennung zur Bewertung des Systemschutzplans Überfrequenz

Für die Bewertung des Systemschutzplans Unterfrequenz hingegen wird die Netzauftrennung betrachtet, die in Abbildung 44 dargestellt ist. Hierbei wurde die Trennlinie der Störung vom 4.11.2006 an die südwestliche Grenze Deutschland verschoben. Dadurch entstehen teilweise Situationen mit hohen Importen nach Deutschland, die zu kritischen Unterfrequenzsituationen führen.

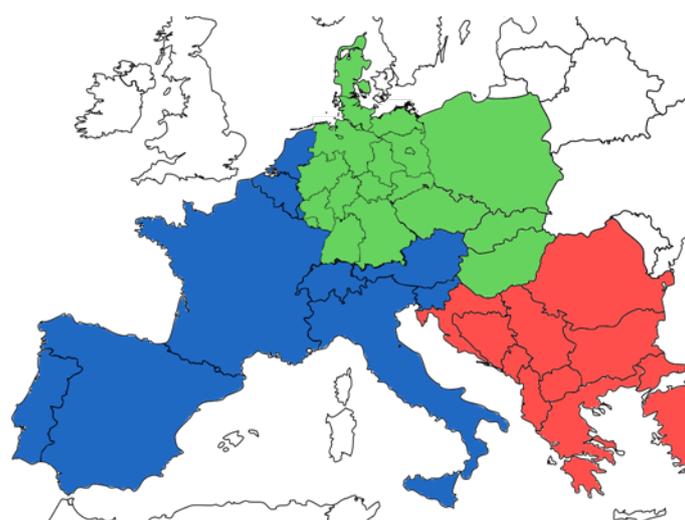


Abbildung 44: Netzauftrennung zur Bewertung des Systemschutzplans Unterfrequenz

Für die Bewertung des Systemschutzplans werden folgende Maßnahmen berücksichtigt und modelltechnisch abgebildet:

- **Überfrequenz**
 - **Überfrequenzleistungsreduktion bzw. LFSM-O:**

Die Potentiale von LFSM-O liegen vor allem in PV und Windanlagen. Für den betrachteten Zeithorizont wurden aktuelle Zahlen zur installierten Leistung von PV und Wind auf Basis der geschätzten Entwicklungen der installierten Leistungen in Szenarien der Langfristanalyse und des NEP interpoliert. Die Verteilung der installierten Leistungen auf verschiedene Anschlussrichtlinien (Altanlagen, TC2007, TAB HS, TAR) basiert auf Hersteller-Umfragen.
 - **Non-Conform Generation:**

Non-Conform Generation (alte, erneuerbare EA die sich bereits bei $\geq 50,2$ Hz oder $\leq 49,8$ Hz abschalten) wurden ebenfalls betrachtet und basieren ebenfalls auf Hersteller-Umfragen.
- **Unterfrequenz**
 - **Sofort abschaltbare Lasten:**

Der Fokus der Analysen wird auf den unterfrequenzabhängigen Lastabwurf gelegt. Sofort abschaltbare Lasten nach § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV i.V.m. § 13 Abs. 6 EnWG („Festlegung FSV SEAL“) werden in den Simulationen nicht berücksichtigt. Diese hätten einen positiven Einfluss auf das Unterfrequenzverhalten.
 - **Pumpspeicherkraftwerke:**

Insgesamt sind in Deutschland Pumpspeicherkraftwerke mit einer installierten Gesamtleistung von ca. 6,7 GW installiert, die bei einem Absinken der Frequenz unter 49,5 Hz einen automatischen Pumpstopp innerhalb von 10 s durchführen. Bei einem weiteren Absinken unterhalb von 49,2 Hz erfolgt ein unverzügter Abwurf. Ein Abwurf von Pumpspeicherkraftwerke wird in den Simulationen nicht berücksichtigt und hätte zusätzlich einen positiven Einfluss auf das Unterfrequenzverhalten.
 - **unterfrequenzabhängiger Lastabwurf:**

Die Abbildung des unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs basiert auf den Ergebnissen des UFLA-Monitorings 2020. Diese wurden in einem Projekt mit dem IFK der Universität Stuttgart untersucht. Es wurde für jedes Bundesland mittels Regressionsanalyse die Abhängigkeiten der verfügbaren Last unter Lastabwurf von PV und Windeinspeisung sowie der Gesamtlast bestimmt. Die resultierende Last unter Lastabwurf wurde anschließend gleichmäßig auf die Lastabwurfstufen von 49 Hz bis 48,1 Hz verteilt.
 - **Unterfrequenzleistungserhöhung bzw. LFSM-U:**

Es wird kein Beitrag von LFSM-U berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass Bestandsanlagen bislang keinen nennenswerten Beitrag zur Leistungserhöhung im Unterfrequenzbereich leisten.

5.2.2 Methodik

Die folgenden Analysen erfolgen anhand eines summarischen Netzmodells (oft auch als Punktmodell oder System-Bilanz-Modell bezeichnet). Dieses Netzmodell bildet die wesentlichen

Mechanismen des Leistungs-Frequenzverhaltens im Verbundsystem im Zeitbereich ab [9]. Abbildung 45 zeigt eine Übersicht der wesentlichen Modellbestandteile.

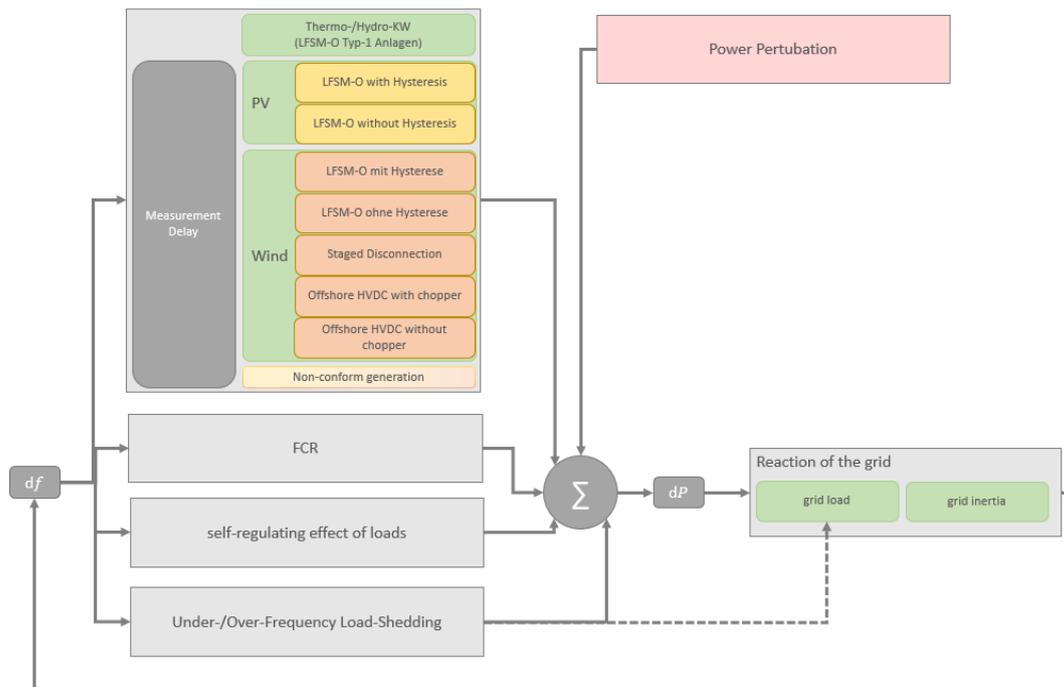


Abbildung 45: Schematische Darstellung des verwendeten Punktmodells

Als Eingangsdaten für das Modell dienen die Marktergebnisse des Jahreslaufs der BA23 t+1. Für die zu analysierende Netzregion werden insbesondere die folgenden Größen für jede Stunde aufbereitet:

- Gesamtlast
- Maximales potenzielles Leistungsungleichgewicht
- Synchrone Erzeugung und deren installierte Anlagenleistung
- Nicht Synchrone Erzeugung und deren installierte Anlagenleistung
- Verfügbare Last unter Lastabwurf

Die vorhandene Momentanreserve wird für jede Stunde anhand der Anlaufzeitkonstanten der am Netz befindlichen synchronen Erzeugungsanlagen abgeschätzt. Für den frequenzabhängigen Selbsteffekt der Verbraucher wird mit 2 %Last/Hz eine konservative Abschätzung getroffen. Für die Überfrequenzleistungsreduktion (LFSM-O) wird ein realistisches Zeitverhalten vorgegeben (Messverzögerung, Reaktionszeit, Hysterese). Gleiches gilt für den Unterfrequenzlastabwurf für den eine Auslösezeit von $t=250\text{ms}$ angenommen wird sowie weitere automatische Letztmaßnahmen. Da die Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve, FCR) verhältnismäßig langsam aktiviert wird und bei Netzauftrennungen nur teilweise zur Verfügung steht wird diese in den Untersuchungen nicht berücksichtigt.

Die Parametrierung der automatischen Letztmaßnahmen spielt bei der Bewertung des Systemschutzplans eine wesentliche Rolle. Dabei geht es bzgl. Der Überfrequenz im Wesentlichen um folgende Parameter des LFSM-O [5]:

- den Frequenzschwellwert $f_{\text{Schwellwert,LFSM-O}}$ (in Deutschland 50,2 Hz), der Wert, ab dem die Regelung eingreift;
- die Statik $s_{\text{LFSM-O}}$, welche die Steilheit der Kennlinie der Regelung bestimmt;
- ob die Anlage mit oder ohne Hysterese abregelt und
- wie schnell die Anlage abregelt (Anschwingzeit).

Analog sind bzgl. Der Unterfrequenz die Parameter des Unterfrequenz-Lastabwurfs (UFLA) von Bedeutung, einerseits die Schwellwerte der 10 Lastabwurfstufen $f_{\text{Schwellwert,UFLA}}$ und andererseits die Abwurf-Verzögerung $t_{\text{Verzögerung,UFLA}}$ für Frequenzmessung und Auslösung des Leistungsschalters.

Die Überprüfung des Systemschutzplans für Über- und Unterfrequenz erfolgt in zwei Schritten. Dabei steht die Überprüfung der Wirksamkeit der aktuell implementierten automatischen Letztmaßnahmen im Fokus (Kurz- und Mittelfristperspektive). Zunächst wird bewertet, ob die zur Verfügung stehende Leistung der aktuell implementierten, automatischen Letztmaßnahmen ausreichend ist, um die entstehenden Leistungsungleichgewichte infolge der betrachteten Netzauftrennungs-Szenarien auszugleichen. Im nächsten Schritt wird anschließend das Zeitverhalten mithilfe des summarischen Netzmodells simuliert und ausgewertet. Zur Bewertung der Wirksamkeit wird die resultierende maximale Frequenz f_{max} (Überfrequenz) bzw. minimale Frequenz f_{min} (Unterfrequenz) des abgetrennten Teilnetzes ausgewertet. Liegen f_{max} bzw. f_{min} unter- bzw. oberhalb der definierten maximalen bzw. minimalen Schwellwerte von 51,5 Hz bzw. 47,5 Hz, ist die Wirksamkeit der aktuellen automatischen Letztmaßnahmen erwiesen.

Ist dies nicht der Fall, werden in einem zweiten Schritt Maßnahmen zur Verbesserung des Systemverhaltens in den Kapiteln 5.2.3.1 und 5.2.3.2 ermittelt.

Zusätzlich werden weitere Kriterien ausgewertet. Einerseits wird der resultierende maximale Frequenzgradient $\text{RoCoF}_{\text{max}}$ (im Englischen als Rate of Change of Frequency bezeichnet) ausgewertet und überprüft, ob 1 Hz/s überschritten wird. Andererseits wird bei Überfrequenz zusätzlich ausgewertet, ob ein Unterschwingen unter 49,8 Hz erfolgt, bzw. bei Unterfrequenz, ob die Frequenz unterhalb von 49,8 Hz hängenbleibt oder ein Überschwingen über 50,2 Hz stattfindet.

5.2.3 Analysen zur Prüfung der Wirksamkeit für Überfrequenz

5.2.3.1 Prüfung der Wirksamkeit

Im Zuge der turnusmäßigen Überprüfung der Wirksamkeit des Konzepts zur automatischen Überfrequenzabregelung des Systemschutzplans kann auf Basis von Simulationen festgestellt werden, dass heute keine ausreichende Wirksamkeit mehr gegeben ist. Als Referenzstörfall wurde dabei der 2006 aufgetretene Systemsplit gemäß Abbildung 43 herangezogen.

Im ersten Schritt wird bewertet, ob die zur Verfügung stehende abregelbare Leistung von LFSM-O ausreicht, um das potenzielle Leistungsungleichgewicht auszugleichen. Abbildung 46 zeigt, dass die Wirkleistungsabregelung — $P_{\text{LFSM-O,sum}}$ auf Basis von LFSM-O durch Photovoltaik, Wind-On- und Offshore sowie konventioneller Kraftwerke in Summe ausreicht, um das potenzielle maximale Leistungsungleichgewicht $\Delta P_{\text{Stör,max}}$ des Überfrequenz-Teilnetzes des analysierten Netzauftrennungsszenarien bilanziell auszugleichen.

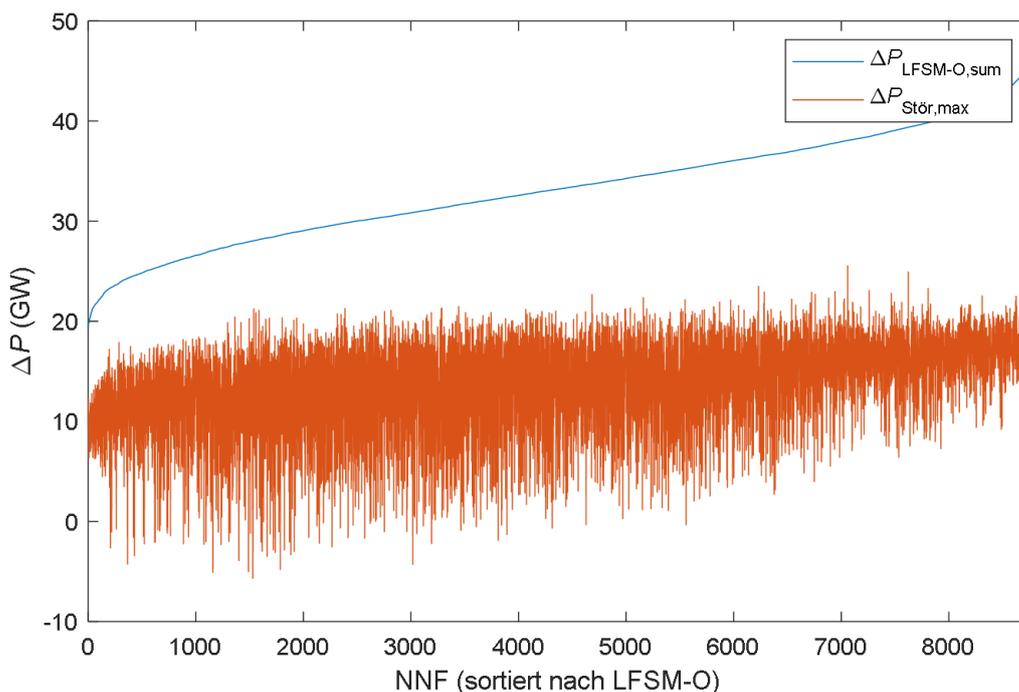


Abbildung 46: Potentielles Leistungsungleichgewicht versus Summe der abregelbaren Wirkleistung unter LFSM-O

Anschließend werden Zeitbereichssimulationen durchgeführt, um das Zeitverhalten der Überfrequenz-Leistungsreduktion zur Bewertung der Wirksamkeit bestehender Maßnahmen auswerten zu können. Entsprechend Abbildung 47 sind dabei zwei Kriterien von Bedeutung:

- Verletzung der oberen Frequenzgrenze von 51,5 Hz (Überschwinger, gelb)
- Verletzung des unteren Betriebsfrequenzbandes bei 49,8 Hz (Unterschwinger, orange)

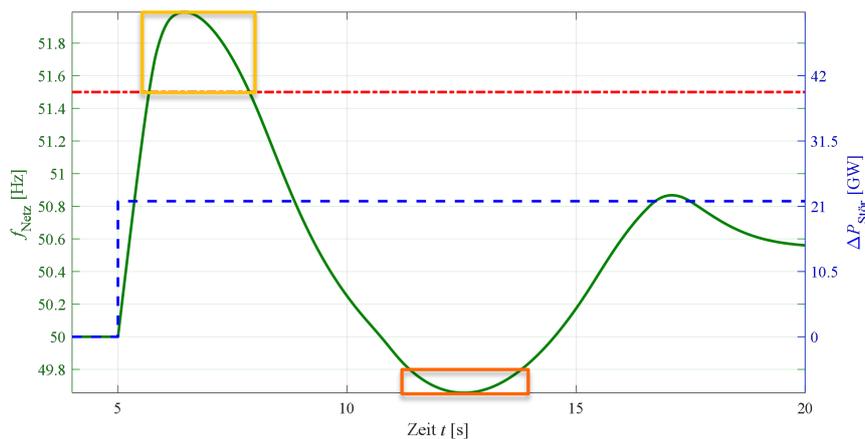


Abbildung 47: Frequenzverlauf eines beispielhaften Simulationsszenarios

In den Analysen für die Überfrequenzregion (Abbildung 43, grüne Region) kann festgestellt werden, dass, in knapp 20 % aller Fälle keine ausreichende Wirksamkeit der automatischen Überfrequenzabregelung gegeben ist. Dies ist vor allem auf eine zu langsame Reaktion durch zu hohe Anschlagzeiten des LFSM-O zurückzuführen. In 1720 (von 8760) Fällen kommt es zu einer Verletzung der oberen Frequenzgrenzen (siehe Abbildung 48, oben). Zudem kommt es in wenigen Fällen zusätzlich zu einem Unterschwinger der Frequenz nach dem Erreichen des ersten Frequenzmaximums (siehe Abbildung 48, unten). Dies ist kritisch zu bewerten, da dies die Abschaltung von Altanlagen zur Folge haben kann, wodurch es zu einem weiteren Absinken der Frequenz kommen kann.

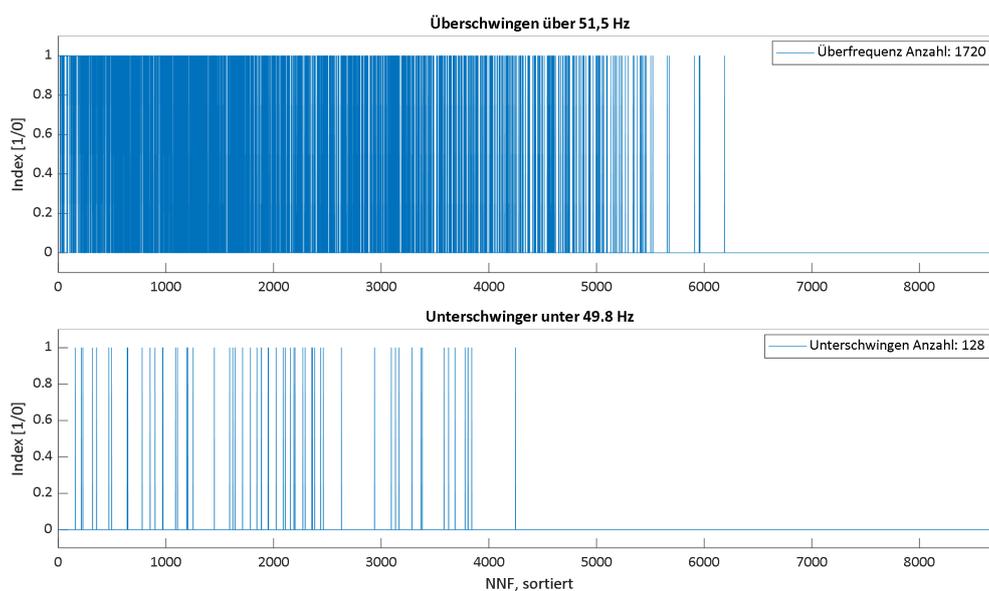


Abbildung 48: Ergebnisse der Überfrequenzereignisse (oben: Anzahl Überschreitung der maximalen Frequenz von 51,5 Hz; unten: Unterschreitung der unteren Betriebsfrequenz von 49,8 Hz)

Aufgrund stetig steigender Transporte und abnehmender Momentanreserve (Abschaltung konventioneller Kraftwerke) ist in den nächsten Jahren ohne entsprechende Gegenmaßnahmen (z.B. Erhöhung der Momentanreserve) ein weiterer Anstieg der nicht beherrschten Fälle zu erwarten. Die überarbeiteten Anforderungen an die Anschlagzeiten der Überfrequenzleistungsreduktion für Erzeugungsanlagen wirken sich hierbei zukünftig bereits positiv auf das Verhalten bei Überfrequenzsituationen aus. Details dazu können dem NEP 2037 V2023 [14] entnommen werden.

Die Analysen zeigen somit, dass heute in einer Vielzahl von Situationen bei einer Systemauf-trennung nach Abbildung 43 ein sicheres Abfangen der Überfrequenzregion(en) (grüne Insel) nicht sicher gewährleistet werden kann.

Zudem weist ein Großteil dieser Stunden maximale RoCoFs größer 1 Hz/s auf. Diese Situations-bergen das Risiko aufgrund zu hoher RoCoFs nicht sicher abgefangen werden zu können.

5.2.3.2 Gegenmaßnahmen

Da die Wirksamkeit des Systemschutzplans für Überfrequenz in Folge einer Systemauf-trennung nach dem Referenzfall 2006 nicht ausreichend wirksam zu bewerten sind, sind die vier deutschen ÜNB gemäß Systemschutzplan aufgefordert, Gegenmaßnahmen zu prüfen und um-zusetzen.

Im NC ER wird der schrittweise Abwurf von Erzeugungsleistung als eine mögliche zu prüfende Gegenmaßnahme genannt. Auch wenn diese Gegenmaßnahme in den durchgeführten Simu-lationen grundsätzlich positiv wirkt, muss gesagt werden, dass die Umsetzung dieser Maß-nahme aufgrund ihrer Kleinteiligkeit bedingt durch die hohe Anzahl kleiner Erzeugungsanla-gen (Wind, PV) als kompliziert eingeschätzt wird. Zudem ist bei der Umsetzung die Mithilfe einer Vielzahl unterlagerter Netzbetreiber notwendig, was eine effiziente und zügige Umset-zung erschwert.

Daher wird eine weitere, aus Sicht der 4ÜNB deutlich einfacher umzusetzende und damit er-folgversprechendere Gegenmaßnahme geprüft: die Nutzung eines Choppers (Bremswider-stand) von landseitigen HGÜ-Stromrichtern von Offshore-Windparks. Die in allen Offshore – HGÜ der TenneT implementierte Systemautomatik dient der kurzfristigen Reduzierung der eingespeisten Wirkleistung in das Onshorennetz. Hierfür wird der auf der Gleichspannungsseite der HGÜ-Anlage onshoreseitig eingebaute Bremswiderstand benutzt. Der Widerstand ist so ausgelegt, dass die maximale Wirkleistung der HGÜ für 2 s über diesen Bremswiderstand ab-geführt bzw. in Wärme umgewandelt werden kann. Diese Funktion wird kurz EPC (Emergency Power Control) genannt und im Folgenden verwendet.

Die EPC-Funktion einer Offshore-HGÜ wird dabei über einen Binäreingang, der von extern angesteuert wird, aktiviert. Die externe Ansteuerung erfolgt bspw. bei Überschreitung von Grenzwerten bestimmter Messwerte, hier die Frequenz und der Frequenzgradient in Kombination, auf einem Betriebsmittel. Bei Aktivierung der EPC-Funktion wird die aktuelle Einspeisung von Wirkleistung (P_{AC}) der HGÜ-Anlage in das Übertragungsnetz innerhalb von 5 ms ab Aktivierung des Signals auf null reduziert. Dieser Zustand (Wirkleistung „Null“) wird für eine Sekunde beibehalten (t_1). Danach wird die Wirkleistung innerhalb der nächsten Sekunde (t_2) wieder auf den von den Windkraftanlagen angebotenen Leistungswert gesteigert. Dieses Verhalten der HGÜ-Anlage ist in Abbildung 49 dargestellt.

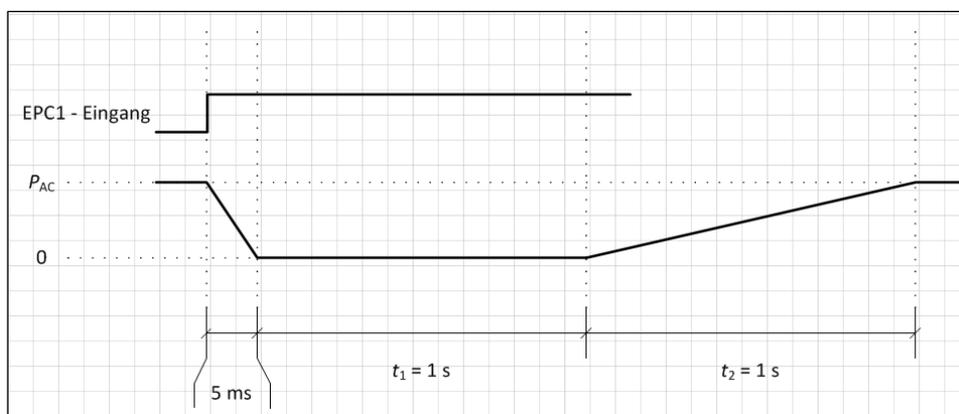


Abbildung 49: Funktionsweise EPC (Chopper) bei Offshore – HGÜ

Zum Nachweis der Wirksamkeit dieser Maßnahme wird in den Simulationen bei einem Überschreiten des Frequenzgradienten $> 0,5\text{ Hz/s}$ und bei Überschreiten des Frequenzschwellwerts von $50,2\text{ Hz}$ 90 % der Offshore-Windeinspeisung mittels EPC angesteuert bzw. die Einspeisung wie eingangs beschrieben kurzzeitig reduziert. Mit Hilfe dieser Funktionalität kann gezeigt werden, dass – bei einer vollständigen Umsetzung des Konzepts an den Offshoreanlagen – die Anzahl der Verletzung der oberen Frequenzgrenze in der Überfrequenzregion auf 147 und damit weniger als ein Zehntel der Fälle, die weiterhin als systemkritisch eingestuft werden, begrenzt werden kann. Die Verletzung der unteren Frequenzgrenze konnte zudem fast halbiert werden.

Derzeit befindet sich eine Implementierung an zwei Pilotanlagen der TenneT, BorWin 3 und Dolwin 6 in Emden/Ost, in der Realisierung. Bei erfolgreicher Umsetzung und Testphase ist eine Erweiterung auf weitere Stromrichter möglich.

5.2.4 Analysen zur Prüfung der Wirksamkeit für Unterfrequenz

5.2.4.1 Prüfung der Wirksamkeit

Zur Bewertung des Systemschutzplans bei Unterfrequenz wird analog zur Vorgehensweise bei Überfrequenz zunächst bilanziell überprüft, ob für das Referenzjahr in Deutschland zu jeder Stunde genügend unter Lastabwurf stehende Leistung bzw. Last, kurz UFLA, zur Verfügung steht, um ein potenzielles Leistungsungleichgewicht ausgleichen zu können. Dazu ist in Abbildung 50 das Handelssaldo für Deutschland in geordneter Jahresdauerlinie und die zugeordnete verfügbare Leistung für den UFLA aufgetragen. In Abbildung 50 entspricht ein negatives Handelssaldo einem Leistungsexport und ein positives Handelssaldo einem Leistungsimport. Der für Unterfrequenz relevante Fall des Leistungsimports tritt für das betrachtete BA23t+1 Szenario in knapp 2000 Stunden auf. Es kann gezeigt werden, dass zu jedem Zeitpunkt die verfügbare Last unter Lastabwurf (s. Abbildung 50, $P_{UFLA,SUM} > \text{Handelssaldo}$) ausreichend ist, um die Lastunterdeckung in Deutschland infolge der betrachteten Netzauftrennung (vgl. Abbildung 44) auszugleichen.

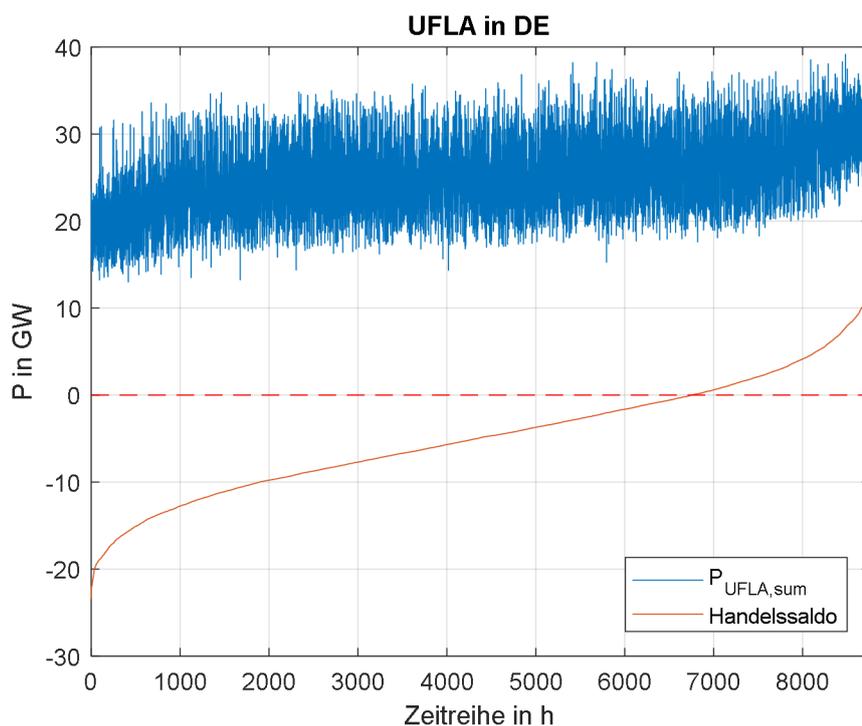


Abbildung 50: Handelssaldo in Deutschland (potenzielles Wirkleistungsungleichgewicht) und die verfügbare Leistung für den Lastabwurf bei Unterfrequenz

Neben dem bilanziellen Nachweis des UFLA ist das Verhalten im Zeitbereich relevant für einen wirksamen Systemschutzplan. Daher wurden Zeitbereichssimulationen für Unterfrequenzsituationen in der nordöstlichen Region der betrachteten Netzauftrennung entsprechend Abbildung 44 durchgeführt. Die verfügbare Abwurfleistung wird auf 10 Abwurfstufen

gleichverteilt und in den Simulationen mit einer Verzögerung von jeweils 250 ms ausgelöst [10, [13]]. Die Ergebnisse aller simulierten Stunden sind in Abbildung 53 dargestellt.

Zum besseren Verständnis der gewählten Auswertungskriterien sind in Abbildung 51 und Abbildung 52 die Ergebnisse zwei charakteristischer Stunden dargestellt. In Abbildung 51 entspricht die Leistung der ersten Lastabwurfstufe (ΔP_{UFLA}) genau dem Wirkleistungsungleichgewicht am Netz (ΔP_{MR}). Durch Auslösen des Lastabwurfs wird das entstandene Leistungsungleichgewicht ausgeglichen und die Frequenz stabilisiert sich bei etwas unter 49 Hz. Ein solches Verhalten ist grundsätzlich bekannt und lässt sich bei diskreten Lastabwurfstufen nicht in jeder Situation verhindern. In Abbildung 52 dagegen kommt es durch die Auslösung einer zweiten Lastabwurfstufe zu einem Leistungsüberschuss und daraus resultierend zu einem Frequenzanstieg. Dieser Fall wird als unkritisch eingestuft, solange der Überschwinger durch die durch Überfrequenz-Leistungsreduktion beherrscht werden kann.

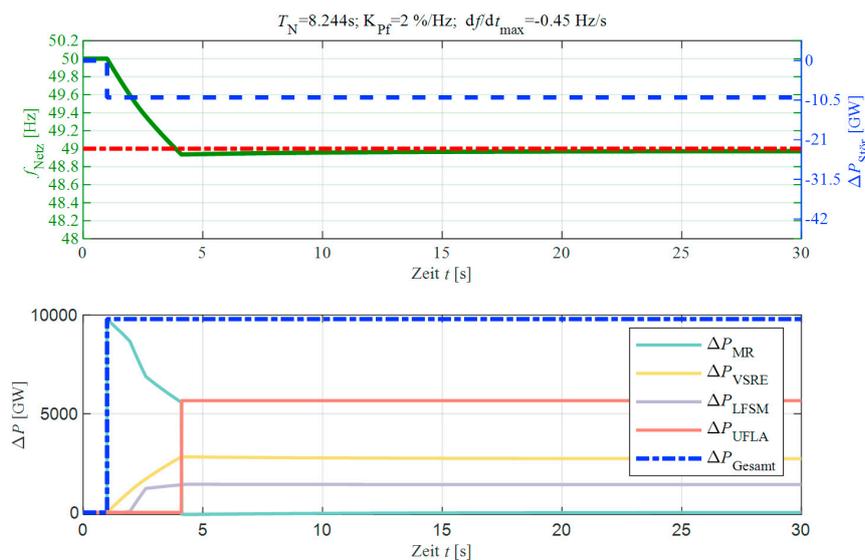


Abbildung 51: Beispielhafter Frequenzverlauf und frequenzabhängige Wirkleistungsänderung bei Unterfrequenz für einen NNF mit „hängenbleibender“ Frequenz unter 49 Hz

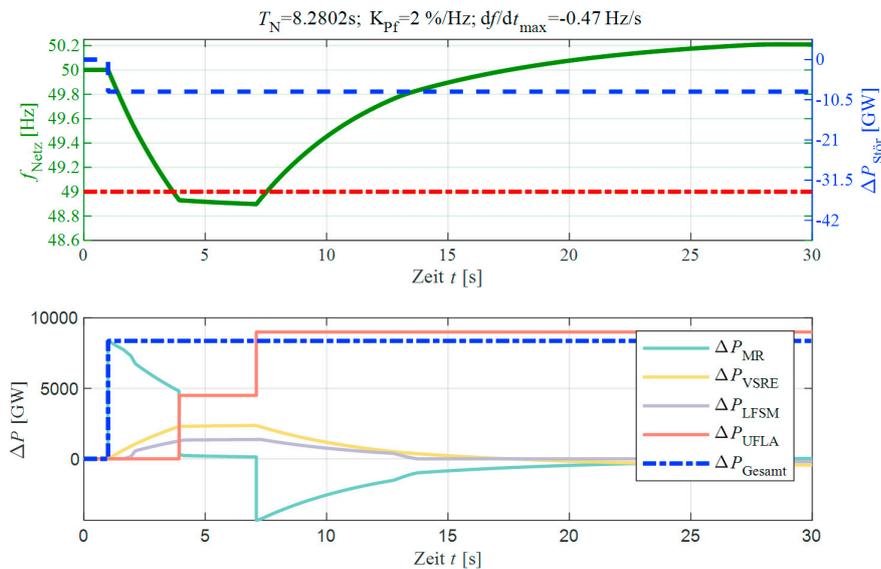


Abbildung 52: Beispielhafter Frequenzverlauf und frequenzabhängige Wirkleistungsänderung bei Unterfrequenz für einen NNF mit einem Überschwinger über 50 Hz

Bei der Auswertung aller relevanten NNF kommt es in keinem Fall zu Unterschwingern unter 47,5 Hz (Abbildung 53, 1. Plot) und die minimal erreichte Frequenz beträgt 48,85 Hz (Abbildung 53, 2. Plot). In keiner der Simulationen werden mehr als zwei Lastabwurfstufen ausgelöst. In 14 NNF kommt es zu Überschwingern über 50,2 Hz (Abbildung 53, 3. Plot), die allerdings durch die Überfrequenz-Leistungsreduktion gut abgefangen werden können. Die maximal erreichte Überfrequenz liegt nur minimal über dem normalen Frequenzbereich bei 50,25 Hz. In den Simulationen wird keine Primärregelung berücksichtigt, welche einen zusätzlichen positiven Einfluss auf Überschwinger hätte.

Bei der Auswertung aller relevanten NNF kommt es in keinem Fall zu Unterschwingern unter 47,5 Hz (Abbildung 53, 1. Plot) und die minimal erreichte Frequenz beträgt 48,85 Hz (Abbildung 53, 2. Plot). In keiner der Simulationen werden mehr als zwei Lastabwurfstufen ausgelöst. In 14 NNF kommt es zu Überschwingern über 50,2 Hz (Abbildung 53, 3. Plot), die allerdings durch die Überfrequenz-Leistungsreduktion gut abgefangen werden können. Die maximal erreichte Überfrequenz liegt nur minimal über dem normalen Frequenzbereich bei 50,25 Hz. In den Simulationen wird keine Primärregelung berücksichtigt, welche einen zusätzlichen positiven Einfluss auf Überschwinger hätte.

Zu einer Stabilisierung der Frequenz unter 49 Hz kommt es in 10 Stunden (Abbildung 53). An den ausgewerteten Frequenzen nach 30 s Simulationszeit (Abbildung 25, 6. Plot) wird deutlich, dass es in einigen NNF zu längerfristigen Frequenzabweichungen zwischen 49 Hz und 49,5 Hz kommt. Generell ist eine Rückführung der Frequenz nach Unterfrequenzereignissen derzeit

keine Aufgabe des Systemschutzplans. Dennoch ist fraglich, ob die betrieblich zur Verfügung stehenden Regelreserven (aFRR, mFRR) für eine Frequenzrückführung ausreichen oder ob ein zusätzlicher Mechanismus zur Rückführung der Frequenz nach Großstörung benötigt wird. Dieses Thema sollte im Rahmen der ENTSO-E adressiert werden, um entsprechende Gegenmaßnahmen analysieren und abstimmen zu können.

Der max. auftretende RoCoF von $-0,63 \text{ Hz/s}$ (Abbildung 53, unten) wird bei Unterfrequenzereignissen als nicht kritisch eingestuft.

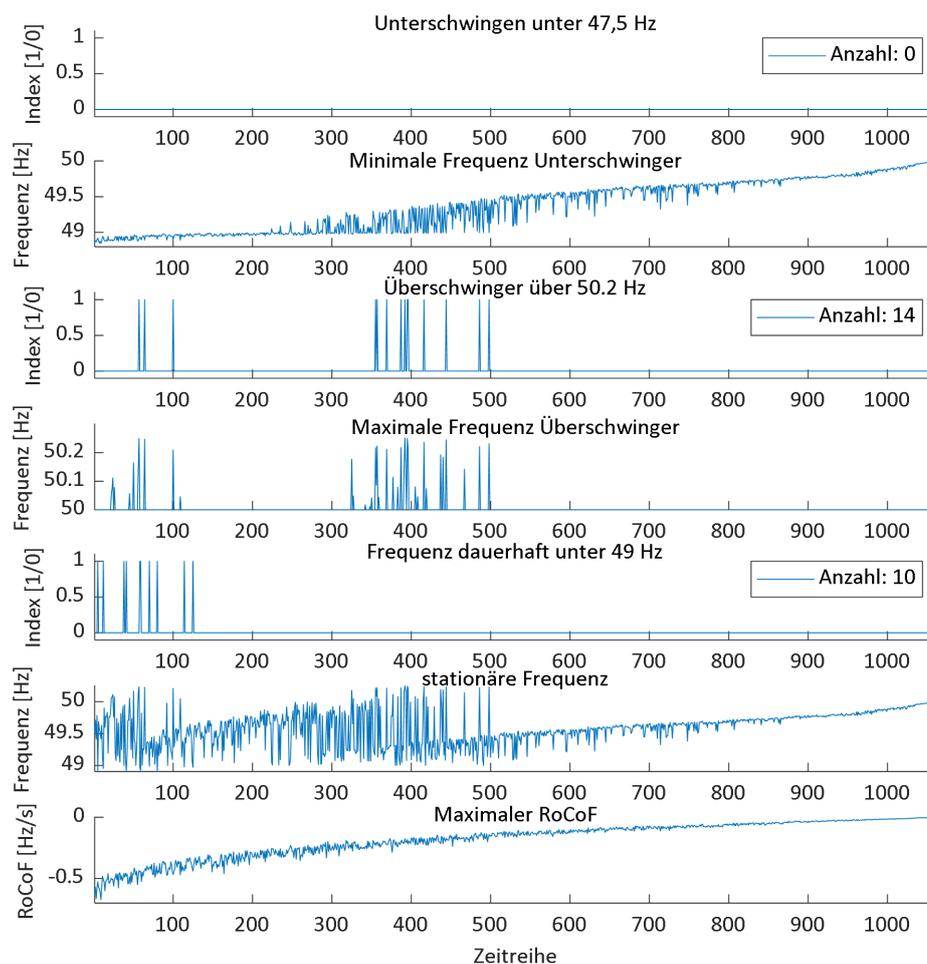


Abbildung 53: Ergebnisse Unterfrequenzereignisse

Mit den Analysen kann gezeigt werden, dass der Systemschutzplan für Unterfrequenz für alle betrachteten Szenarien bzw. Fälle ausreichend wirksam ist.

5.2.4.2 Gegenmaßnahmen

Die Analysen aus Kap. 5.2.3.1. zeigen, dass kein kurzfristiger Bedarf für zusätzliche Maßnahmen zur Verbesserung der Wirksamkeit des UFLA besteht. Lediglich mittel- bis langfristig sollte

eine Integration von LFSM-U in den bestehenden Systemschutzplan überprüft werden, um die Frequenz oberhalb von 49 Hz zu stabilisieren. Die entsprechenden Anforderungen hierzu werden derzeit im Rahmen der Überarbeitung der europäischen Netzanschlussregeln erarbeitet.

5.2.5 Fazit

Die Überprüfung der Gegenmaßnahmen aus dem Systemschutzplan zeigt, dass die Wirksamkeit des heute implementierten Systemschutzplans für Über- und Unterfrequenz nicht immer sichergestellt ist. Insbesondere die automatischen Letztmaßnahmen bei Überfrequenz in Form der Überfrequenzleistungsreduktion (LFSM-O) ist heute nicht ausreichend wirksam. Zwar ist die insgesamt zur Verfügung stehende abregelbare Leistung durch LFSM-O ausreichend. Durch das zu langsame Verhalten kommt es jedoch zu zahlreichen Verletzungen der oberen Frequenzgrenze und anschließend ausgeprägten Unterschwingern in der Frequenz. Aktuell setzen die ÜNB daher eine Systemautomatik (EPC) bei ersten Offshore-Windparks um, um dieser Problematik entgegenzuwirken. Bei den Unterfrequenzszenarien können alle untersuchten NNFs durch Einsatz des UFLA – in der Regel schon mit der ersten oder zweiten Stufe – beherrscht werden. In vielen Fällen kommt es jedoch zu einem Überschwingen der Frequenz und einen Abruf von LFSM-O, der jedoch unkritisch einzustufen ist. Kritischer einzustufen sind viele Fälle, in denen es zu einer Stabilisierung der Frequenz unterhalb von 49,8 Hz kommt, da zur Verfügung stehende Regelreserven (aFRR, mFRR) nicht ausreichen werden, um die Frequenz zurückzuführen. Hierfür fehlen aktuell betriebliche Prozesse oder Maßnahmen, weshalb das Thema auf ENTSO-E Ebene adressiert werden sollte.

6 Handlungsempfehlungen

Mit den vorangehenden Kapiteln wurde auf Basis von bislang durch die deutschen ÜNB erstellten Untersuchungen der aktuelle Erkenntnisstand im Kontext Systemauslegung hinsichtlich Systemstabilität aufgezeigt.

Den einzelnen in diesem Bericht beschriebenen Stabilitätsaspekten liegen spezifische Problemstellungen zugrunde. Ihnen gemein sind jedoch zunehmende Leistungsansprüche inklusive einer Höherauslastung des Netzes sowie die sich massiv verändernde Erzeugungs-, Last- und Übertragungsstruktur. Vor diesem Hintergrund und auf Basis der in diesem Bericht beschriebenen Ergebnisse ist festzustellen, dass ein stabiles Systemverhalten im untersuchten Zeithorizont bis 2030 ohne weitere Maßnahmen zur Deckung der Systembedarfe nicht sichergestellt werden kann. Daraus leitet sich aus Sicht der deutschen ÜNB eine Vielzahl notwendiger Maßnahmen ab, die in diesem Kapitel beschrieben werden. Unmittelbar notwendigen Handlungsbedarf sehen die ÜNB bei den folgenden fünf Themen, zu deren Lösung es insbesondere der Unterstützung durch Politik und Regulierung bedarf:

- **Anforderungen an Elektrolyseure hinsichtlich eines netzdienlichen Verhaltens:** Durch die prognostizierte Zunahme von Großverbrauchern, insbesondere von Elektrolyseuren, gewinnen diese für die Systemauslegung hinsichtlich Systemstabilität zunehmend an Bedeutung. Ohne netzdienliches Verhalten gefährden Großverbraucher den stabilen Systembetrieb. Ein netzdienliches Verhalten, insbesondere bezogen auf die Robustheit gegenüber Frequenzgradienten sowie temporären Spannungsänderungen (FRT-Fähigkeit) und die Wirkleistungswiederkehr nach einem Fehler, muss daher bereits heute auch von Großverbrauchern durch die ÜNB eingefordert werden können und nicht erst ab Inkrafttreten der neuen technischen Netzanschlussregeln. Hierfür bedarf es der Unterstützung durch die Politik.
- **Umbau stillzulegender Kraftwerke in rotierende Phasenschieber:** Analysen zeigen, dass sich der Umbau von Kraftwerken zu rotierenden Phasenschiebern positiv auf die Systemstabilität auswirkt. Daher muss den ÜNB durch den Gesetzgeber die Möglichkeit eingeräumt werden, mehrere Blöcke pro Standort von stillzulegenden Kraftwerken nach Einzelfallprüfung zu rotierenden Phasenschiebern umzubauen. Im Einzelfall entscheidet sich die Notwendigkeit anhand der lokalen Situation zur Deckung stabilitätsrelevanter Systembedarfe im entsprechenden Netzgebiet, insbesondere anhand der Beiträge aus einer marktlichen Beschaffung für Blindleistung und Momentanreserve. Die Notwendigkeit zur Umrüstung ist nach aktueller Einschätzung in einigen Regionen bereits absehbar.

- **Anforderungen an Neubau-Kraftwerke hinsichtlich eines netzdienlichen Verhaltens:** Damit auch Neubaukraftwerke bestmöglich zur Systemstabilität beitragen, müssen Anforderungen hinsichtlich eines netzdienlichen Verhaltens, insbesondere der Betrieb als rotierender Phasenschieber und Robustheit gegenüber Frequenzgradienten, umgesetzt werden.
- **Beschleunigung der Durchdringung mit netzbildenden Betriebsmitteln:** Ein Schlüssel für die erfolgreiche Umsetzung der Transformation des elektrischen Energiesystems hin zu 100% erneuerbarer Erzeugung sind netzbildende Betriebsmittel. Da Erzeuger, aber auch zunehmend Lasten mit Stromrichtern ans Netz gekoppelt sind, ist insbesondere die Etablierung netzbildender Stromrichter ein zentraler Baustein. Die Unterstützung durch die Politik, Anreize für Hersteller und Betreiber zu setzen (z.B. im Rahmen der laufenden Aktivitäten zur Einführung der marktlichen Beschaffung von Momentanreserve), aber auch Forschung und Entwicklung sowie die Pilotierung zu unterstützen, spielt dabei eine wichtige Rolle.
- **Anforderungen zu Frequenzgradienten in den EU-Network-Codes:** Im Amendment Prozess der europäischen Network Codes wurde eine zentrale Robustheitsanforderung für Synchrongeneratoren abgeschwächt. Demnach müssen große Synchrongeneratoren zukünftig nur noch Frequenzgradienten bis zu 1 Hz/s überstehen. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber sehen diese Entscheidung sehr kritisch, da sich dies direkt auf die Systemauslegung hinsichtlich Systemstabilität auswirkt und faktisch zu weiter steigenden Momentanreserve-Bedarfen führt. Für eine Beibehaltung der aktuell gültigen Robustheitsanforderungen gegenüber Frequenzgradienten ist eine aktive Unterstützung durch Politik und Regulator notwendig.

Des Weiteren sind im Folgenden alle aus Sicht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber notwendigen Maßnahmen inklusive Verantwortlichkeiten und konkreter Handlungsempfehlungen aufgelistet. In Tabelle 7 sind alle abgeleiteten Maßnahmen tabellarisch und nach Dringlichkeit geordnet dargestellt.

Tabelle 7: Maßnahmen geordnet nach Dringlichkeit

Lfd. Nr.	Maßnahme	Typ	Dringlichkeit	Verantwortliche	Zeithorizont
1	Anforderungen an Neubau-Kraftwerke für ein netzdienliches Verhalten	Asset	hoch	Gesetzgeber, BNetzA	bis Q4/2024
2	Bedarfsdeckung durch Kraftwerksumrüstungen	Asset	hoch	Gesetzgeber, BNetzA, ÜNB	ab Q4/2024
3	Anforderungen an Großverbraucher für ein netzdienliches Verhalten	Netzanschlussregeln	hoch	FNN	2023-2027
4	Festlegung von Mindestanforderungen für Momentanreserve	Netzanschlussregeln	hoch	FNN	2024-2027
5	Entwicklung wirksamer Letztmaßnahmen gegen Spannungskollaps	Studien	hoch	ÜNB	bis Q4/2024
6	Anforderungen an herstellerepezifische EMT-Anlagenmodelle	Studien	hoch	Hersteller, BNetzA, BMWK	2023-2025
7	Weiterentwicklung der Simulationsmodelle (netzbildende Regelungskonzepte)	Studien	hoch	ÜNB, Hersteller	2024-2025
8	Methodik zur Bedarfsermittlung für Momentanreserve und regelbarer Blindleistung	Methodik	hoch	ÜNB	2024-2026
9	Moderation Rollenmodell ÜNB/VNB	Regulierung & Gesetzgebung	hoch	BNetzA, BMWK, ÜNB, VNB	2024-2026
10	Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve	Asset	hoch	BNetzA	bis 2025
11	Entwicklung eines Planungswerkzeugs zur Bewertung der System Strength	Methodik	hoch	BMWK, ÜNB, Wissenschaft	2023-2027
12	Monitoring der Systemstabilität (DSA)	Systemführung	hoch	ÜNB	2023-2028
13	Rahmenbedingungen Weißbuch NWA	Regulierung	hoch	BNetzA, BMWK	2024-2028
14	Bau von ÜNB-Assets	Asset	hoch	ÜNB, BNetzA	2024-2037
15	Robustheit gegenüber Frequenzgradienten	Netzanschlussregeln	hoch	FNN	bis 2027
16	Gezielte Identifikation und Auswertung von Messdaten hinsichtlich Stromrichterinstabilitäten	Methodik	hoch	ÜNB, VNB	2024-2030
17	Deckung der Bedarfe an Momentanreserve	Asset	hoch	BNetzA, ÜNB	bis 2037
18	Erprobung/Etablierung stromrichterbasierte Anlagen mit netzbildender Regelung	Pilotierung	mittel(-hoch)	ÜNB, VNB, FNN, BNetzA	bis Q4/2026
19	Bereitstellung von Informationen, Daten und Modellen durch Verteilungsnetzbetreiber	Datenbereitstellung	mittel(-hoch)	ÜNB, BNetzA, VNB	2024-2026
20	Wiederversorgungsgrad im VWA	Methodik	mittel	BNetzA, BMWK, ÜNB	bis 2025
21	Durchführung projektspezifischer Interaktionsstudien von leistungselektronisch gekoppelten Anlagen	Studien	mittel	ÜNB, Hersteller	bis 2025
22	Umsetzung der EPC-Funktion von Offshore-Windparks	Asset	mittel	ÜNB	2025/26
23	Methodik-Weiterentwicklung „Harmonische Stabilität“	Methodik	mittel	BMWK, ÜNB, Wissenschaft	2024-2030
24	Umsetzung der neuen Letztmaßnahmen gegen Spannungskollaps	Asset	mittel	ÜNB, Gesetzgeber	bis Q4/2025
25	Bereitstellung von Informationen, Daten und Modellen durch europäische Nachbar-ÜNB	Datenbereitstellung	mittel	ÜNB, ENTSO-E	für nächsten TYNDP
26	Einführung von Systemautomatiken	Asset	mittel	ÜNB	2027-2030
27	Nutzung von LFSM-U Beiträgen	Netzanschlussregeln	gering	FNN, ÜNB	bis 2027/28
28	Systemstabilität in zukünftigen NWA-Szenarien	Studien	gering	ÜNB	2026-2028
29	Monitoring zur Wirksamkeit des Systemschutzplans gegen Spannungskollaps	Studien	gering	ÜNB	ab Q4/2026

Im Folgenden sind die einzelnen Maßnahmen in Form von Steckbriefen im Detail beschrieben. Die Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität ist dabei entsprechend [5] erfolgt.

01: Anforderungen an Neubau-Kraftwerke für ein netzdienliches Verhalten**Verantwortliche:**

Gesetzgeber, BNetzA

Dringlichkeit:

Hoch

Was ist zu tun:

Gesetzgeber nimmt Anforderungen in Förderbedingungen auf.

Bis wann:

Q4/2024

Beschreibung der Maßnahme:

Umsetzung von erweiterten Anforderungen an neue (Wasserstoff-)Gaskraftwerke hinsichtlich Phasenschieberbetrieb, hoher Trägheitskonstante, RoCoF-Anforderungen, schnellen Leistungsgradienten und stabilem Reglerverhalten.

Maßnahmen-Typ:

Asset

Stabilitäts-Aspekt:

Spannungsstabilität, Frequenzstabilität, Transiente Stabilität

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

V4, F1

Rechtslage:

Förderkonzept nicht vorhanden

<i>02: Bedarfsdeckung durch Kraftwerksumrüstungen</i>	
<p>Verantwortliche:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Gesetzgeber, BNetzA 2. ÜNB <p>Was ist zu tun:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Gesetzlichen Rahmen schaffen 2. 2. Standortspezifische Prüfung/Umsetzung 	<p>Dringlichkeit:</p> <p>Hoch</p> <p>Bis wann:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Q4/2024 2. 2. ab Q1/2025
<p>Beschreibung der Maßnahme:</p> <p>Umrüstung von zur Stilllegung geplanten Kraftwerken zu rotierenden Phasenschiebern, um lokale Blindleistungsbedarfe, Bedarfe an Momentanreserve oder System Strength zu decken.</p>	
<p>Maßnahmen-Typ:</p> <p>Asset</p> <p>Stabilitäts-Aspekt:</p> <p>Spannungsstabilität, Frequenzstabilität, Transiente Stabilität, Stromrichter-getriebene Stabilität</p> <p>Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:</p> <p>V4</p> <p>Rechtslage:</p> <p>Beschaffungskonzept von Blindleistung und Momentanreserve ausstehend</p>	

03: Anforderungen an Großverbraucher für ein netzdienliches Verhalten**Verantwortliche:**

FNN

Dringlichkeit:

Hoch

Was ist zu tun:

1. Diskussion und Festlegung der technischen Anforderungen
2. 2. Umsetzung der Mindestanforderungen in den TARs

Bis wann:

1. Start: 2023
2. Mindestanforderungen 2027

Beschreibung der Maßnahme:

Umsetzung von Anforderungen an Großverbraucher (insb. Elektrolyseure) hinsichtlich FRT-Fähigkeit, stationärer Blindleistungsbereitstellung, Blindstromstützung im Fehlerfall, schneller Wirkleistungswiederkehr nach Fehlerklärung, Robustheit gegenüber Frequenzgradienten, usw.

Maßnahmen-Typ:

Netzanschlussregeln

Stabilitäts-Aspekt:

Spannungsstabilität, Transiente Stabilität

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

V8, F3, W3

Rechtslage:

vorhanden

04: Festlegung von Mindestanforderungen für Momentanreserve**Verantwortliche:**

FNN

Dringlichkeit:

Hoch

Was ist zu tun:

1. Festlegung von technischen Anforderungen an netzbildende Anlagen als Grundlage für Beschaffungskonzept für Momentanreserve
2. 2. Umsetzung von Mindestanforderungen in den TARs

Bis wann:

1. Technische Anforderungen 2024
2. Mindestanforderungen 2027

Beschreibung der Maßnahme:

Festlegung von Mindestanforderungen für Erzeugungsanlagen/Lasten zur Erbringung von Momentanreserve in den technischen Netzanschlussregeln (TAR)

Maßnahmen-Typ:

Netzanschlussregeln

Stabilitäts-Aspekt:

Frequenzstabilität

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

F1, F5

Rechtslage:

vorhanden

05: Entwicklung wirksamer Letztmaßnahmen gegen Spannungskollaps**Verantwortliche:**

ÜNB

Dringlichkeit:

Hoch

Was ist zu tun:

ÜNB ermitteln neue wirksame Letztmaßnahmen.

Bis wann:

Q4/2024

Beschreibung der Maßnahme:

Aktuelle Untersuchungen im Systemstabilitätsbericht 2023 haben gezeigt, dass die bisherigen Letztmaßnahmen nicht ausschließlich positiv wirken. Daher müssen neue Letztmaßnahmen identifiziert werden, mit denen einem Spannungskollaps entgegengewirkt wird.

Maßnahmen-Typ:

Studien

Stabilitäts-Aspekt:

Spannungsstabilität

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

S7

Rechtslage:

nicht notwendig

06: Anforderungen an herstellerepezifische EMT-Anlagenmodelle**Verantwortliche:**

1. Hersteller
2. BNetzA/BMWK

Dringlichkeit:

Hoch

Was ist zu tun:

1. Hersteller stellen kompatible Modelle bereit
2. IP-Fragen bzgl. Modelltransparenz / Schnittstellen geklärt

Bis wann:

Start: 2023; Verfügbar: 2025

Beschreibung der Maßnahme:

Die abschließende Bewertung von kritischen Regelungsinteraktionen kann nur in Form von detaillierten EMT-Interaktionsstudien erfolgen. Die Voraussetzung für die Durchführung von Interaktionsstudien sind Herstellermodelle mit hoher Vorhersagezuverlässigkeit hinsichtlich des realen Anlagenverhaltens, die Vermeidung von Modell-Kompatibilitätsproblemen sowie die Sicherstellung konsistenter, tool- und compilerunabhängiger Modelle.

Maßnahmen-Typ:

Studien

Stabilitäts-Aspekt:

Stromrichter-getriebene Stabilität

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

R1, R2

Rechtslage:

- ÜNB hat Systemverantwortung
- bisher keine klare Regelung zum Umgang mit Intellectual-Property Inhalten von Regelungen/Modellen von Anlagen
- bisher keine Anlagenbetreiberpflichtung zur Abgabe von kompatiblen EMT-Modellen

07: Weiterentwicklung der Simulationsmodelle (netzbildende Regelungskonzepte)**Verantwortliche:**

1. ÜNB
2. Hersteller

Dringlichkeit:

Hoch

Was ist zu tun:

1. Generische Modelle entwickeln
2. Abgleich mit herstellereigenen Implementierungen/Modellierungen

Bis wann:

Start: 2024; Verfügbar: 2025

Beschreibung der Maßnahme:

Die in den Simulationen eingesetzten Modelle zur Abbildung von Anlagen mit netzbildenden Regelungskonzepten sind weiterzuentwickeln, um eine konsistente Darstellung des Momentanreservebeitrags sicher zu stellen sowie den angenommenen zukünftigen Stand der Technik sinnvoll wieder zu geben.

Maßnahmen-Typ:

Studien

Stabilitäts-Aspekt:

Spannungsstabilität, Transiente Stabilität

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

R5, V10

Rechtslage:

nicht notwendig

08: Methodik zur Bedarfsermittlung für Momentanreserve und regelbarer Blindleistung**Verantwortliche:**

ÜNB

Dringlichkeit:

Hoch

Was ist zu tun:

Methodik ermitteln unter Mithilfe von eigenen Untersuchungen, externen Studien, usw.

Bis wann:

Start: 2024; Verfügbar: 2026

Beschreibung der Maßnahme:

Zur Sicherstellung der Transienten Stabilität, insbesondere infolge auslegungsrelevanter Fehlerfälle, ist eine ausreichende Menge an Momentanreserve und kontinuierlich regelbarer Blindleistung erforderlich. Zur Ausweisung dieses Systembedarfs zur Sicherstellung der Transienten Stabilität ist eine Methodik zu entwickeln und darauf aufbauend ein sinnvoller Transformationspfad zur Deckung dieser Bedarfe auszuweisen.

Maßnahmen-Typ:

Methodik

Stabilitäts-Aspekt:

Transiente Stabilität

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

W1, V3, V10, F4

Rechtslage:

nicht notwendig

09: Moderation Rollenmodell ÜNB/VNB	
<p>Verantwortliche:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. BNetzA, BMWK 2. ÜNB, VNB <p>Was ist zu tun:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Entsendung eines festen Ansprechpartners in das FNN-Expertennetzwerk von Behördenseite 2. Einnahme einer gestalterischen Rolle durch die Behörden 	<p>Dringlichkeit:</p> <p>Hoch</p> <p>Bis wann:</p> <p>2024-2026</p>
<p>Beschreibung der Maßnahme:</p> <p>Die Behörden nehmen eine gestalterische bzw. moderierende Rolle im Rahmen des FNN-Expertennetzwerks ein, um die Umsetzung des zukünftigen Aufgaben- und Rollenmodells zu gewährleisten. Das zukünftige Aufgaben- und Rollenmodell ist im Weißbuch NWA sowie zu Teilen auch in der Roadmap Systemstabilität erläutert.</p>	
<p>Maßnahmen-Typ:</p> <p>Regulierung & Gesetzgebung</p> <p>Stabilitäts-Aspekt:</p> <p>-</p> <p>Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:</p> <p>MS11</p> <p>Rechtslage:</p> <p>Keine Angabe</p>	

<u>10: Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve</u>	
Verantwortliche: BNetzA	Dringlichkeit: Hoch
Was ist zu tun: Beschaffungskonzept etablieren	Bis wann: 2025
Beschreibung der Maßnahme: Einführung einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve als Anreiz für Dritte, ihre Anlagen mit der Fähigkeit zur Momentanreserve-Bereitstellung auszurüsten und für Hersteller, Entwicklungen auf diesem Gebiet voranzutreiben.	
Maßnahmen-Typ: Asset	
Stabilitäts-Aspekt: Frequenzstabilität	
Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität: F2	
Rechtslage: vorhanden (EU-Binnenmarktrichtlinie)	

11: Entwicklung eines Planungswerkzeugs zur Bewertung der System Strength**Verantwortliche:**

BMWK, ÜNB, Wissenschaft

Dringlichkeit:

Hoch

Was ist zu tun:

Bearbeitung innerhalb des F&E-Projekts "SysStab 2030" und internen ÜNB-Aktivitäten

Bis wann:

Start: 2023; Verfügbar: 2027

Beschreibung der Maßnahme:

Damit die ESCR-Methode als zuverlässiges Planungswerkzeug für die Bewertung der System Strength genutzt werden kann, müssen:

1. eine verifizierte Bestimmungsmethode der notwendigen Spannungssensitivität ggf. aus Systemimpedanzen, dynamischen Simulationen oder Kurzschlussberechnungen entwickelt werden,
2. die notwendigen Daten ermittelt sowie in die Modelle integriert werden (z.B. Anlagenverhalten, Verteilungsnetzmodelle),
3. ein Grenzwert für die System Strength als Planungsgrundlage ermittelt werden.
4. Somit ist es möglich, eine knotenscharfe Risikobewertung für die Integration von netzfolgenden Anlagen durchzuführen und den Bedarf an netzbildenden Anlagen zu deren Stabilisierung zu quantifizieren.

Maßnahmen-Typ:

Methodik

Stabilitäts-Aspekt:

Stromrichter-getriebene Stabilität

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

KS1

Rechtslage:

Keine Angabe

<u>12: Monitoring der Systemstabilität (DSA)</u>	
<p>Verantwortliche: ÜNB</p> <p>Was ist zu tun:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Aufbau von DSA-Pilotsystemen und Schaffung harmonisierter Anforderungen an diese 2. Einführung von DSA in der Betriebsplanung sowie Echtzeit 	<p>Dringlichkeit: Hoch</p> <p>Bis wann:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. läuft bereits 2. 2028
<p>Beschreibung der Maßnahme: Für den Betrieb des Übertragungsnetzes nahe an den Stabilitätsgrenzen ist eine Überwachung über eine dynamische Netzsicherheitsrechnung (DSA - dynamic security assessment) durch System Operation Guideline (EU-Verordnung 2017/1485) vorgeschrieben. Die Einführung dieser DSA-Systeme auf harmonisierten Grundsätzen ist umzusetzen.</p>	
<p>Maßnahmen-Typ: Systemführung</p> <p>Stabilitäts-Aspekt: Spannungsstabilität, Transiente Stabilität</p> <p>Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität: V7</p> <p>Rechtslage: Keine Angabe</p>	

13: Rahmenbedingungen Weißbuch NWA**Verantwortliche:**

BNetzA, BMWK

Dringlichkeit:

Hoch

Was ist zu tun:

1. Thema Kostenanerkennung für VNB klarstellen.
2. Anpassung des regulatorischen Rahmens gemäß Erfordernis des geänderten Rollen-modells und Mitwirkungspflicht der VNB.
3. Stärkere Berücksichtigung der Anforderungen des NWA/VWA bei der Verteilung gesicherter Erzeugungsleistung.

Bis wann:

2024-2028

Beschreibung der Maßnahme:

Es ist ein regulatorischer Rahmen zu schaffen, der die Umsetzung der Anforderungen gemäß Weißbuch NWA und Maßnahmenkatalog NWA ermöglicht. Insbesondere die Kommunikation zwischen allen Akteuren sowie die Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB sollte hierbei im Fokus stehen.

Maßnahmen-Typ:

Regulierung

Stabilitäts-Aspekt:

-

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

B4, NVWA1

Rechtslage:

ggf. Anpassung am EnWG erforderlich

<u>14: Bau von ÜNB-Assets</u>	
<p>Verantwortliche:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ÜNB 2. BNetzA 3. ÜNB <p>Was ist zu tun:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ÜNB ermitteln Bedarfe und weisen Anlagen aus 2. BNetzA prüft und bestätigt Anlagen 3. 3. ÜNB planen und bauen Anlagen 	<p>Dringlichkeit:</p> <p>Hoch</p> <p>Bis wann:</p> <p>2024-2037</p>
<p>Beschreibung der Maßnahme:</p> <p>Bau von ÜNB-Assets in Form von rotierenden Phasenschiebern oder STATCOM-Anlagen mit Kurzzeitspeicher, um die identifizierten Systembedarfe an Blindleistung, Momentanreserve oder auch System Strength zu decken.</p>	
<p>Maßnahmen-Typ:</p> <p>Asset</p> <p>Stabilitäts-Aspekt:</p> <p>Spannungsstabilität, Frequenzstabilität, Transiente Stabilität</p> <p>Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:</p> <p>V4</p> <p>Rechtslage:</p> <p>vorhanden (NEP-Bestätigung)</p>	

15: Robustheit gegenüber Frequenzgradienten**Verantwortliche:**

FNN

Dringlichkeit:

Hoch

Was ist zu tun:

Beibehaltung der aktuellen Anforderungen von Erzeugungsanlagen gegenüber RoCoF bei Umsetzung des RfG 2.0, um Trennung von Erzeugungsanlagen bei Netzauftrennungen zu vermeiden

Bis wann:

2027

Beschreibung der Maßnahme:

Beibehaltung der bestehenden Anforderungen an die Robustheit von Erzeugungsanlagen gegenüber lokal auftretenden Frequenzgradienten, um sicherzustellen, dass die Anlagen derartige Fehlerszenarien stabil durchfahren können und sich nicht vom Netz trennen.

Maßnahmen-Typ:

Netzanschlussregeln

Stabilitäts-Aspekt:

Frequenzstabilität

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

V8

Rechtslage:

vorhanden

16: Gezielte Identifikation und Auswertung von Messdaten hinsichtlich Stromrichterinstabilitäten

Verantwortliche:

1. ÜNB
2. VNB

Was ist zu tun:

1. Nutzung der bestehenden Messtechnik und bedarfsgerechte Ertüchtigung
2. Konzept für Monitoring von Resonanzen und Regelungsinteraktionen im Verteilungsnetz

Dringlichkeit:

Hoch

Bis wann:

Start: 2024; Verfügbar: 2030

Beschreibung der Maßnahme:

Verbesserung der Beobachtbarkeit von Regelungsinteraktionen und Stromrichterinstabilitäten durch gezielten Einsatz bestehender Messtechnik und ggf. Ertüchtigung an relevanten Netzknoten

Maßnahmen-Typ:

Methodik

Stabilitäts-Aspekt:

Stromrichter-getriebene Stabilität

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

R1, KS1

Rechtslage:

nicht notwendig

<u>17: Deckung der Bedarfe an Momentanreserve</u>	
<p>Verantwortliche:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. BNetzA 2. ÜNB <p>Was ist zu tun:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Beschaffungskonzept etablieren 2. Umsetzung von ÜNB-Projekten und marktgestützter Beschaffung von Momentanreserve 	<p>Dringlichkeit:</p> <p>Hoch</p> <p>Bis wann:</p> <p>2037</p>
<p>Beschreibung der Maßnahme:</p> <p>Deckung der identifizierten Bedarfe an Momentanreserve, um die Beherrschbarkeit von Netzauftrennungen sicherzustellen: Hierzu werden sowohl ÜNB-Assets, die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve als auch die Festlegung von Mindestanforderungen an Momentanreserve in den technischen Netzanschlussregeln genutzt.</p>	
<p>Maßnahmen-Typ:</p> <p>Asset</p> <p>Stabilitäts-Aspekt:</p> <p>Frequenzstabilität</p> <p>Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:</p> <p>F4</p> <p>Rechtslage:</p> <p>Beschaffungskonzept für Momentanreserve und Blindleistung ausstehend</p>	

18: Erprobung/Etablierung stromrichterbasierter Anlagen mit netzbildender Regelung**Verantwortliche:**

1. ÜNB
2. VNB
3. FNN
4. BNetzA

Dringlichkeit:

Mittel-Hoch

Was ist zu tun:

1. Erprobung eigener Betriebsmittel
2. Erprobung von Anlagen im Verteilungsnetz
3. Formulierung von Mindestanforderungen
4. 4. Ggf. Anpassung regulatorischer Rahmen

Bis wann:

1. Q4/2026
2. Q4/2026
3. Q2/2025
4. Q4/2026

Beschreibung der Maßnahme:

Der gezielte Einsatz netzbildender Stromrichter ist eine wirksame Maßnahme zur Sicherstellung der Systemstabilität in Szenarien mit hoher Stromrichterdurchdringung. Allerdings fehlen bisher Erfahrungen im flächendeckenden Betrieb solcher Stromrichter im Übertragungs- und Verteilungsnetz. Aus diesem Grund müssen vom ÜNB und VNB in enger Kooperation mit den Herstellern Feldtests zur Erprobung der netzbildenden Regelung durchgeführt werden. Diese Erfahrungen fließen in die Modell-, Spezifikations- und Anforderungsentwicklung ein.

Maßnahmen-Typ:

Pilotierung

Stabilitäts-Aspekt:

Spannungsstabilität, Frequenzstabilität, Transiente Stabilität, Stromrichter-getriebene Stabilität

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

R5

Rechtslage:

Keine Angabe

<u>19: Bereitstellung von Informationen, Daten und Modellen durch Verteilungsnetzbetreiber</u>	
<p>Verantwortliche:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ÜNB 2. BNetzA 3. VNB <p>Was ist zu tun:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ÜNB formulieren Anforderungen 2. BNetzA klärt rechtliche Grundlage, ggf. Nachschärfung der rechtlichen Grundlage notwendig 3. VNB sammeln Daten ein und übergeben diese 	<p>Dringlichkeit:</p> <p>Mittel-Hoch</p> <p>Bis wann:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Q2/2025 2. 2025 3. 2025-2026 (z.B. "Fertigstellung" für nächsten Systemstabilitätsbericht 2027)
<p>Beschreibung der Maßnahme:</p> <p>Informationen zur Netz- und Erzeugungsstruktur in den Verteilungsnetzen sind für eine sachgerechte Netzmodellierung und den damit verknüpften Analysen und Simulationen notwendig. Diese Daten und Modelle müssen in geeigneter Form bereitgestellt werden. Dies umfasst u.a.:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Verbesserung der Informationen zur Blindstromstützung und allgemeinen Anlagenparametrierung (z.B. Einstellungen zum k-Faktor, Schutzeinstellungen, usw.) - Verbesserung der Informationen zur stationären Spannungsregelung (Parkregelung, Einsatz Q(U)-Statik oder Spannungsregelung) - Verbesserung der Informationen zur Verortung der Anlagen (Netzanschlusspunkt/Spannungsebene) - Zukünftiges Blindleistungsverhalten der Verteilungsnetze - Kurzschlussbeitrag von Netznutzern im Verteilnetz und Einfluss von dezentralen Kurzschlussstromlieferanten auf das Übertragungsnetz <p>Eine angemessene Einbindung der VNB soll ab dem Stabilitätsbericht 2025 erfolgen.</p>	
<p>Maßnahmen-Typ:</p> <p>Datenbereitstellung</p> <p>Stabilitäts-Aspekt:</p> <p>Spannungsstabilität, Frequenzstabilität, Transiente Stabilität, Stromrichter-getriebene Stabilität</p> <p>Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:</p> <p>KS3, KS5</p> <p>Rechtslage:</p> <p>Rechtslage zu prüfen, bei Detaildaten ggf. unklar oder nicht ausreichend</p>	

20: Wiederversorgungsgrad im VWA	
<p>Verantwortliche: 1. BNetzA, BMWK 2. ÜNB</p> <p>Was ist zu tun: 1. Austausch zwischen Behörden und ÜNB zu den aktuellen Herausforderungen und Grenzen. 2. Vorgabe seitens Behörden zu Zielwerten für den Versorgungsgrad zu verschiedenen Zeitpunkten unter Idealbedingungen.</p>	<p>Dringlichkeit: Mittel</p> <p>Bis wann: 2025</p>
<p>Beschreibung der Maßnahme: Eine zeitnahe Definition der Prämissen für den künftigen Netzwiederaufbau durch die Behörden, insbesondere hinsichtlich Wiederversorgungsgrad in Abhängigkeit der Zeit, ist erforderlich. Anhand dieser können die ÜNB weitere Maßnahmen für den Versorgungswiederaufbau (VWA) entwickeln und Schritte zu deren Erreichung festlegen.</p>	
<p>Maßnahmen-Typ: Methodik</p> <p>Stabilitäts-Aspekt: -</p> <p>Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität: MS6, NVWA1</p> <p>Rechtslage: Verankerung der Vorgaben in geeigneten regulatorischen/legislativen Werken</p>	

21: Durchführung projektspezifischer Interaktionsstudien von leistungselektronisch gekoppelten Anlagen

Verantwortliche:

ÜNB / Hersteller

Dringlichkeit:

Mittel

Was ist zu tun:

1. Hersteller stellen ÜNB-kompatible Modelle bereit
2. IP-Fragen bzgl. Modelltransparenz / Schnittstellen geklärt

Bis wann:

2025

Beschreibung der Maßnahme:

Die abschließende Bewertung von kritischen Regelungsinteraktionen kann nur mit Hilfe der hersteller- und projektspezifischen Anlagenmodelle erfolgen, die meist erst kurz vor der Inbetriebnahme zur Verfügung stehen. Diese Interaktionsstudien können nur durchgeführt werden, wenn die Modelle die Anforderungen an die herstellereigenen EMT-Modelle erfüllen.

Maßnahmen-Typ:

Studien

Stabilitäts-Aspekt:

Stromrichter-getriebene Stabilität

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

R1, R2

Rechtslage:

- ÜNB hat Systemverantwortung
- bisher keine klare Regelung zum Umgang mit Intellectual Property-Inhalten von Regelungen/Modellen von Anlagen
- bisher keine Anlagenbetreiberpflichtung zur Abgabe von kompatiblen EMT-Modellen

22: Umsetzung der EPC-Funktion von Offshore-Windparks**Verantwortliche:**

ÜNB

Dringlichkeit:

Mittel

Was ist zu tun:

EPC-Funktion zur temporären Reduktion der Wirkleistungseinspeisung bei bestehenden Offshore-Windparks prüfen und umsetzen

Bis wann:

2025/26

Beschreibung der Maßnahme:

Umsetzung der EPC-Funktion zur temporären Reduktion der Wirkleistungseinspeisung von Offshore-Windparks, um die Wirksamkeit des Systemschutzplans bei Überfrequenz zu verbessern.

Maßnahmen-Typ:

Asset

Stabilitäts-Aspekt:

Frequenzstabilität

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

F3

Rechtslage:

nicht notwendig

23: Methodik-Weiterentwicklung „Harmonische Stabilität“**Verantwortliche:**

BMWK, ÜNB, Wissenschaft

Dringlichkeit:

Mittel

Was ist zu tun:

Bearbeitung innerhalb des F&E-Projekts
"SysStab 2030" und interne ÜNB-Aktivitäten

Bis wann:

Start: 2024; kontinuierlich bis: 2030

Beschreibung der Maßnahme:

Um eine detailliertere Risikobewertung der harmonischen Stabilität durchzuführen und einen zugehörigen Maßnahmenkatalog abzuleiten, sind vor allem Verbesserungen der Datenlage und des Systemmodells notwendig:

- Verbesserung der Modellierungsdetails relevanter Betriebsmittel und Stromrichteranlagen zur Abbildung des Verhaltens im harmonischen Frequenzbereich über 50 Hz bis 2500 Hz
- Validierung der Betriebsmittelmodellierungen anhand von Messdaten (beispielsweise Transformatoren, Leitungen, etc.)
- Umfassende Prüfung des Systemmodells sowie Validierung einzelner Betriebsmittel, Leitungen, etc. anhand von Messdaten
- Berücksichtigung mehrerer Netznutzungsfälle eines Jahres und mehrerer topologischer Schalt- und Ausbaustände

Maßnahmen-Typ:

Methodik

Stabilitäts-Aspekt:

Stromrichter-getriebene Stabilität

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

R1, R2

Rechtslage:

Keine Angabe

24: Umsetzung der neuen Letztmaßnahmen gegen Spannungskollaps**Verantwortliche:**

ÜNB, Gesetzgeber

Dringlichkeit:

Mittel

Was ist zu tun:

1. ÜNB setzen Letztmaßnahmen um
2. ggf. Anpassung der Rechtslage erforderlich

Bis wann:

Q4/2025

Beschreibung der Maßnahme:

Die neu identifizierten Letztmaßnahmen müssen in der Realität umgesetzt und scharf gestellt werden. Unter Umständen sind dafür neue Anforderungen an Schutzsysteme oder Netzkunden notwendig.

Maßnahmen-Typ:

Asset

Stabilitäts-Aspekt:

Spannungsstabilität

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

S7

Rechtslage:

Rechtslage bei neuen Maßnahmen ggf. unklar

25: Bereitstellung von Informationen, Daten und Modellen durch europäische Nachbar-ÜNB

Verantwortliche:

ÜNB / ENTSO-E

Dringlichkeit:

Mittel

Was ist zu tun:

Datenaustausch im Rahmen des TYNDP erweitern ("Dynamikdaten" von Erzeugungsanlagen, HGÜ, Kompensationsanlagen und unterlagerter Erzeugung), Fortführung bzw. Neuaufnahme "dynamic data collection" der SG SPD

Bis wann:

für nächsten TYNDP

Beschreibung der Maßnahme:

Informationen zur Netz- und Erzeugungsstruktur in den benachbarten Übertragungsnetzen sind für eine sachgerechte Netzmodellierung und den damit verknüpften Analysen und Simulationen notwendig. Diese Daten und Modelle müssen in geeigneter Form bereitgestellt werden. Dies umfasst u.a.

- Verbesserung der Informationen zum dynamischen Verhalten von Erzeugungsanlagen, HGÜ und regelbaren Kompensationsanlagen
- Verbesserung der Informationen zu Erzeugungsanlagen und deren dynamischen Verhalten in den unterlagerten Netzebenen

Maßnahmen-Typ:

Datenbereitstellung

Stabilitäts-Aspekt:

Spannungsstabilität, Frequenzstabilität, Transiente Stabilität, Stromrichter-getriebene Stabilität

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

Keine Angabe

Rechtslage:

Keine Angabe

26: Einführung von Systemautomatiken	
<p>Verantwortliche: ÜNB</p> <p>Was ist zu tun:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Prüfen, in welchem Rahmen und für welche Anwendungsfälle Systemautomatiken konkret einzusetzen sind. 2. Umsetzung der Systemautomatiken 	<p>Dringlichkeit: Mittel</p> <p>Bis wann:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 2027 2. 2030
<p>Beschreibung der Maßnahme: Zur sicheren Beherrschung von Fehlerfällen in schwachen Netztopologien mit hoher Übertragungsaufgabe oder auch für hoch ausgelastete Transitkorridore kann die Implementierung von Systemautomatiken und Mitnahmeschaltungen (SpPS - special protection schemes) notwendig sein.</p>	
<p>Maßnahmen-Typ: Asset</p> <p>Stabilitäts-Aspekt: Spannungsstabilität, Transiente Stabilität</p> <p>Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität: V10</p> <p>Rechtslage: Keine Angabe</p>	

27: Nutzung von LFSM-U Beiträgen	
<p>Verantwortliche:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. FNN 2. ÜNB <p>Was ist zu tun:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Festlegung von technischen Anforderungen für LFSM-U bei Speichern und regelbaren Lasten in TARs 2. Integration von LFSM-U in System-schutzplan für Unterfrequenz 	<p>Dringlichkeit:</p> <p>Gering</p> <p>Bis wann:</p> <p>2027/28</p>
<p>Beschreibung der Maßnahme:</p> <p>Integration von LFSM-U von Speichern und regelbaren Lasten in den bestehenden System-schutzplan für Unterfrequenz und Koordination mit bestehenden Maßnahmen.</p>	
<p>Maßnahmen-Typ:</p> <p>Netzanschlussregeln</p> <p>Stabilitäts-Aspekt:</p> <p>Frequenzstabilität</p> <p>Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:</p> <p>F3</p> <p>Rechtslage:</p> <p>vorhanden</p>	

28: Systemstabilität in zukünftigen NWA-Szenarien**Verantwortliche:**

ÜNB

Dringlichkeit:

Gering

Was ist zu tun:

Zu klären, ob zukünftige NWA-Szenarien zusätzliche Anforderungen hinsichtlich Systemstabilität erfordern.

Bis wann:

2026-2028

Beschreibung der Maßnahme:

Die ÜNB prüfen Aspekte der Systemstabilität für zukünftigen NWA-Szenarien um ggf. weitere Anforderungen und Maßnahmen (z.B. Verteilung von Momentanreserve, gesicherte Erzeugungsleistung oder Systemdienstleistungen) im Netzwiederaufbau abzuleiten.

Maßnahmen-Typ:

Studien

Stabilitäts-Aspekt:

Spannungsstabilität, Frequenzstabilität, Transiente Stabilität, Stromrichter-getriebene Stabilität

Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität:

Keine Angabe

Rechtslage:

Keine Angabe

29: Monitoring zur Wirksamkeit des Systemschutzplans gegen Spannungskollaps	
Verantwortliche: ÜNB	Dringlichkeit: Gering
Was ist zu tun: ÜNB prüfen regelmäßig Systemschutzplan auf Wirksamkeit	Bis wann: ab Q4/2026
Beschreibung der Maßnahme: In den kommenden Jahren müssen die Letztmaßnahmen gegen Spannungskollaps regelmäßig auf ihre Wirksamkeit geprüft und ggf. aktualisiert werden.	
Maßnahmen-Typ: Studien	
Stabilitäts-Aspekt: Spannungsstabilität	
Verknüpfung zu Roadmap Systemstabilität: S7	
Rechtslage: Keine Angabe	

Literaturverzeichnis

- [1] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb“, April 2014.
- [2] Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW: „Transmission Code 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, August 2007.
- [3] COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators (NC RfG).
- [4] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „Netzentwicklungsplan Strom 2013“, erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: „Roadmap Systemstabilität“, November 2023; Online verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/roadmap-systemstabilitaet.html>
- [6] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE): „System Disturbance on 4 November 2006 - Final Report“, 30.01.2007.
- [7] Duckwitz, D; Shan, M.; Fischer, B.: „Synchronous Inertia Control for Wind Turbines – Adaption of the Virtual Synchronous Machine to Wind Turbines for providing Distributed Contributions to Power System Inertia“, 13th Wind Integration Workshop, Berlin 2014.
- [8] ENTSO-E, “Technical background for the Low Frequency Demand Disconnection requirements”, November 2014.
- [9] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „Frequenzstabilität – Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz“, Juni 2018. Online verfügbar: <https://www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/Studie-zur-Frequenzstabilitaet>
- [10] COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2196 of 24 November 2017 establishing a network code on electricity emergency and restoration (NC ER).
- [11] J. Lehner, J. Weidner, T. Hennig, G. Deiml: „Approach to design and review the system defence plan for over-frequency - to ensure frequency stability in the ENTSO-E Continental Europe Synchronous Area.“, Wind Integration Workshop, 2018.
- [12] J. Lehner, J. Weidner, T. Hennig, G. Deiml, D. Albrecht: „Herangehensweise bei Auslegung und Prüfung des Systemschutzplans für Überfrequenz.“ Tagung Netzregelung und Systemführung, 2019.
- [13] VDE-FNN: „Ermittlung und Bewertung der Frequenz in Energieversorgungsnetzen“, Version 2, Juni 2022.
- [14] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „Bewertung der Systemstabilität – Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045, Version 2023, zweiter Entwurf“, 2023
- [15] ENTSO-E: „Dynamic Model of Continental Europe“, 2015. Online verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/#entso-e-dynamic-model-of-continental-europe>
- [16] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015“, 2016. Online verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/hintergrund-netzentwicklungsplan-strom-2025-version-2015-2-entwurf>

- [17] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019“, 2019. Online verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/archiv/netzentwicklungsplan-2030-2019>
- [18] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „Bewertung der Systemstabilität – Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf“, 2021
- [19] Ef.Ruhr, 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „Verhältnis zwischen globalen und lokalen Frequenzgradienten und ihre Bedeutung für Robustheitsanforderungen von Erzeugungsanlage“, VDE Hochspannungstechnik - 4. ETG-Fachtagung, 2022.
- [20] J. Machowski, S. Robak, P. Kacejko, P. Miller and M. Wancerz: "Short-circuit power as important reliability factor for power system planning," *2014 Power Systems Computation Conference*, Wroclaw, Poland, 2014, pp. 1-8, doi: 10.1109/PSCC.2014.7038457.
- [21] DlgSILENT GmbH: „P2092 - Proof of Concept: System Strength Metrics“, Februar 2023.
- [22] S. -H. Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Adams, Y. Zhang and C. Carter: „Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience“, *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, USA, 2012, pp. 1-7, doi: 10.1109/PESGM.2012.6344713.
- [23] M.P.E. GmbH: „P14509 Modellierung des netzbildenden Regelungsverhaltens von Umrichteranlagen in Systemstudien“, 01.12.2023.
- [24] Hatziargyriou, Nikos, et al. "Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies." *IEEE PES Technical Report PES-TR77* (2020).
- [25] J. Hörsch, F. Hofmann, D. Schlachtberger, und T. Brown, „PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system“, *Energy Strategy Reviews*, Bd. 22, S. 207–215, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.esr.2018.08.012
- [26] <https://github.com/PyPSA/pypsa-eur>
- [27] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „Einheitliche Auslegung von E-STATCOM“, Mai 2023. Online verfügbar: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Spannungshaltung/Blindleistung/Einheitliche-Auslegung-von-E-STATCOM>
- [28] J. Sun: „Impedance-Based Stability Criterion for Grid-Connected Inverters“, in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 11, pp. 3075-3078, Nov. 2011, doi: 10.1109/TPEL.2011.2136439.
- [29] ENTSO-E: „Standardized control interface for HVDC SIL/HIL conformity tests“, 2020.
- [30] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „EMT-Modellanforderungen und Bedarf an standardisierten Schnittstellen für Interaktionsstudien“, [https://www.netztransparenz.de/portals/1/4%c3%9cNB Positionspapier EMT Modellanforderungen und Standardisierte Schnittstellen.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/4%c3%9cNB%20Positionspapier%20EMT%20Modellanforderungen%20und%20Standardisierte%20Schnittstellen.pdf), Stand Mai 2023
- [31] ef.Ruhr GmbH und dena: „Themenpapier Roadmap Systemstabilität: AG3 -Resonanzstabilität, Winkelstabilität und Kurzschlussstrom“, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/themenpapier-ag3-roadmap-systemstabilitaet.pdf?__blob=publicationFile&v=6, Stand Dezember 2023
- [32] CIGRE Working Group B4.62: „Connection of wind farms to weak AC networks“, 2016.

- [33] Kundur, P.; Paserba, J.; Ajarapu, V.; Andersson, G.; Bose, A.; Canizares, C. et al. (2004): Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. In: *IEEE Trans. Power Syst* 19 (3), S. 1387–1401.
- [34] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes“, Stand Juli 2022. Online verfügbar: <https://www.netztransparenz.de/de-de/%C3%9Cber-uns/Aufgaben/Planung-und-Betrieb-des-deutschen-%C3%9Cbertragungsnetzes>
- [35] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „Weißbuch Netz- und Versorgungswiederaufbau 2030“, 08.12.2022. Online verfügbar: https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/zuordnung_unklar/wei%C3%9Fbuch-netz-und-versorgungswiederaufbau-2030/weissbuch_nwa_vwa_2030.pdf
- [36] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, 22.02.2021. Online verfügbar: https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-re-lau-nch/dokumente/strommarkt-design/emergency%20and%20restoration/veroeffentlichung_systemschutzplan/systemschutzplan_der_uenb_2020_hauptdokument.pdf
- [37] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „Technische Anforderung für den Anschluss von Elektrolyseanlagen“, 05.02.2024. Online verfügbar: <https://www.netztransparenz.de/de-de/%C3%9Cber-uns/Studien-und-Positionspapiere/Anforderungen-an-Elektrolyseanlagen>
- [38] Bundesnetzagentur: „Netzausbau Strom – Bedarfsermittlung 2023-2037/2045 – Bestätigung des Netzentwicklungsplan Strom“, März 2024. Online verfügbar: https://data.netzausbau.de/2037-2023/NEP/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf