

Themenpapier der Roadmap Systemstabilität

AG3 – Resonanzstabilität, Winkelstabilität und Kurzschlussstrom

Über dieses Dokument: Die Roadmap Systemstabilität ist ein Vorhaben der Bundesregierung, das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) umgesetzt wird. Die dena und ef.Ruhr GmbH fungieren als Auftragnehmer zur Unterstützung aller Prozesse im Rahmen der Erstellung der Roadmap. Im Rahmen der Arbeiten zur Roadmap Systemstabilität haben die Expertinnen und Experten der mitwirkenden Stakeholder themenspezifisch in vier Arbeitsgruppen die relevanten Fragestellungen identifiziert und diskutiert. In dem hier vorliegenden Themenpapier wurden die Ergebnisse dieser Diskussionen der Arbeitsgruppe Resonanzstabilität, Winkelstabilität und Kurzschlussstrom dokumentiert. Es handelt sich jedoch explizit nicht um ein abschließendes und abgestimmtes Ergebnis. Die Themenpapiere bilden die Grundlage für die Roadmap. Sie spiegeln jedoch keine offizielle Position des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz wider. Weiterhin stellen die Formulierungen nicht notwendigerweise die Meinung der aufgeführten Mitautorinnen und Mitautoren oder der dena und ef.Ruhr dar. Sie dienen allein dazu, den Diskussionsstand aufzuzeigen.

Bei folgenden Mitautorinnen und Mitautoren dürfen wir uns an dieser Stelle bedanken:

Name	Institution
Janek Massmann	Amprion GmbH
Johannes Schiffer	Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg & Fraunhofer Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie
Bernd Weise	DigSILENT
Thomas Degner	Fraunhofer IEE
Philipp Strauß	Fraunhofer IEE
Sönke Rogalla	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Athanasios Krontiris	Hochschule Darmstadt
Holger Wrede	Hochschule Düsseldorf
Robert Schürhuber	Inst. für Elektrische Anlagen und Netze, TU Graz
Andreas Knobloch	SMA Solar Technology AG
Richard Tretter	Stadtwerke München GmbH
Wolf Fischer	Stromnetz Berlin GmbH
Marc Dokus	TenneT TSO GmbH
Nico Klötzl	TenneT TSO GmbH
Tilman Wippenbeck	Westnetz GmbH

1 Inhalt

Abkürzungsverzeichnis	4
1 Einleitung.....	5
1.1 Begriffe und Definitionen.....	5
1.2 Technischer Hintergrund und Ausgangssituation	10
2 Herausforderungen, Handlungsbedarfe und Prozesse	21
2.1 Übersicht der identifizierten Fragestellungen.....	21
2.2 Analyse der identifizierten Fragestellungen	23
2.3 Breakoutthema 1: Prozesslandschaft der Resonanzstabilität.....	46
2.4 Breakoutthema 2: Der Begriff Kurzschlussleistung und zukünftige Bedeutung und Alternativen	51
3 Forschungsfragen	53
3.1 Identifizierte Forschungsfragen im Rahmen der AG3.....	53
3.2 Aktuelle Vorhaben des 7. EFP der Bundesregierung.....	53
4 Transformationspfad	63
Offene Punkte und Schnittstellen zu anderen AG/KG	67
Literaturverzeichnis	69

Abkürzungsverzeichnis

AG	Arbeitsgruppe
EE	Erneuerbare Energien
ESCR	Effective Short Circuit Ratio (effektives Kurzschlussverhältnisses)
KS	Kurzschluss
NEP	Netzentwicklungsplan
PSS	Power System Stabilizer
SSTI	Subsynchronous Torsional Interactions
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

1 Einleitung

Ein elementares Ziel auf dem Weg zur Erreichung der Klimaneutralität ist es, den sicheren und robusten Betrieb der Stromnetze in Zeiten mit 100% erneuerbaren Energien (EE) zu gewährleisten. Dafür wurde im Koalitionsvertrag 2021 die Erarbeitung einer „Roadmap Systemstabilität“ verankert. Die Roadmap soll einen Fahrplan aufzeigen, welche Prozesse und Funktionalitäten benötigt werden, um das gesteckte Ziel zu erreichen.

Die hohen Ansprüche an die Versorgungssicherheit verbunden mit der Komplexität der Stabilitätsaspekte im Stromnetz erfordern für die Realisierung der Roadmap ein Zusammenwirken der Expertise aller am Stromsystem beteiligten Akteure. Aus diesem Grund sind an der Erarbeitung der „Roadmap Systemstabilität“ Experten von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern (ÜNB bzw. VNB), von Anlagenherstellern, von Verbänden und aus der Wissenschaft beteiligt. Das vorliegende Dokument ist eines von vier Themenpapieren, die in Summe das Fundament für die eigentliche Roadmap bilden. Die vier Themenpapiere umfassen jeweils die Ergebnisse der vier Arbeitsgruppen (AG), in denen der Austausch der Experten themenspezifisch organisiert wurde (AG1: Frequenz, AG2: Spannung, AG3: Winkelstabilität, Resonanzstabilität und Kurzschlussstrom (KS), AG4: Betriebsführung und Netz- und Versorgungswiederaufbau)

In dem hier vorliegenden Themenpapier der AG3 werden in den folgenden Abschnitten zunächst einleitend die relevanten Begriffe und Definitionen beschrieben sowie der technische Hintergrund erläutert. In Kapitel 2 werden die Herausforderungen und Handlungsbedarfe sowie die in diesem Kontext bereits bestehende Prozessstruktur beschrieben. Dafür wird im Abschnitt 2.1 zunächst eine Übersicht über alle identifizierten Fragestellungen gezeigt. In Abschnitt 2.2 werden die einzelnen Fragestellungen analysiert. Die identifizierten Forschungsfragen werden gesondert in Kapitel 3 dargestellt. In Kapitel 4 wird der Transformationspfad beschrieben, der die Prozesse inklusive der verantwortlichen Akteure und zeitlichen Aspekte umfasst, die aus den Fragestellungen der Kapitel 2 und 3 abgeleitet wurden.

1.1 Begriffe und Definitionen

Resonanzstabilität

Die in diesem Dokument berücksichtigten Stabilitätsphänomene umfassen sowohl die klassische Resonanzstabilität als auch Teile der stromrichter-getriebenen Stabilität (converter-driven stability), wie sie in der Publikation „Stability Definitions and Characterization of Dynamic Behavior in Systems with High Penetration of Power Electronic Interfaced Technologies“ [1] genannt sind. Die **klassische Resonanzstabilität** unterteilt sich in die **elektrischen** und **torsions-basierten (mechanischen) Resonanzphänomene**, wobei die Einteilung auf den Netzkomponenten basiert, die an der Resonanz beteiligt sind. Zusätzlich zu der Definition aus [1] sind bei der elektrischen Resonanzstabilität Resonanzen zwischen Stromrichterfilterkomponenten und anderen elektrischen Netzkomponenten sowie parallelen Umrichtern zu benennen. Vor allem mögliche Resonanzen zwischen Stromrichterfiltern und parallelen Stromrichtern – sowie deren Regelung -, stellen einen fließenden Übergang der Definition von Resonanzstabilität und stromrichter-

getriebener Stabilität dar. Zusammenfassend sind die Kategorien der Resonanzstabilität in Abbildung 1-1 dargestellt.

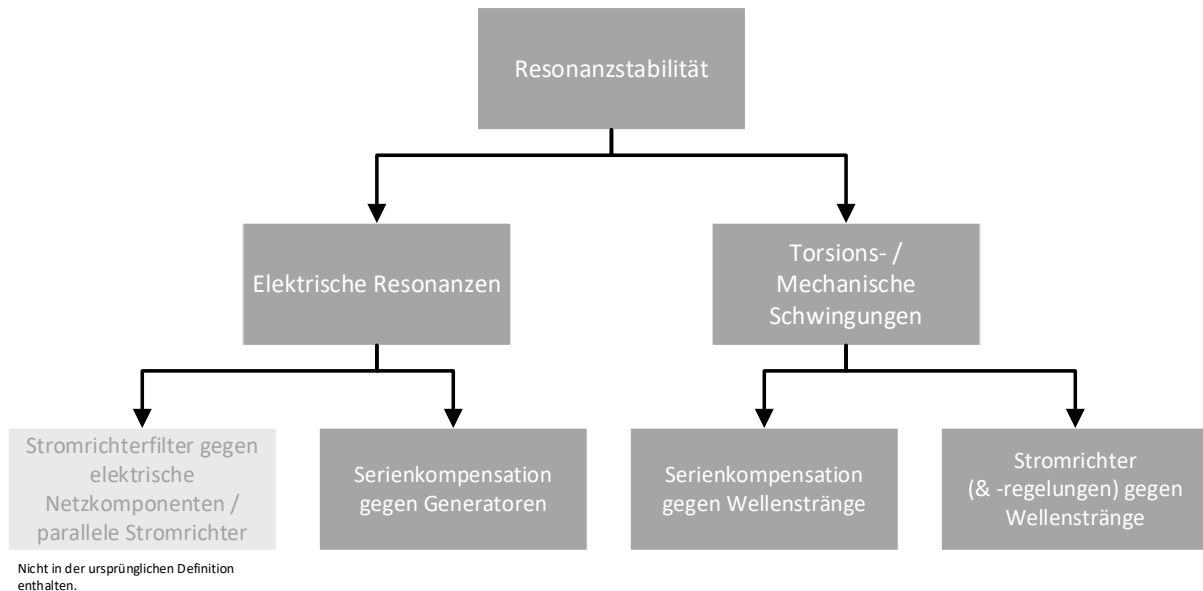


Abbildung 1-1: Übersicht Resonanzstabilität vgl. [1]

Die **stromrichter-getriebene Stabilität** umfasst schnelle als auch langsame Interaktionen zwischen Stromrichterregelungen und anderen Netzkomponenten sowie deren Regelungen (siehe Abbildung 1-2). Prinzipiell können sich im gesamten nicht passiven (non-passive) Frequenzspektrum eines Umrichters Interaktionen zwischen eben diesem und dem angeschlossenen Netz ausprägen. Dieses Spektrum kann bei Stromrichtern im Gegensatz zu Synchrongeneratoren einen deutlich größeren Bereich umfassen. Da es sich hierbei auch um eine direkte Wechselwirkung von Netzkomponenten vergleichbar mit der oben beschriebenen Resonanzstabilität handelt, sind die stromrichter-getriebenen Interaktionen im Folgenden zu berücksichtigen. Teilweise wird auch der Begriff **harmonische Stabilität** verwendet, der nach [2] eine deutliche Überschneidung der stromrichter-getriebenen Interaktionen mit den klassischen Resonanzstabilitätsphänomenen bestätigt.

Die Aspekte der stromrichter-getriebenen Stabilität, die sich auf die Winkelstabilität in schwachen Netzbereichen (lokal niedriges Kurzschlussstromniveau und/oder schwache Dämpfung) sowie die Stabilität auf Grund der Leistungsübertragungsgrenze beziehen, sind nicht unmittelbar mit der oben beschriebenen Definition verknüpfbar.

Im weiteren Dokument ist mit dem Begriff Resonanzstabilität die Zusammenfassung aus der konventionellen Resonanzstabilität und den langsamen sowie schnellen Interaktionen der stromrichter-getriebenen Stabilität gemäß Abbildung 1-2 gemeint.

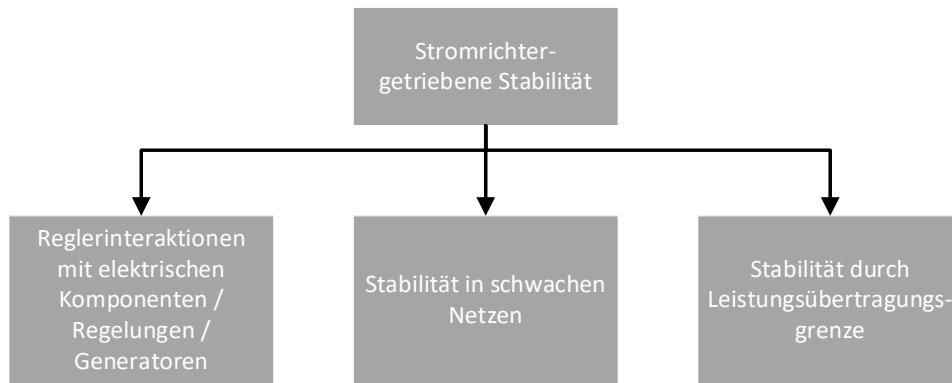


Abbildung 1-2: Übersicht stromrichter-getriebene Stabilität vgl. [1]. Allgemein werden die Interaktionsphänomene in langsame und schnelle Interaktionen unterschieden und setzen ggf. unterschiedliche Untersuchungsmethoden voraus.

Definition Begriffe „Kurzschlussstrom“ und „Kurzschlussleistung“

Die Begriffe „Kurzschlussstrom“ und „Kurzschlussleistung“ sind klar voneinander abzugrenzen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund eines Netzes mit einer zunehmenden Stromrichterdurchdringung.

Kurzschlussstrom

Kurzschlussstrom wird folgendermaßen charakterisiert:

- Der KS-Strom ist der sich einstellende Strom als Reaktion auf einen Kurzschluss. (Im erweiterten Sinne können auch Fehlerströme auf Grund von Amplituden- oder Phasensprüngen der Netzspannung gemeint sein)
- Der KS-Strom ist als physikalische Größe und prinzipiell am Betrachtungsort direkt messbar.
- Es werden drei relevante Zeitbereiche des KS-Stroms unterschieden:
 - Subtransient: vgl. Anfangskurzschlusswechselstrom I_k'' einer Synchronmaschine
 - Transienter Kurzschlussstrom I_k' : Übergang vom Momentanwertverhalten zum steady state (RMS)
 - Dauerkurzschlussstrom I_k
- Die Kurzschlussstromberechnung ist bisher in der Normenreihe DIN EN 60909 Kurzschlussströme in Drehstromnetzen definiert.
- Es werden symmetrische und unsymmetrische Kurzschlussströme betrachtet.
- Die Stromkurvenform des KS-Stroms (Verzerrung, Einschwingvorgänge) ist relevant.

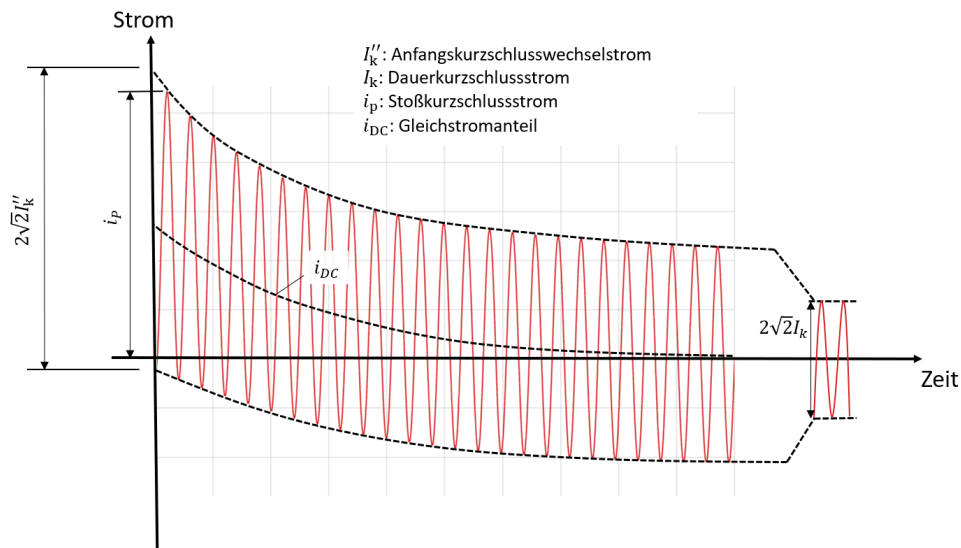


Abbildung 1-3: Kurzschlussstromverlauf gemäß IEC 60909 für generatornahe Kurzschlüsse. Quelle: Eigene Darstellung angelehnt an [3].

Normative Ausgangslage

Die DIN EN 60909-0 (VDE 0102) (Kurzschlussströme in Drehstromnetzen - Teil 0: Berechnung der Ströme) gilt für die Berechnung von Kurzschlussströmen. Mit der Revision von 2016-12 werden auch Beiträge von Windkraftwerken und von Kraftwerken mit Vollumrichtern zum Kurzschlussstrom berücksichtigt.

Bedeutung des Kurzschlussstroms für die Netzstabilität

- Maximaler KS-Strom: Auslegung der Kurzschlussfestigkeit von Betriebsmitteln (elektromechanische Kräfte, thermische Belastung, Leistungsschalter/Lichtbogenlöschung)
- Minimaler KS-Strom: Parametrierung von Überstrom-Schutzgeräten
- Räumliche Ausdehnung der Spannungstrichter in HÖS und HS ausreichend klein halten / Restspannungen ausreichend hochhalten

Kurzschlussleistung

Die Kurzschlussleistung ist eine fiktive Größe $S_k = \sqrt{3} U_N I_k$ und wird für vielfältige Zwecke als Bewertungsgröße verwendet. Das Thema Kurzschlussleistung wird auf Grund seiner Vielschichtigkeit in diesem Dokument als Breakoutthema diskutiert (s.u.).

Winkelstabilität

Gemäß der gemeinsamen IEEE/CIGRE Definition aus [4] wird die Rotorwinkelstabilität beschrieben:

(...) Die Rotorwinkelstabilität bezeichnet die Fähigkeit von Synchronmaschinen eines Verbundnetzes, nach einer Störung im Gleichlauf zu bleiben. Sie hängt von der Fähigkeit ab, das Gleichgewicht zwischen elektromagnetischem Drehmoment und mechanischem Drehmoment

jeder Synchronmaschine im System aufrechtzuerhalten/wiederherzustellen. Die daraus resultierende Instabilität tritt in Form von zunehmenden Winkelabweichungen (engl.: increasing angular swings) einiger Generatoren auf, was zu einem Verlust der Synchronität mit anderen Generatoren führt. (...)

Die Stabilität des Systems in jedem Betriebszustand hängt davon ab, ob bei Abweichungen des Rotorwinkels ausreichende, der Änderung entgegenwirkende, Momente vorhanden sind, um wieder in einen neuen stabilen Gleichgewichtszustand zu kommen. (..) Verlust von Synchronismus kann zwischen einer Maschine und dem Rest des Systems auftreten oder zwischen Gruppen von Maschinen, wobei die Maschinen innerhalb einer Gruppe synchron zueinander laufen. (...)

Die Änderung des elektromagnetischen Drehmoments einer Synchronmaschine nach einer Störung kann in zwei Komponenten zerlegt werden:

- Synchronisierendes Moment, abhängig von der Rotorwinkelabweichung.
- Dämpfendes Moment, abhängig von der Drehzahländerung

Die Systemstabilität hängt von der Existenz beider Komponenten für jede Synchronmaschine des Systems ab. Als Maß zur Beurteilung von Stabilitätsmargen dienen kritische Fehlerklärungszeiten und Winkeldifferenzen gegenüber einem für das Netzgebiet aus den angeschlossenen Synchrongeneratoren gemittelten Winkelzentrum.

Die in [4] gegebene Definition basiert also auf den Eigenschaften von Synchrongeneratoren und muss für stromrichter-dominierte Systeme geeignet angepasst werden.

Angelehnt an die IEEE-Begriffsdefinition [4] bezeichnet „Winkelstabilität“ in diesem Dokument die Fähigkeit von

- Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen sowie Netzbetriebsmitteln (Wechselrichter, Synchrongenerator, VINKs, wie netzbildende STATCOMs, HGÜ-Kopfstationen, rotierende Phasenschieber etc.) und
- Netzbereichen.

den Synchronismus mit dem Stromnetz im Normalbetrieb und nach einer Störung, die insbesondere mit Winkeländerungen einhergeht, zu erhalten und ggf. wiederherzustellen und dabei der auftretenden Winkeländerung sowie der Winkeländerungsgeschwindigkeit entgegen zu wirken. Unterschieden wird dabei in:

- Großsignalverhalten / Transientes Verhalten:
 - Transiente Stabilität von Einzelanlagen (Bei Synchronmaschinen: Polradwinkelstabilität)
 - Transiente Stabilität von Netzbereichen und Generator/Erzeugergruppen
- Kleinsignalverhalten: Auftreten von schwachgedämpften Schwingungen mit einer Frequenz in der Nähe von und unterhalb der Grundschiwingung des Netzes. Diese können sowohl als lokale (z. B. Rotorwinkel-Schwingungen von einzelnen Synchronmaschinen) als auch als globale/systemweite Schwingungen auftreten, wie z. B. Interarea Oscillations

(0.1 bis 2 Hz im derzeitigen synchrongenerator-dominierten kontinentaleuropäischen Verbundsystem).

1.2 Technischer Hintergrund und Ausgangssituation

Die Inhalte sind in diesem Kapitel separat für die jeweiligen Themengebiete Resonanzstabilität, Kurzschlussstrom und Winkelstabilität aufgeführt.

Resonanzstabilität

Im Folgenden werden **zukünftige Szenarien, Betriebssituationen und Anregungen** zusammengefasst, die **zu einer verstärkten Ausprägung von Resonanzphänomenen führen können**.

Diese **zukünftigen Szenarien** zeichnen sich durch eine Durchdringung bestimmter zukünftiger Erzeuger-, Verbraucher- und Netzinfrastrukturen aus. Diese sind charakterisiert durch eine Konzentration von großen Mengen an Stromrichtern unterschiedlicher Hersteller ohne Dämpfungseigenschaften und ohne andere dämpfende Anlagen (vgl. Wind-/PV-Parks). Dies wird gepaart mit einer allgemeinen Reduzierung / einem Wegfall der dämpfenden Eigenschaften von Synchrongeneratoren (z.B. von PSS) im Übertragungsnetz. Der hohe Stromrichteranteil (mit höherer Regelungsbandbreite als konventionelle Anlagen) und die verringerte Systemträgheit führen zu erweiterten Frequenzbereichen von Resonanzeffekten, da die Regelung von Stromrichtern in deutlich kleineren Zeitbereichen bei gleichzeitig größeren Frequenzspektren gegenüber konventionellen Anlagen aktiv ist. Dieser Effekt wird zusätzlich verstärkt durch die Verringerung des SCR/ESCR (schwaches Netz) und damit stärkere elektrische Kopplung von parallelen Anlagen. Zudem führt die Reduktion von Systemträgheit, Momentanreserve bzw. Spannungseinprägung damit einhergehend zu einer Zunahme der Spannungssensitivität. Eine inhomogenere Verteilung der Trägheitsbeiträge in und zwischen den Netzgebieten begünstigt Interaktionen und damit die Schwingungsneigung [5]. Als weiterer Faktor führt verstärkter Anschluss von Erzeugern und Verbrauchern in den Verteilnetzen zu zunehmender elektr. Entfernung von Anlagen zum Übertragungsnetz, wobei verschiedene Netzebenen unterschiedlichen Resonanzphänomenen unterliegen können.

Die **Betriebssituationen** umfassen Schaltzustände der aktuellen Netztopologie und Arbeitspunkte der Anlagen. Hierbei spielen insbesondere vorübergehend geschwächte Netze eine große Rolle, z.B. verursacht durch Inselnetzbildung im Verteilnetz oder durch Teilnetze nach System Split und bei Netzwiederaufbau. Hierbei tritt entweder vorübergehend ein lokal geringer Anteil netzbildender Anlagen, bei gleichzeitig hohem Anteil netzfolgender Anlagen auf, oder es entsteht eine große elektrische Entfernung zu netzbildenden Anlagen (z.B. aufgrund langer Stromübertragungsleitungen). Hochfahrnetze sind hierbei vor allem relevant für Resonanzeffekte mit Serienkompensation. Zudem führt eine mögliche Höherauslastung von Netzen zur Änderung von Arbeitspunkten im System, die Resonanzen signifikant beeinflussen können. Im Normalbetrieb sind durch die gegebenen Entwicklungen im Szenario ohne Abhilfemaßnahmen verstärkte Resonanzeffekte zu erwarten. Zudem kann die Ausgangscharakteristik

(frequenzabhängiger Impedanzverlauf) von Anlagen kann je nach Betriebspunkt (Wirk-/Blindleistungsabgabe) variieren. Dieses kann zu arbeitspunktabhängigen Resonanzsituationen führen.

Im Bereich von **Anregungen** werden Ereignisse verstanden, wodurch Resonanzen entstehen, angeregt oder verändert (in Amplitude oder Dämpfung) werden. Diese können in transiente und periodische Anregungen unterteilt werden. Bei transienten Anregungen handelt es sich um jegliche Änderung des Betriebszustandes oder Arbeitspunktes des Netzes bzw. von Anlagen, wie z.B.:

- Schalthandlungen, Ausfall von Leitungen / Betriebsmitteln
- Inselnetzbildung
- Cyberattacken mit hoher Gleichzeitigkeit von Ausfällen
- Zuschalten von Erzeugungs- oder Verbraucheranlagen bzw. Komponenten
- Netzkurzschlussfehler (insb. nach Fehlerklärung)
Unstetige Reaktion von Netzteilnehmern insb. auf Netzereignisse (z.B. bei Erreichen der Betriebsgrenzen, richtungsabhängiger Trägheit etc.)

Periodische Anregungen sind jegliche Arten von Oberschwingungsquellen im Netz, wie z.B.:

- nicht-lineare Lasten
- Stromrichtertaktfrequenzen
- Kommutierungseinbrüche
- Nutharmonische

Hieraus leiten sich folgende Systembedarfe für die Resonanzstabilität ab, die sich unterteilen in Systemeigenschaften und Anlagenfunktionen.

Als **notwendige Systemeigenschaften** müssen Resonanzstabilität und stromrichter-getriebene Stabilität innerhalb der Systemauslegungsgrenzen in allen Betriebs- und Netzzuständen gewährleistet sein. Wechselwirkungen und Resonanzen zwischen Anlagen sollten lokal begrenzt und gedämpft werden, um systemweite Auswirkung hinreichend zu begrenzen. Die (System-)Auslegung muss robust sein, sowohl per Design als auch in der Parametrierung (u.a. Entkopplung von verschiedenen Regelungsgruppen). Die Beobachtbarkeit von Resonanzen und Interaktionen muss sichergestellt sein.

Zudem müssen **notwendige Anlagenfunktionen** in Form von Resonanz- und Reglerstabilität innerhalb der Anlagenauslegungsgrenzen in allen Betriebs- und Netzzuständen gewährleistet sein. Die Dämpfung von bestehenden Resonanzen unter Berücksichtigung von Leistungs- & Energiereserven in definierten Frequenzbereichen (Unterscheidung zwischen aktivem / geregelten und passivem Bereich) sowie die Unterdrückung der aktiven Anregung von Resonanzen (z.B. durch die Begrenzung von Leistungsgradienten) müssen unterstützt werden.

Kurzschlussstrom

Im Folgenden wird der Einfluss verschiedener Veränderungen in der Elektrizitätsversorgung in Bezug auf das Kurzschlussstromniveau beschrieben.

Rückgang instantan wirkender KS-Beiträge

Der Anteil netzgekoppelter Synchrongeneratoren, als Quelle für instantan wirkenden und im Fehlerfall unmittelbar spannungsstützenden Kurzschlussstrom sowie als Quelle für (netzformende und netzstabilisierende) Kurzschlussleistung, wird zukünftig sowohl regional als auch global im Stromnetz kleiner werden.

Veränderung der Spannungsebenen, aus denen der KS-Strom überwiegend kommt

Im Vergleich zur Situation heute, wo die Quellen für KS-Strom in höheren Spannungsebenen wirken, liefern Stromrichter ihre Kurzschlussstrombeiträge überwiegend aus niedrigen Spannungsebenen, was bisher unbekannte Herausforderungen mit sich bringen kann.

Änderung des Kurzschlussstromniveaus ist nicht eindeutig

Das Kurzschlussstromniveau an den Netzverknüpfungspunkten kann zukünftig sowohl steigen (z. B. auf Grund von Netzverstärkung oder Erzeugerzubau) wie auch fallen (z. B. wegen Substitution von Synchrongeneratoren durch Stromrichter). Vgl. Abbildung 1-4.

Zeitliche Fluktuation des Kurzschlussstromniveaus

In der Vergangenheit wurden die Kurzschlussstromniveaus i. d. R. nur durch den Schaltzustand des Netzes bestimmt und waren damit vergleichsweise statisch. Der zunehmende Ausbau von erneuerbare Erzeugungsanlagen verändert die lokalen Kurzschlussniveaus kontinuierlich. Darüber hinaus kann es zu einer (tages-)zeitlichen Variation des Kurzschlussstromniveaus kommen, da diese Anlagen i. d. R. nur dargebotsabhängig am Netz sind.

Kurzschlussstromberechnung in stromrichter-basierten Netzen ungelöst

Aktuelle Verfahren zur Kurzschlussstromberechnung basieren auf Konstantstromquellen bzw. Spannungsquellen mit dazwischenliegendem Impedanznetzwerk. Der Kurzschlussstrombeitrag von Stromrichtern wird bisher nicht adäquat berücksichtigt.

Betriebsmittelauslegung und -sicherheit

Durch massive Zunahme netzstützender, netzgekoppelter, stromrichterbasierter Anlagen erhöht sich die Wahrscheinlichkeit für Netzsituationen, in denen im Vergleich zu heute wesentlich höhere und ggfs. zu hohe Kurzschlussstrombeiträge zu erwarten sind.

Netzschutzaspekte

Da Stromrichter im Gegensatz zur Synchronmaschine i.d.R. keine oder nur ein geringe Überstromfähigkeit aufweisen, könnte sich die Wahrscheinlichkeit für Netzsituationen erhöhen, in denen in stromrichterdominierten Netzregionen zu bestimmten Zeiten bestehende Netzschutzmechanismen nicht eindeutig zwischen Kurzschlussstrom und normalem Stromfluss unterscheiden könnten, um einen Fehler sicher zu klären.

Fehlende Bedarfsanalyse

Die regionalen Bedarfe, für die minimal notwendige und maximal zulässige Höhe an Kurzschlussstrom bzw. Kurzschlussleistung werden gegenwärtig nicht ermittelt. Dies ist jedoch erforderlich, um eine Aussage über die offenen Fragestellungen bzgl. der Betriebsmittelauslegung und der Netzschutzmechanismen (s.o.) zu treffen.

Verhaltensunterschiede beim Momentanwertverhalten

Im subtransienten Zeitbereich während der ersten Millisekunden nach Fehlereintritt und ggfs. während den ersten Millisekunden nach Fehlerklärung können stromrichterbasierte KS-Quellen im Vergleich zu synchronmaschinenbasierten KS-Quellen Unterschiede aufweisen. Ferner verhalten sich Stromrichter nichtlinear (vgl. Umschaltvorgänge in der Regelung, z. B. Normalbetrieb / Betrieb in Strombegrenzung). Dieses Verhalten bedarf in stromrichterdominierten Netzen einer gesonderten Betrachtung im Hinblick auf die Systemstabilität und den Netzschutz.

Führungsbedarf netzfolgender KS-Stromquellen

Netzfolgende Kurzschlussstromquellen speisen ihre KS-Strombeiträge abhängig von einer referenzgebenden Restspannung im Fehler ein, die sie nicht selbst stellen, sondern von anderen spannungsstellenden Quellen beziehen. Die notwendigen Bedarfe für die referenzgebende Spannungsführung netzfolgender Anlagen im Falle von Netzfehlern sind derzeit unbekannt. Ferner ist fraglich, ob heutige Vorgaben zur dynamischen Netzstützung (vgl. Blindstrompriorisierung im Fehlerfall) in allen Fällen netzdienlich sind.

Notwendiges Kurzschlussstromverhalten netzbildender Stromrichter

Das Kurzschlussstromverhalten eines Stromrichters ist weitgehend abhängig von der Programmierung, unterliegt aber auch technologisch bedingten Einschränkungen. Die Anforderungen an das notwendige Kurzschlussverhalten in allen Zeitbereichen ist für netzbildende Stromrichter unter Berücksichtigung technologischer Einschränkungen und Möglichkeiten derzeit nicht spezifiziert.

Bewertung der relativen Stärke von Netzanschlusspunkten

Bei einem zunehmenden Anschluss hoher Stromrichterleistung in räumlicher (elektrischer) Nähe können mit der etablierten SCR-Methode (short circuit ratio) Stabilitätsprobleme unterschätzt werden. Verbesserte Ansätze, wie z. B. ESCR-Studien (equivalent circuit-based short circuit ratio) [6] [7], müssen weiterentwickelt werden. Dabei müssen auch die Regelungsarten (netzfolgend / netzbildend) entsprechend berücksichtigt werden.

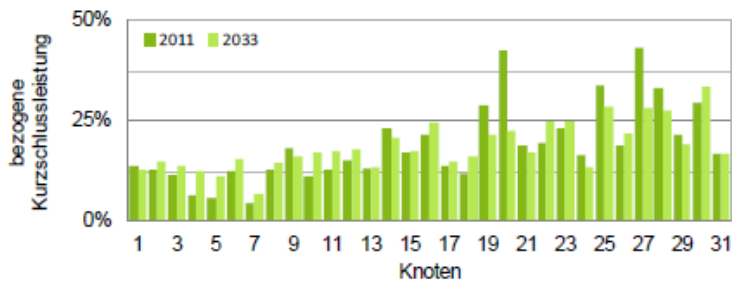


Abbildung 4.4 Darstellung der Kurzschlussleistung im Minimalfall in den Jahren 2011 und 2033 bezogen auf den Knoten mit der größten Kurzschlussleistung (Knoten 20) im Jahr 2011

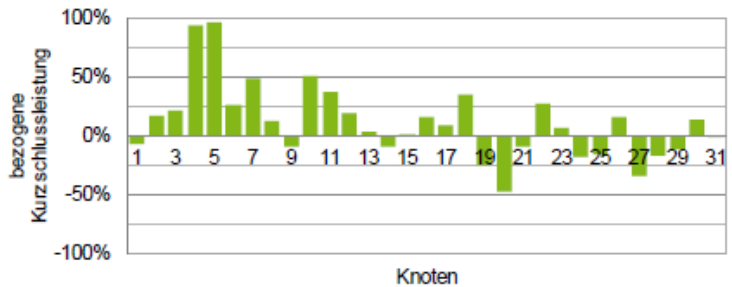


Abbildung 4.5 Relative Veränderungen der Kurzschlussleistung im Minimalfall an jedem Knoten im Jahr 2033 bezogen auf 2011

Abbildung 1-4: Analyse der Veränderung der Kurzschlussleistung für verschiedene Netzknoten. Quelle [8].

Winkelstabilität

Im Folgenden werden zukünftige **Szenarien, Betriebssituationen und Anregungen** zusammengefasst, die zu **Herausforderungen im Zusammenhang mit der Winkelstabilität** führen können und anschließend werden die **zukünftigen Systembedarfe** aufgezeigt.

Die **zukünftigen Szenarien** zeichnen sich über eine Durchdringung bestimmter zukünftiger Erzeuger-, Verbraucher- und Netzinfrastrukturen wie folgt aus. Das Abschalten konventioneller Kraftwerke, die Konzentration von EE-Anlagen in Netzregionen und der hohe Transitbedarf im europäischen Verbundnetz, verbunden mit hohen Spannungswinkeldifferenzen und einem teilweise übernatürlichen Betrieb (hoch ausgelastete Übertragungsleitungen und damit verbundenes Blindleistungsverhalten) der Netze, führen zu Änderungen im elektrischen Energieversorgungssystem mit u.a. folgenden Auswirkungen in Bezug auf die Winkelstabilität:

- **Rückgang Spannungswinkelreferenzgebender, -nachführbarer und -stabilisierender Quellen:** Der Anteil netzgekoppelter Synchrongeneratoren, als Quelle für die Winkelreferenz für netzfolgende Erzeuger, Speicher und Verbraucher sowie als Quelle für instantan wirkende und im Falle von Lastflussänderungen unmittelbar winkelstabilisierende Leistung und Energie aber auch als Quelle für gegenwärtige Herausforderungen im Zusammenhang mit der transienten Stabilität, wird zukünftig sowohl regional als auch global im Stromnetz kleiner werden.
- **Bleibender Bedarf zur Spannungswinkelführung netzfolgender Netzteilnehmer:** Auch im zukünftigen Stromnetz werden bedeutende Anteile der Erzeugungs-, Speicher- und

Verbrauchsanlagen netzfolgend ausgeführt und auf spannungswinkelreferenzgebende Quellen angewiesen sein, um ihre Stromeinspeisung netzsynchron zu halten.

- **Veränderung der Spannungsebenen, aus denen die Spannungswinkelreferenz, die Spannungswinkelnachführung sowie die spannungswinkelstabilisierenden Leistungsbeiträge überwiegend kommen:** Im Vergleich zur Situation heute, wo die Quellen für Winkelreferenz, Winkelnachführung und Winkelstabilisierung in höheren Spannungsebenen wirken, werden zukünftige winkelreferenzgebende Beiträge ggfs. überwiegend durch Stromrichter aus niedrigen Spannungsebenen kommen, was bisher unbekannte Herausforderungen mit sich bringen kann.
- **Zunehmender Stromtransitbedarf im europäischen Verbundnetz mit gleichzeitig unzureichend schnell voranschreitendem Netzausbau** bedarf eines übernatürlichen Netzbetriebs mit hohen Spannungswinkeldifferenzen, näher an physikalischen Winkelstabilitätsgrenzen.
- **Stärkere Beeinflussung lokaler Spannungs- und Lastwinkel (Winkeldifferenzen)** bei hoher Gleichzeitigkeit und ggfs. zeitweise starker Fluktuation der Netzaustauschleistung in Netzregionen mit hoher Konzentration von EE-Anlagen bzw. elektronischen Lasten.
- **Veränderung des Winkelverhaltens nach Störungen** bedingt durch Verhaltensunterschiede stromrichterbasierter Anlagen in der Winkelsynchronisierung im Vergleich zu Synchronmaschinen sowie bedingt durch Abnahme der Trägheit im System.
- **Veränderung der Einflussmöglichkeiten auf die Winkelstabilität:** Durch geeignete Einbeziehung stromrichterbasierter Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen sowie Netzbetriebsmittel und durch das technologiespezifische Heben der Potentiale stromrichterbasierter Anlagen lässt sich die Sicherstellung der Winkelstabilität zukünftig auf eine ganz andere Weise bewerkstelligen als dies heute mit Synchrongeneratoren und ihren physikalischen und betriebstechnischen Einschränkungen möglich ist.

Die **Betriebssituationen** umfassen Schaltzustände der aktuellen Netztopologie und Arbeitspunkte der Anlagen. Dabei hat die Hochauslastung der Netze einen starken Einfluss auf die Winkelstabilität. Diese kann sich für einzelnen Synchronmaschinen positiv auf die Dämpfung (das Kleinsignalverhalten) auswirken, ob dies auf für die Interaktion mehrerer Synchronmaschinen gilt, müsste geprüft werden. Generell wirkt sich die Hochauslastung jedoch kritisch bei Großstörungen aus, sofern es dabei über die per Auslegung abgesicherten (n-1)-Fälle hinausgeht. In diesem Fall findet sich der Betriebspunkt von Synchrongeneratoren näher an ihrer Stabilitätsgrenze, als bei geringerer Netzauslastung. Ähnliche Effekte entstehen auch im Teilnetzbetrieb. Zudem haben auch schwache Netzbedingungen (geringes SCR/ESCR) Einfluss auf die Winkelstabilität.

- **Großsignal-Winkelstabilität:** Bei hoher Auslastung befindet sich das Stromnetz in einem Zustand großer Winkeldifferenzen und näher an den physikalischen Kippunkten (Nose Curve). Es steigt das Risiko für die Überschreitung physikalisch kritischer Netzzustände / Kippunkte und für einen damit einhergehenden Verlust der Synchronität insb. infolge größerer Netzereignisse.
- **Kleinsignal-Winkelstabilität:** Unter schwachen Netzbedingungen (etwa ab $ESCR < 3$, $X/R < 5$), die insb. bei einer hohen Auslastung des Stromnetzes und langen Stromtransportwegen auftreten, führen Leistungsänderungen i.d.R. zu größeren

Änderungen der lokalen Spannung in ihrer Amplitude, aber auch in ihrem Winkel. Aufgrund unterschiedlicher Reaktionen verschiedener Netzteilnehmer auf Änderungen der lokalen Spannung - die aber nicht zwangsweise auch auf unterschiedliche Dynamiken der Netzteilnehmer zurückzuführen sind - steigt in solchen Situationen die Wahrscheinlichkeit für lokale Interaktionen zwischen den Netzteilnehmern, die in einer Kleinsignalschwingungs-/Resonanzbildung auch in Bezug auf den Winkel resultieren kann.

Im Bereich von **Anregungen** werden Netzereignisse verstanden, wodurch Winkelinstabilität angeregt wird. Nahezu alle Vorgänge im Netzbetrieb (z.B. Schalthandlungen, Laständerungen, Zu- und Abschalten von Erzeugungsanlagen, An- und Herunterfahren von Kraftwerken) können Auslöser für Winkelinstabilitäten sein. Als große Störungen und Ereignisse, die beherrscht werden müssen, sind zu betrachten:

- Kurzschlüsse
 - generatornah
 - auf hochbelasteten AC-Transitachsen
 - mit gleichzeitigen, lokalen Winkeländerungen im Stromnetz
- Veränderungen des SCR oder ESCR können einen Einfluss haben, da es bei kleinerem (E)SCR tendenziell schwieriger für EZE ist, während eines Netzfehlers und bei Fehlerklärung (Spannungswiederkehr) synchron zu bleiben bzw. sich wieder zu synchronisieren.
- Schnelle und insb. große Winkeländerungen, wie sie bei plötzlichen Lastflussänderungen im Stromnetz z.B. infolge von System-Splits auftreten und mit großen Winkelsprüngen sowie gleichzeitigen Frequenzänderungen mit großen Frequenzgradienten einhergehen können, stellen sowohl für den Stromtransport als auch für synchronmaschinenbasierte sowie für stromrichterbasierte Anlagen eine besondere Herausforderung dar.
- Bei Synchrongeneratoren und -maschinen werden mit entsprechenden Drehmomenten die mechanischen Wellen belastet, die im ungünstigsten Fall zu Schutzabschaltungen führen können. Außerdem kann die Überschreitung kritischer Kippunkte zum Verlust der Synchronität führen.
- Bei stromrichterbasierten Anlagen können bedingt durch hohe Ströme unzulässige Belastungs- und Betriebszustände für die Stromrichterkomponenten (insb. Halbleiter) sowie Anlagenkomponenten (Quellen, Senken, Speicher) entstehen, die auf geeignete Weise auf ein zulässiges Maß zu begrenzen sind und im ungünstigsten Fall zu Schutzabschaltungen führen können.
- Unterbrechung von Haupttransitachsen
 - Erhöhung der Netzimpedanz
 - Zusätzliche Belastung der verbliebenen Leitung
- Teilnetzbildung
- Resynchronisation und Wiedereinschaltung von Netzbereichen

Derzeit erfolgt die **Bedarfsdeckung** zur Spannungswinkelreferenzbereitstellung, Spannungswinkelnachführung und Spannungswinkelstabilisierung nahezu ausschließlich durch

Kraftwerke mit direkt gekoppelten Synchronmaschinen. Mit dem Wegfall von direktgekoppelten Synchronmaschinen müssen Beiträge zur Winkelstabilität durch andere Technologien / Anlagen erbracht werden. Ein möglicher Ansatz sind stromrichterbasierte Erzeugungs- und Batteriespeichieranlagen. Im Folgenden werden die heutigen Beiträge dieser Anlagen zum synchronen Netzbetrieb, sowie zur Groß- und Kleinsignal-Winkelstabilität zusammengefasst. Heutige stromrichterbasierte Erzeugungs- und Batteriespeichieranlagen leisten folgende Beiträge zum synchronen Netzbetrieb:

- Zur Bewerkstelligung eines definierten und stabilen Energie- und Leistungsaustauschs mit dem öffentlichen Stromnetz richten heutige stromeinprägend und netzfolgend ausgeführte Stromrichter den Winkel ihrer Stromspeisung unmittelbar am gemessenen Winkel der an ihren Anschlussklemmen anliegenden Spannung aus und weisen damit ein netzsynchrones Verhalten auf.
- Durch permanente Nachführung ihres Stromwinkels ggü. dem Spannungswinkel an den Stromrichteranschlussklemmen lassen sich stromrichterbasierte Anlagen durch spannungswinkelführende Anlagen in ihrem Winkel nachführen, was u.a. die Synchronisierung asynchroner Netzabschnitte erlaubt.
- Zur Effizienzsteigerung bei der Energiewandlung sowie zur Reduktion der spezifischen Kosten für die erneuerbare Energiegewinnung, durch kontinuierliche Reduktion des Energiepuffer- und Leistungsvorhaltebedarfs für die transiente Winkelsynchronisierung nach Netzereignissen, liefern heutige erneuerbare Energieanlagen keine aktiven Leistungs- und Energiebeiträge zur Winkelträgheit.

Heutige stromrichterbasierte Erzeugungs- und Batteriespeichieranlagen leisten folgende Beiträge zur Großsignal-Winkelstabilität:

- Aufgrund der sehr kleinen physikalischen Trägheit des gestellten Spannungsraumzeigers und der hochdynamischen Fähigkeiten zur Strombegrenzung durch schnelle Winkel Anpassung sind Stromrichter imstande, die stromrichterinterne sowie auch die anlageninterne Winkeldifferenz (Lastwinkel) sehr schnell auf unkritische Werte zu beschränken und tragen auf diese Weise zur transienten (Winkel-)Stabilität bei großen Winkeländerungen bei.
- Die gegenwärtigen Fähigkeiten zum Durchfahren großer Winkeländerungen (umfassend Winkelsprünge und Frequenzänderungen) sind von Hersteller zu Hersteller sowie von Produkt zu Produkt unterschiedlich. Die in einigen Ländern der Welt gültigen Anforderungen umfassen ein Durchfahren von Winkelsprüngen von maximal $\pm 20^\circ$ bis $\pm 50^\circ$.
- Stromrichterbasierte Anlagen beinhalten heute keine dedizierten, automatischen Funktionen, die zur Begrenzung kritischer Winkeldifferenzen zwischen Stromnetzknotten beitragen.
- Die zwecks Netzsicherheitsmanagement geforderten Fähigkeiten zur fernsteuerbaren Reduzierung der Einspeiseleistung durch den Netzbetreiber erlauben es, auf die Winkel und Winkeldifferenzen im Stromnetz Einfluss zu nehmen und Gefahrensituationen im Zusammenhang mit der Winkelstabilität per Feingriff entgegenzuwirken.

Heutige stromrichterbasierte Erzeugungs- und Batteriespeicheranlagen leisten folgenden Beitrag zur Kleinsignal-Winkelstabilität:

- Heutige netzfolgend ausgeführte Wechselrichter sind üblicherweise imstande, die Stabilität ihrer eigenen Leistungseinspeisung und damit auch ihre Winkelstabilität für ein äquivalentes Netzkurzschlussverhältnis an den Stromrichteranschlussklemmen (dieses ist vom SCR am Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage zu unterscheiden) von $SCR \geq 3$ und in einigen Fällen auch für $SCR < 3$ ohne besondere Maßnahmen oder Anpassungsbedarf sicher aufrechtzuerhalten. Die Fähigkeiten sind von Hersteller zu Hersteller und von Produkt zu Produkt durchaus unterschiedlich.
- Aufgrund ihrer schnell synchronisierenden Winkелеigenschaften leisten netzfolgende, stromrichterbasierte Anlagen derzeit üblicherweise keinen substanziellen Leistungs- und Energiebeitrag zur Winkelschwingungsdämpfung im Stromnetz. Bisher bestand dafür auch kein Bedarf.

In der Zukunft können stromrichterbasierte Erzeugungs- und Batteriespeicheranlagen als netzbildende Anlagen ausgeführt werden. Hierbei stellt sich die Frage welchen Anteil an netzbildenden Anlagen wir brauchen, um die transiente Stabilität sicherzustellen. Netzbildend ausgeführte stromrichterbasierte Anlagen leisten folgende Beiträge zur Winkelstabilität:

- Spannungseinprägende, netzformende Stromrichter sind unabhängig von anderen Spannungsquellen imstande, eine Spannung mit einer eigenen Winkelreferenz zu stellen und die Netzsynchronisierung im netzgekoppelten Betrieb auf Basis der Lastflüsse mit einer einstellbaren Trägheit und Leistungsreaktion zu bewerkstelligen.
- Eine einstellbar träge Winkelsynchronisierung zur lokalen Begrenzung der Winkeländerungsgeschwindigkeit zu Winkelstabilisierungszwecken ist - innerhalb der Betriebsgrenzen der Stromrichter sowie der Anlage insgesamt - möglich, erfordert allerdings entsprechende Leistungs- und Energiereserven, die zu diesem Zweck vorgehalten werden müssen.
- Kommerziell verfügbare stromrichterbasierte Anlagen mit geeigneter Systemtechnik sind imstande, den Winkel und die Frequenz von Netzinseln an der Verbindungsstelle zum öffentlichen Stromnetz zu synchronisieren, die für eine sanfte Netzverbindung ohne große Ausgleichsvorgänge erforderlich sind. Als Beispiel ist die erfolgreiche Trennung und Wiederverbindung der 7500-Einwohner-Stadt Bordsesholm an das europäische Verbundnetz im November 2019 mit Hilfe einer netzbildenden Batteriespeicheranlage und anderen netzfolgenden erneuerbaren Energieerzeugern zu nennen [9].
- Sofern die Bedingungen der Großsignal-Winkelstabilität, der transienten Stabilität bzw. der physikalischen Grenzen des Stromtransports sowie die zulässigen Spannungsbänder an den Stromrichteranschlussklemmen nicht verletzt werden, sind netzbildend ausgeführte, netzgekoppelte Stromrichter prinzipiell imstande, die Stabilität ihrer Leistungseinspeisung und damit auch ihre Winkelstabilität für ein äquivalentes Netzkurzschlussverhältnis an den Stromrichteranschlussklemmen von $SCR \geq 1$ und sogar für $SCR < 1$ (im Inselnetz allgemein $SCR \geq 0$) aufrechtzuerhalten. Netzbildende, stromrichterbasierte Anlagen mit geeigneten Dämpfungseigenschaften/-funktionen und entsprechend dafür vorgesehenen oder verfügbaren Leistungs- und Energiereserven sind

prinzipiell imstande, instantan mit einer Dämpfungsleistung zur Dämpfung von Winkelschwingungen beizutragen, sowohl im Netznormalbetrieb als auch bei seltenen, großen Netzstörungen [SIW21 Knobloch]. Hier hängt es von der Realisierung und Parametrierung der dämpfenden Eigenschaften ab, aber auch von den zur Verfügung stehenden Leistungs- und Energiereserven, mit welchen Beiträgen die Bedarfe der Dämpfung gedeckt werden können.

Bisher gibt es aus Netzsicht keinen Bedarf und keine Anreize für Anlagenbetreiber zur Erbringung spannungswinkelreferenzgebender, spannungswinkelnachführbarer und spannungswinkelstabilisierender Systemdienstleistungen. Die derzeitigen Grid Codes, Anwendungsregeln und Nachweisverfahren sind auf netzfolgende Anlagen zugeschnitten, die teilweise dem netzbildenden Verhalten widersprechen. Die Integration netzbildender Stromrichter in öffentliche Stromnetze wird dadurch erschwert. Die Systemdienstleistungen zur Winkelstabilisierung sowie entsprechende Nachweisverfahren sind derzeit für stromrichterbasierte Anlagen nicht spezifiziert. **Hieraus leiten sich folgende zukünftige Systembedarfe und Anforderungen für die Winkelstabilität ab:**

- Ein Mindestanteil spannungswinkelreferenzgebender und untereinander synchronisierungs-fähiger Quellen zur Synchronisierung und Mitnahme netzfolgender Stromnetzteilnehmer ist erforderlich. Der regionale und globale Bedarf kann z.B. durch eine spannungswinkelreferenz-gebende Scheinleistung in MVA spezifiziert werden.
- Ein Mindestanteil koordiniert steuerbarer, spannungswinkelnachführender Einheiten im Stromnetz zur Synchronisierung und Verbindung getrennter Netzabschnitte ist erforderlich. Der regionale und globale Bedarf kann z.B. durch eine spannungswinkelnachführbare Scheinleistung in MVA spezifiziert werden.
- Eine Begrenzung der Höhe von Winkeländerungen und Winkeldifferenzen (Lastwinkel) im Stromnetz innerhalb der Systemauslegungsgrenzen
- Mindestanforderungen an Winkeländerungen, die von systemrelevanten Netzteilnehmern netzsynchron, robust Durchfahren werden können (umfassend Winkelsprünge und Frequenzverläufe)
- Blindleistungsreserven:
 - Großsignal-Winkelstabilität: Statische Blindleistungsreserven zur Verschiebung physikalischer Kippunkte im Zusammenhang mit der transienten Stabilität
 - Kleinsignal-Winkelstabilität: Dynamische Blindleistungsreserven zur Schwingungs-dämpfung im Zusammenhang mit der transienten Stabilität
- Wirkleistungs- und Energiereserven:
 - Großsignal-Winkelstabilität: Statische Wirkleistungs- und Energiereserven zur Begrenzung der Winkeldifferenzen und zum Halten eines sicheren Abstands zu physikalischen Kippunkten im Zusammenhang mit der transienten Stabilität
 - Kleinsignal-Winkelstabilität: Dynamische Wirkleistungs- und Energiereserven zur Schwingungsdämpfung im Zusammenhang mit der transienten Stabilität.

Anmerkung: Die bisherigen Beschreibungen für Synchronisierende Leistung und Dämpfungsverhalten basieren auf dem kombinierten Verhalten von Synchronmaschinen,

Erregerstromregelung und Anlagenregelungssystem. Synchronisierendes Verhalten und Dämpfung ist für Stromrichter-basierte Anlagen noch nicht ausreichend definiert.

2 Herausforderungen, Handlungsbedarfe und Prozesse

Im Rahmen der Arbeits- und Kerngruppentreffen wurden für die Bereiche Winkelstabilität, Resonanzstabilität und Kurzschlussstrom eine Vielzahl von Fragestellungen identifiziert, deren Beantwortung zur Erreichung eines zukünftig sicheren und stabilen Netzbetriebs notwendig ist. Die Analyse der Fragestellungen bildet die Grundlage für die Ableitung der notwendigerweise zu implementierenden Prozesse, die wiederum die Basis für den Transformationspfad bilden (Kapitel 4).

In diesem Kapitel wird in Abschnitt 2.1 zunächst eine Übersicht aller identifizierten Fragestellungen gegeben. Abschnitt 2.2 beinhaltet die Analyse der einzelnen Fragestellungen. Die Analyse umfasst jeweils die heutigen und die zukünftigen Herausforderungen, den Handlungsbedarf sowie die in diesem Kontext bereits bestehende Prozessstruktur. Außerdem wird der Bedarf an Prozessanpassungen oder neuen Prozessen beschrieben, um wie oben erwähnt, eine Grundlage zur Ableitung von notwendigerweise zu implementierenden Prozesse zu schaffen.

2.1 Übersicht der identifizierten Fragestellungen

In diesem Abschnitt ist eine Übersicht aller Fragestellungen dargestellt, die im Rahmen der Projekttreffen identifiziert wurden. Die Fragestellungen sind in die folgenden drei Bereiche eingeteilt: Resonanzstabilität, Kurzschlussstrom und Winkelstabilität.

Fragestellungen zum Thema Resonanzstabilität:

- R1. Wann ist die Resonanzstabilität gewährleistet bzw. eine ausreichende Stabilitätsreserve im Netz vorhanden? Welche systemischen Bedarfe ergeben sich daraus?
- R2. Was ist eine geeignete Größe zur Quantifizierung der Resonanzstabilität bzw. der zugehörigen Abhilfemaßnahme? Wie wird der Bedarf konkret ermittelt?
- R3. Wie erfolgt die Deckung der systemischen Bedarfe?
- R4. Wie ist die Beschaffung der Abhilfemaßnahmen zur Verbesserung der Resonanzstabilität organisiert?
- R5. Wie sind Anforderungen auf Anlagenebene zu spezifizieren?
- R6. Wie kann eine Zertifizierung inkl. Prüfverfahren der Anlagenanforderungen aussehen?

Fragestellungen zum Thema Kurzschlussstrom:

- K1. Welche Kurzschlussstrom-Bedarfe ergeben sich für die Schutztechnik an Netzknoten verschiedener Netzebenen und welche Anforderungen ergeben sich daraus für Stromrichter und Schutzgeräte?
- K2. Für die Betriebsmittelauslegung sind auch die maximalen KS-Ströme an den jeweiligen Netzknoten relevant. Sind durch KS-Strombeiträge dezentraler Anlagen sowie durch Netzausbaumaßnahmen Überschreitungen des maximalen KS-Stromniveaus zu erwarten? Müssen Maßnahmen ergriffen werden, um das lokale KS-Stromniveau zu begrenzen?
- K3. Mit welchen Verfahren kann der maximale und minimale Kurzschlussstrom an Netzknoten verschiedener Netzebenen unter Berücksichtigung des Beitrags von Stromrichtern bestimmt werden?
- K4. Ergeben sich in einem Zielsystem mit 100 % EE-Erzeugung in räumlicher und zeitlicher Hinsicht kritische Spannungstrichterprofile?

Fragestellungen zum Thema Winkelstabilität:

Derzeit erfolgen Untersuchungen zur Winkelstabilität und deren systemischer Bewertung im Rahmen der Stabilitätsuntersuchungen im Netzentwicklungsplan NEP [10] (siehe auch Beschreibung bestehender Prozesse zu Fragestellung W1). Die Bedarfsbestimmung erfolgt auf der Basis von Netzstudien, mit jeweils konkreten Netzbetriebsmitteln, Kraftwerken sowie Parametern für die jeweiligen Regeleinheiten.

- W1. Ist die bisherige Vorgehensweise im NEP zur Bewertung der transienten Stabilität ausreichend oder ist eine Erweiterung notwendig?
- W2. Wie kann der für einen stabilen Stromnetzbetrieb notwendige Mindestanteil/-bedarf spannungswinkelreferenzgebender, spannungswinkelnachführbarer sowie spannungswinkelstabilisierender Quellen quantifiziert werden?
- W3. Mit welchen kurzfristigen Winkeländerungen sowie mit lastsituationsbedingt Winkeldifferenzen muss an verschiedenen Punkten im Stromnetz gerechnet werden? Wie häufig treten diese auf?
- W4. Welche systemdienlichen Anforderungen zur Reduzierung transientscher Winkeländerungen sind zukünftig gefordert?
- W5. Durch welche technisch sinnvollen Optionen können die Bedarfe gedeckt werden?
- W6. Wie können stromrichterbasierte Anlagen geeignet in die Bedarfsdeckung der Winkelstabilität einbezogen werden?

2.2 Analyse der identifizierten Fragestellungen

Dieser Abschnitt umfasst die Analyse der identifizierten Fragestellungen. Je Fragestellung werden dabei die heutigen und zukünftigen Herausforderungen, der Handlungsbedarf sowie die bereits bestehenden Prozesse und der Prozessbedarf beschrieben.

Fragestellung R1: Wann ist die Resonanzstabilität gewährleistet bzw. eine ausreichende Stabilitätsreserve im Netz vorhanden? Welche systemischen Bedarfe ergeben sich daraus?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<p>Herausforderungen Tool- und Datenlage:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Realitätsnahe Abbildung der Netzkomponenten bisher nicht erfolgt. • Limitierte Kenntnis und Datenlage zur Wechselwirkung von verschiedenen Netzebenen bis in den hohen Frequenzbereich (z.B. ggf. Datenaustausch zwischen ÜNB und VNB, Entwicklung einer Aggregations- und Validierungsmethode). • Hoher Frequenzbereich tendenziell mit hohen Unsicherheiten belegt (hohe Sensitivität der Dämpfung), bisher Fokus auf konservative (Worst-Case-) Abschätzung. • Begrenzte Simulationsperformance bei detaillierten Modellen und großen Netzgebieten. Eine Simulation von Inselnetzen wäre ggf. noch möglich, aber die Simulation des europäischen Verbundnetzes erfordert zu weitreichende Modellvereinfachungen. • Prüfung der Anwendung von Simulationsarten, welche in ihrer Genauigkeit zwischen RMS und EMT liegen, während der Rechenaufwand (z. B. Dynamic Phasor) für einen möglichen erhöhten Erkenntnisgewinn durch einen Kompromiss zwischen Genauigkeit und Berechenbarkeit begrenzt bleibt. • Modelle typischerweise verschlüsselt und nicht standardisiert (bzgl. Software, Version und Compiler), was zu einer erschweren Modellintegration und „Ursache-Wirkung“-Analysen durch heterogene und nicht-offene Modell-Landschaft führt • Kleinsignal-Analyse ohne Notwendigkeit von offengelegten Modellen möglich (z.B. impedanz-basierte Stabilitätsanalyse), jedoch bislang nicht standardisiert <p>Methodik:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ermittlung der (initialen) Ursache einer Resonanz bisher typischerweise nicht möglich (Root-Cause Analyse) • Umgang mit einer hohen Anzahl an möglichen Betriebszuständen und unklare Definition einer Worst-Case Abschätzung. Bspw.:

Aspekt	Beschreibung
	<ul style="list-style-type: none"> ○ Auswahl der Systemtopologien im Verteilnetz, anhand derer Resonanzstabilität untersucht und bewertet wird. ○ Umgang mit der Vielzahl der möglichen (n-1)- oder System-Split-Zustände, in denen sich andere Resonanzen ergeben können als im ungestörten EU-Verbundsystem ○ Auftreten von kritischen Resonanzen in Abhängigkeit verschiedener Betriebsituationen und Systemtopologien ● Fehlende Methodik zur Quantifizierung von nicht-linearen Interaktionseffekten
Handlungsbedarf	<p>Zur Entwicklung der einheitlichen Kriterien und Bewertungsverfahren der Resonanzstabilität sind folgende grundlegenden Fragen durch Studien oder in Gremien (z.B. FNN) zu beantworten:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Welche Grenzwerte für Resonanzen und Interaktionen existieren? <ul style="list-style-type: none"> ○ Wie erfolgt eine klare Abgrenzung zu Netzrückwirkungs- und Power Quality-Problemen bzw. sind diese Probleme ein Hinweis auf eine zu geringe Resonanzstabilitätsreserve? ○ Ggf. EN 50160 / IEC 61000 / IEEE 519 für Power-Quality als Ausgangspunkt nutzen (Lücken bei zeitl. Mittelwertbildung und eingeschränktem Einhaltungintervalls). ● Klärung der Fragen: <ul style="list-style-type: none"> ○ Wann ist die Resonanzstabilität gewährleistet bzw. eine ausreichende Stabilitätsreserve im Netz vorhanden? ○ Sind hier stationäre Grenzwertverletzungen von Spannung und Frequenz, oszillatorisches Verhalten oder aufschwingendes Verhalten ausschlaggebend? <p>Weiterhin sollten bezüglich der notwendigen Simulationsmodelle und -methoden folgende Aspekte von ÜNB, VNB und Herstellern entwickelt werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● EMT-Modelle mit hinreichender Genauigkeit notwendig, um sämtliche Interaktionen abbilden zu können, dabei sind vor allem bei höheren Frequenzen (ab ca. 1000 Hz) signifikante Modellunsicherheiten zu erwarten. ● EMT-Modelle müssen validiert werden. ● EMT-Modell mit standardisierten Schnittstellen um Modellintegration zu ermöglichen. ● Klärung der Fragen: <ul style="list-style-type: none"> ○ Wie groß müssen die betrachteten Netzgebiete für verschiedene Frequenzbereiche und physikalische Effekte

Aspekt	Beschreibung
	<p>(z.B. SSTI vs. harmonische Stabilität) der Resonanzstabilität sein (lokal/regional/DE-weit, Zentraleuropa)?</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Wie sieht dann ein geeignetes Verfahren zur Ermittlung eines vereinfachten Netzäquivalents, welches dennoch alle rel. Effekte berücksichtigt aus? ○ Welche Netzkomponenten können hierfür vernachlässigt werden? <ul style="list-style-type: none"> ● Impedanzmodelle (frequenzabhängige Impedanzkurven) von EZE/EZA für die impedanzbasierte Kleinsignal-Stabilitätsanalyse (werden von ÜNBs z.T. bereits gefordert) ● Erarbeitung einer Methodik zur Durchführung von Root-Cause Analysen und der Berücksichtigung von nicht-linearen Interaktionseffekten.
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> ● Prüfung von Einzelaspekten der Resonanzstabilität bei Einzelanlagen – vor allem bei Großprojekten seitens des Herstellers und der ÜNB.
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> ● Systemische Interaktionsstudien notwendig (Reichen die Interaktionsstudien bei großen Anlagen offline oder müssen die Regelungsreplika einbezogen werden? Wäre dies überhaupt vom Aufwand machbar?) ● Insbesondere auf VNB Ebene müssen Prozesse zur Analyse der Resonanzstabilität etabliert werden (siehe hierzu auch Breakoutthema 1 bzgl. Prozesslandschaft der Resonanzstabilität).

Fragestellung R2: Was ist eine geeignete Größe zur Quantifizierung der Resonanzstabilität bzw. der zugehörigen Abhilfemaßnahme? Wie wird der Bedarf konkret ermittelt?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> ● Es sind einheitliche formale und daraus abgeleitete praktische Kriterien und Bewertungsverfahren zur Bestimmung von Resonanzstabilität notwendig. ● Aus Systemsicht könnte der Bedarf an Dämpfung / Interaktionsunterdrückung (Phasen- / Amplitudenreserve), ähnlich wie bei Trägheit etc., auf geeignete Art und Weise quantifiziert werden (bspw. über benötigte Dämpfungsleistung/-energie). Dabei kann ggfs. nach lokalen/regionalen und systemweiten Effekten (je

Aspekt	Beschreibung
	<p>nach Resonanzphänomenen, die zu dämpfen sind) unterschieden werden und eine getrennte Bedarfsbestimmung erfolgen. Allerdings müssen alle relevanten Netzkomponenten dieser Netzregionen bzw. des Gesamtsystems berücksichtigt werden. Dies umfasst voraussichtlich auch explizit die unterlagerten Netzebenen.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Als Bewertungsverfahren wären bspw. impedanzbasierte Methoden zur Quantifizierung von Dämpfungsbedarfen / Interaktionsunterdrückung geeignet, allerdings eignen sich diese ausschließlich für Klein-Signal-Analysen. Um auch nicht-lineare Effekte bzw. das Groß-Signal-Verhalten, wie z.B. Strombegrenzungen oder Sättigungseffekte zu berücksichtigen, sind systemische EMT-Analysen des relevanten Subnetzes mit validierten Modellen notwendig. • Neben rein simulativen Nachweisen bzw. Bestimmungsverfahren wären systemtheoretische Stabilitätsbewertungsverfahren, die insbesondere die Wechselwirkung unterschiedlicher Einheiten berücksichtigen, eine zusätzliche Möglichkeit, um Bedarfe direkt zu identifizieren oder neue Methoden / Berechnungsverfahren zur Bedarfsermittlung zu entwickeln, sowohl im Klein- als auch im Groß-Signalbereich.
Handlungsbedarf	<p>Zur Entwicklung der einheitlichen Kriterien und Bewertungsverfahren der Resonanzstabilität sind folgende grundlegenden Fragen in Form von Studien oder in Gremien (z.B. FNN) zu beantworten:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Was ist eine geeignete Größe zur Quantifizierung der Resonanzstabilität bzw. der zugehörigen Abhilfemaßnahme? (z.B. Dämpfung) • Welches Szenario wird zur Bedarfsausweisung herangezogen? Kann hier ein worst-case-Szenario definiert werden? • Zur Begrenzung des Untersuchungsaufwands wird meist von folgender Grundthese ausgegangen: „Resonanzen in höheren Frequenzen sind lokal begrenzt, während niedrige Frequenzen sich weiter im System ausbreiten können“ • Da die Modellierung in höheren Frequenzbereichen deutlich stärkeren Unsicherheiten unterliegt und einen höheren Modelldetailgrad voraussetzt, führt dies gerade in großräumigen systemischen Simulationen zu sehr hohen Rechenaufwänden. Deshalb wird typischerweise auf Basis dieser These eine

Aspekt	Beschreibung
	Netzreduktion durchgeführt. Die Gültigkeit dieser Annahme im zukünftigen stromrichterdominierten Netz ist allerdings zu prüfen.
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> • Einzelfallprüfung: Interaktionsstudien in vereinzelt Netzanlassprojekten mit projektspezifischen Abhilfemaßnahmen zur Erhöhung der Dämpfung im kritischen Frequenzbereichen. Der Fokus liegt auf den lokalen Effekten. Keine allg. Verpflichtung, sondern Einzelfallentscheidung. • Offshore-Netzanlassregeln (O-NAR, Tennet): Vorgesehene Impedanzanalyse bei Anschluss von Offshore Windparks
Prozesse, Bedarf	Ergänzung der Individualprüfung von Großprojekten um systemische Prüfung auch für den Massenbereich. D.h. die Identifikation kritischer Netzgebiete (Typ-Netzgebiete, bzw. charakteristische Eigenschaften), sowie die Bestimmung dämpfender Eigenschaften des Netzes/Netzgebiets (Messverfahren, Grenzwerte, Charakteristik).

Fragestellung R3: Wie erfolgt die Deckung der systemischen Bedarfe?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> • Die Bedarfsdeckung kann sowohl über Kundenanlagen oder Netzbetreiberassets durch u.a. passive Kompensationen, Filter und Regelungen erfolgen, muss aber in erster Linie das Prinzip nach Können und Vermögen ausnutzen.
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Resonanzstabilität muss im Massengeschäft durch Design und Zertifizierung der Anlagen gewährleistet sein. Zugehörige Anforderungen müssen von Gremien (z. B. ENTSO-E, FNN) erarbeitet werden um eine Plug & Play-Fähigkeit zu realisieren. • Bei den Anforderungen und zugehörigen Nachweisen der Bedarfsdeckung muss nach der Relevanz des Betriebsmittels unterschieden werden: Studien/Analysen für Großanlagen vs. Massengeschäft im VNB-Bereich. • Bessere (dynamische) Netzbeobachtung, um kritische Resonanzeffekte frühzeitig zu erkennen, nachzuvollziehen und zu verhindern.

Aspekt	Beschreibung
	<ul style="list-style-type: none"> Ggf. Anpassung im Netzbetrieb um Anregungen zu minimieren (vgl. langsamere Leistungsänderungen oder begrenzte Schaltvorgänge im Netz).
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> Einzelfallprüfung: Bisher nur lokale / projektspezifische Bedarfe an Dämpfung / Stromrichterstabilität überprüft
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> Zuerst sind Schritte aus R2 durchzuführen <ul style="list-style-type: none"> Identifikation kritischer Netzgebiete Dämpfende Eigenschaften des Netzes/Netzgebiets bestimmen Danach sind bestehende Bedarfe zu quantifizieren (Forschung, NB, FNN) <ul style="list-style-type: none"> Mindestanforderungen auf Anlagenebene (siehe R5) Darüberhinausgehende systemische Bedarfe Identifikation einer geeigneten räumlichen Auflösung Forschungsbedarf: Bewertungs- und Quantifizierungsmethodik

Fragestellung R4: Wie ist die Beschaffung der Abhilfemaßnahmen zur Verbesserung der Resonanzstabilität organisiert?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> Bei der Beschaffung (Netzanschlussregeln oder marktliche Beschaffung) kann eine Unterscheidung zwischen Robustheitsanforderungen und systemdienlichem Verhalten notwendig sein. Frühzeitige Anreize für die Hersteller seitens ÜNB / VNB denkbar, da Einfluss auf Anlagenauslegung und –betrieb nicht abschließend geklärt ist (vgl. Dämpfungsenergie/-leistung je nach Frequenzbereich).
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> Regulierung / Politik sollte frühzeitige Prozessinitiation ermöglichen, um geeignete Anreizsetzung für die Hersteller zu schaffen zur proaktiven Entwicklung der Abhilfemaßnahmen vor Problemeintritt und vor finaler technischer Anforderungsdefinition im Massengeschäft.

Aspekt	Beschreibung
	<ul style="list-style-type: none"> • Nach Identifikation geeigneter Anforderung sollten diese in Netzanschlussregeln überführt und entsprechende Zertifizierungsverfahren etabliert werden.
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> • Einzelfallprüfung: Bisher nur lokale / projektspezifische Bedarfe an Dämpfung / Stromrichterstabilität überprüft
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Zuerst sind Schritte aus R2 und R3 durchzuführen <ul style="list-style-type: none"> ○ Identifikation kritischer Netzgebiete ○ Dämpfende Eigenschaften des Netzes/Netzgebiets bestimmen ○ bestehende Bedarfe zu quantifizieren (Forschung, NB, FNN) • Geeignetes Beschaffungsverfahren (Erweiterung EnWG §12h) analog zum NF-SDL-Prozess <ul style="list-style-type: none"> ○ Ausweisen von Bedarf durch NB entsprechend um „Dämpfung“ erweitern ○ Beschaffungskonzept über 3-Säulen. Beschaffungskonzept muss erstellt werden • „Stabilität per Design“ ist Grundvoraussetzung. Daher sind Mindestanforderungen auf Netznutzerebene (siehe R3 und R5) zu definieren

Fragestellung R5: Wie sind Anforderungen auf Anlagenebene zu spezifizieren?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> • Anforderungen an die Passivität der Anlagen in einem definierten Frequenzbereich • Anforderung an eine definierte Dämpfung in spezifizierten Frequenzbereichen • Anforderungen an die Robustheit der Anlagen durch definierte / adaptive Reglerparametrierungsverfahren¹ oder Upgradefähigkeit der Anlagen • Online-Anpassungen der Stromrichterregelungen oder basierend auf Identifikationsalgorithmen (z.B. Online MIMO Impedanzbestimmung). Hier muss Verhinderung von Interaktionen

¹ Adaptive Regelungsverfahren können Systemstudien erschweren, da Anlagenverhalten und die zugehörigen Modelle komplexer werden.

Aspekt	Beschreibung
	<p>der Identifikationsalgorithmen zwischen versch. Anlagen bzw. Interoperabilität gewährleistet werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Diskrete Reglerumschaltung bei Netzevents ggf. verhindern (Anpassung aktueller Richtlinien notwendig)
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Anforderungen an Modellgenauigkeit und standardisierte Schnittstellen müssen festgelegt werden, um Resonanz- und Interaktionsstudien zu ermöglichen • Für Plug & Play-Fähigkeit geeignete Reglerparametrierungsverfahren entwickeln und fordern, welche benachbarte Anlagen in die Auslegungsbetrachtung miteinbeziehen und eventuell auch Anpassungen der Parameter der Nachbaranlagen in Betracht ziehen
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> • Bisher keine Anlagenanforderungen „im Massengeschäft“
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Zuerst sind Schritte aus R2 durchzuführen <ul style="list-style-type: none"> ○ Identifikation kritischer Netzgebiete ○ Dämpfende Eigenschaften des Netzes/Netzgebiets bestimmen • Definition von Mindestanforderungen auf Anlagenebene <ul style="list-style-type: none"> ○ Technische Definitionen, die branchenweit festlegen WAS Dämpfung genau ist, und welche Mindestanforderungen an f-Bestimmung gestellt werden (Forschung) ○ Basierend auf Bedarfsanalyse der NB für Dämpfung den Bedarf in geeigneter Auflösung (Regionen, Typnetzgebiet, etc.) quantifizieren und kommunizieren (NB) ○ Entwicklung technischer Kriterien, wie die Erbringung der unter Schritt 1 definierten Dämpfung an einen Netznutzer quantitativ gemessen oder simuliert wird. (FNN) ○ Abwägung der Beschaffung im Rahmen des 3-Säulen-Modells (Mindestanforderungen an Netznutzer, VINK, Markt) (siehe R4) (BNetzA) ○ Ableitung der Mindestanforderungen (FNN)

Fragestellung R6: Wie kann eine Zertifizierung inkl. Prüfverfahren der Anlagenanforderungen aussehen?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> • Um die Resonanzstabilität mit ausreichender Dämpfung durch Interaktion mit anderen Netzteilnehmern oder dem Netz selbst zu gewährleisten, sind geeignete Testszenarien zu spezifizieren. Die Robustheit müsste an verschiedenen definierten Szenarien (Netz- und Erzeugungssituationen) abgeprüft werden, um eine Plug & Play-Lösung möglich zu machen. Zurzeit wird typischerweise nur ein Szenario untersucht. Die Erweiterung der Testszenarien erhöht den Aufwand für die Zertifizierung, was den beschleunigten Ausbau konterkariert. Somit müssen im gleichen Zuge entsprechende Effizienzoptimierungen durchgeführt werden. • Damit Plug & Play möglich wird, muss eine abzählbare Anzahl von zu prüfenden Netz- und Erzeugungssituationen definiert werden, an denen sich die Performance einer neu anzuschließenden EZA messen muss. Diese müssen im Zertifizierungsprozess berücksichtigt werden.
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Um die Resonanzstabilität mit ausreichender Dämpfung durch Interaktion mit anderen Netzteilnehmern oder dem Netz selbst zu gewährleisten, sind geeignete Testszenarien zu spezifizieren • Es sollte die Möglichkeit geprüft werden, inwieweit die Prüfung einer ausreichenden Dämpfung oder der Passivität in relevanten Frequenzbereichen im Rahmen der EZE/EZA-Zertifizierung möglich ist? Dies ist vor allem für kleinere EZA mit Anschluss an NS/MS evtl. HS relevant.
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> • Bisher keine Anlagenanforderungen „im Massengeschäft“
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Begleitend sind Schritte aus R5 durchzuführen. Zertifizierung und Mindestanforderungen sind gemeinsam zu denken, vgl. R5) • Mögliche Ermittlungsverfahren (auch in Kombination) <ul style="list-style-type: none"> ○ Zeitbereichs-Simulationen ☒ EMT-Systemstudien ○ Impedanz-Analyse ☒ Impedanzbasierte Stabilitätsanalyse

Fragestellung K1: Welche Kurzschlussstrom-Bedarfe ergeben sich für die Schutztechnik an Netzknoten verschiedener Netzebenen und welche Anforderungen ergeben sich daraus für Stromrichter und Schutzgeräte?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> • Für eine zuverlässige KS-Erkennung muss auch zukünftig ein minimaler KS-Strom sichergestellt sein. • Das sog. R/X Verhältnis an der Kurzschlussstelle wirkt sich auf den Kurzschlussstrom aus. Dieses wird durch die zunehmende Verkabelung beeinflusst. Bei der Betrachtung des Schutzkonzepts muss daher auch sichergestellt sein, dass stets ein minimales R/X Verhältnis gegeben ist. • Etablierte Schutzkonzepte im Massengeschäft (vor allem im Verteilnetz) sollen nach Möglichkeit erhalten bleiben, da die Vielzahl von Netzen im Verteilnetz einen enormen Umrüstaufwand bedeuten würde und ein verändertes Schutzkonzept auch Anpassungsbedarf bei Lasten und Einspeisern im Netz verursachen kann. • Eine besondere Herausforderung an die Schutztechnik ergibt sich, sofern ein temporärer Teilnetzbetrieb bzw. Inselnetzbetrieb zugelassen werden soll. Dies ist mit heute etablierten Schutzkonzepten in den Verteilnetzen nicht ohne weiteres möglich.
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Anforderungen für KS-Stromlieferanten und für Schutzgeräte hinsichtlich der Qualität des KS-Stroms (Verzerrung, Unstetigkeiten im KS-Stromverlauf, Gegensystembeiträge, Frequenzgradienten etc.) müssen definiert werden. • Es bedarf belastbare Studien für die Bereitstellung von KS-Strom aus dem Übertragungsnetz², aus Verteilnetzen und ggf. aus den Nachbarländern³. • Sofern ein temporärer Teilnetzbetrieb bzw. Inselnetzbetrieb zugelassen werden soll, müssen die KS-Niveaus in den

² Kühn und Quitmann stellen in [17] dar, dass es in Verteilnetzen kein KS-Strom-Problem geben wird, sofern das Übertragungsnetz zur Verfügung steht. Es gilt bspw. die These zu klären, ob auch zukünftig ausreichende KS-Stromniveaus aus dem Übertragungsnetz vorliegen wird, sodass die heutige Schutztechnikkonzepte in den Verteilnetzen grundsätzlich beibehalten werden können.

³ Es stellt sich bspw. die Frage, in welchem Maße zukünftige KS-Beiträge aus den Nachbarländern belastbar berücksichtigt werden können (insb. im System-Split-Fall).

Aspekt	Beschreibung
	<p>entstehenden Inselnetzen betrachtet werden, da kein KS-Strombeitrag aus dem überlagerten Netz mehr verfügbar ist.</p>
<p>Prozesse, bestehend</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Das VDE/FNN Expertennetzwerk Netzschutz dient dem Wissenstransfer und Erfahrungsaustausch und bündelt die führenden Fachexperten. Die aktuellen Themen umfassen Frequenzmessung, digitale Schutzgeräte und zunehmende Verkabelung. Eine zukünftige Verminderung des KS-Stroms und die Auswirkungen auf Netzschutzkonzepte ist bisher nicht im Fokus. • Die Tagungsveranstaltung VDE/ETG Tutorial „Schutz- und Leittechnik“ befasst sich alle 2 Jahre mit den Herausforderungen und Lösungen zu Schutz- und Leittechnik und setzt einen Fokus auf den ingenieurwissenschaftlichen Fachaustausch hierzu. • In der UAG Oberschwingungsmodelle der FGW (Obmann: Bernd Weise) werden alternative Ansätze für die Bewertung von Oberschwingungen thematisiert. Es werden Verfahren diskutiert, die sich nicht auf die Kurzschlussleistung als maßgebliche Grundlage für die Oberschwingungsbewertung beziehen. • Der britische Netzbetreiber NationalGridESO hat Studien zur regionalen Entwicklung des „short circuit levels“ veröffentlicht [11]. Ferner adressiert der Operability Strategy Report [12] die Herausforderung von niedrigen KS-Strömen und marktliche Beschaffungsmaßnahmen für die Bereitstellung von KS-Strom. • Der australische Energieversorger AEMO führt regional aufgelöste Netzstudien und Stabilitätsuntersuchungen durch (vgl. 2022 System Strength Report [13]). Hier wurde eine „System Strength Requirements Methodology“ eingeführt, um regionale Anforderungen unter anderem an das benötigte Kurzschlussstromniveau bestimmen zu können.
<p>Prozesse, Bedarf</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Derzeit werden Verfahren zu Beschaffung von Momentanreserve diskutiert. Momentanreserve-Erbringer liefern inhärent einen Beitrag zum KS-Strom. Es ist zu prüfen, ob dadurch ein ausreichender KS-Strom für die verschiedenen Aspekte (Gewährleistung Netzschutz, Begrenzung max. KS-Strom, Power Quality Aspekte, Spannungstrichter-Ausdehnung) sichergestellt werden kann. • Mittel- bis langfristig wird eine Studie zum Bedarf und zu den technischen Möglichkeiten zur Lieferung von KS-Strömen aus den Verteilnetzen in die Übertragungsnetze benötigt.

Aspekt	Beschreibung
	<ul style="list-style-type: none"> • Wenn der Betrieb von Verteilnetzinseln notwendig wird, würde ein Verfahren zur Bestimmung des KS-Strombedarfs (ohne Beiträge aus dem ÜN) benötigt und es müssten ggf. Maßnahmen ergriffen werden, die ein ausreichendes KS-Strom-Niveau sicherstellen. • Ist die Definition von Anforderungen an die KS-Lieferanten und für Schutzgeräte hinsichtlich der Qualität des KS-Stroms ausreichend in den bestehenden Prozessen berücksichtigt? ☐ Wenn ja, so angeben. Wenn nein, zusätzlichen Prozessbedarf aufschreiben.

Fragestellung K2: Für die Betriebsmittelauslegung sind auch die maximalen KS-Ströme an den jeweiligen Netzknoten relevant. Sind durch KS-Strombeiträge dezentraler Anlagen sowie durch Netzausbaumaßnahmen Überschreitungen des maximalen KS-Stromniveaus zu erwarten? Müssen Maßnahmen ergriffen werden, um das lokale KS-Stromniveau zu begrenzen?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<p>Status Quo</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ein VNB muss jederzeit sein Verteilnetz schutztechnisch absichern und kann keine Anlagen an das Netz nehmen, die die KS-Festigkeit gefährden oder übersteigen. Hier sind zwingend die nachfolgenden Maßnahmen zur Begrenzung des maximalen KS-Stroms zu ergreifen. Andernfalls führt ein Fehlerfall zu Schäden im Verteilnetz und in den Kundenanlagen einschließlich der angeschlossenen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. • Eine Begrenzung des maximalen KS-Stroms erfolgt heute netzplanerisch durch topologische Maßnahmen (z. B. Entmaschung, Aufteilung in kurzschlussstechnisch beherrschbare Netzgebiete/-gruppen) oder netztechnisch durch begrenzende Elemente (z. B. Drosseln). • KS-starke, große Erzeugungsanlagen sind oder werden i. d. R. an Netzanschlusspunkten integriert, bei denen der Beitrag unschädlich ist. • KS-Beiträge kleinerer, dezentraler Erzeuger sind heute im Verhältnis zu netzseitig anstehenden KS-Strömen im Verbundbetrieb gering, insb. für Wechselrichter-gekoppelte Anlagen. Die auslegungsrelevante Kenngröße des KS setzt sich aus dem Beitrag aus dem vorgelagerten Netz und den heute i. d. R. noch vernachlässigbaren Beiträgen aus den angeschlossenen

Aspekt	Beschreibung
	<p>Erzeugungs- und Speicheranlagen im betroffenen Teilnetz zusammen.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Die Aufnahmekapazität eines Netzes ist heute i. d. R. bereits durch Grenzwerte (max. Strom und Spannung) im Normalbetrieb erschöpft, bevor der Zuwachs an KS-Strombeiträgen ein kritisches Niveau für die Auslegung der Betriebsmittel erreicht. <p>Zukünftiger Handlungsbedarf</p> <ul style="list-style-type: none"> • Der Einsatz von netzplanerischen und netztechnischen Maßnahmen zur Begrenzung des KS-Stromniveaus durch den VNB muss ausgeweitet werden. Hiervon betroffen wären insbesondere die NS und MS-Ebenen, wo netzplanerische und netztechnische Gegenmaßnahmen bislang nur bedingt ergriffen werden können. • Folgende Faktoren könnten bei gleichzeitigem Zutreffen erst die Rahmenbedingungen schaffen, damit das KS-Stromniveau begrenzt werden kann: <ul style="list-style-type: none"> ○ Einführung netzbildender Technologien (spannungseinprägend, Überwindung ESCR, nicht notwendiger Momentanreserve-fähig) ○ Möglichkeiten zur Abregelung von Erzeugungsanlagen im Normalbetrieb zur Vermeidung erhöhter KS-Niveaus ○ Voller Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlagen auch unter Abregelung
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Zunächst muss untersucht werden, in welchem Umfang die Umsetzung der EE-Ausbauziele zu einer kritischen Erhöhung der Kurzschlussstromniveaus führt. • Ggf. müssen netzplanerische und netztechnische Maßnahmen identifiziert werden, z.B. durch geeignete Anforderungen an Erzeugungsanlagen oder ein aktives Management im Betrieb, um präventiv einer KS-Stromerhöhung entgegenzuwirken. • Ggf. muss die KS-Stromfestigkeit angehoben werden. Eine Anhebung ist nur dann möglich, wenn alle Netzteile und Anlagen die neue und erhöhte Kurzschlussfestigkeit aufweisen. Man kann eine langfristige Umstellung auf ein höheres KS-Stromniveau in einem Netzgebiet erreichen, wenn man jede neue Anlage und zu ersetzende Anlage bzw. Netzelement auf dieses neue geplante zukünftige KS-Stromniveau auslegt.

Aspekt	Beschreibung
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> • Konventionelle Netzplanung der Netzbetreiber: Beiträge von stromrichter-gekoppelten Anlagen werden kaum in Bezug auf den max. KS-Strom berücksichtigt.
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Studie zur Ermittlung des Risikos unzulässig hoher KS-Ströme im Verteilnetz (z.B. durch eine hohe Konzentration netzbildender Wechselrichter). Je nach Ergebnis sollten Grundlagenstudien zum volks- und betriebswirtschaftlichen Optimum zwischen Anhebung des Kurzschlussniveaus vs. netzplanerischen Maßnahmen durchgeführt werden. Ggf. müssen Rahmenbedingungen angepasst werden, um Mehraufwendungen für kurzschlussfestere Anlagen und Netzelemente anzuerkennen. • Erstellung eines FNN-Hinweises für Verteilnetzbetreiber zu den Risiken steigender KS-Ströme und geeigneter Abhilfemaßnahmen.

Fragestellung K3: Mit welchen Verfahren kann der maximale und minimale Kurzschlussstrom an Netzknoten verschiedener Netzebenen unter Berücksichtigung des Beitrags von Stromrichtern bestimmt werden?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> • Das normative Verfahren (DIN EN 60909-0 (VDE 0102)) zur Ermittlung der KS-Strombeiträge von einzelnen Anlagentypen berücksichtigt Typ2-Anlagen (Stromrichter) nur durch grobe Annahmen. Die genormten Berechnungsverfahren müssen angepasst werden, da davon auszugehen ist, dass zukünftig KS-Strombeiträge aus Typ2-Anlagen die Basis für das KS-Stromniveau bilden.
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Es bedarf einer grundlegenden Überarbeitung der normativen Verfahren zur Ermittlung der KS-Strombeiträge (vgl. DIN EN 60909-0 (VDE 0102)) unter Berücksichtigung folgender Aspekte: <ul style="list-style-type: none"> ○ Der Beitrag von Stromrichtern zum KS-Strom muss geeignet berücksichtigt werden (für die minimalen und maximalen KS-Ströme). ○ Das Verhalten von netzstützenden und netzbildenden Wechselrichtern muss in den Verfahren adäquat berücksichtigt werden.

Aspekt	Beschreibung
	<ul style="list-style-type: none"> ○ KS-Strombeiträge aus den jeweils unterlagerten Netzebenen müssen zukünftig berücksichtigt werden. ○ Für die ggf. marktliche oder TAR-gestützte Beschaffung von KS-Strombeiträgen müssen ggf. räumlich aufgelöste KS-Strombedarf festgelegt werden. ○ Erfahrungen aus anderen Ländern sollten ausgewertet werden (vgl. Prozessbedarf unten: Internationale Normung).
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> ● Im VDE FNN erarbeitet die Projektgruppe (PG) Systemanforderungen u. a. Vorgaben zur dynamischen Netzstützung mit netzbildenden Anlagen auf allen Netzebenen. Damit ist auch das Thema KS-Strom betroffen. Die Arbeit der PG fließt in die Weiterentwicklung der TAR und der damit verbundenen Prüfrichtlinien der FGW ein. ● Für die Bearbeitung der Norm VDE 0102 (IEC 60909) ist das Komitee DKE/K 121 (KS-Ströme) und das Unterkomitee DKE/UK 121.1 (KS-Strom-Berechnung) zuständig. ● Netzentwicklungsplan Strom: Welche Prozesse sind heute schon Teil des Verfahrens in Bezug auf die Gewährleistung eines ausreichenden KS-Stromniveaus?
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> ● Ein vorausschauendes Monitoring der Entwicklung der KS-Stromniveaus insbesondere an den Übergabestellen zwischen ÜN und VN ist notwendig. Zukünftige auslegungsrelevante Störfälle sind dabei geeignet zu berücksichtigen. ● Es müssen adäquate Verfahren zur KS-Stromermittlung unter Berücksichtigung von stromrichter-dominierten Netzen entwickelt werden. Weiterentwicklung der internationalen Normung (DIN EN 60909-0 (VDE 0102)) hinsichtlich dieser Verfahren durch den DKE.

Fragestellung K4: Ergeben sich in einem Zielsystem mit 100 % EE-Erzeugung in räumlicher und zeitlicher Hinsicht kritische Spannungstrichterprofile?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> ● Die räumliche Verteilung und die Beiträge von KS-Stromquellen bestimmen im Fehlerfall (Netzkurzschluss) die Ausdehnung von

Aspekt	Beschreibung
	<p>sogenannten Spannungstrichtern. Die beiden Faktoren beeinflussen damit die Größe der Netzbereiche, in denen Fehler eine Auswirkung auf die Spannungsqualität haben. Da zukünftig vermehrt dezentrale Anlagen und (netzbildende) Wechselrichter für die KS-Strombereitstellung genutzt werden, sind zukünftig ggf. weiter ausgedehnte Spannungstrichter zu erwarten. Die Herausforderung besteht darin die weiter ausgedehnten Spannungstrichter beherrschen zu können.</p>
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Es ist zu klären, ob durch die zunehmende Durchdringung von stromrichterbasierten Anlagen kritische Spannungstrichter entstehen können. In diesem Zusammenhang ist zunächst die Frage zu klären, was unter <i>kritischen Spannungstrichtern</i> zu verstehen ist.
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> • Keine bestehenden Prozesse identifiziert
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Es bedarf einer Studie über die Ausbildung von Spannungstrichtern im Zielsystem inkl. der Bewertung der sich ggf. verändernden Spannungstrichter-Charakteristik.

Fragestellung W1: Ist die bisherige Vorgehensweise im NEP zur Bewertung der transienten Stabilität ausreichend oder ist eine Erweiterung notwendig?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<p>Derzeit erfolgen Untersuchungen zur Winkelstabilität und deren systemischer Bewertung im Rahmen der Stabilitätsuntersuchungen im Netzentwicklungsplan NEP [10]. Die Bedarfsbestimmung erfolgt auf der Basis von Netzstudien, mit jeweils konkreten Netzbetriebsmitteln, Kraftwerken sowie Parametern für die jeweiligen Regeleinheiten. Hierbei stellt sich vor dem Hintergrund der zunehmenden umrichterbasierten Einspeisung und dem Rückgang konventioneller Kraftwerke die Frage, ob die bisherige Vorgehensweise im NEP zur Bewertung der transienten Stabilität ausreichend ist, oder erweitert werden muss.</p>
Handlungsbedarf	<p>Die Fragestellung W1 bildet eine Klammer um die Fragen W2 bis W8. Von daher müssen zunächst die Fragen W2 bis W8 sowie die</p>

Aspekt	Beschreibung
	<p>dazugehörigen benötigten Prozesse bearbeitet und beantwortet werden, um basierend auf diesen Ergebnissen den bestehenden NEP Prozess zu erweitern. Daraus können Handlungsbedarfe für die zukünftige NEP-Vorgehensweise entstehen. Die Erweiterung des NEP Prozesses kann Schrittweise erfolgen, sobald erste Fragen beantwortet wurden.</p>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> • Offline-Tools zur Bewertung der Systemstabilität liegen vor. • Eine Online-Bewertung der transienten Stabilität im operativen Netzbetrieb wird angestrebt. Dazu laufen verschiedene Projekte bei den ÜNB. • Die im NEP gewählte Methodik zur Untersuchung der Winkelstabilität (bzw. der transienten Stabilität) identifiziert Kurzschlüsse mit Ausfall eines Netzelements, Sammelschienenfehler und Doppel-Ausfälle (Common-Mode-Fehler) als auslegungsrelevante Fehlerfälle. Konkret werden Netzzustände nach Redispatch simuliert, die aus Sicht der transienten Stabilität ein besonderes Risiko der Gefährdung des sicheren Netzbetriebs darstellen. Dazu zählen insbesondere Stunden, in denen eine große Anzahl an Stromkreisen hoch ausgelastet ist, was zu einem übernatürlichen Betrieb des Höchstspannungsnetzes und einem hohen Blindleistungsbedarf führt. Diese kritischen Stunden gehen in der Regel mit einer hohen Einspeisung aus Windenergieanlagen einher, welche zu einer hohen Transportaufgabe des Netzes führen. Gleichzeitig ist der Anteil an synchroner Erzeugung in diesem Zeitbereich gering. In den Simulationen des NEP werden verschiedene Fehler simuliert und das Synchronisierungsverhalten der Netzgruppen und -Knoten sowie Erzeugungsanlagen bewertet, wobei das wichtigste Kriterium der Erhalt des Synchronismus zwischen diesen ist. Zur Erhöhung der transienten Stabilität stehen bislang spannungsregelnde Maßnahmen im Vordergrund. Diese zielen darauf ab, die synchronisierende Leistung zwischen den Spannungsphasenwinkeln zu erhöhen, indem die Spannungsamplituden der Netzknoten nach Fehlerklärung schneller auf ihren Vorfehlerwert geführt werden.
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Zur Diskussion: Im NEP35(21) werden keine Maßnahmen genannt, die das synchronisierende Moment unmittelbar erhöhen, wie z. B. eine synchronisierende Phasenwinkelleistung. Es sollte überprüft

Aspekt	Beschreibung
	werden, ob in dem nächsten NEP derartige Maßnahmen berücksichtigt werden müssen.

Fragestellung W2: Wie kann der für einen stabilen Stromnetzbetrieb notwendige Mindestanteil/-bedarf spannungswinkelreferenzgebender, spannungswinkelnachführbarer sowie spannungswinkelstabilisierender Quellen quantifiziert werden?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	In der Zukunft können stromrichterbasierte Erzeugungs- und Batteriespeichereinrichtungen als netzbildende Anlagen ausgeführt werden. Hierbei stellt sich die Frage welchen Anteil an spannungswinkelreferenzgebender, spannungswinkelnachführbarer sowie spannungswinkelstabilisierender Quellen wir brauchen, um die transiente Stabilität sicherzustellen.
Handlungsbedarf	Es ist in Studien zu klären, wie der (zusätzliche) Bedarf an Anlagen mit synchronisierenden Eigenschaften zukünftig ermittelt werden kann. Darüber hinaus bedarf es Studien zur Klärung, ob eine referenzgebende KS-Leistung als Maß für die Winkelstabilität geeignet ist.
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> • Wird zurzeit indirekt über Frequenzstabilität im NEP behandelt, kein expliziter Prozess vorhanden. • Verschiedene Studien wurden publiziert
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Einmalige Prozesse: Aus den bereits publizierten Studien zum Bedarf an Anlagen mit synchronisierenden Eigenschaften sollte eine Meta-Studie erstellt werden. • Es bedarf einer Definition und Klassifizierung von Umrichterverhalten zum Netz bzw. von Umrichterregelungsverfahren. • Es bedarf einer Definition einer Messgröße zur Bestimmung der Winkelstabilität. • Die internationale Erfahrungen anderer Netzbetreiber sollte mit Hilfe eines Austauschprozesses genutzt werden. Dafür muss geprüft werden, in welchen Ländern bereits Erfahrungen zum Thema gesammelt wurden. <p>Wiederkehrende Prozesse:</p>

Aspekt	Beschreibung
	<ul style="list-style-type: none"> Nach Abschluss der einmaligen Prozesse sollten die Ergebnisse z. B. in den NEP-Prozess durch die Erweiterung der Methodik überführt werden.

Fragestellung W3: Mit welchen kurzfristigen Winkeländerungen sowie mit lastsituationsbedingt Winkeldifferenzen muss an verschiedenen Punkten im Stromnetz gerechnet werden? Wie häufig treten diese auf?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<p>Die Hochauslastung der Netze hat einen starken Einfluss auf die Winkelstabilität. Zunehmender Stromtransitbedarf im europäischen Verbundnetz mit gleichzeitig unzureichend schnell voranschreitendem Netzausbau bedarf eines übernatürlichen Netzbetriebs mit hohen Spannungswinkeldifferenzen, näher an physikalischen Winkelstabilitätsgrenzen. Zudem haben schnelle und insb. große Winkeländerungen, wie sie bei plötzlichen Lastflussänderungen im Stromnetz z.B. infolge von System-Splits auftreten und mit großen Winkelsprüngen sowie gleichzeitigen Frequenzänderungen mit großen Frequenzgradienten einhergehen können, einen großen Einfluss auf die Winkelstabilität.</p> <p>Aus diesen Gründen ist zu untersuchen mit welchen kurzfristigen Winkeländerungen sowie lastsituationsbedingten Winkeldifferenzen an unterschiedlichen Punkten im Netz gerechnet werden muss und wie häufig diese Situationen auftreten.</p>
Handlungsbedarf	<p>Der notwendige Bedarf zur Winkelstabilisierung muss je nach Stromnetzregion bzw. Netzknoten und über die Spannungsebenen hinweg erfasst werden. Mögliche Abhängigkeiten von der jeweiligen Betriebssituation sollten dabei berücksichtigt werden.</p>
Prozesse, bestehend	<p>Derzeit ist kein Prozess bei den ÜNB bekannt. Die Themen sind aber bereits Gegenstand von zahlreichen Diskussionen.</p>
Prozesse, Bedarf	<p>Einmalige Prozesse:</p> <ul style="list-style-type: none"> Es bedarf einer systematischen Analyse für europäische System-Splits. Analog zu W2 bedarf es einer Durchführung von Systemstudien zur Abschätzung der Winkeldifferenzen von Netzregionen im

Aspekt	Beschreibung
	<p>Regelbetrieb. Hierbei sollte geprüft werden, ob ggf. eine (Neu-)Einstellung der Netzregionen notwendig ist</p> <ul style="list-style-type: none"> • Es bedarf einen Prozess zur Klärung, inwiefern mit ungewollten Inselnetzen im Verteilnetz umzugehen ist. <p>Regelmäßig durchzuführende Prozesse:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ein Monitoring der Winkeldifferenzen zwischen Netzgruppen bzw. Regionen sollte eingeführt werden und ggf. Begrenzung von Transiten falls kritisch. • Nach Abschluss der einmaligen Prozesse sollten die Ergebnisse z. B. in den NEP-Prozess durch die Erweiterung der Methodik überführt werden (analog zu W2).

Fragestellung W4: Welche systemdienlichen Anforderungen zur Reduzierung transienter Winkeländerungen sind zukünftig gefordert?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	In der Zukunft können stromrichterbasierte Erzeugungs- und Batteriespeicheranlagen als netzbildende Anlagen ausgeführt werden. Hierbei stellt sich die Frage welchen Anteil an netzbildenden Anlagen wir brauchen, um die transiente Stabilität sicherzustellen und welche systemdienlichen Anforderungen zur Reduzierung transienter Winkeländerungen zukünftig von diesen Anlagen gefordert werden.
Handlungsbedarf	Es bedarf einer Definition winkelstabilisierender Systemdienstleistungen , inkl. technischer Spezifikationen. Die Anforderungen an die Winkelstabilisierung und ggfs. die Methodik zur Bedarfsbestimmung müssen international harmonisiert werden.
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> • ACER RFG 2.0 • FNN PG Systemanforderungen
Prozesse, Bedarf	<p>Einmalige Prozesse:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Analog zu W2 müssen Systemstudien durchgeführt werden. Dabei müssen Bestandsanlagen und Betriebsmittel im Netz berücksichtigt werden. Außerdem müssen die Bedarfsanforderungen aus Lastsicht ermittelt werden, bspw. von direkt netzgekoppelten Antrieben. • Unter Berücksichtigung der Systemstudien muss die grundsätzliche Frage geklärt werden: In welcher Qualität sollen zukünftig

Aspekt	Beschreibung
	Störungen durchfahren werden können? Sind zukünftig in äußerst selten auftretenden Fällen gewisse Stromausfälle aus Kosten-/Nutzensicht vertretbar?

Fragestellung W5: Durch welche technisch sinnvollen Optionen können die Bedarfe gedeckt werden?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> • VNB: Bisher sind keine Beiträge zur transienten Stabilität im operativen Betrieb vorhanden • Design der Anlagen muss so erfolgen, dass in allen relevanten Betriebssituationen Beiträge zur transienten Stabilität gewährleistet ist (vgl. Definition) • Teilsysteme / Netze des VNB tragen durch Anlagendesign aktiver Anlagen bei • Bedarfsbestimmung erfolgt im laufenden operativen Betrieb: Von daher ist keine aktive Rolle durch VNB möglich, insb. im Massengeschäft (Millionen Anlagen) • Bisher wurde der Bedarf durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. In Zukunft müssen bspw. netzbildende Umrichter oder STATCOMs ertüchtigt werden, um diese zu substituieren. Die Herausforderung besteht darin ein geeignetes Anlagendesign zu entwickeln, um Stabilität während aller zukünftig relevanten Betriebssituationen gewährleisten zu können.
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Die technisch, marktwirtschaftlich und regulatorisch sinnvollen Optionen zur Bedarfsdeckung müssen identifiziert werden, idealerweise unter Einbeziehung der Hersteller. • Es muss die Frage geklärt werden, welche Netzteilnehmer (Erzeuger, Verbraucher, Speicher, Netzbetriebsmittel) in zukünftigen Stromnetzen zur Winkelstabilisierung beitragen dürfen/sollen/müssen. Auf Basis der Antwort muss geprüft werden, ob es einer Anpassung des regulatorischen Rahmens bedarf.
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> • Bisher sind keine Prozesse vorhanden oder bekannt.
Prozesse, Bedarf	<p>Einmalige Prozesse:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eine Studie zur Ermittlung der Bedarfe der unterschiedlichen technischen Optionen ist notwendig. Dabei sollte eine Kosten-

Aspekt	Beschreibung
	<p>Nutzen-Analyse durchgeführt werden, in der verschiedene Zeithorizonte, je nach Technology Readiness Level (TRL), sowie die technologie- und spannungsebenenspezifischen Kosten berücksichtigt werden (siehe Handlungsbedarf für weitere Punkte).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Auf VNB-Ebene existiert ein Bedarf an Projekten und Gremien zur Evaluation der Bedarfe und zum Design der Anlagen. • Eine gesamteuropäisch koordinierte Lösung ist anzustreben, dafür braucht es einen Austauschprozess. • Es muss entschieden werden, ob ein Beitrag von allen Netzteilnehmern gefordert wird oder ob der Bedarf technologieoffen beschrieben und über den Markt beschafft werden soll. Die zuvor genannten Prozessbedarfe sollten für diese Entscheidung berücksichtigt werden.

Fragestellung W6: Wie können stromrichterbasierte Anlagen geeignet in die Bedarfsdeckung der Winkelstabilität einbezogen werden?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	Die derzeitigen Grid Codes, Anwendungsregeln und Nachweisverfahren sind auf netzfolgende Anlagen zugeschnitten, die teilweise dem netzbildenden Verhalten widersprechen. Die Integration netzbildender Stromrichter in öffentliche Stromnetze wird dadurch erschwert. Die Systemdienstleistungen zur Winkelstabilisierung sowie entsprechende Nachweisverfahren sind derzeit für stromrichterbasierte Anlagen nicht spezifiziert.
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Forderung zur Einhaltung von Mindestanforderungen durch ggfs. notwendige Anpassung der Anwendungsregeln / Grid Codes, unter Berücksichtigung technologiespezifischer Einschränkungen der Netzteilnehmer <ul style="list-style-type: none"> ○ Die Forderung zur Einhaltung von Mindestanforderungen sollte nur für neu installierte Netzteilnehmer gelten, sich an sinnvoll begründeten, technischen Bedarfen orientieren und nicht zur allgemeinen Verteuerung der spezifischen Kosten regenerativer Energieerzeugung beitragen. • Förderung und Belohnung der Beteiligung von Netzteilnehmern an der Erbringung winkelstabilisierender Systemdienstleistungen

Aspekt	Beschreibung
	<p>durch Schaffung geeigneter Anreize, Märkte sowie eines günstigen regulatorischen Rahmens</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Die Förderung soll Potenziale zur Winkelstabilisierung heben, Innovationen fördern und damit die Bedarfsdeckung sowie die Energiewende insgesamt beschleunigen. ○ Neu- und Bestandsanlagen sowie alle anderen Netzteilnehmer sollen zur Beteiligung an der SDL-Erbringung und damit zur Bedarfsdeckung motiviert werden. <ul style="list-style-type: none"> ● Welche Anforderungen ergeben sich aus einer Teilnetzbetriebsfähigkeit, die gefordert werden könnte, um (n-k)-Ereignisse zu beherrschen?
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> ● In Bezug auf die Winkelstabilität gibt es für Stromrichter und stromrichterbasierte Typ 2-Anlagen in Deutschland derzeit keine expliziten Anforderungen, die per Grid Code/Anwendungsregel festgeschrieben sind. Jedoch wird implizit über die Anforderungen an die Strom- und Leistungsabgabe sowie an die Leistungsgradienten insb. in und nach gestörten Netzzuständen festgelegt, wie sich der Stromwinkel und damit auch der innere Spannungswinkel von stromrichterbasierten Anlagen relativ zum Netzwinkel bei entsprechenden Netzereignissen einstellen soll. Beispiele dafür sind die Leistungsabregelung bei Überfrequenz oder die Leistungswiederkehr nach Netzfehlern. ● Die Anwendungsregeln, gemäß VDE-AR-N 41XX, stellen Anforderungen an das Durchfahren von schnellen Frequenzänderungen ohne Netztrennung (siehe Kap. Wirkleistungsanpassung bei Über-/ Unterfrequenz), die indirekt eine Anforderung an die Winkelsynchronisierungsfähigkeit von Stromrichtern nach Großstörungen stellen. Gleichzeitiges Auftreten von Winkelsprüngen bei Großereignissen findet bisher keine Berücksichtigung. ● Nutzung von Erfahrungen, Herausforderungen und Lösungsansätzen aus stromrichterdominierten Stromnetzen im Ausland: <ul style="list-style-type: none"> ○ GC0137: Minimum Specification Required for Provision of GB Grid Forming (GBGF) Capability ○ System Strength Australien
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> ● Einmalige Prozesse:

Aspekt	Beschreibung
	<ul style="list-style-type: none"> ○ Studie erforderlich: Der Beitrag zur Winkelstabilität muss (unter Beachtung der Systembedürfnisse) bezogen auf die Anlage, hinreichend genau (z.B. als requirement) beschrieben werden. Dies betrifft z.B. auch Differenzierungen nach Betriebspunkten, inhärenten Leistungs- / Energiereserven / Speicherkapazitäten ○ Prüfen, ob für andere mögliche Bereitsteller, analog zu den stromrichterbasierten Anlagen, Detailprozesse abgeleitet werden müssen. ○ Studie zur systemischen Auswirkung der inhärenten Begrenzungen und deren Bedeutung für die Bedarfe/deren Ermittlung ○ Entscheidung über eine Beschaffung für eine Beteiligung von Netzteilnehmern an der Erbringung winkelstabilisierender Systemdienstleistungen, bspw. Über technische Anschlussregeln oder durch Schaffung geeigneter Anreize oder Märkte.

2.3 Breakoutthema 1: Prozesslandschaft der Resonanzstabilität

Da die Resonanzstabilität, insbesondere im Bereich der stromrichter-getriebenen Stabilität, erst durch die Zunahme an Stromrichtern im Netz an Bedeutung gewinnt, müssen hierfür neue Stabilitätsbewertungsmethoden entwickelt werden. Viele aktuelle Prozesse in diesem Themenfeld beschäftigen sich mit dieser Methodenentwicklung. Dieses Breakoutthema dient dazu, einen aktuellen Überblick zu geben.

In welchen relevanten Prozessen wird das Thema von wem behandelt? Was ist der Stand und der Zeitplan? Welche Aspekte werden schon bzw. noch nicht beleuchtet?

Industrie:

Die Regelung von Stromrichtern oder stromrichterbasierten Anlagen (insb. PV) wird durch die Hersteller robust im Hinblick auf die Dämpfung der eigenen Resonanzen im Netzparallelbetrieb ausgelegt. Die **Worst-Case-Randbedingungen** am Netzanschlusspunkt, die **Testszenarien** und die **Robustheitskriterien** dafür sowie die entsprechenden Fähigkeiten der Stromrichter definiert gegenwärtig **jeder Stromrichterhersteller selbst**. Diese basieren meist auf den Erfahrungen des Herstellers aus typischen Anlagenauslegungen sowie vorangegangenen Projekten und decken meist eine sehr hohe Zahl an Fällen ab. Fälle, die dadurch nicht abgedeckt werden, bedürfen einer gesonderten Betrachtung durch Simulationsstudien oder ggfs. einem Regler-Tuning vor Ort. [SMA]

Dämpfung der Anlagenresonanzen: Definition von Worst-Case Randbedingung / Testszenarien (z.B. Kurzschlussleistung) werden **in den Datenblättern** der Anlagenhersteller definiert, aber decken nicht unbedingt zukünftige Szenarien ab. Bei Auffälligkeiten werden **projektspezifische Maßnahmen** ergriffen, wie z.B. Umparametrierung der Stromrichter. [Enercon]

Die Untersuchung der Interaktion stromrichterbasierter Anlagen (insb. von PV-Anlagen) mit anderen Netzteilnehmern oder dem Netz selbst im Hinblick auf Resonanzbildung wird üblicherweise **nur bei Großanlagen** (und nicht bei Dachanlagen) untersucht. Dies geschieht i. d. R. projektspezifisch durch Simulationsstudien mit Hilfe von generischen Modellen bzw. detaillierteren Herstellermodellen. In Deutschland erfolgt dies kaum. Aus dem **Ausland** sind Untersuchungen in Netzgebieten mit sehr hohem Stromrichteranteil, wenigen Synchrongeneratoren in der Nähe und entsprechenden Auffälligkeiten mit Schwingungsphänomenen bekannt. Diese Untersuchungen erfolgten nicht durch die Stromrichter-Hersteller selbst. Die Hersteller besitzen üblicherweise keine Informationen und Modelle des Netzes sowie der anderen Netzteilnehmer, um solche Untersuchungen durchführen zu können.

EMT-Simulationsstudien zu Reglerinteraktionen liegen typischerweise nur für **Großanlagen** vor, wobei Anlagenbetreiber / Netzbetreiber verantwortlich sind und der Hersteller nur bei Auffälligkeiten hinzugezogen wird. [Enercon]

ÜNB:

Resonanzstabilität

In der Projektphase von Großprojekten (HGÜ (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) / Statcom (Static Compensator)) werden SSTI (Subsynchronous Torsional Interactions)-Studien durchgeführt. Die einzelnen Schritte sind dabei wie folgt:

1. UIF-Screening zur Identifizierung der kritischen Kraftwerke
2. Kleinsignal-Analyse des Dämpfungsverhaltens
3. Ggf. RMS/EMT-Studie (Damping-Torque- und Transient-Torque-Studie) mit detailliertem Wellenstrangmodell der Kraftwerksblöcke. Daten werden zwischen Hersteller und Kraftwerksbetreiber ausgetauscht.
4. Ggf. Anpassung der Regelung der Anlage oder des Stromrichters

Typischerweise adressiert die Methodik lokale Resonanzphänomene zwischen zwei Anlagen bzw. einer stromrichterbasierten Anlage und einem Kraftwerk.

Reglerinteraktionen

Vorgehen zu Interaktionsstudien:

- (1) 50Hertz

- Impedanz-basiertes Screening⁴ zur Identifikation kritischer Interaktionen / Frequenzbereiche auf Basis der Phasen- / Amplitudenreserve
- Ggf. EMT-Studien zu kritischen Phänomenen / Betriebspunkten
- Anpassung der Regelung (Anlage oder Stromrichter); ggf. zusätzliche Filter

Typischerweise adressiert die Methodik lokale Resonanzphänomene zwischen zwei elektrisch nahen, stromrichterbasierten Anlagen. Hierbei werden keine systemischen Untersuchungen durchgeführt und unterlagerte Netzebenen werden vernachlässigt.

(2) Tennet

- ÜNB ermittelt harmonische Netzimpedanz am NAP der anzuschließenden Anlage
- Harmonische Netzimpedanz wird dem Anlagenhersteller übermittelt
- Hersteller führt Studien zu Interaktionen/Resonanzen durch und leitet ggf. Abhilfemaßnahmen ein
- Vom Hersteller angepasstes Anlagenmodell wird verschlüsselt an ÜNB übergeben
- ÜNB führt Studien in (EMT)-Netzmodell durch
- Falls Interaktionen festgestellt werden, führen ÜNB und Hersteller zusammen Abhilfemaßnahmen durch

Harmonische Performance (Power Quality)

Die Überprüfung der Einhaltung der harmonischen Pegel am Netzanschlusspunkt ist nicht unmittelbar eine Überprüfung der Resonanzstabilität, hat aber ähnliche Eingangsdaten wie eine harmonische Stabilitätsanalyse und kann aus diesem Grund auch Hinweise auf Resonanzen geben.

Die Studie läuft wie folgt ab:

1. Ermittlung harmonischer Impedanz des Netzes in unterschiedlichen Ausbaustufen und Szenarien
2. Ermittlung der harmonischen Anlagenimpedanz des Herstellers
3. Prüfung der Einhaltung von Planungspegeln --> bei Resonanzerscheinungen typischerweise nicht einhaltbar
4. Typischerweise Anpassung des Basic Design der Anlage
5. Die Methodik adressiert systemische Resonanzen für passive Betriebsmittel und vereinzelte aktiv geregelte Anlagen.

VNB

Bisher keine etablierten Prozesse.

Forschung

Slow interaction converter driven instability (Fraunhofer IEE) [14], [15]:

⁴ Für alle passiven und aktiven Komponenten wird eine frequenzabhängige Impedanz (typischerweise im Bereich 0,1-2500 Hz) ermittelt und damit kann man zum einen die Stabilität des Gesamtsystems prüfen, sowie mit Hilfe der Phasen- und Amplitudenreserve eine Stabilitätsreserve ermitteln. Nachteil: Es ist ein rein lineares Verfahren, d.h. das Verfahren muss für jeden neuen Arbeitspunkt wiederholt werden und lässt nur sehr begrenzte Aussagen bzgl. Störverhalten zu.

Beispiel „Langsame Instabilitäten durch Stromrichter-Regler“ mit Frequenzen $\sim < 10\text{Hz}$, durch Wechselwirkungen von langsamen Regelungen und der PLL von stromrichtergekoppelten Anlagen mit dem (schwachen) Netz, vgl.:

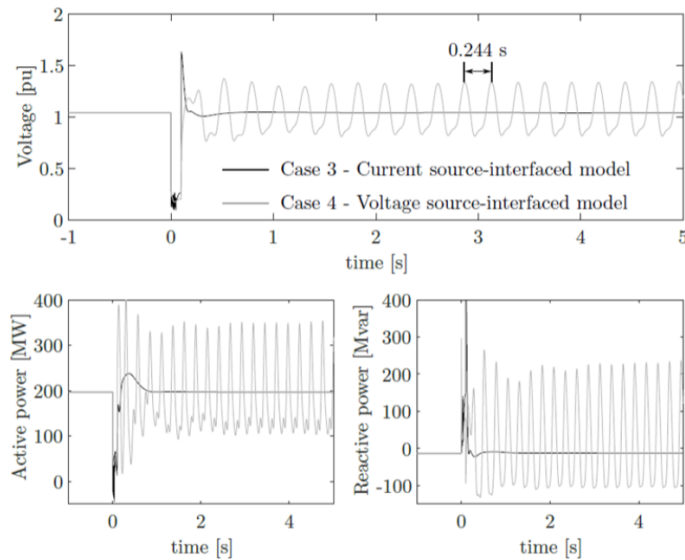


FIGURE 5.11: Voltage, active and reactive power for Case 3 and Case 4.

Abbildung 2-1: Beispiel Interaktion unter Annahme unterschiedlicher Modellierung vgl. [15]

Kleinsignalanalyse und Systemstudien im RMS-Bereich:

- Verwendung von Modellen für stromrichtergekoppelte Anlagen mit Spannungsquellen-Schnittstelle (Voltage Source Interfaced Models)
- Kleinsignalanalyse / Eigenwertanalyse der Systemmatrix und Zeitbereichssimulation
- Bewertung nach „stabil“ / „instabil“; ggf. geeignete Metrik für den Abstand zum instabilen Bereich verwenden

Genauigkeit von RMS/EMT-Simulationen (Untersucht im Projekt Netzregelung2.0) [16]:

Eine **dynamische Modellierung des Netzes (EMT) ist notwendig**, um das betrachtete stromrichterdominierte System (vereinfachter Ausschnitt aus einem deutschen Übertragungsnetz) zu modellieren: Ab **8 Hz** tritt eine **dynamische Interaktion** zwischen Stromrichter-Reglern und dynamischen Zuständen der Netzelemente (Induktivitäten und Kapazitäten) auf. Höherfrequente Effekte wirken sich auch systemweit aus. Moden mit globaler Ausprägung treten bis ca. 700 Hz auf. **Filter-Resonanzen** wirken überwiegend **lokal begrenzt**. Oberhalb von 800 Hz sind überwiegend benachbarte Stromrichter in Interaktion. Die Stromrichter-Regelung muss detailliert betrachtet werden. Sie ist an Moden in **allen betrachteten Frequenzbereichen** beteiligt. Die genannten Werte sind als grobe Richtwerte für Übertragungsnetze zu betrachten und sind zu einem gewissen Grad vom betrachteten Netzausschnitt abhängig.

Simulationsmethoden:

- EMT-Simulationen sehr rechenaufwendig (aber mit dem Vorteil, dass sehr detaillierte Modelle bis hin zu echter Regler-Software über geeignete Schnittstellen eingebunden werden können, Möglichkeit der Parallelisierung gegeben) und RMS-Simulationen zu ungenau für hochfrequente Phänomene. Dies kann weitere Simulationsarten notwendig machen, wie z.B. erweiterte Offline-Methoden oder Hardwarereplica.
- Impedanz-basierte Stabilitätsanalyse (Kleinsignal-Analyse im Frequenzbereich)
- Modal-Analyse (Eigenwerte, Eigenvektoren) auf der Grundlage von EMT-Modellen (erfordert, dass Zustandsvariablen von Regler-Modellen zugänglich sind, also keine Blackbox-Modelle)
- Dynamic Phasor (im Zeitbereich, Genauigkeit liegt zwischen RMS und EMT, teilweise auch als “Shifted Frequency Simulation” bezeichnet):
 - Hat Ähnlichkeit mit RMS-Simulationen, da auch in ein rotierendes Koordinatensystem transformiert wird (bzw. bei DP in mehrere rotierende Systeme).
 - Genauigkeit wird im Vergleich zu RMS dadurch erhöht, dass auch höhere Frequenzen berücksichtigt werden (indem es mehrere rotierende Koordinatensysteme gibt). Zudem werden in jedem rotierenden Koordinatensystem auch die transienten Vorgänge berücksichtigt (Differentialgleichungen statt algebraischer Gleichungen).
 - Performance wird verbessert, da so wesentlich größere Zeitschritte des Solvers ermöglicht werden.
- Simulationsmethoden und Modelle müssen in Software integriert werden:
 - Kommerzielle Software oder Open-Source Ansätze (dynawo, CRESYM Konsortium) aus der Forschung und von ÜNBs (z.B. RTE).
 - Standardisierte Schnittstellen (z.B. FMI, ENTSO-e Standardized Control Interface) um detaillierte Zeitbereichsmodelle oder Regler-Software in Simulation einzubinden.
- Zudem ist es Aufgabe der Forschung, das (aufwändige) Implementieren solcher neuen Methoden durch eindeutige Identifikation der Vorteile (bei der Untersuchung bestimmter höherfrequenter Phänomene) zu rechtfertigen.

Besteht Bedarf für neuere Prozesse oder die Anpassung bestehender Prozesse zu welchen Aspekten und von wem bis wann?

Bisher keine etablierten Prozesse bei / mit VNB:

- Voraussichtlich Studien in Kooperation mit ÜNB notwendig, um Anforderungen an Methoden und Bedarfe zur Untersuchung sowie zum Datenaustausch zu klären.
- Absehbarer Bedarf eines Datenaustauschs mit ÜNB und Anlagenbetreiber bei Neuanlagen abhängig von der Anlagengröße (z.B. Anschlusspunkt in der Hochspannungsebene).
- Wenn Anforderungen an Methoden und Bedarfe zur Untersuchung geklärt sind, kann ggf. eine formale Beauftragung der VNB zur planerischen Untersuchung der Resonanzstabilität mit zugehöriger Maßnahmenableitung erfolgen.

- Voraussichtlich Studien in Kooperation mit ÜNB notwendig, um Anforderungen an Anlagen im Massengeschäft für Stability-by-Design zu identifizieren.
- Ein Online-Bewertungsverfahren im laufenden Betrieb beim VNB erscheint nicht realistisch.
- Sofern nicht durch Design der Anlagen, Marktgestaltung oder Systemplanung vermeidbar, Prozesse zum stabilitätsbedingten Eingriff in Anlagenbetrieb analog Redispatch denkbar (Stabilitätsmanagement in der Kaskade)

Bestehende Prozesse fokussieren Klein-Signal Verhalten

- Ist das Kleinsignalverhalten ausreichend? Nicht-lineare Eigenschaften mitberücksichtigen und zugehörige Methodik weiterentwickeln
- Bisher EMT-Simulationen kein Standard und typischerweise nur bei Großanlagen (Vergleich: In Australien EMT-Netzmodell verfügbar für Hersteller zum Testen der eigenen Modelle auf Interaktionen und Resonanzen.)
- Systemische EMT-Studien sollten ermöglicht werden

2.4 Breakoutthema 2: Der Begriff Kurzschlussleistung und zukünftige Bedeutung und Alternativen

Die Kurzschlussleistung ist eine fiktive Größe $S_k = \sqrt{3} U_N I_k$ und repräsentiert die „Stärke“ eines Netzknotens. Die Verwendung hat sich für folgende Zwecke etabliert („Die vielen Gesichter der Kurzschlussleistung“):

- VDE-AR-41xx: KS-Leistung ist eine zentrale Größe in den TAR:
 - Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung $S_k'' = \sqrt{3} U_N I_k''$. (mit dem größten zu erwartenden Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_{k_max}'')
 - Netzkurzschlussleistung S_{kv} : maßgebende minimale Netzkurzschlussleistung für die Bewertung von Netzurückwirkungen am Netzverknüpfungspunkt (Flicker, Oberschwingungsstrom-Grenzwerte) sowie der dynamischen Netzstützung am Netzanschlusspunkt (mit dem kleinsten dreipoligen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_{k_min}''). Findet Verwendung bei der Berechnung von Power-Quality-Grenzwerten (Flicker, Oberschwingungen)
 - > Maß für die Impedanz in einem gewissen Frequenzbereich
- Hilfsgröße für die transiente Stabilität für Synchronmaschinen (siehe z.B. VDE-AR-N 4120: Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen), insb. Spannungswiederkehr: „Kann eine SM nach Fehlerklärung die „Überdrehzahl-Leistung“ wieder ans Netz abgeben?“
- Bestimmung der max. anschließbaren Leistung an einem NAP (☐ short circuit ratio SCR / effective short circuit ratio ESCR)
- Maß für die Bewertung der (Kleinsignal-)Stabilität von Stromrichteranlagen (teilw. Datenblatt-Angaben zu SCR-Stabilitätsbereichen)
- ...

Die Verwendung der Kurzschlussleistung liegt der Annahme zu Grund, dass sich das Verhalten des Netzes am betrachteten Netzknoten durch ein Ersatzschaltbild bestehend aus einer idealen AC-Spannungsquelle und einer äquivalenten Netzimpedanz beschreiben lässt. Im zukünftigen Stromnetz, das durch dezentrale, stromrichtergekoppelte (Erzeugungs-)Anlagen charakterisiert ist, lässt sich diese Annahme jedoch nicht mehr allgemeingültig zu Grunde legen. Es steht die Frage im Raum, ob der Begriff KS-Leistung in einem zukünftigen stromrichterbasierten Netz noch sinnvoll ist.

Daher sollte mittels einer systematische Studie zunächst die vielfältige Verwendung der Kenngröße Kurzschlussleistung in den verschiedenen Bereichen wie z.B. Netzplanung, Netzverträglichkeit, Auslegung von Stromrichterregelungen, etc. zusammengetragen werden. Darauf aufbauend soll untersucht werden, für welche Anwendungsfälle die Kenngröße Kurzschlussleistung in zukünftigen stromrichter-basierten Netzen nicht mehr zweckmäßig ist. Dabei sind aktuell diskutierte Ansätze auf Ihre Tauglichkeit zu prüfen.

Beispielhaft dafür ist z. B. die Methodik des „equivalent short circuit ratio“ (ESCR), das als neues Verfahren zur Ablösung der klassischen SCR-Methodik diskutiert wird [6]. Das Verfahren wird in („P2021 Gutachten zur NEMO VIII, Los 1 – Stabilität“ DiGSILENT GmbH im Auftrag der Bundesnetzagentur, Seite 27 [7]) zusammenfassend beschrieben.

3 Forschungsfragen

3.1 Identifizierte Forschungsfragen im Rahmen der AG3

Die vielfältigen Aspekte der Stabilität in den Bereichen dieser AG befinden sich in unterschiedlichen Erkenntnisphären. In Kapitel 2 wurden die Fragestellungen beschrieben, bei denen die Herausforderungen und Handlungsbedarfe bereits ersichtlich sind und die teilweise bereits in bestehende Prozessstrukturen eingebettet sind bzw. eingebettet werden können. Die Aspekte, zu denen im Rahmen der AG ein Bedarf an wissenschaftlicher Untersuchung identifiziert wurde, sind im Folgenden aufgelistet:

Zum Themengebiet Kurzschlussstrom:

- Forschungsprojekte zur Überlagerung von KS-Strombeiträgen aus verschiedenen Anlagentypen im Momentanwertbereich und Ableitung von Modellen und Verfahren zur KS-Stromermittlung, die nicht zwingend auf EMT-Simulationen beruhen.
- Studie zur vielfältigen Verwendung der Größe Kurzschlussleistung, deren eingeschränkte Aussagekraft in zukünftigen, stromrichterbasierten Stromnetzen sowie zu alternativen Größen (vgl. ESCR-Verfahren).

Zum Themengebiet Winkelstabilität:

- Welches Maß an Systemkenntnis ist notwendig? Studien sind erforderlich, um folgende Fragen zu klären:
 - Welche Netzbereiche müssen betrachtet werden?
 - Wie genau müssen Netzkomponenten im Systemmodell abgebildet werden?
 - Betrachtung der Randnetze?
 - Betrachtung unterlagerter Netzebenen?
 - Sind vereinfachte Annahmen über die Systemkenntnis möglich und unter welchen Bedingungen sind sie vertretbar?
- Zudem ist Forschung notwendig, um Indikatoren oder Frühwarnsysteme zu entwickeln.

3.2 Aktuelle Vorhaben des 7. EFP der Bundesregierung

Das 7. Energieforschungsprogramm (EFP) der Bundesregierung adressiert im Bereich der Stromnetze Fragen der Systemstabilität in mehreren Dimensionen. So werden im Rahmen des Programms zum Beispiel bestehende **Betriebsmittel** in der angewandten Forschung weiterentwickelt und neue Betriebsmittel **zur Verbesserung der Systemeigenschaften wie der Netzstabilität** ausgearbeitet. Weiterhin zielen Forschungsvorhaben im 7. EFP auf die (Weiter-) Entwicklung **innovativer Netzbetriebsmittel** ab, welche zu einem sicheren und kostengünstigen Netzbetrieb beitragen und zugleich die Steigerung der Netzkapazität sowie die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Versorgung ermöglichen können. Um beispielsweise die **Netzdienlichkeit und netzbildendes Verhalten von Stromrichtern** zu gewährleisten, adressiert die angewandte

Energieforschungsförderung Technologien zur Erhöhung der Verfügbarkeit und Effizienz, zur Reduzierung der Kosten von Komponenten und des Gesamtsystems.

Schutz- und Leittechnik in zukünftigen dezentralen Versorgungsstrukturen müssen jederzeit einen sicheren Netzzustand gewährleisten, Fehlersituationen zuverlässig erkennen und beherrschen. Dazu bedarf es der Erforschung neuartiger Verfahren und Komponenten, um die heute geltenden Anforderungen an Selektivität, Zuverlässigkeit und Schnelligkeit weiterhin zu erfüllen. Zudem sind Verfahren zum **Notfallbetrieb und Systemwiederaufbau** unter Einbeziehung verteilter Erzeuger auf unterschiedlichen Spannungsebenen im Fokus der Forschung und Entwicklung. Von besonderer Bedeutung ist die Ertüchtigung der volatilen erneuerbaren Erzeuger hin zu systemstabilisierendem Verhalten. Die Erschließung von **Flexibilität im Netz** verlangt eine verbesserte Netzintegration sowie passende Konzepte zur Erbringung von **Systemdienstleistungen**.

Systemdienstleistungen bei einer hohen EE-Durchdringung sind der Hauptfokus der Roadmap Systemstabilität. Diese werden in vielen der geförderten Vorhaben in der Energieforschung adressiert:

- Bei der Frequenzhaltung werden zum Beispiel Fragen der Koordination und Erschließung von virtueller Schwungmasse und Momentanreserve betrachtet. Auch die Beherrschung von System Split und von Variationen im regulären Betrieb stehen im Fokus.
- Was die Spannungshaltung- und qualität angeht steht vor allen Dingen die Bereitstellung von Blindleistung im Vordergrund von Projekten. Dabei werden zum Beispiel das dynamische Blindleistungsverhalten von Anlagen aber auch die spannungsebenenübergreifende Bereitstellung genauer untersucht.
- Darüber hinaus geht es in Forschungsprojekten auch um die Kurzschlussstrombereitstellung und um Netzschutzkonzepte im Allgemeinen.
- Weiterhin mit Förderung adressiert wird die Erforschung von Komponenten und Regelstrategien für netzbildende Anlagen. Schließlich gilt es den komplexen Prozess des Netzwiederaufbaus (NWA) bei hoher Durchdringung der untergelagerten Spannungsebenen mit Erneuerbaren Energien zu untersuchen sowie darüber hinaus möglichst automatisierte Prozesse für den NWA zu definieren und die Resynchronisation von Inselnetzen zu erproben. In der Weiterentwicklung der Netzbetriebsführung im Rahmen der Energieforschungsförderung liegt nun und in Zukunft ein Fokus auf Abstimmungsprozesse zwischen Netzbetreibern, die Nutzung der HGÜs für Systemdienstleistungen sowie auf Betriebsführungskonzepte mit kurativen Maßnahmen für eine höhere Auslastung des Netzes und letztlich hin zu einem weitestgehend automatisierten Netzbetrieb auch auf nachgelagerten Spannungsebenen.

Auch in Zukunft werden diese Themen durch das Energieforschungsprogramm und nachgelagerte Förderbekanntmachungen oder dedizierte Förderaufrufe (z.B. OptiNetD in 2023) adressiert. Die nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über aktuell geförderte Forschungsvorhaben im Bereich der AG3-Themenfelder:

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
disrupsys	01.08.2021- 31.07.2024	1.308.730 €	Amprion; TU Ilmenau; Uni Rostock ; TU Hamburg	<p>Disruptive Funktionen und Technologie für den winkelbasierten Verbundnetzbetrieb in Umrichter-dominierten Energiesystemen mit überwiegend regenerativer Einspeisung</p> <p>Im Fokus dieses Vorhabens steht die Entwicklung von Regelungsalgorithmen für spannungs-einprägende Umrichter im Transportnetz, um ein netzbildendes Betriebsmittel zu erhalten. Diese Umrichter bewirken eine sofortige Leistungsflussänderung an ihrem Netzverknüpfungspunkt. Dieses winkelgeregelte Stromnetz erlaubt einen stabilen Netzbetrieb bei gleichzeitig besserer Ausnutzung der Umrichter-Technologie. Durch die Winkelregelung werden neuartige Konzepte hinsichtlich Netzschutzes, Stabilität und Bereitstellung von SDL sowie die Funktionalität von Netzleittechniksystemen und der Aufbau einer Schnittstelle zu einer anderen Energieträgerinfrastruktur (hier H2) erarbeitet. Ausgangspunkt sind heute funktional bekannte Basistechnologien aus den Anwendungsdomänen Umrichter, Speicher und Netzleittechnik. Diese sollen durch ein neues Netzregelungsverfahren so nutzbar gemacht werden, dass eine effektivere Ausnutzung der technischen Funktionen eines mit diesen Technologien ausgestatteten elektrischen Netzes erfolgen kann. Die Arbeitsschwerpunkte umfassen Netzmodellierung, Aufbau einer Simulationsumgebung, deren Validierung, die Entwicklung von Regelungsalgorithmen sowie die Erprobung des prototypischen Aufbaus in einem Echtzeitdemonstrators. Folgende Vorteile werden erwartet: - Funktionsentwicklung in der Netzleittechnik, um ein elektr. Verbundnetz mit Winkelregelung zu betreiben und dabei spannungseinprägende Umrichter optimal einzubinden</p>
HYBKomp	01.09.2017- 30.06.2022	2.306.514 €	TU Dortmund; Uni Erlangen- Nürnberg; Stadtwerke Haßfurt;	<p>Hybrid-Kompensator für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen</p> <p>Ziel des Vorhabens ist die Erforschung und der Entwurf eines neuartigen, multifunktionalen Hybrid-Kompensators zur Erbringung von</p>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
			Fraunhofer UMSICHT; ETC; KAUTZ; Consolinno; SWW Wunsiedel,	Systemdienstleistungen in Mittelspannungsverteilnetzen, der Aufbau eines Funktionsmusters sowie dessen Erprobung im realen Netzbetrieb eines Verteilnetzbetreibers. Als intelligentes Betriebsmittel, bestehend aus Umrichter, Speichersystem sowie Steuer- und Kommunikationseinrichtungen, soll der Hybrid-Kompensator mehrere Systemdienstleistungen in einer einzigen Anlage vereinen. Hierzu zählt einerseits die Verbesserung der Erdschlussstromkompensation in Verteilnetzen mit Resonanzsternpunktterdung, insbesondere unter Berücksichtigung neuer Anforderungen wie der Kompensation höherfrequenter Harmonischer und Wirkstromanteile. Andererseits soll der Hybrid-Kompensator das Netz durch Einspeicherung von Energie zu Zeiten eines hohen Angebots regenerativer Einspeisung sowie Rückspeisung von Energie in das Netz bei geringem Angebot stabilisieren. Weiterhin sollen durch Oberschwindungsreduktion und Blindleistungskompensation bestehende Netzbetriebsmittel entlastet werden.
Inselnetz_ optimal	01.06.2021- 31.08.2024	638.124 €	Uni Bremen; Leibniz Uni Hannover	Integration eines möglichst hohen regenerativen Energieanteils in Inselnetzen Wesentliches Ziel des beantragten Gesamtvorhabens ist zunächst die Gegenüberstellung von Konzepten zur Sollwertvorgabe für die einzelnen Umrichter in Inselnetzen mit regenerativer, dezentraler Energieerzeugung. Den Schwerpunkt der Forschungen soll ein neuer Spannungszeiger-Ansatz bilden. Dessen Idee besteht darin, den Erzeugungseinheiten Spannungszeiger in Länge und Phase vorzugeben und damit die klassischen Ansätze der Netzregelung hinter sich zu lassen. Dieser Ansatz verspricht vom Prinzip her sowohl Stabilität, da jeder Erzeugerknoten auch im Störfall zunächst versuchen wird, den vorgegebenen Spannungszeiger zu halten, als auch Flexibilität, da eine Störung dazu führen wird, dass sich die Spannungszeiger aller Knoten aus der Sollstellung herausdrehen und sich damit ein neuer, temporärer Gleichgewichtszustand einstellen wird. Die Konzepte zur Sollwertvorgabe für die einzelnen Umrichter sollen im Hinblick auf

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
				<p>technische Realisierbarkeit und unterschiedliche Kriterien der Netzstabilität evaluiert werden. Anhand der Ergebnisse soll Energy Management System für Inseln entwickelt werden, welches einen gegenüber heutigen Lösungen deutlich höheren Anteil an regenerativer Energieerzeugung ermöglicht und dabei gleichzeitig einen stabilen und wirtschaftlich optimalen Betrieb gewährleistet. Während die einzelnen Umrichter versuchen, den vorgegebenen Spannungszeigern zu folgen, erfolgt auf der übergeordneten Ebene die Regelung von Störungen und Abweichungen durch Neukalkulation der Spannungszeiger bei permanenter Evaluierung der Netzstabilität. Die wirtschaftliche Optimierung erfolgt in der höchsten Ebene auf Basis von Last- und Erzeugungsprognosen. Nach umfangreichen Untersuchungen in der Simulation und im Umrichterlabor sollen die entwickelten Algorithmen im Labornetz getestet und zum Abschluss im Inselnetz auf den Färöer-Inseln praktisch erprobt werden.</p>
LEITNING	01.04.202.- 31.03.2024	3.517.461 €	Infineon Technologies; SWW Wunsiedel, Freqcon; Fraunhofer IEE; HS Bonn- Rhein-Sieg; SUMIDA Components & Modules	<p>Leistungswandler für die robuste und zuverlässige Energieversorgung durch Integration 'grüner' Generatoren</p> <p>Im Vorhaben soll ein neuartiger Batterie-Wechselrichter mit hoher Massendichte erforscht und im Feld getestet werden, der es ermöglicht, ein hoch-verfügbares und modulares Wechselstrom-Netz sowie netzstützende Funktionen mit Hilfe von fortschrittlichen Schaltungstopologien auf Basis von innovativen SiC MOSFET Leistungsmodulen, magnetischen Bauteilen und Regelungsstrategien bereitzustellen. Der Betrieb mit einer Schaltfrequenz von bis zu 200 kHz im Leistungsbereich von 200 kW soll zu einer massiven Material-, Gewichts- und Kostenersparnis im Vergleich zu den heute kommerziell verfügbaren Wechselrichter-Lösungen führen. Dabei wird technologieübergreifende Forschung auf den Gebieten der Wechselrichtersysteme, der Halbleitertechnik, der passiven Bauelemente (Induktivitäten) sowie der Systemintegration betrieben. Nur über die abgestimmte</p>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
				<p>Co-Optimierung dieser Gewerke können die Projektziele erreicht werden, die ein weltweites wissenschaftliches und technologisches Alleinstellungsmerkmal darstellen. Durch die Einbindung des Netzbetreibers SWW und die geplante einjährige Testphase ist ein idealer Anwendungsbezug sichergestellt, der das Studium des Netzbetriebs sowie die praxisbezogene Bewertung des Systems und seiner Komponenten als wesentlichen Baustein einer modernen Stromübertragung und -verteilung im deutschen Stromnetz der Zukunft erlaubt. Somit können die zu erwartenden positiven Auswirkungen auf den Netzbetrieb und die Netzauslegung realitätsnah validiert werden.</p> <p>Konkrete Zielanwendungen für die kompakte Hochleistungs-Wechselrichter-Netzbetriebsmittelplattform, jeweils unter Einbeziehung lokal verfügbarer erneuerbarer Energiequellen, sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Leistungsflussoptimierung, Stabilisierung und Stützung schwacher Netze - Schnelle Erkennung und Durchfahren von Netzfehlern - Bereitstellung der Stromversorgung bei systembedingter schwankender Versorgung durch dezentrale Erzeugungseinheiten - Notstromversorgung sensibler Bereiche und kritischer Lasten bei Netzfehlern und Netzausfällen (z.B. Mobilfunkstationen oder Wasserversorgung) - Inselnetzbildung von Teilnetzen mit anschließender Re-Synchronisierung mit dem Verbundnetz.
NetFlexum	01.09.2022-31.08.2025	2.584.537 €	TU Braunschweig; TEMES; PTB; SMA	<p>Next Generation verbrauchsnahe PV-Kombisysteme für Haushalt und Gewerbe für mehr Netzdienlichkeit, Flexibilität und Wirtschaftlichkeit</p> <p>Im Zuge der Energiewende werden verbrauchsnahe PV-Anlagen in Kombination mit stationärem Speicher, Elektromobilität und Sektorkopplung mit intelligenter Netzintegration als robuste dezentrale Systeme, sowohl für kleine Privathaushalte als auch für große Gewerbebetriebe, weltweit das Rückgrat einer resilienten Energieversorgung bilden. Leitziel des geplanten Verbundvorhabens NetFlexum ist</p>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
				<p>es, hierfür die entsprechenden PV-Speicher-Prosumersysteme im Hinblick auf eine deutliche Kostenreduktion und Wirtschaftlichkeitsverbesserung, sowie verbesserte Integration in Energiemärkte, insbesondere auch im Hinblick auf Netzsystemdienstleistungen, weiterzuentwickeln.</p> <p>Ein besonderer FuE-Schwerpunkt des Verbundvorhabens ist dabei die zuverlässige Bereitstellung von Momentanreserve und zur Abdeckung von Kurzschlussströmen mit Prosumersystemen – inkl. der Auswirkungen hiervon auf Leistungselektronik, Batterien und ihre Lebensdauer & Zuverlässigkeit sowie den erforderlichen Metering-Lösungen hierfür – der Einsatz von 2nd-Life-Batterien sowie die Weiterentwicklung skalierbarer Prosumer-Energiemanagement-Systemlösungen im Hinblick auf gesteigerten Anwendernutzen, erweiterte Interoperabilität und verbesserte Systemintegration.</p> <p>Das Gesamtvorhaben betrachtet von den Netzanforderungen über die Regelung cloudbasierter Systeme bis zur Komponentenebene der Leistungselektronik und 2nd-Life Speichern ganzheitlich die Machbarkeit, Realisierung und Umsetzung des Vorhabens.</p>
Netzregelung 2.0	01.12.2017-31.08.2022	8.723.409 €	Fraunhofer IEE; TU Braunschweig; Uni Kassel, SMA; VDE; DERlab	<p>Regelung und Stabilität im stromrichter-dominierten Verbundnetz</p> <p>Die elektrische Energieversorgung und damit auch die Regelung des elektrischen Netzes in Deutschland befinden sich in einem Transformationsprozess. Die Netzregelung stützt sich heute im Wesentlichen auf Großkraftwerke mit Synchrongeneratoren. Zur Stromerzeugung werden jedoch zunehmend Erzeugungsanlagen eingesetzt, welche überwiegend mit Stromrichtern an das Netz gekoppelt sind.</p> <p>Das Projekt "Netzregelung 2.0" soll nachweisen, dass das elektrische Verbundsystem und im Störfall auch elektrisch getrennte Teile davon auch mit sehr hohen Stromrichteranteilen durch geeignete Regelungsverfahren stabil betrieben werden kann. Dabei steht die Vorbereitung einer konkreten Umsetzung</p>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
				<p>im deutschen Teil des zentraleuropäischen Verbundnetzes im Vordergrund. Um die Frequenz- und Spannungsstabilität des Verbundsystems zu gewährleisten, können Stromrichtersysteme teilweise ähnliche Eigenschaften der Synchrongeneratoren übernehmen. Diese Eigenschaften der Synchrongeneratoren sind teils inhärent und müssen für eine Realisierung in anderen Erzeugern klar identifiziert und technologieneutral beschrieben werden. Die notwendige Verteilung dieser Stromrichter mit zusätzlichen Eigenschaften auf die unterschiedlichen Erzeugungsarten (Wind, PV, etc.), HGÜ und Speicher, die bedarfsgerechte und optimierte Verteilung auf die einzelnen Spannungsebenen, die genaue regelungstechnische Implementierung in Simulation und Prüfstandversuch, die Risikobetrachtung, die Aufwands-Nutzen-Analyse und zuletzt die richtige Einführungsstrategie, sollen im Projekt " Netzregelung 2.0" wissenschaftlich erforscht werden.</p>
Stabil	01.01.2023- 31.12.2025	2.325.106 €	Kaco new energy; Infineon Technologies AG; Fraunhofer ISE	<p>Zukunftsfähige PV-Stromrichter - Auslegung, Belastungsanalyse und Innovationen für eine hohe Lebensdauer</p> <p>Im Projekt soll eine aktuelle Serienplattform eines Photovoltaik-Wechselrichters dahingehend modifiziert werden, dass dieser, neben den heute schon erforderlichen Systemdienstleistungen, auch eine netzbildende Funktionalität erhält und somit, neben Systemen mit elektrischen Speichern, einen essenziellen Beitrag zur Netzstabilität leistet. Die Identifikation zukünftiger Belastungsszenarien dieser Stromrichter soll dazu beitragen, entsprechende Belastungstests im Labor nachzustellen und Rückschlüsse auf eine optimale und kosteneffiziente Dimensionierung, insbesondere der Leistungshalbleiter, zu ziehen. Eine entsprechende Feldmesskampagne mit den neuartigen netzbildenden PV-Stromrichtern soll Erkenntnisse über die realen Betriebsbedingungen und Beanspruchungen liefern. Diese dienen im Anschluss dazu, dass daraus neue Mission Profiles abgeleitet werden können, welche durch die Kombination mit den</p>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
				zukünftigen Belastungsszenarien wiederum detailliert im Labor analysiert werden sollen. Aus dieser Rückkopplung werden entsprechende Handlungsempfehlungen für eine optimierte Auslegung und eine hohe Lebensdauer von netzbildenden PV-Stromrichtern und deren Komponenten abgeleitet und der Öffentlichkeit präsentiert.
UMZUG	01.02.2021- 31.01.2024	3.032.506 €	RWE Battery Solutions; Uni Magdeburg; TU Dresden ; Skeleton Technologies ; GE Grid	<p>Netzstabilität durch Momentanreserve in stromrichterdominierten Netzen</p> <p>Das Gesamtziel des Forschungsvorhabens ist eine Potentialanalyse für die Anwendung von stromrichterdominierten Systemen zur Bereitstellung von systemstabilisierender virtueller Trägheit im Kontext des vermaschten Energiesystems und Regelleistungsmarktes. Dabei ist der Dreiklang aus virtueller Trägheit, Fehlverhalten und Schwarzstartfähigkeit auszugestalten. Dabei soll als erstes Ziel, vor dem Hintergrund des Generator-Stromrichter-Systemwechsels, spezifiziert werden, welches Potential zur Frequenzstabilisierung aus der Einspeisung von Stromrichtersystemen, wie Batteriespeicher, Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen genutzt werden kann. Das zweite Ziel besteht in einer systemischen Betrachtung innerhalb des europäischen Verbundsystems erweitert um eine praktische, reale Analyse. Mit den Ergebnissen dieser Untersuchungen sollen Vorschläge für reale zukünftige systemrelevante Anforderungen für stromrichterbasierte Anlagen und neue system- und kostenoptimierte Regelleistungsmarktkonzepte eingebracht werden. Das dritte Ziel ist die Entwicklung neuartiger DC-DC-gekoppelter Systeme um für die virtuelle Trägheit die notwendige kurzfristige Energiemenge auch bei Windflauten resp. geringer Sonneneinstrahlung bereitzustellen. Dazu zählt unter anderem die Realisierung eines DC-DC-Konverters zur Kopplung diverser Speicherkomponenten an bestehende Stromrichtertechnik und Demonstration in einem Reallabor.</p>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
Verteilnetz 2030 (VN_2030 plus)	01.05.2023-30.04.2026	2.570.365 €	Fraunhofer IEE; TU Braunschweig ; SMA Solar Technology	<p>Sicherer und stabiler Betrieb des stromrichterdominierten Verteilnetzes</p> <p>Das übergeordnete Ziel des Vorhabens ist, gemeinsam mit Verteilnetzbetreibern die kritischen Aspekte des zukünftigen Verteilnetzbetriebs im Zieljahr 2030 mit hohem Anteil an dezentralen erneuerbaren Energien mit Fokus auf Stabilitätsfragen zu identifizieren und zu beantworten.</p> <p>Daneben sollen Hemmnisse beim flächendeckenden Einsatz von netzbildenden Regelungsverfahren auf allen Ebenen des Verteilungsnetzes beschrieben und Lösungsoptionen entwickelt werden. Hierbei gilt es insbesondere auf das Zusammenwirken mit bereits vorhandenen Stromrichtern und mögliche Wechselwirkungen mit der existierenden Netz-Infrastruktur zu achten.</p>

4 Transformationspfad

Übergang zu Prozessen. Der Transformationspfad besteht aus Prozessen, die zur Umsetzung der Handlungsbedarfe eines Themenfeldes benötigt werden. In Abbildung 4-1 bis Abbildung 4-3 werden die identifizierten Fragestellungen mit den auf Grundlage der in Kapitel 2 und 3 identifizierten Fragestellungen abgeleiteten Prozesse der Roadmap Systemstabilität in Verbindung gestellt. Die Prozesse selbst werden in der Roadmap Systemstabilität beschrieben. Folgende Prozesse wurden identifiziert:

Verbindende Prozesse der Systemstabilität:

- V1 Festlegung übergeordneter Resilienzanforderungen des Systems in einem Branchenprozess
- V2 Anpassung und Klarstellung von Haftungsfragen und Kostenanerkennung für erweiterte Fähigkeiten und Investitionen von Netzbetreibern zur Wahrung der Systemstabilität
- V3 Transparente Ausweisung der Bedarfe und Prüfung einer gemeinsamen Bedarfsausweisung und dessen Etablierung über alle Themenfelder hinweg, insbesondere auf ÜNB-Ebene
- V4 Strukturierte Beschaffung der Systembedarfe. Bedarfsgerecht über Mindestanforderungen, Märkte oder VINK
- V5 Monitoring von Anlagenfähigkeit und Ermöglichung eines sinnvollen Zugriffs auf Anlagenfähigkeiten
- V6 Prozessdigitalisierung
- V7 Weiterentwicklung Stabilitätsanalysen und DSA-Systeme
- V8 Stützung des Systems durch „alle“ Netznutzer
- V9 Ermöglichung netzbildender Eigenschaften im Verteilnetz
- V10 Begleitende Studien und Forschungsbedarf

Stabilitätsprozesse Resonanzstabilität:

- R1 Systemische Studie zur Entwicklung einheitlicher Kriterien und Bewertungsverfahren für Resonanzstabilität
- R2 Anforderungen systemisch und auf Anlagenebene insbesondere für das Massengeschäft definieren
- R3 Zertifizierung und Prüfverfahren für Anlageneigenschaften
- R4 Prüfung und ggf. Ableitung „Beschaffungs“-verfahren
- R5 Koordinierte „Feldtest“ für Erfahrungen mit netzbildenden Stromrichtern

Stabilitätsprozesse Kurzschlussstrom:

- K1 Entwicklung und Integration einer Bewertungsmethodik für Kurzschlussstrom im stromrichterdominierten System in bestehende Prozesse (aktuell SCR -> ESCR) (Weiterentwicklung IEC 60909, VDE 0102)
- K2 Beschaffungsverfahren für ggf. dann notwendigen Kurzschlussstrom, sofern Voruntersuchungen entsprechende Bedarfe ausweisen
- K3 Bedarf und technische Möglichkeiten aus dem Verteilnetz bewerten
- K4 Leitfaden für Verteilnetzbetreiber zu Risiken steigender KS-Ströme und geeigneter Abhilfemaßnahmen

- K5 Vorausschauendes Monitoring der Entwicklung der KS-Strom-Niveaus (insb. an Kuppelstelle ÜNB/VNB)
- K6 Untersuchungen / Studien zur Ausbildung von Spannungstrichtern im Zielsystem inkl. der Bewertung der sich ggf. verändernden Spannungstrichter-Charakteristik

Stabilitätsprozesse Winkelstabilität:

- W1 Systemstudien zur Ermittlung des Bedarfs einer synchronisierenden „Phasenwinkelleistung“
- W2 Kosten-Nutzen-Analyse zu technisch sinnvollen Optionen zur Bedarfsdeckung
- W3 Einbezug stromrichterbasierter Anlagen in die Bedarfsdeckung der Winkelstabilität

		Prozesse														
		V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8	V9	V10	R1	R2	R3	R4	
Frageste	R1	Wann ist die Resonanzstabilität gewährleistet bzw. eine ausreichende Stabilitätsreserve im Netz vorhanden? Welche systemischen Bedarfe ergeben sich daraus?	X		X						X		X	X		
	R2	Was ist eine geeignete Größe zur Quantifizierung der Resonanzstabilität bzw. der zugehörigen Abhilfemaßnahme? Wie wird der Bedarf konkret ermittelt?			X						X		X		X	
	R3	Wie erfolgt die Deckung der systemischen Bedarfe?				X					X			X	X	
	R4	Wie ist die Beschaffung der Abhilfemaßnahmen organisiert?				X						nac			X	
	R5	Wie sind Anforderungen auf Anlagenebene zu spezifizieren?								X	X			X	X	X
	R6	Wie kann eine Zertifizierung inkl. Prüfverfahren der Anlagenanforderungen aussehen?														X

Abbildung 4-1: Zusammenführung der Fragestellungen zu den Prozessen der Roadmap Systemstabilität – Resonanzstabilität

		Prozesse																
		V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8	V9	V10	K1	K2	K3	K4	K5	K6	
Frageste	K1	Welche Kurzschlussstrom-Bedarfe ergeben sich für die Schutztechnik an Netzknoten verschiedener Netzebenen und welche Anforderungen ergeben sich daraus für Stromrichter und Schutzgeräte?			X							X		X	X		X	
	K2	Für die Betriebsmittelauslegung sind auch die maximalen KS-Ströme an den jeweiligen Netzknoten relevant. Sind durch KS-Strombeiträge dezentraler Anlagen sowie durch Netzausbaumaßnahmen Überschreitungen des maximalen KS-Stromniveaus zu erwarten? Müssen Maßnahmen ergriffen werden, um das lokale KS-Stromniveau zu begrenzen?			X		X					X	X		X	X		
	K3	Mit welchen Verfahren kann der maximale und minimale Kurzschlussstrom an Netzknoten verschiedener Netzebenen unter Berücksichtigung des Beitrags von Stromrichtern bestimmt werden?									X	nac	X		X			X
	K4	Ergeben sich in einem Zielsystem mit 100 % EE-Erzeugung in räumlicher und zeitlicher Hinsicht kritische Spannungstrichterprofile?												X			X	X

Abbildung 4-2: Zusammenführung der Fragestellungen zu den Prozessen der Roadmap Systemstabilität – Kurzschlussstrom

		Prozesse															
		V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8	V9	V10	W1	W2	W3			
Frageste	W1	Ist die bisherige Vorgehensweise im NEP zur Bewertung der transienten Stabilität ausreichend oder ist eine Erweiterung notwendig?	X												X		
	W2	Wie kann der für einen stabilen Stromnetzbetrieb notwendige Mindestanteil/-bedarf spannungswinkelreferenzgebender, spannungswinkelnachführbarer sowie spannungswinkelstabilisierender Quellen quantifiziert werden?	X												X		
	W3	Mit welchen Winkeländerungen (bedingt durch Winkelsprünge und Frequenzänderungen) sowie mit welchen Winkeldifferenzen (Lastsituationen) an den verschiedenen Punkten im Stromnetz sowie an den Komponentenanschlussklemmen (z.B. von Stromrichtern) muss man rechnen und wie häufig sind diese?			X										X		X
	W4	Welche systemdienlichen Anforderungen zur Reduzierung transienter Winkeländerungen sind zukünftig gefordert?			X											X	
	W5	Durch welche technisch sinnvollen Optionen können die Bedarfe gedeckt werden?				X				X	X				X	X	
	W6	Wie können stromrichterbasierte Anlagen geeignet in die Bedarfsdeckung der Winkelstabilität einbezogen werden?				X					X				X	X	

Abbildung 4-3: Zusammenführung der Fragestellungen zu den Prozessen der Roadmap Systemstabilität – Winkelstabilität

Prozessarten. Grundsätzlich kann unterschieden werden zwischen *verbindenden Prozessen der Systemstabilität* und *themenspezifischen Prozessen*. Verbindende Prozesse sind Prozesse, welche nicht einem Themenfeld exklusiv, sondern mehreren Themenfeldern zuzuordnen sind. Konkret handelt es sich um Prozesse, die themenfeldübergreifende Anpassungen, Weiterentwicklungen oder Festlegungen adressieren. Folglich ist die Prozessverantwortlichkeit teilweise auf mehrere Institutionen verteilt, da verbinden Prozesse mehrere einzelne Stabilitätsprozesse mit individueller Verantwortlichkeit bündeln. In diesem Abschnitt sind, konsistent zu den Themenpapieren der anderen Arbeitsgruppen, alle verbindenden Prozesse aufgeführt. Die Verknüpfung und Verzahnung zu den hier behandelten Fragestellungen können daher je nach Prozess mehr oder weniger stark sein. Neben den verbindenden Prozessen sind auch alle themenspezifischen Prozesse dieses Themenpapiers aufgeführt.

Die Details der Gesamtheit der Prozesse aller Themenfelder werden im Roadmap-Dokument vorgestellt und beinhaltet eine Beschreibung jedes Prozesses inklusive der dafür verantwortlichen Akteure und zeitlichen Aspekte der Umsetzung.

Offene Punkte und Schnittstellen zu anderen AG/KG

Diskussionstand. Dieses Dokument ist ein Arbeitsdokument und gibt einen Diskussionstand wieder. Daher dient dieses Kapitel zur Sammlung der offenen Punkte zum jeweiligen Bearbeitungszeitpunkt, die in der Weiterbearbeitung berücksichtigt werden sollen. Auf die Schnittstellen zu anderen Arbeits- und Kerngruppen sollte im Dokument bei den entsprechenden Inhalten verwiesen werden.

Aus Sicht Task Force Resonanzstabilität

- Stabilität in schwachen Netzen sowie die Stabilität auf Grund der Leistungsübertragungsgrenze nicht adressiert (Vorschlag für Kerngruppe Kurzschlussstrom)
- Definition der Unterteilung von Anregungen in Transient und Periodisch oder zwischen Groß- und Klein-Signal-Anregungen (Vgl. Kerngruppe Winkelstabilität)

Aus Sicht Task Force Kurzschlussstrom

- Verbindung zwischen KS-Strom und Momentanreserve klären.
- Hinweis an die AG Frequenz/MomRes: Hohe Frequenzgradienten können die Algorithmen der Schutzgeräte beeinflussen.

Aus Sicht Task Force Winkelstabilität

- AG1 Frequenzstabilität:
 - Im Kurzzeitbereich (wenige Netzperioden) trägt ein synchronisierendes, träges Verhalten zur Momentanreserve bzw. zur Frequenzstabilität bei
- AG2 Spannungsstabilität:
 - Rotorwinkelstabilität und Spannungsstabilität können zusammen auftreten, besonders bei großen Störungen im System. Vorfehler-Wirkleistung und Blindleistungsflüsse während des Fehlers beeinflussen sowohl Winkelstabilität als auch Spannungsstabilität. Siehe hierzu z.B. [4]:
- AG3 Kerngruppe Resonanzstabilität
 - Es gibt eine Überschneidung/Schnittstelle im Kleinsignalverhalten, wie z.B. interarea oscillations
- AG 3 Kerngruppe Kurzschlussstrom:
 - Das Funktionieren von Schutzgeräten hat einen direkten Einfluss auf die transiente Stabilität (Einhalten der kritischen Fehlerklärungszeit),
 - Die in Netzanschlussregeln gestellten Anforderungen an die dynamische Spannungsstützung im Netzfehlerfall haben einen Einfluss darauf, ob die Stromrichterregelungen in der Lage sein können, den Synchronismus im Kurzschlussfall zu halten oder nicht (Stichwort Wirk-/Blindstrom-Priorisierung)
- AG 4 Netzwiederaufbau:
 - Ein erfolgreicher Netzwiederaufbau beruht u.a. darauf, dass beim Zusammenschalten von Netzbereichen und beim Zuschalten von Lasten und Erzeugungsanlagen der synchrone Netzbetrieb erhalten werden kann. Es muss

genügende synchronisierende Leistung im System bzw. in Teilsystemen vorhanden sein, um dies zu gewährleisten.

Überführung in die Roadmap. Diese offenen Punkte und Schnittstellen sollen in der Roadmap Systemstabilität durch übergreifende Prozesse, sogenannten Verbindende Prozesse der Systemstabilität abgebildet werden. Die hier gezeigte Auflistung soll als Input zur Ableitung dieser Prozesse dienen.

Literaturverzeichnis

- [1] N. Hatziaargyriou, J. V. Milanović, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Cañizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, P. Pourbeik, J. J. S.-. Gasca, A. Stanković, T. V. Cutsem, V. Vittal und C. Vournas, „Stability Definitions and Characterization of Dynamic Behavior in Systems with High Penetration of Power Electronic Interfaced Technologies,“ *IEEE PES*, 2020.
- [2] X. Wang und F. Blaabjerg, „Harmonic Stability in Power Electronic-Based Power Systems: Concept, Modeling, and Analysis,“ *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, Bd. Vol. 10, Nr. No. 3, 2019.
- [3] *DIN EN 60909-0 VDE 0102:2016-12 Kurzschlussströme in Drehstromnetzen*, 2016.
- [4] Bose und C. Canizares et al., „Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions,“ *IEEE Trans. Power Syst.* 19 (3), p. 1387–1401, 2004.
- [5] M. Nuschke, *Frequenzstabilität im umrichterdominierten Verbundnetz*, München: Fraunhofer Verlag, 2022.
- [6] CIGRÉ-Brochure, „Connection of wind farms to weak AC networks,“ <https://ecigre.org/publication/671-connection-of-wind-farms-to-weak-ac-networks>, 2016.
- [7] „P2021 Gutachten zur NEMO VIII, Los 1 – Stabilität“ DIgSILENT GmbH im Auftrag der Bundesnetzagentur,“ https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bedarfsermittlung/2035/NEP/NEP2035_NEMOVIII-1.pdf?__blob=publicationFile, Juli 2022 .
- [8] D. E. A. G. (dena), *Dena-Studie Systemdienstleistungen 2030*, Berlin, 2014.
- [9] E. e. a. Waffenschmidt, „Inselnetzbetrieb der Gemeinde Bordesholm mit einer Großbatterie,“ *Tagung Zukünftige Stromnetze*, Berlin, 202.
- [1] Übertragungsnetzbetreiber, „Bewertung der Systemstabilität - Begleitdokument zum 0] Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, 2. Entwurf,“ 2021.
- [1] NationalGridEso, „System Operability Framework - Impact for declining short circuit 1] levels,“ 2018.
- [1] NationalGridESO, „Operability Strategy Report,“ 2022.
2]
- [1] AEMO Australian Energy Market Operator, „2022 System Strength Report,“ 2022.
3]
- [1] D. L. P. Ospina, „Short-term dynamics in inverter dominated grids,“ *Abschlusskonferenz 4] Netzregelung 2.0*, 2022.
- [1] D. L. P. Ospina, Long-term voltage stability of electric power systems hosting inverter- 5] interfaced energy sources, 2021.
- [1] Abschlussbericht, „Netzregelung 2.0 - Regelung und Stabilität im stromrichter- 6] dominierten Verbundnetz,“ Förderkennzeichen: 0350023A, Technische Informationsbibliothek, 2023 (unveröffentlicht).

- [1 H. Kühn und E. Quitmann, „Der „alte“ Kurzschluss im „neuen“ Drehstromnetz,“ 9. ETG-
7] FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Berlin, 2016.