

Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte im Rahmen der Langfristanalysen gemäß §34(1) des Kohleverstromungs- beendigungsgesetzes (KVBG)

– Abschlussbericht –

Fachgebiet für Elektrische Energiesysteme
der Universität Duisburg-Essen

Im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber
50Hertz Transmission, Amprion, TenneT, TransnetBW

4. Dezember 2020

Prof. Dr. Hendrik Vennegeerts

Dr. Fekadu Shewarega

Jens Denecke

Carsten Graeve

Executive Summary

Das am 14.8.2020 inkraftgetretene Gesetz zur Reduzierung zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG) verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelverantwortung (ÜNB) in §34(1), dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und der Bundesnetzagentur (BNetzA) bis zum 31. Dezember 2020 das Ergebnis einer *langfristigen Netzanalyse* vorzulegen. Diese dient gemäß KVBG unter anderem der Festlegung von Kriterien für eine nach §60(2) KVBG spätestens zum 31. März 2021 zu erlassene Rechtsverordnung durch das BMWi. Darin muss der Maßstab festgelegt werden, nach dem die BNetzA die Anordnung der gesetzlichen Reduzierung der Steinkohlekraftwerke aussetzt. Die dafür im KVBG verankerten, durchzuführenden *begleitenden Netzanalysen* müssen mindestens alle zwei Jahre durchgeführt werden. Die Aussetzung einer Stilllegung wäre mit der Notwendigkeit des Verbleibs der betrachteten Steinkohlekraftwerke im Markt zu begründen. Eine Prüfung auf Systemrelevanz gemäß §13b EnWG ist davon unbenommen. Die begleitenden Netzanalysen sollen zudem von den ÜNB in der langfristigen Netzanalyse darzustellende alternative Maßnahmen einbeziehen.

Damit muss die langfristige Netzanalyse die folgenden Fragestellungen behandeln:

- Bei welchen Aspekten der Systemsicherheit und Systemstabilität ist durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung grundsätzlich, sowie der Stilllegung bestimmter Steinkohlekraftwerke im Besonderen im Zeitraum bis 2038 eine Gefährdung zu erwarten?
- Welche Alternativen zum Weiterbetrieb der StKW sind verfügbar oder in der Entwicklung und welche Realisierungszeiten sind damit verbunden?
- Welche Berechnungsmodelle und -verfahren sind in den begleitenden Netzanalysen anzuwenden und welche Kriterien sind an die Ergebnisse als Bewertungsmaßstab anzulegen?

Auftragsgemäß bleiben in dieser Studie die durch das KVBG in §34(1) adressierten Aspekte Netzengpassmanagement und Versorgungswiederaufbau ebenso außer Betracht wie die in der Zuständigkeit der BNetzA befindliche Bewertung der Versorgungssicherheit. Darüber hinaus wird der Auftrag des KVBG aber so verstanden, dass sämtliche Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte zu behandeln sind. Daher werden in dieser Studie zunächst umfassend Systemsicherheits- und Systemstabilitätsaspekte beschrieben, die in der wissenschaftlichen Literatur sowie Untersuchungen der ÜNB in der letzten Dekade behandelt werden, und somit technisch den Umfang potenzieller Gefährdungen beschreiben.

Die Aspekte der resultierenden Liste werden anschließend unter Beachtung der Fragestellung diskutiert, inwieweit diese Aspekte durch die Stilllegung der StKW und damit dem Wegfall von Synchrongeneratoren beeinflusst werden. Im Ergebnis wird auf sämtliche erfasste Aspekte

durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung eingewirkt. Maßgeblich ist jeweils der Wegfall der in den Kohlekraftwerken vorhandenen Synchrongeneratoren, da deren Eigenschaften – statische und dynamische Blindleistungsbereitstellung, netzbildende Eigenschaften mit instanter Reaktion auf Spannungs- und Frequenzänderungen und damit Bereitstellung von Kurzschlussstrom und Momentanreserve (Letzteres zusammen mit der Schwungmasse ihrer Turbinen) – die Systemsicherheit und -stabilität stützen. Einige der Aspekte sind aber, wie aus der Beschreibung der erforderlichen Berechnungsmethoden und Modelle abgeleitet wird, in begleitenden Netzanalysen oder einem laufenden Monitoring während der Dauer des Ausstiegs aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2038 gemäß KVBG nicht effizient behandelbar. Dies betrifft insbesondere Wechselwirkungen mit und zwischen umrichterbasierten Komponenten in geringer elektrischer Entfernung, deren Untersuchung EMT-Simulationen mit hoher Detailtiefe und breiten Parametervariationen erfordert. Diese Aspekte müssen im Gesamtkontext der Energiewende und damit auch der Beendigung der Kohleverstromung sehr wohl betrachtet werden. Die vielen möglichen Einsatzrahmenbedingungen erfordern aber – entsprechend heutiger Praxis – eine Behandlung in den Netzanschlussregeln und entsprechenden Nachweisprozessen. Darüber hinaus kann aufgrund des breiten Spektrums möglicher Effekte ein Bedarf an Einzelfalluntersuchungen nicht ausgeschlossen werden, wobei aber lokale Lösungsoptionen bestehen.

Für die verbleibenden Aspekte sind auf Basis der Auswertung von Untersuchungen und Studien sowie eigener Expertise die folgenden aufgeführten Gefährdungen im Zeitraum bis 2038 möglich. Deren Bewertung hinsichtlich der Notwendigkeit regelmäßiger, begleitender technischer Analysen zu einem Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken sind jeweils *in kursiver Schrift* zusammengefasst:

- Aspekte Frequenzhaltung und Frequenzstabilität¹
 - Eine grundsätzliche Gefahr des Überschreitens der durch ENTSO-E definierten Grenzen für Frequenzgradienten ist bei Synchronverbundbetrieb Continental Europe nicht zu erwarten.

¹ Im Sinne einer regelmäßig monetär vergüteten Systemdienstleistung bezeichnet die Frequenzhaltung die Ausregelung von Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Einspeise- und Entnahmelastungen, wobei marktbasierend beschaffte Regelleistung eingesetzt wird. Zur Abgrenzung dieser im normalen Netzbetrieb erfolgenden Maßnahmen von besonderen Stabilisierungsmaßnahmen bei über die für die Auslegung der Regelleistung hinausgehenden Szenarien wird in diese Studie dafür der Begriff Frequenzstabilität verwendet. Für das zukünftige Elektrizitätsversorgungssystem ist weiterhin stets die Frequenzhaltung als auch eine hinreichende Frequenzstabilität zu gewährleisten.

Executive Summary

- Bei der Frequenzhaltung bestehen aber Risiken durch nicht-konzeptgemäßes Verhalten älterer Erzeugungsanlagen bei Frequenzabweichungen mit der Folge des Überschreitens des maximalen Frequenzbereichs von ± 800 mHz für Ereignisse, nach denen die Frequency Containment Reserve (FCR) bemessen wird.

Da die wesentlichen Ansatzpunkte für Lösungen an der Ursache außerhalb Deutschlands liegen und es sich aufgrund der begrenzten Nutzungsdauern der Erzeugungsanlagen um ein vorübergehendes Problem handelt, ist kein Bedarf für regelmäßige Untersuchungen mit Fokus auf Deutschland und den Kohleausstieg erkennbar.

- Bei hohen Frequenzgradienten reichen die existierenden Notmaßnahmen einschließlich des frequenzabhängigen Lastabwurfs (LFDD) bei heutigem Trigger für denkbare System-Split-Fälle wie dem aus 2006 nicht aus, um die Frequenz im zulässigen Betriebsbereich zu stabilisieren und damit einen (Teil-)Netzzusammenbruch zu vermeiden. Mehrere Untersuchungen belegen die Zunahme solcher Gefährdungen der Frequenzstabilität, da mit steigenden Transportentfernungen regionale Wirkleistungsbilanzungleichgewichte zunehmen und durch den Wegfall von Synchrongeneratoren die regional vorhandene Momentanreserve abnimmt.

Regional verteilte Momentanreserve, wie sie auch aus Synchrongeneratoren und Turbinen der Kohlekraftwerke bereitgestellt wird, würde dazu beitragen, dieses Problem zu entschärfen. Es fehlen aber noch auf ENTSO-E-Ebene zu definierende Referenzfälle, nach denen mögliche Gegenmaßnahmen dimensioniert und parametrisiert werden können.

- Zusammenfassend ergibt sich regelmäßiger Bewertungsbedarf mit Wirkung auf die Notwendigkeit eines Betriebs von Kohlekraftwerken hinsichtlich der Wahrung der Frequenzstabilität, sobald Referenzfälle für entsprechende Maßnahmen auf ENTSO-E-Ebene definiert sind oder wenn dort Vorgaben zur minimal vorzuhaltenden Momentanreserve in Regelzonen oder Regionen definiert würden.

▪ Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität²

- Vorgänge im Zusammenhang mit unzureichender Deckung des Blindleistungsbedarfs sind bisher weltweit der häufigste Auslöser für Netzzusammenbrüche. Ein erheblicher zusätzlicher Bedarf an stationärer und dynamischer, d.h. schnell regelbarer Blindleistung ist in zahlreichen Untersuchungen und regelmäßig auch im Netzentwicklungsplan nachgewiesen.

² Unter Spannungshaltung wird die Aufrechterhaltung eines bedarfsgerechten Spannungsprofils für bestimmte Netznutzungsfälle im gesamten Netz verstanden, die durch eine hinreichend lokale ausgeglichene Blindleistungsbilanz erreicht wird. Daraus ergibt sich der Bedarf an statischen Blindleistungsquellen. Bei sich dynamisch ändernden Anforderungen zum Ausgleich der Blindleistungsbilanz stellen sich Anforderungen an eine Regelbarkeit der Blindleistungsbereitstellung. Zur Abgrenzung wird in dieser Studie für sämtliche dynamische Aspekte der Spannungen im Netz der Begriff Spannungsstabilität verwendet.

Die Langzeit-Spannungsstabilität ist gegeben, wenn für betriebliche Ereignisse auch langfristig (Bereich mehrerer Sekunden bis Minuten) die durch das System im aktuellen Zustand vorgegebene Spannungsstabilitätsgrenze nicht überschritten wird. Als Ereignisse werden Schwankungen der Netzbelastung sowie die Änderung des Systemzustands nach Ausfällen von Leitungen, Erzeugungsanlagen, Blindleistungskompensationsanlagen oder anderer Komponenten betrachtet.

Executive Summary

- Aufgrund der starken Abhängigkeit des lokalen Bedarfs von Netzausbaufortschritt und Netznutzung erfolgt die konkrete Planung von Blindleistungsquellen heute fortlaufend mit Zeithorizont von 3-6a entsprechend des Errichtungsvorlaufs.
- *Dennoch kann auch in diesem Zeitraum durch Einfluss dieser Unsicherheiten oder vorübergehend während Umbaumaßnahmen zur Netzverstärkung der Bedarf an Blindleistung aus für die Stilllegung vorgesehenen Erzeugungsanlagen notwendig werden oder deren Nutzung effizient sein, um einen Zeitraum bis zur Inbetriebnahme von Alternativen zu überbrücken. Daher ist hier ein regelmäßiger Analysebedarf gegeben.*
- **Transiente Stabilität³**
 - Ohne weitere Maßnahmen ist eine Gefährdung der Stabilität in den nächsten Jahren existent, was durch große Transportentfernungen und hohe Betriebsmittelauslastungen bei gleichzeitigem Abschalten von Synchrongeneratoren auch zu erwarten ist. Transiente Instabilität nach elektrischen Fehlern kann im Übergang durch die Stilllegung weniger Kohlekraftwerke entstehen.
 - Transiente Stabilität kann grundsätzlich durch Alternativen zum Betrieb von Kohlekraftwerken oder zur Nutzung ihrer Synchrongeneratoren gewährleistet werden. Der Realisierungszeitraum der Alternativen beträgt aber mindestens 3...6a.
 - *Die Abhängigkeit von Netzausbau, Netznutzung und Stilllegungsreihenfolge (sowie Entwicklung des Kraftwerksparks allgemein) mit ihren Unsicherheiten erfordert eine kontinuierliche Prüfung, ob trotz vorhandener Alternativen dennoch ein vorübergehender Betrieb von Kohlekraftwerken erforderlich oder effizient sein kann, um einen Zeitraum bis zur Inbetriebnahme von Alternativen zu überbrücken (vgl. Aspekt Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität).*
 - *Die transiente Winkelstabilität einzelner verbleibender Synchrongeneratoren ist zwar fortlaufend wie heute durch die ÜNB üblich zu prüfen, die Notwendigkeit zum Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken ist daraus aber aufgrund möglicher lokaler Abhilfemaßnahmen nicht zu erwarten.*
- **Minimaler Kurzschlussstrom im Zusammenhang mit dem Netzschutz**
 - Eine Unterschreitung minimal zur Sicherung einer konzeptgemäßen Schutzauslösung erforderlicher Kurzschlussströme für die heute verwendeten Schutzeinrichtungen ist im Betrachtungszeitraum nicht zu erwarten. Zudem bestehen Empfindlichkeitsreserven im Schutzsystem, die mit entsprechenden Aufwendungen – bei nur lokaler Erfordernis auch mit geringen Vorlaufzeiten im Bereich von Monaten...2a – gehoben werden können, etwa durch Umrüstung des Reserveschutzes.
 - Forschungsbedarf besteht bei der Klärung der Frage, in welchem Umfang für die gezielte Nutzung von bei Einschaltung und Überregung von Transformatoren entstehenden

³ Fähigkeit des Systems, nach Großsignalanregungen, insbesondere Kurzschlüssen, wieder in einen stabilen Arbeitspunkt zurückzukehren. Instabilität kann sich dabei sowohl in einem Einbrechen der Spannungen (Aspekt der Spannungsstabilität) wie einem Auseinanderlaufen der Spannungswinkel (Winkelstabilität) zeigen, so dass mit diesem Begriff beide Phänomene erfasst werden.

Executive Summary

Oberschwingungen bei überwiegender Speisung aus den heute üblichen netzfolgenden umrichterbasierten Erzeugungsanlagen Maßnahmen ergriffen werden müssen.

- *Handlungsbedarf für regelmäßige, systemweite Untersuchungen ist nicht absehbar. Für eine aus technischer Sicht vorstellbare Vorgabe minimaler Kurzschlussstrombeiträge je Regelzone auf ENTSO-E-Ebene bestehen derzeit keine Indizien.*
- Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht
 - Mit dem Wegfall der Synchrongeneratoren und damit auch von Kohlekraftwerken vergrößern sich infolge der geringeren dynamischen Spannungsstützung die Spannungstrichter, solange keine entsprechenden Gegenmaßnahmen getroffen werden.
 - Eine Gefährdung der Systemstabilität analog zu der Sicht auf Erzeugungsanlagen, bei denen dies zur Einführung der LVRT-Fähigkeit geführt hat, ist derzeit nicht abzusehen, aufgrund der heute üblichen Störfestigkeiten von Verbrauchsgesetzen gegenüber Spannungseinbrüchen aber nicht auszuschließen.
 - *Grundsätzlich ist eine Lösung bei der Ursache auf Geräteebene anzustreben. Handlungsbedarf für regelmäßige, systemweite Untersuchungen würde nur dann in einem Übergangszeitraum bis zum Greifen neuer Gerätestandards entstehen, wenn das Problem messtechnisch deutlicher zu Tage tritt.*

Für die begleitenden Netzanalysen ergibt sich daraus das folgende Fazit:

- Kein StKW muss für die hier betrachteten Aspekte der Systemsicherheit und -stabilität zwingend am Markt gehalten werden.
- Höchstens aus der wirtschaftlichen Bewertung der Kosten für die Übernahme in die Netzreserve und dort entstehenden Abrufen gegenüber einem Weiterbetrieb am Markt könnte eine Aussetzung der Stilllegung resultieren. Allerdings sind tendenziell insbesondere Situationen mit hoher EE-Einspeisung aufgrund der dann auftretenden großen Transportentfernungen, der insgesamt und erst recht regional geringen im Synchronverbund betriebenen Schwungmasse und grundsätzlich der geringen Verfügbarkeit von Synchrongeneratoren als Quelle für dynamische Blindleistungsregelung und -stützung sowie Kurzschlussstrom kritisch. Zu diesen Zeitpunkten ist aber auch ein marktbasierter Einsatz des betrachteten StKW keineswegs gesichert.

Der abgeleitete Untersuchungsbedarf ist also vor allem im Rahmen der Systemrelevanzprüfungen zu beachten mit der Folge, dass Kohlekraftwerke in die Netzreserve aufgenommen werden könnten und im Bedarfsfall auch aus Gründen der Systemsicherheit und -stabilität eingesetzt würden.

Die Untersuchungen zu Alternativen zum Weiterbetrieb der StKW hinsichtlich der Realisierungszeiten sowie der Wirkung auf die als relevant eingestufteten Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte haben aufgezeigt, dass

Executive Summary

- derzeit direkt verfügbare Alternativen in einem Zeitraum von bis zu 6a realisierbar sind. Diese fallen demnach in den erweiterten Betriebsplanungshorizont und sollten dort regelmäßig durch die ÜNB geprüft werden. Dieser Zeitraum übersteigt zwar die etwa 30 Monate Vorlauf, mit der die Information über Zuschläge bzw. Anordnungen zu Stilllegungen von Steinkohlekraftwerken den ÜNB nach KVBG vorliegen, ein längerer Betrachtungshorizont ist aber geboten, da sonst keine Eingriffsmöglichkeit mehr besteht.
- viele Alternativen mit grundsätzlichem, systemischen Lösungspotenzial die Anpassung von Netzanschlussregeln oder Betriebskonzepten erfordern und somit nur mit größeren Realisierungszeiten von mindestens 4a oder – bei notwendigen Änderungen auf europäischer Ebene oder der Vereinbarungen mit Verbundpartnern – von mindestens 8a realisierbar sind. Dabei besteht oftmals auch noch Forschungsbedarf. Bis durch Änderungen von Anschlussregeln dann ein systemrelevanter Durchdringungsgrad von Anlagen mit den zugehörigen Eigenschaften erreicht wird, muss allerdings mit weiteren Verzögerungen im Bereich mehrerer Jahre gerechnet werden.
- netzbildende Umrichterregelungen aufgrund der Nachbildung des Verhaltens der Synchronmaschinen eine grundsätzliche, systemische Lösung für die entstehenden Herausforderungen bei der Systemsicherheit und -stabilität darstellen. Zur nachhaltigen Etablierung auf europäischer Ebene, die aufgrund der Synchronverbund-weiten Wirkung der netzbildenden Umrichterregelungen vor allem im Bereich der Frequenzhaltung und -stabilität geboten ist, ist als erster Schritt eine entsprechende Anpassung der EU Connection Network Codes anzustreben⁴. Noch erforderlicher Forschungsbedarf zur systemtechnischen Wirkung der Regelungen und der Interaktion untereinander sowie mit anderen Komponenten ist kein Hinderungsgrund, auf europäischer Ebene bereits jetzt tätig zu werden. Zum einen müssen die Fähigkeiten in den Network Codes dort grundsätzlich beschrieben werden, was auch bereits auf Basis der heutigen Erkenntnisse möglich ist. Zum anderen besteht mit der Vorgabe, dass die EU Connection Network Codes gemäß EU-Verordnung 2019/943 bis zum 1. Juli 2025 auf Überarbeitungsbedarf geprüft werden müssen, nun sowohl die Gelegenheit dazu als auch die Zeit, weitere Erkenntnisse aus der Forschung einfließen zu lassen. Die dringende Erforderlichkeit der Initiierung der Aufnahme von Inhalten zu netzbildenden Umrichterregelungen ist auch deshalb gegeben, weil innerhalb der durch die EU Connection Network Codes definierten Leitplanken die Ausgestaltung der nationalen Implementierung über VDE|FNN Anwendungsregeln erfolgen muss. Diese zwei Prozessstufen sind also im Kern sequentiell anzusetzen, so dass ein gesamter Zeitraum von

⁴ Dabei sind alle Komponenten einzubeziehen, bei denen eine umrichterbasierte Schnittstelle entsprechende Regelungen erlaubt und bei denen aus technischer Sicht und unter Beachtung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit Vorgaben sinnvoll sind. Insbesondere sind auch umrichterbasierte Verbrauchsgeräte, insbesondere Großverbraucher und damit auch Speicher im Ladezustand einzubeziehen.

Executive Summary

mindestens 8a bis zur Verfügbarkeit allgemeiner Vorgaben für einen flächendeckenden Einsatz anzusetzen ist.

Schließlich sind die angelaufenen Arbeiten der ÜNB zur Klärung offener Fragen auf ENTSO-E-Ebene, insbesondere zur Definition von Referenzfällen für die Auslegung der Notfallmaßnahmen zur Sicherung der Frequenzstabilität ebenso weiter zu verfolgen wie die Auswertung von Messdaten von betrieblichen Ereignissen zur frühzeitigen Detektion von Systemsicherheits- und -stabilitätsgefährdungen.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	I
Inhaltsverzeichnis	VIII
Abbildungsverzeichnis	XI
Tabellenverzeichnis	XIII
1 Hintergrund und Studienauftrag	1
1.1 Anforderungen aus dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG)	1
1.2 Methodisches Vorgehen.....	2
1.3 Studienauftrag und Struktur des Berichts.....	5
2 Systemsicherheits- und Systemstabilitätsaspekte.....	6
2.1 Diskussion der Anforderungen aus dem KVBG hinsichtlich des Studienauftrags.....	6
2.2 Anforderungen aus dem Synchronverbundbetrieb.....	6
2.3 Klassische Stabilitätsklassifikation	8
2.4 Erweiterungen bei umrichterbasierten Komponenten	16
2.5 Kurzschlussstromhöhe und -qualität	21
2.6 Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht.....	22
3 Kriterien zur Abgrenzung der in begleitenden Netzanalysen zu betrachtenden Aspekte	24
3.1 Hintergrund.....	24
3.2 Rolle der Synchrongeneratoren für Systemsicherheit und -stabilität	25
3.3 Grundsatzfragen und ihr Einfluss auf Stilllegung einzelner Kohlekraftwerke	27
4 Alternativen zum Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken.....	29
4.1 Einführung	29
4.2 Netzbildende Umrichterregelungen.....	29
4.3 Frequenzhaltung, Frequenzstabilität und Leistungspendelungen.....	31
4.4 Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität	33
4.5 Transiente Stabilität und Winkelstabilität verbleibender Synchrongeneratoren	34
4.6 Kurzschlussstromhöhe und -qualität	35
4.7 Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht.....	36

Inhaltsverzeichnis

4.8	Zusammenfassende Übersicht.....	37
5	Berechnungsverfahren und Modellierungsaspekte	39
5.1	Vorgehensweisen in Untersuchungen.....	39
5.1.1	Zeitbereiche dynamischer Vorgänge in elektrischen Netzen	39
5.1.2	Signalbereiche elektrischer Netze.....	39
5.1.3	Quasistationäre Methoden	40
5.2	Berechnungsverfahren	40
5.2.1	EMT-Simulation.....	40
5.2.2	RMS-Simulation	41
5.2.3	Eigenwertanalyse.....	42
5.2.4	Quasistationäre Berechnung.....	42
5.3	Modellierungsaspekte	44
5.3.1	Grundsätzliche Modelltiefen und -eigenschaften für Berechnungsverfahren... ..	44
5.3.2	Synchrongenerator.....	45
5.3.3	Komponenten mit umrichterbasierter Netzschnittstelle.....	47
5.3.4	Vertikale Lasten	50
5.4	Schlussfolgerungen.....	51
6	Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte in den begleitenden Netzanalysen	53
6.1	Erfassbarkeit durch Berechnungen und Simulationen	53
6.2	Einflussfaktoren auf Aspekte und Beeinflussung durch Synchrongeneratoren.....	54
6.3	Frequenzhaltung, Frequenzstabilität und Leistungspendelungen.....	56
6.4	Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität	60
6.5	Transiente Stabilität und Winkelstabilität verbleibender Synchrongeneratoren	63
6.6	Kurzschlussstromhöhe und -qualität	65
6.7	Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht.....	69
7	Zusammenfassung und Verortung notwendiger Untersuchungen	71
8	Glossar	76
9	Referenzen.....	81

Inhaltsverzeichnis

Anhang A: Einfluss des Ausstiegs aus der Kohleverstromung auf Momentanreserve und Frequenzminima nach ENTSO-E Referenz-Erzeugungsausfall	85
Anhang B: Einfluss des Ausstiegs aus der Kohleverstromung auf Leistungspendelungen im Synchronverbund Continental Europe	87
Anhang C: Einfluss des Ausstiegs aus der Kohleverstromung auf die transiente Stabilität ..	88
Anhang D: Erkenntnisse zu realisierbaren Empfindlichkeiten der Schutzeinrichtungen in Übertragungsnetzen	91
Anhang E: Abschätzung der Kosten für verschiedene Optionen zur Bereitstellung von Kurzschlussstrom	93
Anhang F: Erläuterungen und Erkenntnisse zur Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht.....	95

Abbildungsverzeichnis

Bild 2-1:	Ableitung der Bewertungskriterien zur Einhaltung der Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität.....	12
Bild 2-2:	Beschreibung und Abgrenzung der Spannungshaltung von der Langzeit-Spannungsstabilität	13
Bild 5-1:	Zeitbereiche dynamischer Vorgänge in elektrischen Netzen, angelehnt an [28].....	39
Bild 5-2:	Elemente in Komponenten mit leistungselektronischer Netzschnittstelle	47
Bild 5-3:	Prinzipieller Aufbau einer Strom-Vektorregelung.....	48
Bild 5-4:	Vergleich von Messdaten zweier Wind-Erzeugungseinheiten mit Simulationsergebnissen mit generischem IEC 61400-27-1 Modell, entnommen aus [34].....	49
Bild 6-1:	Anzuwendende Berechnungsverfahren und Wirkungsbereiche für die betrachteten Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte.....	53
Bild 6-2:	Vergleich des minimalen Kurzschlussstroms im Jahr 2011 und 2033 [43]...	66
Bild A-1:	Veränderung der rotierenden Masse in Continental Europe durch den Kohleausstieg: Jahresdauerlinien ausgehend von den Bedarfsanalysen 2018 t+1.....	85
Bild A-2:	Methodisches Vorgehen zur Bestimmung des Einflusses der Schwungmasse der Kohlekraftwerke auf die Frequenzhaltung bei bekanntem, nicht-konzeptgemäßen Verhalten von Erzeugungsanlagen (Stand der im Bild erwähnten Ecofys-Studie auch in [45] verwendet).....	86
Bild A-3:	Frequenzminima bei Untersuchung gemäß Bild A-2	86
Bild B-1:	Einfluss des Ausstiegs aus der Kohleverstromung auf die Moden für Leistungspendelungen für einen Netznutzungsfall aus den BA2018 t+1 mit hoher Einspeisung aus Kohlekraftwerken.....	87
Bild C-1:	Simulationsergebnis zur transienten Simulation: Zeitverlauf der Winkeländerungen zum stationären Vorzustand an ausgewählten Netzknoten.....	90
Bild C-2:	Simulationsergebnis zur transienten Simulation: Zeitverlauf der Spannungsbeträge an ausgewählten Knoten.....	90

Abbildungsverzeichnis

Bild C-3:	Simulationsergebnis zur transienten Simulation: Zeitverlauf der Spannungsbeträge an ausgewählten Knoten vor und nach Installation zusätzlicher rotierender Phasenschieber.....	90
Bild F-1:	Schematische Darstellung der Spannungstrichterausdehnung bei unterschiedlicher Kurzschlusspeisung (angelehnt an [14]).....	95
Bild F-2:	Visualisierung des Spannungstrichters im Übertragungsnetz. Szenarien: Stand 2015 mit Kernkraftwerk (KKW), Prognose am Netz verbleibender Kraftwerke 2022 mit KKW, Stand 2015 ohne KKW, Prognose am Netz verbleibender Kraftwerke 2022 ohne KKW [14].....	97
Bild F-3:	Auswirkung der vollständigen dynamischen Netzstützung am Beispiel des Szenarios 2015 und Prognose 2022 aus [14].....	98

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1:	Alternativen zum Weiterbetrieb von StKW für die Aspekte Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität.....	34
Tabelle 4-2:	Matrix der alternativen Maßnahmen zum Weiterbetrieb von StKW und ihrer Wirkung auf Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte	38
Tabelle 5-1:	Bestandteile aktiver Netzelemente mit leistungselektronischer Netzschnittstelle.....	47
Tabelle 5-2:	Beispiele der Modellierung aktiver Netzelemente mit leistungselektronischen Netzschnittstellen	48
Tabelle 6-1:	Qualitative Darstellung der Einflussfaktoren auf betrachtete Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte sowie Einfluss von Synchrongeneratoren	55
Tabelle 6-2:	Steckbrief für die Aspekte Frequenzhaltung und Frequenzstabilität	59
Tabelle 6-3:	Steckbrief für die Aspekte Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität	62
Tabelle 6-4:	Steckbrief für den Aspekt transiente Stabilität	64
Tabelle 6-5:	Steckbrief für den Aspekt transiente Winkelstabilität verbleibender Synchrongeneratoren	65
Tabelle 6-6:	Steckbrief für den Aspekt minimaler Kurzschlussstrom.....	68
Tabelle 6-7:	Steckbrief für den Aspekt Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht.....	70
Tabelle C-1:	Einsatz von Kohlekraftwerken in Szenarien zur Bewertung der transienten Stabilität.....	88
Tabelle D-1:	Empfindlichkeit der Schutzeinrichtungen im Übertragungsnetz und realisierbare Verbesserungen [27].....	92
Tabelle E-1:	<i>Bandbreite leistungsspezifischer Kosten für die Blindleistungsbereitstellung für thermische Dauergrenzströme (aus [43], [25], [50] und Erfahrungswerte)</i>	<i>93</i>

1 Hintergrund und Studienauftrag

1.1 Anforderungen aus dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG)

Das am 14.8.2020 inkraftgetretene Gesetz zur Reduzierung zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG) [1] verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelverantwortung (ÜNB) in §34(1), dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und der Bundesnetzagentur (BNetzA) bis zum 31. Dezember 2020 das Ergebnis einer langfristigen Netzanalyse vorzulegen. Diese langfristige Netzanalyse muss hinsichtlich der Auswirkungen der Reduzierung der Stein- und Braunkohleverstromung folgende Inhalte aufweisen:

- Aus technischer Sicht werden – der üblichen Strukturierung der Systemdienstleistungen folgend – die Aspekte Bewirtschaftung von Netzengpässen, Frequenzhaltung, Spannungshaltung und die Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus genannt. Versorgungssicherheit als Sicherung des marktbasierend herstellbaren Gleichgewichts von Erzeugung und Entnahme ist nicht Teil der Aspekte, da deren Monitoring gemäß §52 EnWG nicht den ÜNB obliegt.
- Geplante Maßnahmen sind bei der Bewertung ebenso einzubeziehen wie mögliche alternative Maßnahmen zum Weiterbetrieb von Steinkohlekraftwerken (StKW).

Hieraus ergeben sich als Ziele der langfristigen Netzanalyse die Diskussion möglicher Gefährdungen der Systemsicherheit und Systemstabilität⁵ durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung mit samt der Einschätzung, ob diese Gefährdungen im Betrachtungszeitraum bis 2038 zu erwarten sind, sowie die systematische Analyse und Darstellung von Abhilfemaßnahmen, mit denen auf einen ansonsten gebotenen Weiterbetrieb von StKW verzichtet werden kann. Die im KVBG aufgeführte technischen Aspekte werden dabei so verstanden, dass umfassend sämtliche Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte zu behandeln sind.

Ferner dient die langfristige Netzanalyse gemäß §34(1) KVBG als Grundlage für das Monitoring der Versorgungssicherheit nach §51 EnWG [3] durch die BNetzA sowie der Festlegung von Kriterien für die Rechtsverordnung nach §60(2) KVBG durch das BMWi. In dieser bis spätestens zum 31. März 2021 zu erlassenen Rechtsverordnung muss der Maßstab festgelegt werden, nach dem die BNetzA die Anordnung der gesetzlichen Reduzierung der StKW – also

⁵ Die in §34(1) KVBG aufgeführten technischen Aspekte beinhalten sowohl die Einhaltung stationärer als auch dynamischer Grenzen für Ströme, Spannungen und Frequenz, wie sie bei Ausgleichsvorgängen zwischen stationären Betriebszuständen oder in Folge eines Fehlers auftreten. In dieser Studie werden die Begriffe Systemsicherheit – mit der Orientierung auf stationäre Grenzwerte – und Systemstabilität – mit dem Fokus auf dynamische Grenzwerte – verwendet.

in der spätestens ab 2031 startenden Phase – aussetzt. Die dafür im KVBG verankerten, durchzuführenden begleitenden Netzanalysen mit dem Fokus auf den notwendigen Weiterbetrieb einzelner StKW müssen mindestens alle zwei Jahre, erstmalig spätestens bis zum 31. März 2022 durchgeführt werden. Im Gegensatz zu der langfristigen Netzanalyse sind hier also konkrete Untersuchungen für einen kurzfristigeren Betrachtungshorizont durchzuführen. Als Ergebnis der begleitenden Netzanalysen kann insbesondere die Anordnung einer gesetzlichen Stilllegung von StKW gemäß der Reihenfolge nach §29(5) KVBG – also in der spätestens ab 2031 startenden Phase – ausgesetzt werden. Daher ist bereits in allen obigen Sätzen jeweils nur der Fokus auf die StKW gelegt. Außerdem wäre die Aussetzung einer Stilllegung mit der Notwendigkeit des Verbleibs der betrachteten StKW im Markt zu begründen. Eine Prüfung auf Systemrelevanz gemäß §13b EnWG [3] ist davon unbenommen. Die begleitenden Netzanalysen sollen zudem von den ÜNB zu übermittelnde alternative Maßnahmen einbeziehen.

Der Zielsetzung des KVBGs zum Ausstieg aus der Kohleverstromung folgend sind die aus Sicht der Systemsicherheit und -stabilität entstehenden Kosten für Alternativen von untergeordneter Bedeutung. Dies wurde auch bei Gesprächen mit dem BMWi im Rahmen der Studienbearbeitung bestätigt. Zudem ist zu erwarten, dass viele Maßnahmen im weiteren Verlauf der Realisierung der Energiewende ohnehin erfolgen müssen, nun durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung (lediglich) beschleunigt eingeführt werden müssen. Daher erfolgen in dieser langfristigen Netzanalyse keine Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.

1.2 Methodisches Vorgehen

Die langfristige Netzanalyse erfordert gemäß den Ausführungen in Abschnitt 1.1 eine einmalige ex-ante Bewertung der Folgen des Kohleausstiegs bis 2038 für Systemsicherheit und -stabilität. Für einen derart langen Zeitraum lassen sich konkrete Untersuchungsfälle mit einer hinreichenden Eintrittswahrscheinlichkeit, die eine belastbare Ableitung von Aussagen für den Einzelfall ermöglichen, aus folgenden Gründen nicht angeben:

- Die Stilllegungsreihenfolge der StKW ergibt sich erst aus den im KVBG beschriebenen Prozessen (Ausschreibung, gesetzliche Reihenfolge).
- Der zu einem bestimmten Zeitpunkt erzielte Netzausbaufortschritt ist vorwiegend aufgrund des Verlaufs der Genehmigungsprozesse nicht sicher angebar, der Zeitraum über 2035 hinaus ist zudem durch den aktuellen Netzentwicklungsplan gar nicht erfasst.
- Die Transportaufgabe des Übertragungsnetzes als Überlagerung aus lokaler Entwicklung von Verbrauch, Erzeugung und Speicherung sowie des europäischen Strommarkts – dazu gehören die Entwicklung von Verbrauch, Erzeugung und Speicherung im Ausland, die zudem von vielen nationalen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängt –

ebenfalls Unsicherheiten unterworfen. Zudem ergeben sich durch das an vielen Grenzen notwendige Engpassmanagement im Transportnetz Wechselwirkungen mit den durch den Strommarkt bestimmten Leistungsflüssen.

- Die technische Entwicklung für Netzbetriebsmittel wie für die Einrichtungen auf Kundenseite (Verbrauchsgeräte, verwendete Netzschnittstellen und deren Regelung für Erzeugungsanlagen und Speicher) kann für einen solchen Zeitraum nicht eindeutig abgeschätzt werden. Damit verbunden ist die Entwicklung der Netzanschlussregeln und gegebenenfalls gesetzlicher Regelungen als Voraussetzung, weiteres die Systemsicherheit und -stabilität erhöhendes Verhalten für den ÜNB nutzbar zu machen.

Der grundsätzlich bei langfristigen Bewertungsaufgaben anwesenden Unsicherheiten wird oftmals – so auch bei der Ermittlung des Netzentwicklungsplans (NEP) – durch die Betrachtung verschiedener Szenarien begegnet. Bei der Bewertung der Ergebnisse für die einzelnen Szenarien kann – soweit bekannt – deren Eintrittswahrscheinlichkeit berücksichtigt werden. Eine Anwendung dieser Methode auf die langfristige Netzanalysen ist aber aus folgenden Gründen nicht möglich:

- Das Bewertungsziel müsste die Relevanz einzelner StKW für Systemsicherheit und -stabilität darstellen. Dies erfordert aufgrund der auch in der Region ihres Netzanschlusses entstehenden technischen Folgen konkrete Betrachtungen.
- Die Vielzahl der oben angeführten Einflussfaktoren führt zu einer ebenso großen Vielzahl von Szenarien mit wechselseitiger Beeinflussung, so dass eine ex-ante Betrachtung, wenn nicht unmöglich, so doch mindestens ineffizient wird.
- Im Gegensatz zum NEP ist nicht nur die Betrachtung von Zielzuständen zu wenigen definierten Zieljahren erforderlich, sondern eine fortlaufende Betrachtung in engen Zeitfenstern (KVBG: Ausschreibungstermine jährlich, bei den Anordnungsterminen für die gesetzliche Reduzierung sind aufgrund der Zielvorgaben und üblichen Kraftwerkblockgrößen keine längeren Zwischenräume zu erwarten). Dies erhöht die Unsicherheit und damit die Anzahl zu betrachtender Szenarien, zumal die Wechselwirkung mit den weiteren oben genannten Aspekten zu berücksichtigen ist.

Das KVBG begegnet diesem Umstand, indem mit dem Instrument der begleitenden Netzanalysen ein weiterer Prozess etabliert wird. Für diesen Prozess mit einem Horizont weniger Jahre sind nicht nur die geschilderten Unsicherheiten genauer abzuschätzen, sondern können auch konkrete Randbedingungen mit einbezogen werden, die sich erst nach detaillierterer Planung ergeben. Dazu gehören insbesondere Netzschwächungen während Umbau- und Ausbaumaßnahmen im Netz. Auch die Notwendigkeit des Einbezugs von sogenannten „Exceptional Contingencies“ kann für derartige Zeithorizonte besser bestimmt werden.

Daraus ergibt sich für die langfristige Netzanalyse die Aufgabe grundsätzlicher Betrachtungen anstelle konkreter Untersuchungen zur Ermittlung der Auswirkungen einer fortlaufenden Reduzierung der Kohleverstromung. Ausgangspunkt sind dabei die bisher bekannten und absehbaren Herausforderungen, wie sie mit dem Wegfall der konventionellen Kraftwerke mitsamt der dort installierten Synchrongeneratoren derzeit und nach eigener Expertise zu erwarten sind. Dabei kann grundsätzlich auf eine Vielzahl von wissenschaftlichen Untersuchungen verwiesen werden, von denen in diesem Bericht jeweils exemplarisch nur wenige direkt zur Begründung herangezogen werden. Ferner werden einzelne ergänzenden Untersuchungen der ÜNB zur Verdeutlichung der Herausforderungen eingebracht. Es sei betont, dass diese angesichts der obigen Ausführungen nicht den Anspruch haben können, eine konkrete zukünftige Situation abzubilden.

Da die langfristige Netzanalyse die Grundlage für die anzuwendenden Kriterien für die Aussetzung der gesetzlichen Stilllegung eines StKW gemäß der Rechtsverordnung nach §60(2) KVBG bieten soll, ist für die als relevant eingestuft Aspekte der Systemsicherheit und -stabilität der technische Bewertungsprozess genauer zu beschreiben. Dies erfolgt in dieser Studie durch die Ableitung von Steckbriefen, in denen auf anzuwendende Verfahren, ergebniskritische Modellierungsfragen und Bewertungskriterien eingegangen wird.

Da die gemäß Abschnitt 1.1 darzustellenden Alternativen mit ihren typischen Realisierungszeiten den Betrachtungszeitraum der begleitenden Netzanalysen bestimmen, sind diese Zeiten auszuweisen. Um die frühzeitige Realisierung von Alternativen mit zwar langer Realisierungszeit, aber besonders umfassender und nachhaltiger Wirkung zu begründen, sind die Alternativen entsprechend zu analysieren.

1.3 Studienauftrag und Struktur des Berichts

Zusammenfassend ergeben sich somit aus dem KVBG an die langfristige Netzanalyse die folgenden Fragestellungen:

- Bei welchen Aspekten der Systemsicherheit und Systemstabilität ist durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung grundsätzlich, sowie der Stilllegung bestimmter StKW im Besonderen im Zeitraum bis 2038 eine Gefährdung zu erwarten?
- Welche Alternativen zum Weiterbetrieb der StKW sind verfügbar oder in der Entwicklung und welche Realisierungszeiten sind damit verbunden?
- Welche Berechnungsmodelle und -verfahren sind in den begleitenden Netzanalysen anzuwenden und welche Kriterien sind an die Ergebnisse als Bewertungsmaßstab anzulegen?

Daher werden im folgenden Abschnitt 2 umfassend Systemsicherheits- und Systemstabilitätsaspekte beschrieben, die in der wissenschaftlichen Literatur sowie Untersuchungen der ÜNB in der letzten Dekade behandelt werden. Aus dieser Liste wird in Abschnitt 3 unter Beachtung der Fragestellung, inwieweit diese Aspekte durch die Stilllegung der StKW und damit dem Wegfall von Synchrongeneratoren besonders beeinflusst werden, sowie unter Beachtung weiterer Kriterien eine Auswahl für die weitere Diskussion getroffen. Abschnitt 4 behandelt Alternativen zum Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken und ordnet diese hinsichtlich Realisierungszeiten sowie Wirkung auf die als relevant eingestuftes Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte ein. Als Ergebnis wird zudem abgeleitet, ob für jeden relevanten Aspekt grundsätzlich technische Alternativen zur Verfügung stehen. In Abschnitt 5 werden als Vorbereitung auf die im nächsten Abschnitt 6 abgeleiteten Handlungsleitfäden anzuwendende Berechnungsverfahren und kritische Modellierungsanforderungen dargestellt. Für jeden der im Zusammenhang mit der Stilllegung der Kohlekraftwerke als relevant erachteten Aspekt erfolgt ein Abschnitt 6 eine Darstellung, wie diese aus derzeitiger Sicht zu berechnen sind und wie Ergebnisse eingeordnet werden sollten. Der Bericht endet mit einer Zusammenfassung und einer Verortung der Untersuchungen in bestehende und durch das KVBG definierte Prozesse.

2 Systemsicherheits- und Systemstabilitätsaspekte

2.1 Diskussion der Anforderungen aus dem KVBG hinsichtlich des Studienauftrags

Die Bewirtschaftung von Netzengpässen durch Redispatch ist Bestandteil der täglichen Betriebs- und Betriebsplanungspraxis der ÜNB. Für die Ermittlung systemrelevanter Kraftwerke und die Festlegung der Netzreserve gemäß §13d EnWG und der Netzreserveverordnung im Hinblick auf Redispatcherfordernisse existiert mit den sogenannten Bedarfsanalysen ein langjährig angewendeter, stetig weiterentwickelter und bewährter Prozess. Die in den Bedarfsanalysen angewendeten Verfahren zur Leistungsflussoptimierung (Optimal Power Flow) zur Einhaltung insbesondere von Grenzwerten für quasistationäre Ströme sind auch bei der BNetzA bekannt und bewährt. Daher ist dieser Prozess im KVBG in den §§ 18, 26 und 37 als Regulativ zum Stilllegungsprozess bei StKW aus Netzsicht ebenfalls verankert. Die bisher durchgeführten Bedarfsanalysen mit einem Ausblick über den eigentlichen Festlegungszeitraum hinaus weisen bis Winter 2024/25 einen Netzreservebedarf von etwa 8 GW aus, der gegenüber dem aktuellen Bedarf steigt [5]. Der Bedarf korreliert stark mit der Realisierung von Netzverstärkungsmaßnahmen, hinzu kommen die weiteren in Abschnitt 1.2 angesprochenen Unsicherheiten im Betrachtungszeitraum des Ausstiegs aus der Kohleverstromung. Die weitere Erfordernis zur Betrachtung des Redispatchbedarfs ist also durch Verankerung im KVBG vorgegeben und durch die bisherigen Vorausberechnungen belegt. Die ÜNB fertigen zudem eine Untersuchung für das Jahr 2028 an. Daher wird der Aspekt des Engpassmanagements in dieser Studie nicht weiter im Detail diskutiert.

Der Einfluss der StKW auf Versorgungswiederaufbaukonzepte wird von den ÜNB in einer besonderen Studie behandelt. Daher wird dieser Aspekt der Systemsicherheit und -stabilität im weiteren Verlauf der Studie nicht behandelt.

2.2 Anforderungen aus dem Synchronverbundbetrieb

Das deutsche Übertragungsnetz befindet sich im Synchronverbund Continental Europe innerhalb der ENTSO-E. Der sichere und stabile Betrieb des Synchronverbundes sowie der HVDC-Konnektoren mit anderen Synchronverbänden innerhalb der ENTSO-E erfordert die Vereinbarung und Einhaltung von Betriebs- und Planungsgrundsätzen. Für den Erhalt einiger wichtiger systemstützender Fähigkeiten gab es in der Vergangenheit keinen Regelungsbedarf, sofern diese sich ohne zusätzlichen Aufwand aus den natürlichen Eigenschaften der angeschlossenen Betriebsmittel, insbesondere der Kraftwerke mit Synchrongeneratoren ergaben. Mit dem Wandel zu umrichterbasierter Erzeugung hat sich das Systemverhalten bereits geändert, der Ausstieg aus der Kohleverstromung verstärkt diese Entwicklung. Auch zukünftig muss sich

Deutschland solidarisch im Synchronverbund in die Systemstützung einbringen. Vor allem bei den Aspekten Bereitstellung von Kurzschlussleistung und Momentanreserve erfolgt sowohl die gemeinsame Stützung im Synchronverbund, als auch bisher keine besondere Regelung zu treffen war. Demnach kann für diese Aspekte auch die Festlegung von Mindestbeiträgen auf ENTSO-E-Ebene nicht ausgeschlossen werden. Eine hinreichende Beteiligung ist aber auch unabhängig von einer formalen Regelung geboten, da damit gleichzeitig grundlegende Voraussetzungen für die Beherrschung einer Systemauftrennung und für einen effizienten Netzwiederaufbau geschaffen werden.

Aus den bereits bestehenden Regelungen ergebe sich die folgenden technischen Anforderungen:

- Im Rahmen der Frequenzhaltung und -stabilität, für die der Nutzen eines Synchronverbund vom Ursprung her der Grund für seine Bildung war, erfolgt eine gemeinsame Stützung der Frequenz bei Bilanzabweichungen durch die vorhandene sogenannte Momentanreserve aus rotierenden Massen im Synchronverbund sowie die pro-rata in den einzelnen Regelzonen vorgehaltenen gesamten FCR [6]. Die danach in der die Leistungsabweichung verursachende Regelzone zu aktivierenden Reserveleistungsklassen aFRR und mFRR sind in ihrer Zeitverzögerung und Dynamik auf die vorherigen Prozesse abgestimmt. Änderungen an diesem Schema für die Frequenzhaltung erfordern also jeweils eine Anpassung im gesamten Synchronverbund mit entsprechenden umfangreichen Abstimmungen, mindestens die Neuverhandlung von [6].
- In [6] haben ÜNB innerhalb Continental Europe ist ein Referenzszenario eines plötzlich auftretenden Leistungsbilanzdefizits von 3 GW definiert, in denen die Frequenz ein bestimmtes Band nicht verlassen darf, um keine Maßnahmen für besondere Notfälle wie den LFDD (ab und unter 49 Hz) auszulösen. Darauf basierend ist derzeit die FCR direkt dimensioniert. Die Vorhaltung der entsprechenden Reserven für diese Referenz entspricht in dieser Studie der Frequenzhaltung. Bei über diese Referenz hinausgehenden Leistungsabweichungen kann definitionsgemäß die vorgehaltene Regelleistungsreserve die Frequenzbänder des Normalbetriebs nicht einhalten und sind weitere Maßnahmen erforderlich. Die Einhaltung frequenzbezogener Grenzwerte für Ereignisse, die über das Referenzszenario für die FCR hinausgehen, wird in dieser Studie mit Maßnahmen zur Sicherung der Frequenzstabilität bezeichnet. Das Referenzszenario und die abgeleitete Unterscheidung sind bei der Bewertung des Ausstiegs aus der Kohleverstromung zu berücksichtigen.
- In weiteren Rahmenvereinbarungen zum Betrieb der Übertragungsnetze finden sich entsprechend weitere Vorgaben, die bei der Bewertung der Auswirkungen des Ausstiegs aus der Kohleverstromung zu beachten sind. Insbesondere enthalten die maßgebende

europäische Vereinbarung [4] und die nach deren Maßgabe entwickelten Dokumente [2] und [7] folgende grundsätzliche Vorgaben:

- die Verpflichtung zur situationsbezogenen Berücksichtigung von Exceptional Contingencies bei der Bewertung der Systemsicherheit und -stabilität.
- die Verpflichtung, die Spannungshaltung und Spannungsstabilität im eigenen Netz mit eigenen Blindleistungsquellen zu gewährleisten. Dies resultiert in einer weitgehenden Vermeidung integraler Blindleistungsaustausche zwischen verschiedenen Regelzonen.
- die Vermeidung von Kaskaden nach Störungsereignissen mit überregionaler Auswirkung, insbesondere in andere Regelzonen hinein.

Die koordinierte Vorhaltung von Wirkleistungsregelreserve mit in der Folge vergleichbarer Produkte in den einzelnen Ländern erlaubte die Einführung des IGCC. Hier manifestiert sich zusätzlich, dass Änderungen der Produkte der Regelleistung aufwendige Abstimmungen und damit einen großen zeitlichen Vorlauf erfordern.

2.3 Klassische Stabilitätsklassifikation

Unter Stabilität versteht man die Fähigkeit eines Elektroenergiesystems ausgehend von einem bestimmten Anfangsbetriebszustand nach einer physikalischen Störung wieder einen Betriebsgleichgewichtszustand zu erlangen, wobei die meisten Systemvariablen so begrenzt sind, dass praktisch das gesamte System intakt bleibt [8]. Zur Definition einer hinreichenden Robustheit des Systems werden aus Risikoerwägungen innerhalb des Übertragungsnetzes unterschiedliche Klassen physikalischer Störungen mit jeweils unterschiedener erlaubter Auswirkung behandelt [2] [9]:

- sogenannte auslegungsrelevante oder normative Störungen dürfen zu keinerlei Funktionsbeeinträchtigungen führen.
- sogenannte exceptional/out of range contingencies (s. Abschnitt 2.2) sollen mit Hilfe von dafür vorgehaltenen besonderen Rettungsmaßnahmen nicht zum Systemzusammenbruch führen. Dabei ist bereits eine kaskadierende Fortsetzung von Effekten, etwa von Schutzauslösungen, als Zeichen des Stabilitätsverlustes zu werten.

Die Stabilitätsfrage ist aus Sicht des Systems im Wesentlichen ein einziges Problem, obgleich sich die zur Instabilität führenden physikalischen Prozesse voneinander unterscheiden. Die Komplexität des Problems (und die hohe Dimensionalität der Zustandsgleichungen, die das System beschreiben) macht es erforderlich, unterschiedliche Phänomene möglichst getrennt voneinander zu untersuchen, um die Untersuchungen effizient zu gestalten. Dies ist für wesentliche Fragestellungen zulässig, weil gegenseitige Wechselwirkungen häufig vernachlässigbar sind. Dadurch werden die Analyse der anstehenden Probleme unter Verwendung von problemspezifischen Details in der Systemmodellierung und der Einsatz von geeigneter

Analysetechniken möglich. Zudem wird die Identifizierung von physikalischen Vorgängen, die zur Instabilität beitragen, und die Entwicklung von Maßnahmen zur Verbesserung des stabilen Betriebs erleichtert. Demzufolge ist es etablierte Praxis, entsprechend des dominierenden physikalischen Vorganges, in dem sich der Vorgang ereignet, die Stabilitätsphänomene in Winkel-, Spannungs- und Frequenzstabilität zu unterteilen und zusätzlich die Zeitdauer, in denen sich eine Instabilität auswirken könnte, zu berücksichtigen.

▪ **Transiente Winkelstabilität**

Der Begriff transiente Winkelstabilität befasst sich mit der Eigenschaft einzelner oder mehrerer Synchrongeneratoren im Verbundbetrieb sowohl bei Laständerungen als auch bei Kurzschlüssen mit anschließender selektiver Abschaltung im Synchronismus zu bleiben. Bei Betrachtung größerer Netzbereiche mit hoher Erzeugung gilt dies analog auch für diese. Die Fähigkeit der Generatoren oder von Netzbereichen mit hoher Einspeisung, unter stationären Bedingungen im Synchronlauf zu beharren, wird statische Stabilität genannt. Die statische Stabilitätsuntersuchung beantwortet demnach die Frage nach der Existenz stationärer Arbeitspunkte in Abhängigkeit vom Belastungszustand des Netzes unter Berücksichtigung weiterer Betriebsgrößen wie der Ausgangsspannung des Spannungsreglers.

Nach einer Großstörung im Netz wie einem Kurzschluss mit anschließender Fehlerklärung durch den Netzschutz kehren die Generatoren in den Synchronbetrieb zurück, wenn die während der Beschleunigungsphase aufgenommene kinetische Energie und damit die Polradwinkel einen bestimmten Grenzwert nicht überschreiten. Die Fähigkeit der Generatoren, nach plötzlichen Leistungsänderungen im Anziehungsbereich des Synchronismus zu bleiben oder nach dem Ende des Ausgleichsvorganges in den Bereich zurückzukehren, wird als transiente Winkelstabilität bezeichnet.

Eine Charakterisierung der Güte der transienten Winkelstabilität ist mit der kritischen Fehlerdauer, bei der Synchrongeneratoren gerade noch im Synchronismus bleiben, oder mit dem maximalen Polradwinkel nach einer Fehlerdauer, die bereits als kritisch eingeschätzt wird, möglich. Für die Messung des Polradwinkels muss eine geeignete Referenz, z. B. ein großer Generator oder ein fiktiver Punkt wie der Center Of Angle (COA), gewählt werden.

Mit dem zunehmenden Einsatz erneuerbarer Energieerzeugung und ihrer Integration in das Netz nimmt die Anzahl der Synchronmaschinen im Netz stetig ab. Die transiente Winkelstabilität ist deshalb die Stabilität der verbliebenen Synchrongeneratoren bzw. des von ihnen geformten Netzteils zu verstehen. Wenn keine Synchrongeneratoren mehr verwendet werden, besteht für diese Komponenten auch nicht mehr die Gefahr klassischer transienter Winkelinstabilität. Allerdings ahmen netzbildende Umrichter (Abschnitt 4.2) das Verhalten von

Synchronmaschinen in einem bestimmten Umfang nach. Das Auftreten von Effekten vergleichbarer Wirkung im System mit netzbildenden Umrichtern ist noch Forschungsgegenstand.

Umrichterbasierte Einspeisungen verfügen über einige Eigenschaften, die einerseits den dynamischen Charakter des Netzes verändern und somit Einfluss auf die transiente Winkelstabilität nehmen. Andererseits verfügen sie auch über neue, bisher nicht bekannte Möglichkeiten, die bei richtiger Nutzung einen positiven Effekt auf die transiente Stabilität haben können.

Eine wichtige Eigenschaft heute verwendeter umrichterbasierter Einspeisungen ist, dass sie über keine Trägheit wie die Synchrongeneratoren verfügen. Die Veränderung der von ihnen eingprägten Spannung hängt nur von der Reaktionszeit der Regelung inklusive Messfilter und der heute zumeist verwendeten PLL ab. Im ersten Augenblick unmittelbar nach einem Netzkurzschluss bleibt zwar diese treibende Spannung bestehen, sie wird jedoch in Millisekunden so eingestellt, dass einerseits keine Überlastung der Halbleiter auftritt und andererseits, wenn möglich, der gewünschte Wirk- und Blindstrom gespeist wird. Der Umrichter passt sich somit innerhalb weniger Millisekunden einem Amplituden- und Phasensprung auf der Netzseite an und die inhärente Trägheit der Synchronmaschine fehlt fast vollständig. Durch diese Eigenschaft ist die synchronisierende Wirkung der Umrichter auf einzelne Synchrongeneratoren praktisch nicht vorhanden.

Heute verwendete Umrichter können aber die Wirk- und Blindleistung (Wirk- und Blindstrom) unabhängig voneinander und in der für sie typischen schnellen Reaktionszeit stellen. Wenn diese Möglichkeit ausgenutzt und entsprechende Reglerfunktionen implementiert werden, so können Umrichter auf die transiente Stabilität durch Stützung der Spannung und Reduzierung der Wirkleistung verbessernd wirken.

▪ Spannungshaltung und Spannungsstabilität

Spannungshaltung beschreibt die Einhaltung vorgegebener Spannungsbänder für bestimmte determinierte Netznutzungsfälle. In einem elektrischen Netz sind dafür hinreichend viele und verteilte Blindleistungsquellen notwendig. Da nur einzelne Zustände ohne Übergangsdynamiken betrachtet werden, ergibt sich aus der Spannungshaltung der Bedarf statischer Quellen und die Dimensionierung kann mit quasistationären Berechnungsmethoden (s. Abschnitt 5.1.3) erfolgen.

Unter Spannungsstabilität wird die Fähigkeit eines Stromversorgungssystems verstanden, die Spannungen an allen Knoten im System nach Last- oder Erzeugungsänderungen oder nach einer Störung stabil zu halten. Eine eventuelle Spannungsinstabilität ist eine Folge unzureichender dynamischer Blindleistungsregelung im System. Ein Ausfall einer großen Erzeugungseinheit oder eines großen Übertragungskorridors hat besonders kritische Auswirkungen auf die Spannungsstabilität. Wenn keine lokalen Blindleistungsreserven zur Verfügung stehen, kann die Spannung auf ein Niveau absinken, das im schlimmsten Fall zu kaskadierenden Schutzauslösungen, zur Abschaltung von Erzeugungseinheiten oder ganzen Netzgebieten oder zum Systemzusammenbruch führt. Der Rückgang der spannungsgeregelten Blindleistungseinspeisung aus konventionellen Synchrongeneratoren, der vermehrte Einsatz von Lasten mit Umrichter-Schnittstellen, die Ausnutzung der Übertragungsleitungen bis zu höher dimensionierten Belastungsgrenzen wirken sich ungünstig auf die Spannungshaltung und Stabilität aus [10].

Die Spannungsstabilität wird wie folgt unterteilt [8]:

- je nach betrachteter Anregung in die Kleinsignal- und die Großsignal-Spannungsstabilität.
- je nach Zeitdauer der zu betrachtenden Effekte in Langzeit- und Kurzzeit-Spannungsstabilität.

In Bezug auf Übertragungsnetze ist die Unterscheidung je nach Zeitdauer am treffendsten, da

- die Langzeit-Spannungsstabilität in engem Zusammenhang mit der Blindleistungsbilanz des Übertragungsnetzes steht. Darunter fällt nach [8] auch die Spannungshaltung, in dieser Studie wird damit aber die dynamische Regelung der Spannung im Kleinen genannt. Vom naheliegenden Begriff der Kleinsignal-Spannungsstabilität wird abgesehen, da die hierunter fallenden betriebsüblichen Anregungen bereits so groß sind, dass sie eine Linearisierung nicht mehr zulassen (s. Abschnitt 5.1.2).
- die Spannungsstabilität nach sehr großen Anregungen, insbesondere Fehler, sich im Kurzzeitbereich entscheidet, also die Kurzzeit-Spannungsstabilität als Begriff gewählt werden

könnte. Da sich nach Fehlern die Effekte auf Spannungsbeträge und Winkel in ihrer endgültigen Wirkung überschneiden, wird dafür der Begriff transiente Stabilität verwendet.

Grundsätzlich ist sowohl bei Spannungshaltung als auch Langzeit-Spannungsstabilität das Ziel, den Systemzusammenbruch durch Erreichen der physikalischen statischen Spannungsstabilitätsgrenze zu vermeiden. Der physikalische Effekt illustriert sich in sogenannten „Nasenkurven“, die in Bild 2-1 für eine einzelne, im Stich betriebene Leitung dargestellt wird, der am Ende die Leistung P_{Last} entnommen wird. Dies führt klassischerweise wie eingangs bei der Spannungshaltung angeführt, zur Definition minimal einzuhaltender Betriebsspannungen, so dass ein ausreichender Abstand von der Stabilitätsgrenze bei U_{Kollaps} gewährleistet ist. Auf weitere Kriterien wird in Abschnitt 6.4 anhand von Bild 2-1 genauer eingegangen. Die Festlegung minimaler Spannungen ist aber auch vor allem deshalb geboten, um bei niedrigen Spannungen (deutlich) vor Erreichen der Spannungsstabilitätsgrenze greifende Auslösungen des Eigenschutzes von Komponenten, die zusätzlich auf das System einwirken, zu vermeiden. Schnell regelbare Blindleistung an den Leitungsenden trägt dazu bei, eine nach Störungen auftretende Spannungsabsenkung und damit Verringerung des Abstands zur Stabilitätsgrenze zügig auszuregulieren sowie die Spannung schnell wieder in übliche Betriebsbereiche zu führen, in denen keine Schutzauslösungen zu erwarten sind.

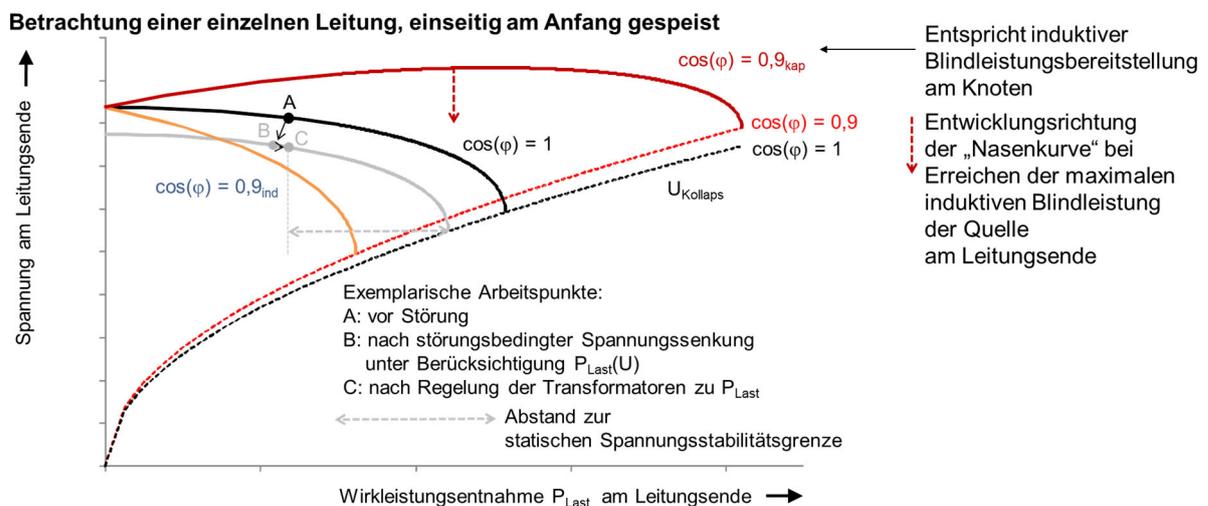


Bild 2-1: Ableitung der Bewertungskriterien zur Einhaltung der Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität

Bild 2-2 verdeutlicht den Unterschied in Menge und Dynamik der bereitzustellenden Blindleistung zwischen Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität. Ein Pfad zwischen zwei determinierten Netznutzungsfällen zu den Zeitpunkten t_1 und t_2 bestimmt einen Teil des Bedarfs an schnell regelbarer Blindleistung. Dabei kann nicht unterstellt werden, dass der Übergang zwischen zwei Zeitpunkten ohne ein zwischenzeitliches Überschwingen erfolgen wird,

da sich – etwa zum Fahrplanwechsel – komplexe Dynamiken im Leistungsfluss auf einzelnen Leitungen ergeben können. Aufgrund der im linken Teil des Bildes dargestellten quadratischen Abhängigkeit des Blindleistungsbedarfs von Leitungen (und Transformatoren) von der Strombelastung erhöht sich mit der überstrichenen Belastungsbandsbreite der erforderliche regelbare Blindleistungsbedarf überproportional. Zusätzlich muss der Unterschied zwischen dem Blindleistungsbedarf im Normalbetrieb sowie nach Störungen (in Bild 2-2 nach Ausfall einer anderen Leitung unterstellt) durch dynamische Blindleistung ausregelbar sein. Bei bereits im Normalbetrieb hoch ausgelastetem Netz ist nach Ausfällen mit einer weiteren Erhöhung der Leitungsauslastung und damit einem überproportionalen Anstieg des dynamischen Blindleistungsbedarfs zu rechnen. Die transiente Stabilität betrachtet den Zeitbereich unmittelbar nach Störungseintritt bis zum Erreichen eines neuen stationären Zustands nach Fehlerklärung.

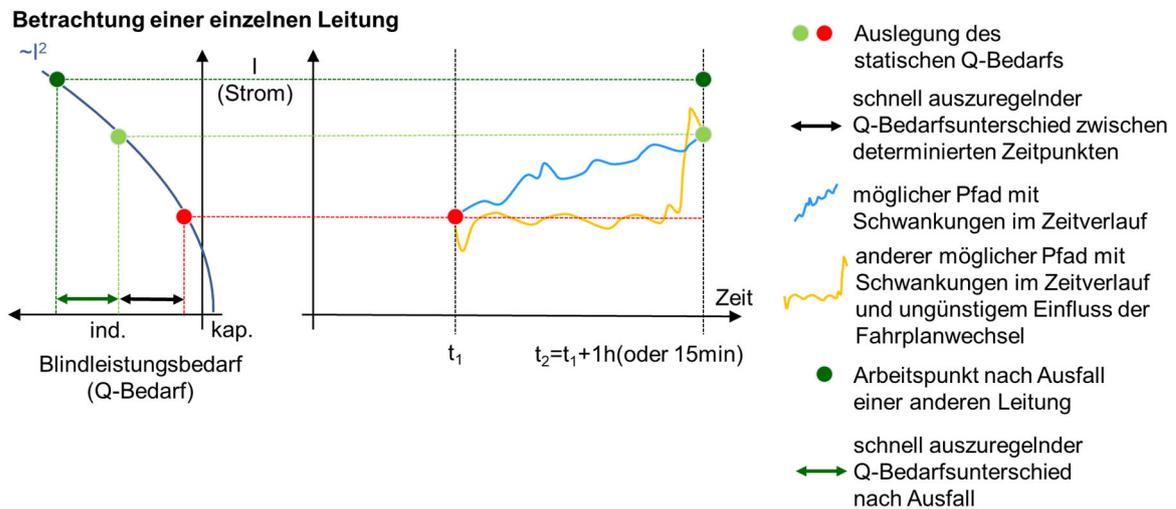


Bild 2-2: Beschreibung und Abgrenzung der Spannungshaltung von der Langzeit-Spannungsstabilität

▪ Oszillatorische Stabilität

Die Kleinsignalstabilität bezeichnet die Fähigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems, den Synchronismus gegenüber kleinen Störungen aufrecht zu erhalten. In Bezug auf Synchroneratoren ist in realen Elektrizitätsversorgungssystemen die oszillatorische Instabilität infolge unzureichender Dämpfung von Systemschwingungen ein mögliches Problem. Falls in den zukünftigen Netzen keine Synchroneratoren mehr genutzt werden, dann erscheint dieses Problem zunächst nicht mehr existent. Der Effekt umrichterbasierter Erzeugungsanlagen auf den ggf. noch verbliebenen Rest von Synchroneratoren wird von der Antwort auf folgende Fragen bestimmt:

- Welche Synchroneratoren werden durch Umrichter ersetzt bzw. an welcher Stelle im Netz speisen die Umrichter ein? Durch den Wegfall von Synchroneratoren verändert sich das Schwingungsprofil des Netzes. Durch neue Einspeisepunkte im Netz mit Umrichtern ändert sich auch der Lastfluss, was ebenfalls Auswirkungen auf das elektromechanische Schwingungsprofil haben kann.
- Welchen Einfluss selbst haben die Umrichterregler auf die kritischen elektromechanischen Schwingungen? Da die Umrichter Frequenzen bis zu einigen 100 Hz bzw. mit der Takt- und Abtastfrequenz bis zu einigen kHz erfassen, ist davon auszugehen, dass *klassische strombasierte Umrichterregelungen* mit ihren schnellen Reglern die im Vergleich sehr langsamen elektromechanischen Schwingungen von 0,2-2,0 Hz kaum beeinflussen werden. Diese Umrichter werden die Leistungseinspeisung unabhängig von den Schwingungen im Netz konstant halten. Die Spannungsregelung wird zwar reagieren, aber praktisch trägheitsfrei. Eine Anfachung von elektromechanischen Schwingungen durch den Umrichter ist nur bei Fehlparametrierung bzw. bei ungünstigen Reglerstrukturen vorstellbar. Für *netzbildende Umrichterregelungen* (s. Abschnitt 4.2) ist eine Trägheit der geregelten Spannung für andere Stabilitätsgesichtspunkte (Momentanreserve, instantane dynamische Blindleistungsbereitstellung, etc.) gewünscht und für diese Aspekte im zukünftigen System eine grundlegende Alternative zum Betrieb von Synchroneratoren. Allerdings ist es damit möglich, dass die netzbildenden Umrichter sehr wohl Einfluss auf die oszillatorische Stabilität in den aufgeführten niedrigen Frequenzbereichen aufweisen. Dies ist aktuell Forschungsgegenstand (s. auch Abschnitt „Transiente Winkelstabilität“ in diesem Kapitel). Andererseits können große Umrichter (z. B. HGÜ-Umrichter) sehr gut für die Dämpfung dieser Schwingungen eingesetzt werden. Im Gegensatz zu Synchroneratoren ist es hier möglich, sowohl den Wirk- als auch den Blindleistungskanal für PSS-Funktionen zu nutzen.

Als Fazit kann eine generelle Aussage über den Einfluss umrichterbasierter Erzeugungsanlagen auf die elektromechanische oszillatorische Stabilität noch nicht getroffen werden.

▪ **Frequenzstabilität**

Ein Frequenzstabilitätsproblem tritt auf, wenn die Netzfrequenz das technisch zulässige Band verlässt. Dies kann passieren nach großen Leistungsbilanzstörungen wie Ausfall von Erzeugungseinheiten oder Abtrennung von großen Teilen der Verbraucherlast. Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren verfügen zusammen mit den angeschlossenen Turbinen oder Motoren über große rotierende Masse (Inertia), die zunächst das Leistungsdefizit durch Speisung von mehr oder weniger Leistung „abfedert“. Dies geht natürlich zu Lasten der Drehzahl und somit der Netzfrequenz. Dabei wirkt in Synchrongeneratoren die magnetische Flussverketung, die sich nicht sprungartig ändern kann. Damit bleibt die treibende Spannung auch nach einer plötzlichen Zustandsänderung im Netz zunächst unverändert und wirkt somit der netzseitigen Änderung entgegen. Als Ergebnis kompensiert diese inhärente Eigenschaft von Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren das Leistungsungleichgewicht instantan, d.h. ohne die Information aus einem Messsignal oder Verzögerungen durch Eingreifen einer Regelung. Damit wird gleichzeitig der Gradient der Frequenzänderung begrenzt, so dass Zeit für die Aktivierung von Gegenmaßnahmen gewonnen wird, vor allem der FCR. FCR selbst kann als auf der Netzfrequenz basierende Regelung von jeder verfügbaren Quelle (Erzeugungsanlagen unterschiedlicher Technologie, Speicher, Verbraucher mit entsprechender Flexibilität) erbracht werden. Sie wird zudem ebenso wie aFRR und mFRR marktbasiert beschafft, so dass – selbst bei einem Anstieg der vorzuhaltenden Reserve infolge höherer witterungsabhängiger Erzeugungsleistung – von einer Deckung dieser für die Frequenzhaltung vorgesehenen Reserven auszugehen ist. Sehr wohl besteht durch die rotierende Masse von Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren ein direkter Einfluss auf die Dynamik, mit der sich die Frequenz ändert. Bei gleicher Regelungsdynamik resultieren bei geringerer rotierender Masse höhere Maxima der Frequenzabweichungen auch im Bereich der Frequenzhaltung. Bei über Referenzszenarien hinausgehenden Ereignissen sind zur Sicherung der Frequenzstabilität besondere Maßnahmen erforderlich, die bei Über- bzw. Unterfrequenz den Wirkleistungsüberschuss bzw. -mangel abbauen. Dabei werden im Synchronverbund Continental Europe derzeit folgende Mechanismen eingesetzt:

- **Überfrequenz**
 - Wirkleistungsanpassungen bei Erzeugungsanlagen, Speichern und von Netzkunden als steuerbar angebotene Verbrauchseinrichtungen ab einer Frequenz von üblicherweise 50,2 Hz (LFSM-O)
- **Unterfrequenz**
 - Wirkleistungsanpassungen bei Erzeugungsanlagen, Speichern und von Netzkunden als steuerbar angebotene Verbrauchseinrichtungen ab einer Frequenz von üblicherweise 49,8 Hz (LFSM-U).

- LFDD ab einer Frequenz von 49 Hz

Die Forderungen für LFSM-O und LFSM-U gelten – mit Ausnahme der LFSM-O für Erzeugungsanlagen und Speicher im Einspeisebetrieb – erst mit Einführung der neuen Netzanschlussregeln seit 2018.

Der Umrichter als Netzschnittstelle bei heute verwendeter klassischer Regelung verstellt die eingeprägte Spannung in wenigen Millisekunden und passt sich so den neuen Netzkonditionen an. Eine Leistungsänderung – sofern durch einen Energiespeicher „hinter dem Umrichter“ ermöglicht – erfolgt praktisch nicht. Eine gewisse Ausnahme stellt der DFIG mit der direkten Netzkopplung dar. Jedoch ist die Zeitkonstante der Veränderung der treibenden Spannung im DFIG wesentlich kleiner als bei Synchrongeneratoren, so dass dieser Effekt weniger ausgeprägt ist. Bei allen Windenergieanlagen ist die Drehzahl des Generators durch die Umrichtersteuerung von der Netzfrequenz weitestgehend entkoppelt. Deshalb ist eine inhärente Netzstützung aus der rotierenden Masse, wie es bei Synchrongeneratoren der Fall ist, hier nicht gegeben.

2.4 Erweiterungen bei umrichterbasierten Komponenten

Die zunehmende Verbreitung der umrichterbasierten Komponenten (UBK) führt zu neuen Problemstellungen bezüglich der Stabilität des Stromnetzes. Dies ist auf das unterschiedliche dynamische Verhalten von UBK im Vergleich zu den konventionellen Synchrongeneratoren sowie den möglichen Wechselwirkungen zwischen UBK zurückzuführen.

Zusätzlich zu den drei Stabilitätsklassen wurden daher in [11] zwei weitere Stabilitätskategorien eingeführt, nämlich Resonanzstabilität und konvertergetriebene Stabilität

▪ Resonanzstabilität

Bei Resonanzstabilität handelt es sich um eine sub-synchrone Resonanz (SSR) zwischen einer Serienkompensation im Übertragungsnetz und:

- (i) den mechanischen Torsionsmodi der Turbinen-Generator-Welle oder
- (ii) den elektrischen Parametern des Generators.

Während ersteres eine Wechselwirkung zwischen einer Serienkompensation und den mechanischen Oszillationsmodi ist, ist letzteres eine rein elektrische Resonanz, die auch als Induktionseffekt (IGE) bezeichnet wird. Somit sind die beiden Aspekte der Resonanzinstabilität auf Torsionsresonanz und elektrische Resonanz zurückzuführen.

- Torsions-SSR

Torsions-SSR ist ein Zustand, in dem das Netz signifikante Energie mit einem oder mehreren der natürlichen sub-synchronen Torsionsmodi der kombinierten Turbinen-Generator-Welle austauscht. Diese Schwingungen können auch durch das Zusammenspiel der Torsionsmodi eines elektrisch nahe gelegenen Turbinen-Generator-Sets mit schnell wirkenden Regelungen von HGÜ-Leitungen, statischen VAr-Kompensatoren (SVCs), statischen Synchronkompensatoren (STATCOM) und Netzstabilisatoren (PSS) entstehen. In diesem Fall wird die Resonanz mit geräteabhängiger SSR (DDSSR: „device dependent SSR“) bezeichnet. Die Schwingungen können schwach gedämpft, nicht gedämpft oder negativ gedämpft und somit wachsend sein. Der letztere Fall kann eine Gefahr für die Unversehrtheit der Turbinengeneratorwelle darstellen.

- Elektrische SSR

Elektrische SSR können in Form einer Selbsterregung auftreten, beispielsweise zwischen einer Serienkompensation im Netz und einem doppelt gespeisten Induktionsgenerator (DFIG), der direkt ans Netz angeschlossen ist. Wenn der Kompensationskondensator mit der Ersatzinduktivität des Induktionsgenerators einen Resonanzkreis bildet, besteht die resultierende Impedanz des Stromkreises lediglich aus einem negativen Widerstand. Wenn dieser negative Widerstand den positiven Widerstand des Netzes bei oder nahe den Resonanzfrequenzen überschreitet, ist eine SSR die Folge. Die somit entstehende Resonanz führt in erster Linie zu überhöhten Strom- und Spannungswerten, die die Bauteile sowohl innerhalb der Generatoren als auch im Übertragungssystem überlasten können. Es ist auch möglich, dass die dadurch entstehenden elektrischen Drehmomente zu einer mechanischen Beschädigung von Bauteilen im Turbinen-Generator-Set (z. B. Getriebe) führen können.

Es sollte betont werden, dass das zugrundeliegende Phänomen eine instabile und rein elektrische Resonanz zwischen dem Serienkondensator und der effektiven Reaktanz des Induktionsgenerators ist, und dass der resultierende Widerstand in der Schaltung aufgrund der Wirkung der Regelung negativ wird. Es gibt andere elektrische Resonanzen, die möglicherweise im System auftreten können. Ein solches Beispiel ist die Ferroresonanz, die zwischen der Magnetisierungsreaktanz eines Transformators und der Serienkapazität auftritt. Auch können sich durch die verteilten Induktivitäten und Kapazitäten klassische Resonanzen im Netz ausbilden, bei deren Anregung sich unerwünschte Spannungs- und Stromeffekte ausbilden. Mit der Errichtung von Kabelstrecken verringern sich aufgrund der hohen Kapazitäten der Kabel die Resonanzfrequenzen, so dass die Gefahr klassischer Resonanzeffekte steigt.

▪ Konvertergetriebene Instabilität

Das dynamische Verhalten von UBK unterscheidet sich grundlegend von dem Verhalten herkömmlicher Synchrongeneratoren aufgrund der Umrichter-Schnittstelle zum Netz. Eine typische UBK basiert auf Regelstrukturen und -algorithmen mit unterschiedlichen Reaktionszeiten. Das breite Spektrum der Regler-Reaktionszeiten in UBK führen zu gegenseitigen Wechselwirkungen sowohl mit der elektromechanischen Dynamik von Maschinen als auch mit den elektromagnetischen Transienten des Netzes, was zu instabilen Schwingungen des gesamten Systems über einen weiten Frequenzbereich führen kann.

Instabilitätsphänomene mit relativ niedrigen Frequenzen (typischerweise weniger als 10 Hz) werden als langsam und Phänomene mit relativ hohen Frequenzen (bis in den kHz-Bereich) als schnell bezeichnet.

- schnelle Interaktion

Schnelle konvertergetriebene Instabilitäten können Stabilitätsprobleme verursachen, die aus der dynamischen Wechselwirkung zwischen den Reglern von UBKs einerseits und den Komponenten des Netzes mit schnellen Reaktionszeiten wie der Übertragungsleitung, dem Stator von Synchrongeneratoren oder anderen leistungselektronischen Betriebsmitteln andererseits resultieren.

(i) Harmonische Instabilität

Wechselwirkungen zwischen den schnellen inneren Stromreglern von UBK und passiven Systemkomponenten im Netz können hochfrequente Schwingungen auslösen, die typischerweise im Bereich von Hunderten von Hz bis zu mehreren kHz liegen. Dieses Phänomen wird als harmonische Instabilität bezeichnet. Es umfasst ein breites Schwingungsspektrum im Hochfrequenzbereich und kann zu Resonanz- und Multiresonanzproblemen führen. Diese Instabilität kann durch aktive Dämpfungsstrategien verhindert und/oder abgeschwächt werden.

(ii) Instabilität als Folge von hochfrequenten Interaktionen

Mehrere Umrichter in unmittelbarer Nähe zueinander können Wechselwirkungen erzeugen, die zu Multiresonanzspitzen führen. Sie können auch durch hochfrequente PWM in UBKs verursacht werden, die Parallel- und Serienresonanzen in Verbindung mit LCL-Leistungsfilttern oder parasitären Leitungskapazitäten auslösen können. Die Resonanz in einem Umrichterfilter kann auch durch die Regelung des Umrichters selbst oder durch Wechselwirkungen mit Reglern in der Nähe ausgelöst werden. Die gegenseitige Wechselwirkung zwischen den Regelkreisen netzgekoppelter Umrichter kann ebenfalls zu hochfrequenten Schwingungen führen. Aufgrund der Schnelligkeit der inneren Stromregelung in UBKs sind auch Wechselwirkungen

möglich, die durch die Kopplung zwischen den Umrichtern und den Energiespeicherelementen im Netz ausgelöst werden.

(iii) Instabilität verursacht durch virtuelle Synchronmaschine

Regler virtueller Synchronmaschinen, können bei hoher UBK-Durchdringung supersynchrone Stabilitätsprobleme aufgrund von Wechselwirkungen mit Umrichterregelungen verursachen. Die Wahrscheinlichkeit ist aber gering. Es ist zu beachten, dass dies derzeit ein aktives Forschungsthema ist.

- Instabilitäten als Folge von langsamen Interaktionen

Zu den langsamen umrichtergetriebenen Instabilitäten gehören systemweite Instabilitäten, die durch langsame Wechselwirkungen zwischen den Reglern von UBK und weiteren langsamen Regelungen entstehen können. Diese Effekte sind nicht exklusiv mit der Verwendung von UBK verbunden, da sie auch heute, etwa zwischen Reglern von Transformatorenstufenstellern und anderen klassischen spannungsregelnden Komponenten auftreten können. Mit den Regelungen in den UBK kommt aber eine neue Komponente hinzu, die bei der auch heute erforderlichen Abstimmung der Regelungen untereinander zu beachten ist.

(i) Wechselwirkung zwischen Umrichtern und Netz

Niederfrequente Schwingungen in Energiesystemen mit UBKs können in einer Vielzahl von Interaktionsformen zwischen den Reglern der Umrichter und anderen Systemkomponenten auftreten. Die äußeren (Leistungs- und Spannungs-) Regelkreise und die PLL von UBKs können z.B. zu instabilen niederfrequenten Schwingungen führen. Die Kurzschlussleistung im Anschlusspunkt von UBKs hat einen wesentlichen Einfluss auf die Stabilität von niederfrequenten Schwingungen. Bisher ermittelte mögliche Schwingungsfrequenzen liegen zwischen 20 Hz und 40 Hz abhängig von den Betriebsbedingungen des Systems. In Stromversorgungssystemen mit sehr niedrigen Kurzschlussleistungen können wachsende niederfrequente Schwingungen entstehen. Weitere Faktoren, die die Niederfrequenzschwingungen in schwachen Netzen beeinflussen, sind die installierte Leistung des UBK sowie die Regelstrategien und Parameter der Umrichter.

(ii) Instabilität eines schwachen Systems

Die Fähigkeit der UBK-PLL, sich bei nahegelegenen Fehlern mit dem Netz zu synchronisieren, kann in schwachen Netzen eine extreme Herausforderung darstellen. Es hat sich gezeigt, dass dieses Phänomen damit zusammenhängt, dass die PLL effektiv eine negative Admittanz parallel zur Eingangsadmittanz des Systems einführt. Wenn die PLL versucht, große Winkeländerungen während Transienten in schwachen Netzen schnell zu verfolgen, kann diese effektive Admittanz zu einem falschen Winkelwert führen, der die Eingangsgröße zum inneren

Stromregler ist. Daher kann der resultierende Strom mit der falschen Phasenlage, der vom UBK eingespeist wird, zu einer weiteren Spannungs- und Winkelabweichung und damit zu Instabilität führen. Soweit eine PLL verwendet wird, kann dieser Effekt klassische und netzbildende Umrichterregelungen betreffen. Mögliche Lösungen dazu sind eine abgestimmte Verringerung der Verstärkung der PLL- und des inneren Stromreglers, die Einführung zusätzlicher äußerer Regelschleife oder die Erhöhung der Spannungssteifigkeit des Netzes am Anschlusspunkt (z.B. durch Einbau von Phasenschiebern). Dieses Phänomen kann also durch lokale Maßnahmen, insbesondere an den Regelungen, vermieden werden.

(iii) Instabilität aufgrund der Leistungsübertragungsgrenze

UBKs, die mit schwachen Netzen verbunden sind, können durch Stabilitätsgrenzen Einschränkungen bei der Leistungsübertragung erfahren. Der Instabilitätsmechanismus ergibt sich aus der Tatsache, dass die Umrichterregelung ihren Phasenwinkel anpasst, um die erzeugte Leistung zu exportieren, wobei sie gleichzeitig versucht, die Spannung konstant zu halten. Wenn die erzeugte Leistung das Maximum übersteigt, das übertragen werden kann, hört das Gleichgewicht auf zu bestehen und der Phasenwinkel nimmt weiter zu, was zu Instabilität führt. Eine andere Form der maximalen Leistungsübertragungsgrenze kann auftreten, wenn der Umrichter auf seine Stromgrenze stößt, z.B. wenn der Umrichter versucht, die Klemmenspannung unter ungünstigen Netzbedingungen zu regeln.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass eine Vielzahl möglicher Wechselwirkungen zwischen UBK sowie mit Synchrongeneratoren auftreten kann. Die Erfassung erfordert jeweils eine sehr detaillierte Modellierung der Regler. Einige dieser Effekte sind im europäischen Übertragungsnetz kaum zu erwarten, da mit einer engen Vermaschung geringe Netzimpedanzen vorherrschen und Serienkompensationen bisher nicht eingesetzt werden. Sollten im Rahmen lastflussteuender Maßnahmen zukünftig Serienkompensationen zum Einsatz kommen, sind auch die beschriebenen Wechselwirkungen zu untersuchen. Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass [11] die bisher aus Betrieb und Forschung weltweit bekannten Phänomene umfassend zusammenfasst, was im Hinblick auf das Auftreten im deutschen Netz noch Forschungsbedarf erfordert.

2.5 Kurzschlussstromhöhe und -qualität

Kurzschlüsse im Betrieb stellen einen Fehlerfall dar, bei welchem der Normalbetrieb durch eine elektrisch leitende Verbindung einer oder mehrerer Phasen untereinander oder mit dem Erdpotential gestört ist. Hierdurch kann ein Stromkreis geschlossen werden, der eine wesentlich geringere Impedanz als im Normalbetrieb aufweist. Der plötzliche Abfall der Impedanz resultiert bei im Netz vorhandenen Spannungsquellen in einem Stromfluss, der in der Regel deutlich höher als der Normalbetrieb ausfällt. Im Gegensatz zu Verteilungsnetzen mit teilweise anderer Sternpunktbehandlung sind in Höchstspannungsnetzen mit der dort verwendeten niederohmigen Sternpunkterdung auch beim einpoligen Fehler hohe Kurzschlussströme möglich. Fehler in elektrischen Netzen sind grundsätzlich hinreichend schnell durch geeignete Schutztechnik abzuschalten, um etwaige Personengefährdungen auszuschließen. Bei hohen, kurzschlussartigen Fehlern kommt noch der Schutz des Betriebsmittels vor die Bemessung überschreitende Belastungen hinzu.

Unmittelbar ergibt sich daraus das Kriterium der Stromhöhe, um einen Kurzschluss zu erkennen und damit als Anregung der Schutzorgane zu nutzen. Hierfür ist für eine sichere Detektion eine ausreichend hohe Differenz zwischen Betriebsstrom und minimal auftretendem Kurzschlussstrom erforderlich. Ausschließlich auf der Stromhöhe basierende Schutzkonzepte finden sich im Übertragungsnetz heute nur noch vereinzelt in einer Funktion als Reserveschutz. Üblicherweise werden heute im Übertragungsnetz neben dem Differentialschutz – dieser insbesondere bei Transformatoren und im Schaltanlagenbereich – vorwiegend sogenannte Distanzschutzeinrichtungen vor allem für den Leitungsschutz eingesetzt. Dabei wird die von einem Schutzorgan aus gemessene Impedanz überwacht und bei Unterschreiten von Grenzbereichen eine Schutzabschaltung ausgelöst. Da bei der Messung der Impedanz sowohl Strom- als auch Spannungsmessungen einfließen, sind die minimal erforderlichen Kurzschlussströme bei diesem Schutzkonzept deutlich geringer.

Bedingungen für minimale Kurzschlussströme sind nicht nur für die Hauptschutzeinrichtungen, sondern auch für die oben bereits angesprochenen Reserveschutzeinrichtungen erforderlich, mit denen ein mögliches Versagen der Schutzeinrichtungen sowie des davon ausgelösten Leistungsschalters abgefangen werden muss. Der Leistungsschalterversagerschutz erfordert dabei aufgrund des üblichen Verzichts auf die Installation mehrerer Leistungsschalter in Serie zwangsläufig eine ortsfremde Reserve, was ebenfalls minimale Kurzschlussströme für die sichere Erkennung der Fehlersituation erfordert.

Die oben angesprochenen erforderlichen Spannungsquellen werden vor allem durch die Konstanz der magnetischen Flussverkettungen in elektrischen Maschinen hervorgerufen, was insbesondere die Synchrongeneratoren als Kurzschlussstromquellen im Übertragungsnetz

wirken lässt. Durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung verringert sich deren Zahl, so dass die bestehenden Schutzkonzepte auf ihre gebotene Funktion hin zu prüfen sind.

Vorwiegend zur Stabilitätsförderung durch Spannungsstützung während der Kurzschlussdauer und zur Begünstigung einer schnellen Spannungswiederkehr nach Fehler ist in den letzten Jahren die vollständige dynamische Netzstützung durch Einspeisung eines induktiven Blindstroms für umrichterbasierte Erzeugungsanlagen in den Netzanschlussregeln vereinbart worden. Diese liefern damit auch einen Beitrag zum Kurzschlussstrom. Allerdings steht dieser nach den heutigen Forderungen nicht unverzögert an, sondern muss mit vordefinierten maximalen An- (30 ms) und Einschwingzeiten (60 ms) zur Verfügung gestellt werden [12]. Dies entspricht konzeptionell dem, was mit den heutigen strombasierten Regelungsverfahren für die umrichterbasierten Erzeugungseinheiten realisierbar ist. Damit ändert sich der dynamische Verlauf des Kurzschlussstroms, da bei generatornahen Kurzschlüssen der Kurzschlussstrombeitrag der Synchrongeneratoren eine genau gegenläufige, nämlich abnehmende Tendenz des Betrags des Kurzschlussstromes aufweist. Die verwendeten Schutzkonzepte sind also darauf zu prüfen, ob im Zeitverlauf des Kurzschlussstroms weiterhin eine konzeptgemäße Anregung erfolgt.

Zusätzlich ist der Aspekt der Qualität des Kurzschlussstromes zu nennen. Durch den vermehrten Einsatz von Leistungselektronik und Halbleiterbauelementen haben die Bauteile mit nicht-linearem Verhalten im Netz zugenommen. Hierdurch nimmt der Anteil an Oberschwingungen im Netz weiter zu. Mit der Zunahme umrichterbasierter Erzeugungsanlagen wird diese Problematik auch im Zusammenhang mit der Kurzschlussstromspeisung relevant. Gewisse Schutzorgane werden gezielt Oberschwingungen im Normalbetrieb zur Unterdrückung der Schutzfunktion aus. Als Beispiel ist die Blockierung des Transformator-Differentialschutzes zu nennen. Hierbei werden gezielt die 2. und 5. Harmonische ausgewertet um den Betriebszustand des Trafos beim Einschalten oder Übererregung zu detektieren. Im Kurzschlussfall darf die Schutzfunktion nicht durch hohe Oberschwingungen im Kurzschlussstrom überbrückt werden. Zudem dürfen Umrichter die Ausbildung der durch Einschaltungen und Übererregung verursachten Oberschwingungen nicht durch Regelungen oder Filtereinrichtungen unterbinden.

2.6 Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht

Bei einem Kurzschluss bricht die Spannung im Kurzschlussknoten ein. Somit bildet der Kurzschlussort den Punkt der niedrigsten Spannung im Netz. Der durch die entsprechenden Quellen bereitgestellten Kurzschlussstrom verursacht Spannungsfälle an den Netzimpedanzen bis zum Kurzschlussort, so dass sich ein Spannungstrichter mit dem Kurzschlussort als Zentrum ausbildet (s. Anhang F).

Die Ausdehnung des Spannungstrichters hängt von der Lage und den Eigenschaften der auf den Kurzschluss speisenden Erzeugungsanlagen ab. Im Fehlerfall können Synchrongeneratoren ein Vielfaches ihres thermischen Dauer-Bemessungsstroms einspeisen, während die Stromeinspeisung aus Umrichtern auch im Fehlerfall ihren Bemessungsstrom nicht wesentlich überschreiten darf [13]. Im Rahmen des Kohleausstiegs werden immer weniger Synchrongeneratoren im Netz zur Verfügung stehen, während voraussichtlich die Anzahl der umrichterbasierten Erzeugungsanlagen zunehmen wird. Als Folge ergibt sich eine Ausdehnung des Spannungstrichters [14].

Die Problematik ist im Hinblick auf die systemstabilitätsgefährdenden Folgen einer großen Abschaltung von Erzeugungsleistung in einem Spannungstrichter durch Einführung der LVRT-Eigenschaft für umrichterbasierte Erzeugungsanlagen und Speicher behandelt. Für Verbrauchseinrichtungen wird in [14] auf die dort ebenfalls mögliche Gefährdung der Systemstabilität hingewiesen. Dies gilt umso mehr, als dass in den vorhandenen Normen für Verbrauchsgeräte keine Störfestigkeiten für tiefe Spannungseinbrüche nach Kurzschlüssen mit Dauern realisierbarer minimaler Fehlerklärungszeiten definiert sind. Heute wird ein Wegfall großer Verbrauchsleistungen nach Kurzschlüssen in systemtechnisch relevanter Höhe nicht festgestellt. Dennoch ist nicht auszuschließen, dass mit ausgedehnteren Spannungstrichtern die bei Spannungseinbruch wegfallende Verbrauchsleistung anwächst. Spätestens, wenn diese die für die Auslegung der Wirkleistungs-Frequenz-Regelung im Verbundsystem vorgehaltenen Reserven überschreitet, entsteht eine Gefährdung der Systemstabilität.

3 Kriterien zur Abgrenzung der in begleitenden Netzanalysen zu betrachtenden Aspekte

3.1 Hintergrund

Nicht alle der in Abschnitt 2 abgeleiteten Aspekte der Systemsicherheit und -stabilität sind in den begleitenden Netzanalysen zu betrachten. Da diese die Zielstellung haben, eine eventuell erforderliche Aussetzung der Reihenfolge in der gesetzlichen Reduzierung der Steinkohleverstromung (s. Abschnitt 1.1) zu analysieren, ergeben sich folgende Leitplanken für die Abgrenzung der in den begleitenden Netzanalysen zu betrachtenden Aspekte:

- Mit den StKW verschwinden auch deren Synchrongeneratoren aus dem System. Daher sind nur solche Aspekte zu behandeln, bei denen Synchrongeneratoren einen Einfluss ausüben. Daher wird die Rolle der Synchrongeneratoren für Systembetrieb und -stabilität in Abschnitt 3.2 dargestellt.
- Als Ersatz der Eigenschaften von Synchrongeneratoren werden derzeit intensiv sogenannte netzbildende Umrichterregelungen mit dem Fokus auf den Einsatz in umrichterbasierten Erzeugungsanlagen und Speichern diskutiert und wissenschaftlich untersucht. Mit dem weiteren Ausbau der installierten Leistungen in Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, aber auch durch Einsatz bei HGÜ und STATCOM ist Potenzial zur Ausbringung dieser netzbildenden Umrichterregelungen vorhanden. Daher ist zu analysieren, ob und in welchem Umfang sie wegfallende Synchrongeneratoren ersetzen können (Abschnitt 4.2).
- Der Wegfall von Synchrongeneratoren im Prozess der Energiewende ist keine exklusiv mit dem KVBG entstandene Herausforderung. Allerdings stützen die im KVGB vorgesehenen Entschädigungszahlungen die Annahme, dass sich der Prozess gegenüber einem marktgetriebenen Ausstieg beschleunigt. Die mit dem Wegfall der Synchrongeneratoren aufkommenden Grundsatzfragen für Systemsicherheit und insbesondere Systemstabilität sind also einerseits unabhängig vom Ausstieg aus der Kohleverstromung zu lösen, werden aber andererseits in der erforderlichen Lösungsdynamik davon berührt. Dieses Verhältnis wird in Abschnitt 3.3 dahingehend diskutiert, ob Aspekte mit grundsätzlichen Herausforderungen dennoch Gegenstand der begleitenden Netzanalysen sein können.

Als Grundvoraussetzung für die Notwendigkeit, einen Aspekt der Systemsicherheit und -stabilität in den begleitenden Netzanalysen zu betrachten, müssen zudem die folgenden Kriterien erfüllt sein:

- die Erwartung, dass ein Aspekt in der Entwicklung im Betrachtungszeitraum bis 2038 kritisch zu bewerten ist und damit Gegenmaßnahmen erfordern wird; dabei sind die

technischen Eigenschaften des deutschen Übertragungsnetzes mit seiner engen Vermaschung und vergleichsweise geringen elektrischen Entfernungen ebenso zu beachten wie die Systemeigenschaften des Synchronverbunds Continental Europe. Diese Kriterien werden in der Diskussion der Einzelaspekte in Abschnitt 6 berücksichtigt.

- eine hinreichende Bewertungsgrundlage, die
 - entweder eine grundsätzliche Erfassbarkeit durch Berechnungen und Simulationen ebenso voraussetzt wie die Existenz von Bewertungskriterien; daher werden in Abschnitt 5 anzuwendende Berechnungsverfahren und Modellierungsaspekte behandelt.
 - oder ausgehend von grundsätzlich bekannten Lösungen die Beobachtung und Bewertung des Prozesses zu deren Umsetzung ermöglicht.

3.2 Rolle der Synchrongeneratoren für Systemsicherheit und -stabilität

Die Rolle der Kohlekraftwerke mit Synchrongeneratoren – neben ihrer primären Funktion zur Umsetzung mechanischer Rotationsenergie in elektrische Energie – für Systemsicherheit und -stabilität kann wie folgt zusammengefasst werden:

- als regelbare Erzeugungsanlage – insbesondere mit Option zur Einspeiseerhöhung – an einem konkreten Netzanschlusspunkt
- als Blindleistungsquelle für eine Netzregion
- als Kurzschlussstromquelle
- als rotierende Masse, die plötzlichen Frequenzänderungen durch Erbringung von Momentanreserve entgegenwirkt

Die Regelbarkeit der Erzeugung ermöglicht Redispatch und damit ein Engpassmanagement im Netz. Dies ist originär keine Eigenschaft des Synchrongenerators als elektrisches Betriebsmittel, sondern des speisenden, bei Kohlekraftwerken thermischen Prozesses mit seinen Flexibilität. Diese Eigenschaft wird heute bereits täglich im Rahmen des Engpassmanagements genutzt und eine etwaige weiterhin notwendige Verfügbarkeit wird in den Systemrelevanzprüfungen der Bedarfsanalysen bewertet.

Spannungshaltung, Langzeit-Spannungsstabilität und transiente Stabilität sind gefährdet, wenn zu wenig Blindleistung für die Stützung der Spannung an der richtigen Stelle im Netz vorhanden ist. Synchrongeneratoren sind dabei nicht nur schnell regelbare Blindleistungsquellen, sondern wirken infolge ihres netzbildenden Verhaltens (s. dazu auch Abschnitt 4.2) auch instantan Spannungsbetragsänderungen im Netz entgegen. Die maximal mögliche Blindleistung ist dabei durch Stromgrenzen in Stator und Rotor begrenzt, die hohen thermischen Zeitkonstanten erlauben aber eine vorübergehende Überbelastung. So kann im übererregten

Kriterien zur Abgrenzung der in begleitenden Netzanalysen zu betrachtenden Aspekte

Betrieb, also zur Spannungsstützung, kurzzeitig erheblich mehr Blindstrom bereitgestellt werden. Für mehrere Sekunden lässt der Übererregungsbegrenzer des AVR im Synchrongenerator üblicherweise Blindleistungen um den Faktor 2-2,5 über den quasistationären Betriebsbereich hinaus zu. Ein Ersatz der aus Synchrongeneratoren erforderlichen Blindleistung erfordert also schnell regelbare Quellen, die entsprechend zu dimensionieren sind. Der Stützungsbeitrag während transienten Vorgängen erfordert zur Erbringung in gleicher Dynamik ein vergleichbares netzbildendes Verhalten. Der Beitrag einer zwar schnell regelbaren, im transienten Kurzzeitbereich aber aufgrund der notwendigen Einregelung verzögerten Bereitstellung, wie sie heute aus umrichterbasierten Erzeugungsanlagen, aber auch STATCOM als vollständige dynamische Netzstützung gefordert und erbracht wird, ist in dynamischen Untersuchungen detailliert zu bewerten.

Aufgrund im Kurzschlusseintritt infolge der Flussverkettungen im Synchrongenerator konstanter interner Quellenspannung speisen diese einen hohen Kurzschlussstrom auf die Fehlerstelle. Dieser kann bei generatornahem Kurzschluss je nach technischen Daten des Generators, insbesondere aber bei größeren Bemessungsscheinleistungen bis zu einem Faktor von 20 für einen Zeitraum von 20-50 ms über dem quasistationären Bemessungsstrom liegen. Dieser ist – abgesehen von einem Gleichstromglied, das aber unabhängig bei jedem Einschaltvorgang in Netzen mit Induktivitäten bei konstanter Spannungsquelle auftritt – im Wesentlichen rein sinusförmig. Für Oberschwingungen bildet der Synchrongenerator eine niederohmige Senke. Der hohe Kurzschlussstrombeitrag und die damit verbundene starke dynamische Netzstützung ist bei der Bewertung von Alternativen dahingehend zu berücksichtigen, dass ein reiner Vergleich über (quasistationäre) Bemessungswerte nicht ausreicht. Zudem stellt der Synchrongenerator den Kurzschlussstrom instantan bereit, so dass die Wirkung einer verzögerten Bereitstellung, wie heute aus umrichterbasierten Komponenten gefordert, in dynamischen Simulationen zu berücksichtigen ist.

Die Momentanreserve stützt sich auf die frequenzsynchron rotierenden Schwungmassen, die – bedingt durch die bei Synchronmaschinen gegebene starre Drehzahl-Frequenzkopplung – automatisch und unverzögert kinetische Energie ausspeichern und dem Netz zur Verfügung stellen bzw. überschüssige Energie vom System aufnehmen können. Die rotierende Masse aller Synchrongeneratoren und sonstiger Einrichtungen am Netz wird mit der sogenannten Netzanlaufzeitkonstanten T_{AN} ausgedrückt, die mit der am Netz befindlichen rotierenden Einspeiseleistung P_{rot} zu multiplizieren ist. Nach [15] wird diese im Rahmen der Bestimmung des Referenzszenarios zu 10-12 s angenommen. Darauf basierend ergibt sich der Gradient der Frequenzänderung bei einem Wirkleistungsdefizit von ΔP zu:

$$\dot{f}(t+) = \frac{\Delta P}{T_{AN}} \cdot \frac{f_0}{P_{rot}}$$

Für den Referenzausfall von 3 GW (s. Abschnitt 2.2) ergibt sich unter der Annahme des Schwachlastfalls von 150 GW aus [15], wenn eine vollständige Erbringung aus Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren unterstellt wird, damit ein Frequenzgradient von 0,1...0,833 Hz/s. Die Momentanreserve beeinflusst über die Dynamik von Frequenzänderungen auch Gradienten über längere Zeiträume sowie maximale auftretende Frequenzabweichungen im Zusammenspiel mit eingreifenden Regelungen. Bei einer alternativen Bereitstellung aus umrichterbasierten Erzeugungsanlagen ist zu berücksichtigen, ob die Momentanreserve instantan – regelungstechnisch bei netzbildenden Umrichtern grundsätzlich möglich (s. Abschnitt 4.2) – oder verzögert aufgrund erforderlicher Frequenzmessungen und darauf basierender Regelungen erbracht wird. Letztere ist im Hinblick auf die Gesamtwirkung der Leistungs-Frequenzregelung im Synchronverbund (Abschnitt 2.2) zu bewerten.

3.3 Grundsatzfragen und ihr Einfluss auf Stilllegung einzelner Kohlekraftwerke

Die Prüfungserfordernis der begleitenden Netzanalysen besteht in der Bewertung, ob der Weiterbetrieb einzelner StKW aus Gründen der Systemsicherheit und -stabilität erforderlich ist (s. Abschnitt 1.1). Aus dem Fokus auf einzelne StKW könnte schlussgefolgert werden, dass Grundsatzfragen, die durch den Wegfall vieler Synchrongeneratoren entstehen, nicht im Fokus der Untersuchungen stehen sollen, zumal sie nicht exklusiv durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung aufgeworfen werden. Zu denken ist insbesondere an folgende Systemstabilitätsaspekte:

- Bereitstellung ausreichender dynamischer Blindleistungsbereitstellung zur Ausregelung von betrieblichen Ausgleichsvorgängen sowie zur dynamischen Netzstützung während Kurzschlüssen
- Hinreichende Momentanreserve durch rotierende Massen zur Begrenzung der Frequenzgradienten und in der Folge nach Eingriff der Regelungen resultierenden maximalen Frequenzabweichungen nach Wirkleistungsbilanzfehlern
- Hinreichendes Kurzschlussstromniveau und Begrenzung der Spannungstrichter

Eine effiziente Lösung der beiden letztgenannten Herausforderungen kann aber nur unter Einbezug insbesondere der Verbundpartner erreicht werden (vgl. Abschnitt 2.2). So ist es wenig sinnvoll, die grundsätzlichen Vorteile eines Verbundsystems durch Summation der vorhandenen Momentanreserve, die bei einem auftretenden Mangel durch anteilige Erbringung gelöst werden könnte, durch Vorhaltung alleine in Deutschland auszuhebeln. Gleiches gilt für die Existenz von Kurzschlussstromquellen.

Kriterien zur Abgrenzung der in begleitenden Netzanalysen zu betrachtenden Aspekte

Zudem können bei allen Aspekten Änderungen an den Netzanschlussregeln erforderlich werden, die in vordefinierten Prozessen unter Einbezug aller betroffenen Stakeholder – neben den Netzbetreibern insbesondere auch die Hersteller und Betreiber von Erzeugungsanlagen, Speichern und sonstigen an das Netz angeschlossenen Geräten – festgelegt werden [3]. Es besteht also jeweils kein „Weisungsrecht“ der deutschen ÜNB.

Für Anpassungen der Vereinbarungen des Verbundbetriebs wie auch der Netzanschlussregeln, die sich in einem auf europäischer Ebene festgelegten Rahmen bewegen müssen [3], können zudem Anpassungen des europäischen Ordnungsrahmen erforderlich werden. Die Lösung dieser Herausforderungen erfordert daher, wie in Abschnitt 4 detaillierter ausgeführt wird, abhängig von der gewählten Alternative einen zeitlichen Vorlauf von teilweise mindestens 8a.

Aus diesen Gründen kann nicht ausgeschlossen werden, dass bis zur detaillierten Ausgestaltung einer effizienten Lösung und dessen Umsetzung der Bedarf entstehen kann, auch StKW weiter betreiben zu müssen. In der Folge können die Grundsatzfragen berührenden Aspekte der Systemsicherheit und -stabilität bei den begleitenden Netzanalysen nicht ausgeklammert werden.

4 Alternativen zum Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken

4.1 Einführung

Eine wesentliche Aufgabe der Langfristanalysen ist gemäß Abschnitt 1 die Darstellung von Alternativen zum Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken einschließlich einer Abschätzung der Realisierungszeiten, da diese den Betrachtungszeitraum der begleitenden Netzanalysen definieren.

Vor allem für den Aspekt der Bewirtschaftung von Netzengpässen ist die robuste Lösung die Realisierung des Netzausbaus. Allerdings können Streckenmaßnahmen nicht gezielt innerhalb des Rahmens der begleitenden Netzanalysen beschleunigt werden. Daher sind geplante Streckenmaßnahmen des Netzausbaus unter Berücksichtigung der Realisierungswahrscheinlichkeit im betrachteten Zeitraum in die Bewertung einzubeziehen, Streckenmaßnahmen stellen aber keine durch die begleitenden Netzanalysen beeinflussbare Alternative dar.

Ferner beschränkt sich die Darstellung der Alternativen naturgemäß auf die heute bekannten oder zumindest in Wissenschaft und Praxis ernsthaft diskutierten Ansätze. Bei derzeit vor allem in der Wissenschaft diskutierten Ansätzen sind lange Realisierungszeiten zu berücksichtigen. So sind die neuen Ansätze noch in fertige Produkte zu überführen, müssen Regelungs- und Betriebskonzepte unter Berücksichtigung der Interoperabilität im System entwickelt werden und schließlich die Erkenntnisse für eine Behandlung als Standardbetriebsmittel in Anpassungen der Netzanschlussregeln überführt werden.

4.2 Netzbildende Umrichterregelungen

Auch der Einsatz sogenannter netzbildender Umrichterregelungen ist ein derzeit in der Branche, bei Herstellern, Netzbetreibern wie in der Wissenschaft intensiv behandeltes Thema. Technisch gesehen ermöglichen diese Regelungen die Ausbildung einer Spannung, die in einem bestimmten Grad autonom und unabhängig nach Höhe und Frequenz eingeregelt wird, gleichzeitig aber synchron zur im Netz sich entwickelnden Spannung verbleibt ([16], [17]). Dies entspricht im Kern dem Verhalten einer Synchronmaschine, bei der diese Eigenschaften aus der Verkettung der magnetischen Felder in Stator und Rotor in Form der Polradspannung und dem synchronisierenden Moment wirken. Als Ergebnis reagiert eine netzbildende Umrichterregelung instantan auf eine Änderung der Netzspannung in Amplitude, Phase und Frequenz, wobei eine Frequenzänderung sich auch zunächst als Phasenänderung manifestiert. Dementsprechend kann grundsätzlich im Rahmen des Betriebsbereichs des Umrichters dynamische Blindleistung, Momentanreserve und Kurzschlussstrom erbracht werden.

Netzbildende Umrichterregelungen sind in Inselnetzen mit beschränkter Ausdehnung bereits Stand der Technik und haben ihre Funktionsfähigkeit bewiesen. Dort stellen sie dann aber oftmals die einzige netzbildende Erzeugungseinheit dar. Erweiterungen für mehrere Erzeugungseinheiten werden im Labor und im Feld getestet, dabei werden unterschiedliche Regelungsstrukturen verwendet (z.B. [16], [18], [19]). Für den Einsatz im Synchronverbund mit dem Parallelbetrieb mit vielen anderen Komponenten sowie Umrichtern mit verschiedenen Regelungskonzepten besteht nach wie vor Forschungsbedarf hinsichtlich

- der Erbringung von Momentanreserve:
Zwar wird eine netzbildende Regelung definitionsgemäß bei Frequenzänderung instantan mit einer Wirkleistungsänderung reagieren. Eine Bereitstellung zusätzlicher Wirkleistung bei Leistungsbilanzdefizit kann aber nur in dem Umfang erfolgen, wie sie aus Sicht des Netzes „hinter“ dem Umrichter als Energie zur Verfügung steht und in der geforderten Dynamik auch abgerufen werden kann. Dies gilt umgekehrt für den Fall eines Leistungsbilanzüberschusses für die Forderung, analog zur Beschleunigung der Schwungmasse eines Synchrongenerators Energie aufzunehmen.
- der Wirkung der durch die netzbildenden Umrichter erbrachten Momentanreserve auf die transiente Stabilität.
- dem Zusammenwirken vieler netzbildender Umrichter unterschiedlicher Regelungen untereinander sowie mit klassischen stromeinprägend wirkenden Regelungen und weiterhin zu erwartenden Synchrongeneratoren am Netz.

Netzbildende Umrichter bieten aufgrund der Nachbildung des Verhaltens der Synchronmaschinen eine grundsätzliche, systemische Lösung für die entstehenden Herausforderungen bei der Systemsicherheit und -stabilität. Dies ist auch naturgemäß zu erwarten, wenn der Einfluss des Ausstiegs aus der Kohleverstromung auf Systemsicherheit und -stabilität für den Betrachtungsbereich dieser Studie auf den Wegfall von Synchrongeneratoren zurückzuführen ist (s. Abschnitt 3.2). Dies bestätigt sich auch in der Zusammenfassung der Wirkung auf alle in dieser Studie näher betrachteten Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte in Abschnitt 4.8.

Die flächendeckende Etablierung netzbildender Umrichter erfolgt geeigneter Weise über die Festlegung von Anforderungen in den Netzanschlussregeln. Der grundsätzliche Rahmen zum Einbezug netzbildender Umrichter in die nationalen Netzanschlussregeln ist bisher nur für HGÜ-Systeme geschaffen [20], wobei dort für die geforderte Eigenschaft der „dynamischen Spannungsregelung ohne Blindstromvorgabe“ darauf verwiesen wird, dass dies zum Zeitpunkt der Abfassung des übergeordneten europäischen Netzcodes in 2016 noch nicht Stand der Technik war und eine mindestens 4-jährige Übergangsfrist definiert wurde. Für

umrichterbasierte Erzeugungsanlagen ist dies in den nationalen Netzanschlussregeln noch nicht aufgenommen, die europäische Rahmensetzung [21], in der sich die nationalen Vorgaben bewegen müssen, enthält derzeit nur sehr generische Aussagen. Dies lässt zwar aktuell große Freiheitsgrade bei der nationalen Ausgestaltung, dennoch sollte bereits alleine zur Vermeidung etwaiger zukünftiger Konflikte eine Verankerung der nationalen Erkenntnisse und Erfahrungen durch intensive Beteiligung an den Weiterentwicklungsprozessen auf europäischer Ebene gesichert werden.

Zur nachhaltigen Etablierung auf europäischer Ebene, die aufgrund der Synchronverbundweiten Wirkung der netzbildenden Umrichterregelungen vor allem im Bereich der Frequenzhaltung und -stabilität (s. Abschnitte 2.2, 4.3 und 6.3) geboten ist, ist als erster Schritt eine entsprechende Anpassung der EU Connection Network Codes anzustreben. Dafür ist mit der gemäß [22] bis zum 1. Juli 2025 zu erfolgenden Prüfung auf Überarbeitungsbedarf die Gelegenheit gegeben. Der beschriebene noch bestehende Forschungsbedarf ist dabei kein Hinderungsgrund, bereits jetzt aktiv zu werden, da die Fähigkeiten der netzbildenden Umrichterregelungen dort in Form von „non-exhaustive requirements“ grundsätzlich beschrieben werden können, was auch bereits auf Basis der heutigen Erkenntnisse möglich ist. Zudem können die in den Jahren bis zum genannten Stichtag erreichten Erkenntnisse berücksichtigt werden.

Die dringende Erforderlichkeit der Initiierung der Aufnahme von Inhalten zu netzbildenden Umrichterregelungen ist auch deshalb gegeben, weil innerhalb der durch die EU Connection Network Codes definierten Leitplanken die Ausgestaltung der nationalen Implementierung über VDE|FNN Anwendungsregeln erfolgen muss. Diese zwei Prozessstufen sind also im Kern sequentiell anzusetzen, so dass ein gesamter Zeitraum von mindestens 8 a bis zur Verfügbarkeit allgemeiner Vorgaben für einen flächendeckenden Einsatz anzusetzen ist (s. auch Abschnitt 3.3).

4.3 Frequenzhaltung, Frequenzstabilität und Leistungspendelungen

Die Veränderung der Erzeugungsstruktur hin zu umrichterbasierten Einheiten führt zur Abnahme des Anteiles konventioneller Blöcke. Damit wird ihr stabilisierender Einfluss auf die Netzfrequenz abnehmen. In einem ausschließlich von Umrichtern mit klassischer Regelung gespeisten Netz verliert die Netzfrequenz ihre Rolle als Indikator für die Leistungsbilanz. Theoretisch kann die Frequenz einen beliebigen Wert annehmen und sie kann sich auch beliebig schnell ändern. Die gegenwärtig implementierten Leistungsregelungen (FCR, FRR, LFDD, LFSM, sofort abschaltbare Lasten) bauen aber genau auf diesen Indikator Netzfrequenz für Leistungsbilanzabweichungen auf. Demnach ergibt sich ein Bedarf an Momentanreserve zur Erzeugung des Frequenzsignals. Netzbildende Umrichterregelungen können prinzipiell eine

Momentanreserve instantan erbringen (Abschnitt 4.2), da mit der Änderung der Netzspannung aufgrund der Trägheit der Regelung der Spannung am Umrichter unmittelbar eine Anpassung der Einspeisung verbunden ist, sofern dies durch die „Prozesse“ hinter dem Umrichter in ausreichender Dynamik ermöglicht wird. Das Zusammenspiel einer großen Zahl dieser Regelungen untereinander und mit verbleibenden Synchrongeneratoren im Verbundsystem ist aktuell Forschungsgegenstand. Zudem kann eine zwar schnelle, aber aufgrund der erforderlichen Frequenzmessung nicht instantane $P(f)$ -Regelung [17], wie sie auch aus netzfolgenden Umrichtern erbracht werden kann, stützend wirken. Deren Zusammenspiel und die Parametrierung der dynamischen Eigenschaften ist ebenfalls Forschungsgegenstand. Die Erkenntnisse müssen zudem unter Beachtung der Abstimmung im Synchronverbund (Abschnitt 2.2) noch in Netzanschlussregeln überführt werden. Daher ist hier eine Realisierungszeit von mindestens 8 a anzusetzen. Dies stellt im Kern das Design eines zukünftigen Konzepts für die Frequenzhaltung und -stabilität im Kurzzeitbereich dar und ist daher die systemische, langfristig anzustrebende Lösung. Einzelne umrichterbasierte Komponenten mit netzbildender Regelung können aber durchaus bereits jetzt integriert werden. Sofern dafür keine Anpassung der Netzanschlussregeln mit Wirkung auf die Eigenschaften von Kundenanlagen erforderlich ist, sind auch kürzere Realisierungszeiträume orientiert an Planungs- und Bauzeiten von 3...6a möglich. Darunter fallen insbesondere STATCOM mit netzbildender Regelung und der Möglichkeit zur Erbringung von Momentanreserve aus zusätzlichen Speichern sowie in Entwicklung befindliche asynchrone rotierende Phasenschieber auf DFIG-Basis.

Mit dem Instrument der abschaltbaren Lasten [3] [23] ist mit der Kategorie der sofort abschaltbaren Lasten ebenfalls eine Maßnahme vorhanden, die zur Frequenzstützung im Unterfrequenzfall angewendet werden kann, bevor der LFDD greifen muss. Dies ist zwar gemäß der zugehörigen Verordnung auf einen Bericht der ÜNB hin in einem Zeitraum von bis zu 2a realisierbar, in der Menge aber gemäß [3] auf 3 GW begrenzt. Zudem würde es eine einseitige Maßnahme in Deutschland zum Nutzen des gesamten Synchronverbunds darstellen.

Grundsätzlich kann zur weiteren Begrenzung der maximalen dynamischen Frequenzabweichungen auch die Menge der vorgehaltenen Primärregelleistung oder deren Dynamik erhöht werden. Dies erfordert wiederum Absprachen auf ENTSO-E-Ebene.

Außerhalb aller vorgenannten Lösungen kann alternativ reale rotierende Masse dem System zugefügt werden. Dies kann kurzfristig durch die Umrüstung für die Stilllegung vorgesehener Synchrongeneratoren zu rotierenden Phasenschiebern (Zeithorizont Monate...2a) oder mittelfristig durch die Errichtung neuer rotierender Phasenschieber (Zeithorizont 3...6a) erfolgen. In beiden Fällen ist aber zu berücksichtigen, dass bei thermischen Kraftwerken der überwiegende Teil der Schwungmasse nicht durch den Generator, sondern die Turbine bereitgestellt

wird [24]. Grundsätzlich bestehen aber Möglichkeiten, Schwungmasse an die Welle rotierender Phasenschieber anzubringen.

4.4 Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität

Aus den Ausführungen in Abschnitt 2.3 geht hervor, dass zur Gewährleistung der Spannungshaltung und der Langzeit-Spannungsstabilität hinreichende Blindleistungsquellen erforderlich sind, wobei diese zur Sicherung der Spannungsstabilität zwingend schnell regelbar sein müssen. Tabelle 4-1 gibt eine Übersicht über Alternativen. SVC als ebenfalls mögliche, schnell regelbare Blindleistungsquelle wird aufgrund der systemtechnischen Vorteile der STATCOM nicht aufgeführt. Viele Hersteller umrichterbasierter Erzeugungsanlagen bieten heute bereits die Option zur Einspeisung von Blindleistung auch ohne Wirkleistungseinspeisung an. Eine Ausschöpfung dieses Potenzials erfordert allerdings

- eine Anpassung der Netzanschlussregeln und damit einen Realisierungszeitraum von mindestens 4a,
- systemtechnische Untersuchungen, ob zum Zeitpunkt einer nicht erfolgenden Einspeisung – bei witterungsbedingtem Dargebot oder marktbasierendem Einsatz – der dimensionierende Bedarf an Blindleistung besteht
- und eine Klärung, ob und ggf. wie eine Vergütung zu erfolgen hat. Die dabei entstehenden Kosten sind seitens des ÜNB gegenüber den anderen Alternativen zu bewerten.

Intensiv diskutiert wird in der Branche zudem die Nutzung freier Regelbänder für Blindleistung aus den Erzeugungsanlagen im Verteilnetz für das Übertragungsnetz. Ein grundsätzlicher Nutzen für das Übertragungsnetz konnte in zahlreichen Untersuchungen belegt werden (z.B. [25], [26]). Für die Überführung in die praktische Anwendung erfolgen derzeit aus der vorgenannten Aufzählung insbesondere Diskussionen zur Beschaffungsart und -vergütung. In jedem Fall müssen aber auch systemtechnische Untersuchungen erfolgen, in welchem Umfang in den auslegungsrelevanten Szenarien für die Blindleistung diese gesichert über einen Zeitraum bis zu im Übertragungsnetz umsetzenden Alternativen, also gemäß Tabelle 4-1 mindestens 3a, verfügbar ist.

Tabelle 4-1: Alternativen zum Weiterbetrieb von StKW für die Aspekte Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität

<i>Maßnahme</i>	<i>Realisie- rungs- zeitraum</i>	<i>wirksam für Spannungs- haltung</i>	<i>Langzeit- Spannungsstabilität</i>
<i>Neue statische Blindleistungsquellen (MSCDN, Kompensationsspulen)</i>	3...6a	X	
<i>Neue STATCOM oder rotierende Phasenschieber</i>	3...6a	X	X
<i>Umrüstung von für Stilllegung vorgesehene Kohlekraftwerke zu rotierenden Phasenschiebern</i>	Monate...2a	X	X
<i>Anpassung Netzanschlussregeln zur Erbringung von Blindleistung aus umrichterbasierten Einspeisungen auch bei Wirkleistungseinspeisung P=0</i>	mind. 4a	X	X
<i>Gezielte Nutzung freier Blindleistungsbänder aus den unterlagerten Verteilnetzen</i>	1...4a	X	X
<i>Erhöhung der maximal geforderten Blindleistung aus Erzeugungsanlagen</i>	mind. 4a	X	X

4.5 Transiente Stabilität und Winkelstabilität verbleibender Synchrongeneratoren

Gemäß Abschnitt 2.3 sind die systemweite Winkelstabilität sowie Kurzzeit-Spannungsstabilität eng miteinander verknüpft und werden daher gemeinsam unter dem Begriff transiente Stabilität behandelt, zumal die gleichen dynamische Untersuchungen durchzuführen sind. Zur Gewährleistung der transienten Stabilität ergeben sich damit ausgehend von den Rollen der Synchronmaschinen (Abschnitt 3.2) folgende gewünschte Eigenschaften und damit Alternativen:

- Zusätzliche Momentanreserve in Gebieten, bei denen in Simulationen eine schnelle Drift der Winkel gegenüber dem Rest des Systems deutlich wird
 - Installation zusätzlicher rotierender Phasenschieber, ggf. mit zusätzlicher Schwungmasse an der Generatorwelle zur Erhöhung des Effektes (Realisierungszeit 3...6a)

- Umrüstung von für Stilllegung vorgesehene Kohlekraftwerke zu rotierenden Phasenschiebern (Realisierungszeit Monate...2a)
- Momentanreserve aus netzbildenden Umrichterregelungen (Realisierungszeit bei Kundenanlagen mindestens 8a, s. Abschnitt 4.2; einzelne Anlagen, z.B. STATCOM mit entsprechenden Regelungseigenschaften, können auch im Zeitraum von 3...6a realisiert werden)
- Dynamische Netzstützung durch Blindstromeinspeisung
 - Aus umrichterbasierten Erzeugungsanlagen und HGÜ bereits in Netzanschlussregeln gefordert und etabliert. Der Beitrag aus Verteilnetzen könnte erhöht werden, da dort nicht alle EZA trotz vorhandener Fähigkeit zur dynamischen Netzstützung herangezogen werden, wobei die in Anhang E aufgeführten Abwägungen zu beachten sind.
 - Die Erhöhung des maximal geforderten Beitrags aus umrichterbasierten Komponenten wird aufgrund der in Abschnitt 4.6 aufgeführten Ausführungen nicht als Option betrachtet.
 - Installation weiterer STATCOMs oder rotierender Phasenschieber (Realisierungszeit 3...6a)
 - Umrüstung von für Stilllegung vorgesehene Kohlekraftwerke zu rotierenden Phasenschiebern (Realisierungszeit Monate...2a)

Die gleichen Alternativen wirken auch bei der Gefährdung der transienten Winkelstabilität verbleibender Synchrongeneratoren, sind aber zwingend in elektrischer Nähe der betroffenen Synchrongeneratoren umzusetzen. Zudem ist prinzipiell eine gezielte gemeinsame Stilllegung von StKW in elektrischer Nachbarschaft denkbar. Zuvorderst sind aber Maßnahmen an der betroffenen Synchronmaschine zu betrachten, insbesondere hinsichtlich des Schutzeinrichtungen.

4.6 Kurzschlussstromhöhe und -qualität

Die minimal erforderlichen Kurzschlussströme können durch die Vergrößerung der Empfindlichkeit der Schutzeinrichtungen noch weiter gesenkt werden. Nach den in Anhang D zusammengefassten Erkenntnissen aus [27] ist eine punktuelle Erhöhung der Empfindlichkeit in einem Zeitraum von Monaten bis zu 2a möglich. Die aufgeführten Maßnahmen sind zwar vergleichsweise kurzfristig realisierbar, verursachen aber bei Bedarf nennenswerten Personal- und Kapitalbedarf. Langfristig sind auch übergreifende Schutzkonzepte mit zentraler Auswertung von Messwerten denkbar, wie sie in der Branche bereits seit Jahrzehnten und auch aktuell aufgrund der fortschreitenden Digitalisierung diskutiert werden.

Alternativ kann natürlich auch der Kurzschlussstrom durch Umrüstung von für die Stilllegung vorgesehenen Kohlekraftwerken zu Phasenschiebern (Zeithorizont Monate...2a) oder die Errichtung neuer rotierender Phasenschieber (Zeithorizont 3-6 a) erhöht werden.

Schließlich ist zu prüfen, ob der Beitrag umrichterbasierter Erzeugungsanlagen, Speicher, HGÜ und STATCOM zum Kurzschlussstrom gesichert und unter Beachtung einer gesamtwirtschaftlichen Bewertung erhöht werden kann. Dabei bestehen folgende Optionen:

- Nicht alle Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen werden heute zur vollständigen dynamischen Netzstützung herangezogen. In Anhang E werden die vorzunehmenden Abwägungen dazu aufgeführt. Diese Maßnahme ist aber recht kurzfristig in einem Zeitraum von bis zu 3a umsetzbar.
- Die Erhöhung des Kurzschlussstrombeitrags aus einer einzelnen Komponente mit umrichterbasierter Netzschnittstelle erfordert eine Erhöhung der Bemessungsströme. Nach der in Anhang E dargestellten vereinfachten Abschätzung der Wirtschaftlichkeit ist zur Erhöhung der Kurzschlussströme die Option der rotierenden Phasenschieber anstelle einer generellen Forderung höherer maximaler Kurzschlussstrombeiträge aus umrichterbasierten Komponenten zu bevorzugen. Da diese Maßnahme in mindestens vergleichbarem Zeitraum umsetzbar ist, wie eine zur Erhöhung der Beiträge aus umrichterbasierten Komponenten erforderliche Anpassung der Netzanschlussregeln, bei denen außerdem der ÜNB nicht alleine entscheidet (s. Abschnitt 4.1), wird die Anpassung der Netzschlussregeln im Weiteren in dieser Studie nicht mehr als Alternative für den Aspekt dieses Abschnitts ausgewiesen. Für ein abschließendes Urteil aus langfristiger Sicht sind alle Systemstabilitätsaspekte einzubeziehen sowie die Folgen in den Verteilnetzen zu berücksichtigen.

4.7 Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht

Die Spannungstrichterproblematik kann einerseits dadurch entschärft werden, indem ausreichend Kurzschlussstromquellen im Netz vorhanden und regional verteilt sind. Dies gilt auch für die unterlagerten Netzebenen, da eine Bereitstellung von Kurzschlussströmen durch vollständige dynamische Netzstützung dort signifikant die Tiefe eines durch einen Kurzschluss im Übertragungsnetz verursachten Spannungseinbruch verringern kann (s. dazu Anhang E).

Naheliegender ist aber die Behandlung an der Ursache auf der Seite der Verbrauchsgeräte. Denkbar ist die Verankerung einer LVRT-Fähigkeit analog zu denen bei Erzeugungsanlagen, ggf. beschränkt auf diejenigen mit größerer Abnahmeleistung. Untersuchungsbedarf besteht dabei etwa bei den zukünftigen Anforderungen an die geplanten Elektrolyseanlagen oder bei weiterer Verbreitung von über Leistungselektronik versorgten Verbrauchsgeräten. Zudem kann die stärkere Vernetzung von Prozessen in der Industrie dazu führen, dass bei Störung einzelner Geräte in Summe größere Verbrauchsleistungen von Abschaltungen betroffen sind. Aufgrund der Notwendigkeit, hier internationale Normen sowie europäische Regelung anzupassen, ist hier ein Vorlauf von mindestens 8a anzusetzen.

4.8 Zusammenfassende Übersicht

Tabelle 4-2 fasst die in den vorhergehenden Abschnitten aufgeführten Alternativen in ihrer Wirkung auf die Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte zusammen. Dabei werden folgende aus den vorherigen Abschnitten als relevant erachtete Aspekte behandelt:

- A Frequenzhaltung, Frequenzstabilität
- B Spannungshaltung
- C Langzeit-Spannungsstabilität
- D Transiente Stabilität und Winkelstabilität verbleibender Synchrongeneratoren
- E Kurzschlussstromhöhe
- F Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht

Daraus geht folgendes hervor:

- Für sämtliche betrachteten Aspekte der Systemsicherheit und -stabilität bestehen Alternativen zum Weiterbetrieb der StKW.
- Diese Aussage gilt auch dann noch, wenn nur der erweiterte Betriebsplanungshorizont von bis zu 6a betrachtet wird.
- Rotierende Phasenschieber, STATCOM in Verbindung mit netzbildender Regelung und einem Speicher zur Deckung der Momentanreserve und entsprechende ausgestattete Komponenten mit netzbildender Umrichterregelung wirken sich positiv auf alle betrachteten Aspekte aus. Auch andere Maßnahmen wirken übergreifend. Daher ist bei einer Alternativenprüfung, die durch die Gefährdung eines Aspekts motiviert ist, auch der Nutzen für andere Aspekte mit einzubeziehen. Dies erfordert einen zumindest qualitativen längerfristigen Ausblick im stetigen Monitoring, bei welchen Aspekten Gefährdungen zu erwarten sind.
- Viele Alternativen mit grundsätzlichem, systemischen Lösungspotenzial erfordern die Anpassung von Netzanschlussregeln oder Betriebskonzepten. In dem Zusammenhang sind in der Regel – wie in den vorhergehenden Abschnitten ausgeführt – auch noch Fragen durch Forschung und Entwicklung zu beantworten. Daher ergeben sich dann längere Realisierungszeiten, die zudem nur als Mindestwerte und damit entsprechender Unsicherheit angegeben werden können.

Alternativen zum Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken

Tabelle 4-2: Matrix der alternativen Maßnahmen zum Weiterbetrieb von StKW und ihrer Wirkung auf Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte

(A: Frequenzhaltung, Frequenzstabilität; ,
 B: Spannungshaltung;
 C: Langzeit-Spannungsstabilität;
 D: Transiente Stabilität und Winkelstabilität verbleibender Synchronen.;
 E: Kurzschlussstromhöhe;
 F: Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht)
¹: Erbringung aus rotierenden Phasenschiebern bei Betrachtung nur eines Aspektes wirtschaftlicher
²: bei nur punktueller Erfordernis

Maßnahme	Realisierungszeit	A	B	C	D	E	F
Umrüstung von Synchrongeneratoren aus für die Stilllegung vorgesehenen Kraftwerke auf Phasenschieberfunktion	Monate...2a	X	X	X	X	X	X
Erhöhung Leistung sofort abschaltbarer Lasten (begrenzt nach [3] auf 3 GW)	Monate...2a	X					
Erhöhung der Empfindlichkeit der Schutzeinrichtungen	Monate...2a ²					X	
Gezielte Nutzung freier Blindleistungsbänder aus den unterlagerten Verteilnetzen	1...4a		X	X			
Erhöhung der Anzahl von EZA in unterlagerten Netzen mit Beiträgen zur dynamischen Netzstützung	1...4a				X	X	X
Errichtung neuer, statischer Blindleistungsquellen (MSCDN, Kompensationsspulen)	3...6a		X				
Errichtung neuer STATCOM	3...6a		X	X	X	X	X
Errichtung neuer rotierender Phasenschieber	3...6a	X	X	X	X	X	X
Erhöhung der vorgehaltenen FCR-Leistung und/oder deren Erbringungsdynamik	mind. 4a	X					
Anpassung Netzanschlussregeln zur Erbringung von Blindleistung aus umrichterbasierten Erzeugungsanlagen bei P=0	mind. 4a		X	X			
Anpassung Netzanschlussregeln zur Erhöhung der maximal geforderten Blindleistung und dynamischen Netzstützung (Dimensionierung für höhere Bemessungsströme)	mind. 4a		X	X	X ¹	X ¹	X ¹
Anpassung der Normen für Verbrauchsgeräte für höhere Störfestigkeit ggü. kurzzeitigen Spannungseinbrüchen	mind. 8a						X
Schnelle P(f)-Regelung aus netzfolgenden Umrichtern	mind. 8a	X					
Netzbildende Umrichterregelungen (über Verhalten heutiger Regelungen hinausgehende Beiträge: X, sonst x)	mind. 8a	X	x	x	X	x	X

5 Berechnungsverfahren und Modellierungsaspekte

5.1 Vorgehensweisen in Untersuchungen

5.1.1 Zeitbereiche dynamischer Vorgänge in elektrischen Netzen

In Bild 5-1 werden die wesentlichen dynamischen Vorgänge elektrischer Netze, in den Zeitbereichen, in denen sie sich abspielen, zum Vergleich untereinander eingeordnet. Diese Darstellung, angelehnt an [28], stellt eine Erweiterung der klassischen Darstellung der Zeitbereiche dynamischer bzw. transients Vorgänge elektrischer Netze [29] um die Dynamik leistungselektronischer Elemente („inverter-based controls“) aus dar. Der rot hinterlegte Bereich stellt die Zeitbereiche dar, die aktuell in der Forschung zur Systemstabilität für relevant gehalten werden. Dabei befinden sich auf der linken Seite dieses Bereichs lokale elektromagnetische Ausgleichsvorgänge und auf der rechten Seite globale, sich potentiell netzweit auswirkende elektromechanische Ausgleichsvorgänge.

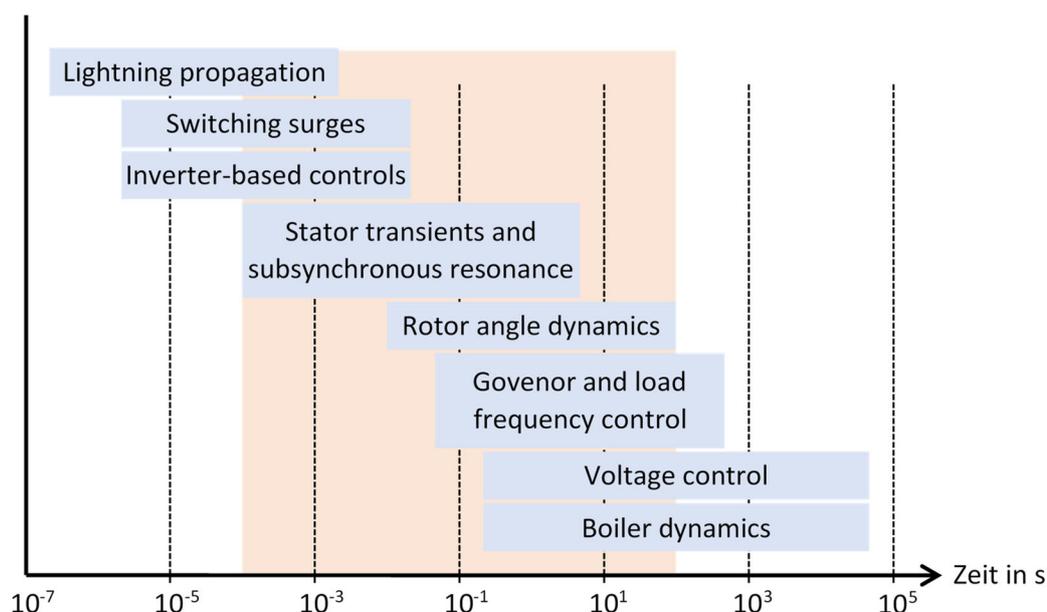


Bild 5-1: Zeitbereiche dynamischer Vorgänge in elektrischen Netzen, angelehnt an [28]

5.1.2 Signalbereiche elektrischer Netze

In der Systemstabilität wird zwischen Großsignal- und Kleinsignalstabilität unterschieden, wobei erstere sich mit der Frage befasst, ob elektrische Netze infolge großer Störungen wieder in einen stabilen stationären Betrieb zurückfinden und letztere sich der Frage widmet, ob ein stationärer Betriebspunkt selbst stabil ist.

Bei der Untersuchung der Kleinsignalstabilität eines stationären Betriebspunktes kann ausgenutzt werden, dass die Zustandsgrößen des Netzes im Betrieb hier für die Stabilitätsprüfung nur mittels kleiner Auslenkungen um diesen stationären Betriebspunkt heraus ausgelenkt werden. Innerhalb dieser kleinen Auslenkungen um den stationären Betriebspunkt kann das Verhalten des elektrischen Netzes näherungsweise als linear betrachtet werden und damit mittels der Methoden der linearen Systeme auf Stabilität untersucht werden. Dies bedingt umgekehrt, dass mit diesen Methoden die Systemstabilität nur für Ereignisse betrachtet werden kann, deren Auslenkung und folgende Wirkung bei den Komponenten des Netzes noch hinreichend genau linearisiert betrachtet werden darf.

In der Großsignalstabilität kann das elektrische Netz nicht linearisiert betrachtet werden und damit nicht mittels der Methoden der linearen Systeme auf Stabilität untersucht werden. Hier hat sich in der Praxis bisher nur die vollständige Lösung und Auswertung der Ausgleichsvorgänge im Zeitbereich als Auswertungsmethode durchgesetzt.

5.1.3 Quasistationäre Methoden

Quasistationäre Methoden dienen der Untersuchung von Kenngrößen innerhalb dynamischer Vorgänge oder werden eingesetzt bei der Betrachtung sehr langsam veränderlicher Vorgänge, in denen die elektromagnetischen und elektromechanischen Ausgleichsvorgänge des Netzes als stets eingeschwungen betrachtet werden können. Dabei können die Kenngrößen dynamischer Vorgänge wie in der Kurzschlussstromberechnung nicht nur dimensionierend für Betriebsmittel eingesetzt werden, sondern auch unterstützend für andere dynamische Untersuchungen Bewertungsgrundlagen liefern. Dies kann u.a. dazu genutzt werden Wirkleistungsbilanzeffekte infolge von Spannungstrichtern zur Bewertung der Auswirkung von Kurzschlüssen auf die Frequenzstabilität zu untersuchen.

5.2 Berechnungsverfahren

5.2.1 EMT-Simulation

Die allgemeinste Form der Betrachtung transienter elektromagnetischer und elektromechanischer Ausgleichsvorgänge elektrischer Netze ist die EMT-Simulation (Elektro-Magnetische-Transient-Simulation). Diese berechnet Transiente z.B. als Systemantwort des elektrischen Netzwerks auf Ereignisse. Den Zustandsgrößen des elektrischen Netzes wird hierfür keine feste zeitliche Form vorgeschrieben, um Grundschwingung, DC-Komponenten und Oberschwingungen sowie pulsweitenmodulierte Signale abbilden zu können. Demzufolge erfordert dies eine Betrachtung der Zustandsgrößen als Momentanwerte. Die Modellierung dafür umfasst die Beschreibung der Dynamik sämtlicher relevanter Energiespeicher mittels derer zugehörigen Differential- bzw. Zustandsgleichungen sowie die Beschreibung statischer

Elemente in Form von Kennlinien zwischen den Momentanwerten ihrer jeweiligen Ein- und Ausgangsgrößen. Für den in Bild 5-1 dargestellten Frequenzbereich sind als Energiespeicher Kapazitäten, Induktivitäten passiver Netzelemente wie Leitungen, Transformatoren und Kompensationseinrichtungen zu nennen, sowie rotierende Massen elektrischer Maschinen und Integratoren in Reglern und Filtern von Steuerungs- und Regelsystemen. Als statische Elemente in diesem Frequenzbereich (Elemente ohne Energiespeicher) können hier Schalter, Widerstände, Überspannungsableiter oder leistungselektronische Elemente wie Dioden, Thyristoren oder IGBT angesehen werden.

Die eigentliche Berechnung der Transiente erfolgt durch die numerische Integration der Zustandsgleichungen aus einem Anfangswert heraus. Prinzipiell muss die Integrationsschrittweite dabei im Vergleich zur Periodendauer der Grundschiwingung sehr klein gewählt werden, womit bereits viele Rechenoperationen für die Berechnung nur einer einzigen Periode der Grundschiwingung notwendig sind. Außerdem verfügen elektrische Netze aufgrund ihrer Größe und Ausdehnung über viele Energiespeicher, so dass deren Modelle über eine Vielzahl von Zustandsgleichungen verfügen. Hinzu kommt, dass die Ausgleichsvorgänge der Stabilitätsphänomene elektrischer Netze teilweise über viele Perioden verlaufen und viele potenziell kritische Ereignisse zu untersuchen sind. Daher sind vollständige Stabilitätsuntersuchen ausgedehnter Netzbereiche mit EMT-Simulationen praktisch nicht möglich und daher auch nicht üblich.

Da elektromagnetische Ausgleichsvorgänge aufgrund ihrer hohen Frequenzen im Übertragungsnetz auf hohe induktiven Längsreaktanzen sowie geringe kapazitive Quersuszeptanzen treffen, wird ihre weiträumige Ausbreitung in die Hoch- und Höchstspannungsnetze unterdrückt. Des Weiteren hindert im Übertragungsnetz die niederohmige Sternpunktbehandlung die Ausbreitung von Strömen größerer Frequenzen. Damit sind die elektromagnetischen Ausgleichsvorgänge lokal beschränkt und müssen auch nicht in systemweiten Studien untersucht werden.

5.2.2 RMS-Simulation

Die RMS-Simulation (Root-Mean-Squares-Simulation) zielt im Gegensatz zur EMT-Simulation nur auf die Abbildung der elektromechanischen dynamischen Vorgänge in elektrischen Netzen ab. Dabei wird ausgenutzt, dass die vergleichsweise langsamen elektromechanischen Ausgleichsvorgänge mit Frequenzen $<10\text{Hz}$ zeitlich wesentlich entkoppelt sind von schnelleren elektromagnetischen Ausgleichsvorgängen in den passiven Netzelementen. Unter Vernachlässigung der letztgenannten Vorgänge kann zumindest innerhalb einer halben Netzperiode ein stationärer sinusförmiger Verlauf konstanter Frequenz der Zustandsgrößen der passiven Netzelemente angenommen werden. Damit gehen die Zustandsgleichungen der passiven

Netzelemente in algebraische Gleichungen über und nur die Zustandsgleichungen der elektromechanischen Elemente und Regler verbleiben. Diese vergleichsweise wenigen Zustandsgleichungen können mit weit größerer Schrittweite integriert werden, als es bei der EMT-Simulation der Fall ist, und die algebraischen Gleichungen des Netzes bedürfen keiner Integration. Insgesamt können so große elektrische Netze mit vielen Generatoren und Lasten dynamisch beschrieben werden und Stabilitätsuntersuchungen durchgeführt werden. Lokale elektromagnetische Ausgleichsvorgänge leistungselektronischer Betriebsmittel können allerdings mit RMS-Simulation nur nachgebildet werden, wenn die Frequenzen der Vorgänge geringer als die Netzfrequenz sind.

5.2.3 Eigenwertanalyse

Die Eigenwertanalyse dient der Untersuchung der Stabilität stationärer Betriebspunkte elektrischer Netze im Kleinsignalbereich. Dazu werden das Modell des elektrischen Netzes in einem Bereich um die jeweilig betrachteten stationären Betriebspunkte herum linearisiert und die algebraischen Variablen aus dem so gewonnenem Gleichungssystem eliminiert. Das verbleibende Gleichungssystem entspricht dann einem linearen Zustandsraummodell. Aus der Zustandsmatrix dieses Zustandsraummodells werden die Eigenwerte (Moden) berechnet und anschließend deren Dämpfung, Frequenz und linearen Partizipationsfaktoren untersucht.

5.2.4 Quasistationäre Berechnung

In der quasistationären Berechnung werden Vorgänge mit Zeitkonstanten größer denen der elektromechanischen Vorgänge betrachtet, z.B. langsame Veränderungen in der Last zur Evaluierung der Langzeit-Spannungsstabilität. Dabei werden Netzgleichungen und die elektromechanischen Zustandsgleichungen als stets eingeschwungen betrachtet und deshalb algebraisch gelöst. Vorteil hierbei ist, dass die grundsätzlichen Grenzen und Limitierungen in den Reglern trotz algebraischer Beschreibung weiterhin wirken und die Auswirkungen derer damit ohne dynamische Simulationen geprüft werden können.

Für die Bewertung von Systemsicherheit und -stabilität sind vor allem die folgenden Verfahren relevant:

- **Leistungsflussberechnung** zur Berechnung der statischen Verteilung der Leistungsflüsse auf die Netzkomponenten sowie der entsprechenden Ströme und Spannungen im Netz. Die Anfangswerte für dynamische Simulationen, sowohl EMT als auch RMS, werden ebenfalls mit einer Leistungsflussberechnung ermittelt. Als Eingangsdatum werden neben der statischen Beschreibung der Netzkomponenten nur Leistungsangaben für Erzeugungsanlagen, Verbraucher und weitere Querzweige benötigt. Regelungen werden in ihrer Wirkung berücksichtigt, aber entsprechend der quasistationären Betrachtung nicht in ihrer Dynamik, so

dass auch keine dynamische Reglermodellierung erfolgt. Daher kann ein für Leistungsflussberechnungen aufbereiteter Datensatz als Ausgangspunkt zum Aufbau eines für dynamische Simulationen geeigneten dienen, es sind aber dort, wo dies entsprechend der angestrebten Simulationemethode erforderlich ist, dynamische Modelle der Netzkomponenten zu ergänzen und sämtliche Regelungen dezidiert einzupflegen.

- **Optimal Power Flow (OPF)** zur Optimierung des quasistationären Leistungsflusses. Die Optimierungs-Zielfunktion bestand früher vor allem in der Verlustminimierung, heute aber vor allem auch in der kostenminimalen Einstellung eines hinsichtlich Strom- und Spannungsgrenzen zulässigen Netzzustands. Dafür werden betriebliche Freiheitsgrade auf Kundenseite wie Redispatch, Einspeisemanagement unter Beachtung gesetzlicher Vorrangregelungen sowie im Netz (Blindleistungsquellen, Stufung von Transformatoren, auch Phase-Shifting-Transformers (PST), Topologiemassnahmen, etc.) genutzt. Die Modellierung entspricht im Kern derjenigen der Leistungsflussberechnung, selbstverständlich müssen die betrieblichen Grenzen sowie die Freiheitsgrade genauer beschreiben werden. Beides erfolgt aber auf der quasistationären Modellierung ohne explizite Betrachtung der Systemdynamik.
- **Kurzschlussstromberechnung nach VDE0102/IEC60909** [30] zur Ermittlung wesentlicher Kennzahlen des dynamischen Verlaufs des Kurzschlussstroms. Die VDE0102/IEC60909 stellt dafür normative Vorgaben und definiert damit den Stand der Technik, was insbesondere bei Fragen der Personen- und Anlagensicherheit von besonderer Bedeutung ist. Dazu erfolgt die Berechnung des Anfangskurzschlusswechselstroms, sowie weiterer beschreibender Kennzahlen für den dynamischen Verlauf des Kurzschlussstroms. Die Modellierung dafür erfolgt anhand einfacher Modelle mit vorgegebener Parametrierung, um auch bei Planungsfragen ohne Zugang zu betrieblichen Daten, abgesehen von Schaltzustand und Betriebszustand (Ein/Aus) der Kurzschlussstromquellen (insbesondere Energieerzeugungsanlagen), verlässliche Ergebnisse zu erzielen.

5.3 Modellierungsaspekte

5.3.1 Grundsätzliche Modelltiefen und -eigenschaften für Berechnungsverfahren

Modelle elektrischer Netze können symmetrisch und unsymmetrisch ausgeführt werden. In der Berechnung symmetrischer Betriebszustände kann mit einem einphasigen Ersatzschaltbild gerechnet werden, was den Berechnungsaufwand erheblich vereinfacht. In RMS-Studien der transienten Stabilität und Frequenzstabilität sowie in der Leistungsflussberechnung und im Optimal Power Flow sind hauptsächlich symmetrische Betriebszustände von Interesse. In EMT-Simulationen generell sowie in der Berechnung unsymmetrischer Betriebszustände allgemein ist hingegen die Betrachtung aller drei Phasen des Drehstromsystems notwendig.

FACTS, erneuerbare Erzeugungsanlagen wie PV-Anlagen und Windturbinen sowie HVDC-Systeme bestehen aus gemischten AC- und DC-Netzwerken, die über Spannungs-Wechselrichter mit pulsweitenmodulierten Signalen gesteuert werden. Eine exakte Berechnung der Ausgleichsvorgänge zwischen den AC- und DC-Netzwerken bzw. Zwischenkreisen erfordert eine detaillierte Modellierung der Schaltelemente (IGBT) und deren pulsweitenmodulierter Ansteuerung. Diese pulsweitenmodulierten Ansteuer-Signale schalten üblicherweise im unteren kHz-Bereich, so dass für deren Berechnung eine Integrationsschrittweite bei der EMT-Simulation im unterem μs -Bereich liegend benötigt wird. Eine Vereinfachung, die in EMT-Simulationen häufig angewandt wird, ist die Verwendung sogenannter Average Models. Dabei werden die Spannungs-Wechselrichter gegen Spannungsquellen ersetzt unter Vernachlässigung der PWM-Schaltmuster. Die Ansteuerung der Spannungsquellen wird dabei aus der Dynamik der DC-Seite des Wechselrichters und der Regelung der Anlage gebildet. Diese Average Models können damit abgesehen von dem Rippel der Taktfrequenz der Pulsweitenmodulation das dynamische Verhalten der jeweiligen Anlage wiedergeben. Somit lassen sich Integrations-schrittweite im Bereich von $50\mu\text{s}$ erzielen, was die Größe von in vertretbarer Zeit lösbarer EMT-Modelle deutlich steigert. Durch die Taktfrequenz angeregte Resonanzen können mit diesen Average-Models aber naturgemäß nicht erfasst werden.

In RMS-Modellen werden Ströme und Spannungen im Netz als stets sinusförmig betrachtet, womit das Netz algebraisch komplex beschrieben werden kann. Dynamische Elemente befinden sich hier nur an den Netzknoten als Lasten oder Erzeuger. Anstatt von Momentanwerten wie bei der EMT-Simulation werden die stets sinusförmigen eingespeisten Ströme und Spannungen als komplexe Zahlen anhand von Betrag und Phase bzw. Real- und Imaginärteil modelliert. Die Dynamik wird hierbei ebenso als Dynamik der Änderung von Betrag und Phase bzw. Real- und Imaginärteil modelliert. Die Vernachlässigung von Ausgleichsvorgängen innerhalb einer Netzperiode durch die Voraussetzung stets sinusförmiger elektrischer

Netzgrößen führt dazu, dass verschiedene Effekte innerhalb elektrischer Netze von RMS-Modellen nicht abgebildet werden können. Oberschwingungen bzw. Harmonische, Ausgleichsvorgänge passiver Netzelemente, Gleichstromkomponenten, weichmagnetische Sättigung, Schaltvorgänge und der Einfluss dieser Effekte auf die Wechselstromverluste können ebenso nicht abgebildet werden, wie die gegenseitige Beeinflussung dieser Effekte untereinander.

Für die Eigenwertanalyse können sowohl EMT- als auch RMS-Modelle herangezogen werden. Die letztliche Wahl des Modelltyps hängt dabei von dem Ziel der Studie ab. Die Untersuchung elektromechanischer Moden wie der Torsionsschwingungen von Kraftwerken können mit RMS-Modellen aufgrund der sehr geringen Frequenz dieser Schwingungen gut abgebildet werden. Die harmonische Stabilität von Spannungs-Wechselrichtern gegenüber anderen aktiven oder passiven Netzelementen erfordert ein dynamisches Modell auch der elektromagnetischen Moden, was nur in EMT-Modellen der Fall ist.

Im Folgenden werden Modellierungsaspekte für die Komponenten Synchrongenerator, Komponenten mit unrichterbasierter Netzanschlussstelle und vertikale Lasten diskutiert, um erforderliche Modellierungstiefen, die Modellverfügbarkeit und zu erwartende Genauigkeit hinsichtlich des tatsächlichen Verhaltens darzustellen und daraus Schlussfolgerungen für die in den begleitenden Netzanalysen zu empfehlenden Berechnungen sowie die Interpretation ihrer Ergebnisse ziehen zu können. Der Synchrongenerator wird dabei als Bestandteil der StKW ausgewählt, die Komponenten mit unrichterbasierter Netzanschlussstelle aufgrund der vermuteten Ersatzfunktion. Die Modellierung vertikaler Lasten stellt aufgrund der erforderlichen Aggregation eine besondere Herausforderung dar und wird deswegen zusätzlich aufgenommen.

5.3.2 Synchrongenerator

Die klassischen Gebiete der Systemstabilität sind eng mit den Eigenschaften des Synchrongenerators verbunden. Die Rotorwinkel- und die Frequenzstabilität werden durch die Dynamik der elektromechanischen Ausgleichsvorgänge in den Synchrongeneratoren festgelegt und die Spannungsstabilität ist abhängig von der Dynamik der Polradspannung sowie dessen Leistungsgrenzen. Die Modellierung in Form der Bewegungsgleichungen des Rotors und der Dynamik der Erregerwicklung führt im RMS-Zeitbereich zu einem Modell 3. Ordnung. Für ein EMT-Modell wäre hier noch eine Berücksichtigung der Dynamik der Flussverkettung in den Statorwicklungen erforderlich, was in rotierenden Koordinaten zu einem Modell 5. Ordnung führen würde. Eingangsgrößen dieses Modells ist in den Bewegungsgleichungen dabei die mechanische Antriebsleistung der Turbine und Eingangsgröße der Dynamik der Erregerwicklung ist der Erregerstrom, bereitgestellt durch die

Erregereinrichtung. Die Ausgangsgrößen dieses Modells sind die Frequenz, der Winkel und die Amplitude der Polradspannung, sowie die daraus resultierende elektrische Leistung und der dazugehörige Strom. Die Eingänge des Synchrongenerator-Modells werden mit den Turbinen- und Spannungsreglern verbunden, die die Klemmengrößen des Generators auf ihre Sollwerte einregeln, die Einhaltung der Leistungs- und Stromgrenzen wahren und Maßnahmen zur Verbesserung der Systemstabilität vornehmen.

Spannungsregler und Erregereinrichtung haben die Aufgabe die Erregerwicklung des Generators so mit Erregerstrom zu versorgen, dass die Klemmenspannung des Generators auf einem Sollwert gehalten wird. Desweiteren umfasst der Spannungsregler noch Funktion zur Vermeidung von Über- bzw. Untererregung (engl. over-/under- excitation limiter), Maßnahmen zur Verbesserung der transienten Stabilität sowie eine Überwachung der Generator-Blindleistungsgrenzen. Das Modell aus Spannungsregler und Erregereinrichtung verfügt außerdem über einen externen Eingang für Spannungssollwerte, der zum Anschluss von Pendeldämpfungsgeräten (engl. power system stabilizer, PSS) zur Verbesserung der Kleinsignalstabilität genutzt werden kann.

Kessel-, Turbinen- und Primärregler (zur Erbringung von FCR) werden in der Modellierung von Dampfturbinenkraftwerken häufig in einem Block untergebracht. Bei Wasserkraftwerken und Gasturbinenkraftwerken wird entsprechend der Technologie anstatt des Kessels die Dynamik der Gasturbine bzw. des Wassereinlasses der Hydroturbine modelliert. Ziel ist die Nachführung der erzeugten Turbinenleistung auf den vom Dispatcher vorgegebenen Sollwert. Zusätzlich kann noch ein Primärregler zur Erbringung von FCR aus diesem Kraftwerk vorhanden sein, der entsprechend modelliert werden muss.

Für die dynamische Modellierung der Synchronmaschine selbst ergeben sich die notwendigen Daten aus den Herstellerdatenblättern. Die Regelungen sind im Allgemeinen individuell ausgestaltet, oftmals wird auf international verbreitete Standardmodelle zurückgegriffen. In [31] ist eine vom IEEE herausgegebene Übersicht moderner dynamischer Modelle für Dampf-, Gas- und Hydroturbinen angegeben. Standards für die Modellierung von Erregereinrichtungen, Spannungsreglern und Pendeldämpfungsgeräten bietet die IEEE-Norm Std. 421.5 – 2016 [32]. Einfachere grundlegende Modelle sind in [33] beschrieben.

5.3.3 Komponenten mit umrichterbasierter Netzchnittstelle

Bild 5-2 stellt in den Blöcken 2, 3, 4 und 5 die wesentlichen Bausteine der Elemente spannungsgeführter leistungselektronischer Netzchnittstellen dar. Die Elemente 2 und 4 stellen hierbei Spannungs-Wechselrichter dar, die der Wandlung zwischen Gleich- und Wechselspannung dienen. Zu Glättung, Pufferung, Übertragung und Limitierung der Zwischenkreis-Gleichspannung kommen in Element Nr.3 Kondensatoren, Gleichspannungskabel und geschaltete Widerstände (Chopper) zum Einsatz. Zur Pegelwandlung von Gleichspannungen werden Hoch- bzw. Tiefsetzsteller in Element 5 eingesetzt, um die Spannung von Batterien oder PV-Zellen an die Spannung des DC-Zwischenkreises anzupassen. Tabelle 5-1 gibt eine Legende zu Bild 5-2 an, aus der in Tabelle 5-2 ersichtlich wird, aus welchen Elementen die wichtigsten leistungselektronischen Netzelemente zusammengesetzt sind und welche entsprechend zu modellieren sind.

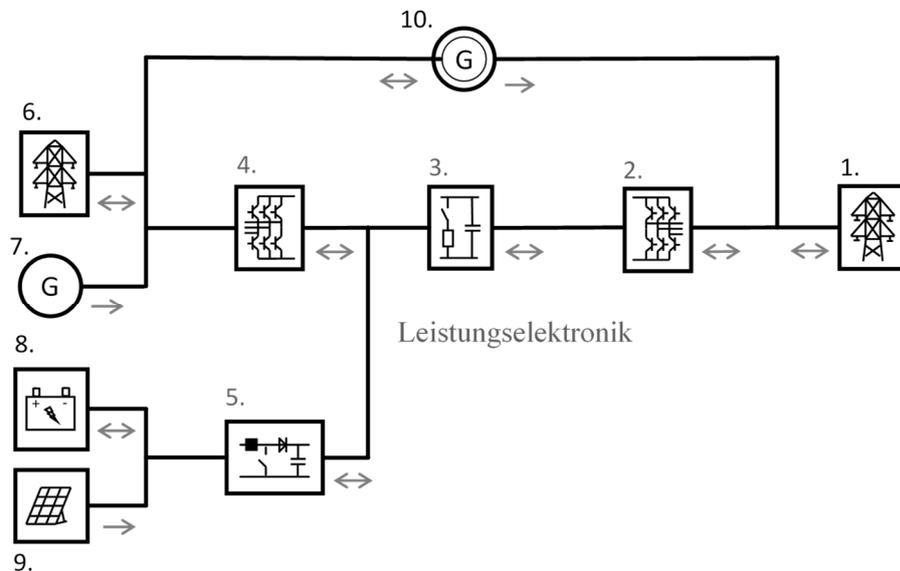


Bild 5-2: Elemente in Komponenten mit leistungselektronischer Netzchnittstelle

Tabelle 5-1: Bestandteile aktiver Netzelemente mit leistungselektronischer Netzchnittstelle

#	Beschreibung	#	Beschreibung
1., 6.	Netzanschluss	7.	Synchrongenerator
2., 4.	Wechselrichter DC <-> AC	8.	Batterie
3.	Zwischenkreis/ DC-Leitung	9.	PV-Panel
5.	Hochsetzsteller	10.	Doppeltgespeister Asynchrongenerator

Tabelle 5-2: Beispiele der Modellierung aktiver Netzelemente mit leistungselektronischen Netzschnittstellen

#	Beschreibung	#	Beschreibung
1,2,3,4,6	HVDC	1,2,3,5,9	PV-Anlage
1,2,3,4,7	Vollumrichter Windturbine	1,2,3,4,10	Teilumrichter Windturbine, (DFIG)
1,2,3,5,8	Batteriespeicher	1,2,3	STATCOM

In der Literatur werden verschiedenste Regelverfahren für die unterschiedlichen Typen leistungselektronischer Elemente vorgeschlagen. Eine der typischsten Formen ist dabei die Strom-Vektorregelung. Bild 5-3 stellt exemplarisch den Aufbau einer Strom-Vektorregelung angeschlossen an eine Spannungsquelle als Average Model dar. Dort werden die Regelgrößen in ein mit der Netzfrequenz rotierendes dq-Koordinatensystem transformiert und dort für Wirk- und Blindleistung entkoppelt geregelt. Die eigentliche Regelung ist dabei in eine innere (IL) und eine äußere (OL) Schleife unterteilt, wobei die innere Schleife (IL) die eigentliche Stromregelung vornimmt. In der äußeren Schleife (OL) werden die Strom-Sollwerte für die Regelung gebildet sowie verschiedene Maßnahmen zur Verbesserung der Systemstabilität vorgesehen. Insbesondere werden hier neben der anlagenspezifischen Regelungserfordernissen die Anforderungen aus den Netzanschlussregelungen zur Spannungsregelung, zur vollständigen dynamischen Netzstützung sowie zur Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz oder auch eine Regelung zur Erbringung von FCR abgebildet. Hierbei kommen abhängig vom Typ der Anlage verschiedene Prinzipien zur Anwendung, für die auf die umfangreiche Literatur verwiesen wird.

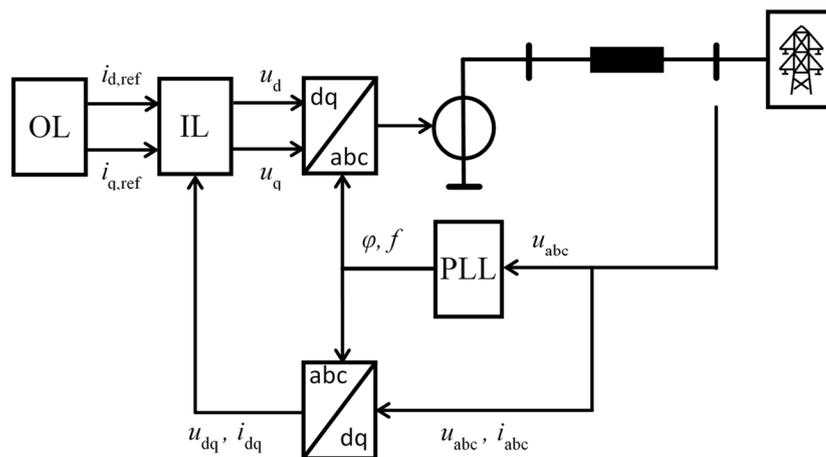


Bild 5-3: Prinzipieller Aufbau einer Strom-Vektorregelung

Spezifische Modelle, die das Verhalten eines bestimmten Anlagentyps dezidiert beschreiben, sind i.A. nicht breit verfügbar. Die Regelungsstrukturen und deren Parametrierung sind hinsichtlich ihrer resultierenden Wirkung ein wesentliches Leistungsmerkmal der Komponenten und fallen somit unter entsprechende Geheimhaltung durch die Hersteller. Für viele Komponenten, u.a. auch Windenergieanlagen wurden daher ebenfalls generische Standardmodelle entwickelt, bei deren Anwendung eine Parametrierung auf das erwartete Verhalten der Anlage erfolgen kann.

Zur Verdeutlichung der Unterschiede zwischen realen Windturbinen und generischen Modellen derer ist in Bild 5-4 ein Vergleich des FRT-Verhaltens dieser aus [34] entnommen exemplarisch dargestellt. Hier wird das Verhalten generischer Modelle nach IEC 61400-27-1 [35] gegenüber realen Anlagen zweier Hersteller dargestellt. Es ist zu erkennen, dass Anlagen unterschiedlicher Hersteller und Leistungen unterschiedliches Verhalten sowohl untereinander als auch gegenüber generischen Modellen zeigen. Die Abweichung zwischen generischem Modell und realer Anlage werden dabei in [34] vor allem auf in der Modellierung der generischen Modelle getroffene Vereinfachungen zurückgeführt.

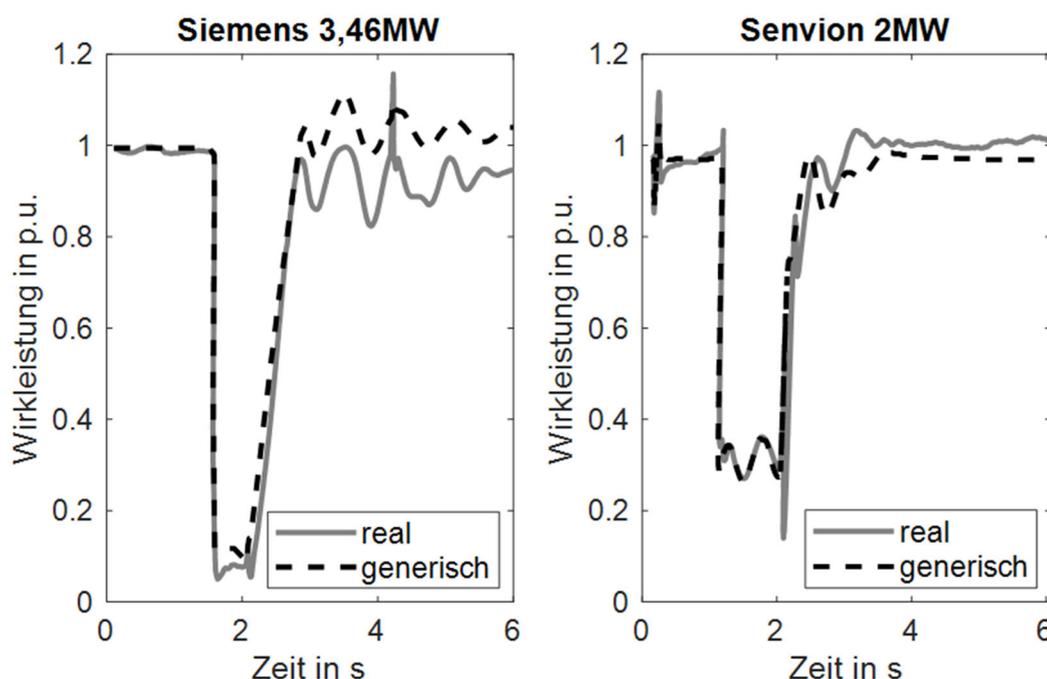


Bild 5-4: Vergleich von Messdaten zweier Wind-Erzeugungseinheiten mit Simulationsergebnissen mit generischem IEC 61400-27-1 Modell, entnommen aus [34]

Neben dem IEC gibt auch das WECC generische Modelle für Typ-3- und -4-Windkraftanlagen heraus. Ein Vergleich des dynamischen Verhaltens von IEC 61400-27-1 [35] und WECC [36] ist in [37] dargestellt. Auch hier sind Unterschiede zwischen den Verhaltensweisen unterschiedlicher generischer Modelle zu erkennen.

5.3.4 Vertikale Lasten

Die elektrischen Verteilnetze mitsamt den darin befindlichen Verbrauchern werden in Studien zur Netzstabilität üblicherweise zu einzelnen vertikalen Lasten aggregiert modelliert. Dabei können für die im Verteilnetz vorhandenen Komponenten, insbesondere die Verbrauchslast und die unterlagerte Erzeugung, separate Modelle zum Einsatz kommen.

Bei den Verbrauchslasten wird zwischen statischen und dynamischen Lasten unterschieden. Für die statischen Lastmodelle existieren verschiedene Formulierungen wie z.B. das exponentielle Lastmodell oder das ZIP-Lastmodell. Diese statischen Lasten weisen keine Zeitabhängigkeit auf, können aber hinsichtlich ihres Verhaltens gegenüber der Spannung oder der Frequenz parametrisiert werden. Die Modellierung dynamischer Lasten erfolgt mittels statischer Lastmodelle, denen eine zusätzliche generische zeitliche Komponente verliehen wird oder anhand von Asynchronmaschinen, da diese gerade im Studium der Kurzzeit-Spannungsstabilität von großem Interesse sind. Die Parametrisierung dieser Lastmodelle erfolgt meist anhand von Erfahrungswerten, da für die detaillierte Abbildung die Gerätezusammensetzung der Last und der spezifische Geräteaufbau im Detail bekannt sein müssten und Messungen schwierig sind. So können im Netz kaum gezielt größere Spannungs- oder Frequenzabweichungen erzeugt werden und in der betrieblichen Auswertung von Anregungen im Kleinsignalbereich ergeben sich Überlagerungen mit dem stochastischen Kundenverhalten sowie den vorhandenen Einspeisungen [38].

Im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien wandeln sich die Verteilnetze bzw. Lasten hin zu aktiven Elementen und deren Gesamtfunktionsumfang nimmt zu, besonders auch im Rahmen netzstützender Maßnahmen im Bereich der Systemstabilität. Die Berücksichtigung dessen in der Modellierung ist demzufolge seit wenigen Jahren bis heute Gegenstand der Forschung. Die am häufigsten in der Literatur vorgeschlagenen Modelle sind aggregierte Modelle, an denen am Übergabeknoten zwischen Verteil- und Übertragungsnetz sämtliche im Verteilnetz befindlichen Verbraucher und Erzeuger zu aggregierten Elementen gleichen Typs zusammengefasst werden. Bei der Modellierung der Erzeugungsanlagen ergibt sich dabei das in Abschnitt 0 bereits angesprochene Problem der Vielfalt der Typen und eingesetzten Regelungen und der nur beschränkt verfügbaren spezifischen Modelle. Ein Überblick in der Forschung diskutierter Verfahren der Modellierung aktiver Verteilnetze wird in [39] und [40] gegeben.

5.4 Schlussfolgerungen

Für Erzeugungsanlagen – ob mit Synchrongeneratoren oder umrichterbasierter Netzchnittstelle – wurde in Abschnitt 0 die Problematik der Existenz typ- und anlagenspezifischer dynamischer Modelle aufgeworfen. Für das Übertragungsnetz wird seit dem mit der Liberalisierung verbundenen informationstechnischen Unbundling für dort angeschlossene Erzeugungsanlagen durchgängig in allen Netzcodes und Netzanschlussregeln die Bereitstellung von Daten bzw. Modellen gefordert, die eine Abbildung für RMS-Simulationen erlauben. Diese Daten liegen demnach bei den ÜNB vor.

Dies gilt für die unterlagerten Netzebenen, deren Einfluss mindestens im Modell der vertikalen Lasten abzubilden ist, nicht durchgängig. Für neuere Erzeugungsanlagen ist mit der Verpflichtung zur Abgabe eines Anlagenzertifikats (seit 1.4.2011 für MS-Ebene, danach auch für Erzeugungsanlagen an anderen Spannungsebenen) als Voraussetzung für den Netzanschluss in den entsprechenden Netzanschlussregeln und Zertifizierungsvorschriften die Bereitstellung eines Modells für die Erzeugungseinheit durch den Hersteller verbunden, das dynamische Berechnungen im RMS-Bereich erlaubt. Diese aus Geheimhaltungsgründen in der Regel als „Black-Box“ bereitgestellten Modelle werden jedoch nur im Zertifizierungsverfahren verwendet und stehen dem jeweiligen Anschlussnetzbetreiber nicht zur Verfügung. Eine Berechtigung zur Abfrage entsprechender Modelle ist – abgesehen von stets möglichen individuellen Regelungen in den Netzanschlussverträgen – für die Mittelspannungsebene erst seit Einführung der neuesten Netzanschlussregeln in 2018 verankert, für die Hochspannungsebene erfolgte mindestens für Netzbereiche mit Transportfunktion eine Orientierung an den Codices des Übertragungsnetzes.

Die Berechtigung zur Abfrage von RMS-Simulationsmodellen für an das Übertragungsnetz und die Hoch- und Mittelspannungsebene angeschlossene Erzeugungsanlagen sieht übereinstimmend eine Bereitstellung von aggregierten Modellen der Erzeugungsanlage vor, wenn diese aus mehreren Erzeugungseinheiten besteht. Teilweise besteht eine Verpflichtung, diese als Parameter generischer Modelle auszuprägen. Für das Übertragungsnetz wird zusätzlich ein detailliertes Modell abgefragt, dessen Anwendungsbereich für Konformitätssimulationen und lokale Netzstudien vorgesehen ist.

Aus den Ausführungen zu Berechnungsverfahren und Modellierungsaspekten ergeben sich die folgenden wesentlichen Schlussfolgerungen:

- Selbstverständlich ist das Berechnungsverfahren passend zur Bewertungsaufgabe auszuwählen.

- Die erforderliche Modellierungstiefe hängt über die Auswahl des Berechnungsverfahrens stark vom zu betrachteten Stabilitätsaspekt ab.
- EMT-Simulationen erlauben zwar die Abbildung und Bewertung elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge, erfordern dazu aber auch eine sehr hohe Modelltiefe, die realitätsnah nur mit anlagenspezifischen Modellen gelingen kann. Daher wird es immer wichtiger, dass diese Modelle für die ÜNB aktuell verfügbar sind. Zudem sind EMT-Simulationen nicht netzweit realisierbar. Daher ist sehr kritisch zu prüfen, ob eine Aufnahme von EMT-Simulationen in den begleitenden Netzanalysen tatsächlich erforderlich ist.
- Auch bei RMS-Simulationen ist eine anlagenspezifische Modellierung erforderlich. Allerdings unterstreicht die hinsichtlich der Komplexität abzuschichtende Modelltiefe je nach Anwendungsfall, dass für netzweite Simulationen Kompromisse zwischen Modellgenauigkeit und Durchführbarkeit der Berechnungen eingegangen werden müssen. Da zudem aus Sicht des Übertragungsnetzes eine Modellierung der unterlagerten Netzebenen in Form vertikaler Lasten stets nur vereinfacht erfolgen kann, sind auch die Ergebnisse der RMS-Simulationen Unsicherheiten unterworfen. Daher sind erzielte Ergebnisse stets durch Sensitivitätsrechnungen für kritische Parameter zu sichern und es darf eine durch die Simulationen ermittelte Stabilitätsgrenze nicht ohne Sicherheitsabstand interpretiert werden.

6 Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte in den begleitenden Netzanalysen

6.1 Erfassbarkeit durch Berechnungen und Simulationen

In Abschnitt 5 sind für die betrachtete Bandbreite der Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte in dieser Studie die anzuwendenden Verfahren und die daraus resultierenden Modellierungsanforderungen grundsätzlich beschrieben. Bild 6-1 zeigt eine Darstellung der Aspekte nach anzuwendenden Verfahren sowie dem Wirkungsbereich im Übertragungsnetz. Instabilität durch Wechselwirkungen von Umrichterregelungen sind im Grundsatz aufgrund ihrer breiten Form und Frequenzbereiche mit EMT-Simulationen zu untersuchen, im Kleinsignalbereich ist auch eine Eigenwertanalyse möglich. Leistungspendelungen werden oftmals durch Betrachtung der Moden als Ergebnis der Eigenwertanalyse bewertet, die direkt ein umfassendes Bild möglicher Schwingungen und deren Dämpfung bietet. Die auftretenden niederfrequenten Schwingungen können unter Vermeidung der Linearisierungsvoraussetzung aber auch mit RMS-Simulationen betrachtet werden, so dass diese oftmals zusätzlich für die aus der Eigenwertanalyse resultierenden kritischen Moden erfolgt.

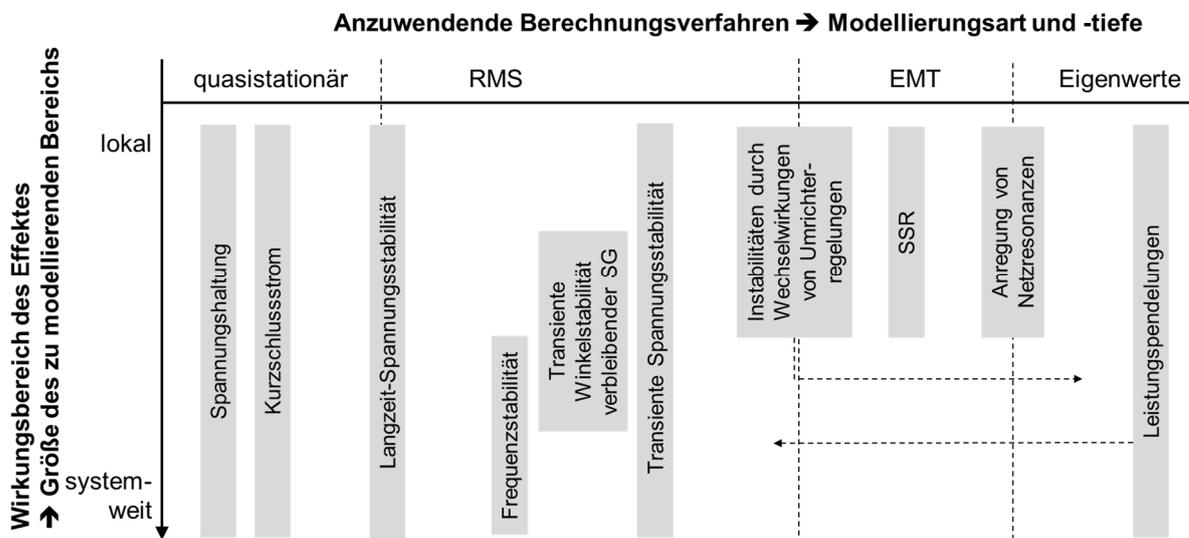


Bild 6-1: Anzuwendende Berechnungsverfahren und Wirkungsbereiche für die betrachteten Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte

Wie bereits im Abschnitt 5 begründet, haben die mit EMT-Simulationen zu untersuchenden Aspekte keine systemweite Wirkung. Die Modellierungserfordernisse für belastbare Ergebnisse sind hoch. Insbesondere im Bereich höherer Frequenzen können bereits geringe lokale Veränderungen wie z.B. Parameter der Regelungen, Wegfall einer bestimmten Erzeugung-

anlage oder die Anpassung von Filtern das Auftreten von Instabilitäten bedingen oder zur Stabilisierung führen. Damit sind diese Aspekte stark abhängig von der aktuellen Netznutzung und der Entwicklung in der jeweiligen elektrischen Umgebung. Folglich sind im Hinblick auf die langen Nutzungsdauern robuste Lösungen zu finden.

Im Ergebnis sollten die Prüfung dieser Aspekte entsprechend heutiger Praxis in den Netzanschlussregeln und zugehöriger Nachweisprozesse verankert werden, mit denen eine umfassende Prüfung mit breiter Parametervariation für die Bedingungen in der elektrischen Nähe des angestrebten Anschlusses erreicht wird. Soweit neue Phänomene betroffen sind, führen die ÜNB auch heute Einzelfallbetrachtungen durch. Kriterien für potenziell kritische Situationen ergeben sich aus der Vorstellung der Aspekte in den Abschnitten 2.3 und 6.2. Hinsichtlich der in Abschnitt 2.4 erwähnten Netzresonanzen ist zusätzlich die Errichtung von Kabelstrecken im Übertragungsnetz zu nennen.

Als Fazit ist eine Aufnahme der Aspekte Instabilitäten durch Wechselwirkungen von und mit Umrichterregelungen, SSR und Anregung von Netzresonanzen in die begleitenden Netzanalysen auch unter Beachtung der Modellierungserfordernisse nicht vorzusehen.

6.2 Einflussfaktoren auf Aspekte und Beeinflussung durch Synchrongeneratoren

Sollte ein Aspekt durch den Betrieb von Synchrongeneratoren nicht beeinflusst sein, erübrigt sich auftragsgemäß eine Betrachtung in den begleitenden Netzanalysen. Ferner bestimmen die wesentlichen Einflussfaktoren die Auswahl potenziell kritischer Netznutzungsfälle und Simulationsszenarien für die Untersuchungen. Daher sind in Tabelle 6-1 die die Systemsicherheit- und -Stabilität gefährdenden Einflussfaktoren sowie die Rolle der Synchrongeneratoren für die einzelnen Aspekte darstellt.

Sämtliche noch zu betrachtenden Aspekte sind von der Existenz von Synchrongeneratoren beeinflusst und damit potenziell in den begleitenden Netzanalysen zu behandeln.

In den Einflussfaktoren finden sich für viele Aspekte übereinstimmend die Faktoren hoher Netzimpedanzen und geringer Verfügbarkeit statischer und dynamischer Blindleistungsquellen. Daher sind bei der Auswahl der zu bewertenden Netzzustände soweit bereits prognostizierbar temporäre Netzschwächungen während Umbau- und Instandhaltungsmaßnahmen zu berücksichtigen. Die ÜNB dehnen dazu die Schaltungsplanung auf einen Vorlauf mehrerer Jahre aus. Zudem sind Exceptional Contingencies (s. Abschnitt 2.2) zu berücksichtigen. Diese werden im Betrieb zwar nur situationsbezogen berücksichtigt und bleiben in der langfristigen Netzplanung des NEP noch außer Betracht, sind aber im Horizont der begleitenden Netzanalysen, der den der Betriebsplanung erfasst, einzubeziehen.

Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte in den begleitenden Netzanalysen

Tabelle 6-1: Qualitative Darstellung der Einflussfaktoren auf betrachtete Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte sowie Einfluss von Synchrongeneratoren

Aspekt	Gefährdung insbesondere bei folgenden Systemeigenschaften	Beeinflussung durch Synchrongeneratoren
Frequenzstabilität	<ul style="list-style-type: none"> - schwere Störungsereignisse mit Auswirkungen auf die Wirkleistungsbilanz (z.B. System-Split) - wenig Momentanreserve 	wegen rotierender Masse von Synchrongenerator und Turbine
Leistungspendelungen	<ul style="list-style-type: none"> - große Netzausdehnung mit hohen Impedanzen 	durch Existenz und ggf. vorhandene PSS
Spannungshaltung	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Betriebsströme, hohe Übertragungsentfernungen - geringe regionale Verfügbarkeit von Blindleistung 	als Blindleistungsquelle
Langzeit-Spannungsstabilität	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Ströme, hohe Übertragungsentfernungen - geringe regionale Verfügbarkeit von Blindleistung 	als Quelle dynamischer Blindleistung (instantan bei plötzlichen Ereignissen sowie schnell regelbar)
transiente Spannungsstabilität	<ul style="list-style-type: none"> - geringe Spannungssteifigkeit des Netzes, langsame Spannungswiederkehr nach Fehlern, d.h. wenig schnell verfügbarer Blindleistungsquellen - hohe Fehlerklärungszeiten 	als Quelle von Blindstrom für dynamische Netzstützung wegen rotierender Masse von Synchrongenerator und Turbine reduzierende Wirkung auf während Kurzschluss entstehende Spannungswinkeldifferenzen
Transiente Winkelstabilität verbleibender SG	<ul style="list-style-type: none"> - geringe Spannungssteifigkeit des Netzes, langsame Spannungswiederkehr nach Fehlern, d.h. wenig dynamisch verfügbare Blindleistungsquellen - hohe Fehlerklärungszeiten 	durch Existenz und resultierender Wirkung im Zusammenspiel mit weiteren Komponenten
Minimaler Kurzschlussstrom / Spannungstrichter	<ul style="list-style-type: none"> - geringe Netzvermaschung (geschwächtes Netz) - wenige und ungünstig verteilte Kurzschlussstromquellen 	als Kurzschlussstromquelle

6.3 Frequenzhaltung, Frequenzstabilität und Leistungspendelungen

Grenzwerte für die in Abschnitt 4.3 motivierten und eingeführten Frequenzgradienten ergeben sich gemäß [41] zu:

- $< 2 \text{ Hz/s}$ für $\Delta t = 500 \text{ ms}$
- $< 1,5 \text{ Hz/s}$ für $\Delta t = 1000 \text{ ms}$
- $< 1,25 \text{ Hz/s}$ für $\Delta t = 2000 \text{ ms}$

Begrenzend wirken hier die bisher definierte Störfestigkeit von Verbrauchern gegenüber Frequenzänderungen sowie die innerhalb des LFDD definierten Stufen des Lastabwurfs und deren geforderte Umsetzungszeiten (Stufungshöhe/Abschaltzeit derzeit $0,86 \text{ Hz/s}$ [15]). Um durch Überreagieren des Lastabwurfs keinen zu großen Wirkleistungsbilanzüberschuss zu erzeugen, sind die Gradienten der Frequenzänderungen zu begrenzen.

Da es sich hierbei um eine Eigenschaft des Synchronverbunds handelt, ist es für die Zukunft nicht ausgeschlossen, dass ENTSO-E eine minimale Momentanreserve je Regelzone definieren wird [42], auch wenn dies derzeit wegen der nachfolgend aufgeführten Ausführungen kurzfristig nicht zu erwarten ist.

Für die Einhaltung der initialen Grenzen der Frequenzgradienten werden derzeit für den Betrachtungszeitraum bis 2038 bei Synchronverbundbetrieb nach übereinstimmender Aussage mehrerer Untersuchungen [17] [42] [43] [44] keine Grenzwertüberschreitungen erwartet.

Sehr wohl ist ein Verlassen des für die Frequenzhaltung, also im Bereich der auslegungsrelevanten Ereignisse, einzuhaltenden Frequenzbandes von $\pm 180 \text{ mHz}$ im stationären Bereich sowie $\pm 800 \text{ mHz}$ maximal während Ausgleichsvorgängen aktuell nicht ausgeschlossen. Grund ist ein nicht systemkonformes Verhalten älterer Erzeugungsanlagen, die noch über eine frequenzabhängige Schutzabschaltung mit Werten zwischen $49\text{-}50,2 \text{ Hz}$ verfügen [45]. Mit der Abnahme der Momentanreserve aus Synchrongeneratoren infolge des Ausstiegs aus der Kohleverstromung nimmt auch die Wahrscheinlichkeit zu, dass für das ENTSO-Referenzszenario maximale Frequenzabweichungen erreicht werden, die die Schutzeinstellwerte der älteren Erzeugungsanlagen überschreiten (insbesondere $49,5 \text{ Hz}$). Damit besteht die Gefahr, dass die Frequenz auf Werte unterhalb der ersten Stufe des LFDD absinkt. Der LFDD stellt aber eine Notmaßnahme dar, die im betrieblichen Prozess der Frequenzhaltung nicht angeregt werden darf. Derzeit besteht diese Gefahr laut [45] und den Untersuchungen der ÜNB in Anhang A in einigen hundert Stunden pro Jahr. Ursächlich ist das nicht-konzeptgemäße Verhalten der älteren Erzeugungsanlagen bei Unterfrequenz, der Ausstieg aus der Kohleverstromung wirkt lediglich verschärfend. Eine die Ursache entfernende Lösung liegt daher in

Nachrüstprogrammen in Ländern des Synchronverbunds, in denen das bis heute nicht verfolgt wurde, und in denen damit im Gegensatz zu Deutschland die auf einzelne Länder heruntergebrochenen Vorgaben für Restbestände von Erzeugungsanlagen mit Netztrennung bei Frequenzrückgang vor den Schwellen des LFDD nicht erfüllt werden. Alternativ könnte zusätzliche Primärregelleistung vorgehalten werden oder die Einspeisung aus kritischen Erzeugungsanlagen gezielt limitiert werden. Da ein Großteil der Anlagen oder deren Hauptkomponenten bis 2030 das Ende der technischen Nutzungsdauer erreichen, handelt es sich zudem um eine vorübergehende Gefährdung. Eine nur in Deutschland erfolgende Erhöhung der im Betrieb vorhandenen Momentanreserve ist somit nicht angemessen und es würde sich lediglich Analysebedarf im Verlauf des Kohlausstiegs ergeben, wenn auf ENTSO-E-Ebene eine minimale Momentanreserve je Regelzone/Land definiert werden würde.

Für die Bewertung der Frequenzstabilität fehlen bis jetzt Referenzfälle und zugehörige Erfolgskriterien. Diese müssen wiederum auf ENTSO-E-Ebene erfolgen. Der Diskussionsprozess ist angestoßen [42], die deutschen ÜNB haben dazu Anregungen eingebracht [46] [47]. Als alternatives Szenario greifen die meisten Untersuchungen auf den System-Split-Fall aus 2006 zurück, indem sie für die dort entstehenden Teilnetze die heutigen und zukünftig zu erwartenden Wirkleistungsbilanzen aufstellen [17] [24] [43] [46] [48], oder es werden Parametervariationen zum entstehenden Bilanzdefizit verwendet [42]. Dabei ergeben sich bereits heute und stark zunehmend aufgrund der anwachsenden Konzentration der Erzeugung aus erneuerbaren Energien in bestimmten Regionen Wahrscheinlichkeiten für die Gefährdung, dass die bildenden Teilnetze nicht auf einen stabilen Frequenzwert geführt werden können:

- In Teilnetzen mit Unterfrequenz besteht die Gefahr, dass aufgrund der großen Frequenzgradienten eine Aktivierung der nächsten Stufe des LFDD erfolgt, bevor sich die Wirkung der vorhergehenden Stufe auf die Frequenzstabilisierung ausprägen konnte. In der Folge besteht ein zu großer Leistungsüberschuss im Teilnetz, der zum Erreichen unzulässig hoher Frequenzen führen kann.
- In Teilnetzen mit Überfrequenz ist infolge der geringeren Momentanreserve die Wirkleistungsreduktion der Erzeugungsanlagen zu langsam, um den Frequenzanstieg vor Verlassen des zulässigen Bereichs abzufangen.

Im System-Split-Fall wirkt sich der Verlust der Momentanreserve aus den Kohlekraftwerken aufgrund der dann geringeren Synchronverbundgröße umso stärker aus. Für den System-Split-Fall 2006 errechnen die ÜNB für das Überfrequenzgebiet im Nordosten des Verbundes einen Anteil von etwa 22% der dort in Deutschland befindlichen Kohlekraftwerke an der Schwungmasse.

Eine Verpflichtung zur gezielten Vorhaltung von Momentanreserve durch vorhandene Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren, durch netzbildende Umrichter oder rotierende Phasenschieber ist also nach Festlegung der oben angesprochenen Referenzszenarien nicht auszuschließen. Dann ergibt sich auch ein Prüfungsbedarf im Rahmen des Kohleausstiegs, wobei nur die Verfügbarkeit der Kraftwerke entscheidend ist, nicht deren Einsatz am Markt.

Daneben bestehen folgende Maßnahmen, die aber aufgrund der gemeinsam zu erzielenden Wirkung im Synchronverbund auch auf dieser Ebene abzustimmen sind:

- Erhöhung der Anforderungen an die Dynamik der Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz: erfordert zudem eine Anpassung der Netzanschlussregeln mit entsprechenden Vorlaufzeiten ($\geq 4a$).
- Veränderung der Trigger für LFDD: Seitens der deutschen ÜNB wird dazu ein Einbezug des Frequenzgradienten statt ausschließlicher Verwendung des Frequenzbetrags vorgeschlagen. Dies würde neben weiteren systemtechnischen Untersuchungen und der Abstimmung auf ENTSO-E-Ebene die Anpassung und in der Regel Auswechslung der entsprechenden Abschalteneinrichtungen erfordern. Auch das ist nur in einem Zeitraum von mindestens 4, eher 8a realisierbar.
- Eine Erhöhung von Höhe und/oder Dynamik der FCR: Eine Dimensionierung dieser Reserve für außergewöhnliche Störfälle erscheint aber nicht effizient. Die erforderlichen Beträge liegen zudem zur Beherrschung des System-Split-Falls im mehrstelligen GW-Bereich.

Untersuchungen der ÜNB weisen einen Einfluss des Kohleausstiegs auch auf die Moden der Leistungspendelungen aus (s. Anhang B). Da Deutschland sich aber nicht im Randbereich des Synchronverbunds Continental Europe befindet und das Netz dort stark vermascht ist, ist der Einfluss nur geringfügig. Zudem besteht mit der Anpassung der PSS-Parametrierungen in den Rand-Regelzonen hier eine relativ einfach und schnell umzusetzende Abhilfemaßnahme. Daher ist aus diesem Aspekt keine Erfordernis zum Einsatz der StKW glaubhaft. Tabelle 6-2 fasst die Empfehlungen für die Betrachtung im Sinne eines Steckbriefs und Handlungshinweisen zusammen.

Tabelle 6-2: Steckbrief für die Aspekte Frequenzhaltung und Frequenzstabilität

Steckbrief für die Aspekte Frequenzhaltung und Frequenzstabilität		
Grenzwert	Frequenzgradienten: Rate of Change of Frequency (RoCoF): - < 2 Hz/s für $\Delta t = 500$ ms - < 1,5 Hz/s für $\Delta t = 1000$ ms - < 1,25 Hz/s für $\Delta t = 2000$ ms Frequenzhaltung: - Frequenzband ± 180 mHz im stationären Bereich - Frequenzband ± 800 mHz max. während Ausgleichsvorgängen Frequenzstabilität: - Stabilisierung der Frequenz im zulässigen Bereiche 47,5 bis 52,5 Hz	
Berechnungsverfahren	Dynamische Simulation der Leitungs-Frequenzregelung	
Anforderungen an Modellierung	- für grundsätzliche Erkenntnisse oder Betrachtungen nach Netztrennungen mit geringer Ausdehnung der Netzbereich „1-Knoten-Netzmodell“ ausreichend - für alle weiteren Betrachtungen, insbesondere belastbare Simulation neuer Regelungen wegen etwaiger vorhandener zeitlicher Verzögerungen Berücksichtigung des Netzes unumgänglich	
Anforderungen an Systemabgrenzung	- rotierende Masse, Wirkleistungsregler und PSS für gesamtes betrachtetes Synchrongebiet	
Kriterien für kritische Szenarien	- Netznutzungsfälle mit minimaler Einspeisung aus Synchrongeneratoren (Annahme: etwaige Phasenschieber sind im Betrieb) - Frequenzhaltung: ENTSO-E-Referenzszenario - Frequenzstabilität: Referenzszenarien noch offen, bis dahin zum Aufzeigen von Herausforderungen und Lösungen system-split-szenario 2006 zu empfehlen	
Alternativen mit Realisierungszeiten	Umrüstung KoKW zu rot. Phasenschiebern	(Monate...2a)
	Neue rotierende Phasenschieber	(3...6a)
	Anpassung der Netzanschlussregeln für Dynamik der Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz	(mind. 4a)
	Momentanreserve aus Anlagen mit netzbildenden Umrichtern	(mind. 8a)
	Anpassung Betriebsregeln ENTSO-E: Neugestaltung LFDD, Änderung Dynamiken von Reserven	(mind. 4a, eher 8a)

6.4 Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität

Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität illustrieren sich in sogenannten „Nasenkurven“, wie sie in Bild 2-1 bereits für eine im Stich betriebene Leitung behandelt wurden. Der Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ der Last kann auch dahingehend interpretiert werden, dass am Endknoten eine Spannungsregelung durch eine Blindleistungsquelle erfolgt. Es wird deutlich, dass mit der Spannungstützung durch Bereitstellung induktiver Blindleistung (durch übererregten Betrieb von Synchronmaschinen oder auch statischen Kondensatorbänken) zwar eine größere Leistungsübertragung ermöglicht wird, aber nicht mehr alleine anhand der Einhaltung minimaler Spannungen – die vor allem aber auch zur Vermeidung von Unterspannungsanregungen des Eigenschutzes von Komponenten einzuhalten sind – der Abstand zur Stabilitätsgrenze U_{Kollaps} gewährleistet werden kann. Zur Sicherstellung auch der Langzeit-Spannungsstabilität sind demnach, sofern wie üblich von dynamischen Simulationen aufgrund der Vielzahl möglicher Fälle im Zeitverlauf und an Fehlern abgesehen wird, weitere Kriterien heranzuziehen. Dementsprechend finden sich in den Planungsgrundsätzen der ÜNB [9] weitere Kriterien:

- Begrenzung der Differenz der Spannung zwischen Grundfall und Ausfall (Differenz wird in Nähe von U_{Kollaps} größer)
- Regional ausgeglichener Blindleistungshaushalt und regional aggregiertes freies Blindleistungs-Regelband der Quellen
- Stabilitätsengpassströme, die aus Systemstudien abgeleitet wurden

Die Bestimmung des Abstands zur Stabilitätsgrenze kann auch durch konkrete Auslenkung aus einem betrachteten Arbeitspunkt erfolgen. Dabei werden in der Regel Leistungsflussberechnungsverfahren eingesetzt, die auch in der Nähe der Stabilitätsgrenze noch zuverlässig konvergieren (etwa Continuation Power Flow). Im Beispiel von Bild 2-1 wäre nur ein Wirkleistungswert der Last zu erhöhen, im Übertragungsnetz sind vielfältige Einflüsse und Auslegungsrichtungen wahrscheinlich, die zudem über den Strommarkt gekoppelt sind. Daher erfordern derartige Untersuchungen großen Rechenaufwand und werden die vorgenannten Methoden in der längerfristigen Planung aus Aufwandsgründen, in der Betriebsplanung aus Zeitgründen präferiert.

Grundsätzlich können aber sowohl die Spannungshaltung als auch die Langzeit-Spannungsstabilität somit angenähert durch quasistationäre Methoden untersucht werden.

Derartige Untersuchungen erfolgen regelmäßig im Rahmen des NEP (z.B. [10]) für den Langfristzeitraum. Dort ergeben sich entsprechend der in Abschnitt 2.3 beschriebenen Systematik zur Unterscheidung statischer und dynamischer Blindleistungsquellen für alle Kategorien und

Blindleistungsvorzeichen Bedarfe im zweistelligen Gvar-Bereich. Der Handlungsbedarf ist also deutlich.

Aufgrund der Abhängigkeit des lokal zu deckenden Blindleistungsbedarfs (s. auch Abschnitt 2.2) und der quadratischen Abhängigkeit von der Netzbelastung (Bild 2-2) wirken sich die unsicheren Faktoren des Netzausbaufortschritts, der Existenz von Erzeugungsanlagen und deren Einsatz sowie der weiteren Netznutzung besonders stark aus. Zur Sicherung der Kosteneffizienz ist für Entscheidungen zur konkreten Deckung des Blindleistungsbedarfs ein ständiges Monitoring und eine konkrete Planung für den Realisierungszeitraum von Blindleistungsquellen üblich (3...6a nach Tabelle 4-2) üblich.

Grundsätzlich liegen für diesen Zeitraum Alternativen zum Weiterbetrieb von StKW vor. Aufgrund der Unsicherheiten auch im Betrachtungszeitraum von nur wenigen Jahren sowie der Notwendigkeit, auch Zwischenzustände des Netzes während Umbauarbeiten berücksichtigen zu müssen, kann sich dennoch der Bedarf ergeben oder als effizient erweisen, vorübergehend StKW als Blindleistungsquelle weiter zu nutzen. Dies erfordert aber keinen Betrieb am Markt, sondern kann aus der Netzreserve heraus erfolgen. Tabelle 6-3 fasst die bei Untersuchungen zu den in diesem Abschnitt behandelten Aspekten zu beachtenden Sachverhalte zusammen.

Tabelle 6-3: Steckbrief für die Aspekte Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität

Steckbrief für die Aspekte Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität		
Grenzwert	<ul style="list-style-type: none"> - Einhaltung zulässiger Spannungsbänder - Begrenzung der Differenz der Spannung zwischen Grundfall und Ausfall - Regional ausgeglichener Blindleistungshaushalt und regional aggregiertes freies Blindleistungs-Regelband der Quellen - Aus Systemstudien abgeleitete Stabilitätsengpassströme - Abstand zur Stabilitätsgrenze bei Auslenkungen des Netznutzungsfalls 	
Berechnungsverfahren	Leistungsflussberechnungen	
Anforderungen an Modellierung	<ul style="list-style-type: none"> - Wie für quasistationäre Leistungsflussberechnungen - Ermittlung der Schwankungen im Zeitbereich zwischen determinierten Zeitpunkten durch Monitoring der Realität 	
Anforderungen an Systemabgrenzung	<ul style="list-style-type: none"> - Horizontal: Mindestens durch Handel entstehende Flüsse auf Kuppelleitungen und realistisches Spannungsregelungsverhalten der angrenzenden Regelzonen abbilden Für Dimensionierung der Blindleistungsbedarf bei grenznahen Ausfällen im Ausland Empfehlung zur Abbildung mindestens der observability area - Vertikal: zu erwartende vertikale Flüsse, geeignetes Blindleistungsmodell in Abhängigkeit vom betrachteten Netznutzungsfall und ursächlichen Fundamentaldaten für Netzbereich (Last, EE-Einspeisung nach Arten) 	
Kriterien für kritische Szenarien	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Transportentfernungen und Betriebsmittelauslastungen - Aufgrund der Abhängigkeit des regelbaren Bedarfs von Gradienten zwischen Zeitpunkten aber ohnehin Jahresbetrachtung erforderlich 	
Alternativen mit Realisierungszeiten	Umrüstung von für Stilllegung vorgesehene KoKW zu rotierenden Phasenschiebern	(Monate...2a)
	Neue STATCOM oder rot. Phasenschieber	(3...6a)
	Neue statische Blindleistungsquellen (MSCDN, Kompensationsspulen)	(3...6a)
	Anpassung Netzanschlussregeln zur Erbringung von Blindleistung aus umrichterbasierten EZA auch bei Wirkleistungseinspeisung P=0	(mind. 4a)
	Erhöhung der maximal geforderten Blindleistung aus Erzeugungsanlagen	(mind. 4a)
	Gezielte Nutzung freier Blindleistungsbänder aus den unterlagerten Verteilnetzen	(1...4a)

6.5 Transiente Stabilität und Winkelstabilität verbleibender Synchrongeneratoren

In [10] wird dargestellt, dass ohne weitere Maßnahmen im Betrachtungszeitraum des NEP und damit auch des Kohleausstiegs die transiente Stabilität nicht gewährleistet werden kann. Mit der gezielten Installation von Quellen für die dynamische Netzstützung (STATCOM, rotierende Phasenschieber) und von Momentanreserve (rotierende Phasenschieber, Komponenten mit netzbildender Umrichterregelungen) kann die Stabilität aber auch gesichert werden, ohne auf einen marktbasieren Einsatz der StKW angewiesen zu sein. Auch ein Einsatz im Rahmen der Netzreserve ist nicht grundsätzlich erforderlich, kann aber durch die Unsicherheiten der Netzentwicklung und der Realisierung der alternativen Maßnahmen als Übergangsmaßnahme kurzfristig erforderlich werden. Die Untersuchungen in Anhang C bestätigen dies, machen aber auch deutlich, dass aufgrund der Abhängigkeit von der Verfügbarkeit nur weniger Kraftwerksblöcke ein kontinuierliches Monitoring zu diesem Aspekt erforderlich ist. Diese Empfehlung begründet sich zusätzlich in der bekannten Abhängigkeit der transienten Stabilität von den Netzimpedanzen zwischen Netzregionen – also vom Netzausbau –, der Auslastung der Netzelemente, wobei hohe Auslastungen im Hinblick auf den umzuverteilenden Leistungsfluss sowie transiente Leistungsbilanzen kritisch sind, und von der Lage und Verteilung der Synchrongeneratoren im Netz. Letzteres betrifft nicht nur die KoKW, sondern die Entwicklung und den Betrieb des gesamten Kraftwerksparks.

Wie in Abschnitt 0 und Anhang C ausgeführt, darf die in Simulationen errechnete Stabilitätsgrenze aufgrund der vielen unsicheren Einflussfaktoren nicht verabsolutiert werden. Vielmehr sind bereits Anzeichen zur Entwicklung hin zur Instabilität durch Sensitivitätsanalysen zu ermitteln und sind Sicherheitsabstände einzuhalten. Diese können nicht in quantitativen Größen installierter Leistungen, zusätzlich verfügbarer Blindströme oder auch resultierender Netzimpedanzen ex-ante scharf gefasst werden. Vielmehr sind hier Expertenabwägungen auf Basis der durchgeführten Sensitivitätsanalysen zu treffen. Bei der Bewertung ist einzubeziehen, dass die Schutzeinrichtungen von Geräten insbesondere auf der Kundenseite in den Simulationen zur Reduktion der Komplexität, aber auch aus Unkenntnis des konkreten Verhaltens für den ÜNB nicht abgebildet sind. So können länger anstehende Unterspannungen zum Auslösen entsprechender Schutzeinrichtungen führen und damit Wirkleistungsbilanzabweichungen hervorrufen, die den Übergang auf einen stabilen Arbeitspunkt zusätzlich erschweren. Für Erzeugungsanlagen besteht eine LVRT-Fähigkeit für tiefe Spannungseinbrüche bis 150 ms mittlerweile für den Großteil der Anlagen aufgrund der Netzanschlussregeln (z.B. [12]) mit Ausnahme des Niederspannungsnetzes (s. Abschnitt 6.7). Für Verbraucher ist das nicht der Fall. Aber auch bei Erzeugungsanlagen können Restspannungen unter 70-80% der Nennspannung für 2-3s zur Aktivierung des Unterspannungsschutzes führen.

Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte in den begleitenden Netzanalysen

Die transiente Winkelstabilität verbleibender Synchrongeneratoren kann grundsätzlich ebenfalls mit RMS-Simulationen geprüft werden. In den Netzanschlussregeln [12] existieren aber zusätzliche Grenzwerte für minimale Kurzschlussleistungen, unter denen der Betreiber der Erzeugungsanlagen die transiente Winkelstabilität innerhalb definierter FRT-Grenzkurven gewährleisten muss. Da sich gemäß Abschnitt 6.6 die minimalen Kurzschlussleistungen kaum ändern, ist im Grundsatz keine Gefährdung für die verbleibenden Synchrongeneratoren zu erwarten. Dennoch ist aufgrund der Unsicherheiten sowie der lokalen Auswirkung temporärer Netzschwächungen während Umbauarbeiten ein ständiges Monitoring zu empfehlen. Ein Bedarf zum Weiterbetrieb von StKW ist daraus aber nicht zu erwarten, da gemäß Abschnitt 4.5 auch lokale Abhilfemaßnahmen existieren.

Tabelle 6-4 und Tabelle 6-5 fassen die bei Untersuchungen zu den in diesem Abschnitt behandelten Aspekten zu beachtenden Sachverhalte zusammen.

Tabelle 6-4: Steckbrief für den Aspekt transiente Stabilität

Steckbrief für den Aspekt transiente Stabilität		
Grenzwert	<ul style="list-style-type: none"> - Wiederkehr in stabilen Arbeitspunkt - Dauer und Tiefe des Spannungseinbruchs hinsichtlich Unter Spannungsschutz der Kunden <p>Bei allen Simulationen sind erzielte Ergebnisse durch Sensitivitätsrechnungen für kritische Parameter zu sichern und Sicherheitsabstände zu wahren.</p>	
Berechnungsverfahren	Dynamische RMS-Simulation	
Anforderungen an Modellierung	- Abbildung aller Regler mit Einfluss im RMS-Bereich	
Anforderungen an Systemabgrenzung	<ul style="list-style-type: none"> - Horizontal: kontinentaleuropäisches Verbundsystem (Synchronbereich) - Vertikal: dynamisches Modell (üblicherweise aggregiert) mit Blindleistungsregelung und dynamische Netzstützung 	
Kriterien für kritische Szenarien	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Transportentfernungen und Betriebsmittelauslastungen - demzufolge hoher Blindleistungsbedarf - geringe Momentanreserve am Netz 	
Alternativen mit Realisierungszeiten	Umrüstung KoKW zu rotierenden Phasenschiebern	<i>(Monate...2a)</i>
	Neue STATCOM oder rotierende Phasenschieber	<i>(3...6a)</i>
	Anpassung der Netzanschlussregeln für netzbildendes Verhalten	<i>(mind. 8a)</i>
	Erhöhung der Anzahl von Erzeugungsanlagen im Verteilnetz mit Teilnahme an vollständiger dynamischer Netzstützung	<i>(kontinuierlich im Zeitraum mehrerer Jahre)</i>

Tabelle 6-5: Steckbrief für den Aspekt transiente Winkelstabilität verbleibender Synchroneratoren

Steckbrief für den Aspekt transiente Winkelstabilität verbleibender Synchronen.		
Grenzwert	<ul style="list-style-type: none"> - bei Untersuchung mit Kurzschlussstromberechnung: netzseitig anstehende Mindestkurzschlussleistung nach Fehler gemäß Netzanschlussregeln - Wenn nicht eingehalten: Untersuchung mit dynamischer RMS-Simulation: kein Durchschlüpfen 	
Berechnungsverfahren	Berechnung minimaler dreipoliger Kurzschlüsse nach VDE0102 oder dynamische RMS-Simulation	
Anforderungen an Modellierung	<ul style="list-style-type: none"> - Minimale Kurzschlussstrombeiträge aus benachbarten Netzen - Worst-case für unterlagerte Netze: kein Beitrag zum Kurzschlussstrom - Bei RMS-Simulationen vereinfachte „first-swing“-Betrachtung ohne Reglermodellierung möglich 	
Anforderungen an Systemabgrenzung	<ul style="list-style-type: none"> - Horizontales KS-Ersatznetz - Vertikal: keine Berücksichtigung oder für Parametervariation zum Beitrag unterlagerter Netze KS-Ersatzstrom-/Spannungsquellen - Bei RMS-Simulation elektrische Umgebung des betrachteten Synchrongenerators abbilden 	
Kriterien für kritische Szenarien	<ul style="list-style-type: none"> - Netznutzungsfälle mit minimaler Einspeisung aus Synchroneratoren (Annahme: etwaige Phasenschieber sind im Betrieb) - Netzschwächungen durch Freischaltungen/Umschaltungen/Provisorien und Ausfallsituationen berücksichtigen 	
Alternativen mit Realisierungszeiten	Umrüstung KoKW zu rotierenden Phasenschiebern	<i>(Monate...2a)</i>
	Neue STATCOM oder rotierende Phasenschieber	<i>(3...6a)</i>
	Anpassung der Netzanschlussregeln für netzbildendes Verhalten	<i>(mind. 8a)</i>

6.6 Kurzschlussstromhöhe und -qualität

Werden die aktuell erreichten Sensitivitäten der einzelnen Schutzmechanismen im Übertragungsnetz zusammengefasst, ergibt sich für die aktuelle Schutztechnik im Netz der ÜNB ein Mindestkurzschlussstromniveau von 1200 A [27]. Dieser Wert entspricht auf 380-kV-Ebene einer minimalen Kurzschlussleistung von 0,79 GVA, wobei Kurzschlussleistung und Kurzschlussstrom proportional zueinander sind. Für noch vorhandene Reserveschutzeinrichtungen, die ausschließlich auf die Stromhöhe hin auslösen, sind Mindestkurzschlussströme in der Höhe von 130% des maximalen Betriebsstroms erforderlich. Daraus können bei der

Verwendung von Hochtemperaturleitern minimale Kurzschlussströme in der Größenordnung von 10 kA resultieren. Diese Werte werden aber aufgrund der nur noch punktuellen Verwendung dieses Reserveschutzprinzips und der Austauschmöglichkeit als nicht bindend für die Bewertung herangezogen.

Das Kurzschlussleistungsniveau im deutschen Übertragungsnetz ist aufgrund des Einflusses der Netzstruktur und der Verteilung der Kurzschlussstromquellen regional unterschiedlich, so dass lokale Unterschiede resultieren. Sämtliche dafür in den letzten Jahren erfolgte Untersuchungen lassen jedoch zumindest für die nächsten 10 Jahre keine Unterschreitung dieses Wertes erwarten:

- In einem Gutachten für die Bundesnetzagentur wird für das Jahr 2019 eine durchschnittliche Kurzschlussleistung von 7,7-28,3 GVA prognostiziert, wobei eine Einspeisung von Kurzschlussstrom aus unterlagerten Netzebenen vernachlässigt wurde [13].
- Die dena-Netzstudie weist bis zum Jahr 2033 nur geringe Veränderungen der minimal auftretenden Kurzschlussströme aus [43] (Bild 6-2).



Bild 6-2: Vergleich des minimalen Kurzschlussstroms im Jahr 2011 und 2033 [43]

Diese Prognosen geben eine valide Grundlage, dass für die nächsten etwa 10 a keine signifikante Änderung des aktuellen Kurzschlussstromniveaus in Deutschland erwartet wird. In der Folge ist somit die aktuell eingesetzte Schutztechnik auch in diesem Zeitraum des Ausstiegs aus der Kohleverstromung weiterhin einsetzbar, ohne dass es gezielter Gegenmaßnahmen bedarf.

Da der Abstand zum für die sichere Schutzanregung erforderlichen Mindestniveau groß ist, ist eine regelmäßige Betrachtung dieses Aspekts in den begleitenden Netzanalysen nicht erforderlich. Zudem bestehen im Schutzsystem die in Abschnitt 4.6 dargestellten relativ kurzfristigen umsetzbaren Anpassungsreserven. Sehr wohl ist durch die ÜNB routinemäßig bei

Stilllegungen von Kraftwerken jeweils das aktuelle Schutzkonzept und die Parametrierung zu prüfen.

Eine sichere Prognose, dass bis 2038 trotz des Ausstiegs aus der Kohleverstromung keine Unterschreitung minimaler Teilkurzschlussströme bei irgendeiner Fehlerstelle im Netz zu erwarten ist, kann aber dennoch nicht abgeleitet werden. Dazu sind insbesondere die folgenden Einflussfaktoren langfristig zu unsicher:

- Ein Teil der Kurzschlussströme wird aus dem Ausland eingespeist, was im Synchronverbund so unvermeidbar wie zur Gewährleistung minimaler Kurzschlussströme und zur Begrenzung von Spannungstrichtern erwünscht ist. Die oben angeführten Untersuchungen gehen von unterschiedlichen Annahmen für den Beitrag der Nachbarstaaten zum Kurzschlussstrom aus. So geht [13] von einem gleichbleibenden Beitrag zum Kurzschlussstrom aus, um den innerdeutschen Effekt besser herausstellen zu können. Eine zu Deutschland äquivalente Entwicklung würde die Beiträge aus dem Ausland aber senken.
- Bei abnehmenden Kurzschlussströmen und dem Bedarf zur Errichtung alternativer Quellen ist nicht auszuschließen, dass auf ENTSO-E-Ebene Vorgaben definiert werden, die Mindestkurzschlussstrombeiträge aus jeder einzelnen Regelzone vorsehen. Daraus würde direkt die Notwendigkeit eines laufenden Monitorings entstehen.

Für den Prozess des Kohleausstiegs ergibt sich daraus die Empfehlung, den Aspekt der minimalen Kurzschlussströme zwar zunächst nicht regelmäßig zu betrachten, jedoch nicht ex-ante aus dem Betrachtungsbereich auszuschließen. Der Betrachtungshorizont sollte, um eine grundlegende und robuste Lösung durch die Installation alternativer Kurzschlussstromquellen mit zu betrachten, dann bis zu 6a betragen. Tabelle 6-6 fasst die Empfehlungen für die Betrachtung im Sinne eines Steckbriefs und Handlungshinweisen zusammen.

Tabelle 6-6: Steckbrief für den Aspekt minimaler Kurzschlussstrom

Steckbrief für den Aspekt minimaler Kurzschlussstrom		
Grenzwert	Anfangskurzschlusswechselstrom von mindestens 1.200 A	
Berechnungsverfahren	VDE0102: minimale Kurzschlussströme (üblicherweise im Übertragungsnetz auftretend bei einpoligem Erdkurzschluss oder – in der Nähe niederohmig geerdeter Sternpunkte – bei zweipoligem Kurzschluss)	
Anforderungen an Modellierung	<ul style="list-style-type: none"> - Minimale Kurzschlussstrombeiträge aus benachbarten Netzen - Worst-case für unterlagerte Netze: kein Beitrag zum Kurzschlussstrom 	
Anforderungen an Systemabgrenzung	<ul style="list-style-type: none"> - Abbildung des kompletten Synchronverbunds oder horizontales KS-Ersatznetz für minimale Kurzschlussströme - Vertikale Ersatznachbildung kann entfallen, wenn im worst-case keine Kurzschlussstrombeiträge von dort erwartet werden 	
Kriterien für kritische Szenarien	<ul style="list-style-type: none"> - Netznutzungsfälle mit minimaler Einspeisung aus Synchrongeneratoren (Annahme: etwaige Phasenschieber sind im Betrieb) - Netzschwächungen durch Freischaltungen/Umschaltungen/Provisorien und Ausfallsituationen berücksichtigen 	
Alternativen mit Realisierungszeiten (*nur realisierbar bei lokal begrenzter Erfordernis)	Ersatz noch vorhandener Reserve-Überstrom durch Distanzschutzgeräte	(Monate...2a)*
	Anpassung Schutzsystem und Parametrierung der Schutzgeräte (Senkung der Sensitivität auf 600 A)	(Monate...2a)*
	Umrüstung KoKW zu rotierenden Phasenschiebern	(Monate...2a)
	Neue rotierende Phasenschieber	(3...6a)

Bezüglich der Kurzschlussstromqualität wurden noch keine oder zu wenige Untersuchungen durchgeführt oder abgeschlossen, vielmehr wird auf weiteren Forschungsbedarf zu diesem Thema verwiesen. Lokal ist durch den Wegfall von Synchrongeneratoren, die eine Ausbildung von Oberschwingungsströmen erlauben, ein Einfluss vorhanden. Eine dadurch verursachter Weiterbetriebsanforderung von StKW ist aber angesichts des grundsätzlichen Charakters der Frage zur Qualität des Kurzschlussstroms sowie der noch offenen Forschungsfragen derzeit nicht hinreichend belegbar. Daher ist auch eine regelmäßige Betrachtung in den Kohleausstieg begleitenden Analysen nicht erforderlich.

6.7 Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht

Der zu erwartende Effekt einer Vergrößerung des Spannungstrichters infolge des Wegfalls von Synchrongeneratoren als Kurzschlussstromquellen ist in zahlreichen Untersuchungen simulativ belegt [13] [14].

Messtechnisch ist die von einem Spannungseinbruch betroffene Last durch die ÜNB heute nicht ermittelbar. In der vertikalen Netzlast überlagern sich Einflüsse von Verbrauchslast und Erzeugung, wobei ältere Erzeugungsanlagen mit einer Inbetriebnahme abhängig von der Anschlussspannungsebene ebenfalls noch über keine LVRT-Fähigkeit verfügen müssen. Bisher sind keine durch Verlust an Verbrauchslast nach kurzzeitigen Spannungseinbrüchen hervorgerufene Gefährdungen der Frequenzstabilität infolge auftretender großer Leistungsungleichgewichte bekannt. Da nicht alle Verbrauchsgeräte eine auf die normativen Regelungen beschränkte Störfestigkeit aufweisen müssen, fehlt also zur Bewertung der simulativ ermittelten betroffenen Last der absolute Bewertungsmaßstab und damit ein anzusetzendes Limit. Daher sehen wir für den Aspekt der Spannungstrichterproblematik mit Sicht auf die Verbrauchsleistung keine Notwendigkeit, diese ex-ante als Prüfungsnotwendigkeit in den begleitenden Netzanalysen oder einem anderen Bewertungsprozess im Laufe des Kohleausstiegs zu verankern. Eine Prüfungsnotwendigkeit kann aber im Zeithorizont bis 2038 entstehen, wenn

- Erkenntnisse zum Umfang der „betroffenen Last“ vorliegen und diese in der Prognose auf Kritikalität hinweisen.
- Die fehlende Störfestigkeit von Verbrauchsgeräten gegenüber Spannungseinbrüchen bilanziell stärker ins Gewicht fällt, da nahezu sämtliche unterlagerte Erzeugungsanlagen über LVRT-Fähigkeit verfügen (für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz wurde die LVRT-Forderung zuletzt mit [49] in 2018 eingeführt, für Anlagen an anderen Spannungsebenen existiert sie bereits deutlich länger).

Um grundlegende Lösungen durch Installation neuer rotierender Phasenschieber oder der Anpassung der Netzanschlussregeln für Verbraucher frühzeitig zu antizipieren, ist die Notwendigkeit der Betrachtung mit einem Zeithorizont von bis zu 6a zu prognostizieren. Tabelle 6-7 fasst die Empfehlungen für die Betrachtung im Sinne eines Steckbriefs und Handlungshinweisen zusammen.

Tabelle 6-7: Steckbrief für den Aspekt Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht

Steckbrief für den Aspekt Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht		
Grenzwert	kein tatsächlicher Ausfall von mehr als der vorgehaltenen FCR-Reserve in Continental Europe (derzeit 3 GW)	
Berechnungsverfahren	VDE0102: dreipolige Kurzschlussstromberechnung als kritischste Situation hinsichtlich Spannungseinbrüchen, minimale Kurzschlussströme	
Anforderungen an Modellierung	<ul style="list-style-type: none"> - Minimale Kurzschlussstrombeiträge aus benachbarten Netzen - Worst-case für unterlagerte Netze: kein Beitrag zum Kurzschlussstrom 	
Anforderungen an Systemabgrenzung	<ul style="list-style-type: none"> - Abbildung des kompletten Synchronverbunds oder horizontales KS-Ersatznetz für minimale Kurzschlussströme - Vertikale Ersatznachbildung kann entfallen, wenn im worst-case keine Kurzschlussstrombeiträge von dort erwartet werden 	
Kriterien für kritische Szenarien	<ul style="list-style-type: none"> - Netznutzungsfälle mit minimaler Einspeisung aus Synchrongeneratoren (Annahme: etwaige Phasenschieber sind im Betrieb) - Netzschwächungen durch Freischaltungen/Umschaltungen/Provisorien und Ausfallsituationen berücksichtigen 	
Alternativen mit Realisierungszeiten	Umrüstung KoKW zu rotierenden Phasenschiebern	<i>(Monate...2a)</i>
	Anpassung der Netzanschlussregeln für Verbrauchsgeräte hinsichtlich Störfestigkeiten	<i>(mind...4a)</i>
	Neue rotierende Phasenschieber	<i>(3...6a)</i>

7 Zusammenfassung und Verortung notwendiger Untersuchungen

Die in Abschnitt 2 gesammelten Aspekte der Systemsicherheit und Systemstabilität im elektrischen Energieversorgungssystem werden unter Beachtung der in Abschnitt 3 diskutierten Kriterien sämtlich durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung beeinflusst. Maßgeblich ist jeweils der Wegfall der in den Kohlekraftwerken vorhandenen Synchrongeneratoren, da deren Eigenschaften – statische und dynamische Blindleistungsbereitstellung, netzbildende Eigenschaften mit instantaner Reaktion auf Spannungs- und Frequenzänderungen und damit Bereitstellung von Kurzschlussstrom und Momentanreserve (Letzteres zusammen mit der Schwungmasse ihrer Turbinen) – die Systemsicherheit und -stabilität stützen. Einige der Aspekte sind aber, wie aus der Beschreibung der erforderlichen Berechnungsmethoden und Modelle abgeleitet wird, in begleitenden Netzanalysen oder einem laufenden Monitoring während der Dauer des Ausstiegs aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2038 gemäß KVBG nicht effizient behandelbar (Abschnitt 6.1). Dies betrifft insbesondere Wechselwirkungen mit und zwischen umrichterbasierten Komponenten in geringer elektrischer Entfernung, deren Untersuchung EMT-Simulationen mit hoher Detailtiefe und breiten Parametervariationen erfordert. Diese Aspekte müssen im Gesamtkontext der Energiewende und damit auch der Beendigung der Kohleverstromung sehr wohl betrachtet werden. Die vielen möglichen Einsatzrahmenbedingungen erfordern aber – entsprechend heutiger Praxis – eine Behandlung in den Netzananschlussregeln und entsprechenden Nachweisprozessen. Darüber hinaus kann aufgrund des breiten Spektrums möglicher Effekte ein Bedarf an Einzelfalluntersuchungen nicht ausgeschlossen werden, wobei aber lokale Lösungsoptionen bestehen.

Für die verbleibenden Aspekte sind auf Basis der Auswertung von Untersuchungen und Studien sowie eigener Expertise in Abschnitt 6.3ff die folgenden aufgeführten Gefährdungen im Zeitraum bis 2038 möglich. Deren Bewertung hinsichtlich der Notwendigkeit regelmäßiger, begleitender technischer Analysen hinsichtlich eines Weiterbetriebs von Kohlekraftwerken sind jeweils *in kursiver Schrift* zusammengefasst:

- Aspekte Frequenzhaltung und Frequenzstabilität
 - Eine grundsätzliche Gefahr des Überschreitens der durch ENTSO-E definierten Grenzen für Frequenzgradienten ist bei Synchronverbundbetrieb Continental Europe nicht zu erwarten.
 - Bei der Frequenzhaltung bestehen aber Risiken durch nicht-konzeptgemäßes Verhalten älterer Erzeugungsanlagen bei Frequenzabweichungen mit der Folge des Überschreitens des maximalen Frequenzbereichs von ± 800 mHz für Ereignisse, nach denen die Frequency Containment Reserve (FCR) bemessen wird.
Da die wesentlichen Ansatzpunkte für Lösungen an der Ursache außerhalb Deutschlands liegen und es sich aufgrund der begrenzten Nutzungsdauern der

Erzeugungsanlagen um ein vorübergehendes Problem handelt, ist kein Bedarf für regelmäßige Untersuchungen mit Fokus auf Deutschland und den Kohleausstieg erkennbar.

- Bei hohen Frequenzgradienten reichen die existierenden Notmaßnahmen einschließlich des frequenzabhängigen Lastabwurfs (LFDD) bei heutigem Trigger für denkbare System-Split-Fälle wie dem aus 2006 nicht aus, um die Frequenz im zulässigen Betriebsbereich zu stabilisieren und damit einen (Teil-)Netzzusammenbruch zu vermeiden. Mehrere Untersuchungen belegen die Zunahme solcher Gefährdungen der Frequenzstabilität, da mit steigenden Transportentfernungen regionale Wirkleistungsbilanzungleichgewichte zunehmen und durch den Wegfall von Synchrongeneratoren die regional vorhandene Momentanreserve abnimmt.

Regional verteilte Momentanreserve, wie sie auch aus Synchrongeneratoren und Turbinen der Kohlekraftwerke bereitgestellt wird, würde dazu beitragen, dieses Problem zu entschärfen. Es fehlen aber noch auf ENTSO-E-Ebene zu definierende Referenzfälle, nach denen mögliche Gegenmaßnahmen dimensioniert und parametrisiert werden können.

- Zusammenfassend ergibt sich regelmäßiger Bewertungsbedarf mit Wirkung auf die Notwendigkeit eines Betriebs von Kohlekraftwerken hinsichtlich der Wahrung der Frequenzstabilität, sobald Referenzfälle für entsprechende Maßnahmen auf ENTSO-E-Ebene definiert sind oder wenn dort Vorgaben zur minimal vorzuhaltenden Momentanreserve in Regelzonen oder Regionen definiert würden.
 - Zusammenfassend ergibt sich regelmäßiger Bewertungsbedarf mit Wirkung auf die Notwendigkeit eines Betriebs von Kohlekraftwerken hinsichtlich der Wahrung der Frequenzstabilität, sobald Referenzfälle für entsprechende Maßnahmen auf ENTSO-E-Ebene definiert sind oder wenn dort Vorgaben zur minimal vorzuhaltenden Momentanreserve in Regelzonen oder Regionen definiert würden.
- Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität (stationäre und schnell regelbare Blindleistung)
- Vorgänge im Zusammenhang mit unzureichender Deckung des Blindleistungsbedarfs sind bisher weltweit der häufigste Auslöser für Netzzusammenbrüche. Ein erheblicher zusätzlicher Bedarf an stationärer und dynamischer, d.h. schnell regelbarer Blindleistung ist in zahlreichen Untersuchungen und regelmäßig auch im Netzentwicklungsplan nachgewiesen.
 - Aufgrund der starken Abhängigkeit des lokalen Bedarfs von Netzausbaufortschritt und Netznutzung erfolgt die konkrete Planung von Blindleistungsquellen heute fortlaufend mit Zeithorizont von 3-6a entsprechend des Errichtungsvorlaufs.
 - Dennoch kann auch in diesem Zeitraum durch Einfluss dieser Unsicherheiten oder vorübergehend während Umbaumaßnahmen zur Netzverstärkung der Bedarf an Blindleistung aus für die Stilllegung vorgesehenen Erzeugungsanlagen notwendig werden oder deren Nutzung effizient sein, um einen Zeitraum bis zur Inbetriebnahme von Alternativen zu überbrücken. Daher ist hier ein regelmäßiger Analysebedarf gegeben.

- **Transiente Stabilität⁶**
 - Ohne weitere Maßnahmen ist eine Gefährdung der Stabilität in den nächsten Jahren existent, was durch große Transportentfernungen und hohe Betriebsmittelauslastungen bei gleichzeitigem Abschalten von Synchrongeneratoren auch zu erwarten ist. Transiente Instabilität nach elektrischen Fehlern kann im Übergang durch die Stilllegung weniger Kohlekraftwerke entstehen.
 - Transiente Stabilität kann grundsätzlich durch Alternativen zum Betrieb von Kohlekraftwerken oder zur Nutzung ihrer Synchrongeneratoren gewährleistet werden. Der Realisierungszeitraum der Alternativen beträgt aber mindestens 3..6a.
 - *Die Abhängigkeit von Netzausbau, Netznutzung und Stilllegungsreihenfolge (sowie Entwicklung des Kraftwerksparks allgemein) mit ihren Unsicherheiten erfordert eine kontinuierliche Prüfung, ob trotz vorhandener Alternativen dennoch ein vorübergehender Betrieb von Kohlekraftwerken erforderlich oder effizient sein kann, um einen Zeitraum bis zur Inbetriebnahme von Alternativen zu überbrücken (vgl. Aspekt Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität).*
 - *Die transiente Winkelstabilität einzelner verbleibender Synchrongeneratoren ist zwar fortlaufend wie heute durch die ÜNB üblich zu prüfen, die Notwendigkeit zum Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken ist daraus aber aufgrund möglicher lokaler Abhilfemaßnahmen nicht zu erwarten.*
- **Minimaler Kurzschlussstrom im Zusammenhang mit dem Netzschutz**
 - Eine Unterschreitung minimal zur Sicherung einer konzeptgemäßen Schutzauslösung erforderlicher Kurzschlussströme für die heute verwendeten Schutzeinrichtungen ist im Betrachtungszeitraum nicht zu erwarten. Zudem bestehen Empfindlichkeitsreserven im Schutzsystem, die mit entsprechenden Aufwendungen – bei nur lokaler Erfordernis auch mit geringen Vorlaufzeiten im Bereich von Monaten...2a – gehoben werden können, etwa durch Umrüstung des Reserveschutzes.
 - Forschungsbedarf besteht bei der Klärung der Frage, in welchem Umfang für die gezielte Nutzung von bei Einschaltung und Überregung von Transformatoren entstehenden Oberschwingungen bei überwiegender Speisung aus den heute üblichen netzfolgenden umrichterbasierten Erzeugungsanlagen Maßnahmen ergriffen werden müssen.
 - *Handlungsbedarf für regelmäßige, systemweite Untersuchungen ist nicht absehbar. Für eine aus technischer Sicht vorstellbare Vorgabe minimaler Kurzschlussstrombeiträge je Regelzone auf ENTSO-E-Ebene bestehen derzeit keine Indizien.*

⁶ Fähigkeit des Systems, nach Großsignalanregungen, insbesondere Kurzschlüssen, wieder in einen stabilen Arbeitspunkt zurückzukehren. Instabilität kann sich dabei sowohl in einem Einbrechen der Spannungen (Aspekt der Spannungsstabilität) wie einem Auseinanderlaufen der Spannungswinkel (Winkelstabilität) zeigen, so dass mit diesem Begriff beide Phänomene erfasst werden.

- Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht
 - Mit dem Wegfall der Synchrongeneratoren und damit auch von Kohlekraftwerken vergrößern sich infolge der geringeren dynamischen Spannungsstützung die Spannungstrichter, solange keine entsprechenden Gegenmaßnahmen getroffen werden.
 - Eine Gefährdung der Systemstabilität analog zu der Sicht auf Erzeugungsanlagen, bei denen dies zur Einführung der LVRT-Fähigkeit geführt hat, ist derzeit nicht abzusehen, aufgrund der heute üblichen Störfestigkeiten von Verbrauchsgeräten gegenüber Spannungseinbrüchen aber nicht auszuschließen.
 - *Grundsätzlich ist eine Lösung bei der Ursache auf Geräteebene anzustreben. Handlungsbedarf für regelmäßige, systemweite Untersuchungen würde nur dann in einem Übergangszeitraum bis zum Greifen neuer Gerätestandards entstehen, wenn das Problem messtechnisch deutlicher zu Tage tritt.*

Für die begleitenden Netzanalysen ergibt sich daraus das folgende Fazit:

- Kein StKW muss für die hier betrachteten Aspekte der Systemsicherheit und -stabilität zwingend am Markt gehalten werden.
- Höchstens aus der wirtschaftlichen Bewertung der Kosten für die Übernahme in die Netzreserve und dort entstehenden Abrufen gegenüber einem Weiterbetrieb am Markt könnte eine solche Aussetzung resultieren. Allerdings sind tendenziell insbesondere Situationen mit hoher EE-Einspeisung aufgrund der dann auftretenden hohen Transportentfernungen, der insgesamt und erst recht regional geringen im Synchronverbund betriebenen Schwungmasse und grundsätzlich der geringen Verfügbarkeit von Synchrongeneratoren als Quelle für dynamische Blindleistungsregelung und -stützung sowie Kurzschlussstrom kritisch. Zu diesen Zeitpunkten ist aber auch ein marktbasierter Einsatz des betrachteten StKW keineswegs gesichert.

Der abgeleitete Untersuchungsbedarf ist also vor allem im Rahmen der Systemrelevanzprüfungen zu beachten mit der Folge, dass Kohlekraftwerke in die Netzreserve aufgenommen werden könnten und im Bedarfsfall auch aus Gründen der Systemsicherheit und -stabilität eingesetzt würden. Das KVBG sieht diese Option auch vor.

Die Untersuchung der Alternativen zum Weiterbetrieb der StKW (Abschnitt 4) haben aufgezeigt, dass

- derzeit direkt verfügbare Alternativen in einem Zeitraum von bis zu 6a realisierbar sind. Diese fallen demnach in den erweiterten Betriebsplanungshorizont und sollten dort regelmäßig durch die ÜNB geprüft werden. Dieser Zeitraum übersteigt zwar die etwa 30 Monate Vorlauf, mit der die Information über Zuschläge bzw. Anordnungen zu Stilllegungen von Steinkohlekraftwerken den ÜNB nach KVBG vorliegen, ein längerer Betrachtungshorizont ist aber geboten, da sonst keine Eingriffsmöglichkeit mehr besteht.

- viele Alternativen mit grundsätzlichem, systemischen Lösungspotenzial die Anpassung von Netzanschlussregeln oder Betriebskonzepten erfordern und somit nur mit größeren Realisierungszeiten von mindestens 4a oder – bei notwendigen Änderungen auf europäischer Ebene oder der Vereinbarungen mit Verbundpartnern – von mindestens 8a realisierbar sind. Dabei besteht oftmals auch noch Forschungsbedarf, so auch bei netzbildenden Umrichterregelungen (s. Abschnitt 4.2) als wesentliche Lösungsoption. Bis durch Änderungen von Anschlussregeln dann ein systemrelevanter Durchdringungsgrad von Anlagen mit den zugehörigen Eigenschaften erreicht wird, muss allerdings mit weiteren Verzögerungen im Bereich mehrerer Jahre gerechnet werden.
- netzbildende Umrichterregelungen aufgrund der Nachbildung des Verhaltens der Synchronmaschinen eine grundsätzliche, systemische Lösung für die entstehenden Herausforderungen bei der Systemsicherheit und -stabilität darstellen. Zur nachhaltigen Etablierung auf europäischer Ebene, die aufgrund der Synchronverbund-weiten Wirkung der netzbildenden Umrichterregelungen vor allem im Bereich der Frequenzhaltung und -stabilität geboten ist, ist als erster Schritt eine entsprechende Anpassung der EU Connection Network Codes anzustreben. Noch erforderlicher Forschungsbedarf zur systemtechnischen Wirkung der Regelungen und der Interaktion untereinander sowie mit anderen Komponenten ist kein Hinderungsgrund, auf europäischer Ebene bereits jetzt tätig zu werden. Zum einen müssen die Fähigkeiten in den Network Codes dort grundsätzlich beschrieben werden, was auch bereits auf Basis der heutigen Erkenntnisse möglich ist. Zum anderen besteht mit der Vorgabe, dass die EU Connection Network Codes gemäß EU-Verordnung 2019/943 [22] bis zum 1. Juli 2025 auf Überarbeitungsbedarf geprüft werden müssen, nun sowohl die Gelegenheit dazu als auch die Zeit, weitere Erkenntnisse aus der Forschung einfließen zu lassen. Die dringende Erforderlichkeit der Initiierung der Aufnahme von Inhalten zu netzbildenden Umrichterregelungen ist auch deshalb gegeben, weil innerhalb der durch die EU Connection Network Codes definierten Leitplanken die Ausgestaltung der nationalen Implementierung über VDE|FNN Anwendungsregeln erfolgen muss. Diese zwei Prozessstufen sind also im Kern sequentiell anzusetzen, so dass ein gesamter Zeitraum von mindestens 8a bis zur Verfügbarkeit allgemeiner Vorgaben für einen flächendeckenden Einsatz anzusetzen ist.

Schließlich sind die angelaufenen Arbeiten der ÜNB zur Klärung offener Fragen auf ENTSO-E-Ebene, insbesondere zur Definition von Referenzfällen für die Auslegung der Notfallmaßnahmen zur Sicherung der Frequenzstabilität ebenso weiter zu verfolgen wie die Auswertung von Messdaten von betrieblichen Ereignissen zur frühzeitigen Detektion von Systemsicherheits- und -stabilitätsgefährdungen.

8 Glossar

aFRR automatic Frequency Restoration Reserve (früher Sekundärregelreserve): automatisch aktivierte Wirkleistungsreserven, die zur Verfügung stehen, um die Netzfrequenz auf ihren Nennwert zu regeln. Da eine Aktivierung in der die Leistungsabweichung verursachenden Regelzone erfolgt, ist damit eine Regelung auf Soll-Leistungsaustausch zwischen Regelzonen verbunden. Dazu besitzt die Regelung ein proportional-integrierendes Verhalten. Die Aktivierung muss mindestens nach 30 s beginnen und nach 15 min abgeschlossen sein.)

AVR Automatic Voltage Regulator

Bedarfsanalysen Netztechnische Simulationen zur Ermittlung der Netzreserve gemäß §13d EnWG.

begleitende Netzanalyse Gemäß §34(2)-(5) KVBG mindestens alle zwei Jahre, erstmalig spätestens bis zum 31. März 2022 durchzuführende systemtechnische Analysen, die insbesondere prüfen müssen ob der Betrieb einzelner StKW für die Sicherstellung der Systemstabilität erforderlich ist. Im Gegensatz zu der langfristigen Netzanalyse sind hier also konkrete Untersuchungen für einen kurzfristigeren Betrachtungshorizont durchzuführen. Dabei sind die Kriterien der Rechtsverordnung aus §60(2) KVBG herauszuziehen, die wiederum unter Berücksichtigung der Aussagen aus der langfristigen Netzanalyse gewonnen werden müssen. Als Ergebnis der begleitenden Netzanalysen kann insbesondere die Anordnung einer gesetzlichen Stilllegung gemäß der Reihenfolge nach §29(5) KVBG – also in der spätestens ab 2031 startenden Phase – ausgesetzt werden.

BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

BNetzA Bundesnetzagentur

DFIG Doubly Fed Induction Generator, doppelt-gespeiste Asynchronmaschine

Differentialschutz Eine Differentialschutzeinrichtung basiert auf dem Prinzip der Kirchhoffschen Knotenregel. Bei der direkten Anwendung auf Ströme werden die ein- und ausgehenden Ströme aufsummiert. Deren Wert sollte im Normalbetrieb nahezu Null oder beim Leitungsdifferentialschutz der Ladeleistung der Leitung entsprechen. Ein Überschreiten voreingestellter Schwellen führt zur Schutzauslösung, wobei die Schwellen zur Stabilisierung im Hinblick auf transiente Ereignisse und Messfehler in der Regel stromabhängig formuliert werden.

Distanzschutz Beim Distanzschutz wird durch Messung von Strom und Spannung die Impedanz einer Messschleife ermittelt. Dieser Schutztyp wird häufig für Leitungen eingesetzt, sodass, die Schutzeinrichtung auf unterschiedliche Impedanzwerte eingestellt wird, welche jeweils einer dazugehörigen Leitungslänge entspricht.

Eigenwertanalyse Untersuchung der Stabilität stationärer Betriebspunkte elektrischer Netze im Kleinsignalbereich durch Ermittlung der Eigenwerte, mit denen insbesondere Eigenfrequenzen und zugehörige Dämpfungen des betrachteten Systems hervorgehen und

Partizipationsfaktoren zur Beschreibung der Beteiligung von Komponenten an der Anregung von Eigenfrequenzen berechnet werden können.

EMT-Simulation Elektro-Magnetische-Transient-Simulation im Zeitbereich mit Betrachtung der Momentanwerte

ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity

EnWG Energiewirtschaftsgesetz

Exceptional Contingencies Außergewöhnliche Ausfallvariante gemäß der Guideline on Electricity Transmission System Operation [4]]

FCR Frequency Containment Reserve (früher Primärregelreserve): zur Stabilisierung der Netzfrequenz nach dem Auftreten eines Ungleichgewichts zur Verfügung stehenden Wirkleistungsreserven. Die Wirkleistungsänderung erfolgt – abgesehen von einem Totband von 20 mHz – proportional zur Abweichung der Frequenz vom Sollwert 50 Hz

Frequenzhaltung Der Begriff Frequenzhaltung im KVBG zielt auf alle Maßnahmen und Prozesse, um das Elektrizitätsversorgungssystem stabil innerhalb technisch vorgegebener Grenzen für den zulässigen Frequenzbereich und -änderungsgradienten zu betreiben. Im Sinne einer regelmäßig monetär vergüteten Systemdienstleistung bezeichnet die Frequenzhaltung die Ausregelung von Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Einspeise- und Entnahmeleistungen, wobei marktbasierend beschaffte Regelleistung (FCR, aFRR, mFRR) eingesetzt wird. Zur Abgrenzung dieser im normalen Netzbetrieb erfolgenden Maßnahmen von besonderen Stabilisierungsmaßnahmen bei über die für die Auslegung der Regelleistung hinausgehenden Szenarien wird in diese Studie dafür der Begriff Frequenzstabilität verwendet. Für das zukünftige Elektrizitätsversorgungssystem ist weiterhin stets die Frequenzhaltung als auch eine hinreichende Frequenzstabilität zu gewährleisten.

Frequenzstabilität Einhaltung der Frequenzgrenzen für Ereignisse, die über die Auslegungsszenarien für Maßnahmen der Frequenzhaltung hinausgehen. Der Begriff dient der Abgrenzung der im normalen Netzbetrieb erfolgenden Maßnahmen der Frequenzhaltung von besonderen, darüber hinausgehenden Stabilisierungsmaßnahmen. Für das zukünftige Elektrizitätsversorgungssystem ist weiterhin stets die Frequenzhaltung als auch eine hinreichende Frequenzstabilität zu gewährleisten.

Großsignalstabilität Eigenschaft eines Systems, nach großen Störungen wieder in einen stabilen Arbeitspunkt zurückzukehren. Für elektrische Energieversorgungssysteme wirken bei groben Auslenkungen viele Nichtlinearitäten, Unstetigkeiten in den Regelungen und weitere Eigenschaften, die eine Untersuchung mit dynamischer Simulation konkreter Ereignisse erfordern.

IGCC International Grid Control Cooperation: Internationale Ausweitung des vorher zwischen den deutschen ÜNB etablierten Netzregelverbundes zur Vermeidung des gegenläufigen Abrufes von aFRR. Damit kann in der Folge auch ein geringerer Bedarf an mFRR resultieren.

Kleinsignalstabilität *Stabilität im aktuellen Betriebszustand. Bei der Betrachtung nur kleiner Auslenkungen ist eine Linearisierung des betrachteten Modells möglich und kann eine Eigenwertanalyse angewendet werden.*

KoKW *Kohlekraftwerke als Überbegriff für Stein- und Braunkohlekraftwerke*

Kurzzeit-Spannungsstabilität *Fähigkeit eines Stromversorgungssystems, die Spannungen an allen Knoten nach einer Störung stabil zu halten. Dafür sind Quellen für eine dynamische Netzstützung durch Blindstromeinspeisung erforderlich.*

KVBG *Gesetz zur Reduzierung zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz)*

langfristige Netzanalyse *Gemäß §34(1) des KVBG von den ÜNB an BMWi und BNetzA vorzulegende Studie, in der die Auswirkungen der Reduzierung der Stein- und Braunkohleverstromung auf den sicheren und stabilen Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems analysiert werden. Der langfristige Fokus bis zum geplanten Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038 bedingt eine grundsätzliche Betrachtung möglicher Auswirkungen und deren Eintrittswahrscheinlichkeiten. Die Begriffswahl grenzt sich daher bewusst von den begleitenden Netzanalysen ab, in denen mit kurzfristigerem Horizont konkrete Maßnahmen zur Gewährleistung des sicheren und stabilen Systembetriebs abgeleitet werden.*

Langzeit-Spannungsstabilität *Fähigkeit eines Stromversorgungssystems, die Spannungen an allen Knoten betriebsüblichen Ereignissen stabil zu halten. Dafür sind dynamische, d.h. schnell anpassbare Blindleistungsquellen erforderlich.*

LFDD *Low Frequency Demand Disconnection: frequenzabhängiger Lastabwurf bei Unterfrequenz*

LFSSM-O *Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency: Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz, Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency: Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz*

mFRR *manual Frequency Containment Reserve (früher Minutenreserve): s. aFRR, aber manuell spätestens ab 15 min zu aktivieren.*

Momentanreserve *Verzögerungsfreie Stützung der Netzfrequenz durch entsprechende Wirkleistungsänderung. Bisher wird sie vor allem inhärent durch die rotierenden Massen der am Netz betriebenen Synchrongeneratoren erbracht. Eine Erbringung durch Umrichter mit netzbildender Regelung ist ebenfalls grundsätzlich möglich.*

MSCDN *Mechanical Switched Capacitor with Damping Network*

Netzengpass *Ein Netzengpass besteht, wenn die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte nach [2] nicht eingehalten werden oder der ÜNB die begründete Erwartung hat, dass dies auf Basis der Prognose der Netznutzung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit nicht der Fall sein wird.*

Netzentwicklungsplan *Der Netzentwicklungsplan, der gemäß dem EnWG in regelmäßigen Abständen von den ÜNB der BNetzA zur Genehmigung vorzulegen ist, soll alle wirksamen*

Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung des Ausbaus des Übertragungsnetzes einschließlich des Offshore-Netzes bis zu den Netzanknüpfungspunkten an Land über einen Betrachtungszeitraum von 10-20 Jahren enthalten.

PLL Phase-Locked Loop – Phasenregelschleife: Regler zur Erzeugung eines Ausgangssignals, das dem Winkel eines Eingangssignals folgt. In Umrichterregelungen wird PLL verwendet, um den Winkel der Spannung im Netz zu bestimmen.

PSS Power System Stabilizer: Dämpfungsregler für Leistungspendelungen

Redispatch Eingriff der ÜNB in das Verhalten von Netzkunden, vor allem die Fahrpläne von Erzeugungsanlagen, aufgrund von Netzengpässen im Übertragungsnetz.

Reserveschutz Als Reserveschutz können sämtliche Schutzeinrichtung klassifiziert werden, welche im Falle eines Versagens der konzeptgemäß agierenden Schutzorgane die Schutzfunktion übernehmen können. So kann zum Beispiel eine Überstromschutzeinrichtung an den Enden einer Leitung die Schutzfunktion eines Distanzschutzes übernehmen. Ein Differentialschutz kann keine Schutzfunktion außerhalb seines Schutzbereichs übernehmen.

RMS-Simulation Root-Mean-Squares-Simulation: dynamische Simulation unter ausschließlicher Betrachtung der Effektivwerte

Spannungshaltung Unter Spannungshaltung wird die Aufrechterhaltung eines bedarfsgerechten Spannungsprofils für bestimmte Netznutzungsfälle im gesamten Netz verstanden, die durch eine hinreichend lokale ausgeglichene Blindleistungsbilanz erreicht wird. Daraus ergibt sich der Bedarf an statischen Blindleistungsquellen. Bei sich dynamisch ändernden Anforderungen zum Ausgleich der Blindleistungsbilanz stellen sich Anforderungen an eine Regelbarkeit der Blindleistungsbereitstellung. Zur Abgrenzung wird in dieser Studie für sämtliche dynamischen Aspekte der Spannung im Netz der Begriff Spannungsstabilität verwendet. Die Systemdienstleistung Spannungshaltung wird in der Literatur aber oftmals unter Einbezug der dynamischen Blindleistungsregelung im üblichen zulässigen Betriebsbereich der Spannungen verstanden.

Spannungsstabilität Fähigkeit eines Stromversorgungssystems, die Spannungen an allen Knoten im System nach Last- oder Erzeugungsänderungen oder nach einer Störung stabil zu halten. Dafür sind dynamische, d.h. schnell anpassbare Blindleistungsquellen sowie bei Großsignalereignisse eine dynamische Netzstützung durch Blindstromeinspeisung erforderlich. In dieser Studie wird dieser Begriff zur Abgrenzung zur Spannungshaltung verwendet.

StKW Steinkohlekraftwerke

Systemsicherheit Fähigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zur Gewährleistung der Einhaltung von Grenzwerten für Ströme, Spannungen und Frequenz für stationäre Betriebszustände.

Systemstabilität Fähigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zur Gewährleistung der Einhaltung von Grenzwerten für Ströme, Spannungen und Frequenz für dynamische

Vorgänge. Diese können durchs Ausgleichsvorgänge zwischen stationären Betriebszuständen, dem ständigen Wechsel des Systemzustands infolge der Last- und Einspeiseschwankungen oder auch als Folge von Störungen entstehen.

transiente Stabilität Fähigkeit des Systems, nach Großsignalanregungen, insbesondere Kurzschlüssen, wieder in einen stabilen Arbeitspunkt zurückzukehren. Instabilität kann sich dabei sowohl in einem Einbrechen der Spannungen wie einem Auseinanderlaufen der Spannungswinkel zeigen, so dass mit diesem Begriff beide Phänomene erfasst werden.

UBK umrichterbasierte Komponenten: Umfasst Erzeugungsanlagen mit umrichterbasierter Schnittstelle ebenso wie HGÜ und STATCOM

ÜNB Übertragungsnetzbetreiber mit Regelverantwortung

Versorgungssicherheit Sicherung des marktbasieret herstellbaren Gleichgewichts von Erzeugung und Entnahme

Versorgungswiederaufbau Als Versorgungswiederaufbau werden diejenigen technischen und organisatorischen Maßnahmen bezeichnet, die zur Störungseingrenzung und nach Störungseintritt zur Aufrechterhaltung bzw. Wiederherstellung der Versorgungsqualität durchgeführt werden. Auch Maßnahmen zur Ausrüstung der Erzeugungseinheiten und Netzanlagen im Hinblick auf eventuelle Großstörungen (Wiederaufbaukonzepte) sind dem Versorgungswiederaufbau zuzurechnen.

ZIP-Lastmodell Siehe, Statisches Lastmodell, das aus parametrierbaren Anteilen von Lasten konstanter Impedanz (Z), konstanten Stroms (I) und konstanter Leistung (P) besteht.

9 Referenzen

- [1] Gesetz zur Reduzierung und Zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz - KVBG), vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818).
- [2] 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, „Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber,“ 14.12.2018.
- [3] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), Ausfertigung mit letzter Änderung vom 5. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2002).
- [4] EU-Kommission, Verordnung 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, 2. August 2017.
- [5] „Bundesnetzagentur - Netzreserve/Reservekraftwerksleistung,“ [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html. [Zugriff am 17.11.2020].
- [6] ENTSO-E, „Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe - Annex 1: Policy on Load-Frequency Control and Reserves,“ 2019.
- [7] ENTSO-E, „Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe - Annex 4: Policy on Coordinated Operational Planning,“ 2019.
- [8] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Cañizares, N. Hatziaargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. van Cutsem und V. Vittal, „Definition and classification of power system stability,“ IEEE Trans. on Power Syst., vol. 19, no. 3, pp. 1387 - 1401, May 2004.
- [9] 50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW, Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, Juli 2020.
- [10] 50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW, „Bewertung der Systemstabilität,“ Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 2. Entwurf, 2019.
- [11] e. a. N. Hatziaargyriou, „Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies,“ IEEE Power & Energy Society , April 2020.
- [12] VDE-AR-N 4130: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung), 2018.
- [13] B. Fuchs, A. Roehder, M. Mittelstaedt, J. Massmann, H. Natemeyer und A. Schnettler, „Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023,“ Aachen, 2015.
- [14] R. Witzmann und S. Altschäffl, „Einfluss von Wechselrichtern im Verteilungsnetz auf Kurzschlüsse im Übertragungsnetz: Kurzfassung des Abschlussberichts zur Studie Systemsicht Kurzschlussauswirkungen,“ 2016.

Referenzen

- [15] UCTE, P1 – Policy 1: Load-frequency control and performance as well as corresponding appendix, 2003.
- [16] P. Unruh, M. Nuschke, P. Strauß und F. Welck, „Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods,“ *Energies*, 20 Mai 2020.
- [17] ef.Ruhr, „Systemsicherheit 2050 - Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem,“ 2020.
- [18] B. Weise und A. Korai, „Regelungskonzepte für leistungselektronische Erzeugungseinheiten zur Verbesserung der Netzstabilität: direkte Spannungsregelung als Lösungsansatz,“ ETG-Fachbericht 160: Energiewende in der Stromversorgung - Systemstabilität und -sicherheit, 2019.
- [19] I. Erlich, A. Korai und F. Shewarega, „Study on the minimum share of conventional generation units required for stable operation of future converter-dominated grids,“ IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Juli 2018.
- [20] VDE-AR-N-4131: Technische Regeln für den Anschluss von HGÜ-Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen, 2019.
- [21] EU-Kommission, Network code on requirements for grid connection of generators (NC-RfG), 2016.
- [22] EU-Kommission, „Regulation (EU) 2019/943 on the internal market for electricity,“ 2019.
- [23] Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), 18.06.2016.
- [24] ef.RUHR und EWI, Entwicklung der Momentanreserve und Abschätzung des Bedarfes an Fast Frequency Response im Europäischen Verbundsystem, 2019.
- [25] OTH und INA, „Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit,“ 2016.
- [26] P. Schäfer, Gestaltungsoptionen für ein spannungsebenenübergreifendes Blindleistungsmanagement zwischen Verteil- und Übertragungsnetz, Aachen: printproduction M. Wolff, Dissertation RWTH Aachen, 2016.
- [27] 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, „Funktion des Netzschutzes bei zunehmender Einspeisung aus Leistungselektronik,“ 2018.
- [28] P. W. Sauer, „Time-scale features and their applications in electric power system dynamic modeling and analysis,“ Proceedings of the 2011 American Control Conference, pp. 4155-4159, 2011.
- [29] N. Hatziargyriou, J. Milanovic, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Canizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, A. Stanković, T. van Cutsem, V. Vittal und C. Vournas, „Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power interfaced technologies,“ TR-77 — Definition and Classification of Power System Stability Revisited, 2020.
- [30] DIN EN 60909-0 (VDE0102): Kurzschlussströme in Drehstromnetzen - Teil 0: Berechnung der Ströme, Dezember 2016.
- [31] Power System Dynamic Performance Committee, Power System Stability Subcommittee, Task Force on Turbine-Governor Modeling, „Dynamic Models for

Referenzen

- Turbine-Governors in Power System Studies*, "IEEE Power & Energy Society TECHNICAL REPORT PES-TR1, pp. 1-117, January 2013.
- [32] *IEEE Power and Energy Society Energy Development and Power Generation Committee*, „IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies IEEE Std 421.5™-2016,“ IEEE STANDARDS ASSOCIATION, pp. 1-207, 2016.
- [33] P. Kundur, N. Balu und M. Lauby, *Power system stability and control*, New York: McGraw-hill, 1994.
- [34] A. Honrubia-Escribano, F. Jiménez-Buendía, J. L. Sosa-Avendaño, P. Gartmann, S. Frahm, J. Fortmann, P. E. Sørensen und E. Gómez-Lázaro, „Fault-Ride Trough Validation of IEC 61400-27-1 Type 3 and Type 4 Models of Different Wind Turbine Manufacturers,“ *Energies*, pp. 12, 3039, 2019.
- [35] IEC 61400-27-1: Wind energy generation systems - Part 27-1: Electrical simulation models - Generic models, 2020.
- [36] WECC (Western Electricity Coordinating Council), *WECC Second Generation Wind Turbine Models*, 2014.
- [37] Ö. Göksu, P. E. Sørensen, A. Morales, S. Weigel, J. Fortmann und P. Pourbeik, „Compatibility of IEC 61400-27-1 and WECC 2nd generation wind turbine models,“ In 15th international workshop on large-scale integration of wind power into power systems as well as on transmission networks for offshore wind power plants, pp. 1-7, 2016.
- [38] S. Palm, P. Schegner und T. Schnelle, „Measurement and modeling of voltage and frequency dependences of low-voltage loads,“ 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, pp. 1-5, 2017.
- [39] A. Arif, Z. Wang, J. Wang, B. Mather, H. Bashualdo und D. Zhao, „Load Modeling—A Review,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. Volume: 9, Issue: 6, November 2018.
- [40] J. Matevosyan, S. M. Villanueva, S. Z. Djokic, J. L. Acosta, S. M. Zali, F. O. Resende und J. V. Milanovic, „Aggregated models of wind-based generation and active distribution network cells for power system studies - literature overview,“ 2011 IEEE Trondheim PowerTech, pp. 1-8, 19.-23. June 2011 .
- [41] ENTSO-E, Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 31. Januar 2018.
- [42] ENTSO-E: RG-CE System protection and dynamics sub group, „Frequency stability evaluation criteria for the synchronous zone of Continental Europe - Requirements and impacting factors,“ März 2016.
- [43] Deutsche Energie-Agentur (dena), „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.,“ 2014.
- [44] 50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW, *Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb*, 2014.

Referenzen

- [45] *Consentec; bbh; ifk; Ecofys*, Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz - AP 2.1: Einordnung des Verhaltens dezentraler Erzeugungsanlagen bei Frequenzabweichungen, 2018.
- [46] *J. Lehner, J. Weidner, T. Hennig, G. Deiml und D. Albrecht*, „Heransgehensweise bei Auslegung und Prüfung des Systemschutzplans bei Überfrequenz,“ in ETG/GMA-Fachtagung "Netzregelung und Systemführung", Berlin, 2019.
- [47] *Lehner, J., J. Weidner, T. Hennig und G. Deiml*, „Approach to design and review the system defence plan for over-frequency to ensure frequency stability in the ENTSO-E Continental Europe synchronous area,“ in 17th Wind integration workshop, Stockholm, 2018.
- [48] *50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW*, Frequenzstabilität - notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz, 2018.
- [49] *VDE-AR-N 4105*: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE-Verlag, 2018.
- [50] *FNN*, „Vergleich von technischer Wirksamkeit sowie Wirtschaftlichkeit zeitnah verfügbarer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit starker dezentraler Einspeisung,“ 2014.
- [51] *FNN*, „FNN-Hinweis: Störfestigkeit im Zusammenspiel von Kundenanlagen und Elektrizitätsnetzen,“ 2016.
- [52] *EU-Kommission*, „Network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules (NC-HVDC),“ 28. September 2016.

Anhang A: Einfluss des Ausstiegs aus der Kohleverstromung auf Momentanreserve und Frequenzminima nach ENTSO-E Referenz-Erzeugungsausfall

Als Datengrundlage haben die ÜNB Datensatz und Marktsimulation der Bedarfsanalysen 2018 t+1 verwendet. Werden in diesem Szenario die Kohlekraftwerke in Deutschland außer Betrieb genommen, reduziert sich die gesamte kinetische Rotationsenergie als Maß für die am Netz befindliche Schwungmasse nach Bild A-1 um bis zu 10%, insbesondere auch in den Stunden mit der geringsten am Netz befindlichen Schwungmasse. Dies begründet sich auch in der 3-4fach so hohen Anlaufzeitkonstante der Kohlekraftwerke im Vergleich zu Gasturbinen und dem Faktor 1,5-2 ggü. Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken [17].

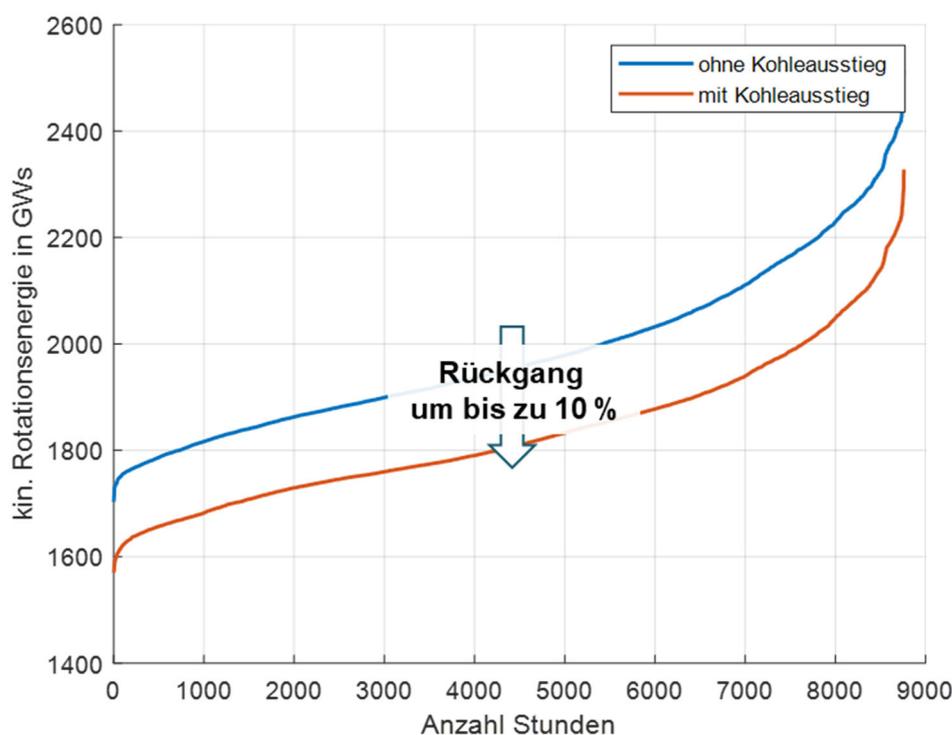


Bild A-1: Veränderung der rotierenden Masse in Continental Europe durch den Kohleausstieg: Jahresdauerlinien ausgehend von den Bedarfsanalysen 2018 t+1

In umgekehrten Umfang nehmen demnach die Frequenzgradienten zu. Unter Vernachlässigung der sofort abschaltbaren Lasten gemäß [23] und beim Modellierungs- und Berechnungsansatz gemäß Bild A-2 ergeben sich für den ENTSO-E-Referenzstörfall (3 GW Ausfall Erzeugungleistung) die in Bild A-3 dargestellten maximalen Frequenzabweichungen. Werte unterhalb 49 Hz werden aufgrund der Unzulässigkeit des Erreichens der ersten Abwurfswelle für den LFDD nicht mehr explizit ausgewiesen. Die sinkende Schwungmasse führt

erwartungsgemäß zu einem Anstieg der Stunden, in denen aufgrund nicht-konzeptgemäßer Trennung von Erzeugungsanlagen vom Netz bei Unterfrequenz der eigentlich für besondere Störfälle vorgesehene LFDD aktiviert würde.

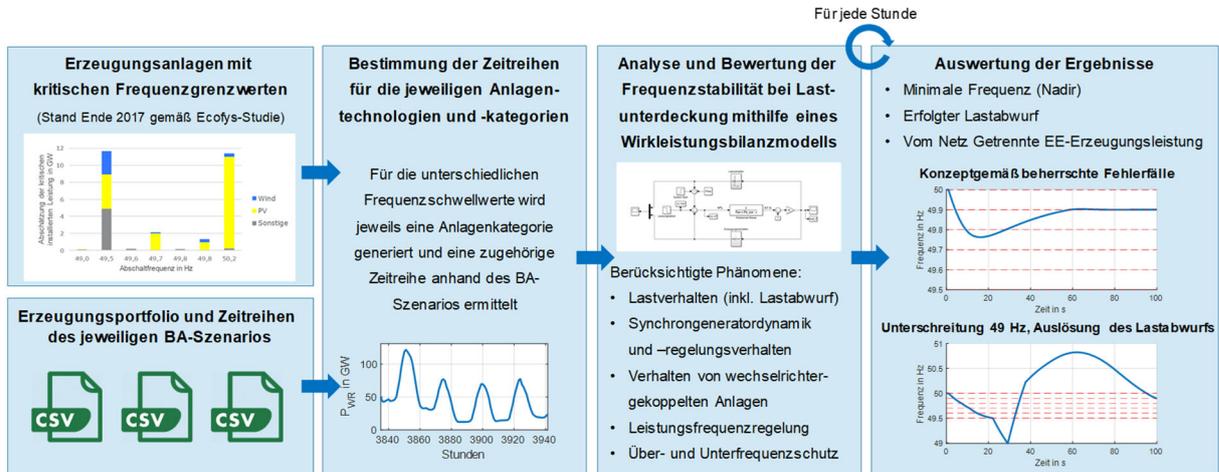


Bild A-2: Methodisches Vorgehen zur Bestimmung des Einflusses der Schwungmasse der Kohlekraftwerke auf die Frequenzhaltung bei bekanntem, nicht-konzeptgemäßem Verhalten von Erzeugungsanlagen (Stand der im Bild erwähnten Ecofys-Studie auch in [45] verwendet)

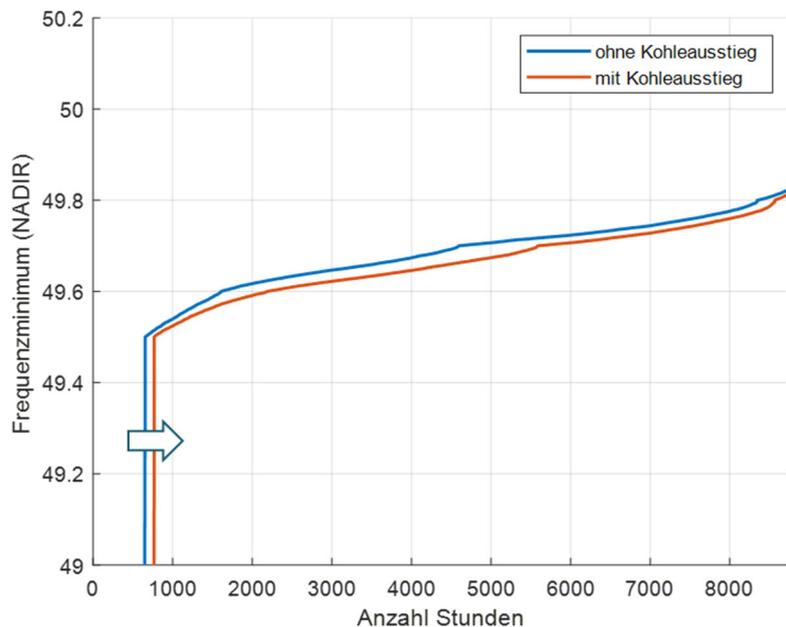


Bild A-3: Frequenzminima bei Untersuchung gemäß Bild A-2

Anhang B: Einfluss des Ausstiegs aus der Kohleverstromung auf Leistungspendelungen im Synchronverbund Continental Europe

Bild B-1 zeigt für einen exemplarischen Netznutzungsfall aus den Bedarfsanalysen 2018 t+1 mit einer hohen Einspeisung aus Kohlekraftwerken in Deutschland die von den ÜNB berechneten Eigenwerte des Systems für den Frequenzbereich von Leistungspendelungen. Im Vergleich ist der Fall nach Abschaltung der Kohlekraftwerke in Deutschland, aber ansonsten unverändertem Datensatz dargestellt. Es ist erkennbar, dass sich die Moden kaum ändern.

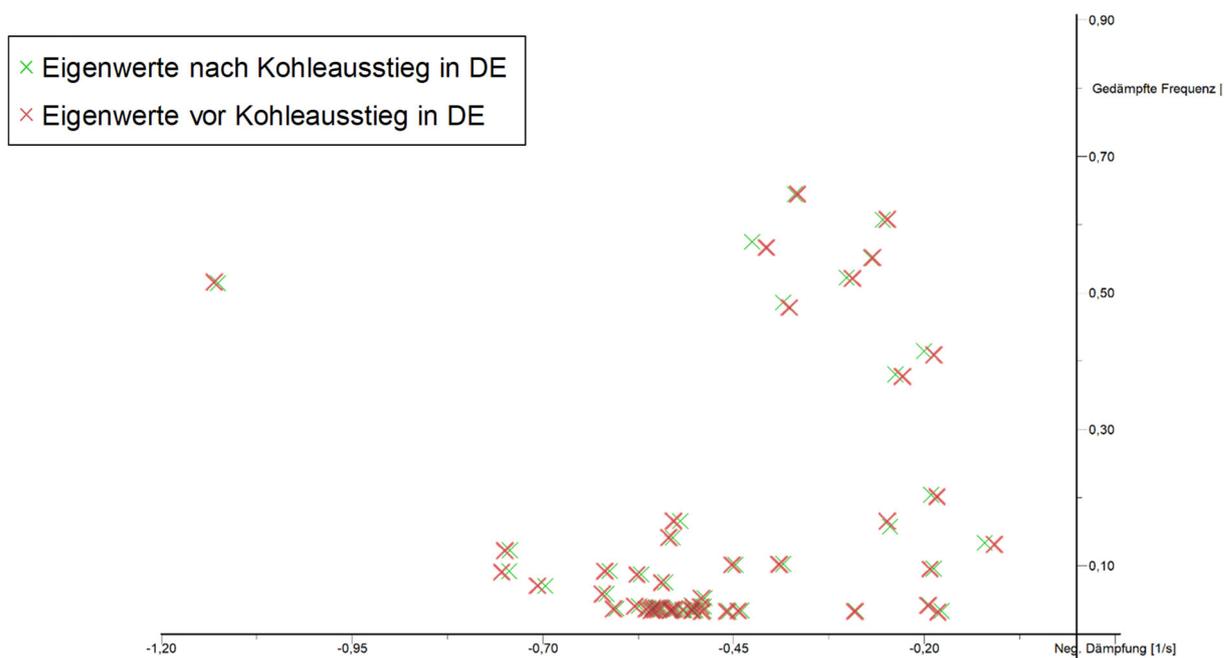


Bild B-1: Einfluss des Ausstiegs aus der Kohleverstromung auf die Moden für Leistungspendelungen für einen Netznutzungsfall aus den BA2018 t+1 mit hoher Einspeisung aus Kohlekraftwerken

Anhang C: Einfluss des Ausstiegs aus der Kohleverstromung auf die transiente Stabilität

Analog zum Vorgehen in [10] haben die ÜNB das Szenario B2035 des NEP 2030 (2019) als Ausgangspunkt gewählt. In [10] wurde aufgezeigt, dass ohne zusätzliche Maßnahmen die transiente Stabilität in diesem Szenario nicht gewährleistet werden kann. Allerdings wird eine unterschiedliche Auswahl von Kohlekraftwerken in Deutschland betrachtet (Tabelle C-1):

- Szenario A: entspricht einer Abschätzung der für 2030 zu erwartenden Situation
- Szenario C: schätzt den Zustand 2033 ab
- Szenario B ergibt sich als Zwischenzustand an der hier mit RMS-Simulationen ermittelten Stabilitätsgrenze

Aus Tabelle C-1 wird deutlich, dass der Übergang von Szenario A zu B einem Wegfall von 5 Kraftwerksblöcken mit einer installierten Leistung von in Summe 3,79 GW entspricht, bei Szenario C fallen lediglich 3 Blöcke mit 2,45 GW zusätzlich weg.

Tabelle C-1: Einsatz von Kohlekraftwerken in Szenarien zur Bewertung der transienten Stabilität

Kohlekraftwerke	Kraftwerk in Betrieb in Szenario		
	A	B	C
<i>Datteln 4 (1100 MW)</i>	X	X	X
<i>Schkopau A (450 MW)</i>	X	X	X
<i>Schkopau B (450 MW)</i>	X	X	-
<i>GKM Block 9 (911 MW)</i>	X	X	X
<i>Schwarze Pumpe A (750 MW)</i>	X	X	X
<i>Schwarze Pumpe B (750 MW)</i>	X	-	-
<i>Neurath F (1060 MW)</i>	X	X	X
<i>Neurath G (1060 MW)</i>	X	X	-
<i>Boxberg R (640 MW)</i>	X	-	-
<i>Boxberg Q (857 MW)</i>	X	X	X
<i>Niederaußem K (944 MW)</i>	X	X	-
<i>Niederaußem H (649 MW)</i>	X	-	-
<i>Lippendorf R (875 MW)</i>	X	-	-
<i>Lippendorf S (875 MW)</i>	X	-	-

Es erfolgt abgesehen von den für die Spannungshaltung erforderlichen statischen Blindleistungsquellen keine Betrachtung weiterer Gegenmaßnahmen. Der für das Szenario B2035 ermittelte Netzausbau wird als realisiert angenommen. Wie auch in [10] wird ein dreipoliger Kurzschluss auf der Leitung Bärwalde-Schmölln für den als kritisch ausgewählten Netznutzungsfall 1271 des NEP simuliert. Letzteres begründet sich insbesondere in der hohen Windenergieeinspeisung mit in der Folge hohem Transportbedarf sowie hoher Auslastung der Leitungen und damit hohem Blindleistungsbedarf sowie einer geringen Anzahl an Synchrongeneratoren am Netz. Als Fehlerdauer werden 150 ms simuliert. Für die Abschaltung in Schnellzeit ist dies eine Abschätzung zur sicheren Seite, die transiente Stabilität muss aber auch bei Schutz- oder Schalterversager mit in der Folge längeren Fehlerklärungszeiten gewährleistet werden.

Die in Bild C-1, Bild C-2 und Bild C-3 dargestellten Simulationsergebnisse verdeutlichen Folgendes:

- Der Übergang zu Netzzuständen, in denen die transiente Stabilität beim gewählten Fehlerzenario nicht mehr gegeben ist, kann bereits durch den Wegfall weniger Kraftwerksblöcke entstehen.
- Ursächlich ist das aus dem Winkelverlauf deutlich werdende Auseinanderdriften von Netzteilen, deren in sich kohärente Gruppen von Synchrongeneratoren nach Fehlerklärung nicht wieder zueinander synchronisieren. Dies wird durch die stärkere Änderung der Winkel an den Knoten im Norden (Hand(-ewitt), Conneforde, Wahle) gegenüber den weiter südlich gelegenen Knoten Rommerskirchen und Bürstadt deutlich.
- Zudem kann die Spannung an den Knoten nicht wieder auf das Vorfehlerniveau gebracht werden, auch hier sind die südlicher gelegenen Knoten stärker betroffen.
- In der Simulation zeigt sich bereits die Nähe zur Stabilitätsgrenze in Szenario B, da die Winkel gegenüber Szenario A weiter auseinanderdriften und die Spannungswiederkehr mehrere Sekunden benötigt. Unter Berücksichtigung von unvermeidbaren Modellungenauigkeiten (s. Abschnitt 0) sind solche Anzeichen bereits als Hinweise auf eine drohende Systemgefährdung zu werten und Gegenmaßnahmen zu ergreifen. In jedem Fall sind Ergebnisse wie hier geschehen mit Sensitivitätsanalysen zu sichern, um so den Abstand zur Stabilitätsgrenze hinsichtlich Modellannahmen oder geringfügigen Änderungen im Netzmodell zu ermitteln.
- Der Einbau weiterer rotierender Phasenschieber stellt eine wirksame Gegenmaßnahme dar. Damit wird zum einen die Schwungmasse erhöht, so dass die Winkeländerungen gebremst werden, zum anderen stehen sie als Quelle dynamischer Blindleistung zur Verfügung.

Anhang

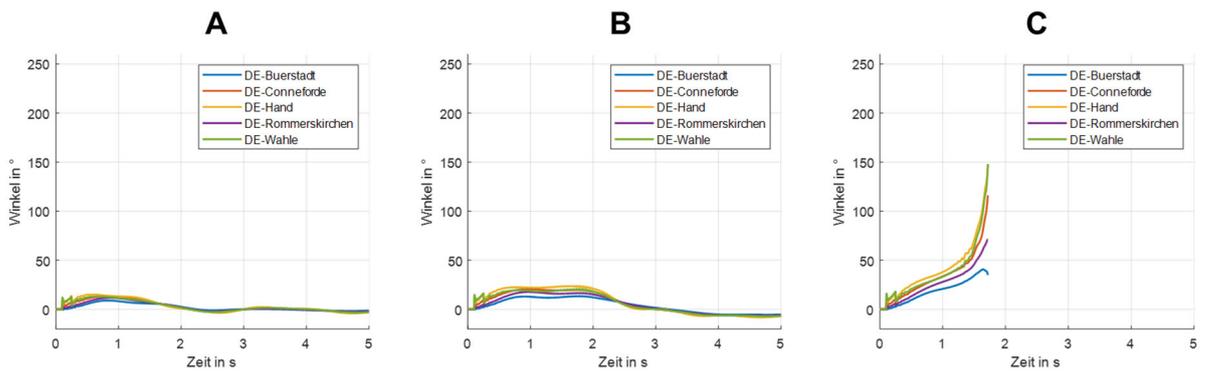


Bild C-1: Simulationsergebnis zur transienten Simulation: Zeitverlauf der Winkeländerungen zum stationären Vorzustand an ausgewählten Netzknotten

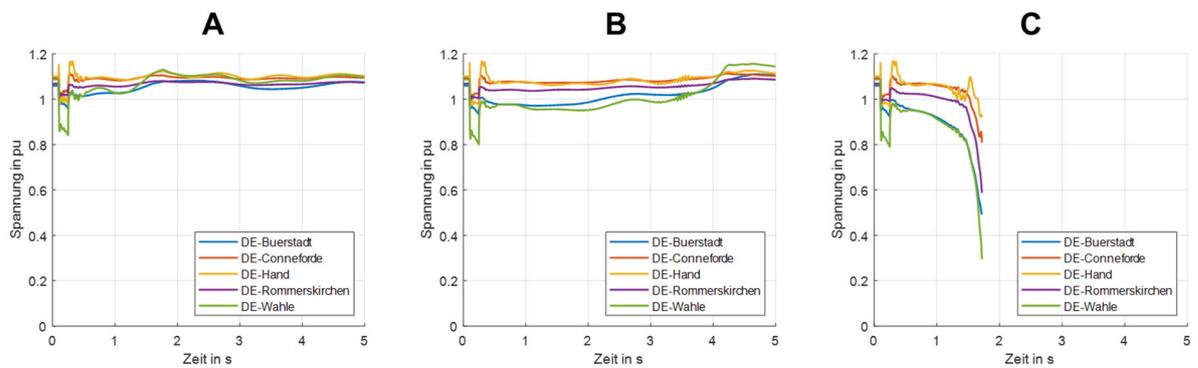


Bild C-2: Simulationsergebnis zur transienten Simulation: Zeitverlauf der Spannungsbeträge an ausgewählten Knoten

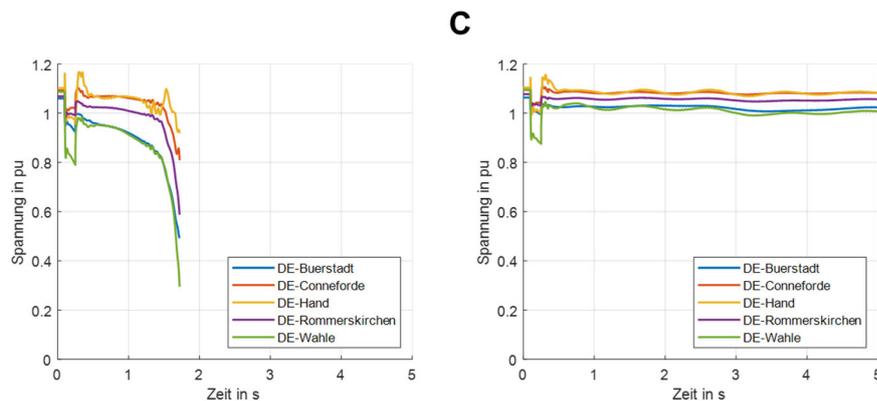


Bild C-3: Simulationsergebnis zur transienten Simulation: Zeitverlauf der Spannungsbeträge an ausgewählten Knoten vor und nach Installation zusätzlicher rotierender Phasenschieber

Anhang D: Erkenntnisse zu realisierbaren Empfindlichkeiten der Schutzeinrichtungen in Übertragungsnetzen

Tabelle D-1 stellt heute erreichte und zukünftige realisierbare Empfindlichkeiten aus Untersuchungen der ÜNB [27] vergleichend gegenüber. Dabei werden die heute noch teilweise vorhandenen Reserveschutzeinrichtungen mit der Stromhöhe als Anrege- und Auslösekriterium ausgeklammert, da sie nicht flächendeckend eingesetzt werden und als Sonderfall zu betrachten sind. Soll die ohnehin bereits hohe Empfindlichkeit des Netzschutzes mit minimalen Kurzschlussströmen erheblich unter üblichen Betriebsströmen noch weiter erhöht werden, sind folgende Maßnahmen möglich:

- Der Leistungsschaltersversagerschutz erfordert heute die größten minimalen Kurzschlussströme. Dieses Schutzorgan ist in den Sammelschienenschutz integriert, wo zur Vermeidung einer Fehlauflösung ein Schutzausbefehl mit einem lokalen Freigabekriterium verknüpft wird, das die Empfindlichkeit beschränkt. Meistens handelt es sich um ein Überstromkriterium. Alternativ könnte das aktuelle Kriterium durch ein Impedanzkriterium ersetzt werden, oder sogar darauf verzichtet werden. Hier sind also vor allem Umparametrierungen sowie der Einbezug weiterer Spannungsmesswerte erforderlich, im Einzelfall kann auch der Austausch von Schutzgeräten erforderlich werden, was – bei nur lokaler Erfordernis – einen Zeitraum von wenigen Monaten bis 2 a in Anspruch nehmen kann.
- Die Empfindlichkeit von Distanzschutzeinrichtungen kann erhöht werden, wenn durch Leitungsverdrillung die durch Unsymmetrie erzeugten Ströme reduziert werden. Dies erfordert aufwendige Umgestaltungen an bestehenden Abspannmasten, ggf. auch die Errichtung neuer Masten. Unter der Bedingung, dass dafür keine neue Planfeststellung erforderlich ist, ist ein solcher Umbau in einem Zeitraum von bis zu 3 a realisierbar.
- Aufgrund der Komplexität des Erdfehler-Richtungsvergleichs im Schutzkonzept existieren Erwägungen, darauf zu verzichten mit der Folge, dass hochohmige Erdfehler erst dann erkannt werden, wenn Sie sich zu einem niederohmigen oder mehrpoligen Fehler weiterentwickelt haben.
- Beim Differentialschutz von Übertragungsleitungen kann die Empfindlichkeit durch den Einsatz einer Ladestromkompensation erhöht werden. Hierfür müssen jedoch die Schutzgeräte im Gegenzug nicht nur an Strom-, sondern auch Spannungswandler angeschlossen werden und über eine entsprechende Funktion verfügen. Dies ist situationsbezogen ebenfalls in einem Zeitraum von Monaten bis 2 a realisierbar. Eine Umstellung des Schutzkonzepts auf Differentialschutz kann als Alternative zur im Einzelfall aufwendigeren Erhöhung der Empfindlichkeit von Distanzschutzeinrichtungen erwogen werden. Im Zielzustand ergeben sich aber nach Tabelle D-1 ähnliche Empfindlichkeiten, so dass eine generelle

Anhang

Umstellung keinen Vorteil bietet, zumal eine Differentialschutzeinrichtung nicht ohne Einbezug weiterer Messdaten Reserveschutz für weitere Netzteile darstellen kann.

- Noch vorhandene im Reserveschutz eingesetzte Schutzgeräte mit Überstromkriterium könnten durch Distanzschutzfunktionalität ersetzt werden. Dies erfordert einen Austausch von Schutzrelais. Sofern dies nur lokal in Einzelfällen erforderlich wird, ist dies in einem Zeitraum von wenigen Monaten bis 2a realisierbar.

Tabelle D-1: Empfindlichkeit der Schutzeinrichtungen im Übertragungsnetz und realisierbare Verbesserungen [27]

Schutzart	derzeit realisierte Empfindlichkeit	realisierbare Empfindlichkeit
Distanzschutz	240-600A	120-200A
Erdfehler Richtungsvergleich	200-400A	Verzicht möglich
Leitungsdifferentialschutz	200-600A	200A
Leitungsschaltversager-schutz	1200A	240-600A

Anhang E: Abschätzung der Kosten für verschiedene Optionen zur Bereitstellung von Kurzschlussstrom

Die Begrenzung des maximal erbringbaren Kurzschlussstrombeitrag aus Komponenten mit umrichterbasierter Netzschnittstelle ergibt sich vor allem aus den Bemessungsströmen der Umrichter. Eine Erhöhung erfordert

- eine Höherdimensionierung der Umrichter auf dauerhafte thermische Bemessungsströme mit entsprechenden Kosten und/oder
- die Dimensionierung auf eine kurzzeitigen Überbelastbarkeit durch Wahl entsprechender Leistungselektronik, der Dimensionierung des Energiespeichers und Gestaltung der Kühlung. Dabei erfolgt eine projektspezifische Ausgestaltung. Bei STATCOM mit Bemessungsleistungen für die Anwendung im Übertragungsnetz werden in der Literatur für wenige Sekunden maximale Überbelastbarkeiten in der Größenordnung 30%-100% ausgewiesen.

Tabelle E-1 weist typische Bandbreiten leistungsabhängiger Anschaffungskosten für verschiedene Optionen zur Erbringung von Blindleistung aus, wobei im Grundsatz auch von der Verfügbarkeit der aus der Leistung hervorgehenden Ströme für die Bereitstellung von Kurzschlussstrom ausgegangen werden kann.

Tabelle E-1: Bandbreite leistungsspezifischer Kosten für die Blindleistungsbereitstellung für thermische Dauergrenzströme (aus [25], [43], [50] und Erfahrungswerte)

Komponente	Anschaffungskosten [T€/MVA]
STATCOM	50-75
Rotierender Phasenschieber	50-100...250 (hoher Wert aus Projekt Bergrheinfeld)
PV-Anlagen, Windenergieanlagen (Bereich Erhöhung Bandbreite Leistungs- faktor von 0,95 auf 0,9)	15-85

Bei der Bereitstellung von Kurzschlussstrom sind insbesondere die folgenden Aspekte zu beachten:

- Kurzzeitig kann aus den betrachteten Komponenten ein Kurzschlussstrom mit einem unterschiedlichen Faktor zum thermischen Dauergrenzstrom bereitgestellt werden. Für rotierende Phasenschieber ist mindestens eine Erhöhung um den Faktor 5 zu erwarten, bei STATCOM ist wie oben angeführt maximal ein Faktor 2 zu erwarten, bei PV- und WEA ist heute mit einem Faktor nahe 1 zu rechnen. Durch diese Faktoren sind die Kostenangaben zur Ermittlung eines stromspezifischen Kostenfaktors zu dividieren, so dass – unter

Vernachlässigung von Betriebs- und Verlustkosten sowie der aber ähnlich erwarteten Nutzungsdauern – der rotierende Phasenschieber als günstigste Option abgeschätzt wird.

- Ferner liefert der rotierende Phasenschieber im Gegensatz zu den umrichterbasierten Komponenten auch bei sehr niedrigen Restspannungen, also bei einem Kurzschluss mit geringer Fehlerimpedanz in elektrischer Nähe des Einflusses, den Beitrag zum Kurzschlussstrom.

Anhang F: Erläuterungen und Erkenntnisse zur Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht

Bei einem Kurzschluss bricht die Spannung im Kurzschlussknoten ein. Somit bildet der Kurzschlussort den Punkt der niedrigsten Spannung im Netz. Der durch die entsprechenden Quellen bereitgestellten Kurzschlussstrom verursacht Spannungsfälle an den Netzimpedanzen bis zum Kurzschlussort, so dass sich ein Spannungstrichter mit dem Kurzschlussort als Zentrum ausbildet. In Bild F-1 wird dieser Sachverhalt angelehnt an [14] anschaulich dargestellt.

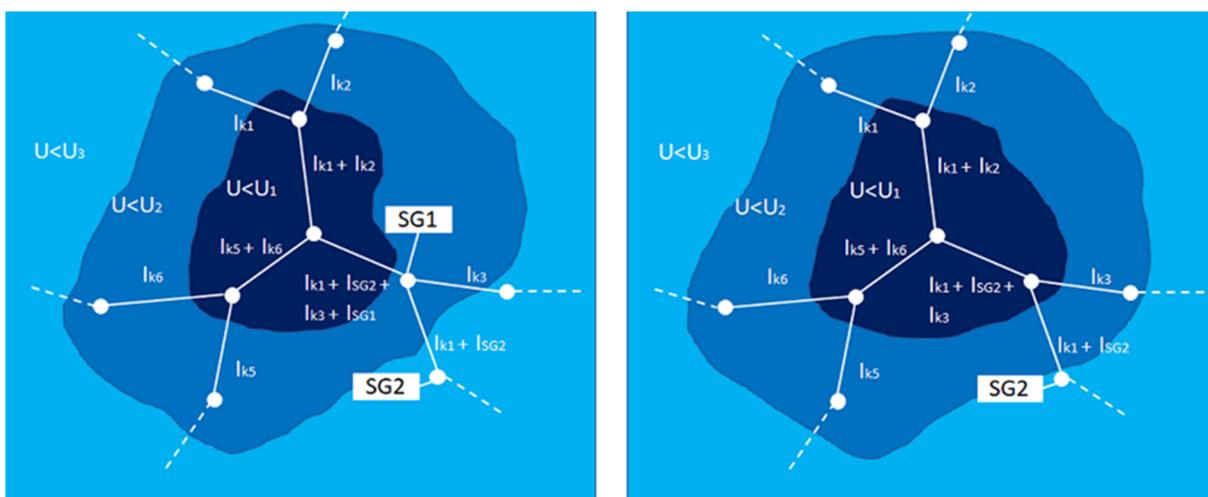


Bild F-1: Schematische Darstellung der Spannungstrichterausdehnung bei unterschiedlicher Kurzschlusspeisung (angelehnt an [14]).

Mit zunehmender räumlicher Entfernung nimmt auch die resultierende Impedanz zum Kurzschlussort zu. Tendenziell wird also der während des Kurzschlusses auftretende Spannungseinbruch mit zunehmender Entfernung geringer ausfallen, wenn Kurzschlussströme über den betrachteten Knoten auf die Fehlerstelle fließen. Gleichzeitig nimmt bei Synchrongeneratoren mit zunehmender elektrischer Entfernung die Höhe des Kurzschlussstrombeitrags ab. In Summe ergeben sich unter Beachtung der elektrischen Daten der Synchrongeneratoren somit komplexe Zusammenhänge, die für die Ermittlung des Spannungsrichters entsprechende Kurzschlussstromberechnungen erfordern. Allerdings kann grundsätzlich festgehalten werden, dass eine breite Verteilung von Quellen für Kurzschlussströme das Ausmaß von Spannungstrichtern begrenzt. So kann beispielsweise gemäß Bild F-1 der Kurzschlussstrombeitrag von Synchrongenerator SG1 auch durch den Generator SG2 in größerer elektrischer Entfernung erbracht werden, wenn dieser über entsprechend elektrische Daten, insbesondere eine höhere Bemessungscheinleistung verfügt, jedoch würde sich dann ein Spannungstrichter mit größerer geographischer Ausdehnung ausbilden.

Für tiefe Spannungseinbrüche mit Restspannungen von weniger als 40 % bezogen auf die Netznominalspannung wird in Normen zu Verbrauchsgeräten derzeit keine Störfestigkeit für Kurzschlussdauern über 20 ms hinaus gefordert [51]. Abgesehen von speziellen Anforderungen für Geräte in der industriellen Anwendung gilt dies sogar für Restspannungen bis zu 70 % der Nennspannung. Damit liegt keine Störfestigkeit für übliche Fehlerklärungszeiten vor, für die minimal etwa 70-100 ms zu veranschlagen sind. Als Vergleich ist die für Erzeugungsanlagen geforderte LVRT-Fähigkeit für tiefe Spannungseinbrüche bis zu einer Dauer von 150 ms anzuführen (z.B. [12], [49]). Einschränkend ist allerdings hinzuzufügen, dass der Bewertungsmaßstab der Störfestigkeit von Verbrauchsgeräten jeweils die Abwesenheit einer Funktionsstörung ist, so dass eine Leistungsaufnahme bei Abwesenheit einer durch die Funktionsstörung – etwa durch Produktionsprozesse erzwungen – direkt bei Spannungswiederkehr aufgenommen werden könnte.

Bild F-2 zeigt exemplarisch aus [14] eine Prognose für den Spannungstrichter nach Abschaltung aller Kernkraftwerke zum Vergleich des Referenzjahres 2015 unter Vernachlässigung von Kurzschlussstrombeiträgen aus Erzeugungsanlagen mit Anschluss in unterlagerten Netzen. Als „betroffene Last“ wird die Verbrauchlast an Knoten bezeichnet, bei denen der Spannungseinbruch mehr als 10% der Nennspannung entspricht. Erwartungsgemäß weist das Szenario mit der geringsten Anzahl an verbleibenden Synchrongeneratoren (Prognose 2022 ohne KKW) die größte Ausdehnung des Spannungstrichters auf.

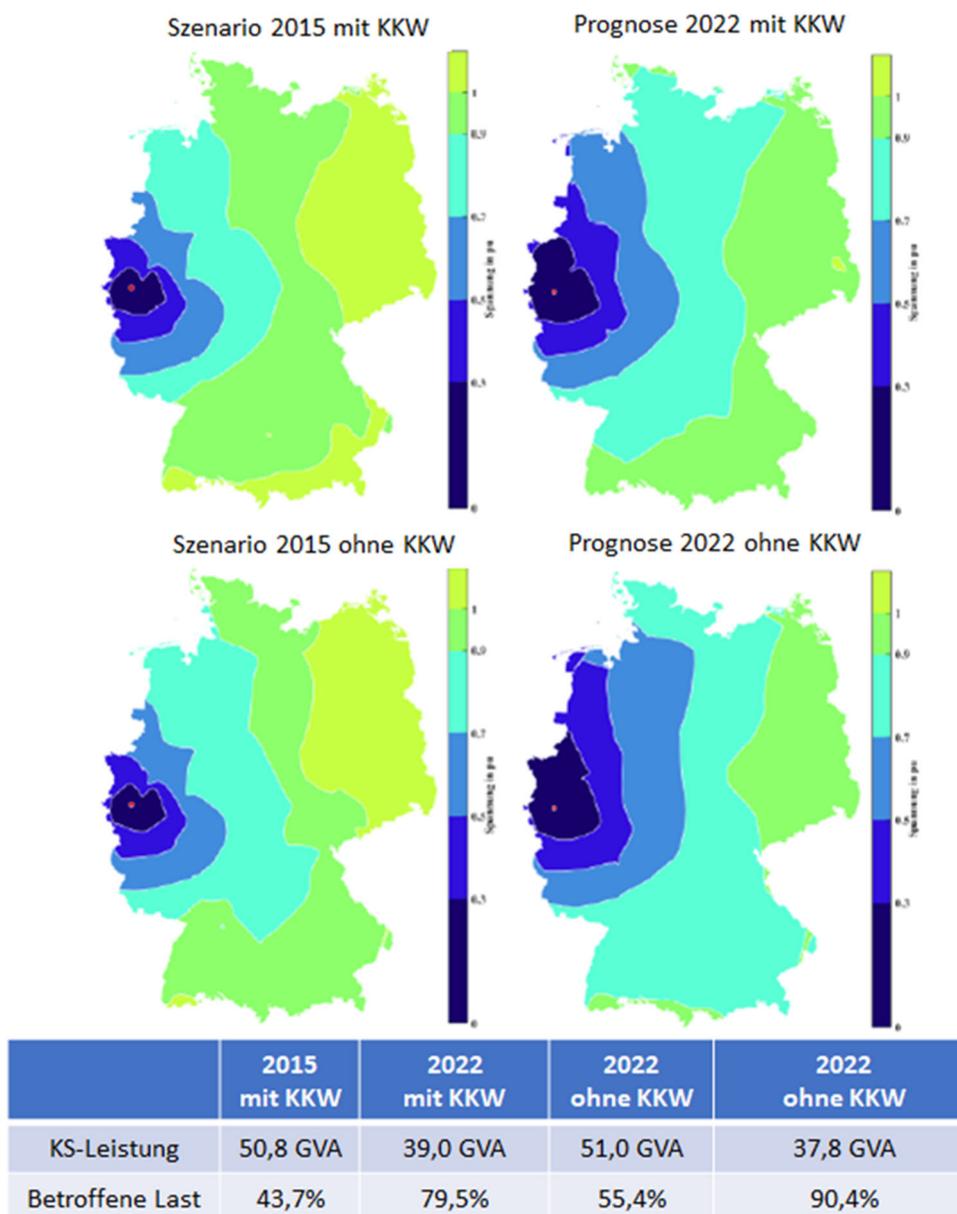


Bild F-2: Visualisierung des Spannungstrichters im Übertragungsnetz. Szenarien: Stand 2015 mit Kernkraftwerk (KKW), Prognose am Netz verbleibender Kraftwerke 2022 mit KKW, Stand 2015 ohne KKW, Prognose am Netz verbleibender Kraftwerke 2022 ohne KKW [14]

Die Spannungstrichterproblematik kann gemäß Bild F-1 dadurch entschärft werden, indem ausreichend Kurzschlussstromquellen im Netz vorhanden und regional verteilt sind. Der systemtechnische Nutzen einer vollständigen dynamischen Netzstützung auch durch Erzeugungsanlagen im Verteilnetz ist in [14] nachgewiesen worden, wobei aufgrund der in Abschnitt 2.5 beschriebenen verzögerten Bereitstellung der dynamischen Netzstützung (in Bild

Anhang

F-3 mit „Ib-Stützung“ bezeichnet) die Menge der betroffenen Leistung vor allem erst zum Kurzschlussende reduziert wird.

Ib-Stützung		Szenario 2015		Prognose 2022	
		mit	ohne	mit	ohne
Kurzschlussbeginn	KS-Leistung	50,2 GVA	50,2 GVA	23,2 GVA	23,2 GVA
	betroffene Last	62,9%	62,0%	98,6%	98,7%
Kurzschlussende	KS-Leistung	49,5 GVA	45,9 GVA	27,8 GVA	16,1 GVA
	betroffene Last	52,8%	63,2%	79,5%	99,2%

Bild F-3: Auswirkung der vollständigen dynamischen Netzstützung am Beispiel des Szenarios 2015 und Prognose 2022 aus [14]

Da somit eine wesentliche Verringerung der Spannungseinbruchstiefe erst nach einer gewissen Zeitdauer auftritt, die derzeit mit maximalen Anschlagzeiten von 30 ms und Einschwingzeiten von 60 ms im Bereich der heutigen normativen minimalen Störfestigkeit von Verbrauchsgeräten liegt, sind bei Bedarf Abhilfemaßnahmen vor allem auf der Seite der Verbrauchsgeräte zu suchen. Denkbar ist die Verankerung einer LVRT-Fähigkeit analog zu denen bei Erzeugungsanlagen für Verbrauchsgeräte, ggf. beschränkt auf diejenigen mit größerer Abnahmeleistung.