

NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN **STROM**



## Bewertung der Systemstabilität

Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2030,  
Version 2019, zweiter Entwurf

Stand 15. April 2019

# BEWERTUNG DER SYSTEMSTABILITÄT

## 1. Einleitung und Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Rahmen der stationären Untersuchungen (siehe Kapitel 5 Netzanalysen des Netzentwicklungsplans (NEP)) werden für alle Belastungszustände (n-1)-Ausfälle von Netzelementen betrachtet. Für stationär zulässige Belastungszustände sind die Grenzen für Ströme und Spannungen einzuhalten. Um die Systemstabilität gewährleisten zu können, müssen auch die Ausgleichsvorgänge zwischen den stationären Netzzuständen untersucht werden. Während dynamischer Vorgänge in Folge eines Fehlers dürfen keine dynamischen Grenzwerte verletzt werden.

Zur Bewertung der Systemstabilität ist es gängige Praxis die Stabilitätsphänomene entsprechend des dominierenden physikalischen Effektes und des Zeitbereiches in die drei Kategorien **Frequenzstabilität**, **Spannungsstabilität** und **Winkelstabilität** zu unterteilen.<sup>1</sup> Die Methodik zur Bewertung der Systemstabilität wird im Kapitel 5.4 des NEP 2012 (siehe [www.netzentwicklungsplan.de/Zw4](http://www.netzentwicklungsplan.de/Zw4)) erläutert.

Im Szenario B 2035 des NEP 2030 (2019) wurden für ausgewählte Stromkreise bei Ausfall benachbarter Elemente Überschreitungen der zulässigen Strombelastungen toleriert und abweichend zu den in Kapitel 5.1.1 des NEP-Berichts beschriebenen Planungsgrundsätzen nicht durch Netzausbau beseitigt. Diese Überlastungen müssen im Ereignisfall durch innovative Techniken automatisch beseitigt werden (siehe Kapitel 5.2 des NEP-Berichts). Die zulässige Dauer der Überlastung und die entsprechenden Gegenmaßnahmen sind im Einzelfall festzulegen. Die detaillierte Festlegung geeigneter Gegenmaßnahmen erfordert weitere Stabilitätsuntersuchungen, die über diesen Bericht hinausgehen. In den Simulationen zur Bewertung der Systemstabilität werden Überlastungen daher nicht reduziert, weil die hierfür erforderlichen innovativen Techniken zu einem späteren Zeitpunkt festzulegen sind. Es wird vorausgesetzt, dass die betreffenden Stromkreise infolge der Grenzwertüberschreitung nicht beschädigt werden und auch nicht ausfallen.

Diese neuen innovativen Technologien (siehe Kapitel 5.2 des NEP-Berichts) haben das Ziel, das Übertragungsnetz höher auszulasten und damit den Leitungsausbau zu verringern. Die bestehenden Kapazitäten werden besser ausgenutzt, indem kurzzeitige thermische Überlastungen zugelassen werden. Allgemein hat jedoch eine höhere Auslastung des Übertragungsnetzes einen deutlichen Einfluss auf die Winkel-, Spannungs- und Frequenzstabilität. Die Stabilitätsgrenzen werden durch Maßnahmen zur Höherauslastung nicht verändert, da diese u.a. von der Übertragungsentfernung sowie von den Netzreaktanzen bestimmt sind und auch durch die meisten innovativen Technologien nicht verändert werden. Ein Hochstrombetrieb wirkt sich somit u. a. wegen hoher Winkeldifferenzen tendenziell ungünstig sowohl auf die Winkelstabilität als auch – infolge des übernatürlichen Betriebs – auf die Spannungsstabilität aus. Aufgrund der höheren Auslastung des Übertragungsnetzes steigt infolge von Mehrfachfehlern zudem das Risiko kaskadierender Schutzauslösungen, welche zu Netzauftrennungen führen. In einem abgetrennten Teilnetz kann die Frequenzstabilität gefährdet sein.

Durch die Höherauslastung steigt insbesondere auch der Blindleistungsbedarf im AC-Übertragungsnetz überproportional an. Ein hoher Anteil des zusätzlichen Blindleistungsmehrbedarfs wird bereits für die quasistationäre Spannungshaltung benötigt. Hierfür eignen sich i.d.R. mechanisch geschaltete Kondensatorbänke. Insbesondere für die Spannungsstützung bei Kurzschlüssen und nach dem Ausfall von Betriebsmitteln sind Kondensatoren ungeeignet. Einen Beitrag zur Spannungsstabilität (und Spannungsregelung) im Übertragungsnetz wird derzeit im Wesentlichen durch die Synchronmaschinen konventioneller Kraftwerke sichergestellt. Deshalb ist es in Zukunft erforderlich, die wegfallende Blindleistungsbereitstellung durch konventionelle Kraftwerke nicht ausschließlich durch stationäre (automatisch) schaltbare Kompensationsanlagen, sondern vor allem durch regelbare Kompensationsanlagen mit ausreichender Stellreserve zu ersetzen. HGÜ Konverter liefern hierzu punktuell einen hohen Beitrag. Darüber hinaus sind jedoch weitere Betriebsmittel zur Spannungsstützung erforderlich. Insbesondere sind auch auf dem Transformationspfad zur Zielnetztopologie Bedarfe zur Blindleistungskompensation in gleicher Größenordnung notwendig.



Zu den oben beschriebenen drei Stabilitätsaspekten wurden im Rahmen des NEP Analysen durchgeführt, deren Ergebnisse in den folgenden Abschnitten zusammengefasst sind. Über diese Analysen hinaus werden durch die deutschen ÜNB weitere Detailuntersuchungen zur Sicherstellung der Systemstabilität durchgeführt. Insbesondere sind in Ergänzung zum NEP weitere stationäre und dynamische Analysen erforderlich, um die Technologie sowie die konkreten Standorte zur Blindleistungskompensation festzulegen und die innovativen Technologien zur automatischen Netzentlastung zu spezifizieren.

Bei den Untersuchungen zur **Frequenzstabilität** des kontinentaleuropäischen Verbundsystems für den Zeithorizont 2035 stehen nichtauslegungsrelevante Fehlerfälle im Fokus. Ereignisse, die zu einer Netzauftrennung des Verbundsystems führen (System Split) wie z. B. die Störung am 04.11.2006 können je nach Netzsituation heute nicht mehr sicher beherrscht werden.<sup>2</sup> Eine Netzauftrennung ist insbesondere dann kritisch, wenn zwischen den aufgetrennten Netzbereichen zuvor ein hoher Leistungsaustausch stattfand, da dieser im Falle einer Netzauftrennung zu einem spontanen Leistungsungleichgewicht in den getrennten Netzbereichen führt. Die Größe dieser Störung und die Schwungmassen in den abgetrennten Netzbereichen bestimmen wesentlich den unmittelbar auftretenden Frequenzverlauf. Im Kapitel 4 „Frequenzstabilität“ werden die zugehörigen Untersuchungsergebnisse dargelegt sowie erforderliche Maßnahmen für den mittel- und langfristigen Horizont aufgezeigt.

Die transiente Stabilität, als wesentlicher Teilaspekt der **Winkelstabilität**, wird auf Basis eines detaillierten Netzdynamikmodells des kontinentaleuropäischen Verbundsystems anhand von auslegungsrelevanten Netzfehlern bewertet. Die Ergebnisse der Untersuchungen zur transienten Stabilität zeigen, dass bereits für Fehlerereignisse mit konzeptgemäßer Fehlerklärung eine Vielzahl regelbarer Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung notwendig sind, um ein robustes und stabiles Systemverhalten zu gewährleisten. Für die Bewertung der transienten Stabilität im NEP 2030 (2019) wurde die Topologie aus dem Szenario B 2035 und der Belastungsfall in der Stunde 1271 zu Grunde gelegt. Die Untersuchungsergebnisse werden im Kapitel 2 „Transiente Stabilität“ erläutert.

Die **Spannungsstabilität** wird im Rahmen einer Abschätzung des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität für das Szenario und den Netzausbau B 2035 geprüft. Es zeigen sich – wie bereits im NEP 2012 ausgewiesen – signifikant steigende Blindleistungsbedarfe, die bei weitem nicht mehr allein durch die vorhandenen, direkt angeschlossenen Erzeugungsanlagen gedeckt werden können. Es ist jedoch davon auszugehen, dass mit einem geeigneten Ausbau von Kompensationsanlagen die Spannungsstabilität aufrechterhalten werden kann. Im Kapitel 3 „Bestimmung des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität“ wird ein minimaler stationärer wie regelbarer Bedarf hergeleitet. Mittels des Ist- und Plan-Bestands wird der nach unten abgeschätzte Zubaubedarf von Kompensationsanlagen pro Regelzone quantifiziert.

Auf Basis der Abschätzungen sind Kompensationsanlagen zur Deckung der stationären und regelbaren Bedarfe mit einer installierten Leistung von mindestens 38,1 – 74,3 Gvar notwendig. Bei einer heute typischen Anlagengröße von 300 MVA bedeutet dies einen minimalen Zubau von 127 bis 248 Anlagen. Da der hier ermittelte Blindleistungsbedarf stark nach unten abgeschätzt wurde, ist davon auszugehen, dass der am Ende notwendige Bedarf höher ausfällt. Zudem müssen für die Bedarfsermittlung zusätzlich auch kurzfristigere Zeithorizonte mit einbezogen werden.

Im Vergleich dazu werden bei den transienten Untersuchungen 150–230 Anlagen je 300 MVA bestehend aus statischen Kondensatoren, STATCOMs und rotierenden Phasenschiebern benötigt.



## 2. Untersuchungen der transienten Stabilität

### 2.1 Methodik

Die transiente Stabilität ist die Fähigkeit der in einem Energieversorgungssystem angeschlossenen Synchronmaschinen bzw. Synchrongeneratoren nach (schwerwiegenden) Störungen – z. B. nach Kurzschlüssen oder Kraftwerksausfällen – den Synchronismus zu wahren. Die Einwirkung vergleichsweise großer Störungen ist unter Beachtung der nichtlinearen Systemeigenschaften zu untersuchen. Die transiente Stabilität ist gegeben, wenn nach Behebung der Störung ein neuer statisch stabiler Arbeitspunkt erreicht wird. Hierzu werden eine Vielzahl verschiedener Fehlerszenarien untersucht, von denen im Folgenden exemplarisch einzelne Fehlerfälle dargestellt werden.

Basis der Untersuchungen zur transienten Stabilität bildet ein detailliertes Netzdynamikmodell des kontinentaleuropäischen Verbundsystems. In den Untersuchungen werden auslegungsrelevante Fehlerfälle und ihre zulässigen Auswirkungen, die in den Planungsgrundsätzen der deutschen ÜNB beschrieben sind (siehe [www.netzentwicklungsplan.de/ZwZ](http://www.netzentwicklungsplan.de/ZwZ)), berücksichtigt. Hierzu gehören Kurzschlüsse mit Ausfall eines Netzelements, Sammelschienenfehler und Doppel-Ausfälle (Common-Mode-Fehler). Bei Einfachfehlern werden zudem auch verlängerte Fehlerklärungszeiten von 400 ms untersucht. Für diese außergewöhnlichen Fehlerszenarien ist eine eingeschränkte Beherrschbarkeit zulässig, d. h. eine regionale Versorgungsunterbrechung muss in angemessener Zeit behebbar sein. Zur Vermeidung eines Systemzusammenbruchs darf es dabei jedoch nicht zu kaskadierenden Schutzauslösungen mit überregionaler Störungsausweitung kommen.

Zur Untersuchung des dynamischen Verhaltens und der Stabilität des deutschen Übertragungsnetzes mit seinen Wechselwirkungen im europäischen Verbundsystem wird eine ausreichende Datenbasis über das gesamte kontinentaleuropäische Verbundnetz der ENTSO-E benötigt. Dazu gehören Kenntnisse über Erzeugung und Verbrauch in den Netzgebieten der Übertragungsnetzbetreiber, die Aufteilung der Erzeugungsleistung auf die Erzeugungseinheiten, den Ausbauzustand des Netzes, die dominierenden auftretenden Leistungsflusssituationen sowie die dynamischen Eigenschaften der technologisch unterschiedlichen Erzeugungseinheiten.

Die Ergebnisse der stationären Leistungsflussrechnung fließen als Anfangswert in die dynamischen Berechnungen ein, um die dynamischen Modelle zu initialisieren. Dabei stellen die berechneten stationären Werte an den Netzknoten die Anfangsbedingungen für die dynamischen Modelle dar. Anschließend wird das Zeitverhalten unter Einwirkung angenommener Fehlerszenarien berechnet. Hierbei bilden die Modelle das dynamische elektrische Klemmenverhalten der Erzeugungseinheiten und Betriebsmittel nach.

In den stationären Netzanalysen werden zur Sicherstellung der Konvergenz der Leistungsflussberechnungen für alle 8760 Netznutzungsfälle des Jahres fiktive spannungsabhängige Blindleistungsquellen eingesetzt, sogenannte Extended-Ward-Elemente. Diese können nahezu unlimitiert Blindleistung bereitstellen und ermöglichen dadurch ein ausreichendes Spannungsniveau im Netz. Zur Bewertung der transienten Stabilität in den dynamischen Simulationen ist es notwendig, diese fiktiven Elemente durch reale Betriebsmittel zu ersetzen, um ein realistisches Netzdynamikverhalten abbilden zu können.

Zur Deckung des stationären Blindleistungsbedarfs werden mechanisch geschaltete Kondensatoren (MSCDN, Mechanically Switched Capacitor with Damping Network) modelliert. Der dynamische Blindleistungsbedarf wird durch regelbare Anlagen bereitgestellt. Hierzu werden STATCOM (Static Synchronous Compensator) und rotierende Phasenschieber eingesetzt.

Eine Beschreibung zur grundsätzlichen Methodik und Modellierung findet sich im Kapitel 5.4 des NEP 2012 (siehe [www.netzentwicklungsplan.de/Zw4](http://www.netzentwicklungsplan.de/Zw4)).



### 2.1.1 Ausgewählter Netznutzungsfall für die Analyse der transienten Stabilität

Mit dem Netznutzungsfall 1271 des Szenarios B 2035 wurde ein – aus Sicht der transienten Stabilität – geeigneter Netznutzungsfall ausgewählt. Dazu wurden insbesondere die auftretenden Blindleistungsverluste in der Höchstspannungsebene sowie die Erzeugungssituation analysiert. In diesem Netznutzungsfall tritt ein hoher Nord-Süd-Transit innerhalb Deutschlands auf. Dadurch ist eine große Anzahl an Stromkreisen hoch ausgelastet, was zu einem hohen Blindleistungsbedarf des Höchstspannungsnetzes führt. Unter Berücksichtigung auch der unterlagerten Netzebenen beträgt der Blindleistungsbedarf des deutschen Netzgebietes 67,6 Gvar (vgl. Tabelle 2: Sensitivität des Blindleistungsbedarfs in Abhängigkeit des Leistungsfaktors, Spalte 3 Leistungsfaktor = 0,98 induktiv). Das ist der höchste auftretende Wert im Jahreslauf.

Im betrachteten Netznutzungsfall 1271 wird der Blindleistungsbedarf größtenteils durch Extended-Ward-Elemente in Höhe von 45 Gvar gedeckt. Des Weiteren werden 7 Gvar aus dem Ausland bereitgestellt. Nach den ÜNB-Planungsgrundsätzen soll der regelzonenübergreifende Blindleistungsfluss auf ein technisch vertretbares Maß beschränkt werden. Daher sollte diese Blindleistung ebenfalls in Deutschland bereitgestellt werden. Zusätzlich sind die Blindleistungsbeiträge aus Generatoren, HGÜ-Konvertern und Windenergieanlagen entsprechend ihrer Betriebsgrenzen bereits berücksichtigt.

Die Offshore-Windeinspeisung in Deutschland liegt in dieser Stunde mit 22,1 GW (im Vergleich zu 9,9 GW im NEP 2025) nahe an der installierten Kapazität von 23,25 GW. Die Onshore-Windeinspeisung beträgt 65,7 GW (im Vergleich zu 31,8 GW im NEP 2025) bei einer installierten Kapazität von 74,7 GW. In der ausgewählten Stunde (23 Uhr, nachts) tritt keine Einspeisung aus Photovoltaik auf. Weiter sind in diesem Netznutzungsfall nur 15 der in diesem Szenario verbleibenden 59 thermischen Kraftwerke mit einer Nennleistung größer 200 MW (7 Kraftwerke davon über 500 MW) in Deutschland am Netz, was hinsichtlich der Stabilität eine signifikante Einschränkung und einen wesentlichen Unterschied zu den in den bisherigen NEP auf Stabilität geprüften Netznutzungsfällen darstellt. Die Last beträgt 71 GW, bei einer Spitzenlast von 94,8 GW in Deutschland. Das Handelssaldo beträgt 12,8 GW (Export) und ist verglichen mit dem maximalen Handelsexport von 37 GW im Jahreslauf moderat.

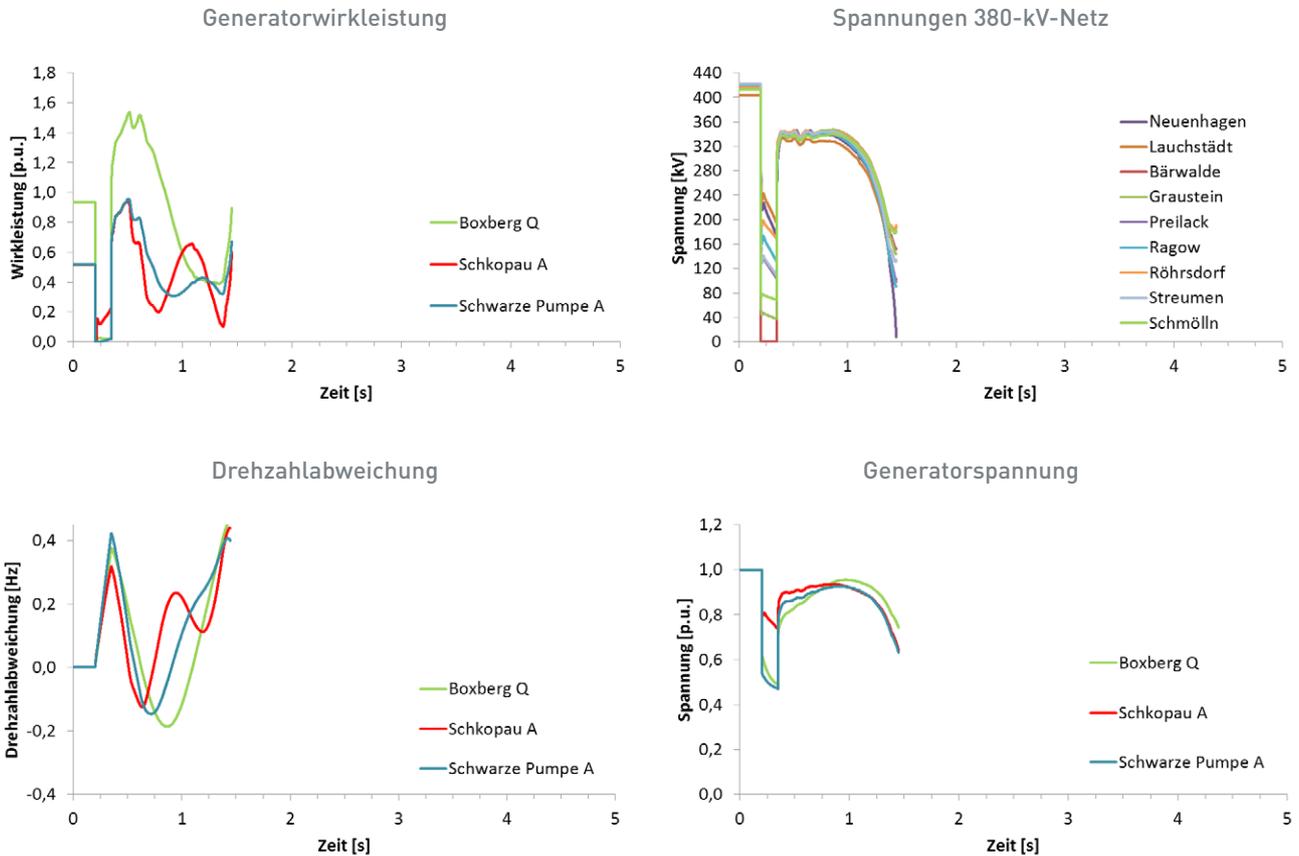
Der betrachtete Netznutzungsfall stellt für die transiente Stabilität einen besonders kritischen Fall dar. Dies begründet sich durch die hohe Einspeisung aus Windenergieanlagen mit insgesamt 87,8 GW (Onshore und Offshore), die hohe Transportaufgabe, welche zusätzlich durch den Einsatz innovativer Technologien verschärft wird, und den damit verbundenen erhöhten Blindleistungsbedarf des Netzes sowie die geringe Anzahl an Synchrongeneratoren am Netz.

### 2.2 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen der transienten Stabilität

Wie im Kapitel 2.1 aufgezeigt, müssen die Extended-Ward-Elemente durch Modelle realer Betriebsmittel ersetzt werden. In einem ersten Schritt werden bereits für den Grundlastfluss alle Extended-Ward-Elemente durch Modelle statischer Kondensatoren ersetzt (ca. 45 Gvar für das deutsche Übertragungsnetz). Aufgrund der hohen Netzauslastung im ausgewählten Netznutzungsfall werden ausschließlich Kondensatoren und keine Drosseln zur Kompensation benötigt. Diese Vorgehensweise wurde bereits bei den bisherigen auf Stabilität geprüften NEP angewandt und reichte bislang für ein ausreichend robustes Systemverhalten aus. Für den ausgewählten Netznutzungsfall im aktuellen NEP zeigen die Simulations-Verläufe unter dieser Annahme jedoch bereits bei vielen konzeptgemäß geklärten Einfachfehlern, dass diese nicht mehr sicher beherrscht werden können. Die Abbildungen 1 und 2 zeigen exemplarisch die Simulationsergebnisse für einen dreipoligen Kurzschluss auf einem Stromkreis der Doppelleitung Bärwalde-Schmölln (ca. 1,8 kA Vorbelastung) in der Nähe der Anlage Schmölln mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms. Nach Fehlerklärung verbleibt die Spannung im Übertragungsnetz für ca. 600 ms auf einem niedrigen Wert deutlich unter 360 kV. Eine Spannungserholung auf das betriebliche Vorfehlerniveau bleibt aus und ab ca. 1 s kommt es zur Instabilität.



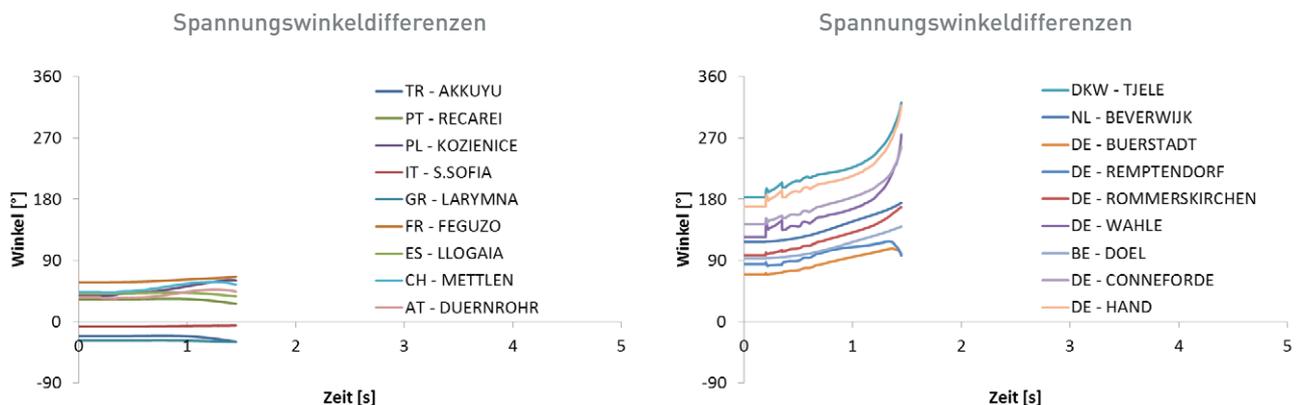
Abbildung 1: Dreipoliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Bärwalde-Schmölln mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall des Stromkreises – ohne zusätzliche Maßnahmen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Dies äußert sich sowohl im plötzlichen Abfall der Spannungen als auch in einem Auseinanderlaufen der Spannungswinkel zwischen verschiedenen Netzgruppen, wie in Abbildung 2 dargestellt. Ab ca. 1 s nach Fehlerklärung ist deutlich zu erkennen, dass insbesondere die Spannungswinkeldifferenzen zwischen dem nördlichen Teil Mitteleuropas, Norddeutschlands und Dänemarks und dem restlichen Teil Kontinentaleuropas stark ansteigen.

Abbildung 2: Spannungswinkeldifferenzen (bezogen auf einen Referenzknoten) für einen dreipoligen Kurzschluss auf einem Stromkreis Bärwalde-Schmölln mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall des Stromkreises



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Das Auseinanderlaufen der Spannungswinkel verschiedener Netzgruppen kann auf die starke, weiträumige Transitbelastung von Nord nach Süd sowie auf die geringe verfügbare Momentanreserve zurückgeführt werden. Das plötzliche Abfallen der Spannungen hängt zusätzlich mit den flächendeckend zur Blindleistungskompensation eingesetzten statischen Kondensatoren zusammen. Auf Letzteres soll im Folgenden genauer eingegangen werden.

Die statischen Kondensatoren weisen eine quadratische Spannungsabhängigkeit auf: Steigt die Spannung, so erhöht sich der Blindleistungsbeitrag und umgekehrt sinkt der Blindleistungsbeitrag bei Abnahme der Spannung. Ein entgegengesetztes Verhalten wäre notwendig, um die Spannung bei Abweichungen vom Arbeitspunkt zu stabilisieren. Infolge eines Spannungseinbruchs nimmt die Blindleistungsbereitstellung der Kondensatoren also stark ab. Um diesem Effekt entgegenzuwirken ist eine dynamische bzw. geregelte Blindleistungsbereitstellung erforderlich. Heutzutage wird diese im Übertragungsnetz im Wesentlichen durch die Synchronmaschinen konventioneller Kraftwerke sichergestellt. Solange ausreichend regelbare Blindleistung im Netz verfügbar ist, kann dem Spannungseinbruch mit zusätzlicher Blindleistungseinspeisung entgegenwirkt werden. In dem in Abbildung 1 gezeigten Fehlerfall reichen jedoch die verfügbaren Reserven nicht aus, um die Spannung wieder zurückzuführen und damit dem Systemkollaps entgegenzuwirken.

Aus diesem Grund wurden an den ursprünglichen Standorten der Extended-Ward-Elemente zusätzlich zu den statischen Kondensatoren Anlagen zur dynamischen bzw. geregelten Blindleistungsbereitstellung eingebracht. Diese wurden als STATCOM und rotierende Phasenschieber mit einem gesamten Blindleistungsvermögen von ca. 42 Gvar modelliert. Die Bemessungsscheinleistung der einzelnen Anlagen wurde im Bereich von 300 MVA gewählt und entspricht damit dem heutigen Stand der Technik. Der Umfang der zuvor eingebrachten Kondensatoren wurde reduziert, sodass das ursprüngliche Spannungsniveau im Datensatz bestehen bleibt. Im stationären Ausgangszustand stellen die Kondensatoren nach dieser Anpassung ca. 27 Gvar (zuvor 45 Gvar) Blindleistung bereit. Damit stehen keine weiteren Kondensatoren zur Umschaltung bereit. Die Differenz von ca. 18 Gvar wird stationär von den regelbaren Einheiten bereitgestellt. Die STATCOM übernehmen stationär ca. 13 Gvar (von maximal 21 Gvar) und die rotierenden Phasenschieber ca. 5 Gvar (von maximal 21 Gvar). Die Anlagen zur regelbaren Blindleistungsbereitstellung werden daher so betrieben, dass für den Fehlerfall eine zusätzliche Blindleistungsreserve von 24 Gvar besteht. In weiteren detaillierten Untersuchungen muss die minimal notwendige Anzahl zusätzlicher regelbarer Einheiten noch bestimmt werden. Als realistischer Bedarf kann eine Größenordnung zwischen dem stationären Beitrag der Extended-Ward-Elemente und der hier angewandten Modellierung ausgewiesen werden. Bei einer Anlagengröße von 300 MVA entspricht dies 150-230 Anlagen bestehend aus statischen Kondensatoren, STATCOM und rotierenden Phasenschiebern. Dieser Bedarf an Kompensationseinheiten ist durch bestehende, durch bereits geplante sowie durch neue Anlagen zu decken.

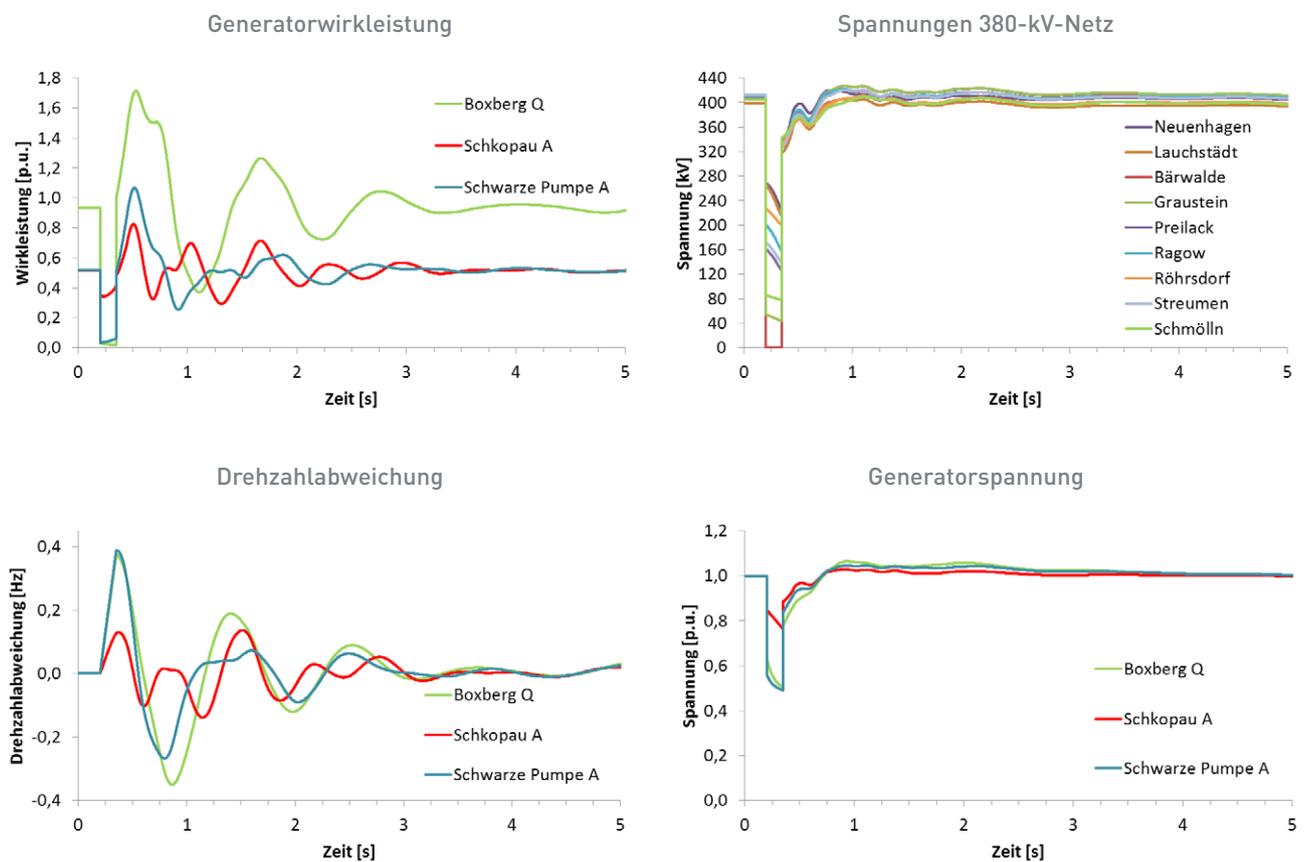
Nach diesen Anpassungen zeigen die Simulationen eine sichere Beherrschbarkeit von konzeptgemäß geklärten Fehlern sowie eine bedingte Beherrschbarkeit im Hinblick auf die Kriterien zur Einhaltung der transienten Stabilität für die betrachteten Mehrfachfehler sowie nicht konzeptgemäß geklärte Fehler mit verlängerter Fehlerklärungszeit. Verlängerte Fehlerklärungszeiten können bei bestimmten Belastungssituationen zum Verlust der Winkelstabilität führen. Dazu sind im Folgenden exemplarisch einige Ergebnisse unter Berücksichtigung der zuvor genannten stabilitätssichernden Maßnahmen dargestellt.



### 2.2.1 Kurzschluss in der Nähe der Anlage Schmölln mit Schutzüberfunktion

Vergleichend sind hierzu in Abbildung 3 erneut die Simulationsergebnisse für einen dreipoligen Kurzschluss auf einem Stromkreis der Doppelleitung Bärwalde-Schmölln in der Nähe der Anlage Schmölln mit konzeptgemäßer Fehlerklärung dargestellt. Hier ist darüber hinaus der zusätzliche Ausfall des Parallelsystems Bärwalde-Schmölln, bedingt durch eine angenommene Überfunktion des Netzschutzes, berücksichtigt. Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass die Generatorspannungen in ca. 600 ms nach Fehlerklärung wieder ihren Vorfehlerwert erreichen. Die Leistungspendelungen der Generatoren klingen ausreichend gedämpft ab. Eine sichere Beherrschbarkeit des Fehlerereignisses ist gegeben.

Abbildung 3: Dreipoliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Bärwalde-Schmölln mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall beider Stromkreise – mit stabilitätssichernden Maßnahmen



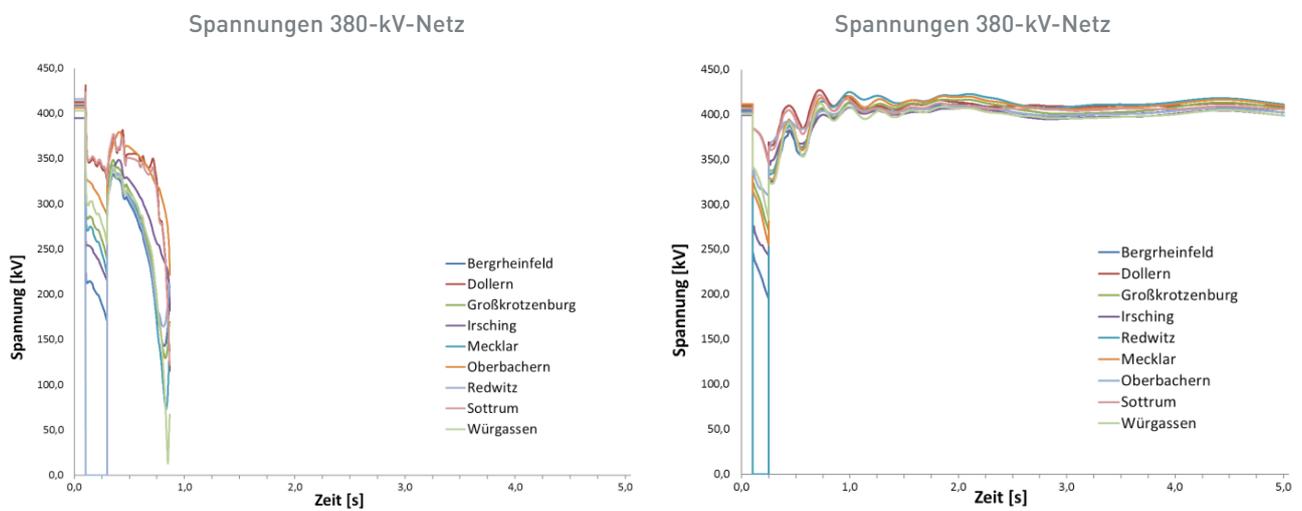
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



### 2.2.2 Kurzschluss nahe Redwitz mit Ausfall beider Stromkreise nach Altenfeld

Die rechte Grafik von Abbildung 4 zeigt das dynamische Verhalten bei einem Doppelleitungsfehler mit einer Fehlerdauer von 150 ms (Ausfall beider Stromkreise von Redwitz nach Altenfeld mit stabilitätssichernden Maßnahmen). Die Spannungsabweichungen unmittelbar nach der Fehlerklärung bleiben im zulässigen Bereich. Die Pendelungen sind ausreichend gut gedämpft. Die Störung wird somit insgesamt sicher beherrscht. Die linke Grafik von Abbildung 4 hingegen zeigt, dass die Stabilität ohne zusätzliche Spannungstützung durch STATCOM und rotierende Phasenschieber verloren geht.

Abbildung 4: 3-poliger Kurzschluss nahe Redwitz mit Ausfall beider Stromkreise nach Altenfeld und einer Fehlerdauer von 150 ms ohne stabilitätssichernde Maßnahmen (links) und mit stabilitätssichernden Maßnahmen (rechts)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

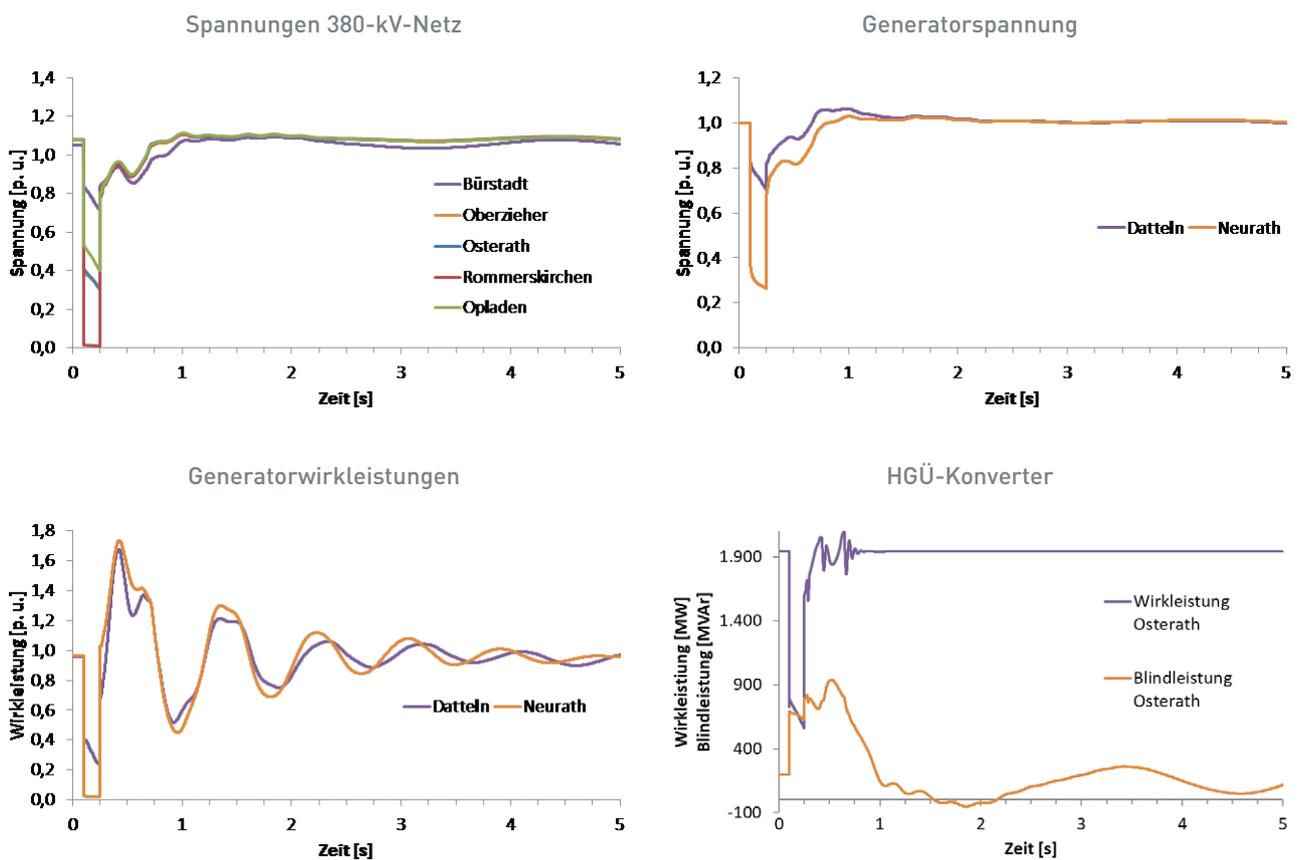


### 2.2.3 Kurzschlusses auf dem Stromkreis Rommerskirchen – Sechtem

Die Abbildung 5 zeigt die Simulation eines konzeptgemäß geklärten dreipoligen Kurzschlusses (Fehlerdauer 150 ms) auf dem Stromkreis Rommerskirchen – Sechtem in unmittelbarer Nähe zur 380 kV Sammelschiene in Rommerskirchen. Der betroffene Stromkreis wird zur Fehlerklärung abgeschaltet.

Der Verlauf der Netzspannungen während des Fehlers und unmittelbar nach Fehlerklärung bleibt im zulässigen Bereich und führt somit zu keiner Abschaltung von konventionellen Erzeugungseinheiten. Der HGÜ-Konverter in Osterath erhöht im Fehlerfall die Blindleistungseinspeisung und trägt damit zur schnellen Spannungswiederkehr bei. Die durch den Netzfehler angeregten Generatorwirkleistungspendelungen sind gut gedämpft. Bei den in elektrischer Nähe zum Fehlerort befindlichen Generatoren bei Neurath und Datteln treten deutlich höhere Wirkleistungspendelungen als bei den weiter entfernt liegenden Kraftwerksblöcken auf, diese sind jedoch bei konzeptgemäßer Funktion der Regelung beherrschbar. Insgesamt wurden für diese Fehlersituation keine kritischen Zustände festgestellt.

Abbildung 5: Dreipoliger Kurzschluss auf dem Stromkreis Rommerskirchen-Sechtem mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms in unmittelbarer Nähe zur 380 kV Sammelschiene in Rommerskirchen – mit stabilitätssichernden Maßnahmen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

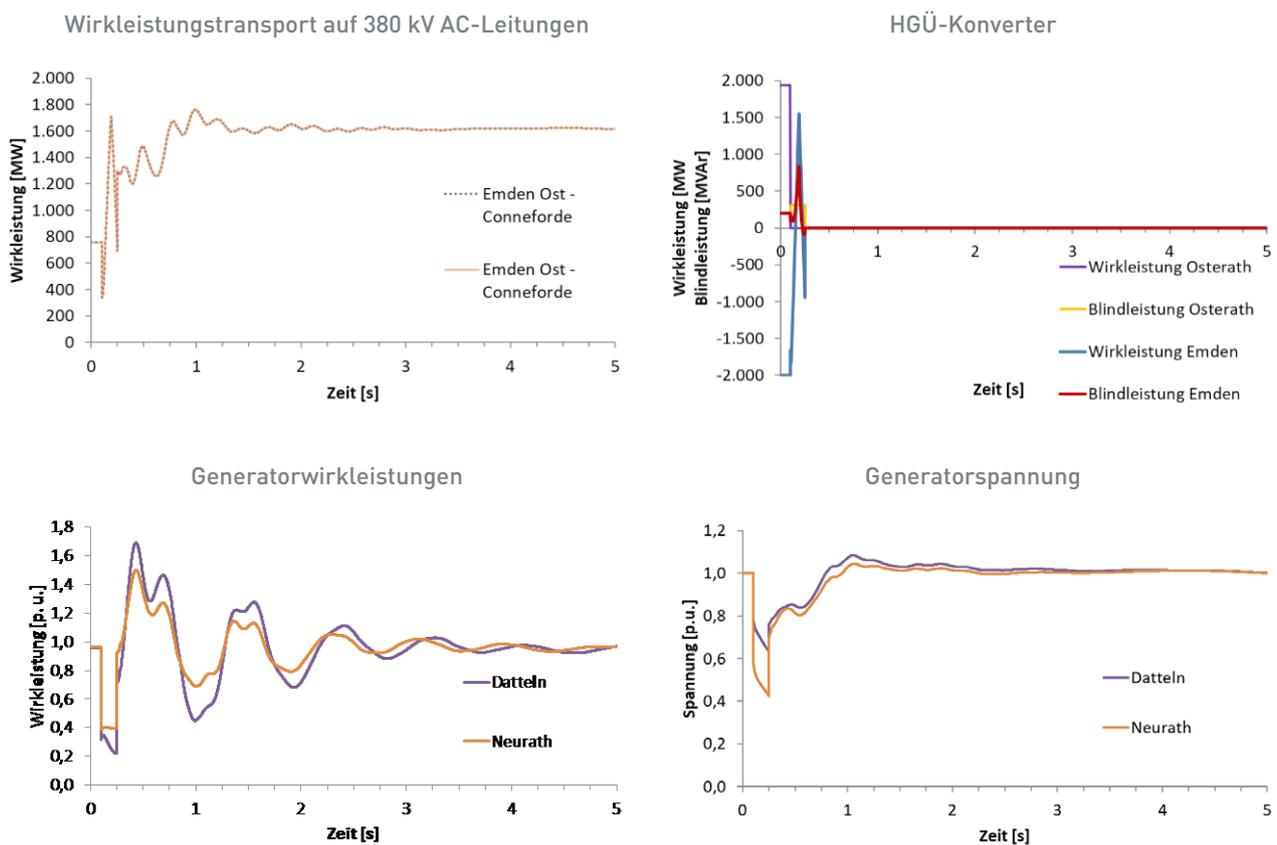


### 2.2.4 Kurzschluss auf der Zuleitung des HGÜ-Konverters in Osterath und Ausfall der HGÜ-Verbindung Osterath – Emden

In Abbildung 6 sind die Simulationsverläufe eines dreipoligen Kurzschlusses auf der Zuleitung des HGÜ-Konverters in Osterath, mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Abschaltung der HGÜ-Verbindung zwischen Osterath und Emden, dargestellt.

Auch in diesem Fall treten bei den fehlernahen Generatoren in Datteln und Neurath hohe Wirkleistungspendelungen auf, die jedoch bei konzeptgemäßer Fehlerklärung beherrscht werden können. Aufgrund des Ausfalls der HGÜ muss das 380-kV-Netz den Wirkleistungstransport von 2 GW übernehmen. Dies macht sich vor allem auf den beiden Leitungen zwischen Emden\_Ost und Conneforde bemerkbar, die nach Fehlerklärung jeweils etwa 900 MW mehr transportieren müssen als im Vorfehlerfall. Die HGÜ-Konverter in Osterath und Emden erhöhen im Fehlerfall die Blindleistungseinspeisung und tragen somit zur schnellen Spannungswiederkehr bei.

Abbildung 6: Dreipoliger Kurzschluss auf der Zuleitung des HGÜ-Konverters in Osterath und anschließendem Ausfall der HGÜ-Verbindung Osterath – Emden bei konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms – mit stabilitätssichernden Maßnahmen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

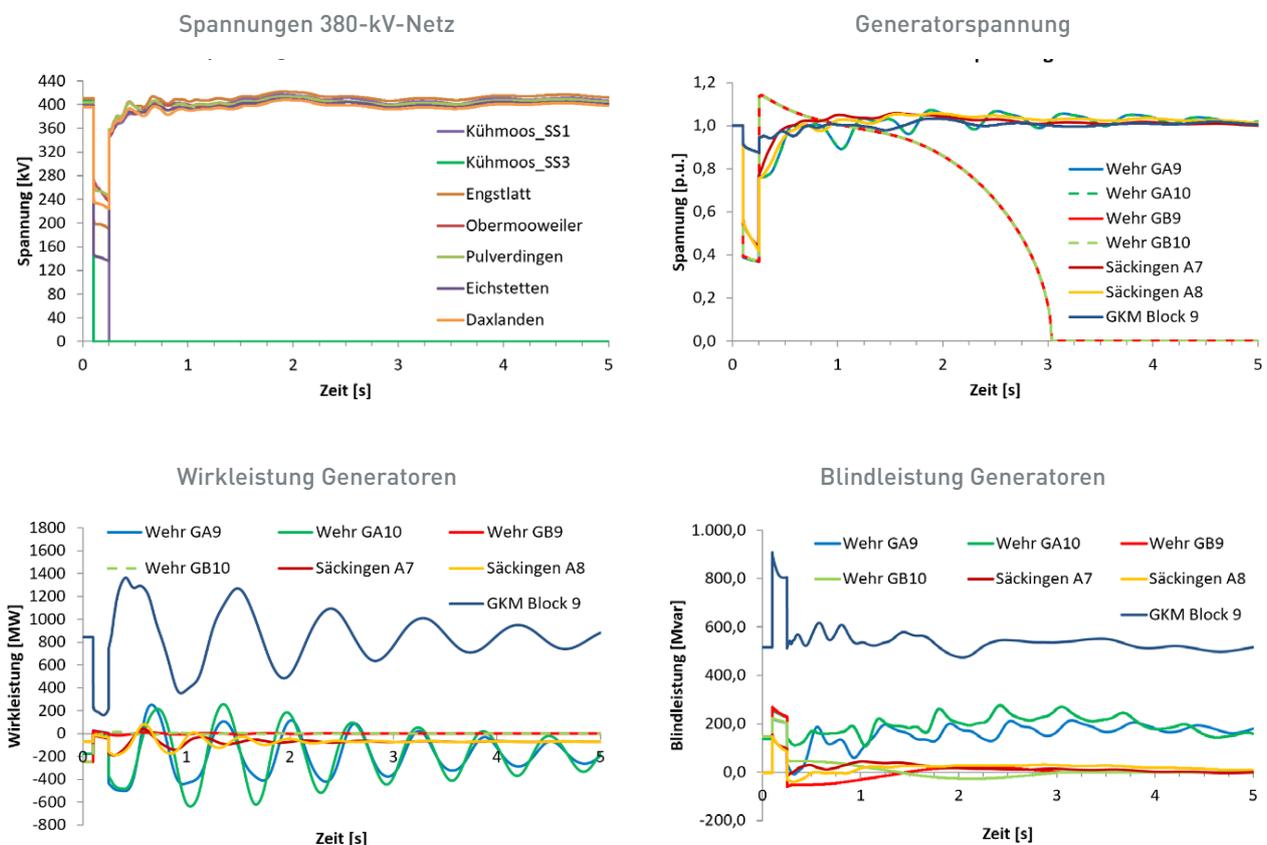


### 2.2.5 Kurzschluss auf einer Sammelschiene im Umspannwerk Kühmoos

In Abbildung 7 ist ein Sammelschienenkurzschluss im Umspannwerk Kühmoos zu sehen. Der Kurzschluss auf der Sammelschiene 3 wird konzeptgemäß nach 150 ms geklärt. Die Besonderheit dieses Fehlers ist die Netztopologie. An den beiden 380-kV-Sammelschienen des Umspannwerkes Kühmoos sind die vier Generatoren des Pumpspeicherkraftwerkes „Wehr“ angeschlossen. Die Maschinen A9 und A10 sind mit einem gemeinsamen Transformator an der Sammelschiene 1 angeschlossen. Parallel dazu sind die beiden Maschinen B9 und B10 mit einem Transformator an der fehlerhaften Sammelschiene 3 angeschlossen. In der Simulation sind die beiden Sammelschienen vor und während des Fehlers gekuppelt. Damit ist der Kurzschluss nahe am Netzanschlusspunkt aller vier „Wehr-Generatoren“, die nur durch eine Maschinenleitungs- und Trafoimpedanz vom Kurzschlussort getrennt sind.

In den vier Grafiken ist der Spannungsverlauf einiger ausgewählten 380-kV-Sammelschienen sowie die Wirk- und Blindleistung und die Knotenspannung der aktiven Generatoren im TransnetBW Gebiet dargestellt. Die Spannungserholung an den 380-kV-Sammelschienen nach dem Fehler befindet sich im zulässigen Bereich. Zusammen mit der ersichtlichen Dämpfung der Generatorwirkleistungspendelungen kann damit festgehalten werden, dass der Fehler stabil durchfahren werden kann. Bei der Generatorspannung ist weiterhin noch erkennbar, dass die Spannung am Anschlusspunkt der beiden Maschinen B9 und B10 nach dem Fehler nicht wiederkehrt (Anschluss an der freigeschalteten Sammelschiene) und diese somit spannungslos vom Netz getrennt werden.

Abbildung 7: Dreipoliger Kurzschluss auf der Sammelschiene 3 des Umspannwerkes Kühmoos mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Freischaltung der Sammelschiene – mit stabilitätssichernden Maßnahmen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



## 2.3 Fazit

Die Untersuchungen zeigen, dass zukünftig zur Blindleistungskompensation neben Kondensatorbänken auch regelbare Betriebsmittel zur Spannungsregelung als Ersatz für die wegfallenden Synchronmaschinen konventioneller Kraftwerke eingesetzt werden müssen, um ein ausreichend robustes Systemverhalten zu gewährleisten. HGÜ-Konverter können dazu zwar einen Teil beitragen, bei hoher übernatürlicher Netzauslastung durch weiträumige und überregionale Transite ist deren lokaler Beitrag jedoch begrenzt.

Aus diesem Grund wurden im Rahmen der Simulationen neben statischen Kondensatoren auch Anlagen zur geregelten Blindleistungsbereitstellung modelliert. Insgesamt werden 230 Anlagen in einer Größenordnung von je 300 MVA berücksichtigt. In weiteren detaillierten Untersuchungen muss die minimal notwendige Anzahl zusätzlicher regelbarer Einheiten ermittelt werden. Eine realistische Größenordnung liegt zwischen dem stationären Beitrag der Extended-Ward-Elemente (150 Anlagen) und den in diesen Untersuchungen genannten stabilitätssichernden Maßnahmen (230 Anlagen). Dieser Bedarf an Kompensationseinheiten ist durch bestehende, durch bereits geplante sowie durch neue Anlagen zu decken. Im Rahmen des NEP werden lediglich Tendenzen sowie die Größenordnung des überregionalen Bedarfs im Rahmen der dynamischen Simulationen aufgezeigt. Regionsabhängig und je nach Netzsituation kann ein höherer Bedarf notwendig sein. In der Fortführung des NEP sind weitere Analysen erforderlich, um die genaue Ausgestaltung der Technologie und die Standorte festzulegen. Hierbei ist auch die Einbeziehung eines etwaigen systemdienlichen Verhaltens von dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Verlängerte Fehlerklärungszeiten können für die verbleibenden wenigen Synchrongeneratoren im Netz bei steigender Durchdringung Umrichter-basierter Erzeugung zunehmend schwieriger mit den zulässigen Auswirkungen beherrscht werden (eingeschränkte Beherrschbarkeit). Bei bestimmten Belastungssituationen kann die Winkelstabilität verloren gehen.

## 3. Blindleistungskompensationsbedarf zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität

### 3.1 Methodik

Für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sind die Spannungen stets in einem vordefinierten Toleranzband zu halten. Die Spannungsstabilität ist gegeben, wenn die Spannung im gesamten Netz, auch in Folge von Einspeise- und Lastveränderungen oder Störungen, auf einem betrieblich geeigneten Niveau durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz gehalten werden kann. Dies ist insbesondere dann wichtig, wenn sich der Ausfall einer Erzeugungsanlage oder einer Trasse in einem hoch ausgelasteten Netzgebiet besonders kritisch auf die Spannung auswirkt. Die ausfallende Blindleistungseinspeisung bzw. der durch die Höherbelastung sprunghaft ansteigende Mehrbedarf muss aus weiter entfernt liegenden Netzbereichen bereitgestellt werden. Wenn keine ortsnahe Blindleistungsreserve verfügbar ist, kann die Spannung auf ein Niveau abfallen, das im schlimmsten Fall zu kaskadierenden Schutzauslösungen und zum Abschalten von Erzeugungsanlagen und Betriebsmitteln führt. Umgekehrt können bei Überspannung Betriebsmittel beschädigt werden und ebenso ausfallen.

Die Abnahme spannungsgeregelter Blindleistung aus konventionellen Erzeugungseinheiten, die Entwicklung der Lastcharakteristik hin zu Umrichter-gesteuerten Lasten und die Höherauslastung des Netzes wirken sich ungünstig auf die Spannungshaltung und -stabilität aus.

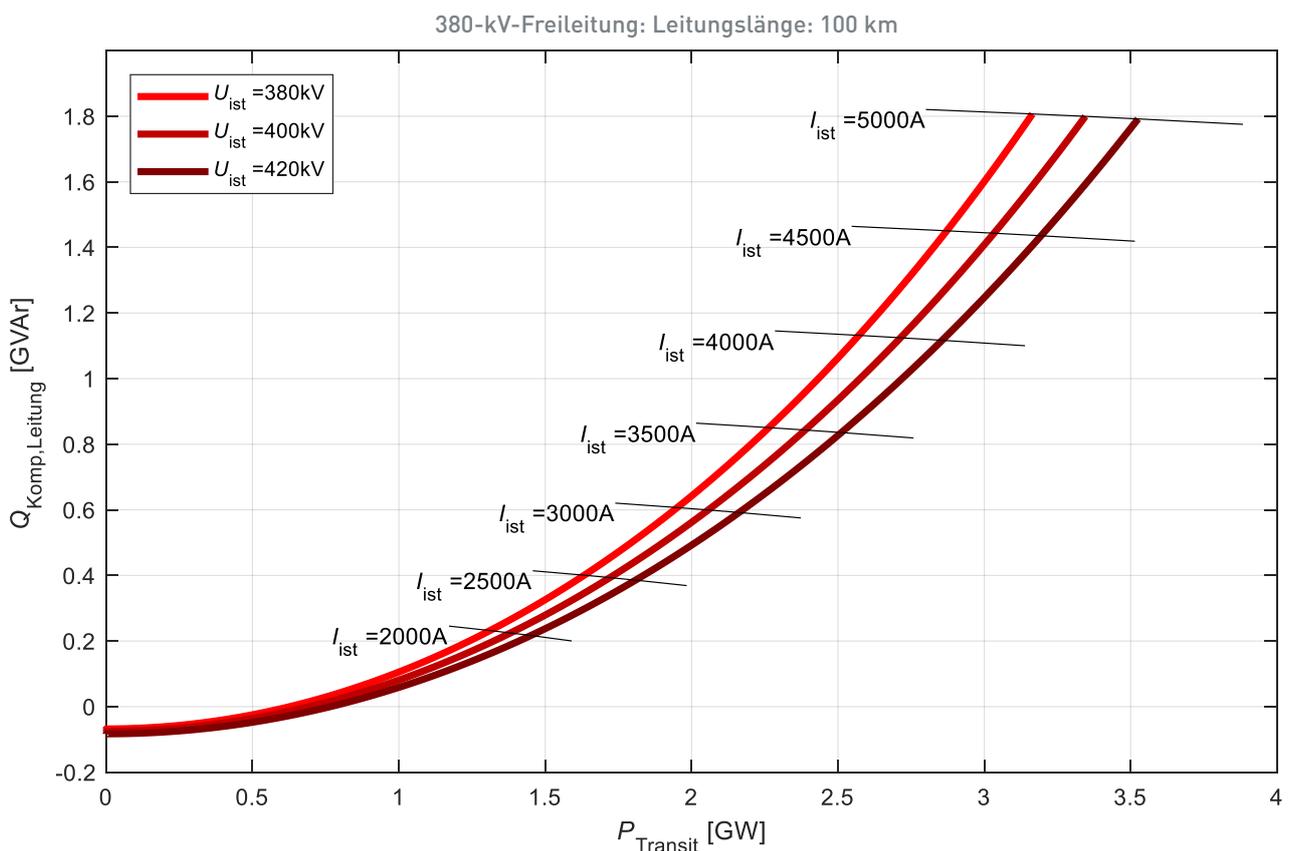
Die Spannungsstabilität lässt sich in zwei verschiedene zeitliche Betrachtungen, die Langzeit- und Kurzzeit-Spannungsstabilität, unterteilen. Untersuchungen zur Kurzzeit-Spannungsstabilität überschneiden sich mit den transienten Stabilitätsuntersuchungen in Kapitel 2.2, welche die Untersuchung zur Spannungswiederkehr nach Störungen beinhalten.



Die Langzeit-Spannungsstabilität ist in Bezug auf Übertragungsnetze eng verknüpft mit der Blindleistungskompensation des Übertragungsnetzes. Die Voraussetzung für die Spannungshaltung und die Langzeit-Spannungsstabilität ist ein ausgeglichenes Blindleistungsmanagement, bei dem die notwendige Blindleistung durch Erzeugungsanlagen, Kompensationsanlagen oder auch aus unterlagerte Netzebenen bereitgestellt und kompensiert wird. Vorrangiges Ziel ist daher die Ermittlung der Blindleistungsbedarfe, die stationär und dynamisch für die zeitlich veränderlichen Situationen und etwaigen Störungen benötigt werden. Mit der Verrechnung des Ist- und Plan-Bestands im Netzmodell wird der minimale Zubaubedarf ermittelt. Hierbei wird unterschieden zwischen stationären und regelbaren Kompensationsanlagen. Stationäre Kompensationsanlagen umfassen (automatisch) diskret schaltbare Kapazitäten (bspw. MSCDN) oder Reaktanzen, während regelbare Kompensationsanlagen ihre Blindleistung kontinuierlich regeln können (bspw. STATCOM).

Abbildung 8 zeigt exemplarisch den Blindleistungsbedarf einer 100 km langen 380-kV-Freileitung bei einem gleichmäßigen und idealisierten Spannungsniveau ( $U_{\text{ist}} = U_{\text{Leitungsanfang}} = U_{\text{Leitungsende}}$ ). Der Betrieb des Übertragungsnetzes bei deutlich übernatürlicher Leistung führt zu einem signifikant steigenden Kompensationsbedarf. Bereits der Betrieb mit 3,6 kA führt bei einer 100 km langen Freileitung zu einem Kompensationsbedarf von knapp 1 Gvar.

Abbildung 8: Blindleistungsbedarf einer 100 km langen 380-kV-Freileitung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zur Abschätzung des stationären Blindleistungsbedarfs im ungestörten Betrieb werden zwei Ansätze vorgestellt:

1. Berechnung auf Basis von AC-Leistungsflussrechnungen zur Abschätzung realistischer Größenordnungen für den zukünftigen Blindleistungsbedarf
2. Berechnung ausschließlich auf Basis von Wirkleistungsflüssen und konstant hohem Spannungsniveau zur Bestimmung des minimalen Blindleistungsbedarfs



**Ad 1)**

Der Blindleistungsbedarf wird auf Basis eines vollständigen Jahreslaufs im Szenario B 2035 ermittelt. Dafür werden zunächst die Ergebnisse der individuellen Stunden direkt ausgewertet. Im Fokus stehen dabei der Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes (380-kV- und 220-kV-Stromkreise, 380-kV-Phasenschiebertransformatoren, 380/220-kV-Kuppeltransformatoren sowie 380/110-kV- und 220/110-kV-Kuppeltransformatoren mit den Verteilnetzen) und das Blindleistungsvermögen der direkt angeschlossenen Kundenanlagen. Sowohl bezüglich des Randnetzes als auch der VNB-Netze werden in diesen bilanziellen Betrachtungen kein Bedarf aber auch keine Stützung angenommen. Die Bedarfe werden für jede einzelne Stunde den jeweiligen Netzgruppen zugewiesen und summiert. Dadurch ergeben sich die Blindleistungsbedarfe jeder Netzgruppe für jede Stunde eines Jahreslaufs. Aufgrund der Annahme, dass sich der Blindleistungsbedarf innerhalb einer Netzgruppe bereits gegenseitig auskompensieren kann, bildet dieses Vorgehen grundsätzlich eine Unterschätzung der Bedarfe ab. Zusätzlich findet eine Sensitivitätsberechnung statt, in der den unterlagerten Netzebenen und Lasten ein realistischer Leistungsfaktor ungleich Eins zugewiesen wird. Mithilfe dieses Ansatzes ergeben sich realistische Größenordnungen und mögliche Schwankungen für den Blindleistungsbedarf.

**Ad 2)**

Da die Spannungshaltung bei der Durchführung der Jahresläufe in Integral nur eine untergeordnete Rolle spielt, soll im Rahmen der Berechnung die ausschließlich auf Basis von Wirkleistungsflüssen und konstant hohem Spannungsniveau erfolgen eine Abschätzung des minimalen Blindleistungsbedarfs pro Regelzone erfolgen. Diese Annahmen umfassen:

- ein konstant hohes Spannungsniveau von 415 kV auch nach Leistungsflussänderungen,
- einen reinen Wirkleistungstransport,
- kein Blindleistungsbedarf der Verteilnetze,
- einen uneingeschränkten Blindleistungstransport innerhalb der Regelzonen und
- hundertprozentige Ausnutzung der Regelpotentiale aus direktangeschlossenen Erzeugungsanlagen.

So lässt sich im Sinne einer Abschätzung nach unten der Blindleistungsbedarf aus dem Wirkleistungsfluss und den Betriebsmittelparametern (am Beispiel 380-kV-Betriebsmittel) berechnen:

<b>Stromkreis</b>	Ladeleistung	$Q_c = 2\pi f \cdot C_L \cdot (415 \text{ kV})^2$
	Induktiver Bedarf	$Q_L = \frac{P^2 \cdot X_L}{(415 \text{ kV})^2}$
<b>Transformator</b>	Induktiver Bedarf	$Q_L = \frac{u_{kr}}{S_r} \left( \frac{P \cdot U_r}{415 \text{ kV}} \right)^2$

In Vergleich zu der Hochtransitstunde 1271 zeigt sich, dass dadurch der summarische Systembedarf mit 30,9 Gvar tatsächlich deutlich unterhalb der direkten Auswertung mit 37,3 Gvar liegt.

Zur Ermittlung des Blindleistungsbedarfs wird zudem zwischen dem Systembedarf im Leerlauf, im Hochtransitfall, für die Stundenwechsel und im Fall von Störungen unterschieden. Mit Ausnahme der Störungen wird sich dabei eine hohe Gleichzeitigkeit einstellen, so dass keine regelzonenübergreifenden Synergieeffekte nutzbar sind und der vollständige Bedarf auch regional bereitgestellt werden muss.

Zur Abschätzung der dynamischen Blindleistungsbedarfe, die automatisch geregelt kompensiert werden müssen, werden die Blindleistungsbedarfe zum Stundenwechsel und die Änderung bei Störungen betrachtet:



Die Bedarfe zum Stundenwechsel werden dabei leicht überschätzt, da tatsächlich auch Viertelstunden-Produkte gehandelt werden. Dieser Markt wird im NEP jedoch nicht modelliert. Die betriebliche Praxis zeigt aber eine hohe Dominanz der Stundenprodukte, so dass die Abschätzung der Systembedarfe unter Berücksichtigung der sonst sehr konservativen Annahmen belastbar ist.

Bezüglich der Störungen müssen Synergieeffekte berücksichtigt werden. Dafür wird über eine Zuordnung der Störung zu relevanten Netzgruppen zwischen regionalen und überregionalen Störungen (exceptional contingencies und HGÜ-Ausfällen) unterschieden. Anhand der kritischen Stunde 1271 wird für jede Netzgruppe ermittelt welche Störung den höchsten Beitrag aus dieser Netzgruppe erfordert, welcher dann als auslegungsrelevant festgelegt wird. Diese Stunde kann als Worst-Case betrachtet werden, weil bei einer hohen Vorbelastung des Netzes auch eine höhere Änderung des Blindleistungsbedarfs zu erwarten ist (quadratische Abhängigkeit vom Wirkleistungsfluss). Der so ermittelte Bedarf deckt den stationären Nachfehlerzustand ab, nicht jedoch ggf. darüberhinausgehende Bedarfe zur Beherrschung der dynamischen Ausgleichsvorgänge wie sie im Kapitel 2 „Transiente Stabilität“ betrachtet werden.

### 3.2 Bestimmung des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität

Zur Deckung des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und zur Aufrechterhaltung der Spannungsstabilität werden ein stationärer und ein regelbarer Bedarf ausgewiesen. Der stationäre Bedarf wird auf Basis der im Jahreslauf auftretenden stationären Leistungsflüsse ermittelt, während sich der regelbare Bedarf aus den Leistungsflussänderungen (Stundenwechsel) und den in Betracht zu ziehenden Störungen zusammensetzt.

#### 1) Stationärer Blindleistungsbedarf

Für die Abschätzung des stationären Blindleistungsbedarfs im ungestörten Betrieb werden die Ergebnisse der beiden o. g. Ansätze vorgestellt:

- a. Untere Abschätzung des realistischen Bedarfs und der Sensitivität

Tabelle 1: Blindleistungsbedarfe nach Regelzone

Stationärer Systembedarf [Gvar]	TenneT	Transnet BW	Amprion	50Hertz	Deutschland (zeitungleich)	Deutschland (zeitgleich)
Max. übernatürlich Betrieb	20,3	4,5	15,2	13,9	53,9	42,2
Max. unternatürlich Betrieb	10,2	2,8	7,1	9,4	29,5	28,4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 1 zeigt die jeweiligen maximalen Blindleistungsbedarfe für den unternatürlichen und übernatürlichen Betrieb für jede Regelzone. Blindleistung kann im Übertragungsnetz nur lokal bereitgestellt werden. Trotzdem wird für eine untere Abschätzung angenommen, dass sich die Blindleistungen innerhalb einer Netzgruppe gegenseitig noch kompensieren können. Eine gegenseitige Kompensation der Netzgruppen wird nicht angenommen. Für die Ausweisung der Bedarfe der Regelzonen werden die jeweiligen Maxima der Blindleistungsbedarfe der Netzgruppen, die nicht zeitgleich auftreten können, aufsummiert. Daraus ergibt sich auch der deutschlandweite (zeitungleiche) Bedarf. Der Vergleich zur zeitgleichen Summe in Deutschland zeigt, dass die Potentiale zur regelzonenübergreifenden Blindleistungsbereitstellung, sofern technisch überhaupt realisierbar, nur sehr gering wären.



Sensitivitätsberechnung:

Der Blindleistungsbedarf, der im Übertragungsnetz gedeckt werden muss, hängt auch vom Leistungsfaktor der Lasten und der unterlagerten Netzebenen ab. Für eine untere Abschätzung des stationären Bedarfs wird in der obigen Betrachtung ein Leistungsfaktor von 1 angenommen. Tabelle 2 zeigt die Ergebnisse für die maximalen Blindleistungsbedarfe für den übernatürlichen und unternatürlichen Betrieb für einen Leistungsfaktor von 0,98 kapazitiv wie induktiv (nach Verbrauchzählpeilsystem). Auch bei dieser Analyse liegt die Auswertung eines gesamten Jahreslaufs zugrunde. Die Ergebnisse bestätigen den großen Einfluss des Leistungsfaktors auf die Bedarfe und eine entsprechende notwendige Kompensation. Trotz der noch konservativen Abschätzung mit den Leistungsfaktoren von 0,98 schwankt der Bedarf und somit die notwendige Kompensation im übernatürlichen Betrieb um über ± 13 Gvar. Im unternatürlichen Betrieb kann der Bedarf ebenfalls um fast 14 Gvar zusätzlich steigen. Der realistisch anzunehmende Leistungsfaktor von 0,98 induktiv, der auch bei den transienten Berechnungen angenommen wird, führt zu einem zeitungleichen Bedarf von 67,6 Gvar im übernatürlichen Betrieb. Die Größenordnung stimmt mit dem Bedarf in Stunde 1271 überein (vgl. Kapitel 2.2 „Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen der transienten Stabilität“), der bei den transienten Berechnungen durch die unterschiedlichen Kompensationsanlagen, Generatoren, HGÜs und dem Ausland gedeckt wird.

Tabelle 2: Sensitivität des Blindleistungsbedarfs in Abhängigkeit des Leistungsfaktors

Stationärer Systembedarf [Gvar]	Deutschland (zeitgleich), LF=1,0	Deutschland (zeitgleich), LF = 0.98 induktiv	Deutschland (zeitgleich), LF = 0.98 kapazitiv
Max. übernatürlich Betrieb	53,9	67,6	40,8
Max. unternatürlich Betrieb	29,6	22,3	43,4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

- b. Ermittlung des Minimalbedarfs auf Basis von Wirkleistungsflüssen und konstant hohem Spannungsniveau zur Bestimmung des minimalen Blindleistungsbedarfs

Auf Basis der in Kapitel 3.1 beschriebenen Randbedingungen wird der Minimalbedarf bezüglich des übernatürlichen Betriebs auf Basis von Wirkleistungsflüssen ermittelt. Hierbei gilt es zu beachten, dass von einem sehr hohen gleichmäßigen Spannungsniveau von 415 kV ausgegangen wird, keine Blindleistungsflüsse berücksichtigt werden und ein Leistungsfaktor von 1 für Lasten und unterlagerte Netzebenen angenommen wird.

Tabelle 3: Untere Abschätzung von Blindleistungsbedarfe nach Regelzone

Stationärer Systembedarf [Gvar]	TenneT	Transnet BW	Amprion	50Hertz	Deutschland (zeitgleich)	Deutschland (zeitgleich)
Max. übernatürlich Betrieb	12,1	3,7	7,4	9,5	32,8	30,7
Max. unternatürlich Betrieb	10,4	2,9	7,7	7,5	28,4	28,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



## 2) Regelbarer Blindleistungsbedarf

Die konservativen Annahmen bezüglich der individuellen Stunden erlauben die Bewertung der Änderungen des Blindleistungsbedarfs zu den Stundenwechseln. Auch hier zeigt sich eine sehr hohe Korrelation der deutschlandweiten Bedarfe, so dass eine regionale Bereitstellung notwendig ist. Da Situationen mit hohen Änderungen im Blindleistungsbedarf mit kritischen Situationen bezüglich der Störungen korrelieren (hohe Grundauslastung des Netzes), können diese gleichzeitig auftreten und sich die jeweiligen Bedarfe addieren. Die durch die Übertragungsnetzbetreiber zu deckenden (stationären) Systembedarfe für Stundenwechsel und schwere Störungen ergeben sich aus dieser Summe. Als schwere Störungen werden (n-1)-Ausfälle und exceptional contingencies (ECs) inklusive eines möglichen 4 GW HGÜ-Ausfalls betrachtet. Einfache Störungen hingegen umfassen lediglich (n-1)-Ausfälle und ECs exklusive eines 4 GW HGÜ-Ausfalls. Dabei geht es lediglich darum, dass die Bedarfe stationär nach den jeweiligen Ausfällen gedeckt werden können. Die transienten Untersuchungen zeigen, dass erheblich mehr geregelte Blindleistung notwendig ist (in einer Größenordnung bis zum Zweifachen), um die Ausfälle und Störungen transient stabil durchfahren zu können.

Tabelle 4: Kompensationsbedarf bei Stundenwechsel und schweren Störungen

Regelbarer Systembedarf [Gvar]	TenneT	Transnet BW	Amprion	50Hertz	Deutschland (zeitungleich)
Stundenwechsel	10,1	2,7	6,5	8,0	27,3
Schwere Störungen (Stunde 1271)	5,6	2,1	5,5	6,5	19,7
<b>Systembedarf</b>	<b>15,7</b>	<b>4,8</b>	<b>12,0</b>	<b>14,5</b>	<b>47,0</b>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Darüber hinaus wird deutlich, dass der Blindleistungsbedarf der schwersten Störung nicht für alle Störungen eingesetzt werden kann, da keine örtliche Nähe sichergestellt werden kann. Könnte konstruktiv sichergestellt werden, dass besonders schwere Störungen nicht auftreten (z. B. keine Führung von 4 GW auf einem DC-Mastgestänge), dann würde sich der Bedarf der schwersten Störung von 13,5 Gvar auf 7,2 Gvar reduzieren. Der summarische geregelte Blindleistungsbedarf nur für sog. „einfachen“ Störungen (hier: (n-1) und (n-2)-Ausfälle) liegt dann bei 13,1 Gvar anstatt bei 19,7 Gvar (siehe Tabelle 5):

Tabelle 5: Spannungshebender Kompensationsbedarf durch Stundenwechsel und einfache Störungen

Regelbarer Systembedarf [Gvar]	TenneT	Transnet BW	Amprion	50Hertz	Deutschland (zeitungleich)
Einfache Störungen (Stunde 1271)	3,7	1,1	3,8	4,5	13,1
<b>Systembedarf</b>	<b>13,8</b>	<b>3,8</b>	<b>10,3</b>	<b>12,5</b>	<b>40,4</b>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der Summe ergeben sich 40,4 Gvar Kompensationsbedarf zur Spannungshebung, um den Leistungsflussänderungen und Störungen stationär begegnen zu können.

Für die Kompensation der obigen stationären und regelbaren Bedarfe werden alle, auf Netzregionen bezogene, lokale stationäre und regelbare Kompensationseinheiten, HGÜ-Kopfstationen und Erzeugungsanlagen des Ist- und Plan-Bestands des NEP-Netzmodells herangezogen (siehe Tabelle 6).



Hierbei wird für eine konservative Abschätzung des Zubaubedarfs angenommen, dass alle Anlagen zu 100 % verfügbar und bezüglich ihres Arbeitsbereichs voll ausgenutzt werden können. Die Erzeugungsanlagen werden in Abhängigkeit ihres Betriebszustandes berücksichtigt. Obwohl die Erzeugungsanlagen mit Übertragungsnetzanschluss im Szenario B 2035 Potentiale von zeitgleich max. 23 Gvar aufweisen, stehen diese in den kritischen Situationen nur stark eingeschränkt zur Verfügung, sodass der ÜNB-seitige Bedarf an regelbarer Blindleistung summarisch nur um 2,1 Gvar sinkt. Insbesondere durch den hohen angenommenen Beitrag der HGÜ-Kopfstationen sinkt der Zubaubedarf für regelbare Anlagen signifikant.

Während die Bedarfe für die Störungen stets vorgehalten werden müssen, können die Reserven für die Stundenwechselsituationsabhängig variieren. Dieser Umstand bietet gewisse Synergien, sodass optimistisch ein Großteil der geregelten Blindleistungsreserve für den Stundenwechsel auch für die stationäre Bereitstellung eingesetzt werden kann. Der stationäre Zubaubedarf wird in der Spannweite der beiden vorgestellten Methoden, jeweils mit einem Leistungsfaktor von Eins für die unterlagerten Netzebenen und direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Verbrauchern, für die stationäre Bedarfsermittlung angegeben:

Tabelle 6: Minimaler Zubaubedarf von Kompensationseinheiten

Zubaubedarf [Gvar]	TenneT	Transnet BW	Amprion	50Hertz	Deutschland
Stationär spannungshebend	3,0 – 10,4	1,5 – 2,3	1,6 – 8,9	5,1 – 9,4	11,2 – 31,1
Stationär spannungssenkend	0,0 – 2,6	0,3 – 1,4	1,2 – 5,2	2,2 – 6,5	4,3 – 14,8
Regelbar	6,2 – 7,7	1,1 – 1,8	4,2 – 5,8	11,1 – 13,1	22,6 – 28,4
<b>Summe</b>	<b>9,2 – 20,7</b>	<b>2,9 – 5,5</b>	<b>7,0 – 19,9</b>	<b>18,4 – 29,1</b>	<b>38,1 – 74,3</b>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Summarisch ergeben sich unter Berücksichtigung aller Annahmen, die zu einer minimalen Abschätzung des Blindleistungsbedarfs führen, Zubaubedarfe in der Größenordnung von 38,1 bis 74,3 Gvar für stationäre und regelbare Kompensationsanlagen in Deutschland in 2035.

### 3.3 Fazit

Bei den Untersuchungen zur Abschätzung des Blindleistungsbedarfs wird der Bedarf in vielerlei Hinsicht stark nach unten abgeschätzt. Es ist davon auszugehen, dass der tatsächlich notwendige Bedarf sogar um ein Vielfaches höher ausfällt. Unter Voraussetzung der genannten Annahmen besteht für das Szenario B 2035 ein minimaler Ausbaubedarf von 38,1 bis 74,3 Gvar für Kompensationsanlagen, um die Spannung auf einem betrieblich notwendigen Niveau halten und die Minimalanforderungen für die Spannungsstabilität erfüllen zu können. Dies entspricht bei einer typischen Anlagengröße von 300 MVA einer Anlagenanzahl von 127 bis 248. Unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen ist jedoch aus den nachfolgenden Gründen von einem deutlich höheren Bedarf und von einer hauptsächlichen Deckung durch geregelte Anlagen auszugehen:

- Die Bedarfe werden auf Basis der Blindleistungsbilanzen der Netzregion bestimmt. Damit wird angenommen, dass sich z. B. über- und unternatürlich ausgelastete Leitungen innerhalb der relativ großen Netzregionen gegenseitig kompensieren können. Die Kompensationsanlagen können unabhängig von ihrem genauen Standort in der Netzregion Bedarfe in der Netzregion decken. In der Realität können die Kapazitäten von Kompensationsanlagen nur sehr lokal eingesetzt und nicht in der Netzregion verteilt werden.



- Alle Verbraucher und VNB weisen einen Leistungsfaktor von Eins auf. Obige Sensitivitätsberechnungen zeigen, dass unter der Annahme eines realistischen Spektrums des Leistungsfaktors von 0,98 (induktiv oder kapazitiv), die Bedarfe um ca. 13 Gvar variieren können. Dies wirkt sich nicht nur auf den stationären, sondern auch auf den regelbaren Zubaubedarf aus.
- Es wird von einer optimalen und idealen Betriebsweise der geregelten Kompensationsanlagen in Koordination mit den stationären Anlagen ausgegangen.
- Dem Zu- und Abschalten größerer stationärer Kompensationsanlagen im Betrieb sind Grenzen gesetzt. Bei den geregelten Anlagen tritt dieses Problem nicht auf und bei einem parallelen Einsatz kann die Flexibilität der stationären Anlagen diesbezüglich erhöht werden.
- Der regelbare Bedarf für die Störungen wird nur auf Basis des stationären Bedarfs nach Fehlerklärung ermittelt. Um die Störungen auch transient stabil durchfahren zu können, ist ein Mehrbedarf an regelbaren Kompensationsanlagen nötig (vgl. Kapitel Untersuchungen der transienten Stabilität). Auf die transiente Beherrschung von Störungen können sich typische Anlagen zur Deckung des stationären Bedarfs wie z. B. automatisch geschaltete MSCDN weniger effektiv auswirken als regelbare Kompensationsanlagen.
- Alle Anlagen, die zur Kompensation herangezogen werden (marktbedingt eingesetzte Erzeugungsanlagen, Kompensationsanlagen, HGÜ etc.), werden zu 100 % ausgenutzt und stehen zu jeder Zeit zur Verfügung. Es wird keinerlei Redundanz angenommen.
- Die HGÜ-Kopfstationen haben einen großen Anteil an der Deckung der lokalen regelbaren Bedarfe. Bis diese Anlagen planmäßig in Betrieb gehen, steigt bereits der notwendige Kompensationsbedarf kontinuierlich an. Dieser muss bis dahin ggf. durch weitere regelbare Anlagen gedeckt werden.
- Regelbare Anlagen in Form von rotierenden Phasenschiebern oder perspektivisch auch leistungselektronischen Anlagen mit speziellen Regelungseigenschaften und Stellreserven können mittels netzbildenden Eigenschaften zur inhärenten Bereitstellung von Momentanreserve und Kurzschlussleistung beitragen. Sie können das System insbesondere im Fall von größeren Störungen über die Sicherung der Spannungshaltung und der Spannungsstabilität hinaus stützen.

Der ausgewiesene minimale Zubaubedarf von 38 bis 74 Gvar bzw. 127 bis 248 Anlagen bedeuten eine große Herausforderung z. B. hinsichtlich des Erwerbs von Grundstücken, der Genehmigung, der Projektierung, dem Bau und der Inbetriebnahme.

## 4. Frequenzstabilität

### 4.1 Einleitung und grundlegende Zusammenhänge

Ganz allgemein beschreibt die Frequenzstabilität, inwiefern das Verbundsystem in der Lage ist, eine stationäre Netzfrequenz auch nach einer schweren Störung des Wirkleistungsgleichgewichts wiederherzustellen.<sup>1</sup> Sie hängt von der Fähigkeit des Systems ab, das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch beizubehalten beziehungsweise wieder herzustellen. Der Erhalt der Frequenzstabilität ist somit Voraussetzung für einen stabilen Netzbetrieb.

Bei der Frequenzstabilität liegt der Fokus im kontinentaleuropäischen Verbundsystem für den Zeithorizont 2035 nicht auf dem auslegungsrelevanten 3 GW Kraftwerksausfall. Bei einer signifikanten Störung besteht dagegen in Abhängigkeit verschiedener Faktoren (u. a. Übertragungsaufgabe) ein hohes Risiko hinsichtlich kaskadierender Abschaltungen die zu einer Netzauftrennung (System Split)<sup>3,4</sup> führen können. Ein solcher Störfall trat bereits am 4.11.2006 auf.

In Situationen, in denen zwischen mindestens zwei Netzbereichen ein hoher Leistungsaustausch stattfindet, besteht eine erhöhte Eintrittswahrscheinlichkeit einer Netzauftrennung. Je höher der Leistungsaustausch zwischen den beiden Netzbereichen ist, desto kritischer ist auch die Beherrschbarkeit einer Netzauftrennung einzuschätzen. Im Falle einer Netzauftrennung führt dieser Leistungsaustausch zu einem spontanen Leistungsungleichgewicht in den getrennten Netzbereichen. Die Größe dieser Störung und die Schwungmassen in den abgetrennten Netzbereichen bestimmen wesentlich den unmittelbar auftretenden Frequenzverlauf.



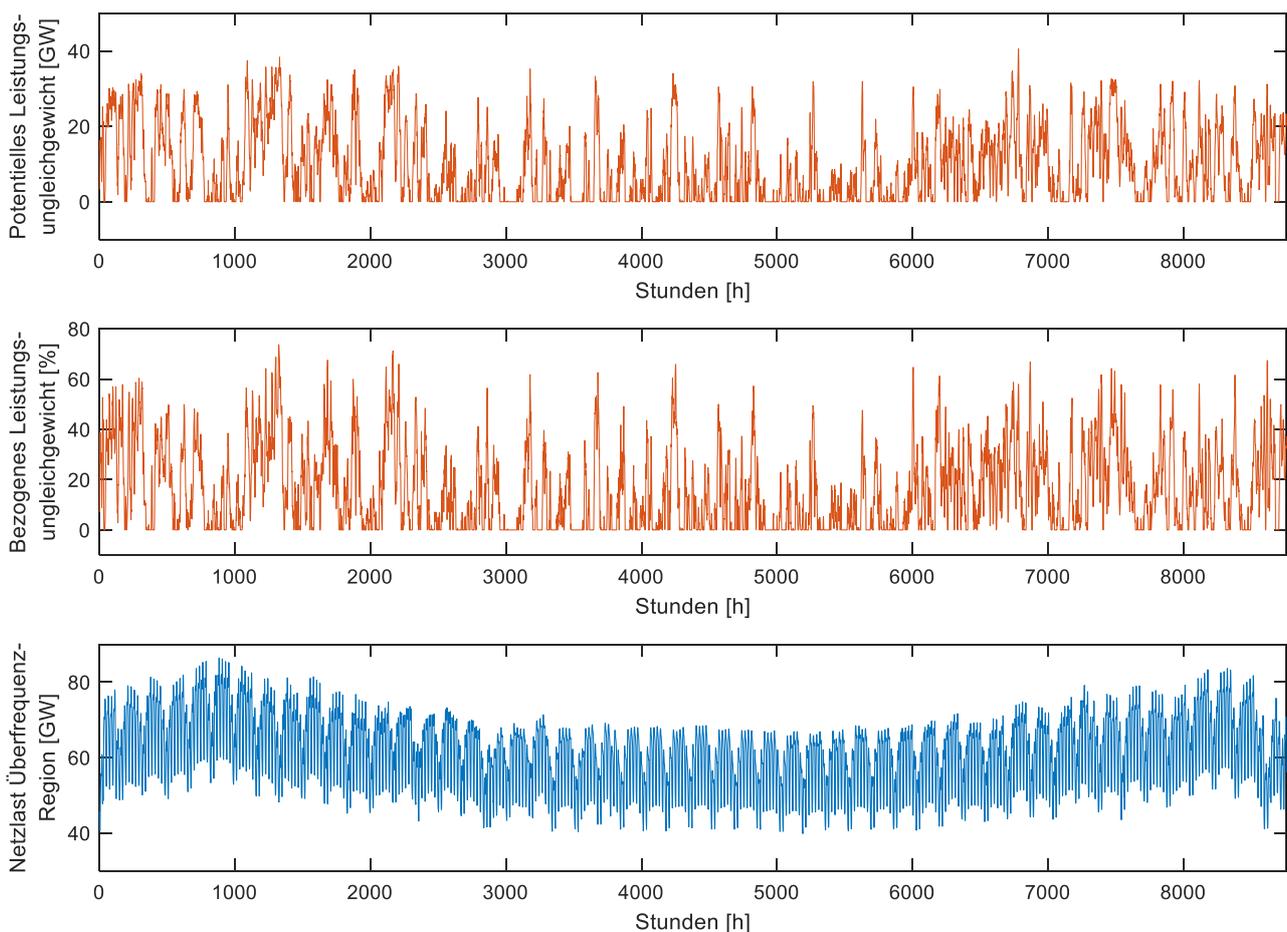
## 4.2 Ergebnisse für den NEP 2030 (2019)

Aus verschiedenen Analysen der Übertragungsnetzbetreiber ist klar abzuleiten, dass die Netzauftrennung vom 4.11.2006 (mit einem Leistungsungleichgewicht von ca. 10 GW) je nach Netzsituation heute nicht mehr sicher beherrscht werden kann. Gründe hierfür sind die seit dem Jahr 2006 in einzelnen Stunden erheblich zugenommenen Transite sowie die zunehmende Abnahme der konventionellen Erzeugung.

Darüber hinaus treten im aktuellen NEP vermehrt Stunden mit einem sehr geringen Anteil konventioneller Erzeugung auf. Die durch die konventionellen Einheiten in Summe bereitgestellte Momentanreserve nimmt damit in den kritischen Stunden noch weiter ab.

Abbildung 9 zeigt beispielhaft das potentielle Leistungsungleichgewicht für das Szenario B 2030 des NEP 2030 (2019) über das gesamte Jahr bei einer potentiellen Netzauftrennung entsprechend den Gegebenheiten der Netzauftrennung vom 4.11.2006 für die Überfrequenzinsel.<sup>2</sup>

Abbildung 9: Potentielles Leistungsungleichgewicht der Überfrequenzinsel entsprechend der historischen Störung vom 4.11.2006 auf Basis des NEP-Szenarios B 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Wie zu erkennen ist, steigt die maximale Übertragungsleistung deutlich auf bis zu 41 GW im AC-Netz an. Im Falle einer Netzauftrennung führt diese zu einem Leistungsungleichgewicht von bis zu 74 % (bezogen auf die Netzlast der abgetrennten Insel). Dabei wird vorausgesetzt, dass die HGÜ-Verbindungen in Betrieb bleiben und damit nicht zu einem zusätzlichen Leistungsungleichgewicht führen.



### 4.3 Einordnung der Entwicklung in bestehende Analysen der Übertragungsnetzbetreiber

Ziel der nachfolgend aufgezeigten Analysen und Maßnahmen ist die Gewährleistung eines möglichst robusten Systemverhaltens auch bei außergewöhnlichen Ereignissen. Hierzu ist die systemdienliche Integration der umrichterbasierten Erzeugung zwingend erforderlich.

Im Rahmen des NEP 2025 wurde bereits ein Bericht zu den „Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb“ veröffentlicht (siehe Kapitel 4.3 des NEP 2025). Darin wurde davon ausgegangen, dass Leistungsungleichgewichte von bis zu 10 % der Netzlast beherrschbar sind, sofern eine minimale Schwungmasse, die einer Netzanlaufzeitkonstante von 2,5 s entspricht, zur Verfügung steht. Daraus wurde gefolgert, dass wenn die geforderte Primärregelung künftig weiterhin aus konventionellen Erzeugungseinheiten bereitgestellt wird, dieser Wert in der Regel ohne Zusatzaufwand eingehalten wird. Allerdings haben sich seitdem einige Randbedingungen geändert:

Einerseits wird aus heutiger Sicht von deutlich höheren Leistungsungleichgewichten in Folge der stetig steigenden Übertragungsleistung im Drehstromnetz bei der Analyse von Netzauftrennungen ausgegangen (siehe Abbildung 9), was auch durch Maßnahmen zur Höherauslastung erreicht wird. Andererseits wird bereits heute ein beträchtlicher Teil der Primärregelleistung nicht mehr durch konventionelle Kraftwerke vorgehalten, wodurch deren Anteil an der Momentanreserve nicht mehr gesichert zu Verfügung steht. Es zeichnet sich sogar ab, dass zukünftig die gesamte Primärregelleistung in Deutschland von Batteriespeichern vorgehalten werden könnte.

Im Bericht „Frequenzstabilität – Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz“<sup>5</sup> der ÜNB wurde das notwendige Zeitverhalten von Erzeugungsanlagen bei Überfrequenzszenarien aufgrund von Netzauftrennungs-Szenarien analysiert. Auf Basis der Ergebnisse von Marktanalysen wurden hier bereits Leistungsungleichgewichte von bis zu 60 % bezogen auf die Netzlast der abgetrennten Insel identifiziert und zugrunde gelegt. Es zeigt sich als wesentliches Ergebnis, dass das heutige Zeitverhalten der Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR) von heutigen Windkraftanlagen nicht alleinig ausreicht, um alle Szenarien zu beherrschen. In den neuen Netzanschlussregeln wurde erstmals ein minimales Zeitverhalten für die ÜF-LR, auch auf Basis der Ergebnisse dieser Analysen, berücksichtigt.<sup>6</sup> Das vereinbarte Zeitverhalten zielt in die richtige Richtung, reicht allerdings nicht aus, um die ermittelten kritischen Netzauftrennungs-Szenarien zu beherrschen.

Auch im Rahmen des TYNDP 2018 wurden Berechnungen und Auswertungen der verfügbaren Momentanreserve durchgeführt. Hierbei wurden für die bewerteten Szenarien Zeitreihen für die Netzanlaufzeitkonstante  $T_N$  (mit  $H = 0,5 * T_N$ ) als Maß für die verfügbare Momentanreserve je Land aufgezeigt, aber auch in Relation zum Durchschnitt der Synchronzonen dargestellt.<sup>4</sup> Die Ergebnisse zeigen einerseits, dass die verfügbare Momentanreserve stark zwischen den Szenarien variiert, grundsätzlich jedoch zwischen den Jahren 2030 und 2040 stark abnimmt. Andererseits zeigen die Ergebnisse, dass die verfügbare Momentanreserve in Deutschland gegenüber dem Durchschnitt des kontinentaleuropäischen Verbundsystems für die Mehrheit der Szenarien deutlich geringer ausfällt.

### 4.4 Schlussfolgerungen und Maßnahmen

Als wichtige Maßnahme, über ein notwendiges Zeitverhalten der ÜF-LR hinaus, ist zudem ein weiterer Beitrag zur Momentanreserve erforderlich. Eine Methodik wie einerseits ein notwendiges Zeitverhalten der ÜF-LR und, in Kombination dazu, andererseits ein minimaler Anteil an Momentanreserve ermittelt werden könnte wird in <sup>7</sup> aufgezeigt.

Auf Basis dieser Methodik können Anforderungen an Anschlussnehmer für zukünftige Netzanschlussregeln ermittelt und abgeleitet werden. Eine systemdienliche Integration sowohl der umrichterbasierten Erzeugungsanlagen als auch der umrichterbasierten Betriebsmittel im Übertragungsnetz ist zwingend erforderlich. Perspektivisch erfordert dies zum einen Anpassungen und Konkretisierungen der bisherigen Netzanschlussregeln insbesondere im Hinblick auf die Bereitstellung von Momentanreserve durch umrichterbasierte Anlagen. Zum anderen müssen aber auch effektive Qualitätssicherungsprozesse eingeführt werden, die die Überprüfung des Anlagenverhaltens als auch die des Systemverhaltens für solche Störungsarten beinhalten, und die die Beherrschbarkeit für solche Ereignisse bewerten zu können.



Die Netzbetreiber sind im Rahmen des so genannten Systemschutzplans bereits dazu verpflichtet, die Letztmaßnahmen für Überfrequenz auf Ihre Wirksamkeit zu überprüfen. In <sup>7</sup> wurde dafür eine Herangehensweise beschrieben, die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern verfolgt werden soll. Dabei werden zwei Zeithorizonte betrachtet. Im Langzeit-Horizont werden auf Basis zukünftiger Erzeugungs- und Netzausbau-Szenarien wie beschrieben das notwendige Zeitverhalten des ÜF-LR sowie der minimale Anteil an Momentanreserve ermittelt, um die langfristig notwendigen Anforderungen an Netzanschlussnehmer zu ermitteln. Da absehbar im Kurzzeit-Horizont die Performance von Bestandsanlagen nicht ausreichen wird, um die Frequenzstabilität bei Überfrequenz für alle Netzauftrennungs-Szenarien aufrecht zu erhalten, müssen die Letztmaßnahmen für Überfrequenz auf Ihre Wirksamkeit überprüft werden. Zudem müssen, sofern notwendig, weitere temporäre Gegenmaßnahmen, wie beispielsweise ein zusätzlicher Überfrequenz-Erzeugungsabwurf und die Errichtung von Betriebsmitteln mit Beitrag zur Momentanreserve wie z. B. rotierende Phasenschieber mit zusätzlicher Schwungmasse oder STATCOMs mit angepasstem Regelungskonzept und Energiespeicher zur Sicherstellung der Frequenzstabilität ergriffen werden. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund zu berücksichtigen, dass sich regelbare Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung und zur Beherrschung von Störungen im Kontext der transienten Stabilität sowie der Spannungshaltung und -stabilität ohnehin als notwendig erwiesen haben (siehe Kapitel Untersuchungen der transienten Stabilität und Blindleistungskompensationsbedarf zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität).

In <sup>7</sup> wurde zudem thematisiert, dass für die Analysen im Rahmen des Systemschutzplans Referenzstörfälle für Netzauftrennungs-Szenarien unverzichtbar sind. Hierzu wurden aus Sicht der deutschen ÜNB sinnvolle Rahmenbedingungen für diese zu definierenden Referenzstörfälle vorgeschlagen. Diese müssen aber für das gesamte kontinentaleuropäische Verbundsystem zwingend auf ENTSO-E-Ebene abgestimmt werden. Als Übergangslösung haben sich die deutschen ÜNB auf einen ersten Referenzstörfall verständigt.<sup>7</sup>

#### Literatur

- 1 Kundur, P.; Paserba, J.; Ajarapu, V.; Andersson, G.; Bose, A.; Canizares, C. et al. (2004): Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. In: IEEE Trans. Power Syst 19 (3), S. 1387–1401.
- 2 ENTSO-E (2006). Finale Report – System Disturbance on 4 November 2006.
- 3 Übertragungsnetzbetreiber (2014). Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb.
- 4 ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity, European Power System 2040, Completing the map – The Ten-Year Network Development Plan 2018, European System Needs Report – Technical Appendix.
- 5 Übertragungsnetzbetreiber (2018). Frequenzstabilität – Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz.
- 6 Technische Anschlussregeln VDE-AR-N 4105, 4110, 4120, 4130 und 4131.
- 7 Übertragungsnetzbetreiber (2018). Approach to design and review the system defence plan for over-frequency to ensure frequency stability in the ENTSO-E Continental Europe Synchronous Area, Wind Integration Workshop 2018, Stockholm.