

# Bedarf an Netzstabilitätsanlagen nach § 13k Energiewirtschaftsgesetz

## Bericht der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

50Hertz  
Amprion  
TenneT  
TransnetBW

15. Februar 2017

## Executive Summary

Die Übertragungsnetzbetreiber kommen mit diesem Bericht ihrer gesetzlichen Verpflichtung gemäß §13k EnWG nach, den Bedarf an Netzstabilitätsanlagen (NStA) zu ermitteln. Der Bericht lässt sich wie folgt zusammenfassen:

- **Zweck der NStA:**  
Die NStA dienen dem Zweck, das heutige Niveau der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu erhalten. Dies gilt insbesondere für den nach § 13k Abs. 2 Satz 2 EnWG zu untersuchenden Zeitraum zwischen dem Abschluss des Kernenergieausstiegs und der Vollendung der bis 2025 angestrebten großen deutschlandweiten Neubauvorhaben auf Gleichstrombasis (HGÜ-Korridore).
- **Begründung des Bedarfs an NStA:**
  1. Ursächlich für den Bedarf an NStA sind der Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie der Abschluss des Kernenergieausstiegs einerseits und einem noch nicht hinreichend fortgeschrittenen Netzausbau andererseits.
  2. Der vorgenannte Sachverhalt bewirkt, dass das Übertragungsnetz viel häufiger als bisher an seinen Belastungsgrenzen betrieben werden wird. Dabei muss ein Erzeugungsüberschuss im Norden Deutschlands in Richtung Süddeutschland abtransportiert werden.
  3. Arbeitet das Übertragungsnetz nun an seiner Belastungsgrenze, so kann es beim Ausfall von relevanten Netzelementen gegebenenfalls nicht mehr vollständig sicher gemäß den verpflichtenden europäischen Regeln und Vorschriften („Grid-Codes“) betrieben werden.
  4. Mittels der schnellstartfähig ausgelegten NStA können diese ausfallbedingten und unzulässigen Betriebszustände des Stromübertragungsnetzes kurativ und in angemessener Zeit behoben werden.
- **Methodik der Untersuchung:**  
Die Netzberechnungen wurden auf Grundlage eines europäischen Netzmodells mit dem Programm „Integral“ durchgeführt. Dieses Modell berücksichtigt sowohl die Transportkapazität der Leitungen im Übertragungsnetz, als auch die Stromerzeugungsanlagen im In- und Ausland. Dies gilt unabhängig davon, ob die Stromerzeugungsanlagen im Markt agieren oder Bestandteil einer Reserve sind.

### Ergebnisse:

Netzstabilitätsanlagen mit einer Leistung von rund 2 GW sind geeignet, das Übertragungsnetz nach einem Einfachfehler, gemäß der europäischen Regelwerke, sehr schnell wieder in einen sicheren Zustand zu überführen. Mit Hilfe dieser Leistung kann das Übertragungsnetz auch bei anderen Fehlerereignissen kurzfristig deutlich entlastet und damit stabilisiert werden. Netzstabilitätsanlagen sind damit in besonderem Maße geeignet, einen zentralen Beitrag zur Beherrschung von unvorhersehbaren kritischen Situationen im Zuge der Transitionsphase des Energiesystems zu leisten.

## Inhalt

Executive Summary .....	2
1. Einleitung .....	4
2. Szenario 2022/23 – Nach dem Kernenergieausstieg.....	6
a) Ableitung einer potenziellen inländischen Reserve aus stillgelegten Kraftwerken außerhalb des Strommarktes in 2023.....	8
b) Aspekte der Netzsicherheit bei zunehmendem Nord-Süd-Erzeugungsgefälle .....	9
3. Netzentlastung durch flexibel einsetzbare Maßnahmen bei gefährdeten Betriebszuständen .....	12
4. Bestimmung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen.....	15
5. Alternative Anwendungsfälle und zusätzliche systemtechnische Beiträge von Netzstabilitätsanlagen .....	22
a) Reduktion des Sicherheitsaufschlags in der Betriebsplanung.....	22
b) Netzstützende Funktionen in kritischen Netzsituationen .....	24
Anhang 1: Anforderungen an den Standort einer Netzstabilitätsanlage .....	25

## 1. Einleitung

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes vom 30.07.2016 haben die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 13k den Auftrag erhalten, einen möglichen Bedarf an sogenannten Netzstabilitätsanlagen zu ermitteln. Hierfür hat der Gesetzgeber eine Frist bis zum 31.1.2017 vorgegeben. Der Bundesnetzagentur wurde zugleich die Aufgabe übertragen, die Analyse der Übertragungsnetzbetreiber mit Fristsetzung zum 31.3.2017 zu prüfen. Der vorliegende Bericht stellt den ermittelten Bedarf dar und erläutert die methodische Vorgehensweise.

Die Energiewende hin zu erneuerbaren Energien bedingt einen fortlaufenden Strukturwandel des gesamten Stromversorgungssystems in Deutschland, dem sich die Herausforderungen des Kernenergieausstiegs als weitere Komponente überlagern. Gleichzeitig führt der zwischenzeitlich gut prosperierende Europäische Binnenmarkt zu weiträumigen Stromtransporten, denn vor allem zu Zeiten mit Starkwind muss elektrische Energie vorwiegend aus Nord- und Mitteleuropa bis nach Südost- und auch Westeuropa transportiert werden. Der Markt bestimmt die Stromflüsse. Die für all diese Aufgaben zusätzlich erforderliche Transportnetzinfrastruktur wird durch den gesetzlich geregelten Prozess der Netzentwicklungsplanung ermittelt. Durch die von der Bundesnetzagentur in diesem Prozess vorgegebenen Szenariorahmen und den daraus folgenden Netzentwicklungsplänen liegen auch entsprechende Lastflussprognosen vor.

Die Netzbelastung ist nicht nur ein Zukunftsszenario, sondern bereits heute wird das deutsche Übertragungsnetz vornehmlich in Nord-Süd-Richtung zunehmend an seinen technisch zulässigen Grenzen belastet. Notwendige Freischaltungen von Betriebsmitteln, die zur Umsetzung des umfangreichen Netzausbaus erforderlich sind, werden diesen Trend bis 2025 weiter verstärken. Durch den Kernenergieausstieg verliert das System in erheblichem Umfang gesicherte Einspeisung in Süddeutschland. In 2020 und 2022 werden die letzten großen süddeutschen Kernkraftwerke planmäßig abgeschaltet. Der Netzausbau mit seinem Zieltermin 2025 wird bis dahin noch nicht fertiggestellt sein. Gleichzeitig nimmt im Norden die Einspeisung aus Windenergie kontinuierlich zu. Außerdem wächst der Übertragungsbedarf für den europäischen Stromhandel. Die zur Verfügung stehenden Netzquerschnitte werden mit diesen Entwicklungen nicht Schritt halten können. Aus diesem Grunde ist eine Bewertung der Systemsicherheit während dieser Zwischenphase notwendig, damit die Stromversorgung entsprechend den dafür geltenden Standards aufrechterhalten werden kann<sup>1</sup>.

Die zentrale Frage dabei lautet, inwieweit man auf spontane, d.h. unplanbare Betriebsmittelausfälle künftig angemessen reagieren kann. Bei hoher Netzlast an der Grenze der technisch zulässigen Belastbarkeit und gleichzeitig zunehmenden Transportentfernungen sind - wie weltweite Erfahrungen aus anderen großen Verbundsystem zeigen - ungeplante Ausfälle einerseits weitaus kritischer wegen ihrer möglichen größeren Störweite und andererseits viel schwieriger zu beheben, wenn nicht in ausreichendem Umfang adäquate Gegenmaßnahmen zur Verfügung stehen. Die jüngste Kälteperiode hat bereits heute gezeigt, dass bei hoher Netzbelastung und den durch Handel ausgelasteten Kraftwerkspark im süddeutschen Raum teilweise keine freie Erzeugungsleistung mehr verfügbar ist, die vom Übertragungsnetzbetreiber eingesetzt werden kann, um kurzfristig hoch belastete Leitungen zu entlasten.

---

<sup>1</sup> Nach § 13k Abs. 2 Satz 3 EnWG ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber bis zum 15. Oktober 2022, ob weiterer Bedarf für die Jahre 2026 bis 2030 besteht.

Die Jahre 2020-2025 stellen daher eine besonders kritische Transitionsphase für das deutsche Transportnetz dar. Aus diesem Grund untersuchen die ÜNB in diesem Bericht, ob und inwieweit sie in der Lage sein werden, unter den prognostizierten Rahmenbedingungen des Jahres 2023, also unmittelbar nach Stilllegung der letzten Kernkraftwerke, Fehlersituationen angemessen zu beherrschen. Für bestimmte Fehlersituationen<sup>2</sup> wird der Umfang der benötigten schnell wirksamen Entlastungsmaßnahmen quantifiziert. Der vorliegende Bericht zeigt damit die Wirksamkeit von Netzstabilitätsanlagen nach § 13k EnWG auf und erläutert, in welchem Umfang sie zu Beherrschung unvorhersehbarer Fehlersituationen beitragen können.

Nach Fertigstellung der genehmigten Vorhaben des Netzausbaus bis 2025 wird sich die Belastung des Systems deutlich reduzieren. Die Netzstabilitätsanlagen werden dann voraussichtlich weniger für die Wirkleistungseinspeisung zur Beherrschung von Fehlerereignissen benötigt, sondern ihr Beitrag wird sich im Wesentlichen auf den Phasenschieberbetrieb reduzieren, der zur Spannungsstützung sehr nützlich ist. Der Bedarf an Netzstabilitätsanlagen muss gemäß §13k, Abs.2, bis Oktober 2022 erneut geprüft werden.

Ferner sei erwähnt, dass veränderte künftige Netzführungsstrategien nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchungen sind, da sie für den hier in Rede stehenden Betrachtungszeitraum noch nicht den erprobten Stand der Technik darstellen können. Diese sind derzeit Gegenstand für Forschung und Entwicklung und würden mithin erst deutlich nach dem im hier vorliegenden Bericht betrachteten Zeitraum Wirkung entfalten können.

---

<sup>2</sup> Zu diesen Betriebsmittelausfällen zählen (n-1)-Fehler, Doppelfehler und Sammelschienenfehler.

## 2. Szenario 2022/23 – Nach dem Kernenergieausstieg

Die vorliegenden Analysen nach § 13k EnWG setzen konsistent auf den langfristigen Systemanalysen („Langfristanalysen“) auf, die von den ÜNB gem. § 3 Netzreserveverordnung (NetzResV) erstmalig zum 30.11.2016 durchgeführt worden sind. In diesem Kapitel werden die Angaben und Ergebnisse aus diesen Langfristanalysen zusammengefasst. Zielsetzung der Langfristanalysen war eine Prognose des zu erwartenden Redispatchbedarfs unmittelbar nach Abschaltung der Kernkraftwerke. Der Fokus ist somit explizit auf die Jahre 2021/22 und 2022/23 gerichtet. Nach einem Vergleich der energiewirtschaftlichen Eingangsdaten und des Netzausbauzustands für die beiden Jahre 2021/22 und 2022/23 zeigte sich für das Jahr 2022/23 die höhere Kritikalität. Aus diesem Grunde fokussierten die Analysen auch allein auf dieses Jahr, das somit den worst-case des Zeitraums 2020 bis 2025 darstellt. Es ist wahrscheinlich, dass mit dem bis Ende 2025 erreichten Netzausbau eine Entspannung eintreten wird, belastbare Prognosen für diesen Zeithorizont sind aber ohne exakte Analysen, die der Gesetzgeber für die Jahre 2026 bis 2030 auch schon vorgegeben hat, noch nicht möglich.

Die Langfristanalysen fußen auf den Prognosen der verfügbaren Erzeugungskapazitäten sowie des nach derzeitigem Projektfortschritt absehbaren Ausbaustandes des Transportnetzes in Deutschland und Europa<sup>3</sup>. Diese Rahmendaten entsprechen den Festlegungen innerhalb des gesetzlichen Prozesses für die Langfristanalysen und berücksichtigen aktuelle gesetzliche Vorgaben: Die Auswirkungen der energiepolitischen Reformen des Jahres 2016 sind berücksichtigt. So sind das KWK-G 2017 und das EEG 2017 abgebildet, wobei die sog. „Netzausbauregion“ nur in vorläufiger Form auf Basis einer Abschätzung der Bundesnetzagentur berücksichtigt werden konnte, was zu geringen Abweichungen mit der derzeit diskutierten „Netzausbauregion“-Variante führt.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien verläuft weiterhin auf einem dynamischen Wachstumspfad, denn bereits in 2017 wird die 100-Gigawatt (GW) -Grenze überschritten und sechs Jahre später werden ca. 130 GW erwartet. Im Jahr 2022/23 beträgt die installierte Leistung bei Onshore Wind 54,4 GW (+22% im Vergleich zu heute) und bei Offshore Wind 8,6 GW (+115%). Die installierte Photovoltaik-Leistung beträgt 53 GW, was einem Anstieg im Vergleich zu heute von 35% entspricht. Anlagen der Biomasse kommen auf 7,5 GW, Lauf- & Speicheranlagen umfassen 4,3 GW und sonstige Erneuerbare 0,6 GW.

In Bezug auf den konventionellen Kraftwerkspark sind Veränderungen dann berücksichtigt, wenn sie explizit in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur aufgeführt werden.<sup>4</sup> Mit Erreichen der technischen Lebensdauer werden Kraftwerke nicht mehr im Portfolio der Marktkraftwerke berücksichtigt. Es wird ein pauschales Lebensdauer-Ende von im Markt befindlichen Kraftwerken nach technischer Lebensdauer gemäß Vorgaben der BNetzA (genehmigter Szenariorahmen NEP2030, Version 2017, Szenario A) angesetzt. Danach befinden sich Kernenergieanlagen nicht mehr am Netz, hydraulischen Anlagen und Müllverbrennungsanlagen haben keine Lebensdauerbegrenzung, Braun- und Steinkohleanlagen haben eine Lebensdauer von 50 Jahren, Erdgas-, Mineralölprodukt- und sonstige Anlagen 45 Jahre.

<sup>3</sup> Netzausbau in DE gem. Bundesbedarfsplangesetz 2016; in Europa gem. TYNDP 2016

<sup>4</sup> Für die Bestimmung der Mantelzahlen je Energieträger (konventionell und erneuerbare) im Ausland (inkl. Österreich) wird das **SO&AF 2015 Szenario A** herangezogen und auf die Zieljahre übertragen.

Für den konventionellen Kraftwerkspark bedeutet dies im Vergleich zu heute<sup>5</sup>: Der Kernenergieausstieg ist vollkommen realisiert, nicht mehr verfügbar sind 10,8 GW Kernkraftwerke, davon 6,7 GW in Süddeutschland. Bei den fossilen Kraftwerken erfolgen im Saldo Rückgänge bei der Steinkohle um 4,9 GW und bei der Braunkohle um 2,9 GW. Die sog. „Sicherheitsbereitschaft“, in der stillgelegte Braunkohlekraftwerke vorgehalten werden, hat ihren Höhepunkt bereits überschritten und umfasst noch 1,2 GW. Bei Erdgas-befeuerten Kraftwerken kommt es noch zu einem leichten Zubau von 0,8 GW aufgrund der Fertigstellung sowohl bereits in Bau befindlicher Projekte als auch von Industrie- und Wärmebedarf getriebener Investitionen (s. auch Kraftwerksliste der BNetzA, Stand 10.05.2016).

Der Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten fördert den europäischen Binnenmarkt. Die deutschen Exportkapazitäten steigen um 9,2 GW und die deutschen Importkapazitäten um 10 GW.

Der Netzausbau innerhalb Deutschlands ist bis 2022/23 fortgeschritten. Zusätzlich werden Maßnahmen zur Netzoptimierung (z.B. Hochtemperaturleiterseile, Freileitungsmonitoring) und betriebliche Potenziale berücksichtigt, um bereits möglichst kurzfristig höhere Übertragungsleistung bereit zu stellen. Der Netzausbau wird aber gegenüber den in den Netzentwicklungsplänen 2012/2013 ermittelten Bedarfen für die Jahre 2022/2023 stark verzögert sein (s. Monitoring der BNetzA zur Umsetzung des EnLAG und BBPIG). Dies betrifft insbesondere die großen DC-Verbindungen (A-Nord, SuedLink, SuedOstLink). Korridor A Süd („Ultranet“) und wesentliche Teile des AC Netzausbaus werden realisiert sein.

Anhand der dargelegten Eingangsparameter lässt sich für Deutschland folgendes Bild zeichnen: Der Netzausbau kommt voran, die Übertragungskapazitäten im Inland steigen. Die Erneuerbaren Energien wachsen weiter stark, während es auf Seiten der konventionellen Kraftwerke (inkl. Kernenergie) in Summe zu einem Rückgang kommt. Die zunehmend ungleiche Verteilung des Zubaus an Kraftwerkskapazitäten lässt ein weiter ansteigendes Erzeugungsgefälle zwischen Nord- und Süddeutschland erwarten. Um dieses zu untersuchen wurde in den Langfristanalysen zunächst eine besonders kritische, aber realistische Grenzsituation analysiert.

Die kritische Grenzsituation besteht aus einer Abendstunde ohne Photovoltaik-Erzeugung bei gleichzeitigem Auftreten von Starkwind (Auslastung der Windenergieanlagen bei >80%) in Verbindung mit einer europäischen Hochlast-Situation (in Deutschland 87 GW). Dadurch entsteht ein gravierendes, aber realistisches Erzeugungsgefälle zwischen Nord- und Südeuropa bei gleichzeitigem Export in Höhe von 17,3 GW ins europäische Ausland. (Details siehe Bericht der ÜNB zu den Langfristanalysen vom 30.11.2016.)

Um diese Grenzsituation zu beherrschen, wird eine gesicherte Redispatchleistung in Höhe von 11,1 GW benötigt. Die süddeutschen Marktkraftwerke reichen dafür nicht aus. In nahezu gleicher Höhe wie die verbliebenen Marktkraftwerke und die verbliebenen innerdeutschen Reservekapazitäten muss Leistung aus dem Ausland für Redispatchzwecke herangezogen werden.

Die für die bedarfsdimensionierende Grenzsituation ermittelte maximale Redispatchleistung muss insbesondere in den Wintermonaten vorgehalten werden. Aber auch im restlichen Jahr besteht ein erheblicher Redispatchbedarf, wie die monatlichen Maximalwerte des Redispatchbedarfs (MW) im Ausland (jeweils mit zeitgleichem Gesamtdispatchbedarf) als Ergebnis einer Jahresauswertung zeigen, s. Abb. 1.

<sup>5</sup> Referenzzeitpunkt: 10.05.2016, Basis: Kraftwerksliste der BNetzA

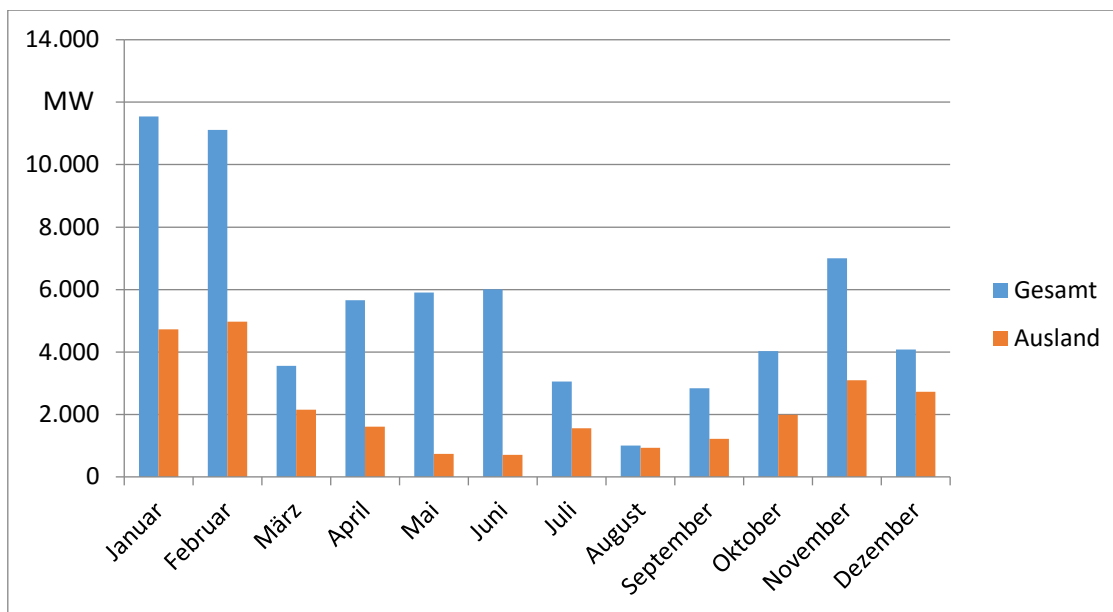


Abbildung 1: Maximaler Redispatchbedarf im Ausland je Monat (jeweils mit zeitgleichem Gesamtredispatchbedarf. 2022/23, NTC DE-AT 4,0 GW/ DE-CH 1,6 GW)

Die vorgenannten Darstellungen erläuterten die Methode und die Ergebnisse der Bestimmung des präventiven Redispatchbedarfs. In den weiteren Betrachtungen wird methodisch der Bedarf der Netzstabilitätsanlagen nicht auf Basis einer einzelnen Grenzsituation bestimmt, sondern auf der Basis eines so genannten Jahreslaufs

### a) Ableitung einer potenziellen inländischen Reserve aus stillgelegten Kraftwerken außerhalb des Strommarktes in 2023

Aufgrund des hohen Redispatchbedarfs aus ausländischen Kraftwerken wurde zusätzlich der Einfluss von inländischen Reservekapazitäten untersucht, die im Zeitraum 2021 bis 2025 potenziell zur Verfügung stehen könnten. Die aus heutiger Sicht potenziell verfügbare Reserve bestünde sodann zum einen aus Kraftwerken, die bereits heute in der Netzreserve enthalten sind oder nach Ablauf ihrer Lebensdauer aus dem Markt genommen und nach ihrer Stilllegung potenziell weiterbetrieben werden könnten. Unter Beachtung von Informationen, die den ÜNB vorliegen, ist jedoch nicht davon auszugehen, dass die Gesamtzahl über den gesamten Zeitraum von 2021 bis 2025 verfügbar sein wird. Vielmehr muss Stand heute davon ausgegangen werden, dass ein nicht unerheblicher Teil dieser Kraftwerke vor 2025 endgültig stillgelegt werden muss. Die Gründe dafür liegen zum einen in auslaufenden und unter dem bestehenden Anlagendesign nicht zu erneuernden BImSchG-Genehmigungen. Zum anderen fehlen die Möglichkeiten, das erforderliche Personal über eine bestimmte Frist hinaus im benötigten Umfang zu erhalten.

Es wäre eine Mindestanforderung, dass die Verlängerung der inländischen Reserven über den 30. Juni 2020 hinaus erfolgt um überhaupt über die Existenz von Reserven in Deutschland für den Zeitraum 2021 bis 2025 nachzudenken. Nach Festlegung der Szenarien für die Langfristanalysen im Mai 2016 wurden den ÜNB bereits weitere Stilllegungen angezeigt, die das Stilllegungsvolumen weiter anwachsen lassen. Kurzum: Es ist eine realistische Annahme

in Bezug auf das Jahr 2022/23, dass über die Kernenergiekapazitäten hinaus zusätzliche (konventionelle) Erzeugungsleistung endgültig stillgelegt wird. Die Sicherung der Existenz von 1,4 GW wäre jedoch denkbar; diese wurden in den vorliegenden Bedarfsrechnungen zugrunde gelegt.

## b) Aspekte der Netzsicherheit bei zunehmendem Nord-Süd-Erzeugungsgefälle

Im süddeutschen Raum geht die verfügbare gesicherte Erzeugungsleistung mit Abschaltung der Kernkraftwerke erheblich zurück, der damit noch mehr als heute zur Stromimportregion wird. Gleichzeitig besteht gerade dort der Bedarf an Hochfahrleistung für den positiven Redispatch, sofern nach Einsatz im Markt noch Erzeugungsleistung zur Verfügung steht. Damit sind dort in vielen Stunden nur noch geringe oder keine freien Erzeugungskapazitäten mehr vorhanden (siehe unten Abb. 2). Ein Beitrag zur Beherrschung von kurzfristig eintretenden unvorhersehbaren Situationen muss in diesen Fällen zwingend mit Reaktionszeiten im Minutenbereich geleistet werden. Nachfolgend werden netztechnische Sachverhalte und Risiken für die Systemsicherheit beschrieben, die sich bei Mangel an schnell aktivierbarer Erzeugungsleistung ergeben können.

### *Erläuterung zur (n-1)-Sicherheit*

Für die technischen Belastungsgrenzen des Netzes sind neben seiner Topologie und den Kapazitäten der einzelnen Leitungen insbesondere durch die Einhaltung der sog. (n-1)-Sicherheit bestimmend. Nach Eintritt eines Fehlers, der zum Ausfall eines Netzelements führt, bleibt die Transportaufgabe zunächst unverändert und muss von den verbleibenden Leitungen übernommen werden. Sofern sich das Netz vor dem Ausfall in einem (n-1)-sicheren Zustand befand, werden die Stromkreise nach dem Ausfall einer Leitung nicht überlastet, so dass der Ausfall sicher beherrscht wird.

Jedoch befindet sich das Übertragungsnetz anschließend möglicherweise in einem Netzzustand, in dem der Ausfall eines weiteren Netzelements nicht mehr sicher beherrscht werden kann. Daher wird dieser Betriebszustand des Netzes gemäß den geltenden Regeln der europäischen Übertragungsnetzbetreiber - und auch entsprechend weltweit üblicher Standards - als „gefährdet“ eingestuft.<sup>6</sup>

Die (n-1)-Sicherheit ist bei Verletzung dieses Kriteriums schnellstmöglich wiederherzustellen.<sup>7</sup> Hierzu muss das Netz entlastet werden, wozu i.d.R. schnell aktivierbare Erzeugungsleistung erforderlich ist. Sofern diese Fähigkeit nicht gegeben ist, treten Risiken auf, die nachfolgend qualitativ beschrieben sind.

<sup>6</sup> Prabha Kundur: „Power System Stability and Control“, McGraw-Hill, 1994, (Seite 8-16),

ENTSO E RG CE: Operation Handbook, Policy 5,

ENTSO E: „System Operation Guideline“, Article 18 (Classification of system states) (<https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/system-operation/Pages/default.aspx>)

<sup>7</sup> Vgl. z.B.: „System Operation Guideline“, Article 21 Principles and criteria applicable to remedial actions, Abs. 2: When selecting the appropriate remedial actions, each TSO shall apply the following criteria: [...] 2. activate remedial actions as close as possible to real-time taking into account the expected time of activation and the urgency of the system operation situation they intend to resolve;

### *Häufiger Betrieb an der Grenze der (n-1)-Sicherheit*

In der Vergangenheit wurde das überregionale Übertragungsnetz selten an der Grenze der (n-1)-Sicherheit betrieben (geringere Transportentfernung durch verbrauchsnahe Erzeugung). Selbst nach Ausfall eines Betriebsmittels war die (n-1)-Sicherheit oftmals weiterhin noch gewährleistet (z.B. auch mit Hilfe von Überlastfähigkeiten, die in der Vergangenheit für den Normalbetrieb noch nicht nutzbar gemacht wurden).

So wie heute bereits sehr häufig wird das Netz zukünftig zunehmend an seiner technischen Belastungsgrenze ((n-1)-Grenze) betrieben werden. Dies zeigt sich u.a. an der zunehmenden Anzahl der Stunden, in denen netzentlastende Maßnahmen vorgenommen werden.<sup>8</sup> Der Ausfall eines Betriebsmittels wird dann zu einer Verletzung der (n-1)-Sicherheit führen. Das dann „gefährdete“ System muss schnellstmöglich wieder in den (n-1)-sicheren Zustand zurückgeführt werden.

In den Datensätzen, die den Langfristanalysen 2016 zugrunde liegen, sind thermische Reserven der Stromkreise aufgrund witterungsbedingter Kühlungseffekte bereits ausgeschöpft, da dort eine mögliche Höherauslastung durch einen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb berücksichtigt wird. Eine Überschreitung des so festgelegten 100%-Werts würde daher direkt zu einer Überlastung bzw. bei hoher Überlastung zu einer Schutzauslösung führen. Unter diesen Gegebenheiten ist bereits eine Überschreitung der thermischen Übertragungskapazität in Höhe von 10% als systemgefährdend einzustufen, da sie innerhalb weniger Minuten zu Folgefehlern führen kann. Auch vor diesem Hintergrund ist eine Verletzung der (n-1)-Sicherheit grundsätzlich schnellstmöglich zu beheben.

### *Blockierung der Wiederschaltung von Leitungen bei weiträumiger Netzbelastung*

Bei der weiträumigen Energieübertragung und hoher Leitungsauslastung muss die Wiederschaltung einer ausgefallenen Leitung oft blockiert werden, um nahegelegene Generatoren durch die transienten Vorgänge bei der Einschaltung nicht zu gefährden. Eine Leitung kann daher ggf. erst nach geeigneter Entlastung des Netzes zugeschaltet werden. Dies ist in der Physik der Energieübertragung begründet und kann nur durch Netzausbau und einen höheren Vermaschungsgrad systematisch geändert werden. Die Blockierung der Wiederschaltung einer ausgefallenen Leitung war eine wesentliche Ursache für den Blackout in Italien am 28.9.2003<sup>7</sup>.

### *Auswirkungen hoher und weiträumiger Netzbelastung*

Besonders bei hoher und weiträumiger Netzbelastung nimmt die Robustheit des Übertragungsnetzes gegenüber Störungen insofern deutlich ab, dass ein möglicher weiterer Fehler während einer (n-1)-Verletzung, die z.B. durch den ersten Ausfall bedingt sein kann, weitreichende Folgen haben kann. In Zukunft wird daher die Fähigkeit, das Netz gezielt und schnellstmöglich zu entlasten, von zunehmender Bedeutung für die Systemsicherheit sein, d.h. eine ausgefallene Leitung ist schnellstmöglich wieder einzuschalten oder die Netzbelastung ist so weit zu reduzieren, dass die (n-1)-Sicherheit wiederhergestellt wird. Hierfür ist schnell aktivierbare Erzeugung notwendig. Zudem war das mit einer (n-1)-Verletzung einhergehende Risiko zu früheren Zeiten bei deutlich geringeren Transportmengen und -entfernungen weniger kritisch.

---

<sup>8</sup> Vgl.: [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)

### *Erfahrungen aus aufgetretenen Großstörungen*

Die Verletzung der (n-1)-Sicherheit kann unterschiedliche Ursachen haben, wie unvorhersehbare Lastflüsse durch ungeplantes Marktverhalten, technische Störungen mit Auswirkungen auf das Netz und in der Folge auf Erzeugungseinheiten, etc. Das damit einhergehende Risiko zeigte sich in einigen Großstörungen. Unmittelbar nach einem Fehlerereignis kann dann z.B. eine thermische Überlast auftreten. Bereits eine thermische Überlast von 10% kann innerhalb weniger als 20 Minuten zu einer unzulässigen Erwärmung des Leiterseils führen<sup>9</sup>. Die Folge ist eine erhöhte Ausdehnung des Materials und damit ein erhöhter Durchhang, wodurch die erforderlichen Abstände zum Boden, Bewuchs, überspannten Gebäuden, etc. nicht mehr eingehalten werden. Dies führt insbesondere während weiträumiger Energieübertragungen zu einem Risiko weiterer kaskadierender und damit systemgefährdender Ausfälle, die schließlich zu einer Auftrennung des Verbundsystems führen können. Allein für das kontinentaleuropäische Verbundsystem sind drei aufgetretene Großstörungen mit Verbundauftrennungen zu verzeichnen, in denen kaskadierende Leitungsausfälle während weiträumiger Energieübertragungen eine wesentliche Ursache waren: Italien Blackout am 28.09.2003,<sup>9</sup> Verbundauftrennung am 04.11.2006,<sup>10</sup> Blackout in der Türkei am 31.03.2015.<sup>11</sup>

Diese Ereignisse verdeutlichen die Risiken für das Übertragungsnetz bei Verletzung der (n-1)-Sicherheit. Sofern in einer solchen Situation kein Fehler auftritt, wird die Funktion des Übertragungsnetzes nicht beeinträchtigt. Dennoch ist das Übertragungsnetz in diesem Zustand „gefährdet“, weil dann evtl. keine ausreichende Robustheit mehr gegenüber einem möglicherweise auftretenden Fehler besteht. Bei Fehlereintritt können dann Betriebsmittel unmittelbar sehr hoch überlastet werden, was gravierende Folgen haben kann. Daher ist ein lediglich (n-0)-sicherer Netzzustand nicht bzw. nur kurzzeitig tolerierbar.

### *Fazit*

Die Übertragungsnetzbetreiber haben dafür Sorge zu tragen, dass die Stabilität des Übertragungsnetzes auch bei den künftigen Veränderungen insbesondere während der Umbauphase des Energiesystems erhalten bleibt, d.h. unvermeidbare Störungen dürfen keine höheren Auswirkungen auf die Systemsicherheit als in der Vergangenheit haben.

---

<sup>9</sup> Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy, Kap. 2.4.1, [http://www.rae.gr/old/cases/C13/italy/UCTE\\_rept.pdf](http://www.rae.gr/old/cases/C13/italy/UCTE_rept.pdf)

<sup>10</sup> Final Report of the Investigation Committee on the System Disturbance on 4 November 2006, [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf)

<sup>11</sup> Report on Blackout in Turkey on 31<sup>st</sup> March 2015, [https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Regional\\_Groups/Continental\\_Europe/20150921\\_Black\\_Out\\_Report\\_v10\\_w.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Regional_Groups/Continental_Europe/20150921_Black_Out_Report_v10_w.pdf)

### 3. Netzentlastung durch flexibel einsetzbare Maßnahmen bei gefährdeten Betriebszuständen

Die fortschreitenden Veränderungen der Erzeugungsstruktur und zunehmenden Übertragungsaufgaben führen zu unterschiedlichen, teilweise neuen Herausforderungen, um weiterhin die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Übertragungsnetze zu wahren. In Kapitel 2 wurde als eine wichtige Fähigkeit hervorgehoben, nach Eintritt eines Netzfehlers schnell wieder einen (n-1)-sicheren Zustand herzustellen. Für diese kurative Netzentlastung wird flexibel einsetzbare Erzeugungsleistung benötigt<sup>12</sup>.

Vor dem fehlerbedingt entstehenden Engpass muss die Einspeisung reduziert und auf der anderen Seite des Engpasses angehoben werden. Die Ergebnisse in Kapitel 4 quantifizieren die Höhe schnell aktivierbarer Leistung, die für eine kurative Netzentlastung in bestimmten Störsituationen geeignet ist. Für die Beurteilung, inwieweit Erzeugungsanlagen hierfür geeignet sind, sind folgende Aspekte zu beachten:

- Grundsätzlich kommen alle hinter dem Engpass liegende Erzeugungseinheiten - auch inländische Reservekraftwerke - in Betracht, wenn sie marktbedingt bzw. im Rahmen des Redispatch zur präventiven Netzentlastung bereits am Netz sind, aber ihre volle Nennleistung noch nicht abgerufen wird. Sie stellen dann noch schnell aktivierbare Leistungen durch Hochfahren bis zu ihrer Nennleistung zur Verfügung. Weiterhin eignen sich technisch Pumpspeicherkraftwerke ebenfalls im Rahmen ihrer technischen Möglichkeiten für eine kurzfristige und flexible Leistungsanhebung. Daher werden diese ebenso für die flexible Leistungserhöhung berücksichtigt, sofern diese Pumpspeicher sich südlich der Netzengpässe befinden und nicht schon im Markt für Regelernergie eingesetzt werden.
- Geeignet sind auch technisch zuverlässige, schnellstartfähige Erzeugungseinheiten.

Diese beiden Potenziale wurden für die Deckung des kurativen Bedarfs berücksichtigt. Folgende Potenziale wurden dafür nicht berücksichtigt:

- Redispatchkapazitäten aus dem Ausland, denn diese sind aus folgenden Gründen nur für eine präventive, mit ausreichend zeitlichem Vorlauf planbare Netzentlastung geeignet:
  - Die vertraglich zu bindenden Kraftwerke haben vereinbarte und z.T. auch technisch bedingt längere Vorlaufzeiten, bevor sie für das Engpassmanagement im Übertragungsnetz eingesetzt werden können. Häufig handelt es sich um ältere Kondensations- oder GuD-Kraftwerke, die rein technisch mehr als sechs Stunden Anfahrzeit aus dem kalten Betriebszustand aufweisen.
  - Sie bieten meist im Day-Ahead-Markt ihres Heimatlandes, so dass sie am Tag des Abrufes – weil anderweitig vermarktet – nicht zur Verfügung stehen. Vielmehr muss bis 10:00 Uhr am Vortag der Einsatz als Redispatchanlage abgerufen werden.
  - Schließlich können ausländische Kapazitäten auch aufgrund lokaler Netzengpässe oder aber aufgrund von regionalen Versorgungsengpässen für einen Abruf deutscher Übertragungsnetzbetreiber nicht zur Verfügung stehen.

<sup>12</sup> Im Rahmen der präventiven Redispatches mit z.B. dem WAPP Prozess muss auf solche Fähigkeiten grundsätzlich keine Rücksicht genommen werden

Daher eignen sich diese Anlagen allenfalls zur präventiven Netzentlastung – also zur Wahrung der (n-1)-Sicherheit, wenn der prognostizierte Übertragungsbedarf nicht bewältigt werden kann. Sie müssen bei prognostizierten Engpässen bereits frühzeitig vorsorglich aktiviert und auch eingesetzt werden – unabhängig davon, ob sie später überhaupt benötigt werden, falls die Engpassprognose nicht eintritt. Sie sind aber aufgrund ihrer langen Vorlaufzeit keinesfalls für den kurativen Einsatz nach Eintritt eines Fehlers verfügbar, d.h. als schnellstmögliche Maßnahme und Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit im Ereignisfall - also nach Eintritt eines Fehlers.

- In einer Situation, in der keine oder nur geringe inländische Erzeugungsleistung nach Markt- und Redispatch frei verbleibt, müssten die ÜNB schnell aktivierbare Kraftwerksleistung im Voraus, also aufgrund der Eigenschaften der meisten Kraftwerke mindestens acht bis 24 Stunden vorher aktivieren und diese auf Mindestlast anfahren lassen, da sie nur dann auch ausreichend schnell verfügbar sind. Dieser dauerhafte Betrieb von Kraftwerken auf Mindestlast, auch wenn der dafür zu tätige Aufwand zwischen den Jahreszeiten variieren wird, birgt erhebliche Nachteile und Risiken:
  - Der präventive Redispatchbedarf steigt mindestens in dem Umfang, in dem Kraftwerke zur Sicherstellung der Schnellstartfähigkeit im Inland auf Mindestlast gehalten werden müssen. Dieser Zusatzbedarf müsste dann im Ausland beschafft werden, was die Kosten für Vorhaltung und Einsatz ansteigen lässt.
  - Zusätzliche Kosten entstehen für den kontinuierlichen Teillastbetrieb auch deshalb, weil Kraftwerke mit 24/7-Service-Levels ausgestattet werden müssen.
  - Teillastbetrieb geht einher mit einem höheren spezifischen Brennstoffverbrauch aufgrund der üblicherweise schlechteren Wirkungsgrade sowie mit einer Erhöhung des Verschleißes der Anlagen.
  - Die Zuverlässigkeit der Altanlagen aufgrund von häufig auftretenden technischen Problemen ist reduziert (z.B. Rohrreißer...).
  - Zusätzliche Kosten entstehen des Weiteren für die Beschaffung von Emissionszertifikaten. Aber auch der zusätzliche Ausstoß von Emissionen selbst ist ein Problem, denn Reserven sollten nachhaltig und wenig klimaschädlich sein. Zudem sollten sie europäische Klimaschutzanstrengungen nicht konterkarieren.
  - Ein grundsätzliches Problem entstünde ferner durch die erhebliche Marktbeeinflussung, der durch den dauerhaften Betrieb auf Mindestlast und der damit verbundenen nicht unerheblichen Wirkleistungseinspeisung mit sich brächte. Bereits heute beschwerten sich die Marktparteien bei den ÜNB über einen aus ihrer Sicht zu hohen präventiven Redispatcheinsatz.
  - Unter Risikogesichtspunkten ist schließlich fraglich, ob sich angesichts nicht unwahrscheinlicher, erheblicher Stilllegungen von Bestandsanlagen ein „präventives Regime“ für Inlands-Kraftwerke langfristig überhaupt wird aufrechterhalten lassen (BlmSchG-Genehmigungen laufen aus, Instandhaltungskosten steigen, die Instandhaltungsfähigkeit sinkt).

Ein über das berücksichtigte Potenzial hinausgehender Bedarf an flexibel einsetzbarer Leistung zur Beherrschung von Fehlern kann sodann nur durch Netzstabilitätsanlagen sichergestellt werden. Sie sind durch folgende besondere Eigenschaften gekennzeichnet:

- Netzstabilitätsanlagen sind schnellstartfähig (offene Gasturbinen) und können somit die Aufgabe, netzentlastenden Maßnahmen schnellstmöglich durchzuführen, sehr gut wahrnehmen.
- Da es sich um Neubauvorhaben handelt, stehen sie – im Vergleich zu Reserven aus Altanlagen – sehr zuverlässig zur Verfügung.
- Da diese Anlagen nur im Bedarfsfall aktiviert werden, kann das Netz bei Bedarf durch ihren Einsatz mit minimalen CO<sub>2</sub>-Emissionen moderner Anlagen entlastet werden.

Netzstabilitätsanlagen sind nach §13k EnWG Erzeugungsanlagen, die als besonderes netztechnisches Betriebsmittel zu errichten sind, wenn ohne deren Errichtung die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems im Sinne von § 2 Abs. 2 der Netzreserveverordnung gefährdet ist.

## 4. Bestimmung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen

### a) Netzmodell und Fehlerszenarien

Die quantitativen Untersuchungen basieren auf den Eingangsdaten und Ergebnissen der Langfristanalyse, s. Kapitel 2. Dort wurde die (n-1)-Sicherheit in allen Belastungszuständen durch einen präventiven Redispatch hergestellt. Hiervon ausgehend werden in unterschiedlichen Netzbereichen auslegungsrelevante Fehlerereignisse betrachtet, s. Planungsgrundsätze der deutschen ÜNB, Kap.5.1.3, 5.3 bis 5.5. Dieses sind aufgrund eines einzelnen Störungsereignisses:

- Einfachfehler (z.B. Ausfall eines Stromkreises) und
- Mehrfachfehler (typischerweise Ausfall einer Sammelschiene und sog. Common-Mode-Fehler)<sup>13</sup>. Diese sind auch gemäß § 2 Abs. 2 der Netzreserveverordnung angemessen zu beherrschen.

Zunächst werden die stationären Zustände berechnet, die sich nach bestimmten Fehlerereignissen ergeben. Dann wird geprüft, ob die Grenzwerte nach dem Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel noch eingehalten werden. Es wird der Umfang netzentlastender Maßnahmen ermittelt, um zunächst bei Mehrfachfehlern ggf. auftretende Grenzwertverletzungen zu beseitigen. Anschließend wird für diesen neuen Betriebszustand die (n-1)-Sicherheit untersucht und falls erforderlich durch weitere Netzentlastung wieder hergestellt. Dabei finden die Vorgaben der Regelwerke für die betriebliche Sicherheit von Übertragungsnetzen Anwendung)<sup>14</sup>

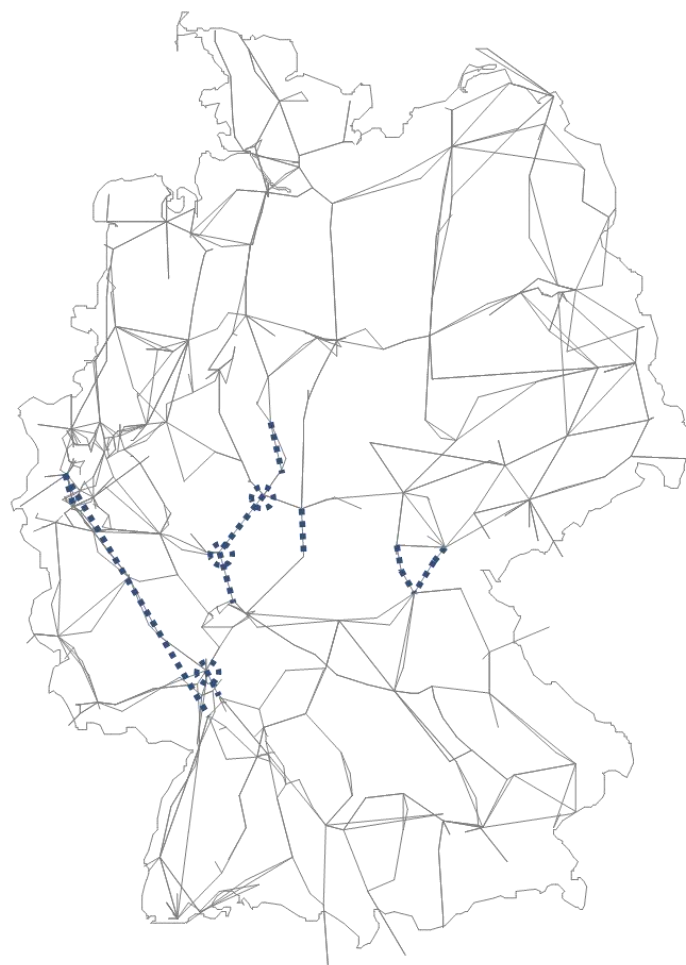
Mehrfachfehler sind abhängig von ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit betrieblich unterschiedlich zu bewerten. In jedem Fall muss eine nach einem Mehrfachfehler möglicherweise auftretende Grenzwertverletzung unverzüglich beseitigt werden, um zumindest die (n-0)- Sicherheit schnellstmöglich wieder zu erreichen. Wenn in einer bestimmten Netzregion z.B. witterungsbedingt eine vorübergehend erhöhte Eintrittswahrscheinlichkeit von Mehrfachfehlern vorliegt, ist darüber hinaus dafür Sorge zu tragen, dass nach einem solchen Fehlerereignis möglichst keine Grenzwertverletzung auftritt und auch die (n-1)-Sicherheit schnellstmöglich wieder hergestellt werden kann.

Auf Basis der Erfahrungen bisheriger Netzuntersuchungen wurden Fehler mit Ausfall von Betriebsmitteln auf den in Abb. 2 dargestellten Leitungsabschnitten untersucht. Die Fehlerorte liegen in den Haupttransportachsen in Nord-Süd Richtung, die zu häufigen Zeiten hoch ausgelastet sind. Auf diesen Leitungen werden Einfach- und Doppelfehler als besonders kritisch eingeschätzt. Für die Untersuchungen werden daher folgende Fehlerorte ausgewählt:

<sup>13</sup> Common Mode Fehler führen zu Ausfällen mehrerer Elemente bei gemeinsamer Fehlerursache

<sup>14</sup> System Operation Guideline, in der Version vom 4. Mai 2016, ENTSO E: Policy 3 "Operational Security".

Auswahl der Fehlerorte		
Einfach- und Doppelfehler		Sammelschienenfehler
Ultramet Osterath Rommerskirchen Bürstadt - Rheinau Würgassen Bergshausen Mecklar - Dipperz	- Gießen Nord - Karben - Borken - Gießen Nord Altenfeld - Redwitz Redwitz - Remptendorf -	Borken Bürstadt Gießen Nord



- ■ ■ Relevante Leitungsausfälle (Einfach- und Doppelfehler)
- ● ● Betrachtete Sammelschienenfehler

Abbildung 2: Netzregionen mit den untersuchten Fehlerorten in den Nord-Süd-Transportachsen

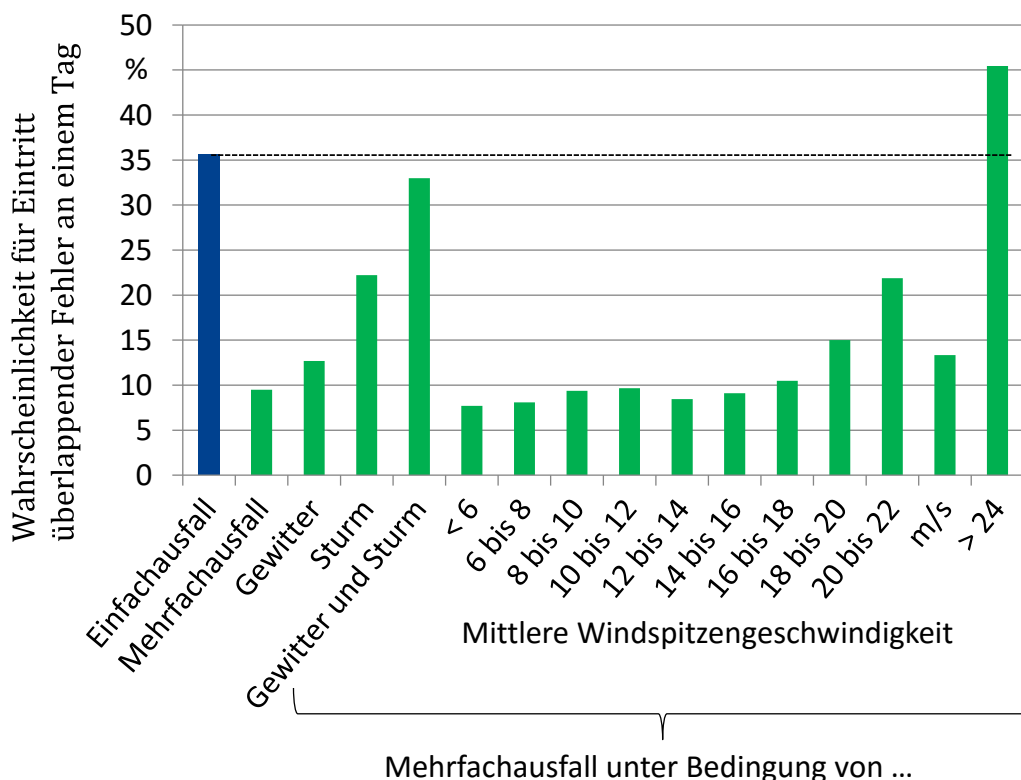


Abbildung 3: Wahrscheinlichkeiten für zeitlich überlappende Störereignisse<sup>15</sup>

Abb. 3 zeigt eine Auswertung der Eintrittswahrscheinlichkeit von sich zeitlich überlappenden Fehlereignissen im deutschen Höchstspannungsnetz. Man erkennt, dass es mit einer knapp 10 %igen Wahrscheinlichkeit dazu kommt, dass sich an einem Tag mindestens zwei Fehler zeitlich überlappen (Mehrfachausfall). Diese Wahrscheinlichkeit ist im Jahresmittel deutlich geringer als die rund 35 %ige Wahrscheinlichkeit, mit der es überhaupt zu mindestens einem Fehlerereignis an einem Tag kommt (Einfachausfall). Die Wahrscheinlichkeit für Mehrfachfehler ist stark witterungsabhängig. Insbesondere hängt sie signifikant von der Windgeschwindigkeit ab. So ist die Wahrscheinlichkeit für Mehrfachfehler pro Tag in Starkwindsituationen besonders hoch, wie man z.B. auch an namentlich bekannten Wetterphänomenen sehen kann.<sup>16</sup> Gerade in Starkwindsituationen liegt aber auch eine hohe Netzbelastung vor, so dass eine angemessene Beherrschbarkeit dieser Fehlerereignisse erforderlich ist. Hinzu ist es erforderlich, nach Auftritt eines (n-1)-Ereignisses möglichst schnell wieder die (n-1)-Sicherheit herzustellen, um so einen möglichen weiteren zeitlich überlappenden Fehler beherrschen zu können.

Die Auswertung der Sammelschienenfehler ergeben im Mittel ca. 2 Ereignisse pro Jahr.<sup>15</sup>

<sup>15</sup> Auswertung der FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik für Deutschland; Berichtsjahre 2004 – 2012; 220- und 380-kV-Ebene

<sup>16</sup> Beispiele für Sturm/ Orkan/ Tornado (gem. Bezeichnung des Ereignisses durch den deutschen Wetterdienst) in Verbindung mit zahlreichen Mehrfachausfällen im Höchstspannungsnetz: „Orkan Lothar“ 1999, „Münsterländer Schneechaos“ 2005, „Orkan Kyrill“ 2007, „Mini-Tornado im Saale-Holzland-Kreis“ 2015, „Tornado Fützen“ 2016.

## b) Exemplarische Darstellung für einen Fehlerfall

Im Folgenden werden die Ergebnisse für einen Doppelfehler in einem bestimmten Netznutzungsfall exemplarisch dargestellt, um die Netzbelastungszustände vor und nach Fehlereintritt, sicherheitstechnisch relevante Aspekte und die Wirkung von netzentlastenden Maßnahmen zu veranschaulichen. Diese Herangehensweise liegt den nachfolgenden Jahresläufen und ihren Auswertungen zu Grunde.

Die Doppelleitung Mecklar - Dipperz ist ein wichtiger und hoch belasteter Abschnitt auf einer Nord-Süd Transportachse. Sie befindet sich in zentraler Lage in der Mitte Deutschlands, wo historisch bedingt keine besonders stark ausgeprägten Netzredundanzen existieren. Für einen Netznutzungsfall bei hoher Auslastung werden die Auswirkungen und die notwendigen Maßnahmen nach einem Common-Mode Fehler mit Ausfall dieser Doppelleitung beschrieben. Vor dem Ausfall befindet sich das Netz in einem (n-1)-sicheren Zustand; d.h. nach Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels muss die Übertragungsaufgabe von den verbleibenden Stromkreisen übernommen werden, ohne diese zu überlasten.

Nach dem Ausfall der Doppelleitung wird ihr Transport relativ gleichmäßig von den weiträumigen parallelen Netzstrukturen übernommen. Daher treten bei diesem Doppelausfall keine Überlastungen auf und er wird noch sicher beherrscht. Das Netz befindet sich somit anschließend noch in einem (n-0)-sicheren Zustand.

Allerdings ist die (n-1)-Sicherheit nach Ausfall der Doppelleitung Mecklar - Dipperz erwartungsgemäß nicht mehr gegeben und das System befindet sich damit in einem „gefährdeten“ Zustand. Abb. 4 zeigt das Ergebnis der (n-1)-Ausfallsimulationen. Bei einem angenommenen Ausfall eines weiteren Stromkreises können nun kritische thermische Überlastungen auftreten. Besonders kritisch wäre ein weiterer Ausfall des Stromkreises Gießen-Nord nach Karben, wobei der parallele 380-kV-Stromkreis bis zu 30 % überlastet würde. Ein solches Ereignis führte zu einem hohen Risiko unmittelbar folgender, nicht mehr zu kontrollierender Folgeauslösungen. Es ist daher zu gewährleisten, dass das Netz nach einem Ausfall der Doppelleitung zwischen Mecklar und Dipperz unverzüglich entlastet werden kann, um vor allem der Gefahr kaskadierender Leitungsausfälle in der Mitte Deutschlands und einer daraus folgenden Auftrennung des europäischen Verbundsystems zu begegnen. (Dieses Risiko besteht analog auch bei anderen Fehlerorten).

Es wurden folgende netzentlastende Maßnahmen durchgeführt, s. Abb. 5 (rechts):

- Abregeln von Einspeisung aus Windenergieanlagen im Norden um ca. 480 MW
- Abregeln von Marktkraftwerken im Norden um ca. 1.800 MW
- Hochfahren sämtlicher schnell verfügbarer Leistungen aus Bestandskraftwerken im Süden Deutschlands in Höhe von ca. 380 MW
- Einspeisung aus Netzstabilitätsanlagen im Süden in Höhe von ca. 1.900 MW

Einspeisungen mit hoher Wirkung auf die überlastete Leitung werden reduziert. Die im Süden noch vorhandene schnell verfügbare Leistung wird eingesetzt, sie reicht jedoch nicht aus. Nachdem deren Potenziale erschöpft sind, werden zusätzlich Leistungen aus Netzstabilitätsanlagen im Süden angefahren.

Abb. 5 (links) zeigt das Ergebnis der anschließend durchgeführten (n-1)-Ausfallsimulation. Hierbei treten keine Überlastungen auf und die (n-1)-Sicherheit ist wiederhergestellt.

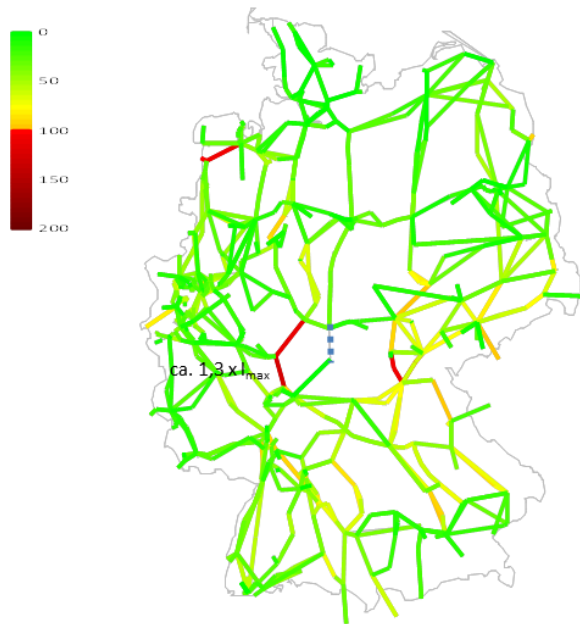


Abbildung 4: Darstellung der maximalen (n-1)-Auslastungen nach Ausfall der Doppelleitung zwischen Mecklar und Dipperz

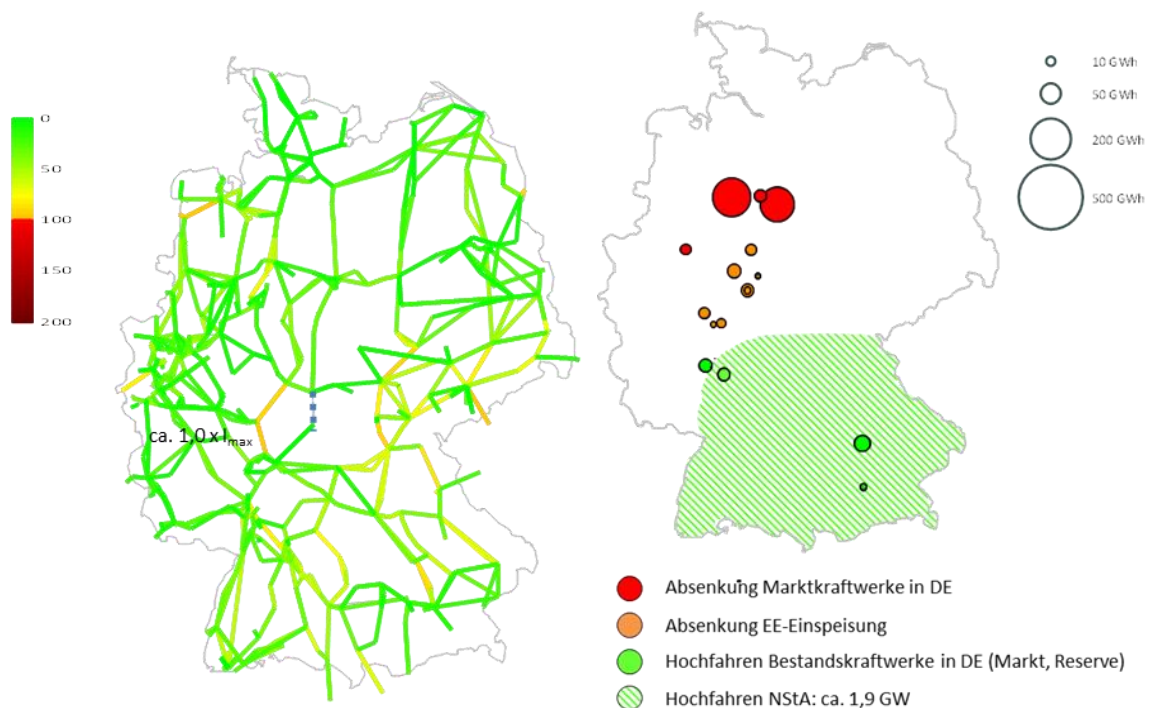


Abbildung 5: Darstellung der maximalen (n-1)-Auslastungen nach Ausfall der Doppelleitung zwischen Mecklar und Dipperz (linkes Bild) und nach kurativen Maßnahmen (rechtes Bild)

### c) Ergebnisse der Jahresläufe

Die ausgewählten Einfach-, Doppel- und Sammelschienenfehler werden in allen Netznutzungsfällen untersucht, in denen ein präventiver Redispatch gemäß Kapitel 2 erforderlich ist (ca. 2700 Stunden). Für alle Fehlerfälle wird der Bedarf ermittelt, der für die Rückführung in den (n-1)-sicheren Zustand benötigt wird. Zunächst wird die frei verfügbare und schnell aktivierbare Leistung aus den Bestandskraftwerken eingesetzt. Sofern diese nicht ausreichen, werden zusätzliche Einspeisungen angesetzt, die der Wirkung von Netzstabilitätsanlagen entsprechen.

Dieser ist in Abb. 6 zusammenfassend dargestellt. Dort sind am rechten Bildrand auch die Anzahl der Stunden angegeben, in denen auf diese zusätzliche Leistung zurückgegriffen wurde. Einzelne Ausreißer dürfen nicht ergebniswirksam werden. Deshalb werden ca. 1% der Fälle nicht berücksichtigt. Die Balkendiagramme stellen somit ca. 99 % der Fälle dar. Hiervon ausgehend ergeben sich vergleichsweise deutlich geringere Veränderungen, wenn man weitere Fälle mit den höchsten Werten entfernt. Beispielhaft sind die Werte gekennzeichnet, wenn man weitere 2% der Fälle mit den höchsten Werten entfernt (dunkle Flächen der Balken). Die dargestellten Ergebnisse bilden somit eine verlässliche Grundlage, um die Wirkung zusätzlicher schnell aktivierbarer Leistung für kurative Netzentlastungen zu beurteilen und ihren Bedarf zur Rückkehr in den (n-1)-sicheren Zustand in unterschiedlichen Netzbelastungs- und Fehlersituationen zu ermitteln.

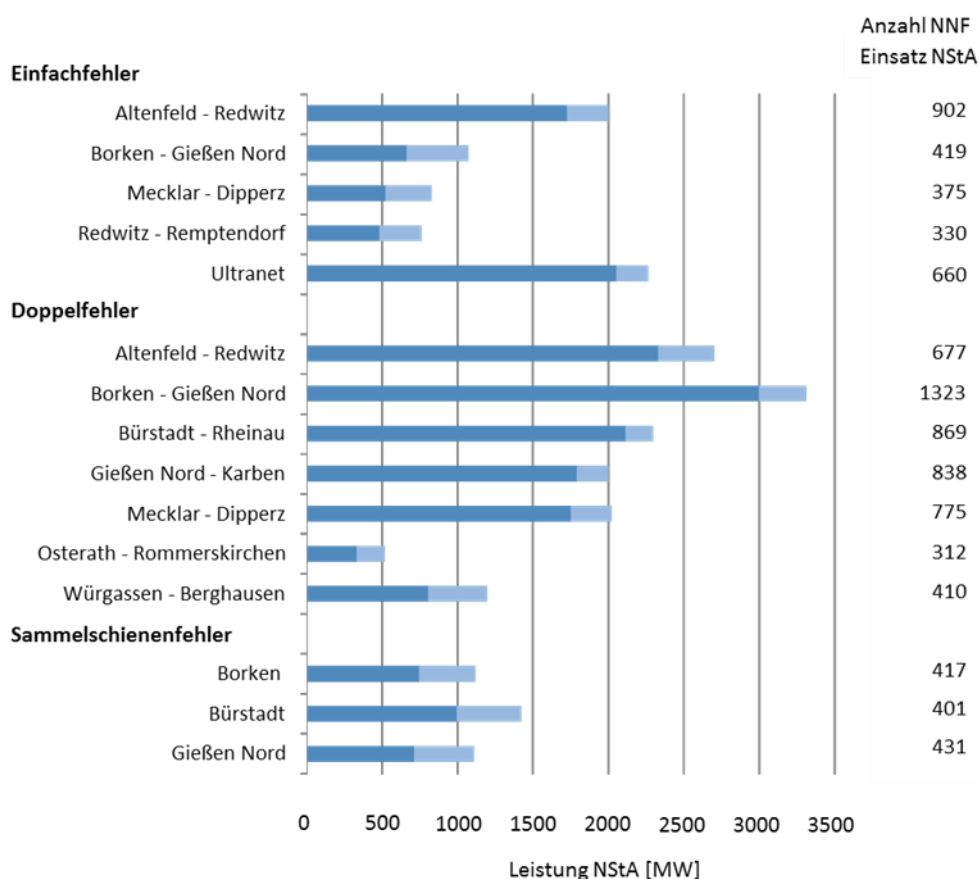


Abbildung 6: Zusatzbedarf zur Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit nach Netzfehlern  
helle Flächen der Balken: Entfernung der Ausreißer (ca. 1% der Werte),  
dunkle Flächen: Entfernung von insgesamt 3 % der höchsten Werte

Nach Einfachfehlern wird für die Rückkehr in den (n-1)-sicheren Zustand eine Leistung in Höhe von rund 2 GW benötigt. Auch nach den hier untersuchten Doppelfehlern kann mit dieser Leistung aus Netzstabilitätsanlagen in den meisten Fällen die (n-1)-Sicherheit wieder hergestellt werden. In wenigen Fällen kann das Netz mit dieser Leistung zwar deutlich entlastet werden, allerdings kann die (n-1)-Sicherheit nicht wieder vollständig erreicht werden. Dies ist tolerabel, solange keine erhöhte Eintrittswahrscheinlichkeit für den betreffenden Mehrfachfehler besteht.

Wenn jedoch die Eintrittswahrscheinlichkeit vorübergehend erhöht ist (vgl. Abb. 3 FNN Störungsstatistik), werden die Doppelfehler als Exceptional Contingency (EC) bezeichnet. In solchen zeitlich begrenzten Situationen wird zusätzlicher präventiver Redispatch durchgeführt (vgl. Langfristanalysen 2016: Der Zusatzbedarf an präventivem Redispatch für die Berücksichtigung von EC beträgt 1,3 GW), damit nach dem Eintritt eines EC keine Grenzwerte verletzt werden. Um den Betrag des zusätzlich präventiv durchgeführten Redispatch reduziert sich die notwendige Leistung, um das Netz nach einem EC wieder in den (n-1)-sicheren Zustand zu überführen. Der verbleibende Bedarf für Netzstabilitätsanlagen liegt dann bei ca. 2 GW.

## 5. Alternative Anwendungsfälle und zusätzliche systemtechnische Beiträge von Netzstabilitätsanlagen

Der Bedarf an Netzstabilitätsanlagen wird im Wesentlichen durch die in Kapitel 4 beschriebenen Anforderungen begründet. Neben den genannten Aspekten kann die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Übertragungsnetze aber auch durch weitere Risiken gefährdet sein. Auch diese Risiken lassen sich durch Einsatz von Netzstabilitätsanlagen verringern. Hier sind insbesondere die nachfolgend diskutierten Aspekte von Relevanz.

### a) Reduktion des Sicherheitsaufschlags in der Betriebsplanung

Die Übertragungsnetzbetreiber müssen stets zeitgerecht ausreichend Gegenmaßnahmen aktivieren können, um jederzeit die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Übertragungsnetze zu gewährleisten. Dies funktioniert aufgrund der zu berücksichtigenden Vorlaufzeiten für die Organisation von Gegenmaßnahmen nur unter Einsatz von Prognosen mit den damit verbundenen Unsicherheiten.

Die dabei unvermeidbaren Prognosefehler für die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, die Netzlast, Kraftwerksverfügbarkeiten und Handelsgeschäfte sind signifikant vom Prognosehorizont abhängig. Aufgrund der Vorlaufzeiten zur Aktivierung von präventivem Redispatch ist dabei auch eine geeignete Berücksichtigung von Unsicherheiten wie z. B. Prognosefehler der EE-Erzeugung erforderlich.

Bei dieser täglichen Redispatchplanung sind die zu erwartenden Unsicherheiten geeignet zu berücksichtigen. Im Rahmen der Betriebsplanung werden wahrscheinliche Prognosefehler angesetzt. Würde der mögliche aber weniger wahrscheinliche Worst-Case zu Grunde gelegt, käme es andernfalls zu einer erheblichen Überschätzung des präventiven Redispatchbedarfs. Dennoch sollten auch diese weniger wahrscheinlichen Unsicherheiten durch kurzfristig einsetzbare Flexibilitätspotentiale beherrscht werden können. Neben den in Kapitel 3 diskutierten Betriebsmittelausfällen ergeben sich derartige Unsicherheiten durch den Eintritt unerwarteter Ereignisse:

- Es können zum Beispiel ungewöhnlich große Prognosefehler für die EE-Erzeugung vorliegen, die das in der präventiven Redispatchplanung zu berücksichtigende Maß bei weitem übersteigen, s. Abb. 7.

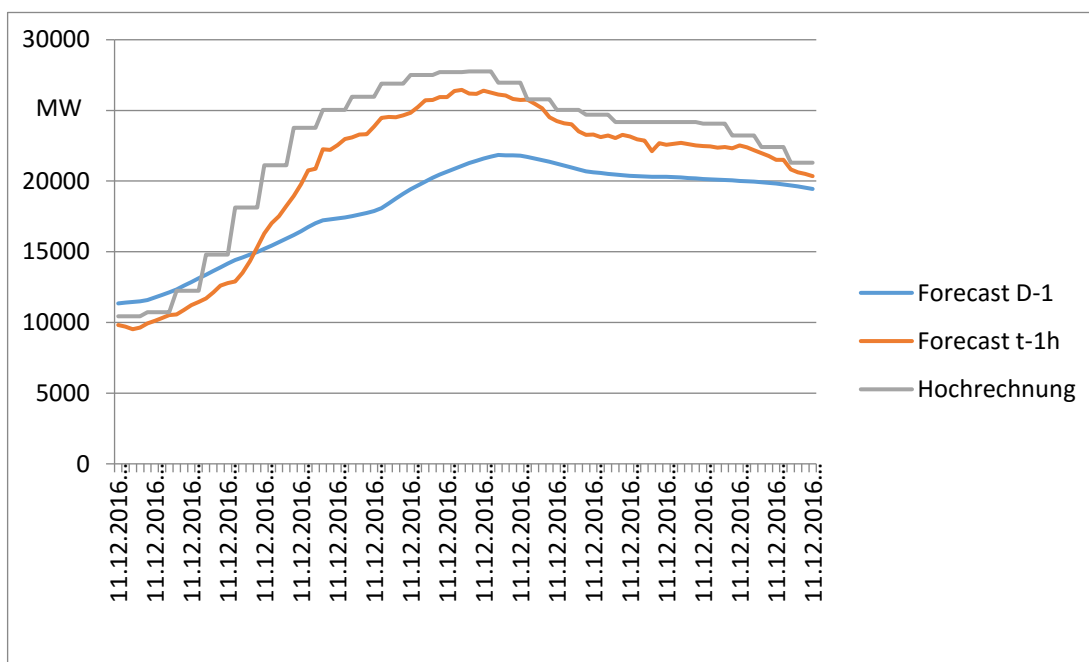


Abbildung 7: Darstellung unterschiedlicher Prognosen für den 11.12.2016. Sichtbar werden die Differenzen zwischen der Hochrechnung ([www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)) und einer Prognose von 50Hertz, jeweils für den Vortag und für die Vorstunde.

- Es können eingeplante Redispatchmaßnahmen unerwartet nicht zur Verfügung stehen. Aktuelle Erfahrungen zeigen, dass insbesondere bei Einsatz von alten und selten genutzten Reservekraftwerken mit einer erhöhten Wahrscheinlichkeit für Startversager oder ungeplante Nichtverfügbarkeiten gerechnet werden muss.
- Weiterhin kann bei Maßnahmen mit außerhalb des eigenen Netzes angeschlossenen Erzeugungseinheiten eine verminderte Einsatzbarkeit vorliegen. Insbesondere bei der Nutzung von Netzreservepotentialen im Ausland können sich Einschränkungen aufgrund möglicher lokaler Überlastungen im Anschlussnetz ergeben. Beispielsweise war eine vollständige Nutzung der Netzreserve in Österreich am 14.11.2016 nicht möglich, da ansonsten lokale Netzengpässe aufgetreten wären. Diese unerwartete Lastflusssituation war durch eine besonders hohe Nichtverfügbarkeit von französischen Kernkraftwerken begründet. Ein weiterer Fall trat Januar 2017 bezüglich der Netzreserve in Italien auf. Ähnliche Einschränkungen in der Einsatzbarkeit ausländischer Netzreserve sind auch in Zukunft zu erwarten.

Eine unerwartete Nichteinsatzbarkeit von ausländischer Netzreserve kann weiterhin aufgrund einer mangelnden Brennstoffversorgung oder einer Überlagerung mit Leistungsbilanzproblemen im benachbarten Ausland begründet sein. Die Situation Mitte/ Ende Januar mit Seriennichtverfügbarkeiten französischer Kernkraftwerke, Transportengpässen innerhalb Italiens, sowie historisch niedriger Füllstände schweizerischer Pump- und Laufwasserkraftwerke zeigt derzeit akut dieses Problem.

Netzstabilitätsanlagen können dazu dienen, diesen Unsicherheiten zu begegnen. Hochverfügbare schnellstartfähige und flexibel einsetzbare Netzstabilitätsanlagen könnten außerdem auch einen grundsätzlichen Beitrag zur Optimierung/Maximierung oder Absicherung der Transportkapazitäten leisten.

## b) Netzstützende Funktionen in kritischen Netzsituationen

Netzstabilitätsanlagen können wichtige netzstützende Funktionen in kritischen Netzsituationen leisten:

- Netzstabilitätsanlagen sind schnellstartfähig und können daher für den – wenn auch unwahrscheinlichen – Fall einer Großstörung im europäischen Verbundsystem (Netzzusammenbruch) einen zusätzlichen Beitrag zur Wiederherstellung der Versorgung leisten. Die ÜNB können daher Netzstabilitätsanlagen flankierend in das **Netz- bzw. Teilnetz-wiederaufbaukonzept** integrieren, mit dem Ziel Teilnetze zu stabilisieren und damit den Netzwiederaufbau zu beschleunigen und abzusichern.
- Durch einen Betrieb der Netzstabilitätsanlage als rotierender Phasenschieber kann die Anlage einen wichtigen Beitrag zur **Spannungshaltung, Blindleistung** und **Kurzschlussleistung** im gestörten System leisten. Um diese Dienstleistungen ist auf eine entsprechend Auslegung der Anlagen zu achten.

## Anhang 1: Anforderungen an den Standort einer Netzstabilitätsanlage

- **Geographische/netztopologische Verteilung der Anlagen und Leistung:**
  - Die über den West-Ost-Querschnitt verteilten Netzrestriktionen, lokale Netz-Nichtverfügbarkeiten und die Reduktion der rückwärtigen Belastungen machen eine geographische Verteilung der Anlagen und Leistung notwendig.
  - Die geographische Konzentration von Netzstabilitätsanlagen und damit von Erzeugungsleistung an einem Ort, wäre auch für den Fall eines Systemsplits nachteilig, da – möglicherweise – in einem der Teilnetze zu wenige oder keine Anlagen/Leistung vorhanden wäre. Somit könnten die Netzstabilitätsanlagen nicht zum Ausgleich der Leistungsbilanz und zum Stabilisieren der Frequenz des Teilnetzes bzw. im Falle eines resultierenden Blackouts zum Netzwiederaufbau beitragen. Eine netztopologische Trennung und Verteilung der Anlagen auf mehrere Standorte ist daher netztechnisch und betrieblich sinnvoll.
- **Robuste Netzanbindung mit geringem Engpassrisiko (N-1 Sicherheit der Anlagen):** Der Netzverknüpfungspunkt sollte neben den Anforderungen gem. KraftNAV zudem eine freizügige Netznutzung ermöglichen (keine regionalen Engpässe). Damit soll u. a. verhindert werden, dass bei einem Ausfall eines Netzbetriebsmittels die Netzstabilitätsanlage in Folge dessen nicht mehr für das Netz eingesetzt werden kann.
- **Spannungsebene und Nachhaltigkeit:** Grundsätzlich ist eine engpassfreie Einbindung sicherzustellen. Der Anschluss sollte die größtmögliche Wirkung auf das Transportnetz sicherstellen, ohne dabei aufwändigen zusätzlichen Netzausbaubedarf zu verursachen. Ein Anschluss in der Verteilnetzebene ((kleiner/gleich 110 kV) sollte ausgeschlossen werden.
- Für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ist primär der Markt zuständig. Dennoch soll hier kurz aufgeführt werden, welche Leistungen die Anlagen im Notfall erbringen können:
  - Fähigkeit zur **Nutzung als rotierender Phasenschieber** (Abkopplung des Generators von der Turbine): Durch einen Betrieb des Kraftwerksblockes als rotierender Phasenschieber würde der ÜNB ein wichtiges Werkzeug zur Bereitstellung von Blindleistung und zur Frequenzstabilisierung erhalten.
  - Netzstabilitätsanlagen könnten, je nach Art des Blockes, auch dazu beitragen, die durch den Entfall konventioneller Erzeugungseinheiten **reduzierte Kurzschlussleistung zu kompensieren**.
  - Durch die Bereitstellung von Blindleistung wäre eine Netzstabilitätsanlage in der Lage, einen signifikanten Beitrag zur **lokalen Spannungshaltung** zu leisten.

Als Voraussetzung für die Realisierung der Netzstabilitätsanlagen ist eine Vielzahl weiterer Kriterien, die mit dem Stromnetz selbst zunächst nicht in Verbindung stehen, zu berücksichtigen. Im Einzelnen:

- **Brennstoffzugang / Brennstoffbevorratung:** Um eine Netzstabilitätsanlage realisieren zu können, muss ein Zugang zu Brennstoffen gewährleistet sein.

- **Erdgas:** Für einen Zugang zu Erdgas müssen Gasanschlusskapazitäten durch die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) bereitgestellt werden. Analog zum Netzausbau der ÜNB sind ebenfalls die Möglichkeiten der FNBs im Rahmen des Gasnetzausbaus zu prüfen. Insofern sind Standorte, an denen schon jetzt eine ausreichende Gasversorgung garantiert werden kann im Vorteil. Dies könnte an den Standorten schon bekannter Neubauvorhaben (Gaskraftwerke) am wahrscheinlichsten der Fall sein.
- **Flüssigbrennstoffen (HEL, Jetfuel, Öl):** Alternativ ist eine Versorgung mit Flüssigbrennstoffen (HEL, Jetfuel, Öl) vorstellbar. Hierfür sollte – falls möglich – analog zur Gasbefeuerung möglichst eine schon vorhandene Infrastruktur genutzt werden. Ein Zugang zu schiffbarem Gewässer mit der erforderlichen Infrastruktur zur Entladung und Lagerung von Flüssigbrennstoffen ist ebenfalls hilfreich.
- **„Bifuelfähigkeit“ bzw. Kombination von Gas und Flüssigbrennstoffen:** Zudem sichert eine „Bifuelfähigkeit“ für Gas und Flüssigbrennstoffe die Betriebsbereitschaft auch bei Ausfällen der Brennstoffversorgung zusätzlich ab.
- **Logistik / Verkehrsinfrastruktur (Wasserweg / Schiene / Straßen):** Bei der Realisierung einer Netzstabilitätsanlage muss auf eine ausreichend dimensionierte Transportinfrastruktur geachtet werden, um schwere Komponenten, wie z.B. Generatoren oder Turbinen, zu dem Standort transportieren zu können. Um die Erreichbarkeit und den notwendigen Ausbau zu definieren ist die Einholung einer Schwerlasttransportstudie maßgeblich. Auch dies wird an den Standorten schon bekannter Neubauvorhaben (Gaskraftwerke) mit hoher Wahrscheinlichkeit der Fall sein. Zusätzlich ist eine Anbindung auf dem Wasserweg und auf der Schiene für Brennstofflieferungen hilfreich.
- **Genehmigungsfähigkeit / Behördliche und gesetzliche Vorgaben (Umsetzbarkeit):** Ein Standort, an dem eine Realisierung unwahrscheinlich ist, sollte ausgeschlossen werden. Indikatoren für solche Standorte sind beispielsweise Naturschutzgebiete, Wasserschutzgebiete, Nähe zur Wohnbebauung, etc...
  - Umweltfachliche Kriterien:
    - Immissionen EMF und Schall: Die gesetzlichen Grenzwerte gemäß BImSchV und TA-Lärm sind einzuhalten. Bei der Standortwahl ist dies mit Vorprüfungen zu berücksichtigen und im Genehmigungsverlauf gutachterlich zu bestätigen.
    - Abstand zu Wohnbebauung/Wohnumfeld: Ein möglichst großer Abstand zur umliegenden Wohnbebauung ist zu gewähren. Es besteht jedoch keine gesetzliche Vorgabe, sofern die immissionsschutzrechtlichen Grenzwerte eingehalten werden.
    - Naturschutzfachliche Kriterien: Der Standort ist unter Berücksichtigung von naturschutzfachlichen Schutzgebieten (Biotopverbundsystem, Ausgleichsflächen, Vorranggebiete Vogelschutz) zu wählen. Eingriffe in Biotoptypen und Artenschutzrechtliche Konflikte sind vorrangig zu vermeiden. Bei der Standortwahl erfolgt dies im Rahmen einer naturschutzfachlichen Voruntersuchung. Mögliche Betroffenheit wird über eine nachgelagerte Kartierung festgehalten und der Eingriff entsprechend bewertet.
    - Entnahme von Wasser: Zur Einhaltung von Emissionsgrenzwerten wird ggf. voll entsalztes Wassers benötigt

- Entnahme von Kühlwasser und damit verbundene Restriktionen
- Raumordnung /Raumstrukturelle Kriterien
  - Bebauungsplan
  - Flächennutzungsplan
  - Raumordnungsplan: Die Planungen der Anlage dürfen nicht im Widerspruch zu den Raumordnung spezifischen Vorhaben des Landes stehen (Windeignungsgebiete, etc.).
  - Hochwassergefährdende Gebiete: Bei der Standortwahl ist darauf zu achten, dass die Anlage nicht innerhalb von Hochwassergefährdeten- oder Überschwemmungsgebieten liegt. Die Auskunft ist bei den landesspezifischen Behörden einzuholen.
  - Sperrgebiete und Interessensgebiete: Bei der Wahl des Standortes sind Sperrgebiete und deren Auflagen von Behörden zu berücksichtigen. Hierzu zählen unter anderem Einflugschneisen von Flughäfen, militärische Sperrgebiete und Richtfunkstrecken.
  - Des Weiteren ist bei den landesspezifischen Ämtern für Denkmalschutz und Archäologie die Konfliktfreiheit mit dem Standort sicherzustellen.
- Landesspezifische Vorgaben bei den Genehmigungsprozessen
- **Verfügbarkeit Grundstücke (Umsetzbarkeit):** Aus anderen Vorhaben des Elektrizitätsnetzes ist bekannt, dass die Verfügbarkeit von geeigneten Grundstücken, auf denen eine Netzstabilitätsanlage errichtet werden kann, sehr begrenzt ist. Insofern sollte bei der Standortwahl diesem Umstand ebenfalls Rechnung getragen werden. Möglicherweise können bereits vorhandene Grundstücke (Umspannanlagen) der ÜNB genutzt werden. Bei vorprojektierten Standorten wurde sich mit dieser Frage wahrscheinlich schon auseinandergesetzt.
  - Grundstücksbeschaffung / Eigentumsverhältnisse: Das Grundstück des Standortes sollte möglichst wenig Eigentümer betreffen, um die Verhandlungen und Sicherung einfacher zu gestalten.
  - Grundstück und Genehmigung zur Errichtung der Infrastruktur zur Entladung und Lagerung von Flüssigbrennstoffen.
  - Bodenbeschaffenheit und Eignung: Bei der Wahl des Standortes ist auf einen geeigneten Standort zu achten. Senken, Moore und Hanglagen sind zu vermeiden. Maßnahmen zur Baufeldfreimachung sind möglichst gering zu halten (Tiefengründung, Bodenaustausch). Ebenfalls ist auf eine gute Entwässerungsmöglichkeit zu achten.
  - Nutzungseinschränkung: Es ist zu prüfen ob der Standort von bestehenden Versorgungs- und Kommunikationsleitungen gekreuzt wird. Die Kampfmittelfreiheit oder Betroffenheit durch Altlasten ist ebenfalls festzustellen.
- **Standortrahmenbedingungen:** Standorte, an denen beispielsweise eine öffentliche Akzeptanz qualifiziert vermutet werden kann, es möglicherweise Untersuchungen hinsichtlich der vorgenannten Kriterien Brennstoffzugang, Logistik, Genehmigungsfähigkeit, Verfügbarkeit von Grundstücken o.ä. gibt, weisen im Sinne der zeitlichen Umsetzbarkeit Vorteile auf.

Netzstabilitätsanlagen sind – sofern sie südlich der für die kritischen Netzsituationen relevanten Netzingpässe in Deutschland angeschlossen sind – unabhängig von ihrem Standort in Kombination mit den nördlich gelegenen, reduzierbaren Einspeisungen gleichermaßen für das Management dieser Netzingpässe geeignet.

Die bisherigen Rechnungen geben eine deutliche Indikation, dass verschiedene örtliche Verteilungen der Netzstabilitätsanlagen keinen signifikanten Einfluss auf deren Bedarf aufweisen, solange die Standorte hinreichend weit südlich der relevanten Netzingpässe gelegen sind. Daran zeigt sich, dass denkbare Standortverteilungen hinsichtlich ihrer Wirksamkeit auf den Bedarf an Netzstabilitätsanlagen einem sehr flachen Optimum folgen und damit dieses Kriterium für die Standortauswahl nicht als prioritär anzusehen ist.

Von zentraler Bedeutung für die Standortwahl sind daher noch folgende Aspekte:

1. Die Netzstabilitätsanlagen müssen ab dem Winter 2021/22 zur Verfügung stehen.
2. Geeigneter Standort südlich der Netzingpässe für Netzstabilitätsmaßnahmen.
3. Die von Netzstabilitätsanlagen eingespeiste Leistung, die zur Beherrschung von Netzfehlern benötigt wird, muss -vor allem Richtung Süden- abtransportiert werden können.

Zu 1) Für die Standortwahl ist die schnelle und wirtschaftliche Realisierbarkeit der Anlagen wichtig. Teilentwickelte Vorhaben in Bayern, Baden-Württemberg und Südhessen weisen in dieser Beziehung Vorteile auf. An diesen Standorten sind Vorarbeiten, wie z.B. Genehmigungsverfahren oder die Sicherung eines Brennstoffzugangs bereits erfolgt. Ein Greenfield-Vorhaben bis zum Winter 2021/22 in Betrieb zu nehmen erscheint aus zeitlicher Sicht möglich, aber anspruchsvoll.

Zu 2) Die im süddeutschen Raum jedenfalls in Frage kommenden Netzknotenpunkte besitzen eine ausreichende Anschlusskapazität für die Leistung einer Netzstabilitätsanlage. Darüber hinaus kann i. d. R. die zu erwartende Einspeisung auch abtransportiert werden. Ihre Überlagerung mit der Hauptlastflussrichtung in Richtung Süden kann mit ggf. vorgezogener Realisierung bereits geplanter Maßnahmen ermöglicht werden.

Zu 3) Die Standorte müssen so gewählt sein, dass sie geeignet sind, kurzfristige Netzstabilitätsmaßnahmen mit größtmöglicher Wirkung durchzuführen.

Um einzelne Vorhaben bzw. einzelner projektierender Unternehmen nicht zu diskriminieren, werden im Folgenden keine expliziten Standorte aufgeführt, da wie oben dargestellt ihre netztechnischen Wirkungen sich nicht unterscheiden. Aus den vorgenannten netztechnischen Gründen besteht im Wesentlichen nur die Vorgabe, dass die Anlagen südlich der in Deutschland kritischen Engpässe liegen. Insofern ist zu rechtfertigen, dass keine netzspezifischen Vorgaben für die Standorte gemacht werden.