

**Technische Untersuchung der Notwendigkeit
eines Reserveatomkraftwerks vor dem
Hintergrund der Neuregelungen im
Atomgesetz**

Gutachten im Auftrag der

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4, 53113 Bonn

16.08.2011

**CONSENTEC
Consulting für Energiewirtschaft
und -technik GmbH**

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

E-Mail info@consentec.de

www.consentec.de

in Kooperation mit

Univ.-Prof. Dr.-Ing. H.-J. Haubrich

Inhalt

1	Hintergrund und Ziel des Gutachtens	1
2	Methodik bei der Erstellung des Gutachtens	3
3	Plausibilität von Annahmen und Vorgehensweise	5
3.1	Betrachtete Szenarien	5
3.2	Beurteilung der Netzsicherheit	10
3.3	Maßnahmen zur Gewährleistung der Netzsicherheit	15
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen der Netzberechnungen	18
4.1	Grundsätzliche Ergebnisse	18
4.2	Szenario hohe Windenergieeinspeisung	19
4.3	Szenario ohne Windenergieeinspeisung	22
4.3.1	Region West-/Südwestdeutschland	23
4.3.2	Region Schleswig-Holstein/Hamburg	24
5	Regionale Leistungsbilanzen	28
6	Zusammenfassung	31
	Literatur	33

1 Hintergrund und Ziel des Gutachtens

Das mittlerweile in Kraft getretene dreizehnte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes bestimmt eine dauerhafte Abschaltung der seit dem Reaktorunfall in Fukushima abgeschalteten sieben ältesten Kernkraftwerke in Deutschland sowie des Kernkraftwerks Krümmel. Vor dem Hintergrund von verschiedenen Seiten – u. a. auch von der Bundesnetzagentur in ihren beiden Berichten zum Kernkraftwerksmoratorium – geäußelter Bedenken daraus resultierender Risiken für die System- und Versorgungssicherheit wird die Bundesnetzagentur entsprechend dem Gesetz ermächtigt, bis zum 1. September 2011 zu bestimmen, dass eines der abzuschaltenden Kernkraftwerke als Reservekraftwerk bis Frühjahr 2013 in einem betriebsfähigem Zustand gehalten wird. Voraussetzung hierfür ist, dass dieser betriebsfähige Zustand zur Abwehr von Gefährdungen und Störungen des Systems der elektrischen Energieversorgung notwendig ist.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben der Bundesnetzagentur im Vorfeld der beiden von der Regulierungsbehörde erstellten Berichte vorläufige netztechnische Berechnungen vorgelegt und dabei insbesondere für die bevorstehenden Wintermonate Probleme für die Systemsicherheit aufgezeigt, die die Notwendigkeit der Vorhaltung eines Reserveatomkraftwerks bedingen könnten.

Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur parallel zu den weiter laufenden Berechnungen der ÜNB und der von diesen beauftragten Institutionen Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH) und Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW) uns, Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH und Univ.-Prof. Dr.-Ing. H.-J. Haubrich beauftragt, die netztechnischen Untersuchungen der ÜNB unabhängig und objektiv zu überprüfen. Dies umfasst die Plausibilisierung der zentralen Annahmen und Eingangsparameter wie auch die Bewertung der Ergebnisse und der Schlussfolgerungen.

Inbesondere hat die Bundesnetzagentur folgende Fragen zum Gegenstand unseres Prüfauftrags gemacht:

- Sind die zwei von den ÜNB zugrunde gelegten Szenarien realistisch?
- Sind die von den Übertragungsnetzbetreibern angesetzten auslegungsrelevanten Fehlerfälle angemessen?

- Sind die Ergebnisse der Netzberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber und die daraus gezogenen Schlussfolgerungen nachvollziehbar?
- Welche Möglichkeiten zur Lösungen der mittels der Netzberechnungen prognostizierten Probleme, die ohne den Einsatz eines stillzulegenden KKW auskommen, gibt es?
- Ausschließlich für den Fall der Notwendigkeit eines Reserveatomkraftwerks: Welche der abgeschalteten Kernkraftwerke können die netztechnischen Probleme lösen und unter welchen genau definierten Bedingungen muss das ausgewählte Kraftwerk einspeisen?

Wir erstatten nachfolgend Bericht zu unserer gutachterlichen Beurteilung dieser Fragen.

2 Methodik bei der Erstellung des Gutachtens

Vor dem Hintergrund des knappen zur Verfügung stehenden Zeitrahmens für die Erstellung des Gutachtens haben wir in Absprache mit der Bundesnetzagentur darauf verzichtet, ein eigenes Netzmodell aufzubauen und eigenständige Netzberechnungen durchzuführen. Stattdessen haben die ÜNB uns die Ergebnisse ihrer Berechnungen mit ausführlichen Erläuterungen vorgelegt. Die Gutachter hatten dabei auf Nachfrage Zugriff zu sämtlichen Eingangsdaten und Ergebnisgrößen, auch in disaggregierter, knoten- bzw. zweigscharfer Form. Ferner hatten die Gutachter das Recht, von den ÜNB die Durchführung von frei zu definierenden Sensitivitätsrechnungen zur Prüfung und Absicherung der Ergebnisse zu verlangen.

Für alle von den ÜNB durchgeführten Berechnungen haben wir die Betrachtung zweier unterschiedlicher Systemzustände, nämlich ohne und mit grundsätzlicher Verfügbarkeit der aufgrund der jüngsten Änderung des Atomgesetzes abgeschalteten Kernkraftwerke gefordert (Zustände *ohne_KKW* und *mit_KKW*). Die Betrachtung des Zustands *mit_KKW* dient dabei als Referenz zur Absicherung der Berechnungsergebnisse und zur Prüfung, inwieweit evtl. kritische Systemzustände ursächlich der veränderten Verfügbarkeit von Kernkraftwerken zuzuordnen sind.

Grundlage unserer nachfolgenden Beurteilung sind damit

- die gemeinsame Präsentation der vier deutschen ÜNB [1] anlässlich des Treffens mit den Gutachtern und der Bundesnetzagentur am 18.07.2011. Diese Präsentation gibt den zu diesem Zeitpunkt neuesten Stand der netztechnischen Untersuchungen wieder. Sie stellt insbesondere eine Verfeinerung und Präzisierung der Untersuchungen zu möglicherweise systemkritischen Netzzuständen während der Wintermonate dar, die Grundlage für die Fortschreibung des Berichts der Bundesnetzagentur zu den Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit [2] von Ende Mai 2011 war;
- die Ergänzungen dieser Berechnungen um die von den Gutachtern in zwei Fragenlisten am 21.07.2011 und 01.08.2011 eingeforderten Sensitivitätsuntersuchungen, die in einem zweiten Treffen mit Gutachtern und Bundesnetzagentur am 04.08.2011 vorgestellt wurden [3];
- die bei diesem Treffen von den ÜNB ebenfalls vorgestellten Erläuterungen zu im Rahmen der Systembetriebsführung angewandten Spannungsgrenzwerten [4] sowie

- ergänzende mündliche Informationen durch die ÜNB bzw. die von diesen beauftragten Institutionen FGH und IAEW sowie tabellarische Detaildarstellungen der Netzberechnungsergebnisse.

Zusätzlich hat die Amprion GmbH mit Schreiben vom 11.08.2011 darauf hingewiesen, dass aus ihrer Sicht – und abweichend zu unserem in den Treffen zwischen ÜNB und Gutachtern gewonnenen Verständnis – auch die Ergebnisse und Schlussfolgerungen des Amprion-Berichts vom 20.05.2011 [6], der u. a. in [2] eingeflossen ist, aber einen anderen methodischen Ansatz als die Berechnungen der vier ÜNB verfolgt und deshalb auch zu anderen Schlussfolgerungen kommt, weiterhin relevant sind. Wir gehen in den Abschnitten 3.1 und 5 auf unsere Schlussfolgerungen aus [6] ein. Wir weisen allerdings darauf hin, dass die Darstellung in [6] in Verbindung mit dem sehr begrenzten Zeitraum zwischen o. g. Brief der Amprion GmbH und der Abgabe dieses Gutachtens eine Beurteilung und Verifizierung in gleicher Tiefe wie für die gemeinsamen Berechnungen der vier ÜNB nicht ermöglicht.

Zum Brief der Amprion GmbH haben die vier ÜNB gemeinsam am 12.08.2011 Stellung genommen.

3 Plausibilität von Annahmen und Vorgehensweise

3.1 Betrachtete Szenarien

Die vier ÜNB betrachten in den uns vorgelegten Netzberechnungen zur Beurteilung kritischer Systemzustände im kommenden Winter zwei unterschiedliche zwischen den jeweiligen Systemführungen abgestimmte Szenarien:

- Das Szenario Winterwerktag mit hoher Windenergieeinspeisung (im Folgenden *hohe_Windenergieeinspeisung*) ist gekennzeichnet durch eine vergleichsweise hohe Lastr, (vertikale Netzlast von 64 GW¹), eine hohe Windenergieeinspeisung von 23 GW und keine PV-Einspeisung.
- Das Szenario Winterwerktag ohne Windenergieeinspeisung (im Folgenden *ohne_Windenergieeinspeisung*) ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe Last (vertikale Netzlast von 67 GW) ohne nennenswerte Windenergieeinspeisung (0,1 GW) und ohne PV-Einspeisung.

Die Auswahl der Szenarien ist aus gutachterlicher Sicht logisch und in sich stimmig, da sie die relevanten Risikotreiber für den Systembetrieb im Winter adressiert und variiert. Charakteristisch für die hier untersuchten Winter-Szenarien ist die im Verhältnis zu den z. B. für [2] ausführlich untersuchten Sommerszenarien deutlich höhere Verbrauchslast. Diese ist erfahrungsgemäß regelmäßig am frühen Abend von Winterwerktagen am höchsten. Wegen der dann bereits eingetretenen Dunkelheit steht PV-Einspeisung nicht zur Verfügung. Da im Vorhinein wegen der auch regional unterschiedlichen Konsequenzen für den Kraftwerkseinsatz nicht eindeutig zu sagen ist, ob Fälle mit hoher oder niedriger Windenergieeinspeisung besonders kritisch sind, müssen beide Ausprägungen betrachtet werden. Dabei geht das betrachtete Szenario *hohe_Windenergieeinspeisung* von einer Einspeiseleistung aus, die ca. 82 % der Gesamtleistung der Mitte 2011 installierten Anlagen beträgt. Ein Wert in dieser Größenordnung wird auch in der Praxis erreicht und ist somit als realistisch anzusehen. Auf der anderen Seite sind aus der Vergangenheit insbesondere bei stabilen Hochdruckwetterlagen

¹ Die vertikale Netzlast ist der Leistungsfluss vom Übertragungsnetz in die unterlagerten Netze.

hinreichende Beispiele für eine minimale, im Bereich maximal weniger 100 MW liegende Windenergieeinspeisung bekannt, wie auch zur Grundlage des Szenarios ohne_Windenergieeinspeisung gemacht.

Die Parametrierung der beiden Szenarien berücksichtigt darüber hinaus, dass mit hoher bzw. sehr niedriger Windenergieeinspeisung üblicherweise unterschiedliche Großwetterlagen (Sturmtief vs. stabile Hochdrucklage) und damit auch unterschiedliche Temperaturen einhergehen. Insbesondere sind bei einer stabilen Hochdrucklage kältere Temperaturen im Dauerfrostbereich und – angesichts der Temperaturabhängigkeit der Last – gegenüber dem Starkwindfall eine erhöhte Netzlast zu erwarten. Insofern erscheint die Modellierung eines Unterschieds in der vertikalen Netzlast zwischen beiden Szenarien folgerichtig.

Bezüglich der absoluten Höhe der vertikalen Netzlast haben die ÜNB dargelegt, dass diese an nicht zeitgleichen historischen Spitzenwerten der Regelzonen (aufgetreten in Situationen mit Temperaturen um den Gefrierpunkt) kalibriert wurde, wobei zur Berücksichtigung des Temperatureffekts für das Szenario ohne_Windenergieeinspeisung ein Sicherheitsaufschlag von etwas weniger als 10 % berücksichtigt wurde. Auch das Szenario hohe_Windenergieeinspeisung enthält einen Aufschlag auf historische Spitzenwerte von mehr als 4 %. Wir halten die Kalibrierung anhand historischer Maximalwerte für grundsätzlich sinnvoll. Sofern vergleichsweise aktuelle Daten zur direkten Ableitung der vertikalen Netzlast in absoluten Hochlastsituationen nicht vorliegen bzw. durch Sondereffekte nicht verwendbar erscheinen, ist auch die Berücksichtigung eines Sicherheitsfaktors grundsätzlich akzeptabel, wenn auch in der Höhe evtl. diskussionswürdig. Bei der Bewertung der daraus abgeleiteten Netzberechnungsergebnisse kann dieser Vorsorgeeffekt aus den angenommenen Sicherheitsfaktoren (nicht zeitgleiche Höchstlast, Zuschlag) berücksichtigt werden.

Um ausgehend von dieser Makro-Parametrierung der Szenarien zu knotengenauen Werten von Lasten und Einspeisungen der Höchstspannungsnetzknotten zu kommen und somit rechenfähige Lastflussdatensätze zu ermitteln, haben die ÜNB entsprechend ihren Erläuterungen zwei Parametrierungsschritte durchgeführt.

- Regionale Verteilungen von Wirk- und Blindlasten wurden entsprechend vorliegender Snapshots (synchrone Aufnahmen tatsächlich eingetretener Belastungssituationen) für ähnliche Belastungsfälle in der Vergangenheit modelliert. Diese Vorgehensweise erscheint auch aus Gutachtersicht schlüssig, auch wenn (sich in beide Richtungen auswir-

kende) Unsicherheiten insbesondere hinsichtlich des Blindleistungsverbrauchs nicht zu vermeiden sind.

- Die Einspeisung konventioneller Kraftwerke sowie der Leistungsaustausch mit dem Ausland wurden mit Hilfe einer am IAEW durchgeführten Fundamentalmarktsimulation auf Basis eines kraftwerksgenauen europäischen Marktmodells für die beiden betrachteten Szenarien bestimmt. Dabei zeigt die Betrachtung der deutschen Leistungsbilanz für die beiden Szenarien und die Fälle ohne_KKW und mit_KKW² deutliche Auswirkungen der Abschaltung von acht Kernkraftwerken.

Bilanz Deutschland bei Nichtverfügbarkeit von KKP2 oder KKW Brokdorf (positiv: Export, negativ: Import)	Winterwerktag mit hoher Windenergieeinspeisung	Winterwerktag ohne Windenergieeinspeisung
Ohne Moratorium	2,4 GW	0,2 GW
Mit Moratorium	1 GW	-2,6 GW

Bild 3.1: Leistungsbilanz Deutschland für die betrachteten Szenarien entsprechend der Ergebnisse der Marktsimulation (Quelle: [3], S. 7)

Aus Gutachtersicht ist die Verwendung einer Fundamentalmarktsimulation ein geeignetes Mittel, um eine konsistente Modellierung des Kraftwerkseinsatzes nicht nur in Deutschland, sondern auch im benachbarten Ausland zu erreichen. Sie schafft damit gute Voraussetzungen, realistische Netzberechnungsergebnisse zu erhalten. Da die Frage der lokalen Verteilung von Kraftwerkseinspeisung und der Leistungsflüsse in das Ausland bzw. aus dem Ausland erheblichen Einfluss auf die Netzberechnungsergebnisse hat, wird gleichzeitig der bei nicht markt-basiertem Kraftwerkseinsatz im Rahmen von Netzberechnungen häufig erhobene Vorwurf vermieden, die Ergebnisse durch die Vorgabe der Eingangsparameter wesentlich beeinflusst zu haben. Eine hohe Modellgenauigkeit wurde insbesondere auch durch den Abgleich der in der Marktsimulation berücksichtigten Kraftwerkslisten mit den Ergebnissen der jüngst durchgeführten Erhebungen der Bundesnetzagentur zur Kraftwerksleistung in Deutschland erreicht.

² Vor dem Hintergrund der sich über mehrere Monate erstreckenden Untersuchungsperiode sind die Fälle ohne_KKW und mit_KKW in den Ergebnissen der ÜNB noch als *mit Moratorium* und *ohne Moratorium* bezeichnet. Mit Blick auf die systemtechnische Wirkung ergeben sich jedoch keine Unterschiede.

Gleichzeitig sind bei der Beurteilung möglicherweise systemkritischer Zustände verschiedene Eigenschaften von Marktsimulationsverfahren zu berücksichtigen:

- Eingangsdatum für Fundamentalmarktsimulationen sind üblicherweise historische Zeitreihen, z. B. zur Beschreibung der europaweiten zeitlichen Entwicklung der Verbrauchslast. Betrachtet man die europaweite Netzlast als Ergebnis eines (zwischen den Ländern stark, aber nicht vollständig korrelierten) Zufallsprozesses, so stellen diese Zeitreihen eine, aber nicht notwendigerweise die kritischste Realisation dieses Zufallsprozesses dar. Insofern wäre die Abstützung der Netzberechnungen auf eine Vielzahl von Marktsimulationsergebnissen mit stochastisch sinnvoll verrauschten Eingangsparametern der Betrachtung nur eines Marktsimulationsergebnisses pro Szenario vorzuziehen. Die ÜNB haben diesbezüglich dargelegt, dass ein solcher Ansatz aus Zeitgründen nicht durchführbar war, stattdessen bei der Szenarienparametrierung Sicherheitszuschläge berücksichtigt wurden.
- Fundamentalmarktsimulationen unterstellen einen idealen Markt und einen im Rahmen der technischen Möglichkeiten (Grenzkapazitäten) unbegrenzten Energieaustausch, soweit dieser zur Lastdeckung notwendig oder wirtschaftlich sinnvoll ist. Diese Annahme ist grundsätzlich idealisierend, weil sie verschiedene reale Effekte vernachlässigt. Sie führt aber erfahrungsgemäß unter üblichen Randbedingungen dennoch zu belastbaren Ergebnissen. Inwiefern allerdings in einer Situation, in der z. B. aufgrund europaweit niedriger Temperaturen in verschiedenen mitteleuropäischen Ländern Erzeugungsknappheit herrscht, von einem unbegrenzten Fortbestehen der unter Normalbedingungen üblichen Energieaustauschmöglichkeiten ausgegangen werden kann, ist nicht eindeutig absehbar. Dies ist insbesondere relevant für das Szenario ohne_Windenergieeinspeisung, in dem die Marktsimulation für den Fall ohne_KKW für Deutschland einen Gesamtimport von 2,6 GW aufweist. Der – unter Marktbedingungen allerdings theoretische und realistischere in der Praxis in dieser Ausprägung nie eintretende – Fall einer autarken Deckung der Verbrauchslast in Deutschland ausschließlich aus deutschen Kraftwerken wird somit nicht auf seine netztechnische Realisierbarkeit hin untersucht.

Insgesamt erscheint die Szenarienparametrierung in Verbindung mit der Verwendung einer Fundamentalmarktsimulation geeignet, möglicherweise kritische Zustände für den Systembetrieb realitätsnah, gerade auch unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit dem Aus-

land, abzubilden. Die ÜNB haben allerdings darauf hingewiesen, dass die betrachteten „nicht notwendigerweise die schlimmsten aller denkbaren Szenarien“³ sind. Mit Blick auf die obigen Betrachtungen zu den Eigenschaften von Marktsimulationsverfahren ist diese Aussage sicherlich richtig. Sie wird auch reflektiert durch den von den Berechnungen der vier ÜNB (inkl. Amprion) abweichenden Ansatz der Amprion GmbH in [6], wo explizit auf eine Nachbildung des Marktgeschehens verzichtet und stattdessen eine autarke Lastdeckung Deutschlands zur Vorgabe für die durchgeführten Berechnungen gemacht wird.

Wir empfehlen dennoch, die weitere Diskussion auf diese Szenarien abzustützen. Dafür gibt es aus unserer Sicht mehrere wesentliche Gründe:

- Die Makro-Parametrierung der Szenarien (hinsichtlich vertikaler Netzlast, Windeinspeisung, PV-Einspeisung) enthält bereits Sicherheitsaufschläge, insbesondere bei der vertikalen Netzlast (s. o.).
- Die für die konkrete Einspeise- und Lastsituation relevanten Marktsimulationsergebnisse wurden nach Aussagen der ÜNB nicht mechanistisch übernommen, sondern detailliert geprüft. Insbesondere weisen die ÜNB darauf hin, dass im Nachgang der Berechnungen für [2] die Schnittstelle zwischen Marktsimulation und Netzmodell verbessert wurde und dass die „betrachtete[n] Szenarien [...] in enger Abstimmung mit Betriebserfahrungen der ÜNB erstellt“⁴ wurden. Es kann aus Gutachtersicht somit mit hinreichender Sicherheit davon ausgegangen werden, dass die ÜNB unter Wahrnehmung ihrer Systemverantwortung zwar nicht theoretische Extremszenarien, aber die auf Basis ihrer Praxiserfahrung kritischsten relevanten Szenarien unter Berücksichtigung des in der Systembetriebsplanung immer verbleibenden Restrisikos untersucht haben. Dies bestätigen die vier ÜNB gemeinsam auch noch einmal in ihrer Stellungnahme vom 12.08.2011 zum Schreiben der Amprion GmbH vom 11.08.2011. Darin heißt es „Szenarien und Sicherheitskriterien entsprechen [...] den üblichen Anforderungen der mittelfristigen Systembetriebsplanung.“

³ vgl. [3], S. 6

⁴ vgl. [3], S. 6

- Die Aussagekraft unter bewusster Vernachlässigung des Marktgeschehens erstellter Szenarien, z. B. mit Vorgabe einer autarken Lastdeckung Deutschlands, erscheint fragwürdig, weil
 - solche Szenarien in ihrer Absolutheit nur theoretische Relevanz haben, da zwar Einschränkungen des internationalen Austauschs aufgrund regionaler Erzeugungsknappheit nicht ausgeschlossen werden können, gleichzeitig jedoch eine komplette Suspendierung dieses Austauschgeschehens und ein Rückfall auf nationale Lastdeckung aller europäischen Länder nicht realistisch erscheint;
 - dementsprechend artifizielle Annahmen und Vorgaben z. B. zum Kraftwerkseinsatz im In- und Ausland und den resultierenden (physikalisch auch ohne kommerziellen Leistungsaustausch auftretenden) Leistungsflüssen über die Kuppelleitungen notwendig sind, die die Realität vermutlich schlechter widerspiegeln als die Ergebnisse von Marktsimulationen;
 - darüber hinaus auch durch derartige Vorgaben nicht sicher der für die Netzbelastung kritischste Fall berücksichtigt wird, da evtl. bestimmte Austauschszenarien, die sich marktbasierend einstellen, kritischer wirken können als ein deterministisch eingestellter Kraftwerkseinsatz mit autarker Lastdeckung.

3.2 Beurteilung der Netzsicherheit

Grundlage jeder Bewertung der Netz- und Systemsicherheit bildet die Beurteilung der Beherrschbarkeit von Fehlerereignissen im Rahmen sogenannter Ausfallsimulationen. Dabei gilt ein System als sicher betreibbar, wenn es eine vorab definierte Klasse von Fehlerereignissen ohne nicht tolerierbare Grenzwertverletzungen beherrscht. Relevante Grenzwerte sind dabei insbesondere die Knotenspannungen und die Strombelastungen von Leitungen und Transformatoren.

Die geforderte Beherrschbarkeit definierter Fehlerereignisse wird in der Fachsprache vielfach als Einhaltung des (n-1)-Kriteriums bezeichnet. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass je nach Untersuchungshorizont die Betrachtung unterschiedlicher Fehlerereignisse, Grenzwerte und zulässiger Gegenmaßnahmen notwendig ist. So werden in der Netzplanung, die den bedarfsgerechten Ausbau eines Netzes für lange Zeiträume und alle dabei eintretenden Belastungsfäl-

le sicherstellen muss, üblicherweise Ausfälle auf einem bereits durch wartungs- oder baubedingte Freischaltungen geschwächten Netz simuliert und die Einhaltung von dauerhaft möglichen Belastungsgrenzwerten gefordert. Im Systembetrieb hingegen wird eine konkrete Netzsituation bewertet, wobei Ausfälle ausschließlich ausgehend von der aktuellen Netztopologie betrachtet werden und Grenzwerte sich an den aktuell vorherrschenden Umweltbedingungen orientieren.

Die hier zu beurteilende Systemsicherheit für möglicherweise im Winter 2011/12 eintretende Belastungsfälle liegt vom Betrachtungshorizont zwischen dem kurzfristig orientierten Systembetrieb und der mit üblicherweise mehrjährigem Vorlauf arbeitenden Netzplanung. Für diese mittelfristige Systembetriebsplanung bestehen keine eindeutigen Vorgaben, welche Fehlerereignisse und Grenzwerte zu betrachten sind. Die ÜNB haben nach ihren Ausführungen im Treffen mit den Gutachtern am 18.07.2011 folgende Vorgehensweise zur Grundlage ihrer Berechnungen gemacht:

- Ausgehend von der aktuellen Netztopologie wurden freischaltungsbedingte Netzschwächungen nur in einem für die relevanten Netzregionen unkritischen oder – wegen der Langfristigkeit der Maßnahmen – ohnehin nicht beeinflussbaren Rahmen unterstellt. Darüber hinausgehende Umbaumaßnahmen, die zu einer weiteren Netzschwächung führen würden, sind nicht angenommen. Sofern Netzprobleme aus Freischaltungen resultierten, wurde ihre Verschiebbarkeit geprüft. Dies zeigt z. B. der andauernde Stopp langfristig unvermeidbarer Aus- und Umbaumaßnahmen wie z. B. der Ertüchtigung der Schaltanlage Großkrotzenburg im Netz von TenneT TSO.
- Temporäre Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken aufgrund von Revisionsmaßnahmen werden dann berücksichtigt, wenn keine zeitliche Disponibilität besteht, diese Maßnahmen aufzuschieben, obwohl dies aus Systemsicherheitsgründen geboten erschiene.
- Zum Planungszeitpunkt nicht vorhersehbare darüber hinausgehende und nicht nur für kurze Zeit anstehende Nichtverfügbarkeiten einzelner Kraftwerke werden als durchaus wahrscheinliches Ereignis im Rahmen der mittelfristigen Betriebsplanung betrachtet und deshalb im Rahmen einer Risikobetrachtung der eigentlichen Ausfallsimulation überlagert. Wegen der besonderen Kritikalität wurden als Risikobetrachtung Nichtverfügbarkeiten des Kernkraftwerks Philippsburg 2 bzw. des Kernkraftwerks Brokdorf unterstellt.

- Die Ausfallsimulation/(n-1)-Rechnung umfasst Einfachausfälle von Leitungen, Transformatoren und Kraftwerken.

Wir halten diese Sicherheitskriterien für den Horizont der mittelfristigen Systembetriebsplanung für grundsätzlich angemessen. Dies gilt auch für die Kombination der im Rahmen der Ausfallsimulation betrachteten (n-1)-Fälle mit jeweils einer zusätzlichen Kraftwerksnichtverfügbarkeit als Risikobetrachtung. Denn

- die Kombination von Leitungsausfällen mit Kraftwerksausfällen ist eine übliche Interpretation des (n-1)-Kriteriums;
- das Zusammentreffen des Ausfalls zweier Kraftwerke ist angesichts der im Verhältnis zu Netzbetriebsmitteln deutlich höheren Ausfallwahrscheinlichkeiten insbesondere von thermischen Kraftwerken deutlich wahrscheinlicher als der gleichzeitige Ausfall zweier Netzbetriebsmittel;
- der Ausfall der für die Risikobetrachtung ausgewählten Kernkraftwerksblöcke erscheint angesichts der geografischen Lage der Erzeugungseinheiten, ihrer Blockgröße und der zwar geringen Ausfallhäufigkeit, im Fehlerfall aber vergleichsweise hohen Dauer bis zur Wiederinbetriebnahme von Kernkraftwerken besonders kritisch. Diese Risikobetrachtung deckt damit auch mögliche systemtechnische Konsequenzen einer Nichtverfügbarkeit eines beliebigen anderen Kern- wie Kohle- oder Gaskraftwerks sicher ab.

Zu berücksichtigen ist, dass auch die Beherrschung unter ein derart erweitertes (n-1)-Kriterium fallender Fehlerereignisse nur einen Mindeststandard für die Netz- und Systemicherheit darstellt. In der Realität kommen immer wieder – insbesondere, aber nicht ausschließlich bei besonderen Wetterereignissen – deutlich über diesen Fall hinausgehende Fehlerereignisse vor. In unseren Gesprächen mit den ÜNB haben wir deshalb wiederholt Fälle diskutiert, in denen die Beherrschung der unter obige (n-1)-Definition fallenden Fehlerereignisse möglich war, gleichzeitig aber aus ÜNB-Sicht keine Reaktionsmöglichkeiten und Potenziale zur sicheren Beherrschung, ggf. auch mit regionalen Versorgungsunterbrechungen, darüber hinausgehender Ereignisse gegeben waren.

Ein grundsätzlich über die (n-1)-Sicherheit hinausgehendes betriebliches Sicherheitskriterium, d. h. die sichere Beherrschung zweier oder mehr beliebiger Fehlerereignisse, entspricht jedoch nicht dem Stand der Technik im Rahmen der mittelfristigen Systembetriebsplanung und kann deshalb auch nicht zur Grundlage der vorliegenden Beurteilung gemacht werden.

Mit Blick auf die einschlägigen Anforderungen der Policy 3 des Operational Handbook der ENTSO-E Regional Group Continental Europe halten wir jedoch die Anforderung nach sicherer Beherrschung der über den (n-1)-Fall hinausgehenden sogenannten exceptional contingencies für angemessen. Bei den exceptional contingencies handelt es sich um ausgewählte, periodisch von den Übertragungsnetzbetreibern der Regional Group Continental Europe bestimmte und untereinander ausgetauschte Zweifach- und Sammelschienenausfälle⁵, deren Eintritt potenziell Auswirkungen über das vom Ausfall betroffene Übertragungsnetz hinaus hätte und somit die Stabilität des Verbundbetriebs gefährden könnte. Bei der Beherrschung dieser Fälle können aufgrund des außergewöhnlichen Charakters eines solchen Ereignisses sowohl andere Grenzwerte als im (n-1)-Fall maßgeblich als auch lokal oder regional begrenzte Versorgungsunterbrechungen akzeptabel sein.

Vor diesem Hintergrund haben wir mit den ÜNB abgestimmt, zusätzlich zu den in [1] vorgeschlagenen Sicherheitskriterien die Beherrschung von exceptional contingencies im Rahmen der von uns eingeforderten Sensitivitätsrechnungen zu untersuchen. Dementsprechend bilden diese Fälle auch die wesentliche Grundlage für unsere nachfolgenden Bewertungen der Netz-situation.

Bezüglich der technischen Grenzwerte zeigen die Netzberechnungen der ÜNB, dass insbesondere die Strombelastbarkeit von Freileitungen sowie die Untergrenzen des zulässigen Spannungsbandes für die Beurteilung der Szenarien besonders relevant sind.

- Bzgl. der Strombelastbarkeit von Freileitungen haben die Gutachter im Rahmen der Diskussionen mit den ÜNB angeregt, für die betrachteten Winterfälle mit entsprechend niedrigen Außentemperaturen eine Überlastbarkeit von Freileitungen um bis zu 10 % in Betracht zu ziehen⁶, sofern nicht bereits ohnehin eine entsprechende Anpassung gegenüber

⁵ Im Rahmen der exceptional contingencies betrachtete Zweifachfehler sind im Regelfall sogenannte Common-Mode-Fehler, d. h. der Ausfall zweier Stromkreise aufgrund gemeinsamer Ursache (z. B. Mastumbruch), nicht jedoch deutlich unwahrscheinlichere stochastisch unabhängige Zweifachfehler.

⁶ Für einzelne Leitungen können auch darüber hinausgehende Belastungen möglich sein. Dies erfordert jedoch in jedem Fall eine Einzelfallprüfung nicht nur der Leiterseile, sondern aller betroffenen Systeme wie Klemmen, Wandler etc. und kann nicht generell vorausgesetzt werden. Temporär halten wir jedoch bei hier unterstellten Außentemperaturen um den Gefrierpunkt und darunter eine Überlastbarkeit von 10 % bis 20 % für unkritisch.

der Norm-Strombelastbarkeit, die in Deutschland üblicherweise für eine Außentemperatur von 35° C bei einem Seitenwind von 0,6 m/s festgelegt wird, unterstellt wurde. Die ÜNB haben auf unser diesbezügliches Ansinnen hin festgestellt, dass die Bewertungen bereits auf erhöhten Winterengpasswerten basieren. Eine detaillierte Prüfung der konkret angesetzten Strombelastbarkeiten in Ampere für aus Sicht der Netzbelastung kritische Leitungen hat diese Berücksichtigung erhöhter Winterengpasswerte nur teilweise bestätigt. Insbesondere auf den entsprechend [2] besonders kritischen Leitungen entlang der Rheinschiene wurde kein erhöhter Winterengpasswert angesetzt. Daraus resultierender verbleibender Handlungsspielraum zur Beherrschung von Risikosituationen ist bei der nachfolgenden Bewertung von Netzzuständen zu berücksichtigen.

- Bzgl. der Spannungshöhe haben die ÜNB zunächst für alle betrachteten Ausfallszenarien einen unteren Grenzwert im 380-kV-Netz von 390 kV vorgeschlagen. Im Treffen vom 04.08.2011 mit den Gutachtern haben die ÜNB diesen Grenzwert detailliert erläutert und konkretisiert [4]. Demnach streben die ÜNB für das 380-kV-Netz sinnvollerweise eine möglichst gleichmäßig hohe Betriebsspannung in dem für normale Betriebszustände vorgegebenen Spannungsband von 390 kV bis 419 kV an. Im durch Ausfälle geschwächten Netz wird ein Spannungsband von 380 kV bis 420 kV toleriert. Dabei bietet eine Mindestspannung von 380 kV an allen Knoten des 380-kV-Netzes aus Sicht der ÜNB einen ausreichenden Schutz vor den mit zu niedriger Spannung einhergehenden Sicherheitsrisiken, insbesondere einem sogenannten Spannungskollaps, der großflächige Versorgungsunterbrechungen zur Folge hätte. Die Forderung nach Einhaltung eines Grenzwertes von 390 kV im Rahmen der von den ÜNB durchgeführten Berechnungen ist vor diesem Hintergrund als Vorsorgewert zu verstehen. Dieser Vorsorgewert berücksichtigt entsprechend [4], dass die Netzberechnungen bereits umfangreiche systemstabilisierende Maßnahmen unterstellen (s. u.), deren Realisierbarkeit in dem simulierten Umfang ex ante nicht sicher beurteilt werden kann und dass in der ursprünglichen Fassung dieser Berechnungen [1] exceptional contingencies noch nicht betrachtet wurden. Die ÜNB weisen ferner darauf hin, dass die geforderte Mindestspannung für alle Knoten im Netz anwendbar ist, regional jedoch entsprechend der Betriebserfahrung auch begrenzt darunter liegende Werte akzeptabel sein können. Wir halten unter den geschilderten Voraussetzungen den von den ÜNB vorgeschlagenen Vorsorgewert von 390 kV im (n-1)-Fall für sinnvoll. Gleichzeitig halten wir die zwangsläufige Einhaltung dieses Wertes im Falle von exceptional contingencies für nicht zwangsläufig und mit der Realität des Netzbetriebs auch nicht für übereinstim-

mend. Die ÜNB haben uns in der Sitzung am 04.08.2011 bestätigt, dass für den Fall von exceptional contingencies auch aus ihrer Sicht ein Spannungsniveau von mindestens 380 kV eine hinreichende Sicherheitsanforderung darstellt.

3.3 Maßnahmen zur Gewährleistung der Netzsicherheit

Sofern im Zuge der von den ÜNB durchgeführten Netzsicherheitsrechnungen und Ausfallsimulationen Grenzwertverletzungen aufgetreten sind, haben die ÜNB versucht, diese durch zielgerichtete Maßnahmen zu beheben. Ein für die weitere Beurteilung relevantes System-sicherheitsproblem entsteht somit erst dann, wenn alle potenziellen Gegenmaßnahmen ausgeschöpft sind, ohne dass die Einhaltung der relevanten Grenzwerte erreicht werden kann.

Entsprechend den Präsentationen der ÜNB wurden verschiedene Klassen von Gegenmaßnahmen betrachtet:

- Als erstes werden netztopologische Maßnahmen wie Sonderschaltzustände ergriffen.
- Im zweiten Schritt werden sogenannte SIV-Maßnahmen, eine bei 50HzT eingesetzte spezielle Form des Countertrading zur Entlastung der Kuppelleitungen zwischen den Netzen von 50HzT und TenneT TSO, angewendet. Deren Volumen erreicht ausweislich der ÜNB-Angaben bis zu 3000 MW.
- Im Fokus der netztechnischen Berechnungen stehen dann sogenannte Redispatchmaßnahmen, d. h. bilanzneutrale Verschiebungen im Kraftwerkseinsatz, bei denen einerseits marktbasierend eingesetzte Kraftwerke abgefahren werden, andererseits marktbasierend eigentlich stillstehende oder in Teillast befindliche Kraftwerke in gleichem Umfang an- oder hoch gefahren werden. Ergänzend zum Wirkleistungseinsatz wird außerdem der Blindleistungseinsatz der Kraftwerke angepasst.

Diese abgestufte Herangehensweise der ÜNB zur Modellierung von Gegenmaßnahmen im Fall von Netzrestriktionen entspricht dem üblichen Vorgehen im Netzbetrieb und ist grundsätzlich sinnvoll.

Für die korrekte Beurteilung der Beherrschbarkeit von Gegenmaßnahmen ist dabei wichtig, dass das gesamte für den Redispatch zur Verfügung stehende Kraftwerkspotenzial berücksichtigt wird. Dabei haben sich in den dem Stand [3] entsprechenden Berechnungen der ÜNB

verschiedene Modellverfeinerungen gegenüber den vorläufigen Berechnungsergebnissen, die u. a. die Grundlage für [2] waren, ergeben:

- Die ÜNB haben ausweislich ihrer Darstellung in den Gesprächen mit den Gutachtern kontinuierlich an einer Erhöhung der Modellierungsgenauigkeit bzgl. der Kraftwerke und der Schnittstelle zwischen Marktsimulation und Netzmodell gearbeitet.
- Im Zuge der systematischen Erhebung der Kraftwerksleistungen durch die Bundesnetzagentur konnten verschiedene Kraftwerke identifiziert werden, die aktuell aus unterschiedlichen Gründen nicht zur Leistungseinspeisung beitragen, dazu aber technisch in der Lage wären⁷. Sofern diese Kraftwerke für einen sicheren Systembetrieb benötigt würden, müsste ihre tatsächliche Nutzbarkeit, für die ggf. aktuell ökonomische oder juristische Hindernisse bestehen, dabei noch sichergestellt werden.
- Im Zuge von Sensitivitätsuntersuchungen wurden darüber hinaus der Nutzen verschiedener in vorangegangenen Untersuchungen nicht berücksichtigter Redispatchkraftwerke bewertet. Diese Kraftwerke umfassen
 - die Kraftwerke der Schluchsee-Gruppe,
 - die Kraftwerke der Vorarlberger Illwerke, die netztechnisch in den deutschen Regelblock einspeisen.
 - die Kraftwerke der TIWAG in Tirol, soweit diese netztechnisch in den deutschen Regelblock einspeisen sowie
 - die Kraftwerke GDK Mellach (ein Block) und FHK Neudorf/Werndorf in der Steiermark, deren Einsetzbarkeit als Reservekraftwerke der deutschen ÜNB ggf. vertraglich gesichert werden könnte.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass insbesondere die aufgelisteten Wasserkraftwerke entsprechend den Ergebnissen der Marktsimulation wenigstens teilweise für die Vorhaltung von Regelreserve genutzt werden. Ihr Einsatz als Redispatch-Kraftwerk kommt somit – zumindest bzgl. der so vermarkteten Leistung – nur nachrangig in Betracht, wenn ander-

⁷ Insbesondere handelt es sich um die Kraftwerke Mainz-Wiesbaden Block 2 (KMW2) und Großkraftwerk Mannheim Block 3 (GKM3).

weitig nicht besorgbare Spannungs- oder Stromprobleme einen kurzfristigen nicht bestimmungsgemäßen Einsatz der Regelreserve rechtfertigen.

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen der Netzberechnungen

Nachfolgend soll auf die konkreten Ergebnisse der von den ÜNB vorgelegten Netzberechnungen im Detail eingegangen werden. Vor die Betrachtung der Detailergebnisse der einzelnen Szenarien stellen wir dabei einen grundsätzlichen Überblick.

4.1 Grundsätzliche Ergebnisse

Bereits die vorläufigen Berechnungsergebnisse der ÜNB, die insbesondere in [2] Eingang gefunden haben, wiesen auf eine deutlich erhöhte Gefährdung der Systemsicherheit infolge der Abschaltung von acht Kernkraftwerken hin. Diese Ergebnisse wurden durch unsere gutachterlichen Untersuchungen im Grundsatz uneingeschränkt bestätigt. Dabei haben sich insbesondere drei technische Probleme als besonders relevant herausgestellt. Diese sind

- die Strombelastung auf verschiedenen insbesondere dem Nord-Süd-Transport dienenden Leitungen,
- die Spannungshaltung im Raum Südwestdeutschland, speziell der Region Rhein-Main-Neckar, sowie
- die Spannungshaltung im Raum Schleswig-Holstein, Hamburg und südliches Niedersachsen.

Teilweise sind diese Probleme nicht ausschließlich auf die im März erfolgte Abschaltung von Kernkraftwerken zurückzuführen. Dennoch hat sich durch diese Abschaltung eine deutliche Veränderung im Systemzustand ergeben, die bisher beherrschte Probleme weiter verschärft hat.

Dennoch kommen wir, wie nachfolgend im Detail ausgeführt, nach sorgfältiger gutachterlicher Abwägung zu der Schlussfolgerung, dass die üblicherweise geforderten Mindeststandards für den sicheren Betrieb eines Übertragungsnetzes (vgl. Abschnitt 3.2) weiterhin eingehalten werden. Diese Schlussfolgerung bedeutet jedoch nicht, dass

- sich keine Veränderung der Systemsicherheit im Verhältnis zum Zustand vor der KKW-Abschaltung ergibt. Im Gegenteil halten wir das Sicherheitsniveau, das sich insbesondere in der Toleranz des Systems gegenüber unerwarteten und die Auslegungskriterien übersteigenden Fehlerereignissen ausdrückt, für deutlich herabgesetzt;

- nicht eine Reserveeinspeisung eines Kernkraftwerks zu einer Erhöhung der Systemsicherheit beitragen würde. Es ist vielmehr zu erwarten, dass eine solche technisch ausreichend kurzfristig aktivierbare Reserveeinspeisung die Beherrschung einzelner über die zur Grundlage unserer Beurteilung gemachten Mindeststandards an den sicheren Systembetrieb hinausgehender Fehlerereignisse ermöglichen würde. Es handelt sich dabei jedoch um eine graduelle Verringerung dieses Restrisikos, das nicht grundsätzlich eliminiert werden kann;
- nicht in sehr speziellen Situationen (z. B. kritischere Szenarien als von den ÜNB zugrunde gelegt, über die betrachteten Ausfallkombinationen hinausgehende Fehlerereignisse) auch die Abschaltung von Verbrauchslasten als letzte Maßnahme zur Verhinderung eines totalen Systemzusammenbruchs notwendig werden könnte.

Die Beurteilung der Notwendigkeit der Reserveeinspeisung eines Kernkraftwerks ist somit im Regelfall nicht ohne weitere Voraussetzungen möglich. Sie hängt insbesondere stark davon ab, welches Fehlerereignis noch beherrschbar sein soll. Alle nachfolgenden Aussagen stehen deshalb unter der Voraussetzung der von den ÜNB vorgeschlagenen, in Kapitel 3 diskutierten und im Grundsatz bestätigten Annahmen und Vorgehensweise und der dort erläuterten Mindeststandards an den sicheren Übertragungsnetzbetrieb.

Eine zusätzliche Reserveeinspeisung eines Kernkraftwerks stellt ein zusätzliches, optional nutzbares Flexibilitätspotenzial für die Systemführung dar. Auch wenn die Einhaltung der erwähnten Mindeststandards ohne Reserveeinspeisung möglich ist, bedeutet die Verfügbarkeit einer Reserveeinspeisung deshalb, dass damit – einzelne, nicht alle – über den Mindeststandard hinausgehende Fehlerereignisse beherrscht werden können, deren Beherrschung andernfalls nicht möglich wäre. Diese Ereignisse wurden aber hier nicht näher untersucht.

4.2 Szenario hohe Windenergieeinspeisung

Im Szenario hohe Windenergieeinspeisung ergeben sich Netzprobleme insbesondere in der Mitte und im Südwesten Deutschlands. Die relevante Risikobetrachtung im Sinne der Ausführungen in Abschnitt 3.2 ist deshalb die Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Philippsburg 2.

In diesem Szenario kommt es nach netztopologischen und SIV-Maßnahmen, aber vor Redispatch, für den Fall einer Betrachtung von Ausfällen einschließlich exceptional contingencies (Common-Mode- bzw. Sammelschienenfehler) an einer Vielzahl von Knoten

im Südwesten zu inakzeptabel niedrigen Spannungen bzw. hohen Leitungsüberlastungen (Bild 4.1).

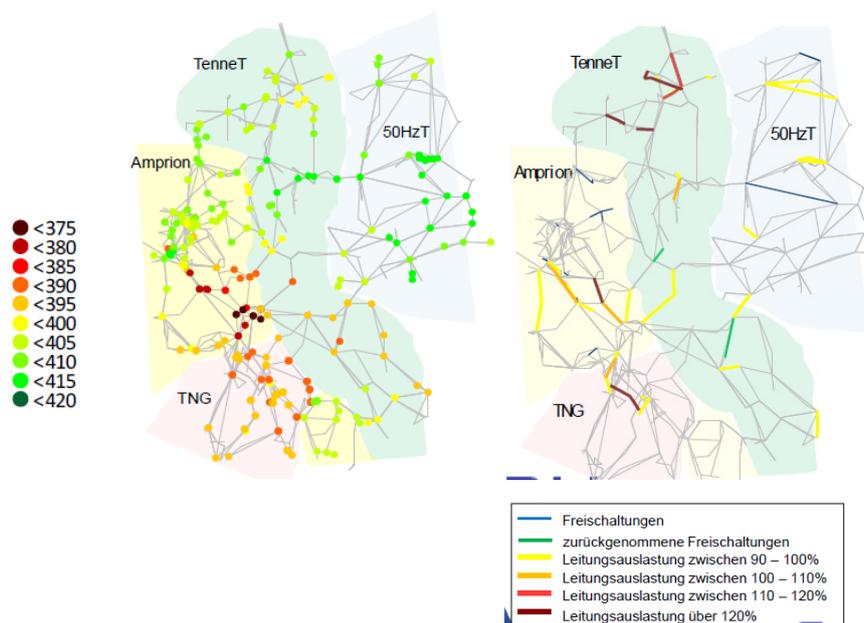


Bild 4.1 Netzsituation bei Betrachtung von (n-1)-Fällen und exceptional contingencies im Szenario hohe_Windenergieeinspeisung für den Fall ohne_KKW, Risikobetrachtung Nichtverfügbarkeit KKW Philippsburg 2 nach netztopologischen und SIV-Maßnahmen, aber vor Redispatch (Quelle: [3], S. 76 u. 77)

Der Vergleich mit der entsprechenden Situation für den Fall mit_KKW zeigt, dass auch dort Spannungs- und Stromprobleme auftreten, das Ausmaß des Problems aber mit Blick auf die niedrigen Spannungen im Südwesten Deutschlands regional deutlich stärker begrenzt als auch grundsätzlich quantitativ weniger ausgeprägt ist. Die Relevanz der Netzprobleme ist deshalb durch die Abschaltung von acht Kernkraftwerken deutlich angestiegen.

Zur Minderung bzw. Beherrschung des Problems sind umfangreiche Redispatchmaßnahmen notwendig. Bild 4.2 zeigt die Netzsituation, die sich nach Redispatch mit einem Volumen von insgesamt 6100 MW ergibt. Dabei wurden bei diesen Redispatchmaßnahmen auch die Kraftwerke KMW2 und GKM3 eingesetzt, deren Verfügbarkeit für den kommenden Winter wirtschaftlich und juristisch noch gesichert werden muss.

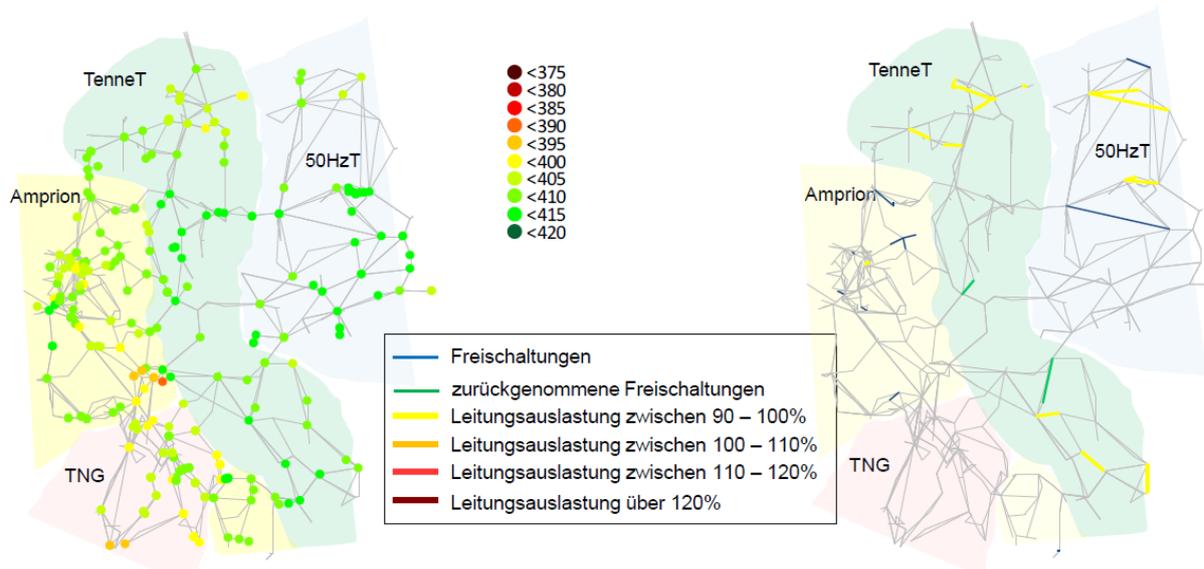


Bild 4.2 Netzsituation bei Betrachtung von (n–1)-Fällen und exceptional contingencies im Szenario hohe_Windenergieeinspeisung für den Fall ohne_KKW nach Redispatch mit thermischen Kraftwerken inklusive GKM 3 und KMW2 (Quelle: [3], S. 89)

Das Bild zeigt, dass mit diesem Redispatch alle relevanten Stromgrenzwerte eingehalten werden. Die Spannung kann lediglich an einem Knoten nicht auf den von den ÜNB für den (n–1)-Fall definierten Vorsorgewert von 390 kV angehoben werden. Der Vergleich mit der entsprechenden Rechnung ohne exceptional contingencies zeigt jedoch, dass in allen (n–1)-Fällen das geforderte Niveau von 390 kV erreicht werden kann. Für den Fall von exceptional contingencies ist entsprechend den Ausführungen der ÜNB vom 04.08.2011 [4] die hier an einem Knoten auftretende Spannung von weniger als 390 kV, aber mehr als 385 kV grenzwertig, aber akzeptabel.

Auch angesichts nicht modellierter Spannungsabhängigkeit der Lasten und noch nicht ausgeschöpfter Redispatchpotenziale zur Verringerung der Nord-Süd-Leistungsflüsse und damit einhergehender geringfügiger Verbesserung der Spannungshaltung in der hier kritischen Rhein-Main-Region mit marktbasierend stillstehenden Kraftwerken in unterlagerten Netzen, Wasserkraftwerken im Alpenraum und thermischen Kraftwerken in Österreich, die ggf. für Reservezwecke kontrahiert werden können, halten wir die Situation auch im Falle von

exceptional contingencies für grenzwertig beherrschbar⁸. Der enorme Redispatchaufwand, der operativ bei Eintreten eines Ereignisses überhaupt nicht bewältigt werden kann, sondern stattdessen in erheblichem Umfang präventive Eingriffe in den marktbasieren Kraftwerkseinsatz erfordert, die dennoch angespannte Netzsituation und das geringe verbleibende Potenzial zur Bewältigung eventueller zusätzlicher Fehlerereignisse verdeutlichen jedoch, dass eine solche Situation trotz ihrer Beherrschbarkeit im Einzelfall mittel- und langfristig für den Netzbetrieb nicht akzeptabel ist.

Dementsprechend ist möglichst umgehend für nachhaltige Abhilfemaßnahmen zu sorgen. Als solche nachhaltige Abhilfemaßnahme erweist sich ausweislich der von den ÜNB vorgelegten Untersuchungen die Umrüstung des Kernkraftwerks Biblis A für den Phasenschieberbetrieb, d. h. einen Weiterbetrieb des von der Turbine und damit dem nuklearen Teil entkoppelten Generators mit Motorantrieb zur Bereitstellung von Blindleistung. Eine solche Umrüstung für den Phasenschieberbetrieb wird derzeit geplant und umgesetzt. Die Fertigstellung einschließlich der notwendigen Tests für eine in dieser Baugröße bisher noch nicht eingesetzte Technik sind jedoch bis Winterbeginn und damit bis zum möglichen Eintritt der hier untersuchten Szenarienbedingungen nicht sicher zu gewährleisten. Die zeitige Fertigstellung ist jedoch mit hoher Priorität anzustreben, da sie dazu beiträgt, das System zu stabilisieren, die Betriebsführung erleichtert, die Toleranz gegenüber unerwarteten Fehlerereignissen erhöht und die Durchführung von mit Freischaltungen verbundenen Netzertüchtigungsmaßnahmen in der Region erst ermöglicht. Trotzdem ist auch mit Phasenschieber Redispatch in erheblichem Umfang von 3580 MW notwendig.

4.3 Szenario ohne Windenergieeinspeisung

Im Szenario ohne_Windenergieeinspeisung erweisen sich zwei unterschiedliche Netzregionen als besonders kritisch. Dementsprechend unterscheiden sich auch die im Rahmen der Risikobetrachtung unterstellten langfristigen Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken.

⁸ Grenzwertig beherrschbar bedeutet, dass auch in den hier betrachteten Mehrfachfehlerereignissen alle dann relevanten Grenzwerte eingehalten werden. Gleichzeitig sind die dafür zu ergreifenden Maßnahmen jedoch so aufwendig, dass die Flexibilitätspotenziale der Systembetriebsführung weitgehend ausgeschöpft sind.

4.3.1 Region West-/Südwestdeutschland

Für die Region West- und Südwestdeutschland mit der Risikobetrachtung einer Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Philippsburg 2 ergeben sich vor Redispatch ähnliche Probleme wie im Szenario hohe_Windenergieeinspeisung, d. h. insbesondere niedrige Spannungen unterhalb von 390 kV in der Rhein-Main-Region und einzelne Überlastungen auf Nord-Süd-Leitungstrassen. Die Probleme sind jedoch im Vergleich zum Szenario hohe_Windenergieeinspeisung weniger stark ausgeprägt, was insbesondere daran liegt, dass ohne Windenergieeinspeisung marktbasierend im Süden mehr Kraftwerksleistung eingesetzt wird, entsprechend durch lokalen Erzeugungsmangel verursachte Netzprobleme gemildert werden. Gleichzeitig verringert dieser marktbasierende Einsatz von Erzeugungsleistung jedoch auch das verfügbare Redispatchpotenzial in der Region. Im Ergebnis kommt es nach Simulation von Redispatchmaßnahmen zu einer vergleichbaren Situation wie im Szenario hohe_Windenergieeinspeisung, bei der

- alle Stromüberlastungen auch für den Fall von exceptional contingencies behoben werden können,
- im (n-1)-Fall das Vorsorgespannungsniveau von 390 kV überall erreicht wird,
- im Fall von exceptional contingencies (bei noch nicht vollständig ausgeschöpften Redispatchreserven) ein Spannungsniveau von 390 kV zwar an zwei Knoten unterschritten wird, die Spannung jedoch nicht unter 385 kV liegt.

Wir kommen somit auch für dieses Szenario zu der Schlussfolgerung, dass die Netzsituation im Südwesten Deutschlands kritisch, unter Maßgabe der von den ÜNB vorgeschlagenen Bewertungskriterien aber grenzwertig beherrschbar bleibt. Dies gilt insbesondere auch, weil das notwendige Redispatchvolumen mit 1670 MW zwar weiterhin signifikant ist und präventive Eingriffe erforderlich macht, jedoch dennoch deutlich unter dem Vergleichswert des Szenarios mit_Windenergieeinspeisung liegt.

Einzelne Rechnungen von Amprion, die in [6] dokumentiert sind und in [2] aufgegriffen wurden, haben für das hier betrachtete Szenario insbesondere deutlich kritischere Leitungsbelastungen u. a. auf der sogenannten Rheinschiene gesehen. Die gemeinsamen Rechnungen der vier ÜNB führen zu einer geringfügig modifizierten hier wiedergegebenen Risikoeinschätzung. Diese Unterschiede sind insbesondere auf die sich entsprechend Marktsimulationser-

gebnis einstellende und von [6] teilweise abweichende Belastungssituation sowie die mittlerweile geklärte Nutzbarkeit zusätzlicher Redispatchpotenziale zurückzuführen.

4.3.2 Region Schleswig-Holstein/Hamburg

Für die Region Schleswig-Holstein/Hamburg ergibt sich bei Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Brokdorf ein Spannungsproblem. Dabei liegen bei Simulation von exceptional contingencies die Knotenspannungen vor Redispatch z. T. im Bereich von lediglich 360 kV (Bild 4.3). Derart niedrige Spannungen sind als erhebliches Risiko für die Systemsicherheit einzustufen. Die Berechnungen der ÜNB zeigen dabei, dass dieses Spannungsproblem vor allem auf den Mangel an konventionellen Erzeugungseinheiten in der Region zurückzuführen ist, der seit der – zunächst temporären – Außerbetriebnahme der KKW Brunsbüttel und Krümmel im Jahr 2007 besteht. Dabei hat sich die Situation durch die Abschaltung des Kernkraftwerks Unterweser im Frühjahr dieses Jahres ausweislich der Berechnungen der ÜNB weiter verschärft.

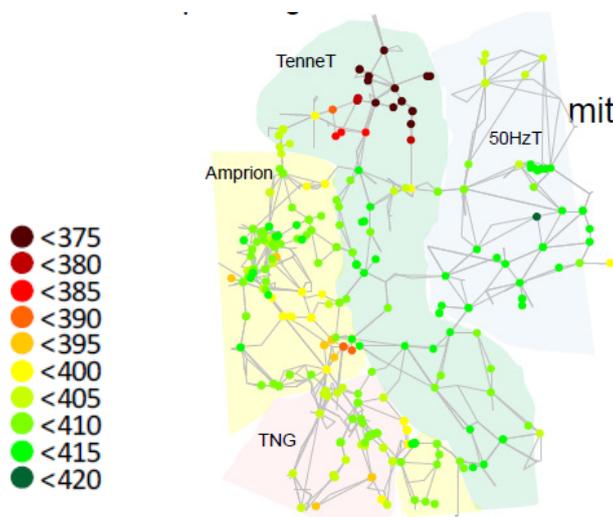


Bild 4.3 Netzsituation bei Betrachtung von (n-1)-Fällen und exceptional contingencies im Szenario ohne_Windenergieeinspeisung für den Fall ohne_KKW, Risikobetrachtung Nichtverfügbarkeit KKW Brokdorf nach netztopologischen und Maßnahmen, aber vor Redispatch (Quelle: [3], S. 94)

Mit Blick auf mögliche Gegenmaßnahmen zur Beherrschung dieses Netzzustands erweist sich wiederum das begrenzte physische Potenzial an Kraftwerksleistung in der Region als kritisch. Auch bei Einspeisung aller Erzeugungsanlagen in der Region kann das Spannungsniveau

nicht ohne Weiteres auf einen unkritischen Wert angehoben werden. Nur unter Berücksichtigung weiterer Maßnahmen wie einer Reduktion des Imports über das Baltic-Cable und die Nutzung des diesem Kabel zugehörigen SVC für die Blindleistungsbereitstellung sowie durch Etablierung eines Sonderschaltzustands in der Station Dollern mit 3-Sammelschienenbetrieb kann erreicht werden, dass das Spannungsniveau für den Fall exceptional contingencies flächendeckend über 380 kV liegt (Bild 4.4).

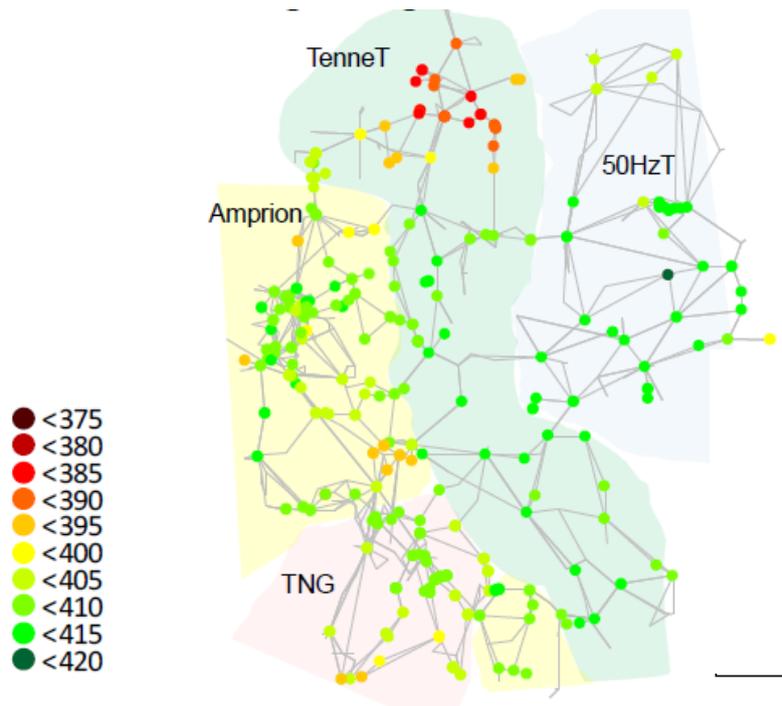


Bild 4.4 Netzsituation bei Betrachtung von (n-1)-Fällen und exceptional contingencies im Szenario ohne_Windenergieeinspeisung für den Fall ohne_KKW, Risikobetrachtung Nichtverfügbarkeit KKW Brokdorf Redispatch und weiteren Sondermaßnahmen (Quelle: [3], S. 99)

Nach Einschätzung der ÜNB im Treffen vom 04.08.2011 sind diese Maßnahmen ausreichend, um eine Beherrschbarkeit der betrachteten Situation zu gewährleisten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass nach Aussage der ÜNB aufgrund der relativen Randlage der Region im Vergleich zum dicht vermaschten Gebiet in Südwestdeutschland etwas niedrigere Spannungen möglich sind, ohne dass damit ein erhöhtes Risiko für einen Spannungskollaps einhergeht.

Wir stufen die Situation dennoch als grenzwertig ein, da anders als in Südwestdeutschland ein flächendeckend extrem niedriges Spannungsniveau auch nach Einsatz aller Redispatch- und

Sondermaßnahmen zu beobachten ist. Bezüglich der Sondermaßnahmen ist weiterhin zu berücksichtigen, dass insbesondere der 3-Sammelschienenbetrieb in Dollern

- keine nachhaltige Lösung des Problems darstellt, da ein solcher 3-Sammelschienenbetrieb zur Begrenzung der Auswirkungen von Fehlerereignissen (hier speziell einem Sammelschienenfehler) präventiv etabliert werden muss, damit jedoch gleichzeitig die Flexibilität im Netzbetrieb z. B. mit Blick auf Wartungsmaßnahmen oder die Beherrschung anderer Fehlerereignisse verringert wird;
- aus aktueller Sicht nur temporär zur Verfügung steht, da nach Ablauf des Winters 2011/2012 im Zuge der Errichtung der Netzanbindung von Offshore-Windparks mit Anlandepunkt in der Region (insbesondere Brunsbüttel) auch ein nach aktuellen Planungen über ein Jahr dauernder Umbau der Station Dollern notwendig wird und der 3-Sammelschienenbetrieb entsprechend der aktuell gültigen Umsetzungsplanung während dieser Umbaumaßnahme nicht mehr möglich ist.

Die Netzberechnungen der ÜNB haben nachvollziehbar dargelegt, dass ein nachhaltiger Beitrag zur Problemlösung in der möglichst kurzfristigen Realisierung der Leitung Görries-Krümmel besteht, die – bis auf ein vergleichsweise kurzes Teilstück in Schleswig-Holstein – weitgehend fertiggestellt ist und nach Vorliegen der entsprechenden Genehmigungen kurzfristig zu Ende gebaut und in Betrieb genommen werden könnte. Mit Realisierung dieser Leitung könnte ein zu Bild 4.4 vergleichbares Spannungsniveau auch ohne die dort angenommenen, nur temporär notwendigen Sondermaßnahmen ermöglicht werden.

Zu einer endgültigen und deutlichen Entspannung der Situation wird die mittelfristig erwartete Inbetriebnahme der Kraftwerke in Hamburg-Moorburg beitragen. Bis dahin ist jedoch aus unserer Sicht unbedingt Sorge zu tragen, dass wenigstens der heute mit Einsatz von Sondermaßnahmen erreichbare Zustand auch zukünftig möglich bleibt.

Mit Blick auf die zum Zeitpunkt der Abfassung dieses Gutachtens bestehende Nichtverfügbarkeit des KKW Brokdorf wegen noch unklarer Probleme mit den Maschinentransformatoren sowie eine angekündigte außerordentliche Revision des KKW Grohnde weisen wir darüber hinaus darauf hin, dass die Berechnungen der ÜNB gezeigt haben, dass eine geplante gleichzeitige Nichtverfügbarkeit dieser beiden Kernkraftwerke, die die wesentlichen verbliebenen Einspeisungen in der Region darstellen, zu Hochlastzeitpunkten unbedingt vermieden

werden muss. Gleichzeitig erhöht diese nochmalige Verschärfung der Situation die Dringlichkeit der schnellstmöglichen Errichtung der Leitung Görries-Krümmel.

5 Regionale Leistungsbilanzen

Neben der detaillierten, mit Unterstützung von FGH und IAEW durchgeführten netztechnischen Analyse der beiden betrachteten Szenarien hohe_Windenergieeinspeisung und ohne_Windenergieeinspeisung haben die ÜNB darauf hingewiesen, dass sich Risiken für den sicheren Systembetrieb auch aus möglicherweise auftretenden Problemen der regionalen Leistungsbilanz insbesondere im Süden Deutschlands ergeben könnte. Derartige Leistungsbilanzprobleme würden die Vorhaltung weiterer Erzeugungsleistung im Süden Deutschlands sinnvoll erscheinen lassen.

Dabei teilen wir die Einschätzung der ÜNB, dass die Leistungsbilanz Deutschlands deutlich angespannter ist als vor der Abschaltung von acht (bzw. sechs in den vergangenen Wintern im Betrieb befindlichen) Kernkraftwerken. Bei integraler Betrachtung Deutschlands liegt die freie verfügbare Leistung im Höchstlastfall entsprechend ÜNB-Angaben nur noch bei ca. 5 % der Höchstlast. Damit kann Deutschland zumindest keine relevante Stütze für Nachbarländer mit eventuellen Leistungsbilanzdefiziten darstellen, wie auch die entsprechenden Analysen der Bundesnetzagentur in [2] nachweisen.

Wir halten darüber hinaus auch die Schlussfolgerung der ÜNB für zutreffend, dass insbesondere die Region Süd- bzw. Südwestdeutschland nicht in der Lage ist, ihre Leistungsbilanz eigenständig auszugleichen, sondern auf Stromimporte angewiesen ist.

Die ÜNB verweisen in diesem Zusammenhang auf die aus ihrer Sicht aufgrund von Netzrestriktionen nicht gegebene Möglichkeit von Importen aus Nord- und Westdeutschland und die daraus resultierende Abhängigkeit von Importen aus den südlichen Nachbarstaaten, wobei insbesondere eine Importabhängigkeit der Region von Frankreich wegen dort tendenziell ebenfalls bestehender Leistungsbilanzprobleme und starker Temperaturabhängigkeit der Last kritisch zu sehen ist.

Wir teilen in diesem Zusammenhang die Einschätzung, dass in den hier betrachteten Winterstarklastfällen eine Abhängigkeit von französischen Importen als kaum akzeptabel erscheinen würde, da der französische Übertragungsnetzbetreiber RTE bereits mehrfach auf mögliche Leistungsbilanzprobleme und resultierende Importabhängigkeit Frankreichs in extremen Kälteperioden hingewiesen hat.

Wir erkennen allerdings nicht, dass aus diesen Überlegungen zwangsläufig ein die bisher betrachteten Fälle deutlich übersteigendes und daher inakzeptables Systemsicherheitsrisiko für den süddeutschen Raum folgt. Dafür sind mehrere Gründe ausschlaggebend:

- Die durchgeführten Netzberechnungen der ÜNB beinhalten einen absoluten Starklastfall mit deutlichem Sicherheitsaufschlag von ca. 6 GW auf die beobachteten historischen Maximalwerte der vertikalen Netzlast. Auch in diesem Fall ist eine sichere Deckung der Last in Süddeutschland in dem von den vier ÜNB betrachteten Szenario mit marktbasierten Importen von 2,6 GW, also einem deutlich unter dem Sicherheitsaufschlag liegenden Wert, möglich. Dabei wurde die Substituierbarkeit durch konventionelle Kraftwerkseinspeisung in Deutschland wegen der geringen energiewirtschaftlichen Plausibilität des Szenarios nicht untersucht, aber auch nicht ausgeschlossen.
- Die sichere Verfügbarkeit von Importen kann in Extremsituationen durchaus kontrovers diskutiert werden (vgl. Abschnitt 3.1). Allerdings erscheint gerade mit Blick auf Süddeutschland das in den Netzberechnungen berücksichtigte Marktsimulationsergebnis nicht unrealistisch oder übertrieben optimistisch.
- In den Marktsimulationsergebnissen wird ein Import Frankreichs von mehr als 5 GW zum Zeitpunkt der Höchstlast in Deutschland ausgewiesen, so dass keine Abhängigkeit Süddeutschlands von möglicherweise kritischen Importen aus Frankreich besteht, vielmehr Frankreich sich auf das Verbundsystem abstützt.
- Für die beiden angrenzenden südlichen Nachbarländer Österreich und Schweiz mit stark ausgebauter Netzanbindung nach Deutschland⁹ weist die Marktsimulation einen Summenexport von 1100 MW aus, während die ENTSO-E System Adequacy Retrospective für das Jahr 2010 auch für den kritischsten Reference Point Dezember eine noch verfügbare Kapazität von über 7000 MW angibt [5].

⁹ Zwischen Österreich und Deutschland bestehen aktuell keine Austauschbeschränkungen für den Stromhandel. Zwischen der Schweiz und Deutschland bestehen zwar üblicherweise Austauschbeschränkungen, allerdings ist der Leistungsaustausch in der hier relevanten Richtung Schweiz nach Deutschland im Regelfall kein bindender Engpass.

- Wir teilen nicht die im Schreiben der Amprion GmbH vom 11.08.2011 geäußerte Ansicht, dass Leistungsimporte aus den Alpenländern mit Blick auf wasserwirtschaftliche Gründe und die begrenzte Speicherfähigkeit von Pumpspeicherkraftwerken hier nicht berücksichtigt werden dürfen. Diese Überzeugung basiert auf mehreren Aspekten.
 - Ein Teil der Leistung österreichischer Wasserkraftwerke mit Nennleistungen von ca. 2 GW ist energiewirtschaftlich und netztechnisch eher Deutschland zuzuordnen, weil der Einsatz deutschen Energieversorgern obliegt und/oder die Einspeisung direkt in den deutschen Regelblock erfolgt bzw. diesem durch Istwertaufschaltungen zugeordnet ist. Dieser Effekt ist in den Berechnungen der ÜNB bisher nicht abgebildet.
 - Grundsätzlich ist sicher richtig, dass hydraulische Kraftwerkspotenziale nur begrenzt zur Verfügung stehen. Es geht im betrachteten Szenario aber um die Abdeckung eines absoluten Starklastfalls, der allenfalls einige wenige Stunden anstehen wird.
 - Österreichische Energieversorger haben der Bundesnetzagentur angeboten, Reserveleistungsverträge im Umfang mehrerer 100 MW mit den deutschen ÜNB abzuschließen, sofern dies den ÜNB für die Gewährleistung der Netzsicherheit in Deutschland notwendig erscheint.
- Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass die temporären Transportkapazitäten der von Amprion als kritisch identifizierten und damit die Versorgungsmöglichkeiten von Süddeutschland begrenzenden Rheinschiene ausweislich der Netzberechnungen der vier ÜNB zumindest dann noch nicht vollständig ausgenutzt ist, wenn man – abweichend zu den bisher durchgeführten Berechnungen, aber in Übereinstimmung mit den von Amprion in [7] skizzierten Ansätzen – eine temporäre Überlastbarkeit im (n-1)-Fall von z. B. 120% unterstellt.

Vor diesem Hintergrund halten wir die grundsätzlichen Sorgen um die Leistungsbilanzdeckung in Süddeutschland zwar für nicht unberechtigt und unterstützen die Forderung nach dem mittel- und langfristigen Aufbau adäquater Erzeugungskapazitäten in dieser Region. Wir erkennen in den thematisierten regionalen Leistungsbilanzproblemen aber kein zusätzliches Risiko von so erheblichem Ausmaß, dass deswegen Methodik und Schlussfolgerungen der oben dokumentierten von den ÜNB durchgeführten Netzberechnungen, die auf den Ergebnissen einer Marktsimulation und damit einem von Leistungsbilanzbetrachtungen abweichenden Ansatz beruhen, grundsätzlich in Zweifel zu ziehen wären.

6 Zusammenfassung

Von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführte und in den Berichten der Bundesnetzagentur zum Kernkraftwerks-Moratorium aufgegriffene vorläufige Netzberechnungen haben Hinweise enthalten, dass nach der durch die Änderung des Atomgesetzes bedingten Abschaltung von acht Kernkraftwerken für den kommenden Winter die Vorhaltung eines dieser Kraftwerke im Reservebetrieb zur Wahrung der Systemsicherheit notwendig sein könnte.

Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur Consentec und Prof. Haubrich mit einer gutachterlichen Beurteilung der Berechnungen der ÜNB, umfassend die Plausibilisierung von Eingangsdaten und Methodik wie von Ergebnissen und Schlussfolgerungen, beauftragt. Wir haben diese Begutachtung in enger Abstimmung mit der Bundesnetzagentur und in einem intensiven Diskussionsprozess mit den deutschen ÜNB und den von diesen beauftragten Forschungsinstitutionen FGH und IAEW durchgeführt.

Dabei sind wir zu folgenden Ergebnissen gekommen:

- Die von den ÜNB gewählte Vorgehensweise ist zur Bewertung kritischer Systemzustände grundsätzlich geeignet und erlaubt eine realitätsnahe Einschätzung möglicherweise eintretender Netzsituationen. Auch wenn der gewählte Ansatz der Betrachtung ausgewählter Szenarien aufbauend auf einer Marktsimulation nicht notwendigerweise die kritischsten Systemzustände beinhaltet, so deckt er doch die relevanten Unsicherheiten und Risikotreiber sinnvoll ab.
- Die von den ÜNB gewählten Risikoaufschläge, Grenzwerte und zu beherrschenden Ausfallereignisse sind angemessen und gewährleisten eine begrenzte Robustheit gegenüber Modellunsicherheiten. Gleichzeitig definieren sie für die Stufe der mittelfristigen Systembetriebsplanung sinnvolle Mindeststandards für den sicheren Systembetrieb.
- Die Ergebnisse der Netzberechnungen zeigen, dass die Netzsituation infolge der Kernkraftwerksabschaltung deutlich schwieriger beherrschbar geworden ist. Ein verringertes Systemsicherheitsniveau resultiert insbesondere aus der verringerten Toleranz gegenüber unerwarteten und über die Mindeststandards hinausgehenden Szenarioannahmen und Fehlerereignissen.
- Diejenigen Fehlerereignisse, die entsprechend den mit den ÜNB diskutierten Mindeststandards für einen sicheren Systembetrieb unabdingbar beherrscht werden müssen, kön-

nen jedoch aus derzeitiger Sicht auch im kommenden Winter beherrscht werden. Allerdings sind die betrieblichen Reserven sehr gering und gleichzeitig im Vergleich zur Situation vor der Kernkraftwerksabschaltung deutlich umfangreichere Maßnahmen und erhebliche präventive Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz nötig, die dauerhaft für den Systembetrieb nicht akzeptabel sind.

- Insofern sind schnellstmöglich geeignete nachhaltige Lösungsmaßnahmen zu ergreifen. Hierzu zählen insbesondere die bereits eingeleitete Umrüstung des KKW Biblis A für den Phasenschieberbetrieb sowie die Fertigstellung der Leitung Görries-Krömmel.
- In der Übergangsphase werden in kritischen Situationen zusätzliche Maßnahmen wie Sonderschaltzustände, Blindleistungseinspeisung aus Kompensationsanlagen des Baltic Cable, Reaktivierung von momentan stillstehenden thermischen Kraftwerken (KMW2, GKM3) und Einsatz von kontrahierender Reservekraftwerke in Österreich (im Umfang einiger 100 MW) notwendig sein.

Aachen, den 16.08.2011

Dr. Christoph Maurer
Geschäftsführer Consentec

Univ.-Prof. Dr.-Ing. H.-J. Haubrich

Literatur

- [1] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH
Risiken für die Übertragungsnetze bei Fortführung des KKW-Moratoriums – Betrachtung von Winter-Szenarien 2011/12
Information BNetzA, Stand 18. Juli 2011 (den Gutachtern vorliegend)
- [2] Bundesnetzagentur
Fortschreibung des Berichts der Bundesnetzagentur zu den Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit
Stand 26. Mai 2011, www.bundesnetzagentur.de
- [3] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH
Risiken für die Übertragungsnetze bei Fortführung des KKW-Moratoriums – Betrachtung von Winter-Szenarien 2011/12
Information BNetzA, Stand 03. August 2011 (den Gutachtern vorliegend)
- [4] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH
Spannungshaltung der deutschen ÜNB
Erläuterung zur KKW-Ausstiegsuntersuchung vom 04. August 2011 (den Gutachtern vorliegend)
- [5] ENTSO-E
System Adequacy Retrospective 2010
Data Sheet SAR_2010_Data.xls
(https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/SAR/SAR_2010_Data.xls; 09.08.2011)
- [6] Amprion GmbH
Bewertung der Systemsicherheit im Rahmen des KKW Moratoriums
Bericht, Dortmund, 20.05.2011

[7] Amprion GmbH

**Zusätzliche Berechnungen nach Aufforderung der BNetzA zur Bewertung der
Systemsicherheit im Rahmen des KKW Moratoriums**

Bericht, Dortmund, 25.05.2011