



Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart 22.12.2020 | Seite 1 von 23

BERICHT DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER GEM. § 34 (1) KVBG

INHALT

1.	Anforderungen § 34(1) KVBG	3
2.	Methodik.....	4
2.1	<i>Qualitative Studie der Universität Duisburg-Essen</i>	5
2.2	<i>Exemplarische quantitative langfristige Netzanalyse (2027/2028)</i>	6
2.3	<i>Betrachtungen zum Netz- und Versorgungswiederaufbau</i>	7
3.	Ergebnisse und Diskussion	9
3.1	<i>Aspekte Frequenzhaltung und Frequenzstabilität</i>	9
3.2	<i>Bewirtschaftung von Netzengpässen</i>	10
3.3	<i>Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität</i>	12
3.4	<i>Transiente Stabilität</i>	13
3.5	<i>Netzwiederaufbau</i>	13
3.6	<i>Versorgungswiederaufbau</i>	15
3.7	<i>Minimaler Kurzschlussstrom</i>	16
3.8	<i>Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht</i>	17
4.	Handlungsempfehlung	18
5.	Quellenverzeichnis	23

1. ANFORDERUNGEN § 34(1) KVBG

Am 14. August 2020 trat das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG – Kohleverstromungsbeendigungsgesetz) in Kraft. Es weist Regelungen für die Beendigung der Stein- und Braunkohleverstromung in Deutschland bis spätestens 2038 aus. Von besonderer Bedeutung zum Gelingen der schrittweisen Reduktion der Kohleverstromung ist die Befähigung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)¹ ihrer gesetzlichen Verpflichtung nach § 11 EnWG nachzukommen - die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu jedem Zeitpunkt gewährleisten zu können. Um die Herausforderungen und potentielle Gefährdungspotentiale für die Systemsicherheit- und -stabilität im Verfahren berücksichtigen zu können, sind die ÜNB gemäß § 34(1) KVBG verpflichtet, eine langfristige Netzanalyse durchzuführen, die sich vorrangig mit den Aspekten der Bewirtschaftung von Netzengpässen, Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Sicherstellung eines Versorgungswiederaufbaus sowie der Eruiierung möglicher Alternativen zum Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken beschäftigt. Die aus der langfristigen Netzanalyse gewonnenen Erkenntnisse sollen für die Festlegung der Kriterien für die begleitende Netzanalyse nach § 60(2) KVBG herangezogen werden.

Um der Komplexität der Fragestellungen gemäß § 34(1) KVBG zu den Auswirkungen des Ausstiegs aus der Kohleverstromung bis 2038 Rechnung zu tragen, haben die ÜNB, in Abstimmung mit dem Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) und der Bundesnetzagentur (BNetzA) drei Arbeitspakete identifiziert. Die Ergebnisse der Arbeitspakete werden mit Bezug auf den gesetzlichen Auftrag gemäß § 34 (1) KVBG dargestellt. Anschließend werden Handlungsempfehlungen formuliert, wie den drängendsten Herausforderungen zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit und Systemstabilität im Zuge des Kohleausstiegs begegnet werden kann, sowie Hinweise gegeben für potentielle Kriterien für die begleitende Analyse nach § 60(2) KVBG.

Der vorliegende Bericht sowie die Anlagen [2], [3] und [4] bilden zusammen die langfristige Netzanalyse im Sinne des § 34(1) KVBG.

¹ im folgenden Text sind die vier regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber gemeint

2. METHODIK

Die in diesem Bericht zusammenfassend dargestellten Erkenntnisse fußen auf drei Arbeitspaketen:

- einer qualitativen Studie zu Systemsicherheits- und Stabilitätsaspekten die die Universität Duisburg-Essen im Auftrag der ÜNB durchgeführt hat [2],
- einer exemplarischen quantitativen langfristigen Netzanalyse für das Betrachtungsjahr 2027/2028 [3] und
- Betrachtungen zum Netz- und Versorgungswiederaufbau [4].

Aspekte der Versorgungssicherheit im Sinne der generation adequacy wurden nicht betrachtet.

Die Zielstellungen der einzelnen Arbeitspakete im Hinblick auf den § 34 KVBG und die angewandten Methodiken werden im Folgenden kurz zusammenfasst. Weitere Details sind den beigefügten Unterlagen zu entnehmen [2][3][4].

Die langfristige Netzanalyse wird gemäß den Bestimmungen des § 34 (1) KVBG **einmalig** durchgeführt. Um den gesetzlichen Vorgaben gerecht zu werden, muss die Langfristanalyse **den gesamten Zeitraum der Kohleverstromungsbeendigung bis maximal 2038** abdecken. Sie erfordert somit eine ex-ante Bewertung der Folgen des Kohleausstiegs bis 2038 für Systemsicherheit und -stabilität.

Für Untersuchungen, die belastbare Ergebnisse zu Fragen der Systemsicherheit liefern sollen, müssen alle notwendigen Eingangsgrößen hinreichend verlässlich bekannt sein oder prognostiziert werden können. Zum Zeitpunkt der Erstellung der langfristigen Netzanalyse ist dies weder für den Verlauf des Kohleausstiegs im Steinkohlesektor, noch für alle weiteren energiewirtschaftliche Daten der Fall. Konkrete Untersuchungsfälle mit einer hinreichenden Eintrittswahrscheinlichkeit lassen sich nicht angeben, da die Stilllegungsreihenfolge sich erst aus den jährlich stattfindenden Ausschreibungen gemäß KVBG ergibt, der Netzausbaufortschritt sowie auch alle weiteren nationalen und europäischen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Maßnahmen großen Unsicherheiten unterworfen sind und die Nutzbarmachung neuer Netzbetriebsmittel aufgrund des nicht vorhersehbaren Zeitaufwands für Entwicklung sowie Durchführung der erforderlichen Anpassungen von Netzanschlussregeln und gesetzlichen Regelungen nicht genau abgeschätzt werden kann.

Den Unsicherheiten von langfristigen Bewertungsaufgaben wird in der Regel durch Betrachtung unterschiedlicher Entwicklungspfade (Szenarien) begegnet. Bei der Bewertung der Ergebnisse für die einzelnen Szenarien kann – soweit bekannt – deren Eintrittswahrscheinlichkeit berücksichtigt werden. Eine Anwendung dieser Methode auf die Langfristanalyse ist allerdings nicht vollumfänglich möglich, da

(1) das Bewertungsziel die Relevanz einzelner Steinkohle-Kraftwerke (StKW) für Systemsicherheit- und stabilität ist, dafür aber auch regionale Betrachtungen zu den Auswirkungen erforderlich sind, (2) die Vielzahl der beschriebenen Einflussfaktoren eine ex-ante Betrachtung ineffizient machen und (3) eine fortlaufende Betrachtung in engen Zeitfenstern erforderlich ist, was die Unsicherheiten und Anzahl der zu betrachtenden Szenarien erhöht. Deshalb verwendet die BNetzA das mit dem KVBG geschaffene Instrument der der begleitenden Netzanalyse. Für diesen Prozess mit einem Horizont von wenigen Jahren können nicht nur die geschilderten Unsicherheiten genauer abgeschätzt, sondern auch konkrete Randbedingungen mit einbezogen werden, die sich erst nach detaillierterer Planung ergeben (so z.B. temporäre Netzschwächungen während geplanter Um- und Ausbaumaßnahmen im Netz, wenn diese bekannt sind).

2.1 Qualitative Studie der Universität Duisburg-Essen

Aufgrund der gemachten Ausführungen stellt die langfristige Netzanalyse grundsätzliche Betrachtungen zur Ermittlung der Auswirkungen einer stetigen Reduzierung der Kohleverstromung an. Ausgangspunkt sind dabei die bisher bekannten Herausforderungen, die sich durch den sukzessiven Wegfall konventioneller Kraftwerke mitsamt der installierten Synchrongeneratoren ergeben.

Da die langfristige Netzanalyse die Grundlage für die anzuwendenden Kriterien für die Aussetzung der gesetzlichen Stilllegung eines StKW gemäß der Rechtsverordnung nach § 60 (2) KVBG bieten soll, ist für die als relevant eingestuften Aspekte der Systemsicherheit und -stabilität der technische Bewertungsprozess genauer zu beschreiben.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben den Lehrstuhl für elektrische Energiesysteme der Universität Duisburg-Essen mit der Durchführung einer qualitativen Betrachtung der Aspekte der Systemsicherheit und -stabilität im Rahmen der Langfristanalyse gemäß § 34 (1) KVBG beauftragt [2].

Die Studie setzt sich mit den folgenden Fragestellungen auseinander:

- Welche Aspekte der Systemsicherheit und Systemstabilität sind im Rahmen des Ausstiegs aus der Kohleverstromung zu betrachten?
- Welche Alternativen zum Weiterbetrieb der Steinkohle-Kraftwerke sind verfügbar; welche Alternativen befinden sich noch in der Entwicklung und welche Realisierungszeiten sind zu erwarten?
- Welche Berechnungsmodelle und -verfahren sind in den begleitenden Netzanalysen anzuwenden und welche Kriterien sind an die Ergebnisse als Bewertungsmaßstab anzulegen?

Die durch das KVBG in § 34 (1) adressierten Aspekte Netzengpassmanagement sowie der Netz- und Versorgungswiederaufbau werden in separaten Untersuchungen adressiert, auf die in den Abschnitten 2.2 und 2.3 dieses Dokuments eingegangen wird.

2.2 Exemplarische quantitative langfristige Netzanalyse (2027/2028)

Die Veränderung der deutschen und europäischen Energielandschaft wird im nächsten Jahrzehnt an Dynamik gewinnen – nicht nur durch den Kohleausstieg. Eine exemplarische quantitative Analyse kann diesbezüglich nur sehr wenige einzelne Szenarien unter eng definierten Arbeitshypothesen abbilden und erlaubt damit nur eine erste und stets aktualisierungsbedürftige Annäherung an die komplexen Entwicklungen. Mit dem Teilpaket „Quantitative langfristige Netzanalyse“ soll zunächst ermittelt werden, welche Auswirkungen die ersten Stilllegungen von Kohlekraftwerken unter definierten Szenario-Bedingungen auf den Bedarf an Redispatch-Potenzial für das Engpassmanagement und die Spannungsstabilität in Deutschland im Zeitraum 2027/2028 haben werden.

Die methodische Grundlage der exemplarischen quantitativen Netzanalysen bildet die aus den Bedarfsanalysen gem. § 3 NetzResV bekannte Methodik für den Betrachtungszeithorizont 01.04.2027 - 31.03.2028. Zu diesem Zeitpunkt ist mit dem Ende der Ausschreibungen gem. § 10 KVBG ein erster Meilenstein erreicht, auf den die ordnungsrechtliche Reduzierung der Steinkohleverstromung folgt.

Die Eingangsparameter wurden mit dem BMWi und der BNetzA vereinbart und werden im Detail in [3] dargelegt. An dieser Stelle sind folgende Eingangsparameter besonders hervorzuheben:

- Ein bedeutender Einflussfaktor für die Entwicklung der Engpasssituationen im Netz ist die Vorgabe der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie zu den **Mindesthandelskapazitäten** (minRAM). Entsprechend der Vorgaben in Art. 15 Abs. 1 der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie muss die minRAM von 70% über einen linearen Pfad bis spätestens 31.12.2025 erreicht sein, weshalb diese für den vorliegenden Betrachtungshorizont in Gänze anzusetzen sind [1].
- Für den zentralen Eingangsparameter **Netzausbauzustand** wurden zwei Szenarien definiert. Das erste setzt auf dem BMWi-Controlling vom Mai 2019 [7] auf. Das zweite Szenario berücksichtigt mögliche Netzausbauverzögerungen von zentralen Netzausbauvorhaben (z.B. die großen HGÜ-Projekte) auf Basis der aktuellen Projektfortschritte.

- Die letzte zentrale Eingangsgröße mit Blick auf die Modellierung des Betrachtungsjahres 2027/28 ist die **Stromverbrauchsprognose**. Aus Sicht der ÜNB ist zu erwarten, dass es in den nächsten Jahren zu signifikanten zusätzlichen Laststeigerungen in traditionell laststarken Regionen wie z.B. Süddeutschland, dem Ruhr- und Rhein-Main-Gebiet kommen wird. Die Annahmen zur Laststeigerung sind im Wesentlichen auf Anfragen aus der IT-Branche, der voranschreitenden Digitalisierung und Dekarbonisierungsanstrengungen der Großindustrie zurückzuführen. So wird z. B. insbesondere für den Großraum Frankfurt eine deutliche Laststeigerung durch Ansiedlung von Rechenzentren erwartet, da sich hier der leistungsstärkste Internet-Knoten Westeuropas befindet. Aus diesem Grunde wurden die o.g. beiden Szenarien zum Netzausbauzustand mit der Stromverbrauchsprognose von 630 TWh gerechnet. Zusätzlich dazu wurde ein drittes Szenario gerechnet, dessen Stromverbrauchsprognose (590 TWh) sich an den aktuellen Annahmen der Bundesregierung orientiert.

Darüber hinaus wird das benötigte Redispatch-Potenzial für einzelne kritische, aber realistische Stunden ermittelt, in denen das Übertragungsnetz mit besonders herausfordernden Netzsituationen (Grenzsituationen) konfrontiert ist. Diese Grenzsituationen treten vorwiegend in den Szenarien Starklast/ Starkwind sowie Starklast/ Schwachwind auf.

Für die Beantwortung der Frage, ob im Betrachtungszeithorizont ausreichend **Blindleistung** für die Spannungshaltung bereitsteht, wurden regionale Bilanzen zwischen Angebot und Bedarf ermittelt, um etwaige Unterdeckungen auszuweisen

2.3 Betrachtungen zum Netz- und Versorgungswiederaufbau

Neben Redispatch- und Blindleistungsbedarfen müssen auch der Netz- und Versorgungswiederaufbau betrachtet werden. Konventionelle Kraftwerke nehmen bisher eine wichtige Rolle beim Versorgungswiederaufbau ein. Reduziert sich die verfügbare konventionelle Kraftwerksleistung, so müssen neue Konzepte erarbeitet werden.

Die Betrachtungen zum Netz- und Versorgungswiederaufbau erfolgen auf Grundlage der bestehenden Netzwiederaufbaupläne (NWAP) der ÜNB und unter Berücksichtigung qualitativer Faktoren. Im Fokus der Betrachtungen stehen dabei die für den Netz- und Versorgungswiederaufbau relevanten großen Erzeugungsanlagen mit dem Primärenergieträger Kohle in den Netzen der ÜNB und wie sich deren sukzessive Stilllegung auf die Handlungsfähigkeit der Netzbetreiber und die großflächige Wiederversorgung auswirkt. Für die Betrachtung wird zunächst das Vorgehen bei der Wiederherstellung

der Energieversorgung in den vier Maßnahmenpaketen „Netzwiederaufbau ÜNB“, „Versorgungswiederaufbau“, „Lastfolgebetrieb“ und „Marktstart“ erläutert. Das Maßnahmenpaket „Netzwiederaufbau ÜNB“ beinhaltet im Wesentlichen alle erforderlichen Handlungen der ÜNB zur Sicherung der eigenen Netzinfrastruktur, sodass nach einem großflächigen Netzzusammenbruch die ÜNB in der Lage sind die Wiederversorgung zu organisieren und zu koordinieren. Während des „Versorgungswiederaufbaus“ erfolgt dann die Sicherung der Verteilnetze und die großflächige Wiederversorgung von Endkunden. Die Maßnahmen des „Netzwiederaufbau ÜNB“ sind dabei die zwingende Voraussetzung für den anschließenden Versorgungswiederaufbau mit einer Wiedereinsetzung des Strommarktes.

Da die Auswirkungen des KVBG insbesondere die Maßnahmenpakete „Netzwiederaufbau ÜNB“ und „Versorgungswiederaufbau“ betreffen, werden für die beiden Pakete die notwendigen technischen Erfordernisse und deren Abhängigkeit von der Erzeugungsstruktur detailliert analysiert. Aufbauend darauf erfolgt die Herausarbeitung von Maßnahmen und Mindestanforderungen, die zur Sicherstellung der Handlungsfähigkeit der Netzbetreiber und für die Wiederherstellung der Energieversorgung zu berücksichtigen sind. Insbesondere in Bezug auf den Versorgungswiederaufbau sind die Erkenntnisse aus der Studie der Universität Duisburg-Essen zu berücksichtigen. Wesentliche Ergebnisse hinsichtlich der Lastdeckung, der Bereitstellung von Systemdienstleistungen und den Eigenschaften der Anlagen gelten für den Versorgungswiederaufbau in ähnlicher Weise. Jedoch existieren sowohl im Netz- als auch im Versorgungswiederaufbau verschärfte Bedingungen gegenüber dem regulären Netzbetrieb, auf die nochmals gesondert eingegangen wird. Darüber hinaus wird im Rahmen der Betrachtungen zum Netz- und Versorgungswiederaufbau erläutert, welche Maßnahmen die ÜNB bereits heute ergreifen, um im Rahmen der technischen Möglichkeiten die Handlungsfähigkeit im Falle eines großflächigen Netzzusammenbruchs gewährleisten zu können. Gespiegelt an den Mindestanforderungen für den Netz- und Versorgungswiederaufbau wird der Handlungsbedarf abgeleitet, der sich als Folge des Kohleausstiegs ergibt.

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Einschränkungen einer einzelnen, szenariobasierten, quantitativen Systemanalyse für die Untersuchung der Auswirkungen des Kohleausstiegs im Jahr 2038 ermöglicht der gewählte Ansatz die umfassendste Bewertung der relevanten Sachverhalte, sowie die bestmögliche Grundlage für die Identifizierung des weiteren Handlungsbedarfs.

3. ERGEBNISSE UND DISKUSSION

Die oben dargestellten Arbeitspakete haben zum Ziel, die Auswirkungen der Reduzierung der Stein- und Braunkohleverstromung auf die Bewirtschaftung von Netzengpässen, auf die Frequenzhaltung, die Spannungshaltung und die Sicherstellung des Netz- Versorgungswiederaufbaus zu untersuchen, sowie Kriterien zu ermitteln für die Rechtsverordnung nach § 60 Absatz 2 KVBG. Die Untersuchungen zeigen auf, inwiefern die folgenden Aspekte der Systemsicherheit und Systemstabilität einer fortwährenden Betrachtung im Verlauf des Kohleausstiegs bedürfen:

3.1 Aspekte Frequenzhaltung und Frequenzstabilität²

- Eine grundsätzliche Gefahr des Überschreitens der durch ENTSO-E definierten Grenzen für Frequenzgradienten ist bei Synchronverbundbetrieb Continental Europe nicht zu erwarten. Bei der Frequenzhaltung bestehen aber Risiken durch nicht-konzeptgemäßes Verhalten älterer Erzeugungsanlagen bei Frequenzabweichungen mit der Folge des Überschreitens des maximalen Frequenzbereichs von ± 800 mHz für Ereignisse, nach denen die Frequency Containment Reserve (FCR) bemessen wird.

Da für Deutschland bereits umfangreiche Maßnahmen zur Nachrüstung bestehender Erzeugungsanlagen zum Verhalten bei Frequenzabweichungen in den vergangenen Jahren vorgenommen worden sind, besteht hier vorrangig diesbezüglicher Handlungsbedarf im Ausland innerhalb des Synchronverbunds Continental Europe. Es ist somit kein Bedarf für regelmäßige Untersuchungen mit Fokus auf Deutschland und den Kohleausstieg erkennbar [2].

- Bei hohen Frequenzgradienten reichen die existierenden Notmaßnahmen einschließlich des Unterfrequenzlastabwurfs (UFLA) bei heutigem Trigger für denkbare System-Split-Fälle wie dem aus 2006 nicht aus, um die Frequenz im zulässigen Betriebsbereich zu stabilisieren und damit einen (Teil-)Netzzusammenbruch zu vermeiden. Lokal vorhandene Momentanreserven würden dazu beitragen, dieses Problem zu entschärfen. Mehrere Untersuchungen belegen die Zunahme solcher

² Im Sinne einer regelmäßig monetär vergüteten Systemdienstleistung bezeichnet die Frequenzhaltung die Ausregelung von Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Einspeise- und Entnahmeleistungen, wobei marktbasierend beschaffte Regelleistung eingesetzt wird. Zur Abgrenzung dieser im normalen Netzbetrieb erfolgenden Maßnahmen von besonderen Stabilisierungsmaßnahmen bei über die für die Auslegung der Regelleistung hinausgehenden Szenarien wird in diese Studie dafür der Begriff Frequenzstabilität verwendet. Für das zukünftige Elektrizitätsversorgungssystem ist weiterhin stets die Frequenzhaltung als auch eine hinreichende Frequenzstabilität zu gewährleisten.

Gefährdungen der Frequenzstabilität, da mit steigenden Transportentfernungen regionale Ungleichgewichte der Wirkleistungsbilanz zunehmen und die regional vorhandene Momentanreserve abnimmt. Dieser Aspekt tritt grundsätzlich auch unabhängig vom hier betrachteten Kohleausstieg auf, wird durch diesen aber forciert und muss daher auch in diesem Kontext weiter untersucht werden. Er ist auf Grund der weiträumigen Wirkung auf europäischer Verbundebene zu analysieren und zu bearbeiten. Es fehlen aber noch auf ENTSO-E-Ebene zu definierende Referenzfälle, nach denen mögliche Gegenmaßnahmen dimensioniert und parametrisiert werden können.

Zusammenfassend ergibt sich ein regelmäßiger Bewertungsbedarf der Auswirkung des Kohleausstiegs auf die Wahrung der Frequenzstabilität. Hierzu müssen Referenzfälle für entsprechende Maßnahmen auf ENTSO-E-Ebene definiert und Vorgaben zur minimal vorzuhaltenden Momentanreserve in Regelzonen oder Regionen gemacht werden [2]. Diesbezügliche Prüfungspflichten werden durch [6] definiert.

3.2 Bewirtschaftung von Netzengpässen

- Die Untersuchung möglicher Auswirkungen des Kohleausstiegs auf die Bewirtschaftung von Netzengpässen erfolgte exemplarisch für die in 2.2 beschriebenen Szenarien für das Jahr 2027/28
- Der Kohleausstieg führt erwartungsgemäß zu einem Rückgang der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken. Der Anstieg der Stromnachfrage auf 630 TWh hat einen Anstieg der Stromerzeugung in inländischen konventionellen Kraftwerken zur Folge. Dies geschieht trotz einer massiven Ausweitung der Erzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen insbesondere in Nord-Deutschland.
- Deutschland ist in allen drei Szenarien Strom-Nettoexporteur. Jedoch ist der Export in der Sensitivitätsbetrachtung mit einem Stromverbrauch von 590 TWh rund zehn Mal so groß wie in den Szenarien mit 630 TWh – was an dem folglich auftretenden Erzeugungsüberschuss insbesondere an erneuerbaren Energien liegt. Auch in diesem Szenario ist ein geringer Anstieg der konventionellen Erzeugung zu verzeichnen.
- Exportüberschüsse entstehen vorrangig durch die Überschüsse an dargebotsabhängiger Erzeugung aus Windkraft- und Photovoltaik. Dies bedeutet aber auch, dass in dargebotsarmen Situationen hohe Importe auftreten, da die vorhandene konventionelle Kraftwerksleistung nicht mehr ausreicht um den Bedarf in Starklast/ Schwachwind Situationen national decken zu können. Derartige Situationen treten in ca. 5% der Stunden des Betrachtungszeitraums (1 Jahr) auf. Dabei werden in Spitzenzeiten bis zu 20 GW importiert.

- Die exemplarischen quantitativen Netzanalysen liefern den Befund, dass es bis zum Jahr 2027/2028 in Importsituationen zu Engpässen auf oder in der Nähe von Grenzkuppelleitungen kommt und erstmalig auch Netzreservekraftwerke zur Bewirtschaftung derartiger Engpässe eingesetzt werden müssen. In den für das Übertragungsnetz kritischsten Importsituationen bedingen insbesondere die Importe aus den südlichen Nachbarländern Schweiz, Italien und Österreich den Einsatz von Netzreserve in Deutschland. Die Engpassbewirtschaftung folgt dem Schema, im Ausland Kraftwerke abzusenken und durch Hochfahren inländischer Erzeugung die Leistungsbilanz auszugleichen. Da keine freien Redispatch-Potenziale in Marktkraftwerken mehr vorhanden sind, kommt hierfür die Netzreserve zum Einsatz.
- Über alle Szenarien hinweg kann ein sinkender Redispatchbedarf durch Markt- und Netzreservekraftwerke gegenüber den im Rahmen vergangener Bedarfsanalysen gem. § 3 NetzResV ermittelten Bedarfen beobachtet werden. Dies wird vor allem durch die Erhöhung der Transportkapazität über den Netzausbau und die Höherauslastung des Bestandsnetzes ermöglicht.
- Durch die geringere Verfügbarkeit von Steinkohle-Kraftwerken am Markt reduziert sich der Anteil von Marktkraftwerken die für die Erbringung von Redispatchleistung zur Verfügung stehen. Trotz sinkendem Gesamtbedarf an Redispatch steigt in den Vorjahren der Bedarf an Netzreserve an, nimmt allerdings im Betrachtungshorizont 2027/2028 wieder ab.
- Ein Abtausch von Kraftwerken in der Netzreserve ist, abhängig von deren technischer Eignung und Verortung im Netz, wahrscheinlich und aus Sicht der ÜNB auch sachgerecht.
Von signifikanten Auswirkungen des Ausstiegs aus der Kohleverstromung auf die effiziente Bewirtschaftung von Netzengpässen bis 2027 ist auf Basis dieser Ergebnisse nicht auszugehen. Unter den gewählten Annahmen reichen die verfügbaren Reserven aus und stehen an der richtigen Stelle im Netz (Süd- und Westdeutschland). Eine abschließende Aussage zu den Entwicklungen der Bewirtschaftung von Netzengpässen bis 2027/2028 oder 2038 ist auf Basis dieser exemplarischen Betrachtung nicht möglich. Mit den Systemrelevanzprüfungen gem. § 26 KVBG ist jedoch ein geeignetes Instrument geschaffen worden, um die Auswirkungen des Wegfalls marktbasierter Redispatchpotenzials auf die Bewirtschaftung von Netzengpässen zu monitorieren und einer möglichen Unterdimensionierung der Netzreserve vorzubeugen.
Besonderes Augenmerk muss darüber hinaus auf die sog. Transmission Adequacy (Fähigkeit des Übertragungsnetzes, Leistungsflüsse entsprechend der Marktergebnisse realisieren zu können) gelegt werden, die sich im weiteren Verlauf des Kohleausstiegs als bedarfsdimensionierende Situation für den Netzreservebedarf insbesondere in Süddeutschland herausbilden könnte [3]. Die auch langfristig im Hinblick auf Versorgungssicherheit, Klimaschutz und volkswirtschaftliche Effizienz optimale Lösung für dieses Problem bildet weiterhin ein bedarfsgerechter Netzausbau.

3.3 Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität³

- Vorgänge im Zusammenhang mit unzureichender Deckung des Blindleistungsbedarfs sind bisher weltweit der häufigste Auslöser für Netzzusammenbrüche. Ein erheblicher zusätzlicher Bedarf an stationärer und dynamischer, d.h. schnell /regelbarer Blindleistung ist in zahlreichen Untersuchungen der ÜNB, zuletzt im Netzentwicklungsplan 2030 (v. 2019) nachgewiesen worden.
- Der in der exemplarischen quantitativen Langfristanalyse unterstellte Zubau der Blindleistungskompensationsanlagen ist bis zum Jahre 2027/28 zwingend erforderlich, um die auftretenden Defizite in vielen Netzregionen zu verringern.
- Aufgrund der starken Abhängigkeit des lokalen Bedarfs an Blindleistung vom Netzausbaufortschritt und Netznutzung erfolgt die konkrete Planung von Blindleistungsquellen heute fortlaufend mit einem Zeithorizont von 3-6 Jahren, entsprechend des Errichtungsvorlaufs. Die Bereitstellung der erforderlichen Blindleistung wird dabei erhebliche Anstrengungen und einen klaren Umsetzungsrahmen erfordern.

Dennoch kann auch in diesem Zeitraum durch Einfluss gewisser Unsicherheiten (u.a. auch durch geplante Umbaumaßnahmen im Netz) der Bedarf an Blindleistung aus solchen Erzeugungsanlagen notwendig werden, die für die Stilllegung vorgesehenen sind und deren Nutzung effizient ist, um einen Zeitraum bis zur Inbetriebnahme von Alternativen zu überbrücken. Daher besteht ein regelmäßiger Analysebedarf im Rahmen der Systemrelevanzprüfungen der zur Stilllegung anstehenden Kraftwerke. [2].

³ Unter Spannungshaltung wird die Aufrechterhaltung eines bedarfsgerechten Spannungsprofils für bestimmte Netznutzungsfälle im gesamten Netz verstanden, die durch eine hinreichend lokale ausgeglichene Blindleistungsbilanz erreicht wird. Daraus ergibt sich der Bedarf an statischen Blindleistungsquellen. Bei sich dynamisch ändernden Anforderungen zum Ausgleich der Blindleistungsbilanz stellen sich Anforderungen an eine Regelbarkeit der Blindleistungsbereitstellung. Zur Abgrenzung wird in dieser Studie für sämtliche dynamische Aspekte der Spannungen im Netz der Begriff Spannungsstabilität verwendet. Die Langzeit-Spannungsstabilität ist gegeben, wenn für betriebliche Ereignisse auch langfristig (Bereich mehrerer Sekunden bis Minuten) die durch das System im aktuellen Zustand vorgegebene Spannungsstabilitätsgrenze nicht überschritten wird. Als Ereignisse werden Schwankungen der Netzbelastung sowie die Änderung des Systemzustands nach Ausfällen von Leitungen, Erzeugungsanlagen, Blindleistungskompensationsanlagen oder anderer Komponenten betrachtet.

3.4 Transiente Stabilität⁴

- Durch die steigenden Transportentfernungen und hohe Betriebsmittelauslastungen bei gleichzeitiger Abschaltung von Synchrongeneratoren besteht eine potenzielle Gefährdung der transienten Stabilität, die Gegenmaßnahmen erfordert.
- Transiente Stabilität kann grundsätzlich durch Alternativen (z.B. rotierende Phasenschieberanlagen) zum Betrieb von Kohlekraftwerken oder zur Nutzung ihrer Synchrongeneratoren gewährleistet werden. Der Realisierungszeitraum der Alternativen beträgt ungefähr 3 - 6 Jahre.
- Die Abhängigkeit von Netzausbau, Netznutzung und Stilllegungsreihenfolge (sowie Entwicklung des Kraftwerksparks allgemein) mit ihren Unsicherheiten erfordert eine kontinuierliche Prüfung, ob trotz vorhandener Alternativen dennoch ein vorübergehend die weitere Nutzung von Kohlekraftwerken erforderlich oder effizient sein kann, um einen Zeitraum bis zur Inbetriebnahme von Alternativen zu überbrücken. (vgl. Aspekt Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität).
- Die transiente Winkelstabilität einzelner verbleibender Synchrongeneratoren ist zwar fortlaufend - wie heute durch die ÜNB üblich - zu prüfen, die Notwendigkeit zum Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken ist daraus aber aufgrund möglicher lokaler Abhilfemaßnahmen nicht zu erwarten.

3.5 Netzwiederaufbau

Es ist zu bewerten, wie sich die Beendigung der Kohleverstromung auf die Handlungsfähigkeit der ÜNB hinsichtlich der Sicherung der Netzinfrastruktur auswirkt. Folgende Erkenntnisse können dazu festgehalten werden:

- Die ÜNB kontrahieren schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen und halten Energiemengen vor, um innerhalb der ersten Stunden nach dem Netzzusammenbruch das eigene Netz wieder unter Spannung setzen zu können. Dafür kommen aus technischen Gründen heute wie auch zukünftig vor allem Wasser- und Gaskraftwerke zum Einsatz. Die Beendigung der Kohleverstromung hat auf die Schwarzstartfähigkeit des Übertragungsnetzes damit keinen unmittelbaren Einfluss.
- Die Noteigenbedarfsversorgung der Netzbetreiber wird derzeit ausgebaut, sodass die Handlungsfähigkeit für 24 Stunden gemäß der Festlegung der EU Verordnung zur Festlegung

⁴ Fähigkeit des Systems, nach Großsignalanregungen, insbesondere Kurzschlüssen, wieder in einen stabilen Arbeitspunkt zurückzukehren. Instabilität kann sich dabei sowohl in einem Einbrechen der Spannungen (Aspekt der Spannungsstabilität) wie einem Auseinanderlaufen der Spannungswinkel (Winkelstabilität) zeigen, so dass mit diesem Begriff beide Phänomene erfasst werden.

eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (EU-VO 2017/2196, NC ER) gesichert ist. Zukünftig wird die Eigenbedarfsbesicherung entsprechend der Empfehlung des Bundesamts für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe⁵ darüber hinaus auf 72 Stunden erweitert. Für die Durchführung des Maßnahmenpakets „Netzwiederaufbau ÜNB“ muss sichergestellt sein, dass die Maßnahmen zur Sicherung der Netzinfrastruktur heute spätestens nach 24 Stunden, perspektivisch nach spätestens 72 Stunden abgeschlossen sind. Die Erfüllbarkeit dieser Anforderung wird zukünftig regelmäßig zu prüfen sein.

- Für eine dauerhafte Sicherung der Netzinfrastruktur der ÜNB sind die ÜNB auf die Verfügbarkeit von ausreichend vielen, gut verteilten Erzeugungsanlagen mit gesicherter Erzeugungsleistung und ausreichender Regelfähigkeit angewiesen. Vor dem Hintergrund des KVVG sind hier nach dem aktuellen Stand vor allem Gaskraftwerke mit einem Anschluss an das Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz relevant, da diese auch im Falle einer Dunkelflaute die benötigte Wirkleistung im Netzwiederaufbau ÜNB bereitstellen können.
- Für die Wiederherstellung der Spannung im Netz sind die ÜNB auf die Erbringung wesentlicher Systemdienstleistungen und Anlageneigenschaften mit einer ausreichenden regionalen Verteilung angewiesen. Folgende Systemdienstleistungen und Anlageneigenschaften sind hier zu nennen:
 - Frequenzhaltung: Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung zur Stabilisierung der Netzfrequenz nach Lastzuschaltungen,
 - Spannungshaltung: Bereitstellung von Blindleistung zur statischen und dynamischen Spannungsstützung.
 - Bereitstellung von Schwungmasse (Momentanreserve) zur Begrenzung des Frequenzgradienten nach Lastzuschaltungen und
 - Bereitstellung von Kurzschlussleistung zur Sicherstellung der Schutzanregung und -auslösung.
- Für die Erbringung von Sekundärregelleistung ist es zwingend erforderlich, dass die ÜNB die Erzeugungsanlagen, unabhängig vom Typ des Primärenergieträgers, unmittelbar oder mittelbar über Kommunikationssysteme erreichen und auch zeitnah eine elektrische Verbindung herstellen können. Weiterhin müssen die Erzeugungsanlagen über eine entsprechende Regelfähigkeit verfügen.
- Insbesondere bei den Systemdienstleistungen „Spannungshaltung“ und Anlageneigenschaft „Kurzschlussleistung“ muss stets die regionale Deckung sichergestellt sein. Bei der Betrachtung

⁵ https://www.bbk.bund.de/DE/AufgabenundAusstattung/KritischeInfrastrukturen/Publikationen/Leitfaden_Notstromversorgung.html

finden neben Erzeugungsanlagen auch weitere Anlagen wie Speicher, STATCOM, rotierende Phasenschieber, besondere netztechnische Betriebsmittel und HGÜ-Systeme in den Netzen der ÜNB Berücksichtigung.

- Durch die Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland ist unter Berücksichtigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG zunächst nicht davon auszugehen, dass eine signifikante Verschlechterung der Handlungsfähigkeit der ÜNB im „Netzwiederaufbau ÜNB“ zu erwarten ist. Wichtig in dem Zusammenhang ist jedoch, dass den ÜNB auch zukünftig schwarzstartfähige Kraftwerke zur Verfügung stehen. Weiterhin sind die ÜNB, basierend auf den derzeitigen Netzwiederaufbauplänen, auf das Vorhandensein und die Einsatzfähigkeit von regelbaren thermischen Gaskraftwerken sowie eine ausreichende Anzahl von Betriebsmitteln wie STACOM, rotierende Phasenschieber, HGÜ-Systeme, sonstige Speicher und besondere netztechnische Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung mit einer hinreichenden regionalen Verteilung angewiesen.
- Die Einhaltung aller zuvor genannten Kriterien bzw. Vorgaben ist regelmäßig zu überprüfen und zu bewerten. Dies erfolgt derzeit mitunter durch die regelmäßige Überprüfung und ggfs. Anpassung der Netzwiederaufbaupläne. Vor dem Hintergrund des KVBG wird der Themenkomplex des Netz- und Versorgungswiederaufbaus auch im Rahmen der Netz- und Bedarfsanalysen betrachtet werden müssen. Sofern die Einhaltung der genannten Kriterien nicht gewährleistet werden kann, sind geeignete Gegenmaßnahmen zu ergreifen.

3.6 Versorgungswiederaufbau

- Grundvoraussetzung zur vollständigen Wiederherstellung der Energieversorgung ist die erfolgreiche Durchführung des Maßnahmenpakets „Netzwiederaufbau ÜNB“ (vgl. 3.5).
- Das Gelingen des Versorgungswiederaufbaus (VWA) ist durch das Verhältnis von Angebot und Nachfrage elektrischer Energie determiniert. In Abhängigkeit von Verfügbarkeit und Aktivierungszeit von Erzeugungsanlagen im Zuständigkeitsbereich ergibt sich die Zeitdauer bis zum Abschluss des VWA. Zum Zeitpunkt des Marktstarts kann davon ausgegangen werden, dass die Wiederversorgung von Endkunden weitestgehend abgeschlossen ist.
- Große Erzeugungsanlagen können bisher zum Ausgleich des volatilen Charakters der ungesteuerten dezentralen Erzeugung sowie des Verbrauchs eingesetzt werden. Durch den Wegfall der steuerbaren großen Erzeugungsanlagen müssen dezentrale Erzeugungsanlagen mit einer schwarzfallfesten bzw. schwarzfall-robusten Kommunikationsanbindung zur Steuerung

ertüchtigt werden. Weiterhin müssen einzusetzende Erzeugungsanlagen über eine ausreichende Regelfähigkeit verfügen.

- Netzbetreiber müssen in die Lage versetzt werden, Einspeise- und Lastpotentiale auch in der schwierigen Situation eines Netzzusammenbruchs sicher und verlässlich zu prognostizieren. Diese Informationen sind über die Netzebenen zu aggregieren.
- Wie auch im Maßnahmenpaket „Netzwiederaufbau ÜNB“ ergeben sich regionale und zusätzlich überregionale Anforderungen an die Erbringung von Systemdienstleistungen und Anlageneigenschaften.
- Aktuell kann der Versorgungsaufbau aus nationalen Erzeugungsanlagen erfolgen. Die Möglichkeiten zum Leistungsimport von benachbarten europäischen ÜNB für den Versorgungswiederaufbau kann nicht als gegeben angesehen werden, da dies von der Verfügbarkeit der Verbindungen der ÜNB untereinander, vom jeweiligen Netz- und Systemzustand der verbundenen ÜNB als auch von der Verfügbarkeit der Erzeugungsleistung in den Netzen der verbundenen ÜNB abhängt. Bei einer zukünftig auftretenden Unterdeckung der Leistungsbereitstellung aus gesicherten Erzeugungsanlagen und der Nichtverfügbarkeit von Systemdienstleistungen und Anlageneigenschaften kann es beim VWA zu Verzögerungen kommen und je nach Dauer ist in der Folge die Netzinfrastruktur unterlagerter Netzebenen ohne zusätzliche Gegenmaßnahmen nicht mehr als hinreichend gesichert anzusehen.

3.7 Minimaler Kurzschlussstrom

- Eine Unterschreitung minimal zur Sicherung einer konzeptgemäßen Schutzauslösung erforderlicher Kurzschlussströme für die heute verwendeten Schutzeinrichtungen ist im Betrachtungszeitraum nicht zu erwarten. Zudem bestehen Empfindlichkeitsreserven im Schutzsystem, die mit entsprechenden Aufwendungen – bei nur lokaler Erfordernis auch mit geringen Vorlaufzeiten im Bereich von Monaten bis 2 Jahren – gehoben werden können, etwa durch Umrüstung des Reserveschutzes.
- Handlungsbedarf für regelmäßige, systemweite Untersuchungen ist nicht absehbar. Für eine aus technischer Sicht vorstellbare Vorgabe minimaler Kurzschlussstrombeiträge je Regelzone auf ENTSO-E-Ebene bestehen derzeit keine Indizien.

3.8 Spannungstrichterproblematik aus Sicht der Verbraucher

- Mit dem Wegfall der Synchrongeneratoren vergrößern sich - sofern keine entsprechenden Gegenmaßnahmen getroffen werden - die Spannungstrichter infolge der geringeren dynamischen Spannungsstützung,
- Eine Gefährdung der Systemstabilität ist derzeit nicht abzusehen, aufgrund der heute üblichen Störfestigkeiten von Verbrauchsgeräten gegenüber Spannungseinbrüchen aber auch nicht auszuschließen.

Grundsätzlich wäre eine Lösung bei der Ursache auf Geräteebene anzustreben, wenn das Problem messtechnisch deutlicher zu Tage treten würde.

4. HANDLUNGSEMPFEHLUNG

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die kommenden Jahre bedeutende Veränderungen im Hinblick auf die Erzeugungslandschaft, den Netzausbauzustand und der Ausweitung des europäischen Strombinnenmarkts mit sich bringen werden. Die Komplexität der Sachverhalte und die Unsicherheiten hinsichtlich der weiteren Entwicklungen derselben lässt nur eine erste Einschätzung zu dem Einfluss des Kohleausstiegs auf die untersuchten Aspekte zu.

Mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung ist es geboten zu prüfen, inwiefern alternative Betriebsmittel und Erzeugungsanlagen und Konzepte die für einen sicheren Netzbetrieb erforderlichen Voraussetzungen künftig erfüllen können. Bereits vorhandene Alternativen sind in einem Zeitraum von 3-6 Jahren realisierbar und bedürfen einer kontinuierlichen Evaluation, um die Eingriffsmöglichkeit zu wahren [2]. Dazu zählen beispielsweise der Zubau bereits genehmigter und auch weiterer Blindleistungskompensationsanlagen, Speichersystemen, rotierender Phasenschieber, STATCOM, sowie bereits im Bau befindliche HGÜ-Systeme und eine ausreichend regionale Verteilung derselben zur Erbringung der Systemdienstleistungen und Anlageneigenschaften sowie deren Ertüchtigung hin zu einer schwarzfallfesten Steuerung im Kontext des Engpassmanagements und Netzwiederaufbaus [3,4]. Hierfür ist ein klarer gesetzlicher Rahmen zu schaffen.

Weiterführende systemische Lösungen erfordern, bedingt durch den Forschungs- und/oder europäischen Abstimmungsbedarf, einen Realisierungshorizont von 4 bis 8 Jahren. Bis durch Änderungen von Anschlussregeln dann ein systemrelevanter Durchdringungsgrad von Anlagen mit den zugehörigen Eigenschaften erreicht wird, muss allerdings mit längeren Umsetzungszeiten gerechnet werden. Letzteres gilt insbesondere auch für netzbildende Umrichterregler, deren Etablierung auf europäischer Ebene eine Überarbeitung der EU Connection Codes erforderlich macht. Gemäß der EU-Verordnung 2019/943 zum Elektrizitätsbinnenmarkt sollen die EU Connection Network Codes bis zum 1. Juli 2025 auf Überarbeitungsbedarf geprüft werden, weshalb sich nun sowohl die Gelegenheit dazu als auch die Zeit bietet, weitere Erkenntnisse aus der Forschung einfließen zu lassen [2]. Die ÜNB empfehlen, dass die EU-Kommission und ACER die Überarbeitung der Connection Network Codes priorisieren und ungeachtet des weiteren Forschungsbedarfs anstoßen.

Darüber hinaus setzen die ÜNB beim Netzwiederaufbau auf schwarzstartfähige Kraftwerke – meist in Form von Wasser- oder Gaskraftwerken. Gleichwohl sind die ÜNB darauf angewiesen, dass für den Netzwiederaufbau eine gewisse Menge an gesicherter, gut verteilter Erzeugungsleistung mit Anschluss an das Hoch- und Höchstspannungsnetz verfügbar ist. Darüber hinaus müssen die Kraftwerke in ausreichendem Maße regelfähig sein. Des Weiteren können diese als Schwarzstartanlagen ausgelegt

werden und somit einen zusätzlichen Nutzen für den Netzwiederaufbau des ÜNB generieren. Insbesondere in den von Windenergieeinspeisung dominierten Regionen in nördlichen Bundesländern ist zu prüfen, ob der aktuell antizipierte sehr geringe Zubau an thermischen Erzeugungsanlagen für die Belange des Netzwiederaufbaus ausreichend ist. Mit Blick auf den Versorgungswiederaufbau und unter Berücksichtigung der Annahmen aus dem genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans für 2035 und 2040 würden entsprechende Kraftwerke zur Verfügung stehen. Dies setzt allerdings voraus, dass diese Kraftwerke zum genannten Zeitpunkt in Betrieb sind und den ÜNB für den Netz- und Versorgungswiederaufbau zur Verfügung stehen. Ein Teil des antizipierten Zubaus an Gaskraftwerken sollte daher auch in den nördlichen Bundesländern sichergestellt werden.

Einen unmittelbaren, gleichwertigen Ersatz für die steuerbaren und großen Erzeugungsanlagen gibt es zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht. Im Hinblick auf die gem. § 60 KVBG festzulegenden Kriterien für die begleitende Netzanalyse ist festzustellen, dass künftig auch Steinkohlekraftwerke für die Bewirtschaftung von Netzengpässen, die Spannungsstabilität und transiente Stabilität erforderlich sein könnten, auch wenn diese nach dem KVBG aus dem Markt gehen werden. Übergangsweise ist die Aufrechterhaltung der Verfügbarkeit dieser Systemdienstleistungen für das Übertragungsnetz durch einen Abtausch der Kraftwerke in der Netzreserve sinnvoll, insofern die Stilllegungskandidaten ob Ihrer geographischen Lage und technischen Eignung in Frage kommen. Daher sollte dies über die Systemrelevanzprüfung ermöglicht werden [3].

Die sich andeutenden Auswirkungen der sich verändernden Leistungsbilanz und des damit verbundenen steigenden Stromimports auch auf kritische Netzsituationen im Rahmen der exemplarischen Netzanalyse (Transmission Adequacy) und deren Relevanz im Hinblick auf den Versorgungswiederaufbau bedürfen aus Sicht der ÜNB einer weiterführenden Befassung durch BMWi und BNetzA.

Überarbeitung bestehender Prozesse

Für zahlreiche der untersuchten Aspekte wurde die Notwendigkeit einer fortwährenden Beobachtung und Analyse in den kommenden Jahren identifiziert. Um diesen Rechnung zu tragen, haben die vier deutschen ÜNB bereits reagiert und damit begonnen etablierte Prozesse zu identifizieren, die für die empfohlenen fortwährenden Betrachtungen der für den Kohleausstieg relevanten Untersuchungsaspekte herangezogen werden können. Die hier relevanten Prozesse sind der Tabelle 1 zu entnehmen. Im nächsten Schritt gilt es gemeinsam mit den zuständigen Ministerien und Behörden herauszuarbeiten, inwiefern Anpassungen erforderlich sind, um Aussagen bezüglich der Untersuchungsaspekte im Kontext des Kohleausstiegs treffen zu können.

Darüber hinaus haben die ÜNB bereits damit begonnen zwei Prozesse neu aufzusetzen, die sich mit zentralen Aspekten des Kohleausstiegs und der veränderten Erzeugungslandschaft näher beschäftigen:

Die Konzepte für den Netz- und Versorgungswiederaufbau werden im Rahmen des Forschungsprojekts „Weiterentwicklung Netzwiederaufbaupläne“ weiterentwickelt, welches in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), dem Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiemanagement der TU Kaiserslautern, sowie den Unternehmen E-Bridge und DUtrain aufgesetzt wurde und bis Ende 2021 läuft [4]. Seitens des Gesetzgebers und der Regulierungsbehörde ist gemeinsam mit den ÜNB und den VNB ein Rahmen zu schaffen, der Vorgaben und Ziele zur erforderlichen Lastdeckung und einer zeitlichen Staffelung des VWA in einem Referenzszenario enthält. Darüber hinaus muss festgelegt werden, wie in Situationen mit einem Leistungsmangel bzw. dem Mangel an erforderlichen Systemdienstleistungen vorzugehen ist. Weiterhin gilt es, die zeitlichen Anforderungen an einen vollständigen Versorgungswiederaufbau in Zusammenarbeit mit der Politik und dem Regulator zu definieren.

Für die in Abschnitt 3 identifizierten, auf den Ausstieg aus der Kohleverstromung zurückzuführenden, Herausforderungen für die Wahrung der Systemsicherheit im Allgemeinen und die Spannungsstabilität und Gewährleistung der Handelskapazitäten im Besonderen, führen die ÜNB Systembeurteilungsanalysen durch. Den Kern dazu bilden die Systemanalysen gem. § 3 NetzResV. Die Anforderungen, die sich aus der Systemrelevanzprüfung gem. § 26 KVBG ergeben (vgl. Tabelle 1) und die sich abzeichnende Bedeutung der Transmission Adequacy für die Dimensionierung der Netzreserve sollen in diesem Zuge besser abgebildet werden]. Der steigende Untersuchungsumfang stellt die ÜNB vor prozessuale Herausforderungen. Die erforderliche Ausweitung des Untersuchungsumfangs der Systemanalysen, sowie

die Integration der Systemrelevanzprüfungen der stillzulegenden Steinkohlekraftwerke gestalten eine Bearbeitung innerhalb der Fristen der NetzResV sehr schwierig. Für die Einbindung weiterer ÜNB-Arbeitsgruppen, die fallweise Prüfung lokaler Aspekte des jeweiligen Anschlussnetzbetreibers, sowie die Betrachtungen zur Ermittlung standortscharfer Maßnahmen zur Wahrung der Spannungshaltung/ Spannungsstabilität würden bei sequentieller Bearbeitung nach der Ermittlung des Netzreserveportfolios den zur Verfügung stehenden Zeitraum übersteigen, sodass hierfür eine sachgerechte Methodik zur parallelen Bearbeitung oder gar für Voranalysen noch erarbeitet werden muss. In Ergänzung zur Überarbeitung der Herangehensweise der ÜNB ist eine Anpassung der Frist für die Abstimmung der Annahmen, Parameter, Szenarien und Methoden der Systemanalysen gem. § 3 (2) NetzResV zu empfehlen.

Relevante Untersuchungsaspekte des Kohleausstiegs	Bestehende nationale Prozesse	Bestehende europäische Prozesse	Bewertung
Fähigkeit des Managements von Netzengpässen	<ul style="list-style-type: none"> Bedarfsanalysen der ÜNB (EnWG, NetzResV, KVVG) Systemrelevanzprüfungen Begleitende Netzanalysen der BNetzA (KVVG, in Abh. der Ausgestaltung der VO) NEP-Prozess ÜNB-Schwachstellenanalyse gemäß §13 (9) EnWG 	Betriebsplanung der einzelnen ÜNB bzw. Abstimmungen über CORESO, TSC auf Basis der Art. 75,76,78 SOGL	derzeit kein etablierter europäischer Redispatch-Prozess mit entsprechender Vorschau
Spannungshaltung; stationärer/dynamischer Blindleistungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> Bedarfsanalysen der ÜNB (EnWG, NetzResV, KVVG) Systemrelevanzprüfungen Begleitende Netzanalysen der BNetzA (KVVG, in Abh. der Ausgestaltung der VO) NEP-Prozess Projekt SDL-Zukunft 		<ul style="list-style-type: none"> Spannung/Blindleistung ist sehr lokal und nur zwischen Nachbar-ÜNBs sinnvoll abstimbar. Daher kein europäischer Bedarf Zu prüfen inwiefern Abstimmung mit VNB im Prozess erforderlich wird.
Transiente Systemstabilität (Spannung/Winkel)	<ul style="list-style-type: none"> NEP-Prozess Dynamic Security Assessment (DSA) in Vorbereitung bei jeweiligen ÜNB 	<ul style="list-style-type: none"> SOGL, Art. (38) bildet die Grundlage für die nationalen/ÜNB-spezifischen DSA Umsetzungen, Datenaustausch zur Modellierung der Randnetze für die nationalen/ÜNB-spezifischen Studien (Sub Group System Protection and dynamics SG SPD ENTSO-E) 	<ul style="list-style-type: none"> Das Thema wird im Rahmen von DSA-Systemen künftig betrieblich bewertbar und über den NEP mit Langfristperspektive Dynamische Analysen im BA-Zeithorizont sind derzeit nicht etabliert und sollten eingeführt werden
Frequenzstabilität: Schwungmasse für "Normalbetrieb/Alert" (3GW-Auslegungstörung)	<ul style="list-style-type: none"> Projekt SDL-Zukunft Untersuchungen zum nicht-konzeptgemäßen EZA-Verhalten / Monitoring der Systemstabilitätsverordnung II 	<ul style="list-style-type: none"> SOGL, Art. (39), ENTSO-E WG SPD Report zur minimalen Schwungmasse (alle 2 Jahre) Untersuchungen zum nicht-konzeptgemäßen EZA-Verhalten, SG SPD TYNDP-Prozess liefert Ausblick für Schwungmasseentwicklung 	Schwungmasse sinnvollerweise durch den Begriff "Momentanreserve" ersetzen
Frequenzstabilität: Beherrschbarkeit schwerwiegender Systemstörungen (System Split)	<ul style="list-style-type: none"> NEP-Prozess Prozesse im Rahmen des Testplans für NC ER in Vorbereitung (einzelne ÜNB oder 4ÜNB, themenspezifisch) Projekt SDL-Zukunft 	<ul style="list-style-type: none"> NC ER, Art. (50) bildet Grundlage für die nationalen/ÜNB-spezifischen Umsetzungen Erbereitung Referenzszenarien für System-Split-Fall in SG SPD (teilweise: Auch in Connection Network Codes und Drafting Team Planning Standards) 	Die Beherrschbarkeit von Großstörungen sollte in gesetzlichen Prozessen Berücksichtigung finden, um für abgeleitete Gegenmaßnahmen eine Anerkennung zu erreichen
Stabilitätsfragen im EMT-Bereich: Resonanzen, Reglerinteraktionen	ÜNB-Prozesse auf Basis der Vorgaben der NC und TAR	mehrere Artikel im NC RIG und im NC HVDC	<ul style="list-style-type: none"> Effekt ist (derzeit) sehr lokal. Daher kein europäischer Handlungsbedarf. Koordination und Abstimmung der Vorgehensweisen erfolgt im Rahmen der AG Systemstabilität und der AG Netzresonanzen der 4ÜNB. Kein Bedarf an zusätzlichen Prozessen. Vorgehensweisen und Analyseverfahren sollten im Rahmen von Forschungsaktivitäten näher in den Fokus gerückt werden.
Transiente Winkelstabilität von Synchrongeneratoren (-gruppen am gleichen Netzanschlusspunkt)	<ul style="list-style-type: none"> Systemrelevanzprüfung ÜNB-Prozesse auf Basis der Vorgaben der NC und TAR ÜNB-Prozesse im Rahmen der Betriebsplanung 	mehrere Artikel im NC RIG	<ul style="list-style-type: none"> Bewertung am Netzanschlusspunkt (kraftwerksspezifisch) bzw. Kurzschlussleistungsniveau kein europäischer Bedarf Koordination und Abstimmung der Vorgehensweisen erfolgt im Rahmen der AG Systemstabilität und AG CNC. Kein Bedarf an zusätzlichen Prozessen.
Kurzschlussstrom/Netzschutz	<ul style="list-style-type: none"> Systemrelevanzprüfung Projekt SDL-Zukunft 		<ul style="list-style-type: none"> Koordination und Abstimmung der Netzschutzkonzepte im Rahmen der AG Netzschutz der 4ÜNB Die Wechselwirkung Schutzkonzepte und Umrichtersysteme sollte im Rahmen von Forschungsaktivitäten näher in den Fokus gerückt werden
Versorgungswiederaufbau	<ul style="list-style-type: none"> Systemrelevanzprüfung Prozesse im Rahmen des Testplans für NC ER in Vorbereitung (einzelne ÜNB oder 4ÜNB, themenspezifisch) Projekt SDL-Zukunft 	NC ER, Art. (44), (51) bildet Grundlage für die nationalen/ÜNB-spezifischen Umsetzung in den Tests	Daher kein europäischer Bedarf

Tabelle 1 Untersuchungsaspekte gem. § 34 KVVG und relevante Prozesse

5. QUELLENVERZEICHNIS

- [1] Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU
- [2] Vennegeerts H., Sherwarega, F., Denecke, J., Graeve, C. „Systemsicherheits- und stabilitätsaspekte im Rahmen der Langfristanalysen gemäß § 23(1) des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes. Fachgebiet für elektrische Energiesysteme der Universität Duisburg-Essen“. Dezember 2020.
- [3] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT GmbH und TransnetBW GmbH „Quantitative langfristige Netzanalyse für das Jahr 2027/2028“. 22.12.2020.
- [4] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT GmbH und TransnetBW GmbH. „Betrachtungen zum Netz- und Versorgungswiederaufbau vor dem Hintergrund des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG)“. 22.12.2020.
- [5] Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz-KVBG), von 8.August 2020 (BGBl. I S. 1818)
- [6] Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb
- [7] Bundeswirtschaftsministerium (2019). Hannover Vereinbarung zum vorausschauenden Controlling des Netzausbaus. Veröffentlicht am 24.05.2019 unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/tempo-fuer-den-netzausbau.pdf?__blob=publicationFile&v=8