

**Unterstützung
bei einem Update der Langfristanalysen gemäß §34(1) des Kohleverstromungsbeendi-
gungsgesetzes (KVBG)**

– Abschlussbericht –

Fachgebiet für Elektrische Energiesysteme
der Universität Duisburg-Essen

8. Juli 2022

Prof. Dr. Hendrik Vennegeerts

Dr. Fekadu Shewarega

Dorothee Nitsch

Executive Summary

Die Pläne der Bundesregierung sehen laut Koalitionsvertrag vor, den Kohleausstieg möglichst auf 2030 vorzuziehen. Entsprechend soll im Sommer 2022 das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVVG) angepasst werden. Um die Machbarkeit eines beschleunigten Kohleausstiegs zu bewerten, hat die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu einer Aktualisierung der langfristigen Netzanalyse gemäß §34(1) KVVG aus 2020 (Langfristanalysen 2020) bis Mitte 2022 aufgefordert. Diese soll – und kann aufgrund des kurzen verfügbaren Zeitfensters für die Bearbeitung – nur rein qualitativ bewerten, welche zusätzlichen oder veränderten Anforderungen ein beschleunigter Kohleausstieg an die Wahrung von Systemsicherheit und -stabilität stellt. Eine quantitative Bewertung durch die ÜNB erfolgt auf Grund des hohen Arbeitsaufwands später.

Im Auftrag der ÜNB wurde durch das Fachgebiet elektrische Energiesysteme der Universität Duisburg-Essen als Teilpaket der geforderten Aktualisierung der Langfristanalysen 2020 eine Neubewertung der Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte sowie des Aspekts Engpassmanagements durchgeführt.

Ausgehend von diesem Rahmen und auf Basis der Erkenntnisse der Langfristanalysen 2020 ergeben sich für diese Studie folgende zentrale Fragestellungen:

- Müssen die Ergebnisse der Langfristanalysen 2020 aufgrund zwischenzeitlich neuer Erkenntnisse im Hinblick auf den technischen Umfang erforderlicher Systemrelevanz- und Alternativenprüfungen angepasst werden?
- Welche besonderen Herausforderungen ergeben sich beim angestrebten beschleunigten Kohleausstieg bis 2030 für die Prozesse der Systemanalysen und der Systemrelevanzprüfungen?

Zum erstgenannten Punkt haben sich aus einer Analyse auf Basis einer umfassenden Literaturrecherche keine neuen technischen Aspekte aus dem Untersuchungsbereich dieser Studie ergeben, die im Verlauf des Kohleausstiegs fortlaufender Bewertung und damit einer Berücksichtigung in den Systemanalysen und Systemrelevanzprüfungen unterliegen müssen. Demnach sind in Systemanalysen und Systemrelevanzprüfungen die technischen Aspekte Engpassmanagement, Spannungshaltung, Langzeit-Spannungsstabilität, transiente Stabilität und die Winkelstabilität verbleibender Synchrongeneratoren zu betrachten. Bei Existenz entsprechender Bewertungsgrundlagen sind auch die heute bereits in bestimmten System-Split-Fällen gefährdete Frequenzstabilität, die Kurzschlussstromhöhe sowie die Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht einzubeziehen. Insbesondere bei der Frequenzstabilität ist gemäß dem aktuellen Diskussionsstand sowie der -intensität nicht auszuschließen, dass noch

im Zeitraum des beschleunigten Kohleausstiegs auf der ENTSO-E-Ebene Vorgaben zur Bemessung einer regional vorzuhaltenden Momentanreserve verabschiedet werden.

Für die in den Langfristanalysen 2020 erarbeiteten Alternativen zum Weiterbetrieb von Steinkohlekraftwerken hat sich aus der Literaturrecherche und den Erfahrungen der letzten Jahre ebenfalls kein Anpassungsbedarf ergeben. Die Auswertung für das Zeitfenster bis 2030 bei einem beschleunigten Kohleausstieg macht deutlich, dass bis dahin praktisch nur bereits heute existierende Technologien zum Einsatz kommen können oder eine nennenswerte systemtechnische Wirkung entfalten können. Bei der hinreichenden Etablierung netzbildender Umrichterregelungen, die in den Langfristanalysen 2020 als systemische Lösung ausgewiesen wurde, sind in Wissenschaft, bei Herstellern, in Pilotprojekten sowie bei der Vorbereitung zur Festlegung der geforderten Eigenschaften in Netzanschlussregeln zwar Fortschritte erzielt worden. Angepasste Netzanschlussregeln, die gemäß gesetzlich vorgegebener Erarbeitungsprozesse zunächst eine Verabschiedung auf europäischer Ebene erfordern, werden aber ohne eine Beschleunigung der Definitionsprozesse erst gegen Ende des laufenden Jahrzehnts vorliegen können. Eine Ausnahme stellen STATCOM mit netzbildenden Eigenschaften dar, die als Netzbetriebsmittel von den ÜNB ohne Notwendigkeit einer Verabschiedung von Netzanschlussregeln installiert werden können, und deren Entwicklung und Beschaffung die ÜNB zusammen mit den Herstellern in den letzten Jahren stark vorangetrieben haben. Hier stehen erste Umsetzungsprojekte an, allerdings noch ohne Erbringung von Momentanreserve aus zusätzlich vorzusehenden Energiespeichern zur Stützung der Frequenzstabilität.

Da für alle oben genannten relevanten technischen Aspekte auch heute bereits Lösungsoptionen bestehen, ist ein Verzicht auf Steinkohlekraftwerke in der Netzreserve für Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte – abgesehen vom Redispatch beim Engpassmanagement – denkbar. Umsetzbar ist er aber nur dann, wenn diese Alternativen auch zeitgerecht realisierbar sind. Dies wird dadurch erschwert, dass die im Netzentwicklungsplan (NEP) ausgewiesenen Maßnahmen nunmehr in einer deutlich kürzeren Zeitspanne umzusetzen sind. Der aktuelle NEP geht für das Zieljahr 2035 in den Szenarien B und C von einem vollständigen Kohleausstieg aus und antizipiert auch andere, damit teilweise verbundene und somit auch beschleunigt umzusetzende oder erwartete Entwicklungen in der Transformation des Stromsektors. Dementsprechend müssen die im NEP identifizierten Bedarfe für Netzausbau wie auch Blindleistungsquellen bereits bis 2030 realisiert sein. Gelingt dies nicht, ist von einem durch den beschleunigten Kohleausstieg verursachten höheren Bedarf an Netzreserve – bzw. an zu rotierenden Phasenschiebern umgerüsteten Synchrongeneratoren – auszugehen.

Zum zweiten oben aufgeführten Untersuchungspunkt ist zusammenfassend festzuhalten, dass sich erhebliche Herausforderungen beim angestrebten beschleunigten Kohleausstieg bis 2030 für die Prozesse der Systemanalysen und der Systemrelevanzprüfungen ergeben.

Zunächst bleibt bei einem beschleunigten Kohleausstieg die Systemrelevanzprüfung mit der Option einer Überführung von Steinkohlekraftwerken in die Netzreserve, ggf. auch einer Umwandlung in einen rotierenden Phasenschieber, nicht nur für das Engpassmanagement, sondern auch für die Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte aus folgenden Gründen unverzichtbar:

- Die oben begründete erforderliche zeitliche Straffung bei der Umsetzung von Maßnahmen kann zu Kapazitätsengpässen in der Umsetzung führen oder – im Falle eines erforderlichen Netzausbaus – genehmigungstechnisch nicht realisierbar sein.
- Zudem kann die temporäre Nutzung der Netzreserve günstiger sein als die dauerhafte Errichtung von Alternativen oder deren mögliche Überdimensionierung, wenn alle Unsicherheiten bei der weiteren Entwicklung von Netznutzung und Netzausbauzustand robust alleine durch Alternativen beherrscht werden sollen. Dies gilt sicher auch für die Beherrschung temporärer Netzschwächungen während Netzausbaumaßnahmen.
- Im Hinblick auf die erwähnten Unsicherheiten kommt erschwerend hinzu, dass für alle der zu betrachtenden technischen Aspekte die hinreichende regionale Vorhaltung von Systemdienstleistungen erforderlich ist und dadurch jeweils der Lösungsraum eingeschränkt wird.

Um die Planungsunsicherheit für die ÜNB zu begrenzen, ist eine fixe Stilllegungsreihenfolge der Kohlekraftwerke zu empfehlen. Da bei einem beschleunigten Kohleausstieg die Modalitäten für die Stilllegungen abweichend vom derzeitigen Stand des KVBG neu zu klären sind, besteht hier auch ein Freiheitsgrad.

Die geschilderten Unsicherheiten sowie Wirtschaftlichkeitserwägungen machen es für die Systemanalysen als Grundlage der Systemrelevanzprüfungen erforderlich, dass diese den mehrjährigen Realisierungszeitraum von Alternativen (bis zu 6 Jahre) abdecken. In der Folge ist auch die in diesem Zeitraum auftretende Bandbreite möglicher Entwicklungen beim Netzausbauzustand und bei der Netznutzung zu betrachten, was üblicherweise die Behandlung mehrerer Szenarien erfordert. Dies erhöht den Berechnungsaufwand erheblich. Daher ist es wünschenswert, den Parameterrahmen für die jeweiligen Systemanalysen früher als zum Dezember des Vorjahres abzustimmen, auch wenn damit die Prognosegenauigkeit für die Verhältnisse in den Folgejahren geringer wird. Mit fix definierter Stilllegungsliste würde das Zieldatum auch nicht mehr durch die Notwendigkeit vorliegender Ausschreibungsergebnisse begrenzt.

Für den Prozess der Systemanalysen als Grundlage der Systemrelevanzprüfungen erfordert der mehrjährige, aber jährlich abzutastende Betrachtungszeitraum eine Anpassung der Netzreserveverordnung (NetzResV), um mehr als zwei Betrachtungszeiträume in die Bewertung einbeziehen zu können. Ferner ist geboten - entgegen der heutigen Praxis, - die Entscheidung

auch auf Basis von Berechnungen zu treffen, die über den Betrachtungshorizont eines Jahres hinausgehen. Damit wird im Sinne einer konservativen Bewertung die Bereitschaft gefordert, auch eine in der Zukunft liegende temporäre Systemrelevanz auf Basis aktueller Prognoserechnungen anzuerkennen.

Zur Sicherung einer hohen Verfügbarkeit der Netzreserve durch Planungssicherheit für den Kraftwerksbetreiber ist zu empfehlen, die Ausgestaltung des KVBG dahingehend anzupassen, dass bei entsprechendem längerfristigem Bedarf in der Netzreserve auch direkt eine Vertragslaufzeit über die heute verankerten 24 Monate gewählt werden kann. Zudem sollten auch Zahlungen für regelmäßige Instandhaltungen bei den Vergütungen berücksichtigt werden.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	II
Inhaltsverzeichnis	VI
Abkürzungsverzeichnis	VII
1 Hintergrund und Studienauftrag	1
1.1 Hintergrund der Langfristanalysen 2020	1
1.2 Zusammenfassung der Ergebnisse der Langfristanalysen 2020	2
1.3 Bisherige Umsetzung des KVBG	5
1.4 Hintergrund der Aktualisierung der Langfristanalysen und Studienauftrag	7
2 Analyse zum Aktualisierungsbedarf der Aussagen zu technischen Aspekten	9
2.1 Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte	9
2.2 Alternativen zum Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken	13
2.3 Fortschritte bei der Forschung zu netzbildenden Umrichtern	16
3 Umsetzungsstand der Handlungsempfehlungen aus den Langfristanalysen 2020	18
3.1 Anpassung der EU-Connection Network Codes und TAR sowie Etablierung von netzbildenden Umrichtern	18
3.2 Gesetzlicher Rahmen zur Beschaffung von Systemdienstleistungen	19
3.3 Auslegungsgrenzen für die Frequenzstabilität	20
4 Empfehlungen für einen beschleunigten Kohleausstieg bis 2030	23
4.1 Langfristigere Planungshorizonte und verbesserte Planbarkeit	23
4.2 Weitere Ausgestaltung der Netzreserve als Instrument in der Übergangszeit	26
5 Zusammenfassung	28
Referenzen	1
Anhang A: Bewertung der Stabilitäts-/Sicherheitsaspekte aus der Langfristanalyse 2020	4
Anhang B: Ergebnisse der ersten vier Ausschreibungsrunden nach KVBG	6

Abkürzungsverzeichnis

BMWK	<i>Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz</i>
BNetzA	<i>Bundesnetzagentur</i>
EnWG	<i>Energiewirtschaftsgesetz</i>
EZA	<i>Erzeugungsanlage</i>
FRT	<i>Fault Ride-Through</i>
KVBG	<i>Kohleverstromungsbeendigungsgesetz</i>
LFDD	<i>Low Frequency Demand Disconnection</i>
NEP	<i>Netzentwicklungsplan</i>
NetzResV	<i>Netzreserveverordnung</i>
RoCoF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
TAR	<i>Technische Anschlussregel</i>
TYNDP	<i>Ten Years Network Development Plan</i>
ÜNB	<i>Übertragungsnetzbetreiber mit Regelverantwortung/Regelzonenverantwortung</i>

1 Hintergrund und Studienauftrag

1.1 Hintergrund der Langfristanalysen 2020

Der durch die Bundesregierung beschlossene Kohleausstieg Deutschlands bis 2038 wird im Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG) [1] geregelt, welches am 14.08.2020 in Kraft trat. In §34 (1) KVBG wurden die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelverantwortung (ÜNB) verpflichtet bis zum 31.12.2020 eine langfristige Netzanalyse (im Folgenden Langfristanalysen 2020 genannt) [2] zu erstellen und der Bundesnetzagentur (BNetzA) und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) vorzulegen. Diese sollte die Auswirkungen der Reduzierung der Stein- und Braunkohleverstromung auf die Bewirtschaftung von Netzengpässen, die Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus und die Stabilität des Netzes, insbesondere in Bezug auf die Spannungs- und Frequenzhaltung, untersuchen. Neben einer Bewertung dieser technischen Aspekte bezüglich ihrer Kritikalität im Zusammenhang mit dem Kohleausstieg sollten auch mögliche Alternativen zum Weiterbetrieb einzelner Kraftwerke ermittelt und hinsichtlich ihrer Wirkungsbereiche, der notwendigen Realisierungszeiten und der Umsetzbarkeit innerhalb des Zeitraums des Kohleausstiegs analysiert werden.

Die Erstellung der Langfristanalysen 2020 durch die ÜNB basierte auf drei Studien, die als Begleitdokumente mitveröffentlicht wurden:

- Eine umfassende qualitative Beurteilung der Systemsicherheit- und -stabilitätsaspekte wurde durch die Universität Duisburg-Essen durchgeführt [3]. Neben der Bewertung der einzelnen technischen Aspekte hinsichtlich des Kohleausstiegs und der Erstellung einer Alternativen-Liste zum Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken wurden auch detailliert Modellierungsaspekte und Berechnungsverfahren beleuchtet.
- Ein Bericht zum Netz- und Versorgungswiederaufbau wurde durch die ÜNB selber angefertigt [4].
- Eine exemplarische qualitative Bewertung des Kohleausstiegs hinsichtlich der Bewirtschaftung von Engpässen erfolgte ebenfalls durch die ÜNB [5].

Die Langfristanalysen 2020 dienen nach §60 (2) KVBG als Grundlage zur Gestaltung einer Verordnung, die Maßstäbe für eine mögliche Aussetzung von gesetzlich angeordneten Stilllegungen von Kraftwerken gemäß §35 (2) KVBG definieren soll und somit ebenfalls als Grundlage für die begleitenden Netzanalysen nach §34(2) KVBG dient. Letztere sollen erstmals zum 31.3.2022 und anschließend alle zwei Jahre durch die BNetzA angefertigt werden und den

Einfluss von Stilllegungen von Kohlekraftwerken auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsnetzes fortlaufend untersuchen.

1.2 Zusammenfassung der Ergebnisse der Langfristanalysen 2020

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse und Handlungsempfehlungen der Langfristanalysen 2020 zusammengefasst. Dabei wird das Thema Netz- und Versorgungswiederaufbau bewusst ausgeklammert, da sie nicht Teil dieser Studie sind und somit nicht weiter betrachtet werden.

Bei der Frage, bei welchen technischen Aspekten der Systemsicherheit und -stabilität durch den Kohleausstieg bis 2038 mit einer Gefährdung zu rechnen ist, gilt es zu berücksichtigen, mit welchen systemstützenden Fähigkeiten Kohlekraftwerke bzw. Synchronmaschinen im Allgemeinen dem Netzbetrieb dienlich sein können¹:

- Als regelbare Erzeugungsanlagen (EZA) dienen sie dem Engpassmanagement (insbesondere verfügen sie im Teillastbetrieb über die Option zur Einspeiseerhöhung) sowie der Frequenzhaltung durch die Erbringung von Regelleistung.
- Als dynamische Blindleistungsquelle tragen sie zur Spannungshaltung, zur Langzeit-Spannungsstabilität und zur transienten Stabilität (Kurzzeit-Spannungsstabilität und Winkelstabilität) einer Netzregion bei.
- Als Kurzschlussstromquelle liefern sie benötigten Kurzschlussstrom für Schutzsysteme, reduzieren die Ausdehnung von Spannungstrichtern und stützen die transiente Stabilität.
- Als rotierende Masse erbringen sie Momentanreserve im Falle einer plötzlichen Frequenzänderung und dienen somit der Frequenzstabilität und Frequenzhaltung.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Untersuchungen der einzelnen technischen Aspekte und der daraus gefolgerten Handlungsempfehlungen zusammengefasst.

Als besonders kritisch und damit im Verlauf des Kohleausstiegs zwingend regelmäßig zu behandeln haben sich dabei folgende Punkte herausgestellt:

- Der Verlust von Kohlekraftwerken als dynamische Blindleistungsquellen wirkt sich negativ auf die Spannungshaltung und die Langzeit-Spannungsstabilität aus. Dies kann auch eine

¹ Zur Definition und Abgrenzung von Begriffen wie Frequenzhaltung, Frequenzstabilität, Spannungshaltung, Langzeit-Spannungsstabilität und Momentanreserve wird auf den Abschlussbericht zu den Langfristanalysen zu §34(1) KVBG [2] verwiesen.

Überführung von zur Stilllegung vorgesehenen Kohlekraftwerken in die Netzreserve oder deren Umrüstung in rotierende Phasenschieber erforderlich machen.

- Durch den Verlust von Momentanreserveleistung aus Schwungmasse und durch die fehlende dynamische Netzstützung durch Synchrongeneratoren wird die transiente Stabilität des Netzes gefährdet. Auch für diese Fälle kann eine Überführung in die Netzreserve oder – wenn auch durch den Verlust der Turbine als Schwungmasse nicht gleichwertig – eine Umrüstung in rotierende Phasenschieber erforderlich werden.
- Die transiente Winkelstabilität der verbleibenden Synchrongeneratoren und somit ihr stabiler Verbleib innerhalb der FRT-Grenzkurven kann gefährdet sein, es ist aber zu erwarten, dass eventuelle Abhilfemaßnahmen lokal erfolgen können.

Für weitere technische Aspekte wurde zwar festgestellt, dass Gefährdungen auftreten könnten, eine Berücksichtigung in Systemanalysen und Systemrelevanzprüfungen setzt aber die Definition neuer bzw. die Anpassung bestehender Bewertungskriterien voraus. Diese werden heute diskutiert, so dass sich ein regelmäßiger Untersuchungsbedarf im Zeitraum des Kohleausstiegs ergeben kann:

- Der Verlust von Momentanreserve aus Synchrongeneratoren gefährdet die Frequenzstabilität im Synchronverbund. Insbesondere in Fällen von System-Splits kann dies zu großflächigen Blackouts führen. Allerdings fehlen noch einzuhaltende Auslegungsgrenzen, nach denen Gegenmaßnahmen dimensioniert und parametrisiert werden können. Ferner kann sich langfristig eine Überreaktion in den Stufen des frequenzabhängigen Lastabwurfs ergeben, welcher üblicherweise als Low Frequency Demand Disconnection (LFDD) bezeichnet wird. Aus beiden Aspekten kann sich eine minimal je Regelzone oder regional vorzuhaltende Momentanreserveleistung ergeben.
- Das Fehlen von Synchrongeneratoren als Kurzschlussstromquellen kann langfristig die nötige Kurzschlussstromhöhe gefährden. Eine akute Gefährdung wird dabei im Zeitraum des Kohleausstiegs nicht gesehen. Dennoch ist nicht auszuschließen, dass auf ENTSO-Ebene Vorgaben zu minimalen Kurzschlussstrombeiträgen je Regelzone definiert werden, was dann in entsprechenden Analysen zu berücksichtigen ist.
- Durch den Verlust von Kurzschlussleistung werden sich auch die Spannungstrichter im Kurzschlussfall weiter ausbreiten. Eine Gefährdung durch hohe Wirkleistungsbilanzfehler infolge von Ausfällen von Verbrauchsgeräten ist aufgrund der in der Normung geforderten geringen Störfestigkeit nicht auszuschließen, derzeit aber aus dem Netzbetrieb heraus nicht belegt. Sollte sich dies ändern, wäre dieser Aspekt regelmäßig zu bewerten.

Keine Relevanz für den Zeitraum des Kohleausstiegs wurde in den Langfristanalysen 2020 hingegen für folgende Aspekte gesehen:

- Bei der Frequenzhaltung ist nur eine Gefährdung durch sich nicht konzeptgemäß verhaltende EZA denkbar. Eine Lösung dieser bekannten, auf ENTSO-E-Ebene behandelten und zudem vorübergehenden Problematik ist definiert. Dabei hat Deutschland die Grenzen der installierten Leistung für sich nicht konzeptgemäß verhaltende EZA im Wesentlichen bereits eingehalten.
- Dominante Eigenschwingungen für Leistungspendelungen werden sich durch den Kohleausstieg zwar ändern, aber nur geringfügig.
- Die Kurzschlussstromqualität kann durch Oberschwingungsbildung durch die speisenden Umrichter bei gleichzeitigem Wegfall der Synchrongeneratoren als Senken gefährdet sein. An dieser Stelle besteht weiterhin Forschungsbedarf, eine Relevanz für den Kohleausstieg ist nach aktueller Forschung aber nicht belegbar.

Die Problematik von Netzengpässen mit der Folge eines hohen Redispatch- und Countertradingbedarfs sowie der Vorhaltung der Netzreserve kann auf lange Hinsicht nur ein bedarfsge rechter und zügiger Netzausbau beseitigen. Der Kohleausstieg verschärft die Notwendigkeit von Netzoptimierung und -ausbau. In den Systemanalysen und Systemrelevanzprüfungen wird dieser Aspekt heute bereits fortlaufend behandelt. Dabei stellt sich im Zusammenhang mit einer Beschleunigung des Kohleausstiegs aber die Frage, ob das bisherige Vorgehen einer Betrachtung nur kurzer Zeithorizonte noch angemessen ist.

Um den oben aufgeführten Systemsicherheit- und -stabilitätsaspekten begegnen zu können, wurde in den Langfristanalysen 2020 eine Liste von Maßnahmen und Alternativen zum Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken erarbeitet. Diese wurden in einer Tabelle mit Realisierungszeiten und Auswirkungen auf die einzelnen Aspekte zusammengefasst. Eine aktualisierte Version dieser Tabelle befindet sich in Kapitel 2.2. Die berücksichtigten Maßnahmen umfassen dabei verschiedene Netzbetriebsmittel (z.B. STATCOM) sowie systemische Lösungsansätze wie die Anpassung von technischen Anschlussregeln (TAR) oder Etablierung von netzbildenden Umrichterregelungen. Die Realisierungszeiten liegen dabei im Bereich von wenigen Monaten bis zu mindestens acht Jahren. Für alle Aspekte existieren Lösungen, für bereits etablierte und damit existierende Lösungen treten aber Realisierungszeiten von bis zu 6 Jahren auf. Systemische Lösungsansätze erfordern noch längere Vorlaufzeiten zur Anpassung der TAR und einer quantitativ-ausreichenden Umsetzung in Kundenanlagen.

Zusammenfassend konnte in den Langfristanalysen 2020 gezeigt werden, dass für alle betrachteten technischen Aspekte sinnvolle und erprobte Alternativen gegenüber einem Weiterbetrieb

von Kohlekraftwerken existieren. Eine kontinuierliche Evaluation mit hinreichendem zeitlichem Vorlauf bezüglich der Abschaltung von Kohlekraftwerken ist nötig, um rechtzeitige Eingriffsmöglichkeiten bei potentiellen Gefährdungen der Netzstabilität zu wahren. Bis zur Realisierung von Alternativen kann eine Überführung von Kohlekraftwerken in die Netzreserve sinnvoll sein. Kein Kohlekraftwerk muss hingegen zwingend am Markt gehalten werden.

Aus den obigen Ausführungen lassen sich zudem bereits folgende grundsätzliche Handlungsbedarfe ableiten:

- Um eine ausreichende Etablierung von netzbildenden Umrichterregelungen zu gewährleisten, bedarf es dringend einer Definition von netzbildendem Umrichterverhalten in den EU-Connection Network Codes und daraus resultierend in den deutschen TAR.
- Die resultierende Berücksichtigung weiterer technischer Aspekte in den Systemrelevanzprüfungen nach §13b (2) EnWG [6] bzw. den Systemanalysen nach §3 (2) NetzResV [7] – auch Bedarfsanalysen (BA) genannt – als deren Grundlage ist aufgrund der engen Fristen weniger Monate eine große Herausforderung. Die Realisierungszeiten von Alternativen erfordern Betrachtungshorizonte in gleicher Größenordnung bis zu 6 Jahren und damit aufgrund der verbundenen Unsicherheiten der zukünftigen Netznutzung sowie Netzausbauzustand die Betrachtung von Szenarien. Diese sind innerhalb weniger Monate nur in paralleler Behandlung sowie mit Vorarbeiten berechenbar.
- Die Schaffung eines gesetzlichen Rahmens zur Beschaffung von Systemdienstleistungen am Markt über die etablierten Frequenzprodukte hinaus ist erforderlich.

1.3 Bisherige Umsetzung des KVBG

Das KVBG sieht insgesamt sieben Ausschreibungsrunden im Zeitraum von September 2020 bis Juni 2023 vor, bei denen Betreiber ihre Kraftwerke zur Stilllegung anbieten können, für die sie Entschädigungszahlungen des Bundes erhalten. Anschließend wird spätestens ab 2027 in eine gesetzliche Stilllegungsanordnung übergegangen, die im Wesentlichen einer Altersreihung folgt. Alle Informationen zu den Ausschreibungen und ihre Ergebnisse werden auf der Website der BNetzA veröffentlicht [8], in Anhang B erfolgt eine Zusammenfassung. Zum Zeitpunkt dieser Studie ist die fünfte Ausschreibungsrunde veröffentlicht, die zugehörige Systemrelevanzbewertung aber noch nicht abgeschlossen. In der dritten Ausschreibungsrunde trat eine Unterdeckung des Ausschreibungsvolumens auf, eine zusätzlich angeordnete Stilllegung von Kraftwerken erfolgte nicht, da dies erst ab der fünften Ausschreibungsrunde vorgesehen ist. In der fünften Ausschreibungsrunde trat erneut eine Unterdeckung auf, die zu einer

gesetzlichen Stilllegungsanordnung gemäß Reihung der Liste der Steinkohlekraftwerke nach KVBG geführt hat.

Für zwei der zur Stilllegung vorgesehenen Kohlekraftwerke wurden in der ersten Ausschreibungsrunde Anträge der ÜNB zum Umbau zu rotierenden Phasenschieber gestellt, denen die BNetzA gefolgt ist [9]. Der Antrag zur Systemrelevanzfeststellung des Kraftwerks Walsum 9 hingegen wurde von der BNetzA mit der Begründung abgelehnt, dass dieses für einen (n-1)-sicheren Netzbetrieb nicht zwingend zum Redispatch herangezogen werden muss, da andere Netzschaltmaßnahmen möglich seien [9] [10].

Weiterhin wurde für die zweite Ausschreibungsrunde für das Kraftwerk Mehrum, welches im Dezember 2021 endgültig stillgelegt werden sollte, eine temporäre Systemrelevanz für den Sommer 2022 bestätigt. Damit kann für das Kraftwerk in einem Zeitraum von 4 Wochen ein Betrieb angeordnet werden, um Netzbaumaßnahmen im Raum Hannover zu ermöglichen [11] [12].

Für die beaufschlagten Kraftwerke aus der dritten und vierten Ausschreibungsrunde wurde seitens der ÜNB die Systemrelevanz für das Kraftwerk Bergkamen A, das Kraftwerk Scholven C, das Heizkraftwerk Völklingen, das Modellkraftwerk Völklingen und das Kraftwerk Staudinger Block 5 festgestellt [13]. Eine Bestätigung der Systemrelevanzen durch die BNetzA steht derzeit noch aus.

Zu den laut §34 (2) KVBG zum 31.3.2022 fälligen begleitenden Netzanalysen liegen keine Informationen vor, so dass daraus zu angewendeten Kriterien und Erkenntnissen keine Aussagen getroffen werden können. Da laut den Ergebnissen der Langfristanalysen 2020 eine Haltung von Kohlekraftwerken am Markt als grundsätzlich nicht nötig erachtet wurde (siehe Kapitel 1.2), ist eine Aussetzung der gesetzlich angeordneten Stilllegung von Kraftwerken nach §34 (3) KVBG durch die BNetzA und das BMWK für die in den Langfristanalysen 2020 behandelten technischen Aspekte obsolet und aus diesem Prozess heraus keine weitere Verfügbarkeit von Kohlekraftwerken zu erwarten. Davon unbenommen können Kohlekraftwerke auch in der Phase der gesetzlich angeordneten Stilllegung als systemrelevant genehmigt und in die Netzreserve überführt werden.

Die Systemrelevanzprüfung für die Stilllegung vorgesehener Steinkohlekraftwerke soll gemäß KVBG im Rahmen der Systemanalysen nach §3 NetzResVerfolgen. Die Systemanalysen müssen durch die ÜNB jedes Jahr bis zum 1. März erstellt werden. Im Vorfeld erfolgen bis Dezember des Vorjahres Abstimmungen mit der BNetzA zu den zu betrachtenden Szenarien, Parametern und Netzmodellen. Da ab der siebten Ausschreibungsrunde ab 2023 die stillzulegenden Steinkohlekraftwerke jeweils spätestens zum 1. September des Vorjahres bekannt sind, können diese in den angesprochenen Szenarien berücksichtigt werden. Eine bei den ersten

Ausschreibungsrunden auftretende zeitliche Überschneidung, die eine direkte Berücksichtigung in den Systemanalysen verhindert, tritt in Zukunft also nicht mehr auf. Sehr wohl können Analysen aber frühestens im September des Vorjahres starten. Gerade für den Bedarf etwaiger dynamischer Simulationen für die zu betrachtende Frequenzstabilität und transiente Stabilität wäre ein möglichst großer zeitlicher Vorlauf sinnvoll, um in Vorarbeiten zielgerichtet die Modelle und Startwerte für aufwendigen Simulationen anzupassen. Dies wäre in der Phase der angeordneten Stilllegung bei stabiler Stilllegungsliste gegeben.

1.4 Hintergrund der Aktualisierung der Langfristanalysen und Studienauftrag

Die Pläne der aktuellen Bundesregierung sehen laut Koalitionsvertrag vor den Kohleausstieg möglichst auf 2030 vorzuziehen. Entsprechend soll im Sommer 2022 das KVBG angepasst werden. Um die Machbarkeit eines beschleunigten Kohleausstiegs zu bewerten, hat die BNetzA die ÜNB zu einer Aktualisierung der Langzeitstudie 2020 bis Mitte 2022 aufgefordert. Diese soll – und kann aufgrund des kurzen Zeitfensters – nur rein qualitativ bewerten, welche zusätzlichen oder veränderten Anforderungen ein beschleunigter Kohleausstieg an die Wahrung von Systemsicherheit und -stabilität stellt. Eine quantitative Bewertung durch die ÜNB erfolgt auf Grund des hohen Arbeitsaufwands später.

Im Auftrag der ÜNB wird durch die Universität Duisburg-Essen in diesem Bericht als Teilpaket der geforderten Aktualisierung der Langfristanalysen 2020 eine Neubewertung der Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte sowie des Aspekts Engpassmanagements durchgeführt.

Ausgehend von diesem Rahmen und auf Basis der Erkenntnisse der Langfristanalysen 2020 ergeben sich für diese Studie folgende Fragestellungen:

- A Sind neben den in den Langfristanalysen 2020 herausgestellten technischen Aspekte weitere Aspekte zu berücksichtigen, die sich aus neueren Forschungsergebnissen oder aus einem beschleunigten Kohleausstieg ergeben?
- B Sind die bekannten technischen Aspekte im Hinblick auf ihre Kritikalität anders zu bewerten, wenn ein beschleunigter Kohleausstieg erfolgt? Inwiefern ist dies in den Systemanalysen und Systemrelevanzprüfungen zu berücksichtigen?
- C Inwiefern wurden Handlungsempfehlungen aus den Langfristanalysen 2020 bereits umgesetzt? Dies betrifft insbesondere die Verankerung des netzbildenden Umrichterhaltens in den Netzanschlussregeln sowie die Schaffung einer

Bewertungsgrundlage für minimale Momentanreserve im Hinblick auf System-Split-Ereignisse. Welche weiteren Schritte lassen sich für Politik, Verbände und ÜNB daraus folgern?

- D Welche Herausforderungen ergeben sich für die Systemanalysen- und Systemrelevanzprüfungsprozesse bei einem beschleunigten Kohleausstieg? Dies betrifft insbesondere die engen gesetzlichen Zeitfenster und Abstimmungsbedarfe der Prozesse sowie den Umgang mit den Unsicherheiten zur Entwicklung von Netz, Erzeugung und Lasten in den Betrachtungszeiträumen. Welche Handlungsempfehlungen lassen sich daraus für Politik und ÜNB ableiten?

Um dieser Aufgabe zu begegnen wurde eine umfangreiche Literaturrecherche der Veröffentlichungen aus dem Zeitraum zwischen der Erstellung der Langfristanalysen 2020 bis heute durchgeführt. Berücksichtigt wurden dabei aktuellere Versionen der ursprünglich genutzten Literatur, einschlägige Fachzeitschriften, thematisch verbundene Fachtagungen, Schriften der ÜNB, Dokumente der BNetzA sowie Interviews mit Arbeits- und Projektgruppen der ÜNB mit Bezug zum Kohleausstieg oder den oben aufgeführten technischen Aspekten.

Die Fragen A und B werden Kapitel 2 behandelt, indem die Aussagen der Langfristanalysen 2020 auf Aktualisierungsbedarf hin geprüft werden. Der Umsetzungsstand der Handlungsempfehlungen aus den Langfristanalysen 2020 (Frage C) wird in Kapitel 3 beleuchtet. In Kapitel 4 werden zur Frage D die Herausforderungen für die Systemanalysen und den Systemrelevanzbewertungsprozess durch den beschleunigten Kohleausstieg dahingehend diskutiert, ob sich neue Voraussetzungen für deren Beherrschung ergeben. Den Abschluss bildet eine Zusammenfassung dieser Studie in Kapitel 5.

2 Analyse zum Aktualisierungsbedarf der Aussagen zu technischen Aspekten

2.1 Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte

Für die in Kapitel 1.2 behandelten Systemsicherheits- und Stabilitätsaspekte wird im Vergleich zu den Langfristanalysen 2020 keine grundsätzlich andere Bewertung gesehen. Auch haben sich keine weiteren technischen Aspekte ergeben, die bei einem Kohleausstieg – auch in beschleunigter Form – zusätzlich zu beachten wären. Dennoch verschärft ein früherer Ausstieg aus der Kohleverstromung insbesondere die Kritikalität der ohnehin schon als zwingend notwendig zu beobachtenden Aspekte des Engpassmanagements, der Spannungshaltung, der Langzeit-Spannungsstabilität, der Frequenzstabilität, der transienten Stabilität sowie der transienten Winkelstabilität der verbleibenden Synchronmaschinen weiter. Die Bewertung der grundsätzlichen Notwendigkeit einer Beachtung während des Kohleausstiegs in den Langfristanalysen 2020 berücksichtigte naturgemäß ein Zielszenario ohne Kohlekraftwerke. So ergeben sich für die technischen Aspekte, für die 2020 keine Relevanz für eine zwingende Berücksichtigung bei den begleitenden Netzanalysen gesehen wurde, auch bei beschleunigtem Kohleausstieg keine anderslautenden Bewertungen für eine Berücksichtigung in den Systemanalysen und Systemrelevanzprüfungen. Sehr wohl gewinnt die Empfehlung, bei einzelnen Aspekten die weitere Entwicklung auch messtechnisch kritisch zu betrachten, an Bedeutung. Dies betrifft vor allem die Kurzschlussstromhöhe und -qualität sowie die Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht.

Neben diesen grundsätzlichen Schlussfolgerungen aus unserer Analyse erfolgt für die technischen Aspekte, für die Handlungsbedarf in den Langfristanalysen 2020 festgestellt wurde, im Folgenden eine Diskussion im Hinblick auf den beschleunigten Kohleausstieg.

Die Sicherung der Frequenzstabilität für Wirkleistungsbilanzfehler, die über die Auslegung der Regelleistung hinausgehen, ist bereits heute gefährdet, da situationsabhängig die zunächst auftretenden Frequenzgradienten (Rate of Change of Frequency (RoCoF)) für mögliche System-Split-Fälle kritisch hohe Werte annehmen können. Dies ist darauf zurückzuführen, dass immer weniger Synchrongeneratoren im Einsatz sind, die zur Momentanreserve aus ihren rotierenden Massen beitragen. Wie in den Langfristanalysen 2020 dargestellt, wird sich die Momentanreserve in Form kinetischer Rotationsenergie bereits durch den Wegfall der deutschen Kohlekraftwerke im gesamten Synchronverbund Continental Europe um bis zu 10% verringern [3]. Dies ist zwar für den gesamten Synchronverbund noch nicht kritisch, verschärft das Auftreten kritischer Situationen bei der Bildung von Teilnetzen. Zudem ist die Entwicklung unter Berücksichtigung gleichlaufender Entwicklungen im Synchronverbund fortlaufend zu

beobachten. Auf ENTSO-E-Ebene wurde diese Problematik in einem Projekt untersucht und die Dringlichkeit des Handelns unterstrichen, da in Simulationen für System Split Ereignisse wie in 2006 RoCoF bis zu 10 Hz/s beobachtet wurden [14] [15]. Dieser Aspekt wird in Abschnitt 3.3 detaillierter behandelt.

Netzbildende Umrichter bei EZA und Speichern mit der Option einer hinreichend schnellen Ein- und Ausspeicherung von Energie werden bei einem beschleunigten Kohleausstieg nicht umfassend als Gegenmaßnahme etabliert sein (s. Abschnitte 2.2, 2.3 und 3.1). Andere Gegenmaßnahmen wie grundsätzliche Anpassungen des Systemschutzplans im Synchronverbund, etwa der Einbezug des RoCoF in den Trigger für den LFDD erfordern ebenfalls eine Umsetzungsdauer von mindestens 4 Jahren, realistisch eher 8 Jahren, und greifen somit im Zeitraum eines beschleunigten Kohleausstiegs ebenfalls nicht [3]. Als realisierbare Gegenmaßnahme verbleibt dann lediglich die Installation von rotierenden Phasenschiebern, die aber im Hinblick auf gleiche Stützungsbeiträge zur Frequenzstabilität wie die Turbine-Generator-Stränge der Kohlekraftwerke mit zusätzlichen Schwungmassen auszustatten wären. Wie in den Langfristanalysen 2020 dargestellt, fehlen noch auf europäischer Ebene abgestimmte Auslegungskriterien, aus denen eine minimale – und regional – vorzuhaltenden Momentanreserve abgeleitet werden könnte. Darauf wird in Abschnitt 3.3 näher eingegangen.

Die für die Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität benötigten statischen und regelbaren Blindleistungsquellen werden im Rahmen des Netzentwicklungsplans sowie weiteren ÜNB-internen Planungsprozessen ermittelt. Im aktuellen Netzentwicklungsplan (NEP) von 2021 wurde für das Jahr 2035 unter der Annahme eines vollständig durchgeführten Kohleausstiegs ein Bedarf an stationärer Blindleistung von etwa 47 Gvar spannungssenkend und 44 Gvar spannungshhebend sowie etwa 45 Gvar regelbarer Blindleistung in beide Richtungen ermittelt [15]. Davon sind etwa 13 Gvar stationär spannungssenkend, etwa 21 Gvar stationär spannungshhebend und etwa 26 Gvar regelbar über das Startnetz hinaus neu zuzubauen. Die regelbaren Blindleistungsbedarfe sollen nach ÜNB-Angaben zum großen Teil als STATCOM-Anlagen realisiert werden [16], wodurch sich auch weitere Optionen hinsichtlich der dynamischen Netzstützung und der Ausstattung mit netzbildenden Eigenschaften ergeben. Aufgrund von Unterschieden in den Szenarienrahmen verbietet sich hier ein quantitativer Vergleich mit vorherigen Netzentwicklungsplänen, bei denen ein Kohleausstieg nicht vollständig berücksichtigt wurde. Eine Quantifizierung des Zusatzbedarfs bei einem beschleunigten Kohleausstieg muss weitergehenden Untersuchungen überlassen werden. Offensichtlich ist aber, dass bei einem beschleunigten Kohleausstieg die erforderlichen Blindleistungskapazitäten entsprechend deutlich früher realisiert werden müssen [17]. Kapazitätsengpässe bei der Errichtung sowie Unsicherheiten bei dem regional jeweils noch vorhandenen regelbaren Blindleistungspotenzial aus Steinkohlekraftwerken können dabei zum temporären Bedarf einer Erbringung

aus stillzulegenden Kraftwerken führen, wobei eine Umrüstung zum Phasenschieber für diesen technischen Aspekt ausreichend wäre.

Die Untersuchung der transienten Stabilität im Rahmen des NEP 2021 bestätigte erneut, dass die transiente Stabilität des Systems auf Grund der hohen Netzauslastung gefährdet ist [15]. Simulationen mit den für Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität ermittelten Blindleistungsquellen zeigen hingegen ein robustes Verhalten für (n-1)-, Sammelschienen- und Mehrfachfehler bei konzeptgemäßer Fehlerklärung. Bei längeren Fehlerklärungsdauern, wie sie etwa nach Schutz- oder Leistungsschalterversagen auftreten können, zeigt sich hingegen nur eine beschränkte Beherrschbarkeit. Resultierend bestätigt sich die Notwendigkeit, diesen Aspekt in die Systemanalysen und Systemrelevanzprüfungen aufzunehmen. Zudem ist aufgrund der Kopplung mit der Existenz ausreichender Blindleistungsquellen und den im vorherigen Absatz angesprochenen Herausforderungen einer zeitgerechten Realisierung bei beschleunigtem Kohleausstieg eine höhere Wahrscheinlichkeit vorhanden, dass Steinkohlekraftwerke für diesen Aspekt in die Netzreserve aufgenommen werden müssen. Dabei ist im Einzelfall zu prüfen, ob eine Umwandlung in einen Phasenschieber – mit entsprechend geringerer Schwungmasse – ausreichend ist. Die fortschreitenden Forschungsaktivitäten zu netzbildenden Umrichtern zeigen, dass in umrichterdominierten Systemen mit nur wenigen noch vorhandenen Synchrongeneratoren die konkrete Ausgestaltung ihrer Regler hinsichtlich der Synchronisierungsmechanismen sowie der Prioritäten bei der zum Schutz der Umrichterventile erforderlichen Strombegrenzung großen Einfluss auf das transiente Stabilitätsverhalten aufweisen. Hier bedarf es zunächst weiteren intensiven Untersuchungen und in Folge einer darauf basierenden Ausgestaltung von TAR. Diese Dringlichkeit wird somit durch einen beschleunigten Kohleausstieg verschärft.

Bei der simulativen Bewertung der transienten Stabilität sind, wie bereits in [3] ausgeführt, unvermeidbare Modellunsicherheiten, etwa zum Verhalten der Last, sowie die Abweichung zwischen simulierten und tatsächlich eintretenden Netznutzungsfällen, zu berücksichtigen. Dafür ist nicht erst bei simulativ aufgetretener Instabilität eine Entscheidung zur Systemrelevanz zu fällen. Bereits Anzeichen transienter Instabilität, wie etwa eine deutlich verzögerte Spannungswiederkehr, sind als kritische Hinweise zu deuten. Die Instabilität in der Simulation kann davon ausgehend mit dem Wegfall eines oder weniger weiterer Synchrongeneratoren eintreten. Abschnitt 4.2 befasst sich mit den hieraus resultierenden Anforderungen an die Gestaltung der Systemanalysen- und Systemrelevanzprüfungsprozesse.

Zur Reduktion des betrieblichen Engpassmanagements bleibt der zügige Netzausbau die zentrale Lösung. Die Existenz mindestens gleichbleibend hoher erforderlicher Redispatchmengen sowie Erzeugungsleistungen in der Netzreserve [10] [13] der letzten Jahre trotz

Analyse zum Aktualisierungsbedarf der Aussagen zu technischen Aspekten

langfristig festgestelltem Netzausbaubedarf in den Netzentwicklungsplänen unterstreicht, dass der realisierbare Netzausbau seitens der ÜNB mit den Entwicklungen der Energiewende weiterhin nicht Schritt halten kann. Ein beschleunigter Kohleausstieg würde diese Situation aufgrund der mehrjährigen Genehmigungsverfahren tendenziell verstärken. Dies erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass Steinkohlekraftwerke auf Basis der Systemanalysen als systemrelevant ausgewiesen werden müssen.

Ein beschleunigter Kohleausstieg erhöht aber darüber hinaus noch die Wahrscheinlichkeit, dass für aktuell nicht zwingend zu Redispatchzwecken benötigte Steinkohlekraftwerke zeitlich über den Betrachtungshorizont der Systemanalysen hinaus ein temporärer Bedarf besteht. In Abbildung 1 wird dieser Fall an einem einfachen Beispiel dargestellt. In einem Netzgebiet mit drei Kraftwerken soll Kraftwerk A stillgelegt werden. Zum aktuellen Zeitpunkt kann die zu deckende Last durch den Import und Kraftwerk C gedeckt werden, die (n-1)-Sicherheit wird durch Kraftwerk B gewährleistet. Nach einer gemäß Marktsimulationen erwarteten Erhöhung des Transitvolumens, welches die Importkapazitäten reduziert, würde Kraftwerk A systemrelevant werden. Um die Importkapazität zu erhöhen soll deswegen eine neue Leitung (SK₃) zugebaut werden, wozu hingegen temporär die Leitung SK₂ abgeschaltet werden muss und die Importkapazität sinkt. Erst nach Realisierung der neuen Leitung erhöht sich die Importkapazität so, dass Kraftwerk A nicht mehr systemrelevant ist und endgültig stillgelegt werden kann.

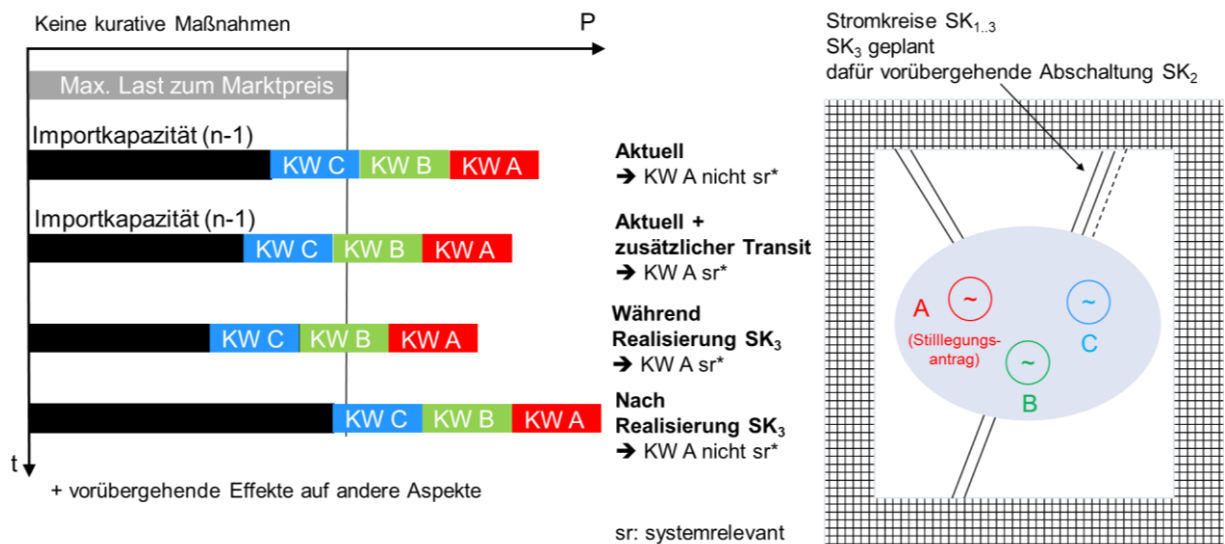


Abbildung 1: Beispiel für die zukünftige Systemrelevanz eines Kraftwerkes für Netzausbaumaßnahmen

Dass ein solcher Fall nicht nur rein theoretischer Natur ist, beweist der bereits in Kapitel 1.3 kurz erwähnte Fall des Kraftwerks Mehrum. Es sollte planmäßig im Winter 2021 stillgelegt wurden, muss aber zur Engpassbeseitigung im Sommer 2022 für wenige Wochen erneut ans

Netz gehen können [11] [12]. Zukünftig sind auch Fälle mit mehr zeitlichem Abstand zum geplanten Stilllegungsdatum denkbar. Bei beschleunigtem Kohleausstieg steigt die Wahrscheinlichkeit, dass sich für Netzausbau erforderliche temporäre Netzschwächungen derart mit Stilllegungen überschneiden. Auch können solche Fälle außerhalb des Betrachtungshorizonts der Systemanalysen von üblicherweise einem Jahr auftreten. Daher ist hier eine Prüfung längerer Zeithorizonte erforderlich sowie die Notwendigkeit, auch in der Zukunft liegende Systemrelevanzen auf Basis aktueller Prognoserechnungen anzuerkennen.

2.2 Alternativen zum Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken

In den Langfristanalysen 2020 wurde eine ausführliche Liste von Alternativen zum Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken mit ihren Auswirkungen auf die verschiedenen Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte sowie Realisierungszeiten erarbeitet und in Form einer Matrix aufgestellt. Eine aktualisierte Version dieser Matrix findet sich in Tabelle 1 am Ende dieses Kapitels. Grundsätzlich hat die Analyse keinen größeren Ergänzungsbedarf bei den aufgelisteten möglichen Alternativen ergeben, auch die Realisierungszeiten sind nicht anders einzuschätzen. Lediglich die Ausstattung von STATCOMs mit netzbildendem Verhalten und Supercaps als Energiespeicher zur Erbringung von Momentanreserve wurde als Spezialfall der Implementierung netzbildender Umrichterregelungen gesondert aufgeführt, da die ÜNB bei diesem netztechnischen Betriebsmittel auch außerhalb der Formulierung neuer Anschlussregeln für Kunden in TAR eine Einwirkungsmöglichkeit auf das System besitzen [16].

Im noch verfügbaren Zeitrahmen eines beschleunigten Kohleausstiegs bis 2030 werden realistisch aber lediglich die in Tabelle 1 grau markierten Alternativen Wirkung erzielen, da

- Anpassungen und Implementierungen von Normen, europäischen Rahmenvorgaben für Netzanschlussregeln oder ENTSO-E-Betriebsregeln derart lange Zeiträume erfordern, dass deren Anwendung in signifikanten Größenordnungen bis 2030 nicht mehr glaubhaft ist.
- national umsetzbare Änderungen an den Netzanschlussregeln grundsätzlich zwar schneller realisierbar sind – sofern sie nicht die vorherige Anpassung der europäischen Regelwerke bedingen –, aber erst mit der Verbreitung neuer Einheiten am Netz mit neuen Eigenschaften sukzessive ihre Wirkung entfalten können.

Von den verbleibenden Alternativen weisen STATCOM und rotierende Phasenschieber – in Neuerrichtung wie auch aus der Umrüstung aus Kohlekraftwerken – den breitesten stützenden Effekt auf die dargestellten Systemsicherheits- und Stabilitätseffekte auf. Mit diesen

Betriebsmitteln ist – bei hinreichend schneller und regional verteilter Realisierbarkeit – auch zu erwarten, dass für die aufgeführten Aspekte ein beschleunigter Kohleausstieg gelingen kann. Beide Betriebsmittel wurden in den letzten Jahren in Wissenschaft wie von den ÜNB hinsichtlich der Systemwirkung weiter intensiv untersucht [16] [18]. Beide Technologien ergänzen sich laut [18] gut und eine Durchmischung unterschiedlicher Technologien erscheint möglich wie sinnvoll. Sie werden bereits heute in vielen Ländern eingesetzt und dienen der Stabilität in vielerlei Hinsicht, inklusive der Reduzierung des RoCoF [19]. Bei neuen rotierenden Phasenschiebern kann unter Anbringung zusätzlicher Schwungmasse ihr Beitrag zur Momentanreserve noch gezielt gesteigert werden. Allerdings wurde in [20] gezeigt, dass in hochausgelasteten Netzen mit vielen statischen Blindleistungsquellen STATCOM gleicher Bemessungsleistung zur Vermeidung transienter Instabilitäten vorteilhaft sind, da rotierende Phasenschieber für die Magnetisierung bei der Spannungswiederkehr zunächst Blindleistung aus dem Netz beziehen müssen. Ausgenommen davon bleibt der in Tabelle 1 nicht erfasste Aspekt des Engpassmanagements, auf den weder STATCOM noch rotierende Phasenschieber einen nennenswerten entlastenden Effekt ausüben können.

Auch die Nutzung von Blindleistungspotentialen aus dem Verteilnetz wird in vielen Projekten weiter vorangetrieben. Beispielhaft sei das *Intelligentes BlindleistungsManagement System* (IBMS) aufgeführt, das derzeit im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH erprobt und u.a. hinsichtlich der Gestaltung von Kennlinien und der Ertüchtigung von EZA weiterentwickelt wird [21]. Dies kann den Bedarf an neuen statischen und regelbaren Blindleistungsquellen am Übertragungsnetz reduzieren helfen.

Ein Verzicht auf Steinkohlekraftwerke in der Netzreserve für Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte außerhalb des Redispatches beim Engpassmanagement ist somit denkbar, aber nur dann möglich, wenn die Alternativen zeitgerecht realisierbar sind. Die Realisierungszeiten in Tabelle 1 lassen die grundsätzliche Machbarkeit erkennen, doch

- beziehen sich diese Zahlen auf Erfahrungen von einzelnen Projekten ohne Kapazitätsengpässe bei der Realisierung, wie sie etwa bei großem Zubau- und Umsetzungsbedarf nicht auszuschließen sind.
- setzt eine optimale, d.h. kostenminimale und damit in der Regel auch Arbeitsumfang-minimale Realisierung voraus, dass die netztechnische Effizienz möglichst groß ist. Im Zusammenhang mit dem Kohleausstieg bedeutet dies eine möglichst hohe Planungssicherheit hinsichtlich der zeitlichen Abfolge der Stilllegungen, also eine konkrete kraftwerksscharfe Liste.

Analyse zum Aktualisierungsbedarf der Aussagen zu technischen Aspekten

Tabelle 1: Matrix der alternativen Maßnahmen zum Weiterbetrieb von Steinkohle-Kraftwerken und ihrer Wirkung auf Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte

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

A: Frequenzhaltung, -stabilität; B: Spannungshaltung; C: Langzeit-Spannungsstabilität;

D: Transiente Stabilität und Winkelstabilität verbleibender Synchronen.;

E: Kurzschlussstromhöhe; F: Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht

¹: bei nur punktueller Erfordernis

²: bei Betrachtung nur eines Aspektes rotierender Phasenschiebern wirtschaftlicher

³: schon verfügbar bei heutigen Umrichterregelungen in gleicher Qualität

2.3 Fortschritte bei der Forschung zu netzbildenden Umrichtern

In den Langfristanalysen 2020 wurden netzbildende Umrichterregelungen als eine grundsätzliche systemische Lösung für Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte angesehen, deren Etablierung aber längere Zeiträume erfordert. Hintergrund ist die Notwendigkeit, den Rahmen für Anforderungen an netzbildende Umrichterregelungen zunächst auf europäischer Ebene in den EU Connection Network Codes zu verankern, bevor sie dann in die nationale Regelungsetzung übernommen und weiter ausgestaltet werden können. Die Langfristanalysen 2020 kamen aufgrund des systemischen Lösungspotenzials zur Empfehlung, diesen Prozess voranzutreiben und parallel dazu die weiteren Erkenntnisse aus Forschung und Pilotprojekten aufzunehmen.

Seit den Langfristanalysen 2020 wird die Entwicklung netzbildender Umrichter seitens der Forschung wie der ÜNB intensiv weiter vorangetrieben, wie exemplarisch die Literaturquellen [16], [22], [23], [24] und [25] zeigen. In den NEP-Zukunftsszenarien für 2035 werden sie bereits als etablierte Technologie angenommen, mit der – sofern entsprechende Energiespeicher vorhanden und nutzbar sind – auch Momentanreserve aus Windenergie- und PV-Anlagen sowie STATCOM und Batteriegroßspeichern verfügbar gemacht werden kann [15]. Die ÜNB haben unter der Annahme realisierbarer Anlaufzeitkonstanten für die verschiedenen Technologien aufgezeigt, dass netzbildende Umrichterlösungen einen großen Beitrag für die Sicherung der Frequenzstabilität leisten können. Langfristig werden auch Beiträge aus neuen Speichertechnologien, z.B. auf Basis von Wasserstoff mit zusätzlichen Batterien und/oder Supercaps mit netzbildenden Umrichterregelungen erwartet [26].

Als Fazit kann also festgehalten werden, dass die Forschung auf dem Gebiet der netzbildenden Umrichterregelungen sowie damit verbunden die Nutzung von Potenzialen zur Erbringung von Momentanreserve intensiv vorangetrieben wird.

Im Hinblick auf die Wirkung bei einem beschleunigten Kohleausstieg stellt sich aber die Frage, ob die Entwicklungen derart zügig voranschreiten, dass mit einer Praxisreife und nachfolgender systemtechnischer Wirkung noch bis 2030 zu rechnen ist. Dazu lassen die Analysen folgende Schlussfolgerungen zu:

- Grundsätzliche qualitative Anforderungen eines Spannungsquellenverhalten für netzbildende Umrichterregelungen, damit eine intrinsische und damit unverzögerte Reaktion auf Winkel-/Frequenzänderungen bei der Wirkleistung sowie auf Spannungsbetrags- und Netzimpedanzänderungen beim Strom erfolgt, sind aus Forschungsprojekten, über FNN-Workshops sowie seitens der deutschen ÜNB [27] auch für Deutschland diskutiert und breit akzeptiert. Allerdings bestehen bei der Detailausgestaltung durchaus noch unterschiedliche

Vorstellungen, die teilweise auch aus unterschiedlichen Regelungskonzepten resultieren. Exemplarisch sei erwähnt, dass eine Umsetzung einer netzbildenden Umrichterregelung auf Basis der Bewegungsgleichung der Synchronmaschine unmittelbar auch bedingt, dass die Erbringung von Momentanreserve quadratisch zum Frequenzänderung erfolgt und ein Einschwingverhalten aufweist. Dieses muss aber kein systemfreundliches Verhalten darstellen. Die Vereinbarung auf allgemeine Anforderungen für die Aufnahme in Netzananschlussregeln, die umfassende systemtechnische Untersuchungen erfordert, ist also nach wie vor ein noch laufender Prozess. Darauf wird in Abschnitt 3.1 genauer eingegangen.

- Darüber hinaus werden netzbildende Umrichterregelungen nicht nur in Simulationen, sondern auch in Laborumsetzungen und Pilotprojekten untersucht.
- Die ÜNB treiben unabhängig davon mit Herstellern aktuell die Entwicklung netzbildender Umrichterregelungen für ihre eigenen STATCOM voran (s. auch Abschnitt 2.2). Erste Projekte sind nach Aussage der ÜNB in Auftrag gegeben worden, so dass hierfür – zunächst noch ohne die Erbringung von Momentanreserve – Umsetzungen im Zeitraum eines beschleunigten Kohleausstiegs zu erwarten sind.

Als Fazit kann festgehalten werden, dass das systemische Lösungspotenzial der netzbildenden Umrichterregelungen breit erkannt und damit Forschung und Entwicklung vorangetrieben wird. Eine ausreichende Etablierung auf Netzkundenseite kann aber im Zeitrahmen eines beschleunigten Kohleausstiegs nicht erwartet werden. Sehr wohl werden die ÜNB bei den für die Deckung des regelbaren Blindleistungsbedarfs (s. auch Abschnitt 2.2) vorgesehenen neuen STATCOM und damit punktuell bereits netzbildende Umrichterregelungen einsetzen, die dann auch zur Systemsicherheit und -stabilität beitragen werden. Allerdings ist von denen noch kein größerer Beitrag zur Momentanreserve und damit zur Sicherung der Frequenzstabilität zu erwarten.

3 Umsetzungsstand der Handlungsempfehlungen aus den Langfristanalysen 2020

3.1 Anpassung der EU-Connection Network Codes und TAR sowie Etablierung von netzbildenden Umrichtern

In den Langfristanalysen 2020 wurde betont, dass Vorgaben für netzbildende Umrichter in den EU-Connection Network Codes und die nationalen TAR aufgenommen werden müssen, um schnellstmöglich eine ausreichende Etablierung solcher Umrichter im Markt zu ermöglichen. Die ÜNB sind dabei mit ihrer Absichtsbekundung, nur noch STATCOM mit netzbildenden Umrichtern zu installieren [16], ein Vorreiter in der Anwendung. An dieser Stelle ist ein Einsatz in ÜNB-eigenen Betriebsmitteln im Rahmen der existierenden europäischen Vorgaben möglich. Eine weitere Etablierung setzt aber die Aufnahme in die Netzanschlussregeln voraus, doch selbst dann würde sich eine systemische Wirkung aufgrund der Geltung nur für Neuanlagen erst sukzessive mit entsprechend langen Zeitkonstanten ergeben. Daraus lässt sich sehr wohl ableiten, dass der dringende Bedarf besteht, die für Systemsicherheit und – stabilität als sehr wichtig erkannten Anforderungen an Netzkundenanlagen schneller in Netzanschlussregeln etablieren zu können. Bei einem sich sehr dynamisch ändernden Umfeld wie die Energiewende allgemein und speziell bei einem beschleunigten Kohleausstieg lassen die langwierigen, zum Teil gesetzlich vorgegebenen Erarbeitungsprozesse gar keine Anpassung der Netzanschlussregeln innerhalb des Änderungszeitraums des Systems zu (s. auch Abschnitt 2.2). Politik wie Verbände sind hier gefordert, Lösungen zu entwickeln.

Auch [25] adressiert die Herausforderung, innovative Lösungsansätze wie die Etablierung von netzbildenden Umrichtern hinreichend schnell in die Praxis zu bringen. Ein Innovationsdialog von Vertretern aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft soll hier früh Entwicklungen und Lösungen auf Systemseite antizipieren und darauf basierend erforderliche Prozesse anstoßen. Allerdings wird damit alleine das Problem der langwierigen Umsetzung in Netzanschlussregeln nicht gelöst.

Zum Zeitpunkt der Langfristanalysen 2020 und auch bis heute unverändert, wurde netzbildendes Umrichterverhalten nur für HGÜ-Systeme mit der VDE-AR-N 4131 [28] in den deutschen Netzanschlussregeln definiert. Es besteht weiterhin der dringende Bedarf, einen Rahmen für Anforderungen an netzbildende Umrichterregelungen zu definieren und bis dahin die laufenden Forschungserkenntnisse einfließen zu lassen. Die EU Connection Network Codes müssen nach aktuellem Gesetzesstand bis zum 1. Juli 2025 überarbeitet werden. Die ENTSO-E hat dazu erste inhaltliche Schritte unternommen [29] [30] [31]. Eine Beschleunigung dieses

Prozesses ist aus systemtechnischer Sicht geboten. Großbritannien hat als erstes Land überhaupt Anfang 2022 Netzanschlussregeln für netzbildende Umrichterregelungen definiert, die ebenfalls als Diskussionsgrundlage dienen können [32].

Auf deutscher Seite hat das FNN einen ersten Vorstoß hinsichtlich der Netzanschlussregeln für EZA mit mindestens systemstützenden und besser noch netzbildenden Eigenschaften getätigt [33]. Damit möchte das FNN nach eigener Aussage die aktuelle Lücke in den Netzanschlussregeln decken und einen Anstoß zur zügigen Weiterentwicklung geben. Auch seitens der Wissenschaft gibt es Vorstöße zur Weiterentwicklung der Netzanschlussregeln. So wurde in [34] mit positivem Ergebnis geprüft, ob die für HGÜ-Systeme ausgelegte VDE-AR-N 4131 sich auch auf Batteriespeicher anwenden lässt. In [35] werden Anforderungen an netzbildende Umrichter aufgestellt sowie eine umfangreiche Modellanlage zur Untersuchung und Beurteilung der Stabilität von netzbildenden Umrichtern im Verbundnetz beschrieben.

Die dargelegten Ausführungen zeigen, dass eine Aufnahme von netzbildenden Umrichterregelungen in die EU-Connection Network Codes und die nationalen Netzanschlussregeln im Rahmen des möglichen Zeitplans initiiert ist. Allerdings wird eine hinreichende Etablierung für eine systemtechnische Wirkung im Zeitraum des beschleunigten Kohleausstiegs nicht erreicht werden. Dies würde schnellere Definitionsprozesse erfordern.

3.2 Gesetzlicher Rahmen zur Beschaffung von Systemdienstleistungen

In den Langfristanalysen 2020 wurde eine Empfehlung zur Schaffung eines gesetzlichen Rahmens zur Beschaffung von Systemdienstleistungen gegeben, der es erlauben soll, die geforderten systemstützenden Eigenschaften bei Netzbetriebsmitteln und Kundenanlagen umzusetzen, vorzuhalten und einzusetzen. Das betrifft im Grundsatz alle Systemdienstleistungen über die regelmäßig vergütete Vorhaltung von Regelleistung und Erbringung von Regelenergie hinausgehen.

Aus Wissenschaft und Wirtschaft wurden zahlreiche Vorschläge zur Schaffung eines solchen Systemdienstleistungsmarktes bzw. einer generellen Neuorganisation des deutschen Strom- oder Energiemarktes gemacht, von denen im Folgenden einige aufgeführt sind. Diese sehen im Grundsatz als Anreiz eine marktbasierete Beschaffung der Systemdienstleistungen vor.

- Das *Systemmarkt-Konzept* von Amprion [36] sieht eine Marktplattform vor, auf der Produkte zur Frequenzhaltung, zur Spannungshaltung, zum Netzwiederaufbau und zur CO₂-Reduktion gehandelt werden können. Dies soll wirtschaftliche Anreize zum Bau von

systemdienlichen Anlagen setzen, die den Betreibern von Anlagen Investitionssicherheit geben und die technische Ausstattung zur Erbringung von Systemdienstleistungen fördert. Als unverzichtbare Randbedingung ist eine aus Systemsicht geographisch sinnvolle, d.h. vor allem geographisch verteilte Standortauswahl zu berücksichtigen. Ferner sind marktbaasierte Angebote mit Kosten ÜNB-interner Lösungen, etwa die Bereitstellung von Blindleistung aus Netzkundenanlagen gegenüber dem Bau eines STATCOMs durch den ÜNB, zur Minimierung der Gesamtsystemkosten abzugleichen.

- Das *Strommarktdesign* des BEE [37] sieht eine politische Förderung zum Bau von EE-Anlagen sowie der Flexibilisierung von EZA, Speichern und Verbrauchern vor. EZA sollen verpflichtend zur Regelleistungserbringung befähigt werden und für die Spannungshaltung sollen durch eine günstige Regelsetzung am Markt Potentiale gefördert werden.
- Das *Electricity Spot Market Design 2030 – 2050* nach [38] sieht einen innerdeutschen Strommarkt mit mehreren Preiszonen vor, um nachgeschalteten aufwendigen Redispatch zu vermeiden. Dadurch soll auch die Nutzung lokaler Flexibilitäten, der Ausbau von EE durch Investitionssicherheiten und die Errichtung systemfreundlicher Anlagen angereizt werden.

Es zeigt sich, dass das Interesse einer Umgestaltung des Strom- und Systemmarktes bei allen Stakeholdern besteht. Für eine baldige erforderliche gesetzliche Umsetzung eines dieser oder noch anderer Vorschläge seitens der Politik gibt es bisher aber keine Anhaltspunkte. Sie erfordern in jedem Fall mindestens Ergänzungen zum Marktdesign und/oder die Etablierung neuer Märkte, was Umsetzungsdauern im Rahmen einiger Jahre erwarten lässt. Daher ist mit einer Wirkung innerhalb des Zeitraums eines beschleunigten Kohleausstiegs nur dann zu rechnen, wenn nun schnell der gesetzliche Rahmen festgelegt wird.

3.3 Auslegungsgrenzen für die Frequenzstabilität

In den Langfristanalysen 2020 wurde dargelegt, dass die Frequenz bei Auftreten von System-Split-Ereignissen wie in 2006 mit den aktuell existierenden Notfallmaßnahmen bereits heute und in Zukunft verstärkt nicht mehr ausreichend stabilisiert werden kann und großflächige Blackouts drohen. Dies ist eine grundsätzliche Herausforderung im Rahmen der Energiewende, der schnelle Verlust von Momentanreserve durch den Kohleausstieg allgemein und erst recht die beschleunigte Durchführung verschärft aber das Problem.

Auf ENTSO-E-Ebene fehlten bis dato und auch heute noch einzuhaltende Auslegungsgrenzen, nach denen Gegenmaßnahmen dimensioniert und parametrisiert werden können. Als Ergebnis ist eine minimal regional vorzuhaltende Momentanreserve zu erwarten. Diese wäre

dann als Kriterium bei den Systemanalysen und Systemrelevanzprüfungen zu berücksichtigen. Beim beschleunigten Kohleausstieg können durchaus Kapazitätsengpässe bei der Umsetzung von Alternativen zur Überführung von Steinkohlekraftwerken in die Netzreserve auftreten (s. Abschnitt 2.2), zudem ist aus netzbildenden Umrichterregelungen in diesem Zeitraum kein größerer Beitrag zu erwarten (s. Abschnitt 3.1).

Währenddessen haben zwei weitere System-Split-Fälle im Jahr 2021 gezeigt, dass mit solchen Ereignissen weiterhin zu rechnen ist, zumal getrieben durch hohe Leistungstransporte im Übertragungsnetz kaskadierende Auswirkungen nach Fehlerereignissen, die über betrieblich abgesicherte N-1- oder Exceptional Contingencies hinausgehen, wahrscheinlicher werden und sich dann in der Folge eines System-Splits große Wirkleistungsbilanzungleichgewichte ergeben:

- Im Januar 2021 kam es zu einer Abtrennung des süd-östlichen Bereichs des ENTSO-E Synchronverbunds Continental Europe vom Rest Europas. Grund war die nicht antizipierte Auslösung einer Sammelschienenkupplung in Kroatien, in dessen Folge kaskadierende Folgeausfälle auftraten. Die Vorfehler-Situation war durch große Leistungstransite von Südost- nach Westeuropa geprägt, was zu einem Leistungsdefizit von ca. 5,8 GW in Westeuropa und einem entsprechendem Leistungsüberschuss in der südöstlichen Region führte. Auf Grund der relativ großen Ausdehnung der beiden Regionen blieben die RoCoF mit etwa 300 mHz/s im südöstlichen Netzgebiet und etwa 60 mHz/s in Westeuropa noch deutlich unterhalb der Grenzwerte. Auch konnte die Frequenz noch vor der Aktivierung von Letztmaßnahmen stabilisiert werden, allerdings unter Durchführung konzeptgemäß vorgesehener schneller Abschaltung von Verbrauchern bzw. Generatoren [39].
- Im Sommer 2021 trennten sich Spanien und Portugal vom restlichen Synchronverbund Continental Europe. Hauptauslöser war ein Waldbrand, bei dem sich zwei parallele Kuppelleitungen zwischen Frankreich und Spanien in kurzer Abfolge abschalteten und sich somit die vorgehaltene (n-1)-Sicherheit als nicht mehr ausreichend darstellte, um kaskadierende Folgeeffekte und einen resultierenden System-Split zu verhindern. Durch die unterbrochenen massiven Stromimporte aus Frankreich und einem hohen Anteil (>50%) an EE-Erzeugung in Spanien und Portugal, fiel die Frequenz auf der iberischen Halbinsel bis unter 48,7 Hz mit einem lokalen maximalen RoCoF von -1 Hz/s. Die Frequenz konnte unter Aktivierung vorhandener Regelreserven stabilisiert werden [40]. Die Auswirkungen im restlichen, großen Teil des Synchronverbundes waren unkritisch.

Aus diesen Fällen ist bestätigt sich die ENTSO-E-Anforderung und dementsprechend in den Systemanalysen umgesetzte Praxis, (situationsabhängig) Exceptional Contingencies in die Bewertung der Netzstabilität einzubeziehen.

Bezogen auf die Sicherung der Frequenzstabilität untermauert dies die Definition von Auslegungsgrenzen für die Frequenzstabilität. Die deutschen ÜNB haben dazu eine Arbeitsgruppe gegründet [15].

Die ENTSO-E hat indes einen Vorstoß zur Beurteilung der Kritikalität von System-Split-Fällen vorgelegt [14]. Darin soll nicht bewertet werden, wie wahrscheinlich ein System-Split ist, sondern wie kritisch dieser in bestimmten Situationen ausfallen würde. Grundgedanke dieser Bewertung ist, dass ein RoCoF von betragsmäßig bis 1 Hz/s als beherrschbar gilt und somit nicht zu einem Blackout der betroffenen Zone führen muss. Als besonders kritisch sind Situationen zu bewerten, in denen alle entstehenden Zonen gemäß der Simulationen einen Blackout erleiden könnten, da sie sich anschließend einander keine Unterstützung für den Netz- und Versorgungswiederaufbau geben können und dieser sich somit sehr aufwändig und langwierig gestalten würde. Anhand dieser Bewertungsmethode wurden die verschiedenen Zukunftsszenarien des Ten Years Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E hinsichtlich zahlreicher potenzieller System-Split-Szenarien untersucht. Die Ergebnisse zeigten viele Konstellationen mit schwerwiegenden Folgen, sprich weitflächigen bis totalen Blackouts für Europa. Daraus schlussfolgert [14] die Notwendigkeit von Maßnahmen zur Einhaltung eines RoCoF innerhalb eines beherrschbaren Bereichs von betragsmäßig 1 Hz/s. Daraus würde unter der Maßgabe maximaler Wirkleistungsungleichgewichte in den entstehenden Zonen eine minimale regionale vorzuhaltende Menge an Momentanreserve resultieren.

Auch wenn Auslegungskriterien zur Ermittlung von benötigter Momentanreserve oder andere verpflichtenden Regelungen zur Beherrschbarkeit von System-Splits bisher durch die ENTSO-E nicht erlassen wurden, wird dieses Problem dort intensiv diskutiert. Es ist zu erwarten, dass auch an dieser Stelle in den nächsten Jahren seitens der ENTSO-E entsprechende Vorgaben verabschiedet werden, die dann auch in den Systemanalysen und Systemrelevanzprüfungen zu berücksichtigen sind. Darüber hinaus sollten die ÜNB bereits jetzt die Schaffung neuer Momentanreserve-Kapazitäten angehen, was sie – wie in [15] dargelegt – auch heute bereits tun. Im Hinblick auf einen beschleunigten Kohleausstieg und den großen Schwungmassen der Turbine-Generator-Stränge der Kohlekraftwerke ergibt sich daraus die Notwendigkeit und auch Empfehlung, vorausschauend regional die Entwicklung der vorhandenen Momentanreserve zu prognostizieren. Denkbar ist, bereits heute vor der ENTSO-E-Vorgabe zunächst eine auf Deutschland bezogene Betrachtung unter Berücksichtigung nutzbarer Austauschleistungen in die Systemanalysen und Systemrelevanzprüfung einfließen zu lassen, wobei aufgrund von Hauptleistungsflussrichtungen auch eine regionale Betrachtung anhand der Lage der heute Redispatch-verursachenden Engpässe einbezogen werden kann.

4 Empfehlungen für einen beschleunigten Kohleausstieg bis 2030

4.1 Langfristigere Planungshorizonte und verbesserte Planbarkeit

Ein beschleunigter Kohleausstieg bis 2030 bedeutet auch eine zeitliche Straffung aller zu meisternden Herausforderungen hin zu einem CO₂-neutralen Energiesystem. Im Hinblick auf Systemanalysen, die Systemrelevanzprüfungen sowie die Alternativenprüfungen, um die Systemsicherheit und -stabilität sowie die Fähigkeit zum Engpassmanagement bei der Stilllegung von Kohlekraftwerken nicht zu gefährden, ergeben sich daraus insbesondere die folgenden Implikationen:

- Notwendigkeit einer Umsetzung von Maßnahmen in einer deutlich kürzeren Zeitspanne: So sind beispielsweise die im NEP für 2035 [15] ermittelten Blindleistungsbedarfe bereits vor 2030 umzusetzen (vgl. Kapitel 2.1) [17]. Dies gilt auch für den im NEP identifizierten Netzausbau, da der NEP für das Zieljahr 2035 in den Szenarien B und C von einem vollständigen Kohleausstieg ausging und auch andere, damit teilweise verbundene und somit auch beschleunigt umzusetzende Entwicklungen in der Transformation des Stromsektors antizipierte [41].
- In der Folge des Kohleausstiegs eine veränderte Netznutzung mit entsprechenden Unsicherheiten für die Netzausbauplanung: Diese können auch zu verändertem und höherem Ausbaubedarf führen, als im NEP für 2035 unter der Annahme eines bis 2035 zu erwartenden Zielszenarios ausgewiesen wurde.

Der erstgenannte Punkt kann dazu führen, dass aus Kapazitätsgründen (s. Abschnitt 2.2) nicht alle Alternativen zum Weiterbetrieb von Steinkohlekraftwerken in der Netzreserve zeitgerecht umgesetzt werden können. Damit ist nicht auszuschließen, dass die Wahrscheinlichkeit steigt, Steinkohlekraftwerke in die Netzreserve überführen zu müssen. Ferner erfordert dies eine Anpassung der Planungsprozesse an die höhere Veränderungsdynamik im System, worauf unten weiter eingegangen wird.

Im Zusammenhang mit dem zweiten aufgeführten Punkt spielen die für die Planungsprozesse existierenden Unsicherheiten eine entscheidende Rolle, da für den gesamten Realisierungszeitraum von Alternativen mit existierenden Technologien bis zu 6 Jahren (s. Abschnitt 2.2) Untersuchungen anzustellen sind und entsprechende Prognosen entwickelt werden müssen. Hinzu kommt, dass für alle als weiterhin relevant erachteten technischen Aspekte aus Abschnitt 2.1 eine hinreichend regionale Verteilung eine Rolle spielt. Beim Engpassmanagement ist dies über die Sensitivitäten auf den Wirkleistungsfluss der Netzweige gegeben, bei

Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität über die Sensitivitäten einer Blindleistungsbereitstellung auf die Knotenspannungen. Dabei nimmt deren Größe bei zunehmender elektrischer Entfernung schnell ab, was die technische Beschreibung der bekannten Forderung nach regionaler Blindleistungsbereitstellung darstellt. In gleicher Weise ist auch für die transiente Stabilität wie die Winkelstabilität verbleibender Synchrongeneratoren ein Einfluss regional vorhandener Blindleistungsquellen, aber auch weiteren Synchrongeneratoren ein relevanter Einflussfaktor. Für die Kurzschlussstromhöhe und damit gekoppelt die Ausbildung von Spannungstrichtern während Kurzschlüssen spielt die Verteilung der Kurzschlussstromquellen eine entscheidende Rolle. Die Sicherung der Frequenzstabilität auch bei System-Split-Ereignissen setzt eine regionale Verteilung der Momentanreserve voraus (s. Abschnitt 3.3). Sind die Unsicherheiten bei der zukünftigen Netznutzung derart groß, dass sich bei Sensitivitätsuntersuchungen zeigt, dass bei unterschiedlichen Szenarien auch abweichende Ergebnisse resultieren, führt dies zur Notwendigkeit, in den Planungsprozessen – ÜNB-intern aber auch bei den Systemanalysen und Systemrelevanzprüfungen – ebenfalls Szenarien zu betrachten. Dies erhöht den Berechnungsaufwand und führt zur Notwendigkeit, eine für alle Szenarien robuste Lösung zu finden. Eine solche Lösung wird im Grundsatz einen höheren Zubaubedarf an Alternativen, ggf. auch an Netzreserve bedingen. Es ist durchaus zu erwägen, ob den Unsicherheiten besser durch temporäre Überführung von Steinkohlekraftwerken in die Netzreserve anstatt der Installation weiterer Netzbetriebsmittel mit entsprechend langen Lebens- und Abschreibungsdauern zu begegnen ist.

Letztendlich stellt sich die Frage, wie sich die Unsicherheiten bei der Netznutzung minimieren lassen:

- Die marktbezogenen Unsicherheiten bei der Entwicklung von EZA wie Speichern und deren Einsatz sowie der Verbrauchsentwicklung und ihrer Flexibilitätsnutzung sind als exogene Eingangsgrößen für den Übertragungsnetzbetreiber zu betrachten.
- In der Entwicklung des Übertragungsnetzes sind Inbetriebnahme sowie für die Umsetzung von Ausbaumaßnahmen erforderliche Freischaltungen durch die ÜNB möglichst genau zu prognostizieren. Soweit möglich, sollten diese Pläne nicht durch externe Einflüsse beeinflusst werden.
- Direkt beeinflussbar ist die Unsicherheit bei der Stilllegungsreihenfolge der Steinkohlekraftwerke. Da bei einem beschleunigtem Kohleausstieg die Modalitäten für die Stilllegungen abweichend vom derzeitigen Stand des KVBG neu zu klären sind, besteht hier auch ein Freiheitsgrad. Aus Sicht der Planungssicherheit für die ÜNB ist eine fixe Stilllegungsreihenfolge zu empfehlen.

Bei den ÜNB erfolgen systemtechnische Planungsaufgaben wie etwa zur Bemessung und Platzierung von Blindleistungsquellen bereits heute für Planungszeiträume, die den in Abschnitt 2.2 abgeleiteten Realisierungszeiträumen entsprechen. Soweit die tatsächliche Netznutzung sowie der realisierte Netzzustand durch die dort behandelten Unsicherheiten abgedeckt sind und die abgeleiteten Maßnahmen zeitgerecht umgesetzt werden können, dürfte abgesehen vom Wirkleistungsfluss-getriebenen, und damit vom Netzausbau abhängigen Engpassmanagement, kein Bedarf zur Aufnahme von Steinkohlekraftwerken in die Netzreserve resultieren. Diese Überlegung ist aber theoretischer Natur, da

- kaum alle Unsicherheiten sicher abgedeckt werden können.
- eine robuste Ermittlung der Maßnahmen für alle Szenarien zu einer Überdimensionierung und damit höheren langfristig über die Lebensdauer auftretenden Kosten führen kann, so dass alternativ die Nutzung anderer Flexibilitäten – wie eine etwaige temporäre Nutzung von Kraftwerken in der Netzreserve – sinnvoller ist und
- weil diese Aussage vor allem und erst recht für Zeiträume temporärer Netzschwächungen gilt.

Daher existieren ja gerade die Systemanalysen als Grundlage der Systemrelevanzprüfungen. Sie müssen aber ebenfalls den mehrjährigen Realisierungszeitraum von Alternativen abdecken. Das erfordert zunächst, den Betrachtungszeitraum der Systemanalysen entsprechend zu wählen. Die NetzResV sieht die optionale Betrachtung eines einzelnen weiteren Zeitpunkts mit einem zeitlichen Vorlauf von maximal 5 Jahren vor [7]. Da länger notwendige Netzschwächungen – dabei ist ein Zeitraum von Wochen bis Monaten gemeint –, in jedem Jahr auftreten können, ist im Grundsatz die Betrachtung aller Jahre erforderlich. Für die Systemanalysen und die Genehmigung der Systemrelevanz ist es also ferner erforderlich, entgegen der heutigen Praxis die Entscheidung auch auf Basis von Berechnungen zu treffen, die über den Betrachtungshorizont eines Jahres hinausgehen. Mit einem längeren Zeithorizont bei den Systemanalysen ließen sich Bedarfe gemäß Abbildung 1 (Abschnitt 2.1) erkennen und sich die Kraftwerke für die Netzreserve frühzeitig sichern. Beim dort geschilderten Fall des Kraftwerks Mehrum lag der Bedarfszeitraum noch innerhalb des heutigen Betrachtungshorizonts der Systemanalysen, dies ist aber bei hoher Änderungsdynamik durch eine beschleunigten Kohleausstieg nicht allgemein anzunehmen.

Zu den oben geschilderten Unsicherheiten der zukünftigen Netznutzung sowie des Netzzustands ergeben sich vor allem bei notwendigen dynamischen Untersuchungen zur transienten Stabilität endogene Unsicherheiten bei der Modellierung. So kann das Verhalten der Verbraucher nur auf Basis allgemein akzeptierter Modelle erfolgen, die allerdings nicht auf Basis von Messdaten für Verbraucherkollektive umfassend validiert werden können. Dies würde eine

hohe Zahl von Störungsereignissen erfordern, aus denen die Messdaten zu bestimmen sind. Ein Beispiel dafür ist die im Detail nicht bekannte Störfestigkeit von Verbrauchsgeräten gegenüber kurzzeitiger Spannungseinbrüchen im sogenannten Spannungstrichter, die in den Langfristanalysen 2020 dazu geführt hat, die heute nicht als systemgefährdend wahrgenommene Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht für die Zukunft weiter kritisch zu beobachten. Doch auch Spannungs- und Frequenzabhängigkeiten der Verbrauchsleistung lassen sich nur annähern. Ferner können EZA und Speicher nur mit generischen Modellen erfasst werden, die das durch die Netzanschlussregeln geforderte Verhalten als Rahmen einhalten. Daher ist bei der Stabilitätsbewertung keine rein auf Basis von dynamischen Simulationen binäre Bewertung vorzunehmen, sondern sind Sicherheitsabstände (security margins) über Sensitivitätsbetrachtungen einzubeziehen bzw. diese Sicherheitsabstände ex-ante festzulegen. Nur in letztgenanntem Fall kann eine Betrachtung innerhalb der vorgesehenen etwa 3-monatigen Zeitfenster für die Systemanalysen erfolgen.

4.2 Weitere Ausgestaltung der Netzreserve als Instrument in der Übergangszeit

Im Kapitel 4.1 wurde die hohe Bedeutung der Systemrelevanz-Ausweisung von Steinkohlekraftwerken in Hinblick auf einen beschleunigten Kohleausstieg dargelegt. Diese kann nicht nur aufgrund von Unsicherheiten im Planungszeitraum von Alternativen erforderlich werden, sondern auch zur temporären Abdeckung besonderer Risiken wirtschaftlich sein. Zudem bestehen beim strombedingten Redispatch infolge von Netzengpässen bis zur Fertigstellung des erforderlichen Netzausbaus praktisch keine Alternativen.

Eine Ausweisung als Netzreserve setzt eine Einsatznotwendigkeit für die Steinkohlekraftwerke voraus. Die Rahmenbedingungen für den Einsatz in der Netzreserve schaffen aber keine Anreize, die Verfügbarkeit besonders hoch zu halten, im Gegenteil:

- Kurze Vertragslaufzeiten von in der Regel bis zu 24 Monaten schaffen keinen längere Planungssicherheit für die Kraftwerksbetreiber und damit Anreize, Fachpersonal zu binden und die Anlageninstandhaltung auf einen längeren Betrieb auszurichten.
- Zahlungen für regelmäßige Instandhaltung, die über die einmalige Herstellung der Betriebsbereitschaft und der Reparatur außergewöhnlicher Schäden hinausgehen, sind nicht vorgesehen.

Mit der in Abschnitt 4.1 begründeten längerfristigen Planungshorizonte ist daher zu empfehlen, auch bei entsprechend klarem Ergebnis für die Systemrelevanz längere Vertragsdauern mit angepassten Bedingungen zu ermöglichen.

Angesichts fehlender Anreize zur Sicherung einer hohen Verfügbarkeit der Netzreservekraftwerke ist es sehr zu begrüßen, dass in den Systemanalysen 2022 erstmals Berechnungen erfolgt sind, die den Einfluss einer Nichtverfügbarkeit jeweils eines einzelnen Netzreservekraftwerks einbeziehen [13].

5 Zusammenfassung

Ziel dieser Studie war eine Untersuchung, ob die Ergebnisse der Langfristanalysen 2020

- aufgrund zwischenzeitlich neuer Erkenntnisse im Hinblick auf erforderliche Systemanalysen und Systemrelevanzprüfungen angepasst werden müssen und
- welche besonderen Herausforderungen sich beim angestrebten beschleunigten Kohleausstieg bis 2030 für die Prozesse der Systemanalysen und der Systemrelevanzprüfungen ergeben.

Zum erstgenannten Punkt haben sich aus einer Analyse auf Basis einer umfassenden Literaturrecherche keine neuen technischen Aspekte aus dem Untersuchungsbereich dieser Studie ergeben, die im Verlauf des Kohleausstiegs fortlaufender Bewertung und damit einer Berücksichtigung in den Systemanalysen und Systemrelevanzprüfungen unterliegen müssen. Demnach sind in Systemanalysen und Systemrelevanzprüfungen die technischen Aspekte Engpassmanagement, Spannungshaltung, Langzeit-Spannungsstabilität, transiente Stabilität und die Winkelstabilität verbleibender Synchrongeneratoren zu betrachten. Bei Existenz entsprechender Bewertungsgrundlagen sind auch die heute bereits in bestimmten System-Split-Fällen gefährdete Frequenzstabilität, die Kurzschlussstromhöhe sowie die Spannungstrichterproblematik aus Verbrauchersicht einzubeziehen. Insbesondere bei der Frequenzstabilität ist gemäß dem aktuellen Diskussionsstand sowie der Diskussionsintensität nicht auszuschließen, dass noch im Zeitraum des beschleunigten Kohleausstiegs auf der ENTSO-E-Ebene Vorgaben zur Bemessung einer regional vorzuhaltenden Momentanreserve verabschiedet werden.

Für die in den Langfristanalysen 2020 erarbeiteten Alternativen zum Weiterbetrieb von Steinkohlekraftwerken (s. Tabelle 1) hat sich aus der Literaturrecherche und den Erfahrungen der letzten Jahre ebenfalls kein Anpassungsbedarf ergeben. Die Auswertung für das Zeitfenster bis 2030 bei einem beschleunigten Kohleausstieg macht deutlich, dass bis dahin praktisch nur bereits heute existierende Technologien zum Einsatz kommen können oder eine nennenswerte systemtechnische Wirkung entfalten können. Bei der hinreichenden Etablierung netzbildender Umrichterregelungen sind in Wissenschaft, bei Herstellern, in Pilotprojekten sowie bei der Vorbereitung zur Festlegung der geforderten Eigenschaften in Netzanschlussregeln zwar Fortschritte erzielt worden. Angepasste Netzanschlussregeln, die gemäß gesetzlich vorgegebener Erarbeitungsprozesse zunächst eine Verabschiedung auf europäischer Ebene erfordern, werden aber ohne eine Beschleunigung der Definitionsprozesse erst gegen Ende des laufenden Jahrzehnts vorliegen können. Eine Ausnahme stellen STATCOM mit netzbildenden Eigenschaften dar, die als Netzbetriebsmittel von den ÜNB ohne Notwendigkeit einer Verabschiedung von Netzanschlussregeln installiert werden können, und deren Entwicklung und Beschaffung die ÜNB zusammen mit den Herstellern in den letzten Jahren stark

vorangetrieben haben. Hier stehen erste Umsetzungsprojekte an, allerdings noch ohne Erbringung von Momentanreserve aus zusätzlich vorzusehenden Energiespeichern zur Stützung der Frequenzstabilität.

Da für alle oben genannten relevanten technischen Aspekte auch heute bereits Lösungsoptionen bestehen, ist ein Verzicht auf Steinkohlekraftwerke in der Netzreserve für Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte – abgesehen vom Redispatch beim Engpassmanagement – denkbar. Umsetzbar ist er aber nur dann, wenn diese Alternativen auch zeitgerecht realisierbar sind.

Bei einem beschleunigten Kohleausstieg bleibt die Systemrelevanzprüfung mit der Option einer Überführung von Steinkohlekraftwerken in die Netzreserve, ggf. auch einer Umwandlung in einen rotierenden Phasenschieber, nicht nur für das Engpassmanagement, sondern auch für die Systemsicherheits- und -stabilitätsaspekte aus folgenden Gründen unverzichtbar:

- Die erforderliche zeitliche Straffung bei der Umsetzung von Maßnahmen kann zu Kapazitätsengpässen führen.
- Die temporäre Nutzung der Netzreserve kann zudem günstiger sein als die dauerhafte Errichtung von Alternativen oder deren mögliche Überdimensionierung, wenn alle Unsicherheiten bei der weiteren Entwicklung von Netznutzung und Netzausbauzustand robust alleine durch Alternativen beherrscht werden sollen. Dies gilt sicher auch für die Beherrschung temporärer Netzschwächungen während Netzausbaumaßnahmen.
- Im Hinblick auf die erwähnten Unsicherheiten kommt erschwerend hinzu, dass für alle der zu betrachtenden technischen Aspekte die hinreichende regionale Vorhaltung von Systemdienstleistungen erforderlich ist und dadurch jeweils der Lösungsraum eingeschränkt wird.

Um die Planungsunsicherheit für die ÜNB zu begrenzen, ist eine fixe Stilllegungsreihenfolge der Kohlekraftwerke zu empfehlen. Da bei einem beschleunigten Kohleausstieg die Modalitäten für die Stilllegungen abweichend vom derzeitigen Stand des KVBG neu zu klären sind, besteht hier auch ein Freiheitsgrad.

Die geschilderten Unsicherheiten sowie Wirtschaftlichkeitserwägungen machen es für die Systemanalysen als Grundlage der Systemrelevanzprüfungen erforderlich, dass diese den mehrjährigen Realisierungszeitraum von Alternativen in der Bandbreite möglicher Entwicklungen, d.h. bei Bedarf durch mehrere Szenarien abdecken. Dies erhöht den Berechnungsaufwand erheblich. Daher ist es wünschenswert, den Parameterrahmen für die jeweiligen Systemanalysen früher als zum Dezember des Vorjahres abzustimmen, auch wenn damit die Prognosegenauigkeit für die Verhältnisse im Folgejahr geringer wird. Mit fix definierter Stilllegungsliste

Zusammenfassung

würde das Zieldatum auch nicht mehr durch die Notwendigkeit vorliegender Ausschreibungsergebnisse begrenzt. Ferner wird im Sinne einer konservativen Bewertung die Bereitschaft gefordert, auch eine in der Zukunft liegende temporäre Systemrelevanz auf Basis aktueller Prognoserechnungen anzuerkennen.

Schließlich ist zur Sicherung einer hohen Verfügbarkeit der Netzreserve durch Planungssicherheit für den Kraftwerksbetreiber zu empfehlen, ihre Ausgestaltung dahingehend anzupassen, dass bei entsprechendem längerfristigem Bedarf in der Netzreserve auch direkt eine Vertragslaufzeit über die heute verankerten 24 Monate gewählt werden kann. Dann sollten auch Zahlungen für regelmäßige Instandhaltungen bei den Vergütungen berücksichtigt werden.

Referenzen

- [1] Gesetz zur Reduzierung und Zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz - KVBG), vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818).
- [2] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, „Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber gem. §34 (1) KVBG,“ Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart, 2020.
- [3] H. Vennegeerts, F. Shewarege, J. Denecke und C. Graeve, „Systemsicherheits- und stabilitätsaspekte im Rahmen der Langfristanalysen gemäß §34(1) des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG),“ Duisburg, 2020.
- [4] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, „Betrachtungen zum Netz- und Versorgungswiederaufbau,“ Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart, 2020.
- [5] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, Abschlussbericht Langfristige Netzanalyse 2020 (t+8), Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart, 2020.
- [6] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert am 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436).
- [7] Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung - NetzResV), zuletzt geändert durch Art. 15 G v. 13.5.2019 (BGBl. S. 706).
- [8] Bundesnetzagentur, „Kohleausstieg,“ [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/start.html>. [Zugriff am 22 04 2022].
- [9] Bundesnetzagentur, „Systemrelevanzprüfungen,“ [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/start.html. [Zugriff am 13 04 2022].
- [10] Bundesnetzagentur, „Feststellung des Bedarfs Netzreserve für den Winter 2021/2022 sowie das Jahr 2023/2024,“ Bonn, 28. April 2021.
- [11] dpa, „Zeit online,“ 7 12 2021. [Online]. Available: <https://www.zeit.de/news/2021-12/07/kraftwerk-mehrum-wird-heruntergefahren-restreserve-fuer-2022>. [Zugriff am 13 04 2022].
- [12] „NDR,“ 07 12 2021. [Online]. Available: https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/braunschweig_harz_goettingen/Zwei-Kohlekraftwerke-in-Niedersachsen-fahren-heute-runter,mehrum108.html. [Zugriff am 13 04 2022].
- [13] Bundesnetzagentur, „Feststellung des Bedarfs Netzreserve für den Winter 2022/2023 sowie das Jahr 2023/2024,“ 29.04.2022.
- [14] ENTSO-E, „Frequency stability in long-term scenarios and relevant requirements,“ 2021.

Referenzen

- [15] 50 Hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, „Bewertung der Systemstabilität - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf,“ 2021.
- [16] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, „Notwendigkeit der Entwicklung netzbildender STATCOM-Anlagen - Positionspapier der deutschen Übertragungsnetzbetreiber,“ Dezember 2020.
- [17] Amprion, „Auswirkungen eines Kohleausstiegs 2030 - Kurzuntersuchung,“ 2021.
- [18] K. Vennemann, „Integration von RPSA und STATCOM-ANlagen in das Übertragungsnetz,“ ETG/GMA Online Tagung "Netzregelung und Systemführung", 29.09.2021.
- [19] G. Giannuzzi und W. Sattinger, „Jan. 8th 2021 Event Analysis & Reflections,“ ETG/GMA Online Tagung „Netzregelung und Systemführung“, 29.09.2021.
- [20] H. Abele und C. John, „Synchronous condenser causing transient instability in a highly stressed grid,“ ETG Journal, 2021.
- [21] M. Koch, „Aktive Blindleistungsregelung aus dem Verteilnetz - Herausforderungen und Potentiale,“ ETG/GMA Online-Tagung: "Netzregelung und Systemführung", 29.09.2021.
- [22] H. Popella, T. Henning, M. Kaiser, J. Massmann, L. Müller und R. Pfeiffer, „Necessary development of inverter-based generation with grid forming capabilities in Germany,“ Wind Integration Workshop 2021, 2021.
- [23] H. Holttinen, B. Frew, D. Flynn, N. Cutululis, M. Korpas und N. Helistö, „Design and operation of Energy Systems with large amounts of variable generation,“ Wind Integration Workshop 2021, 2021.
- [24] ENTSO-E - Project Inertia Team, „Frequency stability in long-term scenarios and relevant requirements,“ Brüssel, 2021.
- [25] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Netzstudie III,“ Berlin, 2022.
- [26] N. Ahmed und H. Weber, „Frequency regulation by the distributed hydrogen storage power plant (HSPP),“ Wind Intergration Workshop 2021, 2021.
- [27] 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, „4-ÜNB-Papier zu Anforderungen an netzbildende Umrichter,“ 12 5 2022. [Online]. Available: www.netztransparenz.de. [Zugriff am 20 5 2022].
- [28] VDE, VDE-AR-N-4131: Technische Regeln für den Anschluss von HGÜ-Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen, 2019.
- [29] ENTSO-E, „Research, Development & Innovation Roadmap 2020 - 2030,“ 2021.
- [30] ENTSO-E, „Grid-forming capabilities: towards system level integration,“ 2021.
- [31] European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), „Public Consultation on the Electricity Grid Connection Network Codes,“ 2022. [Online]. Available: https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/P_C_2022_E_02.aspx. [Zugriff am 22 06 2022].

Referenzen

- [32] Office of Gas and Electricity Markets (ofgem), „Authority decision: Grid Code (GC) GC0137: Minimum Specification Required for Provision of GB Grid Forming (GBGF) Capability (formerly Virtual Synchronous Machine (VSM) Capability) (GC0137),“ 2022.
- [33] VDE FNN, „VDE FNN Hinweis: Netzbildendes und systemstützendes Verhalten von Erzeugungsanlagen,“ Berlin, 2021.
- [34] C. Petino, S. Röhr, W. Winter, U. Tröger und S. Kinzel, „Demonstration and validation of a conformity testing methode for grid forming storage units in the transmission grid,“ Wind Integration Workshop 2021, 2021.
- [35] S. Rogalla, A. Greulich, J. Lehner, H. Lens, P. Ernst, T. Schaupp, R. Singer, J. Ungerland, C. Schöll, R. Denniger und A. Salman, „Grid forming converters in interconnected systems - final results from the joint research project VerbundnetzStabil,“ Wind Integration Workshop 2021, 2021.
- [36] Amprion GmbH, „Systemmarkt Konzeptpapier,“ 2022.
- [37] BEE, Fraunhofer IEE, Fraunhofer ISE, BBH, „Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien,“ 2021.
- [38] A. Ashour Novirdoust, M. Bichler, C. Bojung, H. U. Buhl, F. Gilbert, G. Vitali, L. Hanny, J. Knörr, F. Maldonado, K. Neuhoff, C. Neumann, M. Ott, J. C. Richstein, M. Rinck, M. Schöpf, P. Schott, A. Sitzmann, J. Wagner, J. Wagner und M. Weibelzahl, „Electricity Spot Market Design 2030-2050,“ 2021.
- [39] ENTSO-E, „Continental Europe Synchronous Area Separation on 08 January 2021 - ICS Final Report / Main Report,“ 2021.
- [40] ENTSO-E, „Continental Europe Synchronous Area Separation on 24 July 2021 - Technical Report,“ 2021.
- [41] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, „Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber,“ 2021.

Anhang

Anhang A: Bewertung der Stabilitäts-/Sicherheitsaspekte aus der Langfristanalyse 2020

Stabilitäts- / Sicherheitsaspekt	Problematik	Maßnahme	Relevanz für StKW-Ausstieg
Frequenzhaltung	Nicht-konzeptmäßiges Verhalten älterer KW → verfrühter LFDD	<ol style="list-style-type: none"> 1. Nachrüstung 2. Mehr Primärregelleistung 3. Limitierung der Einspeisung kritischer KW 	Keine Relevanz (solange ENTSO-E nicht minimale Regelleistung pro Regelzone/Land definiert), betroffene KW nicht in Deutschland
Frequenzstabilität	<ul style="list-style-type: none"> - Fehlen eines Referenzszenario für System-Split - Zu langsame Wirkung der LFDD-Stufen - Wirkleistungsreduktion der EZA zu langsam 	<ul style="list-style-type: none"> - Definieren eines Referenzszenarios auf ENTSO-E Ebene - Trigger des LFDD basierend auch auf RoCoF - Bessere Dynamik der P-Reduktion <p>→ Gezielte Vorhaltung von Momentanreserve</p>	Weniger Momentanreserve aus rotierender Masse verschärft das Problem
Leistungs- pendelungen	Große Netze mit hohen Impedanzen	Anpassung der PSS-Parametrierung	Keine Relevanz für Deutschland, da stark vermascht und kein Randgebiet
Spannungshaltung und Langzeit-Spannungsstabilität	Abdeckung des regionalen Blindleistungsbedarfs	Ständiges Monitoring, Q-Quellenplanung	Verlust von dynamischer Blindleistung, evtl. StKW in die Netzreserve → Regelmäßige Analysen notwendig
Transiente Stabilität	Verlust von Momentanleistung und dynamischer Netzstützung	Ständiges Monitoring, Kompensationseinrichtungen	StKW in Netzreserve nur als Übergangslösung bis zur Realisierung anderer Lösungen (z.B. rotierende Phasenschieber, STATCOM...)
Transiente Winkelstabilität verbleibender Synchrongeneratoren	Minimale Kurzschlussströme unter denen KW innerhalb FRT-Grenzkurven transient-stabil bleiben müssen	Lokale Abhilfemaßnahmen	Keine akute Gefährdung durch Kurzschlussstromverlust, Ständiges Monitoring bzgl. temporärer Netzschwächungen

Anhang

Stabilitäts- / Sicherheitsaspekt	Problematik	Maßnahme	Relevanz für StKW-Ausstieg
Kurzschlussstromhöhe	Verlust von Kurzschlussstromquellen	Ersatzgeräte, Anpassung Schutzkonzepte	Keine akute Gefährdung, Betrachtungshorizont: 6a
Kurzschlussstromqualität	Oberschwingungsbildung wegen Wegfall von Synchrongeneratoren	Forschungsbedarf	Nicht belegbar (Forschungsbedarf)
Spannungstrichterproblematik	Vergrößerung des Spannungstrichters wegen fehlender Kurzschlussstromquellen	Forschungsbedarf	Keine erkennbare Relevanz, Prüfungsnotwendigkeit erst wenn mehr Erkenntnisse/Probleme vorhanden sind

Anhang

Anhang B: Ergebnisse der ersten vier Ausschreibungsrunden nach KVBG

Runde	1	2	3	4	5
Zieldatum			31.12.2022	01.07.2023	01.07.2024
Gebotstermin	01.09.2020	04.01.2021	30.04.2021	01.10.2021	01.03.2022
Zuschlag (öffentl. Bekanntmachung)	08.12.2020	08.04.2021	21.07.2021	22.12.2021	20.05.2022
Verstromungsverbot ab	08.07.2021	08.12.2021	31.10.2022	22.05.2023	20.05.2024
Ausschreibungsvolumen	4.000 MW	1.500 MW	2.480 MW	433 MW	1.223 MW
Zuschläge ab 30 MW (Leistung in MW)	KW Walsum 9 (370) KW Hafen Block 6 (303) Kohleblock HKW (50) KW Westfalen (764) KW Ibbenbüren (794) HKW Moorburg B (800) HKW Moorburg A (800) KW Heyden (875)	KW Wilhelmshaven (757) KW Mehrum 3 (690) KW Deuben (67)	KW Bergkamen A (717) MKW Völklingen (179) HKW Völklingen (211) Henkel Anlage 80 (36) Onyx SKKW Farge (350) Evonik KW I (225) KW Scholven C (345)	Staudinger Block 5 (510)	DSA Mannheim Block 8 (435) RDK 7 (517) <u>Gesetzliche Reduzierung:</u> KW Scholven B (345)
bezuschl. Leistung	4.787 MW	1.514 MW	2.132 MW (Unterdeckung)	536 MW	1.015 MW (Unterdeckung)
Systemrelevante Kraftwerke:	KW Heyden 4 (RPS) KW Westfalen Block E (RPS)	KW Mehrum ¹	KW Bergkamen ² KW Scholven C ² Völklingen HKW ² +MKW ²	Staudinger Block 5 ²	<i>Bewertung steht noch aus</i>

¹ Nicht im eigentlichen Sinne als systemrelevant für die Netzreserve deklariert, aber für 4 Wochen Sommer 2022 für Netzbaumaßnahmen benötigt

² Laut BA 2022 als systemrelevant bezeichnet

RPS: Umbau zum rotierenden Phasenschieber