

**MONITORING  
10-PUNKTE-PLAN ZUM  
BESCHLEUNIGTEN  
KOHLEAUSSTIEG 2030**

## Executive Summary

Gemäß des Koalitionsvertrages der aktuellen Regierungsparteien soll der Kohleausstieg in Deutschland „idealerweise“ bis 2030 umgesetzt werden. Ein beschleunigter Kohleausstieg bis 2030 stellt das Übertragungsnetz vor eine immense Herausforderung. Auch die im September 2023 veröffentlichten 4ÜNB-Analysen zeigen, dass ein beschleunigter Kohleausstieg bis 2030 nur mit einer Reihe von Begleitmaßnahmen umsetzbar erscheint. Aus Sicht von Amprion kann ein beschleunigter Kohleausstieg nur gelingen, sofern die netztechnischen Belange konsequent mitgedacht und zusätzliche Maßnahmen zur Wahrung der Versorgungssicherheit sowie der Systemrobustheit zügig ergriffen und schnellstmöglich umgesetzt werden. Mit Blick auf die verschiedenen technischen Wechselwirkungen des Kohleausstiegs und die Vielzahl an beteiligten Akteuren wird der Handlungsdruck zur zeitnahen Umsetzung aus Sicht von Amprion umso dringlicher. Im November 2021 hat Amprion eine quantitative Kurzuntersuchung erarbeitet und veröffentlicht. Ziel der Kurzuntersuchung war es, erste Erkenntnisse möglicher Auswirkungen eines frühzeitigen Kohleausstiegs bis 2030 auf das Energiesystem und speziell auf das Übertragungsnetz zu liefern. Auf Grundlage der Amprion-Untersuchung wurde ein 10-Punkte-Plan entwickelt, der wesentliche technische Grundlagen für einen beschleunigten Kohleausstieg darlegt. Um den weiteren konkreten Handlungsbedarf aufzuzeigen und ein rechtzeitiges Gegensteuern zu ermöglichen, hat Amprion den 10-Punkte-Plan im Rahmen dieses Monitorings auf seinen Fortschritt hin überprüft. Zur Orientierung wurde dabei auch auf eine Bewertungsampel zurückgegriffen, die die bisherige Umsetzung bewertet und den notwendigen Handlungsbedarf aufzeigt.

Nach Einschätzung von Amprion wurden in den letzten zwei Jahren bereits erste wichtige gesetzliche Anpassungen beispielsweise zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren sowie zur Höherauslastung des Bestandnetzes erzielt. Zudem ist den Übertragungsnetzbetreibern von nun an eine Ausweisung der Systemrelevanz auf Basis einer längerfristigen Vorausschau gemäß der Langfristanalyse 2030 möglich. Des Weiteren begrüßt Amprion die „Roadmap Systemstabilität“ der Bundesregierung als ersten wichtigen Schritt für den Erhalt eines sicheren und robusten Systembetriebs. In Anbetracht der großen Herausforderung eines Kohleausstiegs 2030 reichen die bisherigen Gesetzesanpassungen und die geplanten Maßnahmen jedoch nach Einschätzung von Amprion bei Weitem nicht aus. Insbesondere bei den technischen Anschlussregeln und beim Marktdesign sieht Amprion schnellstmöglichen Handlungsbedarf. So bedarf es einer signifikanten Beschleunigung des Prozesses zur Weiterentwicklung der technischen Netzanschlussregeln auf europäischer und nationaler Ebene, sowie einer Vereinfachung der Zertifizierungsverfahren bei gleichzeitiger Sicherstellung systemrelevanter Eigenschaften insbesondere der EE-Erzeugung und von Großverbrauchern. Des Weiteren ist eine zeitnahe Reform des Marktdesigns notwendig, das den Marktteilnehmern Investitionssicherheit bietet. Daher setzt sich Amprion für umfassende Kapazitätsmechanismen mit lokalen Allokationsanreizen ein.

Darüber hinaus sind weitere gesetzliche Anpassungen zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren erforderlich. Zudem zeigen Analysen, dass in Anbetracht der angespannten Netzsituation nennenswerte Steinkohlekraftwerkskapazitäten bis mindestens 2030 und voraussichtlich darüber hinaus in die Netzreserve zu überführen sind. Zur Spannungshaltung und -stabilität ist eine zeitnahe Bestätigung der Blindleistungsbedarfe notwendig. Zur Beherrschbarkeit von Netzauftrennungen und den damit einhergehenden Momentanreservebedarfen müssen zudem unterschiedliche Maßnahmen parallel verfolgt werden. Das umfasst die Erweiterung der Blindleistungskompensationsanlagen um Kurzzeitspeicher, die Überarbeitung technischer Anschlussregeln hinsichtlich netzbildender Eigenschaften und eine marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve. Zudem müssen die bisherigen Konzepte zum Versorgungswiederaufbau komplett neu erarbeitet und implementiert werden. Mit Blick auf die notwendige Transformationsgeschwindigkeit bedarf es diesbezüglich einer stärkeren politischen Rahmensetzung.

Die Überprüfung zeigt, dass der 10-Punkte-Plan im Wesentlichen weiterhin gültig ist, viele Punkte noch nicht vollständig umgesetzt wurden und im Falle eines Kohleausstiegs 2030 eine schnellstmögliche Umsetzung der aufgeführten Maßnahmen erforderlich ist.

10-Punkte-Plan zum beschleunigten Kohleausstieg	Fortschritt
1. Beschleunigter Netzausbau und Höherauslastung	
2. Systemrelevanzprüfung	
3. Netzreserve	
4. Blindleistung	
5. Momentanreserve	
6. Technische Anschlussregeln und Zertifizierungsrichtlinien	
7. Potenzielle Netzwiederaufbau	
8. Koordination Versorgungswiederaufbau	
9. Marktdesign	
10. Bilanzkreisbewirtschaftung	

Legende Bewertungsampel:

-  Maßnahme bereits zu weiten Teilen umgesetzt
-  Maßnahme benötigt weitere Anstrengungen von Netzbetreibern und Politik
-  Maßnahme benötigt schnellstmöglich politische Rahmensetzung, um eine rechtzeitige Umsetzung nicht zu gefährden

Abbildung 1: Monitoring zum 10-Punkte-Plan

## 1. Beschleunigter Netzausbau und Höherauslastung



*Zur schnelleren Umsetzung von Netzausbauvorhaben sollten die Planungs- und Genehmigungsprozesse signifikant verkürzt werden. Zudem sind zur Erhöhung der Transportkapazitäten Hemmnisse zur Höherauslastung der Netzinfrastruktur insbesondere im Kontext Geräusche und Beeinflussung zu beseitigen.*

Mit Verabschiedung des Osterpakets am 07. Juli 2022 wurden einige Beschleunigungsmaßnahmen beispielsweise im Hinblick auf die Anpassungen zur Regelung der Bundesfachplanung beschlossen. Zudem wurde eine Neuregelung zur Anwendung der TA Lärm erzielt. Zusätzlich sind im Rahmen der Gesetzesanpassung des EnSIG 3.0 weitere erforderliche Maßnahmen zur Beschleunigung von Genehmigungsvorhaben wie zum Beispiel Regelungen zum vorzeitigen Baubeginn umgesetzt worden. Auch in den Folgemonaten wurden weitere Beschleunigungsmaßnahmen durch den Gesetzgeber umgesetzt, die sich insbesondere auf die Ausgestaltung des Verfahrensrahmens der Genehmigungsverfahren und die Möglichkeiten einer vorgezogenen Bauausführung beziehen. Diese Maßnahmen unterstützen einen zügigeren Netzausbau, sind aber noch nicht ausreichend für das erforderliche Tempo.

Zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren sind nach Einschätzung von Amprion daher **weitere gesetzliche Anpassungen erforderlich**, um auch die Prüfungsinhalte der Genehmigungsverfahren auf einen Umfang zu reduzieren, der von den Genehmigungsbehörden händelbar und auch von den betroffenen Trägern öffentlicher Belange sowie privaten Dritten inhaltlich nachvollziehbar ist (siehe [Amprion-Positionspapier zur Netzausbaubeschleunigung](#), November 2022). Dazu bedarf es beispielsweise Erleichterungen in Bezug auf artenschutzrechtliche Ausnahmen und die Flexibilisierung von Ersatzzahlungen mit naturschutzfachlicher Zweckbindung über den sachlichen und zeitlichen Anwendungsfall der EU-Notfallverordnung hinaus. Entsprechende Regelungen sind für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien bereits geschaffen worden, ohne dass es hierfür europarechtlicher Vorstöße bedurfte. Da der zur Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien erforderliche Netzausbau hiervon ausgenommen wurde, droht eine Energiewende der zwei Geschwindigkeiten, die am Ende auch die Erzeugung aus erneuerbaren Energien ausbremst. Daneben bedarf es einer stärkeren Fokussierung auf eine pragmatische Genehmigungspraxis, wodurch der Umfang an Unterlagen bereits dadurch signifikant reduziert werden kann. Des Weiteren ist die Beseitigung von Personalengpässen im Bereich der Landesbehörden erforderlich.

Im Kontext der Beeinflussung benachbarter Infrastrukturen wurde vor dem Hintergrund einer drohenden Gasmangellage im Winter 2022/2023 eine Duldung gesetzlich angeordnet, die die Nutzung weiterer Stromkreise für den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (WAFB) ermöglicht und somit eine temporäre Höherauslastung des Bestandsnetzes erlaubt. Damit ist ein wesentliches Hemmnis zur Höherauslastung zumindest temporär abgebaut. Die entsprechende gesetzliche Regelung wird voraussichtlich bis Ende März 2027 gesetzlich verlängert (das einschlägige parlamentarische Verfahren wird voraussichtlich bis Ende 2023 abgeschlossen sein). Mit Blick auf die derzeit langwierigen bilateralen Verhandlungen setzt sich Amprion für entsprechende **regulatorische Vorgaben der Vertragsausgestaltung (insbesondere hinsichtlich Kostentragung)** zwischen den Infrastrukturbetreibern ein, um eine rechtzeitige Einigung zu erzielen. Bis zum Ende der neuen Gesetzeslage setzt sich Amprion dafür ein, mit den **betroffenen Infrastrukturbetreibern entsprechende Erdungsmaßnahmen umzusetzen** und zugehörige Interessenabgrenzungsverträge abzuschließen.

Im Kontext der Höherauslastung setzt sich Amprion dafür ein, innovative Konzepte zu pilotieren (z.B. den kurativen Einsatz eines Pumpspeicherkraftwerks oder dezentraler Batteriespeicher). Dies setzt **regulatorische Klarheit zum Genehmigungsrahmen** voraus.

## 2. Systemrelevanzprüfung



*Mit dem Ziel einer höheren Planungssicherheit sollten (möglichst) verbindliche Stilllegungszeitpunkte für Steinkohlekraftwerke festgelegt werden. Zudem ist die Prüfung der Systemrelevanz eines Kraftwerkes unter Berücksichtigung der bereits geplanten Außerbetriebnahmen durchzuführen.*

Mittlerweile sind alle sieben Ausschreibungsrunden zur vorzeitigen Stilllegung von Steinkohlekraftwerken abgeschlossen. Im Anschluss wird auf den ordnungsrechtlichen Stilllegungspfad anhand des damaligen Inbetriebnahmezeitpunktes des jeweiligen Kraftwerksblocks gewechselt. Somit ist eine belastbare Planungsgrundlage für den marktlichen Ausstieg von nun an gegeben.

Bisher konnten Kraftwerke ausschließlich auf Grundlage eines kurzfristigen Überprüfungszeitraums als systemrelevant ausgewiesen werden. Somit wurden sich bereits abzeichnende Veränderungen wie beispielsweise Kraftwerksstilllegungen oder Lastzuwächse bisher nicht berücksichtigt. Mit Beschluss des Solarpakets hat die Bundesregierung eine Festlegung der Systemrelevanz für einen längeren Zeitraum auf Grundlage der Systemanalyse verabschiedet, die Ende des Jahres in Kraft treten soll. Dies ermöglicht den Übertragungsnetzbetreibern von nun an auch eine Ausweisung der Systemrelevanz auf Basis einer längerfristigen Vorausschau gemäß der Studie zum beschleunigten Kohleausstieg 2030.

## 3. Netzreserve



*Zur Wahrung der Netzsicherheit und Systemstabilität sind systemrelevante Steinkohlekraftwerke in die Netzreserve zu überführen. Die Netzreserve sollte so lange fortgeführt werden bis technische Alternativen bereitstehen.*

Gemäß der [Studie zum beschleunigten Kohleausstieg bis 2030](#) sind in Abhängigkeit des Fortschritts beim Netzausbau trotz eines marktseitigen Ausstiegs der Kohlekraftwerke weiterhin Steinkohlekapazitäten zwischen 5,7 GW und 9,5 GW zur Bewirtschaftung von Netzengpässen über das Jahr 2030 erforderlich. Zur Gewährleistung der Netzsicherheit sind die in der Langfristanalyse **erforderlichen Steinkohlekraftwerkskapazitäten bis mindestens 2030 und voraussichtlich darüber hinaus in die Netzreserve zu überführen**. Sollten bis 2030 keine technischen Alternativen und entsprechende Anpassungen des Marktdesigns (siehe Punkt 9) erfolgen, sind auch nach 2030 noch Steinkohlekraftwerke in der Netzreserve erforderlich. Amprion setzt sich dafür ein, dass die Netzreserve so lange fortgeführt wird bis technische Alternativen zur Verfügung stehen.

## 4. Blindleistung



*Im Rahmen des NEP-Prozesses sollte der identifizierte Bedarf der statischen und regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen vollständig bestätigt werden. Zudem bedarf es abseits des NEP-Prozesses die Möglichkeit zur Bestätigung der temporären Mehrbedarfe im mittelfristigen Zeithorizont bspw. bis 2030.*

Bei der Planung, dem Bau und der Inbetriebnahme der bereits bestätigten Blindleistungskompensationsanlagen sind gute Fortschritte zu verzeichnen. Seit der Veröffentlichung der Amprion-Kurzstudie zum beschleunigten Kohleausstieg in November 2021 hat Amprion das Potenzial zur regelbaren Blindleistungskompensation auf ca. 2.900 MVA in etwa verdoppelt. Im nächsten Jahr plant Amprion das Potenzial nochmal, um weitere ca. 2.100 MVA auszubauen.

Vor dem Hintergrund eines beschleunigten Kohleausstiegs zeigt die Langfristanalyse 2030, dass die im letzten Netzentwicklungsplan identifizierten Bedarfe statischer und regelbarer Blindleistung für 2035 bereits in 2030 benötigt werden. Aufgrund der Höherauslastung des Übertragungsnetzes steigen die Bedarfe bis 2030 sogar noch weiter an. Da gleichzeitig auch nur begrenzte Herstellerkapazitäten zur Verfügung stehen, **bedarf es einer zeitnahen Bestätigung der Bedarfe**, sodass die ÜNB frühzeitig entsprechende Produktionskapazitäten sichern können. Neben eigener ÜNB-Kompensationsanlagen bedarf es gleichzeitig einer marktgeschützten Beschaffungsoption. Dies kann beispielsweise durch die Umwidmung von bestehenden Kraftwerken zu rotierenden Phasenschiebern oder durch Zusatzfunktionalitäten von Elektrolyseuren sowie durch die Bereitstellung aus dem Verteilnetz erfolgen. Im letzten Jahr haben die ÜNB an einer Produktdefinition zur Blindleistungsbereitstellung gearbeitet und konnten ihre Anforderungen umfänglich einbringen. Amprion arbeitet intensiv mit den Verteilnetzbetreibern an einer leit- und regelungstechnischen Umsetzung und hat im Rahmen der E.ON-Kooperation erste Pilotprojekte abgeschlossen.

Allerdings sieht Amprion bei der marktlichen Beschaffung regelbarer Blindleistung bis 2030 aufgrund der sehr komplexen Anforderungen nur ein Marktinteresse von direkt am Übertragungsnetz oder direkt an den Umspannwerken angeschlossenen Netzkunden und erwartet keinen flächendeckenden Beitrag aus dem Verteilnetz in diesem Zeitraum.

Mit Blick auf die zeitliche Kritikalität geht Amprion daher davon aus, dass ein Großteil der benötigten regelbaren Blindleistungsbedarfe bis 2030 **durch den ÜNB** bereitzustellen ist. In dem Kontext setzt sich Amprion für eine **schnelle und umfassende Genehmigung sowie Umsetzung der bis 2030 benötigten Blindleistungskompensationsanlagen** ein. Dies erfordert **vom Regulierer eine Klärung über den rechtssicheren Ablauf der Effizienzprüfung**, um die Abwägungsentscheidung zwischen marktlicher Beschaffung und durch die ÜNB zu errichtende Betriebsmittel **schnellstmöglich** zu treffen.

Als Übergangslösung setzt sich Amprion ebenso für eine **deutliche Verlängerung der maximalen Betriebszeiten** von zu **rotierenden Phasenschiebern** umgewidmeten Kraftwerken aus Gründen der Systemstabilität ein.

## 5. Momentanreserve



*Amprion sieht in der marktgestützten Beschaffung eine Möglichkeit, um die Entwicklung von Anlagen mit Beitrag zur Momentanreserve zu beschleunigen und die Systembedarfe im Vergleich zu einer alleinigen Änderung der Netzanschlussregeln rechtzeitig zu decken. Daher ist zeitnah ein Markt für Momentanreserve zu etablieren. Zudem sind Maßnahmen zur Erweiterung von Blindleistungskompensationsanlagen erforderlich, um die Fähigkeit der Momentanreserve zu bestätigen.*

Erstmals wurde im Netzentwicklungsplan NEP 2035 (2021) ein Budget an Momentanreserve je ÜNB bestätigt. Dieses ermöglichte Amprion erste Pilotprojekte anzustoßen und umzusetzen. In Summe deckt das bestätigte Budget jedoch nur einen Bruchteil des benötigten Bedarfs, der im NEP 2035 (2021) identifiziert wurde und sich im Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) erneut gezeigt hat. Im Kontext eines beschleunigten Kohleausstiegs hat sich in der Studie zum beschleunigten Kohleausstieg 2030 bestätigt, dass diese Bedarfe bereits bis 2030 auf einem ähnlich hohen Niveau benötigt werden. Eine rechtzeitige Sicherstellung der Systembedarfe durch eine Anpassung der Netzanschlussregeln ist aufgrund der langwierigen Weiterentwicklungsprozesse im Zeithorizont bis 2030 äußerst unwahrscheinlich. Daher ist die **marktgestützte Beschaffung** eine Möglichkeit, um die Entwicklung von Anlagen mit Beitrag zur Momentanreserve zu beschleunigen. Amprion hat dazu im Jahr 2023 eine [eigene Studie](#) zur mehrstufigen Beschaffung veröffentlicht.

Gleichzeitig sieht Amprion in der **Erweiterung der dynamischen Blindleistungskompensationsanlagen um die Fähigkeit der Momentanreserve** einen kosteneffizienten Beitrag zur Frequenzstabilität. Diese müssen durch die gesetzlichen Planungsprozesse eine Bestätigung durch die Bundesnetzagentur erfahren.

Daher setzt sich Amprion für einen **Dreiklang zur Bereitstellung der Momentanreserve** ein und begrüßt die derzeitigen Planungen im Rahmen der Roadmap Systemstabilität.

## 6. Technische Anschlussregeln und Zertifizierungsrichtlinien



*Zur Wahrung der Systemstabilität ist eine striktere Einhaltung der technischen Anschlussregeln durch strengere Zertifizierungsrichtlinien z.B. Ausweitung wiederkehrender Prüfungen sicherzustellen. Mit Wegfall konventioneller Kraftwerkskapazitäten und der zunehmenden Integration von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen, Großverbrauchern sowie der Ladeinfrastruktur der Elektromobilität ist die Weiterentwicklung technischer Anschlussregeln insbesondere für das systemdienliche Verhalten zu beschleunigen.*

Eine Beschleunigung des Prozesses zur Weiterentwicklung der technischen Netzanschlussregeln ist sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene nicht erkennbar. Mit Blick auf den Hochlauf der **Elektrolyseure** sowie den zunehmenden Ausbau **neuer Großverbraucher** mit insgesamt hoher installierter Leistung besteht jedoch **dringender Handlungsbedarf, Netzanschlussregeln zu etablieren bzw. bestehende Anschlussregeln auf ihre zukünftigen Anforderungen auszuweiten**. Die Untersuchungen zur transienten Stabilität im Rahmen der Studie zum beschleunigten Kohleausstieg bis 2030 haben deutlich den negativen Einfluss auf die Systemstabilität nachgewiesen.

Im Rahmen des Regelprozesses zur Weiterentwicklung der Anschlussregeln wurden von den ÜNB systemkritische Handlungsbedarfe auf europäischer Ebene eingebracht, jedoch bleibt ungewiss, welche Änderungsvorschläge im Rahmen des Konsultationsprozesses übernommen werden. Auf nationaler Ebene begleiten BNetzA und BMWK als Gastmitglied den FNN-Prozess, bei dem die Einhaltung des aktuellen Zeitplans bereits fraglich ist. Sowohl in den **europäischen als auch in den nationalen Prozessen ist eine dringende Beschleunigung erforderlich**. Als Ultima Ratio **unterstützt Amprion** die aktuell in Diskussion befindliche **Weisungsbefugnis der BNetzA gegenüber dem VDE/FNN** bezüglich der Festlegung systemrelevanter Anforderungen. Zudem unterstützt Amprion die Roadmap Systemstabilität zur **Festlegung von Verantwortlichkeiten und Meilensteinen**, um die rechtzeitige Umsetzung von Maßnahmen sicherzustellen. Amprion ist sich seiner Verantwortung bewusst und startet daher gemeinsam mit dem BMWK ein Forschungsprojekt „Systemstabilität 2030“, um begleitende Entwicklungen proaktiv anzustoßen.

Mit dem Ziel der schnelleren Integration der erneuerbaren Energien wurden bestehende Zertifizierungsverfahren um weitgehende Ausnahmeregelungen ergänzt, bei denen einige Prüfschritte im Prozess entfallen. Im Gegensatz dazu setzt sich Amprion dafür ein, **dass zur Beschleunigung des Netzanschlusses von erneuerbaren Energien Hersteller zur Einführung von Lösungen zur Fernauslesung und –parametrierung verpflichtet werden**. Dies ergänzt und vereinfacht das Zertifizierungsverfahren und dessen Überprüfung. Dabei ist stets auf die Wahrung der Systemkonformität zu achten.

## 7. Potenzielle Netzwiederaufbau



*Es sind die Voraussetzungen zu schaffen, dass im Falle eines Blackouts alternative Erzeugungsleistung wie Gaskraftwerke, Speicher und größere EE-Anlagen technisch und organisatorisch im Netzwiederaufbau eingesetzt und schwarzstartfähige Kraftwerke hinsichtlich Wirkleistung und Systemverhalten abgelöst werden können. Dafür sind die marktlichen oder regulatorischen Rahmenbedingungen zu schaffen, um ausreichende Potenziale sicherzustellen.*

Im Jahr 2022 wurden bereits durchgeführte Großstudien und öffentlich geförderte Forschungs- und Entwicklungsvorhaben zu dieser Thematik (beispielsweise Forschungsprojekt Netz:Kraft) analysiert. Diese konnten noch keine durchweg überzeugenden Strategien für den zukünftigen Netzwiederaufbau aufzeigen, die auch die praktischen Belange des Netzbetriebs in solch einer Notsituation vollumfänglich berücksichtigen. Amprion erarbeitet aktuell im Rahmen von Forschungsprojekten, internen Studien und auch gemeinsam mit Verteilnetzbetreibern Optionen zur Weiterentwicklung des Netzwiederaufbaus.

Amprion begrüßt die derzeitige Produktdefinition zur „Schwarzstartfähigkeit“ und die derzeit in Erarbeitung befindliche Ausgestaltung zur Festlegung der technischen Anforderungen im Rahmen separater transparenter und diskriminierungsfreier Verträge. Auch hier können räumliche verteilte Neubauten von Kraftwerken mit entsprechenden technischen Eigenschaften einen wesentlichen Beitrag leisten (siehe Punkt 9).

## 8. Koordination Versorgungswiederaufbau



*Im Kontext Versorgungswiederaufbau und Lastfolgebetrieb müssen zukünftig Verteilnetzbetreiber eine zunehmend wichtigere Rolle einnehmen. Dafür sind die Organisationsstrukturen sowie die technischen Voraussetzungen zur Steuerung und Prognose von dezentralen Erzeugungsanlagen und Lasten zur Bereitstellung von Wirkleistung, Regelleistung und weiteren Systemdienstleistungen zu schaffen. Zur Bereitstellung der erforderlichen Wirkleistung und Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz bedarf es einer Koordination der Maßnahmen über intelligente Leitsystemfunktionen zwischen den ÜNB und den VNB sowie einer regulatorischen Refinanzierung der Anforderungen.*

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben ein Konzept [„Weißbuch Netz- und Versorgungswiederaufbau 2030“](#) zum zukünftigen Versorgungswiederaufbau erarbeitet, veröffentlicht und kommuniziert. Das ausgearbeitete Konzept wird für die Regelzone Amprion aktuell umgesetzt und die notwendigen Werkzeuge werden in die Leitsysteme integriert.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind im Kontext der Koordination im Versorgungswiederaufbau im besonderen Maße von den Aktivitäten der Verteilnetzbetreiber abhängig, die derzeit jedoch unzureichende Anreize zur zeitnahen Umsetzung haben. Die Vielzahl an beteiligten Akteuren und die unterschiedlichen Interessen tragen dazu bei, dass eine zeitnahe Einigung eines Konzeptes zum Versorgungswiederaufbau erschwert wird. In den laufenden Diskussionen lässt sich eine erste gemeinsame Zielsetzung der beteiligten Akteure erkennen. Im Rahmen der „Roadmap Systemstabilität“ wurden erstmalig von übergreifender Stelle Prozessverantwortlichkeiten festgelegt. Mit Blick auf die notwendige Transformationsgeschwindigkeit setzt sich Amprion darüber hinaus für **stärkere politische Vorgaben** ein. Zudem bedarf es Lösungen der Refinanzierung.

## 9. Marktdesign



*Zur Sicherstellung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz sind Anreize für ausreichend gesicherte Erzeugungsleistung zu schaffen sowie Allokationssignale für neue Kraftwerke, Speicher und Elektrolyseure zu etablieren. Eine Option bieten örtlich und sachlich differenzierte (Kapazitäts-) Zahlungen im Sinne des von Amprion entwickelten Systemmarktes.*

Innerhalb der Energiebranche ist es weitgehender Konsens, dass das bestehende Marktdesign einer grundsätzlichen Weiterentwicklung bedarf. Dazu hat das BMWK im Februar 2023 eine „Plattform klimaneutrales Stromsystem“ aufgesetzt, bei der konkrete Vorschläge zu einem neuen Strommarktdesign unter Einbeziehung der Stakeholder aus Politik, Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft erarbeitet werden sollen. Amprion begrüßt den gestarteten Stakeholderprozess und hat sich an der Diskussion intensiv beteiligt sowie mit dem [Systemmarkt](#) bereits einen Vorschlag in die Diskussion eingebracht. Jedoch wurden bislang wichtige Kernthemen nicht oder nicht ausreichend adressiert. Dies betrifft beispielsweise Maßnahmen zum Erhalt der Einheitsgebotszone, zur Lastflexibilisierung und deren Aufnahme in Redispatchprozesse, zur Einführung eines (lokalen) Kapazitätsmarkts sowie zur Ausgestaltung der zukünftigen Netzentgeltstruktur.

Der europäische Versorgungssicherheitsbericht ERAA (European Resource Adequacy Assessment) zeigt einen negativen Trend der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa auf. Demnach werden bereits ab dem Jahr 2025 erste Lastunterdeckungen sichtbar, die bis 2030 weiter zunehmen. Zwar kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland auch mit einem beschleunigten Kohleausstieg weiterhin gewährleistet ist, aber dies ist an eine Reihe von Voraussetzungen geknüpft. Das Eintreten dieser Voraussetzungen wie zum Beispiel der Neubau von Erzeugungskapazitäten oder die Entwicklung von Lastflexibilitäten im gegenwärtigen Ordnungsrahmen sieht Amprion sehr kritisch. In Anbetracht der gesamteuropäischen angespannten Versorgungssituation, der zunehmenden Belastung der Netzinfrastruktur und der aktuellen geringen Planungs- und Investitionssicherheit im Markt setzt sich Amprion daher für eine **zeitnahe Reform des Marktdesigns** ein. Dies ist insbesondere daher kritisch, da mit Blick auf die unterschiedlichen Interessen sowie die Vielschichtigkeit der Thematik einfache und schnelle Lösungen unwahrscheinlich erscheinen. In dem Kontext begrüßt Amprion, dass die Bundesregierung jetzt reagiert und im Rahmen der Kraftwerksstrategie kurzfristig gesicherte Leistung ausschreiben möchte. Allerdings ist die Realisierbarkeit des Neubaus im nötigen Umfang der Versorgungssicherheitsanalysen bis 2030 fraglich. Darüber hinaus stellen einmalige Ausschreibungen keine langfristige Lösung dar. Daher setzt sich Amprion dafür ein, dass die Kraftwerksstrategie mittelfristig durch einen **umfassenden Kapazitätsmechanismus flankiert** wird, der frühzeitig Preissignale an die Marktteilnehmer sendet und so sämtlichen Marktteilnehmern Investitionssicherheit bietet. Zudem ist es aus Sicht des Übertragungsnetzes **kritisch, dass im Rahmen der Kraftwerksstrategie derzeit keine lokalen Allokationsanreize angedacht sind**. Nach internen Stabilitätsberechnungen von Amprion könnte eine Verortung der Kraftwerke zu etwa zwei Dritteln im Süden bzw. Süd-Westen und einem Drittel im Norden Deutschlands die Robustheit des Gesamtsystems erhöhen. Bei dieser Verortung können die Kraftwerke sowohl zur Momentanreserve (siehe Punkt 5) als auch situationsbedingt zur Reduktion der weiträumigen Leistungstransportbedarfe in kritischen Situationen beitragen.

## 10. Bilanzkreisbewirtschaftung



*Zur Vermeidung möglicher Fehlanreize, die durch hohe Knappheitspreise und Preisschwankungen am Spotmarkt oder Änderungen am Marktdesign entstehen, ist die Ausgleichsenergiepreis-Systematik kontinuierlich zu überprüfen. Zudem sind für den Fall von möglichen Knappheitssituationen systematische Markt- und Betriebsregeln zu implementieren.*

Im Kontext der Energie- und Preiskrise wurde die Ausgestaltung der Ausgleichsenergiepreis-Systematik in einer 4-ÜNB-Arbeitsgruppe auf ihre Sachgerechtigkeit im Knappheitsfall hin überprüft. Das Ergebnis zeigt, dass kein zwingender Anpassungsbedarf der aktuell gültigen Ausgleichsenergiepreis-Systematik besteht.

Die viertelstündige Bilanzkreisbewirtschaftung erlaubt schon heute das sukzessive Anpassen von Fahrplanmeldungen. Dadurch können große Erzeugungsänderungen und resultierende Frequenzschwankungen zum Stundenwechsel (deterministische Frequenzabweichungen, DFA) reduziert werden. Die deutschen ÜNB stehen dazu im kontinuierlichen Austausch mit den Betreibern flexibler Erzeugungsanlagen und beobachten deren Rückwirkung auf die Netzfrequenz. Da DFAs im gesamten Synchrongebiet Kontinentaleuropa verursacht werden können, unterstützen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber in der europäischen Verbandsarbeit die **Entwicklung von auch in den anderen Ländern wirksamen Gegenmaßnahmen.**

Im Kontext möglicher Knappheitssituationen sind derzeitige Marktstrukturen nicht dafür ausgelegt, eine Leistungsmangelsituation kurzzeitig zu erkennen und marktseitig zu lösen. Um ein absehbares Ungleichgewicht der Leistungsbilanz zu vermeiden, sollten **realistische Fahrpläne und offene Position von den Bilanzkreisverantwortlichen frühzeitig** an den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber **gemeldet werden.**