

Handlungsempfehlungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Elektrizität

Empfehlungen der Bundesregierung gemäß § 63 Abs. 2 EnWG

Januar 2023

Inhalt

1. Einleitung.....	4
2. Handlungsempfehlungen: marktseitige Versorgungssicherheit.....	9
2.1 Ausbau der erneuerbaren Energien.....	9
2.2 Zubau steuerbarer Erzeugungsleistung	11
2.3 Versorgung mit Gas in der mittleren Frist.....	13
2.4 Aufbau der Wasserstoffwertschöpfungsketten.....	14
2.5 Hebung von Flexibilitätspotentialen.....	16
2.6 Stärkung des Binnenmarktes.....	19
3. Handlungsempfehlungen: netzseitige Versorgungssicherheit.....	19
3.1 Netzausbau und -optimierung auf Übertragungs- und Verteilnetzebene.....	19
3.2 Netzdienliche Standorte von steuerbaren Kapazitäten	22
3.3 Bereitstellung von Systemdienstleistungen	23
3.4 Stärkung grenzüberschreitender Redispatch	24
4. Handlungsempfehlungen: Weiterentwicklung der Reserveinstrumente.....	25

1. Einleitung

Versorgungssicherheit ist ein Maß für die Wahrscheinlichkeit eines Ausgleichs von Nachfrage und Angebot, das sich aus der Bereitstellung nachgefragter Mengen eines Gutes (hier Strom) und dessen Transport zum Nachfrageort ergibt. Konkret ergibt sich die Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie auf Basis einer wahrnehmlichkeitsbasierten Analyse des gesamteuropäischen Strommarktes. Diese betrachtet die marktseitige Versorgungssicherheit, d. h. die Sicherung eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt, als auch die netzseitige Versorgungssicherheit, d. h. die Fähigkeit des Netzes, das Marktergebnis durch Stromtransport und ggf. weitere Maßnahmen umzusetzen.

Die Versorgungssicherheit mit Elektrizität in Deutschland ist nach allen vorliegenden Analysen im aktuellen Winter gewährleistet. Die Bundesregierung hat 2022 hierzu umfangreiche Tests durchgeführt und Maßnahmen ergriffen, um die Versorgungssicherheit auch weiterhin sicherzustellen. Der 2. Stresstest der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) von Anfang September 2022 zeigte: Stundenweise krisenhafte Situationen im Stromsystem im Winter 2022/2023 seien zwar sehr unwahrscheinlich, aber nicht vollständig auszuschließen. Der Stresstest empfahl daher eine Reihe von Maßnahmen, um diese Risiken weiter zu reduzieren. Diese Maßnahmen wurden in Folge von der Bundesregierung auch umgesetzt. Dazu gehören u. a.:

- Das Stromnetz höher auslasten,
- das Redispatch-Potenzial im Ausland erhöhen,
- der umfangreiche Einsatz von Reserve-, Marktrückkehr- und Netzreservekraftwerken sowie
- der Streckbetrieb von drei Atomkraftwerken bis zum 15. April 2023.

Die Bundesregierung unternimmt durch die Erhöhung der Gas-Importkapazität über schwimmende LNG-Terminals (FSRU) und weiteren Maßnahmen weitreichende Anstrengungen, damit die Wahrscheinlichkeit einer Gasmangellage reduziert wird und die Versorgung der Gaskraftwerke damit gesichert ist. Zudem ist durch eine höhere Verfügbarkeit von Kohlekraftwerken, sowie durch den weiteren Ausbau von

erneuerbaren Energien mit mehr Strom zu rechnen. Nicht zuletzt konnte durch Energieeinsparungen und einer Steigerung der Energieeffizienz eine Mangellage verhindert und Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Unter anderem haben Maßnahmen wie die neue Energiewechsel-Kampagne, welche zu Verhaltensänderungen anregt, oder auch die beiden vom Bundeskabinett im August 2022 beschlossenen Energieeinsparverordnungen beigetragen. Bei Fortdauer einer krisenhaften oder ungewöhnlich angespannten Situation bei der Versorgung mit Elektrizität ist nicht auszuschließen, dass zusätzliche Maßnahmen oder die Verlängerung bereits getroffener Maßnahmen erforderlich sein können.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat einen Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität vorgelegt. Der Bericht und die daraus resultierenden Handlungsempfehlungen nehmen das Stromsystem der Jahre 2025 bis 2031 in den Blick. Sie betrachten also die langfristige Perspektive der Versorgungssicherheit, nicht die krisenbedingten Maßnahmen für diesen und kommenden Winter.

Der Bericht und die Empfehlungen betrachten die Entwicklungen, die sich mit dem angestrebten Umbau hin zu 80 Prozent Strom (bis 2030) aus erneuerbaren Energien ergeben. Im Koalitionsvertrag ist festgehalten, dass der Ausstieg aus der Kohleverstromung idealerweise bis 2030 gelingt. Es wird daher ein Kohleausstieg in 2030 angenommen. Der Bericht überprüft das Versorgungssicherheitsniveau unter diesen und weiteren Annahmen. Die Handlungsempfehlungen zeigen, welche Schritte notwendig sind, um das Ziel der Versorgungssicherheit 2025 bis 2031 unter diesen Voraussetzungen zu erreichen.

Der vorliegende Bericht der Bundesnetzagentur zeigt, dass die sichere Versorgung mit Elektrizität im Zeitraum 2025 bis 2031 in den gewählten Szenarien gewährleistet ist. Dazu muss eine Reihe von weiteren erzeugungs- und netzseitigen Entwicklungen realisiert werden. Um die Realisierung dieser Annahmen zu überprüfen wird u. a. auch das Monitoring der Versorgungssicherheit regelmäßig fortgeführt.

Die sichere Versorgung aller Verbraucher gilt unter den angenommenen Bedingungen sowohl im Hinblick auf ausreichende Erzeugungskapazitäten als auch im Hinblick auf ausreichende Netzkapazitäten:

Zum einen zeigen die Ergebnisse der Marktseite für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg bis zu den Jahren 2030 bzw. 2031, dass in allen Stunden des Jahres die Last jederzeit gedeckt werden kann.

Zum anderen zeigen die netzseitigen Untersuchungen, dass bei Einhaltung der aktuellen Zieldaten des Netzausbaus und unter Ausnutzung der zum Engpassmanagement zur Verfügung stehenden Potenziale ein engpassfreier Netzbetrieb gewährleistet werden kann.

Die Bundesnetzagentur untersuchte, wie sich die Versorgungssicherheit in Deutschland am Strommarkt und im Stromnetz unter folgenden Annahmen darstellt: Beibehaltung des geltenden Marktdesigns, frühzeitiger Kohleausstieg bis 2030, Erreichung der Ausbauziele bei Wind- und Sonnenenergie, Hinzutreten neuer, flexibler Verbraucher in den Markt, Erhöhung des Bruttostromverbrauchs auf 750 TWh (von rund 565 TWh in 2021), Einhaltung der Klimaziele und erwartetem Anstieg der CO₂-Preise auf rund 125 Euro/Tonne CO₂.

Im Ergebnis erfolgt der Kohleausstieg in den Modellrechnungen aufgrund des angenommenen CO₂-Preises im europäischen Emissionshandel und der Gasbrennstoffpreise im Wesentlichen bereits marktgetrieben vor 2030. Gleichzeitig würde die Aktivierung bestehender Kapazitäten an Netzersatzanlagen und den Aufbau von Lastverschiebepotenzialen erfolgen sowie ein Zubau von neuen erdgasbefeuerten Erzeugungskapazitäten in der Größenordnung von rund 17 GW bis 21 GW bis 2031. Ob Marktakteure auch hinreichend Vertrauen in den Fortbestand des heutigen Marktdesigns (z. B. Zulassen von Preisspitzen) und die bestehenden Förderinstrumente (EEG, KWKG) haben und erforderliche Investitionen in die Anlagen tätigen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten wird im Rahmen des Monitorings nicht untersucht.

Die Analysen zeigen, dass in den untersuchten Szenarien ein signifikanter „Kapazitätspuffer“ vorhanden ist.

Zudem stehen zur Deckung der Spitzenlast eine Reihe substituierbarer Optionen mit großen Potenzialen zur Verfügung, die jedoch teilweise noch erschlossen werden müssen. Diese umfassen u. a.

- Ausgleichseffekte im Binnenmarkt,
- Gaskraftwerke,
- Speicher,
- „Netzersatzanlagen“ sowie
- Nachfrageflexibilität, letzteres nach Potenzialerhebungen insbesondere mit großen Potenzialen von industriellem Lastmanagement.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist es daher nicht erforderlich, dass einzelne Optionen in einem ganz bestimmten Umfang genutzt werden. In Summe müssen aber genügend Optionen zur Verfügung stehen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Folgende Punkte, die eine zentrale Rolle für die Stromversorgungssicherheit spielen, wurden im Bericht herausgearbeitet und werden in den Handlungsempfehlungen entsprechend aufgegriffen:

- Als Ausgangspunkt hat die Bundesnetzagentur den deutlichen Ausbau der erneuerbaren Energien (Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik) in Deutschland von ca. 123 GW (2021) auf 360 GW (2030) bzw. 386 GW (2031) gemäß Osterpaket unterstellt. Die nötige Ausbaugeschwindigkeit ist damit mehr als dreimal so hoch wie in den Vorjahren. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird in Zukunft und insbesondere auch vor dem Hintergrund des Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine eine zentrale Rolle bei der Deckung des Strombedarfs spielen und muss in ganz Deutschland und Europa entsprechend weiter vorangetrieben werden.
- Für steuerbare Kapazitäten nennt der Bericht, dass bei entsprechender Investitionssicherheit ein Zubau von Gaskraftwerken (Wasserstoff (H₂)-ready), die Erschließung von „Netzersatzanlagen“ und die Bereitstellung von Lastreduktions- und Lastverschiebepotenzial bis 2030 bzw. 2031 in Deutschland

die Versorgungssicherheit zu den geringsten Kosten gewährleisten würde. Die bereits im EEG angelegten Anreize für insgesamt 9 GW Wasserstoffkraftwerke sollten zudem zügig umgesetzt werden. Investitionen in Gaskraftwerke (die zukünftig auch H₂-ready sein sollen) sind unter der Voraussetzung weiterhin sinnvoll, dass entsprechende LNG-Kapazitäten geschaffen werden und sich die Preise normalisieren.

- Ein wichtiger Aspekt für das Engpassmanagement (Redispatch) als Teil der netzseitigen Versorgungssicherheit ist die geografische Lage von Erzeugern und Verbrauchern und damit deren Verknüpfungspunkte mit dem Netz. Insbesondere die Lage von großen Erzeugern wie z. B. konventionellen Kraftwerken und großen Lasten, wie beispielsweise Elektrolyseuren, wirkt sich maßgeblich auf die Netzbelastungen und auf die Potenziale zur Behebung von Engpässen aus.
- Zur Gewährleistung der Systemsicherheit müssen Aufgaben bzw. Systemdienstleistungen (SDL), die bisher konventionelle Kraftwerke erbracht haben, schrittweise durch erneuerbare Energien (EE), Speicher, Netztechnik und ggf. Wasserstoff-Kraftwerke übernommen werden. Zudem gilt es, den Systembetrieb auf immer höhere Anteile EE auszurichten. Da die EE im Vergleich zu konventionellen Großkraftwerken i.d.R. im Verteilnetz und über Leistungselektronik an das Stromnetz angeschlossen sind, ergeben sich andere Anforderungen und Möglichkeiten für SDL und den Netzbetrieb. Außerdem bedarf es deutlich engerer Kooperationen zwischen Netzbetreibern (VNB/ÜNB und VNB/VNB). Insgesamt macht dieser „elektrotechnische Wandel“ (vom Synchrongenerator zur Leistungselektronik) neue Lösungen für Netzbetrieb/ Systemstabilität möglich und gleichzeitig erforderlich.
- Der europäische Binnenmarkt eröffnet wichtige Ausgleichseffekte für das Stromsystem. Die Analysen gehen von einem funktionierenden Elektrizitätsbinnenmarkt aus, in dem Strom grenzüberschreitend gehandelt und ausgetauscht wird. Das bedeutet konkret, dass Deutschland gemäß den europäischen Vorgaben die entsprechenden (Mindest-)Austauschkapazitäten an den Grenzkuppelstellen bereitstellt und die Nachbarn auch entsprechend dieser Verpflichtung nachkommen. Wichtig ist mit Blick auf die Transportfähigkeit des Netzes auch die Einführung des grenzüberschreitenden Redispatch in den kommenden Jahren, welcher ebenfalls durch europäisches Recht vorgegeben ist.
- Die Modellberechnungen zeigen zudem, dass auch in einem von hoher Preisvolatilität geprägten Markt die Verdienstmöglichkeiten grundsätzlich hoch genug sind, damit im Hinblick auf die Versorgungssicherheit genügend Anlagen

betrieben und gebaut werden. Für Investitionen aus dem Markt heraus ist es jedoch notwendig, dass Investoren stabile Rahmenbedingungen vorfinden und diesem ausreichend Vertrauen entgegenbringen, um solch langfristige Projekte wie Kraftwerksneubauten zu realisieren.

Im Ergebnis bedeutet dies, dass eine Reihe erzeugungs- und netzseitiger Entwicklungen realisiert und die entsprechenden, vielfach bereits begonnenen Anstrengungen weitergeführt werden müssen. Vor diesem Hintergrund legt die Bundesregierung dem Bundestag die folgenden Handlungsempfehlungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Stromsystem vor. Es bleibt überdies notwendig, die hier angenommenen Voraussetzungen stetig zu überwachen und weiterhin Evaluierungen durchzuführen, die sich am Status quo des Stromsystems orientieren. Daraus können bei Bedarf über die nachfolgend skizzierten Handlungsempfehlungen weitere Maßnahmen notwendig werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Soweit konkrete Maßnahmen oder daran anknüpfende zukünftige Maßnahmen zu Ausgaben im Bundeshaushalt führen, stehen sie unter dem Vorbehalt verfügbarer Haushaltsmittel; sie präjudizieren keine künftigen Haushaltsverhandlungen.

2. Handlungsempfehlungen: marktseitige Versorgungssicherheit

2.1 Ausbau der erneuerbaren Energien

Den Berechnungen und Bewertungen im Bericht der Bundesnetzagentur liegen Annahmen zu umfangreichen Ausbauten der Kapazitäten der erneuerbaren Energien (Wind onshore, Wind offshore, Photovoltaik (PV)) zugrunde. So wird ein europaweiter Kapazitätswachstum um 707 auf 1.167 GW bis 2031 unterstellt, was insgesamt einem Anstieg der installierten Leistung um 154 Prozent bis 2031 entspricht

Für Deutschland wird gemäß Koalitionsvertrag und EEG in den nächsten zehn Jahren ein EE-Zuwachs um rund 263 GW (2021: 123 GW; 2031: 386 GW) bzw. in den ergänzenden Berechnungen im Zeitraum von 2022 bis 2030 ein Zubau um 226,5 GW angenommen (2022: 139 GW; 2030: 365,5 GW). Dies stellt eine Verdreifachung des bisherigen Ausbautempos dar.

Im Rahmen des Gesetzespaketes zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien vom Sommer 2022 wurden mit dem novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) sowie der Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) u.a. das Ausbauziel auf mindestens 80 Prozent erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 angehoben. Zur Zielerreichung sollen bis 2030 115 GW Windenergieanlagen an Land, 30 GW Windenergieanlagen auf See und 215 GW PV-Anlagen installiert sein. Bis 2035 soll der Strom nahezu vollständig aus erneuerbaren Energien stammen.

Um die Beschleunigung des Ausbaus in allen Rechtsbereichen abzusichern, wurde im EEG 2023 und im WindSeeG verankert, dass die Nutzung der erneuerbaren Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient.

Mit dem EEG 2023 wurden zudem die Rahmenbedingungen für PV mit einem Maßnahmenbündel an die neuen Ausbauziele angepasst und zur Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie an Land wurden Maßnahmen getroffen.

Parallel wurde das WindSeeG angepasst, um den Windenergieausbau auf See ebenfalls zu beschleunigen. Hier strebt die Bundesregierung einen Ausbau auf mindestens 30 GW bis 2030, mindestens 40 GW bis 2035 und mindestens 70 GW bis 2045 an. Offshore-Windparks und deren Netzanbindungen haben mehrjährige Planungs- und Realisierungszeiten. Daher wurden mit der WindSeeG-Novelle verschiedene Schritte zur Straffung der Planungs- und Genehmigungsverfahren für die Errichtung von Offshore-Windparks und deren Netzanbindungen beschlossen.

Weitere wesentliche Maßnahmen sind durch den Beschluss des sog. Wind-an-Land-Gesetzes einschließlich des Windflächenbedarfsgesetzes (WindBG) sowie durch die Novelle des Bundesnaturschutzgesetzes (BNatSchG) erfolgt, welche gemeinsam mit dem EEG 2023 und dem WindSeeG zum überwiegenden Teil Anfang 2023 in Kraft treten.

Nach dem WindBG müssen zwei Prozent der Landfläche Deutschlands für die Windenergie ausgewiesen werden, was bis Ende 2032 umgesetzt werden soll. Den Ländern werden mit dem neuen WindBG verbindliche Flächenziele vorgegeben.

Mit den Änderungen des BNatSchG werden bundeseinheitliche Standards für die artenschutzrechtliche Prüfung geschaffen, um schnellere und rechtssichere Verfahren für den Ausbau der Windenergie an Land zu schaffen. Die Änderungen enthalten zudem Erleichterungen bei Repoweringverfahren für Wind an Land und ermöglichen zukünftig den Windenergieausbau auch in Landschaftsschutzgebieten.

Handlungsempfehlungen der Bundesregierung:

Trotz höherer Ausbauziele und den o. g. Maßnahmen reicht die aktuelle Zubaudynamik bei Weitem noch nicht aus, um auf den Zielpfad des EEG 2023 einzuschwenken. Die bereits im Sommer 2022 beschlossenen Gesetze und Maßnahmen werden zu einem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien und zu beschleunigten Verfahren für Planung, Flächenausweisung und Genehmigung von Windenergieanlagen an Land beitragen, treten zum überwiegenden Teil Anfang 2023 in Kraft und können somit erst in den kommenden Monaten beginnen, ihre Wirkung zu entfalten.

Es wird empfohlen, daher auch in Zukunft weitere Anstrengungen in unterschiedlichen Rechtsbereichen zu unternehmen, damit diese Maßnahmen ihre volle Wirkung entfalten können und die gesetzlichen Ziele erreicht werden.

Bund, Länder und Kommunen sind auch künftig weiter gefordert, den Ausbau der erneuerbaren Energien stärker zu beschleunigen und die Rahmenbedingungen kontinuierlich weiter zu verbessern.

Vor diesem Hintergrund ist laufend kritisch zu evaluieren, ob die Ausbauziele tatsächlich eingehalten und entsprechend die Versorgungssicherheit auch mit Blick auf die tatsächliche Entwicklung der Stromnachfrage gewährleistet werden kann.

2.2 Zubau steuerbarer Erzeugungsleistung

Im Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit wird ein Zubau von neuen erdgasbefeuerten Erzeugungskapazitäten, je nach Modellrechnung, in der Größenordnung von insgesamt rund 17 GW bis 21 GW bis 2031 ermittelt.

Die bereits im EEG angelegten Förderprogramme für insgesamt 9 GW Wasserstoffkraftwerke wurden in den Untersuchungen noch nicht berücksichtigt, schaffen aber bereits einen Rahmen, um neben dem KWKG und der Förderung von Biomasseanlagen im EEG weitere Kraftwerkskapazitäten zu fördern.

Beim Zubau steuerbarer Erzeugungsleistung hat die Bundesregierung bereits folgende Maßnahmen umgesetzt:

- Von den in den Modellen vorgesehenen zusätzlichen Kapazitäten werden insbesondere die Investitionen in KWK-Anlagen bereits heute durch den gesetzlichen Rahmen des KWKG abgesichert.
- Darüber hinaus sieht das EEG 2023 die Förderung von rund 7 GW Biomassekraftwerken vor, zu denen die entsprechenden Ausschreibungen bereits stattfinden.

Handlungsempfehlungen der Bundesregierung:

Die Bundesregierung plant und empfiehlt, noch weitere Maßnahmen umzusetzen, um den Zubau steuerbarer Erzeugungsleistung weiter voranzutreiben:

- So soll die Verordnungsermächtigung aus dem EEG 2023 zur Förderung der Technologie Wasserstoff-Kraftwerke (als reines H₂-Kraftwerk oder als lokaler Gesamtkomplex aus Erzeugung, Speicherung und Rückverstromung von Wasserstoff) umgesetzt werden. Dies ist bereits für das Jahr 2023 geplant, um zügig Hochlauf und Erprobung von Wasserstoffkraftwerken im Realbetrieb zu ermöglichen. Auf diesem Wege sollen so ca. 9 GW Kraftwerksleistung in den nächsten Jahren ausgeschrieben werden. Dabei will die Bundesregierung Synergien für die Erbringung von notwendigen Systemdienstleistungen nutzen.
- Um die notwendigen Rahmenbedingungen wie z.B. die erforderliche H₂-Infrastruktur zu gewährleisten sind entsprechende Maßnahmen im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie umzusetzen.
- Darüber hinaus soll die „Plattform Klimaneutrales Stromsystem“ (PKNS) starten, wie sie im Koalitionsvertrag vereinbart wurde. Einer der Arbeitsstränge dieser Diskussionsplattform soll sich dabei mit der Frage der Refinanzierung von Residuallast- bzw. Spitzenlastkapazitäten in einem zunehmend dekarbonisierten Stromsystem befassen, weitere Themen sind beispielsweise der Beitrag von

Flexibilitäten für das Stromsystem. Es ist zudem von enormer Bedeutung, Vertrauen in energiepolitische Rahmenbedingungen zu stärken und damit die notwendigen Investitionsanreize zu gewährleisten.

Auch diese Entwicklungen sind mit Blick auf deren Bedeutung für die Versorgungssicherheit kontinuierlich zu evaluieren.

2.3 Versorgung mit Gas in der mittleren Frist

In 2021 betrug der Gasverbrauch in Deutschland rd. 1.000 TWh (96 bcm). Dies war der höchste Gasverbrauch seit 2007 (1.005 TWh). Der relativ hohe Gasverbrauch 2021 ist u. a. auf die relativ lange Heizsaison in Winter und Frühjahr zurückzuführen.

In einschlägigen Energieszenarien (u. a. BMWK-Langfristszenarien, Agora Energiewende-Szenario „Klimaneutrales Deutschland 2045“) sinkt der Gasverbrauch, um die Klimaziele einzuhalten.

- bis 2030 je nach Szenario um 25-30 Prozent auf 680-760 TWh (65-73 bcm) und
- bis 2040 um rd. 75-80 Prozent auf rd. 200-230 TWh (rd. 20 bcm).

Dennoch bleibt Gas in der mittleren Frist ein wichtiger Energieträger. Er ist auch im Strombereich erforderlich (2021 lag der Anteil von Erdgas an der gesamten Brutto-Stromerzeugung bei 15%), um die fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung in der Transformationsphase zu ergänzen und die Erreichung des 2030-Ziels für einen Anteil von 80 Prozent erneuerbarer Energie am Bruttostromverbrauch überhaupt zu ermöglichen, da Gaskraftwerke als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden können.

Trotz steigender Gaskraftwerksleistung kann dabei der Gasverbrauch im Stromsektor bis 2030 sinken, da die Gaskraftwerke aufgrund der steigenden Erzeugung der erneuerbaren Energien voraussichtlich in immer weniger Stunden benötigt werden. Wichtig ist dabei, dass die Investitionen in Gaskraftwerke möglich sind, beispielsweise indem sie über Preisspitzen auch langfristig wirtschaftlich tragfähig ist.

Durch die Folgen des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine ist Gas im Jahr 2022 knapper geworden. Um die Gas- und Stromversorgungssicherheit auch weiterhin zu

gewährleisten, hat die Bundesregierung eine Reihe von Maßnahmen getroffen. Ziel ist einerseits, den Gasverbrauch in Deutschland zu reduzieren und andererseits ausgefallene russische Lieferungen durch Alternativen zu ersetzen. Dabei sollen die Herkunftsquellen von Erdgas diversifiziert werden.

Handlungsempfehlungen der Bundesregierung:

Die Bundesregierung beabsichtigt die Importkapazitäten von Flüssigerdgas, sog. LNG (Liquified Natural Gas), in Deutschland im Rahmen der bestehenden Planungen weiter zu erhöhen, sie sorgt für eine diversifizierte Erdgasversorgung sowie durch gesetzliche Speichervorgaben für ausreichend gefüllte Erdgasspeicher und setzt Anreize, Energie und damit auch Erdgas einzusparen (z. B. BEG, GEG). Mittelfristig soll so wieder ausreichend Gas zur Verfügung stehen, um die aktuell wieder hochgefahrte Kohle- und Kernenergieerzeugung wieder zu reduzieren und Erdgaskraftwerke verlässlich mit Gas zu versorgen.

2.4 Aufbau der Wasserstoffwertschöpfungsketten

In einem zunehmend klimaneutralen Stromsystem wird netzgebundener Wasserstoff und seine Derivate zu wichtigen Energieträgern, da sie eine langfristige Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen sowie deren Transport im Inland und von Importen ermöglicht.

Bei der Stromerzeugung soll Wasserstoff Erdgas zur Deckung der Spitzenlast perspektivisch ablösen, sofern diese nicht durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Der Markthochlauf, der durch die Nationale Wasserstoffstrategie Mitte 2020 gestartet wurde, befindet sich derzeit noch im Anfangsstadium, so dass Wasserstoff in den nächsten Jahren nur einen vernachlässigbaren Beitrag im Kraftwerksbereich leisten können. Bis 2030 soll jedoch der Markthochlauf auf allen Wertschöpfungsebenen gelingen und danach weiter stark ansteigen. Derzeit werden die Maßnahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie umgesetzt und die Strategie selbst ambitioniert fortgeschrieben.

Bis 2030 wird in Deutschland mit einem Wasserstoffbedarf von 90 bis 130 TWh über alle Sektoren gerechnet, der in den Folgejahren weiter stark ansteigen wird.

Langfristig (2045) geht die Bundesregierung von einem Gesamtwasserstoffbedarf von mindestens 360 TWh pro Jahr aus sowie weiteren 100 bis 200 TWh an synthetischen Kraftstoffen aus Wasserstoff (PtX, PtL).

Der jährliche Wasserstoffbedarf im Umwandlungssektor (Strom und Wärmenetze) steigt dabei, basierend auf den Langfristszenarien des BMWK, von aktuell 0 TWh auf bis zu rund 90-100 TWh im Jahr 2045.

In Bezug auf den Stromsektor kann Wasserstoff zwei wichtige Funktionen übernehmen:

- Zum einen kann der Großteil der inländischen Elektrolyseure im Hinblick auf Standort und Fahrweise systemdienlich sein, also insbesondere an Orten und in Zeiten eines Überangebots an erneuerbarem Strom grünen Wasserstoff herstellen.
- Zum anderen kann Wasserstoff bzw. dessen Derivate dann in Zeiten geringer Stromausbeute aus erneuerbaren Energien in entsprechenden H₂-Kraftwerken rückverstromt werden.

Damit nimmt Wasserstoff die Funktion einer Langzeitspeicherung wahr für den längerfristigen und saisonalen Ausgleich in einem System mit hohen EE-Anteilen. Hierzu bedarf es Wasserstoffnetze und -speicher.

Im Rahmen der Systementwicklungsstrategie und der „Plattform Klimaneutrales Stromsystem“ diskutiert die Bundesregierung Anforderungen an die „systemdienliche Elektrolyse“, insbesondere an dem Gesamtsystem dienlichen Standorten und Betriebsweisen von Elektrolyseuren, und wie der Beitrag von Wasserstoff zur Langzeitspeicherung und Rückverstromung in Kraftwerken erschlossen werden kann.

Handlungsempfehlungen der Bundesregierung:

Angesichts des Ziels, den Stromsektor zu dekarbonisieren, sollten aus Sicht der Bundesregierung die Erprobung und der Hochlauf von Wasserstoffkraftwerken bereits

vor 2030 beginnen. Daher werden auf Basis des EEGs bis 2028 insgesamt 8,8 GW Wasserstoffkraftwerke ausgeschrieben (jeweils 4,4 GW „Hybridkraftwerke“ und Wasserstoff-Sprinterkraftwerke).

Außerdem sollte bei Neuinvestitionen in Gaskraftwerke bereits die Möglichkeit geschaffen werden, dass sie mit vertretbarem Aufwand auf reinen Wasserstoff umrüstbar sind (100%-H₂-readiness). Im Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) wurde dazu mit dem sogenannten "Osterpaket" vom Juli 2022 festgelegt, dass neue KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mindestens 10 Megawatt, die ab Juli 2023 genehmigt werden, nachweisen müssen, dass sie zu geringen Mehrkosten, sprich – 10% der Kosten vergleichbarer Neuanlagen, zu einem späteren Zeitpunkt auf den Wasserstoffbetrieb umgerüstet werden können (vgl. § 6 Abs. 1 S. 1 Nr. 6 KWKG). Eine nahezu identische Anforderung gibt es auch für Biomethananlagen, die ab 2023 im EEG gefördert werden.

2.5 Hebung von Flexibilitätspotenzialen

Die im Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität modellseitig berücksichtigten Lastflexibilitäten umfassen u. a. Anteile der

- Elektrofahrzeuge oder
- Wärmepumpen sowie
- industrielle Großverbraucher und
- Elektrolyseure.

Diese Lastflexibilitäten können ihren Stromverbrauch um wenige Stunden bis zu einer Woche verschieben, wodurch sie kurzfristige Schwankungen des Stromangebots, z. B. eine hohe Stromerzeugung aus Photovoltaik in den Mittagsstunden, oder der Stromnachfrage, z.B. den höheren Stromverbrauch in Abendstunden, ausgleichen. Saisonale Schwankungen von Erzeugung und Verbrauch werden in den Modellen durch steuerbare Erzeugungskapazitäten ausgeglichen.

Den Ergebnissen dieses Monitorings liegt die Annahme zugrunde, dass durch die Sektorenkopplung hinzukommender Verbrauch in größerem Umfang einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten kann, indem er flexibel auf Preissignale reagiert. Deshalb ist es notwendig, dass die Akteure marktliche Anreize zum flexiblen Agieren in Form von Preissignalen erhalten und diese marktlichen Preissignale nicht durch regulatorische Fehlanreize geschwächt bzw. unterlaufen werden. Entscheidend ist dabei insbesondere der Aufbau der technischen Infrastruktur, damit die Nachfrageseite überhaupt eine Möglichkeit zur Verhaltensanpassung hat.

Die Bundesregierung hat deshalb den Entwurf für ein Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) beschlossen. Ziel ist es den Rollout der für die Digitalisierung der Energiewende notwendigen Smart Meter zu entbürokratisieren und damit zu beschleunigen sowie die sichere Netz- und Marktintegration von dezentralen flexiblen Verbrauchern und EE-Erzeugern sicherzustellen.

Über das GNDEW wird auch die Datengrundlage geschaffen, um das Angebot dynamischer Tarife in der Breite zu etablieren und damit einen Anreiz für Verbraucherinnen und Verbraucher zu schaffen, auf Preise zu reagieren und so ihren Verbrauch in Knappheitsphasen mit hohen Preisen anzupassen. Nur so können sie einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, der in einem dekarbonisierten Stromsystem unverzichtbar ist. Hierzu soll die Bereitstellung von Messwerten aus intelligenten Messsystemen erweitert werden, soweit das für eine effiziente und schnelle Systemintegration und digitale Preisanreize erforderlich ist. Lieferanten sollen grundsätzlich verpflichtet werden, ab 2025 flächendeckend auch dynamische Tarife für Kunden mit intelligentem Messsystem anzubieten.

Handlungsempfehlungen der Bundesregierung:

Um weitere Flexibilitätpotenziale insbesondere in der Industrie zu heben, ist es notwendig, dass die Regelungen für individuelle Netzentgelte für stromintensive Letztverbraucher gemäß §19 Abs. 2 der Stromnetzentgeltregulierungsverordnung hinsichtlich ihrer Wirkung auf den flexiblen Marktbetrieb überprüft und ggfs. angepasst werden. Die Regelung sieht bislang vor, dass Verbraucher mit einer Abnahme größer 10 GWh bei einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7000 Stunden im Jahr ein

individuelles Netzentgelt erhalten. Dies soll eine gleichmäßige Netznutzung ohne Bezugsspitzen vermeiden; wirkt jedoch als Flexibilitätshemmnis, da Industrieunternehmen dahingehend optimieren, nicht unter die Bemessungsgrenze zu fallen und ihren Verbrauch nicht entsprechend der Preissignale am Strommarkt anzupassen. Im Kontext der aktuellen Energiesituation und unter Berücksichtigung des Urteils des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 2. September 2021 wurden mit § 118 Absatz 46 und Absatz 46a EnWG Übergangsregelungen geschaffen, mit denen die Bundesnetzagentur im Wege der Festlegung Vorgaben machen kann, die das Fortgelten individueller Netzentgelte nach § 19 Absatz 2 Satz 2 der Stromnetzentgeltverordnung unter bestimmten Voraussetzungen ermöglichen. Damit sollen in der aktuellen Energiesituation nachteilige Auswirkungen für die Letztverbraucher auf bestehende individuelle Netzentgeltvereinbarungen vermieden werden können und den Letztverbrauchern ermöglichen, Regelenergieleistungen zu erbringen, flexibler auf hohe Strompreise reagieren zu können sowie durch freiwillige Lastreduzierung zur Stützung der netztechnischen Leistungsbilanz beizutragen.

Des Weiteren hat die Bundesnetzagentur das Konsultationsverfahren zur geplanten Festlegung gemäß §14 a EnWG abgeschlossen, mit der ein netzdienlicherer Stromverbrauch in Verteilnetzen erreicht werden soll. Darüber wird die Einbindung steuerbarer Verbraucher in der Niederspannungsebene erleichtert. Mittelfristig muss diesen Verbrauchern dann die flexible Anpassung an Preissignale ermöglicht werden, wofür das oben genannte GNDEW den ersten Grundstein legt.

Welcher weitere Handlungsbedarf in Bezug auf die schnelle Erschließung von Flexibilitätspotenzialen für den Markt besteht und wie diese auch netzseitig entsprechend eingebunden werden können, wird als ein wichtiger Themenschwerpunkt in der „Plattform Klimaneutrales Stromsystem“ diskutiert und weiterentwickelt. Darüber hinaus sollte aus Sicht der Bundesregierung ein umfassendes Monitoring aufgesetzt werden, welches überprüft inwieweit die im Rahmen des Monitorings der Versorgungssicherheit modelltechnisch ermittelten Kapazitätswachse an Flexibilitäten tatsächlich realisiert werden. Ein solches umfassendes Monitoring sollte dabei auf bereits bestehenden technologiespezifischen Monitorings (z. B. für industrielle Lastflexibilität) aufbauen.

2.6 Stärkung des Binnenmarktes

Die Ergebnisse der Versorgungssicherheits-Untersuchungen der BNetzA zeigen, dass Deutschland in Zukunft in einzelnen Stunden des Jahres auf Importe angewiesen sein kann, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Die Netzkapazitäten an den Grenzen reichen demnach jederzeit aus, um die erforderlichen Importe auch realisieren zu können. Trotzdem wird es in Zukunft noch wichtiger sein, dass die Grenzkuppelleitungen weiter ausgebaut werden und die Integration des Binnenmarktes weiter vorangetrieben wird.

Im europäischen Stromsystem wirkt der Stromaustausch mit den europäischen Nachbarländern wie eine gegenseitige Versicherung. Er trägt zudem dazu bei, das Stromsystem effizienter zu gestalten, indem kostengünstige Importe von (erneuerbarem) Strom aus unseren Nachbarländern erschlossen werden, die dann im gesamteuropäischen Strommarkt auch einen höheren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können.

Handlungsempfehlungen der Bundesregierung:

Die Bundesregierung wird sich weiter aktiv an den von der Europäischen Kommission angekündigten Reformen für das europäische Strommarktdesign einbringen und daran mitwirken, dass die europäischen Regeln die Entwicklung hin zu einem klimaneutralen Stromsystem mit stabilen Preisen ebnen.

3. Handlungsempfehlungen: netzseitige Versorgungssicherheit

3.1 Netzausbau und -optimierung auf Übertragungs- und Verteilnetzebene

Die Umsetzung des durch den Netzentwicklungsplan vorgegebenen Netzausbaus ist zwingende Voraussetzung für den weitgehend engpassfreien Betrieb der Übertragungsnetze. Der nächste Netzentwicklungsplan Strom, der derzeit von den Übertragungsnetzbetreibern vorbereitet wird, wird bereits auch das Zieljahr 2045 betrachten und dabei die gesteigerten klima- und energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung berücksichtigen. In 2022 wurden bereits Maßnahmen auf den Weg

gebracht, die den Netzausbau beschleunigen und zu einer Optimierung des Betriebs des Bestandsnetzes beitragen. Mit Blick auf die Verteilnetze, denen eine wichtige Funktion beim Anschluss der EE-Anlagen an das Stromnetz sowie bei den dezentralen Flexibilitäten wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zukommt, wurden wichtig Voraussetzungen für die vorausschauende Verteilnetzplanung geschaffen.

Um die notwendigen Planungs- und Genehmigungsverfahren für den Ausbau der Stromnetze zu beschleunigen, sind im Jahr 2022 zahlreiche Maßnahmen auf den Weg gebracht worden:

- Mit dem Energiesofortmaßnahmenpaket wurden umfangreiche Rechtsänderungen beschlossen, die die Genehmigung der Netzausbauprojekte beschleunigen. Dazu zählen
 - die Ergänzung des Ziels der Treibhausgasneutralität der leitungsgebundenen Energieversorgung,
 - die Stärkung des Bündelungsgebots und die Ermittlung von Präferenzräumen mit Entfall der Bundesfachplanung,
 - die Beschränkung der Alternativenprüfung durch das Bündelungsgebot,
 - die Erleichterung der Durchführung von Vorarbeiten und
 - der Zulassung des vorzeitigen Baubeginns,
 - die Verbesserung der Mitwirkungsmöglichkeiten von externen Projektmanagern sowie
 - die verstärkte digitale Auslegung von Unterlagen.Überdies wurde der Bundesbedarfsplan für den Ausbau des Übertragungsnetzes auf der Grundlage des von der BNetzA im Januar 2022 bestätigten Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2035 aktualisiert.
- Mit dem zweiten Gesetz zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften („EnSiG 3.0.“) wurden weitere Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus beschlossen. Insbesondere wurde
 - die Zulassung des vorzeitigen Baubeginns verbessert,
 - das Anzeigeverfahren bei Um-, Zubeseilung und standortnahen Maständerungen erweitert und
 - eine isolierte Planfeststellung für Nebenanlagen ermöglicht;

- Erörterungstermine liegen nun im Ermessen der Behörde.
- Zudem wird ermöglicht, das bestehende Stromnetz höher auszulasten, damit werden höhere Transportkapazitäten des Netzes möglich.

Zur Optimierung des bestehenden Übertragungsnetzes wurden die Bedingungen für den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb verbessert. Dazu wurden mit § 49b EnWG die Möglichkeit der temporären Höherauslastung geschaffen und in § 49a EnWG die nötigen Maßnahmen in Bezug auf die elektromagnetische Beeinflussung klargestellt.

Die Maßnahmen auf Ebene der Übertragungsnetze wurden zudem durch weitere Maßnahmen auf Verteilnetzebene ergänzt:

- Im Energiesofortmaßnahmenpaket wurde ein Abwägungsvorrang für die Hochspannungsebene (110 Kilovolt) aufgenommen. Errichtung und Betrieb von Hochspannungsnetzen liegen hiernach im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit.
- Zudem wurde der gesetzliche Rahmen für die Verteilnetzplanung (§ 14d EnWG) grundlegend überarbeitet. Im Sinne eines vorausschauenden Netzausbaus hat sich die Netzplanung auch hier am Langfristziel der Treibhausgasneutralität zu orientieren. Dazu bedarf es geeigneter Szenarien zum Ausbau der erneuerbaren Energien sowie zum Hochlauf der Sektorenkopplung. Diese Szenarien beinhalten insbesondere Annahmen zur Entwicklung des Gebäude- und Verkehrssektors und sind erstmals im Juni 2023 durch die nach § 14d EnWG verpflichteten Verteilnetzbetreiber fertigzustellen. Hierin werden die wahrscheinlichen Entwicklungen der nächsten fünf und zehn Jahre berücksichtigt. Auf dieser Grundlage erarbeiten die zuständigen Netzbetreiber sodann Netzausbaupläne, die sie anschließend der BNetzA bis zum 30. April 2024 vorlegen.
- Zur Begleitung der Umsetzung des angepassten Rechtsrahmens der Verteilnetzplanung hat das BMWK den Branchendialog „Verteilnetze der Zukunft“ initiiert. Dieser Stakeholder-Prozess wird durch ein wissenschaftliches Gutachten (Studie „Planung von Verteilnetzen der Zukunft“) und den zugehörigen Fachbeirat flankiert.

Handlungsempfehlungen der Bundesregierung:

Derzeit prüft die Bundesregierung, wie die Planungs- und Genehmigungsverfahren über die bereits ergriffenen Maßnahmen hinaus weiter beschleunigt werden können. Neben Beschleunigungspotenzial durch Änderungen des materiellen Rechts werden weitere Anpassungen des Verfahrensrechts untersucht, etwa durch eine weitere Stärkung des Bündelungsgebots, um die zeitaufwändige Alternativenprüfung auf ein sinnvolles/vertretbares Maß zu begrenzen. Zudem wird mit Vorhabenträgern und Genehmigungsbehörden erörtert, wie die Verfahren als Best Practice möglichst effizient und zügig durchgeführt werden können. Auch im Bereich der Netzanschlüsse besteht Handlungsbedarf.

3.2 Netzdienliche Standorte von steuerbaren Kapazitäten

In diesem Monitoringbericht wird eine mögliche regionale Verteilung der Neuanlagen auf Erzeugungsseite und auch der Lasten unterstellt. Neuanlagen werden im Netz so zugeordnet, dass im Fall von KWK-Anlagen Wärmesenken bedient werden und in allen anderen Fällen bevorzugt alte Kraftwerksstandorte genutzt werden. Stilllegungen erfolgen entweder nach den Vorgaben für konkrete Blöcke (z. B. Kohleausstiegspfad gemäß KVBG) oder nach einer Alters- bzw. Effizienzreihung.

Die Bundesländer mit den größten unterstellten Anteilen am Zubau steuerbarer Kapazitäten sind Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen. Der Zubau orientiert sich an der Wärmenachfrage. Sie ist eine Standortvoraussetzung für den Bau von gasbefeuerten KWK-Anlagen. Darüber hinaus existiert mit der Südquote für Biomasse- und Biomethananlagen ein standortspezifischer Anreiz für den Bau von steuerbaren Kapazitäten.

Die Standortwahl von neuen Kraftwerken (und Lasten) wird mit dem Ausstieg aus der Kernenergie- und Kohleverstromung immer wichtiger für den spezifischen Netznutzen. Das hat mehrere Gründe. Zum einen sind steuerbare Kapazitäten für den positiven Redispatch, d.h. als Hochfahrpotential bei Netzengpässen, in Süddeutschland heute und auch perspektivisch unerlässlich. Zum anderen können Kraftwerke lokale / regionale Systemdienstleistungen erbringen, wie z. B. Spannungshaltung oder die Unterstützung beim Netzwiederaufbau.

Handlungsempfehlungen der Bundesregierung:

Im zukünftigen Strommarkt werden auch lokale Anreize für Erzeugungsanlagen sowie Speicher und Großverbraucher eine Rolle haben. Ziel muss es sein, die physikalischen Erfordernisse des Stromnetzes marktlich besser abzubilden. Dafür müssen die physikalischen Restriktionen des Stromtransports und lokale bzw. regionale Systemdienstleistungen einen Wert erhalten. Grundsätzlich kommen dafür verschiedene Instrumente in Frage, die in der „Plattform Klimaneutrales Stromsystem“ mit den Stakeholdern diskutiert werden sollen.

3.3 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Mit dem tiefgreifenden strukturellen Wandel des Stromversorgungssystems geht auch ein Weiterentwicklungsbedarf beim Betrieb der Stromnetze einher. Aufgrund des Rückgangs konventioneller Kraftwerke müssen deren bisherige Aufgaben/ Systemdienstleistungen (SDL) alternativ erbracht bzw. das Aufgabenspektrum weiterentwickelt werden. Mit dem beschleunigten Ausbau der EE erhält dieser Anpassungsprozess eine zunehmend größere Bedeutung. Die EE sind im Vergleich zu konventionellen Großkraftwerken i.d.R. an das Verteilnetz und über Leistungselektronik an das Stromnetz angeschlossen. Daraus ergeben sich andere Anforderungen und Möglichkeiten für SDL und den Netzbetrieb. Außerdem bedarf es deutlich engerer Kooperationen zwischen Netzbetreibern (VNB/ÜNB und VNB/VNB). Insgesamt macht dieser „elektrotechnische Wandel“ (vom Synchrongenerator zur Leistungselektronik) neue Lösungen für Netzbetrieb/ Systemstabilität möglich und gleichzeitig erforderlich. Aufgrund der hohen Anzahl der an das Netz angeschlossenen Anlagen [] steigt außerdem die Komplexität des Stromsystems. Es bedarf deshalb der Entwicklung eines robusten und fehlertoleranten Systems. Ziel ist ein sicherer und robuster Betrieb der Stromnetze in einem klimaneutralen Stromsystem.

Handlungsempfehlungen der Bundesregierung:

Um den sicheren und robusten Betrieb der Stromnetze in einem klimaneutralen Stromsystem sicherzustellen, ist aus Sicht der Bundesregierung die Entwicklung und Umsetzung einer „Roadmap Systemstabilität“ notwendig. Übergeordnetes Ziel sollte

sein, einen Fahrplan zur Erreichung eines sicheren und robusten Systembetriebs in einem klimaneutralen Stromsystem zu entwickeln. Ein Ziel der „Roadmap Systemstabilität“ sollte sein, dafür die Herausforderungen bzw. den Handlungsbedarf zu identifizieren sowie Prozesse und Verantwortlichkeiten zu benennen, um diese Handlungsbedarfe zu adressieren. Wichtig ist, dass alle relevanten Herausforderungen und Handlungsbedarfe identifiziert und adressiert werden und keine „weißen Flecken“ bestehen bleiben. Die erforderlichen Maßnahmen sollen gemeinsam mit Netzbetreibern, BNetzA und weiteren Stakeholdern festgehalten und anschließend umgesetzt werden. Die Umsetzung sollte eng von der Bundesregierung begleitet werden.

3.4 Stärkung grenzüberschreitender Redispatch

Grenzüberschreitender Redispatch bezeichnet die von aus- und inländischen Kraftwerken erbrachte Redispatch-Arbeit im Rahmen grenzüberschreitender Handelsgeschäfte. Im Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität ist dazu angenommen, dass der grenzüberschreitende Redispatch im Sinne des Zielmodells der regional koordinierten Redispatchoptimierung (ROSC – siehe unten) ab Mitte 2025 umgesetzt ist. Zudem wird unterstellt, dass der europäische Stromhandel und der Elektrizitätsbinnenmarkt ihre Funktionen erfüllen, „offene Grenzen“ beim grenzüberschreitenden Handel und Austausch mit Strom vorhanden sind und dass Deutschland sowie seine Nachbarländer gemäß den europäischen Vorgaben die entsprechenden (Mindest-) Austauschkapazitäten an den Grenzkuppelstellen bereitstellen.

Zur Optimierung und Absicherung des grenzüberschreitenden Redispatches errichten die europäischen Übertragungsnetzbetreiber aktuell eine europäische Plattform (regional koordinierte Redispatchoptimierung (ROSC)), die die Grundlage für einen notwendigen europäischen Gesamtansatz bildet.

Die erforderliche Methodik ist inzwischen von den ÜNB entwickelt und von der europäischen Regulierungsbehörde ACER genehmigt worden. Der Prozess befindet sich aktuell in der Umsetzungsphase und zielt darauf ab, dass Entlastungsmaßnahmen

wohlfahrtsoptimierend auf die auftretenden Engpässe angewendet werden. Im April 2024 soll die erste Version von ROSC umgesetzt werden. Die Inbetriebnahme ist dann für 2025 geplant.

Durch bilaterale Abkommen haben die deutschen ÜNB des weiteren vertraglichen Zugriff auf Redispatch-Potenziale im Ausland: einerseits auf 1,5 GW Redispatchkapazitäten in Österreich und andererseits auf weitere 1,3 GW über ein Interessenbekundungsverfahren (d.h. bei zusätzlich ermitteltem Bedarf bekunden Anlagenbetreiber nach Aufforderung durch die BNetzA ihr Interesse am Abschluss eines Vertrages gegenüber den ÜNB. Die ÜNB wählen dann, bei gleicher technischer Eignung mehrerer Angebote, das preisgünstigste aus).

Handlungsempfehlungen der Bundesregierung:

Die Bundesregierung empfiehlt eine weitere europäische Harmonisierung der nationalen Redispatch-Systeme, damit eine (kosten-)effiziente grenzüberschreitende Optimierung möglich ist. Dazu ließen sich beispielsweise weitere bi- oder trilaterale Vereinbarungen über Redispatchkapazitäten treffen, bevor ROSC voraussichtlich in 2025 in Kraft tritt. Weiterhin ließe sich der Umgang mit Reserven sowie Einsatz von Einspeisemanagement besser abstimmen.

4. Handlungsempfehlungen: Weiterentwicklung der Reserveinstrumente

In Deutschland sichern Reservekraftwerke mit einer Kapazität von rund 10 GW die Versorgungssicherheit im Stromsystem ab. Davon wurden Kohle- und Ölkraftwerken aus der Netzreserve mit einer Kapazität von knapp 5 GW angesichts der aktuellen Gasversorgungskrise eine bis zum 31. März 2024 befristete Marktrückkehr erlaubt. Rund 5 GW Kraftwerke verbleiben in Reserven außerhalb des Strommarkts, um die Stromnachfrage in außergewöhnlichen und kritischen Situationen zu decken und den sicheren Netz- und Systembetrieb zu gewährleisten.

Das Reservesystem in Deutschland besteht im Kern aus drei Instrumenten, die jeweils einen unterschiedlichen Sicherheitsaspekt adressieren und sich so sinnvoll ergänzen:

- Die Kapazitätsreserve (für 2022 bis 2024 ca. 1,1 GW) wird eingesetzt, wenn die Stromnachfrage am Strommarkt nicht gedeckt werden kann, was bisher in Deutschland aber noch nie der Fall war.
- Die Netzreserve (im Winter 2022/23 ca. 7 GW) sichert die marktliche Versorgungssicherheit netzseitig ab, indem sie positive Redispatchleistung („Hochfahrpotenzial“) im Falle von Netzengpässen oder für Blindleistung bereitstellt.
- Die netztechnischen Betriebsmittel (jedes Jahr werden 600 MW ausgeschrieben) sind dafür da, um nach dem Ausfall einer wichtigen Komponente im Stromnetz den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

In diesem Monitoringbericht der Versorgungssicherheit wurden diese Reserven in keinem Szenario eingesetzt. Somit erhöhen sie die im Monitoringbericht berechnete hohe Versorgungssicherheit noch weiter und stehen dem Stromsystem – ihrem Einsatzzweck entsprechend – in außergewöhnlichen und kritischen Situationen als zusätzliches Sicherheitsnetz zur Verfügung.

Für eine hohe Versorgungssicherheit sind derzeit Reserven außerhalb des Strommarkts erforderlich. Das gilt vor allem vor dem Hintergrund des Ausstiegs aus der Kernenergie- und Kohleverstromung in Deutschland. Reserven dürften aber auch langfristig in einem klimaneutralen Stromsystem erforderlich sein. Denn Märkte, so auch der Strommarkt, bereiten sich nur unzureichend auf Ereignisse vor, deren Eintrittswahrscheinlichkeit nicht bezifferbar oder als vernachlässigbar gering erachtet wird. Tritt das Ereignis dann gleichwohl ein, kann der mögliche Schaden für Unternehmen und die Volkswirtschaft zugleich sehr groß sein kann.

Die Krisenvorsorge nimmt einen hohen Stellenwert ein. Es ist Ziel der Bundesregierung, Deutschland noch resilienter gegen Krisen zu machen. Hierfür hat es sich in der aktuellen Krise bewährt, Kraftwerkskapazitäten außerhalb des Marktes vorzuhalten und mit diesen bei Bedarf das Stromsystem zu unterstützen.

Handlungsempfehlungen der Bundesregierung:

Reserven sind unerlässlich für den sicheren Netz- und Systembetrieb und machen das deutsche und europäische Stromsystem resilienter gegen unvorhersehbare Entwicklungen und Krisen. Die bestehenden Reserveinstrumente sind im Rahmen der Überlegungen zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns jedoch erneut zu bewerten, u. a. auch im Zusammenhang mit Fragen zu deren Finanzierung. Die Bundesregierung empfiehlt gegenwärtig, weiterhin in einem gewissen Umfang Reserven außerhalb des Marktes vorzuhalten, weil diese in Krisensituationen einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können.

Die Bundesregierung wird sich auf europäischer Ebene für einen konsistenten Rechtsrahmen einsetzen, der auch die Vorhaltung von Reserven zulässt, um Krisensituationen adressieren können.