

# Versorgungssicherheit und Reserven im deutschen Stromsektor

Berlin, 4. Juli 2022

Im Auftrag von ClientEarth

## **Autorinnen und Autoren**

Charlotte Loreck  
Öko-Institut e.V.

Hauke Hermann  
Öko-Institut e.V.

## **Kontakt**

[info@oeko.de](mailto:info@oeko.de)  
[www.oeko.de](http://www.oeko.de)

## **Geschäftsstelle Freiburg**

Postfach 17 71  
79017 Freiburg

## **Hausadresse**

Merzhauser Straße 173  
79100 Freiburg  
Telefon +49 761 45295-0

## **Büro Berlin**

Borkumstraße 2  
13189 Berlin  
Telefon +49 30 405085-0

## **Büro Darmstadt**

Rheinstraße 95  
64295 Darmstadt  
Telefon +49 6151 8191-0

---

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>3</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>4</b>
<b>1 Einleitung: Versorgungssicherheit im energiepolitischen Diskurs</b>	<b>5</b>
<b>2 Kurzer historischer Exkurs zur Figur der Versorgungssicherheit</b>	<b>7</b>
<b>3 Grundsätzliche Aspekte der Beurteilung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung heute</b>	<b>10</b>
<b>4 Steckbriefe zu Reserven</b>	<b>14</b>
<b>4.1 Kapazitätsreserve</b>	<b>14</b>
<b>4.2 Sicherheitsbereitschaft</b>	<b>17</b>
<b>4.3 Besondere netztechnische Betriebsmittel (Neuanlagen)</b>	<b>20</b>
<b>4.4 Netzreserve</b>	<b>22</b>
<b>4.5 Sonderfall Netzreserve „Steinkohleausschreibungen“</b>	<b>31</b>
<b>5 Beiträge von Kohlekraftwerken zur Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund des russischen Angriffs auf die Ukraine</b>	<b>33</b>
<b>5.1 Rolle der bisherigen Reserven</b>	<b>33</b>
<b>5.2 Möglicher Beitrag der Steinkohlekraftwerke: Anstehende Stilllegungen und Reserveoptionen</b>	<b>36</b>
5.2.1 Aktuell anstehende Stilllegungen von Steinkohlekraftwerken	36
5.2.2 Bereits durchgeführte Auktionen – Anlagen jedoch noch nicht stillgelegt	37
5.2.3 Noch ausstehende Steinkohleauktionen	37
<b>5.3 Möglicher Beitrag der Braunkohlekraftwerke: Anstehende Stilllegungen und Reserveoptionen</b>	<b>38</b>
5.3.1 Aktuell anstehende Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken nach Anlage 2 KVBG	38
5.3.2 Verlängerung der bestehenden Sicherheitsbereitschaft	38
5.3.3 Verschiebung der Stilllegung von Braunkohlekraftwerken	39
<b>5.4 Verzögerungen bei Kohleausstieg und Rückkopplungen mit dem EU-ETS</b>	<b>40</b>
<b>6 Schlussfolgerungen</b>	<b>41</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Anzeige der deutschen Stromwirtschaft von 1993	8
Abbildung 4-1: Elektrische Arbeit aus Redispatch von Marktkraftwerken und Netzreservekraftwerken	26
Abbildung 4-2: Strommengen aus Netzreservekraftwerken nach Quartal	26
Abbildung 4-3: Einspeisung der Netzreservekraftwerke im Jahr 2020 nach Monaten	29
Abbildung 5-1: Überblick Reserven nach Monitoringbericht der Bundesnetzagentur	34

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1: Anlagen in der Kapazitätsreserve im ersten (1. Oktober 2020 bis 20. September 2022) und zweiten Erbringungszeitraum (1. Oktober 2022 bis 20. September 2024)	16
Tabelle 4-2: Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft	18
Tabelle 4-3: Besondere Netztechnische Betriebsmittel	21
Tabelle 4-4: Netzreservekraftwerke 2021/22	24
Tabelle 4-5: zusätzliche inländische Netzreservekraftwerke 2022/23	25
Tabelle 4-5: Einsatz der Netzreservekraftwerke im Jahr 2020	28
Tabelle 4-6: Überschlägig berechnete CO <sub>2</sub> -Emissionen aus Netzreservekraftwerken	30
Tabelle 4-7: Ergebnisse 1. und 2. Steinkohleausschreibung	32
Tabelle 5-1: Überblick Reserven und Kosten	33
Tabelle 5-2: Übersicht Steinkohleauktionen	36
Tabelle 5-3: In den nächsten zwei Jahren anstehende Stilllegungen nach Anlage 2 KVVG	38

## 1 Einleitung: Versorgungssicherheit im energiepolitischen Diskurs

Der Stromsektor ist – und war immer – Objekt sowohl politischer als auch technischer Betrachtungen. Aktuell ist das deutsche Stromversorgungssystem in einer Umbauphase begriffen. Bis Ende 2022 werden Kernkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 8 GW außer Betrieb gehen.<sup>1</sup> Der Klimaschutz erfordert den Ausstieg aus den fossilen Brennstoffen, und hier im ersten Schritt die Stilllegung von Braunkohlekapazitäten mit heute insgesamt ca. 18 GW und Steinkohlekraftwerken mit bisher ca. 24 GW. Im zweiten Schritt muss auch fossiles Gas ersetzt werden, um eine Vollversorgung aus erneuerbaren Energien aufzubauen. Nach den aktuellen politischen Zielen der Bundesregierung – treibhausgasneutraler Stromsektor im Jahr 2035 – muss dieser Umbau im Stromsystem vergleichsweise schnell verlaufen. Dabei muss gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleistet bleiben.

ClientEarth hat das Öko-Institut im September 2021 mit der Erstellung einer Kurzstudie zum Thema Versorgungssicherheit beauftragt. Da es sich beim Thema Versorgungssicherheit um eine komplexe Materie handelt, musste sich die vorliegende Kurzstudie auf ausgewählte Aspekte fokussieren.

Die grundsätzlicheren Kapitel 2, 3 und 4 wurden Ende 2021 erstellt. Kapitel 2 enthält einen historischen Exkurs zur Figur der Versorgungssicherheit, um eingangs den sowohl technischen als auch politischen Charakter des Begriffs in Erinnerung zu rufen. Kapitel 3 fasst den aktuellen rechtlichen Rahmen für Versorgungssicherheit im Stromsystem zusammen. Kapitel 4 gibt einen Überblick über die bisher im Strommarkt vorgehaltenen Reserven.

Im März 2022 wurde das Projekt vor dem Hintergrund des russischen Angriffs auf die Ukraine dann neu ausgerichtet und um das Kapitel 5 ergänzt. In diesem Kapitel wird geprüft, welche Handlungsoptionen das bestehende Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) bietet, um mit zusätzlichen Reserven auf eine kurzfristige Gasversorgungskrise zu reagieren. Dabei spielen zusätzliche Reserven eine große Rolle, sind aber nicht die einzige vorhandene Option. Vor dem Hintergrund des russischen Angriffs auf die Ukraine und der sehr stark gestiegenen Erdgaspreise gibt es nämlich verstärkt Forderungen in der öffentlichen Debatte, dass der Kohleausstieg verzögert werden solle.<sup>2</sup> In einem offenen Brief vom 03.03.2022 kommen ein Dutzend Energiewirtschaftsfachleute jedoch zu dem Ergebnis, dass „keine Notwendigkeit bestehe, langfristige klimapolitische Maßnahmen zu verschieben“.<sup>3</sup> Je schneller der Umbau des Stromsektors zu einem erneuerbaren System gelingt, desto schneller reduziert sich auch die Abhängigkeit von russischen Energieträgern.

Es sind jedoch kurzfristige Handlungsoptionen insbesondere für die Jahre 2022 und 2023 zu prüfen.

Die aktuellen Planungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) sehen eine Prüfung vor, inwieweit „ob und inwiefern auch zur Stilllegung anstehende Kraftwerke in eine vorübergehende Reserve überführt werden können.“<sup>4</sup> Die Analysen im Kapitel 5 machen deutlich, dass im KVBG größere Möglichkeiten für Reservekapazitäten im Bereich der Steinkohle bestehen als im Bereich der Braunkohle. Im Juni 2022 legte das BMWK einen Gesetzesentwurf vor, mit dem unter anderem Reservekraftwerke Zugang zum Strommarkt erhalten sollen. Dieses „Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz“ konnte in der vorliegenden Studie nicht mehr berücksichtigt

---

<sup>1</sup> Bundesregierung 2011.

<sup>2</sup> rbb 24 2022.

<sup>3</sup> Tagesspiegel Background 2022.

<sup>4</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 2022

werden. Die hier vorgestellten Überlegungen, wenn auf Reserven zurückgegriffen werden soll, Steinkohle vorrangig vor Braunkohle einzusetzen, gelten jedoch insbesondere in der Diskussion um den genannten Gesetzesentwurf.

## 2 Kurzer historischer Exkurs zur Figur der Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit scheint auf den ersten Blick eine rein technische Anforderung zu sein. Hinter der Figur der Versorgungssicherheit verbergen sich in den Debatten um den Umbau des Stromsystems jedoch auch politische Interessen und Positionen.

Ein kurzer, hier nur anekdotischer Blick in die Vergangenheit zeigt, dass zumindest im energiepolitischen Diskurs in der Geschichte der Bundesrepublik immer wieder scheinbar technische Argumente vorgebracht wurden, hinter denen sich bei heutiger Betrachtung eher energiepolitische Interessen als ingenieurwissenschaftliche Fakten vermuten lassen. Diesen Argumentationen ist oft zu eigen, dass die eigene Position – meist die favorisierte Technologie als einzige Lösungsmöglichkeit für ein (vielleicht sogar vermeintliches) Versorgungssicherheitsproblem dargestellt wird, obwohl es aus technischer Sicht eigentlich immer verschiedene Lösungsansätze gibt, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Insbesondere in der Debatte um Atomkraftwerke taucht die Figur der Versorgungssicherheit im energiepolitischen Diskurs auf. So verabschiedete die Bundesregierung im September 1973, noch kurz vor der Ölpreiskrise, mit ihrem ersten Energieprogramm erstmals ein energiepolitisches Gesamtkonzept, das für alle Energieträger Ausbauziele enthielt. Zur Kernenergie hieß es dort: „Die Bundesregierung hält ... die optimale Nutzung der Kernenergie für die Sicherung der langfristigen Energieversorgung für notwendig und energiepolitisch für dringend erforderlich. ... Sie hält als Minimalziel die Installierung einer Kapazität von 18.000 MW bis 1980 und von 40.000 MW bis 1985 (besser 50.000 MW) für erforderlich“<sup>5</sup>. Zum Vergleich: Im Jahr 1973 waren Atomkraftwerke mit einer Leistung von knapp 9 GW in Betrieb oder in Bau, in den 2000er Jahren bis zum Beginn des Kernenergieausstiegs 2011 waren ca. 21 GW in Betrieb. Zu keinem Zeitpunkt war eine Leistung von 40 GW (oder gar von 45 GW, wie es in der Ersten Fortschreibung des Energieprogramms<sup>6</sup> der Bundesregierung von 1974 vor dem Hintergrund der Ölpreiskrise für das Jahr 1985 vorgesehen war) tatsächlich „erforderlich“.

Schon fast legendär ist die unten abgebildete Anzeige der deutschen Stromversorger von 1993 in der „Zeit“, in der die Frage der Versorgungssicherheit im weiteren Sinne, also der Frage nach ausreichenden Kraftwerkskapazitäten diskutiert wird. Dabei wird vertreten, dass es nur um eine Entscheidung zwischen Atom- oder Kohlekraftwerken gehen könne: „Denn regenerative Energien wie Sonne, Wasser oder Wind können auch langfristig nicht mehr als 4% unseres Strombedarfs decken.“ Die scheinbar wie technisch daher kommende Prozentangabe entbehrt aus heutiger Sicht jeder technischen Grundlage. Die Anzeige ist damit ein deutliches Beispiel für die Strategie, eine eigentlich politische Position als technische Notwendigkeit zu tarnen.

---

<sup>5</sup> Hans-Wilhelm Schiffer 2017.

<sup>6</sup> Deutscher Bundestag - 7. Wahlperiode 1974.

Abbildung 2-1: Anzeige der deutschen Stromwirtschaft von 1993

# Wer kritisch fragt, ist noch längst kein Kernkraftgegner.



Viele junge Leute empfinden Kernkraftwerke als bedrohlich. Wir, die deutschen Stromversorger, haben ihre Kritik nie leichtfertig abgetan. Im Gegenteil: Wir stellen uns dieselben Fragen, die sie bewegen.

Kann Deutschland aus der Kernenergie aussteigen? Ja. Die Folge wäre allerdings eine enorme Steigerung der Kohleverbrennung, mithin der Emissionen des Treibhausgases CO<sub>2</sub>. Denn regenerative Energien wie Sonne, Wasser oder Wind können auch langfristig nicht mehr als 4% unseres Strombedarfs decken.

Können wir ein solches Vorgehen verantworten? Nein. Der steigende Energiebedarf der dritten Welt verpflichtet die reichen Staaten, ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen zu mindern.

Schaffen wir das ohne Kernkraft, allein durch Energiesparen? Nein. Kernkraftwerke liefern 34% des deutschen Stroms und ersparen der Atmosphäre jährlich 160 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> – bei einem international vorbildlichen Sicherheitsstandard. Also: Treibhaus oder Kernkraft? Das ist hier die Frage!

Viele junge Leute stellen kritische Fragen. Wir auch. Denn unsere schärfsten Kritiker sind wir selbst.

**Ihre Stromversorger**

**COUPON**

Ich bin an ausführlichen Informationen zum Thema Kernenergie interessiert. Senden Sie mir bitte kostenlos das Buch „Kernenergie: Fragen und Antworten“ von Jürgen Seidel.

Info-Service STROM, Postfach 302430, 53351 Rheinbach.

Name \_\_\_\_\_

Straße \_\_\_\_\_

PLZ/Ort \_\_\_\_\_ 31/93

Kernkraftwerke: Badenwerk Karlsruhe · Bayernwerk München · EWS Stuttgart · Isar-Amperwerke München · Neckarwerke Esslingen · PreussenElektra Hannover · RWE Energie Essen · TWS Stuttgart · VEW Dortmund

Die Zeit 30.7.1993 S.10 Nr.31

Quelle: Die Zeit 1993

Nicht nur zur hoch umstrittenen Kernenergie, auch zum Thema Kohlekraftwerke lassen sich ähnliche Argumentationsfiguren in der energiepolitischen Geschichte finden. So trat die Deutsche Energieagentur (dena) im Jahr 2008 für den Bau neuer Steinkohlekraftwerke ein, weil andernfalls eine „Stromlücke“<sup>7</sup> von bis zu 15 GW im Jahr 2020 drohe. Die Realität entwickelte sich anders: Von den neuen Steinkohle-Kraftwerken mit insgesamt 8,3 GW, die in der Folge gebaut wurden, sind im Jahr 2021 noch 6,2 GW in Betrieb, drei Kraftwerke wurden bereits wieder stillgelegt (2,1 GW), die Zukunft des Kraftwerks Datteln (1 GW) ist aus rechtlichen Gründen unsicher.

In den öffentlichen Debatten, sowohl um neue Kohlekraftwerke, als auch um den Atomausstieg, wurde dabei von Seiten der Energiewirtschaft die Gefahr von Stromausfällen an die Wand gemalt, um die eigene Position zu begründen.<sup>8</sup>

Es gibt also Grund genug, genau hinzuschauen, wenn technische Argumente im energiepolitischen Diskurs vorgebracht werden. Insbesondere stellt sich die Frage, ob mit dem Argumentationsmuster der Versorgungssicherheit, wie in den genannten Beispielen, eher energiepolitisch konservative Positionen vertreten werden, die wie im Falle der Stromlückendebatte dem Klimaschutz entgegenstehen. Dennoch gibt es natürlich tatsächlich rein technische Notwendigkeiten und

<sup>7</sup> Klaus Stratmann 2008.

<sup>8</sup> Tagesspiegel 2008.



Anforderungen für eine sichere Stromversorgung (siehe Abschnitt 3). Dies gilt umso mehr für ein System, das in starkem Wandel begriffen ist.

### 3 Grundsätzliche Aspekte der Beurteilung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung heute

Versorgungssicherheit in der (leitungsgebundenen) Elektrizitätsversorgung hat verschiedene Aspekte. Zum einen müssen für eine gegebene Nachfrage (die aber selbst ebenfalls in Höhe und zeitlichem Verlauf beeinflussbar ist) zeitgleich (bei begrenzten Speicherkapazitäten) und langfristig ausreichend Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen. Zum anderen müssen auch stets Übertragungskapazitäten (je nach räumlicher und zeitlicher Verteilung von Erzeugung und Nachfrage) in ausreichendem Maß vorhanden sein.

Zusätzlich sind Aspekte wie die sichere Versorgung mit Primärenergieträgern und Rohstoffen für die Energieversorgung, die Einbettung in das europäische Stromnetz (für die Betrachtung von Deutschland), die Widerstandsfähigkeit gegenüber technischen Ausfällen sowie der Schutz vor Bedrohungen (inklusive IT-Sicherheit) zu nennen.

Mit Blick auf den Klimaschutz ist vor allem von Interesse, inwieweit Maßnahmen, die der Versorgungssicherheit dienen, CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen und ob diese durch alternative Maßnahmen vermieden werden könnten. Daher ist für die Betrachtung in dieser Kurzstudie eher die Frage nach den Erzeugungskapazitäten – also den Kraftwerken – als nach den Übertragungskapazitäten – also dem Stromnetz – interessant. Die Frage nach den Übertragungskapazitäten wird hier nur insofern berücksichtigt, als Netzengpässe zu einem veränderten Kraftwerkseinsatz führen, der mit zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen einhergehen kann. Für die folgende Darstellung der rechtlichen Regelungen und methodischen Grundlagen zur Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung liegt der Schwerpunkt daher zunächst auf der Thematik der ausreichenden Erzeugungskapazitäten.

In Deutschland ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit primär Aufgabe von Unternehmen. Dies ergibt sich aus dem Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), das einen wichtigen Rahmen für die Unternehmen der Energiewirtschaft darstellt. Ziel des EnWG ist „eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.“ (§ 1 Abs.1 EnWG)

§§ 11-16 EnWG konkretisieren die Aufgaben der Netzbetreiber und regeln unter anderem auch die Stilllegung von Anlagen (§ 13b), die Netzreserve (§ 13d) und die Kapazitätsreserve (§ 13e) (siehe auch Abschnitt 4), die alle Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben.

§§ 49-53 EnWG regeln weitere Belange für Anlagenbetreiber und Behörden, unter anderem ein Monitoring der Versorgungssicherheit (§ 51) durch die Bundesnetzagentur in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), bzw. inzwischen dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Das Monitoring betrifft sowohl Fragen nach ausreichenden Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Nachfrage (§ 51 Abs. 3, S. 1, 2, 4) als auch nach ausreichenden Übertragungskapazitäten (§ 51 Abs. 3, S. 3, 5) sowie nach der Bewältigung von Ausfällen und Störungen (§ 51 Abs. 3, S. 6, 7).

In Absatz § 51 Abs. 4a heißt es zum Monitoring ferner: *„Die Messung der Versorgungssicherheit an den Strommärkten nach Satz 1 erfolgt auf Grundlage wahrscheinlichkeitsbasierter Analysen. Die Anforderungen der Verordnung (EU) 2019/943, insbesondere nach den Artikeln 23 und 24 für Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen, sind einzuhalten. Die Analysen nach Satz 2 erfolgen nach dem Stand der Wissenschaft. Sie erfolgen insbesondere auf Basis eines integrierten Investitions- und Einsatzmodells, das wettbewerbliches Marktverhalten und Preisbildung auf dem*

*deutschen und europäischen Strommarkt abbildet; dabei sind auch kritische historische Wetter- und Lastjahre, ungeplante Kraftwerksausfälle sowie zeitliche und technische Restriktionen beim Kraftwerkszubau zu berücksichtigen.“<sup>9</sup>*

Die im zitierten § 51 genannte EU-Verordnung 2019/943 wird auch als Strommarkt-Verordnung bezeichnet. Da es sich beim Elektrizitätsmarkt um einen europäischen Markt handelt, ist die Frage der Versorgungssicherheit nicht nur eine Frage von nationalen Gesetzen, sondern auch von EU-Regulierung. Artikel 23 (Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene) und Artikel 24 (Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene) der genannten EU-Verordnung 2019/943 handeln von der „Angemessenheit der Ressourcen“ (resource adequacy), mit anderen Worten der Frage, ob genug Kraftwerkskapazität zur Verfügung steht. Betrachtet werden die europäische Ebene, die Ebene der Mitgliedsstaaten sowie ggf. einzelne Gebotszonen.

Für die europäische Ebene erfolgt die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen durch den europäischen Verband für die Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber, ENTSO-E<sup>10</sup>. Um zu beurteilen, ob genug Kraftwerkskapazität zur Verfügung steht, ist laut Artikel 23 eine Methodik anzuwenden, die von ENTSO-E im Mai 2020 der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) vorgeschlagen und im Oktober 2020 von ACER bestätigt wurde.<sup>11</sup> Sie wird zurzeit weiterentwickelt. Für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene ist laut Artikel 24 dieselbe Methodik anzuwenden.

Diese von ENTSO-E zurzeit entwickelte sogenannte ERAA-Methodik (European Resource Adequacy Assessment) löst die bisher genutzte Prognose-Methodik der ENTSO-E (Mid-term Adequacy Forecasts) ab. Die neue Methodik wird ab 2021 schrittweise implementiert und soll bis Ende 2025 vollständig etabliert sein.<sup>12</sup> Im Gegensatz zur bisherigen Methodik soll die ERAA-Methodik vier methodische Verbesserungen beinhalten:

- Sie beinhaltet erstens ein methodisches Element, das darauf abzielt, Veränderungen im Kapazitätsmix zu ermitteln, die sich aus wirtschaftlichen Gründen ergeben und die Wahrscheinlichkeit von Stilllegungen, Einmottungen und Neuinvestitionen in Kapazitäten beeinflussen könnten (Economic Viability Assessment). Hintergrund ist, dass mit der Methodik ein Beitrag zu strategischen Entscheidungen wie beispielsweise zur Einführung von Kapazitätsmechanismen geleistet werden soll.
- Zweitens wird die Berechnung der Import- und Exportkapazitäten der einzelnen Gebotszonen bzw. Länder komplexer und realistischer modelliert. Sie berücksichtigt nun die Tatsache, dass Stromflüsse in anderen Bereichen des Netzes die Strommenge beeinflussen, die zwischen den Gebotszonen über Verbindungsleitungen ausgetauscht werden kann. Bisher wurden grenzüberschreitende Stromflüsse nur über die Abbildung der Kuppelkapazitäten zwischen Ländern bzw. Gebotszonen (sogenannten Net Transfer Capacities) abgebildet. Der neue Ansatz entspricht dem inzwischen auch in der Realität

---

<sup>9</sup> Während das EnWG noch auf kritische „historische“ Wetterjahre verweist, geht die ERAA-Methodik zumindest im Ansatz darüber hinaus. Hier sollen die verwendeten Wetterdaten auch die zukünftigen Klimaveränderungen abbilden, die möglicherweise größere Restriktionen mit sich bringen als historische Wetterereignisse. In der Praxis stehen diese Daten als Input für die Modellierung jedoch noch nicht umfassend zur Verfügung (ACER 2022).

<sup>10</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity

<sup>11</sup> ACER 2020.

<sup>12</sup> ENTSO-E 2020.

stattfindenden sogenannten Flow-Based Market Coupling für die Berechnung von grenzüberschreitenden Stromflüssen.

- Drittens werden die Effekte des Klimawandels auf die Eingangsgrößen der Modellierung, insbesondere bei Wetterdaten, berücksichtigt.
- Viertens soll die Sektorintegration<sup>13</sup> in der Modellierung abgebildet werden.

§ 63 EnWG sieht vor, dass die Bundesnetzagentur zum 31. Oktober 2021 und dann alle zwei Jahre einen entsprechenden Monitoringbericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität vorlegt. Ferner heißt es in § 63 Abs. 2: „Zusätzlich zu den Berichten nach Satz 1 veröffentlicht das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einmalig zum 31. Oktober 2020 eine Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen gemäß den Anforderungen der Verordnung (EU) 2019/943.“

Das BMWi hat im Jahr 2016 ein Gutachten mit dem Titel „Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten von 2017 bis 2019“ an ein Konsortium aus r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer ISI und TEP Energy GmbH vergeben.<sup>14</sup> Im Rahmen der dort vorgenommenen Modellierung mit dem Zeithorizont bis 2030 ergeben sich Investitionen und Stilllegungen als Modellergebnis anhand von Wirtschaftlichkeitsanalysen unter Berücksichtigung von Parametern wie Nachfrage, Brennstoffpreisen, CO<sub>2</sub>-Preisen, Wetterjahren und Kraftwerksausfällen und der Entwicklung von europäischen Nachbarländern.<sup>15</sup> Dabei wurden vier Szenarien untersucht: ein Referenzszenario, sowie drei Sensitivitäten: erstens „hypothetische Energy-Only-Märkte“ in allen Ländern, zweitens verstärkte Sektorkopplung in Folge eines ambitionierteren Klimaschutzes mit moderater Steigerung des CO<sub>2</sub>-Preises und des Stromverbrauchs und drittens verstärkte Sektorkopplung in Folge eines ambitionierteren Klimaschutzes mit höherer Steigerung des CO<sub>2</sub>-Preises und des Stromverbrauchs. Die Studie wurde 2021 veröffentlicht und berücksichtigt auch mögliche, über das Gesetz zur KVBG hinausgehende, marktgetriebene Stilllegungen von Kohlekraftwerken infolge eines deutlich ambitionierteren europäischen Klimaschutzes.

Die Methode erfüllt laut BMWi die wesentlichen Anforderungen der genannten EU-Strommarktverordnung 2019/943 aus dem Jahr 2019. Als besten Indikator für die Angemessenheit der Ressourcen sieht das Gutachten die sogenannte Lastüberhangwahrscheinlichkeit an. Sie beschreibt die Wahrscheinlichkeit dafür, dass nicht alle Verbraucher entsprechend ihrer preislichen Präferenzen über den Strommarkt versorgt werden können. Die Studie kommt zu dem Ergebnis: *„Die ermittelte Lastüberhangwahrscheinlichkeit hat im Referenzszenario einen Betrag von null und in den als Sensitivitäten untersuchten alternativen Szenarien höchstens einen geringen Betrag von 0,003 Prozent, der um den Faktor 20 unter dem als Standard der Angemessenheit der Ressourcen abgeleiteten Schwellenwert von 0,06 Prozent liegt. Umgerechnet in die international häufig verwendete Kennzahl „Loss of Load Expectation“ (LoLE), bei der die Lastüberhangwahrscheinlichkeit in Stunden pro Jahr ausgedrückt wird, ergibt dies 0 Stunden pro Jahr im Referenzszenario und höchstens 0,25 Stunden pro Jahr in den untersuchten Sensitivitäten.*

<sup>13</sup> Unter Sektorintegration wird die stärkere Vernetzung der Sektoren Strom, Wärme / Kälte, Verkehr und Industrie verstanden, z.B. durch die stärkere Benutzung von Strom zur Herstellung von Wärme, den Einsatz von Elektroautos oder die Nutzung stromgenerierter Energieträger wie Wasserstoff. Das Ziel ist typischerweise fossile Energieträger außerhalb des Stromsektors einzusparen und sie möglichst durch erneuerbare Stromerzeugung zu ersetzen. Der Begriff wird hier synonym mit Sektorkopplung bzw. Sektorenkopplung verwendet.

<sup>14</sup> BMWi 2021.

<sup>15</sup> r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, TEP Energy GmbH 2021.

*Dies entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 Prozent im Referenzszenario und mindestens 99,997 Prozent in den untersuchten Sensitivitäten. Der Erwartungswert der nicht gelieferten Energie (engl. „Expected Energy Not Supplied“, EENS) beträgt null im Referenzszenario und höchstens 0,4 GWh pro Jahr in den Sensitivitäten.“*

Mit anderen Worten: Die Zeit pro Jahr, in denen der Kraftwerkspark in Deutschland die Nachfrage in den zitierten Modellierungen nicht decken kann, beträgt je nach Sensitivität höchstens eine Viertelstunde. Dies liegt deutlich unter dem LoLE-Wert, der laut ENTSO-E<sup>16</sup> als Zuverlässigkeitsstandard für Deutschland als nicht bindender Wert angegeben ist: Er beträgt 5 Stunden pro Jahr. Für andere europäische Länder liegt dieser Zielwert für die meisten Länder bei 3 Stunden pro Jahr, für einige Länder aber auch zwischen 8 und 16 Stunden pro Jahr.

Als Zwischenfazit lässt sich festhalten, dass die Versorgungssicherheit im Sinne von „ausreichenden Kapazitäten“ für die Stromversorgung bisher und absehbar in Deutschland gewährleistet ist. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass in den hier zitierten Modellierungsarbeiten die aktuellen Entwicklungen auf dem Gasmarkt durch den russischen Angriff auf die Ukraine noch nicht reflektiert waren.

Deutschland hat sich im Gegensatz zu anderen europäischen Ländern gegen die Einführung eines Kapazitätsmarkts zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit entschieden. Stattdessen gibt es mehrere im EnWG gesetzlich verankerte „Reserven“, unter deren Regime bestimmte Kraftwerke außerhalb des Strommarkts zur Systemabsicherung zur Verfügung stehen. Im folgenden Kapitel werden diese Reserven im Detail vorgestellt.

---

<sup>16</sup> ENTSO-E 2021.

## 4 Steckbriefe zu Reserven

Es gibt inzwischen vier Arten von Reservekraftwerken, die im EnWG verankert sind: die Kapazitätsreserve, die Sicherheitsbereitschaft (die inzwischen im KVBG als „zeitlich gestreckte Stilllegung“ bezeichnet wird), die besonderen netztechnischen Betriebsmittel und die Netzreserve. Sie werden im Folgenden steckbriefartig dargestellt. Dabei geht es auch um die Fragen: Welche Rolle spielt Versorgungssicherheit bei der Überführung von Anlagen in die verschiedenen Reserven? Und welche Konsequenzen hat der Abruf, d.h. die Nutzung der in Reserve befindlichen Anlagen, für CO<sub>2</sub>-Emissionen?

### 4.1 Kapazitätsreserve

#### Seit wann gibt es sie, und was ist der Zweck?

2014 beschäftigte sich das BMWi unter dem damaligen Wirtschaftsminister Gabriel in seinem Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie“ mit der Frage, ob ein Kapazitätsmarkt eingeführt werden sollte (was Kraftwerksbetreiber befürworteten), oder ob ein Energy-only-Markt mit entsprechenden Knappheitssignalen für ausreichende Kraftwerkskapazität sorgen würde (was das BMWi unter der Überschrift „Strommarkt 2.0“ vertrat). In diesem Zusammenhang tauchte insbesondere als mögliche Absicherung im Energy-only-Markt, aber auch für die Option eines Kapazitätsmarkts, die „strategische Reserve“ bzw. „Kapazitätsreserve“ auf. Diese wurde als „Sicherheitsnetz“ für die Übergangsphase beschrieben, in der sich der deutsche Strommarkt aufgrund seines Umbaus zu mehr erneuerbaren Energien, des Atomausstiegs und der stärkeren Integration in den europäischen Markt befinde. Mit dem Strommarktgesetz von 2016 wurde die Kapazitätsreserve eingeführt und 2018 von der EU-Kommission gebilligt.<sup>17</sup>

Die Kapazitätsreserve kommt zum Einsatz, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wenn trotz freier Preisbildung an der Strombörse kein ausreichendes Angebot existiert, um die Nachfrage an elektrischer Energie zu decken. In solchen außergewöhnlichen und nicht vorhersehbaren Situationen soll sie dazu beitragen, das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch zu erhalten.<sup>18</sup>

#### Was ist die gesetzliche Grundlage?

Die Kapazitätsreserve ist in § 13e EnWG und in der Kapazitätsreserveverordnung (KapResV) gesetzlich verankert. Für Kapazitätsmechanismen gelten außerdem die Bestimmungen aus der o.g. EU-Verordnung 2019/943.

#### Welche Anlagen können grundsätzlich in die Reserve?

Erzeugungsanlagen, Speicher und regelbare Lasten können Leistung in der Kapazitätsreserve vorhalten. In § 9 Abs.1 KapResV sind die Teilnahmevoraussetzungen definiert:

- Die Anlagen müssen an ein Stromnetz in Deutschland angeschlossen sein, das über maximal zwei Umspannungen mit der Höchstspannungsebene verbunden ist – faktisch können also nur deutsche Anlagen teilnehmen. Im Rahmen des Osterpakets der

<sup>17</sup> Amtsblatt der Europäischen Union 2018.

<sup>18</sup> Übertragungsnetzbetreiber 2021a.



Bundesregierung ist vorgesehen, dass auch Anlagen, die die gleiche Voraussetzung für das luxemburgische Stromnetz erfüllen, in Zukunft teilnehmen können.<sup>19</sup>

- Anfahrtszeit von maximal 12 Stunden aus dem kalten Zustand (für Erzeugungsanlagen und Speicher)
- Lastwechsel von 30% der Reserveleistung innerhalb von 15 Minuten, wenn die Mindestteillast erreicht wird.
- Mindestteillast von maximal 50%

Die Übertragungsnetzbetreiber formulieren weitere technische Anforderungen in ihren Standardbedingungen.<sup>20</sup>

In der EU-Verordnung 2019/943 sind außerdem Anforderungen für (fossile) CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerte von Anlagen in Kapazitätsmechanismen formuliert. Ab Juli 2019 dürfen Neuanlagen, die ab diesem Datum in Betrieb gegangen sind und die Teil der Kapazitätsreserve werden, nicht mehr als 550 g CO<sub>2</sub> / kWh<sub>el</sub> emittieren. Ab Juli 2025 gilt für Bestands- wie Neuanlagen, dass sie nicht mehr als 550 g CO<sub>2</sub> / kWh<sub>el</sub> und nicht mehr als 350 g / kWh<sub>el</sub> im Jahresdurchschnitt emittieren dürfen. Der Grenzwert von 550 g CO<sub>2</sub> / kWh<sub>el</sub> hat zur Folge, dass Braun- und Steinkohlekraftwerke dann nicht mehr in Kapazitätsmechanismen herangezogen werden können. Der Grenzwert von 350 g / kWh<sub>el</sub> im Jahresdurchschnitt bedeutet eine Beschränkung der möglichen Betriebsstunden pro Jahr.

### **Wie wird entschieden, welche konkreten Anlagen in die Reserve aufgenommen werden?**

Alle zwei Jahre führen die Übertragungsnetzbetreiber ein Ausschreibungsverfahren durch, in dem ermittelt wird, welche Anlagen in die Kapazitätsreserve aufgenommen werden. Die Ausschreibung für den ersten Erbringungszeitraum vom 01.10.2020 bis 20.09.2022 fand im Dezember 2019 statt. Ausgeschrieben wurden 2.000 MW. Die Übertragungsnetzbetreiber haben 1.056 MW Leistung beschafft. Die Ausschreibung für den zweiten Erbringungszeitraum (vom 01.10.2022 bis 20.09.2024) vom Dezember 2021 ergab Zuschläge für die gleichen Anlagen wie im ersten Erbringungszeitraum (siehe auch Tabelle 4-1).

### **Wie wird über den Einsatz entschieden?**

Die Übertragungsnetzbetreiber ordnen den Einsatz bei Bedarf an. Der Einsatz erfolgt nachrangig zu anderen geeigneten Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 und 2 EnWG (netzbezogene Maßnahmen und marktbezogene Maßnahmen), soweit diese zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems ausreichend sind.

### **Gibt es weitere Randbedingungen für die Anlagen in der Reserve?**

Die Anlagen in der Kapazitätsreserve dürfen nicht am regulären Strommarkt teilnehmen und im Anschluss an die Verwendung in der Kapazitätsreserve (mit Ausnahme von regelbaren Lasten) nicht mehr in den regulären Strommarkt zurückkehren. Kapazitätsreserveanlagen werden auch im Rahmen der Netzreserve (s. Abschnitt 4.4) eingesetzt, wenn sie sich geographisch an geeigneter Stelle befinden.

<sup>19</sup> Deutscher Bundestag - 20. Wahlperiode 2022.

<sup>20</sup> Bundesnetzagentur 2021e.

## Welche Anlagen sind in der Reserve enthalten?

Tabelle 4-1 zeigt die Anlagen, die für den ersten und zweiten Erbringungszeitraum in der Kapazitätsreserve kontrahiert wurden. Erfolgreich waren also nur Erdgaskraftwerke. Es liegen keine veröffentlichten Informationen vor, warum Kohlekraftwerke nicht erfolgreich waren, obwohl Kohle-Bestandsanlagen entsprechend der EU-Verordnung ja noch hätten teilnehmen können. Vermutlich liegt dies zum einen an den vergleichsweise hohen Anforderungen z.B. bezüglich der Geschwindigkeit des Lastwechsels. Gleichzeitig könnten auch die vergleichsweise hohen Fixkosten der Brennstofflogistik für Kohlekraftwerke dazu geführt haben, dass für diese Kraftwerke eine Teilnahme an der Ausschreibung nicht attraktiv war.<sup>21</sup>

**Tabelle 4-1: Anlagen in der Kapazitätsreserve im ersten (1. Oktober 2020 bis 20. September 2022) und zweiten Erbringungszeitraum (1. Oktober 2022 bis 20. September 2024)**

Unternehmen	Kraftwerksname	Reserveleistung (MW)	Brennstoff
Lausitz Energie Kraftwerke AG	Ahrensfelde GT A/B	60	Erdgas
Lausitz Energie Kraftwerke AG	Ahrensfelde GT C/D	60	Erdgas
Lausitz Energie Kraftwerke AG	Thyrow GT A/B	60	Erdgas
Lausitz Energie Kraftwerke AG	Thyrow GT C/D/E	90	Erdgas
Statkraft Markets GmbH	Landesbergen Gas	56	Erdgas
Statkraft Markets GmbH	Emden Gas	50	Erdgas
RWE Generation SE	Gersteinwerk F	340 / 355*	Erdgas
RWE Generation SE	Gersteinwerk G	340 / 355*	Erdgas
<b>Summe</b>		<b>1.056 / 1.086*</b>	

\*Anmerkung: laut Ergebnis für den zweiten Erbringungszeitraum

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber 2021b, 2022

## Wie war der tatsächliche Einsatz?

Bisher sind die Kraftwerke in der Kapazitätsreserve nur im Rahmen der Netzreserve für den Redispatch<sup>22</sup> zur Vermeidung von Netzengpässen eingesetzt worden.

<sup>21</sup> Außerdem war im Dezember 2019 ja bereits absehbar, dass für Steinkohlekraftwerke Stilllegungsausschreibungen im Rahmen des KVBG eingeführt werden (das KVBG ist im Sommer 2020 in Kraft getreten).

<sup>22</sup> „Redispatch“ bedeutet, dass ein vom Marktergebnis abweichender Kraftwerkseinsatz stattfindet. Die Kraftwerkskapazität in Summe ist zwar ausreichend, aber das Marktergebnis führt zum Einsatz von Kraftwerken an der „falschen“ Stelle (vor einem Netzengpass), daher wird bei einem Redispatch die



## Wieviel CO<sub>2</sub>-Emissionen waren mit dem Einsatz verbunden?

Da die Anlagen bisher nur zum Redispatch eingesetzt wurden, aber nicht in ihrer Eigenschaft als Kapazitätsreserve-Anlagen, sind der Kapazitätsreserve bisher keine CO<sub>2</sub>-Emissionen zuzurechnen.

## Wie hoch sind die Kosten?

Der Höchstpreis in der Auktion beträgt 100 €/kW pro Jahr (§ 12 KapResV). In dieser Vergütung sind die Kosten für bis zu 16 Abrufe, Funktionstests und Probeabrufe bereits enthalten (§ 19 Abs. 3 KapResV). Der Zuschlagspreis betrug 68 €/kW pro Jahr im ersten Erbringungszeitraum<sup>23</sup> und 62,94 €/kW im zweiten Erbringungszeitraum.<sup>24</sup>

## Ausblick?

Bisher gab es noch keine Knappheitssituation am Markt, die den Einsatz der Kapazitätsreserve erforderlich gemacht hätte. Mit Atom- und Kohleausstieg wird diese Situation in den nächsten Jahren regelmäßig neu zu bewerten sein.

## 4.2 Sicherheitsbereitschaft

### Seit wann gibt es sie, und was ist der Zweck?

Die Sicherheitsbereitschaft wurde mit dem Strommarktgesetz 2016 eingeführt und stellte den Einstieg in den Ausstieg aus der Braunkohleverstromung in Deutschland dar.<sup>25</sup> Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 2,7 GW wurden jeweils für 4 Jahre in die Sicherheitsbereitschaft übernommen und werden jetzt nach und nach stillgelegt. Der eigentliche Zweck war die vergütungsfähige Stilllegung der Kraftwerke, nicht die Bildung einer real benötigten Reserve.

### Was ist die gesetzliche Grundlage?

Die Sicherheitsbereitschaft ist in § 13g des EnWG gesetzlich verankert.

### Welche Anlagen können grundsätzlich in die Reserve? Wie wird entschieden, welche konkreten Anlagen in die Reserve aufgenommen werden?

Im Strommarktgesetz wurden acht konkrete Braunkohlekraftwerksblöcke genannt, die in die Sicherheitsbereitschaft überführt wurden. Die Konstruktion einer zunächst vorläufigen und erst nach mehreren Jahren endgültigen Stilllegung wurde allerdings für weitere Braunkohlekraftwerke in Form der „gestreckten Stilllegung“ im KVBG übernommen.

### Wie wird über den Einsatz entschieden?

Die Übertragungsnetzbetreiber entscheiden über den Einsatz.

### Gibt es weitere Randbedingungen für die Anlagen in der Reserve?

---

Einspeisung des eigentlich laut Marktergebnis zum Zuge kommenden Kraftwerks reduziert. Dafür werden Kraftwerke „hinter“ dem Netzengpass angeschaltet. Dadurch werden Netzüberlastungen vermieden.

<sup>23</sup> Übertragungsnetzbetreiber 2021b.

<sup>24</sup> Übertragungsnetzbetreiber 2022.

<sup>25</sup> BMWK 2019.

Die Anlagen sind vorläufig stillgelegt, werden aber im Rahmen folgender Anforderungen für einen Einsatz bereitgehalten: Die Anlagen müssen bei einer Vorwarnung durch den zuständigen Betreiber eines Übertragungsnetzes innerhalb von 240 Stunden betriebsbereit sein und nach Herstellung ihrer Betriebsbereitschaft ab Anforderung durch den zuständigen Betreiber eines Übertragungsnetzes innerhalb von 11 Stunden auf Mindesteilleistung und innerhalb von weiteren 13 Stunden auf Nettonennleistung angefahren werden können.

Spätestens vier Jahre nach Eintritt in die Sicherheitsbereitschaft werden die Anlagen endgültig stillgelegt.

**Welche Anlagen sind in der Reserve enthalten?**

Die Anlagen in der Sicherheitsbereitschaft sind in Tabelle 4-2 aufgeführt. Aktuell (vor Oktober 2022) beträgt die installierte Leistung der Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft noch 1,8 GW. Innerhalb der nächsten zwei Jahre wird die Sicherheitsbereitschaft auslaufen. Am 01.10.2023 verlassen die letzten beiden Blöcke Jänschwalde E und Neurath C die Sicherheitsbereitschaft und werden dann endgültig stillgelegt.

**Tabelle 4-2: Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft**

Unternehmen	Kraftwerksname	Reserveleistung (MW)	Beginn Sicherheitsbereitschaft	Endgültige Stilllegung	Brennstoff
MIBRAG	Buschhaus D	354	1.10.2016	1.10.2020	Braunkohle
RWE	Frimmersdorf P	284	1.10.2017	1.10.2021	Braunkohle
RWE	Frimmersdorf Q	278	1.10.2017	1.10.2021	Braunkohle
RWE	Niederaußem E	299	1.10.2018	1.10.2022	Braunkohle
RWE	Niederaußem F	295	1.10.2018	1.10.2022	Braunkohle
LEAG	Jänschwalde F	465	1.10.2018	1.10.2022	Braunkohle
RWE	Neurath C	292	1.10.2019	1.10.2023	Braunkohle
LEAG	Jänschwalde E	465	1.10.2019	1.10.2023	Braunkohle
Summe		2.732			

Quelle: BMWK 2019

**Wie war der tatsächliche Einsatz? Wieviel CO<sub>2</sub>-Emissionen waren mit dem Einsatz verbunden?**

Bisher wurden die Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft nie eingesetzt. Daher gab es auch keine CO<sub>2</sub>-Emissionen.

**Wie hoch sind die Kosten?**

Zwar wurde bei der Sicherheitsbereitschaft den Betreibern Geld für die Reservefunktion gezahlt, die Vergütungsformel war aber so ausgestaltet, dass damit auch die Stilllegung kompensiert wird. Im Ergebnis sind die Kosten der Sicherheitsbereitschaft mit 150 €/kW und Jahr sehr hoch.

## **Ausblick?**

Die Sicherheitsbereitschaft war ein einmaliges Instrument, das mit der endgültigen Stilllegung der beiden letzten Blöcke 2023 endet.

### 4.3 Besondere netztechnische Betriebsmittel (Neuanlagen)

#### Seit wann gibt es sie, und was ist der Zweck?

Das EnWG wurde am 26.07.2016 durch das Strommarktgesetz geändert.<sup>26</sup> Damals sollte in § 13k EnWG die Möglichkeit für die Netzbetreiber geschaffen werden, sogenannte „Netzstabilitätsanlagen“ mit einer Leistung von bis zu 2 GW selbst zu errichten und zu betreiben, und zwar an Orten, an denen dies für den Netzbetrieb erforderlich war. Hintergrund war der Kernenergieausstieg, durch den absehbar gesicherte Leistung insbesondere in Süddeutschland wegfallen würde, was in Kombination mit vorhandenen Netzengpässen von Norden nach Süden, den Ruf nach Ersatzleistung in Süddeutschland lauter werden ließ. Da der Betrieb von Anlagen durch Netzbetreiber gegen das Prinzip des "Unbundling", also der Trennung von Netzbetrieb und Anlagenbetrieb, verstoßen hätte, lehnte die EU-Kommission die ursprüngliche Fassung ab.<sup>27</sup> 2017 wurde stattdessen vorübergehend ein Instrument zur kurzfristigen Wiederherstellung der Netzstabilität nach einem tatsächlichen Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel im Übertragungsnetz eingeführt<sup>28</sup>: Die nun als „netztechnische Betriebsmittel“ bezeichneten Anlagen sollen nun von Dritten betrieben werden. Im Jahr 2021 wurde über vier zu errichtende Kraftwerksanlagen entschieden (siehe unten).

#### Was ist die gesetzliche Grundlage?

Die ursprünglich geplanten „Netzstabilitätsanlagen“ fanden sich in § 13k EnWG idF v. 30.07.2016, der dann wieder abgeschafft wurde. Die real in Planung befindlichen „netztechnischen Betriebsmittel“ haben in § 11 Abs. 3 EnWG idF v. 22.07.2017 ihre rechtliche Verankerung. Mit der Novelle des EnWG im Jahr 2021 wurde auch dieses Instrument wieder abgeschafft, so dass die netztechnischen Betriebsmittel in der aktuellen Version des EnWG nur noch unter den Übergangsregelungen erwähnt werden (§ 118 EnWG Abs. 33).

#### Welche Anlagen können grundsätzlich in die Reserve?

Es können nur Neuanlagen in die Reserve, die an bestimmten Standorten in Süddeutschland von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschrieben wurden (in Summe 1,2 GW). Folgende Anforderungen wurden in der Ausschreibung an die Flexibilität der Anlagen gestellt<sup>29</sup>:

- Dauer des Kaltstarts, bis die Nennleistung erreicht wird: 30 Minuten
- Die Anlage muss die Leistung für mindestens 38 Stunden am Stück bereitstellen können.
- Mögliche Gesamtbetriebszeit pro Kalenderjahr – mindestens 500 Stunden

Insbesondere die erforderliche kurze Anfahrzeit aus dem Kaltstart macht Anlagen mit längeren Anfahrzeiten, wie z.B. Kohlekraftwerke, ungeeignet für diese Reserveart.

#### Wie wird entschieden, welche konkreten Anlagen in die Reserve aufgenommen werden?

Im Jahr 2018 haben die Netzbetreiber eine Ausschreibung für die besonderen netztechnischen Betriebsmittel durchgeführt.

<sup>26</sup> Bundesregierung 2016.

<sup>27</sup> Energie-Chronik 2018.

<sup>28</sup> Bundesnetzagentur 2022b.

<sup>29</sup> Amprion, Tennet, Transnet BW 2018.

### Wie wird über den Einsatz entschieden?

Die Netzbetreiber entscheiden über den Einsatz der besonderen netztechnischen Betriebsmittel.

### Gibt es weitere Randbedingungen für die Anlagen in der Reserve?

Ein Einsatz der Anlagen im Strommarkt ist nicht vorgesehen.

### Welche Anlagen sind in der Reserve enthalten?

Die vier Anlagen, die in der Ausschreibung erfolgreich waren, sind in Tabelle 4-3 dargestellt. Sie sind aktuell im Bau und werden ab Oktober 2022 in Betrieb gehen. In den Ausschreibungen sind Gasturbinen zum Zuge gekommen, die bis auf eine Ausnahme (Standort Marbach von EnBW) mit Erdgas betrieben werden. Die Anlagen am Standort in Marbach werden mit Öl betrieben.

**Tabelle 4-3: Besondere Netztechnische Betriebsmittel**

	Kraftwerk	Einspeiseleistung [MW]	Brennstoff	Inbetriebnahme
Uniper <sup>30</sup>	Irsching 6	300	Erdgas	Oktober 2022
EnBW <sup>31</sup>	Marbach	300	Heizöl leicht	Oktober 2022
LEAG <sup>32</sup>	Leipheim	300	Erdgas	August 2023
RWE <sup>33</sup>	Biblis	300	Erdgas	Oktober 2022
<b>Summe</b>		<b>1.200</b>		

Quelle: eigene Recherche Öko-Institut

### Wieviel CO<sub>2</sub>-Emissionen sind zu erwarten?

Gasturbinen erreichen Wirkungsgrade von etwa 40%. Die spezifischen Emissionen betragen dann 500 g CO<sub>2</sub>/kWh, wenn Erdgas eingesetzt wird. Wenn Heizöl eingesetzt wird, betragen die spezifischen Emissionen ca. 670 g CO<sub>2</sub>/kWh.

### Wie hoch sind die Kosten?

Die Kosten für die besonderen netztechnischen Betriebsmittel betragen 2,6 Mrd. € für die Leistungsvorhaltung.<sup>34</sup> Die Anlagen werden für einen Zeitraum von 10 Jahren vorgehalten. Die jährlichen Kosten betragen 216 €/kW. Wenn die Kraftwerke eingesetzt werden, fallen zusätzliche Kosten an (Erzeugungsauslagen). Die höheren Kosten im Vergleich zu den anderen Reserven erklären sich dadurch, dass bei den besonderen netztechnischen Betriebsmitteln auch Investitionskosten abzudecken sind.

<sup>30</sup> Uniper 2019.

<sup>31</sup> EnBW 2020.

<sup>32</sup> LEAG 2021.

<sup>33</sup> RWE 2020.

<sup>34</sup> Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt (BKartA) 2022, S. 205.

## 4.4 Netzreserve

### Seit wann gibt es sie, und was ist der Zweck?

Die Netzreserve wurde 2013 durch die Reservekraftwerksverordnung (inzwischen „Netzreserveverordnung“) eingeführt.

Anders als die bisher dargestellten Reservearten, stellt die Netzreserve zusätzliche Kraftwerke für den „Redispatch“ bereit, zu dem die ÜNB alle Kraftwerke heranziehen können.

„Redispatch“ bedeutet, dass ein vom Marktergebnis abweichender Kraftwerkseinsatz stattfindet. Die Kraftwerkskapazität in Summe ist zwar ausreichend, aber das Marktergebnis führt zum Einsatz von Kraftwerken an der „falschen“ Stelle (vor einem Netzengpass), daher wird bei einem Redispatch die Einspeisung des eigentlich laut Marktergebnis zum Zuge kommenden Kraftwerks reduziert. Dafür werden Kraftwerke „hinter“ dem Netzengpass angeschaltet. Dadurch werden Netzüberlastungen vermieden. Zum Redispatch werden in erster Linie die am Markt aktiven Kraftwerke herangezogen, die ihre Einspeisung sowohl reduzieren als auch erhöhen können. Zusätzlich dazu stehen die Netzreservekraftwerke (ausschließlich mit Einspeiseerhöhungen) für Redispatch zur Verfügung.

Die Netzreserve dient also nicht dem Ausgleich von zu wenig Kraftwerkskapazität, sondern zum Ausgleich von zu wenig Übertragungskapazität.

### Was ist die gesetzliche Grundlage?

Die Netzreserve ist in § 13d EnWG und in der Netzreserveverordnung (NetzResV) gesetzlich verankert.

### Welche Anlagen können grundsätzlich in die Reserve?

Die Netzreserve wird aus sogenannten „systemrelevanten“ Anlagen gebildet, die entweder inaktiv sind und aufgrund der Systemrelevanz wieder betriebsbereit gemacht werden müssen oder eine (vorläufige oder endgültige) Stilllegung<sup>35</sup> angezeigt haben. Die Feststellung der Systemrelevanz erfolgt durch die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber. Zusätzlich können auch geeignete Anlagen im europäischen Ausland in die Netzreserve aufgenommen werden.

### Wie wird entschieden, welche konkreten Anlagen in die Reserve aufgenommen werden?

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) führen jährlich eine sogenannte Systemanalyse durch, um den Bedarf an Reservekraftwerken für Redispatch-Maßnahmen festzustellen. Die Bundesnetzagentur prüft diese Systemanalyse und veröffentlicht den Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve in einem jährlichen Bericht. Grundlage für Bildung der Netzreserve und Einsatz der Anlagen sind Verträge zwischen den ÜNB und den Anlagenbetreibern. Wird von der BNetzA ein zusätzlicher Bedarf an Netzreservekraftwerken festgestellt, veröffentlichen die ÜNB die Anforderungen an die erforderlichen Anlagen bis 30. April. Die Betreiber von Anlagen können dann bis zum 15. Mai ihr Interesse am Abschluss eines Vertrags zur Aufnahme in die Netzreserve bekunden. Die ÜNB verhandeln mit den Betreibern der Anlagen und schließen bis spätestens zum 15. September Verträge über die Nutzung der Anlagen für die Netzreserve ab, die im folgenden Winterhalbjahr benötigt werden.

<sup>35</sup> Die Regelungen zu vorläufigen Stilllegungen finden sich in § 13b Abs. 4 EnWG, die zu endgültigen Stilllegungen in § 13b Abs. 5 EnWG. Die Vergütung der Anlagenbetreiber bei geplanten Stilllegungen wird in § 13c EnWG geregelt.

**Wie wird über den Einsatz entschieden?**

Die Übertragungsnetzbetreiber entscheiden über den Einsatz der Netzreservekraftwerke.

**Gibt es weitere Randbedingungen für die Anlagen in der Reserve?**

Eine ursprünglich zur endgültigen Stilllegung angezeigte und für die Netzreserve genutzte Anlage darf nach Ablauf des Vertrages bis zur endgültigen Stilllegung nicht mehr an den Strommärkten eingesetzt werden. Im Gegensatz dazu können ursprünglich zur vorläufigen Stilllegung angezeigte Anlagen nach dem Ausscheiden aus der Netzreserve wieder eigenständig an den Strommärkten eingesetzt werden.

**Welche Anlagen sind in der Reserve enthalten?**

Tabelle 4-4 zeigt die Anlagen, die für den Winter 2021/22 in der Netzreserve gebunden waren. Insgesamt ergab sich eine Leistung von 5.670 MW. Im Winter 2021/22 waren nur inländische Kraftwerke in der Netzreserve gebunden. Alle Netzreservekraftwerke befanden sich in Süddeutschland, die höchste Netzreserveleistung (37% der Leistung) stellten Kraftwerke aus Baden-Württemberg.

**Tabelle 4-4: Netzreservekraftwerke 2021/22**

	<b>Kraftwerk</b>	<b>Einspeiseleistung [MW]</b>	<b>Brennstoff</b>	<b>Bundesland</b>
Uniper Kraftwerke GmbH	Irsching 3	415	Heizöl leicht	Bayern
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	375	Heizöl schwer	Bayern
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	386	Heizöl schwer	Bayern
Steag GmbH	Bexbach	726	Steinkohle	Saarland
Steag GmbH	Weiber III	655,6	Steinkohle	Saarland
Uniper Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	580	Erdgas/Heizöl	Hessen
EnBW AG - Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 1	433	Steinkohle	Baden-Württemberg
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III DT	262	Heizöl	Baden-Württemberg
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT (solo)	85	Heizöl	Baden-Württemberg
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	77,4	Heizöl	Baden-Württemberg
EnBW AG - Rheinhafendampfkraftwerk Karlsruhe	RDK 4S	342	Erdgas	Baden-Württemberg
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	Kraftwerk Mainz KW 2	255,5	Erdgas	Rheinland-Pfalz
EnBW AG - Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	125	Steinkohle	Baden-Württemberg
EnBW AG - Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	125	Steinkohle	Baden-Württemberg
EnBW AG - Kraftwerk Walheim	WAL 1	96	Steinkohle	Baden-Württemberg
EnBW AG - Kraftwerk Walheim	WAL 2	148	Steinkohle	Baden-Württemberg
Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM 7	213	Steinkohle	Baden-Württemberg
Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM 7 M	212	Steinkohle	Baden-Württemberg
Entega AG	GTKW Darmstadt	94,6	Erdgas	Hessen
UPM GmbH, Schongau	Dampfkraftwerk	64	Erdgas	Bayern
<b>Summe</b>		<b>5.670,10</b>		

Quelle: Bundesnetzagentur 2021b



Mit Bericht der BNetzA vom 29.04.2022<sup>36</sup> wurden die Netzreservekraftwerke für den Winter 2022/2023 bekannt gegeben. Zusätzlich zu den bisherigen, oben genannten Anlagen, finden sich die folgenden Kraftwerke in der Liste (s. Tabelle 4-5):

**Tabelle 4-5: Zusätzliche inländische Netzreservekraftwerke 2022/23**

	Kraftwerk	Einspeiseleistung [MW]	Brennstoff	Bundesland
Steag GmbH	Bergkamen A	717	Steinkohle	Nordrhein-Westfalen
Uniper Kraftwerke GmbH	Scholven C	345	Steinkohle	Nordrhein-Westfalen
Steag GmbH	Völklingen HKV	211	Steinkohle	Saarland
Steag GmbH	Völklingen MKV	179	Steinkohle	Saarland

Quelle: Bundesnetzagentur 2021b

Zusätzlich zu den bisherigen süddeutschen Anlagen sind damit auch zwei Steinkohlekraftwerke in Nordrhein-Westfalen Teil der Netzreserve. Es ergeben sich insgesamt inländische Netzreservekraftwerke mit einer installierten Leistung von 7.012 MW<sup>37</sup>, wovon 6.840 MW<sup>38</sup> in der Grenzsituation abgerufen werden können. Den Bedarf an Netzreserve schätzt die Bundesnetzagentur allerdings in Übereinstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern mit insgesamt 8.264 MW als höher ein. Deshalb können im Winterhalbjahr 2022/23 auch ausländische Netzreservekraftwerke zum Zuge kommen. Entsprechend haben die Übertragungsnetzbetreiber im Mai 2022 ein Interessenbekundungsverfahren für ausländische Netzreserve gestartet.<sup>39</sup>

### Wie war der tatsächliche Einsatz?

Abbildung 4-1 zeigt die elektrische Arbeit der Netzreservekraftwerke im Redispatch im Vergleich zu den Strommengen aus Marktkraftwerken für die Jahre 2015 bis 2020. Es wird deutlich, dass die Netzreservekraftwerke nur kleine Anteile der gesamten im Redispatch abgerufenen Strommengen liefern. Bei den Marktkraftwerken sind sowohl Erhöhungen als auch Reduzierungen der Einspeisung enthalten, die Netzreservekraftwerke liefern nur Einspeiserhöhungen.

In den Jahren 2018 bis 2020 betragen die Strommengen aus Netzreservekraftwerken weniger als eine Terawattstunde.

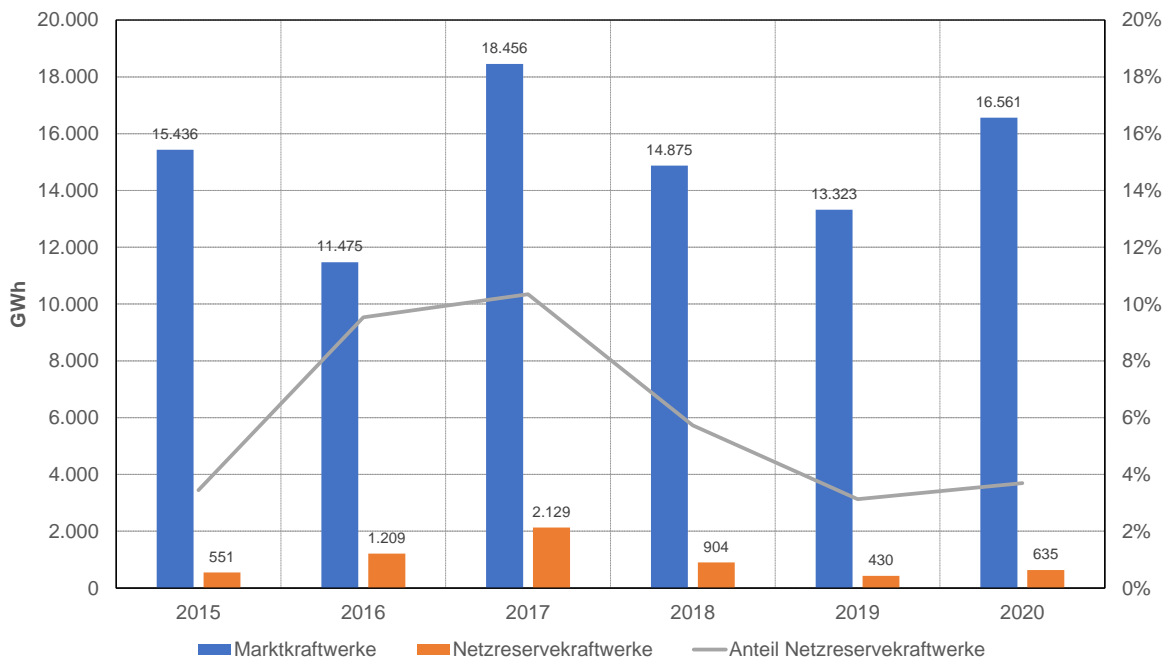
<sup>36</sup> BNetzA 2022.

<sup>37</sup> Gegenüber den Zahlen für den Zeitraum 2021/2022 sind veränderte Leistungen für folgende Kraftwerke angegeben: GKM 7: 158 MW, GKM 7 M: 157 MW und GTKW Darmstadt: 342 MW.

<sup>38</sup> Die in der Grenzsituation abrufbare Leistung weicht bei folgenden Anlagen von der installierten Leistung ab: GKM 7: 139 MW abrufbar und Staudinger 4: 426 MW abrufbar.

<sup>39</sup> TransnetBW 2022.

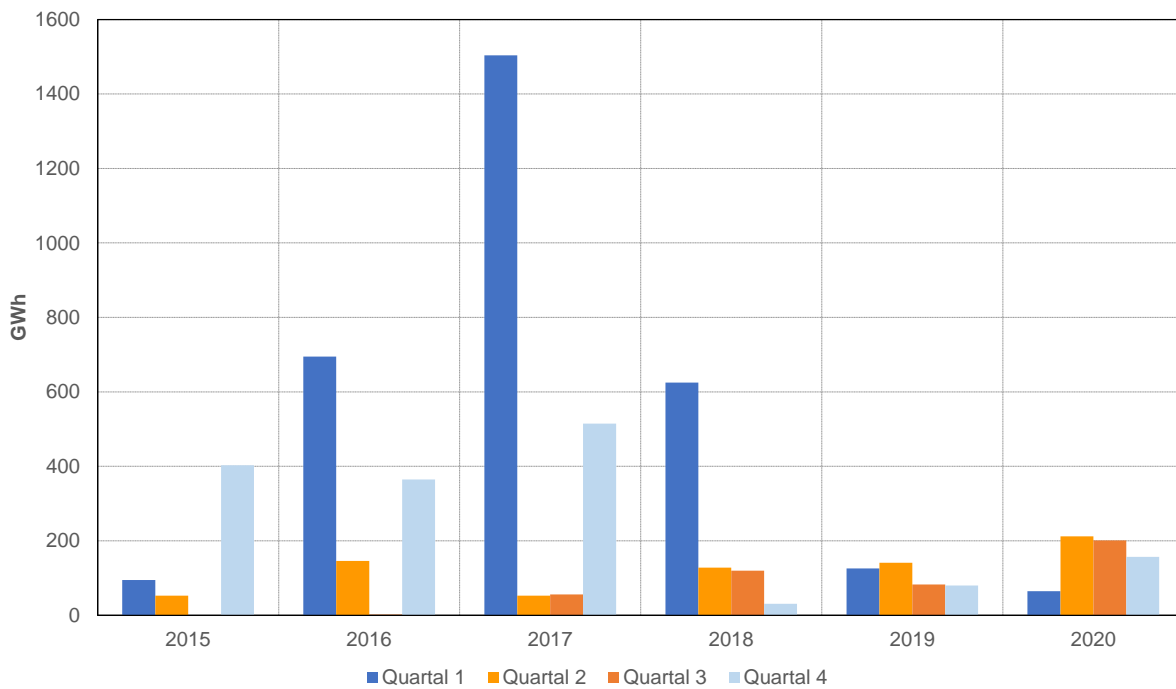
**Abbildung 4-1: Elektrische Arbeit aus Redispatch von Marktkraftwerken und Netzreservekraftwerken**



Anmerkung: Die Mengenangaben für die Marktkraftwerke umfassen sowohl Einspeiseerhöhungen als auch Einspeisereduzierungen, die Einspeisung von Netzreservekraftwerken wird nur erhöht

Quelle: BNetzA 2019, 2020a

**Abbildung 4-2: Strommengen aus Netzreservekraftwerken nach Quartal**



Quelle: BNetzA 2019, 2020a

Abbildung 4-2 zeigt die von Netzreservekraftwerken gelieferte elektrische Arbeit nach Quartal für den Zeitraum 2015 bis 2020. Während in den ersten Jahren bis zum Winter 2017/18 die Netzreservekraftwerke überwiegend in den Winterhalbjahren eingesetzt wurden, verändert sich dieses Bild ab Sommer 2018. Seitdem liefern die Netzreservekraftwerke im Sommerhalbjahr mehr Strom als im Winterhalbjahr. Insbesondere tritt dieser Effekt im Jahr 2020 auf.

Tabelle 4-6 zeigt den Einsatz der Netzreservekraftwerke gemäß den veröffentlichten Redispatch-Daten der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2020<sup>40</sup>. Daraus wird deutlich, dass allein 31% der angeforderten Strommengen aus Netzreservekraftwerken am Standort Irsching und weitere 25% aus dem Kraftwerk Bexbach bezogen wurden.

---

<sup>40</sup> Die kraftwerksscharfen Redispatch-Daten der Übertragungsnetzbetreiber für die Netzreservekraftwerke addieren sich im Jahr 2020 auf 576 GWh, ergeben also zusammen nur 91% der von der BNetzA ausgewiesenen 635 GWh für 2020.

**Tabelle 4-6: Einsatz der Netzreservekraftwerke im Jahr 2020**

	Stromerzeugung (MWh)	Volllaststunden (hr)	Anteil des Kraftwerks an gesamter Netzreserve- Stromerzeugung
Irsching 4*	49.662	91	9%
Irsching 5*	121.695	144	21%
Irsching 3	4.414	11	1%
Ingolstadt 3	3.820	10	1%
Ingolstadt 4	20	0	0%
Bexbach	141.831	195	25%
Weiher III	64.172	98	11%
Staudinger 4	53.457	92	9%
ALT HKW 1	50.079	116	9%
Marbach III DT	5.794	22	1%
Marbach III GT (solo)	3.243	38	1%
Marbach II GT	397	5	0%
RDK 4S	42.924	126	7%
Kraftwerk Mainz KW 2	5.632	22	1%
HLB 5	0	0	0%
HLB 6	0	0	0%
WAL 1	3.898	41	1%
WAL 2	10.324	70	2%
GKM 7	6.191	15	1%
GTKW Darmstadt	3.135	33	1%
DKW Schongau	5.405	84	1%
<b>Summe / Durchschnitt</b>	<b>576.089</b>	<b>82</b>	<b>100%</b>

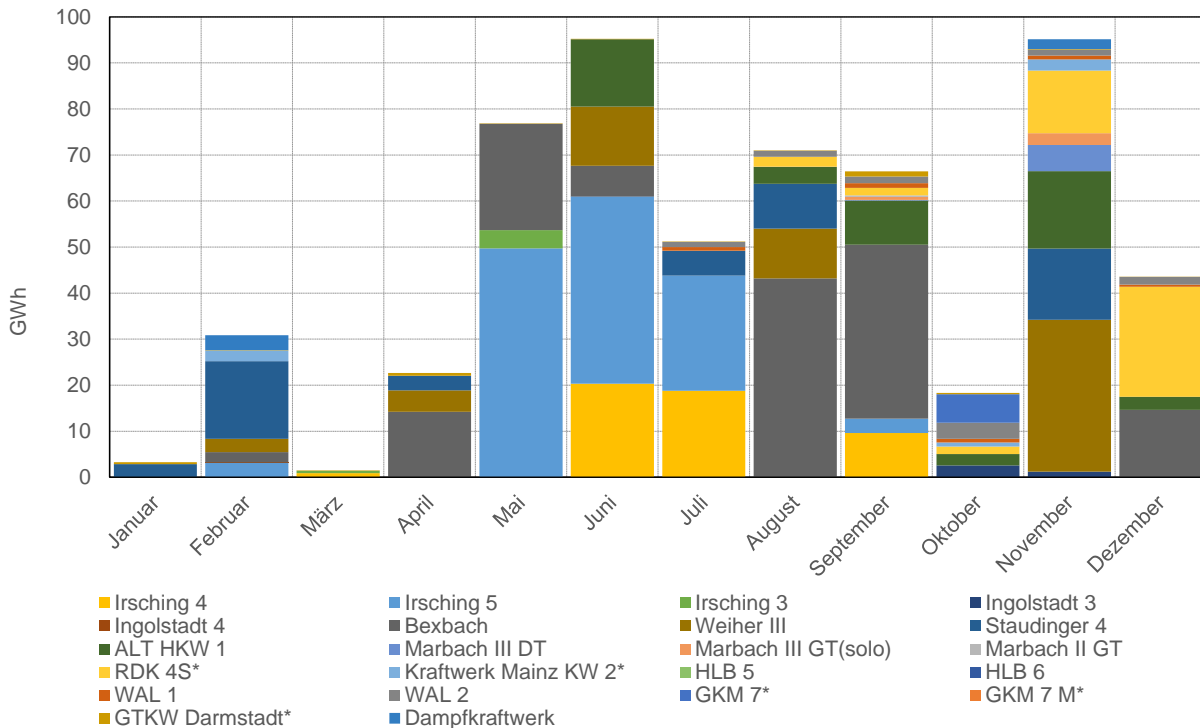
Quelle: Redispatch-Daten der Netzbetreiber<sup>41</sup>, Auswertung Öko-Institut

\*Anmerkung: Irsching 4 und 5 sind zu Oktober 2020 aus der Netzreserve ausgeschieden

Abbildung 4-3 zeigt dieselben Strommengen wie Tabelle 4-6 differenziert nach Kraftwerken und Monat. Auch hier zeigt sich, dass die Netzreservekraftwerke vor allem in den Sommermonaten zum Redispatch herangezogen wurden.

<sup>41</sup> Übertragungsnetzbetreiber 2021c.

**Abbildung 4-3: Einspeisung der Netzreservekraftwerke im Jahr 2020 nach Monaten**



\*Anmerkung: Irsching 4 und 5 sind zu Oktober 2020 aus der Netzreserve ausgeschieden

Quelle: Redispatch-Daten der Netzbetreiber<sup>42</sup>, Auswertung Öko-Institut

Insbesondere im Sommer 2020 stammte der größte Teil der Stromerzeugung aus nur drei Kraftwerken: Irsching 4, Irsching 5 und Bexbach. Die Blöcke Irsching 4 und 5 sind zu Oktober 2020 aus der Netzreserve ausgeschieden. Im Winter 2020 stammen die größten Strommengen von den Kraftwerken Bexbach, Weiherr III und Rheinhafendampfkraftwerk Karlsruhe (RDK 4S).

Den insgesamt erhöhten Bedarf an Redispatch-Maßnahmen (sowohl von Markt- als auch von Netzreservekraftwerken) im zweiten Quartal 2020 erklärt die BNetzA<sup>43</sup> damit, dass die Last durch die Corona-Pandemie besonders stark gesunken sei. Weiter heißt es „Generell führt eine niedrigere Last in den Sommermonaten bei gleichzeitig langen Transportwegen zu einem verstärkten Bedarf an Blindleistung, um die oberen Spannungsgrenzwerte in den Netzen halten zu können. Dieser Effekt wurde im Q2 2020 wegen Corona verstärkt.“

**Wieviel CO<sub>2</sub>-Emissionen waren mit dem Einsatz verbunden?**

Tabelle 4-7 zeigt überschlägig berechnete CO<sub>2</sub>-Emissionen für den Einsatz der Netzreservekraftwerke im Jahr 2020 auf Basis der Redispatch-Daten der Übertragungsnetzbetreiber (die 91% der Strommengen enthalten, die die BNetzA angibt), sowie eigenen Annahmen zu Wirkungsgraden und Emissionsfaktoren. Damit ergeben sich CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Größenordnung von 0,46 Mio. t. Im Durchschnitt waren die Anlagen 2020 für 82 Stunden im Einsatz.

<sup>42</sup> Übertragungsnetzbetreiber 2021c.

<sup>43</sup> BNetzA 2020b.

Zum Vergleich: wären die 2020 eingesetzten Anlagen hypothetische 3000 Stunden im Jahr gelaufen, so wären 18 Mio. t CO<sub>2</sub> angefallen.

**Tabelle 4-7:      Überschlägig berechnete CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Netzreservekraftwerken**

	<b>Brennstoff</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen (kt)</b>
<b>Irsching 4</b>	Erdgas	21
<b>Irsching 5</b>	Erdgas	49
<b>Irsching 3</b>	Heizöl leicht	3
<b>Ingolstadt 3 &amp; 4</b>	Heizöl schwer	14
<b>Bexbach</b>	Steinkohle	168
<b>Weiher III</b>	Steinkohle	74
<b>Staudinger 4</b>	Erdgas	31
<b>ALT HKW 1</b>	Steinkohle	44
<b>Marbach</b>	Erdgas/Heizöl	12
<b>RDK 4S</b>	Erdgas	18
<b>Kraftwerk Mainz KW 2</b>	Erdgas	2
<b>HLB 5</b>	Steinkohle	0
<b>HLB 6</b>	Steinkohle	0
<b>WAL 1</b>	Steinkohle	4
<b>WAL 2</b>	Steinkohle	10
<b>GKM 7</b>	Steinkohle	5
<b>GTKW Darmstadt</b>	Steinkohle	2
<b>DKW Schongau</b>	Erdgas	5
<b>Summe</b>		461

Quelle: EUTL, eigene Annahmen und Berechnungen Öko-Institut

### Wie hoch sind die Kosten?

Im Jahr 2020 betrug die Betriebsbereitschaftsauslagen der Kraftwerke in der Netzreserve 28 €/kW (ohne Kosten für den Abruf der Kraftwerke).<sup>44</sup>

### Ausblick?

Der Bedarf an Redispatch hängt vor allem mit dem weiteren Netzausbau zusammen. Der aktuelle Bericht der Bundesnetzagentur vom April 2022 zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve betrachtet auch den Zeitraum 2023/24 und bestätigt für diesen Zeitraum den von den Übertragungsnetzbetreibern mit 5.361 MW angegebenen Bedarf an Netzreservekraftwerken. Damit läge die Kapazität der Netzreservekraftwerke wieder niedriger als im Winter 2022/23. Der Bericht

<sup>44</sup> Bundesnetzagentur 2021d.

räumt aber Unsicherheiten ein, die zum heutigen Zeitpunkt schwer einzuschätzen sind, und zu Abweichungen des Bedarfs nach oben oder unten führen können. Dazu gehören der Fortschritt beim Netzausbau, die Ergebnisse der nächsten Ausschreibungsrunden nach KVBG und der Ausbau der erneuerbaren Energien.

#### 4.5 Sonderfall Netzreserve „Steinkohleausschreibungen“

Im Rahmen der Umsetzung des Kohleausstiegs werden seit September 2020 regelmäßig Ausschreibungen vorgenommen. Ausgeschrieben wird dabei die jährlich zu reduzierende Nettonennleistung aus Steinkohlekraftwerken, für die in den Ausschreibungsrunden ein Zahlungsanspruch gegenüber der öffentlichen Hand erworben werden kann. Die Ergebnisse der ersten beiden Auktionen sind in Tabelle 4-8 dargestellt.

Im KVBG sind zwei Regelungen vorgesehen, die in diesem Kontext „Netzicherheit“ berücksichtigen:

- Zum einen waren Kraftwerke in Süddeutschland in der ersten Ausschreibung gar nicht zugelassen. In den folgenden Ausschreibungen werden Kraftwerke in Süddeutschland mit einem „malus“ belegt (§ 18 Abs, 5), so dass bisher nur Kraftwerke bezuschlagt wurden, die nicht in Süddeutschland stehen.
- Zum anderen gibt es in § 26 KVBG eine Prüfprozedur, nach der in einer Auktion erfolgreiche Kraftwerke in die Netzreserve aufgenommen werden können. Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen Kraftwerke vor und die Bundesnetzagentur entscheidet über die Aufnahme in die Netzreserve.

Bisher wurde nur in drei Fällen erwogen erfolgreiche Bieter in die Netzreserve zu übernehmen:

- Das Kraftwerk Heyden wird zu einer rotierenden Phasenschieberanlage (rPSA) umgerüstet. Solange die Umrüstung noch nicht begonnen wird, wird das Kraftwerk in die Netzreserve aufgenommen (maximal bis zum 30.09.2022).<sup>45</sup>
- Das Kraftwerk Westfalen E wurde ebenfalls zu einer rotierenden Phasenschieberanlage umgerüstet. Die Umbauarbeiten wurden am 07.07.2021 begonnen.<sup>46</sup>
- Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion hat vorgeschlagen, das Kraftwerk Walsum 9 in die Netzreserve zu übernehmen. Die Bundesnetzagentur ist diesem Vorschlag aber nicht gefolgt.<sup>47</sup>

Außerdem gab es für Kraftwerke, die in der ersten Auktion erfolgreich waren, wegen der kurzen Frist bis zur Stilllegung eine Übergangsregelung (§ 52 Abs, 2 KVBG) von einem halben Jahr (Januar 2020 bis Juni 2020). Nach § 13c EnWG konnten diese Anlagen in diesem Zeitraum für Redispatch eingesetzt werden und wurden auch vergütet.

---

<sup>45</sup> Bundesnetzagentur 2021c.

<sup>46</sup> RWE 2022.

<sup>47</sup> Bundesnetzagentur 2021a.

**Tabelle 4-8: Ergebnisse 1. und 2. Steinkohleausschreibung**

	Unternehmen	Inbetriebnahme [Jahr]	Leistung [MW <sub>el</sub> ]
<b>KW Hafen Block 6</b>	swb Erzeugung	1979	303
<b>Höchst Block B</b>	Infraserv GmbH & Co. Höchst KG	1989	50
<b>Moorburg A</b>	Vattenfall	2015	800
<b>Moorburg B</b>	Vattenfall	2015	800
<b>Westfalen E</b>	RWE	2014	764
<b>Walsum 9</b>	Steag	1988	370
<b>Ibbenbüren B</b>	RWE	1985	794
<b>Heyden 4</b>	Uniper	1987	875
<b>Jülich</b>	Pfeifer und Langen		23
<b>Warburg</b>	Südzucker AG		4
<b>Brottewitz</b>	Südzucker AG		5
<b>Summe 1. Auktion</b>			<b>4.787</b>
<b>Wilhelmshaven 1</b>	Uniper	1976	757
<b>Mehrum Block 3</b>	EPH	1979	690
<b>Deuben</b>	Mibrag	1936	67
<b>Summe 2. Auktion</b>			<b>1.514</b>
<b>Summe gesamt</b>			<b>6.301</b>

Quelle: EUTL, Bundesnetzagentur<sup>48</sup> Auswertung Öko-Institut

### Wie hoch sind die Kosten?

Da keine Anlagen in die Netzreserve aufgenommen wurden, liegen keine Informationen vor.

### Ausblick?

Grundsätzlich sind die im KVBG getroffenen Regelungen sinnvoll. Der Prüfmechanismus durch die Bundesnetzagentur funktioniert gut.

Im März 2022, nach dem Angriff Russlands auf die Ukraine, hat das BMWK im Rahmen seines „Vorsorgeplans“ angekündigt zu prüfen, ob zur Stilllegung anstehende (Kohle-)Kraftwerke vorübergehend in eine Reserve überführt werden können.<sup>49</sup>

<sup>48</sup> Bundesnetzagentur 2022a.

<sup>49</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 2022.



## 5 Beiträge von Kohlekraftwerken zur Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund des russischen Angriffs auf die Ukraine

### 5.1 Rolle der bisherigen Reserven

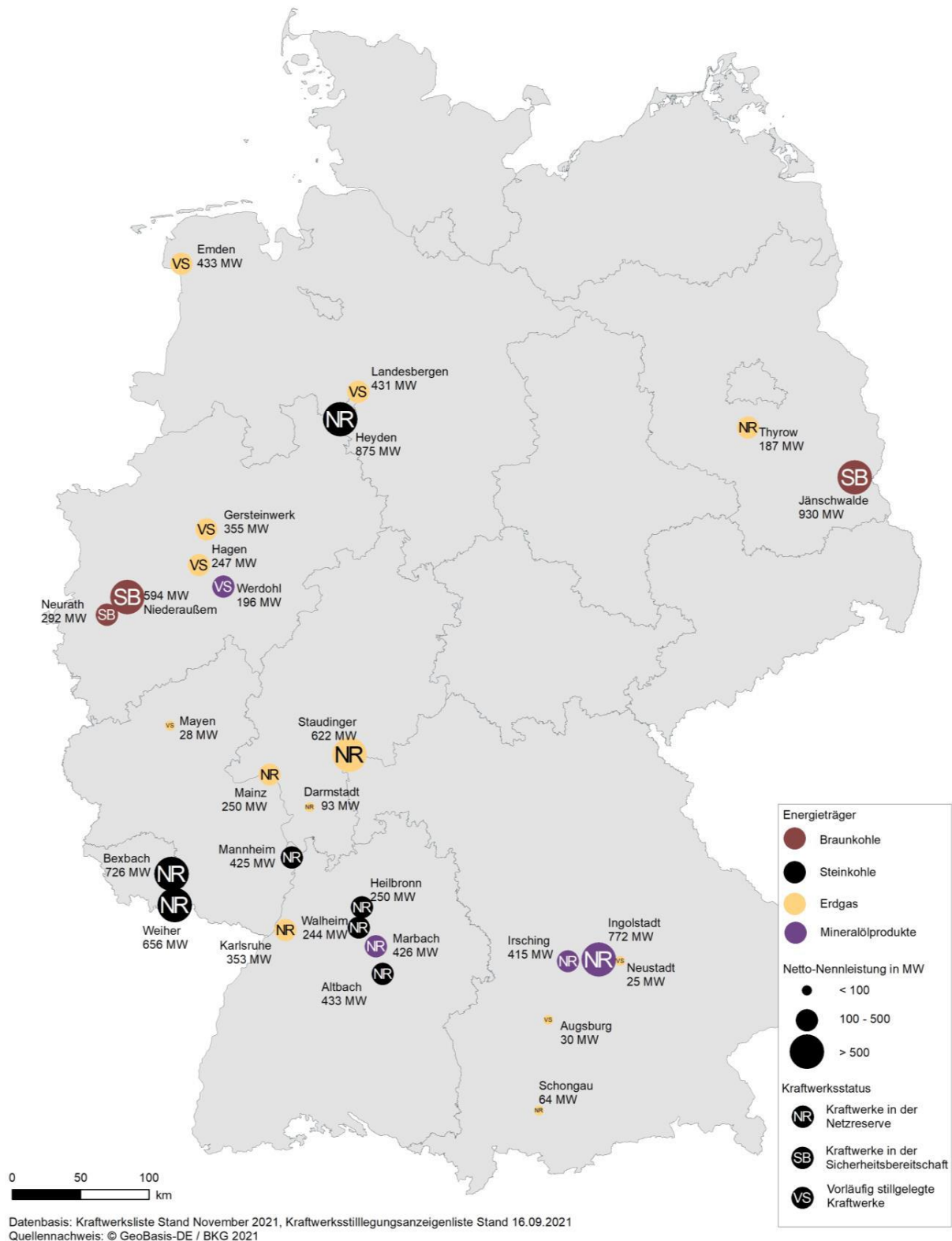
Die folgende Tabelle 5-1 zeigt einen Überblick über die in Deutschland vorhandenen Reserven. Insgesamt wird durch die Reserven eine Kraftwerksleistung von etwa 11 GW vorgehalten. Es werden verschiedene Brennstoffe eingesetzt. Erdgaskraftwerke machen nur ein Drittel der Kapazität aus. Abbildung 5-1 zeigt die Reservekraftwerke auf einer Karte.

**Tabelle 5-1: Überblick Reserven und Kosten**

	Erdgas [GW]	Kohle [GW]	Heizöl [GW]	Kosten [€/kW]
<b>Kapazitätsreserve</b>	1,1	-	-	68
<b>Sicherheitsbereitschaft</b>		1,8		150
<b>Netztechnische Betriebsmittel</b>	0,9	-	0,3	216
<b>Netzreserve 2022/23</b>	1,2 (davon 0,6 auch mit Öl befeuerbar)	4,1	1,6	28
<b>Summe gesamt</b>	<b>3,2</b>	<b>5,9</b>	<b>1,9</b>	

Quelle: Auswertung Öko-Institut

Abbildung 5-1: Überblick Reserven nach Monitoringbericht der Bundesnetzagentur



Anmerkung: Der hier abgebildete Standort Heyden wird ausschließlich für die Bereitstellung von Blindleistung und nicht für den wirkleistungsbedingten Redispatch benötigt.

Quelle: Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt (BKartA) 2022

Bisher sind die Reserven so ausgerichtet worden, dass flexible Kraftwerke vorgehalten wurden, die nur für kurze Zeiträume eingesetzt werden.

Die Adressierung einer „Gasversorgungskrise“ in der Elektrizitätsversorgung stand bisher nicht im Fokus. Die bisherigen Reserven können nur zur „Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“ eingesetzt werden. Ein Einsatz am Markt ist also nicht vorgesehen, hohe Spotmarktpreise am Strommarkt sind kein Kriterium, damit die Reservekraftwerke eingesetzt werden können.

Um dem Problem einer Gasversorgungskrise besser gerecht zu werden, sollte die Ausrichtung der bestehenden Reserven verändert werden. Es ist zu begrüßen, dass die Bundesregierung die Brennstoffbevorratung bei der Steinkohle verbessern will (Maßnahme 10 des oben genannten Vorsorgeplans des BMWK).

Außerdem sollte das BMWK konkretisieren, wann die Reserven im Rahmen einer „Gasversorgungskrise“ eingesetzt werden. Hier könnte man sich am Notfallplan Gas orientieren (BMW 2019). Dieser nennt die folgenden Stufen:

- Frühwarnstufe
- Alarmstufe
- Notfallstufe

Grundsätzlich wäre es denkbar, ab der Ausrufung der Alarmstufe im Rahmen des Notfallplan Gas den Einsatz der bestehenden Reserven im Strommarkt zuzulassen, um Erdgas einzusparen und so die „Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“ zu gewährleisten. Ob dazu eine Änderung des rechtlichen Rahmens erforderlich ist, bräuchte weiterer Prüfung.

## 5.2 Möglicher Beitrag der Steinkohlekraftwerke: Anstehende Stilllegungen und Reserveoptionen

### 5.2.1 Aktuell anstehende Stilllegungen von Steinkohlekraftwerken

Steinkohlekraftwerke, die im Rahmen des Kohleausstiegs eigentlich stillgelegt werden sollen, könnten vorübergehend Leistung und Stromerzeugung von Erdgaskraftwerken ersetzen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bisher ein großer Teil der nach Deutschland importierten Steinkohle aus der Russischen Föderation eingeführt wurde: In den Jahren 2017 bis 2021 lag dieser Anteil zwischen 41% und 57%, mit steigender Tendenz.<sup>50</sup> Im ersten Quartal 2022 waren es noch 42%.<sup>51</sup> Im Gegensatz zum (größtenteils) leitungsgebundenen Gas lässt sich Steinkohle jedoch einfacher aus anderen Ländern beschaffen.

Tabelle 5-2 zeigt die Steinkohleauktionen für die Stilllegung von Kraftwerken im Rahmen des Kohleausstiegs im Überblick. Bisher haben fünf Auktionstermine stattgefunden.

**Tabelle 5-2: Übersicht Steinkohleauktionen**

Auktions-termin	Zieldatum (Stilllegungs-jahr)	Ausschreibungs-termin	Zeit von Ausschreibung bis Stilllegung	Stilllegung	Ausschreibungs-volumen	Bezuschlagte Menge
			Monate		GW	GW
1	2020	01.09.2020	4	01.01.2021	4	4,8
2	2021	04.01.2021	11	06.12.2021	1,5	1,5
3	2022	30.04.2021	20	31.12.2022	2,5	2,1
4	2023	01.10.2021	21	01.07.2023	0,4	0,5
5	2024	01.03.2022	28	01.07.2024	1,2	-
6	2025	01.08.2022	32	01.04.2025	1,3	-
7	2026	01.06.2023	34	01.04.2026	0,6	-
					11,5	8,9

Anmerkung: Ausschreibungsvolumen für die sechste und siebte Steinkohleauktion wurde noch nicht veröffentlicht und daher geschätzt.

Quelle: KVBG, Bundesnetzagentur

Die in der ersten und zweiten Steinkohleauktion erfolgreichen Anlagen wurden bereits stillgelegt. Bei einigen Anlagen wurde eine Umrüstung zu einem rotierenden Phasenschieber angeordnet. Keine Anlage wurde dauerhaft in die Netzreserve aufgenommen (Abschnitt 4.5). Inwieweit es möglich ist, die Prüfung durch die Bundesnetzagentur zu wiederholen und noch nicht rückgebaute Anlagen in die Netzreserve zu überführen, müsste gesondert juristisch geprüft werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Anlagen nicht ihre Genehmigung verloren haben (wie stillgelegte Kernkraftwerke), sondern nur dem Verbot der Kohleverstromung unterliegen (nach § 51 KVBG). In jedem Fall ist es möglich noch nicht stillgelegte Anlagen in die Netzreserve aufzunehmen (vergleiche folgendes Kapitel).

<sup>50</sup> Eigene Berechnungen auf Basis von Destatis 2022a.

<sup>51</sup> Eigene Berechnungen auf Basis von Destatis 2022b.

### 5.2.2 Bereits durchgeführte Auktionen – Anlagen jedoch noch nicht stillgelegt

Handlungsoptionen im Bereich der Steinkohleauktionen ergeben sich insbesondere für noch nicht stillgelegte Anlagen der dritten, vierten und fünften Steinkohleauktion. Diese könnten perspektivisch zusätzlich in die Netzreserve aufgenommen werden. In Summe kommen dafür Kraftwerke mit einer Leistung von bis zu 4 GW in Frage.

- Die in der dritten Steinkohleauktion erfolgreichen Anlagen werden am 31.12.2022 stillgelegt (2,1 GW erfolgreiche Bieter; z.B. Bergkamen von der Steag).
- Die in der vierten Steinkohleauktion erfolgreichen Anlagen werden am 01.07.2023 stillgelegt (~ 0,5 GW erfolgreiche Bieter; Kraftwerk Staudinger von Uniper).
- Die fünfte Steinkohleauktion wurde am 01.03.2022 durchgeführt. Die Ergebnisse wurden am 01.06.2022 veröffentlicht (nach drei Monaten). Das Ausschreibungsvolumen betrug 1,2 GW. Die Anlagen müssen am 01.07.2024 stillgelegt werden. Bezuschlagt wurden Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 0,97 GW und Braunkohlekleinanlagen mit einer Leistung von zusammen 0,05 GW.<sup>52</sup> Wenn nicht ausreichend Gebote eingehen, greift die ordnungsrechtliche Stilllegung (gesetzliche Reduzierung). Nach KVBG werden dann zuerst die ältesten Kraftwerke mit einer Leistung größer als 150 MW stillgelegt. Davon ist nun das Kraftwerk Scholven B mit einer Nettoleistung von 345 MW betroffen.<sup>53</sup>

Nach § 26 KVBG prüft die Bundesnetzagentur die Auswirkung der Netzsicherheit nach der Ausschreibung und kann die erfolgreichen Bieter in die Netzreserve aufnehmen.

### 5.2.3 Noch ausstehende Steinkohleauktionen

Nach KVBG sind noch zwei weitere Steinkohleauktionen am 01.08.2022 und am 01.06.2023 vorgesehen. Das Ausschreibungsvolumen für diese Auktionen steht noch nicht fest (ist aber vermutlich eher gering; in Summe etwa 2 GW, vgl. Tabelle 5-2). Das BMWK kann nach § 55 Abs. 4 KVBG noch ausstehende Auktionen verschieben oder die Auktionsmenge reduzieren (um eine Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems zu verhindern). Bei der Steinkohleauktion am 01.08.2022 z.B. wäre eine Verschiebung auf das Jahr 2023 sicher unproblematisch, da die Anlagen erst im Jahr 2025 stillgelegt werden müssen (32 Monate nach Auktionstermin, also am 01.04.2025). Diese Verschiebung hätte den Vorteil, dass sich im Jahr 2023 hoffentlich auch die Markterwartung normalisiert hat und Risikoaufschläge bei den Geboten vermieden werden (eine solche Verschiebung könnte auch insbesondere mit den aktuell hohen Strompreisen begründet werden).

---

<sup>52</sup> Bundesnetzagentur 2022c.

<sup>53</sup> Bundesnetzagentur 2022d.

### 5.3 Möglicher Beitrag der Braunkohlekraftwerke: Anstehende Stilllegungen und Reserveoptionen

#### 5.3.1 Aktuell anstehende Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken nach Anlage 2 KVBG

Anders als bei den Steinkohlekraftwerken sind im KVBG die **Möglichkeiten begrenzt**, den Stilllegungspfad der Braunkohlenkraftwerke anzupassen. Nach § 55 KVBG ist es bei Versorgungssicherheitsproblemen möglich, den Stilllegungspfad für Steinkohlekraftwerke anzupassen (vergleiche Abschnitt 5.2.3). Nach § 56 KVBG kann für Braunkohlekraftwerke der Stilllegungszeitraum nur um jeweils 3 Jahre pro Anlage vorgezogen werden.

Die folgende Tabelle 5-3 zeigt, dass in den Jahren 2022 bis 2024 nur Anlagen von RWE stillgelegt werden (in Summe 2,5 GW):

- Zum Ende des Jahres 2021 wurden drei Blöcke mit einer Leistung von 0,9 GW stillgelegt.
- Zum 01.04.2022 werden Anlagen mit einer Leistung von 0,3 GW und zum Ende des Jahres 2022 Anlagen mit einer Leistung von 1,3 GW stillgelegt.

**Tabelle 5-3: In den nächsten zwei Jahren anstehende Stilllegungen nach Anlage 2 KVBG**

Anlagenbetreiber	Blockname	Wahlrecht	BNetzA-Nr.	MW <sub>el</sub> (netto)	Datum der Überführung in die zeitlich gestreckte Stilllegung („Überführungszeitpunkt“)	Endgültiges Stilllegungsdatum („Stilllegungszeitpunkt“)
RWE Power	Niederaußem D	–	BNA0705	297	–	31. Dezember 2020
RWE Power	Niederaußem C	–	BNA0712	295	–	31. Dezember 2021
RWE Power	Neurath B	–	BNA0697	294	–	31. Dezember 2021
RWE Power	Weisweiler E oder F	Wahlrecht: Weisweiler E/F	BNA1025 oder BNA1026	321	–	31. Dezember 2021
RWE Power	Neurath A	–	BNA0696	294	–	1. April 2022
RWE Power	Frechen/Wachtberg (Brikettierung)	–	BNA0292	120 (von 176)	–	31. Dezember 2022
RWE Power	Neurath D	–	BNA0699	607	–	31. Dezember 2022
RWE Power	Neurath E	–	BNA0700	604	–	31. Dezember 2022

Quelle: Bundestag 2020

#### 5.3.2 Verlängerung der bestehenden Sicherheitsbereitschaft

Das Land Brandenburg hat die Verlängerung der Sicherheitsbereitschaft für die Blöcke F und E des Kraftwerks Jänschwalde vorgeschlagen.<sup>54</sup> Block F soll bisher am 1.10.2024 und Block E am 1.10.2025 stillgelegt werden, da die Sicherheitsbereitschaft jeweils vier Jahre nach Eintritt in die Reserve endet. Eine entsprechende Verlängerung ist aus den folgenden Gründen nicht zu empfehlen:

<sup>54</sup> Süddeutsche Zeitung 2022.

- Eine Versorgung des Kraftwerks mit Kohle ist schwierig, denn das Kraftwerk Jänschwalde wird aus dem Tagebau Jänschwalde und über die Kohleverbindungsbahn versorgt.<sup>55</sup> Falls der Tagebau Jänschwalde wegen Fehlern in der wasserrechtlichen Genehmigung seine Produktion einstellt<sup>56</sup>, wäre nur eine Versorgung über die Kohleverbindungsbahn aus den südlichen Tagebauen des Reviers möglich. Die Kapazität dieser Kohleverbindungsbahn ist jedoch begrenzt und wird benötigt, um die bestehenden Blöcke A bis D am Standort Jänschwalde zu versorgen. Zwar plant die LEAG die Beantragung einer neuen wasserrechtlichen Genehmigung zum 01.01.2023.<sup>57</sup> Jedoch soll der Tagebau Jänschwalde nach bisheriger Planung Ende 2023 stillgelegt werden (auch endet der zugelassene Hauptbetriebsplan dann). Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass die Kohleverversorgung für einen substantiellen Reservebetrieb am Standort Jänschwalde schwierig bleibt.
- Die Kosten der Sicherheitsbereitschaft waren mit 150 €/kW und Jahr sehr hoch, weil die Fixkosten des Tagebaus komplett bezahlt wurden (bzw. die weggefallenen Deckungsbeiträge komplett erstattet werden). Die Verlängerung der Sicherheitsbereitschaft bei unveränderter Vergütungsstruktur wäre also eine sehr teure Option. Vielmehr wäre es notwendig, die bisherige Vergütungsstruktur zu verändern, denn die Stilllegung wurde ja bereits kompensiert (wegfallende Deckungsbeiträge). Angemessener wäre es daher, bei einer Verlängerung der Sicherheitsbereitschaft die Kosten analog zur Netzreserve zu erstatten. Dann würden die Fixkosten des Kraftwerks (<60 €/kW) und ein Arbeitspreis für den Brennstoffbezug erstattet (z.B. 6 €/MWh Braunkohle<sup>58</sup>).
- Außerdem ist für eine Verlängerung der Sicherheitsbereitschaft eine Änderung des EnWG notwendig.

### 5.3.3 Verschiebung der Stilllegung von Braunkohlekraftwerken

Falls die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken verschoben wird, sollten geplante Tagebauverkleinerungen (z.B. im Tagebau Hambach) dennoch nicht rückgängig gemacht werden, damit die kumulierten Emissionen der Braunkohleverstromung konstant bleiben. Wenn Blöcke jetzt länger betrieben werden, dann sollten andere Blöcke zu einem späteren Zeitpunkt kürzer betrieben werden (dies kann entweder über eine Anpassung der Stilllegungszeitpunkte der Kraftwerke (Anhang 2 KVBG) oder Regelungen zur Verkleinerung von Tagebauen erreicht werden).

---

<sup>55</sup> Öko-Institut 2022.

<sup>56</sup> Grüne Liga 2022.

<sup>57</sup> Verwaltungsgericht Cottbus 2022.

<sup>58</sup> Oder einen höheren Wert, um die höheren Kosten der variablen Brennstoffbereitstellung bei niedriger Auslastung abzubilden.

## 5.4 Verzögerungen bei Kohleausstieg und Rückkopplungen mit dem EU-ETS

In verschiedenen Stellungnahmen wird postuliert, dass bei einer Verschiebung des Kohleausstiegs die CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht steigen, weil die Emissionen durch den EU-Emissionshandel gedeckelt seien.<sup>59</sup>

Wegen der Wirkung der Marktstabilitätsreserve (MSR) ist dies aber nicht richtig. Durch die Marktstabilitätsreserve wird immer ein Teil (aktuell 24%) des Überschusses an Emissionsberechtigungen in die MSR aufgenommen. Wenn der Kohleausstieg verzögert wird, sinkt der Überschuss im Emissionshandel und die Marktstabilitätsreserve entzieht dem Markt weniger Zertifikate.

Nach § 8 TEHG löscht die Bundesregierung Emissionszertifikate, um die durch den Kohleausstieg freiwerdenden Zertifikate wieder auszugleichen. Dabei wird auch die Marktstabilitätsreserve berücksichtigt.

Wenn der Kohleausstieg verzögert wird und die Emissionen ansteigen, kann die Marktstabilitätsreserve weniger Emissionsberechtigungen aufnehmen. Außerdem kann die Bundesregierung nach § 8 TEHG dann weniger Zertifikate löschen (bisher ist die Löschungsmenge auf die Netto-Emissionsminderung beschränkt).

Um bei einer Verzögerung des Kohleausstiegs eine Erhöhung der Zertifikatsmenge im EU-ETS zu vermeiden, müssten mehr Zertifikate gelöscht werden (und der § 8 TEHG entsprechend geändert werden, um die nach § 12 Abs. 4 der ETS-Richtlinie maximal mögliche Löschungsmenge stärker auszunutzen).

---

<sup>59</sup> Vgl. z.B. Leopoldina 2022, <https://www.leopoldina.org/publikationen/detailansicht/publication/wie-sich-russisches-erdgas-in-der-deutschen-und-europaeischen-energieversorgung-ersetzen-laesst-2022/>



## 6 Schlussfolgerungen

In dieser Kurzstudie wurden die bestehenden Reserven im Stromsystem vorgestellt (Kapitel 4). Außerdem wurde vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen untersucht, welche Handlungsoptionen im Bereich der Versorgungssicherheit vorhanden sind. Es ist sinnvoll, das grundsätzliche System der bestehenden Reserven im Stromsystem, die im Krisenfall aktiviert werden können, weiterzuentwickeln.

Ein grundsätzliches Infragestellen von Kohleausstieg und Klimaschutzzielen ist nicht zielführend und auch nicht notwendig. Je ambitionierter die Klimaschutzpolitik im Stromsektor ist – und das heißt insbesondere, je schneller der Ausbau von Erneuerbaren und Speichern sowie die Steigerung der Energieeffizienz gelingt – desto schneller reduziert sich die Abhängigkeit von russischen Energieträgern. Das Osterpaket der Bundesregierung sieht vor, dass im Jahr 2030 mindestens 80 Prozent des verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien stammen. Bereits im Jahr 2035 soll die Stromversorgung fast vollständig aus erneuerbaren Energien gedeckt werden.

Dennoch können in der aktuellen Situation kurzfristig und übergangsweise zusätzliche Maßnahmen erforderlich sein, um die Stromversorgung sicherzustellen. Dafür sind folgende Maßnahmen denkbar:

1. Um Erdgas einzusparen, kann der Einsatz von geeigneten Kraftwerken in den verschiedenen Reserven auf dem Strommarkt im Notfall ermöglicht werden.
2. Grundsätzlich ist das BMWK auf dem richtigen Weg, verstärkt noch nicht stillgelegte Steinkohlekraftwerke in die Netzreserve aufzunehmen und die Bevorratung für Steinkohle zu verbessern.
3. Eine Verschiebung der sechsten Steinkohleauktion (bisher am 01.08.2022 vorgesehen) wäre ohne Gesetzesänderung möglich. Bei einer massiven Reduzierung der Gasversorgung könnte eine solche Verschiebung in Betracht gezogen werden. Die Auktion könnte z.B. um 12 Monate auf den 01.08.2023 verschoben werden. Der Stilllegungstermin im Sommer 2025 sollte aber beibehalten werden.
4. Die Verlängerung der Sicherheitsbereitschaft oder die Aufnahme von zur Stilllegung anstehenden Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft würde eine Gesetzesänderung notwendig machen. Außerdem sind die Kosten für die Vorhaltung von Braunkohlekraftwerken wegen der angeschlossenen Tagebaue sehr hoch. Zusätzlich bestehen z.B. beim Tagebau Jämschwalde Probleme mit der Brennstoffversorgung. Insofern wird die zusätzliche Reservebildung im Bereich der Braunkohle nicht empfohlen.

Aus Klimaschutzsicht sollten dabei möglichst emissionsarme Kraftwerke zum Einsatz kommen und der zusätzliche Einsatz von Braunkohlekraftwerken vermieden werden. Außerdem sollten bei kurzfristig höheren Emissionen Zertifikate im EU-Emissionshandel in entsprechendem Umfang gelöscht werden, so dass keine zusätzlichen Emissionen entstehen. Dafür ist es notwendig, § 8 TEHG entsprechend zu ändern, um die nach § 12 Abs. 4 der ETS-Richtlinie maximal mögliche Löschungsmenge stärker auszunutzen.

## 7 Literaturverzeichnis

- ACER (2020): Decision No 24/2020 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 2 October 2020 on the methodology for the European resource adequacy assessment. Online verfügbar unter [https://documents.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA.pdf](https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA.pdf).
- ACER (2022): ACER Decision on the ERAA 2021: Annex I. Online verfügbar unter [https://extranet.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20N0%20202-2022\\_Annexes/ACER%20Decision%20202-2022%20-%20Annex%20I%20-%20Detailed%20ERAA%202021%20review.pdf](https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20N0%20202-2022_Annexes/ACER%20Decision%20202-2022%20-%20Annex%20I%20-%20Detailed%20ERAA%202021%20review.pdf).
- Amprion, Tennet, Transnet BW (2018): Vergabeverfahren - Besondere netztechnische Betriebsmittel nach § 11 Abs. 3 EnWG. I\_bnbm\_Informationsmemorandum\_zum\_Teilnahmewettbewerb. Online verfügbar unter [https://platform.negometrix.com/doc/510d0c27-727b-4bb3-85cd-dbe09035208a/I\\_bnbm\\_Informationsmemorandum\\_zum\\_Teilnahmewettbewerb.pdf](https://platform.negometrix.com/doc/510d0c27-727b-4bb3-85cd-dbe09035208a/I_bnbm_Informationsmemorandum_zum_Teilnahmewettbewerb.pdf), zuletzt geprüft am 08.06.2022.
- Amtsblatt der Europäischen Union (2018): Berichtigung des Beschlusses (EU) 2018/860 der Kommission vom 7. Februar 2018 über die Beihilferegelung SA.45852-2017/C (ex 2017/N) Deutschlands zur Einrichtung einer Kapazitätsreserve (L 302). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2018:302:FULL&from=EN>, zuletzt geprüft am 01.06.2022.
- BMWi (2019): Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland. Online verfügbar unter [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/notfallplan-gas-bundesrepublik-deutschland.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=11](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/notfallplan-gas-bundesrepublik-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=11), zuletzt geprüft am 17.04.2022.
- BMWi (2021): Einordnung der Studie „Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gutachten-angemessenheit-der-ressourcen-begleitdokument.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gutachten-angemessenheit-der-ressourcen-begleitdokument.pdf?__blob=publicationFile&v=8), zuletzt geprüft am 04.11.2021.
- BMWK (2019): Evaluierung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft. Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit nach § 13g Absatz 8 des Energiewirtschaftsgesetzes. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/evaluierung-der-braunkohle-sicherheitsbereitschaft.html>, zuletzt geprüft am 10.06.2022.
- BNetzA (2019): Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2019. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen\\_Gesamtjahr\\_2019.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=9](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=9), zuletzt geprüft am 13.12.2021.
- BNetzA (2020a): Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2020. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen\\_Gesamtjahr\\_2020.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3), zuletzt geprüft am 13.12.2021.
- BNetzA (2020b): Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Zweites Quartal 2020. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen\\_Q2\\_2020.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Q2_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=4), zuletzt geprüft am 13.12.2021.
- BNetzA (2022): Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2022/2023 sowie den Betrachtungszeitraum April 2023 bis März 2024. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung\\_Reservekraftwerksbedarf\\_2022.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3), zuletzt geprüft am 10.06.2022.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022): Versorgungssicherheit stärken - Abhängigkeiten reduzieren. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/versorgungssicherheit-staerken-abhaengigkeiten-reduzieren-2013866>, zuletzt geprüft am 18.04.2022.
- Bundesnetzagentur (2021a): Kraftwerk Walsum 9 ist nicht systemrelevant. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20210415\\_Walsum9.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20210415_Walsum9.html), zuletzt geprüft am 09.06.2022.
- Bundesnetzagentur (2021b): Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2021/2022 sowie das Jahr 2023/2024. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung\\_Reservekraftwerksbedarf\\_2021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3), zuletzt geprüft am 02.11.2021.
- Bundesnetzagentur (2021c): Feststellungs- und Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß § 26 Abs. 2 und 4 KVBG i.V.m. § 13b Abs. 2 und 5 EnWG bezüglich der Systemrelevanz- prüfung der Anlage Heyden Block 4 (BNA0793). Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante\\_KW/Tennet\\_Heyden\\_080621.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante_KW/Tennet_Heyden_080621.pdf?__blob=publicationFile&v=2), zuletzt geprüft am 09.06.2022.
- Bundesnetzagentur (2021d): Veröffentlichung von Betriebsbereitschaftsauslagen und Nettonennleistung der Netzreserveanlagen in MW. Online verfügbar unter

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Netzfaktor\\_112021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Netzfaktor_112021.pdf?__blob=publicationFile&v=5), zuletzt geprüft am 09.06.2022.

Bundesnetzagentur (2021e): Genehmigung der Standardbedingungen der Kapazitätsreserve für den zweiten Erbringungszeitraum. Online verfügbar unter

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/KapRes/Standardbedingungen.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/KapRes/Standardbedingungen.pdf?__blob=publicationFile&v=3), zuletzt geprüft am 07.06.2022.

Bundesnetzagentur (2022a): Kohleausstieg. Online verfügbar unter

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Kohleausstieg/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/start.html), zuletzt geprüft am 09.06.2022.

Bundesnetzagentur (2022b): Kraftwerksthemen. Aufwendungen für Versorgungssicherheit durch Kraftwerke. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8\\_07\\_Kraftwerksth/BK8\\_Kraftwerksth.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_07_Kraftwerksth/BK8_Kraftwerksth.html), zuletzt geprüft am 08.06.2022.

Bundesnetzagentur (2022c): Ausschreibung nach dem KVBG: Gebotstermin 1. März 2022. Öffentliche Bekanntmachung der Zuschläge (Stand: 20. Mai 2022). Online verfügbar unter

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/BeendeteAusschreibungen/GebotsterminMaerz2022/artikel.html>, zuletzt geprüft am 10.06.2022.

Bundesnetzagentur (2022d): Gesetzliche Reduzierung. Online verfügbar unter

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/GesetzlicheReduzierung/start.html>, zuletzt geprüft am 10.06.2022.

Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (BKartA) (2022): Monitoringbericht 2021. Online verfügbar unter

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht\\_Energie2021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=7), zuletzt geprüft am 24.04.2022.

Bundesregierung (2011): Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz). Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/atg/AtG.pdf>, zuletzt geprüft am 19.04.2022.

Bundesregierung (2016): Strommarktgesetz. Online verfügbar unter <https://www.buzer.de/gesetz/12138/a200073.htm>, zuletzt geprüft am 08.06.2022.

Bundestag (2020): Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz - KVBG). Online verfügbar unter <http://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/KVBG.pdf>, zuletzt geprüft am 01.10.2020.

Destatis (2022a): Einfuhr von Steinkohle. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Verwendung/Tabellen/einfuhr-steinkohle-zeitreihe.html>, zuletzt geprüft am 09.06.2022.

Destatis (2022b): Einfuhr von Steinkohle für das Jahr 2022. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Verwendung/Tabellen/einfuhr-steinkohle-jaehrlich.html>, zuletzt geprüft am 09.06.2022.

Deutscher Bundestag - 20. Wahlperiode (2022): Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung. Drucksache 20/1599. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/015/2001599.pdf>, zuletzt geprüft am 07.06.2022.

Deutscher Bundestag - 7. Wahlperiode (1974): Unterrichtung durch die Bundesregierung. Erste Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung. Drucksache 7/2713, 30.10.1974.

Energie-Chronik (2018): Die Netzstabilitätsanlagen nach § 11 Abs. 3 EnWG (vormals §13k EnWG). Online verfügbar unter <https://www.energie-chronik.de/180204d1.htm#netzstabilitaet>, zuletzt geprüft am 07.06.2022.

ENTSO-E (2020): Resource Adequacy implementation Road Map. Online verfügbar unter [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/cep/implementation/BZ/201210\\_ERAA\\_implementation\\_Road\\_Map.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/cep/implementation/BZ/201210_ERAA_implementation_Road_Map.pdf), zuletzt geprüft am 04.11.2021.

ENTSO-E (2021): European Resource Adequacy Assessment. Executive Report. Online verfügbar unter [https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA\\_2021\\_Executive%20Report.pdf](https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2021_Executive%20Report.pdf), zuletzt geprüft am 22.04.2022.

Grüne Liga (2022): Umweltverbände siegen vor Gericht: Braunkohletagebau Jänschwalde muss gestoppt werden. Online verfügbar unter <https://www.kein-tagebau.de/index.php/de/tagebaue-alt/jaenschwalde/760-umweltverbaende-siegen-vor-gericht-braunkohletagebau-jaenschwalde-muss-gestoppt-werden>, zuletzt geprüft am 10.06.2022.

Hans-Wilhelm Schiffer (2017): Energiepolitische Programme der Bundesregierung 1973 bis 2017. Online verfügbar unter [https://www.energie.de/fileadmin/dokumente/et/Archiv\\_Zukunftsfragen/2017/Zukunftsfragen\\_2017\\_\\_11.pdf](https://www.energie.de/fileadmin/dokumente/et/Archiv_Zukunftsfragen/2017/Zukunftsfragen_2017__11.pdf), zuletzt geprüft am 04.11.2021.

Klaus Stratmann (2008): Stromlücke wird konkret - in Deutschland fehlen bald 15 Großkraftwerke. In: *Handelsblatt*, 17.03.2008. Online verfügbar unter <https://www.handelsblatt.com/technik/energie-umwelt/stromluecke-wird-konkret-in-deutschland-fehlen-bald-15-grosskraftwerke/2935420.html>, zuletzt geprüft am 04.11.2021.

LEAG (2021): Grundsteinlegung für Gaskraftwerk Leipheim. Online verfügbar unter <https://www.leag.de/de/news/details/grundsteinlegung-fuer-gaskraftwerk-leipheim/>, zuletzt geprüft am 10.06.2022.

Öko-Institut (2022): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft 2021. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/die-deutsche-braunkohlenwirtschaft-2021/>.

r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System-und Innovationsforschung ISI, TEP Energy GmbH (2021): Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten. Projekt Nr. 047/16. im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/angemessenheit-der-ressourcen-an-den-europaeischen-strommaerken.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=30](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/angemessenheit-der-ressourcen-an-den-europaeischen-strommaerken.pdf?__blob=publicationFile&v=30), zuletzt geprüft am 04.11.2021.

rbb 24 (2022): Woidke stellt Kohleausstieg 2030 infrage. Reaktionen auf Krieg gegen Ukraine. Online verfügbar unter <https://www.rbb24.de/politik/thema/Ukraine/beitraege/landtag-brandenburg-krieg-russland-ukraine-reaktionen-kohle.html>.

RWE (2020): „Besondere netztechnische Betriebsmittel“: RWE Generation erhält Zuschlag für Gaskraftwerk in Biblis. Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/presse/rwe-generation/2020-11-13-besondere-netztechnische-betriebsmittel-zuschlag-fuer-gaskraftwerk-in-biblis>, zuletzt geprüft am 10.06.2022.

RWE (2022): Kraftwerk Westfalen. Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/der-konzern/laender-und-standorte/kraftwerk-westfalen>, zuletzt geprüft am 09.06.2022.

Süddeutsche Zeitung (2022): Brandenburg: Zwei Kohlekraftwerksblöcke später stilllegen. Online verfügbar unter <https://www.maz-online.de/brandenburg/jaenschwalde-bloecke-vor-dem-aus-steinbach-appelliert-an-habeck-2S5L7Z674B7CLCIWYG6K6W6FTQ.html>, zuletzt geprüft am 10.06.2022.

Tagesspiegel (2008): RWE-Chef befürchtet Stromausfälle. Online verfügbar unter <https://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/energieversorgung-rwe-chef-befuerchtet-stromausfaelle/1176602.html>.

Tagesspiegel Background (2022): Offener Brief: Handlungsoptionen angesichts des Angriffs Russlands auf die Ukraine. Online verfügbar unter <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/offener-brief-handlungsoptionen-angesichts-des-angriffs-russlands-auf-die-ukraine>.

TransnetBW (2022): Übertragungsnetzbetreiber starten Interessenbekundung für ausländische Netzreserve. Online verfügbar unter <https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/uebertragungsnetzbetreiber-starten-interessenbekundung-fuer-auslaendische-netzreserve>, zuletzt geprüft am 10.06.2022.

Übertragungsnetzbetreiber (2021a): Kapazitätsreserve. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve>, zuletzt geprüft am 05.11.2021.

Übertragungsnetzbetreiber (2021b): Kapazitätsreserve. Veröffentlichungen zum Erbringungszeitraum 2020-2022. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve/Erbringungszeitraum-2020-2022>, zuletzt geprüft am 05.11.2021.

Übertragungsnetzbetreiber (2021c): Netztransparenz Redispatch. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch>, zuletzt geprüft am 05.11.2021.

Übertragungsnetzbetreiber (2022): Kapazitätsreserve. Veröffentlichungen zum Erbringungszeitraum 2022-2024. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve/Erbringungszeitraum-2022-2024>, zuletzt geprüft am 07.06.2022.

Uniper (2019): Uniper wird neues Gaskraftwerk in Irsching bauen. Online verfügbar unter <https://www.uniper.energy/news/de/uniper-wird-neues-gaskraftwerk-in-irsching-bauen>, zuletzt geprüft am 10.06.2022.

Verwaltungsgericht Cottbus (2022): Beschluss. VG 3 L 381/21. Online verfügbar unter [https://lbgr.brandenburg.de/sixcms/media.php/9/VG\\_Cottbus\\_Beschluss\\_3\\_L\\_381\\_21.pdf](https://lbgr.brandenburg.de/sixcms/media.php/9/VG_Cottbus_Beschluss_3_L_381_21.pdf).