



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

# Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zur Netz- und Kapazitätsreserve

*nach § 63 Absatz 2a EnWG zur Wirksamkeit und Notwendigkeit  
der Maßnahmen nach den §§ 13a bis 13f sowie 13h bis 13j und § 16  
Absatz 2a EnWG*

*Stand: Dezember 2022*

## Abstract

*Netz- und Kapazitätsreserve haben sich in der Praxis sehr gut bewährt. Sie sind zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems weiterhin sinnvoll und notwendig.*

### Impressum

#### Herausgeber

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)  
Öffentlichkeitsarbeit  
11019 Berlin  
[www.bmwk.de](http://www.bmwk.de)

#### Stand

Dezember 2022

Diese Publikation wird ausschließlich als Download angeboten.

#### Gestaltung

PRpetuum GmbH, 80801 München

#### Zentraler Bestellservice für Publikationen der Bundesregierung:

E-Mail: [publikationen@bundesregierung.de](mailto:publikationen@bundesregierung.de)  
Telefon: 030 182722721

Bestellfax: 030 18102722721

Diese Publikation wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit herausgegeben. Die Publikation wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Sie darf nicht zur Wahlwerbung politischer Parteien oder Gruppen eingesetzt werden.

# Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) evaluiert nach § 63 Absatz 2a EnWG die Maßnahmen nach §§ 13a bis 13f sowie 13h bis 13j und § 16 Absatz 2a EnWG, ihre Wirksamkeit und Notwendigkeit sowie die dafür entstehenden Kosten. Die Maßnahmen umfassen insbesondere die sogenannte Netzreserve und die Kapazitätsreserve. Während die Netzreserve Kraftwerkskapazitäten für Redispatch-Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber bei Netzengpässen bereithält, werden in der Kapazitätsreserve Leistungskapazitäten für den Fall vorgehalten, dass Angebot und Nachfrage auf den deutschen Strommärkten nicht vollständig ausgeglichen werden können.

## Netzreserve

In Kapitel I werden die Regelungen der §§ 13a bis 13d sowie 13f, 13i und 13j und 16 Abs. 2a EnWG sowie die Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung – NetzResV) beschrieben. Die Ergebnisse zeigen: Die Regelungen haben sich in der Praxis bewährt und eine Fortgeltung der Regelungen über den 31. Dezember 2023 hinaus ist zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems weiterhin notwendig. Die jüngsten Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber<sup>1</sup> zeigen zudem, dass auch für die nächsten Jahre noch ein Bedarf bestehen wird, Reservekraftwerke für Redispatchmaßnahmen zu binden, um die Systemsicherheit gewährleisten zu können.

Die hier überprüften Regelungen können auch eingedenk der aktuellen Energiekrise bestimmte Herausforderungen, die sich aus der gegenwärtigen Übergangsphase in der Stromversorgung ergeben, sachgerecht und angemessen adressieren und werden erst verzichtbar, sobald langfristige Lösungen erfolgreich implementiert sind. Dies ist allem voran die Vollendung wichtiger Netzausbauprojekte, aber auch die zunehmende Nutzung von grenzüberschreitendem Redispatch oder die Implementierung von Maßnahmen, mit denen das bestehende Netz besser ausgenutzt werden kann.

## Kapazitätsreserve

Der vorliegende Bericht umfasst in Kapitel II eine Evaluierung der Wirksamkeit und Notwendigkeit der Kapazitätsreserve nach § 13e und 13h EnWG bzw. der daraus resultierenden Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserveverordnung – KapResV). Die Kapazitätsreserve wird ihrer wichtigen Aufgabe, den Strommarkt zusätzlich abzusichern, auch in der aktuellen Energiekrise gerecht und spielt auch in den kommenden Jahren eine wichtige Rolle für das Stromsystem. Die tatsächliche Wirksamkeit der Kapazitätsreserve lässt sich abschließend jedoch erst nach Auswertung verschiedener, bisher jedoch nicht aufgetretener Einsatzfälle beurteilen.

1 Abschlussbericht Systemanalyse 2021 der Übertragungsnetzbetreiber: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Systemanalyse\\_UeNB\\_2021.pdf;jsessionid=3DE4179FC52F43C5A47667F1384D77C5?\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Systemanalyse_UeNB_2021.pdf;jsessionid=3DE4179FC52F43C5A47667F1384D77C5?_blob=publicationFile&v=3)

# Inhalt

<b>I. Netz- und marktbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzreserve</b>	<b>5</b>
1. Einleitung	6
2. Hintergrund	6
2.1 Regelungsbedarf, Kosten und Kraftwerksliste	6
2.2 Regelungsumfang	8
2.3 Beihilferechtlicher Status der Regelungen	10
3. Wirksamkeit der Maßnahmen	10
3.1 Bindung von Reservekraftwerken	10
3.2 Systemrelevante Gaskraftwerke	14
4. Notwendigkeit der Maßnahmen	14
4.1 Einsatz von Reservekraftwerken	14
4.2 Auswirkungen von Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau sowie EE-Ausbau, Kernenergie- und Kohleausstieg und grenzüberschreitendem Handel auf den Netzreservebedarf	14
4.3 Systemrelevante Gaskraftwerke	18
4.4 Evaluierung des Fortbestandes der Regelungen nach §§ 13a bis 13d sowie 13f, 13i und 13j und 16 Abs. 2a EnWG und der Netzreserveverordnung	18
<b>II. Kapazitätsreserve</b>	<b>19</b>
1. Einleitung	20
2. Hintergrund	20
2.1 Regelungsbedarf, Kosten und Kraftwerksliste	20
2.2 Regelungsumfang	21
2.3 Beihilferechtlicher Status	22
3. Wirksamkeit der Maßnahme	22
4. Notwendigkeit der Maßnahme	22
5. Ausschreibung der Kapazitätsreserve	23
5.1 Beschreibung und Auswertung der zweiten Ausschreibungsrunde	23
5.2 Verzicht auf eine Nachbeschaffung	24
5.3 Bepreisungsverfahren	25
<b>III. Ausblick</b>	<b>27</b>
<b>IV. Quellenverzeichnis</b>	<b>28</b>

# I. Netz- und marktbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzreserve

## 1. Einleitung

Das BMWK führt gemäß § 63 Abs. 2a EnWG mit dem aktuellen Bericht eine Evaluierung über die Wirksamkeit und Notwendigkeit von Maßnahmen nach §§ 13a bis 13d sowie 13f, 13i und 13j und 16 Abs. 2a EnWG und der Netzreserveverordnung durch, einschließlich der dafür entstehenden Kosten. Berichte zu den Maßnahmen wurden bereits in 2017, 2018 und 2020 vom BMWK erstellt und müssen für die Dauer des Fortbestehens der Maßnahmen weiterhin mindestens alle zwei Jahre veröffentlicht werden.

Im Mittelpunkt des aktuellen Berichts steht die Frage, ob sich die Maßnahmen seit Veröffentlichung des letzten Berichts in 2020 als für den Zweck geeignet und wirksam erwiesen haben. Darüber hinaus wird evaluiert, ob eine Fortgeltung der Maßnahmen nach §§ 13a bis 13d sowie 13f, 13i und 13j und 16 Abs. 2a EnWG und der Netzreserveverordnung über den 31. Dezember 2023 hinaus zur Gewährleistung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems weiterhin notwendig ist.

## 2. Hintergrund

### 2.1 Regelungsbedarf, Kosten und Kraftwerksliste

Die im Rahmen des vorliegenden Berichts zu prüfenden Vorschriften zur Netzreserve wurden insbesondere dazu eingeführt, um den seit etwa 2014 deutlich gestiegenen Bedarf insb. an Redispatch zu adressieren. Tabelle 1 führt die Kosten aller wesentlichen Systemsicherheitsmaßnahmen inkl. Redispatch seit 2011 auf.

### Kosten für wesentliche Systemsicherheitsmaßnahmen in Mio. Euro

Der Handel mit Strom erfolgt innerhalb einer Gebotszone zunächst unabhängig von Netzrestriktionen. Gleichzeitig erzeugen zahlreiche Erneuerbare-Energien-Anlagen im Norden Deutschlands günstig Strom, während sich zahlreiche Lastzentren eher im Süden befinden. Hinzu kommen weitere Faktoren, die das Transportaufkommen innerhalb Deutschlands erhöht haben bzw. erhöhen: zum einen der Wegfall von Erzeugungsleistung aus Kernkraftwerken und Kohlekraftwerken sowie zum anderen marktgetriebene Stromexporte und Transporte in Nachbarländer wie Frankreich, Österreich und Italien. Dies verursacht einen Transportbedarf in den Netzen, für welchen diese trotz vorangetriebenen Netzausbaus und -Ertüchtigung noch nicht hinreichend ausgebaut sind.

Um die Systemsicherheit der Übertragungsnetze in kritischen Situationen zu erhalten, führen die Übertragungsnetzbetreiber in erheblichem Umfang Redispatchmaßnahmen durch. Unter Redispatch sind dabei Eingriffe in die marktbasierenden Fahrpläne von Erzeugungseinheiten zu verstehen, die bestimmte Leitungsabschnitte vor einer Überlastung schützen sollen: Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, so werden Kraftwerke diesseits des Engpasses angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln. Anlagen jenseits des Engpasses müssen ihre Einspeiseleistung erhöhen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt. Auf die Leistungsbilanz haben diese Eingriffe keine Auswirkungen, da abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln anderer Kraftwerke an anderen Stellen im Stromnetz ausgeglichen werden.

Um diese Maßnahmen durchführen zu können, benötigen die Übertragungsnetzbetreiber ausreichend sicher verfügbare Erzeugungskapazitäten. Sind hierfür voraussichtlich nicht ausreichend

Tabelle 1: Kosten für wesentliche Systemsicherheitsmaßnahmen in Mio. Euro

Jahr	Redispatch (ÜNB) <sup>2</sup>	Countertrading (ÜNB) <sup>3</sup>	Einspeisemanagement (ÜNB + VNB)	Netzreserve-kraftwerke Inland <sup>4</sup>	Netzreserve-kraftwerke Ausland	Kosten für alle Maßnahmen
2011	41,6	87,8	33,5	0,8	16,0	179,7
2012	164,8	0,1	33,1	7,9	17,8	223,7
2013	113,3	1,6	43,7	43,6	12,5	214,7
2014	185,4	1,3	183,0	46,9	19,5	436,1
2015	411,9	23,5	478,0	140,0	87,9	1.141,3
2016	222,6	12,0	391,6	128,3	157,4	911,9
2017	391,6	29,2	609,9	264,6	215,9	1.511,2
2018	351,5	36,0	635,4	415,5	-	1.438,4
2019	207,1	62,9	709,5	220,6	-	1.200,1
2020	240,1	134,7	761,2	196,4 <sup>5</sup>	-	1.332,4
2021	589,7	396,7	807,1	242,9 <sup>6</sup>	-	2.036,4 <sup>7</sup>

Quelle: Datenerhebung BNetzA; Stand: 02.11.2022<sup>8</sup>

aktive Kraftwerke in geeigneter Lage im innerdeutschen Markt (südlich des Engpasses) oder aufgrund von grenzüberschreitenden Redispatch-Kooperationen vorhanden, müssen die Übertragungsnetzbetreiber die benötigten Kapazitäten in Form von Reservekraftwerken organisieren. Dies sind Anlagen im Inland, die systemrelevant im Sinne von § 13b Abs. 2 Satz 2 EnWG sind, und – falls darüber hinaus Bedarf besteht – Anlagen im europäischen Ausland,

die geeignet sind, zur Lösung der konkreten Systemsicherheitsprobleme in Deutschland beizutragen (BNetzA 2020).

#### Kraftwerksliste der systemrelevanten Netzreserve-kraftwerke für den Winter 2022/2023

Tabelle 2 führt die systemrelevanten Netzreserve-kraftwerke für den Winter 2022/2023 auf<sup>9</sup>: Steag

2 Strom- und spannungsbedingter Redispatch.

3 Countertrading dient dem Ziel, drohende Netzengpässe durch Veränderungen der ursprünglich geplanten Kraftwerksfahrweise zu vermeiden oder zu beseitigen. Im Unterschied zum Redispatch handelt es sich bei Countertrading aber um Handelsgeschäfte, die von den ÜNB ausgeführt werden.

4 Leistungskosten inkl. Kosten für Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft und nicht separat ausgewiesene Arbeitskosten (Vorwärmung und Beheizung, Probestarts, Einsätze) gemäß Meldung der Übertragungsnetzbetreiber.

5 Ohne Einsatzkosten i.H.v. 100 Mio. Euro.

6 Ohne Einsatzkosten i.H.v. 249,2 Mio. Euro.

7 Der Hauptgrund für den Kostenanstieg im Jahr 2021 ist auf den mengenmäßigen Anstieg der Maßnahmen zurückzuführen. Auch die stark gestiegenen Großhandelspreise im zweiten Halbjahr haben sich auf die Kosten des börsenbeschafften Countertrades ausgewirkt, sowie auf die Kosten für positiven Redispatch. Der mengenmäßige Anstieg begründet sich beispielsweise durch Reparaturarbeiten im November und Dezember 2021 im Übertragungsnetz in Südwestdeutschland. Dies hatte hohe Redispatcheinsätze zur Folge.

8 Die Werte entsprechen den aktuell der Bundesnetzagentur vorliegenden Daten (Stand: 01.11.2022) und können u.a. aufgrund von Datennachlieferungen von zuvor veröffentlichten Werten abweichen. Daten für das Jahr 2022 liegen noch nicht vor. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht regelmäßig Berichte über Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen mit den jeweils aktuellen Daten, abrufbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Zahlen%20Ganzes%20Jahr2021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Zahlen%20Ganzes%20Jahr2021.pdf?__blob=publicationFile&v=4).

9 Aufgeführt werden die Netzreserveanlagen, deren Systemrelevanz darin begründet ist, dass sie von den ÜNB zum Wirkleistungs-Redispatch (Hochfahrleistung) zur Vermeidung von Netzengpässen benötigt werden. Die Systemrelevanz des Kraftwerks Heyden 4 begründet sich darin, dass diese Anlage für den spannungsbedingten Redispatch gebraucht wird. Daher wird dieses Kraftwerk nicht in der Tabelle genannt. Das Kraftwerk Mehrum Block 3 wurde in den Bedarfsanalysen 2022 nicht unterstellt, da die Systemrelevanzausweisung damit begründet wurde, während einer örtlichen Umbaumaßnahme den (n-1)-sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Das Kraftwerk wurde in diesem Zeitraum nicht für die Bereitstellung von positivem Redispatch-Potenzial benötigt.

Tabelle 2: Netzreservekraftwerke 2022/2023

Unternehmen	Kraftwerksblock	In BA2022 für 2022/2023 ausgewiesene Leistung [MW]
UNIPER Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	580,0
	Irsching 3	415,0
	Ingolstadt 3	375,0
	Ingolstadt 4	386,0
	Scholven C	345,0
EnBW AG	Marbach II GT	77,4
	Marbach III DT	262,0
	Marbach III GT (solo)	85,0
	Walheim DT1	96,0
	Walheim DT2	148,0
	Heilbronn 5	125,0
	Heilbronn 6	125,0
	RDK 4S	342,0
	Altbach HKW1	433,0
	Großkraftwerk Mannheim AG	GKM 7
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	KMW 2 (Dampfteil)	255,5
Entega AG	GTKW Darmstadt	94,6
UPM GmbH	Schongau	64,0
STEAG GmbH	Weiher III	655,6
	Bexbach	726,0
	Bergkamen A	717,0
	Völklingen HKV	211,0
	Völklingen MKV	179,0
	Summe	7.012,1

Quelle: Datenerhebung BNetzA; Stand: 02.11.2022

hat für ihre fünf Kraftwerksblöcke in Kraftwerksreserve die befristete Rückkehr in den Strommarkt beschlossen. Das Gleiche gilt für den Kraftwerksblock Scholven C von Uniper. Die Möglichkeit wurde geschaffen, um angesichts der aktuellen Energiekrise zusätzliche Kapazitäten im Markt zur Verfügung zu haben.

## 2.2 Regelungsumfang

Das EnWG und die NetzResV sehen Regelungen vor, die sicherstellen sollen, dass den Übertragungsnetzbetreibern ausreichend Kapazitäten für die netzstabilisierenden Maßnahmen zur Verfügung stehen. So regelt § 13 Abs.1 EnWG, dass die Betreiber der Übertragungsnetze berechtigt und

verpflichtet sind, eine Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems zu beseitigen, durch netzbezogene Maßnahmen (z. B. Netzschaltungen), durch marktbezogene Maßnahmen (z. B. Engpassmanagement) oder durch zusätzliche Reserven (z. B. die Netzreserve nach § 13d EnWG oder die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG).

Für die Durchführung der marktbezogenen Maßnahmen oder der Reserven sind Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt laut § 13a EnWG verpflichtet, auf Anforderung durch die Betreiber von Übertragungsnetzen, gegen eine angemessene Vergütung, die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung oder den Wirkleis-



tungsbezug anzupassen. Die Vergütung für eine solche angeforderte Anpassung ist dann angemessen, wenn sie den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde.

§ 13b Abs. 1 Satz 1 EnWG sieht vor, dass Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 Megawatt dazu verpflichtet sind, vorläufige oder endgültige Stilllegungen ihrer Anlage oder von Teilkapazitäten ihrer Anlage dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes und der Bundesnetzagentur möglichst frühzeitig, mindestens aber zwölf Monate vorher anzuzeigen. Anlagen, die zur endgültigen Stilllegung angezeigt wurden, aber für die o.g. Maßnahmen benötigt werden, können vom systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 13b Abs. 5 EnWG als systemrelevant ausgewiesen werden. Sofern und soweit die Bundesnetzagentur die Systemrelevanzausweisung genehmigt, erwächst den betreffenden Kraftwerksbetreibern die Pflicht, ihre Erzeugungseinheiten in einem Zustand zu erhalten, der es den systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern ermöglicht, die jeweilige Anlage effektiv zu Redispatch-Maßnahmen zu nutzen (§ 13b Abs. 4 Satz 3 EnWG). Auch Anlagen, bezüglich derer lediglich eine geplante vorläufige Stilllegung angezeigt wurde, die aber ebenso für die o.g. Maßnahmen benötigt werden, müssen sich für Redispatch-Anforderungen betriebsbereit halten und ihre Einspeisung auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers anpassen (§ 13b Abs. 4 Satz 4 EnWG). Darüber hinaus können bestimmte Gaskraftwerke als systemrelevant ausgewiesen werden (§ 13f EnWG). Deren Gasbezugsleistung ist dann in bestimmten Situationen vom Fernleitungsnetzbetreiber im Vergleich zu anderen Gasverbrauchern nur nachrangig einschränkbar (§ 16 Abs. 2a Satz 2 EnWG).

Des Weiteren wurde im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) die Reduzierung der Kohle-

verstromung von Steinkohleanlagen und, unter engeren Voraussetzungen, auch von Braunkohleanlagen unter den Vorbehalt gestellt, dass infolge des Wegfalls einer Erzeugungsanlage die Netzsicherheit nicht gefährdet wird. Hierzu werden die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, jede Anlage, die entweder infolge eines Zuschlags im Ausschreibungsverfahren oder aufgrund behördlicher Anordnung keine Kohle mehr verfeuern darf, auf ihre Systemrelevanz hin zu überprüfen. Liegt eine Systemrelevanz vor und sind keine alternativen Maßnahmen möglich, sieht das KVBG unter Verweis auf § 13b EnWG grundsätzlich eine Überführung in die Netzreserve vor.

Fordert der Betreiber eines Übertragungsnetzes den Betreiber einer Anlage, die andernfalls aufgrund einer vorläufigen Stilllegung im erforderlichen Zeitraum nicht anfahrbereit wäre, nach § 13b Abs. 4 EnWG dazu auf, die Betriebsbereitschaft der Anlage für Anpassungen der Einspeisung weiter vorzuhalten oder wiederherzustellen, kann der Betreiber laut § 13c EnWG eine angemessene Vergütung geltend machen. Diese Vergütung kann geltend gemacht werden für die nötigen Auslagen zur Vorhaltung und Herstellung der Betriebsbereitschaft von Anlagen, für die Erzeugungsauslagen oder den anteiligen Werteverbrauch. Im Falle einer geplanten endgültigen Stilllegung können zudem zusätzlich Kosten für erforderliche Erhaltungsmaßnahmen, Betriebsbereitschaftsauslagen und Opportunitätskosten geltend gemacht werden.

Entsprechend der auf Grundlage von §§ 13d und 13i EnWG erlassenen NetzResV erstellen die Übertragungsnetzbetreiber jährlich eine Systemanalyse, mit welcher sie den zukünftigen Reservebedarf ermitteln. Die Bundesnetzagentur überprüft diese Systemanalyse und stellt den Bedarf an Netzreserve abschließend fest. Sofern der Netzreservebedarf nicht ausschließlich aus inländischen Kraftwerken gedeckt werden kann, führen die Übertragungsnetzbetreiber ein Interessenbekundungsverfahren

durch und binden die notwendigen Reservekraftwerke im Ausland.

Die Bundesnetzagentur wird in § 13j EnWG zudem dazu ermächtigt, nach § 29 Abs. 1 EnWG Festlegungen zu treffen zur näheren Bestimmung des Adressatenkreises nach § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG, zu erforderlichen technischen Anforderungen, die gegenüber den Betreibern betroffener Anlagen aufzustellen sind, zu Methodik und dem Datenformat der Anforderung durch den Betreiber von Übertragungsnetzen.

Die Regelungen im EnWG und der NetzResV sollen die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in einer Übergangsphase gewährleisten, bis der nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) erforderliche Netzausbau so weit fortgeschritten ist, dass er den oben beschriebenen Transportbedarf erfüllen kann.

### 2.3 Beihilferechtlicher Status der Regelungen

Die Netzreserve wurde am 20. Dezember 2016 von der Europäischen Kommission als vorübergehende Maßnahme genehmigt und am 26. Juli 2016 in das deutsche Recht eingeführt. Die Entscheidung der Europäischen Kommission ist öffentlich verfügbar (Europäisches Beihilfenregister).

Die beihilferechtliche Genehmigung der deutschen Netzreserve durch die Europäische Kommission ist zum 30. Juni 2020 ausgelaufen. Von einer Verlängerung der beihilferechtlichen Genehmigung hat die Bundesregierung Abstand genommen, da die Netzreserve aus Sicht der Bundesregierung nicht unter die Beihilferegelungen fällt.

## 3. Wirksamkeit der Maßnahmen

### 3.1 Bindung von Reservekraftwerken

Das EnWG sieht vor, dass Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von Energie mit einer Leistung ab 10 MW verpflichtet sind, die geplante Stilllegung mindestens zwölf Monate im Voraus beim verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur anzukündigen und es innerhalb dieser Frist zu unterlassen, die betreffende Anlage stillzulegen. Sie haben dabei anzugeben, ob eine vorläufige oder endgültige Stilllegung beabsichtigt ist. Der jeweils verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber prüft sodann, ob die für die endgültige Stilllegung vorgesehene Anlage systemrelevant ist und ihre endgültige Stilllegung daher zu unterbleiben hat. Ergibt die Prüfung, dass eine Anlage systemrelevant ist, stellt er einen entsprechenden Antrag bei der Bundesnetzagentur, welche die Sach- und Rechtslage prüft und die Ausweisung der Systemrelevanz ggf. genehmigt.

Systemrelevanzprüfungen und -ausweisungen erfolgen auch für die Steinkohlekraftwerke, die in einer Ausschreibungsrunde gemäß KVBG einen Zuschlag erhalten haben oder die der gesetzlichen Reduzierung unterfallen. Sofern die Stilllegung einer Anlage infolge einer Ausschreibung bzw. der gesetzlichen Anordnung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde, wird das Kohleverfeuerungsverbot erst nach Ende der Systemrelevanzausweisung wirksam.

Aufgrund der Regelungen des KVBG haben Kraftwerksbetreiber seit 2020 nur noch vereinzelt Kraftwerksstilllegungsabsichten ggü. den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur angezeigt.

Die beschriebenen Regelungen ermöglichen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur, das für die Systemsicherheit der Übertragungsnetze erforderliche Redispatch-Potenzial zu sichern, indem sie das Instrumentarium für geplante endgültige Stilllegungen gemäß § 13b Abs. 2 und Abs.5 EnWG für anwendbar erklären.

Aufgrund der aktuellen Gasversorgungssicherheitslage dürfen Anlagen befristet bis zum 31. März 2024 an die Strommärkte zurückkehren (§ 50a EnWG), die in der Netzreserve vorgehalten werden und mit Steinkohle oder Mineralöl betrieben werden, oder für die in den Jahren 2022 und 2023 infolge ihrer

Teilnahme an einer Ausschreibung gemäß KVVG ein Verbot der Kohleverfeuerung wirksam wird. Gemäß § 50d EnWG werden außerdem die Braunkohleanlagen der Sicherheitsbereitschaft (§ 13g EnWG) in eine Versorgungsreserve überführt. Den Betreibern dieser Kraftwerke ist es ebenfalls befristet erlaubt, mit diesen Anlagen am Strommarkt teilzunehmen.

Tabelle 3 zeigt, für welche Anlagen die jeweiligen Betreiber von der Möglichkeit der befristeten Strommarktteilnahme Gebrauch machen (Stand: 02.11.2022):

**Tabelle 3: Kraftwerke, die von § 50a EnWG Gebrauch machen**

Kraftwerk	Leistung [MW]	Brennstoff	Regime
Kraftwerk Bergkamen A	717	Steinkohle	KVVG 3. Ausschreibung
Modellkraftwerk Völklingen	179	Steinkohle	KVVG 3. Ausschreibung
Heizkraftwerk Völklingen	211	Steinkohle	KVVG 3. Ausschreibung
Kraftwerk Scholven Block C	345	Steinkohle	KVVG 3. Ausschreibung
Kraftwerk I	225	Steinkohle	KVVG 3. Ausschreibung
Anlage 80 – Kohleblock	36	Steinkohle	KVVG 3. Ausschreibung
Gesamt-Sammelschienen-KW – Konv. HKW	27	Steinkohle	KVVG 3. Ausschreibung
Onyx Steinkohlekraftwerk Farge	350	Steinkohle	KVVG 3. Ausschreibung
Bexbach	726	Steinkohle	Netzreserve
Weiher 3	656	Steinkohle	Netzreserve
Heyden 4	875	Steinkohle	Netzreserve
KW Mehrum 3	690	Steinkohle	Netzreserve
Jänschwalde E	465	Braunkohle	Versorgungsreserve
Jänschwalde F	465	Braunkohle	Versorgungsreserve
Niederaußem E	295	Braunkohle	Versorgungsreserve
Niederaußem F	299	Braunkohle	Versorgungsreserve
Neurath C	292	Braunkohle	Versorgungsreserve

Quelle: Datenerhebung BNetzA; Stand: 02.11.2022

**Bestimmung und Feststellung des Netzreservebedarfs**

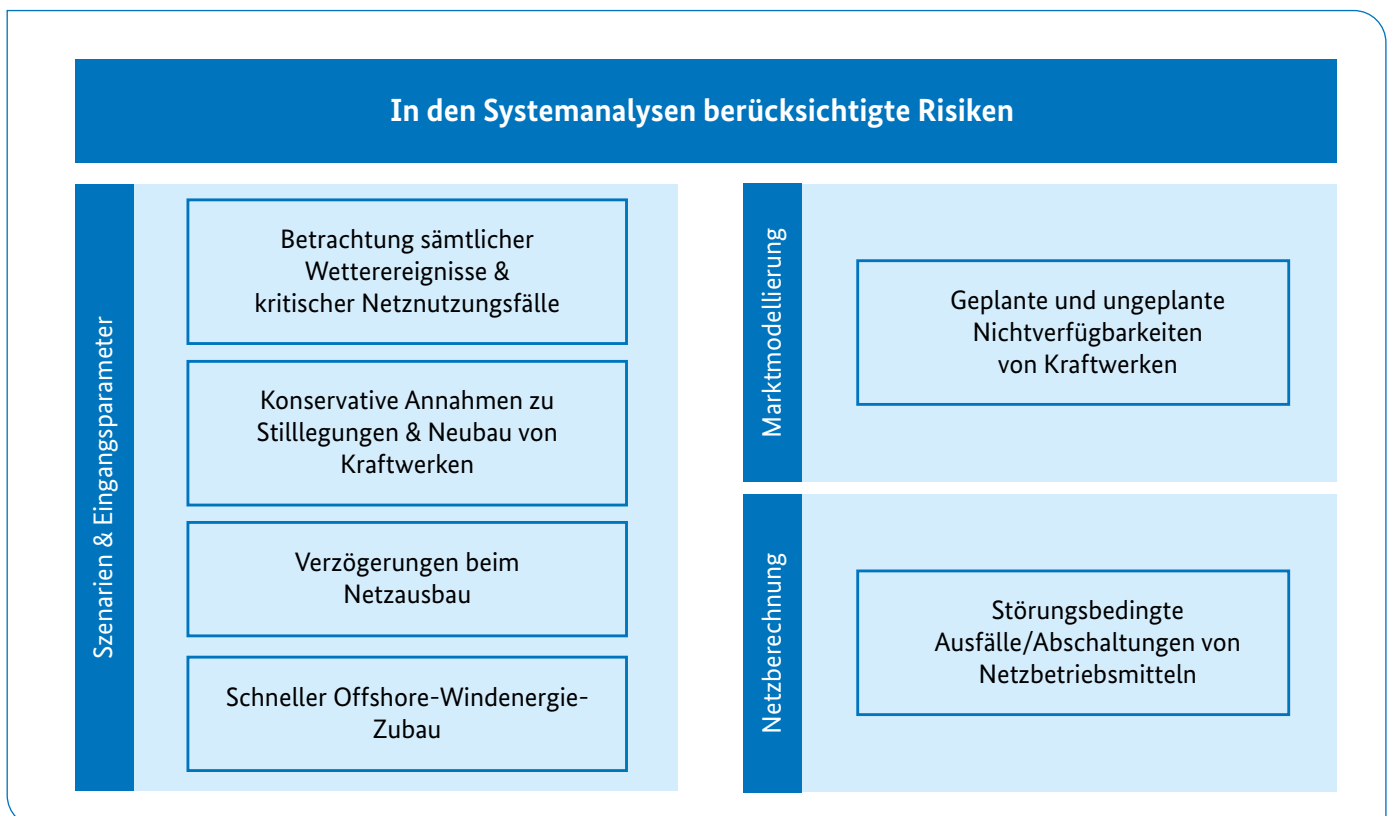
Der Kontrahierung von Reservekraftwerken nach der NetzResV geht eine Bestimmung des Reservebedarfs mittels einer Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber voraus. Sie berücksichtigt die in der Abbildung dargestellten Risiken für die System-sicherheit der Übertragungsnetze.

Anhand ausgewählter Netznutzungsfälle und mit Hilfe einer Marktmodellierung, die auch den europäischen Stromhandel und die Anhebung der Mindesthandelskapazität (Minimum Remaining Available Margin, minRAM) auf 70 Prozent bis Ende 2025 berücksichtigt, wird der Bedarf an Redispatchleistung ermittelt, der aus Netzreserveanlagen in Deutschland und ggf. durch Kraftwerke im Ausland bereitgestellt werden muss. Der Redispatchbedarf wird zunächst durch Kraftwerke gedeckt, die am Markt agieren. Entsteht eine Differenz zwischen

dem Redispatchbedarf und den tatsächlich geeigneten, am Markt agierenden Kraftwerken, so resultiert ein Netzreservebedarf in dieser Höhe. Dieser Netzreservebedarf wird gedeckt durch:

- a) Anlagen, für die die Betreiber eine vorläufige oder endgültige Stilllegung nach § 13b Abs. 1 Satz 1 EnWG angezeigt haben und deren Stilllegung der Übertragungsnetzbetreiber aufgrund von Systemrelevanz widersprochen hat (im Fall der endgültigen Stilllegung bedarf es zusätzlich der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur);
- b) Anlagen, die in einer Ausschreibungsrunde gemäß KVBG einen Zuschlag erhalten haben und deren Außerbetriebnahme der zuständige Übertragungsnetzbetreiber aufgrund von Systemrelevanz widersprochen hat und die Bundesnetzagentur die Systemrelevanz bestätigt hat;

Abbildung 1: In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken



- c) Anlagen im europäischen Ausland, soweit im Inland zu wenig Netzreserveanlagen zur Verfügung stehen, um den gesamten Redispatchbedarf zu decken.

In der letzten regulären Netzreservebedarfsfeststellung vom April 2022 hat die Bundesnetzagentur für den Winter 2022/2023 die in Tabelle 4 aufgeführten Ergebnisse der Übertragungsnetzbetreiber bestätigt (BNetzA 2022c).

Tabelle 4 prognostiziert für den Winter 2022/23 einen Redispatchbedarf von insgesamt 18,2 GW (2023/24: 9,5 GW). Der Anteil, der durch die Netzreserve bereitgestellt werden muss, liegt bei 6,9 GW (2023/24: 5,4 GW). Die installierte Leistung der Netzreservekraftwerke, die hierfür in 2022/23 benötigt wird, beträgt 7 GW (2023/24: 5,4 GW). Da die benötigte Reserveleistung für den Winter 2022/2023 die installierte Leistung der Netzreservekraftwerke übersteigt, ist die Beschaffung von Reserveleistung im Ausland mittels Interessenbekundungsverfahren (IBV) nötig. Entsprechende Verträge wurden mit Kraftwerksbetreibern im europäischen Ausland abgeschlossen.

Das in der NetzResV geregelte Verfahren hat sich bewährt. Es besteht kein grundlegender Änderungsbedarf an dem mehrstufigen Verfahren aus Systemanalyse, Bestätigung des Bedarfs, Interessenbekundungsverfahren und Kontrahierung der notwendigen Kraftwerke. Eine wettbewerbliche Ausschreibung, wie bei der Kapazitätsreserve der Fall, käme für die Netzreserve nicht in Frage. Zum einen mangels Wettbewerbes und zum anderen, um das Setzen falscher Anreize für Kraftwerke in Süddeutschland zu vermeiden, den Strommarkt vorzeitig zu verlassen. Damit würden sich Netzengpässe potentiell verschärfen.

### Weiterentwicklungen des Redispatch

Mit der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) im Jahr 2019 wurden weitreichende Verbesserungen des Redispatch eingeführt. Seit Juni 2022 können die Netzbetreiber wesentlich mehr Erzeugungs- und Speicheranlagen zur Behebung von Netzengpässen einsetzen. Es gilt dann nicht mehr die bisherige Schwelle von 10 MW installierter Leistung, ab der Anlagenbetreiber auf Anruf der Übertragungsnetzbetreiber am Redis-

Tabelle 4: Prognose Redispatch- und Reservebedarf

Jahr	Positiver Redispatchbedarf im bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfall in GW	Davon Netzreservebedarf in GW	Installierte Leistung der Netzreservekraftwerke in GW
Winter 2022/2023	18,2	6,9	7,0
Winter 2023/2024	9,5	5,4	5,4

Quelle: Datenerhebung BNetzA; Stand: 02.11.2022<sup>10</sup>

10 Die Erweiterung und Ertüchtigung der bestehenden Netzinfrastruktur bedingt die temporäre Nichtverfügbarkeit aufgrund von Wartungsarbeiten an Kraftwerken, Leitungen und Umspannanlagen. Unter Berücksichtigung dieser Planung und somit unter Berücksichtigung dieser geplanten, längerfristigen Nichtverfügbarkeiten erhöht sich entsprechend der Bedarf an Redispatch im Winter 2022/2023. Wesentlicher Grund für die abweichenden Prognosen im Winter 2022/2023 im Vergleich zum Winter 2023/2024 ist die Berücksichtigung der Jahresfreischaltplanung. Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen die sog. Jahresfreischaltplanung ein Jahr im Voraus, sodass diese nur für den Zeitraum (t+1) berücksichtigt wird, also für den Winter 2022/23. Siehe auch BNetzA-Bericht vom April 2022 zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2022/2023 sowie den Betrachtungszeitraum April 2023 bis März 2024: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung\\_Reservekraftwerksbedarf\\_2022.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3#:~:text=April%202022%20festgestellt%3A,Winter%202022%2F2023%208.264%20MW](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3#:~:text=April%202022%20festgestellt%3A,Winter%202022%2F2023%208.264%20MW)

patch teilnehmen müssen. Nun gilt die Teilnahmepflicht bereits ab einer Größe von 100 kW sowie für alle steuerbare Anlagen auch unter dieser Schwelle. Auch der Strom aus Erneuerbare-Energien (EE)- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) kann planmäßig für Redispatch herangezogen werden, ohne dass der Einspeisevorrang grundsätzlich aufgehoben wird.

Mit dem Redispatch 2.0 wurden die bislang unterschiedlichen Regelungen zur Beseitigung von Netzengpässen für Einspeisemanagement und Redispatch zu einem einheitlichen, „optimierten Redispatch“ zusammengeführt. Die Auswahl der Maßnahmen erfolgt nach der insgesamt kostengünstigsten Maßnahmenkombination unter Beibehaltung des EE- und KWK-Einspeisevorrangs (§ 13 Abs. 1 bis Abs. 2 EnWG). Der Einspeisevorrang ist jedoch nicht länger statisch, sondern richtet sich nach den Mindestfaktorvorgaben in § 13 Abs. 1a EnWG. Die Optimierung umfasst nicht nur die Übertragungsnetzebene, sondern auch die Verteilnetzebene. Alle Maßnahmen im Redispatch 2.0 werden energetisch-bilanziell ausgeglichen. Das vergrößerte Potenzial erlaubt es den Netzbetreibern, effektiver und kostengünstiger Netzengpässe zu beseitigen.

### 3.2 Systemrelevante Gaskraftwerke

Die Regelungen § 13f und § 16 Abs. 2a EnWG sind in das Gesetz aufgenommen worden, um für das Stromnetz vergleichbare Situationen wie den Gasversorgungsengpass im Februar 2012 zu vermeiden.

Übertragungsnetzbetreiber können Gaskraftwerke in ihrer Regelzone als systemrelevant ausweisen, wenn eine Einschränkung der Gasversorgung dieser Kraftwerke mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des

Elektrizitätsversorgungssystems führen würde. Bei systemrelevanten Gaskraftwerken handelt es sich zumeist um ohnehin in Betrieb befindliche Anlagen, für die eine bevorzugte Brennstoffversorgung sichergestellt werden soll, um Versorgungsengpässe oder -ausfälle zu vermeiden. Die Ausweisung muss von der Bundesnetzagentur genehmigt werden. Aktuell sind 54 Gaskraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von 10,5 GW als systemrelevant ausgewiesen gem. § 13f EnWG.

## 4. Notwendigkeit der Maßnahmen

### 4.1 Einsatz von Reservekraftwerken

Seit 2011 kontrahieren die Übertragungsnetzbetreiber Reservekraftwerke. Die Abrufhäufigkeit schwankt in den verschiedenen Wintern, unter anderem abhängig vom jeweiligen Wetter. In den Tabellen 5 und 6 dargestellt sind die Einsätze der Reservekraftwerke in 2020 und 2021 (inkl. Probe- und Testfahrten).

### 4.2 Auswirkungen von Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau sowie EE-Ausbau, Kernenergie- und Kohleausstieg und grenzüberschreitendem Handel auf den Netzreservebedarf

Besteht an einer Stelle im Netz über längere Zeit ein höherer Transportbedarf als Transportkapazität vorhanden, ist über Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau Abhilfe zu schaffen. Da diese Maßnahmen in der Netzplanung in der genannten Reihenfolge zum Einsatz kommen, wird vom NOVA-Prinzip (Netzoptimierung, Netzverstärkung, Netzausbau) gesprochen. Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau reduzieren den Bedarf an Redispatch.

Tabelle 5: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Jahr 2020 (inkl. Probe- und Testfahrten)

	Tage	Einsatzdurchschnitt in MW	Maximal angeforderte Leistung in MW	MWh Summe
Januar	9	148	622	12.832
Februar	14	228	1.145	41.638
März	8	121	342	10.147
April	14	183	872	31.022
Mai	22	232	930	85.851
Juni	24	246	560	95.267
Juli	20	208	912	58.588
August	19	226	745	71.112
September	21	297	990	71.576
Oktober	10	156	385	18.324
November	17	322	1.049	95.149
Dezember	13	231	740	43.569
<b>Gesamt</b>	<b>191</b>			<b>635.074</b>

Quelle: Datenerhebung BNetzA; Stand: 02.11.2022

Tabelle 6: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Jahr 2021 (inkl. Probe- und Testfahrten)

	Tage	Einsatzdurchschnitt in MW	Maximal angeforderte Leistung in MW	MWh Summe
Januar	18	299	1.390	91.735
Februar	11	150	820	23.113
März	9	263	710	27.150
April	19	355	1.365	121.773
Mai	9	116	329	14.241
Juni	14	147	450	27.839
Juli	24	212	902	80.541
August	15	154	610	30.796
September	21	207	550	61.033
Oktober	20	362	1.190	141.839
November	27	443	1.404	256.170
Dezember	30	569	2.265	403.915
<b>Gesamt</b>	<b>217</b>			<b>1.280.143</b>

Quelle: Datenerhebung BNetzA; Stand: 02.11.2022

## Netzoptimierung

Unter den Begriff Netzoptimierung fällt eine Reihe verschiedener Maßnahmen, die im bestehenden Netz durchgeführt werden können. Eine Optimierung kann beispielsweise darin bestehen, bei gleichbleibendem Spannungsniveau die Stromtragfähigkeit (d. h. maximale Strombelastung einer Leitung) zu erhöhen. Das sogenannte Freileitungsmonitoring wirkt optimierend, indem bestehende Leitungen abhängig von der herrschenden Witterung ausgelastet werden. Bei Wind oder kühlen Außentemperaturen können Leiterseile mehr Strom übertragen. Weiterhin können lastflusstuernde Elemente zur optimalen Ausnutzung der Bestandsnetze eingesetzt werden („Phasenschiebertransformatoren“). Ein neuer Ansatz zur Höherauslastung der Bestandsnetze ist die reaktive Betriebsführung, bspw. durch Batteriespeicher. Bei der reaktiven Betriebsführung erfolgt der energetische Ausgleich erst unmittelbar nach dem eingetretenen Ausfall eines Netzbetriebsmittels und nicht durch eine vorsorgliche Minderauslastung. Der Ausgleich kann dann selektiv für den eingetretenen Netzfehler und damit effizienter erfolgen. Die reaktive Betriebsführung ist in den nächsten Jahren eingehend zu erproben.

## Netzverstärkung

Netzverstärkungen sind der (bauliche) Austausch oder die Erweiterung bestehender Betriebsmittel: in Anlagen, durch Umbeseilung einer bisher nur auf 220 kV ausgelegten Leitung auf 380 kV, ferner durch Umbeseilung mit Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseilen, durch Installation zusätzlicher Stromkreise (Leitungen) auf bestehenden Masten oder durch Neubau von Masten und Leitungen mit höherer Übertragungskapazität in bestehenden Trassen.

## Netzausbau

Die Netzreserve sowie die in diesem Bericht genannten netz- und marktbezogenen Maßnahmen bleiben weiterhin erforderlich. Dies beruht auf mehreren Faktoren, vor allem jedoch auf Verzögerungen beim Netzausbau in der Vergangenheit. Der Grund für die starken zeitlichen Verzögerungen gegenüber der Bedarfsplanung lag in nur schleppend verlaufenden Planungs- und Genehmigungsverfahren. Die zugrunde liegenden Ursachen sind vielschichtig. Durch diese Verzögerungen ist das deutsche Netz derzeit in bestimmten Last- und Erzeugungssituationen noch in erheblichem Umfang von Netzengpässen gekennzeichnet. Um den Netzausbau zu beschleunigen, hat die Bundesregierung mehrere Maßnahmen ergriffen, unter anderem verschiedene Netzausbaubeschleunigungsgesetze und die Einführung eines Netzausbaucontrollings.

Auf Grundlage des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) und des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG) werden aktuell 119 Vorhaben an Land geplant, genehmigt und realisiert. Hinzu kommen die Offshore-Anbindungsleitungen in Nord- und Ostsee. Mit Stand Juni 2022 befinden sich 573 km der EnLAG-Vorhaben vor dem oder im Bau. 1.248 km der EnLAG-Vorhaben wurden bereits fertiggestellt. Zudem wurden 656 km der BBPIG-Vorhaben genehmigt und befinden sich vor dem oder im Bau. 886 km der BBPIG-Vorhaben wurden zudem fertiggestellt (BNetzA 2022b)<sup>11</sup>.

## Entwicklung des Kernkraftwerksparks in Deutschland

Am 30.06.2011 wurde im Atomgesetz der Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kernenergie zum 31.12.2022 beschlossen. Aufgrund der aktuellen

<sup>11</sup> Die Kilometerangaben enthalten noch nicht die mit den BBPIG-Novellen 2021 oder 2022 neu in das Bundesbedarfsplangesetz aufgenommenen Vorhaben, für welche zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Berichts noch keine Terminpläne erstellt wurden.



Tabelle 7: Kernkraftwerke mit spätestem Stilllegungsdatum gemäß § 7 Abs. 1e AtG

Kernkraftwerk	Leistung (netto)	späteste Stilllegung nach § 7 Abs. 1e AtG
Isar 2	1.410 MW	15.04.2023
Neckarwestheim 2	1.310 MW	15.04.2023
Emsland A	1.336 MW	15.04.2023

Quelle: Datenerhebung BNetzA; Stand: 02.11.2022

Gasversorgungskrise hat sich die Bundesregierung für einen befristeten Streckbetrieb der drei verbleibenden Kernkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 bis spätestens zum 15. April 2023 entschieden. Die Bundesregierung erhöht somit kurzfristig die Stromerzeugungskapazitäten und stärkt die Versorgungssicherheit für den Winter 2022/2023. Diese Kraftwerke verringern zudem das Transportaufkommen im Stromnetz und den Bedarf an Redispatch.

### Zubau Erneuerbare-Energien-Anlagen

Deutschland hat sich für 2030 ambitionierte Ziele gesetzt. Bis 2030 soll der Bruttostromverbrauch zu mindestens 80 Prozent aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden. Hierfür ist ein verstärkter Zubau der Erneuerbaren notwendig, woraus wiederum ein erhöhter Netzausbaubedarf folgt. Insbesondere der Strom aus den zahlreichen Windenergieanlagen im Norden und Osten Deutschlands verursacht erheblichen Transportbedarf. Obgleich vom Gesetzgeber steuernd in den Zubau von Windenergieanlagen in Norddeutschland eingegriffen wurde, konnte der Netzausbau mit dem Erneuerbaren-Ausbau bisher nicht Schritt halten. Der Bedarf für eine stärkere Synchronisierung des Netzausbaus mit dem Erneuerbaren-Ausbau besteht fort.

Es wird daher voraussichtlich auch in den nächsten Jahren erheblicher Bedarf für Redispatchmaßnahmen bestehen. Dieser Bedarf wird zunächst durch Marktkraftwerke bedient. Der darüberhinausge-

hende Bedarf muss über ein Instrument adressiert werden, mit dem auch andere bestehende Kraftwerke für den Redispatch gebunden werden können.

### Ausstieg aus der Stromerzeugung durch Kohlekraftwerke

Mit dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) wurde im Sommer 2020 der schrittweise Ausstieg aus der kohlebasierten Stromerzeugung beschlossen. Manche Kraftwerke werden jedoch regelmäßig für den Redispatch oder die lokale Spannungshaltung herangezogen. Die Übertragungsnetzbetreiber arbeiten intensiv daran, dass für die Erbringung der Systemdienstleistungen rechtzeitig alternative technische Lösungen bereitstehen. Darüber hinaus sieht das KVBG ergänzend auch Systemrelevanzprüfungen vor einer Stilllegung vor, die von den ÜNB durchgeführt und von der BNetzA genehmigt werden. Ein als systemrelevant eingestuftes Kraftwerk würde bei Systemrelevanz so zunächst in die Netzreserve überführt, bis alternative technische Lösungen implementiert wurden oder sich der Netzreservebedarf aufgrund des fortschreitenden Netzausbaus verringert hat.

### Ausweitung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten

Die Europäische Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt schreibt den Mitgliedsstaaten vor, ihre Interkonnektorkapazitäten

für den grenzüberschreitenden Stromhandel auf mindestens 70 Prozent zu öffnen (Minimum Remaining Available Margin, minRAM). Dadurch nimmt der grenzüberschreitende Stromtransport und -transit zu. Dies stellt eine große Herausforderung für das Übertragungsnetz in Europa und vor allem in Deutschland aufgrund seiner zentralen Lage dar. Aus diesem Grund hat die Bundesregierung einen Aktionsplan erstellt und der Europäischen Kommission vorgelegt, der es Deutschland erlaubt, seine Handelskapazitäten schrittweise auf 70 Prozent bis Ende 2025 zu öffnen.

## Fazit

Die oben genannten Maßnahmen in der Netzplanung (u.a. Netzoptimierung, Netzverstärkung, Netzausbau) wirken zwar insgesamt reduzierend auf den Bedarf an Redispatch, jedoch erhöhen andere Faktoren den Bedarf weiterhin (z.B. der fortschreitende Ausbau Erneuerbarer Energien). Bis zur Fertigstellung der wichtigsten Netzausbaumaßnahmen wird daher weiterhin erheblicher Bedarf für Redispatchmaßnahmen bestehen und die Netzreserve sowie die in diesem Bericht genannten netz- und marktbezogenen Maßnahmen werden weiterhin erforderlich bleiben.

### 4.3 Systemrelevante Gaskraftwerke

Es ist aus Versorgungssicherheitsgründen auch weiterhin erforderlich, systemrelevante Gaskraftwerke bevorzugt gegenüber anderen Gasverbrauchern, die nicht in den Schutzbereich des § 53a EnWG fallen, zu behandeln. Auf diese Weise kann sichergestellt werden, dass sie im Bedarfsfall verfügbar und einsatzbereit sind. Die vorsorgende Regelung nach § 16 Abs. 2a EnWG ist vor diesem Hintergrund zu sehen. Ein systemrelevantes Gaskraftwerk sollte auch in Zukunft in seiner Gasversorgung nicht eingeschränkt werden können, wenn es für die Sicherheit und

Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems benötigt wird und der Übertragungsnetzbetreiber bereits alle verfügbaren netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG ausgeschöpft hat. Allerdings verlangt § 13 Abs. 3 EnWG von den Übertragungsnetzbetreibern, die Auswirkungen auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems angemessen zu berücksichtigen. Instabilitäten im Stromnetz dürfen sich nicht auf die Systemsicherheit im Gasnetz auswirken. Es ist sachgerecht, dass die Privilegierung des § 16 Abs. 2a EnWG nur in Bezug auf solche Gaskraftwerke zur Anwendung kommt, die von den Übertragungsnetzbetreibern im Sinne von § 13f EnWG als systemrelevant ausgewiesen wurden und dies entsprechend von der Bundesnetzagentur genehmigt worden ist.

### 4.4 Evaluierung des Fortbestandes der Regelungen nach §§ 13a bis 13d sowie 13f, 13i und 13j und 16 Abs. 2a EnWG und der Netzreserveverordnung

Die Regelungen sind weiterhin notwendig, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gewährleisten zu können. Dies zeigt sich u.a. an der steigenden Einsatzhäufigkeit sowie dem gestiegenen Umfang der Maßnahmen. Da der benötigte Netzausbau zwar voranschreitet, die durch Kraftwerksstilllegungen und den Zubau von Erneuerbaren Energien entstehenden Probleme im Stromnetz aber noch nicht vollständig lösen kann, sind die Instrumente zur Wahrung der Systemstabilität zwingend erforderlich. Dies gilt umso mehr aufgrund des für die nächsten Jahre zu erwartenden hohen EE-Ausbaus. Zudem wurde durch die befristete Rückkehr von Netzreservekraftwerken in den Strommarkt die Möglichkeit geschaffen, angesichts der aktuellen Energiekrise zusätzliche Kapazitäten im Markt zur Verfügung zu haben.

## II. Kapazitätsreserve



## 1. Einleitung

Das BMWK führt gemäß § 63 Abs. 2a S. 2 EnWG auf Grundlage der Überprüfungen nach § 13e Abs. 5, auch eine Evaluierung über die Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahme nach §§ 13e (Kapazitätsreserve) oder der Rechtsordnung nach 13h EnWG (Kapazitätsreserveverordnung – KapResV) durch, einschließlich der für die Maßnahme entstehenden Kosten. Die Evaluierung der Kapazitätsreserve wurde erstmalig für den Bericht zum 31. Dezember 2020 eingeführt<sup>12</sup>.

Im Mittelpunkt des aktuellen Berichts steht die Frage, ob sich die Kapazitätsreserve als für den Zweck geeignet und wirksam erwiesen hat. Darüber hinaus wird geprüft, ob dieser Zweck fortbesteht und die Kapazitätsreserve auch zukünftig notwendig ist.

## 2. Hintergrund

### 2.1 Regelungsbedarf, Kosten und Kraftwerksliste

Der tiefgreifende Wandel der Stromerzeugungslandschaft hin zu Erneuerbaren Energien wird auch in den kommenden Jahren anhalten. Gleichzeitig verändert sich das Stromsystem auch insgesamt zu einem System, in dem flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher zunehmend auf die fluktuierende Erzeugung aus Erneuerbaren Energien reagieren werden. Der letzte Monitoringbericht (nach § 63 Abs. 2 EnWG) vom August 2021 im Auftrag des BMWK bescheinigt ein sehr hohes Niveau der Angemessenheit der Ressourcen in Deutschland bis 2030.<sup>13</sup>

Es gibt jedoch nicht vorhersehbare Extremsituationen, in denen zusätzliche Kapazitäten benötigt werden, welche nicht durch das normale Marktgeschehen am Strommarkt angereizt werden. Um die angemessene Stromversorgung auch in solchen Situationen zu gewährleisten, wurde die Kapazitätsreserve eingeführt. Die Kapazitätsreserve dient der zusätzlichen Absicherung des Strommarktes. Sie kommt zum Einsatz, wenn trotz freier Preisbildung an der Strombörse kein ausreichendes Angebot existiert, um einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu ermöglichen. Dazu werden Erzeugungskapazitäten zusätzlich zu den bestehenden Erzeugungsanlagen außerhalb des Strommarktes vorgehalten und bei Bedarf eingesetzt (siehe auch „Notwendigkeit der Kapazitätsreserve“).

Die Ausschreibung für den zweiten Erbringungszeitraum der Kapazitätsreserve (1. Oktober 2022 bis 30. September 2024) endete am 1. Dezember 2021. Die Übertragungsnetzbetreiber haben 1.086 MW Leistung für diesen Zeitraum beschafft, ausgeschrieben waren 2 GW. Somit war die Ausschreibung deutlich unterzeichnet (siehe Punkt 5 „Ausschreibung der Kapazitätsreserve“ für mehr Informationen). Es handelt sich bei den Kraftwerken, die einen Zuschlag erhalten haben, ausschließlich um Gaskraftwerke im Norden Deutschlands.

### Kosten für den zweiten Erbringungszeitraum

Die Kosten für die Kapazitätsreserve belaufen sich auf 62.940 Euro je MW gebundener Reserveleistung und je Vertragsjahr. Daraus ergeben sich Kosten pro Vertragsjahr in Höhe von 68,35 Mio. Euro. Für den zweiten Erbringungszeitraum, welcher vom 01.10.2022 bis zum 30.09.2024 andauert, bedeutet dies Gesamtkosten in Höhe von 136,7 Mio. Euro.

12 BMWK-Bericht zur Netz- und Kapazitätsreserve 2020: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-zur-netz-und-kapazitaetsreserve.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=10](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-zur-netz-und-kapazitaetsreserve.pdf?__blob=publicationFile&v=10)

13 BMWK 2021: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/angemessenheit-der-ressourcen-an-den-europaeischen-strommaerkten.html>

Tabelle 8: Kraftwerksliste Kapazitätsreserve für den zweiten Erbringungszeitraum

Betreiber	Kraftwerk	Reserveleistung [MW]
Lausitz Energie Kraftwerke AG	Ahrensfelde A, B	60
Lausitz Energie Kraftwerke AG	Ahrensfelde C, D	60
Lausitz Energie Kraftwerke AG	Thyrow A, B	60
Lausitz Energie Kraftwerke AG	Thyrow C, D, E	90
Statkraft Markets GmbH	Landesbergen	56
Statkraft Markets GmbH	Emden	50
RWE Generation SE	Gersteinwerk Block F	355
RWE Generation SE	Gersteinwerk Block G	355
<b>Summe</b>		<b>1.086</b>

Quelle: Datenerhebung BNetzA; Stand: 02.11.2022

Im Vergleich dazu lagen die Gesamtkosten des ersten Erbringungszeitraums (01.10.2020 bis 30.09.2022) bei 143,6 Mio. Euro. Gemäß § 19 Abs. 4 KapResV können noch weitere Kosten gegen Nachweis gesondert erstattet werden. Bisher sind solche zusätzlich anfallenden Kosten von den Anlagenbetreibern jedoch nicht geltend gemacht worden.

## 2.2 Regelungsumfang

Laut § 13e Abs. 1 EnWG zur Kapazitätsreserve sind die Betreiber von Übertragungsnetzen verpflichtet, Reserveleistung vorzuhalten, um im Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems Leistungsbilanzdefizite infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten im deutschen Netzregelverbund auszugleichen. Die Anlagen der Kapazitätsreserve speisen ausschließlich auf Anforderung der Betreiber von Übertragungsnetzen ein.

Die Bildung der Kapazitätsreserve erfolgt im Rahmen eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens oder eines diesem hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung gleichwertigen wettbewerblichen Verfahrens (Beschaffungsverfahren). Anlagen können wiederholt an dem Beschaffungsverfahren teilnehmen und in der Kapazitätsreserve

gebunden werden. Das Ausschreibungsvolumen beträgt 2 GW. Die Betreiber der Anlagen der Kapazitätsreserve erhalten eine jährliche Vergütung, deren Höhe im Rahmen des Beschaffungsverfahrens ermittelt wird (siehe Punkt 5 „Ausschreibung der Kapazitätsreserve“). Die Betreiber von Übertragungsnetzen dürfen die ihnen aufgrund der Durchführung der Rechtsverordnung nach § 13h entstehenden Kosten nach Abzug der entstehenden Erlöse über die Netzentgelte geltend machen.

Die Betreiber von Anlagen, die in der Kapazitätsreserve gebunden sind, dürfen die Leistung oder Arbeit dieser Anlagen weder ganz noch teilweise auf den Strommärkten veräußern (Vermarktungsverbot). Zudem müssen sie diese Anlagen endgültig stilllegen, sobald die Anlagen nicht mehr in der Kapazitätsreserve gebunden sind (Rückkehrverbot in den Strommarkt), wobei Abs. 2 Satz 4 sowie die Regelungen zur Stilllegung von Erzeugungsanlagen nach den §§ 13b und 13c sowie zur Netzreserve nach § 13d unberührt bleiben. Für Lasten, welche ebenfalls an den Ausschreibungen der Kapazitätsreserve teilnehmen können, gilt das Rückkehrverbot hingegen nicht. Die Betreiber solcher Lasten dürfen aber, nachdem sie nicht mehr vertraglich gebunden sind, mit den Lasten auch nicht mehr an den Ausschreibungen aufgrund einer Verordnung nach § 13i Abs. 1 und 2 teilnehmen.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz überprüft den Umfang der Kapazitätsreserve mindestens alle zwei Jahre auf Basis des Berichts zum Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 63 Abs. 2 Satz 1 Nummer 2 und entscheidet, ob eine Anpassung des Umfangs erforderlich ist (BMWK 2021).

Eine Entscheidung, durch die die gebundene Reserveleistung 5 Prozent der durchschnittlichen Jahreshöchstlast im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland übersteigen würde, darf nur durch Rechtsverordnung nach § 13h ergehen; diese Rechtsverordnung bedarf der Zustimmung des Bundestages.

### 2.3 Beihilferechtlicher Status

Die Europäische Kommission hat die Kapazitätsreserve per Beschluss vom 07.02.2018 beihilferechtlich genehmigt, und zwar während dreier aufeinanderfolgender Erbringungszeiträume bis zum 30. September 2025.

Die Europäische Kommission hatte am 7. April 2017 ein formelles beihilferechtliches Verfahren nach Artikel 108 Abs. 2 AEUV gegen Deutschland eingeleitet (Einleitungsbeschluss), da sie Zweifel an der Vereinbarkeit der Kapazitätsreserve mit den Beihilferegeln des Binnenmarktes hatte. So vertrat die Kommission den vorläufigen Standpunkt, dass es sich bei der Kapazitätsreserve um eine staatliche Beihilfe handle und die Maßnahme dem Staat zurechenbar sei. Die Europäische Kommission äußerte zudem die Bedenken, dass ausländischen Kapazitätsanbietern eine Teilnahme an der Kapazitätsreserve nicht möglich sei, und auch grundsätzlich, dass die Kapazitätsreserve zur Gewährleistung der angemessenen Stromversorgung in Deutschland nicht zwingend erforderlich sei und den Wettbewerb auf dem Strommarkt behindern könne.

Die Bundesregierung konnte die Kommission in den beihilferechtlichen Verhandlungen von der Notwendigkeit der Kapazitätsreserve überzeugen, wodurch diese schließlich von der Kommission genehmigt wurde. Im Gegenzug hatte sich die Bundesregierung dazu bereiterklärt, die Modalitäten der Kapazitätsreserve an mehreren Punkten zu ändern, u.a. die Begrenzung der Reserve auf 2 GW je Erbringungszeitraum, sowie keine Erstattung der variablen Kosten der Anbieter vorzusehen und die Teilnahme von kleineren Lasten zu erleichtern.

### 3. Wirksamkeit der Maßnahme

In der Kapazitätsreserveverordnung wird geregelt, unter welchen Bedingungen die vorgehaltenen Anlagen zum Einsatz kommen. Die tatsächliche Wirksamkeit der Kapazitätsreserve lässt sich abschließend jedoch erst nach Auswertung verschiedener, bisher jedoch nicht aufgetretener, Einsatzfälle beurteilen.

Die Anlagen müssen vor dem Start eines Erbringungszeitraumes einen sogenannten Funktionstest und während des Erbringungszeitraums Probeabrufe durchlaufen. Dabei überprüft der zuständige Übertragungsnetzbetreiber, ob eine Anlage die technischen Teilnahmevoraussetzungen auch wirklich erfüllt und die Betriebsbereitschaft gegeben ist. Im Rahmen der Funktionstests und Probeabrufe wird somit ein realistisches Einsatzszenario erprobt.

### 4. Notwendigkeit der Maßnahme

Zur Begründung der Kapazitätsreserve in Deutschland hat die Bundesrepublik Deutschland zusammen mit dem Großherzogtum Luxemburg nach Art. 25 der EU-Verordnung über den Elektrizitätsmarkt (EU 2019/943) für die gemeinsame Gebotszone einen Zuverlässigkeitsstandard von 2,77 Stun-

den pro Jahr festgelegt (BMWK 2021a). Aus der Festlegung dieses Zuverlässigkeitsstandards folgt, dass die gemeinsame deutsch-luxemburgische Gebotszone im Sinne des europäischen Rechts nun als versorgungssicher gilt, wenn der Strommarkt in mehr als 99,96 Prozent der Stunden die Nachfrage vollständig decken kann. Im Monitoringbericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit für Elektrizität wird die Bundesnetzagentur regelmäßig überprüfen, ob der Strommarkt dieses hohe Versorgungssicherheitsniveau auch in Zukunft gewährleisten wird. Der aktuelle Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit zeigt, dass die Stromnachfrage in allen untersuchten Szenarien über den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2030 durch das vorhandene und erwartete Angebot am Strommarkt vollständig gedeckt werden kann (BMWK 2021).

Deutschland gilt zwar als eines der Länder mit der höchsten Versorgungssicherheit weltweit, jedoch kann selbst ein robuster und liquider Strommarkt nicht auf alle unvorhersehbaren Extremereignisse angemessen reagieren und hierfür Vorsorge treffen. Für die Energiewirtschaft relevant sind beispielsweise Mehrfachfehler, also der gleichzeitige Ausfall von mehreren Komponenten im System, wie etwa mehrerer Kraftwerke oder Leitungssysteme. Ein Spezialfall hiervon sind sog. Common-Mode-Events, bei denen die Mehrfachfehler eine gemeinsame Ursache haben. In Frage kommen beispielsweise technische Fehler in mehreren bauartgleichen Kraftwerken. Die Marktakteure können wegen der geringen Wahrscheinlichkeit kaum angemessene Maßnahmen zur Vorbereitung auf diese verschiedenen Szenarien treffen. Mehrfachfehler oder Extremereignisse, für die keine Eintrittswahrscheinlichkeiten bestimmt werden können, werden aufgrund der geringen Eintrittswahrscheinlichkeit in der Regel auch von Marktakteuren nicht berücksichtigt. Dies ist auch keine Besonderheit des Strommarkts, sondern gilt im Grundsatz für alle Märkte und Extremereignisse.

Um für diese Ungewissheiten Vorsorge zu treffen, hat die Bundesrepublik die Kapazitätsreserve geschaffen, die in Extremsituationen zur Verfügung steht und strikt außerhalb des Strommarktes aufgesetzt ist. Sie kommt nur zum Einsatz, wenn trotz freier Preisbildung an der Strombörse kein ausreichendes Angebot existiert, um einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu ermöglichen.

## 5. Ausschreibung der Kapazitätsreserve

### 5.1 Beschreibung und Auswertung der zweiten Ausschreibungsrunde

Die Gebotstermine für die Ausschreibung der Kapazitätsreserve sind in § 8 der KapResV geregelt. Für den Erbringungszeitraum vom 1. Oktober 2022 bis 30. September 2024 lag der Gebotstermin auf dem 1. Dezember 2021.

Der Vorlauf von nur einem knappen Jahr zwischen Gebotstermin und Beginn des Erbringungszeitraums wurde gewählt, um die Kapazitätsreserve möglichst schnell einzurichten. Notwendige Nachrüstungen, Instandhaltungsmaßnahmen oder sonstige Vorbereitungsmaßnahmen konnten und mussten in diesem Zeitfenster getroffen werden.

Dem Gebotstermin ging ein dreimonatiges Ausschreibungsfenster voraus, welches am 1. September 2021 – unter gemeinsamer Betätigung aller vier Übertragungsnetzbetreiber – eingeleitet wurde. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Ausschreibung wiederum einen Monat zuvor auf ihrer Netztransparenz-Webseite (<https://www.netztransparenz.de/>) angekündigt.

Bis zum Gebotstermin durften die Übertragungsnetzbetreiber keine Gebote einsehen. Erst nach Ablauf des 1. Dezember 2021 haben die Übertragungsnetzbetreiber die eingegangenen Gebote

geöffnet und gesichtet. Innerhalb der gegebenen Frist haben sie die Gebote auf die Erfüllung der Teilnahmevoraussetzungen und formale Bedingungen geprüft.

Am 9. Dezember informierten die Übertragungsnetzbetreiber das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und die Bundesnetzagentur über die eingegangenen Gebote. Drei Anbieter haben insgesamt acht Gebote mit insgesamt 1.086 MW Leistung abgegeben. Es handelt sich dabei ausschließlich um die bezuschlagten Anlagen aus der ersten Ausschreibungsrunde.

Somit ist zunächst festzuhalten, dass anstatt der zu beschaffenden 2.000 MW nur 1.086 MW angeboten wurden.

Nach Prüfung der eingegangenen Gebote haben die Übertragungsnetzbetreiber allen eingereichten Geboten mit insgesamt 1.086 MW den Zuschlag erteilt. Gemäß Einheitspreisverfahren wird nun jeder der erfolgreichen Anlagen eine Vergütung pro MW pro Jahr bezahlt, die der Bieter mit dem höchsten zugeschlagenen Gebot geboten hat. Der Zuschlagspreis beträgt im vorliegenden Fall 62.940 €/MW/a. Sie liegt damit weit unter dem nach KapResV möglichen Höchstpreis (100.000 €/MW/a).

Die erfolgreichen Bieter haben im Anschluss an ihren Zuschlag zeitnah eine Zweitsicherheit (Pfand für die Realisierung der Anlage) bereitgestellt. Hätte ein Anbieter keine Zweitsicherheit geleistet, wäre der entsprechende Vertrag nicht wirksam geworden. Eine vorab geleistete Erstsicherheit wäre verfallen. Weitere Pönalen hätten in diesem Falle jedoch nicht gedroht.

## 5.2 Verzicht auf eine Nachbeschaffung

Gemäß KapResV sollen die Übertragungsnetzbetreiber eine Nachbeschaffung durchführen, falls die ausgeschriebenen 2 GW nicht beschafft werden können. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber waren sich nach Erörterungen zu den Ursachen der niedrigen Beteiligung an der zweiten Ausschreibungsrunde einig, dass ein Nachbeschaffungsverfahren weder erfolgversprechend noch zweckmäßig ist.

Obwohl die Bundesnetzagentur die technischen Voraussetzungen zur Teilnahme an dem Beschaffungsverfahren mit Festlegung vom 05.05.2021 (Az.: 4.12.05.03/003) gesenkt hatte, waren nur für die bereits seit dem ersten Erbringungszeitraum in der Kapazitätsreserve gebundenen Anlagen Gebote abgegeben worden. Zum Zeitpunkt des Gebotstermins war die Kapazitätsreserve für Anlagenbetreiber offensichtlich nicht attraktiv. Maßgeblich hierfür dürfte unter anderem die damalige und derzeitige Volatilität des Energiemarktes sowie das Rückkehrverbot an den Strommarkt im Falle einer erfolgreichen Teilnahme am Beschaffungsverfahren sein (Rückkehrverbot nach § 13e Abs. 4 EnWG). Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit bestand zum Zeitpunkt der Entscheidung über eine Nachbeschaffung Anfang 2022 unter Berücksichtigung der Annahmen zum EE-Ausbau, den Investitionen in neue Anlagen und dem Handel für den 2. Erbringungszeitraum kein Bedürfnis zur Nachbeschaffung von Kapazitätsreserveanlagen. Insoweit muss auch berücksichtigt werden, dass Anlagen, die am Markt verbleiben, anstatt in die Kapazitätsreserve zu wechseln, in jedem Fall zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zur Verfügung stehen (§ 13 EnWG). Hinsichtlich der Versorgungssicherheit ist daher auch das Rückkehrverbot kein Faktor, es wirkt vielmehr einer Marktverzerrung entgegen.



## 5.3 Bepreisungsverfahren

### Preiswettbewerb

Bei einer öffentlichen Beschaffung ist die Wirtschaftlichkeit ein wesentliches Kriterium. Eine besonders naheliegende Möglichkeit der Beschaffung ist ein reiner Preiswettbewerb. Hier entscheidet der niedrigste Preis über die Zuschläge. Qualitative Elemente werden als Mindeststandards vorgegeben, im Falle der Kapazitätsreserve sind dies die technischen Voraussetzungen. Sind die technischen Voraussetzungen erfüllt, so werden Gebote in der Ausschreibung allein nach dem Preis sortiert.

Die Alternativen, ein MEAT-Ansatz (Most Economically Advantageous Tender), wäre im Zusammenhang der Kapazitätsreserve nicht vorteilhaft. Die Reserve wird aus bestehenden Anlagen zusammengesetzt. Die technischen Strukturen bleiben deswegen überschaubar. Ein Wettbewerb der innovativsten Anlagenkonzepte würde zudem keine Verbesserung hinsichtlich des Einsatzzwecks bringen, gleichzeitig das Zuschlagsverfahren erschweren. Ein stringentes und rechtssicheres Verfahren wäre so nicht mehr gegeben.

### Einheitspreisverfahren

Zum Zwecke der Beschaffung der Kapazitätsreserve wird das Einheitspreisverfahren herangezogen. Gemäß der ökonomischen Theorie bieten sowohl Einheitspreis- (pay-as-clear) als auch Gebotspreisverfahren (pay-as-bid) spezifische Vorteile und Nachteile für Anbieter und Beschaffer (andere Verfahren seien hier ausgeklammert)<sup>14</sup>, sodass eine Abwägung im Einzelfall erforderlich ist. Im Sinne von Transparenz und um unvollkommener Infor-

mation zu begegnen, ist das Einheitspreisverfahren jedoch vorzugswürdig.

Gebotspreisverfahren führen dann zu Ineffizienzen, wenn die Kosten der Wettbewerber und der Markträumungspreis unsicher sind. Die Überlegung ist, dass bei Gebotspreisverfahren eine höhere Kompensation zwar den Profit des Anbieters im Falle eines Zuschlags erhöht, gleichzeitig aber die Wahrscheinlichkeit des Zuschlags minimiert. Dies kann dazu führen, dass Anbieter im Fall einer asymmetrischen Informationsverteilung nicht die Wettbewerbssituation und damit nicht den Grenzzuschlagspreis einschätzen können. In einem solchen Fall kann es passieren, dass sie von einer Teilnahme am Beschaffungsverfahren absehen, selbst wenn sie günstiger produzieren könnten als ihre Wettbewerber. Zudem neigen Akteure in Gebotspreisverfahren auch eher zu strategischem Verhalten. Dabei haben große Anbieter einen Vorteil, da sie einen besseren Marktüberblick haben.

Beim Einheitspreisverfahren konzentrieren sich die Anbieter bei der Gebotserstellung auf die eigenen Grenzkosten. Sofern genügend Wettbewerb herrscht, ist davon auszugehen, dass ein kosteneffizienter Zuschlag erfolgt. Kleinere Anbieter haben sogar zusätzlich den Vorteil, dass sie bei Zuschlag von den Marktkenntnissen der großen Anbieter profitieren können. Zuletzt ist es auch eine willkommene Idee im Sinne der Transparenz, dass es einen eindeutigen Referenzpreis beim Zuschlag gibt.

### Höchstpreis

§ 12 KapResV legt fest, dass für jede Ausschreibungsrunde ein fester Höchstwert gilt, nämlich 100.000 € pro Megawatt pro Jahr. So auch für den zweiten

14 Strommarktdesign, Ockenfels et. al., Gutachten im Auftrag der EEX, 2008, [https://ockenfels.uni-koeln.de/fileadmin/wiso\\_fak/stawi-ockenfels/pdf/ForschungPublikationen/Gutachten\\_EEX\\_Ockenfels.pdf](https://ockenfels.uni-koeln.de/fileadmin/wiso_fak/stawi-ockenfels/pdf/ForschungPublikationen/Gutachten_EEX_Ockenfels.pdf)

Erbringungszeitraum. Durch die Festlegung des Höchstwertes soll verhindert werden, dass insbesondere durch strategisches Verhalten und bei schwachem Wettbewerb die Gebote sehr hoch ausfallen und damit die Kosten für die Kapazitätsreserve stark steigen würden.

Ohne einen vorgegebenen Höchstwert könnten die Bieter erwägen, spekulativ sehr teure Gebote abzugeben – in der Hoffnung, dass es in der konkreten Ausschreibung zu wenige Gebote gibt –, und zur Erfüllung des Mengenziels den Zuschlag auch mit einem sehr hohen Gebotswert bekommen.

Der Höchstwert von 100.000 € pro Megawatt pro Jahr orientiert sich am oberen Rande der typischen fixen Betriebs- und Instandhaltungskosten unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien. Diese weisen eine große Bandbreite auf. Eine Quantifizierung der wahren Kosten ist durch den Verordnungsgeber kaum möglich. Um sicherzustellen, dass ausreichend Wettbewerb besteht und die ausgeschriebene Reserveleistung möglichst weit gedeckt werden kann, muss der Höchstwert ausreichend hoch sein.

Zusätzlich zu den fixen Betriebskosten ist zu berücksichtigen, dass Kraftwerke in der Kapazitätsreserve unter Umständen vor dem Beginn des Erbringungszeitraums ertüchtigt werden müssen, um die Anforderungen der Kapazitätsreserve zu erfüllen.

Dadurch fallen weitere Kosten an, die über den Erbringungszeitraum von zwei Jahren amortisiert werden müssen. Denn ein Bieter wird nicht sicher von einer erneuten Kontrahierung in der Kapazitätsreserve für die Folgezeiträume ausgehen können. Gleichzeitig ist eine Rückkehr in den Strommarkt für Stromerzeugungsanlagen ausgeschlossen.

In den fixen Betriebskosten sind ferner weder Risiken noch etwaige Kapitalkosten der Anlagenbetreiber noch die oben genannten Ertüchtigungen enthalten. Risikofaktoren, die in das Gebot einfließen, können zum Beispiel unerwartete Ausfälle der Anlage und die damit verbundenen Reparaturkosten sowie unter Umständen Vertragsstrafen sein. Der Höchstwert von 100.000 Euro pro Megawatt pro Jahr bietet insoweit einen ausreichenden Schutz gegen überhöhte Gebote aufgrund strategischen Verhaltens oder schwachen Wettbewerbs, andererseits bietet er ausreichend Möglichkeit zur Deckung der Kosten.

Nach § 12 Abs. 3 KapResV kann die Bundesnetzagentur den Höchstwert bis spätestens 15 Monate vor jeder Ausschreibung anpassen. Das ist sinnvoll, da sich Kosten und Risiken bzw. deren Einpreisung in die Gebote im Laufe der Zeit ändern können, wodurch eine Anpassung des Höchstwerts notwendig werden könnte.

## III. Ausblick

Netz- und marktbezogene Maßnahmen, insb. die Netzreserve, bleiben auch in naher Zukunft eine wesentliche Komponente des Netzengpassmanagements. Sie gewährleisten, dass sich am Strommarkt Stromangebot und -nachfrage an die physikalische Realität des Übertragungsnetzes anpassen lassen. Zwar verfolgt Deutschland weiterhin das Ziel, die Netzreserve schrittweise zu reduzieren, zentrale Voraussetzung hierfür ist allerdings u. a. die schnelle Umsetzung des Netzausbaus. Auch in den nächsten Jahren wird daher noch ein Bedarf bestehen, Netzreservekraftwerke für Redispatchmaßnahmen zu binden, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Gleichermassen hat die Kapazitätsreserve die wichtige Aufgabe, den Strommarkt in der aktuellen Energiekrise und darüber hinaus zusätzlich abzusichern. Die Kapazitätsreserve musste bislang noch nicht zum Einsatz kommen. Der Absicherungsaufgabe wird die Kapazitätsreserve gerecht und sie spielt daher auch in den kommenden Jahren eine wichtige Rolle für das Stromsystem.

# IV. Quellenverzeichnis

BMWK 2021: Monitoringbericht Versorgungssicherheit Strom 2021 (BMWK 2021)

(<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/angemessenheit-der-ressourcen-an-den-europaeischen-strommaerkten.html>)

BMWK 2021a: Der Zuverlässigkeitsstandard für die Stromversorgung

in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone (<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/XYZ/zuverlaessigkeitsstandard-fuer-die-stromversorgung-in-deutschland.pdf?blob=publicationFile&v=10>)

BNetzA 2022: Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2022/2023 den Betrachtungszeitraum April 2023 bis März 2024. April 2022

([https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/UnternehmenInstitutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung\\_Reservekraftwerksbedarf\\_2022.pdf?blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/UnternehmenInstitutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2022.pdf?blob=publicationFile&v=3))

BNetzA 2022b: EnLAG-Monitoring Stand des Stromnetz-Ausbaus nach dem zweiten Quartal 2022

([https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoringbericht\\_Q2-22.pdf](https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoringbericht_Q2-22.pdf))

BNetzA 2022c: Bericht zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2022/2023 sowie den Betrachtungszeitraum April 2023 bis März 2024

([https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/UnternehmenInstitutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung\\_Reservekraftwerksbedarf\\_2022.pdf?blob=publicationFile&v=3#:~:text=April%202022%20festgestellt%3A,Winter%202022%2F2023%208.264%20MW](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/UnternehmenInstitutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2022.pdf?blob=publicationFile&v=3#:~:text=April%202022%20festgestellt%3A,Winter%202022%2F2023%208.264%20MW))

Europäisches Beihilfenregister Kapazitätsreserve

([https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case\\_details.cfm?proc\\_code=3\\_SA\\_45852](https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_45852))

Europäisches Beihilfenregister Netzreserve

([https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case\\_details.cfm?proc\\_code=3\\_SA\\_42955](https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_42955))

Strommarktdesign, Ockenfels et. al., Gutachten im Auftrag der EEX, 2008

([https://ockenfels.uni-koeln.de/fileadmin/wiso\\_fak/stawi-ockenfels/pdf/ForschungPublikationen/Gutachten\\_EEX\\_Ockenfels.pdf](https://ockenfels.uni-koeln.de/fileadmin/wiso_fak/stawi-ockenfels/pdf/ForschungPublikationen/Gutachten_EEX_Ockenfels.pdf))

