



# Evaluierungsbericht der Bundesregierung nach § 50j Absatz 1 Energiewirtschaftsgesetz

## 1. Grundlage des Evaluierungsberichts

Der Deutsche Bundestag hat mit Zustimmung des Bundesrates am 8. Juli 2022 das Gesetz zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor im Fall einer drohenden Gasmangellage durch Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften (im Folgenden: Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz) erlassen.

Anlass zum Erlass des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes war der Beginn des völkerrechtswidrigen russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine. Die mit dem Gesetz eingeführten Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), insbesondere die neu geschaffenen §§ 50a bis 50i EnWG, haben das Ziel, die durch den russischen Angriff verursachten Marktverwerfungen und die damit drohende Gasmangellage in Deutschland und in Europa abzuwenden.

Wesentlicher Kern der im Sommer 2022 neu geschaffenen Regelungen sind neue Möglichkeiten zur Ausweitung des Stromerzeugungsangebots am Strommarkt. Durch die befristete Teilnahme zusätzlicher Erzeugungskapazitäten von Kohle- und Mineralölanlagen soll der Energieträger Erdgas in der Stromerzeugung ersetzt werden, um vor dem Hintergrund der Gasversorgungssituation kurzfristig Erdgas einzusparen. Die durch das Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz eingeführten Instrumente zur krisenbedingten Ausweitung des Stromerzeugungsangebots am Strommarkt sind bis zum 31. März 2024 befristet.

## 2. Gegenstand der Evaluierung und Evaluierungsauftrag

Nach § 50j Absatz 1 EnWG berichtet die Bundesregierung dem Bundestag, ob es erforderlich und angemessen ist, die Maßnahmen nach den §§ 50a bis 50h EnWG insbesondere in Bezug auf ihre Auswirkungen auf die Energiewirtschaft und den Klimaschutz beizubehalten.

Auf Grundlage des angepassten EnWG hat die Bundesregierung im Jahr 2022 zwei Rechtsverordnungen erlassen, die Stromangebotsausweitungsverordnung sowie die Versorgungsreserveabrufverordnung:

- **§§ 50a – 50c EnWG: Stromangebotsausweitungsverordnung (StaaV)**

Auf Grundlage des § 50a Absatz 1 EnWG hat die Bundesregierung am 13. Juli 2022 die Verordnung zur befristeten Ausweitung des Stromerzeugungsangebots durch Anlagen aus der Netzreserve (Stromangebotsausweitungsverordnung - StaaV) erlassen. Die StaaV trat am 14. Juli 2022 in Kraft und erlaubt die Rückkehr der von ihr erfassten Kohle- und Mineralölanlagen bis zum Ablauf des 31. März 2024, sofern die Alarm- oder die Notfallstufe nach dem Notfallplan Gas nicht vor diesem Zeitpunkt aufgehoben wird.

Folgende Anlagen werden von der StaaV umfasst:

- Systemrelevante Anlagen, die mit Steinkohle oder Mineralöl befeuert werden und derzeit in der Netzreserve gebunden sind, und
- Stein- und Braunkohlekleinanlagen, die in den Anwendungsbereich des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) fallen und für die in den Jahren 2022 und 2023 ein Verbot der Kohleverfeuerung wirksam geworden wäre oder wirksam wird.

Auf Grundlage der StaaV wurde bisher für insgesamt 16 Kraftwerke eine Marktrückkehr gemäß § 50a Absatz 2 EnWG angezeigt. Neben fünf Kraftwerken aus der Netzreserve sind zehn Kraftwerke derzeit am Strommarkt aktiv, die in der dritten und vierten Ausschreibungsrunde nach KVBG einen Zuschlag erhalten haben. Für die Anlage GKM 7 hat der Betreiber, die Grosskraftwerk Mannheim AG, das Ende des Markteinsatzes zum 04. Juni 2023 angezeigt. Dieses Kraftwerk wurde zuvor seit Januar 2023 marktlich eingesetzt. Seither wird dieses Kraftwerk wieder in der Netzreserve vorgehalten.

- **§ 50d EnWG: Versorgungsreserveabrufverordnung (VersResAbV)**

Auf Grundlage des § 50d Absatz 2 Satz 2 in Verbindung mit Absatz 2 Satz 3 und 4 sowie Absatz 9 des EnWG hat die Bundesregierung am 30. September 2022 die Verordnung zur befristeten Ausweitung des Stromerzeugungsangebots durch Anlagen aus der Versorgungsreserve (Versorgungsreserveabrufverordnung - VersResAbV) erlassen. Die VersResAbV trat am 1. Oktober 2022 in Kraft und erlaubte den Betrieb der von der Verordnung umfassten Braunkohleanlagen bis zum Ablauf des 30. Juni 2023.

Auf Grundlage der VersResAbV wurden die Braunkohleanlagen Niederaußem E, Niederaußem F und Neurath C der RWE Power AG sowie Jänschwalde F und Jänschwalde E der Lausitz Energie Kraftwerke AG während des beschriebenen Abrufzeitraums am Strommarkt betrieben. Derzeit werden die betreffenden

Braunkohleanlagen in der Versorgungsreserve für einen etwaigen erneuten Abruf betriebsbereit gehalten.

Auf Grundlage des § 50j Absatz 1 EnWG stellt der vorliegende Bericht die Evaluierungsergebnisse in Bezug auf die wesentlichen Instrumente des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes dar. Es werden die Auswirkungen der StaaV und der VersResAbV auf die Energiewirtschaft und den Klimaschutz untersucht. Vor dem Hintergrund des Sinns und Zwecks des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes wurde ein besonderer Fokus auf den Gaseinspareffekt der befristeten Strommarktrückkehr der betreffenden StaaV- und der VersResAbV-Kraftwerke gelegt.

Aufgrund besonderer Implikationen für die Energiewirtschaft, wurden auch die in § 50b Absatz 2 Nummer 2 EnWG geregelten Bevorratungspflichten für fossile Brennstoffe untersucht.

Von den Verordnungsermächtigungen in § 50e EnWG (Verordnungsermächtigung zu Maßnahmen zur Ausweitung des Stromerzeugungsangebots und Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur) sowie § 50f EnWG (Verordnungsermächtigung für Maßnahmen zur Reduzierung der Gasverstromung zur reaktiven und befristeten Gaseinsparung) wurde bisher kein Gebrauch gemacht. Sie sind deshalb nicht Teil dieser Evaluierung.

### 3. Evaluierung: Instrumente zur Ausweitung des Stromerzeugungsangebots

Zur Evaluierung der wesentlichen Instrumente des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes werden die Auswirkungen der StaaV und der VersResAbV auf die Energiewirtschaft und den Klimaschutz im kommenden Winter mittels einer europäischen Strommarktmodellierung durch die r2b energy consulting GmbH (r2b) untersucht.

Im Fokus der Analyse der energiewirtschaftlichen Effekte stehen die Auswirkung auf den Erdgasbedarf in Kraftwerken und öffentlichen Heizwerken in Deutschland und Europa (Erdgaseinsparung). Weiterhin werden die Auswirkung auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Kraftwerken und öffentlichen Heizwerken (Entwicklung CO<sub>2</sub>-Emissionen) sowie die Auswirkung auf die Strompreise am Großhandelsmarkt für Strom (Day-Ahead Markt) untersucht.

Um diese Fragestellungen zu untersuchen, werden zwei Szenarien mit insgesamt jeweils vier Sensitivitäten im europäischen Strommarktmodell im Zeitraum Oktober 2023 bis Ende März 2024 von r2b betrachtet. Das von r2b für solche Prognosen eingesetzte europäische Strommarktmodell bildet kurzfristige, stündliche Entscheidungen der Marktteilnehmer über Angebot und Nachfrage von Strom und Wärme im Wettbewerb ab. Unter der Vorgabe zukünftiger Entwicklungen sog. Fundamentalgrößen, wie bspw. des Kraftwerksparks, der Preise für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate oder der Stromnachfrage, wird mit dem Strommarktmodell die kostenminimale Entwicklung des Stromsystems im Untersuchungszeitraum prognostiziert. Dabei werden neben Deutschland auch dessen

Nachbarländer, die iberische Halbinsel, Großbritannien sowie Italien und die skandinavischen Länder berücksichtigt. Das Modell trifft stündliche Einsatzentscheidungen der steuerbaren Kraftwerke / öffentliche Heizwerke und ist damit geeignet, um Unterschiede bei Erdgaseinsparungen, CO<sub>2</sub>-Emissionen und Stromgroßhandelspreisen im Rahmen von zwei Vergleichsszenarien zu den möglichen Entwicklungen und jeweils vier Sensitivitäten zu den möglichen zusätzlichen marktteilnehmenden Kraftwerken abzuschätzen.

Die beiden für die Analyse definierten Szenarien unterscheiden sich insbesondere im Hinblick auf mögliche Entwicklungen, die einen Einsatz von zusätzlichen – nicht Erdgas-basierten – Kraftwerken begünstigen können. Im Referenzszenario werden die energiewirtschaftlichen Entwicklungen abgebildet, die nach aktuellem Kenntnisstand erwartet werden können. Im Vergleichsszenario hingegen werden solche Entwicklungen abgebildet, die einen Einsatz von zusätzlichen – nicht Erdgas-basierten – Kraftwerken begünstigen können.

Das **Referenzszenario** bildet aktuell erwartete Entwicklungen ab und ist insbesondere gekennzeichnet durch:

- Aktuelle Terminpreisnotierungen für Primärenergieträger und CO<sub>2</sub>.
- Als Ausgangspunkt für den jährlichen Stromverbrauch in Deutschland dient der statistische Stromverbrauch 2019 (vor der Corona-Krise und der Erdgaskrise durch den Ukraine-Krieg) ergänzt um zusätzliche Stromverbräuche durch neue elektrische Verbraucher (insb. Elektromobilität und elektrische Wärmepumpen), sodass der voraussichtliche jährliche Brutto-Stromverbrauch von 587 TWh in 2023 auf ca. 600 TWh in 2025 ansteigt. Für das betrachtete Ausland ist der Ausgangspunkt für den jährlichen Stromverbrauch der Vorkrisen-Stromverbrauch des Jahres 2019, der bis zum Jahr 2025 anhand des Szenarios „National Trends“ von ENTSO-E fortgeschrieben wird.
- Ausgangspunkt für die installierte Leistung der Erneuerbaren Energien in Deutschland zu Anfang des Jahres 2023 ist die statistisch ermittelte installierte Leistung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien. Für den Zubau des Jahres 2023 werden aktuelle Zubauzahlen (Quelle: Fraunhofer ISE) ausgewertet und bis Ende des Jahres fortgeschrieben. Der jährliche Brutto-Zubau für Wind und PV für das Jahr 2024 entspricht der Mittelfristprognose 2023 – 2027 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Szenario: „Trend“). Der jährliche Zubau wird auf einen kontinuierlichen monatlichen Zubau umgerechnet. Der jährliche Brutto-Zubau für Biomasse (inkl. Biomethan-Peaker) entspricht den gesetzlichen Ausschreibungsmengen, wobei ein Inbetriebnahmezeitraum von zwei Jahren und eine effektive Realisierungsrate in Höhe von 80% angenommen werden. Für das betrachtete Ausland stellen die statistisch ermittelten installierten Leistungen gemäß IRENA den Ausgangspunkt für die Entwicklung der Erneuerbaren Energien dar, die bis zum Jahr 2025 anhand des Szenarios „National Trends“ von ENTSO-E fortgeschrieben werden.

- Im Hinblick auf den zuletzt durch hohe Nicht-Verfügbarkeiten geprägten Kernenergie-Anlagenpark in Frankreich orientiert sich das Referenzszenario am mittleren Vertrauensband der Prognose des französischen Übertragungsnetzbetreibers (RTE, „vision central“).

Das **Vergleichsszenario** ist gekennzeichnet durch mögliche Entwicklungen, die im Sinne einer konservativen Betrachtung eine Verschlechterung der Versorgungslage abbilden sollen:

- Hier nicht aufgeführte Annahmen sind identisch zum Referenzszenario.
- Bei der Primärenergieträger- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung werden Annahmen getroffen, bei denen im Betrachtungszeitraum insbesondere von einem erneuten deutlichen Anstieg der Preise für Erdgas, aber auch der weiteren fossilen Import-Brennstoffe, ausgegangen wird. Hierzu wird auf Annahmen der Systemanalyse gemäß Netzreserveverordnung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber von Anfang 2023 abgestellt.<sup>1</sup>
- Die Verfügbarkeit der Kernenergieanlagen in Frankreich orientiert sich am unteren Vertrauensband der Prognose des französischen Übertragungsnetzbetreibers (RTE) auf Basis der aktuellen Datenlage.

Die vier zu betrachtenden **Sensitivitäten** werden determiniert über die berücksichtigten zusätzlich am Markt teilnehmenden Kraftwerke und sind wie folgt parametrisiert:

- Basisbetrachtung: Betrachtung der Entwicklungen ohne Versorgungsreserve (Braunkohle) und ohne Marktrückkehrer (Steinkohle / Mineralöl) der Netzreserve beziehungsweise der betreffenden nach KVBG bezuschlagten Anlagen.
- Sensitivität Weiterbetrieb Marktrückkehrer: Betrachtung der Entwicklung nur mit den heute aktiven Marktrückkehrern (Steinkohle / Mineralöl) der Netzreserve bzw. der betreffenden nach KVBG bezuschlagten Anlagen.
- Sensitivität Aktivierung Versorgungsreserve: Betrachtung der Entwicklung nur mit den Anlagen der Versorgungsreserve (Braunkohle) im Marktbetrieb.
- Sensitivität Aktivierung Versorgungsreserve und Weiterbetrieb Marktrückkehrer: Betrachtung der Entwicklung mit den Anlagen der Versorgungsreserve (Braunkohle) im Markteinsatz sowie den heute aktiven Marktrückkehrern (Steinkohle / Mineralöl) der Netzreserve bzw. der betreffenden nach KVBG bezuschlagten Anlagen.

---

Vgl. hierzu:

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Systemanalysen\\_UeNB\\_2023.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Systemanalysen_UeNB_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=3).

Die untersuchten Szenarien und Sensitivitäten werden insbesondere hinsichtlich der Unterschiede der Erdgaseinsparung in der Stromerzeugung und öfftl. Heizwerken durch zusätzliche am Markt agierende Kohle- und Öl-Kraftwerke analysiert. Weiterhin werden Unterschiede der Auswirkungen auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Kraftwerken und öffentlichen Heizwerken (Entwicklung CO<sub>2</sub>-Emissionen) sowie die Unterschiede der Auswirkung auf die Strompreise am Großhandelsmarkt für Strom (Day-Ahead Markt) ausgewertet.

Eine detailliertere Darstellung der Annahmen, Methodik und Modellierungsergebnisse finden sich im Anhang zu diesem Bericht.

### **Wirkung der Stromangebotsausweitungsverordnung, inkl. Brennstoffbevorratungsverpflichtung (§§ 50a – 50c EnWG)**

Nachstehend sind die Effekte einer Marktteilnahme der Marktrückkehrer im Zeitraum vom 1. Oktober 2023 bis zum 31. März 2024 im Referenzszenario in Deutschland und im gesamten Betrachtungsgebiet ausgewiesen:

- Die Erdgaseinsparungen in Deutschland betragen 3,6 TWh<sub>th, Hu.</sub> Inklusive des betrachteten Auslands betragen die Erdgaseinsparungen 8,8 TWh<sub>th, Hu.</sub>
- Die CO<sub>2</sub>-Emissionen steigen in Deutschland um 3,9 Mio. t CO<sub>2</sub>. Inklusive des betrachteten Auslands betragen die Mehremissionen 2,5 Mio. t CO<sub>2</sub>.
- Die Großhandels-Strompreise (Base) in Deutschland sinken um 0,7 € je MWh<sub>el.</sub>

Für das Vergleichsszenario ergeben sich im Zeitraum vom 1. Oktober 2023 bis zum 31. März 2024 nachstehende Effekte:

- Die Erdgaseinsparungen in Deutschland betragen 5,1 TWh<sub>th, Hu.</sub> Inklusive des betrachteten Auslands betragen die Erdgaseinsparungen 16,1 TWh<sub>th, Hu.</sub>
- Die CO<sub>2</sub>-Emissionen steigen in Deutschland um 12 Mio. t CO<sub>2</sub>. Inklusive des betrachteten Auslands betragen die Mehremissionen 9,3 Mio. t CO<sub>2</sub>.
- Die Großhandels-Strompreise (Base) in Deutschland sinken um 7,4 € je MWh<sub>el.</sub>

Eine detailliertere Darstellung der Annahmen, Methodik und Modellierungsergebnisse finden sich im Anhang zu diesem Bericht.

### **Wirkung der Brennstoffbevorratungspflicht (§ 50b Absatz 2 Nr. 2 EnWG)**

Zur Sicherstellung der Betriebsbereitschaft einer Anlage hat der Anlagenbetreiber u.a. die erforderliche Versorgung mit Brennstoffen sicherzustellen. Bislang müssen Anlagenbetreiber, die nicht von der Möglichkeit zur befristeten Teilnahme am Strommarkt nach der StaaV Gebrauch machen, jeweils zu bestimmten Stichtagen Steinkohlevorräte für 30 Volllasttage bzw. Mineralölvorräte für 10 Volllasttage bereithalten (vgl. § 50b Absatz 2

Nummer 1 EnWG). Bisher haben zehn Kraftwerke aus der Netzreserve, die mit Steinkohle oder Mineralöl befeuert werden, und vier Kraftwerke aus der dritten und vierten Ausschreibungsrunde nach dem KVBG nicht von der Möglichkeit der befristeten Strommarktrückkehr nach der StaaV Gebrauch gemacht. Die letzten Bevorratungen für diese Kraftwerke erfolgen zum 1. November 2023 und 1. Februar 2024.

Die Brennstoffbevorratungsverpflichtung gilt für alle Anlagen, die nicht im Rahmen der StaaV an den Strommarkt zurückgekehrt sind, unabhängig davon, ob sie über den Geltungszeitraum des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes hinaus in der Netzreserve vorgehalten werden oder stillzulegen sind. Ob eine Anlage nach dem 31. März 2024 (Befristung des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes) weiterhin in der Netzreserve vorzuhalten ist, richtet sich nach ihrer Systemrelevanz. Ist eine Anlage nicht als systemrelevant im Sinne des § 13b Absatz 2 Satz 2 EnWG ausgewiesen, ist sie nach dem 31. März 2024 endgültig stillzulegen.

Für diese Anlagen ist eine Bevorratung in der bisher vorgegebenen festen Höhe in der Regel nicht mehr sinnvoll. Es sind an diesen Standorten hohe Restbestände zum 31. März 2024 zu erwarten, da voraussichtlich keine 30 beziehungsweise 10 Volllasttage nach dem 1. Februar 2024 zu Netzreserve Zwecken abgerufen werden. Nur im Einzelfall ist ein Weiterverkauf oder Weitertransport der Brennstoffvorräte kostendeckend möglich. In der Regel ist mit deutlichen Mehrkosten oder gegebenenfalls mit Zwangsverfeuerungen zu rechnen.

Auch bei Anlagen, die über den 31. März 2024 hinaus in der Netzreserve vorgehalten werden, ist die vorgegebene Mindestbevorratung je nach Standort teilweise kritisch zu sehen (u. a. Alterung der Brennstoffe, Selbstentzündungsgefahr).

Um gleichermaßen ausreichend Brennstoffe für die Versorgungssicherheit und nur wirtschaftlich angemessene Vorräte an den einzelnen Standorten zu haben, bietet es sich an, die Regelung für StaaV-Marktrückkehrer zu übertragen: Nach § 50b Absatz 4 Satz 4 EnWG ist der jeweilige regelzonenverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber berechtigt, gegenüber dem Anlagenbetreiber Vorgaben zur Brennstoffbevorratung zu machen, sofern dies für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes erforderlich ist. Damit stehen die erforderlichen Mindestvorräte für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit auch weiterhin zur Verfügung. Redispatchanforderungen können hierüber gedeckt werden. Gleichzeitig wird der Vorrat eingeschränkt und die genannten Probleme mit Restbeständen werden deutlich reduziert.

Es bleibt trotz Reduzierung der Brennstoffvorräte bei dem hohen Maß der Versorgungssicherheit. Gleichzeitig werden Kosten gesenkt und zum Klimaschutz beigetragen.

### **Wirkung der Versorgungsreserveabrufverordnung (§ 50d EnWG)**

Nachstehend sind die Effekte einer Marktteilnahme der Versorgungsreserve im Zeitraum vom 1. Oktober 2023 bis zum 31. März 2024 im Referenzszenario in Deutschland und im gesamten Betrachtungsgebiet ausgewiesen:

- Die Erdgaseinsparungen betragen in Deutschland 0,7 TWh<sub>th, Hu.</sub> Inklusive des betrachteten Auslands betragen die Erdgaseinsparungen 3,9 TWh<sub>th, Hu.</sub>
- Die CO<sub>2</sub>-Emissionen steigen in Deutschland um 3,4 Mio. t CO<sub>2</sub>. Inklusive des betrachteten Auslands betragen die Mehremissionen 2,6 Mio. t CO<sub>2</sub>.
- Die Großhandels-Strompreise (Base) in Deutschland sinken um 0,4 € je MWh<sub>el.</sub>

Für das Vergleichsszenario ergeben sich im Zeitraum vom 1. Oktober 2023 bis zum 31. März 2024 nachstehende Effekte:

- Die Erdgaseinsparungen betragen in Deutschland 1,1 TWh<sub>th, Hu.</sub> Inklusive des betrachteten Auslands betragen die Erdgaseinsparungen 5,6 TWh<sub>th, Hu.</sub>
- Die CO<sub>2</sub>-Emissionen steigen in Deutschland um 6,7 Mio. t CO<sub>2</sub>. Inklusive des betrachteten Auslands betragen die Mehremissionen 5,6 Mio. t CO<sub>2</sub>.
- Die Großhandels-Strompreise (Base) in Deutschland sinken um 2,8 € je MWh<sub>el.</sub>

Eine detailliertere Darstellung der Annahmen, Methodik und Modellierungsergebnisse finden sich im Anhang zu diesem Bericht.

### **Summarische Wirkung der Stromangebotsausweitungsverordnung, inkl. Brennstoffbevorratungsverpflichtung (§§ 50a – 50c EnWG) und der Versorgungsreserveabrufverordnung (§ 50d EnWG)**

Nachstehend sind die summarischen Effekte einer Marktteilnahme der Marktrückkehrer und der Versorgungsreserve im Zeitraum vom 1. Oktober 2023 bis zum 31. März 2024 im Referenzszenario in Deutschland und im gesamten Betrachtungsgebiet ausgewiesen:

- Die Erdgaseinsparungen betragen in Deutschland 4,3 TWh<sub>th, Hu.</sub> Inklusive des betrachteten Auslands betragen die Erdgaseinsparungen 12,1 TWh<sub>th, Hu.</sub>
- Die CO<sub>2</sub>-Emissionen steigen in Deutschland um 7,2 Mio. t CO<sub>2</sub>. Inklusive des betrachteten Auslands betragen die Mehremissionen 5,2 Mio. t CO<sub>2</sub>.
- Die Großhandels-Strompreise (Base) sinken in Deutschland um 0,9 € je MWh<sub>el.</sub>

Für das Vergleichsszenario ergeben sich im Zeitraum vom 1. Oktober 2023 bis zum 31. März 2024 nachstehende Effekte:

- Die Erdgaseinsparungen betragen in Deutschland 6,1 TWh<sub>th, Hu.</sub> Inklusive des betrachteten Auslands betragen die Erdgaseinsparungen 20,5 TWh<sub>th, Hu.</sub>
- Die CO<sub>2</sub>-Emissionen steigen in Deutschland um 17,8 Mio. t CO<sub>2</sub>. Inklusive des betrachteten Auslands betragen die Mehremissionen 14,3 Mio. t CO<sub>2</sub>.



- Die Großhandels-Strompreise (Base) sinken in Deutschland um 10,2 € je MWh<sub>el</sub>.

Eine detailliertere Darstellung der Annahmen, Methodik und Modellierungsergebnisse finden sich im Anhang zu diesem Bericht.

## 4. Fazit

In beiden betrachteten Szenarien führen beide Instrumente, die vorübergehende Ausweitung des Stromerzeugungsangebots durch Anlagen aus der Netzreserve wie auch die befristete Ausweitung des Stromerzeugungsangebots durch Anlagen aus der Versorgungsreserve, im kommenden Winter zu einer spürbaren Verringerung der Erdgasverstromung in Deutschland wie auch im verbundenen europäischen Stromnetz. Die Vermeidung von Erdgasverstromung ist demnach am größten, wenn beide Instrumente gemeinsam wirken. Die absolut erzielbare Erdgaseinsparung im Stromsektor hängt ab vom ex ante nicht vorhersehbaren Marktumfeld. Im Vergleichsszenario und bei gleichzeitigem Einsatz beider Instrumente liegt die Erdgaseinsparung im Stromsektor mit europaweit 20,5 TWh<sub>th, Hu</sub> am höchsten.

Die temporäre Reduktion der Erdgasverstromung durch die beschriebenen Maßnahmen geht einher mit einer vorübergehenden Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Wie die Erdgaseinsparung ist die Steigerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsystem im Vergleichsszenario und bei summarischer Wirkung beider Instrumente am höchsten.

Darüber hinaus wirken die Instrumente über die Ausweitung des Stromangebotes strompreisdämpfend und bewirken gegenüber der Basisbetrachtung ein Sinken der Großhandelsstrompreise in Deutschland.

Damit sind beide Instrumente für sich und gemeinsam geeignet, im kommenden Winter je nach Versorgungslage effektiv Erdgasverstromung zu ersetzen und den Bedarf an Erdgas insgesamt zu verringern. Angesichts weiterhin bestehender Unsicherheit bezüglich möglicher Knappheit an Erdgas, haben sich beide Instrumente als vorübergehende Kriseninstrumente zur Unterstützung der Sicherung der Gasversorgung und damit zur Behebung einer beträchtlichen Störung im Wirtschaftsleben in Deutschland bewährt.

## 5. Anlage

(Folien der r2b-Strommarktmodellierung)