

20. Wahlperiode



Deutscher Bundestag

Ausschuss für Klimaschutz und
Energie

Ausschussdrucksache **20(25)134**

24. Juni 2022

Stellungnahme
zum Entwurf eines Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes (EKWG)
Öko-Institut e.V.

Entwurf eines Gesetzes zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor im Fall einer drohenden Gasmangellage durch Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften

Stellungnahme
zur Anhörung des Ausschusses für Klimaschutz
und Energie des 20. Deutschen Bundestages am
24. Juni 2022

Berlin, 23.6.2022

Charlotte Loreck

Büro Berlin

Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

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

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

Kontakt

info@oeko.de
www.oeko.de

Vorbemerkung

Die vorliegende Stellungnahme bezieht sich auf den „Entwurf einer Formulierungshilfe der Bundesregierung für die Fraktionen der SPD, von Bündnis 90/Die Grünen und der FDP Entwurf eines Gesetzes zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor im Fall einer drohenden Gasmangellage durch Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften“, Ausschussdrucksache 20(25)104 des Ausschusses für Klimaschutz und Energie des Deutschen Bundestages vom 13.6.2022. Im Folgenden werden einzelne Aspekte des Gesetzentwurfs kommentiert, die in der Kürze der zu Verfügung stehenden Zeit untersucht werden konnten.

Der wichtigste Aspekt ist die anzunehmende Wirkung des Gesetzentwurfs auf den Klimaschutz. Durch den angestrebten Ersatz von Stromerzeugung auf Basis von Erdgas durch den erhöhten Einsatz von Steinkohlen, Braunkohlen und Mineralöl zur Stromerzeugung werden die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung erheblich steigen.

Gleichzeitig ist es bei Knappheit von Erdgas natürlich notwendig, mindestens einen Teil der Erdgasstromerzeugung zu ersetzen.

Was jedoch in dem Gesetzentwurf fehlt, ist die Adressierung der Nachfrageseite. Zum Beispiel könnten mindestens 10 TWh¹ in der Industrie im Bereich der Motoren, Beleuchtung und Prozesskälte relativ kurzfristig eingespart werden. Das entspricht der Strommenge, die die Braunkohlekraftwerke der bisherigen Sicherheitsbereitschaft bei 5500 Volllaststunden produzieren würden.

Fazit und Empfehlung:

Bevor zusätzliche Erzeugungskapazitäten in den Strommarkt gebracht werden, sollten alle schnell umsetzbaren Maßnahmen zur Reduzierung des Stromverbrauchs ergriffen werden. Dazu gehört beispielsweise ein Stromsparerpotential in der Industrie von mindestens 10 TWh (Motoren, Beleuchtung, Prozesskälte)², das mit ordnungsrechtlichen Maßnahmen kurzfristig adressiert werden könnte.

Jenseits des Stromsektors sollten alle Energiesparerpotentiale genutzt werden, um sowohl Erdgas zu sparen, als auch für den Klimaschutz alle (auch langfristig sinnvollen) Effizienzpotentiale zu erschließen. Die CO₂-intensiven Ersatzmaßnahmen im Stromsektor dürfen nicht zum Ausgleich für die fehlende Nutzung von Effizienzpotentialen in anderen Sektoren herangezogen werden.

¹ consentec, Fraunhofer ISI, TU Berlin, ifeu 2021.

1 Quantitative Einordnung der CO₂-Emissionseffekte und Brennstoffpreis-Effekte bei zusätzlichem Kraftwerksbetrieb mit unterschiedlichen Energieträgern (zu § 50a und § 50d EnWG neu sowie § 35 KWKG neu)

1.1 Spezifische CO₂-Emissionen

Im Jahr 2021 betrug die Nettostromerzeugung aus Erdgas laut AGEB 87,4 TWh, das entsprach knapp 16% der Nettostromerzeugung (ohne Pumpspeicher), die bei 551 TWh lag. Der Stromexportsaldo betrug 2021 gut 19 TWh.

Für das Jahr 2020 liegen bereits Inventardaten zum Brennstoffeinsatz aus dem deutschen Treibhausgasinventar vor. Mit einer Nettostromerzeugung von 91,7 TWh im Jahr 2020 und einem Brennstoffeinsatz von 948.439 TJ, sowie einem Emissionsfaktor von 201 g/kWh ergeben sich als **durchschnittliche CO₂-Emissionen einer TWh Erdgastrom** mit der Kraftwerksflotte von 2020 **0,58 Mio. t**.

Der vorliegende Gesetzentwurf ermöglicht mehreren konkret spezifizierten Anlagen die Teilnahme am Strommarkt. Dabei handelt es sich um die Braunkohlekraftwerke der Sicherheitsbereitschaft, sowie eine Reihe von Steinkohle- und Mineralöl-basierten Anlagen, die entweder jetzt schon in der Netzreserve gebunden sind, oder in diese aufgenommen werden sollen. Zusätzlich können Kohle-KWK-Anlagen, die durch eine Neuanlage mit Kohleersatzbonus ersetzt werden, länger im Markt bleiben.³ Für eine erste quantitative Einordnung der CO₂-Effekte werden im Folgenden die CO₂-Emissionen einiger konkret betroffener Anlagen abgeschätzt.

Für **Braunkohle** betrifft dies die fünf Blöcke der bisherigen Sicherheitsbereitschaft, mit Baujahren von 1970 bis 1973 im Rheinland und zwei Blöcken in der Lausitz mit Baujahr 1987 und 1989 sowie die Braunkohlekleinanlagen, die laut KVBG in dem relevanten Zeitraum stillgelegt werden sollen.

Für die Kraftwerke der bisherigen Sicherheitsbereitschaft können baujahrspezifische elektrische Nettonutzungsgrade um die 33% angesetzt werden, sowie revierspezifische Emissionsfaktoren der verwendeten Braunkohle. Damit ergeben sich für **eine TWh Stromerzeugung** aus diesen fünf Kraftwerksblöcken **CO₂-Emissionen** von durchschnittlich **1,24 Mio. t**. Diese Emissionen sind um den **Faktor 2,2** höher als die oben berechneten durchschnittlichen Emissionen aus Erdgaskraftwerken.

Für die **Steinkohlekraftwerke**, die bereits jetzt in der Netzreserve gebunden sind, und diejenigen, die im Rahmen des vorliegenden Gesetzentwurfs zur Netzreserve hinzukommen, werden hier elektrische Nettonutzungsgrade zwischen ca. 33% und 38,5% angenommen. Damit ergeben sich für **eine TWh Stromerzeugung** aus diesen Kraftwerken **CO₂-Emissionen** von durchschnittlich **0,94 Mio. t**. Diese Emissionen sind um den **Faktor 1,6** höher als die durchschnittlichen Emissionen aus Erdgaskraftwerken.

³ Der Entwurf geht erkennbar davon aus, dass Braunkohleanlagen, die keine Braunkohlekleinanlagen sind, und die nicht in der Sicherheitsbereitschaft nach § 13g EnWG sind, sondern der gesetzlichen Stilllegungsreihenfolge nach Anhang 2 KVBG unterliegen, nicht von dem Gesetz erfasst sein sollen (s. Zusammenfassung auf S. 1). Diesbezüglich ist § 50a Abs. 4 des Entwurfs aber missverständlich formuliert, da über die Bezugnahme auf § 51 Abs. 1 KVBG ohne weitere Einschränkung sprachlich mit erfasst sind. Insofern ist eine Klarstellung erforderlich in § 50a Abs. 4 ("...Anlagen, die nach § 51 Abs. 1 S. 1, Abs. 2 Nr. 1 lit. c des KVBG...").

Für die Anlagen in der Netzreserve, die mit **Heizöl** betrieben werden, ergeben sich für eine TWh ca. 0,73 Mio. t CO₂ für **leichtes Heizöl (Faktor 1,3)** gegenüber Erdgas) und 1,01 Mio. t CO₂ pro TWh für **schweres Heizöl (Faktor 1,8)**.

Der Einsatz von leichtem Heizöl wäre damit mit den niedrigsten Zusatzemissionen verbunden, der von Braunkohle mit den höchsten.

1.2 Brennstoffpreis-Effekte

Die aktuelle Situation führt nicht nur zu steigenden Erdgaspreisen, sondern auch zu einem Anstieg der Steinkohlepreise. Selbst bei den aktuellen CO₂-Preisen von über 80 € / EUA führt dies dazu, dass in der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke am Strommarkt (merit order), Braunkohle-Kraftwerke vor anderen fossilen Kraftwerken zum Zug kommen, da sie niedrigere kurzfristige Grenzkosten haben.

Abbildung 1-1 zeigt für ausgewählte Kraftwerkstypen schematisch die Höhe der wichtigsten Bestandteile der kurzfristigen Grenzkosten bestehend aus Brennstoff- und CO₂-Kosten (ohne weitere Kostenbestandteile wie Personal etc.) mit aktuellen Brennstoff- und CO₂-Preis-Annahmen. Für die prototypischen Kraftwerkstypen wurden unterschiedliche Wirkungsgrade und brennstoffspezifische Emissionsfaktoren veranschlagt.⁴ Für die (kurzfristig wirksamen) Brennstoffkosten wurden 6 €/MWh für Braunkohle⁵, 36 €/MWh für Steinkohle⁶ und 130 €/MWh für Erdgas⁷ angesetzt.

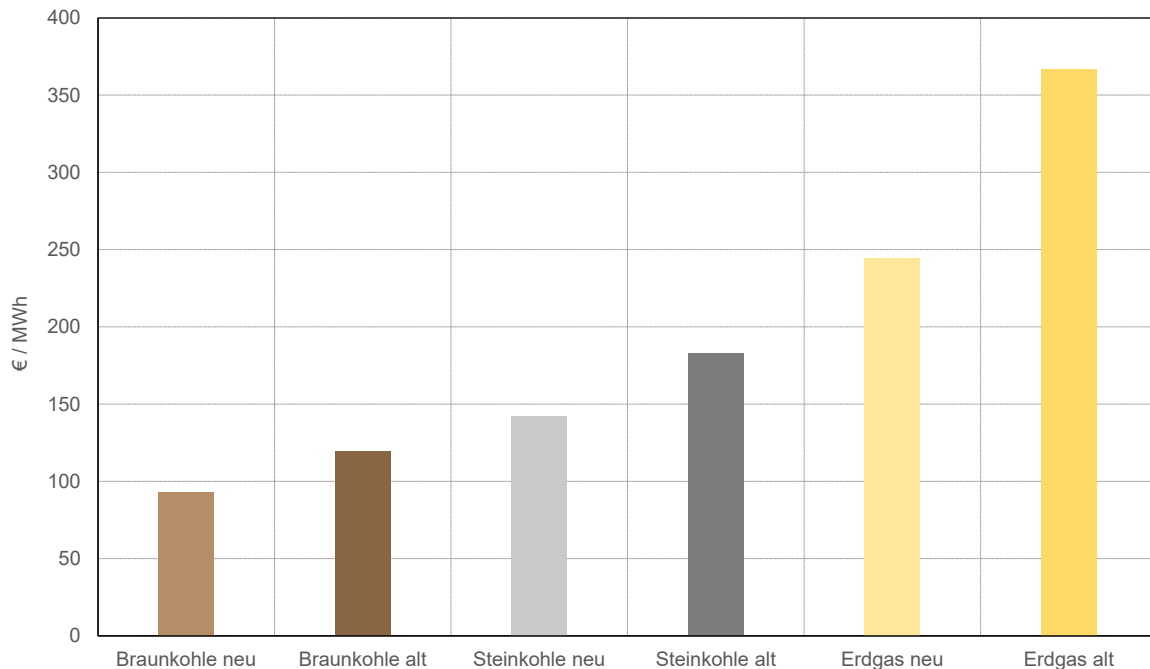
⁴ Angesezte Wirkungsgrade: Braunkohle alt 33%, Braunkohle neu 42,5%, Steinkohle alt 35%, Steinkohle neu 45%, Erdgas alt 40%, Erdgas neu 60%.

⁵ Umweltbundesamt 2018.

⁶ Spotmarktpreis von 328 €/t vom 23.06.2022 umgerechnet in €/MWh. Future-Preise zeigen ähnliche Werte.

⁷ Spotmarktpreis vom 23.06.2022 für das Marktgebiet THE an der EEX.

Abbildung 1-1: Kurzfristige Grenzkostenbestandteile aus Brennstoff- und CO₂-Kosten für ausgewählte Kraftwerkstypen



Quelle: eigene Berechnung Öko-Institut

Wenn zusätzliche alte Braunkohlekraftwerke und alte Steinkohlekraftwerke gleichzeitig in den Markt kommen würden, würden also die zusätzlichen Braunkohlekraftwerke vor den zusätzlichen Steinkohlekraftwerken zum Zuge kommen. Angesichts des Gasmangel-Szenarios, für das der Gesetzentwurf diese Option vorsieht, ist davon auszugehen, dass die Brennstoffpreise auch weiterhin diese Einsatzreihenfolge nach sich ziehen würden. Denn gerade in so einer Situation wäre mit hohen Erdgaspreisen und infolgedessen ebenfalls hohen Steinkohlepreisen zu rechnen.

Fazit und Empfehlung:

Aus Klimaschutzsicht sollte der Einsatz der vom Gesetzentwurf adressierten Braunkohlekraftwerke aufgrund der sehr hohen CO₂-Emissionen nur im Notfall zur Sicherung der Versorgungssicherheit und nur nachrangig nach Ausschöpfung aller Effizienzpotentiale und nach dem Einsatz aller anderen Kraftwerke erfolgen. Werden die zusätzlichen Braunkohlekraftwerke wie im Gesetzentwurf vorgesehen, wieder auf dem Strommarkt zugelassen, würden sie aufgrund ihrer niedrigeren kurzfristigen Grenzkosten vorrangig zum Zuge kommen. Es wird daher empfohlen, für die Anlagen in der Sicherheitsbereitschaft die bisherigen Regelungen der Sicherheitsbereitschaft beizubehalten und bis zum März 2024 zu verlängern, um auf den Beitrag dieser Anlagen zur Versorgungssicherheit in Notfallsituationen wie bisher auch nachrangig zugreifen zu können. Der Einsatz dieser Anlagen auf dem Strommarkt sollte unterbleiben. Ebenso sollte der Einsatz von Braunkohlekleinanlagen, die nach KVBG stillzulegen sind, wegen ihres geringen Beitrags zur Versorgungssicherheit bei spezifisch hohen Emissionen unterbleiben.

2 Spezielle Folgen für Braunkohle (zu § 50d EnWG neu)

2.1 Absolute Emissionseffekte

Der Einsatz der fünf Braunkohlekraftwerke in der bisherigen Sicherheitsbereitschaft mit insgesamt ca. 1,9 GW Leistung werden im Folgenden genauer betrachtet. Die betroffenen Braunkohlekleinanlagen aus der dritten und vierten Auktion mit einer Leistung von insgesamt 56 MW werden in die folgende Analyse nicht einbezogen.

Der Gesetzentwurf sieht den Einsatz der Braunkohlekraftwerke im Markt bereits vor, wenn (§50d neu) „eine Störung oder Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitäts- oder Gasversorgungssystems vorliegt oder eine zukünftige Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitäts- oder Gasversorgungssystems nicht ausgeschlossen werden kann“. Damit ist das Kriterium für die Aktivierung dieses Instruments per Rechtsverordnung identisch mit der Aktivierung der Kraftwerke aus der Netzreserve (§ 50a neu).

Aus dem Gesetzentwurf geht nicht hervor, ob vorgesehen ist, die sogenannten Abrufzeiträume auf wenige Zeitspannen zu begrenzen. Möglich ist ein Abrufzeitraum bis längstens Ende März 2024. Damit ergeben sich sehr unterschiedliche Möglichkeiten für den Einsatz der betroffenen Braunkohlekraftwerke am Markt.

Die folgende Tabelle zeigt überschlägig berechnete, jährliche Strommengen und CO₂-Emissionen für drei verschiedene Vollbenutzungsstunden, 3000, 5000 und 7000 Stunden. Zum Vergleich: im Jahr 2021 hatten die im Markt befindlichen Braunkohlekraftwerke im Durchschnitt 6100 Vollbenutzungsstunden. Wenn Gas knapp ist, könnte die Auslastung der bisher im Markt befindlichen Braunkohlekraftwerke noch ansteigen (s. Abschnitt 1.2).

Tabelle 2-1: Jährliche Strommengen und Emissionen aus den fünf Braunkohleblöcken der bisherigen Sicherheitsbereitschaft bei verschiedenen Vollbenutzungsstunden

Vollbenutzungsstunden (hr/y)	3000	5000	7000
Stromerzeugung (TWh)	5,7	9,4	13,2
Bruttoemissionen der Braunkohlekraftwerke: CO₂-Emissionen (Mio. t)	7,0	11,7	16,4
Überschlägig berechnete Mehremissionen gegenüber Stromerzeugung aus Erdgas: CO₂-Emissionen (Mio.t)	3,8	6,3	8,8

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Bei einem Einsatz der Kraftwerke aus der bisherigen Sicherheitsbereitschaft mit 7000 jährlichen Vollbenutzungsstunden würde sich eine zusätzliche Stromerzeugung von 13 TWh pro Jahr ergeben. Dies wäre verbunden mit CO₂-Emissionen von 16 Mio. t. Gegenüber der Stromerzeugung aus Erdgas wären dies zusätzliche Emissionen von ca. 9 Mio. t CO₂.

Die dargestellten Mehremissionen gegenüber Erdgasstromproduktion basieren auf der Annahme, dass jede zusätzliche TWh aus den Braunkohlekraftwerken der bisherigen Sicherheitsbereitschaft eine durchschnittliche TWh Erdgasstrom in Deutschland verdrängt.⁸ In der Realität würden sich nicht nur Verschiebungen zwischen den Energieträgern innerhalb Deutschlands ergeben, sondern auch Verschiebungen in der Import-Export-Bilanz mit den Nachbarländern.

Wie Modellierungen von Gasmangel-Szenarien zeigen, würde zusätzlicher Braunkohlestrom in Deutschland auch Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken im europäischen Ausland verdrängen.⁹

Fazit und Empfehlung:

Einerseits könnte der Ersatz von Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken im europäischen Ausland durch den zusätzlichen Einsatz deutscher Braunkohlekraftwerke als gewünschter Effekt betrachtet werden, da Europa insgesamt von der Gasknappheit betroffen ist. Andererseits würden sich bei einer europäischen Betrachtung effizientere und klimaverträglichere Ersatzoptionen ergeben, als der Einsatz der sehr alten deutschen Braunkohlekraftwerke der bisherigen Sicherheitsbereitschaft. Vorsorgemaßnahmen sollten nicht nur rein national sondern für den europäischen Strommarkt koordiniert ergriffen werden. Unter den dann zur Verfügung stehenden Maßnahmen sollten die deutschen Braunkohlekraftwerke der bisherigen Sicherheitsbereitschaft nur nachrangig im Rahmen der bisherigen Regelungen zur Sicherheitsbereitschaft zum Einsatz kommen.

2.2 Auswirkungen auf die Tagebaue

Neben den besonders hohen Emissionseffekten der Braunkohlekraftwerke, ergeben sich auch Folgen für die Tagebaue durch den Braunkohlemehrbedarf. Die folgende Tabelle zeigt den Braunkohlemehrbedarf für die drei Kraftwerke im Rheinland (Niederaußem E, Niederaußem F, Neurath C) und die beiden Blöcke in der Lausitz (Jänschwalde E, Jänschwalde F) bei verschiedenen jährlichen Vollbenutzungsstunden.

Tabelle 2-2: Jährlicher Braunkohlebedarf der fünf Braunkohleblöcke der bisherigen Sicherheitsbereitschaft bei verschiedenen Vollbenutzungsstunden

Vollbenutzungsstunden (hr/y)	3000	5000	7000
Kohlemehrbedarf Rheinland (Mio. t)	3,4	5,7	8,0
Kohlemehrbedarf Lausitz (Mio. t)	3,7	6,1	8,5

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Lausitz

Am Standort Jänschwalde erfolgt aktuell die Versorgung der Blöcke A, B, C und D sowohl aus dem Tagebau Jänschwalde als auch über die Kohleverbindungsbahn aus den entfernteren Tagebauen Welzow-Süd und Nochten. Die Kapazität dieser Verbindungsbahn ist auf ca. 15 bis 16 Mio. t pro Jahr beschränkt.

⁸ Wie oben dargestellt, werden die Emissionen einer TWh Erdgasstrom hier mit den durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Erdgasstromerzeugung des Jahres 2020 berechnet.

⁹ BDEW 2022; Aurora Energy Research 2022.

Für eine hohe Auslastung aller sechs Blöcke inklusive der Blöcke E und F ist eine Brennstoffversorgung für das Kraftwerk nicht bis zum 31.03.2024 sichergestellt. Denn die Kapazität der Kohleverbindungsbahn reicht dann lediglich für die Blöcke A bis D, der Tagebau Jänschwalde endet jedoch entsprechend dem zugelassenen Hauptbetriebsplan bereits vor dem 31.12.2023. Zusätzlich ist bisher nicht abschließend geklärt, ob dieser Tagebau derzeit rechtswidrig betrieben wird und aus diesem Grund ggf. noch früher gestoppt werden muss. Der Tagebau Jänschwalde entnimmt seit Jahren deutlich mehr Grundwasser als wasserrechtlich zulässig ist, teilweise fast das Dreifache. Das Oberverwaltungsgericht Berlin-Brandenburg lehnte es Anfang Mai 2022 zwar ab, in einem Eilverfahren den Stopp des Tagebaues anzuordnen, sieht es aber ausdrücklich als offen an, ob die Betriebsplanzulassung rechtswidrig ist.

Zusätzlich verschärft sich das Wasserproblem durch steigenden Kühlwasserbedarf bei Wiederinbetriebnahme der Blöcke E und F. Es würde zusätzliches Wasser verdampft, das dadurch nicht mehr aus dem Einzugsgebiet in die Spree gelangen kann. Folgt man der Angabe von 2 Kubikmetern Kühlwasserbedarf pro MWh¹⁰, können die Blöcke E und F bis zu 13 Millionen Kubikmeter Wasser pro Jahr verbrauchen. Die Wasserknappheit im Spreeraum hat sich mit den Dürrejahren ab 2018 und damit auch seit Einführung der Sicherheitsbereitschaft deutlich verschärft. In Niedrigwasserzeiten sind insbesondere negative Einflüsse auf das Biosphärenreservat Spreewald und die Trinkwassergewinnung für Berlin (Wasserwerk Friedrichshagen) und Frankfurt-Oder (Wasserwerk Briesen) zu befürchten.

Fazit und Empfehlung:

Die Kohleförderung im Tagebau Jänschwalde sollte aufgrund der gravierenden Konsequenzen für das Grundwasser in der Region und für die Trinkwassergewinnung schnellstmöglich beendet werden. Ein zusätzlicher Betrieb der bisher in der Sicherheitsbereitschaft befindlichen Blöcke Jänschwalde E und F am Strommarkt würde dagegen die Wasserproblematik massiv verstärken und sollte daher unterbleiben.

Rheinland

Bereits die rund um den Gesetzentwurf stattfindende Diskussion um den zusätzlichen Betrieb von Braunkohlekraftwerken verschärft den Konflikt um die Dorf Lützerath, das in Gefahr ist, für den Tagebau Garzweiler II abgerissen zu werden. RWE nutzt den zusätzlichen Betrieb der Kraftwerke bereits als neuen - vermeintlichen - Grund, warum die Kohle unter dem Dorf Lützerath nun doch notwendigerweise gebraucht würde: So sagte RWE-Chef Krebber laut einem Artikel in der Rheinischen Post vom 20.6.2022: „Der planmäßige Tagebaufortschritt ist wichtig, vor allem, wenn wir uns auf Szenarien vorbereiten, in denen Gas gespart werden soll“.

Dabei zeigen Analysen der Europa-Universität Flensburg, TU Berlin und DIW¹¹, dass die Oberkante der Gewinnungsböschung am Tagebau Garzweiler II bereits "ab sofort (Stand Juni 2021) nicht mehr weiterentwickelt werden darf, um das CO₂-Budget für die 1,5-Grad-Grenze einzuhalten. Die noch gewinnbaren Braunkohlevorräte überschreiten das CO₂-Budget selbst bei sofortigem Stillstand der Tagebaukante". Um innerhalb der 1,5°-Grenze zu bleiben, dürften aus dem Tagebau Garzweiler nur noch 70 Mio. t. Braunkohle abgebaut werden. Es lassen sich aber

¹⁰ G.E.O.S Ingenieurgesellschaft mbH 2011.

¹¹ Europa-Universität Flensburg, TU Berlin, DIW 2022

laut Berechnungen der Autor*innen noch mehr als 100 Mio. t Braunkohle innerhalb des geltenden Hauptbetriebsplans gewinnen, und zwar ohne die Inanspruchnahme Lützeraths.

Dem zufolge wären die oben veranschlagten zusätzlichen Kohlemengen, die für den Einsatz der drei RWE-Kraftwerke maximal benötigt würden, ohne Weiterentwicklung der Oberkante der Gewinnungsböschung und ohne eine Inanspruchnahme von Lützerath förderbar.

In dem Konflikt um die Einhaltung der 1,5°-Grenze und den Erhalt des Dorfes wird der Gesetzesentwurf aller Voraussicht nach dazu genutzt werden, eine nicht notwendige, irreversible und klimapolitisch schädliche Weiterentwicklung des Tagebaus Garzweiler II zu begründen.

Fazit und Empfehlung:

Die bereits oben gemachte Empfehlung, die Braunkohlekraftwerke nur nachrangig einzusetzen, würde auch die Entnahme zusätzlicher relevanter Kohlemengen aus dem Tagebau Garzweiler II unnötig machen. Um die überflüssige Zerstörung von Lützerath und den damit zusammenhängenden Großkonflikt zu vermeiden und innerhalb der 1,5°-Grenze zu bleiben, sollte in dem Gesetzesentwurf außerdem hilfsweise klargestellt werden, dass zusätzlich entnommene Braunkohlemengen durch spätere Reduzierung der Fördermenge kompensiert werden. Selbst wenn die Abbaggerung von Lützerath in jedem Fall - selbst bei hoher Auslastung der drei RWE Blöcke der Sicherheitsbereitschaft - unnötig ist, wird so keine Begründung geliefert, den Tagebau mit Verweis auf zusätzlich notwendige Kohlemengen unnötigerweise zu vergrößern.

3 Mehremissionen im Emissionshandel ausgleichen (im Gesetzesentwurf noch zu ergänzen)

Die durch den Einsatz der emissionsintensiveren Kraftwerke verursachten zusätzlichen Emissionen wirken sich auf das europäische Emissionshandelssystem (ETS) aus. Es besteht weiterhin ein Überschuss an CO₂-Zertifikaten im Markt. Die Marktstabilitätsreserve (MSR) nimmt regelmäßig einen Teil (aktuell 24%) des Überschusses an Emissionsberechtigungen auf und damit aus dem Markt. Wenn zusätzliche emissionsintensive Stromerzeugung stattfindet, sinkt der Überschuss im Emissionshandel und die Marktstabilitätsreserve entzieht dem Markt weniger Zertifikate. Damit kann langfristig mehr emittiert werden.

Um diesen Effekt zu vermeiden, sollte im Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz bereits festgeschrieben werden, dass sich die Bundesregierung verpflichtet, Zertifikate in geeignetem Umfang zu löschen, so dass der zusätzliche Kraftwerkseinsatz bei emissionsneutral stattfindet.

Dabei ist zu beachten, dass die Wirkungsweise der MSR nichtlineare Effekte mit sich bringt: Die MSR bezieht sich auf den kumulierten Überschuss der Zertifikate aus den vergangenen Jahren auf dem Markt. Die MSR wird nur aktiv, wenn ein Schwellwert für den Überschuss überschritten ist. Außerdem gibt es oberhalb dieses Schwellwerts einen Übergangsbereich, in dem weniger als 24% der Zertifikate in die MSR aufgenommen werden.

Je nachdem wie die Emissionsentwicklung der ETS-Anlagen in Europa verläuft, ergeben sich unterschiedliche Szenarien für die Aufnahme der MSR und damit auch für die Effekte zusätzlicher Löschungen durch die Bundesregierung. Für die genaue Berechnung der zu löschenden Mengen, sowie den geeigneten Zeitpunkten für die Löschung, ist eine Methodik zu entwickeln, die die komplexe Wirkungsweise der MSR berücksichtigt.

Die EU-Emissionshandelsrichtlinie sieht vor, dass Zertifikate nur dann gar nicht erst auktioniert werden dürfen, wenn Kraftwerke stillgelegt werden.

Im vorliegenden Fall geht es jedoch (zunächst) nicht um Kraftwerksstilllegungen, sondern um den zusätzlichen Betrieb von Kraftwerken. Um dadurch entstehende Mehremissionen auszugleichen, müssen geeignete Mengen an Zertifikaten in den Auktionen durch die Bundesregierung aufgekauft und später stillgelegt werden. Eine entsprechende Verpflichtung sollte bereits im Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz verankert werden.

Zusätzlich sollte der Effekt von verschobenen Kraftwerksstilllegungen berücksichtigt werden, indem § 8 TEHG angepasst wird. Statt der dort formulierten Löschung von Zertifikaten, die der „zusätzlichen“ Emissionsminderung durch die Stilllegung der Stromerzeugungskapazitäten entspricht, sollte die in § 12 Absatz 4 der ETS-Richtlinie maximal mögliche Löschungsmenge ausgenutzt werden.

Fazit und Empfehlung:

Um das im Gesetzentwurf formulierte Ziel, dass die Klimaziele von dem Gesetz unberührt bleiben sollen, auch rechtlich zu verankern, sollte im EKBG explizit festgeschrieben werden, dass eine Löschung von CO₂-Zertifikaten in geeignetem Umfang durch die Bundesregierung erfolgen muss, so dass der zusätzliche Kraftwerkseinsatz emissionsneutral stattfindet. Eine entsprechende Methodik, die der nichtlinearen Wirkungsweise der Marktstabilitätsreserve Rechnung trägt, ist noch zu entwickeln. Zusätzlich sollte § 8 TEHG so angepasst werden, dass die nach § 12 Absatz 4 der ETS-Richtlinie maximal mögliche Löschungsmenge bei Kraftwerksstilllegungen ausgenutzt werden kann.

4 Gas-Pönale und Wirkung auf ungekoppelte und gekoppelte Erdgas-Kraftwerke (zu § 50 f EnWG neu)

Der vorliegende Entwurf des EKBG sieht vor, dass die Bundesregierung bei der Alarm- oder Notfallstufe des Notfallplans Gas die Erzeugung von elektrischer Energie mit Erdgas entweder rechtlich begrenzen oder ausschließen oder mit einer vom Betreiber zu zahlenden Pönale belegen kann.

Die Pönale hätte verschiedene Auswirkungen: Gaskraftwerke, die stromgeführt am Markt laufen, befinden sich angesichts der hohen Gaspreise ohnehin schon am teuren Ende der Einsatzreihenfolge (merit order) auf dem Strommarkt (s. Abschnitt 1.2). Ein zusätzlicher Aufschlag würde also den Einsatz dieser Kraftwerke gegenüber Kraftwerken mit niedrigeren Grenzkosten nicht verändern (zumindest, solange die Brennstoff- und CO₂-Preise die dargestellte Reihenfolge nach sich ziehen). In Stunden, in denen ein pönalisiertes Kraftwerk preissetzend würde, würde sich jedoch der Strompreis um die Kosten der Pönale erhöhen. Angesichts der relativ geringen Nachfrageelastizität und den ohnehin schon hohen Strompreisen, würde dieser Fall eher zu einer weiteren Erhöhung der Strompreise in den betroffenen Stunden führen, als zu einer Reduzierung des Stromverbrauchs.

Betrachtet man die merit order auf dem europäischen Strommarkt als merit order aller europäischen Kraftwerke (mit den Einschränkungen der Grenzkuppelstellen), so ergibt sich durch einen Aufschlag auf deutsche Gaskraftwerke eine Verzerrung im Bereich der Gaskraftwerke in der europäischen merit order. Ohne die Pönale, entspräche die Sortierung der europäischen Gaskraftwerke in der merit order im Wesentlichen einer Sortierung nach Wirkungsgrad, denn je effizienter ein Kraftwerk

ist, desto niedriger sind seine kurzfristigen Grenzkosten. Durch eine Pönale nur auf deutsche Gaskraftwerke käme es zu einer Verzerrung dieser Sortierung, so dass nicht mehr nur die Effizienz über den Einsatz entscheiden würde, sondern zusätzlich der Standort (Deutschland oder europäisches Ausland). Dies würde auf europäischer Ebene eine Erhöhung des Gasverbrauchs zur Folge haben, was nicht im Sinne der hier zugrundeliegenden Motivation wäre, den Gasverbrauch zu senken.

Für wärmegeführte KWK-Anlagen stellt sich die Situation etwas anders dar. Hier ist die Wirkung einer Beschränkung des Betriebs (sei es durch rechtlichen Ausschluss oder durch Pönale) auf den Gasverbrauch je nach Szenario unterschiedlich. Angenommen, die KWK-Anlage stellt ihre Erzeugung aufgrund der Beschränkung ein und nutzt stattdessen ein Ersatzsystem für die wegfallende Wärme: Für den Fall, dass die KWK-Anlage einen ebenfalls gasgefeuerten Heizkessel als Ersatzwärmequelle nutzt, und die wegfallende Stromerzeugung in diesen Stunden durch ein noch laufendes nicht wärmegekoppeltes Gaskraftwerk erzeugt wird, würde in der Gesamtbilanz keine Einsparung von Erdgas stattfinden. Denn in den allermeisten Fällen, ist die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme effizienter als die ungekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom, selbst wenn die ungekoppelte Stromerzeugung mit sehr hohen Wirkungsgraden stattfinden würde. Wenn die Ersatzwärmeerzeugung oder die zusätzliche Stromerzeugung oder beides auf Basis anderer Energieträger erfolgen kann, besteht dieses Problem natürlich nicht.

Fazit und Empfehlung:

Für strommarktgeführte Stromerzeugung aus Erdgas ist die Erhebung einer Pönale zur Einsparung von Erdgas nicht sinnvoll, solange die Brennstoff- und CO₂-Preise dazu führen, dass Erdgaskraftwerke am Strommarkt ohnehin erst nach anderen fossilen Brennstoffen zum Zuge kommen. Neben der Erhöhung des Strompreises hätte dies auch eine Verzerrung der europäischen Einsatzreihenfolge der Gaskraftwerke und damit einen höheren Erdgasverbrauch in Europa zur Folge. Bei der Anwendung dieses Instruments auf wärmegeführte KWK-Anlagen sollte außerdem ein Effizienzverlust durch den Ersatz von gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung durch ungekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung, soweit sie immer noch auf Basis von Erdgas stattfindet, vermieden werden.

Literaturverzeichnis

Aurora Energy Research (2022): Auswirkung der Gas-Krise auf den deutschen Kohleausstieg. Analyse für die European Climate Foundation. Online verfügbar unter <https://auroraer.com/insight/auswirkung-der-gas-krise-auf-den-deutschen-kohleausstieg/>, zuletzt geprüft am 21.06.2022.

BDEW (2022): Kurzfristige Substitutions- und Einsparpotenziale Erdgas in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Kurzfristige_Gassubstitution_Deutschland__final_17.03.2022_korr1.pdf.

consentec, Fraunhofer ISI, TU Berlin, ifeu (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Treibhausgasneutrale Hauptszenarien, Modul Industrie. Online verfügbar unter https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/Modul_TN_Hauptszenarien_Industrie.pdf, zuletzt geprüft am 21.06.2022.

Europa-Universität Flensburg, TU Berlin, DIW (2022): Kohleausstieg 2030: Auswirkungen für den Tagebau Garzweiler II und den Erhalt von Lützerath. Unter Mitarbeit von Catharina Rieve, Pao-Yu Oei, Claudia Kemfert, Christian von Hirschhausen, zuletzt geprüft am 22.06.2022.

G.E.O.S Ingenieurgesellschaft mbH (2011): Betrachtung der Auswirkungen auf die Umwelt, hier insbesondere die Gewässer und den Wasserhaushalt für die Szenarien des Gutachtens „Grundlagen für die Erstellung der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg“.

Umweltbundesamt (2018): Verbesserung der methodischen Grundlagen und Erstellung eines Treibhausgasemissions- szenarios als Grundlage für den Projektionsbericht 2017 im Rahmen des EU-Treibhausgasmonitorings („Politikszenerien VIII“). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-03-19_cc_11-2020_politikszenerien_viii.pdf, zuletzt geprüft am 23.06.2022.