

**POMOC PAŃSTWA – NIEMCY****Pomoc państwa SA.53625 (2020/N) – Odchodzenie od węgla brunatnego****Zaproszenie do zgłaszania uwag zgodnie z art. 108 ust. 2 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej****(Tekst mający znaczenie dla EOG)**

(2021/C 177/03)

Pismem z dnia 2 marca 2021 r., zamieszczonym w autentycznej wersji językowej na stronach następujących po niniejszym streszczeniu, Komisja powiadomiła Niemcy o swojej decyzji w sprawie wszczęcia postępowania określonego w art. 108 ust. 2 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej dotyczącego wyżej wspomnianego środka pomocy.

Zainteresowane strony mogą zgłaszać uwagi na temat środka, w odniesieniu do którego Komisja wszczyna postępowanie, w terminie jednego miesiąca od daty publikacji niniejszego streszczenia i towarzyszącego mu pisma na następujący adres lub numer faksu:

European Commission  
Directorate-General for Competition  
State Aid Greffe  
1049 Bruxelles/Brussel  
BELGIQUE/BELGIË  
Faks: + 32 22961242  
Stateaidgreffe@ec.europa.eu

Uwagi te zostaną przekazane Niemcom. Zainteresowane strony zgłaszające uwagi mogą wystąpić z odpowiednio uzasadnionym pisemnym wnioskiem o objęcie klauzulą poufności ich tożsamości lub fragmentów zgłaszanych uwag.

**TEKST STRESZCZENIA**

W dniu 2 grudnia 2020 r. Niemcy zgłosiły Komisji wsparcie dla przedsiębiorstw Lausitz Energie Kraftwerke AG („LEAG”) i RWE Power AG („RWE”) na rzecz odchodzenia od produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego. Komisja otrzymała również szereg spontanicznych uwag od osób trzecich.

Podstawą prawną środka jest ustawa z dnia 8 sierpnia 2020 r. o ograniczeniu i zakończeniu wytwarzania energii węglowej oraz o zmianie innych ustaw (zwana dalej „ustawą o zakończeniu produkcji energii węglowej”), zmieniona art. 22 i 23 ustawy zmieniającej ustawę o odnawialnych źródłach energii oraz inne ustawy energetyczne („ustawa o energii ze źródeł odnawialnych”) opublikowanej w dniu 21 grudnia 2020 r.

Ustawa o zakończeniu produkcji energii węglowej upoważnia rząd niemiecki do zawarcia umowy publicznoprawnej z operatorami elektrowni zasilanych węglem brunatnym w celu uregulowania warunków ograniczenia i zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego.

Na tej podstawie Niemcy i operatorzy elektrowni zasilanych węglem brunatnym opracowali warunki zawarte w „umowie publicznoprawnej w sprawie ograniczenia i zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego w Niemczech” (zwanej dalej „umową”). Umowa została zatwierdzona przez parlament niemiecki w dniu 13 stycznia 2021 r.

W ustawie o zakończeniu produkcji energii węglowej przewidziano ostateczne terminy zamknięcia 30 elektrowni zasilanych węglem brunatnym należących do RWE i LEAG w latach 2020-2038. W ustawie o zakończeniu produkcji energii węglowej przewidziano odszkodowania za zamknięcie elektrowni zasilanych węglem brunatnym do końca 2029 r.: 2,6 mld EUR dla RWE za zamknięcie elektrowni w Nadrenii i 1,75 mld EUR dla LEAG za zamknięcie elektrowni na Łużycach. Uzgodnione odszkodowanie zostanie przyznane w 15 równych rocznych transzach dnia 31 grudnia, począwszy od roku, w którym pierwsza elektrownia danego operatora zostanie zamknięta lub objęta mechanizmem odroczonego zamknięcia. Zgodnie z umową odszkodowanie należy wykorzystać na pokrycie kosztów rekultywacji wyrobisk kopalni odkrywkowych w odpowiednim terminie.

Niemcy poinformowały, że kwoty odszkodowania pokrywają część utraconych zysków operatorów, ponieważ ustawa o zakończeniu produkcji energii węglowej zmusiła ich do wcześniejszego niż planowane zamknięcia elektrowni. Uważają również, że dodatkowe koszty rekultywacji kopalń, które RWE i LEAG muszą ponieść w związku z wymogiem zaprzestania działalności wcześniej niż przewidywano, uzasadniają odszkodowanie. Ponadto Niemcy zamierzają również zrekompenzować odroczone zamknięcie trzech elektrowni.

Aby ustalić wysokość utraconych zysków, Niemcy porównały hipotetyczną sytuację, w której nie obowiązuje ustawa o zamknięciu, z sytuacją przewidywanego zamknięcia elektrowni po przyjęciu ustawy o zakończeniu. Porównanie to opierało się na symulacji europejskiego systemu elektroenergetycznego do 2040 r., analizie rentowności elektrowni zasilanych węglem brunatnym i oszacowaniu utraconych zysków wskutek ustawy o zakończeniu produkcji energii węglowej poprzez agregację godzinowych utraconych zysków. Na podstawie powyższego modelu Niemcy obliczyły, że wartość bieżąca netto utraconych zysków RWE i LEAG przekraczałaby wartość bieżącą netto kwoty odszkodowania.

Niemcy przeprowadziły również dodatkowe obliczenia dotyczące potencjalnych utraconych zysków z elektrowni zasilanych węglem brunatnym w alternatywnych scenariuszach. Wyjaśniły, że wartość bieżąca netto przewidywanych utraconych zysków przekroczyłaby wartość bieżącą netto kwoty odszkodowania we wszystkich alternatywnych scenariuszach dla RWE i we wszystkich alternatywnych scenariuszach dla LEAG, z wyjątkiem scenariusza sprzedaży przedsiębiorstwa Vattenfall.

Zdaniem Niemiec należy również uwzględnić dodatkowe koszty rekultywacji kopalń, które muszą ponieść operatorzy w związku z wcześniejszym zamknięciem elektrowni zasilanych węglem brunatnym. Obejmuje to koszty, które nie wystąpiłyby, gdyby ustawa o zakończeniu produkcji energii węglowej nie została przyjęta, i które w związku z tym są określane jako koszty dodatkowe. Niemcy przedstawiły analizę ilościową tych kosztów.

Na tym etapie postępowania Komisja wstępnie stwierdza, że kumulatywne kryteria istnienia pomocy państwa prawdopodobnie zostały spełnione i że środek stanowi pomoc państwa. W niniejszej sprawie Komisja ocenia zgodność środka bezpośrednio na podstawie art. 107 ust. 3 lit. c) TFUE, ponieważ nie mają zastosowania żadne konkretne wytyczne.

Na tym etapie postępowania Komisja wyraża wątpliwości co do zgodności środka z rynkiem wewnętrznym, a w szczególności co do jego proporcjonalności. Proporcjonalność pomocy zależy od tego, czy utracone zyski i wszelkie dodatkowe koszty rekultywacji kopalń są obliczane w sposób zapewniający ograniczenie odszkodowania do niezbędnego minimum i wykluczający jego nadmierną wysokość.

Komisja ma następujące wątpliwości w odniesieniu do przedstawionego przez Niemcy uzasadnienia kwot odszkodowania:

Komisja zastanawia się, czy kwoty odszkodowania pokrywające utracone zyski, które wybiegają daleko w przyszłość, są ograniczone do niezbędnego minimum. Ma ona również wątpliwości co do sposobu modelowania utraconych zysków, głównie w odniesieniu do okresów użytkowania przyjętych dla instalacji wytwórczych w przypadku braku ustawy o zakończeniu produkcji energii węglowej, do sposobu uwzględniania niepewności, do cen paliwa i CO<sub>2</sub> oraz braku danych na poziomie elektrowni i analizy wrażliwości. Komisja zauważa również, że w scenariuszu sprzedaży przedsiębiorstwa Vattenfall wartość bieżąca netto kwoty odszkodowania wypłaconej na rzecz LEAG jest wyższa niż utracone zyski.

Komisja zauważa, że trzy elektrownie otrzymają również odszkodowania z tytułu odroczonego zamknięcia, które należy uwzględnić przy ocenie proporcjonalności środka.

W odniesieniu do dodatkowych kosztów rekultywacji kopalń Komisja zauważa, że badanie przedłożone przez Niemcy opiera się na terminach zamknięcia, które nie odpowiadają dokładnie datom przewidzianym w ustawie o zakończeniu produkcji energii węglowej. Badanie opiera się wyłącznie na publicznie dostępnych informacjach i nie uwzględnia takich elementów jak obecne poziomy wydobycia. Jego wyniki zatem niekoniecznie dokładnie odzwierciedlają dodatkowe koszty rekultywacji kopalń. W odniesieniu do LEAG Komisja ma wątpliwości co do tego, czy scenariusz, w którym przedsiębiorstwo to rozszerzyłoby swoją działalność wydobywczą na Mühlrose i Welzow-Süd TA II, byłby właściwy, również biorąc pod uwagę fakt, że LEAG nie podjęło ostatecznej decyzji inwestycyjnej w sprawie rozszerzenia działalności na Welzow-Süd TA II.

## TEKST PISMA

**Staatliche Beihilfe SA.53625 (2020/N) — Deutschland — Ausstieg aus der Braunkohleverstromung**

Sehr geehrter Herr Bundesminister,

die Kommission teilt Deutschland mit, dass sie nach Prüfung der von Ihren Behörden vorgelegten Informationen beschlossen hat, bezüglich der vorgenannten Maßnahme das Verfahren nach Artikel 108 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (im Folgenden „AEUV“) einzuleiten.

**1. Verfahren**

- (1) Nach Vorabkontakten meldete Deutschland am 2. Dezember 2020 im Rahmen des Ausstiegs aus der Braunkohleverstromung Ausgleichsleistungen für die Lausitz Energie Kraftwerke AG (im Folgenden „LEAG“) und die RWE Power AG (im Folgenden „RWE“) nach Artikel 108 Absatz 3 AEUV elektronisch bei der Kommission zur Genehmigung an. Deutschland übermittelte am 13. und 14. Januar 2021 zusätzliche Informationen.
- (2) Ferner gingen bei der Kommission nicht angeforderte Eingaben Dritter ein. Stellungnahmen von Greenpeace Energy und einem anonymen Dritten wurden Deutschland am 7. Oktober 2020 zur Stellungnahme übermittelt. Deutschland antwortete am 17. November 2020 auf die Stellungnahmen Dritter. LEAG übermittelte am 10. Dezember 2020 eine Stellungnahme.

**2. Ausführliche Beschreibung der Maßnahme****2.1. Allgemeiner Kontext****2.1.1. Deutschlands Klimaziele**

- (3) Deutschland strebt bis 2050 Treibhausgasneutralität an. In diesem Zusammenhang hat Deutschland ein Zwischenziel festgelegt, demzufolge die gesamtwirtschaftlichen Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 % gegenüber den Werten von 1990 gesenkt werden sollen. Um dies erreichen zu können, hat Deutschland auch branchenspezifische Ziele für den Energiesektor festgelegt. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Energiesektors sollen bis 2030 von etwa 254 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> im Jahr 2019 <sup>(1)</sup> auf 175-183 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent gesenkt werden.
- (4) Deutschland hält die Reduzierung der Kohleverstromung für entscheidend, um seine Klimaziele erreichen zu können. Der Ausstieg Deutschlands aus der Kohleverstromung soll bis spätestens 2038 abgeschlossen sein. Dies betrifft sowohl die Steinkohle als auch die Braunkohle. Im Jahr 2019 entfielen auf die Kohleverstromung 28 % des deutschen Strommixes und 19 % auf die Braunkohleverstromung <sup>(2)</sup>. 2018 emittierten die Braunkohlekraftwerke 130,74 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> <sup>(3)</sup>. Dies entspricht etwa 40 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Energiesektors in dem Jahr <sup>(4)</sup>.

**2.1.2. Ausarbeitung politischer Maßnahmen**

- (5) Mit dem Ziel, einen gesellschaftlichen Konsens über eine überarbeitete Energie- und Klimapolitik in Deutschland zu erreichen, setzte die Bundesregierung am 6. Juni 2018 die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung ein (im Folgenden „Kohlekommission“). Die Mitglieder der Kohlekommission repräsentierten einen breiten Querschnitt an Interessengruppen aus Gesellschaft, Politik und Wirtschaft.
- (6) Im Januar 2019 legte die Kohlekommission ihre Vorschläge dazu vor, wie sich die nationalen Klimaziele verwirklichen lassen und gleichzeitig Versorgungssicherheit, bezahlbare Strompreise sowie Perspektiven für die Beschäftigten in den Kohleregionen sichergestellt werden. In Bezug auf die Stein- und Braunkohleverstromung schlug die Kohlekommission einen Ausstieg bis zum Jahr 2038 vor. Nach den Vorschlägen soll dieses Ziel erreicht werden, durch einvernehmliche Vereinbarungen zwischen der Bundesregierung und den Betreibern über die Stilllegung der Braunkohlekraftwerke und Ausschreibungen für die frühzeitige Stilllegung von Steinkohleanlagen und Braunkohle-Kleinanlagen.
- (7) Zusätzlich zu den Vorschlägen der Kohlekommission prüfte Deutschland alternative Politikoptionen, um die geplanten CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen zu erreichen. Im Einzelnen wurden folgende Optionen geprüft: i) der Rückgriff auf das bestehende Emissionshandelssystem der EU (im Folgenden „EHS“) und die Ziele für erneuerbare Energien, ii) ein nationaler CO<sub>2</sub>-Mindestpreis für Wirtschaftszweige, die bereits unter das EU-EHS fallen, iii) die ordnungsrechtliche Stilllegung ohne Ausgleichsleistungen. Deutschland erläuterte, dass diese Optionen aus folgenden Gründen nicht weiterverfolgt worden seien:

<sup>(1)</sup> Quelle: <https://www.umweltbundesamt.de/galerie/entwicklung-der-treibhausgasemissionen-in-2019>.

<sup>(2)</sup> Quelle: <https://www.ag-energiebilanzen.de/>. Für den Strommix 2019 wird die Stromerzeugung aus Braunkohle auf 114 TWh veranschlagt, was bei einer Gesamterzeugung (ohne Pumpspeicherenergie) von 605 TWh einem Anteil von 19 % entspricht.

<sup>(3)</sup> <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1086407/umfrage/kohlendioxidemissionen-aller-braunkohlekraftwerke-in-deutschland/>

<sup>(4)</sup> Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Energiesektors beliefen sich den Informationen auf der Website <https://www.umweltbundesamt.de/galerie/entwicklung-der-treibhausgasemissionen-in-2019> zufolge im Jahr 2018 auf 305 Mio. Tonnen.

- (8) Option i): Die Nutzung des EU-EHS hätte zu Emissionsminderungen auf europäischer Ebene geführt, aber keine Möglichkeit geboten, die nationalen Emissionsminderungsziele genauso gezielt zu erreichen. Es wäre nicht möglich gewesen, im Vorfeld einen schrittweisen Stilllegungspfad zu planen, was stärkere Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und die Beschäftigten in der Branche gehabt hätte.
- (9) Option ii): Ein Mindestpreis für CO<sub>2</sub> hätte höhere Kosten sowohl für den Energiesektor als auch für die Industrie zur Folge gehabt. Dies würde deutsche Unternehmen benachteiligen und den Binnenmarkt verzerren. Wie bei der ersten Option wären die Auswirkungen auf die Kohleverstromung schwer vorherzusagen, und es wäre nicht möglich gewesen, im Vorfeld einen schrittweisen Reduktionspfad zu planen. Darüber hinaus wäre es schwierig, das richtige Preisniveau festzulegen. Bei einem zu niedrig angesetzten Preis würde es länger dauern, bis die gewünschten Umweltziele erreicht werden. Bei einem zu hoch angesetzten Preis könne die plötzliche Stilllegung einer beträchtlichen Anzahl von Kohlekraftwerken die Folge sein, was negative soziale Auswirkungen haben und die Versorgungssicherheit gefährden könne. Dasselbe gelte für andere Politikoptionen mit vergleichbaren Auswirkungen, so z. B. höhere Verbrauchsteuern auf Stein- und Braunkohle, eine CO<sub>2</sub>-Steuer oder strengere Umweltauflagen.
- (10) Option iii): Ordnungsrechtliche Stilllegungen ab 2020 ohne jedweden Ausgleich würden einen stärkeren Eingriff in die Eigentumsrechte der einzelnen Betreiber bedeuten.
- (11) Deutschland führte außerdem zusätzliche Bewertungen durch, um die Ausgestaltung der Kohleausstiegsmaßnahmen zu unterstützen. Insbesondere untersuchte Deutschland die erwartete künftige Rentabilität von Braunkohlekraftwerken und die zusätzlichen Tagebaufolgekosten, die den Betreibern entstehen, weil ihre Braunkohleanlagen früher als geplant stillgelegt werden (siehe Erwägungsgründe (29) ff.).

### 2.1.3. Kohleausstiegsgesetz

- (12) Auf der Grundlage der Vorschläge der Kohlekommission und der ergänzenden Bewertungen verabschiedete Deutschland das „Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze“ (im Folgenden „Kohleausstiegsgesetz“ oder „Ausstiegsgesetz“). Mit dem Kohleausstiegsgesetz werden nachstehende Ziele für die Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland festgelegt.

Tabelle 1

### Ziele für die Kohleverstromung in Deutschland

Zieldatum	Gesamtzielniveau (GW)	Zielniveau Steinkohle (GW)	Zielniveau Braunkohle (GW)
31.12.2022	30	15	15
1.4.2030	17	8	9
31.12.2038	0	0	0

Quelle: Artikel 1 Teil 2 § 4 Kohleausstiegsgesetz.

- (13) Um diese Reduktionsziele zu erreichen, sieht das Kohleausstiegsgesetz einen schrittweisen und stetigen Ausstieg aus der Kohleverstromung vor. Die Ausgestaltung der Ausstiegsinstrumente beruht weitgehend auf den Vorschlägen der Kohlekommission. Im Falle der Braunkohle werden Ausstieg und Entschädigung im Wege eines zwischen der Bundesregierung und den Betreibern vereinbarten Verfahrens ausgearbeitet. Ferner ist für drei Braunkohleanlagen eine zeitlich gestreckte Stilllegung vorgesehen (siehe Erwägungsgrund (64) ff.). Der Steinkohleausstieg wird im Zeitraum 2020-2026 durch jährliche Ausschreibungsverfahren gefördert und von einem ordnungsrechtlichen Stilllegungspfad ohne Entschädigungen im Zeitraum 2024-2038 flankiert.
- (14) Deutschland erklärte, sich gegen den Ausstieg aus der Braunkohleverstromung durch Ausschreibungen entschieden zu haben, da Braunkohleanlagen untrennbar mit den Tagebauen verbunden seien, was einen stärker auf dieses Gesamtsystem ausgerichteten Ansatz erfordere. Auch gebe es lediglich zwei Hauptakteure (RWE und LEAG) und sei die Durchführung wettbewerblicher Ausschreibungen daher nicht möglich.
- (15) Deutschland wird die Auswirkungen dieser Maßnahmen regelmäßig überprüfen, insbesondere ihren Beitrag zu den CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen sowie ihre Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und die Strompreise. Die Überprüfungen sind für 2022, 2026, 2029 und 2032 geplant<sup>(5)</sup>.

<sup>(5)</sup> Artikel 1 Teil 7 § 54 Kohleausstiegsgesetz.

#### 2.1.4. Geltungsbereich des vorliegenden Beschlusses

- (16) Dieser Beschluss betrifft die Stilllegung der Braunkohleanlagen von LEAG und RWE gegen Entschädigung <sup>(6)</sup>.
- (17) Er betrifft nicht die Teile des Kohleausstiegsgesetzes, die sich auf den Ausstieg aus der Steinkohleverstromung, auf Braunkohle-Kleinanlagen oder auf die Regelung zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) beziehen. Ferner stellt dieser Beschluss keine stillschweigende Verlängerung der Genehmigung der staatlichen Beihilfe für die Kapazitätsreserve oder die Netzreserve dar <sup>(7)</sup>. Das Ausschreibungsverfahren für den Steinkohleausstieg war Gegenstand eines gesonderten Beschlusses der Kommission, in dem sie keine Einwände gegen die Maßnahme erhob <sup>(8)</sup>.

### 2.2. Entschädigung für die Stilllegung von Braunkohleanlagen

#### 2.2.1. Rechtsgrundlage

- (18) Rechtsgrundlage der Maßnahme ist das Kohleausstiegsgesetz vom 8. August 2020 in der durch die Artikel 22 und 23 des am 21. Dezember 2020 veröffentlichten Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und anderer Energiegesetze („Erneuerbare-Energien-Gesetz“) geänderten Fassung. Das Kohleausstiegsgesetz enthält einen „Beihilferechtlichen Vorbehalt“, nach dem Zahlungen an RWE und LEAG erst nach der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Kommission geleistet werden dürfen <sup>(9)</sup>.
- (19) Das Kohleausstiegsgesetz ermächtigt die Bundesregierung, einen öffentlich-rechtlichen Vertrag mit den Betreibern von Braunkohleanlagen abzuschließen, um die Bedingungen für die Reduzierung und Beendigung der Braunkohleverstromung zu regeln <sup>(10)</sup>.
- (20) Auf dieser Grundlage haben Deutschland und die Betreiber der Braunkohleanlagen die im „Öffentlich-rechtlichen Vertrag zur Reduzierung und Beendigung der Braunkohleverstromung in Deutschland“ (im Folgenden „Vertrag“) enthaltenen Rechte und Pflichten ausgearbeitet. Der Vertrag wurde am 13. Januar 2021 vom Deutschen Bundestag gebilligt und enthält eine Klausel, nach der sein Inkrafttreten von der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission abhängt <sup>(11)</sup>.

#### 2.2.2. Stilllegungszeitpunkte

- (21) Das Kohleausstiegsgesetz enthält ein Verzeichnis, in dem 30 Braunkohleanlagen von RWE und LEAG und der jeweilige Zeitpunkt für die endgültige Stilllegung im Zeitraum 2020-2038 angegeben sind (siehe nachstehende Tabelle 2) <sup>(12)</sup>. Bei bestimmten Anlagen hat RWE ein Wahlrecht, welcher von zwei Kraftwerkblocks zu einem bestimmten Zeitpunkt stillgelegt werden soll <sup>(13)</sup>. Ferner sollen einige Blocks vor der endgültigen Stilllegung in die zeitlich gestreckte Stilllegung überführt werden.
- (22) Braunkohleanlagen mit einer Nettonennleistung bis zu einschließlich 150 MW (Braunkohle-Kleinanlagen) fallen nicht unter diese Maßnahme, sondern werden nach dem Kohleausstiegsgesetz wie Steinkohle-Kleinanlagen behandelt <sup>(14)</sup>.
- (23) Der Betreiber einer Braunkohleanlage kann die Anlage vor dem im Kohleausstiegsgesetz vorgesehenen Stilllegungszeitpunkt vorläufig oder endgültig stilllegen, es sei denn, die Anlage ist systemrelevant. In einem solchen Fall müsste die Anlage in die Netzreserve überführt werden <sup>(15)</sup>, jedoch längstens bis zum ursprünglich vorgesehenen Stilllegungszeitpunkt <sup>(16)</sup>. Eine solche vorzeitige Stilllegung hätte keine Auswirkung auf die in Abschnitt 2.2.3 beschriebenen Entschädigungszahlungen.

<sup>(6)</sup> Der Beschluss betrifft nicht Braunkohleanlagen mit einer Nettonennleistung bis zu einschließlich 150 MW (Braunkohle-Kleinanlagen).

<sup>(7)</sup> Diese Instrumente für die Versorgungssicherheit wurden von Deutschland infolge zweier Beschlüsse der Kommission eingeführt: Beschluss von 2018, im Zusammenhang mit der Kapazitätsreserve für den Zeitraum bis zum 30. September 2025 keine Einwände zu erheben (Beschluss der Kommission vom 7. Februar 2018 über die Beihilferegelung SA.45852), und Beschluss von 2016, im Zusammenhang mit der Netzreserve im Umfang von 5,4 GW für den Zeitraum bis zum 30. Juni 2020 keine Einwände zu erheben (Beschluss der Kommission vom 20. Dezember 2016 in der Sache SA.42955).

<sup>(8)</sup> Beschluss der Kommission vom 25. November 2020 in der Sache SA.58181.

<sup>(9)</sup> Artikel 10 Kohleausstiegsgesetz.

<sup>(10)</sup> Artikel 1 Teil 5 § 49 Kohleausstiegsgesetz.

<sup>(11)</sup> § 25 des Vertrags.

<sup>(12)</sup> Anlage 2 Kohleausstiegsgesetz.

<sup>(13)</sup> Z. B. kann entweder Weisweiler G oder Weisweiler H zum 1. April 2028 stillgelegt werden und der jeweils andere Block dann zum 1. April 2029. Artikel 1 Teil 5 § 41 Kohleausstiegsgesetz.

<sup>(14)</sup> Gemäß Artikel 1 Teil 5 § 43 und Teil 4 § 38 können sie an den Ausschreibungen für den Steinkohleausstieg teilnehmen und sind erst ab 2030 Gegenstand der gesetzlichen Reduzierung.

<sup>(15)</sup> Die Kommission beschloss im Jahr 2016 im Zusammenhang mit der Netzreserve im Umfang von 5,4 GW, für den Zeitraum bis zum 30. Juni 2020 keine Einwände zu erheben (Beschluss in der Sache SA.42955).

<sup>(16)</sup> Artikel 1 Teil 5 § 42 Kohleausstiegsgesetz.

- (24) Wie in Erwägungsgrund (15) angegeben, wird Deutschland die Maßnahmen für den Kohleausstieg regelmäßig überprüfen und bewerten. Im Rahmen dieser Überprüfung wird sich Deutschland auch mit der Frage befassen, ob der Stilllegungszeitpunkt für Braunkohleanlagen, die erst nach 2030 stillgelegt werden sollen, jeweils bis zu drei Jahre vorgezogen werden kann, sodass ein vollständiger Ausstieg bis 2035 erreicht würde<sup>(17)</sup>. Der für eine Braunkohleanlage vorgesehene Zeitraum in der Zeitlich gestreckten Stilllegung würde bei dieser Möglichkeit — die im Folgenden als Option der „vorzeitigen Stilllegung“ bezeichnet wird — nicht verkürzt.

Tabelle 2

**Braunkohleanlagen: Überführung in die Zeitlich gestreckte Stilllegung und Stilllegungszeitpunkte**

Anlagenbetreiber	Name der Anlage	MW (netto)	Zeitpunkt der Überführung in die Zeitlich gestreckte Stilllegung	Stilllegungszeitpunkt
RWE	Niederaußem D	297	—	31.12.2020
RWE	Niederaußem C	295	—	31.12.2021
RWE	Neurath B	294	—	31.12.2021
RWE	Weisweiler E oder F	321	—	31.12.2021
RWE	Neurath A	294	—	1.4.2022
RWE	Frechen/Wachtberg (Brikettierung)	120 (von 176)	—	31.12.2022
RWE	Neurath D	607	—	31.12.2022
RWE	Neurath E	604	—	31.12.2022
RWE	Weisweiler E oder F	321	—	1.1.2025
LEAG	Jänschwalde A	465	31.12.2025	31.12.2028
LEAG	Jänschwalde B	465	31.12.2027	31.12.2028
RWE	Weisweiler G oder H	663 oder 656	—	1.4.2028
LEAG	Jänschwalde C	465	—	31.12.2028
LEAG	Jänschwalde D	465	—	31.12.2028
RWE	Weisweiler G oder H	663 oder 656	—	1.4.2029
LEAG	Boxberg N	465	—	31.12.2029
LEAG	Boxberg P	465	—	31.12.2029

<sup>(17)</sup> Artikel 1 Teil 5 § 47 Kohleausstiegsgesetz.

Anlagenbetreiber	Name der Anlage	MW (netto)	Zeitpunkt der Überführung in die Zeitlich gestreckte Stilllegung	Stilllegungszeitpunkt
RWE	Niederaußem G oder H	628 oder 648	—	31.12.2029
RWE	Niederaußem G oder H	628 oder 648	31.12.2029	31.12.2033
Saale Energie	Schkopau A	450	—	31.12.2034
Saale Energie	Schkopau B	450	—	31.12.2034
LEAG	Lippendorf R	875	—	31.12.2035
EnBW	Lippendorf S	875	—	31.12.2035
RWE	Niederaußem K	944	—	31.12.2038
RWE	Neurath F (BoA 2)	1060	—	31.12.2038
RWE	Neurath G (BoA 3)	1060	—	31.12.2038
LEAG	Schwarze Pumpe A	750	—	31.12.2038
LEAG	Schwarze Pumpe B	750	—	31.12.2038
LEAG	Boxberg R	640	—	31.12.2038
LEAG	Boxberg Q	857	—	31.12.2038

### 2.2.3. Entschädigung

- (25) Für die Stilllegung von Braunkohleanlagen bis Ende 2029 sieht das Kohleausstiegsgesetz eine Entschädigung in Höhe von 2,6 Mrd. EUR für RWE für die Stilllegung der Braunkohleanlagen im Rheinland und von 1,75 Mrd. EUR für LEAG für die Stilllegung der Braunkohleanlagen in der Lausitz vor<sup>(18)</sup>.
- (26) Die Entschädigung umfasst nicht die Vergütung einer etwaigen Zeitlich gestreckten Stilllegung von Braunkohleanlagen oder die Überführung von Braunkohleanlagen in die Netzreserve<sup>(19)</sup>.
- (27) Die vereinbarte Entschädigung wird in gleich großen jährlichen Raten jeweils zum 31. Dezember über einen Zeitraum von 15 Jahren gezahlt, beginnend mit dem Ende des Jahres, in dem erstmals eine Braunkohleanlage des jeweiligen Betreibers endgültig stillgelegt oder in die Zeitlich gestreckte Stilllegung überführt wird<sup>(20)</sup>. RWE würde die Entschädigung im Zeitraum vom 31. Dezember 2020 bis zum 31. Dezember 2034 erhalten, LEAG im Zeitraum vom 31. Dezember 2025 bis zum 31. Dezember 2039.
- (28) Gemäß dem Vertrag wird die Entschädigung genutzt, um die Tagebaufolgekosten rechtzeitig abzudecken<sup>(21)</sup>.
- (29) Deutschland macht geltend, dass die Entschädigungszahlungen einen Teil der entgangenen Gewinne der Betreiber abdecken: Nach dem Kohleausstiegsgesetz müssen sie ihre Anlagen früher stilllegen, als es sonst der Fall gewesen wäre. Ferner vertritt Deutschland die Auffassung, dass die zusätzlichen Tagebaufolgekosten, die RWE und LEAG entstehen, weil sie ihre Tätigkeiten früher als geplant einstellen müssen, eine Entschädigung rechtfertigen. Im Folgenden wird dargelegt, wie Deutschland die Entschädigungsbeträge rechtfertigt.

<sup>(18)</sup> Artikel 1 Teil 5 § 44 Kohleausstiegsgesetz.

<sup>(19)</sup> § 22 Absatz 3 des Vertrags.

<sup>(20)</sup> Artikel 1 Teil 5 § 45 Kohleausstiegsgesetz.

<sup>(21)</sup> §§ 14-16 des Vertrags.

### 2.2.3.1. Entgangene Gewinne aus der Stromerzeugung

i) Der Berechnung zugrunde liegende Annahmen

- (30) Deutschland stützt sich auf ein Modell, in dem eine Bewertung der entgangenen Gewinne aller RWE- und LEAG-Anlagen vorgenommen wurde. Die entgangenen Gewinne aus den Braunkohleanlagen wurden anschließend mit den Entschädigungsbeträgen verglichen.
- (31) Um die entgangenen Gewinne zu ermitteln, stellte Deutschland die hypothetische Situation ohne Ausstiegsgesetz der Situation mit Ausstiegsgesetz und sich daraus ergebender früherer Stilllegung gegenüber. Verschiedene im Folgenden beschriebene Inputparameter wurden für die Projektionen herangezogen.
- (32) In einem ersten Schritt führte Deutschland mit dem europäischen Elektrizitätsmarktmodell der r2b energy consulting GmbH eine Simulationsrechnung für das europäische Stromnetz bis 2040 durch. Dieses Modell wird auch für den Bericht über die nationale Versorgungssicherheit in Deutschland herangezogen. Dem Modell wurden sodann Strompreise in stündlicher Auflösung für die deutsche Gebotszone entnommen.
- (33) In einem zweiten Schritt analysierte Deutschland die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken anhand des Kraftwerkseinsatzmodells der r2b energy consulting GmbH. Über dieses Modell wurden nach einer Simulation der stündlichen Einsatzentscheidung eines Kraftwerks zur Maximierung der kurzfristigen Gewinne und unter Berücksichtigung der simulierten Merit-Order die entgangenen Betriebsgewinne geschätzt. Für Braunkohleanlagen berücksichtigt das Modell betriebliche Fixkosten<sup>(22)</sup> und Fixkosten<sup>(23)</sup> zur Bestimmung der erwarteten Gewinnspannen.
- (34) In einem dritten Schritt schätzte Deutschland dann die aufgrund des Ausstiegsgesetzes entgangenen Gewinne mittels Aggregation der entgangenen Gewinne pro Stunde.
- (35) Das Modell basiert auf verschiedenen Preisannahmen für Brennstoff und CO<sub>2</sub>. Die Preisannahmen bis 2023 beruhen auf den kürzlich beobachteten Preisen für Energieterminkontrakte auf Derivatmärkten. Die langfristigen Preisannahmen stammen von der Internationalen Energie-Agentur und wurden dem World Energy Outlook 2018 („WEO 2018“) entnommen (New-Policies-Szenario)<sup>(24)</sup>, bei Anwendung linearer Interpolation zwischen den Datenpunkten. Im New-Policies-Szenario sind Strategien und Maßnahmen, die die Regierungen bereits eingeführt haben, berücksichtigt, wie auch die Auswirkungen angekündigter Strategien, wie in offiziellen Zielen und Plänen ausgedrückt.
- (36) Ferner liegen dem Modell mehrere weitere Annahmen zugrunde. Die Entscheidung, eine Anlage anzufahren, richtet sich auch nach Parametern wie den Anfahrkosten, den Mindestlastanforderungen sowie den Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten. Die Nettonennleistung, der elektrische Nettowirkungsgrad und die Wärmeauskopplungsleistung wurden für jede Anlage einzeln ermittelt. Das Modell geht für alle Anlagen von einer einheitlichen durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Intensität<sup>(25)</sup> aus. Zur Ermittlung der jährlichen Fixkosten wurden die Anlagen nach Alter in verschiedene Gruppen eingeteilt<sup>(26)</sup>. Im Szenario ohne Ausstiegsgesetz wurde für die RWE-Anlagen eine Lebensdauer von 48 bis 70 Jahren und für die LEAG-Anlagen eine Lebensdauer von 48 bis 54 Jahren angesetzt.
- (37) In Bezug auf LEAG ging Deutschland davon aus, dass LEAG die Fördertätigkeit ohne das Ausstiegsgesetz auf zwei weitere Tagebaufelder (Welzow-Süd TA II und das Sonderfeld Mühlrose am Standort Nochten) ausgeweitet hätte, um die für die geplante Lebensdauer der Kraftwerke erforderliche Braunkohlemenge zu fördern. Für diese beiden Felder verfügt LEAG derzeit nicht über die erforderlichen Genehmigungen (siehe Erwägungsgrund (48)).
- (38) Anschließend wurde der Barwert der entgangenen Gewinne berechnet, um die Auswirkungen des Ausstiegsgesetzes zu schätzen. Der Barwert der entgangenen Gewinne und der Entschädigungszahlungen wurde anhand eines Satzes von 7,5 % diskontiert. Deutschland ist der Auffassung, dass der Satz von 7,5 % vergleichsweise hoch ist und das Risiko, mit dem in der Zukunft liegende Marktentwicklungen behaftet sind, angemessen widerspiegelt.

<sup>(22)</sup> Ab 1,5 EUR/MWh, allmählich sinkend auf 1 EUR/MWh.

<sup>(23)</sup> Geschätzt auf 2,5 EUR/MWh.

<sup>(24)</sup> Annahmen für die CO<sub>2</sub>-Preise: 25 USD (2017) im Jahr 2025 und 43 USD (2017) im Jahr 2040.

<sup>(25)</sup> Die einheitliche durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Intensität von Braunkohle wird auf 0,401 Tonnen CO<sub>2</sub> pro MWh geschätzt, bei einem Wirkungsgrad von 100 %. Anschließend wird diese Intensität angepasst an den tatsächlichen Wirkungsgrad der jeweiligen Anlagen (z. B. würde die CO<sub>2</sub>-Intensität einer Anlage mit einem Wirkungsgrad von 40 % auf 1,0025 Tonnen CO<sub>2</sub> pro MWh geschätzt).

<sup>(26)</sup> Durchschnittliche jährliche Fixkosten von Braunkohleanlagen: 60 000 EUR pro MW für ältere Anlagen, 50 000 EUR pro MW für mittelalte Anlagen und 40 000 EUR pro MW für neuere Anlagen.



## ii) Ergebnis der Entschädigungsberechnung

- (39) Auf der Grundlage der obigen Modellierung berechnete Deutschland für RWE den Barwert der entgangenen Gewinne im Basisszenario auf 1,525 Mrd. EUR. Daher gelangte Deutschland zu dem Schluss, dass der Barwert der gesamten entgangenen Gewinne aus RWE-Braunkohleanlagen den Barwert des Entschädigungsbetrags — geschätzte 1,337 Mrd. EUR — übersteigen würde. Ohne das Ausstiegsgesetz müssten die RWE-Anlagen bis 2051 betrieben werden, damit die erwarteten entgangenen Gewinne den Entschädigungsbetrag übersteigen.
- (40) Zu dieser Schlussfolgerung kommt Deutschland, indem auch die erwarteten entgangenen Gewinne aus vier Anlagen <sup>(27)</sup>, die nach 2030 stillgelegt werden sollen, einbezogen werden. Diese vier Anlagen haben im Modell teils eine Laufzeit bis 2061 und stehen für einen erheblichen Teil der erwarteten entgangenen Gewinne. Ohne Berücksichtigung dieser vier Anlagen würde sich der Barwert der erwarteten entgangenen Gewinne für RWE auf 0,64 Mrd. EUR belaufen.
- (41) Für LEAG würde sich der Barwert der entgangenen Gewinne im Basisszenario auf 1,291 Mrd. EUR belaufen. Daher gelangte Deutschland zu dem Schluss, dass die entgangenen Gewinne der LEAG den Barwert des Entschädigungsbetrags — geschätzte 0,565 Mrd. EUR — übersteigen. Im Szenario ohne Ausstiegsgesetz müssten die LEAG-Anlagen bis 2040 betrieben werden, damit die erwarteten entgangenen Gewinne den Entschädigungsbetrag übersteigen.
- (42) Zu dieser Schlussfolgerung kommt Deutschland, indem auch die erwarteten entgangenen Gewinne aus sechs LEAG-Anlagen <sup>(28)</sup>, die nach 2030 stillgelegt werden sollen, einbezogen werden. Diese sechs Anlagen haben im Modell teils eine Laufzeit bis 2061 und stehen für einen erheblichen Teil der erwarteten entgangenen Gewinne. Der Barwert der erwarteten entgangenen Gewinne für Anlagen, die bis 2030 stillgelegt werden sollen, beläuft sich auf 0,37 Mrd. EUR.

## iii) Von Deutschland vorgelegte Plausibilitätsstudien

- (43) Da die Laufzeit der Kraftwerke von den geförderten Braunkohlemengen abhängt, legte Deutschland zwei von Beratern erstellte Plausibilitätsstudien vor.
- (44) Für RWE wurde eine Plausibilitätsstudie von EY und BET („RWE-Plausibilitätsstudie“) übermittelt, in der betrachtet wird, ob das Kohleausstiegsgesetz zu einer früheren Stilllegung der Kraftwerke führt <sup>(29)</sup>. Grundlage der Betrachtung sind die Braunkohlemengen, die gefördert werden müssen; wirtschaftliche Erwägungen werden nicht berücksichtigt. RWE erstellte die Planung für die Braunkohleförderung auf der Grundlage einer Entscheidung des Landes Nordrhein-Westfalen aus dem Jahr 2016 <sup>(30)</sup>. Der Entscheidung zufolge war die Braunkohleförderung am Standort Iden bis 2030-2032 und an den Standorten Hambach und Garzweiler bis 2045/2050 vorgesehen. Laut unternehmensinternen Unterlagen plante RWE nicht, innerhalb der nächsten zehn Jahre Braunkohlekraftwerke stillzulegen; über diesen Zeitraum hinaus gab es noch keine detaillierten Pläne.
- (45) Die RWE-Plausibilitätsstudie kommt zu dem Schluss, dass das Ausstiegsgesetz zu geringeren Fördermengen und einer früheren Kraftwerksstilllegung führt. Den Schätzungen in der Studie zufolge ist eine um 388-605 Mio. Tonnen niedrigere Fördermenge erforderlich als in einem Szenario ohne Ausstiegsgesetz und sinken die Kapazitätsjahre der Anlagen um 49,8-79,2 GWa <sup>(31)</sup>. Sollten die Anlagen früher stillgelegt werden als in Tabelle 2 angegeben, wären diese Zahlen entsprechend höher.
- (46) Die von den Beratern berücksichtigten Stilllegungszeitpunkte für die RWE-Anlagen weichen von den Stilllegungszeitpunkten ab, die Deutschland bei der Berechnung der entgangenen Gewinne heranzog. Deutschland verfolgte in Bezug auf einige der früheren Stilllegungszeitpunkte einen konservativeren Ansatz, ging hingegen bei den Anlagen, die zuletzt stillgelegt werden sollten, von längeren Laufzeiten aus.
- (47) Auch für LEAG übermittelte Deutschland eine Plausibilitätsstudie von EY und BET („LEAG-Plausibilitätsstudie“) über die Kohlemengen, die LEAG vor der Ankündigung des Kohleausstiegs zu fördern plante, und die Folgen des Ausstiegsgesetzes für die Stilllegungszeitpunkte der Kraftwerke <sup>(32)</sup>. Die Studie umfasst keine wirtschaftliche Bewertung, sondern konzentriert sich auf die Auswirkungen der Fördermenge auf die Stilllegungszeitpunkte.

<sup>(27)</sup> Bei diesen vier Anlagen handelt es sich um Niederaußem G (geplanter Stilllegungszeitpunkt Ende 2033), Niederaußem K sowie BoA 2 Neurath F und G (geplanter Stilllegungszeitpunkt Ende 2038).

<sup>(28)</sup> Bei diesen sechs Anlagen handelt es sich um: Schwarze Pumpe A, Schwarze Pumpe B, Lippendorf S, Lippendorf R, Boxberg Q und Boxberg R.

<sup>(29)</sup> *Plausibilisierung der Unternehmensplanung der RWE Power AG hinsichtlich der Nutzung von Braunkohle*, EY und BET, Juni 2020.

<sup>(30)</sup> Leitentscheidung NRW „Rheinisches Revier“.

<sup>(31)</sup> Diese Zahl von Kapazitätsjahren ist die Summe der Kapazitätsjahre der einzelnen Kraftwerke, die sich aus der Multiplikation der Nettoleistung jedes Kraftwerks mit der Summe der Jahre, um die es vorzeitig stillgelegt wird, ergeben.

<sup>(32)</sup> *Plausibilisierung der Unternehmensplanung der LEAG hinsichtlich der Nutzung von Braunkohle*, EY und BET, Juni 2020.

- (48) LEAG verabschiedete am 30. März 2017 eine Planung für die Braunkohleanlagen („Revierkonzept 2017“), nachdem das Unternehmen diese Anlagen von Vattenfall übernommen hatte. Das Revierkonzept 2017 ersetzte die frühere Planung von Vattenfall („Vattenfall-Verkaufsszenario“). Das Revierkonzept 2017 umfasste eine endgültige Investitionsentscheidung zur Erschließung des Sonderfelds Mühlrose am Standort Nochten und die Entscheidung, die erforderlichen Schritte einzuleiten, um die entsprechenden behördlichen Genehmigungen zu erhalten. Ferner wurde im Revierkonzept 2017 festgelegt, dass die endgültige Entscheidung über die Ausweitung auf Welzow-Süd TA II erst 2020 getroffen werden sollte. Nach Annahme des Revierkonzepts 2017 leitete LEAG das Verfahren ein, um die Genehmigung der regionalen Behörden für den Rahmenbetriebsplan für das Sonderfeld Mühlrose zu erhalten.
- (49) Die LEAG-Plausibilitätsstudie kommt zu dem Schluss, dass der Kohlebedarf infolge des Ausstiegsgesetzes um 139 Mio. Tonnen geringer ist als im Rahmen des Revierkonzepts 2017, was bei den Kraftwerkslaufzeiten einer Veränderung der Kapazitätsjahre von 19 GWh entspricht<sup>(33)</sup>. Ferner zeigt ein Vergleich des Ausstiegsszenarios mit einem Szenario ohne Erschließung des Sonderfelds Mühlrose, dass die erwartete Fördermenge im Ausstiegsszenario nur um 13 Mio. Tonnen niedriger ausfallen würde.
- iv) Alternative Szenarien
- (50) In Anbetracht der oben genannten Plausibilitätsstudien und der Möglichkeit einer vorzeitigen Stilllegung von Anlagen, die eigentlich erst nach 2030 stillgelegt werden sollen (siehe die in Erwägungsgrund (24) beschriebene Option der vorzeitigen Stilllegung), führte Deutschland zusätzliche Berechnungen zu den potenziellen entgangenen Gewinnen aus den Braunkohleanlagen durch.
- (51) Für Anlagen, die eigentlich erst nach 2030 stillgelegt werden sollen, bedeutet eine vorzeitige Stilllegung im Vergleich zu dem von Deutschland beschriebenen Basisszenario entgangene Gewinne in drei zusätzlichen Jahren. Deutschland berechnet, dass der Barwert der entgangenen Gewinne für RWE in diesem Szenario um 365 Mio. EUR auf 1,890 Mrd. EUR und für LEAG um 403 Mio. EUR auf 1,694 Mrd. EUR steigen würde.
- (52) Im Basisszenario (siehe Erwägungsgrund (39)) war Deutschland davon ausgegangen, dass LEAG die Kohleförderung auf Mühlrose und Welzow-Süd TA II ausweitet. Auf der Grundlage der Plausibilitätsstudien simulierte Deutschland auch die entgangenen Gewinne der LEAG, die sich unter Berücksichtigung verschiedener Förderszenarien ergeben würden. So wurden die entgangenen Gewinne in einem Szenario, in dem LEAG die Förderung ausschließlich auf das Sonderfeld Mühlrose ausweitet, und in einem Szenario ganz ohne Ausweitung simuliert. Für beide Szenarien wurde dabei zwischen einer vorzeitigen Stilllegung und dem regulären Ausstieg zu den in Tabelle 2 genannten Zeitpunkten unterschieden.
- (53) Deutschland erklärte, dass der Barwert der erwarteten entgangenen Gewinne für LEAG in all diesen Szenarien höher läge als der Barwert der Entschädigung, außer im Vattenfall-Verkaufsszenario ohne die Option der vorzeitigen Stilllegung, in dem sich der Barwert der entgangenen Gewinne auf 0,371 Mrd. EUR belaufen würde, während der Barwert der Entschädigung 0,565 Mrd. EUR betragen würde.
- (54) In Bezug auf RWE zeigen alle von Deutschland dargelegten alternativen Szenarien, dass der Barwert der entgangenen Gewinne den Barwert der Entschädigung in Höhe von 1,337 Mrd. EUR übersteigen würde.

#### 2.2.3.2. Zusätzliche Tagebaufolgekosten

- (55) Deutschland vertritt die Auffassung, dass bei der Festlegung einer angemessenen Entschädigung nicht nur die entgangenen Gewinne der Stromerzeugungsanlagen zu berücksichtigen sind, sondern auch die zusätzlichen Tagebaufolgekosten, die den Betreibern durch die vorzeitige Stilllegung der Stromerzeugungsanlagen entstehen. Solche zusätzlichen Tagebaufolgekosten entstünden dadurch, dass Unternehmen ihre Tagebau- und Folgekostenplanung nach Verabschiedung des Kohleausstiegsgesetzes anpassen müssten<sup>(34)</sup>. Es handele sich dabei um Kosten, die ohne das Kohleausstiegsgesetz nicht entstanden wären, und somit um zusätzliche Kosten. Deutschland zufolge werden die Unternehmen durch Übernahme dieser zusätzlichen Kosten nicht von Verpflichtungen entbunden, die sie ohnehin gehabt hätten.
- (56) Um die zusätzlichen Tagebaufolgekosten zu quantifizieren, hat Deutschland ein Gutachten in Auftrag gegeben („Gutachten zur Ermittlung von Folgekosten des Braunkohletagebaus“)<sup>(35)</sup>, in dem die Folgekosten des Tagebaus ohne Kohleausstiegsgesetz mit den Folgekosten des Tagebaus bei vorzeitiger Stilllegung der Anlagen verglichen werden. Das Gutachten kommt zu dem Schluss, dass eine vorzeitige Stilllegung zu zusätzlichen Kosten führt, die sich aus der Notwendigkeit ergeben, die Tagebaufolgemaßnahmen anzupassen, und aus den zusätzlichen Finanzierungskosten aufgrund der früheren Inanspruchnahme von Rückstellungen (Zinseffekt).

<sup>(33)</sup> Diese Zahl von Kapazitätsjahren ist die Summe der Kapazitätsjahre der einzelnen Kraftwerke, die sich aus der Multiplikation der Nettoleistung jedes Kraftwerks mit der Summe der Jahre, um die es vorzeitig stillgelegt wird, ergeben.

<sup>(34)</sup> Wie im Folgenden beschrieben, verursacht der Erhalt des Hambacher Forstes nach Schätzungen Deutschlands die höchsten Zusatzkosten (schätzungsweise 1,5 bis 1,6 Mrd. EUR). Selbst bei geringerer Auskohlung sind für standfeste Böschungen sehr hohe Massenbewegungen (geschätzte Kosten: 1-1,1 Mrd. EUR) und aufwendige wasserwirtschaftliche Maßnahmen (geschätzte Kosten: 550 Mio. EUR) erforderlich.

<sup>(35)</sup> Gutachten. Ermittlung von Folgekosten des Braunkohletagebaus bei einem gegenüber aktuellen Braunkohle- bzw. Revierplänen veränderten Abbau und Bestimmung der entsprechenden Rückstellungen. Autoren: BET, EY, ahu, FUMINCO, ZAI, EMCP. 15. April 2020.

- (57) In dem Gutachten über die Tagebaufolgekosten wird ein Referenzszenario „ohne gesetzlich verordneten Kohleausstieg“ entwickelt. Darin wird die Kohleförderung in Tagebauen, für die genehmigte Rahmenbetriebspläne vorliegen, berücksichtigt und davon ausgegangen, dass keine neuen Stromerzeugungsanlagen gebaut werden. In dem Gutachten wird eingeräumt, dass es viele unterschiedliche Prognosen für die Lebensdauer von Braunkohleverstromungsanlagen in einem Szenario ohne Ausstiegsgesetz gibt. Herangezogen werden unterschiedliche technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauern für verschiedene Kategorien von Braunkohleanlagen von zwischen 40 und 55 Jahren. So wird die Nutzungsdauer für größere Braunkohleanlagen in Westdeutschland, die vor 1990 in Betrieb genommen wurden, mit bis zu 55 Jahren angesetzt und die Nutzungsdauer für moderne Braunkohlekraftwerke, die nach 1990 errichtet wurden, mit 40 Jahren. Braunkohlekraftwerke in Ostdeutschland, die zwischenzeitlich ertüchtigt wurden, werden mit einer Nutzungsdauer von 45 Jahren, kleinere Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von <100 MW mit 40 Jahren angesetzt. Diese Nutzungsdauern hätten ohne Ausstiegsgesetz dazu geführt, dass die Braunkohleverstromung 2051 ausgelaufen wäre.
- (58) Im Gutachten heißt es, dass im Referenzszenario nicht alle Tagebaue vollständig ausgekohlt werden müssten, um den Kohlebedarf der Kraftwerke zu decken. Dies gilt für den RWE-Standort Garzweiler II und den LEAG-Standort Reichwalde. Die Gutachter halten es auch nicht für erforderlich, dass LEAG die Kohleförderung auf Mühlrose und Welzow-Süd TA II ausweitet, um den Braunkohlebedarf im Referenzszenario zu decken.
- (59) Gegenübergestellt werden dem Referenzszenario zwei Ausstiegsszenarien. Zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens über die Tagebaufolgekosten waren die von den Betreibern und der Regierung vereinbarten genauen Stilllegungszeitpunkte noch nicht bekannt. Die Gutachter stützten sich daher auf die Empfehlungen der Kohlekommission. In einem ersten Szenario würden die Kraftwerke je nach ihrem Alter bis 2038 schrittweise stillgelegt, in einem zweiten Szenario wurde eine Optimierung der Stilllegungszeitpunkte versucht, um der räumlichen Verbindung der Anlagen zu den Tagebauen Rechnung zu tragen. Beide Szenarien gehen von der Erhaltung des Hambacher Forstes sowie von fünf Dörfern am Tagebau Garzweiler II aus. Die Erhaltung des Hambacher Forstes erfordert für standfeste Böschungen sehr hohe Massenbewegungen und aufwendige wasserwirtschaftliche Maßnahmen.
- (60) Um die zusätzlichen Tagebaufolgekosten zu schätzen, stützten sich die Gutachter auf öffentlich zugängliche Informationen. Sie räumten im Verhältnis zu den betroffenen Unternehmen das Bestehen einer Informationsasymmetrie ein. Kosten entstehen vor allem für Abraumbewegung, Rekultivierung und Raumgestaltung, geotechnische Sicherung und Renaturierung. Die Kosten können von einem Tagebau zum anderen je nach Gegebenheiten erheblich variieren.
- (61) Ferner wurden in dem Gutachten bei der Ermittlung der zusätzlichen Tagebaufolgekosten im Rheinischen Revier der aktuelle Abbaustand und die noch abzubauenen Kohlen- bzw. Abraumengen nicht berücksichtigt und verfügten die Gutachter nicht über die erforderlichen Informationen, um zu beurteilen, inwiefern die um 40 bis 45 cm geringere Tiefe des zu gestaltenden Restsees sich auf die Kostenschätzungen auswirkt.
- (62) Die zusätzlichen Tagebaufolgekosten werden diskontiert zum Stichtag 31. Dezember 2018. Für RWE ergeben sich aus dem Gutachten je nach Ausstiegspfad für die Kraftwerke und Annahmen bezüglich der Inflationierung<sup>(36)</sup> zusätzliche Tagebaufolgekosten im Fall eines Kohleausstiegs von 1,9-2,3 Mrd. EUR. Der größte Teil der Kosten entsteht aus der Umplanung des Tagebaus Hambach (1,5-1,65 Mrd. EUR). Die zusätzlichen Finanzierungskosten wurden auf 35-210 Mio. EUR geschätzt. Für LEAG wurden die zusätzlichen Finanzierungs- und Tagebaufolgekosten auf 14-35 Mio. EUR für das Lausitzer Revier und 1-117 Mio. EUR für das Mitteldeutsche Revier geschätzt<sup>(37)</sup>.
- (63) Deutschland führt ferner an, RWE habe im Geschäftsbericht 2019 angegeben, die Bergbaurückstellungen seien von 2,5 Mrd. EUR Ende 2018 auf 4,6 Mrd. EUR Ende 2019 erhöht worden: „Für die zusätzlichen Betriebskosten und die zeitliche Vorverlagerung der Rekultivierung (inkl. Zinseffekte) haben wir den Bergbaurückstellungen 2022 Mio. € zugeführt. Durch Wertberichtigungen auf Braunkohlekraftwerke und Tagebaue sind Belastungen von 527 Mio. € entstanden.“ Im Geschäftsbericht von RWE heißt es ferner, die Rückstellungen seien auch vom zugrunde gelegten Diskontierungszinssatz abhängig und die Zuführungen zu den bergbaubedingten Rückstellungen lägen ohne den Zinsanteil bei 1,384 Mrd. EUR.

#### 2.2.4. Zeitlich gestreckte Stilllegung

- (64) Deutschland beabsichtigt, neben der oben beschriebenen Entschädigung für entgangene Gewinne auch eine Entschädigung für die Zeitlich gestreckte Stilllegung von drei Anlagen zu gewähren<sup>(38)</sup>.

<sup>(36)</sup> Bei der Kostensimulation wurden Inflationsraten von 1,5 %, 2 % und 2,5 % herangezogen.

<sup>(37)</sup> Betreiber des Mitteldeutschen Reviers ist MIBRAG.

<sup>(38)</sup> Artikel 22 § 50 Erneuerbare-Energien-Gesetz.

- (65) Betroffen sind folgende LEAG-Anlagen: Jänschwalde A würde am 31. Dezember 2025 und Jänschwalde B am 31. Dezember 2027 in die Zeitlich gestreckte Stilllegung überführt. Beide Anlagen sollen bis Ende 2028 endgültig stillgelegt werden (siehe obenstehende Tabelle 2). Eine RWE-Anlage<sup>(39)</sup> ist ebenfalls betroffen: Für die Anlage kann ab dem 31. Dezember 2029 die Entschädigung für die Überführung in die Zeitlich gestreckte Stilllegung gewährt werden; sie soll bis Ende 2033 endgültig stillgelegt werden (siehe oben Tabelle 2). Abweichend von den genannten zeitlichen Vorgaben können Jänschwalde A und die RWE-Anlage bereits nach 18 Monaten endgültig stillgelegt werden, ohne dass sich dies auf die Entschädigung für die Anlagen auswirken würde.
- (66) Eine Anlage, die in die Zeitlich gestreckte Stilllegung überführt wurde, kann nicht mehr kommerziell am Strommarkt betrieben werden, vom Übertragungsnetzbetreiber („ÜNB“) allerdings zur Stromerzeugung aufgefordert werden, wenn alle anderen geeigneten Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Energiewirtschaftsgesetz ausgeschöpft sind.
- (67) Die Vergütung der Betreiber errechnet sich nach einer im Kohleausstiegsgesetzes enthaltenen Formel<sup>(40)</sup>. Sie beruht in erster Linie auf den entgangenen Gewinnen, die aus den Anlagen erzielt worden wären, wenn es erlaubt gewesen wäre, sie weiterhin kommerziell am Stromgroßhandelsmarkt zu betreiben.
- (68) Im Rahmen der regelmäßigen Überprüfung des Kohleausstiegsgesetzes nach Erwägungsgrund (15) wird Deutschland auch prüfen, ob die Stilllegung der RWE-Anlage<sup>(41)</sup>, die am 31. Dezember 2029 in die Zeitlich gestreckte Stilllegung überführt werden soll, vorgezogen werden kann, ohne die Zahl der Jahre zu verringern, die die Anlage in der Zeitlich gestreckten Stilllegung verbleiben soll. Ferner wird Deutschland 2026 prüfen, ob es energiewirtschaftlich noch erforderlich ist, diese RWE-Anlage in die Zeitlich gestreckte Stilllegung zu überführen. Kann die energiewirtschaftliche Erforderlichkeit nicht festgestellt werden, wird die Anlage bis Ende 2029 endgültig stillgelegt<sup>(42)</sup>.

### 2.3. Weitere einschlägige Bestimmungen des Kohleausstiegsgesetzes

- (69) Die Bestimmungen des Kohleausstiegsgesetzes über die Löschung von EHS-Emissionszertifikaten sind nicht Teil der oben beschriebenen Maßnahme, im Rahmen der beihilferechtlichen Würdigung aber dennoch relevant.
- (70) Mit Artikel 2 des Kohleausstiegsgesetzes wird die nationale EHS-Gesetzgebung dahin gehend geändert, dass eine Bestimmung über die Löschung von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten im Zusammenhang mit dem Kohleausstieg aufgenommen wird<sup>(43)</sup>. Die betreffenden Zertifikate werden von den Deutschland zugeteilten Zertifikaten abgezogen.
- (71) Deutschland wird CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate in dem Umfang löschen, der der zusätzlichen Emissionsminderung durch die Stilllegung der Kohleverstromungsanlagen entspricht, soweit diese Menge dem Markt nicht durch die Marktstabilitätsreserve entzogen wird.
- (72) Die Zahl der zu löschenden CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate wird vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit unter Beteiligung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und des Bundesfinanzministeriums auf der Grundlage von mindestens zwei Bewertungen durch unabhängige Sachverständige festgelegt.

### 2.4. Stellungnahmen Dritter

- (73) Einige Dritte übermittelten der Kommission unaufgefordert Stellungnahmen, so Greenpeace Energy und ein anonymer Dritter. Ferner gingen Anmerkungen von einem der beiden potenziellen Beihilfeempfänger ein, nämlich LEAG. Die wesentlichen Elemente der Stellungnahmen werden im Folgenden zusammengefasst:

#### 2.4.1. Anmerkungen von LEAG

- (74) LEAG argumentiert, dass die vorzeitige Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach der Verabschiedung des Kohleausstiegsgesetzes nicht nur zu entgangenen Gewinnen aus den Anlagen führe, sondern auch zu Schäden und Nachteilen in Höhe von rund 2 Mrd. EUR. Diese setzen sich nach Unternehmensangaben wie folgt zusammen:

Tabelle 3

#### Schäden und Nachteile für LEAG

Schadensposition	Schadenswert (in Mio. EUR)
Kosten für sozialverträgliche Personalanpassung	[...]

<sup>(39)</sup> Entweder Niederaußem G oder Niederaußem H.

<sup>(40)</sup> Anlage 3.

<sup>(41)</sup> Entweder Niederaußem G oder Niederaußem H.

<sup>(42)</sup> Artikel 1 Teil 5 § 47 Kohleausstiegsgesetz.

<sup>(43)</sup> Dieser Artikel ändert § 8 Absatz 1 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes.

Schadensposition	Schadenswert (in Mio. EUR)
Zusatzkosten für bergbauliche Wiedernutzbarmachungsmaßnahmen	[...]
Zinsschäden durch eine Verkürzung der Ansparphase der Wiedernutzbarmachungsausgaben	[...]
Notwendige Investitionen am Kraftwerksstandort Jänschwalde	[...]
Entwertung von erworbenem Bergwerkseigentum	[...]
Entgehende Cashflows der Veredlung	[...]
<b>Insgesamt</b>	<b>2 017</b>

- (75) Die Kosten für sozialverträgliche Personalanpassung umfassen Kosten für ältere Mitarbeiter nahe am Rentenalter und für die Umorientierung jüngerer Mitarbeiter.
- (76) LEAG hätte eigenen Angaben zufolge ohne das Ausstiegsgesetz den Tagebau auf Mühlrose und Welzow-Süd TA II ausgeweitet. Durch die vorzeitige Stilllegung der Braunkohlekraftwerke entstünden Zusatzkosten für bergbauliche Wiedernutzbarmachungsmaßnahmen in Höhe von [...] EUR: [...] EUR für den Standort Jänschwalde, [...] EUR für den Standort Nochten (einschl. Mühlrose), [...] EUR für den Standort Reichwalde und [...] EUR für den Standort Welzow-Süd (einschl. Welzow-Süd TA II).
- (77) Nach Angaben der LEAG entstehen zusätzliche Finanzierungskosten, da die Rückstellungen früher als ursprünglich vorgesehen in Anspruch genommen werden. LEAG berücksichtigt eine Bestandsverzinsung von [...] % und geht davon aus, dass die Standorte in Sachsen 2038 statt 2042 und die Standorte in Brandenburg 2030 statt 2033 stillgelegt werden.
- (78) Die schrittweise Außerbetriebnahme einzelner Blöcke des Kraftwerks Jänschwalde erfordere eine Hilfsdampferzeugung, um das Anfahren einzelner Blöcke zu ermöglichen.
- (79) Ferner führe das Ausstiegsgesetz zur Entwertung von Bergwerkseigentum, da geringere Mengen an Braunkohle gefördert würden.

Tabelle 4

**Entwertung von Bergwerkseigentum der LEAG**

Tagebau	Ungefähre Verringerung der Fördermenge (in Mio. Tonnen)	Entwertung (in Mio. EUR)
<b>Welzow-Süd TA II</b>	[...]	[...]
<b>Welzow-Süd TA I</b>	[...]	[...]
<b>Nochten (Mühlrose)</b>	[...]	[...]
<b>Reichwalde</b>	[...]	[...]
<b>Insgesamt</b>	[...]	[...]

- (80) Schließlich führt LEAG an, dem Unternehmen würden Cashflows in beträchtlicher Höhe aus der Brikettproduktion (Veredlung) entgehen. Die Produktion sei standortabhängig und werde im Vergleich zu einem Szenario ohne Ausstiegsgesetz ab 2029 zurückgehen bzw. müsse 2038 ganz eingestellt werden.

#### 2.4.2. Anmerkungen Dritter

- (81) Dritte haben geltend gemacht, dass ein Eingreifen des Staates nicht erforderlich sei und die Maßnahme zumindest für ältere, defizitäre Anlagen keinen Anreizeffekt habe. Ihren Schätzungen zufolge dürften fast 90 % der Anlagen, die auf der Grundlage des Kohleausstiegsgesetzes stillgelegt werden sollen, zum Zeitpunkt der Schließung bereits 25 Jahre oder länger in Betrieb und daher vollständig abgeschrieben sein<sup>(44)</sup>. Die meisten Braunkohlekraftwerke seien unrentabel und würden den Betrieb ohnehin früher einstellen als im Ausstiegsgesetz vorgesehen. Für die Kraftwerke entstände der Anreiz, die Schließung aufzuschieben, um in den Genuss der Entschädigung zu kommen und so die Verluste zu begrenzen. Dritte fürchten daher kontraproduktive Auswirkungen auf das Ziel von gemeinsamem Interesse, die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu verringern, da umweltschädliche Anlagen länger als nötig und länger als unter normalen Marktbedingungen auf dem Markt gehalten würden. Sie beziehen sich insbesondere auf bestimmte LEAG-Anlagen, die ein Jahr später schließen werden als im Vattenfall-Verkaufsszenario vorgesehen<sup>(45)</sup>. Sie räumen ein, dass staatliche Beihilfen für einige neuere Anlagen erforderlich sein könnten, doch sollte die deutsche Regierung für jede dieser Anlagen nachweisen, dass sie ohne Beihilfe zu einem späteren Zeitpunkt stillgelegt worden wäre.
- (82) Die Geeignetheit der Maßnahme wird infrage gestellt und auf alternative Maßnahmen verwiesen, die in anderen Mitgliedstaaten wie z. B. im Vereinigten Königreich oder in den Niederlanden für den Kohleausstieg ergriffen wurden. Es werden mehrere Maßnahmen angeführt, wie etwa die Einführung eines Grenzwerts für die Emissionsintensität, strengere Effizienzanforderungen für die Kraftwerke oder die sukzessive Schließung von Braunkohlekraftwerken bis 2030 ohne Entschädigung. Einige Dritte weisen darauf hin, dass nach deutschem Recht für viele Anlagen keinerlei Entschädigungsanspruch bestehe, wenn die Regierung die Stilllegung der Anlagen ohne finanzielle Entschädigung anordne.
- (83) Einige Dritte machen ferner geltend, dass die Entschädigung zur Deckung der Tagebaufolgekosten gegen das Verursacherprinzip verstoßen könnte. Sie weisen darauf hin, dass bei der Berechnung des Ausgleichs Tagebaufolgekosten, die ohnehin anfallen würden, nicht berücksichtigt werden dürfen und dass etwaige Entschädigungszahlungen konkret für die unmittelbar mit der Stilllegung der Braunkohlekraftwerke zusammenhängenden Zwecke verwendet werden müssen.
- (84) Was die Angemessenheit der Entschädigung und das Verfahren zur Bestimmung der Entschädigungsbeträge angeht, beanstanden Dritte das Fehlen einer transparenten Formel. Es sei nicht klar, wie die Beträge bestimmt und welche Variablen berücksichtigt worden seien. Das Ausstiegsgesetz erwähne lediglich die beiden Komponenten der Entschädigung, i) entgangene Gewinne der Kraftwerke und ii) Tagebaufolgekosten, erläutere jedoch nicht, wie die Beträge ermittelt worden seien. Das Fehlen einer transparenten Berechnungsmethode mache es schwierig, zu überprüfen, ob die Beträge zu einer Überkompensation führen.
- (85) Auf der Grundlage unabhängiger Studien Dritter, die unter Verwendung öffentlich zugänglicher Informationen durchgeführt wurden, argumentieren Dritte, die Entschädigungsbeträge lägen über dem erforderlichen Minimum. Sie weisen ferner darauf hin, dass die Entschädigungsbeträge höher seien als die im Rahmen der Sicherheitsbereitschaft gewährten Beträge<sup>(46)</sup>. Angesichts der mangelnden Rentabilität der deutschen Braunkohleindustrie, des Alters der betroffenen Anlagen, der Entwicklung des Strommarktes sowie der Entwicklung der Erzeugungskosten (einschließlich der Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate) sei es fraglich, ob solch hohe Entschädigungsbeträge mit dem Binnenmarkt vereinbar wären.
- (86) Auf der Grundlage insbesondere einer Studie des Öko-Instituts räumen Dritte ein, dass RWE den Tagebau aufgrund des Ausstiegsgesetzes erheblich umbauen müsse<sup>(47)</sup>. Für LEAG weisen Dritte hingegen darauf hin, dass im Vattenfall-Verkaufsszenario die Stilllegung bestimmter Blöcke für Termine geplant gewesen sei, die nahe an den im Ausstiegsgesetz festgelegten Zeitpunkten gelegen hätten<sup>(48)</sup>. Vor diesem Hintergrund scheine die Entschädigung weit höher zu sein als jegliche etwaige Nettomehrkosten.
- (87) In Bezug auf die Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel wird angeführt, dass durch eine Fortsetzung der Braunkohleverstromung über weitere 18 Jahre der Markteintritt neuer Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien nicht nur innerhalb Deutschlands, sondern auch aus dem Ausland verhindert werden könnte, da sich durch die fortgesetzte Nutzung von Braunkohle die deutschen Stromeinfuhren verringern könnten, wenn Braunkohlekraftwerke unflexibel sind und Grundlaststrom bereitstellen.

<sup>(44)</sup> ClientEarth, Kein Geld für alte Braunkohlekraftwerke, Oktober 2019: <https://www.documents.clientearth.org/wp-content/uploads/library/2019-10-28-kein-geld-fuer-alte-braunkohlekraftwerke-ce-de.pdf>.

<sup>(45)</sup> ClientEarth, „Coal phase-out compensation for LEAG“, Mai 2020: <https://www.documents.clientearth.org/wp-content/uploads/library/2020-06-16-legality-of-compensation-for-leag-under-german-coal-phase-out-ce-en.pdf>.

<sup>(46)</sup> Genehmigungsbeschluss der Kommission vom 27. Mai 2016: Stilllegung deutscher Braunkohlekraftwerksblöcke (SA.42536).

<sup>(47)</sup> Öko-Institut: Einordnung der geplanten Entschädigungszahlungen für die Stilllegungen deutscher Braunkohlekraftwerke im Kontext aktueller Entwicklungen, 29. Juni 2020.

<sup>(48)</sup> Öko-Institut: Analyse von Kraftwerks-Stilllegungspfaden für das Lausitzer Revier, 22. Januar 2020.

## 2.5. Antworten der deutschen Behörden auf Anmerkungen Dritter

- (88) Deutschland hält die von Dritten vorgebrachten Bedenken für unbegründet. Erstens widerspricht Deutschland den Argumenten, dass die Entschädigung höher sei als in der Sicherheitsbereitschaft, dass sie dem Verursacherprinzip widerspreche und dass sie zur Folge hätte, dass unprofitable Kraftwerke länger auf dem Markt blieben. Mit den Entschädigungen für acht Anlagen (2,7 GW) im Rahmen der von der Kommission im Jahr 2016 genehmigten Sicherheitsbereitschaft sei die Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft entlohnt worden. Diese Anlagen hätten einen Ausgleich in Höhe von 1,6 Mrd. EUR erhalten, was 600 Mio. EUR pro GW entspreche, während sich der durchschnittliche Ausgleich im Rahmen der nun gegenständlichen Maßnahme auf 483 Mio. EUR pro GW belaufe. Eine Entschädigung widerspreche nicht dem Verursacherprinzip, da die vorgeschlagene Maßnahme ohne hinreichende Entschädigung der Betreiber einen Verstoß gegen deren Eigentumsrechte darstellen würde. Auch handele es sich bei den im Gesetz genannten Zeitpunkten um spätmöglichste Stilllegungsdaten. Würden Anlagen vor dem genannten Zeitpunkt stillgelegt, erhielten die Betreiber dennoch dieselbe Entschädigung. Demnach gebe es keinerlei Anreiz für die Betreiber, Stilllegungen hinauszuzögern.
- (89) Zweitens geht Deutschland auf das Argument ein, alternative Instrumente wären besser geeignet, so z. B. ein ordnungsrechtlicher Stilllegungspfad ohne Entschädigung und die Übernahme der Tagebaufolgekosten durch den Staat anstelle einer Entschädigung der Betreiber. Die deutschen Behörden halten die gewählte Lösung angesichts der Rechtsunsicherheit, die etwaige Entschädigungsbeträge für die Anlagenbetreiber in der Folge potenzieller Schadensersatzklagen berge, für besser geeignet. Rechtssicherheit stelle einen Wert an sich dar und sei wichtig für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Aus Sicht der deutschen Behörden sollten ferner die Betreiber für die Wiedernutzbarmachung verantwortlich bleiben, da das Wissen und Know-how dazu bei ihnen liege und unklar sei, wieso der Staat diese Aufgabe besser wahrnehmen könnte.
- (90) Drittens befassen sich die deutschen Behörden mit den Argumenten zum Stilllegungspfad und der im Kohleausstiegsgesetz vorgesehenen Laufzeit. Sie teilen die Auffassung nicht, dass der Zeitpunkt des Braunkohleausstiegs nicht mit der Energiewende kompatibel sei, sondern gehen davon aus, dass die Braunkohlebetreiber ihre Anlagen flexibler betreiben und die jährlichen Volllaststunden sukzessive reduzieren werden. Deutschland ist auch nicht der Auffassung, dass bei LEAG die Stilllegungsdaten kaum ambitionierter seien als die bisherige Unternehmensplanung. Diese Behauptungen beruhten auf einem Geschäftsszenario des Alteigentümers der Anlagen (Vattenfall). Als LEAG die Anlagen übernommen habe, sei das Vattenfall-Verkaufsszenario durch ein Szenario abgelöst worden, das die Erschließung des Sonderfelds Mühlrose am Standort Nochten vorsehe. Nach Erlass des Kohleausstiegsgesetzes müsse LEAG nun die in der Unternehmensplanung vorgesehenen Braunkohlefördermengen und Kraftwerkslaufzeiten nach unten anpassen. Deutschland weist darauf hin, dass eine Unternehmensplanung regelmäßig überarbeitet werde und — insbesondere je weiter sie in die Zukunft reicht — mit Unsicherheit behaftet sei.

## 3. Beihilferechtliche Würdigung der Maßnahme

### 3.1. Vorliegen einer staatlichen Beihilfe

- (91) Nach Artikel 107 Absatz 1 AEUV „sind staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, mit dem Binnenmarkt unvereinbar, soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen“.
- (92) Die in Artikel 107 Absatz 1 AEUV festgelegten Kriterien sind kumulativ. Die angemeldete Maßnahme stellt daher nur dann eine staatliche Beihilfe im Sinne des Artikels 107 Absatz 1 AEUV dar, wenn alle folgenden Voraussetzungen erfüllt sind: Die finanzielle Unterstützung
- wird vom Staat oder aus staatlichen Mitteln gewährt,
  - begünstigt bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige,
  - verfälscht den Wettbewerb oder droht ihn zu verfälschen und
  - beeinträchtigt den Handel zwischen Mitgliedstaaten.
- (93) In den nachstehenden Abschnitten wird die Kommission prüfen, ob die Stilllegung der Braunkohlekraftwerke von RWE und LEAG gegen Entschädigung diese kumulativen Voraussetzungen erfüllt und somit eine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV darstellt.

#### 3.1.1. Zurechenbarkeit und Einsatz staatlicher Mittel

- (94) Damit eine Maßnahme als von einem Mitgliedstaat oder aus staatlichen Mitteln gleich welcher Art gewährt angesehen werden kann, muss sie i) direkt oder indirekt aus staatlichen Mitteln gewährt werden und ii) dem Staat zuzurechnen sein.

- (95) Im vorliegenden Fall wird die Entschädigung gemäß den Bestimmungen des Kohleausstiegsgesetzes und des öffentlich-rechtlichen Vertrags aus dem Staatshaushalt an die Betreiber der Braunkohleanlagen ausgezahlt. Die Kommission vertritt daher vorläufig die Auffassung, dass die Maßnahme dem Staat zuzurechnen ist und staatliche Mittel eingesetzt werden.

### 3.1.2. Vorliegen eines selektiven Vorteils

- (96) Ein Vorteil im Sinne des Artikels 107 Absatz 1 AEUV ist ein wirtschaftlicher Nutzen jeglicher Art, den ein Unternehmen unter normalen Marktbedingungen — also ohne Eingreifen des Staates — nicht erhalten könnte<sup>(49)</sup>. Nach Artikel 107 Absatz 1 AEUV muss eine Maßnahme, um als staatliche Beihilfe angesehen zu werden, selektiv sein, indem sie die Begünstigung „bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige“ bewirkt.
- (97) Im vorliegenden Fall stellt sich die Frage, ob Braunkohleanlagen nach deutschem Recht eine Entschädigung erhalten hätten, wenn der Staat ihre vorzeitige Stilllegung gemäß Anhang 2 des Kohleausstiegsgesetzes angeordnet hätte, ohne einen finanziellen Ausgleich zu gewähren.
- (98) Der Gerichtshof hat in seinem Urteil in den verbundenen Rechtssachen C-106 bis C-120/87 (Astéris)<sup>(50)</sup> festgestellt, dass der Ersatz von Schäden, die durch staatliche Maßnahmen entstanden sind, den Empfängern des Schadensersatzes keinen Vorteil verschafft:

*„23 Staatliche Beihilfen als Maßnahmen der öffentlichen Hand zur Begünstigung bestimmter Unternehmen oder bestimmter Erzeugnisse unterscheiden sich somit in ihrem rechtlichen Charakter grundlegend von Zahlungen, zu denen nationale Behörden gegebenenfalls zum Ersatz eines Schadens verurteilt werden, den sie Privatpersonen verursacht haben.“*

- (99) Um zu dem Schluss zu gelangen, dass die Maßnahme RWE und LEAG keinen Vorteil verschafft, müsste daher festgestellt werden, dass die deutschen Enteignungsvorschriften eine Verpflichtung zur Zahlung einer Entschädigung an die Braunkohlebetreiber begründen und dass die Höhe der RWE und LEAG gewährten Entschädigung der Höhe des Schadensersatzes entspricht, der nach deutschem Recht gewährt worden wäre.
- (100) Gemäß Artikel 14 des deutschen Grundgesetzes wird natürlichen und juristischen Personen der Schutz ihres Eigentums einschließlich seiner Nutzung garantiert. Inhalt und Grenzen dieses Schutzes bestimmen sich nach spezifischeren Rechtsvorschriften. Das deutsche Recht regelt Entschädigungen sowohl für rechtswidrige als auch für rechtmäßige staatliche Maßnahmen. Grundsätzlich begründen Enteignungen in der Regel eine Entschädigungspflicht.
- (101) Maßnahmen, die keine Enteignung zur Folge haben, sondern nur die Ausübung von Eigentumsrechten beschränken, können grundsätzlich auch dann angemessen sein, wenn dem Eigentümer, dessen Eigentumsrechte durch das Eingreifen des Staates berührt werden, keine finanzielle Entschädigung gewährt wird. Dies schließt jedoch nicht aus, dass finanzielle Entschädigungen unter besonderen Umständen gerechtfertigt sein können, wenn die Ausübung von Eigentumsrechten eingeschränkt wurde. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn die Ausübung der Eigentumsrechte besonders einschneidend eingeschränkt wird und zu einer außergewöhnlichen Härte oder zu einer unzumutbaren Belastung des Eigentümers führt. Wenn die Maßnahmen im allgemeinen Interesse ergriffen werden, aber die negativen Auswirkungen nur von bestimmten Stellen getragen werden, kann dies unverhältnismäßig sein. In diesen Fällen ist der Staat nach den allgemeinen Grundsätzen des deutschen Rechts verpflichtet, von vornherein einen Entschädigungsmechanismus vorzusehen, um die Verhältnismäßigkeit einer solchen Maßnahme sicherzustellen<sup>(51)</sup>.
- (102) Um festzustellen, ob solche außergewöhnlichen Umstände auf einen bestimmten Fall anwendbar sind, müssen Schwere, Intensität und Dauer des staatlichen Eingriffs berücksichtigt werden. Außerdem ist zu prüfen, ob dem betroffenen Beteiligten ein sogenanntes Sonderopfer auferlegt wurde und ob die Verhältnismäßigkeit der Maßnahme nicht durch alternative Maßnahmen (z. B. Übergangsregelungen) anstelle einer finanziellen Entschädigung hätte erreicht werden können.
- (103) Nach deutschem Recht besteht ein Rechtsanspruch auf eine Entschädigung nach einer Enteignung grundsätzlich im Zusammenhang mit einem Sonderopfer. Hier handelt es sich gegebenenfalls um ein außerordentliches Rechtsmittel, das von der Rechtsprechung geprägt ist, die entsprechend die jeweils zulässigen Entschädigungsgrenzen im Einzelfall festlegen muss.

<sup>(49)</sup> Urteil des Gerichtshofs vom 11. Juli 1996, SFEI u. a., C-39/94, ECLI:EU:C:1996:285, Rn. 60. Urteil des Gerichtshofs vom 29. April 1999, Spanien/Kommission, C-342/96, ECLI:EU:C:1999:210, Rn. 41.

<sup>(50)</sup> Urteil des Gerichtshofs vom 27. September 1988, Astéris AE u. a./Republik Griechenland und Europäische Wirtschaftsgemeinschaft, C-106 bis 120/87, Slg. 1988I988, S. 5515, Rn. 23 und 24.

<sup>(51)</sup> Im deutschen Recht wird dieser Grundsatz als „ausgleichspflichtige Inhalts- und Schrankenbestimmung“ bezeichnet.



- (104) Wie oben erwähnt, kann die Einschränkung der Ausübung von Eigentumsrechten grundsätzlich auch ohne Entschädigung zulässig sein. Insbesondere besteht nach deutschem Recht kein Recht darauf, von Neuregelungen verschont zu bleiben, bis einmal getätigte Investitionen sich vollständig amortisiert haben und Anlagen abgeschrieben sind<sup>(52)</sup>. In der Rechtsprechung ist ferner festgelegt, dass der Schutz der Eigentumsrechte keine Umsatz- und Gewinnaussichten erfasst<sup>(53)</sup>.
- (105) Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages führten eine Studie durch, in der die verfassungsrechtlichen Anforderungen für die ordnungsrechtliche Stilllegung von Kohlekraftwerken untersucht wurden. Der Studie zufolge ist insbesondere bei älteren, bereits abgeschriebenen Anlagen eine Stilllegung ohne Entschädigungszahlungen möglich, wobei jedoch für einzelne Anlagen, die trotz der Übergangs- und Ausnahmeregelungen einer unzumutbaren wirtschaftlichen Belastung ausgesetzt sind, eine Entschädigungsregelung vorzusehen wäre<sup>(54)</sup>.
- (106) Im Rahmen der gegenständlichen Maßnahme werden mehr als die Hälfte der Braunkohleanlagen eine Entschädigung erhalten, so u. a. alle Anlagen, die bis Ende 2029 stillgelegt werden, und alle Anlagen, die sich bereits amortisiert haben, also nicht nur einige Anlagen mit außergewöhnlich hoher Belastung. Unter Berücksichtigung auch der Übergangsfristen für bestimmte Anlagen scheint es, dass Anlagen, bei denen der Zuspruch einer Entschädigung durch ein deutsches Gericht am wenigsten wahrscheinlich wäre, im Rahmen der gegenständlichen Maßnahme eine Entschädigung erhalten.
- (107) Ferner scheinen die Entschädigungsbeträge, die Deutschland LEAG und RWE im Rahmen der vorliegenden Maßnahme gewährt, über einen Ausgleich für nicht amortisierte Investitionskosten hinauszugehen. Die Entschädigungsbeträge wurden als Ausgleich für die entgangenen Gewinne der Betreiber — bis 2040 für LEAG und bis 2051 für RWE — begründet. Da nach deutschem Recht kein Anspruch auf Schutz vor rechtlichen Neuregelungen besteht — nicht einmal bis zur vollständigen Amortisierung der Investitionskosten — und da der Schutz der Eigentumsrechte nicht die Umsatz- und Gewinnaussichten erfasst, hält es die Kommission auch für sehr wahrscheinlich, dass der von Deutschland gewährte Ausgleich über eine angemessene Enteignungsentschädigung, die nach geltendem nationalem Recht gerechtfertigt sein könnte, hinausgeht.
- (108) Die Kommission kommt daher vorläufig zu dem Schluss, dass RWE und LEAG ein Vorteil gewährt wird, den sie durch eine Schadensersatzklage vor einem nationalen Gericht oder unter normalen Marktbedingungen nicht hätten erzielen können.
- (109) Die Maßnahme verschafft lediglich zwei auf dem Strommarkt tätigen Kraftwerksbetreibern, die Strom aus Braunkohle erzeugen, einen Vorteil. Das Kohleausstiegsgesetz legt nur für RWE und LEAG spezifische Entschädigungsbeträge fest. Daher ist die Kommission beim derzeitigen Erkenntnisstand der Auffassung, dass die Maßnahme selektiv ist.

### 3.1.3. Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel zwischen Mitgliedstaaten

- (110) Nach ständiger Rechtsprechung<sup>(55)</sup> wirkt sich eine Maßnahme bereits dann auf Wettbewerb und Handel aus, wenn der Empfänger der Beihilfe auf wettbewerbsoffenen Märkten mit anderen Unternehmen konkurriert.
- (111) Da der deutsche Strommarkt Teil eines liberalisierten Marktes ist, der mit den Gebotszonen der Nachbarländer verbunden ist, stehen die Betreiber der Braunkohlekraftwerke in direktem Wettbewerb mit anderen Stromerzeugern.
- (112) Darüber hinaus bedeutet der Ausstieg aus der Braunkohleverstromung, dass die dadurch wegfallende Strommenge künftig von anderen Erzeugern erzeugt werden muss, was sich auf die Merit-Order und somit die Großhandelspreise für Strom auswirken dürfte.
- (113) Die Kommission ist daher beim derzeitigen Erkenntnisstand vorläufig der Auffassung, dass die Maßnahme den Wettbewerb und den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigt.

### 3.1.4. Schlussfolgerung zum Vorliegen einer staatlichen Beihilfe

- (114) Da die kumulativen Voraussetzungen für das Vorliegen einer staatlichen Beihilfe erfüllt sein dürften, kommt die Kommission beim derzeitigen Erkenntnisstand zu dem Schluss, dass die Maßnahme eine staatliche Beihilfe darstellt.

<sup>(52)</sup> BVerwG NVwZ 2009, S. 1443.

<sup>(53)</sup> BVerfGE 74, 129 (148).

<sup>(54)</sup> „Stilllegung von Kohlekraftwerken“, Ausarbeitung, Wissenschaftliche Dienste, Deutscher Bundestag (WD 3 — 3000 — 360/18).

<sup>(55)</sup> Urteil des Gerichts vom 30. April 1998, Het Vlaamse Gewest/Kommission, T-214/95, Slg. 1998, II-717.

### 3.2. *Rechtmäßigkeit der potenziellen Beihilfe*

- (115) Das Kohleausstiegsgesetz enthält einen „Beihilferechtlichen Vorbehalt“, nach dem die Entschädigungsbeträge erst nach der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Kommission an LEAG und RWE gezahlt werden dürfen (siehe Erwägungsgrund (18)). Deutschland hat die Maßnahme vor ihrer Gewährung bei der Kommission angemeldet und der Anmeldepflicht und dem Durchführungsverbot nach Artikel 108 Absatz 3 AEUV entsprochen.

### 3.3. *Vereinbarkeitsprüfung*

- (116) Nach Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV kann die Kommission Beihilfen zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige innerhalb der Europäischen Union als mit dem Binnenmarkt vereinbar betrachten, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft.
- (117) Im vorliegenden Fall prüft die Kommission die Vereinbarkeit der Maßnahme unmittelbar nach Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV, da weder die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 noch andere spezifische Leitlinien besondere Bestimmungen für Beihilfen zur Entschädigung für die Stilllegung von Stromerzeugungsanlagen enthalten.
- (118) Bei der Prüfung der Vereinbarkeit einer Beihilfemaßnahme mit dem Binnenmarkt untersucht die Kommission im Allgemeinen, ob die Ausgestaltung der Maßnahme sicherstellt, dass die positiven Auswirkungen der Beihilfe auf die Entwicklung einer wirtschaftlichen Tätigkeit gegenüber den möglichen negativen Auswirkungen auf den Handel zwischen Mitgliedstaaten und den Wettbewerb überwiegen.
- (119) Um zu beurteilen, ob die Beihilfe die Handelsbedingungen in einer Weise verändert, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft, prüft die Kommission, ob die Beihilfe erforderlich ist und ob sie geeignet und angemessen ist. Beim derzeitigen Erkenntnisstand hat die Kommission Zweifel an der Vereinbarkeit der Maßnahme mit dem Binnenmarkt und insbesondere an der Angemessenheit der Maßnahme.

#### 3.3.1. *Angemessenheit der Maßnahme*

- (120) Die Kommission hat in ihrer Mitteilung über den Investitionsplan für ein zukunftsfähiges Europa hervorgehoben, dass sie insbesondere die Verhältnismäßigkeit der Unterstützung für die Schließung von Kohlekraftwerken prüfen wird<sup>(56)</sup>. Nach Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV muss ein Beihilfebetrug auf das zur Verwirklichung des angestrebten Ziels erforderliche Minimum beschränkt bleiben. Im vorliegenden Fall ist daher zu prüfen, ob die Gefahr besteht, dass die Beihilfeempfänger LEAG und RWE eine Überkompensation erhalten.
- (121) Die Angemessenheit der Beihilfe hängt davon ab, ob die entgangenen Gewinne und etwaige zusätzliche Tagebaufolgekosten so berechnet werden, dass die Entschädigung auf das erforderliche Minimum beschränkt bleibt und eine Überkompensation ausgeschlossen ist. Deutschland hat erläutert, wie die entgangenen Gewinne aus den Braunkohlekraftwerken von LEAG und RWE und die zusätzlichen Tagebaufolgekosten aufgrund der vorzeitigen Stilllegung der zugehörigen Braunkohlekraftwerke ermittelt wurden (siehe Erwägungsgründe (29) ff.).
- (122) Beim derzeitigen Erkenntnisstand hat die Kommission bezüglich der von Deutschland vorgelegten Rechtfertigung der Entschädigungsbeträge nachstehende Bedenken:
- i) Die entgangenen Gewinne reichen weit in die Zukunft
- (123) Die Kommission bezweifelt, dass die Entschädigung der Betreiber für Gewinne, die sie bis 2040 im Fall von LEAG und bis 2051 im Fall von RWE erzielt hätten, dem erforderlichen Minimum entspricht, auch angesichts der kürzeren Entschädigungszeiträume im Rahmen der von der Kommission 2016 genehmigten Sicherheitsbereitschaft. Die Kommission hat ferner Bedenken in Bezug auf einige der Annahmen, auf denen die in den Erwägungsgründen (30) ff. beschriebene Berechnung der entgangenen Gewinne durch Deutschland beruht.
- (124) **Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken ohne das Kohleausstiegsgesetz:** In dem von Deutschland verwendeten Modell wird die Lebensdauer der Anlagen ohne Ausstiegsgesetz mit 48-70 Jahren angesetzt. Die letzten Anlagen von LEAG und RWE wären nach dem Modell 2061 stillgelegt worden. Die Kommission hat in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht Zweifel an der Zuverlässigkeit der Annahmen zur Nutzungsdauer.
- (125) In dem Gutachten zur Ermittlung von Folgekosten des Braunkohletagebaus wird auf der Grundlage mehrerer Studien eine Nutzungsdauer von 40 bis 55 Jahren angesetzt und davon ausgegangen, dass die letzte Braunkohleanlage in einem Szenario ohne Kohleausstiegsgesetz im Jahr 2051 stillgelegt worden wäre (siehe Erwägungsgrund (57)). Auch war die Nutzungsdauer der im Rahmen der Sicherheitsbereitschaft stillgelegten Anlagen kürzer als die Nutzungsdauern, die Deutschland in seinem Modell ansetzt. Daher ist unklar, weshalb Deutschland Nutzungsdauern berücksichtigt, die weit länger sind.

<sup>(56)</sup> Mitteilung der Kommission „Investitionsplan für ein zukunftsfähiges Europa“ vom 14. Januar 2020, COM(2020) 21 final, Abschnitt 4.3.4, S. 14.

- (126) Ferner erscheint fraglich, ob im Rahmen des Modells die Investitionskosten, die angefallen wären, um die Anlagen so weit zu modernisieren, dass die langen Nutzungszeiträume unter Umständen hätten erreicht werden können, hinreichend Eingang finden.
- (127) Derartige Investitionen können auch erforderlich sein, um gesetzliche Umweltauflagen zu erfüllen. Daher hat die Kommission Zweifel in Bezug auf die Berechnung der entgangenen Gewinne für Anlagen, die 2020-2021 stillgelegt werden, insbesondere Niederaußem D. Niederaußem D wurde Ende 2020 stillgelegt, und Deutschland setzt für die Anlage für einen Zeitraum von 14 Jahren entgangene Gewinne an, da die Anlage ohne das Ausstiegsgesetz angeblich 2034 stillgelegt worden wäre. Deutschland konnte jedoch nicht bestätigen, dass die Anlage den Anforderungen nach der Industrieemissionsrichtlinie (2010/75/EU) und den Normen für Großfeuerungsanlagen in Bezug auf wichtige Verfahren in Kraftwerken, die ab 17. August 2021 gelten werden, entsprach bzw. entsprochen hätte. Um Anlagen kompatibel zu machen, können hohe Investitionskosten anfallen, sodass die Kommission Zweifel hat, ob die Anlage ohne das Kohleausstiegsgesetz über August 2021 hinaus hätte betrieben werden können.
- (128) Und schließlich hängen die für LEAG angenommenen Nutzungszeiträume von der Ausweitung der Fördertätigkeit auf Mühlrose und Welzow-Süd TA II ab. Als das Kohleausstiegsgesetz erlassen wurde, hatte LEAG noch keine bergbaurechtliche Genehmigung für diese beiden Felder erhalten und die endgültige Investitionsentscheidung zur Ausweitung der Fördertätigkeit auf Welzow-Süd TA II noch nicht getroffen. LEAG plante diese Entscheidung für 2020. Daher hat die Kommission Zweifel, ob das kontrafaktische Szenario, das sich ergibt, wenn von der Ausweitung der Fördertätigkeit auf die beiden Standorte und den entsprechend längeren Kraftwerkslaufzeiten ausgegangen wird, korrekt ist.
- (129) **Unsicherheiten in Bezug auf zukunftsbezogene Projektionen:** Die Kommission stellt ferner fest, dass die Berechnung der entgangenen Gewinne einen langen Zeitraum abdeckt und daher mit vielen Unsicherheiten behaftet ist. Deutschland macht geltend, dass der Diskontierungszinssatz von 7,5 % gewählt worden sei, um diese Unsicherheiten widerzuspiegeln. Jedoch ist fraglich, ob dieser Satz angemessen ist oder zusätzliche Korrekturmechanismen erforderlich wären, um den hohen Risiken und Unsicherheiten im Zusammenhang mit den Prognosen Rechnung zu tragen.
- (130) **Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise:** Deutschland stützte sich bei der Berechnung der entgangenen Gewinne auf die 2018 veröffentlichten Prognosen für die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, doch Merit-Order und Gewinnspannen für Braunkohlekraftwerke haben sich infolge des Anstiegs der CO<sub>2</sub>-Preise im Jahr 2019 drastisch verändert. Die Kommission hat daher Zweifel, ob die Bewertung der entgangenen Gewinne aus Kraftwerken angemessen ist, da das Modell die neuen auf EU-Ebene vereinbarten Klimaziele und die jüngsten Entwicklungen im Energiesektor nicht zu berücksichtigen scheint.
- (131) **Anlagenspezifische Daten:** Darüber hinaus hat die Kommission nicht für alle Braunkohleanlagen, die stillgelegt werden sollen, spezifischen Daten und Berechnungen erhalten. Deutschland hat diese Informationen — als Beispiel für die Ergebnisse des Modells — nur für zwei Braunkohlekraftwerke vorgelegt. Aus diesem Grund kann die Kommission keine eindeutige Schlussfolgerung bezüglich der Validität der Berechnungen Deutschlands ziehen.
- (132) **Sensitivitätsanalyse:** Die Kommission stellt ferner fest, dass Deutschland der Kommission zu dem Modell keine Sensitivitätsanalyse übermittelt hat. Daher ist die Kommission nicht in der Lage, die Auswirkungen der Inputparameter auf die Modellergebnisse zu bewerten. Ohne diese Informationen ist es für die Kommission schwierig, sich abschließend zur Validität des von Deutschland verwendeten Modells zu äußern.
- ii) Zeitlich gestreckte Stilllegung
- (133) Die Kommission stellt fest, dass die Unternehmen auch eine Vergütung für die Anlagen erhalten, wenn sie in die Zeitlich gestreckte Stilllegung überführt werden. Diese Zahlungen sind untrennbar mit der Entschädigung bei endgültiger Stilllegung verbunden, da die Zahlung der Stilllegungsentschädigung für LEAG mit der Überführung der Anlage Jänschwalde A in die Zeitlich gestreckte Stilllegung beginnt. Die Kommission ist daher der Auffassung, dass diese Zahlungen bei der Beurteilung der Angemessenheit der Maßnahme berücksichtigt werden müssen, und hat Zweifel, ob dieser zusätzliche Ausgleich erforderlich ist, damit die Anlagen stillgelegt werden.
- iii) Von Deutschland vorgelegte alternative Szenarien
- (134) Deutschland legte zur Rechtfertigung der Entschädigungsbeträge auch alternative Szenarien vor, einschließlich der in den Erwägungsgründen (50) ff. beschriebenen Option der vorzeitigen Stilllegung. Die Kommission fragt sich, ob die Szenarien mit vorzeitiger Stilllegung für die Prüfung der Angemessenheit relevant sind. Die Entscheidung über eine etwaige vorzeitige Stilllegung wird im Rahmen der von Deutschland geplanten regelmäßigen Überprüfung des Kohleausstiegsgesetzes getroffen (siehe Erwägungsgrund (15)). Derzeit ist ungewiss, ob es tatsächlich zu vorzeitigen Stilllegungen kommen wird und falls ja, ob die Stilllegungen, wie von Deutschland angenommen, drei Jahre früher erfolgen und für alle Kraftwerke gelten würden, die erst nach 2030 schließen sollen.
- (135) Ferner stellt die Kommission fest, dass in einem Szenario, in dem LEAG den Tagebau nicht auf Mühlrose und Welzow-Süd TA II ausweitet, der Barwert der erwarteten entgangenen Gewinne nach den Berechnungen Deutschlands den Barwert des Entschädigungsbetrags nicht übersteigen würde (siehe Erwägungsgrund (52)). Die Kommission hat daher Zweifel, ob der Ausgleichsbetrag angemessen ist.

## iv) Zusätzliche Tagebaufolgekosten

- (136) Die zusätzlichen Tagebaufolgekosten (d. h. die Tagebaukosten, die zusätzlich zu den Kosten anfallen, die den Unternehmen ohne das Ausstiegsgesetz ohnehin entstanden wären) könnten nach Auffassung der Kommission grundsätzlich Entschädigungszahlungen rechtfertigen, doch bestehen in diesem Zusammenhang aufgrund des langen Zeithorizonts und der Informationsasymmetrien erhebliche Unsicherheiten.
- (137) Das von Deutschland zur Quantifizierung der zusätzlichen Tagebaufolgekosten vorgelegte Gutachten zur Ermittlung von Folgekosten des Braunkohletagebaus geht von der von der Kohlekommission empfohlenen schrittweisen Stilllegung von Braunkohleanlagen aus, die sich von den im Kohleausstiegsgesetz vereinbarten Stilllegungszeitpunkten unterscheidet. Die Ergebnisse des Gutachtens können daher anders ausfallen als bei einem alternativen Gutachten, das die zusätzlichen Tagebaufolgekosten anhand der im Kohlegesetz festgelegten Stilllegungszeitpunkte ermitteln würde.
- (138) Das Gutachten beruht auf öffentlich verfügbaren Informationen und erkennt an, dass die Kosten von einem Tagebau zum anderen erheblich variieren können. Bei der Ermittlung der zusätzlichen Tagebaufolgekosten im Rheinischen Revier wurden in dem Gutachten der aktuelle Abbaustand und die noch abzubauenen Kohlen- bzw. Abraummengen nicht berücksichtigt und verfügten die Gutachter nicht über die erforderlichen Informationen, um zu beurteilen, inwiefern die um 40 bis 45 cm geringere Tiefe des zu gestaltenden Restsees sich auf die Kostenschätzungen auswirkt. Diese Elemente könnten erhebliche Auswirkungen auf die Höhe der zusätzlichen Tagebaufolgekosten haben.
- (139) Die Kommission stellt ferner fest, dass es dem Gutachten zufolge in einem Szenario ohne Kohleausstiegsgesetz für LEAG nicht erforderlich wäre, den Tagebau auf Mühlrose und Welzow-Süd TA II auszuweiten, um den Kohlebedarf zu decken. Gleichzeitig stellt die Kommission fest, dass LEAG ausgehend von einem Szenario, in dem das Unternehmen den Tagebau auf diese beiden Felder ausgeweitete hätte, zusätzliche Tagebaufolgekosten geltend macht. Da die endgültige Investitionsentscheidung zur Ausweitung der Fördertätigkeit auf Welzow-Süd TA II von LEAG noch nicht getroffen worden war, hat die Kommission Zweifel, ob es sich hier um das korrekte kontrafaktische Szenario für die Ermittlung der zusätzlichen Tagebaufolgekosten handelt.

**3.4. Schlussfolgerungen**

- (140) In Anbetracht der vorstehenden Erwägungen hat die Kommission Bedenken in Bezug auf die von Deutschland vorgebrachte Rechtfertigung der Entschädigungszahlungen für RWE und LEAG. Es bestehen Zweifel, ob die Entschädigung auf das erforderliche Minimum beschränkt ist und die Beträge angemessen sind.

In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen fordert die Kommission Deutschland im Rahmen des Verfahrens nach Artikel 108 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union auf, innerhalb eines Monats nach Erhalt dieses Schreibens Stellung zu nehmen und alle sachdienlichen Angaben für die beihilferechtliche Würdigung der Maßnahme zu übermitteln. Deutschland wird ersucht, unverzüglich eine Kopie dieses Schreibens an die potenziellen Beihilfeempfänger weiterzuleiten.

Die Kommission erinnert Deutschland an die aufschiebende Wirkung des Artikels 108 Absatz 3 AEUV und verweist auf Artikel 16 der Verordnung (EU) Nr. 2015/1589 des Rates, wonach alle rechtswidrigen Beihilfen unter Umständen vom Empfänger zurückzufordern sind.

Die Kommission weist Deutschland darauf hin, dass sie die Beteiligten durch Veröffentlichung des vorliegenden Schreibens und einer aussagekräftigen Zusammenfassung dieses Schreibens im *Amtsblatt der Europäischen Union* von der Beihilfesache in Kenntnis setzen wird. Ferner wird sie die Beteiligten in den EFTA-Staaten, die das EWR-Abkommen unterzeichnet haben, durch Veröffentlichung einer Bekanntmachung in der EWR-Beilage zum *Amtsblatt der Europäischen Union* und die EFTA-Überwachungsbehörde durch Übermittlung einer Kopie dieses Schreibens von dem Vorgang in Kenntnis setzen. Alle Beteiligten werden aufgefordert, innerhalb eines Monats ab dem Datum dieser Veröffentlichung Stellung zu nehmen.

---