

Wirtschaftliche Benachteiligung von Greenpeace Energy durch die Regelungen zum deutschen Braunkohleausstieg

Kurzanalyse von Energy Brainpool

Ausgangssituation (Juni 2021)

Greenpeace Energy (GPE) hat langfristige Lieferverträge für Strom aus erneuerbaren Energien (vor allem Wind- und Solarenergie) mit einem Volumen von knapp 100 Megawatt (MW) abgeschlossen. Bei diesen langfristigen Stromlieferverträgen (so genannte „Power Purchase Agreements“, kurz PPA) hat GPE eine Verpflichtung, den gesamten in den betreffenden Anlagen produzierten Strom über einen Zeitraum von meist drei bis fünf Jahren zu einem bereits fixierten Preis abzunehmen („pay as produced“). Der überwiegende Teil dieser preisgebundenen Liefermenge wurde bereits 2018 und 2019 vertraglich vereinbart – also lange vor dem Bundestagsbeschluss zum Kohleausstieg bzw. der politischen Vereinbarung zu konkreten Entschädigungssummen für Braunkohlekraftwerksbetreiber. Daneben evaluiert Greenpeace Energy fortlaufend Investitionsentscheidungen für den Kauf oder die Errichtung von Solarparks, die keine EEG-Vergütung mehr erhalten. In Summe wird GPE rund ein Viertel seines gesamten Stromabsatzes über langfristig preisfixierte Lieferverträge abdecken. Als breit aufgestellter Ökostromversorger ist GPE zudem in den innovativen Geschäftsfeldern der Sektorenkopplung aktiv. So ist GPE an Elektrolyseuren mit einer kumulierten Nennleistung von 2,5 MW direkt beteiligt. Aufgrund des hohen CO₂-Emissionsfaktors deutschen Netzstroms werden die Elektrolyseure vorrangig mit Stromüberschüssen aus zeitgleich produzierenden Wind- und Solaranlagen im selben Verteilnetz versorgt, um grünen Elektrolyse-Wasserstoff zu produzieren. Damit unterliegen die Elektrolyseure gleichzeitig einer netzdienlichen Fahrweise, zudem sind sie teilweise bereits für die Erbringung von Regelleistung präqualifiziert. Darüber hinaus bietet GPE seinen Haushaltskunden neben klassischem Ökostrom gesonderte Stromtarife für Wärmepumpen und E-Fahrzeuge sowie einen innovativen Gasversorgungstarif „proWindgas“, dessen „Windgas“(Wasserstoff)-Anteil neben der Produktion in den eigenen Elektrolyseuren auch aus weiteren Elektrolyseuren im Umfang von rund 9 MW über das deutsche Gasnetz bezogen wird.

Mit diesen Investitionen und Produktangeboten im Bereich der Sektorenkopplung leistet GPE als Energieversorgungsunternehmen einen wichtigen Beitrag nicht nur zur Flexibilisierung des Stromsystems und zur Marktintegration erneuerbarer Energien, sondern auch zur Emissionsreduktion in den strommarktgekoppelten Sektoren Verkehr und Wärme. Als Pionier in dieser Frühphase des Markthochlaufs der Sektorenkopplung, insbesondere von Elektrolyseuren, schultert GPE angesichts der im Vergleich zu konventionellen Versorgerprodukten höheren Bereitstellungskosten das Absatzrisiko dieser Produkte in besonderem Maße. Der Erfolg dieser Produktangebote hängt dabei maßgeblich von ihrem Emissionsreduktionspotenzial bzw. der diesbezüglichen Wahrnehmung der Endkunden von GPE ab.

Daneben sind auch langfristige Lieferverträge (PPA) mit Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen), wie GPE sie abgeschlossen hat, ein unternehmerischer Beitrag zur Erreichung der Erneuerbaren-Ziele. Da die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien heute die günstigste Form der Stromproduktion darstellt, sind derartige Lieferverträge politisch gewünschte Instrumente. Denn sie sichern den Ausbau bzw. den Weiterbetrieb erneuerbarer Energien wirtschaftlich ab, ohne dass die Anlagen Förderung in Anspruch nehmen müssen. Energieversorgungsunternehmen wie GPE, die langfristige Verträge mit EE-Anlagen abschließen, entlasten so die Allgemeinheit, müssen aber auch höhere Risiken schultern, als dies Energieversorgungsunternehmen tun, die ihren Stromabsatz über standardisierte Börsenprodukte beschaffen. Das Risiko besteht darin, dass sich die Großhandelspreise während der mehrjährigen Vertragslaufzeit schwächer entwickeln als angenommen. Während Mitbewerber ihren Strom dann zum niedrigen Börsenpreisniveau beschaffen, muss GPE die fixierten Preise aus den langfristigen Lieferverträgen honorieren und würde entsprechend wirtschaftliche Einbußen erleiden. Im Gegenzug hat GPE die Chance, aufgrund der Preisfixierung von steigenden Strompreisen zu profitieren.

Diese Beiträge zur Energiewende in Form der unternehmerischen Risikoübernahme sind kaufmännisch zu verantworten, sofern die künftige Marktentwicklung sorgfältig abgeschätzt wird. Dies ist jedoch nur möglich, wenn die Marktkräfte wirken können und sich am notwendigen Klimaschutz ausrichten, ohne dass sie von unvorhersehbaren politischen Eingriffen verzerrt werden.

Mit Blick auf den erforderlichen, schnellen Umbau unseres Energiesystems hin zur Klimaneutralität hat GPE die Verträge zum Bezug erneuerbarer Strommengen sowie die

Investitionen in Sektorenkopplungsanlagen in der begründeten Annahme abgeschlossen, dass der anstehende Kohleausstieg

- a) strompreiserhöhend wirkt,
- b) die CO₂-Intensität des deutschen Strommixes sinken lässt und
- c) die Nachfrage nach CO₂-armen Flexibilitätstechnologien im Regelenergiemarkt erhöhen könnte.

Die Stilllegung vor allem älterer Braunkohlekraftwerke war aufgrund strukturell zu hoher CO₂-Emissionen und mangels der Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs, verstärkt durch steigende Kosten der CO₂-Zertifikate, abzusehen. Doch verzögert sich der Ausstieg aus der Braunkohle nun durch die Ausgestaltung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes bzw. des öffentlich-rechtlichen Vertrags zur Reduzierung und Beendigung der Braunkohleverstromung. Dies führt dazu, dass die Strompreise in Deutschland und seinen Nachbarländern unter das Niveau fallen, welches eine Marktpreisentwicklung ohne Kompensationszahlungen ergeben hätte. Zudem verbleibt die CO₂-Intensität des bundesdeutschen Strommixes für einen längeren Zeitraum auf hohem Niveau und die Dekarbonisierung im Regelleistungsmarkt wird verschleppt. So entwerten die Vereinbarungen zum Braunkohleausstieg Lieferverträge für Strom aus erneuerbaren Energien sowie Investitionen in Sektorenkopplungstechnologien und -produkte. GPE als Energieversorgungsunternehmen muss sich aber im liberalisierten europäischen Strommarkt bei Investitionen und der Prognose zukünftiger Marktsituationen darauf verlassen können, dass die Preisbildung gemäß Angebot und Nachfrage nach den Spielregeln des Marktes ohne verzerrenden Einfluss durch direkte und massive energiepolitische Eingriffe erfolgt. Dies gilt auch für die Rolle von GPE als Anlagenbetreiber, da das Unternehmen sowohl selbst, als auch über seine 100%ige Tochter Planet energy, in EE-Anlagen investiert.

Nachfolgend wird in Argument 1 beschrieben, inwiefern die vereinbarten Entschädigungen für Braunkohlekraftwerksbetreiber erstens nicht notwendig, zweitens zu hoch, und drittens fernab der marktlichen Realität liegen.

Im Anschluss an Argument 1 legen wir in den nachfolgenden Argumenten 2 und 3 a-c dar, wie GPE in seiner Eigenschaft als Projektierer und Betreiber von EE- und Sektorenkopplungsanlagen sowie als Ökostromversorger durch die marktverzerrenden Vereinbarungen mit Braunkohlekraftwerksbetreibern benachteiligt wird.

Argument 1: Der Vertrag zur Reduzierung und Beendigung der Braunkohleverstromung verschafft Energieversorgungsunternehmen mit großen Braunkohlekraftwerken unangemessene Vorteile. Die hohen und mangels Transparenz weiterhin nicht nachvollziehbaren Entschädigungssummen exklusiv für bestimmte Energieversorgungsunternehmen liegen fernab der marktlichen Realität.

Details: Ob der Staat überhaupt verpflichtet ist, Entschädigungszahlungen für das Abschalten von Kohlekraftwerken zu leisten, ist umstritten. Der Wissenschaftliche Dienst des Deutschen Bundestages war bereits im Oktober 2018 zu dem Schluss gelangt, dass milliardenschwere Entschädigungszahlungen an RWE und Co. nicht notwendig sind.¹

Die Höhe der nun vereinbarten Entschädigungszahlungen für Betreiber von Kohlekraftwerken ist im Vertrag zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung sowie im Kohleausstiegsgesetz nicht näher begründet. Den letzten Anhaltspunkt zum Nachvollzug der Entschädigungshöhe liefern die Erläuterungen in der Gesetzesbegründung zum Gesetzesentwurf des Kohleausstiegsgesetzes vom 29. Januar 2020.² Dort wird von einer „formelbasierten Entschädigungslogik“ gesprochen, auf dessen Grundlage sich die vereinbarten Zahlungen von 2,6 Mrd. Euro für die Anlagen im Rheinischen Revier und 1,75 Mrd. Euro für die Anlagen im Lausitzer Revier ergäben. Die in der damaligen Gesetzesbegründung definierten Eingangsparameter für die Berechnungsformel sind deckungsgleich mit der Struktur der Formel, die die Umweltschutzorganisation Greenpeace e.V. durch eine Anfrage im Rahmen des Umweltinformationsgesetzes vom BMWi erhalten hat und die der Think Tank Ember in einer Analyse im Mai 2021 auf Auftrag von Greenpeace offenlegte.³ Aus der kritischen Überprüfung der Annahmen zu einzelnen Formelparametern im Rahmen dieser Analyse geht hervor, dass die Entschädigungen auf ein erforderliches Mindestmaß von bis zu 343 Millionen Euro Gesamtentschädigung für alle Rezipienten reduziert werden sollten. Auch Berechnungen anderer Experten kommen zu dem Schluss, dass die Entschädigungszahlungen deutlich zu hoch ausfallen.⁴

¹ https://rp-online.de/wirtschaft/unternehmen/kohleausstieg-bundestagsjuristen-halten-entschaedigung-fuer-rwe-fuer-unnoetig_aid-37032703

² „Erläuterungen zu § 42 - Ermächtigung der Bundesregierung zum Abschluss eines öffentlich-rechtlichen Vertrags“ in https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzesentwurf-kohleausstiegsgesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8

³ https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/ember-assumption_of_german_ministry_of_economics.pdf

⁴ http://p376185.mittwaldserver.info/fileadmin/user_upload/Dateien/Bilder/Content/Presse/%C3%96ko-Institut_2020_-

Eine weitere Untersuchung⁵ im Auftrag von Greenpeace Energy legt nahe, dass für einen Großteil der Braunkohlekraftwerke zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses keine wettbewerbsfähige Marktumgebung mehr vorlag, da sich gleichzeitig die Kraftwerksauslastung reduziert hatte und die Kosten für CO₂-Zertifikate erhöhten: Für die Bewertung von insgesamt 15 untersuchten RWE-Kraftwerksblöcken hat Energy Brainpool deren voraussichtliche Kosten und Erlöse aus dem Stromhandel berechnet. Danach beträgt der zu erwartende Gewinn – und damit der Marktwert – der Kraftwerke im Jahr 2020 unterm Strich noch rund 1,3 Milliarden Euro. In den folgenden Jahren sinken die Gewinne der Kraftwerksblöcke am Strommarkt allerdings kontinuierlich, da sich im gleichen Zeitraum die Betriebskosten vor allem durch steigende CO₂-Preise verteuern – und die Erlöse nach und nach übersteigen. Mehrere Kraftwerksblöcke wären deshalb bereits in einigen Jahren unrentabel: Bereits 2022 würde der RWE-Kraftwerkspark nur noch einen Wert von rund 673 Millionen Euro am Markt haben.⁶

Die Bundesregierung vertritt darüber hinaus 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. Diese sind gemäß Braunkohlevertrag mit der vereinbarten Entschädigung ebenfalls abgegolten. Zur Ermittlung dieser Kosten hat die Bundesregierung ein Gutachten erstellen lassen.⁷ Allerdings bleibt unklar, in welchem Umfang die Ergebnisse in die Entschädigungsberechnung miteinfließen. Grundsätzlich widerspricht eine Beteiligung des Bundes an den Tagebaufolgekosten dem Verursacherprinzip des Bundesberggesetzes, nach dem der Bergbaubetreiber die volle Verantwortung für verursachte Bergschäden trägt. Dabei ist zumindest zweifelhaft, dass das Kohleausstiegsgesetz in diesem Zusammenhang einen unzumutbaren Eingriff vonseiten der Bundesregierung darstellt, der eine Beteiligung an den Tagebaufolgekosten rechtfertigen würde. Schließlich ist den Betreibern seit vielen Jahren bzw. mindestens seit Abschluss des Pariser Klimaabkommens in 2015 hinreichend bekannt, dass die Braunkohleverstromung aufgrund des erforderlichen Klimaschutzes deutlich früher als zum

[_Einordnung_der_geplanten_Entsch%C3%A4digungszahlungen_f%C3%BCr_deutsche_Braunkohlekraftwerke__final_.pdf](#)

⁵ https://www.reinrevierwende.de/fileadmin/reinrevierwende/documents/GPE_Substitution-RWE-BK-durch-eE_Energy-Brainpool_2018-11-25.pdf

⁶ <https://www.reinrevierwende.de/aktuelles/artikel/marktwerte-von-rwe-meilern-deutlich-geringer-als-geforderte-entschaedigungssummen-1.html>

⁷ https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Gutachten_Folgekosten/Gutachten_Folgekosten_Braunkohleausstieg_Abschlussbericht.pdf

Ende der technischen Lebenszeit der Braunkohleanlagen auslaufen muss.⁸ Unter anderem gemäß § 249 des Handelsgesetzbuchs ist es die unternehmerische Pflicht der Anlagenbetreiber, für derartige „ungewisse Verbindlichkeiten“ frühzeitig entsprechende Rückstellungen zu bilden.

Insgesamt ist nicht ersichtlich, warum und in welcher Höhe ein Schaden entstanden ist, und ob die Entschädigung überhaupt tatsächlichen Kosten entspricht, oder ob der Zahlungsbetrag lediglich das Ergebnis bilateraler Verhandlungen zwischen Bund und Energieunternehmen ist. Die Finanzmittel verschaffen Energieversorgungsunternehmen wie RWE in jedem Fall einen unangemessenen Vorteil gegenüber Wettbewerbern und führen zu zahlreichen, nachfolgend aufgeführten Verzerrungen am Strommarkt.

Argument 2: Die vom Bund bereitgestellten Stilllegungsprämien für Braunkohlekraftwerke bevorzugen die Empfänger dieser Prämien besonders, wenn diese in kapitalintensive Stromerzeugungsanlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien investieren. Dies verzerrt den Wettbewerb unter Projektierern von EE-Anlagen sowohl im In- als auch im Ausland.

Die Projektierung und der Bau von EE-Anlagen sind sehr kapitalintensiv und der Wettbewerb um die beschränkte Anzahl von Projekten ist hart. Auch ein Betreiber eines unrentablen Kohlekraftwerks kann das EEG-Ausschreibungssystem für erneuerbare Energieträger nutzen und durch die erhaltene Stilllegungsprämie für seine Kohlekraftwerke wettbewerbliche Vorteile in den Förderauktionen erhalten: Werden Mittel aus den Prämien nämlich dazu genutzt, um die Kosten für eigene EE-Projekte zu reduzieren, erhöht dies – zum Beispiel für die RWE-Konzerntochter RWE Renewables – deren Chancen auf Förderzuschläge in den Ausschreibungsrunden. Denn dort haben jene EE-Projekte mit den niedrigsten Kosten (und damit den niedrigsten Geboten) die besten Chancen auf einen Zuschlag. Und auch im Wettbewerb um nicht direkt geförderte EE-Projekte verschaffen die Stilllegungsprämien einen Vorteil bei der Finanzierung bzw. beim Einkauf der Anlagenkomponenten für eine höhere Anzahl an Großprojekten.

Vor allem mit Blick auf RWE gilt dies in ganz besonderem Maße auch für den Wettbewerb von Projektierern im Ausland: So plant der Konzern bis Ende 2022 mit Investitionen in EE-Anlagen im Umfang von 5 Milliarden Euro, wovon jedoch 4 Milliarden Euro in Auslandsprojekte fließen

⁸ Im Referenzszenario „ohne Kohleausstiegsgesetz“ des oben zitierten Gutachtens wird dieser Zeitpunkt auf das Jahr 2051 geschätzt.

sollen.⁹ Dieser Plan beinhaltet den beispielweise bereits erfolgten Aufkauf des EE-Projektportfolios der Nordex Group mit 2,7 GW in Frankreich, Spanien, Schweden und Polen für rund 400 Millionen Euro. Somit drohen finanzielle Mittel des deutschen Bundes dafür eingesetzt zu werden, deutschen Konzernen im Wettbewerb mit lokalen Unternehmen im Ausland einen Vorteil zu verschaffen.

Argument 3: Die unangemessenen Entschädigungssummen und die vereinbarten Regelungen zu den Stilllegungszeitpunkten führen dazu, dass betroffene Kraftwerke länger in Betrieb gehalten werden. Dies verzögert den raschen marktlichen Rückbau unrentabler Überkapazitäten. Dies ist aus Sicht von Greenpeace Energy nicht nur ein schwerwiegender systemischer Fehler in der Konstruktion eines Kohleausstiegsgesetzes, das eigentlich eine möglichst schnelle Abkehr von fossilen Energieträgern sowie eine Erreichung der Ziele des Klimaschutzgesetzes ermöglichen sollte, sondern benachteiligt auch klimaneutrale erneuerbare Energien sowie den Markthochlauf weiterer Zukunftstechnologien, die zur Erreichung von Klimaneutralität benötigt werden.

Der Braunkohlevertrag sieht gemäß § 22 Abs. 2 zwei wesentliche Möglichkeiten vor, wie Braunkohlekraftwerke bereits vor den im Vertrag festgelegten Stilllegungszeitpunkten stillgelegt werden können. Einerseits bleibt die Möglichkeit einer freiwilligen Stilllegung vonseiten der Betreiber erhalten, sollten sich beispielsweise die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen durch gestiegene CO₂-Preise im EU ETS verschlechtern. Der vorrangig CO₂-kostengesteuerte Anreiz für einen marktlichen Braunkohleausstieg kann jedoch erheblich durch die unangemessenen Entschädigungssummen torpediert werden, da deren Auszahlung als unabhängig von der weiteren Entwicklung der Wirtschaftlichkeit der Anlagen vereinbart wurde. Durch den Rückgriff auf die Entschädigungsgelder erhalten die Kraftwerksbetreiber die Möglichkeit, ihre Anlagen länger in Betrieb zu halten und Zeiten besonders eingeschränkter Wirtschaftlichkeit, bspw. bedingt durch eine ungünstige Entwicklung des Kohle-Gaspreis-Spreads, besser zu überbrücken.

Des Weiteren sieht der Vertrag vor, dass nur Braunkohleanlagen mit vereinbarter Stilllegung nach dem Jahr 2030 aufgrund von Entscheidungen der Bundesrepublik jeweils um bis zu drei Jahre früher als vorgesehen stillgelegt werden können („vorzeitige Stilllegung“). Eine solche Entscheidung muss durch die Bundesrepublik mindestens fünf Jahre vor dem neuen

⁹ <https://www.eid-aktuell.de/nachrichten/unternehmen-verbaende/detail/news/rwe-laesst-deutschland-bei-investitionen-links-liegen.html>

Stilllegungszeitpunkt beschlossen werden. Dadurch kann ein vollständiger Braunkohleausstieg auf ordnungsrechtlichem Wege lediglich auf frühestens 2035 vorgezogen werden.

In der Summe verursacht der Vertrag eine erhebliche Verzögerung des Braunkohleausstiegs, der marktgetrieben und ohne die Zahlung unangemessener Entschädigungssummen deutlich früher erfolgen würde. Diese Verzögerung wirkt sich in mehreren Dimensionen negativ auf den freien Wettbewerb im Strommarkt aus, die nachfolgend näher beschrieben sind.

Argument 3a: Werden betroffene Kraftwerke durch die unangemessenen Entschädigungssummen und die vereinbarten Regelungen zu den Stilllegungszeitpunkten länger in Betrieb gehalten, beeinträchtigt dies klimaneutrale erneuerbare Energien, indem es die Erlöse für Strom aus diesen Anlagen reduziert.

Die Verzögerung des Braunkohleausstiegs hat eine strompreissenkende Wirkung, die unmittelbar die möglichen Erlöse für erneuerbaren Strom reduzieren. Dies erfolgt im Wesentlichen durch zwei Einflüsse:

1. Zunächst erhöht sich das Stromangebot, was gemäß dem Merit-Order-Mechanismus zu geringeren Strompreisen führt. Die Merit-Order gibt die Einsatzreihenfolge des Kraftwerksparks bei der jeweiligen Stromnachfrage vor. Wird ein Braunkohlekraftwerk nicht stillgelegt, so verdrängt es teurere Kraftwerke aus dem Dispatch, da es selbst Strom produzieren darf. Das preissetzende Kraftwerk (das letzte noch bezugschlagte Kraftwerk in der Merit-Order) ist dabei für alle Marktakteure relevant, denn das Einheitspreisverfahren, das in diesem Zusammenhang im Day-Ahead-Strommarkt Anwendung findet, ermittelt einen einheitlichen Verkaufspreis je Stunde für alle Stromerzeuger. Die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken mit geringen kurzfristigen Grenzkosten wie z.B. EE-Anlagen ist daher stark abhängig von preissetzenden Kraftwerken mit höheren Grenzkosten. Daher sinkt der Gegenwert der Einspeiseprofile, für die GPE eine Preisfixierung eingegangen ist. Diese Systematik ist in „Figure 1“ dargestellt. Im gezeigten Beispiel vermindern die weiterhin produzierenden Braunkohlekraftwerke im oberen Teil der Abbildung den Preisanstieg um 6 EUR/MWh. Dieser hätte sich ergeben, wenn unrentable alte Braunkohlekraftwerke aus dem Markt gedrängt worden wären, da sie zu hohe Betriebskosten aufweisen.
2. In Zeiten geringer Stromnachfrage und hoher Einspeisung erneuerbarer Energien ist der Must-Run-Anteil der Stromerzeugung in besonderem Maße für die Erlössituation von erneuerbaren Energien relevant. Der Must-Run-Anteil der Stromerzeugung ist derjenige

Anteil der Erzeugungsleistung eines eigentlich regelbaren Kraftwerks, der aus technischen Gründen oder aus Gründen anderweitiger vertraglicher Verpflichtungen (Wärmelieferung, Lieferung von Systemdienstleistungen) auch zu solchen Preisen am Strommarkt angeboten wird, die unter den eigentlichen Grenzkosten liegen. Ein Strommarkt mit hohem Must-Run-Anteil in der Erzeugung führt regelmäßig zu niedrigen Preisen, wenn die Nachfrage gering oder das Dargebot erneuerbarer Energien hoch ist. Gerade ältere Braunkohlekraftwerke haben einen hohen Must-Run-Anteil. Dieser verringert bei einem verlängerten Weiterbetrieb die Erlöse von EE-Anlagen in besonderem Maße, da er Strompreise gerade dann drückt und zuweilen ins Negative sinken lässt, wenn sie eine hohe Einspeiseleistung bereitstellen.

Als Betreiber bzw. PPA-Vertragspartner förderfreier EE-Anlagen ist GPE direkt von diesen Auswirkungen betroffen. Darüber hinaus wirkt sich dieser preissenkende Effekt aufgrund der Verzahnung des deutschen Strommarkts mit Nachbarländern in geringerem Maße auch auf die Erlöse der Betreiber von EE-Anlagen im europäischen Ausland aus, da aufgrund niedrigerer deutscher Strompreise weniger Strom nach Deutschland exportiert wird.

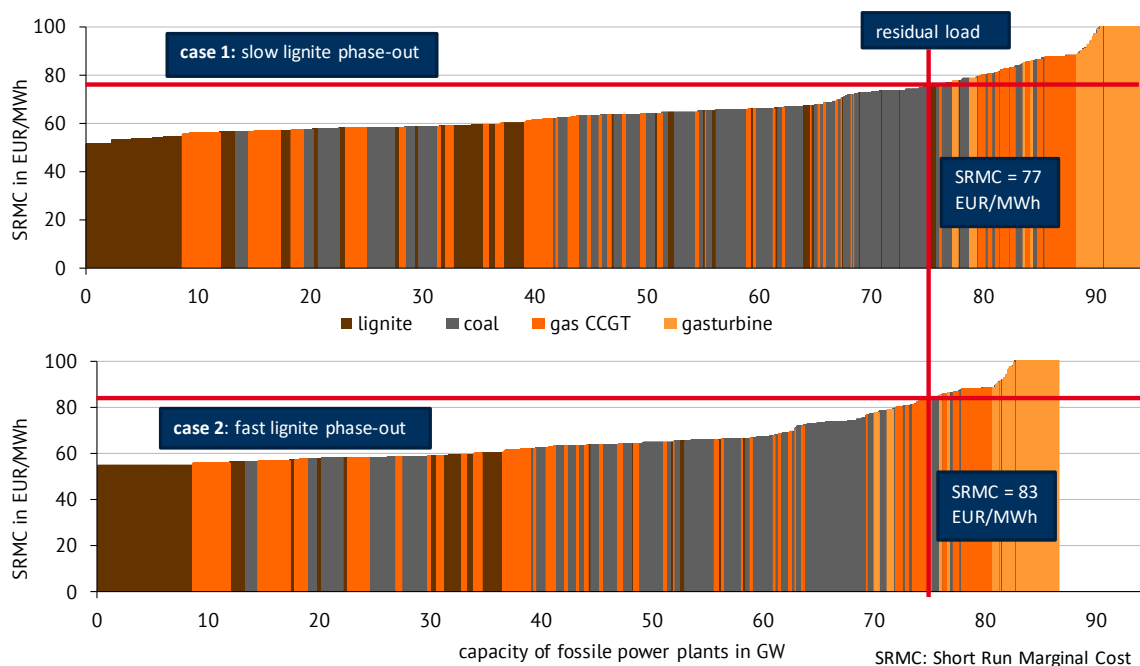


Figure 1: Merit-Order of fossil power plants in Germany including (case 1) and excluding (case 2) old lignite power-plants with high short run marginal cost [source: Energy Brainpool, commodity-prices: gas 22 EUR/MWh, coal 8 EUR/MWh, lignite 3 EUR/MWh, EUA 52 EUR/t_CO2]

Argument 3b: Werden betroffene Kraftwerke durch die unangemessenen Entschädigungssummen und die vereinbarten Regelungen zu den Stilllegungszeitpunkten länger in Betrieb gehalten, behindert dies den Markthochlauf CO₂-ärmerer Flexibilitätstechnologien im deutschen und europäischen Regenergiemarkt.

Neben dem Großhandelsmarkt ist der Regenergiemarkt ein weiteres Marktsegment, in dem eine Benachteiligung für GPE und andere Energieversorgungsunternehmen durch die Regelungen zum Braunkohleausstieg zu verorten ist. In diesem Markt müssen sich die Akteure zunächst präqualifizieren, um dann an regelmäßigen Auktionen zur Bereitstellung von Regelleistung und Regelarbeit teilnehmen zu dürfen. Sowohl die RWE Supply & Trading GmbH als auch die Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) sind für alle drei Produkttypen des Regenergiemarktes präqualifiziert (Primärregelreserve (FCR), Sekundärregelreserve (aFRR), Minutenreserve (mFRR)).¹⁰ Die Braunkohle-Kapazitäten, die für die drei Produkttypen präqualifiziert sind, sowie deren Anteil an der gesamten präqualifizierten (PQ) Leistung sind in „Table 1“ aufgeführt. Aufgrund der hohen Marktkonzentration bei Braunkohlekraftwerken liegt der Schluss nahe, dass die benannten Unternehmen mit ihren Braunkohleanlagen am Regenergiemarkt präqualifiziert sind. Dabei übersteigt die präqualifizierte Braunkohle-Kapazität den jeweiligen durchschnittlichen Bedarf 2021 für die FCR und mFRR deutlich.

Table 1: Prequalified lignite capacity in the German control energy market ^{11,12}

	FCR	POS. aFRR	NEG. aFRR	POS. mFRR	NEG. mFRR
Prequalified lignite capacity	0.62 GW	1.23 GW	1.23 GW	4.54 GW	4.54 GW
lignite share of total prequalified capacity	9%	5%	5%	12,4%	12,6%
Average demand 2021 (approx.)	0.56 GW	2.3 GW	2.2 GW	1.2 GW	0.6 GW

Zwar war der Regenergiemarkt in den letzten Jahren von einer technologischen Diversifikation der Regelenergieanbieter geprägt, und neue CO₂-arme Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher haben sich erfolgreich präqualifiziert. Sofern diese CO₂-armen

¹⁰ <https://www.regelleistung.net/ext/download/anbieterliste> (Stand: 01.04.2021)

¹¹ https://www.regelleistung.net/ext/download/pq_capacity (Stand: 01.09.2020)

¹² <https://www.regelleistung.net> (Stand: Mai 2021)

Systemdienstleistungen jedoch durch förderfreie Neuanlagen angeboten werden, sind diese Anlagen auf eine Refinanzierung ihrer Investitionskosten über entsprechende Marktmechanismen wie den Regelenergiemarkt angewiesen. Eben diese Refinanzierungsmöglichkeit ist angesichts der niedrigen Erlöse am Regelenergiemarkt in den letzten Jahren nicht gegeben. Einer der Gründe dürfte in der Vermarktungsstrategie bereits abgeschriebener, steuerbarer Altanlagen wie beispielsweise Braunkohlekraftwerken liegen, die nicht direkt auf die Erlöse aus dem Regelenergiemarkt angewiesen sind und mit besonders niedrigen Geboten an den Ausschreibungen teilnehmen. Durch den verzögerten Braunkohleausstieg bestehen diese Mitnahmeeffekte länger fort als notwendig. Dies behindert nötige Investitionen in CO₂-arme Flexibilitätstechnologien der Zukunft wie bspw. Batteriespeicher oder Elektrolyseure. Neben dem deutschen Markt wirkt sich dieser Umstand in geringerem Maße auch auf die europäischen Nachbarländer aus, da die Sekundärregelleistung zusammen mit Österreich und die Primärregelreserve in sechs europäischen Ländern gemeinschaftlich (Deutschland, Frankreich, Niederlande, Belgien, Österreich, Schweiz) ausgeschrieben wird.

Argument 3c: Werden betroffene Kraftwerke durch die unangemessenen Entschädigungssummen und die vereinbarten Regelungen zu den Stilllegungszeitpunkten länger in Betrieb gehalten, behindert dies den Markthochlauf grüner Sektorenkopplungstechnologien, da der CO₂-Kostenvorteil gegenüber Bestandstechnologien bei einem CO₂-intensiveren Strommix geringer ausfällt.

Wenn Braunkohlekraftwerke als CO₂-intensivste Stromerzeuger länger in Betrieb gehalten werden, hat dies einen wesentlichen Einfluss auf den CO₂-Emissionsfaktor des deutschen Netzstrommixes. Eine kürzlich veröffentlichte Analyse Energy Brainpools zu alternativen Kohleausstiegspfaden, die vereinbar sind mit dem aktualisierten deutschen Klimaschutzgesetz vom Mai 2021, verdeutlicht dies. Demnach würde innerhalb eines gegebenen Referenzszenarios alleine ein vorgezogener Braunkohleausstieg von 2038 auf 2029 eine Reduktion der zu erwartenden Jahresemissionen in 2030 von 160 auf 118 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente nach sich ziehen (-26,3 Prozent).¹³

¹³ https://blog.energybrainpool.com/wp-content/uploads/2021/05/2021-05-19_Pressemitteilung_Energy-Brainpool_Klimaschutzgesetz-Kohleausstieg.pdf

Für den Markthochlauf grüner Elektrifizierungs- und Sektorenkopplungstechnologien, also beispielsweise E-Fahrzeuge, Elektrolyseure oder Wärmepumpen bzw. Power-to-Heat-Anlagen, spielt die CO₂-Intensität des Strombezugs jedoch eine zentrale Rolle. So sollen diese Technologien CO₂-intensivere Bestandsanlagen im Verkehrs-, Industrie- und Gebäudesektor schrittweise ersetzen. Da der Stromsektor derzeit am einfachsten zu dekarbonisieren ist, wird er so zum Motor für Emissionsreduktionen in anderen Wirtschaftszweigen. Der Ersatz etablierter Bestandstechnologien in diesen Sektoren geht allerdings oftmals mit höheren Kosten einher als eine Fortschreibung des bisherigen Technologiepfades. Um Investitionsentscheidungen dennoch in die Richtung CO₂-ärmerer Technologien zu lenken, wurden Emissionshandelssysteme zur CO₂-Bepreisung sowohl auf nationaler (nEHS für den Verkehr- und Gebäudesektor) als auch auf EU-Ebene eingeführt (EU ETS für den Strom- und Industriesektor). Dadurch sollen die realen Klimafolgekosten CO₂-intensiverer Bestandstechnologien abgebildet und neue, CO₂-arme Anlagen beim Vergleich der Investitions- und Betriebskosten wettbewerbsfähig werden. Dieser Mechanismus wird durch einen verzögerten Braunkohleausstieg teilweise untergraben, da der CO₂-Kostenvorteil und damit das Emissionsreduktionspotenzial dieser Zukunftstechnologien deutlich niedriger ausfällt.

Zusätzlich gilt es hier zu beachten, dass Investitionsentscheidungen besonders im privaten Bereich neben wirtschaftlichen Aspekten oftmals auch auf persönlichen Wahrnehmungen technologischer Alternativen fußen. Von den genannten Technologien kommen vor allem E-Fahrzeuge und Wärmepumpen verstärkt im Privatsektor zum Einsatz. Wird die CO₂-Intensität des Strommixes durch die Braunkohleentschädigungen künstlich für einen verlängerten Zeitraum auf hohem Niveau gehalten, beeinträchtigt dies die öffentliche Wahrnehmung des langfristigen Mehrwerts dieser Technologien für ein klimaneutrales Energiesystem und behindert ihren Markthochlauf im Privatsektor gewissermaßen doppelt.

Als Betreiber von Elektrolyseuren sowie als Ökostromversorger mit einem klimaschutzbewussten Haushaltskundenportfolio ist GPE direkt von dieser Behinderung des Markthochlaufs betroffen.

IMPRESSUM

Autoren:

Michael Claußner

Matthis Brinkhaus

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

Juni 2021

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die aufgrund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.