

Verständnis für die Haltung Polens in der europäischen Klimadebatte

George Milojcic

Ohne Not, sondern getrieben durch politische Ambitionen und die spezifischen Interessen bestimmter Akteure und Industriezweige wird das bestehende EU-Regelwerk zur Energie- und Umweltpolitik im Rahmen der derzeit diskutierten Verknappung von Emissionshandelszertifikaten in Frage gestellt. Es ist eine Grundsatzdebatte in der EU absehbar, die auf den Gebieten Energie und Umwelt zu einer Desintegration führt, wenn nicht jetzt im Bereich des Europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS) klug und zurückhaltend gehandelt wird. Das in der Verstromung essenziell auf Kohle angewiesene Land Polen wird in der Klimadebatte zunehmend als Bremser kritisiert. In den vergangenen zwei Jahrzehnten reiste der Autor häufig durch Mitteleuropa und konnte Einblicke in die Denkweise dieser Länder gewinnen. Daraus resultiert unter anderem die Erkenntnis, dass gerade die Deutschen genau hinhören sollten, denn Maßgebliches wird in den Zwischentönen erkennbar. Zudem ist es ratsam, die Bedenken unserer EU-Partnerländer auch von deren Standpunkt aus einzuschätzen.

Nur technische Maßnahmen?

Vordergründig werden die geplanten Eingriffe in das EU-ETS [1] als technische Maßnahme bezeichnet. Dahinter allerdings steht, dass diese Vorschläge geeignet sind, geltendes Recht und mühsam gefundene Kompromisse zu verletzen. Was im Bereich der Finanzverfassung, ausgelöst durch einen tatsächlichen Notstand, erfolgte, nämlich die schrittweise Beugung gemeinschaftlichen Rechts, könnte eine Parallele im Bereich Klimavorsorge und Energie finden. Hier allerdings nur getrieben durch spezifische Interessen und politische Ambitionen bestimmter Akteure.

Polen, das durchaus als Repräsentant kleinerer Mitgliedstaaten aus dem östlichen Mitteleuropa zu verstehen ist, wird zunehmend als Bremser oder Störenfried diskreditiert. Es werden hinsichtlich der Eingriffe in das EU-ETS Mehrheitsentscheidungen gefordert. Übersehen wird, dass die Union in essenziellen Fragen immer einstimmig beschlossen hat. Auch das 20-20-20-Paket wurde einstimmig verabschiedet und diesem Verständnis nach müssten auch Änderungen einstimmig erfolgen.

Bemerkenswert ist die Haltung des Industrieausschusses (ITRE) des Europäischen Parlaments, der am Freitag, den 25.1.2013 mit 42 zu 18 Stimmen die Vorschläge der Kommission zum „back and load“ [2] zurückgewiesen hat. Dies ist ein unüberhörbares Signal und wichtig für die Entscheidung im Plenum. Möglicherweise auch ein Indiz dafür, dass die eingangs angespro-



chenen grundsätzlichen Bedenken geteilt werden.

Die Entscheidung des Umweltausschusses (ENVI) des Europäischen Parlaments vom 20.2.2013 für das „back and load“ (38 Stimmen dafür, 25 dagegen) konterkariert die Ziele des Emissionshandels, CO₂-Emissionen zu niedrigsten Kosten zu reduzieren.

Die Bedeutung von Recht und Verlässlichkeit

Die Relativierung von Recht ist eine sehr grundlegende Angelegenheit. Die Euro-

päische Union versteht sich als Rechtsgemeinschaft. Ihre Funktionsfähigkeit und Wirkungsmöglichkeiten hängen ganz und gar davon, dass auf dem Kompromissweg entwickeltes Recht von den Mitgliedstaaten wie von den Bürgern respektiert wird.

Die im Rahmen der Finanzkrise eingeleitete Zwangsintegration erfolgt nicht mutwillig, sondern unter dem Druck einer existenziellen Herausforderung. Dennoch wird dabei schrittweise bestehendes Recht relativiert, insbesondere das sog. „bail-out-Verbot“ [3]. Die Union wird diesen Weg nicht weiter gehen können ohne sich selbst in Frage zu

stellen. Es ist unstrittig, dass die Währungsunion nie zustande gekommen wäre, wenn vor der Ratifizierung bekannt gewesen wäre, welche Haftungsverpflichtungen daraus entstehen können [4].

Auch die Energie- und Umweltpolitik läuft Gefahr, sich unglaublich zu machen. Das unter der Überschrift „20-20-20“ mühsam erarbeitete Konzept war und ist ein Kompromiss, in dem die Ziele den Kern bilden. Die Veränderung der CO₂-Ziele ist an den Abschluss eines internationalen Klimaabkommens geknüpft. Da ein derartiges Abkommen nicht erreicht wurde, die Kommission eine Verschärfung der CO₂-Ziele dennoch während der Vertragslaufzeit vorschlägt, werden Verlässlichkeit von Recht und Haltbarkeit von Kompromissen brüchig.

Energie- und Umweltpolitik im Kontext

Gerade weil die EU auf den Handlungsfeldern Klimavorsorge und Kraftwerkemissionen prioritäre Kompetenzen besitzt, müssen diesbezügliche Initiativen im Kontext der bestehenden Beschlüsse und der Kompetenz der Mitgliedstaaten beurteilt werden, die über die Wahl zwischen den Energiequellen und die Nutzung heimischer Energieressourcen autonom entscheiden können. Das Gemeinschaftsrecht muss also eine Balance finden, die diesen Tatbeständen Rechnung trägt. Der 20-20-20-Kompromiss erfüllt diese Anforderungen.

Die jetzt von der EU-Kommission unter der Überschrift „back and load“ sowie „set aside“ [5] angestellten Überlegungen sowie der im Zusammenhang mit der Diskussion um die CCS-Richtlinie lancierte Vorschlag, einen CO₂-Emissionsgrenzwert von 500 g/kWh für die Stromerzeugung einzuführen, würden diese Balance zerstören [6]. Die für viele Mitgliedstaaten essenzielle Kohlenverstromung würde zunächst sehr stark belastet und in der Perspektive verunmöglicht. Diese Vorschläge sind also gegen die vitalen Interessen wichtiger Mitgliedstaaten und Industriezweige gerichtet.

Wesentliche Bedenken

Die Kritiker der Kommissions-Initiativen machen zunächst geltend, dass die verein-

barten CO₂-Ziele, insbesondere im Bereich des Emissionshandels, sicher und kostengünstig erreicht werden. Der tiefe CO₂-Preis sei ein Indikator für die Effizienz des EU-ETS. Die aufgrund der Wirtschaftskrise gesunkene Nachfrage hat einen beachtlichen Einfluss. Bei einem erwarteten und gewünschten Aufschwung würde dieser allerdings wieder neutralisiert.

Solange das EU-ETS eine Inselfösung bleibt, belastet jeder CO₂-Preis Industrie und Stromerzeuger und verschlechtert ihre Position im internationalen Wettbewerb. Steigende CO₂-Preise belasten auch die Verbraucher. Würden steigende Abgaben wirtschaftliche Tätigkeit stimulieren, gäbe es ein einfaches Rezept zur Lösung der Wachstumskrise in der EU. Zu guter Letzt sei ein derartiger Eingriff irrelevant für das Weltklima. Die Interventionisten meinen dagegen, dass hohe CO₂-Preise ein Stimulans für mehr Energieeffizienz seien. Dieses Argument allerdings verliert an Gewicht, wenn man die historisch hohen Energiepreise ins Kalkül zieht, die unmittelbar auch die CO₂-Emissionen stark verteuert haben.

Problematische politische und rechtliche Folgewirkungen von „back and load“, „set aside“ und Emissionsgrenzwert

Neben diesen praktischen Fragen allerdings sind rechtliche Aspekte von besonderer Bedeutung. Schon im April 2002 hatte die damals noch kleinere Union entschieden, dass die EU und ihre Mitgliedstaaten die Kyoto-Verpflichtung gemeinsam erfüllen. Im Jahr 2009 verabschiedete die Union, die zwischenzeitlich um die Staaten im östlichen Mitteleuropa erweitert wurde, einstimmig die energie- und klimapolitische Strategie unter der Überschrift „20-20-20“.

Nach dieser Reform sind die vormaligen bestehenden Spielräume der Mitgliedstaaten deutlich eingeschränkt, über länderspezifische Modifikationen der Zuteilungsregeln ihre energie- und industriepolitischen Ziele umzusetzen. Ein wesentliches Element der Vereinbarungen in den angesprochenen Rechtsakten ist, dass eine Verschärfung der CO₂-Reduktionsziele über 20 % hinaus insbesondere an den Abschluss eines internationalen Abkommens über den Klima-

wandel gebunden ist, das anderen Staaten vergleichbare Anstrengungen abverlangt.

Die Absicht, in der 3. Handelsperiode CO₂-Mengen aus dem Markt zu nehmen, indem die Versteigerungsverordnung kurzfristig geändert wird, ist, nach dem, was in Brüssel darüber hinaus besprochen wird, nur ein erster Schritt. Dahinter steht die Absicht, auf eine noch nicht festgelegte Art und Weise die im EU-ETS verfügbaren CO₂-Mengen dauerhaft zu reduzieren und die Ziele zu verändern [7].

Hinsichtlich der Eingriffsintensität ist zu berücksichtigen, dass ein „set aside“ von 900 Mio. t CO₂ in der 3. Handelsperiode etwa 6 % der verfügbaren CO₂-Menge entsprechen würde. Ausgehend von 2005 würde der Emissionshandelssektor nach dem „set aside“ eine Minderungsleistung von minus 27 % erbringen müssen.

In einem inoffiziellen Entwurfspapier der Kommission zum Thema „Die Zukunft von Kohlendioxidabscheidung und -speicherung in Europa“ wird u. a. vorgeschlagen, in Europa einen CO₂-Emissionsgrenzwert für die Stromerzeugung in Höhe von 500 g/kWh einzuführen. Eine solche Festlegung würde den Neubau von Kohlekraftwerken verhindern. Für Gaskraftwerke läge dieser Wert weit oberhalb des Stands der Technik.

Damit wäre dieser Grenzwert ein gravierender Verstoß zunächst gegen den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz, nach dem gesetzliche Anforderungen leistbar sein müssen. Eingegriffen würde durch diese vordergründig umweltbezogenen Regelungen darüber hinaus in das Recht der Mitgliedstaaten, über ihren Energiemix zu entscheiden. Polen und anderen Mitgliedstaaten würde durch diese Vorschrift verboten, Kohle gemäß dem Stand der Technik in neuen Kraftwerken zu nutzen.

Mit Bezug auf den CO₂-Emissionsgrenzwert für die Stromerzeugung von 500 g/kWh ist festzustellen, dass dies bei der Überarbeitung der IED-Richtlinie [8] und im Rahmen der CCS-Richtlinie [9] erörtert wurde. Damals hatte man sich darauf verständigt, dass der Emissionshandel das maßgebliche Instrument im Bereich CO₂ sei und deswegen CO₂-Grenzwerte oder Mindestwirkungs-

grade in der IED-Richtlinie nicht vorgegeben werden. Hinsichtlich CCS wurde nur die Nachrüstbarkeit zur CO₂-Abscheidung für neue und große Kohlen- und Gaskraftwerke als Anforderung festgelegt.

Langfristige und tragfähige Strategie statt kurzatmiger Interventionismus

Eine gemeinschaftliche Energie- und Umweltpolitik wäre im Jahr 2008/9 vermutlich nicht zustande gekommen, wenn die jetzt bekannt gewordenen Initiativen der Kommission hinsichtlich des Emissionshandelssystems und der Anwendung von CCS damals auf dem Tisch gelegen hätten. Die Staaten des östlichen Mitteleuropas hätten sich höchstwahrscheinlich anders verhalten, als das Paket einstimmig verabschiedet wurde.

Wenn jetzt die bestehenden Vereinbarungen vorzeitig und gegen die verabredeten Voraussetzungen, möglicherweise auf dem Weg von Mehrheitsentscheidungen, geändert werden, ist darüber hinaus zu erwarten, dass die Formulierung einer langfristigen energie- und klimapolitischen Strategie jenseits 2020 sehr erschwert oder sogar verunmöglicht wird.

Richtig wäre es, die Regeln nicht jetzt im laufenden Spiel zu ändern, sondern eine ernsthafte Debatte darüber zu beginnen, wie die europäische Energie- und Umweltpolitik nach 2020 bis 2030 und darüber hinaus gestaltet werden soll. Kurzatmiger Interventionismus kann und wird kein Ersatz für eine langfristige und tragfähige Strategie sein, die nur im Konsens aller Mitgliedstaaten beschlossen werden kann.

Anmerkungen

[1] Der EU Emissionshandel (EU Emission Trading System – EU ETS) ist das wichtigste klimapolitische Instrument der Europäischen Union. Dabei gibt die Emissionshandelsrichtlinie (Richtlinie 2009/29/EG) ein jährliches absolutes europaweites Emissionsbudget für große Industrieanlagen und Kraftwerke vor. Energiewirtschaft und Industrie müssen in den vom Emissionshandel erfassten Anlagen zwischen 2005 und 2020 die CO₂-Emissionen um 21 % reduzieren. Es spielt keine Rolle, wo innerhalb der EU emittiert wird.

[2] Die EU-Kommission sieht durch die aktuell niedrigen CO₂-Preise das Funktionieren des EU-ETS gestört und schlägt als kurzfristig umzusetzende Maßnahme eine Reform vor, „back and load“. Über dieses kurzfristig umzusetzende Instrument sollen Emissionshandelszertifikate zeitweise zurückgehalten werden. Durch die Verknappung der Emissionsrechte sollen die Zertifika-

tepreise steigen und damit Anreize für Investitionen in emissionsärmere Technologien gesetzt werden.

[3] Die in Art. 125 AEUV (Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union) geregelte no-bail-out-Klausel besagt, dass die EU nicht für die Verbindlichkeiten der Zentralregierungen, der regionalen oder lokalen Gebietskörperschaften oder anderen öffentlich-rechtlichen Körperschaften, sonstiger Einrichtungen des öffentlichen Rechts oder öffentlicher Unternehmen von Mitgliedstaaten haftet und nicht für derartige Verbindlichkeiten eintritt.

[4] Siehe auch FAZ, 16.12.2012; Zwangsintegration; Peter Graf Kielmansegg.

[5] „set aside“ meint die endgültige Stilllegung von Zertifikaten. Nur diese kann sich letztendlich preissteigernd auswirken.

[6] Inoffizielles Entwurfspapier: Communication – Public consultation on: The future of Carbon Capture and storage in Europe – aufgetan im Januar 2013.

[7] The state of the European carbon market in 2012 – COM(2012) 652 final.

[8] Industrial Emissions Directive (IED) 2010/75/EU.

[9] CCS (Carbon Capture and Storage = Kohlenstoffabscheidung und –lagerung), siehe Richtlinie 2009/31/EG.

*Dr.-Ing. G. Milojcic, Hauptgeschäftsführer DEBRIV – Bundesverband Braunkohle, Köln
debriv@braunkohle.de*

Düsseldorfer Schriften zum Energie und Kartellrecht, Band 19

Das Recht der Elektrizitätsversorgungsnetze – Netzbetreiberpflichten zwischen unternehmerischer Eigenverantwortung und staatlicher Steuerung

Karoline Mätzig



Die vorliegende Arbeit bietet eine systematische Darstellung zum Recht der Elektrizitätsversorgungsnetze. Sie geht dabei über den regulierten Bereich hinaus und erfasst die Planung und Einrichtung der Netzanlage, die Beschaffung des notwendigen Grundeigentums bzw. der Nutzungsrechte hieran, die Betriebsaufnahme- genehmigung und Zertifizierung als Übertragungsnetzbetreiber, die Unternehmensorganisation und den Unternehmensgegenstand von Netzbetriebsgesellschaften sowie schließlich den Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Netze, einschließlich der Kalkulation von Netzentgelten. Neben der systematischen Darstellung des Rechts der Elektrizitätsversorgungsnetze wird untersucht, wie der Gesetz- und Verordnungsgeber im EnWG 2011 das Verhältnis zwischen unternehmerischer Eigenverantwortung und staatlicher Steuerung ausgestaltet hat und ob der Rechtsrahmen hinreichend genug die unternehmerische Eigenverantwortung wahrt.

Bestellschrift:

Bitte liefern Sie __ Exemplare

Düsseldorfer Schriften Band 19

je 59,- € (+ Porto) • ISBN: 978-3-942370-38-7

Faxen oder per Post an:

etv energieverlag etv Energieverlag GmbH

Postfach 18 53 54

D - 45203 Essen, Fax 0 20 54/95 32-60

„Den Umbau der Energiewirtschaft partnerschaftlich gestalten“

Die beschleunigte Energiewende als generationenübergreifendes Gemeinschaftsprojekt von Politik, Wirtschaft und Gesellschaft stellt die Energieunternehmen vor große und spezielle Herausforderungen. Es geht vor allem um die Umsetzung von skalierbaren konkreten Projekten, die das Ziel, eine vorwiegend auf erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung, Baustein für Baustein näher rücken lassen. Wie sieht – in der derzeit vielleicht tiefgreifendsten Umbruchsituation der Energiebranche – ein in Deutschland verwurzelter Weltkonzern die Energiewende, welche Strategien leitet er für sich ab und: was ist die übergreifende Klammer dabei? Darüber sprach „et“ mit RWE AG-Chef Peter Terium.

Wege aus der Komplexitäts- und Regulierungsfalle

„et“: Herr Terium, die Anfangseuphorie scheint vorbei, das Vorankommen beim Umbau der Energiewirtschaft wird mittlerweile zurückhaltend beurteilt. Was sind die höchsten Hürden aus Ihrer Sicht?

Terium: Die Energiewende ist ein sehr komplexes Unterfangen und darin der Mondlandung vergleichbar. Auch dort musste alles ineinander greifen und in der passenden Reihenfolge geschehen. Aber man hat es damals zum Mond geschafft und ist auch wieder zurückgekommen – von daher glaube ich, dass wir die Energiewende in technischer Hinsicht schaffen werden. Worüber ich mir im Moment aber Sorgen mache ist, ob die Energiewende nicht an der Akzeptanzfrage zu scheitern droht. An der fehlenden Akzeptanz in der energieintensiven Industrie, weil sie an Wettbewerbsfähigkeit zu verlieren droht, und an der fehlenden Akzeptanz beim Bürger, weil seine Stromrechnung durch die Erneuerbaren-Umlage voraussichtlich weiter steigen wird.

Ein weiterer Aspekt ist der Eingriff in den Markt über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Bei einem Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien bei deutlich über 20 % der Erzeugungsmenge ist es nicht überraschend, wenn Kraftwerke, die



Gespräch über Strategien und Säulen für den Energieumbau im RWE Turm in Essen; im Bild (vorn links) RWE-Chef Peter Terium, Martin Czakainski und Franz Lamprecht, „et“-Redaktion Fotos: A. Laaks

am Markt ihr Geld verdienen müssen, an Wirtschaftlichkeit verlieren. Und schon hören wir Forderungen nach Subventionen für diese. Das kann nicht die Zukunft des Energiesystems sein.

„et“: Hätten Sie ein Rezept, um diesen beiden mächtigen Fallen zu entgehen?

Terium: Wenn Sie nach einer strukturellen Lösung fragen, möchte ich drei Punkte nennen: mehr Markt, mehr Europa und mehr systemisches Denken. Über „Mehr Markt“ werden wir sicherlich noch ausführlich im Laufe unseres

Gesprächs reden. „Mehr Europa“ heißt letztendlich, dass Deutschland die Energiewende nicht im Alleingang umsetzen kann. Unsere Energieversorgung funktioniert nicht losgelöst von Europa: Seitdem wir zeitweise so viel Windkraftaufkommen haben, dass riesige Mengen nach Polen und Tschechien hineindrücken, machen diese Länder ihre Grenzen zu. Das widerspricht natürlich dem europäischen Ansatz, den es mit dem Binnenmarkt ja gibt. Hier muss eine europäische Lösung gefunden werden. Was schließlich das systemische Denken angeht: Auf der einen Seite werden die erneuerbaren Energien gefördert, auf der



„Das Emissionshandels-System braucht einen nachhaltigen gesetzlichen Rahmen und keinen politischen Aktionismus. Für alle Investoren ist in erster Linie wichtig, wie es in der Zeit nach 2020 ausgestaltet sein wird. Was wir heute unternehmerisch aufs Gleis setzen, bindet Kapital und deshalb müssen wir Klarheit über den langfristigen Rahmen haben. Ob am Ende dann noch Zertifikate, die in der Vergangenheit dem Markt zugeführt worden sind, aus dem Spiel genommen werden müssen, ist durchaus zu diskutieren. Aber das sollte die ultima ratio sein, nachdem alle anderen Schritte bereits erfolgt sind.“

Peter Terium, Vorstandsvorsitzender RWE AG, Essen

anderen gibt es das Europäische Emissionshandelssystem (ETS), das CO₂-Emissionsminderungen garantiert. Außerdem werden über zusätzliche Regelungen konventionelle Kraftwerke belohnt oder bestraft, beispielsweise über eine Kohlesteuer in den Niederlanden. Wenn man diese Phänomene nicht im Zusammenhang betrachtet, wird die Energiewende nicht funktionieren.

„et“: Was wären akut umzusetzende erste Schritte, um diese Probleme in den Griff zu kriegen?

Terium: Zunächst einmal ist es notwendig, die Netze auszubauen, um regionalen Versorgungsengpässen zu begegnen, und die Erneuerbaren stärker an den Markt heranzuführen. Darüber hinaus gibt es aber auch schon eine Diskussion über Kapazitätsmärkte in Deutschland und Europa. RWE hat sich bisher für einen Kaltreservemarkt ausgesprochen. Inzwischen haben sich die Energiemärkte aber so verändert, dass über die Notwendigkeit und das Design von Kapazitätsmärkten intensiver diskutiert werden muss – der massive Ausbau von Photovoltaik etwa berührt den Strommarkt in ganz Zentralwesteuropa stark. Zahlreiche Länder haben in Europa inzwischen Kapazitätsmärkte eingeführt, und auch die französische Regierung hat das vor. Die EU-Kommission muss deshalb handeln, wenn sie den europäischen Strombinnenmarkt tatsächlich auch in der Zukunft erhalten will. Es ist zwingend notwendig, einen einheitlichen Rechtsrahmen für Kapazitätsmärkte zu schaffen. Dieser Rahmen sollte auf jeden Fall folgende Gesichtspunkte berücksichtigen: Technologieoffenheit, diskriminierungsfreie Behandlung aller Marktteilnehmer und Energieträger, ein Preis für die vorgehaltene Kapazität, unabhängig von Kraftwerkstyp und -alter.

Strategische Positionierung in der Energiewende

„et“: Es ist klar, dass der Umbau der Energiewirtschaft nur durch die Kooperation von Politik, Wirtschaft und Bürgern gelingen kann. Wie sehen Sie die Rolle Ihres Unternehmens dabei?

Terium: Wer bei der Energiewende genauer hinschaut, wird feststellen, dass es nicht damit getan ist, Photovoltaik auf Hausdächer zu bringen oder Windräder aufzustellen. Diese Kapazitäten müssen auch ans Netz gebracht werden. Und da sehen wir uns als größter Verteilnetzbetreiber in Deutschland in einer Schlüsselrolle. Wobei wir nicht nur über Projekte wie Smart Country in der Eifel mehr Intelligenz ins Netz bringen, son-

dern über Smart Home oder Smart Metering – in Mühlheim haben wir über 100 000 Smart Meter installiert – auch den Verbraucher an die neue Energiewelt heranführen. Ohne solche Kompetenzen kann man die Energiewende nicht zum Erfolg führen – wir bei RWE wollen diese auf den Markt bringen.

Hinzu kommt, dass wir auch in Zukunft konventionelle Kapazität im Strommarkt brauchen und zwar als flexibles Backup, natürlich abhängig vom Ausbaupfad der Erneuerbaren. Auch wenn wir einen ganzen neuen regenerativen Kraftwerkspark aufbauen, können wir doch nicht auf die konventionelle Erzeugung verzichten – und das etwa in einer Kapazität wie heute. Man darf nicht vergessen, dass auch 2030 immer noch die Hälfte es erzeugten Stroms aus nicht-erneuerbaren Quellen kommen soll. Auch dabei können wir helfen. Insgesamt unterstreicht die Energie-Intelligenz einer RWE, dass man nicht nur lernen muss, in neuen Märkten, sondern auch in innovativen Modellen und Produkten zu denken.

„et“: Könnten Sie uns hierzu ein konkretes Beispiel nennen?

Terium: Gerne. Wir müssen unter anderem das Produkt Grundlast neu definieren. Grundlast kann inzwischen durchaus ein Komplementärprodukt sein, das aus Sonne oder Wind besteht zu den Zeiten, zu denen sie verfügbar sind und zu null Euro Grenzkosten ins System kommen. Dazu kommt dann eine bezahlbare konventionelle Technologie, die in den Zeiten, in denen diese Erneuerbaren nicht verfügbar sind, die Residuallast liefert. So gesehen meint Grundlast nicht wie früher, dass eine spezielle Anlage das ganze Jahr über läuft, sondern ein Produkt, das sich aus verschiedenen Erzeugungskomponenten zusammensetzt. Diese Kombination muss gemeinsam gemanagt werden, denn die eine Komponente funktioniert ohne die andere nicht.

„et“: RWE verfügt über einen großen konventionellen Stromerzeugungspark. Welche Strategie steht heute hinter diesem Bereich?

Terium: Wir haben in den vergangenen Jahren mehr als 12 Mrd. € in den Ausbau und die Modernisierung der konventionellen Erzeugung investiert und damit Kraftwerke mit einer höheren Effizienz und größeren Kapazität finanziert. Denken Sie nur an unseren hoch effizienten und flexiblen Braunkohledoppelblock BoA 2/3 in Neurath, der alle alten 150 MW-Blöcke ablöst. Das

bedeutet, dass sowohl die Systemkomplexität als auch Systemkosten reduziert werden, also weniger Overhead, insbesondere auch im Controlling und Reporting. Unsere aktuellen konzernweiten Effizienzsteigerungsprogramme sind auch eine logische Folge dieser Investitionswelle.

„et“: Ihre Braunkohlekraftwerke sind im Moment sehr erfolgreich ...

Terium: ... unsere Braunkohlekraftwerke verdienen derzeit ihre Vollkosten, sie erhalten keine Erfolgsprämie! Um sie dorthin zu bekommen, wo sie jetzt stehen, waren riesige Investitionen erforderlich. Wir haben in den vergangenen Jahren stark in die Effizienzverbesserung unserer Braunkohlekraftwerke investiert. Höhere Effizienz bedeutet weniger CO₂-Ausstoß. Unsere neuesten Anlagen mit einem Wirkungsgrad um die 45 % lösen viele kleinere Blöcke mit 30 % Wirkungsgrad ab. Wir haben also durch diese Neuinvestition in relativ kurzer Zeit eine 15-prozentige CO₂-Reduktion für eine Kapazität von über 2 100-MW geschaffen. Damit ist die neue Braunkohleverstromung à la RWE effizienter und auch sauberer, als es z. B. die „alte“ Steinkohle ist. Das ist ein Technologiefortschritt, der sich aber über alle Energieträger hinweg ergibt.

Doch es werden auch wieder Zeiten kommen, in denen CO₂-Zertifikate deutlich mehr als drei oder vier Euro kosten. Vergessen Sie nicht: Das europäische Emissionshandelssystem gibt einen kontinuierlichen Minderungspfad zumindest bis 2020 vor. Wir setzen uns im Sinne eines planbaren Systems dafür ein, dass der Minderungspfad verbindlich über 2020 hinaus fortgeführt wird. Dann müssen zwangsläufig die Preise für CO₂-Zertifikate der wachsenden Knappheit im System Rechnung tragen und wieder steigen. Und schließlich: RWE ist für die aktuelle Handelsperiode CO₂-neutral, d. h., was wir bei niedrigen CO₂-Kosten mit einer Technologie gewinnen, verlieren wir bei einer anderen – hier ist vor allem unsere Gasflotte zu nennen. Deren Anteil beträgt mittlerweile 30 % am Erzeugungssportfolio.

Die Regeln des Emissionshandels adjustieren

„et“: Stichwort Emissionen: Es gibt eine Debatte in Brüssel, über Verknappung in das Spiel einzugreifen und damit die Preise künstlich zu erhöhen.

Terium: Wir sind davon überzeugt, dass das ETS-System als marktwirtschaftliches Instrument funktioniert und die von der Politik gesetzten Zie-

„Was wir bei RWE versuchen zusammenzubringen, ist eine Vision, ein Zielbild unserer Rolle, die wir als Gestalter der Energiewende spielen wollen. Dabei haben alle Konzernbereiche ihren Platz und ihre spezifische Aufgabe. Denn alle sind notwendig, um die Energiewende erfolgreich zu gestalten. Unverzichtbar dabei ist eine bestimmte Kultur im Unternehmen, die man stark vereinfacht darstellen könnte als: ‚The way we do things around here.‘ Und da steht bei uns ganz klar die partnerschaftliche Zusammenarbeit im Mittelpunkt – wir müssen den Umbau der Energiewirtschaft partnerschaftlich gestalten.“

Peter Terium, Vorstandsvorsitzender RWE AG, Essen



le erfüllt. Schließlich ist der Minderungspfad der CO₂-Emission festgelegt. Der Preis für Emissionszertifikate reflektiert derzeit die wirtschaftliche Krise in Europa. Allerdings ist die Zeit reif, sich Gedanken darüber zu machen, wie die erforderlichen strukturellen Reformen des ETS-Systems nach 2020 aussehen könnten. Schon jetzt ist klar, dass der CO₂-Reduktionspfad nach unten angepasst werden muss, um die politischen Ziele zu erreichen. Ziel muss es sein, das ETS ins Zentrum der europäischen Klima- und Energiepolitik zu rücken: Auch Investitionen in erneuerbare Energien sollten in Zukunft vom ETS ausgelöst werden. Nationale Alleingänge wie CO₂- oder Brennstoff-Steuern wären der Tod des Systems und sind daher abzulehnen.

Sollte es die Politik für notwendig halten, schon vor 2020 Veränderungen am Emissionshandel vorzunehmen, so darf es sich nur um eine einmalige Aktion handeln, die in einen zuvor festgelegten langfristigen Zielpfad eingebettet sein muss. Das Emissionshandels-System braucht einen nachhaltigen gesetzlichen Rahmen und keinen politischen Aktionismus. Für alle Investoren ist in erster Linie wichtig, wie es in der Zeit nach 2020 ausgestaltet sein wird. Was wir heute unternehmerisch aufs Gleis setzen, bindet Kapital und deshalb müssen wir Klarheit über den langfristigen Rahmen haben. Ob am Ende dann noch Zertifikate, die in der Vergangenheit dem Markt zugeführt worden sind, aus dem Spiel genommen werden müssen, ist durchaus zu diskutieren. Aber das sollte die ultima ratio sein, nachdem alle anderen Schritte bereits erfolgt sind.

Säulen des Energieumbaus

„et“: Die Offshore-Windkraft gilt als großer Hoffnungsträger beim Ausbau der Erneuerbaren, im Moment hakt es aber immens. Was sind für Sie als einen der großen Investoren in diesem Bereich die entscheidenden Knackpunkte?

Terium: Einer der Knackpunkte ist, dass die Windkraftwerke in Deutschland relativ weit von der Küste entfernt und in großer Wassertiefe errichtet werden – andere Länder wie Großbritannien oder die Niederlande haben ihre Erfahrungen zunächst in größerer Küstennähe gesammelt. Die deutschen Standorte brauchen eine lange, technisch komplexe Zuführleitung, inklusive Umspannstation. Und ob ein Park eine Vergütung bekommt, hängt vom Erstanschluss ab. Diese beiden Komponenten haben wir in Deutschland nicht in einer Hand. Wir als RWE sind verantwortlich für den Bau eines Windparks, der zuständige Netzbetreiber für den Anschluss. Deswegen ist es wichtig, dass gerade die Schnittstelle von Errichtung und Netzanschluss unter dem der Aspekt „Haftungssicherheit“ gut geregelt ist. Ein zweiter Knackpunkt ist die fehlende Standardisierung – im Verfahren und auch bei den Spezifikationen. Derzeit ist jede Leitung, die zu einem Windpark gebaut wird, quasi ein Einzelprojekt, dasselbe gilt für die Umspannstation.

„et“: Ein zweites Standbein Ihres Unternehmens für die Energiewende ist die Energieeffizienz. Wie geht die Umsetzung über Produkte/Services voran?

Terium: Gut. Verschiedene Produkte zur Verbesserung der Energieeffizienz beim Kunden haben mittlerweile einen bestimmten Reifegrad und sind auch wettbewerbsfähig. Neben RWE SmartHome können wir auch schon weitere Dienstleistungen offerieren. So zum Beispiel beim Energiesparberatungsprojekt „Cleverer Kiez“ in Berlin. Aber auch für das mittelständische Gewerbe und die Industrie bieten wir Energiedienstleistungen an. Was die Wenigsten wissen ist, dass dieser Bereich in unserer Vertriebsgesellschaft mit Energiedienstleistungen im vorigen Jahr rund 600 Mio. € Umsatz gemacht hat. RWE ist damit einer der größten Energiedienstleister in Deutschland, was aber zugegebenermaßen im großen Topf RWE ein wenig untergeht. Daher werden wir

uns bemühen, solche Angebote in Zukunft sichtbarer zu machen und quasi ins Schaufenster zu setzen, um entsprechend Wahrnehmung und Realität miteinander in Einklang zu bringen.

„et“: Wie groß ist Ihre Geduld bei den neuen Produkten und Dienstleistungen, bis wann müssen sie Geld in die Kasse bringen?

Terium: Produkte und Services, die sich nicht rechnen, bieten wir grundsätzlich nicht an. Ich glaube, dass gerade bei den smarten Produkten eine Kostendeckung und eine gewisse Profitabilität gegeben sein müssen. Die Margen werden allerdings nicht so auskömmlich sein, wie wir es im Erzeugungsbereich gewohnt sind. Das sollte nicht verwundern, weil es eben ein Dienstleistungsgeschäft ist, das sich durch kleinere Margen, dafür aber auch durch einen geringeren Kapitaleinsatz auszeichnet. Es passt gut zu unserer Bilanz- bzw. Verschuldungslage, dass wir gerade in den Bereichen vordreschen, in denen keine großen Anfangsinvestitionen, sondern Entwicklung, Marketing und Vertrieb von Produkten und Dienstleistungen im Vordergrund stehen.

„et“: Furore gemacht hat die Ankündigung von RWE, Hausbesitzer, die sich eine Photovoltaikanlage nebst Batterie anschaffen wollen, mit einem Komplettangebot zu unterstützen. Was hat Sie dazu bewogen, sich auf diese Art selbst um Haushaltskunden-Stromabsatz zu bringen?

Terium: Ich denke, das liegt auf der Hand: Wir müssen doch unsere Produkte an den Wünschen unserer Kunden orientieren, nicht umgekehrt! Wenn unsere Kunden eine dezentrale Versorgung wünschen – beispielsweise auch mit einer Speichermöglichkeit für den mit Photovoltaik selbst erzeugten Strom – dann liefern wir eine innovative Lösung, und zwar die technisch und kommerziell beste, die im Markt zur Zeit verfügbar ist. Nichts anderes ist unser Anspruch. Wenn Sie in-

novative Produkte nicht als Erster entwickeln und anbieten, kommt immer ein Konkurrent, der das an Ihrer Stelle tut. Man kann interne Kannibalisierung nicht durch Regulierung vermeiden, sondern muss sie sogar stimulieren. Der Wettbewerb, der am freien Markt herrscht, gilt auch intern im Unternehmen RWE. Insofern müssen wir Produkte wie „RWE Home Power“ breit und frühzeitig anbieten, damit wir auch in Zukunft ein Energieunternehmen von Substanz und von Bedeutung in Deutschland und in Europa sein können.

Was ist die übergreifende Klammer?

„et“: RWE agiert in äußerst diversen Geschäftsbereichen – von Braunkohlenkraftwerken über Windparks bis hin zum Contracting von Photovoltaikanlagen inklusive Batterien. Was ist die Klammer um das Ganze?

Terium: Was wir bei RWE versuchen zusammenzubringen, ist eine Vision, ein Zielbild unserer Rolle, die wir als Gestalter der Energiewende spielen wollen. Dabei haben alle Konzernbereiche ih-

ren Platz und ihre spezifische Aufgabe. Denn alle sind notwendig, um die Energiewende erfolgreich zu gestalten. Unverzichtbar dabei ist eine bestimmte Kultur im Unternehmen, die man stark vereinfacht darstellen könnte als: „The way we do things around here.“ Und da steht bei uns ganz klar die partnerschaftliche Zusammenarbeit im Mittelpunkt – wir müssen den Umbau der Energiewirtschaft partnerschaftlich gestalten. Denn bei all den genannten Aufgaben, mit denen wir zum Gelingen der Energiewende beitragen wollen, brauchen wir nicht nur die Kooperation mit unseren Kunden, sondern auch mit unseren Partnern, insbesondere auch mit den Kommunen und, falls vorhanden, deren kommunalen Energieversorgern, den Stadtwerken.

„et“: Inwiefern Stadtwerke? Sind das nicht auch Ihre Konkurrenten beim Kampf um die Kunden?

Terium: RWE hat die energiewirtschaftliche Kompetenz und die Größe, neue Produkte und Services zu erarbeiten, mit der sich die Energiewende stemmen lässt. Viele Stadtwerke haben durch die Bindung zum Kunden die Gelegenheit, diese zu

vermarkten, sind aber häufig nicht in der Lage, die Produktentwicklung selbst zu vollziehen. Genau hier sehe ich eine Win-Win-Situation in der partnerschaftlichen Zusammenarbeit auf der dezentralen bzw. kommunalen Ebene. Das ist nicht neu, sondern hat RWE bereits seit über hundert Jahren geprägt und ist charakteristisch für uns.

„et“: RWE kennzeichnet auch ein häufiger Konzernumbau. Ist die jüngste Strukturänderung hin zur europäischen Bündelung der konventionellen Erzeugung vorerst ein Schlusspunkt?

Terium: Einen Schlusspunkt gibt es bei Organisationsänderungen nie, das ist ein kontinuierlicher Prozess, da wir uns ständig auf neue Begebenheiten einstellen müssen. Ein wichtiges Thema dabei ist, wie wir die genannte RWE-übergreifende Klammer im Konzern verankern können. Das kann dann durchaus losgelöst von konkreten Aktivitäten sein.

„et“: Herr Terium, vielen Dank für das Interview.

Martin Czakainski/Franz Lamprecht

Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit durch integriertes Energiemarktdesign

Neue Kraftwerke werden unter den heutigen Bedingungen des Strommarktes zukünftig ihre Vollkosten nicht erwirtschaften, so ein aktuelles Gutachten der Beratungsunternehmen enervis energy advisors GmbH und BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. Es macht darüber hinaus deutlich, dass ein „Preis für gesicherte Leistung“ unverzichtbarer Bestandteil einer zukunftsfähigen Gestaltung des Energiemarktes ist.

Es wird daher vorgeschlagen, den Leistungsmarkt als umfassenden Kapazitätsmarkt zu organisieren, an dem alle Anbieter gesicherter Leistung teilnehmen können, die diese im Voraus für längere Zeiträume zu garantieren in der Lage sind (z. B. konventionelle Kraftwerke, KWK-Anlagen, Speicher und nicht dargebotsabhängige Erneuerbare-Anlagen). Diese Garantie könnte als Zertifikat handelbar gemacht werden. Sie würde nicht nur den Anbietern gesicherter Leistung eine zusätzliche Erlösquelle bieten, sondern auch über die sich ergebende Diversifizierung der Erlössituation risikodämpfend auf die Einführung des Leistungsmarktes wirken und – bei entsprechender Marktausgestaltung – über längere Zeiträume sowohl Angebot als auch Nachfrage und Leistungspreis stabilisieren. Zugleich hätte das Modell über die Vertriebe auch Vorteile für Verbraucher, da dort Flexibilität aktiviert werde.

Das Gutachten plädiert zudem für einen weitgehenden Um- und Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze bereits bis 2020, um die wachsende Produktion aus erneuerbaren Energien aufzunehmen und die Redispatch-

Kosten zu senken. Das Gutachten demonstriert, dass der Netzausbau auf Verteilnetzebene kostengünstiger ist als das Abregeln der Einspeisungen. Das Regulierungssystem sei dahingehend umzubauen, dass die dringend notwendigen Investitionen im Verteilnetzbereich angemessen vergütet werden. Innerhalb des Gutachtens werden daher bezüglich der unterschiedlichen Netzklassen differenzierte Vorschläge unterbreitet. Weiterhin stellt das Gutachten heraus, dass – bei allen Vorteilen, die die Erneuerbaren bieten – ihr Fördersystem volkswirtschaftlich effizienter gestaltet werden müsse. In einem neuen Marktdesign müssten die Erneuerbaren besser mit den konventionellen Erzeugern koordiniert werden. Ziel müsse es sein, dass ihr Förderbedarf bei steigenden Markterlösen und sinkenden Anlagenkosten sukzessive sinkt. Sobald eine erlösorientierte Marktintegration erreicht ist, könne die Förderung für erneuerbare Energien vollständig entfallen.

Mit dem Gutachten wird ein zukunftsfähiges integriertes Marktdesign vorgeschlagen, das bewährte und zukünftig tragfähige Komponenten verbindet. Dabei wird für jede Kernaufgabe ein Marktdesignelement vorgeschlagen, mit dem sich die Anreizwirkungen ergänzen, aber nicht überschneiden. Damit stellt das Gutachten von enervis und BET ein Modell vor, das einen wichtigen Beitrag zur Diskussion des Systemumbaus bietet. Es wurde als Teil eines Gutachtens des Verbandes kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) zum Energiemarktdesign der Zukunft in Auftrag gegeben und am 1.3.2013 im Rahmen des Energiepolitischen Dialogs des VKU vorgestellt.

Weitere Informationen: www.vku.de

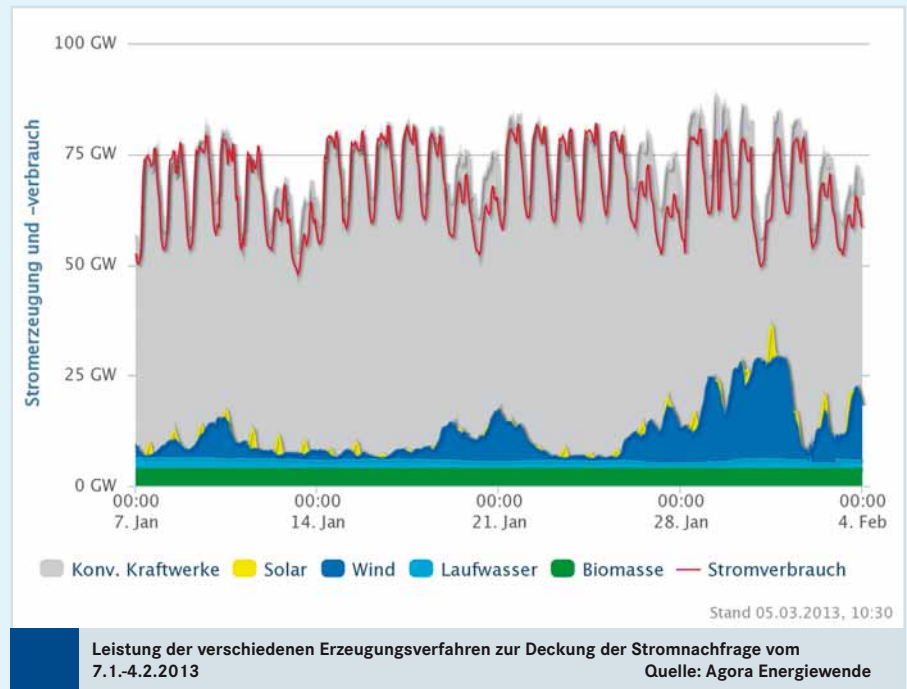
Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland – aktuell

Eine neue Website (www.agora-energiewende.de) informiert zeitnah (mit lediglich 3,5 Stunden Zeitverzug) über aktuelle Stromerzeugungs- und Verbrauchsdaten sowie den Stromaustausch mit den Nachbarländern. Die Darstellung basiert auf Informationen, die von der Transparenzplattform der EEX (www.transparency.eex.com) sowie vom Verband der europäischen Netzbetreiber ENTSO-E (<https://www.entsoe.eu/daten>) veröffentlicht werden. Dabei überzeugt insbesondere die grafische Darstellung dieses Informationsangebotes.

Die Leistung der verschiedenen Erzeugungsverfahren zur Deckung der Stromnachfrage ist auf einen Blick erkennbar. Die Agora Energiewende will damit den Fortgang der Energiewende konkret veranschaulichen. Auf der Internetseite wird es dem Nutzer ermöglicht, individuelle Diagramme für einen selbstgewählten Zeitraum zu erstellen und herunterzuladen (siehe Abb.). Durch Klicken auf die Erzeugungsalternativen in der Legende der interaktiven Grafik kann der Nutzer die für ihn relevanten Daten zusammenstellen. Genaue, stundenscharfe Angaben zu Erzeugung und Verbrauch erhält man, wenn man mit dem Cursor über die jeweilige Kurve fährt.

Im Gegensatz zur Aufteilung der erneuerbaren Energien in Solar, Wind, Laufwasser und Biomasse ist eine differenzierte Darstellung der konventionellen Kraftwerke getrennt nach Brennstoffart jedoch vorerst nicht möglich. Agora verzichtet aufgrund von Ungenauigkeiten auf diese Abgrenzung. Die Erzeugungsdaten sind nicht veröffentlichungspflichtig, weshalb vor allem Werte von Steinkohle- und Gaskraftwerken nicht vollständig erfasst sind. (Die konventionelle Erzeugung wird daher im Substraktionsverfahren berechnet: Differenz aus Stromnachfrage und Erzeugung aus erneuerbarer Energie plus Netto-Export). In tabellarischer Form werden diese sehr aufschlussreichen Daten jedoch leider nicht angeboten.

Im Hinblick auf die Erzeugung ist die von der Strombörse European Energy Exchange (EEX) eingerichtete Transparenzplattform (www.transparency.eex.com) eine interes-



sante Ergänzung. Hier werden gesetzliche und freiwillig eingegangene Veröffentlichungspflichten der Branche umgesetzt.

Im Besonderen ist auf zwei Darstellungen hinzuweisen. Zunächst auf die Darstellung der tatsächlichen und geplanten Stromproduktion. Die konventionellen Kapazitäten (> 100 MW) sowie Wind- und Solarenergie werden in einem Plan-Ist-Vergleich zeitnah dargestellt. Weiter wird die Erzeugung des Vortages täglich um 16:30 Uhr ins Netz gestellt. Diese Darstellung lässt gut erkennen, welche Beiträge die verschiedenen Erzeugungsverfahren leisten.

Die Beiträge von Kernkraft und Braunkohle sind auf der Transparenzplattform exakt erfasst. Die Erzeugung auf Basis von Steinkohle und Gas ist aufgrund der Freiwilligkeit und der Kapazitätsabgrenzung nicht umfassend dargestellt. Daher besteht an dieser Stelle eine Diskrepanz zur Darstellung der konventionellen Erzeugung von Agora. Historische Verläufe lassen sich allerdings nicht rekonstruieren. Dazu müsste ein EEX-Abonnement erworben werden.

„et“-Redaktion

Wirtschaftlichkeit des Neubaus von Braunkohlekraftwerken

Hans-Georg Buttermann und Tina Baten

Die Stromerzeugung aus Braunkohle steht vor grundlegenden Veränderungen ihrer Rahmenbedingungen. Das Energiekonzept formuliert als wichtigste Handlungsfelder neben der Einsparung fossiler Energierohstoffe (bzw. der damit verbundenen Reduktion von Treibhausgasen) und der spürbaren Erhöhung der Energieeffizienz den kosteneffizienten Ausbau erneuerbarer Energien. Gemessen am Bruttostromverbrauch strebt die Bundesregierung bis 2050 eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf 80 % an. Gleichzeitig hat Deutschland den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022 beschlossen. In diesem Spannungsfeld wird die Rolle der Kohleverstromung, vor allem aber der Bau neuer Braunkohlekraftwerke, kontrovers diskutiert. Eine genaue Analyse zeigt, dass neu zu errichtende Braunkohlekraftwerke auch unter den Vorgaben der Energiewende wirtschaftlich betrieben werden können.

Befürchtet wird einerseits, dass der Bau neuer Braunkohlekraftwerke den zukünftigen Ausbau erneuerbarer Energiequellen blockiert und im ökologischen Widerspruch zur geplanten Energiewende steht. Aktuelle Studien untersuchen die Bedeutung der Braunkohle für die zukünftige Stromversorgung und kommen zu unterschiedlichen Ergebnissen.

In einer Studie [1] wird die betriebswirtschaftliche Rentabilität des Neubaus von Braunkohlekraftwerken unter gegenwärtigen Prämissen in Frage gestellt. Andererseits ist die Stromerzeugung auch im Jahr 2050 von der Notwendigkeit geprägt, fossile Brennstoffe einzusetzen, da stark fluktuierende erneuerbare Energiequellen allein nicht über das Potenzial verfügen, den Stromverbrauch jeder Zeit sicher zu decken.

Grundsätzlich gilt eine Investition unter betriebswirtschaftlichen Aspekten als vorteilhaft, wenn ihr Kapitalwert größer als Null ist. Der Kapitalwert bezeichnet bekanntlich die Summe aller auf einen bestimmten Zeitpunkt abdiskontierten Erträge (Periodenüberschüsse), die der Investition zuzurechnen sind. Die Periodenüberschüsse ergeben sich bei einer Investition in ein fossiles Braunkohlekraftwerk im Wesentlichen aus dem Saldo der Stromerlöse (Einzahlung) und den Stromerzeugungskosten (Auszahlung). Die Stromerzeugungskosten setzen sich definitorisch aus den

- Brennstoff- und CO₂-Zertifikatekosten,
- Kapitalkosten,
- Personalkosten,



Die Neuorientierung der Energieversorgung und die Weiterentwicklung der internationalen Klimaschutzpolitik erfordern eine Neubewertung des Stellenwertes fossiler Kraftwerke in Deutschland

- Kosten für Wartung und Instandhaltung,
- Kosten für den Einsatz von Hilfsstoffen und sonstige Betriebskosten sowie
- Kosten der Versicherung zusammen.

Bewertung der Kosten

Die Brennstoffkosten je erzeugter Kilowattstunde Braunkohlestrom ergeben sich aus dem spezifischen Braunkohleeinsatz (GJ/kWh) des neu zu errichtenden Kraftwerks (Wirkungsgrad) und dem Brennstoffpreis (€/GJ). Multipliziert man die spezifischen Brennstoffkosten (€/kWh) mit der geleiste-

ten Arbeit (GWh) erhält man die absoluten Brennstoffkosten (in Mio. €). Die CO₂-Kosten errechnen sich analog zu den Brennstoffkosten aus dem CO₂-Preis und dem spezifischen Brennstoffeinsatz. Dabei fallen die CO₂-Kosten umso niedriger aus, je höher der Wirkungsgrad der eingesetzten Technik und je niedriger der Kohlenstoffgehalt des Brennstoffs ist. Der Kohlenstoffgehalt der Rohbraunkohle in Deutschland liegt etwa bei 40 %, daraus resultiert ein CO₂-Emissionsfaktor von 110 kg/GJ [2].

Der CO₂-Faktor des Brennstoffs Braunkohle kann im Kraftwerk nur in engen Grenzen, z. B. über die Mitverbrennung von Biomasse-

se verringert werden. Als technische Option zur Reduktion der CO₂-Kosten ist neben der Erhöhung des Wirkungsgrades durch Retrofit-Maßnahmen die CO₂-Abscheidung zu nennen (Carbon Capture and Storage).

Zur Berechnung der Kapitalkosten wird ein dynamisches Kalkül verwendet. Konkret werden die Baukosten des neu zu errichtenden Braunkohlekraftwerks über einen vorgegebenen Zeitraum verzinst, getilgt und mithilfe der Annuität auf einzelne Jahre verteilt. Die Kapitalkosten sind unabhängig von der geleisteten Arbeit über den gesamten Abschreibungszeitraum (nominal) konstant; bezogen auf die erzeugte Kilowattstunde nehmen sie mit zunehmender Stromerzeugung (Benutzungsstunden) kontinuierlich ab.

Die übrigen Kostenkomponenten sind verglichen mit den Brennstoff-, CO₂- und den Kapitalkosten eher von untergeordneter Bedeutung. Zu den leistungsabhängigen übrigen Kosten zählen die Personal-, Reparatur- und Wartungskosten sowie Kosten für die Versicherung. Die Personalkosten werden als Produkt aus den im Braunkohlekraftwerk beschäftigten Personen, der Arbeitszeit je Arbeitnehmer und dem Lohnsatz je Stunde sowie dem Sozialversicherungssatz (gesetzlich und freiwillig) errechnet. Die Reparaturkosten werden – wie allgemein üblich – in Relation zu den Investitionskosten angegeben. Hingegen sind die Kosten für übrige Hilfs- und Betriebsstoffe wie z. B. Kalkzuschläge für die Entschwefelung und Entstickung der Rauchgase von der geleisteten Arbeit abhängig.

Die Erlöse für Stromlieferungen aus dem neu zu errichtenden Braunkohlekraftwerk errechnen sich für jede Periode als Produkt aus der geleisteten Arbeit (netto) und dem Großhandelspreis an der Leipziger Börse (EEX). Durch den Bezug auf die Nettoerzeugung ist berücksichtigt, dass das Kraftwerk selbst Strom u. a. zum Betrieb von Umweltschutzeinrichtungen sowie Anlagen zur Aufbereitung der Braunkohle benötigt (Eigenverbrauch). Der Eigenverbrauch wird typischerweise in Relation zur Bruttoerzeugung angegeben und beträgt bei modernen braunkohlebefeuerten Kraftwerken etwa 5 %. Der mit dem Brennstoffpreis je kWh bewertete Eigenverbrauch des Braunkohle-

kraftwerks ist in den Brennstoffkosten enthalten.

Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Beantwortung der Frage, ob sich die Investition in ein neues Braunkohlekraftwerk aus betriebswirtschaftlicher Perspektive rechnet, hängt in hohem Maße von den politischen, ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen des Neubauprojektes ab. Die ökonomischen und technischen Prämissen und Parameter der Wirtschaftlichkeitsanalyse fassen die Tab. 1 und 2 zusammen.

Als Preis für die heimische Braunkohle wird angenommen, dass die Investitionen in den Aufschluss der Grube bereits getätigt sind, so dass für den Einsatz im neuen Kraftwerk nicht die Vollkosten in Höhe von ca. 4,6 €/MWh, sondern nur die variablen Kosten der Förderung von Bedeutung sind, die etwa 30 bis 40 % der Vollkosten (1,50 €₂₀₁₀/MWh) betragen [3].

Der Preis für CO₂-Emissionsrechte bildet sich auf dem europäischen Zertifikatemarkt und spiegelt im Wesentlichen die politisch gewollten Minderungsvorgaben wider. Der CO₂-Preis schwankt gegenwärtig auf ei-

Tab. 1: Ökonomische Prämissen der Wirtschaftlichkeitsrechnung

	Einheit	Wert
Marktabhängige Vorgaben		
Strompreis (EEX, 2012)	€/MWh	52,00
Brennstoffpreis Braunkohle (2010)	€/MWh _{thermisch}	1,50
CO ₂ -Zertifikatepreis (2012)	€/t	8,00
Lohnsatz (2012)	€/h	45,72
Sozialversicherungstarif	%	23,3
Arbeitszeit	h	1 760
Personalstärke	Anzahl	150
Inflationsrate	%	1,6
Benutzungsstunden	h	7 500 (2012); 4 916 (ab 2030)
Finanzierungsvorgaben		
Marktzins	%	6,0
Interner Kalkulationszins	%	9,0
Kapitalbindungsdauer	%	20
Betrachtungszeitraum	Jahre	40
Fremdkapitalquote	%	40
Quelle: Eigene Berechnungen.		

Tab. 2: Technische Parameter des Neubaus eines Braunkohlekraftwerks

	Einheit	Wert
Technische Vorgaben		
Installierte Leistung	MW	1 100
Spezifische Investitionskosten	€/kW	1 350
Bruttowirkungsgrad	%	46,0
Eigenbedarf	%	5,0
Nettowirkungsgrad	%	43,8
nachrichtlich		
Spezifischer Brennstoffverbrauch (brutto)	GJ/kWh	7,83 (0,267 kg SKE/MWh)
Spezifischer Brennstoffverbrauch (netto)	GJ/kWh	8,22 (0,280 kg SKE/MWh)
Spezifischer CO ₂ -Ausstoß	t CO ₂ /MWh	0,920
Quelle: Eigene Berechnungen.		

nem Niveau zwischen 6 und 10 €/t CO₂. Aufgrund des Überangebotes im Markt ist davon auszugehen, dass der CO₂-Preis ohne Intervention der EU frühestens zum Ende der 3. Handelsperiode (also ab 2020) wieder anziehen wird. Unter der Prämisse, dass die bisherige Klimaschutzpolitik fortgeführt wird, steigt der Preis in der Zeit zwischen 2020 und 2050 von etwa 8 € sukzessive auf Werte um 60 €/t CO₂ an.

Der Strompreis auf der Großhandelsebene wird in erster Linie von der Brennstoffpreisentwicklung, dem CO₂-Preis sowie der Stromnachfrage bestimmt. Steigende Preise für Kraftwerkskohle und -gas sowie die skizzierte CO₂-Preisentwicklung schlagen sich über die variablen Kosten des Grenzkraftwerks in einer Erhöhung des Strompreises nieder. Der Stromverbrauch, der zuletzt 2012 aufgrund der schwachen Konjunktur sowie des Schalttages im Vorjahr um 1,4 % leicht zurückgegangen ist [4], steigt entgegen den politischen Zielvorgaben und trotz der vorhandenen Effizienzfortschritte in Zukunft weiter an (jahresdurchschnittlich + 0,5 %). Der Grund hierfür sind neue Stromanwendungen in vielen Bereichen (Elektromobilität, Elektrowärmepumpe, neue Informations- und Kommunikationstechnologien usw.) die technische Verbesserungen der Stromeffizienz überkompensieren.

Dementsprechend erhöht sich der Großhandelspreis für Strom – nicht zuletzt auch aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie – zunächst noch bis zum Jahr 2020; in realer Rechnung erreicht er im hier unterstellten Szenario ein Niveau von 60 €₂₀₁₂/MWh. In der Zeit nach 2020 gewinnen allmählich der Ausbau erneuerbarer Energien und die damit verbundene preissenkende Wirkung des Merit Order-Effektes an Bedeutung. Der Preis am Großhandelsmarkt verringert sich bis 2050 auf 38 €₂₀₁₂/MWh. In nominaler Rechnung ist bis 2050 ein Preisanstieg auf 100 €/MWh zu erwarten.

Weitere Einflussfaktoren

Neben den Preisen (Brennstoff- u. CO₂- sowie der Großhandelspreis) hat der Wirkungsgrad des neu zu errichtenden Braunkohlekraftwerks einen erheblichen Einfluss auf die Kosten und dessen Wirtschaftlichkeit.

Moderne Braunkohlekraftwerke mit optimierter Anlagentechnik wie z. B. BoA 2&3, das im August 2012 in Grevenbroich-Neurath in Betrieb genommen wurde oder das Neubaukraftwerk in Boxberg (Lausitz) erreichen Nettowirkungsgrade von mehr als 43 %. Folglich kann für ein neu zu errichtendes Braunkohlekraftwerk (Inbetriebnahme 2015) ein Bruttowirkungsgrad von 46 % als gesichert angesehen werden.

Auch die Baukosten des Kraftwerksneubaus sind eine entscheidende Inputgröße für die Wirtschaftlichkeitsrechnung. Grundsätzlich sind Braunkohlekraftwerke aufgrund der spezifischen Anforderungen, die der Brennstoff an die Anlagentechnik (Aufbereitung bzw. Trocknung der Rohkohle) stellt, kostenträchtiger als Steinkohle- oder Erdgaskraftwerke. Die Investitionskosten aktueller Kraftwerksneubauten auf Basis von Braunkohlen liegen bei 1 250 €/kW installierter Leistung. Für kommende Anlagengenerationen (BoAPlus) können Baukosten in Höhe von 1 350 €/kW veranschlagt werden [5].

Braunkohlekraftwerke weisen damit im Gegensatz zu anderen Stromerzeugungstechnologien einen vergleichsweise hohen Einsatz von Kapital auf. Daraus folgt, dass sie sich im Gegensatz zu Steinkohle- oder Erdgaskraftwerken, die im Mittel- bzw. Spitzenlastbereich eingesetzt werden, nur im Dauerbetrieb (Grundlast) ökonomisch sinnvoll betreiben lassen. Im Jahr 2012 lag die durchschnittliche Ausnutzungsdauer des braunkohlebefeuernden Kraftwerksparks der allgemeinen Versorgung in Deutschland bei 6 850 Stunden (2010: 6 600 Stunden).

Als Ausgangswert für die Benutzungsstunden eines neuen Braunkohlekraftwerks muss allerdings ein höherer Wert herangezogen werden. Denn insbesondere ältere Kraftwerke stehen häufiger für geplante Revisionen und unvorhergesehene Instandhaltungs- und Reparaturmaßnahmen still. Hinzu kommt, dass es für ein Elektrizitätsunternehmen vorteilhaft ist, die effizientesten Kraftwerke mit den geringsten variablen Brennstoffkosten möglichst voll auszulasten. Aus diesem Grund wird als Ausgangswert für die Auslastung des neuen Braunkohlekraftwerks ein Wert von 7 500 Benutzungsstunden angesetzt.

Es liegt auf der Hand, dass ein solch hohes Niveau an Benutzungsstunden im fossilen Kraftwerkspark in Zukunft kaum noch zu erreichen ist. Ursächlich dafür ist die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien in das Stromnetz, die in Kombination mit dem weiter voranschreitenden Ausbau dazu führt, dass sich die Nachfrage nach konventionell erzeugtem Strom verringert. Vor diesem Hintergrund orientieren sich die in dieser Studie zugrundegelegten Prämissen zur zukünftigen Entwicklung der Kraftwerksauslastung an Prognosen der Netzbetreiber im aktuellen Netzentwicklungsplan für das Jahr 2012 [6]. Danach verringern sich die Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke bis zum Jahr 2032 im Durchschnitt auf einen Wert von 4 916 Stunden, wobei – wie bereits erwähnt – die Auslastung neuer hocheffizienter Braunkohlekraftwerke im Einzelfall höher veranschlagt werden kann.

Auf kurze Sicht ist die skizzierte Entwicklung noch nicht festzustellen, zumal Braunkohlekraftwerke über die Erhöhung ihrer Auslastung einen Großteil der fehlenden Leistung ausgleichen, die dem Erzeugungssystem durch den Ausstieg aus der Kernenergie verloren geht. In den kommenden zehn Jahren wird die Auslastung eines neu zu errichtenden Braunkohlekraftwerks deshalb in etwa auf dem heutigen Niveau eines Grundlastkraftwerkes verharren. Erst nach 2022 wird sich die Auslastung Schritt für Schritt auf ein Niveau von etwa 5 000 Benutzungsstunden einpendeln.

Technisch sind moderne Braunkohlekraftwerke schon heute in der Lage, die mit dem Ausbau hochvolatiler erneuerbarer Energien zwangsläufig verbundenen erhöhten Anforderungen an die Flexibilität der Stromerzeugung zu erfüllen. Moderne Technologien stellen sicher, dass neu errichtete Braunkohlekraftwerke ihre Leistung je nach Bedarf innerhalb von 15 Minuten um 500 MW erhöhen oder verringern können [7]. Die arbeitsabhängigen Kosten für den Einsatz von Hilfs- und Betriebsstoffen des neu zu errichtenden Braunkohlekraftwerks werden pauschal mit 2 €/MWh veranschlagt.

Unterschiede in den Personalkosten zwischen einzelnen Kraftwerkstypen (Stein- oder Braunkohle sowie Erdgas) spiegeln

vor allem Annahmen zum spezifischen Personalbedarf wider. Zum Betrieb eines neuen Braunkohlekraftwerks mit bester verfügbarer Leit- und Kontrolltechnik kann von einem Personalbedarf in Höhe von 150 Beschäftigten ausgegangen werden. Hingegen stellen der Lohnsatz, die Arbeitszeiten und der Sozialversicherungstarif sektorale Kennziffern des Wirtschaftszweiges Elektrizitätswirtschaft dar, die für alle Kraftwerkstypen identisch sind und aus der amtlichen Statistik errechnet werden können.

Alle Kostenangaben werden für die Wirtschaftlichkeitsrechnung (soweit nicht anders vermerkt) mit der allgemeinen Inflationsrate (gemessen am Verbraucherpreisindex) fortgeschrieben. Im Jahr 2012 betrug die Inflationsrate in Deutschland 2 %; sie liegt damit gegenwärtig deutlich über dem langjährigen Mittel (1995 bis 2012: +1,6 %).

Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass sich der Neubau von Braunkohlekraftwerken (ohne CCS-Technik) auch unter den Prämissen der Energiewende betriebswirtschaftlich rechnet. Unter den skizzierten Rahmenbedingungen (bei einer Laufzeit von 40 Jahren und einer Inbetriebnahme des neuen Kraftwerks im Jahr 2015) zeichnet sich für die Investition in das neue braunkohlebefeuerte Kraftwerk ein positiver Kapitalwert in Höhe von knapp 2,3 Mrd. € ab. Der interne Zinsfuß der Gesamtinvestition liegt bei 24,3 % (vgl. Tab. 3).

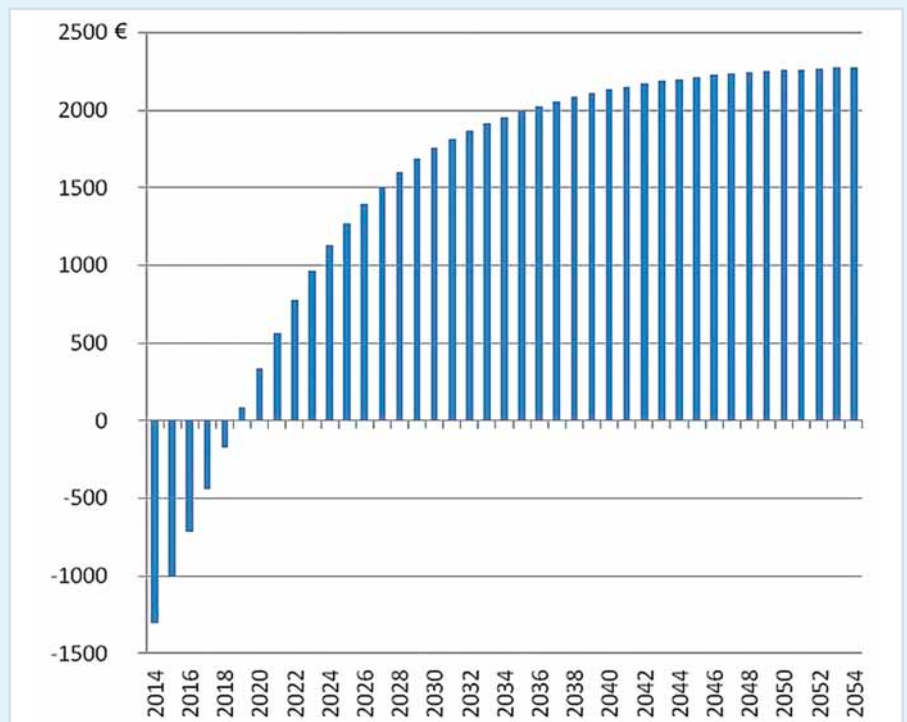


Abb. 1. Kumulierter abdiskontierter „Cash Flow“ (niedriger CO₂- und Stromgroßhandelspreis) (* Kapitalkosten (Fremd- und Eigenkapital) sind in dieser Darstellung auf das Jahr 2014 bezogen)

Die vergleichsweise hohen Kapitalkosten (Investition: 1,5 Mrd. €, Barwert mit Fremdkapitaldienst 1,3 Mrd. €) erwirtschaftet das Kraftwerk auch unter der Annahme zurück, dass sich die Benutzungsstunden im längerfristigen Zeitablauf verringern. Bereits im Jahr 2022 wird der kumulierte, abdiskontierte „Cash-Flow“ (ohne Fremdkapitalkosten) größer als die gesamten auf den Gegenwartswert bezogenen Kapitalkosten, d. h. 5 Jahre nach der Inbetriebnahme hat das Kraftwerk die Kapitalkosten eingespielt (vgl. Abb.).

Ausschlaggebend für dieses Resultat sind in erster Linie die Zahlungsströme, die in naher Zukunft anfallen. Denn in den ersten Jahren nachdem das Braunkohlekraftwerk ans Netz gegangen ist, sind die Bedingungen für den Betrieb (hohe Auslastung, geringe CO₂-Kosten) durchweg sehr positiv. Die aus ökonomischer Sicht für das Braunkohlekraftwerk eher negativ zu bewertenden Einflüsse der Energiewende – wie die Verringerung der Benutzungsstunden oder der strompreissenkende Effekt durch den

Tab. 3: Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeitsrechnung „niedriger CO₂- und Stromgroßhandelspreis“

	2014	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2054	Kapitalwert
Auszahlungen ¹	594,0	221,4	233,7	263,9	288,8	228,9	268,4	316,9	376,7	380,3	3 285,5
Kapitalkosten		77,7	77,7	77,7	77,7						709,1
Brennstoffkosten		28,3	32,3	30,2	26,1	26,5	28,6	31,0	33,6	35,8	318,5
CO ₂ -Kosten		57,9	64,8	98,4	129,5	146,8	182,9	227,9	284,0	284,4	1 043,8
Personalkosten		14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	15,0	15,0	15,0	160,3
Reparaturkosten		22,4	23,0	23,5	24,1	24,6	25,2	25,9	26,5	27,1	251,9
Versicherung		2,8	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,4	3,4	31,9
Kosten s. Hilfsstoffe		17,5	18,1	16,2	13,4	13,0	13,5	13,9	14,3	14,6	176,0
Einzahlungen		485,2	575,6	542,5	470,0	461,0	479,7	499,2	519,5	536,4	5 565,1
Cash Flow	-594,0	263,8	341,9	278,7	181,2	232,1	211,4	182,3	142,8	156,1	2 279,7

Quelle: Eigene Berechnungen. ¹ Ohne Erlöse aus dem Verkauf von REA-Gips

Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Anstieg der CO₂-Preise – kommen erst allmählich ab dem Jahr 2020 zum Tragen. In der Folge verringern sich die Einzahlungsüberschüsse („Cash Flow“) der Investition erst nach 2020, wobei der „Cash Flow“ sich nach Ablauf der Kapitalbindungsdauer im Jahr 2035 noch einmal sprunghaft (um die Kapitalkosten) erhöht.

Die vorliegenden Rechnungen gehen davon aus, dass der Großhandelspreis für Strom in realer Rechnung ab 2020 nur noch geringfügig um 0,2 % p. a. zunimmt, ab etwa 2030 ist mit real sinkenden Strompreisen zu rechnen. Diese Entwicklung hat zur Folge, dass die Stromerzeugungskosten des neuen Braunkohlekraftwerks stärker ansteigen, als die Erlöse aus dem Verkauf der elektrischen Energie. Erst ab 2050 schließt sich diese Kosten-Erlös-Schere, da für den CO₂-Preis keine weitere Steigerung mehr unterstellt wird; er verharrt bei 60 €/t. Der „Cash Flow“ bleibt über die gesamte unterstellte Betriebsdauer von 40 Jahren des Braunkohlekraftwerks positiv.

Wirtschaftlichkeit hängt von Entwicklung der Strom- und CO₂-Preise ab

Es liegt auf der Hand, dass die Wirtschaftlichkeit eines neu zu errichtenden Braunkohlekraftwerks sensibel von der unterstellten Entwicklung des Großhandelspreises für Strom und den sich einstellenden CO₂-Preisen abhängt. Da eine exakte Prognose unter Unsicherheiten nicht möglich ist, werden im Folgenden die wichtigsten Grö-

ßen variiert und ihre Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Neubaus dargestellt. Grundsätzlich ist diese Variante nicht als Prognose, sondern als Setzung eines oberen Preispfades gedacht, der die Sensitivität der Ergebnisse verdeutlichen soll.

Im Falle hoher Gaspreise oder einer Verschärfung der Klimaschutzpolitik steigen die CO₂-Preise deutlicher an. Geht man für dieses Hochpreisszenario davon aus, dass sich der CO₂-Preis in der Zeit zwischen 2020 und 2030 auf etwa 80 €/t erhöht und anschließend bis 2050 weiter auf 120 €/t ansteigt, verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit des neu zu errichtenden Kraftwerks spürbar. Unter diesen Bedingungen reduziert sich der Deckungsbeitrag des Braunkohlekraftwerks und wird ab 2030 negativ, d. h. der Erlös aus dem Verkauf des Stroms reicht nicht aus die variablen Kosten zu decken. In dieser Situation würde das Kraftwerk nicht weiter betrieben sondern abgeschaltet bzw. in Reserve gehalten.

Die Rahmenbedingungen (Strom-, CO₂-Preis, Auslastung) für die in naher Zukunft liegenden Jahre bleiben allerdings für das Braunkohlekraftwerk günstig und können durch klimapolitische Weichenstellungen in ferner Zukunft nicht mehr verändert werden. Aus diesem Grund bleibt der Kapitalwert der Investition durch Variationen des CO₂-Preises nach 2020 deutlich positiv. Bis 2025 kann das Kraftwerk seine Kapitalkosten erwirtschaften.

In diesem Hochpreisszenario noch nicht berücksichtigt ist, dass sich Veränderungen des

CO₂-Preises im Strompreis niederschlagen. Die Umsetzung des CO₂-Preises in den Strompreis hängt formal vom Emissionsfaktor der Erzeugung (Grenzkraftwerk, EU-Stromerzeugungsmix, Strommix Deutschland), dem CO₂-Preis und der sog. „pass through“-Rate ab, die den Anteil der bei der Stromerzeugung anfallenden CO₂-Kosten angibt, die in den Strompreis weitergewälzt werden [8].

In Deutschland fungieren Steinkohle (Off-Peak) und Erdgas (Peak) als Grenzkraftwerke und setzen den Strompreis. Aus den Emissionsfaktoren dieser Kraftwerkstypen (Steinkohle 0,83 t CO₂/MWh, Erdgas 0,41 t CO₂/MWh) errechnet sich ein durchschnittlicher Emissionsfaktor in Höhe von 0,72 t CO₂/MWh (bei einem Anteil der Peak-Zeiten von 26,3 %). Für die „pass through“-Rate existieren in der wissenschaftlichen Literatur Schätzungen zwischen 30 und 100 %.

Auf lange Sicht kann davon ausgegangen werden, dass der größte Teil der CO₂-Kosten weitergegeben wird; sie wird deshalb für die weiteren Betrachtungen in dieser Studie mit 80 % veranschlagt. In nominalen Preisen steigt der Großhandelspreis vor diesem Hintergrund im Hochpreis-Szenario zwischen 2020 und 2050 von 69 €/MWh auf 190 €/MWh an. Unter diesen ungünstigen Bedingungen ist der „Cash Flow“ des neu zu errichtenden Braunkohlekraftwerks ab dem Jahr 2045 (also nach 30 Betriebsjahren) durchweg negativ (vgl. Tab. 4).

Sensitivitätsrechnungen lassen darüber hinaus erkennen, dass Steigerungen des CO₂-Preises einen hohen Einfluss auf den heutigen Kapitalwert der Investition haben.

Tab. 4: Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeitsrechnung „hoher CO₂- und Stromgroßhandelspreis ab 2020“

	2014	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2054	Kapitalwert
Auszahlungen ¹	594,0	221,4	241,8	365,0	581,9	570,3	708,4	884,1	1 107,5	1 115,0	4 684,4
Kapitalkosten		77,7	77,7	77,7	77,7						709,1
Brennstoffkosten		28,3	32,3	30,2	26,1	26,5	28,6	31,0	33,6	35,8	318,5
CO ₂ -Kosten		57,9	72,9	199,6	422,7	488,1	623,0	795,1	1 014,8	1 019,1	2 442,8
Personalkosten		14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	15,0	15,0	15,0	160,3
Reparaturkosten		22,4	23,0	23,5	24,1	24,6	25,2	25,9	26,5	27,1	251,9
Versicherung		2,8	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,4	3,4	31,9
Kosten s. Hilfsstoffe		17,5	18,1	16,2	13,4	13,0	13,5	13,9	14,3	14,6	176,0
Einzahlungen		485,2	580,7	605,8	653,4	674,6	755,2	854,2	976,8	996,2	6 440,6
Cash Flow	-594,0	263,8	338,9	240,8	71,5	104,4	46,7	-29,9	-130,6	-118,8	1 756,2

Quelle: Eigene Berechnungen. ¹ Ohne Erlöse aus dem Verkauf von REA-Gips

Um den Grenzpreis zu ermitteln, ab dem der Kapitalwert der Investition einen negativen Wert annimmt, muss der CO₂-Preis im Jahr 2012 (der mit der Inflationsrate bis 2050 fortgeschrieben wird) sukzessive erhöht werden. Es zeigt sich, dass die Investition in ein neues Braunkohlekraftwerk ab einer Preisgrenze von 85 €/t CO₂ im Jahr 2012 nicht mehr wirtschaftlich ist. Um einen positiven Kapitalwert und eine interne Verzinsung größer als 10 % zu gewährleisten, darf der CO₂-Preis im Jahr 2012 nicht über die Marke von 75 €/t steigen. Ein Anstieg bis zu dieser Schwelle erscheint angesichts aktueller Zertifikatepreise deutlich unter 6 €/t im Laufe der Handelsperiode 2013 bis 2020 unwahrscheinlich.

Flexibilität gefragt

All dies deutet darauf hin, dass der Bau eines neuen Braunkohlekraftwerks allein aus betriebswirtschaftlicher Perspektive auch unter den sich gegenwärtig abzeichnenden Rahmenbedingungen der Energiewende wirtschaftlich ist. Gegenwärtig sind die Rahmenbedingungen (niedrige CO₂-Preise und eine hohe Auslastung) für die Errichtung von Braunkohlekraftwerken günstig. Für die Investition in ein neues Braunkohlekraftwerk, das bis zum Jahr 2015 in Betrieb geht, ist insgesamt ein positiver Kapitalwert zu erwarten und das Kraftwerk kann bis zum Ende seiner unterstellten Lebensdauer im Jahr 2054 wirtschaftlich betrieben werden.

Weder die Fortschritte der Energiewende (Ausbau der erneuerbaren Energien, Netzausbau, Effizienzgewinne) noch die mit der Umorientierung der Energie- und Klimapolitik verbundenen Kosten- und Preiswirkungen können allerdings aus heutiger Sicht sicher prognostiziert werden. In dieser Hinsicht hängt die Entwicklung (für die betriebswirtschaftliche Perspektive des neu zu errichtenden Braunkohlekraftwerks) wichtiger Parameter, wie der Großhandelspreis für Strom, der CO₂-Zertifikatspreis und die Ausnutzung des fossilen Kraftwerksparks nicht allein von den politisch gesteckten Zielen, sondern vor allem von den tatsächlichen erreichten Fortschritten im Rahmen der Energiewende ab. Vor dem Hintergrund der in Zukunft erreichten Erfolge bei der Neuorientierung unserer Energieversorgung oder aber bei der Weiterentwicklung der internationalen Klimaschutzpolitik muss der

Neubau fossiler Kraftwerke hierzulande neu bewertet werden.

Unternehmerischer Mut erforderlich

Insofern ist bei der Entscheidung für den Bau neuer Kraftwerke grundsätzlich ein gewisser unternehmerischer Mut gefragt und Prognosen zur Marktentwicklung müssen permanent an veränderte Randbedingungen angepasst werden. Um die Unsicherheiten und Flexibilitätsanforderungen zukünftiger Marktentwicklungen zumindest teilweise auffangen zu können, verfügen moderne Braunkohlekraftwerke über die technischen Voraussetzungen sich hohen Leistungsschwankungen durch flexible Fahrweise anpassen zu können. Sie blockieren damit nicht den Ausbau erneuerbarer Energien, sondern machen den Ausbau hochvolatiler Quellen unter Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit erst möglich.

Literatur

[1] Bardt, H.: Die Bedeutung der Braunkohle in Deutschland. In: IW-Trends 1/2012, S. 3-17; Gerbaulet, C. u. a.: Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende. In: DIW Politikberatung kompakt 69, Berlin 2012. Kober, T. u. a.: Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenutzung in Deutschland, Stuttgart 2012.
 [2] Birnbaum, K. U. und Wagner, H.-J.: Einheitliche Berechnung von CO₂-Emissionen. In: „et“, 42 Jg. (1991), Heft 1/2, S. 78-90.

[3] Bundesnetzagentur: Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Entwurf. Bonn 2012, abrufbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/Szenariorahmen_2013.pdf
 [4] BDEW Pressekonferenz 10.1.2013: Entwicklungen in der deutschen Strom- und Gaswirtschaft 2012. Abrufbar unter: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/65D793F9C998D687C1257AEF0035191F/\\$file/Entwicklungen%20der%20deutschen%20Strom-%20und%20Gaswirtschaft_Stand_28012013.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/65D793F9C998D687C1257AEF0035191F/$file/Entwicklungen%20der%20deutschen%20Strom-%20und%20Gaswirtschaft_Stand_28012013.pdf) (Abrufdatum: 24.1.2013).
 [5] Buttermann, H.-G. und Baten, T.: Sektorale und regionale Beschäftigungseffekte durch Fortführung des Kraftwerkserneuerungsprogramms der RWE Power AG. (Studie im Auftrag der RWE Power AG); Essen 2011.
 [6] 50 Herz, Amprion, TenneT, TransnetBW: Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. (NEP), abrufbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012_2/NEP2012_2_Kapitel_1_bis_8.pdf
 [7] Kahlert, J., Schüle, V. und Altmann, H.: Möglichkeiten und Grenzen zur Optimierung betrieblicher Flexibilität in existierenden Kraftwerken. In VGB PowerTech 1-2/2013, S. 59-63; Elsen, R.; Körber, T. und Kulik, L.: Moderne Braunkohlenkraftwerke - ein flexibler Baustein für die Energiewende. In: „et“, 63. Jg (2013), Heft 1/2, S. 68-72 sowie „et“-Redaktion: „Nur Gaskraftwerke können Flexibilität?“ in: „et“, 62. Jg. (2012), Heft 3, S. 59.
 [8] Seiffert, J. M.: Preismodellierung und Derivatbewertung im Strommarkt - Theorie und Empirie (Dissertation bei der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Universität Karlsruhe, 2009).

*H.-G. Buttermann, T. Baten, EEFA GmbH & Co. KG Forschungsinstitut Münster
www.eefa.de*



Märkte mit Energie - Energiehandel ohne Grenzen

Martin Czakainski / Franz Lamprecht / Michael Rosen

Der Energiehandel ist ein unentbehrlicher Schrittmacher für einen wettbewerbsorientierten und effizienten europäischen Binnenmarkt für Strom und Gas. Mittlerweile werden immer mehr Strom, Gas, Kohle, Öl sowie andere Waren und Produkte, sogenannte "Commodities", im Großhandel international gekauft und verkauft. Die Komplexität wettbewerbsgetriebener Märkte und die Internationalen Verflechtungen bei Brennstoff- und CO₂-Preisen, Handelswegen, Frachtraten etc. nehmen zu.

Diese häufig kniffligen Zusammenhänge sind in der Öffentlichkeit kaum bekannt. Wer sich informieren will, stößt bislang auf Bücher, die ausschließlich für Experten gedacht sind. Die vorliegende, in enger Abstimmung mit Fachleuten und Praktikern konzipierte Einführung in Energiehandel und -märkte richtet sich an alle Leserinnen und Leser, die sich einen Überblick über den Energiehandel verschaffen wollen.

112 Seiten | 19,90 € | ISBN: 978-3-942370-32-5