

Praxis

Carbonisierung der Kraftwerkseinsatzplanung

Knut Schrader, Matthias Koch, BET-Aachen

Neben den anstehenden Ersatzinvestitionen in den Kraftwerkspark der Bundesrepublik wird auch der Emissionshandel die Struktur der Energiewirtschaft in Deutschland verändern. Auch wenn die Zuteilung von CO₂-Zertifikaten in Deutschland weitgehend kostenlos erfolgte, wird ihr Verbrauch zu einem Kostenfaktor, der bei der Einsatzplanung von Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen berücksichtigt werden muss.

Die Einsatzplanung von bestehenden Kraft- und Heizkraftwerken verfolgt das Ziel, bei einer optimierten Fahrweise die Deckungsbeiträge für die fixen Betriebs- und Kapitalkosten zu maximieren und die Anlage nur dann zu betreiben, wenn die Erlöse aus Strom- und Wärmeverkauf unter Berücksichtigung der Anfahrkosten über den Grenzkosten der Strom- und Wärmeerzeugung liegen.

Seit der Einführung des Emissionshandels müssen in den Grenzkosten der Strom- und Wärmeerzeugung

auch die Kosten der CO₂-Zertifikate berücksichtigt werden. Dabei stellt sich allerdings die Frage, wie die derzeitigen und auch die zukünftigen Gratisallokationen betriebswirtschaftlich zu behandeln sind. Im Sinne einer betriebswirtschaftlichen Optimierung sind dabei die so genannten Opportunitätskosten zu berücksichtigen, die sich aus dem Verzicht auf den Verkauf der überwiegend kostenlos vergebenen Emissionsrechte ergeben. Dabei spielt es keine Rolle, ob der Anlagenbetreiber ein Nettokäufer oder -ver-

käufer von Emissionsberechtigungen ist. Diese Opportunitätskosten entsprechen damit den Kosten, wie sie ohne Gratisallokation entstünden.

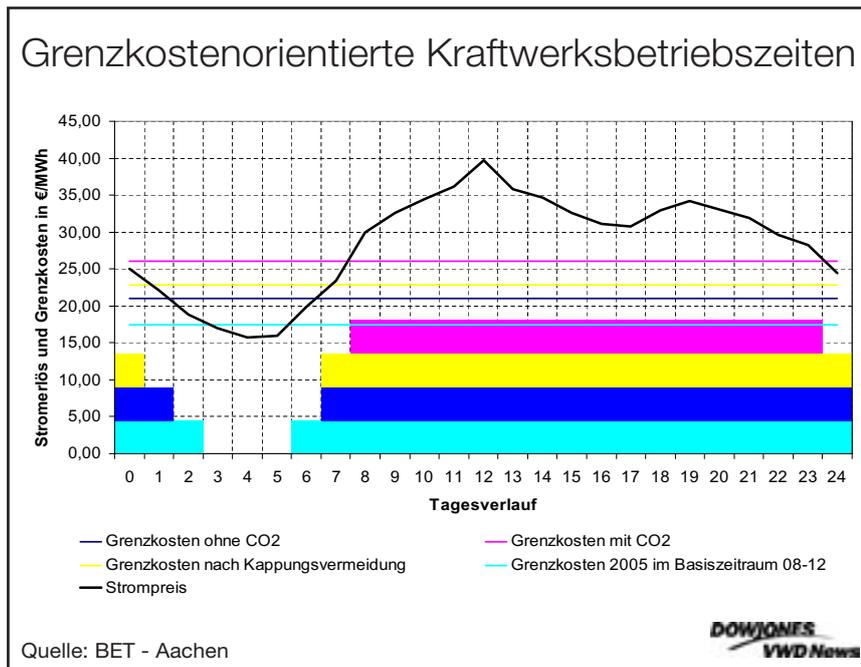
Die in der Kraftwerkseinsatzplanung zu berücksichtigenden CO₂- (Opportunitäts)Kosten liegen somit erheblich über den volkswirtschaftlichen beziehungsweise pagatorischen Kosten des Emissionshandels, die sich nur aus der Menge der tatsächlich zuzukaufenden Zertifikate, also aus den CO₂-Minderungsanforderungen, ergeben. Die CO₂-Kosten sind ein Teil der Brennstoffkosten, da die Mengen der einzusetzenden Emissionserlaubnisse sich direkt aus dem Emissionsfaktor des eingesetzten Brennstoffes ergeben. Für die Bepreisung der Emissionserlaubnisse sind die tatsächlichen Kosten ihrer Beschaffung innerhalb der Zeitspanne, bis zu der im jeweiligen Unternehmen offene Positionen glattgestellt werden müssen, maßgeblich. Weiterhin können auch strategische Elemente des Einsatzes der Gratisallokation in die Bewertung der Emissionserlaubnisse einfließen.

Entscheidend für die Wirkung des Emissionshandels auf den Kraftwerksbetrieb ist der Einfluss des Emissionshandels auf den Strompreis. Soweit die Strompreise nicht um die Opportunitätskosten des Emissionshandels steigen, entsteht durch den Emissionshandel eine Betriebseinbuße der Kraftwerke, da sich die Grenzkosten der Stromerzeugung stärker als der Verkaufserlös für Strom erhöht haben.

Gratisallokation zur Rabattierung der Erzeugungskosten genutzt

Soweit die Strompreise nicht um die Opportunitätskosten steigen, wird vom Markt anscheinend die Gratisallokation zur „Rabattierung“ der Erzeugungskosten eingesetzt. Der Margendruck eines wettbewerblichen und liquiden, also idealen Strommarktes kann zu einem teilweise kostenfreien Einsatz der Gratisallokation führen.

Wenn ein Anlagenbetreiber in Deutschland seinen Antrag auf Zuteilung von Emissionsrechten statt auf



Für die Beispielanlage ergibt sich ohne Berücksichtigung von Anfahreffekten eine Einsatzplanung mit erhöhter Betriebsdauer.

Praxis

Vergangenheitswerte (Grandfathering) auf prognostizierte Produktionsdaten und Benchmarks der „besten verfügbaren vergleichbaren Technologie“ (Optionsregel) gestützt hatte, können die CO₂-Opportunitätskosten durch eine mögliche Ex-Post-Korrektur der Zuteilung gesenkt werden.

Eine solche nachträgliche Korrektur der Zuteilung ist im deutschen Zuteilungsgesetz (ZuG*) für den Fall vorgesehen, dass die dem Antrag zu Grunde liegende Produktionsprognose die tatsächliche Produktion übersteigt. Allerdings streiten zurzeit die Bundesregierung und die EU-Kommission darüber, ob solche Ex-Post-Kontrolle mit der EU-Richtlinie vereinbar ist.

Sollte sich die Bundesregierung durchsetzen, ist die Vermeidung von möglichen Kappungen bei den Opportunitätskosten zu berücksichtigen. Soweit die prognostizierte Produktion von Wärme und Strom, die Grundlage der Benchmark-Allokation war, noch nicht erreicht wurde, verbraucht jede weitere Erzeugung nicht nur Zertifikate. Sie vermeidet gleichzeitig, dass die (kostenlos) zugeteilten Emissionsrechte nachträglich gekappt, also teilweise ent-

zogen werden. Nach Informationen der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) soll die Ex-Post-Kappung bereits erfolgen, wenn im ersten Jahr der dreijährigen Handelsperiode die Prognosewerte für dieses Jahr unterschritten werden. Dann erfolgt die Zuteilung für die gesamte Handelsperiode neu, wobei die tatsächliche Produktion des Jahres 2005 und die „alten“ Prognosewerte für 2006 und 2007 berücksichtigt werden. Die neue jährliche Zuteilung beträgt dann ein Drittel der Summe der so berechneten Emissionsrechte. Damit wird die Prognoseverfehlung nicht vollständig im ersten Jahr abgezogen, verringert aber auch die Zuteilung der Folgejahre.

Bei einer erdgasgefeuerten KWK-Anlage mit 40 % elektrischem und 40 % thermischem Nutzungsgrad verringert sich nach Abbildung 1 durch Kappungsvermeidung die je MWh Brennstoff anzusetzende, kostenrelevante CO₂-Emission von 202 g/kWh Brennstoff um 130 g/kWh Brennstoff beziehungsweise um 325 g/kWh elektrisch. Die Ex-Post-Korrektur der Sonderallokation KWK übt in den meisten Fällen keinen Einfluss auf die Oppor-

Auswirkung der Ex-post-Korrektur auf die Grenzkosten der Stromerzeugung		
Emissionsfaktor	t/TJ	56
Nutzungsgrad _{el}	%	40,0%
Nutzungsgrad _{th}	%	40,0%
Benchmark Strom	g/kWh _{el}	365
Benchmark Wärme	g/kWh _{th}	225
Allokation	g/kWh _{br}	236
Monitoring	g/kWh _{br}	-202
Monitoring	g/kWh _{el}	-504
Kappungsvermeidung	g/kWh _{br}	130
Kappungsvermeidung	g/kWh _{el}	325
CO ₂ -Bedarf	g/kWh _{el}	-179
el = elektrisch, th = thermisch, br = Brennstoff Quelle: BET-Aachen		

Abbildung 1

tunitätskosten aus, da KWK-Stromerzeugung von der Nutzwärmeerzeugung abhängt, die meistens nicht disponibel ist.

Geht man davon aus, dass sich im Sinne einer bedarfsgerechten Ausstattung die Gratisallokationen zukünftiger Handelsperioden an der vorangegangenen Produktion bzw. an den vorangegangenen Emissionen der jeweiligen Anlage orientieren, kann die Kraftwerkseinsatzplanung durch einen weiteren Effekt beeinflusst werden. Die zukünftigen Gratisallokationen müssen schon in der aktuellen Kraftwerkseinsatzplanung für den Zeitraum berücksichtigt werden, der in die „neue“ Basisperiode fällt. Ist beispielsweise das Jahr 2005 Basisperiode für die Zuteilung im Zeitraum 2008 bis 2012, können mit dem Betrieb von Anlagen in 2005 zukünftige Gratisallokationen erzeugt werden.

Die Erzeugung einer Megawattstunde Strom in 2005 mit der vorher beschriebenen Erdgasanlage erhöht den Mittelwert der Stromerzeugung einer dreijährigen Basisperiode um 0,333 MWh/a und bewirkt bei einem angenommenen Erfüllungsfaktor von 85 % und einem Emissionsfaktor von 0,504 t/MWh_{el} die Allokation von

Barwertvorteil des Betriebes in der Basisperiode zukünftiger Allokationen							
Jahr		2005	2008	2009	2010	2011	2012
Basisperiode	3 Jahre	Basis	Handel-2	Handel-2	Handel-2	Handel-2	Handel-2
CO ₂ -Preis	EUR/t	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Emissionsfaktor Stromerzeugung	t/MWh	0,504	0,504	0,504	0,504	5,504	0,504
Erfüllungsfaktor	%	85	85	85	85	85	85
Stromerzeugung	MWh/a	1					
CO ₂ -Kosten	EUR/MWh _{el}	5,04					
Allokation	t CO ₂	0,00	0,143	0,143	0,143	0,143	0,143
Zeitwert Allokation	EUR	0,00	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
Barwert Allokation 6%	EUR	5,35					
Quelle: BET-Aachen							

Abbildung 3: Bei einem CO₂-Preis von 10,0 EUR/t in der ersten und zweiten Handelsperiode und einer Diskontierung von 6,0% pro Jahr ergibt sich für das Jahr 2005 ein Vorteil von 5,35 EUR/MWh_{el} als Barwert zukünftiger Gratisallokationen. Um diesen Betrag können die Grenzkosten des Kraftwerksbetriebs in der Einsatzplanung gesenkt werden. Dadurch wird die Auslastung steigen.

Praxis

0,14 t CO₂ pro Jahr in der fünfjährigen Handelsperiode 2008 bis 2012.

Der heutige Barwert zukünftiger Gratisallokationen kann durch einen Hebeleffekt aus der gegenüber der Basisperiode längeren Handelsperiode (hier fünf Jahre der Handelsperiode gegenüber den drei Jahren der zugehörigen Basisperiode) auch ohne Preissteigerung der Zertifikate die CO₂-Opportunitätskosten des aktuellen Anlagenbetriebes übersteigen.

In Abbildung 3 ist unter der Annahme eines CO₂-Preises von 10,00 EUR/t in der ersten und zweiten Handelsperiode und einer Diskontierung mit 6,0 %/a ein Vorteil in 2005 von 5,35 EUR/MWh_{el} als Barwert zukünftiger Gratisallokationen ausgewiesen. Um diesen Betrag können die Grenzkosten des Kraftwerksbetriebes in der Einsatzplanung gesenkt werden, wodurch die Kraftwerksauslastung steigen wird. Da nicht zu erwarten ist, dass die Allokation der zweiten Periode bereits im Jahr 2005 geklärt ist, bleibt die Berücksichtigung zukünftiger Allokationen spekulativ.

Die Grenzkosten der Stromerzeugung unter Einschluss der CO₂-Opportunitätskosten können bei manchen Anlagen durch die Effekte der Ex-post-Korrektur und der Allokationswirksamkeit für künftige Handelsperioden sogar unter die Grenzkosten ohne CO₂ sinken.

Für die Beispielanlage erhöhen sich nach Abbildung 2 die Grenzkosten der Stromerzeugung zunächst durch den Emissionshandel um 5,04 EUR/MWh_{el} auf 26,04 EUR/MWh_{el}. Erwartet man eine Ex-post-Korrektur der Benchmark-Allokation und eine Verfehlung der Produktionsprognosen aus dem Zuteilungsantrag, so vermindern sich die Grenzkosten durch Kappungsvermeidung um 3,25 EUR/MWh_{el}.

Liegt die aktuelle Kraftwerkseinsatzplanung innerhalb des Basiszeitraums der zweiten Handelsperiode, vermindern sich die Grenzkosten nach den Annahmen über die zukünftige Allokation zusätzlich um 5,35 EUR/MWh_{el} auf 17,43 EUR/MWh_{el}, womit sie unterhalb der Grenzkosten ohne CO₂ liegen. Für die Beispielanlage

Grenzkosten mit Kappungsvermeidung und Allokationswirksamkeit		
Emissionsfaktor	t/TJ	56
Nutzungsgrad _{el}	%	40,0%
Nutzungsgrad _{th}	%	40,0%
Benchmark Strom	g/kWh _{el}	365
Benchmark Wärme	g/kWh _{th}	225
Allokation	g/kWh _{br}	236
Monitoring	g/kWh _{br}	-202
Grenzkosten ohne CO₂	g/kWh_{el}	21,00
Opportunitätskosten 10,00 EUR/t	g/kWh _{el}	5,04
Grenzkosten mit CO₂	g/kWh_{el}	26,04
Kappungsvermeidung	g/kWh _{el}	-3,25
Basiszeitraum	g/kWh _{el}	-5,35
Grenzkosten neu	g/kWh_{el}	17,43

el = elektrisch, th = thermisch, br = Brennstoff
Quelle: BET-Aachen

Abbildung 2

ergibt sich daraus ohne Berücksichtigung von Anfahrereffekten eine Einsatzplanung mit erhöhter Betriebsdauer (siehe Grafik).

Das Ergebnis ist von den jeweiligen Rahmenbedingungen abhängig, so dass auch erheblich abweichende Resultate möglich sind. Die Einsatzplanung muss in jedem Einzelfall unter Berücksichtigung der spezifischen Gegebenheiten durchgeführt werden.

► Kontakt:

Knut Schrader
Matthias Koch
BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
Theaterstr. 58-60
52062 Aachen
Tel: +49 (0) 241 470 62-0
Fax: +49 (0) 241 470 62-60
knut.schrader@bet-aachen.de
matthias.koch@bet-aachen.de
www.bet-aachen.de

UNFCCC akkreditiert TÜV Rheinland Group als DOE

Projektmechanismen. Das UN-Klimaschutzsekretariat UNFCCC in Bonn hat die TÜV Rheinland Group als unabhängige Prüfstelle („Designated Operational Entity“, DOE) für Klimaschutzprojekte in Schwellen- und Entwicklungsländern für CDM-Projekte akkreditiert.

Das UNFCCC stellt unabhängig vom FlexMechs*-Projekttyp hohe Ansprüche an die Anerkennung dieser CDM-Projekte. Jedes Klimaschutzprojekt muss von den akkreditierten Stellen vor Ort bewertet werden. Die TÜV Rheinland Group verfügt nach eigenen Angaben weltweit über entsprechend qualifizierte Umwelt-Auditoren. Diese kennen die lokalen Umweltvorschriften und den Stand der Technik in ihrem Land. So könnten sie beispielsweise beurteilen, ob ein Projekt die Forderung nach Zusätzlichkeit erfüllt.

Unter Beachtung offiziell anerkannter Methoden müssen die Projektentwickler nachweisen, wie viele Tonnen Treibhausgas durch ein Projekt eingespart wurden. Große Projekte bringen es dabei leicht auf einige hunderttausend t CO₂-Reduktion pro Jahr.

Neben den vom EU-Emissionshandel betroffenen Unternehmen mit ihren etwa 12.000 Anlagen interessieren sich auch die Vertragsstaaten des Kyoto-Protokolls für die Emissionsgutschriften aus CDM-Projekten in Entwicklungs- und Schwellenländern. Denn nicht allen Unterzeichnerstaaten wird es gelingen, ihre Emissionen wie im Vertragswerk gefordert zu reduzieren.

EU-Staaten wie Spanien, Dänemark, Holland oder Österreich investieren deshalb in Klimaschutzfonds, die sich auf CDM-Projekte und damit den Erwerb von Emissionsgutschriften spezialisiert haben. Durch Klimaschutz in Entwicklungs- und Schwellenländern werden diese europäischen Staaten dann wahrscheinlich spätestens bis zum Jahr 2012 doch noch ihre zuvor gesteckten Ziele zum Schutz des Weltklimas einhalten können.