

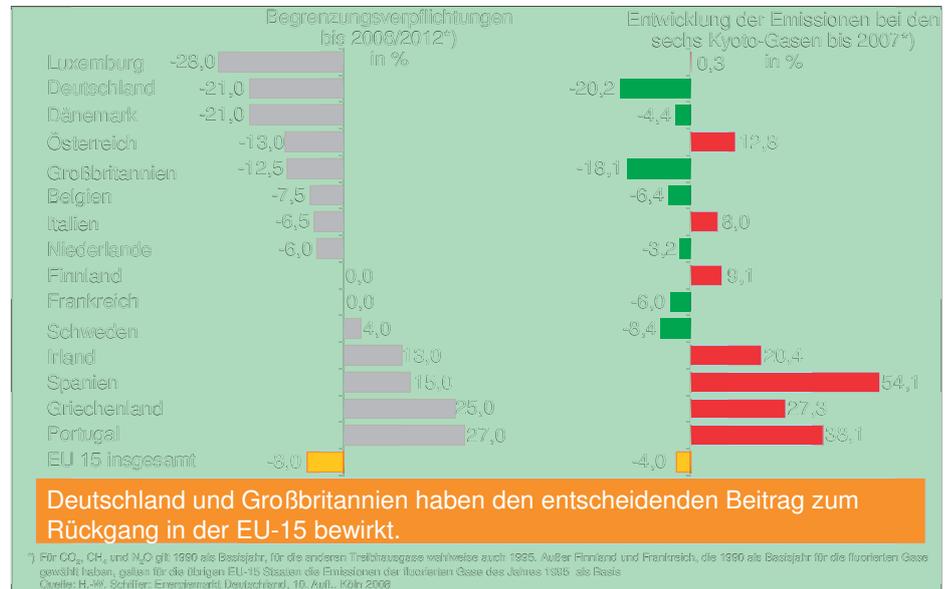
Regelungen und Auswirkungen des Emissionshandels für die Energie- und Stromwirtschaft

Dr. rer. nat. Gerd-Rainer Weber, Essen*

Grundlage der Einführung des Europäischen Emissionshandelsystems (EU-ETS) ist das von der Europäischen Union (EU) im Dezember 1997 unterzeichnete und später ratifizierte Protokoll von Kyoto, in dem sich die EU zu einer CO₂-Emissionsminderung um 8 % zwischen 1990 und 2012 verpflichtet hat. Die Mitgliedstaaten der damaligen EU-15 haben das Kyoto-Protokoll gemeinsam unterzeichnet und verabschiedet. Die jeweiligen nationalen Minderungsverpflichtungen wurden sodann im so genannten Burden-Sharing-Agreement vom Juni 1998 zwischen den einzelnen EU-Mitgliedstaaten aufgeteilt. Deutschland hat dabei eine Minderungsverpflichtung von 21 % übernommen.

Die Europäische Kommission gelangte in der Zeit zwischen 1998 und 2000 zu der Auffassung, dass es der EU ohne weitergehende Maßnahmen voraussichtlich nicht möglich sein werde, die in Kyoto bzw. im Burden-Sharing vereinbarten Verpflichtungen bis 2012 einzuhalten, da Trendprojektionen darauf hindeuteten, dass ohne zusätzliche Instrumente und Maßnahmen das EU-weite Minderungsziel in 2012 verfehlt werden würde (Bild 1).

Die Kommission legte im März 2000 ein so genanntes Grünbuch zur Einführung eines Europäischen Emissionshandelsystems vor. Ihrer Ansicht nach wäre ein Emissionshandel die beste Möglichkeit, die Kyoto-Minderungsziele treffsicher und kosteneffizient zu erreichen. Dem Emis-



1 EU-15-Burden-Sharing zu Treibhausgasen (1)

sionshandelssystem unterliegen sollten größere Industrieanlagen und Anlagen der Energiewirtschaft, die europaweit für ca. 60 % der CO₂-Emissionen verantwortlich zeichneten. Ziel war eine Verminderung der Emissionen um ca. 250 Mio. t CO₂ bis 2012. Dies stellt im Vergleich zu den weltweiten Emissionen bzw. zum bereits damals beobachteten Emissionsanstieg, insbesondere aus den Ländern der wachstumsstarken Regionen der Welt, einen vergleichsweise kleinen Beitrag dar (Bild 2 und Bild 3).

Die Kommission sah jedoch die Einführung eines Emissionshandelsystems besonders unter dem Aspekt einer ambitionierten Klimapolitik als wichtig an, da sie hiermit ihrer Vorbildfunktion in der internationalen Klimapolitik gerecht zu werden gedachte.

Sie legte im Jahr 2001 einen Richtlinienentwurf hierzu vor, der zunächst zwei Handelsperioden vorsah, nämlich eine erste Handelsperiode von 2005 bis 2007, die als Pilotphase gedacht war, und eine zweite Handelsperiode von 2008 bis 2012, die der ersten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls entspricht. Diese Richtlinie wurde im Oktober 2003 vom Europäischen Parlament verabschiedet (3).

Entwürfe für eine Weiterentwicklung des Emissionshandelsystems für die Zeit nach 2012, also nach dem Auslaufen des Kyoto-Protokolls, wurden Anfang 2008 vorgelegt auch mit dem Ziel, der Vorreiterrolle

der EU gerecht zu werden und bereits vor einer Post-Kyoto-Vereinbarung, die erst im Dezember 2009 auf der 15. Vertragsstaatenkonferenz in Kopenhagen erfolgen soll, in der internationalen Klimapolitik ihre Führungsrolle weiter zu betonen (4).

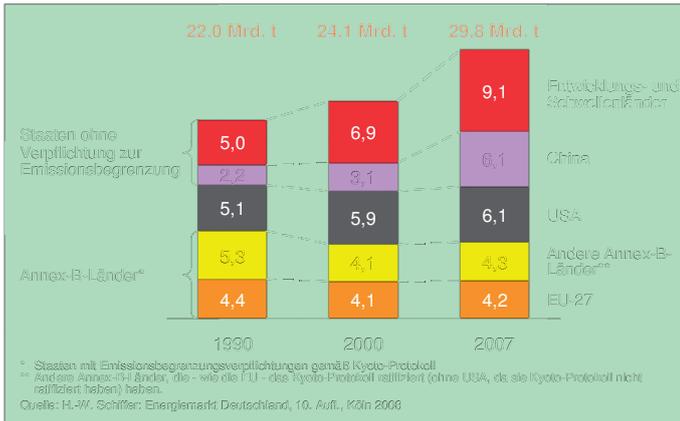
Das Europäische Emissionshandelssystem

Das Europäische Emissionshandelsystem ist ein so genanntes Cap-and-Trade-System. Hierbei handelt es sich im Grundsatz um ein Rationierungssystem für Energie- und Industrieanlagen bzw. ein Mengensteuerungssystem in dem Sinne, dass die gesamte systemweite CO₂-Menge, die von allen Industrieanlagen emittiert wird, nicht überschritten werden darf.

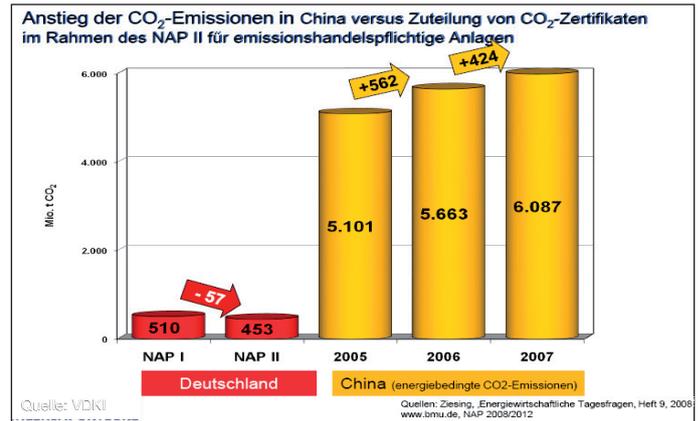
Die systemweite Emissionsobergrenze (Cap) wird durch die verbindliche, ordnungsrechtliche Vorgabe einer Emissionsobergrenze für jede einzelne Anlage durch die Zuteilung einer begrenzten, genau festgelegten Menge an Emissionsrechten (Bezugsscheine in einem Rationierungssystem) praktisch automatisch erreicht.

Diese Emissionsrechte werden für jede einzelne Anlage zu Beginn eines Jahres zugeteilt und müssen nach Ablauf des Jahres in Höhe der tatsächlich emittierten CO₂-Menge einer zuständigen Behörde, die hierüber eine Kontroll- und Aufsichtsfunktion wahrnimmt, als Nachweis dafür vorgelegt werden, dass nicht mehr CO₂

Dr. rer. nat. Gerd-Rainer Weber
Gesamverband Steinkohle
Essen



2 Entwicklung der weltweiten energiebedingten CO₂-Emissionen (1)



3 Entwicklung der CO₂-Emissionen (2)

emittiert als zugeteilt wurde.

Der tatsächliche Verbrauch einer Anlage in diesem System unterliegt einem stringenten Monitoringsystem (5).

Der Handel dieser Rechte (Bezugs-scheine) zwischen den einzelnen Emittenten ermöglicht es jedoch den Anlagenbetreibern für den Fall, dass ihre Anlage weniger CO₂ emittiert als ihr Rechte zugeteilt wurden, diese Rechte an andere Anlagenbetreiber kostenpflichtig zu veräußern, die mehr CO₂ emittiert haben als ihnen zugeteilt wurde. Obwohl eine einzelne Anlage in diesem System mehr oder auch weniger emittieren kann als ihr zugeteilt wurde, wird die Gesamtobergrenze des Systems dadurch nicht gesprengt, weil insgesamt nur so viele Emissionsrechte zugeteilt worden sind, dass der Cap gerade eingehalten wird.

Für die Zuteilung von Emissionsrechten in den so genannten Nationalen Allokationsplänen (NAP) für die erste bzw. zweite Handelsperiode wurden teilweise komplexe bürokratische Regelungen eingeführt, die sehr stark an eine Planwirtschaft erinnern: Denn in diesen Plänen wird für jeweils 3 bzw. 5 Jahre im Voraus festgelegt, wie viel CO₂ jede einzelne Anlage emittieren darf (zugeteilt bekommt), ungeachtet konjunktureller Schwankungen, Änderungen in der Produktstruktur und sonstigen Faktoren, die die Produktion entweder erhöhen oder verringern können.

Obwohl diese Emissionsrechte in der ersten Handelsperiode kostenfrei und in der zweiten Handelsperiode weitgehend kostenfrei zugeteilt wurden, haben sie am Markt, der zum Zweck des Austauschs von Emissionsrechten zwischen den Anlagenbetreibern zur Kostenminimierung der Erreichung des systemweiten Ziels eingeführt wurde, einen Preis, der sich durch Angebot und Nachfrage, aber auch durch Markterwartungen bestimmt. Ein derartiges System bietet für Marktteilnehmer auch einen Anreiz, durch strategisches Verhalten den Preis für Emissionsrechte in eine jeweils gewünschte Richtung zu treiben.

Eckpunkte der ersten und zweiten Handelsperiode

Wichtig für das Verständnis des Systems ist, dass die Emissionsrechte und somit die CO₂-Rationierungskontingente auf diejenigen Anlagen zugeteilt werden, die das CO₂ emittieren. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen 2 Bereichen: Erstens den Bereich der Energieverbraucher, der in Deutschland ca. 20 % der Emissionsrechte umfasst, und bei denen die CO₂-Emissionen direkt bei der Herstellung eines Industrieproduktes entstehen, wie z.B. Glas, Keramik, Ziegel, Kalk, Zement usw.

Den zweiten Bereich stellen die Stromerzeuger dar, auf die ca. 80 % der Emissionsrechte in Deutschland zugeteilt werden, die ihr Produkt (Strom) sowohl an private als auch an industrielle Stromverbraucher verkaufen.

In den einzelnen Handelsperioden wurden unterschiedliche Zuteilungskriterien für Emissionsrechte in der Industrie und in der Stromwirtschaft angewandt:

In der ersten Handelsperiode wurden die Emissionsrechte sowohl auf die Industrie als auch auf die Stromwirtschaft in etwa nach historischem Bedarf zugeteilt, wofür eine Basisperiode von 2000 bis 2002 zugrunde gelegt wurde.

In der zweiten Handelsperiode wurde für den Bereich der Industrie erneut in etwa nach historischem Bedarf, diesmal auf der Grundlage 2003 bis 2005 zugeteilt, aber im Bereich der Stromwirtschaft nach einem völlig neuen Verfahren: nämlich nach einem Benchmarkingsystem, das nach Brennstoffen differenziert und in dem effiziente Kraftwerke mehr Emissionsrechte zugeteilt bekommen als weniger effiziente. Die Gesamtmenge der für den Bereich der Stromwirtschaft zugeteilten Emissionsrechte wurde nach einer Intervention der EU-Kommission vom November 2006 entgegen den ursprünglichen Zielsetzungen der Bundesregierung vom Sommer 2006, die sich an der Erfüllung der Minderungs-

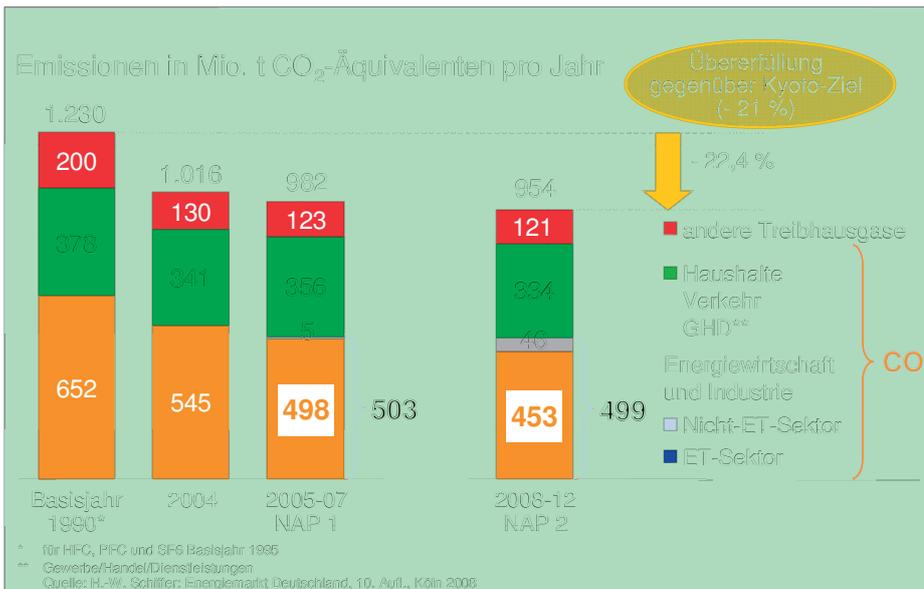
ziele des Kyoto-Protokolls für Deutschland bis Ende 2012 orientierten, um ca. 50 Mio. t eingekürzt, da die Kommission die Auffassung vertrat, Deutschland könne seine Emissionen bis Ende 2012 noch erheblich weiter absenken als nach Kyoto erforderlich (6) (Bild 4).

Die Kommission nutzte also das Instrument des Emissionshandels, um über Kyoto hinausgehende Minderungsverpflichtungen zu verlangen. Dem gab die Bundesregierung nach und legte diese Budgetkürzung in vollem Umfang auf den Bereich der Stromwirtschaft um.

Zusätzlich dazu hat der Bundestag beschlossen, ca. 40 Mio. t CO₂-Emissionsrechte in der zweiten Handelsperiode zu auktionieren, wobei dieses zu auktionierende Budget ebenfalls von dem der Stromwirtschaft kostenfrei zugeteilten Budget abgezogen wird (5).

Allerdings können die der Richtlinie unterliegenden Anlagenbetreiber Emissionsrechte aus den flexiblen Instrumenten des Kyoto-Protokolls - Joint-Implementation/Clean-Development-Mechanism (JI/CDM) - in bestimmtem Umfang zur Zielerreichung im EU-ETS eingesetzt werden. Für Deutschland beträgt die Menge dieser Rechte in der zweiten Handelsperiode 2008 bis 2012 20 % der gesamten zugeteilten Emissionsmenge, dies entspricht ca. 90 Mio. t CO₂ (20 % von 453,1 Mio. t CO₂).

Diese Emissionsrechte können wahrscheinlich erheblich kostengünstiger generiert werden als Emissionsrechte innerhalb des EU-ETS, da insgesamt die kostenfrei zugeteilten Emissionsrechte europaweit durch die Kommission deutlich verknappert wurden. Ohne einen Rückgriff auf JI/CDM könnte es deswegen zu einem erheblichen Preissprung für Emissionsrechte kommen, wenn der Markt zur Auffassung gelangte, es seien nicht ausreichend Emissionsrechte vorhanden, um das gegenwärtige und künftig erwartete Produktionsniveau europaweit abzudecken.


4 Treibhausgas-Emissionsbudgets in Deutschland

Änderungen in der dritten Handelsperiode 2013 bis 2020

Die wesentliche Änderung in der dritten Handelsperiode von 2013 bis 2020 ist die Auktionierung von Emissionsrechten als grundsätzliche Form der Zuteilung von Emissionsrechten. Eine Ausnahme hiervon besteht lediglich in der Industrie, in der die Emissionsrechte stufenweise durch eine Auktionierung zugeteilt werden sollen, wobei einige Wirtschaftszweige von diesem stufenweisen Einstieg in die Auktionierung je nach internationaler Wettbewerbssituation und Energieintensität ihrer Produktion ausgenommen werden sollen (4).

In der Stromerzeugung gilt grundsätzlich eine Vollauktionierung. Ferner werden die nationalen Allokationspläne abgeschafft, und die gesamte EU-weite Zuteilungsmenge bestimmt sich durch die gesamte Emissionsmenge im Europäischen Emissionshandelsystem im Jahr 2005, die bis zum Jahr 2020 um 21 % reduziert wird, wobei die Zuteilungsmenge ab 2013 einer EU-weiten linearen Degression von -1,74 %/Jahr unterliegt. Dies führt ab 2013 zu einer erheblichen Verknappung von Emissionsrechten gegenüber dem derzeitigen (2005) Niveau, zumal gegenwärtig noch offen ist, in welchem Umfang ab 2013 JI- und CDM-Rechte erworben und verwendet werden dürfen, um die Minderungsverpflichtungen zu erfüllen.

Die Emissionshandelsrichtlinie, die die Modalitäten in der dritten Handelsperiode regeln soll, wurde vom Europaparlament am 17.12.2008 verabschiedet, hat aber eine Reihe von offenen Punkten hinterlassen, die die Kommission bis Ende 2012 regeln muss. Gegenwärtig besteht deswegen noch erhebliche Unsicherheit über

die tatsächliche Auswirkung des Emissionshandelssystems auf die einzelnen Industriezweige.

Da die größte Menge an Emissionsrechten EU-weit für die Stromerzeugung erforderlich ist und hier das Prinzip der Vollauktionierung gilt, wobei das Auktionierungsaufkommen dem jeweiligen Mitgliedstaat zufließt, in dessen Hoheitsgebiet sich die Stromerzeugungsanlagen befinden, wirkt das Emissionshandelssystem dort ab 2013 im Wesentlichen wie eine CO₂-Steuer in variabler und unbekannter Höhe.

Erreicht der Emissionshandel das Ziel einer Emissionsminderung?

In den Jahren seit Einführung des Emissionshandelssystems (Januar 2005) hat es in der Politik und in der Öffentlichkeit eine teilweise kontroverse Diskussion darüber gegeben, ob der Emissionshandel das Ziel einer Emissionsminderung überhaupt erreichen würde. Teilweise wurde argumentiert, durch eine Überausstattung mit Emissionsrechten seien die Preise am Emissionsmarkt verfallen und hätten deswegen nicht den Anreiz gegeben, in moderne emissionsparende Technologie zu investieren.

Hierbei handelt es sich allerdings um Missverständnisse bezüglich der Funktionsweise eines Cap-and-Trade-Systems. Denn das Ziel des Emissionshandels wird nicht durch den Handel mit Emissionsrechten an sich erreicht oder dadurch, dass Emissionsrechte einen hohen oder niedrigen Preis aufweisen, sondern durch die ordnungsrechtlich verbindliche Vorgabe einer Emissionsobergrenze.

Diese Obergrenze wird immer irgend-

wie erreicht, sei es durch technologische Maßnahmen an der Anlage, den Kauf von Emissionsrechten, durch Produktionsverringering oder auch durch einen so genannten „fuel-switch“ von kohlenstoffreichen (wie Kohle) auf kohlenstoffarme Energieträger (wie Erdgas), sofern dies in einer Anlage technisch möglich ist. Die ordnungsrechtliche Verbindlichkeit der Emissionsbegrenzung wird staatlicherseits durch ein stringentes Monitoringsystem überwacht, mit dem Anlagenbetreiber nachweisen müssen, wie viel CO₂ sie im Laufe eines Jahres emittiert haben und wofür sie bei den zuständigen Behörden in entsprechender Menge Emissionsrechte vorlegen müssen.

Sollten sie mehr CO₂ emittiert haben als ihnen über Emissionsrechte zu Beginn des Jahres zugeteilt wurde, müssen die Anlagenbetreiber die fehlenden Rechte bis zu einem bestimmten Zeitpunkt nachreichen. Falls dies nicht geschieht, werden empfindliche Strafen auferlegt (100 €/t CO₂ in der zweiten Handelsperiode), zusätzlich verbunden mit der Maßgabe, die fehlenden Emissionsrechte ebenfalls nachzureichen.

Das umweltpolitische Ziel wird also durch die ordnungsrechtliche Vorgabe einer Emissionsobergrenze, die sanktionsbewehrt ist und einem strikten Monitoring unterliegt, auf jeden Fall erreicht. Der Handel minimiert lediglich die Kosten der Zielerreichung.

Dabei weist der Emissionshandel eine gewisse Eindimensionalität auf, da sein Ziel einzig und allein das Erreichen einer politisch vorgegebenen Minderungsmarke ist und er dabei nicht berücksichtigt, wie er auf andere Bereiche der Energie-, Wirtschafts- und Industriepolitik wirkt. Dadurch, dass der Emissionshandel im Prinzip - aber nicht notwendigerweise immer, s.u. - kohlenstoffarme Primärenergieträger wie z.B. Gas gegenüber kohlenstoffreichen Primärenergieträgern wie Kohle bevorzugt, kommt es zu einer Präferenzierung des Erdgases gegenüber Kohle, was sich nachteilig auf die Energieversorgungssicherheit auswirken könnte.

Zudem erreicht der Emissionshandel nicht notwendigerweise das von der Kommission avisierte Ziel, Emissionen in bestehenden Industrieanlagen durch technische Innovation und Verbesserungen zu mindern. Grund dafür ist, dass Industrieanlagen häufig für einen Nutzungszeitraum von 20 bis 40 oder mehr Jahren errichtet wurden und einer technologischen Emissionsverringering an einer bestehenden Anlage enge Grenzen gesetzt sind.

Wenn der Emissionshandel darauf abzielt, innerhalb eines bestimmten Zeitraumes, der deutlich kürzer ist als der mittlere Nutzungszeitraum einer Industrieanlage,

Emissionen in einem Maße zu mindern, für die die Anlage technologisch gar nicht in der Lage ist, führt dies zu einer Entwertung des bestehenden Kapitalstocks und so genannten „Stranded Investments“. Das Ergebnis ist eine Verkürzung der Investitionszyklen, denn eine derartige Industrieanlage müsste dann erheblich vor Ende ihrer projizierten Nutzungsdauer stillgelegt und durch eine neue ersetzt werden.

Dies widerspricht dem vorgeblichen Ziel des Emissionshandels, Emissionen möglichst kostengünstig zu minimieren.

Unabhängig davon, wie eine Emissionsminderung schlussendlich herbeigeführt wird, wird die ordnungsrechtliche Emissionsminderungsvorgabe auf jeden Fall erreicht.

Die Kosten könnten indes doch sehr hoch sein, falls die angestrebten Emissionsminderungen nur durch Produktionskürzungen erzielt werden können oder unter Inkaufnahme von Verwerfungen im Energiemix, wenn die ordnungsrechtlich verfügbaren Emissionsminderungen nur durch einen „fuel-switch“ von kohlenstoffreichen auf kohlenstoffarme Primärenergieträger erzielt werden können, was zu einer volkswirtschaftlich unerwünschten Beeinträchtigung der Energieversorgungssicherheit führen würde.

Emissionshandel und Strompreise

Emissionsrechte haben im EU-ETS einen Marktpreis, auch wenn sie kostenfrei an Anlagenbetreiber zugeteilt werden. Wie an den normalen Finanz- und Rohstoffmärkten, bildet sich ein Preis entsprechend von Angebot und Nachfrage.

Durch kostenfrei zugeteilte Emissionsrechte entstehen so genannte Opportunitätskosten, da der Anlagenbetreiber theoretisch in der Lage ist, diese Emissionsrechte nicht zur Herstellung seines Produktes einzusetzen, sondern am Markt zu veräußern und den hieraus entstehenden Gewinn zu vereinnahmen (7). Durch die Preise für Emissionsrechte, die am Markt erzielbar wären, erhöhen sich buchhalterisch die Produktionskosten für die Stromerzeugung und müssen aus aktiven- und bilanzrechtlichen Gründen in die Strompreisbildung mit einbezogen werden.

Diese Kosten können auf die Produktpreise übergewälzt werden, sofern dies am Markt durchsetzbar ist. Bei Industrieprodukten wie z.B. Stahl, Zement, Glas und Kalk ist dies in der Regel nicht der Fall, da diese Produkte im internationalen Wettbewerb stehen.

Deswegen wurde von weiten Teilen der Industrie der Emissionshandel überwie-

gend als Verwaltungsakt aufgefasst, in dessen Rahmen Emissionsrechte an die Anlagenbetreiber zugeteilt wurden, ein Monitoringverfahren während des Jahres erfolgte und zu Beginn des darauf folgenden Jahres Emissionsrechte in Höhe des emittierten CO₂ abgegeben wurden. Eine Einpreisung fand hierbei nicht statt.

Anders ist die Situation am Strommarkt, der zwar theoretisch europaweit liberalisiert ist, in der Praxis aber eine stark oligopolartige Struktur in den einzelnen Mitgliedstaaten aufweist. Deswegen konnten in Deutschland die Marktpreise der Emissionsrechte auf die Strompreise aufgeschlagen werden, obwohl hierfür, wie oben ausgeführt, keine „realen“ Kosten entstanden sind.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang auch der Hinweis darauf, dass zwar der Strommarkt regional, der Markt für Emissionsrechte aber europaweit ist. Dies hat zur Folge, dass Preisschwankungen, die ihre Ursache in bestimmten Marktsituationen z.B. in England oder in Spanien haben, auf den europaweiten Emissionshandelsmarkt durchschlagen und sich somit auch in Deutschland auswirken können.

So hatte beispielsweise im Jahr 2005 und Anfang 2006 die Markteinschätzung, es seien zu wenig Emissionsrechte vorhanden, dazu geführt, dass der Preis für diese Rechte bis auf etwa 30 €/t CO₂ gestiegen war und Anfang Mai 2006 nach Bekanntgabe der tatsächlichen Emissionsdaten für das Jahr 2005, die überraschenderweise ergeben haben, dass der Gesamtmarkt mit Emissionsrechten in 2005 überausgestattet war, zu einem „Crash“ der CO₂-Preise geführt:

Nicht die realen Knappheitsverhältnisse, sondern die Markteinschätzung war für die Preisentwicklung in 2005 und 2006 verantwortlich. In den Jahren 2007 und 2008 war der Preis für die Emissionsrechte der ersten Handelsperiode 2005 bis 2007 auf nahezu null gesunken. Dies hatte allerdings nicht dazu geführt, dass die Ziele des Emissionshandels verfehlt wurden, denn diese sind durch die ordnungsrechtliche Cap-Vorgabe unabhängig von der Preisentwicklung auf den Emissionshandelsmärkten erreicht worden.

Die Praxis der Stromwirtschaft, kostenfrei zugeteilte Emissionsrechte zu aktuellen Marktpreisen in Strompreise einzupreisen und dadurch so genannte Windfallprofits zu vereinnahmen, hat in der Politik zu erheblichen Widerständen geführt.

Nach Auffassung der Politik könnte es nicht angehen, dass ein Emissionshandelssystem, dessen Ziel die Reduzierung von CO₂-Emissionen ist, in der Stromwirtschaft zu erheblichen und massiven Zusatzgewinnen führe. Als erste

Reaktion darauf wurde beschlossen, bereits in der zweiten Handelsperiode 2008 bis 2012 einen Anteil von knapp 9 % des gesamten Budgets für die zweite Zuteilungsperiode zu versteigern bzw. zunächst kostenpflichtig zu veräußern, wobei das zu versteigernde Budget vollständig auf die Stromwirtschaft umgelegt wurde.

Aber auch bei einer zu 90 % kostenfreien Zuteilung erwächst ein erhebliches Potenzial für diese Windfallprofits in der Stromwirtschaft, weswegen die Europäische Kommission mit Unterstützung der Bundesregierung beschlossen hat, in der Emissionshandelsrichtlinie für die Periode 2013 bis 2020 im Bereich der Stromerzeugung eine 100 %-ige Auktionierung durchzuführen.

Für die Strompreisfindung ist es einigen Studien zufolge unerheblich, ob Emissionsrechte auktioniert oder kostenfrei zugeteilt werden, weil das Preissignal durch die Verknappung, nicht aber durch die Zuteilungsmethode generiert wird.

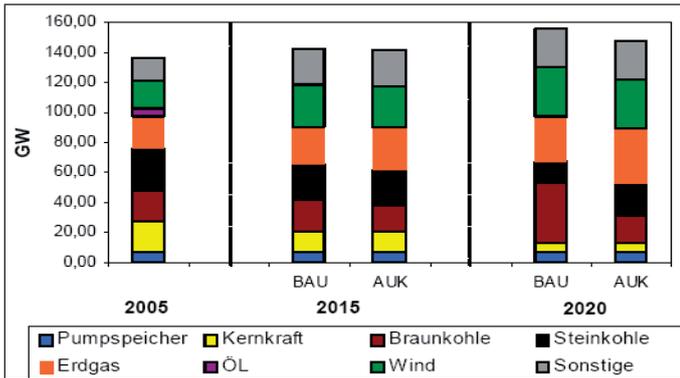
Lediglich der finanzielle Ertrag kommt in diesem Fall nicht den Stromerzeugungsunternehmen zu Gute, sondern den öffentlichen Händen. In Deutschland rechnet man durch die vollständige Versteigerung von Emissionsrechten ab 2013 mit einem Aufkommen von 10 bis 15 Mrd. €/Jahr (8).

EU-ETS-Auswirkungen auf die Stromwirtschaft

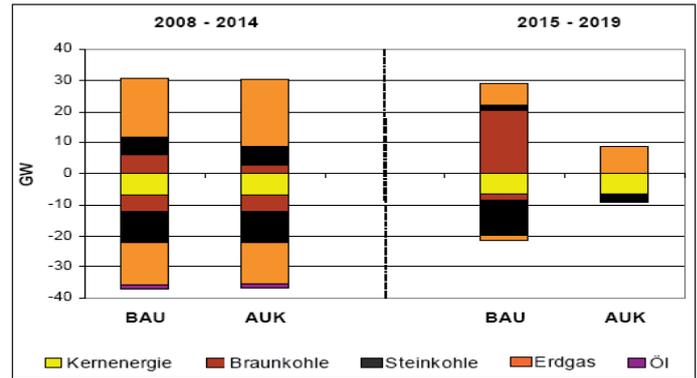
Die Umstellung der Zuteilungsmethode auf eine Vollauktionierung ab 2013 hat erhebliche und massive Auswirkungen auf die Stromwirtschaft insbesondere im Bereich von Neuinvestitionen in Kraftwerke. Durch die Außerbetriebsetzung von Kernkraftwerken zwischen 2010 und 2020 entsteht in Deutschland eine massive Stromerzeugungslücke, die verschiedenen Szenarien zufolge entweder mit neuen fossilen Kraftwerken auf Kohle- oder Gasbasis oder durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energieträger hauptsächlich auf Windbasis gedeckt werden soll.

Eine Vollauktionierung ab 2013 führt zunächst in erster Linie dazu, dass sich die Stromerzeugungskosten für kohlenstoffreiche Energieträger wie Stein- und Braunkohle gegenüber Gas deutlich erhöhen, was insbesondere beim Kraftwerksneubau eine Verdrängung von Steinkohle durch Gas zur Folge haben könnte. Gaskraftwerke würden verstärkt in die Mittellast vordringen, die heute von Steinkohle dominiert wird (Bild 5, Bild 6) (9).

Allerdings muss dies nicht unbedingt der Fall sein, da eine Entscheidung über den Bau neuer Kraftwerke auf Gas- oder Steinkohlebasis auf der Grundlage der Vollkosten getroffen wird. Hierbei sind neben den Investitionskosten für ein Gas-



5 Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in verschiedenen Zuteilungsszenarien



6 Kraftwerkszubauten und Stilllegungen in verschiedenen Zuteilungsszenarien

oder Kohlekraftwerk sowohl der Brennstoff- als auch der CO₂-Preis zu berücksichtigen.

Gas ist weltweit wesentlich knapper als Kohle verfügbar, was auch ein Grund dafür ist, dass in den vergangenen Jahren der Gaspreis erheblich stärker gestiegen ist als der Kohlepreis. Unter anderem hat dies im Jahr 2005 dazu geführt, dass in Großbritannien einige Gaskraftwerke vom Netz genommen und durch Steinkohlekraftwerke ersetzt wurden, weil in der Summe Steinkohle plus Emissionsrechte trotz des hohen CO₂-Preises immer noch günstiger war als Gas plus Emissionsrechte. D.h. die Entscheidungsfindung darüber, in welchem Bereich langfristig neue Kraftwerksinvestitionen erfolgen, hängt von dem Preisdreieck Gas-Kohle-CO₂-Emissionsrechte ab und nicht nur vom Preis der Emissionsrechte allein.

Diese langfristige Perspektive spiegelt sich auch kurzfristig in der Beschäftigung des vorhandenen Kraftwerksparks im Rahmen der so genannten „Merit Order“ wider (Bild 7, (7)). Bestehende Kraftwerke in einem Anlagenportfolio werden so ausgelastet, dass die Kosten minimiert und der Ertrag maximiert werden, was auch der Grund dafür ist, weswegen in England im Jahre 2005 auf Steinkohlekapazität anstelle von Gaskapazität zurückgegriffen wurde.

Bezüglich der Neustrukturierung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2020 sind mögliche EU-Regelungen zur CO₂-Abscheidung aus Kohlekraftwerken (CCS) bislang noch unberücksichtigt. Die Kommission setzt sehr stark darauf, sobald wie möglich eine CCS-Pflicht für neue Kohlekraftwerke bzw. längerfristig gesehen eine Nachrüstverpflichtung für bestehende Kohlekraftwerke einzuführen.

Die Unsicherheiten über diese ausstehenden Regelungen werden möglicherweise in den nächsten Jahren zu einem gewissen Investitionsattentismus führen, da die Unternehmen der Stromwirtschaft wohl nur dann Neuinvestitionen in Deutschland tätigen werden, wenn die Vollkosten dieser Investitionen auf den Strompreis übergewälzt

werden können und somit die Profitabilität gesichert ist.

Wie auch immer sich die Modalitäten im Einzelnen darstellen werden, sicher ist wohl, dass die Strompreise ab 2013 weiter steigen werden, dies sowohl für private als auch für industrielle Stromverbraucher. Einigen Studien zufolge ist es unerheblich, ob Emissionsrechte kostenpflichtig oder kostenfrei zugeteilt werden.

Das Entscheidende für das Preissignal ist die Verknappung der Emissionsrechte. Diese werden aber ab 2013 deutlich verknappt, weswegen auch die Strompreise weiter steigen werden. Die Rechnung für das Europäische Emissionshandelssystem wird nicht von den Stromerzeugern, sondern im Wesentlichen von den privaten und industriellen Stromverbrauchern bezahlt, da die Stromerzeuger in der Lage sind, die Kosten des Systems an ihre Kunden weiterzureichen.

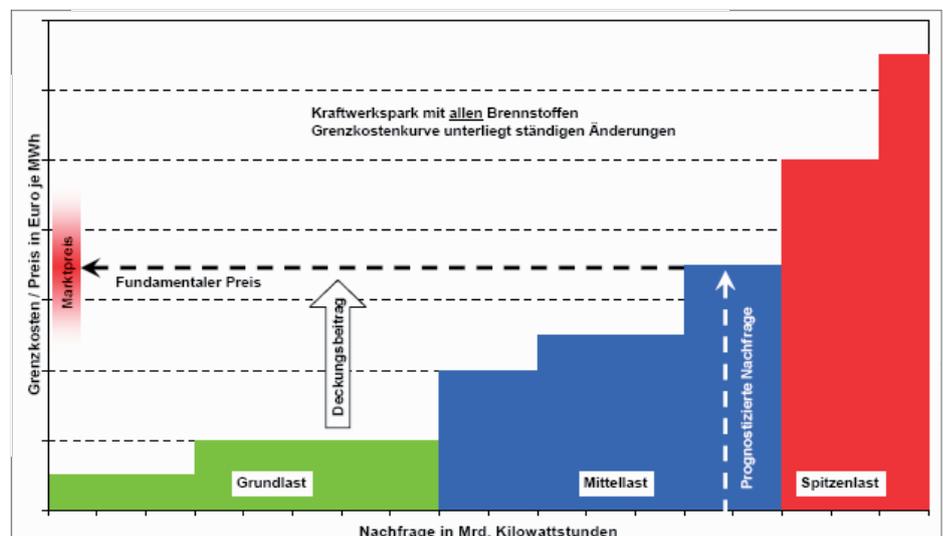
EU-ETS-Auswirkungen auf die energieintensive Industrie

Das Europäische Emissionshandelssystem ist ein Kostentreiber für die energieintensive Industrie durch die so genannten

direkten und indirekten Auswirkungen des Systems. Die direkten Auswirkungen treten durch die Zertifikatspreise und deren Verknappung auf Anlagenebene ein (CO₂-Emission durch Produktion von Stahl, Ziegel, Zement, Kalk etc.).

Sie waren allerdings in der ersten und zweiten Handelsperiode vergleichsweise gering, weil eine weitestgehende Zuteilung nach Bedarf erfolgte. In der dritten Handelsperiode sind die Auswirkungen hingegen erheblich schwerwiegender, da auch für diese Bereiche eine stufenweise Einführung der Auktionierung erfolgt, was zu unmittelbaren Kostenbelastungen führt.

Allerdings sind für die dritte Handelsperiode die Detailregelungen noch offen und müssen von der Kommission bis spätestens 2012 gelöst werden. Dies betrifft insbesondere die Frage des so genannten „carbon leakage“, d.h. Produkte, die im internationalen Wettbewerb stehen, deren Herstellung besonders energieintensiv ist und wo eine besonders hohe Gefahr besteht, dass deren Produktion in das nicht-europäische Ausland verlagert wird, das keinen vergleichbaren Klimarestriktionen unterliegt.



7 Prinzipdarstellung der Grenzkostenpreisbildung

2020: Milliarden-Belastung durch Emissionshandel

Bei einem Preis der Emissionsrechte von 60 Euro, in Millionen Euro pro Jahr



8 Belastung durch Emissionshandel (10)

Weiterhin zu regeln ist eine komplexe Reihe von Einzelfragen, wie z.B. die Gestaltung eines Benchmarkingsystems für Anlagen in Industriezweigen, die von der Versteigerung ausgenommen werden sollen bzw. Kompensationsmechanismen. Ferner ist die energieintensive Industrie durch die indirekten Auswirkungen über höhere Strompreise betroffen.

Dies war teilweise bereits in der ersten und zweiten Handelsperiode erheblich, da die Marktpreise für Emissionsrechte von den Stromerzeugern in den Strompreis einbezogen und an die Stromverbraucher weitergereicht wurden. Dies wird sich in der dritten Handelsperiode nicht ändern, sondern durch die von der Kommission geplante Verknappung des Gesamtsystems noch weiter verschärfen. Allerdings ist eine Reihe von Details noch offen und hart der Regelung durch die Kommission.

Insgesamt rechnen Studien mit Kosten - indirekt und direkt - für die energieintensive Industrie im zweistelligen Milliardenbereich pro Jahr, falls keine Carbon-Leakage-Ausnahmeregelungen und -Kompensationen geschaffen werden (Bild 8).

Fazit: In Deutschland sind die energieintensiven Industrien und - wegen der im EU-ETS angelegten Verdrängung kohlenstoffreicher Primärenergieträger aus der Stromerzeugung - der Kohlenbergbau die großen Verlierer des Handelssystems.

Literaturverzeichnis

- Schiffer, H.-W.: Energiemarkt Deutschland. 10. Aufl., Köln, 2008.
- Ziesing, H.-J.: „Weiteres Warten auf Rückgang der weltweiten CO₂-Emissionen“, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 9, 2008, S. 62-73. Zitiert von: Verein der Kohlenimporteure e. V., Hamburg.
- Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (Text von Bedeutung für den EWR) Amts-

blatt Nr. L 275 vom 25.10.2003, S. 32-46.

Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG Europäische Kommission zwecks Verbesserung und Ausweitung des EU-Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten KOM(2008) endgültig. Kommission der Europäischen Gemeinschaften. Brüssel, 23.1.2008.

Gesetz zur Änderung der Rechtsgrundlagen zum Emissionshandel im Hinblick auf die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2007, Teil 1, Nr. 38, 1788-1808. 10.8.2007.

Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Entscheidung der Kommission vom 29. November 2006 über den nationalen Plan zur Zuteilung von Treibhausgasemissionszertifikaten, den Deutschland gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates übermittelt hat. Brüssel, 29.11.2006.

Matthes, F. Ch.: Die Gewinnmitnahmen deutscher Stromerzeuger in der zweiten Phase des EU-Emissionshandelssystems (2008-2012). Öko-Institut e. V. Berlin, 14.5.2008.

VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.: VIK-Aufruf gegen Auktionalisierung beim CO₂-Emissionshandel. Essen, Januar 2009.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI): Kurzexpertise Auswirkungen der Emissionshandelsrichtlinie gemäß EU-Kommissionsvorschlag vom 23.1.2008 auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Energie (MWME) des Landes Nordrhein-Westfalen. Köln, 3.9.2008.

(10) Hüther, M.: Kosten des CO₂-Emissionshandels für die energieintensiven Industrien. Institut der deutschen Wirtschaft (IW) Köln, Beitrag für Forum für Zukunftsenergien, 12.11.2008.

Biokraftstoffpolitik: Deutschland verliert Spitzenstellung im Anlagenbau und die Alternative zu fossilem Öl - Unternehmen gehen in die Insolvenz

Die deutsche Biokraftstoffpolitik führt dazu, dass wichtige Anlagenbauer mit ihrem Wissen Deutschland verlassen, Hersteller insolvent gehen und die Alternativen zu fossilem Öl ungenutzt bleiben. „In den kommenden Tagen sollen mit dem „Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen“ für die Hersteller die Weichen neu gestellt werden. Wir fordern die Politik dringend auf, die Rahmenbedingungen beizubehalten, das bestehende Gesetz jetzt nicht zu ändern und für Vertrauen in den Standort Deutschland bei der Industrie zu sorgen“, sagten deshalb *Stephan Reimelt*, Vorstandsmitglied bei der MAN Ferrostaal Aktiengesellschaft und *Johannes Lackmann*, Geschäftsführer des Verbandes der Deutschen Biokraftstoffindustrie (VDB).

Nach dem Gesetzentwurf solle die bisher bestehende Quote von Biodiesel und Bioethanol am gesamten Kraftstoffmarkt von 6,25 % auf 5,25 % herabgesetzt werden und durch die Steuererhöhung für Biokraftstoffe Biodiesel als Reinkraftstoff (B100) abgeschafft werden.

Pressemitteilung (Auszug) des VDB vom 10.03.2009