

Dies setzt die Bewältigung erheblicher Komplexität voraus:

Falls mehr als nur eine Möglichkeit besteht, von einem Entry-Punkt zu einem Exit-Punkt zu gelangen, z.B. bei wettbewerblichen Leitungen, muss zwischen den entsprechenden Betreibern geklärt werden, welche Leitungen in Anspruch genommen werden und an welchen Stellen Kapazität reserviert wird.

Da nur der im Sinne des durchzuführenden Transports erste und letzte Betreiber vergütet wird, muss ein entsprechendes Schlüsselsystem geschaffen werden, um auch die dazwischen liegenden Transportdienstleister zu vergüten. Dazu müsste aber zunächst definiert werden, welchen Weg das Gas tatsächlich nimmt und wessen Dienste in Anspruch genommen werden.

Die Anforderungen der Kooperation der Netzbetreiber untereinander sind erheblich, da für die Berechnung und Überwachung der Auslastung und insbesondere für das Überlastma-

nagement mehrere Unternehmen eng kooperieren müssen.

Für die Aufteilung der Transportentgelte unter den beteiligten Netzbetreibern stellt sich die Frage nach der adäquaten Aufteilung der Erlöse, insbesondere wenn Transporteure beteiligt sind, die „reine“ Durchleitung ohne Ein- oder Aus-Speisepunkte im konkreten Transportfall anbieten. Eng damit verbunden ist die Frage der Steuerung von sinnvollen Ausbauinvestitionen über Entgeltanreize und die Förderung des fairen Effizienzwettbewerbs zwischen den Transportnetzbetreibern.

Die Ursache dieser Komplexität liegt im wesentlichen in der gewachsenen und entsprechend fragmentierten Eigentümerstruktur, die von den oben aufgeführten Vergleichsmärkten nur von Italien annähernd erreicht wird. Vergleiche mit den Niederlanden scheiden aus, da Transportdienstleister, z.B. RWE Gas alleine oder BEB zusammen mit Wingas, die Größe und auch Komplexität des

nationalen niederländischen Marktes in etwa abdecken.

Fazit

Vielleicht kann der deutsche Gasmarkt doch selektiv von den Erfahrungen auf dem britischen Markt profitieren: Dort haben eine zentrale Koordination und ein einheitliches Projektmanagement letztendlich zur Schaffung von leistungsfähigen und durchgängigen Prozessen und Informationssystemen geführt. Dies würde ein bundesweites in der Verantwortung von Einzelunternehmen betriebenes Transportmanagement effizient gestalten und das vorgeschlagene Entry-/Exit-Modell rasch vollständig operabel machen. Der Regulator sollte solche gemeinsam geführten Prozesse und Systeme, z.B. zur Kapazitätsplanung und Engpasssteuerung, keinesfalls behindern, sondern sie mit dem Ziel der langfristigen Sicherstellung einer bundesweiten Systemeffizienz und -effektivität explizit fördern. ■

Streitpunkte der Verhandlungen über den NAP

Nino Turek – Fichtner GmbH & Co.KG, Stuttgart

Die Vorbereitungen des ab 2005 startenden Emissionshandels laufen gegenwärtig auf Hochtouren. Bis zum 31.03.2004, d.h. in weniger als drei Wochen, muss der Nationale Allokationsplans (NAP) bei der EU-Kommission zur Genehmigung vorgelegt werden. Das Bundesumweltministerium hat bereits am 29.1.2004 einen Entwurf des NAP veröffentlicht. Die endgültige Ausgestaltung wird derzeit zwischen Bundesumweltministerium und Bundeswirtschaftsministerium verhandelt. Unterschiedliche Ansichten gibt es einerseits bei der Aufteilung der Emissionsbudgets zwischen den Makrosektoren Industrie, Energieversorgung, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr und andererseits bei der Ausgestaltung der „Spielregeln“ des Emissionshandels. Die Streitpunkte werden im folgenden beschrieben.

Deutschland hat sich im Rahmen des EU-Burden-Sharing zu einer CO₂-Reduktion in der Periode 2008-12 um 21% gegenüber 1990 verpflichtet und hat zwischenzeitlich den CO₂-Ausstoß um 18,5% gesenkt. Das BMU beruft sich auf die Selbstverpflichtung

der deutschen Industrie, den CO₂-Ausstoß bis 2010 um 45 Mio t zu senken, und sieht bei der verbleibenden Reduktion der nationalen CO₂-Emissionen vorwiegend die energieintensiven Unternehmen in der Pflicht. Dem stehen die Positionen der Wirtschaft

entgegen, die auch eine Einbeziehung der anderen Makrosektoren fordert. Anfang März hat beispielsweise RWE einen Gegenvorschlag zum NAP für die erste Handelsperiode 2005-2007 vorgelegt. Darin sind z.B. für die Makrosektoren Haushalte sowie Verkehr ebenfalls CO₂-Reduktionspflichten formuliert. Weiterer Verhandlungsgegenstand ist die absolute Menge der zugeteilten Emissionsrechte in der ersten Handelsperiode. Daraus kann unmittelbar die Höhe der zu leistenden CO₂-Reduktion zwischen 2005 und 2007 abgeleitet werden. Die Auswirkungen der Erсталlokation werden an dem folgendem Beispiel verdeutlicht: Wird die Menge der zu verteilenden Emissionsrechte in der ersten Handelsperiode so gewählt, dass dies einer Reduktionsverpflichtung um 7,5% entspricht, ▶

Analyse & Hintergrund

wäre ein Unternehmen mit einem CO₂-Ausstoß von 2 Mio t/a bei einem Zertifikatspreis von 10 EUR/t CO₂ mit zusätzlichen Kosten in Höhe von 1,5 Mio EUR/a konfrontiert. Bei einer Reduktionsverpflichtung um 3% wären es hingegen 600.000 EUR/a.

Wie die Höhe der zu leistenden CO₂-Reduktion letztendlich zwischen den beteiligten Unternehmen aufgeteilt wird, hängt insbesondere von der Ausgestaltung der Sonderregelungen für KWK, Early Actions sowie prozessbedingte Emissionen ab. Gegenwärtig sind dafür zusätzliche Emissionsrechte vorgesehen. In wie weit die Sonderregelungen zum Tragen kommen sollen, bzw. deren Höhe, wird von den Verhandlungspartnern kontrovers diskutiert.

Unterschiedliche Positionen vertreten Bundesumweltminister Trittin und Bundeswirtschaftsminister Clement auch bei der Bezugsgröße für die Ausstattung von Kraftwerksneubauten mit Emissionszertifikaten. Im NAP vom Januar 2004 hat das BMU eine moderne GuD Anlage mit einem Nennwirkungsgrad von 57,5% als Benchmark für neue Kraftwerke festgeschrieben. Bei dem Ersatz alter Kraftwerke kann unter wirtschaftlichen Gesichtspunk-

ten zwischen der Übertragung der Emissionsrechte der Altanlage auf die Neuanlage und einer Ausstattung der Neuanlage nach dem Benchmarking gewählt werden. Letzteres würde bei dem Ersatz alter Kohlekraftwerke durch moderne Kohlekraftwerke hin-fällig, da diese gegenüber dem GuD-Benchmark einen deutlich niedrigeren Wirkungsgrad sowie brennstoffbedingt erheblich höhere spezifische CO₂-Emissionen aufweisen und somit von Anfang an eine Minderausstattung mit Emissionsrechten hätten.

Wird hingegen ein neues Kraftwerk errichtet, ohne dass dieses eine Altanlage ersetzt, erfolgt die Ausstattung der Neuanlage mit Emissionszertifikaten ausschließlich nach dem Benchmarkverfahren. Eine Alternative zum GuD-Benchmark wird in einem Brennstoffbenchmark gesehen. Dabei wäre für die verschiedenen Energieträger die jeweils beste verfügbare Kraftwerkstechnologie die Bezugsgröße für die Zuteilung von Emissionszertifikaten. Durch die getroffenen Regelungen im NAP erfolgt eine Aufteilung des verfügbaren Emissionsbudgets zwischen den Teilnehmern. Damit wird die Ausgangslage eines Unternehmens im Emissionshandelsmarkt definiert. Des

weiteren erfolgt eine Zuordnung der zukünftigen CO₂-Reduktionspflichten. Zusätzlich werden Randbedingungen festgeschrieben, an denen sich Unternehmen orientieren müssen, um wirtschaftliche Vorteile durch den Emissionshandel zu erlangen.

Fazit

Die Erstallokation von Emissionsrechten stellt für die teilnehmenden Unternehmen das „Startkapital“ dar. Ob ein Unternehmen vom Emissionshandel profitieren wird, hängt davon ab, in wie weit relevante unternehmerische Schritte an den Randbedingungen des Emissionshandels ausgerichtet werden. Die getroffenen Entscheidungen zur Ausgestaltung des NAP werden das zukünftige Unternehmensergebnis nachhaltig beeinflussen. Die Verhandlungen sind insofern schwierig, weil das nationale Emissionsbudget aufgrund internationaler Verträge gedeckelt ist und eine Mehrausstattung oder günstigere Randbedingungen eines Unternehmens oder einer Branche automatisch weniger oder schlechtere Randbedingungen für andere bedeutet. ■

Weitere Informationen: www.klimahandel.info

VDEW gibt aktuelle Zahlen für den Energiemix 2003 bekannt

Der Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) hat neue Erhebungen über den Energiemix im abgelaufenen Jahr 2003 veröffentlicht.

Danach lieferten die Braun- und Steinkohle zusammen mit 280 Milliarden Kilowattstunden wie im Vorjahr die Hälfte der Stromproduktion in Deutschland. Im Jahr 2002 hatte die Erzeugung aus diesen Energieträgern 269 Mrd kWh betragen.

Kernenergie kam den Angaben zufolge mit 156 Mrd kWh auf einen Anteil von 28% – ein Prozent weniger als im Jahr zuvor.

Der Erdgas-Anteil am Energiemix legte dagegen spürbar zu. Erdgas war 2003 mit 55 Mrd kWh (2002: 51 Mrd kWh) oder 10% von zuvor 9%

am Energiemix beteiligt. Konstant 8% lieferten die Erneuerbaren Energi-

en mit 45 Mrd kWh: Hier waren Wasserkraft mit rund 20 Mrd kWh und die Windenergie mit 19 Mrd kWh die wichtigsten Energiequellen, so der Branchenverband.

Biomasse und biologischer Müll steuerten gut 5 Mrd kWh und Photovoltaik 0,3 Mrd kWh Strom bei. Die Einspeisungen privater Erzeuger seien in diesen Werten jeweils enthalten, hieß es. ■



Foto: Milbrag

Noch ist Deutschland auf den Braunkohle-Abbau angewiesen