

**Hearing zur Kohlepolitik,
veranstaltet vom Rat für Nachhaltige Entwicklung (AG „Kohle“),**

Zeche Zollverein, 4. April 2003

Die Rolle der Kohle in einer nachhaltigen Energiepolitik

Dr. Manuel Frondel, **Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW)**, Mannheim.

Zusammenfassung. Infolge der am 14. Juni 2000 beschlossenen Vereinbarung zum Kernenergieausstieg wird der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung in Deutschland sukzessive durch andere Energieträger ersetzt werden müssen. Dies soll unter Berücksichtigung der Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks – Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit – geschehen. Bei den Emissionen, insbesondere beim Kohlendioxid (CO₂), besitzt Erdgas gegenüber Braun- und Steinkohle einen natürlichen Vorteil. Dieser wird bei den Kalkulationen der Energieversorgungsunternehmen in einem liberalisierten EU-Elektrizitätsbinnenmarkt spätestens dann eine Rolle spielen, wenn der EU-weite Handel mit CO₂-Emissionszertifikaten verpflichtend eingeführt wird. Ab dem Jahr 2008 werden neben den Preisen für Energieträger wie Braun-, Steinkohle oder Erdgas und den Investitionskosten für neue Kraftwerke definitiv auch die Preise für CO₂-Zertifikate in den Kalkulationen der Stromproduzenten Berücksichtigung finden.

Dennoch wird es in der deutschen Stromversorgung in der ersten Hälfte dieses Jahrhunderts eine Koexistenz der Energieträger Kohle und Erdgas geben: Selbst unter Einbeziehung von CO₂-Zertifikatepreisen wird das wirtschaftliche Kalkül der Unternehmen ergeben, dass es ökonomisch sinnvoller sein kann, keine hohen Investitionen in beispielsweise neue erdgasbefeuerte Gas- und Dampf-Kraftwerke vorzunehmen und bestehende Braun- und Steinkohle-Kraftwerke mit Lebensdauern von 35 Jahren und mehr nicht vorzeitig zu schließen. Vermutlich wird die Bedeutung von Erdgas ebenso wie der Strombezug aus anderen EU-Ländern und die staatlich subventionierte Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zunehmen. Auf Strom aus Kohle kann dennoch nicht verzichtet werden, denn auf Kernenergie, Braun- und Steinkohle entfielen im Jahr 2002 zusammen knapp 80% der deutschen Stromerzeugung. Außerdem kann Strom aus Steinkohlekraftwerken zur Deckung der Grundlast auch unter Berücksichtigung von CO₂-Zertifikatepreisen wirtschaftlich kompetitiv und verglichen mit jenem aus Braunkohle weniger klimaschädlich sein.

Die genaue Größe der Anteile speziell der Energieträger Kohle und Erdgas an der Stromerzeugung ergeben sich indessen in einem marktwirtschaftlich organisierten Energiesektor aus dem wirtschaftlichen Kalkül der Unternehmen. Diese entscheiden, ob, wann, in welchem Umfang und in welcher Weise Ersatzinvestitionen für die u. a. wegfallenden Kernkraftwerke getätigt werden. Klimaschutzziele bilden dabei in Form von CO₂-Emissionszertifikaten nur eine von vielen Randbedingungen – nicht mehr, aber auch nicht weniger. Schließlich ist auch die Versorgungssicherheit beim Strom in einem immer stärker liberalisierten EU-Elektrizitätsbinnenmarkt zunehmend weniger eine Aufgabe des Staates: Die seit einiger Zeit etablierten europäischen Strombörsen stellen genügend marktwirtschaftliche Instrumente bereit, die zur Absicherung einzelner Marktakteure im Falle von Versorgungsproblemen eingesetzt werden können.

Gesamtwirtschaftlich betrachtet ist Deutschland mit einem Anteil von 22% an den Welt-Braunkohle-Reserven bei diesem Energieträger autark sowie international wettbewerbsfähig. Die nationale wirtschaftliche Abhängigkeit vom Erdöl kann in diesem Jahrhundert vermutlich dennoch nicht beseitigt werden, denn Kohle ist unter den gegebenen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen praktisch kein Substitut für Erdöl. Die Versorgung mit Erdgas durch Länder wie Norwegen, die Niederlande und vor allem Russland dürfte nahezu ebenso sicher sein wie die Versorgung mit der sehr viel günstigeren Importkohle, die überwiegend aus Ländern der OECD stammt. Demzufolge besteht kein Grund, die heimische Steinkohle dauerhaft zu subventionieren. Auch das Arbeitsplatzargument trifft nicht zu: Verglichen mit den ehemals rund 600.000 Beschäftigten im Jahre 1960 strebt die Beschäftigung beim Steinkohlebergbau – mit aktuell etwa 48.800 und zu erwartenden 36.000 Beschäftigten im Jahre 2005 – der Bedeutungslosigkeit entgegen.

Die über Jahrzehnte hinweg gezahlten Subventionen konnten weder die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Steinkohle wiederherstellen, noch den Kapazitätsabbau bei Steinkohlekraftwerken verhindern. Stattdessen verzögerten sie den wirtschaftlichen Strukturwandel in den Bergbauregionen. Ohne diese Subventionen wäre die soziale Wohlfahrt signifikant höher. Es gäbe eine geringere Steuerbelastung und niedrigere Elektrizitätspreise. Die Produktions- und Beschäftigungsverluste im Steinkohlesektor hätten durch Beschäftigungszuwächse und technologische Entwicklungen in anderen Sektoren mehr als kompensiert werden können, beispielsweise im Bereich der erneuerbaren Energien.

Die Subventionen im Steinkohlebergbau sollten daher über den bis 2005 bereits festgeschriebenen Abbauplan hinaus bis zum Jahr 2010 stufenweise vollständig abgebaut werden. Subventionen sind allenfalls zur Überwindung von Marktzugangsbarrieren und im Bereich der Energieforschung angebracht, beispielsweise zur Erforschung der Erhöhung der Wirkungsgrade von Kohlekraftwerken durch Druckkohlenstaubfeuerung. Der Export deutscher Kraftwerkstechnologie würde jedenfalls nicht darunter zu leiden haben, wenn hiesige Steinkohlekraftwerke nicht mehr mit heimischer Kohle betrieben würden, sondern mit der wesentlich günstigeren Importkohle.

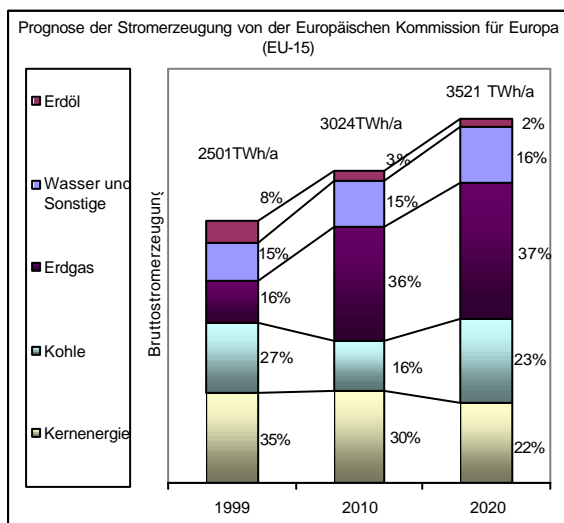
Hinsichtlich der aus dem Kioto-Protokoll resultierenden Verpflichtungen Deutschlands ist der vermehrte Einsatz von Erdgas bei der Stromerzeugung die kostengünstigste und wichtigste Möglichkeit zur Entkarbonisierung im Stromsektor, also zur Verringerung der CO₂-Emissionen bei der Erzeugung von Strom. Die Realisierung von CO₂-Minderungspotenzialen mittels Windkraftparks oder Biomassekraftwerken wird jedenfalls gegenüber der Brennstoff-Substitution durch Erdgas bei der Stromerzeugung als deutlich teurer eingeschätzt. Mit Blick auf die Chancen und weltweiten Potenziale der erneuerbaren Energien ist aber ein weiterer Ausbau der internationalen Wettbewerbsfähigkeit in diesem Bereich durch die im Erneuerbare-Energien-Gesetz verankerten Subventionen ökonomisch vertretbar.

1. Versorgung mit fossilen Energieträgern

a. Welche Rolle kommt der Kohle in verschiedenen Energieszenarien bis 2050 zu?

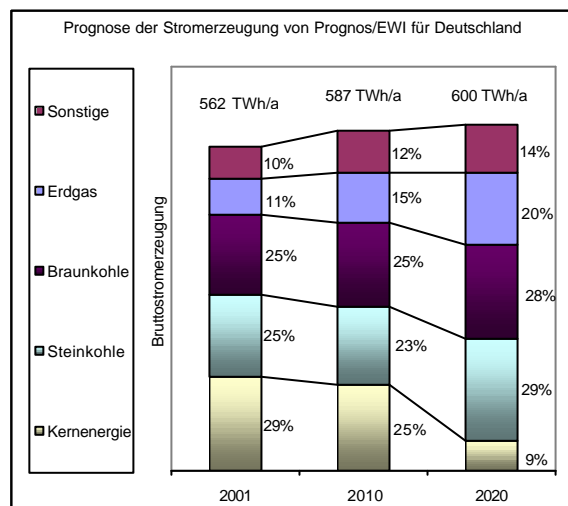
In der Studie „Globale Energie-Perspektiven“ präsentierte der Weltenergieerater (WEC) 1998 Prognosen zum Energieträgermix des weltweiten Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2050. Der Studie zufolge geht der Anteil der Kohle von 24% in 1990 nur leicht auf dann 21% zurück, während sich der Anteil des Öls von 34% auf 17% zugunsten von erneuerbaren Energien und Kernenergie nahezu halbieren soll. Erdgas, so die Prognose, wird Anteile in Höhe der Verluste bei der Kohle hinzugewinnen.

Solche Prognosen sind mit Vorsicht zu genießen, denn Vorhersagen über derart lange Zeiträume hinweg sind mit vielen Unwägbarkeiten verbunden. Dazu zählen nicht vorhersehbare technische Neuentwicklungen ebenso wie globale politische Veränderungen. Es ist daher sinnvoll, den Prognosehorizont auf das Jahr 2020 zu begrenzen, und aufgrund der überwiegenden Verwendung von Kohle bei der Stromerzeugung die Rolle der Kohle ausschließlich im Stromsektor zu betrachten sowie die geographische Reichweite auf den längst nicht vollständig liberalisierten EU-Elektrizitätsmarkt zu beschränken.



Für die EU-Länder prognostiziert die Europäische Kommission bis zum Jahr 2020 einen leichten Rückgang der Bedeutung der Kohle und einen drastischen Anstieg des Anteils von Erdgas am Energieträgermix. Der Einsatz von Kernenergie wird sich vermutlich reduzieren, jedoch mit 22 % immer noch einen gewichtigen Anteil an der Stromproduktion in der EU haben.

In Deutschland hingegen wird entsprechend der Vereinbarung zum Kernenergieausstieg vom 14. Juni 2000 der Anteil der Kernenergie im Jahr 2020 weniger als 10% betragen. Laut einer aus dem Jahr 1999 stammenden Gemeinschafts-Studie der Prognos AG und des Energiewirtschaftlichen Instituts (EWI), Köln, werden sowohl die Anteile von Braun- wie auch von Steinkohle bis 2020 gegenüber heute auf jeweils knapp 30% *zunehmen*. Erdöl wird mit einem Anteil von 1% an der heutigen Stromerzeugung vermutlich weiterhin kaum einer Erwähnung bedürfen.



Die Reduktion des Anteils der Kernenergie kann dem durchaus als realistisch anzusehenden Szenario I der Studie von Prognos und EWI zufolge nicht vollständig durch Erdgas sowie Zuwächse bei den erneuerbaren Energien kompensiert werden. Als Konsequenz dürften die Verpflichtungen Deutschlands, die aus der vereinbarten Lastenteilung der EU-Mitgliedstaaten zur Einhaltung

des Kioto-Protokolls resultieren, ohne zusätzliche Maßnahmen zum Klimaschutz vermutlich nicht ganz zu erreichen sein.

Eine nachhaltige Energieversorgung orientiert sich indessen nicht nur an Umweltschutzziele. Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung spielen in einem zunehmend stärker liberalisierten EU-Elektrizitätsbinnenmarkt eine ebenso wichtige Rolle. Angesichts einer Lebensdauer von Kraftwerken von 35 Jahren und mehr erscheint es ökonomisch nicht sinnvoll vorhandene Braun- und Steinkohle Kraftwerke vorzeitig stillzulegen und stattdessen hohe Investitionskosten für neue Gas- und Dampf-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke) in Kauf zu nehmen, auch wenn diese Strom auf der Basis von Erdgas weniger klimawirksam produzieren würden.

Kohle wird aufgrund der langen Lebensdauer der damit befeuerten Kraftwerke noch auf absehbare Zeit von großer Bedeutung für die nationale Stromversorgung sein, denn ein großer Teil der heute existierenden Kohlekraftwerke wird auch im Jahr 2020 noch in Betrieb sein, wenn die Betreiber dies für wirtschaftlich sinnvoll erachten: Von den heutigen Steinkohlekraftwerken mit insgesamt etwa 25.000 Megawatt (MW) Leistung werden im Jahr 2010 weniger als die Hälfte mit etwa 11.000 MW Leistung älter als 25 Jahre sein. Sie werden daher erst etwa um das Jahr 2020 ersetzt werden müssen.

Welche Nachteile hat die Kohle für das Klima?

Bei den Emissionen klimarelevanter Gase muss zwischen Braun- und Steinkohle differenziert werden: Die pro Tonne Steinkohleäquivalent (t SKE) bei der Verbrennung von Steinkohle freigesetzte Menge an Kohlendioxid (CO₂) beträgt 2,68 Tonnen. Bei der Verbrennung von Braunkohle wird mit etwa 3,25 Tonnen wesentlich mehr CO₂ freigesetzt. Verglichen mit den etwa 1,5 Tonnen CO₂, die bei der Verbrennung der energieäquivalenten Menge von 1 t SKE Erdgas in die Atmosphäre abgegeben werden, ist der Energieträger Braunkohle mehr als doppelt so schädlich für das Klima. Steinkohle schneidet im Vergleich zur Braunkohle etwas

besser ab. Darüber hinaus ist Erdgas durch die rauch- und rußfreie Verbrennung, bei welcher verglichen mit anderen fossilen Energieträgern vernachlässigbar wenig Schwefeldioxid (SO₂) anfällt, geradezu prädestiniert für den Einsatz in Ballungsgebieten, sei es im Verkehrs- oder im Stromsektor.

Dieser in Bezug auf CO₂-Emissionen natürliche Vorteil von Erdgas gegenüber Braun- und Steinkohle spielt in der Kalkulation der Unternehmen eines liberalisierten Strommarktes, für welche die Wirtschaftlichkeit der Stromproduktion vordringliches Ziel sein muss, nur dann eine Rolle, wenn sie zur Teilnahme am EU-weiten Handel mit CO₂-Emissionszertifikaten verpflichtet werden. Dies wird spätestens ab 2008 der Fall sein. Neben den Preisen für die Energieträger und den Investitionskosten für neue Kraftwerke werden dann auch die Preise für CO₂-Zertifikate in die Kalkulationen der Oligopolisten des Strommarktes Eingang finden.

Angesichts der großen Zahl an Preisparametern sowie der unterschiedlich hohen Investitionskosten für Kohle- bzw. GuD-Kraftwerke ist die Frage, welcher Energieträger, Kohle oder Erdgas, in Zukunft die Oberhand gewinnen wird, nicht einfach und nicht eindeutig zu beantworten. Viel hängt von der Entwicklung der Erdgaspreise und den CO₂-Zertifikatpreisen ab, die sich herausbilden werden.

Klar ist aber: Kohle wird trotz der weiter zunehmenden Bedeutung von Erdgas auch im Jahr 2020 im Stromsektor eine wichtige Rolle spielen. Welche genau, wird sich im Rahmen eines etablierten Zertifikate-Handels und einer gesicherten Versorgung mit Erdgas aus dem ökonomischen Kalkül der einzelnen Oligopolisten *von selbst* ergeben. (Die Versorgung mit Erdgas erfolgt vor allem durch Importe aus Russland, die einen Anteil von 31% am gesamten Erdgasimport haben, aus Norwegen (25%) und aus den Niederlanden (19%), und kann bei Aufbau entsprechender Speicherkapazitäten als gesichert bezeichnet werden.)

Mit welchen ökonomischen Nachteilen hat die Kohle bei der Stromerzeugung zu kämpfen?

Während die deutsche Braunkohle weithin als international wettbewerbsfähig erachtet wird, liegt die heimische Steinkohle mit Preisen um die 150 Euro pro t SKE weit über dem durchschnittlichen Einfuhrpreis für Kesselkohle (Steinkohle). Dieser lag im Jahr 2002 bei rund 45 Euro pro t SKE. Zum Vergleich: Die durchschnittlichen Rohöl- bzw. Erdgaspreise betragen im vergangenen Jahr durchschnittlich etwa 130 bzw. 115 Euro pro t SKE.

Es sind indessen nicht allein die Preisverhältnisse zwischen den konkurrierenden Energieträgern, welche über die Wirtschaftlichkeit der Stromproduktion auf Basis des jeweiligen Energieträgers entscheiden. Vielmehr sind es vor allem auch die spezifischen Investitionskosten, das heißt die Kosten pro Kilowatt (kW) installierter Kraftwerksleistung, die den Ausschlag dafür geben welche Art von Kraftwerk neu gebaut wird. Diesbezüglich haben GuD-Kraftwerke einen entscheidenden Vorteil: Die spezifischen Investitionskosten betragen mit etwa 400 Euro/kW etwa ein Viertel bis ein Drittel derjenigen für Kohlekraftwerke.

Der wesentlich geringere Kapitalaufwand war einer der Hauptgründe, warum die in den USA im letzten Jahrzehnt neu gebauten Kraftwerke überwiegend erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke waren. Darüber hinaus haben solche Kraftwerke mit ca. 55% wesentlich höhere Wirkungsgrade als konventionelle Kraftwerke, die Wirkungsgrade um die 45% aufweisen. Sie sind außerdem sehr flexibel im Einsatzbetrieb. GuD-Kraftwerke werden deshalb hauptsächlich im Mittel- und Spitzenlastbetrieb eingesetzt.

Die spezifischen Stromerzeugungskosten – Kosten pro Kilowattstunde (kWh) – sind, entsprechend den geringen spezifischen Investitionskosten, für Strom aus GuD-Kraftwerken tendenziell am niedrigsten, vor allem beim Einsatz in der Mittel- und Spitzenlast. Nur im Grundlastbetrieb sind die spezifischen

Stromerzeugungskosten für Strom aus Steinkohlekraftwerken vergleichbar. Bei deutlich steigenden Erdgaspreisen kann allerdings der höhere Arbeitspreis, welcher die spezifischen Brennstoffkosten abdeckt, dafür sorgen, dass Grundlaststrom aus Steinkohlekraftwerken, die mit billiger Importkohle befeuert werden, günstiger ist.

Kurzum: Nicht nur aus Gründen der Versorgungssicherheit, sondern auch unter rein betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten kann es ein realistisches Szenario sein, dass die nationale Stromversorgung zukünftig auf Strom aus Kohlekraftwerken im Grundlastbetrieb als Ersatz für Strom aus Kernkraftwerken beruht. Wohlgemerkt: Steinkohlestrom ist nur wirtschaftlich auf Basis günstiger Importkohle, nicht bei Erzeugung mit heimischer Kesselkohle.

Ebenso realistisch ist, dass der Anteil an Strom aus erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerken stark an Bedeutung gewinnt. Der vermehrte Einsatz von Erdgas bei der Stromerzeugung ist nicht nur betriebswirtschaftlich sinnvoll, sondern gleichzeitig ein kostengünstiger Beitrag zur Entkarbonisierung im Stromsektor, so die schlagwortartige Bezeichnung für die Erzeugung von Strom unter geringerem Ausstoß von CO₂. Laut Prognos/EWI-Studie sind CO₂-Emissionsminderung am kostengünstigsten durch Brennstoff-Substitution mit Erdgas bei der Stromerzeugung zu erreichen. CO₂-Vermeidungspotenziale durch Windkraftparks oder Biomassekraftwerke werden als deutlich teurer eingeschätzt.

Damit stellt eine zukünftig verstärkte Stromerzeugung auf Basis von Erdgas einen wichtigen Schritt in Richtung Einhaltung der deutschen Kioto-Verpflichtungen dar. Diese sehen vor, die CO₂-Emissionen innerhalb des Zeitraums 2008-2012 um 21% gegenüber dem Niveau von 1990 zu senken. Schließlich werden in einem vollständig liberalisierten EU-Elektrizitätsmarkt Stromimporte eine nicht unerhebliche Rolle spielen und so zu einer besseren CO₂-Bilanz beitragen, wenn auch nur im Inland.

Fazit: In der ersten Hälfte dieses Jahrhunderts wird es in der deutschen Stromversorgung nicht um die Entscheidung für Kohle oder Erdgas gehen, sondern es wird eine Koexistenz dieser beiden Energieträger geben. Die genauen Anteile ergeben sich im marktwirtschaftlich organisierten Energiesektor allein aus dem wirtschaftlichen Kalkül der Unternehmen. Diese entscheiden, ob, wann, in welchem Umfang und von welcher Art Ersatzinvestitionen für die gemäß der Vereinbarung zum Kernenergieausstieg u. a. wegfallenden Kernkraftwerke getätigt werden. Klimaschutzziele bilden dabei in Form von CO₂-Emissionszertifikaten nur eine von mehreren Randbedingungen.

b. Wie sicher ist die Versorgung mit Importkohle?

Der deutsche Anteil an den weltweiten Weich-Braunkohle-Vorräten beträgt rund 22%. Damit ist Deutschland bei diesem Energieträger praktisch vollkommen autark – dies spiegelt sich auch in der Einfuhrquote wider, welche im Jahre 2002 bei lediglich 1% lag.

Die deutschen Steinkohlereserven haben dagegen nur einen Anteil von knapp 5% an den Weltsteinkohlevorräten. Angesichts der inzwischen stark zurückgefahrenen inländischen Förderleistung würden diese Vorräte trotzdem mehr als 500 Jahre ausreichen. Die starke Reduktion der inländischen Förderleistung liegt darin begründet, dass sich die Förderung deutscher Steinkohle weit jenseits der Grenze zur Wirtschaftlichkeit befindet. Trotzdem betrug die Einfuhrquote bei Steinkohle im vergangenen Jahr lediglich 58%. Diese Einfuhrquote war dennoch weit größer als in den vorangegangenen Jahren 2000 bzw. 1999, in denen die Anteile der Importe bei 45% respektive 39% lagen.

Die Steinkohle wird in erster Linie aus Polen importiert, das beispielsweise im Jahr 2000 einen Anteil von 32% am gesamten Import von Kesselkohle (Steinkohle) hatte. Auch Südafrika und Australien mit jeweils einem Anteil von etwa 15%,

sind wichtige Lieferländer, während auf Kolumbien ein Anteil von knapp 10% entfällt. Relativ gering sind die Importanteile der USA sowie Kanadas mit jeweils ca. 3%. Insgesamt stammen über 50% der Steinkohleimporte aus OECD-Ländern. Folglich kann die Sicherheit der Versorgung mit Steinkohle als sehr hoch eingeschätzt werden.

Wie sehr werden die Preise für Importkohle von kurzfristigen krisenhaften Situationen in den ötreichen Gebieten beeinflusst?

Die Einfuhrpreise für Kraftwerkskohle (Steinkohle) wiesen, ebenso wie die für Erdgas, seit Beginn der 1970er Jahre ähnliche Bewegungsmuster auf wie die Rohölpreise, wenngleich es zwischen den Preisbewegungen bei Kohle- und Erdgas auf der einen und für Rohöl auf der anderen Seite zum Teil erhebliche zeitliche Verschiebungen gab. Sicherlich sind die Preise von Kesselkohle (Steinkohle) und Rohöl korreliert, wenn auch nicht in so hohem Maße wie dies bei Erdgas und Rohöl der Fall ist. Die Einfuhrpreise für Kraftwerkskohle erhöhten sich in Deutschland insbesondere in Folge der Ölpreiskrisen der Jahre 1973/74 bzw. 1980 substantiell um 36% bzw. 49%.

Dennoch überschritt der Importpreis für Steinkohle nie die Schwelle von 90 Euro pro t SKE. Seit 1985 bildet die Marke von 50 US-Dollar pro t SKE – oder 10 US-Dollar pro Barrel, um diese Marke in den weitaus bekannteren Preisverhältnissen für Rohöl auszudrücken – beinahe eine Konstante am Spotmarkt für Steinkohle in Rotterdam. Von dieser Marke wurde nur noch ab und an in Folge eines Käufermarktes nach unten abgewichen. Damit liegen die Steinkohleimportpreise seit Jahrzehnten weit unter den Inlandspreisen, die sich seit 1985 bei etwa 150 Euro pro t SKE befinden. Kurz: Heimische Steinkohle ist aufgrund ungünstiger geologischer Bedingungen preislich nicht konkurrenzfähig.

c. Wann ist der Depletion–Mid–Point bei der Ölförderung erreicht?

Wie viel Erdöl insgesamt in der Erdkruste vorhanden ist, ist ebenso wenig bekannt wie die genauen Vorräte an Erdgas oder Kohle. Der theoretische Gesamtvorrat an Erdöl, und damit auch die Hälfte dieses Werts (Depletion-Mid-Point), kann bestenfalls grob geschätzt werden. Er ist praktisch aber nicht relevant, da ein erheblicher Teil der Ressourcen – selbst bei drastisch höheren Energiepreisen und deutlich verbesserten Technologien – nicht wirtschaftlich zu fördern sein wird.

Einen sehr groben Anhaltspunkt dafür, wann sich ein Ende der Welt-Rohölvorräte abzeichnen könnte, liefert die *statistische Reichweite* dieses Energieträgers. Sie wird für Erdöl aktuell auf 40 Jahre geschätzt. Die statistische Reichweite ergibt sich aus den aktuell ausgewiesenen Erdölmengen, die mit der *jetzigen Technologie bei heutigen Preisen wirtschaftlich zu fördern sind*. Diese sogenannten *Reserven*, betragen weltweit aktuell ca. 200 Mrd. t SKE. Sie könnten bei einem aktuellen Rohölverbrauch von jährlich etwa 5 Mrd. t SKE maximal 40 Jahre diesen als konstant angenommenen Jahresbedarf decken.

Trotz einer weiter wachsenden Nachfrage auf jährlich gut 6 Mrd. t SKE im Jahre 2025 ist das Ende des Ölzeitalters indessen keineswegs absehbar. Laut einer recht aktuellen Schätzung des U.S. Geological Service könnten bis 2025 ca. 140 Mrd. t SKE an *Ressourcen* hinzukommen. Das sind Erdölvorkommen, die bereits nachgewiesen sind, aber zu heutigen Preisen mit bestehender Technologie nicht wirtschaftlich gefördert werden können. Unter Einbeziehung des Wachstums der Nachfrage würde demnach die Höhe der Reserven an Erdöl 2025 nahezu unverändert 200 Mrd. t SKE betragen.

Zudem werden jedes Jahr *neue* Lagerstätten erkundet, sodass die Höhe der neu entdeckten Vorkommen in manchen Jahren den jährlichen Verbrauch sogar übersteigt. Die

statistische Reichweite von Erdöl, ebenso wie die anderer Energieträger, ist somit keine konstante Größe, sondern eine in Abhängigkeit von Technologie, Preisen und Nachfrage höchst variable Maßzahl, die lediglich als grober Anhaltspunkt, gewöhnlich als absolute Untergrenze, dient. Beispielsweise wurde die Reichweite für Erdöl in den 40er Jahren des letzten Jahrhunderts auf 30 Jahre geschätzt. Sie lag damit deutlich niedriger als die heutige.

Die geschätzte aktuelle statistische Reichweite von 40 Jahren bietet folglich keinerlei Anlass zu Pessimismus oder gar zu Horrorszenarien mit ins Unermeßliche steigenden Preisen. Viele Beispiele aus der Vergangenheit zeigen überdies, dass potenzielle absolute Knappheiten bei nichterneuerbaren Rohstoffen durch erfolgreiche Substitution dieser Rohstoffe gemildert oder ganz vermieden werden konnten. Beispielsweise kam vor 50 Jahren Besorgnis wegen einer potenziellen Knappheit an Kupfer und Zinn auf. Während aus Kupfer unter anderem Telefonleitungen hergestellt wurden und Zinn für die Verpackung von Lebensmitteln benötigt wurde, sind an deren Stelle heutzutage Glasfaserkabel und Kunststoffe getreten. Durch technischen Fortschritt relativierte sich die Bedeutung dieser einst so wichtigen natürlichen Ressourcen.

Welche Preis- und Mengenwirkungen könnte die Knappheit an Rohöl am Kohlemarkt hervorrufen?

Ähnliche Substitutionsvorgänge zeichnen sich bereits jetzt beim Erdöl ab: Zwar haben derzeit auf Rohöl basierende Treibstoffe eine alles überragende Stellung im Verkehrssektor. Dennoch ist es aus energie- und umweltpolitischen Gründen wünschenswert und wahrscheinlich, dass Erdgas in einem Übergangsstadium zum dominierenden Treibstoff für einen vermutlich auf Wasserstoff und der Brennstoffzelle basierenden Fahrzeugantrieb werden könnte.

Es ist indes sehr wahrscheinlich, dass es in diesem Jahrhundert keinen auf Kohle basierenden

Treibstoff geben wird. Zwar gibt es bereits seit Anfang des 20. Jahrhunderts ein Verfahren zur Verflüssigung von Kohle, das nach dem deutschen Wissenschaftler Fritz Bergius benannt ist. (Für diese Entdeckung wurde er mit dem Nobelpreis ausgezeichnet.) Allerdings ist die Nutzung des Verfahrens in der Praxis zur Zeit völlig unwirtschaftlich: Eine von Veba Oel 1981 gebaute Anlage wurde wieder abgerissen.

Ein Fass Kohlebenzin, so schätzen Experten für Kohleforschung, würde aktuell rund 60 Dollar kosten. Trotz des aufgrund der momentanen Krise hohen Rohölpreises wird sich ein solches Preisniveau für ein Barrel Rohöl bis 2050 höchstwahrscheinlich kaum dauerhaft einstellen. Wenn überhaupt, wird auf wirtschaftlichere Alternativen wie Erdgas zurückgegriffen werden. Neben den wirtschaftlichen Nachteilen der Ölgewinnung aus Kohle wird bei der Verflüssigung von Kohle viel Kohlendioxid freigesetzt. Zudem ist das Verfahren extrem energieintensiv. Es ist deshalb verglichen mit anderen Alternativen sehr viel klimaschädlicher. Unwirtschaftlichkeit und Klimaschädlichkeit, zwei gute Gründe, warum 1996 hierzulande sämtliche Fördermaßnahmen für diese Technologie eingestellt wurden.

Die Domäne der Kohle wird der Einsatz in Kraftwerken zur Stromproduktion bleiben. Dort spielte Erdöl bislang keine nennenswerte Rolle und wird es vermutlich auch in Zukunft nicht. Kurz gesagt: Kohle wird in den nächsten 100 Jahren sehr wahrscheinlich kein bedeutendes Substitut für Rohöl darstellen, ebenso wenig wie Kohle durch Öl substituiert werden wird. Die praktisch geringe Relevanz der Substitution von Rohöl durch Kohle lässt auf keine wesentlichen direkten Änderungen bei der Nachfrage nach Kohle infolge starker Veränderungen auf dem Rohölmarkt schließen.

Auch wenn Erdgas mit etwa 9% Anteil an der nationalen Stromproduktion im Jahr 2002 eine mittlerweile nicht unerhebliche Rolle spielt, dürften die indirekten Effekte durch die verstärkte Substitution von Mineralölprodukten durch Erdgas im Verkehrsbereich nur geringfügig sein: Die großen

Erdgasreserven mit einer statistischen Reichweite von aktuell 64 Jahren sollten zur Deckung der zukünftigen Nachfrage nach Gas in beiden Sphären, Verkehrs- und Stromsektor, für Jahrzehnte ausreichen.

Fazit: Eine signifikante Abschwächung der Dominanz des Rohöls unter den Energieträgern ist bis weit in dieses Jahrhundert hinein nicht absehbar. Lange bevor absolute Knappheitsprobleme beim Erdöl eintreten werden, wird es immer wieder zu relativen Knappheiten infolge von Konfliktsituationen wie etwa dem Irak-Krieg kommen, die für kurzfristige starke Preiserhöhungen sorgen werden – mit allen damit verbundenen und zu fürchtenden negativen ökonomischen Konsequenzen. Die Rezessionen des letzten Vierteljahrhunderts infolge von Ölpreisschocks bei gleichzeitig hoher Inflation (Stagflation) geben davon Zeugnis. Zu einer Fortsetzung der nach den Ölpreisschocks der 1970er Jahre begonnenen Politik der Verringerung der Abhängigkeit unserer Volkswirtschaft vom Erdöl gibt es daher keine Alternative, wenn man sich nicht immer wieder von neuem wirtschaftlichen Rezessionen aussetzen möchte, die durch kurzfristig stark gestiegene Rohölpreise induziert werden.

Sowohl ökonomische als auch energie- und umweltpolitische Gründe legen daher die Schlussfolgerung nahe, neben dem Ausbau des Anteils der erneuerbaren Energien sowie Maßnahmen zur Einsparung von Energie und der Verbesserung der Energieeffizienz, insbesondere auch auf die Diversifikation des Energieträgermixes durch eine Reduktion des Anteils des Erdöls hinzuwirken. Erdgas ist dabei eine naheliegende Alternative. Kohle dagegen bildet vermutlich keinen Ersatz für Öl – zumindest nicht in diesem Jahrhundert.

d. Welchen Einfluss könnte die mögliche Erschließung unkonventionellen Öls auf die Energiemärkte haben?

Unter dem Begriff „unkonventionelles Öl“ versteht man an Teersande und Ölschiefer gebundenes Öl. Die Gewinnung dieses Öls ähnelt eher dem Abbau von Braunkohle im Tagebau als der Förderung konventionellen Öls durch Bohranlagen. Auch hinsichtlich der Umweltauswirkungen weist die Gewinnung nichtkonventionellen Öls Parallelen zum Abbau von Braunkohle auf: Sie ist sehr energieintensiv, weshalb nicht nur entsprechend hohe CO₂-Emissionen entstehen, sondern auch hohe Kosten bei der Förderung anfallen.

Dennoch kann die Gewinnung nichtkonventionellen Öls bereits heute wirtschaftlich sein. Für Kanadas enorme Mengen an nichtkonventionellem Öl ist dies bei den aktuell hohen Rohölpreisen der Fall. Dies ist der Grund, weshalb Kanada hinter Saudi-Arabien auf Platz zwei der Länder mit den größten Ölreserven katapultiert wurde. Ernsthafte Konkurrenz durch Kanada bräuchten die in der OPEC organisierten Länder nur zu fürchten, falls sich dieses Preisniveau als persistent erweisen würde.

Auf das Preisniveau hat das OPEC-Kartell einen entscheidenden Einfluss: Mittels Kürzungen oder Erweiterungen der Fördermengen ist es das erklärte Bestreben der OPEC-Länder den OPEC-Basket-Price, und somit das durchschnittliche jährliche Preisniveau, dauerhaft in einer Bandbreite zwischen 22 und 28 US-Dollar pro Barrel zu halten. Nicht zu niedrig, selbst wenn die Förderkosten beispielweise in Saudi-Arabien unter 2 US-Dollar pro Barrel liegen, vor allem aber nicht zu hoch, damit weder zusätzliche Konkurrenz aufgebaut wird noch Substitutionsreaktionen forciert oder vorhandene substanzielle Energieeinsparpotenziale realisiert werden. Vor allem sollte der Rohölpreis auch deshalb nicht drastisch über diesem Preisband liegen, damit die Nachfrage durch die daraus resultierenden ökonomischen Schocks nicht, wie in der Vergangenheit öfter geschehen, deutlich sinkt – mit der regelmäßigen Konsequenz eines deutlichen Verfalls des Rohölpreises über einige Jahre hinweg.

Nichtkonventionelles Öl, insbesondere in den in Kanada vorhandenen enormen Mengen, trägt aus diesen Gründen nicht nur zur Linderung der absoluten Knappheit an konventionellem Rohöl bei, indem es die Reserven deutlich steigert, sondern ist auch ein glaubwürdiges Mittel zur Abwehr allzu starker Preiserhöhungen durch das OPEC-Kartell.

Könnte Kohle mit unkonventionellem Öl und Erdgas konkurrieren?

Bei einem geschätzten Preis von 60 US-Dollar pro Barrel Kohlebenzin wird die Verflüssigung von Kohle vermutlich in diesem Jahrhundert keine ernsthafte Konkurrenz als Treibstoff darstellen, weder für konventionelles noch für unkonventionelles Öl noch für Erdgas. Denn: Es ist kaum davon auszugehen, dass die realen, inflationsbereinigten Rohölpreise die Preisschwelle von 60 US-Dollar dauerhaft innerhalb der nächsten 50 Jahre überschreiten werden.

In Anbetracht der riesigen, sehr kostengünstig zu fördernden Rohölvorkommen in den Regionen um den Persischen Golf wird es noch lange Zeit dauern, bis der sogenannte Depletion-Effekt die realen Preise substanziell in die Höhe treibt. Erst wenn die „guten“ Lagerstätten, sprich die heutigen Reserven, längst entleert sind, und die in der Zwischenzeit neu hinzugekommenen „guten“ Lagerstätten zur Neige gehen, wird ein inflationsbereinigtes Preisniveau von 60 US-Dollar relevant. Aus Kohle hergestelltes Benzin wird es daher, falls in der Zwischenzeit nicht ein wirtschaftlicheres Verfahren gefunden wird, vermutlich noch lange nicht geben. Deshalb wird der Verkehrssektor auch weiterhin vom Rohöl abhängig sein – mit aufkeimender Konkurrenz durch Erdgas, das sich aber erst noch richtig etablieren muss. Nur im Stromsektor ist Kohle ein übermächtiger Konkurrent für Erdöl und ein sehr ernst zu nehmender Konkurrent für Erdgas.

e. Welche technischen und emissionsseitigen Bedingungen müssten gegeben sein, damit die Kohle ihren Anteil am globalen Primärenergiebedarf behaupten kann?

Der Dampfkraftprozess in konventionellen Kraftwerken erlaubt heute Wirkungsgrade von 45%. Die Steigerung der Prozesstemperaturen würde Wirkungsgrade von nahezu 50% ermöglichen, ebenso wie die Kohlevergasung zusammen mit kombinierten Gas-Dampf-Turbinenprozessen. Bis diese Ziele erreicht sind, ist allerdings noch sehr viel Entwicklungsarbeit notwendig. Erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke haben hingegen bereits heute Wirkungsgrade von 55%.

Die Sequestrierung, das Deponieren von CO₂ sowie dessen Versenkung in der Tiefsee, wirft Umweltfragen auf, die vom heutigen Standpunkt aus nicht beantwortet werden können. Daher ist davon auszugehen, dass der emissionsbedingte Nachteil der Kohle gegenüber anderen Energieträgern, insbesondere Erdgas, nicht in absehbarer Zeit beseitigt werden kann. Die Ära der Kohle auf Basis neuer hocheffizienter Technologien, beispielsweise die Erzeugung von Wasserstoff auf Kohlebasis, wird folglich noch einige Zeit auf sich warten lassen.

Die Renaissance der Kohle kommt indessen bestimmt, und zwar spätestens dann, wenn die konkurrierenden Energieträger zur Neige zu gehen drohen – die Kohle hat letztlich den längeren Atem. Deutschland ist diesbezüglich in einer komfortablen Situation. Es wird sich als rational erweisen, auf die Kohlereserven erst dann zurückzugreifen, wenn sie wirklich wertvoll geworden sind, anstatt sie, wie im Falle der Steinkohle, bereits heute unter völlig unwirtschaftlichen Bedingungen zu heben und vorzeitig zu vergeuden.

4. Technologieexport und Steinkohle-Subventionen

Bei einem durchschnittlichen Einfuhrpreis von 45 Euro pro t SKE im Jahre 2002 für Importkohle (Kesselkohle) lag der Preis für heimische Steinkohle rund 100 Euro pro t SKE höher. Multipliziert man diese Zahl mit der Menge an Kesselkohle, die 2002 im Inland gefördert wurde (26 Mio. t.), ergibt sich eine größenmäßige Vorstellung von der Höhe der Subventionen, die zum Erhalt des deutschen Steinkohlebergbaus allein im vergangenen Jahr aufgewendet werden mussten: Mindestens 2,6 Mrd. Euro. Für das Jahr 2001 wurden von der EU-Kommission sogar über 4 Mrd. Euro an staatlichen Hilfen für den deutschen Steinkohlebergbau genehmigt. Der inzwischen abgeschaffte Kohlepennig erzielte Mitte des letzten Jahrzehnts ebenfalls etwa 3,5 bis 4 Mrd. Euro an Subventionen.

Für die rund 48.800 Beschäftigten des Steinkohlebergbaus mussten vergangenes Jahr bei einem Durchschnittsverdienst von etwa 2.500 Euro pro Monat Löhne und Gehälter in Höhe von etwa 1,5 Mrd. Euro gezahlt werden. Würde der deutsche Steinkohlebergbau von heute auf morgen eingestellt werden, würden selbst bei Weiterbezahlung der Bezüge immer noch über 1 Mrd. Euro **jährlich** übrig bleiben. Dies entspricht etwa demjenigen Betrag den die Bundesregierung zur Förderung der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2010 **insgesamt** zur Verfügung stellen möchte.

Mit einem geringen Teil der Steinkohlesubventionen könnte daher bereits die gesellschaftliche Wohlfahrt gesteigert werden, indem beispielsweise in innovative Technologien für erneuerbare Energien und deren Umsetzung investiert werden könnte. Gleichzeitig könnten neue Beschäftigungsverhältnisse geschaffen, die CO₂-Emissionen reduziert sowie die technologische Wettbewerbsfähigkeit bzw. der Technologieexport in diesem Bereich gefördert werden.

Die Subventionen im Steinkohlebergbau sollten daher über den bis 2005 bereits festgeschriebenen Abbauplan hinaus bis zum Jahr 2010 stufenweise vollständig abgebaut werden. Subventionen sind

allenfalls zur Überwindung von Marktzugangsbarrieren und im Bereich der Energieforschung angebracht, beispielsweise zur Erforschung der Erhöhung der Wirkungsgrade von Kohlekraftwerken durch Druckkohlenstaubeuerung. Der Export deutscher Kraftwerkstechnologie würde jedenfalls nicht darunter zu leiden haben, wenn hiesige Steinkohlekraftwerke nicht mehr mit heimischer Kohle betrieben würden, sondern mit der wesentlich günstigeren Importkohle.

a. Wie groß ist die Bedeutung der Bergbautechnologie in Deutschland?

Braunkohle ist die einzige heimische Energiequelle von Rang, die sich im internationalen Wettbewerb behauptet. Im Jahr 2002 betrug die geförderte Braunkohlemenge ca. 180 Mio. t. Im Braunkohlebergbau waren 1997 etwa 29.800 Menschen beschäftigt, während es Ende 2002 nur noch rund 19.000 waren. Seit 1989 hat sich damit die Belegschaft im deutschen Braunkohlebergbau um rund 138.000 verringert. Mit 133.000 Arbeitsplätzen wurde der Löwenanteil in Ostdeutschland abgebaut, nämlich im Mitteldeutschen Braunkohlerevier sowie in der Lausitz. Der heutige Braunkohlebergbau ist deshalb zwar als kapital-, nicht mehr jedoch als arbeitsintensiv zu bezeichnen. Aspekte der Beschäftigung sind im heutigen Braunkohlebergbau nur noch von sehr untergeordneter Bedeutung.

Wie in der Braunkohleförderung gehen auch im Steinkohlebergbau die Beschäftigtenzahlen zurück. Von 1997 bis 2002 ist die Zahl der Mitarbeiter kontinuierlich von etwa 78.000 auf ca. 48.800 zurückgegangen. Es ist davon auszugehen, dass die Belegschaft im Jahr 2005 nur noch etwa 36.000 betragen wird. Der Abbau der Beschäftigung erfolgte dabei zu einem großen Teil über vorzeitige Pensionierungen. Verglichen mit den ehemals rund 600.000 Beschäftigten im Jahre 1960 verliert der Beschäftigungsaspekt im Steinkohlebergbau immer mehr an Bedeutung. Die heimische Fördermenge bei der Steinkohle betrug 2002 noch immer etwa 26 Mio. t. Sie wurde vor allem von inländischen Kraftwerken und der deutschen Stahlindustrie

abgenommen. Steinkohle deckt heute rund ein Viertel des deutschen Strombedarfs, etwa ebenso viel wie die Braunkohle.

Nach wie vor gewähren die Bundesregierung und das Land Nordrhein-Westfalen auf Grundlage des Kohlekompromisses und des Steinkohlebeihilfegesetzes von 1997 bis 2005 finanzielle Hilfen für den Absatz von inländischer Kraftwerkskohle und Kokskohle sowie zur Finanzierung von Stilllegungsmaßnahmen. Die Hilfen des Bundes werden von 4,22 Mrd. Euro im Jahr 1998 auf 2,12 Mrd. Euro im Jahr 2005 reduziert. Der Anteil Nordrhein-Westfalens beläuft sich zwischen 1997 und 2000 auf jährlich 0,51 Mrd. Euro und steigt in der Periode von 2001 bis 2005 auf 0,59 Mrd. Euro pro Jahr an. Von allen Wirtschaftszweigen erhält der Bergbau damit nach der Landwirtschaft die meisten Subventionen.

Die Steinkohle-Subventionspolitik wird nicht nur mit dem Erhalt von Arbeitsplätzen gerechtfertigt, deren Bedeutung sich auf ein geringes Maß reduziert hat, sondern u. a. mit dem Argument der Sicherung der heimischen Energieversorgung. Durch den Bezug von Importkohle, von der weit über die Hälfte aus OECD-Ländern stammt, ist die Gefahr eines Kohleengpasses indessen kaum gegeben. Darüber hinaus kann die Abhängigkeit der deutschen Wirtschaft vom Erdöl durch Kohle ohnehin nicht reduziert werden, denn Kohle und Erdöl sind praktisch gesehen keine Substitute.

Die über Jahrzehnte hinweg gezahlten Subventionen konnten weder die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Steinkohle wiederherstellen, noch den Kapazitätsabbau von Steinkohlekraftwerken verhindern. Stattdessen verzögerten sie den wirtschaftlichen Strukturwandel in den Bergbauregionen. Ohne diese Subventionen wäre die soziale Wohlfahrt signifikant höher, da es eine geringere Steuerbelastung und niedrigere Elektrizitätspreise gäbe und gegeben hätte. Die Produktions- und Beschäftigungsverluste im Steinkohlensektor würden durch eine Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit sowie Zuwächse an Beschäftigung in anderen Sektoren mehr als kom-

pensiert werden, beispielsweise im Bereich der erneuerbaren Energien. Allein im Bereich der Windenergieerzeugung kamen in den letzten 4 Jahren durchschnittlich rund 5.000 Arbeitsplätze jährlich hinzu. Neben CO₂-Emissionseinsparungen trägt dies zur Steigerung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit bei. Zusätzliche Handelsgewinne könnten die Folge sein.

b. Inwieweit hängen die Export-Chancen deutscher Kraftwerkstechnologie vom Kohleabbau in Deutschland ab?

Mit Steinkohle befeuerte Kraftwerke, die heute rund ein Viertel des deutschen Strombedarfs produzieren, werden auch weiterhin Bestand haben und ihre Position möglicherweise noch ausbauen können. Kein Betreiber würde allerdings heimische Steinkohle als Brennstoff benutzen, wenn diese nicht subventioniert würde. Aber auch ohne heimischen Steinkohleabbau wird weiterhin Strom aus Steinkohle produziert werden: Steinkohleimporte, welche zu überwiegenden Teilen aus OECD-Ländern kommen, stellen die Stromproduktion mittels Steinkohle nahezu ebenso sicher wie heimische Steinkohle.

Allein entscheidend für die Export-Chancen deutscher Kraftwerkstechnologie ist die Überlegenheit der Technologie. Daher ist die öffentliche Förderung von deren Entwicklung, zum Beispiel der sogenannten Druckkohlenstaubfeuerung mit ca. 18 Mio. Euro, eine gute Zukunftsinvestition, die sich verglichen mit den Steinkohlesubventionen bescheiden ausnimmt. Dank dieser und ähnlicher Technologien soll der Wirkungsgrad der Stromerzeugung in Kohlekraftwerken um ca. 10% auf das Niveau der Wirkungsgrade von erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerke steigen.

c. Inwieweit hängen die Export-Chancen deutscher Bergbautechnologie vom Kohleabbau in Deutschland ab?

Während die Exportquote im Verarbeitenden Gewerbe im Jahr 2000 bei 36,6% lag, betrug sie im Bereich Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden im gleichen Jahr lediglich 4,4% und sogar nur

3,1% beim Kohleabbau. Die Deutsche Bergbautechnik-Gruppe, welche in Nord- und Südamerika, Kanada, Australien, Südafrika, China, Polen, Frankreich und Großbritannien vertreten ist, erwirtschaftete im Jahr 2000 mit rund 2.290 Mitarbeitern einen Umsatz von 349 Millionen Euro. Dies stellt einen Anteil von rund 3% am Gesamtumsatz im Sektor Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden dar, der im Vergleich zum Umsatz im Verarbeitenden Gewerbe nur knapp 1% ausmacht. Diese Zahlen relativieren die Bedeutung deutscher Bergbautechnologie für den Export. Außerdem lässt sich deutsche Technologie auch exportieren, ohne dass sie im Inland angewandt wird – die Transrapid-Technologie ist ein bekanntes Beispiel hierfür.

3. Auswirkungen des Handels mit Emissionszertifikaten (Kioto) auf den Kraftwerkspark

a. In welchem Umfang sind in Deutschland und Europa Kraftwerkskapazitäten bis 2020 zu ersetzen?

Von der heute in Deutschland installierten Kraftwerksleistung von 108,3 Gigawatt (GW) werden im Jahre 2010 etwa 35 GW älter als 25 Jahre sein und müssen spätestens ab dem Jahr 2020 ersetzt werden. Allerdings bestehen derzeit Überkapazitäten in der Größenordnung von 15 bis 20% der installierten Kraftwerksleistung, welche ihren Ursprung in den ehemaligen Monopolzeiten haben. Einer aktuellen Studie nach dürfte die installierte Kraftwerksleistung bis 2005 um 4,4 GW auf 112,7 GW ansteigen. Wird nur etwa die Hälfte der Leistung der älteren Kraftwerke bis zum Jahre 2020 ersetzt, ergibt sich ein aus Ersatz und Zubau resultierender Bedarf von rund 35 GW an neu zu errichtender Kraftwerksleistung.

Während es bereits für Deutschland relativ schwierig ist, die bis 2020 neu zu errichtende Kraftwerksleistung abzuschätzen, ist dies für Europa äußerst spekulativ. Grobe Schätzungen gehen davon aus, dass etwa die Hälfte der installierten 600 GW Kraftwerksleistung zu ersetzen

und rund 200 GW Leistung zuzubauen sind. Diese Schätzungen beruhen allerdings auf einem relativ hohen durchschnittlichen jährlichen Mehrverbrauch an Strom in Europa von 3% bis zum Jahr 2020. Bestehende Überkapazitäten könnten zudem den geschätzten zusätzlichen Bedarf reduzieren.

b. & c. Welche Auswirkungen werden der beschlossene europäische Emissionshandel und die Weiterführung des Kioto-Protokolls auf die im nächsten Jahrzehnt anstehende Erneuerung des Kraftwerksparks in Deutschland haben? Welche Auswirkungen auf den Brennstoffeinsatz sind zu erwarten? Welche zentralen Annahmen werden dabei gemacht? Wie sehr wird der Einsatz neuer Techniken stimuliert?

Eher als CO₂-Zertifikate könnten der zunehmende Wettbewerb im europäischen Stromhandel und der damit verbundene Kostendruck dazu führen, dass aufgrund der deutlich niedrigeren spezifischen Investitionskosten zukünftig vor allem GuD-Kraftwerke gebaut werden, die mit Erdgas befeuert werden. Voraussetzung dafür wären allerdings eine stabile und sichere Versorgung mit Erdgas und keine erheblichen, sich als dauerhaft erweisenden Preissteigerungen für diesen Energieträger. CO₂-Zertifikate könnten ebenso wie der zunehmende Wettbewerb im Strommarkt und möglicherweise allgemein steigende Energiepreise dafür sorgen, dass künftig deutlich verbesserte Technologien mit sehr viel höheren Wirkungsgraden zum Einsatz kommen. Der erhöhte Kostendruck kann zudem zu einem deutlichen Anstieg der Stromimporte als Alternative zum Kraftwerksneubau führen.