

JAHRESBERICHT

2011

Fakten und Trends 2010/2011

**K**EREIN DER
KOHLNIMPORTEURE

Importkohlenmarkt auf einen Blick				
		2008	2009	2010¹⁾
Welt				
Steinkohlenförderung	Mio. t	5.850	6.100	6.720
Steinkohlenwelthandel	Mio. t	930	916	1.053
davon Steinkohlen-Seeverkehr	Mio. t	839	859	963
Steinkohlen-Binnenhandel	Mio. t	91	57	90
Steinkohlenkoksproduktion	Mio. t	527	528	608
Steinkohlenkoks-Welthandel	Mio. t	28	14	21
Europäische Union (27)				
Steinkohlenförderung	Mio. t	149	135	134
Steinkohlenimporte/Binnenhandel	Mio. t	217	189	182
Steinkohlenkoksimporte	Mio. t	11	8	8
Deutschland				
Steinkohlenverbrauch	Mio. t	71,7	56,0	64,8
Steinkohlenförderung	Mio. t v. F.	17,1	13,8	12,9
Importe insgesamt	Mio. t	48,0	39,5	45,1
davon Steinkohlenimporte	Mio. t	44,0	36,6	41,0
Steinkohlenkoksimporte	Mio. t	4,0	2,9	4,1
Importkohleneinsatz ²⁾	Mio. t	50,5	40,7	49,1
davon Kraftwerke	Mio. t	35,7	30,7	33,1
Eisen- und Stahlindustrie	Mio. t	13,5	9,1	14,7
Wärmemarkt	Mio. t	1,3	0,9	1,3
Preise				
Steam Coal Marker Price CIF NWE	US\$/t SKE	175	82	107
Grenzübergangspreis Kraftwerkskohle	EUR/t SKE	112	79	85
CO2-Zertifikatspreis (Mittelwert)	EUR/t CO ₂	23	13	14
Wechselkurs	EUR/US\$	0,68	0,72	0,75
¹⁾ teils vorläufige Zahlen				
²⁾ Gesamtimport und Importkohleneinsatz unterscheiden sich durch Bestandsbewegungen				

Nach der Nuklear-Katastrophe in Japan: Was bestimmt die Energiezukunft?

Das Jahr 2010 war weltwirtschaftlich gesehen positiv. Während in Asien weitgehend die weltweite Wirtschafts- und Finanzkrise kaum zu spüren war, hinterließ sie in der westlichen Welt, allen voran in den USA und in Europa, tiefe Spuren des wirtschaftlichen Rückgangs. In 2010 konnten sich die USA und Europa hiervon allmählich erholen. Dementsprechend nahm auch das BIP in der EU Fahrt auf. Die Geschwindigkeit in den einzelnen EU-Ländern war aber – abhängig von der Lage im jeweiligen Land und seiner (Energie-) Politik – unterschiedlich. Mit an der Spitze der Wachstumsraten des BIP und damit einmal mehr die Konjunkturlokomotive in Europa war Deutschland mit 3,6 %.

Ohne Kohle wäre diese Entwicklung nicht möglich gewesen. China und Indien basieren ihre wirtschaftliche Entwicklung im Wesentlichen aus der Stromerzeugung aus Kohle. In Deutschland fungiert die Steinkohle als wichtiger „Swing-Supplier“. Dies wurde gerade im letzten Jahr deutlich, in dem der Primärenergieverbrauch insgesamt um 4,6 % stieg, der Steinkohleverbrauch insgesamt aber um 15,4 % und für die Strom- und Wärmeerzeugung um 7,8%.

Erneut blieb die Steinkohle die am schnellsten wachsende, fossile Primärenergie der Welt. Die Förderung und der Verbrauch erhöhten sich in 2010 um 600 Mio. t auf 6,7 Mrd. t, der seewärtige Steinkohlehandel wuchs um 104 Mio. t oder rund 12 % auf 963 Mio. t.

Das Jahr 2011 begann in Australien mit sintflutartigen Regenfällen und Hochwasser, die zu Überschwemmungen von weiten Teilen Queensland führten. Ein Gebiet von der Größe Deutschlands und Frankreichs zusammen stand praktisch unter Wasser und viele Kohleminen sind buchstäblich abgesoffen. Jüngsten Schätzungen nach wird es Monate dauern, bis die Förderung wieder auf dem Niveau vor der Unwetterkatastrophe ist. Zwischen 20 Mio. t und 100 Mio. t Kokskohle könnten durch höhere Gewalt in 2011 betroffen sein.

Der nahöstliche Aufruhr in Staaten wie Algerien, Ägypten, Jemen, Marokko, Syrien und Libyen, in denen sich die Bevölkerung zum Teil mittels friedlicher Revolution von ihren Diktaturen befreien konnte, zum Teil sich aber auch in kriegsähnlichem Zustand befindet, macht einmal mehr deutlich, wie schnell sich geopolitische Lagen von Ländern ändern können, die zugleich wesentliche Öl- und Gaslieferanten Europas und Deutschlands sind.

Die globale Folge ist, dass die Rezession den Boom der Öl-, Kohle- und Rohstoffpreise nur kurzzeitig gestoppt hat und wir heute wieder hohe Primärenergiepreise erleben. Hinzu kommt, dass der Rohstoff- und Energiebedarf in Schwellenländern wie China und Indien weiter steigen und für weiterhin angespannte Märkte sorgen wird.

Das einschneidendste und möglicherweise die zukünftige Energiepolitik vor allem in Deutschland nachhaltig beeinflussende Ereignis war das gewaltige Erdbeben und der hierdurch ausgelöste Tsunami, der zigtausende Menschenleben gekostet und den Nordosten Japans in ein Trümmerfeld verwandelt hat. Hinzu kommt, dass das Land nach der

Havarie im Kernkraftwerk Fukushima 1 jetzt gegen eine nukleare Katastrophe kämpft, deren Ausmaß und Auswirkungen auf Mensch und Natur immer noch nicht absehbar sind.

Dieses Unglück macht uns betroffen und wir hoffen sehr, dass das Land von weiteren Erdbeben verschont bleibt und es gelingt, die nukleare Katastrophe einzudämmen, damit die Bevölkerung den Wiederaufbau der zerstörten Gebiete angehen kann.

Angeheizt hat die Katastrophe von Fukushima vor allem die Diskussion um die Zukunft der Kernenergie, besonders in Deutschland, aber nicht nur dort. In China will die Regierung den Beschluss zum Bau von 40 neuen Meilern bis 2016 noch einmal überdenken, sämtliche Genehmigungsverfahren wurden vorerst gestoppt. Gleiches gilt für Russland, dass in den nächsten 20 Jahren 26 neue Kernkraftwerke errichten will. Auch EU-Kommissar Oettinger hat europaweit Stresstests angekündigt, mit denen die Sicherheit der europäischen Kernkraftwerke überprüft werden soll.

Nach dem Energiekonzept ist vor dem Energiekonzept?

Während in China, Russland wie auch im benachbarten europäischen Ausland nicht davon auszugehen ist, dass am Ende keine neuen Kernkraftwerke mehr gebaut werden, vollzieht die Bundesregierung geradezu eine „Rolle rückwärts“. Die im Herbst 2010 erst beschlossene Laufzeitverlängerung wurde per Moratorium für drei Monate suspendiert, alle sieben älteren Atommeiler mussten vom Netz gehen, eine Ethikkommission zur Bewertung der Kernenergie wurde eingesetzt und nur wenige Wochen später das endgültige Aus der deutschen Stromproduktion aus Kernkraftwerken spätestens für 2022 vorgesehen. Zugleich soll das im Herbst 2010 zeitgleich verabschiedete, einseitig auf Klimaschutz setzende und damit die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit vernachlässigende Energiekonzept schneller vollzogen werden.

Nichts gegen Utopien, aber von der schwarz-gelben Bundesregierung hätte man doch etwas mehr Realismus erwartet. Bereits am bestehenden Energiekonzept wird kritisiert, dass die meisten gesetzten Ziele unrealistisch und überzogen sind, weil sie auf fragwürdigen Prämissen beruhen. Außerdem sind die enormen Kosten und Risiken des geplanten Umbaus der Energiewirtschaft in Deutschland nicht hinreichend deutlich gemacht worden:

- 18 % Anteil Erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch bis 2020
- 35 % Anteil Erneuerbare Energien an der Stromerzeugung bis 2020 (heute 17 %)
- Reduktion der Treibhausgase um 40 % bis 2020
- Senkung des Energieverbrauchs um 20 % bis 2020
- Senkung des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020
- Investitionsbedarf im Energiesektor allein bis 2020 über 200 Milliarden Euro lt. einer Prognos-Studie
- Jährliche Subventionen (EEG-Umlage) von 14 Mrd. (in 2011) mit steigender Tendenz
- Zusatzkosten von 2 Billionen Euro Mehrkosten durch nationale Alleingänge statt europaweit abgestimmtes Vorgehen lt. einer Studie von McKinsey
- 120 Milliarden Euro für Photovoltaik-Subventionen in den nächsten 20 Jahren
- 40 % der Ökostromförderung (3,3 Mrd. Euro) für 2 % Strombedarfsdeckung aus Photovoltaik allein in 2010.

Wie realistisch ist vor dem Hintergrund der wachsenden Elektrifizierung (z. B. E-Mobility) die Erwartung, dass Industrie, Gewerbe und Haushalte den Mehrbedarf an Strom durch Einsparungen und Effizienzverbesserungen überkompensieren werden? Und all dies soll jetzt noch schneller und noch ehrgeiziger umgesetzt werden?

Es macht keinen Sinn, Ziele fortwährend neu zu erfinden, den Zeitrahmen noch anspruchsvoller auszugestalten und die Auswirkungen auf die Strompreise gleichzeitig zu verharmlosen oder die unmittelbar bevorstehenden Engpässe im Stromnetz zu negieren. Ist so ein Konzept überhaupt noch tragbar, dass in der Gesamtkonzeption offensichtlich nicht zu Ende gedacht ist?

Anforderungen an eine Energiepolitik bis 2020 – Neubewertung der Kohle dringend erforderlich

Aus Sicht des VDKi sollte die Politik unter dem Eindruck der jüngsten Erfahrungen ihre im Energiekonzept niedergelegten energiepolitischen Positionen weiterentwickeln und präzisieren. Darin enthalten sein muss auch eine Neubewertung der Stromerzeugung aus fossilen, insbesondere kohlebefeueten Kraftwerken. Im Einzelnen fordert der VDKi:

1. Energiewende mit Augenmaß und Realismus

Ein Umsteuern in der Energieversorgung aus Gründen des Klimaschutzes ist politisch und gesellschaftlich gewollt und wird nicht in Frage gestellt. Es muss aber volkswirtschaftlich verkraftbar bleiben und darf die Versorgungssicherheit nicht beeinträchtigen, um letztlich auch erfolgreich zu sein. Kohle ist der Grundpfeiler einer Brücke zu einer sicheren, wettbewerbsfähigen und klimaverträglichen Energieversorgung.

2. Versorgungssicherheit nicht leichtfertig aufs Spiel setzen

Strom muss zuverlässig 24 Stunden pro Tag für Industrie, Gewerbe und Haushalte sowie Dienstleistungen bereit stehen. Das heißt, selbst bei einem akzeptierten Vorrang der Einspeisung von Erneuerbaren Energien, sichert heute und morgen Kohle die Stromversorgung, wenn diese aus Erneuerbaren Energien nicht zur Verfügung steht.

Mit zunehmender, nicht gesteuerter oder geregelter Einspeisung wird die Netznutzung immer herausfordernder. Nach Expertenmeinungen sowie der Bundesnetzagentur fehlen mehrere tausend Kilometer neue Höchstspannungsleitungen bis 2020, um den im Norden Deutschlands erzeugten Windstrom in die Verbrauchszentren im Westen und Süden Deutschlands abtransportieren zu können. In Anbetracht der Tatsache, dass bis heute keine 100 km davon verwirklicht wurden und es inzwischen Bürgerproteste gegen nahezu alle Infrastrukturprojekte gibt, müssen die ambitionierten Zeitpläne der Bundesregierung überprüft und an die Realitäten angepasst werden.

3. Ökostromsubvention eindämmen, europaweit harmonisieren und im Bundeshaushalt offen ausweisen

Ein Industriestandort wie Deutschland ist auf zuverlässigen Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen angewiesen. Die Kosten für die Förderung der Stromerzeugung aus Wind, Sonne und Wasser sollten daher nicht mehr auf den Stromverbraucher umgelegt werden, sondern als Subvention transparent für den Bürger im Bundeshaushalt offen ausgewiesen und in ihrer Höhe zurückgeführt werden. Ansonsten sind die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandortes Deutschland und wettbewerbsfähige Energiepreise angesichts explodierender Kosten der Erneuerbaren Energien ernsthaft in Gefahr.

Bei einem funktionierenden Emissionshandel für den Klimaschutz macht das EEG keinen Sinn. Überdies zeigt sich, dass Wind- und Solarkapazitäten dort ausgebaut werden, wo sie die höchsten Subventionen erzielen und nicht dort, wo die besten Wind- oder Sonnenvoraussetzungen gegeben sind. Umso wichtiger ist es, die Fördersysteme in der EU zu harmonisieren, um die Erneuerbare Energie dort anzusiedeln, wo sie am kostengünstigsten ist.

Wirtschaftliche Klimapotenziele nutzen

Wer Klimaschutz ernst nimmt und ambitionierte CO₂-Reduktionsziele bis 2020 setzt, muss sich verstärkt für CCS einsetzen. Das Ziel einer Reduktion der CO₂-Emissionen um 85 % - 95 % bis 2050 bedeutet, dass weite Teile von Industrieanlagen wie auch Kohle- und Gaskraftwerke mit CCS ausgestattet sein müssen. Das CCS-Gesetz darf nicht wahltaktischen Überlegungen oder Länderegoismen geopfert werden. Hier bedarf es eines klaren Bekenntnisses seitens der Bundesregierung.

Der Bau neuer und hocheffizienter Kohlekraftwerke mit Wirkungsgraden > 45 % und Brennstoffnutzungsgraden bis zu 70 % bei Kraft-Wärme-Kopplung als Ersatz für alte leistet einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung der CO₂-Emissionen. Hierzu erwartet der VDKi Klarheit von der Bundesregierung über die angekündigte "begrenzte Förderung des Neubaus von Kraftwerken". Der massive Ausbau der Erneuerbaren Energien führt bereits dazu, dass die konventionellen Kraftwerke immer geringere Vollastjahresstunden haben. Dadurch erhöhen sich die spezifischen Stromerzeugungskosten in diesen Kraftwerken. Daher bedarf es der Einführung eines marktwirtschaftlichen Prinzips folgendem unregulierten Kapazitätsmarktes für die Vorhaltung von fossilen Kraftwerken zur Ausregelung der fluktuierenden Einspeisung von Ökostrom.

Hamburg, im Mai 2011



Dr. Wolfgang Cieslik
- Vorsitzender -



Dr. Erich Schmitz
- Geschäftsführer -

Inhalt:

Weltwirtschaftlicher Rahmen

21. Weltenergiekongress	8
Wirtschaftswachstum	10
Weltbevölkerung	10
Energieverbrauch	11
World Energy Outlook 2035	12
Steinkohleförderung	15
Kohlereserven	17
Steinkohleweltmarkt	18
Kesselkohlemarkt	20
Kokskohlemarkt	23
Frachtraten	26
Rohstoff- und Energiepolitik	27
CO ₂ -Emissionen	27
Kohletechnologie	29
Verhandlung von Cancún	29

Europäische Union

Wirtschaftswachstum	31
Energieverbrauch	31
Treibhausgasemissionen	32
Steinkohlemarkt	33

EU-Energiepolitik

Energiestrategie 2020 der EU-Kommission	35
EU-Energiegipfel	36
CCS-Technologie	37
Förderung regenerativer Energien	38

Bundesrepublik Deutschland

Wirtschaftswachstum	39
Energieverbrauch	41
Steinkohlemarkt	43
Energiepreise	45
CO ₂ -Preise	47
Energiekonzept 2050	51

Deutsche Steinkohle	57
Erneuerbare Energien	59
CCS-Gesetzentwurf	62
Kraftwerksprojekte	63

Perspektiven für den Weltkohlemarkt

Welthandel	65
Kohleweltmarkt insgesamt	66
Kesselkohlemarkt	66
Kokskohlemarkt	67
Infrastruktur des Steinkohlewelthandels	68
Marktkonzentration	68
Kohlevergasung und -verflüssigung	69

Länderberichte

Australien	70
Indonesien	73
Russland	76
USA	78
Kolumbien	80
Südafrikanische Republik	81
Kanada	85
Vietnam	86
Volksrepublik China	87
Mongolei	91
Polen	91
Tschechische Republik	92
Venezuela	93

Übersicht über Tabellen	94
-------------------------------	----

Glossar	124
---------------	-----

Institutionen/Links	125
---------------------------	-----

Mitglieder VDKi	126
-----------------------	-----

Vorstand VDKi	130
---------------------	-----

WELTWIRTSCHAFTLICHER RAHMEN

Für die Energie- und Kohlewirtschaft der Welt waren 2010 die wirtschaftliche Entwicklung nach der Rezession, der weitere Fortgang der klimapolitischen Diskussion in Cancún wie auch die Ergebnisse des Weltenergiekongresses von besonderem Interesse.

21. Weltenergiekongress in Montreal

Der Weltenergiearat (World Energy Council - WEC) wurde 1923 mit Sitz in London gegründet. Ihm gehören heute rund 100 nationale Komitees an, die über 90 % der weltweiten Energieerzeugung repräsentieren. Der Weltenergiearat ist die Plattform für die Diskussion globaler und langfristiger Fragen der Energiewirtschaft, der Energiepolitik sowie der Energietechnologie. Als nichtstaatliche, gemeinnützige Organisation bildet er ein weltweites Kompetenznetz, das in Industrieländern, Schwellenländern und Entwicklungsländern aller Regionen vertreten ist.

Die Aktivitäten des Weltenergiearates umfassen das gesamte Spektrum der Energieträger - Kohle, Öl, Erdgas, Kernenergie und Erneuerbare Energien - sowie die damit verbundenen Umwelt- und Klimafragen. Damit ist er das einzige energieträger-übergreifende globale Netzwerk dieser Art.

Sein Ziel seit der Gründung ist es, die nachhaltige Nutzung aller Energieformen voranzutreiben - zum Wohle aller Menschen, insbesondere der rund zwei Milliarden Menschen, die heute noch ohne Zugang zu ausreichender und bezahlbarer Energie sind.

Die Zielsetzung des umfassenden Engagements des Weltenergiearates spiegelt sich in den vier A's wider:

Availability (Verfügbarkeit) - Accessibility (Zugänglichkeit) - Accountability (Verantwortlichkeit) - Acceptability (Akzeptanz).

Zur Umsetzung dieser Ziele führt der Weltenergiearat Studien sowie technische und regionale Programme durch, die alle drei Jahre auf dem Weltenergiekongress präsentiert und diskutiert werden.

Mehr als 6.000 Kongressteilnehmer aus über 130 Ländern und von Nichtregierungsorganisationen analysierten auf dem 21. Kongress des World Energy Council (WEC) vom 12. bis 16. September 2010 wesentliche Fragestellungen und Herausforderung der globalen Energieversorgung und seiner zukünftigen Struktur.

Zugänglichkeit:

Für die wirtschaftliche Entwicklung ist die Zugänglichkeit von Energie eine entscheidende Voraussetzung.

Die Versorgungslage in der Welt ist aber höchst unterschiedlich:

- Rund 70 % der Weltbevölkerung leben in Schwellenländern mit hohen Wachstumsraten bei der Wirtschaftsentwicklung und Energieverbrauch. Vor allem auf China und Indien allein entfallen zukünftig 90 % des zusätzlichen Energieverbrauchs.
- Es gilt insoweit die Energiearmut zu beseitigen. Für eine nachhaltige Entwicklung der ärmsten Länder ist der Zugang insbesondere zu Strom essentiell.

Verfügbarkeit:

Fossile Brennstoffe sind heute die am weitesten verfügbaren Energieträger. Sie haben auch seit der Ölkrise ihren hohen Anteil am weltweiten Energiemix kaum verändert, und sie werden vermutlich auch in den nächsten 20 bis 30 Jahren den Hauptbeitrag zur

Versorgung leisten. Thematisiert wurde auf dem Kongress die Verfügbarkeit einzelner Energieträger, aber auch Begrenzungen durch den Klima- und Umweltschutz sowie Ressourcengewinn durch Effizienzsteigerung beim Energieverbrauch.

Nach der Havarie der Plattform Deepwater-Horizon im Golf von Mexico und den daraus entstandenen starken Umweltschäden durch ausströmendes Öl werden viele Projekte kritischer bewertet oder nur mit deutlich höheren Sicherheits- und Umweltauflagen genehmigt.

Paradigmenwechsel in der Energieversorgung durch shale-Gas?

Breiten Raum nahm die Diskussion über die Folgen der auf dem Kongress verkündeten überraschend starken Erhöhung der Erdgasvorräte ein. Jahrelang galt Erdgas als knappe Ressource mit einem Horizont von rund 50 Jahren. Neue Techniken und Technologien für eine bessere Ausnutzung von vorhandenen Lagerstätten von bis zu 80 % sowie ein Aufschluss tiefer Gas führender Schichten zur Gewinnung von Erdgas, dass in Sand- und Schieferschichten gebunden ist, haben die weltweite Verfügbarkeit in Verbindung mit dem starken Anstieg des vor allem in den arabischen Ländern produzierten LNG (Liquified Natural Gas) verfünffacht. Das sogenannte unkonventionelle Gas könnte die Struktur und Marktmechanismen in weiten Teilen der Energiewirtschaft in den nächsten Jahren verändern. Viele Teilnehmer des WEC sehen darin einen „Paradigmenwechsel“ vor allem in den USA. Denn mit einem Anteil von fast 25 % an den zusätzlichen Gasreserven sind die USA der größte Nutznießer dieser Entwicklung. Die USA waren bisher Energieimporteur mit stetig wachsendem Bedarf. Nunmehr aber könnte Amerika zum Gasexporteur werden, zumindest aber zu größeren Teilen Kohleexporteur werden, wenn zukünftig der Strom stärker in Gaskraftwerken erzeugt wird. Dies hat bereits zu ersten

kurzfristigen Rückwirkungen auf den internationalen Gasmärkten und zu günstigeren Gaspreisen in Europa geführt. Ob diese Entwicklung aber nachhaltig ist, bleibt abzuwarten.

Positiv wirkt sich dieser Trend zu einer stärkeren Unabhängigkeit der USA von Energieimporten (Öl, Gas) auf die US-Handelsbilanz aus, da etwa 300-400 Mrd. US\$ des ständig steigenden Defizits von mittlerweile fast 1 Billion US\$ derzeit auf Energieimporte fällt. In Europa stoßen unkonventionelle Gase bereits in der Vorphase der Exploration auf erheblichen Widerstand.

Akzeptanz:

Die zukünftige Struktur der Energieversorgung dürfte maßgeblich auch von der öffentlichen Akzeptanz abhängen. Die Energieversorgung auf allen ihren Stufen - Erzeugung, großräumiger Transport bis hin zu Verteilung in jeden Haushalt - ist häufig verbunden mit Emissionen, etc. Hier einen unter ökonomischen wie ökologischen Aspekten überzeugenden Ausgleich von Nutzen und Risiken über die gesamte Wertschöpfungskette herzustellen, ist eine große Herausforderung.

Verantwortlichkeit:

Die globale gemeinsame Verantwortung von Politik und Wirtschaft für alle unmittelbaren und mittelbaren Themen der Energieversorgung wurde als neues Thema am letzten Tag erörtert. Hierzu gehörten Themen wie Strategien in der internationalen Zusammenarbeit, gegenseitige Unterstützung, Fragen der Finanzierung, aber auch verbesserte Kommunikation und Beteiligung der Bevölkerung bei Einführung neuer Technologien im Rahmen der Energieversorgung.

Die Einschätzung der IEA, wonach sich die Risiken von Investitionen in die Energieversorgung mit langen Kapitalrückflusszeiten und der Mangel an Planbarkeit in der Energiewirtschaft seit dem letzten Weltenergiekongress deutlich erhöht haben, fand allgemein Zustimmung. Die Schere zwischen den langen Fristen für

Planung, Genehmigung und Realisierung von Energieprojekten mit hohem finanziellen Aufwand einerseits und sich ständig wandelnde, teilweise widersprechende politisch-wirtschaftliche Veränderungen andererseits, hat sich weiter geöffnet. Dies zeigt sich vor allem in Europa, wo über die verschiedenen politischen Ebenen - von EU-Kommission, EU-Mitglied-Staaten über deutsche Bundesländer bis hin zu den Gemeinden als Partner oder Betroffener vor Ort - keine Abstimmung stattfindet, sondern im Gegenteil vielfach teilweise widerstreitende politische Auffassungen aufeinanderstoßen und eine Lösung von Konflikten sehr erschweren. Hierzu gehören etwa Vorhaben wie der weitere Ausbau des Hochspannungsnetzes zum Abtransport regenerativ erzeugten Stroms, der Ausbau neuer, hocheffizienter Kohlekraftwerke oder die Realisierung der CCS-Technologie mit CO₂-Pipelines und Speicher.

Weltproduktion und Welthandel wieder auf Wachstumspfad

Vor allem die Länder des OECD-Raumes verzeichneten nach Schätzungen überdurchschnittliche Steigerungsraten gegenüber 2009. So stiegen die Industrieproduktion um 8,2 % und das Bruttoinlandsprodukt um ca. 3 %. Der Anstieg des Weltbruttoinlandsprodukts wird auf 5 % geschätzt.

Für 2011 ist mit einer Fortsetzung dieser Entwicklung zu rechnen. Die Probleme im Finanz- und Immobiliensektor sind aber nicht behoben, die Arbeitslosigkeit sowie die Staatsverschuldung steigen vor allem im OECD-Raum. Positiv könnten die Konjunkturprogramme und die robuste Entwicklung der Schwellenländer in Asien und teils in Südamerika wirken. Gegenläufig sind aber die politischen Unruhen in den MENA-Staaten zu beurteilen, die wieder zu einem hohen Ölpreis Anfang 2011 geführt haben, der sich dämpfend auf die Konjunktur auswirken könnte.

Zuwachsraten in % der Weltwirtschaft

	2007	2008	2009	2010	2011 ¹⁾
Weltproduktion (Industrie)	3,7	3,0	- 1,1	3,0	13
BIP	5,4	2,9	- 0,5	5,0	4,2

¹⁾ Schätzung

HT-W1 Quelle: Clarkson Research Service 4/2011

Weltbevölkerung wächst auf 8,2 Mrd. Menschen in 2030

Größte Triebkraft für die expandierende Weltwirtschaft und den globalen Energieverbrauch und den damit verbundenen Anstieg der CO₂-Emissionen ist nach wie vor die steigende Weltbevölkerungszahl. Sie wächst vor allem in den Entwicklungsländern. Im Durchschnitt legt die Weltbevölkerung um 1 % - 1,2 % bzw. 70-80 Mio. Menschen je Jahr zu. Dieses Wachstum wird auch nicht durch die Wirtschaftskrise beeinträchtigt, da es in den ärmsten Ländern stattfindet.

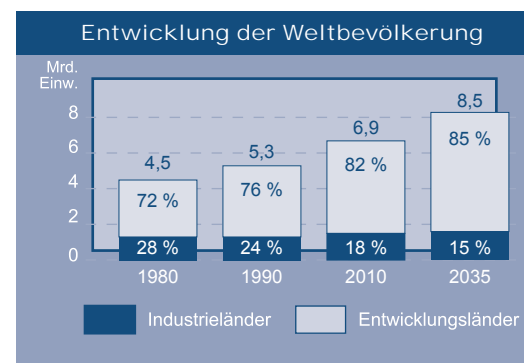


Bild 1 Quelle:IEA

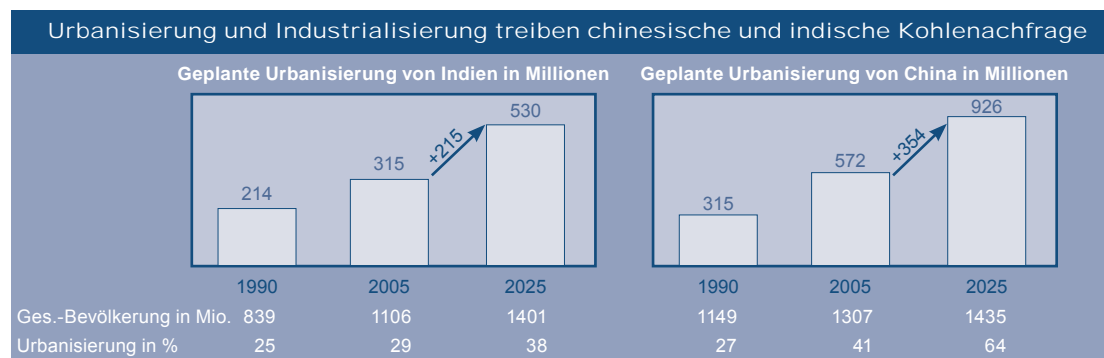


Bild 2 Quelle: McKinsey 2010

Damit wird sich die Weltbevölkerung im Zeitraum von 1980-2030, also in einer Zeitspanne von insgesamt nur 50 Jahren, um fast 3,7 Mrd. Menschen auf 8,2 Mrd. Menschen erhöhen. In den nächsten 20 Jahren kommen also 1,4 - 1,6 Mrd. Erdbewohner hinzu. Stärker als die Weltbevölkerung wächst jedoch der Energieverbrauch, da sich neben der Bevölkerung auch der spezifische Verbrauch je Person erhöht. Neben der stärkeren Nutzung von Energie verbrauchenden Geräten führt auch die stetige Zunahme des in Städten lebenden Teils der Weltbevölkerung zu einem weiteren Anstieg des Energieverbrauchs, da der spezifische Energieverbrauch von in Städten lebenden Menschen höher ist.

Die Schwellen- und Entwicklungsländer haben also einen enormen Nachholbedarf im Energieverbrauch, um ihren Lebensstandard dem Niveau der Industrieländer überhaupt nur anzunähern. Die IEA schätzt, dass 1,4 Mrd. Menschen - mehr als 20 % der Weltbevölkerung - keinen Zugang zu Strom haben und 2,7 Mrd. Menschen - rund 40 % der Weltbevölkerung - noch mit traditioneller Biomasse (Holz) kochen und mit Kohlebriketts heizen.

Diese Zahlen machen klar, warum sich Schwellen- und Entwicklungsländer bei Energieeinsparungen

und der Verminderung der Treibhausgasemissionen den Vorstellungen der europäischen Industrieländer derzeit nicht anschließen können. Priorität hat für sie zunächst die Deckung der Grundbedürfnisse ihrer Bevölkerung mit Nahrungsmitteln, Wasser, Mobilität und Zugang zu Strom, um den Lebensstandard auf ein bescheidenes Niveau zu verbessern.

Energieverbrauch wieder gestiegen

Nach ersten Schätzungen erreichte der Weltenergieverbrauch 2010 das Niveau von 2008. Hintergrund ist die globale Erholung von der Wirtschaftskrise, die vor allem den OECD-Raum betraf.

Der pazifische Raum blieb weiterhin eine Wachstumsregion. Neben der Steigerung der eigenen Energieproduktion wurde dort auch zunehmend das Weltmarktangebot - vor allem von China und von Indien - genutzt.

Der Ölverbrauch erhöhte sich um 4,6 %, der Erdgasverbrauch um 2,7 %. Der Steinkohle- und Braunkohleverbrauch wuchsen dagegen global um 6,7 % in 2010, wobei das Wachstum in erster Linie bei der Steinkohle statt fand.

Primärenergieverbrauch - wichtigste Energieträger -					
	2000	2008	2009	2010	2009/2010
	Mrd. t SKE	Mrd. t SKE	Mrd. t SKE	Mrd. t SKE	Veränderung in %
Kohle	3,120	4,724	4,900	5,230	6,7
Erdgas	3,180	3,898	3,700	3,800	2,7
Mineralöl	5,110	5,617	5,400	5,650	4,6
Kernenergie	0,840	0,886	0,900	0,900	0,0
Wasserkraft	0,882	1,026	1,000	1,000	0,0
Gesamt	13,132	16,151	15,900	16,580	4,3

HT-W2 Quelle: BP, eigene Schätzung für 2010

Die Kohle (Steinkohle und Braunkohle) erreichte in 2010 einen Weltmarktanteil (ohne EE) von knapp 32 % und ist seit einigen Jahren weiterhin die am schnellsten wachsende Primärenergie.

World Energy Outlook – Prognose der weltweiten Entwicklung bis 2035

Die Ausgabe 2010 des World Energy Outlook (WEO) enthält Projektionen bis ins Jahr 2035 zu Verbrauch, Förderung, Handel und Investitionen. Der WEO enthält erstmals drei Szenarien.

Das sind

1. das **Current Policies Scenario** (oder auch bisher Referenzszenario genannt), in dem keine entscheidende Änderung der energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen unterstellt wird (= ein weiter so wie bisher),
2. das **New Policies Scenario** (Hauptszenario), welches auch die aktuellen Verpflichtungen der Regierungen zur Erreichung von Klimaschutz und verbesserter Energieversorgungssicherheit berücksichtigt, sowie ein

3. **450 ppm Scenario**, bei dem eine Begrenzung der Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre auf 450 parts per million of CO₂-equivalent angenommen wird. Mit diesem Szenario soll das Ziel erreichbar sein, den Anstieg der globalen Temperatur auf max. 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen.

Damit berücksichtigt die IEA in ihrem WEO erstmals für ihre Vorausschau von Angebot und Nachfrage Energiepolitische Zusagen und Planungen zur Begrenzung von Treibhausgasemissionen sowie zur Verbesserung der Energieversorgungssicherheit.

Die zentralen Ergebnisse des New Policies Scenarios (NPS) sind:

Die IEA stellt in ihrem WEO 2010 zunächst fest, dass der Ausblick auf den globalen Energiebedarf bis zum Jahr 2035 maßgeblich von energie-politischen Maßnahmen und deren Einfluss auf Technologie, Energiepreise und das Verhalten der Endverbraucher bestimmt wird. Im NPS-Szenario steigt der globale **Primärenergieverbrauch zwischen 2008 und 2035 um 36 % auf 24,0 Mrd. t SKE**, was einem durchschnittlichen Wachstum von 1,2 % pro Jahr entspricht. Dem stehen 2 % durchschnittliches Jahreswachstum in den letzten 27 Jahren gegenüber, mit anderen Worten, der projizierte Anstieg der Energienachfrage ist deutlich

niedriger als im Referenz-Szenario, in dem der Verbrauch bis 2035 um jährlich 1,4 % steigt. **Bis 2035 entfallen 93 % des PEV-Anstiegs auf Nicht-OECD-Staaten.** Der Anteil der OECD-Länder am Welt-PEV wird von 44 % in 2008 auf 33 % in 2035 zurückgehen.

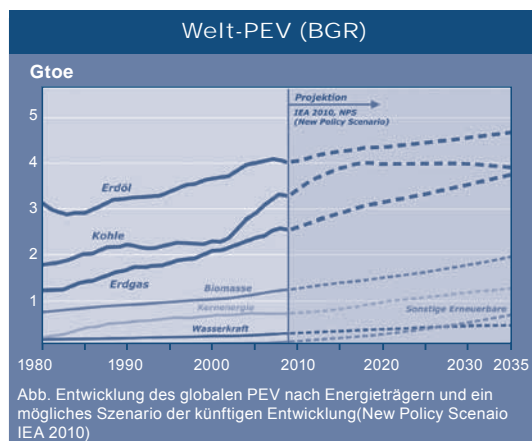


Bild 3 Quelle: BGR Hannover: Kurzstudie 2010 Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen

Die Nachfrage nach Kohle steigt nach IEA-Angaben im Zeitraum 2008 bis 2035 nach den verschiedenen Szenarien sehr unterschiedlich.

Fossile Energieträger behalten in allen drei Szenarien bis 2035 eine dominante Position. Ihr jeweiliger Anteil am Primärenergiemix variiert aber deutlich. Fossile Energieträger müssen selbst im NPS-Szenario mehr als die Hälfte des Nachfragezuwachses abdecken.

Kohle bleibt weltweit Energieträger Nr. 1 in der Stromerzeugung

Im NPS-Szenario steigt die Nachfrage nach Kohle um 20 %, und zwar überwiegend bis 2020 und geht nach 2025 langsam zurück.

Nicht-OECD-Staaten werden für diesen Anstieg hauptsächlich ursächlich sein. China, Indien und Indonesien allein für fast 90 % des gesamten Anstiegs. China bleibt der weltgrößte Kohleverbraucher, während Indien in 2030 an die zweite Stelle vorrückt. Im Betrachtungszeitraum **bis 2035 wird China rund 600 GW neue Kohlekraftwerksleistung zuzubauen**, was den gesamten derzeitigen Kohleverstromungskapazitäten der USA, der EU und Japans zusammengenommen entspräche oder dem 4-fachen der in Deutschland Anfang 2010 insgesamt installierten Leistung.

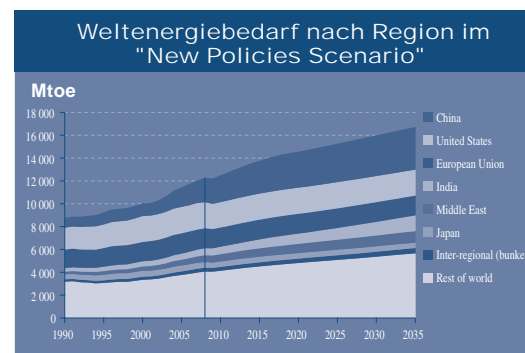


Bild 4 Quelle: IEA, World Energy Outlook 2010, Grafik 2.5, Seite 85

Weltkohlenachfrage nach Regionen bis 2035 nach dem „New Policies Scenario“ - IEA								
	1980	2008	2015	2020	2025	2030	2035	2008-2035 ¹⁾
	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	%
OECD	1.379	1.612	1.562	1.452	1.337	1.208	1.021	- 1,7
Nordamerika	571	828	827	789	740	681	596	- 1,2
Amerika	537	780	777	747	705	649	576	- 1,1
Europa	663	447	392	346	312	278	226	- 2,5
Pazifik	145	337	342	318	285	249	199	- 1,9
Japan	85	162	161	146	125	106	82	- 2,5
Non-OECD	1.181	3.124	3.999	4.213	4.357	4.484	4.600	1,4
E. Europa/Eurasien	517	325	324	305	304	296	290	- 0,4
Kaspische Region	n. a.	47	57	59	60	57	56	0,7
Russland	n. a.	167	170	163	163	159	158	- 0,2
Asien	572	2.601	3.458	3.687	3.830	3.958	4.081	1,7
China	446	2.019	2.685	2.788	2.831	2.842	2.822	1,2
Indien	75	373	467	551	609	682	781	2,8
Indonesien	0	53	95	111	131	151	168	4,4
Mittlere Osten	2	14	17	16	18	23	29	2,9
Afrika	74	149	151	159	161	164	160	0,3
Lateinamerika	16	35	49	46	43	43	40	0,6
Brasilien	8	20	28	24	21	21	20	0,2
Welt	2.560	4.736	5.561	5.665	5.694	5.692	5.621	0,6
Europäische Union	n. a.	434	374	314	277	240	193	-3,0

¹⁾ Durchschnittswerte der jährlichen Wachstumsrate

HT-W3 Quelle: IEA, WEO 2010

Der Energiemix in der Stromerzeugung wird sich zwar bis 2035 im NPS-Szenario zu Lasten der fossilen Brennstoffe ändern. Dennoch dominieren die fossilen Energien mit einem Anteil von 55 % im Jahr 2035 (2008: 68 %). **Weltweit bleibt die Kohle der Hauptbrennstoff für die Stromerzeugung**, wenn auch ihr Anteil von heute 41 % auf 32 % zurückgehen wird.

Der **Stromverbrauch wächst im Zeitraum 2008-2035 um 75 %** und damit noch stärker als der Primärenergieverbrauch. Mehr als 80 % dieses Zuwachses entfallen auf Nicht-OECD-Staaten. In China verdrei-

facht sich die Stromnachfrage. Der Anteil der Kohle an der Zubaukapazität in China beträgt fast 40 %.

Da der größte Teil der langfristigen Zunahmen des Kohleverbrauchs in den Stromsektor geht, ist es umso notwendiger, moderne Steinkohletechnologien zur Klimaschutz zu entwickeln. Ohne CCS-Technik wird es nicht gelingen, den CO₂-Ausstoß der Länder zu reduzieren, die ihre Stromerzeugung in erster Linie auf Kohle basieren. Hierzu gehören China, die USA, Indien, Russland und zunehmend andere asiatische Länder, wie Indonesien und Vietnam.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Weltstromerzeugung erhöht sich zwischen 2008 und 2035 von 19 % auf 32 % und wird damit mit der Kohle gleichziehen. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird sich bis dahin verdreifachen. Das zeigt, dass alle Energieträger benötigt werden, um die Nachfrage auch nur annähernd zu befriedigen.

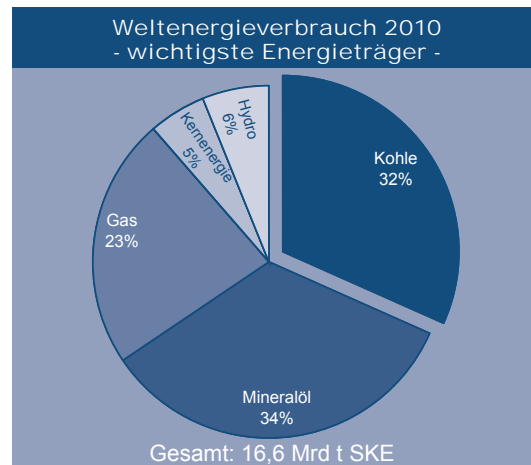


Bild 5 Quelle: Eigene Berechnung

Steinkohleförderung steigt auf 6,7 Mrd. t (5,7 Mrd. t SKE)

In 2010 stieg die Weltsteinkohleförderung weiter an und wuchs um rund 600 Mio. t auf rund 6,7 Mrd. t. Die Gesamtförderung gliedert sich auf in ca. 5,8 Mrd. t Kraftwerkskohle und ca. 0,9 Mrd. t Kokskohle.

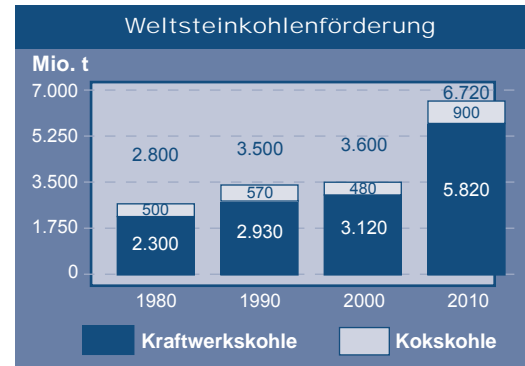


Bild 6 Quelle: IEA, 2010 vorläufig, eigene Schätzung

Seit 2000 bzw. in den letzten 10 Jahren ist die Weltsteinkohleproduktion um 86 % oder 3,1 Mrd. t gewachsen. Maßgeblich für diese Entwicklung ist China, das allein zwischen 2005 und 2010 seine Förderung um 1,2 Mrd. t erhöhte.

Aber auch andere Länder steigerten ihre Produktion erheblich. Der Schwerpunkt des weltweiten Produktionswachstums liegt eindeutig in Asien, wie auch die Entwicklung der letzten Jahre zeigt:

**Steinkohleförderung wichtiger Länder
im pazifischen Raum in Mio. t**

Förderländer	2008	2009	2010
China	2.761	2.910	3.410
Indien	489	532	537
Australien	334	344	355
Indonesien	255	280	325
Vietnam	40	43	50
Summe	3.879	4.109	4.677

HT-W4 Quelle: IEA, 2010 vorläufig

Neben den genannten Ländern wird im asiatischen Raum noch in größerem Umfang Kohle in Nordkorea, der Mongolei und in Neuseeland gefördert.

Weltkohleproduktion/Förderung nach Regionen bis 2035 nach dem „New Policies Scenario“ - IEA								
	1980	2008	2015	2020	2025	2030	2035	2008-2035 ¹⁾
	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	%
OECD	1.384	1.478	1.461	1.382	1.306	1.219	1.106	- 1,1
Nordamerika	672	883	863	825	773	709	621	- 1,3
Amerika	640	828	807	775	731	670	589	- 1,3
Europa	609	258	195	161	138	118	89	- 3,8
Pazifik	103	337	403	396	395	392	396	0,6
Australien	74	331	399	392	392	389	393	0,6
Non-OECD	1.196	3.401	4.099	4.284	4.388	4.473	4.514	1,1
E. Europa/Eurasien	519	401	376	351	344	336	325	- 0,8
Kaspische Region	n. a.	72	77	80	80	78	76	0,2
Russland	n. a.	239	224	208	203	197	193	- 0,8
Asien	568	2.712	3.403	3.610	3.724	3.806	3.862	1,3
China	444	2.076	2.605	2.747	2.814	2.839	2.825	1,1
Indien	77	322	364	410	434	461	500	1,7
Indonesien	0	236	319	328	351	376	400	2,0
Mittlere Osten	1	2	2	2	2	2	2	1,4
Afrika	100	208	217	222	221	225	226	0,3
Südafrika	95	204	202	205	203	206	210	0,1
Lateinamerika	9	79	101	99	97	104	99	0,8
Kolumbien	4	68	85	84	83	89	84	0,8
Welt	2.579	4.880	5.561	5.665	5.694	5.692	5.621	0,5
Europäische Union	n. a.	254	188	143	118	96	70	- 4,7

HTW 5 Quelle: IEA, WEO 2010 1) Durchschnittswerte der jährlichen Wachstumsrate

Außerhalb der asiatischen Boomzone waren bei der Steinkohlenförderung unterschiedliche Entwicklungen zu beobachten.

In Nordamerika blieb die Förderung bei einer rückläufigen Inlandsnachfrage nach Kraftwerkskohle nahezu konstant. Der Mehrabsatz folgt aus einer Steigerung der Exporte um 19 Mio. t. In den Appalachen-Revieren stoßen die US- Bergbaugesellschaften auf zunehmende Schwierigkeiten, Genehmigungen für den „Top Mountain“-Bergbau zu erhalten. Kanada passte seine im Wesentlichen exportorientierte, von der Stahlkonjunktur abhängige Steinkohlenförderung, vor dem Hintergrund einer stärkeren Nachfrage für Kokssteinkohle und PCI-Kohle, nach oben an.

In Südamerika steigerte vor allem Kolumbien seine Förderung, da Europa und erstmals auch Asien mehr nachfragten. In Kolumbien stießen darüber hinaus kleinere Kokssteinkohlevorkommen auf wachsendes Interesse. Venezuela hingegen verharrte in der Produktion auf niedrigem Niveau.

Die nachfolgende Tabelle zeigt den von der IEA erwarteten Trend in Mio. t SKE der Kohleförderung. Bisher zeigt sich aus dem Vergleich der IEA Prognosen und der Realität, dass das Wachstum der Kohleproduktion stets zu niedrig angesetzt wurde.

Die 10 größten Kohleproduzenten der Welt

Firma	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 * Mio. t
Coal India	403	431	431
Peabody ¹⁾	255	244	246
Shenhua	186	210	225
Arch ¹⁾	125	125	161
China Coal	114	125	123
BHPB	116	104	103
Anglo	100	95	97
SUEK	96	91	90
Xstrata	86	85	80
Rio Tinto	153	132	73

¹⁾ Eigenproduktion und Zukäufe

HTW 6 Quelle: The McCloskey Group 2010, eigene Hochrechnung*, Geschäftsberichte

Russland konnte seine Förderung aufgrund der konjunkturellen Erholung steigern. In Südafrika stagnierte die Produktion auf dem Niveau von 2009. Es ist zu hoffen, dass die vielen BEE-Gruppen (Black Economic Empowerment) die ihnen verliehenen Abbaurechte nunmehr nutzen und die Kohleproduktion beginnen. Neue Kohleprojekte werden vor allem in Mosambik, aber auch in Botswana und in Simbabwe, angestoßen.

Im europäischen Raum (EU-27) sank die Förderung weiter leicht von 135 Mio. t in 2009 auf 134 Mio. t in 2010. Die Rückgänge waren in Polen und in Deutschland zu verzeichnen. Durch die stark angestiegenen Weltmarktpreise gegen Ende 2010 wurde die Wettbewerbsposition der innereuropäischen Produktion wieder gestärkt.

Der Steinkohleverbrauch Europas sinkt nach dem NPS-Szenario der IEA stetig und verringert sich von 2008 bis 2035 um 2,5 %.

Kohlereserven reichen für 120 Jahre

Bei den Rohstoffvorkommen, entsprechend auch bei der Kohle, ist zwischen den Begriffen „Ressourcen“ und „Reserven“ zu unterscheiden. Ressourcen sind die gesamte Substanz an Mineralstoff bzw. Kohle in einer Lagerstätte.

Die Reserven sind davon der Teil, der sicher nachgewiesen und nach heutigen technisch wirtschaftlichen Maßstäben abbaubar ist. Mit steigenden Preisen können aus dem Ressourcenbereich Lagerstättenteile den Reserven zuwachsen, da nun gegebenenfalls höhere Gewinnungskosten verkraftet werden können. Bei fallenden Preisen hingegen können Lagerstätten unwirtschaftlich werden.

Aktuelle Reserveneinschätzungen für Steinkohle auf der Basis der derzeitigen Kenntnisse über die weltweit wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte (siehe Tabelle) liegen bei 723 Mrd. t entsprechend etwa 620 Mrd. t SKE. Diese jüngste Schätzung stammt von der Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe (BGR).

Die Ressourcen an Steinkohle werden von der BGR in 2010 auf 17.167 Mrd. t geschätzt. Das Verhältnis von Ressourcen zu Reserven beträgt ca. 23,7:1 und hat sich seit der vorletzten Schätzung der BGR (21:1) erheblich verbessert, da sich das Volumen der Ressourcen stark erhöht hat. Die Kohleressourcen der Welt sind bei weitem nicht so intensiv aufgeklärt wie die Ressourcen bei Öl und Gas.

Reserven und Förderung von Steinkohle nach Regionen				
Region	Reserven Stand Ende 2009		Förderung 2009	
	Mrd. t	%	Mio. t	%
Europa	18	2,5	140	2,3
GUS	123	17,0	401	6,7
Afrika	30	4,2	254	4,2
Nordamerika	232	32,1	969	16,1
Südamerika	9	1,2	77	1,3
VR China	181	25,0	2.930	48,8
Indien	72	10,0	532	8,9
Indonesien / Vietnam	9	1,2	296	4,9
Australien / Neuseeland	45	6,2	352	5,9
Sonstige	4	0,6	55	0,9
Insgesamt	723	100	6.006	100

HT-W7

Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Kurzstudie „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2010“

Die Kohlereserven haben derzeit eine statistische Reichweite von rund 120 Jahren bei einer Förderung von rund 6,1 Mrd. t (Basis 2009). Von den gesamten Reserven von rund 1.360 Mrd. t SKE an fossilen Energieträgern und Kernbrennstoffen hat die Steinkohle einen Anteil von rund 53 %, bei den Ressourcen von 19.332 Mrd. t SKE mit einem Volumen von 14.591 Mrd. t SKE sogar einen Anteil von 75 %.

Im Vergleich zur Steinkohle reichen die Ölreserven (24 % der Gesamtreserven) für 40-45 Jahre, die Gasreserven für 60-65 Jahre bei gegenwärtiger Produktion.

Steinkohlenweltmarkt steigt, seewärtiger Handel wächst

Der Steinkohlenweltmarkt wuchs in 2010 um insgesamt 15 %. Die Erholung von der Weltwirtschaftskrise wirkte sich hier aus.

Der Kohlewelthandel entwickelte sich wie folgt:

Kohlewelthandel					
	2008	2009	2010	Veränderung 2009/2010	
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	%
Seewärtiger Handel	839	859	963	104	+ 10,7
Binnenhandel	91	57	90	+ 33	+ 57,9
Gesamt	930	916	1053	+ 137	+ 15

HT-W8

Der Steinkohlenweltmarkt war in 2010 also eine stabile Säule. Beim seewärtigen Handel war - wegen der wiedererholten Stahlkonjunktur im OECD-Raum - ein deutliches Plus der Koks-kohleexporte zu verzeichnen. Der Kraftwerkskohlemarkt wuchs ebenfalls weiter. Der Binnenhandel erhöhte sich stark um rund 33 Mio. t.

Beim seewärtigen Handel war in den Segmenten Kraftwerkskohle und Koks-kohle folgende Entwicklung zu beobachten:

Seewärtiger Kohlewelthandel					
	2008	2009	2010	Veränderung 2009/2010	
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	%
Kraftwerkskohle	631	658	713	+ 55	+ 8,3
Kokskohle	208	201	250	+ 49	+ 24,4
Gesamt	839	859	963	+ 104	+ 12,1

HT-W9

Der Anteil des Welthandels an der Produktion erhöhte sich seit 2000 leicht. Der größte Teil der Kohleproduktion wird jedoch meist im Förderland verbraucht.

Weltförderung / seewärtiger Welthandel			
Steinkohle	2000 Mio. t	2010 Mio. t	Zuwachs %
Weltförderung	3.800	6.720	+ 77
Welthandel	530	963	+ 82
Anteil Welthandel an Produktion	13,9 %	14,3 %	

HT-W10

Das seewärtige Handelsvolumen gliedert sich in einen Kokskohlemarkt und einen Kraftwerkskohlemarkt. Der Kraftwerkskohlemarkt wiederum besteht aus den pazifischen und atlantischen Teilmärkten, die von unterschiedlichen Anbieterstrukturen geprägt sind. Der Mengenaustausch zwischen den Teilmärkten betrug in 2010 rund 8 % bzw. rund 79 Mio. t des Kesselkohlemarktes.

Von der weltweiten Kraftwerkskohleproduktion gingen gut 12 % über den seewärtigen Handel an die Verbraucher. Der Kokskohlemarkt hingegen ist aufgrund der geringen Zahl der Anbieterländer einerseits und der weltweit verteilten Nachfrager andererseits ein einheitlicher Weltmarkt. Von der weltweiten Produktion gingen in 2010 ca. 28 %, und damit ein wesentlich höherer Anteil als bei der Kraftwerkskohle, in den Überseehandel.

Auf den Teilmärkten des Kohlehandels waren unterschiedliche Entwicklungen zu beobachten. Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich nur auf den seewärtigen Steinkohlehandel.

Die größten Importnationen sind alle im südostasiatischen Raum zu finden. Neben Japan, Südkorea und Taiwan ist China auch zu einem der größten Importeure aufgestiegen. Auch Indien schob sich weiter in der Rangliste nach oben. In Europa führten Deutschland und Großbritannien am meisten Kohle ein.



Bild 7 Quelle: VDKI, Hamburg 2011

Die 10 größten Steinkohleimportländer ¹⁾			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Japan	190	162	184
China	41	127	166
Südkorea	100	103	111
Taiwan	65	59	64
Indien	54	59	86
Deutschland	48	40	40
Großbritannien	48	37	26
Spanien	33	25	13
USA	34	21	15
Italien	26	20	22
Gesamt	639	653	727
Anteil am Welthandel	76 %	76 %	75 %
EU-27	217	189	182
Anteil am Welthandel	25 %	21 %	19 %

¹⁾ teils vorläufig, seewärtige Mengen

HT-W11

Kesselkohlemarkt weiter mit Wachstum

Atlantischer Raum

Der atlantische Raum umfasst die Ostküsten von Nord-, Mittel- und Südamerika, Europa inklusive Mittelmeerränder sowie die afrikanische Nord- und Westküste.

Der atlantische Raum war besonders stark von der Weltwirtschaftskrise betroffen. Dies gilt sowohl für die Nachfrage in Nord-, Mittel- und Südamerika als auch in Europa. Die Nachfrage sank in 2010 um weitere 15 Mio. t bzw. 9 % auf 172 Mio. t. Kein Land musste jedoch seine Exporte zurücknehmen. Südafrika fand im asiatischen und indischen Markt einen Ausgleich für fehlende europäische Mengen. Russland blieb stabil in seinem Kraftwerksgeschäft im atlantischen Markt. Kolumbien exportierte erstmals Mengen nach China. Der Marktanteil des atlantischen Marktes am Gesamtmarkt beträgt 25 %.

Pazifischer Raum

Der pazifische Raum wuchs weiter dynamisch, und die Kohlenachfrage vom Weltmarkt für die Stromer-

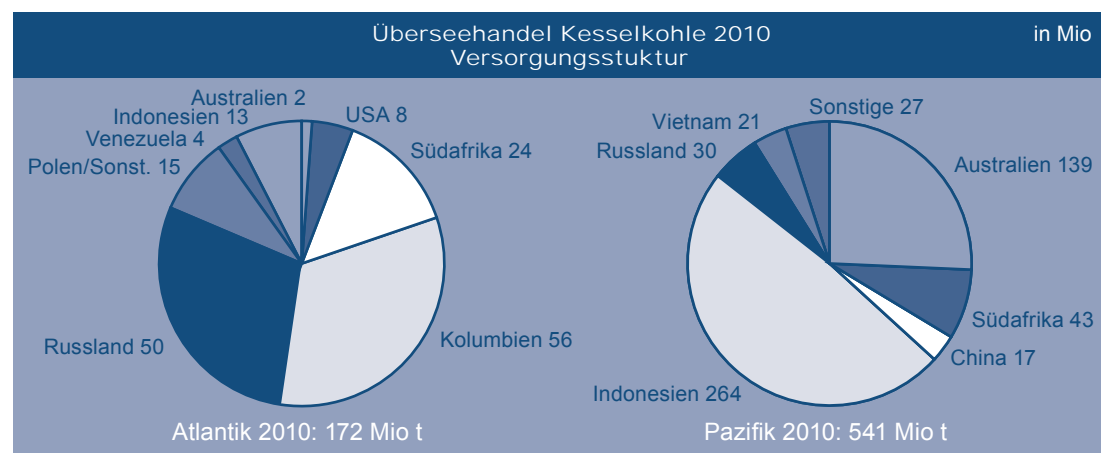


Bild 8 Quellen: Verschiedene Auswertungen, eigene Berechnungen

zeugung erhöhte sich weiter um 70 Mio. t auf 541 Mio. t bzw. 15 %. Fast alle asiatischen Volkswirtschaften erhöhten ihre Bezüge. Auch für die nächsten Jahre ist, vor allem durch den Bedarf von China und Indien, mit einem weiterhin stark wachsenden Markt zu rechnen. Das Jahr 2010 war im pazifischen Raum insbesondere durch den weiter angestiegenen Kraftwerkskohleimport Chinas und Indiens gekennzeichnet. So konnten Australien (+ 27 Mio. t) und Indonesien (+ 47 Mio. t) ihre Exporte steigern. Auch Russland konnte über seine Fernost-Häfen den Zusatzbedarf Chinas decken. Ohne die chinesische „Sonderkonjunktur“ wäre möglicherweise der Kraftwerkskohlenmarkt im Preisniveau wesentlich stärker zurückgegangen. Der Marktanteil des pazifischen Marktes beträgt 75 %.

Mengenaustausch zwischen pazifischem und atlantischem Markt

In 2010 lieferten Indonesien und Australien nur noch rund 15 Mio. t in den atlantischen Markt und trugen mit etwa 9 % zur Versorgung dieses Raumes bei. Von den atlantischen Anbietern lieferten Südafrika, Kanada und die USA rund 64 Mio. t in den pazifischen

Markt, entsprechend 11 % der Nachfrage. Insgesamt betrug das Austauschvolumen 79 Mio. t (Vorjahr 59 Mio. t).

Insbesondere Südafrika setzte Mengen vor allem nach Indien, aber auch in anderen Ländern, ab. Die indonesischen Exporte in den atlantischen Raum gingen hingegen zurück.

Kraftwerkskohlepreise erholen sich - Pazifischer Markt Preis- bestimmend

Preise

Während im atlantischen Raum der Bedarf an Kraftwerkskohle vom Weltmarkt, vor allem in den USA und in Europa, mehr oder weniger stagnierte, wuchs der pazifische Kraftwerkskohlemarkt weiter. Im Saldo dämpfte diese Entwicklung die Preise in den ersten Monaten des Jahres 2010. Mit wachsender Erholung der OECD-Länder von der Krise stiegen dann aber die Preise in der zweiten Jahreshälfte wieder an.

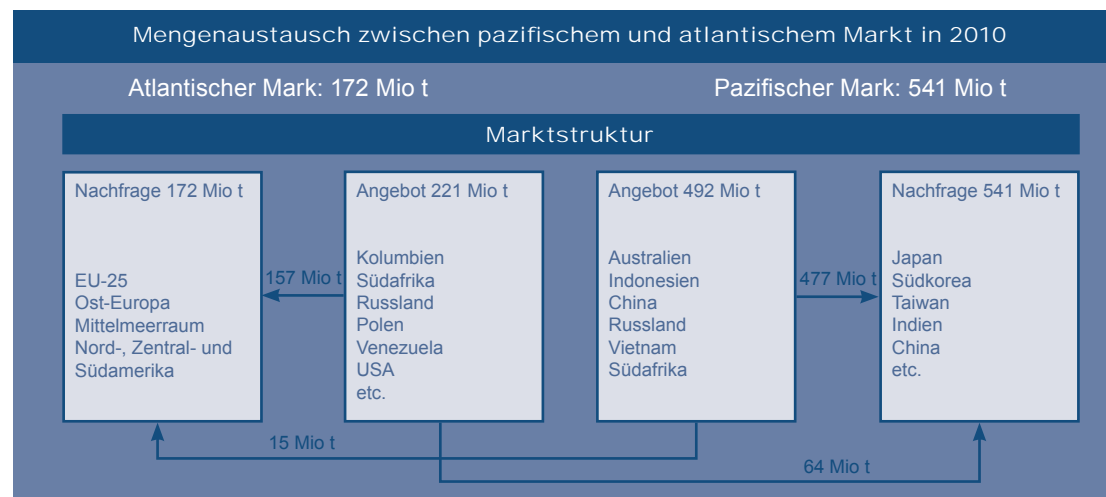


Bild 9

Es zeigten sich erhebliche Unterschiede in den fob-Preisen der atlantischen und der pazifischen Anbieter:

Entwicklung der fob-Preise in US\$/t wichtiger Anbieterländer			
	01.01.2010	31.12.2010	01.04.2011
Atlantische Anbieter:			
Richards Bay	91	108	121
Bolivar	59	84	113
Polen	81	110	118
Russland (Baltic)	85	109	117
Pazifische Anbieter:			
Newcastle	96	105	122
Quinhuangdao	116	122	120
Kalimantan	82	104	102
Russland	97	112	114

HT-W12 Quelle: eigene Auswertung

Die Bandbreite reichte Anfang April 2011 von 84 US\$/t bis 130 US\$/t.

Während die atlantischen Anbieter Kolumbien, Russland (Baltic) und Polen niedrigere Preise anbieten mussten, um Tonnagen zu platzieren, konnten die fernöstlichen Anbieter, vor allem Australien und Russland (Pazifik), erheblich höhere Preise - vor dem Hintergrund der starken Nachfrage von China und Indien - verlangen.

Da Südafrika für einen großen Teil seiner Produktion Abnehmer in Indien und Fernost fand, konnten die Preise höher gehalten werden, als die Preise der auf den atlantischen Markt angewiesenen Konkurrenten.

Im Verlauf des Jahres 2010 sanken die cif-ARA-Preise (Spot) bis auf rund 73 US\$/t, stiegen dann aber kontinuierlich auf rund 123 US\$/t bis zum Jahresende an. Am 1. April 2011 stand der Preis bei 128 US\$/t. Der etwas schwächere US-Dollar dämpfte zeitweise den leichten Preisauftrieb für die Euroländer.

Die Nachfrage nach Kraftwerkskohle im atlantischen Raum blieb bisher in 2011 verhalten. So wird die weitere Preisentwicklung für Kraftwerkskohle im Wesentlichen von der Entwicklung des pazifischen Raumes abhängen und hier wiederum vom Bedarf Chinas und Indiens. Vor allem China, als „swing“ Nachfrager, hat großen Einfluss.

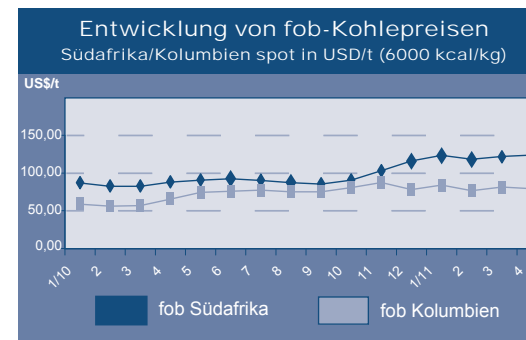


Bild 10 Quelle: Auswertung verschiedener Daten

Kesselkohlenotierungen

Die Preisbildung für Kraftwerkskohle findet verstärkt an Kohlebörsen vor allem in Europa statt, wobei Kapitalanleger eine wachsende Rolle spielen. Die Teilnehmerzahlen an den Börsen steigen. Die aktuell ausgewiesenen „Börsenwerte“ werden vielfach als Benchmark für Abschlüsse genutzt. Die Transparenz über die Erfassung der Marktdaten und die Methodik der Ermittlung der Preisindizes könnten noch verbessert werden. Andererseits gibt es keine belastbaren Alternativen.

Inzwischen gibt es eine Reihe von Indizes (vor allem von McCloskey) für verschiedene Regionen, z. B.

- NW Europe steam coal marker (US\$/t),
- Asian steam coal marker (US\$/t),
- Indonesian sub-bit marker (US\$/t),
- Anthrazit Index - Mapi 1.

Für OTC-Geschäfte werden z. B.

- API#2, cif ARA,
- API#4, fob Richards Bay,
- API#6, fob Newcastle,
- McCloskey, swaps Indonesian sub-bit

und weitere Indizes geführt. Stark verunsichernd ist, dass in letzter Zeit der Index API#4 bisweilen über API#2 liegt. Das wirft die Frage auf, ob für den atlantischen Markt API#4 noch ein geeigneter Index für Kohleabschlüsse ist.

Das Volumen des Papierhandels hat sich seit dem Jahr 2000 deutlich erhöht und betrug in 2010 etwa das 3,5-fache des physischen Kraftwerkskohlenhandels insgesamt. Der Schwerpunkt des Papierhandels liegt im atlantischen Raum. In 2010 erhöhte sich das Handelsvolumen gegenüber 2009 um über 50 %. Die folgende Grafik zeigt den Verlauf.

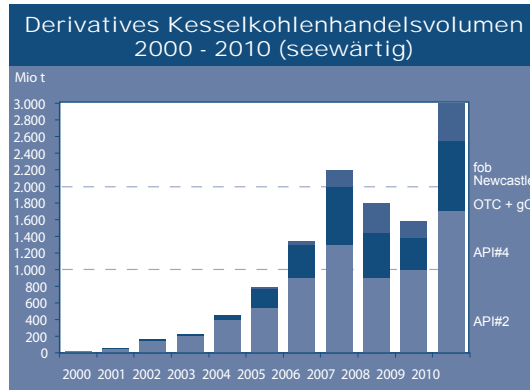


Bild 11 Quelle: Perret Associates

Neben den Kesselkohlennotierungen haben sich auch Börsen für den Handel mit Emissionszertifikaten im europäischen Raum etabliert.

Kokskohlenachfrage kräftig angezogen

Die weltweite Rohstahlproduktion erreichte in 2010 mit 1.414 Mio. t einen neuen Rekord. Gegenüber 2009 erhöhte sich die Produktion um 15 % oder 194 Mio. t. Der größte Teil der Erhöhung fand in den OECD-Ländern, weniger in Russland und in China, statt. In Nordamerika erhöhte sich die Rohstahlproduktion gegenüber 2009 um fast 36 % und in Europa um rund 19 %.

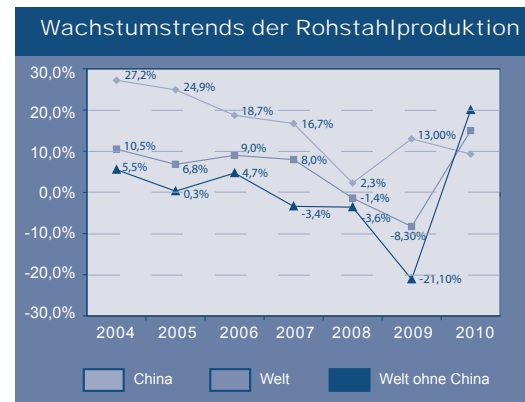


Bild 12 Quelle: World Steel Association

Die für den Kokskohle-, PCI-Kohle- und Koksverbrauch maßgebliche Roheisenproduktion stieg von 898 Mio. t in 2009 um 133 Mio. t auf 1.031 Mio. t in 2010.

Rohstahl- und Roheisenproduktion in China				Zuwachs 2009/2010
	2008	2009	2010	%
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	
Rohstahl	502	568	627	59
Roheisen	471	544	590	46
Anteil Roheisen an Rohstahl	93,8 %	95,8 %	94 %	

HT-W13

Durch Chinas ansteigenden Weltmarktanteil in der Stahlproduktion von 38 % in 2008 auf 44 % in 2010 stieg auch der Anteil der Welt-Roheisenproduktion an der Gesamtstahlherstellung.

Rohstahl- und Roheisenproduktion in der Welt				
	2008	2009	2010	Veränderung
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	2009/2010
				%
Rohstahl	1.330	1.220	1.414	16
Roheisen	927	898	1.031	15
Anteil Roheisen an Rohstahl	69,7 %	73,6 %	73,0 %	

HT-W14

Die größten Stahlproduzenten der Welt entwickelten sich in 2010 wie folgt:

Die 10 größten Stahlproduzenten der Welt			
Land	2008	2009	2010
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
China	502,0	568,0	626,7
Japan	118,7	88,0	109,6
USA	91,5	58,0	80,6
Russland	68,5	60,0	67,0
Indien	55,1	57,0	66,8
Südkorea	53,5	49,0	58,5
Deutschland	45,8	33,0	43,8
Ukraine	37,1	30,0	33,6
Brasilien	33,7	27,0	32,8
Türkei	26,8	25,0	29,0
Italien	30,5	20,0	25,8
Gesamt Welt	1.330,0	1.220,0	1.414,0

HT-W15 Quelle: World Steel

Alle Länder konnten in der Stahlproduktion in 2010 noch zulegen.

Rohstahl- und Roheisenproduktion - Vergleich Welt/China				
	2008	2009	2010	Veränderung
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	2009/2010
				Mio. t
Rohstahl:				
Welt ohne China	828	652	787	135
China	502	568	627	59
Welt Rohstahl gesamt	1.330	1.220	1.414	194
Roheisen:				
Welt ohne China	456	354	441	87
China	471	544	590	46
Welt Roheisen gesamt	927	898	1.031	133

HT-W16

Das starke weltweite Wachstum der Rohstahlproduktion absorbierte große Kokskohlemengen vom Weltmarkt. Wetterbedingte Einschränkungen gegen Ende 2010 vor allem in Australien führten zu einer beginnenden Verknappung des Angebots.

Marktanteil Kokskohleweltmarkt						
	2008		2009		2010	
	Mio. t	%-Anteil	Mio. t	%-Anteil	Mio. t	%-Anteil
Australien	135	65	134	67	159	63
China	4	2	1	1	2	1
USA	35	17	32	16	48	19
Kanada	25	12	21	10	27	11
Russland	3	1,5	5	2	7	3
Sonstige	5	2,5	8	4	7	3
Gesamt	207	100	201	100	250	100

HT-W17

Die Anbieterstruktur hat sich nicht wesentlich geändert, der Marktanteil Australiens liegt bei 63 %. Trotz großer Logistikprobleme und witterungsbedingter Ausfälle gelang es Australien, die Exporte deutlich zu steigern.

Die Koksproduktion wuchs weltweit um 15 % von 528 Mio. t auf 608 Mio. t. China, mit Abstand der größte Koksproduzent und -exporteur, reduzierte seinen Export auf wenige Mio. t. China produzierte mit 400 Mio. t 65 % der Weltproduktion und steigerte den Koksaußstoß um 55 Mio. t in 2010. Im Vergleich zur Produktion ist der Welthandelsmarkt für Koks relativ klein. Nur ca. 5-6 % der Gesamtproduktion werden normalerweise maritim und über die grüne Grenze gehandelt.

Koksweltmarkt			
	2008	2009	2010 *
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Gesamtweltmarkt	28	14	21
% von Weltkokserzeugung	5 %	3%	3%
* vorläufig			

HT-W18 Quelle: eigene Berechnungen

Preise in 2010/2011 stark angestiegen

Nach dem starken Anstieg der Kokskohlenpreise in den Boomjahren 2007/2008 sanken die Benchmarkpreise von 300 US\$/t fob für „hard-coking coal“ auf 125-130 US\$/t fob. Damit erfolgte eine Reaktion auf die Stahlkrise.

	Veränderung von Vertragspreisen für metallurgische Kohle					
	US\$/t „fob“ Australien					
	2008	2009	2010		2010	
			Q3	Q4	Q1	Q2
„Hard-coking-coal“	300	129	225	209	200	225
„Semi-soft-coking-coal“	235	78	190	195	160	170
PCI	245	85	165	180	140	150

HT-W19 Quelle: Macquarie Research Commodities

Die Verhandlungsrunde für das Vertragsjahr 2011/2012 hat vor dem Hintergrund der starken chinesischen

Nachfrage sowie der wiederbelebten Nachfrage aus den OECD-Ländern und dem witterungsbedingten Ausfall deutlich erhöhte Benchmarkabschlüsse hervorgebracht.

Indikatoren auf eine Preiskorrektur	
	Prognose für 2011/2012 US\$/t „fob“ Australien
„Hard-coking-coal“	300-320 US\$/t
„Semi-soft-coking-coal“	200-245 US\$/t
PCI	180-200 US\$/t

HT-W20

Durch die kleine Anzahl der Kokskohleproduzenten besteht ein Oligopol, das Preise relativ mühelos am Markt durchsetzen kann. Dies wird zunehmend kritisch gesehen.

Mangels börsentauglicher Qualitätsparameter findet für Kokskohle bisher keine Preisbildung an der Kohlebörse statt. Sie erfolgt bisher unverändert auf traditionelle Weise in direkter Absprache zwischen Produzenten und Verbrauchern. Dabei dient der zwischen australischen Anbietern und der japanischen Stahlindustrie vereinbarte Vertragspreis für „hard-coking-coal“ für das laufende japanische Fiskaljahr (April/März) als Benchmark.

Diese Praxis hat sich seit gut einem Jahr geändert. Die großen Kokskohleproduzenten stiegen von den bisherigen jährlichen Vertragspreisen auf eine vierteljährliche Preisgestaltung um. Gleichzeitig starteten erste Versuche für Kokskohleindizes. Damit gewinnen Spotmarktelemente verstärkten Einfluss auf die Preisgestaltung. Amerikanische Kokskohleproduzenten bieten weiterhin Jahrespreise an, während ein anderes Unternehmen sogar auf Monatspreise umstellen will.

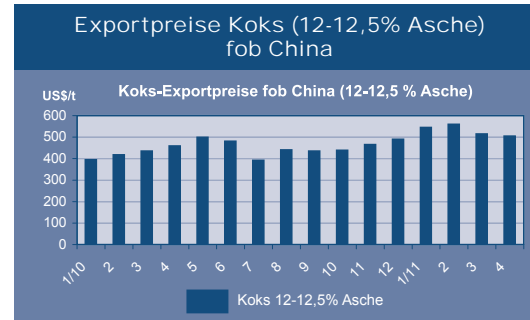


Bild 13 Quelle: China Coal Report und andere

Die Kokspreise ex China sind immer noch sehr hoch. Die ARA-Preise lagen in 2010 erheblich tiefer, ziehen aber in den letzten Monaten wieder an.

Frachtraten - weiterhin auf sehr niedrigem Niveau

Der Baltic Exchange Dry Index ist im letzten Jahr kontinuierlich gefallen und hat Anfang Februar 2011 mit 1.043 Punkten seinen vorläufigen Tiefpunkt erreicht, nachdem er im Oktober 2010 noch über 2.700 Punkten notierte.

Die Gründe liegen vor allem im Überangebot an Schiffen. Dieses ist mittlerweile so groß, dass selbst bei robustem Wirtschaftswachstum das Ladungsaufkommen nicht Schritt halten kann. Bei Capesize-Schiffen ist der Einbruch besonders groß.

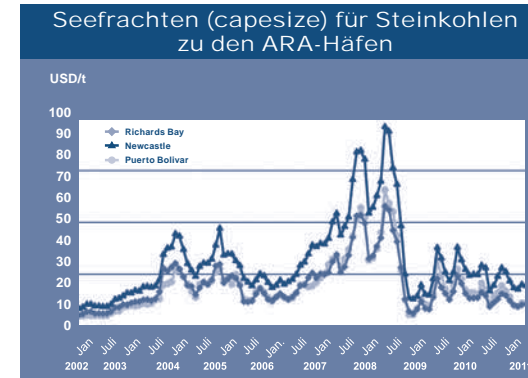


Bild 14 Quelle: Frachtcontainer Junge

Der Flotten- bzw. Kapazitätenszubaue in 2010 betrug rund 16 %, das Schüttgütervolumen auf dem Weltmarkt wuchs nach Schätzungen aber nur um 10 %. Insofern klafften Angebot und Nachfrage weit auseinander. Demurrage-Situationen in Australien, in China und in Brasilien reduzierten die verfügbare Kapazität, konnten den Absturz der Raten aber dadurch nicht aufhalten. Umso bemerkenswerter ist der Umstand, dass trotz des schwachen Marktes und der unvermindert hohen Anzahl an Neubaufträgen weiter Schiffe bestellt werden. In 2010 wurden 138 Capesize-, 59 Post-Panamax- (95.000 DWT) und 356 Panamax-Schiffe neu geordert. Allein im Januar 2011 wurden 13 Capesize-, 5 Post-Panamax- und 13 Panamax-Schiffe neu bestellt. Vor diesem Hintergrund dürften die Frachtraten weiterhin sehr niedrig bleiben und sich in einem Korridor zwischen 9-12 US\$/t für die Benchmarkroute Südafrika - ARA bewegen dürfen.

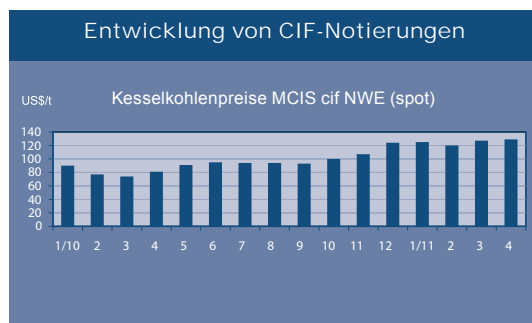


Bild 15 Quelle: McCloskey

US-Dollar-Kurs

Der US-Dollar-Kurs als wesentlicher Bestandteil des internationalen Energie- und Rohstoffgeschäfts nahm einen volatilen Verlauf.

Im 1. und 2. Quartal 2010 blieb der US-Dollar stark, wurde dann aber im Verlauf des Jahres schwächer. Zum Jahresende 2010 zog er wieder an. Die Währungen wichtiger Rohstoffländer, wie z. B. Australien, Kanada und Südafrika, festigten sich gegenüber dem Euro, aber auch gegenüber dem US-Dollar.

Rohstoff- und Energiepolitik – nach wie vor gefordert –

Aufgrund der weltweit stark steigenden Nachfrage nach Energie und Rohstoffen sehen immer mehr Staaten die Vermarktung ihrer Primärenergievorkommen als strategische Aufgabe an. Dies wird deutlich sichtbar in der Öl- und Erdgasbranche, in der eine Reihe von Staaten die Öl- und Gasproduktion verstaatlichen, um die begrenzten Reserven optimal zu nutzen.

Im Kohlebereich sind weitgehend privatwirtschaftliche Strukturen gegeben, es sind aber auch Tendenzen staatlicher Einflussnahmen, wie z. B. in Venezuela

zu erkennen. Vor dem Hintergrund der unverändert großen weltweiten Kohlereserven ist vorerst nicht mit massiven Interventionen zu rechnen. Langfristig könnte sich das Eigeninteresse einzelner Staaten jedoch auch bei der Kohleproduktion verstärken, z. B. in Vietnam und in Südafrika.

Anstelle des Staatsinteresses tritt jedoch in der Privatwirtschaft das verstärkte Bestreben, die Unternehmen zu konsolidieren und nachhaltig profitabel zu positionieren. Insgesamt gewinnt die Versorgungssicherheit vor allem im pazifischen Raum für die wirtschaftliche Entwicklung der dortigen Schwellen- und Entwicklungsländer immer größere Bedeutung. Vor allem China und Indien betreiben eine gezielte Energiebeschaffungs- und Rohstoffpolitik und sichern sich über Beteiligungen weltweit Reserven.

Diese Politik dürfte sich auch in 2011 und in den Folgejahren fortsetzen. Eine Reihe von chinesischen Gesellschaften bemüht sich um Grubenbesitz vor allem in Australien und Indonesien.

Die energie- und rohstoffpolitische Diskussion in Deutschland wird dagegen nach wie vor von der Klimapolitik dominiert und vernachlässigt zunehmend die Aspekte der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit.

CO₂-Emissionen erreichen Rekordhoch in 2010 – bisheriger erneuerbarer Ausbau wird Klima nicht retten

BP hat bei Vorstellung des neuen World Energy Outlook festgestellt, dass das auf dem UN-Klimagipfel vereinbarte Ziel einer Begrenzung des Anstiegs der Durchschnittstemperatur auf 2 Grad Celsius nicht zu erreichen sei. Der Grund wird in einem in den nächsten Jahren drastisch steigenden Energieverbrauch der

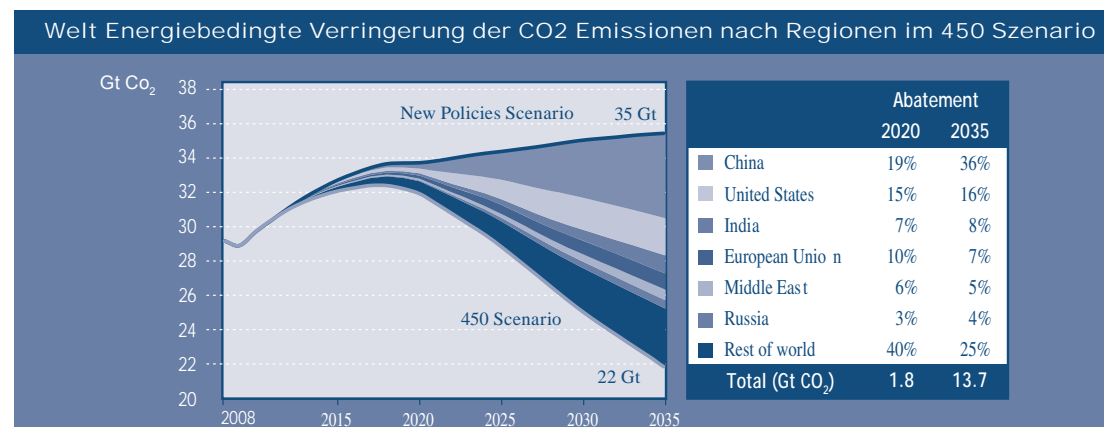


Bild 16 Quelle: IEA, World Energy Outlook 2010, Grafik 13.20, Seite 411

Welt gesehen, der zu einem Großteil von den fossilen Energieträgern Öl, Gas und Kohle zu decken sei. Da helfe auch nur wenig, dass weltweit immer mehr in den Ausbau der Erneuerbaren Energien investiert werde.

Die IEA kommt zu einem ähnlichen Ergebnis: Die **energiebezogenen CO₂-Emissionen waren 2010 die höchsten in der Geschichte** entsprechend letzten Abschätzungen der IEA. Nach dem wirtschaftlich bedingten Rückgang in 2009 schätzt die IEA einen Anstieg auf 30,6 Gigatonnen (GT) in 2010, was einer Erhöhung von 5 % gegenüber dem Jahr 2008 entspricht.

Die Versprechen der einzelnen Länder zur Reduktion der Treibhausgase im Rahmen der Kopenhagener Vereinbarung reichen nach Ansicht der IEA nicht aus, um das Ziel der Vereinbarung, die Erderwärmung auf 2°C zu begrenzen, umzusetzen. Wenn die Länder ihre Versprechen nur zögernd umsetzen, so wie im „New Policies Scenario“ von der IEA angenommen, dürfte die zunehmende Nachfrage nach fossilen Energieträgern die CO₂-Emissionen aus der Energieerzeugung in der Referenzperiode (bis 2020) weiterhin in die Höhe treiben. Ein solcher Trend würde die Umsetzung

des 2°C-Ziels unmöglich machen, da die Emissionen nach 2020 zu radikal reduziert werden müssten. 2020 werden nach diesem Szenario knapp 34 Gigatonnen ausgestoßen, 2035 sind es über 35 GT, eine Steigerung von 21 % im Vergleich zu 29 GT des Jahres 2008. Das prognostizierte Wachstum der globalen Emissionen ist allein den Nicht-OECD-Staaten zuzuschreiben, während die Emissionen in den OECD-Mitgliedstaaten vor 2015 einen Höchststand erreichen und dann abnehmen. Diese Trends entsprächen einer Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration von mehr als 650 ppm CO₂-Äquivalent. Zur Realisierung des 2°C-Ziels brauche es außergewöhnlicher politischer Anstrengungen aller Regierungen der Welt und der Einhaltung der Verpflichtungen bis 2020, woran für die IEA selbst Zweifel bestehen.

Über 200 Milliarden US-Dollar Fördergelder werden die Regierungen in der Welt im Jahr 2035 für Erneuerbare Energien-Projekte bereitstellen, hat die IEA ausgerechnet. Das ist fast viermal soviel wie 2009 (57 Milliarden US\$). **Damit lasse sich der Anteil der fossilen Energieträger am Primärenergiemix von 81 % auf 73 % senken.**

Europas Energieverbrauch hat nur einen geringen Einfluss auf das Weltklima. Die Reduzierung der EU-27-Menge von z. B. 60 % = 2,3 Mrd. t bis 2035 würde sich auf die globale Situation mit einer Reduzierung von nur 8 % auswirken und somit die CO₂-Wachstumsraten der Welt nur von wenigen Jahren kompensieren und die weitere globale Klimaerwärmung mit enormen Kosten für die EU-Bevölkerung auch nur um wenige Jahre verzögern.

Einheitlicher weltweiter CO₂-Handel erforderlich, aber nicht realisierbar

Es wird zunehmend deutlich, dass das EU-Emissionshandelssystem, in globaler Sicht, eine Insellösung bleiben dürfte, da weltweit die Prioritäten bei den zu lösenden Problemen nachvollziehbar anders gesetzt werden. Erhöhung des Lebensstandards, Zugang zu Strom, Wassermangel und Bekämpfung des Hungers und der Armut haben in den Schwellen- und Entwicklungsländern einen höheren Stellenwert. Gerade diese Länder sind aber für die Zunahme der CO₂-Konzentration in den nächsten 30-60 Jahren verantwortlich.

Technologie macht Kohle sauberer

Weltweit hat in der Energiewirtschaft und vor allem bei den Kohleförderländern eine Technologieoffensive eingesetzt, um Kohle umweltfreundlicher zu verstromen. Dies erfolgt in mehreren Schritten:

Die am schnellsten wirksame, kostengünstigste und sicherste Methode ist die Optimierung der derzeitigen Steinkohlekraftwerkstechnik auf Wirkungsgrade bis zu 45 %. Im Zusammenwirken mit Fernwärmeauskopplung ist sogar noch eine höhere Brennstoffausnutzung erzielbar (wie z. B. beim Kraftwerk Moorburg in Hamburg oder GKM - Block 9 in Mannheim im Bau).

Die Entwicklung CO₂-vermindernder Technologien und der CO₂-Abscheidung in der Steinkohleverstromung der wichtigste Beitrag der Industriestaaten für eine umweltfreundliche Stromerzeugung auf Steinkohlenbasis der Schwellen- und Entwicklungsländer, die auf die Steinkohle langfristig nicht verzichten können.

Die IEA hat wiederholt auf die Bedeutung der CCS-Technologie und der Wirkungsgradverbesserung für ein Vermeidungsszenario hingewiesen.

Verhandlungen von Cancún: Schritt in Richtung Klimaschutzabkommen?

Die am 11.12.2010 angenommene Vereinbarung von Cancún ist ein weiterer kleiner aber wichtiger Schritt hin zu einem umfassenden, völkerrechtsverbindlichen Klimaschutz-Rahmenübereinkommen. Die zweiwöchigen Verhandlungen in Cancún haben jedoch einmal mehr deutlich gemacht, wie langsam und mühselig dieser Prozess ist. Insoweit bedarf es noch eines langen, anstrengenden Weges bis zu einem völkerrechtsverbindlichen globalen Klimaschutzübereinkommen.

Die Vereinbarung von Cancún stützt sich auf die Beschlüsse, die vor einem Jahr in Kopenhagen getroffen wurden, und gibt außerdem Wege vor, wie künftig weitere Fortschritte erzielt werden können. Sie ist ein Kompromiss verschiedener Interessen innerhalb der Vereinten Nationen. Die wesentlichen Bestandteile des Pakets sind unter anderem Folgende:

- Erstmals ist in einem Papier der Vereinten Nationen das Bekenntnis festgehalten, dass die Erderwärmung 2°C gegenüber der vorindustriellen Temperatur nicht überschreiten darf; außerdem wurde ein Prozess für die Festlegung des Zeitpunkts vorgesehen, zu dem die weltweiten Emissionen ihren höchsten Stand er-

reichen, und ein bis 2050 zu erreichendes Ziel für die weltweite Emissionsreduktion gesteckt.

- Die Emissionszusagen der Industrie- und der Entwicklungsländer wurden im UN-Prozess verankert, und es wurde ein Prozess eingeleitet, um diese Zusagen klarer zu machen. Das Papier erkennt außerdem an, dass die Klimaschutzanstrengungen insgesamt verstärkt werden müssen, damit die Obergrenze von 2°C nicht überschritten wird.
- Es wurde ein Prozess vereinbart, durch den Maßnahmen zur Emissionsreduktion oder -begrenzung transparenter werden, damit der Gesamtprozess wirksamer nachvollzogen werden kann.
- Die Industriestaaten haben das Ziel bekräftigt, bis 2020 den Entwicklungsländern für Klimaschutzmaßnahmen Mittel in Höhe von jährlich 100 Mrd. US\$ bereitzustellen und einen „grünen“ Klimafonds einzurichten, über den die Finanzhilfen gesteuert werden.
- Die Parteien haben sich geeinigt, ein Rahmenwerk zur Anpassung an den Klimawandel (Cancún Adaptation Framework) zu schaffen, um die entsprechenden Maßnahmen zu verstärken.
- Es wurde eine „REDD+“-Mechanismus eingeleitet, der Maßnahmen zur Verringerung der Emissionen aus Entwaldung und Waldschädigung in Entwicklungsländern ermöglicht.
- Die Parteien einigten sich darauf, die Schaffung eines neuen CO₂-Marktmechanismus zu prüfen, der über das projektorientierte Konzept hinausgeht.
- Es wurde ein Technologie-Mechanismus geschaffen, der einen Technologie-Exekutivausschuss sowie ein Zentrum und Netzwerk für Klimaschutztechnologie umfasst und die Entwicklung und Weitergabe von Technologien fördern soll.

- Es wurde ein klares Verfahren eingeführt, mit dem überprüft wird, ob das Ziel einer Begrenzung auf 2°C angemessen ist. In diesem Zusammenhang soll bis 2015 auch untersucht werden, ob das Ziel auf 1,5°C verschärft werden sollte.

- Die Arbeit der Ad-hoc-Arbeitsgruppen im Rahmen des Klimaschutzübereinkommens der Vereinten Nationen und des Kyoto-Protokolls wurde um ein Jahr verlängert, während die legale Form der möglichen Verhandlungsergebnisse offen blieb.

Es bleiben aber die Folgetreffen abzuwarten, ob sich die Völkergemeinschaft zu einem verbindlichen Nachfolgeabkommen auch tatsächlich verpflichtet.

EUROPÄISCHE UNION

Erholung des Wirtschaftswachstums in 2010 mit Fortschritten

Die konjunkturelle Situation erholt sich allmählich. Maßgeblich hierfür waren das Ende des Lagerabbaus und ein Greifen von staatlichen Konjunkturprogrammen. Dementsprechend nahm auch das Wachstum des BIP in der EU Fahrt auf. Die Geschwindigkeit in den einzelnen EU-Ländern war aber - abhängig von der Lage im jeweiligen Land und seiner Politik - unterschiedlich.

Wirtschaftswachstum EU-27 in Prozent				
Mitgliedsländer	2008	2009	2010	2011 (P)
Länder Euro-Raum (EU-17)	0,4	- 4,1	1,8	1,6
EU-15	0,2	- 4,3	1,8	1,7
EU-27	0,5	- 4,2	1,8	1,8

HT-EU 1 Quelle: Eurostat vom 13.05.2011 P = Prognose

Spitzenreiter in der Wachstumsrate des BIP in der relativen prozentualen Veränderung zu 2009 waren unter anderem Schweden mit 5,5 %, Slowakei mit 4 %, Polen mit 3,8 % und Deutschland mit 3,6 %. Demgegenüber fiel das Wachstum in Frankreich mit 1,6 %, Italien mit 1,3 %, Niederlande mit 1,8 % und das Vereinigte Königreich mit 1,3 % deutlich verhaltener aus.

Laut der neuesten Schätzung der EU-Kommission wird das BIP der EU 2010-2011 um rund 1¾ % steigen. Im Jahr 2012 soll es mit zunehmenden Investitionen und einer stärkeren Nachfrage der Privathaushalte auf 2 % steigen.

Die Situation auf dem Arbeitsmarkt wird sich dadurch leicht verbessern. Die Arbeitslosenrate betrug in 2010 rund 9,5 % und soll schrittweise bis 2012 auf 9 % zurückgehen.

Das Exportwachstum ist über einen längeren Zeitraum stabil geblieben, wovon insbesondere die exportorientierten Länder profitieren.

Die Inflation in der EU wird sich nach Angaben der Kommission in 2010 und 2011 im Rahmen von durchschnittlich 2 % bewegen.

Sämtliche Prognosen sind aber mit Unsicherheiten und Risiken behaftet. Hierzu zählen zum einen die Unruhen, Spannungen bis hin zu bürgerkriegsähnlichen Ausschreitungen in den MENA-Gebieten (Libyen, Syrien, Jemen, Ägypten), die sich schnell auf weitere benachbarte Staaten ausbreiten könnten, zum anderen innereuropäisch die andauernden Spannungen auf den Märkten für Staatsanleihen in Verbindung mit der extremen Verschuldung der Länder Irland, Griechenland und Portugal oder die Immobilienkrise in Spanien und Großbritannien.

Energieverbrauch insgesamt rückläufig

Mit dem Anziehen der Konjunktur im Laufe des Jahres 2010 konnten die Rückgänge im Primärenergieverbrauch in vielen EU-Ländern fast vollständig kompensiert werden. Die Struktur der Stromerzeugung hat sich leicht zu Lasten der fossilen Energieträger geändert. Ihr Anteil am Erzeugungsmix hat sich von 2000 bis heute von 54 % auf 51 % leicht vermindert. Dabei nahm die Kohle um 13 % ab, während Gas um 60 % zunahm. Insgesamt wird eine Zunahme der Stromerzeugung in 2010 von ca. 3 % geschätzt.

Der Energieverbrauch wird nach vorläufigen Angaben für 2010 wie folgt geschätzt:

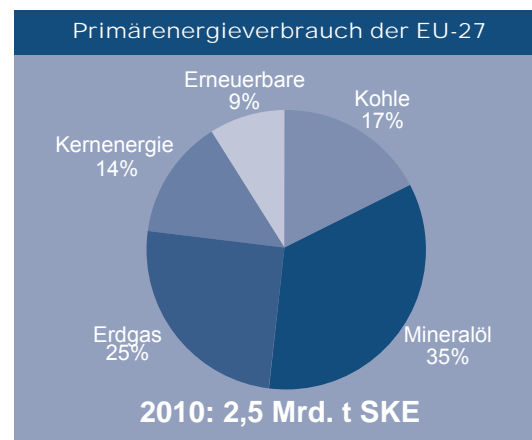


Bild 17 Quelle: Verschiedene Auswertungen, Eigene Berechnungen

Treibhausgasemissionen im Jahr 2009 um mehr als 11 % zurückgegangen

Die Treibhausgasemissionen der am EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS) teilnehmenden EU-Unternehmen sind in 2009 gegenüber 2008 um 11,6 % zurückgegangen. Zahlen für 2010 liegen noch nicht vor. Aufgrund der Wirtschaftskrise war es allerdings nicht verwunderlich, dass die Emissionen erheblich zurückgehen würden. Andererseits ist auch zu berücksichtigen, dass die Rezession das Preissignal erheblich geschwächt hat. Der Rückgang wird insgesamt durch mehrere Faktoren erklärt: Zum einen durch die verringerte Wirtschaftstätigkeit aufgrund der Rezession und zum anderen durch die konstant niedrigen Gaspreise in 2009, die die Stromerzeugung aus Gas gegenüber der Kohle zeitweise attraktiver machten. Darüber hinaus hat der CO₂-Preis in Phase 2 (2008-2012) des EU-EHS Unternehmen auch schon zum Teil zu Emissionsminderungen veranlasst. Die geprüften Emissionen für alle Anlagen beliefen sich im Jahr 2009 auf insgesamt 1,873 Mrd. t CO₂-Äquivalent.

Die CO₂-Reduzierung in der EU-15 im Übrigen ver-

läuft sehr unterschiedlich. Während die industriellen Schwergewichte in der EU, Deutschland und Großbritannien ihre Ziele weitestgehend erfüllen, liegen die meisten übrigen Länder teilweise weit hinter ihren Zielsetzungen zurück. In den Ländern, in denen das Wirtschaftswachstum am Größten ist, werden aber auch die CO₂-Emissionen gegenüber 2009 wieder gestiegen sein (Zahlen für 2010 liegen noch nicht vor).

EU-15 CO₂-Emissionen 1990-2010 (Prognose)

	Bezugsjahr 1990 (Mio. t CO ₂ -Äquivalent)	EU-Zielvorgabe 2008-2012 zum Bezugsjahr (%)	Veränderung 1990-2008 in %
EU-15	4.227,2	- 8,0	- 6,5
Deutschland	1.253,3	- 21,0	- 22,2
Vereinig. Königreich	746,0	- 12,5	- 18,6
Dänemark	69,0	- 21,0	- 7,4
Luxemburg	12,7	- 28,0	- 4,8
Belgien	146,8	- 7,5	- 7,1
Österreich	78,0	- 13,0	+ 10,8
Finnland	76,8	0,0	- 0,5
Frankreich	546,7	0,0	- 6,4
Griechenland	107,0	+ 25,0	+ 22,8
Irland	53,4	+ 13,0	+ 23,0
Italien	508,0	- 6,5	+ 4,7
Niederlande	212,5	- 6,0	- 2,4
Portugal	57,9	+ 27,0	+ 32,2
Spanien	286,8	+ 15,0	+ 42,3
Schweden	72,3	+ 4,0	- 11,7

HT-EU 2 Quelle: IWR/Europäische Umweltagentur

Die Tabelle zeigt, ohne die Beiträge Großbritanniens, Deutschlands und Frankreichs würde die EU mit einem absoluten Zuwachs massiv ihre Zielsetzung verfehlen. Die Reduktionserfolge in Deutschland sind jedoch zu einem Großteil auf die wirtschaftliche Umbruchsituation in Ostdeutschland zurückzuführen. Großbritannien profitierte von der Rückführung des Steinkohlenbergbaus um 80 Mio. t im Zeitraum

1990-2010, und die EU-10-Länder verzeichnen einen Rückgang der Emissionen von 23 % durch den Zusammenbruch vieler industrieller Strukturen in Osteuropa. D. h. ein Großteil der Reduktionserfolge sind also „Einmal-Effekte“ und nicht wiederholbar.

Diese Länder mit eingerechnet, hat die EU bei der Verringerung von Emissionen Fortschritte gemacht. 2009 lagen die Treibhausgasemissionen der EU-27 um 17 % unter dem Wert von 1990 und damit schon sehr nahe dem Minderungsziel von 20 % bis 2020.

Nach der Konsolidierung der EU-10-Staaten dürften diese in eine stärkere Wachstumsphase eintreten, mit steigendem Energiebedarf. Allerdings dürfte sich dies durch die Wirtschaftskrise möglicherweise um 2-3 Jahre verzögern, da vor allem die neuen Mitgliedsländer größtenteils hart von ihr getroffen wurden und somit die CO₂-Bilanz der EU positiv beeinflussen.

Steinkohlenmarkt (EU-27) weiter rückläufig

In 2010 waren geringe Förderrückgänge, zum Teil aber auch kleinere Steigerungen bei der europäischen Steinkohlenproduktion zu verzeichnen.

So wurden in

Bulgarien	+ 0,1 Mio. t
Deutschland	- 1,0 Mio. t
Polen	- 0,9 Mio. t
Spanien	- 0,6 Mio. t
Tschechien	+ 0,7 Mio. t
Rumänien	0,0 Mio. t
Großbritannien	+ 0,3 Mio. t

somit insgesamt 1,4 Mio. t weniger gefördert.

Weitere Fördersenkungen sind in Deutschland, Polen und Spanien nach dem Beschluss der EU-Kommission vom 13.12.2010 in den nächsten Jahren zu erwarten.

Steinkohle- und Braunkohleaufkommen der EU					
	2008		2009		2010 ¹⁾
	Mio. t (t=t)		Mio. t (t=t)		Mio. t(t=t)
EU-27-Förderung	149		135		134
EU-27-Kohle-Importe/ Binnenhandel	217		189		182
EU-27-Koks-Importe/ Binnenhandel	11		8		8
Steinkohleaufkommen	377		325		324
EU-27-Braunkohle	422		407		397
Gesamt-Kohleaufkommen	799		732		721

¹⁾ vorläufige Zahlen

HT-EU 3

Die Erholung der Stahlkonjunktur und die damit einhergehende Erhöhung der Roheisen- und Rohstahlerzeugung der Hütten führten zu einem Mehrabsatz. Der Steinkohleverbrauch in der EU ging insgesamt dennoch um 1 Mio. t zurück. Die Braunkohlenproduktion und -verbrauch blieben relativ stabil.

Der Steinkohleverbrauch von 324 Mio. t in der EU teilt sich in folgende Sektoren auf (Schätzung):

Aufteilung des Steinkohleverbrauchs der EU					
	2008		2009		2010 ¹⁾
	Mio. t	%	Mio. t	%	Mio. t %
Kraftwerke	245	65	230	71	217 67
Hütten/Kokereien	88	23	60	18	70 22
Wärmemarkt	44	12	35	11	37 11
Gesamt	377	100	325	100	324 100

¹⁾ vorläufige Zahlen

HT-EU 4

Die Struktur der Steinkohleimporte veränderte sich 2010 erneut. Rückläufige Exporte in die EU von Indonesien, Polen und Südafrika wurden durch höhere Lieferungen aus Kolumbien und Russland ausgeglichen.

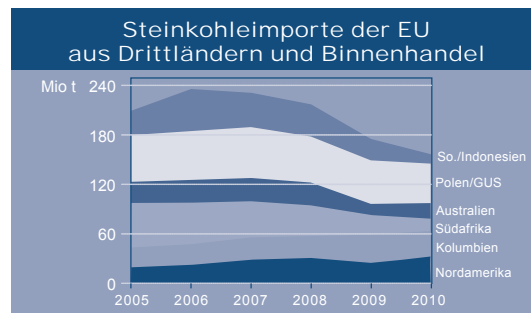


Bild 18 Quellen: EUROSTAT, Statistiken der Förderländer

Von den Steinkohle produzierenden Ländern hält Polen weiterhin die Spitzenstellung.

	2008 Mio. t (t=t)	2009 Mio. t (t=t)	2010 Mio. t (t=t)
Deutschland	19	15	14
Spanien	10	9	9
Großbritannien	18	18	18
Polen	83	78	77
Tschechien	13	11	12
Rumänien	3	2	2
Bulgarien	3	2	2
Gesamt	149	135	134

HT-EU 5

Der Primärenergiemix in der Stromerzeugung hat sich leicht zu den Regenerativen Energien verschoben. Wasser und sonstige Erneuerbare Energien konnten um 1 % zulegen, während Kernenergie und Kohle um 1 % abnehmen.

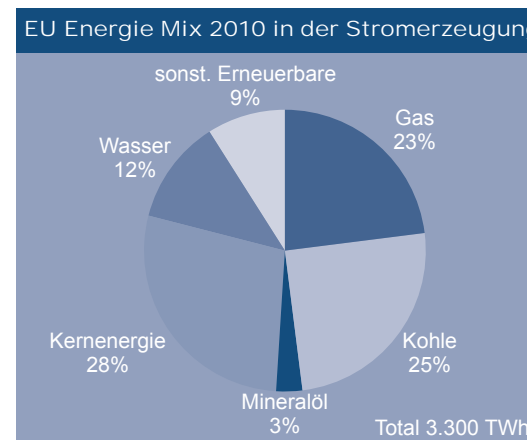


Bild 19 Quelle: IEA 2010, Eurostat, Eigenschätzung

Infrastruktur ausreichend und flexibel

Die Infrastruktur für Europa wird mit dem wachsenden Importvolumen stetig ausgebaut. Auch Eisenbahnlinien zwischen dem Binnenland und den ARA-Häfen wurden verbessert.

Häfen	2008	2009	2010
Hamburg	5,2	5,2	5,3
Bremen	1,8	1,4	1,8
Wilhelmshaven	2,2	2,2	1,8
Amsterdam	22,2	18,0	18,8
Rotterdam	28,6	24,8	24,1
Zeeland Seaports	4,4	3,9	4,0
Antwerpen	9,9	6,1	4,1
Gent	4,2	2,6	4,2
Dünkirchen	9,7	6,1	6,5
Le Havre	2,7	2,2	2,1
Gesamt	90,9	72,5	72,7

HT-EU 6 Quelle: Port of Rotterdam

EU-ENERGIEPOLITIK

Die Energiestrategie und der erste Energiegipfel: Investitionen von 1.000 Mrd. Euro für Infrastrukturmaßnahmen erforderlich

Am 10.11.2010 hat die Europäische Kommission das Dokument „Energie 2020 - Strategien für eine wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energieversorgung“ vorgestellt. Die Kommission stellt damit ihre Grundzüge der zukünftigen Energiepolitik bis zum Jahr 2020 und darüber hinaus dar. Auf dieser Grundlage werden dann in 2011 legislative Vorhaben mit erheblicher Relevanz für die Energieversorgung der EU folgen. Ausgangspunkt der Strategie der EU-Kommission ist die Feststellung, dass angesichts der wachsenden Herausforderungen die Anpassung der Europäischen Energiesysteme, die Wahl der Energieträger und ihrer Infrastrukturen zu langsam erfolgen. Binnen der nächsten 10 Jahre seien Investitionen von 1.000 Mrd. Euro erforderlich. Es sei absehbar, dass die 20-20-20-Ziele verfehlt würden, ausgenommen die CO₂-freie Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, Wasser- und Kernkraft, die mit einem Anteil von zusammen 45 % zur Gesamtstromerzeugung beitragen. Daher müssten weitere Maßnahmen vereinbart werden. Die neue Energiestrategie beinhaltet fünf sinnvolle Prioritäten, die wie folgt beschrieben werden können:

1. Steigerung der Energieeffizienz in Europa:

Zur Einsparung von 20 % PEV sind nach Auffassung der Kommission die jeweiligen Energieketten gesamtartig zu optimieren. Einsparungen werden vor allem außerhalb des Emissionshandels (z. B. Gebäude, Verkehr) gesehen. Hierzu wurde ein konkreter Vorschlag für 2011 angekündigt.

2. Ein gesamteuropäischer Binnenmarkt:

Dieser soll bis 2014 vollendet sein und nationale Märkte, die noch bestehen, zugunsten eines Market Coupling aufgelöst werden. 1 Billionen Euro sind bis 2020 für den Ersatz veralteter Kapazitäten, die Modernisierung und Anpassung der Infrastruktur nach Berechnung der Kommission erforderlich, wenn die bereits verabschiedeten klimapolitischen Ziele der EU verwirklicht werden sollen. Konkret will die Kommission einen 10-Jahres-Plan für den Netzausbau einschließlich CO₂-Pipelines vereinbaren, einen Förderhorizont für den Ausbau in den nächsten 20 Jahren eröffnen und die Genehmigungsverfahren national und international in jeweils einem einzigen Verfahren zusammenführen.

3. Stärkung der Versorgungssicherheit und des Verbraucherschutzes:

Die Wettbewerbsfähigkeit wichtiger Wirtschaftssektoren hängt von sicherer Energie zu bezahlbaren Preisen ab. Ein funktionierender Binnenmarkt auf der Basis einer ausreichenden Transport- und Speicherinfrastruktur erhöhe die Versorgungssicherheit. Im Interesse des Verbraucherschutzes erfordere die Schaffung des Binnenmarktes eine aktive Wettbewerbspolitik mit genormten Preisvergleichen und Benchmarkberichten.

4. Technologieführerschaft:

Zur Wahrung der Führungsrolle Europas im Bereich der Energietechnologien will die Kommission vier neue große Energieprojekte initiieren: Smart-Grids, die Elektrizitätsspeicherung (von Großanlagen bis E-Mobility), die Produktion von Biobrennstoffen der zweiten Generation sowie Smart Cities, die PEV-Einsparungen in den Städten betreffen.

5. Stärkung der Außendimension des Energiemarktes:

Die Kommission sieht die Notwendigkeit, dass die EU ihr gesamtes Gewicht in die Außenbeziehungen einbringt, um 2020 u. a. über weitere Energievorräte und

-routen zu verfügen und international Dekarbonisierung und Energieeinsparung durchzusetzen. Hierzu gehört u. a. die Verbindlichkeit des Energy Community Treaty oder die Erschließung der neuen Südrouten für Strom und Gas.

In Ausführung der Aussagen des Strategiepapiers zum vernetzten Binnenmarkt und seine Anbindung an auswärtige Energiequellen hat die Kommission ihr neues Paket zur Energie-Infrastruktur für 2020 und danach vorgestellt. Die Kommission stellt zunächst fest, dass die Energie-Infrastruktur in Europa veraltet und nicht ausreichend ist, was Abschlüsse in Wettbewerbsfähigkeit, Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit mit sich bringe, die Erreichung der Umweltziele in Frage stelle und keine neuen Arbeitsplätze schaffe. Eine neue, integrierte Politik soll die Netzentwicklung koordinieren und optimieren.

Die Strategie wie auch der Umstand, dass die EU-Kommission den Ausbau der Energieinfrastruktur in den Mittelpunkt ihrer Überlegungen stellt, um die Energieversorgung zukunftsfähig zu machen, ist zu begrüßen. Es bleibt allerdings abzuwarten, welche Konturen diese Strategie im Zuge der weiteren Konkretisierungsschritte durch die EU-Kommission annehmen wird und welche Auswirkungen damit verbunden sind.

Erster Europäischer Energiegipfel

Die Staats- und Regierungschefs der EU trafen sich am 04.02.2011 in Brüssel zum ersten Mal zu einem Energiegipfel, der aber von den Ereignissen in Ägypten, der anhaltenden Euro-Krise und dem Französisch-Deutschen Vorschlag zur Harmonisierung von Steuern und Arbeitsmarktpolitiken überschattet und dominiert wurde. Dennoch wurden für die weitere Energiepolitik wichtige Entscheidungen getroffen. Bedeutsam für die Kohlewirtschaft sind u. a. nachfolgende vom EU-Rat bestätigte prioritäre Maßnahmen:

1. Der Rat hat die **20-20-20 Ziele** (bis 2020: 20% CO₂ Reduzierung, 20% Anteil Erneuerbare Energien [EE] am Endenergieverbrauch, 20% Steigerung der Energieeffizienz) **bestätigt**. Letzteres Ziel sieht der Rat aber selbst als gefährdet an. Ab 01.01.2012 sollen daher alle Mitgliedstaaten in öffentlichen Ausschreibungen für relevante öffentliche Gebäude und Dienstleistungen Energieeffizienzstandards aufnehmen, die diesem Ziel Rechnung tragen. Die Umsetzung des Energieeffizienzziels der EU soll 2013 überprüft und ggf. weitere Maßnahmen erwo-gen werden, falls dieses Ziel nicht erreicht wird.
2. Der Rat sieht in einer **sicheren, zuverlässigen, verfügbaren, nachhaltigen und erschwinglichen Energie** als Beitrag zur europäischen Wettbewerbsfähigkeit nach wie vor eine Priorität für Europa. Das Vorgehen auf EU-Ebene kann und muss einen zusätzlichen Nutzen im Hinblick auf dieses Ziel bewirken.
3. Die EU braucht einen voll funktionsfähigen, als Verbund organisierten und **integrierten Energiebinnenmarkt**. Dieser sollte nach dem Willen des Rates bis **2014 vollendet** werden, damit Gas und Strom ungehindert fließen können. Hierzu sollen die ÜNB in Kooperation mit der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) ihre Arbeiten in Bezug auf Marktkopplung und Leitlinien sowie **einheitliche Netzkodizes** intensivieren.
4. Die **Energieinfrastruktur** hat ebenfalls Priorität für den Rat, insbesondere zur Vollendung des Binnenmarktes mit einem grenzüberschreitenden Verbundnetz und dem Ausbau der EE Integration. Der hierfür erhebliche Finanzierungsaufwand soll aber größtenteils vom Markt bereitgestellt werden (also von den Netzbetreibern), wobei die Kosten über Tarife gedeckt werden sollen (d.h. vom Verbraucher bezahlt werden).

5. Der Rat sieht die **Energieversorgungssicherheit** ebenfalls als wichtig an und fordert die Kommission zu folgender – aus Sicht der Kohlenwirtschaft positiv zu bewertenden - prioritären Maßnahme auf: **„Um die Energieversorgungssicherheit Europas weiter zu verbessern, sollte das europäische Potenzial für eine umweltverträgliche Gewinnung und Nutzung herkömmlicher fossiler Energieträger wie auch unkonventioneller fossiler Energieträger (Schiefergas und Ölschiefer) bewertet werden.“** Auch soll die Kommission bis Juni 2011 eine Mitteilung über Versorgungssicherheit und internationale Zusammenarbeit im Hinblick auf eine weitere Verbesserung der Einheitlichkeit und Kohärenz des auswärtigen Handelns der EU im Energiebereich vorlegen.
6. In Sachen EE wird die Kommission ersucht, intensiver mit den Mitgliedstaaten an der Umsetzung der RL über **erneuerbare Energiequellen** zu arbeiten, insbesondere hinsichtlich **kohärenter nationaler Förderregelungen und Kooperationsmechanismen**.
7. **Investitionen** in erneuerbare Energiequellen sowie sichere und nachhaltige CO₂-arme Technologien (z.B. CCS) werden von der EU und ihren Mitgliedstaaten gefördert. Die Kommission soll darüber hinaus neue Initiativen in Bezug auf **intelligente Netze, E-Mobility, Energiespeicherung**, nachhaltige Biokraftstoffe und Energiesparlösungen für Städte vorlegen.
8. Der Europäische Rat sieht der Erarbeitung einer **Strategie 2050 für eine CO₂-arme Wirtschaft**, die den Rahmen für das längerfristige Vorgehen im Energiesektor und anderen damit verbundenen Sektoren bilden soll, erwartungsvoll entgegen. Damit die EU im Rahmen der Verringerungen, die laut Weltklimarat durch die Industrieländer als Gruppe erreicht werden müssen, das im Oktober 2009 ver-

einbarte **Ziel einer Verringerung der Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 % gegenüber 1990 verwirklichen kann, ist eine Revolution der Energiesysteme erforderlich**, die jetzt beginnen muss. Die **Festlegung von Zwischenzielen auf dem Weg zum Gesamtziel für 2050** sollte gebührend erörtert werden. Der Europäische Rat wird die Entwicklungen regelmäßig überprüfen.

Mit diesen Schlussfolgerungen hat der Rat die Strategie der EU-Kommission im Wesentlichen bestätigt und zugleich der EU-Kommission neue Hausaufgaben gestellt: Eine Energiepolitik mit einem Zeithorizont von 40 Jahren zu entwerfen, bei der die Reduktion von CO₂-Emissionen und anderer Treibhausgase klar im Mittelpunkt stehen. Die EU-Kommission hat daher für 2011 drei sogenannte „road maps“ angekündigt, in denen die Leitvorstellungen bis 2050 für einen geringen CO₂-Ausstoß, die nach Vorstellungen der EU bis dahin um 80 % - 95 % gesenkt werden sollen, niedergelegt werden und sowohl Wirtschaft als auch Verkehr- und Energiesysteme umfassen.

CCS-Technologie: EU fördert 22 Demonstrationsanlagen

Unternehmen aus 25 EU-Staaten haben europäische Fördermittel zum Bau von 22 großen Demonstrationsanlagen für die unterirdische Kohlendioxid-Speicherung (Carbon Capture and Storage - CCS) beantragt. Das teilte die EU-Kommission am 10.03.2011 mit. Nur aus Luxemburg und Lettland gingen keine Anträge ein. Um die „grünen“ Technologien für die Mitgliedstaaten nutzbar und auch zum globalen Exportschlager zu machen, stellt die EU rund 4,5 Mrd. Euro Fördermittel zur Verfügung. Unterstützt werden sollen damit mindestens acht CCS-Anlagen und mindestens 34 Erneuerbaren-Projekte. In jedem EU-Staat sollen ein bis drei Vorhaben gefördert werden.

In Deutschland möchte zum Beispiel der Energiekonzern Vattenfall Europe Fördermittel für sein CCS-Projekt im brandenburgischen Jämschwalde haben. Die große Zahl der Anträge „zeigt das starke Interesse in der EU-Wirtschaft, in kohlenstoffarme Technologien zu investieren“, sagte Klimaschutzkommissarin Connie Hedegaard.

Die Förderung soll durch die Nutzung von 300 Mio. CO₂-Emissionsrechten erfolgen, die im Handelssystem eigentlich als Reserve für neue Marktteilnehmer zurückgestellt sind (New Entrants Reserve - NER). In der überarbeiteten Emissionshandelsrichtlinie wurde festgelegt, diese Zertifikate (NER 300) als Unterstützung für CCS und andere „grüne“ Energietechnologien zu verwenden. Die EU will die Entwicklung einer breiten Palette von Technologien fördern. Bei CCS-Anlagen wurden die meisten Anträge für Projekte gestellt, die mit Post-Combustion-Technik arbeiten.

Harmonisierung der regenerativen Förderung auf EU-Ebene überfällig

Ende vergangenen Jahres wurde durch den europäischen Energiekommissar, Günther Oettinger, auf eine stärkere Harmonisierung der Erneuerbaren-Förderung in Europa gedrungen, um den Ausbau der Erneuerbaren Energien besser abstimmen und somit billiger zu machen. „Deutschland ist eines der sonnenärmsten Länder“, betonte Oettinger. „Das Photovoltaik hier sprießt, liegt nicht an der Natur“. Ferner sagte der EU-Kommissar auf einer Veranstaltung: „Wir pflanzen Orangenbäume in Spanien und nicht im Harz“ – oder um es mit den Worten des RWE Innogy-Chefs Fritz Vahrenholt auszudrücken: „Die Sonneneinstrahlung in Deutschland entspricht derjenigen von Alaska. So wie man dort keine Ananas züchten kann, kann man auch hierzulande Photovoltaik nicht wirtschaftlich betreiben.“

Die angestoßene Diskussion um den Anteil Erneuerbarer Energien im Strom-Mix der einzelnen Mitgliedstaaten wie auch der Finanzierungsmechanismus in den EU-Ländern war längst überfällig und ist zu begrüßen. Für Anfang 2011 wurde diesbezüglich eine Mitteilung der EU angekündigt, die aber keinen bindenden Gesetzgebungscharakter haben soll.

BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND

Starker Anstieg des Bruttoinlandsproduktes um 3,6 % in 2010

Deutschland hat die globale Finanz- und Wirtschaftskrise schneller und besser überwunden als die meisten übrigen europäischen Staaten. Auch der strenge Wintereinbruch im 4. Quartal 2010 konnte den Aufschwung 2010 nicht bremsen. Die Stimmung in der deutschen Wirtschaft erhellte sich zunehmend nach dem desaströsen konjunkturellen Einbruch in 2009.

Ausgewählte Eckwerte der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland ¹⁾			
	2009	2010	2011 Vorschau
Veränderung gegenüber dem Vorjahr in %			
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt)	- 4,7	3,6	2,2
Erwerbstätige (im Inland)	- 0,1	0,5	0,7
Arbeitslosenquote in % ²⁾	8,2	7,7	7,0
Verwendung des BIP preisbereinigt			
Private Haushalte u. private Organisationen o. E.	- 0,2	0,1	1,6
Ausrüstungen	- 22,6	9,2	6,0
Bauten	- 1,5	4,2	1,8
Inlandsnachfrage	- 1,9	2,2	1,9
Exporte	- 14,	15,5	6,7
Importe	- 9,4	13,3	6,8
Außenbeitrag (BIP-Wachstumsbeitrag) ³⁾	- 2,9	1,6	0,3

¹⁾ 2010 vorläufige Ergebnisse des Statistischen Bundesamtes; Stand: Januar 2011
²⁾ Bezogen auf alle Erwerbspersonen
³⁾ Beitrag zur Zuwachsrates des BIP

HT-D1 Quelle: Jahreswirtschaftsbericht 1/2011 der Bundesrepublik

Die wirtschaftliche Erholung in Deutschland zeigte eine beeindruckende Dynamik. Das Jahr 2010 verzeichnete einen Anstieg des Bruttoinlandsproduktes

von 3,6 %. Die konjunkturelle Belebung wird sich auch 2011 nach Prognosen des Sachverständigenrates fortsetzen, allerdings nicht mehr mit dem bisherigen Tempo. Die Zuwachsrates des BIP dürfte sich auf 2,2 vH belaufen. Gemäß der Prognose des Sachverständigenrates werden die durch die Krise entstandenen Produktionseinbußen Ende des Jahres 2011 vollständig ausgeglichen sein.

Energieverbrauch konjunktur- und witterungsbedingt gestiegen

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland stieg um rund 22 Mio. t SKE oder 4,6 % von 458 Mio. t SKE in 2009 auf 480 Mio. t SKE in 2010. Damit kehrte der Primärenergieverbrauch in Deutschland 2010 nahezu auf das Niveau vor dem konjunkturellen Einbruch zurück. Entscheidenden Einfluss auf den starken Anstieg hatten die positive gesamtwirtschaftliche Entwicklung sowie die deutlich kühlere Witterung. Im besonderen Maße konnten die energieintensiven Grundstoffindustrien im Vergleich zum Vorjahr von der guten Konjunkturentwicklung profitieren.

Der Produktionsindex im verarbeitenden Gewerbe veränderte sich im Jahre 2010 gegenüber 2009 wie folgt:

- Roheisenerzeugung plus 24 %,
- Metallerzeugnisse plus 21 %,
- Grundstoffchemie plus 18 %,
- produzierendes Gewerbe gesamt plus 11 %.

Vor allem aber auch in weniger energieintensiven Branchen stieg die Produktion stark an:

- Maschinenbau plus 10 % ,
- Fahrzeugbau plus 25 % ,
- Elektrotechnik plus 17 % ,
- verarbeitendes Gewerbe gesamt plus 12 % .

Im Ergebnis nahm damit der Energieverbrauch mit 4,6 % stärker zu als das Bruttoinlandsprodukt mit 3,6 %. Ein Grund für den gesteigerten Primärenergieverbrauch ist auch in der deutlich gegenüber 2009 kühleren Witterung zu sehen. Gemessen an den Gradtagzahlen war es in Deutschland im Jahr 2010 um rund 17 % kälter als im Jahr zuvor. Temperaturbereinigt dürfte daher der Verbrauch mit 1,6 % eine deutlich schwächere Zunahme erfahren haben. Unter diesen Voraussetzungen hätte sich die Energieproduktivität um rund 2 % verbessert.

Die Struktur des Primärenergieverbrauchs in 2010 änderte sich im Vergleich zum Vorjahr 2009 sehr unterschiedlich.

Öl und Gas blieben mit zusammen 55,4 % die wichtigsten Energieträger. Der Mineralölverbrauch erhöhte sich um gut 1 % oder 2 Mio. t SKE auf 161 Mio. t SKE. Ohne den höheren Einsatz von Biokraftstoffen, deren Beitrag bei den Erneuerbaren Energien bilanziert wird, hätte der Zuwachs beim Mineralöl rund 4 % betragen. Die Nachfrage nach Diesel erhöhte sich um 3,7 %, während der Verbrauch an Ottokraftstoff um 2,6 % gesunken ist. Beim schweren Heizöl wirkte sich das hohe Preisniveau negativ auf den Absatz aus. Der Absatz von leichtem Heizöl stieg dagegen um 4,3 %.

Der Erdgasverbrauch erhöhte sich in 2010 um gut 4 % auf 104 Mio. t SKE. Die niedrigen Temperaturen zu Beginn des Jahres sowie am Jahresende sorgten für einen erhöhten Absatz auf dem Wärmemarkt.

Nach dem Krisenjahr 2009 verzeichnete der Steinkohleverbrauch im Jahr 2010 gegenüber allen anderen Primärenergieträgern den mit Abstand kräftigsten Anstieg. Mit rund 57,8 Mio. t SKE lag der Primärenergieverbrauch an Steinkohle um 7,7 Mio. t SKE oder um 15,4 % höher als 2009. Diese hohen Zuwächse sind vor allem auf die früher als erwartet einsetzende umfassende konjunkturelle Erholung sowie auf die zum Teil ungewöhnlich frostige Witterung in den Herbst- und Wintermonaten in Deutschland zurückzuführen.

Die Braunkohle stieg dagegen nur moderat um 0,2 % auf 51,5 Mio. t SKE. Damit deckte sie knapp 11 % des gesamten inländischen Energiebedarfs.

Die Stromerzeugung aus Kernkraft steigerte ihren Beitrag zum Primärenergieverbrauch um 4 % auf 52,3 Mio. t SKE, obwohl eine Reihe von Kernkraftwerken nicht am Netz war.

Die Erneuerbaren Energien trugen mit 45 Mio. t SKE zur Energiebilanz bei. Dies ist eine Steigerung um 10 %. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft stieg reichlich um 3 %, die der Windkraft ging dagegen vor allem wegen ungünstiger Windverhältnisse trotz höherer Kapazität um 5,5 % zurück. Einen gewaltigen Sprung machte die Photovoltaik mit einer Steigerung um 80 % von 24 PJ auf 45 PJ oder 1,46 Mio. t SKE. Der Anteil aller Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch erhöhte sich von 8,9 % auf 9,4 %.

Von den rund 1.320 PJ oder 45 Mio. t SKE aus Erneuerbaren Energien gingen:

- rund 718 PJ (54 %) oder 24,5 Mio. t SKE in die Stromerzeugung,
- rund 476 PJ (36 %) oder 16,2 Mio. t SKE in den Wärmemarkt,
- rund 126 PJ (10 %) oder 4,3 Mio. t SKE in die Kraftstoffherstellung.

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2009 und 2010 ¹⁾						
Energieträger	2009	2010	Veränderungen 2009/2010		2009	2010
	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t	SKE %	Anteile in %	Anteile in %
Mineralöl	159,3	161,3	2,0	1,3	34,8	33,6
Erdgas	100,3	104,5	4,2	4,2	21,9	21,8
Steinkohle	50,1	57,8	7,7	15,4	10,9	12,1
Braunkohle	51,4	51,5	0,1	0,2	11,2	10,7
Kernenergie	50,2	52,3	2,1	4,1	11,0	10,9
Erneuerbare Energien	41,0	45,0	4,0	9,9	8,9	9,4
Sonstige ²⁾	6,1	7,2	1,1	18,0	1,3	1,5
Gesamt	458,4	479,6	21,2	4,6	100,0	100,0

¹⁾ Alle Angaben sind vorläufig
²⁾ Einschließlich Stromaußenhandelsaldo

HT-D2 Quelle: AGEB

Energieproduktivität verbessert sich weiter – Zuwachs aber unterdurchschnittlich

Die Energieproduktivität – gemessen in Euro je Gigajoule - ist in 2010 temperaturbereinigt um 1,6 % gestiegen. Dabei sind die temperatur- und lagerbestandsbereinigten Werte für die Beurteilung der strukturellen Entwicklung am besten geeignet:

Energieproduktivität			
	2009	2010	Differenz in %
Bruttoinlandsprodukt (Mrd. Euro)	2.169	2.248	3,6
Primärenergieverbrauch in Petajoule (temperatur- und lagerbestandsbereinigt)	13.610	13.853	1,8
Energieproduktivität (in Euro/GJ)	159	162	- 1,6

HT-D3 Quelle: AGEB, vorläufige Angaben

Der Zuwachs der Energieproduktivität entspricht damit etwa dem langjährigen Durchschnitt von 1,8 % (1990-2010).

Stromerzeugung steigt deutlich um 5,2 %

Die Bruttostromerzeugung in Deutschland nahm in 2010 von rund 593 TWh in 2009 um 5,2 % oder rund 32 TWh auf rund 625 TWh zu. Der deutsche Verbrauch stieg um rund 29 TWh, der Exportüberschuss erhöhte sich auf rund 17 TWh.

Energimix der Bruttostromerzeugung				
Energieträger	2008 TWh	2009 TWh	2010 TWh	Differenz 2009/2010 TWh
Braunkohle	150,6	145,6	145,9	0,3
Kernenergie	148,8	134,9	140,6	5,7
Steinkohle	124,6	107,9	117,4	9,5
Erdgas	86,7	78,8	83,7	4,9
Mineralöl	9,2	9,6	8,1	- 1,5
Erneuerbare Energien	92,7	94,9	103,0	8,1
Sonstige	24,6	21,5	26,0	4,5
Gesamt	637,3	593,2	624,7	31,5

HT-D4 Quelle: AGEB

Das grenzüberschreitende Stromhandelsvolumen (Summe Importe und Exporte) erreichte in 2010 rund 101 TWh bzw. 16 % der Bruttostromerzeugung. Es stieg damit um 6 TWh. Fast alle Energieträger konnten an dem Zuwachs der Stromnachfrage partizipieren. Le-

diglich die Stromerzeugung aus Windkraft und Mineralölprodukten hatte einen Rückgang zu verzeichnen. Den höchsten absoluten Anstieg konnte die Stromerzeugung aus Steinkohle verzeichnen. Die Erzeugung stieg um 9,5 TWh auf 117,4 TWh. Dies entspricht etwa 2,5 Mio. t SKE. Der Einsatz von Braunkohle, die im Wesentlichen im Grundlastbereich angesiedelt ist, war nahezu konstant.

Die installierte Leistung der Windenergie stieg im Jahr 2010 um 1.551 MW auf 27.200 MW. Insgesamt waren 21.600 Windenergieanlagen in Betrieb. Trotz Erhöhung der installierten Leistung um 5,5 % sank die Produktion von 38,6 TWh auf 36,5 TWh (- 5,5 %). Die Windkraftanlagen lieferten damit rund 1.342 h Volllaststunden im Jahr 2010 bzw. nur 15,3 % ihrer Jahreskapazität. Dies lag vornehmlich am schwachen Windangebot des Jahres 2010 im Vergleich zum langjährigen Mittel, was deutlich macht, dass diese Form der Stromerzeugung nicht zur Lastdeckung geeignet ist.

Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien			
Energiequelle	2008*	2009*	2010*
	Mrd. KWh	Mrd. KWh	Mrd. KWh
Wasserkraft	20,4	19,1	19,7
Windkraft	40,6	38,6	36,5
Biomasse	22,3	25,5	28,5
Müll**	4,9	4,4	4,8
Photovoltaik	4,4	6,6	12,0
Geothermie	0,02	0,7	0,8
Gesamt	92,62	94,9	102,3
* vorläufige Zahlen			
** erneuerbarer Anteil			

HT-D5 Quelle: BDEW

Es zeigt sich leider, dass Wind- und Solarkapazitäten dort ausgebaut werden, wo sie die höchsten Subventionen erzielen und nicht dort, wo die besten Wind- oder Sonnenvoraussetzungen gegeben sind. In England und in Norwegen sind nach neuen Studien wesentlich

bessere Voraussetzungen für Windenergie, in Spanien bessere Voraussetzungen für Solarenergie vorhanden. Umso wichtiger ist es, die Fördersysteme in der EU zu harmonisieren, um die Erneuerbare Energie dort anzusiedeln, wo sie am kostengünstigsten erzeugt werden kann. Zugleich würden damit Wettbewerbsverzerrungen im europäischen Strommarkt vermindert.

Gestiegen ist mit einem Zuwachs von 3 TWh auch die Verstromung aus Biomasse, deren Verbrennung zwar CO₂ erzeugt, aber als CO₂-neutral gewertet wird.

Die je KWh am höchsten subventionierte Photovoltaik legte prozentual (+ 82 %) am meisten zu. Die hohen Milliardenbeträge, die für die Einspeisung dieses Stroms vergütet werden, führen bisher zu einem Anteil an der Bruttostromerzeugung von lediglich 2 %.

Wegen des unregelmäßigen Anfalls der Windenergie kann - in Schwachlastzeiten - ein Teil des Windstromes in die Niederlande und nach Polen nur mit hohen Zuzahlungen abgesteuert werden. Insofern subventioniert der deutsche Steuerzahler den Stromverbrauch und den Klimaschutz von Nachbarländern, die gleichzeitig ihre CO₂-Bilanz schonen. Die Zuzahlungen erhöhen die EEG-Umlage für Stromverbraucher zusätzlich.

Stahlproduktion in 2010 erheblich angezogen

Die Stahlindustrie verzeichnete ein außergewöhnlich starkes Wachstum in 2010. Infolgedessen stieg die Rohstahlproduktion von 32,7 Mio. t in 2009 um 34,2 % auf 43,83 Mio. t. Auch die Roheisenproduktion war entsprechend stark nachgefragt. Sie wurde von 20,1 Mio. t in 2009 um gut 8 Mio. t auf 28,5 Mio. t hochgefahren. Die Stahlerzeugung ist auch in 2011 in der Tendenz aufwärts gerichtet, wenn auch die Zuwachsraten erwartungsgemäß verhaltener ausfallen werden. Die Wiederbelebung der Stahlnachfrage ist Ausdruck der schwungvollen Konjunktur in Deutschland in 2010.

Roheisenproduktion				
	2008	2009	2010	Differenz
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	2009/ 2010 %
Rohstahl	45,8	32,7	43,8	34,0
Roheisen	29,1	20,1	28,5	41,8

HT-D6

Der durchschnittliche spezifische Verbrauch betrug in der deutschen Stahlindustrie:

Verbrauch der Stahlindustrie			
Energieträger	2008	2009	2010
Koks (kg je t / Roheisen)	366	386	348
Einblaskohle (kg je t / Roheisen)	106	92	138
Sinterbrennstoffe (kg je t / Roheisen)	51	63	48
Öl (kg je t / Roheisen)	19	13	11

HT-D7

Durch die bessere Auslastung der Hochöfen senkte sich der spezifische Verbrauch des Koks, der der Einblaskohle hingegen stieg um 46 kg/t Roheisen.

Steinkohlemarkt in 2010 stark gestiegen, auch Steinkohleimporte legen kräftig zu

Nach dem Einbruch auf ein Jahrhunderttief im Vorjahr verzeichnete der Steinkohleverbrauch im Jahr 2010 gegenüber allen anderen Primärenergieträgern den mit Abstand kräftigsten Anstieg. Der Primärenergieverbrauch an Steinkohle erhöhte sich von 50,1 Mio. t SKE in 2009 um 7,7 Mio. t SKE auf 57,8 Mio. t SKE in 2010. Damit wurde der Steinkohleverbrauch im letzten Jahr insgesamt um 15,4 % erhöht. Das Niveau vor der Krise von 61,4 Mio. t SKE im Jahr 2008 und 68,8 Mio. t SKE in 2007 wurde damit bislang aber noch nicht wieder erreicht. Die Importkohle bewährte sich erneut als flexibler „swing-supplier“.

Der Steinkohleverbrauch in Mio. t SKE wurde wie folgt gedeckt:

Deckung des Steinkohleverbrauchs in Deutschland				
	2008	2009	2010	2009/2010
	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Veränderung Mio. t SKE
Importkohle	43,6	35,1	43,0	3,8
Inlandsproduktion ¹⁾	17,8	14,2	14,8	- 1,0
Gesamt	61,4	49,3	57,8	2,8

¹⁾ inkl. Bestandsabbau

HT-D8

Die inländische Produktion passte ihre Förderung weiter an und reduzierte ihre Produktion von 14,2 Mio. t SKE in 2009 um 1,0 Mio. t SKE auf 13,2 Mio. t SKE in 2010, die Haldenvorräte wurden um 1,7 Mio. t SKE verringert.

Der Steinkohlenabsatz in t=t entwickelte sich folgendermaßen:

Steinkohleabsatz insgesamt in Deutschland			
Verwendung	2008	2009	2010 ¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Kraftwerke	52,3	43,7	44,6
Stahlindustrie	17,7	12,9	18,4
Wärmemarkt	1,7	1,4	1,8
Gesamt	71,7	58,0	64,8

¹⁾ vorläufige Zahl

HT-D9

Der Mengenunterschied zwischen der „t-SKE“-Darstellung und der „t=t“-Darstellung liegt im Wesentlichen im Bereich der Kraftwerkskohle, da dort auch Kohle mit Heizwerten unter 7.000 kcal/kg eingesetzt werden. Insofern liegen die t=t-Zahlen höher.

Die Importmengen trugen auch in 2010 mit gut 70 % zur qualitativ hochwertigen Versorgung des deutschen

Marktes bei. Ohne die Einfuhr und Versorgung von hochwertiger Import-Kokskohle wäre z. B. auf der RAG-Kokerei Prosper die Herstellung von für die Hütten qualitätsgerechtem Koks nicht möglich, da die deutsche Kokskohle nur noch in geringen Mengen gefördert wird und qualitativ nicht mehr alle Ansprüche erfüllt. In 2010 wurden in Deutschland mit 8,1 Mio. t mehr Koks erzeugt als ein Jahr zuvor mit 6,7 Mio. t. Davon allein produzierte Prosper 1,9 Mio. t und damit fast 30 % mehr als ein Jahr zuvor mit 1,5 Mio. t.

Die Versorgung der einzelnen Verbrauchergruppen teilten sich Importkohle und Inlandskohle 2010 wie folgt:

Verbrauchergruppen Importkohle und Inlandskohle in 2010			
	Importkohle Mio. t	Inlandskohle Mio. t	Gesamt ¹⁾ Mio. t
Kraftwerke	33,1	11,5	44,6
Hütten	14,7	3,7	18,4
Wärmemarkt	1,3	0,5	1,8
Gesamt	49,1	15,7	64,8

¹⁾ vorläufig

HT-D10

Damit deckte die Importkohle den

- Kraftwerksbedarf zu 74 %
- Hüttenbedarf zu 80 %
- Wärmemarktbedarf zu 72 %.

Die Einfuhren nach Qualitäten teilen sich wie folgt auf:

Einfuhren nach Qualitäten in Mio. t (t=t)			
Produkte	2008	2009	2010
Kraftwerkskohle	33,2	29,3	31,3
Anthrazit	0,5	0,4	0,5
Kokskohle	10,3	6,9	9,2
Koks	4,0	2,9	4,1
Gesamt	48,0	39,5	45,1

HT-D11 Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die Importzahlen in 2010 sich von den Verbrauchszahlen wegen Bestandsbewegungen unterscheiden. Dies gilt auch für die Vorjahre.

Bei der Kraftwerkskohle dominierten:

- Russland 9,3 Mio. t oder rund 30 %
- Kolumbien 7,4 Mio. t oder rund 24 %
- Polen 3,7 Mio. t oder rund 12 %
- Südafrika 3,3 Mio. t oder rund 11 %
- USA 2,7 Mio. t oder rund 9 %
- Spitzbergen 0,9 Mio. t oder rund 3 %.

Die Versorgungsstruktur für Kraftwerkskohle ist also breit gelagert. Russland avancierte zum größten Versorger, gefolgt von Kolumbien und Polen. Auch Südafrika und die USA lieferten wesentliche Tonnagen. Im Trend verringert sich vor allem die Bedeutung Südafrikas für den deutschen Markt zunehmend.

Bei Kokskohle waren die wichtigsten Lieferanten:

- Australien 4,0 Mio. t oder rund 44 %
- USA 3,0 Mio. t oder rund 33 %
- Kanada 1,2 Mio. t oder rund 13 %
- Russland 0,7 Mio. t oder rund 8 %.

Insgesamt ist die Versorgungsstruktur für alle Qualitäten breit diversifiziert und kommt überwiegend aus politisch stabilen Ländern. Es gab keine logistischen Probleme in 2010.

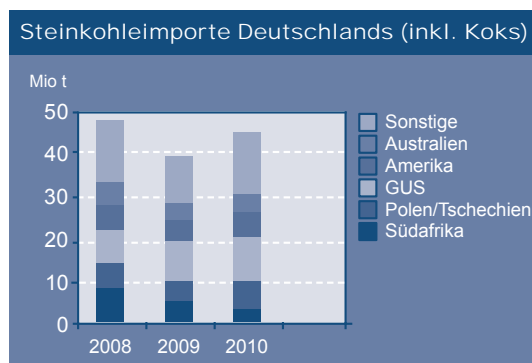


Bild 20 Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Die rund 45 Mio. t Importkohle kamen über folgende Transportwege in die Bundesrepublik Deutschland:

Transportwege der Importkohle in Deutschland			
Transportweg	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 ¹⁾ Mio. t
Deutsche Seehäfen	14,7	14,0	14,0
Eisenbahn	10,1	7,8	16,0
Binnenschiffe aus ARA-Häfen	23,2	18,2	15,0
Gesamt	48,0	40,0	45,0

¹⁾ vorläufige Zahlen

HT-D12

Energiepreise entwickeln sich unterschiedlich, Kraftwerkskohle weiter mit Wettbewerbsvorteilen

Die maßgeblichen Konkurrenzpreise für Kraftwerkskohle sanken zum Teil weiter in 2010, zum Teil stiegen sie aber auch wie die Kohlepreise. Die Preisentwick-

lungen bei HS und Gas nahmen dabei sehr unterschiedliche Verläufe.

Während des Jahres ergab sich Folgendes:

Energiepreisentwicklung 2010			
	01.01.2010 EUR/t SKE	01.07.2010 EUR/t SKE	31.12.2010 EUR/t SKE
Schweres Heizöl (HS)	255	276	287
Erdgas an Kraftwerke	227	242	248
Importkohlepreis cif ARA (Spotmarkt)	81	85	104

HT-D13

HS folgte dem Trend des Rohölpreises mit einer deutlichen Erholung im Laufe des Jahres 2010. Der Gaspreis bröckelte zunächst weiter, stieg dann aber in der zweiten Jahreshälfte an. Insbesondere ein reichliches Angebot an LNG-Gas im Weltmarkt führt auf den Spotmärkten zu volatilen Preisen.

In allen Marktsituationen besaß die Importkohle in 2010 einen großen Wettbewerbsvorteil, der sich aber gegenüber Gas in 2010 verringerte, da die Kohlepreise gegen Ende des Jahres stark anzogen.

Energiepreisentwicklung im Jahresdurchschnitt				
	2008	2009	2010	2009/2010 Veränderung %
	€/t SKE			
Schweres Heizöl (HS)	275	208	270	29,8
Erdgas / Kraftwerke ¹⁾	269	246	233	- 5,3
Grenzübergangspreis / Importkohle	112	79	85	7,6

¹⁾ Jahresmittelwerte BAFA-Preis

HT-D14

Die Preisvorteile von Importkohle zu HS und Gas entwickelten sich auf Basis obiger Werte wie folgt:

Preisvorteile der Importkohle			
	2008 €/t SKE	2009 €/t SKE	2010 €/t SKE
Importkohle/HS	163	129	185
Importkohle/Gas	157	167	148

HT-D15

Die Importsteinkohle behält in 2010 also beachtliche Preisvorteile gegenüber Gas und HS. Der deutsche Grenzübergangspreis („BAFA“-Preis) folgt der Spotmarktentwicklung (API#2) mit einer Zeitverzögerung von 4-6 Monaten.

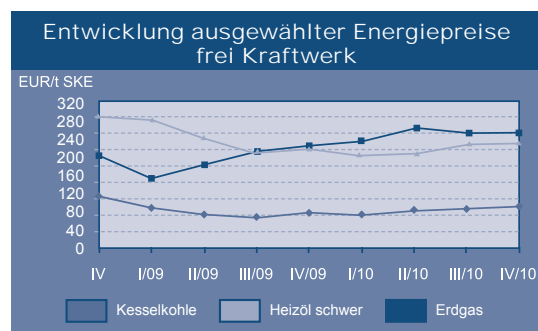


Bild 21

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft-Erdgas vorläufig, eig. Brerechnungen

Kraftwerkskohle und Koks folgen in ihrem Preisverhalten den kurzfristigen Markttendenzen. Die Koks-kohle wurde bisher größtenteils in Jahresverträgen verhandelt, und Preiserhöhungen/-senkungen setzten sich in den Grenzübergangspreisen nur mit einer Zeitverzögerung innerhalb des Jahres um. Hier ergab sich 2010 eine bedeutsame Änderung. Große Marktplayer kündigten in relativ kurzer Frist an, zukünftig nur noch Quartalspreise zu vereinbaren. Andere Koks-kohleexporteure zogen nach, weitere, vor allem amerikanische Unternehmen, bieten weiterhin Jahrespreise an.

Ziel der Bildung von Quartalspreisen ist ein schnelleres Anpassen an die Marktsituation sowie das Bestreben, Koks-kohle wie Kohle zu „Commoditisieren“ und entsprechende Finanzprodukte zur Preisabsicherung zu ermöglichen. Die Umstellung stellte und stellt die Stahlindustrie vor große Probleme, da sie ihrerseits mit den Kunden Jahrespreise ausgehandelt hat und das quartalsweise Durchreichen von Preisen vor allem in schnell steigenden Märkten sehr schwierig ist. In Zukunft wird daher mit deutlich volatileren Preisschwankungen zu rechnen sein.

Vertragsbenchmarkpreise für „hard-coking-coal“ in den jüngsten Verhandlungen (2010/2011) und die Grenzübergangspreise für Koks-kohle aus Drittländern entwickelten sich wie in den Tabellen dargestellt.

Vertragsbenchmarkpreise für metallurgische Kohle in US \$/t fob	
2007/2008 ¹⁾	98,00
2008/2009 ¹⁾	300,00
2009/2010 ¹⁾	129,00
2010/2011 ²⁾	220,00

¹⁾ April-März = japanisches Fiskaljahr
²⁾ Durchschnitt aus den Preisen von Q3, Q4 2010 und Q1 2011

HT-D16

Drittländer Grenzübergangspreis in EUR/t ¹⁾	
2007	96,00
2008	126,00
2009	175,00
2010	147,00

¹⁾ Durchschnittswerte über alle metallurgischen Kohle

HT-D17

In den deutschen Grenzübergangspreis fließen nicht nur der „hard-coking-coal“-Preis, sondern auch der für „semi-soft-coking-coal“ und der für PCI-Qualitäten mit ein.

Wie bei der Kraftwerkskohle spielt auch das Verhältnis Euro zu US-Dollar eine bedeutsame Rolle.

In 2010 wurde mit 147 Euro/t im Durchschnitt ein deutlich geringerer Preis für Koks-kohle als in 2009 erreicht. Im 4. Quartal 2010 lag der Koks-kohlepreis im Durchschnitt aber mit 176 Euro/t über dem Durchschnittspreis von 2009.

Die wetterbedingten Förderausfälle in Australien um die Jahreswende 2010/2011 werden sich voraussichtlich im 2. Quartal 2011 preislich auswirken. Hier wird mit einer spürbaren Steigerung gerechnet.

Die Kokspreise entwickelten sich wie folgt:

Kokspreisentwicklung		
	Drittlands-Importe Euro/t	EU-Importe Euro/t
2008	272,00	282,00
2009	240,00	193,00
2010	260,00	261,00
Erhöhung 2009/2010	20,00	68,00

HT-D18

Die Kokspreise stiegen stark wegen der Erholung der Stahlkonjunktur. Für 2011 ist mit ähnlichen Mengen zu rechnen. Die Preise dürften auf sehr hohen Niveau verbleiben.

Preise und Handel mit CO₂-Zertifikaten

2010 war das dritte Jahr der 2. Periode des CO₂-Handels, die von 2008 bis einschließlich 2012 reicht.



Bild 22 Quelle: Reuters

Die gute Konjunktur wie auch die kalte Witterung führten zu deutlich höheren CO₂-Emissionen im Jahr 2010 und dadurch zu einem entsprechend höheren Verbrauch an CO₂-Zertifikaten. In Bezug auf den Preis wirkte sich dies stabilisierend bis leicht ansteigend aus.

Nach ersten Schätzungen sind die CO₂-Emissionen in Deutschland nach dem krisenbedingten Rückgang 2009 (minus 7 %) im Jahr 2010 um 4,8 % gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Damit wurden fast 38 Mio. t CO₂ mehr emittiert, die CO₂-Emissionen des Jahres 2008 aber immer noch um 2,5 % oder 21 Mio. t CO₂ unterschritten.

Erheblich steigend wirkten sich 2010 die im Vergleich zu 2009 niedrigeren Temperaturen auf den Energieverbrauch - und damit auf die energiebedingten Emissionen aus: Über das Jahr gerechnet waren die Gradtagzahlen 2010 um etwa 17 % höher (also „kälter“) als 2009.

Insgesamt wird für 2010 von einem Anstieg der gesamten Treibhausgasemissionen um 4,2 % ausgegangen. Dies würde eine Minderung der CO₂-Emissionen gegenüber dem Basisjahr schätzungsweise um 23,4 % bedeuten. Damit würde das für Deutschland für die Periode 2008-2012 verpflichtende Ziel einer Minderung von 21 % weiterhin deutlich übertroffen.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Preiserwartung per 04/2011 für die Jahre 2011 bis 2014:

Erste EUA-Auktionen in 2010

Im Januar 2010 wurde an der Europäischen Energiebörse EEX damit begonnen, die nicht kostenfrei an deutsche Unternehmen verteilten CO₂-Verschmut-

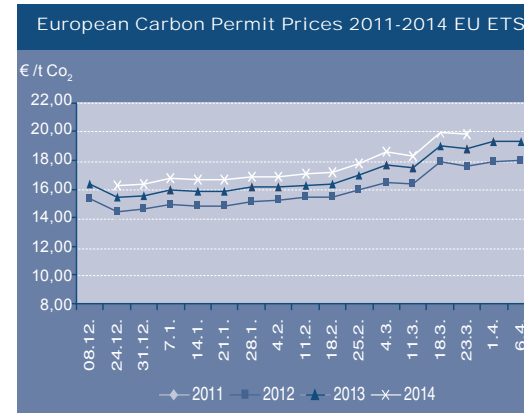


Bild 24 Quelle: VIK

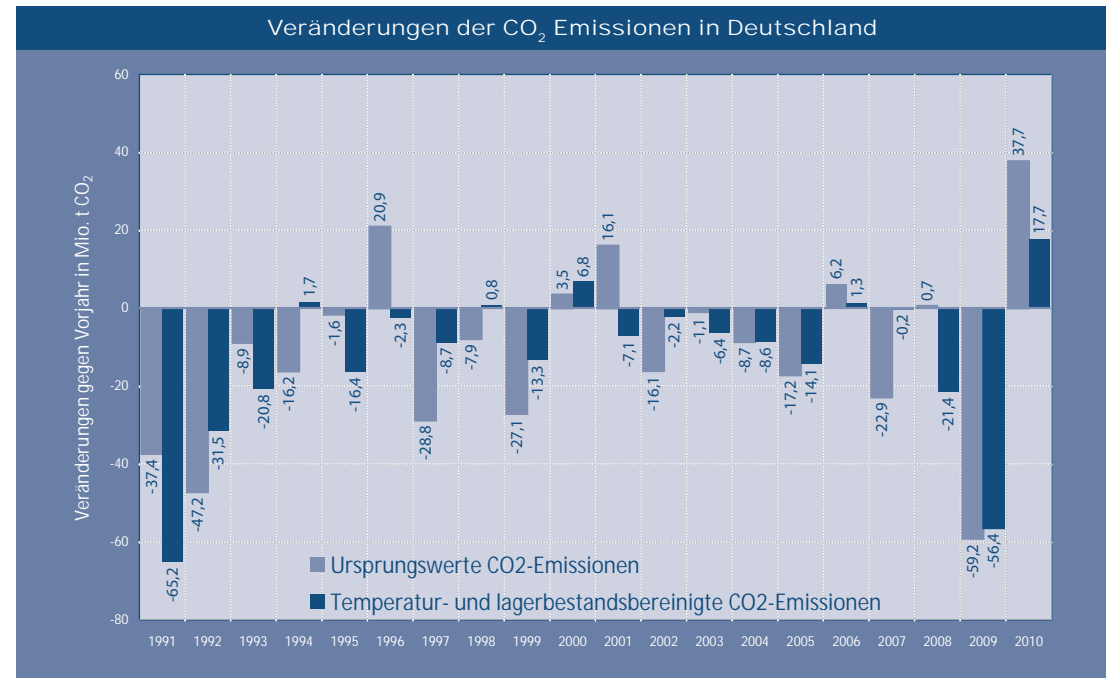


Bild 23 Quellen: Umweltbundesamt; Deutscher Wetterdienst; AG Energiebilanzen; eigene Berechnungen.

zungsrechte zu handeln. Der Preis für eine sog. Europäische Emissionsberechtigung (EUA) - also die Berechtigung, eine Tonne CO₂ auszustoßen - betrug in 2010 zwischen knapp 13 Euro Anfang 2010 und rund 16 Euro Ende 2010. Seit Januar 2010 führt die EEX die Versteigerungen der nicht kostenfrei zugeleiteten Berechtigungen in einem regelmäßigen Turnus durch. Von Januar bis Oktober 2010 und 2011 werden wöchentlich 300.000 EUA am Spotmarkt und wöchentlich 570.000 EUA am Terminmarkt im sog. Mid-December-Kontrakt des laufenden Jahres versteigert. Die verbleibenden Mengen werden im November und Dezember 2010 am Spotmarkt versteigert. Insgesamt wurden 41 Mio. EUA für 2010 gehandelt. Dies entspricht 10 % der Gesamtmenge an ausgegebenen EUA in Deutschland.

Entwicklungen am CER-Markt

Das Kyoto-Protokoll zur Klimarahmenkonvention (UNFCCC) verpflichtet 39 Industriestaaten, einschließlich der EU, zur Senkung der Treibhausgasemissionen. Im Vordergrund stehen Emissionsminderungsanstrengungen in den einzelnen Industrieländern, um die je nach Entwicklungsstand unterschiedlich hohen Ziele zu erreichen. Die Entwicklungsländer sind wegen ihrer bislang geringen Pro-Kopf-Emission noch nicht zu eigenen Minderungsmaßnahmen verpflichtet, werden aber durch den Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (Clean Development Mechanism - CDM) in den globalen Klimaschutz einbezogen.

Der CDM ermöglicht den Industrieländern gem. Art. 12 des Kyoto-Protokolls, zertifizierte Emissionsreduktionen (Certified Emission Reductions - CER) aus Schwellen- und Entwicklungsländern auf die eigenen Emissionsminderungsverpflichtungen anzurechnen. Dahinter steckt die Idee, dass in Entwicklungsländern durch eine Verbesserung der dort in der Regel sehr niedrigen Effizienz des Energie- und Rohstoffeinsatzes

mit den gleichen finanziellen Mitteln ein größerer Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden kann als in den entwickelten Industrieländern. Damit CER erzeugt werden können, müssen die CDM-Projekte international definierten Anforderungen entsprechen.

Die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union haben das Vorrecht, dieses Instrument zur Erfüllung eigener Minderungsverpflichtungen zu nutzen und haben dies im inhereuropäischen Emissionshandel auf Unternehmensebene zu einem gewissen Teil an Unternehmen der Industrie- und Energiewirtschaft weitergereicht. In der zweiten Handelsperiode (2008-2012) besteht für die emissionshandelspflichtigen Unternehmen in den EU-Mitgliedstaaten die Möglichkeit, Emissionen von über 1,3 Mrd. Tonnen Kohlendioxid durch Zertifikate aus dem CDM zu ersetzen; in Deutschland können die Betreiber von emissionshandelspflichtigen Anlagen bis zu 22 % ihrer Abgabeverpflichtungen mit Zertifikaten aus CDM erfüllen. Dies sind rund 90 Mio. t CO₂-Äquivalente im Jahr. Die CER sind handelbar wie EUA, liegen aber preislich immer mit einem gewissen Abstand unter den EUA. In 2010 entwickelte sich der Preis der CER wie der der EUA in einer Seitwärtsbewegung und einer Bandbreite von 11 bis knapp 14 Euro/t CO₂. Die entsprechenden EUA-Preise waren um etwa 3 Euro/t CO₂ höher.

Bis 2012 werden nach Schätzungen von CER-Experten 928 Mio. CER ausgegeben werden. Um dieses Ziel zu erreichen, müssten monatlich durchschnittlich 17 Mio. CER von den Vereinten Nationen ausgegeben werden. Bis heute wurden insgesamt 553 Mio. CER ausgegeben.

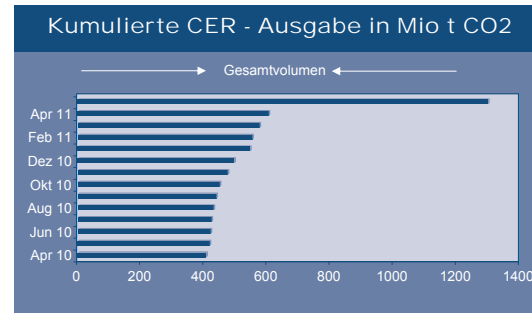


Bild 25 Quellen: Zahlen von cdc climat research

Die Zukunft von CDM nach 2012 ist offen, da es an einem völkerrechtlich verbindlichen Nachfolgeprotokoll fehlt. Nach derzeitigem Stand werden daher CER nur bis 2012 ausgegeben. Demzufolge beeinflussen sie die Investitionsrechnung für ein neues Klimaschutzprojekt nicht (mehr). Es fehlt insoweit an Anreizen und einer rechtsverbindlichen Verlängerung

Klimagipfel in Cancún: Es wird weiterverhandelt

Die gute Nachricht war, dass der Klimagipfel nicht gescheitert ist. Andererseits kann von Durchbruch ebenfalls keine Rede sein. Ende 2010 wurde nach einer Marathonsitzung eine Reihe von Beschlüssen durch die internationale Staatengemeinschaft im Kampf gegen die Erderwärmung beschlossen:

- In der Präambel des Abschlussdokuments wird das Ziel zur Kenntnis genommen, die Erderwärmung auf unter zwei Grad zu begrenzen.
- Unter Mithilfe der Weltbank wird ein Klimafonds für Entwicklungsländer angelegt, in den die Industriestaaten jährlich 100 Mrd. US-Dollar einzahlen.
- Die Konferenz vereinbarte einen Fahrplan für die Fortsetzung des Kyoto-Protokolls und einen für die

Klimaziele der USA und der Entwicklungsländer - allerdings nicht bindend.

Tendenzen der Preisentwicklung in 2011 – unterschiedliche Entwicklung der Einfuhrpreise zu erwarten –

Die Preise für Kohle CIF-ARA befinden sich seit dem Jahresende 2010 auf dem höchsten Stand seit November 2008 und bewegten sich in einer Spanne von 120-130 US\$/t und damit über 70 % über dem jeweiligen Preis des Vorjahres. Die Frachtraten verharren dagegen wegen eines Überangebots an Frachtraum für Massengüter auf niedrigem Niveau.

Andererseits ist der US-Dollar gegenüber dem Euro schwächer geworden. Es bleibt aber abzuwarten, wie sich die Verschuldungssituation von Griechenland, Irland, Portugal und Spanien auf den Euro auswirken. Auf Basis der Spotmarktpreise für Kraftwerkskohle im 1. Quartal 2011 und des wieder erstarkten Euro dürfte der BAFA-Preis im Laufe des Jahres ein Preisniveau von über 90 Euro/t SKE erreichen.

Die Kokspreise dürften wegen des Hochwassers in Australien neue Höchstmarken in 2011 erreichen. Nach den moderaten Abschlüssen für das Vertragsjahr 2009/2010 von 130 US\$/t fob für „hard-coking-coal“ sind die Kokspreise aber förmlich explodiert und der Benchmark-Abschluss zwischen den japanischen Hütten und den führenden australischen Produzenten liegt bei 225 US\$/t fob für das 1. Quartal 2011. Für das 3. Quartal 2010 wurden ebenfalls Preise von bis zu 225 US\$/t fob vereinbart.

Wegen der weltweit wieder angezogenen Stahlkonjunktur ist 2011 durchgängig mit hohen Kokspreisen zu rechnen. Auch die Kokspreise dürften auf einem entsprechend hohen Niveau verbleiben.

Prämissen der Szenarien-Basis: Koalitionsvertrag					
	Szenario I	Szenario II	Szenario III	Szenario IV	Trendentwicklung
THG-Emissionen					
• bis 2020	- 40 %	- 40 %	- 40 %	- 40 %	Vorschlag Gutachter
• bis 2050	- 85 %	- 85 %	- 85 %	- 85 %	Vorschlag Gutachter
Kernenergie Laufzeitverlängerung	4 Jahre	12 Jahre	20 Jahre	28 Jahre	keine LZV
Energieeffizienz (Steigerung)	endogen bestimmt	2,3 - 2,5 % p. a.	2,3 - 2,5 % p. a.	endogen bestimmt	Business as usual (1,7-1,9 % p. a.)
Erneuerbare Energien					
• Anteil am Endenergieverbrauch 2020	≥ 18 %	≥ 18 %	≥ 18 %	≥ 18 %	≥ 16 %
• Anteil am Primärenergieverbrauch 2050	≥ 50 %	≥ 50 %	≥ 50 %	≥ 50 %	Vorschlag Gutachter

HT-D19 Quelle: Forum für Zukunftsenergien, 10/2010

Energiekonzept der Bundesregierung

Energiekonzept bis 2050 verabschiedet

Im Koalitionsvertrag von 2009 hatten sich „Schwarz-Gelb“ darauf verständigt, „spätestens innerhalb des nächsten Jahres ein neues Energiekonzept vorzulegen, dass szenarienbezogen die Leitlinien für eine saubere, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung formuliert“. Das Konzept sollte „ideologiefrei, technologieoffen und marktorientiert“ sein und „den Weg in das Zeitalter der Erneuerbaren Energien weisen“. Zur Vorbereitung wurden von den Instituten EWI, GWS und Prognos Energieszenarien erarbeitet, die die Grundlage für die Eckpunkte für das Energiekonzept darstellen. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die Szenarien **keine** Prognosen sind, sondern im Gegensatz dazu von politischen Annahmen getrieben, d. h. von vorgegebenen Zielen „zurückgerechnet“ wurden. Da die Prämissen oder Annahmen von BMWi und BMU gesetzt wurden, handelt es sich um ein „politisiertes“ Gutachten. Die Annahmen waren der Ausgangspunkt der Beauftragung und basierten auf dem Koalitionsvertrag.

Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke um durchschnittlich 12 Jahre in 2010 beschlossen, in 2011 wieder rückgängig gemacht

Mit dem Energiekonzept einher ging auch die sehr kontrovers geführte Diskussion über die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke (LZV). Die Kernenergie soll eine Brückenfunktion auf dem Weg in das „Zeitalter der Erneuerbaren Energien“ erfüllen. Um diese Brückenfunktion zu erfüllen, ist eine Laufzeitverlängerung für alle 17 Kernkraftwerke in Deutschland um durchschnittlich 12 Jahre vorgesehen.

Unmittelbar nach Verabschiedung des Energiekonzepts im Kabinett sind Gesetzentwürfe zur Änderung des Atomgesetzes sowie zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ in den Bundestag eingebracht worden. Zur weiteren Umsetzung des Energiekonzepts ist ein Folgepaket von rund 60 Einzelmaßnahmen zu erwarten. Bekannt gegeben worden ist auch der ausgehandelte Förderfondsvertrag der Bundesregierung mit den Kernkraftwerksbetriebsgesellschaften.

Abzuwarten bleiben die betrieblichen Auswirkungen einer Neuregelung der Sicherheitsanforderungen, die

im Rahmen einer angekündigten 12. Atomgesetznovelle erweitert und auf höchstem technischem Niveau fortgeschrieben werden sollen. Die **Zusatzgewinne aus der Laufzeitverlängerung sollen teilweise abgeschöpft** werden, um die Finanzierung in den Bereichen Erneuerbare Energien und Energieeffizienz zu stärken. Dazu dient neben der Neueinführung einer zunächst bis 2016 befristeten Kernbrennstoffsteuer (mit einem Aufkommen von rund 2,3 Mrd. Euro p. a.) eine vertragliche Vereinbarung mit den Kernkraftwerksbetreibern über zusätzliche Sonderbeiträge für entsprechende Förderfonds. Die Bundesregierung kündigt mit dem Energiekonzept die **Etablierung eines nationalen Energie- und Klimafonds sowie eines Effizienzfonds als Sondervermögen** (neben dem Haushalt) an, die aus den Förderbeiträgen sowie ab 2013 aus den Mehrerlösen der Versteigerung der CO₂-Emissionszertifikate gespeist werden sollen. Nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima ist die Laufzeitverlängerung wieder in Frage gestellt. Mehr noch: Die Bundesregierung will nunmehr endgültig aus der Kernenergie aussteigen. (siehe Vorwort)

Energiekonzept setzt einseitig auf Klimaschutz

Die Bundesregierung formuliert im Energiekonzept „Leitlinien für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ und beschreibt erstmalig als Regierungsprogramm den „Weg in das Zeitalter der Erneuerbaren Energien“, d. h. im Energiemix der Zukunft sollen die Erneuerbaren Energien den Hauptanteil übernehmen. Auf diesem Weg sollen „in einem dynamischen Energiemix“ bei stetig sinkendem Energieverbrauch die konventionellen Energieträger kontinuierlich durch Erneuerbare Energien ersetzt werden.

Das Energiekonzept umfasst neben dem Kernenergiekompromiss hinaus insgesamt neun Handlungsfelder, die jeweils noch mit konkreten Einzelmaßnahmen umgesetzt werden müssen und wie folgt eingeteilt sind:

- Erneuerbare Energien als eine tragende Säule zukünftiger Energieversorgung
- Schlüsselfrage Energieeffizienz
- Kernenergie und fossile Kraftwerke
- Leistungsfähige Netzinfrastruktur für Strom und Integration Erneuerbarer Energien
- Energetische Gebäudesanierung und energieeffizientes Bauen
- Herausforderung Mobilität
- Energieforschung für Innovationen und neue Technologien
- Energieversorgung im europäischen und internationalen Kontext
- Akzeptanz und Transparenz

Flankiert wird das Energiekonzept von einem „10-Punkte-Sofortprogramm“, das Maßnahmen enthält, die bereits bis Ende 2011 umgesetzt werden sollen. Das Programm beinhaltet insbesondere Maßnahmen im Bereich Offshore-Windkraft, Netzausbau und Stromspeicher, aber auch den Beschluss über den bereits vorliegenden Entwurf eines nationalen CCS-Gesetzes.

Zentrale energie- und klimapolitische Ziele eher unrealistisch

Mit dem Energiekonzept sollen vor allem sehr ehrgeizige, planmäßig vorgegebene nationale Klimaschutz- und Energieeinsparziele erreicht werden. Ausdrücklich heißt es: „Deutschland soll in Zukunft bei wettbewerbsfähigen Energiepreisen und hohem Wohlstandsniveau eine der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt werden“.

Ein regelmäßiges konsequentes Monitoring (mit einem Monitoring-Bericht alle drei Jahre) soll dazu dienen, Fehlentwicklungen frühzeitig zu erkennen und zu korrigieren.

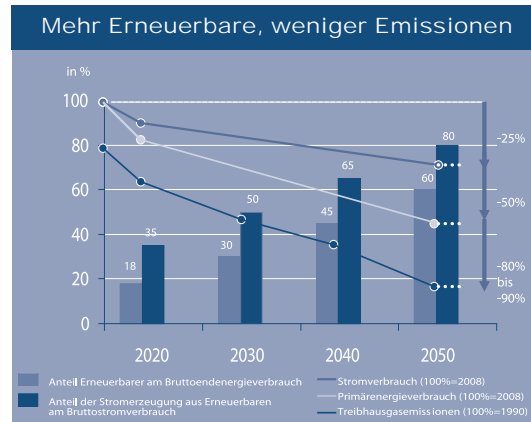


Bild 26 Quelle: Wirtschaftsrat der CDU

Im Einzelnen werden folgende Fernziele angestrebt:

- Bis 2050 Reduzierung der Treibhausgasemissionen in Deutschland um 80 % bis 95 % (gegenüber 1990),
- Bis 2050 Absenkung des Primärenergieverbrauchs um 50 % (gegenüber 2008),
- Senkung der CO₂-Emissionen wie folgt: - 40 % bis 2020, - 55 % bis 2030 und - 70 % bis 2040,
- Senkung des Primärenergieverbrauchs bis 2020 um 20 % (gegenüber 2008). Um bis 2050 die Halbierung des heutigen Verbrauchs zu bewirken, muss durch massive Effizienzsteigerungen das Wachstum der Energieproduktivität von heute rund 1,7 % p. a. auf eine Rate von durchschnittlich 2,1 % p. a. gesteigert werden.

Verknüpft wird dies mit spezifischen sektoralen Einsparzielen:

- Der Stromverbrauch in Deutschland soll bis 2020 um 10 % und bis 2050 um 25 % vermindert werden,
- Für den Verkehrssektor Verminderung des Endenergieverbrauchs um 10 % bis 2020 und 40 % bis 2050,

- Sowie für den Gebäudesektor (**Verdopplung** der jährlichen **energetischen Sanierungsrate von 1 % auf 2 %**).

Der Anteil der **Erneuerbaren Energien** soll drastisch erhöht werden:

- Ihr **Anteil am Bruttoendenergieverbrauch** soll von heute (2009) 10 % **bis 2050 auf 60 %** ausgebaut werden,
- Bis 2020 auf 18 %,
- bis 2030 auf 30 %
- und bis 2040 auf 45 % gesteigert werden.
- Für die **Stromerzeugung** in Deutschland strebt die Bundesregierung sogar einen **Anteil der Erneuerbaren Energien von 80 % in 2050** an; die Etappenziele lauten hier: 35 % bis 2020, 50 % bis 2030 und 65 % bis 2040.

Primärenergiemix ändert sich gravierend

Der Primärenergiemix würde sich dadurch gemäß den zugrunde gelegten Energieszenarien bei unterstellter Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke um durchschnittlich 12 Jahre dann im Zeitraum 2009 bis 2050 dramatisch ändern. Deutlich wird, dass die unterstellte Steigerung der Energieeffizienz gewissermaßen die wichtigste „Energiequelle“ der Zukunft darstellt.

Nach diesem Szenario sinkt etwa der Steinkohleverbrauch in Deutschland bis 2050 um rund drei Viertel auf eine Restgröße von ungefähr 15 Mio. t SKE. Bereits bis 2020 wäre eine Halbierung auf nur noch 31 Mio. t SKE zu erwarten. Danach wäre der Steinkohleinsatz zur Stromerzeugung nur in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und später zunehmend mit CCS-Technologie möglich.

Der Mineralöl- und der Erdgasverbrauch würden bis 2050 absolut um ungefähr zwei Drittel zurückgehen.

Der Versorgungsbeitrag der Erneuerbaren Energien würde sich verdreifachen, allerdings auch bis 2050 absolut nur eine Größenordnung erreichen, die dem heutigen Verbrauchsniveau von Gas oder Kohle entspricht. Ihr immer größerer Anteil am Primärenergieverbrauch ergibt sich vor allem aus dem Rückgang desselben.

Die Energieszenarien sollen belegen, dass die Erreichung der vorgegebenen technisch-wirtschaftlichen Ziele möglich ist. Sie betonen aber explizit, dass **„die rechnerischen Ergebnisse noch nichts darüber aus(sagen), wie realistisch die Zielerreichung in der Praxis ist“**.

Investitionsbedarf von 800 Mrd. Euro notwendig, unterstellte Grundvoraussetzungen spekulativ

Alle Szenarien gehen unter anderem von einem zusätzlichen Investitionsbedarf im Energiesektor der deutschen Volkswirtschaft bis 2050, also über 40 Jahre, von rund 20 Mrd. Euro jährlich aus. Kumuliert kostet demnach der zielgemäße Umbau des Energiesystems rund 800 Mrd. Euro. Weder aus den Energieszenarien noch aus dem Energiekonzept ergeben sich klare Aussagen, wie dieser Investitionsbedarf zu finanzieren ist und wie sich die Traglasten verteilen. Neben den als erforderlich abgeschätzten Investitionskosten werden in den Energieszenarien weitere „Grundvoraussetzungen“ benannt, die aus heutiger Sicht eher unrealistisch und spekulativ erscheinen, das Energiekonzept sie aber einfach als erfüllbar voraussetzt:

- **Abschluss eines globalen, völkerrechtlich verbindlichen Klimaschutzabkommens** mit Zielvorgaben für die Industrieländer bis 2050 unterstellt, wie sie im Energiekonzept für Deutschland als Ziel gesetzt sind.
- Ab 2020 Existenz eines voll integrierten europäischen Strommarktes, durch den alle bisherigen **Transit- und Vernetzungshindernisse in Europa**

überwunden und alle sodann möglichen Infrastrukturinvestitionen herbeigeführt sind.

- Nach 2020 werden für die Stromversorgung Deutschlands außerdem zunehmend **Stromimporte (in 2050 um bis zu 30 %)** unterstellt, ohne dass dies jemals mit Deutschlands Nachbarn abgestimmt wäre.
- Auf nationaler Ebene gehen die Energieszenarien (wie auch das Energiekonzept) davon aus, dass die vorgegebene bzw. nunmehr beschlossene **Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke** trotz aller politischen Widerstände, Klagen und Bedenken **komplett umgesetzt werden kann** und z. B. auch keine Abstriche am inländischen Netzausbau oder an der avisierten Sanierungsrate im Gebäudesektor erfolgen.
- Ferner unterstellen die Energieszenarien die **Lösung aller Akzeptanzprobleme** der sonstigen erforderlichen Investitionsprojekte und ein stabiles internationales Umfeld ohne z. B. Rohstoffklemmen oder Energiepreisexplosionen, aber auch ohne Preisverfall der fossilen Energieträger und ähnliche Reaktionen der internationalen Energiemärkte.
- Zu den Grundannahmen gehören ferner Innovationen im Energiebereich, wie z. B. die erfolgreiche Realisierung von Technologien, die es heute noch gar nicht gibt oder die längst nicht kommerziell verfügbar sind: Von neuen Stromspeichertechnologien über CCS („Marktreife“ ab 2025 unterstellt) bis zur Elektromobilität und dem standardmäßigen Nullemissionshaus.

Alle Zielerfüllungen in den Szenarien hängen zudem rechnerisch stark davon ab, dass die vorgegebene Energieverbrauchsreduktion auch tatsächlich erreicht wird. Diese kommt wiederum nur zustande, wenn die bisher nicht erreichte Steigerung der Energieproduktivität Realität wird, was zumindest eine Art „Energieeffizi-

enzrevolution“ voraussetzt. Zudem darf das ebenfalls als Prämisse angenommene durchschnittliche Wirtschaftswachstum bis 2050 knapp 1 % p. a. nicht überschreiten, was für die Entwicklung Deutschlands als Industriestandort schädlich ist und erfreulicherweise in 2010 und voraussichtlich auch 2011 deutlich überschritten wird.

Unter diesen Vorgaben weisen alle Zielszenarien im Schnitt zwar leicht positive Wachstums- und Beschäftigungseffekte im Vergleich zu einem Referenzszenario ohne die klimapolitischen Zielvorgaben aus, allerdings bis 2050 nur in einer Größenordnung für insgesamt 40 Jahre von plus 0,7 % bzw. 9,5 % - das ist deutlich weniger als die übliche Prognosefehlerspanne für ein einziges Jahr.

Langfristig keine positiven Kohleperspektiven?

Aus der Kohleperspektive ist das Energiekonzept langfristig fatal. Laut DEBRIV konnte man bereits den Entwurf des Energiekonzepts „als dezidierte Strategie gegen die Kohle verstehen.“ Die Energieszenarien sind gemäß politischer Vorgabe ab 2020 erst von 100 % Importkohleinsatz ausgegangen. Die heimische Braunkohle wird in den Szenarienrechnungen nach 2020 zum Auslaufmodell; ihr Stromerzeugungsbeitrag sinkt drastisch und wird in 2050 auf unter 1 % veranschlagt.

In den Szenarien gibt es 2050 zwar wie oben erwähnt noch eine Steinkohlenische von rund 15 Mio. t SKE, davon 8 Mio. t SKE Kraftwerkskohle und 7 Mio. t SKE importierter Koks- und Koks.

Keine Investitionssicherheit für neue Kohlekraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung

In der Stromerzeugung sollen Kohlekraftwerke gemäß dem Energiekonzept in Zukunft nicht mehr die Grund- bzw. Mittellast decken, sondern wie Gaskraftwerke

vornehmlich als „Ausgleichs- und Reservekapazität“ für die schwankende regenerative Stromerzeugung zur Verfügung stehen. Dementsprechend ausreichende Investitionen insbesondere in neue flexiblere Kohlekraftwerke werden zwar für ein hohes Maß an Versorgungssicherheit als „notwendig“ angesehen. Auch heißt es: „Wirtschaftlichkeit und die Verfügbarkeit heimischer Energieträger sind in diesem Zusammenhang wichtige Aspekte.“ Doch Maßnahmen zur Gewährleistung hinreichender Kohlekapazitäten sind im Energiekonzept nicht enthalten. Es heißt dort lapidar: „Wir gehen davon aus, dass sich hier entsprechende Märkte bilden. „Zwar soll ein Neubau fossiler Kraftwerke auch staatlich gefördert werden können, aber das wird beschränkt auf hocheffiziente und CCS-fähige Kraftwerke, vorrangig mit Kraft-Wärme-Kopplung“, von Kraftwerksbetreibern „mit einem Anteil an den deutschen Erzeugungskapazitäten von weniger als 5 %“. Damit sind die großen Energieversorgungsunternehmen in Deutschland von dieser Förderung explizit ausgeschlossen. Außerdem wird die maximale Fördersumme auf 5 % der jährlichen Ausgaben des neuen Energie- und Klimafonds beschränkt. Inwieweit unter solchen Vorgaben überhaupt noch neue Kohlekraftwerke geplant und gebaut werden, zumal die mittel- und langfristige Perspektive gerade der Kohleverstromung durch das Energiekonzept drastisch verschlechtert wird und im Kraftwerksbereich der Emissionshandel das zentrale Instrument zur Erreichung der immer weiter verschärften Klimaziele bleiben soll, ist mehr als fraglich. Dies ist umso verwunderlicher, als gerade die Stromerzeugung aus KWK besonders effizient und umweltfreundlich ist.

Den **Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS)** wird zwar auch Bedeutung zugemessen, weil dadurch „die Verstromung fossiler Energieträger z. B. heimischer Braunkohle, künftig klimaneutral erfolgen kann.“ CCS soll aber zunächst nur als „Option ... erprobt“ werden. Dazu sollen gemäß dem schon vorliegenden CCS-Gesetzentwurf bis

2020 in Deutschland zwei der zwölf von der EU geförderten Demonstrationsvorhaben durchgeführt sowie ein zusätzliches Speicherprojekt für industrielle Emissionen errichtet werden, die dann als Entscheidungsgrundlage für einen möglichen kommerziellen Einsatz und dessen Förderung dienen werden. Wie diese Evaluation ausgeht, lässt das Energiekonzept offen. Zu sonstigen kohlerelevanten FuE-Vorhaben schweigt das Energiekonzept.

Energiekonzept heftig kritisiert

Außer der Kohleindustrie selbst haben die IG BCE, aber auch die Kohle fördernden Bundesländer und der BDI die fehlenden bis miserablen Kohleperspektiven des Energiekonzepts bemängelt. Die IG BCE hat ausdrücklich gefordert, dass nicht die Kernenergie, sondern die Kohle die Brücke in das regenerative Zeitalter bilden sollte.

Die Oppositionsparteien im Bundestag kritisieren vor allem den Atom-Kompromiss und haben neben einer Verfassungsklage angekündigt, verschärften politischen Widerstand gegen die weitere Kernenergienutzung zu leisten und im Fall ihrer Regierungsübernahme die Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke wieder rückgängig zu machen. Von dieser Seite werden die Laufzeitverlängerungen als Hindernis für einen noch schnelleren Ausbau der Erneuerbaren angesehen sowie noch ehrgeizigere Klimaschutzziele und -maßnahmen verlangt.

Das Institut der deutschen Wirtschaft (IW) sowie Umweltexperten und Teile der Leitmedien halten indessen die meisten, wenn nicht sogar alle im Energiekonzept gesetzten Ziele für unrealistisch oder überzogen, weil sie eben auf fragwürdigen Prämissen beruhen (siehe oben). Außerdem sind die enormen Kosten und Risiken des geplanten Umbaus der Energiewirtschaft in Deutschland nicht deutlich gemacht worden (siehe etwa den SPIEGEL vom 20.09.2010: „Der teure Traum von der sauberen Energie - Öko um jeden Preis“, FAZ

vom 30.09.2010: „Die Widersprüche der Energiewende“ oder Handelsblatt vom 05.10.2010: „Das Berliner Energiekonzept beruht auf falschen Annahmen“). Dass durch den forcierten Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie den zugleich nötigen umfassenden Netzausbau in den nächsten Jahren eine Kostenlawine entsteht und zunächst bis 2020 mit kräftigen Strompreisanhebungen zu rechnen ist, gilt als offenes Geheimnis.

Es ist zu fragen, was die Bundesregierung zu ihren teilweise extrem ehrgeizigen Zielformulierungen im Energiekonzept veranlasst hat, ohne dass eine breite gesellschaftliche Debatte über deren Konsequenzen geführt worden ist, es sei denn die Erkenntnis, dass Fernziele bis 2050 von heute aus gar nicht belastbar angesteuert werden können und somit eher als umweltpolitische Wunschvorstellungen zu verstehen sind. Nicht zuletzt erscheinen die avisierten Energieeffizienzsteigerungen und Energieeinsparziele ohne einschneidende Strukturveränderungen der bisherigen Produktions- und Konsummuster beinahe utopisch. So kommt das Institut der deutschen Wirtschaft (IW) laut FAZ vom 23.09.2011 in einem Gutachten zu dem Schluss, die Politik dürfe sich nicht auf die „Vision eines massiven Rückgangs des Energiebedarfs verlassen“. Auch dürfe sich „ein Energiekonzept für die nächsten 40 Jahre nicht auf einseitig optimistische Annahmen stützen“.

Die Vereinigung Deutscher Wissenschaftler (VDW) kommt zu dem Ergebnis, dass „nach Prüfung der von der Bundesregierung geplanten Maßnahmen erhebliche Zweifel angebracht (sind), ob die Ziele des Energiekonzeptes mit den Maßnahmen realisierbar sind“. Hinzu kommt die Grundsatzfrage, wie so viele detaillierte und noch dazu regelbildende energiewirtschaftliche „Planziele“ mit einer marktwirtschaftlichen Ordnung vereinbar sein sollen? Die einseitige Betonung auf die Erneuerbaren Energien steht zudem im Gegensatz zu dem von der schwarz-gelben Bundesregierung selbst erklärten Anspruch der „Technologieoffenheit“;

und schränkt einseitig den Energiemix ein. Der eindeutig dem Klimaschutz zugemessene Primat widerspricht dem energiepolitischen Zieldreieck und seiner Balance. Alle bisher dagegen erhobenen Einsprüche haben substantiell nichts von ihrer Geltung verloren.

Neben der Wirtschaftlichkeit kommt auch die Versorgungssicherheit im Energiekonzept zu kurz. Letzteres zeigt sich u. a. daran, dass die deutsche Stromversorgung erstmals in der Geschichte gemäß den Energieszenarien ab 2020 und dann zunehmend auf beträchtliche Importe angewiesen sein wird. Damit wird die inländische Stromversorgung, worauf etwa auch der BDI sorgenvoll hingewiesen hat, von „Vorbedingungen aus dem Ausland abhängig“. Die Gestaltungsfähigkeit der deutschen Energiepolitik nimmt in bisher nicht gekanntem Umfang ab. Ohnehin kaum erörtert hat das Energiekonzept, wie die nach den Energieszenarien zumindest bis 2020 weiter dominierenden fossilen Energieimporte abgesichert werden können und sollten. Der kurze Abschnitt über „Rohstoffsicherung und internationale Aspekte“ verweist hauptsächlich auf die EU-Ebene und die Flankierung von internationalen Infrastrukturprojekten. Wesentliche Herausforderungen für die Energiesicherheit bleiben somit unbeantwortet.

Steinkohle-Ausstieg 2018 endgültig besiegelt

Das Aus für den deutschen Steinkohlebergbau ist besiegelt. Der ursprüngliche Vorschlag der EU-Kommission von Juli 2010, Beihilfen für den Steinkohlebergbau EU-weit nur noch bis Oktober 2014 zuzulassen, stand im Widerspruch zum Ende 2007 in Kraft getretenen deutschen Steinkohlefinanzierungsgesetz, das den sozialverträglichen Auslauf bis Ende 2018 regelt und eine Revisionsklausel für das Jahr 2012 enthielt. Diese Klausel wurde mit dem Anfang 2011 beschlossenen Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Steinkohlefinanzierungsgesetzes (BT-Drs. 17/4805)

gestrichen, da die Vorschläge der EU-Kommission keinen Spielraum für eine eventuelle Revision des nationalen Ausstiegsbeschlusses lassen werden. Beihilfen an die verbliebenen fünf Bergwerke dürfen nach dem EU-Beschluss nur weiter gewährt werden, wenn für jedes Bergwerk ein definitiver, irreversibler Stilllegungszeitpunkt in einem Stilllegungsplan festgelegt wurde.

Gegen die Entscheidung der EU-Kommission vom 10.12.2010 (787/2010/EU), wonach nicht nur die Beihilfen für den deutschen, sondern auch für den spanischen Steinkohlebergbau mit gleicher Zielrichtung eines definitiven Endes von unwirtschaftlichen spanischen Steinkohlebergwerken genehmigt wurden, hat die spanische Kohleindustrie Klage beim Europäischen Gerichtshof erhoben. Stilllegungen von deutschen Steinkohlebergwerken wird es 2011 nicht geben. Erst Mitte 2012 stehen das Bergwerk Saar und Ende 2012 das Bergwerk West zur Schließung an.

Hieraus ergibt sich folgendes Mengenbild:

Voraussichtliches Mengenbild / Produktion		
	2010	2011
	Mio. t SKE	Mio. t SKE
West	3,0	3,0
Prosper Haniel	3,2	3,2
Auguste Viktoria	3,2	3,2
Ost (Stilllegung 09/2010)	0,2	---
Ensdorf	1,3	0,6
Ibbenbüren	2,0	2,0
Gesamt	12,9	12,0

HT-D20 Quelle: eigene Einschätzung

Damit wäre die Förderung weiter um knapp 1 Mio. t SKE angepasst worden.

Längerfristig könnte sich folgende Förderentwicklung ergeben:

Förderentwicklung		
Jahr	Einschätzung bis 2018 in Mio. t SKE	
2011	12,0	
2012	11,3	Stilllegung Ensdorf
2013	8,0	Stilllegung West
2014	8,0	
2015	6,0	
2016	6,0	
2017	4,0	
2018	4,0	

HT-D21 Quelle: eigene Einschätzung

Durch die vorübergehend hohen Weltmarktpreise Ende 2010 angeregt, wurde die Diskussion um einen Erhalt des deutschen Bergbaus erneut angefacht.

Bei unterstellten durchschnittlichen Förderkosten von 180 Euro/t SKE für die deutsche Produktion ergab sich im Laufe des Jahres 2010 nachfolgende Wettbewerbs-

position für deutsche Kraftwerkskohle, wobei die deutschen Produktionskosten mit dem Grenzübergangspreis (BAFA-Preis), in t SKE verglichen werden:

	Vergleich deutsche Kraftwerkskohle/Grenzübergangspreis (BAFA) 2010		
	01.01.2010	30.06.2010	31.12.2010
	Euro/t SKE		
Kosten Deutsche Kohle - frei Zeche	180	180	180
BAFA-Preis (Grenzübergangspreis)	75	92	103
Vorteil Importkohle	105	88	77

HT-D22

Bei diesen Vergleichen ist unterstellt, dass die deutschen Zechen in 2010 kostenstabil geblieben sind. Selbst wenn man Altlasten des deutschen Bergbaus berücksichtigt, bleibt der Abstand erheblich.

Der Vergleich macht deutlich, dass die Preisdifferenz deutscher Kraftwerkskohle zur Importkohle über das ganze Jahr sehr hoch und der Abstand bis zur Wettbewerbsfähigkeit mit dem Weltmarkt sehr groß ist.

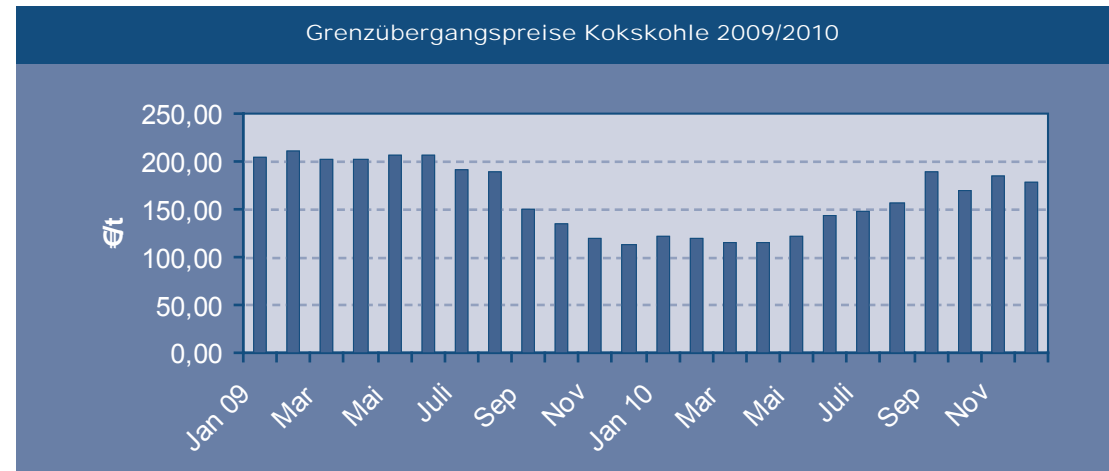


Bild 27 Quelle: Verschiedene Auswertungen

Bei Kokssteinkohle lagen die Preise für Importe von Januar bis Dezember 2010 im Durchschnitt bei 147 Euro/t und damit wieder unterhalb der deutschen Förderkosten.

Im Laufe des Jahres 2010 stieg der Importpreis stetig bis auf 185 Euro/t im November 2010. Darin spiegelt sich die weltweit gestiegene Nachfrage nach Kokssteinkohle wider, die in der zweiten Jahreshälfte voll wirksam wurde. Auch 2011 ist weiterhin mit hohen Preisen zu rechnen.

Insgesamt ist festzustellen, dass die Weltmarktpreise bei Kokssteinkohle erheblich näher an den deutschen durchschnittlichen Förderkosten liegen als bei der Kraftwerkskohle.

Erneuerbare Energien auf dem Vormarsch – von der Anschubfinanzierung für neue Technologien zur massiven Dauersubvention durch den Bürger

Der Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch stieg in 2010 durch die überhöhten Vergütungssätze und den Einspeisevorrang nach dem EEG-Gesetz weiter auf 10,5 % an.

Die Erneuerbaren Energien erreichten (vorläufig)

- beim Primärenergiebedarf mit 45 Mio. t SKE einen Anteil von 9,4 %,
- bei der Bruttostromerzeugung mit 103 TWh einen Anteil von 16,4 %.

Primärenergieverbrauch / Erneuerbare Energien nach Sektoren			
	2008	2009	2010
	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE
Strom	21,3	21,8	24,5
Wärme	13,3	14,5	16,2
Kraftstoffe	4,5	4,0	4,3
Gesamt	39,1	40,3	45,0

HT-D23 Quelle: AGEF

Erneuerbare Energie: Deutschlands Alleingang führt zu hohen Belastungen für die Bürger – globaler Klimaeffekt bleibt aus

Obwohl die installierte Leistung bei Wind um 5,5 % oder 1.551 MW und bei Photovoltaik um geschätzte 40 % oder 7.500 MW erhöht wurde, sank die Einspeisung aus Wind um 5,5 %. Damit stagnierte die Produktion der Erneuerbaren Energien aus Wind bei der Stromerzeugung. Durch den Einspeisevorrang erhöhte sich der absolute Anteil von erzeugter Arbeit vor allem durch den rasanten Anstieg der Solarkraftwerke trotzdem.

Bei einem funktionierenden Emissionshandel für den Klimaschutz macht das EEG-Gesetz aber keinen Sinn mehr. Im Gegenteil unterläuft es in seiner Wirkung den Emissionshandel. Denn durch die Förderung von „grünem Strom“ in Deutschland werden Energieproduktionen auf Basis fossiler Energieträger zurückgedrängt und CO₂-Zertifikate freigesetzt. Der Preis für die CO₂-Zertifikate sinkt. Andere EU-Länder können damit mehr und billigeren Strom auf Basis fossiler Energieträger erzeugen. Die deutschen Verbraucher subventionieren damit die fossile Energieerzeugung in der EU und in der Welt. Der Klimaeffekt ist gleich null.

Aber auch der Emissionshandel in Europa hat kaum Klima verbessernde globale Wirkung. Er reduziert und verteuert zwar die Nachfrage nach fossilen Energieträgern in Europa, senkt aber nicht das weltweite

Angebot an fossilen Energieträgern. Ohne ein weltweites CO₂-Handelssystem und globales Klimaschutzabkommen laufen die deutschen und europäischen Bemühungen deshalb weitgehend ins Leere und belasten den Steuerzahler unnötig.

EEG-Umlage klettert um 70 % auf 3,5 ct/KWh

Nach Angaben des BDEW haben die deutschen Stromkunden in 2010 12,7 Mrd. Euro Vergütung für die Förderung des Ökostroms bezahlt bzw. rund 15,6 ct/KWh. Der Marktwert des EEG-Stroms beträgt etwa 4,5 Mrd. Euro, sodass sich die direkten Subventionen auf gut 8 Mrd. Euro in 2010 belaufen. Die Förderung der Erneuerbaren Energien entfernt sich immer mehr von einer Anschubfinanzierung für neue Technologien zu einer im Volumen steigenden Dauersubvention durch den Verbraucher und übertrifft bei weitem die Subventionen für den deutschen Kohlebergbau.

Entsprechend verteuerte sich auch der Strompreis für die deutschen Haushalte wie folgt:

40 % der gesamten Ökostromförderung floss 2010 in die Solarenergie

Die Solarenergie - unvorstellbar hoch subventioniert - wurde in ihrer Förderung nach vielen Diskussionen von der Bundesregierung nur halbherzig zurückgenommen, obwohl für viele Bauelemente der Solarstromerzeugung hohe Preissenkungen durch verschärften Wettbewerb vor allem mit China zu verzeichnen sind. Hier baut sich weiterhin eine „Förderblase“ auf, ohne wesentlich zur Stromversorgung und CO₂-Vermeidung beizutragen. Mit einer abgesenkten Förderung von 29 ct/KWh ab Anfang 2011 ist diese Stromerzeugungsart immerhin noch sechsmal so teuer wie der an der Strombörse gehandelte Preis pro KWh.

Die solare Einspeisung deckte in 2010 gerade einmal 2 % des gesamten Strombedarfs in Deutschland. Dafür mussten aber rund 3,3 Mrd. Euro an Einspeisevergütung aufgewendet werden.

Nach ersten Hochrechnungen war für 2010 ein Rekordjahr für Neuanschlüsse von Photovoltaik-Anlagen. Geschätzte 7.500 MW gingen ans Netz.

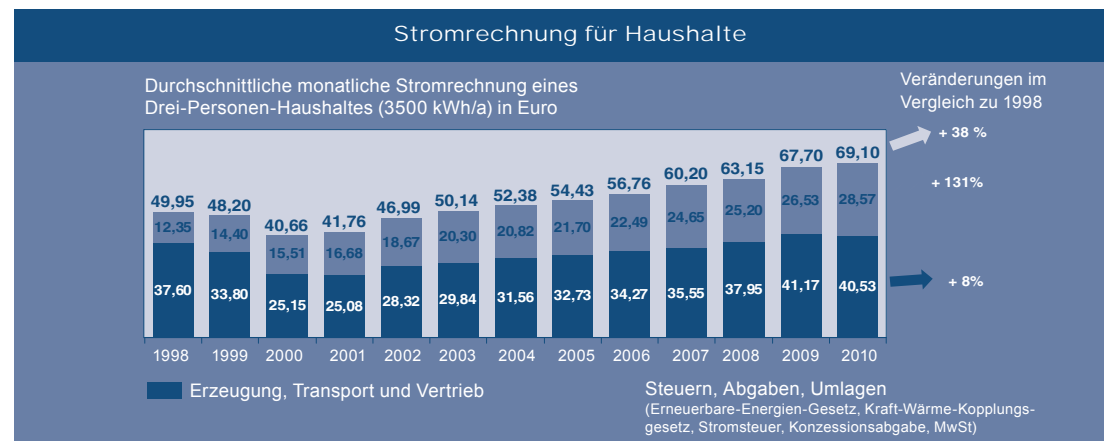


Bild 28 Quelle: BDEW, Stand 01/2011

In 2010 könnte damit eine Kapazität von über 18.000 MW erreicht worden sein. Damit schrauben sich die „Solarschulden“ der Bürger voraussichtlich in den nächsten 20 Jahren auf über 120 Mrd. Euro hoch, die über die Stromrechnungen getilgt werden müssen. Dies erreicht die Dimension der Maßnahmen für die Bankenrettung bzw. der Euro-Stabilisierung. Da die Solarförderung weitgehend von gutsituierten Bürgern genutzt wird, die die erforderlichen Investitionen für Solaranlagen stemmen können, erfolgt über die Strompreise ein Vermögenstransfer von Kleinverbrauchern zu Solaranlagenbesitzern.

Verkehrte Welt an der Energiebörse: Negative Strompreise

An der Leipziger Börse rutschen die Preise immer häufiger in Minus, d. h. am Spotmarkt drehte der Strompreis in den negativen Bereich. Wer sich in dieser Zeit eindeckte, erhielt nicht nur den Strom umsonst, sondern obendrauf noch eine Prämie für die Abnahme. Von Anfang September bis Ende 2009 sind die Strompreise an 29 Tagen in den negativen Bereich gefallen. Der Grund für diese absurde Welt: Die unkoordinierte Energiepolitik der Bundesregierung, die zwischenzeitlich dazu geführt hat, dass bei heftigem Wind gewaltige Mengen Ökostrom in die Netze eingespeist werden, diese aber nicht in den vergangenen Jahren so ausgebaut wurden, dass er entsprechend in die verbrauchsstarken Regionen Deutschlands abtransportiert werden kann. Wenn dann eine schwache Stromnachfrage auf hohe Windstrommengen trifft, werden Netze instabil, die Preise brechen ein, und die Stromproduzenten bieten den Kunden über die Börse Geld an, damit diese die überschüssigen Strommengen abnehmen.

Für die Windenergie sind ebenfalls stärkere Subventionsrücknahmen zu fordern. Ordnungspolitisch total falsch ist eine weitere Aufstockung der Windkraftför-

derung für „Repowering“. „Repowering“ soll doch gerade die Erzeugungskosten senken.

Der BDEW prognostiziert den nachstehenden EEG-Aufwand aus der Stromerzeugung für Erneuerbare Energien (2009-2015) wie folgt:

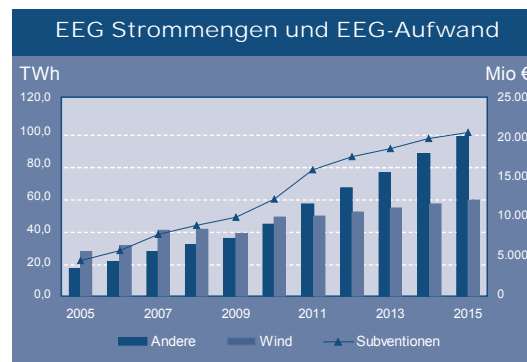


Bild 29

Quelle: BDEW (EEG-Mittelfristprognose 2000 bis 2015 / 10/2010)

Es bleibt abzuwarten, ob die Novellierung des EEG-Gesetzes in 2011 wieder einmal zeigen wird, dass nur geringe Korrekturen vorgenommen werden. In der EEG-Industrie hat man sich auf diese Subventionen dauerhaft eingestellt.

14 Mrd. Euro Subventionen für EE in 2011 zu erwarten - Tendenz weiter steigend

Für 2011 erhöhen sich nach ersten Abschätzungen durch das Überangebot an Ökostrom die Subventionen. Bei einer geschätzten Einspeisevergütung von 19 Mrd. Euro, einem Marktwert von 4,5 Mrd. Euro, ergibt sich eine Subvention von voraussichtlich über 14 Mrd. Euro, die über die EEG-Umlage von den Verbrauchern zu zahlen ist. Mittelfristig, d. h. bis 2015, soll die EEG-Umlage rund 21 Mrd. Euro betragen.

Regenerative Energien verursachen Folgekosten von 2 Billionen Euro – EEG-Subventionen gehören in den Bundeshaushalt

Auf Zusatzkosten von mehr als 2 Billionen Euro - das sind zweitausend Milliarden Euro - schätzt die Unternehmensberatung McKinsey in einer Studie die Kosten für nationale Alleingänge innerhalb der EU bis 2050.

Laut der Studie ist die Ausgangslage wie folgt: Selbst bei einer europaweit abgestimmten Alternative - von der wir weit entfernt sind - wird ein radikaler Umstieg auf Erneuerbare Energien von 2020 bis 2050 mindestens 6,6 Billionen Euro kosten. Durch einen europaweit koordinierten Ausbau von Erneuerbaren Energien und der dafür notwendigen Stromnetze ließen sich die Kosten aber drastisch reduzieren.

Selbst nach Angaben der Regierung werden bis 2030 neben den bisher bereits gezahlten 50 Mrd. Euro weitere 175 Mrd. Euro hinzukommen. Das sind annähernd 10 Mrd. Euro im Jahr oder fast soviel, wie der „Soli“ dem Bund in die Kassen spült. Es wäre an der Zeit - wie jüngst auch publizistisch gefordert wird, „die Finanzierung des Fördersystems für Ökostrom dorthin zu verlegen, wo die Ausgaben und Einnahmen vor dem Wähler gerechtfertigt werden müssen: In den Bundeshaushalt und ins Parlament.“ (FAZ von 10.05.2011)

Einigung in der Koalition über CCS-Gesetzesentwurf „light“ erzielt

Die EU hat mit ihrer Rahmenrichtlinie für die CCS-Technologie in 2008 einen wichtigen Schritt für die Klimaverbesserung gemacht. Anfang 2009 wurden erste Entwürfe der Bundesregierung zu einem nationalen Gesetz vorgestellt.

Was folgte, war aber nicht nur eine divergierende Meinungsbildung zwischen den beteiligten Ministerien der Wirtschaft und der Umwelt, sondern ein wahltaktisch vor allen Dingen von Schleswig-Holstein inszenierter Bund-Länder-Streit um die unterirdische Speicherung von Kohlendioxid.

Der Gesetzesentwurf sieht aber nur die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) für Modellvorhaben vor. Zunächst aber musste der Widerstand der CDU/FDP-Koalitionsregierungen in Niedersachsen und Schleswig-Holstein überwunden werden. Diese hatten sehr weitgehende Zusicherungen verlangt, eine Speicherung in ihrem Bundesland ausschließen zu können (sog. Opt-Out-Klausel), was aber keine gesetzeskonforme Umsetzung der EU-Richtlinie darstellen würde. Die Zeit aber drängt, weil die EU für Modellvorhaben eine Förderung vorsieht, die aber bis zur Jahresmitte beantragt sein muss und die voraussetzt, dass ein Gesetz in Kraft gesetzt ist, das die Suche nach Lagerstätten für und die Lagerung von CO₂ überhaupt erst ermöglicht. Erst Anfang April 2011 stimmte das Bundeskabinett dem „Entwurf eines Gesetzes zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (CCS-Gesetz)“ zu.

Aus der Pressemitteilung des Bundeswirtschaftsministeriums heißt es dazu: „Mit dem Gesetzesentwurf entscheidet sich die Bundesregierung für ein schrittweises Vorgehen bei der weiteren Entwicklung der Technologien. Der Gesetzesentwurf lässt zunächst die Erprobung und Demonstration von einigen Kohlendioxidspeichern zu und sieht vor, dass der Entwicklungsstand der Technologien 2017 umfassend evaluiert wird.“

Konkret regelt das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz u. a. die

- Untersuchung des Untergrundes auf seine Eignung zur dauerhaften Speicherung,
- die Errichtung und den Betrieb des Kohlendioxid-speichers,
- die Stilllegung und die Nachsorge des Kohlendioxid-speichers,
- sowie ferner dessen Übertragung auf die öffentliche Hand nach Ablauf einer 30jährigen Frist.

Zentraler Maßstab für die Zulassung eines Demonstrationsspeichers ist der Nachweis der Langzeitsicherheit. Der Betreiber hat Vorsorge gegen Beeinträchtigungen von Mensch und Umwelt nach dem Stand von Wissenschaft und Technik, also den höchsten Vorsorgestandard, zu treffen. Aktuelle Erkenntnisse muss er über den gesamten Prozess der dauerhaften Speicherung berücksichtigen. Das Gesetz verpflichtet zudem zu umfangreicher Deckungsvorsorge und Nachsorge.“

Betonte wurde auch die industriepolitische und internationale Dimension der CCS-Technologie BMWi: „Mit einem CCS-Gesetz auf Grundlage unseres Entwurfs haben wir einen sicheren Rechtsrahmen für die Erprobung und Demonstration von CCS-Vorhaben. Damit kann diese Technologie in Deutschland vorgebracht werden - zum Nutzen der deutschen Exportwirtschaft und des internationalen Klimaschutzes. Denn eines ist klar: Wir dürfen die globale Dimension des Klimaschutzes nicht übersehen. Steigende Weltbevölkerung und steigender Energieverbrauch werden dazu führen, dass Entwicklungs- und Schwellenländer auf absehbare Zeit nicht auf fossile Energieträger verzichten.

Die CCS-Technologie ist deshalb notwendig, um mehrere Milliarden Tonnen CO₂ dauerhaft zu speichern und zukünftig auch die Nutzung von CO₂ in industriellen Prozessen zu ermöglichen. Mit unserer Einigung

geben wir der deutschen Industrie die Chance, diese Schlüsseltechnologie zügig zu entwickeln und neue Exportchancen global zu nutzen.“

Gegenstand von Diskussionen war bis zuletzt, welche Handlungsmöglichkeiten die Bundesländer bei der Kohlendioxid-speicherung haben. Der Weg für die Kabinettsbefassung wurde frei, nachdem Wirtschafts- und Umweltministerium sowie die Länderseite bei der Frage dieser sog. „Länderklausel“ eine Einigung erzielt haben. Danach können die Länder durch Landesgesetz bestimmen, dass eine Erprobung und Demonstration der dauerhaften Speicherung nur in bestimmten Gebieten zulässig oder in bestimmten Gebieten unzulässig ist. Dabei sind die Länder allerdings an fachliche Kriterien gebunden. Bei der Festlegung von Gebieten sind damit energie- und industriebezogene Optionen zur Nutzung einer potentiellen Speicherstätte, die geologischen Besonderheiten der Gebiete und andere öffentliche Interessen abzuwägen. Insgesamt ist der Gesetzesentwurf enttäuschend und bleibt weit hinter der EU-Richtlinie zurück.

CO₂-Emissionen des Steinkohleverbrauchs in 2010 um rund 24 Mio. t gestiegen

Bedingt durch den starken Anstieg des Steinkohleverbrauchs bei Strom- und Stahlerzeugung stiegen die energiebedingten CO₂-Emissionen in 2010 um schätzungsweise 18 Mio. t in der Stromerzeugung und 6 Mio. t bei den Hüttenwerken.

Steinkohleverstromung - 8 Anlagen mit 8.400 MW-Leistung im Bau

Die Fertigstellung einiger der insgesamt 8 im Bau befindlichen Anlagen verzögert sich aufgrund massiver Qualitätsmängel vor allem bei den Kesseln, zum Teil aber auch aus juristischen Gründen. Fast alle Genehmigungen sind beklagt. So ist der Weiterbau des zu 80 % fertigen E.ON-Kraftwerkes Datteln 4 nach Aufhe-

bung des Baubauungsplans und dem politischen Wechsel in Nordrheinwestfalen durch „Rot-Grün“ mehr als gefährdet. Aber auch die Beteuerungen der Bundesregierungen über die Notwendigkeit des Neubaus von hocheffizienten Kohlekraftwerken und dem Abschalten alter Blöcke scheint nur ein Lippenbekenntnis zu sein. Die schwindende Akzeptanz von Politik und interessengeleiteter Öffentlichkeit aber auch die energiewirtschaftlichen, rechtlichen und ökonomischen Randbedingungen - insbesondere in Verbindung mit der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke hat zur Aufgabe einiger Projekte geführt oder zumindest zu einem Abwarten mit der Bauentscheidung. Letzteres gilt etwa für den geplanten E.ON-Block Staudinger 6, nach dem die Stadt Hanau nach erteilter immissionsschutzrechtlicher Genehmigung Klage dagegen angekündigt hat. GDF Suez hat sich Presseberichten zur Folge vom Kohleprojekt Brunsbüttel verabschiedet. Andere Projekte wurden zurückgestellt.

Dies alles führt zur verzögerten Reduzierung von CO₂-Emissionen und durch neue, hocheffiziente Kohlekraftwerke als Ersatz für alte mit Wirkungsgraden von 45 %, zum Teil mit zusätzlicher Fernwärmeauskopplung.

Steinkohlekraftwerksprojekte		
Im Bau befindliche bzw. genehmigte Kohlekraftwerke		
Betreiber	Standort	Kapazität (MW)
EnBW	Karlsruhe	912
E.ON	Datteln 4	1.055
Evonik Steag / EVN	Duisburg-Walsum	725
GDF Suez	Wilhelmshaven	800
GKM	Mannheim	911
RWE Power	Hamm	1.600
Trianel	Lünen	750
Vattenfall	Hamburg-Moorburg	1.640
Summe Bruttoleistung		8.392
Stand: 31.12.2010		

HT-D24

PERSPEKTIVEN FÜR DEN WELTKOHELMARKT

Aussichten für den Kohlewelthandel weiter im Aufwärtstrend

Die Prognosen der Weltwirtschaft zeigen seit 2010 Anzeichen der Erholung. Dabei sind der Grad und die Geschwindigkeit der Erholung in der EU sehr unterschiedlich. Die Wirtschaftskrise war eine globale Krise, aber mit weltweit sehr unterschiedlichen Folgen. Arbeitslosigkeit und Haushaltsdefizit stiegen in den USA zwar rasanter an als in der EU, aber gleichzeitig nahm das Arbeitsproduktivitätsgefälle zwischen den USA und der EU durch die Krise weiter zu. Einige Schwellenländer stehen zwar ebenfalls vor großen wirtschaftlichen Herausforderungen, doch insgesamt sind diese Länder schneller auf den Wachstumspfad zurückgekehrt.

Die Dynamik des Wachstums geht daher erneut vom pazifischen Raum aus. Insgesamt wächst der Non-OECD-Raum doppelt so stark wie der OECD-Raum. Der tiefe Einbruch des BIP hat nach Angaben der EU-Kommission im Durchschnitt vier Jahre Wachstum zunichte gemacht. Nach den Wirtschaftsprognosen der Kommission ist davon auszugehen, dass die EU erst im zweiten Quartal 2012 wieder das Vorkrisenniveau von 2008 erreichen wird.

Bruttosozialprodukt *)			
	2008 %	2009 %	2010 ¹⁾ %
Welt	3,0	- 1,2	4,1
USA	0,4	- 2,4	3,8
Japan	- 1,2	- 5,2	1,7
Euroland	0,6	- 3,9	1,5
Asien (ohne Japan)	6,9	2,0	6,2
China	9,6	8,4	9,0
OECD	0,5	- 3,4	2,7
Non-OECD	3,0	1,5	6,0

*) Veränderungen gegenüber Vorjahr
1) vorläufig

HT-P1 Quelle: EU-Kommission,
DG for Economic and Financial Affairs 1/2011

Der Welthandel mit den wichtigsten Massengütern hatte in 2010 mit einem Wachstum von 191 Mio. t einen deutlichen Aufschwung zu verzeichnen. Im Wesentlichen war dies den stark steigenden Kokskohle- und Eisenerzimporten von China und Indien zu verdanken.

Wichtigste Massengüter in Mio. t				
Rohstoffe	2009 Mio. t	2010 ¹⁾ Mio. t	2011 ²⁾ Mio. t	Differenz 2009/2010 %
Stahlindustrie				
• Eisenerz	897	986	1.061	10
• Kokskohle	201	259	289	29
• Schrott	90	99	101	10
• Koks	9	13	16	17
• Roheisen	12	12	12	0
• Stahlprodukte	225	250	269	11
Gesamt	1.434	1.619	1.748	11
Kraftwerkskohle	668	713	744	5
Getreide	313	312	343	0
Gesamt	2.415	2.644	2.835	8

1) vorläufig
2) Prognose, eigene Berechnungen

HT-P2 Quelle: Clarkson 04/2010

Die Erhöhung des Welthandels hängt darüber hinaus vor allem von der Nachfragestabilität im pazifischen Raum insgesamt ab. Die Wachstumsrate des Non-OECD-Raumes von 2009 auf 2010 konnte daher im Vergleich zu dem Vorjahr mit 6 % wieder an alte Wachstumsraten anknüpfen.

Kapazitäten der Bulk-Carrier-Flotte Prognose auf Basis Bestellvorlage und Auslieferungsterminen				
	2008	2009	2010	2011 Geplante Zubauten
	m Dwt	m Dwt	m Dwt	m Dwt
Capesize	143	170	210	56
Panamax	115	121	136	31
Handymax	83	92	109	23
Handysize	77	76	82	13
Gesamt	418	459	537	123

HT-P3 Quelle: Clarkson 05/2011

Die Kapazität der Massengutfrachter verzeichnete in 2010 mit rund 17 % die höchste Zuwachsrate seit langem. Für 2011 wird eine geringere Zuwachsrate erwartet, weil im Zuge der Wirtschaftskrise eine Reihe von Aufträgen zurückgegeben oder sistiert wurden oder mangels Zahlungsfähigkeit storniert werden mussten. Insofern ist selbst bei einem stärkeren Wachstum des Massengüterverkehrs in 2011 die Kapazität der Massengutfrachter mehr als ausreichend. Demzufolge sollten nach diesen Fundamentaldaten die Frachtraten auch keine übermäßigen Ausschläge nach oben verzeichnen.

Kohleweltmarkt wieder auf Wachstumspfad

Die unerwartet gute Verfassung des Weltkohlehandels in 2010 ist eine gute Basis für erneutes Wachstum in 2011. Sowohl die weltweit wieder hochgefahrne Stahlkonjunktur als auch die ungebrochene Nachfrage

nach Kraftwerkskohle im pazifischen Raum dürften Impulse geben.

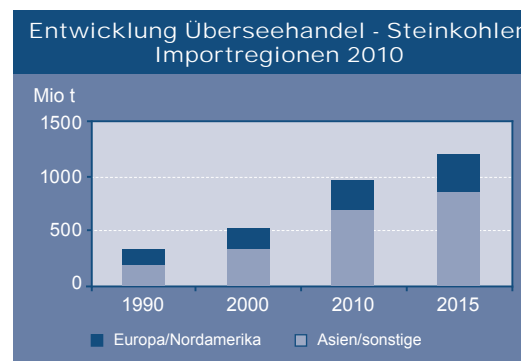


Bild 30 Auswertung verschiedener Quellen

Kesselkohlemarkt in 2011 mit guter Wachstumsperspektive

Nachfrage

Die Nachfrage nach elektrischer Energie wächst weiterhin im asiatischen Markt rasant und weist in vielen Ländern hohe Zuwachsraten auf. Große Teile der asiatischen, afrikanischen und südamerikanischen Bevölkerung haben aber noch keinen Zugang zur Elektrizität, sodass auch langfristig mit hoher Wachstumsdynamik zu rechnen ist.

Besonders aber die weitere Urbanisierung und Industrialisierung treiben die chinesische und indische Kohlenachfrage an. Seit 2007 leben erstmals weltweit mehr Menschen in Städten als auf dem Land. Bis 2050 werden es laut Prognose der UN rund 70 % sein.

In Europa ersetzt Importkohle rückläufige Inlandsförderungen; andererseits tritt sie zunehmend zum preiswerter gewordenen Erdgas in Konkurrenz. Da weiterhin mit einer Rücknahme der Inlandsprodukti-

on in Deutschland, Polen und Spanien zu rechnen ist, dürfte das Importvolumen auch längerfristig zumindest weitgehend erhalten bleiben, sich jedoch wegen der Belastung für die Kosten der CO₂-Zertifikate und dem weiteren ungebremsten Ausbau der Erneuerbaren Energien absolut kaum erhöhen, wenn es bei dem EU-Emissionshandelssystem als globale Insellösung bleibt.

Nach dem neuen „New Energy Policies Scenario“ der Internationalen Energieagentur (IEA) wird der weltweite Strombedarf bis 2035 jährlich im Durchschnitt um mehr als 2 % zunehmen, d. h. von derzeit 20.700 TWh auf mehr als 30.300 TWh in 2035.

Der Anstieg der globalen Stromnachfrage wird nach Schätzung der IEA zu mehr als 80 % durch die Entwicklungs- und Schwellenländer hervorgerufen, während in den OECD-Ländern der Anstieg wegen der angestrebten hohen Effizienzsteigerung nur marginal verläuft. ExxonMobil kommt in seinem „Outlook für Energy: A View to 2030“ zu ähnlichen Ergebnissen: bis 2030 wird sich der Strombedarf von derzeit gut 20.000 TWh um insgesamt 80 % erhöhen. Während in den OECD-Staaten die Zunahme aber nur mit 25 % prognostiziert wird, betrifft der Anstieg der Stromnachfrage in den Nicht-OECD-Staaten 150 %, davon alleine China 35 % bezogen auf das Niveau von 2010.

Der Anteil der Kohleverstromung wird nach IEA-Angaben bis 2035 aber weltweit eventuell um 25 % abnehmen. Grund ist auch hier das preiswerte und in großen Mengen derzeit auf dem Markt befindliche unkonventionelle Gas, welches Kohle zum Teil verdrängen könnte sowie das verstärkte Aufkommen Erneuerbarer Energien.

Angebot

Die pazifischen Anbieter - allen voran Indonesien - weiten ihr Angebot weiter aus. In Australien dürfte das Hafen- und Eisenbahn-Ausbauprogramm in 2011 erste Erfolge zeigen. Andererseits haben die heftigen

Regenfälle und die nachfolgende wochenlange Überflutung von QLD die Produktion zum Teil fast vollständig zum Erliegen gebracht und die Infrastruktur schwer beschädigt. China kürzt sein Exportangebot wegen hohen Inlandsbedarfs weiter, bleibt aber im kleineren Umfang Exporteur. Vietnams Potenzial ist schwer einschätzbar. Die Exporte sind bisher jedoch flexibel gehandhabt worden. Die vietnamesische Regierung war über die hohen Exporte besorgt und drosselte sie. Sie wird den Export jedoch wieder erleichtern, wenn die Inlandsnachfrage schwächer wird. Russland steigert seine pazifischen Exporte und erweitert die Verladekapazitäten nach Fernost.

Im atlantischen Raum haben vor allem Kolumbien und Russland Ausbaupotenzial bei ihren Exporten, Südafrika stagniert derzeit. Der seewärtige Exportbeitrag Polens stabilisiert sich derzeit auf niedrigem Niveau. Indonesien dürfte Marktanteile im atlantischen Markt zugunsten asiatischer Abnehmer abgeben. Die kleineren Kraftwerkskohleproduzenten - Venezuela und Spitzbergen - runden die verfügbare Palette ab.

Die hohen Weltmarktpreise verbessern derzeit die Wettbewerbsposition der USA als „swing supplier“. Sie bleiben daher ein potenzieller Exporteur, der in 2011 seine Exportmengen nach Europa noch erhöhen könnte. Venezuela bleibt für die absehbare Zukunft mengenmäßig eine eingeschränkte Quelle.

Kokskohlemarkt – alle Zeichen stehen auf „bullish“

Nachfrage

In den ersten Monaten 2011 hat sich der positive Trend der Stahlkonjunktur fortgesetzt. Alle Stahl produzierenden Länder erhöhten ihre Roheisenerzeugung. Die erhöhte Nachfrage nach Kokskohle führte schon zu Preissteigerungen. Da vor allem neben China zuneh-

mend Indien seine Stahlproduktion, die weitgehend auf Roheisen basiert, weiter steigert und zudem die OECD-Länder mehr produzieren, könnte der Kokskohlemarkt in 2011 gegenüber 2010 um 10-12 % bzw. 25-30 Mio. t wachsen.

Angebot

Neben den traditionellen Lieferquellen könnten in 2011 auch erste Lieferungen aus dem Elgen-Projekt in Russland und aus dem Vale-Projekt in Mosambik erfolgen und die Palette erweitern. Das hohe Preisniveau dürfte auch den Ausbau der Kokskohlegruben weltweit beflügeln. So werden neue Kokskohleprojekte in Indonesien, in der Mongolei und in Kolumbien untersucht. Mosambik könnte in 2011 seine Exporte aus der Moatize-Grube beginnen, die für eine Produktion mit 11 Mio. t/a geplant ist, davon 8,5 Mio. t Koks- und 2,5 Mio. t Kraftwerkskohle. Mit dem Bau wurde begonnen.

Australien, USA und Kanada bleiben die wesentlichen Lieferanten des globalen Marktes. Sie dürften auch in 2011 und den Folgejahren ihre Produktion und Exporte weiter steigern. Russland, Kolumbien und Neuseeland liefern kleinere Mengen Kokskohle. Indonesien, Venezuela, Vietnam und Südafrika steuern PCI-Kohle bei.

Infrastruktur des Steinkohlehandels

Durch das rasche Wachstum der letzten Jahre sowohl der Bulk mengen insgesamt, aber auch der Kohle, war es zu Engpässen in der Infrastruktur gekommen. Sowohl in Be- und Entladehäfen, bei Inlandseisenbahnlinien und im Seetransport zeigten sich zum Teil gravierende Engpässe. Um die Marktchancen einer wachsenden Kohlenachfrage zu nutzen, hat jedoch - wenngleich verspätet - seit 2-3 Jahren weltweit ein Ausbau der Infrastruktur in allen Gliedern der Transportkette eingesetzt. In fast allen maßgeblichen Ländern des Kohlehandels sind Erweiterungsprojekte

entlang der gesamten „coal-chain“ begonnen worden. Dabei liegen die Probleme von Land zu Land unterschiedlich. So sind es z. B. in Australien in erster Linie Engpässe bei den Hafens- und Eisenbahnkapazitäten, in Südafrika sind es die Eisenkapazitäten, die bereits heute dazu führen, dass der Hafen Richards Bay seine Kapazitäten nur zu $\frac{2}{3}$ ausnutzen kann.

Durch die Umsetzung vieler Maßnahmen hätte sich die Situation vor allem in Australien erheblich verbessert, wenn die Überflutung Anfang 2011 nicht gewesen wäre.

Für 2011 ist aufgrund des mehrmonatigen Förderausfalls in Australien und vor dem Hintergrund einer steigenden Kokskohlenachfrage mit Engpässen in der Versorgung zu rechnen, die sich preislich entsprechend auswirken werden. Soweit die USA als „swing supplier“ den Mehrbedarf decken sollte, könnten allerdings die Verladekapazitäten in den Exporthäfen schnell an ihre Grenzen kommen.

In Indonesien, Kolumbien, Russland und Südafrika sind Erweiterungsprojekte bei den Verladehäfen angestoßen und teilweise bereits in der Umsetzung bzw. vollendet.

Marktkonzentration setzt sich fort

Die Marktkonzentration setzt sich tendenziell in allen Förderländern fort. Der Plan der chinesischen Regierung, große Steinkohleunternehmen mit über 100 Mio. t Förderung zu bilden, befindet sich bereits in der Umsetzung. Auch in Indonesien betreiben 5-6 Gesellschaften inzwischen den größten Teil von Produktion und Export.

Die langfristigen Weltmarktperspektiven regen aber auch neue Unternehmen an, in den Kohleexport einzusteigen und damit die Angebotspalette zu erweitern.

Bei Koks-kohle – vor allem „hard-coking-coal“ – ist inzwischen eine dominante Stellung Australiens mit fast 65-68 % Marktanteil zu verzeichnen, die wiederum in den Händen weniger Produzenten liegt. Mit Vale (CVRD) hat allerdings ein weiterer Spieler die Koks-kohlenszene betreten. Durch die Projekte in Mosambik sowie den Einstieg in den australischen Kohlebergbau baut sich Vale (CVRD) als weiterer Marktteilnehmer auf. In der Mongolei interessieren sich derzeit eine Reihe von internationalen Unternehmen, neue Minen zu erschließen, sich an existierenden Bergbauunternehmen zu beteiligen oder mehrheitlich zu erwerben.

Bei Kraftwerkskohle ist der Wettbewerb nach wie vor breiter, und neben den traditionellen Lieferanten Australien, Südafrika und Kolumbien haben sich in den letzten Jahren Russland und Indonesien verstärkt in den Märkten etabliert. Auch die USA sind zurück im weltweiten Lieferkreis.

Gedämpfte Entwicklung für Kohle- vergasung und -verflüssigungsprojekte

Vor dem Hintergrund hoher Öl- und Gaspreise wurden in der Vergangenheit in Australien, China und den USA auf Basis kostengünstiger Kohlelagerstätten Kohleverflüssigungsprojekte (CTL= Coal to Liquids) geprüft. Mit der Wirtschaftskrise und dem Aufkommen preiswerteren shale-Gases sowie LNG-Gases sind diese Projekte aber nicht intensiv fortgesetzt worden. Mit den nunmehr wieder gestiegenen Ölpreisen könnten die Projekte aber wieder Fahrt aufnehmen. Bei knapper werdender weltweiter Ölversorgung könnte auch das Erdgas stärker in den Treibstoffsektor gelangen. Südafrika ist derzeit das einzige Land, das in großem Stil Kohle verflüssigt. Rund 45 Mio. t Kohle werden dabei verarbeitet.

AUSTRALIEN

Produktion

Australien hatte bereits das Jahr 2009 als eines der wenigen Länder das Wirtschaftswachstum um 1,2 % steigern können und damit die weltweite Wirtschafts- und Finanzkrise praktisch unbeschadet überstanden. Dies liegt auch an dem Rohstoffreichtum des Landes. Australien hat mittlerweile China als größten Eisenerzproduzent abgelöst. Mit China und seinem dynamischen Wachstum wächst auch der Hauptmarkt Australiens. Der Reichtum an natürlichen Rohstoffen – Kohle, Erzen und Industriemetallen – versetzt das Land und seine 22 Mio. Einwohner in eine außerordentlich gute strategische Position.

Mit seinen Energierohstoffen ist Australien der neuntgrößte Energieproduzent und verantwortlich für 2,4 % der Weltenergieproduktion und 6 % der Weltsteinkohleförderung. Die Steinkohle kommt zu 97 % aus New South Wales (NSW) und Queensland (QLD). Die Koks-kohle kommt überwiegend aus QLD während die Kesselkohle vorwiegend aus NSW stammt. Dreiviertel der Produktion wird in Tagebauen gewonnen.

Die Produktion in den Exportprovinzen Australiens konnte 2010 weiter von 337 Mio. t um 7 Mio. t auf 344 Mio. t gesteigert werden.

Neben Queensland und New South Wales wurden in 2010 kleinere Mengen an Steinkohle in Westaustralien (6,8 Mio. t), in Südaustralien (3,8 Mio. t) und in Tasmanien (0,6 Mio. t) gefördert, die ausschließlich den heimischen Markt bedienen. Insgesamt wurden damit 355 Mio. t gefördert.

Neben der Steinkohle wird in Victoria noch Braunkohle gefördert (68,7 Mio. t in 2010).

Verwertbare Produktion der Hauptförder-Bundesstaaten Australiens

	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
New South Wales (NSW)	137	143	149
Queensland (QLD)	184	190	195
Gesamt NSW / QLD	321	333	344
Westaustralien / Tasmanien	13	11	11
Gesamt	334	344	355

LB-T1

Chinesische und indische Gesellschaften streben weiterhin an, durch Beteiligungen oder Übernahmen an australischen Gruben und Projekten bzw. Bergbaugesellschaften oder Langfristverträge ihren Bedarf an Kohle abzusichern. So hat beispielsweise China mit Resourcehouse einen 20-jährigen Vertrag über 30 Mio. t Kohle jährlich geschlossen. Das indische Unternehmen Lanco Infratech Ltd. konnte erfolgreich eine große Kohlemine (Ewington und Muja) in Westaustralien von der Griffin Coal Mining Co. Pty Ltd. ersteigern.

Australien unternimmt große Anstrengungen zur Verbesserung der Kohletechnologie, insbesondere bei der Gewinnung, bei der Verbrennung und bei der optimierten Nutzung der Lagerstättenpotenziale. Der australische Bergbau fördert zu 23 % im Tiefbau und zu 77 % im Tagebau. Die Projektliste sowohl für Kraftwerkskohle als auch Koks-kohle ist lang. Das Ausmaß und Tempo der Fördersteigerung hängt weniger von der Finanzierung und den Reserven ab, sondern wird zunehmend von der Entwicklung der Infrastruktur bestimmt. Diese erweist sich häufig als Engpass. Engpässe sind derzeit in erster Linie bei den Bahnlinien und noch vor den Exporthäfen zu verzeichnen. Es mangelt aber auch an lokalen Fachkräften, die den Bedarf der Bergbauindustrie an ausgebildeten Facharbeitern für den Bau und Betrieb neuer Minen, Häfen und Infrastruktur decken könnten.

Australien hält rund 33 % Weltmarktanteil am Kohle-
welthandel, davon 64 % Weltmarktanteil an der Koks-
kohle und 19 % an der Kesselkohle. Australien bietet
langfristig das größte nachhaltige Ausbaupotenzial
an Kraftwerks- und Koks-
kohle. Langfristig, d. h. bis
2030, ist ein Ausbau der Exporte auf 400-500 Mio. t
denkbar.

Infrastruktur

Die Infrastruktur war auch in 2010 hoch ausgelastet
und eine Achillesverse im Export. Erste Verbesserun-
gen in den Häfen sind aber erkennbar. So wurde bei-
spielsweise die Kapazität im Kohleterminal Dalrymple
Bay um 17 Mio. t/a erweitert, und im Hafen von
Newcastle wurde in eine 30 Mio. t/a-Verladekapazität
für Kesselkohle investiert. Die Exportmengen konn-
ten weiter um 18 Mio. t gesteigert werden. Nachdem
für die Häfen eine Reihe von Ausbaumaßnahmen in
Angriff genommen wurden bzw. bereits abgeschlos-
sen sind, rückt als Engpass der Eisenbahntransport
zunehmend in den Fokus. Es sind aber auch erste Fort-
schritte zu beobachten. Die australische Regierung
hat ein nationales Bauprogramm aufgelegt, nachdem
NSW Investitionsmittel in Höhe von 12 Mrd. A\$ zum
Ausbau der Bahnkapazitäten im Hunter Valley sowie
1 Mrd. A\$ zur Verbesserung der bestehenden Kapazi-
täten zur Verfügung stehen, die die bestehenden Staus
zum Hafen von Newcastle verringern sollen. Nach wie
vor entstehen Warteschlangen auch vor den australi-
schen Häfen. Schwer in Mitleidenschaft gezogen wur-
de die gesamte Infrastruktur Queensland gegen Ende
des Jahres 2010/Anfang 2011 durch heftige Regenfälle
und Cyclone, die Bahntrassen unterspülten und Hafenan-
lagen beschädigten. Für den Export wirkt sich dies
erst in 2011 aus, während die Produktion sofort betrof-
fen war. Schätzungen gehen von einem Rückgang der
Produktion von 20 bis zu 100 Mio. t. in 2011 aus.

Exporte der Kohleverladehäfen			
Kohleverladehäfen	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Abbot Point	13,7	15,3	17,4
Dalrymple Bay	48,0	54,2	62,7
Hay Point	36,0	35,0	36,4
Gladstone	56,0	58,0	61,7
Brisbane	5,3	6,3	7,6
Gesamt Queensland	159,0	168,8	185,8
Newcastle	91,5	92,8	95,1
Port Kembla	11,7	15,0	13,3
Gesamt New SouthWales	103,2	107,8	108,4
Gesamt	262,2	276,6	294,2

LB-T2

Die Umschlagszahlen der Kohleverladehäfen stimmen
nicht mit den Exportzahlen genau überein. Das kann
zolltechnische Gründe haben.

Fast alle australischen Häfen wurden in den letzten Jah-
ren ausgebaut und haben nachstehende Kapazitäten:

Kapazitäten australischer Häfen		
Häfen	Derzeitige Kapazität Mio. t	Umschlag in 2010 Mio. t
Newcastle	113	95
Port Kembla	18	13
Dalrymple Bay	85	63
Hay Point	44	36
Gladstone	76	62
Abbot Point	25	17
Brisbane	7	8
Wiggins Island	---	---
Gesamt	368	294

LB-T3

Allein in Newcastle wurde für 1 Mrd. A\$ der Newcastle
Coal Infrastructure Group (NCIG) ein Kohleterminal
gebaut. Dieser soll im Endausbau eine Kapazität von
30 Mio. t/a haben. Die zweite Phase der Erweiterung
auf eine Exportkapazität von 53 Mio. t/a ist bereits in
Planung und soll 2013/2014 in den Betrieb gehen.

Export

Insgesamt konnte Australien seine Exporte in 2010 um 27 Mio. t bzw. rund 10 % steigern. Durch die sich zum Teil schnell von der Wirtschaftskrise erholende Stahlindustrie war der Bedarf an australischer Koks-kohle in 2010 deutlich höher als erwartet. Die starken Regenfälle und die dadurch bedingte Überflutung von großen Teilen Queensland zum Ende des Jahres 2010 wirkten sich erst Anfang 2011 auf die Exporte aus. Das Australian Bureau of Agriculture and Resource Economics (ABARE) schätzt allein für das 1. Quartal 2011 einen Exportrückgang von 15 Mio. t.

Die Entwicklung der „hard-coking-coal“-Exporte sieht wie folgt aus:

Exportentwicklung „Hard-coking-coal“			
	2009 Mio. t	2010 Mio. t	Abweichung 2009/2010 Mio. t
Europa	9,1	16,2	+ 7,1
Südamerika	2,8	4,7	+ 1,9
Japan	21,8	26,5	+ 4,7
Indien	20,8	25,7	+ 4,9
Gesamt	54,5	73,1	+ 18,6

LB-T4

Insgesamt wurde mit 159 Mio. t 18 % mehr Koks-kohle (einschließlich „semi-soft-coking-coal“ und PCI-Kohle) exportiert als im Krisenjahr 2009. Die größten Importeure australischer Koks-kohle sind Japan, Indien, China, Korea und die EU. Nach Europa gingen 78 %, nach Südamerika 53 % und nach Japan 20 % mehr Koks-kohle als in 2009.

Demgegenüber verringerte China seine Importe sowohl bei der Koks-kohle als auch bei der Kesselkohle insgesamt um rund 10 Mio. t auf 36 Mio. t.

Im Einzelnen reduzierten sich in 2010 Australiens Exporte nach China gegenüber 2009 wie folgt:

Australiens Exportentwicklung nach China		
	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Hard-coking-coal	18,9	13,0
Semi-soft-coking-coal / PCI	12,0	8,7
Kraftwerkskohle	15,8	14,5
Gesamt	46,7	36,2

LB-T5

Kohleexporte nach Qualitäten		
Kohlequalität	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Kokskohle (HCC)	84	102
Semi-soft Kokskohle	50	57
Kesselkohle	139	141
Gesamt	273	300

LB-T6

Bei Kraftwerkskohle konnte Australien seine Exporte nur um rund 2 Mio. t steigern. Die heftigen Regenfälle zu Beginn, vor allem aber zum Ende des Jahres 2010 mögen hier eine Rolle gespielt haben. Japan steigerte seine Importe aus Australien um 9 Mio. t auf 69,7 Mio. t. Der Absatz nach Korea nahm um 3 Mio. t auf 26 Mio. t ab.

Der Schwerpunkt des australischen Absatzes verschiebt sich immer mehr in den pazifischen Raum (über alle Qualitäten):

Absatzentwicklung Australien		
	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Atlantik	19	26
Pazifik	254	274
Gesamt	273	300

LB-T7

Die Kennzahlen Australiens lauten:

Kennzahlen Australien		
	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Steinkohlenförderung	348	355
Steinkohlenexporte	273	300
• Kesselkohle	139	141
• Koks kohle	134	159
Einfuhren Deutschland	3,9	4,3
• Kesselkohle	0,5	0,3
• Koks kohle	3,4	4,0
Exportquote in %	79	85

LB-T8

INDONESIEN

Produktion

Der indonesische Kohlebergbau expandierte auch in 2010 weiter. Die Förderung stieg nach vorläufigen Schätzungen von 280 Mio. t auf 310 Mio. t. Die offiziellen Zahlen geben die Förderung mit 275 Mio. t und 325 Mio. t an, es kommt aber noch eine nicht offiziell erfasste Förderung hinzu, die teilweise von großen Gesellschaften aufgekauft wird. Die Förderung teilt sich auf in 124 Mio. t hochwertige Steinkohle und 203 Mio. t geringwertige Steinkohle (subbituminös).

Von der Fördermenge gingen 277 Mio. t in den Export, 50 Mio. t wurden im Inland verbraucht. Die Bestandssituation in Indonesien ist unbekannt. Für 2011 wird von der indonesischen Bergbauindustrie mit einer weiteren Erhöhung der Förderung auf 360 Mio. t/a gerechnet, wovon 60 Mio. t/a allein zur Deckung des heimischen Bedarfs notwendig sein sollen.

Die größten Steinkohleproduzenten Indonesiens ²⁾				
Unternehmen	Förderung 2009 Mio. t	Förderung 2010 Mio. t	Exporte 2009 Mio. t	Exporte 2010 Mio. t
Bumi	57,5	61,0	52,9	53,0
Adaro	40,6	42,2	31,6	33,3
Kideco	24,4	28,9	19,2	22,3
Banpu	21,5	23,5	22,5	22,5
Berau	11,3	17,4	10,1	12,7
Bukit Asam	10,8	13,1	4,4	4,2
Gesamt ¹⁾	166,1	186,1	140,7	148,0
Indonesien gesamt	280	327	230	277

¹⁾ ohne Zukäufe, ²⁾ z. T. eigene Schätzungen

LB-T9

Tendenziell werden sich die indonesische Förderung und damit auch der Export zunehmend zu niedrigeren Heizwerten hinbewegen. Die indonesische Steinkohleproduktion von 327 Mio. t wird mit schätzungsweise

- 290 Mio. t in Kalimantan und
- 37 Mio. t in Sumatra

erbracht. Indonesiens größter Kohleproduzent Bumi Resources plant seine Produktion von heute geschätzten 60 Mio. t/a auf 113 Mio. t/a in 2013 mit einer Investition von 1,2 Mio. US\$ zu steigern. Insbesondere soll die Förderung der Tochtergesellschaften KPC und Arutmin auf 100 Mio. t/a in 2012 mit einem Aufwand von US\$ 1,1 Mio. erweitert werden.

Vor allem die Produktion in Sumatra wird für den Inlandsverbrauch benötigt, da die Lagerstätten nahe dem Stromverbrauchszentrum im bevölkerungsreichen Java liegen. Auch das Interesse an Trocknung und Brikkettierung niedrigkaloriger Kohle steigt, und mehrere Pilotanlagen hierzu sind in der Planung oder im Bau.

Neben der Steinkohleproduktion besteht noch eine Braunkohleförderung von ca. 40 Mio. t.

In Indonesien wird auch eine Reihe von Kokskohleprojekten (Kalteng, Guloi, Lampunet, Tulup) geprüft. Japanische, chinesische und australische Gesellschaften (Sumitomo / BHP) beginnen, Kokskohle- und Kraftwerkskohleprojekte in Ost- und Zentralkalimantan zu entwickeln. Auch auf Sumatra gibt es Kokskohlevorkommen, die an Bedeutung gewinnen.

Infrastruktur

Indonesien verfügt derzeit auf Kalimantan über sechs größere Tiefwasserhäfen mit einer Umschlagskapazität von 268 Mio. t/a, welche die Beladung von 60.000 - 180.000 DWT-Frachtern zulassen. Dazu kommen landesweit zehn weitere Kohleterminals (u. a. Samarinda und Palikpapan) mit einer Kapazität von insgesamt 80-100 Mio. t/a und einem Tiefgang, der in der Regel für Panamax-Größen geeignet ist. Auch auf Sumatra sind Umschlagskapazitäten vorhanden. Für kleinere Schiffe gibt es darüber hinaus weitere zahlreiche „Offshore“-Verlademöglichkeiten.

Bislang begünstigte die Vielzahl der Verlademöglichkeiten die starke Exportentwicklung. Ein weiteres Wachstum ist langfristig aber von einer Verbesserung der küstenferneren Infrastruktur (Bau von Eisenbahnlinien) abhängig, da bisher nur die Kohlereserven in Angriff genommen wurden, die entweder küstennah liegen oder über eine gute Flusssanbindung zum Weitertransport an die Küste verfügen. Adoni Enterprises hat ein Bahn- und Hafenprojekt mit der Region Sumatra beschlossen. Die voraussichtlichen Kosten für die 250 km lange Bahn- und Hafenanlagen betragen 1,65 Mio. US\$ und soll von Adoni Global in 48 Monaten hergestellt werden. Die Hafenanlage soll auf einen jährlichen Umschlag von 60 Mio. t/a ausgelegt sein.

Die Verschiffung erfolgte über folgende Häfen:

Hafenumschlag Indonesiens			
	2008	2009	2010
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Adang Bay	21,0	21,0	21,8
Banjarmasin	33,0	37,6	47,2
Kotabaru	16,5	9,2	7,9
Pulau Laut	12,0	22,9	12,0
Tanjung Bara	35,0	35,9	31,1
Tarahan	3,0	4,5	4,0
Gesamt	120,5	131,1	124,0
10 weitere kleinere Verladehäfen 20 „Offshore-Verladehäfen“	81,5	96,9	153,0
Umschlag gesamt	202,0	228,0	277,0

LB-T10

Export

Die derzeit veröffentlichte Exportziffer für 2010 beträgt rund 277 Mio. t und ist um 47 Mio. t gegenüber 2009 gestiegen.

Indonesien hat damit seine führende Weltmarktstellung als Kraftwerkskohlenexporteur in 2010 weiter ausgebaut. Den Rückgang der chinesischen Exporte nutzte Indonesien seinerseits gut zu Ausfuhren nach China. Von der indonesischen Förderung gehen schätzungsweise 2-3 Mio. t als PCI-Kohle in den Markt. Schwerpunkt des indonesischen Exports ist der pazifische Markt. Die Mengen in die europäischen und amerikanischen Länder sind in 2010 fast unverändert gegenüber 2009.

Kohleexporte nach Märkten			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 ¹⁾ Mio. t
Pazifik	176	216	264
Europa	20	12	11
USA	5	2	2
Gesamt	201	230	277

¹⁾ geschätzt

LB-T11

Die größten Einzelabnehmer sind in Asien vertreten. Allein nach China konnten die Exporte um über 90 % auf 74,9 Mio. t gesteigert werden.

Die größten Abnehmer indonesischer Kohle			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Taiwan	25,8	25,2	21,9
Japan	39,7	32,1	33,1
Südkorea	26,6	33,7	43,2
Indien	29,2	37,7	44,4
China	16,1	39,4	74,9

LB-T12

Der Export wird weiter zunehmen. Der Inlandsbedarf hingegen wächst nicht in gleichem Maße, da sich viele Projekte des 10.000-MW-Sonderprogramms für Steinkohlenkraftwerke verzögern. Schwerpunkt der Exporte wird Kalimantan bleiben. Das Langfristziel der Regierung ist, 97 % der Bevölkerung mit Strom zu versorgen und hierfür die Kohleverstromung bis 2018 auf rund 110 Mio. t/a. zu erhöhen. Die Kohleproduktion soll entsprechend der Langfristplanung der Regierung bis 2025 auf 560 Mio. t/a. erhöht werden.

Kennzahlen Indonesien			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Steinkohlenförderung	255	280	327
Kesselkohlenexporte	202	230	277
Einfuhren Deutschland	0,5	0,1	0,1
Exportquote in %	79	82	85

LB-T13

Zu einer gewissen Exportstörung beigetragen hat die von der Regierung verzögerte Herausgabe von Handelserlaubnissen entsprechend dem neuen Indonesischen Bergrecht, wonach Händler ihre bestehenden Erlaubnisse in Förderlizenzen umwandeln müssen, bevor sie Kohle exportieren dürfen. Hierdurch wurden viele Händler gezwungen, ihre Verschiffungen bis zur Zustimmung der Lizenzerteilung anzuhalten. Darüber hinaus hat die indonesische Regierung den Kohlemarkt weiter reguliert, in dem standardisierte monatliche Preisindikatoren für in Indonesien geförderte Kessel- und Koks-kohle eingeführt wurden. Dieses System ist seit September 2010 etabliert und bildet die Basis zur Erhebung der Royalties und Steuern. Die Indikatoren werden aber auch zunehmend dazu verwendet, den Mindestpreis für den Verkauf der Kohle zu kalkulieren. Behindert haben den Export auch heftige Regenfälle in der zweiten Jahreshälfte 2010, wodurch es zu zeitweiligen Produktionseinstellungen kam.

Die Staaten der ehemaligen Sowjetunion mit wesentlicher Kohleproduktion sind:

- Russland,
- Ukraine,
- Kasachstan.

In allen Staaten wird die Kohle vor dem Hintergrund hoher Öl- und ölpreisgebundener Gaspreise neu bewertet. Die wieder erholte Stahlindustrie ermöglichte eine Steigerung der Förderung gegenüber 2009. Dennoch sind die Produktionshöchststände von 2008 noch nicht wieder erreicht. Für den Weltmarkt hat nur Russland wesentliche Bedeutung. Die Ukraine erhöhte zwar insgesamt die Produktion um 5 % auf 76 Mio. t/a. Die Kraftwerkskohle stieg dabei um 10 % auf 51 Mio. t/a, während die Produktion von Koks-kohle aber um 7 % auf 24 Mio. t/a zurückging. Für 2011 wird mit einem weiteren Rückgang der Koks-kohleförderung gerechnet. Im Nachfolgenden wird nur auf Russland eingegangen.

Kohleproduktion Russland			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 ¹⁾ Mio. t
Kokskohle ¹⁾	80	67	84
Kesselkohle	195	183	171
Gesamt	275	250	255

¹⁾ inkl. Anthrazit

LB-T14 Quelle: McCloskey

Produktion

In Russland stieg die Produktion von Kohle um 21 Mio. t auf rund 321 Mio. t, davon 79 Mio. t Koks-kohle. Die Nachfrage nach Steinkohle stieg aufgrund erhöhter Nachfrage im Inland um 7 % auf 197 Mio. t, einschließlich 39 Mio. t Koks-kohle. Nach ersten

Schätzungen belief sich die Tagebauförderung auf rund 221 Mio. t, die Tiefbauproduktion auf 100 Mio. t.

Der Schwerpunkt der russischen Steinkohlenförderung liegt im Kemerovo-Gebiet. Das größte Unternehmen in dieser Region, die OAO Kuzbassrazrezugol, steigerte seine Koks-kohleproduktion um 74 % auf 4,7 Mio. t/a. Insgesamt wurden 49,7 Mio. t/a gefördert.

Die wichtigsten russischen Produzenten entwickelten sich wie folgt:

Kohleproduzenten Russland		
Produzenten	2009 in Mio. t	2010 [*] in Mio. t
SUEK	87,8	87,0
Kuzbassrazrezugol	46,1	49,7
SBU Coal	14,7	14,0
Yuzhkuzbassugol	14,0	11,2
Vostsibugol	2,1	14,9
Raspadskaya	10,6	7,2
Yuzhny Kuzbass	9,6	13,8
Yakutugol	5,2	9,0
Gesamt	190,1	206,8

* zum Teil geschätzt

LB-T15 Quelle: McCloskey

In 2010 ist die russische Produktion durch die verbesserte Inlandsnachfrage und die externen Märkte wieder gestiegen. Auch der Fernost-Export zog weiter an. Die russische Bergbau- und Stahlgruppe Mechel gab bekannt, dass von dem schon lange anvisierten Koks-kohlenprojekt „Elgen“ die ersten Mengen im Mai 2011 gefördert werden sollen. Die Produktion in 2011 könnte 1 Mio. t betragen. Die Endkapazität in ca. 5 Jahren soll 27-30 Mio. t/a erreichen. Die 200 km-Verbindung der Elgen-Grube mit der Baik-al-Amir-Hauptstrecke ist in Bau und sollte im 4. Quartal 2010 fertig werden.

Infrastruktur

Häfen Russland			
	2008	2009	2010
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Ostseehäfen und Nordrussland			
Murmansk	10,6	11,5	9,6
Vysotsk	2,8	2,9	2,3
Rīga	12,8	13,8	11,5
Ventspils	4,3	5,3	3,6
Tallin (Muga)	---	1,6	1,2
St. Petersburg	2,1	2,4	2,2
Ust-Luga	4,9	6,6	7,6
Sonstige	3,3	2,1	1,7
Gesamt	40,8	46,2	39,7
Südrussland und Ukraine			
Mariupol	1,4	1,5	1,7
Tuapse	3,1	3,1	3,5
Yuzhny	3,3	2,9	2,4
Sonstige	7,7	7,5	7,6
Gesamt	15,5	15,0	15,2
Russland Fernost			
Vostochny	14,1	14,1	14,5
Vanino	0,7	1,2	1,3
Muchka		4,9	5,0
Sonstige	6,5	7,9	11,9
Gesamt	21,3	28,1	32,7
Gesamt	77,6	89,3	87,6

LB-T16

Da die Kohleexporte mit dem Transport von Weizen, Eisenerz und Stahl zu den wichtigsten Exporthäfen konkurriert, kommt es saisonal bedingt zu Engpässen bei den Eisenbahntransporten.

Die Russen versuchen wegen hoher Transitgebühren in den baltischen Staaten vor allem eigene Häfen im baltischen Raum zu beschäftigen. Riga konnte aber seine Position behaupten. Insgesamt ging der Export über die baltischen Häfen um 6,5 Mio. t zurück. Der

Umschlag der Schwarzmeerhäfen war nahezu konstant. Den größten Zuwachs erreichten die Fernosthäfen mit 4,6 Mio. t. Der neue Hafen Muchka erreichte 5 Mio. t Umschlag. Seine Kapazität beträgt 12 Mio. t/a. Der Hafen Vanino soll von heute rund 4,5 Mio. t auf 12 Mio. t bis 2012 ausgebaut werden.

Insgesamt ist eine sehr dynamische Entwicklung der Exportkapazitäten in den russischen Fernost-Häfen zu beobachten. Einer weiteren Steigerung der Exporte in den pazifischen Markt sind in den nächsten Jahren vorerst keine Grenzen durch fehlende Hafenskapazitäten gesetzt. Krutrade investiert in eigene Eisenbahnwaggons, um sich unabhängiger von der nationalen Eisenbahn zu machen und dadurch mittels privater Investitionen eine Art Kohlelagerung auf Schienen zu etablieren. Insgesamt soll die Exportkapazität Russlands bis 2020 auf bis zu 135 Mio. t ausgebaut werden.

Export

Aufgrund der gestiegenen Nachfrage im heimischen Markt exportierte Russland im seewärtigen Handel mit 87 Mio. t rund 3 Mio. t weniger als im Vorjahr. Hinzukommen ca. 10 Mio. t, die im Inlandsverkehr mit früheren CiS-Staaten gehandelt werden. Der wesentliche Rückgang lag im Kraftwerkskohlenbereich mit minus 5 Mio. t. Insgesamt wurden somit knapp 97 Mio. t exportiert.

In Fernost nahm China in 2010 insgesamt nur noch 11,7 Mio. t ab, davon 6,7 Mio. t Kraftwerkskohle und 5 Mio. t Kokskohle. Korea und Japan nahmen zusammen 19 Mio. t/a ab. Im Saldo ergab sich aber ein Zuwachs von 4,6 Mio. t.

Im Mittelmeerraum waren die Importe aus Russland fast unverändert. Kroatien importierte 0,4 Mio. t mehr, Bulgarien reduzierte seine Importe um 0,4 Mio. t.

Kennzahlen Russland			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Kohlenförderung	330	300	321
Steinkohlenexporte¹⁾	78	90	87
• Kesselkohle	75	85	80
• Koks kohle	3	5	7
Einfuhren Deutschland	8,0	9,3	10,5
• Kesselkohle	6,9	8,7	9,3
• Koks kohle	0,9	0,5	1,0
• Koks	0,2	0,1	0,2
Exportquote in (%)	24	30	27

¹⁾ nur seewärtig

LB-T17

Im nordwesteuropäischen Raum sanken die Importe aus Russland um 19 % oder 8 Mio. t. Insbesondere UK nahm mit knapp 7 Mio. t 52 % weniger Kraftwerkskohle ab als in 2009. In Deutschland stiegen dagegen die Importe aus Russland um 1,2 Mio. t auf 10,5 Mio. t.

USA

Produktion

Die Produktion der USA ging 2010 leicht gegenüber 2009 um 1 Mio. t auf 982 Mio. t zurück. Dies beruht nach wie vor auf einer schwachen Stromnachfrage aufgrund der Rezession in den USA, aber auch auf den Bau von regenerativen Erzeugungsanlagen. Dennoch basiert die US-Stromerzeugung zum größten Teil auf Kohle. Aufgrund der ebenfalls stabilisierten Gasförderung (shale gas) dürfte die Kohleverstromung vorerst nicht weiter steigen, vielleicht sogar rückläufig sein. Andererseits könnte in 2010 Schätzungen zur Folge aber wiederum ein Brennstoffwechsel von Gas zur Kohle in einer Größenordnung von 15 Mio. t/a erreicht worden sein.

Förderverteilung USA			
	2008 Mio. t ²⁾	2009 Mio. t ²⁾	2010 Mio. t ²⁾
Appalachian ¹⁾	355	326	313
Interior	137	130	135
Western	576	527	534
Gesamt	1.068	983	982
East of Mississippi	448	416	409
West of Mississippi	620	567	573
Gesamt	1.068	983	982

¹⁾ einschl. Kohle aus Haldenaufbereitung, inkl. Braunkohle

²⁾ Metrische Tonnen

LB-T18 Quelle: US EIA

Die Regierung will das Kohlepotenzial mit moderner Technologie stärker nutzen, um die Ölimportabhängigkeit der USA weiter zu reduzieren. Es werden auch Coal to Liquid (CTL)-Projekte geprüft. Der stark gesunkene Gaspreis dämpft allerdings die Erwartungen. Die Kohle wird von Präsident Obama als wichtigste Energieressource eingestuft. Der Plan für die Modernisierung der Energiewirtschaft sieht auch Investitionen in das CCS-Programm vor. Über 10 GW neue Kohlekraftwerke sind in Bau, die den Verbrauch um 10-12 Mio. t/a erhöhen könnten. Andererseits sind rund 150-175 Mio. t Lager bei den Kraftwerksgesellschaften aufgebaut, was einer Steigerung von 34 % gegenüber dem langjährigen Mittel darstellt.

Als Belastung für eine Ausweitung der Förderung könnten sich auch verschärfte Umweltauflagen (z. B. banning mountaintop mining) und neue wasserrechtliche Genehmigungserfordernisse erweisen. Die Exporte könnten sich mittelfristig auch dadurch erhöhen, dass eine Reihe alter Kohlekraftwerke stillgelegt werden aufgrund der von der EPA vorgeschlagenen Einführung von strengen Quecksilber- und Staubgrenzwerten. Von derartigen Umweltauflagen sind nach Einschätzung der EPA (Environmental Protection Agency) etwa 1.200

amerikanische Kohlekraftwerke betroffen. Für Koks-
kohle wird von weiter steigenden Exporten in 2011
ausgegangen.

Infrastruktur

Die Infrastruktur bei Eisenbahn und Häfen ist gut
ausgelastet. Da die privaten Eisenbahnen mit ihren
Netzen teilweise monopolartige Stellungen in den
Fördergebieten haben, erhöhten sich die Frachtraten
in den letzten Jahren erheblich. In 2010 wurden über
die amerikanischen Seehäfen einschließlich Inlands-
lieferungen (rund 10 Mio. t) rund 74 Mio. t umgeschla-
gen. Die Umschlagsmengen stimmen aus zolltechni-
schen Gründen nicht mit den Exportmengen überein.
Einen Engpass für weitere Exporte könnten auch die
Binnenschiffskapazitäten und Umschlagskapazitäten
sein. Während bisher vorwiegend an der Ostküste in
neue Hafenskapazitäten investiert wurde, werden jetzt
verstärkt Planungen an der Westküste für zukünftige
Exporte nach Asien aufgenommen.

Auslastung der Hafenskapazitäten USA				
Hafen	Terminal	2008 (Ist) Mio. t	2009 (Ist) Mio. t	2010 (Ist) Mio. t
Hampton Roads	Lamberts Point	16,06	} 24,79	} 29,05
	DTA	8,77		
	KM Pier IX	8,54		
Baltimore	Chesapeake	1,92	} 5,75	} 12,44
	CNX Marine (Consol)	7,78		
Mobile		7,51	7,09	8,82
Lower River	IMT (2/3 KM)	} 7,96	} 4,27	} 8,49
	United (Electrocoal)			
	IC Marine Terminal			
Gesamt		58,54	41,90	58,80

LB-T19 Quelle: McCloskey

Export / Import

Die USA sind in ihren Exporten stark auf Europa aus-
gerichtet und konnten ihre Exporte bei Koks-
kohle um 17 Mio. t und bei Kraftwerkskohle um 3 Mio. t stei-
gern.

Der seewärtige Export erhöhte sich 2010 um rund 20
Mio. t auf insgesamt rund 64 Mio. t. Der landseitige
Export nach Kanada stieg wieder um 3 Mio. t auf 10
Mio. t an.

Export USA 2010			
	Kokskohle Mio. t	Kraftwerkskohle Mio. t	Gesamt Mio. t
Seewärtig	47,9	15,6	63,5
Landseitig (Kanada)	3,1	7,1	10,2
Gesamt	51,0	22,7	73,7

LB-T20

Die Exportschwerpunkte der seewärtigen Ausfuhr
von rund 64 Mio. t waren Europa mit 34 Mio. t und
Brasilien mit 7 Mio. t. Größter Abnehmer in Europa
war wiederum Deutschland mit 5,7 Mio. t Koks-
kohle und Kraftwerkskohle. Auch die Importe, vor
allem von kolumbianischer Kohle, waren stark rückläufig.
Die USA blieben Nettoexporteur. In 2010 nahmen die
Kokskohlenexporte wieder zu.

Import-Export-Saldo USA (seewärtig)						
	2002 Mio. t	2004 Mio. t	2007 Mio. t	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Export (seewärtig)	21	26	37	53	44	64
Import (seewärtig)	15	25	31	31	19	15
Saldo	6	1	6	22	25	49

LB-T21

Die Importe aus Kolumbien gingen um rund 3 Mio. t sowie die aus Indonesien um 0,9 Mio. t und aus Venezuela um 0,7 Mio. t zurück.

Für 2011 ist vor allem ein nachhaltiger Export von Koks-kohle zu erwarten. Der Export von Kraftwerks-kohle dürfte trotz der anziehenden Konjunktur in den USA und bei weiterhin hohen Weltmarktpreisen ebenfalls anziehen, wobei im Falle von Bahntransportengpässen wegen der höheren Preise die Koks-kohle-exporte überproportional zunehmen dürften. Insoweit dürften die USA auch von den wetterbedingten Förderausfällen Australiens profitieren.

Kennzahlen USA			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Steinkohleförderung	1.068	983	982
Steinkohleexporte	74	53	74
• Kesselkohle	35	19	23
• Koks-kohle	39	34	51
Steinkohleimporte	31	19	20
Einfuhren Deutschland	5,7	5,1	5,7
• Kesselkohle	3,1	3,2	2,7
• Koks-kohle	2,6	1,9	3,0
Exportquote in %	7	5	8

LB-T22

KOLUMBIEN

Produktion

Die Steinkohleförderung Kolumbiens ist in 2010 kräftig gewachsen und hat ein Allzeithoch erreicht. Insgesamt wuchs die Produktion um rund 5 Mio. t auf 75,1 Mio. t. Das Ziel von 82,5 Mio. t konnte aufgrund heftigen Regens im 4. Quartal 2010, was ungewöhnlich für die Jahreszeit ist, nicht erreicht werden. Die metallurgische Kohleförderung konnte ebenfalls um 0,5 Mio. t auf 2,8 Mio. t erhöht werden. Entsprechend den Pla-

nungen der Kohle fördernden Unternehmen wird eine Produktion in 2011 von 89,2 Mio. t angestrebt. Dies deckt sich mit den staatlichen Planungen, die mit einer Produktion zwischen 85 und 90 Mio. t planen.

Exporte nach Gesellschaften			
Exporteur	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Cerrejon	31,4	30,3	31,5
Drummond	22,2	20,5	22,5
Prodeco / Carbones De la Jagua	11,5	9,0	12,1
Vale / Carbones del Caribe	2,0	1,8	2,1
Coal Corp. (*inkl. Koks-kohle)	---	1,5	1,2
Übrige	1,6	3,2	2,9
Gesamt	68,7	66,3	72,3

LB-T23

Export

Kolumbien konnte seine Exporte nach Angaben der Gesellschaften um 6 Mio. t auf 72,3 Mio. t steigern, verfehlte damit wetterbedingt aber das selbst gesteckte Ziel von 75 Mio. t. Dennoch konnte Kolumbien seinen Status als viertgrößte seewärtige Kohleexportnation halten. Hervorzuheben ist insbesondere die Exportsteigerung aus den Gruben Prodeco / Carbones De la Jagua um fast 35 % oder 3,1 Mio. t. Diese Gruben wurden letztes Jahr von Glencore im Rahmen einer Optionsausübung von XStrata zurückgekauft. Glencore plant, die Förderung aus der Grube Prodeco von heute 10 Mio. t/a auf über 20 Mio. t/a in 2015 zu steigern.

Die kolumbianische Kohle geht überwiegend in den atlantischen Markt. Vom Gesamtexport von Kraftwerks-kohle gingen rund 13 Mio. t in den pazifischen Raum und rund 56 Mio. t in den atlantischen Markt. Der Export nach Europa stagnierte bei 38,1 Mio. t. Demgegenüber erhöhten sich die Einfuhren nach Deutschland um 46 % oder 2,4 Mio. t auf insgesamt 7,6 Mio. t. Der asiatische Markt erfuhr prozentual die größte Steigerung an Exporten. Allein nach China, Taiwan und Korea wurden in 2010 erstmalig insgesamt über

8 Mio. t Steinkohle ausgeführt. Demgegenüber gingen die Ausfuhren in die USA um 2,8 Mio. t zurück.

Der Löwenanteil der Exporte kommt mit 31,5 Mio. t aus der Provinz von La Guajira aus dem Cerrejon Tagebau, gefolgt von Drummond mit 22,5 Mio. t, deren Tagebaue im benachbarten Bezirk Cesar liegen.

Kraftwerkskohleexport - Struktur Kolumbiens			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Amerika	34,3	24,5	22,3
Nordamerika (USA + Kanada)	24,2	16,0	13,1
Süd- und Mittelamerika	10,1	8,5	9,2
Asien	---	---	8,8
Europa	34,4	38,9	38,1
Mittelmeerraum	11,2	10,5	11,3
Nordwest-Europa	23,2	28,4	26,8
Gesamt	68,7	63,4	69,2

LB-T24

Kleinere Mengen Kokskohle und Koks sind nicht in den Exportzahlen enthalten.

Kennzahlen Kolumbien			
	2008 in Mio. t	2009 in Mio. t	2010 in Mio. t
Steinkohleförderung	73,0	70,0	75,1 ¹⁾
Steinkohleexporte	69,3	66,3	72,7
• Kraftwerkskohle	68,7	63,4	69,2
• Kokskohle	0,6	2,9	3,5
Einfuhren Deutschland	5,8	5,2	7,6
Exportquote in %	95	95	97

¹⁾ vorläufig

LB-T25

Infrastruktur

Die wesentliche bestehende Infrastruktur für Transport und Exporthäfen wird derzeit einer Erweiterung

und Revision unterzogen. Der größte Teil der Kohle wird mit Zügen zu den Kohleterminals transportiert. Die Eigentumsverhältnisse der Fenoco Eisenbahn (Ferrocarriles del Norte de Columbia S.A.), über deren Gleise vor allem die Kohle aus dem Cesar Abbauegebiet befördert wird, haben sich geändert. Eine Reihe von Produzenten, u. a. Coalcorp, Caribe (Vale) und Prodeco haben Anteile an der Bahn erworben, wodurch Drummond nicht mehr wie bisher die volle Kapazität alleine nutzen kann.

In den kleineren Kohlehäfen wurden die Kapazitäten leicht erhöht, die jedoch nicht vollständig ausgenutzt wurden. Ein Konsortium von Minenbetreibern unter der Führung von Prodeco beteiligt sich an dem Bau von Puerto Nuevo, einem neuen Kohleterminal mit einer Umschlagskapazität von 30 Mio. t/a und direkter Schiffsbeladung.

Langfristig von größerer Bedeutung für kolumbianische Exporte ist die im Bau befindliche Erweiterung des Panama-Kanals, deren Fertigstellung für 2014 vorgesehen ist. Die Erweiterung wird als Schlüssel zu einer Steigerung der Exporte in den pazifischen Raum gesehen, da diese dann kleineren Capesize-Schiffen die Durchfahrt ermöglicht, die bisher um das Kap der Guten Hoffnung fahren mussten.

SÜDAFRIKANISCHE REPUBLIK

Südafrika war 2010 Ausrichter der Fußballweltmeisterschaft. Die Welt war zu Gast in Südafrika, und viele waren angenehm überrascht über die perfekt organisierten Spiele und die Gastfreundschaft. Dies hat dem Land einen zusätzlichen wirtschaftlichen Schritt nach vorne gebracht.

Energiapolitisch wurde ein Energieplan für die nächsten zwanzig Jahre entworfen, der einen Rückgang der Kohle im Stromerzeugungsmix von derzeit 90 % auf

48 % in 2020 vorsieht. Der Rest verteilt sich auf 14 % Kernenergie, 16 % Erneuerbare Energien und 22 % eigenen oder importierten Wasserkraftstrom oder Strom, der in Gaskraftwerken erzeugt wird. Die Erzeugungskapazität soll von derzeit 40 GW auf 92 GW anwachsen, wodurch die absolute Menge eingesetzter Kohle trotz höherer Wirkungsgrade vermutlich höher sein wird als heute.

Produktion

In 2010 entsprach die südafrikanische Produktion mit 250 Mio. t der Förderung des Jahres 2009.

Mangels neuer Investitionen tragen die vielen neuen Gesellschaften unter dem BEE-Regime (Black-Economy Empowerment) bisher leider noch nicht zu einer bedeutenden Erweiterung der Produktion bei. Zu erwähnen ist aber die Grube Mooiplaats Colliery, die die Produktion um 59 % steigerte. Teilweise wurden auch nur bestehende Gruben der großen Minengesellschaften durch BEE-Gesellschaften übernommen. Allerdings zeichnet sich ab, dass nunmehr einige Projekte konkret in Angriff genommen werden. Teilweise bestehen bei einigen Projekten Genehmigungsprobleme, aber das BHP-Projekt „Douglas-Middelton“ ist in Umsetzung, und auch Exxaro investiert in den Ausbau der Grube „Grooteluk“. BHP (Klipsprint), Xstrata (Goedgevonden) und Amcoal (Zondagsfontein) planen weitere Projekte. Insgesamt dürfte sich in 2010/2011 der Trend der - im langfristigen Durchschnitt gesehen - stagnierenden Förderung in Südafrika wieder zu einer leicht steigenden Produktion umkehren.

Die Versorgung der südafrikanischen Industrie mit Strom ist äußerst kritisch. Sehr besorgniserregend ist das schlechte Management in der Stromversorgung des Landes. Durch staatlich niedrig gehaltene Strompreise wurden keine neuen Erzeugungskapazitäten gebaut, sodass die Nachfrage nicht mehr in vollem Umfang gedeckt werden kann und es seit Jahren zu „Blackouts“ kommt. 6.000 MW fehlen dem Land aufgrund notwendiger Instandhaltungsarbeiten von alten

Kraftwerken, und 4.000 MW fehlen wegen schlechter Kohlequalität. Eskom hat daher begonnen, die Kohlelieferverträge nachzuverhandeln, um die benötigte Qualität zu erhalten. Immerhin gelang es Eskom nun, massive Strompreiserhöhungen über 3 Jahre durchzusetzen, sodass zunehmend Investitionsmittel erwirtschaftet werden können.

Das staatliche Energieversorgungsunternehmen Eskom hat davor gewarnt, dass Südafrikas langfristige Kohleversorgung für die Kohlekraftwerke ein Risiko darstellt, wenn die Kohleförderpolitik nicht überdacht wird. Insbesondere geht es um die Balance zwischen Kohleexport und Deckung des inländischen Energiebedarfs. Eskom sieht vor allem darin ein Problem, dass nunmehr auch Kohlequalitäten exportiert werden, die früher nur von Eskom bezogen wurden und dadurch ein Preisdruck nach oben auch für die Inlandskohlepreise entsteht.

Der Neubau von Kohlekraftwerken durch Eskom dürfte ab 2012 den Inlandsverbrauch weiter erhöhen. BHP Billiton hat angekündigt, einige seiner nicht entwickelten Kohlerechte zu veräußern und sich auf die bestehenden Minen zu konzentrieren. Hieraus könnten sich in einigen Jahren neue Exportkapazitäten ergeben.

Die Inlandsmärkte in Südafrika verbrauchten in 2010 folgende Mengen:

Verbrauch der Inlandsmärkte			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 ¹⁾ Mio. t
Stromerzeugung	119	112	121
Synthetische Treibstoffe (Sasol)	44	45	45
Industrie/Hausbrand	18	15	15
Metallurgische Industrie	5	3	3
Gesamt	186	175	184

¹⁾ vorläufig

LB-T26

In den Nachbarstaaten Südafrikas hingegen entwickeln sich neue Kohleproduktionen. In Botswana, Mosambik und Simbabwe sind Projekte angestoßen worden. Auch auf Madagaskar wird die Errichtung eines Bergwerks untersucht.

Mosambik

Mosambik ist auf dem Weg, ein beachtlicher Kohlexporteur in den nächsten Jahren zu werden. Besonders weit gediehen ist dort das Projekt „Moatize“ von Vale, das auf Dauer zu einer Kapazität von 26 Mio. t/a (11 Mio. t/a Koks-kohle / 15 Mio. t/a Kraftwerkskohle) ausgebaut werden soll. Voraussetzung hierfür ist aber ein Ausbau der Eisenbahnkapazitäten, die bisher auf rund 5 Mio. t/a limitiert sind.

Riversdale plant den Export von 10 Mio. t/a aus dem Benga Projekt, davon 6 Mio. t/a Koks-kohle und 4 Mio. t/a Kraftwerkskohle. Die Kohle soll über den Hafen von Beira verladen werden, der derzeit für den Export vorbereitet wird. Die Eisenbahnverbindung - Sena Rail - ist auf 665 km Länge nahezu fertig gestellt. Ende/Anfang 2010/2011 könnten erste Panamax-Verschiffungen stattfinden.

Der mosambikische Kohleentwickler Riversdale hat von Rio Tinto ein Übernahmeangebot über fast 4 Mrd. A\$ erhalten. Das in Australien gelistete Unternehmen verfügt über Anthrazit-Kohleminen in Zululand in Südafrika, vor allem aber über Koks-kohleminenprojekte in Benga und Zambeze in Mosambik.

Coal India Limited plant, zukünftig 10 Mio. t/a Kohle in den nächsten 10 Jahren aus den eigenen 2 Förderkonzessionen zu exportieren.

Infrastruktur

Der geplante Bau der Trans-Kalahari-Eisenbahnlinie, der Botswanas Mmamabula Kohlefelder mit der Südwestküste Namibias und den Hafen von Walvis Bay

verbinden soll, könnte bis zu 9 Mrd. US\$ Kosten. Die Regierung hat den Bau und Betrieb der 1.500 km langen Bahnlinie ausgeschrieben. Diese soll eine alternative Route für den Im- und Export von Waren und Gütern sein und damit Namibia zu einer Art Transit-hub in der Region machen. Botswana verfügt über 200 Mrd. mt Kohlereserven. Eine Entscheidung über die Vergabe und Finanzierung soll 2011 erfolgen, die Fertigstellung ist für 2018 geplant.

Die südafrikanische Infrastruktur - insbesondere der Eisenbahntransport - funktioniert immer noch unbefriedigend. Belastend sind besonders die häufigen Zugentgleisungen der Transnet auf der Strecke nach Richards Bay (RBCT), die meist immer zu mehrtägigen Ausfällen führen. Der staatliche Eisenbahnbetreiber, Transnet, hat einen 10-Jahres-Instandhaltungsplan mit einem Gesamtvolumen von 4,5 Mrd. US\$ aufgelegt. Auch hat Transnet in neue Lokomotiven investiert. Die ersten zwei von 100 Treibstoff sparenden Lokomotiven als Teil eines Flottenerneuerungsplanes mit einem Investitionsvolumen von 110 Mrd. Rand (= 115 Mio. €) wurden ausgeliefert. Die restlichen Lokomotiven sollen bis 2013 zur Verfügung stehen.

Planungen für Kapazitätserweiterungen finden in kleinerem Umfang im Bereich Koks-kohle statt. Mit dem Makhado-Koks-kohleprojekt in der Provinz Limpopo soll eine Mine aufgeschlossen werden, deren Ressourcen auf 137 Mrd. mt, davon 230 Mio. t gemessen, geschätzt werden. Nach den Planungen soll 2013 mit der Produktion von Koks-kohle begonnen und dann die Förderung auf die volle Kapazität von 5 Mio. t/a hochgefahren werden.

Förderrechte erhielt das Rietkuil-Projekt in der Region Mpumalanga mit dem Ziel, für 30 Jahre rund 3 Mio. t/a Kohle zu fördern.

Exporte über südafrikanische Häfen			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
RBCT	61,8	61,1	63,4
Durban	1,0	0,9	0,9
Maputo/Mosambik	0,9	1,3	1,3
Total	63,7	63,3	65,6

LB-T27

Das RBCT hatte bisher eine Verladekapazität von 76 Mio. t, die nur zu rund 82 % ausgelastet ist. Der Ausbau auf 91 Mio. t ist fertig gestellt. Doch wachsen die Zweifel, ob die Kapazität vor dem Hintergrund der stagnierenden Förderentwicklung sowie der unzureichenden Bahnanlieferung auch ausgelastet werden kann. In 2010 exportierte RBCT „lediglich“ 63 Mio. t, was aber immer noch eine Steigerung von 3, 8 % gegenüber 2009 bedeutet. Der staatliche Bahnbetreiber Transnet hat im Übrigen auch nur eine Fracht von 65 Mio. t/a garantiert. Die beiden kleineren Häfen konnten ihre Umschlagsmengen leicht erhöhen.

Exportrechte am Richards Bay Coal Terminal nach Ausbau		
	Mio. t/a	%
Richards Bay Coal Terminal (RBCT)	72,00	79,13
Ingwe	26,95	29,62
Anglo Coal	19,78	21,74
Xstrata	15,06	16,54
Total	4,09	4,49
Sasol	3,6	3,96
Kangra	1,65	1,82
Eyesizwe	0,87	0,96
South Dunes Coal Terminal	6,00	6,59
Sonst. Exporteure (inkl. BEE)	9,00	9,89
Common Users (inkl. BEE)	4,00	4,39
Gesamt	91,00	100,00

LB-T28

Verladealternativen werden - obwohl vom Förderaufkommen her derzeit nicht notwendig - in Namibia und Mosambik geprüft.

Export

Der Export konnte in 2010 mit 68 Mio. t gegenüber 2009 um 5 Mio. t gesteigert werden. Südafrika konnte seine fob-Preise durch Nachfrage aus Indien und Fernost höher als die atlantischen Konkurrenten (Kolumbien, Russland) halten.

Struktur der Übersee-Exporte 2010				
	Gesamt Mio. t	Europa ¹⁾ Mio. t	Asien Mio. t	Sonstige Mio. t
Kraftwerkskohle	67,0	14,9	38,9	13,2
Anthrazit	0,6	---	0,1	0,5
Gesamt	67,6	14,9	39,0	13,7

¹⁾ inkl. angrenzender Mittelmeerländer

LB-T29

Die Struktur der Exporte hat sich insgesamt stark nach Asien verschoben. Die preisbedingt geringere Nachfrage von Europa wurde durch stärkeren Bedarf vor allem von Indien und China kompensiert, die in 2010 fast 29 Mio. t/a (+ rund 10 Mio. t/a) von Südafrika kauften. Taiwan bezog 3 Mio. t/a, Südkorea 2,2 Mio. t/a. Bei dem hohen zukünftigen Bedarf Indiens an Kraftwerkskohle könnte der Export in dieses Land weiter steigen und die Rolle Europas weiterhin abnehmen.

Europa einschließlich des Mittelmeerraumes blieb ein wichtiger Markt, aber nur noch mit 32 % der Ausfuhren. Die größten europäischen Verbraucher waren Spanien, Deutschland, Italien, Türkei sowie Israel.

Kennzahlen Südafrikanische Republik			
	2008	2009	2010
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohlenförderung	246,0	250,0	250,0
Steinkohlenexporte¹⁾	63,0	62,2	67,6
Kesselkohle	62,0	61,6	67,0
• Koks kohle	1,0	0,6	0,6
Einfuhren Deutschland	8,2	5,3	3,3
• Kesselkohle	8,1	5,2	3,2
• Koks kohle	0,1	0,1	0,1
Exportquote in %	25,6	24,9	27,0

¹⁾ nur seewärtig

LB-T30

KANADA

Produktion

In 2010 wurden in Kanada 68 Mio. t Steinkohle und Braunkohle gefördert. Die Förderprovinzen sind in Britisch-Kolumbien, Alberta und Saskatchewan. Von der Förderung sind etwa 35 Mio. t Kraftwerkskohle aus Alberta und Saskatchewan, die größtenteils als Hartbraunkohle oder Braunkohle in örtlichen Kraftwerken verbraucht werden.

Von der Steinkohleproduktion in Höhe von 33 Mio. t - meist aus Britisch-Kolumbien - geht der überwiegende Teil (27 Mio. t) in den Export als Koks kohle, als PCI-Kohle sowie kleinere Mengen (6 Mio. t) als Kraftwerkskohle.

Das wesentlich höhere Preisniveau für 2010/2011 sowie die rasche Erholung der Stahlindustrie haben den weiteren langfristigen Ausbau des kanadischen Bergbaus gestützt. Dies zeigt sich besonders an Kanadas führenden Umschlagsanlagen Westshore Terminals. Dieser 32 km von Vancouver und unmittelbar hinter der Grenze zu den USA gelegene Exportkohleterminal verzeichnete Rekordvolumina an verschiffter Koks kohle nach China, aber auch an exportierter Kes-

selkohle. Letztere kommen vor allem von amerikanischen Minen aus dem Powder River Basin in Montana und Wyoming sowie von einigen Minen in Utah. Insgesamt wurden 2010 von Westshore ca. 25 Mio. t/a umgeschlagen.

Die Stromerzeugung in Kanada basiert neben der Wasserkraft im Wesentlichen auf Kohle.

Infrastruktur

Die Exportkohlen werden von CP-Rail an das bei Vancouver gelegene Westshore Terminal geliefert, CN hingegen transportiert die Kohle zum Neptune Terminal. Auch über das nördlicher gelegene Ridley Terminal werden Kohleonnagen umgeschlagen.

Die Umschlagskapazitäten stellen sich wie folgt dar, wobei die Umschlagszahlen aus zolltechnischen Gründen nicht mit den Exportzahlen übereinstimmen:

Umschlagskapazitäten 2010		
Terminal	Kapazitäten 2010	Exporte 2010 ¹⁾
	Mio. t/a	Mio. t/a
Neptune Bulk Terminal	8	6
Westshore Terminal	26	25
Ridley Terminal	12	8
Gesamt	46	39

¹⁾ vorläufige Zahlen

LB-T31

Die Hafenskapazitäten sind also für einen weiteren Export bei steigender Nachfrage und Produktion gerüstet. Für den Binnenversand kanadischer Kohle in die USA über die Großen Seen dient das Thunder Bay Terminal, dessen Kapazität 11-12 Mio. t beträgt.

Exporte

Die seewärtigen Exporte von 33 Mio. t gliedern sich auf in rund 6 Mio. t Kraftwerkskohle und 27 Mio. t Koks kohle. Fast 1 Mio. t ging über den Landweg in die USA, in erster Linie Koks kohle.

Die Exportsteigerung betrug 5 Mio. t. Die Exportbilanz wurde durch die erhöhte Nachfrage Chinas und Japans gerettet. China nahm 0,5 Mio. t Koks-kohle und 0,6 Mio. t Kraftwerkskohle mehr ab. Japans Steigerung betrug 2 Mio. t Koks-kohle.

Für 2011 bestehen Chancen, dass sich die Exportsituation Kanadas noch weiter verbessert, sollte die Stahlkonjunktur anhalten sowie zum Ausgleich von Förderausfällen in Australien.

Für die langfristige Erhöhung der kanadischen Exporte ist die Importentwicklung Japans und Chinas von ausschlaggebender Bedeutung.

Kennzahlen Kanada			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Steinkohleförderung	38	28	33
Steinkohleexporte	33	28	33
• Kesselkohle	6	6	6
• Koks-kohle	27	22	27
Einfuhren Deutschland	1,7	1,1	1,2
• Koks-kohle	1,7	1,1	1,2
Exportquote in %	87	100	100

LB-T32

VIETNAM

Produktion

Die Produktion stieg in 2010 um rund 7 Mio. t auf 50 Mio. t. Der Inlandsverbrauch erhöhte sich von 18 Mio. t auf 23,3 Mio. t. Bei der Förderung handelt es sich überwiegend um Anthrazit; daneben werden geringe Mengen an Braun- bzw. subbituminöser Kohle gefördert. Diese dienen ausschließlich dem heimischen Verbrauch, während die Anthrazitförderung überwiegend in den Export gelangt.

Die Förderkapazitäten der vietnamesischen Zechen wurden nach Angaben der staatlichen Vinacom (2006) mit 64,5 Mio. t/a offenbar zu hoch eingeschätzt. Ansonsten wären die Kapazitäten nachhaltig nicht ausgelastet.

Die Produktion soll entsprechend staatlichen Planungen von 2011-2015 leicht um 1-3 Mio. t/a auf dann 55 Mio. t/a in 2015 erhöht werden. Im Widerspruch dazu steht die Bitte des vietnamesischen Ministeriums für Planung und Investition, in 2011 nur 44 Mio. t/a zu fördern.

Vietnams dynamisch wachsende Volkswirtschaft könnte auch einen ansteigenden Importbedarf an Kraftwerkskohle auslösen. Seit 2009 leidet Vietnam jedoch auch unter der Wirtschaftskrise und das Brutto-sozialprodukt schrumpfte. Mittelfristig - ab 2013 - könnte Vietnam jedoch zu einem bedeutenden Importeur von Kraftwerkskohle werden und den Export wegen erhöhtem Eigenbedarf einschränken.

Infrastruktur

Die Küsten an der Ostseite Vietnams sind weitgehend flach und haben bisher nur den Zugang von Schiffen unter 10.000 DWT erlaubt. In Cam Pha können bedingt durch künstliche Vertiefungen größere Schiffe beladen werden. So besteht die Möglichkeit, auch 65.000 DWT-Schiffe mit zusätzlicher Beladung auf Reede abzufertigen. Hon Gai-Port kann 10.000 DWT-Schiffe am Pier und 30.000 DWT-Schiffe auf Reede abfertigen. In Mittel-Vietnam soll ein erster Tiefwasserhafen gebaut werden.

Nach Angaben von Vinacom betragen die Exportkapazitäten in den Häfen ca. 34 Mio. t/a:

Export- und Hafenkapazitäten in Vietnam	
Häfen	Mio. t
Cam Pha/Cua Ong	15,0
New ports in Cam Pha	10,0
Hon Gai/Nam Cau Trang	3,0
Hon Gai/Dien Väng	1,5
Hon Gai/Troi	1,5
Uong Bi/dien Cong	3,0
Gesamt	34,0

LB-T33

Export

In 2010 ging der seewärtige Export abermals um fast 4 Mio. t auf 20,8 Mio. t zurück. Für 2011 wird ein weiterer Rückgang auf 16,5 Mio. t erwartet, dafür aber eine Erhöhung des Inlandsverbrauchs um 4,2 Mio. t auf 27,5 Mio. t.

Neben China nehmen Japan, Thailand und Südkorea kleinere Mengen ab. Die vietnamesische Anthrazitkohle wird teilweise auch als PCI-Kohle eingesetzt. Deren Absatz ging wegen der wieder verbesserten Stahlindustrie nach oben.

Kennzahlen Vietnam			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Förderung	40,0	43,0	50,0 ¹⁾
Export	19,4	25,1	20,8
davon China	16,9	24,1	18,0
Exportquote in %	48,5	58	42,0

¹⁾ vorläufig

LB-T34

Der hohe vietnamesische Export von Anthrazit-Kraftwerkskohle ist teilweise niedrigkalorig und rechnet sich nur über die kurzen Seewege nach China. Im normalen internationalen Kraftwerkskohlemarkt hätte diese Kohle keine wirtschaftliche Chance. Gleichwohl

deckt sie einen Bedarf ab, der sonst möglicherweise vom Weltmarkt zu befriedigen wäre, und entlastet diesen damit. Ein geringer Teil der Exporte geht auch über den Landweg nach China.

VOLKSREPUBLIK CHINA

In 2010 war China die Weltkonjunkturlokomotive und setzte sein nur wenig gebremstes Wachstum fort. Das Bruttosozialprodukt stieg erneut um ca. 10 %. Das Wachstum wurde von einem Konjunkturprogramm flankiert, das vor allem auf den Ausbau der Infrastruktur abzielt. Dies sowie der weitere Anstieg der Urbanisierung Chinas erhöhten kontinuierlich den Stahl-, Zement- und Stromverbrauch. China produziert 80 % seines Stroms aus Kohle. Entsprechend stieg der Kohlebedarf.

Strom-/ Rohstahl-/ Roheisen-/ Kohleproduktion				
		2008	2009	2010
Stromerzeugung	TWh	3.405	3.664	4.207
Rohstahlproduktion	Mio. t	502	568	627
Roheisenproduktion	Mio. t	471	544	590
Kohleproduktion	Mio. t	2.716	2.910	3.240

LB-T35

Die Wirtschaft der Volksrepublik wächst weiter stark, Wohlstand und Bildung nehmen zu. Dennoch gibt es Spannungen, weil die Schere zwischen Arm und Reich stark auseinanderklafft. Es kam bereits häufiger zu Protesten gegen die hohe Inflationsrate, gegen zu geringe Löhne und gegen schlechte Arbeitsbedingungen.

Dennoch konnte sich China durch die starke Ankurbelung der Binnennachfrage von den noch bestehenden Auswirkungen der Weltmarktkrise abkoppeln. Ende 2010 betrug die installierte Stromleistung von

China 962 GW, ein Zuwachs von 88 GW (+ 10 %). Die installierte Kohlekraftwerksleistung betrug in 2010 rund 700 GW und erhöhte sich um rund 7,4 % oder 45 GW gegenüber 2009. Die Kapazität der chinesischen Stromerzeugung soll bis 2020 auf 1.400.000 MW - 1.500.000 MW ausgebaut werden. Ca. 70 % davon, d. h. 980.000 MW - 1.050.000 MW, sollen Kohlekraftwerke sein. Dies bedeutet, dass auch zukünftig jede Woche 1-2 neue Kohlekraftwerke ans Netz gehen werden.

Die Stromerzeugung wuchs um rund 13 % auf 4.207 TWh, die Stromerzeugung aus Kohle um 12 % oder 346 TWh auf 3.330 TWh. Der Stromverbrauch wuchs um rund 15 % auf 4.192 TWh. Die Roheisen- sowie die Rohstahlproduktion wuchsen weiterhin stark. Insgesamt wurden 627 Mio. t/a Rohstahl und 590 Mio. t/a Roheisen produziert. Für 2011 wird mit einem weiteren Wachstum der Rohstahlproduktion auf 671 Mio. t/a gerechnet.

Für 2011 strebt die chinesische Regierung entsprechend dem neuen 5-Jahres-Plan ein Wirtschaftswachstum von 8 % an.

Produktion

Die Kohleförderung wurde weiter ausgebaut und konnte in 2010 um 330 Mio. t auf 3.240 Mio. t gesteigert werden.

China restrukturiert seit einigen Jahren kontinuierlich die heimische Kohleindustrie um 13 sogenannte Kohle-Erzeugungsschwerpunkte herum. Alle „Schwerpunkte“ fördern mehr als 100 Mio. t/a für die Stromerzeugung. Kennzeichen der Restrukturierung ist die Integration von Kohlekraftwerken mit 98 Kohleabbaugebieten in China. Vorbild ist dabei Chinas größtes Kohleunternehmen Shenhua Group. Ziel der Restrukturierung ist eine bessere Steuerung der Kohlepreise und Optimierung der Produktionsstrukturen. Auch wird die Anzahl der Kleinbetriebe weiter verringert. Nach offiziellen Angaben wurden insgesamt 1.693 kleinere Minen mit einer

Förderkapazität von 155 Mio. t/a geschlossen. Allein in der Provinz Shanxi wurde die Anzahl an Kohleminen von 2.598 Ende 2009 auf 1.053 Ende 2010 reduziert. Insgesamt wurde damit die Zahl der Kleinbetriebe mit einer Jahresproduktion von weniger als 300.000 t auf unter 10.000 verringert. Bis Ende 2010 wurden 5 gigantische staatliche Kohleförderer entwickelt, von denen jeder eine Förderkapazität von über 100 Mio. t/a hat. Hierzu gehören China Shenhua Group, China National Coal Group, Datong Coal Group, Shanxi Coking Coal Group and Chemical Industry Group. Ziel Chinas ist es, zehn Megakohleförderunternehmen mit jeweils 100 Mio. t/a Förderkapazität und weitere 10 Unternehmen mit einer Kapazität von 50 bis 100 Mio. t/a bis 2015 zu entwickeln. Das größte Förderunternehmen Shenhua Energy allein förderte in 2010 fast 225 Mio. t Kohle, was einer Zunahme gegenüber 2009 von fast 7 % entspricht.

Die Kohlevorräte an den Kraftwerksstandorten betragen Ende 2010 rund 56 Mio. t, ausreichend für 15 Tage Stromerzeugung.

Kohleproduktion in China			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Staatsgruben	1.377	1.518	1.694
Provinzgruben	345	365	516
Kleinbetriebe	994	1.027	1.200
Gesamt	2.716	2.910	3.410

LB-T36

Die Steinkohleförderung soll weiter gesteigert werden. Zurzeit sind nach chinesischen Angaben rund 7.000 Projekte mit einer Förderkapazität von etwa 1,5 Mrd. t/a im Bau. Bei den weiterhin hohen Zuwachsraten von Strom- und Stahlnachfrage dürfte die Kohleproduktion im Durchschnitt um 150-200 Mio. t/a zunehmen und würde in 2015 die 4 Mrd. t/a-Schwelle überschreiten. Die Kokerei-Kapazität Chinas beträgt 400 Mio. t/a, die

Koksproduktion in 2010 etwa in gleicher Höhe. Nichtsdestoweniger werden kleinere Kokereien geschlossen, aber neue dazugebaut, sodass die Kapazität zumindest gehalten wird.

Infrastruktur

Die Infrastruktur Chinas wird stetig weiter ausgebaut und wurde durch das in 2009 begonnene Konjunkturprogramm besonders gefördert. Allein Shenhua Energy hat angekündigt, in 2011 rund 5,3 Mrd. US\$ investieren zu wollen, davon 40 % in Eisenbahn- und Hafeninfrastuktur. Die chinesischen Eisenbahnen transportierten in 2010 mit rund 1,5 Mrd. t Kohle fast 45 % der gesamten Fördermenge. Der Ausbau der Eisenbahn stellt China vor eine große Herausforderung, da immer mehr Kohle aus dem Norden zu den Verbrauchszentren im Süden transportiert werden muss. Chinas größter Kohlehafen, Quinhuangdao, erreichte einen Kohleumschlag von 224 Mio. t in 2010, womit seine Kapazität zu mehr als 100 % ausgelastet war. Auch für die Häfen Huanghua und Tianjin existieren Planungen zur Kapazitätserweiterung.

Import/Export

Die Import-/Exportentwicklung Chinas hat in 2010 den Steinkohleweltmarkt in Menge und Preis wesentlich beeinflusst. Die in 2009 erstmals zu beobachtende Änderung Chinas vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur von Steinkohle setzt sich weiter fort.

Import-/Exportentwicklung			
	2009 in Mio. t	2010 in Mio. t	Abweichung 2009/2010 in Mio. t
Importe Kraftwerkskohle	92*	119*	+ 27
Importe Kokskohle	35	47	+ 12
Importe insgesamt	127	166	+ 39
Exporte Kraftwerkskohle	22*	18*	- 4
Exporte Kokskohle/Koks	1	4	+ 3
Exporte insgesamt	23	22	- 1

* Steam + Anthrazit

LB-T37

39 Mio. t zusätzliche Importe und 4 Mio. t geringere Exporte von Kraftwerkskohle haben den Weltmarkt in der Summe mit 43 Mio. t beeinflusst. Dadurch konnte die Nachfrageschwäche im atlantischen Raum im 1. Halbjahr 2010 nach Kraftwerks- und Kokskohle für die Kohleexportländer praktisch ausgeglichen werden.

Der chinesische Gesamtexport sank um 1 Mio. t auf 22 Mio. t in 2010. Der Export von Kraftwerkskohle ermäßigte sich weiter um 4 Mio. t auf 18 Mio. t (inkl. Anthrazit), die Ausfuhr von Kokskohle veränderte sich nur unwesentlich.

Der Koksexport erhöhte sich von 0,5 Mio. t in 2009 auf 3,3 Mio. t in 2010. Bei stark reduziertem Export waren Südkorea (7,2 Mio. t), Japan (6,4 Mio. t) und Taiwan (4,4 Mio. t) die größten Abnehmer von Kraftwerkskohle und Kokskohle.

Kohleexporte nach Qualitäten			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Kraftwerkskohle	35,9	18,5	13,6
Kokskohle	3,5	0,6	1,1
Anthrazit	6,1	3,2	4,2
Gesamt	45,5	22,3	18,9
Koks	12,1	0,5	3,3

LB-T38

Der um 31 % stark gestiegene Import hat ebenfalls den Weltmarkt beeinflusst und wurde vor allem von Indonesien (rund 56 Mio. t), Australien (rund 37 Mio. t) und Russland (rund 12 Mio. t) sowie der Mongolei (rund 17 Mio. t) gedeckt. Vietnam lieferte 18 Mio. t Anthrazit vor allem nach Südwestchina. Aber auch aus dem atlantischen Bereich wurde Kohle importiert, u. a. aus den USA, Kanada, Kolumbien und Südafrika.

Der Saldo aus Export und Import (ohne Koks) entwickelte sich wie folgt:

Saldo Export / Import			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Exporte	45	22	19
Importe	41	127	166
Saldo	4	- 105	- 147

LB-T39

Damit wurde China zum zweiten Mal nach 2009 Nettoimporteur.

Die Gründe für die zunehmenden Importe sind vielschichtig. Bei der Kokskohle sind es vor allem die abnehmende Qualität heimischer Kokskohle aber auch die erhöhten Kosten heimischer Produktion.

Ein weiterer Grund ist die Lage einiger Stahlunternehmen an der Küste nahe den Kohleterminals, was sie in die Lage versetzt, Kokskohle aus dem asiatischen Bereich zu importieren, während die neuen, in den westlichen Provinzen Chinas gebauten Hütten zunehmend von Kokskohleimporten aus der Mongolei abhängig werden.

Entsprechend dem Exportrückgang verringerten sich auch die Exportmengen der großen chinesischen Exporteure:

Ausfuhrberechtigte Gesellschaften			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 ¹⁾ Mio. t
China Coal	16,1	4,3	4,5
Shenhua	22,3	13,6	10,3
Shanxi	4,2	3,6	3,8
Minmetals	3,0	1,1	0,4
Gesamt	45,6	22,6	19,0

¹⁾ vorläufig

LB-T40

Für 2011 werden weiterhin hohe Importe auf bis zu 180 Mio. t/a vorhergesagt. Aber auch die Inlandsförderung wird weiter ausgebaut. In welchem Maße China importiert, hängt auch sehr vom internationalen Preisniveau ab. Ist das chinesische Inlandspreisniveau höher als das Weltmarktpreisniveau, ist das der Hauptgrund für an den Küsten gelegenen Kraftwerken und Hütten, sich vom Weltmarkt zu bedienen.

Kennzahlen Volksrepublik China			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Steinkohleförderung	2.716	2.910	3.240
Steinkohleexporte	45,3	22,3	18,9
• Kesselkohle	41,8	21,7	17,8
davon Anthrazit	6,1	3,2	4,2
• Kokskohle	3,5	0,6	1,1
Koksexporte	12,1	0,5	3,3
Steinkohleimporte	41,0	126,7	166,2
• Kesselkohle	14,3	57,8	92,5
• Kokskohle	7,2	34,5	47,2
• Anthrazit	19,5	34,4	26,5
Einfuhren Deutschland	0,6	0,15	0,2
• Kesselkohle	-	-	-
• Koks	0,6	0,15	0,2
Exportquote in %	2,0	0,8	0,6

LB-T41

MONGOLEI

Mit zunehmender weltweiter Nachfrage und Importen von Koks- und Kesselkohle nach China nimmt auch die Bedeutung der Mongolei als Kohleproduzent zu. Hierzu will die Mongolei kräftig in eine 1.000 km lange Eisenbahnlinie investieren, die die unentwickelte Tavan Tolgoi Mine in Südgobi wie auch das Ovoot Becken mit einer bestehenden russischen Bahnlinie verbinden soll, die wiederum zum russischen Hafen Vanino führt. Dieses Projekt und andere Projekte würden die mongolischen Kohleproduzenten in die Lage versetzen, Koks- und Kesselkohle nach Japan und Südkorea zu exportieren und damit die Abhängigkeit des Binnenstandortes Mongolei von Russland und China verringern. Zu den Projekten gehören die Ukhaa khudag Grube mit einer erwarteten Koks- und Kesselkohleförderkapazität von 5 Mio. t/a, der Ovoot Tolgoi Mine mit 8 Mio. t/a Kapazität und das Khu shuut Projekt mit knapp 6 Mio. t/a Kapazität.

Die Mongolei hat mit die größten Koks- und Kesselkohlevorräte der Welt, aber eine unterentwickelte Infrastruktur. Dementsprechend groß ist auch das Interesse namhafter großer Produzenten, Kohleminen zu erwerben, sich an ihnen zu beteiligen oder Joint Ventures zu gründen.

POLEN

Produktion

Der Rückgang der polnischen Förderung setzte sich auch in 2010 fort. Die Gesamtförderung sank von 78,0 Mio. t um 1,4 Mio. t auf 76,6 Mio. t. Damit ging die polnische Produktion trotz guter Erlössituation in den letzten 5 Jahren um über 20 Mio. t zurück.

Die größten Steinkohleproduzenten Polens

Unternehmen	Förderung		Exporte	
	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Kompania Weglowa	42,2	39,5	6,7	8,7
Katowicka Grupa Kapitalowa	13,5	12,8	0,7	0,8
Jastrzebska Spółka Weglowa	11,4	13,3	1,8	0,5
Selbstständige Bergwerke	10,4	11,0	0	0
Gesamt	77,5	76,6	9,2	10,0

LB-T42

Die polnische Koks- und Kesselkohleförderung und die Koks- und Kesselkohlproduktion wurden im Zuge der sich erholenden Stahlindustrie ausgeweitet. Die Koks- und Kesselkohleförderung ist vorläufig von 8,5 Mio. t auf ca. 11,7 Mio. t angestiegen.

Auch wurde wieder in die Koks- und Kesselkohlproduktion durch Reaktivierung eingemotteter Zechen investiert. Nachdem die Koks- und Kesselkohlproduktion auf 6,95 Mio. t in 2009 zurückgegangen war, ist die Kapazität in 2010 wieder auf rund 10 Mio. t angewachsen.

Die Privatisierung des polnischen Bergbaus kommt nur wenig voran. Weglokoks verlaublich, im Sommer 2011 an die Börse gehen zu wollen und damit den Staatsbetrieb zu privatisieren. Ferner hat Polen Pläne für eine Fusion von Weglokoks mit zwei anderen Kohlebergbauunternehmen, Kattowicki Holding Weglowy SA und Kompania Weglowa, verlaublich. Eine Entscheidung hierüber wird für Sommer 2011 erwartet.

Polen importiert zunehmend Kohle, im Wesentlichen Kraftwerkskohle, aber auch kleinere Mengen Koks- und Anthrazit. Das Volumen beläuft sich in 2010 auf 13,5 Mio. t, kommt überwiegend aus Russland und wird hauptsächlich in Nordpolen eingesetzt.

Polen erhält von der EU auch die Möglichkeit, im Zusammenhang mit Stilllegungsmaßnahmen an die Bergbauunternehmen Subventionen zu zahlen.

Infrastruktur

Bei der Transport-Infrastruktur, die nunmehr für das derzeitige Exportvolumen bereits überdimensioniert ist, haben sich auch in 2010 keine Veränderungen ergeben. Die Exportlogistik ist in Polen gut ausgebaut.

Zu den Verladehäfen gehören Danzig, Swinemünde, Stettin und Gdingen. Während in Danzig die Beladung von Capesize-Frachtern möglich ist, sind Swinemünde sowie Gdingen für Panamax-Schiffe und Stettin nur für Handysize-Größen zugänglich. Mittelfristig werden diese Häfen aber zunehmende Bedeutung für den Import haben. Die Kapazität könnte kurzfristig von 7 Mio. t auf 19 Mio. t erhöht werden.

Export

Der Export wuchs in 2010 um 10 % auf 10,1 Mio. t. Bei Importen von fast 13,5 Mio. t blieb Polen damit Nettoimporteur. Von den ausgeführten 10,1 Mio. t wurden 8,7 Mio. t von Weglokoks vermarktet, 1,4 Mio. t von den Grubengesellschaften direkt. Die Exportsteigerung geht allein auf Kesselkohle zurück. Während die Kokskohleexporte um 13,5 % auf rund 1 Mio. t zurückgingen.

Der Export in 2010 gliedert sich wie folgt auf (nur Weglokoks):

Export 2010			
	Kokskohle Mio. t	Kraftwerkskohle Mio. t	Gesamt Mio. t
Seewärtig	0,2	5,3	5,5
Landseitig	0,7	2,5	3,2
Summe	0,9	7,8	8,7

LB-T43

Der seewärtige Export stieg um 1,9 Mio. t in 2009 auf 10,1 Mio. t in 2010. Die größten Abnehmer von Kraftwerkskohle waren mit rund 6 Mio. t Deutschland und UK mit rund 0,6 Mio. t. Ein Großteil dieser Mengen wird über die Schiene transportiert.

Kennzahlen Polen

	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Steinkohleförderung	84,0	78,0	76,6
Steinkohleexporte	8,3	8,7	10,1
· Kesselkohle	7,3	6,7	9,2
· Kokskohle	1,0	2,0	0,9
Koksexporte	5,6	4,6	6,3
Steinkohleimporte	9,0	10,0	13,5
Einfuhren Deutschland	5,4	4,2	6,0
· Kesselkohle	3,8	2,5	3,6
· Kokskohle	---	---	---
· Koks	1,6	1,7	2,4
Exportquote in % (Koks in Kohle umgerechnet)	19	14	24

LB-T44

TSCHECHISCHE REPUBLIK

Produktion

In 2010 konnte die Tschechische Republik die Förderung um 0,7 Mio. t steigern. Die Steinkohleförderung erhöhte sich von 11,0 Mio. t in 2009 auf 11,7 Mio. t in 2010. Die Koksproduktion der Tschechen betrug 2,6 Mio. t Die Braunkohleproduktion belief sich auf 43,8 Mio. t und sank damit leicht um 1,4 Mio. t.

Die tschechische Steinkohleproduktion von 11,7 Mio. t gliedert sich auf in 6,3 Mio. t Kokskohle und 5,4 Mio. t Kraftwerkskohle (geschätzt).

Infrastruktur

Die tschechischen Kohle- und Koksexporte erfolgten über den Landweg per Eisenbahn sowie über die Donau (Bratislava).

Export / Import

Der Export von Steinkohle und Koks betrug rund 7,1 Mio. t, davon 6,3 Mio. t Kohle und 0,8 Mio. t Koks. Österreich mit 2,0 Mio. t, die Slowakei mit 1,6 Mio. t

und Polen mit 2,0 Mio. t waren die größten Abnehmer. Ein Großteil der Exporte ist Kokskohle. Die Tschechische Republik importierte kleine Mengen an Kohle und Koks - ca. 1,9 Mio. t - im Wesentlichen aus Polen und Russland.

Kennzahlen Tschechische Republik			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Steinkohlenförderung	12,6	11,0	11,7
Steinkohlenexporte	6,1	6,0	6,7 ¹⁾
Koksexporte	0,7	0,5	0,8 ¹⁾
Einfuhren Deutschland	0,5	0,3	0,5
• Kesselkohle	0,2	0,2	0,1
• Koks	0,3	0,1	0,4
Exportquote in % (Koks in Kohle umgerechnet)	54	62	66
¹⁾ vorläufig			

LB-T45

Die Exportquote an der Förderung hat sich auf 66 % erhöht.

VENEZUELA

Produktion

Die innerpolitischen Probleme bestanden auch im Berichtsjahr unverändert fort. Aber auch das Wetter und fehlende Ersatzteile führten zu Produktionsunterbrechungen. Die Produktion von Carbones Del Guasare brach nochmals ein.

Die Steinkohlenförderung lag in 2010 mit 3,8 Mio. t nur wenig über dem Vorjahr.

Ungewöhnlich heftiger Regen beeinträchtigte Minen und Transport der Kohle über 3 Monate. Die Kohleproduzenten Carbones del Guasare und Carbones de la Guajira erklärten höhere Gewalt („Force Majeure“) für die Dezember-Ladungen.

Produktion / Exporte nach Gesellschaften			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Carbones del Guasare	4,5	2,7	2,2
Interamerican Coal	0,6	0,5	0,5
Carbones de la Guajira	0,6	---	0,8
Übrige	0,6	0,3	0,6
Gesamt	6,3	3,5	4,1

LB-T46

Infrastruktur

Nach der Festlegung maximaler Exporte von 10 Mio. t/a durch Präsident Chavez reicht die bestehende Infrastruktur aus, obwohl sie nicht optimal ist. So erfolgt der gesamte Kohlentransport von den Gruben zu den Verschiffungshäfen per Lkw.

Export

Der Export erhöhte sich in 2010 um 0,3 Mio. t von 3,5 Mio. t auf rund 3,8 Mio. t. Trotz bester Absatzchancen kann Venezuela sein Potenzial nicht nutzen. Stärkster Abnehmer waren Europa mit 1,3 Mio. t, die USA bezog 0,9 Mio. t. Der Rest ging nach Mittel- und Südamerika.

Kennzahlen Venezuela			
	2008 Mio. t	2009 Mio. t	2010 Mio. t
Steinkohleförderung	6,2	3,7	3,8
Steinkohleexporte	6,2	3,7	3,8
Einfuhren Deutschland	0,92	0,35	0,43
• Kesselkohle	0,92	0,35	0,43
Exportquote in %	100,0	92,4	100,0

LB-T47

Kolumbianische Kohle wurde in geringem Umfang über die Häfen bei Frontier und Milliton exportiert. Schätzungen gehen von 0,4 bis 0,45 Mio. t und 0,2 bis 0,25 Mio. t aus.

Tabelle 1	Welt-Energieverbrauch nach Energieträgern und Regionen	95
Tabelle 2	Welt-Steinkohlenförderung/Außenhandel (Binnenhandel und seewärtiger Handel)	96/97
Tabelle 3	Steinkohlenseeverkehr	98/99
Tabelle 4	Welt-Koksproduktion	100
Tabelle 5	Qualitäten am Weltmarkt gehandelter Kesselkohlen	101
Tabelle 6	Qualitäten am Weltmarkt gehandelter Kokskohlen	102/103
Tabelle 7	Steinkohlen-Ausfuhr Australiens	104
Tabelle 8	Steinkohlen-Ausfuhr Indonesiens	105
Tabelle 9	Steinkohlen-Ausfuhr Russlands	106
Tabelle 10	Steinkohlen-Ausfuhr der USA	107
Tabelle 11	Steinkohlen-Ausfuhr Kolumbiens	108
Tabelle 12	Steinkohlen-Ausfuhr der Südafrikanischen Republik	109
Tabelle 13	SteinkohlenAusfuhr Kanadas	110
Tabelle 14	Steinkohlen-Ausfuhr der Volksrepublik China	111
Tabelle 15	Steinkohlen-Ausfuhr Polens	112
Tabelle 16	Steinkohlen-Einfuhren der EU-Länder -Importe und Binnenhandel-	113
Tabelle 17	Kohleverbrauch der EU-Länder	114
Tabelle 18	Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland	115
Tabelle 19	Kohlenumschlag der deutschen Häfen	116
Tabelle 20 a	Steinkohlenabsatz in der Bundesrepublik Deutschland	117
Tabelle 20 b	Petrolkoks in Deutschland	117
Tabelle 21	Einfuhr von Steinkohlen und Steinkohlenkoks in die Bundesrepublik Deutschland	118/119
Tabelle 22	Verbrauch, Ein-/Ausfuhr und Erzeugung von Strom in der Bundesrepublik Deutschland	120
Tabelle 23	Europäische/Internationale Preisnotierungen	121
Tabelle 24	Deutschland - Energiepreise / Wechselkurse	122
Tabelle 25	Der Steinkohlenmarkt in der Bundesrepublik Deutschland Mengen und Preise 1957-2010	123

Welt-Energieverbrauch nach Energieträgern und Regionen							Mio t SKE
Energieträger	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010¹⁾
Mineralöl	5.460	5.792	5.584	5.645	5.617	5.551	5.650
Erdgas	3.509	3.768	3.653	3.767	3.898	3.794	3.800
Kernenergie	905	940	907	888	886	873	900
Wasserkraft	920	1.000	996	1.013	1.026	1.059	1.000
Steinkohle	3.700	4.106	4.014	4.207	4.394	4.358	4.900
Braunkohle	330	330	330	330	330	330	330
Insgesamt	14.824	15.936	15.484	15.850	16.151	15.965	16.580
Verbrauchsregionen	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Anteile in % 2010
Nordamerika	27,2	26,5	25,8	25,6	24,8	23,8	22,9
Asien/Australien	31,3	32,7	33,4	34,3	35,3	37,1	39,8
ab 2007 EU-27	16,8	16,0	15,8	16,4	15,8	14,4	13,8
GUS	9,8	9,2	8,8	8,7	7,8	7,4	6,9
Übrige Welt	14,9	15,6	16,2	15,0	16,3	17,3	16,6
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Kohleverbrauch (Stein- und Braunkohle)	3.790	4.030	4.436	4.344	4.724	4.688	Mio t SKE 5.230
Verbrauchsregionen	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Anteile in % 2010
Nordamerika	24,0	20,8	19,9	19,3	18,9	16,2	13,4
Asien/Australien	52,0	56,7	58,3	59,7	61,0	65,7	67,2
ab 2007 EU-27	11,1	10,0	11,1	10,6	9,5	7,9	6,0
GUS	6,3	6,0	5,5	3,6	5,2	4,6	6,7
Übrige Welt	6,6	6,5	5,2	6,8	5,4	5,6	6,7
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Erfasst sind nur kommerziell gehandelte Energieträger

Quelle: BP Statistical Review of World Energy bis 2009, ¹⁾ Eigene Berechnungen Jahr 2010

Tabelle 1

Welt-Steinkohlenförderung/Außenhandel (Binnenhandel und seewärtiger Handel)									
	2005			2006			2007		
	Förderung	Export	Import	Förderung	Export	Import	Förderung	Export	Import
Deutschland	28	0	36	24	0	42	24	0	48
Frankreich	0	0	20	0	0	21	0	0	18
Großbritannien	20	0	44	19	0	50	17	0	43
Spanien ¹⁾	12	0	25	12	0	27	11	0	25
Polen	97	20	2	94	16	4	87	12	5
Tschechische Rep.	13	4	1	14	5	1	13	7	2
Rumänien	0	0	0	2			3	0	3
ab 2004 EU-25/ab 2007 EU-27	170	24	209	168	21	236	158	19	231
Russland	300	70		309	89	25	314	93	24
Kasachstan	86	24		92	25	0	88	26	0
Ukraine	78	8	12	80	3	4	75	3	9
Genannte Länder	464	102	12	481	117	29	477	122	33
Kanada	31	28	20	34	28	21	37	31	29
USA	1.029	45	27	1.066	46	30	1.043	53	33
Kolumbien	60	55	0	64	58	0	69	65	0
Venezuela	8	8	0	8	8	0	8	8	0
Genannte Länder	1.128	136	47	1.172	140	51	1.157	157	62
Südafrikanische Republik	241	75	0	244	69	0	243	68	0
Australien	306	234	0	314	237	0	322	250	0
Indien	370	0	40	390	0	53	430	0	52
VR China ²⁾	2.190	72	26	2.326	63	38	2.523	53	51
Japan		0	181	0	0	177	0	0	180
Indonesien	153	129	0	199	171	0	231	189	0
Genannte Länder	2.713	201	247	3.473	540	268	3.184	242	283
Übrige Länder	136	39	296	57	40	274	59	49	298
Welt	5.158	811	811	5.351	858	858	5.600	907	907

2010 vorläufige Zahlen
¹⁾ Förderung inkl. "Lignito Negro"
²⁾ Förderung inkl. Braunkohle (ca 50 Mio t geschätzt)

Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft, ECE, IEA, Statistiken der Im- und Exportländer, Barlow Jonker, eigene Berechnungen

Mio. t (t=t)										
	2008			2009			2010			
	Förderung	Export	Import	Förderung	Export	Import	Förderung	Export	Import	
	19	0	46	15	0	36	14	0	40	Deutschland
	0	0	19	0	0	16	0	0	19	Frankreich
	18	0	48	18	0	38	18	1	26	Großbritannien
	10	0	33	9	0	18	9	0	13	Spanien ¹⁾
	83	8	9	78	9	10	77	14	10	Polen
	13	7	3	11	6	2	12	7	2	Tschechische Rep.
	3	0	0	4	0	5	4	0	5	Rumänien / Bulgarien ³⁾
	149	15	217	135	15	189	134	22	182	ab 2004 EU-25/ab 2007 EU-27
	330	95	28	300	100	25	321	97	10	Russland
	90	25	0	80	25	0	104	22	0	Kasachstan
	78	5	0	72	4	0	76	6	10	Ukraine
	498	125	28	452	129	25	501	125	20	Genannte Länder
	38	33	23	28	28	2	33	34	9	Kanada
	1.068	74	31	983	53	19	982	74	15	USA
	73	69	0	70	66	0	75	72	0	Kolumbien
	6	6	0	4	4	0	4	4	0	Venezuela
	1.185	182	54	1.085	151	21	1.094	184	24	Genannte Länder
	235	63	0	250	63	0	250	68	0	Südafrikanische Republik
	334	261	0	344	273	0	355	300	0	Australien
	465	0	54	532	0	59	537	0	86	Indien
	2.716	45	41	2.910	23	127	3.410	19	166	VR China ²⁾
	0	0	190	0	0	162	0	0	184	Japan
	255	202	0	280	230	0	325	277	0	Indonesien
	3.436	247	285	3.722	253	348	4.272	296	436	Genannte Länder
	13	37	346	112	32	333	114	58	391	Übrige Länder
	5.850	930	930	6.100	916	916	6.720	1.053	1.053	Welt

³⁾ ab 2009 Rumänien / Bulgarien

Tabelle 2

Steinkohlen-Seeverkehr									
Exportländer	2005			2006			2007		
	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.
Australien	124	110	234	124	113	237	138	112	250
USA	22	5	27	20	6	26	26	11	37
Südafrika	1	70	71	1	68	69	1	67	68
Kanada	26	2	28	23	3	26	25	4	29
VR China	5	67	72	4	59	63	2	51	53
Kolumbien		55	55	1	58	59	1	65	66
Indonesien		129	129		171	171	0	189	189
Polen	0	11	11	1	9	10	1	4	5
Russland	8	60	68	6	69	75	6	72	78
Venezuela		8	8		8	8	0	8	8
Sonstige	2	21	23	3	30	33	2	35	37
Insgesamt	188	538	726	183	594	777	202	618	820
Importländer/Regionen	2005			2006			2007		
	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.
Europa 1)	53	170	223	45	167	212	50	161	211
EU-15 / ab 2004 EU-25	46	163	209	40	164	204	45	156	201
Asien	116	319	435	123	310	433	131	346	477
Japan	55	126	181	73	119	192	74	126	200
Südkorea	12	63	75	20	60	80	21	65	86
Taiwan		61	61	9	58	67	9	61	70
VR China	5	9	14	3	13	16	3	20	23
Hongkong	0	15	15	0	11	11	0	12	12
Indien	17	23	40	19	23	42	23	29	52
Lateinamerika	16	17	33	13	4	17	14	6	20
Sonstige (inkl. USA)	3	32	35	2	113	115	7	105	112
Insgesamt	188	538	726	183	594	777	202	618	820

2010 vorläufige Zahlen; exkl. Landverkehr

¹⁾ inkl. angrenzender Mittelmeerländer

Auswertung verschiedener Quellen

										Mio. t
2008			2009			2010				
Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Exportländer	
135	126	261	134	139	273	159	141	300	Australien	
36	17	53	31	12	43	48	16	64	USA	
0	63	63	1	61	62	1	67	68	Südafrika	
25	6	31	22	6	28	27	6	33	Kanada	
4	42	46	1	22	23	2	17	19	VR China	
0	69	69	3	63	66	4	69	73	Kolumbien	
0	202	202	0	230	230	0	277	277	Indonesien	
0	2	2	1	3	4	0	6	6	Polen	
3	75	78	5	85	90	7	80	87	Russland	
0	6	6	0	4	4	0	4	4	Venezuela	
4	24	28	3	33	36	2	30	32	Sonstige	
207	632	839	201	658	859	250	713	963	Insgesamt	
2008			2009			2010				
Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Importländer / Regionen	
50	159	209	36	153	189	47	134	181	Europa ¹⁾	
45	143	188	36	137	173	47	134	181	EU-27 ab 2007	
139	368	507	115	432	547	149	511	660	Asien	
56	131	187	45	113	158	52	132	184	Japan	
23	73	96	16	81	97	19	92	111	Südkorea	
11	60	71	11	59	70	5	59	64	Taiwan	
3	17	20	31	85	116	47	119	166	VR China	
0	11	11	0	12	12	0	10	10	Hongkong	
29	25	54	12	47	59	26	60	86	Indien	
18	5	23	6	4	10	3	19	22	Lateinamerika	
0	100	100	44	69	113	51	49	100	Sonstige(inkl. USA)	
207	632	839	201	658	859	250	713	963	Insgesamt	

Tabelle 3

Welt-Koksproduktion							1.000 t
Land/Region	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Europa							
Österreich	1.360	1.360	1.360	1.428	1.360	1.290	1.400
Belgien	2.681	2.833	2.714	2.667	1.983	1.570	1.950
Bosnien-Herzeg.	218	459	450	596	816	714	920
Bulgarien	768	682	615	500	300	0	0
Kroatien	0	0	0	0	0	0	0
Tschechien	3.337	3.227	3.231	3.063	3.206	2.172	2.493
Finnland	904	894	870	865	860	740	828
Frankreich	4.412	4.301	4.290	4.374	4.422	3.170	3.100
Deutschland	8.292	8.040	8.250	8.520	8.260	6.770	8.150
Ungarn	605	614	913	1.014	999	746	900
Italien	4.010	4.515	4.560	4.632	4.455	2.687	3.588
Niederlande	2.205	2.260	2.160	2.180	2.166	1.700	2.100
Norwegen	0	0	0	0	0	0	0
Polen	9.989	8.396	9.599	10.264	9.832	6.947	9.545
Portugal	0	0	0	0	0	0	0
Rumänien	1.950	1.910	1.804	1.669	1.017	237	0
Serbien							
Slowakai	1.777	1.739	1.749	1.750	1.735	1.575	1.750
Spanien	2.702	2.590	2.742	2.753	2.400	1.691	2.298
Schweden	1.179	1.191	1.182	1.193	1.174	980	1.150
Großbritannien	3.919	3.991	4.276	4.280	4.152	3.600	4.210
Europa gesamt	50.308	49.002	50.765	51.748	49.137	36.589	44.382
GUS	55.318	50.025	51.067	54.054	50.783	44.653	50.059
Nordamerika	20.622	20.337	20.237	20.184	19.031	14.339	17.212
Lateinamerika	10.313	10.431	10.785	12.026	12.275	9.819	11.950
Afrika	2.778	2.861	2.855	3.232	2.975	1.970	2.837
Mittlerer Osten	5.765	5.892	6.211	6.135	5.611	5.132	5.290
Asien							
China	206.186	254.117	297.680	321.714	312.148	345.017	400.000
Indien	16.776	18.633	18.865	18.067	18.282	18.664	20.100
Japan	38.314	38.095	38.077	38.354	38.300	35.900	35.900
Südkorea	10.446	10.246	9.887	9.949	10.614	9.577	12.218
sonstige	4.599	4.537	3.963	4.585	4.580	4.479	5475
gesamt	276.321	325.628	368.472	392.669	383.924	413.637	473.693
Austral-Asien	3.361	3.278	3.117	3.323	3.161	2.498	2.990
WELT gesamt	424.786	467.454	513.509	543.371	526.897	528.637	608.413

Tabelle 4

Quelle: Verschiedene Quellen, Verbands- und Industrieangaben

Qualitäten am Weltmarkt gehandelter Kesselkohlen							
Exportländer	Flüchtige %	Asche %	Ges.Feuchte %	Schwefel %	F. Kohlenst. %	Mahlhärte HGI	Heizwert kcal/kg
Atlantische Anbieter							
USA (Ostküste)	17 - 39	5 - 15	5 - 12	0,5 - 3,0	39 - 70	31 - 96	6000 - 7200
Südafrika	16 - 31	8 - 15	6 - 10	0,5 - 1,7	51 - 61	43 - 65	5400 - 6700
Kolumbien	30 - 39	4 - 15	7 - 16	0,5 - 1,0	36 - 55	43 - 60	5000 - 6500
Venezuela	34 - 40	6 - 8	5 - 8	0,6	47 - 58	45 - 50	6500 - 7200
Polen	25 - 31	8 - 16	7 - 11	0,6 - 1,0	44 - 56	45 - 50	5700 - 6900
Tschechien	25 - 27	6 - 8	7 - 9	0,4 - 0,5	58 - 60	60 - 70	6700 - 7100
Russland	27 - 34	11 - 15	8 - 12	0,3 - 0,6	47 - 58	55 - 67	6000 - 6200
Pazifische Anbieter							
Australien	25 - 30	8 - 15	7 - 8	0,3 - 1,0	47 - 60	45 - 79	5900 - 6900
Indonesien	37 - 47	1 - 16	9 - 22	0,1 - 0,9	30 - 50	44 - 53	3700 - 6500
China	27 - 31	7 - 13	8 - 13	0,3 - 0,9	50 - 60	50 - 54	5900 - 6300
Russland (Ostküste)	17 - 33	11 - 20	8 - 10	0,3 - 0,5	47 - 64	70 - 80	5500 - 6800
Vietnam/Anthrazit	5 - 6	15 - 33	9 - 11	0,85 - 0,95	58 - 83	35	5100 - 6800
Deutschland	19 - 33	6 - 7	8 - 9	0,7 - 1,4	58 - 65	60 - 90	6600 - 7100

Angaben in roh - Bandbreiten

Quellen: siehe Tabelle 6

Tabelle 5

Qualitäten am Weltmarkt gehandelter Koks kohlen						
Exportländer/ Qualitäten	Flüchtige %	Asche %	Geb. Feuchte %	Schwefel %	Phosphor %	Bläzähl FSI
Niederflüchtig						
Australien/NSW	21-24	9,3-9,5	1,0	0,38-0,40	0,03-0,07	6-8
Australien/Qld.	17-25	7,0-9,8	1,0-1,5	0,52-0,70	0,007-0,06	7-9
Kanada	21-24	9,5	0,6	0,30-0,60	0,04-0,06	6-8
USA	18-21	5,5-7,5	1,0	0,70-0,90	k.A.	8-9
Mittelflüchtig						
Australien/NSW	27-28	7,9-8,3	1,5-1,8	0,38-0,39	0,04-0,06	5-7
Australien/Qld.	26-29	7,0-9,0	1,2-2,0	0,38-0,90	0,03-0,055	6-9
Kanada	25-28	8,0	0,9	0,30-0,55	0,03-0,07	6-8
USA	26-27	6,8-9,0	1,0	0,95-1,10	k.A.	7-9
Polen	23-28	7,0-8,9	0,7-1,5	0,60-0,80	k.A.	6-9
China	25-30	9,5-10,0	1,3-1,5	0,35-0,85	0,015	
Hochflüchtig						
Australien/NSW	34-40	5,5-9,5	2,4-3,0	0,35-1,30	0,002-0,05	4 - 7
Australien/Qld.	30-34	6,5-8,2	2,0	0,50-0,70	0,02-0,04	8 - 9
Kanada	29-35	3,5-6,5	1,0	0,55-1,20	0,006-0,04	6 - 8
USA	30-34	6,8-7,3	1,9-2,5	0,80-0,85	k.A.	8 - 9
Polen	29-33	6,9-8,9	0,8-1,5	0,60-1,00	k.A.	5-8
Deutschland	26,6 ¹⁾	7,4 ¹⁾	1,5 ¹⁾	1,1 ¹⁾	0,01-0,04	7-8
<i>Angaben in lfr. - Bandbreiten</i>						
¹⁾ Kokereieinsatzmischung						
²⁾ CSR-Wert (Coke Strength under Reduction) charakterisiert die Heißfestigkeit des Koks nach dessen Erhitzung auf 1.100° C und anschließender CO ₂ -Begasung. Die den Kohlen zugeordneten CSR-Werte sind lediglich Richtwerte.						

Quellen: Australian Coal Report, Coal Americas, Firmenangaben

	Koksfestigkeit	Fluidität	Kontraktion	Dilatation	Reflexion	Macerale		Minerale
	CSR-Wert ²⁾	max. ddpm	max. %	max. %	mittl. %	reaktiv %	inert %	%
	50-65	500-2000	20-30	25-140	1,23-1,29	38-61	36-58	3-4
	60-75	34-1400	24-34	35-140	1,12-1,65	61-75	20-34	3-5
	65-72	10-150	20-26	7-27	1,22-1,35	70-75	20-35	5
	60-70	30-100	25-28	30-60	1,30-1,40	65-75	20-30	3
	40-60	200-2000+	25-35	0-65	1,01-1,05	50-53	43-44	4-6
	50-70	150-7000	19-33	(-)-5-240	1,00-1,10	58-77	20-38	3-4
	50-70	150-600	21-28	50-100	1,04-1,14	70-76	20-24	5
	60-70	500-7000	22-18	50-100	1,10-1,50	72-78	18-24	4
	k.A.	k.A.	26-32	30-120	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	35-55	100-4000	27-45	(-)-10-60	0,69-0,83	67-84	11-28	2-5
	65-75	950-1000+	23-24	35-160	0,95-1,03	61-79	18-36	3-4
	50-60	600-30000	22-31	50-148	1,00-0,95	76-81	17-19	2-4
	60-70	18000-26847	26-33	150-217	1,00-1,10	75-78	18-21	4
	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	50-65	30-3000	27-28	108-170	1,15-1,45	60-80	15-35	5

Tabelle 6

Steinkohlen-Ausfuhr Australiens							1.000 t
Importländer	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Deutschland	4.357	4.445	5.372	6.744	5.156	3.759	4.303
Frankreich	4.639	4.033	4.542	3.733	3.446	2.077	2.946
Belgien/Luxemburg	1.790	1.906	1.600	2.580	2.927	680	1.298
Niederlande	3.622	3.704	3.975	3.240	2.523	500	1.217
Italien	2.533	2.286	2.234	2.466	2.041	1.122	1.741
Großbritannien	5.477	5.034	4.568	3.478	3.943	2.746	3.612
Dänemark	156	130	0	0	0	151	0
Spanien	3.321	3.508	2.977	3.043	2.105	776	1.715
Portugal	0	0	0	0	0	0	0
Schweden	1.323	1.261	1.289	1.273	1.379	716	1.825
ab 2007: EU-27	27.218	26.307	26.557	27.709	24.730	12.904	18.657
Israel	987	849	300	348	824	672	592
Türkei	758	815	1.118	838	2.242	759	1.304
Rumänien	45	0	0	0	0	0	0
Sonst. Europa ¹⁾	1.867	1.246	1.120	315	383	350	288
Europa	30.875	29.217	29.095	29.210	28.179	14.685	20.841
Japan	101.896	104.812	103.293	115.466	117.962	101.618	117.768
Südkorea	30.061	30.158	23.576	22.096	36.797	41.662	43.629
Taiwan	18.828	21.868	22.653	25.463	24.385	22.517	28.706
Hongkong	1.038	0	0	0	303	1.175	440
Indien	16.556	18.985	18.938	22.511	25.694	27.092	32.862
VR China	6.271	5.468	7.450	3.957	3.295	46.546	37.069
Brasilien	3.143	3.454	2.929	3.360	5.036	3.713	3.457
Chile	1.605	984	1.625	462	592	481	944
Sonst. Länder	14.775	18.123	27.718	27.899	17.576	13.902	15.038
Ausfuhr insgesamt	225.048	233.069	237.277	250.454	259.819	273.391	300.754
¹⁾ inkl. angrenzender Mittelmeerländer							2010 vorläufige Zahlen

Quellen: McCloskey

Tabelle 7

Steinkohlen-Ausfuhr Indonesiens							1.000 t
Importländer	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Deutschland	492	132	1.509	1.168	513	86	69
Niederlande	1.106	2.139	3.704	1.822	1.669	239	0
Italien	5.198	6.285	8.626	6.290	6.252	5.427	7.094
Großbritannien	1080	1.302	1.822	1.141	2.126	786	162
Irland	0	602	609	152	318	0	0
Dänemark	0	0	0	0	0	0	0
Spanien	2.776	3.317	4.033	4.226	3.826	4.361	2.115
Slowenien	623	634	1.562	1.242	2.032	840	840
sonstige	1.106	770	2.835	2.000	1.014	376	356
ab 2007 EU-27	12.381	15.181	24.700	18.041	17.750	12.115	10.636
USA	1.960	2.050	2.646	2.962	2.956	2.025	1.250
Chile	839	1.368	1.733	1.600	498	437	980
Japan	22.700	27.313	32.842	34.135	39.719	32.109	33.120
Südkorea	11.741	14.377	20.780	26.521	26.620	33.698	43.192
Hongkong	7.439	9.409	10.514	11.550	10.382	11.131	9.575
Taiwan	17.769	17.896	24.397	25.753	25.754	25.206	21.896
Malaysia	6.113	7.400	7.324	7.814	9.415	11.184	12.548
Philippinen	3.603	3.906	4.113	4.290	6.160	7.066	8.503
Thailand	4.787	6.404	7.800	9.413	11.371	10.334	10.195
Indien	10.674	16.255	19.822	24.840	29.283	37.735	44.352
VR China	1.473	2.503	6.219	14.894	16.093	39.402	74.898
Sonst. Länder	4.386	4.981	8.049	7.492	6.259	7.844	5.814
Ausfuhr insgesamt	105.865	129.043	170.939	189.305	202.260	230.286	276.959

2010 vorläufige Zahlen

Quellen: Firmenangaben, eigene Berechnungen

Tabelle 8

Steinkohlen-Ausfuhr Russlands							1.000 t
Importländer	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Deutschland	5.460	6.620	9.100	8.367	7.800	9.449	10.308
Belgien/Luxemburg	900	1.000	1.747	1.327	1.867	0	0
Italien	2.400	1.800	1.522	818	1.723	1.017	862
Großbritannien	9.820	18.000	22.701	19.828	21.434	15.501	7.332
Spanien	3.130	4.200	2.761	905	2.623	1.439	768
Finnland	5.430	2.400	4.440	5.080	3.745	4.770	2.900
Polen	2.300	2.500	3.327	5.000	5.267	1.766	1.402
Rumänien	0	0	0	982	1.009	222	308
sonstige			6039	8.029	5.533	11.325	13.532
ab 2007 EU 27	32.000	37.000	51.637	50.336	51.001	45.489	37.412
Türkei	6.500	7.000	6.500	4.013	2.229	8.672	9.139
Rumänien	2.500	3.000	1.505	0	0	0	0
sonst. Europa	9.000	10.000	8.005	4.013	2.229	8.672	9.139
Europa	41.000	47.000	59.642	54.349	53.230	54.161	46.551
Japan	9.280	10.700	9.204	11.491	9.960	8.718	10.575
Südkorea	5.140	3.300	1.071	6.358	7.495	4.541	8.574
Taiwan	1.380	1.200	1.305	1.329	1.203	1.652	1.116
VR China	570	800	1.030	269	760	12.122	11.660
Sonst. Länder ¹⁾	2.830	5.200	2.248	5.104	4.952	8.409	9.056
Ausfuhr insgesamt ²⁾	60.200	68.200	74.500	78.900	77.600	89.603	87.532

¹⁾ 2004-2010 Exporte über Zypern/Libanon; teilw. wurden diese Mengen in andere nicht bekannte Länder exportiert.
²⁾ Nur Steinkohlenexporte (Seeverkehr) in Länder außerhalb der ehem. UdSSR
2010 vorläufige Zahlen

Quellen: 2004-2010 Firmenangaben, eigene Berechnungen

Steinkohlen-Ausfuhr der USA							1.000 t
Importländer	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Deutschland	1.540	606	2.191	2.065	5.662	5.104	5.727
Frankreich	787	1.146	1.475	2.162	3.213	3.052	2.788
Belgien/Luxemburg	1.545	1.881	1.959	1.907	2.746	2.503	2.080
Niederlande	1.622	4.247	1.191	4.117	2.976	2.458	3.314
Italien	1.908	2.226	2.975	3.212	2.891	2.125	3.000
Großbritannien	1.793	1.599	2.251	3.032	5.342	4.052	3.980
Irland	0	0	0	74	142	0	0
Dänemark	67	66	348	72	283	291	73
Spanien	1.380	1.685	1.472	1.337	2.161	1.581	1.837
Portugal	405	143	267	258	391	1.020	531
Finnland	426	259	661	265	425	202	428
Schweden	570	535	426	483	667	434	676
Sonstige		239	849	2.300	6.315	1.920	4.076
ab 2007: EU-27	12.043	14.632	16.065	21.284	33.214	24.742	28.510
Israel	0	0	0	0	0	0	0
Türkei	1.179	1.708	1.106	1.306	1.736	1.295	2.296
Rumänien	256	1.391	1.002	0	0	0	0
Sonst. Europa ¹⁾	225	1.495	1.240	4.087	5.414	2.033	3.069
Europa	13.703	19.226	19.413	26.677	40.364	28.070	33.875
Kanada	15.722	17.577	18.030	16.625	20.589	9.509	10.528
Mexiko	929	906	454	422	1.092	1.161	1.682
Argentinien	265	218	317	273	331	417	281
Brasilien	3.942	3.792	4.110	5.908	5.785	6.720	7.177
Japan	4.014	1.888	301	5	1.572	822	2.869
Südkorea	112	1.304	515	201	1.225	1.562	5.237
Taiwan	449	0	2	2	71	77	227
Sonst. Länder	3.829	0	1.581	3.091	2.468	4.891	11.787
Ausfuhr insgesamt	42.965	44.911	44.723	53.204	73.497	53.229	73.663

¹⁾ inkl. angrenzende Mittelmeerländer
2010 vorläufige Zahlen

Quelle: McCloskey

Tabelle 10

Steinkohlen-Ausfuhr (nur Kraftwerkskohle) Kolumbiens							1.000 t
Importländer	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Deutschland	4.719	4.256	3.729	6.931	5.906	5.173	7.397
Frankreich	4.348	2.228	3.341	2.720	2.589	2.232	2.329
Belgien/Luxemburg	134	510	0	0	149	168	125
Niederlande	3.765	4.597	6.031	5.554	5.986	10.726	9.061
Italien	2.441	2.589	1.993	1.887	2.026	2.080	1.715
Großbritannien	2.853	2.133	2.511	3.003	4.041	4.471	4.417
Irland	1.152	893	1.129	475	661	980	1.048
Dänemark	1.388	1.252	1.998	2.259	1.869	1.973	1.092
Griechenland	0	0	71	149	0	0	76
Spanien	1.290	1.988	1.501	2.219	2.301	2.441	2.272
Portugal	2.550	2.521	2.920	2.590	1.903	1.929	1.553
Finnland	0	0	158	0	130	72	277
Schweden	184	0	0	0	0	0	0
Slowenien	782	426	220	238	356	341	0
ab 2007: EU-27	25.606	23.393	25.602	28.163	28.359	32.587	31.362
Israel	2.838	4.722	3.371	3.527	2.092	2.549	3.770
Sonst. Europa ¹⁾	2.851	2.703	2.898	3.437	3.901	3.718	3.006
Europa	31.295	30.818	31.871	35.127	34.352	38.854	38.138
Japan	0	0	27	28	31	30	119
Hongkong	0	0		0	0	0	0
USA	13.342	17.641	20.179	21.830	21.919	14.191	11.301
Kanada	1.671	2.132	1.944	1.450	2.214	1.794	1.843
Brasilien	442	285	268	208	1.038	750	1.123
Sonst. Länder	4.440	3.924	4.211	6.034	9.123	7.814	16.683
Ausfuhr insgesamt	51.190	54.800	58.500	64.677	68.677	63.433	69.207

¹⁾ inkl. angrenzender Mittelmeerländer, Türkei
2010 vorläufige Zahlen

Quellen: IEA, McCloskey, Gesellschaftsangaben

Tabelle 11

Steinkohlen-Ausfuhr der Südafrikanischen Republik							1.000 t
Importländer	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Deutschland	9.876	9.453	8.189	6.505	8.190	5.231	3.351
Frankreich	8.760	5.473	4.267	4.799	5.450	2.050	1.030
Belgien/Luxemburg	2.456	1.677	1.512	1.088	1.140	300	460
Niederlande	3.116	7.713	13.687	10.580	8.234	4.049	1.179
Italien	4.758	5.286	4.616	4.776	4.170	4.230	3.250
Großbritannien	10.210	11.837	8.431	4.580	3.110	1.000	470
Irland	510	788	389	478	0	460	220
Dänemark	1.430	1.651	2.300	2.130	1.140	1.080	780
Griechenland	0	132	0	0	0	0	50
Spanien	9.700	8.836	7.585	6.724	5.981	5.062	3.673
Portugal	1.750	1.561	1.000	1.970	1.660	1.240	320
Finnland	0	0	120	0	150	0	0
		441	170	535	185	680	147
ab 2007: EU-27	52.556	54.848	52.266	44.165	39.410	25.382	14.930
Israel	6.910	5.123	4.780	4.520	3.720	3.250	2.490
Marokko	1.780	2.835	2.890	1.267	1.333	300	810
Türkei	1.550	1.302	1.913	1.349	1.350	1.106	3.182
Sonst. Europa ¹⁾	10.240	9.260	9.583	7.136	6.403	4.656	6.482
Europa	62.796	64.108	61.849	51.301	45.813	30.038	21.412
Japan	0	140	0	440	50	390	300
Südkorea	0	130	0	290	1.150	525	2.260
Taiwan	1.390	411	70	410	160	2.220	3.140
Hongkong	0	0	0	0	0	340	0
Indien	738	3.904	2.469	8.492	7.766	18.690	22.280
VR China	60	0	0	30	0	790	6.700
USA	40	126	0	100	0	0	170
Brasilien	760	654	1.484	759	1.223	296	1.102
Sonst. Länder	2.136	5.089	3.064	6.068	6.493	8.927	10.280
Ausfuhr insgesamt	67.920	74.562	68.936	67.890	62.655	62.216	67.644

¹⁾ inkl. angrenzende Mittelmeerländer
2010 vorläufige Zahlen

Tabelle 12

Quellen: IEA, South African Coal Report, eigene Berechnungen

Steinkohlen-Ausfuhr Kanadas							1.000 t
Importländer	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Deutschland	2.123	1.757	1.608	1.733	1.708	1.070	1.203
Frankreich	388	529	372	598	569	117	166
Belgien/Luxemburg	293	0	0	0	0	0	48
Niederlande	1.139	807	1.194	1.047	272	300	696
Italien	892	1.469	1.178	1.013	1.084	465	1.016
Großbritannien	1.064	1.677	1.418	1.492	1.123	317	284
Dänemark	0	0	0	0	0	0	0
Spanien	113	344	175	227	235	1	64
Portugal	0	0	0	0	0	0	0
Finnland	200	516	494	345	426	258	416
Schweden	0	0	0	0	0	0	0
							59
ab 2007: EU-27	6.212	7.099	6.439	7.086	5.587	2.528	3.952
Sonst. Europa ¹⁾	1.707	1.170	1.582	1.203	1.426	952	840
Europa	7.919	8.269	8.021	8.289	7.783	3.480	4.792
Japan	5.384	7.499	8.676	10.548	11.482	8.765	10.615
Südkorea	0	5.014	4.975	6.078	6.736	7.381	6.553
Taiwan	991	1.276	1.221	1.130	1.154	795	638
Brasilien	1.483	1.718	1.584	1.545	2.020	936	1.693
USA	2.497	1.709	1.750	1.758	1.725	1.045	1.470
Chile	322	549	721	702	411	214	259
Mexiko	1.395	406	274	230	695	283	697
Sonst. Länder	5.950	1.490	344	369	468	4.931	5.944
Ausfuhr insgesamt	25.941	27.930	27.566	30.649	32.474	27.830	32.661
¹⁾ inkl. angrenzende Mittelmeerländer 2010 vorläufige Zahlen							

Quellen: McCloskey, eigene Berechnungen

Tabelle 14: Steinkohlen-Ausfuhr der Volksrepublik China							1.000 t
Importländer	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Deutschland	347	75	0	43	14	5	7
Frankreich	240	8	0	166	216	0	0
Belgien/Luxemburg	127	282	189	170	143	0	14
Niederlande	313	141	245	51	57	5	0
Italien	185	0	0	0	0	0	0
Großbritannien	172	54	34	0	0	0	0
Spanien	0	332	292	0	104	0	0
Griechenland	136	0	0	0	0	0	0
EU-15	1.520	892	760	430	534	10	21
Japan	28.471	23.175	20.586	15.548	13.337	6.391	6.436
Südkorea	24.798	21.206	18.779	19.225	16.457	9.919	7.207
Taiwan	19.855	16.230	13.258	12.690	10.597	4.870	4.418
Hongkong	1.123	944	855	674	475	122	395
Indien	3.084	3.855	5.001	539	1.006	0	0
Malaysia	65	46	36	37	52	12	12
Thailand	249	0	28	1	1	0	0
Nordkorea	407	147	576	237	228	52	224
Philippinen	2.928	1.916	1.035	1.019	1.119	839	2
Brasilien	548	278	191	283	156	0	0
Sonst. Länder	3.512	2.986	2.127	2.435	1.309	133	225
Ausfuhr insgesamt	86.560	71.675	63.232	53.118	45.271	22.348	18.940

2010 vorläufige Zahlen

Quelle: McCloskey

Tabelle 14

Steinkohlen-Ausfuhr Polens							1.000 t
Importländer	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Deutschland	7.170	7.022	7.330	4.651	3.834	2.649	3.659
Frankreich	819	1.227	762	340		358	583
Belgien	500	649	291	1	1	79	216
Niederlande	191	270	320	70	1	165	73
Italien	94	540	248	111	0	0	0
Großbritannien	1.365	1.614	1.008	277	197	565	639
Irland	276	287	235	255	266	240	245
Dänemark	1.088	821	523	350	151	82	441
Spanien	134	111	150	64	0	0	7
Portugal	0	221	0	0	0	0	0
Finnland	1.626	653	513	273	88	224	225
Österreich	1.328	1.155	1.233	1.807	906	853	428
Schweden	327	172	283	288	60	59	120
Tschechische Republik	1.227	1.146	1.642	2.365	1.017	746	828
Slowakei	1.147	802	1.030	617	64	71	143
Ungarn	183	380	249	259	127	58	133
Sonstige	53	50	72	8	1.029	1.970	1.971
ab 2007: EU27	17.528	17.120	15.889	11.736	7.741	8.119	9.711
Sonst. Länder	3.062	1.451	620	364	559	581	389
Ausfuhr insgesamt	20.590	18.571	16.509	12.100	8.300	8.700	10.100

2010 vorläufige Zahlen

Quellen: McCloskey, WEGLOKOKS, Länderzuordnung liegt nur für WEGLOKOKS-Mengen vor.
ab 1998 Deutschland: Statistisches Bundesamt und eigene Berechnungen

Steinkohleneinfuhren der EU-Länder - Importe inkl. Binnenhandel von Mitgliedstaaten 1.000 t							
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Deutschland	39.080	39.900	46.500	47.480	44.000	36.800	40.000
Frankreich	19.300	20.500	20.700	19.200	19.400	16.200	19.300
Italien	25.500	24.500	24.500	24.600	26.200	22.000	22.700
Niederlande	14.000	13.000	12.000	13.000	12.100	10.800	11.800
Belgien	11.100	10.000	9.000	8.000	6.000	4.100	3.500
Luxemburg	150	150	150	150	150	200	200
Großbritannien	36.110	43.800	49.000	45.300	43.200	38.100	25.900
Irland	2.300	2.500	3.000	3.000	2.300	2.300	2.200
Dänemark	7.120	5.200	7.000	8.000	7.700	4.400	4.100
Griechenland	800	700	800	800	800	400	600
Spanien	24.300	24.700	22.550	20.800	16.500	17.100	12.800
Portugal	5.500	5.300	5.700	5.500	3.800	3.100	3.000
Finnland	7.650	4.500	7.000	7.000	4.600	6.000	5.900
Österreich	3.900	4.100	4.000	4.000	4.200	4.000	4.000
Schweden	3.000	2.700	3.000	3.200	2.500	2.400	3.000
Polen	2000	2.000	5.200	5.800	9.900	10.000	10.000
Tschechien	1000	1.000	1.900	2.500	2.200	1.700	1.900
Ungarn	600	500	1900	2.000	1.900	1.400	1.800
Slowakei	6000	5.600	5.600	5.300	4.900	3.200	3.500
Slovenien	500	500	600	500	600	600	600
Lettland	200	200	300	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Litauen	500	500	700	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Estland	500	500	100	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Zypern	-	-	-	-	-	-	-
Malta	-	-	-	-	-	-	-
Bulgarien		(1.500)	(1600)	1400	1300	3.500	3.500
Rumänien		(3.500)	(3300)	3300	3200	1.200	1.400
EU-25	211.110	212.350	231.200				
EU-27 ab 2007		217.350	236.100	230.830	217.450	189.500	181.700
Koks	10.000	davon Koks: 11.000	davon Koks: 12.000	davon Koks: 11.000	Koks: 11.000	Koks: 8.000	Koks: 8.000

Quellen: McCloskey, EURACOAL, eigene Berechnungen

Tabelle 16

Kohleverbrauch in den EU-Ländern Mio t						
	Steinkohlen		davon Steinkohlen-Importe in t=t		Braunkohlen	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010
Deutschland	51,8	54,1	36,8	40,0	169,9	169,4
Frankreich	16,2	19,3	16,2	19,3		
Italien	22,0	22,7	22,0	22,7		
Niederlande	10,8	11,8	10,8	11,8		
Belgien	4,1	3,5	4,1	3,5		
Luxemburg	0,2	0,2	0,2	0,2		
Großbritannien	56,0	44,1	38,1	25,9		
Irland	2,3	2,2	2,3	2,2		
Dänemark	4,4	4,1	4,4	4,1		
Griechenland	0,4	0,6	0,4	0,6	64,8	56,5
Spanien	26,5	21,6	17,1	12,8		
Portugal	3,1	3,0	3,1	3,0		
Finnland	6,0	5,9	6,0	5,9		
Österreich	4,0	4,0	4,0	4,0		
Schweden	2,4	3,0	2,4	3,0		
EU-15	210,2	200,1	167,9	159,0	234,7	225,9
Polen	87,5	86,6	10,0	10,0	57,9	55,9
Tschechien	12,7	13,6	1,7	1,9	45,4	43,8
Ungarn	1,4	1,8	1,4	1,8	9,0	9,1
Slowakei	3,2	3,5	3,2	3,5	2,6	2,4
Slovenien	0,6	0,6	0,6	0,6	4,4	4,5
Lettland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Litauen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Estland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zypern	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Malta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bulgarien	5,5	5,6	3,5	3,5	25,1	27,2
Rumänien	3,4	3,6	1,2	1,4	27,5	27,7
EU-27	324,5	315,4	189,5	181,7	406,6	396,5

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, EURACOAL, BP statistical review, eigene Berechnungen
Der Kohleverbrauch unterscheidet sich vom Steinkohleaufkommen durch Bestandsveränderungen.

Tabelle 17

Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland							Mio t SKE
Energieträger	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Steinkohlen	65,8	62,8	65,6	67,4	61,4	50,1	57,8
davon Importkohlen	(40)	(37,8)	(45,3)	(46,0)	(43,6)	(34,8)	(43,0)
Braunkohlen	56,2	54,5	53,7	55,0	53,0	51,4	51,5
Mineralöl	177,9	175,8	176,7	157,9	166,4	159,3	161,3
Erdgas	110,4	110,9	112,1	106,6	104,4	100,3	104,5
Kernenergie	62,2	60,7	62,3	52,3	55,4	50,2	52,3
Wasser- und Windkraft	5,6	5,9	6,3	7,4	7,5	7,1	7,0
Außenhandelsaldo Strom	-0,9	-1,0	-2,4	0,2	0,0	-1,8	-2,1
Sonstige Energieträger	15,1	18,0	23,2	25,6	36,0	41,8	47,3
Gesamt	492,3	487,6	497,5	472,4	484,1	458,4	479,6
							Anteile in %
Energieträger	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Steinkohlen	13,4	12,9	13,2	14,3	12,7	10,9	12,1
davon Importkohlen	(8,1)	(7,8)	(9,1)	(9,7)	(9,0)	(7,7)	(9,0)
Braunkohlen	11,4	11,2	10,8	11,6	11,0	11,2	10,7
Mineralöl	36,2	36,1	35,5	33,4	34,3	34,8	33,6
Erdgas	22,4	22,7	22,6	22,6	21,6	21,9	21,8
Kernenergie	12,6	12,4	12,5	11,1	11,4	11,0	10,9
Wasser- und Windkraft	1,1	1,2	1,3	1,5	1,6	1,6	1,5
Außenhandelsaldo Strom	-0,2	-0,2	-0,5	0,0	0,0	-0,4	-0,4
Sonstige Energieträger	3,1	3,7	4,6	5,5	7,4	9,0	9,8
Gesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Tabelle 18

Kohlenumschlag der deutschen Häfen									1.000 t
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Nordseehäfen									
Hamburg	4.301	4.794	4.944	4.636	4.963	5.781	5.195	5.189	5.276
Wedel - Schulau	707	700	700	600	871	0	0	0	0
Stade-Bützfleth	27	43	12	19	13	6	4	9	5
Wilhelmshaven	890	1.453	1.672	1.520	1.332	1.360	2.229	2.404	1.843
Bremische Häfen	1.547	1.464	1.505	1.216	1.715	1.965	1.668	1.410	1.796
Brunsbüttel	655	387	393	273	622	749	874	500	434
Emden						5	5	1	2
Nordenham	1.703	1.439	2.058	1.915	2.129	2.162	1.889	2.284	2.235
Papenburg	170	260	289	214	170	143	149	121	141
Übrige Nordseehäfen S.H.	62	67	126	37	70	632	574	502	610
Übrige Nordseehäfen N.S.	7	2	-		-	-	-	-	7
Gesamt	10.069	10.609	11.699	10.430	11.885	12.803	12.587	12.420	12.349
Ostseehäfen									
Rostock	993	1.145	1.187	1.145	1.251	993	1.443	823	1.200
Wismar	41	41	42	33	30	22	35	26	34
Stralsund	2	2	1	3	0	0	1	-	-
Lübeck	-	3	-	-	-	-	-	-	-
Flensburg	261	358	343	325	275	246	301	230	209
Kiel		113	418	402	193	123	291	453	479
Saßnitz						7	3	1	5
Wolgast						2	-	-	-
Übrige Ostseehäfen	4	7	4	2	3	-	1	-	-
Gesamt	1.301	1.669	1.995	1.910	1.752	1.393	2.075	1.533	1.927
Umschlag Gesamt	11.370	12.278	13.694	12.340	13.637	14.196	14.662	13.953	14.276

Quelle: Statistisches Bundesamt

Steinkohlenabsatz in der Bundesrepublik Deutschland							1000 t
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Gesamtabsatz¹⁾ an Steinkohlen, Steinkohlenkoks und Steinkohlenbriketts							
Kraftwerke	55.319	50.000	53.800	55.400	52.300	43.700	44.600
Eisen- u. Stahlindustrie	14.836	17.400	18.400	18.800	17.700	12.900	18.400
Wärmemarkt/Sonstiges ²⁾	1.882	1.100	1.300	1.600	1.700	1.400	1.800
Gesamt	72.037	68.500	73.500	75.800	71.700	58.000	64.800
¹⁾ Inlandsabsatz ²⁾ inkl. Zechenverbrauch, Deputate							
<i>Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft, 2010: eigene Berechnung</i>							
Davon Importkohlen							
Kraftwerke ³⁾	27.900	30.900	27.300	33.400	34.900	31.000	33.100
Eisen- u. Stahlindustrie	11.300	11.600	11.300	14.700	13.600	10.000	14.700
Wärmemarkt	2.000	1.800	700	1.000	1.300	900	1.300
Gesamt Importe	41.200	44.300	39.300	49.100	49.800	41.900	49.100
³⁾ Importe der Kraftwerke lt. K-Bogen (BAFA, Referat 431), eigene Berechnungen							

Quellen: BAFA, Statistik der Kohlenwirtschaft, eigene Berechnungen/teilw. Schätzung

Tabelle 20a

Petrolkoks in Deutschland										1000 t
Petrolkoks	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Erzeugung der Raffinerien	1696	1642	1799	1794	1912	1918	1851	2018	1902	2013
+ Einfuhr	944	1031	885	858	762	988	727	937	556	703
= Aufkommen	2640	2673	2684	2652	2674	2906	2578	2955	2458	2716
- Inlandsabsatz	1349	1415	1247	1278	1173	1378	1177	1464	1026	1125
- Ausfuhr	672	682	729	683	660	654	628	673	815	774
- Eigenverbrauch Raffinerien	619	576	708	691	841	874	773	818	617	817
= Verwendung	2640	2673	2684	2652	2674	2906	2578	2955	2458	2716

Quelle: MWV

Tabelle 20b

Einfuhr von Steinkohlen und Steinkohlenkoks in die Bundesrepublik Deutschland										
Länder	2007					2008				
	Kesselk.	Koksk.	Anthr.	Koks	Gesamt	Kesselk.	Koksk.	Anthr.	Koks	Gesamt
Polen	4.613	37	0	1.720	6.370	3.790	45	0	1.566	5.401
Tschechien	302	0	1	314	617	168	0	0	183	351
Spanien	0	0	0	744	744	0	0	0	482	482
Frankreich	0	0	0	23	23	0	0	0	459	459
Sonstige	1100	27	67	248	1.442	969	6	70	484	1.529
EU-15/ab 2004 EU-25	6.015	64	68	3.049	9.196	4.927	51	70	3.174	8.222
GUS	7.357	701	349	196	8.603	6.939	607	292	173	8.011
Norwegen	1.816	0	81	0	1.897	1.522	148	70	0	1.740
USA	1.102	1.803	0	0	2.905	3.079	2.583	0	0	5.662
Kanada	104	1.734	0	0	1.838	22	1.651	0	0	1.673
Kolumbien	6.917	15	0	0	6.932	5.710	82	0	0	5.792
Südafrika	6.187	317	2	0	6.506	8.086	140	0	0	8.226
Australien	1.176	5.544	0	0	6.720	520	5.020	0	0	5.540
VR China	10	38	2	870	920	10	2	2	628	642
Indonesien	1.168	0	0	0	1.168	513	0	0	0	513
Venezuela	8	7	0	10	25	63	0	0	29	92
Sonstige Drittländer	762	3	0	1	766	1.851	0	35	1	1.887
Drittländer	26.607	10.162	434	1.077	38.280	28.315	10.233	399	831	39.778
Gesamt	32.622	10.226	502	4.126	47.476	33.242	10.284	469	4.005	48.000
<i>2010 vorläufig</i>										

Quellen: Statistisches Bundesamt, BAFA, eigene Berechnungen

1.000 t											
	2009					2010					Länder
	Kesselk.	Koksk.	Anthr.	Koks	Gesamt	Kesselk.	Koksk.	Anthr.	Koks	Gesamt	
	2.489	24	0	1.712	4.225	3.650	8	1	2.399	6.058	Polen
	151	0	0	129	280	63	0	0	379	442	Tschechien
	0	0	0	0	0	0	0	0	86	86	Spanien
	0	0	0	408	408	0	0	0	179	179	Frankreich
	459	0	89	427	975	1007	74	170	490	1.741	Sonstige
	3.099	24	89	2.676	5.888	4.720	82	171	3.533	8.506	ab 2007: EU-27
	8.696	478	260	102	9.536	9.295	730	317	248	10.590	GUS
	1.321	0	0	0	1.321	856	0	0	0	856	Norwegen
	3.207	1.897	0	0	5.104	2.742	2.956	29	0	5.727	USA
	0	1.070	0	0	1.070	0	1.203	0	0	1.203	Kanada
	5.105	68	0	21	5.194	7.397	191	0	39	7.627	Kolumbien
	5.246	4	0	0	5.250	3.330	0	1	0	3.331	Südafrika
	447	3.311	0	0	3.758	289	4.014	0	0	4.303	Australien
	3	0	2	141	146	7	0	0	199	206	VR China
	86	0	0	0	86	70	0	0	0	70	Indonesien
	346	0	0	7	353	410	20	0	2	432	Venezuela
	1.687	0	10	2	1.699	2.236	3	0	93	2.332	Sonstige Drittländer
	26.144	6.828	272	273	33.517	26.632	9.117	347	581	36.677	Drittländer
	29.243	6.852	361	2.949	39.405	31.352	9.199	518	4.114	45.183	Gesamt

Tabelle 21

Verbrauch, Ein-/Ausfuhr und Erzeugung von Strom in der Bundesrepublik Deutschland							
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Brutto-Stromverbrauch in TWh	608,6	612,1	617,2	618,1	614,8	578,9	607,8
Strom-Außenhandel in TWh							
Exporte	51,5	61,9	65,9	63,4	62,7	54,9	59,1
Importe	44,2	53,4	46,1	44,3	40,2	40,6	42,1
Saldo (Exportüberschuss)	-7,3	-8,5	-19,8	-19,1	-22,5	-14,3	-16,9
Brutto-Stromerzeugung in TWh	616,0	620,6	637,0	637,2	637,0	593,2	624,7
Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in TWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Steinkohlen	140,8	134,1	137,9	142,0	124,6	107,9	117,4
davon Importkohlen ¹⁾	(91,8)	(85,3)	(85,4)	(86,2)	(,86,4)	(77,4)	(85,3)
Braunkohlen	158,0	154,1	151,1	155,1	150,6	146,5	145,9
Erdgas	61,4	71,0	73,4	75,9	86,7	78,8	83,7
Heizöl	10,3	11,6	10,5	9,6	9,2	9,6	8,1
Kernenergie	167,1	163,0	167,4	140,5	148,8	134,9	140,6
Wasser-/Windkraft	52,4	53,9	57,5	67,8	67,1	57,6	57,1
Sonstige	26,0	32,8	39,4	46,3	50,0	57,9	71,9
Gesamt	616,0	620,5	637,2	637,2	637,0	593,2	624,7

¹⁾ Bezüge der Kraftwerke, 2010: vorläufige Zahlen

Quellen: VDEW, Statistik der Kohlenwirtschaft, BAFA, AG Energiebilanzen, DIW, eigene Berechnungen

Europäische / Internationale Preisnotierungen								
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Rohölpreise								
USD/Barrel Brent	38,00	55,00	65,14	72,44	96,99	67,86	79,47	
USD/t SKE	195,00	283,00	335,00	373,00	499,21	349,28	409,04	
<i>Quelle: MWV</i>								
Erdgaspreise: Deutsche Grenzübergangspreise								
€/t SKE	105,00	142,00	191,00	180,00	237,00	198,00	185,00	
<i>Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft</i>								
Steam Coal Marker Prices 1 %S, CIF NW Europa								
USD/t SKE	83,90	71,25	74,41	101,03	174,74	81,75	107,16	
€/t SKE	67,44	57,27	59,23	73,17	118,29	58,69	81,01	
<i>Quelle: McCloskey</i>								
Seefrachtraten Capesize-Einheiten nach Empfangshäfen ARA (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen)								
Südafrika USD/t	20,60	15,75	15,94	32,33	30,36	13,66	12,41	
USA/Ostküste USD/t	19,60	16,60	14,87	34,47	32,65	16,68	15,06	
Australien/NSW USD/t	31,00	24,00	24,07	51,77	50,91	22,46	22,15	
Kolumbien USD/t	20,10	16,10	14,89	33,55	31,71	16,25	14,75	
<i>Quelle: Frachtcontor Junge, eigene Berechnungen</i>								
EU: Preisentwicklung für aus Drittländern eingeführte Steinkohlen								
	2004	2004	2005	2006	2007	2008	2009	1. Hj. 2010
	EU-15	EU-25	EU-25	EU-25	EU-27	EU-27	EU-27	EU-27
Kraftwerkskohle €/t SKE	56,20	55,98	61,86	60,43	72,49	106,83	78,22	79,92
Kokskohle €/t	61,66	61,20	91,03	104,26	103,27	141,07	151,35	134,73
<i>Kraftwerkskohle: Einsatz in Kraftwerken; gewichteter Durchschnitt der Grenzübergangspreise in den EU-Mitgliedsländern, Kokskohle: Indikativer CIF-Preis, eigene Berechnung zur Ermittlung der Jahreswerte,</i>								
<i>Quelle: EU-Kommission</i>								

Tabelle 23

Deutschland - Energiepreise / Wechselkurse							
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Wechselkurse							
EUR/USD	0,804	0,804	0,797	0,730	0,680	0,717	0,7543
<i>Quelle: Deutsche Bundesbank</i>							
Grenzübergangspreise für Koks Kohlen und Steinkohlenkoks - EUR/t							
Importierte Koks Kohle	63,50	95,25	105,88	96,22	132,62	173,75	174,78
Importierter Steinkohlenkoks	214,35	230,30	166,79	175,55	281,20	196,91	259,37
<i>Quellen: ab 2003 Statistisches Bundesamt Steinkohlenkoks Statistisches Bundesamt</i>							
Grenzübergangspreise für Steinkohlen in EUR/ t SKE: Einsatz in Kraftwerken							
	Jahr	1. Quartal	2. Quartal	3. Quartal	4. Quartal	Jahreswert	
	2003	38,42	37,83	40,43	42,27	39,87	
	2004	48,68	55,44	58,76	61,81	55,36	
	2005	64,81	64,01	65,59	65,8	65,02	
	2006	63,03	61,61	59,75	62,54	61,76	
	2007	63,10	63,51	67,14	78,54	68,24	
	2008	93,73	106,01	131,80	120,13	112,48	
	2009	91,24	76,35	69,36	73,31	78,81	
	2010	75,06	86,34	87,97	92,89	85,33	
<i>Quelle: BAFA Referat 431 (Grenzübergangspreise=cif-Preis ARA + Fracht deutsche Grenze)</i>							
Energiepreise frei Kraftwerk EUR/ t SKE							
Energieträger	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Erdgas	176,00	206,00	220,00	209,00	269,00	246,00	233,00
Heizöl schwer	117,00	166,00	203,00	198,00	275,00	208,00	270,00
Kesselkohle	60,00	70,00	67,00	73,00	117,00	84,00	90,00
<i>Quellen: BAFA, Statistik der Kohlenwirtschaft, eigene Berechnungen, 2010 vorläufig</i>							

Tabelle 24

Der Steinkohlenmarkt in der Bundesrepublik Deutschland															
Mengen und Preise 1957 - 2010															
Mengen								Preise							
Einfuhren von Steinkohlen und -koks t=t				Inländische Förderung von Steinkohlen t v.F.				Kraftwerkskohlen aus Drittländern ¹⁾				Inländische Kohle ²⁾			
Jahr	Mio t	Jahr	Mio t	Jahr	Mio t	Jahr	Mio t	Jahr	€/t SKE	Jahr	€/t SKE	Jahr	€/t SKE	Jahr	€/t SKE
1957	18,9	1987	8,8	1957	149,4	1987	75,8	1957	40	1987	46	1957	29	1987	132
1958	13,9	1988	8,1	1958	148,8	1988	72,9	1958	37	1988	42	1958	29	1988	134
1959	7,5	1989	7,3	1959	141,7	1989	71,0	1959	34	1989	49	1959	29	1989	137
1960	7,3	1990	11,7	1960	142,3	1990	69,8	1960	33	1990	49	1960	29	1990	138
1961	7,3	1991	16,8	1961	142,7	1991	66,1	1961	31	1991	46	1961	29	1991	139
1962	8,0	1992	17,3	1962	141,1	1992	65,5	1962	30	1992	42	1962	30	1992	147
1963	8,7	1993	15,2	1963	142,1	1993	57,9	1963	30	1993	37	1963	30	1993	148
1964	7,7	1994	18,1	1964	142,2	1994	52,0	1964	30	1994	36	1964	31	1994	149
1965	8,0	1995	17,7	1965	135,1	1995	53,1	1965	29	1995	39	1965	32	1995	149
1966	7,5	1996	20,3	1966	126,0	1996	47,9	1966	29	1996	38	1966	32	1996	149
1967	7,4	1997	24,3	1967	112,0	1997	45,8	1967	29	1997	42	1967	32	1997	149
1968	6,2	1998	30,2	1968	112,0	1998	40,7	1968	28	1998	37	1968	30	1998	149
1969	7,5	1999	30,3	1969	111,6	1999	39,2	1969	27	1999	34	1969	31	1999	149
1970	9,7	2000	33,9	1970	111,3	2000	33,3	1970	31	2000	42	1970	37	2000	149
1971	7,8	2001	39,5	1971	110,8	2001	27,1	1971	32	2001	53	1971	41	2001	149
1972	7,9	2002	39,2	1972	102,5	2002	26,1	1972	31	2002	45	1972	43	2002	160
1973	8,4	2003	41,3	1973	97,3	2003	25,7	1973	31	2003	40	1973	46	2003	160
1974	7,1	2004	44,3	1974	94,9	2004	25,7	1974	42	2004	55	1974	56	2004	160
1975	7,5	2005	39,9	1975	92,4	2005	24,7	1975	42	2005	65	1975	67	2005	160
1976	7,2	2006	46,5	1976	89,3	2006	20,7	1976	46	2006	62	1976	76	2006	170
1977	7,3	2007	47,5	1977	84,5	2007	21,3	1977	43	2007	68	1977	76	2007	170
1978	7,5	2008	48,0	1978	83,5	2008	17,1	1978	43	2008	112	1978	84	2008	170
1979	8,9	2009	39,5	1979	85,8	2009	13,8	1979	46	2009	79	1979	87	2009	170
1980	10,2	2010	45,2	1980	86,6	2010	12,9	1980	56	2010	85	1980	100	2010	170
1981	11,3			1981	87,9			1981	84			1981	113		
1982	11,5			1982	88,4			1982	86			1982	121		
1983	9,8			1983	81,7			1983	75			1983	125		
1984	9,6			1984	78,9			1984	72			1984	130		
1985	10,7			1985	81,8			1985	81			1985	130		
1986	10,9			1986	80,3			1986	60			1986	130		

2010 vorläufige Zahlen; ab 1991 inkl. neuer Bundesländer, EUR-Werte sind gerundet

¹⁾ Preis frei Grenze Bundesrepublik (BAFA Ref. 432), ab 1996: BAFA Ref. 431

²⁾ geschätzter kostendeckender Preis

Tabelle 25

Quellen: Statistisches Bundesamt, Statistik der Kohlenwirtschaft, BAFA, RAG, eigene Berechnung

Glossar

ARA	Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen	MENA	Middle East North Africa
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle	mt	metrische Tonne
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	NAR	net as received
BEE	Black Economic Empowerment	NER	New Entrants Reserve
BIP	Bruttoinlandsprodukt	NPS	New Policies Scenario im WEO 2010 der IEA
capsize	Größenbezeichnung für bulk-carrier von 100.000 - 150.000 DWT	OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
CCS	Carbon Capture and Storage	Panamax	Größenbezeichnung für bulk-carrier 50.000 - 90.000 DWT
cif	INCOTERM: cost-insurance-freight	PCI-Kohle	Hochofeneinblaskohle (pulverized coal injection)
CIS	frühere Sowjetunion	PEV	Primärenergieverbrauch
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung	QLD	Queensland
ECE	Economic Commission for Europe	Sinterkohle	niedrigflüchtige Kohle oder Koksgrus, Einsatz in Sinteranlagen
EE	Erneuerbare Energien	t/SKE	Steinkohleneinheit (7.000 kcal/kg)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	Spotmarkt	Kurzfristiger Markt
EEX	European Energy Exchange AG, Leipzig	st	short ton (= 0,90719 mt)
fob	INCOTERM: free on board	t	Tonne
GVSt	Gesamtverband Steinkohle	t/a	Tonne per Jahr (Annum)
IEA	International Energy Agency	VDN	Verband der Netzbetreiber
HS	Heizöl, schwer	WCI	World Coal Institute
kWh	Kilowattstunde	WEO	World Energy Outlook
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung		
LNG	liquified natural gas		

Institutionen / Links:

AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) www.ag-energiebilanzen.de	Finnish Coal Info www.helen.fi
American Coal Council www.americancoalcouncil.org	GIG (Central Mining Institute) www.gig.eu
APFCR (Association of Coal Producers and Suppliers of Romania) www.apfer.ro	Golder (Golder Associates Ltd.) www.rmtltd.com
Australian Bureau of Agriculture and Resource Economics www.abareconomic.com	GVSt (Gesamtverband Steinkohle) www.gvst.de
Australian Coal Association www.australiancoal.com	HBP (Hornonitrianske Bane Prievidza) www.hbp.sk
Australian Institute of Energy www.aie.org.au	IEA (International Energy Agency) www.iea.org
Banovici Coal Mining (Bosnian Coal Producer) www.rmub.ba	ISSeP (Institut Scientifique de Service Public) www.issep.be
BRGM (Bureau de Recherches Géologiques et Minières) www.brgm.fr	IZ Klima - Informationszentrum klimafreundliches
CARBUNION (Federation of Spanish Coal Producers) www.carbunion.com	Kohlekraftwerk e.V. www.iz-klima.de
CERTH/ISFTA (Centre for Research and Technology Hellas/ Institute for Solid Fuels Technology & Applications www.certh.gr/isfta.en.aspx	KOMAG (Institute of Mining Technology) www.komag.eu
Chamber of Mines of South Africa www.bullion.org.za	MATRA (Mátra Erömű Rt) www.mert.hu
CoalImp (Association of UK Coal Importers) www.coalimp.org.uk	Mini Maritsa Iztok EAD (Bulgarian Lignite Producer) www.marica-iztoc.com
Coal International www.coalinternational.co.uk	National Mining Association www.infomine.com
COALPRO (Confederation of the UK Coal Producers) www.coalpro.co.uk	PATROMIN (Federation of the Romanian Mining Industry) www.patromin.ro
Coaltrans Conferences Ltd. www.coaltrans.com	PPC (Public Power Corporation) www.dei.gr
DEBRIV (Bundesverband Braunkohle) www.braunkohle.de	PPWB (Confederation of the Polish Lignite Industry) www.ppwb.org.pl
DTEK (Ukrainian Coal Producer) www.dtek.com	Premogovnik Velenje (Slovenian Lignite Producer) www.rlv.si
EIA (Energy Information Administration) www.eia.doe.gov	Svenska Kolinstitutet www.kolinstitutet.se
EMAG (Institute of Innovative Technologies) www.emag.pl	TKI (Turkish Coal Enterprises) www.tki.gov.tr
EPS (Electric Power Industry of Serbia) www.eps.co.yu	University of Nottingham www.nottingham.ac.uk
Euracoal www.euracoal.org	US Department of Energy - Fossil.Energy.gov www.fe.doe.gov
FDBR - Fachverband Dampfkessel, Behälter- u. Rohrleitungsbau e.V. www.fdbbr.de	World Coal Institute www.wci-coal.com
	ZSDNP (Czech Confederation of the Coal and Oil Producers) www.zsdnp.cz

Mitglieder des VDKI				
Mitgliedsfirmen	Vorwahl	Telefon	Telefax	Website
AG der Dillinger Huttenwerke Werkstraße 1, 66763 Dillingen/Saar, Deutschland	+ 49 6831	47-2220	47-3227	www.dillinger.de
AMCI CARBON GMBH Paul-Müller-Str. 16, 40468 Düsseldorf, Deutschland	+ 49 211	171 65 50	171 65 533	www.amciworld.com
Antwerp Port Authority Entrepotkaai 1, 2000 Antwerp, Belgien	+ 32 3	205 22 46	205 22 69	www.portofantwerp.be
Brunsbüttel Ports GmbH Elbehafen, 25541 Brunsbüttel, Deutschland	+ 49 4852	884-0	884-26	www.schrammgroup.de
BS/ENERGY Braunschweiger Versorgungs-Aktiengesellschaft & Co. KG Taubenstraße 7, 38106 Braunschweig, Deutschland	+ 49 531	383-0	383-2644	www.bvag.de
Bulk Trading S.A. Piazza Molino Nuovo 17, 6900 Lugano, Schweiz	+ 41	9161 15-130	916115-137	www.bulktrading.ch
Cargill International S.A. 14, Chemin de Normandie, 1206 Geneve, Switzerland	+ 41	22 703 2451	22 703 2740	www.cargill.com
CMC Coal Marketing Company Ltd. Fumbally Square, New Street, Dublin 8, Irland	+ 353 1	708 2600	708 2699	www.cmc-coal.ie
CS Additive GmbH Rüttenscheider Straße 2, 45128 Essen, Deutschland	+ 49 201	879 15-0	879 15-50	www.cs-additive.de
Currenta GmbH & Co. KG OHG BIS-EN-BM, Geb. G11, 51068 Leverkusen, Deutschland	+ 49 214	3057885	30657885	www.currenta.de
DAKO Coal Kohlen Ex- und Import GmbH Heinrich-Heine-Str. 9, 58456 Witten, Deutschland	+49 2302	730 47	718 16	www.dako-coal.com
DB Schenker Rail Deutschland AG, MB Montan Rheinstraße 2, 55116 Mainz, Germany	+ 49 6131	15-61100	15-61199	www.dbschenker.com
Deutsche Bank AG, London Branch Winchester House, 1 Great Winchester Street, London EC2N 2DB, UK	+ 44 20	754 509 96	754 737 13	www.db.com
Douglas Services GmbH Rohrbergstr. 23 b, 65343 Eltville, Deutschland	+ 49 6123	70390	703920	
Duisburger Hafen AG Alte Ruhrorter Str. 42-52, 47119 Duisburg, Deutschland	+ 49 203	803-330	803-436	www.duisport.de
EDF Trading (Switzerland) AG Berlin Office, DomAquaree, Karl-Liebknecht-Str. 5, 10178 Berlin, Deutschland	+ 49 30	700 140 460	700 140 150	www.edftrading.com
EEX European Energy Exchange AG Augustusplatz 9, 04109 Leipzig, Deutschland	+ 49 341	2156-0	2156-559	www.eex.com
Electrabel GDF SUEZ S.A. Regentlaan 8/Boulevard du Régent 8, 1000 Brüssel, Belgien	+ 32	2 518 66 84	2 501 59 06	www.electrabel.be

Mitgliedsfirmen	Vorwahl	Telefon	Telefax	Website
EnBW Trading GmbH Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe, Deutschland	+ 49 721	63-15419	63-18848	www.enbw.com
Enerco bv Keerweg 2, 6122 CL Buchten, Niederlande	+ 31 46	48 19 900	48 59 211	www.enerco.nl
E.ON Energy Trading SE Holzstraße 6, 40221 Düsseldorf, Deutschland	+ 49 211	732 75-0	732 75-1552	www.eon-energy-trading.com
E.ON Kraftwerke GmbH Tresckowstraße 5, 30457 Hannover, Deutschland	+ 49 511	439-02	439-4052	www.eon-kraftwerke.com
EUROKOR Logistics B.V. Ridderpoort 40, 2984 BG Ridderkerk, Niederlande	+ 31 180	485 55 55	485 533	www.eurokor-logistics.com
European Bulk Services (E.B.S.) B.V. Elbeweg 117, 3198 LC Europoort Rotterdam, Niederlande	+ 31 181	258 121	258 125	www.ebsbulk.nl
Europees Massagoed-Overslagbedrijf (EMO) bv Missouriweg 25, 3199 LB Maasvlakte RT, Niederlande	+ 31 181	37 1111	37 1222	www.emo.nl
EVN AG EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf, Österreich	+ 43	2236 200 12352	2236 200 82352	www.evn.at
Evonik Trading GmbH Rüttenscheider Straße 1-3, 45128 Essen, Deutschland	+ 49 201	801-3500	801-3501	www.evonik-trading.de
Exxaro International Coal Trading B.V. (Zug Branch) Baarerstrasse 8, 6300 Zug, Schweiz	+ 41 41	727 0570	727 0579	www.exxaro.com
FLAME S.A. Riva Paradiso 2, 6900 Lugano-Paradiso, Schweiz	+ 41 91	985 20 70	980 94 01	www.flamesa.ch
Frachtcontor Junge & Co. GmbH Ballindamm 17, 20095 Hamburg, Deutschland	+ 49 40	3000-0	3000-343	www.frachtcontor.com
GLENCORE International AG Baarer mattstrasse 3, 6341 Baar, Schweiz	+ 41 41	7092000	7093000	www.glencore.com
Goldman Sachs International Rivercourt, 120 Fleet Street, London EC4A 2BB, UK	+ 44 20	7051 2937	7051 6704	www.gs.com
Grosskraftwerk Mannheim AG Marguerrestr. 1, 68199 Mannheim, Deutschland	+ 49 621	8684310	8684319	www.gkm.de
GUNVOR International B.V., Amsterdam, Geneva Branch, Quai Général-Guisan 14, 1204 Geneva, Schweiz	+ 41 22	718 79 00	718 79 29	www.gunvorgroup.com
HANSAPORT Hafenbetriebsgesellschaft mbH Am Sandauhafen 20, 21129 Hamburg, Deutschland	+ 49 40	740 03-1	74 00 32 22	www.hansaport.de
HCC Hanseatic Coal & Coke Trading GmbH Sachsenfeld 3-5, 20097 Hamburg, Deutschland	+ 49 40	23 72 03-0	23 26 31	www.hcc-trading.de
HMS Bergbau AG An der Wuhlheide 232, 12459 Berlin, Deutschland	+ 49 30	656681-0	656681-15	www.hms-ag.com

Mitgliedsfirmen	Vorwahl	Telefon	Telefax	Website
Holcim (Deutschland) AG Willy-Brandt-Str. 69, 20457 Hamburg, Deutschland	+ 49 40	360 02-0	36 24 50	www.holcim.com
HTAG Häfen und Transport AG Neumarkt 7-11, 47119 Duisburg, Deutschland	+ 49 203	47989-0	47989-193	www.htag-duisburg.de
Imperial Reederei GmbH Dr.-Hammacher-Str. 49, 47119 Duisburg, Deutschland	+ 49 203	5794-0	5794-229	www.imperial-reederei.de
Infracor GmbH, DG-IR-VO-EAW Paul-Baumann-Straße 1, 45722 Marl, Deutschland	+ 49 2365	49-6084	49-806084	www.infracor.de
J.P. Morgan Energy Europe Ltd. 20 Moorgate, London EC2R 6DA, UK	+ 44	207 777 2295		www.jpmorgan.com
L.B.H. Netherlands B.V. Rijsdijk 13, 3161 HK Rhoon, Niederlande	+ 31 10	506 50 00	501 34 00	www.lbh.nl
LEHNKERING Reederei GmbH Schifferstraße 26, 47059 Duisburg, Deutschland	+ 49 203	31 88-0	31 46 95	www.lehnkering.com
Mark-E Aktiengesellschaft Körnerstraße 40, 58095 Hagen, Deutschland	+ 49 2331	12 3-0	123-22222	www.mark-e.de
OBA Bulk Terminal Amsterdam Westhavenweg 70, 1042 AL Amsterdam, Niederlande	+ 31 20	5873701	6116908	www.oba-bulk.nl
OVET B.V. Mr F.J. Haarmanweg 16 d, 4538 AR Terneuzen, Niederlande	+ 31 11	5676700	5620316	www.ovet.nl
Oxbow Coal GmbH Schifferstraße 200, 47059 Duisburg, Deutschland	+ 49 203	31 91-0	31 91-105	www.oxbow.com
Peterson Agricare & Bulk Logistics B.V. Boompjes 270, 3011 XZ Rotterdam, Niederlande	+ 31 10	28 23 333	28 23 282	www.controlunion.com
Pfeifer & Langen KG Dürener Str. 40, 50189 Elsdorf, Deutschland	+ 49 2274	701-300	701-293	www.pfeifer-langen.com
Port of Amsterdam De Ruijterkade 7, 1013 AA Amsterdam, Niederlande	+ 31 20	523 45 77	523 40 77	www.portofamsterdam.nl
Port of Rotterdam Wilhelminakade 909, 3072 AP Rotterdam, Niederlande	+ 31 10	252 1638	252 4041	www.portofrotterdam.com
RC INSPECTION B.V. Gustoweg 66, 3029 AS Rotterdam, Niederlande	+31 10	425 02 46	501 99 80	www.rc-inspection.com
Rheinbraun Brennstoff GmbH Stüttgenweg 2, 50935 Köln, Deutschland	+ 49 221	480-1364	480-1369	www.energieprofi.com
Rhenus PartnerShip GmbH & Co. KG August-Hirsch-Str. 3, 47119 Duisburg, Deutschland	+ 49 203	8009-326	8009-221	www.rhenus.de
RWE Supply & Trading GmbH Altenessener Str. 27, 45141 Essen, Deutschland	+ 49 201	12-09	12-17900	www.rwetradng.com

Mitgliedsfirmen	Vorwahl	Telefon	Telefax	Website
SEA-Invest N.V. Skaldenstraat 1, 9042 Gent, Belgien	+ 32 9	255 02 51	259 08 93	www.sea-invest.be
Stadtwerke Flensburg GmbH Batteriestraße 48, 24939 Flensburg, Deutschland	+ 49 461	487-0	487-1880	www.stadtwerke-flensburg.de
Stadtwerke Hannover AG Ihmeplatz 2, 30449 Hannover, Deutschland	+ 49 511	430-0	430-2772	www.enercity.de
Steag GmbH Rüttenscheider Straße 1-3, 45128 Essen, Deutschland	+ 49 201	177-0	177-3196	www.steag.com
SUEK AG, Swiss Office Vadianstrasse 59, 9000 St. Gallen, Schweiz	+41 71	226 85 00	226 85 03	www.suekag.com
SüdWestStrom Kraftwerke GmbH & Co. KG Eisenhutstraße 6, 72072 Tübingen, Deutschland	+ 49 7071	157-381	157-488	www.suedweststrom.de
Südzucker AG Mannheim/Ochsenfurt Maximilianstraße 10, 68165 Mannheim, Deutschland	+ 49 621	421-0	421-466	www.suedzucker.de
swb Erzeugung GmbH & Co. KG Theodor-Heuss-Allee 20, 28215 Bremen, Deutschland	+ 49 421	359-2270	359-2366	www.swb-gruppe.de
Terval s.a. Ile Monsin 129, 4020 Liège, Belgien	+ 32	4 264 9348	4 264 0835	www.terval.com
ThyssenKrupp Steel Europe AG Kaiser-Wilhelm-Straße 100, 47166 Duisburg, Deutschland	+ 49 203	52-0	52-25102	www.thyssenkrupp-steel.com
Traxys Europe SA 19-21, Route D'Arlon, 8009 Strassen, Luxemburg	+ 352	4599 991	4599 99222	www.traxys.com
Trianel Kohlekraftwerk Lünen GmbH & Co. KG Frydagstr. 40, 44536 Lünen, Deutschland	+ 49 2306	3733-0	3733-150	www.trianel-luene.de
Vattenfall Energy Trading Netherlands N.V. Spaklerweg 20, 1096 BA Amsterdam, Niederlande	+ 31 20	799 5684	562 7599	www.vattenfall.com
Vattenfall Europe Wärme AG Puschkinallee 52, 12435 Berlin, Deutschland	+ 49 30	267-10095	267-10719	www.vattenfall.de
Vattenfall Europe Generation AG Vom-Stein-Str. 39, 03050 Cottbus, Deutschland	+ 49 355	2887-2644	2887-2737	www.vattenfall.de
Vitol S.A. Boulevard du Pont d'Arve 28, 1205 Geneva, Schweiz	+ 41	22 322 1111	22 781 6611	www.vitol.com
Wincanton GmbH Antwerpener Straße 24, 68219 Mannheim, Deutschland	+ 49 621	8048-247	8048-449	www.wincanton.eu
Zeeland Seaports Schelpenpad 2, 4531 PD Terneuzen, Niederlande	+ 31 115	647 400	647 500	www.zeeland-seaports.com

Vorsitzender:

Dr. Wolfgang Cieslik
Steag GmbH, Essen

Dirk Schmidt-Holzmann
TERVAL s.a., B-Liège

Stellvertretender Vorsitzender:

Reinhard Seifert
HCC Hanseatic Coal & Coke Trading GmbH, Hamburg

Joost Van Dijk
E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover

Alexander Bethe
EDF Trading (Switzerland) AG, Berlin

Hans-Joachim Welsch
AG der Dillinger Hüttenwerke, Dillingen/Saar

Dr. Markus Binder
Grosskraftwerk Mannheim AG, Mannheim

Rainer Winge
Südzucker AG, Mannheim/Ochsenfurt

Bert Lagendijk
L.B.H. Netherlands B.V., NL - Rhon

Markus Witt
Vattenfall Europe Wärme AG, Berlin

Bernhard Lümmer
Oxbow Coal GmbH, Duisburg

Dr. Michael G. Müller
RWE Power AG, Essen

Geschäftsführung:
RA. Dr. Erich Schmitz



Herausgeber:

Verein der Kohlenimporteure e.V.

20095 Hamburg, Ferdinandstraße 35

Telefon: (040) 327484

Telefax: (040) 326772

e-mail: Verein-Kohlenimporteure@t-online.de

Internet: www.verein-kohlenimporteure.de
www.kohlenimporteure.de

Die englische Version dieses Jahresberichtes steht
ab August 2011 auf der Homepage zum Download bereit.

Layout und Druck:

Compactmedia, Hamburg

(ISSN 1612-5371)