
JAHRESBERICHT

2014

Fakten und Trends 2013/2014

**K**EREIN DER
KOHLENIMPORTEURE

Importkohlemarkt auf einen Blick

		2011	2012	2013 ¹⁾
Welt				
Steinkohleförderung	Mio. t	6.960	7.170	7.195
Steinkohlewelthandel	Mio. t	1.042	1.164	1.237
davon Steinkohle-Seeverkehr	Mio. t	978	1.082	1.142
Steinkohle-Binnenhandel	Mio. t	64	82	95
Steinkohlekoksproduktion	Mio. t	638	654	685
Steinkohlekoks-Welthandel	Mio. t	21	22	17
Europäische Union (27) ³⁾				
Steinkohleförderung	Mio. t	130	128	114
Steinkohleimporte/Binnenhandel	Mio. t	198	212	216
Steinkohlekoksimporte	Mio. t	8	6	6
Deutschland				
Steinkohleverbrauch	Mio. t	63,1	61,3	61,3
Steinkohleförderung	Mio. t v. F.	12,1	11,0	7,5
Importe insgesamt	Mio. t	48,4	47,9	52,9
davon Steinkohleimporte	Mio. t	44,2	44,9	50,1
davon Kraftwerke	Mio. t	34,2	35,3	35,3
Eisen- und Stahlindustrie	Mio. t	10,0	9,6	15,9
Steinkohlekoksimporte	Mio. t	4,2	3,0	2,7
Importkohleinsatz ²⁾	Mio. t	49,5	49,2	52,9
Preise				
Steam Coal Marker Price CIF NWE	US\$/t SKE	143	108	96
Grenzübergangspreis Kraftwerkskohle	EUR/t SKE	107	93	79
CO ₂ -Zertifikatspreis (Mittelwert)	EUR/t CO ₂	14	8	5
Wechselkurs	EUR/US\$	0,72	0,78	0,75
¹⁾ vorläufige Zahlen ²⁾ Gesamtimport einschließlich Bestandsveränderungen ³⁾ Ab 1.7.2013: EU-28				

Ein Wort zuvor – Rahmenbedingungen für konventionelle Erzeugung müssen besser werden

Der Kohleverbrauch wird nach jüngsten Aussagen der Internationalen Energieagentur (IEA) schneller wachsen als Öl und Gas, und zwar um 2,3 % pro Jahr bis 2018. „Ob es einem gefällt oder nicht, Kohle wird noch für eine lange Zeit bleiben“, sagte IEA Executive-Direktor Maria van der Hoeven.

In Deutschland erzielte die Steinkohle 2013 einen Anteil an der Bruttostromerzeugung von rund 20%. Das zeigt, dass trotz oder wegen des massiven Ausbaus der regenerativen Energien die Steinkohle die Energiewende erst möglich macht. Das Mammutprojekt „Energiewende“ hat aber erhebliche Risiken und Nebenwirkungen:

- Der für den Ausbau der erneuerbaren Energien notwendige Netzausbau kommt nicht voran, sodass die Gefahr von Netzstörungen im Süden Deutschlands immer größer wird.
- Die Kosten der Subventionierung der erneuerbaren Energien steigen und steigen. Allein die EEG-Umlage ist in 2014 um rund 18 % auf 6,24 Cent/kWh oder in Summe auf 22 Mrd. € gestiegen.
- Trotz höherer Erzeugung der Steinkohlekraftwerke sind diese nicht wirtschaftlich und dauerhaft überlebensfähig, weil durch die Einspeisung regenerativen Stroms die Stromgroßhandelspreise marktverzerrt niedrig sind. Der VDKi fordert daher eine markt- und europarechtskonforme Ausgestaltung und Integration der volatilen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den deutschen Strommarkt.
- Laut Bundesnetzagentur bestehen Planungen, bis 2018 Stromerzeugungskapazitäten in Höhe von 12.253 MW, davon 7.338 MW in Süddeutschland, endgültig stillzulegen. Ein Großteil dieser Kraftwerke sind Kohlekraftwerke, die zukünftig fehlen, wenn die Sonne nicht scheint oder der Wind nicht weht. Dann ist nicht nur die Versorgungssicherheit in Gefahr, sondern die ganze Energiewende.

Eine radikale Reform des EEG fordern daher Bundeskartellamt, Monopolkommission, Deutsche Energie Agentur und andere. Es geht nicht nur um Klima- und Ressourcenschutz, sondern auch um Arbeitsplätze in der stromintensiven Industrie, im Handel und Gewerbe.

Der VDKi appelliert an die Bundesregierung und die politisch Verantwortlichen, die Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass das Bereithalten jederzeit verfügbarer Steinkohlekraftwerke wieder angemessen honoriert wird, solange sie den zentralen Beitrag zur Absicherung der erneuerbaren Stromerzeugung und damit zum Gelingen der Energiewende leisten.

Hamburg, im Juli 2014



Dr. Wolfgang Cieslik
- Vorsitzender -



Dr. Erich Schmitz
- Geschäftsführer -

Inhalt

Perspektiven für den Weltkohlemarkt

Welthandel	6
Kesselkohlemarkt	8
Kokskohlemarkt	12

Weltwirtschaftlicher Rahmen

Weltproduktion und Welthandel	14
Weltenergieverbrauch	14
World Energy Outlook 2013-2035	15
Weltsteinkohleförderung	17
BP Energy Outlook 2035	18
Kohlereserven	19
Steinkohleweltmarkt	20
Kesselkohlemarkt	22
Kraftwerkskohlepreise	24
Kokskohlemarkt	26
Stahl- und Eisenproduktion	26
Koksweltmarkt	27
Kokskohlepreise/Kokspreise	27
Frachtraten	28

Europäische Union

Wirtschaftswachstum	29
Energieverbrauch	30
Steinkohlemarkt	32
EU-Energiepolitik	35
Leitlinien für staatliche Beihilfen im Umwelt- und Energiesektor	40
EU-Emissionshandel	41
Anforderungen an Indizes	41

Bundesrepublik Deutschland

Wirtschaftswachstum	42
-------------------------------	----

Primärenergieverbrauch	44
Stromerzeugung	47
Steinkohlemarkt	48
Energiepreisentwicklung	50
Stahlproduktion	52
CO ₂ -Preise und CO ₂ -Emissionshandel	53
Weltklimakonferenz in Warschau	54
2. Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“	55
Stellungnahme zum 2. Monitoring-Bericht	58
Kosten erneuerbarer Energien	59
EU-Beihilfeverfahren gegen die Besondere Ausgleichsregelung des EEG	60
Infrastruktur	62

Länderberichte

Australien	64
Indonesien	70
Russland / Ukraine / Kasachstan	74
USA	77
Kolumbien	81
Südafrikanische Republik	84
Mosambik	89
Kanada	90
Vietnam	91
Volksrepublik China	93
Mongolei	98
Polen	100
Tschechische Republik	102
Venezuela	103

Übersicht über Tabellen

Mitglieder VDKi

Vorstand VDKi

Haftungsausschluss

Glossar/Institutionen/Links*

*Aus Raum- und Kostengründen haben wir auf den Abdruck des Glossars sowie der Institutionen verzichtet.
Diese stehen aber weiterhin auf der Website des Verein der Kohlenimporteure e. V. zur Verfügung.

PERSPEKTIVEN FÜR DEN WELTKOEHLEMARKT

Aussichten für den Kohlewelthandel – kein Tiefpunkt der Preise in Sicht?

Nach dem BDI Konjunktur-Report vom 29.04.2014 wird aufgrund der wieder anziehenden Konjunktur in den meisten entwickelten Volkswirtschaften, hier vor allem in den USA und im Vereinigten Königreich, die weltwirtschaftliche Entwicklung wieder etwas stärker durch die Industrieländer geprägt. Das Wirtschaftswachstum in den aufstrebenden Schwellenländern sei zwar weiterhin kräftiger als in den entwickelten Volkswirtschaften, verlor zuletzt aber an Dynamik. Strukturelle Hindernisse, politische Unsicherheiten und volatile Kapitalmärkte schränkten die Wachstumsmöglichkeiten dieser Länder ein. Nach Berechnungen des Internationalen Währungsfonds (IWF) ist die Weltwirtschaft im vergangenen Jahr um insgesamt drei Prozent gewachsen, die Schwellenländer weiteten ihre Produktion dabei um 4,7 % aus, die Industrieländer um 1,3 %. Für das laufende Jahr prognostiziert der IWF einen Anstieg des BIP in den Industrieländern um 2,2 % und in den Schwellenländern um 4,9 % und insgesamt um 4,3 % wachsen.

Vergleichsweise überdurchschnittlich stark entwickelten sich zuletzt die bevölkerungsreichsten Staaten China und Indien. China, die zweitgrößte Volkswirtschaft der Welt, ist mit real 7,7 % zwar etwas langsamer gewachsen als im Vorjahr, die Wachstumsdynamik bleibt laut BDI jedoch auf hohem Niveau.

Die chinesische Regierung legte Anfang März 2014 ihr Wachstumsziel für 2014 mit 7,5 % fest – ein Wert, den auch der IWF prognostiziert. Die chinesische Industrie hat im Juni 2014 nach sechsmonatiger Pause wieder ein Wachstum geschafft. Der von der Bank HSBC erhobene Einkaufsmanagerindex kletterte nach vorläufigen Angaben um 1,4 auf 50,8 Punkte. Ab 50 Punkte, die zuletzt im Dezember 2013 überschritten wurden, wird Wachstum signalisiert.

Anders als China wies Indien in den letzten Jahren stets hohe Leistungsbilanzdefizite aus und war deutlich stärker von Kapital- und Rohstoffimporten abhängig. 2013 ist das indische BIP mit 4,4 % etwas langsamer gewachsen als zuvor. Der IWF erwartet für 2014 einen Anstieg der Wirtschaftsleistung um 5,4 %. In Russland erholte sich das reale BIP zum Jahresende, was für das vergangene Jahr zu einem Anstieg des BIP um 1,3 % führte. Für das laufende Jahr prognostiziert der IWF – die aktuellen politischen Turbulenzen sind dabei nicht berücksichtigt – ein BIP-Wachstum von 1,3 %.

Die US-Wirtschaft verzeichnete in der zweiten Jahreshälfte des vergangenen Jahres ein robustes Wachstum. Das US-BIP stieg in den letzten zwei Quartalen 2013 gegenüber dem jeweiligen Vorquartal um 1 % bzw. 0,6 %. Insgesamt reichte es wegen der schwachen ersten Jahreshälfte nur für einen Anstieg des BIP im Vergleich zum Vorjahr um 1,9 %. Das Jahr 2014 begann allerdings verhalten. Der IWF schätzt für das US-BIP ein Wachstum in 2014 von 2,8 %.

In der EU-28 wird das BIP-Wachstum in 2014 von der EU-Kommission mit 1,5 % geschätzt, für die Eurozone auf 1,2 %.

Bruttoinlandsprodukt ^{*)}

Steinkohle	2012	2013 ¹⁾	2014 ²⁾
	%	%	%
Welt	3,2	3,0	3,6
USA	2,8	1,9	2,8
Euroraum	-0,7	-0,5	1,2
Japan	1,4	1,5	1,4
China	7,8	7,7	7,5
OECD	-0,1	1,3	2,2

^{*)} Veränderungen gegenüber Vorjahr ¹⁾ vorläufig ²⁾ Prognose

HT-P1 Quelle: verschiedene Auswertungen; IWF, BDI
Konjunktur-Report, Ausgabe 02 v. 29.04.2014

Nach dem BDI Konjunktur-Report zeigen Auftragslage und Produktion in Deutschland nach oben. Das Geschäftsklima liegt nach wie vor auf hohem Niveau. Für das Gesamtjahr 2014 hält der BDI für Deutschland ein Wachstum von 2 % auch aufgrund des milden Winters für erreichbar.

Der Welthandel mit den wichtigsten Trockenmassengütern außer Eisenerz, Kohle und Getreide mit einem Wachstum von 86 Mio. t in 2013 zeigt, dass die Weltwirtschaft in Asien wieder an Schwung gewonnen hat. Im Wesentlichen kamen die Steigerungen von insgesamt 5 % aber durch die unvermindert steigenden Kohle- und Eisenerzimporte von China und Indien zustande.

Wichtigste Massengüter in Mio. t

Rohstoffe	2012	2013 ¹⁾	2014 ²⁾	Differenz 2012/2013
Stahlindustrie				
• Eisenerz	1.109	1.186	1.295	6,9
• Koks	235	265	279	12,7
• Schrott	107	106	109	-0,9
• Koks	12	15	17	1,3
• Roheisen	12	12	12	0
• Stahlprodukte	281	288	296	2,5
Gesamt	1.756	1.872	2.008	6,6
Kraftwerkskohle	823	849	885	3,1
Getreide	370	377	385	1,9
Gesamt	2.949	3.098	3.278	5,1

¹⁾ vorläufig ²⁾ Prognose, eigene Berechnungen

HT-P2 Quelle: diverse Auswertungen

Die Erhöhung des Welthandels hängt darüber hinaus vor allem von der Nachfragestabilität im asiatischen Raum insgesamt ab. Laut Handelsblatt vom 11.04.2014 hat China's Premier Li Keqiang allerdings verkündet, dass es vorerst kein großes Konjunkturpaket wie zu Krisenzeiten geben wird. Vielmehr sollen Überkapazitäten abgebaut werden.

Kapazitäten der Bulk-Carrier-Flotte Prognose auf Basis Bestellvorlage und Auslieferungsterminen

	Geplante Zubauten			
	2011	2012	2013	2014
	m Dwt	m Dwt	m Dwt	m Dwt
Capesize	249	279	294	16
Panamax	155	176	186	17
Handymax	127	139	157	10
Handysize	84	85	87	0
Gesamt	615	679	724	43

HT-P3 Quelle: Frachtcontor Junge & Co. GmbH, eigene Auswertungen

Die **Kapazität der Massengutfrachter** stieg in 2013 um rund 45 m Dwt oder 6,6 %, während der Trockenmassengütermarkt nur um 5 % wuchs. Damit verlangsamte sich das Flottenwachstum vor allem im Panamax- und Capesize-Segment etwas. Im ersten Quartal 2014 wurde ein Capesize-Flottenzuwachs laut Frachtcontor Junge von 6,5 Mio. Dwt verzeichnet, was einen Rückgang um 23 % zum Vorjahr darstellt. Beim Panamax-Segment hat sich der Zuwachs im Vergleich zum Vorjahr um 28 % auf 4,9 Mio. Dwt verlangsamt. Demzufolge sollten sich nach diesen Fundamentaldaten die Frachtraten stabilisieren. Je nach Verschrottungsgrad könnte aber 2015 sogar mit einem deutlichen Anziehen der Frachtraten gerechnet werden.

Kohleweltmarkt quo vadis?

Die Zahlen des Weltkohlehandels in 2013 sehen nur als Ganzes positiv aus. Regional hat sich der Kohleweltmarkt unterschiedlich entwickelt. So hat die Stahlindustrie sowohl in China als auch in Europa noch nicht wieder vollen Schwung aufgenommen. Hinsichtlich der Nachfrage nach Kraftwerkskohle im pazifischen Raum ist die Einschätzung verhalten optimistisch. Es wird zwar nicht mehr mit den Steigerungsraten der vergangenen Jahre gerechnet werden können, wohl aber mit einem Plus von 4 % – 5 %. Dieses könnte aber durch weitere Rückgänge in den USA und in Europa vollständig kompensiert werden. Die prognostizierten Wachstumsraten sind aber sowohl für China, Indien als auch für das Nicht-OECD Asien (Indonesien, Malaysia, Philippinen, Thailand und Vietnam) im Vergleich zu Europa recht hoch. Andererseits konkurriert in diesen Ländern wie auch in China die Kohle in der Stromerzeugung zunehmend mit regenerativen Energien bzw. mit neuen Kraftwerken, die mit höherem

Wirkungsgrad und folglich geringerem Kohleverbrauch alte ineffiziente Kohlekraftwerke verdrängen.

Kesselkohlemarkt in 2014 mit fundamentaler Wachstumsperspektive?

Alle mit der Kohlewirtschaft vertrauten Experten sind sich in der Einschätzung einig, dass die Dynamik maßgeblich von den langfristigen Entwicklungen in Asien oder besser gesagt in China und Indien bestimmt werden. Dabei kommt China für den globalen Kohlemarkt die entscheidendere Rolle zu. China ist der mit Abstand größte Förderer, Importeur und Verbraucher von Steinkohle.

Erst mit Abstand folgen in Bezug auf Kohleverbrauch die Länder USA, Indien, Japan, sowie Russland und Deutschland (inklusive Braunkohle). Auf dem Weltmarkt wird daher gespannt die weitere Entwicklung in Asien beobachtet, weil diese nachfrageseitig großen Einfluss auf den Kohlepreis hat. Aber auch kohlepolitische Entscheidungen oder extreme Wettersituationen können sich erheblich auf Mengen und Preis auswirken.

IEA Mittelfrist-Marktreport für Kohle bis 2018 vorgelegt

Da Kohle hauptsächlich für die Stromerzeugung verwendet wird und diese wiederum eng mit dem Wirtschaftswachstum verbunden ist, geht die IEA davon aus, dass jegliche Veränderung im Wirtschaftswachstum sich unmittelbar auf den Kohleverbrauch auswirkt.

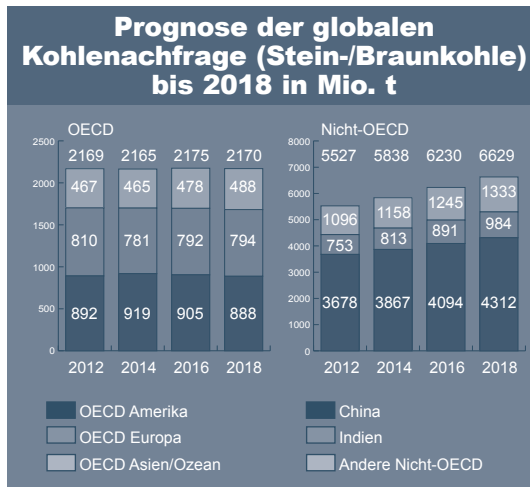


Bild 1 Quelle: IEA Medium-Term Coal Market Report 2013, BCS

Der **weltweite Bedarf an Kohle** wird nach Auffassung der IEA im Basis-Szenario kontinuierlich weiter wachsen, aber nicht mehr so schnell wie in den vergangenen Jahren. In den letzten fünf Jahren betrug das jährliche Wachstum 3,5 % im Durchschnitt. 2012 stieg die Nachfrage gegenüber dem Verbrauch von 2011 nur um 134 Mio. t SKE. Dies entspricht einer Steigerung von 2,3 %. Die Geschwindigkeit des Wachstums wird weiter abnehmen: Von einem jährlichen Wachstum von 5,3 % zwischen 2005 und 2010 im Vergleich zu 2,3 % p. a. in der Zeit von 2012 bis 2018. Für die Periode 2011 bis 2017 hatte die IEA noch ein Wachstum von 2,6 % p.a. prognostiziert. Der Löwenanteil des Wachstums findet dabei in den Non-OECD-Staaten mit jährlichen Wachstumsraten von 3,1 % statt, wobei China – in absoluten Zahlen – allein bereits für einen Zusatzbedarf von 476 Mio. t SKE für den betreffenden Zeitraum steht. In relativen Zahlen kommt der zweitgrößte Zuwachs von

Lateinamerika mit 5,4 % vor Indien mit einer jährlichen Wachstumsrate von 4,8 %.

In der OECD wird der Kohleverbrauch leicht von 1.276 Mio. t SKE in 2012 auf 1.266 Mio. t SKE in 2015 oder um 0,8 % p. a. bis 2018 schrumpfen. Bis 2014 wird der Verbrauch zunächst noch leicht zunehmen. In OECD-Europa wird ein Rückgang des Kohleverbrauchs von 371 Mio. t SKE auf 348 Mio. t SKE in 2018 erwartet. In den USA wird sich der Braun- und Steinkohleverbrauch unterschiedlich entwickeln. Der Kohleverbrauch der USA hat heute einen Anteil von 43 % des gesamten OECD-Verbrauchs an Kohle. Die Steigerung der Gaspreise und des Strombedarfs hat den Bedarf an Kohle zur Stromerzeugung in 2013 erhöht. Für 2014 prognostiziert die IEA ein Ansteigen des Kesselkohlebedarfs um 4,6 % gegenüber 2012. Von 2015 an aber wird der Bedarf wieder auf das Niveau von 2012 fallen. Die IEA schätzt, dass etwa 35 GW Kohlekraftwerke bis 2018 in den USA stillgelegt werden. Gravierender aber noch wirkt sich die Entscheidung des US-Präsidenten Barack Obama aus, die CO₂-Emissionen bis 2030 in ganz USA um insgesamt 30 % zu senken. Insbesondere sollen CO₂-Grenzwerte für bestehende und neue Kohlekraftwerke eingeführt werden, die so niedrig sind, dass ein Kraftwerksbetrieb ohne CCS nicht möglich ist. Diese Technologie ist aber weder Stand der Technik noch ökonomisch und könnte zu einem Massensterben der Kraftwerke führen.

Kohlebedarf 2011-2018						
Kohlebedarf gesamt	2011	2012*	2014	2016	2018	Wachstumsrate pro Jahr
	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	%
OECD	1.515	1.458	1.480	1.470	1.459	0,0
USA	684	608	636	622	606	- 0,1
Europa	431	442	431	423	417	- 1,0
Pazifik	350	358	361	372	380	1,0
Non-OECD	3.882	4.072	4.313	4.601	4.889	3,1
China	2.676	2.806	2.955	3.124	3.283	2,6
Indien	464	493	538	592	657	4,9
Afrika + Mittlerer Osten	156	157	166	177	187	3,0
Osteuropa/Eurasien	333	362	363	377	381	0,9
Sonstige/Asien	222	222	257	293	338	7,2
Lateinamerika	31	32	34	38	44	5,4
Gesamt	5.396	5.530	5.793	6.071	6.347	2,3

HT-P4 Quelle: IEA Medium-Term Coal Market Report 2013 *Schätzung

Entsprechend der Entwicklung des Kohleverbrauchs wird auch die Entwicklung des seewärtigen Kohlehandels von der IEA eingeschätzt:

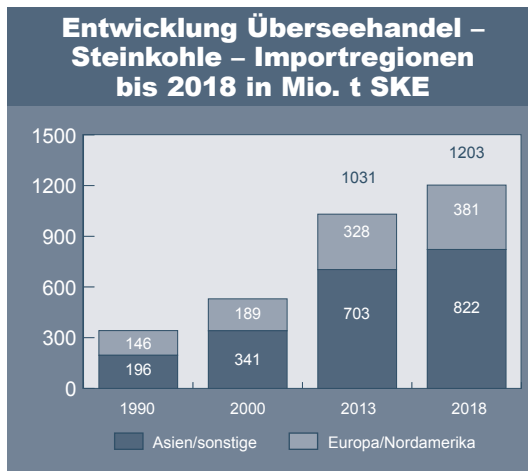


Bild 2 Quelle: IEA Medium-Term Coal Market Report 2013, – BCS, eigene Auswertung

- Der gesamte Welthandel entwickelte sich danach durchschnittlich um 3,1 % im Basis-Szenario (inkl. indonesischer Braun- und subbituminöser Kohle), und zwar von 978 Mio. t SKE in 2012 auf 1.204 Mio. t SKE in 2018. China wird weiterhin eine dominante Rolle im Weltkohlehandel spielen und in 2018 etwa einen Anteil von 16 % am Welthandel (Import) beigesteuert haben.
- Indien wird die zweitgrößte Kesselkohleimportnation am Ende des Prognosezeitraums werden. Indiens Kohleimporte werden nach Einschätzung der IEA um 11,7 % jedes Jahr bis 2018 (+85 Mio. t SKE) wachsen und dann 175 Mio. t SKE erreicht haben, jedoch nicht China, wie bislang angenommen, überholt haben. Auch andere südostasiatische Länder wie Thailand, Malaysia oder die Philippinen spielen mit einem Plus von 50 Mio. t SKE bis 2030 eine große Rolle im seewärtigen Steinkohleimport.
- Die großen Exportnationen wie Australien, Indonesien und Kolumbien haben den größten Anteil an den wachsenden Handelsvolumina.

Nach der IEA wird sich bis 2018 der Überseehandel von Kessel- und Kokskohle im Basis-Szenario weiterhin positiv entwickeln. Es wird prognostiziert, dass sich der seewärtige Welthandel von 978 Mio. t SKE in 2012 auf 1.204 Mio. t SKE entwickeln wird. Der Markt wird demzufolge um 23 % wachsen (+ 226 Mio. t SKE). Kokskohle wird hieran einen Anteil von fast einem Viertel haben. Der Kesselkohlemarkt ist deutlich größer und wächst um 176 Mio. t SKE auf 913 Mio. t SKE bis 2018. Dies entspricht einer jährlichen Steigerung von 3,6 %. Demgegenüber steht eine Steigerung von 8,1 % pro Jahr in den letzten fünf Jahren, was eine deutliche Verlangsamung des Wachstums bedeutet. Da in Europa und Nordamerika die Nachfrage nach Kesselkohle laut IEA um 23 Mio. t SKE bis 2018 sinkt, kommt das Wachstum allein aus Asien. Die Importe in das pazifische Becken steigen somit um 199 Mio. t SKE. In 2018 – schätzt die IEA – gehen 81 % der seewärtig gehandelten Kohle nach Asien, insbesondere nach China und Indien, das für 48 % des Wachstums verantwortlich sein soll.

Für 2014 ist am Ende des 1. Quartals folgendes festzustellen:

Nachfrage

Die Nachfrage nach elektrischer Energie stagniert derzeit sowohl im atlantischen als auch im asiatischen Markt. Die Fundamentaldaten haben sich nicht wesentlich verändert. Nach Einschätzung des VDKi ist der seewärtige Handel im 1. Quartal 2014 gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres nur minimal um 6-8 Mio. t gewachsen. Dies würde auf das Jahr hochgerechnet eine Steigerung von 24-32 Mio. t oder rund 2-3 % ergeben.

Europa ist derzeit reichlich übersorgt. Zudem sorgt die zunehmende Einspeisung regenerativ erzeugten Stroms in Europa zu verringerten Volllaststunden der Kraftwerke. Insofern kann bei weiter windigem und sonni-

gem Wetter das Niveau von 2013 nicht gehalten werden. Der warme Winter und der für die Kohleverstromung zwar noch positive, aber immer kleiner werdende Clean Dark Spread gegenüber dem Clean Spark Spread, stützen die Kohleimporte nach Europa nicht mehr so stark wie im Vorjahr. Eine weiter wachsende Einspeisung von regenerativem Strom, insbesondere aus Photovoltaik-Anlagen, wird die Kohlenachfrage vermutlich sinken lassen.

Angebot

Die pazifischen Anbieter – allen voran Indonesien – wollen ihr Angebot teilweise weiter ausbauen. Die indonesische Regierung hat dagegen ein geringeres Kohleförderziel für 2014 ausgegeben. Der indonesische Export vor allem niederkalorischer Steinkohle und Braunkohle könnte zudem abrupt abbrechen, wenn China den Import von Steinkohle unterhalb eines Heizwertes von 4.500 kcal/kg verbieten sollte. Dies würde einerseits die Förderung und Preise für chinesische Kohle stützen, die derzeit tendenziell von Überkapazitäten geprägt ist, zugleich aber auch die indonesische Braunkohle aus China verbannen. Andererseits hat Indien zuletzt verstärkt auf diese preiswerte Kohle zurückgegriffen und sie im Blend mit heizwertreicher südafrikanischer Kohle zur Stromerzeugung genutzt.

Australien hat in der Vergangenheit in die Ausweitung von Kesselkohleexporten investiert. Mit dem Regierungswechsel in Australien könnte die Politik insgesamt wieder kohlefreundlicher ausgerichtet und finanzielle Belastungen wie die CO₂-Steuer wieder rückgängig gemacht werden.

Das niedrige Weltmarktpreisniveau wird aber dazu führen, dass Erweiterungsprojekte nicht mehr begonnen werden und im Übrigen Fördermengen durch Stilllegungen von Minen oder Produktionskürzungen vom Markt genommen werden, um den weiteren Preisverfall zu stoppen. Für einige Minenbetreiber in den USA, aber auch Europa oder Asien, kann ein weiter anhaltendes niedriges Preisniveau

bei hohen Betriebskosten aber auch das endgültige Aus bedeuten. Einem Bericht der Mining.com vom 19.06.2014 zufolge sind in den ersten fünf Monaten dieses Jahres allein in Australien nur 4.200 neue Arbeitsplätze im gesamten Bergbausektor geschaffen worden – im gleichen Zeitraum 2012 waren es noch 61.000 neue Arbeitsplätze. Ferner wurden in den ersten fünf Monaten 6.600 Arbeitsplätze abgebaut.

Kolumbien hat die Produktion von Januar bis März 2014 um rund 33 % auf 24 Mio. t. gesteigert. 97 % dieser Menge wurde exportiert, obwohl zu Beginn des Jahres Drummond wegen nicht fertiggestellter Direktbeladung der Schiffe keine Mengen exportieren durfte.

Preise

Einige Marktbeobachter schätzen, dass der Preis für Kesselkohle weiter auf 65 US\$/t bis 60 US\$/t fallen könnte. Trotz dieser seit vielen Jahren nicht mehr gesehenen niedrigen Preise prognostiziert die IEA, dass bis 2035 insgesamt 735 Mrd. US\$ in den Kohlebergbausektor investiert werden müssen, um die weltweite Energienachfrage bis 2035 decken zu können.

Kokskohlemarkt – Ausblick auf Mengen und Preise bleibt unsicher

Nachfrage

Die Nachfrage nach Rohstahl ist nach Angaben der World Steel Association von Juni 2014 weltweit in den ersten fünf Monaten dieses Jahres um 2,4 % gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres gestiegen. Die Rohstahlproduktion stieg in den ersten fünf

Monaten des Jahres 2014 in 65 Staaten laut World Steel um 16 Mio. t auf rund 684 Mio. t gegenüber dem Vergleichszeitraum im Vorjahr. Während von Januar bis Mai 2014 in der EU-28 die Rohstahlproduktion um 4,6 % oder 3,2 Mio. t auf 73,2 Mio. t gestiegen ist, ist sie im gleichen Zeitraum in China um rund 9 Mio. t auf 342 Mio. t gestiegen. Die Weltroheisenproduktion von Januar bis Mai 2014 wäre auf das Jahr hochgerechnet dagegen nur 1 % höher, in den USA sogar 1,9 % niedriger und in China insgesamt um 2 % höher als 2013. In der Tendenz deutet dies auf eine leichte Steigerung gegenüber dem Vorjahr hin. In Deutschland wurden im bisherigen Jahresverlauf bis Mai 2014 mit 18,9 Mio. t 5 % mehr Rohstahl erzeugt als im Vergleichszeitraum 2013. Die Wirtschaftsvereinigung Stahl weist aber darauf hin, dass die Rohstahlerzeugung in Deutschland gegenwärtig durch einige Sonderfaktoren gestützt wird, sodass die bislang in 2014 erzielten Zuwächse nicht auf das Jahr hochgerechnet werden könnten. Die Erholung der Stahlkonjunktur sei weiterhin fragil trotz einer insgesamt aufwärts gerichteten Entwicklung bei den wichtigsten deutschen Stahl verarbeitenden Branchen.

Die Preise für Kokskohle sind aufgrund eines Überangebotes fast durchweg gefallen. Im April 2014 lagen die Spotpreise für HCC FOB Queensland zwischen 110-120 US\$/t gegenüber 145-155 US\$/t im Vergleichsmonat 2013. Für Juni 2014 werden Abschlüsse um 115 US\$ pro Tonne (FOB) erwartet. Sollte die Konjunktur in China und Indien, insbesondere die Stahlproduktion, wieder anziehen und dies einhergehen mit einer Verknappung der Kapazitäten bzw. Förderkürzungen weltweit, könnten die Preise im 3. und 4. Quartal 2014 wieder anziehen.

Angebot

Neben den traditionellen Lieferquellen könnten in 2014 auch verstärkte Lieferungen aus den neuen Projekten in Mosambik und der Mongolei in den Markt drängen, sodass sich die Überversorgung des Marktes fortsetzt. Das niedrige Preisniveau dürfte zumindest den Ausbau der Kokskohlegruben weltweit zum Erliegen bringen. In bestehenden Gruben wird zudem die Produktion gekürzt und Personal abgebaut. Nach Angaben von Mining.com vom 11.06.2014 wurden im 1. Quartal 2014 in den USA in der Kohlebergbauindustrie 5.700 Jobs oder 7 % gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres abgebaut. Nach Jahren eines „bullishen“ Ausblicks scheint sich das Blatt in einen „bearishen“ Ausblick gewendet zu haben. Vor wenigen Jahren wurde der Kokskohle noch bescheinigt, weltweit eine knappe Ressource zu sein – heute scheint sie im Überfluss vorhanden zu sein.

WELTWIRTSCHAFT- LICHER RAHMEN

Die Energie- und Kohlewirtschaft der Welt stand in 2013 erneut vor großen Herausforderungen. Das Ende des Rohstoffbooms, die weitere wirtschaftliche Entwicklung der Welt sowie die Frage, wohin sich die diversen Energiepolitiken entwickeln – sei es in den USA, Europa oder Asien – standen im Mittelpunkt des Interesses.

Das Wachstum von Weltproduktion und Welthandel verlangsamt

Das Wirtschaftswachstum verlangsamt sich insbesondere in den Ländern des OECD-Raumes. Einzelne Länder verzeichneten erneut eine Rezession. Das Bruttosozialprodukt wird gegenüber 2012 in den OECD-Staaten um 0,2 Prozentpunkte niedriger auf insgesamt 1,3 % geschätzt. Weltweit erhöhte sich das Bruttoinlandsprodukt um 3 %. Für 2014 wird ein Wachstum von 3,6 % erwartet. Für asiatische Staaten wurde ein stagnierendes Bruttosozialprodukt festgestellt: Chinas Wachstumsrate verharrte bei 7,7 %, die von Indien fiel um 0,3 Prozentpunkte auf 4,5 % und die von Indonesien von 6,3 % auf 5,8 % zurück. Auch in Australien und Südafrika fiel die Wirtschaftskraft von 3,6 % auf 2,4 % und von 2,5 % auf 1,9 %. Die Eurozone befand sich 2013 immer noch in einer Rezession, konnte aber das negative Wirtschaftswachstum von – 0,6 % auf – 0,4 % verringern.

Änderungsraten in % der Weltwirtschaft gegenüber Vorjahr

	2011	2012	2013	2014 ¹⁾
OECD	2,0	1,5	1,3	2,2
Euro-Zone	1,6	- 0,6	- 0,4	1,1
Europa	1,7	- 0,3	0,2	1,6
USA	1,8	2,8	1,9	2,5
China	9,3	7,7	7,7	7,5
Japan	- 0,5	1,4	1,5	1,3
Indien	7,8	4,9	4,5	4,9
BIP (Welt)	3,9	3,2	3,0	3,6

¹⁾ Schätzung BIP für Gesamtjahr

HT-WI Quelle: verschiedene Auswertungen, IMF – World Economic Outlook, April 2014 und OECD (Stand: 06.05.2014)

Energie- und Kohleverbrauch weltweit leicht gestiegen, aber mit regionalen Unterschieden

Nach Angaben des Weltenergieverbrauches (Energie für Deutschland 2013) stieg der Weltenergieverbrauch 2012 um ca. 380 Mio. t SKE auf 19,1 Mrd. t SKE oder 2,2 % gegenüber 2011. Für 2013 wird ein weiterer Anstieg um 1,6 % auf 19,3 Mrd. t SKE geschätzt.

Der asiatischpazifische Raum blieb mit einer Steigerung von rund 5 % in 2012 die stärkste Primärenergiewachstumsregion. Fast gleich geblieben ist mit 4.130,5 Mio. t ROE der Verbrauch des weltweit bedeutsamsten Energieträgers Öl. Die EU-27-Staaten verringerten demgegenüber ihren Primärenergieverbrauch um 4,6 %, die USA um 2,3 %. Dagegen stieg der Energieverbrauch Afrikas um 5,1 %, Chinas um 5 % und Russlands um 2,5 % an.

Der Steinkohleverbrauch blieb nach Angaben von BP in ihrem Statistical Review 2013 in 2012 konstant. Den größten Zuwachs haben die regenerativen Energien mit rund 18 % oder gut 42 Mio. t SKE zu verzeichnen.

Primärenergieverbrauch Mrd. t SKE – wichtigste Energieträger –

	2009	2010	2011	2012	2011/2012 Veränderung in %
Kohle	4,900	5,080	5,189	5,328	2,7
Erdgas	3,700	4,083	4,167	4,272	2,5
Mineralöl	5,400	5,754	5,836	5,907	1,2
Kernenergie	0,900	0,900	0,859	0,801	- 6,7
Wasserkraft	1,000	1,100	1,136	1,188	4,6
Gesamt	15,900	16,917	17,187	17,496	1,8

HT-W2 Quelle: BP, Statistical Review 2013

Die Kohle (Steinkohle und Braunkohle) erreichte in 2012 einen Weltmarktanteil (ohne erneuerbare Energien) von knapp 30 % und ist seit vielen Jahren die am schnellsten wachsende Primärenergie. Erste Abschätzungen für 2013 zeigen eine Steigerung der Kohle beim PEV um gut 1 %-Punkt, die mit einem Anteil von 29 % – 30 % am globalen Energiemix an zweiter Stelle liegt. Insgesamt bleibt festzustellen, dass sowohl der Zuwachs des Weltenergieverbrauchs und des Kohleverbrauchs als auch der des Weltbruttoinlandsproduktes 2013 deutlich unter Vorjahresniveau liegen. Die Gründe sind vielfältig, hauptsächlich aber im schwächeren Wirtschaftswachstum Chinas, Indiens, Indonesiens, Südamerikas und anderen Schwellenländern zu sehen und konnten von den sich leicht erholenden Wirtschaften in den USA und Europa nicht kompensiert werden.

World Energy Outlook 2013 – IEA- Energieausblick der weltweiten Entwicklung bis 2035

Die Ausgabe 2013 des World Energy Outlook (WEO) der Internationalen Energieagentur (IEA) fasst erneut die neuesten Daten und politischen Entwicklungen des letzten Jahres zusammen, leitet hiervon Erkenntnisse

über die globalen Energiemärkte von heute ab und projiziert diese bis ins Jahr 2035. Der WEO führt die im letzten Jahr eingeführten Szenarien für die neuesten Projektionen in Bezug auf die Energienachfrage und -versorgung bis 2035 fort, die aber zunehmend weniger Prognosecharakter haben, sondern deutlich mehr politischen Trends folgen.

Zur Grundlage wird dabei das (Basis-)Szenario der neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen (New Policies Scenario-NPS) gemacht. Besonderes Augenmerk widmet die IEA dabei aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen und politischen Zusagen in Bezug auf die Verringerung der Treibhausgase.

Die IEA kommt zu dem Ergebnis, dass selbst „unter Berücksichtigung aller neuen Entwicklungen und geäußerten Maßnahmen seitens der Politik, in Bezug auf Energieeffizienz, Erneuerbaren Energien, Reduzierung von Subventionen für fossile Energien und einem teilweise festgesetzten CO₂-Preis“ im NPS-Szenario die globalen energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2035 nicht fallen, sondern um 20 % steigen. Dies wäre für die IEA gleichbedeutend mit einem langfristigen Anstieg der Durchschnittstemperatur um 3,6°C und damit weit hinter dem politisch geforderten 2°C-Ziel. Selbst bei Realisierung des sog. 450-Szenarios, das die Treibhausgasemissionen (THG) auf rund 450 Partikel pro Millionen CO₂-Äquivalente mittels weitreichender Veränderung der Energielandschaft begrenzen soll, sieht die IEA nur noch eine 50-prozentige Chance, den Temperaturanstieg langfristig auf 2°C zu begrenzen.

Verbrauchsschwerpunkte verschieben sich nach Asien

Nach Ansicht der IEA steht die weltweite Energiewirtschaft in den nächsten 20 Jahren – je nach Szenario allerdings in sehr unterschiedlichen Ausprägungen – vor gravierenden Umwälzungen und strukturellen Veränderungen, die aber bereits begonnen haben. Insbesondere in den USA vollzieht sich eine deutliche Verschiebung der Versorgungsstrukturen, die sich weltweit auswirken könnte. Die USA entwickeln sich durch Nutzung neuer Bohr- und Fördertechniken aus heimischen Quellen wie Light Tight Oil (LTO) beim Erdöl und Fracking beim unkonventionellen Erdgas (Produktion aus Schiefer- und Tight-Gaslagerstätten, sog. Shale-Gas) vom Energieimportland zum Exportland. Bis 2035 sollen die USA in der Lage sein, ihre Energienachfrage ausschließlich durch heimische Energieträger zu decken. Die Schwerpunkte der Energienachfrage verschiebt sich damit immer weiter zu den Schwellenländern Asiens, insbesondere Chinas und Indiens. Bis 2020 wird China das Wachstum des Energieverbrauchs dominieren, danach aber von Indien vor allem aufgrund der Bevölkerungsentwicklung überholt werden. Dies wirkt sich bei den energiebedingten CO₂-Emissionen dergestalt aus, das Nicht-OECD-Staaten einen wachsenden Anteil an den weltweiten Emissionen haben, der in 2035 den Anteil der OECD-Staaten bei weitem übertrifft. Während in den OECD-Staaten die CO₂-Emissionen bis 2035 um 16 % auf 10,2 Gt fallen, steigen sie weltweit um 20 % auf insgesamt 37,2 Gt in 2035 an. China wird bei weitem der größte Emittent sein, Indien die Emissionen der Europäischen Union übertreffen und selbst die Emissionen der übrigen südostasiatischen Staaten und die des Mittleren Ostens etwa denen der Europäischen Union vergleichbar sein.

Weltweite Energietrends nach dem NPS-Szenario bis 2035

Im aktuellen Hauptszenario steigt der weltweite Energiebedarf von 2011 bis 2035 um ein Drittel, im früheren Hauptszenario „Current Policies“ sogar um 43 %. Im NPS-Szenario steigt der Verbrauch von Öl um 15 %, von Kohle um 17 %, von Erdgas um 48 %, von Kernenergie um 66 % und von Erneuerbarer Energie um 77 %. Insgesamt würden die fossilen Energien in 2035 immer noch einen Anteil am Weltprimärenergieverbrauch von 76 % (2020: 80 %) und an der Bruttostromerzeugung von 57 % haben. Regenerative Energien wachsen im Betrachtungszeitraum mit + 80 % aber ebenfalls stark: In 2035 kommen sie auf einen Anteil am Weltprimärenergieverbrauch von 18 % und von 31 % an der Stromerzeugung.

Nachfrage nach Kohle steigt weiter

Der sehr starke Anstieg der Kohle im letzten Jahrzehnt hat dazu geführt, dass die Kohle beim Primärenergieverbrauch dem Ölverbrauch sehr nah gekommen ist. Im NPS-Szenario wird zwei Drittel des projektierten Wachstums von durchschnittlich 0,7 % pro Jahr im Kohleverbrauch vor 2020 stattfinden. Danach wird die Nachfrage abflachen und 6,3 Mrd. t SKE in 2035 erreichen. Fast drei Viertel dieser Steigerung kommt aus dem Stromsektor. Kohle bleibt damit die größte Primärenergie zur Stromerzeugung. Jedoch soll ihr Anteil an der Stromerzeugung von 47 % in 2011 auf 39 % in 2035 fallen. 63 % des gesamten Kohleverbrauchs soll bis 2035 in die Stromerzeugung gehen. China vereint in puncto Kohle alle Superlative auf sich: Größter Kohleproduzent, größter Kohleverbraucher und seit 2012 auch größter Kohleimporteur.

Die Förderung von Steinkohle wird dominant in den Nicht-OECD-Staaten gesteigert. Auf Indien, Indonesien und China allein sollen 90 % des zukünftigen Produktionswachstums entfallen. Chinas Wachstum in der Kohleförderung und -verbrauch wird sich nach Ansicht der IEA jedoch aufgrund von Erfolgen in der Effizienzsteigerung, einem diversifizierten Stromsektor und einem industriellen Kohleverbrauchszuwachs, der mit der höchsten Stahl- und Zementproduktion in 2020 gesättigt ist, abschwächen. Auch verbessert sich der Wirkungsgrad der chinesischen Kohlekraftwerke. Jedoch werden nach Auffassung der IEA in der Region Asien noch zu viele unterkritische Kraftwerke (in Bezug auf Dampf- und Druckparameter) gebaut, die etwa 15 % mehr Kohle verbrauchen als die effizienteren überkritischen Technologien, wodurch auch höhere CO₂-Emissionen auf Jahre hinaus festgeschrieben seien. Die IEA weist aber darauf hin, dass das Ausmaß des von ihr prognostizierten weltweiten zukünftigen Kohlebedarfs unsicher ist, da die in den verschiedenen Szenarien unterstellten Umwelt- und Klimapolitiken für die Kohle sehr stark variieren.

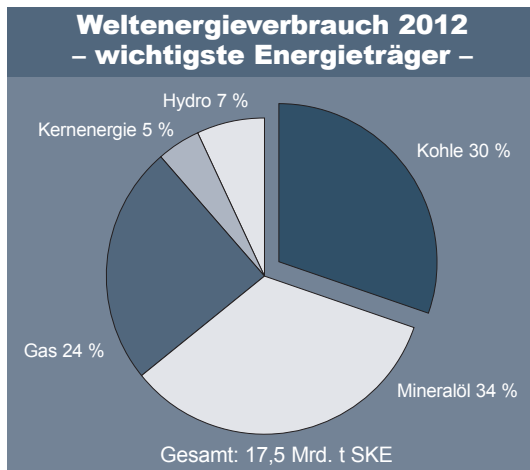


Bild 3 Quellen: Zahlen v. BP Statistical Review 2013

Weltweite Steinkohleförderung weiterhin stabil

In 2013 stabilisierte sich die Weltsteinkohleförderung bei rund 7,2 Mrd. t. Regional ergaben sich aber deutliche Unterschiede zum Vorjahr.

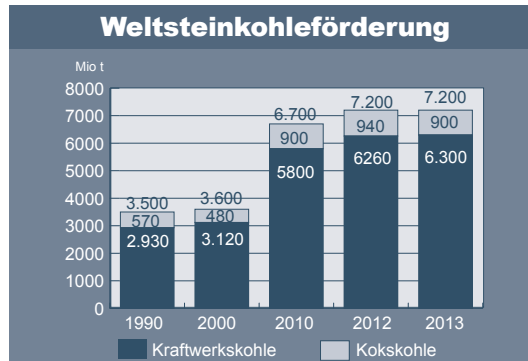


Bild 4 Quelle: VDKI – eigene Berechnungen

Maßgeblich für diese nur leichte Steigerung ist neben Nachfragefaktoren eine Marktberreinigung im internationalen Steinkohlenbergbau. Die stark rückläufige Preisentwicklung hat sich 2013 nochmals verschärft. Gleichzeitig steigende Produktionskosten haben die Margen vielfach aufgezehrt. Umfangreiche Stilllegungs-, Konservierungs- und Rationalisierungsmaßnahmen waren die Folge. In China wurden überdies aus Arbeitssicherheits- und Umweltschutzgründen einige Zechen geschlossen. Der Schwerpunkt des weltweiten Produktionswachstums liegt in Asien, wie auch die Entwicklung der letzten Jahre zeigt:

Steinkohleförderung wichtiger Länder im pazifischen Raum in Mio. t

Förderländer	2011	2012	2013
China ²⁾	3.460	3.660	3.700
Indien ¹⁾	554	580	554
Australien	346	366	411
Indonesien	318	386	342
Vietnam	49	45	43
Summe	4.727	5.037	5.050

¹⁾ z. T. eigene Schätzungen; Berichtsjahre in Indien nicht gleich Kalenderjahre

²⁾ inkl. Braunkohle

HT-W3 Quelle: diverse Auswertungen

BP Energy Outlook 2035

Der BP Energy Outlook 2035 kommt zu ähnlichen Ergebnissen wie die IEA. Die zunehmende Industrialisierung in vielen Ländern führt in den kommenden Jahren zu einem steigenden Energieverbrauch, der jedoch nicht mehr ganz so kräftig ist, wie in den vergangenen 10 Jahren. Für die Zeit bis 2035 prognostiziert BP ein globales Primärenergieverbrauchswachstum von 41 % verglichen mit rund 55 % in den gut 20 Jahren zuvor. Von diesem Mehrverbrauch entfallen 95 % auf die sich entwickelnden Volkswirtschaften, vor allem China und Indien.

Dagegen stagniert in den Industriestaaten Nordamerikas, Europas und Asiens der Energieverbrauch, der im Verlauf des Prognosezeitraums sogar sinkt. Probleme, den Bedarf zu decken, sieht BP nicht. Für BP werden neue Energieformen wie Schiefergas, Öl aus unkonventioneller Förderung und Erneuerbare Energien einen signifikanten Anteil beim Wachstum der globalen Versorgung übernehmen. BP erwartet vor allem wegen des größeren Gewichts der Erneuerbaren Energien, dass die Steigerung des Ausstoßes von CO₂ bis 2035 mit knapp 30 % geringer ausfällt als die Steigerung des Energieverbrauchs. Die Industrieländer reduzieren

trotz Wirtschaftswachstums in diesem Szenario ihre Emissionen um 9 %. Dagegen sollen die Nicht-OECD-Staaten für 72 % aller CO₂-Emissionen verantwortlich sein. Beim Primärenergieträgermix sieht auch BP eine Annäherung der Anteile von Öl, Kohle und Gas in der Zukunft, die alle drei jeweils etwa 27 % der Primärenergie stellen. Wasser, Kernenergie und Erneuerbare sollten 2035 je 5 % bis 7 % zur Primärenergiedeckung beitragen.

WEC: Energiemix bis 2050 basiert auf fossilen Brennstoffen

Auf ihrer alle drei Jahre stattfindenden Weltenergiekonferenz im Oktober 2013 in Südkorea präsentierte der World Energy Council (WEC) Szenarien für die Energielandschaft bis 2050. Das Szenario „Jazz“ basiert auf einem freien Markt und orientiert sich an der Nachfrage des Verbrauches mit dem maßgeblichen Fokus auf den Zugang zur und den Erhalt von Energie. Das zweite Szenario „Symphonie“ ist interventionistisch und basiert auf staatlicher Steuerung mit Fokus auf Vorgaben bezüglich Umwelt- und Versorgungssicherheit sowie nationale wie regionale Maßnahmen, die den Anteil der Erneuerbaren im Energiemix erhöhen sollen. Dabei werden verpflichtende Abkommen zur Verringerung von klimarelevanten Gasen unterstellt. Eine der wichtigsten Aussagen war, dass die Nachfrage nach Primärenergien bis 2050 um bis zu 61 % steigt, der Stromverbrauch sogar um 150 %. Selbst wenn sich die Welt auf einen Klimaschutz verpflichtend einigen sollte, wird der Anteil der fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch bei 59 % liegen, ohne Klimaschutzabkommen sogar bei 77 %. Derzeit haben die fossilen Energien Öl, Kohle und Gas einen Anteil von 80 %. Kohle bleibt dabei der dominierende Brennstoff zur Stromerzeugung. Der WEC sieht bei der Entwicklung der Szenarien ein grundsätzliches

Energietrilemma: Zum einen Umweltverträglichkeit und Nachhaltigkeit zu schaffen, zum anderen aber gleichzeitig auch Energieversorgungssicherheit zu gewährleisten und grundsätzlich der gesamten Weltbevölkerung den Zugang zu preisgünstiger Energie zu ermöglichen.

Kohlereserven reichen für 100-110 Jahre

Reserven und Förderung von Steinkohle nach Regionen				
Region	Reserven Stand Ende 2012		Förderung 2012	
	Mrd. t	%	Mio. t	%
Europa	19	2	132	2
GUS	130	17	476	7
Afrika	36	5	268	4
Nordamerika	230	30	921	13
Lateinamerika	9	1	93	1
VR China	181	24	3.505	51
Indien	80	10	558	8
Indonesien / Vietnam	17	2	425	7
Australien / Neuseeland	62	8	379	6
Sonstige	5	1	78	1
Insgesamt	769	100	6.835	100

HT-W4 Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Energiestudie „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen“, Dez. 2013

Die Kohlereserven haben unverändert eine statistische Reichweite von rund 107 Jahren bei einer Förderung von rund 7,2 Mrd. t (Basis 2013). Von den gesamten Reserven von rund 1.362 Mrd. t SKE an fossilen Energieträgern und Kernbrennstoffen hat die Steinkohle einen Anteil von rund 48 %, bei den Ressourcen fossiler Energieträger mit 18.204 Mrd. t SKE sogar einen Anteil von knapp 80 %.

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) kommt in ihrer Energiestudie 2013 in Bezug auf die Kohle zu folgenden Kernaussagen:

- Die Reserven und Ressourcen an Hartkohle und Weichbraunkohle können aus geologischer Sicht den erkennbaren Bedarf für viele Jahrzehnte decken. Mit einem Anteil von rund 56 % an den Reserven und rund 89 % an den Ressourcen verfügt Kohle über das größte Potenzial von allen nichterneuerbaren Energierohstoffen.
- Kohle wird auch zukünftig eine bedeutende Rolle bei einer zu erwartenden Steigerung des weltweiten Primärenergieverbrauchs einnehmen. Im Jahr 2012 nahm Kohle die zweite Stelle beim globalen PEV ein und war abermals der fossile Energierohstoff mit den höchsten Zuwachsraten.
- Die Entwicklung der globalen und damit auch der europäischen Kohlepreise wird seit 2009 maßgeblich durch die steigenden Kohleimporte Asiens bestimmt, die sich mittlerweile auf 70 % des globalen Kohlehandelsvolumens belaufen.
- Auf dem Weltmarkt für Hartkohle herrscht derzeit ein Überangebot, bedingt durch die Inbetriebnahme und Produktionsausweitung von Kohleexportprojekten in vielen Ländern sowie durch die aktuelle Zunahme der US-Exporte aufgrund von Absatzschwierigkeiten auf dem Heimatmarkt.
- Das weltweite Überangebot führte bereits zu Grubenschließungen in den USA, Australien und China sowie zur Ankündigung von Schließungen auch in Europa. Parallel zum Überangebot verringern sich die Preise für Kohle, insbesondere im Vergleich zu Erdöl und Erdgas, so dass die Kohlenachfrage voraussichtlich nur unwesentlich gebremst wird.

Steinkohleweltmarkt insgesamt steigt, seewärtiger Handel wächst

Der Steinkohleweltmarkt wuchs in 2013 um insgesamt 60 Mio. t oder rund 6 %. Der Kohlewelthandel entwickelte sich wie folgt:

Steinkohlewelthandel					
	2011	2012	Veränderung		
	Mio. t	Mio. t	2013	2012/2013	%
Seewärtiger Handel	978	1.082	1.142	60	6
Binnenhandel	64	82	95	13	16
Gesamt	1.042	1.164	1.237	73	6

HT-W5 Quelle: VDKi eigene Auswertungen

Beim seewärtigen Handel war trotz des rückläufigen Stahlmarktes in den OECD-Staaten durch Überkompensation der Stahlproduktion in Asien eine Steigerung der Kokskehleexporte um fast 23 Mio. t (+9 %) zu verzeichnen. Der Kraftwerkskohlemarkt wuchs um 37 Mio. t (+7 %) auf 863 Mio. t, der Binnenhandel erhöhte sich um 13 Mio. t auf 95 Mio. t.

Die Verlangsamung des Weltwirtschaftswachstums, die verstärkte Verdrängung der Kohle zur Stromerzeugung durch preiswerteres Shale-Gas in den USA sowie der verstärkte Ausbau der Erneuerbaren in einigen OECD-Staaten und China führten gegenüber den vergangenen Jahren aber zu einem spürbaren Rückgang des Wachstums des Weltsteinkohlemarktes.

Beim seewärtigen Handel war in den Segmenten Kraftwerkskohle und Kokskehle folgende Entwicklung zu beobachten:

Seewärtiger Steinkohlewelthandel					
	2011	2012	Veränderung		
	Mio. t	Mio. t	2013	2012/2013	%
Kraftwerkskohle	739	826	863	37	4
Kokskehle	239	256	279	23	9
Gesamt	978	1.082	1.142	60	6

HT-W6 Quelle: VDKi eigene Auswertungen

Der Anteil des Welthandels an der Produktion erhöht sich seit 2000 kontinuierlich und betrug 2013 17,2 %. Der größte Teil der Kohleproduktion wird jedoch in aller Regel im Förderland vor allem zur Stromerzeugung produktionsnah verbraucht.

Weltförderung/ Welthandel			
Steinkohle	2012	2013	Zuwachs
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Weltförderung	7.166	7.195	+ 29
Welthandel	1.164	1.237	+ 73
Anteil Welthandel an Produktion	16,2 %	17,2 %	

HT-W7 Quelle: VDKi eigene Auswertungen

Das seewärtige Handelsvolumen gliedert sich in einen Kokskehlemarkt und einen Kraftwerkskohlemarkt, letzterer wiederum in den pazifischen und den atlantischen Teilmarkt, die von unterschiedlichen Anbieterstrukturen geprägt sind. Der Mengenaustausch zwischen den Teilmärkten veränderte sich gegenüber dem Vorjahr um 1 Mio. t und betrug in 2013 rund 10 % des Kesselkohlemarktes bzw. rund 86 Mio. t. Von der weltweiten Kraftwerkskohleproduktion gingen rund 12 % über den seewärtigen Handel an die Verbraucher. Der Kokskehlemarkt hingegen ist wegen der geringen Zahl von Anbieterländern und einer weltweit verteilten

Nachfrage ein einheitlicher Weltmarkt. Von der weltweiten Koks Kohleproduktion ging daher auch in 2013 mit etwa 22 % ein prozentual höherer Anteil als bei der Kraftwerkskohle in den Überseehandel.

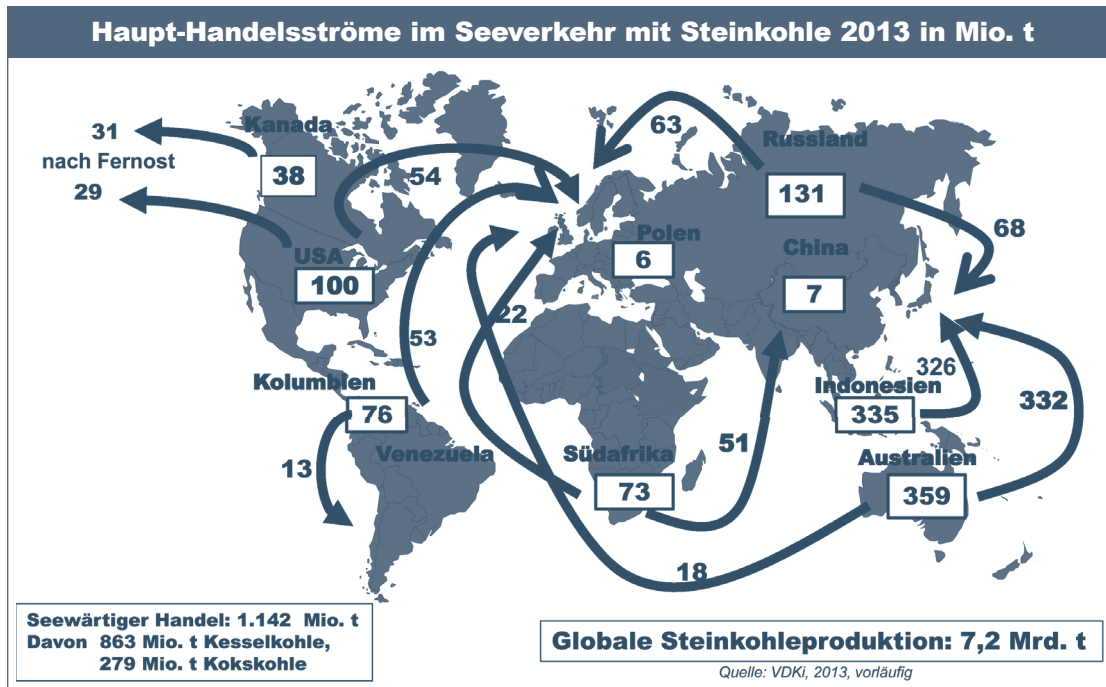


Bild 5

Die größten Importationen sind alle im südostasiatischen Raum zu finden. China ist 2013 mit 288 Mio. t erneut größter Importeur und hat Japan mit 191 Mio. t deutlich auf Platz 2 verdrängt. Danach folgen Indien mit 161 Mio. t und Südkorea mit 126 Mio. t. In Europa führten Deutschland und Großbritannien am meisten Kohle ein.

Die größten Steinkohle- importländer 2013 in Mio. t ¹⁾

	Gesamt Mio. t	Kesselkohle Mio. t	Kokskohle Mio. t
VR China ²⁾	288	213	75
Japan	191	143	48
EU-28	216	173	43
Indien	161	107	54
Südkorea	126	105	21
Taiwan	67	67	0
Deutschland	50	40	10
UK	49	39	10

HT-W8 Quelle: eigene Berechnungen, Euracoal

¹⁾ inkl. Anthrazit ²⁾ inkl. Braunkohle

Die größten Steinkohle- exportländer 2013 in Mio. t

	Gesamt Mio. t	Kesselkohle Mio. t	Kokskohle Mio. t
Australien	359	188	171
Indonesien	335	335	k. A.
Russland	143	124	19
USA	106	58	48
Kolumbien	75	74	1
Südafrika	73	73	0
Kanada	39	3	36

HT-W9 Quelle: VDKi eigene Auswertungen

Pazifischer Kesselkohlemarkt wächst weiter, atlantischer Kesselkohlemarkt leicht rückläufig

Atlantischer Raum

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

Im atlantischen Raum war die Nachfrage spürbar verhaltener. Die Nachfrage verringerte sich in 2013 um fast 40 Mio. t bzw. 17 % auf 187 Mio. t. Demgegenüber wuchs die Nachfrage im pazifischen Markt um 76 Mio. t bzw. um 13 %. Die Haupttreiber einer gesteigerten Nachfrage waren erneut China und Indien. Kolumbien konnte kaum Mengen nach China exportieren. Der Marktanteil des atlantischen Marktes am Gesamtmarkt beträgt nur noch 22 % (Vorjahr 27 %).

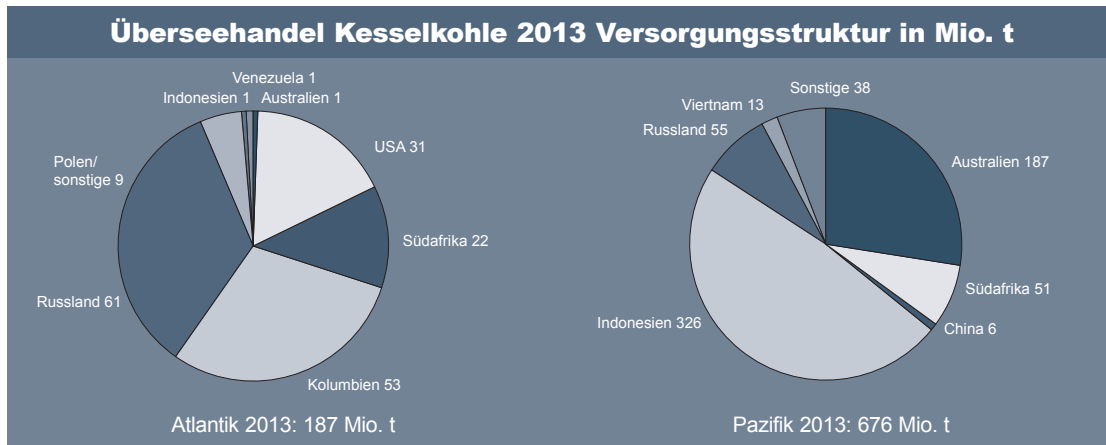


Bild 6 Quellen: Verschiedene Auswertungen, eigene Berechnungen

Pazifischer Raum

Im pazifischen Raum nahm die Nachfrage nach Kesselkohle vom Weltmarkt vor allem für die Stromerzeugung um 76 Mio. t oder 13 % auf 676 Mio. t zu. Insbesondere China und Indien erhöhten ihre Bezüge und nutzten damit ein Preisgefälle zwischen heimischer und importierter Kohle. Das Jahr 2013 war im pazifischen Raum insbesondere durch den weiter angestiegenen Kraftwerkskohleimport Chinas und Indiens gekennzeichnet. So konnte Australien (+ 25 Mio. t) seine Exporte nach China erheblich steigern. Indonesien konnte seine Ausfuhren nach China ebenfalls deutlich um fast 24 Mio. t oder 28 % erhöhen. Auch Russland konnte über seine Fernost-Häfen oder über den Landweg den Zusatzbedarf Chinas decken und steigerte seine Exporte um rund 7 Mio. t.

Japan steigerte leicht seine Importe, um die fehlende Stromerzeugung aus Kernkraftwerken durch Steinkohlekraftwerke auszugleichen. Insgesamt aber schwächte sich die chinesische Konjunktur etwas ab und

löste damit auf dem Kraftwerkskohlemarkt einen enormen Druck auf Mengen und Preise aus. Der Marktanteil des pazifischen Marktes beträgt 78 % (Vorjahr 73 %). In 2013 lieferte vor allem Südafrika 51 Mio. t in den pazifischen Markt und trug mit etwa 7 % zur Versorgung dieses Raumes bei. Von den pazifischen Anbietern wurden nur geringe Mengen in den atlantischen Markt (insgesamt 10 Mio. t) geliefert, entsprechend 5 % der Nachfrage. Südafrika setzte Mengen vor allem nach Indien, aber auch in anderen asiatischen Ländern ab. Die indonesischen Exporte in den atlantischen Raum sind marginal. Insgesamt betrug das Austauschvolumen 96 Mio. t (Vorjahr 85 Mio. t).

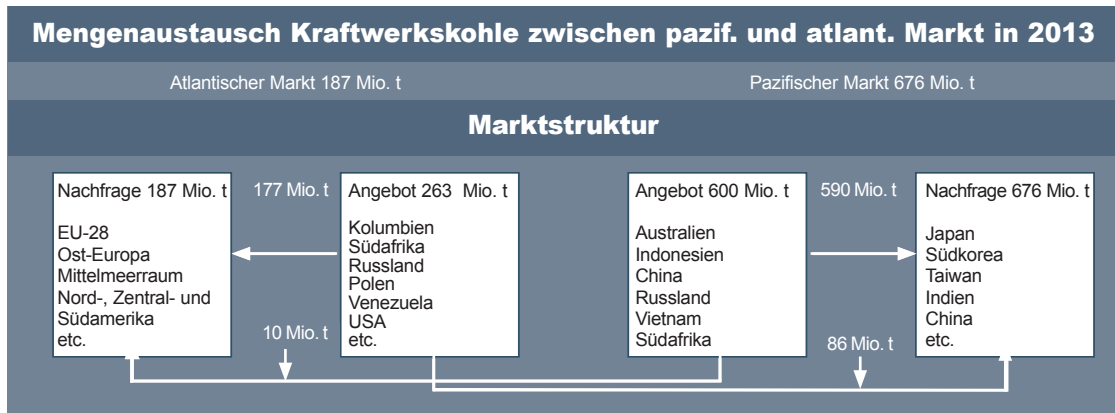


Bild 7 Quelle: VDKI

Kraftwerkskohlepreise im Sinkflug – Pazifischer Markt bestimmt den Preis

Preise

In 2013 traf weiterhin ein Überangebot vor allem US-amerikanischer Kohle aber auch australischer und indonesischer Kohle auf eine verhaltene Nachfrage. Dies löste einen enormen Preisdruck aus. Vor allem in Amerika, wo derzeit die Kohle durch das preiswertere Schiefergas für die Stromerzeugung verdrängt wird, führte dies zu hohen Lagerbeständen und einem dadurch ausgelösten erhöhten Exportdruck. Der pazifische Kraftwerkskohlemarkt wuchs zwar, konnte aber das Preisniveau wegen des reichlichen (Über-)Angebotes nicht halten. Diese Entwicklung bewirkte, dass die Preise FOB Richards Bay bis August 2013 von rund 87 US\$/t kontinuierlich bis auf 73 US\$/t fielen. In der zweiten Jahreshälfte stabilisierte sich in Asien, insbe-

sondere in China, wieder die Wirtschaft, wodurch sich der Kohlepreis bis Ende 2013 FOB Südafrika wieder auf rund 85 US\$/t erhöhte.

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

Entwicklung der fob-Preise in US\$/t wichtiger Anbieterländer

	01.04.	31.12.	01.04.2014
Atlantische Anbieter:			
Richards Bay	82	85	75
Bolivar	74	71	67
US East Coast	80	76	76
Russland (Baltic)	77	79	72
Pazifische Anbieter:			
Newcastle	87	84	73
Quinhuangdao	113	120	104
Kalimantan	79	76	71
Russland (Fareast)	90	89	77

HT-W10 Quelle: eigene Auswertung, Basis 6.000 kcal/kg

Die Bandbreite reichte Anfang April 2014 von 71 US\$/t FOB Kalimantan bis 105 US\$/t FOB Quinhuangdao.

Während die atlantischen Anbieter Kolumbien, USA, 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 stabil starken Nachfrage von China und Indien – verlangen.

Südafrika, das für einen großen Teil seiner Produktion Abnehmer in Indien und Fernost hat, konnte die Preise auch hier höher halten als die Preise der nur auf den atlantischen Markt angewiesenen Konkurrenten.

Im Verlauf des Jahres 2013 sanken die cif-ARA-Preise (Spot) von 86 US\$/t im Januar bis auf rund 75 US\$/t im Juli. Nach Erhöhung der Preise bis auf knapp 85 US\$/t begann Anfang 2014 die Talfahrt aufs Neue. Im April 2014 stand der Preis bei durchschnittlich 77 US\$/t. Der etwas stärkere Euro erhöhte dabei den Preisvorteil für die Euroländer zusätzlich.

Die Nachfrage nach Kraftwerkskohle im atlantischen Raum blieb von Januar bis Mai 2014 eher 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 hat als „swing“ Nachfrager großen Einfluss auf die Preisentwicklung, die bislang nur nach unten zeigt.

Entwicklung von fob-Kohlepreisen in USD/t (6000 kcal/kg)

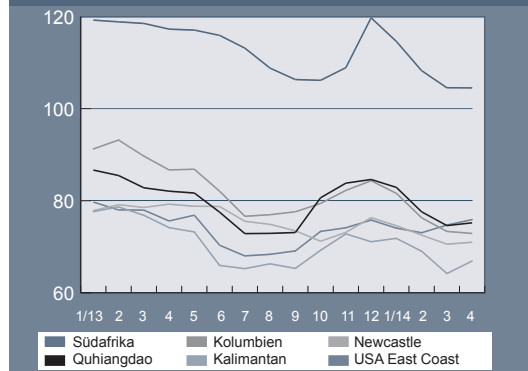


Bild 8: Quellen: Verschiedene

Kesselkohlenotierungen

Die Preisbildung für Kraftwerkskohle findet im atlantischen Raum jetzt schon seit Jahren an Kohlebörsen vor allem in Europa statt. Die Teilnehmerzahlen an den Börsen steigen. Die aktuell ausgewiesenen „Börsenwerte“ werden dann als Benchmark für Abschlüsse genutzt.

Das Volumen des Papierhandels ist gegenüber 2012 allein bei der im Handel von Rohstoffderivaten führenden CME-Gruppe, die die Commodity Börsen CME und NYMEX betreibt, um fast 300 % über alle nicht amerikanischen Indizes gestiegen und betrug in 2013 etwa 1,3 Mrd. t insgesamt. In 2013 verzeichneten sowohl der API#2 als auch der API#4 ein verstärktes Handelsvolumen. Aber auch die neuen finanziellen Indizes für niederkalorische („off-spec“)-Kohle haben sich nach ihrer Einführung in 2012 in 2013 gesteigert.

Die London Energy Broker's Association meldet für 2013 ein durchschnittliches Handelsvolumen in Kontrakten in 2013 auf den API#2 von gut 4 Mio. t pro Tag und insge-

samt 2,1 Mrd. t im gesamten Jahr, auf den API#4 von 0,8 Mio. t pro Tag und insgesamt 455 Mio. t im gesamten Jahr.

Kokskohlenachfrage regional sehr unterschiedlich

Die weltweite Rohstahlproduktion erreichte in 2013 mit 1.607 Mio. t einen neuen Rekord; gegenüber 2012 erhöhte sich die Produktion um rund 3,5 % oder 55 Mio. t. Die Erhöhung fand hauptsächlich in Asien (+ 6,0 %) und im Mittleren Osten (+2,5%) statt. In Europa (EU-27), Nord- und in Südamerika, Russland und Korea verringerten sich dagegen die Rohstahlproduktionen zwischen 1,8% und 4,4%.

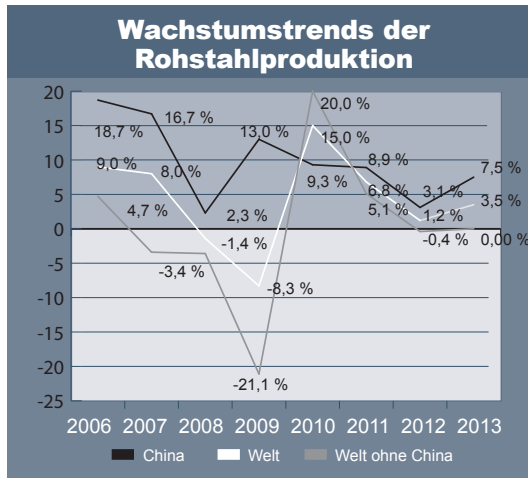


Bild 9: Quelle: World Steel Association

Die für den Kokskohle-, PCI-Kohle- und Koksverbrauch maßgebliche Roheisenproduktion stieg von 1.112 Mio. t in 2012 um 52 Mio. t auf 1.164 Mio. t (+4,7 %) in 2013.

Rohstahl- und Roheisenproduktion in der Welt

	Veränderung			
	2011	2012	2013	2013/2012
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Rohstahl	1.537	1.552	1.607	+ 55
Roheisen	1.104	1.112	1.164	+ 52
Anteil Roheisen an Rohstahl	71,8 %	71,6 %	72,4 %	

HT-W11 Quelle: World Steel Association

China konnte in 2013 seinen Weltmarktanteil an der Stahlproduktion von 46 % in 2012 auf 48,5 % in 2013 steigern. Folglich stieg auch der Anteil der Welt-Roheisenproduktion an der Gesamtstahlherstellung.

Rohstahl- und Roheisenproduktion in China

	Veränderung			
	2011	2012	2013	2012/2013
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Rohstahl	702	716	779	+ 63
Roheisen	645	658	709	+ 51
Anteil Roheisen an Rohstahl	91,9 %	91,9 %	91,0 %	

HT-W12

Die größten Stahlproduzenten der Welt entwickelten sich in 2013 wie folgt:

Die 10 größten Stahlproduzenten der Welt

Land	2011 Mio. t	2012 Mio. t	2013 Mio. t
China	702,0	716,5	779
Japan	107,6	107,2	110,6
USA	86,4	88,7	87,0
Russland	68,9	70,4	69,4
Indien	73,5	77,6	81,2
Südkorea	68,5	69,1	66,0
Deutschland	44,3	42,7	42,6
Türkei	34,1	35,9	34,7
Brasilien	35,2	34,5	34,2
Ukraine	35,3	33,0	32,8
Summe 10 Größten	1.255,8	1.275,6	1.337,5
Gesamte Welt	1.537	1.552	1.607

HT-W13 Quelle: World Steel Association

Nur China, Japan und Indien konnten 2013 in der Stahlproduktion zulegen, alle anderen Länder verringerten ihre Produktion.

Das eher durchwachsene, weltweit aber gestiegene Wachstum der Rohstahlproduktion absorbierte entsprechend große Kokskohlemengen vom Weltmarkt. Wetterbedingte Einschränkungen von außergewöhnlichem Ausmaß gab es nicht, sodass vor allem Australien die Produktion nicht nur voll auslasten konnte, sondern auch Mengen aus neu erschlossenen Minen auf den Markt kamen.

Marktanteil Kokskohleweltmarkt

	2011		2012		2013	
	Mio. t	%-Anteil	Mio. t	%-Anteil	Mio. t	%-Anteil
AAustralien	133	55	145	53	171	61
USA ¹⁾	60	25	59	23	56	20
Kanada ²⁾	27	11	30	11	35	13
Russland	8	3	8	6	15	5
Sonstige	11	6	14	7	2	1
Gesamt	239	100	256	100	279	100

HT-W14 Quelle: VDKi eigenen Auswertungen

¹⁾ ohne Handel Kanada ²⁾ ohne Handel USA

Die Anbieterstruktur hat sich nicht wesentlich geändert, der Marktanteil Australiens ist deutlich um 27 Mio. t auf 61 % gestiegen. Dagegen mussten die USA Marktanteile wieder an Australien abgeben und haben jetzt nur noch einen Anteil von 20 %.

Koksweltmarkt

Die Koksproduktion stieg weltweit um 5 % von 649 Mio. t auf 685 Mio. t. China, mit Abstand der größte Koksproduzent, erhöhte seinen Export um 3,7 Mio. t auf 4,7 Mio. t. China produzierte mit 476 Mio. t 70 % der Weltproduktion und steigerte den Koksaußstoß um 36 Mio. t in 2013. In Europa wurde mit 41,4 Mio. t etwas weniger Koks produziert als 2012 (41,6 Mio. t). Dies ist die niedrigste Rate seit 2009. Im Vergleich zur Produktion ist der Welthandelsmarkt für Koks relativ klein. Nur ca. 2-3 % der Gesamtproduktion werden maritim und über die grüne Grenze gehandelt.

Koksweltmarkt

	2011 Mio. t	2012 Mio. t	2013 Mio. t
Gesamtweltmarkt	21	22	17
% von Weltkoksproduktion	3,3 %	3,4 %	2,5 %

HT-W15 Quelle: eigene Berechnungen

Kokskohlepreise in 2013 weiter gefallen

In 2013 setzte sich die Talfahrt der Kokskohlepreise fort. Auf dem Spotmarkt fielen die Preise von 160-165 US\$/t Anfang 2013 auf 132-135 US\$/t bis Mitte 2013. Danach erholten sie sich bis Herbst auf etwa 150 US\$/t, fielen dann aber wieder auf 138 US\$/t Ende 2013 zurück. Anfang 2014 standen die Preise weiter unter Druck und fielen bis März 2014 auf rund 118 US\$/t zurück. Ausschlaggebend für diese Entwicklung ist ein

Aufeinandertreffen von nachlassender Nachfrage und einer durch die hohen Preise in den Boomjahren ausgelösten Erhöhung der Koksproduktion für den Export in Australien, Kanada, Mongolei oder aber auch in neuen Exportländern wie Mosambik durch Minenerweiterung und Aufschluss neuer Minen.

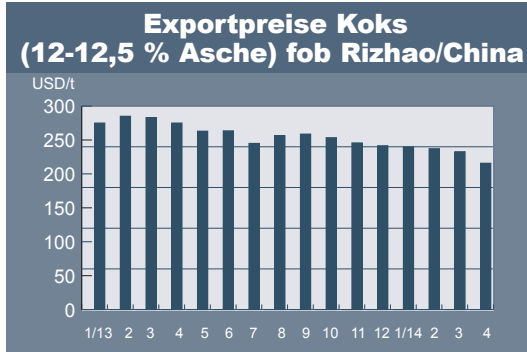


Bild 10 Quelle: Verschiedene Auswertungen

Die Kokspreise FOB China waren mit 425 US\$/t (inkl. 40 % Exportsteuer) Ende 2012 noch sehr hoch. Mit dem Entfall der Exportsteuer zum 01.01.2013 fielen sie auf einen Schlag auf 275,00 US\$/t. Wegen einer verringerten Nachfrage bestand auch hier Mengendruck. Die Preise pendelten bis Mitte des Jahres 2013 zwischen 275 und 285 US\$/t, fielen dann im 2. Halbjahr aber weiter kontinuierlich auf 255 US\$/t bis 245 US\$/t. Die CIF ARA-Preise lagen bisher in der Regel immer unter den chinesischen Preisen. Seit dem Entfall der Exportsteuer ist dies jetzt meist umgekehrt auf dem Kokspotmarkt. Die Preise lagen in 2013 zwischen 15 und 25 US\$/t über den chinesischen Preisen.

Frachtraten – leichte Erholung in Sicht

Der Baltic Dry Index (BDI), der sich aus den Indices der vier Schiffsgruppen Capesize, Panamax, Supramax und Handysize errechnet, bewegt sich in den ersten zwei Quartalen 2013 mit durchschnittlich 796 und 888 Punkten auf niedrigstem Niveau. Im dritten Quartal deutete sich ein Aufwärtstrend an, der sich im vierten Quartal fortgesetzt hat. Der BDI erreichte erstmals wieder Werte von über 2.000 Punkten, sodass insgesamt in 2013 der BDI durchschnittlich 1.205 Punkte betrug und damit 280 Punkte höher war als in 2012.

Die Gründe lagen vor allem in zunehmenden Erz- und Kohleimporten Chinas, den höheren Mengen an seewärtig gehandelter Kohle und Getreide, aber auch langen Wartezeiten – insbesondere in den Ladehäfen durch logistische Engpässe bei einem sich abschwächenden Flotten- und damit Tonnagewachstum. Im Capesizesegment wurden in 2013 nur 22,1 Mio. DWT statt erwarteter 36,4 Mio. DWT neu abgeliefert. Ähnlich zeigt sich die Situation im Panamaxsegment, in dem von geplanten 34,1 Mio. DWT nur 19,9 Mio. DWT abgeliefert wurden. Das verlangsamte Flottenwachstum hat wieder zu einer positiveren Erwartungshaltung in der Massengutschifffahrt geführt. Allerdings ist die Verschrottung alter Schiffe wegen niedriger Stahlpreise zurückgegangen, so dass das Nettowachstum an Schiffsraum erneut gestiegen ist.

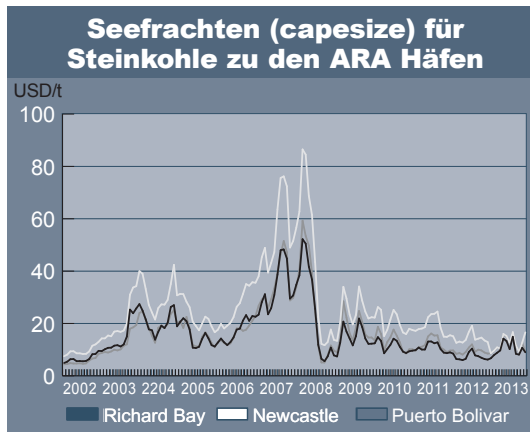


Bild 11 Quelle: Frachtkontor Junge

Der Flotten- bzw. Kapazitätszubau aller Bulk-Carrier stieg bis Ende 2013 um rund 39 Mio. DWT oder 6 % auf 721 Mio. DWT. Mit 13 Mio. t Kapazität sind ein Drittel der neu abgelieferten Schiffe Capesize-Schiffe. Bei den Panamax-Schiffen ist die Erhöhung mit 15 Mio. DWT oder fast 15% noch deutlich höher.

Laut Clarkson Research addierte sich der Nettozuwachs (Neuzugänge abzüglich Verschrottungen) bis Ende 2013 um 57 Capesize-Schiffe mit 14 Mio. t und 180 Panamax-Schiffe mit 15 Mio. Tonnen Schiffsraum. Für 2014 ist nach einem Bericht von Frachtkontor Junge wieder mit steigenden Ablieferungen zu rechnen. In 2013 wurden für 210 Capesize-Schiffe und 171 Panamax-Schiffe Neubaufträge erteilt, die 2014/2015 schon auf den Markt kommen könnten.

Die Bunkerpreise, die mit den Rohölpreisen steigen und fallen, verharrten in 2013 auf einem Preisniveau von ca. 600 US\$/t. Insgesamt dürften wegen des nach wie vor vorhandenen Überangebotes von Frachtraum die Frachtraten moderat bleiben.

US-Dollar-Kurs

Der US-Dollar-Kurs als wesentlicher Bestandteil des internationalen Energie- und Rohstoffgeschäfts konnte seine Stärke seit Ende 2012 weitgehend halten. Er betrug im Jahresdurchschnitt 0,7530 (EUR/USD) nach 0,7783 in 2012.

In den ersten Monaten 2014 zog der Euro noch weiter auf ca. 0,73 Euro für einen US-Dollar an.

EUROPÄISCHE UNION

Die Wirtschaft kämpft sich mühsam aus der Krise

Im Hinblick auf die konjunkturelle Situation in Europa kann von Entwarnung keine Rede sein. Die Volkswirtschaften der Europäischen Union kehrten zwar auf den Wachstumspfad zurück – aber nur mit Mühen und sehr zaghaft. Die Krisenstaaten des Euro-Raumes weisen immer noch eine negative Wachstumsrate auf, die aber gegenüber 2012 deutlich verringert werden konnte. Während die Wachstumsrate im Euro-Raum immer noch negativ ist, stieg das Wachstum des BIP in der EU-27 bzw. ab dem 01.07.2013 EU-28 von -0,4 auf ein kleines Plus von 0,1 %. Die Entwicklung in den einzelnen EU-Ländern verlief aber unterschiedlich.

Wirtschaftswachstum EU-28 in Prozent¹⁾

Mitgliedsländer	2011	2012	2013
Länder Euro-Raum (EU-18) ²⁾	1,6	- 0,7	- 0,4
EU-28	1,7	- 0,4	0,1

HT-EU1 Quelle: Eurostat

¹⁾ Bis 31.12.2012 EU-27 ²⁾ Bis 31.12.2012 EU-17

Die Wachstumsrate des BIP in der relativen prozentualen Veränderung zu 2012 wird in der EU wie 2012 angeführt von Lettland mit 4,1 %, Rumänien mit 3,5%, Litauen mit 3,3 %, und Malta mit 2,4%. Deutschland weist eine Wachstumsrate von 0,4% auf. Demgegenüber fiel das Wachstum in Zypern mit – 5,4 % sowie Griechenland und Italien mit jeweils – 1,9% immer noch deutlich negativ aus.

Generell lassen sich heute bereits die Folgen von Deindustrialisierung in Europa beobachten. Ohne ausreichende industrielle Basis hat es eine Volkswirtschaft schwer. Und ohne leistungsfähige Industrie könnte Europa international den Anschluss verlieren. Eine Studie des Instituts der deutschen Wirtschaft (IW) für Business-europa zeigt dies ganz deutlich: Danach ist Europas Anteil an der weltweiten industriellen Wertschöpfung seit 2000 von gut 25 % auf rund 21 % gesunken. Asiens aufstrebende Schwellenländer konnten dagegen um ca. 18 Punkte auf 27,5 % zulegen. Die USA erlebten zwar eine noch größere Deindustrialisierung, aber die durch den Schiefergasboom gesunkenen Preise für Gas und Strom haben eine Trendumkehr eingeleitet. So wuchs 2013 die US-Industrieproduktion um 3,7% – fast doppelt so stark wie die der EU. Ein weiterer Nachteil im internationalen Wettbewerb ist laut energieintensiver Industrie ferner, dass die EU einseitig Klimaschutzziele festlegt und in der Energiepolitik nicht mit einer Stimme spricht. Viele setzen insoweit auf die Europawahlen im Mai 2014 und hoffen auf die Chance, die EU-Politik könnte wieder auf globale Wettbewerbsfähigkeit ausgerichtet werden.

Laut der neuesten Schätzung der EU-Kommission wird das BIP der EU in 2014 um 1,4 % steigen und im Euroraum um 1,1 % zunehmen. Damit befände sich die EU wieder auf Wachstumskurs. Im ersten Quartal 2014 wurde von der EU ein BIP der EU-28 von 1,4 %, für den Euroraum von 0,9 % gegenüber dem gleichen

Quartal des Vorjahres ermittelt. Damit mehreren sich die Anzeichen, dass die europäische Wirtschaft einen Wendepunkt erreicht hat.

Die Inflation in der EU hat sich nach Angaben von Eurostat 2013 in Höhe von durchschnittlich 1,35 % bewegt. Im Januar 2014 fiel sie sogar auf 0,66 %. Die Verhältnisse in den einzelnen EU Ländern sind jedoch unterschiedlich: Die Niederlande haben mit 2,5 % eine hohe Inflationsrate, Schweden mit – 0,04 % die niedrigste Rate. In Deutschland betrug die Inflationsrate im Jahresdurchschnitt 1,51 %. Für 2014 wird im Euroraum mit einem weiteren Rückgang der Inflation gerechnet. Sämtliche Prognosen sind aber mit Unsicherheiten und Risiken behaftet. Hierzu zählen jetzt vor allem die politischen Spannungen zwischen der Ukraine und Russland, die zugleich das Verhältnis der EU zu Russland belasten sowie viele andere Krisenherde in der Welt. Erste Zeichen einer Erholung in 2014 schien die Entwicklung der Industrieproduktion anzuzeigen. Nach Eurostat stieg die Industrieproduktion sowohl im Euro-Raum als auch in der EU-28, und zwar im Januar und Februar 2014 um je 1,7 % (EU-18) bzw. 2,0 % und 2,2 % (EU-28). Für März 2014 wurde dagegen wieder ein Rückgang gegenüber Februar in der EU-28 um 0,2 % und im Euro-Raum um 0,3 % gemeldet. Die größten Rückgänge der Industrieproduktion in diesem Monat verzeichneten Portugal (-4,8 %), Litauen (-3,7 %), Schweden (-2,5 %) und Griechenland (-1,9 %).

Energieverbrauch leicht rückläufig

Mit der wirtschaftlichen Stagnation fiel der Primärenergieverbrauch in vielen EU-Ländern seit 2011 kontinuierlich – von insgesamt von 2,5 Mrd. t SKE in 2010 auf 2,28 Mrd. t SKE in 2011 und auf 2,26 Mrd. t SKE in 2012. Aufgrund des Nullwachstums der Wirtschaft in der EU, aber auch aufgrund nachhaltiger Steigerung

der Energieeffizienz und dem weiteren Ausbau der Regenerativen muss auch für 2013 mit einem weiteren Rückgang gerechnet werden, da es eine Relation von Wirtschaftswachstum und Primärenergieverbrauch in der Wirtschaft gibt. Die EU-Kommission schätzt einen Energieverbrauch von 2,12 Mrd. t SKE, was einem Rückgang von 140 Mio. t SKE entspräche. Die Verteilung auf die einzelnen fossilen Energien wird keinen großen Veränderungen unterliegen. Der Anteil der regenerativen Energien am Primärenergieverbrauch (einschließlich Wasserkraft) ist auf voraussichtlich 13% in 2013 angestiegen. Trotz des Ausbaus der erneuer-

baren Energien dominieren weiter die konventionellen Energien einschließlich Kernenergie mit einem Anteil von rund 87 % die Energieversorgung der EU-28. Kohle, Gas und Öl tragen hierzu mit einem Anteil von 74 % bei. Der Anteil der Kohle erhöhte sich erneut leicht zu Lasten des Gases auf gut 19 %. Hintergrund für diese Entwicklung sind einerseits gefallene Kohle- und CO₂-Preise, andererseits hohe Gaspreise. Dieses Aufeinandertreffen macht die Stromerzeugung aus Kohle wirtschaftlicher als aus Gas, was sich besonders in Deutschland und Großbritannien bemerkbar machte.

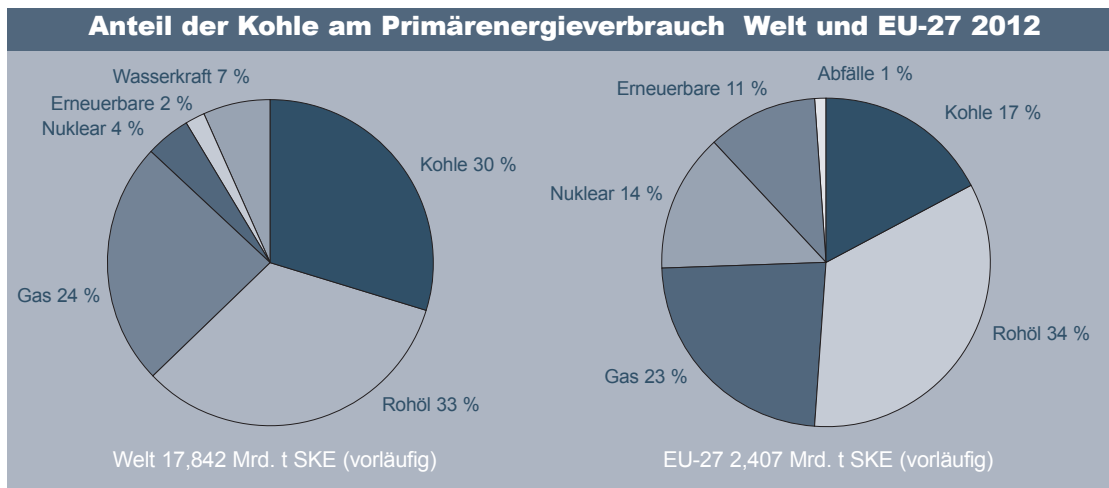


Bild 12 Quelle: BP Statistical Review 2013 Quelle: Zahlen v. eurostat

Steinkohlemarkt (EU-28) insgesamt rückläufig

In 2013 waren ausschließlich Förderrückgänge bei der europäischen Steinkohleproduktion zu verzeichnen:

Bulgarien	– 0,2 Mio. t auf insgesamt	2,1 Mio. t,
Deutschland	– 3,3 Mio. t auf insgesamt	7,7 Mio. t,
Großbritannien	– 4,1 Mio. t auf insgesamt	16,8 Mio. t,
Polen	– 2,7 Mio. t auf insgesamt	76,5 Mio. t,
Spanien	– 1,8 Mio. t auf insgesamt	4,3 Mio. t,
Tschechien	– 2,8 Mio. t auf insgesamt	8,6 Mio. t,
Rumänien	– 0,1 Mio. t auf insgesamt	1,8 Mio. t.

Insgesamt verringerte sich die Förderung in der EU-27 um 15 Mio. t auf 114 Mio. t.

Steinkohleförderung der EU			
	2011 Mio. t (t=t)	2012 Mio. t (t=t)	2013 Mio. t (t=t)
Deutschland	13	12	8
Spanien	7	6	4
Großbritannien	18	17	13
Polen	76	78	76
Tschechien	11	11	9
Rumänien	2	2	2
Bulgarien	2	2	2
Gesamt	129	128	114

HT-EU2

Von den Steinkohle produzierenden Ländern hält Polen weiterhin die Spitzenstellung mit 76 Mio. t.

Weitere Fördersenkungen sind in Deutschland, Polen und Spanien nach dem Beschluss der EU-Kommission, staatliche Beihilfen nur noch bis 2018 zu genehmigen, in den nächsten Jahren zu erwarten. In Großbritannien führte ein Brand in der Daw Mill Mine, dem größten englischen Untertagebau wie auch die Schließung der Maltby

Mine aufgrund schwieriger geologischer Bedingungen zu dem spürbaren Förderrückgang.

Steinkohle- und Braunkohleaufkommen der EU			
	2011 Mio. t (t=t)	2012 Mio. t (t=t)	2013 Mio. t (t=t)
EU-27-Steinkohleförderung	129	128	114
EU-27-Kohle-Importe/ Binnenhandel	198	214	216
EU-27-Koks-Importe/ Binnenhandel	8	6	6
Steinkohleaufkommen	335	348	336
EU-27-Braunkohle	426	433	407
Gesamt – Kohleaufkommen	761	781	743

HT-EU3

Die verhaltene Stahlkonjunktur und die damit einhergehende Stagnation der Roheisen- und Rohstahlerzeugung der Hütten veränderten auch den Kokskohleabsatz kaum (+ 1 Mio. t). Der stärkere Einsatz von Kesselkohle zur Stromerzeugung in Deutschland und dem Vereinigten Königreich konnte den verringerten Einsatz in anderen europäischen Staaten nur teilweise kompensieren. Die Braunkohleproduktion und -verbrauch verringerten sich ebenfalls, wobei die Ursache hier zum Teil auch in Effizienzgewinnen durch die Inbetriebnahme neuer Braunkohlenkraftwerke in Deutschland mit hohen Wirkungsgraden bei gleichzeitiger Stilllegung alter Kraftwerke mit geringen Wirkungsgraden liegt. Die Produktion fiel europaweit um 26 Mio. t.

Die Struktur der Steinkohleimporte veränderte sich 2013 deutlich. Die Exporte in die EU steigern konnte Polen um 54 % (+ 3,5 Mio. t), Russland seine um 20 % (+ 9,3 Mio. t) und Australien seine um 8 % (+ 1,3 Mio. t). Dagegen verringerten sich die Exporte aus Indonesien um 40 % (- 3,4 Mio. t), aus Kolumbien um 10 % (- 4,2 Mio. t) und

den USA um 8 % (- 3,6 Mio. t). Insgesamt wurde im vergangenen Jahr mit 216 Mio. t 1,4 % (3 Mio. t) mehr Steinkohle importiert.

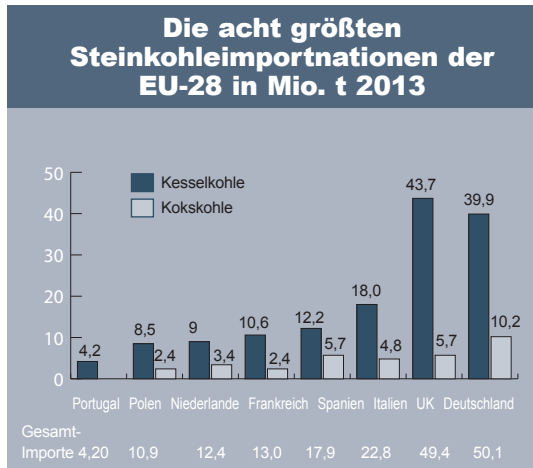


Bild 13

Der Primärenergieträgermix in der Stromerzeugung hat sich nach ersten Schätzungen in der EU-28 kaum verändert. Wind und Photovoltaik erreichten einen Anteil von gut 2 %, während die Kernenergie trotz der Stilllegung von Kernkraftwerken in Deutschland ihren Anteil von 14 % behaupten konnte.

Neue Windkraftwerke wurden in 2013 nach Angaben der EWEA (The European Wind Energy Association) wie folgt errichtet:

- 11.159 MW Windkraftkapazitäten wurden neu installiert (2012: 12.102 MW); dies entspricht einem Rückgang von 8 % gegenüber 2012.
- Windkraftanlagen (WKA) machten insgesamt 32 % aller in 2013 neu installierter Stromkapazitäten aus; dies entspricht einer Steigerung von 5 % gegenüber dem Vorjahr.

- Alle Stromerzeugungskapazitäten zusammengekommen stiegen 2013 um 13 GW netto (35 GW Zubauten abzüglich 22 GW Stilllegungen) auf rund 950 GW. Damit hat die Windkraft einen Anteil von über 11 % an den gesamten installierten Stromerzeugungskapazitäten.

Der Anteil der EU-Länder an der neu installierten Windkraftkapazität ist sehr unterschiedlich, wie die nachfolgende Graphik zeigt:

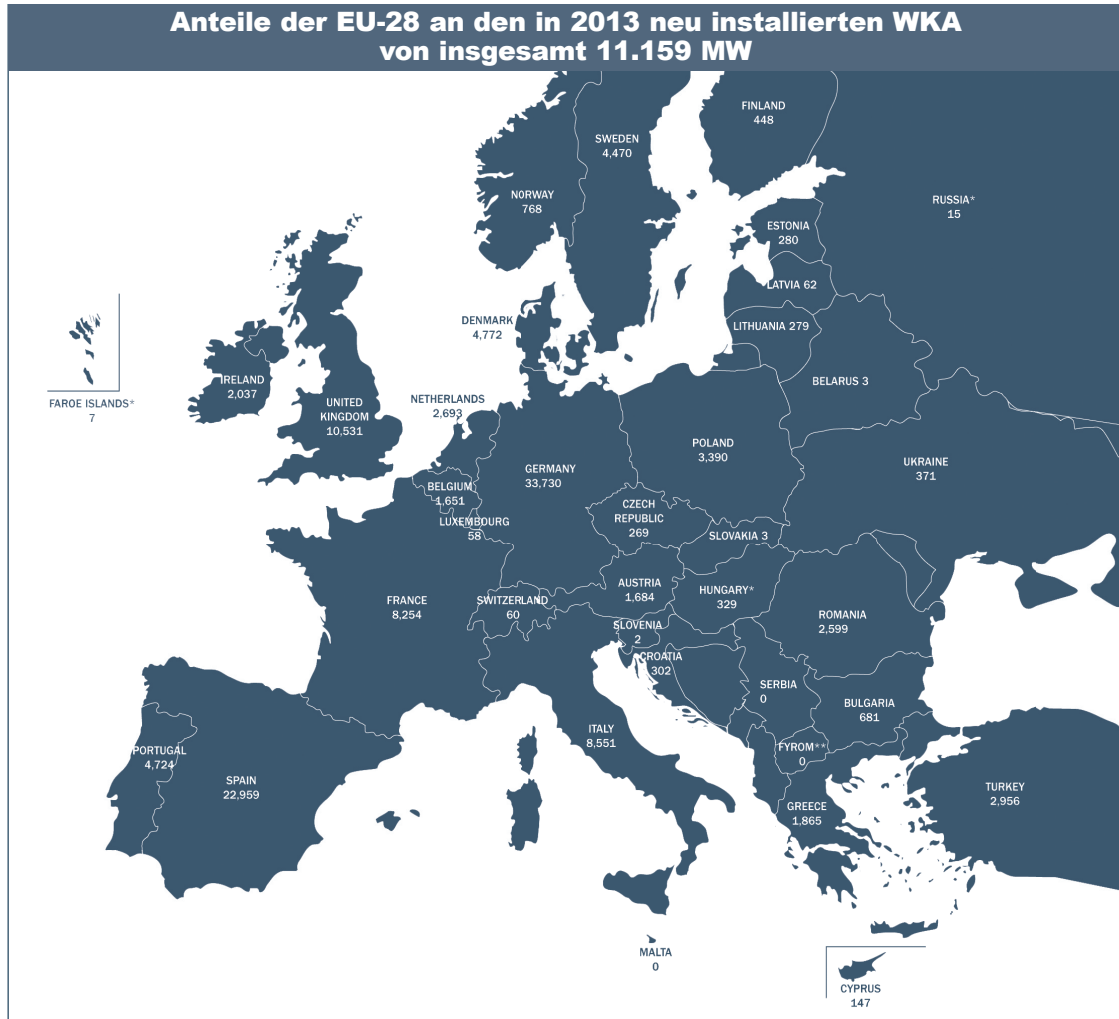


Bild 14

Deutschland bleibt das Land in der EU-28 mit der höchsten installierten Windkraftkapazität, gefolgt von Spanien, dem Vereinigten Königreich und Italien. Deutschland und das Vereinigte Königreich trugen mit

46 % den Löwenanteil aller Neubauten an WKA in 2013. Dagegen haben Spanien, Italien und Frankreich ihre Zubauraten deutlich um 84 %, 65 % und 23 % verringert.

Offshore-Windparks mit Rekordzahl an Neubauten

Während bislang fraglich war, ob in Bezug auf Offshore-Windkraftwerke das Ziel der EU, 20 % der Primärenergieversorgung in 2020 aus Erneuerbaren, unter anderem Offshore-Windkraftanlagen, erreicht werden kann, sieht dies Ende 2013 etwas positiver aus.

Die in 2012 installierte Gesamtkapazität von Offshore-WKA von 4.993 MW wurde in 2013 durch Neuinstallationen von 1.567 MW auf insgesamt 6.560 MW gesteigert. Bis Ende 2012 sollten 5.829 MW gebaut sein. Laut EWEA wird auch für 2014 und 2015 mit ähnlichen, aber kaum vergrößerten Zubauten gerechnet, sodass Ende 2015 rund 10.000 MW installiert wären.

In Europa dominieren im Stromsektor nach wie vor die fossilen Energieträger. Die Bruttostromerzeugung der EU-28 wurde 2013 maßgeblich von der Kernkraft und der Kohle mit jeweils 27 %, vom Gas mit 19 % und vom Öl mit 2,0 % sowie überwiegend große Wasserkraft mit 11 % bestimmt. 75 % der Stromerzeugung basiert damit auf fossilen Energieträgern.

EU-Energiepolitik

Herausforderungen und Maßnahmen

Im europäischen Energiesektor wurden in 2013 eine Reihe von wichtigen Entwicklungen angestoßen, die in 2014 fortgesetzt werden und zu relevanten Veränderungen führen dürften.

Mit Blick auf die Tagung des Rates am 22. Mai 2013 analysierte die Kommission in einem Papier einige Herausforderungen, denen Europa im Energiebereich gegenüber steht, wobei Fragen der wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit für die Kommission (KOM) dabei im Mittelpunkt standen.

Die KOM stellt fest, dass die Mitgliedstaaten zwar einen ganz unterschiedlichen Energiemix aufweisen, jedoch drei gemeinsame politische Ziele verfolgen: Verringerung der Energiekosten für Haushalte und Unternehmen („Wettbewerbsfähigkeit“), Gewährleistung einer zuverlässigen und unterbrechungsfreien Energieversorgung („Versorgungssicherheit“) und Begrenzung der mit der Energieerzeugung, dem Energietransport und dem Energieverbrauch verbundenen Umweltauswirkungen („Nachhaltigkeit“). Diese Ziele lassen sich nach Auffassung der KOM in vielen Fällen über einen gemeinsamen Rahmen und gemeinsame Maßnahmen auf EU-Ebene am besten erreichen.

Die KOM hatte bereits 2009 ein Bündel verbindlicher politischer Maßnahmen verabschiedet, mit dem die Formel „3 mal 20 bis 2020“ geprägt wurde. Für das Jahr 2020 setzt dieses „Klima- und Energiepaket“ die folgenden Ziele:

- Verringerung der CO₂-Emissionen um 20 % gegenüber 1990;
- Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Gesamtenergiemix der EU auf 20 % und
- Erhöhung der Energieeffizienz um 20 %.

Zur Vertiefung und Harmonisierung des europäischen Energiemarkts wurde ein Rechtsrahmen 2009/2010 in Form von Richtlinien des sogenannten dritten Energiepakets (gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitäts- und Gasbinnenmarkt, Erneuerbare-Energien-RL sowie die RL über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden) geschaffen, die jedoch noch nicht alle in den Mitgliedstaaten umgesetzt sind.

Als wichtigste Herausforderungen Europas im Energiebereich führt die KOM an:

- Die zunehmende Abhängigkeit Europas von Energieimporten aus Drittländern,

- die Preiserhöhungen in der EU, die zum Teil auf nationale politische Entscheidungen zurückgehen und
- die sich historisch auf niedrigem Stand befindlichen Investitionen im Energiesektor.

Die Importabhängigkeit Europas wird im Bereich der Öl- und Gasversorgung im Jahr 2035 voraussichtlich mehr als 80 % betragen. Gleichzeitig entwickeln sich die USA zunehmend vom Gasimporteureur zum Nettoexporteur. Die KOM moniert weiter das Steigen der Energiekosten, von denen ärmere Teile in der Bevölkerung in einigen Mitgliedstaaten bis zu 22 % ihrer Haushaltsausgaben zu tragen haben, wobei die Energiepreise in weiten Teilen das Ergebnis der Entscheidungen des jeweiligen Mitgliedstaates über Tarife, Steuern und Gebühren einschließlich der Umlagen für Förderprogramme wie z. B. das EEG sind.

Die KOM hat ferner in ihrem Energiefahrplan (Roadmap) 2050 sowie in ihrem Fahrplan für den Übergang zu einer CO₂-armen Wirtschaft hervorgehoben, dass der Übergang zu einer sicheren, wettbewerbsfähigen und CO₂-armen Energieversorgung kontinuierlich höhere Investitionen in Stromerzeugungsanlagen, Netze, Transporttechnologien, Infrastrukturen und energieeffiziente Gebäude erfordert. Diese zusätzlichen Investitionen schätzt sie für den Zeitraum bis 2050 jährlich auf etwa 1,5 % des BIP, und bis 2020 sind Investitionen in einer Größenordnung von 1 Billion Euro erforderlich, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, Energiequellen zu diversifizieren und eine umweltfreundlichere Energieerzeugung und wettbewerbsfähige Preise in einem integrierten Energiemarkt sicherzustellen.

Die KOM sorgt sich auch um ausreichende Kohlekraftwerkskapazitäten. Bis 2020 soll fast ein Fünftel der gesamten Kohlekraftwerkskapazitäten in der EU außer Betrieb genommen werden. Dies entspricht etwa

der gesamten installierten Stromerzeugungskapazität in Polen. Auch stellt die KOM fest, dass aus vielerlei Gründen Planungen für Gaskraftwerke mit einer Kapazität von rund 40 GW sowie für Kohlekraftwerke mit einer Kapazität von 25 GW verschoben oder aufgegeben werden. Und diese Zahl wird in Anbetracht der steigenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen und nicht auskömmlicher Stromgroßhandelspreise täglich größer. Die Staats- und Regierungschefs der Europäischen Union diskutierten intensiv das Thema Energiepreise in Europa und die Gefährdung der Wettbewerbsfähigkeit. Das Ergebnis einer bei der KOM in Auftrag gegebenen vertiefenden Analyse soll in 2014 auf einem weiteren Gipfel erörtert werden.

Verbindliche Ziele für Klima- und Energiepolitik bis 2030 vorgeschlagen

Die KOM veröffentlichte am 27.03.2013 (COM (2013) 169 final) das Grünbuch „Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“. Dort stellt die Kommission fest, dass „wenngleich die EU gute Fortschritte auf dem Weg zur Erreichung der Ziele für 2020 macht, die Notwendigkeit besteht, Überlegungen zu einem neuen Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 anzustellen.“ Die KOM hält dies aus drei Gründen für wichtig:

1. Lange Investitionszyklen bedeuten, dass Infrastruktur, die in naher Zukunft finanziert wird, im Jahr 2030 und darüber hinaus noch bestehen wird, und dass die Investoren daher Rechtssicherheit und ein vermindertes Regulierungsrisiko benötigen.
2. Die Klarstellung der Ziele für 2030 leistet einen Beitrag zu einer vom Wettbewerb geprägten Wirtschaft und zu einem sicheren Energiesystem, in dem eine höhere Nachfrage nach effizienten und CO₂-armen Technologien geschaffen wird und Forschung, Entwicklung sowie Innovation vorangetrieben werden.

3. Die Verhandlungen über ein rechtsverbindliches internationales Klimaschutz-Übereinkommen gestalten sich zwar schwierig, doch rechnet die KOM weiterhin damit, dass bis 2015 ein solches Übereinkommen geschlossen wird. Dazu muss sie vorher eine Einigung auch ihrer eigenen Zielvorstellung herbeiführen, um sich mit den anderen Ländern aktiv auseinandersetzen zu können.

Die KOM weist aber bereits darauf hin, dass der Rahmen für 2030 wichtigen Änderungen Rechnung tragen muss, die seit der Annahme des ursprünglichen Rahmens in den Jahren 2008/2009 eingetreten sind:

- Die Folgen der anhaltenden Wirtschaftskrise;
- die finanziellen Engpässe der Mitgliedstaaten und Unternehmen, die Schwierigkeiten haben, Mittel für langfristige Investitionen zu mobilisieren;
- die Entwicklungen auf den Energiemärkten in der EU und weltweit, einschließlich in Bezug auf erneuerbare Energien, unkonventionelles Erdgas und Erdöl sowie Kernkraft;
- die Sorgen der Haushalte hinsichtlich der Erschwinglichkeit von Energie und der Unternehmen hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit;
- unterschiedlich ambitionierte Verpflichtungen und Zielvorstellungen der internationalen Partner im Hinblick auf die Minderung der THG-Emissionen.

Berücksichtigt werden sollte nach Auffassung der Kommission in dem Rahmen bis 2030 auch die längerfristige Perspektive, die die KOM 2011 im Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050 dargelegt hat. Danach sollen bis 2050 die THG-Emissionen um 80 % bis 95 % gegenüber dem Stand von 1990 verringert werden.

Im Laufe des Jahres wurde über den Rahmen bis 2030 intensiv in den nationalen und europäischen Gremien beraten. Am 22.01.2014 schlug die KOM dann

in der Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen vor „Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020-2030“ (COM (2014) 15 final vom 22.01.2014).

Mit verbindlichen Zielvorgaben über 2020 hinaus will die KOM die Vorreiterrolle der EU in Sachen Klima und Energie festigen, d. h. unabhängig davon, ob es auf internationaler Ebene ein Kyoto-Nachfolgeabkommen gibt. Damit aber gefährdet sie möglicherweise bereits ein von ihr immer mit verfolgtes Ziel: Sicherung und Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie.

Im Einzelnen schlägt die KOM für die Politik bis 2030 folgendes vor:

- **Reduktion der Treibhausgasemission um 40 % gegenüber 1990 bis 2030:** Das ist das Kernstück der Energie- und Umweltpolitik der EU bis 2030. Die jährlich Senkung der Obergrenze („Cap“) für die Emissionen aus den unter das EU-Emissionshandelssystem fallenden Wirtschaftszweigen würde von derzeit 1,74 % auf 2,2 % für die Zeit nach 2020 angehoben. Dies bedeutet für den Emissionshandelssektor ein Ziel von – 43 % gegenüber 2005 und nicht 1990. Die Emissionen aus nicht unter das EU-Emissionshandelssystem fallenden Wirtschaftszweigen müssten um 30 % unter den Stand von 2005 gesenkt werden.
- **Steigerung des Anteils regenerativer Energien auf 27 % in der EU:** Es soll ein EU-weites verbindliches Ziel für einen Anteil der erneuerbaren Energien von 27 % bis zum Jahr 2030 auf der Grundlage eines stärker marktorientierten Konzepts, das die erforderlichen Rahmenbedingungen für neu aufkommende Technologien bietet, eingeführt wer-

den. Ein EU-weites Ziel für erneuerbare Energie ist nach Auffassung der KOM erforderlich, um Impulse für weitere Investitionen in diesen Sektor zu geben. Eine Aufteilung in nationale Ziele durch EU-Rechtsvorschriften ist allerdings nicht vorgesehen, damit die Mitgliedstaaten über die notwendige Flexibilität verfügen, um das Energiesystem so umzubauen, dass es den nationalen Präferenzen und Gegebenheiten angepasst ist. Die Verwirklichung des EU-Ziels für erneuerbare Energien würde durch die neu geregelte Governance sichergestellt, die auf nationalen Energieplänen beruhen soll.

- **Energieeffizienz:** Eine verbesserte Energieeffizienz soll zu allen Zielen der EU-Energiepolitik beitragen; ohne sie sei ein Übergang zu einem wettbewerbsorientierten, sicheren und nachhaltigen Energiesystem nicht möglich. Die Rolle der Energieeffizienz im Rahmen für die Politik bis 2030 wird bei der Überprüfung der Richtlinie über Energieeffizienz, die im Laufe des Jahres 2014 abgeschlossen werden soll, näher betrachtet. Die Kommission wird sich nach Abschluss der Überprüfung damit befassen, ob die Richtlinie möglicherweise geändert werden muss. Die nationalen Energiepläne der Mitgliedstaaten müssen darüber hinaus auch die Energieeffizienz einbeziehen.
- **Reform des EU-Emissionshandelssystems:** Die Kommission schlägt vor, zu Beginn des neuen EU-EHS-Handelszeitraums im Jahr 2021 eine Marktstabilitätsreserve einzuführen. Die Reserve wäre auf den in den letzten Jahren entstandenen Überschuss an Emissionszertifikaten gerichtet und würde gleichzeitig die Widerstandsfähigkeit des Systems gegen größere Schocks stärken, indem sie das Angebot an zu versteigernden Zertifikaten automatisch anpasst. Die Einrichtung einer

solchen Reserve zusätzlich zu der beschlossenen Verschiebung der Versteigerung von 900 Millionen Zertifikaten auf 2019-2020 („Backloading“) würde von einer Vielfalt von Beteiligten befürwortet. Nach den vorgeschlagenen Rechtsvorschriften würde die Reserve vollständig nach vorab festgelegten Regeln funktionieren, die der Kommission oder den Mitgliedstaaten bei der Anwendung keinen Ermessensspielraum ließen.

- **Wettbewerbsorientierte, erschwingliche und sichere Energie:** Die Kommission schlägt einen neuen Satz von Schlüsselindikatoren zur Bewertung der im Laufe der Zeit erzielten Fortschritte vor, um eine Faktenbasis für etwaige politische Initiativen zu schaffen. Diese Indikatoren beziehen sich beispielsweise auf das Energiepreisgefälle zwischen der EU und wichtigen Handelspartnern, die Diversifizierung der Versorgung und die eigenständige Versorgung aus heimischen Energiequellen sowie auf die Verbindungskapazitäten von Mitgliedstaaten. Anhand dieser Indikatoren würde die Politik bis 2030 für ein wettbewerbsorientiertes, sicheres Energiesystem sorgen, das sich weiterhin auf Marktintegration, Diversifizierung der Energieversorgung, stärkeren Wettbewerb, die Entwicklung der heimischen Energiequellen sowie auf die Förderung von Forschung, Entwicklung und Innovation stützt.
- **Eine neu geregelte Governance:** Im Rahmen für die Politik bis 2030 wird eine neu geregelte Governance auf der Grundlage nationaler Pläne für eine wettbewerbsorientierte, sichere und nachhaltige Energieversorgung vorgeschlagen. Anhand der in Vorbereitung befindlichen Leitlinien der Kommission sollen die Mitgliedstaaten diese Pläne nach einem gemeinsamen Konzept erarbeiten, das mehr Investitionssicherheit und mehr Transparenz gewährleistet und die Kohärenz,

EU-weite Koordinierung und Überwachung verbessere. Ein iterativer Prozess zwischen der Kommission und den Mitgliedstaaten gewährleiste, dass die Pläne hinreichend ehrgeizig sowie langfristig kohärent und regelkonform seien.

Laut den Berechnungen der KOM wurden mit den 20-20-20-Zielen bis zum Jahr 2020 folgende Fortschritte bei der Erreichung dieser Ziele gemacht:

- Die Treibhausgasemissionen gingen bis 2012 um 18 % gegenüber dem Stand von 1990 zurück. Aufgrund der aktuellen politischen Maßnahmen dürften sie im Vergleich zum Niveau von 1990 bis 2020 um 24 % und bis 2030 um 32 % sinken.
- Der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch stieg 2012 auf 13 %. Mit einem weiteren Ausbau auf 21 % bis zum Jahr 2020 und auf 24 % bis zum Jahr 2030 wird gerechnet.
- In der EU waren Ende 2012 ca. 44 % der weltweiten Kapazitäten für die regenerative Stromerzeugung (ohne Wasserkraft) installiert.
- Die Energieintensität der EU-Wirtschaft hat sich von 1995 bis 2011 um 24 % verringert, in der Industrie nahm sie um ca. 30 % ab.
- Die CO₂-Intensität der EU-Wirtschaft ging von 1995 bis 2010 um 28 % zurück.

Zu begrüßen ist die Erkenntnis, dass sich die bisherige Zieltrias CO₂-Reduktion, Ausbau der erneuerbaren Energien und Energieeffizienzsteigerung als wenig erfolgreich erwiesen hat. Denn hier kam es zu Widersprüchen bei der Zielerreichung. Auch scheint sich bei der KOM die Erkenntnis durchzusetzen, dass das ehrgeizige Effizienzsteigerungsziel nicht erreichbar ist. Das neue CO₂-Minderungsziel ist allerdings sehr anspruchsvoll, wenn man berücksichtigt, dass für die Minderung der ersten 20 % bis 2020 insgesamt 30 Jahre zur Verfügung stehen, während die

nächste 20%ige Emissionsminderung in gerade einmal 10 Jahren bewerkstelligt werden muss. Für den Emissionshandelssektor ist das Minderungsziel noch anspruchsvoller.

Der Europäische Rat und das EU-Parlament werden sich nun mit den Vorschlägen befassen. Bis zum 31.10.2014 hat diese Kommission für eine finale Entscheidung noch Zeit, bevor dann ab November 2014 die neue Kommission bestimmt wird, die entgegen dem Vertrag von Lissabon von 2009 vorerst doch nicht auf zwei Drittel der Anzahl der Mitgliedstaaten verkleinert wird. Ab November 2014 werden dann 28 Kommissare mit ihren jeweiligen Ressorts beschäftigt sein.

10 EVU-Konzernchefs legen Forderungskatalog zur EU-Energiepolitik vor

Die Vorstandsvorsitzenden der größten Energieversorger Europas fordern von den Staats- und Regierungschefs drastische Maßnahmen, um die Versorgungssicherheit Europas für die Zukunft sicherzustellen.

Anlässlich des EU-Gipfeltreffens am 21.05.2013 veröffentlichten die Konzernlenker einen Katalog von Forderungen und Empfehlungen. Im Herbst 2013 hatten die CEO's Gelegenheit, in einem Hearing im Europäischen Parlament ihre Meinung über die europäische Energiepolitik zu vertiefen. Die Vorschläge zielen darauf ab, in Europa wieder zu wettbewerbsfähigen Energiepreisen zu kommen.

Daher sollte die EU

- sich für nur eine einzige Vorgabe zur CO₂-Reduktion entscheiden,
- das Emissionshandelssystem stärken,
- Vorkehrungen für Kapazitätsmechanismen treffen, die Versorgungsreserven sicherstellen,
- die Subventionen für erneuerbare Energien schrittweise reduzieren und sie in den Energiemarkt integrieren.

Zum Grünbuch Energie- und Klimapakete 2030 der EU-Kommission wird gefordert, ergänzende Maßnahmen zur Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie zu ergreifen, sollte ein internationales Abkommen nicht auf dem Klimagipfel 2015 geschlossen werden.

Neue Leitlinien für staatliche Beihilfen im Umwelt- und Energiesektor vorgeschlagen – EEG muss in großen Teilen angepasst werden.

Die KOM will mit ihrem Vorschlag für neue Leitlinien für staatliche Beihilfen im Umwelt- und Energiesektor dafür sorgen, dass Umweltschutz und erneuerbare Energien weiter gefördert werden können, ohne dass Wettbewerbsverzerrungen entstehen. Hiervon betroffen sind die Einspeisevergütungen nach dem EEG als auch die Befreiungen der deutschen energieintensiven Industrie nach der sogenannten besonderen Ausgleichsregelung (siehe hierzu bei Deutschland).

Energiekommissar Oettinger hat bereits seit längerem eine Reform der Ökostromförderung angekündigt, als auch EU-Wettbewerbskommissar Joaquin Almunia, der die Einspeisevergütungen eventuell als mit dem Wettbewerbsrecht unvereinbar einstufen will. Im November 2013 präsentierte dann Kommissar Oettinger die „Mitteilung der Kommission zur Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimaler Nutzung staatlicher Interventionen“ (COM (2013) 7243 final vom 05.11.2013), die unter anderem Leitlinien zu Förderregelungen für erneuerbare Energien enthält.

In diesen Leitlinien nennt die KOM Prinzipien, die sicherstellen sollen, dass die Förderung erneuerbarer Energien durch die Mitgliedstaaten mit den energiepolitischen Zielen der EU im Einklang steht. Insbesondere soll die Vereinbarkeit mit dem EU-Energiebinnenmarkt sowie

das Verhältnismäßigkeitsprinzip, also die Beschränkung der Förderung auf das notwendige Maß, beachtet werden. Mit zunehmendem Ausbau und Wachstum des Bereichs der erneuerbaren Energien und der dazugehörigen Technologien und mit einem entsprechenden Kostenrückgang sollten die Produktions- und Investitionsentscheidungen verstärkt vom Markt und nicht von behördlich garantierten Preisen bestimmt werden. Jede gegebenenfalls noch notwendige Unterstützung sollte daher nach Auffassung der KOM die Marktpreise ergänzen, aber kein Ersatz für sie sein und auf das erforderliche Minimum beschränkt werden. Dies bedeutet im Klartext für die KOM eine schrittweise Abkehr von Einspeisevergütungen, durch die die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Quellen von den Preissignalen des Marktes abgeschottet werden, zugunsten von Einspeiseprämien und anderen Förderinstrumenten wie Quotenvorgaben, die die Erzeuger zwingen, auf Marktpreise zu reagieren. Dies bedeutet für die KOM auch, dass die Konzipierung der Förderung stärker auf das ETS ausgerichtet sein sollte, damit die Förderung sinkt, wenn die CO₂-Preise des ETS steigen. Dies wäre z. B. bei variablen Einspeiseprämien der Fall, nicht aber bei den starren Prämien des EEG.

Außerdem verlangt die KOM, diese Unterstützung mithilfe wirklich wettbewerbsbasierter Vorgabemechanismen wie Ausschreibungsverfahren zu gewähren. Damit könnte ein gesunder Wettbewerb nicht nur zwischen verschiedenen Betreibern und Standorten, sondern auch zwischen verschiedenen erneuerbaren Energiequellen gefördert werden.

Diese Vorgaben wird die neue Bundesregierung in der Novellierung des EEG im Frühjahr 2014 zu berücksichtigen haben.

Darüber hinaus hat die Generaldirektion Wettbewerb am 18.12.2013 den Entwurf einer Leitlinien für staatliche

Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020 veröffentlicht und zu Stellungnahmen aufgefordert. Diese Leitlinien stellen den Maßstab dar, anhand dessen von 2014 bis 2020 die Vereinbarkeit staatlicher Beihilfen im Umwelt- und Energiesektor mit dem EU-Wettbewerbsrecht geprüft wird. Hierzu sollen erstmals EU-weit einheitliche Kriterien für die beihilferechtliche Bewertung nationaler Regelungen zur Förderung erneuerbarer Energien festgelegt werden. Dies könnte bedeuten, dass das EEG bzw. die Vergütungen als staatliche Beihilfe eingestuft werden und die Reform des EEG insgesamt an die wettbewerbsrechtlichen Vorgaben aus Brüssel gebunden ist. Am 18.12.2013 hat die KOM eine eingehende Prüfung der Förderung stromintensiver Unternehmen durch Teilbefreiung von der EEG-Umlage eingeleitet (siehe dazu näher unter Deutschland) und geht damit nach Wettbewerbsrecht gegen die Bundesrepublik vor.

EU-Emissionshandel: Änderung der Richtlinie 2008/87/EG und Markteingriff mittels Backloading beschlossen

Das sogenannte Backloading ermächtigt die KOM, einmal in der 3. Handelsperiode die Versteigerung von bis zu 900 Millionen Zertifikaten zeitlich zu verschieben. Der neue Versteigerungszeitplan wird in einer Änderung der Versteigerungsverordnung bestimmt. Das Backloading wurde vom Europäischen Parlament am 10.12.2013 nach vielen sich widersprechenden Beschlüssen diverser Ausschüsse des Europäischen Parlaments beschlossen. Mit einer ersten temporären Reduktion der Versteigerungsmengen wird im ersten Halbjahr 2014 gerechnet. In 2013 begann die dritte Phase des Emissionshandels (2013-2020). Noch vor dem Beginn gab es Bestrebungen, Maßnahmen wie „backloading“ zu ergreifen, die den CO₂-Preis nach oben treiben sollten (siehe oben). Die verabschiedete Änderung der Emissionshandelsrichtlinie

ermächtigt nunmehr die KOM, nicht nur mittels Backloading in den Zertifikatemarkt einzugreifen, sondern auch eine Marktstabilisierungsreserve zu schaffen, die das Angebot an Zertifikaten flexibilisiert. Ordnungspolitisch sind diese Änderungen äußerst fragwürdig, da die KOM quasi staatlich in den freien Emissionshandelsmarkt eingreift und die Zertifikatepreise insoweit nicht vom Markt oder durch Angebot und Nachfrage, sondern von einer europäischen Instanz mittels Markteingriff bestimmt werden.

Rückgang der CO₂-Emissionen in 2013 um 2,5 % gegenüber 2012

Eurostat hat sehr frühzeitig geschätzt, dass die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger in der EU-28 in 2013 um 2,5 % gegenüber 2012 gesunken sind, nach einem Rückgang um 1,6 % im Jahr 2012. Dabei war die Veränderung in den einzelnen Ländern sehr unterschiedlich und zeigt eine unmittelbare Korrelation von industrieller Verfassung eines Landes und dem CO₂-Ausstoß: Während in den Ländern mit positivem Wachstumsraten wie Deutschland, Frankreich oder Dänemark der energiebedingte CO₂-Ausstoß zwischen 0,6 % und 6,8 % stieg, fiel er in den wirtschaftlich angeschlagenen Ländern wie Spanien, Griechenland, Zypern oder Rumänien um 10 % bis fast 15 %.

Vorschlag für eine VO über Indizes, die als Benchmark verwendet werden

Die KOM hat im September 2013 eine Verordnung vorgeschlagen, die dazu beitragen soll, das Vertrauen in die Integrität von Benchmarks wiederherzustellen. Ein Benchmark ist ein Index (statistisches Maß), der anhand eines repräsentativen Datensatzes ermittelt und z. B. als Referenzkurs für ein Finanzinstrument

oder Finanzkontrakt herangezogen wird. Die vorgeschlagenen neuen Vorschriften sollen die Robustheit von Benchmarks erhöhen, die Prävention und Aufdeckung von Manipulationen erleichtern und die Zuständigkeit für sowie die Beaufsichtigung von Benchmarks durch die Behörden klarstellen.

Der Vorschlag soll ein breites Spektrum an Benchmarks, u. a. auch Rohstoff-Benchmarks wie z. B. den API#2 oder API#4. Diese haben insbesondere zur Absicherung gegen steigende oder fallende Preise im Kohle- und Stromhandelsgeschäft enorm an Bedeutung gewonnen. Inhaltlich zielt der Vorschlag u. a. darauf ab, dass etwa auf europäischer Ebene diese Benchmarks künftig nur mit entsprechender Zulassung bereitgestellt werden können und diese Bereitstellung einer Aufsicht unterliegt. Auch werden inhaltliche Anforderungen an die Indizes gestellt (z. B. ausreichende Datengrundlage, Zuverlässigkeit der Datenquellen und Verlässlichkeit der Berechnung). Alle kohlerelevanten oder auch frachtabversichernden Indizes wären hiervon betroffen. Die Diskussion um diesen Vorschlag wird in den europäischen Gremien in 2014 geführt werden.

BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND

Sachverständigenrat: Gegen eine rückwärtsgewandte Wirtschaftspolitik

Deutliche Worte zur Wirtschaftspolitik im Bundestagswahljahr 2013 fand der Sachverständigenrat in seinem Jahresgutachten 2013/2014: Vor dem Hintergrund der guten wirtschaftlichen Situation Deutschlands konzentrierten sich die meisten Parteien darauf, die Reformen im Arbeitsmarkt und Sozialrecht in vielen

Bereichen wieder in Frage zu stellen und der vermeintlich drastisch gestiegenen Ungleichheit in Deutschland durch eine verstärkte steuerpolitische Umverteilung zu begegnen.

In ihrer steuerpolitischen Gesamtheit drohten die derzeit diskutierten wirtschaftspolitischen Maßnahmen die Reformfortschritte, die Deutschland in den vergangenen Jahren erzielen konnte, zunichte zu machen. So gingen viele der derzeit diskutierten Wohltaten, wie etwa die Mütterrente, die Aufstockung von niedrigen Renten oder großzügige Ausnahmen von der Rente mit 67, überwiegend zu Lasten der kommenden Generationen. Die künftigen Herausforderungen würden sogar um ein Vielfaches schwerer zu bewältigen sein, wenn die Reformen der Agenda 2010 verwässert oder in Teilbereichen gänzlich zurückerlassen würden. Gleiches gelte für neue wachstums- und beschäftigungsfeindliche Maßnahmen, wie den Mindestlohn.

Die Forderung des Sachverständigenrates lautet unmissverständlich: „Statt dieser eher rückwärtsgewandten Wirtschaftspolitik sollten die politisch Handelnden ihren Blick nach vorne richten. Eine Wirtschaftspolitik, die zukunftsgerichtet ist, vermeidet Maßnahmen, die künftig noch größeren Handlungsdruck erzeugen, sichert die Reformfortschritte der Vergangenheit und verbessert die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.“ Hinsichtlich der Konjunkturerwartung sieht der Sachverständigenrat die Weltkonjunktur auf dem Stabilisierungspfad und schätzt den Anstieg der Weltproduktion in 2013 auf 2,2 % und 2014 auf 3 %. Die Veränderung des BIP des Euroraums in 2013 wird auf – 0,4 % für 2013 und auf 1,1 % in 2014 geschätzt. Für Deutschland wird ein Zuwachs des BIP von 0,4 % für 2013 erwartet, und für 2014 prognostiziert der Sachverständigenrat eine Steigerung von 1,6 %.

Zusammenfassend stellt der Sachverständigenrat fest: „Nur wenn die Bundesregierung in ihrem ureigenen nationalen Verantwortungsbereich das Richtige tut, wird sie die anderen Regierungen in Europa dazu bewegen können, dass diese selbst nationale Verantwortung übernehmen und die notwendigen Reformen voranbringen. Eine zukunftsgerichtete Wirtschaftspolitik sollte rückwärtsgewandte Maßnahmen vermeiden, Reformfortschritte der Vergangenheit sichern und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen verbessern.“

Unter dem Titel „Soziale Marktwirtschaft heute – Impulse für Wachstum und Zusammenhalt“ hat die Bundesregierung Anfang 2014 ihren Jahreswirtschaftsbericht 2014 vorgelegt und damit einerseits ihre gesamtwirtschaftliche Jahresprojektion 2014 vorgestellt und andererseits die tatsächliche Entwicklung der Projektion in 2013 gegenübergestellt.

Ein nachträglicher Vergleich mit der im Vorjahr aufgestellten Jahresprojektion 2013 mit der tatsächlichen Entwicklung zeigt, dass die Bundesregierung vor einem Jahr mit ihren Voraussagen zum BIP-Wachstum und zur Arbeitslosigkeit wiederum sehr treffsicher war; sie überschätzte aber die außenwirtschaftlichen Komponenten und unterschätzte die Inlandsnachfrage.

Ausgewählte Eckwerte der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland¹⁾

	2012	2013	2014
			Vorschau
Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %			
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt)	0,7	0,4	1,8
Erwerbstätige (im Inland)	1,1	0,6	0,6
Arbeitslosenquote in % ²⁾	6,8	6,9	6,8
Verwendung des BIP preisbereinigt			
Private Haushalte u. private Organisationen o. E.	0,8	0,9	1,4
Ausrüstungen	- 4,0	- 2,2	4,0
Bauten	- 1,4	- 0,3	3,2
Inlandsnachfrage	- 0,3	0,7	2,0
Exporte	3,2	0,6	4,1
Importe	1,4	1,3	5,0
Außenbeitrag (BIP-Wachstumsbeitrag) ³⁾	0,9	- 0,3	1,8

1) 2012 und 2013 Ergebnisse aktualisiert, 2014 vorläufige Ergebnisse

2) Bezogen auf alle Erwerbspersonen

3) Beitrag zur Zuwachsrate des BIP

HT-D1 Quelle: Jahrgutachten 2013/14 des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Lage, Stand Nov. 2013

Die Bundesregierung erwartet im Jahresverlauf 2014 eine deutliche Erholung der deutschen Wirtschaft mit einem Zuwachs des BIP von 1,8 %. Diese Jahresprojektion basiert unter anderem auf folgenden Annahmen:

- Das Wachstum der Weltwirtschaft liegt in Anlehnung an Prognosen internationaler Organisationen preisbereinigt bei 3,5 %.
- Als technische Annahmen werden der Ölpreis und die Wechselkurse mit ihren Durchschnitten der letzten 6 Wochen vor Prognoseerstellung als konstant angenommen, d. h. der Ölpreis der Sorte Brent wurde mit 108 US-Dollar je Barrel und der Wechselkurs mit 1,36 US-Dollar je Euro angesetzt.

- Alle bis zum Abschluss des Jahreswirtschaftsberichts beschlossenen wirtschafts- und finanzpolitischen Maßnahmen sind in der Projektion eingearbeitet. Auch die im Koalitionsvertrag vereinbarten Maßnahmen wurden in ihren Grundzügen im Rahmen der vorliegenden Projektion berücksichtigt.

Breiten Raum nimmt im Jahreswirtschaftsbericht die Energiepolitik bzw. die Energiewende („Die Energiewende sichern“) ein. Aufgeführt werden die Ziele der Energiewende und die bisherigen Maßnahmen zu ihrer Umsetzung. Leitschnur soll dabei sein das „energiepolitische Dreieck“ aus den gleichrangigen Zielen Klima- und Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit. Dabei fällt auf, dass die Worte Wirtschaftlichkeit oder Kostengünstigkeit ersetzt wurden durch Bezahlbarkeit, was nicht objektiv auf die Kosten des Produkts sondern subjektiv auf den Leistungsempfänger und seine Möglichkeit, den geforderten Preis für das Produkt zu zahlen, abstellt. Der Begriff ist zudem frei interpretierbar. Was für den Gutverdiener oder Single bezahlbar ist, kann für den Geringverdiener oder die vierköpfige Familie schon lange nicht mehr bezahlbar sein. Dennoch wird im Jahreswirtschaftsbericht versprochen, dass „bei der weiteren Umsetzung der Energiewende Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems einschließlich des Netzausbaus und der notwendigen Reservekapazitäten für den Strommarkt stärker beachtet werden (müssen).“ Diese sei notwendig, damit Unternehmen in Deutschland auch zukünftig international wettbewerbsfähig produzieren und Haushalte Energie „kostengünstig“ nutzen könnten.

Energienachfrage in 2013 stark gestiegen

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ist im Jahr 2013 nach vorläufigen Berechnungen der

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) um 2,5 % gestiegen. Dies entspricht einer Erhöhung von 11,6 Mio. t SKE auf 474,5 Mio. t SKE. Damit liegt der Primärenergieverbrauch in Deutschland 2013 über dem Niveau von 2007 und fast so hoch wie 2010 (482 Mio. t SKE). Entscheidenden Einfluss auf den Mehrverbrauch hatte vor allem die im Vorjahresvergleich deutlich kühlere Witterung im ersten Halbjahr, die den Wärmebedarf nach oben gedrückt hat. Ohne den Temperatureffekt wäre der Energieverbrauch um 1,1 % gestiegen. Aber auch der temperaturbereinigte Wert des Primärenergieverbrauchs übertraf das Wirtschaftswachstum noch immer deutlich. Von der schwachen Konjunktur gingen dagegen kaum verbrauchssteigernde Effekte aus.

Die Produktionsindizes im produzierenden Gewerbe veränderten sich im Jahr 2013 sowohl positiv als auch negativ, in weniger energieintensiven Branchen fielen sie überwiegend:

- Metallerzeugnisse – 1,2 %,
- Maschinenbau – 2,5 %,
- Fahrzeugbau + 0,8 %,
- verarbeitendes Gewerbe gesamt – 0,5 %
- Baugewerbe – 1,4 %.

Der Temperatureffekt wirkte sich bei den einzelnen Energieträgern unterschiedlich aus. Er beeinflusst vor allem den Verbrauch von Erdgas und Mineralöl, die einen hohen Anteil am (von den Außentemperaturen abhängigen) Wärmemarkt haben.

Wichtigster Energieträger blieb auch 2013 das Mineralöl mit einem Anteil von 33,4 %. Es folgt das Erdgas, dessen Anteil um 6,4 % auf 22,3 % in 2013 zunahm. Die Steinkohle erhöhte ihren Beitrag zum Energiemix auf 12,8 %, die Braunkohle verringerte dagegen ihren Beitrag um 0,6 Mio. t SKE auf 11,7 %. Am deutlich-

sten sind die Änderungen bei der Kernenergie, deren Verbrauchsanteil von fast 8 % im Jahr 2012 auf nur noch 7,6 % im Jahr 2013 fällt, sowie bei den erneuerbaren Energien, die ihren Beitrag zum Primärenergieverbrauch von 11,3 % (2012) auf 11,5 % (2013) steigerten. Die sonstigen Energieträger trugen (einschließlich des Stromaustauschsaldos) mit 2,4 % zur Deckung der Energienachfrage bei.

Dagegen fiel der rein statistische Effekt, der sich aus der unterschiedlichen Entwicklung der Kernenergie auf der einen Seite sowie der Nutzung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien andererseits ergibt, im Jahr 2013 nur wenig ins Gewicht. Gemessen an den Ursprungswerten hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität der deutschen Volkswirtschaft im Jahr 2013 mit einem Minus von 2 % spürbar verschlechtert. Bereinigt um den Temperatureinfluss war die Energieproduktivität um fast 1 % niedriger als im Vorjahr. Der langfristige Trend von 1990-2012 (1,9 %) wurde dadurch leicht nach unten gedrückt (von 1990 bis 2013) auf 1,8 % oder blieb temperaturbereinigt unverändert.

Von der Konjunktur gingen dagegen verbrauchsmindernde Effekte aus. Zwar stieg das preisbereinigte BIP insgesamt im Vergleich zum Vorjahr um 0,4 %, jedoch verringerte es sich im produzierenden Gewerbe um 0,8 %. Rückgänge waren auch in einer großen Zahl von Wirtschaftszweigen zu verzeichnen. Das gilt insbesondere für energieintensive Betriebe wie die Zementindustrie (- 2,1 %) oder die Herstellung von Papier und Pappe (- 1,8 %).

Energieproduktivität

	2012	2013	Differenz %
Bruttoinlandsprodukt (Mrd. Euro)	2.472	2.482	0,4
Primärenergieverbrauch in Petajoule (temperatur- und lagerbestandsbereinigt)	13.631	13.787	1,1
Energieproduktivität (in €/GJ) (temperaturbereinigt)	180	181	- 0,7

HT-D2 Quelle: AGEB, vorläufige Angaben

Anders als der Primärenergieverbrauch ist der Bruttostromverbrauch erneut gesunken; mit rund 600 Mrd. kWh war dieser in 2013 um 1,1 % geringer als im Vorjahr. Mit Ausnahme des Krisenjahres 2009 war dies der niedrigste Wert seit 2003. Dagegen ist die Bruttostromerzeugung abermals in 2013 um 0,6 % gestiegen. Dabei verlor die Kernenergie weiter an Gewicht. Ihr Anteil ging von 15,8 % auf 15,4 % zurück. Wichtigster Energieträger blieb die Braunkohle, die ihren Anteil von 25,5 % auf 25,6 % marginal erhöhen konnte.

Anteil der Steinkohle am PEV um 4,1 % gestiegen – drittgrößter Versorgungs- beitrag im Energiemix

Der Steinkohleverbrauch erhöhte sich nach den vorläufigen Berechnungen 2013 um 4,1 % auf 60,7 Mio. t SKE (entsprechend 1.779 PJ). Dies bedeutet eine Steigerung von 2,4 Mio. t SKE. Damit leistete die Steinkohle mit einem Anteil von 12,8 % am Primärenergieverbrauch 2013 weiterhin den drittgrößten Versorgungsbeitrag im Energiemix, wie bisher hinter Mineralöl und Erdgas, aber vor den Beiträgen der Braunkohle und der erneuerbaren Energien.

Während der **Kokskohle- und Koksverbrauch** der Stahlindustrie in Deutschland 2013 leicht um 1,7 % auf

17,6 Mio. t SKE zurückging, erhöhte sich der Einsatz von **Kraftwerkskohle**, auf den mehr als zwei Drittel (68 %) des Gesamtverbrauchs an Steinkohle in Deutschland entfallen, um 6,7 % auf 41,5 Mio. t SKE. Im Wärmemarkt ist temperaturbedingt ein leichter Anstieg von 1,5 auf 1,6 Mio. t SKE zu verzeichnen. Die um 6,5 % gestiegenen Zuwächse der Stromerzeugung aus Steinkohle sind auf die günstige Preissituation im Vergleich mit anderen Energieträgern zurückzuführen. Die um 2,5 % gestiegenen Steinkohleimporte (+ 5,6 Mio. t SKE) gleichen dabei die gesunkene heimische Steinkohleförderung mehr als aus.

Die **Braunkohle** ist um 1,5 % auf 55,5 Mio. t SKE gesunken. Damit deckte sie knapp 12 % des gesamten inländischen Energiebedarfs. Der Grund hierfür liegt vor allem in einer Effizienzsteigerung in Form der Inbetriebnahme der neuen Kraftwerksblöcke in Neurath mit 2.200 MW und am Standort Boxberg mit 675 MW und der gleichzeitigen Stilllegung von einer Reihe von Altanlagen. Dies führte zu einem höheren durchschnittlichen Wirkungsgrad und bewirkte eine vergrößerte Stromerzeugung aus Braunkohle bei verringertem Brennstoffeinsatz.

Die **Erneuerbaren Energien** trugen mit 54,7 Mio. t SKE zur Energiebilanz bei. Dies ist eine Steigerung um 4,7 %.

Bei den erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung gab es Steigerungen gegenüber 2012 bei der Photovoltaik (+ 14 %) und bei der Biomasse (+ 8 %). Aber auch Wind-Onshore (+ 5 %) und Wind-Offshore (+ 34 %) legte zu. Dagegen wurde weniger Strom aus Wasserkraft erzeugt (- 5,8 %). Nach wie vor dominiert die Biomasse bei der Stromerzeugung mit einem Anteil von fast 57 % im Jahr 2013. An zweiter Stelle rangiert die Windenergie-Onshore mit einem Anteil von 18,8 % bei der Stromerzeugung sowie 12 % zum gesamten inländischen Energiebedarf. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik hat inzwischen die aus Wasserkraft deutlich überschritten. Die Steigerung verlangsamte sich. Sie steigerte ihren Beitrag im letzten Jahr um 13,7 % (Vorjahr: 44,3 %) und hält nun einen Anteil an der Stromerzeugung aus regenerativen Energien von 10,8 % (Vorjahr: 11,1 %).

Von den rund 1.605 PJ oder knapp 55 Mio. t SKE aus erneuerbaren Energien gingen:

- rund 1.003 PJ (62 %) oder 34,2 Mio. t SKE in die Stromerzeugung,
- rund 484 PJ (30 %) oder 16,5 Mio. t SKE in den Wärmemarkt,
- rund 117 PJ (8 %) oder 3,9 Mio. t SKE in die Kraftstoffherzeugung.

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2012 und 2013

Energieträger	2012		2013		Veränderungen 2013 gegenüber 2012			Anteile in %	
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	Mio. t SKE	%	2012	2013
Mineralöl	4.540	4.637	154,9	158,2	97	3,3	2,2	33,5	33,4
Erdgas	2.920	3.106	99,6	106,0	186	6,4	6,4	21,5	22,3
Steinkohle	1.709	1.779	58,3	60,7	70	2,4	4,1	12,6	12,8
Braunkohle	1.645	1.627	56,1	55,5	- 18	- 0,6	- 1,1	12,1	11,7
Kernenergie	1.085	1.061	37,0	36,2	- 24	- 0,8	- 2,2	8,0	7,6
Erneuerbare Energien	1.533	1.605	52,3	54,7	71	2,4	4,7	11,3	11,5
Stromaustauschsaldo	- 83	- 122	- 2,8	- 4,2	- 39	- 1,3	---	- 0,6	- 0,9
Sonstige	222	215	7,6	7,3	- 7	- 0,2	- 3,3	1,6	1,5
Insgesamt	13.571	13.908	463,0	474,5	337	11,6	2,5	100,0	100,0

HT-D3 Quelle: AGEBA

Stromerzeugung steigt um 0,6 % auf rund 634 Mrd. kWh

Die Bruttostromerzeugung in Deutschland nahm in 2013 von rund 630 TWh in 2012 um 0,6 % oder rund 3,8 TWh auf rund 634 TWh zu. Jahresdurchschnittlich stieg damit die Stromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 um 0,6 %. Dagegen sank der deutsche Bruttostromverbrauch wie bereits 2012 um weitere rund 7 TWh auf 599,8 TWh.

Energiemix der Bruttostromerzeugung				
Energieträger	2011	2012	2013	Differenz
	TWh	TWh	TWh	2012/2013 %
Braunkohle	150,1	160,7	162,0	0,8
Kernenergie	108,0	99,5	97,3	- 2,2
Steinkohle	112,4	116,4	124,0	6,5
Erdgas	86,1	76,4	66,8	- 12,6
Mineralöl	7,2	7,6	6,4	- 16,1
Erneuerbare Energien	123,8	143,5	151,7	5,8
Sonstige	25,6	25,7	25,4	- 1,1
Gesamt	613,1	629,8	633,6	0,6

HT-D4 Quelle: AGEB

Das **grenzüberschreitende Stromhandelsvolumen** (Summe Importe und Exporte) erreichte in 2012 mit rund 112 TWh bzw. 18 % der Bruttostromerzeugung eine Höchstmarke. Dieser Wert wurde in 2013 mit 110,6 TWh fast wieder erreicht. Während aber der Stromimport um 13 % oder 5,8 TWh zurückging, erhöhte sich der Export um fast 5 TWh und erreichte mit 72,7 TWh einen neuen Höchstwert. Der weitaus größte Teil des Anstiegs ist auf Stromflüsse in Richtung Niederlande zurückzuführen. Die europäische Merit-Order hat dazu geführt, dass Gaskraftwerke zunehmend aus dem Markt gedrückt wurden und verstärkt Strom am deutschen Markt beschafft wurde. Demzufolge ging auch der Einsatz von Erdgas als Brennstoff zur Stromerzeugung signifikant zurück

(-12,6 %). Die Stromproduktion aus **Kernkraftwerken** sank um 2,2 % auf rund 97 Mrd. kWh. Dies entspricht einem Anteil von 15,4 % an der Bruttostromerzeugung. Die Stromerzeugung aus **Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen** (KWK) der allgemeinen Versorgung, der Industrie und privaten Anlagen (z. B. fossil oder biogenbefeuerte Mini- oder Mikro-Blockheizkraftwerke) betrug nach ersten Schätzungen rund 93,5 Mrd. kWh (2012: 91,2 Mrd. kWh). Der Anteil des in KWK erzeugten Stromes an der Nettostromerzeugung Deutschlands betrug 2013 15,7 %. Die installierte Leistung der Windenergie Onshore und Offshore stieg im Jahr 2013 um 3.238 MW auf 33.730 MW, davon 240 MW Offshore-Anlagen. Die Produktion verzeichnete insgesamt ein Plus von 5,4 % auf 53,4 TWh, davon Windkraftanlagen Offshore ein Plus von 34,4 % auf knapp 1 TWh.

Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien			
Energiequelle	2011	2012	2013
	TWh	TWh	TWh
Wasserkraft	17,7	21,8	20,5
Windkraft	48,9	50,7	53,4
Biomasse*	32,8	39,7	42,6
Müll**	4,8	5,0	5,2
Photovoltaik	19,6	26,4	30,0
Geothermie	---	8,7	9,6
Gesamt	123,8	152,3	161,3

* ohne Biogas
** erneuerbarer Anteil, einschl. Deponiegas

HT-D5 Quelle: AGEB, BDEW

Die je kWh am höchsten subventionierte **Photovoltaik** legte prozentual mit 13,7 % nicht mehr so viel wie in den vergangenen Jahren zu. Die hohen Milliardenbeträge, die für die Einspeisung dieses Stroms vergütet werden, führten bisher zu einem **Anteil an der Bruttostromerzeugung von 11 %** und zu einem **Anteil zum Primärenergieverbrauch von nur 7 %**.

Steinkohlemarkt in 2013. Verbrauch und Steinkohleimporte trotz Energiewende deutlich gestiegen

Der Steinkohleverbrauch insgesamt erreichte einen neuen Höchstwert der letzten 5 Jahre. Der Primärenergieverbrauch an Steinkohle erhöhte sich nach korrigierten Zahlen von 2012 stark von 58,3 Mio. t SKE in 2012 um 2,4 Mio. t SKE oder 4,1 % auf 60,7 Mio. t SKE in 2013. Die Importkohle stellte erneut seine Bedeutung als flexibler „swingsupplier“ unter Beweis.

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

Deckung des Steinkohle- verbrauchs in Deutschland				
	2011	2012	2013	2012/2013
	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Veränderung Mio. t SKE
Importkohle	43,4	46,8	52,4	5,6
Inlandsproduktion ¹⁾	11,9	11,5	8,3	- 3,2
Gesamt	55,3	58,3	60,7	2,4

¹⁾ inkl. Bestandsabbau 0,6 Mio. t SKE

HT-D6

Die inländische Produktion passte ihre Förderung weiter an und reduzierte erneut die Produktion von 11,5 Mio. t SKE in 2012 um 3,8 Mio. t. SKE auf 7,7 Mio. t SKE in 2013. Hinzu kommt ein Abbau der Kohlebestände um 0,6 Mio. t SKE.

Der Steinkohlenabsatz in t=t entwickelte sich folgendermaßen:

Steinkohleabsatz insgesamt in Deutschland ¹⁾			
Verwendung	2011	2012	2013
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Kraftwerke	44,5	45,4	48,4
Stahlindustrie	16,8	15,8	17,6
Wärmemarkt	1,9	1,8	1,9
Gesamt	63,2	63,0	67,9

¹⁾ Deutsche Kohle, Importe und Bestandsveränderungen

HT-D7 Quelle: AGEB, eigene Berechnungen

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

Die Importmengen trugen in 2013 mit 86 % zur qualitativ hochwertigen Versorgung des deutschen Marktes bei. Auch wurde in Deutschland mit 8,3 Mio. t so viel Koks erzeugt wie seit 2008 nicht mehr.

Die Versorgung der einzelnen Verbrauchergruppen teilen sich Importkohle und Inlandskohle 2013 wie folgt:

Verbrauchergruppen Importkohle und Inlandskohle in 2013			
	Importkohle	Inlandskohle	Gesamt
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Kraftwerke	40,7	7,7	48,4
Hütten	16,5	1,1	17,6
Wärmemarkt ¹⁾	1,3	0,6	1,9
Gesamt	58,5	9,4	67,9

¹⁾ Bei Inlandskohle inkl. Ausfuhr

HT-D8

Damit deckte die Importkohle den

- Kraftwerksbedarf zu 84 %
- Hüttenbedarf zu 94 %
- Wärmemarktbedarf zu 46 %.

Die Einfuhren nach Qualitäten teilen sich wie folgt auf:

Einfuhren nach Qualitäten in Mio t (t=t)

Produkte	2011 Mio. t	2012 Mio. t	2013 Mio. t
Kraftwerkskohle ¹⁾	33,6	35,3	39,9
Anthrazit	0,5	---	---
Kokskohle	10,0	9,6	10,2
Koks	4,2	3,0	2,7
Gesamt	48,3	47,9	52,8

¹⁾ ab 2012 einschließlich Anthrazit

HT-D9 Quelle: Eigene Berechnungen

Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die Importzahlen in 2013 sich von den Verbrauchszahlen wegen Bestandsbewegungen unterscheiden. Dies gilt auch für die Vorjahre.

Über alle Qualitäten dominierten bei den Importen von Steinkohle:

- Russland mit 13,1 Mio. t oder rund 25 %
- USA mit 12,0 Mio. t oder rund 23 %
- Kolumbien mit 10,0 Mio. t oder rund 19 %
- Polen mit 4,3 Mio. t oder rund 8 %
- Südafrika mit 2,5 Mio. t oder rund 5 %.

Russland avancierte zum größten Versorger für Kraftwerkskohle, gefolgt von den USA und Kolumbien. Südafrika und Polen lieferten mehr Tonnagen. Im Trend verringert sich allerdings vor allem die Bedeutung Südafrikas für den deutschen Markt, wenn auch in 2013 die Importe aus diesem Land erhöht wurden.

Bei Kokskohle waren die wichtigsten Lieferanten:

- Australien mit 4,6 Mio. t oder rund 45 %
- USA mit 3,1 Mio. t oder rund 30 %
- Kanada mit 1,2 Mio. t oder rund 11 %
- Russland mit 0,9 Mio. t oder rund 9 %.

Insgesamt ist die Versorgungsstruktur für alle Qualitäten breit diversifiziert, und die Importe kommen überwiegend aus politisch stabilen Ländern. Die Logistik in Deutschlands Seehäfen und in den für deutsche Importe maßgeblichen ARA-Häfen war unterbrechungsfrei und konnte die Mehrmengen ohne Probleme abwickeln.

Kohleumschlag in den für den deutschen Markt wichtigsten Häfen Europas

Häfen	2013
Rotterdam	30,7
Amsterdam	21,6
Antwerpen	2,9
Zeeland Seaports	3,9
Hamburg	5,7
Bremerhaven	1,3
Wilhelmshaven	3,3
Gesamt	69,4

HT-D10 Quelle: Port of Rotterdam, Port Statistics 2011-2012-2013

Steinkohleimporte Deutschlands inkl. Koks nach Provenienzen in Mio. t

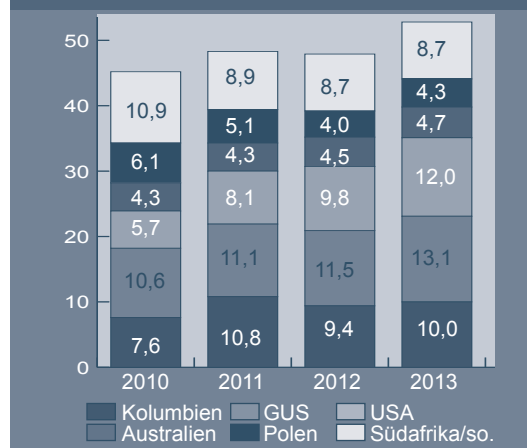


Bild 15 Quelle: VDKi, verschiedene Auswertungen

Die knapp 53 Mio. t Importkohle kamen über folgende Transportwege in die Bundesrepublik Deutschland:

Transportwege der Importkohle in Deutschland			
Transportweg	2011	2012	2013
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Deutsche Seehäfen	9,7	13,8	14,0
Eisenbahn	15,0	9,7	11,1
Binnenschiffe aus ARA-Häfen	23,7	24,4	27,7
Gesamt	48,4	47,9	52,8

HT-D11

Energiepreise: Kraftwerkskohle verdrängt Gas bei der Stromerzeugung

Die maßgeblichen Wettbewerbspreise zur Kraftwerkskohle fielen zum Teil in 2013, aber auch die Kohlepreise fielen über das Jahr 2013 erheblich. Die Preisentwicklungen bei HS und Gas nahmen dabei differenzierte Verläufe. Während des Jahres ergab sich folgendes Bild:

Energiepreisentwicklung 2013			
	01.01.13	01.07.13	31.12.13
	€/t SKE	€/t SKE	€/t SKE
Schweres Heizöl (HS)	367	347	330
Erdgas an Kraftwerke	262	259	264
Importkohlepreis cif ARA (Spotmarkt)	100,75	87,45	98,69

HT-D12

HS folgte dem Trend des Rohölpreises mit einem deutlichen Preisverfall im Laufe des Jahres 2013. Der Gaspreis folgte dem Ölpreis nicht und verharrte mit 264 €/t SKE in 2013 auf dem Niveau von 2012.

In allen Marktsituationen besaß die Importkohle in 2013 einen großen Wettbewerbsvorteil, der sich gegenüber Gas im Laufe des Jahres 2013 wegen stärker gefallener

Kohlepreise und zum Teil gestiegener Gaspreise noch verstärkte.

Energiepreisentwicklung im Jahresdurchschnitt				
	2011	2012	2013	2012/2013
	€/t SKE			Veränderung
				%
Schweres Heizöl (HS) ¹⁾	355	394	349	- 11,5
Erdgas / Kraftwerke ¹⁾	241	264	264	1,5
Grenzübergangspreis / Importkohle	112	98	84	- 14,3

¹⁾Jahresmittelwerte BAFA-Preis

HT-D13

Die Preisvorteile von Importkohle zu HS und Gas verstärkten sich auf Basis obiger Werte gegenüber den Vorjahren:

Preisvorteile der Importkohle			
	2011	2012	2013
	€/t SKE	€/t SKE	€/t SKE
Importkohle/HS	243	296	265
Importkohle/Gas	129	166	180

HT-D14

Der deutsche Grenzübergangspreis („BAFA“-Preis) folgt der Spotmarktentwicklung (API#2) mit einer Zeitverzögerung von ca. 3 Monaten.

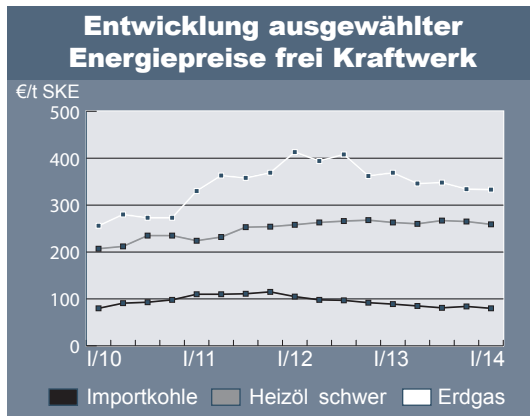


Bild 16

Für die Darstellung der Kokskohlepreise haben die sog. Vertragsbenchmarkpreise für „hard-coking-coal“ heute allenfalls Bedeutung für einige asiatische Staaten, wenn auch von ihnen eine Signalwirkung ausgeht. Maßgeblich bestimmt werden die Preise aber zunehmend von Spotpreisen auf Monatsbasis. Daher werden hier nur noch die Grenzübergangpreise für alle Arten von Kokskohle aus Drittländern dargestellt.

Drittländer Grenzübergangspreis Kokskohle in €/t¹⁾

2009	174,00
2010	175,00
2011	188,00
2012	188,00
2013	127,00

¹⁾ Durchschnittswerte über alle metallurgischen Kohlen

HT-D15

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.

Zwischen diesen Qualitäten besteht eine Preisspanne von 20 bis 35 US\$/t.

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

In 2013 stürzte mit 127 Euro/t im Durchschnitt der Preis für metallurgische Kohle in den Keller. Bedingt durch eine schwache Stahlkonjunktur weltweit brachen die Preise im 2. Halbjahr 2013 auf ein Preisniveau ein, wie es seit einigen Jahren nicht mehr gesehen wurde. Der Preis für HCC Kohle FOB Australien betrug im Januar 2013 rund 163 US\$/t, fiel bis Juni 2013 auf 133 US\$/t und erholte sich im 4. Quartal auf 138-148 US\$/t. Anfang 2014 setzte die Talfahrt wieder ein. Der Preis fiel von 133 US\$/t im Januar 2014 auf 114 US\$/t im April 2014.

Die Kokspreise entwickelten sich wie folgt:

Kokspreisentwicklung (Grenzübergangpreise)

	Drittlands- Importe €/t
2011	320,00
2012	259,00
2013	205,00
Veränderung 2012/2013	- 54,00

HT-D16

Die Kokspreise fielen mit jahresdurchschnittlich – 54 €/t wie die Kokskohle fast so stark wie 2012 wegen der weltweit überwiegend schwachen Stahlkonjunktur. Für 2014 wird weiterhin mit eher rückläufigen Mengen gerechnet, da in Duisburg bei HKM Ende März 2014 der erste Koks in der neuen Koksbatte mit einer Jahreskapazität von 2,3 Mio. t gedrückt wurde.

Tendenzen der Kohlepreisentwicklung in 2014: Druck auf Mengen und Preise scheint nicht nachzulassen

Die Preise für Kohle CIF-ARA befanden sich in den ersten drei Quartalen 2013 mehr oder weniger auf Talfahrt und bewegten sich in einer Spanne von 75-88 US\$/t und damit deutlich unter den jeweiligen Preisen des Vorjahres. Im 4. Quartal 2013 erholten sich die Preise leicht auf 84-85 US\$/t. Der Markt ist übersorgt, nachfragestimulierende Impulse fehlen weltweit. Diese Tendenz hielt auch in den ersten Monaten des Jahres 2014 an: Die Preise pendelten im 1. Quartal 2014 zwischen 75 und 83 US\$/t.

Andererseits ist der Wechselkurs des US-Dollars gegenüber dem Euro zunehmend volatil geworden, d. h. mal stärker, mal schwächer, was sich mal preisdämpfend mal preiserhöhend für die Euro-Zone auswirkt.

Auf Basis der Spotmarktpreise für Kraftwerkskohle im 1. Quartal 2014 dürfte der BAFA-Preis im Laufe des Jahres ein Preisniveau von schätzungsweise 70 bis 75 Euro/t SKE erreichen.

Die Koks-kohlepreise dürften wegen fehlender Impulse auf dem Stahlmarkt auch in 2014 unter Druck bleiben. Spotpreise für „hard-coking-coal“ lagen im März 2014 bei 106-110 US\$/t fob Australien. Sie könnten aber noch weiter fallen, sollte die Stahlkonjunktur vor allem in Asien nicht wieder anziehen. Für das 2. Quartal 2014 zeichnet sich aber eine leichte Erholung der Spotpreise auf 113-115 US\$/t ab.

Stahlproduktion in 2013 nur leicht gefallen

Die Stahlindustrie verzeichnete in 2013 dank eines guten vierten Quartals eine Produktion auf Vorjahresniveau. So ging die Rohstahlproduktion von 42,7 Mio. t in 2012 nur um 0,1 % auf 42,6 Mio. t zurück. Die Roheisenproduktion stieg dagegen leicht um 0,5 % von 27,0 Mio. t in 2012

auf 27,2 Mio. t in 2013. Die Stahlerzeugung befindet sich nach Einschätzung des Weltstahlverbandes in 2014 global wieder auf Wachstumskurs. Für Europa wird eine stabile bis leichte Aufwärtsbewegung für möglich gehalten. Die Wirtschaftsvereinigung Stahl sieht die Stahlnachfrage in Deutschland um 3 % in 2014 wachsen.

Roheisenproduktion				
	2011	2012	2013	Differenz
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	2012/2013
				%
Rohstahl	44,3	42,7	42,6	- 0,1
Roheisen	27,9	27,0	27,2	0,5

HT-D17 Quelle: Stahl-online

Der durchschnittliche spezifische Verbrauch an Energieträgern verbesserte sich überwiegend und betrug in der deutschen Stahlindustrie:

Verbrauch der Stahlindustrie				
Energieträger	2011	2012	2013	
Koks (trocken kg je t / Roheisen)	346	337,5	331,6	
Einblaskohle (kg je t / Roheisen)	133	146,5	158,9	
Sinterbrennstoffe (kg je t / Roheisen)	50	48,6	47,8	
Öl (kg je t / Roheisen)	14	8,8	8,7	

HT-D18

Durch die schlechtere Auslastung der Hochöfen sank der spezifische Verbrauch des Kokses, aber der Verbrauch von Einblaskohle stieg.

EU-Emissionshandel: Versteigerungsmenge um 400 Millionen Zertifikate verringert

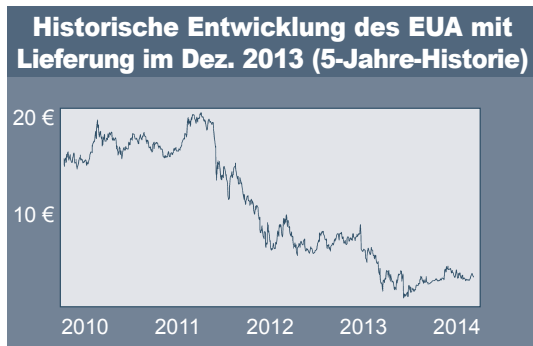


Bild 17 Quelle: Thomas Reuters

2013 war das erste Jahr der 3. Periode des CO₂-Handels, die von 2013 bis einschließlich 2020 reicht. Der Preisverfall der CO₂-Zertifikate wurde durch die Entwicklung des EU-Parlaments zum Backloading erst einmal gestoppt. Anfang 2014 stiegen die Preise für CO₂-Forwards erst spürbar von 5-6 €/t auf über 7-8 €/t aufgrund der reduzierten Versteigerungsmengen. Aber die Anlagenbetreiber im EU-Emissionshandel haben die Angebotskürzungen längst antizipiert und ihr Nachfrageverhalten darauf angepasst. Daher kam es nach einer kurzzeitigen Hausse wieder zum Abbröckeln der Preise, die allerdings im März 2014 immer noch etwa 40 % über den Preisen von Dezember 2013 lagen. Es waren vor allem die politischen Diskussionen um die nachträgliche Veränderung der zu versteigernden Emissionsrechte, die zu einer entsprechenden Stabilisierung des Preises für CO₂-Zertifikate führten.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Preiserwartung per 04/2014 für die Jahre 2014 bis 2016:

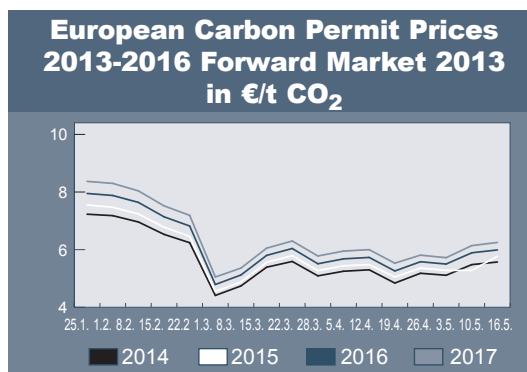


Bild 18 Quelle: Mc Closkey, Spectron based

CO₂-Emissionen in Deutschland 2012 und 2013 etwas über dem Niveau von 2011

Nach den offiziellen Emissionsdaten für das Jahr 2012 lagen die klimarelevanten Emissionen in Deutschland 24,7 % unter dem Niveau von 1990, dem internationalen Basisjahr. Die aktuellen Zahlen umfassen erstmals die gesamte erste Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls, den Durchschnitt der Jahre 2008-2012. Deutschland hatte sich zu einer Minderung um 21 % in diesem Zeitraum verpflichtet, erreicht wurde eine Minderung um 23,6 %. Gegenüber dem Jahr 2011 nahmen die Emissionen im Berichtsjahr 2012 um 1,1 % zu. Der leichte Anstieg lässt sich auf erhöhte Stromproduktion aus Braun-, Steinkohle-, Öl- und Gaskraftwerken sowie dem witterungsbedingten Anstieg des Bedarfs an Heizenergie in privaten Haushalten zurückführen.

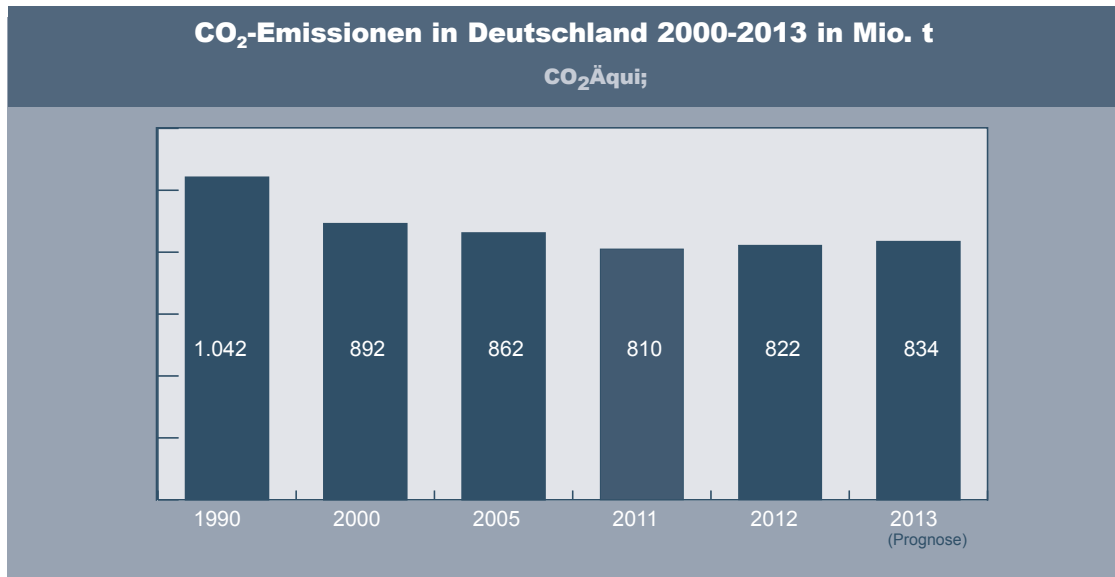


Bild 19 Quelle: Zahlen v. Umweltbundesamt (UBA)

Nach vorläufigen Berechnungen des Umweltbundesamtes sind alle Treibhausgasemissionen in Deutschland in 2013 um 1,2 % oder 12 Mio. t erneut leicht gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Die CO₂-Emissionen legten dabei um 1,5 % zu. Auch hier liegt laut UBA die Ursache im witterungsbedingtem Mehrverbrauch von Öl und Gas in den Haushalten sowie in der gestiegenen Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken, die zu größeren Anteilen exportiert wurde.

Weltklimakonferenz in Warschau ohne Fortschritte

Wieder einmal gab es am Ende eines langen Verhandlungsmarathons allenfalls ein Minimalergebnis bei einigen Punkten:

1. Es gibt einen vagen Fahrplan für ein Abkommen. Danach sollen die Staaten bis zum Frühjahr 2015 ihre Beiträge zum Klimaschutz bekanntgeben – wie gesagt Beiträge. In früheren Entwürfen war von Zusagen die Rede. Die Absichtserklärung soll für alle Staaten – Industrie-, Schwellen- und Entwicklungsländer – gelten.
2. Schon 2009 auf dem Klimagipfel in Kopenhagen hatten die Staaten beschlossen, für den Klimaschutz einen eigenen Fonds einzurichten und diesen ab 2020 mit jährlich 100 Mrd. US-Dollar zu füllen. Wie diese Summe aber angesammelt werden soll – die Rede ist nur von einem kontinuierlichen Anwachsen – wurde nicht beschlossen.
3. Es wurde ein Mechanismus beschlossen, wie den Entwicklungsländern bei Schäden oder witterungs-

bedingten Ernteverlusten geholfen werden soll. Wie der Mechanismus aber funktionieren soll, wurde nicht beschlossen.

Wie soll es weitergehen? 2015 in Paris sollen die Staaten Zahlen und Ziele auf den Tisch legen, wenn ein neuer Anlauf für ein globales Klimaabkommen ansteht. So war man in Warschau bereits froh darüber, dass es keinen Rückschritt gab.

Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“

Um die Entwicklung der Energiewende kontinuierlich und detailliert zu beobachten, hat die (alte) Bundesregierung den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ aufgesetzt. In diesem Prozess sollen durch einen faktenbasierten Überblick die Umsetzung der Maßnahmen des Energiekonzepts und die Fortschritte bei der Zielerreichung regelmäßig überprüft werden. Der zweite Monitoring-

Bericht stellt die Fakten und den Umsetzungsstand der bisherigen Maßnahmen, die bis zum 31.12.2013 berücksichtigt werden konnten, zusammen. Der Monitoring-Prozess wird von einer unabhängigen Kommission wissenschaftlich begleitet. Zur besseren Koordinierung innerhalb der Bundesregierung wurden die Kompetenzen für den Bereich der Energiepolitik im neuen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gebündelt.

1. Die energiepolitischen Ziele

Das energiepolitische Zieldreieck mit den gleichwertigen Zielen Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit bleibt Ausgangspunkt und Maßstab für alle energiepolitischen Instrumente. Neben dem Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 haben nachfolgende energiepolitische Ziele (Auszug) auch für die neue Bundesregierung Bestand. Dabei sind die in der Koalitionsvereinbarung beschlossenen Korridore bereits enthalten:

Status quo und quantitative Ziele der Energiewende						
Kategorie				2050		
	2011	2012	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen						
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	- 25,6%	- 24,7%	mind. – 40%	mind. – 55%	mind. – 70%	mind. – 80% bis – 95%
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,4%	23,6%	mind. 35%	mind. 50%	mind. 65%	mind. 80%
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	11,5%	12,4%	18,0%	(2025: 40 bis 45%)(2035: 55 bis 60%)	45,0%	60,0%
Effizienz						
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-5,4%	-4,3%	-20,0%		-50,0%	
Bruttostromverbrauch (gegenüber 2008)	-1,8%	-1,9%	-10,0%		-25,0%	
Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung	17,0%	17,3%	25,0%			
Endenergieproduktivität	1,7% pro Jahr (2008- 2011)	1,1% pro Jahr (2008-2012)	2,1% pro Jahr (2008-2050)			
Verkehrsbereich						
Endenergieverbrauch (gegenüber 2005)	-0,7%	-0,6%	-10,0%		-40,0%	
Anzahl der Elektrofahrzeuge	6.547	10.078	1 Million	6 Millionen		

HT-D19 Quelle: BMWi Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“, Kurzfassung, März 2014

2. Zentrale Ergebnisse des Berichts aus Sicht der Bundesregierung (Auszug) sind:

Energieverbrauch und Energieeffizienz

- Zwischen 2008 und 2012 konnte der Primärenergieverbrauch (PEV) um 4,3 % gesenkt werden. Gegenüber dem Vorjahr ist der PEV zwar wegen der kalten Witterung um 1,2 % angestiegen, bereinigt um Lagerbestands- und Temperatureffekte hat sich der PEV aber um 1 % gegenüber 2012 verringert.
- Im Jahr 2012 hat der Bruttostromverbrauch bei 605,6 TWh gelegen und ist damit gegenüber 2011 unverändert und gegenüber dem Basisjahr 2008 um 1,9 % gesunken.
- Die Endenergieproduktivität (reales BIP pro Endenergieverbrauch) konnte im Zeitraum 2008-2012 um durchschnittlich 1,1 % pro Jahr gesteigert werden. Um das Ziel einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung von 2,1 % bis 2020 zu erreichen, ist eine Verstärkung der Energieeffizienzzunahme erforderlich.

Erneuerbare Energien

- Auch im Jahr 2012 hat sich der dynamische Ausbau der erneuerbaren Energien fortgesetzt. Ihr Anteil am Bruttoendenergieverbrauch ist 2012 auf 12,4 % gestiegen. Damit liegt Deutschland bezogen auf die im Energiekonzept genannten Ausbauziele der erneuerbaren Energien auf Zielkurs.
- Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist im Jahre 2012 auf 23,6 % gestiegen. Damit sind die erneuerbaren Energien der zweitgrößte Stromerzeuger in Deutschland nach der Braunkohle.

- Bei den erneuerbaren Energien komme es jetzt vor allem darauf an, den weiteren Ausbau besser zu steuern, zu verstetigen und kosteneffizienter zu gestalten. Mit der grundlegenden Reform des EEG im Jahr 2014 soll das Ausmaß und die Geschwindigkeit des Kostenanstiegs spürbar gebremst werden. Dazu legte die Bundesregierung im novellierten Gesetz einen verlässlichen Ausbaukorridor (siehe Tabelle HT-D19 oben) fest. Dieser Ausbaukorridor erlaubte eine bessere Verknüpfung mit dem Netzausbau. Daneben soll die Kosteneffizienz erhöht werden, insbesondere durch die Vermeidung von Überforderung, eine kontinuierliche Degression der Förderung, eine Konzentration der Besonderen Ausgleichszahlung auf stromintensive Unternehmen im internationalen Wettbewerb und eine ausgewogene Regelung für die Eigenproduktion von Strom.
- Darüber hinaus soll die Förderung stärker marktwirtschaftlich orientiert werden. Dazu wird bis spätestens 2017 für alle Neuanlagen ab 100 KW die verpflichtende Direktvermarktung auf der Basis der gleitenden Marktprämie eingeführt. Des Weiteren sollen an einem Pilotprojekt Erfahrungen mit Ausschreibungsmodellen und einem Ausschreibungsdesign ermittelt und geprüft werden, ob und inwieweit die Ziele der Energiewende auf diesem Wege kostengünstiger erreicht werden können. Spätestens 2017 soll die finanzielle Förderung und ihre Höhe für die erneuerbaren Energien wettbewerblich über technologiespezifischen Ausschreibungen ermittelt werden.

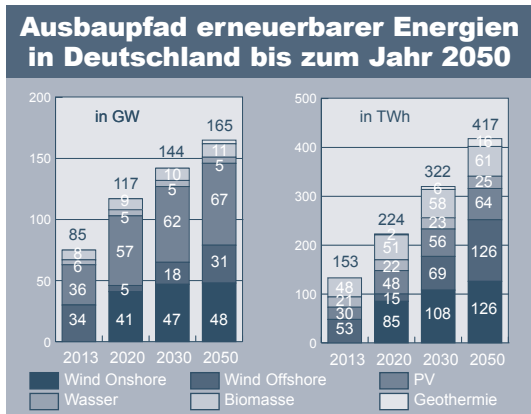


Bild 20 Quelle: DLR 2011, Szenario A, 2013: AGEE

Kraftwerke und Netze

- Die Versorgungssicherheit im Strombereich ist in 2012 gewährleistet gewesen.
- Die deutsche Energieversorgung ist weiterhin abhängig von Importenergien. Jedoch ist die Struktur der deutschen Primärenergieversorgung weiterhin breit diversifiziert, d. h. weder der PEV noch die Stromerzeugung in Deutschland werden durch einen einzelnen Energieträger dominiert.
- Der strukturelle Wandel im deutschen Kraftwerkspark ist im Berichtsjahr 2012 weiter vorangegangen. Während der PEV der fossilen Energieträger sowie der Kernenergie zwischen 2008 und 2012 um rund 8,5 % zurückgegangen ist, ist der PEV der erneuerbaren Energieträger im gleichen Zeitraum um rund 39 % gestiegen. Derzeit sichern die fossilen Energieträger, insbesondere die Kohle (Braun- und Steinkohle) zusammen mit der Kernenergie, den Großteil der Stromerzeugung in Deutschland. Im Jahr 2012 trugen konventionelle Kraftwerke mit rund 75 % zur Stromerzeugung in Deutschland bei und

erneuerbare Energien mit rund 25 %. Der Umbau der Energieversorgung hin zu mehr erneuerbaren Energien wird den traditionellen Energiemix weiter verändern.

- Für eine erfolgreiche Integration des wachsenden Anteils erneuerbarer Energien, die Integration neuer konventioneller Kraftwerke und die Stärkung des europäischen Stromhandels ist der zügige Aus- und Umbau der Stromnetze in Deutschland und Europa von zentraler Bedeutung. Aufgrund von Netzengpässen ist ein vermehrtes Eingreifen der Übertragungsnetzbetreiber im Winter 2012/2013 erforderlich gewesen, und die Situation in Süddeutschland dürfte vorübergehend angespannt bleiben.

Treibhausgase

- Bis zum Jahr 2012 ist eine Minderung der Treibhausgasemissionen von 24,7 Prozent gegenüber dem Basisjahr 1990 erreicht worden. Im Durchschnitt 2008-2012 haben die Emissionen 23,6 % unter denen des Basisjahres gelegen und damit hat Deutschland sein Kyoto-Ziel (21 % im Durchschnitt 2008-2012) übererfüllt.
- Der CO₂-Zertifikatspreis im europäischen Emissionshandelssystem lag 2012 bei durchschnittlich 7,47 Euro. Der Grund ist ein Überangebot an Zertifikaten aufgrund der Auswirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise und der Nutzung von internationalen Projektgutschriften.

Energiepreis und -kosten

- Im Jahr 2012 sind die Börsenstrompreise im Jahresdurchschnitt um 12 % bis 17 % zurückgegangen. Ein Grund ist der weitere Anstieg des Stromangebotes durch erneuerbare Energien.

Stellungnahme der Expertenkommission zum zweiten Monitoring-Bericht

Parallel zur Veröffentlichung des zweiten Monitoring-Berichts der Bundesregierung hat die Expertenkommission ihre Stellungnahme vorgelegt:

- Die Kommission hält die Ziele der Energiewende grundsätzlich für sehr ehrgeizig, aber erreichbar. Sie sieht aber auch eine Reihe von Defiziten und Widersprüchen im Zielkatalog wie auch im Maßnahmenprogramm. Kritik übt die Kommission daran, dass der Monitoring-Bericht nicht verstärkt auf die Analyse und Bewertung der beobachteten Entwicklung abzielt, sondern sich in der Darstellung von Indikatoren und die Beschreibung von deren Veränderungen erschöpft. Insbesondere wenn Indikatoren darauf hindeuteten, dass einzelne Entwicklungen hinter den Pfaden der Zielerreichung zurückfallen würden, müssten die Probleme klar benannt, Ursachen vertieft analysiert und Schlussfolgerungen für das politische Handeln gezogen werden. Erst dann werde der Monitoring-Bericht zu einem energiepolitisch wirkungsvollen Analyseinstrument.
- Die Kommission „empfiehlt“ der Bundesregierung und dem Parlament, sich mit einer Priorisierung der Energiewende-Ziele zu befassen. Die Energiewende sei nach Überzeugung der Kommission durch zwei Oberziele bestimmt: die Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 80 % bis zum Jahre 2050 und den Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis Ende 2022. Diese Oberziele würden durch verschiedene Unterziele flankiert und über politische Maßnahmen umgesetzt. Die Unterziele und Maßnahmen sollten nach Ansicht der Kommission flexibel anpassbar sein, immer unter Berücksichtigung, dass dabei die Oberziele nicht verfehlt werden. Konkret könnte dies bedeuten, bestimmte zu erreichende Anteile erneuerbarer Energien nicht mehr zu beziffern, soweit die Oberziele dadurch nicht gefährdet werden.
- Die Kommission schlägt ferner die Nutzung von 100 Leitindikatoren für fünf verschiedene Dimensionen der Energiewende vor. Hierzu sollen u. a. Treibhausgasemissionen, Ausstieg aus der Kernenergie, Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch, energiewirtschaftliche Gesamtrechnung, soziale Auswirkungen und Akzeptanz gehören.
- Die Kommission „empfiehlt“ der Bundesregierung, sich aktiv an der strukturellen Reform des europäischen Emissionshandels zu beteiligen, damit dieses – zu Recht von der Bundesregierung so bezeichnete – „zentrale Klimaschutzinstrument für den Energie- und Industriesektor in Europa“ perspektivisch wieder seine wichtige Lenkungsfunction erfüllen kann und Knappheitsziele setzt.
- In Bezug auf erneuerbare Energien mahnt die Kommission an, dass bei der Reform des EEG die Bundesregierung nicht nur eine stärkere Ausrichtung an der Kosteneffizienz und die Kompatibilität mit dem EU-Binnenmarkt beachten müsse, sondern auch der aktuellen Entwicklungsphase der regenerativen Stromerzeugung in Richtung Marktintegration genügend Rechnung tragen müsse.
- Speziell bei der Sicherheit der Stromversorgung wird vor „Sorglosigkeit“ gewarnt. Nötig seien Indikatoren zur Messung der kurzfristigen Stromversorgungssicherheit (Ergänzung zum SAIDI für Lieferunterbrechungen von weniger als drei Minuten, die in jüngster Zeit immer häufiger Redispatch-Eingriffe erfordert haben) wie auch zur langfristigen Sicherheit der Stromversorgung (Weiterentwicklung der Berechnung

der Leistungsbilanz im Sinne der verbleibenden gesicherten Leistung). Zwar wären keine generellen Kapazitätsengpässe in Deutschland erkennbar, doch drohten durchaus „lokale Kapazitätsengpässe südlich der Mainlinie“, mögliche Anspannungen in kalten Wintermonaten (u. a. bei Konkurrenzsituation für das Erdgas) und längerfristigen Ungewissheiten in der Entwicklung des Kraftwerkparcs.

- Die Kommission bemängelt ferner den beträchtlichen Rückstand im Ausbau der Übertragungsnetze. So seien 2012 nur 268 km der nach dem Energieleitungsausbaugesetz vorgesehenen 712 km neuen Übertragungsnetzstrecken fertiggestellt worden.

Die Kosten erneuerbarer Energien erneut kräftig gestiegen

EEG Umlage 2014 steigt um gut 18% auf 6,24 Cent pro kWh

Nach Angaben der Netzbetreiber müssen sich die Stromverbraucher auf weitere Strompreiserhöhungen einstellen und bekommen die Kosten der Energiewende noch deutlicher zu spüren. Für 2013 hatte die EEG-Umlage bei 5,27 Cent/kWh gelegen. Und wir erinnern uns an das Versprechen der Bundeskanzlerin: Die Umlage für Ökostrom wird bei 3,5 Cent/kWh gehalten. 2 Jahre später geht sie bereits auf das Doppelte zu.

Die absoluten Förderbeiträge verdeutlichen das ganze Ausmaß dieses Modells. Die Ermittlung der EEG-Umlage basiert auf einer Prognose der EEG-Einspeisemengen und Einspeisevergütungen für das kommende Jahr durch die Übertragungsnetzbetreiber. Insgesamt wird für 2014 mit einem Anstieg der EEG Strommengen um 11 % gegenüber dem für 2013 prognostizierten Wert gerechnet. Von dieser Erzeugungsmenge werden 62 % im

Wege der Direktvermarktung gefördert, im Festpreismechanismus des EEG verbleiben weniger als 40 %. Die Direktvermarktung erfolgt zu 96 % im Wege der Direktvermarktung mit Marktprämien. Die Summe der an die EEG-Anlagenbetreiber ausgezahlten Förderzahlungen und Prämien steigt um über 15 % auf fast 22 Mrd. Euro. Unter Berücksichtigung von vermiedenen Kosten und insbesondere auch der Vermarktungserlöse über die EEX ergaben sich EEG-Umlagen 2013 von rund 21 Mrd. Euro. Für 2014 wird dieser Betrag auf 23,6 Milliarden Euro ansteigen.

Davon entfallen 60 % auf die Festvergütung und 40 % auf die Marktprämie. Aus der Vermarktung der im Festvergütungssystem verbleibenden Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) an der Börse werden Einnahmen von 2,2 Mrd. Euro erwartet. Insgesamt ergibt sich eine Finanzlücke von etwa 19,5 Mrd. Euro, die durch die EEG-Umlage von allen Stromkunden inklusive Industrie, Handel und Handwerk gedeckt werden muss. Daneben ist auch in 2014 wieder eine Nachholung für eine verbliebene Finanzlücke im Vorjahr in Höhe von fast 2,2 Mrd. Euro erforderlich. Schließlich ist noch eine Liquiditätsreserve in Höhe von 10 % des Finanzierungsbedarfs vorgesehen. Die Vermarktung über die EEX führt wiederum zu sinkenden Stromgroßhandelspreisen, von denen vor allem die im benachbarten Ausland sich befindende Industrie und der Handel profitieren, da diese den billigen Strom importieren, ohne sich an den EEG-Umlagen zu beteiligen. Die wettbewerbsverzerrende Wirkung und volkswirtschaftliche Fehlsteuerung sind offenkundig.

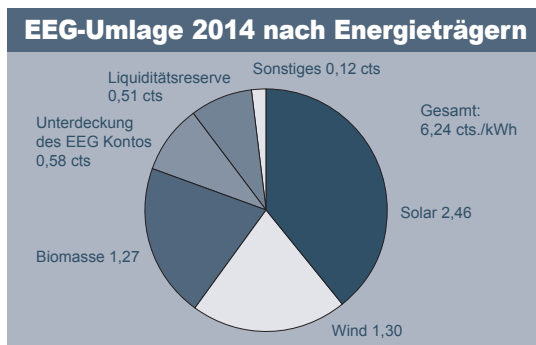


Bild 21 Quelle: Deutsche Übertragungsnetzbetreiber

Kritik an der Umsetzung der Energiewende hält an

Auch 2013 riss die Kritik an der Umsetzung der Energiewende nicht ab:

- Die Monopolkommission empfiehlt eine Abkehr vom bisherigen Fördersystem für Ökostrom und schlägt die Einführung eines Quotenmodells nach dem Vorbild Schweden vor.
- Nach Ansicht des Präsidenten des Bundeskartellamtes, Andreas Mundt, sollte am Anfang der nach der Bundestagswahl anstehenden Reform des Energiemarktes die Abschaffung des Einspeisevorranges für die Erneuerbaren stehen und einer Verpflichtung zur Direktvermarktung eingeführt werden.
- Der Sachverständigenrat kritisiert in seinem Jahresgutachten, dass sich die Wirtschaftspolitik bisher lediglich um die Frage der Kostenverteilung gekümmert habe, statt um die zentrale Frage, wie die volkswirtschaftlichen Kosten des gesamtgesellschaftlichen Projekts Energiewende minimiert werden können. Angesichts des dramatischen Kostenanstiegs

könnte ein Moratorium bei der Förderung die notwendige Atempause verschaffen. Die Energiewende müsse über dies in eine europäische klimapolitische Strategie eingebettet werden. Deshalb sollte der Handel mit CO₂-Emissionszertifikaten zukünftig zum dominierenden Instrument der europäischen Klimapolitik ausgebaut werden, während auf zusätzliche, teilweise kontraproduktive Instrumente, wie die national ausgerichtete Förderung erneuerbarer Energien, weitgehend verzichtet werden sollte.

EU-Beihilfverfahren gegen die besondere Ausgleichsregelung des EEG

Die Europäische Kommission hat kurz vor Jahresende eine eingehende Prüfung eingeleitet, um festzustellen, ob die den stromintensiven Unternehmen gewährte Teilbefreiung von der EEG-Umlage mit EU-Beihilfavorschriften im Einklang steht. Die Kommission kam zunächst zu dem Schluß, dass die öffentliche Förderung, die den Erzeugern erneuerbaren Stroms nach dem EEG 2012 in Form von Einspeisevergütungen und Marktprämien gewährt, zwar eine Beihilfe darstellt, diese jedoch mit den Leitlinien der Kommission über staatliche Umweltschutzbeihilfen 2008 im Einklang steht. Dagegen hat die Kommission Bedenken, dass die den stromintensiven Unternehmen gewährte Teilbefreiung von der Umlage nicht mit den Beihilferichtlinien im Einklang steht und auch das sogenannten „Grünstromprivileg“, wonach eine Teilbefreiung von der EEG-Umlage gewährt wird, wenn die von einem Lieferanten gelieferte Strommenge zu mindestens 50 % aus inländischen Kraftwerken stammt, die erneuerbare Energie nutzen. Dies könnte für die deutsche stromintensive Industrie existenzielle Folgen haben: 2013 waren über 2.000 Unternehmen von der EEG-Umlage befreit. Diese Befreiung wird für 2014 vom BAFA auf rund 5 Milliarden Euro geschätzt.

Dementsprechend groß ist auch die Sorge der Industrie. Die Bundesregierung hat angekündigt, die EEG-Reform europarechtskonform so weiterzuentwickeln, dass einerseits die Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie gewährleistet bleibt und andererseits diese angemessen an den Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien beteiligt wird. Mit anderen Worten: Weniger Betriebe kommen in den Genuss der Umlagenbefreiung, und alle Industriebetriebe müssen mehr an Umlage bezahlen. Gleichzeitig hat die Bundesregierung gegen die Entscheidung der EU-Kommission Klage beim EuGH eingereicht.

Entwurf neuer Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission veröffentlicht

Im November 2013 veröffentlichte die EU-Kommission den Entwurf der Leitlinien für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen für den Zeitraum 2014-2020. Damit will die EU-Kommission den Mitgliedstaaten Leitlinien zu staatlichen Eingriffen in Strommärkte an die Hand geben, die sich in manchen Fällen im Interesse von Versorgungssicherheit und Klimaschutz als notwendig erweisen.

Die Leitlinien geben unter anderem vor, wie

- nationale Fördersysteme für erneuerbare Energien wie das EEG gestaltet bzw. angepasst werden können. Mit zunehmender technologischer Reife sollen erneuerbare Energien schrittweise Marktpreisen ausgesetzt und die Förderung schließlich ganz ausgesetzt werden;
- angemessene Erzeugungskapazitäten zu gestalten sind, um eine ununterbrochene Stromversorgung zu gewährleisten, wenn es z. B. witterungsbedingt zu Erzeugungsschwankungen kommt. Hierunter fallen somit auch **Kapazitätsmärkte**. Die Kommission

hat hierzu eine Checkliste entwickelt, anhand dieser Regierungen überprüfen können, ob ihr Eingriff wirksam ist, und ihn ggf. verbessern können.

In ihrer Mitteilung vom 05.11.2013 zur „Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimale Nutzung staatlicher Interventionen“, die mit dem Entwurf der Leitlinien inhaltlich zusammenhängt, legt die EU-Kommission die **Grundzüge für national geförderte Kapazitätsmärkte** wie folgt fest:

Die EU-Kommission erkennt an, dass die Stromversorgung für das Funktionieren der modernen Wirtschaft und Gesellschaft von entscheidender Bedeutung ist. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sei daher ein wesentliches Ziel staatlicher Maßnahmen. Auch wenn es möglicherweise legitim sei, dass sich die Standards für eine angemessene Stromerzeugung angesichts unterschiedlicher Gegebenheiten in den Mitgliedstaaten unterscheiden, sei der zuverlässige Stromnetzbetrieb in miteinander verbundenen Märkten von dem Stromnetzbetrieb in anderen Staaten abhängig. Nach Auffassung der Kommission sollten Maßnahmen zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen nicht über das unbedingt erforderliche Maß hinausgehen – die zuständigen Behörden sollten im Hinblick auf die erforderlichen Investitionen in erster Linie die Kräfte des Marktes wirken lassen. Falls Zweifel bestehen, ob der Markt eine angemessene Stromerzeugung und sichere Versorgung hervorbringen wird, ist vor einer staatlichen Intervention eine objektive, faktenbasierte und umfassende Prüfung der Angemessenheit der Stromerzeugung ratsam. Die zuständigen Behörden werden aufgefordert, eine geeignete Darstellung der Auswirkungen des Unionsrechts im Bereich des Elektrizitätsbinnenmarktes sowie die Evaluierung der unionsweiten Angemessenheit der Stromerzeugung durch den Europäischen Verbund der

Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) in die Prüfung einzubeziehen. Bei der Evaluierung muss das Potenzial von Investitionen in die Übertragungsinfrastruktur, einschließlich der Verbindungsleitungen, und einer stärkeren Einbeziehung der Nachfrageseite berücksichtigt werden.

Falls nach einer umfassenden Evaluierung eine unzureichende Stromerzeugung als ernstes Problem benannt wird, sind die Mitgliedstaaten aufgefordert, alternative Maßnahmen zu prüfen, mit denen das Problem angegangen oder gemildert werden kann. Diese Maßnahmen sind: Ermöglichung und Förderung der Laststeuerung, auch durch eine beschleunigte Einführung intelligenter Stromzähler und Ausbau der Verbindungskapazität, insbesondere zu Nachbarländern mit Stromüberschüssen oder einem komplementären Energiemix.

Die Ursachen der unzulänglichen Stromerzeugung und die Gründe, weshalb der Markt allein möglicherweise keine Abhilfe schaffen kann, müssen korrekt festgestellt und in Einklang mit den rechtlichen Vorgaben der Europäischen Union beseitigt werden. Dies schließt regulatorische Mängel wie die Regulierung der Großhandels- und Endkundenpreise sowie negative Auswirkungen vorhandener Systeme zur Förderung der Stromerzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe und der Kernenergie auf Investitionsentscheidungen ein. Für die effiziente Einbindung erneuerbarer Energien in den Markt sind neben staatlichen Interventionen wirksame Intraday-Märkte, Märkte für Ausgleichsleistungen und Märkte für Hilfsleistungen erforderlich. Ihr Fehlen könnte eine wichtige Ursache für die unzureichende Stromerzeugung sein, die aus der sinkenden Rentabilität von Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken resultiert.

Falls alternative Maßnahmen das Problem der angemessenen Stromerzeugung nicht lösen, kommen eine strategische Reserve, eine glaubwürdig einmalige

Ausschreibung oder – falls auch dies nicht wirksam ist – sogar ein marktweiter Kapazitätsmechanismus als Optionen in Frage. Unabhängig davon, welcher Mechanismus gewählt wird, sollten die Mitgliedstaaten das Ziel – schrittweise Abschaffung der Subventionen für die Stromerzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe bis zum Jahr 2020 – berücksichtigen.

Die Kommission ist der Ansicht, dass Mechanismen zur Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugung allen Kapazitäten, auch aus anderen Mitgliedstaaten, offenstehen sollten, die wirksam zur Einhaltung des für die angemessene Stromerzeugung geforderten Standards beitragen. Damit sind Kapazitätsmärkte in einzelnen Mitgliedstaaten prinzipiell möglich, die Hürden für ihre Einführung aber hoch.

Infrastruktur

Die Bundesrepublik Deutschland, das Land Nordrhein-Westfalen und die Deutsche Bahn unterzeichneten am 24.07.2013 eine Finanzierungsvereinbarung zum Bau eines dritten Zuggleises zwischen Emmerich und Oberhausen. Dies ist ein bedeutender Schritt, den vorhandenen Engpass für Frachttransporte auf der **Betouweroute** zwischen Rotterdam und Duisburg zu beseitigen. Die Fertigstellung ist für 2022 geplant.

Im Vorfeld der Bundestagswahlen hatte das Schifffahrts-Magazin die im Bundestag vertretenen Parteien gefragt, welches Versprechen sie der **Binnenschifffahrt** für die neue Legislaturperiode geben könnten und welche Punkte auf der Prioritätenliste ganz oben stünden.

CDU und CSU wollen das Gesamtsystem aus Seehäfen, Binnenhäfen und Wasserstraßen nachhaltig stärken. Binnenhäfen gehören für CDU/CSU als Standorte mit Wasserstraßen, Straßen- und Gleisanschlüssen zu den Kernelementen einer zukunftsorientierten

Verkehrspolitik. Die begonnene Reform der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes soll weiter umgesetzt werden. CDU/CSU setzen sich weiter dafür ein, dass der Bund dafür Sorge trägt, die Finanzierung und zeitnahe Realisierung z. B. der Modernisierung von Schleusen oder Sicherstellung verlässlicher Fahrrinntiefen sicherzustellen.

Die Grünen wollen die Binnenschifffahrt (nur) fördern, wenn es ökologische und ökonomische Vorteile gegenüber anderen Verkehrsträgern gibt und sich die Schiffe den Flüssen anpassen. Dann aber bleibt das weitere Versprechen, Gütertransporte von der Straße auf Schiene und Wasserwege zu verlagern, eher ein Lippenbekenntnis. Die FDP will die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen See- und Binnenhäfen durch einen zügigen Ausbau der Hinterlandanbindungen, aber auch durch notwendige Fahrrinnenanpassungen etwa der Untereibe, Unterweser, Ems und der Warnow sicherstellen.

Die SPD verspricht gar nichts und will erst einmal den „Scherbenhaufen“, den die Politik von Bundesminister Ramsauer hinterlassen hat, zusammenkehren. Denn für die SPD wurde in den letzten vier Jahren wenig bis gar nichts konstruktiv nach vorne gebracht. Die SPD will im Bundeshaushalt jährlich mindestens 2 Mrd. Euro zusätzlich für die Verkehrsinfrastruktur bereitstellen und die Ausgaben insgesamt verstetigen. Ganz oben auf der „Zu-Erledigen-Liste“ stehen u. a. eine solide Finanzierungsgrundlage, ein regelmäßiger und detaillierter Infrastrukturzustandsbericht, eine verkehrsträgerübergreifende Bundesverkehrsnetzplanung sowie eine transparente Investitionsplanung.

Fast alle Oppositionsparteien waren sich einig über die Ablehnung der laufenden Reform der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung (WSV). Es bleibt abzuwarten, was die Parteien konkret unternehmen, wenn sie in der Regierungsverantwortung sind.

LÄNDERBERICHTE

AUSTRALIEN

Allgemeines

2013 war für Australiens Kohlewirtschaft ein Jahr mit Licht und Schatten. Insgesamt befand sich das Land aber in guter wirtschaftlicher Verfassung. Für 2013 werden ein Wirtschaftswachstum von 2,7 % (2012: 2,6 %) und eine Inflationsrate von 2,4 % angenommen. Diese positive wirtschaftliche Entwicklung liegt vor allem in der Nachfrage nach Rohstoffen, allen voran Kohle, Eisenerz und Industriemetalle begründet. Der Boom der vergangenen Jahre ist jedoch vorbei. Neue politische Entscheidungen wiederum könnten den Kohlebergbau in Zukunft wieder attraktiver machen für neue Investitionen in die Erweiterung von Förderkapazitäten oder dem Neuaufschluss von Kohlegruben. Die finanziellen Belastungen aus politischen Entscheidungen bei gleichzeitig fallenden Weltmarktpreisen und ein schwacher australischer Dollar haben zu Kostensenkungsprogrammen und dem Abbau von ca. 10.000 Mitarbeitern in den Gruben geführt.

Mit seinen Energierohstoffen bleibt Australien auch in 2013 der neuntgrößte Rohstoffproduzent und ist für fast 6 % der Weltsteinkohleförderung verantwortlich. Belastend ausgewirkt hat sich für die australische Kohleexportwirtschaft das weltweit gefallene Preisniveau für Kessel- und vor allem für Koks-kohle sowie der Wechselkurs des australischen Dollars gegenüber dem US-Dollar. Letzterer lag Anfang 2013 noch bei 1,05 US\$ für 1 A\$ und wertete im Laufe des Jahres auf 0,90 US\$ für 1 A\$ ab, für das gesamte Jahr lag er im Durchschnitt bei 0,91 US\$. Damit wäre der Wert des australischen Dollars in 2013 um 12 % niedriger als im Jahr davor.

Der in 2012 einsetzende Verfall der Preise für Kessel- und Koks-kohle setzte sich in 2013 fort und übte erheblichen wirtschaftlichen Druck auf die Unternehmen aus. Nach einem Bericht des Bureau of Resource and Energy Economics (BREE) von März 2014 fiel der durchschnittliche Preis für 6.000 kcal/kg Kesselkohle fob Newcastle von 91 US\$/t Anfang 2013 auf 77 US\$/t im September 2013. Im Durchschnitt des Jahres 2013 kostete die Tonne Kesselkohle 84 US\$. Die Vertragspreise für Koks-kohle der Qualität HCC insbesondere mit der japanischen Stahlindustrie, die eine Art Benchmark-Funktion haben, betragen im 1. Quartal zwischen 154 US\$/t und 160 US\$/t, im 2. Quartal zwischen 169 US\$/t und 176 US\$/t, fielen im 3. Quartal 2013 dann auf 142 US\$/t bis 147 US\$/t und stiegen wieder im 4. Quartal auf 148 US\$/t bis 152 US\$/t. Spotpreise lagen meist noch unter den Quartalspreisen. In 2012 lagen die Preise noch bei 154 bis 200 US\$/t. Dieser „Preisverfall“, ausgelöst durch ein Überangebot an Koks-kohle und eine konjunkturell und strukturell bedingt nachlassende Nachfrage der Stahlindustrie sowohl in Asien als auch in Europa, führte bei manchen Koks-kohlegruben bereits dazu, dass diese nicht mehr kostendeckend produzieren konnten. Die durchschnittlichen Produktionskosten für Kesselkohle in Australien wurden in einem Bericht mit rund 90 US\$/t und mit 150 US\$/t für Koks-kohle angegeben.

Die Antworten der Bergbauunternehmen auf diese Herausforderung waren unterschiedlich. Gemeinsam war allen, die Förderkosten durch Kostenreduzierungen insbesondere durch Personalabbau zu senken. Zum Teil wurden Produktionen zurückgefahren bis hin zum Schließen ganzer Gruben, zum Teil wurde die Produktion aber sogar noch ausgeweitet, um die Kosten je geförderter Tonne Koks-kohle zu senken. Erheblich kostenbelastend und die Wettbewerbsfähigkeit der Kohleindustrie schwächend hat sich auch die Mitte 2012 eingeführte Steuer auf Gewinne

hochprofitabler Kohle- und Eisenerzförderunternehmen (sog. Minerals Resource Rent Tax-MRRT), deren Einnahmen sich in den ersten 6 Monaten nach Inkrafttreten auf 130 Mio. US\$ beliefen, ausgewirkt. Erwartet worden war aber deutlich mehr, was auf die verringerten Einnahmen aufgrund des weltweit einsetzenden Verfalls der Rohstoffpreise zurückzuführen ist.

Hinzu kommen die Belastungen aus der ebenfalls Mitte 2012 eingeführten CO₂-Steuer in Höhe von rund 17 A\$ pro Tonne sowie die Royalties-Zahlungen. Neben den finanziellen Lasten kamen noch Erschwernisse bei der Erlangung der unterschiedlichsten Planungs-, Abbau- und Umweltgenehmigungen hinzu, die zunehmende Behinderung von Genehmigungsverfahren durch Anti-Kohle-Kampagnen von Greenpeace sowie dem noch größeren Naturschutzbund (Wilderness Society), der sich der Kampagne von Greenpeace angeschlossen hat.

Die „Australian Productivity Commission“ (APC), ein die Regierung beratendes Gremium, stellte daher bereits Mitte 2013 fest, dass die Produktivität der australischen Rohstofferkundungsindustrie fällt, die Betriebskosten steigen und die Rate der Neuaufschlüsse sinkt, wodurch Australien an Attraktivität als Explorationsstandort für internationale Firmen verlieren könnte. Wenn auch die Erkundung nur einen kleinen Teil der Wirtschaft darstellt, so ist doch die sich an die Erkundung anschließende Rohstoffförderindustrie mit einem Anteil von 9 % am Bruttoinlandsprodukt (2012) erheblich bedeutender. Die APC sprach sich vor allem für eine Vereinfachung der komplizierten Regulierung von Förderlizenzen aus.

Die im September 2013 neu gewählte konservative Regierung unter Premierminister Tony Abbott, aber auch gesetzgeberische und regulatorische Änderungen in den Kohleländern New South Wales (NSW) und Queensland bedeuten neue erhebliche Veränderungen, aber auch neue Chancen für die australische Kohleindustrie.

Die neue australische Regierung hat eine grundlegende Änderung der Energiepolitik Australiens eingeleitet. Die Umweltprogramme wurden zusammengestrichen und die Klimakommission entlassen. Die CO₂-Steuer mit einem Mindestpreis von zur Zeit € 16,90 soll wieder gestrichen und durch ein Emissionshandelssystem mit variablen Preisen ähnlich dem europäischen System noch in 2014 ersetzt werden.

Langfristig noch bedeutender ist die Änderung des regulatorischen Rahmens und der Genehmigungsverfahren sowohl der Bundesregierung als auch der Länder Queensland und NSW. So sollen die Umweltauswirkungen zukünftig konzentriert und in einem einzigen Verfahren für die Erkundung der Förderung von Kohlevorkommen erfolgen (sog. One-Stop-Shop). Queensland hat mit einem Bürokratieabbau und einer Beschleunigung der Genehmigungsverfahren begonnen. Ziel ist es, in weniger als 12 Monaten Erkundungsgenehmigungen zu erteilen, die die Landrechte der Ureinwohner betreffen und alle anderen Verfahren innerhalb von sechs Monaten. Die derzeitige durchschnittliche Dauer beträgt 22 Monate. In NSW hat die Landesregierung Änderungen des Bergrechts angekündigt, bei der die Beurteilungskriterien für neue Genehmigungen geändert werden sollen. Die „wirtschaftlichen Auswirkungen“ sollen die wesentliche Entscheidungsgrundlage sein und erst in zweiter Linie soziale oder umweltbezogene Auswirkungen. Hiermit sollen dem Bergbau wieder mehr Investitionssicherheit und Anreize gegeben werden, in neue Minen zu investieren.

Produktion

Die Steinkohle Australiens kommt nahezu vollständig aus New South Wales (NSW) und Queensland (QLD). Die Koks-kohle kommt überwiegend aus QLD, während die Kesselkohle vorwiegend aus NSW stammt. Die Produktion wird zu fast 80 % in Tagebauen und zu 20 % untertä-

gig gewonnen. Die Kohleproduktion erhöhte sich nach Angaben von BREE auf 410 Mio. t. Dies entspricht einer Steigerung um 44 Mio. t oder 12 %.

Die Produktion in den Exportprovinzen Australiens wurde nicht nur wegen Ausbleibens außergewöhnlicher witterungsbedingter Ausfälle in 2013 wieder gesteigert, sondern vor allem auch aufgrund der gesunkenen Preise. Denn viele Bergbaubetriebe haben Take-or-pay-Verträge mit ihren Dienstleistern wie z. B. den Bahntransporteuren und haben durch erhöhte Produktion die spezifischen Kosten je geförderter Tonne Kohle dadurch senken können. Die Förderung stieg dort von 358 Mio. t um 43 Mio. t auf 401 Mio. t, davon 161 Mio. t in NSW und 240 Mio. t in Queensland.

Neben Queensland und New South Wales wurden in 2013 kleinere Mengen an Steinkohle in Westaustralien (5,2 Mio. t), in Südastralien (4 Mio. t) und in Tasmanien (0,8 Mio. t) gefördert, die ausschließlich in den heimischen Markt fließen. Insgesamt wurden somit rund 411 Mio. t Steinkohle gefördert, davon 240 Mio. t Kesselkohle (+ 21 Mio. t) und 171 Mio. t Kokskohle (+ 24 Mio. t).

Neben der Steinkohle werden in Victoria noch zwischen 60 und 70 Mio. t Braunkohle gefördert.

Verwertbare Produktion der Hauptförder-Bundesstaaten Australiens

	2011 Mio. t	2012 Mio. t	2013 Mio. t
New South Wales (NSW)	157	176	161
Queensland (QLD)	179	182	240
Gesamt NSW/QLD	336	358	401
Westaustralien/Tasmanien	10	8	10
Gesamt	346	366	411

LB-T1

Aktivitäten rund um die Erkundung von neuen Kohlelagerstätten sind ein wichtiger Indikator für mögliche Förderaktivitäten in der Zukunft. In die Entscheidung, in Erkundungsbohrungen zu investieren, gehen vor allem aktuelle und zukünftig erwartete Marktpreise für Kohle ein, das regulatorische Umfeld sowie auch fiskalpolitische Belastungen. Niedrigere Weltmarktpreise für Kohle führen dazu, dass die Bergbauunternehmen auch nur begrenzt flüssige finanzielle Mittel für Erkundungsaktivitäten haben. Insofern verwundert es nicht, dass die größten Rückgänge für Erkundungsbohrungen im Bereich Kohle zu verzeichnen waren. Sie sanken laut BREE um 36 % auf 557 Mio. US\$. Dabei waren die Rückgänge von Erkundungen sowohl relativ als auch in absoluten Zahlen bei sog. Brownfield-Projekten mit 26 % größer als die Projekte auf der „grünen Wiese“ mit 20 % jeweils im Vergleich zum Vorjahr.

GlencoreXstrata z. B. hat das 5,5 Mrd. US\$ teure Riesenprojekt Wandoan angehalten. Dieses Projekt soll 30 Mio. t/a Kesselkohle für den Export liefern und befindet sich noch in der Phase der Durchführbarkeitsstudie. Andererseits wurde die Kokskohleproduktion um 6 % gegenüber 2012 erhöht. Die Produktion von Kesselkohle einschließlich Semi-soft-Kokskohle wurde um 9 % gesteigert. Anglo American hat einerseits Kapazitäten von ca. 2 Mio. t/a an kostenintensiver Kokskohleproduktion vom Markt genommen, andererseits die Kokskohleproduktion in den übrigen Minen um 30 % erhöht. Rio Tinto erhöhte seine Produktion von Kokskohle um 2 %, von Semi-soft-Kokskohle um 17 % und Kesselkohle um 11 %. Die Wachstumsrate von neu auf den Markt kommenden Kokskohleförderern (Start-Ups) hat sich demgegenüber verlangsamt. Dennoch gibt es auch erhebliche Fortschritte bei einigen begonnenen Projekten sowie über neue Entwicklungen zu berichten.

BREE hat in einer Veröffentlichung über „Resources and Energy Major Projects“ von Oktober 2013 im Bereich Kohle folgende Projekte identifiziert:

- 50 Projekte (Vorjahr 63 Projekte) im Stadium nach der Machbarkeitsstudie, bei denen die Weiterentwicklung öffentlich bekannt gemacht wurde und deren maximale Investitionskosten 54 Mrd. A\$ (Vorjahr 75,5 Mrd. A\$) betragen. Hiervon befinden sich 37 in Queensland, die wertemäßig aber rund 90 % der geplanten Ausgaben ausmachen.
- 15 Projekte mit einem Investitionsvolumen von 11,4 Mrd. A\$, die alle erforderlichen Genehmigungen haben und sich im Stadium des Baues oder der Vorbereitungen des Baues befinden. In der Zeit von Mai bis Oktober 2013 erhielten 5 Projekte mit einem Gesamtwert von 1,7 Mrd. US\$ die abschließenden Genehmigungen und können mit dem Bau beginnen, während in den vorausgegangenen sechs Monaten 10 Projekte mit einem Gesamtwert von 3,3 Mrd. US\$ im Bau waren.

Von der letzten Gruppe der Projekte befinden sich 8 in New South Wales und 7 in Queensland. Fertiggestellt wurden zwischen März und Oktober 2013 nachfolgende Projekte in NSW und QLD mit einer Erhöhung der Kokskohleförderkapazitäten um 11 Mio. t/a und geplanten Investitionskosten von insgesamt fast 6,1 Mrd. A\$.

Projekt	Unternehmen	Kapazität/a in Mio. t	Kosten in Mio. A\$
Austar (Untertagebau) (Phase 3)	Yancoal Australia	3,6	250
Broadmeadow (Laufzeitverlängerung)	BMA (BHP Billiton Mitsubishi Alliance)	0,4	874
Daunia	BMA (BHP Billiton Mitsubishi Alliance)	4,5	1.553
Kestrel	Rio Tinto/Mitsui	1,4	2.105
Millenium	Peabody Energy	1,5	270

LB-T2 Quelle: BREE, Resources and Energy Major Projects, Oktober 2013

Drei Projekte kleinerer Bergbauunternehmen, die mit der Produktion in 2013 beginnen wollten, wurden am Ende doch nicht verwirklicht. Die Unternehmen, die das Galilee-Becken als Australiens künftige neue Kohleprovinz sehen, haben bei der Entwicklung der Kohlegruben Fortschritte gemacht. Die zwei Hauptentwickler – GVK-Hancock und Adani – haben bezüglich der Bahnkorridore mit einer Kapazität bis zu 100 Mio. t/a nunmehr eine Umweltverträglichkeitsstudie vorgelegt. Das Land Queensland will das Projekt mit einem Gesamtinvest von 28 Mrd. A\$ durch Verzicht auf die Zahlung von Royalties fördern.

Infrastruktur

Die Steigerung der Produktion und vor allem des Exports hat gezeigt, dass die Investitionen in infrastrukturelle Maßnahmen jetzt Früchte tragen. Für Queensland's Hafenskapazität wird sogar berichtet, dass mit dem Ende des Investitionsbooms in neue Bergwerke sich auch die Hafenskapazität von einer Unter- in eine Überkapazität dreht. Die Kohlehäfen seien nur zu 65 % ausgelastet, was deutlich unter dem Industriestandard von 85 % ist.

Diese Entwicklung hat dazu geführt, dass die großen Bergbaugesellschaften ihre Ausbaupläne die Häfen betreffend überdenken.

BHP Billiton hat formell auf das Recht verzichtet, den T2 Kohleterminal in Abbot Point (T steht für Terminal) zu entwickeln, führt aber die dritte Erweiterung des Hay Point Kohleterminals (HPX3 genannt) noch durch. Auch GlencoreXstrata hat Pläne gestrichen, in der Nähe vom Gladstone Hafen in Queensland den Balaclava Island Coal-Export-Terminal mit einer Kapazität von 35 Mio. t/a und einem Investitionsvolumen von 1,5 Mrd. A\$ zu errichten.

Nach dem Regierungswechsel in Queensland hat die neue Regierung die gesamten Hafenerweiterungspläne von 9 Terminals in Abbot Point von T0 bis T9 überprüft. Die Erweiterung von T1 unter Einschluss von T0 durch das indische Konglomerat Adani mit einer geplanten Erhöhung der Kapazität von z. Zt. 50 Mio. t/a auf 70 Mio. t/a sowie die an BHP Billiton und GVK Hancock vergebene Rechte zur Entwicklung von T2 und T3 mit jeweils 50-60 Mio. t/a Umschlagskapazität wurden bestätigt. Die Erweiterungen T4 bis T9 werden eingemottet, bis entsprechende Entwicklungen in neue Kohleminen die Erweiterung erfordern und das ganze Projekt in AP-X umbenannt.

Anglo American ist ebenfalls von der staatlich geförderten AP-X Erweiterung zurückgetreten, nachdem sie im April 2013 als bevorzugter Entwickler neben North Hub, einem Joint-Venture zwischen Aurizon und Lend Lease, von der Regierung benannt wurden. Aurizon ist in weiteren Gesprächen über die Entwicklung des Hafenprojektes, während Lend Lease ebenfalls ausgeschieden ist. Das gesamte Projekt wird von Umweltschützern heftig kritisiert wegen möglicher Auswirkungen auf das Great Barrier Reef. Unter der neuen Regierung wurden daher die Genehmigungen

für T2 und T3 mit vielen Auflagen versehen und das Ausbaggern deutlich begrenzt.

Port Waratah Coal Services (PWCS) hat mit dem sog. Projekt 145 begonnen, dessen Name auf die Verladekapazität der zwei Terminals – 120 Mio. t/a in Kooragang und 25 Mio. t/a in Carrington – hinweist.

Auch die Bergbauunternehmen investieren im Zusammenhang mit neuen Minenerschließungen. GVK Hancock, ein mehrheitlich von Indern kontrolliertes Unternehmen, entwickelt im Galilee-Becken drei bedeutende Kohleprojekte:

Alpha, Alpha West und Kevin's Corner, deren gesamten Kohlevorräte auf 8 Mrd. t geschätzt werden. Die Kohlegruben Alpha und Kevin's Corner könnten mit einer Förderung im Endausbau von 32 Mio. t/a und 28 Mio. t/a zu den größten Bergwerken in der Welt zählen.

Für den notwendigen Transport der Kohle zum Hafen Abbot Point wurde mit Aurizon, Australiens größter und bis 2010 dem Land Queensland gehörender Gütertransportbahn, ein Vertrag geschlossen. In einem Joint-Venture aus Aurizon und GVK Hancock sollen gemeinsam die Bahn- und Hafenprojekte entwickelt werden. Jedoch wurde der ursprüngliche Projektumfang für den sog. Galilee-Korridor von 500 km in einem ersten Abschnitt auf 300 km verkleinert, der dann in die bestehende Bahnlinie von GVK nach Abbot Point eingebunden wird. Dies rechtfertigt dann auch den schrittweisen Ausbau des Terminals T3 von Abbot Point aber zu insgesamt geringeren Ausgaben. Die neue Bahnstrecke soll den Transport von 25.000 t in einem Ganzzug ermöglichen.

Die Umschlagszahlen der Kohleladehäfen stimmen nicht mit den Exportzahlen genau überein. Das kann zolltechnische Gründe haben. Fast alle australischen Häfen wurden in den letzten Jahren erweitert und haben in 2012 und 2013 folgende Kohlemengen umgeschlagen:

Exporte der größten Kohleverladehäfen

Kohle- verladehäfen	2012 Mio. t	2013 Mio. t
Abbot Point	14,1	21,1
Dalrymple Bay	56,1	65,3
Hay Point	31,2	38,3
Gladstone	57,7	62,7
Brisbane	8,9	8,7
Gesamt Queensland	168,0	196,1
PWCS	105,9	109,2
Port Kembla	14,5	11,8
NCIG	27,4	41,3
Gesamt New South Wales	147,8	162,3
Gesamt	315,8	358,4

LB-T3

In Queensland wurden 2013 rund 28 Mio. t mehr Kohle verschifft, was einer Steigerung von fast 17 % entspricht. In New South Wales war es vor allem die Erweiterung des NCIG-Terminals, die zur Steigerung des Umschlags um fast 10 % auf insgesamt 162,3 Mio. t beitrug. Damit wurden in Australien im vergangenen Jahr 42,6 Mio. t Kohle mehr verladen.

Export

Insgesamt konnte Australien seine Exporte in 2013 nicht zuletzt wegen der Inbetriebnahme der 3 Terminals Port Waratah Coal Services (PWCS) mit + 3 %, Newcastle Coal Infrastructure Group (NCIG) mit + 50 % und Dalrymple Bay Coal Terminal (DBCT) mit + 16 % und mit monatlichen Rekordumschlagszahlen enorm erhöhen. Trotz fallender Kohlepreise stiegen die Exportvolumina um 43 Mio. t auf 358 Mio. t.

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

Exportentwicklung in ausgewählte Regionen „Hard-coking-coal“

	2012 Mio. t	2013 Mio. t	Abweichung 2012/13 Mio. t
China	14,3	26,9	+ 12,6
Europa	14,3	15,3	+ 1,0
Indien	23,0	25,2	+ 2,2
Japan	20,8	20,5	- 0,3
Südkorea	7,2	7,9	+ 0,7
Gesamt	79,6	95,8	+ 16,2

LB-T4 Quelle: BREE, Resource and Energy Quarterly, March 2014, S. 186

Mit 170 Mio. t wurde 17 % mehr Kokskohle (einschließlich „semi-soft-coking-coal“ und PCI-Kohle) exportiert als im Jahr 2012. Die größten Importeure australischer Kokskohle sind China, Indien, Japan, die EU und Südkorea. Nach Japan gingen etwas weniger, dagegen nach China fast 13 % mehr Kokskohle als in 2012. Nach McCloskey stellen sich im Einzelnen Australiens Exporte nach China in 2013 gegenüber 2012 etwas anders dar:

Australiens Exportentwicklung nach China

	2012 Mio. t	2013 Mio. t
Hard-coking-coal	14,3	26,8
Semi-soft-coking-coal / PCI	13,8	18,3
Kraftwerkskohle	34,8	42,5
Gesamt	62,9	87,6

LB-T5 Quelle: McCloskey

Steinkohleexporte nach Qualitäten

Kohlequalität	2012 Mio. t	2013 Mio. t
Kokskohle (HCC)	91	105
Semi-soft Kokskohle	54	65
Kesselkohle	171	188
Gesamt	316	358

LB-T6

Bei Kraftwerkskohle konnte Australien seine Exporte fast um 10 % oder rund 17 Mio. t steigern. Japan erhöhte seine Kraftwerkskohleimporte aus Australien um 7,3 Mio. t auf 82,3 Mio. t. Der Absatz nach Südkorea insgesamt nahm um 2,8 Mio. t auf 32,4 Mio. t zu.

Die Kennzahlen Australiens lauten:

Kennzahlen Australien

	2011 Mio. t	2012 Mio. t	2013 Mio. t
Steinkohleförderung	346	366	410
Steinkohleexporte	281	316	358
• Kesselkohle	148	171	188
• Kokskohle	133	145	170
Einfuhren Deutschland	4,3	4,5	4,7
• Kesselkohle	0,2	0,3	0,1
• Kokskohle	4,1	4,2	4,6
Exportquote in %	81	86	87

LB-T7

Australien hält rund 36 % Weltmarktanteil am Steinkohlelithandel, davon 170 Mio. t Weltmarktanteil an der Kokskohle und 188 Mio. t an der Kesselkohle. Australien bietet langfristig das größte nachhaltige Ausbaupotenzial an Kraftwerks- und Kokskohle.

INDONESIEN

Allgemeines

Das Jahr 2013 begann für die indonesische Kohlewirtschaft nicht verheißungsvoll. Heftige Regenfälle behinderten die Produktion und den Export von Kohle im geplanten Umfang. Aber auch der weitere Verlauf des Jahres war von regulatorischen Unsicherheiten geprägt, die durch teilweise widersprüchliche Ankündigungen der Regierung mit zukünftigen Auswirkungen auf die Produktionskosten ausgelöst wurden.

Fast das ganze Jahr über hing über der indonesischen niederkalorischen Kohleproduktion wie eine Art Damoklesschwert die Ankündigung Chinas, nur noch den Import von Kohle mit einem Heizwert von über 4.544 kcal NAR zuzulassen. Hiervon betroffen wären Kohleexporte aus Indonesien in einer Größenordnung von bis zu 60 Mio. t/a. Trotz mehrfacher Ankündigung und Änderung des Inkrafttretens in China wurde das gesetzliche Importverbot aus vielerlei Gründen nicht realisiert. Aufgeschoben bedeutet hier aber keineswegs aufgehoben. Die Ankündigung bewirkte zunächst verstärkte Exporte dieser Kohle, da die chinesischen Stromerzeuger ihren vertraglich eingegangenen Kaufverpflichtungen nachkommen wollten und diese Kohle darüber hinaus auch finanziell für die im Süden Chinas gelegenen Kraftwerke attraktiv ist.

Neben diesem Importverbot wurde seitens der indonesischen Regierung aber auch noch ein mögliches Exportverbot niederkalorischer Kohle diskutiert. Danach sollte der Export von Kohle mit einem Heizwert von weniger als 5.700 kcal/kg GAD (= luftgetrocknet) verboten sein. Fallende Preise und sinkende Einnahmen für den Staat mögen die Beweggründe gewesen sein, die die indonesische Regierung veranlasst haben, diesen Plan aufzugeben.

Unmittelbaren Druck auf die Exportpreise ausgeübt hat aber die Erhebung eines Zolls in Höhe von 3 % auf niederkalorische Kohle in China. Auch erhöhte Frachtraten z. B. nach Indien wirkten sich unmittelbar preisdrückend auf die indonesischen Kohle-FOB-Preise aus. Dies und der weltweite Verfall der Kohlepreise haben einige indonesische Bergbauunternehmen in die roten Zahlen getrieben. Entgegenwirken wollte man diesen Verlusten mit Kostensenkungsmaßnahmen und einer Erhöhung der Produktion. Ob dies ausreicht, wenn die Ende des Jahres von der indonesischen Regierung angekündigten Steuerreformen und Royalties Wirklichkeit werden sollten, bleibt abzuwarten. Wenn nicht, würde ein enormer Druck in Richtung Konsolidierung auf die Kohlewirtschaft ausgelöst. Ein solches Ergebnis wäre aber von der Regierung durchaus erwünscht, da sie dann in Bezug auf Einnahmen aus Steuern und Royalties nicht mit mehreren tausend Klein-, Mittel- und Großbergbauunternehmen verhandeln müsste. Um zu verstehen, was konkret mit welchen Auswirkungen vorgesehen ist, muss man die unterschiedliche Behandlung der Bergbauunternehmen in Bezug auf Steuern und Royalties kennen. In Indonesien gibt es zwei Arten von Kohlebergbauunternehmen: Die sog. IUP- (Izin Usaka Pertambangan) Genehmigungsinhaber und die CCoW (Coal Contracts of Work) Genehmigungsinhaber. Diese Zweiteilung erfolgte 2009 mit Verabschiedung des Berggesetzes. Seit dieser Zeit wurden IUP-Genehmigungen vorrangig an kleinere und neue Bergbauunternehmen vergeben, während die großen Bergbauunternehmen CCoW-Genehmigungen besitzen, und die ihre Abbaulizenz teilweise bereits in den 80-er Jahren erhielten.

Die Royalties für IUP's betragen heute 3% – 7 % je nach Kohlequalität und sollen einheitlich in Stufen auf 10 % – 13,5 % je nach Kohlequalität in 2014

ansteigen. Dies würde die Produktionskosten dieser Unternehmen erheblich verteuern. Dagegen bezahlen die CCoW's heute bereits Royalties bis zu 13,5 % und würden von der Erhöhung weniger stark oder gar nicht betroffen. Hinsichtlich der beabsichtigten Erhebung von Exportsteuern unterliegen die IUP's bereits heute der Standardexportsteuer, die auf alle Mineralien erhoben wird. Im Gegensatz dazu haben die CCoW's nie Exportsteuern zahlen müssen, und ihnen wurde in 2009 zugesagt, dass Änderungen von Steuern nur über eine freiwillige Vereinbarung von CCoW's und Regierung möglich sind. Da der Staat auf Mehreinnahmen durch eine eventuelle Erhöhung der Royalties, deren jährliches Aufkommen auf 389 Mio. US\$ geschätzt wird, nicht verzichten will, scheint eine Anhebung der Royalties in 2014 die wahrscheinlichere Möglichkeit.

Die GR24-Gesetzgebung, die von jedem Kohlebergbauunternehmen in ausländischer Hand verlangt, dass es Anteile an dem Unternehmen bis zum Erreichen einer Minderheitenposition von 49 % veräußert, hat bisher nicht zu größeren Anteilsveräußerungen geführt.

Produktion

Unterschiedliche Produktionszahlen sind in Indonesien ein Ärgernis, aber offenbar nicht abzustellen. Für 2013 hat beispielsweise das indonesische statistische Büro die Jahresproduktion um 56,3 Mio. t höher beziffert als das Energieministerium. Dies bezogen auf die Royalties und einem Durchschnittspreis von rund 95 US\$/t bedeutet etwa Mindereinnahmen für den Staat von ca. 5 Mrd. US\$.

Für 2013 hat die Indonesian Coal Mining Association (ICMA) in einer Vorschau eine Fördermenge von 415 Mio. t/a geschätzt, diese Zahl dann aber Mitte 2013 auf 360 Mio. t nach unten korrigiert. Das Ministerium ging dagegen von einer Menge von 391 Mio. t/a aus.

Die veröffentlichten Zahlen für das 1. Halbjahr 2013 mit 221 Mio. t deuteten bereits darauf hin, dass die Zielvorgabe wie in den Vorjahren noch übertroffen wird. Das australische Bureau of Resources and Energy Economics (BREE) schätzt in seinem Bericht von März 2014 die Exporte allein auf 411 Mio. t. Ferner wird geschätzt, dass 74 Mio. t/a illegal geförderte Mengen sind. In welcher Statistik diese Mengen erscheinen, ist offen. McCloskey gibt – als indikative Produktionszahlen – für 2013 eine Menge von 422 Mio. t an. Dies entspricht fast den vom Ministry of Minerals and Energy (MEMR) für 2013 angegebenen 421 Mio. t. Zu berücksichtigen ist dabei aber, dass in diesen Zahlen die Braunkohleförderung enthalten ist, die nicht gesondert ausgewiesen wird. Aufgrund der Exportzahlen von Braunkohle insbesondere nach China mit 43 Mio. t und dem ungefähren Verbrauch von Braunkohle in den indonesischen Kraftwerken mit geschätzten 47 Mio. t, ergibt sich nach unseren Berechnungen eine Förderung von Steinkohle von insgesamt 342 Mio. t in 2013. Der indonesische Kohlebergbau expandierte in 2013 trotz der Irritationen kräftig weiter. Die Förderung teilt sich grob auf in 1/3 hochwertige Steinkohle und 2/3 niederkalorische Steinkohle (subbituminös) und Braunkohle.

Die größten Steinkohleproduzenten Indonesiens

Unternehmen	Förderung	Förderung	Exporte	Exporte
	2012	2013	2012	2013
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Bumi Resources	74,0	80,0	68,5	60,2
Adaro	47,2	52,3	37,9	43,1
Kideco	33,7	37,2	24,7	26,9
Banpu	28,2	29,4	25,7	18,2
Berau Coal PT	21,0	23,9	16,9	19,8
Bayan Resources	16,3	14,0	4,0	9,3
Bukit Asam	14,0	17,5	7,0	9,6
Gesamt¹⁾	234,4	254,3	184,7	187,1
Indonesien gesamt	386	422	304	335

(siehe LB-T 9)
¹⁾ ohne Zukäufe, vorläufig, teilweise geschätzt

LB-T8

Von der Fördermenge gingen im vergangenen Jahr 335 Mio. t in den Export, 87 Mio. t wurden im Inland verbraucht. Die Bestandssituation in Indonesien ist unbekannt. Für 2014 wird von der indonesischen Bergbauindustrie eine weitere Erhöhung der Förderung auf 415-450 Mio. t/a geschätzt. Die Regierung will dagegen das Produktionsniveau für 2014 auf 400 Mio. t/a begrenzen, wovon 330 Mio. t/a in den Export und 70 Mio. t/a in den inländischen Verbrauch gehen sollen. Demzufolge will die Regierung mit den Bergbauunternehmen über entsprechende Kürzungen verhandeln. Vordergründig wird die Produktionskürzung damit begründet, nicht 2050 in die Rolle des Kohleimporteurs zu kommen, wenn die Gruben alle erschöpft sind. Das derzeitige Preisniveau mag aber ebenfalls die Regierung zu diesem Schritt veranlassen haben, da der Staat von höheren Preisen entsprechend über Royalty-Zahlungen und Exportsteuern ebenfalls profitiert. Dagegen planen die großen wie die kleinen Bergbauunternehmen, die Produktion in 2014 in zweistelliger Prozenzhöhe zu steigern, um damit entgan-

gene Verluste aus erhöhten Abgaben zumindest zum Teil kompensieren zu können. Sollte dies nicht möglich sein, dürften kleinere Minen, die Kohle mit niedrigen Heizwerten produzieren, bei dem derzeitigen Preisniveau in große wirtschaftliche Probleme kommen.

Die Produktion in Sumatra, die nur einen kleinen Teil der gesamten indonesischen Produktion ausmacht, wird vor allem für den Inlandsverbrauch benötigt, da die Lagerstätten nahe dem Stromverbrauchszentrum im bevölkerungsreichen Java liegen. Aufgrund der guten wirtschaftlichen Entwicklung Indonesiens wächst auch der Strombedarf, aber nicht so schnell wie ursprünglich geplant. Der staatliche Stromerzeuger PLN ist unverändert mit dem Neubau von Kraftwerken in Verzug. Der Bedarf an Kohle für den staatlichen Stromerzeuger ist daher in 2013 gesunken, weshalb die Verpflichtung der Bergbauunternehmen, einen bestimmten Prozentsatz für den Heimatmarkt zur Verfügung zu stellen (DMO= Domestic Market Obligation), bereits in 2013 von 24,74 % auf 20,3 % gesenkt wurde. Möglicherweise wird dieser weiter reduziert werden können. Neben der Steinkohleproduktion besteht auf Sumatra noch eine Braunkohleförderung von ca. 40 Mio. t/a.

Infrastruktur

Indonesien verfügt auf Kalimantan über sechs größere Tiefwasserhäfen sowie zehn weitere Kohleterminals (u. a. Samarinda und Palikpapan) mit einer Kapazität von insgesamt rund 350-370 Mio. t/a. Auch auf Sumatra sind Umschlagkapazitäten vorhanden, jedoch nicht für große Schiffe. Mit zunehmender Steigerung der Produktion kommt die vorhandene Infrastruktur an ihre Grenzen.

Ein weiteres Wachstum ist langfristig daher nur mit einer Verbesserung der küstenferneren Infrastruktur (Bau von Eisenbahnlinien) möglich, da bisher die Kohlereserven

in Angriff genommen wurden, die entweder küstennah liegen oder über eine gute Flusssanbindung zum Weitertransport an die Küste verfügen. MEC Holding plant daher den Bau einer Eisenbahnstrecke von 135 km Länge von Zentralkalimantan nach Ostkalimantan. PT Bukit Asam will seinen vorhandenen Kohleterminal Tarahan um eine Kapazität von 25 Mio. t/a erweitern. Das Projekt hat Verzug, soll aber im Endausbau Capesize-Schiffe mit einem Laderaumvolumen von 210.000 dwt beladen können.

Export

Die Exporte erreichten in 2013 rund 335 Mio. t und sind um 31 Mio. t gegenüber 2012 gestiegen. Indonesien hat damit seine führende Weltmarktstellung als Nr. 1 unter den Kraftwerkskohleexporteuren in 2013 weiter ausgebaut. Nach China wurde laut Mc-Closkey mit rund 130 Mio. t (inkl. Braunkohle) fast so viel indonesische Kohle exportiert wie in 2012. Schwerpunkt des indonesischen Exports ist der pazifische Markt. Die Mengen in die europäischen und amerikanischen Länder sind in 2013 fast unverändert gering geblieben.

In der Zukunft dürften Indonesiens Kohleexporte aber auch weiter wachsen, soweit das Weltmarktpreisniveau einerseits sowie die indonesische Regierung und die Produktionskosten andererseits dies erlauben. Indonesiens geographische Lage nahe den größten Verbrauchszentren China, Japan, Südkorea und Indien begünstigt den Export durch geringere Frachtkosten und kürzere Reisezeiten zu diesen Ländern.

Kohleexporte nach Märkten

	2011 Mio. t	2012 Mio. t	2013 ¹⁾ Mio. t
Pazifik	259	292,9	326,2
Europa	10	11,0	8,4
USA	1	0,1	0,7
Gesamt	270	304,0	335,3

¹⁾ geschätzt

LB-T9

Die größten Einzelabnehmer sind in Asien vertreten. Es sind neben China vor allem Indien, Taiwan, Südkorea und Japan.

Die größten Abnehmer indonesischer Kohle

	2011 Mio. t	2012 Mio. t	2013 ¹⁾ Mio. t
Indien	52,8	94,6	116,8
China	78,0	81,4	89,7
Japan	25,0	35,0	37,7
Südkorea	36,7	37,8	36,0
Taiwan	19,1	28,6	28,0

¹⁾ vorläufig, teilweise geschätzt

LB-T10 Quelle: McCloskey, ohne Braunkohle

Der Export in den asiatischen Markt wird weiter zunehmen. Schwerpunkt für die Ex-porte wird Kalimantan bleiben.

Kennzahlen Indonesien

	2011 Mio. t	2012 Mio. t	2013 Mio. t
Steinkohlenförderung	318	386	342
Kesselkohlenexporte	270	304	335
Einfuhren Deutschland	0,1	0	0
Exportquote in %	85	79	98

LB-T11

RUSSLAND/UKRAINE/ KASACHSTAN

Allgemeines

Nach World Coal – unter Hinweis auf die schriftlichen Anmerkungen von dem Russischen Botschafter Dr. Victor Samolenko in der Mongolei auf der „Coal Mongolia 2013 Conference“ (http://www.mongolia.mid.ru/en/press_38.html) – reichen die Kohlereserven Russlands auf der Basis des heutigen Produktionsniveaus noch 443 Jahre, um den Bedarf Russlands zu decken. Russland ist die Nr. 2 nach den USA bezogen auf nachgewiesene Steinkohlevorkommen. Der Anteil Russlands an den weltweiten Kohlevorräten beträgt 18,2%, der der USA 27,6%. Die heimischen Kohlereserven in Russland betragen 157 Mrd. t und bestehen aus subbituminöser Kohle und Braunkohle mit 107,9 Mrd. t sowie Anthrazit und bituminöser Kohle (=Steinkohle) mit 49,1 Mrd. t. Die theoretisch förderbaren Ressourcen sind um ein Vielfaches höher und werden in einer Größenordnung von 4 bis 5 Billionen t geschätzt, die zu 84% in Sibirien und zu 6% im Fernen Osten Russlands liegen. Das Kuzbass Kohlefeld hat den größten Anteil an förderbaren Kohlereserven mit 56%, gefolgt von dem Kansk-Achinky Kohlefeld mit 12%, dem Gebiet Zabaikals und Khakassia mit 6% und 4%. Die russische Kohleindustrie ist nach der Restrukturierung voll privatisiert. 16 private Bergbauunternehmen in Form von Aktiengesellschaften kontrollieren 78% der russischen Kohleproduktion. Für den Weltmarkt hat nur Russland Bedeutung, so dass an dieser Stelle nur kurz auf die Ukraine und Kasachstan eingegangen wird.

Die **Ukraine** hat unter den zum Ende des Jahres beginnenden politischen Unruhen auch bereits wirtschaftlich gelitten. Mit 83,70 Mio. t geförderter Kohle sank die Produktion um 2,6 % oder um 2,22 Mio. t/a.

Die Kraftwerkskohle sank von 61 Mio. t/a um 1,8% auf rund 60 Mio. t/a, und die Produktion von Koks-kohle mit 23,73 Mio. t/a um 4,4%. Andererseits importierte die Ukraine 11,4 Mio. t/a Koks-kohle – vermutlich überwiegend aus Kasachstan. Exportiert wurden mit 8,53 Mio. t/a fast 40% mehr Kohle, wobei eine Aufteilung in Kessel- und Koks-kohle nicht vorliegt. Seewärtig wurden u.a. in die Türkei 1,24 Mio. t exportiert. Für 2014 wird in Anbetracht der politischen Situation mit erheblich geringerer Förderung sowohl von Kessel- als auch von Koks-kohle gerechnet.

Kasachstan verfügt über große Kohlevorkommen, hat aber in 2013 mit 119,8 Mio. t 0,6% weniger als im Jahr zuvor gefördert, davon 114,6 Mio. t Stein- und Braunkohle und 5,2 Mio. t Koks-kohle.

Produktion

Russland gehört zu den führenden kohleproduzierenden und -exportierenden Ländern. An der gesamten russischen Versorgung mit Steinkohle hält die Siberian Coal Energy (SUEK) allein einen Anteil von 30%, an den russischen Kesselkohleexporten einen Anteil von 25%. Mit rund 352 Mio. t/a Fördermenge ist Russland der fünfgrößte Kohleproduzent weltweit. In Russland wird die Kohle zwischenzeitlich nur noch in 86 Untertageminen und 129 Tagebauen gefördert. Die Kohleabbaustätten sind über 25 verschiedenen Regionen Russlands, über 16 Kohlebecken und 85 Städte verstreut. Kohle wird in Russland vorwiegend zur Stromerzeugung verwendet. Rund 25 % der Stromerzeugungskapazitäten sind Kohlekraftwerke. Die russische Regierung hat einem Programm für die langfristige Entwicklung der Kohle bis 2030 zugestimmt, das vom Energieministerium in Zusammenarbeit mit den föderalen und regionalen Behörden im Einzelnen ausgestaltet wird. Nach diesem Programm soll die russische Kohleproduktion bis

2015 auf 355 Mio. t/a steigen, in einem zweiten Schritt bis 2020 auf 380 Mio. t/a und in einer dritten Phase bis 2030 auf 430 Mio. t/a. Der Plan hebt besonders die Entwicklung neuer entfernt liegender Abbaugelände hervor, zu denen insbesondere das Elga Vorkommen in Süd Jakutien (Republik Sacha) im Nordosten Sibiriens, das Ulughemskoko Becken in der Tuva Republik an der Grenze zwischen Sibirien und dem Nord-Westen der Mongolei und die Amur Region in Ostsibirien gehören. Damit wird der russische Kohlebergbau zukünftig nach Osten hin wandern.

Kohleproduktion Russland			
	2011	2012	2013²⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Koks-kohle ¹⁾	65	74	
Kesselkohle	271	279	
Gesamt	336	353	352

¹⁾ inkl. Anthrazit ²⁾ Eine Aufteilung in Koks- und Kesselkohle war nicht zu ermitteln

LB-T12 Quelle: McCloskey

In Russland verharrte die Produktion von Kohle mit rund 352 Mio. t in etwa auf Vorjahresniveau. Die Nachfrage nach Kohle fiel aufgrund gesunkener Nachfrage im Inland um 5% auf 179 Mio. t. Nach ersten Schätzungen belief sich die Tagebauförderung auf rund 251 Mio. t, die Tiefbauproduktion auf 101 Mio. t.

Der Schwerpunkt der russischen Steinkohleförderung liegt im Kemerovo-Gebiet. Die Produktionsergebnisse der Bergbauunternehmen sehen für 2013 sehr unterschiedlich aus. Das größte Unternehmen in Russland, die Siberian Coal Energy Co. (SUEK), hat mit einer Förderung von 96,5 Mio. t 1% weniger in als in 2012 produziert, insgesamt aber 1% mehr Kohle verkauft. OAO Kuzbassrazrezugol hat ebenfalls in 2013 etwa 1 Mio. t weniger gefördert. Die Siberian Business Union (SBU) hat mit 24,5 Mio. t/a dagegen 4,7% mehr produziert

Die wichtigsten russischen Produzenten entwickelten sich wie folgt:

Kohleproduzenten Russland		
Produzenten	2012	2013*
	Mio. t	Mio. t
SUEK	98,0	96,5
Kuzbassrazrezugol	45,0	43,9
Siberian Business Union (SBU)	23,0	24,5
Yuzhkuzbassugol	11,0	12,5
Vostsibugol	17,0	15,7
Raspadskaya	7,0	7,8
Yuzhny Kuzbass	14,0	15,1
Yakutugol	10,0	10,0
Gesamt	225	226

¹⁾ teilweise geschätzt

LB-T13

Insgesamt wurden in der Kuzbass Region 203 Mio. t/a Kohle gefördert, davon mit 55,4 Mio. t/a 6,1% mehr Kokskohle als 2012. Problematisch ist aber die immer noch sehr hohe Menge an Kohle, die im Kemerovo Gebiet auf Lager liegt. Sie war Ende November 2013 mit über 15 Mio. t etwa dreimal so hoch als die erlaubte Lagerkapazität an allen Kuzbass Kohleminen zusammen. Der Grund liegt in fehlenden Eisenbahntransportkapazitäten und dem jahreszeitlichen Zusammentreffen von Weizen- und Kohletransporten zu den Häfen, wodurch die Lagerbestände nicht signifikant abgebaut werden können.

Infrastruktur

Kohle-Export-Häfen Russland			
	2011	2012	2013¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Ostseehäfen und Nordrussland			
Murmansk	10,8	11,7	13,0
Vysotsk	3,2	3,3	4,9
Rīga	13,5	14,9	13,8
Ventspils	6,8	7,0	7,4
Tallin (Muga)	0,3	0,0	0,0
St. Petersburg	0,3	0,0	0,0
Ust-Luga	12,3	15,3	17,7
Sonstige	0,8	1,7	2,5
Gesamt	48,0	53,9	59,3
Südrussland und Ukraine			
Mariupol (Ukraine)	1,7	1,3	0,9
Tuapse (Russland)	2,9	2,8	2,7
Yuzhny (Ukraine)	1,0	0,3	0,2
Sonstige	7,5	7,9	9,0
Gesamt	13,1	12,3	12,8
Russland und Fernost			
Vostochny	16,2	21,3	17,2
Vanino	1,5	1,1	3,8
Muchka	10,0	12,1	13,7
Sonstige	12,3	16,2	24,0
Gesamt	40,0	50,7	58,7
Gesamt	101,1	116,9	130,8

LB-T14 ¹⁾ z. Teil Schätzungen

Über größere logistische Probleme wurde neben den benannten Problemen der russischen Staatsbahn nichts berichtet.

Export

Aufgrund der gestiegenen Nachfrage im Ausland einerseits und der gesunkenen Nachfrage im eigenen Land andererseits exportierte Russland im seewärtigen Handel mit 130,8 Mio. t rund 14 Mio. t mehr als im Vorjahr.

Hinzukommen noch ca. 13 Mio. t, die im Inlandsverkehr mit früheren CiS-Staaten gehandelt werden. Insgesamt wurden somit knapp 143 Mio. t exportiert.

Kennzahlen Russland			
	2011	2012	2013
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Kohleförderung	336	353	352
Steinkohleexporte ¹⁾	101	117	130,8
• Kesselkohle	93	109	116
• Kokskohle	8	8	14,8
Einführen Deutschland	11,2	11,6	13,1
•Kesselkohle	9,6	10,5	12,0
•Kokskohle	1,2	0,8	0,9
•Koks	0,4	0,3	0,2
Exportquote in %)	30	33	37

1) nur seewärtig

LB-T15

Im nordwesteuropäischen Raum stiegen die Importe aus Russland vor allem wegen des niedrigen Schwefelgehalts und hohen Heizwertes der Kohle an. So nahmen die Exporte in die EU-28 um fast 15 Mio. t zu. UK nahm knapp 17,7 Mio. t oder 21 % mehr Kraftwerkskohle ab als in 2012. In Deutschland stiegen die gesamten Importe aus Russland um 1,5 Mio. t auf 13,1 Mio. t. Damit ist Russland Deutschlands wichtigster Kohlelieferant.

USA

Allgemeines

2013 war für die amerikanische Kohleindustrie ein weiteres Jahr mit großen Herausforderungen. Erd- bzw. Schiefergas wird nach Angaben der Internationalen Energieagentur zu etwa nur einem Drittel der Importpreise Europas gehandelt. Dies führte auch 2013 zu einem teilweisen „fuelswitch“ von Kohle zu Gas für die Stromerzeugung. Darüber hinaus hat die US-Administration neue Standards für Kohlekraftwerke erlassen, die Neubauten wegen niedriger CO₂-Emissions-Grenzwerte in der nächsten Zeit ohne CCS aus ökonomischen Gründen nicht sehr wahrscheinlich werden lassen. Überdies wurden in den USA finanzielle Anreize für Energieeffizienzmaßnahmen und Erneuerbare beschlossen, die die Stromerzeugung aus Kohle zukünftig weiter verdrängen könnten.

Dabei sind die Kohlewirtschaft und der Kohleexport ein bedeutender Wirtschaftsfaktor in den USA. Die amerikanischen Kohleexporte, die von 50 Mio. st (1 short ton = 0,9072 t) oder 45,36 Mio. t in 2005 auf über 114 Mio. t in 2012 angestiegen sind, bedeuten erhebliche Einnahmen für Kohleproduzenten, Transportunternehmen wie Bahn und Schiff sowie sonstige Logistiker. Diese betragen 2012 laut U.S. Energy Information Administration etwa 15 Mrd. US\$, was einem Anteil an allen Exporteinnahmen von etwa 25 % entspricht.

Produktion

Die zuvor geschilderten Herausforderungen wurden verschärft durch weiter fallende Weltmarktpreise, was auf die Margen der Produzenten drückte. Schließungen ganzer Kohleminen, Kostensenkungsprogramme und Arbeitsplatzabbau waren auch in 2013 die Folge. Die

Produktion der USA ging demzufolge in 2013 von 922 Mio. t um insgesamt rund 17 Mio. t oder 2 % auf 905 Mio. t zurück.

Der Rückgang der Kohleförderung ist auf die Faktoren Wettbewerb von Schiefer-Gas, regenerative Energien und neue Umweltvorschriften zurückzuführen. Zwar wird die US-Stromerzeugung immer zu einem großen Teil auf Kohle basieren. Laut Annual Energy Outlook (AEO) 2014 Early Release Overview der U.S. Energy Information Administration (EIA) ging die Stromerzeugung aus Kohle aber von 42 % in 2012 auf 37 % in 2013 zurück und soll bis 2035 weiter bis auf 34 % fallen. Weitere 31 % der bis 2040 zuzubauenden Stromerzeugungskapazitäten sollen auf Erneuerbaren beruhen. Andererseits zeigt sich an den in 2013 moderat gestiegenen Gaspreisen, dass derzeit noch schnell wieder zur Kohle gewechselt werden kann, was in einem um ca. 3,5 % gestiegenen Verbrauch an Kohle vorrangig für die Stromerzeugung und einem Abbau der Kohlevorräte zum Ausdruck kommt.

Das Gas hat zwischenzeitlich einen Anteil an der Stromgewinnung von ca. 28 % und soll bis 2035 auf einen Anteil von 34 % anwachsen. Mit dem immer stärker auf den Markt drängenden Schiefer-Gas zu Preisen, die von unter 2 US\$/mm BTU im April 2012 oder umgerechnet rund 56 US\$/t auf etwa 3,50 US\$/mm BTU oder rund 77 US\$/t in 2013 frei Henry Hub angestiegen sind, ist vor allem die Kohle aus dem Appalachen-Gebiet, aber auch aus dem Illinois-Becken teilweise nicht wettbewerbsfähig. Inklusive Transportkosten zu den Exporthäfen ist Kohle je nach Gaspreis fast doppelt so teuer wie Schiefer-Gas. Kohle aus dem Powder River Basin und aus der Rocky Mountain Region lässt sich dagegen zu deutlich geringeren Kosten fördern und dürfte mit dem Schiefer-Gas, vor allem bei Preisen über 3,50 US\$/mm BTU wettbewerbsfähig sein. Folglich

wird bis 2015 wieder mit einer leichten Steigerung der Förderung auf deutlich über 1 Mrd. st/a gerechnet. Der durchschnittliche Kohlepreis ab Kohlemine (average mine mouth price) wird im Referenzfall der EIA für 2012 mit US\$ 1,98/mm BTU angegeben, der nach dem Referenzfall im Outlook 2014 bis 2040 um 1,4 % pro Jahr auf 2,96 US\$/mm BTU steigen soll. Das entspricht 39,94 US\$/st oder knapp 44 US\$/t für 2012 frei Kohlegrube. Demgegenüber betrug der durchschnittliche Lieferpreis (ohne Exporte) 2,60 US\$/mm BTU oder rund 58 US\$/t in 2012.

Der teilweise zu beobachtende Brennstoffwechsel findet überwiegend ohne Neubau von (Gas-)Kraftwerken statt. Über die Hälfte der amerikanischen Gaskraftwerke sind bereits Gas- und Dampfkraftwerke, die nur der Stromerzeugung dienen, deren Jahresausnutzung jetzt vor allem gestiegen ist, aber immer noch nur 50 % beträgt. Hier sind also noch Potenziale vorhanden. Ganz nebenbei hat dieser Brennstoffwechsel auch dazu geführt, dass der Ausstoß von CO₂ derzeit so niedrig ausfällt wie seit 20 Jahren nicht mehr. In ihrem jüngsten Outlook 2014 schätzt die EIA, dass 2040 die energiebedingten CO₂-Emissionen um insgesamt 92 Millionen Tonnen niedriger sein werden als noch letztes Jahr vorhergesagt. Die projizierten energiebedingten CO₂-Emissionen sinken bis 2020 um 9 % bezogen auf das Jahr 2005. Der Anteil der Kohle an den gesamten energiebezogenen CO₂-Emissionen wird aufgrund des Rückgangs der Kohle für die Stromerzeugung um fast 8 % bis 2040 ebenfalls sinken.

Die US-amerikanische Stromerzeugungswirtschaft steht aber bereits heute vor einer Welle von Kraftwerksstilllegungen. Nach einer Studie von Black & Veach werden bis zu 60 GW Kohlekraftwerke bis 2020 stillgelegt, davon der Löwenanteil im Osten der USA. Die Umweltschutzgesetzgebung verpflichtet

die Kraftwerksbetreiber in Hinblick auf Emissionen von Staub, SO₂, NO_x und Quecksilber, ihre Anlagen mit entsprechenden Reinigungsanlagen bis 2015 nachzurüsten. Andererseits dürften die nachgerüsteten Anlagen eine höhere Ausnutzungsdauer zukünftig haben, was wiederum den Rückgang des Kohleverbrauchs dämpfen könnte. Auch in 2013 wurden Kraftwerksschließungen angekündigt. Dies dürfte die Kohleproduktion in Zukunft erheblich belasten. Eine noch größere Belastung für Kohlekraftwerke könnte der auf Anforderung von Präsident Barack Obama von der Umweltschutzbehörde EPA vorgelegte Entwurf für die Begrenzung des CO₂-Ausstoßes für neu zu bauende Kohle- und Gaskraftwerke sein. Die Regelung sieht vor, dass der CO₂-Ausstoß bei Kohlekraftwerken bei maximal 453 kg/MWh liegen darf, was bedeutet, dass ohne CCS kein Kohlekraftwerk mehr gebaut werden kann. Die hohen Investitionskosten und die noch nicht in der Praxis in Großkraftwerken erprobte Technik bedeuten damit faktisch einen Baustopp für neue Kohlekraftwerke. Umso wichtiger ist, dass das FutureGen 2.0 Project in Illinois mit einer CCS-Nachrüstung des 176 MW-Blocks inklusive Transport und Speicherung von CO₂ im Meredosia Energy Centre mit staatlichen Hilfen und Unterstützung weitergeführt wird. Die US-Kohlewirtschaft hat auf diese Entwicklung mit Minenschließungen, Produktionskürzungen oder der Einmottung von Kohlegruben insbesondere in den Appalachen reagiert. Es gibt aber auch gegenteilige Entwicklungen. Im Illinois Becken wurde die Produktion um fast 6 % in 2013 auf 134 Mio. st gesteigert, während sie im Central Appalachian Gebiet von 148 Mio. st auf 129 Mio. st fiel.

Förderverteilung USA

	2011 Mio. t	2012 Mio. t	2013 Mio. t
Appalachian ¹⁾	312	286	263
Interior	142	145	162
Western	540	491	480
Gesamt	994	922	905
East of Mississippi	414	390	382
West of Mississippi	580	532	523
Gesamt	994	922	905

¹⁾ einschl. Kohle aus Haldenaufbereitung, inkl. Braunkohle
Angaben in metrischen Tonnen

LB-T16 Quelle: McCloskey und eigene Berechnungen

Infrastruktur

Die Infrastruktur bei Eisenbahn und Häfen war wegen der gefallenen Exporte weniger ausgelastet als 2012. Die Entwicklungen bei den einzelnen Häfen sind aber unterschiedlich. Über den Terminal Hampton Roads wurden in 2013 z. B. fast 50 Mio. st Kohle exportiert, was einer Steigerung von fast 1,4 Mio. st gegenüber der Periode in 2012 entspricht. Demgegenüber fielen Verschiffungen von Hampton Roads und Baltimore zusammen von 61,8 mt um 4,9 % auf 58,8 mt. New Orleans verzeichnete ebenfalls einen Rückgang der Kohlevers Schiffungen. Entscheidend für eine weitere Exportsteigerung ist aber vor allem eine verbesserte Eisenbahninfrastruktur sowie eine entsprechende Hafeninfrastruktur an der Westküste, um Kohle aus dem Powder River Basin in den asiatischen Markt exportieren zu können. Wegen der stark gefallenen Weltmarktpreise wurde auch nicht viel in neue Hafenskapazitäten investiert. Noch vor 2 Jahren gab es Projekte für neue Exportkapazitäten von 125 Mio. t/a in verschiedenen Häfen der Staaten Oregon und Washington. Kinder Morgan investierte aber in Kapazitätserweiterungen, wie z. B. im Pier IX in

Newport News, Virginia um 1,5 Mio. st/a, auf insgesamt 16 Mio. st/a, im International Marine Terminal (IMT) auf dann 16 Mio. st/a sowie im Houston Bulk Terminal auf 3 Mio. st/a und im Houston Deepwater Export Terminal dann auf 10 Mio. st/a. Alle Erweiterungen sollen in 2014 abgeschlossen werden.

Export / Import

Die USA bleiben in ihren Exporten weiterhin stark auf Europa ausgerichtet, aber nicht um jeden Preis. Daher reduzierten sich die Exporte bei Koks- und Kraftwerkskohle um fast jeweils 4 Mio. t. Insbesondere die schwefelreiche Kohle aus dem Illinois Becken wurde nur mit entsprechenden Preisabschlägen gegenüber der API#2 Standardqualitätskohle abgenommen. Da diese Preise für einige Minenbetreiber nicht kostendeckend waren und zugleich die Binnennachfrage etwas fester wurde, haben sie die Kohle im heimischen Markt besser absetzen können als sie zu exportieren. Die in 2013 erfolgten Lieferungen beruhen daher vielfach auf Bestellungen aus der Vergangenheit bzw. die Erfüllung von längerfristigen Verträgen. Spotlieferungen sind im 2. Halbjahr 2013 Richtung ARA fast zum Erliegen gekommen. Der seewärtige Export verringerte sich daher 2013 um 7,5 Mio. t auf insgesamt 99,6 Mio. t. Hinzu kommt der landseitige Export nach Kanada in Höhe von über 6 Mio. t.

Export USA 2013			
	Koks- kohle	Kraftwerks- kohle	Gesamt
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Seewärtig	56,1	43,5	99,6
Landseitig (Kanada)	3,4	2,9	6,3
Gesamt	59,5	46,4	105,9

LB-T17 Quelle: McCloskey

Die Exportschwerpunkte der seewärtigen Ausfuhren von rund 100 Mio. t waren Europa mit über 50 Mio. t sowie Brasilien und Korea mit jeweils gut 7 Mio. t. Größter Abnehmer in Europa war wiederum Deutschland, das seine Einfuhren um 22 % auf über 12 Mio. t Koks- und Kraftwerkskohle steigern konnte. Die Importe in die USA stagnierten auf dem Niveau des Vorjahres. Die USA blieben Nettoexporteur. In 2013 wurden deutlich geringere Mengen Kohle z. B. nach Japan, Südkorea oder auch nach Indien und China exportiert. Inwieweit die amerikanische Kohle in Asien dauerhaft wettbewerbsfähig sein kann, hängt unter anderem von den Transportkosten ab.

Import-Export-Saldo USA (seewärtig)						
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Export (seewärtig)	53	44	64	91	107	100
Import (seewärtig)	31	19	16	11	7	7
Saldo	22	25	48	80	100	93

LB-T18

Die Importe aus Kolumbien gingen leicht um 0,3 Mio. t auf 6,6 Mio. t nach oben.

Für 2014 ist bei weiter niedrigen Weltmarktpreisen ein Exportzuwachs nicht zu erwarten. Die EIA erwartet für 2014 Exporte in einer Größenordnung von nur noch 105 Mio. st/a oder 95 Mio. t/a. Bei festeren Weltmarktpreisen sowohl für Kessel- als auch für Koks- und Kraftwerkskohle und geringen Frachtraten dürfte die Kesselkohle für den atlantischen Markt aber auch für den asiatischen Markt wieder aus Sicht der US-Kohleexporteure interessant werden. Unterstützt werden könnte dies durch die finanzielle Absicherungsmöglichkeit über den neu eingeführten Index API 10. Dieser auf Basis fob Puerto Bolivar 6000 kcal/kg erstellte Index besteht aus dem

Durchschnitt der täglich ermittelten Argus fob Puerto Bolivar Preisermittlung und dem wöchentlich ermittelten IHS McCloskey fob Puerto Bolivar Kraftwerkskohlen Marker am Freitag.

Kennzahlen USA			
	2011	2012	2013
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohleförderung	994	922	905
Steinkohleexporte	97	114	106
• Kesselkohle	34	50	58
• Koks kohle	60	59	56
Steinkohleimporte	12	8	8
Einfuhren Deutschland	8,1	9,8	12
• Kesselkohle	5,1	7,1	9
• Koks kohle	3,0	2,7	3
Exportquote in %	10	12	12

LB-T19

KOLUMBIEN

Allgemeines

Anfang 2013 wurde das Wirtschaftswachstum auf 2,5 % bis 4,5 % von der kolumbianischen Zentralbank geschätzt. Nach Angaben von Germany Trade & Invest von Ende 2013 wurde das BIP auf 3,7 % geschätzt und wird für 2014 auf 4,2 % prognostiziert. Einen wesentlichen Anteil daran hat die Kohle, die nach Öl Kolumbiens größter Exportartikel ist. Dementsprechend steigen und fallen auch die Einnahmen des Staates mit der Menge der geförderten Kohle, aber auch mit der Höhe des Weltmarktpreises. In dieser Hinsicht war 2013 nicht das beste Jahr Kolumbiens. In den ersten neun Monaten fielen die Kohle-Royalties nach Angaben der nationalen Bergbaubehörde ANM um fast 160 Mio. US\$ oder 27 %

auf 423 Mio. US\$. Auf das ganze Jahr gesehen wird mit einem Rückgang von 20 % gerechnet.

Welchen Stellenwert die kolumbianische Kohle für den Weltmarkt besitzt, zeigt auch die wöchentliche 90-Tage Preiserwartung von Platts. Diese ursprünglich auf Kesselkohle mit einem Heizwert von 6.300 kcal/kg NAR und FOB Bolivar fokussierte Preisabschätzung wurde geändert auf einen Heizwert von 6.000 kcal/kg NAR und FOB Kolumbien, d. h. es wird Kohle mit einem Heizwert von 5.750 kcal/kg bis 6.100 kcal/kg fob verladen in den Häfen Puerto Bolivar, Puerto Drummond, Puerto Nuevo, Rio Cordoba und Carbosan an Kolumbiens Karibikküste in die Preisermittlung einbezogen.

Produktion

Kolumbiens Kohlesektor hat ein turbulentes Jahr 2013 hinter sich. Maßgeblich hierfür waren eine Reihe von Gründen und Ereignissen.

Am 23. Juli 2013 wurde über einen Streik in den Minen und im Hafen von Drummond abgestimmt, nachdem Verhandlungen über Gehaltserhöhung seit Mitte Mai ergebnislos geblieben waren. Rund 10.000 Arbeiter waren direkt oder indirekt von dem Streik betroffen. Drummond produziert etwa 2-2,5 Mio. t Kohle pro Monat, was etwa 33 %-34 % der Gesamtförderung Kolumbiens entspricht. Der zweitgrößte Kohleförderer Kolumbiens erklärte in der Folge „Force Majeure“ für fällige Lieferungen. Dennoch hatte dies keine größeren Auswirkungen auf die Versorgungslage und Preise, da der Markt reichlich überversorgt und die europäische Nachfrage im Sommer gering war. Nach 45 Tagen wurde der Streik beendet. Der Produktionsausfall wird auf 3-4 Mio. t geschätzt. Ebenso wenig hat sich der 10 monatige Produktionsstopp in der La Francia Mine bislang ausgewirkt.

Die nächste Störung in der Produktion wurde ausgelöst durch einen Unfall, bei dem im Hafen von Drummond ein

Schubleichter voll beladen mit Kohle umstürzte, worauf der Hafbetrieb für einige Zeit durch die Behörde ANLA eingestellt wurde. Überdies wurde die Produktion beeinträchtigt durch ein angeordnetes Nachtfahrverbot der Fenoco-Eisenbahn, wodurch nachts keine Ganzzüge mehr von den Zechen zu den Häfen fahren konnten.

Gegen Ende des Jahres zeichnete sich ab, dass Drummond die von der kolumbianischen Umweltschutzgesetzgebung zum 01.01.2014 geforderte Direktbeladung von Kohleschiffen über eingebaute Förderbänder statt der bisherigen Praxis der Beladung mit Schwimmkränen vor den Häfen und den Kohletransporten dorthin in Schubleichtern nicht halten können. Diese Maßnahme dient der Luftreinhaltung und wurde von anderen Bergbauunternehmen fristgerecht umgesetzt. Eine von Drummond beantragte Fristverlängerung von 3-6 Monaten wurde nicht gewährt. Vielmehr ordnete der Präsident Kolumbiens im Januar 2014 die Einstellung des Hafbetriebes Puerto Drummond an und machte damit unmissverständlich deutlich, dass Kolumbien konsequent gegen jedes Bergbauunternehmen vorgehen wird, das im Rahmen der Förderung und Export der Kohle gegen geltendes Recht verstößt. Dabei wurden auch die dadurch bedingten Einnahmefälle des Staates in Kauf genommen, die im Falle Drummond insgesamt auf fast 6 Mio. US\$ pro Tag geschätzt werden, davon 1,27 Mio. US\$ Royalties, 0,87 Mio. US\$ Steuern, Abgaben und Gebühren, 0,1 Mio. US\$ täglicher Bahntarife und ca. 3,7 Mio. US\$ für vermiedene Zahlungen an die Arbeiter, Subunternehmer und Lieferanten.

Ähnlich wie Drummond widerfuhr es Colombia Natural Resource (CNR), die ebenfalls ihren Kohlehafen schließen mussten und nunmehr mit Glencore verhandeln, um ihre Kohle über deren Hafen zu verschiffen und gleichzeitig einen neuen Hafen am Rio Cordoba mit Direktverladung zu bauen.

Mehrwöchige Streiks behinderten aber auch die Produktion bei Cerrejón Anfang des Jahres 2013 mit einem Produktionsausfall von ca. 3 Mio. t und bei Prodeco Mitte des Jahres sowie mehrere Bombenattacken auf die Bahnlinie von Cerrejón vermutlich durch FARC-Guerillas (Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia) im Laufe des Jahres.

Die Steinkohleförderung Kolumbiens ist daher in 2013 um ca. 6 % auf 85,5 Mio. t/a geschrumpft. In 2012 wurde die Produktion für 2013 noch mit 98 Mio. t/a vorhergesagt, dann im Laufe des Jahres aber auf 84 Mio. t/a revidiert. Damit wurde auch das von der Regierung angepeilte Produktionsziel von 97 Mio. t/a deutlich verfehlt.

Die Produktion in den inländischen Departments Boyacá, Cundinamarca und Norte de Santander erreichte mit 6,35 Mio. t 18 % oder rund 0,6 Mio. t weniger als 2012. In diesen Minen wird überwiegend Kokssteinkohle unter Tage abgebaut. Aufgrund der weltweit gefallen Preise bei gleichzeitig hohen Produktionskosten dürfte dies der Hauptgrund für den Rückgang sein. Der Produktionsrückgang der viertgrößten Kohleexportnation bedeutet für den Staat auch einen entsprechenden Rückgang der Einnahmen aus Royalties von geschätzten 20 %.

Für 2014 wird von dem kolumbianischen Energie- und Bergbauministerium eine Produktion von insgesamt 104 Mio. t erwartet, was einer ambitionierten Mengensteigerung gegenüber den Ist-Zahlen von 2013 von über 20 Mio. t oder 24% entspräche. Allein der größte Produzent Cerrejón förderte mit 33 Mio. t (Vorjahr 34,6 Mio. t) 4,6 % weniger als ein Jahr zuvor, peilt aber für 2014 wieder die Werte von 2012 an.

Die Förderung im Departement Cesar, in dem die Minen von Drummond, Glencore und Goldman Sachs liegen, ging mit 42,8 Mio. t um 8 % oder 3,9 Mio. t zurück. Die Produktion in Drummond's Minen El Descanso

und Pribbenow ging um 4 Mio. t auf 22 Mio. t zurück. Demgegenüber steigerte Glencore seine Produktion um 3 Mio. t auf 17,7 Mio. t.

Die metallurgische Kohleförderung ist ebenfalls deutlich unter dem Vorjahresniveau geblieben. Die Kokskohleindustrie vor allem in Zentralkolumbien hat ein Kostenproblem. Da das Preisniveau in 2013 gegenüber 2012 weiter gefallen ist, ist fraglich, ob die Förderung von Kokskohle bis 2015 überhaupt auf 8 Mio. t/a bis 10 Mio. t/a gesteigert werden kann.

Kesselkohle-Exporte nach Gesellschaften			
Exporteur	2011	2012	2013
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Cerrejon	32,0	32,8	33,7
Drummond	21,8	25,6	20,0
Glencore	14,8	14,3	16,4
Goldman Sachs (CNR)	4,8	5,2	2,8
Übrige (inkl. Zentralkolumbien)	3,2	1,9	0,7
Gesamt	76,6	79,8	73,6

LB-T20

Infrastruktur

Die bestehende Infrastruktur für Transport und Exporthäfen ist gut ausgelastet. Der größte Teil der Kohle wird mit Zügen zu den Kohleterminals transportiert. Auch in 2013 gab es eine Reihe von Projektentwicklungen in Bezug auf Häfen, Bahn und Fluss.

Die nationale Infrastrukturbehörde (ANI) hat einem Plan von Carvao de Colombia (CCX) zugestimmt, einen Kohlehafen mit einer Kapazität von 35 Mio. t zu bauen. Der Gesellschaft wurde eine 30-jährige Konzession zum Bau und Betrieb des Hafens im Departement La Guajira nahe der Stadt Dibulla bewilligt.

Colombia National Resources (CNR), eine Tochter von Goldman Sachs, hat die Umweltgenehmigung

für den Ausbau des Rio Cordoba Hafens erhalten. Mit einem Investment von 137 Mio. US\$ soll die Umschlagskapazität von derzeit 5 Mio. t/a auf 12 Mio. t/a gesteigert sowie durch eine Hafenvertiefung das Einlaufen von Capesize-Schiffen mit einer Ladekapazität bis zu 140.000 tdw ermöglicht werden.

Prodeco eröffnete Mitte des Jahres 2013 neben seinem neuen Hafen Puerto Nuevo nahe Santa Marta mit einer Umschlagskapazität von 21 Mio. t/a auch eine Bahnentladestation und einen Lagerplatz mit einer Kapazität von 1,1 Mio. t. Ein Teil dieser Kapazität soll Dritten angeboten werden.

Die kolumbianische Regierung will nahezu 1 Mrd. US\$ in ein Programm zur Verbesserung der Schiffbarkeit auf Kolumbiens längstem Wasserweg, dem Magdalena-Fluss investieren. Die Ertüchtigung des Flusses soll mit einer Länge von 900 km erfolgen und eine ganzjährige Schiffbarkeit zwischen den Städten Puerto Salgar und Bocas de Ceniza in Barranquilla ab 2019 ermöglichen. Als erster Schritt sollen 652 km des Flusses ausgekoffert werden auf einen Tiefgang von 7 Fuß.

Das britische Unternehmen Holtrade Atlántico will 147 Mio. US\$ in das bestehende kolumbianische Eisenbahnsystem investieren. Vorausgegangen war eine entsprechende Ausschreibung der nationalen Infrastrukturbehörde. Die erste Phase, die aus der Sanierung des 875 km langen kolumbianischen zentralen Eisenbahnsystems besteht, ist auf den Weg gebracht. Sie besteht in der Ertüchtigung der vorhandenen Eisenbahn. Ist das Eisenbahnsystem ertüchtigt, kann es an die 192 km lange Fenoco-Linie angeschlossen werden, die die Kohle von den Minen im Cesar-Departement zu den Häfen in Santa Marta und Cienaga bringt. Sodann soll das System erweitert werden. Im Endausbau könnte dann Kohle, insbesondere Kokskohle aus dem Landesinneren zu den Häfen im Norden oder Westen transportiert und dadurch

die Transportkosten um 40 % gegenüber dem Transport per LKW gesenkt werden.

Export

Kolumbien konnte seine Exporte wegen der vielfältigen Störungen nicht steigern. Mit einem Rückgang um 6,2 Mio. t auf 73,6 Mio. t Kesselkohlen kann Kolumbien dennoch seinen Status als viertgrößte seewärtige Kohleexportnation halten.

Die kolumbianische Kesselkohle geht überwiegend in den atlantischen Markt. Vom Gesamtexport von Kraftwerkskohle (73,6 Mio. t) gingen 72 % in europäische Länder inklusive der Türkei, 27 % nach Nord- und Südamerika und nur noch gut 1 % nach Asien. Der Export nach Europa verringerte sich um fast 6 Mio. t. Die Exporte nach Deutschland erhöhten sich dagegen um 9 % auf rund 9,8 Mio. t. Die Exporte in die USA erfuhren mit ca. 10 % erneut einen weiteren Rückgang nach 2012. In die USA wurden 0,5 Mio. t Steinkohle weniger in 2013 ausgeführt. Die Ausfuhren nach Asien erfuhren den größten Rückgang. Sie gingen um 75 % auf nur noch 1,02 Mio. t zurück.

Kraftwerkskohleexport¹⁾ – Struktur Kolumbiens			
	2011	2012	2013
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Amerika	18,3	17,0	20,0
Nordamerika (USA + Kanada)	8,4	6,2	6,1
Süd- und Mittelamerika	9,9	10,8	13,9
Asien	1,9	4,2	1,0
Europa	55,9	58,6	52,6
Mittelmeerraum	21,0	24,8	20,7
Nordwest-Europa	34,9	33,8	31,9
Gesamt	76,1	79,8	73,6

LB-T21 ¹⁾Kokskohle und Koks sind nicht in den Exportzahlen enthalten.

Kennzahlen Kolumbien

	2011	2012	2013
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohleförderung	85,8	89,2	85,5
Steinkohleexporte	81,2	81,0	74,7
• Kraftwerkskohle	76,1	79,8	73,6
• Kokskohle	5,1	1,2	1,1
Einfuhren Deutschland	10,8	8,9	9,8
Exportquote in %	94	91	87

LB-T22

SÜDAFRIKANISCHE REPUBLIK

Allgemeines

Südafrika war in Bezug auf die Kohlewirtschaft in 2013 geprägt von vier Entwicklungen:

1. Wie kann oder soll das Land seinen stetig wachsenden Energiebedarf aus heimischen Energiequellen decken?
2. Wie kann zur Ankurbelung der Kohlewirtschaft u. a. den sogenannten Junior-Mining-Betrieben die Möglichkeit zu größeren Exporten eröffnet und der Aufschluß neuer Kohleminen finanziert werden, ohne in bestehende Rechte einzugreifen?
3. Welche infrastrukturellen Voraussetzungen müssen hierfür erfüllt sein?
4. Inwieweit wird die weitere Entwicklung des Kohlebergbaus durch politische oder legislative Entscheidungen im Hinblick auf eine freie und marktwirtschaftlich ausgerichtete Entwicklung gefördert oder beeinträchtigt?

Wenn es auch keine endgültigen Antworten gibt, so kann man gewisse Tendenzen erkennen: Das regulatorische Umfeld ist und bleibt unsicher. Die Aussagen

der Regierung zur zukünftigen Bergbaupolitik sind unklar, weisen aber in Richtung möglicher interventionistischer Eingriffe in die Entscheidungsfreiheit der Kohlebergbaugesellschaften. Hintergrund ist die viel diskutierte Änderung des aus dem Jahre 2004 stammenden Gesetzes zur Entwicklung von Mineralien und Ölressourcen (Minerals & Petroleum Resources Development Act). Hierin soll dem zuständigen Minister die Möglichkeit eröffnet werden, nach seinem Ermessen bestimmte Rohstoffe für strategisch bedeutsam oder einem bestimmten Zweck dienend zu erklären. Der Minister könnte so z. B. Exportquoten über strategische Rohstoffe, wie etwa Kohle, festsetzen, da diese eine bedeutende Rolle bei der eigenen Energieversorgung des Landes spielen. Hinzu kommen Absichten der Regierung über ein Investitionsförder- und Investitionsschutzgesetz, das Kritikern zufolge Südafrikas bilaterales Investitionshandelsabkommen in der Weise abändern könnte, dass Enteignungen ohne Entschädigungen möglich wären und Rechte ausländischer Investoren geschmälert werden könnten. Die Regierung hält dagegen die Gesetzesänderung für harmlos, da sie eine weitere Industrialisierung von Südafrikas Wirtschaft sowie Wachstum und mehr Arbeitsplätze schaffen soll. Der staatliche Stromerzeuger Eskom unterstützt die Gesetzesänderung, weil befürchtet wird, ansonsten keinen anderen Weg der Kontrolle über die Strompreise zu haben, da der staatliche Stromregulator Eskom's Möglichkeit beschränkt hat, die Tarife zu erhöhen, die Bergbauunternehmen jedoch den Kohlepreis bis auf das Exportniveau (frei) erhöhen dürfen. Andererseits bedarf es zur Sicherstellung der Versorgung der Kraftwerke von Eskom mit Kohle nach Berichten einer zusätzlichen Kapazität von 67 Mio. t/a bis 2022. Eine Investition ausländischer Unternehmen in neue Kohleminen wird aber nicht angeregt, wenn

gleichzeitig die südafrikanische Regierung die Kontrolle über den Ertrag des Investments ausüben will. Es bleibt abzuwarten, inwieweit die Regierung die Kritik und Änderungsvorschläge zu diesem Gesetzentwurf aufnimmt.

Gute Nachrichten gibt es dagegen für die energieintensive Industrie. Das im Mai 2013 vom staatlichen Schatzamt veröffentlichte Dokument zur CO₂-Steuer, die zum 01.01.2015 eingeführt werden sollte, ist um 2 Jahre auf Ende 2016 verschoben worden.

Die 2010 ins Leben gerufene „South African Coal Roadmap“, die sich mit der derzeitigen Struktur der Kohleindustrie und den zukünftigen Entwicklungen bis 2030 auseinandersetzt, wurde fortgeschrieben. Hierin wird im Hinblick auf die zukünftige Versorgung Südafrikas mit Kohle festgestellt, dass Eskom einer Unterversorgung mit Kohle von jährlich 60 Mio. t ab 2015 ausgesetzt sei.

Produktion

In 2012 wurde nach vielen Jahren der Stagnation in Südafrika wieder mehr Kohle gefördert. In 2013 ist die Situation schon wieder umgekehrt. Die südafrikanische Produktion fiel mit voraussichtlich 245 Mio. t um 6 %, davon 241 Mio. t Kesselkohle, 4 Mio. t Anthrazit und fast gar keine Koks-kohle. Dennoch gibt es Fragen, wie langfristig der Bedarf des staatlichen Stromversorgungsunternehmens Eskom mit preiswerter Kohle von minderer Qualität gesichert werden kann. Eskom befürchtet, bereits nach 2015 nicht mehr genug Kohle beziehen zu können. Derzeit verbraucht Eskom um die 125 Mio. t/a. Bis 2020 könnte der Bedarf an Kohle um weitere 28 % auf insgesamt 160 Mio. t/a steigen. Um diesen Bedarf zu decken, werden Überlegungen angestellt, die zukünftigen Mengen aus neuen Minen, die aus der Black-Empowerment-Economy hervorge-

gangen sind, zu fördern. Daher hat die Industrie- und Handelsabteilung zum Ausdruck gebracht, dass neue Kohleproduktionen für Eskom zukünftig aus 50 % plus einer Aktie aus BEE-Unternehmen kommen müssten.

Die Kosten der Kohleförderung sind auch im letzten Jahr weiter gestiegen. Nach Lohnerhöhungen von 8-11 % und einer Erhöhung der Transportkosten ist die Produktion erneut teurer geworden, konnte aber zum Teil durch eine Abwertung des Rand gegenüber dem US-Dollar kompensiert werden.

Zusätzlich könnten die Produktionskosten zukünftig belastet werden durch eine weitere überproportionale Erhöhung der Massengutfrachtkosten durch das staatliche Transport- und Logistikunternehmen Transnet, eine Erhöhung der Strompreise sowie Pläne für Exportzölle auf bestimmte Kohle, womit verhindert werden soll, dass Kohle von schlechterer Qualität, die an Eskom normalerweise verkauft wird, in den asiatischen Markt geht. Diese Sorge scheint berechtigt zu sein. Denn IHS McCloskey und Argus Media starteten bereits den neuen Index API#3 (FOB Richards Bay) als südafrikanischen physischen Index für Kohle mit einem Heizwert von 5.500 kcal. Damit reagiert IHS McCloskey auf den zunehmenden Trend in Asien, niederkalorische Kohle zu kaufen.

Verbrauch der Inlandsmärkte			
	2011	2012	2013
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Stromerzeugung	132	132	120
Synthetische Treibstoffe (Sasol)	45	45	39
Industrie/Metallurgische Industrie	7	20	18
Hausbrand	3	3	4
Gesamt	187	200	181

LB-T23

Exxaro Resources will in der Waterberg-Region mehrere Projekte zur Kohleförderung, insbesondere zur Kokskohleförderung, entwickeln. Damit soll die Abhängigkeit zu Eskom (3/4 der Produktion oder etwa 42 Mio. t geht an Eskom) reduziert werden. Ein Joint-Venture aus Sasol und Exxaro erwartet eine Fördergenehmigung für eine neue Mine im Waterberg-Gebiet in der Limpopo-Provinz. Die Kohle könnte für Eskom und den Export verwendet werden. Die ursprüngliche Absicht, die Kohle für eine neue Kohleverflüssigungsanlage in Mafutha zu verwenden, wurde zunächst nicht weiterverfolgt. ContiCoal hat die Förderrechte für die Mine De Wittekrans mit einer geplanten Fördermenge von 3,6 Mio. t pro Jahr im Ermelo-Kohlefeld in der Mpumalanga-Provinz erhalten. Coal of Africa hat die Umweltgenehmigung für Makhado, einem Kokskohleprojekt in der Limpopo-Provinz mit einer Kapazität von 2,3 Mio. t/a Kokskohle und 3,2 Mio. t/a Kesselkohle, erhalten.

Die Versorgung der südafrikanischen Industrie mit Strom ist kritisch geworden, sodass Eskom seine größten Stromkunden aufgefordert hat, den Stromverbrauch während der Peak-Stunden um 10 % zu senken. Das staatliche Unternehmen Eskom ist für 96 % der Stromversorgung in Südafrika verantwortlich. Die Strompreise werden durch den nationalen Regulator festgelegt und steigen nicht in dem von Eskom erwünschten Umfang. Eskoms installierte Kapazität beträgt 44.084 MW, davon 37.715 MW Kohlekraftwerke. Weitere ca. 10.000 MW sind im Bau. Eskom verstromt 120 bis 130 Mio. t Kohle pro Jahr, was etwa zwei Drittel des Gesamtverbrauchs in Südafrika entspricht. Das staatliche Energieversorgungsunternehmen Eskom hat wiederholt darauf hingewiesen, dass Südafrikas langfristige Kohleversorgung für die Kohlekraftwerke gefährdet ist, wenn die Kohleförderpolitik nicht überdacht wird.

Der Neubau von Kohlekraftwerken durch Eskom wird den Inlandsverbrauch weiter erhöhen, wenn auch später. Denn die im Bau befindlichen Kraftwerke Medupi mit 6 x 794 MW sowie das Kraftwerk Kusile mit 6 x 800 MW Blöcken haben erheblichen Zeitverzug.

Infrastruktur Südafrika

Der Ausbau der bestehenden Bahn- und Hafeninfrastruktur ist der Schlüssel, um weitere Potenziale in Produktionen und Export freizumachen. Hinzu kommt, dass die sogenannten Junior-Bergbauunternehmen oft keinen Zugang zur vorhandenen Infrastruktur haben und sie dadurch in ihren Möglichkeiten begrenzt sind, Fremdmittel für die Entwicklung neuer Kohleminen am Markt zu beschaffen.

Die Entwicklung der Infrastruktur ist derzeit überschattet von grundlegenden Meinungsverschiedenheiten zwischen dem staatlichen Bahnbetreiber Transnet und dem größten Kohleexporthafen Richards Bay Coal Terminal (RBCT) und seiner Anteilseigner. Insbesondere macht die Transnet auf die Anteilseigner im Rahmen der Verhandlungen zu einem neuen Transportvertrag Druck, weitere Exportkapazitäten für die kleineren Junior-Mining-Betriebe abzutreten. Das Grundstück gehört der Transnet Port Authority, die es an RBCT verpachtet hat. Daher gab es auch Überlegungen der Transnet, selbst einen eigenen Exportkohlehafen neben dem bestehenden zu errichten. Andererseits will RBCT selbst die Kapazität des Hafens in der 6. Erweiterungsphase von 91 Mio. t/a auf 110 Mio. t/a erhöhen und diese Kapazität beispielsweise Transnet überlassen. Dies wäre als Erweiterung eines bestehenden Terminals die preiswertere Lösung. Kritisiert wird von den Anteilseignern von RBCT in diesem Zusammenhang vor allem die schlechte Transportleistung von Transnet. Argumentiert wird, die Bahn sei bereits heute nicht in der Lage, so viel

Kohle nach Richards Bay zu transportieren, um die volle Auslastung des Hafens zu ermöglichen. Nach Angaben von Transnet kann diese derzeit tatsächlich nur maximal 75 Mio. t/a transportieren. In 2013 erreichte RBCT mit einem Umschlag von etwas über 70 Mio. t/a zwar einen neuen Rekord, der aber immer noch weit entfernt ist von seiner Kapazität in Höhe von 91 Mio. t/a und nur wenig über dem Umschlag des Jahres 2005 mit 69 Mio. t/a liegt. Für 2014 plant RBCT einen Umschlag von 75 Mio. t/a, der in 2015 auf 81 Mio. t/a steigen soll. Nach Angaben von Transnet sind die Investitionen getätigt, um diese Menge 2015 transportieren zu können. Hierzu gehört insbesondere die Anschaffung des 200 Waggons umfassenden sogenannten Schougolo-Zug-Systems. Ferner will Transnet vom Waterberg-Becken eine neue Bahnstrecke zum RBCT bauen, da erwartet wird, dass in den nächsten Jahren verstärkt dort Gruben erschlossen werden, die zum Teil auch die fallenden Fördermengen aus der Mpumalanga-Provinz kompensieren sollen.

Exporte über südafrikanische Häfen

	2011 Mio. t	2012 Mio. t	2013 Mio. t
RBCT	65,5	68,3	70,9
Durban	0,7	2,4	0,8
Maputo/Mosambik	1,1	4,0	1,2
Total	67,3	74,7	72,9

LB-T24 Quelle: IHS South African Coal Report Nr. 2170

Über den RBCT wurden in 2013 nach eigenen Angaben 70,2 Mio. t, nach Angaben der südafrikanischen Abteilung für Bodenschätze 70,9 Mio. t Kohle exportiert, was einer Steigerung von 2,6 % gegenüber dem Vorjahr entspricht.

Exportrechte am Richards Bay Coal Terminal nach Ausbau		
Richards Bay Coal Terminal (RBCT)	Mio. t/a	%
	91,00	100
BHP Billiton Energy Coal SA	17,95	19,73
Anglo Coal	19,80	21,75
Xstrata	15,05	16,54
Optimum Coal Terminal	6,50	7,14
Total Coal	4,09	4,49
Sasol Mining	3,6	3,96
Kangra Coal	1,65	1,82
Koornfontein Mines	1,50	1,65
Exxaro Coal	1,00	1,10
Exxaro Coal Mpumalanga	0,86	0,95
South Dunes Coal Terminal	6,00	6,59
Sonst. Exporteure (inkl. BEE)	9,00	9,89
Kleinere Junior-Bergbauunternehmen	4,00	4,39

LB-T25

Nach Erweiterung der Kapazität stehen 28,86 Mio. t der Exportrechte BEE-Unternehmen zu. Dies entspricht einem Anteil am RBCT von 32 %.

Export

Der Export konnte in 2013 mit knapp 73 Mio. t nicht an das Sechs-Jahres-Hoch des Jahres 2012 anknüpfen, sondern verringerte sich um 3 Mio. t.

Struktur der Übersee-Exporte 2013				
	Gesamt Europa¹⁾		Asien	Sonstige
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Kraftwerkskohle	71,8	20,6	45,4	6,2
Anthrazit	1,1	---	0,2	0,4
Gesamt	72,9	20,6	45,6	6,6

¹⁾ inkl. angrenzender Mittelmeerländer

LB-T26 Quelle: IHS South African Coal Report Nr. 2170

Die Struktur der Exporte hat sich weiter nach Asien verlagert. Die preisbedingt geringere Nachfrage von Europa wurde durch entsprechenden Bedarf vor allem von Indien und China kompensiert, die allerdings in 2013 mit 34 Mio. t/a rund 2 Mio. t weniger als 2012 von Südafrika bezogen. Taiwan bezog 5,8 Mio. t/a und Pakistan 2,3 Mio. t/a. Bei dem hohen zukünftigen Bedarf Indiens an Kraftwerkskohle dürfte der Export in dieses Land weiter steigen.

Europa einschließlich des Mittelmeerraumes (Türkei, Israel und VAE) blieb ein wichtiger Markt, aber nur noch mit 28 % der Ausfuhren. Dies sind weniger als 2012. Die größten europäischen Verbraucher waren Italien, Spanien, Deutschland, Türkei sowie Israel.

Kennzahlen Südafrikanische Republik			
	2011	2012	2013
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohleförderung	252,0	260,0	245,0
Steinkohleexporte ¹⁾	67,3	76,2	72,9
• Kesselkohle	66,5	75,4	71,8
• Anthrazit	0,8	0,8	1,1
Einfuhren Deutschland	2,6	2,0	2,5
• Kesselkohle	2,6	2,0	2,5
• Anthrazit	0	0	0
Exportquote in %	26,7	29,3	29,7

¹⁾ nur seewärtig

LB-T27

MOSAMBIK

Allgemeines

Mosambik ist von seinen Kohlevorräten und Lagerstätten her in der Lage, ein großer Kohlexporteur in den nächsten Jahren zu werden. Planzahlen verkündeten eine rasant wachsende Produktion und Export vor allem von hochqualitativer und bis vor kurzem auch noch hochpreisiger Koks-kohle. Aber Anspruch und Wirklichkeit sind mitunter weit voneinander entfernt. Mit der harten Realität konfrontiert, werden heute initiierte oder begonnene Projekte überdacht. Derzeit besitzen 4 Unternehmen Bergbaukonzessionen, von denen Rio Tinto, Vale und Beacon Hills bereits Kohle fördern und exportieren. Anglo American hat am Ende doch nicht die Mehrheit von 59,4 % an der Minas de Revuboe erworben und sucht noch nach Möglichkeiten, Koks-kohle in Mosambik zu fördern. Jindal Steel & Power hat eine Förderlizenz erhalten und hat in 2012 mit dem Aufschluss der Mine begonnen.

Regulatorische Änderungen, wetterbedingte Störungen, Unruhen und Angriffe auf die einzige Eisenbahnlinie Sena durch die ehemaligen Guerillas und jetzige Renamo Partei haben die euphorischen Produktions- und Exportziele in eine nüchterne Betrachtung gewandelt, die sich kaufmännisch in hohen Sonderabschreibungen bemerkbar gemacht hat.

Das größte Problem ist und bleibt die fehlende Infrastruktur, insbesondere auf dem Transportsektor sowie ein verlässliches regulatorisches Umfeld. Wie sensibel dieses Problem ist, zeigte sich, als Anfang dieses Jahres heftige Regenfälle Teile der Sena-Bahnlinie unterspülten und Exporte wegen fehlender Alternativen unmöglich machten. Dem Staat entgingen Einnahmen aus dem Export.

Produktion

Die Produktion wurde durch heftige Regenfälle, die die Tagebaue fluteten, stark beeinträchtigt. Das angepeilte Ziel von 8,9 Mio. t/a nach 4,9 Mio. t/a in 2012 konnte nicht gehalten werden und erreichte in 2013 nur schätzungsweise 7 Mio. t/a, davon 3,2 Mio. t Koks-kohle. Doch die eigenen Zielvorgaben der Regierung sind viel ehrgeiziger: Für 2016 wird mit einer Produktion von 11 Mio. t/a gerechnet, die bis 2020 auf 50 Mio. t/a und 2022 auf 100 Mio. t/a Koks-kohle und Kesselkohle anwachsen soll.

Das Bergbauunternehmen Beacon Hill startete Mitte 2012 mit der Förderung von Kohle in der Minas Moatize Coal Mine. Die Produktion soll auf 4 Mio. t/a anwachsen, davon 2,2 Mio. t/a für den Export. Beginnen wollte man mit 500 tT für den Export und 500 tT Kohle für den Heimatmarkt. Allerdings wurde, kurz nachdem Ende 2013 der erste Testzug zum Hafen nach Beira fuhr, die Arbeit in der Mine eingestellt und die Waggons im Markt angeboten.

Auch das mosambikische Unternehmen Ncondezi Coal hat eine Konzession zum Kohleabbau erhalten. Vale korrigierte sein Produktionsziel von ursprünglich 4,9 Mio. t/a auf 3,4 Mio. t/a und schätzt die Exporte von Koks-kohle in 2016 nur noch auf 5 Mio. t statt 11 Mio. t/a. Auch will es 35 % an seinem Joint-Venture mit der CFM, die den Transportkorridor zum Hafen von Nacala errichten und betreiben soll, veräußern.

Infrastruktur

Unverändert wird an einer Reihe von Infrastrukturmaßnahmen, insbesondere Bahnprojekten, in Mosambik gearbeitet, die den Export von Kohle nachhaltig verbessern sollen:

Eine neue Bahnstrecke von den Kohleminen im Moatize-Becken zum Hafen von Nacala soll in 2015 fertiggestellt

sein. Dieses Joint-Venture von Vale und dem staatlichen Bahnunternehmen Caminhos de Ferro de Mocambique (CFM) hat große Realisierungschancen und soll im ersten Jahr 9,7 Mio. t/a Kohle transportieren. Im Endausbau soll es dann eine Kapazität von 22 Mio. t/a haben.

Ferner gehört zu diesem Projekt ein Kohleterminal mit einer Kapazität von 18 Mio. t/a sowie der Tiefseewasserhafen Nacala, der Capesize-Schiffe aufnehmen kann und in 2014 noch in Betrieb gehen soll. Weiter sollen existierende Bahnlinien ertüchtigt und neue Gleise vom Staat gebaut werden.

Export

Es kann davon ausgegangen werden, dass die geförderten ca. 7 Mio. t Kohle – Kessel- und Koks-kohle – nahezu vollständig in den Export gegangen sind. Offizielle Zahlen gibt es aber nicht.

Die Überflutung der Sena-Bahnlinie und der Produktionsstätten in der Tete-Provinz haben zu „Force Majeur-Erklärungen“ von Vale, Rio Tinto und anderen geführt.

BOTSWANA

Neben Südafrika und Mosambik verfügt auch Botswana über Kohlevorkommen. Botswanas Morupule Kohlelagerstätten sind eine der weltgrößten und könnten nach Verlautbarungen eine Exportkapazität von 100 Mio. t/a haben. Für den Export hat Namibia angeboten, eine Bahnlinie von Botswana nach Namibia zum dortigen Exporthafen zu bauen, die vorwiegend Kohle transportieren soll.

Erste Exporte sollen jedoch von Botswana nach Durban gehen und dort verschifft werden.

KANADA

Produktion

Während in den USA die Produktion zurückging, kann Kanada eine um 3,6 % gestiegene Produktion vorweisen. In 2013 wurden in Kanada fast 69 Mio. t Steinkohle (= 87 %) und Braunkohle (= 13 %) gefördert. Die Förderprovinzen sind in Britisch-Kolumbien, Alberta und Saskatchewan. Von der Förderung sind etwa 42 Mio. t Kraftwerkskohle inkl. 9 Mio. t Braunkohle aus Alberta und Saskatchewan größtenteils in örtlichen Kraftwerken verbraucht worden. Die Steinkohleproduktion – meist aus Britisch-Kolumbien und Western Alberta – geht fast vollständig (33 Mio. t) in den Export als Koks-kohle, als PCI-Kohle sowie kleinere Mengen (3,5 Mio. t) als Kraftwerkskohle. Die Kesselkohle wird zu 87 % für die Stromerzeugung eingesetzt. Ein zu verzeichnender Rückgang an Kanadas Kesselkohleverbrauch resultiert aus dem Auslaufen der Kohleverstromung zum Ende 2013 in Ontario. Nach der Projektion von Angebot und Nachfrage bis 2035 des National Energy Boards resultiert daraus ein Rückgang der Kohlenachfrage von ursprünglich 20,5 Mio. t in 2008, als mit dem Auslaufen der Kohleverstromung begonnen wurde, auf 7,8 Mio. t in 2015.

Das niedrige Preisniveau in 2013 hat nur zu wenigen neuen Projekten geführt, da die Förderkosten relativ hoch, die Qualität der Koks-kohle dagegen sehr gut ist. Ein neues Koks-kohleabbaugebiet mit einer Reserve von geschätzten 7 Mrd. t wurde in West-Kanada von der Canadian Dehna International Mines Group erschlossen. Das 150 Quadratkilometer große Feld könnte damit zur weltgrößten Koks-kohlemine werden. Im Nordosten von British Columbia will Colonial Coal das sogenannte Huguenot Koks-kohleprojekt mit einem Investitionsvolumen von 387 Mio. US\$ entwickeln. Die

Kohle soll per Bahn zu den Ridley Terminals gefahren werden. Demgegenüber hat die kanadische Regierung beschlossen, für ein Jahr keine neuen Konzessionen zur Kohleförderung in der Klappan Region in British Colombia zu erteilen.

Infrastruktur

Die Ridley Terminals waren mit verschifften 12,2 Mio. t auch in 2013 nahe der Kapazitätsgrenze. Für 200 Mio. US\$ soll die Kapazität bis 2014 auf 25 Mio. t/a erweitert werden.

Die Exportkohle wird von der Canadian Pacific-Rail (CP) an das bei Vancouver gelegene Westshore Terminal geliefert, Canadian National (CN) hingegen transportiert die Kohle zum Neptune Bulk Terminal.

Umschlagskapazitäten 2013			
Terminal	Kapazitäten 2013 Mio. t/a	Exporte 2013 Mio. t/a	Kapazitäten 2015 Mio. t/a
Neptune Bulk Terminal	12,5	7,5	18,5
Westshore Terminal	33,0	30,1	36,0
Ridley Terminal	12,0	12,2	25,0
Gesamt	57,5	49,8	79,5

LB-T28

Exporte

Die seewärtigen Exporte von 37,6 Mio. t gliedern sich auf in rund 3,2 Mio. t Kraftwerkskohle und 34,4 Mio. t Koks-kohle. Nur 0,9 Mio. t Koks-kohle gingen über den Landweg in die USA.

Kennzahlen Kanada

	2011 Mio. t	2012 Mio. t	2013 Mio. t
Steinkohleförderung ¹⁾	67	67	69
Steinkohleexporte	33	35	38
• Kesselkohle	6	4	3
• Koks-kohle	27	31	35
Einfuhren Deutschland	1,7	1,5	1,2
• Koks-kohle	1,7	1,5	1,2
Exportquote in %	49	52	55

¹⁾inkl. Hartbraunkohle

LB-T29

VIETNAM

Allgemeines

Vietnams Wirtschaft ist auf beständigem Wachstumskurs. Das GDP wuchs gegenüber 2012 um 5,4 % nach Zahlenveröffentlichungen des General Statistics Office of Vietnam (GSO). Dies entspricht einer Verbesserung von 5 % gegenüber dem Vorjahr. Insbesondere die Industrie wuchs um 5,4 % (Vorjahr 4,5 %). Das Wachstum wird im Wesentlichen getragen durch Exporte und ausländische Investoren. So wird berichtet, dass Vietnam 21,6 Mrd. US\$ direkte ausländische Investitionen erhielt, was einer Steigerung von 55 % gegenüber 2012 entspricht. Einige Analysten begründeten das starke Wachstum mit den Fortschritten der Regierung, Vietnam's Wirtschaftseffizienz und Stabilität durch Anwerben von ausländischem Kapital und Direktinvestitionen deutlich erhöht zu haben. Auch die erfolgreiche Bekämpfung von Korruption und Inflation werden als Schlüssel gesehen, mehr ausländischen Direktinvestoren ein größeres Vertrauen in Vietnams Wirtschaft zu geben. Die Regierung strebt für 2014 ein Wirtschaftswachstum von 5,8 % an.

Produktion

Das starke Wirtschaftswachstum führt zu einem höheren Stromverbrauch und höherem Kohleverbrauch. Die Regierung hat daher mit unterschiedlichem Erfolg versucht, den Kohleexport heimischer Steinkohle zugunsten des Verbrauchs im eigenen Lande zurückzufahren. Wenn dieser Weg weiter beschritten wird, wird Vietnam bald vom Exporteur zum Nettoimporteur von Kohle werden.

Das Produktionsziel für das staatliche Unternehmen Vinacomin (Vietnam Coal and Mineral Industrie Corporation) betrug 43-46 Mio. t/a. Doch die Schwankungen im Markt bewirkten, dass der Kohleverbrauch zu gering war und das Ziel nach unten auf 39,1 Mio. t/a angepasst wurde. Tatsächlich wurden bis Ende 2013 insgesamt 42,6 Mio. t produziert, davon 38 Mio. t verkauft.

Die 42,6 Mio. t produzierte Kohle entsprechen aber einem Rückgang von fast 2 Mio. t. Für 2014 wird eine Förderung von 37,7 Mio. t/a und ein Absatz von 35 Mio. t/a angestrebt. Der Inlandsverbrauch lag bei rund 29 Mio. t und damit in etwa wie 2012. 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.

Der wachsende Strombedarf erfordert aber auch eine erhöhte Kohleproduktion. In einem Kohleentwicklungsplan bis 2020 und einer Vision bis 2030 will Vietnam die Produktionskapazität für heimische Steinkohle bis 2015 auf 50-55 Mio. t/a, bis 2020 auf 60-65 Mio. t/a und auf über 75 Mio. t/a in 2030 erhöhen. Hierzu soll insbesondere in Maschinenteknik investiert werden und fortschrittliche Abbaumethoden zum Einsatz kommen. Dies reicht aber nicht aus, um Vietnams dynamisch wachsende Volkswirtschaft mit

ausreichend Kohle zu versorgen. Daher wird auch der Importbedarf an Kraftwerkskohle stetig steigen. Drei große Kohlekraftwerke werden bis 2017 ans Netz gehen, davon zwei im Mekong-Delta im Süden von Vietnam, während das Dritte in der zentralen Provinz Quang Bing liegt. Alle drei Kohlekraftwerke brauchen zusammen genommen etwa 10 Mio. t/a Kohle. Für die Versorgung dieser Kraftwerke hat Petrovietnam, die staatliche Öl- und Gasgruppe, durch ihre Tochter PVCoal ein Langfristvertrag mit australischen und indonesischen Kohlelieferanten zur Lieferung von 12 Mio. t/a Kesselkohle geschlossen. Mit der vollen Erfüllung dieser Verträge wird Vietnam dann zum Nettoimporteur.

Export

In 2013 ging der seewärtige Export abermals um 2,4 Mio. t auf 12,8 Mio. t/a zurück. Dies entspricht einem Rückgang von fast 16 %.

Neben China nehmen Japan und Südkorea nur kleinere Mengen ab. Die vietnamesische Anthrazitkohle wird teilweise auch als PCI-Kohle eingesetzt.

Der vietnamesische Export von Anthrazit-Kraftwerkskohle ist teilweise niederkalorig und rechnet sich nur über die kurzen Seewege nach China. Der Staat will jedoch den Export zugunsten des Verbrauchs in Vietnam zurückfahren. Zu diesem Zweck wurde die Kohleexportsteuer im Juli 2013 von 10 % auf 13 % angehoben, was zu einem deutlichen Rückgang der Exporte führte. Die Staatsregierung nahm daher bereits im September die Steuererhöhung wieder zurück und senkte die Kohleexportsteuer (wieder) auf 10 %. Wichtiger noch die Entscheidung der Regierung, die Kohle für die Stromerzeugung zu Kohleproduktionskosten plus Gewinn in 2014 zu verkaufen, damit in 2015 dann zu Weltmarktpreisen verkauft werden kann, was bislang nicht der Fall war.

Kennzahlen Vietnam

	2011	2012	2013
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Förderung	49,0	44,5	42,6
Export	17,2	15,2	12,8
davon China	14,0	12,1	13,1 ¹⁾
Exportquote in %	35	34	30

¹⁾incl. Braunkohle

LB-T30

VOLKSREPUBLIK CHINA

Allgemeines

Das Bureau of Resources and Energy Economics (BREE) hat den generellen Eindruck, dass sich die Wirtschaft Chinas auf einem mäßigen Abwärtstrend befindet. Das BIP fiel von 10,2 % in 2010 auf 8,1 % in 2011 und weiter auf 7,7 % in 2012. Für 2013 hatte die Staatsregierung als Ziel 7,5 % vorgegeben. Im November 2013 veröffentlichte die chinesische Regierung neue Orientierungsmarken für ein aus ihrer Sicht vertretbares Wirtschaftswachstum. Die Regierung rechnet damit, dass das BIP jährlich um mindestens 7,2 % steigen müsste, um die Beschäftigungssituation stabil zu halten. Chinas Wirtschaft sei nach mittlerweile zweieinhalb Jahren während der Abkühlung in eine neue Phase mit mittlerer Wachstumsgeschwindigkeit von um die 7,5 % getreten. Auf stimulierende Programme wolle man zukünftig verzichten, zugleich aber die vertretbare Untergrenze für das Wachstum mit 7 % in den kommenden Jahren abstecken. Fenwei Energy Consulting und BREE schätzen es auf 7,5 %. Fenwei Energy geht davon aus, dass die seit 2003 dank schnellen Wirtschaftswachstums, prosperierenden Handels und steigender (Kohle-)Preise anhal-

tende „goldene Zeit“ der Kohle in China vorbei sei. Zur Begründung wird angeführt, dass die Kombination aus fallenden Weltmarktpreisen, einer Kohleüberproduktion bei gleichzeitig stark steigenden Anteils regenerativer Energien, aber auch starker Ausweitung der Förderkapazitäten sowie neuer Umweltvorschriften zum Schutz der Bevölkerung insbesondere vor Staubemissionen, die chinesische Kohlewirtschaft vor große Herausforderungen stellt.

Die Rohstahlerzeugung stieg um fast 8 % auf 779 Mio. t, die Roheisenerzeugung von 669 Mio. t um 6 % auf 711 Mio. t.

Strom-/Rohstahl-/ Roheisenproduktion

		2011	2012	2013
Stromerzeugung	TWh	4.690	4.875	5.245
Rohstahlproduktion	Mio. t	694,8	724,0	779,0
Roheisenproduktion	Mio. t	683,3	669,0	711,0

LB-T31

Ende 2013 betrug die installierte Stromleistung von China laut Statistik der National Administration of Energy 1.247 GW, ein Zuwachs von 94 GW (+ 13 %). Die installierte Kohlekraftwerksleistung betrug in 2013 rund 862 GW und erhöhte sich um rund 4% oder 36,5 GW gegenüber 2012. Verglichen mit 2012 ist die Steigerung jedoch gegenüber dem Vorjahr um 30 % oder von 52 GW auf 36,5 GW zurückgegangen. Der Anteil der Kohlekraftwerke an der gesamten installierten Stromerzeugungskapazität fiel von 71,59 % auf 69,14 % zurück. Die installierte Wasserkraftkapazität stieg um fast 30 GW auf fast 280 GW, was auf die Inbetriebnahme der Wasserkraftwerke Xiluodu und Jinping zurückzuführen ist. Windkraftanlagen wurden mit einer Kapazität von knapp 15 GW neu installiert, sodass die gesamte instal-

lierte Windkraftkapazität Ende 2013 75,48 GW betrug. Kernkraftwerke kamen mit einer neuen Kapazität von 2 GW an den Markt. Die Gesamtkapazität der chinesischen Kernkraftwerke beträgt 14,6 GW. Die Kapazitäten der chinesischen Stromerzeugung werden weiter steigen, jedoch nicht mehr so stark wie bisher. Die hohe Luftverschmutzung in den Großstädten veranlasste die Regierung, den Neubau von Kraftwerken stärker zu steuern. Das China Electricity Council geht für 2014 dennoch von einem Wachstum von 96 GW oder 13 % aus auf dann insgesamt über 1.300 GW, für 2015 aber nur noch von einer Steigerung um 4 % auf etwa 1.400 GW. Jedoch sollen die neuen Kapazitäten verstärkt aus Wasser-, Wind-, Sonnen- oder Kernkraftwerken bestehen und der Anteil der Kohle an der Stromerzeugung auf 65 % in 2014 und auf 64 % in 2015 fallen.

Die Stromerzeugung und der Verbrauch wuchsen erneut stark. Die Stromerzeugung insgesamt stieg um 8 % auf 5.245 TWh, die Stromerzeugung aus Kohle stieg um 7 % auf 4.215 TWh, was vor allem auf die günstigen Kohlepreise zurückzuführen ist. Der Stromverbrauch stieg 2013 um 7,5 % auf 5.322 TWh und soll in 2014 weiter bis auf 5.720 TWh steigen. Der Energieverbrauch wird nach Einschätzungen des Ministeriums für Boden und Bodenschätze die Spitze zwischen 2030 und 2035 erreichen, bis dahin aber um durchschnittlich 4,5 % pro Jahr steigen.

Änderungen zeichnen sich auch im Strommarkt ab. Die Stromerzeugungsunternehmen haben in 2013 sehr profitabel gearbeitet. Dies lag vor allem an den fallenden Kohlepreisen bei unveränderten Strompreisen. Allein die fünf größten Stromerzeugungsunternehmen – Huaneng, Guodian, Datang, Huadian und China Power Investment – haben nach Veröffentlichungen des Bureau of Statistics über 12 Mrd. US\$ verdient. Diese Unternehmen stehen für eine Stromerzeugungskapazität

von 584 GW, was 47 % der gesamten in China installierten Kapazität entspricht. Diese hohen Gewinne wurden von den Kohlepreisen stark unterstützt: Der Kohlepreis fiel von Januar bis September 2013 um 15,23 US\$/t (von 99,72 US\$/t auf 84,49 US\$/t). Andererseits fielen die Gewinne der Kohleindustrie im gleichen Zeitraum um 36,6 %. Vor 2012 haben die Stromerzeugungsunternehmen allerdings kaum Geld verdient oder sogar hohe Verluste gemacht. Dies könnte zukünftig in einem liberalisierten Strommarkt anders sein. Die Regierung will die Liberalisierung im Stromsektor vorantreiben. Strompreise für Industrie und Gewerbe sollen sich entsprechend Nachfrage und Angebot entwickeln und sollen frei bleiben von staatlichen Eingriffen. Nur der Haushaltsstrom wird nicht dem Markt geöffnet, um die Inflationsraten unter Kontrolle zu halten.

Produktion

Die Kohleförderung wurde weiter ausgebaut und konnte in 2013 nach Einschätzung von der China National Coal Association um 1,4 % auf 3.700 Mio. t gesteigert werden.

2013 ist in ganz China die Konsolidierung der heimischen Kohleindustrie fortgesetzt worden. Die Gründe sind unverändert, die Umwelt- und Arbeitssicherheitsstandards in den kleineren Gruben durch Zusammenschlüsse oder Schließungen zu verbessern. Chinas große Bergbaugesellschaften haben zwar mit Investitionen in die Arbeitssicherheit, Geräte, Ausrüstung und Schulung große Fortschritte in der Reduzierung von tödlichen Unfällen in den Gruben erzielt, jedoch ist diese Zahl im Vergleich zu westlichen Kohlebergwerken immer noch sehr hoch.

Nach Angaben des Staatsrates sollen etwa 1.200 Schließungen in 2013 weitere 1.725 kleine Kohleminen mit einer Gesamtfördermenge von rund 117 Mio. t in 2014

folgen. Sie sind Teil des Programms zur Stilllegung von Kohlebergwerken mit Kohle von minderwertiger Qualität. Die Bergbauunternehmen sollen zu Zusammenschlüssen und technologischen Verbesserungen ermutigt werden. Minen mit einer Kapazität unter 90.000 t pro Jahr sollen verpflichtend geschlossen werden wie auch diejenigen, die ohne Erlaubnis fördern oder gegen Arbeitssicherheitsvorschriften verstoßen. Im Widerspruch hierzu stehen aber Ausbaupläne mit einer neuen Förderkapazität von 860 Mio. t/a bis 2015. Dagegen steht wiederum die Absicht der Regierung, die Kohleproduktion bis 2015 auf 4,1 Mrd. t von jetzt 3,7 Mrd. t zu deckeln. Ob dies aber für alle Zwecke oder nur für die Stromerzeugung gilt, ist offen. Für die Beschränkung auf Stromerzeugung spricht, dass in China Kohleverflüssigungs- und Kohle-zu-Chemikalien-Anlagen gebaut werden, die nach Schätzungen bis 2020 einen Bedarf von bis zu 1 Mrd. t Kohle auslösen könnten. Dies würde auch den Druck von den Bergwerken nehmen, die derzeit unter Überkapazitäten zu leiden scheinen. Die großen Kohleproduzenten sehen dagegen ein starkes Wachstum der Förderkapazitäten. Die Shenhua Group will in 2014 Förderkapazitäten in Höhe von 32 Mio. t in der Inneren Mongolei neu aufschließen und insgesamt bis 2015 die Kapazität von 470 Mio. t auf 600 Mio. t erhöhen. Die Region Shanxi hat dem gegenüber die Arbeiten aller Bergwerke im Bau angehalten, um sie einer Arbeitssicherheitskontrolle zu unterziehen. Hiervon sind etwa 400 Projekte mit einer Kapazität von 500 Mio. t betroffen. Die gesamte China Coal Group will die Förderung auf insgesamt 300 Mio. t/a steigern. Weitere Minen, die seit 2012 im Bau und über das Land verstreut sind, sollen laut China National Coal Association eine Gesamtkapazität von 1,1 Mrd. t/a haben, während inoffizielle Statistiken von einer Zusatzkapazität von 220 Mio. t/a sprechen, die 2014 auf den Markt kommen soll.

Vieles spricht für die Einschätzung von Wood Mackenzie in seiner Studie „China: The Illusion of Peak Coal“. Dort treten sie der Vorhersage, dass der Kohleverbrauch noch vor 2030 seinen Höhepunkt überschreiten wird, entgegen. Trotz aller Bemühungen und Appelle Pekings, den Kohlekonsum im Land zu begrenzen und stattdessen alternative konventionelle, aber auch erneuerbare Energieträger stärker zu nutzen, ist nach Ansicht von Wood Mackenzie damit zu rechnen, dass sich angesichts des großen Hungers des Landes nach Kraftwerkskohle der Kohlebedarf in China bis 2030 verdoppeln und damit auf annähernd 7 Mrd. t anwachsen könnte. Keine neuen Genehmigungen mehr für Kohlekraftwerke sollen aber in den Schlüsselgebieten der Industrie, unter anderem Peking-Tianjin-Hebei, die Region von Nordchina, des Yangtse Deltas von Ostchina und des Perl Flussdelta im Süden Chinas, erteilt werden. Dabei steht im Mittelpunkt die Verringerung des PM 10 und PM 2,5 Partikelaustritts, deren Auswirkungen für die menschliche Gesundheit am größten sind.

Kohleproduktion der größten Bergbauunternehmen in China

	2012 Mio. t	2013 Mio. t
Innere Mongolei	1.058	994
Shanxi	580	960
Shaanxi	463	493
Shenhua Energy	318	303
China Coal	114	119

LB-T32 Quelle: diverse Auswertungen

Im Oktober 2013 befanden sich rund 86 Mio. t Kohle bei den Produzenten, aber 260 Mio. t bei Nicht-Produzenten, auf Lager. Dies entspricht in etwa dem Kohleverbrauch in China von einem Monat.

Maßgeblichen Einfluss auf die Produktion wird auch die weitere Entwicklung des zunächst verkündeten Verbotes des Importes kalorienarmer Kohle haben. Dieses Vorhaben wurde nach heftigen Protesten insbesondere der stromerzeugenden Unternehmen und Händler zunächst gestoppt, könnte aber nach Definition des neuen Kohlestandards sehr schnell eingeführt werden. Die nationale Entwicklungs- und Reformkommission hat im Dezember den Entwurf einer Standardisierung veröffentlicht, wonach heimische Braunkohle mit einem Aschegehalt größer als 30 % und einem Schwefelgehalt über 1,5 % zukünftig nicht mehr gefördert oder verbraucht werden dürfen. Für andere Kohlesorten, also insbesondere Steinkohle, gilt das Abbauverbot ab einem Aschegehalt von über 40 % oder Schwefelgehalt von über 3 %. Für importierte und heimische Braunkohle, die über 600 km transportiert wird, muss der Heizwert zukünftig über 16,50 MJ/kg oder 3.941 kcal NAR liegen, der Aschegehalt darf nicht größer sein als 20 % und der Schwefelgehalt sollte unter 1 % liegen. Für alle anderen Importkohlen mit langen Transportwegen liegt die Heizwertgrenze bei 18 MJ/kg oder 4.300 kcal/NAR und der Gehalt an Asche und Schwefel ist auf 30 % und 2 % beschränkt. Für besonders Smogbelastete Gebiete gilt eine Grenze von 16 %-Asche und 1 %-Schwefel. Für die heimische Braunkohle könnte dies erhebliche Einbußen bedeuten, nachdem die Förderung in den vergangenen Jahren erheblich ausgeweitet wurde. In 2005 betrug die Förderung von Braunkohle 98 Mio. t/a, wurde bis 2010 auf 319 Mio. t/a, in 2011 auf 420 Mio. t/a und in 2012 auf 510 Mio. t/a gesteigert. Für 2013 wird geschätzt, dass die Förderung die 600 Mio. t/a-Grenze überschreitet. Bis 2015 wird sogar eine Steigerung der Braunkohleförderung auf 890 Mio. t prognostiziert. Chinesische Braunkohle hat in der Regel einen Aschegehalt von 15 % – 35 %, 46 % flüchtige

Bestandteile und einen Heizwert zwischen 2.700 und 3.500 kcal NAR. Die Braunkohle wird hauptsächlich in Kraftwerken mit höherwertigerer Steinkohle gemischt und als Blend zur Stromerzeugung eingesetzt. Insoweit bleibt abzuwarten, ob das zuvor beschriebene Verbot des Förderns, Verbrauchs und Importes realisiert wird. Beachtlich sind auch die Anstrengungen Chinas in Sachen CO₂-Abscheidetechnologien. China ist einer der weltweiten Führer der CCS-Technologien von der Grundlagenforschung, die Planung und Errichtung von Pilotprojekten.

Berichten zufolge hat China derzeit die größte Anzahl (12) an Pilotprojekten in der Errichtungs- und Betriebsphase. Dies ist die doppelte Anzahl an Projekten gegenüber 2011.

Infrastruktur

Die Infrastruktur Chinas wird stetig weiter ausgebaut. Insbesondere der Bau von Transportkapazitäten per Bahn in der Zentralregion und im Westen Chinas sollen forciert werden. In 2013 investierte die China Railway Corporation (CRC) 108 Mrd. US\$. Für 2014 sind 103 Mrd. US\$ budgetiert. CRC will das Bahnstreckennetz bis 2015 auf 120.000 km von bisher geschätzten 102.000 km ausbauen. Bis 2015 sollen demzufolge 17.700 km neue Bahngleise verlegt werden (2011 – 2013: 11.300 km). Wie bedeutsam diese für die Kohlelogistik sind, verdeutlicht das Beispiel der Daqin-Linie mit einem Transportvolumen von 446 Mio. t in 2013 – da sind mehr als 1,2 Mio t tagtäglich.

Auch wurde in die Erweiterung von Hafenanlagen investiert. Die gesamte Schiffsverladekapazität der fünf größten Häfen, bestehend aus Qinhuangdao, Huanghua, Caofeidian, Jingtang und Tianjin, soll dadurch auf 690 Mio. t/a gesteigert werden. Für 2014 sind 3 weitere Projekte in den Häfen von Caofeidian, Jingtang und

Qinhuangdao mit einer Gesamtkapazitätserweiterung von 100 Mio. t/a geplant.

Import/Export

Die Importentwicklung Chinas hat in 2013 den Steinkohleweltmarkt in Menge und Preis stabilisiert. Die seit einigen Jahren zu beobachtende neue Rolle Chinas vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur von Steinkohle hat sich verfestigt. China steigerte seine Einfuhren von Steinkohle gegenüber 2012 um 20 %.

	Abweichungen		
	2012	2013	2012/13
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Importe Kraftwerkskohle	190*	153*	- 37
Importe Kokskohle	54	75	+ 21
Importe insgesamt	244	228	- 16
Exporte Kraftwerkskohle	8*	6*	- 2
Exporte Kokskohle	1,3	1,1	- 0,2
Export Koks	1,0	4,7	+ 3,7
Exporte insgesamt	10,3	11,8	+ 1,5

* inkl. Anthrazit, ohne Braunkohle

LB-T33 Quelle: McCloskey CCR

17 Mio. t zusätzliche Importe und 2 Mio. t geringere Exporte von Kraftwerkskohle haben den Weltmarkt in der Summe mit 19 Mio. t beeinflusst. Dadurch konnte die Nachfrageschwäche im atlantischen Markt nach Kraftwerkskohle für die Kohleexportländer aber nur teilweise ausgeglichen werden. Australien war der Nutznießer dieser gesteigerten Einfuhren und stieg mit 51 Mio. t (Vorjahr: 39 Mio. t) zum größten Kohlehandelspartner Chinas für Kraftwerkskohle auf, gefolgt von Indonesien (ohne Braunkohle und subbituminöse Kohle) mit 39 Mio. t (Vorjahr: 33 Mio. t). Vietnam lieferte 13 Mio. t Anthrazit (-25 %) vor allem nach Südwestchina. Aber auch aus

dem atlantischen Bereich wurde Kohle importiert. Mit fast 11 Mio. t Kokskohle konnte Kanada seine Exporte nach China um über 50 % steigern, Südafrika exportierte mit 12 Mio. t etwa so viel Kesselkohle nach China wie 2012. Der chinesische Gesamtexport nahm um 2 Mio. t auf rund 12 Mio. t in 2013 zu. Der Export von Kraftwerkskohle ermäßigte sich weiter um rund 2 Mio. t auf 6 Mio. t (inkl. Anthrazit), die Ausfuhr von Kokskohle verringerte sich weiter auf nur noch 1,1 Mio. t.

Der Koksexport erhöhte sich um 3,7 Mio. t auf 4,7 Mio. t gegenüber 2012. Bei stark reduziertem Export waren Japan (2,8 Mio. t), Südkorea (3,3 Mio. t) und Taiwan (0,8 Mio. t) die größten Abnehmer von Kraftwerkskohle und Kokskohle.

	Kohleexporte nach Qualitäten		
	2011	2012	2013
	Mio.t	Mio.t	Mio. t
Kraftwerkskohle	6,8	4,5	3,4
Kokskohle	3,6	1,3	1,1
Anthrazit	4,2	3,2	2,6
Koks	3,3	1,0	4,7
Gesamt	17,9	10,0	11,8

LB-T34

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

	Saldo Export/Import		
	2011	2012	2013
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Exporte	15	9	7
Importe*	183	243	288
Saldo	- 168	- 234	- 281

LB-T35 * einschl. Braunkohle

Damit wurde China 2013 erneut weltgrößter Importeur. Die Gründe für die zunehmenden Importe sind vielschichtig. Bei der Kesselkohle ist der Hauptgrund markt- bzw. preisgetrieben. Hauptimporteure sind vor allem die an der Ostküste gelegenen Stromerzeugungsunternehmen.

Für 2014 werden aufgrund der niedrigen Weltmarktpreise zunächst weiterhin hohe Importe vorhergesagt. In welchem Maße China importiert, hängt aber auch von der wirtschaftlichen Entwicklung Chinas und dem eventuellen Verbot, niederkalorische Kohle zu importieren, ab. Ist aber das chinesische Inlandspreisniveau höher als das Weltmarktpreisniveau, ist das weiterhin der Hauptgrund für Kraftwerke und Hütten, sich vom Weltmarkt zu bedienen.

Kennzahlen Volksrepublik China			
	2011	2012	2013
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohleförderung	3.459	3.660	3.700
Steinkohleexporte	14,6	9,0	7,1
• Kesselkohle	11,0	7,7	6,0
davon Anthrazit	4,2	3,2	2,6
• Koks	3,6	1,3	1,1
Koksexporte	3,3	1,0	4,7
Steinkohleimporte	183,1	243,3	288,0
• Kesselkohle	102,3	155,2	173,0
• Koks	44,7	53,6	75,4
• Anthrazit	36,1	34,5	39,6
Einfuhren Deutschland	0,2	0,01	0,01
• Kesselkohle	-	0,009	0,008
• Koks	0,2	0,002	0,002
Exportquote in %	0,4	0,2	0,2

LB-T36 ¹⁾ vorläufig

MONGOLEI

Allgemeines

Das Land mit seinen reichhaltigen Bodenschätzen wie Kohle, Gold oder Kupfer hat das Potenzial, neben Mosambik eine weitere bedeutende Kohleregion der Zukunft zu werden. Bürokratische Hemmnisse, politische und legislative Eingriffe in den Bergbau mit renationalisierenden Tendenzen durch das Strategic Entities Foreign Investment Law (SEFIL) in 2012 haben im weiteren Verlauf nicht nur zu großer Investitionsunsicherheit geführt, sondern vor allem die Unternehmen, die bereits erhebliche Summen investiert haben, irritiert und zu erhöhten Abschreibungen nach Impairment Tests gezwungen. Einer der Hauptkonsequenzen des SEFIL-Gesetzes war, dass ausländische Direktinvestoren einer Genehmigung des Parlaments bedurften, wenn sie mehr als 49 % der Anteile an einer Minengesellschaft in der Mongolei erwerben wollten oder mehr als 64 Mio. US\$ investieren wollten. Folge war, dass die Direktinvestitionen von ausländischen Kapitalgebern in 2012 bereits um 17 %, fielen aber um weitere 47 % in der Zeit von Januar bis August 2013 – ein klarer Indikator für verloren gegangenes Vertrauen von ausländischen Investoren. Obwohl das Land in den vergangenen Jahren das Wirtschaftswachstum erheblich steigern konnte, ging der Beitrag des Bergbaus für die Steigerung des BIP in 2013 zurück. Dies veranlasste die Regierung unter dem wiedergewählten Präsidenten zu einem deutlichen Kurswechsel hin zu einer für Investoren einladenden Politik mit verlässlichem gesetzlichem Rahmen für ausländische Investitionen. Im Oktober 2013 wurde das SEFIL-Gesetz mit Stimmen von Regierung und Opposition aufgehoben. Zukünftig soll es für Unternehmen, die zu weniger als 50 % aus-

ländischen Staaten gehören, keine Beschränkungen oder summenmäßige Limitierungen hinsichtlich der Investitionen geben. Dahinter verbirgt sich vermutlich die Sorge vor zu großer Investitionstätigkeit chinesischer Staatsbetriebe und dadurch bedingter Abhängigkeit von dem Nachbarland. Das neue Investitionsgesetz unterscheidet ausländische Investoren nicht mehr von nationalen mongolischen, sodass ausländische Investoren auch keine Zustimmung seitens der Regierung oder des Parlaments für ihre Investition benötigen, wodurch vor allem eine mögliche Korruption unterbunden wird. Um das Vertrauen der Investoren wieder zu gewinnen, ermöglicht das Gesetz der Regierung Zusagen zu machen, dass 5 bis 22 Jahre Mehrwertsteuer, Unternehmenssteuern, Royalties und Zölle stabil bleiben, was die Planbarkeit und Berechenbarkeit von Investments erheblich steigert. Das Land mit seinen 3 Millionen Einwohnern ist das am wenigsten dicht besiedelte Land Asiens und ist doppelt so groß wie Texas. Ein Drittel der Einwohner sollen als Nomaden mit ihren Schafs-, Kuh- oder Pferdeherden umherwandern. Die Kohlereserven werden von der Regierung mit über 170 Mrd. t, die nachweisbaren Ressourcen mit 24 Mrd. t angegeben.

Produktion

Wegen der Lage der Mongolei – eingebettet von Russland und China – sind vor allem chinesische Firmen darauf bedacht, zu entwickelnde Kokskohlevorkommen für sich zu sichern.

Die Produktion war wegen der von der Politik ausgelösten Irritationen bereits 2012 um 7,7 % auf 28,6 Mio. t gesunken. In der Folge gab es auch Probleme der Mine in Bezug auf gleichbleibende Qualität der Kokskohle, zuverlässige Belieferung und stabile Beziehungen mit

den Abnehmern der Kohle, wodurch die Mongolei Anteile am weltweiten Kokskohlemarkt verlor.

In 2013 wurden Berichten zufolge (offizielle statistische Daten sind keine vorhanden) 33 Mio. t gefördert, was einer Steigerung von 4,4 Mio. t entspräche. Bei einem ungestörten Ausbau des Kohlebergbaus wären die Zahlen aber deutlich höher gewesen. Von den 33 Mio. t wurden 9 Mio. t für die Stromerzeugung in der Mongolei verbraucht. Das größte Kokskohleprojekt der Mongolei – die Erdenes Tavan Tolgoi Mine – mit 1,6 Mrd. t Reserven produzierte 5,3 Mio. t, was einer Steigerung gegenüber 2012 von über 50 % entspricht. Das Unternehmen hält an seinem Ziel fest, die Produktion bis 2016 auf 35 Mio. t/a hochzufahren. Aber auch andere Unternehmen haben trotz der Risiken Kohlefelder weiter entwickelt und gefördert: die Mongolian Mining Corporation förderte aus ihren Kohlefeldern Ukhaa Khudag und Baruun Naran 5,3 Mio. t Kokskohle und 2,3 Mio. t Kesselkohle.

Die Unternehmen Aspire Mining, Mongolian Mining Corp., Modun Resources, Prophecy Coal und South Gobi Resources haben diverse Zustimmungen und Genehmigungen inklusive der bedeutenden Bergbaulizenz und Landnutzungsverträge. Erste Produktionen werden für 2016/2017 erwartet.

Das australische Unternehmen Guildford Coal entwickelt Gruben in Mittel- und Südgobi. In Südgobi wurde mit den Vorbereitungen des Kohleabbaus begonnen, der im letzten Quartal 2013 starten sollte.

Infrastruktur

Die Infrastruktur ist nicht nur unterentwickelt, sondern die Lkw-Transporte auf nicht befestigten Straßen Richtung China verursachen auch Umweltverschmutzung und gesundheitliche Schäden der Einwohner, die entlang der Straße leben. Der mongolische Staat hat daher zwei asphaltierte Straßen, die von Energy Resource gebaut

wurden und von der Mine Tavan Tolgoi bis zur südlichen Grenze nach China reichen, erworben. Zukünftig wird jeder Lkw verpflichtet, für Kohletransporte nach China diese Straße zu benutzen. Wichtiger aber noch ist der Bau von Eisenbahntrassen, um zukünftig die Länder Russland und China mittels Bahntransporten mit Kohle beliefern zu können. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die gleiche Spurweite der Gleise gewählt wird, damit die Züge ungehindert durchfahren können. Die Regierung der Mongolei hat ebenfalls von Energy Resources den Bau für die Bahnstrecke von Tavan Tolgoi zur chinesischen Grenze übernommen. Insgesamt wurden 18,3 Mio. t in 2013 exportiert, davon der Löwenanteil Kokskohle.

Export

In 2013 exportierte die Mongolei mit 18,3 Mio. t 2,6 % weniger Kokskohle als 2012. Nach China gingen davon 17,3 Mio. t. Dies ist ein Rückgang um ca. 20 %. Nachdem China einige Zollprobleme gelöst hat und selbst in Straßen- und Bahninfrastruktur in der Mongolei investieren will, kann von einer Steigerung der Exporte in 2014 ausgegangen werden.

POLEN

Produktion

Die polnische Kohlebranche, eine Schlüsselindustrie des Landes, scheint harten Zeiten entgegenzugehen und befand sich 2013 in einer erstzunehmenden Krise, die zum Teil hausgemacht, zum Teil marktbedingt war. Polen verbraucht rund 77 Mio. t Steinkohle. Über 90 % der Strom- und Wärmeproduktion basiert auf Braun- und Steinkohle. Die Produktion geht dennoch

kontinuierlich zurück. In 2013 wurden ca. 60 Mio. t Braunkohle und rund 76,5 Mio. t Steinkohle gefördert. Während die Braunkohle in Tagebauen gefördert wird, wird – sämtliche Steinkohle – im Untertagebau aus großen Tiefen gefördert. Demzufolge sind auch die Produktionskosten hoch. Bei gleichzeitig fallenden Weltmarktpreisen führt dies schnell zu einer Schieflage einzelner Kohleminen. Ein weiteres Grundproblem für die polnischen Kohleunternehmen ist auch, dass die notwendige Modernisierung bisher weitgehend ausgeblieben ist und die Arbeitskosten vergleichsweise hoch sind. Ferner sank der Bedarf an polnischer Kohle in der Industrie. Das staatliche Unternehmen Kompania Weglowa mit 15 Produktionsstätten, über 60.000 Mitarbeitern produzierte daher in 2013 mit 35,2 Mio. t fast 12 % weniger als im Jahr davor und beendete die erste Hälfte 2013 mit Verlusten.

Dass es auch anders gehen kann, zeigt das größte private Bergbauunternehmen Lubelski Wegiel BOGDANKA S.A. Das an der Warschauer Börse gelistete Unternehmen fördert im Untertagebau Steinkohle. Es investierte vor allem in Equipment und Abbautechnologie und erhöhte die Effizienz der Fördergruben um das Dreifache gegenüber dem Landesdurchschnitt. So konnte die Produktion von 5,8 Mio. t/a in 2011 auf 8,4 Mio. t/a in 2013 gesteigert werden. Hierdurch erreichte das Unternehmen einen Marktanteil von 14 % im Kesselkohlemarkt und beabsichtigt, die Produktion auf 12 Mio. t/a in 2018 zu steigern.

Die polnische Förderung verringerte sich gegenüber 2012 um 2,8 Mio. t auf 76,5 Mio. t. Insbesondere der Absatz an den heimischen Markt war rückläufig, sodass erhebliche Mengen Ende 2013 auf Halde lagen.

Die größten Steinkohleproduzenten Polens

Unternehmen	Förderung		Exporte	
	2012	2013	2012	2013
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Kompania Weglowa	39,3	35,2	4,9	8,1
Katowicka Grupa Kapitalowa	12,0	12,3	0,5	0,5
Jastrzebska Spółka Weglowa	13,5	13,6	0,5	0,5
Selbstständige Bergwerke	14,5	15,4	1,1	1,0
Gesamt	79,3	76,5	7,0	10,1

LB-T37 ¹⁾ Exporte z. T. geschätzt

Die polnische Kokscohleförderung in Höhe von 12,1 Mio. t/a und die Koksproduktion in Höhe von 9,2 Mio. t konnten leicht erhöht werden. Die Koksproduktionskapazität von etwas über 10 Mio. t/a wurde somit nicht voll ausgelastet. Die Koksproduktion ist in 2013 um 0,5 Mio. t gegenüber dem Vergleichszeitraum im Vorjahr gewachsen. Die Lager wurden abgebaut, und es befanden sich Ende 2013 nur noch 6,6 Mio. t Steinkohle auf Lager. Dies entspricht einem Rückgang von 2,2 Mio. t.

Polen hat zwar einen Anteil an der europäischen Steinkohleproduktion von 60 %, importiert aber auch. In 2013 hat Polen erstmals wieder ein ausgeglichenes Export-Import-Verhältnis. 10,9 Mio. t Importe stehen 10,8 Mio. t Exporte gegenüber. Im Wesentlichen handelt es sich bei den Importen um 8,2 Mio. t Kraftwerkskohle, aber auch um kleinere Mengen Kokscohle (2,4 Mio. t) und Anthrazit (0,3 Mio. t). Die Kesselkohle kommt überwiegend aus Russland (6,6 Mio. t) sowie der Tschechischen Republik (1 Mio. t) und wird hauptsächlich in Nordpolen eingesetzt. Die Kokscohle kommt aus Australien (1 Mio. t) und der Tschechischen Republik (0,6 Mio. t).

Infrastruktur

Bei der Transport-Infrastruktur, die nunmehr für das derzeitige Exportvolumen bereits überdimensioniert ist, haben sich auch in 2013 keine Veränderungen ergeben. Die Exportlogistik ist in Polen gut ausgebaut.

Zu den Verladehäfen gehören Danzig, Swinemünde, Stettin und Gdingen. Danzig ist einer der führenden Häfen im Baltikum, wenn auch nicht zu vergleichen mit den großen Kohlehäfen in Australien, den USA, Südafrika oder Westeuropas. Seine Eisfreiheit gewährleistet aber einen 12-monatigen Betrieb im Jahr. In 2013 wurden 4,6 Mio. t Kohle dort umgeschlagen.

Export

Der Export von Steinkohle erhöhte sich in 2013 um beachtliche 3,8 Mio. t auf 10,8 Mio. t. Bei Importen von 10,9 Mio. t blieb Polen damit weiterhin Nettoimporteur. Von den ausgeführten 10,8 Mio. t wurden 8,1 Mio. t von Weglokoks vermarktet, 2,7 Mio. t von den Grubengesellschaften direkt. Die von Weglokoks vermarkteten Mengen wurden zu 71 % seewärtig und zu 29 % per Landtransport exportiert. Erhöht haben sich auch die Koksexporte. Mit 5,9 Mio. t wurden 9 % mehr in 2013 exportiert. Der Export in 2013 gliedert sich wie folgt auf (nur Weglokoks):

Export 2013			
	Kokscohle		Kraftwerkskohle
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Seewärtig	--	5,8	5,8
Landseitig	0,4	1,9	2,3
Summe	0,4	7,7	8,1

LB-T38

Die größten Abnehmer von Kraftwerkskohle waren mit rund 2,9 Mio. t Deutschland und Tschechien mit rund 0,8 Mio. t.

Kennzahlen Polen			
	2011	2012	2013¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohleförderung	76,2	79,3	76,5
Steinkohleexporte	6,8	7,0	10,8
• Kesselkohle	5,1	5,4	8,5
• Koks	1,7	1,6	2,3
Koksexporte	5,9	5,4	5,9
Steinkohleimporte	15,1	10,1	10,9
Einfuhren Deutschland	5,1	4,0	4,3
• Kesselkohle	2,6	2,4	2,9
• Koks	---	---	0,1
• Koks	2,5	1,6	1,3
Exportquote in % (Koks in Kohle umgerechnet)	18	18	24

LB-T39 ¹⁾ vorläufig

TSCHECHISCHE REPUBLIK

Produktion

2013 fiel die Förderung von Steinkohle in der Tschechischen Republik von 11,4 Mio. t in 2012 um 2,8 Mio. t auf 8,6 Mio. t. Die Steinkohleförderung reduzierte sich damit um fast 25 %. Die niedrigen Weltmarktpreise und relativ hohe Förderkosten belasten die tschechische Kohlewirtschaft sehr. Kostensenkungsmaßnahmen sind eingeleitet.

Die Koksproduktion betrug 2,35 Mio. t in 2013 und lag damit nur leicht unter dem Vorjahr (2,5 Mio. t). Die Braunkohleproduktion belief sich auf 40,5 Mio. t und sank damit um 3,0 Mio. t gegenüber 2012.

Die tschechische Steinkohleproduktion von 8,6 Mio. t gliedert sich auf in 4,6 Mio. t Koks

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 5,2 Mio. t, davon 4,8 Mio. t Kohle und 0,4 Mio. t Koks. Österreich mit 1,7 Mio. t, die Slowakei mit 1,0 Mio. t und Polen mit 1,6 Mio. t waren die größten Abnehmer. Ein Großteil der Exporte ist Koks (3,0 Mio. t). Die Tschechische Republik importierte kleinere Mengen an Kohle und Koks – ca. 2,2 Mio. t Steinkohle aus Polen.

Kennzahlen Tschechische Republik			
	2011	2012	2013
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohlenförderung	11,3	11,4	8,6
Steinkohlenexporte	6,3	5,4	4,8
Koksexporte	0,5	0,4	0,4
Einfuhren Deutschland	0,4	0,3	0,7
• Kesselkohle	0,1	---	0,4
• Koks	0,3	0,3	0,3
Exportquote in % (Koks in Kohle umgerechnet)	61	52	62

LB-T40

VENEZUELA

Produktion

Die Probleme für die venezolanische Kohleindustrie haben auch unter dem neuen Präsidenten nicht abgenommen. Die fast schon üblichen Probleme, begonnen bei schlechtem Wetter, über Streiks von Minenarbeitern und Lkw-Fahrern, die die Kohle zu den Häfen transportieren bis hin zu den weiterhin unterlassenen Investitionen in Ersatzteile und Förderequipment, schränkten auch 2013 die Produktion ein. Die Steinkohleförderung verzeichnete in 2013 mit 2,04 Mio. t einen weiteren Rückgang von 25 % gegenüber dem Vorjahr. Eine Verbesserung der Situation könnte der beschlossene Zusammenschluss der Bergbauunternehmen Carbones del Guasare und Carbones de la Guajira zu einer neuen Gesellschaft PDV Carbon. Mehrheitseigentümer ist die venezolanische Ölgesellschaft Petroleos de Venezuela (PDVSA). Von dem Zusammenschluss unter der neuen Führung verspricht man sich vor allem neben Synergien im Overhead eine Verbesserung der Finanzierung dringend benötigter Ausrüstungs- und Ersatzteile.

Die Produktion der größten Mine Paso Diablo der (ehemaligen) Carbones del Guasare fiel um weitere 0,6 Mio. t auf 0,93 Mio. t zurück. Hier kommt erschwerend hinzu, dass die Minenkonzession im Oktober auslief und danach keine Exporte mehr möglich waren. Die Exporte nach Europa betragen nur noch 0,65 Mio. t gegenüber 1,08 Mio. t in 2012.

Produktion/Exporte nach Gesellschaften

	2011 Mio. t	2012 Mio. t	2013 Mio. t
Carbones del Guasare	2,1	1,5	0,93
Interamerican Coal	0,2	0,6	0,54
Carbones de la Guajira	0,7	0,2	0,17
Übrige	0,8	0,4	0,40
Gesamt	3,8	2,7	2,04

LB-T41

Infrastruktur

Die bestehende Infrastruktur reicht zwar aus, um die geringen Mengen zu exportieren, sie ist aber völlig veraltet. Wegen der in der Vergangenheit erfolgten Enteignungen von internationalen Konzernen vor allem im Ölbereich, und des generellen wirtschaftlichen Chaos in Venezuela, finden sich keine Investoren, die in neue Infrastrukturprojekte investieren. Ob sich hieran unter dem neuen Präsidenten etwas ändert, bleibt zu bezweifeln.

Export

Der Export blieb in 2013 mit 2,04 Mio. t mehr als 25 % unter dem Vorjahr. Stärkster Abnehmer waren die USA mit 1,38 Mio. t, Europa bezog mit 0,65 Mio. t fast 40 % weniger als in 2012. 0,39 Mio. t kolumbianische Kohle wurden über venezolanische Häfen exportiert.

Kennzahlen Venezuela

	2011 Mio. t	2012 Mio. t	2013 Mio. t
Steinkohleförderung	3,8	2,7	2,04
Steinkohleexporte	3,8	2,7	2,04
Einfuhren Deutschland	0,16	0,11	0,06
• Kesselkohle	0,16	0,11	0,06
Exportquote in %	100,0	100,0	100,0

LB-T42

Bericht in Zahlen (2013 vorläufig)

Tabelle 1	Welt-Energieverbrauch nach Energieträgern und Regionen.	105
Tabelle 2	Welt-Steinkohleförderung/Außenhandel	106
Tabelle 3	Steinkohleseeverkehr	108
Tabelle 4	Welt-Koksproduktion	110
Tabelle 5	Qualitäten am Weltmarkt gehandelter Kesselkohle	111
Tabelle 6	Qualitäten am Weltmarkt gehandelter Kokskohle	112
Tabelle 7	Steinkohle-Ausfuhr Australiens	114
Tabelle 8	Steinkohle-Ausfuhr Indonesiens	115
Tabelle 9	Steinkohle-Ausfuhr Russlands	116
Tabelle 10	Steinkohle-Ausfuhr der USA	117
Tabelle 11	Steinkohle-Ausfuhr Kolumbiens	118
Tabelle 12	Steinkohle-Ausfuhr der Südafrikanischen Republik	119
Tabelle 13	Steinkohle-Ausfuhr Kanadas	120
Tabelle 14	Steinkohle-Ausfuhr der Volksrepublik China	121
Tabelle 15	Steinkohle-Ausfuhr Polens	122
Tabelle 16	Steinkohle-Einfuhren der EU-Länder -Importe und Binnenhandel-.	123
Tabelle 17	Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland.	124
Tabelle 18	Kohleumschlag der deutschen See-Häfen	125
Tabelle 19	Verbrauch, Ein-/Ausfuhr und Erzeugung von Strom in der Bundesrepublik Deutschland.	126
Tabelle 20	Europäische/Internationale Preisnotierungen	127
Tabelle 21	Einfuhr von Steinkohle und Steinkohlekoks in die Bundesrepublik Deutschland.	128
Tabelle 22	Deutschland - Energiepreise / Wechselkurse	130
Tabelle 23	Der Steinkohlemarkt in der Bundesrepublik Deutschland Mengen und Preise 1957-2013.	131

Welt-Energieverbrauch nach Energieträgern und Regionen Mio. t SKE						
Energieträger	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Mineralöl	5.645	5.617	5.400	5.754	5.836	5.907
Erdgas	3.767	3.898	3.700	4.083	4.167	4.272
Kernenergie	888	886	900	900	859	801
Wasserkraft	1.013	1.000	1.000	1.100	1.136	1.188
Steinkohle	4.207	4.394	4.570	4.750	4.859	4.998
Braunkohle	330	330	330	330	330	330
Insgesamt	15.850	16.125	15.900	16.917	17.187	17.496
Verbrauchsregionen	2007	2008	2009	2010	2011	Anteile in % 2012
Nordamerika	25,6	24,8	23,8	23,1	22,7	21,8
Asien/Australien ab 2007 EU-27	34,3	35,3	37,1	38,1	39,1	40,3
GUS	16,4	15,8	14,4	14,5	13,9	13,4
Übrige Welt	8,7	7,8	7,4	8,3	8,3	8,1
Übrige Welt	15,0	16,3	17,3	16,0	16,0	16,4
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Kohleverbrauch (Stein- und Braunkohle)	4.537	4.724	4.900	5.080	5.189	Mio t SKE 5.328
Verbrauchsregionen	2007	2008	2009	2010	2011	Anteile in % 2012
Nordamerika	19,3	18,9	16,2	15,6	14,5	12,6
Asien/Australien ab 2007 EU-27	59,7	61,0	65,7	67,1	67,9	69,9
GUS	10,6	9,5	7,9	7,9	8,3	8,3
Übrige Welt	3,6	5,2	4,6	4,8	4,7	4,7
Übrige Welt	6,8	5,4	5,6	4,6	4,6	4,5
Insgesamt	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 2013,

Tabelle 1

Welt-Steinkohleförderung / Außenhandel ¹⁾									
Mio. t (t=t)									
	2008			2009			2010		
	Förderung	Export	Import	Förderung	Export	Import	Förderung	Export	Import
Deutschland	19	0	46	15	0	36	14	0	41
Frankreich	0	0	19	0	0	10	0	0	19
Großbritannien	18	0	48	18	0	38	18	1	27
Spanien ²⁾	10	0	33	9	0	18	9	0	13
Polen	83	8	9	78	9	10	77	14	10
Tschechische Rep.	13	7	3	11	6	2	12	7	2
Rumänien	3	0	0	4	0	5	4	0	4
ab 2013 EU-28	149	15	217	135	15	189	134	22	182
Russland	330	95	28	300	100	25	321	97	10
Kasachstan	90	25	0	80	25	0	106	29	1
Ukraine	78	5	0	72	4	0	76	6	10
Genannte Länder	498	125	28	452	129	25	503	132	21
Kanada	38	33	23	28	28	2	33	33	9
USA	1.068	74	31	983	53	19	984	74	15
Kolumbien	73	69	0	70	66	0	75	72	0
Venezuela	6	6	0	4	4	0	4	4	0
Genannte Länder	1.185	182	54	1.085	151	21	1.096	183	24
Südafrikanische Rep.	235	63	0	250	63	0	250	68	0
Australien	334	261	0	344	273	0	355	300	0
Indien	465	0	54	532	0	59	537	0	86
VR China ³⁾	2.716	45	41	2.910	23	127	3.410	19	166
Japan	0	0	190	0	0	162	0	0	184
Indonesien	255	202	0	280	230	0	295	240	0
Genannte Länder	3.436	247	285	3.722	253	348	4.242	259	436
Übrige Länder	13	37	346	112	32	333	141	89	390
Welt	5.850	930	930	6.100	916	916	6.720	1.053	1.053

1) Binnenhandel und seewärtiger Handel 2) Förderung inkl. Lignito Negro
3) Förderung inkl. Braunkohle (ca 50 Mio t geschätzt)

Quellen: Statistiken der Im- und Exportländer, eigene Berechnungen

Welt-Steinkohleförderung / Außenhandel¹⁾

Mio. t (t=t)

2011			2012			2013			
Förderung	Export	Import	Förderung	Export	Import	Förderung	Export	Import	
13	0	44	11	0	45	8	0	50	Deutschland
0	0	15	0	0	18	0	0	19	Frankreich
18	0	32	17	0	45	13	0	49	Großbritannien
7	0	15	6	0	21	4	0	13	Spanien ²⁾
76	7	16	79	7	10	77	11	11	Polen
11	6	2	11	5	2	9	5	2	Tschechische Rep.
4	0	5	4	0	4	4	0	3	Rumänien / Bulgarien
129	13	199	129	12	214	114	16	216	ab 2013 EU-28
336	107	2	353	127	30	352	143	22	Russland
108	30	0	121	30	0	120	30	0	Kasachstan
82	0	10	85	0	10	84	8	11	Ukraine
526	137	12	559	157	40	556	181	33	Genannte Länder
33	33	9	67	35	10	69	39	9	Kanada
994	97	11	922	114	8	905	106	8	USA
86	81	0	89	81	0	86	75	0	Kolumbien
4	4	0	3	3	0	2	2	0	Venezuela
1.117	215	20	1.081	233	18	1.062	222	17	Genannte Länder
252	67	0	260	76	0	245	73	0	Südafrikanische Rep.
346	281	0	366	316	0	411	359	0	Australien
554	0	114	580	0	129	554	0	161	Indien
3.650	15	183	3.660	9	235	3.700	7	288	VR China ³⁾
0	0	175	0	0	185	0	0	191	Japan
318	270	0	386	304	0	342	335	0	Indonesien
4.522	285	472	4.626	313	549	4.596	342	640	Genannte Länder
66	44	339	145	57	343	211	44	331	Übrige Länder
6.958	1.042	1.042	7.166	1.164	1.164	7.195	1.237	1.237	Welt

Tabelle 2

Steinkohle-Seeverkehr										Mio. t
Exportländer	2008			2009			2010			
	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	
Australien	135	126	261	134	139	273	159	141	300	
USA	36	17	53	31	12	43	48	16	64	
Südafrika	0	63	63	1	61	62	1	67	68	
Kanada	25	6	31	22	6	28	27	6	33	
VR China	4	42	46	1	22	23	2	17	19	
Kolumbien	0	69	69	3	63	66	4	69	73	
Indonesien	0	202	202	0	230	230	0	277	277	
Polen	0	2	2	1	3	4	0	6	6	
Russland	3	75	78	5	85	90	7	80	87	
Venezuela	0	6	6	0	4	4	0	4	4	
Sonstige	4	24	28	3	33	36	2	30	32	
Insgesamt	207	632	839	201	658	859	250	713	963	
Importländer/ Regionen	2008			2009			2010			
	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	
Europa ¹⁾	50	159	209	36	153	189	51	125	176	
ab 2013 EU-28	45	143	188	36	137	173	51	125	176	
Asien	139	368	507	115	432	547	149	511	660	
Japan	56	131	187	45	113	158	52	132	184	
Südkorea	23	73	96	16	81	97	19	92	111	
Taiwan	11	60	71	11	59	70	5	59	64	
VR China	3	17	20	31	85	116	32	117	149	
Hongkong	0	11	11	0	12	12	0	10	10	
Indien	29	25	54	12	47	59	26	60	86	
Lateinamerika	18	5	23	6	4	10	3	19	22	
Sonstige(inkl. USA)	0	100	100	44	69	113	47	58	105	
Insgesamt	207	632	839	201	658	859	250	713	963	

Zahlen exkl. Landverkehr ¹⁾ inkl. angrenzender Mittelmeerländer

Auswertung verschiedener Quellen

Steinkohle-Seeverkehr

Mio. t

2011			2012			2013			Exportländer
Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	
133	148	281	145	171	316	171	188	359	Australien
60	31	91	59	48	107	56	44	100	USA
1	66	67	1	75	76	0	73	73	Südafrika
26	6	32	30	4	34	35	3	38	Kanada
5	10	15	1	8	9	1	6	7	VR China
3	78	81	1	80	81	1	74	75	Kolumbien
0	270	270	0	304	304	0	335	335	Indonesien
0	3	3	0	3	3	0	6	6	Polen
8	93	101	8	109	117	15	116	131	Russland
0	4	4	0	3	3	0	2	2	Venezuela
3	30	33	11	21	32	0	16	16	Sonstige
239	739	978	256	826	1.082	279	863	1.142	Insgesamt
2011			2012			2013			Importländer/ Regionen
Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	
48	148	196	42	193	235	43	190	233	Europa ¹⁾
39	116	155	37	149	186	38	156	194	EU-28 ab 2013
140	531	671	139	601	740	194	658	852	Asien
55	120	175	52	133	185	48	143	191	Japan
22	107	129	21	105	126	21	105	126	Südkorea
0	66	66	0	66	66	0	67	67	Taiwan
21	109	130	34	145	179	51	158	209	VR China
0	13	13	0	12	12	0	13	13	Hongkong
33	81	114	31	98	129	54	107	161	Indien
4	31	35	20	17	37	19	12	31	Lateinamerika
47	29	76	55	15	70	23	3	26	Sonstige(inkl. USA)
239	739	978	256	826	1.082	279	863	1.142	Insgesamt

Tabelle 3

Welt-Koksproduktion								1.000 t
Land/Region	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Europa								
Österreich	1.428	1.360	1.290	1.400	1.350	1.310	1.350	
Belgien	2.667	1.983	1.570	1.880	1.867	1.788	1.654	
Bosnien-Herzeg.	596	816	714	920	891	694	703	
Bulgarien	500	300	0	0	0	0	0	
Tschechien	3.063	3.206	2.172	2.396	2.436	2.317	2.348	
Finnland	865	860	740	828	852	881	878	
Frankreich	4.374	4.422	3.170	3.110	2.841	3.186	3.331	
Deutschland	8.520	8.260	6.770	8.150	7.990	8.050	8.273	
Ungarn	1.014	999	746	1.018	1.049	1.026	924	
Italien	4.632	4.455	2.724	3.708	4.154	3.907	2.880	
Niederlande	2.180	2.166	1.700	1.882	1.998	1.860	1.850	
Polen	10.264	9.832	6.947	9.546	9.134	8.637	9.160	
Rumänien	1.669	1.017	237	0	0	0	0	
Slowakai	1.750	1.735	1.575	1.550	1.555	1.608	1.700	
Spanien	2.753	2.400	1.691	2.021	2.045	1.761	1.610	
Schweden	1.193	1.174	980	1.118	1.151	1.048	1.009	
Großbritannien	4.280	4.152	3.600	3.774	3.717	3.487	3.720	
Europa gesamt	51.748	49.137	36.626	43.301	43.030	41.560	41.390	
GUS	54.054	50.783	45.379	48.220	49.673	48.135	46.657	
Nordamerika	20.184	19.029	14.550	19.624	19.632	19.230	19.239	
Lateinamerika	12.026	12.275	9.754	12.350	13.018	13.593	13.202	
Afrika	3.232	2.975	1.970	2.691	2.618	2.463	2.204	
Mittlerer Osten	6.035	5.611	5.125	5.320	5.135	5.459	5.150	
Asien								
China	321.714	312.148	355.140	383.400	427.790	440.536	476.355	
Indien	17.838	17.936	18.803	19.334	19.755	20.460	21.200	
Indonesien	0	0	0	0	0	0	300	
Japan	38.354	38.300	37.500	37.500	35.400	34.700	35.500	
Südkorea	9.949	10.614	9.577	12.835	14.784	14.607	14.500	
sonstige	4.585	4.580	4.580	5.459	5.639	5.418	6.628	
Gesamt	392.440	383.578	425.600	458.528	503.368	515.721	554.483	
Australien	3.323	3.161	2.498	3.149	2.982	2.858	2.619	
WELT gesamt	543.042	526.549	541.502	593.183	639.456	649.019	684.944	

Tabelle 4

Quelle: Verschiedene Quellen, Verbands- und Industrieangaben

Qualitäten am Weltmarkt gehandelter Kesselkohle							
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 Kokscohle						
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

Angaben in lfr. - Bandbreiten
¹⁾ Kokereieinsatzmischung
²⁾ CSR-Wert (Coke Strength under Reduction) charakterisiert die Heißfestigkeit des Koks nach dessen Erhitzung auf 1.100° C und anschließender CO₂-Begasung. Die den Kohlen zugeordneten CSR-Werte sind lediglich Richtwerte.

Quellen: Australian Coal Report, Coal Americas, Firmenangaben

Qualitäten am Weltmarkt gehandelter Kokscohle

Koks- festigkeit CSR-Wert ²⁾	Fluidität max. ddpmm	Kon- traktion max. %	Dilatation max. %	Reflexion mittl. %	Macerale reaktiv % inert %		Minerale %
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

Steinkohle-Ausfuhr Australiens								1.000 t
Importländer	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Deutschland	6.744	5.156	3.759	4.303	4.280	4.451	4.739	
Frankreich	3.733	3.446	2.077	2.946	2.363	2.719	3.319	
Belgien/Luxemburg	2.580	2.927	680	1.298	1.179	992	405	
Niederlande	3.240	2.523	500	1.217	1.470	1.202	2.651	
Italien	2.466	2.041	1.122	1.741	1.557	1.519	821	
Großbritannien	3.478	3.943	2.746	3.612	3.585	2.357	2.459	
Dänemark	0	0	151	0	0	0	0	
Spanien	3.043	2.105	776	1.715	1.337	1.118	1.062	
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	
Schweden	1.273	1.379	716	1.825	1.092	1.057	1.056	
Ab 2013: EU-28	27.709	24.730	12.904	18.657	17.227	15.794	17.111	
Israel	348	824	672	592	498	678	496	
Türkei	838	2.242	759	1.304	787	1.221	311	
Rumänien	0	0	0	0	0	0	0	
Sonst. Europa ¹⁾	315	383	350	288	0	0	0	
Europa	29.210	28.179	14.685	20.841	18.512	17.693	17.918	
Japan	115.466	117.962	101.618	117.768	106.171	113.626	123.566	
Südkorea	22.096	36.797	41.662	43.629	46.037	46.201	49.801	
Taiwan	25.463	24.385	22.517	28.706	26.878	24.378	27.123	
Hongkong	0	303	1.175	440	895	679	446	
Indien	22.511	25.694	27.092	32.862	30.224	32.071	34.612	
VR China	3.957	3.295	46.546	37.069	34.000	62.894	87.766	
Brasilien	3.360	5.036	3.713	3.457	2.198	2.691	3.043	
Chile	462	592	481	944	1.135	717	914	
Sonst. Länder	27.899	17.576	13.902	15.042	15.025	15.376	12.532	
Ausfuhr insgesamt	250.454	259.819	273.391	300.758	281.075	316.326	357.721	

¹⁾ inkl. angrenzender Mittelmeerlande *Quelle: McCloskey*

Steinkohle-Ausfuhr Indonesiens								1.000 t
Importländer	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Deutschland	1.168	513	86	69	34	0	0	
Niederlande	1.822	1.669	239	0	927	71	15	
Italien	6.290	6.252	5.427	7.094	4.882	3.692	3.365	
Großbritannien	1.141	2.126	786	162	390	0	0	
Irland	152	318	0	0	0	0	0	
Dänemark	0	0	0	0	0	0	0	
Spanien	4.226	3.826	4.361	2.115	1.877	5.634	3.392	
Slowenien	1.242	2.032	840	840	559	332	k/A	
sonstige	2.000	1.014	376	2.220	851	2.071	1.638	
ab 2013 EU-28	18.041	17.750	12.115	12.500	9.520	11.800	8.410	
USA	2.962	2.956	2.025	1.240	1.180	469	650	
Chile	1.600	498	437	980	483	160	0	
Japan	34.135	39.719	32.109	26.040	24.950	31.800	26.010	
Südkorea	26.521	26.620	33.698	34.650	36.720	37.700	36.080	
Hongkong	11.550	10.382	11.131	9.540	8.650	11.673	11.100	
Taiwan	25.753	25.754	25.206	21.770	19.090	19.600	22.110	
Malaysia	7.814	9.415	11.184	8.600	11.880	12.600	12.140	
Philippinen	4.290	6.160	7.066	5.160	6.050	9.300	10.140	
Thailand	9.413	11.371	10.334	8.770	6.780	11.421	8.440	
Indien	24.840	29.283	37.735	36.500	52.800	60.520	82.720	
VR China	14.894	16.093	39.402	68.060	77.950	83.300	106.940	
Sonst. Länder	7.492	6.259	7.844	6.164	13.836	13.657	10.550	
Ausfuhr insgesamt	189.305	202.260	230.286	239.974	269.889	304.000	335.290	

Quellen: Firmenangaben, eigene Berechnungen

Tabelle 8

Steinkohle-Ausfuhr Russlands								1.000 t
Importländer	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Deutschland	8.367	7.800	9.449	10.308	10.731	11.227	12.841	
Belgien/Luxemburg	1.327	1.867	0	0	0	0	2.620	
Italien	818	1.723	1.017	862	2.346	2.600	4.406	
Großbritannien	19.828	21.434	15.501	7.332	11.592	14.600	17.748	
Spanien	905	2.623	1.439	768	1.917	2.300	2.196	
Finnland	5.080	3.745	4.770	2.900	5.111	2.700	3.586	
Polen	5.000	5.267	1.766	1.402	1.389	1.700	1.300	
Rumänien	982	1.009	222	308	438	450	460	
sonstige	8.029	5.533	11.325	13.532	12.802	10.200	9.894	
ab 2013 EU 28	50.336	51.001	45.489	37.412	46.326	45.777	55.051	
Türkei	4.013	2.229	8.672	9.139	8.180	9.785	8.580	
Europa	54.349	53.230	54.161	46.551	54.506	55.562	63.631	
Japan	11.491	9.960	8.718	10.575	11.608	15.292	8.422	
Südkorea	6.358	7.495	4.541	8.574	13.100	11.438	12.853	
Taiwan	1.329	1.203	1.652	1.116	3.498	3.330	2.994	
VR China	269	760	12.122	11.660	10.836	20.183	27.251	
Sonst. Länder ¹⁾	5.104	4.952	8.409	9.056	7.434	11.195	15.649	
Ausfuhr insgesamt²⁾	78.900	77.600	89.603	87.532	100.982	117.000	130.800	

¹⁾ 2007-2013 Exporte über Zypern/Libanon; teilw. wurden diese Mengen in andere nicht bekannte Länder exportiert.
²⁾ Nur Steinkohleexporte (Seeverkehr)

Quellen: 2007-2013 Firmenangaben, eigene Berechnungen

Steinkohle-Ausfuhr der USA								1.000 t
Importländer	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Deutschland	2.065	5.662	5.104	5.727	8.140	9.809	12.044	
Frankreich	2.162	3.213	3.052	2.788	3.615	3.720	3.728	
Belgien/Luxemburg	1.907	2.746	2.503	2.080	2.783	2.360	1.745	
Niederlande	4.117	2.976	2.458	3.314	5.908	7.178	4.352	
Italien	3.212	2.891	2.125	3.000	5.070	7.747	5.981	
Großbritannien	3.032	5.342	4.052	3.980	6.283	10.856	11.986	
Irland	74	142	0	0	219	208	0	
Dänemark	72	283	291	73	146	0	0	
Spanien	1.337	2.161	1.581	1.837	1.551	1.975	1.430	
Portugal	258	391	1.020	531	891	1.127	356	
Finnland	265	425	202	428	452	266	374	
Schweden	483	667	434	676	633	613	438	
Sonstige	2.300	6.315	1.920	4.076	1.717	3.786	3.565	
ab 2013: EU-28	21.284	33.214	24.742	28.510	37.408	49.645	45.999	
Israel	0	0	0	0	0	17	0	
Türkei	1.306	1.736	1.295	2.296	2.670	4.871	4.521	
Rumänien	0	0	0	0	937	607	819	
Sonst. Europa ¹⁾	4.087	5.414	2.033	3.069	6.330	5.951	4.583	
Europa	26.677	40.364	28.070	33.875	47.345	61.091	55.922	
Kanada	16.625	20.589	9.509	10.528	6.022	6.393	6.284	
Mexiko	422	1.092	1.161	1.682	2.526	3.126	5.102	
Argentinien	273	331	417	281	233	471	427	
Brasilien	5.908	5.785	6.720	7.177	7.867	7.206	7.742	
Japan	5	1.572	822	2.869	6.209	5.169	4.783	
Südkorea	201	1.225	1.562	5.237	9.479	8.250	7.648	
Taiwan	2	71	77	227	0	227	342	
Sonst. Länder	3.091	2.468	4.891	11.787	17.033	21.615	17.689	
Ausfuhr insgesamt	53.204	73.497	53.229	73.663	96.714	113.548	105.939	

¹⁾ inkl. angrenzende Mittelmeerländer

Quelle: McCloskey

Tabelle 10

Steinkohle-Ausfuhr (nur Kraftwerkskohle) Kolumbiens								1.000 t
Importländer	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Deutschland	6.931	5.906	5.173	7.397	10.550	8.972	9.794	
Frankreich	2.720	2.589	2.232	2.329	1.100	1.239	1.765	
Belgien/Luxemburg	0	149	168	125	68	75	0	
Niederlande	5.554	5.986	10.726	9.061	7.412	13.053	10.305	
Italien	1.887	2.026	2.080	1.715	1.593	1.916	1.264	
Großbritannien	3.003	4.041	4.471	4.417	4.198	6.365	6.195	
Irland	475	661	980	1.048	1.942	1.729	1.773	
Dänemark	2.259	1.869	1.973	1.092	4.998	3.153	1.927	
Griechenland	149	0	0	76	480	0	0	
Spanien	2.219	2.301	2.441	2.272	2.125	4.340	2.981	
Portugal	2.590	1.903	1.929	1.553	2.069	3.212	3.246	
Finnland	0	130	72	277	459	0	0	
Schweden	0	0	0	0	1.169	0	0	
Slowenien	238	356	341	0	1.031	214	222	
sonstige					858	0	619	
ab 2013: EU-28	28.163	28.359	32.587	31.362	40.052	44.268	40.091	
Israel	3.527	2.092	2.549	3.770	5.595	5.713	4.901	
Sonst. Europa ¹⁾	3.437	3.901	3.718	3.006	10.222	8.424	7.660	
Europa	35.127	34.352	38.854	38.138	55.869	58.405	52.652	
Japan	28	31	30	119	145	220	278	
Hongkong	0	0	0	0	0	0	0	
USA	21.830	21.919	14.191	11.301	6.928	5.029	4.511	
Kanada	1.450	2.214	1.794	1.843	1.488	1.125	1.593	
Brasilien	208	1.038	750	1.123	1.631	1.776	2.076	
Sonst. Länder	6.034	9.123	7.814	16.683	10.033	13.189	12.537	
Ausfuhr insgesamt	64.677	68.677	63.433	69.207	76.094	79.744	73.647	

¹⁾ inkl. angrenzender Mittelmeerländer, Türkei
 Quellen: McCloskey, Gesellschaftsangaben

Steinkohleausfuhr der Südafrikanischen Republik								1.000 t
Importländer	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Deutschland	6.505	8.190	5.231	3.363	2.644	1.972	2.533	
Frankreich	4.799	5.450	2.050	1.030	1.190	1.060	1.150	
Belgien/Luxemburg	1.088	1.140	300	500	430	320	0	
Niederlande	10.580	8.234	4.049	1.087	1.056	2.838	5.047	
Italien	4.776	4.170	4.230	3.400	3.630	3.120	2.040	
Großbritannien	4.580	3.110	1.000	470	670	810	620	
Irland	478	0	460	220	50	90	140	
Dänemark	2.130	1.140	1.080	780	1.380	630	300	
Griechenland	0	0	0	50	0	80	0	
Spanien	6.724	5.981	5.062	3.670	2.470	2.360	1.720	
Portugal	1.970	1.660	1.240	320	0	0	360	
Finnland	0	150	0	0	0	0	0	
Sonstige	535	185	680	170	180	400	390	
ab 2013: EU-28	44.165	39.410	25.382	15.060	13.700	13.680	14.300	
Israel	4.520	3.720	3.250	2.490	3.180	4.770	3.490	
Marokko	1.267	1.333	300	810	70	140	250	
Türkei	1.349	1.350	1.106	3.182	2.760	2.890	2.850	
Sonst. Europa ¹⁾	7.136	6.403	4.656	6.482	6.010	7.800	6.590	
Europa	51.301	45.813	30.038	21.542	19.710	21.480	20.890	
Japan	440	50	390	300	620	470	560	
Südkorea	290	1.150	525	2.260	3.520	1.550	150	
Taiwan	410	160	2.220	2.990	3.490	4.500	5.815	
Hongkong	0	0	340	160	0	0	0	
Indien	8.492	7.766	18.690	22.397	17.071	23.170	21.030	
VR China	30	0	790	6.960	10.460	12.950	13.703	
USA	100	0	0	170	40	490	0	
Brasilien	759	1.223	296	1.099	1.030	1.130	320	
Sonst. Länder	6.068	6.493	8.927	10.534	11.380	10.450	10.291	
Ausfuhr insgesamt	67.890	62.655	62.216	68.412	67.321	76.190	72.759	
¹⁾ inkl. angrenzende Mittelmeerländer								

Quellen: South African Coal Report, eigene Berechnungen

Tabelle 12

Steinkohle-Ausfuhr Kanadas								1.000 t
Importländer	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Deutschland	1.733	1.708	1.070	1.203	1.736	1.516	1.214	
Frankreich	598	569	117	166	104	55	0	
Belgien/Luxemburg	0	0	0	48	55	0	0	
Niederlande	1.047	272	300	696	267	412	227	
Italien	1.013	1.084	465	1.016	1.000	767	817	
Großbritannien	1.492	1.123	317	284	505	99	186	
Dänemark	0	0	0	0	0	0	0	
Spanien	227	235	1	64	120	1	58	
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	
Finnland	345	426	258	416	422	303	428	
Schweden	0	0	0	0	0	60	0	
sonstige				59	221	0	291	
ab 2013: EU-28	7.086	5.587	2.528	3.952	4.430	3.213	3.221	
Sonst. Europa ¹⁾	1.203	1.426	952	840	182	500	567	
Europa	8.289	7.783	3.480	4.792	4.612	3.713	3.788	
Japan	10.548	11.482	8.765	10.615	9.265	9.526	10.108	
Südkorea	6.078	6.736	7.381	6.553	8.611	6.360	7.594	
Taiwan	1.130	1.154	795	638	1.070	1.005	1.151	
Brasilien	1.545	2.020	936	1.693	2.281	1.813	1.677	
USA	1.758	1.725	1.045	1.470	1.330	898	911	
Chile	702	411	214	259	216	253	327	
Mexiko	230	695	283	697	400	183	278	
Sonst. Länder	369	468	4.931	5.944	5.602	10.761	12.712	
Ausfuhr insgesamt	30.649	32.474	27.830	32.661	33.387	34.512	38.546	

¹⁾ inkl. angrenzende Mittelmeerländer

Quellen: McCloskey, eigene Berechnungen

Steinkohle-Ausfuhr der Volksrepublik China								1.000 t
Importländer	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Deutschland	43	14	5	7	11	9	8	
Frankreich	166	216	0	0	0	0	0	
Belgien/Luxemburg	170	143	0	14	0	0	0	
Niederlande	51	57	5	0	0	0	0	
Italien	0	0	0	0	0	0	0	
Großbritannien	0	0	0	0	0	0	0	
Spanien	0	104	0	0	0	0	0	
Griechenland	0	0	0	0	0	0	0	
EU-15	430	534	10	21	11	9	8	
Japan	15.548	13.337	6.391	6.436	6.222	3.914	2.805	
Südkorea	19.225	16.457	9.919	7.207	5.559	3.662	3.303	
Taiwan	12.690	10.597	4.870	4.418	2.197	1.270	835	
Hongkong	674	475	122	395	1	0	0	
Indien	539	1.006	0	0	173	0	0	
Malaysia	37	52	12	12	6	0	0	
Thailand	1	1	0	0	0	1	0	
Nordkorea	237	228	52	224	205	172	129	
Philippinen	1.019	1.119	839	2	0	0	0	
Brasilien	283	156	0	0	0	0	0	
Sonst. Länder	2.435	1.309	133	225	127	24	17	
Ausfuhr insgesamt	53.118	45.271	22.348	18.940	14.501	9.052	7.097	

Quelle: verschiedene, u.a. MCR, CCR

Tabelle 14

Steinkohle-Ausfuhr Polens								1.000 t
Importländer	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Deutschland	4.651	3.834	2.649	3.659	2.659	2.406	3.007	
Frankreich	340	0	358	597	10	212	534	
Belgien	1	1	79	232	1	80	450	
Niederlande	70	1	165	81	0	0	147	
Italien	111	0	0	0	0	0	0	
Großbritannien	277	197	565	598	634	89	665	
Irland	255	266	240	257	206	140	170	
Dänemark	350	151	82	455	60	60	553	
Spanien	64	0	0	23	20	20	19	
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	
Finnland	273	88	224	220	37	148	358	
Österreich	1.807	906	853	883	435	786	807	
Schweden	288	60	59	134	84	105	184	
Tschechische Republik	2.365	1.017	746	1.444	1.820	1.540	1.663	
Slowakei	617	64	71	638	568	302	767	
Ungarn	259	127	58	118	133	98	93	
Sonstige	8	1.029	1.970	557	10	383	401	
ab 2013: EU28	11.736	7.741	8.119	9.896	6.677	6.369	9.818	
Sonst. Länder	364	559	581	480	101	667	1.018	
Ausfuhr insges.	12.100	8.300	8.700	10.376	6.778	7.036	10.836	

Quellen: McCloskey, Statistisches Bundesamt und eigene Berechnungen

Steinkohleeinfuhren der EU-Länder – Importe inkl. Binnenhandel von Mitgliedstaaten 1.000 t							
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Deutschland	47.480	44.000	36.800	41.000	44.200	44.900	50.100
Frankreich	19.200	19.400	16.200	18.900	15.300	17.000	18.900
Italien	24.600	26.200	22.000	22.700	24.000	25.000	22.800
Niederlande	13.000	12.100	10.800	11.800	11.700	12.400	12.400
Belgien	8.000	6.000	4.100	3.500	4.000	3.500	3.300
Luxemburg	150	150	200	200	200	n.a.	n.a.
Großbritannien	45.300	43.200	38.100	26.500	31.700	44.800	49.400
Irland	3.000	2.300	2.300	2.200	1.900	2.200	1.200
Dänemark	8.000	7.700	4.400	4.100	6.100	3.900	5.600
Griechenland	800	800	400	600	600	200	200
Spanien	20.800	16.500	17.100	12.800	15.300	22.300	13.100
Portugal	5.500	3.800	3.100	2.700	3.600	5.000	4.200
Finnland	7.000	4.600	6.000	5.900	7.000	4.000	5.100
Österreich	4.000	4.200	4.000	4.000	3.800	2.900	2.700
Schweden	3.200	2.500	2.400	3.000	2.700	2.200	3.000
Polen	5.800	9.900	10.000	10.000	15.500	10.100	10.800
Tschechien	2.500	2.200	1.700	1.900	2.400	2.000	2.100
Ungarn	2.000	1.900	1.400	1.800	1.500	1.500	1.600
Slowakei	5.300	4.900	3.200	3.500	3.400	3.400	4.700
Slovenien	500	600	600	600	500	600	800
Kroatien						1.200	1.200
Lettland	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Litauen	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Estland	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Zypern							
Malta							
Bulgarien	1400	1300	3.500	2.900	3.300	2.300	1.700
Rumänien	3300	3200	1.200	1.400	1.200	1.300	900
sonstige EU-28 ab 2013	230.830	217.450	189.500	182.000	199.900	800 213.500	700 216.500
Koks	davon Koks: 12.000	davon Koks: 11.000	davon Koks: 11.000	Koks: 8.000	Koks: 8.000	Koks: 6.000	Koks: 6.000

Quellen: McCloskey, EURACOAL, eigene Berechnungen

Tabelle 16

Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland in Mio. t SKE								
Energieträger	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Steinkohle	67,4	61,4	50,1	57,9	55,3	58,3	60,7	
davon Importkohle	(44,8)	(43,2)	(36,2)	(44,4)	(43,4)	(46,8)	(52,4)	
Braunkohle	55,0	53,0	51,4	51,6	53,3	56,1	55,5	
Mineralöl	157,9	166,4	159,3	160,0	154,8	154,9	158,2	
Erdgas	106,6	104,4	100,3	107,1	99,3	99,6	106,0	
Kernenergie	52,3	55,4	50,2	52,3	40,2	37,0	36,2	
Wasser- und Windkraft	7,4	7,5	7,1	7,2	8,1	8,9	9,2	
Außenhandelsaldo Strom	0,2	0,0	-1,8	-2,2	-0,8	-2,8	-4,2	
Sonstige Energieträger	25,6	36,0	41,8	47,9	51,0	51,0	52,9	
Gesamt	472,4	484,1	458,4	481,8	461,2	463,0	474,5	
							Anteile in %	
Energieträger	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Steinkohle	14,3	12,7	10,9	12,0	12,0	12,6	12,8	
davon Importkohle	(9,5)	(8,9)	(7,9)	(9,2)	(9,4)	(10,1)	(11,0)	
Braunkohlen	11,6	11,0	11,2	10,7	11,6	12,1	11,7	
Mineralöl	33,4	34,3	34,8	33,2	33,6	33,5	33,4	
Erdgas	22,6	21,6	21,9	22,2	21,5	21,5	22,3	
Kernenergie	11,1	11,4	11,0	10,9	8,7	8,0	7,6	
Wasser- und Windkraft	1,5	1,6	1,6	1,5	1,8	1,9	1,9	
Außenhandelsaldo Strom	0,0	0,0	-0,4	-0,5	-0,2	-0,6	-0,9	
Sonstige Energieträger	5,5	7,4	9,0	10,0	11,0	11,0	11,2	
Gesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Kohleumschlag der deutschen Seehäfen									1.000 t
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Nordseehäfen									
Hamburg	4.636	4.963	5.781	5.195	5.189	5.276	5.805	5.111	5.629
Wedel - Schulau	600	871	0	0	0	0	530	239	42
Bützfleth	19	13	6	4	9	5	8	6	0
Wilhelmshaven	1.520	1.332	1.360	2.229	2.404	1.843	1.924	1.597	3.301
Bremische Häfen	1.216	1.715	1.965	1.668	1.410	1.796	1.599	1.783	1.270
Brunsbüttel	273	622	749	874	500	434	424	710	793
Emden			5	5	1	2	-	-	-
Nordenham	1.915	2.129	2.162	1.889	2.284	2.235	2.792	2.240	1.574
Papenburg	214	170	143	149	121	141	0	-	-
Übrige Nordseehäfen S.H.	37	70	632	574	502	610	0	-	3
Übrige Nordseehäfen N.S.		-	-	-	-	7	3	-	-
Gesamt	10.430	11.885	12.803	12.587	12.420	12.349	13.085	11.686	12.612
Ostseehäfen									
Rostock	1.145	1.251	993	1.443	823	1.200	1.345	1.335	1.032
Wismar	33	30	22	35	26	34	0	-	-
Stralsund	3	0	0	1	-	-	-	1	-
Lübeck	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Flensburg	325	275	246	301	230	209	237	235	255
Kiel	402	193	123	291	453	479	271	503	178
Saßnitz			7	3	1	5	1	1	1
Wolgast			2	-	-	-	-	-	-
Übrige Ostseehäfen	2	3	-	1	-	-	-	-	-
Gesamt	1.910	1.752	1.393	2.075	1.533	1.927	1.854	2.075	1.468
Umschlag Gesamt	12.340	13.637	14.196	14.662	13.953	14.276	14.939	13.761	14.080

Quelle: Statistisches Bundesamt

Tabelle 18

Verbrauch, Ein-/Ausfuhr und Erzeugung von Strom in der Bundesrepublik Deutschland							
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Brutto-Strom- verbrauch in TWh	621,5	618,2	581,3	615,3	606,8	606,7	597,6
Strom-Außenhandel in TWh							
Exporte	63,4	62,7	54,9	59,9	56,0	67,3	72,2
Importe	44,3	40,2	40,6	42,2	49,7	44,2	38,4
Saldo (Exportüberschuss)	-19,1	-22,5	-14,3	-17,7	-6,3	-23,1	-33,8
Brutto-Strom- erzeugung in TWh	640,6	640,7	595,6	633,0	613,1	629,8	631,4
Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in TWh							
Steinkohlen	142,0	124,6	107,9	117,0	112,4	116,4	122,2
davon Importkohle ¹⁾	(86,2)	(86,4)	(76,3)	(86,8)	(84,9)	(89,1)	(101,8)
Braunkohle	155,1	150,6	146,5	145,9	150,1	160,7	161,0
Erdgas	78,1	89,1	80,9	89,3	86,1	76,4	66,7
Heizöl	10,0	9,7	10,1	8,7	7,2	7,6	6,3
Kernenergie	140,5	148,8	134,9	140,6	108,0	99,5	97,3
Wasser-/Windkraft	60,9	61,0	57,6	58,8	66,6	72,5	74,0
Sonstige	54,0	56,9	57,7	73,1	82,7	96,7	103,9
Gesamt	640,6	640,7	595,6	633,4	613,1	629,8	631,4
¹⁾ Bezüge der Kraftwerke							

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

Europäische/Internationale Preisnotierungen

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Rohölpreise							
USD/Barrel Brent	72,52	96,99	61,51	79,47	111,26	111,63	108,56
USD/t SKE	373,26	499,21	316,60	409,04	572,66	574,57	557,24
<i>Quelle: MWV</i>							
Erdgaspreise: Deutsche Grenzübergangspreise							
€/t SKE	180,00	237,00	198,00	185,00	230,00	263,00	250,00
<i>Quelle: Statistik der Kohlewirtschaft</i>							
Steam Coal Marker Prices 1 %S, CIF NW Europa							
USD/t SKE	103,59	172,28	82,12	107,74	141,73	107,92	95,29
€/t SKE	75,59	117,13	58,87	81,27	101,82	83,99	71,75
<i>Quelle: McCloskey (von 6000 kcal/kg konvertiert in 7000 kcal/kg)</i>							
Seefrachtraten Capesize-Einheiten nach Empfangshäfen ARA(Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen)							
Südafrika USD/t	32,33	30,36	13,66	12,41	10,74	8,13	9,38
USA/Ostküste USD/t	34,47	32,65	16,68	15,06	12,01	9,62	11,44
Australien/NSW USD/t	51,77	50,91	22,46	22,15	19,43	15,05	18,03
Kolumbien USD/t	33,55	31,71	16,25	14,75	11,89	9,63	11,33
<i>Quelle: Frachtcontor Junge, eigene Berechnungen</i>							

Tabelle 20

Einfuhr von Steinkohle und Steinkohlekoks										
Länder	2010					2011				
	Kesselk.	Koksk.	Anthr.	Koks	Gesamt	Kesselk.	Koksk.	Anthr.	Koks	Gesamt
Polen	3.650	8	1	2.399	6.058	2.646	11	1	2.481	5.139
Tschechien	63	0	0	379	442	27	0	3	330	360
Spanien	0	0	0	86	86				33	33
Frankreich	0	0	0	179	179				62	62
Sonstige	1007	74	170	490	1.741	620	20	196	595	1.431
ab 2013: EU-28	4.720	82	171	3.533	8.506	3.293	31	200	3.501	7.025
GUS	9.295	730	317	248	10.590	9.574	863	294	361	11.092
Norwegen	856	0	0	0	856	857	0	0	0	857
USA	2.742	2.956	29	0	5.727	5.079	3.036	24	0	8.139
Kanada	0	1.203	0	0	1.203	43	1.693	0	0	1.736
Kolumbien	7.397	191	0	39	7.627	10.550	214	0	62	10.826
Südafrika	3.330	0	1	0	3.331	2.644	0	0	0	2.644
Australien	289	4.014	0	0	4.303	206	4.074	0	0	4.280
VR China	7	0	0	199	206	6	0	5	184	195
Indonesien	70	0	0	0	70	0	34	0	0	34
Venezuela	410	20	0	2	432	132	29	0	0	161
Sonstige Drittländer	2.236	3	0	93	2.332	1.261	1	7	120	1.389
Drittländer	26.632	9.117	347	581	36.677	30.352	9.944	330	727	41.353
Gesamt	31.352	9.199	518	4.114	45.183	33.645	9.975	530	4.228	48.378

Quellen: Statistisches Bundesamt, BAFA, eigene Berechnungen

in die Bundesrepublik Deutschland								1.000 t
2012				2013				Länder
Kesselk.*	Koksk.	Koks	Gesamt	Kesselk.*	Koksk.	Koks	Gesamt	
2.397	9	1.565	3.971	2.938	70	1.317	4.325	Polen
7	0	316	323	365	0	325	690	Tschechien
		7	7	0	0	3	3	Spanien
		48	48	0	0	19	19	Frankreich
1.638	38	679	2.355	2.485	33	809	3.327	Sonstige
4.042	47	2.615	6.704	5.788	103	2.473	8.364	ab 2013: EU-28
10.474	753	319	11.546	11.975	867	249	13.091	GUS
395	0	0	395	680	0	0	680	Norwegen
7.072	2.737	0	9.809	8.933	3.111	0	12.044	USA
0	1.516	0	1.516	0	1.214	0	1.214	Kanada
8.972	347	33	9.352	9.794	180	25	9.999	Kolumbien
1.972	0	0	1.972	2.533	0	0	2.533	Südafrika
308	4.143	0	4.451	128	4.611	0	4.739	Australien
9	0	2	11	8	0	0	8	VR China
0	0	0	0	0	0	0	0	Indonesien
111	0	1	112	59	0	0	59	Venezuela
1.985	64	5	2.054	0	135		135	Sonstige
31.298	9.560	360	41.218	34.110	10.118	274	44.502	Drittländer
35.340	9.607	2.975	47.922	39.898	10.221	2.747	52.866	Gesamt

*Kesselkohle inkl. Anthrazit

Tabelle 21

Deutschland – Energiepreise/Wechselkurse							
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Wechselkurse							
EUR/USD	0,7296	0,6799	0,7169	0,7543	0,7184	0,7783	0,7530
<i>Quelle: Deutsche Bundesbank</i>							
Grenzübergangspreise für Koks- und Steinkohle - EUR/t							
Importierte Koks- und Steinkohle	96,22	132,62	173,75	174,78	185,30	188,42	127,19
Importierter Steinkohlekoks	175,55	281,20	196,91	259,37	319,78	258,72	204,88
<i>Quellen: Statistisches Bundesamt</i>							
Grenzübergangspreise für Steinkohle in EUR/ t SKE: Einsatz in Kraftwerken							
		1. Quartal	2. Quartal	3. Quartal	4. Quartal	Jahreswert	
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	
2011		105,30	105,22	106,22	110,44	106,97	
2012		100,21	93,09	92,01	86,62	93,02	
2013		84,03	80,03	75,64	76,66	79,12	
<i>Quelle: BAFA Referat 431 (Grenzübergangspreise=cif-Preis ARA + Fracht deutsche Grenze)</i>							
Energiepreise frei Kraftwerk EUR/ t SKE							
Energieträger	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Erdgas	209,00	252,00	239,00	222,00	241,00	264,00	264,00
Heizöl schwer	198,00	275,00	208,00	270,00	355,00	394,00	349,00
Kesselkohle	73,00	117,00	84,00	90,00	112,00	98,00	84,00
<i>Quellen: BAFA, Statistik der Kohlenwirtschaft, eigene Berechnungen</i>							

Der Steinkohlemarkt in der Bundesrepublik Deutschland

Mengen und Preise 1957-2013

Mengen								Preise							
Einfuhren von Steinkohle und -koks t=t				Inländische Förderung von Steinkohle t v.F.				Kraftwerkskohle 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	2011	48,4	1981	87,9	2011	12,1	1981	84	2011	107	1981	113	2011	170
1982	11,5	2012	47,9	1982	88,4	2012	10,8	1982	86	2012	93	1982	121	2012	180
1983	9,8	2013	52,9	1983	81,7	2013	7,6	1983	75	2013	79	1983	125	2013	180
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		

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

Quellen: Statistisches Bundesamt, Statistik der Kohlewirtschaft, BAFA, eigene Berechnung

Tabelle 23

Mitglieder des VDKI

Mitgliedsfirmen	Vorwahl	Telefon	Telefax	Website
AG der Dillinger Hüttenwerke Werkstraße 1, 66763 Dillingen/Saar, Deutschland	+ 49 6831	47-2220	47-3227	www.dillinger.de
Antwerp Port Authority Entrepotkaai 1, 2000 Antwerpen, Belgien	+ 32 3	205 22 46	205 22 69	www.portofantwerp.be
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	9161 15-137	www.bulktrading.ch
Cargill International S.A. 14, Chemin de Normandie, 1206 Geneve, Schweiz	+41	22 703 2451	22 703 2740	www.cargill.com
CDF Energie SA (Groupe TOTAL) Tour Lafayette, 2 Place Des Vosges - La Défense 5, 92400 Courbevoie, Frankreich	+ 33	141 35 72 95	141 35 22 05	www.total.com
CMC Coal Marketing Company Ltd. Fumbally Square, New Street, Dublin 8, Irland	+ 353 1	708 2600	708 2699	www.cmc-coal.ie
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 Kämpenstrasse 151, 58456 Witten, Deutschland	+49 2302	970 30 17	970 30 70	www.dako-coal.com
DB Schenker Rail Deutschland AG, MB Montan Rheinstraße 2, 55116 Mainz, Deutschland	+ 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	
DTG Deutsche Transport-Genossenschaft Binnenschifffahrt eG Fürst-Bismarck-Str. 21, 47119 Duisburg, Deutschland	+ 49 203	800 04-0	800 04-43	www.dtg-eg.de
EDF Trading (Switzerland) AG Kurfürstendamm 194, Haus Cumberland, 10707 Berlin, Deutschland	+ 49 30	700 140 460	700 159 510	www.edftrading.com
EnBW AG Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe, Deutschland	+ 49 721	63-23314	914-20071	www.enbw.com
Enerco bv Keerweg 2, 6122 CL Buchten, Niederlande	+ 31 46	48 19 900	48 59 211	www.enerco.nl
E.ON Global Commodities SE Holzstraße 6, 40221 Düsseldorf, Deutschland	+ 49 211	732 75-0	732 75-1552	www.eon.com
E.ON Kraftwerke GmbH Tresckowstraße 5, 30457 Hannover, Deutschland	+ 49 511	439-02	439-4052	www.eon-kraftwerke.com
EUROKOR Barging B.V. Gieterijstraat 93, 2984 AB Ridderkerk, Niederlande	+ 31 180	481 960	481 969	www.eurokorbarging.nl
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	200 82352	www.evn.at
Evonik Industries AG Paul-Baumann-Straße 1, 45722 Marl, Deutschland	+ 49 2365	49-6084	49-806084	www.evonik.de
Exxaro International Coal Trading B.V., Rotterdam, Zug Bahnhofstrasse 29, 6300 Zug, Schweiz	+ 41 41	727 0570	727 0579	www.exxaro.com
Frachtcontor Junge & Co. GmbH Ballindamm 17, 20095 Hamburg, Deutschland	+ 49 40	3000-0	3000-343	www.frachtcontor.com
Freepoint Commodities Europe LLP 157-197 Buckingham Palace Road, London SW1W 9SP, UK	+ 44	203 262 6264	203 262 6900	www.freepoint.com

Mitglieder des VDKI

Mitgliedsfirmen	Vorwahl	Telefon	Telefax	Website
GDF SUEZ Energy Management Trading Boulevard Simon Bolivar/Simon Bolivarlaan 34-36, 1000 Brüssel, Belgien	+ 32	2519 36 88		www.gdfsuez.com
GLENCORE International AG Baarermttstrasse 3, 6341 Baar, Schweiz	+ 41 41	709 2000	709 3000	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 Marguerestr. 1, 68199 Mannheim, Deutschland	+ 49 621	8684310	8684319	www.gkm.de
GUNVOR SA Rue du Rhone 82-84, 1204 Genève, Schweiz	+ 41 22	718 79 00	718 79 29	www.gunvorgroup.com
Häfen und Güterverkehr Köln AG Harry-Blum-Platz 2, 50678 Köln, Deutschland	+ 49 221	390 10 20	390 10 22	www.hgk.de
HANSAPORT Hafenbetriebsgesellschaft mbH Am Sandauhafen 20, 21129 Hamburg, Deutschland	+ 49 40	740 03-200	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 Wühlheide 232, 12459 Berlin, Deutschland	+ 49 30	656681-0	656681-15	www.hms-ag.com
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
ICT Coal GmbH Katernberger Str. 107, 45327 Essen, Deutschland	+ 49 201	860 44 61	860 44 65	www.ict-coal.de
IMPERIAL Shipping Holding GmbH Dr.-Hammacher-Str. 49, 47119 Duisburg, Deutschland	+ 49 203	5794-0	5794-229	www.imperial-shipping.com
Incolab Services B.V. Röntgenstraat 3, 3261 LK Oud Beijerland, Niederlande	+ 31 186	610 355	610 552	www.incolab.com
Inspectorate Deutschland GmbH Daimlerstr. 4a, 47167 Duisburg, Deutschland	+ 49 203	860 967-13	860 967-20	www.inspectorate.com
J.P. Morgan Energy Europe Ltd. 25 Bank Street, Canary Wharf, London E14 5JP, UK	+ 44	207 777 2295	207 777 4744	www.jpmorgan.com
Knight Energy Services Ltd. Unit 1, Palmermount Ind. Estate, Bypass Road, Dundonald, Kilmarnock, Ayrshire, KA2 9 BL, UK	+ 44	1563 850 375		www.ahkgroup.com
L.B.H. Netherlands B.V. Rijdsdijk 13, 3161 HK Rhoon, Niederlande	+ 31 10	506 50 00	501 34 00	www.lbh.nl
Macquarie Bank Limited Ropemaker Place, 28 Ropemaker Street, London EC2Y 9HD, UK	+ 44	2030374658		www.macquarie.com
Marquard & Bahls AG Admiralitätsstraße 55, 20459 Hamburg	+ 49 40	37004 844	37004 332	www.marquard-bahls.com
Mark-E Aktiengesellschaft Körnerstraße 40, 58095 Hagen, Deutschland	+ 49 2331	12 3-0	123-22222	www.mark-e.de
Mercuria Energy Trading S.A. 50 Rue du Rhone, 1204 Geneva, Schweiz	+ 41	22 595 8022	22 594 7010	www.mercuria.com
MSG eG Stüdliche Hafenstraße 15, 97080 Würzburg, Deutschland	+ 49 931	9081-100	950261	www.msgeg.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 Renteilichtung 44a, 45134 Essen, Deutschland	+ 49 201	439 529-0	439 529-50	www.oxbow.com

Mitglieder des VDKI

Mitgliedsfirmen	Vorwahl	Telefon	Telefax	Website
Peabody COALTRADE GmbH Ruhrallee 185, 45136 Essen, Deutschland	+49 201	89 45 135	89 45 45	www.peabodyenergy.com
Peterson Rotterdam B.V. Boompjes 270, 3011 XZ Rotterdam, Niederlande	+ 31 10	28 23 333	28 23 282	www.onepeterson.com
Pfeifer & Langen GmbH & Co. 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
RAG Verkauf GmbH Shamrockring 1, 44623 Herne, Deutschland	+ 49 2323	15-5410	15-5412	www.rag-verkauf.de
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.energieprof.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.rwetrading.com
SEA-Invest N.V. Skaldenstraat 1, 9042 Gent, Belgien	+ 32 9	255 02 51	259 08 93	www.sea-invest.be
Ssp Stockpile surveying and protection B.V. Zuideinde 36, 2991 LK Barendrecht, Niederlande	+ 31	180 55 65 61	180 55 62 89	www.ssp-rotterdam.nl
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.energycity.de
Statoil (U.K.) Limited One Kingdom Street, London W2 6 BD, UK	+ 44 203	204 3864	204 3600	www.statoil.com
STEAG GmbH Rüttenscheider Str. 1-3, 45128 Essen, Deutschland	+ 49 201	801-3230	801-3232	www.steag.com
SUEK AG, Swiss Office Vadianstrasse 59, 9000 St. Gallen, Schweiz	+41 71	226 85 00	226 85 03	www.suekag.com
Südzucker AG Mannheim/Ochsenfurt Gottlieb-Daimler-Str. 12, 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
THB Transport- und Handelsberatungsgesellschaft mbH Auf dem Dreieck 5, 28197 Bremen, Deutschland	+ 49 421	536 868	536 86-78	www.thb-bremen.de
Trianel Kohlekraftwerk Lünen GmbH & Co. KG Frydagstr. 40, 44536 Lünen, Deutschland	+ 49 2306	3733-0	3733-150	www.trianel-luenen.de
Vattenfall Energy Trading Netherlands N.V. Hoekenrode 8, 1102 BR Amsterdam, Niederlande	+ 31	888 380 037		www.vattenfall.com
Vattenfall Europe Wärme AG Puschkinallee 52, 12435 Berlin, Deutschland	+ 49 30	267-10095	267-10719	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
Zeeland Seaports Schelpenpad 2, 4531 PD Terneuzen, Niederland	+ 31 115	647 400	647 500	www.zeeland-seaports.com

VORSTAND

Vorsitzender:

Dr. Wolfgang Cieslik
STEAG GmbH, Essen

Dr. Matthias Neubronner
E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover

Stellvertretender Vorsitzender:

Reinhard Seifert
HCC Hanseatic Coal & Coke Trading GmbH,
Hamburg

Jochen Oesterlink *)
EnBW AG, Karlsruhe

Alexander Bethe
EDF Trading (Switzerland) AG, Berlin

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

Dr. Markus Binder
Grosskraftwerk Mannheim AG, Mannheim

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

Ulf Kerstin *)
RWE Supply & Trading GmbH, Essen

Rainer Winge
Südzucker AG, Mannheim/Ochsenfurt

Bert Legendijk
L.B.H. Netherlands B.V., NL - Rhoon

Markus Witt
Vattenfall Europe Wärme AG, Berlin

Bernhard Lümmen
Oxbow Coal GmbH, Duisburg

*) Seit 26.06.2014

Geschäftsführung:

RA Dr. Erich Schmitz

Haftungsausschluss

Die in dieser Veröffentlichung enthaltenen Angaben basieren auf sorgfältig ausgewählten Quellen, die als zuverlässig gelten. Wir geben jedoch keine Gewähr für die Richtigkeit oder Vollständigkeit der Angaben. Hierin zum Ausdruck gebrachte Meinungen geben unsere derzeitige Ansicht wieder und können ohne vorherige Ankündigung geändert werden.

Wichtiger Hinweis zu Zahlen, Daten und Fakten

Wir haben im Text und in den Tabellen, Listen und anderen Aufzählungen darauf verzichtet, jedes Mal darauf hinzuweisen, dass alle Zahlen etc. für 2013 vorläufig sind.

Herausgeber:

Verein der Kohlenimporteure e.V.

20095 Hamburg, Ferdinandstraße 35

Telefon: (0 40) 32 74 84

Telefax: (0 40) 32 67 72

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

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

Die englische Version dieses Jahresberichtes
steht ab **September 2014** auf der Homepage zum Download
bereit.

Design & Layout:
Werbeagentur Knopf, Dielheim
Druck: Naber Druck

(ISSN 1612-5371)