

DUH-Hintergrund

Warum das Kohlekraftwerksprojekt von Dow in Stade weder umwelt- noch klimaverträglich noch alternativlos ist

Der Chemiekonzern Dow plant auf seinem Werksgelände, im niedersächsischen Stade, ein Steinkohlekraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 920 Megawatt, das zu einem Drittel der Eigenversorgung der Chemieproduktion des Konzerns mit Strom und Dampf dienen soll. In der öffentlichen Kommunikation zur Rechtfertigung der Planung werden häufig Behauptungen aufgestellt, wonach ein steinkohlebefeuertes Großkraftwerk alternativlos für die Stromerzeugung sei. Mit diesem Papier werden einige Mythen rund um die Kohlekraft, die von Dow und Teilen der Lokalpolitik verbreitet werden, kritisch beleuchtet und widerlegt.¹

Dow-Behauptung: „40 Prozent weniger Treibhausgasemissionen“

Dow behauptet das geplante Steinkohlekraftwerk würde 40 % weniger Kohlendioxid (CO₂) emittieren als der durchschnittliche deutsche Kohlekraftwerksbestand. Damit vergleicht das Unternehmen Äpfel mit Birnen.

Für die Betrachtung des mit dem Energiebedarf von Dow in Stade einhergehenden Treibhausgasausstoßes verbietet sich ein solcher Vergleich, weil zum einen mit der möglichen Inbetriebnahme eines neuen Steinkohlemeilers **nicht sichergestellt** wird, **dass im Gegenzug ein altes Kohlekraftwerk mit mehr Emissionen abgeschaltet** wird, mit dem sich die Treibhausgasemissionen saldieren ließen. Dow besitzt am Standort ein altes Gaskraftwerk (190 MW elektrisch), das aktuell durch einen ebenfalls erdgasbasierten Kraftwerksneubau (150 MW elektrisch) ersetzt wird.

Ein Emissionsvergleich am Standort Stade ist zum anderen anhand der aktuellen Strombezugsituation von Dow und der geplanten Eigenstromversorgung mit Steinkohle vorzunehmen. Von den 600 Megawatt elektrischer Leistung, die Dow nach eigenen Angaben ganzjährig benötigt, stammen heute bis zu 190 MW aus dem (alten) Gaskraftwerk auf dem Werksgelände. Die restlichen 410 Megawatt bezieht Dow über das öffentliche Stromnetz.

Der mit dem Stromverbrauch verbundene CO₂-Ausstoß ist daher a) anhand der spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren für den bundesdeutschen Energieträgermix sowie b) mittels des Emissionsfaktors für alte Gaskraftwerke zu berechnen. Der CO₂-Emissionsfaktor der durchschnittlichen Stromerzeugung in Deutschland lag, nach Angaben des BDEW², im Jahr 2011 bei 503 Gramm je Kilowattstunde Strom. Der durchgängige Leistungsbedarf von 410 MW verursacht folglich einen jährlichen CO₂-Ausstoß von 1,8 Mio. Tonnen. Nach Angaben des Umweltbundesamtes emittieren alte, Erdgas befeuerte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, GuD, (zufällig) ebenfalls 503 g/kWh Strom. Eine ganzjährige Leistung von

¹ Bei den Behauptungen wird meist auf die Dow-Broschüre „Integriertes Energiekonzept im Werk Stade“, Stand 01/2013 Bezug genommen; http://www.dow.com/deutschland/assets/documents/presse/2013/19379_PSP_Energie_V17b.pdf

² Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft: Energieträgermix Deutschland nach der Nettostromerzeugung der allgemeinen Stromversorgung, Stand 10/2012; [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/1E7BD75876AE0D08C1257823003ED8C4/\\$file/12-10-04%20Bundesmix%202011%20Stromkennzeichnung_Final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/1E7BD75876AE0D08C1257823003ED8C4/$file/12-10-04%20Bundesmix%202011%20Stromkennzeichnung_Final.pdf)

190 MW aus der GuD-Anlage zieht folglich 0,84 Mio. t CO₂ nach sich. Der **Jahresstromverbrauch** von 5 Mrd. Kilowattstunden im **Stader Werk** verursacht folglich **2,6 Mio. Tonnen Kohlendioxid**. Würde die gleiche Leistung durch ein **Steinkohlekraftwerk** neuester Bauart bereitgestellt, entstünden 3,8 Mio. t CO₂, also **1,2 Million Tonnen mehr Treibhausgase pro Jahr** als heute durch den Betrieb bei Dow in Stade anfallen.³ Selbst unter der Annahme, dass in dem neuen Steinkohleblock ganzjährig die maximale Wasserstoffmenge verstromt wird,⁴ hätte diese Kohleverstromung 0,6 Millionen Jahrestonnen mehr Kohlendioxid zur Folge, und das über einen voraussichtlichen **Betriebszeitraum von 40 Jahren**.

	Stromquelle	elektrische Leistung [Megawatt]	Betriebsstunden	erzeugte Jahresarbeit [Megawattstunden]	spezifischer CO ₂ -Ausstoß [kg/MWh]	CO ₂ -Ausstoß pro Jahr [Tonnen]	CO ₂ -Differenz zu heutigem Strombezug [Tonnen]
Situation heute	deutscher Energieträgermix	410 MW	8.760 h	3.592 MWh	503 kg *	1.806.575 t	0 t
	Gaskraftwerk (alt)	190 MW	8.760 h	1.664 MWh	503 kg	837.193 t	
Situation zukünftig	SteinkohleKW (neu)	600 MW	8.760 h	5.256 MWh x	735 kg =	3.863.160 t	1.219.392 t
	SteinkohleKW (neu)	510 MW	8.760 h	4.468 MWh x	735 kg =	3.283.686 t	639.918 t
	+ Wasserstoff (max.)	90 MW	8.760 h	788 MWh	0 kg =		
	SteinkohleKW (neu)	360 MW	8.760 h	3.154 MWh	735 kg =	2.317.896 t	
	+ Wasserstoff (max.)	90 MW	8.760 h	788 MWh x	0 kg =		130.086 t
	Gaskraftwerk (in Bau)	150 MW	8.760 h	1.314 MWh	347 kg =	455.958 t	
	Gaskraftwerk (in Bau+neu)	600 MW	8.760 h	5.256 MWh x	347 kg =	1.823.832 t	-819.936 t
Gaskraftwerk (in Bau+neu)	510 MW	8.760 h	4.468 MWh x	347 kg =	1.550.257 t	-1.093.511 t	
+ Wasserstoff (max.)	90 MW	8.760 h	788 MWh	0 kg =			

*) CO₂-Emissionen der durchschnittlichen Stromerzeugung in Deutschland (2011)

Tab. 1: Vergleich der CO₂-Emissionen des heutigen Strombedarfs mit Varianten künftiger Eigenstromversorgung in Stade.

Aus obiger Tabelle wird ersichtlich, dass die komplette Eigenstromversorgung über ein **großes Gaskraftwerk** eine **jährliche Treibhausgasreduktion von 0,8 Mio. Tonnen** gegenüber heute möglich machen würde. Unter Einbeziehung des maximalen Wasserstoffeinsatzes wären sogar eine Million Jahrestonnen weniger Klimabelastung möglich. Gegenüber der Variante Steinkohlekraftwerk verursacht ein neues GuD-Kraftwerk sogar zwei Millionen Jahrestonnen weniger Klimagase bei der Eigenstromversorgung des Werksstandorts.

Dow beabsichtigt die nicht selbst benötigte Kapazität des Kraftwerks (installierte Bruttoleistung 920 MW) am Markt zu veräußern. In diesem Fall würde der Kohleblock mit **insgesamt 4,8 Mio. Tonnen Kohlendioxid jährlich das Klima belasten**.⁵

Neue Steinkohlekraftwerke erzeugen aufgrund technischer Entwicklungen weniger CO₂ pro Kilowattstunde als Altanlagen. Laut Umweltbundesamt liegt der CO₂-Emissionsfaktor alter Steinkohleblöcke bei 939 Gramm je Kilowattstunde, die neueste Generation Steinkohlekraftwerke emittiert immerhin noch 735 g/kWh. Die **Technikentwicklung der letzten Jahrzehnte** macht **bei der Steinkohleverstromung** folglich eine spezifische **CO₂-Reduktion bis 22 Prozent** pro Kilowattstunde in Neuanlagen mög-

³ Bundesdeutscher Stromerzeugungsmix (2012): Braunkohle 25,7 %, Steinkohle 19,1 %, Erdgas 11,3 %, Erneuerbare Energien 22 %, Atomkraft 16 %.

⁴ Heizwert von Wasserstoff: 120 GJ/t. Maximal 6 Tonnen Wasserstoff, die dem Kraftwerk stündlich zugeführt werden wollen, entsprechen 6 x 120 GJ (1 GJ = 0,2777 MWh) 200 MWh_{th}. Bei einem unterstellten elektrischen Wirkungsgrad von 45 % lassen sich aus 200 MWh thermischer Energie bis zu 90 MWh elektrische Energie (Strom) erzeugen.

⁵ Berechnungsgrundlage: Eigenbedarf (inkl. Kraftwerksstrom) 600 MW; Netzeinspeisung 320 MW, bei durchschnittlich 3.790 Volllaststunden deutscher Steinkohleblöcke im Jahr 2011 (BDEW 2012).

lich. Der CO₂-Ausstoß neuer Steinkohlemeiler liegt aber immer noch deutlich über dem alter Gas- kraftwerke, deren Anlagentechnik zum Teil noch aus den 1970er Jahren stammt. Neue **Erdgaskraft- werke emittieren nicht mal halb so viel CO₂ wie neue Steinkohlekraftwerke.**

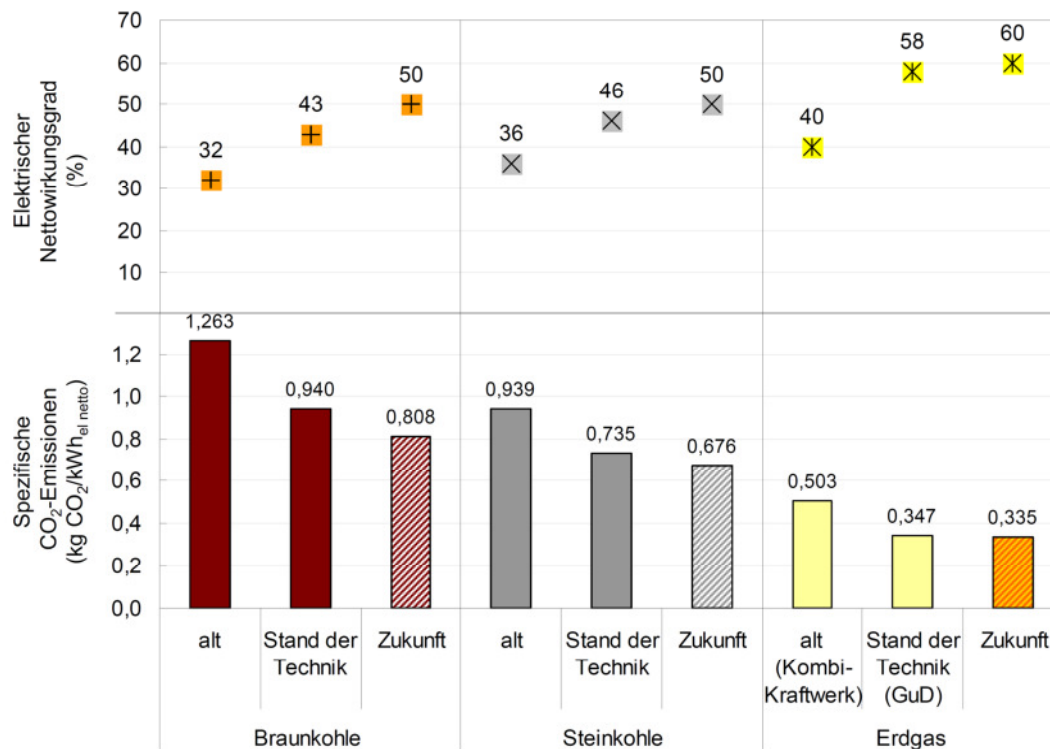


Abb. 1: Spezifische CO₂-Emissionen verschiedener fossiler Energieerzeugungsanlagen; Quelle: UBA.

Das Umweltbundesamt kritisiert, dass trotz höherer Wirkungsgrade und geringerer CO₂-Emissionen die Effizienzgewinne bei neuen Kohlekraftwerken bei weitem nicht für eine Treibhausgasminderung in der Größenordnung genüge, wie es der Klimaschutz erfordere. Stattdessen müssten die durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen bis Mitte des Jahrhunderts unter einen Wert von 150 g/kWh sinken.⁶ Zum Vergleich: Das geplante **Steinkohlekraftwerk von Dow**, das im Jahr 2050 noch Strom erzeugen dürfte, würde **mehr als das Fünffache** dessen emittieren, was die oberste deutsche Umweltbehörde als **Zielwert für 2050 beim CO₂-Ausstoß** für erforderlich hält.

Der Emissionsvergleich des Steinkohleblocks mit dem durchschnittlichen Kohlekraftwerksbestand – wie es Dow macht - ist auch deshalb unredlich, weil dabei unterschiedliche Technologien mit unterschiedlicher Klimaintensität verglichen werden. Der heutige bundesdeutsche Kohlekraftwerksbestand⁷ besteht zur Hälfte aus Braunkohleblöcken, deren spezifische CO₂-Emissionen 30 Prozent über denen von Steinkohleblöcken liegen, und die nahezu doppelt so viele Jahresvolllaststunden erreichen als Steinkohleanlagen. Die Emissionsmengen der Braunkohlebestandsanlagen übersteigen bei weitem die bestehender Steinkohleblöcke.⁸ Eine Bezugnahme auf den heutigen Braun- und Steinkohle

⁶ UBA „Klimaschutz und Versorgungssicherheit - Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung“, September 2009; http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/mysql_medien.php?anfrage=Kennnummer&Suchwort=3850

⁷ Gemäß Kraftwerksdatenbank der Bundesnetzagentur sind in Deutschland Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von 20.500 MW und Braunkohlekraftwerke mit 19.750 MW am Netz; BNetzA Stand 02/2013; http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_Basepage.html

⁸ Im Jahr 2011 liefen Steinkohleblöcke im Jahresdurchschnitt 3.790 Stunden unter Vollast, während Braunkohleblöcke eine Jahresauslastung von 6.850 Stunden erreichten; BDEW: Jahresvolllaststunden deutscher Kraftwerke 2011.

basierten Kraftwerkspark für den Emissionsvergleich mit einem neuen Steinkohleblock verbietet sich bei einer seriösen Betrachtung der Klimawirksamkeit einzelner Kraftwerkstechniken.

Dow-Behauptung: „Brennstoffnutzungsgrad von bis zu 60 Prozent über das gesamte Jahr ... stellt einen Meilenstein in der Energieerzeugung dar“

Mit Aussagen wie „ca. 60 % Brennstoffnutzungsgrad (modernes Kohlekraftwerk 46 %)“ versucht Dow die vermeintlich hohe Energieeffizienz des Kohleblocks herauszustellen. Dabei verschleiert Dow den Unterschied zwischen elektrischem Wirkungsgrad und Gesamtwirkungsgrad, auch Brennstoffnutzungsgrad genannt. Der **elektrische Wirkungsgrad**, also das Verhältnis von elektrischer Energie zu eingesetzter Brennstoffenergie, liegt bei dem geplanten neuen Dow-Kraftwerk nur bei etwa 45 Prozent⁹ und entspricht lediglich dem **Durchschnitt** neuer Steinkohleblöcke.¹⁰ Der Gesamtwirkungsgrad ist ein Maß für die Strom- und Wärme-/Dampfausbeute der im Kraftwerk eingesetzten Brennstoffenergie.¹¹ Den von Dow prognostizierten **Gesamtwirkungsgrad von bis zu 60 Prozent erreichen bzw. übertreffen** auch **andere Steinkohleblöcke** mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Deutschland.

So plante etwa das Stadtwerkekonsortium Trianel im Chempark Krefeld-Uerdingen ein gleich großes Steinkohlekraftwerk, das neben Strom auch 400 t/h Prozessdampf für den Industriepark liefern sollte. Der Gesamtwirkungsgrad des Kohleblocks wurde von Trianel ebenfalls mit 60 Prozent prognostiziert und der elektrische Wirkungsgrad sollte im Betriebsoptimum ebenfalls bei 46 Prozent liegen.¹² Aufgrund der geänderten wirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen stoppte Trianel im Juli 2011 das Kohleprojekt und plant nunmehr ein Gaskraftwerk, mit einem Gesamtwirkungsgrad bis 85 % und einem elektrischen Wirkungsgrad von 60 %.¹³ Kürzlich erhielt der Stadtwerkeverbund den immissionsschutzrechtlichen Vorbescheid für den Bau des Kraftwerks.¹⁴

In Mannheim baut der Energieversorger GKM seit 2010 einen Steinkohlemeiler gleichen Typs wie von Dow beabsichtigt. Auch dieser Kraftwerksblock wird mit KWK realisiert und soll einen Brennstoffnutzungsgrad bis zu 70 Prozent erzielen. Der elektrische Wirkungsgrad liegt auch hier bei rund 46 %.¹⁵

Im Vergleich dazu erreichen moderne **Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD) mit 60 Prozent und mehr**¹⁶ **deutlich höhere elektrische Wirkungsgrade** als Steinkohleblöcke.¹⁷ Und auch **beim Ge-**

⁹ Vgl. Begründung zum Vorhabenbezogenen Bebauungsplan "Industriekraftwerk Stade" der Hansestadt Stade, S. 44.

¹⁰ Der elektrische (Netto)Wirkungsgrad errechnet sich dadurch, dass man die elektrische Nettoleistung von 840 MW (= 920 MW Bruttoleistung abzgl. Eigenstrombedarf des Kraftwerks) durch die Feuerungswärmeleistung bei Nennlast (1.850 MW) dividiert. Als Ergebnis erhält man einen Wert von 45,4 %.

¹¹ Siehe etwa Wikipedia Stichwort „Wirkungsgrad“; <http://de.wikipedia.org/wiki/Wirkungsgrad>

¹² Vgl. Trianel Pressemitteilung zum immissionsschutzrechtlichen Erörterungstermin:

<http://www.trianel.com/de/pressearchiv/details/article/naechster-schritt-zur-realisation-2.html>

¹³ <http://www.trianel-krefeld.de/de/kraftwerk/daten-und-fakten.html>

¹⁴ <http://www.rp-online.de/niederrhein-sued/krefeld/nachrichten/genuehmigung-fuer-gas-und-dampfkraftwerk-in-uerdingen-1.3204789>

¹⁵ Technische Daten GKM Block 9: <http://www.rp-online.de/niederrhein-sued/krefeld/nachrichten/genuehmigung-fuer-gas-und-dampfkraftwerk-in-uerdingen-1.3204789>

¹⁶ Wie das E.ON Kraftwerk „Irsching 4“ (561 MW), das 2011 in Betrieb ging und einen elektrischer Wirkungsgrad von 60,4 % erreicht. Die Stadtwerke Düsseldorf bauen derzeit ein Gaskraftwerk (Standort Lausward) mit derselben Turbine wie in Irsching, die in Düsseldorf über 61 % Stromausbeute erzielen soll; http://www.siemens.com/innovation/de/news/2012/inno_1221_2.htm.

¹⁷ Beispiele jüngerer GuD-Anlagen: KMW AG in Mainz (IB: 2001), 405 MW, elektr. Wirkungsgrad 58%; Trianel in Hamm (IB: 2007), 2x 425 MW, elektr. Wirkungsgrad 57,7%.

samtwirkungsgrad schneiden Gaskraftwerke mit KWK erheblich besser ab als neue Steinkohlekraftwerke, dabei werden **regelmäßig 80 Prozent und mehr** erzielt.¹⁸

Auch Mitbewerber von Dow setzen bei der Stromerzeugung auf Gaskraftwerke: Der Chemiekonzern **BASF** erzeugt nach eigenen Angaben über 70 % seines Strombedarfs mit **Gas- und Dampfturbinen** als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, wodurch ein **Gesamtwirkungsgrad von nahezu 90 Prozent** erreicht werde.¹⁹

Biomasseeinsatz in Kohlekraftwerken

Die **Mitverbrennung von Biomasse** im geplanten Kohlekraftwerk wäre ebenfalls **kein „Meilenstein“**. In Deutschland forcieren unter anderem RWE und Vattenfall schon seit längerem den Einsatz von holzartiger Biomasse in ihren Kohleblöcken.²⁰ Die steigende Nachfrage nach Energie-Holz kann ebenso zu Konflikten mit dem Umwelt- und Naturschutz, sozialen und entwicklungspolitischen Zielen führen wie in anderen Bereichen der Bioenergienutzung. Diese Konflikte drohen hierzulande insbesondere deshalb, weil in Deutschland zusätzlich nutzbare Holz-Ressourcen zur Mitverbrennung nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung stehen und in jedem Fall mit anderen Nutzungen konkurrieren. Wer also in Deutschland auf den Biomasseeinsatz in großen Kohlekraftwerken setzt, setzt auf Holz-Importe. Die Erzeugung und Nutzung von Energie-Holz darf, nach Überzeugung der DUH, daher nur unter Einhaltung strenger Nachhaltigkeitskriterien erfolgen. Der Klimaschutzeffekt muss erheblich und unzweifelhaft sein. Importe aus Entwicklungs- und Schwellenländern müssen über diese Vorbedingungen hinaus eine nachhaltige Entwicklungsperspektive für diese Lieferländer eröffnen. Andernfalls gibt es keine Rechtfertigung dafür, warum diese dezentral anfallende Ressource nicht auch dezentral genutzt werden sollte. Zudem widerspricht ein Weltmarkt für Energie-Holz zur Verbrennung in Kraftwerken dem Effizienzgebot. Danach sollte Holz, zumal wenn es sich nicht um Reststoffe oder Abfälle handelt, in Kaskadennutzung eingesetzt, also zunächst stofflich genutzt werden. Selbst wenn Energie-Holz anfangs aus vergleichsweise unproblematischen Weltregionen (wie Nordamerika) importiert wird, kann dies früher oder später zu Handelsbeziehungen auch in Entwicklungs- und Schwellenländern führen, in denen schon heute große Waldflächen wegen der Umwandlung in landwirtschaftliche Flächen oder der energetischen Übernutzung verloren gehen.

Im Hinblick auf die von Dow betonte „wettbewerbsfähige Energie“ ist eine Studie der Deutsche Energie-Agentur (dena) erwähnenswert, wonach die Wirtschaftlichkeit der **Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Steinkohlekraftwerken** unter den aktuellen Rahmenbedingungen **nicht wirtschaftlich** sei. Die Autoren der Studien sehen deshalb einen Förderbedarf von 3,6 Cent/kWh, um der Biomasse-Mitverbrennung in Kohleblöcken zum Durchbruch zu verhelfen.²¹

¹⁸ Beispiele für Gesamtwirkungsgrade neuer Gaskraftwerke: Stadtwerke Braunschweig (87,6%): http://www.bs-energy.de/fileadmin/redakteure/unternehmen/pdf/011_GuD-Anlage_Hintergrundinfo.pdf; Stadtwerke Saarbrücken (85 %): <http://www.vvs-konzern.de/de/press/69791>; Vattenfall HH-Wedel (geplant; 88 %): http://www.vattenfall.de/de/file/120726_Folder_Energiekonzept_HH_10_Seiten.pdf_21861921.pdf; Vattenfall Berlin-Lichterfelde (geplant; 85,1%): http://www.stiftung-naturschutz.de/fileadmin/img/pdf/Kleine_Anfragen/ka16-14384.pdf

¹⁹ BASF-Gruppe, Energieversorgung 2011: <http://www.basf.com/group/corporate/de/sustainability/environment/efficient-processes>


²⁰ <http://www.vattenfall.de/de/biomasse.htm>; Verivox (13.09.2011) „RWE setzt auf Biomasse statt Kohle“; <http://www.verivox.de/nachrichten/rwe-setzt-auf-biomasse-statt-kohle-79074.aspx?zanpid=1740750833362220032>

²¹ dena, „Die Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken“, 08/2011; http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/Meldungen/2011/Dokumente/Endbericht_Biomassenutzung_in_Kohlekraftwerken_final_01.pdf

Dow-Behauptung: „Die weitere Entwicklung der Strompreise ist unsicher“

Die Industriestrompreise in Deutschland liegen im internationalen Vergleich traditionell im oberen Bereich. Diese Tatsache hat die deutsche Industrie bisher nicht daran gehindert, Deutschland regelmäßig zum Exportweltmeister zu machen. Insbesondere in der Eurokrise beweist die hiesige Industrie, dass sie international nicht nur mithalten kann, sondern die EU-Märkte geradezu dominiert, was inzwischen im europäischen Ausland regelmäßig den Vorwurf provoziert, Deutschland profitiere vom wirtschaftlichen Niedergang seiner europäischen Partner.

Die Strompreise für energieintensive Industriebetriebe in Deutschland stiegen in den letzten Jahren sehr moderat. Nach Angaben des Bundeswirtschaftsministeriums beträgt der Preisanstieg seit 1995 lediglich 1,45 ct/kWh, das entspricht 16 % über 18 Jahre. In den vergangenen fünf Jahren stieg der Industriestrompreis lediglich um 3,7 Prozent, in den letzten beiden Jahren stagnierte er sogar.²²

	Internationaler Preisvergleich Elektrizität für Industrie														Energiedaten Tabelle 29 a	
	letzte Änderung: 02.11.2012															

€-Cent/kWh - ohne Mehrwertsteuer

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Belgien	5,34	5,26	5,09	5,04	4,85	4,98	5,13	5,17	5,19	5,44	6,02	7,60	7,31	8,12	9,18	8,02	8,71	8,03
Bulgarien										3,71	3,91	4,12	4,30	4,63	5,29	5,27	5,13	5,64
Tschechische Rep.						3,53	3,76	3,68	3,95	3,96	4,84	6,02	6,73	8,30	8,93	9,19	10,07	9,44
Dänemark														8,87	7,93	8,63	8,50	8,49
Deutschland	8,95	8,05	7,44	7,40	6,87	5,85	5,46	5,20	6,65	7,79	8,59	9,56	10,03	9,00	9,22	9,18	10,47	10,40
Estland									3,14	3,38	3,51	3,55	3,63	4,18	4,64	6,26	6,81	7,07
Irland	5,00	5,12	5,66	5,35	5,34	5,34	5,34	6,35	6,21	6,37	7,61	8,98	10,28	11,71	9,23	7,81	8,13	9,28
Griechenland	4,51	4,56	4,53	4,51	4,58	4,45	4,57	4,60	4,83	4,95	5,07	5,25	5,60	6,89	7,34	7,73	7,88	9,06
Spanien	6,25	6,35	5,88	5,50	5,54	5,64	5,05	4,84	4,94	5,04	6,10	6,60	6,58	7,47	8,29	7,62	8,01	8,76
Frankreich														6,13	6,72	6,48	6,73	7,25
Italien	5,62	5,96	6,52	6,61	6,13	6,95	7,43	7,87	8,30	8,15	8,94	10,64	11,11	11,97	11,09	11,07	12,31	12,39
Zypern														13,79	11,13	13,95	16,57	20,31
Lettland										3,59	3,29	3,43	3,99	6,03	7,95	8,20	9,44	9,48
Litauen									4,64	4,48	5,03	5,02	5,50	6,65	6,82	8,75	10,08	11,65
Luxemburg	5,06	5,09	5,00	4,81	4,89	4,37	4,19	4,24	4,45	4,56					6,54	6,73	6,18	6,44
Ungarn	3,16	3,59	4,63	4,83	4,54	4,15	4,41	4,84	5,00	5,05	5,43	5,42	7,48	9,38	10,92	8,49	10,02	11,09
Malta														9,52	10,45	15,00	15,00	15,00
Niederlande					5,17						5,74	6,25	6,80	8,50	9,45	8,29	7,51	
Österreich	6,87	7,08	7,15	6,80	6,35					6,29	6,82	7,48	7,95	8,95	9,98	9,43	9,15	8,72
Polen						3,95	4,57	4,85	4,83	4,30	4,86	5,16	5,38	7,50	7,78	7,99	7,79	7,74
Portugal	6,10	5,76	5,53	5,22	4,72	4,70	4,75	5,05	5,19	5,27	5,64	6,24	6,59	6,88	6,89	6,80	7,65	9,36
Rumänien									3,93	4,86	7,59	6,21	7,42	6,91	6,44	6,31	6,34	6,75
Slowenien														6,50	6,93	7,38	7,61	7,75
Slowakei														9,62	10,99	9,76	10,56	10,93
Finnland	3,79	4,43	3,63	3,48	3,20	3,11	3,12	3,38	4,73	4,70	4,60	4,72	4,53	5,49	5,49	6,07	6,26	5,84
Schweden		3,24	3,54	3,13	2,78	2,99	2,82	2,63	4,97	4,64	4,32	5,74	5,52	5,88	5,44	6,97	6,67	6,27
Vereinigtes Königreich	4,74	4,77	4,89	4,91	4,95	5,23	5,38	4,88	3,98	4,49	5,60	7,34	8,12	9,15	9,33	8,14	8,52	10,00
Norwegen	2,72	2,98	3,02	2,45	2,25	2,20	2,55	2,94	3,63	4,06	4,83	4,98	5,03	5,81	5,81	7,61	7,44	6,07

50 000 000 kWh; maximale Abnahme: 10 000 kW; jährliche Inanspruchnahme: 5 000 Stunden
ab 2008 Verbrauch: 20.000 MWh < 70.000 MWh

Quelle: EUROSTAT (auf Jahresbasis errechnete Mittelwerte)

Tab. 2: Industriestrompreisvergleich auf Basis von Jahreswerten; Quelle: BMWi.

Für die besonders energieintensiven Unternehmen sank zwischen dem 1. Halbjahr 2011 und dem 1. Halbjahr 2012 der **Industriestrompreis um mehr als 8 Prozent**, dank des durch die Erneuerbaren

²² BMWi, Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung, Stand 11/2012;
<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html>

Energien ausgelöst Merit-Order-Effekts²³ und der weitgehenden Befreiung dieser Betriebe von der EEG-Umlage. Gleichzeitig stiegen die Strompreise vergleichbarer Industriebetriebe in Italien, Großbritannien, Spanien und Frankreich teilweise dramatisch.

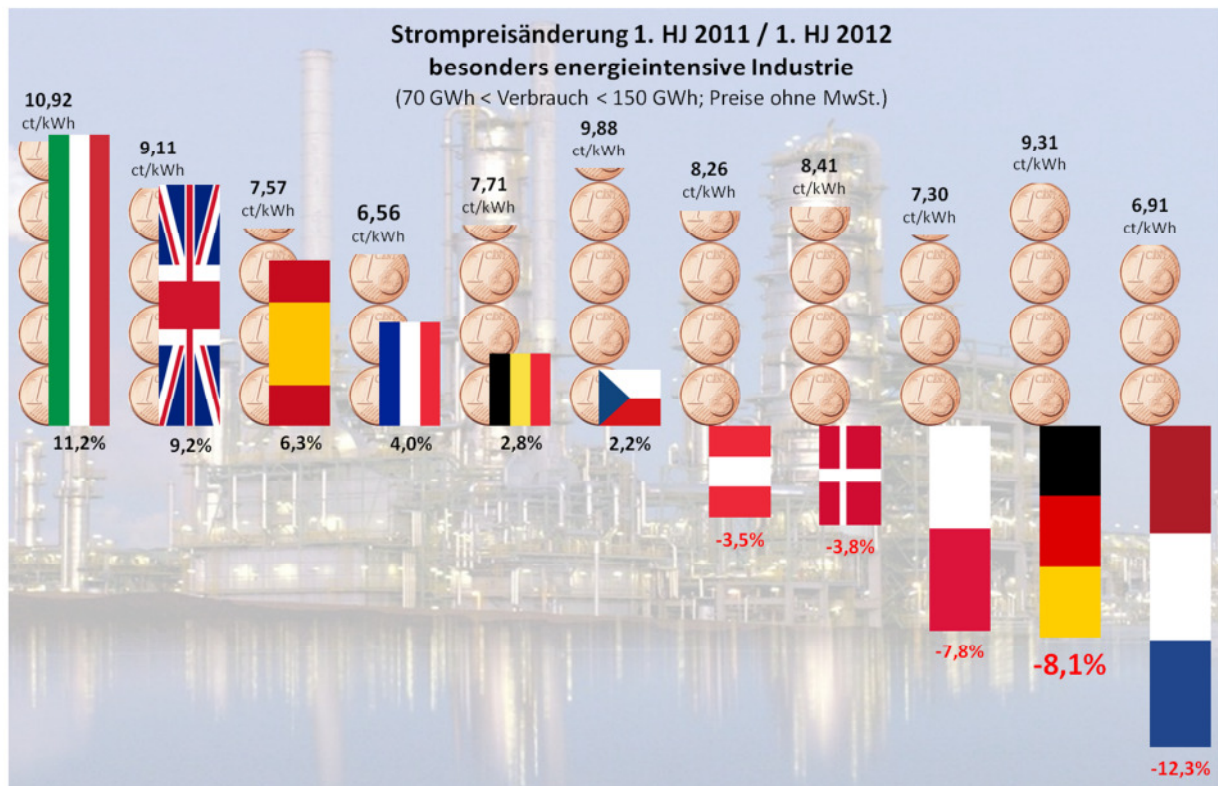


Abb. 2: Im Vergleich mit unseren europäischen Nachbarstaaten sind zuletzt die Strombezugskosten für die besonders energieintensive deutsche Industrie mit am stärksten gesunken; Daten: EUROSTAT, Graphik: DUH.

Der Großhandelspreis an der Börse fällt mit den wachsenden Solar- und Windstrommengen, die mangels Brennstoffkosten zu Grenzkosten nahe Null anbieten (grüner Balken). Dadurch verschiebt sich die Einsatzreihenfolge (Merit-Order) der Kraftwerke immer weiter nach rechts. Kraftwerke mit spezifisch höheren variablen Kosten (Brennstoff und CO₂) werden dadurch aus dem Markt gedrängt. Zugleich sinken auch die Margen der Kraftwerke, die einen Zuschlag erhalten.

²³ Das BMU gibt den Entlastungseffekt der Erneuerbaren Energien für 2009 mit 0,6 ct/kWh an, der „insbesondere den besonders nachfragestarken Stromkunden zugute“ gekommen sei; http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hg_ausgleichsregelung_2011_bf.pdf

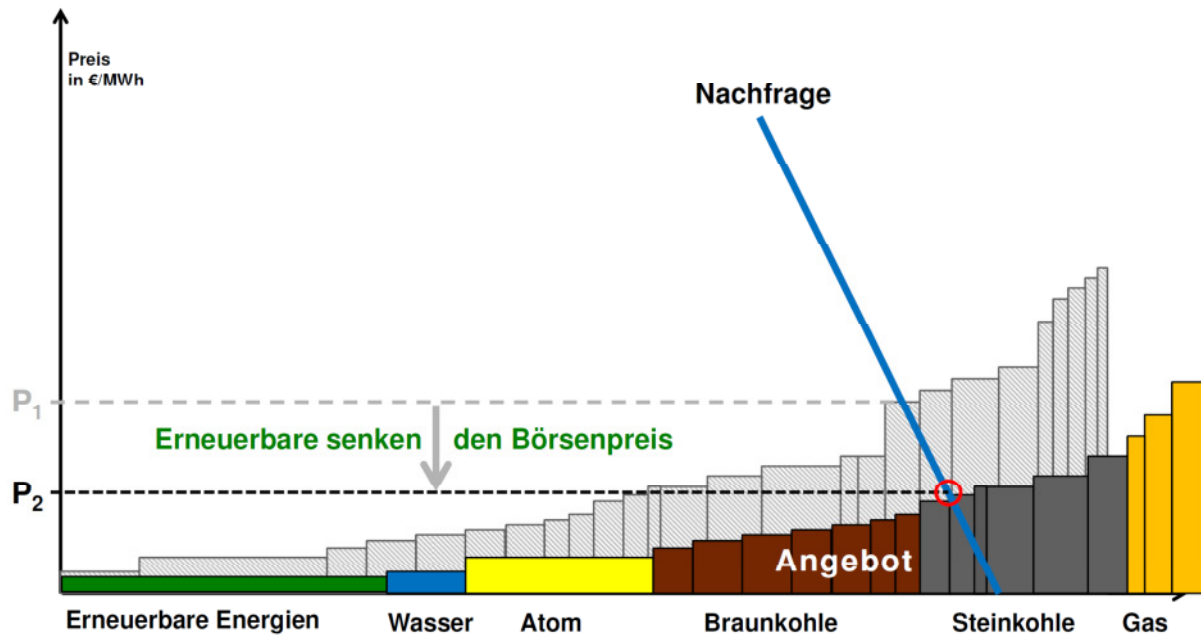


Abb. 3: Schematische Darstellung des Merit-Order-Effekts der Erneuerbaren Energien bei der Börsenpreisbildung am Spotmarkt. Preisbildung P₁ ohne Erneuerbare, P₂ mit Vermarktung von EE-Strommengen; Graphik: DUH.

Diese Tendenz findet sich auch in den **Preisentwicklungen am Terminmarkt** der Strombörse wider. Es ist daher zu erwarten, dass der kosten dämpfende Effekt der Erneuerbaren Energien (Merit-Order-Effekt) zu **weiteren Strompreisentlastungen** für die energieintensive Industrie führen wird, die insbesondere von der staatliche Abgabenquote beim Strom (EEG-Umlage²⁴, Netznutzungsentgelt²⁵, Stromsteuer, KWK- und Offshore-Umlage) entlastet bis komplett befreit wird.

²⁴ Bei einem durchgängigen Strombedarf von 410 MW dürfte das Dow Werk in Stade in 2012 mit rund 125 Mio. € von der EEG-Umlage entlastet worden sein. 2013 dürfte die Kostenersparnis auf über 180 Mio. € steigen; Kosten die von den nicht privilegierten Stromverbrauchern (Privathaushalte, Gewerbetreibende und Mittelstand) getragen werden müssen.

²⁵ Nach einem Bericht des ZDF Magazins „Frontal 21“ (vom 21.11.2012) wurde Dow Deutschland im Jahr 2011 mit 11,9 Mio. € von den Netznutzungsgebühren entlastet. Auch diese Kosten sind von Privathaushalten und anderen nicht Privilegierten übernommen werden; <http://frontal21.zdf.de/ZDF/zdfportal/web/ZDF.de/Frontal-21/2942216/25328992/76b518/Ungerechte-Strompreise.html>

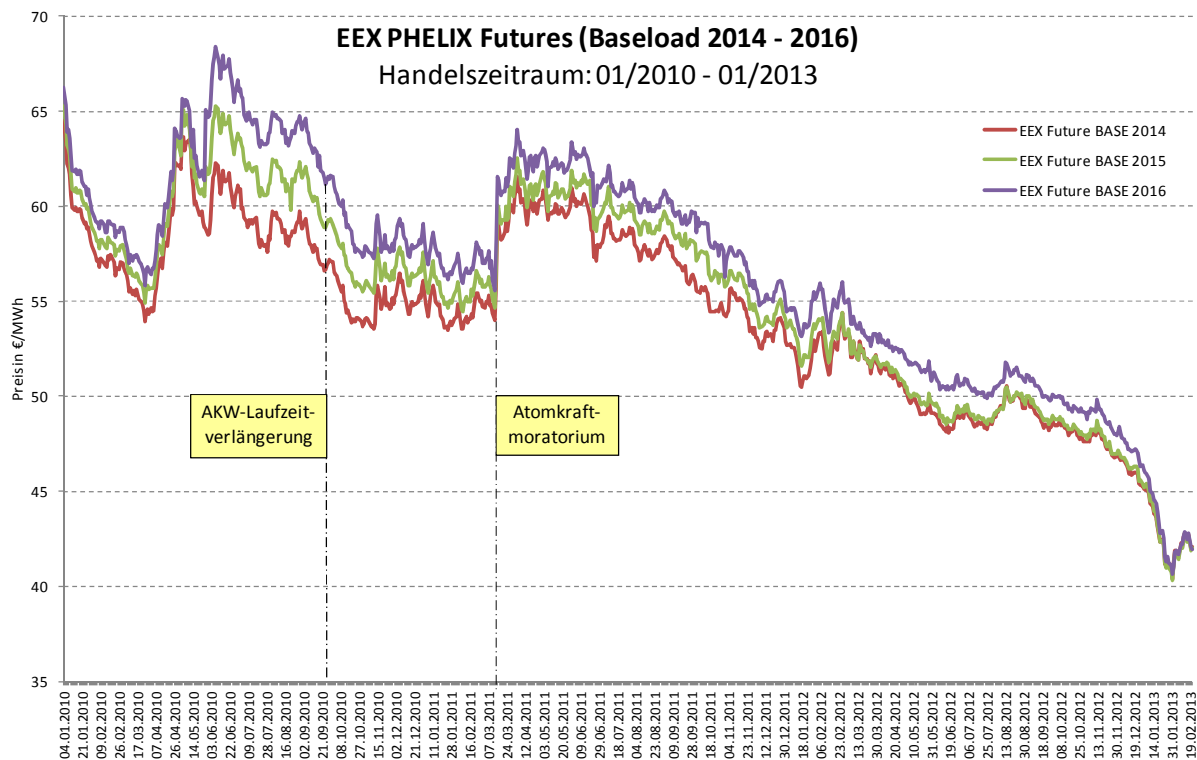


Abb. 4: Die Börsenpreise für Grundlaststrom der Lieferjahre 2014 bis 2016 sind seit 2010 um mehr als ein Viertel gesunken, wovon insbesondere die energieintensive Industrie profitiert; Daten: EEX, Graphik: DUH.

Dow-Behauptung: „Wettbewerbsfähige Energie braucht Kohle“

Der Ansicht von Dow, dass die am Standort benötigte Energie nur mit im eigenen Kraftwerk eingesetzter Steinkohle zu wettbewerbsfähigen Preisen möglich sei, ist entgegenzuhalten, dass die Strompreise auch ohne Energiewende und die Einspeisung von immer mehr Ökostrom mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit stark steigen würden. Denn bei aller denkbaren Volatilität von einem Jahr zum anderen: In der Mittel- und Langfristperspektive kennen die Preise für die wichtigsten fossilen Energieträger Kohle und Erdgas nur eine Richtung, nämlich nach oben. Das zeigt eindrücklich ein Rückblick auf die vergangenen 15 Jahre seit der Liberalisierung des deutschen Strommarktes.

Unter den heutigen Rahmenbedingungen ist auch die Steinkohleverstromung in neuen Kraftwerken nicht rentabel, wie von Seiten der Kraftwerksbetreiber inzwischen eingestanden wird. Kürzlich erst räumte das Stadtwerkebündnis Trianel (das im nordrhein-westfälischen Lünen seit 2008 ein Steinkohlekraftwerk, 750 MW, baut) ein, mit der Inbetriebnahme eine längere finanzielle Durststrecke verkraften zu müssen. Im Handelsblatt wird Trianel-Chef Becker zitiert: „Die Verluste werden in den ersten Jahren höher ausfallen als ursprünglich erwartet.“²⁶

Als Folge der in den letzten Jahren stark gestiegenen Strommengen aus Wind und Sonne sind die Großhandelspreise drastisch gesunken, weshalb neue Steinkohleblöcke ihre Milliardeninvestitionen über den Kilowattstundenverkauf derzeit am Markt nicht erlösen. Die Preise liegen immer öfter unter den Gestehungskosten des Steinkohlestroms. In der Folge gehen Kraftwerksbetreiber immer häufiger

²⁶ Handelsblatt vom 05.02.2013; <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/trianel-ein-kohlekraftwerk-macht-wenig-freude/7739116.html>

dazu über, ihre langfristigen Stromlieferverträge durch den kurzfristigen Börsenhandel zu optimieren, statt in eigenen Kraftwerken Strom zu produzieren.

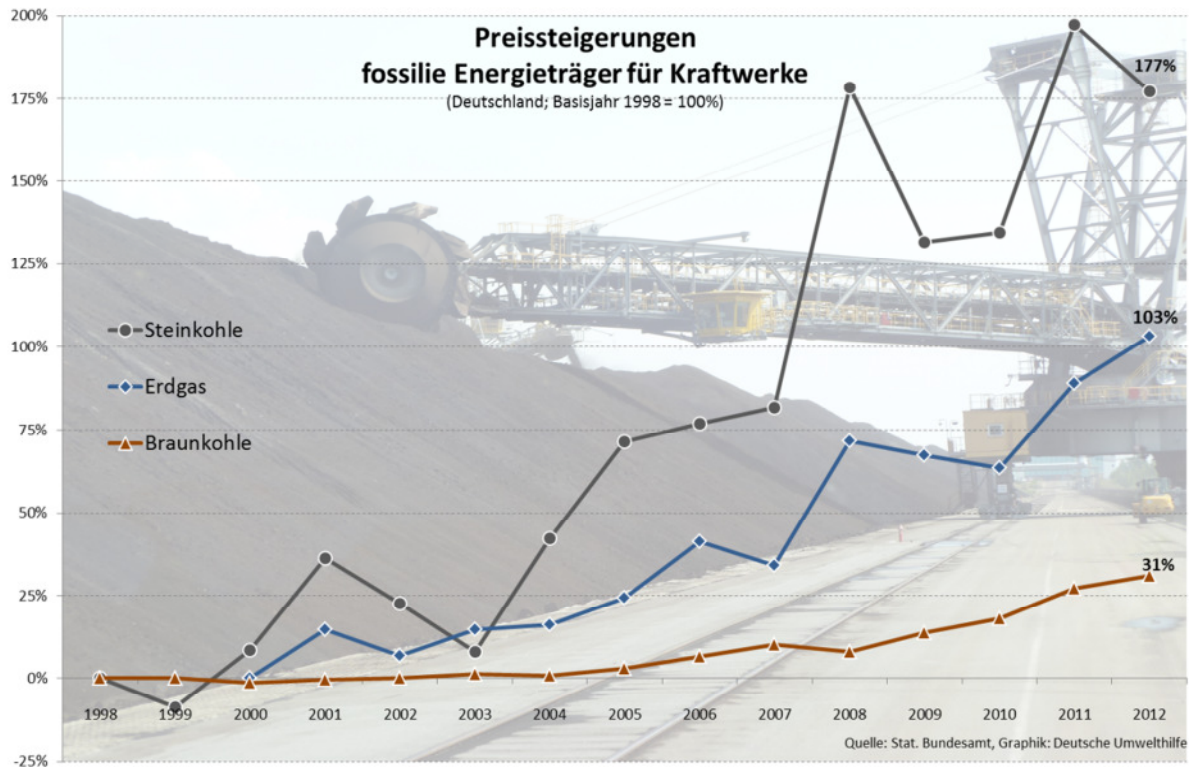


Abb. 5: Die Preise für fossile Energieträger, deren Verstromung heute noch einen Anteil von knapp 60 Prozent zum deutschen Strommix beiträgt, sind seit 1998 stark gestiegen, wobei der Anstieg für Import(stein)kohle heraussticht; Daten: DESTATIS, Graphik: DUH.

Die momentane Preisspreizung zwischen der Stromerzeugung aus Steinkohle und der aus Erdgas begründet sich ganz wesentlich in dem wirtschaftskrisenbedingtem Überangebot an Emissionshandelszertifikaten, in dessen Folge der Zertifikatspreis für Kohlendioxid von knapp 30 Euro (2008) auf vier bis fünf Euro je Tonne CO₂ (Stand März 2013) gefallen ist. Als Reaktion auf den Preisverfall hat die Europäische Kommission einen Entwurf für die kurzfristige Reduzierung des Überangebots an Zertifikaten vorgelegt (sog. backloading). Danach sollen 900 Millionen Zertifikate vorübergehend vom Markt zurückgehalten werden, um den Zertifikatspreis zu stabilisieren. Der Umweltausschuss des Europäischen Parlaments hat der Maßnahme kürzlich zugestimmt. Auch die Erhöhung des EU-Klimaschutzziels von 20 auf 30 Prozent bis 2020 wird angesichts der prekären Lage des Emissionshandelssystems immer häufiger gefordert

Zudem werden die Stimmen derer lauter, die mangels Anreizen des Emissionshandelssystems, in klimafreundliche Techniken zu investieren, zusätzlich nationale Grenzwerte für CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung fordern.²⁷ Großbritannien hat diesbezüglich bereits reagiert und für neue fossile Kraftwerke einen CO₂-Grenzwert von 450 g/kWh verabschiedet, ein Wert der lediglich durch Gaskraftwerke erreichbar wird.²⁸

²⁷ Vgl. etwa die Forderungen von Prof. Klaus Töpfer im Handelsblatt vom 12. Dezember 2012, S. 15.

²⁸ Energy Bill, Part 1, Chapter Eight (Emissions performance standard), Nr. 38

http://www.publications.parliament.uk/pa/bills/cbill/2012-2013/0100/cbill_2012-20130100_en_5.htm

Sollte in den nächsten Jahren der Preis für Verschmutzungsrechte wieder deutlich ansteigen, wäre dies ein weiteres Argument gegen eine vermeintlich preisgünstige, doch extrem CO₂-intensive Kohleverstromung.

Fazit:

Dow versucht offenkundig die Klimaschädlichkeit sowie die Effizienz des geplanten Kohlekraftwerks schönzurechnen. Dabei würden die CO₂-Emissionen des Stader Werks durch ein Steinkohlekraftwerk erheblich ansteigen. Im Gegensatz dazu ließe sich der heutige Treibhausgasausstoß durch die Strom- und Dampfversorgung mittels eines erweiterten Gaskraftwerks massiv reduzieren.

Die aktuellen Entwicklungen an der Strombörse, lassen weiterhin sinkende Großhandelspreise erwarten. Davon profitiert insbesondere die energieintensive Industrie, die einen Großteil der staatlichen Abgabenquote beim Strom nicht oder nur in geringen Teilen zu tragen hat.

Die Wettbewerbsfähigkeit der Kohleverstromung ist im Verhältnis zur Börsenpreissituation zu betrachten und danach verliert die Wirtschaftlichkeit von Steinkohlekraftwerken stetig an Boden. Nicht umsonst wurden in Deutschland sämtliche Steinkohleprojekte, die noch nicht in Bau sind, inzwischen eingestellt.

Mit seinem unbeirrten Festhalten an dem Kohleprojekt ist Dow deutschlandweit der Letzte, der noch in die schmutzigste Form der Stromerzeugung neu investieren will und sich damit der Umgestaltung unseres Energiesystems, ohne die Großrisiken Klimawandel und Nuklearkatastrophen, entgegenstellt.

Für Rückfragen:

Jürgen Quentin

Deutsche Umwelthilfe e. V. (DUH)

Hackescher Markt 4, 10178 Berlin

Tel.: 030 2400867-95

E-Mail: quentin@duh.de