



WWF Deutschland
WWF Vertretung Berlin
Große Präsidentenstraße 10
10178 Berlin

Tel.: 0 30/30 87 42-0
Direkt: -00
Fax: 0 30/30 87 42 50
kopp@wwf.de
www.wwf.de

Hintergrundinformation

Berlin, 13.2.2006

Gewinne aus der Einpreisung der CO₂- Kosten im Verhältnis zu den angekündigten Investitionen von RWE, E.ON, Vattenfall Europe, EnBW und STEAG

Einleitung

Das EU-Emissionshandelssystem geht ab dem 1. Januar 2008 in seine zweite Runde. Obwohl das System erst Anfang 2005 in seine erste Phase gestartet ist, werden bereits bis Mitte 2006 die maßgeblichen Weichenstellungen für die zweite Emissionshandelsphase 2008-2012 erfolgen. Ende Juni 2006 muss der Nationale Allokationsplan (NAP) für diese zweite Phase bei der Europäischen Kommission eingereicht werden. In diesem NAP werden unter anderem die Regeln festgelegt, nach denen die Unternehmen die Emissionszertifikate zugeteilt bekommen werden, und wie hoch der Emissionsminderungsbeitrag der Wirtschaft zur Erreichung des Kyoto- Emissionsminderungsziels ausfällt.

Bei den bevorstehenden Diskussionen zum NAP für die Emissionshandelsphase 2008-2012 wird es heftige Auseinandersetzungen, vor allem mit den großen deutschen Stromerzeugern geben, verursachen diese doch etwa 60% der vom EU-Emissionshandelssystem in Deutschland erfassten CO₂-Emissionen.

Wie die Erfahrung aus den harten Auseinandersetzungen um den Allokationsplan für die Jahre 2005-2008 im Jahr 2004 zeigen, wird hierbei seitens der großen Stromerzeuger immer wieder gedroht werden, Investitionen zu verschieben oder nicht zu tätigen, wenn die Politik sich nicht auf ihre Forderungen einlässt.

Mit dem Europäischen Emissionshandelssystem für CO₂ sollen Rahmenbedingungen geschaffen werden, über die der Ausstoß von CO₂ mit einem Preis versehen wird, der sowohl beim Betrieb von Kraftwerken und Industrieanlagen, aber auch bei

Investitionen in neue Anlagen berücksichtigt werden muss. Über den Preis der Zertifikate für CO₂ sollen die externen Effekte (Umweltschäden) der CO₂-Emission in die betriebswirtschaftlichen Entscheidungsprozesse Eingang finden.

Auf regional begrenzten Märkten wie dem deutschen und dem europäischen Strommarkt, gelingt es den Stromversorgungsunternehmen (in Theorie und Praxis), den Gegenwert der CO₂-Zertifikate als Kosten an die Stromverbraucher weiter zu geben, unabhängig davon, ob die Kraftwerksbetreiber diese Zertifikate kostenlos erhalten haben oder sie auf dem Markt erwerben müssen (Einpreisung der CO₂-Kosten).

Angesichts der Tatsache, dass die Stromerzeuger im Allokationsplan 2005-2007 den größten Teil der Zertifikate kostenlos erhalten haben und dies – bedingt durch die Vorgaben der EU-Emissionshandelsrichtlinie – für die nächste Emissionshandelsphase zu erwarten ist, entstehen für die Stromerzeuger erhebliche Zusatzerträge (Mitnahmeeffekte).

Mit den folgenden Berechnungen soll analysiert werden, welches Verhältnis sich zwischen den Mitnahmeeffekten durch die Einpreisung kostenlos zugeteilter Emissionszertifikate und den angekündigten (bzw. erwartbar als Drohpotenzial genutzten) Investitionen der großen deutschen Stromerzeuger besteht.



Hintergrundinformation

Gewinne aus Einpreisung von CO₂- Kosten und angekündigte Investitionen von RWE, E.ON, Vattenfall Europe, EnBW, STEAG

Stromerzeugung und CO₂-Emissionen der fünf größten deutschen Stromerzeuger

Die größten deutschen Stromerzeuger E.ON, RWE, Vattenfall Europe, EnBW und STEAG kontrollieren über 80% der deutschen Stromerzeugung. Der Kraftwerkspark der verschiedenen Unternehmen hat jedoch eine sehr unterschiedliche Struktur.

- Der größte deutsche Stromerzeuger ist RWE, die Stromerzeugung erfolgt hier vor allem aus Braunkohle (etwa die Hälfte) sowie Atomkraft (etwa ein Drittel). Kleinere Mengen an Strom werden auch in anderen fossilen oder Wasserkraftwerken erzeugt.
- Der zweitgrößte deutsche Stromerzeuger E.ON produziert etwa die Hälfte des Stroms in Atomkraftwerken, die fossile Stromerzeugung kommt vor allem aus Steinkohlenkraftwerken (etwa ein Drittel).
- Der drittgrößte Stromerzeuger in Deutschland ist das deutsche Tochterunternehmen des schwedischen Vattenfall-Konzerns. Fast 90% der Stromerzeugung erfolgt in den ostdeutschen Braunkohlenkraftwerken, alle anderen Stromquellen summieren sich auf nur etwa 10%.
- Die maßgeblich vom französischen EdF-Konzern kontrollierte EnBW produziert etwa die Hälfte des Stroms in Kernkraftwerken, etwa ein Drittel der eigenen Stromproduktion erfolgt in fossilen Kraftwerken, etwa ein Fünftel wird aus Wasserkraftwerken bereitgestellt.
- Die Stromerzeugungstochter STEAG des RAG-Konzerns betreibt vor allem sieben große Steinkohlenkraftwerke in Nordrhein-Westfalen und im Saarland, die Stromerzeugung erfolgt hier fast ausschließlich auf der Basis von Steinkohle.

In Tabelle 1 sind die jeweils aktuellsten verfügbaren Daten zur Stromerzeugung (in eigenen Kraftwerken) und den gesamten CO₂-Emissionen der Unternehmen zusammen gestellt. Die Übersicht zeigt, dass unter den gezeigten Unternehmen RWE für den größten Anteil der CO₂-Emissionen verantwortlich zeichnet.

Tabelle 1: Stromerzeugung und CO₂-Emissionen der fünf größten deutschen Stromerzeuger

	Stromerzeugung					CO ₂ -Emissionen
	gesamt	Atom	Wasser	Fossile	andere	
	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mio. t
E.ON	131	61	7	60	2	65
RWE	149	48		98	3	116
Vattenfall Europe	76	5	3	67	0	73
EnBW	68	33	15	20		10
STEAG	40			40		36
Summe	464	148	25	285	5	300

Quellen: Unternehmensangaben, Recherchen und Schätzungen des WWF



Hintergrundinformation

Gewinne aus Einpreisung von CO₂- Kosten und angekündigte Investitionen von RWE, E.ON, Vattenfall Europe, EnBW, STEAG

Kosten für den Erwerb von Zertifikaten und die Einpreisung der CO₂-Kosten

In der ersten Phase des EU-Emissionshandelssystems wurden den Stromerzeugern in Deutschland der weitaus größte Teil der benötigten CO₂-Zertifikate kostenlos zugeteilt. Vor dem Hintergrund der komplizierten deutschen Zuteilungsregeln ist der Anteil der kostenlos zugeteilten CO₂-Emissionen nicht einfach zu bestimmen. Für die nachfolgenden Analysen wurden die folgenden Annahmen zu Grunde gelegt:

- Für Vattenfall Europe mit den überwiegend in Ost-Deutschland gelegenen und in den letzten Jahren sanierten oder neu errichteten Kraftwerken kann unterstellt, dass ein Anteil von 99% der benötigten Zertifikate kostenlos zugeteilt wurde (begründet durch die großzügige Early Action-Regelung).
- Für alle anderen Unternehmen wird davon ausgegangen, dass nur etwa sieben % der benötigten Zertifikate käuflich erworben werden müssen und der Rest kostenlos zur Verfügung gestellt wurde.

Aus der betriebswirtschaftlichen Sichtweise eines Stromerzeugers wird dieser seinen Kunden aber auch die Kosten für die – kostenlos – erlangten Zertifikate in Rechnung stellen. Sofern es sich um international weitgehend abgeschottete Märkte handelt, wird dies auch gelingen. Wenn sich auf liberalisierten Strommärkten der Großhandelspreis entlang der kurzfristigen Kosten des letzten noch benötigten Kraftwerks (dem so genannten „Grenzkraftwerk“) ausrichtet, ergibt sich der Strompreis vor allem aus den Kosten für die Brennstoffe und dem Wert der für dieses Kraftwerk benötigten CO₂-Zertifikate.

Das Grenzkraftwerk ist natürlich nicht bekannt, mit einiger Sicherheit kann jedoch davon ausgegangen werden, dass es sich dabei in Deutschland um Steinkohle- oder Erdgaskraftwerk handelt (Atom- und Wasserkraftwerke sowie Braunkohlenkraftwerke werden aus wirtschaftliche Gründen

rund um die Uhr betrieben und stehen als flexible Grenzkraftwerke kaum zur Verfügung). So wird in den Analysen mit zwei Fällen gerechnet. Entweder, der Strompreiseffekt durch die Einpreisung der CO₂-Kosten ergibt sich aus den Emissionen eines Steinkohlenkraftwerks mit einem Emissionswert von etwa 900 Gramm CO₂ je Kilowattstunde oder einem Erdgaskraftwerk mit Emissionen von 450 Gramm CO₂ je Kilowattstunde.

In der Tabelle 2 wird die Bilanz aus Kosten und Erlösen gezogen, die sich aus dem EU-Emissionshandelssystem ergeben. Wenn ein Preis für die CO₂-Zertifikate von 20 € unterstellt wird, ergibt sich die folgende Situation:

- In der Summe betragen die Kosten für den Erwerb der nicht kostenlos zugeteilten CO₂-Zertifikate etwa 330 Millionen € jährlich. Dem gegenüber stehen jedoch Zusatz Erlöse aus der Einpreisung der gesamten CO₂-Kosten von 4,2 bis 8,3 Milliarden Euro. Als Nettoeffekt verbleiben Zusatz Erlöse bzw. Mitnahmeeffekte von 3,8 bis 8 Milliarden Euro jährlich.
- Der größte Teil der Mitnahmeeffekte entfällt etwa gleich auf E.ON und RWE. Aber auch die Zusatz Erlöse für Vattenfall Europe, EnBW und STEAG liegen noch im Bereich etwa einer Milliarde Euro jährlich.

Für die beiden Phasen des EU-Emissionshandelssystems bis zum Jahr 2012 (also 8 Jahre) können also die Mitnahmeeffekte der fünf Unternehmen auf Werte zwischen etwa 31 und 64 Milliarden Euro abgeschätzt werden.



Hintergrundinformation

Gewinne aus Einpreisung von CO₂- Kosten und angekündigte Investitionen von RWE, E.ON, Vattenfall Europe, EnBW, STEAG

Tabelle 2: Aufwendungen für den Zukauf von Zertifikaten und Einpreisung der Kosten für die gesamten CO₂-Zertifikate

	Zertifikatszukauf pro Jahr		Jährl. CO ₂ -Einpreisung bei ..		Jährl. Netto-Profit bei ...	
	Mio. Zert.	bei 20 €/Zert.	0,9 kg/kWh	0,45 kg/kWh	0,9 kg/kWh	0,45 kg/kWh
		Mio. €	Mrd. €	Mrd. €	Mrd. €	Mrd. €
E.ON	4,6	91	2,4	1,2	2,3	1,1
RWE	8,1	162	2,7	1,3	2,5	1,2
Vattenfall Eur	0,7	15	1,4	0,7	1,3	0,7
EnBW	0,7	14	1,2	0,6	1,2	0,6
STEAG	2,5	50	0,7	0,4	0,7	0,3
Summe	16,6	332	8,3	4,2	8,0	3,8

Quelle: Berechnungen des WWF

An dieser Bandbreite ändert sich auch durch mögliche Veränderungen der Rahmenannahmen nur wenig:

- Für die vier Unternehmen RWE, EnBW, E.ON und Vattenfall Europe stehen bis 2012 die Abschaltungen einiger Atomkraftwerke an.
- Der Anteil nicht kostenlos zugeteilter CO₂-Zertifikate könnte für die Emissionshandelsphase 2008-2012 (etwas) geringer ausfallen als für die Phase 2005-2007.

Unter extremen Annahmen (z.B. sehr geringe – in einem Umfang der durch die EU-Emissionshandelsrichtlinie zugelassen wird – kostenlose Zuteilung für bestehende und neue Anlagen) reduziert sich die Bandbreite der Mitnahmeneffekte nur auf Werte zwischen 21 und 55 Milliarden Euro.

Die Einführung des Emissionshandelssystems in der durch die EU-Emissionshandelsrichtlinie vorgegebenen Form erweist sich also für die großen deutschen Stromerzeuger als ein höchst einträglicher Sachverhalt.

ne Reihe von Investitionen angekündigt. Diese werden bei der Aushandlung der Zuteilungsregelungen eine erhebliche Rolle spielen.

Tabelle 3 zeigt eine Auswahl dieser Investitionsprojekte für die hier betrachteten deutschen Stromproduzenten. Insgesamt summieren sich dort gezeigten Kraftwerksprojekte auf über 12.500 Megawatt. Legt man die in der aktuellen Energieprognose des Bundeswirtschaftsministeriums genannten spezifischen Investitionskosten zu Grunde, so ergibt sich ein Investitionsvolumen von etwa 11,6 Milliarden Euro.

Ein Vergleich dieser Zahlen sowie die Größenordnungen der Mitnahmeneffekte im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems zeigen, dass die großen deutschen Stromproduzenten bis zum Jahr 2012 Mitnahmeneffekte in einer Größenordnung erzielen, die mindestens um das Doppelte über dem Volumen der gesamten angekündigten Investitionen, wahrscheinlich deutlich darüber liegen. Die deutschen Stromkunden werden also im Zeitraum 2005 bis 2012 das gesamte Investitionsvolumen bereits mehrfach aufgebracht haben!

Angekündigte Investitionen der großen deutschen Stromerzeuger

Im Verlauf des Jahres 2005 und vor allem seit Anfang 2006 haben die deutschen Stromversorger ei-



Hintergrundinformation

Gewinne aus Einpreisung von CO₂- Kosten und angekündigte Investitionen von RWE, E.ON, Vattenfall Europe, EnBW, STEAG

Investor	Standort	Energieträger	Leistung	Investition	Inbetriebnahme
			MW	Mio. €	
E.ON	GuD-Irsching	Erdgas	800	440	2008
	Datteln	Steinkohle	1.000	1.050	2011
	Emden	Erdgas	400	220	offen
	gesamt		2.200	1.710	
RWE	Weisweiler (Erweiterung)	Erdgas	540	179	2006
	BoA II Neurath	Braunkohle	2.100	2.512	2010
	Hamm	Steinkohle	1.500	1.575	2011
	Lingen	Erdgas	850	468	offen
	gesamt		4.990	4.733	
Vattenfall	Boxberg	Braunkohle	670	801	2010
	Hamburg-Moorburg	Steinkohle	750	788	2010/11
	gesamt		1.420	1.589	
EnBW	Rheinfelden (Ausbau)	Laufwasser	74	277	2011
	Karlsruhe	Steinkohle	800	840	offen
	Lubmin	GuD	1.600	880	offen
	gesamt		2.474	1.997	
STEAG	Duisburg-Walsum	Steinkohle	750	788	2010
	Herne	Steinkohle	750	788	2011
	gesamt		1.500	1.575	
Gesamt			12.584	11.604	
Quellen: VDEW, FAZ, Unternehmensangaben, EWI/Prognos, Berechnungen des WWF					

Tabelle 3: Angekündigte Kraftwerks-Investitionen der größten deutschen Stromerzeuger



Hintergrundinformation

Gewinne aus Einpreisung von CO₂- Kosten und angekündigte Investitionen von RWE, E.ON, Vattenfall Europe, EnBW, STEAG

Schlussfolgerungen

Im politischen Prozess zur Aushandlung des Nationalen Allokationsplans für die Emissionshandelsphase 2008-2012 werden die großen deutschen Stromerzeuger absehbar die geplanten Kraftwerksinvestitionen als Druckmittel ins Feld führen, um die Zuteilungsregelungen entlang ihrer Interessen auszurichten.

Der Vergleich zwischen den bis 2012 zu erwartenden Mitnahmeeffekten der fünf größten deutschen Stromproduzenten und den angekündigten Investitionen zeigt, dass eine solche Argumentation jeder Grundlage entbehrt. Eine Aufweichung der Zuteilungsregelungen mit der Begründung, dass sonst Investitionen nicht möglich würden, entbehrt jeder Grundlage.

Gerade vor dem Hintergrund der Marktsituation in der Stromwirtschaft muss einer umfassend anreizorientierten Ausgestaltung der Zuteilungsregelungen höchste Priorität zukommen:

- Ein anspruchsvolles Cap in Höhe der Selbstverpflichtung der Industrie von rund 473 Millionen Tonnen CO₂.
- Einführung der Auktionierung von CO₂-Zertifikaten im vollen – nach EU-Emissionshandelsrichtlinie zulässigen – Umfang von 10%
- Zuteilung für Neuanlagen auf der Basis einheitlicher, d.h. nicht von Brennstoffen oder Technologien abhängigen Benchmarks
- Bei den Zuteilungsregeln für Neuanlagen müssen die Laufzeiten ohne Reduktionsanforderung an diese Anlagen mindestens halbiert werden, im Vergleich zum ersten NAP).

Weitere Informationen:

Regine Günther, WWF Deutschland, Tel.: 030/30874218, rguenther@wwf.de

Matthias Kopp, WWF Deutschland, Tel.: 030/30874217, kopp@wwf.de



Hintergrundinformation

Gewinne aus Einpreisung von CO₂- Kosten und angekündigte Investitionen von RWE, E.ON, Vattenfall Europe, EnBW, STEAG

Appendizes:



Hintergrundinformation

Gewinne aus Einpreisung von CO₂- Kosten und angekündigte Investitionen von RWE, E.ON, Vattenfall Europe, EnBW, STEAG

Datenzusammenstellung:

	Stromerzeugung				CO ₂ -		Bemerkungen
	gesamt	Atom	Wasser	Fossile	andere	Emissionen	
	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mio. t	
E.ON	131	61	7	60	2	65	Strategie & Kennzahlen (S. 38/40), PwC (CO ₂) 2004 RWE Facts & Figures (S. 71) Vattenfall Annual Report 2004 (S. 48), Website (CO ₂ -Emissionen) Schätzung auf Grundlage Zahlen, Daten, Fakten 2004 http://www.steag.de/steagde/kraftwirtschaft05.aspx
RWE	149	48		98	3	116	
Vattenfall Europe	76	5	3	67	0	73	
EnBW	68	33	15	20		10	
STEAG	40			40		36	
Summe	464	148	25	285	5	300	

Quellen: Unternehmensangaben, Recherchen und Schätzungen des WWF



Hintergrundinformation

Gewinne aus Einpreisung von CO₂- Kosten und angekündigte Investitionen von RWE, E.ON, Vattenfall Europe, EnBW, STEAG

Mitnahmeeffekte:

	Zertifikatszukauf pro Jahr		Jährl. CO ₂ -Einpreisung bei ...		Jährl. Netto-Profit bei ...	
	Mio. Zert.	bei 20 €/Zert.	0,9 kg/kWh	0,45 kg/kWh	0,9 kg/kWh	0,45 kg/kWh
		Mio. €	Mrd. €	Mrd. €	Mrd. €	Mrd. €
E.ON	4,6	91	2,4	1,2	2,3	1,1
RWE	8,1	162	2,7	1,3	2,5	1,2
Vattenfall Europe	0,7	15	1,4	0,7	1,3	0,7
EnBW	0,7	14	1,2	0,6	1,2	0,6
STEAG	2,5	50	0,7	0,4	0,7	0,3
Summe	16,6	332	8,3	4,2	8,0	3,8

Quelle: Berechnungen des WWF



Hintergrundinformation

Gewinne aus Einpreisung von CO₂- Kosten und angekündigte Investitionen von RWE, E.ON, Vattenfall Europe, EnBW, STEAG

Angekündigte Modernisierung des Kraftwerksparks in der deutschen Stromwirtschaft:

Anlagen ab 20 Megawatt Leistung in Bau und Planung				
Unternehmen	Standort	Energieträger	Leistung(MW)	Inbetriebnahme vorgesehen bis
RWE Power	Weisweiler (Erweiterung)	Erdgas	540	2006
Concord Power	GuD-Lubmin I	Erdgas	1.200	2007
Trianel Power	GuD-Hamm-Uentrop	Erdgas	800	2007
Mark-E / Statkraft	GuD-Herdecke	Erdgas	400	2007
Statkraft	GuD-Hürth	Erdgas	800	2007
E.ON Kraftwerke	GuD-Irsching	Erdgas	800	2008
Norddeutsche Affinerie	Hamburg	Müll	100	2008
RWE Power	BoA II Neurath	Braunkohle	2.100	2010
Vattenfall Europe Generation	Boxberg	Braunkohle	670	2010



Hintergrundinformation

Gewinne aus Einpreisung von CO₂- Kosten und angekündigte Investitionen von RWE, E.ON, Vattenfall Europe, EnBW, STEAG

STEAG / EVN	Duisburg-Walsum	Steinkohle	750	2010
Stadtwerke Ulm	Blaubeuren	Pumpspeicher	45	2010
Vattenfall Europe Generation	Hamburg-Moorburg	Steinkohle	750	2010/11
Electrabel	Norddeutschland	Steinkohle	800	2010/11
E.ON Kraftwerke	Datteln	Steinkohle	1.000	2011
swb Erzeugung	Bremen-Mittelbüren	Steinkohle	800	2011
EWMR	Ruhrgebiet (Standort offen)	Steinkohle	1.100	2011
STEAG	Herne	Steinkohle	750	2011
RWE Power	Hamm	Steinkohle	1.500	2011
NaturEnergie (EnBW)	Rheinfelden (Ausbau)	Laufwasser	74	2011
Südweststrom	Baden-Württemberg (Standort offen)	Steinkohle	750	offen
Kraftwerke Mainz- Wiesbaden (KMW)	Mainz	Steinkohle	750	offen



Hintergrundinformation

Gewinne aus Einpreisung von CO₂- Kosten und angekündigte Investitionen von RWE, E.ON, Vattenfall Europe, EnBW, STEAG

RWE Power	Lingen	Erdgas	850	offen
N-Ergie	Dettelbach	Erdgas	800	offen
Electrabel	Südwest- oder Mitteldeutschland	Erdgas	800	offen

Quelle: Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), Berlin (aktualisiert 31.01.2006)

RWE	4.990
EON	1.800
Vattenfall	1420
EnBW	74
STEAG	1500

Investor	Standort	Energieträger	Leistung	Investition	Inbetriebnahme	Spez. Kosten nach E-WI/prognos
			MW	Mio. €		
E.ON	GuD-Irsching	Erdgas	800	440	2008	550
	Datteln	Steinkohle	1.000	1.050	2011	1050
	Emden	Erdgas	400	220	offen	550
	gesamt		2.200	1.710		
RWE	Weisweiler (Erweiterung)	Erdgas	540	179	2006	332
	BoA II Neurath	Braunkohle	2.100	2.512	2010	1196
	Hamm	Steinkohle	1.500	1.575	2011	1050



Hintergrundinformation

Gewinne aus Einpreisung von CO₂- Kosten und angekündigte Investitionen von RWE, E.ON, Vattenfall Europe, EnBW, STEAG

	Lingen	Erdgas	850	468	offen	550
	gesamt		4.990	4.733		
Vattenfall	Boxberg	Braunkohle	670	801	2010	1196
	Hamburg-Moorburg	Steinkohle	750	788	2010/11	1050
	gesamt		1.420	1.589		
EnBW	Rheinfelden (Ausbau)	Laufwasser	74	277	2011	
	Karlsruhe	Steinkohle	800	840	offen	1050
	Lubmin	GuD	1.600	880	offen	550
	gesamt		2.474	1.997		
STEAG	Duisburg-Walsum	Steinkohle	750	788	2010	1050
	Herne	Steinkohle	750	788	2011	1050
	gesamt		1.500	1.575		
Gesamt			12.584	11.604		
Quellen: VDEW, FAZ, Unternehmensangaben, EWI/Prognos, Berechnungen des WWF						

EWI/Prognos: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Köln/Basel, April 2005, S. 298



Hintergrundinformation

Gewinne aus Einpreisung von CO₂-Kosten und angekündigte Investitionen von RWE, E.ON, Vattenfall Europe, EnBW, STEAG

EnBW I/II:

Geschäftsfeld Strom

Stromabsatz des EnBW-Konzerns nach Kundensegmenten 2004					
Mrd. kWh	Privat-kunden	Industrie-kunden	Weiter-verteiler	Verbund-/Handel*	Gesamt
Kerngeschäft	21,159	42,574	12,035	23,947	99,715

*] Nettoausweis der gehandelten Strommengen

Strombereitstellung des EnBW-Konzerns nach Primärenergieträgern in %	
Kohle, Gas, Öl	22,0
Kernenergie	39,6
Wasser und sonstige regenerative Energien ¹	15,9
Primärenergie unbekanntem Ursprungs ²	22,5

1) darin enthalten Strom aus Pumpspeicherwerken und EEG-Bezug
2) Strombeschaffung an der Börse und von Handelspartnern ohne Herkunftsnachweis

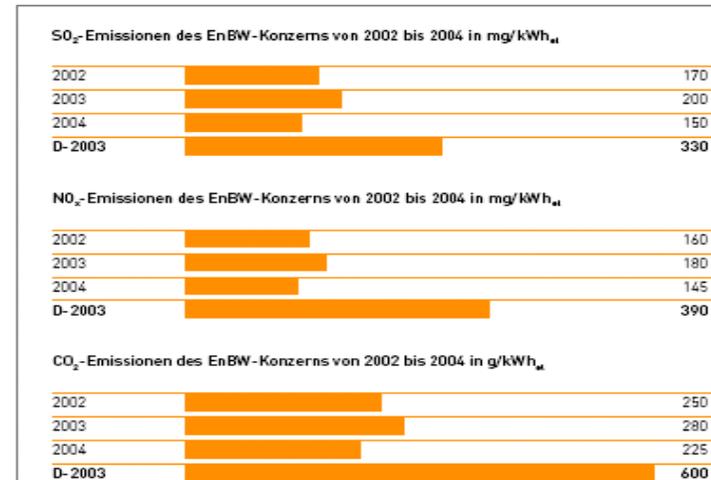
Erzeugungsmix des EnBW-Konzerns		Elektrische Leistung in MW
Kernkraftwerke (inkl. EDF-Verträge)		5.182
Konventionelle Kraftwerke		5.860
Laufwasser- und Speicherkraftwerke		3.298
Sonstige regenerative Energien		26
Gesamt		14.366

Stromkreislängen Höchstspannungsnetz des EnBW-Konzerns	
Höchstspannung 380 kV	1.936 km
Höchstspannung 220 kV	1.674 km

Stromkreislängen Verteilnetz des EnBW-Konzerns	
Hochspannung	9.632 km
Mittelspannung	43.566 km
Niederspannung	94.038 km

EnBW - Zahlen, Daten, Fakten 2004

Spezifische Emissionen Stromerzeugung



Vorarlberger Illwerke AG | Kopssee, Latschaubecken I und II





Hintergrundinformation

Gewinne aus Einpreisung von CO₂-Kosten und angekündigte Investitionen von RWE, E.ON, Vattenfall Europe, EnBW, STEAG

EnBW II/II:

Absatz	
TWh	99,715
Strombereitstellung	
Kohle, Gas, Öl	22%
Kernenergie	39,60%
Wasser et al	15,90%
unbekannt	22,50%
Annahme: deutsche AKW von EnBW	
Leistung	4676 MW
KKW (inkl. EDF-Verträge)	5182 MW
EnBW von AKW	90%
Annahme: deutsche EEG-Quote	
EEG-Quote 2004	8,48%
Privatkunden-Absatz	21 TWh
Industriekunden-Absatz	43 TWh
Endabsatz	64 TWh
EEG-Quote 2004	5 TWh
Annahme: unbekannt = Bezüge, EEG-Quote = Bezüge	
EnBW-Absatz	100
EnBW-Erzeugungsaufkommen	77 TWh
EDF-Bezüge	4 TWh
EEG-Bezüge	5
EnBW-Erzeugung	68

EnBW-Erzeugung	68	
Kohle, Gas, Öl	20	30%
Kernenergie	33	49%
Wasser et al	15	22%

CO ₂ spezifisch	225 g/kWh
	15,3 Mio. t

Testrechnung:

EnBW: 2004 ca. 10% der Stromerzeugung aus Wasserkraft = 6,8 TWh

http://www.enbw.com/content/de/impulse/forschung_umwelt/wasserkraft/index.jsp

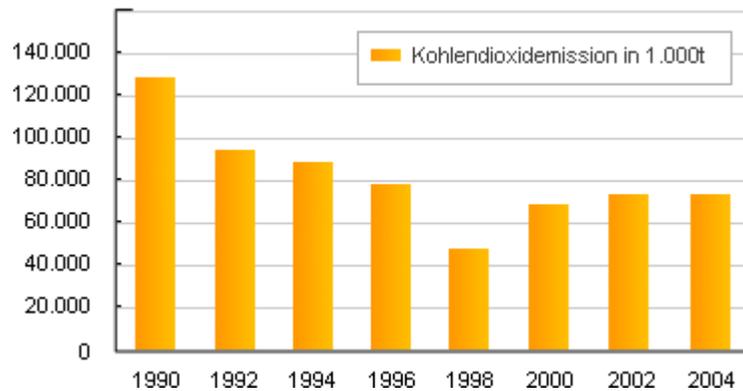


Hintergrundinformation

Gewinne aus Einpreisung von CO₂- Kosten und angekündigte Investitionen von RWE, E.ON, Vattenfall Europe, EnBW, STEAG

Vattenfall Europe:

	kt CO ₂	Mio. t CO ₂
1990	127.703	128
1992	94.122	94
1994	87.973	88
1996	78.041	78
1998	47.770	48
2000	68.581	69
2002	73.311	73
2004	73.311	73



http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/225583xberx/228227umwel/229427daten/229457emiss/229487kohle/index.jsp