

zur Mitteilung der Kommission

### **„Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012“**

18.01.2012

Nach Bekanntwerden eines "Draft NON-PAPER" Mitte Oktober 2011 und eines späteren Kommunikationspapiers hat die Kommission Ende 2011 oben genannten Leitlinienentwurf zur öffentlichen Konsultation vorgelegt. Dieser beschreibt unter anderem die Anforderungen an nationale Kompensationszahlungen für emissionshandelsbedingte Strompreiserhöhungen. Soweit es diese Kompensation betrifft, nimmt der VIK hierzu im folgenden Stellung. Prinzipiell unterstützt VIK nach wie vor die Position der Bundesregierung zur Kompensation indirekter Effekte von Mai 2011.

Vorab sei darauf hingewiesen, dass bei allen Bemühungen um eine sachgerechte Lösung der Kompensation indirekter Effekte die Beihilferegulierung zeitnah zu Stande kommen muss, damit die Entscheidungen der Unternehmen über Produktionsplanungen und Investitionen für den Zeitraum ab 2013, die schon jetzt in Gang kommen, auf eine belastbare Grundlage gestellt werden können.

#### Zusammenfassung der wesentlichen Gesichtspunkte:

- Der Kreis der berechtigten Sektoren ist **zu eng** gesteckt. Es muss sichergestellt sein, dass, auch unabhängig von einer Zuordnung zu einem NACE-Code, die wirklich Carbon Leakage-gefährdeten Unternehmen eine Kompensation für indirekte Effekte erhalten können. Die Gefährdung von Carbon Leakage erwächst gleichermaßen sowohl durch direkte als auch durch indirekte Emissionseffekte. Deshalb muss auch hinsichtlich der indirekten Effekte der Begünstigtenkreis ähnlich nachvollziehbar und am Ziel der Vermeidung von Carbon Leakage orientiert definiert werden, wie das für die direkten Emissionen geschah. So sollten – entsprechend dem Vorschlag der deutschen Bundesregierung - Unternehmen, deren Stromintensität mehr als 1 kWh/Euro Bruttowertschöpfung beträgt, zusätzlich in Anhang II aufgenommen werden.

- Der Kommissionsvorschlag sieht eine nicht hinnehmbare unvollständige Kompensation der betroffenen Zusatzkosten vor. Auch die nunmehr vorgeschlagene **intervallartige Reduktion** der Kompensation bis auf 75 % in 2020 ist **nicht tolerabel**. Es ist auch im Lichte der Ergebnisse des Weltklimagipfels in Durban (COP 17) bis 2020 nicht ersichtlich und auch nicht voraussehbar, dass sich dieses Risiko über die Zeit allmählich reduzieren könnte.
- Bei Anlagen ohne Stromverbrauchs-Benchmarks („**Fallback“-Ansatz**) soll eine **zusätzliche Kompensationskürzung** von 30 % greifen, die **nicht sachgerecht** ist, da sie vor allem Anlagen bestraft, bei denen bereits frühzeitig in Energieeffizienz investiert wurde. In diesem Zusammenhang ist der Vergleich mit den direkten Emissionen von Interesse, bei denen nur ein 3 prozentiger Abzug stattfindet.
- Das Abstellen auf ein historisches Produktionsniveau bei der Festlegung der zu gewährenden Kompensation für Bestandsanlagen sollte man vermeiden. Damit werden die gleichen Fehlanreize und Probleme erzeugt, wie sie schon durch das ex-ante-Prinzip im Bereich der kostenfreien Zuteilung aufgetaucht sind (vor allem großes Maß an notwendigen komplexen Zusatzregeln für den Fall von Produktionsänderungen, Überallokationen im Fall einer Wirtschaftskrise, Anreize zu Produktionsverlagerungen usw.). Für das **Bemessen der Kompensation** sollte auf die tatsächliche **Ist-Produktion** eines Jahres **abgestellt** werden.
- Allenfalls **hilfsweise** kommt in Betracht, **auf die Zeitperioden abzustellen**, die auch bei der Zuteilung der Bestandsanlagen relevant sind (2005 - 2008 oder 2009 - 2010), wobei dann eine an die Verfahrensweise für direkte Emissionen angelehnte Regelung für Kapazitätserweiterungen notwendig wird.
- Ein **Stromverbrauchs-Benchmark** ist **tolerabel**, **wenn** er in entsprechender Weise **wie für direkte Emissionen gebildet** wird. Das Papier weist noch keine derartigen Zahlen auf und erzeugt im Gegenteil den Eindruck, dass hier ein strengerer Maßstab als der in der Richtlinie vorgesehene Durchschnitt der 10 % besten existierenden Anlagen angelegt werden soll.
- Die von der KOM vorgeschlagene, einfache, hilfsweise **Berechnungsmethode** des marginalen **CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors** ist **akzeptabel**, sofern für Länder, für die auf diesem einfachen Weg kein realistischer Wert ermittelt werden kann, auch der alternative Weg einer komplexeren Festlegung des marginalen Faktors offen steht.

#### Im Einzelnen:

#### **Zu 3.1 Rn. 26 (Beihilfehöchstintensität)**

Der Kommissionsvorschlag sieht eine nicht hinnehmbare Einschränkung der Kompensation indirekter Effekte vor. Die emissionshandelsbedingten Mehrkosten sollen in den Jahren 2013, 2014 und 2015 nur zu 85 %, in den Jahren 2016, 2017 und 2018 nur zu 80 % und 2019 und 2020 nur zu 75 % ausgeglichen werden dürfen. Mit dieser geplanten Regelung wird die Vorgabe von Art. 10a Abs. 6 EH-RL verlassen, welche den Mitgliedstaaten ermöglichen will, eine volle Kompensation vorzunehmen. Nur über eine volle Kompensationsmöglichkeit ist ein "level playing field" gegenüber den internationalen Wettbewerbern gegeben, das beim Fehlen eines internationalen Klimaschutzabkommens die Wettbewerbsverzerrungen abmildert und so die Gefahr des Carbon Leakage mindern kann.

Gerade im Licht der Ergebnisse von Durban ist bis 2020 nicht ersichtlich und auch nicht voraussehbar, dass sich dieses Risiko über die Zeit allmählich reduzieren könnte. So wird dieser Stufenansatz dem Gedanken der Emissionshandelsrichtlinie, der Carbon Leakage-Gefahr wirksam zu begegnen, nicht gerecht.

Nur im Fall einer verbesserten Wettbewerbsgleichheit könnte eine solche stufenweise Anhebung der finanziellen Belastung der beteiligten Unternehmen dem Ziel der Richtlinie, Carbon Leakage zu vermeiden, gerecht werden.

Auch um eine in der Richtlinie angelegte gleiche Behandlung von direkten und indirekten Emissionen zu erreichen, darf es über die Berücksichtigung eines Strombenchmarks bei der Berechnung der Kompensationssumme hinaus keine weiteren Einschränkungen geben. Durch die Vorgabe von Stromverbrauchsbenchmarks hat der Richtliniengeber deutlich gemacht, wie er das Thema Effizienz behandelt wissen will.

Eine nur unvollständige Kompensation ist auch nicht notwendig, um bei den Anlagen den Anreiz zu einem effizienteren Energieeinsatz (hier Stromeinsatz) zu schaffen. Ein solcher Anreiz ist bereits prinzipiell im Benchmarkansatz sichergestellt. Dabei ist auch nicht von Bedeutung, wie hoch der Benchmark tatsächlich angesetzt werden wird. Denn jeglicher Benchmark schafft, wie auch bei den direkten Emissionen, den finanziellen Anreiz zu geringerem Energieeinsatz (berechnet aus der Differenz der Belastung vor und nach einer Investition errechnet aus vermiedenen Kosten (Stromeinsatz oberhalb des Benchmarks) plus Einnahmen aus Kompensation (Stromeinsatz unterhalb des Benchmarks)).

Auch das Argument, dass Umweltbeihilfen grundsätzlich einen degressiven Verlauf nehmen, kommt nicht zum Tragen. Denn es geht nicht um das Setzen von Anreizen für ein bestimmtes umweltfreundliches Verhalten. Vielmehr geht es darum, Wettbewerbsbenachteiligungen auszugleichen, damit es im Sinn des Klimaschutzes nicht zur Verlagerung von Emissionen in Drittstaaten kommt. Insoweit unterscheidet sich diese Kompensation von einer klassischen Umweltbeihilfe.

### **Zu 3.1 Rn. 27 (Berechnung des Beihilfemaximalbetrags)**

Ein Stromverbrauchs-Benchmark ist - wo sinnvoll ermittelbar - vernünftig und auch in der Richtlinie schon angelegt. Allerdings muss sichergestellt sein, dass er in einer Art und Weise und auf einem Niveau festgelegt wird, wie das schon für direkte Emissionen erfolgt ist (Mittelwert aus den 10 % besten Anlagen gemäß Art. 10a Abs. 2 EH-RL). Das vorliegende Papier weist in Anhang III insoweit noch keine Zahlen aus, legt aber durch die Begriffsbestimmung des Stromeffizienzbenchmarks in Anhang I („stromeffizienteste Produktionsmethoden“) nahe, dass nicht der in der Richtlinie vorgegebene, an der Praxis ausgerichtete Ansatz gewählt werden, sondern ein darüber hinaus gehender, an letzten technischen Erkenntnissen orientierter Maßstab greifen soll. Bei der Definition des „Stromeffizienzbenchmarks“ in Anhang I muss dagegen richtlinienkonform auf die „Durchschnittsleistung der 10 % effizientesten Anlagen eines Sektors bzw. Teilsektors in der Gemeinschaft in den Jahren 2007 und 2008“ abgestellt werden.

Täte man das nicht, wäre auch die Kommissionsentscheidung vom April 2011 betreffend Benchmark in Teilen ad absurdum geführt, denn dort ist in Anhang I Teil 2 für eine ganze Reihe von stromintensiven Produktionsverfahren die Austauschbarkeit von direkten Emissionen und Stromverbrauch konstatiert.

Zu begrüßen ist grundsätzlich, dass eine „Fallback“-Position für den Fall vorgesehen ist, dass ein Stromverbrauchs-Benchmark nicht sinnvoll festgelegt werden kann (Rn. 27

Buchstabe b). Allerdings ist für diese Fälle eine generelle und zusätzliche Kürzung von 30 % nicht angemessen, weil sie zu vereinfachend davon ausgeht, dass die betroffenen Anlagen, die den bezogenen Strom verbrauchen, durchweg um diese Differenz von einem modernen Standard (10 % besten Anlagen) entfernt waren. Ein solcher Ansatz bedeutet grundsätzlich eine unakzeptable Bestrafung insbesondere für Anlagen, bei denen bereits im Basiszeitraum viel in Effizienz investiert wurde.

Um das zu vermeiden, muss eine volle Kompensation auch bei den „Fallback“-Ansätzen zum Tragen kommen, zumindest wenn die Anlagenbetreiber nachweisen, dass die „beste verfügbare Technik“ eingehalten wird. Denn es geht bei der hier in Rede stehenden Einschränkung der Beihilfe nur darum, eine volle Kompensation für technisch rückständige Produktionsanlagen zu vermeiden. Wenn aber der Anlagenbetreiber auf dem besten verfügbaren Niveau produziert, ist diese Einschränkung nicht gerechtfertigt.

Zudem sind wir der Auffassung, dass es bei einer pauschalen Kürzung für „Fallback“-Anlagen, wenn man – zumindest für Anlagen, die nicht die beste verfügbare Technik einsetzen - an ihr festhalten will, sehr leicht zu unangemessenen und willkürlichen Abschlägen kommt, die dem Grundanliegen der Vermeidung von Carbon Leakage entgegenstehen. Es sei in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen, dass bei direkten Emissionen nur eine Kürzung von 3 % vorgesehen ist.

Für die verbrauchte Strommenge sollte bei „Fallback“-Anlagen ebenfalls auf die Ist-Situation abgehoben werden. Das Zurückgreifen auf einen in der Vergangenheit liegenden Zeitraum erscheint hier ebenso verfehlt wie bei der Situation, für die ein Stromverbrauchsbenchmark existiert.

### **Zu 3.1 Rn. 27 in Verbindung mit Anhang I [Begriffsbestimmungen], dort „Basis-Produktionsleistung“**

Das Abstellen auf ein **historisches Produktionsniveau** bei der Festlegung der zu gewährenden Kompensation für Bestandsanlagen ist **nicht** angebracht. Denn es geht um die Vermeidung einer Gefahr, die sich aus der betrieblichen Situation 2013 bis 2020 ergibt. Nicht die in der Vergangenheit vorhanden gewesenen Auslastungszahlen bestimmen das Verlagerungsrisiko, sondern das, was sich aufgrund der jeweils aktuellen Situation an Zusatzkosten ergeben würde. Es kommt hinzu, dass die angedachten Basisjahre 2005 – 2011 im großem Maße vor allem durch die Wirtschaftskrise geprägt waren. Das bedeutet, dass in diesen Jahren sehr weit verbreitet Unterauslastungen von Bestandsanlagen zu konstatieren waren.

VIK fordert daher, bei der Bemessung der Kompensation grundsätzlich auf die tatsächliche Produktion eines Jahres abzustellen. Zugleich wird dadurch erreicht, dass auch Neuanlagen und Kapazitätserweiterungen bei der Kompensation angemessen berücksichtigt werden, ohne dass es dafür aufwendiger Zusatzregelungen bedürfte. Der Kommissionsvorschlag ist insoweit investitionshemmend, weil er bei Kapazitätserweiterungen bis 40 % keine Anpassung vorsieht und Erweiterungen über 40 % pauschal auf 40% zusätzliche Kompensation begrenzt werden.

Zudem müsste bei Abstellen auf ein historisches Produktionsniveau auch für Neuanlagen / Kapazitätserweiterungen eine angemessenere Regelung geschaffen werden, die sich an den Regelungen für die direkten Emissionen zu orientieren hätte. Dort ist es so, dass schon ab Schwellenwerten von 5 bis 10 % oberhalb der historischen Kapazität ein Anspruch auf zusätzliche Zuteilung und dann über die gesamte Mehrmenge besteht. Die bisher von der Kommission erwogene „40 %-Klausel“ ist aus Sicht des VIK keinesfalls akzeptabel.

Eine Kompensation auf Grundlage einer historischen Situation trägt im Übrigen die Gefahr in sich, dass es in Zeiten weiterer krisenbedingter Nachfragerückgänge zu Überausstattungen kommen würde, die der Industrie dann negativ als „gierig“ ausgelegt werden, aber von dieser so nicht gewollt sind, wie es derzeit hinsichtlich der kostenfreien Zuteilung in der 2. Handelsperiode geschieht.

Allenfalls hilfsweise kommt in Betracht, auf die Zeitperioden abzustellen, die auch bei der Zuteilung für Bestandsanlagen relevant sind, mit Ergänzung des von der Kommission jetzt angefügten Jahres 2011. Hierdurch sind die betroffenen Unternehmen zumindest in die Lage versetzt, einen Zeitraum zu wählen, der der entsprechenden Situation in der 3. Handelsperiode am nächsten kommt.

### **Zu 3.1 Rn. 27 in Verbindung mit Anhang I [Begriffsbestimmungen], dort „CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor“**

Die EU-Kommission schlägt vor, als Berechnungsmethode für den CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor „den gewichteten Durchschnitt der CO<sub>2</sub>-Intensität von aus fossilen Brennstoffen in verschiedenen geographischen Gebieten erzeugten Strom“ zu nehmen. Dies ist eine Ersatzmethode, mit der eine recht komplizierte Ermittlung des marginalen Faktors auf Basis der für jede Stunde in den verschiedenen Regionen identifizierten preissetzenden Kraftwerks vermieden werden könnte. Wir begrüßen ausdrücklich, dass die Kommission von dem lange von ihr verfolgten Ansatz einer Kompensation auf Grundlage eines durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Gehalts in der Stromerzeugung abgerückt ist und das Konzept des marginalen Faktors mit dem Vorschlag dieser Methode anerkennt. Wir halten die vorgeschlagene Berechnungsmethode als Annäherung und in Anbetracht der Einfachheit dieses Mechanismus grundsätzlich für akzeptabel. Allerdings sollte der alternative Weg über eine komplexere Festlegung des marginalen Faktors für solche Länder offen stehen, die auf diesem einfachen Weg keinen nach ihrer Einschätzung realistischen Wert ermitteln können.

Im Detail schlägt die EU-Kommission im Anhang IV vor, als „geographisches Gebiet“ für Deutschland die Region „Mittel-und Westeuropa 2“, bestehend aus Deutschland, Österreich und Niederlande, zu bilden. Tatsächlich ist das eine Region, die auf der Großhandelsebene bisher vergleichbare Preise zeigt. Österreich wird schon seit Jahren über den gleichen Börsenplatz als ein Liefergebiet gemeinsam mit Deutschland behandelt. Und für die Niederlande gelten sehr weitgehend identisch ermittelte Preise (dazu im Anhang 1 eine kleine Auswertung).

Die Zusammenfassung zeigt die folgende Tabelle:

### **Vergleich der Day Ahead Preise D mit APX (NL) im Zeitraum 22.6.2011 - 10.1.2012**

<b>Abweichungen vom Deutschen Preis</b>	<b>&lt; 1 %</b>	<b>&lt; 2%</b>	<b>&lt; 5%</b>
<b>APX</b>	133/189	149/189	164/189

Wir haben geprüft, ob der CO<sub>2</sub>-Faktor, der sich bei dieser Zusammenlegung von Ländern in einer Region ergibt, in erheblichem Maße von dem abweicht, was wir für Deutschland als realistisch ansehen würden (s. Anhang 2). Allein für Deutschland (isoliert) ermittelten wir,

basierend auf den Zahlen von EuroStat, einen Wert von 0,883 t CO<sub>2</sub>/MWh, während der Wert für die Gesamtregion bei 0,829 t CO<sub>2</sub>/MWh läge. Diese Abmilderung des Wertes durch eine größere Grenzziehung sehen wir als durchaus realistisch an. Er liegt in der Bandbreite, die wir als wirklichkeitsnah einstufen.

Ob eine Aufteilung der zu betrachtenden Regionen in Mittel- und Westeuropa 1 und 2 Sinn macht, sollte weiter untersucht werden. Die Entwicklung hin zu einem immer enger zusammengehörenden Binnenmarkt Strom ist in vollem Gange, so dass eine Regionalisierung mit größeren Gebieten für die Zukunft sicher Sinn machte.

### **Zu Anhang II (Berechtigte Sektoren)**

Es muss sichergestellt sein, dass alle Sektoren mit Verlagerungsrisiko erfasst werden. Dies ist bei der jetzigen Liste in Anhang II nicht der Fall.

Die Liste ist deutlich zu restriktiv. Im Übrigen erscheint der Ansatz, allein auf NACE-Codes als sachgerechtes Kriterium abzustellen, nicht ausreichend. So ist eine Reihe von Anlagen gerade der chemischen Industrie unter mehreren NACE-Codes eingestuft, so dass es relativ zufällig ist, ob die stromintensive Anlage dem im Hinblick auf die Strompreiskompensation „richtigen“ NACE-Code zugeordnet wurde. Deshalb sollte ein Kriterium Geltung haben, das zuverlässiger zur Identifizierung bedrohter Sektoren und Subsektoren herangezogen werden kann. Hierzu eignet sich das Stromintensitätskriterium von mindestens 1 kWh/Euro Bruttowertschöpfung, das auch die deutsche Bundesregierung für richtig erachtet.

Anhänge

## EID Energieinformationsdienst "Energiebörsenbaseload nächster Tag"

APX-Base		EPEX Spot		APX-Base		EPEX Spot		APX-Base		EPEX Spot		APX-Base		EPEX Spot	
Niederlande		Deutschland		Niederlande		Deutschland		Niederlande		Deutschland		Niederlande		Deutschland	
22.06.2011	46,88	45,34	27.07.2011	49,72	49,72	31.08.2011	59,01	59,01	05.10.2011	46,24	46,24				
23.06.2011	50,33	50,33	28.07.2011	48,85	48,92	01.09.2011	56,57	56,90	06.10.2011	50,80	50,80				
24.06.2011	46,87	46,23	29.07.2011	42,85	42,33	02.09.2011	50,88	50,88	07.10.2011	49,73	49,73				
25.06.2011	44,60	43,02	30.07.2011	40,89	40,10	03.09.2011	45,34	45,34	08.10.2011	44,30	44,30				
26.06.2011	54,52	54,42	31.07.2011	49,89	49,89	04.09.2011	53,88	53,88	09.10.2011	51,48	50,98				
27.06.2011	53,70	50,40	01.08.2011	48,62	48,64	05.09.2011	46,23	46,23	10.10.2011	53,15	53,15				
28.06.2011	51,97	51,97	02.08.2011	47,60	47,60	06.09.2011	44,82	43,94	11.10.2011	54,39	54,39				
29.06.2011	51,24	51,20	03.08.2011	49,69	49,69	07.09.2011	50,41	50,33	12.10.2011	57,63	57,63				
30.06.2011	50,95	50,91	04.08.2011	48,01	48,01	08.09.2011	61,03	61,03	13.10.2011	54,65	54,65				
01.07.2011	45,55	43,04	05.08.2011	45,19	45,19	09.09.2011	49,62	49,55	14.10.2011	47,65	47,71				
02.07.2011	30,24	30,24	06.08.2011	29,56	27,61	10.09.2011	44,58	39,22	15.10.2011	43,58	43,58				
03.07.2011	53,31	53,30	07.08.2011	44,66	44,66	11.09.2011	49,63	48,94	16.10.2011	57,68	57,68				
04.07.2011	54,69	54,69	08.08.2011	41,03	35,67	12.09.2011	48,07	48,07	17.10.2011	49,59	49,59				
05.07.2011	53,54	53,54	09.08.2011	46,08	40,76	13.09.2011	50,78	50,66	18.10.2011	55,36	55,36				
06.07.2011	55,29	55,29	10.08.2011	42,58	42,58	14.09.2011	56,45	56,45	19.10.2011	62,41	62,41				
07.07.2011	52,06	52,06	11.08.2011	48,41	48,41	15.09.2011	56,40	58,08	20.10.2011	55,49	55,49				
08.07.2011	49,63	49,63	12.08.2011	47,62	47,62	16.09.2011	52,70	52,70	21.10.2011	50,69	48,67				
09.07.2011	44,36	44,36	13.08.2011	43,37	43,37	17.09.2011	45,63	45,63	22.10.2011	44,48	41,26				
10.07.2011	56,15	56,15	14.08.2011	46,62	46,62	18.09.2011	60,60	61,27	23.10.2011	50,62	49,28				
11.07.2011	51,05	51,05	15.08.2011	51,18	51,18	19.09.2011	57,90	57,97	24.10.2011	54,59	54,32				
12.07.2011	50,62	50,63	16.08.2011	51,71	51,23	20.09.2011	54,95	55,79	25.10.2011	59,71	59,46				
13.07.2011	48,40	48,40	17.08.2011			21.09.2011	52,00	52,00	26.10.2011	60,07	60,07				
14.07.2011	48,14	48,14	18.08.2011			22.09.2011	55,97	55,97	27.10.2011	56,75	56,75				
15.07.2011	42,85	42,85	19.08.2011			23.09.2011	48,34	48,34	28.10.2011	50,84	50,67				
16.07.2011	35,43	35,43	20.08.2011			24.09.2011	43,31	43,31	29.10.2011	47,13	45,04				
17.07.2011	43,64	43,64	21.08.2011			25.09.2011	54,29	54,30	30.10.2011	55,36	55,34				
18.07.2011	51,39	51,92	22.08.2011			26.09.2011	59,36	60,22	31.10.2011	47,37	47,37				
19.07.2011	50,62	50,62	23.08.2011			27.09.2011	57,30	58,42	01.11.2011	58,27	58,61				
20.07.2011	51,07	51,11	24.08.2011	58,10	63,74	28.09.2011	56,70	57,25	02.11.2011	52,24	52,67				
21.07.2011	48,23	48,23	25.08.2011	52,62	53,40	29.09.2011	57,20	57,60	03.11.2011	55,87	55,98				
22.07.2011	31,51	27,66	26.08.2011	48,49	48,49	30.09.2011	48,98	50,23	04.11.2011	47,63	47,63				
23.07.2011	23,13	19,82	27.08.2011	42,30	41,07	01.10.2011	41,49	41,59	05.11.2011	46,08	46,08				
24.07.2011	45,11	44,83	28.08.2011	49,82	49,82	02.10.2011	48,63	48,63	06.11.2011	56,30	56,30				
25.07.2011	49,58	49,77	29.08.2011	56,82	56,92	03.10.2011	51,91	51,91	07.11.2011	56,87	56,87				
26.07.2011	49,97	49,97	30.08.2011	55,50	55,50	04.10.2011	53,70	54,36	08.11.2011	59,25	59,41				

## EID Energieinformationsdienst "Energiebörsenbaseload nächster Tag"

	APX-Base Niederlande	EPEX Spot Deutschland		APX-Base Niederlande	EPEX Spot Deutschland		APX-Base Niederlande	EPEX Spot Deutschland		APX-Base Niederlande	EPEX Spot Deutschland
09.11.2011	58,78	58,95	26.11.2011	45,44	33,92	11.12.2011	49,67	49,84	27.12.2011		
10.11.2011	50,91	50,91	27.11.2011	60,71	58,99	12.12.2011	46,22	45,64	28.12.2011	38,76	33,82
11.11.2011	49,20	49,20	28.11.2011	55,94	55,97	13.12.2011	46,55	45,98	29.12.2011	41,01	39,01
12.11.2011	45,65	45,65	29.11.2011	57,67	57,67	14.12.2011	47,04	45,99	30.12.2011	39,19	39,19
13.11.2011	60,91	62,43	30.11.2011	52,76	52,76	15.12.2011	48,85	48,13	31.12.2011	25,45	18,19
14.11.2011	61,79	62,13	30.11.2011	52,76	52,76	16.12.2011	43,01	33,20	01.01.2012	36,94	33,82
15.11.2011	61,78	61,78	01.12.2011	53,02	53,02	17.12.2011	45,48	34,15	02.01.2012	39,48	38,03
16.11.2011	63,21	63,21	02.12.2011	46,95	46,32	18.12.2011	49,17	48,89	03.01.2012	36,36	32,16
17.11.2011	61,71	61,95	03.12.2011	39,53	36,75	19.12.2011	47,54	47,54	04.01.2012	40,70	20,35
18.11.2011	51,84	51,84	04.12.2011	46,05	46,05	20.12.2011	49,88	49,83	05.01.2012	42,61	36,26
19.11.2011	49,13	49,13	05.12.2011	49,79	49,59	21.12.2011			06.01.2012	36,71	32,58
20.11.2011	63,61	64,22	06.12.2011	48,12	48,95	22.12.2011			07.01.2012	35,88	26,83
21.11.2011	63,89	63,89	07.12.2011	46,78	46,41	23.12.2011			08.01.2012	47,90	47,91
22.11.2011	65,04	65,27	08.12.2011	46,84	42,59	24.12.2011			09.01.2012	45,82	45,77
24.11.2011	55,71	55,71	09.12.2011	47,86	46,13	25.12.2011			10.01.2012	47,83	47,83
25.11.2011	49,03	45,93	10.12.2011	47,01	45,39	26.12.2011					



**Stromerzeugung der EVU in 2009**

Brennstoffeinsatz [TJ]

	Steinkohle	Braunkohle	Alle Mineral	Gas	Kernenergie
Deutschland	798 964	1 313 983	30 860	193 062	1 457 266
Niederlande	129 746			174 176	45 662
Österreich	27 762		1 643	26 335	
<b>Summe</b>	<b>956 472</b>	<b>1 313 983</b>	<b>32 503</b>	<b>393 573</b>	<b>1 502 928</b>

Emissionsfaktor [t/TJ]	92	110	76	56	0
------------------------	----	-----	----	----	---

Bruttostromerzeugung [GWh]

Kohle	Braunkohle	Öl	Gas	Kernenergie
88 273	139 465	2 552	31 453	134 932
15 118			25 666	4 228
3 320		203	3 953	
<b>106 711</b>	<b>139 465</b>	<b>2 755</b>	<b>61 072</b>	<b>139 160</b>

CO<sub>2</sub>-Emissionen [kt]

	Steinkohle	Braunkohle	Alle Mineral	Gas	Kernenergie
Deutschland	73 505	144 538	2 345	10 811	
Niederlande	11 937			9 754	
Österreich	2 554		125	1 475	
	<b>87 995</b>	<b>144 538</b>	<b>2 470</b>	<b>22 040</b>	

Emissionsfaktor [t CO<sub>2</sub>/MWh]

Steinkohle	Braunkohle	Alle Mineral	Gas	Fossil
0,833	1,036	0,919	0,344	0,883
0,790			0,380	0,532
0,769		0,615	0,373	0,556
<b>0,825</b>	<b>1,036</b>	<b>0,897</b>	<b>0,361</b>	<b>0,829</b>

Quelle: EuroStat