

**Nationaler Allokationsplan
für die
Bundesrepublik Deutschland
2005-2007**

Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit

Berlin, 31. März 2004

Inhaltsverzeichnis

A.	Grundstruktur des nationalen Allokationsplans.....	5
1.	Anforderungen der EU-Richtlinie zum Emissionshandel an den Nationalen Allokationsplan	5
2.	Struktur des Nationalen Allokationsplans: Makroplan, Mikroplan und Erfüllungsfaktor	7
3.	Datenerhebung, Anlagenbegriff und Katalog erfasster Anlagen	9
4.	Öffentlichkeitsbeteiligung	10
B	Makroplan	13
1.	Vorbemerkungen	13
2.	Entwicklung der Treibhausgasemissionen 1990-2002.....	13
3.	Der Makroplan auf nationaler Ebene	17
3.1	Vorbemerkung	17
3.2	Periode 2008–2012	17
3.3	Periode 2005–2007	18
3.4	Zusammenfassende Übersicht.....	19
4.	Der Makroplan nach Sektoren.....	20
4.1	Vorbemerkungen.....	20
4.2	Das Emissionsbudget für den Sektor Energiewirtschaft und Industrie	20
4.3	Emissionsbudgets der Sektoren in den Perioden 2005–2007 sowie 2008-2012	20
4.4	Emissionsbudget der vom Emissionshandel erfassten Anlagen in der Periode 2005–2007.....	22
5.	Politiken und Maßnahmen in nicht vom Emissionshandel erfassten Sektoren	23
5.1	Maßnahmen im Verkehrssektor	23
5.2	Maßnahmen im Haushaltssektor.....	23
C.	Mikroplan	24
1.	Einleitung	24
2.	Datenerhebung und Mengengerüst auf Anlagenebene	25
3.	Allgemeine Allokationsregeln	32
3.1.	Bestehende Anlagen.....	32
3.1.1	Grundsätze.....	32
3.1.2	Kostenlose Zuteilung auf Basis historischer Emissionen in der Basis- periode (Grandfathering).....	32

3.1.3	Kostenlose Zuteilung auf Basis angemeldeter Emissionen.....	33
3.1.4	Jährliche Ausgabe der Emissionsberechtigungen	34
3.2	Einstellung des Betriebs von Anlagen oder Verringerung der Kapazitätsauslastung.....	36
3.3	Übertragung von Emissionsberechtigungen auf Neuanlagen	37
3.4	Modernisierungsanreiz für Altanlagen ab 2008	38
3.5	Newcomer-Anlagen und Reservefonds.....	39
3.5.1	Allokationsregeln für Newcomer-Anlagen	39
3.5.2	Reservefonds.....	41
4.1	Early Action	43
4.2	Prozessbedingte Emissionen.....	43
4.3	Kraft-Wärme-Kopplung	44
4.3.1	Vorbemerkung	45
4.3.2	Bestehende KWK-Anlagen	46
4.3.3	KWK-Newcomer-Anlagen	47
4.4	Emissionserhöhungen aufgrund rechtlicher Vorgaben.....	47
5.	Banking	48
6.	Berechnung des Erfüllungsfaktors.....	50
D.	Abkürzungsverzeichnis	53
E.	Quellenhinweise	55
F.	Liste von Anlagen, die vergleichbare Produkte erstellen	56
G.	Formelverzeichnis	57
H.	Anlagenliste	61

Anlage: Beschluss des Bundeskabinetts vom 31.03.2004

A. Grundstruktur des nationalen Allokationsplans

1. Anforderungen der EU-Richtlinie zum Emissionshandel an den Nationalen Allokationsplan

Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union haben am 13. Oktober 2003 eine Richtlinie für ein System des Emissionshandels in Europa erlassen, die seit dem 25. Oktober 2003 in Kraft ist¹. Diese Richtlinie gilt für energieintensive Anlagen, die den in Anhang I der Richtlinie genannten Tätigkeiten aus Energiewirtschaft und Industrie zuzuordnen sind. Von den in Anhang II der Richtlinie aufgeführten sechs Treibhausgasen des Kyoto-Protokolls wird gemäß Anhang I zunächst nur Kohlendioxid (CO₂) erfasst. Folglich beschränkt sich der Emissionshandel in der ersten Handelsperiode 2005-2007 auf CO₂-Emissionen.

Artikel 9 der Richtlinie verpflichtet die Mitgliedstaaten, bis zum 31. März 2004 Nationale Zuteilungspläne (Allokationspläne) zu veröffentlichen und der EU-Kommission sowie den übrigen Mitgliedstaaten zu übermitteln. Aus dem Nationalen Allokationsplan (NAP) muss hervorgehen, wie viele Emissionszertifikate der Mitgliedstaat im Dreijahreszeitraum 2005 – 2007 insgesamt zuzuteilen beabsichtigt und wie diese Zertifikate auf die Anlagen verteilt werden sollen. Nach Art. 10 der Richtlinie teilen die Mitgliedstaaten für diesen Zeitraum mindestens 95 % der Zertifikate kostenlos zu; die Bundesregierung wird die Zertifikate zu 100 % kostenlos zuteilen². Der Allokationsplan muss die allgemeinen Kriterien gemäß Artikel 9 der Richtlinie (Kasten 1) sowie die im Anhang III der Richtlinie genannten Kriterien (Kasten 2) erfüllen. Zur Anwendung der Kriterien des Anhangs III hat die Kommission am 7. Januar 2004 eine Anleitung vorgelegt. Der vorliegende Allokationsplan trägt dem Rechnung.

Die Entscheidung über die Zuteilung der Zertifikate an die Anlagenbetreiber erfolgt gemäß Art. 11 der Richtlinie mindestens drei Monate vor Beginn des jeweiligen Zeitraums, für den Zeitraum 2005–2007 also bis zum 30. September 2004. Die Zertifikate werden in Jahrestanchen bis zum 28. Februar des jeweiligen Jahres ausgegeben. Danach sind die Zertifikate innerhalb der EU frei handelbar.

¹ Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.10.2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. Amtsblatt der Europäischen Union vom 25.10.2003 (L 275/32).

² Von staatlicher Seite werden lediglich Gebühren für die Zuteilung und Ausgabe der Zertifikate sowie für anfallende Kosten im Rahmen der Registerführung erhoben, um die anfallenden Verwaltungskosten zu decken.

Kasten 1 Anforderungen an den Nationalen Allokationsplan gemäß Artikel 9 der Richtlinie

„Die Mitgliedstaaten stellen für jeden ... genannten Zeitraum einen nationalen Plan auf, aus dem hervorgeht,

- wie viele Zertifikate sie insgesamt für diesen Zeitraum zuzuteilen beabsichtigen
- und wie sie die Zertifikate zuzuteilen gedenken.

Dieser Plan ist auf objektive und transparente Kriterien zu stützen, einschließlich der in Anhang III genannten Kriterien, wobei die Bemerkungen der Öffentlichkeit angemessen zu berücksichtigen sind ...“

Kasten 2 Kriterien für den Nationalen Allokationsplan gemäß Anhang III der Richtlinie

1. Die Gesamtmenge der Zertifikate, die im jeweiligen Zeitraum zugeteilt werden sollen, muss mit der in der Entscheidung 2002/358/EG und im Kyoto-Protokoll enthaltenen Verpflichtung des Mitgliedstaats zur Begrenzung seiner Emissionen in Einklang stehen unter Berücksichtigung des Anteils der Gesamtemissionen, dem diese Zertifikate im Vergleich zu Emissionen aus Quellen entsprechen, die nicht unter diese Richtlinie fallen, sowie der nationalen energiepolitischen Maßnahmen; ferner sollte sie dem nationalen Klimaschutzprogramm entsprechen. Die Gesamtmenge der zuzuteilenden Zertifikate darf nicht höher sein als der wahrscheinliche Bedarf für die strikte Anwendung der Kriterien dieses Anhangs. Bis 2008 muss die Menge so groß sein, dass sie mit einem Weg zur Erreichung oder Übererfüllung der Zielvorgaben jedes Mitgliedstaats gemäß der Entscheidung 2002/358/EG und dem Kyoto-Protokoll vereinbar ist.
2. Die Gesamtmenge der Zertifikate, die zugeteilt werden sollen, muss vereinbar sein mit Bewertungen der tatsächlichen und der erwarteten Fortschritte bei der Erbringung des Beitrags der Mitgliedstaaten zu den Verpflichtungen der Gemeinschaft gemäß der Entscheidung 93/389/EWG.
3. Die Mengen der Zertifikate, die zugeteilt werden sollen, müssen mit dem Potenzial — auch dem technischen Potenzial — der unter dieses System fallenden Tätigkeiten zur Emissionsverringerung in Einklang stehen. Die Mitgliedstaaten können bei ihrer Aufteilung von Zertifikaten die durchschnittlichen Treibhausgasemissionen je Erzeugnis in den einzelnen Tätigkeitsbereichen und die in diesen Tätigkeitsbereichen erreichbaren Fortschritte zugrunde legen.
4. Der Plan muss mit den übrigen rechtlichen und politischen Instrumenten der Gemeinschaft in Einklang stehen. Ein als Ergebnis von neuen rechtlichen Anforderungen unvermeidbarer Emissionsanstieg sollte berücksichtigt werden.
5. Gemäß den Anforderungen des Vertrags, insbesondere der Artikel 87 und 88, darf der Plan Unternehmen oder Sektoren nicht in einer Weise unterschiedlich behandeln, dass bestimmte Unternehmen oder Tätigkeiten ungerechtfertigt bevorzugt werden.

6. Der Plan muss Angaben darüber enthalten, wie neue Marktteilnehmer sich am Gemeinschaftssystem in dem betreffenden Mitgliedstaat beteiligen können.
7. Der Plan kann Vorleistungen berücksichtigen, und er muss Angaben darüber enthalten, wie Vorleistungen Rechnung getragen wird. Aus Referenzdokumenten zu den besten verfügbaren Technologien resultierende Benchmarks dürfen von den Mitgliedstaaten bei der Aufstellung ihrer nationalen Zuteilungspläne verwendet werden, und diese Benchmarks können ein Element der Ermöglichung frühzeitiger Maßnahmen enthalten.
8. Der Plan muss Angaben darüber enthalten, wie saubere Technologien — einschließlich energieeffizienter Technologien — berücksichtigt werden.
9. Der Plan muss Vorschriften für die Möglichkeit von Bemerkungen der Öffentlichkeit sowie Angaben darüber enthalten, wie diese Bemerkungen angemessen berücksichtigt werden, bevor eine Entscheidung über die Zuteilung der Zertifikate getroffen wird.
10. Der Plan muss eine Liste der unter diese Richtlinie fallenden Anlagen unter Angabe der Anzahl Zertifikate enthalten, die den einzelnen Anlagen zugeteilt werden sollen.
11. Der Plan kann Angaben darüber enthalten, wie dem Wettbewerb aus Ländern bzw. Anlagen außerhalb der Europäischen Union Rechnung getragen wird.

2. Struktur des Nationalen Allokationsplans: Makroplan, Mikroplan und Erfüllungsfaktor

Der Nationale Allokationsplan besteht aus

- einem Makroplan für die Aufteilung des nationalen Emissionsbudgets und die Festlegung der Gesamtzahl der zuzuteilenden Zertifikate und
- einem Mikroplan für die beabsichtigte Zuteilung von Zertifikaten an die Betreiber einzelner Anlagen; darüber hinaus wird im Mikroplan die für den Reservefonds notwendige Menge an Emissionsberechtigungen bestimmt.

Der *Makroplan* muss mit dem nationalen Klimaschutzziel und dem Klimaschutzprogramm in Einklang stehen. Das insgesamt verfügbare Budget an Treibhausgasemissionen für Deutschland in der Kyotoperiode 2008-2012 ergibt sich aus den Vorgaben des Kyoto-Protokolls und der EU-Lastenverteilung (Burden Sharing). Danach müssen die THG-Emissionen in der Periode 2008-2012 um 21 % gegenüber 1990 vermindert werden. Das THG-Budget im Zeitraum 2005-2007 muss mit diesem Ziel konsistent sein. Der Makroplan konkretisiert diese Vorgaben und teilt das THG-Budget auf Treibhausgase und Sektoren auf.

Das nationale THG-Emissionsbudget bezieht sich auf alle sechs Gase des Kyoto-Protokolls, während sich der Emissionshandel in der ersten Periode 2005-2007 auf CO₂ beschränkt. Im Makroplan ist deshalb die voraussichtliche Entwicklung der anderen Gase unter Berücksichtigung beschlossener und beabsichtigter Maßnahmen se-

parat zu berücksichtigen. Hieraus wird ein Budget für die CO₂-Emissionen 2005-2007 abgeleitet.

Die am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen erfassen den weitaus überwiegenden Teil der Sektoren Energiewirtschaft und Industrie, nicht aber (von wenigen Ausnahmen abgesehen) Emittenten aus den Bereichen private Haushalte, Verkehr und Gewerbe. Um die Einhaltung des nationalen CO₂-Budgets insgesamt sicherzustellen, legt der Allokationsplan auch für diese Sektoren ein Gesamtbudget fest und beschreibt die Maßnahmen, die zur Erreichung dieser Ziele beschlossen sind.

Im Makroplan wird zudem festgelegt, welche Gesamtmenge an Emissionsberechtigungen zugeteilt bzw. dem Reservefonds zugeordnet wird.

Im *Mikroplan* wird festgelegt, nach welchen Methoden, Regeln und Kriterien die Allokation vorgenommen wird und welche Zertifikatmenge sich hieraus gemäß der verwendeten Datenbasis für die einzelnen Anlagen ergibt. Grundlegende Ansätze für eine kostenlose Allokation sind Grandfathering (Zuteilung anhand der historischen Emissionen einer Anlage im Basiszeitraum) und Benchmarking (Zuteilung anhand der durchschnittlichen spezifischen Emissionen einer Produktkategorie). Als Datenbasis für die Anwendung dieser Allokationsmethoden auf die einzelnen Anlagen dient in Deutschland gemäß dem Beschluss der Bundesregierung vom 28. Mai 2003 grundsätzlich der Zeitraum 2000–2002.

Der Mikroplan beruht auf den Ist-Emissionen der am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen im Basiszeitraum 2000-2002 und muss mit dem Makroplan quantitativ abgestimmt werden, damit nicht mehr, aber auch nicht weniger Zertifikate zugeteilt werden, als der Makroplan insgesamt vorsieht.

Ausgangspunkt sind jeweils die CO₂-Emissionen der am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen in der Basisperiode 2000–2002:

- Der Makroplan enthält die Summe der CO₂-Emissionen aller vom Emissionshandel erfassten Anlagen in der Basisperiode 2000-2002. Diese Summe wird multipliziert mit dem Quotienten aus
 - dem für die Periode 2005-2007 festgelegten Emissionsbudget für die Sektoren Energie und Industrie und
 - den Emissionen der Sektoren Energie und Industrie in der Basisperiode 2000-2002um die Gesamtmenge an Emissionsberechtigungen festzulegen, die zugeteilt bzw. dem Reservefonds zugeordnet werden.
- Für den Mikroplan wird die anlagenbezogene Zuteilung der Emissionsberechtigungen aus
 - den CO₂-Emissionen der einzelnen Anlagen in der Basisperiode 2000-2002 und

- dem Erfüllungsfaktor ermittelt.
- Bei der Ermittlung des Erfüllungsfaktors werden
 - das Verhältnis des CO₂-Emissionsbudgets der Sektoren Energie und Industrie für die Periode 2005-2007 und der Ist-Emissionen der Basisperiode 2000-2002 sowie
 - die für den Reservefonds und die Summe aller Sonderregelungen (z.B. für Early action) vorgesehenen Emissionsberechtigungenberücksichtigt (zur Berechnung vgl. Abschnitt C.6).

3. Datenerhebung, Anlagenbegriff und Katalog erfasster Anlagen

Zur Ermittlung der Zuteilungsmengen im Rahmen des Nationalen Allokationsplans wurden Daten für jede einzelne Anlage erhoben bzw. geschätzt. Angesichts der engen Umsetzungstermine der Richtlinie konnte die hierfür erforderliche *Datenerhebung* nicht auf der Basis einer neuen rechtlichen Grundlage erfolgen; vielmehr musste die Datenerhebung bei den Anlagenbetreibern auf freiwilliger Basis durchgeführt werden. Zeitliche Basis ist nach dem Beschluss der Bundesregierung vom 28. Mai 2003 die Periode 2000–2002. Das Erhebungsverfahren verlief nach diesem Beschluss in zwei Stufen:

In einer ersten Stufe wurden die Emissionserklärungen nach § 27 BImSchG für das Jahr 2000 durch die Länder ausgewertet. Diese enthalten unter anderem Angaben zu den emissionsrelevanten gehandhabten Stoffen sowie zu den Aktivitätsraten, aus denen sich grundsätzlich CO₂-Emissionsmengen für das Jahr 2000 berechnen lassen.

In der zweiten Stufe erfolgte durch die Länder eine direkte Datenabfrage bei den Anlagenbetreibern. Diese Abfrage erstreckte sich auf den gesamten Zeitraum 2000–2002 und umfasste sämtliche Angaben, die für die Anwendung der Allokationsregeln erforderlich sind. Der vorliegende Allokationsplan basiert insbesondere auch auf den Ergebnissen dieser Datenabfrage.

Für die endgültige und rechtsverbindliche Zuteilungsentscheidung (bis zum 30. September 2004) wird die Datenerhebung im Zuge des Antragsverfahrens gemäß der bis dahin in Kraft getretenen neuen gesetzlichen Grundlage für die Umsetzung der Emissionshandelsrichtlinie durchgeführt. Insofern sind die aus dem Allokationsplan ableitbaren Allokationsmengen mit Blick auf die Datengrundlage vorläufiger Natur.

Der Anlagenbegriff nach Art. 3 und die Kumulationsregelung in Anhang I Ziffer 2 der Richtlinie werden wie die gleichartigen Regelungen der Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU-Richtlinie) interpretiert und durch das Bundes-Immissionsschutzgesetz umgesetzt. Im Hinblick auf die Art der erfassten Anlagen werden die Anlagenbeschreibungen in Anlehnung an die Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV) nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz zugrundegelegt, soweit die jeweiligen Anlagenarten in Anhang I der Richtlinie aufgeführt sind.

Ob eine Anlage gemäß Anhang I in den Emissionshandel einbezogen wird, richtet sich nach der Umsetzungskonzeption der Bundesregierung danach, ob sie gemäß ihrer Genehmigung unter eine der Anlagenkategorien des Katalogs der erfassten Anlagen (Kasten 4) fällt.

Dem Emissionshandel unterliegt nur eine Teilmenge der Anlagen gemäß 4. BImSchV. Die in der 4. BImSchV genannten Anlagen sind erfasst, soweit sie den in der Emissionshandels-Richtlinie genannten Tätigkeiten (Wirtschaftssektoren) zugeordnet werden können.

Mit Blick auf die Regelungssystematik der 4. BImSchV gilt dabei, dass unter Ziffer I bis V Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW zu erfassen sind, die

- a) als Anlagen nach Nummer 1.1, 1.2, 1.3, 1.4 oder 1.5 der 4. BImSchV genehmigt sind,
- b) als Teile oder Nebeneinrichtungen einer Anlage je gesondert nach Nummer 1.1, 1.2, 1.3, 1.4 oder 1.5 der 4. BImSchV genehmigungsbedürftig wären, jedoch gemäß § 1 Abs. 4 der 4. BImSchV unter einer anderen Nummer genehmigt wurden.

Feuerungen in Anlagen, die gemäß § 2 Abs. 2 der 4. BImSchV unter einer maßgebenden spezielleren Anlagenbezeichnung genehmigt wurden, sind, soweit sie in Anlagen nach den Ziffern VI bis XV betrieben werden, unabhängig von der Feuerungswärmeleistung zu erfassen.

Feuerungen in Anlagen, deren Zweck nicht die Energieumwandlung und -umformung ist, sondern etwa die thermische Unterstützung eines chemischen oder physikalischen Prozesses (z.B. Röhrenöfen zum Spalten von Kohlenwasserstoffen in einer chemischen Anlage oder Trocknungsanlagen für bestimmte Güter) sind hingegen nur emissionshandelspflichtig, sofern sie in einer der im Anhang aufgeführten Branchen betrieben werden .

Anlagen, die dem Anwendungsbereich des Gesetzes zum Vorrang Erneuerbarer Energien in der Fassung vom 23. Juli 2002 unterliegen, sind nicht vom Emissionshandel erfasst.

Grundsätzlich erfolgt für alle emissionshandelspflichtigen Anlagen eine separate Bilanzierung der CO₂-Emissionen. Im Fall von Raffinerien und integrierten Anlagen zur Erzeugung von Roheisen und Stahl (Kokerei, Sinteranlage, Hochofen, Stahlwerk bis zum Strangguss) können für eine sachgerechte und zu genauerer Ermittlung der Emissionen führenden Betrachtung mehrere Anlagen gemeinsam behandelt werden, sofern sie am selben Standort stehen und dem selben Betreiber zuzuordnen sind (sogenannte Glockenlösung).

4. Öffentlichkeitsbeteiligung

Bestandteil des Nationalen Allokationsplans ist neben den Makrovorgaben und den Allokationsregeln eine Anlagenliste, die die am Emissionshandel teilnehmenden Anla-

gen und deren Zuteilungs- und Ausgabemengen aufführt. Nationaler Allokationsplan und Anlagenliste sind unter frühzeitiger Einbeziehung der beteiligten Kreise erarbeitet worden.

Die Erstellung des Nationalen Allokationsplans und vor allem die Ausgestaltung der Regeln für die Zuteilung der Emissionsberechtigungen erfolgte mit wissenschaftlicher Unterstützung namhafter deutscher Forschungsinstitute und war begleitet durch vielfältige Gespräche mit allen gesellschaftlichen Gruppen. Hierzu wurden bereits im Vorfeld der konkreten Arbeiten zum Nationalen Allokationsplan vor allem zwei Arbeitskreise institutionalisiert: Die Arbeitsgemeinschaft Emissionshandel (AGE), die vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit eingerichtet worden ist und in der alle betroffenen Kreise – u.a. Umweltverbände, betroffene Wirtschaftskreise, Vertreter des Bundestages und der Bundesländer – vertreten sind, sowie die Unterarbeitsgruppe „Emissionshandel“ des Bund-Länder-Arbeitskreis (BLAK) „Energie und Umwelt“, der vornehmlich dem intensiven Austausch mit den Bundesländern diene.

Eine vorläufige Anlagenliste – noch ohne CO₂-Emissionsangaben – wurde vom 12. Dezember bis zum 31. Dezember 2003 erstmals veröffentlicht. Die CO₂-Angaben konnten in dieser Liste noch nicht abgebildet werden, da die zweite Stufe der Datenerhebung nicht abgeschlossen war. Diese Veröffentlichung diene vor allem dazu, den Anlagenbetreibern eine frühzeitige Gelegenheit zur Überprüfung zu geben, ob ihre emissionshandlungspflichtigen Anlagen im Allokationsplan korrekt aufgeführt sind.

Auf dieser Basis wurde Anfang des Jahres 2004 eine aktualisierte Liste der am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen erstellt. Diese weist auch die im Rahmen der freiwilligen Datenerhebung ermittelten, anlagenbezogenen CO₂-Emissionsdaten der Basisperiode aus, die in Verbindung mit den im Nationalen Allokationsplan festgeschriebenen Zuteilungsregeln die Grundlage für die Berechnung der voraussichtlichen Zuteilungsmengen bilden.

Diese beigefügte Anlagenliste beinhaltet im Einzelnen folgende Angaben:

- Eindeutige Id.-Nr.
- Angabe zur Haupttätigkeit bzw. Tätigkeit
- Bezeichnung der Anlage mit Adresse des Standorts und dem Bundesland
- Name des Betreibers der Anlage
- Voraussichtliche Zuteilungsmenge für 2005-2007 und Ausgabemengen pro Jahr in 2005, 2006 und 2007.

Die Liste ist nach den Haupttätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie gegliedert und weist Zwischensummen für die vorläufigen Zuteilungs- und Ausgabemengen aus. Nicht ausgewiesen sind Sonderzuteilungen etwa für frühzeitige Vorleistungen oder Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, da zum Zeitpunkt der freiwilligen Datenerhebung die Grundlagen hierfür noch nicht vereinbart waren.

Kasten 4: Katalog erfasster Anlagen

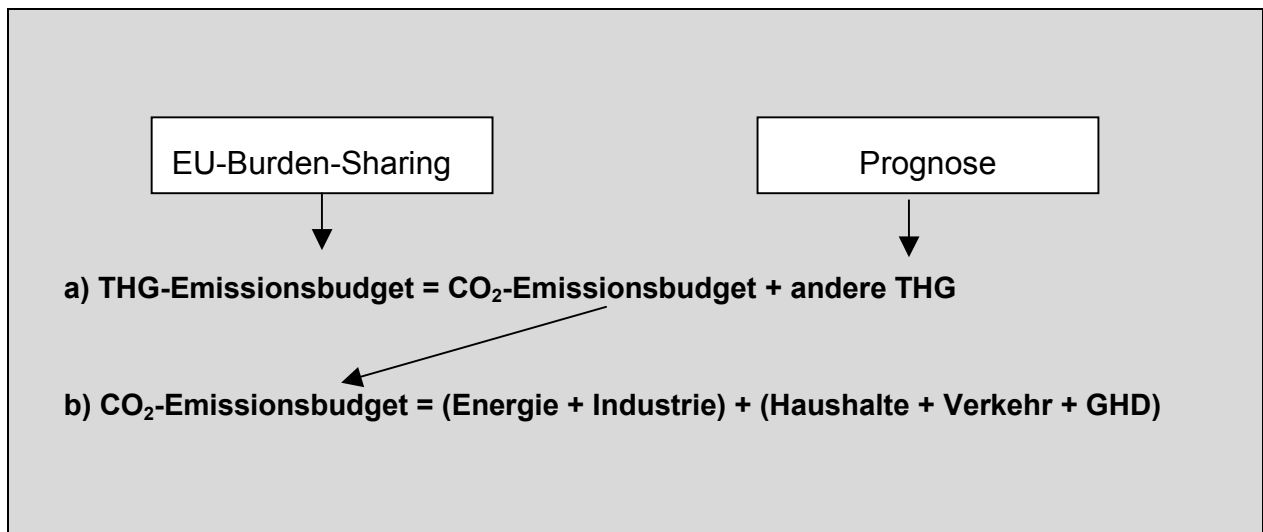
ENERGIEUMWANDLUNG UND –UMFORMUNG	
I	Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas durch den Einsatz von Brennstoffen in einer Verbrennungseinrichtung (wie Kraftwerk, Heizkraftwerk, Heizwerk, Gasturbinenanlage, Verbrennungsmotoranlage, sonstige Feuerungsanlage), einschließlich zugehöriger Dampfkessel, mit einer Feuerungswärmeleistung von 50 MW oder mehr
II	Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas durch den Einsatz von Kohle, Koks, einschließlich Petrolkoks, Kohlebriketts, Torfbriketts, Brenntorf, naturbelassenem Holz, emulgiertem Naturbitumen, Heizölen, gasförmigen Brennstoffen (insbesondere Koksofengas, Grubengas, Stahlgas, Raffineriegas, Synthesegas, Erdölgas aus der Tertiärförderung von Erdöl, Klärgas, Biogas), Methanol, Ethanol, naturbelassenen Pflanzenölen, Pflanzenölmethylestern, naturbelassenem Erdgas, Flüssiggas, Gasen der öffentlichen Gasversorgung oder Wasserstoff mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW bis weniger als 50 MW in einer Verbrennungseinrichtung (wie Kraftwerk, Heizkraftwerk, Heizwerk, Gasturbinenanlage, Verbrennungsmotoranlage, sonstige Feuerungsanlage), einschließlich zugehöriger Dampfkessel, ausgenommen Verbrennungsmotoranlagen für Bohranlagen und Notstromaggregate
III	Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas durch den Einsatz anderer als in Nummer II genannter fester oder flüssiger Brennstoffe in einer Verbrennungseinrichtung (wie Kraftwerk, Heizkraftwerk, Heizwerk, Gasturbinenanlage, Verbrennungsmotoranlage, sonstige Feuerungsanlage), einschließlich zugehöriger Dampfkessel, mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW bis weniger als 50 MW
IV	Verbrennungsmotoranlagen zum Antrieb von Arbeitsmaschinen für den Einsatz von Heizöl EL, Dieselmotorkraftstoff, Methanol, Ethanol, naturbelassenen Pflanzenölen, Pflanzenölmethylestern oder gasförmigen Brennstoffen (insbesondere Koksofengas, Grubengas, Stahlgas, Raffineriegas, Synthesegas, Erdölgas aus der Tertiärförderung von Erdöl, Klärgas, Biogas, naturbelassenem Erdgas, Flüssiggas, Gasen der öffentlichen Gasversorgung, Wasserstoff) mit einer Feuerungswärmeleistung von 20 MW oder mehr ausgenommen Verbrennungsmotoranlagen für Bohranlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW bis weniger als 50 MW
V	Gasturbinenanlagen zum Antrieb von Arbeitsmaschinen für den Einsatz von Heizöl EL, Dieselmotorkraftstoff, Methanol, Ethanol, naturbelassenen Pflanzenölen, Pflanzenölmethylestern oder gasförmigen Brennstoffen (insbesondere Koksofengas, Grubengas, Stahlgas, Raffineriegas, Synthesegas, Erdölgas aus der Tertiärförderung von Erdöl, Klärgas, Biogas, naturbelassenem Erdgas, Flüssiggas, Gasen der öffentlichen Gasversorgung, Wasserstoff) mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW, ausgenommen Anlagen mit geschlossenem Kreislauf mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW bis weniger als 50 MW
VI	Anlagen zur Destillation oder Raffination oder sonstigen Weiterverarbeitung von Erdöl oder Erdölzerzeugnissen in Mineralöl- oder Schmierstoffraffinerien
VII	Anlagen zur Trockendestillation von Steinkohle oder Braunkohlen (Kokereien)
EISENMETALLERZEUGUNG UND –VERARBEITUNG	
VIII	Anlagen zum Rösten, Schmelzen oder Sintern von Eisenerzen
IX	Anlagen zur Herstellung oder zum Erschmelzen von Roheisen oder Stahl einschließlich Stranggießen, auch soweit Konzentrate oder sekundäre Rohstoffe eingesetzt werden, mit einer Schmelzleistung von 2,5 Tonnen oder mehr je Stunde, auch soweit in integrierten Hüttenwerken betrieben
MINERALVERARBEITENDE INDUSTRIE	
X	Anlagen zur Herstellung von Zementklinker mit einer Produktionsleistung von mehr als 500 Tonnen je Tag in Drehrohröfen oder mehr als 50 Tonnen je Tag in anderen Öfen
XI	Anlagen zum Brennen von Kalkstein oder Dolomit mit einer Produktionsleistung von mehr als 50 Tonnen Branntkalk oder gebranntem Dolomit je Tag
XII	Anlagen zur Herstellung von Glas, auch soweit es aus Altglas hergestellt wird, einschließlich Anlagen zur Herstellung von Glasfasern, mit einer Schmelzleistung von mehr als 20 Tonnen je Tag
XIII	Anlagen zum Brennen keramischer Erzeugnisse, soweit der Rauminhalt der Brennanlage 4 m ³ oder mehr und die Besatzdichte 300 kg/m ³ oder mehr beträgt
SONSTIGE INDUSTRIEZWEIGE	
XIV	Anlagen zur Gewinnung von Zellstoff aus Holz, Stroh oder ähnlichen Faserstoffen
XV	Anlagen zur Herstellung von Papier, Karton oder Pappe mit einer Produktionsleistung von mehr als 20 Tonnen je Tag

B Makroplan

1. Vorbemerkungen

Der im Rahmen des Nationalen Allokationsplans aufzustellende Makroplan gibt die Aufteilung des nationalen Emissionsbudgets auf Treibhausgase sowie die Verteilung auf den Emissionshandelsbereich und den sonstigen Bereich an. Er legt die Gesamtzahl der an die Emissionshandelssektoren zu vergebenden Zertifikate fest.

Kasten 5: Aufteilung des nationalen Emissionsbudgets im Rahmen des Makroplans



Ausgangspunkt sind die Treibhausgasemissionen im Basisjahr 1990³ einerseits und die von der Bundesregierung im Rahmen des europäischen „burden sharing“ eingegangenen Minderungsverpflichtung für die Periode 2008-2012 (Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 21 % gegenüber dem gemischten Basisjahr 1990/95) andererseits. Zunächst ist jedoch der Makroplan für die Zuteilungsperiode 2005-2007 aufzustellen. Gestützt auf Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft werden die für diese Periode vorzugebenden Emissionsbudgets so bestimmt, dass die Gesamtmenge der zugeteilten Zertifikate mit der Minderungsverpflichtung für die Periode 2008-12 im Einklang steht und dass insgesamt Fortschritte in Richtung der Verpflichtungen für 2008-2012 sichergestellt werden.

2. Entwicklung der Treibhausgasemissionen 1990-2002

Deutschland hat mit der Unterzeichnung der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (United Nations Framework Convention on Climate Change UNFCCC) auch

³ Basisjahr des Kyoto-Protokolls für die CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen ist 1990, für die PFC-, HFC- und SF₆-Emissionen das Jahr 1995.

die Verpflichtung übernommen, jedes Jahr über die Entwicklung der Treibhausgasemissionen Bericht zu erstatten. Die im Folgenden dargestellten Daten beruhen auf dem im Juni 2003 vorgelegten Treibhausgasinventar 1990 – 2001⁴

Danach betragen die gesamten Treibhausgasemissionen im Basisjahr 1.218,2 Mio. t CO₂-Äquivalente. Bis zum Jahr 2001 sind sie um knapp 223 Mio. t CO₂-Äquivalente oder um 18,3 % gesunken. Dabei haben sich die Emissionen der einzelnen Treibhausgase sehr unterschiedlich entwickelt: Den größten absoluten Rückgang wiesen mit 144 Mio. t (-14,2 %) die CO₂-Emissionen auf; das sind fast zwei Drittel des gesamten Rückgangs der Treibhausgasemissionen. Es folgen die CH₄-Emissionen mit einer Reduktion um 49 Mio. t CO₂-Äquivalente (-48,4 %) oder einem Anteil von rund einem Fünftel und die N₂O-Emissionen mit 28 Mio. t CO₂-Äquivalente (-31,5 %) oder einem Anteil von etwa 12 %.

Relativ sind die PFC- und SF₆-Emissionen zwar deutlich stärker gesunken, doch ist ihr Gewicht vergleichsweise gering. Die HFC-Emissionen, die in den neunziger Jahren sogar noch kräftig zugelegt haben, spielen in der Treibhausgasbilanz nur eine untergeordnete Rolle. Die CO₂-Emissionen halten mit beinahe 87 % nach wie vor den weitestgehend größten Anteil an den gesamten Treibhausgasemissionen.

Der Emissionshandel beschränkt sich gemäß der EU-Richtlinie zunächst auf die Kohlendioxidemissionen und auf im Einzelnen definierte Anlagen. Die sektoral differenzierte Entwicklung der CO₂-Emissionen in den Jahren von 1990 bis 2002 ist in Tabelle 1 dargestellt.⁵

⁴ Deutsches Treibhausgasinventar 1990–2001. Nationaler Inventarbericht 2003. Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen. Umweltbundesamt. Berlin, Juni 2003.

⁵ Dabei wurden für die CO₂-Emissionen in den Jahren 2000 bis 2002 – abweichend von den Ergebnissen des Nationalen Inventarberichts 2003 - die vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin) auf der Grundlage aktuellerer Energiebilanzdaten vorgenommene Berechnungen zugrunde gelegt. Vgl. dazu Hans-Joachim Ziesing, Treibhausgas-Emissionen nehmen weltweit zu – Keine Umkehr in Sicht. In: Wochenbericht des DIW, Nr. 39/2003.

Tabelle 1 CO₂-Emissionen in Deutschland von 1990 bis 2002 nach Sektoren

Sektoren	1990	1998	2000 ¹⁾	2001 ¹⁾	2002 ¹⁾	Durchschnitt 2000/02	Veränderung 1990 bis 2000/02
	Mio. t CO ₂						%
Energieerzeugung/-umwandlung	439,2	365,1	361,1	369,1	373,0	367,7	- 16,3
▪ Kraftwerke	353,8	313,1	309,5	316,9	322,0	316,1	- 10,7
▪ Heizkraftwerke/Fernheizwerke und übrige Umwandlungsbereiche	85,4	52,0	51,6	52,2	51,0	51,6	- 39,5
Summe Industrie	196,9	142,9	142,1	137,0	133,5	137,5	- 30,2
▪ Industrie (energiebedingt)	169,3	117,3	116,0	112,6	109,1	112,5	- 33,5
▪ Industrieprozesse ⁴⁾	27,6	25,6	26,1	24,4	24,4	25,0	- 9,5
Summe Energie und Industrie	636,1	508,0	503,2	506,1	506,5	505,2	- 20,6
Gewerbe/Handel/Dienstleistungen³⁾	90,5	66,4	59,2	63,0	59,0	60,4	- 33,3
Verkehr	158,8	175,7	178,4	174,6	172,6	175,2	+ 10,3
Haushalte	129,0	131,3	116,0	129,9	119,9	121,9	- 5,5
Summe andere Sektoren	378,4	373,4	353,6	367,5	351,5	357,5	- 5,5
Gesamtemissionen²⁾	1014,4	881,4	856,8	873,5	858,0	862,8	-14,9
1) Vorläufig 2) ohne internationalen Luftverkehr 3) einschließlich militärische Dienststellen 4) 2002 geschätzt Quelle: Umweltbundesamt, AG Energiebilanzen, Berechnung des DIW Berlin							

Danach waren die CO₂-Emissionen insgesamt im Durchschnitt der Jahre 2000-2002 um rund 152 Mio. t oder um 14,9 % niedriger als 1990. Den größten Beitrag zu diesem Rückgang leisteten der Energiesektor mit etwa 72 Mio. t und die Industrie mit gut 59 Mio. t. Gesunken sind auch die CO₂-Emissionen im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (30 Mio. t) sowie bei den privaten Haushalten (7 Mio. t), während die Emissionen im Verkehr 2002 um gut 16 Mio. t höher waren als 1990. Allerdings ist es nach 1999 beim Verkehr Jahr für Jahr zu einer leichten Emissionsminderung gekommen.

Tabelle 1 gibt auch erste Anhaltspunkte für die Höhe der CO₂-Emissionen der Sektoren, die dem Emissionshandel unterworfen sind. Zu diesen Emissionshandelsbereichen zählen vorrangig der Energiesektor selbst sowie der weitaus überwiegende Teil der energie- und prozessbedingten Emissionen in der Industrie. Energiesektor und Industrie zusammengenommen verzeichneten im Durchschnitt der Jahre 2000 bis 2002 CO₂-Emissionen in Höhe von rund 505 Mio. t pro Jahr; gegenüber 1990 bedeutet dies einen Rückgang um knapp 131 Mio. t oder um gut ein Fünftel. Damit verringerte sich der Anteil dieser beiden Sektoren an den gesamten CO₂-Emissionen von knapp 63 % im Jahr 1990 auf 59 % im Jahresdurchschnitt 2002 - 2002. Entsprechend

erhöhten sich die Anteile der anderen Sektoren zusammen genommen von gut 37 % auf 41 %. Absolut sanken die CO₂-Minderungen in diesen Sektoren um knapp 21 Mio. t, entsprechend fast 6 %. Damit war der Rückgang deutlich geringer als im Energiesektor und in der Industrie.

3. Der Makroplan auf nationaler Ebene

3.1. Vorbemerkung

Im Folgenden werden die Emissionsbudgets für den Makroplan auf nationaler Ebene für die Periode 2005–2007 abgeleitet. Dabei werden für die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie in der Basisperiode 2000 bis 2002 CO₂-Emissionen in Höhe von rund 505 Mio. t zugrunde gelegt. Im Jahr 1998 betragen die CO₂-Emissionen in diesen Sektoren 508 Mio. t.

3.2 Periode 2008–2012

Die von Deutschland im Rahmen des europäischen „burden sharing“ übernommene Verpflichtung besteht in einer Reduktion der Emissionen der sechs Treibhausgase bis zur Periode 2008-2012 um 21 % gegenüber dem gemischten Basisjahr 1990/95⁶. Bezogen auf die im Nationalen Inventarbericht 2003 für das Basisjahr genannten Treibhausgasemissionen in Höhe von 1 218,2 Mio. t CO₂-Äquivalente bedeutet dies im Mittel der Verpflichtungsperiode 2008-2012 ein Emissionsbudget von 962 Mio. t CO₂-Äquivalente pro Jahr.

**Emissionsbudget für die sechs Treibhausgase in der Periode 2008-2012:
962 Mio. t CO₂-Äquivalente pro Jahr**

Die EU-Emissionshandelsrichtlinie bezieht sich vorerst nur auf die CO₂-Emissionen. Die Bundesregierung schätzt, dass die Emissionen der übrigen fünf Treibhausgase in der Periode 2008 – 2012 auf zusammen genommen rund 116 Mio. t CO₂-Äquivalente sinken werden. Daraus ergibt sich , das nationale Emissionsbudget für CO₂ in der Periode 2008-2012 pro Jahr von 846 Mio. t CO₂.

**Emissionsbudget für CO₂ in der Periode 2008-2012:
846 Mio. t CO₂ pro Jahr**

Im Vergleich zum Durchschnitt der Jahre 2000-2002 bedeutet das einen zusätzlichen Minderungsbedarf um rund 17 Mio. t bzw. 2 %.

⁶ Basisjahr des Kyoto-Protokolls für die CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen ist 1990, für die PFC-, HFC- und SF₆-Emissionen das Jahr 1995.

3.3 Periode 2005–2007

Der vorliegende Nationale Allokationsplan bezieht sich zunächst auf die Periode 2005-2007. Wie weiter oben erläutert, wird das für diese Periode vorzugebende Emissionsbudget - gestützt auf Anhang III der EU-Richtlinie zum Emissionshandel und um eine anschließend zu starke Emissionsminderung zu vermeiden - auf 982 Mio. t CO₂-Äquivalente pro Jahr festgelegt.

**Emissionsbudget für die sechs Treibhausgase in der Periode 2005-2007:
982 Mio. t CO₂-Äquivalente pro Jahr**

Für die Nicht-CO₂-Emissionen wird für diese Periode ein Wert von 123 Mio. t CO₂-Äquivalente prognostiziert, so dass das Emissionsbudget für die CO₂-Emissionen 859 Mio. t pro Jahr beträgt.

**Emissionsbudget für CO₂ in der Periode 2005 - 2007:
859 Mio. t CO₂ pro Jahr**

3.4 Zusammenfassende Übersicht

Zusammenfassend sind die zuvor skizzierten Emissionsbudgets auf der nationalen Ebene für die Perioden 2005-2007 und 2008-2012 in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2 Treibhausgasemissionen (ohne Senken) in Deutschland 2005-2007 und 2008-2012: Der Makroplan auf nationaler Ebene

	CO ₂ -Emissionen	CH ₄	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF	Summe Nicht-CO ₂	Summe
In Mio. t CO ₂ -Äquivalente								
Basisjahr	1014,4	101,1	87,9	6,4	1,8	6,6	203,7	1218,2
1990	1014,4	101,1	87,9	3,5	2,7	3,9	199,1	1213,5
1995	898,8	69,8	78,6	6,4	1,8	6,6	163,1	1061,8
1998	881,4	60,9	62,3	7,0	1,5	6,0	137,7	1019,1
1999	854,7	59,3	59,0	7,3	1,2	4,4	131,1	986,0
2000 (vorl.)	856,8	54,5	59,4	6,6	0,8	4,0	125,3	982,1
2001 (vorl.)	873,5	52,2	60,2	8,1	0,7	3,3	124,6	998,1
2002 (vorl.)	858,0	noch keine Angaben						
Durchschnitt 2000/02 (nicht CO ₂ : 1999-2001)	863	55	60	7	1	4	127	990
Ziel 2005-2007	859						123	982
Ziel 2008-2012	846						116	962
<u>Quelle:</u> Umweltbundesamt, Nationales Emissionsinventar 2003; CO ₂ -Emissionen für 2000 bis 2002 nach Berechnungen des DIW Berlin; Prognose ohne zusätzliche Maßnahmen nach „Politikszenerarien III“								

4. Der Makroplan nach Sektoren

4.1 Vorbemerkungen

Die Aufteilung des vorgenannten Emissionsbudgets auf die Makrosektoren orientiert sich an der sektoralen Gliederung der Energiebilanzen (Umwandlungsbereiche, Industrie; Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Haushalte, Verkehr). Zusätzlich werden die nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen (Industrieprozesse) berücksichtigt. Auf der Makroebene muss somit das CO₂-Emissionsbudget in Höhe von 859 Mio. t in der Periode 2005-2007 und 846 Mio. t in der Periode 2008-2012 auf diese Sektoren verteilt werden.

4.2 Das Emissionsbudget für den Sektor Energiewirtschaft und Industrie

Das Emissionsbudget für Energiewirtschaft und Industrie für die Periode 2005 – 2007 ist aus Sicht der Bundesregierung ein Zwischenziel auf dem Weg der Umsetzung der Klimaschutzvereinbarungen. Dieses Ziel muss gemäß Anhang III, Nr. 1 der Richtlinie mit einem Weg zur Erreichung oder Übererfüllung des nationalen Kyoto-Ziels nach EU-Lastenteilung vereinbar sein. Vor diesem Hintergrund wird das jahresdurchschnittliche Emissionsbudget für Energiewirtschaft und Industrie mit 503 Mio. t CO₂ angesetzt.

Als nationale energiepolitische Maßnahme im Sinne von Anhang III, Nr. 1 der Richtlinie ist in Deutschland der Atomausstieg zu berücksichtigen. Mit der „Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen“ vom 14. Juni 2000 sowie der am 27. April 2002 in Kraft getretenen Novelle des Atomgesetzes wurde die geordnete Beendigung der Nutzung der Kernenergie zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität geregelt.

Für die Periode 2005-2007 wird für die Stilllegung des AKW Stade und des AKW Obrigheim eine Kompensationsmenge von insgesamt 1,5 Mio. t CO₂ pro Jahr vorgesehen. Diese Kompensation stellt eine Übergangsregel dar und wird auf die erste Handelsperiode beschränkt. Ab der Periode 2008 – 2012 werden Ersatzinvestitionen für stillgelegte Kernkraftwerke mit Zertifikaten aus der Reserve für Neuanlagen ausgestattet.

4.3 Emissionsbudgets der Sektoren in den Perioden 2005–2007 sowie 2008-2012

Mit den Annahmen zu den Budgets für die gesamten Treibhausgasemissionen und für die CO₂-Emissionen sowie unter Zugrundelegung der Selbstverpflichtungserklärung der deutschen Wirtschaft zur Minderung der CO₂-Emissionen sowie der Vereinbarung über den Atomausstieg liegen die CO₂-Emissionsbudgets für die Sektoren Energie und Industrie in den Perioden 2005-2007 und 2008-2012 fest. Damit sind zugleich die Emissionsbudgets in diesen beiden Perioden für die Gesamtheit der anderen Sektoren definiert.

- für die *Periode 2005–2007* ein Emissionsbudget von 503 Mio. t CO₂ pro Jahr; entsprechend entfallen 356 Mio. t CO₂ pro Jahr auf die anderen Sektoren (Gewerbe/Handel/Dienstleistungen sowie Verkehr und Haushalte);

CO₂-Emissionsbudget in der Periode 2005-2007:

Energie und Industrie: 503 Mio. t CO₂ pro Jahr

Andere Sektoren: 356 Mio. t CO₂ pro Jahr

- für die *Periode 2008-2012* ein vorläufiges Emissionsbudget von 495 Mio. t CO₂ pro Jahr (Überprüfung im Jahr 2006); entsprechend beläuft sich das Emissionsbudget für die anderen Sektoren auf 351 Mio. t pro Jahr.

CO₂-Emissionsbudget in der Periode 2008-2012:

Energie und Industrie: 495 Mio. t CO₂ pro Jahr

Andere Sektoren: 351 Mio. t CO₂ pro Jahr

Der Reservebedarf für Neuanlagen ebenso wie die Budgets für Sonderzuteilungen werden aus den Makrobudgets für die Sektoren Energie und Industrie gebildet (vgl. dazu Abschnitt C).

Bei der Aufteilung des Emissionsbudgets auf die nicht am Emissionshandel beteiligten Bereiche lässt sich die Bundesregierung von der Überlegung leiten, durch geeignete Maßnahmen den Anstieg der verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen zu begrenzen sowie im Gewerbe/Handel/Dienstleistungen-Sektor einen mäßigen und bei den privaten Haushalten einen etwas stärkeren Rückgang zu induzieren. Die Emissionen des Haushaltsbereiches sind zwar höher als in der Ausgangsperiode, doch bedeutet dies im Vergleich zu den temperaturbereinigten Werten eine spürbare Reduktion. Die zusammenfassenden Ergebnisse sind der Tabelle 3 zu entnehmen.

Tabelle 3 CO₂-Emissionen nach Energiebilanz-Sektoren von 1990-2002 sowie Emissionsbudgets für die Perioden 2005-2007 und 2008–2012

	Energie- sektor (E)	Industrie (I) ¹⁾	Emissions budget E + I	GHD	Verkehr	Haus- halte	Summe andere Sektoren	Gesamt
				andere Sektoren				
in Mio. t CO ₂ pro Jahr								
Basisjahr 1990/1995	439	197	636	90	159	129	378	1014
1998	365	143	508	66	176	131	373	881
1999	351	141	492	62	181	120	363	855
2000 (vorl.)	361	142	503	59	179	116	354	857
2001 (vorl.)	369	137	506	63	175	130	368	874
2002 (vorl.)	373	133	506	59	173	120	352	858
Durchschnitt 2000/02	368	137	505	61	175	122	358	863
Verteilung 2005- 2007	Keine weitere Differenzierung		503				356	859
Verteilung 2008- 2012			495				351	846
1) einschl. Industrieprozesse								
Quelle: Umweltbundesamt, Nationales Emissionsinventar 2003; CO ₂ -Emissionen für 2000 bis 2002 nach Berechnungen des DIW Berlin; Prognose ohne zusätzliche Maßnahmen nach „Politiksznarien III“								

4.4 Emissionsbudget der vom Emissionshandel erfassten Anlagen in der Periode 2005–2007

Die am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen gehören zwar weitaus überwiegend zu den Sektoren Energie und Industrie, doch sind sie damit nicht identisch. Die tatsächlichen CO₂-Emissionen der vom Emissionshandel erfassten Anlagen betragen im anlagenbezogenen Durchschnitt der Jahre 2000-2002 nach den Ergebnissen der Datenerhebung 501 Mio. t. pro Jahr.

Diese Emissionen werden mit dem für die Sektoren Energie und Industrie ermittelten Verhältnis zwischen dem jährlichen Emissionsbudget in der Periode 2005-2007 (503 Mio. t CO₂) zum durchschnittlichen jährlichen Emissionsniveau in der Basisperiode 2000-2002 (501 Mio. t CO₂) multipliziert, so dass sich für die vom Emissionshandel erfassten Anlagen in der Periode 2005-2007 ein CO₂-Emissionsbudget von 499 Mio. t ergibt.

**CO₂-Emissionsbudget für die vom Emissionshandel erfassten Anlagen in der Periode 2005-2007:
499 Mio. t CO₂ pro Jahr**

5. Politiken und Maßnahmen in nicht vom Emissionshandel erfassten Sektoren

5.1 Maßnahmen im Verkehrssektor

Das Vorhaben „Politiksznarien für den Klimaschutz III“ liefert eine Vielzahl von Anhaltspunkten zur Wirkung der bisher ergriffenen und noch möglichen Maßnahmen. Mit den seit 1998 in Deutschland von der Bundesregierung umgesetzten oder beschlossenen – und in der Referenzentwicklung berücksichtigten – klimaschutzpolitischen Maßnahmen werden die verkehrsbezogenen direkten CO₂-Emissionen für den Zeithorizont 2008-2012 insgesamt um rund 13 Mio. t pro Jahr (gegenüber einer Entwicklung ohne diese Maßnahmen) reduziert.

Zu den bisher ergriffenen Maßnahmen mit den größten Wirkungsbeiträgen gehören:

- die Ökologische Steuerreform
- die Förderung erneuerbarer Energien im Bereich der Kraftstoffe
- die Autobahnbenutzungsgebühr für Lkw
- die Förderung des Einsatzes von schwefelfreiem Kraftstoff
- die Kampagne „Klimaschutz im Verkehr“.

5.2 Maßnahmen im Haushaltssektor

Für den Bereich der privaten Haushalte sind die CO₂-Emissionen aus der Raumwärmeerzeugung von herausragender Bedeutung. Auch hier kann auf Wirkungsschätzungen aus dem Vorhaben „Politiksznarien für den Klimaschutz III“ zurückgegriffen werden.

Mit den seit 1998 in Deutschland von der Bundesregierung umgesetzten – und in der Referenzentwicklung berücksichtigten – klimaschutzpolitischen Maßnahmen werden die raumwärmebezogenen direkten CO₂-Emissionen für den Zeithorizont 2008-2012 insgesamt um ca. 12 Mio. t pro Jahr (gegenüber einer Entwicklung ohne diese Maßnahmen) reduziert .

Zu den bisher ergriffenen Maßnahmen mit den größten Wirkungsbeiträgen (bis 2010) gehören:

- das KfW CO₂-Minderungsprogramm
- das KfW CO₂-Gebäudesanierungsprogramm
- das KfW Wohnraummodernisierungsprogramm
- andere Maßnahmen und Förderprogramme.

C. Mikroplan

1. Einleitung

Der Mikroplan enthält die Regeln für die Zuteilung der Emissionsberechtigungen für die einzelnen Anlagen sowie für den Reservefonds für Newcomer-Anlagen.

Die Zuteilung der Emissionsberechtigungen für bestehende und neue Anlagen erfolgt für die Perioden 2005-2007 und 2008-2012 kostenlos.

Für Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2002 in Betrieb genommen worden sind, erfolgt die Zuteilung der Emissionsberechtigungen auf Basis einer Datenerhebung für die **historischen Emissionen** (Abschnitt C.3.1), die einzelnen Verfahrensschritte für die Zuteilung und Ausgabe der Emissionsberechtigungen sind im Abschnitt C.3.1.1 und C.3.1.2 beschrieben.

Anlagen, die vom 1. Januar 2003 bis zum 31. Dezember 2004 in Betrieb genommen worden sind, werden die Emissionsberechtigungen auf Basis von **angemeldeten Emissionen** zugeteilt. Dies gilt auch für Anlagen, die aufgrund von Kapazitätserweiterungen in diesem Zeitraum unter Anhang I der EU-Emissionshandels-Richtlinie fallen und demnach am Emissionshandel teilnehmen (Abschnitt C.3.1.3).

Auf Anlagen bzw. Anlagenerweiterungen, die ab dem 1. Januar 2005 in Betrieb genommen werden, können für den Zeitraum von vier Jahren die Emissionsrechte stillgelegter Anlagen übertragen werden (**Übertragungsregelung** – Abschnitt C.3.3). Für den Parallelbetrieb von alten und neuen Anlagen bis zu zwei Jahren können im Rahmen der Übertragungsregelung besondere Regelungen in Anspruch genommen werden.

Für den Fall der Anlagen bzw. Anlagenerweiterungen, die ab dem 1. Januar 2005 in Betrieb genommen werden und für die eine Übertragungsregelung **nicht** in Anspruch genommen werden kann, ist die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen nach Abschnitt C.3.5 (**Newcomer-Regelung**) vorgesehen. Der dafür notwendige **Reservefonds** wird nach Abschnitt C.3.5.2 gebildet.

Für stillgelegte Anlagen, deren zugeteilte Emissionsrechte **nicht** auf Neuanlagen übertragen werden sollen, wird entsprechend der **Stilllegungsregelung** verfahren. Im Fall einer erheblichen Verminderung der Jahresemissionen einer Anlage gegenüber der Basisperiode erfolgt eine Korrektur der ausgegebenen Emissionsberechtigungen gemäß der **Auslastungs-Korrekturregel** (Abschnitt C.3.2)

Für eine Reihe von Tatbeständen sind *Sonderregelungen* von Emissionsberechtigungen möglich. Dies bezieht sich auf **Early Action** (Abschnitt C.4.1), **prozessbedingte Emissionen** (Abschnitt C.4.2) sowie Anlagen der **Kraft-Wärme-Kopplung** (Abschnitt C.4.3).

Für Kondensationskraftwerke, die aufgrund ihres Alters und der eingesetzten Erzeugungstechnologie besonders hohe Emissionswerte aufweisen, wird auf die Zuteilung ein zusätzlicher Minderungsfaktor angewendet. Die Anwendung der **Abschlagsregel für Altanlagen** wird in Abschnitt C.3.4. beschrieben.

Die Frage von **Emissionserhöhungen aufgrund (europa-) rechtlicher Vorgaben** wird im Abschnitt C.4.4 behandelt.

Die Regelung der Übertragung von Emissionsberechtigungen für die Periode 2005-2007 in die Periode 2008-2012 (**Banking**) wird im Abschnitt C.5 beschrieben.

2. Datenerhebung und Mengengerüst auf Anlagenebene

Die zweite Phase der Erhebung von Daten zur Aufstellung des Mikroplans im Rahmen des Nationalen Allokationsplans wurde am 31. Dezember 2003 abgeschlossen. Danach werden rd.

2.400 Anlagen

mit einer über die Anlagen gemittelten Gesamtemissionsmenge von

501 Mio. t CO₂ pro Jahr.

(Durchschnitt der Jahre 2000-2002) vom Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) erfasst.

Methodik der Datenerhebung

Die Erhebung der Daten erfolgte in Deutschland in zwei Phasen. In einem ersten Schritt wurden von den zuständigen Behörden der einzelnen Bundesländer die Emissionserklärungen des Jahres 2000 ausgewertet. Denn fast alle der dem Emissionshandel unterliegenden Anlagen sind gemäß der Emissionserklärungsverordnung (11. BImSchV) nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz zur Abgabe von Emissionserklärungen verpflichtet, die auch relevante Daten für die Ermittlung von CO₂-Emissionen enthalten. Ziel war es, einen ersten Überblick über die Anlagen, die Betreiber und die vorliegenden Daten zu erhalten. Aufbauend auf die in der ersten Phase gewonnenen Erkenntnisse wurde ein Datenmodell erstellt und eine Datenbank (Software) für die 2. Phase entwickelt. In einem weiteren Schritt wurden die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung unterzogen.

Anlagendefinition

Die Anlagendefinition für den Emissionshandel erfolgte auf der Grundlage der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV) nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz, wobei die Grenzwerte der Emissionshandelsrichtlinie maßgeblich waren.

Anlagenidentifikation und kumulierende Betrachtung

Aus der Grundgesamtheit aller Anlagen, die im Jahr 2000 nach der 11. BImSchV eine Emissionserklärung abgeben mussten, wurden von den Ländern alle Anlagen, die unter die Anlagendefinition der EU-Emissionshandelsrichtlinie fallen, identifiziert. Darüber hinaus wurden die nicht emissionserklärungs- jedoch emissionshandlungspflichtigen Anlagen der Zellstoff-, Papier- und Pappeproduktion sowie die Anlagen, die nach dem 01.01.2001 in Betrieb gegangen sind und die keine Emissionserklärung abgegeben haben, erfasst.

Die Kumulation von Anlagen richtet sich nach der Genehmigung als *gemeinsame Anlage* nach § 1 Abs. 3 der 4. BImSchV.

Erste Phase

Da die Emissionserklärungen im Jahre 2000 nicht alle CO₂-emissionsrelevanten Angaben enthielten, prüften die Länderbehörden die vorliegenden Datensätze auf Lücken und auf Plausibilität. Der Bund hat die Daten der ersten Erhebung erneut ausgewertet, um eine erste Basis für den Mikroplan im Rahmen des Nationalen Allokationsplans zu erhalten.

Zweite Phase

Die zweite Erhebungsrunde (Betreiberabfrage) basierte auf den Anlagen, die von den Ländern als emissionshandlungspflichtig identifiziert wurden. Dazu wurde den Anlagenbetreibern eine speziell erstellte Erfassungssoftware (RISA-GEN) sowie die betreiber-spezifischen Daten der ersten Erhebungsrunde über die Länderbehörden zur Verfügung gestellt.

Beschreibung der Software

Das Datenmodell dieser Software gliedert sich in vier Hierarchieebenen:

- Betreiber
- Betriebseinrichtung
- Anlage
- Anlagenteil(e)

Die Betreiberebene dient der eindeutigen Beschreibung des Anlagenbetreibers. Die Betriebseinrichtung ist definiert als eine oder mehrere Anlagen eines Betreibers an demselben Standort. Die dritte Hierarchieebene ist die genehmigte Anlage, u.a. identifiziert durch IVU-Nummer und die Ziffer nach Anhang I der 34. BImSchV. Auf der vierten Hierarchieebene (Anlagenteilebene) erfolgen detaillierte Angaben zu den gehandhabten emissionsrelevanten Stoffen.

Die Aggregation der Daten über alle Anlagenteile erfolgt auf der Anlagenebene, in Ausnahmefällen (Glockenlösung, s. dazu unten) über alle Anlagen auf der Betriebseinrichtungsebene, da sich die Berechnung der Zuteilungsmengen in der Regel auf Anlagen, in Ausnahmefällen auf Betriebseinrichtungen bezieht.

Darüber hinaus sieht das Datenmodell die Möglichkeit vor, Angaben über frühzeitiges Handeln darzustellen.

Gesonderte Behandlung ausgewählter Branchen

Im Fall von Raffinerien und integrierten Anlagen zur Erzeugung von Roheisen und Stahl war es aus Gründen der Genauigkeit der CO₂-Emissionsangaben sinnvoll, die gemeinsame Bilanzierung mehrerer Anlagen zu ermöglichen (sog. „Glockenlösung“). Dies ist nur unter der Voraussetzung zulässig, dass diese Anlagen derselben Betriebseinrichtung angehören, d.h. sie müssen an dem selben Standort stehen und dem selben Betreiber zuzuordnen sein. Etwaige Kraftwerke in den Betriebseinrichtungen der beiden genannten Branchen werden nicht in die Glockenlösung einbezogen und werden gesondert erfasst.

Für alle Anlagen, die diese beiden Bedingungen **nicht** erfüllten, werden die In- und Outputs einzeln bilanziert.

CO₂-Emissions- und Konversionsfaktoren

In Bezug auf die Emissions- und Konversionsfaktoren standen den Betreibern zwei Möglichkeiten zur Auswahl:

- die Verwendung von Standard-Emissionsfaktoren und Standard-Konversionsfaktoren aus einem bundeseinheitlichen Stoffkatalog oder
- die Verwendung eigener, spezifischer Faktoren für neu definierte Stoffe, deren Bestimmung (Messungen und Berechnungen) jedoch im Einzelnen nachgewiesen und (zukünftig) zertifiziert werden musste.

Die Verwendung des bundeseinheitlichen Kataloges erlaubte eine Emissionsermittlung ohne Zusatzkosten für die Ermittlung der Emissions- und Konversionsfaktoren. Dieser Katalog sollte vorzugsweise verwendet werden, was den Vorteil einer einheitlichen Ermittlung der CO₂-Emissionen bot.

Bundeseinheitlicher Stoffkatalog

Im bundeseinheitlichen Katalog der Brennstoffe, Rohstoffe und Produkte ist eine große Zahl von Stoffen zusammengestellt, für die verallgemeinerbare Emissionsfaktoren nach intensiven Recherchen und Diskussionen vordefiniert werden konnten, die weitgehend mit der Industrie abgestimmt sind.

Der Konversionsfaktor (bei Brennstoffen: Oxidationsfaktor) wurde für alle bundeseinheitlich definierten Stoffe mit 1 (eins) festgesetzt. Für die Zwecke von Input/Output-Analysen können CO₂-Emissionsfaktoren auch als CO₂-Einbindungsfaktoren interpretiert werden.

Für die Zuordnung der Brennstoffdaten zu den jeweiligen CO₂-Emissionsfaktoren ist die Differenzierung nach Brennstoffart und Herkunft (Provenienz) maßgeblich, die auf Grundlage entsprechender Dokumente (Lieferscheine etc.) zu belegen ist. Für diejenigen Fälle, in denen die Brennstoffart *nachweislich* nicht oder nur mit unvertretbarem

Aufwand differenziert werden kann, wurden zur Vermeidung nicht vertretbarer Nachweiskosten für die Brennstoffarten Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, andere Gase und Abfall sogenannte Rückfallwerte (Härtefallklausel) definiert.

Für diese Rückfallwerte wurden im bundeseinheitlichen Stoffkatalog die jeweils niedrigsten CO₂-Emissionsfaktoren der jeweiligen Stoffgruppe angesetzt.

Alle CO₂-Emissionsfaktoren beziehen sich auf die Emissionen von Kohlenstoff, der *nicht* biogenen Ursprungs ist. Als biogen wird entsprechend den Monitoring Guidelines für den EU-Emissionshandel das organische Material bezeichnet, das erstens nicht fossilen Ursprungs und zweitens biologisch abbaubar ist.

Die Liste der bundeseinheitlichen CO₂-Emissionsfaktoren stand und steht in der jeweils aktuellen Fassung im Internet unter www.nap-bmu.de zur Verfügung.

Neue Stoffe

Die Benennung der neu definierten Stoffe sollte sich an den Benennungen im bundeseinheitlichen Stoffkatalog orientieren und bei Brennstoffen Art sowie die Provenienz bzw. den Ortsbezug spezifizieren. Hinsichtlich der Nachweise für die CO₂-Emissionsfaktoren neu definierter Stoffe mussten

- der gemessene Kohlenstoffgehalt bei festen und flüssigen Stoffen bzw. der gemessene Kohlenstoffgehalt und die Gaszusammensetzung bei gasförmigen Stoffen sowie
- bei Brennstoffen zusätzlich der ermittelte (untere) Heizwert

auf geeignete Weise detailliert und nachvollziehbar belegt werden. Der ggf. vorhandene Anteil biogenen Kohlenstoffs war dabei vom gesamten Kohlenstoffgehalt abzuziehen. Die rechnerische Ermittlung des Kohlenstoffgehaltes für neu definierte Stoffe über (statistische) Schätzverfahren war *nicht* zulässig.

Bei neu definierten Brenn- oder Rohstoffen mit biogenen Anteilen (die mit dem Emissionsfaktor 0 t CO₂/TJ bzw. 0 t CO₂/t Rohstoff bewertet werden) war der biogene Anteil gesondert zu ermitteln und nachzuweisen. Der Ermittlung der Kohlenstoff-Gehalte und ggf. der (unteren) Heizwerte neu definierter Brennstoffe waren grundsätzlich folgende Standards zu Grunde zu legen: DIN 51721, DIN 51729, DIN 51900 oder DIN 51857. Bei Verwendung von anderen (internationalen, Haus- oder Branchen-) Standards für die Ermittlung von Kohlenstoffgehalt, Gaszusammensetzung oder des (unteren) Heizwertes waren diese aufzuführen und ihre Eignung bzw. Gleichwertigkeit für die Zwecke der Ermittlung von Emissionsfaktoren entsprechend zu belegen.

Für die Ermittlung des biogenen Kohlenstoffgehalts von Sonderbrennstoffen lagen entsprechende Standards noch nicht vor. Diesbezüglich konnten jedoch beispielsweise die Zertifizierungen nach RAL-GZ-724 (für Sekundärbrennstoffe) herangezogen werden.

Die CO₂-Emissionsfaktoren für die mit dem chemischen Umsatz neu definierter Rohstoffe einhergehenden prozessbedingten CO₂-Emissionen waren aus geeigneten stö-

chiometrischen oder anderen Analysen transparent abzuleiten und zu dokumentieren. Ein möglicherweise unvollständiger Umsatz der jeweiligen Rohstoffe in prozessbedingtes CO₂ war durch einen entsprechenden Konversionsfaktor für diesen Rohstoff zu berücksichtigen.

Für neu definierte Brenn- oder Rohstoffe bzw. Produkte musste in jedem Fall auch ein Konversionsfaktor angegeben werden. Sofern hier der Wert von 1 in Ansatz gebracht wurde, waren dafür keine Nachweise notwendig.

Sowohl für die energiebedingten als auch die prozessbedingten CO₂-Emissionen konnten neu definierte Stoffe mit anlagen- sowie brennstoff- oder rohstoffspezifischen Konversionsfaktoren ungleich 1 angesetzt werden. Voraussetzung dafür war, dass die nicht als CO₂-Emission zu veranschlagende Kohlenstoffmenge (ausgedrückt als CO₂-Äquivalent) bestimmt sowie deren Verbleib dargelegt und durch entsprechende Messungen oder andere Verfahren nachgewiesen (und zertifiziert) werden konnte.

Berechnung von CO₂-Emissionen

Im Rahmen der Datenermittlung für den Nationalen Allokationsplan wurden nur die CO₂-Emissionen erfasst. Hierbei waren zu unterscheiden:

- energiebedingte CO₂-Emissionen: CO₂-Emissionen, die aus der Verbrennung (Oxidation) fossiler Brennstoffe entstehen,
- prozessbedingte CO₂-Emissionen: CO₂-Emissionen, die aus anderen (chemischen) Prozessen entstehen.

Für die Ermittlung der Emissionen wurden im Rahmen der Datenerhebung verschiedene Verfahren angewendet:

- die Berechnung energiebedingter CO₂-Emissionen über den Brennstoffeinsatz,
- die Berechnung prozessbedingter CO₂-Emissionen über der Rohstoffeinsatz,
- die Berechnung prozessbedingter CO₂-Emissionen über den Produktausstoß,
- die Ermittlung von CO₂-Emissionen über direkte Messungen.

Die Berechnung der CO₂-Emissionen in den verschiedenen Verfahren beruhte auf der Verknüpfung von folgenden Größen:

- Aktivitätsrate,
- heizwertbezogenem Emissionsfaktor oder
- massen- oder volumenbezogenem Emissionsfaktor und
- Konversionsfaktor (bei Verbrennungsprozessen: Oxidationsfaktor).

Für die Berechnung der CO₂-Emissionen über die verschiedenen Ansätze mussten die Aktivitätsraten, d.h. die einzelnen Brennstoff- und Rohstoffeinsatzmengen bzw. die Produktionsmengen, anlagenscharf erfasst werden.

Die verschiedenen Berechnungsansätze konnten miteinander kombiniert werden.

Hochrechnungen

Grundsätzlich sollten die emissionsrelevanten Stoffe und die dazugehörigen Aktivitätsraten auf der Hierarchieebene „Anlagenteil“ jeweils für die Jahre 2000, 2001 und 2002 angegeben werden. Für Anlagenteile, die nach dem 1. Januar 2000 unterjährig in Betrieb gingen, sollte durch den Betreiber ergänzend eine Hochrechnung der Emissionen für den jeweils fehlenden Teil des Jahres übermittelt werden. Der Betreiber sollte für die Hochrechnung der Emissionen auf anlagentypische Faktoren zurückgreifen und Konjunktur- und Witterungseinflüsse des jeweiligen Jahrs berücksichtigen.

Bei Anlagen, die im Jahr 2003 in Betrieb gingen, wurde der Betreiber gebeten, die gemäß dem Datenmodell erforderlichen Angaben für das Jahr 2003 auf der Grundlage einer Hochrechnung bzw. nachprüfbarer Schätzung einzutragen.

Schätzung

Bei der Schätzung wurde zwischen zwei Verfahren unterschieden:

1. Schätzung der Emissionsmenge auf Basis von Vergleichsanlagen,
2. Schätzung der Emissionsmenge auf Grundlage der Angaben „installierte Leistung/Produktionskapazität“ und „Art des gehandhabten Brennstoffes“. Die CO₂-Emissionen wurden z.B. unter Annahme eines branchentypischen Mittelwerts für Anlagenauslastung und für CO₂-Emissionsfaktoren berechnet.

wobei jeweils die Daten der Betreiberabfrage genutzt wurden.

Überprüfung der Daten

Ziel der Datenauswertung war die Ermittlung einer plausiblen und nachvollziehbaren Basis für die Aufstellung des Mikroplans im Rahmen des Nationalen Allokationsplans. Für jede vom Emissionshandel betroffene Anlage war eine absolute CO₂-Emissionsmenge für die Jahre 2000, 2001 und 2002 (soweit Daten für die Jahre vorhanden sind) zu ermitteln. Soweit möglich sollten die energie- und die prozessbedingten Emissionen getrennt aufgelistet werden.

Ein weiterer wichtiger Schritt ist die Beurteilung und Dokumentation der Datenqualität. Dazu wurden Plausibilitätsprüfungen durchgeführt, die aufgrund der großen Anzahl an Anlagen in Deutschland prinzipiell nur nach allgemeinen und automatisierbaren Kriterien (leere Felder, offensichtlich falsche Einträge, emissionspezifische bzw. branchentechnische Kennzahlen) ablaufen konnten.

Im Wesentlichen wurde auf folgende Punkte geachtet:

- **Vollständigkeit:** lückenlose Identifikation aller am Emissionshandel beteiligten Anlagen,
- **Konsistenz:** kein Widerspruch zwischen einerseits den Daten einer Anlage (z.B. Auslastungen und Massenströme) untereinander und andererseits zwischen den gemeldeten Daten als Kollektiv und den makroökonomischen Daten des Bundeslandes,
- **Transparenz:** Begründung aller verwendeten Werte und Nachweis ihrer Richtigkeit. Dies trifft insbesondere dann zu, wenn statt der vorgegebenen Heizwerte und Emissionsfaktoren individuelle Werte verwendet werden.

Liste der Anlagen für die Zuteilung

Die Liste der am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen mit den CO₂-Emissionen der Basisperiode 2000 – 2002 findet sich in Anhang J (wird nachgereicht).

3. Allgemeine Allokationsregeln

3.1. Bestehende Anlagen

3.1.1 Grundsätze

Die Zuteilung der Emissionsberechtigungen im Rahmen der Erstallokation erfolgt für die Perioden 2005-2007 und 2008-2012 kostenlos.

Für Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2002 in Betrieb gegangen sind, erfolgt die Zuteilung auf Basis der historischen CO₂-Emissionen einer Basisperiode. Die Menge der zugeteilten Emissionsberechtigungen wird über die Multiplikation der historischen Emissionsdaten mit einem einheitlichen Erfüllungsfaktor ermittelt.

Für Anlagen, die vom 1. Januar 2003 bis zum 31. Dezember 2004 in Betrieb gegangen sind bzw. gehen, erfolgt die Zuteilung auf Basis von angemeldeten CO₂-Emissionsdaten. Die auf angemeldeten Emissionsdaten basierende Zuteilung von Emissionsberechtigungen wird einer *Ex post*-Korrektur unterzogen.

Die Ausgabe der zugeteilten Emissionsberechtigungen erfolgt für alle bestehenden Anlagen einheitlich.

Für eine Reihe von Sondertatbeständen kann eine Sonderregelung angewendet werden (vgl. dazu Abschnitt C.4).

3.1.2 Kostenlose Zuteilung auf Basis historischer Emissionen in der Basisperiode (Grandfathering)

Für bestehende Anlagen wird als grundlegende Allokationsmethode die kostenlose Zuteilung auf Basis historischer Emissionen (Grandfathering) angewandt. Hinzu kommen ggf. Sonderzuteilungen bzw. Sonderregeln, die in Abschnitt C.4 näher beschrieben sind.

Die Zuteilung von Emissionsberechtigungen für eine Anlage ergibt sich dabei aus der Multiplikation der historischen jahresdurchschnittlichen CO₂-Emissionen der Anlage in der Basisperiode mit einem einheitlichen Erfüllungsfaktor (vgl. Abschnitt G, Formelverzeichnis).⁷

Als Basisperiode dient für alle Anlagen, die bis zum 31. Dezember 1999 in Betrieb gegangen sind, der Zeitraum vom 1. Januar 2000 bis zum 31. Dezember 2002.

⁷ Die Verwendung eines mehrjährigen Zeitraums ist sinnvoll, um branchenbedingte, wartungs- oder revisionsbedingte oder durch andere Sonderfaktoren ausgelöste anlagenspezifische Emissionsschwankungen zu dämpfen. Zur abweichenden Behandlung prozessbedingter Emissionen siehe Abschnitt C.4.2.

Für Anlagen bzw. Anlagenerweiterungen, die zwischen dem 1. Januar 2000 und dem 31. Dezember 2000 in Betrieb gegangen sind, dient als Basisperiode der Zeitraum vom 1. Januar 2001 bis zum 31. Dezember 2003.

Für Anlagen bzw. Anlagenerweiterungen, die zwischen dem 1. Januar 2001 und dem 31. Dezember 2001 in Betrieb gegangen sind, dienen als Basisperiode der Zeitraum vom 1. Januar 2002 bis zum 31. Dezember 2003 sowie eine Hochrechnung der für das unvollständige Betriebsjahr 2001 ermittelten Emissionen auf ein volles Betriebsjahr, bei der anlagentypische Einflussfaktoren berücksichtigt werden können.

Für Anlagen bzw. Anlagenerweiterungen, die zwischen dem 1. Januar 2002 und dem 31. Dezember 2002 in Betrieb gegangen sind, dienen als Basisperiode der Zeitraum vom 1. Januar 2003 bis zum 31. Dezember 2003 sowie eine Hochrechnung der für das unvollständige Betriebsjahr 2002 ermittelten Emissionen auf ein volles Betriebsjahr, bei der anlagentypische Einflussfaktoren berücksichtigt werden können.

Für Anlagen bzw. Anlagenerweiterungen, die vom 1. Januar 2003 bis zum 31. Dezember 2004 in Betrieb gegangen sind bzw. gehen, erfolgt die Ermittlung der Zuteilung an Emissionsberechtigungen auf der Grundlage angemeldeter Daten. Hier wird eine *Ex post*-Korrektur vorgenommen.

Beim Grandfathering wird die Zuteilung der Emissionsberechtigungen für alle Bestandsanlagen nach dem gleichen Verfahren ermittelt. Insofern wird dem Kriterium 5 in Anhang III der Richtlinie Rechnung getragen. Allerdings erhalten beim Grandfathering in Bezug auf den CO₂-Ausstoß ineffiziente Anlagen unter sonst gleichen Bedingungen mehr Emissionsberechtigungen als Anlagen, die durch aktive Klimaschutzpolitische Maßnahmen einem modernen, effizienten Standard entsprechen. Um diese Problematik abzumildern, wird im Nationalen Allokationsplan die Anrechnung von *Early action* als Sonderzuteilung ermöglicht (vgl. Abschnitt C.4.1).

In dieser Hinsicht würde die Zuteilung nach Benchmarks eine Reihe von Vorteilen aufweisen. Benchmarking als Allokationsmethode stellt jedoch hohe Anforderungen an die Datenbasis und erfordert umfangreiche Vorarbeiten für die Bildung von Produktgruppen sowie die Ermittlung der Benchmarks. Dies ist für den ersten Allokationsplan 2005 – 2007 nicht möglich.

Bei der Aufstellung des zweiten Nationalen Allokationsplans wird die Bundesregierung prüfen ob und ggf. wie sie eine Aktualisierung der Grundlagen für die Zuteilung vornimmt.

3.1.3 Kostenlose Zuteilung auf Basis angemeldeter Emissionen

Die Zuteilung von Emissionsberechtigungen für Anlagen bzw. Anlagenerweiterungen, die im Zeitraum 1. Januar 2003 bis 31. Dezember 2004 in Betrieb gegangen sind bzw. gehen, entspricht den angemeldeten jahresdurchschnittlichen CO₂-Emissionen der Anlagen. Der Erfüllungsfaktor 1 wird diesen Anlagen für insgesamt 12 Jahre gewährt (vgl. Abschnitt G, Formelverzeichnis).

Der Betreiber muss der DEHSt mit dem Zuteilungsantrag ein Sachverständigengutachten über die zuteilungsrelevanten Eigenschaften der jeweiligen Anlage vorlegen. Das Gutachten hat Angaben zur Kapazität der Anlage, dem geplanten Einsatz von emissionsrelevanten Brenn- und Rohstoffen, der geplanten Auslastung der Anlage sowie der sich daraus ergebenden CO₂-Emissionen zu enthalten. Für Kondensationskraftwerke auf Stein- oder Braunkohlebasis sind darüber hinaus Angaben zum Alter der Anlage (Jahr der Erst-Inbetriebnahme) sowie zum Netto-Wirkungsgrad zu machen. Im Rahmen der Regelungen für das Antragsverfahren wird sicher gestellt, dass Konsistenz mit den jeweils geltenden Vorschriften für die Erstellung der anlagenbezogenen CO₂-Emissionsberichte besteht. Die DEHSt prüft die Angaben der Betreiber und kann überhöhte Angaben korrigieren.

Fällt das tatsächliche Aktivitätsniveau während des Betriebs der Anlage geringer oder höher aus als das Niveau, das bei der Berechnung der Zuteilungsmenge zu Grunde gelegt wurde, so erfolgt eine *Ex post*-Korrektur. Bei der Ausgabe der Emissionsberechtigungen für das Folgejahr werden überschüssig zugeteilte Emissionsberechtigungen von der berechneten Zuteilungsmenge subtrahiert. Liegt das Aktivitätsniveau über dem Niveau, das bei der Berechnung der Zuteilungsmenge zu Grunde gelegt wurde, werden bei der Ausgabe der Emissionsberechtigungen für das Folgejahr die zusätzlichen Emissionsberechtigungen zur berechneten Zuteilungsmenge addiert. Die zusätzlichen Emissionsberechtigungen werden dem Reservefonds entnommen. Die ursprüngliche Zuteilungsentscheidung wird entsprechend geändert.

Damit die DEHSt das Volumen für die *Ex post*-Korrektur vor der nächsten Ausgabe von Emissionsberechtigungen (spätestens bis zum 28. Februar eines jeden Jahres) ermitteln kann, sind die Betreiber von Neuanlagen verpflichtet, der DEHSt das tatsächliche durchschnittliche Aktivitätsniveau bis zum 31. Januar des Folgejahres anzuzeigen.

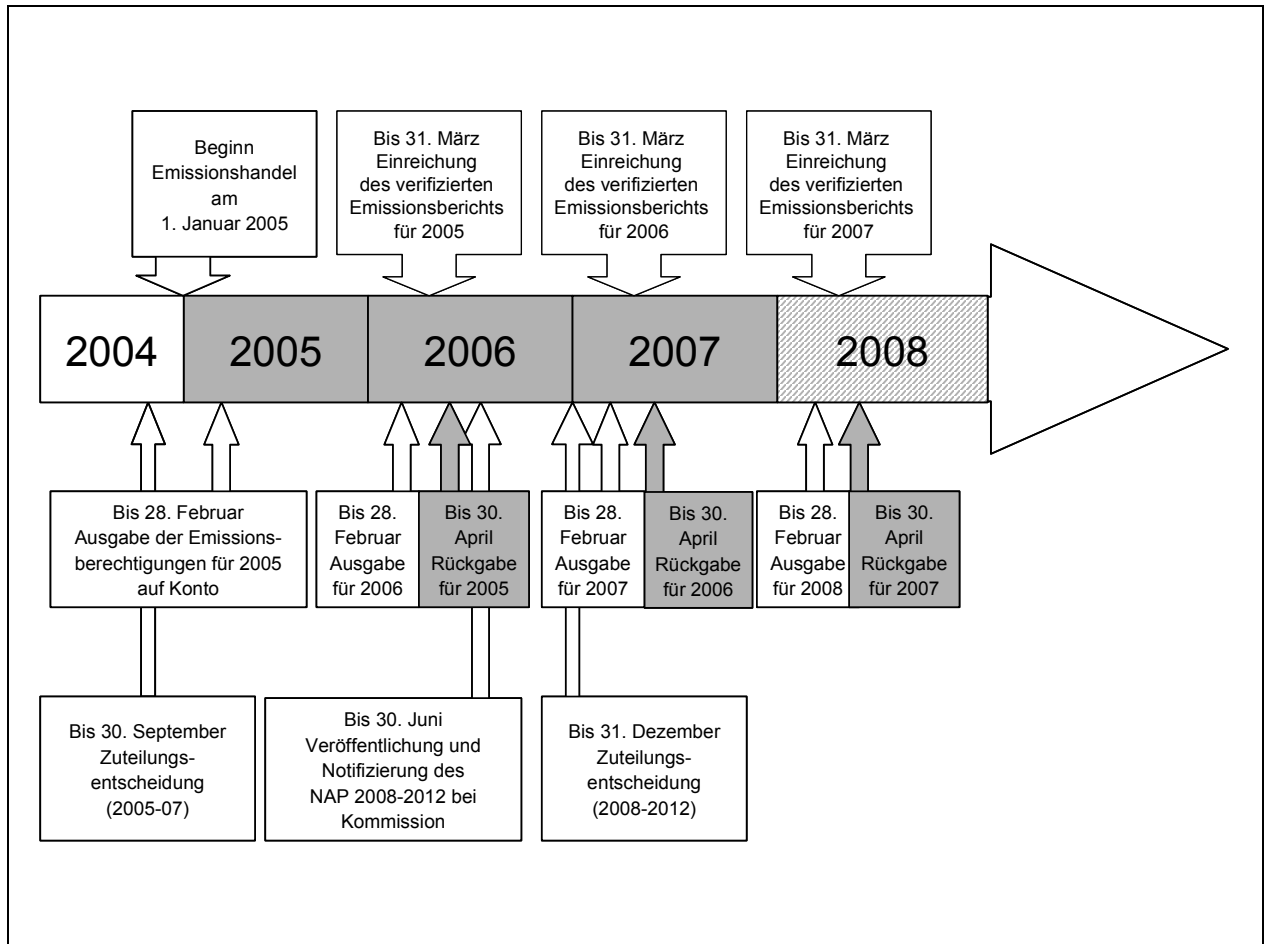
Alternativ können Betreiber von Anlagen, die im Zeitraum 1. Januar 2003 bis 31. Dezember 2004 in Betrieb gegangen sind bzw. gehen, die Möglichkeit der Übertragung von Emissionsberechtigungen von Anlagen nutzen, die nach dem 31. Dezember 2002 außer Betrieb genommen wurden und für die eine Zuteilung von Emissionsberechtigungen bei Weiterbetrieb möglich gewesen wäre. Die anderen Regeln für die Übertragung von Emissionsberechtigungen werden entsprechend Abschnitt C.3.3 angewandt.

3.1.4 Jährliche Ausgabe der Emissionsberechtigungen

Generell erfolgt die Ausgabe der Emissionsberechtigungen für die Periode 2005-2007 für jedes Kalenderjahr zum 28. Februar in gleichen Tranchen, d.h. pro Jahr ein Drittel der festgelegten Gesamtzuteilung. Aufgrund der zeitlich versetzten Ausgabe und Rückgabe der Emissionsberechtigungen (siehe Abbildung 1) ist die Nutzung der Emissionsberechtigungen aus dem jeweils nachfolgenden Jahr für die Rückgabe der Emissionsberechtigungen entsprechend der Emissionen des Vorjahres möglich („periodenbegrenztes borrowing“). Außerdem besteht die Möglichkeit, Emissionsberechtigungen des Vorjahres für die Emissionen in den nachfolgenden Jahren innerhalb einer Zuteilungsperiode zu nutzen („periodenbegrenztes banking“). Dadurch unter-

scheidet sich die proportionale Ausgabe mit Blick auf die Flexibilität der Unternehmen kaum von anderen Ausgabeverfahren (z.B. einer degressiven Aufteilung).

Abbildung 1 Ausgabe und Rückgabeverfahren der Emissionsberechtigungen für die Periode 2005-2007



3.2 Einstellung des Betriebs von Anlagen oder Verringerung der Kapazitätsauslastung

Die Menge der Emissionsberechtigungen, die einem Betreiber einer Anlage für den Zeitraum einer Zuteilungsperiode zugeteilt wird, wird im Nationalen Allokationsplan festgelegt (Zuteilung). Die Emissionsberechtigungen werden jedoch nicht einmalig für die gesamte Periode, sondern jährlich zu gleichen Anteilen ausgegeben (Ausgabe, vgl. Abschnitt C.3.1.4). Wird der Betrieb einer Anlage eingestellt, so werden – außer im Falle einer Übertragung von Emissionsberechtigungen (vgl. Abschnitt C.3.3) – im Folgejahr keine Emissionsberechtigungen ausgegeben.⁸ Die Zuteilungsentscheidung wird entsprechend geändert.

Die Betreiber von Anlagen mit einer Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen sind verpflichtet, der DEHSt unmittelbar anzuzeigen, wenn sie den Betrieb ihrer Anlage einstellen.

Die DEHSt hat von einer faktischen Einstellung des Betriebs auszugehen, wenn eine Anlage in einem Jahr weniger als 10% der jahresdurchschnittlichen Emissionen der Basisperiode emittiert hat. Sofern die Zuteilung der Emissionsberechtigungen auf der Basis angemeldeter CO₂-Emissionsdaten vorgenommen wurde, sind für den Vergleich die jeweiligen jahresdurchschnittlichen CO₂-Emissionen in Ansatz zu bringen. Auch im Falle einer faktischen Einstellung des Betriebs werden im Folgejahr keine Emissionsrechte ausgegeben, es sei denn der Betreiber kann nachweisen, dass es sich um eine vorübergehende Einstellung des Betriebs auf Grund von langandauernden wartungs- oder störungsbedingten Reparaturarbeiten handelt.

Stellt die DEHSt nach Vorlage des Emissionsberichtes nach dem 31. März eines Jahres fest (vgl. § 17 TEHG), dass im Vorjahr der Betrieb der Anlage faktisch eingestellt wurde, ohne dass der Betreiber die nur vorübergehende Betriebseinstellung nachgewiesen hat, so werden die für das laufende Jahr ausgegebenen Emissionsberechtigungen zurückgefordert. Sollte der Anlagenbetreiber nicht mehr über Emissionsberechtigungen verfügen, so hat er die erforderliche Menge am Markt zu erwerben. Kommt er dieser Pflicht nicht in einem angemessenen Zeitraum nach, so hat er in der ersten Verpflichtungsperiode 2005-2007 40 Euro je Tonne CO₂ und in der 2. Periode 2008-2012 100 Euro je Tonne CO₂ zu zahlen. Die Zahlung entbindet den Anlagenbetreiber nicht von der Rückgabe der entsprechenden Anzahl von Emissionsberechtigungen. Die Zuteilungsentscheidung wird entsprechend geändert.

Wird der Betrieb einer Anlage nicht eingestellt, die Auslastung der Produktionskapazität (Aktivitätsniveau) und die damit verbundenen Emissionen aber erheblich verringert, so erfolgt eine ex post-Korrektur der ausgegebenen Menge an Emissionsberechtigungen.

Entsprechen die Jahresemissionen einer Anlage weniger als 60% ihrer jahresdurchschnittlichen Emissionen in der Basisperiode, wird die für dieses Jahr ausgegebene

⁸ Eine weitere Ausgabe könnte als „Stilllegungsprämie“ angesehen werden und würde darüber hinaus das für andere Anlagen verfügbare Volumen an Emissionsberechtigungen unnötig reduzieren.

Zertifikatmenge proportional entsprechend der Veränderung der Auslastung gegenüber der Basisperiode reduziert. In den Folgejahren entspricht die Ausgabe der Emissionsberechtigungen der ursprünglichen Zuteilungsentscheidung, vorbehaltlich einer erneuten Anwendung der Auslastungs-Korrekturregel.

Die DEHSt prüft anhand der vom Betreiber gemeldeten Emissionsdaten, ob eine Korrektur für eine verringerte Emissionsmenge in Ansatz zu bringen ist. Ist dies der Fall, muss der Anlagenbetreiber die überschüssig ausgegebenen Zertifikate an die DEHSt zurück erstatten.

Auf Grund der Stilllegungsregel oder der Auslastungs-Korrekturregel nicht ausgegebene oder eingezogene Zertifikate werden dem Reservefonds zugeführt.

3.3 Übertragung von Emissionsberechtigungen auf Neuanlagen

Von der Regelung für die Einstellung des Betriebs einer Anlage kann abgewichen werden, wenn der Betreiber oder sein Rechtsnachfolger einer außer Betrieb genommenen Anlage (Altanlage) spätestens innerhalb einer Frist von 3 Monaten nach der Einstellung des Betriebs der Anlage eine Neuanlage in Deutschland in Betrieb nimmt. Eine derartige Übertragung der Zuteilung einer Altanlage kann auch auf eine Neuanlage eines anderen Betreibers erfolgen, sofern sich beide Betreiber vertraglich auf die Übertragung geeinigt haben.

Auf Antrag bei der DEHSt können in diesem Fall die für die Altanlage jährlich zugeteilten Emissionsberechtigungen für die Dauer von vier Jahren auf die Neuanlage übertragen werden (**Übertragungsregelung**). Nach Ablauf dieses Übertragungszeitraums erfolgt für die Neuanlage vierzehn Jahre eine Zuteilung mit einem Erfüllungsfaktor von 1. Grundlage der Zuteilung sind dann die jahresdurchschnittlichen Emissionen der Neuanlage in der durch den jeweils gültigen Allokationsplans festgelegten Basisperiode. Für die Neuanlage erfolgt dann keine Zuteilung nach der Regel für Newcomer-Anlagen.

Der Betreiber der Neuanlage kann im Rahmen des Antrags auf Übertragung bei der DEHSt eine Verlängerung der Frist von 3 Monaten auf bis zu zwei Jahre beantragen, wenn er nachweist, dass die Inbetriebnahme der Neuanlage aufgrund technischer oder anderer Rahmenbedingungen innerhalb der Dreimonatsfrist nach Einstellung des Betriebs der Altanlage nicht möglich ist. Für die Altanlage werden in diesem Fall analog zu den in Abschnitt C.3.2 beschriebenen Regeln keine Emissionsberechtigungen mehr ausgegeben. Die Ausgabe von übertragenen Emissionsberechtigungen für die Neuanlage beginnt hier mit der Inbetriebnahme der Neuanlage analog der Terminierung für die Ausgabe von Emissionsberechtigungen für Newcomer-Anlagen. Eine Verlängerung der Dreimonatsfrist führt bei der Ermittlung der Menge der zu übertragenden Emissionsberechtigungen proportional zu einer Minderung.

Zuteilungen in der Periode 2008-2012, die sich aufgrund einer Übertragung von einer Alt- auf eine Neuanlage in der Periode 2005-2007 ergeben, ergeben sich aus den historischen Emissionen der Altanlage in der für die Zuteilung in 2005-2007 maßgeblichen Basisperiode sowie dem Erfüllungsfaktor für die Periode 2008-2012.

Betreiber von Neuanlagen, für die die Übertragungsregelung in Anspruch genommen werden soll, müssen der DEHSt im Zuteilungsantrag die Kapazität ihrer Anlage anzeigen. Übersteigt die Kapazität der Neuanlage die der Altanlage, so kann für die Differenz eine Ausstattung mit Emissionsberechtigungen nach der Regelung für Newcomer-Anlagen beantragt werden. Ist die Kapazität der Neuanlage geringer als die der Altanlage, so wird die Differenz der Kapazitäten als Anlagenstilllegung behandelt, d.h. bei der nächsten Ausgabe von Emissionsberechtigungen wird der Anteil der Emissionsberechtigungen, der auf die Differenz der Kapazitäten entfällt, nicht mehr ausgegeben.

Eine Übertragung von Emissionsberechtigungen kann nur erfolgen, wenn in der Neuanlage vergleichbare Produkte wie in der Altanlage produziert werden. Abschnitt F enthält einen Katalog von Anlagen, die vergleichbare Produkte herstellen.

Wird die Neuanlage früher in Betrieb genommen, als die Altanlage stillgelegt wird (Parallelbetrieb), so kann für einen Zeitraum von maximal 2 Jahren bis zur Stilllegung der Altanlage für die Neuanlage eine Zuteilung von Emissionsberechtigungen nach der Regelung für Newcomer-Anlagen beantragt werden. Der sich bei Inanspruchnahme der Übertragungsregelung und dem Parallelbetrieb ergebende Zeitraum ist auf insgesamt 18 Jahre beschränkt. Eine Übertragung von Emissionsrechten auf Anlagen, die schon länger als 2 Jahre im Betrieb sind, ist nicht möglich.

Grundsätzlich können auch die Emissionsberechtigungen mehrerer Altanlagen auf eine Neuanlage oder die Emissionsberechtigungen einer Altanlage auf mehrere Neuanlagen übertragen werden. Die zuvor dargestellten Prinzipien im Falle der Differenz von Kapazitäten gelten dann jeweils für die Summe der Alt- bzw. Neuanlagen. Die DEHSt führt ein Verzeichnis, mit dem sichergestellt wird, dass die Übertragung von Emissionsberechtigungen von einer Altanlage auf eine Neuanlage nur genau einmal erfolgen kann.

3.4 Modernisierungsanreiz für Altanlagen ab 2008

Durch den Ersatz von Altanlagen zur Stromerzeugung, die technologie- und altersbedingt überdurchschnittlich hohe spezifische Emissionswerte aufweisen, können erhebliche CO₂-Minderungen erzielt werden. Die Abschlagregel setzt daher einen gezielten Anreiz zur vorrangigen Modernisierung besonders emissionsintensiver Altanlagen der Elektrizitätswirtschaft.

Der Regelung unterfallen alle Kondensationskraftwerke auf der Basis von Braun- oder Steinkohle, sofern sie älter als 30 Jahre sind und einen geringeren Nettowirkungsgrad als 31% (Braunkohlekraftwerke) bzw. 36% (Steinkohlekraftwerke) aufweisen. Für die Bestimmung des Alters der Anlage ist dabei das Jahr der Erst-Inbetriebnahme maßgeblich. Diese Regelung findet erstmalig in der Handelsperiode 2008-2012 Anwendung.

Auf die jahresdurchschnittlichen Emissionen dieser Anlagen in der Basisperiode wird ab 2008 ein Abschlag von 15 % angewandt, d.h. der Erfüllungsfaktor (vgl. Abschnitt C.6.) verringert sich um den Wert 0,15. Im Falle der Übertragung der Zuteilung einer

Altanlage auf eine Neuanlage findet dieser zusätzliche Minderungsfaktor keine Anwendung.

Die DEHSt prüft auf Grundlage der Betreiberangaben, welche Anlagen der Abschlagregel unterfallen und vermindert für diese Anlagen entsprechend die Zuteilungsmenge.

3.5 Newcomer-Anlagen und Reservefonds

3.5.1 Allokationsregeln für Newcomer-Anlagen

Newcomer-Anlagen sind solche Anlagen, die ab dem 1. Januar 2005 in Betrieb genommen werden. Kapazitätserweiterungen von bestehenden Anlagen gelten ebenfalls als Newcomer-Anlagen, wobei lediglich der Erweiterungsteil, nicht jedoch die gesamte erweiterte Anlage als Newcomer-Anlage betrachtet wird. Dies gilt auch für den Fall, dass eine bestehende Anlage vor der Erweiterung nicht unter den Anwendungsbereich der Richtlinie fiel; die bestehende Anlage erhält dann eine Zuteilung nach den in Abschnitt C.3.1 beschriebenen Regeln.

Newcomer-Anlagen werden – ebenso wie Bestandsanlagen – kostenlos mit Emissionsberechtigungen ausgestattet, sofern nicht die Übertragungsregelung in Anspruch genommen wird (vgl. Abschnitt C.3.3). Da die Zuteilungsregeln für Bestandsanlagen (Grandfathering) bei Newcomer-Anlagen nicht angewendet werden können, erfolgt die Zuteilung für Newcomer-Anlagen auf der Grundlage von Benchmarks, die sich an der besten verfügbaren Technik (BAT) orientieren. Der Grundansatz von Benchmarks besteht darin, für vergleichbare Produkte eine einheitliche Zuteilung nach einem spezifischen Emissionsfaktor pro Produkteinheit (z. B. kWh oder t) vorzunehmen.

Die Zuteilungsmenge für die Periode ermittelt sich dabei aus dem Produkt aus der Kapazität der Anlage, dem geplanten durchschnittlichen Auslastungsniveau, dem Benchmark für die jeweilige Produktgruppe sowie dem Verhältnis aus dem Zeitraum von der Anlageninbetriebnahme bis zum Ende der Periode und der Länge der jeweiligen Periode (vgl. auch Abschnitt G, Formelverzeichnis).

Alle Newcomer-Anlagen erhalten sowohl in der Periode 2005-2007 als auch in 2008-2012 eine Zuteilung auf Grundlage eines spezifischen Emissionswerts, der sich an der besten verfügbaren Technik orientiert. Der jeweilige Emissionswert bleibt bis 2012 unverändert, ein Erfüllungsfaktor wird ab Inbetriebnahme der Newcomer-Anlage für vierzehn Jahre nicht angewendet.

Für **Anlagen mit vergleichbaren Produkten** wird ein Benchmark festgelegt, wobei sich der Benchmark an der besten verfügbaren Technologie für neue Anlagen in dieser Kategorie orientiert .

Die Benchmark-Klassen werden nach Erzeugnissen (Produktgruppen) gebildet. Durch diesen Ansatz wird der Wettbewerb um das CO₂-günstigste Produktionsverfahren angeregt. Benchmarking ist allerdings nur für hinreichend vergleichbare Erzeugnisse anwendbar. Vor dem Hintergrund der gegenwärtig verfügbaren Informationen werden

folgende Erzeugnisse für die erste Periode 2005 – 2007 als hinreichend vergleichbar eingestuft:

- Strom
- Warmwasser
- Prozessdampf
- Zementklinker
- Behälterglas
- Flachglas
- Mauerziegel
- Dachziegel.

Der Strom-Benchmark beträgt 750 g Kohlendioxidäquivalent/kWh. Der Benchmark-Wert ist berechnet als gewichteter Durchschnitt der Emissionswerte für die Stromerzeugung in modernen Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken.

Für Kraftwerke, die brennstoffbedingt einen geringeren spezifischen Emissionswert als 750 g Kohlendioxidäquivalent/kWh aufweisen, ist die Zuteilung nicht höher als der tatsächliche Bedarf, beträgt jedoch mindestens 365 g Kohlendioxidäquivalent/kWh. Die Mindestzuteilung orientiert sich am Emissionswert eines modernen Gaskraftwerks.

Für die Benchmark-Klasse Warmwasser wird ein anspruchsvoller Benchmark im Rahmen des Gesetzes zum Nationalen Allokationsplan festgelegt.

Die Festlegung der übrigen Benchmarks erfolgt in einer gesonderten Rechtsverordnung. Die Zuteilung für neue Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erfolgt nach einer speziellen Benchmark-Regel (vgl. Abschnitt C.4.3.3).

Newcomer-Anlagen, in denen Produkte hergestellt werden, für die *keine Benchmarks festgelegt* wurden, erhalten eine Zuteilung nach einem anlagenspezifisch festgelegten Stand der bestverfügbaren Technik (BAT).

Die Zuteilungsmenge ermittelt sich dabei über das Produkt aus der Kapazität der Anlage, dem geplanten durchschnittlichen Auslastungsniveau, dem spezifischen Emissionswert für die bestverfügbare Technik der jeweiligen Anlage sowie dem Verhältnis aus dem Zeitraum von der Anlageninbetriebnahme bis zum Ende der Periode und der Länge der jeweiligen Periode (vgl. auch Abschnitt G, Formelverzeichnis).

Der Betreiber muss der zuständigen Behörde (DEHSt) mit dem Zuteilungsantrag ein Sachverständigengutachten über die zuteilungsrelevanten Eigenschaften der Anlage vorlegen. Das Gutachten muss nachweisen, dass für die Ermittlung des spezifischen

Emissionswertes die beste verfügbare Technik⁹ in Ansatz gebracht wurden. Die DEHSt prüft die Angaben der Betreiber und kann überhöhte Angaben korrigieren.

Die Ausgabe der Emissionsberechtigungen für Newcomer-Anlagen erfolgt anteilig nach Kalenderjahren. Für das erste Betriebsjahr einer Newcomer-Anlage erfolgt die Ausgabe mit der Zuteilung, sofern die Zuteilung nach dem 28. Februar des jeweiligen Jahres erfolgt. Erfolgt die Zuteilung vor dem 28. Februar eines Jahres, werden die Emissionsrechte zum 28. Februar des Jahres ausgegeben. Dies gilt auch für alle folgenden Kalenderjahre der jeweiligen Periode.

Fällt das tatsächliche Aktivitätsniveau während des Betriebs der Anlage geringer oder höher aus als das Niveau, das bei der Berechnung der Zuteilungsmenge zugrunde gelegt wurde, so erfolgt bei Newcomer-Anlagen eine *Ex post*-Korrektur. Eine solche Korrektur erfolgt nur, wenn die jeweilige Anlage mindestens ein volles Kalenderjahr betrieben wurde. Bei der Ausgabe der Emissionsberechtigungen für das Folgejahr werden die überschüssig zugeteilten Emissionsberechtigungen von der berechneten Zuteilungsmenge subtrahiert.¹⁰ Liegt das Aktivitätsniveau über dem Niveau, das bei der Berechnung der Zuteilungsmenge zu Grunde gelegt wurde, werden bei der Ausgabe der Emissionsberechtigungen für das Folgejahr die zusätzlichen Emissionsberechtigungen zur berechneten Zuteilungsmenge addiert. Die ursprüngliche Zuteilungsentscheidung wird entsprechend geändert.

Damit die DEHSt das Volumen für die *Ex post*-Korrektur vor der nächsten Ausgabe von Emissionsberechtigungen (spätestens bis zum 28. Februar eines jeden Jahres) ermitteln kann, sind die Betreiber von Newcomer-Anlagen verpflichtet, der DEHSt das tatsächliche durchschnittliche Aktivitätsniveau bis zum 31. Januar des Folgejahres anzuzeigen.

3.5.2 Reservefonds

Für die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen an Newcomer-Anlagen wird ein Teil des Gesamtbudgets der am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen reserviert (Reserve, vgl. auch Teil B).

Die Reserve wird so bemessen, dass für alle zu erwartenden Newcomer-Anlagen eine hinreichende Menge an Emissionsberechtigungen zur Verfügung steht. Emissionsberechtigungen aus der Reserve, die zum Ende der Zuteilungsperiode nicht zugeteilt wurden, werden von der DEHSt ungültig gemacht. Sollte die Investitionsdynamik stärker sein, als bei Festlegung des Allokationsplans zu erwarten war, so muss sich der Betreiber entsprechende Emissionszertifikate am Markt beschaffen.

⁹ Sofern biogene Brennstoffe nicht zu den üblicherweise eingesetzten Brennstoffe der jeweiligen Branche gehören, ist der jeweils emissionsärmste fossile Energieträger (i.d.R. Erdgas) in Ansatz zu bringen.

¹⁰ Durch die *Ex post*-Korrektur soll gewährleistet werden, dass die Angaben zum geplanten Aktivitätsniveau realistischen Erwartungen entsprechen und nicht zur Erlangung einer höheren Zuteilungsmenge systematisch überschätzt werden.

Für die Periode 2005-2007 resultieren hieraus im Rahmen der Neuemittentenregelung (vgl. Abschnitt C.3.5.1) Emissionsrechte im Umfang von insgesamt 27 Mio. t CO₂. Da jedoch davon auszugehen ist, dass die im Rahmen des KWKG errichteten Anlagen zum überwiegenden Teil von der Übertragungsregelung Gebrauch machen werden, vermindert sich der Ausstattungsbedarf für die Neuemittentenreserve auf insgesamt 9 Mio. t CO₂ für die Periode 2005-2007, also 3 Mio. t CO₂ pro Jahr.

Für die Periode 2005-2007 wird für die Stilllegung des AKW Stade und des AKW Obrigheim eine Kompensationsmenge von insgesamt 1,5 Mio. t CO₂ pro Jahr vorgesehen. Diese Kompensation stellt eine Übergangsregel dar und wird auf die erste Handelsperiode beschränkt. Ab der Periode 2008 – 2012 werden Ersatzinvestitionen für stillgelegte Kernkraftwerke mit Zertifikaten aus der Reserve für Neuanlagen ausgestattet.

4. Spezielle Allokationsregeln

4.1 Early Action

Modernisierte Altanlagen oder neu errichtete Anlagen, die zwischen dem 1. Januar 1996 und dem 31. Dezember 2002 in Betrieb gegangen sind, werden auf Antrag mit einem Erfüllungsfaktor von 1 belegt. Altanlagen gelten als Early Action-Anlagen, sofern sie bestimmte Minderungen ihrer spezifischen CO₂-Emissionen nachweisen. Voraussetzung hierfür ist, dass diese Emissionsminderungen weder durch reine Anlagenstilllegungen noch durch Produktionsrückgänge erreicht wurden. Darüber hinaus können auch nur solche Minderungsmaßnahmen als Vorleistungen berücksichtigt werden, die weder wesentlich durch öffentliche Mittel gefördert wurden noch aufgrund gesetzlicher Vorgaben ohnehin durchgeführt werden mussten.

Für Altanlagen gelten folgende Anforderungen:

Jahr der Inbetriebnahme	Nachzuweisende spezifische Emissionsminderung in %
1996	8
1997	9
1998	10
1999	11
2000	12
2001	13
2002	14

Bei Anlagen, die zwischen dem 1. Januar 1996 und dem 31. Dezember 2002 erstmalig in Betrieb genommen worden sind, wird davon ausgegangen, dass die definierte Senkung der spezifischen Emissionswerte mindestens erreicht wird, ein gesonderter Nachweis ist daher nicht erforderlich.

Die Emissionsminderung wird auf Grundlage der Veränderung der durchschnittlichen jährlichen Emissionen pro Produkteinheit bestimmt. Dabei werden die durchschnittlichen spezifischen Emissionen der Basisperiode (2000 bis 2002) von den durchschnittlichen spezifischen Emissionen einer früheren Referenzperiode subtrahiert. Die Referenzperiode besteht aus drei auf einander folgenden Kalenderjahren (vgl. auch Abschnitt G, Formelverzeichnis).

Für die Bestimmung der Effizienzsteigerung bei KWK-Anlagen gilt als erzeugte Produkteinheit die erzeugte Wärmemenge gemessen in Megajoule. Produzierte die modernisierte Anlage in der Referenzperiode ausschließlich Strom, so gilt als erzeugte Produkteinheit die erzeugte Strommenge gemessen in Kilowattstunden.

Die Bundesregierung schätzt – unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Datenerhebung – dass durch diese Regelung für ein Emissionsvolumen von etwa 100 Mio. t CO₂ ein Erfüllungsfaktor von 1 angesetzt wird.

Die Bundesregierung beabsichtigt den Erfüllungsfaktor 1 für Early Action-Anlagen jeweils für 12 Jahre seit Inbetriebnahme oder Modernisierung zu gewähren.

4.2 Prozessbedingte Emissionen

Als prozessbedingte Emissionen werden alle Freisetzungen von solchem CO₂ in die Atmosphäre definiert, das als Produkt einer chemischen Reaktion entsteht, die keine Verbrennung ist.

Die bei der Roheisenproduktion und bei der Nutzung des Hochofengases hinsichtlich Erfüllungsfaktor 1 zu berücksichtigenden (prozessbedingten) CO₂-Emissionen werden auf der Grundlage des idealen Kohlenstoffbedarfs für die Reduktion des Eisenerzes in Höhe von 414,1 kg Kohlenstoff je Tonne Roheisen sowie der anderen Kohlenstoffinputs (Karbonate), vermindert um den Kohlenstoffgehalt des Roheisens (47 kg Kohlenstoff je Tonne Roheisen) sowie unter Berücksichtigung anderer Kohlenstoffoutputs ermittelt.

Die bei der Oxygenstahlproduktion und bei der Nutzung des Konvertergases hinsichtlich Erfüllungsfaktor 1 zu berücksichtigenden (prozessbedingten) CO₂-Emissionen werden auf der Grundlage des Kohlenstoffgehalts des eingesetzten Roheisens (47 kg Kohlenstoff je Tonne Roheisen) und der anderen Kohlenstoffinputs (Karbonate), vermindert um den Kohlenstoffgehalt des erzeugten Stahls und anderer Kohlenstoffoutputs ermittelt."

Die Abgrenzung der prozessbedingten Emissionen von den energiebedingten Emissionen erfolgt somit auf Basis der Definition der EU Monitoring Guidelines¹¹, wobei die obige Präzisierung vorgenommen wird.

Für die Zuteilung der Emissionsberechtigungen an Anlagen, die ganz oder teilweise prozessbedingte CO₂-Emissionen verursachen, werden die prozessbedingten CO₂-Emissionen mit dem **Erfüllungsfaktor von 1** bewertet. Dagegen erfolgt die Zuteilung von Emissionsberechtigungen für die energiebedingte CO₂-Emissionen, analog den im Abschnitt C.6 beschriebenen Regeln mit dem allgemeinen Erfüllungsfaktor (vgl. auch G, Formelverzeichnis).

Diese Sonderbehandlung wird auf Basis des Kriteriums 3 des Anhang III der Richtlinie (siehe Kasten 2 in Abschnitt A) gewährt, die ausdrücklich die Berücksichtigung von technischen Minderungspotenzialen vorsieht.¹² Um den administrativen Aufwand mög-

¹¹ Laut EU "Monitoring and reporting guidelines", die am 24. November 2003 vom Monitoring Committee als "Draft Commission Decision" verabschiedet wurden, sind prozessbedingte Emissionen: „greenhouse gas emissions other than 'combustion emissions' occurring as a result of intentional and unintentional reactions between substances or their transformation, including the chemical or electrolytic reduction of metal ores, the thermal decomposition of substances, and the formation of substances for use as product or feedstock“ (Draft Commission Decision establishing guidelines for the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council, S. 6).

¹² „Die Mengen der Zertifikate, die zugeteilt werden sollen, müssen mit dem Potenzial – auch dem technischen Potenzial – der unter dieses System fallenden Tätigkeiten zur Emissionsverringerung in Einklang stehen.“ Kriterium 3 Anhang III, Richtlinie.

lichst gering zu halten wird eine **Bagatellgrenze** festgesetzt, unterhalb derer keine Sonderbehandlung erfolgt. Beträgt der Anteil der prozessbedingten CO₂-Emissionen an den gesamten CO₂-Emissionen einer Anlage bzw. einer „Glocke“ 10% oder weniger, werden für die Zuteilung die gesamten CO₂-Emissionen analog den Regeln im Abschnitt C.6 in Ansatz gebracht.¹³

Die Höhe der prozessbedingten Emissionen ist von denjenigen Betreibern, bei denen das CO₂ endgültig in die Atmosphäre freigesetzt wird, gegenüber der DEHSt gesondert nachzuweisen. Diese Betreiber erhalten dann auch die Zuteilung nach der speziellen Regel für die prozessbedingten Emissionen.

Der Nachweis der prozessbedingten CO₂-Emissionen erfolgt entsprechend den für die Zuteilungsanträge und den Emissionsberichten verbindlichen Vorschriften. Die bei der Roheisenproduktion entstehenden und nicht weiter energetisch nutzbaren prozessbedingten Emissionen werden auf Basis des CO₂-Gehalts des insgesamt anfallenden Hochofengases bestimmt. Dieser prozessbedingte CO₂-Anteil wird bei der Zuteilung der Emissionsberechtigungen dem jeweiligen Endnutzer des Hochofengases zugeordnet, d.h. mit dem Erfüllungsfaktor 1 bewertet.

Nach einer vorläufigen Schätzung werden in Deutschland ca. 61 Mio. t Kohlendioxid pro Jahr als prozessbedingte Emissionen unter diese Sonderregelung fallen.¹⁴ Dieses CO₂-Emissionsvolumen wird bei der Ermittlung des Erfüllungsfaktors entsprechend berücksichtigt. Je höher die Prozessemissionen angesetzt werden, desto strenger muss der Erfüllungsfaktor für die energiebedingten Emissionen ausfallen.

4.3 Kraft-Wärme-Kopplung

4.3.1 Vorbemerkung

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) stellt hinsichtlich Kosten und Minderungsvolumen eine wichtige Option der CO₂-Vermeidung dar. Damit kommt den KWK-Anlagen im EU-Emissionshandelssystem eine besondere Bedeutung zu, dies gilt sowohl für die KWK in der öffentlichen Fernwärmeversorgung als auch die industrielle KWK.

Ein spezielles Problem besteht darin, dass der CO₂-Ausstoß bei gleichzeitiger Produktion von Strom und Wärme höher ist als bei reiner Stromerzeugung. Daher müssen negative Anreize für eine Wärmeauskoppelung vermieden werden.

¹³ Diese 10% orientieren sich an den Vorschlägen der Kommission zum Kriterium 4 in Anhang III. Hier wurde eine Höhe von 10% als Grenze für die Berücksichtigung von Emissionsänderungen auf Grund neuer rechtlicher Anforderungen vorgeschlagen. Siehe Abschnitt C.4.4.

¹⁴ In den deutschen Treibhausgasinventaren werden für die Industrieprozesse im Jahr 2001 nur 24,4 Mio. t CO₂ ausgewiesen. Der Unterschied zum hier angegebenen Wert von 61 Mio. t CO₂ ergibt sich aus der Berücksichtigung der nach o.g. Definition als prozessbedingt anzusehenden CO₂-Emissionen aus der Roheisenerzeugung, die im nationalen Inventar (bisher) nicht den prozessbedingten Emissionen zugerechnet werden.

Es sollen daher basierend auf Kriterium 8 des Anhang III der Richtlinie Vorkehrungen getroffen werden, mit denen entsprechende Negativanreize vermieden bzw. kompensiert und die Errichtung von Markteintrittsbarrieren verhindert werden können.

4.3.2 Bestehende KWK-Anlagen

Negativanreize für bestehende KWK-Anlagen werden kompensiert, indem den Betreibern von KWK-Anlagen zusätzliche Emissionsberechtigungen zugeteilt werden, die an die Realisierung der KWK gebunden sind. Die Effizienz der KWK-Anlagen soll dabei angemessen berücksichtigt werden.

Die Definition und die Abgrenzung der Kraft-Wärme-Kopplung sind im Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002 hinreichend genau geregelt.

Kraft-Wärme-Kopplung ist danach die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und in Nutzwärme. Die KWK-Stromerzeugung entspricht dabei dem Teil der Stromerzeugung, der physikalisch unmittelbar mit der Erzeugung der Nutzwärme gekoppelt ist. Das Verhältnis der KWK-Nettostromerzeugung zur KWK-Nutzwärmeerzeugung in einem bestimmten Zeitraum wird durch die Stromkennzahl ausgedrückt.

Die KWK-Stromerzeugung wird im Rahmen des KWKG wie folgt erfasst. Der Betreiber der KWK-Anlage legt der zuständigen Stelle (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle BAFA) und dem Netzbetreiber bis zum 31. März des jeweiligen Folgejahres für das vorangegangene Jahr eine nach den anerkannten Regeln der Technik erstellte und testierte Abrechnung der im vergangenen Kalenderjahr eingespeisten KWK-Strommenge sowie Angaben zur KWK-Nettostromerzeugung, zur KWK-Nutzwärmeerzeugung sowie zu Brennstoffart und -einsatz vor; als anerkannte Regeln gelten die von der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. in Nummer 4 bis 6 des Arbeitsblattes FW 308 – Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes – in der jeweils geltenden Fassung enthaltenen Grundlagen und Rechenmethoden.

Mit dem Bezug auf den KWK-Strom kann damit eine genau abgegrenzte und prozedural abgesicherte Bezugsgröße abgestellt werden, die über die Stromkennzahl auch die Anlageneffizienz berücksichtigt.

Für die Periode 2005-2007 wird die Sonderzuteilung für KWK-Anlagen auf 27 t CO₂-Äquivalent je Gigawattstunde festgelegt. (vgl. auch Abschnitt G, Formelverzeichnis).

Bei einer jahresdurchschnittlichen KWK-Stromproduktion von ca. 55 TWh in der Basisperiode entsteht bei einer Sonderzuteilung für KWK von 27 t Kohlendioxidäquivalent je Gigawattstunde für die Periode 2005-2007 ein zusätzlicher Bedarf an Emissionsberechtigungen in Höhe von insgesamt ca. 4,5 Mio. t CO₂ bzw. 1,5 Mio. t CO₂ pro Jahr.

Die Ausgabe der zugeteilten Emissionsberechtigungen für die KWK erfolgt im ersten Jahr entsprechend der KWK-Stromerzeugung in der Basisperiode. Die Ausgabe wird im jeweils nächsten Jahr gemäß der tatsächlichen nachgewiesenen KWK-Netto-

stromerzeugung korrigiert. Wird die KWK-Nettostromerzeugung einer Anlage im Vergleich zur Basisperiode reduziert, so wird bis zu einer Reduktion der KWK-Nettostromerzeugung von 20 % die Menge der für KWK zusätzlich zugeteilten Emissionsrechte je Prozentpunkt Reduktion um 5 Prozent vermindert. Wird die KWK-Nettostromerzeugung im Vergleich zur Basisperiode um mehr als 20 % reduziert, werden die für KWK zusätzlich zugeteilten Emissionsrechte für das entsprechende Jahr nicht ausgegeben.

4.3.3 KWK-Newcomer-Anlagen

Negative Anreize für die Kraft-Wärme-Kopplung können auch dann entstehen, wenn KWK-Anlagen im Rahmen der kostenlosen Ausstattung von Newcomer-Anlagen entweder nach einem Benchmark für Wärmeerzeugung oder einem Benchmark für die Stromerzeugung ausgestattet werden.

Vor diesem Hintergrund erfolgt die Zuteilung für neue KWK-Anlagen, die die Übertragungsregelung nicht in Anspruch nehmen, nach einer doppelten Benchmark-Regel: Für die Strommenge erfolgt die Zuteilung nach dem Benchmark für Strom, für die Wärmemenge nach dem Benchmark für Wärme (vgl. auch Abschnitt G, Formelverzeichnis). Ansonsten gelten für KWK-Newcomer-Anlagen die gleichen Regeln (z.B. *Ex post*-Korrektur) wie für sonstige Newcomer-Anlagen (vgl. Abschnitt C.3.5).

4.4 Emissionserhöhungen aufgrund rechtlicher Vorgaben

Nach Kriterium 4 im Anhang III der Richtlinie muss der nationale Allokationsplan mit „den übrigen rechtlichen und politischen Instrumenten der Gemeinschaft in Einklang stehen. Ein als Ergebnis von neuen rechtlichen Anforderungen unvermeidbarer Emissionsanstieg *sollte* berücksichtigt werden.“¹⁵ Um dieses Kriterium zu berücksichtigen wurden neue rechtliche Anforderungen, die die Emissionshöhe der unter den Emissionshandel fallenden Anlagen direkt beeinflussen, näher untersucht. Die Prüfung zeigt, dass die durch derartige Anforderungen entstehenden Emissionsänderungen in der Periode 2005-2007 im Vergleich zur Basisperiode 2000-2002 unter die von der Kommission vorgeschlagenen Bagatellgrenze von mindestens 10% fallen.¹⁶ Daher erfolgt keine Sonderbehandlung für diese Emissionsänderungen.

¹⁵ In der englischen Version heißt es in Kriterium 4 Anhang III der Richtlinie: „The plan shall be consistent with other Community legislative and policy instruments. Account *should* be taken of unavoidable increases in emissions resulting from new legislative requirements.“

¹⁶ „In order to simplify administrative tasks the Commission recommends a member State to consider a Community legislative or policy instrument only insofar as it is expected to result, per activity or in total, in a substantial increase or decrease (e.g. 10%) of covered emissions.“ (Communication from the Commission on guidance to assist Member States in the implementation of the criteria listed in Annex III to Directive 2003/87/EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC, and on the circumstances under which force majeure is demonstrated, S. 11).

5. Banking

Nach der EU-Richtlinie vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Gemeinschaft ist grundsätzlich ein Ansparen von Emissionsberechtigungen für einen folgenden Handelszeitraum vorgesehen (Banking). Verbleibende Emissionsberechtigungen für den ablaufenden Zeitraum werden in diesem Fall gelöscht und durch Emissionsberechtigungen für den beginnenden Zeitraum ersetzt. Während Emissionsberechtigungen, die für ab 2008 beginnende Zeiträume gültig sind, auf diese Weise in den folgenden Zeitraum generell übertragen werden können, ist es den Mitgliedstaaten überlassen, das Banking von Emissionsberechtigungen zu regeln, die für den 2005 beginnenden Zeitraum gültig sind. Für den ersten Handelszeitraum entscheidet somit jeder Mitgliedstaat, ob im Jahr 2008 ein Banking möglich sein soll.

Banking ist sowohl aus ökologischer als auch aus ökonomischer Sicht grundsätzlich positiv zu beurteilen. Es werden frühzeitige Emissionsminderungen und damit verbundene Innovationseffekte ermöglicht, den Betreibern wird eine größere zeitliche Flexibilität eingeräumt und es wird die Volatilität des Preises von Emissionsberechtigungen am Ende eines Handelszeitraums vermindert.

Ein Banking von Emissionsberechtigungen aus dem Zeitraum 2005-2007 in den Zeitraum 2008-2012 ist allerdings problematisch, da damit die Summe der Emissionsberechtigungen in der Kyotoperiode erhöht würde. Ein Mitgliedstaat, der Banking in den Zeitraum 2008-2012 zulässt, erschwert damit die Zielerreichung in der Kyotoperiode.

Die Gefährdung des nationalen Kyoto-Ziels wird durch die fehlende Harmonisierung des Banking in Europa verschärft, weil dadurch beträchtliche internationale Zuflüsse von Emissionsberechtigungen ausgelöst werden könnten. In Mitgliedstaaten, die ein Banking zulassen, könnte sich eine große Banking-Nachfrage sammeln und deren Emissions-Konten belasten. Deshalb wäre ein Banking von Emissionsberechtigungen der ersten Handelsperiode mit kaum kalkulierbaren Risiken verbunden.

Eine Regelung zur Beschränkung der Banking-Möglichkeit nach Maßgabe der im Staatsgebiet erzielten Emissionsminderung könnte diese Risiken vermindern, aber nicht vermeiden. Auch in diesem Fall müsste der zu erwartende Gesamtumfang des Banking im nächsten Allokationsplan in Rechnung gestellt werden, wobei negative Verteilungswirkungen unvermeidbar wären.

Eine Übertragung von Emissionsberechtigungen von der ersten in die zweite Handelsperiode wird deshalb in Deutschland ausgeschlossen.

Kasten 7: Regelungen in der EU-Richtlinie zum Banking im Nationalen Allokationsplan 2005-2007

Erwägungsgrund (9):

„Die Mitgliedstaaten können vorsehen, dass Zertifikate, die für einen 2008 beginnenden Fünfjahreszeitraum gültig sind, nur an Personen für gelöschte Zertifikate entsprechend der Emissionsverringerung vergeben werden, die diese Personen in ihrem Staatsgebiet während eines 2005 beginnenden Dreijahreszeitraums erzielt haben.“

Artikel 13 (2):

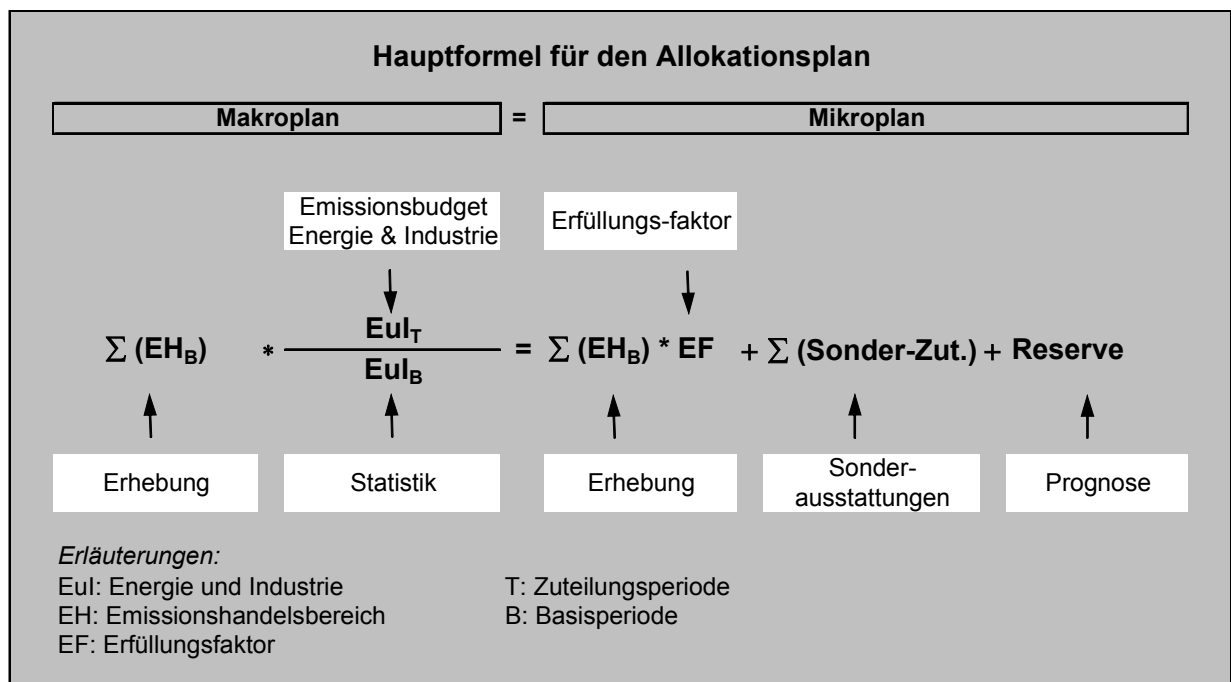
„Vier Monate nach Beginn des ersten in Artikel 11 Absatz 2 genannten Fünfjahreszeitraums werden Zertifikate, die nicht mehr gültig sind und nicht gemäß Artikel 12 Absatz 3 abgegeben und gelöscht wurden, von der zuständigen Behörde gelöscht.“

Die Mitgliedstaaten können Zertifikate an Personen für den laufenden Zeitraum vergeben, um Zertifikate zu ersetzen, die diese Personen besaßen und die gemäß Unterabsatz 1 gelöscht wurden.“

6. Berechnung des Erfüllungsfaktors

Mit Hilfe des Erfüllungsfaktors wird der Makroplan mit dem Mikroplan unter Berücksichtigung der Reserve und der Sonderzuteilungen in Einklang gebracht. Im folgenden Kasten sind die wichtigsten Schritte zur Berechnung der Zuteilungsmenge im Makro- und Mikroplan sowie der Budgetausgleich über den Erfüllungsfaktor als Hauptformel für den Allokationsplan dargestellt. Makro- und Mikroplan müssen zum selben Ergebnis hinsichtlich der Zuteilungsmenge für die im Allokationsplan aufgeführten Anlagen kommen. Beide Seiten der Budgetgleichung entsprechen daher dieser Zuteilungsmenge.

Kasten 8: Berechnung der Zuteilungsmenge im Makro- und Mikroplan



Ausgangspunkt von Makro- und Mikroseite sind jeweils die aus der anlagenbezogenen Datenerhebung für die Basisperiode 2000-2002 resultierenden CO₂-Emissionen des Emissionshandelsbereichs:

- Der Makroplan definiert das Emissionsbudget für den Mikroplan. Die Summe der CO₂-Emissionen der vom Emissionshandel erfassten Anlagen in der Basisperiode 2000-2002 wird dabei ins Verhältnis zu dem für die Periode 2005-2007 festgelegten Emissionsbudget für die Sektoren Energie und Industrie gesetzt.
- Der Mikroplan geht von den CO₂-Emissionen der einzelnen Anlagen in der Basisperiode 2000-2002 aus. Diese werden mit dem Erfüllungsfaktor multipliziert. Bei der Ermittlung des Erfüllungsfaktors wird die Summe aller Sonderzuteilungen (z.B. für Early action) sowie der Reservebedarf für Newcomer-Anlagen berücksichtigt. Auf diese Weise wird der Mikroplan mit dem Makroplan abgeglichen.

Die Sonderzuteilung für Kraft-Wärme-Kopplung ergibt sich aus dem hierfür vorgesehenen Gesamtbudget. Die Sonderregelungen für prozessbedingte Emissionen und Early Action besteht hingegen darin, dass auf diese Emissionen kein Erfüllungsfaktor

angerechnet wird. Unter Berücksichtigung dieser Besonderheit folgt aus der Hauptformel für den Allokationsplan die folgende Formel für den Erfüllungsfaktor.

Kasten 9: Berechnungsformel für den Erfüllungsfaktor

$$EF = \frac{\sum (EH_B) \cdot \frac{Eul_T}{Eul_B} - Reserve - \sum (PB_B) - \sum (EA) - \sum (Sonder-KWK)}{\sum (EH_B) - \sum (PB_B) - \sum (EA)}$$

Erläuterungen:
Eul: Energie und Industrie
EH: Emissionshandelsbereich
EF: Erfüllungsfaktor
T: Zuteilungsperiode
B: Basisperiode
EA: Early Action

Vorgaben und Ergebnisse der Berechnung des Erfüllungsfaktors für die Periode 2005-2007 sind im Folgenden dargestellt.

Nach den Vorgaben des Makroplans vermindert sich das Emissionsbudget für die Sektoren Energie und Industrie um 0,4 %. Dem entspricht ein Reduktionsfaktor von 0,996, der auf den gesamten Emissionshandelsbereich angewendet wird.

- Für die prozessbedingten Emissionen und für Early Action wird der Erfüllungsfaktor 1 angesetzt.
- Für die verbleibenden Anlagen sind weiterhin die Reserve und die KWK-Sonderzuteilung vom Emissionsbudget abzuziehen.

Aus der Differenz wird der Erfüllungsfaktor für die nicht-prozessbedingten CO₂-Emissionen des Emissionshandelsbereichs errechnet. Je höher die zu berücksichtigenden Sonderfaktoren angesetzt werden, desto strenger muss der Erfüllungsfaktor ausfallen.

Im Einzelnen wird von den folgenden Vorgaben für die Ermittlung des Erfüllungsfaktors ausgegangen:

Der Mittelwert für die **Gesamtemissionen** der am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen im Zeitraum 2000 - 2002 beträgt nach den Ergebnissen der Datenerhebung 501 Mio. t CO₂ pro Jahr.

Die **Reserve** beträgt 3 Mio. t pro Jahr bzw. insgesamt 9 Mio. t für die Periode 2005-2007. Hinzu kommt eine Sonderzuteilung von 1,5 Mio. t CO₂ pro Jahr für den Atomausstieg. Bezogen auf die nicht-prozessbedingten CO₂-Emissionen des Emissionshandelsbereichs in der Basisperiode ergibt dies einen Korrekturfaktor von 0,0090.

Die **prozessbedingten Emissionen** betragen 61 Mio. t pro Jahr. Durch den Erfüllungsfaktor 1 für diese Emissionen und die damit implizit verbundene Sonderzuteilung ergibt sich hieraus ein Korrekturfaktor von 0,0028.

Für die Sonderbehandlung der **Kraft-Wärme-Koppelung** werden 1,5 Mio. t pro Jahr und damit ein Korrekturfaktor von 0,0030 berücksichtigt.

Die Sonderzuteilungen für **Early Action** bewirken einen Korrekturfaktor von 0,0047.

Der **Erfüllungsfaktor** für die nicht prozessbedingten CO₂-Emissionen beträgt somit **0,9765**. Dies bedeutet, dass die individuelle Zuteilung in Fällen ohne Sonderregelung in der ersten Handelsperiode um 2,35% niedriger ist als die entsprechenden Emissionen in der Basisperiode 2000 – 2002.

Kasten 10: Komponenten des Erfüllungsfaktors für die Periode 2005 – 2007

Erfüllungs- faktor	Reduktions- faktor	Reserve- Vorhaltung	Prozess- bedingte Emis- sionen	Early Action	Sonder- zuteilung KWK
0,9765	= 0,9960	- 0,0090	- 0,0028	- 0,0047	- 0,0030

D. Abkürzungsverzeichnis

BAT	beste verfügbare Technik
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlendioxid
EC	European Council
EF	Erfüllungsfaktor
EG	Europäische Gemeinschaft
EH	Emissionshandelsbereich
EnEV	Energieeinsparverordnung
ET	Emission Trading
EU	Europäische Union
Eul	Energie und Industrie
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
DIN	Deutsche Industrienorm
FW	Fernwärme
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
GZ	Gütezeichen
HFC	Fluorkohlenwasserstoffe
IVU-RL	Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KKW	Kernkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
NAP	Nationaler Allokationsplan
N ₂ O	Distickstoffoxid
PB	Prozessbedingte Emissionen

PFC	Perfluorierte Kohlenwasserstoffe
RAL	Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung E.V.
SF ₆	Schwefelhexafluorid
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
THG	Treibhausgase
UBA	Umweltbundesamt
UNFCCC	Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen

Mathematische Einheiten

a	Jahr
g	Gramm
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kWh	Kilowattstunde
m ³	Kubikmeter
Mio.	Millionen
MW	Megawatt
t	Tonne
TJ	Terrajoule
TWh	Terrawattstunde

E. Quellenhinweise

Amtsblatt der Europäischen Union vom 25.10.2003 (L 275/32): Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates.

Deutsches Treibhausgasinventar 1990–2001. Nationaler Inventarbericht 2003. Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen. Umweltbundesamt. Berlin, Juni 2003.

Monitoring Committee: Draft Commission Decision establishing guidelines for the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council, 24. November 2003

Politiksznarien für den Klimaschutz – Langfristszenarien und Handlungsempfehlungen an 2012 (Politiksznarien III), Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Forschungszentrum Jülich, Fraunhofer Institut Systemtechnik und Innovationsforschung, Öko Institut e.V. im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin, in Veröffentlichung.

Ziesing, Hans-Joachim: Treibhausgas-Emissionen nehmen weltweit zu – Keine Umkehr in Sicht. In: Wochenbericht des DIW, Nr. 39/2003.

F. Liste von Anlagen, die vergleichbare Produkte erstellen

Anlagen, die vergleichbare Produkte herstellen, sind Anlagen, wenn sie derselben der nachfolgenden Kategorien zugeordnet sind (vgl. auch Kasten 4):

- Kategorie 1: Anlagen zur Erzeugung von Strom (auch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) soweit sie nach Nr. I bis III, Anhang 1 der 34. BImSchV genehmigt sind.
- Kategorie 2: Anlagen zur Erzeugung von Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas einschließlich der zugehörigen Dampfkessel (auch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) soweit sie nach Nr. I bis III, Anhang 1 der 34. BImSchV genehmigt sind.
- Kategorie 3: Verbrennungsmotoranlagen und Gasturbinenanlagen zum Antrieb von Arbeitsmaschinen, soweit sie nach Nr. VI oder V, Anhang 1 der 34. BImSchV genehmigt sind.
- Kategorie 4: Anlagen zur Destillation oder Raffination oder sonstiger Weiterverarbeitung von Erdöl oder Erdölzerzeugnissen in Mineralöl- oder Schmierstoffraffinerien, soweit sie nach Nr. VI, Anhang 1 der 34. BImSchV genehmigt sind.
- Kategorie 5: Anlagen zur Trockendestillation von Steinkohle oder Braunkohle (Kokereien), soweit sie nach Nr. VII, Anhang 1 der 34. BImSchV genehmigt sind.
- Kategorie 6: Anlagen zum Rösten, Schmelzen oder Sintern von Eisenerzen, soweit sie nach Nr. VIII, Anhang 1 der 34. BImSchV genehmigt sind.
- Kategorie 7: Anlagen zur Herstellung oder zum Erschmelzen von Roheisen oder Stahl einschließlich Stranggießen, soweit sie nach Nr. IX, Anhang 1 der 34. BImSchV genehmigt sind.
- Kategorie 8: Anlagen zur Herstellung von Zementklinker, soweit sie nach Nr. X, Anhang 1 der 34. BImSchV genehmigt sind.
- Kategorie 9: Anlagen zum Brennen von Kalkstein oder Dolomit, soweit sie nach Nr. XI, Anhang 1 der 34. BImSchV genehmigt sind.
- Kategorie 10: Anlagen zur Herstellung von Glas, auch soweit Altglas hergestellt wird, einschließlich Anlagen zur Herstellung von Glasfasern, soweit sie nach Nr. XII, Anhang 1 der 34. BImSchV genehmigt sind.
- Kategorie 11: Anlagen zum Brennen keramischer Erzeugnisse, soweit sie nach Nr. XIII, Anhang 1 der 34. BImSchV genehmigt sind.
- Kategorie 12: Anlagen zur Gewinnung von Zellstoff aus Holz, Stroh oder ähnlichen Faserstoffen, soweit sie nach Nr. XIV, Anhang 1 der 34. BImSchV genehmigt sind.
- Kategorie 13: Anlagen zur Herstellung von Papier, Karton oder Pappe, soweit sie nach Nr. XV, Anhang 1 der 34. BImSchV genehmigt sind.

G. Formelverzeichnis

1. Kostenlose Zuteilung auf Basis historischer Emissionen in der Basisperiode (Grandfathering)

Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2002 in Betrieb gegangen sind und bei denen prozessbedingte CO₂-Emissionen nach der Definition in Abschnitt C.4.2 einen Anteil von kleiner oder gleich 10% der gesamten CO₂-Emissionen haben, erhalten eine Mindestzuteilung an Emissionsberechtigungen (EB) für die gesamte Periode nach folgender Formel zugeteilt:

$$EB = E_{BP} * EF_P * t_P + EB_{SZ}$$

2. Kostenlose Zuteilung auf Basis historischer Emissionen in der Basisperiode (Grandfathering) bei einem Anteil prozessbedingter CO₂-Emissionen größer 10%

Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2002 in Betrieb gegangen sind und bei denen prozessbedingte CO₂-Emissionen nach der Definition in Abschnitt C.3.2 einen Anteil von größer 10% der gesamten CO₂-Emissionen haben, erhalten die Emissionsberechtigungen (EB) für die gesamte Periode nach folgender Formel zugeteilt:

$$EB = (E_{BP,ges} - E_{BP,proz}) * EF_P * t_P + E_{BP,proz} * t_P + EB_{SZ}$$

3. Kostenlose Zuteilung auf Basis angemeldeter Emissionen

Anlagen, die vom 1. Januar 2003 bis zum 31. Dezember 2004 in Betrieb gegangen sind oder bestehende Anlagen, die aufgrund einer Kapazitätserweiterung unter Anhang I der Emissionshandels-Richtlinie fallen, und demnach am Emissionshandel teilnehmen, erhalten die Emissionsberechtigungen (EB) für die gesamte Periode nach folgender Formel zugeteilt:

$$EB = K * t_A * EW * t_P$$

Die *Ex post*-Korrektur wird auf Grundlage des festgestellten jahresdurchschnittlichen Aktivitätsniveaus vorgenommen, dass sich aus der Kapazität der jeweiligen Anlagen sowie der Auslastung in Vollbenutzungsstunden ergibt.

4. **Kostenlose Zuteilung für Newcomer-Anlagen auf Basis von Benchmarks oder anlagenspezifischen Emissionswerten nach BAT pro Produkteinheit**

Anlagen bzw. Anlagenerweiterungen, die ab dem 1. Januar 2005 in Betrieb gehen und die keine Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung sind, erhalten die Emissionsberechtigungen (EB) für die gesamte Periode nach folgender Formel zugeteilt:

$$EB = K * t_A * BAT * \frac{RT}{GT_P} * t_P$$

Die *Ex post*-Korrektur wird auf Grundlage des festgestellten jahresdurchschnittlichen Aktivitätsniveaus vorgenommen, dass sich aus der Kapazität der jeweiligen Anlagen sowie der Auslastung in Vollbenutzungsstunden ergibt.

Für die Erzeugung von Strom und von Wärme werden die Emissionswerte festgelegt auf: 750 g CO₂-Ä/kWh (Stromerzeugung in Stein- und Braunkohlekraftwerken) und 200 g CO₂-Ä/kWh (Wärmerzeugung). Soweit Anlagen zur Stromerzeugung einen geringeren spezifischen Emissionswert aufweisen, wird die Zuteilung an den tatsächlichen Bedarf angepasst; sie beträgt jedoch mindestens 365 g CO₂-Ä /kWh.

5. **Kostenlose Zuteilung für Newcomer-Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis von Benchmarks**

KWK-Anlagen bzw. -Anlagenerweiterungen, die ab dem 1. Januar 2005 in Betrieb gehen, erhalten die Emissionsberechtigungen (EB) für die gesamte Periode nach folgender Formel zugeteilt:

$$EB = (AN_A * BAT_A + AN_Q * BAT_Q) * \frac{RT}{GT_P} * t_P$$

Die *Ex post*-Korrektur wird auf Grundlage des festgestellten jahresdurchschnittlichen Aktivitätsniveaus für die Strom- und Nutzwärmeerzeugung vorgenommen.

6. **Zuteilung für Early Action-Anlagen sowie für Anlagen, die ab 1996 in Betrieb gegangen sind**

Anlagen, bei denen im Zeitraum vom 1. Januar 1996 bis zum 31. Dezember 2002 Emissionsminderungen erzielt wurden, erhalten auf Antrag Emissionsberechtigungen nach folgenden Formeln:

$$EB = E_{BP,ges} \cdot EF \quad \text{mit } EF = 1 \quad \text{wenn } \sum EM_{EA} > x \%$$

mit

$$X = 8 \% \quad \text{wenn Inbetriebnahme in 1996}$$

....

$$X = 14 \% \quad \text{wenn Inbetriebnahme in 2002}$$
$$\text{und } \sum EM_{EA} = \frac{\frac{E_{RP,ges} - E_{RB,proz}}{P_{tRP}} - \frac{E_{BP,ges} - E_{BP,proz}}{P_{tBP}}}{\frac{E_{RP,ges} - E_{RB,proz}}{P_{tRP}}} \cdot 100$$

Anlagen, die ab 1996 erstmalig in Betrieb gegangen sind, erhalten auf Antrag Emissionsberechtigungen nach folgender Formel:

$$EB = E_{BP,ges} \cdot EF \quad \text{mit } EF = 1$$

7. Sonderzuteilung für bestehende Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung

Für Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, die bis zum 31. Dezember 2004 in Betrieb genommen wurden, kann eine Sonderzuteilung von Emissionsberechtigungen nach folgender Formel erfolgen:

$$EB_{SZ-KWK} = A_{Bne-KWK} \cdot KF_{KWK} \cdot t_P$$

Die *Ex post*-Korrektur wird auf Grundlage der festgestellten jahresdurchschnittlichen KWK-Nettostromerzeugung vorgenommen.

Erläuterung der Abkürzungen

$A_{Bne-KWK}$	jahresdurchschnittliche KWK-Nettostromerzeugung der KWK-Anlage in der Basisperiode (in GWh/a)
AN_A	Stromerzeugung der KWK-Anlage (in MWh)
AN_Q	Nutzwärmeerzeugung der KWK-Anlage (in MWh)
BAT	Benchmark oder anlagenspezifischer Emissionswert gemäß bester verfügbarer Technik (BAT) pro Produkteinheit (z.B. in t CO ₂ -Äquiv./MWh oder t CO ₂ -Äquiv./t)
BAT_A	Benchmark für Stromerzeugungsanlagen (in t CO ₂ -Äqu./MWh)
BAT_Q	Benchmark für Wärmeerzeugungsanlagen (in t CO ₂ -Äqu./MWh)
E_{BP}	jahresdurchschnittliche Emissionen der Anlage in der Basisperiode
EB	Menge der Emissionsberechtigungen für die Zuteilungsperiode (in t CO ₂ -Äquiv.)
$E_{Bp, ges}$	jahresdurchschnittliche Gesamt-CO ₂ -Emissionen der Anlage in der Basisperiode (in t CO ₂ -Äquiv. pro Jahr)
$E_{BP,proz}$	jahresdurchschnittliche prozessbedingte CO ₂ -Emissionen der Anlage in der Basisperiode (in t CO ₂ -Äquiv. pro Jahr)
EB_{SZ}	Menge der Sonderzuteilungen an Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode
EB_{SZ-KWK}	Menge der Sonderzuteilungen an Emissionsberechtigungen für die KWK-Anlage in der Zuteilungsperiode 2005-2007 (in t CO ₂ -Äquiv.)
EF_P	Erfüllungsfaktor für die Zuteilungsperiode
EM_{EA}	Emissionsminderung, die in der Zeit von 1991 bis 1996 bzw. 1991 bis 2002 wirksam geworden ist (in % bezogen auf eine Referenzperiode)
EW	angemeldeter spezifischer Emissionswert für die Anlage pro Produkteinheit (z.B. in t CO ₂ -Äquiv./MWh oder t CO ₂ -Äquiv./t)
GT_P	Gesamtanzahl der Tage der jeweiligen Zuteilungsperiode (Gesamttag)
K	Kapazität der Anlage (z.B. in MW oder t/h)
KF_{KWK}	Kompensationsfaktor für die Kraft-Wärme-Kopplung von 27 t CO ₂ -Äqu. je GWh KWK-Nettostromerzeugung
P_{tRP}	durchschnittlich erzeugte Produkteinheiten in der Anlage(n) in der Referenzperiode (z.B. in MWh oder t)
P_{tBP}	durchschnittlich erzeugte Produkteinheiten in der Anlage(n) in der Basisperiode (z.B. in MWh oder t)
RT	Anzahl der Tage von der Inbetriebnahme der Anlage bis zum Ende der Zuteilungsperiode (Resttage)
t_A	geplante jahresdurchschnittliche Auslastung der jeweiligen Anlage in Vollbenutzungsstunden
t_p	Anzahl der Jahre der Zuteilungsperiode

H. Anlagenliste

(wird nachgereicht)

Anlage
zur Kabinetttvorlage des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit
vom 31. März 2004

Beschlussvorschlag

1. Das Kabinett beschließt, den Nationalen Allokationsplan gemäß Artikel 9 der EU-Richtlinie 2003/87/EG der EU-Kommission zur Notifizierung vorzulegen.
2. Die Bundesregierung bekräftigt mit Nachdruck die Notwendigkeit international abgestimmter Maßnahmen zum Schutz des Klimas und setzt sich für ein baldiges Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls ein.
3. Der Beschluss zum Nationalen Allokationsplan ergeht in der Erwartung, dass alle Mitgliedstaaten der EU ihrer Verantwortung zum Klimaschutz im Sinne der EU-Richtlinie 2003/87/EG und des bei der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls verabredeten Burden Sharing gerecht werden. Die EU-Kommission steht in der Verantwortung, die Allokationspläne der Mitgliedstaaten nach einheitlichen Maßstäben zu überprüfen und sicherzustellen, dass es in der Europäischen Union zu keinen Wettbewerbsverzerrungen kommt. Die abschließende Entscheidung über das Mengengerüst und die Allokationsregeln wird der Deutsche Bundestag in einem Gesetz zum Nationalen Allokationsplan im Lichte der Notifizierungen durch die Kommission treffen.
4. Die Bundesregierung setzt sich bei den laufenden Verhandlungen zur JI/CDM-Richtlinie mit Nachdruck für eine Einigung mit dem Europäischen Parlament in erster Lesung ein, damit CDM-Projekte ab dem 1.1.2005 und JI-Projekte ab dem 1.1.2008 in den EU-Emissionshandel einbezogen werden können.