



KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN

Brüssel, den 22.12.2005
KOM(2005) 703 endgültig

MITTEILUNG DER KOMMISSION

**„Neue Hinweise zu den Zuteilungsplänen für den Handelszeitraum 2008-2012 des
Systems für den EU-Emissionshandel“**

MITTEILUNG DER KOMMISSION

„Neue Hinweise zu den Zuteilungsplänen für den Handelszeitraum 2008-2012 des Systems für den EU-Emissionshandel“

(Text von Bedeutung für den EWR)

1. EINLEITUNG

1. Diese Mitteilung bietet den Mitgliedstaaten Hinweise für die Erstellung ihrer nationalen Zuteilungspläne für den zweiten Handelszeitraum (2008 - 2012). Sie ist nicht Bestandteil der derzeit laufenden Überarbeitung der Richtlinie über den Emissionshandel¹ („die Richtlinie“), in deren Rahmen die Kommission dem Europäischen Parlament und dem Rat im Juni 2006 einen Bericht vorlegen wird, einschließlich Vorschlägen zur Verbesserung der Funktionsweise des Systems für den EU-Emissionshandel. Bei dieser Überarbeitung berücksichtigt die Kommission Beiträge der interessierten Kreise zu einer Vielzahl von Fragen über Funktionsweise und Auswirkungen des Gemeinschaftssystems.
2. Die vorliegenden Hinweise ergänzen die Hinweise der Kommission vom 7. Januar 2004² über die Anwendung der in Anhang III der Richtlinie aufgelisteten Kriterien. Diese früheren Hinweise enthalten u.a. eine technische Analyse der Auslegung und der Wechselwirkungen der verschiedenen Kriterien aus Anhang III sowie eine Beschreibung von deren Rolle bei der Bewertung der Zuteilungspläne durch die Kommission. Die zentralen Aussagen dieser ersten Hinweise werden in Anhang 3 zusammengefasst.
3. Nach Ansicht der Kommission sind zusätzliche Hinweise nötig, um die Lehren aus der ersten Zuteilungsphase konsequent umzusetzen. Die Kommission ist sich bewusst, dass aufgrund des allgemeinen Charakters der in Anhang III der Richtlinie aufgelisteten Kriterien ein bestimmter Auslegungsspielraum besteht, und sie teilt die Ansicht der Mitgliedstaaten und zahlreicher Beteiligter³, dass weitere Hinweise erforderlich sind, um im zweiten Handelszeitraum einheitlichere Zuteilungspläne zu gewährleisten.
4. Mitgliedstaaten und Beteiligte äußern generell ihre Präferenz für stärker harmonisierte Zuteilungsregeln. Nach Ansicht der Kommission muss im zweiten

¹ 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 (ABl. L 275 vom 25.10.2003, S. 32–46), geändert durch die Richtlinie 2004/101/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. Oktober 2004 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls (ABl. L 338/18 vom 13.11.2004, S. 18-23).

² KOM(2003) 830 endg.

³ Der Rat forderte die Kommission am 1. Dezember 2005 auf, solche Hinweise rechtzeitig für die Vorbereitung der zweiten Zuteilungspläne vorzulegen.

Handelszeitraum mehr Kohärenz erreicht werden, insofern dies angesichts der unterschiedlichen Fortschritte der Mitgliedstaaten im Hinblick auf die Erfüllung ihrer Kyoto-Ziele möglich ist. Darüber hinaus ist eine weitere Harmonisierung auch im Hinblick auf den Zeitraum nach 2012 wünschenswert. Die Kommission wird sich im Rahmen der strategischen Überprüfung des Systems für den EU-Emissionshandel mit diesen Fragen befassen. Auf der Grundlage dieser Überprüfung wird die Kommission gegebenenfalls Vorschläge zur Verbesserung des Systems unterbreiten, wobei sie einen stabilen regulatorischen Rahmen gewährleisten wird.

5. Die Kommission fordert die Mitgliedstaaten auf, für den zweiten Handelszeitraum einfachere Pläne zu erstellen. Einfache Zuteilungspläne bewirken ein besseres Verständnis des Instruments bei den Beteiligten und erhöhen Transparenz und Vorausschaubarkeit. Die Mitgliedstaaten sollten deshalb danach streben, die zweiten nationalen Zuteilungspläne so einfach wie möglich zu halten; dies gilt insbesondere für die Zuteilungsmethoden und die Regeln für neue Marktteilnehmer und Stilllegungen. Die Mitgliedstaaten sollten Notwendigkeit und Wirksamkeit der Regeln der ersten nationalen Zuteilungspläne einer kritischen Bewertung unterziehen und nur die Regeln beibehalten, die als absolut wesentlich betrachtet werden.
6. Um die Transparenz der Pläne weiter zu verbessern, hat die Kommission verschiedene Tabellen erstellt und beigefügt, in denen Basisdaten der nationalen Zuteilungspläne auf standardisierte Weise zusammengefasst werden⁴. Die Kommission betrachtet diese Tabellen als Bestandteil der zweiten nationalen Zuteilungspläne und erwartet, dass die Mitgliedstaaten sie nutzen. Außerdem fordert sie die Mitgliedstaaten dazu auf, das gemeinsame Format⁵ zu verwenden, das für die ersten Zuteilungspläne erstellt wurde und wie in der ersten Phase eine vollständige und kohärente Bewertung aller Pläne gewährleisten wird.

2. ZUSAMMENFASSUNG DER ERFAHRUNGEN AUS DEN ZUTEILUNGSPLÄNEN FÜR DIE ERSTE PHASE (2005-2007) UND ALLGEMEINE LEHREN FÜR DIE ZWEITE PHASE (2008-2012)

7. Der erste Zuteilungsphase umfasste von der Mitteilungsfrist (31. März 2004) bis zur letzten Kommissionsentscheidung (20. Juni 2005) rund 15 Monate. Dieser Zeitraum war viel länger als in der Richtlinie geplant. Der Genehmigungsprozess lief bis weit in den ersten Handelszeitraum, der am 1. Januar 2005 startete. Späte Mitteilung, Genehmigung und Abschluss einiger Pläne auf nationaler Ebene führten nicht nur für die staatlichen Behörden und die Unternehmen, sondern auch für den Zuteilungsmarkt in ganz Europa zu Unsicherheiten. Dies unterstreicht die Bedeutung einer rechtzeitigen Mitteilung vollständiger nationaler Zuteilungspläne für die zweite Zuteilungsphase. Nach Ansicht der Kommission kann der in Artikel 9(3) vorgesehene Dreimonatezeitraum erst dann beginnen, wenn ein vollständiger nationaler Zuteilungsplan unterbreitet worden ist. Sie erinnert die Mitgliedstaaten deshalb an ihre Verpflichtung, die Frist 30. Juni 2006 einzuhalten, damit die zweite Zuteilungsphase, einschließlich der endgültigen nationalen Zuteilungsentscheidungen, deutlich vor Beginn des zweiten Handelszeitraums am

⁴ Siehe Anhang 10.

⁵ KOM(2003) 830 endg., S. 25-29.

1. Januar 2008 abgeschlossen werden kann. Die Kommission wird keine Änderungen nationaler Zuteilungspläne akzeptieren, die nach der in Artikel 11(2) der Richtlinie festgelegten Frist 31. Dezember 2006 mitgeteilt werden; Ausnahme bilden Änderungen, die im Anschluss an die entsprechende Entscheidung der Kommission über den nationalen Zuteilungsplan erforderlich werden.

8. Die Kommission betrachtet die erste Phase als Lernphase und bewertete die Zuteilungspläne des ersten Zeitraums auf pragmatische Art. Aus der ersten Zuteilungsphase konnten einige bemerkenswerte Schlüsse gezogen werden (siehe unten); diese verdeutlichen in den gesamten Mitgliedstaaten eine Annäherung von Entscheidungen und Konzepten (zu weiteren Einzelheiten siehe Anhang 4):
- Um die Kyoto-Ziele auf kostenwirksamem Wege zu erfüllen, muss der Emissionshandel stärker genutzt werden.
 - Die Zuteilungen für Stromerzeuger sind im Allgemeinen restriktiver als für andere Sektoren, die unter das System fallen.
 - Mitgliedstaaten, deren tatsächliche Emissionen in Bezug auf ihre Kyoto-Ziele einen beträchtlichen Überschuss aufweisen, beabsichtigen, einen signifikante Menge an Kyoto-Einheiten zu kaufen.
 - Die Ablehnung nachträglicher Anpassungen ist für die Entwicklung des Zuteilungsmarkts von entscheidender Bedeutung.
 - Einige Zuteilungspläne sind komplexer als nötig und nicht ausreichend transparent.

3. WEITERE HINWEISE ZU FRAGEN IM ZUSAMMENHANG MIT DEN NATIONALEN ZUTEILUNGSPLÄNEN DES ZWEITEN ZEITRAUMS

3.1. Fortschritte im Hinblick auf die Kyoto-Ziele

9. Die Kommission hat in ihrem Zwischenbericht von 2005⁶ die Fortschritte der Mitgliedstaaten im Hinblick auf die Kyoto-Ziele bewertet. Beim Vergleich zwischen den tatsächlichen Emissionen des Jahres 2003 und den für den Zeitraum 2008 - 2012 genehmigten Emissionen zeigen sich bei einer beträchtlichen Anzahl von Mitgliedstaaten signifikante Lücken. Beim jetzigen Stand der Dinge ergibt sich der Eindruck, dass insbesondere Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Irland, Italien, Luxemburg, die Niederlande, Österreich, Portugal, Slowenien und Spanien noch nicht weit genug sind, um ihre Kyoto-Ziele zu erreichen. In diesen Mitgliedstaaten muss während des zweiten Handelszeitraums noch Einiges getan werden, um die Kyoto-Ziele zu erfüllen. Dies impliziert nicht, dass weitere Maßnahmen nicht auch in anderen Mitgliedsstaaten ebenfalls notwendig sind. Da es unwahrscheinlich ist, dass die Lücken *ausschließlich* dadurch geschlossen werden können, dass Verringerungen an Emissionen in nicht am Handel teilnehmenden Sektoren verlangt werden oder man sich auf den Kauf von Kyoto-Einheiten verlässt,

⁶ Bericht der Kommission über die Fortschritte der Gemeinschaft auf dem Weg zu ihren Kyoto-Zielen vom 15. Dezember 2005, KOM(2005) 655.

muss das Gemeinschaftssystem umfassender genutzt werden, um das Potenzial des Emissionshandels vollständig zu realisieren.

3.2. Festlegung nationaler Obergrenzen

10. Gemäß Kriterium 3 von Anhang III (siehe Anlage 2 dieses Dokuments zu den Kriterien von Anhang III der Richtlinie) ist die Menge der Zuteilungen auf das Emissionsverringierungspotenzial, einschließlich des technologischen Potenzials, der durch das System erfassten Tätigkeiten abzustimmen. Dies bedeutet, dass sich durch Kombination des entsprechenden wirtschaftlichen und technologischen Potenzials zur Verringerung von Emissionen eine Obergrenze auf nationaler Ebene ergibt.
11. Zwei der wichtigsten Faktoren für Emissionstrends sind Wirtschaftswachstum (BIP) (höheres Wachstum führt zu höheren Emissionen) und Kohlenstoffintensität (Emissionen pro BIP-Einheit, wobei eine verringerte Kohlenstoffintensität zu niedrigeren Emissionen führt). Im Prinzip werden bei schnellerem Wirtschaftswachstum auch neue Technologien schneller genutzt und das Grundkapital schneller erneuert, wodurch sich Produktivität und Kohlenstoffintensität verbessern. Der wachsende Anteil des tertiären Sektors und gleichzeitige Rückgang des sekundären Sektors in der europäischen Wirtschaft hat hierzu ebenfalls beigetragen. Die Einführung des Gemeinschaftssystems und der Kohlenstoffpreis werden eine weitere Senkung der Kohlenstoffintensität bewirken.
12. In der Vergangenheit (1990 bis 2000) haben Senkungen der Kohlenstoffintensität mit dem Wirtschaftswachstum Schritt gehalten oder dieses sogar übertroffen, d.h. die Treibhausgasemissionen blieben stabil oder gingen zurück. Die nachstehende Tabelle zeigt, dass dieser Trend im Verlauf dieses Jahrzehnts (2000 bis 2010) wahrscheinlich stabil bleiben wird. Bei den Schätzungen für den Zeitraum 2000 - 2010 wurden die Anreize, die von der ersten Phase des Gemeinschaftssystems ausgehen, nicht berücksichtigt, was höchstwahrscheinlich zu einer Unterschätzung der tatsächlichen Verringerung der Kohlenstoffintensität während dieses Zeitraums führen dürfte.

Tabelle A: In der Vergangenheit verzeichnete und geschätzte BIP-Wachstumsraten und Trends der Kohlenstoffintensität⁷:

	Jährliche Veränderungen des BIP in %	Jährliche Kohlenstoffintensität* Verbesserungen in %	Kombinierte Nettoauswirkungen auf die jährlichen Emissionstrends in %
<i>Tatsächliche Entwicklung 1990 bis 2000</i>			
EU25	2,0	2,3	-0,3
EU15	2,0	1,9	0,1
Neue Mitgliedstaaten	1,7	3,9	-2,2
<i>Geschätzte Entwicklung 2000 bis 2010</i>			
EU25	2,5	2,2	0,3
EU15	2,4	2,1	0,3
Neue Mitgliedstaaten	3,8	3,6	0,2

Anmerkung: * Die Kohlenstoffintensität drückt die Beziehung zwischen CO₂-Emissionen und BIP aus.

13. Die Kommission berücksichtigt bei der Analyse des wirtschaftlichen und technologischen Potenzials zur Emissionsverringerung den jährlichen BIP-Wachstum und den Grad der Verringerung der Kohlenstoffintensität. Das Zusammenspiel dieser beiden Faktoren ergibt den Grad des jährlichen Potenzials zur Verringerung der Emissionen. Auf der Grundlage der tatsächlichen Emissionen eines bestimmten Jahres (z.B. 2003) kann unter der Annahme, dass der Handelssektor einen konstanten Anteil an den Emissionen hat und über ein ähnliches Potenzial zur Emissionsverringerung verfügt wie die gesamte Wirtschaft, eine mit Kriterium 3 von Anhang III vereinbare Obergrenze als Richtwert abgeleitet werden.
14. Die Obergrenze für die erste Phase dient somit - sowohl auf Ebene der EU als auch der Mitgliedstaaten - als Ausgangspunkt für die Ermittlung und Bewertung der Gesamtmenge für die zweite Phase. Aufgrund von Kriterium 1 müssen einige Mitgliedstaaten ihre Obergrenzen für den ersten Zeitraum senken, um das Kyoto-Ziel zu erreichen. Andere Mitgliedstaaten müssen ihre Obergrenzen der ersten Phase beibehalten, um den Plan an das Potenzial zur Emissionsverringerung anzupassen (Kriterium 3). Die durchschnittliche jährliche Obergrenze für die gesamte EU dürfte deshalb in der zweiten Phase niedriger liegen als in der ersten Phase.

⁷ Quelle: Europäische Kommission, Generaldirektion Umwelt und Verkehr, Energie- und Verkehrstrends in Europa bis zum Jahr 2030 („European Energy and Transport Trends to 2030“), Anlage 2, Januar 2003, siehe: http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm

15. Verschiedene Mitgliedstaaten müssen Lücken zwischen ihren tatsächlichen Emissionen aus dem Jahr 2003 und den in Einklang mit dem Kyoto-Ziel genehmigten Emissionen schließen. Die Gesamtlücke beträgt für diese Mitgliedstaaten 296,5 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent. Diese Zahl steht für die überzähligen Emissionen, die diese Mitgliedstaaten unter Nutzung der ihnen zur Verfügung stehenden Instrumente noch verringern müssen, um die Einhaltung der Kyoto-Ziele zu sichern.
16. Mitgliedstaaten mit Lücken im Hinblick auf das Kyoto-Ziel sollten einen ausgewogenen Mix anstreben aus (i) einer niedrigeren Zuteilung für die zweite Phase, (ii) zusätzlichen Maßnahmen für nicht am Handel teilnehmende Sektoren sowie gegebenenfalls (iii) Kauf von Kyoto-Einheiten durch die Regierung. Ein ausgewogenes Gleichgewicht macht eine Verringerung in der Praxis einfacher und wirtschaftlich effizienter.
17. Die Tabelle in Anhang 1 zeigt den Anteil des am Emissionshandel teilnehmenden Sektors, ausgedrückt als Zuteilung der ersten Phase im Vergleich zu den tatsächlichen Emissionen des Jahres 2003. Auf EU-Ebene beläuft sich dieser Anteil auf rund 45 %. Übernimmt der teilnehmende Sektor einen verhältnismäßigen Anteil an der Verringerung in Mitgliedstaaten mit Lücken, so läge die Gesamtzuteilung des zweiten Zeitraums in der EU-25 ungefähr 6 % unter der Menge des ersten Zeitraums, d.h. bei jährlichen Zuteilungen von durchschnittlich 2,063 Mrd. Um die Kyoto-Ziele zu erfüllen, würde eine Reduktion um weniger als 6% größere Anstrengungen durch die nicht am Handel teilnehmenden Sektoren implizieren.

3.3. Begründung des geplanten Kaufs von Kyoto-Einheiten durch Regierungen

18. Angesichts der Marktentwicklung und des beschränkten Angebots von Kyoto-Einheiten stehen die Mitgliedstaaten vor dem Problem, die Einheiten im geplanten Umfang erwerben zu können. Die Entscheidung eines Mitgliedstaats, Kyoto-Einheiten mit öffentlichen Mitteln zu erwerben, verringert (ebenso wie der Kauf durch Unternehmen im Rahmen der „Koppelungsrichtlinie“) die Notwendigkeit einer Emissionsverringering.
19. Aus den oben genannten Gründen ist die Begründung des geplanten Kaufs von Kyoto-Einheiten durch die Regierungen von entscheidender Bedeutung für die Übereinstimmung eines nationalen Zuteilungsplans mit Kriterium 1 von Anhang III. Deshalb war dies bereits bei der Bewertung der Pläne des ersten Zeitraums ein wichtiges Element. Verschiedene Mitgliedstaaten haben den geplanten Kauf im ersten Zuteilungszeitraum nicht vollständig begründet, so dass einige Obergrenzen entsprechend abgesenkt wurden. Jeder Mitgliedstaat, der den Kauf von Kyoto-Einheiten durch die Regierung vorsieht, muss seine Absicht, selbst wenn diese bereits in der ersten Zuteilungsrunde mitgeteilt wurde, somit sorgfältiger begründen und die Fortschritte bei diesen Käufen nachweisen. Die Kommission wird ihre Bewertung auf die in Anhang 5 beschriebenen kumulativen Kriterien stützen und im Hinblick auf diese Aspekte angemessene Strenge walten lassen. Versäumt es ein Mitgliedstaat, alle Kriterien ordnungsgemäß zu erfüllen, wird die Kommission eine entsprechende Senkung der vorgeschlagenen Obergrenze fordern.

3.4. Begründung politischer und sonstiger Maßnahmen

20. Die Begründung laufender und zusätzlicher politischer und sonstiger Maßnahmen der Mitgliedstaaten ist entscheidend für die Übereinstimmung eines nationalen Zuteilungsplans mit Kriterium 1 von Anhang III der Richtlinie. In den nationalen Zuteilungsplänen des ersten Zeitraums haben die Mitgliedstaaten verschiedene laufende und zusätzliche politische und sonstige Maßnahmen beschrieben. Jeder Mitgliedstaat, der laufende und zusätzliche politische und sonstige Maßnahmen vorsieht, muss diese – selbst wenn sie bereits in der ersten Runde der nationalen Zuteilungspläne mitgeteilt wurden – im Hinblick auf ihre Auswirkungen rechtfertigen und die Fortschritte bei der Umsetzung bzw. Verabschiedung nachweisen⁸. Die Kommission wird ihre Bewertung auf die in Anhang 6 beschriebenen kumulativen Kriterien stützen und im Hinblick auf diese Aspekte angemessene Strenge walten lassen. Versäumt es ein Mitgliedstaat, alle Kriterien ordnungsgemäß zu erfüllen, wird die Kommission eine entsprechende Senkung der vorgeschlagenen Obergrenze fordern.

3.5. Hinweise zu Kriterium 12 – Grenzwert für gemeinsame Umsetzung (Joint Implementation, JI) und Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (Clean Development Mechanism, CDM)

21. Kriterium 12 von Anhang III der Richtlinie, geändert durch die „Koppelungsrichtlinie“⁹ enthält folgende Anforderung: „In dem Plan wird die Obergrenze des Umfangs, in dem CER und ERU von den Betreibern im Rahmen des Gemeinschaftssystems genutzt werden dürfen, als Prozentanteil der Zuteilung von Zertifikaten für die einzelnen Anlagen angegeben. Der Prozentanteil muss mit den ergänzenden Verpflichtungen des Mitgliedstaats im Rahmen des Kyoto-Protokolls und der Beschlüsse, die aufgrund des UNFCCC oder des Kyoto-Protokolls gefasst worden sind, in Einklang stehen.“
22. Kriterium 12 hat in dem Sinn verpflichtenden Charakter, als im nationalen Zuteilungsplan die Obergrenze des Umfangs von CER und ERU angegeben werden muss, die Betreiber im Rahmen des Gemeinschaftssystems nutzen können, um eine Einhaltung der Verpflichtung zu gewährleisten.
23. Gemäß Kriterium 12 muss der Prozentanteil mit den ergänzenden Verpflichtungen der Mitgliedstaaten im Rahmen des Kyoto-Protokolls und der Beschlüsse, die aufgrund des UNFCCC oder des Kyoto-Protokolls gefasst worden sind, in Einklang stehen. Darüber hinaus wird im Übereinkommen von Marrakesch gefordert, dass *die Verwendung der Mechanismen die im eigenen Land ergriffenen Maßnahmen ergänzt*¹⁰. In Kyoto-Protokoll, UNFCCC und den in diesem Rahmen gefassten

⁸ Die Kommission betont in diesem Zusammenhang die Bedeutung der Übereinstimmung der nationalen Zuteilungspläne mit den Verpflichtungen des betreffenden Mitgliedstaats gemäß der Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. L 283, 27.10.2001, S. 33.

⁹ Richtlinie 2004/101/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. Oktober 2004 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls (ABl. L 338 vom 13.11.2004, S. 18)

¹⁰ Beschluss 15/CP.7, Art 1.

Beschlüssen wurden die ergänzenden Verpflichtungen nicht quantifiziert¹¹. Es sollte darauf hingewiesen werden, dass das Treffen der Vertragsparteien zum Kyoto-Protokoll in Montreal eine Reihe von wichtigen Entscheidungen zur Förderung des CDM getroffen hat, zu dem auch der EU-Emissionshandel beitragen kann.

24. Die ergänzenden Verpflichtungen gelten für die aggregierten Treibhausgasemissionen eines Mitgliedstaates und nicht für einzelne Sektoren. Deshalb muss bei der Bewertung dieser Anforderung auch der geplante Kauf von Kyoto-Einheiten durch die Regierung berücksichtigt werden.
25. Die Kommission vertritt den Standpunkt, dass die Mitgliedstaaten frei entscheiden können, ob die Grenzen jeweils auf einzelne Anlagen oder kollektiv auf alle Anlagen anzuwenden sind. Um mehr Flexibilität zu ermöglichen, wird den Mitgliedstaaten empfohlen, die Grenze für den gesamten Handelszeitraum und kollektiv auf alle Anlagen anzuwenden.

3.6. Neue Marktteilnehmer und Stilllegungen

26. Nach Ansicht der Kommission ist es noch zu früh, um Schlussfolgerungen zu ziehen und eine beste Praxis für neue Marktteilnehmer und Stilllegungen zu bestimmen. Weitere Einzelheiten sind Anhang 7 zu entnehmen.

3.7. Weitere Hinweise zur Zuteilung auf Ebene der Sektoren und Anlagen

27. Bei der Festlegung der Zuteilungen für Anlagen in der zweiten Phase dürfen die Mitgliedstaaten sich nach Ansicht der Kommission nicht auf die Emissionen oder andere Daten der ersten Phase stützen, da ansonsten Anlagen, die im ersten Handelszeitraum ihre Emissionen aktiv verringert haben, über Gebühren benachteiligt würden und in der zweiten Phase weniger Zuteilungen erhielten als Anlagen, die während des ersten Zeitraums keine Emissionsverringering erzielt haben.
28. Werden dagegen nicht die Emissionen oder sonstige Daten der ersten Phase herangezogen, so werden frühzeitige Maßnahmen angemessen anerkannt und wird eine Alternative zum Aufbau einer Reserve für frühzeitige Maßnahmen oder andere Maßnahmen im Zusammenhang mit frühzeitigen Maßnahmen geboten.
29. Um Komplexität und administrativen Aufwand zu verringern, ist es nach Ansicht der Kommission nicht angebracht, Sonderbestimmungen für Prozessemissionen auf Ebene der Anlagen aufrechtzuerhalten.
30. Wie bereits ausgeführt, kann nicht genug auf die Bedeutung eines im Vergleich zur ersten Phase einfacheren Konzepts für die nationalen Zuteilungspläne der zweiten Phase hingewiesen werden. Einfachere Zuteilungsregeln auf Ebene der Sektoren und Anlagen erhöhen die Transparenz des Zuteilungsverfahrens und senken die Kosten insbesondere für kleine und mittlere Unternehmen, die durch das System erfasst werden.

¹¹ Der Vorschlag der Kommission für die Koppelungsrichtlinie sah eine solche quantitative Definition vor (COM(2003) 403).

3.8. Weitere Hinweise zur Zuteilung

31. Die Anwendung eines EU-weiten Benchmark-Konzepts ist keine ausreichend ausgereifte Zuteilungsmethode für die zweite Phase. Bei der Zuteilung an Anlagen innerhalb bestimmter Sektoren und an neue Marktteilnehmer, z.B. auf dem Stromsektor, können die Mitgliedstaaten das Benchmark-Konzept jedoch sinnvoll anwenden. Einschlägige Erfahrungen werden von der Kommission bei der Überprüfung untersucht. Die Kommission interessiert sich für die Frage, ob die zusätzlichen Datenanforderungen im Zusammenhang mit dem Benchmarking zu bewältigen sind und ob die Mitgliedstaaten die zusätzliche Verwaltungsbemühung für lohnend halten.
32. Die Kommission betont, dass die Mitgliedstaaten im zweiten Handelszeitraum Versteigerungen innerhalb der gemäß Artikel 10 der Richtlinie erlaubten 10 %-Grenze durchführen können. Eine stärkere Verwendung von Versteigerungen würde es den Mitgliedsstaaten und der Kommission erlauben, Erfahrungen mit der Anwendung dieser Zuteilungsmethode zu sammeln und die strategische Überprüfung mit praktischen Erfahrungen zu untermauern. Sie erinnert die Mitgliedstaaten daran, dass Einkünfte aus der Versteigerung unter anderem zur Deckung der durch das System entstehenden Verwaltungskosten und den Kauf von Kyoto-Einheiten durch die Regierung verwendet werden können. Entscheiden sich die Mitgliedstaaten für eine Versteigerung von Zuteilungen, so ersucht die Kommission sie um vorherige Mitteilung der Einzelheiten des Versteigerungsverfahrens – vorzugsweise im nationalen Zuteilungsplan – und insbesondere um Angaben zu Zeitplan und die betreffenden Mengen.
33. In Bezug auf die Einbeziehung der Öffentlichkeit gemäß den Artikeln 9(1) und 11(2) sowie Kriterium 9 von Anhang III der Richtlinie erwartet die Kommission von den Mitgliedstaaten die Festlegung angemessener Fristen, um bei der Erstellung der nationalen Zuteilungspläne für die zweite Phase eine wirksame Öffentlichkeitsbeteiligung zu gewährleisten. Die Mitgliedstaaten sollten die Einbeziehung der Öffentlichkeit gemäß Artikel 11(2) und Kriterium 9 von Anhang III rechtzeitig abschließen, um die Frist 31. Dezember 2006 einzuhalten. Da es bei der Vorbereitung des zweiten Handelszeitraums weniger Zeitdruck geben dürfte als in der ersten Phase, ist die Kommission zuversichtlich, dass die Mitgliedstaaten dieser Anforderung in eigener Verantwortung und nach eigenem Ermessen ordnungsgemäß entsprechen werden.

4. DES GELTUNGSBEREICH VON ANHANG I DER RICHTLINIE

4.1. Verbrennungsanlagen

34. Hinsichtlich der Auslegung des Begriffs Verbrennungsanlage im Rahmen von Anhang I der Richtlinie hat die Kommission festgestellt, dass einige Mitgliedstaaten bei den nationalen Zuteilungsplänen der ersten Phase eine Auslegung zugrunde legten, der zufolge alle Verbrennungsprozesse einbezogen wurden, die die spezifizierte Kapazität erreichten, und zwar ungeachtet der Tatsache, ob bei dem Verbrennungsprozess Energie unabhängig oder als Teil eines anderen Produktionsprozesses geliefert wird. Andere Mitgliedstaaten legten den Begriff

etwas enger aus und nahmen einige oder alle Verbrennungsprozesse aus, die Bestandteil eines anderen Produktionsprozesses sind.

35. Dies ist nach Ansicht der Kommission eine höchst unbefriedigende Situation. Aus Perspektive der Binnenmarktpolitik muss es vermieden werden, dass bei Anwendung der gleichen Richtlinie eine bestimmte Anlagenart in einigen Mitgliedstaaten erfasst wird und in anderen nicht. Im zweiten Handelszeitraum müssen eine kohärente Auslegung und eine kohärente Erfassung von Verbrennungsanlagen in allen Mitgliedstaaten erreicht werden, um signifikante Wettbewerbsverzerrungen im Binnenmarkt zu vermeiden.
36. Die Kommission betrachtet die in Anhang 8 vorgenommene Auslegung des Begriffs Verbrennungsanlage für richtig. Sie ist sich der Tatsache bewusst, dass einige Mitgliedsstaaten eine Anzahl weiterer Anlagen eingliedern müssten, einschließlich großer Anlagen mit erheblichen Emissionen sowie einige der kleinsten Verschmutzer. Wie folgendes Kapitel dargelegt, hält die Kommission es jedoch nicht für sinnvoll, zusätzliche Verbrennungsprozesse, die typischerweise von kleinen Anlagen ausgeführt werden, zu erfassen. Um Inkonsistenzen in der zweiten Handelsperiode vorzubeugen, sollten daher alle Mitgliedsstaaten auf jeden Fall auch Verbrennungsprozesse im Zusammenhang mit Cracker, Industrieruß, Abfackeln¹², Industrieöfen¹³ und Stahlwerken¹⁴ erfassen, die typischerweise in größeren Anlagen durchgeführt werden und erhebliche Emissionen verursachen. Die Kommission behält sich das Recht vor, alle erforderlichen Maßnahmen einzuleiten, um signifikante Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden. Einzelheiten zur Auslegung der Kommission zu Verbrennungsanlagen enthält Anhang 8.

4.2. Kleinanlagen

37. Die Mitgliedstaaten und Beteiligten haben Bedenken hinsichtlich der Erfassung von Kleinanlagen geäußert und darauf hingewiesen, dass die Kosten einer Einbeziehung solcher Anlagen gegenüber den Vorteilen überwiegen. Die Kommission stimmt zu, dass Vorteile und Kosten der Einbeziehung bestimmter Kleinanlagen bei der Überprüfung des Gemeinschaftssystems gemäß Artikel 30 der Richtlinie weiter geprüft werden müssen.
38. Die Kommission weist darauf hin, dass es sich bei einigen Kosten für Kleinanlagen um einmalige Kosten handelt, die im Vorfeld des ersten Handelszeitraums getätigt werden mussten und in Zukunft nicht mehr anfallen werden. Wiederkehrende Kosten betreffen größtenteils die jährlichen Kosten für Überwachung der Emissionen, Berichterstattung und Überprüfung. Die Kommission prüft bei der derzeitigen Überarbeitung der Hinweise für Überwachung und Berichterstattung mit besonderer Sorgfalt, wie das Kosteneinsparungspotenzial für Kleinanlagen realisiert werden kann. Nach Wunsch der Kommission sollen die überarbeiteten Hinweise bis zum 1. Januar 2008 in Kraft treten und somit mit dem Beginn des zweiten Handelszeitraums zusammenfallen.

¹² Einschließlich Off-shore-Tätigkeiten.

¹³ Einschließlich Steinwolle.

¹⁴ Einschließlich Warmwalzwerke, Erhitzer, Industrieöfen (Dampfmischung und Durchglühen) und Beizen.

39. Zudem verweist die Kommission erneut darauf, dass im zweiten Handelszeitraum einfachere Zuteilungsregeln angewandt werden sollten, die Kleinstanlagen zugute kommen werden, und neben Überwachung und Zuteilung auch andere Aspekte zu prüfen sind, um die Teilnahmekosten für diese Anlagen zu verringern. Die Kommission ist zuversichtlich, dass dadurch das Kostennutzenverhältnis für solche am Gemeinschaftssystem teilnehmende Anlagen weiter verbessert wird.
40. Die Kommission ersucht die Mitgliedstaaten, bei der Erstellung der nationalen Zuteilungspläne für die zweite Phase auch der in Anhang 9 beschriebenen Flexibilität Rechnung zu tragen. Sie beabsichtigt, im Rahmen der Überarbeitung die Frage des Anwendungsbereichs der Richtlinie im Hinblick auf Kleinstanlagen besonders gründlich zu prüfen, einschließlich der Möglichkeit eines Vorschlags zur Änderung der Richtlinie, der die Herausnahme von einigen kleinen Anlagen aus dem System während der zweiten Handelsperiode erlaubt. In diesem Zusammenhang erwägt die Kommission auch die Möglichkeit, Verbrennungsprozesse unterhalb einer bestimmten Größenschwelle, z.B. 3 MW, bei der so genannten Aggregationsregel nicht zu berücksichtigen. Die Kommission untersucht ferner die Möglichkeit, den Teil der Aggregationsregel zu streichen, dem zufolge die Kapazitäten von Tätigkeiten, die der gleiche Betreiber am gleichen Standort durchführt, addiert werden müssen.

ANNEX

Annex 1: Background data

Member State	2003 national greenhouse gas emissions	Allowed emissions annual average 2008-12 under Kyoto Protocol	ETS share ¹⁵	First phase cap annual average 2005-07 according to Commission decisions ¹⁶
Austria	91.6	68.3	36.0%	33.0
Belgium	147.7	135.8	42.6%	62.9
Cyprus	9.2	n.a.	62.0%	5.7
Czech Republic	145.4	176.8	67.1%	97.6
Denmark	74.0	55.0	45.3%	33.5
Estonia	21.4	40.0	88.6%	19.0
Finland	85.5	70.4	53.2%	45.5
France	557.2	568.0	28.1%	156.5
Germany	1017.5	986.1	49.0%	499.0
Greece	137.6	139.6	54.1%	74.4
Hungary	83.2	114.3	37.6%	31.3
Ireland	67.6	61.0	33.0%	22.3
Italy	569.8	477.2	40.8%	232.5
Latvia	10.5	23.3	43.4%	4.6
Lithuania	17.2	46.9	71.2%	12.3
Luxembourg	11.3	9.2	29.8%	3.4
Malta	2.9	n.a.	n.a.	2.9
Netherlands	214.8	200.3	44.4%	95.3
Poland	384.0	531.3	62.3%	239.1
Portugal	81.2	75.4	47.0%	38.2
Slovakia	51.7	66.0	59.0%	30.5
Slovenia	19.8	18.8	44.3%	8.8
Spain	402.3	329.0	43.4%	174.4
Sweden	70.6	75.2	32.5%	22.9
UK	651.1	657.4	37.7%	245.3
Total				2190.8

Note: All emission figures are in million tonnes CO₂ equivalent.

¹⁵ The ETS share is calculated as the first period cap divided by 2003 national greenhouse gas emissions.
¹⁶ These figures do not account for changes to the number of installations subsequent to the respective Commission decision (e.g. opt-ins or opt-outs of installations).

Annex 2: Criteria for national allocation plans referred to in Articles 9, 22 and 30 of Annex III of the Directive

1. The total quantity of allowances to be allocated for the relevant period shall be consistent with the Member State's obligation to limit its emissions pursuant to Decision 2002/358/EC and the Kyoto Protocol, taking into account, on the one hand, the proportion of overall emissions that these allowances represent in comparison with emissions from sources not covered by this Directive and, on the other hand, national energy policies, and should be consistent with the national climate change programme. The total quantity of allowances to be allocated shall not be more than is likely to be needed for the strict application of the criteria of this Annex. Prior to 2008, the quantity shall be consistent with a path towards achieving or over-achieving each Member State's target under Decision 2002/358/EC and the Kyoto Protocol.

2. The total quantity of allowances to be allocated shall be consistent with assessments of actual and projected progress towards fulfilling the Member States' contributions to the Community's commitments made pursuant to Decision 93/389/EEC.

3. Quantities of allowances to be allocated shall be consistent with the potential, including the technological potential, of activities covered by this scheme to reduce emissions. Member States may base their distribution of allowances on average emissions of greenhouse gases by product in each activity and achievable progress in each activity.

4. 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.

5. The plan shall not discriminate between companies or sectors in such a way as to unduly favour certain undertakings or activities in accordance with the requirements of the Treaty, in particular Articles 87 and 88 thereof.

6. The plan shall contain information on the manner in which new entrants will be able to begin participating in the Community scheme in the Member State concerned.

7. The plan may accommodate early action and shall contain information on the manner in which early action is taken into account. Benchmarks derived from reference documents concerning the best available technologies may be employed by Member States in developing their National Allocation Plans, and these benchmarks can incorporate an element of accommodating early action.

8. The plan shall contain information on the manner in which clean technology, including energy efficient technologies, are taken into account.

9. The plan shall include provisions for comments to be expressed by the public, and contain information on the arrangements by which due account will be taken of these comments before a decision on the allocation of allowances is taken.

10. The plan shall contain a list of the installations covered by this Directive with the quantities of allowances intended to be allocated to each.

11. The plan may contain information on the manner in which the existence of competition from countries or entities outside the Union will be taken into account.

12. The plan shall specify the maximum amount of CERs and ERUs which may be used by operators in the Community scheme as a percentage of the allocation of the allowances to each installation. The percentage shall be consistent with the Member State's complementarity obligations under the Kyoto Protocol and decisions adopted pursuant to the UNFCCC or the Kyoto Protocol.

Annex 3: Key messages from the first allocation guidance document

In January 2004, the Commission provided guidance to assist Member States in the preparation of the national allocation plans¹⁷. The guidance contained in that document on the implementation of the then eleven¹⁸ criteria in Annex III to the Directive remains relevant for the second trading period 2008-2012. The Commission therefore wishes to reiterate the main elements.

Criterion (1) – Kyoto commitments

The Commission understands “likely to be needed” as forward-looking and linked to the projected emissions of covered installations as a whole, given that this criterion refers to the total quantity of allowances to be allocated. The Commission understands the reference to the “strict application of the criteria in this annex” to comprise the criteria with a mandatory character or containing mandatory elements - i.e. criteria 1, 2, 3, 4 and 5.

In order to satisfy this requirement and fulfil all mandatory criteria and elements, a Member State should not allocate more than is needed, or warranted, by the most constraining of these criteria.

It follows that any application of the optional elements of Annex III may not lead to an increase in the total quantity of allowances.

Criterion (2) – Assessments of emissions developments

Pursuant to Decision 280/2004/EC concerning a mechanism for monitoring Community greenhouse gas emissions and for implementing the Kyoto Protocol, the Commission undertakes an annual assessment of each Member State’s actual emissions and projected emissions for the period 2008-2012, in total and by sector and by gas. Criterion 2 requires the total quantity of allowances to be allocated to be consistent with these assessments.

Consistency will be deemed as ensured, if the total quantity of allowances to be allocated to covered installations is not more than would be necessary taking into account actual emissions and projected emissions contained in those assessments.

Criterion (3) – Potential to reduce emissions

A Member State should determine the total quantity of allowances resulting from the application of criterion 3 by comparing the potential of activities covered by the scheme to reduce emissions with the potential of activities not covered.

The criterion will be deemed as fulfilled if the allocation reflects the relative differences in the potential between the total covered and non-covered activities.

¹⁷ Commission Communication COM (2003) 830 final, 7.1.2004.

¹⁸ Directive 2004/156/EC (“the Linking Directive”) added a criterion 12 to Annex III to Directive 2003/87/EC.

Criterion (4) – Consistency with other legislation

Criterion 4 concerns the relationship between allocations under Directive 2003/87/EC and other Community legislative and policy instruments. Consistency between allowance allocations and other legislation is introduced as a requirement in order to ensure that the allocation does not contravene the provisions of other legislation.

In principle, no allowances should be allocated in cases where other legislation implies that covered emissions had or will have to be reduced even without the introduction of the emissions trading scheme. Similarly, consistency implies that if other legislation results in increased emissions or limits the scope for decreasing emissions covered by the Directive account should be taken of this increase.

Criterion (6) – New entrants

Under criterion 6, the national allocation plan should contain information on the manner in which new entrants will be able to begin participating in the emissions trading scheme in a Member State.

The guidance proposes three ways in which new entrants can begin participating in the emissions trading scheme: by buying allowances in the market, by buying them in an auction, or by receiving them for free from a reserve set aside by the Member State.

Having new entrants buy allowances in the market or in an auction is in accordance with the principle of equal treatment.

Criterion (10) – List of installations

This criterion will be deemed as fulfilled, if a Member State has respected its obligation to list all the installations covered by the Directive. A Member State has to indicate the total quantity of allowances intended to be allocated to each installation.

Annex 4: Summary of experience gained from allocation plans for the first phase (2005-2007) and general lessons for the second phase (2008-2012)

1. **More use of emissions trading is necessary to meet the Kyoto targets cost-effectively.** Some Member States rely to a large degree on reductions in the non-trading sectors or on government purchase of Kyoto unit credits in the pursuit of their Kyoto targets. The intended government purchase of Kyoto units and the foreseen reduction efforts in the non-trading sectors have served in the first allocation phase as buffers resulting in moderate use of emission trading. In some Member States too much of the reduction effort may have been shifted to the non-trading sectors. Maintaining this imbalance would make Kyoto compliance more costly than necessary. Given that emissions trading is the most cost-effective instrument at hand, it should be used more in the second allocation round and beyond.
2. **Allocations have in general been more restrictive for power generators than other sectors covered by the scheme.** In most Member States, the allocation to the power generating sector, in relation to projected needs, has been more restrictive, i.e. more environmentally ambitious, than the allocations to the other sectors covered by the scheme.
3. **Member States experiencing considerable excess in actual emissions with respect to their Kyoto targets intend to purchase a substantial amount of Kyoto units.** Eight Member States announced in the first phase national allocation plans their intention to purchase with government funds in total some 500 to 600 million Kyoto units. Given the general outlook for Joint Implementation (JI) and Clean Development Mechanism (CDM), the envisaged volume will be very challenging to realise. Furthermore, the Linking Directive will add private-sector demand to government demand for such credits. The Commission considers it as a matter of priority to improve the functioning of these mechanisms.
4. **The non-acceptance of ex-post adjustments is essential for the allowance market development.** The Commission did not approve the so-called ex-post adjustments envisaged by a number of Member States for the first trading period. This plays a vital role in the development of an efficient and liquid allowance market. The good functioning of the allowance market depends crucially on a stable and predictable allocation for the entire trading period in order to create stable incentives for installations to reduce emissions. For compliance purposes, companies can use the full flexibility of the scheme, be it via the allowance market or via company-internal transfers across borders.
5. **Some allocation plans are more complex than necessary and not sufficiently transparent.** In the first national allocation plans, some Member States created a complex set of special allocation rules: all Member States provided for a new entrants reserve and most also for some kind of administrative provision in the case of closure of an installation (i.e. no further allocation of allowances for the remainder of the ongoing trading period once an installation is closed). The design of new entrants and closure rules differs in detail. This contributes to a high degree of complexity and intransparency in the internal market and may result in unnecessary distortions of competition. Member States should consider simplifying all rules which they have added themselves and which are not essential for the functioning of the scheme. Simpler rules will help make national allocations plans more transparent.

Annex 5: Information requested to assess substantiation of intended government purchase of Kyoto units

Member States must substantiate the intended government purchase of Kyoto units and are requested to provide the following information in the national allocation plan:

- (1) indicate the amount of Kyoto units planned to be purchased for compliance with the Kyoto target and any changes in this amount compared to the first national allocation plan;
- (2) indicate the type of Kyoto units planned to be purchased, along with their respective projected or contracted purchase price;
- (3) demonstrate the existence of relevant national legislation and budget allocations;
- (4) provide information on the progress to date in realising the planned purchases, in particular the quantity of Kyoto units for which emission reduction purchase contracts have been signed at the time of notification of the second national allocation plan;
- (5) indicate the envisaged time schedule of still to be effected purchases;
- (6) outline the administrative arrangements put in place for realising the planned purchases, such as national programmes or purchase tenders for purchasing Kyoto units;
- (7) indicate details about the contributions of multilateral or private carbon purchase funds and the expected delivery of credits;
- (8) demonstrate the existence of contingency measures applicable in the event that planned purchases and signed purchase agreements result in the delivery of a lower than expected amount of Kyoto units.

Annex 6: Information requested to assess substantiation of other policies and measures

Member States must substantiate the effects of implemented and additional policies and measures and are requested to provide the following information in the national allocation plan:

- (1) indicate the implemented policies and measures it considers as significant in sectors not covered by the EU ETS. For sectoral framework policies implemented (e.g. rural development plan, waste management plan) the plan has to provide the individual measures included that are considered to lead to greenhouse gas emission reductions. For cross-sectoral policies and measures, the plan has to indicate in which way those measures affect emissions in the trading and non-trading sectors. The information provided has to include the year in which the implementation showed full effect;
- (2) indicate additional policies and measures not yet implemented at the time of notification which the Member State considers as significant. The plan has to present information on the status of planning or adoption of relevant legislation, agreements, incentive programmes, etc. and has to address the period for which full additional reduction effects are expected;
- (3) indicate the approximate level of current greenhouse gas emissions represented by the activity targeted by each policy or measure and include quantified annual emissions reductions for the period 2008 to 2012 for the policies and measures indicated under the two preceding bullets. If no quantitative estimation of effects is available, the plan should explain why this information could not be provided and should include additional information why the policy or measure is considered to provide significant emission reduction effects;
- (4) provide assumptions and methodologies used for the quantification of the effects of indicated policies and measures and provide references to sources for this information;
- (5) present quantitative indicators to demonstrate the effectiveness of the policy or measure under the first requirement;
- (6) indicate how policies and measures presented under the first two requirements are reflected in the greenhouse gas emissions projections presented in the plan;
- (7) indicate any developments and trends of the activities targeted by the policies and measures provided under the first two requirements that could potentially counteract the reduction effects, e.g. increased production capacities or growing trends in consumption patterns;
- (8) indicate any overlapping effects among important measures (e.g. effects of cross-sectoral measures and sectoral measures on the same activity) and how such double-counting effects have been eliminated in the estimation of quantitative reduction effects.

Annex 7: Issues related to new entrants and closures

1. The Commission notes that in the first trading period all Member States have set aside allowances for new entrants in a reserve and most adopted some form of closure provisions. The Commission did not raise objections to these administrative provisions and rules to the extent that they were not tantamount to ex-post adjustments.
2. The Commission notes further a multitude of detailed provisions governing new entrants reserves and closures, including transfer rule arrangements, adopted by Member States in the first allocation phase. This contributes to a high degree of complexity and intransparency in the internal market and may result in distortions of competition. At this stage, there is however insufficient practical experience with regard to the practical application of these rules.
3. For this reason, the Commission considers it premature to draw conclusions and identify best practice. In the case of new entrants' reserves and closure and transfer provisions being maintained in the second trading period, the Commission recommends Member States ensure in particular that the new entrants reserve not be replenished upon exhaustion, that allowances not allocated to closed installations be cancelled or auctioned, and that there be no allocation at projected needs to new installations.
4. In the review report in June 2006¹⁹, the Commission will consider alternative options (including the set-up of an EU-level new entrant reserve accompanied by EU-wide administrative rules on closure and cross-border transfer) to achieve further harmonisation with respect to new entrants and closure provisions.

¹⁹ As provided for by Article 30(2) of the Directive

Annex 8: Definition of combustion installation

1. The Commission considers the interpretation including all combustion processes, i.e. oxidation of fuels, fulfilling the specified capacity to be the correct interpretation of Annex I of the Directive, for the following notable reasons:
2. Firstly, the term “combustion” is used in a wide range of Community legislation including not only the Emissions Trading Directive and the IPPC-Directive, but also the LCP-Directive²⁰ and the Sulphur in Liquid Fuels-Directive²¹. The meaning of combustion in the context of the Emissions Trading Directive has to be interpreted within the framework of other Community legislation where definitions are included.
3. The Sulphur in Liquid Fuels-Directive in its Article 2(5) and the LCP-Directive in its Article 2(7) define ‘combustion plant’ as “any technical apparatus in which fuels are oxidised in order to use the heat thus generated”. The LCP-Directive lists in the same Article a range of combustion plants which are specifically excluded from the scope of the LCP-Directive. The Emissions Trading Directive does not provide for such exclusion.²²
4. Given that the Emissions Trading Directive makes no similar specific exclusions, the types of combustion installations excluded by Article 2(7) of the LCP-Directive are included within the scope of the Emissions Trading Directive where the threshold is met or exceeded.
5. Further guidance in support of this conclusion comes from Annex I of the Emissions Trading Directive itself. Annex I specifically excludes municipal and hazardous waste incineration facilities from the scope of the scheme. The combustion of e.g. hazardous waste is clearly an integrated part of the normal process undertaken by hazardous waste incinerators. If, in the absence of this specific exclusion, the Directive were to be interpreted as not applying to such installations where combustion takes place as an integrated part of the installation’s processes, municipal and hazardous waste installations would not need to have been specifically excluded as they would in any case have fallen outside its scope. Their specific exclusion is further confirmation that it is the presence of a combustion process with a rated thermal input exceeding 20MW that determines the Directive’s coverage of stationary combustion installations.
6. It is also commonly accepted that the term “combustion installation” for the purposes of the IPPC-Directive covers not just the power generation industry but also other industries where fuels are burned. Thus the heading “Energy industries” in the context of the IPPC Directive does not imply a narrow restriction of coverage of the

²⁰ Directive 2001/80/EC on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants, OJ L 309, 27.11.2001, p. 1.

²¹ Directive 1999/32/EC relating to a reduction in the sulphur content of certain liquid fuels, OJ L 121, 11.05.1999, p. 13.

²² Certain activities that are specifically excluded by the LCP-Directive are also excluded from the Emissions Trading Directive, such as “(h) any technical apparatus used in the propulsion of a vehicle, ship or aircraft” because the Emissions Trading Directive only applies to stationary technical units (Article 3(e)). The Emissions Trading Directive therefore covers neither transportation in general nor greenhouse gas emissions arising from traffic on the site of an installation.

term “combustion installations” to combustion processes that produce energy independently, but rather also includes combustion processes taking place as an integrated part of another production process. The heading “Energy activities” used in the Emissions Trading Directive, if anything, would be broader, so at least the same conclusion would apply. This therefore provides additional support for the argument that “combustion installations” in the Emissions Trading Directive not only covers combustion installations that are part of the energy industry, but also combustion installations in other industry sectors, including sectors that are not explicitly listed in its Annex I.

7. It is well-established that industries can fall under more than one activity category of the IPPC-Directive. Integrated steel works for example carry out several Annex I activities, and refineries include combustion installations of more than 50MW. Considering the similarities between the IPPC-Directive and the Emissions Trading Directive, there is no reason to take a different approach to the interpretation of the latter in this respect. In particular, a different approach cannot be justified by the separate listing of the steel and cement industries, given that both produce substantial CO₂ emissions from (chemical) processes in addition to their emissions from combustion.
8. In the light of the above points, any installation, which includes one or more piece of stationary technical apparatus in which a combustion process takes place and that together on the same site and under the responsibility of the same operator has a rated thermal input exceeding 20MW, is therefore subject to the Emissions Trading Directive. This includes apparatus where the heat is used in another piece of apparatus, through a medium such as electricity or steam, and apparatus where the heat resulting from combustion is used directly within that apparatus, for example, for melting, drying, flares or units providing heat input to chemical reactors. The purpose to which the product of an activity is put should not be a determining characteristic as to whether or not an installation is subject to the Directive, as this would introduce subjectivity into its scope. Energy produced by combustion may be in the form of electricity, heat, hot water or steam, and the distance between the production of energy and its eventual use is not relevant for competent authorities to decide whether or not an installation is subject to the Emissions Trading Directive.

Annex 9: Interpretation issues related to the smallest installations

1. The Commission draws Member States' attention to the fact that the so-called aggregation clause²³ contained in the second paragraph of Annex I of the Directive should be interpreted carefully so as to not cover certain small installations, without prejudice to the interpretation of such or similar wording in other Community legislation. In particular, the wording "under the same subheading" contained in this clause should be understood in the sense that a single activity falling simultaneously under several subheadings, e.g. both under "energy activities" and under a specific sectoral activity covered by Annex I of the Directive, such as "mineral industry", is considered under the more specific sectoral subheading. Multiple activities of the same type should then be aggregated on the basis of that specific sectoral subheading, and not on the basis of all of the different possible activity descriptions that could apply. There is no basis for aggregating activities that fall under a different subheading, even though they may be part of the same installation.
2. Furthermore, flexibility at the discretion of Member States comes also from the wording "and/or" in the provision governing the manufacture of ceramic products in Annex I of the Directive. If Member States want to use this flexibility the Commission notes that this provision can be interpreted in a restrictive way so as to require the simultaneous presence of all mentioned sub-elements for the second trading period, again without prejudice to the interpretation of such or similar wording in other Community legislation. In this context, the Commission draws the attention of Member States to the Declaration of the Council and the Commission of 4 September 1996²⁴ supporting an interpretation of the same wording contained in Annex I of the IPPC-Directive, that it is up to Member States to decide as to whether one of the two criteria or both criteria need to be fulfilled at the same time.

²³ "2. The threshold values given below generally refer to production capacities or outputs. Where one operator carries out several activities falling under the same subheading in the same installation or on the same site, the capacities of such activities are added together."

²⁴ Council Declaration of 4 September 1996 on Directive 96/61/EC of the Council on Integrated Pollution Prevention and Control, 9388/96, Interinstitutional dossier No. 00/0526 (SYN)

Annex 10: Set of NAP common format summary tables

i. NAP summary table – target calculation
(Grey fields are filled out automatically)

Row	Data table no.		Emissions (Mt CO ₂ eq)
A		Target under Kyoto Protocol or Burden Sharing Agreement (avg. annual GHG emissions 2008-12)	
B	III	<i>Total GHG emissions 2003 (excluding LULUCF emissions and removals)</i>	
C		Difference +/- (row A - row B) (negative means need to reduce)	0
D	III	<i>Av. annual projected total GHG emissions 2008-2012 ('with measures' projection)</i>	
E		Difference +/- (row A - row D) (negative means need to reduce)	0
Reduction measures (where relevant)			
F	V	EU emissions trading scheme	
G	VI	Additional policies and measures (other than emissions trading), including LULUCF	
H	VII	Government purchase of Kyoto mechanisms	
I		Total reduction measures (row F + row G + row H)	0

Ila

NAP Summary table – Basic data
(Grey fields are filled out automatically)

		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
A	Real GDP¹ (in billion €2000)	Absolute											
		Trend index 2003=100											
B	Emissions¹ (Mt of CO ₂)	Absolute											
		Trend index 2003=100											
C	Carbon intensity¹ (million tonnes CO ₂ / billion €)	Absolute											
		Trend index 2003=100											

Year		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Annual average 2008-2012
A	Real GDP¹ (in billion €2000)	Absolute											
		Trend index 2003=100											
B	Emissions¹ (Mt of CO ₂)	Absolute											
		Trend index 2003=100											
C	Carbon intensity¹ (million tonnes CO ₂ / billion €)	Absolute											
		Trend index 2003=100											

[1] Indicate source(s), separately per year where relevant.

lib.

NAP Summary table – Basic data on electricity sector^[1]
(Grey fields are filled out automatically)

	Year	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average 2008-2012
A	Total domestic electricity production (TWh)												
B	Imports (TWh)												
	Country 1												
	Country n												
	Other countries												
	Total Imports												
C	Exports (Twh)												
	Country 1												
	Country n												
	Other countries												
	Total Exports												
D	Electricity trade balance (TWh, total row B - total row C)												
E	Share of gas in total domestic electricity production (%)												
F	Share of oil in total domestic electricity production (%)												
G	Share of coal in total domestic electricity production (%)												
H	Share of nuclear energy in total domestic electricity production (%)												
I	Share of renewable energy, including biomass, in total domestic electricity production (%)												

[1] Indicate source(s), separately per year where relevant.

[2] This cell should also include (in parentheses) the target pursuant to Directive 2001/77/EC.

III NAP Summary table – Recent and projected greenhouse gas emissions per common reporting format sector (without taking into account **additional** policies and measures in Table VI)
 (Grey fields are filled out automatically)

in CO₂eq

Row ref.	CRF subsector			2003	2004	2005	2008	2009	2010	2011	2012	Average annual projected emissions 2008-2012
A	1.A.1	Energy generation	GHG									
B			CO ₂ in ETS									
C	1.A.3	Transport	GHG									
D	1.A.4.a + b + c	Commercial and institutional, Residential, and Agricultural energy use	GHG									
E			CO ₂ in ETS									
F	2	Industrial processes	GHG									
G			CO ₂ in ETS									
I	4	Agriculture	GHG									
J	5	Land-Use Change and Forestry	GHG									
K	6	Waste	GHG									
L	1.A.2 + 1.A.4 + 1.A.5 + 1.B + 3 + 7	All other sectors	GHG									
M			CO ₂ in ETS									
N		Total	GHG									
O		Total in ETS	ETSCO ₂	Rows B + E + G + M								

IV NAP Summary table – Recent and projected CO₂ emissions in sectors covered by the EU emissions trading scheme

(Grey fields are filled out automatically)

	Emissions in Mt CO ₂ eq	i	ii	iii	iv	v	vi	vii	viii	ix	x	xi
	Year	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average annual projected emissions 2008 – 2012*
A	combustion installations total (excluding installations covered under rows B-J)											
	main activity 1											
	main activity 2											
	flaring											
	integrated steelworks											
	crackers											
	furnaces											
	main activity n											
B	mineral oil refineries											
C	coke ovens											
D	metal ore roasting, sintering, pig iron and steel producing installations											
E	cement producing installations											
F	lime producing installations											
G	glass and glass fibre producing installations											
H	ceramics producing installations											
I	pulp, paper and board producing installations											
J	Total		Rows A to J									
K	Share of EU ETS CO₂ in total GHG emissions (%)		Row L / Row B in Table Iia									

* Numbers to be used in last two columns of Table V.

V NAP Summary table – Proposed allocation in relation to first period allocation (without additional policies and measures) in the sectors covered by the EU emissions trading scheme

(Grey fields are filled out automatically)

		i	ii	iii	iv	v
		2003 actual CO ₂ emissions (Mt CO ₂)[1]	2004 actual CO ₂ emissions (Mt CO ₂)	Average annual allocation 2005 - 2007	Proposed average annual allocation in 2008-2012	Proposed ETS allocation as a percentage of first period ETS
A	combustion installations total (excluding installations covered under rows B-J)					col iv / col iii
	main activity 1					
	main activity 2					
	flaring					
	integrated steelworks					
	crackers					
	furnaces					
	main activity n					
B	mineral oil refineries					
C	coke ovens					
D	metal ore roasting, sintering, pig iron and steel producing installations					
F	cement producing installations					
G	lime producing installations					
H	glass and glass fibre producing installations					
I	ceramics producing installations					
J	pulp, paper and board producing installations					
L	Total					

VI

NAP Summary table – Reductions expected by policies and measures other than the EU emissions trading scheme and which have not been taken into account for the "with measures" projection presented in Table III (Mt CO₂eq)

Measures	i	ii	iii	iv	v	vi	vii	viii	ix
	Under implementation (1)			Adopted (2)			Planned (3)		
	Expected average annual reduction (2008-12)		Full effects expected as from year	Expected average annual reduction (2008-12)		Full effects expected as from year	Expected average annual reduction (2008-12)		Full effects expected as from year
	In ETS sectors	In non-ETS sectors		In ETS sectors	In non-ETS sectors		In ETS sectors	In non-ETS sectors	
A									
B									
C									
D									
E									
F									
G									
H									
I									
...									
X	Subtotal								
	Total	equal to row G in Table I							

[1] where the full or a substantial part of the effects can be expected, not the first year of implementation.

[2] The measure has been adopted by the final instance at the relevant local, regional or national level, but it is not yet implemented

[3] The measure is at least mentioned in a formal government document

VII

NAP Summary table – Government's planned use of Kyoto units (Mt CO₂e) and status of implementation

(Grey fields are filled out automatically)

		ERUs	CERs	AAUs and others	Total
A	Planned purchase	Total 2008-2012			
B		Annual average			Σ (equal to row H on table I)
C	Quantity of units already paid for				
D	Quantity of units contracted, but yet unpaid (delivery pending start of UN ITL) ⁽¹⁾				
E	Neither bought nor contracted by date of notification (A - C - D)				
F	Full budget appropriated to first commitment period (2008-12)	Currently available for 2006			
G		Committed for the future			
H	Implied future price ((F+G)/A)				

(1) Units partially paid for should be proportionally distributed between lines C and D

VIII

NAP Summary table – Details on new entrants, closures and auctioning

Issues with respect to new entrants	Description of NAP provisions
Does the plan contain a new entrants' reserve?	
What is its size in absolute terms and as a percentage of the total quantity of allowances for the period?	
What use is made of allowances left over in the reserve at the end of the trading period? (cancellation, sold)	
How will new entrants be treated in case the reserve runs out of allowances before the end of the trading period? (reserve replenished, further new entrants buy in the market)	
Does the allocation to the new entrant depend on the actual choice of fuel?	
Does the allocation to the new entrant depend on the actual choice of technology?	
Does the allocation to the new entrant depend on the estimated or actual number of operating hours or does the allocation use a standard number of operating hours?	
Auctioning	
Will any allowances be auctioned?	
What share of the total quantity of allowances will be auctioned?	
Who can participate in the auction?	
What auctioning method will be used?	
When/at what intervals will the auction(s) be held?	
What quantity of allowances will be auctioned each time?	
What use will be made of the revenues?	
Will the auctions be coordinated with any auctions in other Member States?	
Closures	
Do operators have to report to the competent authority when an installation closes, and on what conditions is an installation considered to be closed?	
Does the operator continue to be issued allowances for a closed installation in the remaining years of the trading period? If the reply depends on whether the operator sets up a new entrant installation replacing the closed installation, please briefly describe the provision.	
What happens to any allowances that were intended for an installation, which will not receive them after closure? (cancellation, fed into a new entrants' reserve, auctioning)	

IX

NAP Summary table – Further details on selected new entrants

	Power plant with a rated thermal input exceeding 20 MW	Power plant with a rated thermal input exceeding 20 MW
Maximum capacity of the actual installation	(At least 100 MW)	(At least 100 MW)
Fuel (s) used	Coal	Gas
Forecast number of operating hours/year in the period 2008 to 2012		
Annual allowance allocation in 2008 to 2012		

X

NAP Summary table - Important assumptions on annual averages

Year	EU Allowance price (in Euro)	Crude oil price (Brent) (1)	Natural gas price (1)	Coal price (1)	Exchange rate (2)	Other
2005						
2006						
2007						
2008						
2009						
2010						
2011						
2012						

(1) Use common market standard and specify, including the currency used; indicate in detail sources of data and methodologies

(2) For those Member States outside the Euro-zone

Explanatory comments on NAP Common Format summary tables

Note: Grey fields are filled in automatically when using the Excel spreadsheets.

Table I: NAP summary table – target calculation

General description:

The purpose of this table is to provide an overview of key data relevant for NAP assessment. The gap (row C) between the Kyoto target (row A) and actual greenhouse gas emissions in 2003 (row B) is presented with necessary corresponding reduction measures (quantified in the fourth column of rows F-H, and totalled in row I). The gap is also expressed as the difference between the Kyoto target (row A) and the projected annual average total greenhouse gas emissions from 2008-2012 (row D). This figure is indicated in row E.

Specific remarks:

The second column makes a cross-reference to other data tables.

The fourth column refers to emissions or effects on emissions from measures recorded in the third column.

All rows with the exception of rows B and C contain annual averages relating to the second trading period 2008 to 2012.

Table IIa: NAP Summary table – Basic data

General description:

Table IIa gives an overview of historic and expected trends in various factors crucial to the calculation of a Member State's potential to reduce emissions: namely, real GDP (row A), greenhouse gas emissions (row B) and carbon intensity (row C).

All three factors are expressed both in absolute numbers and in a trend index, with 2003 being the base year (2003=100).

Specific remarks:

In order to have a complete picture, the Commission invites Member States to provide annual data from 1990 to 2012. While re-stating some data in the public domain, Table IIa is of added value as an integral part of the NAP ensuring transparency and easy access to this information for stakeholders and other Member States.

Member States are required to indicate the sources of the information used, separately per year where relevant.

For the period 2008 to 2012, the Commission prefers annual data to better understand the development of these figures over time. In case a Member State can justify why such annual data are not available, the Commission would also accept the submission of only annual averages for the period 2008 to 2012, to be indicated in the respective column.

Table IIb: NAP Summary table – Basic data on electricity sector

General description:

Table IIb indicates the basic data for the electricity sector. The purpose is to obtain a comprehensive picture of total domestic electricity production (row A), imports (row B) and exports (row C), the electricity trade balance (row D, constituting the difference between rows B and C) as well as the shares of different fuels (gas, oil, coal, nuclear energy, and renewable energy) in total domestic electricity production (rows E-I).

Specific remarks:

Imports and exports (rows B and C) need to be disaggregated into the most important countries to/from which the export/import takes place, as well as a row with the remainder to other countries, and the total figure. These figures will allow the Commission to cross-check the plausibility of indications by individual Member States of their respective exports and imports, which would naturally need to be compatible with each other.

Member States are required to indicate the sources of the information used (separately per year where relevant) and are encouraged to provide annual data also for the period 2008 to 2012.

If a Member State can justify why such annual data are not available, the Commission requires explanation and at least the submission of data for a recent year and annual averages for the period 2008 to 2012. Similarly, Member States should provide data on the fuel mix as accurately as possible.

Naturally, the future fuel mix will depend on estimates, amongst others, of the allowance price. Member States are requested to indicate their respective estimates in the explanations in the NAP and also in Table X.

Member States should introduce also the target pursuant to Directive 2001/77/EC in Table 2b for the year 2010.

Table III: NAP Summary table – Recent and projected greenhouse gas emissions per common reporting format sector (without taking into account additional policies and measures in Table VI)

General description:

Table III relates recent and projected greenhouse gas emissions per common reporting format sector, as further specified by the numbers for the respective sub-sectors in the second column. Where indicated, the emissions should be indicated for total greenhouse gases and CO₂ in the EU ETS.

The Commission recognises the technical difficulty to complete this table but stresses the importance of bringing together the categories in the UNFCCC-based common reporting format with the categories under EU ETS reporting.

Specific remarks:

The second column indicates the sub-sectoral reference under the Common Reporting Format (CRF).

The Commission recognises that some Member States may not have all the data available to complete Table III. If a Member State can justify why such annual or sectoral data is not available, the Commission requires at least the submission of data for a recent year and annual averages for the period 2008 to 2012 for as many sectors as possible, as well as aggregate figures (total and total in ETS).

CO₂ emissions in the ETS sector depend on estimates, amongst others, on the allowance price. Member States are requested to indicate their respective estimates in the explanations in the NAP and also in Table X.

Table IV: NAP Summary table – Recent and projected CO₂ emissions in sectors covered by the EU emissions trading scheme

General description:

Table IV looks more specifically at the recent and projected CO₂ emissions by installation or sector covered by the EU ETS, relating them to the activities mentioned in Annex I of the Directive. Certain activities have been aggregated where separate information is likely not to be available or necessary for the Commission's assessment.

Specific remarks:

Emissions from combustion installations shall be calculated without emissions from installations also covered under the specific sectors of Annex I of the Directive being indicated in rows B-J. As a matter of example, where a combustion installation is also covered by the category “installations for the production of cement clinker ...” under the subheading “mineral industry” of Annex I of the Directive, emissions from that installation should fall under the entry “cement producing installations” in row E of Table IV, and should be omitted from row A “combustion installations”. Moreover, emissions from these combustion installations shall be disaggregated into the most important activities to be identified by each Member State, including flaring, integrated steelworks, crackers and furnaces.

For the period 2008 to 2012, the Commission prefers annual data to better understand the development of all sectors. Where a Member State can justify the absence of such annual data for certain sectors, the Commission requires at least the submission of data for a recent year and annual averages for the period 2008 to 2012 in as many sectors as possible. If a Member State can show this to be appropriate, certain sectors may be (dis-)aggregated; in particular coke ovens (row C) with metal ore roasting, sintering, pig iron and steel producing installations (row D). Where such data are not available on an annual basis, the Commission requires a justification and at least the submission of data for a recent year as well as annual averages for the period 2008 to 2012 for as many sectors as possible, as well as aggregate figures (total and total in ETS).

The amount entered in row J, column XI correlates to Table III, row O, last column. The amount entered in row K, column XI correlates to Table III, row N, last column.

Table V: NAP Summary table – Proposed allocation in relation to first period allocation (without additional policies and measures) in the sectors covered by the EU emissions trading scheme

General description:

For installations or sectors covered by the EU ETS, Table V indicates 2003 and 2004 actual emissions (columns i and ii) as well as the proposed second period allocation in relation to first trading period allocation (columns iii and iv). Column v indicates the proposed second period allocation as a percentage of the first period allocation. The same sectoral specification is used as in Table IV.

Specific remarks:

Emissions from combustion installations shall be calculated without emissions from installations covered also under the specific sectors of Annex I of the Directive being indicated in rows B-J. As a matter of example, where a combustion installation is also covered by the category “installations for the production of cement clinker ...” under the subheading “mineral industry” of Annex I of the Directive, emissions from that installation should fall under the entry “cement producing installations” in row E of Table IV, and should be omitted from row A “combustion installations”. Moreover, emissions from these combustion installations shall be disaggregated into the most important activities to be identified by each Member State, including flaring, integrated steelworks, crackers and furnaces.

For the period 2008 to 2012, the Commission prefers annual data to better understand the development of all sectors. Where a Member State can justify why such annual data is not available for all sectors, the Commission requires at least the submission of data for a recent year and annual averages for the period 2008 to 2012 in as many sectors as possible, as well as aggregate figures (total and total in ETS). If a Member State can show it to be appropriate, certain sectors may be (dis-)aggregated; in particular coke ovens (row C) with metal ore roasting, sintering, pig iron and steel producing installations (row D).

Table VI: NAP Summary table – Reductions expected by policies and measures other than the EU emissions trading scheme and which have not been taken into account for the "with measures" projection presented in Table III (Mt CO₂eq)

General description:

Table VI gives account of greenhouse gas emissions reductions expected by policies and measures other than the EU ETS, which have not been taken into account for the “with measures” projection presented in Table III.

It classifies such measures into three categories: “under implementation” (columns i-iii), “adopted” (columns iv-vi), and “planned” (columns vii-ix).

“Under implementation” means that the implementation is ongoing, and that the measure is not taken into account for the "with measures" projections presented in Table III.

“Adopted” means that the measure has been adopted by the final instance at the relevant local, regional or national level, but it is not yet implemented.

“Planned” means that the measure is at least mentioned in a formal government document, but not adopted.

Each of these three categories is again subdivided into three columns: the expected average annual reduction (2008-12), on the one hand, in ETS sectors (columns i, iv and vii), and, on the other hand, in non-ETS sectors (columns ii, v and viii). The third sub-column (iii, vi and ix, respectively) indicates the year, in which the full or a substantial part of the effects of the respective measure can be expected (not necessarily the first year of implementation).

The rows shall contain the measures to be specified in the second column.

Specific remarks:

The Commission recognises that for some measures the disaggregation of the expected reductions into those occurring outside and inside the ETS presents a technical difficulty. It is however an important element for the Commission’s assessment.

Table VII: NAP Summary table – Government’s planned use of Kyoto units (Mt CO₂eq) and status of implementation

General description:

Table VII gives a detailed overview on the government’s planned use of Kyoto units and the status of their implementation.

It subdivides the Kyoto units into ERUs from JI projects, CERs from CDM projects, and AAUs and other units from international emissions trading. The last column indicates the total of the three types combined.

The status of implementation is presented in the rows, as follows.

Rows A and B indicate the sum across the various degrees of implementation, with row A giving the total amount in the period 2008 to 2012 and row B the annual average in that period per type of Kyoto unit and as a total. The total annual average across all three forms of Kyoto units is equal to row H of Table I.

Row C indicates the most advanced degree of implementation, i.e. the quantity of units already paid for.

Row D gives a lesser degree of implementation, which is the quantity of units contracted, but yet unpaid (delivery pending start of UN ITL). Units partially paid for should be proportionally distributed between rows C and D.

Row E relates to the quantity with the lowest degree of implementation, i.e. the units neither bought nor contracted by the date of notification (Row E = Row A – Row C – Row D).

Rows F and G give additional information on the full budget appropriated to the first commitment period (2008-12), both the one currently available for 2006 (row F) and the one committed up to 2012 (row G).

Row H indicates the implied future price of Kyoto units, which is the sum of rows F and G, divided by the total planned purchase in row A.

Specific remarks:

The Commission prefers Member States to specify the breakdown into ERUs, CERs, and AAUs and others. In case a Member State can justify why such a breakdown is not feasible, the Commission requires at least the submission of separate figures for ERUs and CERs on the one hand and AAUs and others on the other hand.

Table VIII: NAP Summary table – Details on new entrants, closures and auctioning

Table VIII contains various questions relating to important information on new entrants, auctioning and closures. The questions should be self-explanatory.

Table IX: NAP Summary table – Further details on new entrants

Table IX asks for further details on a selected new entrant, e.g. a power plant with a rated thermal input of 100 MW.

In one scenario (second column) the fuel used is coal, while in the other (third column) it is gas.

Member States are then requested to fill in row 4 (forecast number of operating hours/year in the period 2008 to 2012), where such a forecast is relevant for the allocation under the new entrants rule of the Member State, and row 5 (annual allowance allocation in 2008 to 2012).

This information will allow the Commission to better assess the standards used in the allocation to new entrants and at the same time provide for more transparency.

Table X: NAP Summary table – Important assumptions on annual averages

In Table X, Member States are requested to quantify for the years 2005-12 their key assumptions on annual average figures underlying the establishment of the NAP, in particular for:

- the EU allowance price (in Euro);
- the price for crude oil (Brent);
- the price for natural gas;
- the coal price; and
- the exchange rate (for those Member States outside the Euro-zone).

Member States should use and specify common market standards for fuel prices, including the currency used. They should indicate in detail sources of data and methodologies. This information is necessary in order to ensure comparability of data and transparency.

Member States are invited to indicate further assumptions considered important and useful for the Commission's assessment.