COMMISSIE VAN DE EUROPESE GEMEENSCHAPPEN

Brussel, 22.12.2005
COM(2005) 703 definitief

MEDEDELING VAN DE COMMISSIE

Verdere richtsnoeren betreffende de toewijzingsplannen voor de handelsperiode 2008-2012 van het Europese systeem van verhandelbare emissierechten"

MEDEDELING VAN DE COMMISSIE

Verdere richtsnoeren betreffende de toewijzingsplannen voor de handelsperiode 2008-2012 van het Europese systeem van verhandelbare emissierechten"

(Voor de EER relevante tekst)

1. INLEIDING

1. Deze mededeling bevat richtsnoeren voor de lidstaten betreffende het opstellen van de nationale toewijzingsplannen voor de tweede handelsperiode (2008-2012). Deze mededeling maakt geen deel uit van de lopende evaluatie van de richtlijn inzake de broeikasgasemissierechten[1] (de "richtlijn"), op grond waarvan de Commissie een verslag zal opstellen dat in juni 2006 bij het Europees Parlement en de Raad zal worden ingediend, indien nodig met inbegrip van voorstellen tot verbetering van het functioneren van het EU-systeem voor de handel in emissierechten (EU Emissions Trading Scheme, "EU ETS"). Bij de voorbereiding van dit rapport houdt de Commissie rekening met de inbreng van belanghebbenden wat betreft een breed scala van onderwerpen met betrekking tot de werking en invloed van het EU-systeem voor de handel in emissierechten.

2. Deze richtsnoeren zijn een aanvulling op de richtsnoeren van de Commissie van 7 januari 2004[2] voor de toepassing van de criteria van bijlage III van de richtlijn. Deze vorige richtsnoeren bevatten in het bijzonder een technische analyse van de interpretatie van en interactie tussen de verschillende criteria in bijlage III en lichten hun rol in de beoordeling van de toewijzingsplannen van de Commissie toe. De kernboodschappen van de eerste richtsnoeren zijn samengevat in bijlage 3.

3. De Commissie acht het noodzakelijk aanvullende richtsnoeren te verschaffen om de opgedane ervaring in de eerste toewijzingsfase consequent te laten doorwerken. Ze merkt op dat de algemene aard van de criteria die in bijlage III van de richtlijn worden genoemd de nodige ruimte laat voor de tenuitvoerlegging ervan en deelt de mening van de lidstaten en veel van de belanghebbenden dat er meer richtsnoeren nodig zijn[3] om voor de tweede handelsperiode coherentere toewijzingsplannen te waarborgen.

---

1 Richtlijn 2003/87/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 oktober 2003 tot vaststelling van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Gemeenschap en tot wijziging van Richtlijn 96/61/EG van de Raad, PB L 275 van 25.10.2003 blz. 32–46, gewijzigd bij Richtlijn 2004/101/EG van het Europees Parlement en de Raad van 27 oktober 2004 houdende wijziging van Richtlijn 2003/87/EG tot vaststelling van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Gemeenschap, met betrekking tot de projectgebonden mechanismen van het Protocol van Kyoto, PB L 338/18 van 13.11.2004, blz. 18.

2 COM(2003) 830 def.

3 Op 1 december 2005 heeft de Raad de Commissie verzocht al het mogelijke te doen om tijdig richtsnoeren voor de opstelling van de tweede nationale toewijzingsplannen te verschaffen.

4. Over het algemeen geven lidstaten en belanghebbenden ook de voorkeur aan een verdere harmonisatie van de regels voor toewijzing. De Commissie acht het noodzakelijk in de tweede handelsperiode meer coherentie te bereiken, voor zover dit mogelijk is gezien de uiteenlopende vorderingen die de lidstaten op weg naar hun individuele Kyoto-doelstellingen hebben geboekt. Bovendien is na 2012 verdere harmonisatie wenselijk. De Commissie zal deze kwesties bestuderen in het kader van het strategisch overzicht van het EU ETS. Op basis van deze evaluatie zal de Commissie indien nodig met voorstellen komen om het functioneren van de regeling te verbeteren, terwijl stabiliteit in de regelgeving wordt gewaarborgd.

5. De Commissie dringt erop aan dat de lidstaten voor de tweede handelsperiode aan eenvoudiger plannen werken. Eenvoudige toewijzingsplannen bevorderen het begrip dat belanghebbenden van het instrument hebben en verhogen ook de transparantie en voorspelbaarheid. De lidstaten moeten trachten de tweede nationale toewijzingsplannen zo eenvoudig mogelijk te houden, met name wat betreft toewijzingsmethoden en regels inzake nieuwkomers en sluitingen. De lidstaten moeten de noodzaak en effectiviteit van de regels van de eerste nationale toewijzingsplannen kritisch beoordelen en alleen de regels die absoluut noodzakelijk worden geacht, behouden.

6. Om de doorzichtigheid van de plannen verder te verbeteren heeft de Commissie een serie tabellen[4] ontwikkeld en toegevoegd, die op gestandaardiseerde wijze basisinformatie uit een nationaal toewijzingsplan samenvatten. De Commissie beschouwt deze tabellen als een integraal onderdeel van de tweede nationale toewijzingsplannen en verwacht dat de lidstaten er gebruik van maken. Verder verzoekt ze de lidstaten met aandrang gebruik te blijven maken van het gemeenschappelijke formaat[5] dat voor de eerste toewijzingsplannen is ontwikkeld en garandeert ze net als in de eerste fase een volledig consistente beoordeling van alle plannen.

2. SAMENVATTING VAN DE OPGEDANE ERVARING MET TOEWIJZINGSPLANNEN VOOR DE EERSTE FASE (2005-2007) EN ALGEMENE LERING VOOR DE TWEEDE FASE (2008-2012)

7. Het eerste toewijzingsproces liep over een periode van ongeveer 15 maanden, van de uiterste termijn voor kennisgeving op 31 maart 2004 tot het laatste besluit van de Commissie op 20 juni 2005. Dit was veel langer dan waarin de richtlijn voorzag. Het goedkeuringsproces liep uit tot een eind in de eerste handelsperiode, die op 1 januari 2005 begon. De late kennisgeving, goedkeuring en afronding op nationaal niveau van bepaalde plannen bracht onzekerheden met zich mee, niet alleen voor de respectieve nationale autoriteiten en handel, maar ook voor de deelnemers aan de markt van de emissierechten in heel Europa. Dit onderstreept het belang van tijdige kennisgeving van de volledige nationale toewijzingsplannen voor de tweede toewijzingsfase. De Commissie is van oordeel dat de periode van drie maanden als bedoeld in artikel 9, onder 3), pas kan beginnen als het complete nationale toewijzingsplan is ingediend. Daarom herinnert ze de lidstaten aan hun verplichting de termijn van 30 juni 2006 in

---

4 Zie bijlage 10.

5 COM(2003) 830 def., blz. 25-29.

acht te nemen teneinde het tweede toewijzingsproces, met inbegrip van het latere definitieve nationale toewijzingsbesluit, ruim vóór het begin van de tweede handelsperiode op 1 januari 2008 te kunnen voltooien. De Commissie zal geen wijzigingen van de nationale toewijzingsplannen aanvaarden die bekend worden gemaakt na de termijn van 31 december 2006 zoals bepaald in artikel 11, onder 2), van de richtlijn, tenzij deze wijzigingen worden voorgeschreven door een besluit van de Commissie met betrekking tot een nationaal toewijzingsplan.

8. De Commissie heeft de eerste fase als leerperiode erkend en heeft de eerste toewijzingsplannen op pragmatische wijze beoordeeld. Uit het eerste toewijzingsproces kwamen een aantal belangrijke kenmerken, die hieronder zijn samengevat, naar voren, hetgeen resulteerde in een convergentie van keuzes en benaderingen in de lidstaten (zie bijlage 4 voor nadere bijzonderheden):

- Meer handel in emissierechten is noodzakelijk om de doelstellingen van Kyoto op kosteneffectieve wijze te kunnen realiseren.

- Toewijzingen zijn over het algemeen restrictiever voor stroomproducenten dan voor andere sectoren waarop de regeling van toepassing is.

- Lidstaten die ten opzichte van hun Kyoto-doelstellingen aanzienlijke overschotten in hun feitelijke emissies hebben, willen een grote hoeveelheid Kyoto-eenheden aankopen.

- De niet-aanvaarding van aanpassingen achteraf is essentieel voor de ontwikkeling van de markt van de emissierechten.

- Bepaalde toewijzingsplannen zijn complexer dan noodzakelijk en zijn onvoldoende doorzichtig.

3. VERDERE RICHTSNOEREN INZAKE EEN AANTAL KWESTIES VOOR DE TWEEDE NATIONALE TOEWIJZINGSPLANNEN

3.1. Vooruitgang bij de verwezenlijking van de doelstellingen van Kyoto

9. In het voortgangsverslag[6] van 2005 heeft de Commissie de vooruitgang van de lidstaten bij de verwezenlijking van de doelstellingen van Kyoto beoordeeld. Bij de vergelijking van de feitelijke emissies in 2003 met de toegestane emissies in de periode 2008-2012 moet een groot aantal lidstaten kloven dichten, waarvan enkele van aanzienlijke omvang. Op dit moment lijkt het erop dat in het bijzonder België, Denemarken, Duitsland, Finland, Ierland, Italië, Luxemburg, Nederland, Oostenrijk, Portugal, Slovenië en Spanje niet voldoende op schema liggen om hun Kyoto-doelstellingen te halen. In deze lidstaten moet in de tweede handelsperiode meer worden gedaan om de doelstellingen van Kyoto te eerbiedingen, hetgeen overigens niet impliceert dat in de andere lidstaten niet eveneens aanvullende maatregelen nodig zijn. Aangezien het onwaarschijnlijk is dat kloven kunnen worden gedicht door *uitsluitend* emissiereducties in sectoren die niet voor de handel in aanmerking

[6] Verslag van de Commissie over de vorderingen bij de verwezenlijking van de Kyoto-doelstelling van de Gemeenschap van 15 december 2005, COM(2005) 655.

komen te verlangen of door zich te verlaten op de aankoop van Kyoto-eenheden, moet het EU ETS meer ingezet worden om het potentieel van de handel in emissierechten volledig te benutten.

3.2. Vaststelling van nationale grenswaarden

10. Volgens criterium 3 van bijlage III (zie bijlage 2 bij dit document voor de criteria van bijlage III van de richtlijn) moet de totale hoeveelheid emissierechten overeenstemmen met de mogelijkheden, waaronder de technologische mogelijkheden, van de onder deze regeling vallende activiteiten om de emissies terug te dringen. Dit betekent dat de combinatie van de respectieve economische en technologische mogelijkheden om de emissies terug te dringen de bovengrens vormt van de grenswaarden op nationaal niveau.

11. Twee van de belangrijkste factoren die emissietrends aandrijven zijn economische (BBP) groei (waarbij een hogere groei tot hogere emissies leidt) en koolstofintensiteit (emissies per eenheid BBP, waarbij een verlaging van de koolstofintensiteit de emissies terugdringt). In principe is het zo, dat hoe sneller een economie groeit, hoe sneller nieuwe technologieën in gebruik worden genomen en hoe sneller de kapitaalreserves worden vernieuwd, hetgeen tot een verbetering van de productiviteit en de koolstofintensiteit moet leiden. Het groeiende aandeel van de tertiaire sector en de parallelle afname van de secondaire sector die in de Europese economieën kan worden waargenomen, draagt verder bij tot dit effect. Bovendien zal de introductie van het EU ETS en de in de gehele EU gehanteerde koolstofprijs in de aan de handel deelnemende sector een verdere reductie van de koolstofintensiteit stimuleren.

12. In het verleden (van 1990 tot 2000) hielden reducties in koolstofintensiteit gelijke tred met de economische groei, hetgeen betekent dat de uitstoot van broeikasgassen stabiel bleef of afnam. De volgende tabel toont aan dat deze trend in de loop van dit decennium (van 2000 tot 2010) naar verwachting stabiel zal blijven. Benadrukt moet evenwel worden dat er in de ramingen voor de periode van 2000 tot 2010 geen rekening is gehouden met de stimuleringsmaatregelen die in de eerste fase door het EU ETS zijn getroffen, en dat het daardoor aannemelijk is dat de feitelijke reducties in koolstofintensiteit gedurende deze periode worden onderschat.

Tabel A: In het verleden geregistreerde en geraamde groei in BBP en koolstofintensiteitstrends[7]:

	Jaarlijkse verandering in BBP in %	Jaarlijkse verbetering van de koolstofintensiteit* in %	**Gecombineerd netto-effect op de jaarlijkse trend in de emissies in %**
Reële ontwikkeling tussen 1990 en 2000			
EU25	2.0	2.3	**-0.3**
EU15	2.0	1.9	**0.1**
Nieuwe lidstaten	1.7	3.9	**-2.2**
Geraamde ontwikkeling tussen 2000 en 2010			
EU25	*2.5*	*2.2*	***0.3***
EU15	*2.4*	*2.1*	***0.3***
Nieuwe lidstaten	*3.8*	*3.6*	***0.2***

Noot: * Koolstofintensiteit drukt het verband tussen de CO_2-uitstoot en het BBP uit.

13. In de analyse van de economische en technologische mogelijkheden om emissies terug te dringen, houdt de Commissie rekening met de jaarlijkse groei van het BBP en met de koolstofintensiteitverminderingspercentages. Het gecombineerde effect van deze twee factoren vormt het percentage voor de jaarlijkse mogelijkheden tot het terugdringen van emissies. Op basis van de feitelijke emissies in een bepaald jaar (bijvoorbeeld 2003) en onder aanname dat de aan de handel deelnemende sector een constant aandeel in de emissies heeft en eenzelfde mogelijkheid heeft om de emissies terug te dringen als de gehele economie, kan een indicatieve grenswaarde die overeenstemt met het derde criterium in bijlage III worden afgeleid.

14. De grenswaarde voor de eerste fase vormt daarom een uitgangspunt bij het vaststellen en beoordelen van de totale hoeveelheid emissies voor de tweede fase op zowel EU- als op lidstaatniveau. Tengevolge van criterium 1 moeten enkele lidstaten de grenswaarden van de eerste periode verlagen om hun Kyoto-verbintenissen te kunnen nakomen. Andere lidstaten moeten hun grenswaarden uit de eerste fase handhaven om het plan te laten aansluiten bij de mogelijkheid emissies terug te dringen. Dienovereenkomstig moet de jaarlijkse gemiddelde ETS-grenswaarde die voor de gehele EU geldt in de tweede fase lager zijn dan de grenswaarde in de eerste fase.

---

7 Bron: Europese Commissie, directoraat-generaal Energie en vervoer, European Energy and Transport Trends to 2030, appendix 2, januari 2003, zie website: http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm

15. Een aantal lidstaten moet een kloof dichten tussen hun feitelijke emissies in 2003 en de volgens de Kyoto-doelstelling toegestane emissies. Het totale tekort voor deze lidstaten bedraagt 296,5 miljoen ton CO_2-equivalent. Deze hoeveelheid komt overeen met de bovenmatige emissie die deze lidstaten nog steeds moeten terugdringen door gebruik te maken van alle instrumenten die tot hun beschikking staan om naleving van de Kyoto-doelstellingen te waarborgen.

16. Lidstaten die een kloof moeten dichten om de Kyoto-doelstelling te kunnen realiseren, moeten streven naar een evenwichtige combinatie van (i) het verlagen van de toewijzing voor de tweede fase en (ii) het invoeren van extra maatregelen voor sectoren die niet voor de handel in aanmerking komen, mogelijk aangevuld met (iii) de aankoop van Kyoto-eenheden door de overheid. Een evenwichtige combinatie maakt reducties praktisch gezien beter uitvoerbaar en economisch doelmatiger.

17. De tabel in bijlage I geeft het aandeel weer van de aan de handel in emissierechten deelnemende sector, uitgedrukt als de toewijzing van emissierechten in de eerste fase in vergelijking tot de feitelijke emissies in 2003. Op EU-niveau bedraagt het aandeel bij benadering 45%. Zou de aan de handel in emissierechten deelnemende sector een proportionele bijdrage leveren aan de verlaging in lidstaten die een kloof moeten dichten, dan zou de totale toewijzing in de tweede periode in de EU-25 ongeveer 6% onder de toewijzing in de eerste periode liggen, hetgeen resulteert in een jaarlijkse gemiddelde toewijzing van 2,063 miljard emissierechten. Om de doelstellingen van Kyoto te realiseren, zou een reductie van minder dan 6% een grotere krachtinspanning van de niet aan de handel in emissierechten deelnemende sector met zich meebrengen.

3.3. Verwezenlijking van de beoogde aankoop van Kyoto-eenheden door de regering

18. Met het oog op de huidige staat van ontwikkeling van de markt en de beperkingen in de levering van Kyoto-eenheden staan de lidstaten voor een grote uitdaging om het volume van de voorgenomen aankopen te realiseren. De beslissing van een lidstaat om met overheidsgeld Kyoto-eenheden te kopen vermindert (evenals de aankoop door ondernemingen krachtens de koppelingsrichtlijn) de noodzaak van nationale emissiereductie.

19. Om bovenstaande redenen is de verwezenlijking van de beoogde aankoop van Kyoto-eenheden door de regering cruciaal voor de samenhang tussen een nationaal toewijzingsplan en criterium 1 van bijlage III. Dit was daarom al een belangrijk element in de beoordeling van de plannen uit de eerste periode. Diverse lidstaten hebben de beoogde aankoop in de eerste nationale toewijzingsplannen niet volledig verwezenlijkt, zodat bepaalde grenswaarden dienovereenkomstig zijn verlaagd. Iedere lidstaat die zich verlaat op de aankoop van Kyoto-eenheden door de regering moet de plannen daarom zorgvuldiger verwezenlijken en vooruitgang in de realisatie van deze aankopen aantonen, zelfs als dit al is aangegeven in het eerste nationale toewijzingsplan. De Commissie zal haar beoordeling baseren op de cumulatieve criteria als uiteengezet in bijlage 5, en zal deze aspecten op strikte wijze beoordelen. Indien een lidstaat er niet in slaagt aan het geheel van criteria te voldoen, zal de Commissie een evenredige verlaging van de voorgestelde grenswaarde verlangen.

3.4. Effecten van andere beleidslijnen en maatregelen

20. De effecten van ten uitvoer gelegde en aanvullende beleidslijnen en maatregelen door de lidstaten is cruciaal voor de samenhang tussen een nationaal toewijzingsplan en criterium 1 in bijlage III van de richtlijn. In de eerste nationale toewijzingsplannen hebben de lidstaten een aantal bestaande en aanvullende beleidslijnen en maatregelen opgenomen. Iedere lidstaat die zich verlaat op ten uitvoer gebrachte en aanvullende beleidslijnen en maatregelen moet de effecten ervan en de vooruitgang in de tenuitvoerbrenging en vaststelling ervan aantonen[8], zelfs als dit al is aangegeven in het eerste nationale toewijzingsplan. De Commissie zal haar beoordeling baseren op de cumulatieve criteria als uiteengezet in bijlage 6, en zal deze aspecten op strikte wijze beoordelen. Indien een lidstaat er niet in slaagt aan het geheel van criteria te voldoen, zal de Commissie een evenredige verlaging van de voorgestelde grenswaarde verlangen.

3.5. Richtsnoeren voor criterium 12 – grenswaarde voor het nalevinggebruik van JI en CDM door de exploitanten

21. Criterium 12 van bijlage III van de richtlijn, gewijzigd bij de koppelingsrichtlijn[9], bepaalt: "In het plan wordt het maximale aantal CER's en ERU's gespecificeerd dat door exploitanten in het kader van de Gemeenschapsregeling mag worden gebruikt als een percentage van de aan iedere installatie toegewezen hoeveelheid. Dit percentage moet stroken met de supplementariteitsverplichtingen van de lidstaat overeenkomstig het Protocol van Kyoto en de besluiten die zijn genomen overeenkomstig het UNFCCC en het Protocol van Kyoto."

22. Criterium 12 is dwingend, in die zin dat het nationale toewijzingsplan de maximale hoeveelheid CER's en ERU's moet specificeren die door exploitanten in het EU ETS voor nalevingsdoeleinden kunnen worden gebruikt.

23. Criterium 12 bepaalt dat het gekozen percentage moet stroken met de supplementariteitsverplichtingen van de lidstaat overeenkomstig het Protocol van Kyoto en de besluiten die zijn genomen overeenkomstig het UNFCCC en het Protocol van Kyoto. De akkoorden van Marrakesh bepalen *"dat het gebruik van deze mechanismen een aanvulling vormt op nationale maatregelen"*[10]. Er is geen kwantitatieve definitie van de supplementariteitsverplichtingen opgenomen in het Protocol van Kyoto of het UNFCCC of de uit hoofde daarvan vastgestelde besluiten[11]. Bovendien hebben de ontmoetingen van de partijen bij het Protocol van Kyoto tijdens de conferenties in Montreal een aantal belangrijke beslissingen

---

8 In dit verband benadrukt de Commissie de noodzaak dat toewijzingsplannen volledig in overeenstemming zijn met de verplichtingen van de lidstaten krachtens Richtlijn 2001/77/EG betreffende de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen op de interne elektriciteitsmarkt, PB L 283 van 27.10.2001, blz.33.

9 Richtlijn 2004/101/EG van het Europees Parlement en de Raad van 27 oktober 2004 houdende wijziging van Richtlijn 2003/87/EG tot vaststelling van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Gemeenschap, met betrekking tot de projectgebonden mechanismen van het Protocol van Kyoto, PB L 338 van 13.11.2004, blz. 18.

10 Besluit 15/CP.7, art 1.

11 Het voorstel van de Commissie inzake de Koppelingsrichtlijn voorzag in een dergelijke kwantitatieve definitie (COM(2003) 403).

opgeleverd ter stimulering van het gebruik van CDM's, waaraan de handel in emissierechten in de EU kan bijdragen.

24. De supplementariteitsvereiste geldt voor het bijeenvoegen van broeikasgasemissies van een lidstaat en niet voor sectoren afzonderlijk. Daarom moet ook rekening worden gehouden met de beoogde aankoop van Kyoto-eenheden door de overheid wanneer het naleven van deze vereiste wordt geëvalueerd.

25. De Commissie is van oordeel dat lidstaten zelf mogen beslissen of ze de grenswaarde voor de afzonderlijke installaties toepassen, of voor alle installaties gezamenlijk. Voor een grotere flexibiliteit wordt lidstaten aanbevolen om de grenswaarde voor de gehele handelsperiode en voor alle installaties gezamenlijk toe te passen.

3.6. Kwesties in samenhang met nieuwkomers en sluitingen

26. De Commissie vindt het voorbarig om met betrekking tot nieuwkomers en sluitingen conclusies te trekken en beste praktijken in kaart te brengen. Nadere details worden gespecificeerd in bijlage 7.

3.7. Verdere richtsnoeren voor toewijzingen op het niveau van sectoren en installaties

27. Bij het vaststellen van toewijzingen op het niveau van installaties in de tweede fase acht de Commissie het noodzakelijk dat lidstaten zich niet baseren op emissies of andere gegevens uit de eerste fase. Anders zouden installaties die de emissies in de eerste handelsperiode actief hebben teruggedrongen overmatig worden benadeeld, doordat ze in de tweede fase een kleiner aandeel in de emissierechten ontvangen dan installaties die hun emissies tijdens de eerste periode niet hebben teruggedrongen.

28. Door zich daarentegen niet op emissies of andere gegevens uit de eerste fase te baseren, wordt vroegtijdige actie voldoende herkend en wordt er een alternatief voor de opbouw van een reserve voor vroegtijdige actie of voor andere maatregelen in samenhang met vroegtijdige actie geboden.

29. Om de gecompliceerdheid en de administratieve inspanningen te beperken, vindt de Commissie het ongepast om bijzondere bepalingen inzake procesemissies op het niveau van installaties te handhaven.

30. Zoals hierboven reeds is vastgesteld, kan niet genoeg nadruk worden gelegd op het belang van een eenvoudiger ontwerp van de tweede nationale toewijzingsplannen ten opzichte van de eerste fase. Eenvoudigere toewijzingsregels op het niveau van sectoren en installaties vergroten de doorzichtigheid van het toewijzingsproces en verlagen de kosten, met name voor de kleine en middelgrote ondernemingen die onder de regeling vallen.

3.8. Verdere richtsnoeren voor andere toewijzingsaspecten

31. Benchmarking op Europees niveau is nog niet rijp om in de tweede fase als toewijzingsmethode te worden gebruikt. Wél kunnen de lidstaten op nationaal niveau mogelijk een geschikte toepassing voor benchmarking vinden bij de toewijzing op het niveau van installaties in bepaalde sectoren en voor nieuwkomers, bijvoorbeeld in de elektriciteitssector. Ervaringen met betrekking tot deze toepassing zullen in het

kader van de herziening door de Commissie worden onderzocht. De Commissie wil graag weten of de aanvullende gegevensvereisten voor benchmarking beheersbaar zijn en of de lidstaten de aanvullende administratieve inspanningen de moeite waard vinden.

32. De Commissie benadrukt dat de lidstaten gebruik kunnen maken van veiling binnen de grens van 10% die onder artikel 10 van de richtlijn wordt toegestaan voor de tweede handelsperiode. Meer gebruik maken van veiling stelt de lidstaten en de Commissie in staat meer ervaring op te doen in het toepassen van deze toewijzingsmethode en de strategische herziening met praktische ervaringen te illustreren. Ze herinnert de lidstaten eraan dat de opbrengsten van de veiling onder andere kunnen worden gebruikt voor het dekken van de administratieve kosten van de regeling of voor de aankoop van Kyoto-eenheden door de overheid. Indien lidstaten besluiten emissierechten te veilen, moedigt de Commissie hen aan om de details van het veilingsproces lang op voorhand vast te stellen, bij voorkeur in het nationale toewijzingsplan, met name met het oog op het tijdspad en de betrokken hoeveelheden.

33. Met betrekking tot openbare raadpleging, waarin is voorzien door artikel 9, onder 1, artikel 11, onder 2, en criterium 9 van bijlage III van de richtlijn, verwacht de Commissie dat de lidstaten passende termijnen vaststellen om een effectievere openbare raadpleging te waarborgen wat betreft de vaststelling van het tweede nationale toewijzingsplan. De lidstaten moeten trachten de openbare raadpleging op grond van artikel 11, onder 2, en criterium 9 van annex III op tijd af te ronden teneinde zich aan de termijn van 31 december 2006 te houden. Aangezien er bij de voorbereidingen van de tweede handelsperiode minder tijdsdruk zou moeten zijn dan in de eerste fase het geval was, is de Commissie ervan overtuigd dat de lidstaten onder eigen verantwoordelijkheid en naar eigen inzicht terdege aan deze voorwaarde zullen voldoen.

4. INTERPRETATIE VAN HET TOEPASSINGSGEBIED VAN BIJLAGE I VAN DE RICHTLIJN

4.1. Interpretatie van verbrandingsinstallaties

34. Wat betreft de interpretatie van verbrandingsinstallaties in bijlage I van de richtlijn merkt de Commissie op dat enkele lidstaten hun eerste nationale toewijzingsplannen op een interpretatie hebben gebaseerd, waarbij alle verbrandingsprocessen die aan de gespecificeerde capaciteit voldoen in aanmerking werden genomen, ongeacht het feit of het verbrandingsproces onafhankelijk energie produceert dan wel een geïntegreerd onderdeel van een ander productieproces is. Andere lidstaten pasten varianten van een engere interpretatie toe, waarbij ze enkele of alle verbrandingsprocessen die deel uitmaken van een ander productieproces buiten beschouwing laten.

35. De Commissie acht deze situatie zeer onbevredigend. Uit het oogpunt van de interne markt moet worden vermeden dat hetzelfde soort installatie in bepaalde lidstaten wél in aanmerking wordt genomen maar in andere niet, hoewel dezelfde richtlijn wordt toegepast. Teneinde aanzienlijke verstoringen van de mededinging in de gehele interne markt te voorkomen, is het van cruciaal belang dat de lidstaten in de tweede handelsperiode een consistente interpretatie en dekking van verbrandingsinstallaties hanteren.

36. De Commissie beschouwt de interpretatie van een verbrandingsinstallatie zoals gegeven in bijlage 8 als de juiste. Ze begrijpt dat bepaalde lidstaten ook een aantal aanvullende installaties moeten opnemen, met inbegrip van grote installaties met aanzienlijke emissies, evenals enkele van de kleinste bronnen van emissies. Met het oog op het volgende hoofdstuk erkent de Commissie echter dat het niet nuttig is om aanvullende verbrandingsprocessen op te nemen die normaal gesproken door kleine installaties worden uitgevoerd. Om in de tweede handelsperiode inconsistenties uit te sluiten, moeten alle lidstaten in ieder geval ook verbrandingsprocessen opnemen met betrekking tot kraken, roet, affakkelen[12], drogen, verwarmen[13] en geïntegreerde staalproductie[14], activiteiten die normaal gesproken worden uitgevoerd door grotere installaties die aanzienlijke emissies veroorzaken. De Commissie behoudt zich het recht voor om alle noodzakelijke maatregelen te nemen om belangrijke verstoringen te voorkomen. Bijzonderheden over de interpretatie die de Commissie aan verbrandingsinstallaties geeft, zijn opgenomen in bijlage 8.

4.2. De kleinste installaties

37. De lidstaten en belanghebbenden hebben bepaalde bedenkingen naar voren gebracht met betrekking tot de kleinste installaties die onder de richtlijn vallen, waarbij zij met name aanvoeren dat de kosten van deelname voor de kleinste installaties niet opwegen tegen de voordelen wanneer men in aanmerking komt voor de regeling. De Commissie erkent dat de baten en kosten van deelname van bepaalde kleine installaties nadere aandacht verdienen bij de herziening van het EU ETS op grond van artikel 30 van de richtlijn.

38. De Commissie benadrukt dat bepaalde deelnemingskosten voor de kleinste installaties eenmalige kosten zijn in de aanloop naar de eerste handelsperiode, en dat deze in de toekomst niet meer zullen voorkomen. Waar het gaat om doorlopende kosten, die grotendeels samenhangen met de jaarlijkse kosten van de bewaking, rapportage en controle van emissies, besteedt de Commissie in de lopende evaluatie van de bewakings- en rapportagerichtsnoeren speciale aandacht aan de verwezenlijking van de mogelijkheden tot kostenbesparingen voor de kleinste installaties. De Commissie richt zich op de inwerkingtreding van de herziene richtsnoeren tegen 1 januari 2008, die zo samenvalt met het begin van de tweede handelsperiode.

39. Bovendien onderstreept de Commissie het belang van eenvoudiger toewijzingsregels voor de tweede handelsperiode teneinde de kleinste installaties te begunstigen, en wil, afgezien van de bewaking en toewijzing, ook naar andere aspecten kijken om de deelnemingskosten voor deze installaties te verlichten. De Commissie is ervan overtuigd dat dit de relatie tussen de baten en kosten voor deelname aan het EU ETS voor dergelijke installaties verder zal verbeteren.

---

12 Met inbegrip van off-shore.
13 Met inbegrip van steenwol.
14 Met inbegrip van walserijen, naverwarmers, gloeiovens en beitsen.

40. De Commissie verzoekt de lidstaten om de flexibiliteitsbepalingen die in bijlage 9 worden onderscheiden te onderzoeken bij het opstellen van hun tweede nationale toewijzingsplannen. Zij wil in de herziening het toepassingsgebied van de richtlijn met betrekking tot de kleinste installaties die onder de richtlijn vallen nader bekijken, met inbegrip van de mogelijkheid om een wijziging van de richtlijn voor te stellen teneinde in de loop van de tweede handelsperiode de verwijdering van een aantal kleine installaties uit het EU ETS te kunnen realiseren. In dit verband overweegt de Commissie de mogelijkheid om voor de zogenaamde cumulatieregel geen rekening te houden met verbrandingsactiviteiten onder een bepaalde drempelwaarde, bijvoorbeeld 3 MW. Ook onderzoekt de Commissie de mogelijkheid om het deel van de cumulatieregel dat voorziet in het samenvoegen van de capaciteiten van de activiteiten die door dezelfde exploitant op dezelfde locatie worden uitgevoerd, te verwijderen.

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 CO_2 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 supplementarity 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 plans[17]. The guidance contained in that document on the implementation of the then eleven[18] criteria in Annex III to the Directive remainsrelevant 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 2006[19], 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 clause[23] 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 1996[24] 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 CO2eq)
A		Target under Kyoto Protocol or Burden Sharing Agreement (avg. annual GHG emissions 2008-12)	
B	**III**	*Total GHG emissions 2003 (excluding LULUCF emissions and removals)*	
C		**Difference +/-** (row A - row B) (negative means need to reduce)	0
D	**III**	*Av. annual projected total GHG emissions 2008-2012 ('with measures' projection)*	
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

IIa 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 GDP**[1] (in billion €2000)	Absolute												
		Trend index 2003=100												
B	**Emissions**[1] (Mt of CO2)	Absolute												
		Trend index 2003=100												
C	**Carbon intensity**[1] (million tonnes CO2 / billion €)	Absolute												
		Trend index 2003=100												

	Year		2002	2003	2004	*2005*	*2006*	*2007*	*2008*	*2009*	*2010*	*2011*	*2012*	*Annual average 2008-2012*
A	**Real GDP**[1] (in billion €'2000)	Absolute												
		Trend index 2003=100												
B	**Emissions**[1] (Mt of CO2)	Absolute												
		Trend index 2003=100												
C	**Carbon intensity**[1] (million tonnes CO2 / billion €)	Absolute												
		Trend index 2003=100												

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

IIb. 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** (%)									[2]			

[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			CO2 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			CO2 in ETS									
F	2	**Industrial processes**	GHG									
G			CO2 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			CO2 in ETS									
N		**Total**	GHG									
O		**Total in ETS**	$ETSCO_2$	Rows B + E + G + M								

IV NAP Summary table – Recent and projected CO_2 emissions in sectors covered by the EU emissions trading scheme

(Grey fields are filled out automatically)

	Emissions in Mt CO_2eq	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 CO_2 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 CO_2eq)

		i	ii	iii	iv	v	vi	vii	viii	ix
	Measures	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 CO_2eq) 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 Allo-wance 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 date 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 CO_2 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).

CO_2 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 CO_2 emissions in sectors covered by the EU emissions trading scheme

General description:

Table IV looks more specifically at the recent and projected CO_2 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 CO_2eq)

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 CO_2eq) 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.