KOMISJA WSPÓLNOT EUROPEJSKICH

Bruksela, dnia 22.12.2005
KOM(2005) 703 wersja ostateczna

# KOMUNIKAT KOMISJI

## „Dalsze wytyczne w sprawie planów rozdziału uprawnień na okres handlu 2008 – 2012 w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji”

**KOMUNIKAT KOMISJI**

**„Dalsze wytyczne w sprawie planów rozdziału uprawnień na okres handlu 2008 – 2012 w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji"**

**(Tekst mający znaczenie dla EOG)**

## 1. WSTĘP

1. Niniejszy komunikat dostarcza Państwom Członkowskim wytyczne dotyczące stworzenia krajowych planów rozdziału uprawnień odnośnie do drugiego okresu handlu uprawnieniami (2008 – 2012). Niniejszy komunikat nie jest częścią trwającego przeglądu dyrektywy ustanawiającej system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych[1](zwanej dalej „dyrektywą"), w ramach którego Komisja sporządzi w czerwcu 2006 r. sprawozdanie dla Parlamentu Europejskiego i Rady, które zawierać będzie również propozycje poprawy funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji w UE (zwanego dalej „EU ETS"), tam gdzie ma to zastosowanie. Przy opracowywaniu niniejszego przeglądu Komisja uznaje wkład wniesiony przez zainteresowane strony w odniesieniu do szerokiego wachlarza kwestii dotyczących funkcjonowania i wpływu EU ETS.

2. Niniejsze wytyczne stanowią uzupełnienie wytycznych Komisji z dnia 7 stycznia 2004 r.[2] w sprawie wdrożenia kryteriów wymienionych w załączniku III do dyrektywy. Poprzedni dokument zawierający wytyczne przedstawia w szczególności techniczną analizę interpretacji i wzajemnego oddziaływania różnych kryteriów wymienionych w załączniku III i wyjaśnia, jaką rolę odgrywają one przy ocenianiu przez Komisję planów rozdziału uprawnień. Kluczowe informacje zawarte w pierwszym dokumencie zawierającym wytyczne podsumowane są w załączniku 3.

3. Komisja uznaje za niezbędne dostarczenie dodatkowych wytycznych w celu konsekwentnego wdrożenia wiedzy nabytej w trakcie wdrażania pierwszego etapu rozdziału uprawnień. Komisja odnotowuje, że ogólny charakter kryteriów wymienionych w załączniku III do dyrektywy pozostawia zakres swobody w sposobie ich wdrożenia i podziela pogląd Państw Członkowskich oraz wielu zainteresowanych stron o potrzebie większej liczby wytycznych[3] w celu zapewnienia bardziej spójnych planów rozdziału uprawnień w drugim okresie handlu uprawnieniami.

---

[1] Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE, Dz.U. L 275 z 25.10.2003, str. 32-46, zmieniona dyrektywą 2004/101/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 października 2004 zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie, z uwzględnieniem mechanizmów projektowych Protokołu z Kioto, Dz.U. L 338 z 13.11.2004, str. 18.

[2] COM(2003) 830 wersja ostateczna

[3] W dniu 1 grudnia 2005 r., Rada wezwała Komisję do dołożenia wszelkich starań, by dostarczyć wytyczne w terminie na tyle wczesnym, by umożliwić przygotowanie drugiego etapu krajowych planów rozdziału.

4. Zasadniczo, Państwa Członkowskie i zainteresowane strony podkreślają ponadto swoje preferencje na rzecz większej harmonizacji przepisów dotyczących rozdziału uprawnień. Komisja uznaje za niezbędne osiągnięcie większej spójności w drugim okresie handlu w zakresie w jakim jest to możliwe w świetle zróżnicowanego postępu czynionego przez Państwa Członkowskie w osiąganiu celów określonych dla każdego z nich w Protokole z Kioto. Ponadto, korzystna byłaby dalsza harmonizacja po 2012 r. Komisja rozważy powyższe kwestie w kontekście strategicznego przeglądu EU ETS. Na podstawie tego przeglądu, Komisja przedstawi propozycje, tam gdzie właściwe, w celu poprawy funkcjonowania programu handlu uprawnieniami, przy jednoczesnym zagwarantowaniu stabilności regulacji prawnych.

5. Komisja wzywa Państwa Członkowskie do uproszczenia planów na drugi okres handlu uprawnieniami. Proste plany rozdziału uprawnień podnoszą stopień zrozumienia tego narzędzia wśród zainteresowanych stron, jak również zwiększają jego przejrzystość i przewidywalność. Państwa Członkowskie powinny dążyć do maksymalnego uproszczenia drugich krajowych planów rozdziału uprawnień, w szczególności w odniesieniu do metod rozdziału i przepisów dotyczących nowych uczestników rynku oraz zamknięć instalacji. Państwa Członkowskie powinny krytycznie ocenić celowość i skuteczność przepisów dotyczących pierwszych krajowych planów rozdziału uprawnień i utrzymać jedynie te, które zostaną uznane za absolutnie niezbędne.

6. W celu dalszej poprawy przejrzystości planów, Komisja opracowała i załączyła zestaw tabel[4], które podsumowują w znormalizowany sposób pewne podstawowe informacje zawarte w krajowych planach rozdziału uprawnień. Komisja uznaje te tabele za integralną część drugiego etapu krajowych planów rozdziału uprawnień i oczekuje, że Państwa Członkowskie zrobią z nich użytek. Ponadto, wzywa ona Państwa Członkowskie do dalszego stosowania jednolitego wzoru[5] opracowanego dla pierwszych planów rozdziału uprawnień oraz, podobnie jak w pierwszym etapie, gwarantuje w pełni spójną ocenę wszystkich planów.

## 2. PODSUMOWANIE DOŚWIADCZEŃ Z REALIZACJI PLANÓW ROZDZIAŁU UPRAWNIEŃ W PIERWSZYM ETAPIE (2005-2007) ORAZ OGÓLNA WIEDZA DO WYKORZYSTANIA W DRUGIM ETAPIE(2008-2012)

7. Pierwszy etap procesu rozdziału uprawnień trwał około 15 miesięcy, od terminu powiadomienia przypadającego na dzień 31 marca 2004 r. do daty ostatniej decyzji Komisji wydanej dnia 20 czerwca 2005 r. Okres ten był znacznie dłuższy niż przewidywała dyrektywa. Proces zatwierdzania zbiegł się w znacznym stopniu z pierwszym okresem handlu, który rozpoczął się w dniu 1 stycznia 2005 r. Późny termin powiadomienia, zatwierdzenia i finalizacji na szczeblu krajowym niektórych planów wprowadził element niepewności nie tylko dla odpowiednich organów krajowych i przedsiębiorstw, ale również dla podmiotów na rynku przydziałów w całej Europie. Powyższy fakt uświadamia wagę notyfikacji we właściwym terminie kompletnych krajowych planów rozdziału uprawnień dotyczących drugiego etapu

---

4 Patrz załącznik 10

5 COM(2003) 830 wersja ostateczna, str. 25-29

rozdzielania. Komisja uznaje, że trzymiesięczny okres przewidziany w art. 9 ust. 3 może rozpocząć się wyłącznie po przedłożeniu kompletnego krajowego planu rozdziału uprawnień. W związku z tym Komisja przypomina Państwom Członkowskim o obowiązku przestrzegania terminu 30 czerwca 2006 r. tak, by umożliwić dokończenie drugiego etapu procesu rozdziału uprawnień, w tym podjęcia ostatecznej decyzji w sprawie krajowego rozdzielania, odpowiednio wcześnie przed drugim okresem handlu rozpoczynającym się dnia 1 stycznia 2008 r. Komisja nie uzna zmian do krajowych planów rozdziału notyfikowanych po terminie 31 grudnia 2006 r. określonym w art. 11 ust. 2 dyrektywy, z wyjątkiem zmian wymaganych na mocy odpowiedniej decyzji Komisji dotyczącej krajowego planu rozdziału uprawnień.

8. Uznając etap pierwszy jako okres uczenia się, Komisja oceniła plany rozdziału przypadające na pierwszy okres w sposób pragmatyczny. Daje się wyodrębnić pewne cechy charakteryzujące pierwszy proces rozdziału uprawnień, które to cechy są podsumowane poniżej, co tłumaczy zbieżność wyborów i podejść we wszystkich Państwach Członkowskich (w celu uzyskania bliższych szczegółów patrz załącznik 4):

- Niezbędne jest szersze stosowanie handlu uprawnieniami do emisji w celu osiągnięcia celów z Kioto w sposób kosztowo efektywny

- Ogólnie rzecz biorąc, rozdział uprawnień był bardziej restrykcyjny dla producentów energii niż dla pozostałych sektorów objętych systemem handlu uprawnieniami.

- Te Państwa Członkowskie, których rzeczywisty poziom emisji znacznie przekracza cele ustanowione dla nich w Protokole z Kioto, zamierzają nabyć znaczącą liczbę jednostek redukcji określonych w Protokole z Kioto.

- Brak zatwierdzania korekt „ex-post" jest niezbędne dla rozwoju rynku przydziałów.

- Niektóre plany rozdziału uprawnień są bardziej skomplikowane niż jest to konieczne i nie są wystarczająco przejrzyste.

## 3. DALSZE WYTYCZNE DOTYCZĄCE WYBRANYCH KWESTII W ODNIESIENIU DO DRUGIEGO OKRESU KRAJOWYCH PLANÓW ROZDZIAŁU UPRAWNIEŃ

### 3.1. Postęp w osiąganiu celów określonych w Protokole z Kioto

9. W sprawozdaniu z postępu za 2005 r.[6] Komisja oceniła postęp poczyniony przez Państwa Członkowskie w osiąganiu celów określonych w Protokole z Kioto. Porównanie rzeczywistego poziomu emisji w 2003 r. z dopuszczalnym poziomem emisji ustanowionym na okres 2008-2012 pokazuje, że znacząca liczba Państw Członkowskich ma w tym zakresie braki do wypełnienia, niektóre z nich znaczne. W chwili obecnej wydaje się, że w szczególności Austria, Belgia, Dania, Finlandia,

[6] Sprawozdanie Komisji z dnia 15 grudnia 2005 r. w sprawie postępów w realizacji celów Wspólnoty określonych w Protokole z Kioto, COM(2005) 655

Niemcy, Irlandia, Włochy, Luksemburg, Niderlandy, Portugalia, Słowenia i Hiszpania nie są wystarczająco blisko osiągnięcia celów ustanowionych dla nich w Protokole z Kioto. Wymienione Państwa Członkowskie muszą zwiększyć wysiłki w drugim okresie handlu uprawnieniami by osiągnąć cele określone w Protokole z Kioto, co nie oznacza, że dalsze działania nie są również potrzebne w innych Państwach Członkowskich. Ponieważ wydaje się mało prawdopodobne, by różnicę między rzeczywistym a zakładanym poziomem emisji można by było wyeliminować *jedynie* poprzez zmniejszenie emisji w sektorach nieuczestniczących w systemie handlu lub poprzez poleganie na nabyciu jednostek redukcji określonych w Protokole z Kioto, należy w szerszym zakresie wykorzystać EU ETS by w pełni zrealizować potencjał handlu uprawnieniami do emisji.

### 3.2. Ustanawianie krajowych pułapów

10. Zgodnie z kryterium 3 określonym w załączniku III (patrz załącznik 2 dołączony do niniejszego dokumentu odnośnie do kryteriów określonych w załączniku III do dyrektywy), liczba uprawnień jest spójna z potencjałem redukcji emisji w działaniach objętych programem, w tym z potencjałem technologicznym. Oznacza to, że połączenie odpowiedniego potencjału gospodarczego i technologicznego w celu redukcji emisji określa górny próg pułapu na szczeblu krajowym.

11. Dwoma najważniejszymi czynnikami kształtującymi tendencje w zakresie emisji są wzrost gospodarczy (PKB) (wyższy wzrost prowadzi do wyższych emisji) oraz tendencje intensywności zużycia węgla (emisje na jednostkę PKB, gdzie zmniejszenie intensywności zużycia węgla prowadzi do zmniejszenia emisji). Co do zasady, im szybszy jest wzrost gospodarczy, tym szybsze jest zastosowanie nowych technologii i tym szybszy jest proces odnawiania środków trwałych, co prowadzi do poprawy wydajności i intensywności zużycia węgla. Rosnący udział sektora usług oraz równoległy spadek udziału sektora wtórnego, charakterystyczny dla gospodarek europejskich, jeszcze pogłębia powyższe zjawisko. Ponadto, wprowadzenie EU ETS oraz jednolitej ceny węgla na poziomie UE w sektorze uczestniczącym w systemie handlu przyczyni się do dalszego zmniejszania intensywności zużycia węgla.

12. W ujęciu historycznym (okres 1990 – 2000) zmniejszanie intensywności zużycia węgla równoważyło lub nawet przekraczało tempo wzrostu gospodarczego, co oznacza, że emisje gazów cieplarnianych pozostawały na stabilnym poziomie lub zmniejszały się. Tabela poniżej wskazuje, że powyższa tendencja prawdopodobnie utrzyma się w ciągu bieżącej dekady (2000 - 2010). Należy podkreślić, że szacunki na okres 2000 – 2010 nie uwzględniają zachęt stworzonych w pierwszym etapie EU ETS, w związku z czym jest wysoce prawdopodobne, że zaniżają rzeczywisty spadek intensywności zużycia węgla w tym okresie.

Tabela A: Historyczny i szacunkowy wskaźnik wzrostu PKB oraz tendencje intensywności zużycia węgla[7]:

| | Roczny PKB Zmiana w % | Roczna intensywność zużycia węgla* Poprawa w % | **Łączny wpływ netto na roczne tendencje w zakresie emisji w %** |
|---|---|---|---|
| Rzeczywiste zmiany 1990 - 2000 | | | |
| UE-25 | 2.0 | 2.3 | **-0.3** |
| UE-15 | 2.0 | 1.9 | **0.1** |
| Nowe Państwa Członkowskie | 1.7 | 3.9 | **-2.2** |
| *Szacunkowe zmiany 2000 - 2010* | | | |
| UE-25 | *2.5* | *2.2* | ***0.3*** |
| UE-15 | *2.4* | *2.1* | ***0.3*** |
| Nowe Państwa Członkowskie | *3.8* | *3.6* | ***0.2*** |

Uwaga: *Intensywność zużycia węgla wyraża stosunek emisji $CO_2$ do PKB.

13. Podczas analizy gospodarczego i technologicznego potencjału redukcji emisji Komisja bierze pod uwagę roczny wskaźnik wzrostu PKB oraz wskaźnik zmniejszania intensywności zużycia węgla. Łączny wpływ tych dwóch czynników określa wskaźnik rocznego potencjału redukcji emisji. Wychodząc od rzeczywistego poziomu emisji w danym roku (np. 2003 r.) i zakładając, że udział w emisjach sektora uczestniczącego w systemie handlu uprawnieniami jest stały i że posiada on ten sam potencjał redukcji emisji co cała gospodarka, można uzyskać orientacyjny pułap emisji zgodny z kryterium 3 określonym w załączniku III.

14. A zatem pułap uzyskany w odniesieniu do pierwszego etapu jest punktem wyjściowym określania i oceny całkowitej wielkości emisji w drugim etapie zarówno na szczeblu UE jak i poszczególnych Państw Członkowskich. W związku z kryterium 1 niektóre Państwa Członkowskie muszą obniżyć pułapy ustanowione w stosunku do pierwszego etapu w celu przestrzegania celów określonych w Protokole z Kioto. Inne Państwa Członkowskie muszą utrzymać swoje pułapy odnośnie do pierwszego etapu w celu uzgodnienia planu z potencjałem redukcji emisji (kryterium 3). Odpowiednio, roczne średnie pułapy systemu handlu uprawnieniami (ETS) w EU powinny być niższe niż pułapy określone w stosunku do pierwszego etapu.

[7] Źródło: Komisja Europejska, Dyrekcja Generalna ds. Energii i Transportu, Europejskie tendencje dot. energii i transportu do 2030 r., Dodatek 2, styczeń 2003 r., patrz strona internetowa http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/index_en.html

15. Szereg Państw Członkowskich ma do wypełnienia różnicę między rzeczywistym poziomem emisji w 2003 r. a dopuszczalnym poziomem emisji określonym w Protokole z Kioto. Całkowita różnica w odniesieniu do tych Państw Członkowskich stanowi odpowiednik 296,5 mln ton $CO_2$. A zatem powyższa liczba przedstawia poziom przekroczenia emisji, który to poziom Państwa Członkowskie muszą jeszcze zmniejszyć poprzez zastosowanie dostępnych im instrumentów w celu zapewnienia zgodności z celami określonymi w Protokole z Kioto.

16. Państwa Członkowskie, które muszą zmniejszyć rozbieżność by osiągnąć cele z Kioto powinny dążyć do zrównoważonego osiągnięcia następujących celów: (i) zmniejszenia rozdziału uprawnień w drugim etapie oraz (ii) wdrożenia dodatkowych środków w sektorze nieuczestniczącym w systemie handlu, potencjalnie uzupełnione przez (iii) zakup przez rządy jednostek redukcji określonych w Protokole z Kioto. Zrównoważony udział powyższych czynników ułatwi praktyczne osiągnięcie redukcji i podniesie jej ekonomiczną skuteczność.

17. Tabela w załączniku 1 przedstawia udział sektora handlu uprawnieniami wyrażony jako rozdział uprawnień w pierwszym etapie w porównaniu z rzeczywistymi emisjami w 2003 r. Na szczeblu UE udział ten sięga około 45 %. Gdyby sektor handlu uprawnieniami przyczyniał się w sposób proporcjonalny do redukcji emisji w tych Państwach Członkowskich, które mają pod tym względem rozbieżność, całkowity rozdział uprawnień w UE-25 w drugim etapie byłby o około 6 % niższy niż w etapie pierwszym, co skutkowałoby rocznym średnim rozdziałem 2,063 mld uprawnień. Jeśli cele określone w Protokole z Kioto maja być osiągnięte, redukcja o mniej niż 6 % oznaczałaby konieczność podjęcia większych wysiłków ze strony sektora nieuczestniczącego w systemie handlu uprawnieniami.

### 3.3. Uzasadnienie planowanego nabycia przez rządy jednostek redukcji określonych w Protokole z Kioto.

18. W świetle stanu rozwoju rynku oraz ograniczeń w podaży jednostek określonych w Protokole z Kioto, Państwa Członkowskie stoją przed niełatwym wyzwaniem zrealizowania zamierzonej ilości zakupów. Decyzja Państwa Członkowskiego o zakupie ze środków publicznych jednostek określonych w Protokole z Kioto zmniejsza (tak samo jak zakup przez przedsiębiorstwa zgodnie z warunkami określonymi w dyrektywie łączącej) potrzebę redukcji krajowych emisji.

19. Z powyższych względów, uzasadnienie zamierzonego nabycia przez rządy jednostek określonych w Protokole z Kioto jest kluczowe w celu osiągnięcia zgodności krajowego planu rozdziału uprawnień z kryterium 1 określonym w załączniku III. W związku z tym uzasadnienie to było już brane pod uwagę jako ważny element oceny planów dotyczących pierwszego etapu. Kilka Państw Członkowskich nie uzasadniło w pełni zamierzonego nabycia uprawnień w pierwszym okresie krajowego planu rozdziału uprawnień i w związku z tym niektóre pułapy zostały odpowiednio zmniejszone. A zatem każde Państwo Członkowskie, które liczy na nabycie przez rząd jednostek określonych w Protokole z Kioto musi uzasadnić bardziej szczegółowo te zamiary i wykazać postęp w ich nabywaniu, nawet jeśli zamiar ten był już wskazany w pierwszym etapie krajowego planu rozdziału uprawnień. Komisja sporządzi swoją ocenę na podstawie kumulatywnych kryteriów wymienionych w załączniku 5 i oceni je według rygorystycznych zasad. W

przypadku, gdy danemu Państwu Członkowskiemu nie uda się spełnić wszystkich kryteriów, Komisja zażąda proporcjonalnej redukcji proponowanego pułapu.

### 3.4. Uzasadnienie innych polityk i środków

20. Uzasadnienie wpływu wdrożonych i dodatkowych polityk i środków przez Państwa Członkowskie jest kluczowe dla zapewnienia zgodności krajowego planu rozdziału uprawnień z kryterium 1 określonym w załączniku III do dyrektywy. W pierwszym okresie realizacji krajowych planów rozdziału uprawnień Państwa Członkowskie wymieniły szereg istniejących i dodatkowych polityk i środków. Każde Państwo Członkowskie, które polega na istniejących dodatkowych politykach i środkach, nawet jeśli były one już wskazane w pierwszym okresie realizacji krajowych planów rozdziału uprawnień, musi uzasadnić skutki tych środków oraz wykazać postęp poczyniony w ich realizacji lub przyjęciu[8]. Komisja sporządzi swoją ocenę na podstawie kumulatywnych kryteriów wymienionych w załączniku 6 i oceni je według rygorystycznych zasad. W przypadku, gdy danemu Państwu Członkowskiemu nie uda się spełnić wszystkich kryteriów, Komisja zażąda proporcjonalnej redukcji proponowanego pułapu.

### 3.5. Wytyczne dotyczące kryterium 12 – limit na wykorzystanie przez operatorów wspólnego wdrażania (JI – Joint Implementation) i mechanizmu czystego rozwoju (Clean Development Mechanism – CDM)

21. Kryterium 12 określone w załączniku III do dyrektywy, zmienione na mocy dyrektywy łączącej[9], stanowi: „Plan określa w formie wartości procentowej przydziałów przyznanych każdej instalacji maksymalną ilość CER [Certified Emission Reduction – poświadczona redukcja emisji] i ERU [Emission Reduction Unit – jednostka redukcji emisji], którą operatorzy mogą wykorzystać w systemie wspólnotowym. Ta wartość procentowa jest zgodna ze zobowiązaniami Państw Członkowskich w zakresie komplementarności wynikającymi z Protokołu z Kioto i z decyzjami przyjętymi na mocy UNFCCC lub Protokołu z Kioto".

22. Kryterium 12 jest obowiązkowe w tym sensie, że krajowy plan rozdziału uprawnień musi określić maksymalną ilość CER i ERU, które mogą być wykorzystane przez operatorów w celu osiągnięcia zgodności w ramach EU ETS.

23. Kryterium 12 stanowi, że ustalona wartość procentowa jest zgodna ze zobowiązaniami Państw Członkowskich w zakresie komplementarności wynikającymi z Protokołu z Kioto i z decyzjami przyjętymi na mocy UNFCCC lub Protokołu z Kioto. Porozumienia z Marakeszu stanowią, że *„stosowanie mechanizmów powinno być dodatkowe do działań kraju”*[10] Ani Protokół z Kioto, ani UNFCCC, ani decyzje podjęte na ich mocy nie podają ilościowej definicji

---

8 Pod tym względem, Komisja podkreśla znaczenie pełnej zgodności planów rozdziału ze zobowiązaniami Państw Członkowskich zgodnie z dyrektywą 2001/77/WE w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych, Dz.U. L 283 z 27.10.2001, str. 33.

9 Dyrektywa 2004/101/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 października 2004 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie, z uwzględnieniem mechanizmów projektowych Protokołu z Kioto Dz.U. L 338 z 13.11.2004, str. 18.

10 Decyzja 15/CP.7, art. 1.

zobowiązań w zakresie komplementarności[11]. Należy również zauważyć, że na spotkaniu konferencji stron Protokołu z Kioto w Montrealu podjęto szereg ważnych decyzji w celu zachęcenia do stosowania CDM, do czego może również przysłużyć się unijny handel uprawnieniami.

24. Zobowiązanie w zakresie komplementarności stosuje się do łącznych emisji gazów cieplarnianych danego Państwa Członkowskiego, a nie indywidualnie do poszczególnych sektorów. A zatem, oceniając spełnienie owego wymogu należy również wziąć pod uwagę zamiar nabycia przez rządy jednostek redukcji określonych w Protokole z Kioto.

25. Komisja uznaje, że Państwa Członkowskie mają swobodę wyboru, czy stosować limit indywidualnie w odniesieniu do każdej instalacji, czy zbiorowo do wszystkich instalacji. W celu zapewnienia większej elastyczności, zaleca się Państwom Członkowskim stosowanie limitu w odniesieniu do całego okresu handlu uprawnieniami i zbiorowo do wszystkich instalacji.

### 3.6. Kwestie związane z nowymi uczestnikami rynku oraz zamknięciami instalacji

26. Komisja uważa, że wyciąganie wniosków i określanie najlepszych praktyk w odniesieniu do nowych uczestników rynku oraz zamknięć instalacji byłoby przedwczesne. Dalsze szczegóły są podane w załączniku 7.

### 3.7. Dalsze wytyczne w sprawie rozdziału uprawnień na poziomie sektorów i instalacji

27. Przy ustalaniu rozdziału na poziomie instalacji w drugim etapie, Komisja uznaje za niezbędne by Państwa Członkowskie nie kierowały się poziomami emisji ustalonymi w odniesieniu do pierwszego etapu lub innymi danymi dotyczącymi pierwszego etapu. W przeciwnym wypadku instalacje, które aktywnie zmniejszyły emisje w pierwszym okresie handlu uprawnieniami stawiane są w bezpodstawnie gorszym położeniu gdyż otrzymują w drugim etapie mniejszy przydział niż instalacje, które nie zredukowały emisji w pierwszym okresie.

28. Nie kierowanie się poziomem emisji z pierwszego etapu lub innymi danymi dotyczącymi pierwszego etapu sprawia, że wczesne działania są należycie uwzględniane, co jest równoważne ustanowieniu rezerwy na wczesne działania lub odpowiada wszelkim innym środkom uwzględniającym wczesne działania.

29. W celu uproszczenia przepisów i zmniejszenia obciążeń administracyjnych Komisja uznaje, że utrzymanie na poziomie instalacji szczególnych przepisów dotyczących emisji procesowych jest niewłaściwe.

30. Jak wspomniano powyżej, nie sposób przecenić wagę uproszczenia krajowych planów rozdziału uprawnień na drugi etap w porównaniu z etapem pierwszym. Uproszczone zasady rozdziału na poziomie sektorów i instalacji zwiększają przejrzystość procesu rozdziału i obniżają koszty, w szczególności dla małych i średnich przedsiębiorstw objętych systemem.

---

[11] Wniosek Komisji w sprawie dyrektywy łączącej przewidywał taką ilościową definicję (COM(2003) 403).

### 3.8. Dalsze wytyczne w sprawie innych aspektów rozdziału uprawnień

31. Przeprowadzanie analiz porównawczych w UE nie jest wystarczająco dopracowaną metodą rozdziału uprawnień, by można ją było stosować w drugim etapie. Tym niemniej, Państwa Członkowskie mogą należycie wykorzystać analizę porównawczą na szczeblu krajowym w odniesieniu do rozdziału uprawnień na poziomie instalacji w niektórych sektorach oraz w odniesieniu do nowych operatorów, np. w sektorze energii elektrycznej. Doświadczenia płynące z analizy porównawczej będą uwzględnione przez Komisję w kontekście przeglądu. Komisja chciałaby wiedzieć, czy możliwe jest spełnienie wymogów odnośnie do dostarczenia dodatkowych danych dla potrzeb analizy porównawczej i czy Państwa Członkowskie uważają, że związany z tym dodatkowy wysiłek administracyjny jest wart ponoszenia.

32. Komisja podkreśla, że Państwa Członkowskie mogą korzystać z systemu aukcji w ramach 10 % limitu dopuszczonego na mocy art. 10 dyrektywy w drugim etapie handlu uprawnieniami. Większe wykorzystywanie systemu aukcji umożliwiłoby Państwom Członkowskim oraz Komisji zgromadzenie więcej doświadczeń związanych ze stosowaniem tej metody rozdziału uprawnień i do uwzględnienia owych praktycznych doświadczeń w przeglądzie strategicznym. Komisja przypomina Państwom Członkowskim, że wpływy z aukcji mogą być wykorzystane między innymi do pokrycia kosztów administracyjnych systemu handlu oraz nabycia przez rządy jednostek określonych w Protokole z Kioto. W przypadku, gdy Państwa Członkowskie decydują się na sprzedaż na aukcji uprawnień, Komisja zachęca je do określenia odpowiednio wcześnie szczegółów procesu aukcyjnego, najlepiej w krajowym planie rozdziału uprawnień, w szczególności w odniesieniu do terminu aukcji i ilości uprawnień do sprzedania.

33. W odniesieniu do publicznych konsultacji przewidzianych w art. 9 ust. 1 oraz art. 11 ust. 2 oraz na mocy kryterium 9 określonym w załączniku III do dyrektywy, Komisja oczekuje od Państw Członkowskich podania odpowiednich terminów w celu zapewnienia skuteczniejszych konsultacji publicznych w sprawie drugiego etapu krajowego planu rozdziału uprawnień. Państwa Członkowskie powinny dążyć do zakończenia konsultacji publicznych zgodnie z art. 11 ust. 1 oraz kryterium 9 określonym w załączniku III w odpowiednim terminie tak, by umożliwić dotrzymanie terminu ustanowionego na dzień 31 grudnia 2006 r. Ponieważ wydaje się, że presja czasowa związana z przygotowaniem drugiego etapu handlu uprawnieniami będzie mniejsza niż w przypadku pierwszego etapu, Komisja jest przekonana, że Państwa Członkowskie będą należycie przestrzegać owego wymogu na własną odpowiedzialność i według własnego uznania.

## 4. WYKŁADNIA W SPRAWIE ZAKRESU ZAŁĄCZNIKA I DO DYREKTYWY

### 4.1. Instalacje energetycznego spalania

34. W odniesieniu do wykładni dotyczącej instalacji energetycznego spalania wymienionej w załączniku I do dyrektywy, Komisja zauważa, że niektóre Państwa Członkowskie opracowały pierwszy etap krajowego planu rozdziału uprawnień w oparciu o wykładnię obejmującą wszystkie procesy spalania spełniające określoną normę wydajności niezależnie od tego, czy proces spalania wytwarza energię w sposób niezależny czy też jako integralną część innego procesu produkcji. Inne

Państwa Członkowskie stosowały różne warianty węższej wykładni, wyłączając niektóre lub wszystkie procesy spalania stanowiące integralne części innych procesów produkcyjnych.

35. Komisja uznaje taką sytuację za głęboko niezadowalającą Z perspektywy rynku wewnętrznego należy unikać sytuacji, w której przy stosowaniu tej samej dyrektywy ten sam rodzaj instalacji jest objęty w niektórych Państwach Członkowskich, a w innych nie. Spójna wykładnia i objęcie nią instalacji energetycznego spalania we wszystkich Państwach Członkowskich w drugim okresie handlu jest konieczne w celu uniknięcia istotnych zakłóceń konkurencji w obrębie rynku wewnętrznego.

36. Komisja uznaje wykładnię instalacji energetycznego spalania podaną w załączniku 8 jako właściwą. Komisja zdaje sobie sprawę, że niektóre Państwa Członkowskie będą musiały włączyć pewną liczbę dodatkowych instalacji, w tym dużych instalacji będących źródłem znacznych emisji oraz niektórych najmniejszych instalacji będących źródłem emisji Jednakże, w świetle rozdziału zamieszczonego poniżej, Komisja uznaje, że nie jest celowe włączenie dodatkowych procesów spalania, które są zazwyczaj przeprowadzane przez małe instalacje. A zatem, w celu eliminacji niespójności w drugim okresie handlu, wszystkie Państwa Członkowskie powinny w każdym przypadku włączyć również procesy spalania elektrycznego, które obejmują instalacje do krakowania, wytwarzanie sadzy, spalanie gazów na wylocie komina[12], paleniska[13] oraz zintegrowane stalownie[14], i które zazwyczaj przeprowadzane są przez większe instalacje wytwarzające znaczne ilości emisji. Komisja zastrzega sobie prawo podejmowania wszelkich niezbędnych środków w celu uniknięcia znaczących zakłóceń. Szczegóły wykładni Komisji w sprawie instalacji energetycznego spalania zamieszczone są w załączniku 8.

### 4.2. Najmniejsze instalacje

37. Państwa Członkowskie i zainteresowane strony wyraziły pewne zaniepokojenie odnośnie do objęcia dyrektywą najmniejszych instalacji, twierdząc w szczególności, że koszty uczestnictwa w odniesieniu do małych instalacji przewyższają korzyści objęcia tym systemem. Komisja uznaje, że korzyści i koszty uczestnictwa niektórych małych instalacji należy poddać dalszej analizie podczas przeglądu EU ETS zgodnie z art. 30 dyrektywy.

38. Komisja podkreśla, że niektóre koszty uczestnictwa ponoszone przez najmniejsze instalacje są kosztami jednorazowymi ponoszonymi w kontekście pierwszego okresu handlu uprawnieniami do emisji i nie powtórzą się w przyszłości. Jeśli chodzi o koszty stałe, które są w znacznej mierze związane z rocznymi kosztami monitorowania, sprawozdawczości i weryfikacji emisji, Komisja zwraca szczególną uwagę podczas bieżącego przeglądu wytycznych w sprawie monitorowania i sprawozdawczości na wykorzystanie możliwości oszczędności kosztów ponoszonych przez najmniejsze instalacje. Komisja dąży do tego, by zrewidowane wytyczne weszły w życie w dniu 1 stycznia 2008 r., co zbiegłoby się w czasie z rozpoczęciem drugiego okresu handlu uprawnieniami.

---

12 w tym również w instalacjach morskich.

13 w tym wełnę skalną

14 w tym walcownie, piece do ponownego ogrzewania, piece do wyżarzania i wytrawiania

39. Ponadto, Komisja raz jeszcze podkreśla wagę stosowania uproszczonych przepisów dotyczących rozdziału, które byłyby korzystne dla najmniejszych instalacji oraz rozważenia innych aspektów, poza monitorowaniem i rozdziałem, w celu złagodzenia kosztów uczestnictwa tych instalacji. Komisja jest przekonana, że przyczyni się to jeszcze bardziej do poprawy relacji korzyści do kosztów uczestniczenia tych instalacji w EU ETS.

40. Komisja wzywa Państwa Członkowskie do wykorzystania zasad elastyczności określonych w załączniku 9 podczas opracowywania krajowych planów rozdziału na drugi etap. Zamiarem Komisji jest szersze uwzględnienie w przeglądzie zakresu dyrektywy pod kątem objęcia nią najmniejszych instalacji, łącznie z możliwością zaproponowania poprawki do dyrektywy, aby umożliwić wyłączenie niektórych małych instalacji z EU ETS w drugim okresie handlu. W tym kontekście, Komisja rozważy możliwość nieuwzględniania do celów tzw. zasady sumowania działań związanych z procesem energetycznego spalania, które nie przekraczają pewnego progu mocy, na przykład 3 MW. Komisja rozważa również możliwość usunięcia tej części zasady sumowania, która przewiduje sumowanie zdolności produkcyjnych działań prowadzonych przez tego samego operatora na terenie tego samego zakładu.

# 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<br><br>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.<br><br>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.<br><br>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<br><br>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.<br><br>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<br><br>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.<br><br>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<br><br>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.<br><br>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<br><br>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.<br><br>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.<br><br>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<br><br>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 +/-**<br>(row A - row B)<br>(negative means need to reduce) | 0 |
| D | **III** | *Av. annual projected total GHG emissions 2008-2012 ('with measures' projection)* | |
| E | | **Difference +/-**<br>(row A - row D)<br>(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**<br>(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 $CO_2$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 $CO_2$ 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 $CO_2$eq)

| | | 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 $CO_2$eq) 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 $CO_2$eq)**

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 $CO_2$eq) 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.