ΕΠΙΤΡΟΠΗ ΤΩΝ ΕΥΡΩΠΑΪΚΩΝ ΚΟΙΝΟΤΗΤΩΝ

Βρυξέλλες, 22.12.2005
COM(2005) 703 τελικό

ΑΝΑΚΟΙΝΩΣΗ ΤΗΣ ΕΠΙΤΡΟΠΗΣ

"Περαιτέρω κατευθύνσεις για τα σχέδια κατανομής της περιόδου 2008-2012 του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής εντός της Κοινότητας"

ΑΝΑΚΟΙΝΩΣΗ ΤΗΣ ΕΠΙΤΡΟΠΗΣ

"Περαιτέρω κατευθύνσεις για τα σχέδια κατανομής της περιόδου 2008-2012 του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής εντός της Κοινότητας"

(Κείμενο που παρουσιάζει ενδιαφέρον για τον ΕΟΧ)

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1. Με την παρούσα ανακοίνωση παρέχονται στα κράτη μέλη κατευθύνσεις για την κατάρτιση των εθνικών σχεδίων κατανομής της δεύτερης περιόδου εμπορίας (2008-2012). Η παρούσα ανακοίνωση δεν αποτελεί μέρος της υπό εξέλιξη επανεξέτασης της οδηγίας για την εμπορία δικαιωμάτων εκπομπής[1] ("η Οδηγία"), σύμφωνα με την οποία η Επιτροπή θα υποβάλει τον Ιούνιο του 2006 έκθεση στο Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και στο Συμβούλιο, συμπεριλαμβανομένων προτάσεων για τη βελτίωση της λειτουργίας του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής εντός της ΕΕ ("ΣΕΔΕ ΕΕ"), εφόσον χρειάζεται. Για την επανεξέταση αυτή η Επιτροπή λαμβάνει υπόψη της στοιχεία από άμεσα ενδιαφερόμενους, τα οποία καλύπτουν ευρύ φάσμα ζητημάτων σχετικά με τη λειτουργία και τον αντίκτυπο του ΣΕΔΕ ΕΕ.

2. Οι παρούσες κατευθύνσεις συμπληρώνουν τις κατευθύνσεις που χάραξε η Επιτροπή με το έγγραφό της της 7ης Ιανουαρίου 2004[2] για την εφαρμογή των κριτηρίων που αναφέρονται στο παράρτημα ΙΙΙ της Οδηγίας. Στο προηγούμενο αυτό έγγραφο με κατευθύνσεις περιλαμβάνεται ιδίως τεχνική ανάλυση της ερμηνείας και της αλληλεπίδρασης των διαφόρων κριτηρίων του παραρτήματος ΙΙΙ και εξηγείται ο ρόλος της αξιολόγησης των σχεδίων κατανομής από την Επιτροπή. Τα κύρια διδάγματα από αυτό το πρώτο έγγραφο κατευθύνσεων συνοψίζονται στο παράρτημα 3.

3. Η Επιτροπή θεωρεί αναγκαίο να χαράξει περαιτέρω κατευθύνσεις για να ενσωματωθούν με τον δέοντα τρόπο τα διδάγματα που αποκομίστηκαν κατά την πρώτη φάση. Η Επιτροπή επισημαίνει ότι ο γενικός χαρακτήρας των κριτηρίων που αναφέρονται στο παράρτημα ΙΙΙ της Οδηγίας αφήνει περιθώρια εφαρμογής τους και συμμερίζεται την άποψη των κρατών μελών και πολλών άμεσα ενδιαφερομένων ότι

---

[1] Οδηγία 2003/87/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Οκτωβρίου 2003 σχετικά με τη θέσπιση συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου εντός της Κοινότητας και την τροποποίηση της οδηγίας 96/61/ΕΚ του Συμβουλίου , ΕΕ L 275 της 25.10.2003 σ. 32–46, όπως τροποποιήθηκε από την οδηγία 2004/101/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 27ης Οκτωβρίου για την τροποποίηση της οδηγίας 2003/87/ΕΚ σχετικά με τη θέσπιση συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου εντός της Κοινότητας, όσον αφορά τους μηχανισμούς έργων του πρωτοκόλλου του Κιότο, ΕΕ L 338 της 13.11.2004, σ. 18.

[2] COM(2003) 830 τελικό.

χρειάζονται[3] περισσότερες κατευθύνσεις για να ενισχυθεί η συνοχή των σχεδίων κατανομής της δεύτερης περιόδου εμπορίας.

4. Εξάλλου, τα κράτη μέλη και οι άμεσα ενδιαφερόμενοι επισημαίνουν εν γένει την προτίμησή τους για μεγαλύτερη εναρμόνιση των κανόνων κατανομής. Η Επιτροπή θεωρεί αναγκαίο να επιτευχθεί μεγαλύτερη συνοχή κατά τη δεύτερη περίοδο εμπορίας, στο βαθμό που το επιτρέπει το διαφορετικό επίπεδο προόδου των κρατών μελών προς την επίτευξη των εθνικών στόχων του Κιότο. Επιπλέον, είναι επιθυμητή η περαιτέρω εναρμόνιση μετά το 2012. Η Επιτροπή θα εξετάσει τα θέματα αυτά στο πλαίσιο της στρατηγικής επανεξέτασης του ΣΕΔΕ ΕΕ. Με βάση την επανεξέταση αυτή η Επιτροπή θα υποβάλει προτάσεις για τη βελτίωση του συστήματος, όπου χρειάζεται, εξασφαλίζοντας παράλληλα κανονιστική σταθερότητα.

5. Η Επιτροπή παροτρύνει τα κράτη μέλη να καταρτίσουν απλούστερα σχέδια για τη δεύτερη περίοδο εμπορίας. Απλούστερα σχέδια κατανομής ενισχύουν την κατανόηση από τους άμεσα ενδιαφερόμενους και, επιπλέον, βελτιώνουν τη διαφάνεια και την προβλεψιμότητα. Τα κράτη μέλη πρέπει να επιδιώξουν να καταρτίσουν όσο το δυνατόν απλούστερα εθνικά σχέδια κατανομής, ιδίως όσον αφορά τις μεθόδους κατανομής στους νεοεισερχόμενους και το κλείσιμο εγκαταστάσεων. Τα κράτη μέλη πρέπει να αξιολογήσουν με κριτικό πνεύμα την αναγκαιότητα και την αποτελεσματικότητα κανόνων που περιείχαν τα εθνικά σχέδια κατανομής της πρώτης περιόδου και να διατηρήσουν μόνον όσους κρίνουν απολύτως απαραίτητους.

6. Για την περαιτέρω βελτίωση των σχεδίων η Επιτροπή συνέταξε και επισυνάπτει σειρά πινάκων[4], όπου συνοψίζονται τυποποιημένες ορισμένες βασικές πληροφορίες για τα εθνικά σχέδια κατανομής. Η Επιτροπή θεωρεί τους πίνακες αυτούς ως αναπόσπαστο τμήμα των εθνικών σχεδίων κατανομής της δεύτερης περιόδου και αναμένει από τα κράτη μέλη να τους χρησιμοποιήσουν. Επιπλέον, η Επιτροπή παροτρύνει τα κράτη μέλη να συνεχίσουν να χρησιμοποιούν το κοινό δελτίο[5] που εκπονήθηκε για τα σχέδια κατανομής της πρώτης περιόδου και, όπως κατά την πρώτη περίοδο, θα εξασφαλίσει πλήρως την συνεκτική αξιολόγηση όλων των σχεδίων.

2. ΣΥΝΟΨΗ ΤΗΣ ΠΕΙΡΑΣ ΑΠΟ ΤΑ ΣΧΕΔΙΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΤΗΣ ΠΡΩΤΗΣ ΦΑΣΗΣ (2005-2007) ΚΑΙ ΓΕΝΙΚΑ ΔΙΔΑΓΜΑΤΑ ΓΙΑ ΤΗ ΔΕΥΤΕΡΗ ΦΑΣΗ (2008-2012)

7. Η πρώτη διαδικασία κατανομής κάλυψε περίπου 15 μήνες, από την καταληκτική προθεσμία κοινοποίησης, 31η Μαρτίου 2004, μέχρι την τελευταία απόφαση της Επιτροπής, 20η Ιουνίου 2005. Η διάρκεια αυτή υπερέβη κατά πολύ την προβλεπόμενη στην Οδηγία. Η διαδικασία έγκρισης κάλυψε μεγάλο μέρος της πρώτης περιόδου εμπορίας δικαιωμάτων, η οποία άρχισε την 1η Ιανουαρίου 2005. Η καθυστέρηση της κοινοποίησης, της έγκρισης και της περάτωσης ορισμένων σχεδίων σε εθνικό επίπεδο δημιούργησε αβεβαιότητα όχι μόνο στις εθνικές αρχές

---

[3] Την 1η Δεκεμβρίου 2005, το Συμβούλιο ζήτησε από την Επιτροπή να καταβάλει κάθε δυνατή προσπάθεια για να παράσχει εγκαίρως κατευθύνσεις ενόψει της προπαρασκευής των δεύτερων εθνικών σχεδίων κατανομής.

[4] Βλ. παράρτημα 10.

[5] COM(2003) 830 τελικό, σ. 25-29.

και στις επιχειρήσεις αλλά και σε όλους τους εμπλεκόμενους στην αγορά δικαιωμάτων εκπομπής όλης της Ευρώπης. Το γεγονός τούτο υπογραμμίζει τη σπουδαιότητα της έγκαιρης κοινοποίησης ολοκληρωμένων εθνικών σχεδίων κατανομής για τη δεύτερη φάση. Η Επιτροπή θεωρεί ότι η τρίμηνη περίοδος που προβλέπεται στο άρθρο 9 παράγραφος 3 μπορεί να αρχίσει μόνον από τη στιγμή που έχει υποβληθεί πλήρες εθνικό σχέδιο κατανομής. Κατά συνέπεια, υπενθυμίζει στα κράτη μέλη την υποχρέωσή τους να τηρήσουν την προθεσμία της 30ης Ιουνίου 2006, ώστε να ολοκληρωθεί η δεύτερη διαδικασία κατανομής, συμπεριλαμβανομένης της επακόλουθης τελικής απόφασης για τις εθνικές κατανομές, αρκετά πριν από την έναρξη της δεύτερης περιόδου εμπορίας, 1η Ιανουαρίου 2008. Η Επιτροπή δεν θα αποδεχθεί τροποποιήσεις εθνικών σχεδίων κατανομής που θα κοινοποιηθούν μετά τη λήξη της προθεσμίας, την 31η Δεκεμβρίου 2006, όπως ορίζεται στο άρθρο 11 παράγραφος 2 της Οδηγίας, εξαιρουμένων των τροποποιήσεων που θα απαιτηθούν με τη σχετική απόφαση της Επιτροπής για τα εθνικά σχέδια κατανομής.

8. Αναγνωρίζοντας ότι η πρώτη φάση ήταν περίοδος εξοικείωσης, η Επιτροπή αξιολόγησε με πραγματισμό τα σχέδια κατανομής της πρώτης περιόδου. Ορισμένα αξιοσημείωτα χαρακτηριστικά, που συνοψίζονται κατωτέρω, προέκυψαν κατά την πρώτη διαδικασία κατανομής και είναι ενδεικτικά της σύγκλισης των επιλογών και των προσεγγίσεων των κρατών μελών (βλ. παράρτημα 4 για περισσότερες λεπτομέρειες):

– Είναι αναγκαία εντατικότερη εμπορία δικαιωμάτων εκπομπής για την οικονομικώς αποδοτική εκπλήρωση των στόχων του Κιότο.

– Δικαιώματα σε ηλεκτροπαραγωγούς κατανεμήθηκαν εν γένει περιοριστικότερα απ’ό,τι σε άλλους κλάδους που καλύπτει το σύστημα.

– Κράτη μέλη των οποίων οι πραγματικές εκπομπές υπερβαίνουν σημαντικά τους στόχους τους με βάση το πρωτόκολλο του Κιότο προτίθενται να αγοράσουν σημαντικές ποσότητες μονάδων Κιότο.

– Η απόρριψη προσαρμογών εκ των υστέρων είναι σημαντική για την ανάπτυξη της αγοράς δικαιωμάτων εκπομπής.

– Τα σχέδια κατανομής είναι πολυπλοκότερα απ’ό,τι είναι αναγκαίο και δεν είναι επαρκώς διαφανή.

3. ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΚΑΤΕΥΘΥΝΣΕΙΣ ΣΕ ΕΠΙΛΕΓΜΕΝΑ ΖΗΤΗΜΑΤΑ ΓΙΑ ΤΑ ΕΘΝΙΚΑ ΣΧΕΔΙΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΤΗΣ ΔΕΥΤΕΡΗΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ

3.1. Πρόοδος ως προς την επίτευξη των στόχων του Κιότο

9. Στην έκθεσή της του 2005[6] η Επιτροπή αξιολόγησε την πρόοδο των κρατών μελών ως προς την επίτευξη των στόχων του Κιότο. Από τη σύγκριση των πραγματικών εκπομπών το 2003 προς τα κατανεμητέα δικαιώματα εκπομπών την περίοδο 2008-2012 προκύπτει ότι αρκετά κράτη μέλη πρέπει να καλύψουν χάσμα, ορισμένα δε

[6] Έκθεση της Επιτροπής της 15ης Δεκεμβρίου 2005 με τίτλο «Πρόοδος ως προς την επίτευξη του στόχου της Κοινότητας βάσει του Πρωτοκόλλου του Κιότο», COM(2005) 655.

σημαντικού μεγέθους. Επί του παρόντος, φαίνεται ότι ιδίως η Αυστρία, το Βέλγιο, η Δανία, η Φινλανδία, η Γερμανία, η Ιρλανδία, η Ιταλία, το Λουξεμβούργο, οι Κάτω Χώρες, η Πορτογαλία, η Σλοβενία και η Ισπανία δεν είναι στη σωστή πορεία για την υλοποίηση των οικείων στόχων τους του Κιότο. Αυτά τα κράτη μέλη πρέπει να καταβάλλουν περισσότερες προσπάθειες για την εκπλήρωση των στόχων τους του Κιότο κατά τη δεύτερη περίοδο εμπορίας, χωρίς αυτό να σημαίνει ότι δεν χρειάζονται περαιτέρω μέτρα και σε άλλα κράτη μέλη. Επειδή είναι μάλλον απίθανο να καταστεί δυνατόν να καλυφθούν τα χάσματα αυτά *αποκλειστικώς και μόνον* με απαιτήσεις μείωσης των εκπομπών από μη συμμετέχοντες στην εμπορία ή με την αγορά μονάδων Κιότο, πρέπει να χρησιμοποιηθεί περισσότερο το ΣΕΔΕ ΕΕ ώστε να αξιοποιηθεί πλήρως το δυναμικό της εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών.

3.2. Καθορισμός ανωτάτων εθνικών ορίων

10. Σύμφωνα με το κριτήριο 3 του παραρτήματος III (βλ. το συνημμένο στο παρόν έγγραφο παράρτημα 2 σχετικά με τα κριτήρια του παραρτήματος III της Οδηγίας), οι ποσότητες των κατανεμητέων δικαιωμάτων πρέπει να αντιστοιχούν προς το δυναμικό, συμπεριλαμβανομένου του τεχνολογικού δυναμικού, δραστηριοτήτων που καλύπτονται από το σύστημα μείωσης των εκπομπών. Τούτο σημαίνει ότι ο συνδυασμός του οικονομικού και του τεχνολογικού δυναμικού περιορισμού των εκπομπών καθορίζει το ανώτατο όριο σε εθνικό επίπεδο.

11. Δύο από τους σημαντικότερους παράγοντες για την εξέλιξη των εκπομπών είναι η οικονομική (ΑΕΠ) μεγέθυνση (υψηλότερη οικονομική μεγέθυνση επιφέρει αύξηση των εκπομπών) και ένταση άνθρακα (εκπομπές ανά μονάδα ΑΕΠ· πτώση της έντασης άνθρακα επιφέρει μείωση των εκπομπών). Κατ' αρχήν, όσο ταχύτερη είναι η οικονομική μεγέθυνση τόσο ταχύτερα αξιοποιούνται νέες τεχνολογίες και ανανεώνεται ο κεφαλαιακός εξοπλισμός, με αποτέλεσμα τη βελτίωση της παραγωγικότητας και της έντασης άνθρακα. Το αυξανόμενο μερίδιο του τριτογενούς τομέα και η παράλληλη φθίνουσα πορεία του δευτερογενούς τομέα στην ευρωπαϊκή οικονομία επιτείνουν αυτή την τάση. Επιπλέον, η καθιέρωση του ΣΕΔΕ ΕΕ και ενιαία τιμή διοξειδίου του άνθρακα στον κλάδο εμπορίας του στην ΕΕ θα επιφέρουν περαιτέρω μειώσεις της έντασης άνθρακα.

12. Στο παρελθόν (την περίοδο 1990-2000) οι μειώσεις της έντασης άνθρακα συμβάδιζαν ή ακόμη και υπερέβαιναν την οικονομικής μεγέθυνση, δηλαδή παρέμεναν σταθερές ή έφθιναν οι εκπομπές αερίων που προξενούν το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Από τον κατωτέρω πίνακα εμφαίνεται ότι η εξέλιξη αυτή μάλλον θα παραμείνει αμετάβλητη κατά τη διάρκεια της τρέχουσας δεκαετίας (2000-2010). Πρέπει να τονιστεί ότι στις εκτιμήσεις για την περίοδο 2000-2010 δεν λαμβάνονται υπόψη τα κίνητρα που δημιουργήθηκαν κατά την πρώτη φάση του ΣΕΔΕ ΕΕ και, κατά συνέπεια, είναι πολύ πιθανό να υποτιμούνται οι πραγματικές μειώσεις της έντασης άνθρακα κατά την εν λόγω περίοδο.

Πίνακας Α: Προγενέστεροι και εκτιμούμενοι ρυθμοί αύξησης ΑΕΠ και τάσεις εξέλιξης της έντασης του άνθρακα[7]:

	Μεταβολή ΑΕΠ ανά έτος σε %	Βελτίωση έντασης άνθρακα* σε %	**Συνδυασμένο καθαρό αποτέλεσμα στην εξέλιξη των εκπομπών σε %**
Πραγματική εξέλιξη 1990 - 2000			
EU25	2,0	2,3	**-0,3**
EU15	2,0	1,9	**0,1**
Νέα κράτη μέλη	1,7	3,9	**-2,2**
Εκτίμηση της εξέλιξης 2000 - 2010			
EU25	*2,5*	*2,2*	***0,3***
EU15	*2,4*	*2,1*	***0,3***
Νέα κράτη μέλη	*3,8*	*3,6*	***0,2***

Σημείωση: * Ένταση άνθρακα εκφράζει τη σχέση μεταξύ των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα προς το ΑΕΠ.

13. Στην ανάλυση του οικονομικού και του τεχνολογικού δυναμικού περιορισμού των εκπομπών η Επιτροπή λαμβάνει υπόψη τους ετήσιους ρυθμούς αύξησης του ΑΕΠ και μείωσης της έντασης άνθρακα. Από τον συνδυασμό των δύο αυτών παραγόντων προκύπτει το ποσοστό του ετήσιου δυναμικού μείωσης των εκπομπών. Με σημείο εκκίνησης τις πραγματικές εκπομπές σε συγκεκριμένο έτος (π.χ. 2003), εφόσον δεχθούμε ότι θα παραμείνει αμετάβλητο το μερίδιο στις εκπομπές του κλάδου που αφορά η εμπορία εκπομπών και ότι το δυναμικό μείωσης των εκπομπών στον κλάδο αυτό δεν θα διαφέρει από το δυναμικό της όλης οικονομίας, είναι δυνατόν να συναχθεί ενδεικτικό ανώτατο όριο που να ανταποκρίνεται στο κριτήριο 3 του παραρτήματος ΙΙΙ.

14. Το ανώτατο όριο για την πρώτη φάση είναι, κατά συνέπεια, το σημείο εκκίνησης για τον καθορισμό και την αξιολόγηση της συλλογικής ποσότητας κατά τη δεύτερη φάση, τόσο σε επίπεδο ΕΕ όσο και σε επίπεδο κρατών μελών. Λόγω του κριτηρίου 1 ορισμένα κράτη μέλη πρέπει να μειώσουν τα ανώτατα όρια της πρώτης περιόδου για να υλοποιήσουν τους στόχους του Κιότο. Άλλα κράτη μέλη πρέπει να διατηρήσουν τα ανώτατα όρια της πρώτης φάσης για να προσαρμόσουν τα σχέδιά τους στο δυναμικό μείωσης των εκπομπών (κριτήριο 3). Κατά συνέπεια, το ετήσιο μέσο ανώτατο όριο για το σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής σε όλη την ΕΕ κατά τη δεύτερη φάση πρέπει να είναι χαμηλότερο απ'ό,τι το ανώτατο όριο της πρώτης φάσης.

[7] Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή, Γενική Διεύθυνση Ενέργεια και Μεταφορές, εξέλιξη της ενέργειας και των μεταφορών στην Ευρώπη μέχρι το 2030, προσάρτημα 2, Ιανουάριος 2003, βλ. ιστότοπο: http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm

15. Αρκετά κράτη μέλη πρέπει να καλύψουν το χάσμα μεταξύ των πραγματικών εκπομπών τους το 2003 και των επιτρεπόμενων εκπομπών σύμφωνα με τους στόχους του Κιότο. Το συνολικό χάσμα αυτών των κρατών μελών ισοδυναμεί προς 296,5 εκατ. τόνους CO_2. Η ποσότητα αυτή αντιπροσωπεύει το πλεόνασμα εκπομπών που αυτά τα κράτη μέλη καλούνται να μειώσουν με την αξιοποίηση των μηχανισμών που διαθέτουν για να εξασφαλίσουν την συμμόρφωσή τους με τους στόχους του Κιότο.

16. Κράτη μέλη τα οποία υπολείπονται των στόχων του Κιότο πρέπει να επιδιώξουν εξισορροπημένο συνδυασμό (i) μείωσης της κατανομής δικαιωμάτων κατά τη δεύτερη φάση, και (ii) εφαρμογής πρόσθετων μέτρων στους μη συμμετέχοντες στην εμπορία, τα οποία να συμπληρωθούν ενδεχομένως με (iii) την αγορά πιστωτικών μορίων Κιότο από το Δημόσιο. Εξισορροπημένος συνδυασμός μέτρων καθιστά τις μειώσεις των εκπομπών πρακτικώς εφικτότερες και οικονομικώς αποδοτικότερες.

17. Στον πίνακα του παραρτήματος 1 εμφαίνεται το μερίδιο του κλάδου που αφορά η εμπορία εκπομπών, εκφραζόμενο ως κατανεμημένα δικαιώματα κατά την πρώτη φάση σε σύγκριση προς τις πραγματικές εκπομπές το 2003. Σε επίπεδο ΕΕ το μερίδιο αυτό ανέρχεται σε περίπου 45%. Εάν ο κλάδος που αφορά η εμπορία εκπομπών συνέβαλε με ανάλογο ποσοστό στη μείωση των εκπομπών στα κράτη μέλη που οφείλουν να καλύψουν χάσμα, τα συνολικά δικαιώματα προς κατανομή κατά τη δεύτερη περίοδο στην ΕΕ-25 θα ήταν κατά περίπου 6% χαμηλότερα των δικαιωμάτων που κατανεμήθηκαν κατά την πρώτη περίοδο, δηλαδή τα ετήσια δικαιώματα προς κατανομή θα ήταν 2.063 δισεκατ. κατά μέσον όρο. Για την υλοποίηση των στόχων του Κιότο, μείωση χαμηλότερη από 6% θα συνεπαγόταν την καταβολή μεγαλύτερων προσπαθειών από τον κλάδο που δεν που αφορά η εμπορία δικαιωμάτων.

3.3. Τεκμηρίωση της προγραμματιζόμενης αγοράς μονάδων Κιότο από τις κυβερνήσεις

18. Λαμβάνοντας υπόψη την κατάσταση της εξέλιξης στην αγορά και την περιορισμένη προσφορά μονάδων Κιότο, τα κράτη μέλη αντιμετωπίζουν σημαντικό πρόβλημα να αγοράσουν τον όγκο μονάδων που προγραμμάτιζαν. Η απόφαση από τα κράτη μέλη να αγοράσουν με δημόσια κονδύλια μονάδες Κιότο (όπως και η αγορά από επιχειρήσεις σύμφωνα με τους όρους της οδηγίας σύνδεσης με τους μηχανισμούς του Κιότο) αμβλύνει την ανάγκη μείωσης των εγχώριων εκπομπών.

19. Για τους ανωτέρω λόγους, η τεκμηρίωση της προγραμματιζόμενης αγοράς μονάδων Κιότο από τις κυβερνήσεις είναι αποφασιστικής σημασίας για την εκπλήρωση του κριτηρίου 1 του παραρτήματος ΙΙΙ από εθνικό σχέδιο κατανομής. Κατά συνέπεια, η τεκμηρίωση αυτή αποτέλεσε ήδη σημαντικό στοιχείο για την αξιολόγηση των σχεδίων της πρώτης περιόδου. Αρκετά κράτη μέλη δεν τεκμηρίωσαν πλήρως την προγραμματιζόμενη αγορά στα εθνικά σχέδια κατανομής της πρώτης περιόδου και ως εκ τούτου, μειώθηκαν αναλόγως ορισμένα ανώτατα όρια. Κράτος μέλος που βασίζεται στην αγορά μονάδων Κιότο από το Δημόσιο, ακόμη και στην περίπτωση που το έχει ήδη αναφέρει στο εθνικό σχέδιο κατανομής της πρώτης περιόδου, οφείλει να τεκμηριώσει επιμελέστερα τις προθέσεις του και να αποδείξει την πρόοδο που έχει σημειώσει για την υλοποίηση αυτών των αγορών. Η Επιτροπή θα βασίσει την αξιολόγησή της στα σωρευτικά κριτήρια που περιγράφονται στο παράρτημα 5 και θα εκτιμήσει τις πτυχές αυτές αυστηρά. Σε περίπτωση που κράτος μέλος δεν

εκπληροί ικανοποιητικώς όλα τα κριτήρια, η Επιτροπή θα απαιτήσει αναλογική μείωση του ανωτάτου ορίου.

3.4. Τεκμηρίωση άλλων πολιτικών και μέτρων

20. Η τεκμηρίωση των αποτελεσμάτων εφαρμοζόμενων και πρόσθετων πολιτικών και μέτρων από τα κράτη μέλη είναι αποφασιστικής σημασίας για τη συμμόρφωση του εθνικού σχεδίου κατανομής προς το κριτήριο 1 του παραρτήματος III της Οδηγίας. Στα εθνικά σχέδια κατανομής της πρώτης περιόδου τα κράτη μέλη ανέφεραν διάφορες εφαρμοζόμενες και πρόσθετες πολιτικές και μέτρα. Κράτος μέλος που βασίζεται σε εφαρμοζόμενες και πρόσθετες πολιτικές και μέτρα, ακόμη και στην περίπτωση που τα έχει ήδη αναφέρει στο εθνικό σχέδιο κατανομής της πρώτης περιόδου, οφείλει να τεκμηριώσει τα αποτελέσματα και να αποδείξει την πρόοδο που επιτεύχθηκε με την εφαρμογή ή τη θέσπισή τους[8]. Η Επιτροπή θα βασίσει την αξιολόγησή της στα σωρευτικά κριτήρια που περιγράφονται στο παράρτημα 6 και θα εκτιμήσει τις πτυχές αυτές αυστηρά. Σε περίπτωση που κράτος μέλος δεν εκπληροί ικανοποιητικώς όλα τα κριτήρια, η Επιτροπή θα απαιτήσει αναλογική μείωση του ανωτάτου ορίου.

3.5. Κατευθύνσεις σχετικά με το κριτήριο 12 – όρια στη χρησιμοποίηση του μηχανισμού κοινής εφαρμογής (Joint Implementation, JI) και του μηχανισμού καθαρής ανάπτυξης (Clean Development Mechanism, CDM) από τους φορείς εκμετάλλευσης

21. Στο κριτήριο 12 του παραρτήματος III της Οδηγίας, όπως τροποποιήθηκε από την οδηγία σύνδεσης με τους μηχανισμούς του Κιότο[9], ορίζεται ότι: *"Το σχέδιο ορίζει το ανώτατο ποσό CER και ERU που μπορεί να χρησιμοποιηθεί από φορείς εκμετάλλευσης εντός του κοινοτικού συστήματος ως ποσοστό της κατανομής των δικαιωμάτων σε κάθε εγκατάσταση. Το ποσοστό συνάδει προς τις υποχρεώσεις συμπληρωματικότητας δυνάμει του πρωτοκόλλου του Κιότο και των αποφάσεων που ελήφθησαν δυνάμει της UNFCCC και του πρωτοκόλλου του Κιότο."*

22. Το κριτήριο 12 είναι υποχρεωτικό κατά την έννοια ότι στο εθνικό σχέδιο κατανομής πρέπει να ορίζεται η μέγιστη ποσότητα πιστοποιημένων μειώσεων εκπομπών (CER) και μονάδων μείωσης των εκπομπών (ERU) που επιτρέπεται να χρησιμοποιούνται από τους φορείς εκμετάλλευσης για την συμμόρφωση στο πλαίσιο του ΣΕΔΕ ΕΕ.

23. Στο κριτήριο 12 προβλέπεται ότι το καθορισθέν ποσοστό πρέπει να είναι συνεπές προς τις υποχρεώσεις συμπληρωματικότητας του κράτους μέλους σύμφωνα με το πρωτόκολλο του Κιότο και τις αποφάσεις που θεσπίστηκαν σύμφωνα με την UNFCCC ή το πρωτόκολλο του Κιότο. Στις συμφωνίες του Μαρακές δηλώνεται ότι "*η χρήση των μηχανισμών είναι συμπληρωματική προς δράσεις σε επίπεδο*

---

8 Εν προκειμένω, η Επιτροπή υπογραμμίζει τη σημασία της πλήρους συμμόρφωσης των σχεδίων κατανομής με τις υποχρεώσεις που υπέχουν τα κράτη μέλη σύμφωνα με την οδηγία 2001/77/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 27ης Σεπτεμβρίου 2001, για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, ΕΕ L 283, 27.10.2001, σ. 33.

9 Οδηγία 2004/101/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 27ης Οκτωβρίου 2004 για την τροποποίηση της οδηγίας 2003/87/ΕΚ σχετικά με τη θέσπιση συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου εντός της Κοινότητας, όσον αφορά τους μηχανισμούς έργων του πρωτοκόλλου του Κιότο , ΕΕ L 338 της 13.11.2004, . σ. 18

κράτους"[10]. Στο πρωτόκολλο του Κιότο ή στην UNFCCC ή στις αποφάσεις που λήφθηκαν δυνάμει αυτών δεν περιλαμβάνεται ποσοτικός ορισμός των συμπληρωματικών υποχρεώσεων. Πρέπει επίσης να επισημανθεί ότι στη συνεδρίαση της Συνδιάσκεψης των συμβαλλομένων μερών στο Πρωτόκολλο του Κιότο που πραγματοποιήθηκε στο Μόντρεαλ λήφθηκε σειρά σημαντικών αποφάσεων για την τόνωση του μηχανισμού καθαρής ανάπτυξης (CDM), όπου μπορεί να συμβάλει η εμπορία δικαιωμάτων εκπομπών στην ΕΕ.

24. Η απαίτηση συμπληρωματικότητας εφαρμόζεται στις συνολικές εκπομπές θερμοκηπιακών αερίων κράτους μέλους και όχι χωριστά σε επιμέρους κλάδους[11]. Κατά συνέπεια, προγραμματισμένη αγορά μονάδων Κιότο από το Δημόσιο πρέπει επίσης να λαμβάνεται υπόψη κατά την αξιολόγηση της εκπλήρωσης αυτής της υποχρέωσης.

25. Η Επιτροπή θεωρεί ότι εναπόκειται στα κράτη μέλη να επιλέξουν κατά πόσον θα εφαρμόσουν το όριο σε κάθε επιμέρους εγκατάσταση ή συλλογικώς σε όλες τις εγκαταστάσεις. Για μεγαλύτερη ευελιξία συνιστάται στα κράτη μέλη να εφαρμόσουν το όριο σε όλη την περίοδο εμπορίας και συλλογικώς σε όλες τις εγκαταστάσεις.

3.6. Ζητήματα που αφορούν τους νεοεισερχόμενους και κλείσιμο εγκαταστάσεων

26. Η Επιτροπή θεωρεί ότι θα ήταν πρόωρη η συναγωγή συμπερασμάτων και ο εντοπισμός των βέλτιστων πρακτικών όσον αφορά τους νεοεισερχόμενους και το κλείσιμο εγκαταστάσεων. Περαιτέρω λεπτομέρειες αναφέρονται στο παράρτημα 7.

3.7. Περαιτέρω κατευθύνσεις για την κατανομή ανά κλάδο και ανά εγκατάσταση

27. Η Επιτροπή θεωρεί αναγκαίο ότι κατά τον καθορισμό της κατανομής ανά εγκατάσταση για τη δεύτερη φάση, τα κράτη μέλη πρέπει να μην βασιστούν στις εκπομπές ή άλλα δεδομένα της πρώτης φάσης. Στην αντίθετη περίπτωση, οι εγκαταστάσεις οι οποίες μείωσαν ουσιαστικά τις εκπομπές τους κατά την πρώτη περίοδο εμπορίας θα αδικηθούν κατά τη δεύτερη φάση, επειδή θα τους χορηγηθεί μικρότερο μερίδιο δικαιωμάτων από τις εγκαταστάσεις οι οποίες δεν μείωσαν τις εκπομπές τους κατά την πρώτη περίοδο.

28. Εάν δεν ληφθούν ως βάση οι εκπομπές ή άλλα δεδομένα της πρώτης φάσης θα αναγνωριστεί επαρκώς η συμβολή πρώιμων μέτρων, αναγνώριση που υποκαθιστά τη συγκρότηση αποθέματος για πρώιμα μέτρα ή άλλους τρόπους πρόβλεψης για πρώιμα μέτρα.

29. Για να περιοριστεί η πολυπλοκότητα και το διοικητικό έργο η Επιτροπή θεωρεί ότι δεν είναι σκόπιμο να διατηρηθούν ιδιαίτερες διατάξεις για τις εκπομπές διεργασίας σε επίπεδο εγκαταστάσεων.

30. Δεν μπορεί να υπερτονιστεί επαρκώς η σπουδαιότητα της απλούστευσης των εθνικών σχεδίων κατανομής της δεύτερης φάσης σε σύγκριση προς την πρώτη, που ήδη αναφέρθηκε ανωτέρω. Απλούστεροι κανόνες κατανομής ανά κλάδο και ανά

---

[10] Απόφαση 15/CP.7, άρθρο 1.

[11] Στην πρόταση της Επιτροπής για την οδηγία σύνδεσης προβλεπόταν τέτοιου είδους ποσοτικός ορισμός (COM(2003) 403).

επιχείρηση βελτιώνουν τη διαφάνεια της διαδικασίας κατανομής και μειώνουν το κόστος, ιδιαιτέρως για μικρού και μεσαίου μεγέθους επιχειρήσεις που καλύπτονται από το σύστημα.

3.8. Περαιτέρω κατευθύνσεις επί άλλων ζητημάτων κατανομής

31. Συγκριτική αξιολόγηση σε επίπεδο ΕΕ δεν συνιστά μέθοδο που έχει ωριμάσει επαρκώς ώστε να χρησιμοποιηθεί κατά τη δεύτερη φάση. Τα κράτη μέλη δύνανται ωστόσο να κρίνουν σκόπιμη τη χρήση της συγκριτικής αξιολόγησης σε εθνικό επίπεδο για την κατανομή ανά εγκατάσταση σε ορισμένους κλάδους και για τους νεοεισερχόμενους, π.χ. στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας. Η πείρα από τη χρήση αυτή θα μελετηθεί από την Επιτροπή στο πλαίσιο της επανεξέτασης. Η Επιτροπή ενδιαφέρεται κατά πόσον μπορούν να αντιμετωπιστούν οι απαιτήσεις πρόσθετων δεδομένων για τη συγκριτική αξιολόγηση και κατά πόσον τα κράτη μέλη θεωρούν ότι το εγχείρημα αυτό αξίζει το πρόσθετο διοικητικό έργο.

32. Η Επιτροπή επισημαίνει ότι κατά τη δεύτερη περίοδο εμπορίας επιτρέπεται στα κράτη μέλη να διενεργήσουν πλειστηριασμούς για ποσοστό μέχρι 10% όπως προβλέπεται στο άρθρο 10 της Οδηγίας. Η ευρύτερη χρήση του πλειστηριασμού θα προσφέρει τη δυνατότητα στα κράτη μέλη και την Επιτροπή να αποκτήσουν περισσότερη πείρα για την εφαρμογή αυτής της μεθόδου κατανομής και να παράσχουν στοιχεία από την εμπειρία τους στην πράξη για τη στρατηγική αναθεώρηση. Η Επιτροπή υπενθυμίζει στα κράτη μέλη ότι οι εισπράξεις από πλειστηριασμούς είναι δυνατόν να χρησιμοποιηθούν, μεταξύ άλλων, για την κάλυψη του διοικητικού κόστους του συστήματος και την αγορά μονάδων Κιότο από το Δημόσιο. Στις περιπτώσεις που κράτη μέλη επιλέξουν να δημοπρατήσουν δικαιώματα, η Επιτροπή τα παροτρύνει να κοινοποιήσουν εκ των προτέρων, κατά προτίμηση στα εθνικά σχέδια κατανομής, τις λεπτομέρειες της διαδικασίας δημοπράτησης ιδίως όσον αφορά το χρονοδιάγραμμα και τις ποσότητες.

33. Όσον αφορά τη δημόσια διαβούλευση που προβλέπεται στο άρθρο 9 παράγραφος 1, στο άρθρο 11 παράγραφος 2 και στο κριτήριο 9 του παραρτήματος ΙΙΙ της Οδηγίας, η Επιτροπή αναμένει από τα κράτη μέλη να καθορίσουν κατάλληλες προθεσμίες για να εξασφαλιστεί η αποτελεσματικότερη δημόσια διαβούλευση κατά τον καθορισμό των εθνικών σχεδίων κατανομής της δεύτερης φάσης. Τα κράτη μέλη πρέπει επίσης να ολοκληρώσουν εγκαίρως τη δημόσια διαβούλευση, σύμφωνα με το άρθρο 11 παράγραφος 2 και το κριτήριο 9 του παραρτήματος ΙΙΙ, ώστε να τηρήσουν την προθεσμία της 31^{ης} Δεκεμβρίου 2006. Δεδομένου ότι για την προετοιμασία της δευτέρου περιόδου εμπορίας η χρονική πίεση θα είναι μικρότερη απ'ό,τι την πρώτη περίοδο, η Επιτροπή είναι πεπεισμένη ότι τα κράτη μέλη θα συμμορφωθούν δεόντως με την απαίτηση αυτή με δική τους ευθύνη και κατά τη δική τους κρίση.

4. ΕΡΜΗΝΕΙΑ ΤΟΥ ΠΕΔΙΟΥ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ ΤΟΥ ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΟΣ Ι ΤΗΣ ΟΔΗΓΙΑΣ

4.1. Εγκαταστάσεις καύσης

34. Όσον αφορά την ερμηνεία του όρου «εγκατάσταση καύσης» που αναφέρεται στο παράρτημα Ι της Οδηγίας, η Επιτροπή επισημαίνει ότι τα εθνικά σχέδια κατανομής της πρώτης φάσης ορισμένων κρατών μελών βασίστηκαν στην ερμηνεία ότι περιλαμβάνονται όλες οι διαδικασίες καύσης που πληρούν την καθοριζόμενη

ικανότητα, ανεξαρτήτως εάν κατά τη διεργασία καύσης παράγεται ενέργεια ανεξαρτήτως ή ως μέρος άλλης παραγωγικής διεργασίας. Άλλα κράτη μέλη εφάρμοσαν διαφορετικές παραλλαγές στενότερης ερμηνείας, εξαιρώντας ορισμένες ή όλες τις διεργασίες καύσης που αποτελούν μέρη άλλης παραγωγικής διεργασίας.

35. Η Επιτροπή θεωρεί ότι η κατάσταση αυτή είναι άκρως απογοητευτική. Υπό την προοπτική της εσωτερικής αγοράς πρέπει να αποφευχθεί να συμπεριλαμβάνεται συγκεκριμένος τύπος εγκατάστασης από ορισμένα κράτη μέλη όχι όμως από άλλα ενώ εφαρμόζεται. Για να αποφευχθούν σημαντικές στρεβλώσεις του ανταγωνισμού στην εσωτερική αγορά είναι ζωτικής σημασίας η συνεπής ερμηνεία και συμπερίληψη των εγκαταστάσεων καύσης από όλα τα κράτη μέλη κατά τη δεύτερη περίοδο εμπορίας.

36. Η Επιτροπή θεωρεί κατάλληλη την ερμηνεία για τον όρο «εγκατάσταση καύσης» που δίδεται στο παράρτημα 8. Θεωρεί ότι ορισμένα κράτη μέλη θα μπορούσαν να συμπεριλάβουν αρκετές επιπλέον εγκαταστάσεις, περιλαμβανομένων μεγάλων εγκαταστάσεων με σημαντικές εκπομπές καθώς και ορισμένων μικρότερων πηγών εκπομπών. Ωστόσο, λαμβάνοντας υπόψη το ακόλουθο κεφάλαιο, η Επιτροπή αναγνωρίζει ότι δεν είναι χρήσιμο να συμπεριληφθούν επιπλέον διεργασίες καύσης που κατά κανόνα λαμβάνουν χώρα σε μικρές εγκαταστάσεις. Προκειμένου να αποφευχθούν ασυνέπειες κατά τη δεύτερη περίοδο εμπορίας, όλα τα κράτη μέλη θα πρέπει σε κάθε περίπτωση να συμπεριλάβουν διεργασίες καύσης που σχετίζονται με την πυρόλυση, τη βιομηχανική αιθάλη, την καύση απαερίων σε πυρσούς[12], τις κάμινους[13] και τις καθετοποιημένες χαλυβουργίες[14], οι οποίες κατά κανόνα λαμβάνουν χώρα σε μεγαλύτερες εγκαταστάσεις που προξενούν σημαντικές εκπομπές. Η Επιτροπή διατηρεί το δικαίωμα να λάβει όλα τα απαραίτητα μέτρα για να αποφευχθούν σημαντικές στρεβλώσεις. Λεπτομέρειες σχετικά με την ερμηνεία του όρου «εγκατάσταση καύσης» από την Επιτροπή περιέχονται στο παράρτημα 8.

4.2. Οι μικρότερες εγκαταστάσεις

37. Ορισμένες επιφυλάξεις έχουν διατυπωθεί από κράτη μέλη και άμεσα ενδιαφερόμενους όσον αφορά την κάλυψη από την Οδηγία των μικρότερων εγκαταστάσεων, με το επιχείρημα ότι το κόστος συμμετοχής για τις μικρότερες εγκαταστάσεις υπερβαίνει το όφελος από τη συμπερίληψη στο σύστημα. Η Επιτροπή αναγνωρίζει ότι τα οφέλη και το κόστος συμμετοχής για ορισμένες μικρές εγκαταστάσεις πρέπει να μελετηθούν περαιτέρω ενόψει της επανεξέτασης του ΣΕΔΕ ΕΕ σύμφωνα με το άρθρο 30 της Οδηγίας.

38. Η Επιτροπή υπογραμμίζει ότι ορισμένες δαπάνες των μικρότερων εγκαταστάσεων για τη συμμετοχή τους στο σύστημα ήταν δαπάνες «εφάπαξ» κατά την προετοιμασία της πρώτης περιόδου εμπορίας και δεν πρόκειται να προκύψουν στο μέλλον. Όσον αφορά τις τακτικές δαπάνες, που σχετίζονται στενά με τις δαπάνες παρακολούθησης, υποβολής εκθέσεων και εξακρίβωσης των εκπομπών, η Επιτροπή δίδει ιδιαίτερη προσοχή στην αξιοποίηση του δυναμικού εξοικονόμησης για τις μικρότερες εγκαταστάσεις, στο πλαίσιο της υπό εξέλιξη επανεξέτασης των κατευθύνσεων

---

12 Περιλαμβανομένων υπεράκτιων εγκαταστάσεων.

13 Περιλαμβανομένου του πετροβάμβακα.

14 Όπου περιλαμβάνονται μονάδες έλασης, κλίβανοι αναθέρμανσης, κλίβανοι ανόπτησης και μονάδες όξινου καθαρισμού.

σχετικά με την παρακολούθηση και την υποβολή εκθέσεων. Η Επιτροπή προτίθεται να θέσει σε ισχύ αναθεωρημένες κατευθύνσεις από την 1η Ιανουαρίου 2008, οπότε θα αρχίσει και η δεύτερη περίοδος εμπορίας.

39. Επιπλέον, η Επιτροπή επαναλαμβάνει τη σπουδαιότητα χρησιμοποίησης απλούστερων κανόνων κατανομής κατά τη δεύτερη περίοδο εμπορίας προς όφελος των μικρότερων επιχειρήσεων και θα μελετήσει επίσης άλλες πτυχές, πέραν της παρακολούθησης και της κατανομής, που θα μετριάσουν το κόστος συμμετοχής αυτών των εγκαταστάσεων. Η Επιτροπή είναι πεπεισμένη ότι με τον τρόπο αυτό θα βελτιωθεί περαιτέρω η σχέση οφέλους - κόστους για τη συμμετοχή των εγκαταστάσεων αυτών στο ΣΕΔΕ ΕΕ.

40. Η Επιτροπή καλεί τα κράτη μέλη να διερευνήσουν τις δυνατότητες ευελιξίας που αναφέρονται στο παράρτημα 9 κατά τον καθορισμό των εθνικών σχεδίων κατανομής της δεύτερης φάσης. Κατά την επανεξέταση η Επιτροπή προτίθεται να μελετήσει διεξοδικότερα το πεδίο εφαρμογής της Οδηγίας όσον αφορά την κάλυψη των μικρότερων επιχειρήσεων, συμπεριλαμβανομένης της δυνατότητας να προτείνει τροποποίηση της Οδηγίας με βάση την οποία ορισμένες μικρές εγκαταστάσεις να εξαιρεθούν από το ΣΕΔΕ ΕΕ τη δεύτερη περίοδο εμπορίας. Στο πλαίσιο αυτό η Επιτροπή εξετάζει τη δυνατότητα να μην λογίζονται για την εφαρμογή του ονομαζόμενου «σωρευτικού κανόνα» δραστηριότητες καύσης που δεν υπερβαίνουν ορισμένο ανώτατο όριο, όπως π.χ. 3 MW. Η Επιτροπή εξετάζει επίσης τη δυνατότητα να καταργηθεί μέρος του σωρευτικού κανόνα, όπου προβλέπεται άθροιση της δυναμικότητας διαφορετικών δραστηριοτήτων που εκτελούνται από τον ίδιο φορέα εκμετάλλευσης στην ίδια τοποθεσία.

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.