



ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ
ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ

Διπλωματική Εργασία:

**«Το Φαινόμενο του θερμοκηπίου και Τρόποι Μείωσης
Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου στην
ηλεκτροπαραγωγή - Εφαρμογές στη ΔΕΗ»**

Βερναρδάκης Ιωάννης
Τμήμα: Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης
Α.Μ.: 9811055

Επιβλέποντες Καθηγητές:

Διαμαντόπουλος Ευάγγελος, Καθηγητής
Νικολός Ιωάννης, Λέκτορας

ΧΑΝΙΑ, 2005

I. Εισαγωγή

Το φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι ένα διεθνές πρόβλημα με σοβαρές επιπτώσεις στο παρόν και το μέλλον, γι' αυτό και βρίσκεται στο επίκεντρο της προσοχής της Παγκόσμιας Κοινότητας. Όπως θα γίνει κατανοητό στη συνέχεια, η μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου είναι πλέον υποχρέωση και της Ελληνικής Πολιτείας, αλλά ειδικότερα της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ Α.Ε.), καθώς η τελευταία ευθύνεται για το συντριπτικό ποσοστό των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου στη χώρα μας.

Στα πλαίσια αυτής της πραγματικότητας αποφασίστηκε η εκπόνηση αυτής της διπλωματικής, με σκοπό να γίνει κατανοητή η θέση και οι δράσεις της Ευρωπαϊκής Ένωσης, της Ελλάδας και της ΔΕΗ ΑΕ απέναντι στο φαινόμενο του θερμοκηπίου και να γίνει μια ανάλυση των μέτρων που μπορούν να ληφθούν για τη μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου ως προς την ηλεκτροπαραγωγή.

Η διπλωματική αυτή εκπονήθηκε από τον Βερναρδάκη Ιωάννη, φοιτητή της σχολής Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης, του Πολυτεχνείου Κρήτης, και υπό την επίβλεψη και καθοδήγηση των καθηγητών:

- **Κου Νικολού Ιωάννη**, Μηχανολόγου Μηχανικού Ε.Μ.Π. (1990), Ph.D. Ε.Μ.Π. (1996) και Λέκτορα στο τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης του Πολυτεχνείου Κρήτης.
- **Κου Διαμαντόπουλου Ευάγγελου**, Χημικού Μηχανικού του Αριστοτελείου Πανεπιστημίου, M.Sc.(1982)&Ph.D.(1985), στο McMaster University του Καναδά, και καθηγητή στο τμήμα Μηχανικών Περιβάλλοντος του Πολυτεχνείου Κρήτης.

Σ' αυτό το σημείο θα ήθελα να ευχαριστήσω τη ΔΕΗ Α.Ε., στην οποία εργάστηκα για τρεις μήνες, στο πλαίσιο της συλλογής στοιχείων για την εκπόνηση της εργασίας αυτής, και συγκεκριμένα τις Διευθύνσεις Στρατηγικής και Προγραμματισμού (ΔΣΠ), Επικοινωνίας (ΔΕ) και Περιβάλλοντος Παραγωγής (ΔΠΠ) για τη συνεργασία τους, χωρίς την οποία η υλοποίηση αυτής της εργασίας θα ήταν αδύνατη.

Ιδιαίτερα θα ήθελα να ευχαριστήσω τα παρακάτω στελέχη της ΔΕΗ Α.Ε.:

Από τη ΔΣΠ:

Τον κο Παπακωνσταντίνου Δημήτριο, Διευθυντή ΔΣΠ

Τον κο Κανελλόπουλο Δημήτριο, Τομέαρχη ΔΣΠ

Τον κο Καραγιάννη Φώτη, Τομέαρχη ΔΣΠ

Από τη ΔΠΠ

Την κα Βρούζη Φανή, Βοηθό Διευθύντρια Περιβάλλοντος Παραγωγής

Την κα Χρήστου Αθηνά, Τομέαρχη ΔΠΠ

Την κα Μανιατάκου Πηγή, Στέλεχος ΔΠΠ

Από τη ΔΕ:

Την κα Μπέσκου Μαρία, Διευθύντρια Επικοινωνίας

Την κα Μαρούγκα Ελευθερία, Τομέαρχη Εσωτερικής Επικοινωνίας

II. Πίνακας Περιεχομένων

Διπλωματική Εργασία:	1
«Το Φαινόμενο του θερμοκηπίου και Τρόποι Μείωσης Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου στην ηλεκτροπαραγωγή - Εφαρμογές στη ΔΕΗ»	1
I. Εισαγωγή	2
II. Πίνακας Περιεχομένων	3
III. Πίνακας Εικόνων & Πινάκων	7
IV. Πίνακας Συντμήσεων & Αρχικών	11
Πίνακας 1: «Οι βασικές έννοιες»	14
Οι βασικές έννοιες του θερμοκηπίου και η Κλιματική Αλλαγή	14
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 - Το Φαινόμενο του Θερμοκηπίου και η Κλιματική Αλλαγή	15
1.1 Ερμηνεία και ανάλυση του φαινομένου του θερμοκηπίου	15
1.2 Τα αέρια του θερμοκηπίου και οι επιμέρους επιδράσεις τους	17
1.2.1 Κυριότερα αέρια του θερμοκηπίου	18
1.2.2 Υπόλοιπα αέρια του θερμοκηπίου - HFCs: Υδροφθοράνθρακες, PFCs: Υπερφθοράνθρακες, SF ₆ : Εξαφθοριούχο Θείο	23
1.2.3 Άλλα σημαντικά αέρια για το φαινόμενο του θερμοκηπίου - NO _x : Οξειδία του αζώτου, CO: Μονοξείδιο του άνθρακα, NMVOCs: Μη μεθανιούχες πτητικές οργανικές ενώσεις	23
1.3 Δυναμικότητα αύξησης της μέσης θερμοκρασίας της Γης - Global Warming Potential (GWP)	24
1.4 Οι επιπτώσεις του φαινομένου του θερμοκηπίου (Κλιματική Αλλαγή) και η αναγκαιότητα λήψης μέτρων	25
1.4.1 Κλιματική Αλλαγή	25
1.4.2 Προβλέψεις για την Κλιματική Αλλαγή	27
1.4.3 Επιπτώσεις της Κλιματικής Αλλαγής	28
Πίνακας 2: «Οι επιπτώσεις της Κλιματικής Αλλαγής»	29
Οι επιπτώσεις της Κλιματικής Αλλαγής στην οικονομία, την κοινωνία, την υγεία, την ασφάλεια, την περιβάλλοντα	29
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 - Ιστορική αναδρομή	30
2.1.1 Σύμβαση - Πλαίσιο του ΟΗΕ για την Κλιματική Αλλαγή (UNFCCC - United Nation's Framework Convention on Climate Change)	30
2.1.2 1η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 1)	31
2.1.3 2η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 2)	31
2.1.4 3η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 3)	31
2.1.5 4η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 4)	32
2.1.6 5η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 5)	32
2.1.7 6η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 6)	33
2.1.8 7η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 7)	33
2.1.9 8η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 8)	34
2.1.10 9η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 9)	34
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 - Το πρωτόκολλο του Κυότο και οι ευέλικτοι μηχανισμοί (CDM, JI, Emissions Trading)	37
3.1 Το Πρωτόκολλο του Κυότο	37
3.1.1 Στοιχεία του πρωτοκόλλου του Κυότο	37

3.1.2 Κοινές και Συντονισμένες Πολιτικές και Μέτρα (C.C.P.M's)	38
3.2 Οι Μηχανισμοί του Πρωτοκόλλου του Κυότο	38
3.2.1 Ευέλικτοι Μηχανισμοί για την Επίτευξη Συμμόρφωσης (Flexible Mechanisms)	38
3.2.2 Εστίες Απορρόφησης (Sinks)	41
3.2.3 Κοινή Συμμόρφωση (Συνεργασία με τις συνδεδεμένες χώρες)	41
3.2.4 Επίτευξη Συμμόρφωσης	42
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4. Η κατάσταση στην Ευρωπαϊκή Ένωση (μέτρα και οδηγίες που υπάρχουν).....	43
4.1 Η Ε.Ε. και το Πρωτόκολλο του Κυότο	43
4.1.1 Περιορισμοί εκπομπών για την Ευρωπαϊκή Ένωση	43
4.1.2 Τι ισχύει για τα νέα μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης και τι συμβαίνει ως τώρα με τα ΝΑΡ	48
4.2 Η Ευρωπαϊκή Ένωση και οι ευέλικτοι μηχανισμοί	48
4.2.1 Τα CDM και JI μέσα στην Ε.Ε.	48
4.2.2 Το Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Εκπομπών(ETS: Emissions Trading Scheme).....	48
4.2.3 Η Ευρωπαϊκή οδηγία για την εμπορία δικαιωμάτων εκπομπών.....	49
4.2.4 Κατευθυντήριες οδηγίες για την παρακολούθηση και αναφορά των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (monitoring & reporting)	53
4.2.5 Καταληκτικές ημερομηνίες με βάση την Οδηγία - Δράσεις που πρέπει να αναληφθούν από τα Κράτη-Μέλη (Κ-Μ).....	60
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 - Η Ελλάδα και το φαινόμενο του θερμοκηπίου.....	62
5.1 Υποχρεώσεις και Διαχείριση τους από την Ελλάδα	62
5.1.1 Ετήσια απογραφή εθνικών εκπομπών Αερίων Φαινομένου Θερμοκηπίου (Emissions Inventory).....	63
5.1.2 Πρόβλεψη εξέλιξης εκπομπών (Emissions Projections)	63
5.1.3 Παρακολούθηση της προόδου των μέτρων για την μείωση των εκπομπών αερίων Φαινομένου Θερμοκηπίου (Monitoring & Reporting).....	63
5.1.4 Σταθμοί παρακολούθησης	64
5.1.5 Σύνταξη Εθνικής Έκθεσης Δράσεων στα πλαίσια της UNFCCC	64
5.1.6. Διαμόρφωση εθνικού σχεδίου κατανομής αδειών εκπομπών (National Allocation Plan) για την περίοδο 2005 - 2007 και 2008 – 2012.....	64
5.1.7 Εκπόνηση μελέτης διερεύνησης των ποσοτήτων πιστώσεων εκπομπών που μπορούν να προκύψουν για την Ελλάδα από δραστηριότητες του Αρ. 3.4 του Πρωτοκόλλου του Κυότο (επαναβλάστηση και διαχείριση δασών, καλλιεργειών και βοσκοτόπων).....	65
5.1.8 Διεθνής Εκπροσώπησης.....	65
5.1.9 Προγράμματα σε τρίτες χώρες.....	65
5.1.10 Έρευνα κλιματικών τάσεων.....	66
5.1.11 Μελέτη των επιπτώσεων της Κλιματικής Αλλαγής στον Ελληνικό χώρο ...	66
5.1.12 Εθνικό πρόγραμμα μείωσης εκπομπών αερίων του φαινομένου του θερμοκηπίου 2000 - 2010	66
5.2 Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου ανά τομέα δραστηριότητας στην Ελλάδα	67
5.2.1 Διοξείδιο του άνθρακα: CO ₂	67
5.2.2 Μεθάνιο: CH ₄	68

5.2.3 Υποξείδιο του αζώτου: N ₂ O.....	69
5.2.4 Διοξείδιο του Θείου: SO ₂	70
5.2.5 HFCs: Υδροφθοράνθρακες, PFCs: Υπερφθοράνθρακες, SF ₆ : Εξαφθουριούχο Θείο.....	71
5.2.6 NO _x : Οξείδια του αζώτου, CO: Μονοξείδιο του άνθρακα, NMVOCs: Μη μεθανιούχες πτητικές οργανικές ενώσεις.....	72
5.2.7 Συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFCs, PFCs, SF ₆ (ανάλογα με τους δείκτες βαρύτητας GWP και σε kt ισοδύναμου CO ₂ για έναν χρονικό ορίζοντα 100 χρόνων) ανά τομέα δραστηριότητας.....	73
5.2.8 Συμπεράσματα.....	74
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 - Η ΔΕΗ και το φαινόμενο του θερμοκηπίου (παρακολούθηση και μέτρα)	75
6.1 Η ηλεκτρική ενέργεια στην Ελλάδα.....	75
6.1.1 Η αγορά ενέργειας στην Ελλάδα και η Δ.Ε.Η.....	75
6.1.2 Το ενεργειακό δίκτυο της Ελλάδας.....	76
6.2 Εξέλιξη των εκπομπών CO ₂ στη χώρα και στην ηλεκτροπαραγωγή.....	78
6.2.1 Επίδραση της τιμής του CO ₂ στο κόστος της ηλεκτροπαραγωγής.....	79
6.3 Ο ρόλος του λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα.....	80
6.3.1 Εισαγωγή.....	80
6.3.2 Αποθέματα και Αποταμίευμα (στοκ) λιγνίτη.....	81
6.3.3 Εκμετάλλευση λιγνίτη.....	81
6.3.4 Λιγνιτικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής.....	85
6.4 Η στρατηγική της ΔΕΗ για το φαινόμενο του θερμοκηπίου.....	88
6.4.1 Ανάλυση παρούσας κατάστασης εκπομπών στη ΔΕΗ και προβλέψεις για το μέλλον.....	88
6.4.2 Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τη ΔΕΗ.....	91
6.4.3 Προγραμματισμός κατασκευής νέων μονάδων παραγωγής ενέργειας από τη ΔΕΗ.....	94
6.4.4 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.....	94
6.4.5 Πρόγραμμα Εξοικονόμησης Ενέργειας.....	96
6.5 Οι ευέλικτοι μηχανισμοί και η ΔΕΗ.....	97
6.5.1 Η Εμπορία εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και η ΔΕΗ.....	97
6.5.2 Η ΔΕΗ και τα έργα CDM και JI.....	97
6.6 Συμπεράσματα Β' μέρους.....	98
Παράρτημα Α: «Παρατήρηση».....	99
Παράρτημα Β: Πρωτόκολλο για την αντιμετώπιση των αερίων του θερμοκηπίου (Παράρτημα Β του Πρωτοκόλλου του Κιότο) (Παράρτημα Β του Πρωτοκόλλου του Κιότο, Παράρτημα Β).....	99
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 - Εκπομπές στην ατμόσφαιρα από Μεγάλες Εγκαταστάσεις Καύσης (ΜΕΚ).....	99
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 - Εκπομπές στην ατμόσφαιρα από Μεγάλες Εγκαταστάσεις Καύσης (ΜΕΚ).....	100
7.1 Αέρια του θερμοκηπίου παραγόμενα από ΜΕΚ.....	102
7.1.1 Διοξείδιο του άνθρακα CO ₂	103
7.1.2 Υποξείδιο του αζώτου (N ₂ O).....	104
7.2 Άλλα σημαντικά για το φαινόμενο του θερμοκηπίου αέρια, που εκπέμπονται από ΜΕΚ.....	105

7.2.1 Οξείδια του Αζώτου (NO _x) και σχηματισμός τους σε ΜΕΚ (LCP)	105
7.2.2 Μονοξείδιο του άνθρακα CO	106
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8 - Μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (GHG) από Μεγάλες Εγκαταστάσεις Καύσης (ΜΕΚ).....	107
8.1 Τεχνικές για τη μείωση εκπομπών CO ₂	107
8.1.1 Μείωση εκπομπών CO ₂ με αύξηση της θερμικής απόδοσης.....	107
8.1.2 Δέσμευση και Αποθήκευση CO ₂	125
8.2 Τεχνικές για τη μείωση CO και C _x H _y (CH ₄).....	132
8.3 Τεχνικές για τη μείωση εκπομπών οξειδίου του αζώτου NO _x και N ₂ O σε εγκαταστάσεις καύσης (Λέβητες).....	133
8.3.1 Πρωτεύοντα μέτρα για τη μείωση εκπομπών NO _x	134
8.3.2 Δευτερεύοντα μέτρα για τη μείωση NO _x	135
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9 - Χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε. - Renewable Energy Sources - RES).....	137
9.1 Μορφές - Τεχνολογίες ΑΠΕ	137
9.1.1 Αιολική Ενέργεια.....	137
9.1.2 Υδροηλεκτρική Ενέργεια.....	138
9.1.3 Ηλιακή Ενέργεια.....	138
9.1.4 Βιομάζα.....	138
9.1.5 Γεωθερμική Ενέργεια	138
9.1.6 Κυνήλες Καυσίμου	139
9.2 Κόστος παραγωγής και προϋποθέσεις ανάπτυξης των Α.Π.Ε.....	140
9.3 Η Ευρωπαϊκή ένωση και οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.....	143
9.3.1 Μέτρα στήριξης των ΑΠΕ από την Ε.Ε.	144
9.3.2 Ο στόχος για 20% Α.Π.Ε. μέχρι το 2020.....	145
9.4 Η ανάπτυξη των ΑΠΕ στην Ελλάδα.....	146
9.4.1 Προγράμματα Α.Π.Ε. στην Ελλάδα	147
9.4.2 Υφιστάμενη κατάσταση και προοπτικές.....	148
9.4.3 Ανάπτυξη συστήματος μεταφοράς	151
9.4.4 Η Ελλάδα και η ευρωπαϊκή οδηγία για τα ΑΠΕ.....	151
9.4.5 Τα προβλήματα στην ανάπτυξη των ΑΠΕ.....	152
9.4.6 Συμπεράσματα για ΑΠΕ	155
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10 - Τελικά Συμπεράσματα – Επίλογος.....	156
Βιβλιογραφία	158
Παράρτημα	161

III. Πίνακας Εικόνων & Πινάκων

Εικόνα 1.1: Σχηματική απεικόνιση μηχανισμού φαινομένου θερμοκηπίου [1]	15
Εικόνα 1.2: Σχηματική απεικόνιση μηχανισμού φαινομένου θερμοκηπίου [2]	16
Εικόνα 1.3: Κατανομή αερίων του θερμοκηπίου [3].....	17
Εικόνα 1.4: Αύξηση της συγκέντρωσης του διοξειδίου του άνθρακα τους τελευταίους αιώνες [4].	18
Εικόνα 1.5: Τάσεις στις ατμοσφαιρικές συγκεντρώσεις και στις ανθρωπογενείς εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα [4].	19
Εικόνα 1.6: Ατμοσφαιρικές συγκεντρώσεις διοξειδίου του άνθρακα [5].	19
Εικόνα 1.7: Παγκόσμιος κύκλος άνθρακα (Δισεκατομμύρια μετρικοί τόνοι άνθρακα) [6].	20
Εικόνα 1.8: Αύξηση της συγκέντρωσης του μεθανίου από το 1750 [4].....	21
Εικόνα 1.9: Αύξηση της συγκέντρωσης του υποξειδίου του αζώτου από το 1750 [4]. ...	22
Πίνακας 1.1: Παραδείγματα GWP, με βάση αναφοράς το CO ₂ [6].	24
Εικόνα 1.10: Αυξήσεις που έχουν παρατηρηθεί στην μέση θερμοκρασία της Γης και στη συγκέντρωση CO ₂ στην ατμόσφαιρα [5]. Διακρίνεται καθαρά η συσχέτιση μεταξύ των δύο γραφημάτων.	25
Εικόνα 1.11: Αλλαγές της θερμοκρασίας της Γης [4],[41]	26
Εικόνα 1.12: Μέση ετήσια αύξηση της θερμοκρασίας: 1860-1998 [4],[41].....	26
Εικόνα 1.13: Γράφημα που δείχνει την αύξηση τη στάθμης της θάλασσας ιστορικά και διαφορετικές εκτιμήσεις για την πιθανή αύξηση της τον επόμενο αιώνα [4].	27
Πίνακας 2.1: Ιστορική αναδρομή στις αποφάσεις των τελευταίων ετών για το φαινόμενο του θερμοκηπίου	36
Πίνακας 4.1: Περιορισμοί εκπομπών για την Ευρωπαϊκή Ένωση [3],[9].....	44
Εικόνα 4.1: Στόχοι εκπομπών για τις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης [3],[9]	45
Εικόνα 4.2: Στόχος Κυότο και εξέλιξη εκπομπών για την Ευρωπαϊκή Ένωση [3],[9]	46
Πίνακας 4.2: Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου το 1996 και Εστίες Απορρόφησης [7] 47	
Πίνακας 4.3: Ενδεικτικές αβεβαιότητες μετρητικών συσκευών για τη μέτρηση κατανάλωσης καυσίμου [8]	55
Πίνακας 4.4: Τυπική συνολική αβεβαιότητα στον προσδιορισμό των εκπομπών CO ₂ από συγκεκριμένη εγκατάσταση [8]	58
Εικόνα 5.1: Πορεία εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για την Ελλάδα μέχρι το 2000 και στόχος για το 2010 [9].....	62
Εικόνα 5.2: Πορεία εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στην Ελλάδα από το 1990 μέχρι το 2002 [10]	67
Εικόνα 5.3: Πορεία εκπομπών μεθανίου στην Ελλάδα από το 1990 μέχρι το 2002 [10]	68
Εικόνα 5.4: Πορεία εκπομπών υποξειδίου του αζώτου στην Ελλάδα από το 1990 μέχρι το 2002 [10].....	69
Εικόνα 5.5: Πορεία εκπομπών διοξειδίου του θείου στην Ελλάδα από το 1990 μέχρι το 2002 [10].....	70
Εικόνα 5.6: Πορεία εκπομπών HFCs, PFCs, SF ₆ στην Ελλάδα από το 1990 μέχρι το 2002 [10].....	71
Εικόνα 5.7: Πορεία εκπομπών NO _x , CO, NMVOCs στην Ελλάδα από το 1990 μέχρι το 2002 [10].....	72

Εικόνα 5.8: Πορεία συνολικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFCs, PFCs, SF ₆ στην Ελλάδα από το 1990 μέχρι το 2002 [10]	73
Πίνακας 5.1: Εκτιμήσεις της ΔΕΗ τις εκπομπές Αερίων του θερμοκηπίου στην Ελλάδα [11]	74
Πίνακας 6.1: Εκπομπές της Ελλάδας και της Ηλεκτροπαραγωγής και εκτιμήσεις για το 2010 από τη ΔΕΗ [11]	78
Εικόνα 6.1: Εκπομπές της Ελλάδας και της Ηλεκτροπαραγωγής και εκτιμήσεις για το 2010 από τη ΔΕΗ [11]	78
Πίνακας 6.2: Ηλεκτροπαραγωγή σε GWh από τη ΔΕΗ ΑΕ, αντίστοιχες εκπομπές σε kt CO ₂ και εκτιμήσεις για το 2010 [11]	79
Εικόνα 6.2: Επίδραση της τιμής του CO ₂ στο κόστος της ηλεκτροπαραγωγής	79
Εικόνα 6.3: Πηγές παράγωγής ηλεκτρικού ρεύματος στην Ελλάδα [12]	80
Πίνακας 6.3: Η μέση θερμοαντική αξία λιγνίτη που χρησιμοποιείται στους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος στην Ελλάδα (Περίοδος 1992–1997) [12]	82
Πίνακας 6.4: Εξέλιξη του δικτύου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Περίοδος 1992 - 1996 [12]	83
Πίνακας 6.5: Συνολικό κόστος παραγωγής λιγνίτη (περίοδος 1992-1996) [12]	83
Πίνακας 6.6 α&β: Κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. (α: Δρχ./KWH, β: Ευρώ/KWH)	84
Πίνακας 6.7: Περιβαλλοντική απόδοση, λιγνιτικών μονάδων παραγωγής ενέργειας, στην Ελλάδα [12]	86
Πίνακας 6.8: Όρια για την εκπομπή ρύπων [12]	86
Πίνακας 6.9: Παραγωγή ηλεκτρισμού και εκπομπές CO ₂ για το 1997 [11]	89
Πίνακας 6.10: Παραγωγή ηλεκτρισμού και εκπομπές CO ₂ για το 2002 [11]	89
Πίνακας 6.11: Παραγωγή ηλεκτρισμού και εκπομπές CO ₂ για το 2005 [11]	90
Πίνακας 6.12: Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) και Συνολική καθαρή παραγωγή (GWh) μονάδων που ανήκουν στη ΔΕΗ μέχρι 31 Δεκεμβρίου 2004 [35]	92
Πίνακας 6.13: Μονάδες ΔΕΗ με δυνατότητα παροχής Θερμικής Ενέργειας [11]	96
Πίνακας 7.1: συνεισφορές των πιο σημαντικών πηγών εκπομπών από εγκαταστάσεις καύσης στις συνολικές εκπομπές των χωρών του CORINAIR 90 [5]	101
Πίνακας 7.2: Εκτιμώμενη συνεισφορά των GHG στην παγκόσμια αύξηση της θερμοκρασίας [7],[5]	102
Πίνακας 7.3: Ειδικός βαθμός εκπομπών CO ₂ των κύριων καυσίμων που χρησιμοποιούνται από ΜΕΚ [5]	103
Εικόνα 7.1: Εκπομπές CO ₂ υπολογιζόμενες ως CO ₂ /MWh ηλεκτρικής ενέργειας, που παράγεται από διαφορετικά είδη εγκαταστάσεων καύσης [14].	104
Πίνακας 7.4: Μέση περιεκτικότητα αζώτου που βρίσκεται στα διάφορα είδη καυσίμων [5].	105
Εικόνα 8.1: Αύξηση της απόδοσης παραγωγής ενέργειας με τη χρήση κλασικών μεθόδων παραγωγής, καθώς και με τη χρήση της τεχνολογίας συνδυασμένων κύκλων (GTCC), κατά τα τελευταία 50 χρόνια [15],[5].	107
Εικόνα 8.2: Εκπομπές CO ₂ συναρτήσει του βαθμού απόδοσης της εγκατάστασης [15],[5].	108
Εικόνα 8.3: Ειδικές εκπομπές CO ₂ σε σχέση με το μέγεθος της μονάδας παραγωγής [15],[5].	109
Εικόνα 8.4: Επιδόσεις εκπομπών CO ₂ από τις διάφορες τεχνολογίες [15],[5].	109

Πίνακας 8.1: Τεχνικές για την αύξηση της απόδοσης σε εγκαταστάσεις καύσης λιγνίτη και άνθρακα#1 [5].....	114
Πίνακας 8.2 Τεχνικές για την αύξηση της απόδοσης σε εργοστάσια καύσης λιγνίτη και άνθρακα#2 [5].....	115
Πίνακας 8.3: Επίπεδα θερμικής απόδοσης σε σχέση με εφαρμογές BAT σε εγκαταστάσεις καύσης λιγνίτη και άνθρακα [5].....	116
Πίνακας 8.4: Τεχνικές για την αύξηση της απόδοσης εγκαταστάσεων καύσης υγρών καυσίμων [5].....	117
Πίνακας 8.5: Τεχνικές για την αύξηση της απόδοσης εγκαταστάσεων καύσης αέριων καυσίμων [5].....	119
Πίνακας 8.6: Απόδοση εγκαταστάσεων καύσης αερίου, σε σχέση με τη χρήση BAT [5].....	121
Πίνακας 8.7: Απόδοση νέων τεχνολογιών καύσης σε σχέση με τη συγκέντρωση CO ₂ και το κόστος παραγωγής.....	124
Πίνακας 8.8: Σύγκριση διάφορων τεχνικών καύσης με και χωρίς δέσμευση CO ₂ [13],[5].....	127
Πίνακας 8.9: DENOX σε μεγάλα εργοστάσια καύσης στην Ε.Ε.-15 [5],[18].....	133
Εικόνα 8.6: Παράθεση πρωτευόντων μέτρων για τη μείωση εκπομπών NO _x [5],[19].	134
Εικόνα 9.1: Συγκριτική παρουσίαση κόστους παραγωγής από ΑΠΕ με αντίστοιχο κόστος από συμβατικούς σταθμούς Φυσικού Αερίου [17],[34].	140
Πίνακας 9.1: Σύγκριση Κόστους τεχνολογιών ΑΠΕ και ΣΗΘ [11].....	142
Πίνακας 9.2: Μείωση Εκπομπών CO ₂ [24].....	145
Πίνακας 9.3: Αιτήσεις για χορήγηση άδειας παραγωγής σε έργα ΑΠΕ μέχρι και την 1.2.2003 [17],[34].....	148
Πίνακας 9.4: Αδειοδοτημένα έργα ΑΠΕ κατά Περιφέρεια [17],[34].....	150
Εικόνα 9.2: Προοπτική εξέλιξης των ανεμογεννητριών στον ελληνικό χώρο [17],[34]	152
Πίνακας 9.6: Το μερίδιο των ΑΠΕ στις συνολικές αναμενόμενες επενδύσεις στον τομέα της Ενέργειας στην Ελλάδα [17],[34].....	155
Εικόνα 8.13: Σύγκριση μεταξύ άνθρακα, πετρελαίου και φυσικού αερίου [19].....	175
Εικόνα 8.14: Βαθμός απομάκρυνσης αζώτου σαν λειτουργία του βαθμού επανάκαυσης [19],[5].....	176
Πίνακας 8.10: Γενική απόδοση πρωτευόντων μέτρων ως προς την μείωση εκπομπών NO _x (#1) [5].....	179
Πίνακας 8.11: Γενική απόδοση πρωταρχικών μέτρων στην μείωση εκπομπών NO _x (#2) [5].....	181
Πίνακας 8.12: Γενική απόδοση δευτερευόντων μέτρων στην μείωση εκπομπών NO _x [5].....	182
Πίνακας 8.13: Τεχνικές για την πρόληψη και τον έλεγχο εκπομπών NO _x και N ₂ O σε εγκαταστάσεις καύσης λιγνίτη και άνθρακα#1 [5].....	183
Πίνακας 8.14: Τεχνικές για την πρόληψη και τον έλεγχο εκπομπών NO _x και N ₂ O σε εγκαταστάσεις καύσης λιγνίτη και άνθρακα #2 [5].....	184
Πίνακας 8.15: Εμπομπές NO _x που σχετίζονται με BAT σε εγκαταστάσεις καύσης λιγνίτη και άνθρακα [5].....	185
Πίνακας 8.16: Εκπομπές στην ατμόσφαιρα από εγκαταστάσεις καύσης υγρών καυσίμων [5].....	187

Πίνακας 8.17: Τυπικές εκπομπές NO _x που επιτυγχάνονται με τροποποιήσεις του κινητήρα υγρών καυσίμων [5],[22]	188
Πίνακας 8.18: Μετρήσεις εκπομπών NO _x σε διάφορες εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας υγρών καυσίμων [5]	189
Πίνακας 8.19: Τεχνικές για την πρόληψη και τον έλεγχο εκπομπών NO _x και N ₂ O για υγρά καύσιμα [5]	190
Πίνακας 8.20: Εκπομπές NO _x σε σχέση με BAT σε εγκαταστάσεις καύσης υγρών καυσίμων [5]	192
Πίνακας 8.21: Εκπομπές στην ατμόσφαιρα από εγκαταστάσεις καύσης αερίου [5].....	193
Πίνακας 8.22: Τεχνικές για την πρόληψη και έλεγχο των εκπομπών NO _x και CO σε εγκαταστάσεις καύσης αερίου [5]	194
Πίνακας 8.23: Επίπεδα εκπομπών NO _x και CO από μέτρα BAT σε εγκαταστάσεις καύσης αερίου [5]	196

IV. Πίνακας Συντμήσεων & Αρχικών

ΠΙΝΑΚΑΣ ΣΥΝΤΜΗΣΕΩΝ & ΑΡΧΙΚΩΝ		
ΑΡΧΙΚΑ	ΕΠΕΞΗΓΗΣΗ ΣΤΑ ΑΓΓΛΙΚΑ	ΕΠΕΞΗΓΗΣΗ ΣΤΑ ΕΛΛΗΝΙΚΑ
AFBC	Atmospheric Fluidised Bed Combustion	Ατμοσφαιρική Καύση Ρευστοποιημένης Κλίνης
BAT	Best Available Techniques	Βελτιστες Διαθέσιμες Τεχνολογίες (τεχνικές)
BBF	Biased Burner Firing	Διαγώνια Πυροδότηση Καυστήρα
BFBC	Bubbling Fluidised Bed Combustion	Καύση Ρευστοποιημένης Κλίνης Φυσαλίδων Καυσίμου
BOOS	Burner Out Of Service	Καυστήρας εκτός λειτουργίας
BREF	BAT Reference Document	Κείμενο Αναφοράς για τις BAT
CC	Combined Cycle	Συνδυασμένος Κύκλος
CCP	Coal Combustion Products	Προϊόντα Καύσης Άνθρακα
CDM	Clean Development Mechanisms	Μηχανισμοί Καθαρής Ανάπτυξης
CEN	European Committee for Standardisation Comité Européen de Normalisation	Ευρωπαϊκή Επιτροπή Τυποποίησης
CER	Certified Emissions Reduction	Πιστοποιημένες Μειώσεις Εκπομπών
CFBC	Circulating Fluidised Bed Combustion	Καύση Ρευστοποιημένης Κλίνης Κυκλοφορούντος Καυσίμου
CHP - ΣΗΘ	Combined Heat and Power (co-generation)	Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας (ΣΗΘ)
COD	Chemical Oxygen Demand	Χημική Απαίτηση σε Οξυγόνο
COP	Conference of the Parties	Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών
CRES - ΚΑΠΕ	Center for Renewable Energy Sources	Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ)
DBB	Dry Bottom Boiler	Λέβητας Ξηρών Υπολειμμάτων
DENOX	Denitrification	Απονίτρωση
DESONOX	A particular SO _x and NO _x reduction technique	Μια τεχνική μείωσης SO _x και NO _x
DESOX	A desulphurisation technique	Μια τεχνική αποθειώσεως
DLN	Dry Low-NO _x combustion chamber	Ξηρός θάλαμος καύσης χαμηλού NO _x
EGR	Enhanced Gas Recovery Exhaust Gas Recirculation	Ενισχυμένη Ανάκτηση Αερίου Ανακύκλιση Καυσαερίων
EIPPCB	European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau	Ευρωπαϊκή Υπηρεσία Πρόληψης & Ελέγχου της Ενιαίας Μόλυνσης
EOR	Enhanced Oil Recovery	Ενισχυμένη Ανάκτηση Πετρελαίου
ERU	Emissions Reduction Units	Μονάδες Μείωσης Εκπομπών
ESP	ElectroStatic Precipitator	Ηλεκτροστατικό Φίλτρο
ET	Emissions Trading	Εμπορία Εκπομπών
ETS	Emission Trading Scheme	Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Εκπομπών
EU - Ε.Ε.	European Union	Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ)
EWEA	European Wind Energy Association	Ευρωπαϊκή Ένωση για την Αιολική Ενέργεια
FBC	Fluidised Bed Combustion	Καύση Ρευστοποιημένης Κλίνης
FBCB	Fluidised Bed Combustion Boiler	Λέβητας Καύσης Ρευστοποιημένης Κλίνης
FF	Fabric Filter	Υφασμάτινο Φίλτρο
FGC	Flue Gas Clean-up	Καθαρισμός Καυσαερίων
FGD	Flue Gas Desulphurisation	Αποθείωση Καυσαερίων

FGD(dsi)	Flue Gas Desulphurisation by Dry Sorbent Injection	Αποθείωση Καυσαερίων με εισαγωγή ξηρού διαλυτικού
FGD(sds)	Flue Gas Desulphurisation by using a Spray Drier	Αποθείωση Καυσαερίων με ψεκαστήρα ξήρανσης
FGD(wet)	Wet Flue Gas Desulphurisation	Υγρή Αποθείωση Καυσαερίων
FGR	Flue Gas Reburn	Επανάκαυση Καυσαερίων
GF	Grate Firing	Πυροδότηση Σχάρας
GHG	GreenHouse Gases	Αέρια του Θερμοκηπίου
GT	Gas Turbine	Αεριοστρόβιλος
GTCC-CCGT	Gas Turbine Combined Cycle	Συνδυασμένος Κύκλος Αεριοστροβίλου
GWP	Global Warming Potential	Δυναμικότητα αύξησης της μέσης θερμοκρασίας της Γης
HFO	Heavy Fuel Oil	"Βαρύ" Πετρέλαιο Καύσης
HHV	Higher Heating Value	Ανωτέρα Θερμογόνος Δύναμη
HP	High Pressure	Υψηλή Πίεση
HRSG	Heat Recovery Steam Generator	Ατμογεννήτρια Ανάκτησης Θερμότητας (Συμπληρωματική Πυροδότηση)
IEA	International Energy Agency	Διεθνής Υπηρεσία Ενέργειας
IEM	Internal Electricity Market (Directive (96/92/EC))	Εσωτερική Αγορά Ενέργειας (Οδηγία (96/92/ΕΕ))
IETA	International Emissions Trading Association	Διεθνής Ένωση Εμπορίας Εκπομπών
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle	Συνδυασμένος Κύκλος Αεριοποίησης Άνθρακα
IPCC - ΔΟΚΑ	Intergovernmental Panel on Climate Change	Διακρατικό Όργανο για την Κλιματική Αλλαγή (ΔΟΚΑ)
IPPC	International Pollution Prevention & Control	Διεθνής Έλεγχος και Πρόληψη της Μόλυνσης
JI	Joint Implementation	Έργα Κοινής Εφαρμογής
LCP - MEK	Large Combustion Plants	Μεγάλες Εγκαταστάσεις Καύσης (MEK)
LFO	Light Fuel Oil	"Ελαφρύ" Πετρέλαιο Καύσης
LHV - ΚΘΔ	Lower Heating Value	Κατωτέρα Θερμογόνος Δύναμη (ΚΘΔ)
LIMB	Limestone Injection Multi-stage Burner	Καυστήρας πολλών σταδίων με εισαγωγή ασβεστόλιθου
LNB	Low-NOx Burner	Καυστήρας χαμηλού επιπέδου NOx
LP	Low Pressure	Χαμηλή Πίεση
LPG	Liquid Petroleum Gas	Υγροποιημένο Αέριο Πετρελαίου
LUCF	Land Use Change and Forestry	Εναλλακτική Χρήση Γης και Δασοπονία
maf	matter free	χωρίς σωματίδια
MCR	Micro Carbon Residue (MCR)	Υπολείμματα Άνθρακα
MEA	MonoEthanolAmine	Μονοαιθανολαμίνη
MLC	Megalopoli Lignite Combustion plant	Μονάδα Λιγνίτη Μεγαλόπολης (ΔΕΗ)
MMBtu	Million of Btu (British thermal unit)	Εκατομμύρια Btu
MP	Medium Pressure	Μέση Πίεση
NAP - ΕΣΚΔΕ	National Allocation Plan	Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΕΣΚΔΕ)
NEIC	National Energy Information Center	Εθνικό Κέντρο Πληροφοριών Ενέργειας
NGCC	Natural Gas-fired Combined-Cycle plants	Συνδυασμένος Κύκλος Φυσικού Αερίου
NMVOCs	Non Methane Volatile Organic Compounds	Μη Μεθανιούχες Πτητικές Οργανικές Ενώσεις
NOA - ΕΑΑ	National Observatory of Athens	Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών (ΕΑΑ)
OC	Open Cycle	Ανοιχτός Κύκλος

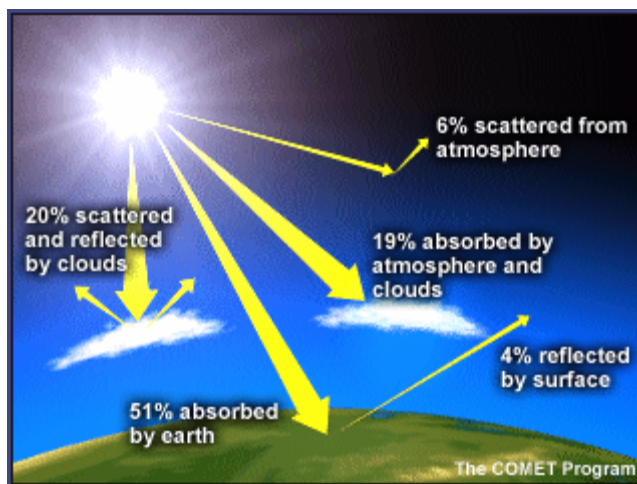
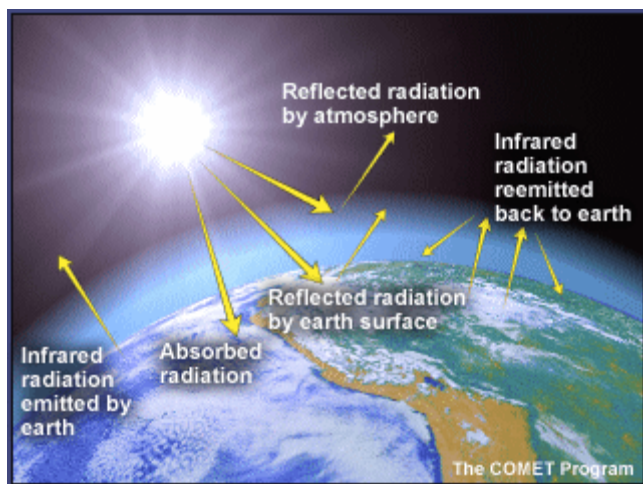
OFA	Overfire Air	Επιπλέον Αέρας Πυροδότησης
P-ALC	Ptolemais-Amydeo Lignite Combustion plant	Μονάδα Λιγνίτη Πτολεμαΐδας – Αμυνταίου (ΔΕΗ)
PC	Pressurised Coal Combustion	Καύση Κονιοποιημένου Άνθρακα
PF	Pressurised Firing	Καύση υπό Πίεση
PFBC	Pressurised Fluidised Bed Combustion	Καύση Ρευστοποιημένης Κλίνης υπό Πίεση
Pm(..)	Primary measures to reduce NOx	Πρωτεύοντα μέτρα για τη μείωση NOx
PP	Power Plant	Εργοστάσιο Παραγωγής Ενέργειας
PPC - ΔΕΗ ΑΕ	Public Power Corporation	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ)
PSA	Pressure Swing Absorption	Απορρόφηση Ανωμαλιών Πίεσης
PV	PhotoVoltaics	Φωτοβολταϊκά
RAE - PAE	Regulatory Authority for Energy	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)
RECS	Renewable Energy Certificate System	Σύστημα Πιστοποιητικών Ανανεώσιμης Ενέργειας
REF	REcovered Fuel	Ανακτημένο Καύσιμο
RES - ΑΠΕ	Renewable Energy Sources	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)
SC	Spray Cooling	Ψύξη με ψεκαστήρα
SCR	Selective Catalytic Reduction	Επιλεκτική Καταλυτική Μείωση
SDA	Spray Dry Absorber	Απορροφητήρας με ψεκαστήρα ξήρανσης
SDS	Spray Dry Scrubber	Διαχωριστήρας με ψεκαστήρα ξήρανσης
SF	Secondary Fuel	Δευτερεύον Καύσιμο
SG	Steam Generator	Ατμογεννήτρια
SNCR	Selective Non-Catalytic Reduction	Επιλεκτική Μη Καταλυτική Μείωση
SRU	Sulphur Recovery Unit	Μονάδα Ανάκτησης Θείου
ST	Steam Turbine	Ατμοστρόβιλος
STIG	Steam Injected Gas	Αέριο που εισάγεται σε μορφή ατμού
TEP	Tradable Emission Permits	Εμπορεύσιμες Άδειες Εκπομπών
TSA	Thermal Swing Absorption	Απορρόφηση Ανωμαλιών θερμοκρασίας
UHV	Upper Heating Value	Ανωτέρα Θερμογόνος Δύναμη
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change	Συμβαση Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή
VGB	Vereinigung der GrosskraftwerksBetreiber	Ένωση Μεγάλων Επιχειρήσεων Παραγωγής Ενέργειας
VOCs	Volatile Organic Compounds	Οργανικές Πτητικές Ενώσεις
waf	water free	χωρίς νερό
WBB	Wet Bottom Boiler	Λέβητας Υγρών Υπολειμμάτων
WHB	Waste Heat Boiler	Λέβητας που χρησιμοποιεί ανακτημένη θερμότητα
WHRU	Waste Heat Recovery Unit	Μονάδα Ανάκτησης Εκλυόμενης Θερμότητας
WI	Waste Incineration	Καύση Απορριμάτων/Υπολειμμάτων
WT	Waste Treatment	Μεταχείριση Απορριμάτων/Υπολειμμάτων
ΔΔΕ (ΔΕΗ)		Διεύθυνση Διαχείρισης Ενέργειας (ΔΕΗ)
ΔΕ (ΔΕΗ)		Διεύθυνση Επικοινωνίας (ΔΕΗ)
ΔΠΠ (ΔΕΗ)		Διεύθυνση Παραγωγής Περιβάλλοντος (ΔΕΗ)
ΔΣΑΜΠ (ΔΕΗ)		Διεύθυνση Σχεδιασμού & Διαχείρισης Απόδοσης Μονάδων Παραγωγής (ΔΕΗ)
ΔΣΠ (ΔΕΗ)		Διεύθυνση Στρατηγικής & Προγραμματισμού (ΔΕΗ)

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 - Το Φαινόμενο του Θερμοκηπίου και η Κλιματική Αλλαγή

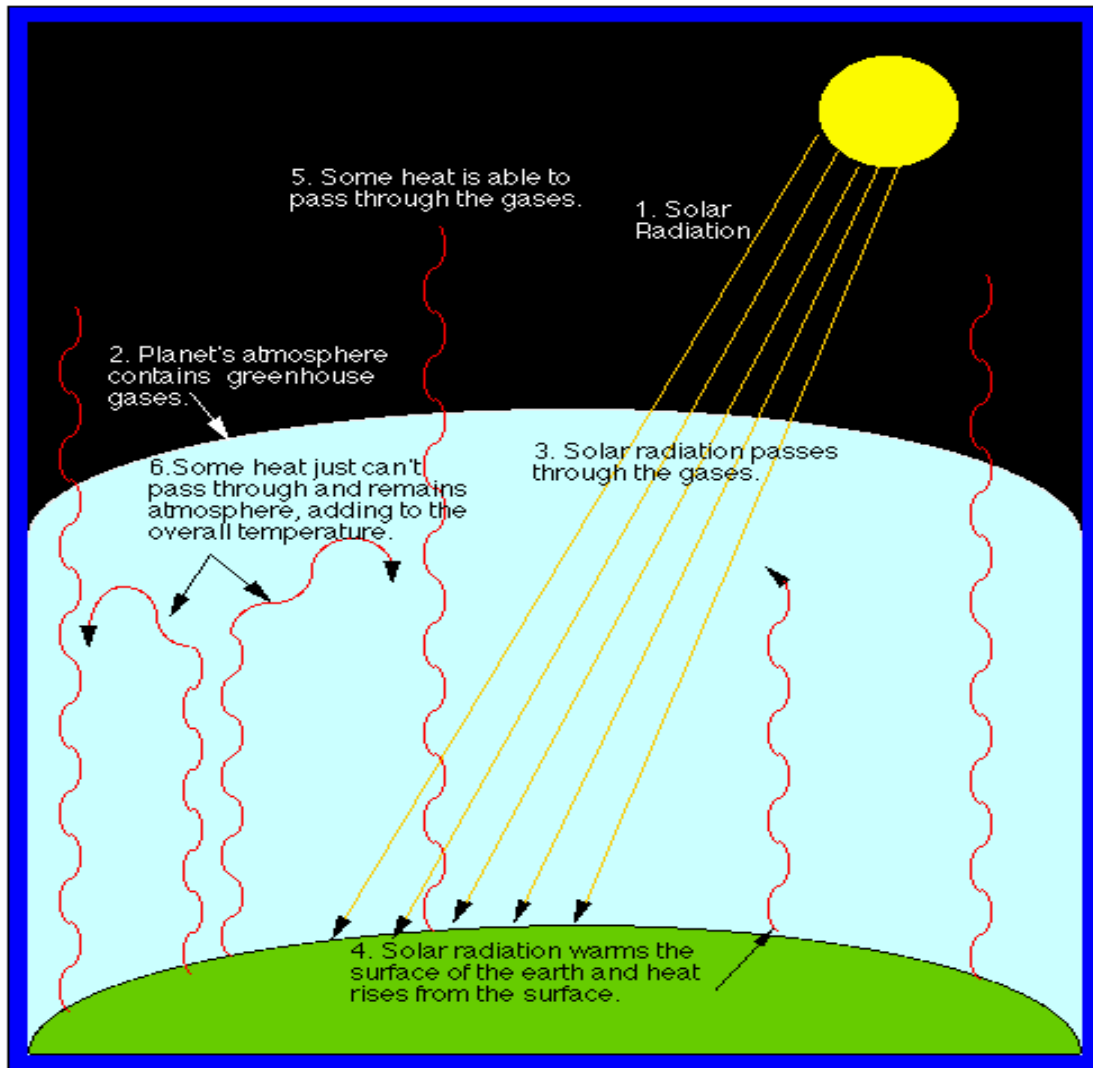
1.1 Ερμηνεία και ανάλυση του φαινομένου του θερμοκηπίου

Πολλές χημικές ενώσεις, που βρίσκονται στην ατμόσφαιρα της Γης, δρουν ως «Αέρια θερμοκηπίου». Τα εν λόγω αέρια επιτρέπουν στην ηλιακή ακτινοβολία να εισέρχεται στην ατμόσφαιρα ελεύθερα. Όταν η ηλιακή ακτινοβολία έρχεται σε επαφή με την επιφάνεια της Γης, ένα μέρος της (που καλείται albedo - το ποσοστό ηλιακής ενέργειας που ανακλάται πίσω από μια επιφάνεια) ανακλάται πίσω στο διάστημα ως υπέρυθρη θερμική ακτινοβολία (Infrared radiation (IR) – Radiant Heat). Τα αέρια του θερμοκηπίου απορροφούν ένα τμήμα αυτής της υπέρυθρης θερμικής ακτινοβολίας και την παγιδεύουν στην ατμόσφαιρα, με αποτέλεσμα να αυξάνεται η μέση θερμοκρασία της Γης (Εικόνες 1.1, 1.2) [1].

Το φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι - κατά βάση - χρήσιμο για τον πλανήτη, διότι αλλιώς θα υφίστατο πολύ χαμηλή μέση θερμοκρασία στη Γη, η οποία θα την έκανε αφιλόξενη. Ωστόσο εξ' αιτίας της ανθρώπινης δραστηριότητας, έχουν παραχθεί υπερβολικές συγκεντρώσεις αερίων του θερμοκηπίου, πράγμα που οδηγεί στο ακριβώς αντίθετο και εξίσου επικίνδυνο φαινόμενο, στην υπερβολική αύξηση της μέσης θερμοκρασίας της Γης. Λόγω της αύξησης της θερμοκρασίας της Γης, κάποια στιγμή το ποσό της θερμικής ενέργειας που φτάνει από τον ήλιο στην επιφάνεια της Γης θα εξισωθεί με αυτό που ανακλάται στο διάστημα, διατηρώντας την θερμοκρασία της Γης σχεδόν σταθερή (αλλά σε υψηλότερο επίπεδο από το σημερινό) [1].



Εικόνα 1.1: Σχηματική απεικόνιση μηχανισμού φαινομένου θερμοκηπίου [1]



Εικόνα 1.2: Σχηματική απεικόνιση μηχανισμού φαινομένου θερμοκηπίου [2]

1.2 Τα αέρια του θερμοκηπίου και οι επιμέρους επιδράσεις τους

Πολλά αέρια παρουσιάζουν ιδιότητες «θερμοκηπίου». Κάποια από αυτά συναντώνται στη φύση (υδρατμοί, διοξείδιο του άνθρακα, μεθάνιο και υποξείδιο του αζώτου), ενώ άλλα είναι αποκλειστικά ανθρωπογενή (όπως τα προωθητικά αέρια, που χρησιμοποιούνται στα αεροζόλ). Τα αέρια που ακολουθούν, έχουν χαρακτηριστεί ως «αέρια θερμοκηπίου», όμως αυτά που φέρουν τη μεγαλύτερη ευθύνη για το φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι τα τρία πρώτα, λόγω των μεγάλων ποσοτήτων τους στην ατμόσφαιρα σε σχέση με τα υπόλοιπα (Εικόνα 1.3).

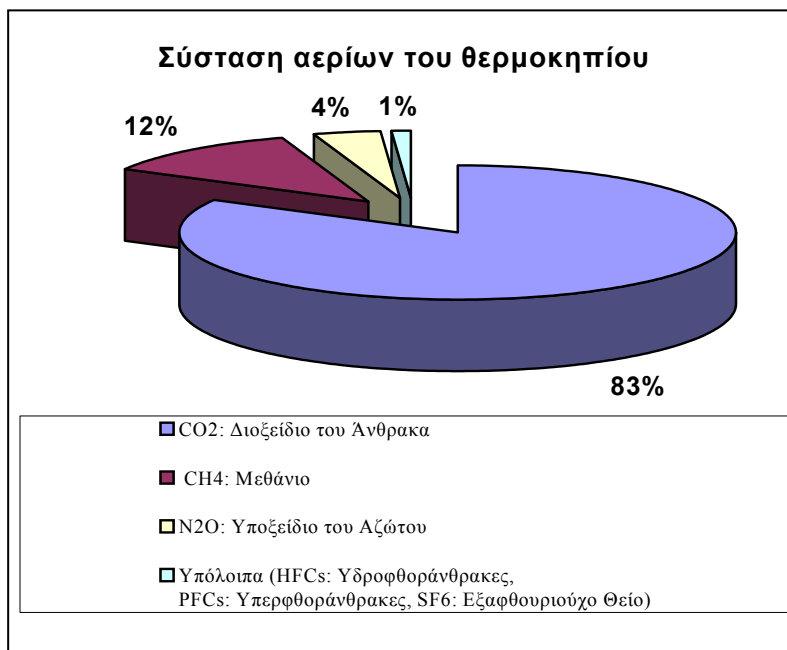
Κυριότερα αέρια θερμοκηπίου

- CO₂: Διοξείδιο του Άνθρακα
- CH₄: Μεθάνιο
- N₂O: Υποξείδιο του Αζώτου

Λοιπά αέρια θερμοκηπίου:

- HFCs: Υδροφθοράνθρακες
- PFCs: Υπερφθοράνθρακες
- SF₆: Εξαφθοριούχο Θείο

Εικόνα 1.3: Κατανομή αερίων του θερμοκηπίου [3]



Πέρα από τα αέρια του θερμοκηπίου, υπάρχουν και άλλα αέρια που συμβάλλουν έμμεσα στο φαινόμενο του θερμοκηπίου. Αυτά είναι:

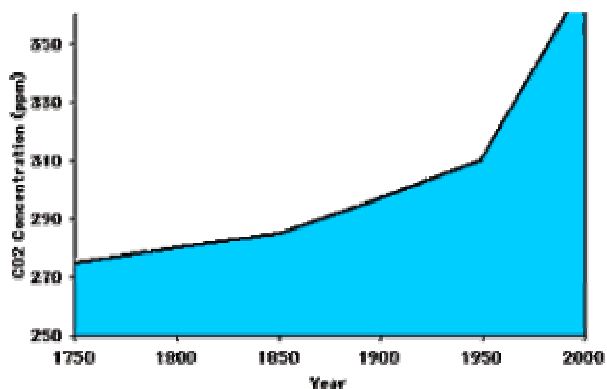
- Τα οξείδια του αζώτου (NO_x)
- Το μονοξείδιο του άνθρακα (CO)
- Οι μη μεθανιούχες πτητικές οργανικές ενώσεις (NMVOCs)

Η συμβολή των τελευταίων στο φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι αρκετά σημαντική, όπως θα αναλυθεί σε επόμενες παραγράφους, και δεν θα πρέπει να αγνοηθεί.

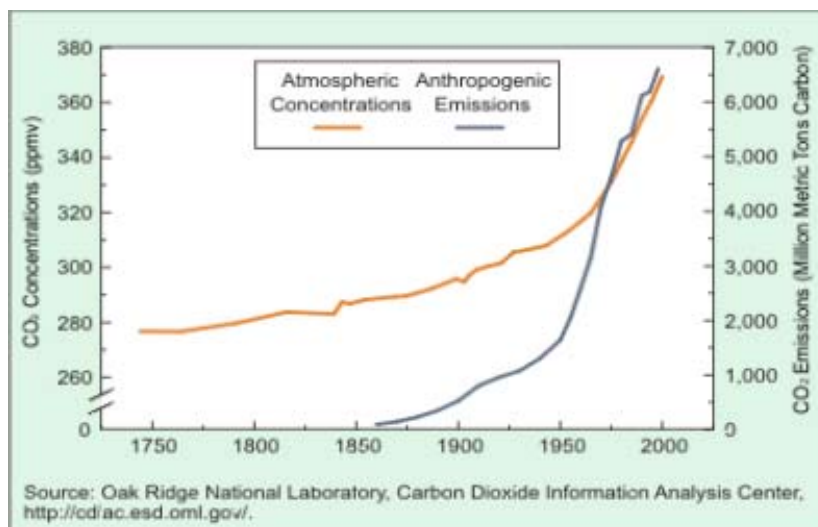
1.2.1 Κυριότερα αέρια του θερμοκηπίου

A. Διοξείδιο του Άνθρακα (CO_2)

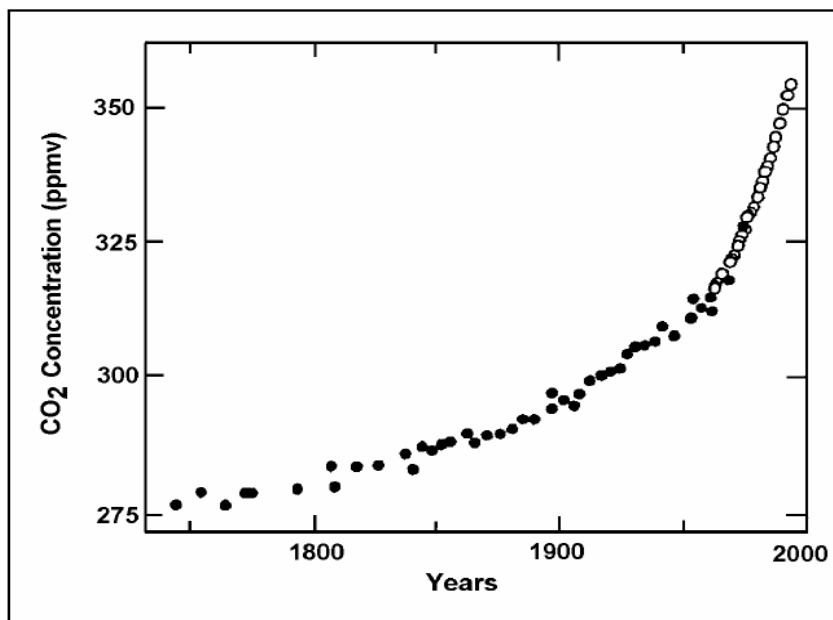
Είναι ένα βαρύ άχρωμο αέριο που δεν υποστηρίζει την καύση. Διαλύεται στο νερό και σχηματίζει ανθρακικό οξύ. Προέρχεται κυρίως από την αναπνοή των ζώων και από την αποσύνθεση ή καύση οργανικών ενώσεων και απορροφάται, μέσω του αέρα, από τα φυτά κατά τη διάρκεια της φωτοσύνθεσης. Η συγκέντρωση του CO_2 στην ατμόσφαιρα έχει ανέβει κατά 30% από το 1750. Κατά τη διάρκεια των τελευταίων 20 ετών, γύρω στα τρία τέταρτα του ανθρωπογενούς διοξειδίου του άνθρακα προέρχονται από την καύση ορυκτών καυσίμων. Κάθε χρόνο ο άνθρωπος επιβαρύνει την ατμόσφαιρα με 30 δισεκατομμύρια επιπλέον τόνους CO_2 . Στις Εικόνες 1.4, 1.5, 1.6 δίδεται σχηματική απεικόνιση της αύξησης της συγκέντρωσης του διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα, με βάση διαφορετικές βιβλιογραφικές πηγές.



Εικόνα 1.4: Αύξηση της συγκέντρωσης του διοξειδίου του άνθρακα τους τελευταίους αιώνες [4].



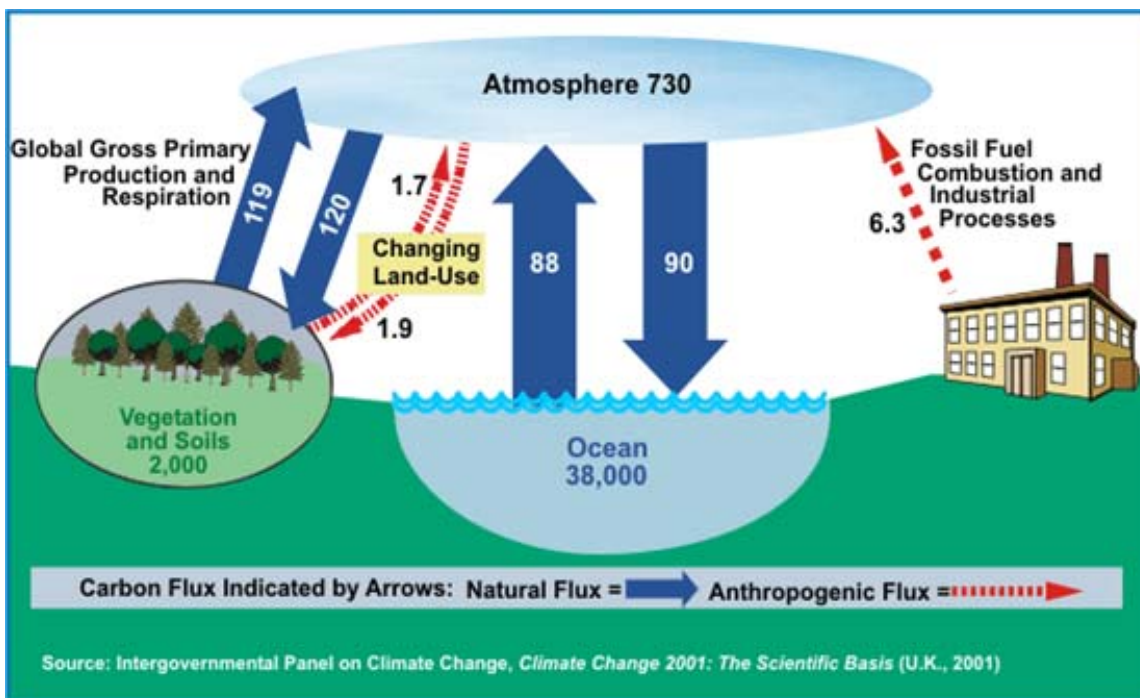
Εικόνα 1.5: Τάσεις στις ατμοσφαιρικές συγκεντρώσεις και στις ανθρωπογενείς εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα [4].



Εικόνα 1.6: Ατμοσφαιρικές συγκεντρώσεις διοξειδίου του άνθρακα [5].

Οι συγκεντρώσεις διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα ρυθμίζονται από πολυάριθμες φυσικές διαδικασίες γνωστές ως «ο κύκλος του άνθρακα» (Εικόνα 1.7). Η κίνηση (ροή) του άνθρακα μεταξύ της ατμόσφαιρας, της βιόσφαιρας και των ωκεανών κυριαρχείται από φυσικές διαδικασίες, όπως η φωτοσύνθεση των φυτών. Ενώ αυτές οι φυσικές διαδικασίες μπορούν να απορροφήσουν ένα τμήμα από το δίκτυο των 6,1 δισεκατομμυρίων μετρικών τόνων των ανθρωπογενών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα που παράγονται κάθε χρόνο (μετρημένους σε όρους ισοδυναμίας άνθρακα), εκτιμάται πως 3,2 δισεκατομμύρια μετρικοί τόνοι προστίθενται στην ατμόσφαιρα κάθε χρόνο. Η θετική ανισορροπία μεταξύ εκπομπών και απορρόφησης έχει ως αποτέλεσμα τη συνεχή αύξηση των αερίων θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα.

Εικόνα 1.7: Παγκόσμιος κύκλος άνθρακα (Δισεκατομμύρια μετρικοί τόνοι άνθρακα) [6].



Ο παγκόσμιος κύκλος CO₂ είναι πολύπλοκος και περιλαμβάνει τη μεταφορά του CO₂ μεταξύ της ατμόσφαιρας, των ωκεανών και της βιόσφαιρας. Μέσω της διαδικασίας της φωτοσύνθεσης, αφαιρούνται περίπου 100 petagrams (10¹⁵ g) άνθρακα στη μορφή CO₂ το χρόνο. Ωστόσο, περίπου η ίδια ποσότητα C στη μορφή CO₂ προστίθεται στην ατμόσφαιρα κάθε χρόνο από την αποσύνθεση και αναπνοή της βλάστησης και του εδάφους.

Οι ωκεανοί της Γης απελευθερώνουν περίπου 100 Pg C το χρόνο, με τη μορφή CO₂ στην ατμόσφαιρα, και απορροφούν 104. Το μεγαλύτερο ποσοστό άνθρακα στους ωκεανούς βρίσκεται στη μορφή ανθρακικών ιζημάτων. Η καύση ορυκτών καυσίμων προσθέτει περίπου 5 Pg C και η καύση βιομάζας και η καταστροφή των δασών προσθέτουν 2 Pg C στην ατμόσφαιρα με την μορφή CO₂ κάθε χρόνο.

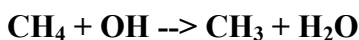
Αθροίζοντας όλες τις ροές CO₂, εντός και εκτός της ατμόσφαιρας, μπορούμε να βρούμε ότι περίπου 3 Pg C, με τη μορφή CO₂ προστίθενται στην ατμόσφαιρα κάθε χρόνο. Η μέση συγκέντρωση CO₂ ήταν 290 ppmv πριν την βιομηχανοποίηση. Το 1990 ήταν περίπου 350 ppmv και αυξάνονταν με ένα ρυθμό 0.3 – 0.4% το χρόνο [6].

Αφού το CO₂ είναι χημικά ανενεργό, δεν καταστρέφεται από χημικές ή φωτοχημικές αντιδράσεις στην ατμόσφαιρα. Είτε χάνεται από τη μεταφορά του στους ωκεανούς και τη βιόσφαιρα ή αυξάνει την συγκέντρωσή του στην ατμόσφαιρα

B. Μεθάνιο (CH₄)

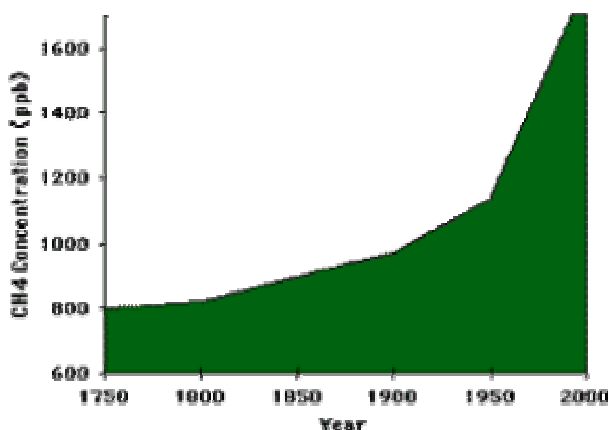
Ένας άχρωμος, άοσμος και εύφλεκτος υδρογονάνθρακας αέριας μορφής, που χρησιμοποιείται ως καύσιμο και ως αρχικό συστατικό σε χημικές συνθέσεις. Είναι το πιο απλό από τα αλκάνια. Δημιουργείται σε αναερόβιο περιβάλλον από τη δράση μεθανογενών βακτηρίων και καύση βιομάζας (και αποτελεί προϊόν της αποσύνθεσης οργανικής ύλης και της απανθράκωσης γαιάνθρακα). Τα κυριότερα είδη περιβάλλοντος αναερόβιας μορφής, που παράγουν μεθάνιο, περιλαμβάνουν τους υδάτινους πόρους (150 +/- 50 Tg/ χρόνο), τους ορυζώνες (100 +/- 50 Tg/ χρόνο) και την εντερική ζύμωση στο πεπτικό σύστημα ζώων (100-150 Tg/ χρόνο). Η καύση βιομάζας μπορεί να παράγει 10-100 Tg CH₄ /χρόνο [4],[41].

Το μεθάνιο μπορεί να καταστραφεί στην ατμόσφαιρα μέσω χημικής αντίδρασης με τη ρίζα υδροξυλίου:



Η ρίζα υδροξυλίου καταστρέφει περίπου 500 Tg (teragrams -10¹² g) CH₄ κάθε χρόνο, με αποτέλεσμα το μεθάνιο να έχει μέση διάρκεια ζωής στην ατμόσφαιρα περίπου 8(~10) χρόνια.

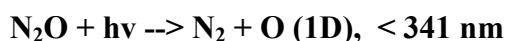
Το μεθάνιο απαιτεί ιδιαίτερη προσοχή, όσον αφορά στο φαινόμενο του θερμοκηπίου, καθώς παγιδεύει 20 φορές περισσότερη θερμική ακτινοβολία από το διοξείδιο του άνθρακα. Η συγκέντρωση του μεθανίου στην ατμόσφαιρα έχει διπλασιαστεί από το 1750 μέχρι σήμερα και μπορεί να αναδιπλασιαστεί μέχρι το 2050, καθώς κάθε χρόνο η ατμόσφαιρα επιβαρύνεται με 350 – 500 εκατομμύρια τόνους CH₄ (Εικόνα 1.8).



Εικόνα 1.8: Αύξηση της συγκέντρωσης του μεθανίου από το 1750 [4].

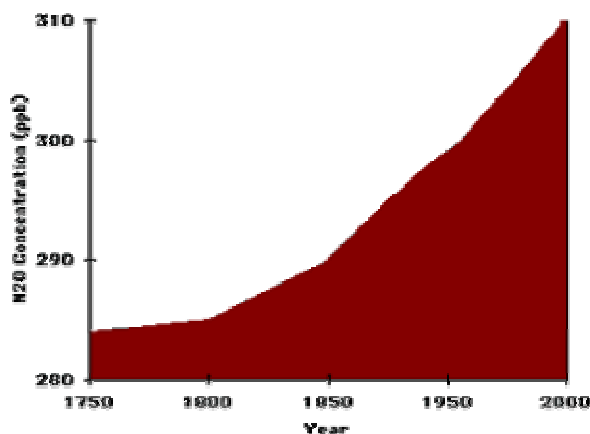
Γ. Υποξείδιο του Αζώτου (N₂O)

Είναι άχρωμο αέριο, το οποίο όταν εισπνέεται προκαλεί απώλεια αίσθησης του πόνου μαζί με χαλάρωση και κάποιες φορές γέλιο (ονομάζεται και αέριο γέλιου). Χρησιμοποιείται ως αναισθητικό στην οδοντιατρική και συνεισφέρει στο φαινόμενο της Κλιματικής Αλλαγής μέσω απορρόφησης θερμικής υπέρυθρης ακτινοβολίας στην τροπόσφαιρα. Το υποξείδιο του αζώτου είναι χημικά ανενεργό στην τροπόσφαιρα. Ωστόσο στην στρατόσφαιρα καταστρέφεται, μέσω φωτόλυσης από την ηλιακή ακτινοβολία, η οποία και είναι υπεύθυνη για το 90% της καταστροφής του, και μέσω αντίδρασης με ενεργά (ιόντα) άτομα οξυγόνου, O(1D), η οποία και είναι υπεύθυνη για το υπόλοιπο 10% της καταστροφής του. Όταν το N₂O αποσυνθέτεται με την παρουσία O₃, σχηματίζει NO₂ και NO₃, τα οποία καλούνται NO_x



Αυτές οι φωτοχημικές και χημικές αντιδράσεις (διαδικασίες) είναι υπεύθυνες για την καταστροφή περίπου 10,5 +/- 3 Tg N το χρόνο. Το υποξείδιο του αζώτου δημιουργείται στην ατμόσφαιρα με ένα ρυθμό περίπου 3 +/- 0,5 Tg N το χρόνο. Ο παγκόσμιος ρυθμός καταστροφής του είναι 10 +/- 3 Tg N το χρόνο. Οπότε οι παγκόσμιες πηγές θα πρέπει να είναι 13.5 +/- 3.5 Tg N το χρόνο [41].

Η συγκέντρωση του έχει αυξηθεί κατά 15% από το 1750 και κάθε χρόνο η ατμόσφαιρα επιβαρύνεται με 7-13 εκατομμύρια τόνους επιπλέον (Εικόνα 1.9). Το υποξείδιο του αζώτου απαιτεί σημαντική προσοχή διότι η μέση διάρκεια ζωής του στην τροπόσφαιρα αγγίζει τα 150 χρόνια, καθώς οι αλληλεπιδράσεις του με άλλα αέρια, σύννεφα και αεροζόλ είναι ελάχιστες [4].



Εικόνα 1.9: Αύξηση της συγκέντρωσης του υποξειδίου του αζώτου από το 1750 [4].

1.2.2 Υπόλοιπα αέρια του θερμοκηπίου - HFCs: Υδροφθοράνθρακες, PFCs: Υπερφθοράνθρακες, SF₆: Εξαφθουριούχο Θείο

Τα HFC και PFC είναι χημικές ουσίες, η παραγωγή των οποίων στοχεύει κυρίως στην αντικατάσταση ουσιών [Χλωροφθοράνθρακες (CFC-11 και CFC-12)] που καταστρέφουν το όζον (Πρωτόκολλο του Μόντρεαλ - 1987). Τα HFC και PFC δεν βλάπτουν το στρώμα του όζοντος που βρίσκεται στη στρατόσφαιρα και έτσι οι εκπομπές τους δεν ελέγχονται από το προαναφερθέν πρωτόκολλο. Ωστόσο πολλές από αυτές τις ουσίες, όπως και το SF₆ είναι ισχυρά αέρια θερμοκηπίου και πέρα από το γεγονός ότι έχουν υψηλή ικανότητα αύξησης της θερμοκρασίας της Γης (Global Warming Potential (GWP)), έχουν και εξαιρετικά υψηλή διάρκεια ζωής στην ατμόσφαιρα, προκαλώντας ουσιαστικά μη αναστρέψιμη επιβάρυνση σ' αυτήν. Ειδικά το SF₆ είναι το πιο επικίνδυνο αέριο θερμοκηπίου σύμφωνα με την εκτίμηση του IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change - Διακρατικό Όργανο για την Κλιματική Αλλαγή (ΔΟΚΑ)) [4],[41].

Το SF₆ είναι ένα αέριο με ανώτερες ιδιότητες μόνωσης, και χρησιμοποιείται ως μέσο μόνωσης σε αέριο-μονωμένες συσκευές. Τα HFC χρησιμοποιούνται κυρίως ως ψυκτικές ουσίες σε συσκευές κλιματισμού, στη θέση των CFC που έχουν απαγορευτεί. Τα υγρά PFC χρησιμοποιούνται ως ψυκτικές ουσίες και μονωτικά μέσα για ορισμένους τύπους μετασχηματιστών.

Οι εκπομπές αυτών των αερίων προέρχονται κυρίως από:

Την παραγωγή HCFC-22 (HFC-23) και αλουμινίου (CF₄ and C₂F₆).

Την κατασκευή, λειτουργία και συντήρηση εξοπλισμού ψύξης (σε κατοικίες) και κλιματιστικών.

1.2.3 Άλλα σημαντικά αέρια για το φαινόμενο του θερμοκηπίου - NO_x: Οξείδια του αζώτου, CO: Μονοξείδιο του άνθρακα, NMVOCs: Μη μεθανιούχες πτητικές οργανικές ενώσεις

Αν και δεν είναι αέρια θερμοκηπίου, ο ρόλος του CO, των NO_x και των NMVOC είναι σημαντικός για την Κλιματική Αλλαγή καθώς συνεισφέρουν στο σχηματισμό της τρύπας του όζοντος και μεταβάλλουν τη διάρκεια ζωής των αερίων του θερμοκηπίου. Ως παράδειγμα, το CO αντιδρά με τα τυχαία υδροξύλια OH για να σχηματίσει CO₂. Έτσι τα αυξημένα επίπεδα CO, μειώνουν τον αριθμό των ενώσεων που περιέχουν OH, ικανές να καταστρέψουν το CH₄ και έτσι αυξάνεται η διάρκεια ζωής του CH₄. Αυτά τα αέρια δημιουργούνται μέσω μιας πλειάδας ανθρωπογενών δραστηριοτήτων, συμπεριλαμβανομένης της καύσης των ορυκτών καυσίμων, της αποτέφρωσης στερεών απορριμμάτων, της παραγωγής και επεξεργασίας πετρελαίου και αερίου, των βιομηχανικών διαδικασιών και της χρήσης διαλυτικών και καύσης υπολειμμάτων γεωργικής σοδειάς. [4]

1.3 Δυναμικότητα αύξησης της μέσης θερμοκρασίας της Γης - Global Warming Potential (GWP)

Για να μπορούμε να συγκρίνουμε την επίπτωση των διάφορων αερίων στην εξέλιξη του φαινομένου του θερμοκηπίου αναπτύχθηκε μία μέθοδος εκτίμησης της δυναμικότητας αύξησης της θερμοκρασίας της Γης για κάθε αέριο (**GWP**). Το GWP είναι μια έννοια που λαμβάνει υπ' όψιν την ικανότητα απορρόφησης ενέργειας του αερίου και την διάρκεια ζωής του στην ατμόσφαιρα. Το περιεχόμενο του GWP είναι η συνολική επίπτωση που προκαλείται από τώρα μέχρι μια δεδομένη στιγμή στο μέλλον και αναφέρεται σε μια μονάδα μάζας του αερίου που εκπέμπεται τώρα. Το GWP υπολογίζεται πάντα για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο και εκφράζεται σε σχέση με ένα αέριο αναφοράς, συχνότερα με το CO₂, με το CO₂ να έχει την τιμή αναφοράς 1. Παραδείγματα τιμών GWP για μια τυπική περίοδο πάνω από 100 χρόνια είναι 21 για το CH₄, και 310 για το N₂O (Πίνακας 1.1). Οι εκπομπές που λαμβάνουν υπ' όψιν τις τιμές GWP καλούνται ισοδύναμα CO₂. Τα GWP έχουν κάποιες αβεβαιότητες της τάξεως του 35% λόγω του εύρους των πιθανών χρόνων ζωής στην ατμόσφαιρα του αερίου αναφοράς CO₂ [6]

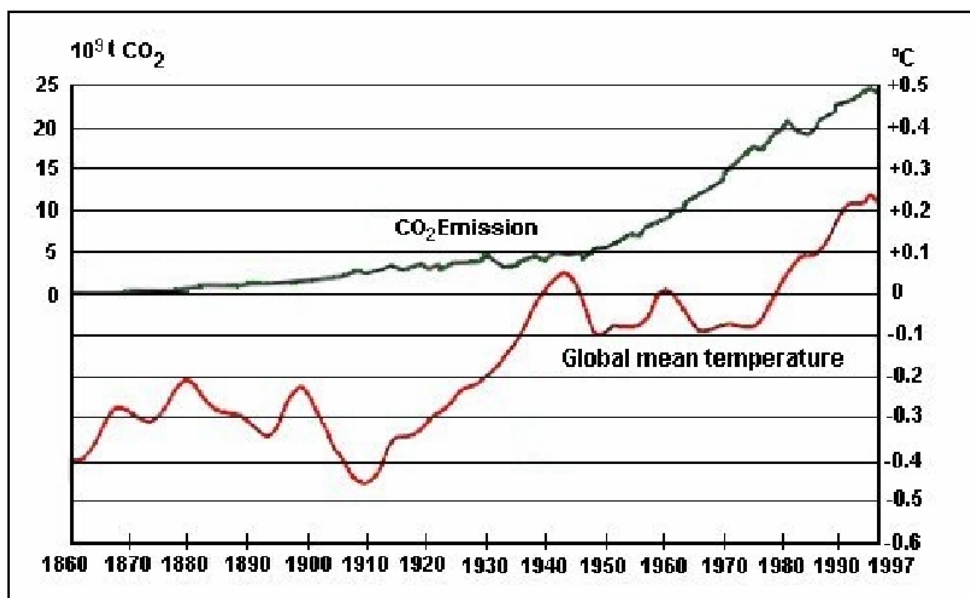
Αέριο	GWP για διαφορετικές χρονικές περιόδους		
	20 χρόνια	100 χρόνια	500 χρόνια
CO ₂	1	1	1
CH ₄	56	21	6.5
N ₂ O	280	310	170
HFC-23	9,100	11,700	9,800
HFC-32	2,100	650	200
SF ₆	16,300	23,900	34,900

Πίνακας 1.1: Παραδείγματα GWP, με βάση αναφοράς το CO₂ [6].

1.4 Οι επιπτώσεις του φαινομένου του θερμοκηπίου (Κλιματική Αλλαγή) και η αναγκαιότητα λήψης μέτρων

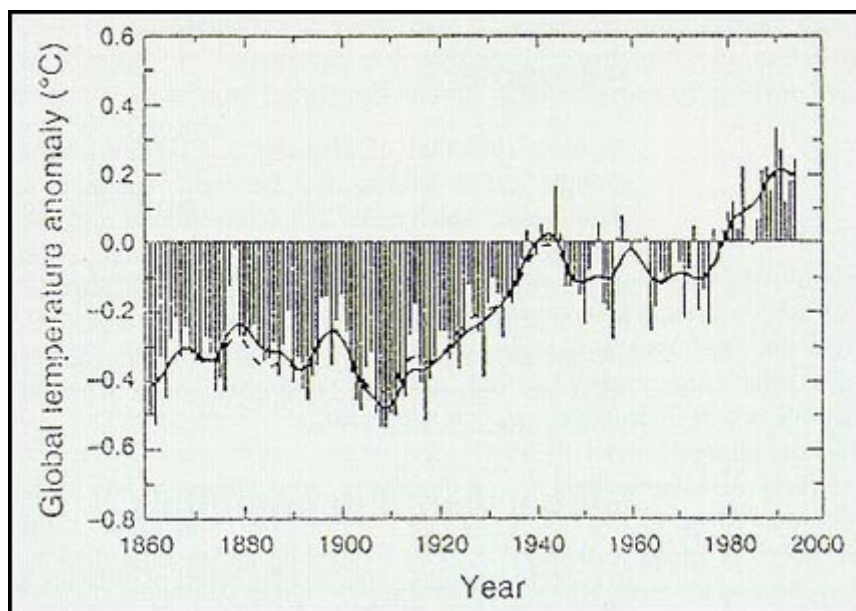
1.4.1 Κλιματική Αλλαγή

Από την αρχή της βιομηχανοποίησης, ο ισολογισμός ενέργειας της Γης αλλάζει. Κατά τη διάρκεια των τελευταίων δύο αιώνων έχουν παρατηρηθεί σημαντικές αυξήσεις στην μέση θερμοκρασία της Γης και στη συγκέντρωση CO₂ στην ατμόσφαιρα [6], (Εικόνα 1.10).

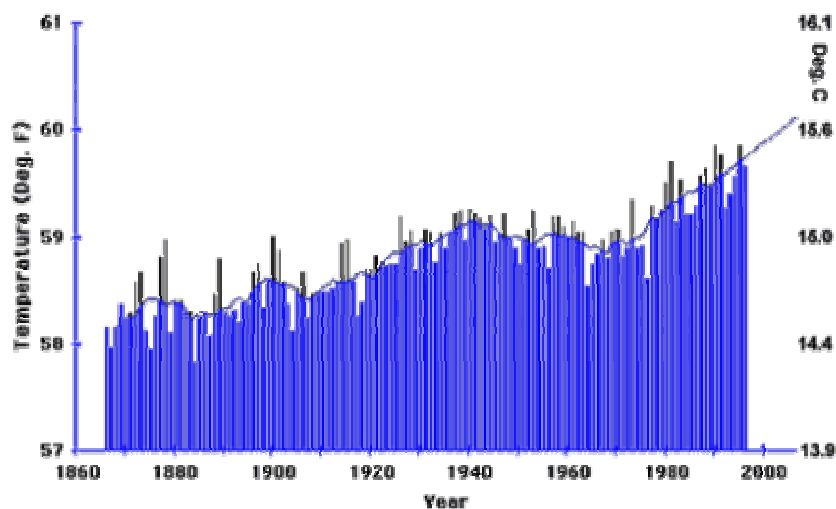


Εικόνα 1.10: Αυξήσεις που έχουν παρατηρηθεί στην μέση θερμοκρασία της Γης και στη συγκέντρωση CO₂ στην ατμόσφαιρα [5]. Διακρίνεται καθαρά η συσχέτιση μεταξύ των δύο γραφημάτων.

Η μέση θερμοκρασία της επιφάνειας της Γης έχει αυξηθεί κατά 0,3°C με 0,6°C από τον 19^ο αιώνα και περίπου 0,2°C με 0,3°C από το 1955. Η μεγαλύτερη αύξηση έχει παρατηρηθεί στις περιοχές της Γης με γεωγραφικό πλάτος μεταξύ 40° N και 70° N (North). Σε πολλές περιοχές μειώθηκε το εύρος των θερμοκρασιών κατά τη διάρκεια της ημέρας καθώς οι νύχτες έγιναν πιο ζεστές. Στο βόρειο ημισφαίριο οι τελευταίες δεκαετίες δείχνουν να είναι οι πιο θερμές από το 1400, σύμφωνα με τα λίγα στοιχεία που έχουμε. Οι μεταβολές της θερμοκρασίας από το 1860 παρουσιάζονται στις Εικόνες 1.10 έως 1.12. Το IPCC συμπέρανε πως «Ο απολογισμός των αποδείξεων υποδεικνύει μια ευδιάκριτη ανθρώπινη επιρροή στο παγκόσμιο κλίμα». [4]



Εικόνα 1.11: Αλλαγές της θερμοκρασίας της Γης [4],[41]



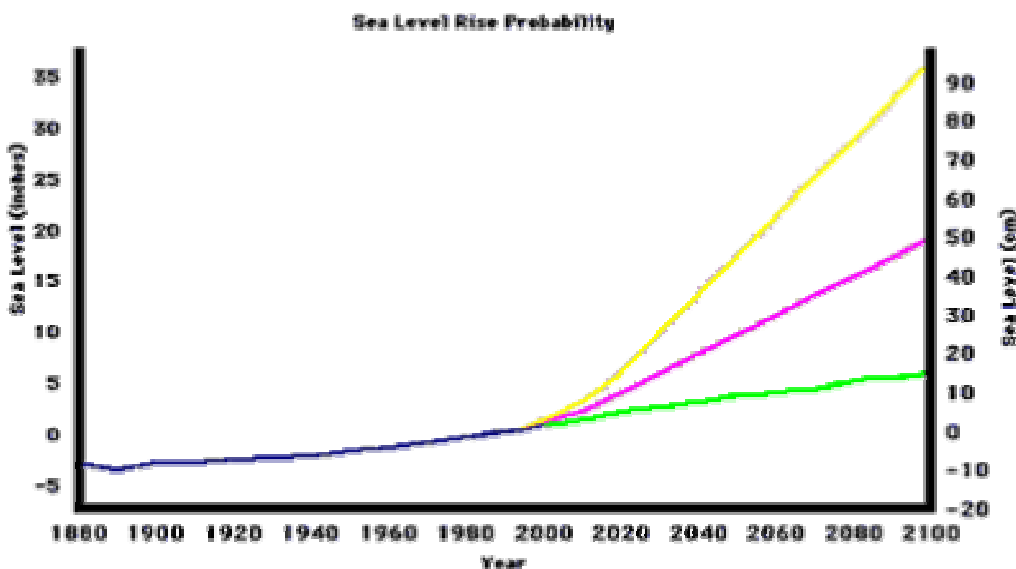
Εικόνα 1.12: Μέση ετήσια αύξηση της θερμοκρασίας: 1860-1998 [4],[41]

Οι αυξανόμενες θερμοκρασίες προκάλεσαν μια αύξηση του όγκου του θαλασσινού νερού, και μια μικρή μείωση των παγετώνων. Ο συνδυασμός τους οδήγησε σε μια αύξηση της στάθμης της θάλασσας. Η στάθμη της θάλασσας παγκοσμίως έχει ανέβει κατά 10-25 cm τα τελευταία 100 χρόνια. Οι αυξανόμενες θερμοκρασίες μπορούν ακόμα να προκαλέσουν αλλαγές στο καιρό και τα σχέδια χρήσης εδάφους. Όλες αυτές οι επιπτώσεις συνήθως αναφέρονται ως «**Κλιματική Αλλαγή**» [4].

1.4.2 Προβλέψεις για την Κλιματική Αλλαγή

Το IPCC έχει χρησιμοποιήσει σενάρια εκπομπών για να κάνει προβλέψεις για την μελλοντική Κλιματική Αλλαγή. Όμως υπάρχουν σημαντικές αβεβαιότητες και αμφιβολίες, όσον αφορά στη μοντελοποίηση του περιβάλλοντος. Παρ' όλα αυτά έχει αυξηθεί η εμπιστοσύνη στα μοντέλα πρόβλεψης τα τελευταία χρόνια (λόγω μέτρων όπως η ενσωμάτωση των επιπτώσεων από αεροζόλ θειικού άλατος). Μέσω αυτών των μοντέλων το IPCC έχει κάνει προβλέψεις όπως οι ακόλουθες [4],[6],[41]:

- Η μέση παγκόσμια θερμοκρασία θα αυξηθεί κατά 1,4 με 5,8°C μέχρι το έτος 2100, σε σχέση με το 1990.
- Ο μέσος ρυθμός αύξησης της θερμοκρασίας, από τα σενάρια εκπομπών αυτά, προκύπτει ότι θα είναι ο μεγαλύτερος τα τελευταία 10.000 χρόνια.
- Η θερμοκρασία θα συνεχίσει να αυξάνεται ακόμα και μετά τη σταθεροποίηση των συγκεντρώσεων των αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα, λόγω της εσωτερικής θερμότητας των ωκεανών.
- Μέχρι το 2100 η επιφάνεια της θάλασσας προβλέπεται να αυξηθεί κατά 13 με 94cm (Εικόνα 1.13).
- Υπάρχει ακόμα η πιθανότητα ότι ασυνήθιστα καιρικά φαινόμενα, όπως οι έντονες καταιγίδες, θα παρατηρούνται πολύ συχνότερα.



Εικόνα 1.13: Γράφημα που δείχνει την αύξηση τη στάθμης της θάλασσας ιστορικά και διαφορετικές εκτιμήσεις για την πιθανή αύξηση της τον επόμενο αιώνα [4].

1.4.3 Επιπτώσεις της Κλιματικής Αλλαγής

Τα οικοσυστήματα, η γεωργία, οι δασικές εκτάσεις και η ανθρώπινη υγεία είναι όλα ευαίσθητα στο κλίμα. Κάποια οικοσυστήματα μπορεί να μη μπορούν να προσαρμοστούν στην Κλιματική Αλλαγή σε ένα αποδεκτό βαθμό.

Έτσι η ποιότητα και η ποσότητα της τροφής, των πρώτων υλών, των φαρμάκων και του πόσιμου νερού θα μειωθούν αισθητά και έτσι και η διαθεσιμότητα νερού για άρδευση, βιομηχανική χρήση και παράγωγή ενέργειας.

Η γεωργία και η ιχθυοκαλλιέργεια μπορεί επίσης να αντιμετωπίσουν προβλήματα, ειδικά στις αναπτυσσόμενες χώρες, με αποτέλεσμα ελλείψεις σε φαγητό. Αυτά μπορεί να επιδεινωθούν περαιτέρω, με την άνοδο της στάθμης της θάλασσας και την αυξημένη βροχόπτωση, προκαλώντας πλημμύρες μεγάλου εύρους [4],[2].

Μια υπολογιζόμενη αύξηση 50 cm στο επίπεδο της θάλασσας μέχρι το έτος 2100, θα μπορούσε να καλύψει περισσότερα από 5.000 τετραγωνικά μίλια στεγνής γης και περίπου 4.000 εδαφών με μεγάλη υγρασία σε μια χώρα όπως οι ΗΠΑ [2].

Οι υψηλότερες θερμοκρασίες θα κάνουν τα δάση πιο ευάλωτα στη φωτιά, τις ασθένειες και τα έντομα [2].

Οι αλλαγές στην ατμόσφαιρα και την θερμοκρασία, μεγαλύτερες θερμοκρασίες και για μεγαλύτερο διάστημα, μπορεί να μεγαλώσουν και να μετατοπίσουν την επιρροή μεταδοτικών ασθενειών καθώς και να δημιουργήσουν νέα παράσιτα. Τα κρούσματα από αρρώστιες όπως η μαλάρια θα αυξηθούν και η ζέστη από μόνη της θα είναι υπεύθυνη για το θάνατο πολλών ανθρώπων [4],[2].

Η ζήτηση για θέρμανση και ψύξη θα αυξηθεί και μαζί της η ζήτηση για ενέργεια. Δευτερεύουσες επιπτώσεις της Κλιματικής Αλλαγής μπορεί να περιλαμβάνουν ένα αυξανόμενο αριθμό περιβαλλοντικών προσφύγων, αλλαγές στα σχέδια τουρισμού και μεγάλες απαιτήσεις από τις ασφαλιστικές εταιρείες [4]. Θα υπάρξουν προβλήματα στις θαλάσσιες μεταφορές από τις αυξημένες πλυμμύρες και τη χαμηλή στάθμη των ποταμών [2].

Αν ο ρυθμός της Κλιματικής Αλλαγής μπορεί να περιοριστεί σε ένα χαμηλό επίπεδο, τότε το φυσικό και ανθρώπινο οικοσύστημα θα μπορέσει πιο εύκολα να προσαρμοστεί. Ο τρόπος για να μειωθεί ο ρυθμός της Κλιματικής Αλλαγής είναι να μειωθούν οι εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου [4].

□□□□ □': «□□□□□□□□ □□□□□□□□»

[illegible]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 - Ιστορική αναδρομή

Κρίνεται χρήσιμο να παρατεθεί μια μικρή ιστορική αναδρομή σε κάποιες σημαντικές αποφάσεις, που έχουν υιοθετηθεί για το φαινόμενο του θερμοκηπίου τα τελευταία 12 χρόνια, ώστε να κατανοήσει ο αναγνώστης που βρίσκεται αυτή τη στιγμή η παγκόσμια προσπάθεια για τη μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και πως φτάσαμε στο Πρωτόκολλο του Κυότο και την τελική επικύρωση του. Ένας συνοπτικός πίνακας (Πίνακας 2.1), στο τέλος του κεφαλαίου, παρουσιάζει την ιστορική εξέλιξη της προσπάθειας [9],[31].

2.1.1 Σύμβαση - Πλαίσιο του ΟΗΕ για την Κλιματική Αλλαγή (UNFCCC - United Nation's Framework Convention on Climate Change)

Ρίο ντε Τζανέιρο – Ιούνιος 1992

Τον Ιούνιο του 1992, 154 Κυβερνήσεις υπέγραψαν τη Σύμβαση Πλαίσιο για την Κλιματική Αλλαγή στο Ρίο ντε Τζανέιρο. Η επικύρωση της από την Ελλάδα έγινε τον Απρίλιο του 1994 με νόμο του κράτους (Ν.2205/94). Μέχρι το 1998, 176 χώρες είχαν επικυρώσει τη Σύμβαση [31].

Στόχος της σύμβασης είναι η σταθεροποίηση των συγκεντρώσεων των αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα σε επίπεδα τέτοια ώστε να προληφθούν επικίνδυνες επιπτώσεις στο κλίμα από τις ανθρώπινες δραστηριότητες. Η Σύμβαση αναγνωρίζει ότι οι αναπτυγμένες χώρες πρέπει να αναλάβουν τον πρώτο ρόλο στην αντιμετώπιση της Κλιματικής Αλλαγής και έτσι καλούνται να:

- Επαναφέρουν τις εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα και των άλλων αερίων του θερμοκηπίου, μέχρι το 2000, στα επίπεδα του 1990.
- Υιοθετήσουν πολιτικές και μέτρα για τη μετρίαση της Κλιματικής Αλλαγής.
- Διασφαλίσουν τη μεταφορά τεχνολογίας και οικονομικών πόρων για τη βοήθεια των αναπτυσσόμενων χωρών.

Η Σύμβαση αυτή δεν περιλαμβάνει νομικές δεσμεύσεις ούτε κυρώσεις, στηρίζεται δε στη διεθνή δημόσια αξιοπιστία – κύρος των χωρών που την έχουν επικυρώσει.

2.1.2 1η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 1)

(CoP: Conference of the Parties)

Βερολίνο – Μάρτιος 1995

Κατά την 1^η Σύνοδο των Συμβαλλομένων Μερών, που έλαβε χώρα στο Βερολίνο τον Μάρτιο του 1995, θεμελιώθηκε μια διαπραγματευτική διαδικασία ενδυνάμωσης των υποχρεώσεων της Σύμβασης με την προσθήκη συμπληρωματικών δεσμεύσεων από τις αναπτυγμένες χώρες για την περίοδο μετά το 2000 [31].

2.1.3 2η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 2)

Γενεύη – Ιούλιος 1996

Κατά τη διάρκεια της 2^{ης} Συνόδου συζητήθηκαν τα συμπεράσματα της 2^{ης} Έκθεσης Εκτίμησης των μέτρων που λαμβάνονται για την αντιμετώπιση της Κλιματικής Αλλαγής που συντάχτηκε από το ΔΟΚΑ (Διακρατικό Όργανο για την Κλιματική Αλλαγή) (IPCC: Intergovernmental Panel for Climate Change).

Διαπιστώθηκε ότι η ανθρώπινη επιρροή στο κλίμα οδηγεί τον πλανήτη σε αύξηση της θερμοκρασίας κατά 2°C μέχρι το 2100, με συνέπεια την άνοδο της στάθμης της θάλασσας κατά 50cm, γεγονός που αποτελεί βαρύ πλήγμα στην υγεία, στην εξασφάλιση τροφής, στα αποθέματα νερού και στην παγκόσμια οικονομία και ασφάλεια.

Φάνηκε καθαρά η ανάγκη εντατικοποίησης των δράσεων για τον περιορισμό των συνεπειών από την Κλιματική Αλλαγή και οριστικοποιήθηκαν οι συνεχιζόμενες διαπραγματεύσεις για την ενδυνάμωση των υποχρεώσεων της Σύμβασης [31].

2.1.4 3η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 3)

Κυότο, Ιαπωνία – Δεκέμβριος 1997

Κατά τη διάρκεια της CoP 3 υιοθετήθηκε το Πρωτόκολλο του Κυότο, το οποίο καθορίζει για πρώτη φορά νομικά δεσμευτικούς στόχους για τον περιορισμό των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου, επιβεβαιώνει την ικανότητα συνεργασίας της διεθνούς κοινότητας και προτείνει οικονομικές λύσεις (κίνητρα και μηχανισμούς) για την αποτελεσματική μείωση των εκπομπών για το περιβάλλον.

Το Πρωτόκολλο του Κυότο που συμφωνήθηκε το 1997 υποχρεώνει τις βιομηχανικές χώρες που το επικύρωσαν να επιτύχουν μια συνολική μείωση 5.2% στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 μέχρι το 2008-2012 [31].

2.1.5 4η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 4)

Μπουένος Άιρες, Αργεντινή – Νοέμβριος 1998

Κατά την 4^η Σύνοδο, καταρτίσθηκε το Πρόγραμμα Δράσης του Μπουένος Άιρες (Buenos Aires Plan of Action: B.A.P.A.), που περιλαμβάνει συγκεκριμένα χρονοδιαγράμματα για την ανάπτυξη των μηχανισμών του Πρωτοκόλλου, τη διευκόλυνση συνεργασίας μεταξύ των Μελών, την πληροφόρηση, τους μηχανισμούς για την αντιμετώπιση περιπτώσεων μη συμμόρφωσης κ.λπ. [30],[31].

Συζητήθηκαν ακόμη μία σειρά άλλων ζητημάτων, όπως οι «Ευέλικτοι Μηχανισμοί» και η χρήση τους, η συνεργασία με τις συνδεδεμένες χώρες, οι «Εστίες Απορρόφησης» (Sinks) και οι «Κοινές και Συντονισμένες Πολιτικές και Μέτρα» (C.C.P.Ms) [30],[31].

2.1.6 5η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 5)

Βόννη, – 25 Οκτωβρίου με 5 Νοεμβρίου 1999

Στην CoP 5 συζητήθηκαν θέματα για την ουσιαστική πρόοδο όσον αφορά στην υλοποίηση του Προγράμματος Δράσης του Μπουένος Άιρες (B.A.P.A.), που καταρτίσθηκε στην CoP 4, με στόχο να υιοθετηθούν αποφάσεις από την CoP 6 σχετικά με :

- την ανάπτυξη κανόνων, κατευθυντήριων γραμμών και φορμών για τους μηχανισμούς του Κυότο,
- την πρόοδο ενός αποτελεσματικού συστήματος συμμόρφωσης,
- την ανάπτυξη ευκαιριών για συμμετοχή στους μηχανισμούς του Κυότο,
- την διευκόλυνση για δημιουργία νέας ισχύος στις αναπτυσσόμενες χώρες.

Η Ε.Ε. πίεσε όλα τα Μέλη να επικυρώσουν το Πρωτόκολλο του Κυότο το συντομότερο δυνατόν μετά την CoP 6, ώστε να διασφαλιστεί η ενεργοποίηση του Πρωτοκόλλου πριν τη Σύνοδο Ρίο +10 (10 χρόνια μετά τη Σύμβαση του Ρίο ντε Τζανέιρο) που θα γινόταν το 2002 [31].

2.1.7 6η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 6)

Χάγη – Νοέμβριος 2000

Στην 6^η Σύνοδο των Συμβαλλόμενων Μερών, που έλαβε χώρα το Νοέμβριο του 2000 στην Χάγη, συμφωνήθηκαν οι κανόνες, οι κατευθυντήριες γραμμές και οι φόρμες για την περιβαλλοντικά και οικονομικά αποτελεσματική λειτουργία των τριών μηχανισμών του Πρωτοκόλλου του Κυότο, η αντιμετώπιση εφαρμογής του καθεστώτος των εστιών απορρόφησης, καθώς και η συνεργασία με τις αναπτυσσόμενες χώρες και με τις χώρες των οποίων η οικονομία βρίσκεται σε μεταβατικό στάδιο.

Όσον αφορά στην προετοιμασία των θέσεων της Ευρωπαϊκής Ένωσης, κατά το ΣΥΠ (ΣΥΠ: Συμβούλιο Υπουργών Περιβάλλοντος) τον Ιούνιο του 2000 δόθηκε ιδιαίτερη έμφαση στο αν και σε ποιο βαθμό θα μπορούσε η πυρηνική ενέργεια να εξαιρεθεί από τις πολιτικές προώθησης της βιώσιμης ανάπτυξης. 12 από τα 15 Κράτη – Μέλη, μεταξύ των οποίων και η Ελλάδα, υποστήριξαν ότι η πυρηνική ενέργεια δεν έχει θέση στις πολιτικές βιώσιμης ανάπτυξης, για περιβαλλοντικούς και οικονομικούς λόγους. Άποψη που ενισχύει το μέτωπο υπέρ των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και των Καθαρών Τεχνολογιών [31].

2.1.8 7η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 7)

Μαρρακές, Μαρόκο - Οκτώβριος 2001 [31],[36],[37].

Συμφωνήθηκαν πλήρεις κανόνες λειτουργίας για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, που προβλέπεται από το Πρωτόκολλο του Κυότο, αφότου έφτασαν σε συμβιβασμό οι υπουργοί περιβάλλοντος στις 10 Νοεμβρίου στο Μαρρακές. Η συμφωνία αυτή αυξάνει τις πιθανότητες να επικυρωθεί το Πρωτόκολλο από αρκετές βιομηχανικές χώρες ώστε να μπει σε ισχύ το Σεπτέμβριο του 2002, από την Παγκόσμια συνάντηση κορυφής για την συγκρατημένη ανάπτυξη (World Summit for Sustainable Development).

Η συμφωνία επετεύχθη, μόνο αφότου η Ευρωπαϊκή Ένωση έκανε σημαντικές παραδοχές όσον αφορούσε τις απαιτήσεις για μεγαλύτερη ευελιξία της Ιαπωνίας και της Ρωσίας. Πιο συγκεκριμένα συμφωνήθηκε να διπλασιαστεί το μέγιστο όριο εστιών απορρόφησης που μπορούσε να ισχυριστεί η Ρωσία από 17 σε 33 εκατομμύρια τόνους. Η Ιαπωνία επίσης υποστήριξε την αλλαγή και αναμένεται να είναι από τους μεγαλύτερους αγοραστές των απορρεόντων πιστώσεων.

Βάσει της συμφωνίας, πιστώσεις από έργα με Μηχανισμούς Καθαρής Ανάπτυξης (CDM) ή Κοινής Εφαρμογής (JI) μπορούν να αποταμιεύονται από τη μία περίοδο δέσμευσης στην επόμενη, ενώ αυτές από τα έργα εστιών απορρόφησης δεν μπορούν. Επιπρόσθετα, συμφωνήθηκε ότι η διεθνής εμπορία εκπομπών μπορεί να αρχίσει από το 2008 και υιοθετήθηκε μια ειδική, πιο ευνοϊκή, συμφωνία για τις λιγότερο αναπτυγμένες χώρες, που είναι πιο ευάλωτες στις δυσμενείς επιπτώσεις της Κλιματικής Αλλαγής.

Άλλα σημαντικά σημεία που συζητήθηκαν ήταν το καθεστώς συμμόρφωσης (π.χ. Ποιες θα ήταν οι κυρώσεις σε περίπτωση που δεν επιτευχθούν οι δεσμεύσεις του Κυότο) και οι μηχανισμοί του Κυότο. Το καθεστώς συμμόρφωσης μπορεί, νομικά, να υιοθετηθεί μόνο αφού το Πρωτόκολλο μπει σε ισχύ οπότε, εξαρτάται από το αν θα υιοθετηθεί από αργότερη ημερομηνία από τα Μέλη του Πρωτοκόλλου.

2.1.9 8η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 8)

Νέο Δελχί, Ινδία - Οκτώβριος 2002 [29],[31].

Κύριο θέμα συζήτησης υπήρξε η επιβίωση του Πρωτοκόλλου του Κυότο. Με τις Η.Π.Α. να αποκλείουν την επικύρωση του, η Ρωσία πρέπει οπωσδήποτε να υπογράψει για να μπορεί να μπει σε ισχύ. Έτσι υπήρξε αποτυχία στο να συζητηθούν θέματα, όπως οι στόχοι μείωσης εκπομπών μετά το 2012 και οι δεσμεύσεις που πρέπει να γίνουν από τις αναπτυσσόμενες χώρες.

Πρόοδος έγινε στο να ολοκληρωθούν υπολειπόμενες εργασίες, όσον αφορά τους κανόνες, που επιτρέπουν στα έργα με Καθαρούς Μηχανισμούς Ανάπτυξης (CDM) να γίνουν «πλήρως λειτουργικά» από το πρώτο τέταρτο του 2003, και έγινε μια συμφωνία σε σχέση με τον εναρμονισμό της παρουσίας των στοιχείων εκπομπών.

2.1.10 9η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 9)

Μιλάνο, Ιταλία - Δεκέμβριος 2003 [31].

Υπήρξαν 5000 συμμετέχοντες συμπεριλαμβανομένων 95 υπουργών και υιοθετήθηκαν πάνω 20 αποφάσεις σε ένα ευρύ πεδίο επίλογων για τον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (GHG).

Πολλές από τις αποφάσεις που πάρθηκαν στην COP9 είχαν σχέση με το θέμα της δημιουργίας και μεταφοράς νέων τεχνολογιών, την κατανόηση της σημασίας της συμμετοχής του ιδιωτικού τομέα σ' αυτό και την ενθάρρυνση των Βέλτιστων Διαθέσιμων Τεχνολογιών (Best Available Technologies) στα εργοστάσια παραγωγής ενέργειας που θα γίνουν στις επόμενες δεκαετίες.

Ακόμα συμφωνήθηκαν κανόνες για τις εστίες απορρόφησης άνθρακα και τέλος οι διαδικασίες υλοποίησης έργων δένδροφύτευσης και αναδάσωσης σαν Μηχανισμούς Καθαρής Ανάπτυξης (CDM). Αυτές οι αποφάσεις ολοκληρώνουν τη συμφωνία που υιοθετήθηκε στο Μαρρακές, 2 χρόνια πριν, και επεκτείνουν τα CDM σε μια επιπλέον περιοχή δραστηριότητας, αφήνοντας υπολογίσιμες ελευθερίες ενεργειών όσον αφορά την επιλογή κατάλληλων έργων από τα Μέλη.

2.1.11 10η Σύνοδος των Συμβαλλομένων Μερών (CoP 10) Μπουένος Άιρες, Αργεντινή - Οκτώβριος 2004 [31],[38].

Η Ρωσία επικυρώνει το Πρωτόκολλο του Κυότο και του δίνει επιτέλους νομικά την δυνατότητα να μπει σε ισχύ. Η Ε.Ε. προσπαθεί αλλά αποτυγχάνει να αρχίσει συζητήσεις για τους στόχους μετά το Κυότο και το 2012, καθώς οι διαπραγματευτές των ΗΠΑ αντιτάσσονται με αποφασιστικότητα και υποστηρίζονται από κάποιες μεγάλες αναπτυγμένες χώρες που φοβήθηκαν πως τέτοιες συζητήσεις θα οδηγούσαν στο να πέσει μεγαλύτερη πίεση πάνω τους όσον αφορά το να αποκτήσουν απόλυτους στόχους μείωσης.

Κατά τη διάρκεια της συνέλευσης συζητήθηκαν νέοι τύποι έργων Καθαρών Μηχανισμών Ανάπτυξης (CDM) σχετικά με μικρής κλίμακας δασοπονία και συμφωνήθηκαν κάποιες διαδικασίες καταχώρισης εκπομπών. Η πρόοδος στα CDM ήταν στο κέντρο της προσοχής, με εκφράσεις ανησυχίας από τη βιομηχανία για την αργή πρόοδο στην έγκριση τέτοιων έργων. Ανησυχία που ενδυναμώθηκε από το γεγονός ότι τα Εθνικά Σχέδια Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών (NAP: National Allocation Plan) Κρατών Μελών που υπάγονται στο Σχέδιο Εμπορίας Εκπομπών (ETS: Emission Trading Scheme) της Ε.Ε. προέβλεπαν να αποκτήσουν 500 εκατομμύρια τόνους από πιστώσεις CDM, για την πρώτη περίοδο δέσμευσης του ETS (2005-2007).

Προέκυψαν ακόμα κάποια θέματα συζήτησης, όπως η σύνδεση της Κλιματικής Αλλαγής με τα θέματα ανάπτυξης, σαν τρόπος ενθάρρυνσης της συμμετοχής αναπτυσσόμενων κρατών και, με μεγάλο ενδιαφέρον στη βιομηχανία ενέργειας, μια πρόταση ότι οι μελλοντικοί στόχοι μείωσης θα έπρεπε να είναι βασισμένοι ανά τομέα σε global sector benchmarking.

Μόνο 4 βιομηχανικές χώρες δεν έχουν υπογράψει ακόμα το Πρωτόκολλο του Κυότο, οι ΗΠΑ, Αυστραλία, Μονακό και Λιχτενστάιν. Οι ΗΠΑ και οι Αυστραλία μάλιστα, που μαζί ευθύνονται για περισσότερο από το ένα τρίτο των συνολικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, έχουν δηλώσει πως δεν σκοπεύουν να το κάνουν.

Πίνακας 2.1: Ιστορική αναδρομή στις αποφάσεις των τελευταίων ετών για το φαινόμενο του θερμοκηπίου

Έτος	Ιστορική Αναδρομή			
1992	Σύμβαση - Πλαίσιο του ΟΗΕ για την Κλιματική Αλλαγή (UNFCCC) (Ρίο ντε Τζανέιρο- Ιούνιος 1992)			
1993				
1994		Επικύρωση της Σύμβασης από την Ελλάδα (Απρίλιος 1994)		
1995	COP1 (Βερολίνο - Μάρτιος 1995))			
1996	COP2 (Γενεύη - Ιούλιος 1996)			
1997	COP3 (Κυότο, Ιαπωνία - Δεκέμβριος 1997)	Υιοθέτηση Πρωτοκόλλου Κυότο : Μείωση αερίων Θερμοκηπίου κατά 5,2% το 2008-12 σε σχέση με το 1990 - Για πρώτη φορά νομικά δεσμευτικοί όροι.		
1998	COP4 (Μπουένος Άϊρες - Νοέμβριος 1998)	176 χώρες έχουν επικυρώσει τη Σύμβαση (Μέχρι το 1998)		
1999	COP5 (Βόννη - Οκτώβριος 1999)			
2000	COP6 (Χάγη - Νοέμβριος 2000)	Πράσινη Βίβλος για το Ευρωπαϊκό σύστημα Εμπορίας εκπομπών (Μαρτ. 2000)		
2001	COP7 (Μαρρακές, Μαρόκο - Οκτώβριος 2001)	40 χώρες έχουν επικυρώσει το Πρωτόκολλο του Κυότο		
2002	COP8 (Νέο Δελχί, Ινδία - Οκτώβριος 2002)	Οι Η.Π.Α. αποφασίζουν να μην συμμετέχουν	Έγκριση του Πρωτοκόλλου του Κυότο από το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο (Απρ. 2002)	
2003	COP9 (Μιλάνο, Ιταλία - Δεκέμβριος 2003)	Η Ρωσία δεν έχει ακόμα υπογράψει	Οδηγία της ΕΕ για την Εμπορία Εκπομπών (Οκτ.2003)	Οδηγία της ΕΕ για την ανάπτυξη των NAPs (National Allocation Plan)
2004	COP10 (Μπουένος Άϊρες, Αργεντινή - Οκτώβριος 2004)	Η Ρωσία υπογράφει και θέτει σε ισχύ ως νομικό έγγραφο το Πρωτόκολλο του Κυότο (Οκτώβριος 2004)		30/12/2004: Η Ελλάδα υποβάλει στην ΕΕ το NAP της

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 - Το πρωτόκολλο του Κυότο και οι ευέλικτοι μηχανισμοί (CDM, JI, Emissions Trading)

3.1 Το Πρωτόκολλο του Κυότο

3.1.1 Στοιχεία του πρωτοκόλλου του Κυότο

Η 3^η Σύνοδος (COP3) υιοθέτησε κείμενο πρωτοκόλλου, το οποίο αποβλέπει σε δέσμευση των αναπτυγμένων χωρών για συνολική μείωση των εκπομπών τουλάχιστον κατά 5,2% την πενταετία 2008-2012 σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990. Το Πρωτόκολλο του Κυότο θα τεθεί σε ισχύ ως νομικό έγγραφο μετά την επικύρωσή του από τα 55 μέρη της Σύμβασης που ήταν υπεύθυνα για το 55% των εκπομπών CO₂ το 1990.

Το 2002 οι Η.Π.Α. αποφάσισαν να μη συμμετάσχουν, κάνοντας πλέον κρίσιμη την υπογραφή της Ρωσίας. **Στις 22 Οκτωβρίου του 2004, η Ρωσία υπέγραψε, καλύπτοντας τους νομικούς όρους και το Πρωτόκολλό του Κυότο τέθηκε σε ισχύ από τις 16 Φεβρουαρίου του 2005** μετά από συμφωνία των Ηνωμένων Εθνών. Η Ευρώπη των 15 και πλέον των 25, έχει κάνει ήδη νόμο το Πρωτόκολλο του Κυότο και θα προχωρήσει στις συμφωνηθείσες μειώσεις. Τα ποσοστά μείωσης των εκπομπών που συμφωνήθηκαν τότε και προβλέπονταν για κάθε Μέρος ξεχωριστά διαφέρουν, ενδεικτικά δε αναφέρονται τα παρακάτω:

Ε.Ε. σαν σύνολο	-8%
Η.Π.Α.	-7%
Καναδάς	-6%
Ιαπωνία	-6%
Ρωσία	0%
Αυστραλία	8%
Ισλανδία	10%

Για την επίτευξη των στόχων του Πρωτοκόλλου του Κυότο, τα Κράτη-Μέρη του Πρωτοκόλλου καλούνται να εξασφαλίσουν ότι οι εκπομπές τους για 6 συνολικά αέρια (CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs και SF₆) δεν θα υπερβούν τα όρια που τους έχουν τεθεί με το πρωτόκολλο αυτό. Εδώ πρέπει να σημειωθεί πως ενώ για τα CO₂, CH₄, N₂O, η βάση μείωσης είναι το 1990, για τα HFCs, PFCs και SF₆, βάση αποτελεί το 1995! Ακόμα, για ευκολία οι μετρήσεις και οι μειώσεις εκπομπών που πραγματοποιούνται από κάθε κράτος, υπολογίζονται σε ισοδύναμους kt CO₂ (kt eq.CO₂), για όλα τα αέρια του θερμοκηπίου. Η ισοδυναμία αυτή προκύπτει από κάποιους συντελεστές αναλογίας, σε σχέση με το GWP του κάθε αερίου.

3.1.2 Κοινές και Συντονισμένες Πολιτικές και Μέτρα (C.C.P.M's)

Για την επίτευξη των στόχων και των υποχρεώσεων του Πρωτοκόλλου και με σκοπό την προώθηση της αειφόρου ανάπτυξης, τα αναπτυγμένα κράτη είναι υποχρεωμένα να υιοθετήσουν μια σειρά πολιτικών και μέτρων, λαμβάνοντας υπ' όψιν τις εθνικές τους ιδιομορφίες.

Τέτοιου είδους μέτρα είναι [3]:

- Βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης.
- Προστασία και ανάπτυξη των εστιών απορρόφησης (δασικών εκτάσεων).
- Προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
- Προώθηση αειφόρου γεωργικής ανάπτυξης.
- Μείωση και σταδιακή κατάργηση των οικονομικών κινήτρων για τη χρήση ορυκτών καυσίμων.
- Μείωση των εκπομπών από τον τομέα μεταφορών.

Στα πλαίσια του Πρωτοκόλλου προβλέπεται η συνεργασία ανάμεσα στα Συμβαλλόμενα Μέρη με σκοπό το βέλτιστο αποτέλεσμα αυτών των δράσεων.

3.2 Οι Μηχανισμοί του Πρωτοκόλλου του Κυότο

3.2.1 Ευέλικτοι Μηχανισμοί για την Επίτευξη Συμμόρφωσης (Flexible Mechanisms)

Οι ευέλικτοι μηχανισμοί αναφέρονται στις ακόλουθες κατηγορίες έργων [3]:

- Έργα Κοινής Εφαρμογής (Joint Implementation).
- Έργα με Μηχανισμούς για Καθαρή Ανάπτυξη (Clean Development Mechanisms).
- Εμπορία Εκπομπών (Emission Trading).

A. Έργα Κοινής Εφαρμογής (Joint Implementation - JI)

Τα Έργα Κοινής Εφαρμογής (JI) προβλέπουν την υλοποίηση επενδυτικών προγραμμάτων σε διμερή βάση, όπου η επενδύτρια χώρα μπορεί να συνυπολογίσει, στις εθνικές της εκπομπές, τις μειώσεις εκπομπών που προέρχονται από τέτοιου είδους επενδύσεις σε άλλες αναπτυγμένες χώρες ή χώρες με μεταβατική οικονομία (Μέρη του παραρτήματος I της UNFCCC), δηλαδή χώρες που έχουν αποδεχθεί στόχους εκπομπών, όπου πιθανώς μια τέτοια επένδυση θα στοίχιζε λιγότερο από παρόμοιες επενδύσεις στην ίδια τη χώρα που εκτελεί την επένδυση.

Οι μειώσεις αυτές ονομάζονται «μονάδες μείωσης εκπομπών» (ERU) και εκχωρούνται από την χώρα στην οποία εκτελείται το έργο. Η χώρα υποδοχής του έργου ωφελείται καθώς ελαχιστοποιεί το μερίδιο της καταλογισμένης ποσότητας που έχει να μεταφέρει, ενώ η χώρα επενδυτής επωφελείται διότι επαυξάνει τα περιθώρια εκπομπών της.

Τέτοια προγράμματα δεν περιορίζονται μόνο σε μειώσεις εκπομπών αερίων, αφού υπάρχει πρόβλεψη επίσης για την χρηματοδότηση προγραμμάτων αναδάσωσης, με σκοπό την πίστωση «απορροφήσεων» CO₂. Γενικότερα θα δημιουργούνται μονάδες μείωσης εκπομπών είτε:

- μειώνοντας τις εκπομπές από την πηγή, είτε
- επαυξάνοντας τις μετατοπίσεις σε εστίες απορρόφησης, π.χ. έργα κατάσχεσης άνθρακα.

B. Μηχανισμοί Καθαρής Ανάπτυξης (Clean Development Mechanisms - CDM)

Οι Μηχανισμοί Καθαρής Ανάπτυξης (CDM) θα επιτρέψουν στις αναπτυσσόμενες χώρες, να λάβουν πίστωση δικαιωμάτων εκπομπών από επενδύσεις σε σχετικά προγράμματα σε αναπτυσσόμενες χώρες (που δεν περιλαμβάνονται στο παράρτημα Ι της UNFCCC), δηλαδή δεν έχουν ποσοτικούς στόχους εκπομπών. Η πρόβλεψη αυτή είναι παρόμοια με την εφαρμογή ΙΙ μεταξύ των αναπτυσσόμενων κρατών. Οι μειώσεις εδώ ονομάζονται «πιστοποιημένες μειώσεις εκπομπών» (CER) και η απόκτηση και μεταφορά τους θα εμποτεύεται από ιδιαίτερο όργανο της UNFCCC.

Πρόσθετους τρόπους προφύλαξης και προβλέψεις σχετικά με το CDM αποτελούν τα κάτωθι:

- Τα προγράμματα θα πρέπει να βοηθούν τις αναπτυσσόμενες χώρες να επιτύχουν βιώσιμη ανάπτυξη.
- Ο μηχανισμός θα υπόκειται στην δικαιοδοσία και στις οδηγίες της Συνόδου των Μερών του Πρωτοκόλλου, η οποία θα καθορίζει τους κανόνες και τις οδηγίες της όλης διαδικασίας.
- Η επαλήθευση των μειώσεων που επιτεύχθηκαν θα πρέπει να είναι ανεξάρτητη.

Στόχος του CDM είναι:

- να εξασφαλίσει ένα κίνητρο για την προσφορά πρόσθετης οικονομικής υποστήριξης και τη μεταφορά προηγμένων περιβαλλοντικά ορθών τεχνολογιών στις αναπτυσσόμενες χώρες, ώστε να διευκολυνθεί η συμμετοχή τους στη διεθνή προσπάθεια για την αντιμετώπιση της Κλιματικής Αλλαγής,
- να βοηθήσει τις αναπτυσσόμενες χώρες να επιτύχουν σταθερή και βιώσιμη ανάπτυξη, και
- να βοηθήσει τις αναπτυσσόμενες χώρες να μην ξεπεράσουν το όριο των εκπομπών τους.

Πληροφορίες για CDM και ΙΙ:

- Έργα CDM και ΙΙ μπορούν να αναλαμβάνονται και από τον ιδιωτικό τομέα (μορφή απευθείας επενδύσεων ή funds).

- Οι μηχανισμοί δεν θα αρχίσουν να υφίστανται παρά μόνο όταν τεθεί σε ισχύ το Πρωτόκολλο του Κυότο, δηλαδή **μετά το 2008**
- Ήδη τέτοια έργα έχουν αρχίσει να ανακοινώνονται, παρόλη τη σχετική αβεβαιότητα που υπάρχει σχετικά με το Πρωτόκολλο του Κυότο και οι τιμές τους είναι σχετικά χαμηλές, περί τα **3,5 € / t**.
- Το μεγαλύτερο πιθανό πρόβλημα στην εφαρμογή τέτοιων μηχανισμών είναι η έλλειψη προκαθορισμένης μεθοδολογίας για την απόδειξη μειώσεων εκπομπών σε σχέση με το «σενάριο βάσης» καθώς και η επιλογή του τελευταίου. Σαν σενάριο βάσης εννοούμε την προϋπάρχουσα κατάσταση σε εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου στην χώρα εφαρμογής των CDM & JI [32]

Γ. Εμπορία Εκπομπών (Emission Trading)

Η Εμπορία Εκπομπών (ET), σύμφωνα με το Άρθρο 17 του Πρωτοκόλλου του Κυότο είναι ένας μηχανισμός που επιτρέπει σε αυτούς που έχουν μειώσει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου σε επίπεδα χαμηλότερα των ορισθέντων από το Πρωτόκολλο, να χρησιμοποιήσουν ή να εμπορευτούν την περίσσεια των μειώσεων για να εξισορροπηθούν οι εκπομπές άλλων πηγών, μέσα ή έξω από τη χώρα τους. Ο μηχανισμός αυτός παρέχει στις αναπτυγμένες χώρες οικονομική ευελιξία, κατά τη μείωση των εκπομπών, για συμμόρφωση με τις υποχρεώσεις τους. Το Πρωτόκολλο του Κυότο προβλέπει διεθνή εμπορία εκπομπών μεταξύ των Μερών, χωρίς όμως να περιέχει κάποια υποχρέωση των Μερών να εμπλακούν σε μια τέτοια εμπορία [3].

Στα πλαίσια της Εμπορίας Εκπομπών κατανέμονται άδειες εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε εταιρείες, σύμφωνα με τις συνολικές περιβαλλοντικές προσδοκίες του κράτους στο οποίο ανήκουν, τις οποίες μπορούν να εμπορεύονται μεταξύ τους. Αυτές οι άδειες εκπομπών καλούνται ποσοστά (quotas), άδειες (permits) ή κεφάλαια (caps) (Tradable Emission Permits - TEP). Το σύνολο αυτών των αδειών, που κατανέμονται σε όλες τις εταιρείες που περιλαμβάνονται στο σχήμα, αντιπροσωπεύει το συνολικό όριο εκπομπών που επιτρέπεται από το σχήμα. Αυτό το συνολικό όριο είναι που παρέχει το περιβαλλοντικό όφελος του σχήματος.

Το σκεπτικό των εμπορεύσιμων αδειών δεν είναι εντελώς άγνωστο στην Ε.Ε. Τα ποσοστά των ουσιών που καταστρέφουν τη στριβάδα του όζοντος, σύμφωνα με το Πρωτόκολλο του Μόντρεαλ, τα ποσοστά αλιείας, σύμφωνα με την Κοινή Αλιευτική Πολιτική και τα ποσοστά γαλακτοκομικών, σύμφωνα με την Κοινή Αγροτική Πολιτική, είναι όλα πρακτικά παραδείγματα αδειών με κάποιο βαθμό μεταβίβασης.

Η Εμπορία Εκπομπών επιτρέπει στις εταιρείες να εκπέμπουν ατομικά περισσότερο από την άδεια που έχουν, υπό την προϋπόθεση ότι μπορούν να βρουν μια άλλη εταιρεία που εκπέμπει λιγότερο από ό,τι της επιτρέπεται και είναι πρόθυμη να μεταβιβάσει την άδειά της για επιπλέον εκπομπές. Το συνολικό περιβαλλοντικό αποτέλεσμα είναι το ίδιο με αυτό που θα είχαμε αν και οι δύο εταιρείες χρησιμοποιούσαν τις άδειές τους ακριβώς, με τη διαφορά ότι και οι δύο εταιρείες (αυτή που αγόρασε και αυτή που πούλησε) ωφελήθηκαν από την ευελιξία της αγοραπωλησίας, χωρίς να επιβαρυνθεί το περιβάλλον. Και οι δύο εταιρείες έχουν δαπανήσει λιγότερα χρήματα για τη συμμόρφωσή τους, από

ότι θα έπρεπε να δαπανήσουν αν δεν υπήρχε η δυνατότητα της εμπορίας (η πωλούσα εταιρεία διότι θα εισπράξει χρήματα για τις μεταβιβασθείσες άδειες και η αγοράζουσα εταιρεία διότι θα πληρώσει λιγότερα από όσα θα της επιβάλλονταν ως πρόστιμο για τη μη συμμόρφωσή της.

Η διαφάνεια των τιμών επιτρέπει σε άλλες εταιρείες να ζυγίσουν καλύτερα τις ευκαιρίες τους για εμπορία και το δυναμικό κέρδος τους, στην περίπτωση εισόδου τους σε αυτήν την αγορά. Επιπλέον, επειδή η εμπορία εκπομπών θα μειώσει τον ανταγωνισμό μεταξύ των εταιρειών κατά την εύρεση οικονομικά συμφερόντων τρόπων για μείωση των εκπομπών τους, θα δοθεί μια επιπλέον ώθηση σε περιβαλλοντικά φιλικές τεχνολογίες.

Το ορθολογικά οικονομικό κλειδί για την εμπορία εκπομπών είναι να χρησιμοποιηθούν μηχανισμοί της αγοράς για να εξασφαλιστεί ότι οι μειώσεις εκπομπών που απαιτούνται για την επίτευξη προκαθορισμένων περιβαλλοντικών αποτελεσμάτων γίνεται με το χαμηλότερο κόστος μείωσης. Τα ελκυστικά χαρακτηριστικά της εμπορίας εκπομπών μπορούν να φανούν στην πράξη, με την συνύπαρξη ενός υγιούς καθεστώτος ελέγχου και συμμόρφωσης, σε λογικό κόστος. Ο υγιής έλεγχος θα βοηθήσει ακόμη την ενίσχυση της ποιότητας της πληροφόρησης για τα επίπεδα ρύπανσης.

Τέλος, για την εξασφάλιση της συμβατότητας, μέσω της εμπορίας εκπομπών, με το Πρωτόκολλο του Κυότο, οι άδειες εκπομπών στην Ε.Ε. θα πρέπει να καθοριστούν σε ισοδύναμους τόνους CO₂ [3]

3.2.2 Εστίες Απορρόφησης (Sinks)

Το Πρωτόκολλο προβλέπει για τα κράτη Μέρη, τα οποία από το 1990 έχουν καταβάλλει προσπάθειες σχετικά με την αύξηση των δασικών τους εκτάσεων (Εστίων Απορρόφησης), την αφαίρεση των απορροφήσεων CO₂ από το σύνολο των εκπομπών τους με σκοπό την επίτευξη του στόχου τους. Αυτή η πρόβλεψη είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με την επιρροή των ανθρωπίνων δραστηριοτήτων στον τομέα της διαχείρισης των δασικών εκτάσεων. Υπάρχει επίσης πρόβλεψη για τον συνυπολογισμό επιπρόσθετων Εστίων Απορρόφησης που σχετίζονται με ανθρώπινες δραστηριότητες, λαμβάνοντας υπ' όψιν τις αβεβαιότητες, τη διαφάνεια και την ύπαρξη διαδικασιών επαλήθευσης. Οι Εστίες Απορρόφησης είναι πιθανόν να βοηθήσουν βραχυπρόθεσμα κάποια κράτη να επιτύχουν τους στόχους τους, αλλά είναι βέβαιο ότι δεν μπορούν να αποτελέσουν, μακροπρόθεσμα, λύση για τις συνεχιζόμενες εκπομπές από την καύση ορυκτών καυσίμων. [3]

3.2.3 Κοινή Συμμόρφωση (Συνεργασία με τις συνδεδεμένες χώρες)

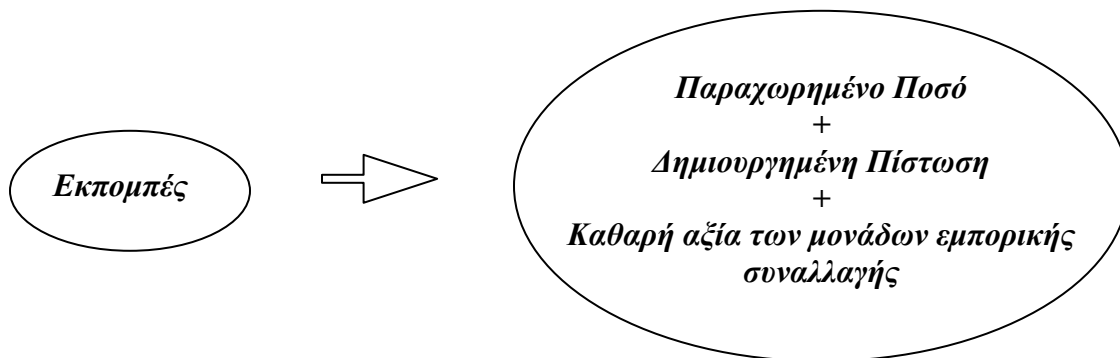
Είναι γνωστή και ως «**Φυσαλίδα**» εκπομπών και ουσιαστικά αποτελεί το πρώτο μέτρο που έθεσε σε εφαρμογή η Ευρωπαϊκή Ένωση (Ε.Ε.) για την Κλιματική Αλλαγή. Η ερμηνεία της Κοινής Συμμόρφωσης είναι μια συνεργασία (συνδεδεμένων) κρατών με κοινά οφέλη, για την επίτευξη μιας κοινής μείωσης των εκπομπών τους.

Η Ε.Ε., θέτοντας σε εφαρμογή αυτό το μέτρο, κατένειμε στα Κράτη-Μέλη της όσο το δυνατόν πιο εφικτούς, με βάση της δυνατότητες κάθε Κράτους-Μέλους, περιορισμούς

εκπομπών, ώστε να επιτύχει τη συνολική μείωση του 8%, με βάση τα επίπεδα του 1990, που δέχθηκε μέσω του Πρωτοκόλλου. [3]

3.2.4 Επίτευξη Συμμόρφωσης

Το Μέλος θεωρείται ότι έχει συμμορφωθεί αν οι εκπομπές του είναι λιγότερες ή ίσες από το παραχωρημένο ποσό συν την δημιουργημένη πίστωση συν την καθαρή αξία των μονάδων εμπορικής συναλλαγής. [3]



Παραχωρημένο Ποσό:

Το όριο των εκπομπών που έχει συμφωνηθεί από κάθε Μέλος στο Πρωτόκολλο, αναφέρεται ως Παραχωρημένο Ποσό.

Δημιουργημένη Πίστωση:

Η δημιουργία πίστωσης επιτυγχάνεται με :

- Έργα Κοινής Εφαρμογής
- Έργα με Μηχανισμούς Καθαρής Ανάπτυξης
- Δημιουργία Εστιών Απορρόφησης

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4. Η κατάσταση στην Ευρωπαϊκή Ένωση (μέτρα και οδηγίες που υπάρχουν)

4.1 Η Ε.Ε. και το Πρωτόκολλο του Κυότο

4.1.1 Περιορισμοί εκπομπών για την Ευρωπαϊκή Ένωση

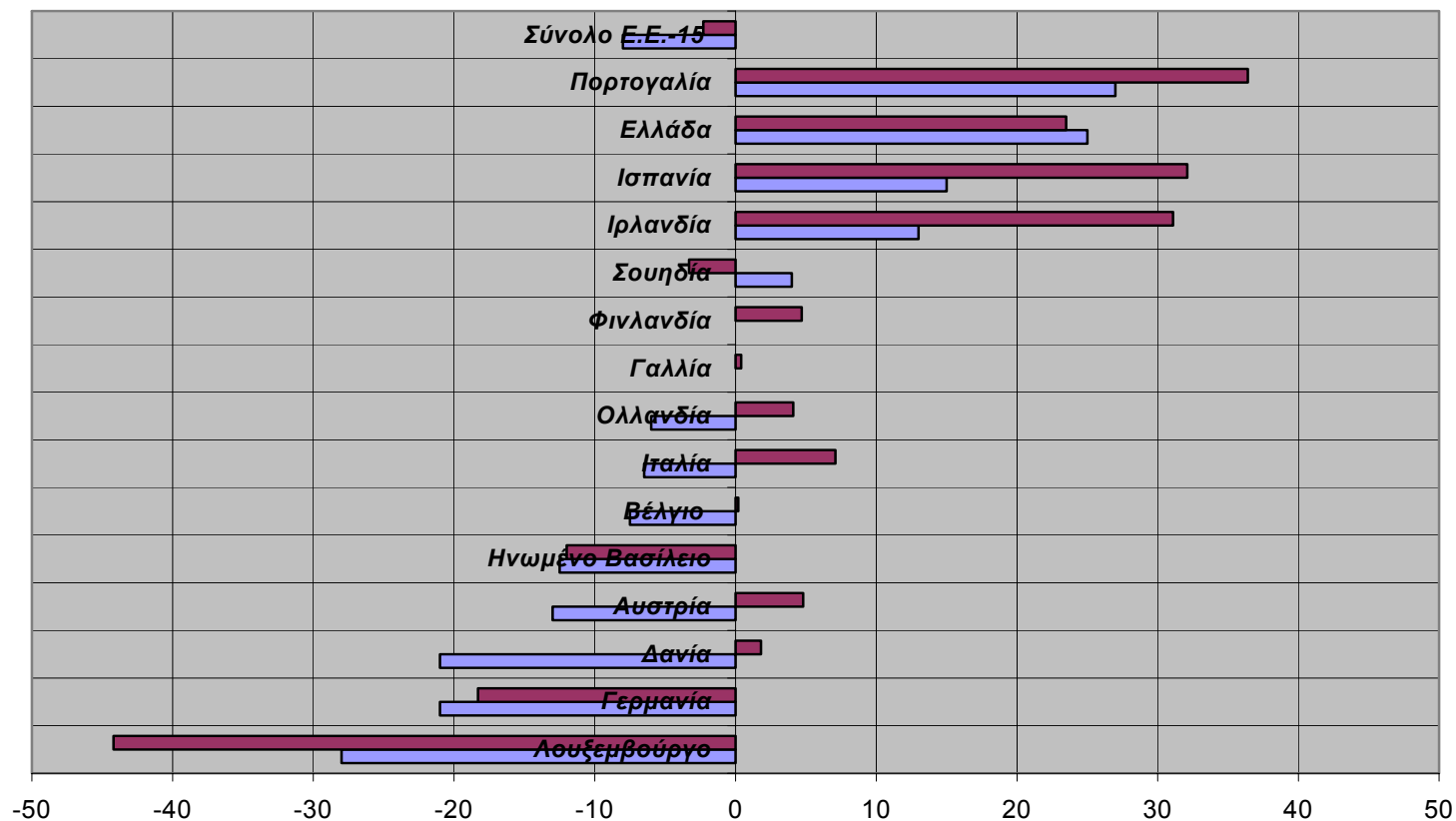
Η κατανομή των υποχρεώσεων των Κρατών – Μελών της Ε.Ε. (burden sharing) όσον αφορά την από κοινού επίτευξη της νομικά δεσμευτικής μείωσης του 8%, που συμφωνήθηκε στο Κυότο, οριστικοποιήθηκε στο ΣΥΠ της ΕΕ, στις 16/17 Ιουνίου 1998 και φαίνεται στον Πίνακα 4.1 και στις εικόνες 4.1, 4.2 μαζί με την πορεία μέχρι το 2000 και 2001:

ΧΩΡΑ (αλφαβητική σειρά)	Στόχοι μείωσης Κυότο % σε σχέση με τις εκπομπές του 1990 για την περίοδο 2008- 2012	Εξέλιξη εκπομπών % διαφορά 1990-2000	Εξέλιξη εκπομπών % διαφορά 1990-2001
Αυστρία	-13	+2,7	+4,8
Βέλγιο	-7,5	+6,3	+0,2
Γαλλία	0	-1,7	+0,4
Γερμανία	-21	-19,1	-18,3
Δανία	-21	-1,7	+1,8
Ελλάδα	+25	+22	+23,5
Ηνωμένο Βασίλειο	-12,5	-12,6	-12
Ιρλανδία	+13	+24	+31,1
Ισπανία	+15	+33,7	+32,1
Ιταλία	-6,5	+3,9	+7,1
Λουξεμβούργο	-28	-45,1	-44,2
Ολλανδία	-6	+2,6	+4,1
Πορτογαλία	+27	+30,1	+36,4
Σουηδία	+4	-1,9	-3,3
Φινλανδία	0	-4,1	+4,7
Σύνολο Ε.Ε. - 15	-8	-4	-2,3

Πίνακας 4.1: Περιορισμοί εκπομπών για την Ευρωπαϊκή Ένωση [3],[9]

ΣΤΟΧΟΙ ΕΚΠΟΜΠΩΝ ΓΙΑ ΤΙΣ ΧΩΡΕΣ ΤΗΣ ΕΥΡΩΠΑΙΚΗΣ ΕΝΩΣΗΣ

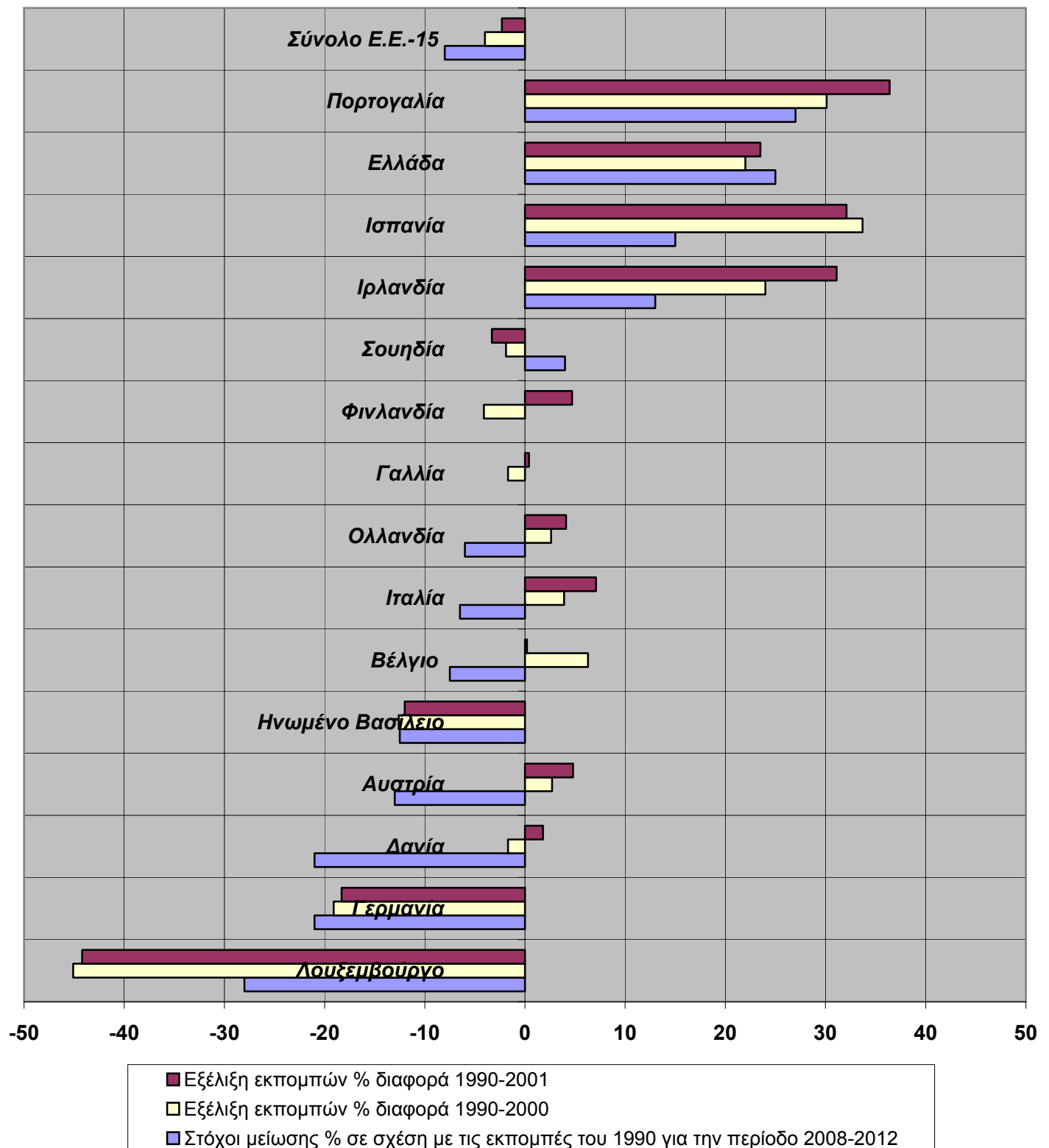
- Εξέλιξη εκπομπών % διαφορά 1990-2001
- Στόχοι μείωσης % σε σχέση με τις εκπομπές του 1990 για την περίοδο 2008-2012



	Λουξεμβούργο	Γερμανία	Δανία	Αυστρία	Ηνωμένο Βασίλειο	Βέλγιο	Ιταλία	Ολλανδία	Γαλλία	Φινλανδία	Σουηδία	Ιρλανδία	Ισπανία	Ελλάδα	Πορτογαλία	Σύνολο Ε.Ε.-15
■ Εξέλιξη εκπομπών % διαφορά 1990-2001	-44,2	-18,3	1,8	4,8	-12	0,2	7,1	4,1	0,4	4,7	-3,3	31,1	32,1	23,5	36,4	-2,3
■ Στόχοι μείωσης % σε σχέση με τις εκπομπές του 1990 για την περίοδο 2008-2012	-28	-21	-21	-13	-12,5	-7,5	-6,5	-6	0	0	4	13	15	25	27	-8

Εικόνα 4.1: Στόχοι εκπομπών για τις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης [3],[9]

Στόχος Κυότο και εξέλιξη εκπομπών για τη Ε.Ε.



Εικόνα 4.2: Στόχος Κυότο και εξέλιξη εκπομπών για την Ευρωπαϊκή Ένωση [3],[9]

Οι εκπομπές CO₂ μειώθηκαν κατά 1% μεταξύ του 1990 και 1996, αν και η τάση ποικίλει σημαντικά μεταξύ των Κρατών – Μελών. Η μείωση της Ε.Ε. σαν σύνολο εξαρτάται σημαντικά από μειώσεις στην Γερμανία και την Αγγλία. Η Γερμανία έχει τις μεγαλύτερες διεθνώς εκπομπές CO₂ στην Ε.Ε., με περίπου το 30% της Ε.Ε. το 1995. Μεταξύ του 1990 και του 1996 οι μεγαλύτερη απόλυτη μείωση εκπομπών έγινε στην Γερμανία, και προκλήθηκε κυρίως από την οικονομική αναδιοργάνωση των νέων εδαφών. Η σημαντική μείωση εκπομπών στην Αγγλία προκλήθηκε κυρίως από αλλαγή καυσίμου από άνθρακα σε φυσικό αέριο [7]. Ο πίνακας 4.2 δίνει πληροφορίες για τις εκπομπές GHG και τις μειώσεις/ εστίες απορρόφησης για CO₂ στα 15 κράτη μέλη της Ε.Ε. Για πιο λεπτομερή στοιχεία για τις εκπομπές GHG στην Ευρωπαϊκή Κοινότητα μπορεί κανείς να συμβουλευτεί την ετήσια απογραφή GHG της Ευρωπαϊκής Κοινότητας 1990-1996 [7].

Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου το 1996 και Μειώσεις/ Εστίες Απορρόφησης [7]

Κράτη μέλη	CO ₂ (εκατομμύρια τόνοι)		CH ₄ ("000" χιλιάδες τόνοι)	N ₂ O ("000" χιλιάδες τόνοι)
	Εκπομπές	Μειώσεις/ Εστίες Απορρόφησης		
Αυστρία	62	14	580	13
Βέλγιο	129	2	591	35
Δανία	60	1	430	33
Φινλανδία	66	14	270	18
Γαλλία	399	60	2844	174
Γερμανία	910	30	4788	210
Ελλάδα	92	0	457	29
Ιρλανδία	35	6	800	26
Ιταλία	448	36	2516	162
Λουξεμβούργο	7	0	24	1
Ολλανδία	185	2	1179	72
Πορτογαλία	51	1	834	14
Ισπανία	248	29	2370	90
Σουηδία	63	32	297	10
Αγγλία	593	19	3712	189
Ε.Ε.-15	3347	247	21692	1076

Σημείωση: Για το 1996 δεν είχαμε εκτιμήσεις για την Αγγλία, Δανία, Γαλλία, Ιταλία, Πορτογαλία και Ισπανία. Για αυτές τις χώρες χρησιμοποιήθηκαν στοιχεία από το 1994-95. Οι εκτιμήσεις CO₂ δεν έχουν διορθωθεί ως προς θερμοκρασία και αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Πίνακας 4.2: Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου το 1996 και Εστίες Απορρόφησης [7]

4.1.2 Τι ισχύει για τα νέα μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης και τι συμβαίνει ως τώρα με τα NAP

Όπως είναι γνωστό εισήχθησαν στην Ε.Ε. 10 νέα μέλη, τα οποία αναλαμβάνουν κανονικά υποχρεώσεις για την επίτευξη του στόχου του Κυότο. Τα ίδια μέτρα και οι ίδιες ημερομηνίες ισχύουν και για τα νέα μέλη αν και δεν έχει ανακοινωθεί ακόμα το ποσοστό του κάθε επιμέρους νέου κράτους μέλους.

Τα «παλιά» μέλη όφειλαν να υποβάλλουν τα εθνικά σχέδια κατανομής δικαιωμάτων εκπομπών (NAP), μέχρι την 31^η Μαρτίου 2004 και τα «νέα» μέλη μέχρι την 1^η Μαΐου 2004 (μέρα εισαγωγής τους). Ωστόσο η Επιτροπή έλαβε μόνο 12 σχέδια εμπρόθεσμα ως τώρα, 9 απ' τα οποία είναι από «παλιά» μέλη.

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ξεκίνησε διαδικασίες για παράβαση, ενάντια στα 6 «παλιά» μέλη, που απέτυχαν να υποβάλλουν εμπρόθεσμα τα NAPs τους. Τα 6 αυτά μέλη είναι η Ισπανία, η Πορτογαλία, η Ιταλία, η Γαλλία, το Βέλγιο και η Ελλάδα. Η Ελλάδα υπέβαλλε τελικά το NAP της στις 30/12/04

Στα «νέα» μέλη, που δεν παρέδωσαν τα NAPs τους, ως όφειλαν, δόθηκε ένα διάστημα παράτασης, πριν ληφθούν οποιαδήποτε μέτρα. Η Λιθουανία, η Σλοβακία και η Σλοβενία αποτελούν τα νέα μέλη που παρέδωσαν τα εθνικά τους σχέδια κανονικά.

4.2 Η Ευρωπαϊκή Ένωση και οι ευέλικτοι μηχανισμοί

4.2.1 Τα CDM και JI μέσα στην Ε.Ε.

Η ΕΕ έχει προβλέψει σύστημα μεταφοράς των ERU και των CER, από τα έργα JI και CDM αντίστοιχα, στο Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Εκπομπών (ETS: Emissions Trading Scheme), με κατά όπως φαίνεται ανώτατο ποσοστό (π.χ. 8%) και μάλιστα (εφόσον το πρωτόκολλο τεθεί σε ισχύ) θα αναγνωριστούν και επενδύσεις JI και CDM που εγκρίθηκαν πριν την έναρξη του συστήματος (όμως μετά το 2008) – υπό διαμόρφωση Οδηγία ΕΕ [3],[8].

4.2.2 Το Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Εκπομπών(ETS: Emissions Trading Scheme)

Η Σύμβαση Πλαίσιο για την Κλιματική Αλλαγή και το Πρωτόκολλο του Κυότο είναι συμφωνίες μεταξύ των Μελών, τα οποία με εξαίρεση την Ε.Ε. είναι όλα κυβερνήσεις κρατών. Το Άρθρο 17 του Πρωτοκόλλου του Κυότο που αναφέρεται στην εμπορία εκπομπών δεν κάνει σαφή αναφορά εμπλοκής εταιρείας. Οι εταιρείες, από την άλλη, ρυθμίζονται σε εθνικό επίπεδο και ακόμη στην περίπτωση των εταιρειών που λειτουργούν εντός της Ε.Ε. σε επίπεδο Ε.Ε. Όλες οι ενέργειες των εταιρειών εμπίπτουν στην ευθύνη του Μέλους, στο οποίο είναι εγκατεστημένη η πηγή εκπομπής [3],[8].

Σε αυτήν την περίπτωση ένα σχήμα της Ε.Ε. ή κάποιου Κράτους-Μέλους θα μπορούσε να συνδεθεί με σχήματα Μελών έξω από την Ε.Ε. Με δεδομένη τη διαφορά στις τιμές των αδειών που θα πρέπει να αναμένεται μεταξύ διαφόρων

«εγχώριων» σχημάτων είναι σαν να συνδέεις δύο δοχεία. Το επίπεδο του νερού (ή η τιμή των αδειών) και στα δύο δοχεία θα είναι το ίδιο. Το γεγονός αυτό θα προσέφερε μια επιπλέον ευκαιρία για χαμηλότερο κόστος συμμόρφωσης με το Πρωτόκολλο του Κυότο.

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή πιστεύει ότι η εμπλοκή εταιρειών στην εμπορία εκπομπών είναι μια μοναδική ευκαιρία για οικονομική εφαρμογή των υποχρεώσεων του Κυότο. Θα πρέπει να τονιστεί ότι το Πρωτόκολλο του Κυότο ήδη επιτρέπει στα Μέλη να αναγνωρίζουν αμοιβαία αγοραπωλησίες αδειών μεταξύ εταιρειών στα «εγχώρια» σχήματά τους.

Η κατανομή αδειών εντός της Ε.Ε.

Σύμφωνα με την Πράσινη Βίβλο για την εμπορία εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου εντός της Ε.Ε. που παρουσιάστηκε από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, πριν να συμβεί πραγματική εμπορία εκπομπών πρέπει να γίνει μια αρχική κατανομή αδειών. Η αρχική κατανομή δεν θα επιβάλλει σε κάθε εταιρεία να μειώσει κατά 8% τις εκπομπές της κατά την περίοδο 2008-2012, σαν αντανάκλαση της συνολικής υποχρέωσης της Ε.Ε. έναντι του Πρωτοκόλλου του Κυότο, αλλά ούτε και κατά τα σχετικά ποσοστά που έχουν οριστεί για κάθε Κράτος-Μέλος σύμφωνα με την συμφωνία κατανομής των βαρών (burden sharing). Υπάρχουν σαφώς κάποιοι τομείς, όπως οι μεταφορές, όπου ο στόχος του 8% θα ήταν εξαιρετικά δαπανηρός. Για άλλους τομείς ο στόχος αυτός είναι σχετικά μη δαπανηρός. Θα είναι λιγότερο δαπανηρό για την οικονομία σαν σύνολο, να γίνει μεγαλύτερη συμβολή στην αντιμετώπιση του φαινομένου του θερμοκηπίου από τομείς για τους οποίους η δαπάνη είναι χαμηλότερη. Οι υπηρεσίες της Επιτροπής ερευνούν τις σχετικές δαπάνες της καταπολέμησης στους διάφορους τομείς των διάφορων Κρατών-Μελών. Τα αποτελέσματα μπορεί να οδηγήσουν αυτούς που χαράσσουν τις πολιτικές προς εναλλακτικές στρατηγικές χαμηλότερου κόστους και έτσι να βοηθήσουν στον καθορισμό του κατάλληλου ποσού εκπομπών που πρέπει να κατανεμηθεί στους τομείς που καλύπτονται από το σύστημα εμπορίας [3],[8].

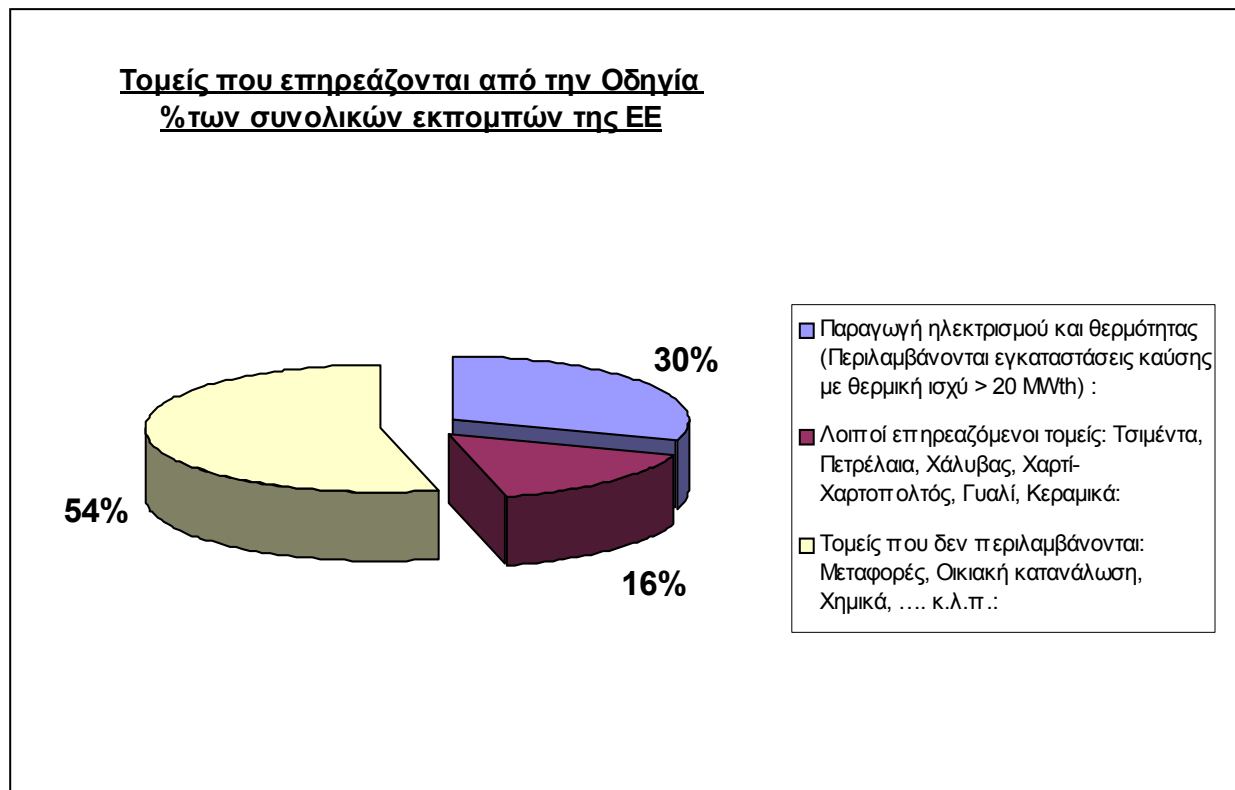
4.2.3 Η Ευρωπαϊκή οδηγία για την εμπορία δικαιωμάτων εκπομπών

Για την επιτάχυνση της εφαρμογής του μηχανισμού εντός της Ευρωπαϊκής Ένωσης και την απόκτηση εμπειρίας σε σχέση με τη λειτουργία του πριν την έναρξη της εφαρμογής του Πρωτοκόλλου του Κυότο το 2008, υιοθετήθηκε τον Ιούλιο του 2003 η **Οδηγία 2003/87 "σχετικά με τη θέσπιση συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου εντός της Κοινότητας και την τροποποίηση της οδηγίας 96/61/ΕΚ του Συμβουλίου"**. Το επίσημο κείμενο της Οδηγίας δημοσιεύτηκε στην εφημερίδα των Ευρωπαϊκών Κοινοτήτων στις 13 Οκτωβρίου [8]. Η Οδηγία προβλέπει τη λειτουργία μηχανισμού Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (Emissions Trading) εντός της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ) από την 1η Ιανουαρίου του 2005. Σύμφωνα με την Οδηγία, ως δικαίωμα νοείται το δικαίωμα εκπομπής ενός τόνου διοξειδίου του άνθρακα CO₂ ή οιοδήποτε άλλου αερίου που συμβάλλει στο φαινόμενο του θερμοκηπίου με ισοδύναμο αποτέλεσμα κατά τη διάρκεια καθορισμένης περιόδου.

Η συγκεκριμένη Οδηγία εφαρμόζεται στις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου από τις δραστηριότητες που αναφέρονται στο παράρτημα Ι αυτής (συμπεριλαμβανομένων εγκαταστάσεων καύσης με συνολική θερμική ισχύ ανά σταθμό > 20MW

Α. Τομείς που επηρεάζονται από την Οδηγία % των συνολικών εκπομπών της ΕΕ

1. Παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας (Περιλαμβάνονται εγκαταστάσεις καύσης με θερμική ισχύ > 20 MWth) : ~30%.
2. Λοιποί επηρεαζόμενοι τομείς: Τσιμέντα, Πετρέλαια, Χάλυβας, Χαρτί-Χαρτοπολτός, Γυαλί, Κεραμικά: ~16%.
3. Τομείς που δεν περιλαμβάνονται: Μεταφορές, Οικιακή κατανάλωση, Χημικά, κ.λ.π.: 54%.



Εικόνα 4.1: Τομείς που επηρεάζονται από την Οδηγία της Ευρωπαϊκής Ένωσης [8]

Β. Άδειες εγκαταστάσεων

Από 1^{ης} Ιανουαρίου 2005, όλες οι εγκαταστάσεις στις οποίες ασκείται μια από τις προβλεπόμενες στο παράρτημα Ι δραστηριότητες και οι οποίες εκπέμπουν αέρια που συμβάλλουν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου οφείλουν να διαθέτουν άδεια που έχει εκδοθεί από τις αρμόδιες Αρχές για το σκοπό αυτό. Οι Αρχές αυτές εκδίδουν τη σχετική άδεια εφόσον κρίνουν ότι ο φορέας εκμετάλλευσης των εγκαταστάσεων είναι σε θέση να παρακολουθεί και να αναφέρει τις εκπομπές. Η άδεια περιλαμβάνει [8]:

- Το όνομα και τη διεύθυνση του φορέα εκμετάλλευσης,
- Περιγραφή των δραστηριοτήτων και εκπομπών των εγκαταστάσεων,
- Τη μέθοδο και τη συχνότητα παρακολούθησης,
- Απαιτήσεις για την αναφορά των εκπομπών,
- Υποχρέωση επιστροφής, εντός του πρώτου τριμήνου κάθε έτους, των δικαιωμάτων που αντιστοιχούν στις συνολικές εκπομπές του προηγούμενου έτους.

Γ. Διαχείριση των δικαιωμάτων

Κάθε κράτος μέλος καταρτίζει εθνικό σχέδιο με βάση τα κριτήρια του παραρτήματος ΙΙΙ στο οποίο αναφέρει τα δικαιώματα που σκοπεύει να κατανείμει για την καθορισμένη περίοδο, καθώς και τον τρόπο κατανομής τους στις εγκαταστάσεις. Τα σχέδια που αντιστοιχούν στην πρώτη περίοδο που καθορίζει η Οδηγία (1^η Ιανουαρίου 2005 – 31 Δεκεμβρίου 2007) δημοσιεύονται το αργότερο έως τις 31 Μαρτίου 2004 και εκείνα που αντιστοιχούν στις επόμενες περιόδους πρέπει να δημοσιευθούν τουλάχιστον 18 μήνες πριν από την έναρξη της περιόδου. Τα κράτη μέλη λαμβάνουν υπόψη τις παρατηρήσεις του κοινού κατά την επεξεργασία των σχεδίων.

Τα δικαιώματα της πρώτης περιόδου παρέχονται στις εγκαταστάσεις τουλάχιστον κατά 95% δωρεάν και για την επόμενη περίοδο τουλάχιστον κατά 90% δωρεάν. Τα κράτη μέλη εξασφαλίζουν την ελεύθερη κυκλοφορία - μεταβίβαση των δικαιωμάτων στην Ευρωπαϊκή Κοινότητα. Μεριμνούν, επίσης ώστε μέχρι τις 31 Μαρτίου κάθε έτους, οι φορείς εκμετάλλευσης των εγκαταστάσεων να παραδίδουν αριθμό δικαιωμάτων ίσο με τις συνολικές εκπομπές των εγκαταστάσεων τους κατά τη διάρκεια του προηγούμενου έτους. [8]

Δ. Παρακολούθηση και αναφορά των εκπομπών

Στο τέλος του έτους, ο φορέας εκμετάλλευσης οφείλει να αναφέρει στην αρμόδια αρχή τις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου που προήλθαν από τις εγκαταστάσεις του κατά τη διάρκεια του έτους. Για τις αναφορές αυτές λαμβάνονται υπόψη οι «κατευθύνσεις για την παρακολούθηση και την αναφορά των εκπομπών» που θα θεσπίσει η Επιτροπή για το σκοπό αυτό, με βάση τα κριτήρια του παραρτήματος ΙV. Οι εκθέσεις που υποβάλλονται υπόκεινται σε εξακρίβωση από ανεξάρτητο ελεγκτή, λαμβάνοντας υπόψη τις αρχές που καθορίζονται στο παράρτημα V της Οδηγίας. [8]

Ε. Ομαδοποίηση

Δίνεται η δυνατότητα στους φορείς εκμετάλλευσης να συγκροτήσουν, εφόσον επιθυμούν, ομάδα εγκαταστάσεων με την ίδια δραστηριότητα. Στην περίπτωση αυτή ορίζεται από το φορέα εκμετάλλευσης επιμελητής, στον οποίο εκχωρείται το σύνολο των δικαιωμάτων εκπομπών για το σύνολο των εγκαταστάσεων της ομάδας. Ο επιμελητής θα είναι υπεύθυνος για την παράδοση δικαιωμάτων ίσων με τις εκπομπές του συνόλου των εγκαταστάσεων και σε αυτόν θα επιβάλλονται περιορισμοί στην δυνατότητα πραγματοποίησης συναλλαγών, εφόσον η έκθεση αναφοράς των εκπομπών δε κριθεί ικανοποιητική. [8]

ΣΤ. Ποινές

Οι φορείς εκμετάλλευσης που δεν παραδίδουν αριθμό δικαιωμάτων ισοδύναμο προς τις εκπομπές των εγκαταστάσεων τους κατά τη διάρκεια του έτους, υπόκεινται στην καταβολή προστίμου για τις καθ' υπέρβαση εκπομπές, το οποίο ανέρχεται σε **40 € / t CO₂ για την περίοδο 2005-2007 και σε 100 € / t CO₂ για την περίοδο 2008-2012**. Πέρα από τον καθορισμό του προστίμου, τα κράτη μέλη θεσπίζουν κανόνες για τις ποινές που επιβάλλονται στις περιπτώσεις παραβίασης της Οδηγίας, τους οποίους και κοινοποιούν στην Επιτροπή το αργότερο έως τις 31 Δεκεμβρίου 2003. Η καταβολή του προστίμου δεν αναιρεί την υποχρέωση του φορέα να παραδώσει το επόμενο έτος δικαιώματα που να καλύπτουν τις καθ' υπέρβαση εκπομπές του προηγούμενου έτους. [8]

Ζ. Συμμόρφωση

Κατανεμημένα δικαιώματα – εκπομπές + αγορές δικαιωμάτων – πωλήσεις δικαιωμάτων: [8]

=0 → Συμμόρφωση

>0 → Συμμόρφωση με πλεόνασμα δικαιωμάτων που μπορεί να μεταφερθεί στην επόμενη περίοδο

<0 → Έλλειμμα δικαιωμάτων, εφαρμογή ποινών και μεταφορά του ελλείμματος στην επόμενη περίοδο

Η. Μητρώα, εκθέσεις και συμφωνίες

Η Επιτροπή εκδίδει κανονισμό για τη διαμόρφωση Συστήματος Μητρώων υπό μορφή ηλεκτρονικής βάσης δεδομένων που επιτρέπει την παρακολούθηση της έκδοσης, κατοχής, μεταβίβασης και ακύρωσης δικαιωμάτων. Κάθε χρόνο τα κράτη-μέλη υποβάλλουν στην Επιτροπή έκθεση σχετική με την εφαρμογή της Οδηγίας. Με βάση τις εκθέσεις αυτές, η Επιτροπή δημοσιεύει Ετήσια Έκθεση. Προκειμένου να εξασφαλίσει την αμοιβαία αναγνώριση των δικαιωμάτων, η Κοινότητα μπορεί να συνάπτει συμφωνίες με τρίτες χώρες, που εφαρμόζουν άλλα συστήματα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου [8].

4.2.4 Κατευθυντήριες οδηγίες για την παρακολούθηση και αναφορά των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (monitoring & reporting)

Στα πλαίσια της Οδηγίας 2003/87/ΕΚ, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή εξέδωσε σχέδιο απόφασης, που παρέχει κατευθυντήριες οδηγίες για την παρακολούθηση και αναφορά των εκπομπών (monitoring & reporting) αερίου του θερμοκηπίου. Για την πρώτη περίοδο (2005-2007) θα παρακολουθούνται και θα αναφέρονται μόνο οι εκπομπές CO₂, οπότε και οι κατευθυντήριες οδηγίες επικεντρώνεται σε αυτές. Οι ίδιες όμως αρχές θα ισχύσουν και για τα υπόλοιπα αέρια την επόμενη περίοδο. Για κάθε εγκατάσταση λαμβάνονται υπόψη όλες οι πηγές αερίων του θερμοκηπίου, συμπεριλαμβανομένων εκκινήσεων – κρατήσεων μονάδων, ανώμαλων ή έκτακτων καταστάσεων και λοιπών διεργασιών (π.χ. αποθειώσεις).

Σημειώνεται ότι η μέθοδος παρακολούθησης και αναφοράς των εκπομπών από κάθε εγκατάσταση θα πρέπει να υποβληθεί υπό μορφή έκθεσης στον ελεγκτή (verifier) και εφόσον εγκριθεί, να υποβληθεί στις αρμόδιες αρχές, στα πλαίσια της διαδικασίας αδειοδότησης της εγκατάστασης, δηλαδή εντός του φθινοπώρου του 2004. Επίσης, η μέθοδος θα πρέπει να τεθεί σε λειτουργία, πριν την έναρξη του συστήματος εμπορίας, ώστε να αποδειχθεί η ορθή λειτουργία της. Έτσι, ο φορέας εκμετάλλευσης κάθε εγκατάστασης θα πρέπει να ετοιμάσει έκθεση που να περιλαμβάνει [8]:

- Περιγραφή εγκατάστασης – διεργασίας.
- Πηγές CO₂.
- Καύσιμα και άλλα υλικά που πρέπει ίσως να παρακολουθούνται (π.χ. ιπτάμενη – υγρή τέφρα, ασβεστόλιθος, γύψος, κ.λ.π.
- Όλες τις κλίμακες αβεβαιότητας των μεθοδολογιών που θα χρησιμοποιηθούν για τη μέτρηση των δεδομένων δραστηριότητας, των συντελεστών εκπομπής, συντελεστών οξείδωσης και μετατροπής.
- Περιγραφή του τύπου, των προδιαγραφών και της ακριβούς θέσης των μετρητικών συσκευών για όλες τις πηγές και τύπους καυσίμων / υλικών.
- Περιγραφή της μεθόδου δειγματοληψίας καθώς και της προσέγγισης που θα χρησιμοποιηθεί για τον προσδιορισμό της ΚΘΔ, του περιεχόμενου άνθρακα, των συντελεστών εκπομπής για όλες τις πηγές και τους τύπους καυσίμων / υλικών.
- Περιγραφή των συστημάτων συνεχούς μέτρησης εκπομπών, π.χ. σημεία μέτρησης, συχνότητα μετρήσεων, εξοπλισμός, βαθμονόμηση, τρόποι ρύθμισης και μεθοδολογία συλλογής και αποθήκευσης των δεδομένων.
- Περιγραφή του συστήματος διαχείρισης δεδομένων, διασφάλισης και ελέγχου ποιότητας.
- Πληροφορίες για τυχόν παράλληλες δραστηριότητες που προκύπτουν από συστήματα Περιβαλλοντικής Διαχείρισης (π.χ. EMAS, ISO 14000).

Η έκθεση θα υποβληθεί αρχικά στον ελεγκτή (verifier), ο οποίος θα την ελέγξει και εφόσον την εγκρίνει, τότε η έκθεση θα υποβληθεί στις αρμόδιες αρχές. Σημειώνεται ότι, ο ελεγκτής μπορεί να ζητήσει τροποποιήσεις ή βελτιώσεις, αν αυτό βελτιώνει την ακρίβεια των παρακολουθούμενων στοιχείων, εκτός αν μεγαλύτερη ακρίβεια δεν είναι τεχνικά εφικτή ή θα οδηγήσει σε υπερβολικά μη δικαιολογήσιμα κόστη.

A. Παρακολούθηση εκπομπών CO₂ (Monitoring)

Προβλέπονται δύο εναλλακτικοί τρόποι παρακολούθησης των εκπομπών, δηλαδή με υπολογισμούς ή με on-line μετρήσεις. Οι κατευθυντήριες οδηγίες δίνουν πληροφορίες για την τυπική συνολική αβεβαιότητα στον προσδιορισμό των εκπομπών CO₂ από συγκεκριμένη εγκατάσταση, που θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη από τις αρμόδιες αρχές κατά την εκτίμηση ή έγκριση της μεθοδολογίας παρακολούθησης. Έτσι, π.χ. η συνολική αβεβαιότητα για την εγκατάσταση με εκπομπές CO₂ μεγαλύτερες από 500 kt /έτος από στερεό καύσιμο είναι 3-5%, ανάλογα με την ένταση διαφοροποίησης των ποιοτικών χαρακτηριστικών του καυσίμου. [8]

B. Υπολογισμοί

Γενικός τύπος υπολογισμού:

Εκπομπές CO₂ = στοιχεία δραστηριότητας* συντελεστής εκπομπής * συντελεστής οξείδωσης

Για ηλεκτροπαραγωγή (εγκαταστάσεις καύσης) ο ανωτέρω τύπος «μεταφράζεται»:

Εκπομπές CO₂ = κατανάλωση καυσίμου [t ή m³]* ΚΘΔ [TJ/t ή TJ/m³] *συντελεστής εκπομπής [t CO₂/TJ] * συντελεστής οξείδωσης

Συν τυχόν εκπομπές από λοιπές ή παράλληλες διεργασίες (π.χ., αποθείωση).

Τα εργαστήρια που θα εκτελούν τις απαιτούμενες εργαστηριακές μετρήσεις πρέπει να είναι πιστοποιημένα κατά EN ISO 17025.

Στις κατευθυντήριες οδηγίες καθορίζονται βαθμίδες αβεβαιότητας. Οι μετρήσεις των επιμέρους παραμέτρων για τον υπολογισμό των εκπομπών θα πρέπει να γίνονται σε κάθε περίπτωση με χρήση της ανώτερης βαθμίδας (δηλαδή με την μεγαλύτερη ακρίβεια), εκτός εάν αποδειχθεί ότι αυτό δεν είναι εφικτό τεχνικά ή οδηγεί σε αδικαιολόγητα υψηλά κόστη. Σημειώνεται ότι ο αύξων αριθμός των βαθμίδων αντιστοιχεί σε χαμηλότερη αβεβαιότητα, ενώ βαθμίδες με τον ίδιο αύξοντα αριθμό αντιστοιχούν στην ίδια αβεβαιότητα [8].

Γ. Κατανάλωση καυσίμου

Η κατανάλωση καυσίμου δύναται να μετρηθεί με δύο ισοδύναμους τρόπους [8]:

- Μέτρηση χωρίς ενδιάμεση αποθήκευση πριν την καύση σε σύστημα με μέγιστη αβεβαιότητα, όπως κατωτέρω:

Βαθμίδα 1	Βαθμίδα 2α	Βαθμίδα 3α	Βαθμίδα 4α
±7,5%	±5%	±2,5%	±1,5%

- Μέτρηση του εισερχόμενου στην εγκατάσταση (π.χ. αυλή λιγνίτη) καυσίμου με χρήση συσκευών με μέγιστη αβεβαιότητα, όπως κατωτέρω:

Βαθμίδα 2β	Βαθμίδα 3β	Βαθμίδα 4β
±4,5%	±2%	±1%

Στην περίπτωση αυτή (ενδιάμεση αποθήκευση), η κατανάλωση για δεδομένη χρονική περίοδο υπολογίζεται με ισοζύγιο μάζας:

$$\text{Κατανάλωση καυσίμου} = \text{Εισερχόμενο καύσιμο} + (\text{Αρχικό stock} - \text{Τελικό stock}) - \text{Καύσιμο για άλλες χρήσεις}$$

Σημειώνεται ότι οι κατευθυντήριες οδηγίες περιλαμβάνουν πληροφορίες για τις «τυπικές αβεβαιότητες» διάφορων μετρητικών συσκευών, π.χ. η μέτρηση βάρους με χρήση ταινίας με ολοκληρωτή έχει τυπική αβεβαιότητα $\pm 1-4\%$.

Πίνακας 4.3: Ενδεικτικές αβεβαιότητες μετρητικών συσκευών για τη μέτρηση κατανάλωσης καυσίμου [8]

Μετρητική συσκευή	Καύσιμο	Τυπικό εύρος αβεβαιότητας
Παροχόμετρο υπερήχων	Φ.Α.	$\pm 0,5-1,5\%$
Περιστροφικό παροχόμετρο	Φ.Α.	$\pm 1-3\%$
Μετρητική διάταξη παροχής τύπου στροβίλου	Φ.Α.	$\pm 1-3\%$
Παροχόμετρο υπερήχων	Υγρά καύσιμα	$\pm 1-2\%$
Μετρητική διάταξη παροχής τύπου στροβίλου	Υγρά καύσιμα	$\pm 0,5-2\%$
Φορτηγά	Στερεά καύσιμα και άλλες πρώτες ύλες	$\pm 2-7\%$
Βαγόνια (κινούμενο τρένο)	Στερεά καύσιμα	$\pm 1-3\%$
Βαγόνα (έκαστο)	Στερεά καύσιμα	$\pm 0,5-1\%$
Πλοίο(μετατόπιση)	Στερεά καύσιμα	$\pm 0,5-1,5\%$
Ταινιοζυγός	Στερεά καύσιμα και άλλες πρώτες ύλες	$\pm 1-4\%$

Δ. Κατωτέρα Θερμογόνος δύναμη

Βαθμίδα 1: Χρήση των ειδικών, ανά χώρα και καύσιμο, ΚΘΔ, όπως αυτές καθορίζονται από το IPCC [33].

Βαθμίδα 2: Χρήση των ειδικών, ανά χώρα και καύσιμο, ΚΘΔ, όπως αυτές καθορίζονται στα National Inventories που υποβάλλονται στην UNFCCC.

Βαθμίδα 3: Μέτρηση ΚΘΔ σε κάθε φορτίο καυσίμου από το φορέα εκμετάλλευσης της εγκατάστασης ή συμβολαιοποιημένο εξωτερικό εργαστήριο ή τον προμηθευτή, με συγκεκριμένες μεθοδολογίες που προτείνονται (απαραίτητη πιστοποίηση).

Ε. Συντελεστές Εκπομπής

Βαθμίδα 1: χρήση των ειδικών, ανά καύσιμο, συντελεστών εκπομπής, όπως αυτοί καθορίζονται από το IPCC [33].

Βαθμίδα 2α: χρήση των ειδικών, ανά χώρα και καύσιμο, συντελεστών εκπομπής, όπως καθορίζονται στα National Inventories που υποβάλλονται στην UNFCCC.

Βαθμίδα 2β: για κάθε φορτίο καυσίμου μετράται η πυκνότητα (για πετρέλαιο ή Φ.Α.) ή η ΚΘΔ (για άνθρακα/ λιγνίτη) και σε συνδυασμό με εμπειρική εξίσωση που θα προσδιορισθεί από εξωτερικό πιστοποιημένο εργαστήριο, προσδιορίζεται ο συντελεστής εκπομπής.

Βαθμίδα 3: Συντελεστές που προσδιορίζονται για κάθε φορτίο καυσίμου από το φορέα εκμετάλλευσης της εγκατάστασης, εξωτερικό εργαστήριο ή τον προμηθευτή, εφόσον υπάρχουν οι απαραίτητες πιστοποιήσεις.

ΣΤ. Συντελεστής οξείδωσης

Βαθμίδα 1: 0.99 για όλα τα στερεά καύσιμα (99% μετατροπή του περιεχομένου στο καύσιμο C σε CO₂) και 0,995 για όλα τα υπόλοιπα.

Βαθμίδα 2: Ειδικοί συντελεστές με βάση πιστοποιημένες μετρήσεις περιεχομένου στην ιπτάμενη τέφρα, υγρή τέφρα, υπερχειλίσεις τεφρολεκάνης, κ.λπ.

Ζ. Εκπομπές Διεργασίας

Υπολογισμός εκπομπών από αποθείωση με βάση το ανθρακικό ασβέστιο ή την παραγόμενη γύψο

Για την περίοδο 2005-2007 οι βαθμίδες που θα πρέπει να εφαρμοστούν είναι σε κάποιες περιπτώσεις λίγο πιο ελαστικές, π.χ. για μέτρηση κατανάλωσης λιγνίτη θα απαιτηθεί η βαθμίδα 3α ή 3β (ακρίβεια 2 ή 2,5% αντίστοιχα) εκτός εάν αποδειχθεί ότι αυτό δεν είναι εφικτό τεχνικά ή οδηγήσει σε αδικαιολόγητα υψηλά κόστη.

H. On-line συνεχείς μετρήσεις

Οι συνεχείς on-line μετρήσεις εκπομπών χρησιμοποιούνται μόνο εφόσον αποδειχθεί ότι η μεθοδολογία αυτή δίνει μεγαλύτερη ακρίβεια από τα αποτελέσματα υπολογισμών εκπομπών, που προέκυψαν από τη χρήση των υψηλότερων βαθμίδων.

Για τη σχετική αιτιολόγηση στην αρμόδια αρχή θα πρέπει να γίνει **Μελέτη Ανάλυσης Αβεβαιοτήτων** που θα περιλαμβάνει τις κατωτέρω πηγές αβεβαιοτήτων:

- **Μετρήσεις συγκέντρωσης:** καθορισμένη αβεβαιότητα της μετρητικής συσκευής, αβεβαιότητες βαθμονόμησης, επιπρόσθετες αβεβαιότητες σχετικές με το πώς η συσκευή μέτρησης χρησιμοποιείται στην πράξη
- **Μετρήσεις παροχής καυσαερίων:** καθορισμένη αβεβαιότητα της μετρητικής συσκευής, αβεβαιότητες βαθμονόμησης, επιπρόσθετες αβεβαιότητες σχετικές με το πώς η συσκευή μέτρησης χρησιμοποιείται στην πράξη
- **Προσδιορισμός των ΚΘΔ, συντελεστών εκπομπής και οξείδωσης ή στοιχείων σύστασης για την υπολογιστική μέθοδο:** καθορισμένη αβεβαιότητα της μεθόδου υπολογισμού ή του συστήματος, επιπρόσθετη αβεβαιότητα σχετική με το πώς η μετρητική μέθοδος χρησιμοποιείται στην πράξη

Στην περίπτωση που τελικά χρησιμοποιηθούν on-line μετρήσεις, κατά την αναφορά των εκπομπών κάθε περίοδο, θα πρέπει αυτές να συνοδεύονται και από υποστηρικτικούς υπολογισμούς, σύμφωνα με τα πρότυπα της CEN (Comité Européen de Normalisation - European Committee for Standardisation)

→ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΔΙΕΡΓΑΣΙΑΣ

Εφαρμογή σε περίπτωση αποθείωσης. Υπολογισμός:

Εκπομπές CO₂ = στοιχεία δραστηριότητας* συντελεστής εκπομπής * συντελεστής μετατροπής

Όπου τα δεδομένα διεργασίας αφορούν είτε τον καταναλισκόμενο ασβεστόλιθο είτε την παραγόμενη γύψο (μέτρηση με μέγιστη επιτρεπόμενη αβεβαιότητα ±7,5%) και οι συντελεστές εκπομπής δίνονται σε t CO₂ /t ασβεστόλιθου ή γύψου. Ο συντελεστής μετατροπής και στις δύο περιπτώσεις είναι 1.

Πίνακας 4.4: Τυπική συνολική αβεβαιότητα στον προσδιορισμό των εκπομπών CO₂ από συγκεκριμένη εγκατάσταση [8]

Περιγραφή	Παράδειγμα	E: Εκπομπές CO ₂ σε kt το χρόνο		
		E>500	100<E<500	E<100
Αέρια και υγρά καύσιμα σταθερής ποιότητας	ΦΑ	2,5%	3,5%	5%
Αέρια και υγρά καύσιμα μεταβαλλόμενης ποιότητας	Πετρέλαιο Diesel	3,5%	5%	10%
Στερεά καύσιμα μεταβλητής ποιότητας	Άνθρακας	3%	5%	10%
Στερεά καύσιμα με έντονα μεταβαλλόμενη ποιότητα	Απόβλητα	5%	10%	12,5%
Εκπομπές διεργασίας με στερεές πρώτες ύλες	Ασβεστόλιθος, δολομίτης	5%	7,5%	10%

Θ. Αναφορά των εκπομπών (Reporting)

Έως τις 31 Μαρτίου κάθε έτους θα πρέπει να υποβάλλεται στις αρμόδιες αρχές η έκθεση που αφορά τις εκπομπές του προηγούμενου έτους. Η Έκθεση, πριν την υποβολή της στις αρμόδιες αρχές, θα πρέπει να έχει ελεγχθεί και εγκριθεί από τον ελεγκτή (verifier). Ο ελεγκτής διαπιστώνει αν η μεθοδολογία που ακολουθείται είναι σύμφωνη με αυτή της άδειας, τις αρχές παρακολούθησης και αναφοράς των εκπομπών του παραρτήματος 3 της Οδηγίας 2003/87/EK, καθώς και με τις συγκεκριμένες κατευθυντήριες οδηγίες. Ο ελεγκτής θα πρέπει να δηλώσει εάν τα στοιχεία που υποβάλλονται στην έκθεση είναι πλήρη ή όχι, εάν έχουν σφάλματα, κ.λπ., σύμφωνα με τις αρχές των κατευθυντήριων οδηγιών. Αν γνωμοδοτήσει θετικά, τότε θα μπορεί ο φορέας εκμετάλλευσης της εγκατάστασης να υποβάλλει την έκθεση στις αρμόδιες αρχές. Αν γνωμοδοτήσει αρνητικά, ο φορέας εκμετάλλευσης της εγκατάστασης δεν θα έχει δικαίωμα για εμπορία έως ότου υποβάλλει ικανοποιητική έκθεση. Επιπλέον, δίνεται η δυνατότητα στα Κράτη-Μέλη να επιβάλλουν ποινές. Η έκθεση θα πρέπει να είναι διαθέσιμη για δημοσιοποίηση. Τα στοιχεία της διαδικασίας παρακολούθησης (τα οποία καθορίζονται από τις κατευθυντήριες οδηγίες) θα διατηρούνται στην εγκατάσταση για τουλάχιστον 10 χρόνια. Ο ελεγκτής και οι αρμόδιες αρχές θα πρέπει να έχουν πρόσβαση σε κάθε χώρο και πληροφορία σχετικά με το αντικείμενο της διαπίστωσης των εκπομπών [8].

Ι. Σύστημα Διαχείρισης Δεδομένων, Ελέγχου και Διασφάλισης Ποιότητας (ΣΔΔΕΔΠ)

Προβλέπεται η ίδρυση και εφαρμογή αποδοτικού Συστήματος Διαχείρισης Δεδομένων, Ελέγχου και Διασφάλισης Ποιότητας για την παρακολούθηση και αναφορά των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Το σύστημα θα πρέπει να έχει τεθεί σε λειτουργία πριν την έναρξη της πρώτης περιόδου (2005-2007), έτσι ώστε να μπορέσει να ελεγχθεί η λειτουργία του. Ένα τέτοιο σύστημα μπορεί να ενσωματωθεί σε σύστημα Περιβαλλοντικής Διαχείρισης (EMAS ή αντίστοιχα συστήματα, όπως ISO14000). Στην περίπτωση αυτή, οι διαδικασίες εξωτερικού ελέγχου μπορεί να είναι περιορισμένες.

Το σύστημα θα αφορά μεταξύ άλλων, πληροφορίες όπως:

- Εντοπισμός πηγών εκπομπών.
- Συχνότητα και αλληλεπίδραση των διαδικασιών μέτρησης και παρακολούθησης.
- Κατανομή αρμοδιοτήτων και καθορισμός υπευθύνων.
- Μέθοδοι υπολογισμού ή μέτρησης εκπομπών που χρησιμοποιούνται.
- Συσκευές μέτρησης.
- Έκθεση και στοιχεία καταγεγραμμένα.
- Εσωτερικός έλεγχος τόσο των καταγεγραμμένων στοιχείων όσο και του συστήματος ποιότητας.
- Διορθωτικές και προληπτικές ενέργειες.

Το Σύστημα Διαχείρισης Δεδομένων, Ελέγχου και Διασφάλισης Ποιότητας θα το σχεδιάσει ο υπεύθυνος της εγκατάστασης, θα πρέπει όμως να καταγραφεί και να γνωστοποιηθεί στον ελεγκτή. Σημειώνεται ότι, αυτό θα θεωρείται απαραίτητο κατά την ετήσια διαδικασία αναφοράς και πιστοποίησης εκπομπών [8].

4.2.5 Καταληκτικές ημερομηνίες με βάση την Οδηγία - Δράσεις που πρέπει να αναληφθούν από τα Κράτη-Μέλη (Κ-Μ)

31 Δεκεμβρίου 2003:

Κάθε Κ-Μ πρέπει να έχει θέσει σε ισχύ τη νομοθεσία, κανονισμούς και διοικητικές ρυθμίσεις για συμμόρφωση με την Οδηγία. Τα παραπάνω κοινοποιούνται στην Επιτροπή, η οποία με τη σειρά της τα κοινοποιεί στα υπόλοιπα Κ-Μ.

31 Δεκεμβρίου 2003:

Κοινοποίηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή των κανόνων σε σχέση με τις κυρώσεις (συμπεριλαμβανομένων και των οικονομικών) σε περιπτώσεις παραβίασης των διατάξεων της Οδηγίας και των μέτρων που προτίθενται να λάβουν ώστε να εξασφαλίζεται η εφαρμογή των κυρώσεων.

31 Μαρτίου 2004:

Δημοσίευση και κοινοποίηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή και τα λοιπά Κ-Μ του εθνικού σχεδίου κατανομής δικαιωμάτων εκπομπών (National Allocation Plan - NAP) για την περίοδο 2005-2007.

30 Σεπτεμβρίου 2004:

Αποδοχή των NAPs και ίδρυση όλων των απαραίτητων φορέων (accounting, settlement, control)

1 Οκτωβρίου 2004:

Απόφαση από το Κ-Μ για το συνολικό ύψος δικαιωμάτων εκπομπών και κατανομή τους σε εγκαταστάσεις, με βάση το εθνικό σχέδιο κατανομής δικαιωμάτων εκπομπών, για την περίοδο 2005-2007.

1 Ιανουαρίου 2005:

Έναρξη συστήματος εμπορίας. Οι εταιρείες που εμπίπτουν στο σύστημα οφείλουν να έχουν εφοδιαστεί με άδειες εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου για τις εγκαταστάσεις τους.

30 Ιουνίου 2005:

Κατάθεση στην Επιτροπή της πρώτης Έκθεσης Προόδου για την εφαρμογή της Οδηγίας στο Κ-Μ (ρυθμίσεις για την κατανομή δικαιωμάτων, λειτουργία του εθνικού Μητρώου Καταγραφής Συναλλαγών, την εφαρμογή οδηγιών για έλεγχο και αναφορά των εκπομπών των εγκαταστάσεων, θέματα διαπίστευσης κλπ.). Η έκθεση θα συνταχθεί με βάση σχετικό ερωτηματολόγιο που θα σταλεί από την Επιτροπή (το αργότερο έως την 1/1/2005).

1 Ιουλίου 2006, 1 Ιουλίου 2011 κ.ο.κ.:

Δημοσίευση και κοινοποίηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή και τα λοιπά Κ-Μ του Εθνικού Σχεδίου Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών (National Allocation Plan) για τις περιόδους 2008-2012, 2013-2018 κ.ο.κ.

1 Ιανουαρίου 2007, 1 Ιανουαρίου 2012 κ.ο.κ.:

Απόφαση από το Κ-Μ για το συνολικό ύψος δικαιωμάτων εκπομπών και κατανομή τους σε εγκαταστάσεις, με βάση το εθνικό σχέδιο κατανομής δικαιωμάτων εκπομπών, για την επόμενη 5ετία δηλαδή για την περίοδο 2008-2012, 2013-2018 κ.ο.κ.

Μετά τη λήξη κάθε έτους:

Υποβολή έκθεσης αναφοράς εκπομπών από κάθε εγκατάσταση για το έτος αυτό. Παράδοση των δικαιωμάτων εκπομπών, για το σύνολο των εγκαταστάσεων τους, που τους είχαν κατανεμηθεί από το Εθνικό Σχέδιο Κατανομής. Σημειώνεται ότι, οι εταιρείες δεν είναι υποχρεωμένες να εμπορευθούν εφόσον επιτυγχάνουν τη συμμόρφωση με άλλους τρόπους.

28 Φεβρουαρίου κάθε έτους:

Έκδοση συνολικών δικαιωμάτων εκπομπών για το έτος αυτό.

31 Μαρτίου κάθε έτους:

Λήξη περιόδου διαπίστευσης των εκθέσεων αναφοράς εκπομπών. Εάν, με βάση τη διαπίστευση, η έκθεση αναφοράς δεν κριθεί ικανοποιητική (σύμφωνα με τα κριτήρια του Παραρτήματος V), ο διαχειριστής της εγκατάστασης δεν μπορεί να μεταφέρει δικαιώματα, μέχρις ότου η έκθεση αναφοράς διαπιστευτεί ως ικανοποιητική.

30 Απριλίου κάθε έτους:

Εκχώρηση (από τον διαχειριστή της εγκατάστασης) αριθμού δικαιωμάτων ίσων με τις εκπομπές της εγκατάστασης κατά το προηγούμενο έτος και συνακόλουθη απόσυρση (cancellation) των αδειών αυτών.

30 Απριλίου 2008:

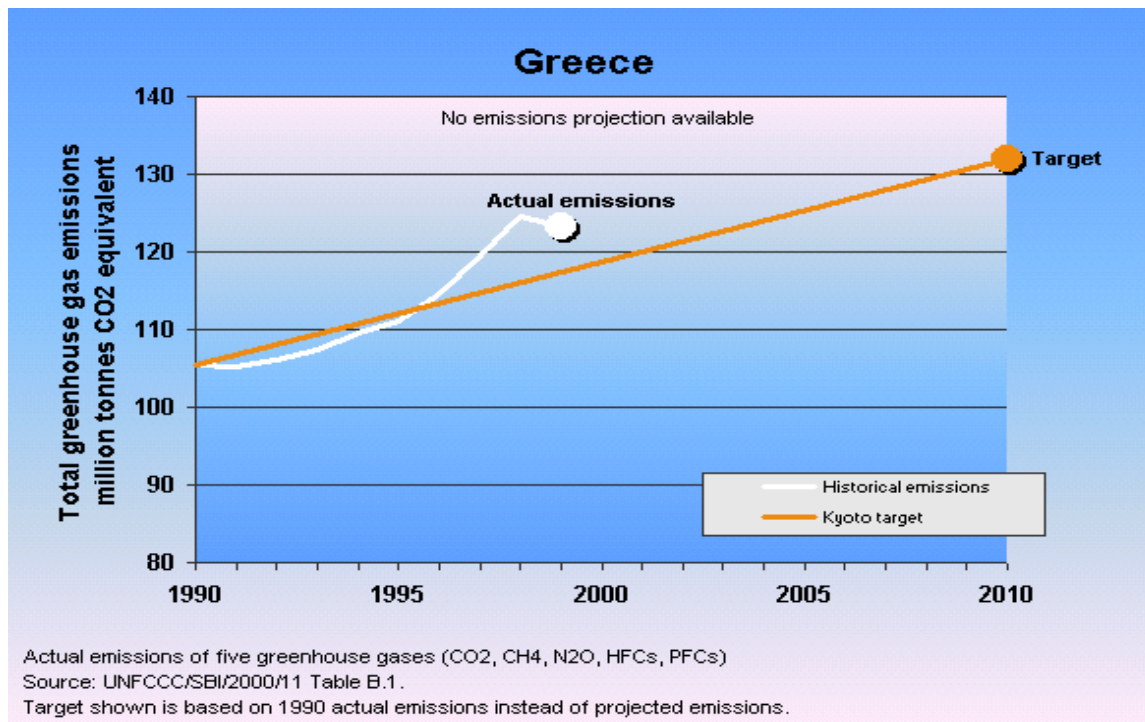
Απόσυρση (cancellation) των δικαιωμάτων που αφορούσαν στην περίοδο 2005-2007 και τα οποία δεν έχουν ακόμα αποσυρθεί και ακυρωθεί (τα Κ-Μ έχουν τη δυνατότητα έκδοσης δικαιωμάτων προς αντικατάσταση αυτών που ακυρώθηκαν την 30η Απριλίου 2008).

30 Απριλίου 2013, 30 Απριλίου 2019 κ.ο.κ.:

Απόσυρση (cancellation) των δικαιωμάτων που αφορούσαν στην περίοδο 2008-2012, 2013-2018 κ.ο.κ. και τα οποία δεν έχουν ακόμα αποσυρθεί και ακυρωθεί (τα Κ-Μ θα πρέπει να εκδώσουν δικαιώματα προς αντικατάσταση αυτών που ακυρώθηκαν την 30η Απριλίου 2013, 2019 κ.ο.κ.).

Στοιχεία από το Αστεροσκοπείο Αθηνών [10].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 - Η Ελλάδα και το φαινόμενο του θερμοκηπίου



Εικόνα 5.1: Πορεία εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για την Ελλάδα μέχρι το 2000 και στόχος για το 2010 [9]

5.1 Υποχρεώσεις και Διαχείριση τους από την Ελλάδα

Το πρωτόκολλο του Κυότο κυρώθηκε με το νόμο 3017(ΦΕΚ 117, 30 Μαΐου 2002) και αφορά τη Σύμβαση πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή. Η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει δεσμευτεί ότι θα επιτύχει μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου το διάστημα 2008-2012 κατά 8% σε σχέση με το έτος βάσης που είναι το 1990. Για τη χώρα μας όμως επειδή βρίσκεται σε στάδιο ανάπτυξης έχει συμφωνηθεί η αύξηση κατά 25%, σε σχέση με το έτος βάσης 1990, όπου οι εκπομπές ανέρχονταν στους 108.403 kt CO₂ eq [10].

Συντονιστικό ρόλο στην όλη διαδικασία αναλαμβάνει το ΥΠΕΧΩΔΕ τόσο με τα συναρμόδια υπουργεία (ΥΠΟΟ, ΥΠΑΝ, ΥΠΕΞ, Μεταφορών και Επικοινωνιών, Γεωργίας και Ναυτιλίας), όσο και άλλους συναρμόδιους φορείς του δημοσίου και ιδιωτικού φορέα. Εκδίδονται κοινές αποφάσεις από τον υπουργό ΠΕΧΩΔΕ και τους κατά περίπτωση αρμόδιους υπουργούς έτσι ώστε να ρυθμίζονται τα θέματα εφαρμογής του κυρωμένου πρωτοκόλλου. Το ΥΠΕΧΩΔΕ έχει την ευθύνη σύνταξης του Εθνικού Προγράμματος ΝΑΡ, εισηγείται την έγκριση του στο Υπουργικό Συμβούλιο και στη συνέχεια εξειδικεύει τα μέτρα με τα συναρμόδια υπουργεία.

Στο γενικότερο πλαίσιο της ανάπτυξης βασικών υποστηρικτικών δράσεων για τον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου από τον ενεργειακό τομέα, το Υπουργείο Ανάπτυξης, κατόπιν διαγωνισμού στο πλαίσιο του Γ' Κοινοτικού Πλαισίου Στήριξης, ανέθεσε (στις 20/1/2004) στην ένωση **"ΕΘΝΙΚΟ ΑΣΤΕΡΟΣΚΟΠΕΙΟ ΑΘΗΝΩΝ - ΚΡΜΓ ΚΥΡΙΑΚΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΟΙ Α.Ε. - ΕΠΕΜ Α.Ε - ΛΔΚ ΕΠΕ"** (Ε.Α.Α.) την εκπόνηση του έργου "Υποστηρικτικές δράσεις για το σχεδιασμό συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών και την παρακολούθηση της εξέλιξης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου". Στις προβλεπόμενες δράσεις του έργου περιλαμβάνονται δράσεις τεχνικού συμβούλου για την αποτελεσματικότερη εφαρμογή της Οδηγίας και συγκεκριμένα δράσεις σχετικές με τη διαμόρφωση του Εθνικού Σχεδίου Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών (National Allocation Plan), την ανάπτυξη προδιαγραφών για το Εθνικό Μητρώο Καταγραφής Συναλλαγών (National Registry), το σχεδιασμό συστήματος παρακολούθησης - καταγραφής - διαπίστευσης εκπομπών, το σχεδιασμό συστήματος κινήτρων/ αντικινήτρων για την αποτελεσματική εφαρμογή των διατάξεων της Οδηγίας κ.λ.π. Συγκεκριμένα με απόφαση του ΔΣ του Ε.Α.Α. έχει συσταθεί πρόσφατα στο Ε.Α.Α. **Παρατηρητήριο Κλιματικών Αλλαγών**, το οποίο στελεχώνεται από ερευνητικό προσωπικό του Κέντρου αλλά και άλλους εξωτερικούς επιστημονικούς συνεργάτες [10].

5.1.1 Ετήσια απογραφή εθνικών εκπομπών Αερίων Φαινομένου Θερμοκηπίου (Emissions Inventory)

Η συλλογή, επεξεργασία, κωδικοποίηση, σύνταξη και αποστολή των εκθέσεων αυτών κάθε έτος αποτελεί υποχρέωση της χώρας, βάσει τόσο της UNFCCC όσο και της οδηγίας για την παρακολούθηση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (2004/280/EC). Ήδη το Ε.Α.Α., κατ' ανάθεση κατόπιν προκηρύξεως απ' το ΥΠΕΧΩΔΕ, έχει συντάξει τις ετήσιες εκθέσεις από το 1994 μέχρι και σήμερα και έχει δημιουργήσει μια εκτενή και πλήρως τεκμηριωμένη βάση, η οποία προ διετίας ελέγχθηκε επιτυχώς από την ομάδα ελέγχου της Γραμματείας της UNFCCC. Εντούτοις, τόσο η ποσότητα όσο και οι απαιτήσεις ποιότητας και ελέγχου αυξάνονται συνεχώς και μάλιστα βάσει της διεθνούς συμφωνίας στο Μαρρακές (2001) και της Οδηγίας 2004/280/EC θα αυξηθούν ακόμη περισσότερο. Η ετήσια έκθεση η οποία συντάσσεται από το Ε.Α.Α. περιλαμβάνει κυρίως τα εξής Αέρια Φαινομένου Θερμοκηπίου (ΑΦΘ): CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs και SF₆ [10].

5.1.2 Πρόβλεψη εξέλιξης εκπομπών (Emissions Projections)

Χρήση πακέτων λογισμικού και κατάλληλων αλγορίθμων καθώς και συγκέντρωση και διασταύρωση των απαιτούμενων στοιχείων για την πρόβλεψη της εξέλιξης των **Συμβατικών εκπομπών Αερίων Φαινομένου Θερμοκηπίου (NO_x, SO_x, O₃, NMHC)** για το σύνολο της χώρας. Η κατάθεση των προβλέψεων στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή και Γραμματεία της αποτελεί εθνική υποχρέωση. Ο χρονικός ορίζοντας της πρόβλεψης θα είναι για 10ετία κα 20ετία [10].

5.1.3 Παρακολούθηση της προόδου των μέτρων για την μείωση των εκπομπών αερίων Φαινομένου Θερμοκηπίου (Monitoring & Reporting)

Το Εθνικό Πρόγραμμα για την Μείωση των Εκπομπών Αερίων Φαινομένου Θερμοκηπίου είναι το επίσημο πρόγραμμα (ΦΕΚ Α58/5-3-2003) βάσει του οποίου,

όπως έχει δηλωθεί και διεθνώς, η Ελλάδα θα μπορέσει να εκπληρώσει τις υποχρεώσεις της στο πλαίσιο του Πρωτοκόλλου του Κυότο. Το Εθνικό Πρόγραμμα καταρτίστηκε από στελέχη του Ε.Α.Α. με την συνδρομή από το Υπουργείο ΠΕΧΩΔΕ αλλά και με την συνδρομή του ΥΠΙΑΝ. Το Ε.Α.Α. παρακολουθεί την πρόοδο των μέτρων του Εθνικού Προγράμματος ώστε να εισηγείται διορθωτικές δράσεις. Αυτό συνεπάγεται την επικοινωνία με τους φορείς υλοποίησης δράσεων ή έργων που υπάγονται ή υλοποιούνται στα πλαίσια του Εθνικού Προγράμματος αλλά και του 3^{ου} ΚΠΣ (Κοινοτικό Πλαίσιο Στήριξης) και την εκτίμηση των αντίστοιχων εκπομπών. Η σύνταξη απολογιστικών εκθέσεων για την πρόοδο εφαρμογής των μέτρων θα διευκολύνει τόσο την ενημέρωση της ηγεσίας και των διάφορων διευθύνσεων του υπουργείου, όσο και την ενημέρωση άλλων υπουργείων (ιδιαίτερα δε στις περιπτώσεις μέτρων στα οποία υπάρχει συναρμοδιότητα ή παράλληλες δράσεις) [10].

5.1.4 Σταθμοί παρακολούθησης

Το Πρωτόκολλο του Κυότο κάνει ειδική μνεία στην ανάπτυξη δικτύου μετρήσεων των παραμέτρων Φαινομένου Θερμοκηπίου. Το Ε.Α.Α. έχει προμηθευτεί τις μακρύτερες χρονοσειρές μετρήσεων των παραμέτρων. Επιπλέον έχει προμηθευτεί από δικούς του πόρους ένα σταθμό μέτρησης CO₂ τον οποίο θα εγκαταστήσει στο Χελμό. Εκτιμάται ότι θα πρέπει να εγκατασταθεί σε αντίστοιχη απομονωμένη θέση τουλάχιστον ένας ακόμη σταθμός και να εμπλουτιστεί ο αρχικός με μετρήσεις ροής. Θα πρέπει επίσης να εξετασθεί και η καταλληλότητα του υπολοίπου εθνικού δικτύου για την μελέτη της αλλαγής του τοπικού κλίματος και των δυνατοτήτων των δορυφόρων [10].

5.1.5 Σύνταξη Εθνικής Έκθεσης Δράσεων στα πλαίσια της UNFCCC

Η έκθεση είναι υποχρέωση της χώρας βάσει της UNFCCC, συντάσσεται κάθε 2-3 έτη και η επιτροπή ελέγχου της Γραμματείας της UNFCCC επισκέπτεται τη χώρα και ελέγχει βάσει αυτής. Η επόμενη (4^η) Έκθεση πρέπει να κατατεθεί μέχρι τα τέλη του 2005 και πρέπει να εμπεριέχει διπλάσια στοιχεία από την προηγούμενη. Ας σημειωθεί ότι τις προηγούμενες 3 Εθνικές Εκθέσεις, το 1998, 2001 και το 2003 τις συνέταξε το Ε.Α.Α. [10].

5.1.6. Διαμόρφωση εθνικού σχεδίου κατανομής αδειών εκπομπών (National Allocation Plan) για την περίοδο 2005 - 2007 και 2008 – 2012

Το Σχέδιο συνδέεται τόσο με την εφαρμογή του μηχανισμού της Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών στο πλαίσιο του ΠΚ όσο και με την εφαρμογή της Οδηγίας της Ε.Ε. 2003/87/EC για την Εμπορία Δικαιωμάτων Εκπομπών, η οποία είναι ήδη σε ισχύ. Ο μηχανισμός θα πρέπει να είναι έτοιμος να λειτουργήσει από 1/1/2005. (Το έργο έχει ανατεθεί από το ΥΠΙΑΝ σε ένωση με επικεφαλής το Ε.Α.Α.) [10].

5.1.7 Εκπόνηση μελέτης διερεύνησης των ποσοτήτων πιστώσεων εκπομπών που μπορούν να προκύψουν για την Ελλάδα από δραστηριότητες του Αρ. 3.4 του Πρωτοκόλλου του Κυότο (επαναβλάστηση και διαχείριση δασών, καλλιέργειών και βοσκοτόπων)

Μέχρι σήμερα οι δραστηριότητες αυτές δεν περιλαμβάνονται στις Ετήσιες Απογραφές Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου, λόγω της σημαντικής έλλειψης σχετικών στοιχείων. Εντούτοις, η δυνατότητα απορρόφησης σημαντικών ποσοτήτων άνθρακα επιβάλλει στο εξής τη συστηματική διερεύνηση τους. Σημειώνεται ότι οι δραστηριότητες του Αρ. 3.4 του ΠΚ, που θα συμπεριληφθούν στην επίτευξη των δεσμεύσεων, θα πρέπει να δηλωθούν πριν την έναρξη της 1^{ης} Περιόδου Δεσμεύσεων (1/1/2008) [10].

5.1.8 Διεθνής Εκπροσωπήσεις

Η Ελλάδα συμμετέχει στις διαπραγματεύσεις ουσιαστικά ως μέλος της Ευρωπαϊκής Ένωσης, η οποία καταθέτει κοινές θέσεις για τα υπό διαπραγμάτευση ειδικά θέματα. Οι κοινές αυτές θέσεις είναι αποτέλεσμα σημαντικής προεργασίας και ενδοκοινοτικής ζύμωσης. Η εκπροσώπηση της χώρας στις ειδικές αυτές επιτροπές, αλλά και στις επίσημες συναντήσεις της Σύμβασης – Πλαίσιο γίνεται από στελέχη των συναρμοδίων υπουργείων κατά περίπτωση και από έμπειρα στελέχη του Ε.Α.Α. Οι υποχρεώσεις αυτές αυξάνονται συνεχώς, ακολουθώντας την αύξηση της σημασίας που δίδεται διεθνώς για την αντιμετώπιση των Κλιματικών Αλλαγών, με αποτέλεσμα την ανάγκη εξεύρεσης του κατάλληλου δυναμικού για την μελέτη των θεμάτων με τα οποία ασχολούνται οι εν λόγω επιτροπές και την διατύπωση των εθνικών θέσεων ή την εκπλήρωση των υποχρεώσεων της χώρας [10].

Οι επιτροπές στις οποίες συμμετέχει το Ε.Α.Α. είναι οι ακόλουθες:

- Working Party on International Environmental Issues/Climate Change
- Monitoring Committee (DG Environment)
- ECE Transportation – environment
- OECD Annex - I Expert Group
- IPCC (Intergovernmental Panel for Climate Change)

5.1.9 Προγράμματα σε τρίτες χώρες

Τμήμα της προσπάθειας αντιμετώπισης του Φαινομένου του Θερμοκηπίου είναι η προσφορά τεχνογνωσίας σε θέματα ενεργειακού σχεδιασμού, εξοικονόμησης ενέργειας, ΑΠΕ (Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας) και αντιμετώπισης των επιπτώσεων της Κλιματικής Αλλαγής σε 3^{ες} χώρες. Η Ελλάδα έχει τόσο την τεχνογνωσία όσο και την καλή έξωθεν μαρτυρία (λόγω μεγέθους, διεθνούς τοποθέτησης, κ.λπ.) και θα μπορούσε να αναπτύξει δράσεις, που θα βοηθούσαν τις γενικότερες εμπορικές σχέσεις της. Στα πλαίσια της διεθνούς διάσκεψης του Γιοχάνεσμπουργκ ανακοινώθηκαν από Ελληνικής (και Ε.Ε.) πλευράς 4 προγράμματα, ένα εκ των οποίων εκτελείται από το Ε.Α.Α. και αφορά ανάπτυξη δομών στην Αίγυπτο με στόχο την εκτίμηση των επιπτώσεων της Κλιματικής Αλλαγής σε επιλεγμένους τομείς όπως η γεωργία και η ενέργεια [10].

5.1.10 Έρευνα κλιματικών τάσεων

Αντικείμενο της δράσης είναι η εξέταση των τάσεων των μετεωρολογικών – κλιματολογικών παραμέτρων όπως ήδη εξελίσσονται στην Ελλάδα, η κριτική ανάλυση των προγνώσεων των μοντέλων μεγάλης κλίμακας και η εξειδίκευση των μέσω τοπικών μοντέλων για την Ελλάδα με έμφαση τις επιπτώσεις, κοινωνικές, οικονομικές τεχνικές. Το Ε.Α.Α. έχει εφαρμόσει το τοπικό κλιματικό μοντέλο PRECIS του Κέντρου Κλιματικών Ερευνών HADLEY για την πρόγνωση των κλιματικών τάσεων στην περιοχή των Βαλκανίων [10].

5.1.11 Μελέτη των επιπτώσεων της Κλιματικής Αλλαγής στον Ελληνικό χώρο

Με βάση τις προγνώσεις των κλιματικών αλλαγών στην περιοχή των Βαλκανίων από διεθνή ερευνητικά κέντρα και από αυτές του Ε.Α.Α., εκπονείται μελέτη εκτίμησης τόσο των φυσικών όσο και των οικονομικών επιπτώσεων της αναμενόμενης αύξησης της θερμοκρασίας και της επιφάνειας της θάλασσας, ειδικά στους τομείς των υδάτων, των ακτών και της γεωργίας. Η μελέτη χρηματοδοτείται από το ΕΠΠΕΡ [10].

5.1.12 Εθνικό πρόγραμμα μείωσης εκπομπών αερίων του φαινομένου του θερμοκηπίου 2000 - 2010

Σύμφωνα με την πράξη του υπουργικού συμβουλίου τα παρακάτω μέτρα/ δράσεις προβλέπονται για τη μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου:

Πράξη Υπουργικού Συμβουλίου 5/ΦΕΚ 58/5.3.2003

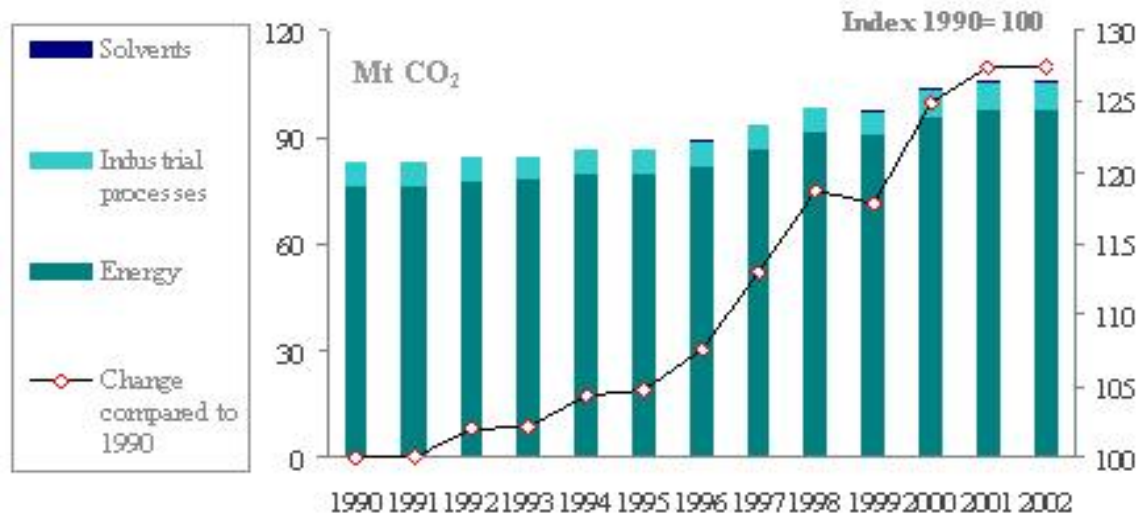
- 821 MW αιολικά + 820 MW αιολικά
- 100 MW ΜΥΗΣ + 250 MW ΜΥΗΣ
- Φ/Β +10 Mwe, Γεωθερμία + 10 MW
- Βιομάζα +10 MW
- Φυσικό αέριο στη βάση – 3350 kt CO₂ eq.

5.2 Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου ανά τομέα δραστηριότητας στην Ελλάδα

Για να γίνει αντιληπτή η προέλευση των αερίων του θερμοκηπίου, αλλά και για να γίνει κατανοητό το πώς θα μοιραστούν περίπου οι άδειες εκπομπών ανά τους τομείς δραστηριότητας και κατ' επέκταση και στις αντίστοιχες εταιρείες, παρουσιάζονται παρακάτω κάποιοι πίνακες από το Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών, που δείχνουν την εξέλιξη των εκπομπών σε κάθε τομέα δραστηριότητας και για κάθε αέριο ξεχωριστά.

5.2.1 Διοξείδιο του άνθρακα: CO_2

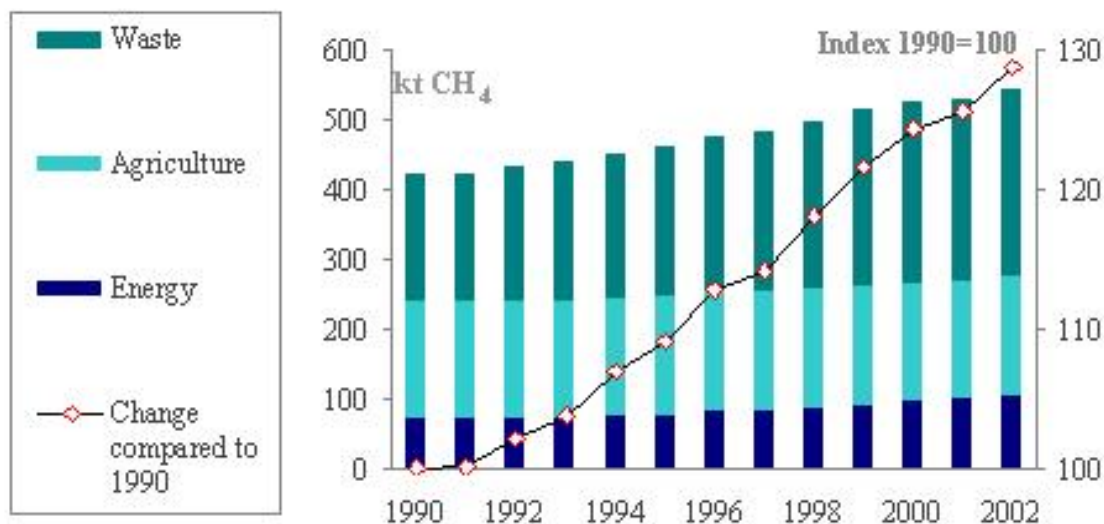
Οι συνολικές εκπομπές CO_2 , στην Ελλάδα, αυξήθηκαν το διάστημα μεταξύ 1990 και 2002 από 82,8Mt σε 105,5Mt (δεν συμπεριλαμβάνονται οι εκπομπές/ απαλλαγές LUCF). Αυτή η τάση αύξησης (27,4%) αποδίδεται κυρίως στην αυξημένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και στην αυξημένη κατανάλωση ενέργειας στη μεταφορά και στα οικιακή χρήση. Οι εκπομπές CO_2 από τον ενεργειακό τομέα αυξάνονται διαρκώς, με πολύ λίγες εξαιρέσεις, από 76,5Mt το 1990 στα 97,8Mt το 2002, αναπαριστώντας μια συνολική αύξηση 27,9% από το 1990 μέχρι το 2002. Στο βιομηχανικό τομέα οι εκπομπές CO_2 παρουσίασαν μια αύξηση 22% το 2002 από τα επίπεδα του 1990. Αντίθετα οι εκπομπές CO_2 από διαλύτες (Solvents) και άλλα προϊόντα μειώθηκαν κατά 8,9% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990 [10].



Εικόνα 5.2: Πορεία εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στην Ελλάδα από το 1990 μέχρι το 2002 [10]

5.2.2 Μεθάνιο: CH₄

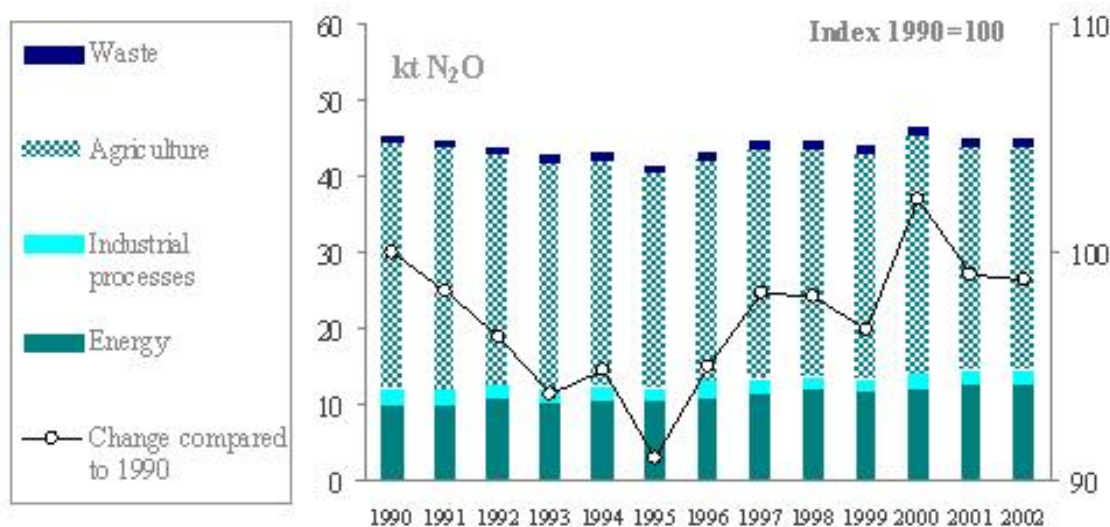
Τη μεγαλύτερη ανθρωπογενή πηγή εκπομπών μεθανίου, στην Ελλάδα, αποτελεί ο τομέας των απορριμμάτων (Waste), αντιπροσωπεύοντας το 49% των συνολικών εκπομπών μεθανίου το 2002, διαρκώς αυξανόμενο από το 47% περίπου του 1990. Οι εκπομπές μεθανίου από τη γεωργία, που είναι ο δεύτερος μεγαλύτερος ανθρωπογενής παράγων εκπομπών μεθανίου, αντιστοιχούν στο 32% των συνολικών εκπομπών μεθανίου το 2002 αυξημένο κατά 1,3% από το 1990. Οι εκπομπές μεθανίου από τον τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (κυρίως από διαφεύγουσες εκπομπές από τη διαδικασία εξόρυξης και παραγωγής άνθρακα, την επεξεργασία, και τη διανομή υγρών καυσίμων και φυσικού αερίου) αντιστοιχεί στο υπολειπόμενο 19% των συνολικών εκπομπών μεθανίου αυξημένο κατά 48% από το 1990 [10].



Εικόνα 5.3: Πορεία εκπομπών μεθανίου στην Ελλάδα από το 1990 μέχρι το 2002 [10]

5.2.3 Υποξείδιο του αζώτου: N_2O

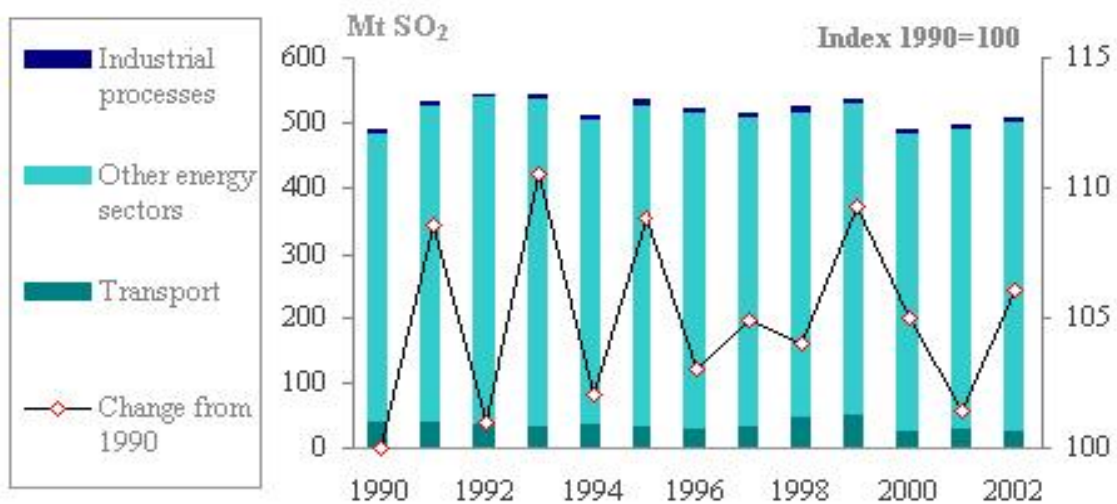
Η γεωργία αποτελεί τη μεγαλύτερη ανθρωπογενή πηγή εκπομπών N_2O στην Ελλάδα (65,2% περίπου των συνολικών εκπομπών N_2O το 2002). Οι εκπομπές σε αυτόν τον τομέα μειώθηκαν κατά 9,2% από το 1990, κυρίως εξαιτίας νέων γεωργικών πρακτικών, που επηρέασαν τη χρήση αζωτούχων λιπασμάτων. Το N_2O παράγεται επίσης από την αντίδραση μεταξύ Αζώτου και Οξυγόνου κατά τη διάρκεια της καύσης ορυκτών καυσίμων. Οι εκπομπές N_2O από τη καύση ορυκτών καυσίμων (που αντιπροσωπεύουν το 28,1% των συνολικών εκπομπών N_2O το 2002) αυξήθηκαν κατά 27,9% από το 1990. Αυτή η αύξηση αποδίδεται κυρίως στο τομέα της μεταφοράς, ως αποτέλεσμα του αυξημένου αριθμού, νέας τεχνολογίας, καταλυτικών ιδιωτικών αυτοκινήτων. Η παραγωγή νιτρικού οξέως είναι η κύρια πηγή εκπομπών N_2O από βιομηχανικές διαδικασίες και αντιστοιχεί στο 4,1% των συνολικών εκπομπών N_2O το 2002. Οι εκπομπές N_2O από αυτή τη πηγή μειώθηκαν κατά 20,6% από το 1990, εξαιτίας της μείωσης της παραγωγής νιτρικού οξέως στην Ελλάδα [10].



Εικόνα 5.4: Πορεία εκπομπών υποξειδίου του αζώτου στην Ελλάδα από το 1990 μέχρι το 2002 [10]

5.2.4 Διοξείδιο του Θείου: SO₂

Οι εκπομπές SO₂ αυξήθηκαν κατά 3,6% από το 1990 μέχρι το 2002. Οι εκπομπές SO₂ από τη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, που είναι η κύρια πηγή εκπομπών SO₂ στην Ελλάδα, αυξήθηκε μόνο κατά 2,8% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990, ως συνέπεια της λειτουργίας μιας νέας μονάδας αποθείωσης στην ηλεκτρική παραγωγή. Η μείωση της περιεκτικότητας θείου στα υγρά φυσικά καύσιμα είχε θετική επίδραση στον περιορισμό της αύξησης των εκπομπών SO₂ στον υπόλοιπο ενεργειακό τομέα. Οι εκπομπές SO₂ από βιομηχανικές διαδικασίες μειώθηκαν λόγω των μειώσεων της βιομηχανικής παραγωγής. Το διοξείδιο του θείου δεν μας ενδιαφέρει καθώς δεν αποτελεί αέριο του θερμοκηπίου, ωστόσο παρατίθεται εδώ ένας πίνακας της πορείας των εκπομπών του στην Ελλάδα [10].



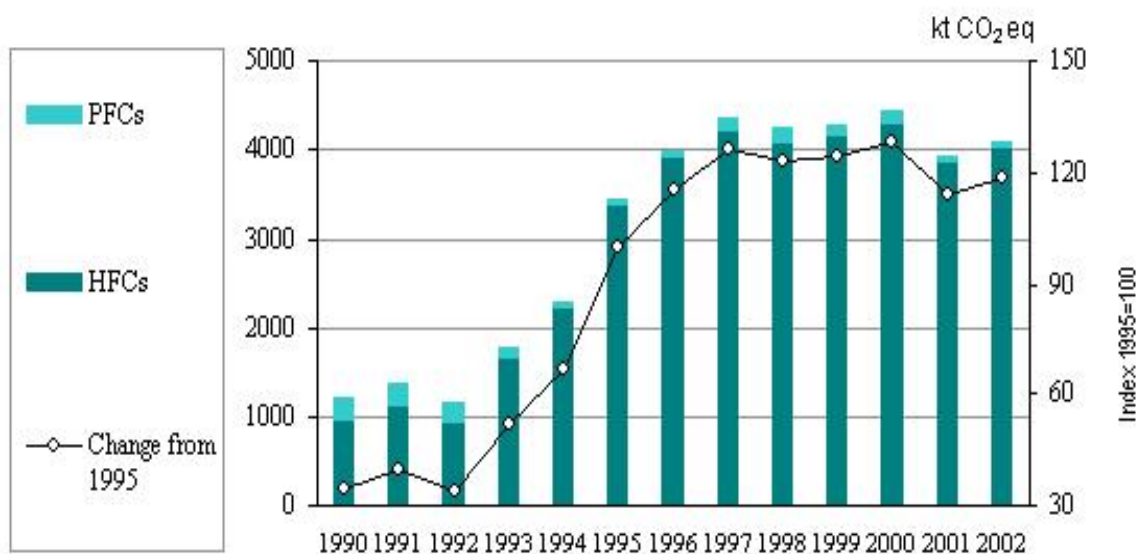
Εικόνα 5.5: Πορεία εκπομπών διοξειδίου του θείου στην Ελλάδα από το 1990 μέχρι το 2002 [10]

5.2.5 HFCs: Υδροφθοράνθρακες, PFCs: Υπερφθοράνθρακες, SF₆: Εξαφθοριούχο Θείο

Οι εκπομπές αυτών των αερίων προέρχονται από:

Την παραγωγή HCFC-22 (HFC-23) και αλουμινίου (CF₄ and C₂F₆). Οι εκπομπές HFC-23 αυξάνονται σταθερά, λόγω της αντίστοιχης αύξησης στη παραγωγή HCFC-22, ενώ αντίθετα οι εκπομπές PFC από το αλουμίνιο μειώθηκαν, λόγω του ελέγχου / μείωσης του «φαινομένου της ανόδου (ηλεκτροδίου)» κατά τη διάρκεια της παραγωγικής διαδικασίας, από το 1990.

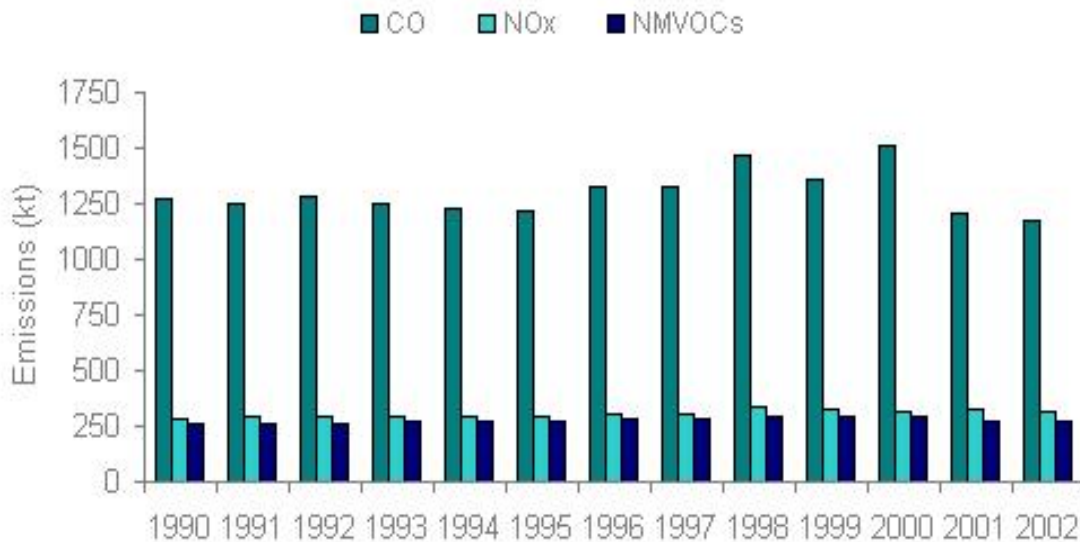
Την κατασκευή, λειτουργία και συντήρηση οικιακού εξοπλισμού ψύξης και κλιματισμού. Οι εκπομπές από τη χρήση φθοριούχων αερίων αυξήθηκαν σημαντικά από το 1995 (χρονιά βάση), κυρίως λόγω της αύξησης της χρήσης κλιματιστικών στις κατοικίες και στα νέα αυτοκίνητα. [10].



Εικόνα 5.6: Πορεία εκπομπών HFCs, PFCs, SF₆ στην Ελλάδα από το 1990 μέχρι το 2002 [10]

5.2.6 NO_x: Οξείδια του αζώτου, CO: Μονοξείδιο του άνθρακα, NMVOCs: Μη μεθανιούχες πτητικές οργανικές ενώσεις

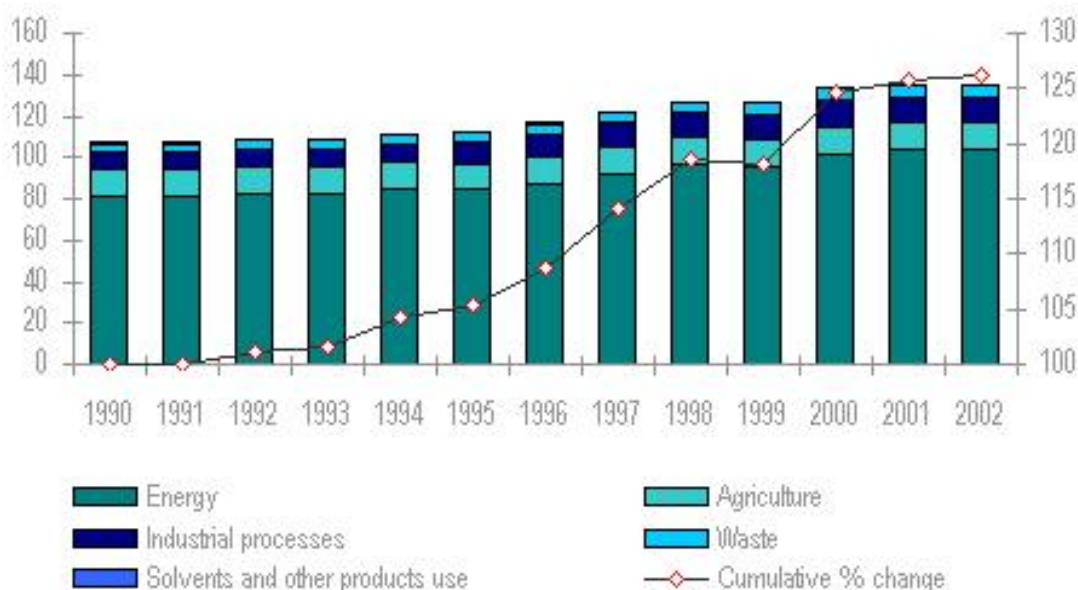
Οι εκπομπές NO_x αυξήθηκαν κατά 10,3% από το 1990 μέχρι το 2002, λόγω της αυξημένης ενεργειακής οικιακής κατανάλωσης. Η μείωση των εκπομπών στις μεταφορές αποδίδεται στην αντικατάσταση πεπαλαιωμένων οχημάτων με νέα καταλυτικά. Οι εκπομπές από βιομηχανικές διαδικασίες μειώθηκαν λόγω των μειώσεων στη βιομηχανική παραγωγή. Ο τομέας των μεταφορών είναι η κύρια πηγή εκπομπών CO. Λόγω της αντικατάστασης των παλιών οχημάτων με νέα, οι εκπομπές CO μειώθηκαν κατά 13,8% από το 1990 μέχρι το 2002 και, ως αποτέλεσμα, οι συνολικές εκπομπές CO από τον ενεργειακό τομέα το 2002 είναι χαμηλότερες από το 1990, παρά την αύξηση που παρατηρήθηκε στις υπόλοιπες δραστηριότητες παραγωγής ενέργειας. Οι εκπομπές CO από βιομηχανικές διαδικασίες μειώθηκαν, λόγω της μείωσης της βιομηχανικής παραγωγής. Οι εκπομπές NMVOC αυξήθηκαν κατά 4% από το 1990 μέχρι το 2002, λόγω της μεγάλης συνεισφοράς του τομέα των μεταφορών. Οι εκπομπές από βιομηχανικές διαδικασίες και διαλυτικά μειώθηκαν, λόγω της μείωσης της βιομηχανικής παραγωγής [10].



Εικόνα 5.7: Πορεία εκπομπών NO_x, CO, NMVOCs στην Ελλάδα από το 1990 μέχρι το 2002 [10]

5.2.7 Συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs, SF₆ (ανάλογα με τους δείκτες βαρύτητας GWP και σε kt ισοδύναμου CO₂ για έναν χρονικό ορίζοντα 100 χρόνων) ανά τομέα δραστηριότητας

Όσον αφορά στις συνολικές συνεισφορές ανά τομέα, οι εκπομπές στον ενεργειακό τομέα το 2002 αντιστοιχούσαν στο 77% των συνολικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (εκτός LUCF) και αυξήθηκαν κατά 28,3% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990. Αυτή η αύξηση προκλήθηκε κυρίως από την αύξηση των εκπομπών από τις μεταφορές και την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (η τελευταία επηρεάστηκε από την υψηλή ζήτηση στον οικιακό και τριτογενή τομέα). Οι εκπομπές από βιομηχανικές διαδικασίες αντιστοιχούσαν στο 9% των συνολικών εκπομπών και αυξήθηκαν κατά 50,8% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990, εξαιτίας της αυξημένης παραγωγής τσιμέντου, ασβέστη και HCFC-22, ενώ η συνεισφορά της χρήσης διαλυτών και άλλων προϊόντων είναι ελάχιστη, (0,1% των συνολικών εκπομπών) και μειώθηκε ελαφρά από το 1990. Οι εκπομπές από τη γεωργία αντιστοιχούν στο 9,4% των συνολικών εκπομπών και μειώθηκαν περίπου 6,4% το 2002 σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Τέλος οι εκπομπές από τα απορρίμματα (4,5% των συνολικών εκπομπών, εκτός των LUCF), αυξήθηκαν περίπου 43% από το 1990, σαν αποτέλεσμα του αυξημένου αριθμού των περιοχών υγειονομικής ταφής των στερεών απορριμμάτων [10].



Εικόνα 5.8: Πορεία συνολικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs, SF₆ στην Ελλάδα από το 1990 μέχρι το 2002 [10]

5.2.8 Συμπεράσματα

Από τα προηγούμενα στοιχεία είναι φανερό πως το όριο της αύξησης του 25% στην Ελλάδα έχει ξεπεραστεί ήδη. Ακολουθούν κάποια στοιχεία για την Ελλάδα με εκτιμήσεις από τη ΔΕΗ, που παρουσιάζουν μικρές διαφορές σε σχέση με τα προηγούμενα στοιχεία, αλλά συμφωνούν ότι το όριο έχει κατά πολύ ξεπεραστεί [10],[11].

Πίνακας 5.1: Εκτιμήσεις της ΔΕΗ τις εκπομπές Αερίων του θερμοκηπίου στην Ελλάδα [11]

Έτος	Ποσοστό αύξησης	kt CO2 eq.
Βάσης		
1990	0,0%	108.403
Επιτρεπόμενο όριο		
2008-2012	25,0%	135.504
Απογραφή εκπομπών		
2000	23,4%	133.769
2001	26,1%	136.696
Εκτιμήσεις		
2010	35,8%	147.211
2020	56,4%	169.542

Όμοια από το Σενάριο Αναμενόμενης Εξέλιξης που αναφέρεται στο NAP της Ελλάδας (επισυνάπτεται στο παράρτημα) προβλέπεται πως οι εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου το έτος 2010 (153,5 Mt CO2 eq) θα είναι αυξημένες κατά 39,2% σε σύγκριση με το έτος βάσης (110,2 Mt CO2 eq), ενώ το 2020 (173,7 Mt CO2 eq) το αντίστοιχο ποσοστό αύξησης εκτιμάται σε 57.6%.

Από όλες λοιπόν τις προβλέψεις για τα αέρια του θερμοκηπίου παρατηρείται μεγάλη υπέρβαση των επιτρεπόμενων ορίων και κρίνεται απαραίτητη η λήψη επιπρόσθετων μέτρων.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 - Η ΔΕΗ και το φαινόμενο του θερμοκηπίου (παρακολούθηση και μέτρα)

6.1 Η ηλεκτρική ενέργεια στην Ελλάδα

Το 2001, η Ελλάδα παρήγαγε 49,8 δισεκατομμύρια κιλοβατώρες (Bkwh) ηλεκτρικής ενέργειας, περίπου 90% της οποίας ήταν θερμική, υδροηλεκτρική 10%, και 1% ηλιακή (τα ποσοστά δεν είναι ίσα με 100% λόγω της στρογγυλοποίησης). Το μεγαλύτερο μέρος της θερμικής ενέργειας είναι από εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιούν λιγνίτη, και μερικές πετρελαίου. Οι νέες εγκαταστάσεις θα είναι με φυσικό αέριο ως επί το πλείστον. Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας έχει αυξηθεί ραγδαία - σχεδόν 50% κατά τη διάρκεια της τελευταίας δεκαετίας – πράγμα που σημαίνει (σύμφωνα με την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, ΡΑΕ) ότι περίπου 6.000 μεγαβάτ (MW) της πρόσθετης δυναμικότητας θα απαιτηθούν για να εγγυηθούν ότι θα είναι επαρκής ο εφοδιασμός ως το 2015 [17].

6.1.1 Η αγορά ενέργειας στην Ελλάδα και η Δ.Ε.Η.

Από τις αρχές του προηγούμενου αιώνα, όταν άρχισαν οι εφαρμογές του ηλεκτρισμού, μέχρι τις αρχές της 10ετίας του 70, παρατηρείται διεθνώς μία συνεχής συγκέντρωση της Παραγωγής σε συνεχώς μεγαλύτερους «Σταθμούς Παραγωγής» και παράλληλα ανάπτυξη των δικτύων Μεταφοράς και Διανομής με συνεχώς μεγαλύτερες τάσεις, λόγω της ραγδαίας αύξησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό συνέβη και στην χώρα μας με την ανάπτυξη του Εθνικού Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ), η οποία κατά την περίοδο 1956-63 (περίπου) εξαγόρασε τις 300 περίπου ηλεκτρικές εταιρείες, που προμήθευαν τότε την ηλεκτρική ενέργεια με μικρά τοπικά δίκτυα. Η ΔΕΗ ΑΕ είναι η μεγαλύτερη ελληνική εταιρεία ηλεκτροπαραγωγής, παρέχει ηλεκτρισμό σε περίπου 6,7 εκατομμύρια πελάτες. Έχει εγκατεστημένη ισχύ ηλεκτροπαραγωγής 12.224 MW, που παράγουν 52.529 GWh, το οποίο αποτελεί περίπου το 97% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα το 2004. Η ΔΕΗ είναι επίσης το μεγαλύτερο βιομηχανικό γκρουπ στην Ελλάδα, σε σχέση με το ενεργητικό της επιχείρησης και τα έσοδα [42]. Η ΔΕΗ ΑΕ έχει 5 ορυχεία λιγνίτη, από τα οποία παρέχει λιγνίτη στις λιγνιτικές της μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, έχει συνολικά 94 σταθμούς παραγωγής ενέργειας, ένα δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας περίπου 10.330 χιλιομέτρων γραμμών υψηλής τάσης και δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας στους πελάτες μήκους περίπου 200.192 χιλιομέτρων.

Τον Φεβρουάριο του 2001, με τη μερική απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας της Ελλάδας (35% άνοιξαν στον ανταγωνισμό) σύμφωνα με την οδηγία ηλεκτρικής ενέργειας της Ε.Ε.(Ευρωπαϊκής Επιτροπής), η ΔΕΗ έχασε το νομικό μονοπώλιό της στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αλλά παραμένει ο μόνος διανομέας. Τον Νοέμβριο του 2000, 20% των μετοχών της ΔΕΗ διατέθηκε στο χρηματιστήριο της Αθήνας. Τον Οκτώβριο του 2002, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή αποφάσισε να μην αντιτάξει την Ελλάδα που λαμβάνει τα μέτρα για να αποζημιώσει τη ΔΕΗ για τις "μεμονωμένες δαπάνες", που οφείλονται στη απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας. Άλλες χώρες μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης έπρεπε να ανοίξουν τις αγορές ηλεκτρικής ενέργειάς τους μέχρι τον Φεβρουάριο του 1999, αλλά στην

Ελλάδα χορηγήθηκε μια διετής παράταση σε αναγνώριση της μοναδικής κατάστασής της: δεν συνορεύει με κανένα άλλο κράτος μέλος, και ένα μεγάλο μέρος του εδάφους της αποτελούνται από νησιά που δεν μπορούν να συνδεθούν στο εθνικό πλέγμα. Λαμβάνοντας υπόψη τη χρονική ανοχή στην κατασκευή των νέων εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας, θα αργήσουν να λειτουργήσουν ανταγωνιστικές γεννήτριες. Έτσι η ΔΕΗ έχει ακόμα ένα αποτελεσματικό μονοπώλιο παραγωγής. Ο ΟΟΣΑ έχει πιέσει την Ελλάδα να διασπάσει τη ΔΕΗ, ενώ σχεδιάζει για τον ελληνικό τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας να απελευθερωθεί εντελώς μέχρι το 2007. Σύμφωνα με την Διεθνή Ένωση Μηχανικών Ενέργειας (Power Engineering international) οι διεθνείς επιχειρήσεις που ενδιαφέρονται για τον τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας είναι η γαλλική Electricite de France, η βελγική Tractebel, οι ιταλικές Enel και Edison, η αγγλική UK's National Power, και η γερμανική RWE [42].

6.1.2 Το ενεργειακό δίκτυο της Ελλάδας

Το ενεργειακό δίκτυο της Ελλάδας αυτήν την περίοδο συνδέεται με τα δίκτυα της Αλβανίας, της Πρώην Γιουγκοσλαβικής Δημοκρατίας της Μακεδονίας, και της Βουλγαρίας, που επιτρέπει στην Ελλάδα να εξάγει την ηλεκτρική ενέργεια στο Κόσοβο στη Γιουγκοσλαβία, μέσω της Αλβανίας και της Πρώην Γιουγκοσλαβικής Δημοκρατίας της Μακεδονίας (αν και τα προβλήματα μετάδοσης σε εκείνες τις χώρες έχουν αποτρέψει μερικές φορές ένα μεγάλο μέρος αυτής της ηλεκτρικής ενέργειας από την άφιξη στους προοριζόμενους παραλήπτες της).

Τον Ιούνιο του 2001, οι υπουργοί Ενέργειας από την Αλβανία, τη Βοσνία-Ερζεγοβίνη, τη Βουλγαρία, την Ελλάδα, τα Σκόπια (FYROM), και τη Ρουμανία υπέγραψαν ένα υπόμνημα για τη δημιουργία μιας ανταγωνιστικής αγοράς ενέργειας στα Βαλκάνια. Η Ελλάδα θα επιθυμούσε να αναβαθμίσει τη σύνδεσή της με τη Βουλγαρία και με την Ευρώπη μέσω της Κροατίας και της Βοσνίας. Η Ελλάδα εμπλέκεται σε διάφορα προγράμματα για να συνδεθεί το ηλεκτρικό πλέγμα της με τις γειτονικές χώρες. Τον Ιούλιο του 2002, η Ελλάδα και η Ιταλία ολοκλήρωσαν την εργασία για ένα καλώδιο 500-μεγαβάτ (MW) (και στις δύο κατευθύνσεις) κάτω από το Ιόνιο πέλαγος, για να συνδέσουν τα εθνικά τους πλέγματα ενέργειας. Το καλώδιο μήκους 102 μιλίων συνδέει το Οτράντο της Ιταλίας και τον Αετό της Ελλάδας. Το πρόγραμμα είναι μια κοινοπραξία μεταξύ της Enel (75%) και της ΔΕΗ (25%). Τον Μάιο του 2003, η εθνική ηλεκτρική επιχείρηση της Βουλγαρίας υπέγραψε συμφωνίες με την Ελλάδα και τα Σκόπια (FYROM) για να εξάγει 150 MW της δύναμης, και σύμφωνα με τις υπάρχουσες πληροφορίες διαπραγματεύεται την πώληση 600 MW στην Ελλάδα [42].

Οι βελτιωμένες ελληνο-τουρκικές σχέσεις έχουν επίσης επιπτώσεις στον ελληνικό τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας. Τον Ιανουάριο του 2000, μια κοινοπραξία Ελλάδας – Τουρκίας – Η.Π.Α. (Κοπελούζος – Γάμα - ExxonMobil) ανακοίνωσε ότι προγραμματίζει να κατασκευάσει μια εγκατάσταση παραγωγής ενέργειας τροφοδοτούμενη από Φ.Α. στην Ελλάδα. Η εγκατάσταση θα έχει δυναμικότητα μεταξύ 400 MW και 600 MW και θα χρησιμοποιηθεί για να εξάγει ηλεκτρική ενέργεια στην Τουρκία και να βοηθήσει στην αυξανόμενη ελληνική εγχώρια ζήτηση. Η ηλεκτρική ενέργεια θα εξαχθεί μέσω της νέας γραμμής μετάδοσης 400 kilovolt (kV) που κατασκευάζεται μεταξύ Φιλίππων (Ελλάδα) και Hamidabad (Τουρκία). Η

Ελλάδα και η Τουρκία ελπίζουν επίσης να επιτύχουν τη συμφωνία μέχρι το 2006 για τη σύνδεση των πλεγμάτων ενέργειας των δύο χωρών [42].

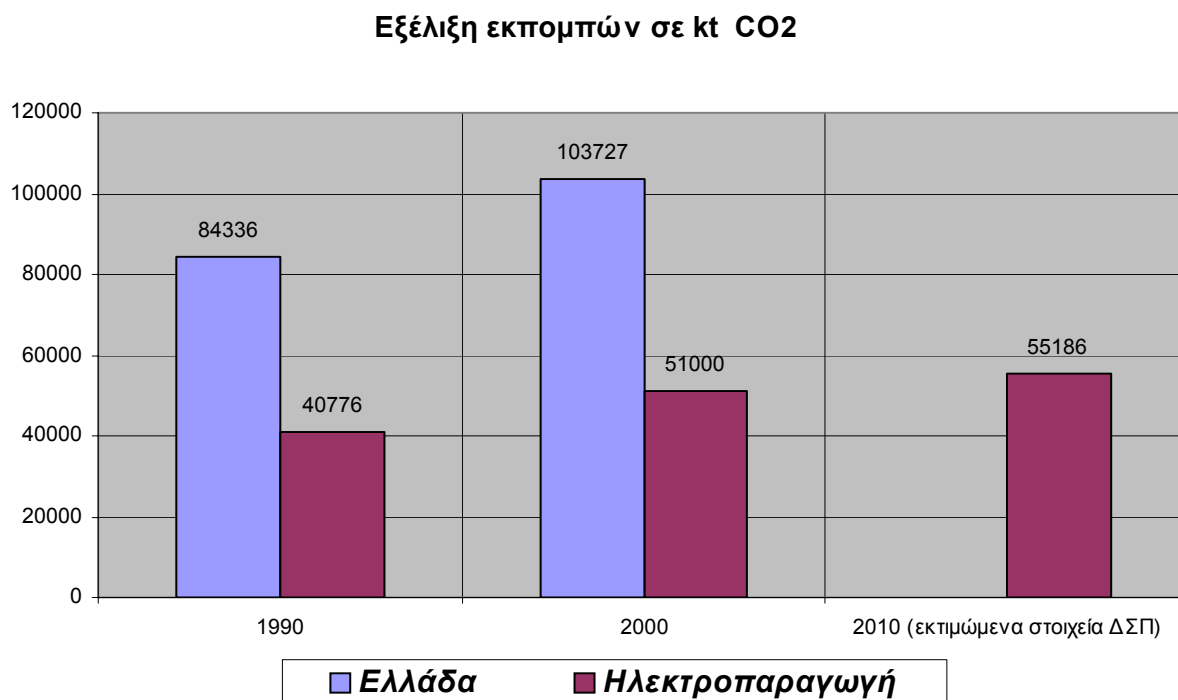
6.2 Εξέλιξη των εκπομπών CO₂ στη χώρα και στην ηλεκτροπαραγωγή

Όπως φαίνεται από τον πίνακα 6.1 και την εικόνα 6.1, η Ηλεκτροπαραγωγή είναι υπεύθυνη για το 50% περίπου των συνολικών εκπομπών CO₂ της χώρας. Είναι φανερό δηλαδή η σημασία του ρόλου της ηλεκτροπαραγωγής, στην επίτευξη μείωσης των εκπομπών CO₂, του σημαντικότερου αερίου του θερμοκηπίου (Η επίδραση του CO₂ στο φαινόμενο του θερμοκηπίου στις ποσότητες που εκπέμπεται είναι 500 φορές μεγαλύτερη από όλα τα υπόλοιπα αέρια μαζί !!!!) και θα επηρεάσει σημαντικά την επίτευξη των εθνικών στόχων.

Πίνακας 6.1: Εκπομπές της Ελλάδας και της Ηλεκτροπαραγωγής και εκτιμήσεις για το 2010 από τη ΔΕΗ [11]

Εκπομπές kt CO ₂	Ελλάδα	Ποσοστό αύξησης σε σχέση με το 1990	Ηλεκτροπαραγωγή	Ποσοστό αύξησης σε σχέση με το 1990	Ποσοστό Ηλεκτροπαραγωγής επί των συνολικών χώρας
1990	84336	---	40776	---	48,3%
2000	103727	23,0%	51000	25,1%	49,2%
2010 (εκτιμώμενα στοιχεία ΔΣΠ)	---	---	55186	35%	---

Εικόνα 6.1: Εκπομπές της Ελλάδας και της Ηλεκτροπαραγωγής και εκτιμήσεις για το 2010 από τη ΔΕΗ [11]



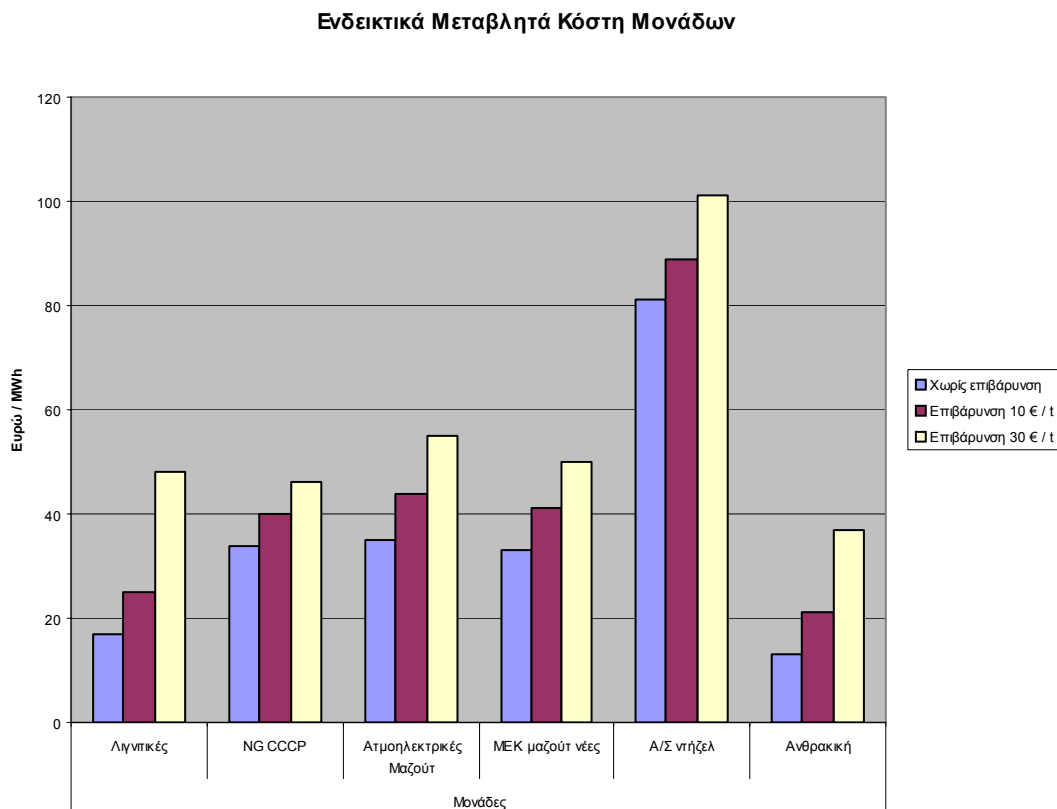
Πίνακας 6.2: Ηλεκτροπαραγωγή σε GWh από τη ΔΕΗ ΑΕ, αντίστοιχες εκπομπές σε kt CO₂ και εκτιμήσεις για το 2010 [11]

ΔΕΗ ΑΕ Παραγωγή GWh - Εκπομπές kt CO ₂ (1990-2002-2010(εκτιμήσεις ΔΣΠ))							
Έτος	Καθαρή παραγωγή		Εκπομπές CO ₂		Ειδικός συντελεστής εκπομπών		
	GWh	%	kt	%	kg/kWh	%	Μείωση %
1990	31.284	100,0	40.776	100,0	1,30	100,0	
2002	49.644	159,0	51.645	127,0	1,04	79,8	20,2
2010	65.049	208,0	55.186	135,0	0,85	65,1	34,9

6.2.1 Επίδραση της τιμής του CO₂ στο κόστος της ηλεκτροπαραγωγής

Η τιμή του CO₂ θα ενσωματωθεί στο κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας, θα υπάρξει μια οριακή τιμή εκπομπών, μετά την οποία θα αλλάζει η οικονομικότητα των Μονάδων. Το διάγραμμα της εικόνας 6.2 βασίζεται σε τιμές καυσίμων του 2003 (Νοέμβριος) και οι προβλέψεις αφορούν το τμήμα των υπερβάσεων [11].

Εικόνα 6.2: Επίδραση της τιμής του CO₂ στο κόστος της ηλεκτροπαραγωγής



6.3 Ο ρόλος του λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα

6.3.1 Εισαγωγή

Σήμερα ο λιγνίτης είναι ένας πολύτιμος φυσικός πόρος και ο σημαντικότερος από τους ενεργειακούς φορείς, ενώ χρησιμοποιείται σχεδόν αποκλειστικά στην ηλεκτροπαραγωγή. Ο λιγνίτης καλύπτει περισσότερο από 62% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα (εικόνα 6.3).

Εικόνα 6.3: Πηγές παράγωγής ηλεκτρικού ρεύματος στην Ελλάδα [12]



Λόγω της σημαντικής επίδρασης, που άσκησε ο λιγνίτης στην εθνική ανάπτυξη της ενέργειας, η ιδιοκτησία των σημαντικότερων υπαίθριων ορυχείων, που παράγει περισσότερο από 99% της ετήσιας παραγωγής λιγνίτη, είχε μεταφερθεί στη ΔΕΗ.

6.3.2 Αποθέματα και Αποταμίευμα (στοκ) λιγνίτη

Η εξερεύνηση μέχρι σήμερα αποκαλύπτει ότι τα γεωλογικά αποθέματα στην Ελλάδα υπολογίζονται σε 10,5 δισεκατομμύρια τόνους, εκ των οποίων 6,7 δισεκατομμύρια τόνοι επιβεβαιώνονται, 2,4 δισεκατομμύριο τόνοι είναι πιθανοί και οι υπόλοιποι 1,4 δισεκατομμύρια τόνοι είναι αβέβαιοι. Με την εξερεύνηση και την ανάλυση των στρωμάτων λιγνίτη και με βάση τη σημερινή τεχνολογία και την οικονομική κατάσταση, υπάρχουν κατ' εκτίμηση 4,0 δισεκατομμύρια τόνοι εκμεταλλεύσιμων αποθεμάτων λιγνίτη, που μεταφράζονται κατά αντιστοιχία σε 550 εκατομμύρια τόνους πετρελαίου (toe). Τα προαναφερθέντα αποθέματα δεν λαμβάνουν υπόψη τις διάφορες μικρές και μεγάλες ποσότητες ανθρακίτη, που με την τεράστια ποσότητα αποθεμάτων τύρφης που βρίσκεται στη βόρεια Ελλάδα (περιοχή Φίλιπποι) αποτελούν ένα απόθεμα 4,3 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων. Σημειώστε ότι στο μέλλον ένα μέρος των μη οικονομικά εκμεταλλεύσιμων αποθεμάτων λιγνίτη που απέμειναν, μπορεί να αυξήσει ή να μειώσει το ποσό των εκμεταλλεύσιμων αποθεμάτων, ανάλογα με τις προόδους στην τεχνολογία και τις μετατοπίσεις στην αγορά [12].

6.3.3 Εκμετάλλευση λιγνίτη

Η εκμετάλλευση άνθρακα άρχισε για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα με τα υπόγεια ορυχεία στο Αλιβέρι το 1951. Η προσπάθεια συνεχίστηκε αργότερα με τα υπαίθρια ορυχεία στη περιοχή της Πτολεμαΐδας (1955) και της Μεγαλόπολης (1971) σε μεγαλύτερη κλίμακα. Κατά τη διάρκεια των τελευταίων 35 ετών περίπου 700 εκατομμύρια τόνοι λιγνίτη έχουν εξαχθεί, αριθμός ισοδύναμος με τον αριθμό βαρελιών πετρελαίου, ενώ η ΔΕΗ έχει αναπτύξει μια γιγαντιαία και ασυνήθιστη αναπτυξιακή και παραγωγική προσπάθεια για την Ελλάδα. Η μονάδα παραγωγής Πτολεμαΐδα - Αμύνταιο είναι η μεγαλύτερη στην Ελλάδα και μια από τις μεγαλύτερες στην Ευρώπη [12].

Α. Χαρακτηριστικά του λιγνίτη

Ο ελληνικός λιγνίτης είναι φτωχά απολιθωμένα καύσιμα που παράγονται κατά τη διάρκεια των πρώτων σταδίων της ανθράκωσης, που χαρακτηρίζονται από υψηλά επίπεδα υγρασίας (περίπου 55%), τέφρας (30% ή και περισσότερο, αφυδατωμένη) και χαμηλής θερμαντικής αξίας (960 ~ 2.030 Kcal/Kgr) και χρησιμοποιείται, (λόγω αυτού) κυρίως ως καύσιμο στις ηλεκτρικές μονάδες ατμού. Ο πίνακας 6.3 παρουσιάζει τις παραλλαγές της μέσης θερμαντικής αξίας (Kcal/kl) του λιγνίτη, που χρησιμοποιήθηκε στις εγκαταστάσεις παραγωγής γεωθερμικής ενέργειας κατά τη διάρκεια της περιόδου 1992 -1997. Κατά τη διάρκεια των τελευταίων 5 ετών έχει υπάρξει μια σημαντική βελτίωση στα ποιοτικά χαρακτηριστικά του λιγνίτη. Η ορθολογική χρήση και μια προσπάθεια προς τη στοιχειώδη μίξη των διαφορετικών χαρακτηριστικών λιγνίτη είναι ένας βασικός στόχος των διαδικασιών μεταλλείας λιγνίτη της ΔΕΗ. Αυτή η βελτίωση στην ποιότητα λιγνίτη οδήγησε σε μια αύξηση της παραγωγικότητας και της αποδοτικότητας των θερμοηλεκτρικών μονάδων [12].

Πίνακας 6.3: Η μέση θερμαντική αξία λιγνίτη που χρησιμοποιείται στους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος στην Ελλάδα (Περίοδος 1992–1997) [12]

Σταθμός Έτος	Πτολεμαΐδα	Καρδιά	Αγ. Δημήτριος	Αμύνταιο	Μεγαλόπολη	
					A	B
1992	1.317	1.281	1.303	1.016	1.014	1.055
1993	1.345	1.278	1.350	1.012	1.015	1.064
1994	1.417	1.334	1.332	1.113	1.026	1.020
1995	1.411	1.336	1.321	1.152	985	961
1996	1.331	1.361	1.207	1.120	943	940
1997	1.320	1.350	1.280	1.150	1.061	999

B. Ηλεκτροπαραγωγή

Η αύξηση του δικτύου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια της περιόδου 1991 - 1996 παρουσιάζεται στον πίνακα 6.4. Όπως μπορεί να φανεί από αυτόν τον πίνακα, η ενέργεια που παράγεται στις λιγνιτικές θερμικές εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας που βρίσκονται σε Πτολεμαΐδα (P-ALC) και Μεγαλόπολη (MLC) καλύπτουν περισσότερο από το 75% της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας. Όπως παρουσιάζεται σε αυτόν τον πίνακα, τα τελευταία τρία έτη που αναφέρονται, χαρακτηρίζονται από την υψηλότερη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην ιστορία των μονάδων αυτών. Οι λεπτομέρειες από αυτόν τον πίνακα επιβεβαιώνουν ότι ο λιγνίτης ήταν η κύρια πηγή στο ενεργειακό πρόγραμμα της ΔΕΗ κατά τη διάρκεια του συγκεκριμένου χρόνου. Η γενική πολιτική που έχει ακολουθηθεί μέχρι σήμερα στα ορυχεία λιγνίτη εξασφαλίζει ένα συγκριτικό πλεονέκτημα για το λιγνίτη σε σύγκριση με άλλα ανταγωνιστικά μέσα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και του επιτρέπει να είναι το << ανταγωνιστικό εθνικό καύσιμο >>. Τα επιβεβαιωμένα αποθέματα συνεχίζουν να είναι η κύρια πηγή ενεργειακής παραγωγής και θα είναι για τουλάχιστον τα επόμενα 50 έτη [12].

Πίνακας 6.4: Εξέλιξη του δικτύου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Περίοδος 1992 - 1996 [12]

	Παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας						Ποσοστό λιγνίτη		
Έτος	Λιγνίτης			Άλλες πηγές			Συμμετοχή		
	P-ALC *	MLC **	Σύνολο	Fueloil	Υδρο	Σύνολο	P-ALC	MLC	Σύνολο
1992	20698	3820	24518	4267	2374	6641	66.43	12.26	78.69
1993	20681	4355	25036	4376	2533	6909	64.74	13.63	78.37
1994	22306	4615	26921	4190	2833	7023	65.71	13.6	79.31
1995	21246	5014	26260	4763	3768	8531	61.07	14.41	75.48
1996	21940	4622	26562	4524	4487	9011	61.68	12.99	74.67

* P-ALC (Μονάδα Λιγνίτη Πτολεμαΐδας – Αμυνταίου).

** MLC (Μονάδα Λιγνίτη Μεγαλόπολης)

Γ. Κόστος λιγνίτη και ενέργειας

Για την υλοποίηση των στόχων παραγωγής, ο κύριος στόχος της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού στο νέο ανταγωνιστικό περιβάλλον είναι να επιτύχει το χαμηλότερο δυνατό κόστος για τη μεταλλεία λιγνίτη. Τα τελευταία έτη παρουσιάζουν τάση μείωσης του συνολικού κόστους του λιγνίτη, όπως αποδεικνύεται από τον πίνακα 6.5. Μια μείωση στο σταθερό κόστος είναι επίσης εμφανής στο συνολικό κόστος του λιγνίτη. Το αποτέλεσμα της συνεχούς μείωσης στο κόστος του λιγνίτη θα διατηρήσει τον λιγνίτη ως το φτηνότερο καύσιμο στην παραγωγή της ενέργειας, παρά τις ισχυρές πιέσεις που αντιμετωπίζονται από τα εισαγόμενα καύσιμα όπως ο σκληρός άνθρακας και το φυσικό αέριο. Το συμπέρασμα που συνάγεται από τα προαναφερθέντα αποτελέσματα είναι ότι τα ορυχεία λιγνίτη είναι σε θέση να διασφαλίσουν την κάλυψη των αναγκών των θερμοηλεκτρικών μονάδων στην περιοχή αλλά το σημαντικότερο είναι ότι το κόστος του λιγνίτη, θα καθορίσει τελικά τη φτηνότερη KWH σε σχέση με τα άλλα ανταγωνιστικά καύσιμα. Στον πίνακα 6.6 παρουσιάζεται το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο 1992 – 1996 [12].

Πίνακας 6.5: Συνολικό κόστος παραγωγής λιγνίτη (περίοδος 1992-1996) [12]

	Συνολικό κόστος του λιγνίτη (Ευρώ /τόνο)			
Έτος	(απεσπασμένο κόστος)		(σταθερό κόστος 1992)	
	P-ALC	MLC	P-ALC	MLC
1992	6,33	4,63	6,33	4,63
1993	6,80	4,59	5,94	4,01
1994	6,77	4,79	5,34	3,77
1995	7,33	5,08	5,29	3,67
1996	6,96	5,29	4,63	3,52



Πίνακας 6.6 α&β: Κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. (α: Δρχ./KWH, β: Ευρώ/KWH)

Δρχ	P-ALC				MLC		Μέσος όρος
Έτος	Πτολεμαΐδα	Καρδιά	Αγ. Δημήτριος	Αμύνταιο	I	II	
1992	7.60	9.30	8.50	9.20	12.89	13.91	9.43
1993	9.10	9.00	8.90	10.10	11.34	14.13	9.75
1994	8.63	8.28	8.78	10.88	10.55	14.82	9.52
1995	12.55	9.17	9.52	10.89	11.04	13.33	10.40
1996	11.27	8.62	10.05	11.24	13.32	16.17	10.77

Ευρώ	P-ALC				MLC		Μέσος όρος
Έτος	Πτολεμαΐδα	Καρδιά	Αγ. Δημήτριος	Αμύνταιο	I	II	
1992	0,02	0,03	0,02	0,03	0,04	0,04	0,03
1993	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03
1994	0,03	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03
1995	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03
1996	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,05	0,03

6.3.4 Λιγνιτικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής

A. Τεχνολογία

Η ΔΕΗ ενεργοποιεί 21 θερμικές λιγνιτικές μονάδες με εγκατεστημένη δυναμικότητα μεταξύ 4.900 MW και 4.500 MW. Μια συνολική δυναμικότητα 4.050 MW συγκεντρώνεται στη βόρεια Ελλάδα και το υπόλοιπο 850 MW στη νότια Ελλάδα. Όλες οι λιγνιτικές εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας στην Ελλάδα χρησιμοποιούν την τεχνολογία καύσης κονιοποιημένου άνθρακα, η οποία απαιτεί μια διαδικασία ξήρανσης και κονιοποίησης, πριν από την καύση. Η κονιοποίηση πραγματοποιείται με μύλους κρουστικών τροχών αλλά, λόγω της διαφορετικής περιεκτικότητας σε νερό του λιγνίτη στις δύο περιοχές, εφαρμόζονται διαφορετικές μέθοδοι ξήρανσης: Στη βόρεια Ελλάδα χρησιμοποιείται η "άμεση πυράκτωση", όπου ένα μίγμα θερμού αερίου, από τους αγωγούς του φούρνου, και αέρα ξηραίνει τον λιγνίτη στους μύλους και έπειτα ένα μίγμα θερμού αερίου, αέρα και υδρατμών οδηγείται πίσω στο φούρνο μαζί με τον κονιοποιημένο λιγνίτη. Στη νότια Ελλάδα, χρησιμοποιείται η Έμμεση μερική πυράκτωση όπου ένα μίγμα θερμού αερίου, από τους αγωγούς του φούρνου, αέρας και υδρατμοί μετά από την ξήρανση στους μύλους διαχωρίζονται από τον κονιοποιημένο λιγνίτη με ηλεκτροστατική καθίζηση και έπειτα αποβάλλονται στην ατμόσφαιρα. Οι περισσότεροι από τους λέβητες ατμού των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος είναι συμβατικά μη-υπερκρίσιμοι. Για την πλειοψηφία των βόρειων και νότιων σταθμών παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος της Ελλάδας οι όροι ατμού είναι περίπου: SH ατμός 175 bar, 542°C και RH ατμός 43 bar, 542°C [12].

B. Περιβαλλοντική απόδοση των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας στην Ελλάδα

Ο πίνακας 6.7 παρουσιάζει την περιβαλλοντική επίδραση από τη λειτουργία των λιγνιτικών εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας. Οι δεδομένες τιμές πρέπει να θεωρηθούν ως μέσες τιμές, όπως αναφέρονται στους σταθμούς και δεν κάνουν οποιαδήποτε διάκριση μεταξύ των μονάδων. Οι εκπομπές ποικίλλουν κανονικά από μονάδα σε μονάδα, ενώ εξαρτώνται επίσης από την ηλικία της μονάδας, την χρησιμοποιούμενη τεχνολογία καύσης, την αποδοτικότητα της κονιοποίησης του λιγνίτη και των ρυθμίσεων των καυστήρων. Οι εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας του βόρειου συστήματος έχουν υψηλότερες εκπομπές NO_x, δεδομένου ότι ο τοπικός λιγνίτης επιτρέπει τις υψηλότερες θερμοκρασίες καύσης στο καυστήρα.

Η υψηλή περιεκτικότητα σε θείο του λιγνίτη Μεγαλόπολης στη νότια Ελλάδα οδηγεί σε υψηλές εκπομπές SO₂ των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας Μεγαλόπολης. Προς το παρόν μία εγκατάσταση αποθείωσης των καυσαερίων για τη μείωση εκπομπών SO₂ κατά 95% στη Μεγαλόπολη είναι υπό κατασκευή. Κάθε μονάδα παραγωγής ενέργειας είναι εξοπλισμένη με φίλτρα ηλεκτροστατικής καθίζησης, για τον διαχωρισμό της ιπτάμενης τέφρας από τα καυσαέρια. Η τέφρα αφαιρείται σε υγρή κατάσταση από κάθε μονάδα παραγωγής ενέργειας και μέρος της χρησιμοποιείται από τη βιομηχανία τσιμέντου και στην κατασκευή υδροηλεκτρικών φραγμάτων [12].

Εκπομπές από λιγνίτη

Η κύρια πηγή ρύπων, λόγω του λιγνίτη, στην Ελλάδα είναι ο τομέας της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. **Το 1990 οι εκπομπές CO₂, των λιγνιτικών μονάδων παραγωγής ενέργειας, αντιπροσώπευαν το 42,9% των συνολικών εκπομπών CO₂ στην Ελλάδα.** Οι εκπομπές που καταχωρούνται από τη ΔΕΗ είναι οι ακόλουθες: NO_x 12.750,5 t/a, SO₂ 84.128,3 t/a, CO₂ 39.900.000 t/a, CO₂ 412,7 t/a, Σκόνη 11.637,2 t/a. Η περιβαλλοντική νομοθεσία στην Ελλάδα είναι εναρμονισμένη με την οδηγία 88/609/ΕΟΚ της Ευρωπαϊκής Ένωσης σχετικά με τους περιορισμούς εκπομπών.

Τα όρια που τέθηκαν από αυτήν την οδηγία αναφέρονται στις νέες εγκαταστάσεις που χρησιμοποιούν στερεά καύσιμα και συνοψίζονται στον πίνακα 6.8. Η ίδια οδηγία λαμβάνει υπόψη τις ιδιαιτερότητες του εγχώριου λιγνίτη (υψηλή περιεκτικότητα σε θείο) με τη ρύθμιση, με έναν λιγότερο ακριβή τρόπο, των εκπομπών SO₂. Σύμφωνα με αυτήν την εξαίρεση, πρέπει να χρησιμοποιηθεί η καλύτερη διαθέσιμη τεχνολογία για τη μείωση SO₂ από τον εγχώριο λιγνίτη, υπό τον όρο ότι οι απαραίτητες δαπάνες δεν θα είναι εξαιρετικά υψηλές. Δεδομένου ότι ο λιγνίτης διαδραματίζει έναν σημαντικό ρόλο για την οικονομία της χώρας, η Ελλάδα δεν μπορούσε να προτείνει ή να υποστηρίξει οποιαδήποτε φορολογία του CO₂. Αν και οι εκπομπές SO₂ στην Ελλάδα δεν είναι ιδιαίτερα υψηλές, η ΔΕΗ πρέπει να λάβει, στο εγγύς μέλλον, τα απαραίτητα μέτρα για να συμμορφωθεί με τα όρια εκπομπών SO₂ των οδηγιών της Ευρωπαϊκής Ένωσης [12].

Πίνακας 6.7: Περιβαλλοντική απόδοση, λιγνιτικών μονάδων παραγωγής ενέργειας, στην Ελλάδα [12]

Σταθμός παραγωγής ενέργειας	NO _x [G/GJ]	SO ₂ [G/GJ]	ΣΚΟΝΗ [G/GJ]	CO ₂ [KG/GJ]	CO [G/GJ]	Στερεά απόβλητα [T/MW/A]
Πτολεμαΐδα	140.0	145.0	35.0	120.0	3.88	3200
Καρδιά	161.0	116.0	132.0	126.5	4.47	2843
Αγ. Δημήτριος	140.0	96.5	137.0	121.5	4.38	2968
Μεγαλόπολη	102.0	3500.0	210.0	114.2	3.93	5000
Αμύνταιο	88.0	955.0	21.7	127.5	4.42	3710

Πίνακας 6.8: Όρια για την εκπομπή ρύπων [12]

Εγκαταστάσεις	SO ₂ [mg/m ³]	NO _x [mg/m ³]	Σκόνη [mg/m ³]
Π _{th} > 500 MW _{th}	< 400	650	50
100 MW _{th} < P _{th} < 500 MW _{th}	2400 -4*P _{th}	650	100
Για τα καύσιμα με πτητικές ουσίες λιγότερες από 10%	-	1300	-

Γ. Προβλήματα λειτουργίας και προτεραιότητες της τεχνολογικής βελτίωσης.

Τα προβλήματα που αντιμετωπίζει η ΔΕΗ στο σύγχρονο ενεργειακό περιβάλλον είναι τα ακόλουθα:

1. Η αυξανόμενη ανταγωνιστικότητα σε μια ελεύθερη αγορά, η οποία έχει ως αντίκτυπο υψηλότερες αποδοτικότητες.
2. Η τάση για φιλική προς το περιβάλλον παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και οι οδηγίες της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Η μείωση εκπομπών CO₂, εξαρτάται από τη βελτίωση της αποδοτικότητας, και όσον αφορά στα χρησιμοποιημένα καύσιμα, είναι δύσκολο να αυξηθεί λόγω χαμηλής θερμοαντικής αξίας τους.
3. Οι Θερμικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής λειτουργούν σε συνθήκες διαφορετικές από το βέλτιστο, έχοντας ως αποτέλεσμα χαμηλότερες αποδοτικότητες από τις ονομαστικές, λόγω της παλαιότητας τους. Στην Ελλάδα η μέση ηλικία σχετική με την εγκατεστημένη ικανότητα ήταν 16,4 έτη το 1997, ενώ το 2010 η ηλικία του 37,44% των μονάδων παραγωγής ενέργειας λιγνίτη (που αντιπροσωπεύει το 49,2% της συνολικής ηλεκτρικής παραγωγής) θα είναι μεγαλύτερη από 30 έτη.

Η ανάλυση των προαναφερθέντων συνθηκών οδηγεί στις ακόλουθες πιθανές μελλοντικές ενέργειες, σχετικά με τους υπάρχοντες σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας:

- Αντικατάσταση των σταθμών
- Επικάλυψη του αεριοστροβίλου (gas turbine topping) με στρώση εξυγίανσης (άοπλο κονίαμα μικρού πάχους) ή χρησιμοποίηση φυσικού αερίου σε λέβητες PF (Pressurised Firing – Καύση υπό πίεση)
- Εκσυγχρονισμός των υπαρχόντων σταθμών παραγωγής ενέργειας

Οι παλαιότερες λιγνιτικές μονάδες στη Πτολεμαΐδα, το Liptol και οι δύο μονάδες Μεγαλόπολη I, II λειτουργούν με μια γενικά χαμηλή αποδοτικότητα. Λόγω της ηλικίας αυτών των μονάδων, η προσπάθεια να βελτιωθεί την απόδοσή τους με κατασκευαστικές αλλαγές θα ήταν πολύ δαπανηρή. Είναι πιθανότερο ότι η ΔΕΗ θα τους καταργήσει σταδιακά, αντικαθιστώντας τους με νέες μονάδες προηγμένες σχεδιαστικά και τεχνολογικά [12].

6.4 Η στρατηγική της ΔΕΗ για το φαινόμενο του θερμοκηπίου

Η ΔΕΗ είναι από τις πρώτες επιχειρήσεις στον Ελληνικό χώρο που έχει εκπονήσει και εφαρμόζει από τις αρχές της δεκαετίας του '90 μια στρατηγική για τον περιορισμό των εκπομπών CO₂, με σκοπό να συμβάλλει στην αντιμετώπιση του παγκόσμιου προβλήματος του φαινομένου του θερμοκηπίου και συνεργάζεται στενά με το Υπουργείο Ανάπτυξης και το ΥΠΕΧΩΔΕ στη διαμόρφωση των ελληνικών θέσεων.

Η στρατηγική αυτή εντάσσεται στο Πρόγραμμα Ανάπτυξης της Επιχείρησης και περιλαμβάνει τις ακόλουθες 5 κατηγορίες μέτρων:

- Ένταξη του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή.
- Ανάπτυξη του υδροδυναμικού.
- Αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
- Πρόγραμμα εξοικονόμησης ενέργειας και ορθολογικής χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας.
- Αξιοποίηση αποδοτικών τεχνολογιών στην ηλεκτροπαραγωγή.

Η ΔΕΗ πιστεύει ότι η εφαρμογή μιας στρατηγικής αυτής της δομής είναι και ο μόνος αποτελεσματικός τρόπος για τον περιορισμό των εκπομπών CO₂. Αυτό αποδεικνύεται από τη σημαντικά μικρότερη αύξηση των εκπομπών CO₂ σε σχέση με την αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο χρονικό ορίζοντα μέχρι το έτος 2005.

6.4.1 Ανάλυση παρούσας κατάστασης εκπομπών στη ΔΕΗ και προβλέψεις για το μέλλον

Η βασική αρχή πάνω στην οποία η ΔΕΗ στηρίζει τις θέσεις της είναι αυτή της ποσοστιαίας μείωσης των εκπομπών ανά μονάδα αύξησης της παραγωγής. Αυτό που υποστηρίζει η ΔΕΗ είναι ότι για τον καθορισμό των στόχων για τον περιορισμό των εκπομπών CO₂ σε Κοινοτικό επίπεδο, θα πρέπει να ληφθούν υπόψη οι αναπτυξιακές ανάγκες των λιγότερο ανεπτυγμένων χωρών της Κοινότητας. Οι ανάγκες αυτές οδηγούν αναπόφευκτα σε αύξηση της κατανάλωσης ενέργειας και σε αυξημένες εκπομπές CO₂ στο μέλλον στις χώρες αυτές. Σύμφωνα με τις προοπτικές ανάπτυξης της ΔΕΗ και τα νεότερα δεδομένα για την αύξηση της ζήτησης, προβλέπεται ότι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας θα αυξηθεί κατά 28% για την περίοδο 1997-2002, ενώ οι αντίστοιχες εκπομπές CO₂ θα αυξηθούν μόνο κατά 14%. Επίσης για την περίοδο 1997-2005 η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας θα αυξηθεί κατά 40%, ενώ οι αντίστοιχες εκπομπές CO₂ θα αυξηθούν μόνο κατά 21% (Πίνακες 6.9, 6.10, 6.11) [11].

Πίνακας 6.9: Παραγωγή ηλεκτρισμού και εκπομπές CO₂ για το 1997 [11]

ΚΑΥΣΙΜΟ	Καθαρή Παραγωγή (GWh)	Εκπομπές CO₂ (KT)
Λιγνίτης	27518	39120
Πετρέλαιο Διασ/νου	4270	3475
Πετρέλαιο Νησιών	3174	2594
Φυσικό αέριο	216	128
Υδροηλεκτρικά	4071	--
Ανανεώσιμες	33	--
Σύνολο	39282	45317

Μέσος συντελεστής εκπομπών CO₂ του συστήματος (kg/kWh) : 1.15

Πίνακας 6.10: Παραγωγή ηλεκτρισμού και εκπομπές CO₂ για το 2002 [11]

ΚΑΥΣΙΜΟ	Καθαρή Παραγωγή (GWh)	Εκπομπές CO₂ (KT)
Λιγνίτης	29730	42172
Πετρέλαιο Διασ/νου	3625	2808
Πετρέλαιο Νησιών	4144	3276
Φυσικό αέριο	8175	3370
Υδροηλεκτρικά	4163	--
Ανανεώσιμες	490	--
Σύνολο	50326	51626

Μέσος συντελεστής εκπομπών CO₂ του συστήματος (kg/Kwh) : 1.03

Αύξηση ενέργειας 1997 – 2002 : 28%

Αύξηση εκπομπών CO₂ 1997 - 2002 : 14%

Μείωση μέσου συντελεστή εκπομπών CO₂ 1997-2002 (%): 11%

Πίνακας 6.11: Παραγωγή ηλεκτρισμού και εκπομπές CO₂ για το 2005 [11]

ΚΑΥΣΙΜΟ	Καθαρή Παραγωγή (GWh)	Εκπομπές CO₂ (KT)
Λιγνίτης	31235	43924
Πετρέλαιο Διασ/νου	3670	2856
Πετρέλαιο Νησιών	4966	3795
Φυσικό αέριο	10325	4110
Υδροηλεκτρικά	4244	--
Ανανεώσιμες	664	--
Σύνολο	55104	54685

Μέσος συντελεστής εκπομπών CO₂ του συστήματος (kg/kWh) : 0.99

Αύξηση ενέργειας 1997 – 2005: 40%

Αύξηση εκπομπών CO₂ 1997 – 2005: 21%

Μείωση μέσου συντελεστή εκπομπών CO₂ 1997-2005: 14%

Αυτός ο σημαντικός περιορισμός της αύξησης των εκπομπών CO₂ σε σύγκριση με την αύξηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας οφείλεται σε συγκεκριμένα μέτρα που περιλαμβάνει το Πρόγραμμα Ανάπτυξης της Επιχείρησης και αναφέρονται σε 5 κυρίως τομείς :

- ένταξη του φυσικού αερίου ως νέου καυσίμου στην ηλεκτροπαραγωγή
- ανάπτυξη του υδροδυναμικού της χώρας
- αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας
- εξοικονόμηση και ορθολογική χρήση ενέργειας
- εφαρμογή αποδοτικών τεχνολογιών καύσης λιγνίτη.

6.4.2 Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τη ΔΕΗ

Στις 31 Δεκεμβρίου 2004 στο διασυνδεδεμένο σύστημα λειτουργούσαν 8 λιγνιτικοί σταθμοί, 2 πετρελαϊκοί, εκ των οποίων ο σταθμός του Λαυρίου είχε και δύο μονάδες (τις ΙΙΙ και ΙV) συνδυασμένου κύκλου φυσικού αερίου, ένας σταθμός φυσικού αερίου στον Άγιο Γεώργιο Κερατσινίου, ένας σταθμός συνδυασμένου κύκλου φυσικού αερίου στην Κομοτηνή και 18 υδροηλεκτρικοί σταθμοί. Επίσης υπήρχαν και 4 μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί με εγκατεστημένη ισχύ μικρότερη των 10 MW ο καθένας καθώς και 3 αιολικοί σταθμοί [35]. Στην Κρήτη αντίστοιχα στις 31/12/2004 λειτουργούσαν, 3 πετρελαϊκοί σταθμοί, 2 μικροί υδροηλεκτρικοί και 2 αιολικοί. Στο σταθμό των Χανίων δύο αεριοστροβιλικές μονάδες και μία ατμοστροβλική ήταν συνδυασμένου κύκλου. Στη Ρόδο η ΔΕΗ είχε εγκατεστημένο ένα πετρελαϊκό σταθμό. Τέλος στα υπόλοιπα μη διασυνδεδεμένα νησιά, υπήρχαν 13 αυτόνομοι και 17 τοπικοί πετρελαϊκοί σταθμοί, 13 αιολικοί σταθμοί και 5 φωτοβολταϊκοί σταθμοί (με ισχύ άνω των 20 kW ο καθένας). Εκτός των προαναφερθέντων, υπήρχαν και 5 τοπικοί πετρελαϊκοί σταθμοί (1 στο διασυνδεδεμένο σύστημα και 4 στα μη διασυνδεδεμένα νησιά) σε ψυχρή εφεδρεία [35]

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς όλων των ανωτέρω σταθμών ήταν 12.224 MW.

Από το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος, τα 10.686 MW αποτελούν ισχύ σταθμών συνδεδεμένων στο διασυνδεδεμένο σύστημα, το οποίο προμηθεύει ηλεκτρική ενέργεια στην ηπειρωτική Ελλάδα και σε ορισμένα κοντινά νησιά, συνδεδεμένα μέσω υποβρυχίων καλωδίων. [35]

Στον ακόλουθο πίνακα παρατίθεται η εγκατεστημένη ισχύς σε MW με βάση την πρωτογενή πηγή ενέργειας (χρήση καυσίμου) για την τριετία 2002-2004 καθώς και η συνολική καθαρή παραγωγή σε GWh για την ίδια περίοδο [35]:

Πίνακας 6.12: Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) και Συνολική καθαρή παραγωγή (GWh) μονάδων που ανήκουν στη ΔΕΗ μέχρι 31 Δεκεμβρίου 2004 [35]

	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)			ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (GWh)			
31η ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΥ	2002	2003	2004	2002	2003	2004	%
ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ							
ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ:							
ΛΙΓΝΙΤΙΚΟΙ	4.958	5.288	5.288	31.197	31.643	32.388	67,39%
ΠΕΤΡΕΛΑΪΚΟΙ	750	750	750	3.394	3.311	2.682	5,58%
ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	1.581	1.581	1.581	6.725	7.632	8.055	16,76%
ΣΥΝΟΛΟ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ	7.289	7.619	7.619	41.316	42.586	43.125	89,74%
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ	3.060	3.060	3.060	3.381	5.211	4.920	10,24%
ΑΙΟΛΙΚΕΣ ΚΑΙ ΆΛΛΕΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ	5	7	7	14	16	12	0,02%
ΣΥΝΟΛΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	10.354	10.686	10.686	44.711	47.813	48.057	100,00%
ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ							
ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ:							
ΛΙΓΝΙΤΙΚΟΙ	0	0	0	0	0	0	0,00%
ΠΕΤΡΕΛΑΪΚΟΙ	1.352	1.421	1.507	4.122	4.327	4.407	98,55%
ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	0	0	0	0	0	0	0,00%
ΣΥΝΟΛΟ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ	1.352	1.421	1.507	4.122	4.327	4.407	98,55%
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ	1	1	1	1	1	1	0,02%
ΑΙΟΛΙΚΕΣ ΚΑΙ ΆΛΛΕΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ	32	30	30	68	73	64	1,43%
ΣΥΝΟΛΟ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΝΗΣΙΩΝ	1.385	1.452	1.538	4.191	4.401	4.472	100,00%
ΣΥΝΟΛΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ & ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΝΗΣΙΩΝ							
ΣΥΝΟΛΟ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ	8.641	9.040	9.126	45.438	46.913	47.532	90,49%
ΣΥΝΟΛΟ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ	3.061	3.061	3.061	3.382	5.212	4.921	9,37%
ΣΥΝΟΛΟ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΚΑΙ ΆΛΛΩΝ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ	37	37	37	82	89	76	0,14%
ΣΥΝΟΛΟ	11.739	12.138	12.224	48.902	52.214	52.529	100,00%

Όλοι οι λιγνιτικοί σταθμοί βρίσκονται κοντά στα ορυχεία της Εταιρίας προκειμένου να μειωθεί το κόστος μεταφοράς λιγνίτη, η μεγαλύτερη ποσότητα του οποίου μεταφέρεται πάνω σε ταινιόδρομους. Καθώς η Εταιρία πραγματοποιεί την εξόρυξη του συνόλου σχεδόν του λιγνίτη από ορυχεία που της ανήκουν, το κόστος παραγωγής του είναι το σημαντικότερο κόστος αυτής της θερμικής πηγής παραγωγής ενέργειας [35].

Αναφορικά με το πετρέλαιο ως καύσιμο, η εταιρία «Ελληνικά Πετρέλαια Α.Ε.» ή «ΕΛΠΕ», που ελέγχεται από το Ελληνικό Δημόσιο, είναι επί του παρόντος ο μοναδικός προμηθευτής πετρελαίου. Οι τιμές παράδοσης των υγρών καυσίμων διαμορφώνονται σε εβδομαδιαία βάση και βασίζονται στο μέσο όρο των υψηλών τιμών των σχετικών πετρελαιοειδών κατά τη διάρκεια της προηγούμενης εβδομάδας, όπως αυτές δημοσιεύονται στο Platt's Oilgram Marketscan [35].

Το φυσικό αέριο έχει εισαχθεί στο ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας και προβλέπεται αύξηση της συμμετοχής του στο ενεργειακό ισοζύγιο της ΔΕΗ μέχρι 18%. Η χαμηλή περιεκτικότητα του φυσικού αερίου σε άνθρακα και η αυξημένη ενεργειακή απόδοση της τεχνολογίας του συνδυασμένου κύκλου αεροστροβίλου-ατμοστροβίλου οδηγούν σε χαμηλές εκπομπές CO₂ ανά παραγόμενη KWh της τάξης του 1/2 με 1/3 των αντιστοίχων εκπομπών από μονάδες καύσης στερεών καυσίμων. Η ΔΕΗ είναι ο μεγαλύτερος καταναλωτής φυσικού αερίου στην Ελλάδα. Αγοράζει περίπου το 75% της ποσότητας του αερίου που διακινεί η εταιρεία «Δημόσια Επιχείρηση Αερίου Α.Ε.» ή «ΔΕΠΑ» βάσει μίας σύμβασης αγοράς φυσικού αερίου που τέθηκε σε ισχύ το 1994 και λήγει το 2016 [35].

Επιπρόσθετα, η ΔΕΗ παράγει ενέργεια από υδροηλεκτρικούς σταθμούς. Τα περισσότερα υδροηλεκτρικά έργα είναι πολλαπλού σκοπού. Έτσι ταυτόχρονα με την παραγωγή ενέργειας η ΔΕΗ προσφέρει υπηρεσίες κοινής ωφέλειας, όπως για παράδειγμα η παροχή νερού άρδευσης, ύδρευσης και λοιπών χρήσεων, η αντιπλημμυρική προστασία, οι ποτάμιες μεταφορές κλπ. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί χρειάζονται συνήθως χαμηλότερα επίπεδα συντήρησης και λιγότερο προσωπικό απ' ό,τι οι άλλοι σταθμοί παραγωγής [35].

6.4.3 Προγραμματισμός κατασκευής νέων μονάδων παραγωγής ενέργειας από τη ΔΕΗ

Οι παρακάτω κυριότεροι σταθμοί ή μονάδες παραγωγής, έχουν ήδη κατασκευασθεί ή βρίσκονται υπό κατασκευή και αναμένεται να τεθούν σε εμπορική λειτουργία μεταξύ του 2005 και του 2008 [35].

- Σταθμός παραγωγής αποτελούμενος από δύο πετρελαϊκές μονάδες συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 102 MW, στον Αθρινόλακκο Λασιθίου. Ο σταθμός έχει τεθεί σε λειτουργία από το β' εξάμηνο του 2004.
- Μία νέα μονάδα φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου στο σταθμό του Λαυρίου ισχύος 378 MW βρίσκεται υπό κατασκευή. Η μονάδα αναμένεται να τεθεί σε εμπορική λειτουργία το 2006.
- Δύο ατμοηλεκτρικές μονάδες συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 90-100 MW με καύσιμο το πετρέλαιο (με παράλληλη ικανότητα καύσης φυσικού αερίου) στον σταθμό του Αθρινόλακκου Λασιθίου. Οι εν λόγω μονάδες έχει προγραμματισθεί να τεθούν σε λειτουργία το 2007.
- Μία αεριοστροβιλική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ντίζελ εγκατεστημένης ισχύος 28 MW αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία στη Ρόδο το θέρους του 2005.
- Υδροηλεκτρικός σταθμός με εγκατεστημένη ισχύ 162 MW στη Μεσοχώρα. Αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία στις αρχές του 2009.
- Υδροηλεκτρικός σταθμός με εγκατεστημένη ισχύ 153 MW στον Ιλαρίωνα. Η εμπορική λειτουργία του σταθμού αναμένεται κατά το 2008.
- Υδροηλεκτρικός σταθμός με εγκατεστημένη ισχύ 29 MW στο Μετσοβίτικο. Η εμπορική λειτουργία του σταθμού αναμένεται κατά το 2008.
- Υδροηλεκτρικός σταθμός με εγκατεστημένη ισχύ 10 MW στο Μετσοβίτικο. Η κατασκευή του σταθμού αναμένεται να περατωθεί στο τέλος του 2006.

Από το συνολικό κόστος του προϋπολογισμού για την κατασκευή των ανωτέρω σταθμών ή μονάδων, περίπου το 52% είχε δαπανηθεί έως τις 31/12/2004 [35].

6.4.4 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Το ενδιαφέρον της ΔΕΗ για την ανάπτυξη και αξιοποίηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας έχει αρχίσει, με προκαταρκτικές ερευνητικές δραστηριότητες, από τις αρχές της δεκαετίας του 1970 και έχει εξελιχθεί σήμερα σε μια σοβαρή προσπάθεια της ΔΕΗ για τη διεύρυνσή τους στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας.

Η ΔΕΗ έχει εγκαταστήσει 158 ανεμογεννήτριες συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 37 MW, 5 φωτοβολταϊκούς σταθμούς καθώς και πλήθος φωτοβολταϊκών μονάδων σε μικρά και απομονωμένα νησιά. Το 2004, η παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έφτασε τις 76 GWh. Σημειώνεται ότι η Επιχειρησιακή Μονάδα Διανομής είναι υπεύθυνη για την ανάπτυξη και λειτουργία των σταθμών από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Όλοι αυτοί οι σταθμοί, πλην τριών, βρίσκονται εγκατεστημένοι στα μη διασυνδεδεμένα νησιά [35].

Από το Φεβρουάριο του 2001 η ΔΕΗ υπέβαλλε αιτήσεις στο Υπουργείο Ανάπτυξης για χορήγηση αδειών παραγωγής για την κατασκευή 40 αιολικών πάρκων, τριών

γεωθερμικών σταθμών και ενός φωτοβολταϊκού σταθμού με συνολική εγκατεστημένη ισχύ περίπου 510 MW. Μέχρι σήμερα η ΔΕΗ έχει λάβει άδειες παραγωγής για την κατασκευή 16 αιολικών σταθμών συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 103,2 MW, ενός γεωθερμικού σταθμού 8 MW και ενός φωτοβολταϊκού σταθμού 0,1 MW [35].

Με το Νόμο 2244/94 και την Υπουργική Απόφαση 8295/95 η σκυτάλη για την περαιτέρω αξιοποίηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχει δοθεί και σε ιδιώτες παραγωγούς, το ενδιαφέρον των οποίων επικεντρώνεται κυρίως στην αιολική ενέργεια.

6.4.5 Πρόγραμμα Εξοικονόμησης Ενέργειας

Σύμφωνα με το βραχυχρόνιο πρόγραμμα για τη λήψη μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας, η Επιχείρηση έχει προχωρήσει σε ορισμένες ενέργειες με σκοπό την ορθολογικότερη χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας από τους καταναλωτές όπως αντικατάσταση των λαμπτήρων πυρακτώσεως του δημοτικού φωτισμού με λαμπτήρες φθορισμού, ενημέρωση των καταναλωτών από τα ΜΜΕ, τα Γραφεία Εξυπηρέτησης Κατανάλωσης της ΔΕΗ και με διαφημιστικά φυλλάδια. Έχουν επίσης προγραμματιστεί για το μέλλον μέτρα όπως η καθιέρωση ενός πολυζωνικού τιμολογίου στη βιομηχανική χρήση μέσης τάσης και σταδιακή μετάβαση σε ορθολογικότερες δομές τιμολογίων.

Η ΔΕΗ έχει επίσης δραστηριοποιηθεί στον τομέα της συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ) και ειδικότερα της Τηλεθέρμανσης (Τ/Θ) από το 1989, με ένα πρόγραμμα που περιλαμβάνει πολλές λιγνιτικές μονάδες στην Πτολεμαΐδα, Κοζάνη, Αμύνταιο, Φλώρινα και Μεγαλόπολη, όπως παρουσιάζεται στο πίνακα 6.13.

Πίνακας 6.13: Μονάδες ΔΕΗ με δυνατότητα παροχής Θερμικής Ενέργειας [11]

Μονάδα	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς (MW _{el})	Θερμική Ισχύς (MW _{th})
Υπάρχουσες			
Πτολεμαΐδα III	125,0	110	50
Άγ. Δημήτριος III	310,0	275	67 ^(*)
Άγ. Δημήτριος IV	310,0	275	67 ^(*)
Άγ. Δημήτριος V	366,5	320	70 ^(*)
Προγραμματισμένες			
Φλώρινα	330,0	292	70
Προτεινόμενες			
Αμύνταιο I	300,0	276	40
Αμύνταιο II	300,0	276	40
Μεγαλόπολη III	300,0	270	20

^(*) Εναλλακτικά από τις μονάδες III, IV ή V

6.5 Οι ευέλικτοι μηχανισμοί και η ΔΕΗ

6.5.1 Η Εμπορία εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και η ΔΕΗ

Τα τελευταία χρόνια οι ΔΣΠ, ΔΣΔΑΜΠ, ΔΔΕ (η οποία θα αναλάβει την εμπορία) και ΔΠΠ συνεργάζονται στενά, με τους εξής στόχους:

- Εξέταση σεναρίων για το πώς η τιμή εμπορίας CO₂ θα επηρεάσει το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας
- Επαφές με συμβούλους με εμπειρία στο θέμα
- Προετοιμασία για τις διαπραγματεύσεις διαμόρφωσης του Εθνικού Σχεδίου Κατανομής (NAP)

ΔΠΠ : Δ/νση Περιβάλλοντος Παραγωγής

ΔΣΠ : Δ/νση Στρατηγικής & Προγραμματισμού

ΔΣΔΑΜΠ : Δ/νση Σχεδιασμού & Διαχείρισης Απόδοσης Μονάδων Παραγωγής

ΔΔΕ : Δ/νση Διαχείρισης Ενέργειας

6.5.2 Η ΔΕΗ και τα έργα CDM και JI

Η ΔΕΗ, στα πλαίσια διερεύνησης των μηχανισμών CDM, συμμετέχει στο ευρωπαϊκό πρόγραμμα «Business Opportunities for CDM Project Development in the Mediterranean» σε συνεργασία με το ΕΜΠ.

Σκοπός η δημιουργία ευνοϊκού περιβάλλοντος για την προώθηση και υλοποίηση επενδύσεων CDM στην Μεσόγειο, με ειδικότερους στόχους:

- Τον προσδιορισμό ελκυστικών έργων
- Την προώθηση των καλύτερων σε διεθνείς χρηματοδοτικούς οργανισμούς,
- Τη δημιουργία επιχειρηματικών επαφών μεταξύ υποψηφίων επενδυτών από την ΕΕ και φορέων από τις χώρες της Μεσογείου, και
- Την ενεργοποίηση της συνεργασίας μεταξύ αυτών

Συμμετέχουν φορείς από την ΕΕ (Ελλάδα, Πορτογαλία, Ολλανδία) και από την Μεσόγειο (Αλγερία, Ισραήλ, Ιορδανία, Λίβανος, Συρία, Τουρκία, Αίγυπτος, Μαρόκο, Μάλτα)

Τα μέτρα είναι πολλά υποσχόμενα, ειδικά λόγω μικρής οικονομικής επιβάρυνσης, ωστόσο η εισαγωγή των CDM και JI θα ισχύσει μετά το 2008.

6.6 Συμπεράσματα Β' μέρους

Με την επικύρωση του από τη Ρωσία, το Πρωτόκολλο του Κυότο έχει πλέον ισχύ νομικού εγγράφου και χρονικά είμαστε πλέον πολύ κοντά στην εφαρμογή του ακόμα και από την Ελλάδα.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση κάνει προσπάθειες να δώσει οικονομικές λύσεις και μέτρα για να βοηθήσει τα Κράτη-Μέλη της να αντεπεξέλθουν στις συμφωνημένες μειώσεις βγάζοντας βοηθητικές οδηγίες και θέτοντας τις ημερομηνίες για τα NAP.

Η Ελλάδα έχει λάβει κάποια μέτρα και έχει αναθέσει την όλη έρευνα και σχεδιασμό στο Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών, αλλά ωστόσο το NAP της καθυστέρησε σημαντικά να υποβληθεί. Το NAP της Ελλάδας δεν αναλύεται στην παρούσα διπλωματική, ωστόσο περιέχει σημαντικά στοιχεία και επισυνάπτεται ολόκληρο σαν παράρτημα.

Οι εκπομπές που έχει ανακοινώσει το αστεροσκοπείο είναι ήδη στο όριο των επιτρεπτών (+25% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990) για το 2008-2012 και σύμφωνα με την ραγδαία αύξηση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας των τελευταίων ετών προβλέπεται πως το όριο θα ξεπεραστεί σε μεγάλο βαθμό και προκύπτει αναγκαιότητα πρόσθετων και αποδοτικότερων μέτρων για τον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

Είναι σίγουρο και προκύπτει και από το NAP της Ελλάδας, πως το μεγαλύτερο ποσοστό της μείωσης θα βαρύνει τη ΔΕΗ, καθώς οι εκπομπές στον ενεργειακό τομέα το 2002 αντιστοιχούσαν στο 77% των συνολικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (εκτός LUCF) και αυξήθηκαν κατά 28,3% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990.

Ο λιγνίτης αποτελεί το βασικότερο καύσιμο για την ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα καθώς υπάρχουν μεγάλα αποθέματα του εδώ. Δυστυχώς ο λιγνίτης της Ελλάδας έχει μικρή θερμαντική αξία και ευθύνεται για το μεγαλύτερο τμήμα των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου από την ηλεκτροπαραγωγή. Το 1990 οι εκπομπές CO₂, των λιγνιτικών μονάδων παραγωγής ενέργειας, αντιπροσώπευαν το 42,9% των συνολικών εκπομπών CO₂ στην Ελλάδα. Από τα παραπάνω γίνεται αντιληπτό ότι ο λιγνίτης είναι «αναγκαίο κακό» για την Ελλάδα, όσον αφορά την ηλεκτροπαραγωγή και τη μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, οπότε η χρήση τεχνικών για τη μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου από λιγνιτικούς σταθμούς και η εύρεση νέων τεχνικών είναι, ειδικά για την Ελλάδα και τη ΔΕΗ, μια αναγκαιότητα, όσον αφορά την κάλυψη των υποχρεώσεων τους από την Ευρωπαϊκή Ένωση.

Η ΔΕΗ έχει λάβει μια πληθώρα μέτρων και έχει σχηματίσει μια αρκετά ολοκληρωμένη στρατηγική, ωστόσο το γεγονός πως οι εκπομπές έχουν ήδη ξεπεράσει το επιτρεπτό όριο, κάνει απαραίτητη τη λήψη νέων μέτρων και σε μεγαλύτερο βαθμό. Προς το παρόν φαίνεται πως η ΔΕΗ θα αναγκαστεί να στραφεί προς την εμπορία εκπομπών, σαν το φθηνότερο τρόπο, για να καλύψει της επιπλέον εκπομπές της.

000000 00: «000000»

00 000000 0 π 000000 00 00000000 0 π 0 00 000 00 000 00 0000000 000 00 π 00 π 00 0000000
000 00000000 π 000 (00000000000000-00000000000000, 0000000)



ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 - Εκπομπές στην ατμόσφαιρα από Μεγάλες Εγκαταστάσεις Καύσης (ΜΕΚ)

Για να προταθούν μέτρα για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (GHG: Greenhouse Gases) από τη ΔΕΗ Α.Ε., θα πρέπει πρώτα να ανάγουμε το πρόβλημα στη βάση του, δηλαδή στις μεθόδους παραγωγής ενέργειας που χρησιμοποιούνται σήμερα. Έτσι είναι γνωστό ότι στη ΔΕΗ Α.Ε. η παραγωγή ρεύματος γίνεται κυρίως από ΜΕΚ (Μεγάλες Εγκαταστάσεις Καύσης - LCP - Large Combustion Plants) όπου το κύριο καύσιμο είναι λιγνίτης, από μεγάλους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.), που περιλαμβάνουν κυρίως μικρά υδροηλεκτρικά και ανεμογεννήτριες, ενώ έχουν πλέον εγκατασταθεί και κάποιες νέες μονάδες συνδυασμένου κύκλου, που λειτουργούν με καύση φυσικού αερίου. Σκόπιμο θα ήταν να αναλυθεί τι εκπομπές πρέπει να περιμένουμε από τις ΜΕΚ γενικότερα και τι μέτρα μπορούν να ληφθούν ώστε να περιορισθούν οι εκπομπές αυτές. Ακόμα θα γίνει αναφορά στις εκπομπές που μπορούμε να περιμένουμε από τις νέες εγκαταστάσεις και από τη χρήση άλλων καυσίμων, στην επίδραση από την υιοθέτηση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.), καθώς και στο κόστος όλων των παραπάνω μέτρων.

Οι πιο σημαντικές εκπομπές στην ατμόσφαιρα από την καύση ορυκτών καυσίμων είναι SO_2 , NO_x , ιχνοστοιχεία και αέρια του θερμοκηπίου, όπως το CO_2 . Άλλες ουσίες όπως τα βαριά μέταλλα, υδροφθόριο, ενώσεις αλογονιδίων, υδρογονάνθρακες που δεν έχουν υποστεί καύση, μη μεθανιούχες πτητικές οργανικές ενώσεις (NMVOCs) και διοξίνες εκπέμπονται σε πολύ μικρότερες ποσότητες, αλλά μπορεί να έχουν σημαντικές επιπτώσεις στο περιβάλλον, λόγω της τοξικότητάς τους και της διάρκειας ζωής τους. Τα σημαντικότερα αέρια του θερμοκηπίου (GHG) που προκύπτουν από τη λειτουργία των ΜΕΚ είναι το διοξείδιο του άνθρακα CO_2 , το υποξείδιο του αζώτου N_2O και το μεθάνιο CH_4 , ενώ τα δευτερεύοντα αέρια παράγωγα, που συμβάλουν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου, είναι το μονοξείδιο του άνθρακα CO , τα οξείδια του αζώτου NO_x , και οι μη μεθανιούχες πτητικές οργανικές ενώσεις NMVOCs [5]

Οι συνεισφορές των πιο σημαντικών πηγών εκπομπών από εγκαταστάσεις καύσης στις συνολικές εκπομπές των χωρών του CORINAIR 90 (CORINAIR, U.E.E.p., 1996. “EMEP/CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook”) δίνονται στον πίνακα 7.1. Στη συνέχεια θα αναφερθούμε λίγο περισσότερο στα αέρια που εκλύονται από ΜΕΚ πριν περάσουμε στους τρόπους μείωσής τους.

Πίνακας 7.1: συνεισφορές των πιο σημαντικών πηγών εκπομπών από εγκαταστάσεις καύσης στις συνολικές εκπομπές των χωρών του CORINAIR 90 [5]

Κατηγορία Πηγής	Συνεισφορά στις συνολικές εκπομπές (%)							
	SO ₂	NO _x	NM VOC	CH ₄	CO	CO ₂	N ₂ O	NH ₃
Εγκαταστάσεις καύσης πάνω από 300MW, περιλαμβανομένων: -Δημόσια εργοστάσια παραγωγής ενέργειας -Τοπικά εργοστάσια θέρμανσης -Βιομηχανικά εργοστάσια καύσης	85,6	81,4	10,2	5,5	16,8	79	35,7	2,4
Εγκαταστάσεις καύσης από 50-300MW, περιλαμβανομένων: -Δημόσια εργοστάσια παραγωγής ενέργειας -Τοπικά εργοστάσια θέρμανσης -Εμπορικούς και κατοχυρωμένους καυστήρες -Βιομηχανικά εργοστάσια καύσης	6,4	5,4	1,1	0,6	3,1	6,5	1,9	0,2
Εγκαταστάσεις καύσης κάτω από 50MW, περιλαμβανομένων: -Δημόσια εργοστάσια παραγωγής ενέργειας -Τοπικά εργοστάσια θέρμανσης -Εμπορικούς και κατοχυρωμένους καυστήρες -Βιομηχανικά εργοστάσια καύσης	0,2	0,3	0,1	0,05	0,1	0,2	0,1	0 N1
Αεριοστρόβιλοι που χρησιμοποιούνται σε: -Δημόσια εργοστάσια παραγωγής ενέργειας -Τοπικά εργοστάσια θέρμανσης -Εμπορικές και κατοχυρωμένες εγκαταστάσεις -Βιομηχανία	0	0,39	0,07	0,06	0,05	0,35	0,02	n.a.
Σταθερές μηχανές που χρησιμοποιούνται σε: -Δημόσια εργοστάσια παραγωγής ενέργειας -Τοπικά εργοστάσια θέρμανσης -Εμπορικές και κατοχυρωμένες εγκαταστάσεις -Βιομηχανία	0,04	0,1	0,04	0 N1	0,01	0,02	0 N1	n.a.
Σημειώσεις: N1 Οι εκπομπές αναφέρονται, αλλά το νούμερο είναι κάτω από το όριο στρογγυλοποίησης n.a. Όχι διαθέσιμα στοιχεία Με κόκκινο αέρια του θερμοκηπίου και με μπλε αέρια που συμβάλλουν στο φαινόμενο								

7.1 Αέρια του θερμοκηπίου παραγόμενα από ΜΕΚ

Τα μόνα σημαντικά αέρια του θερμοκηπίου που προέρχονται από την καύση ορυκτών καυσίμων από ΜΕΚ είναι το CO₂, CH₄ και το N₂O. Ο Πίνακας 7.2 δείχνει την εκτιμώμενη συνεισφορά των GHG στην παγκόσμια αύξηση της θερμοκρασίας [7],[5].

Πίνακας 7.2: Εκτιμώμενη συνεισφορά των GHG στην παγκόσμια αύξηση της θερμοκρασίας [7],[5]

Αέριο	Αύξηση συγκέντρωσης από το 1750	Συνεισφορά στην παγκόσμια αύξηση της θερμοκρασίας	Κύρια ανθρωπογενής πηγή [13, IEA Greenhouse Gas R&D Programme]
CO ₂	30%	64%	Καύση ορυκτών (fossil) καυσίμων (περιλαμβάνει παραγωγή ενέργειας και τις μεταφορές)
			Καταστροφή των δασών και χρήση της γης
			Παραγωγή τσιμέντου
CH ₄	145%	20%	Καύση ορυκτών (fossil) καυσίμων
			Καύση Βιομάζας
			Καλλιέργεια ρυζιού
			Ζώα
			Υπόνομοι
N ₂ O	15%	6%	Οργανικά υπολείμματα σε χωματερές
			Χρήση λιπασμάτων
			Καθαρισμός της γης
			Παραγωγή Αδιπικού και νιτρικού οξέως
			Καύση βιομάζας
			Καύση ορυκτών (fossil) καυσίμων

Σημείωση: Για να γίνει σύγκριση των επιπτώσεων διαφορετικών αερίων, χρησιμοποιείται συχνά το GWP σε σχέση με το CO₂ με το CO₂ να έχει την τιμή 1. Το GWP είναι μια έννοια που λαμβάνει υπ' όψιν την ικανότητα απορρόφησης ενέργειας του αερίου και την διάρκεια ζωής του στην ατμόσφαιρα. Το GWP υπολογίζεται πάντα για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο. Παραδείγματα τιμών GWP για μια περίοδο πάνω από 100 χρόνια είναι 21 για το CH₄, 310 για το N₂O και μερικές χιλιάδες για έναν ενώσεων αλογόνων. Οι εκπομπές που λαμβάνουν υπ' όψιν τις τιμές GWP λέγονται ισοδύναμα CO₂.

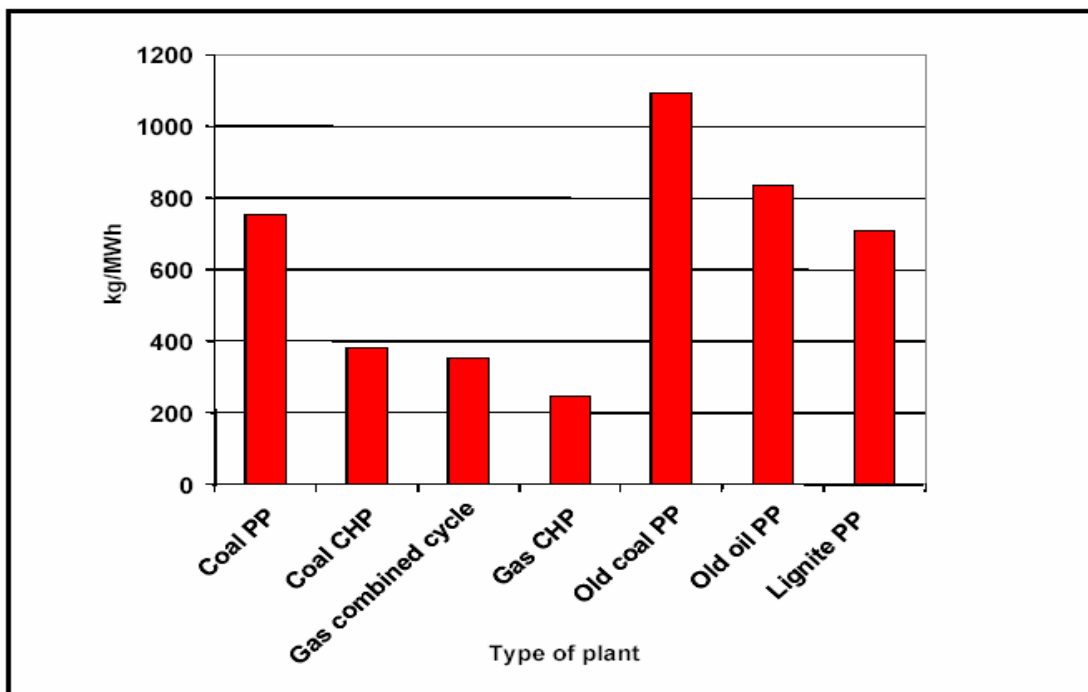
7.1.1 Διοξείδιο του άνθρακα CO₂

Το CO₂ που εκπέμπεται από τις μεγάλες εγκαταστάσεις καύσης ΜΕΚ είναι υπεύθυνο για περίπου το ένα τρίτο των παγκόσμιων εκπομπών CO₂, καθώς είναι το κύριο προϊόν της καύσης όλων των ορυκτών καυσίμων. Οι εκπομπές CO₂ σχετίζονται άμεσα με την περιεκτικότητα άνθρακα των καυσίμων, όπου τα αέρια καύσιμα έχουν σημαντικά λιγότερες εκπομπές CO₂ από τα υπόλοιπα ορυκτά καύσιμα. Η περιεκτικότητα άνθρακα ποικίλει για τον άνθρακα και τον λιγνίτη (σκληρό και καφέ άνθρακα) μεταξύ 61 και 87 wt.-%(maf), για τον ξυλίτη είναι περίπου 50 wt.-% και για το gas oil και βαρύ πετρέλαιο 85 wt.-% (wt.-%: Weight percent % - Ποσοστό του Βάρους) [39]. Ο πίνακας 7.3 παρουσιάζει τον ειδικό βαθμό εκπομπών CO₂ των κύριων καυσίμων που χρησιμοποιούνται από LCP, δηλαδή τον παράγοντα εκπομπών CO₂ g/kWh, σε σχέση με το φυσικό αέριο που έχει τιμή αναφοράς 100%. [5]

Πίνακας 7.3: Ειδικός βαθμός εκπομπών CO₂ των κύριων καυσίμων που χρησιμοποιούνται από ΜΕΚ [5]

Κύρια καύσιμα που καίγονται σε Μεγάλες Εγκαταστάσεις Καύσης	Παράγοντας εκπομπών CO ₂ g/kWh (σε σχέση με το φυσικό αέριο που έχει τιμή αναφοράς 100%)
Φυσικό Αέριο	224 (100)
Ελαφρύ πετρέλαιο (LFO)	310 (134)
Σκληρός άνθρακας	381 (170)
Λιγνίτης	448 (200)
Ξυλίτης	21 (9)

Η εικόνα 7.1 παρουσιάζει τις εκπομπές CO₂ υπολογιζόμενες ως CO₂ /MWh ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από διαφορετικά είδη εγκαταστάσεων καύσης [14],[5].



Εικόνα 7.1: Εκπομπές CO₂ υπολογιζόμενες ως CO₂ /MWh ηλεκτρικής ενέργειας, που παράγεται από διαφορετικά είδη εγκαταστάσεων καύσης [14].

7.1.2 Υποξείδιο του αζώτου (N₂O)

Ο μηχανισμός σχηματισμού του υποξειδίου του αζώτου (N₂O) δεν έχει ξεκαθαριστεί ακόμα εντελώς. Υπάρχει ένας πιθανός μηχανισμός σχηματισμού του, που βασίζεται σε ενδιάμεσα προϊόντα (HCN, NH₃), ο οποίος είναι ανάλογος του σχηματισμού NO. Έχει βρεθεί πως οι χαμηλότερες θερμοκρασίες καύσης, π.χ. κάτω από 1000°C, προκαλούν υψηλότερες εκπομπές N₂O. Σε χαμηλότερες θερμοκρασίες το μόριο του N₂O είναι σχετικά σταθερό, ενώ σε υψηλότερες θερμοκρασίες το N₂O διασπάται σε N₂. Σε σύγκριση με τις εκπομπές από συμβατικές σταθερές μονάδες καύσης, οι εκπομπές N₂O, από καύση ρευστοποιημένης κλίνης φυσαλίδων (bubbling BFBC), κυκλοφορούντος (circulating CFBC) ή υπό πίεση (pressurized PFBC) καυσίμου είναι σχετικά υψηλές. Σε πειράματα εργαστηρίου βρέθηκε ότι το N₂O σχηματίζεται από διαδικασίες «Επιλεκτικής Καταλυτικής Μείωσης» (Selective Catalytic Reduction – SCR), και μεγιστοποιείται στο (ή κοντά στο) βέλτιστο «παράθυρο» θερμοκρασίας της διαδικασίας SCR [39].

7.2 Άλλα σημαντικά για το φαινόμενο του θερμοκηπίου αέρια, που εκπέμπονται από MEK

7.2.1 Οξείδια του Αζώτου (NO_x) και σχηματισμός τους σε MEK (LCP)

Τα βασικά οξείδια του αζώτου, που εκπέμπονται κατά την καύση ορυκτών καυσίμων, είναι το οξείδιο του αζώτου (NO), το διοξείδιο του αζώτου (NO_2), και το υποοξείδιο του αζώτου (N_2O). Τα δύο πρώτα δημιουργούν το μείγμα που είναι γνωστό ως NO_x , που αποτελείται από περισσότερο του 90% NO για την πλειονότητα των MEK. Ο σχηματισμός NO_x εξαρτάται από 3 βασικούς μηχανισμούς, που χαρακτηρίζονται από την προέλευση του αζώτου και το περιβάλλον στο οποίο λαμβάνει χώρα η αντίδραση.

- Το θερμικό NO παράγεται από την αντίδραση μεταξύ του οξυγόνου και του αζώτου από τον αέρα
- Το καύσιμο NO σχηματίζεται από το άζωτο που περιέχεται στο καύσιμο
- Το στιγμιαίο NO σχηματίζεται από τη μετατροπή του μοριακού αζώτου στο εμπρος μέρος της φλόγας, με την παρουσία ενώσεων μεσαίων υδρογονανθράκων.

Η ποσότητα NO_x που σχηματίζεται από το μηχανισμό στιγμιαίου NO είναι γενικά πολύ μικρότερη από αυτή που παράγεται με τους δύο άλλους μηχανισμούς [5].

Ο σχηματισμός θερμικού NO εξαρτάται πολύ από τη θερμοκρασία της καύσης. Όταν επιτυγχάνεται καύση με θερμοκρασίες χαμηλότερες των 1000°C , οι εκπομπές NO_x είναι σημαντικά χαμηλότερες. Όταν η ανώτατη θερμοκρασία της φλόγας είναι κάτω από 1000°C , ο σχηματισμός NO_x εξαρτάται κυρίως από το άζωτο του καυσίμου. Ο σχηματισμός θερμικού NO είναι ο κυρίαρχος τρόπος με τον οποίο παράγεται το NO_x σε εγκαταστάσεις που χρησιμοποιούν αέρια ή υγρά καύσιμα [5].

Ο σχηματισμός καυσίμου NO εξαρτάται από την περιεκτικότητα αζώτου στο καύσιμο και τη συγκέντρωση οξυγόνου του μέσου αντίδρασης. Η ποσότητα του καυσίμου NO που παράγεται είναι μεγαλύτερη σε εγκαταστάσεις που χρησιμοποιούν άνθρακα, αφού αυτός έχει μεγαλύτερες ποσότητες αζώτου στην δομή του από άλλες μορφές καυσίμων. Η μέση περιεκτικότητα αζώτου που βρίσκεται στα διάφορα είδη καυσίμων δίνεται στον πίνακα 7.4 [5].

Πίνακας 7.4: Μέση περιεκτικότητα αζώτου που βρίσκεται στα διάφορα είδη καυσίμων [5].

Καύσιμο	Άζωτο δεσμευμένο στο καύσιμο (βάρος %, ξηρή, χωρίς τέφρα βάση)
Άνθρακας	0,5 - 2
Βιομάζα (ξύλο)	<0,5
Πίσσα (τύρφη, ποάνθρακας?)	1,5 – 2,5
Καύσιμο πετρέλαιο	<1,0
Φυσικό αέριο	<0,1

Το είδος της διαδικασίας καύσης που χρησιμοποιείται επηρεάζει επίσης τις ποσότητες των οξειδίων του αζώτου που εκπέμπονται. Στην περίπτωση του άνθρακα:

- Οι εκπομπές NO_x είναι χαμηλότερες με έναν λέβητα κινούμενης σχάρας, λόγω της σχετικά χαμηλής θερμοκρασίας καύσης και της προοδευτικής φύσης της καύσης καθώς προχωρά πάνω απ' τη σχάρα.
- Οι εκπομπές είναι υψηλότερες σε ένα λέβητα κονιοποιημένου άνθρακα, και ποικίλουν ανάλογα με τον τύπο του καυστήρα και το σχεδιασμό του θαλάμου καύσης.
- Οι εκπομπές NO_x σε ένα λέβητα ρευστοποιημένης κλίνης είναι χαμηλότερες από αυτές που παράγονται σε συμβατικούς λέβητες, αλλά οι εκπομπές N_2O είναι μεγαλύτερες. [40].

7.2.2 Μονοξείδιο του άνθρακα CO

Το CO πάντα εμφανίζεται ως ενδιάμεσο προϊόν της διαδικασίας της καύσης, ειδικά σε υπο-στοιχειομετρικές συνθήκες καύσης. Οι χειριστές των εγκαταστάσεων πάντα προσπαθούν να ελαχιστοποιήσουν τον σχηματισμό CO, καθώς το CO είναι ένδειξη διάβρωσης και καυσίμου που δεν έχει υποστεί καύση και γι' αυτό υποδεικνύει μειωμένη απόδοση. Οι μηχανισμοί σχηματισμού του CO, του θερμικού NO και VOC (Volatile Organic Compounds – Οργανικές Πτητικές Ενώσεις) επηρεάζονται παρόμοια από τις συνθήκες καύσης [39].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8 - Μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (GHG) από Μεγάλες Εγκαταστάσεις Καύσης (ΜΕΚ)

8.1 Τεχνικές για τη μείωση εκπομπών CO₂

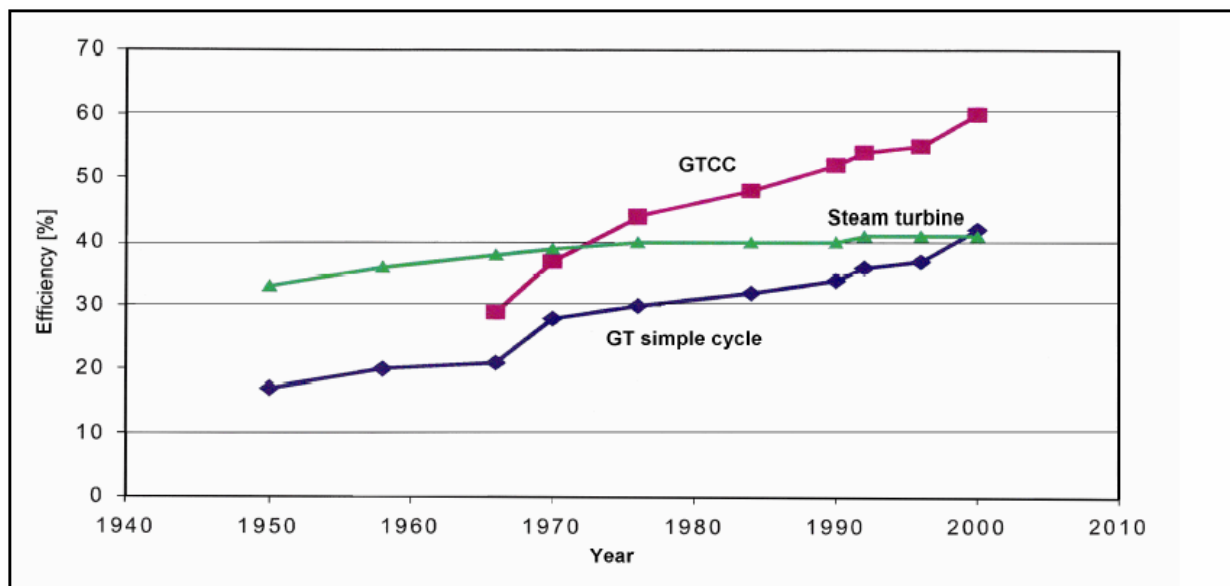
Οι επιλογές των διαθέσιμων μέτρων, που μπορούν να εφαρμοστούν σε συμβατικές μονάδες παράγωγής ενέργειας περιορίζονται στις ακόλουθες [5]:

- Η μείωση (αποφυγή) εκπομπών CO₂, βελτιώνοντας την απόδοση μιας διαδικασίας καύσης, την κατανάλωση και τη συντήρηση ενέργειας.
- Ο έλεγχος των εκπομπών CO₂, μέσω διαχωρισμού και διαχείρισης των καυσαερίων, η οποία και είναι ακόμα σε πρώιμο στάδιο ανάπτυξης και δεν έχει ακόμα εφαρμοστεί σε ΜΕΚ.

8.1.1 Μείωση εκπομπών CO₂ με αύξηση της θερμικής απόδοσης

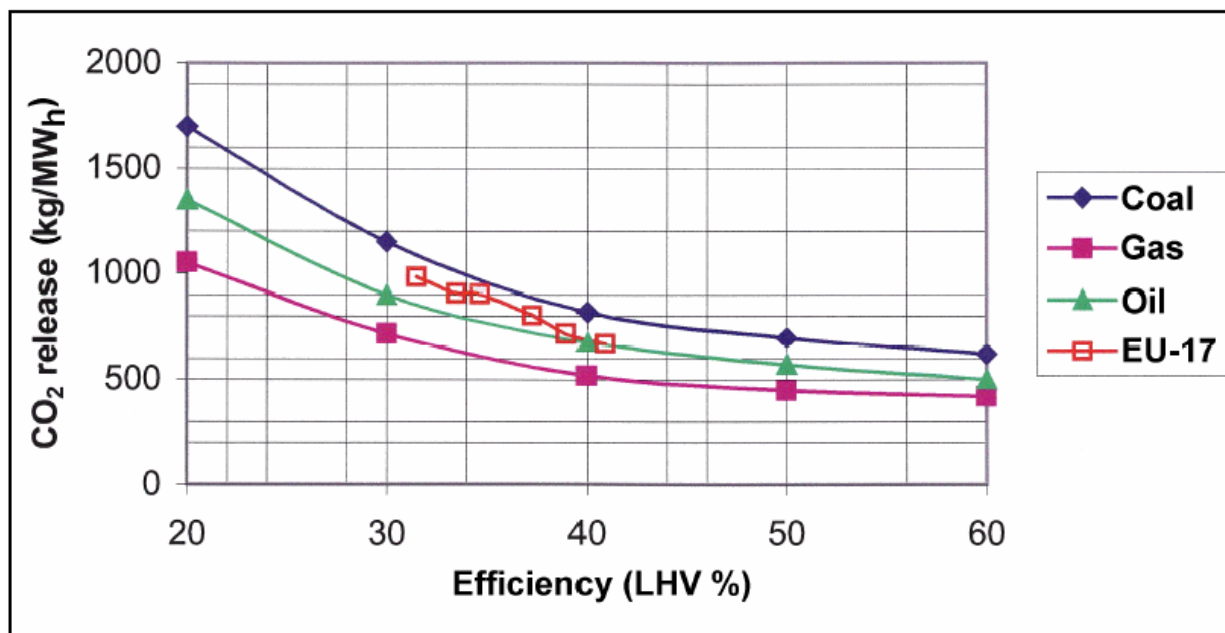
A. Εισαγωγή:

Τα τελευταία χρόνια αναπτύσσονται πολλές τεχνολογίες για την βελτίωση της θερμικής απόδοσης μιας εγκατάστασης καύσης για οικονομικούς και περιβαλλοντικούς λόγους. Αυτές περιλαμβάνουν βελτιώσεις στις συμβατικές τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας όπως και πιο ανεπτυγμένες και πρωτότυπες τεχνολογίες όπως ο συνδυασμένος κύκλος αεριοστροβίλου (Gas Turbine Combined Cycle – GTCC). Ως αποτέλεσμα της τεχνολογικής εξέλιξης εμφανίζεται μια συνεχής βελτίωση στην απόδοση τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας, όπως φαίνεται στο σχήμα 8.1 [5].



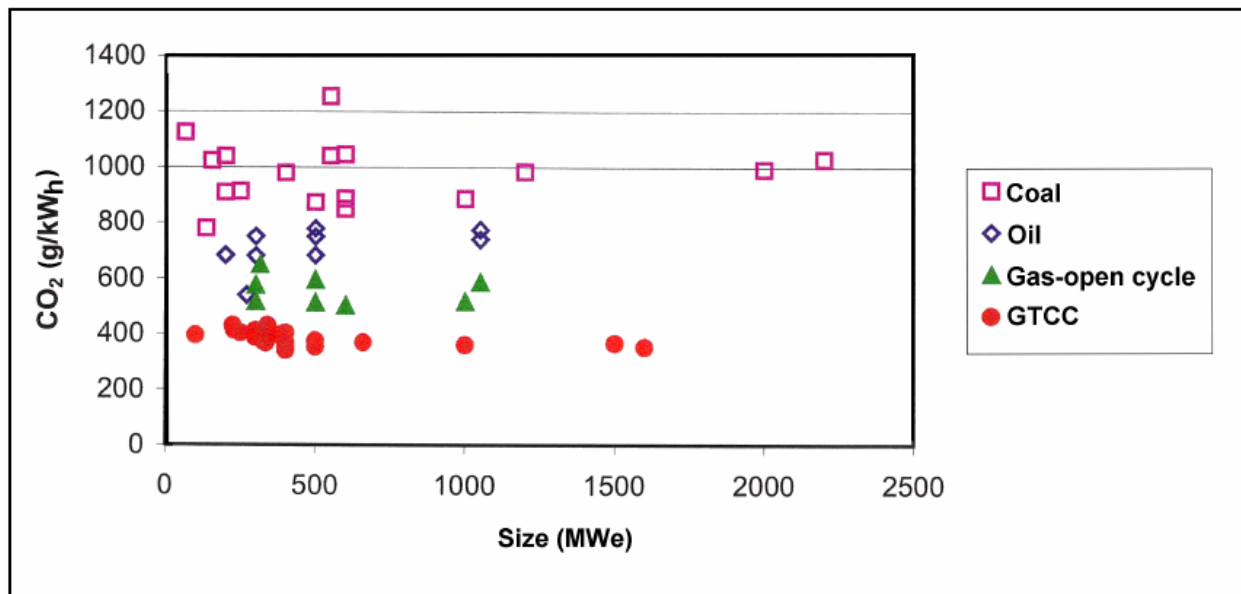
Εικόνα 8.1: Αύξηση της απόδοσης παραγωγής ενέργειας με τη χρήση κλασικών μεθόδων παραγωγής, καθώς και με τη χρήση της τεχνολογίας συνδυασμένων κύκλων (GTCC), κατά τα τελευταία 50 χρόνια [15],[5].

Η σχέση μεταξύ της απόδοσης και των εκπομπών CO₂ για διαφορετικά συστήματα παραγωγής ενέργειας παρουσιάζεται στο σχήμα 8.2 [5]. Ο κατακόρυφος διαχωρισμός των καμπύλων, που αντιστοιχούν σε διαφορετικά καύσιμα που χρησιμοποιούνται στις ΜΕΚ, εκφράζει την διαφορά στην περιεκτικότητά τους σε άνθρακα. Από την κλίση της εφαπτομένης σε κάθε καμπύλη μπορεί να υπολογιστεί η μείωση εκπομπών CO₂ ανά μονάδα αύξησης της απόδοσης. **Μια αύξηση απόδοσης από 40 σε 41% για μια μονάδα παραγωγής που λειτουργεί με αέριο μειώνει τις εκπομπές κατά 2.5%.** Για μια μονάδα 500 MW με συντελεστή φορτίου 85%, το παραπάνω μεταφράζεται σε μια μείωση εκπομπών CO₂ κατά 37000 τόνους το χρόνο ($500\text{MW} \times (0,85 \times 365 \times 24\text{h/yr}) \times 400 \text{ kg/MWh} \times 2,5\% = 3,7 \cdot 10^7 \text{ kg/yr}$) [5],[15]..



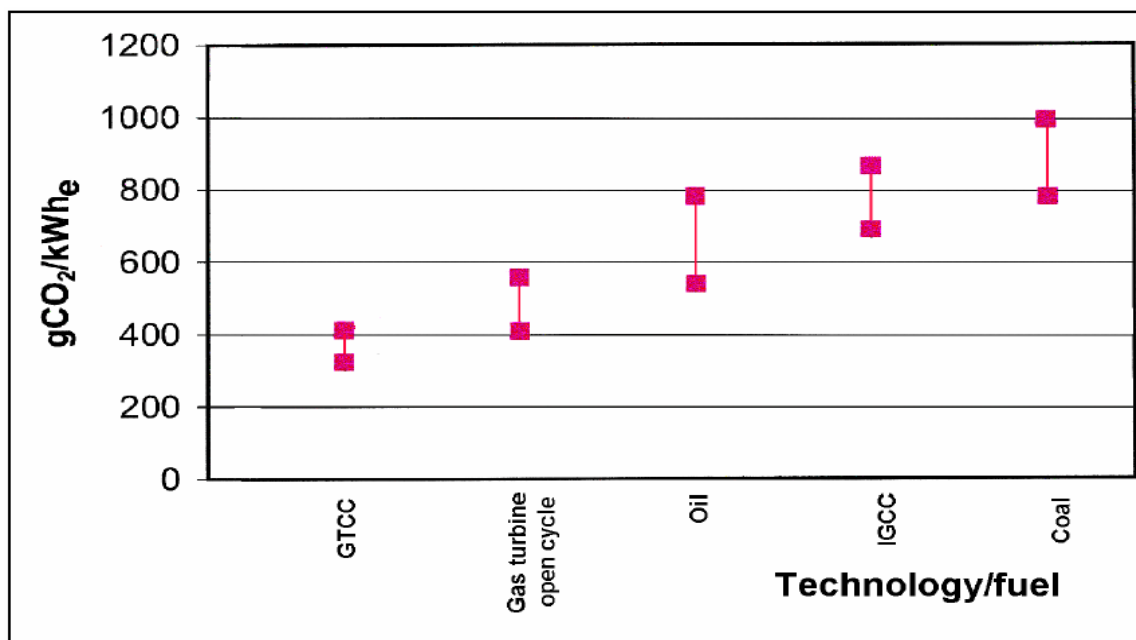
Εικόνα 8.2: Εκπομπές CO₂ συναρτήσει του βαθμού απόδοσης της εγκατάστασης [15],[5].

Στο σχήμα 8.2 παρουσιάζονται επίσης οι τάσεις στις συνολικές εκπομπές CO₂ και τις μέσες αποδόσεις για τη θερμική παραγωγή ενέργειας στην Ε.Υ.-17 (Ευρωπαϊκή Ένωση των 15 + Νορβηγία και Ελβετία) για την περίοδο 1970 – 1996 (μετρήσιμα στοιχεία) και προβλέψεις για το 2000 – 2010 (τα τελευταία δύο σημεία). Τα στοιχεία παρουσιάζουν καθαρά ότι όσο αυξανόταν η απόδοση της παραγωγής ενέργειας, οι εκπομπές CO₂ μειώνονταν. Η εξάρτηση της θερμικής απόδοσης από το μέγεθος της μονάδας παραγωγής, όπως φαίνεται στο σχήμα 8.3, μας δείχνει ότι οι εκπομπές CO₂ δεν εξαρτώνται από το μέγεθος της μονάδας παραγωγής, οπότε τεχνολογίες μείωσης των εκπομπών μπορούν να εφαρμοστούν και σε μικρότερες μονάδες.



Εικόνα 8.3: Ειδικές εκπομπές CO₂ σε σχέση με το μέγεθος της μονάδας παραγωγής [15],[5].

Στο σχήμα 8.4 παρουσιάζονται οι διαφορετικές τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας σε σχέση με τις εκπομπές τους σε CO₂. Τα δύο σημεία για κάθε τεχνική στο σχήμα υποδηλώνουν τις μικρότερες και μεγαλύτερες τιμές που βρίσκει κανείς από βιβλιογραφία [15]. Είναι φανερή η υπεροχή της τεχνολογίας συνδυασμένου κύκλου αεριοστρόβιλου – ατμοστρόβιλου (GTCC).



Εικόνα 8.4: Επιδόσεις εκπομπών CO₂ από τις διάφορες τεχνολογίες [15],[5].



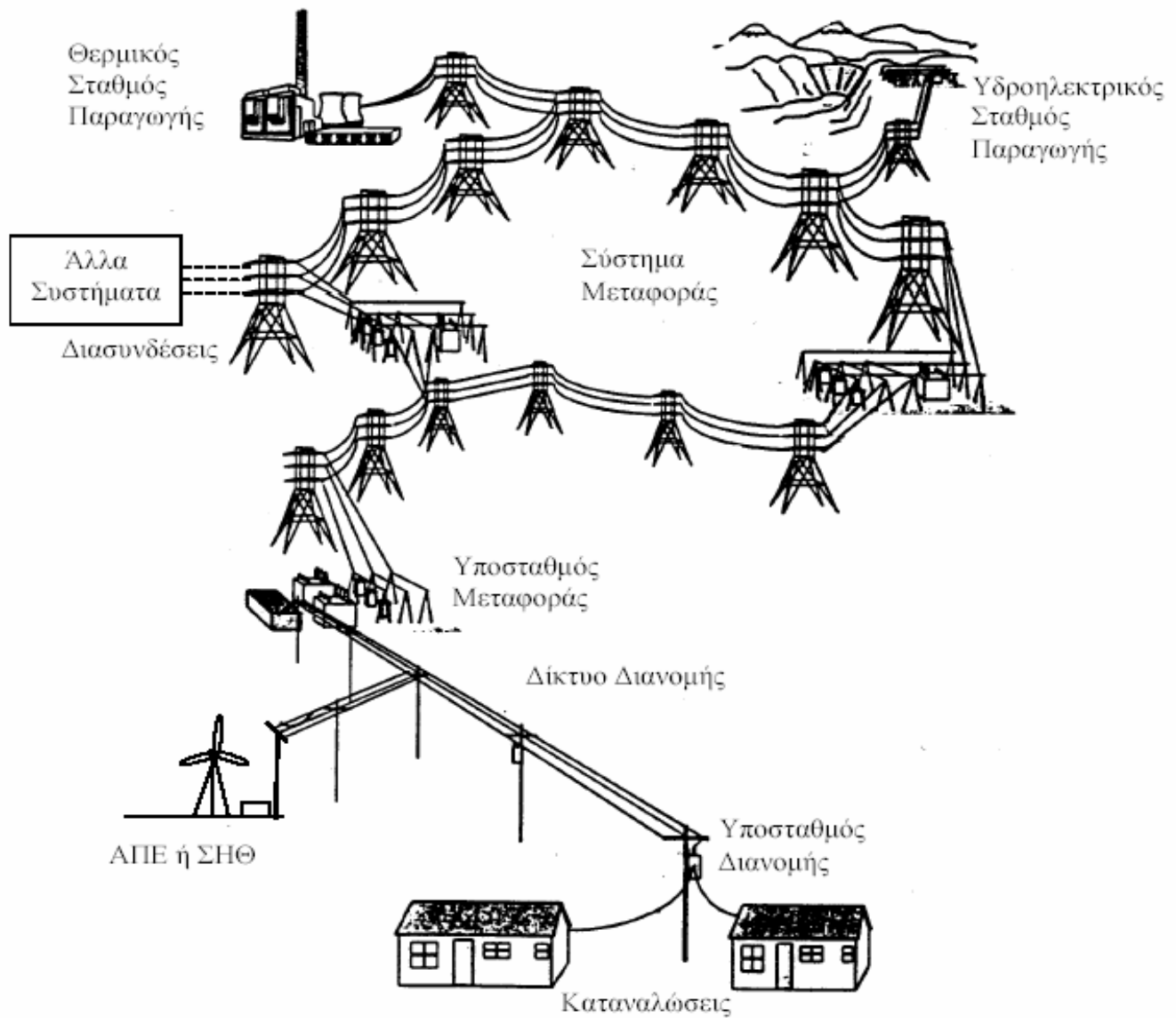
Για να αυξήσουμε την απόδοση της παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, η πρώτη επιλογή είναι να αντικατασταθούν ή να βελτιστοποιηθούν περαιτέρω τα βασικά αντικείμενα της διαδικασίας όπως είναι οι στρόβιλοι, οι αντλίες και τα συστήματα ελέγχου μόλυνσης. Περαιτέρω μέτρα για να αυξηθεί η απόδοση των συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας περιλαμβάνουν μείωση της πίεσης του συμπυκνωτή, βελτιστοποίηση του συστήματος προθέρμανσης του τροφοδοτούμενου νερού, αξιοποίηση τις υπολειπόμενης θερμότητας και χρήση υπερκρίσιμων συνθηκών του κύκλου ατμού [5].

Η αυξημένη ανησυχία για τις επιπτώσεις στο περιβάλλον από τις μεγάλες εγκαταστάσεις καύσης και η συνεχείς προσπάθειες για ακόμα μεγαλύτερες αποδόσεις, οδήγησαν σε διάφορες νέες τεχνολογίες, όπως π.χ. ο Συνδυασμένος Κύκλος Ολοκληρωμένης Αεριοποίησης (IGCC - Integrated Gasification Combined Cycle) και η τεχνολογία έναυσης κονιοποιημένου άνθρακα υπό πίεση (pressurised pulverised coal firing). Αυτές οι τεχνολογίες μπορούν να επιτύχουν αποδόσεις πολύ υψηλότερες από αυτές της παρούσας τεχνολογίας και να έχουν πολύ χαμηλότερες εκπομπές CO₂, αλλά δεν έχουν φτάσει ακόμα σε ώριμο επίπεδο ανάπτυξης [5].

Η συνδυασμένη παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ - Combined generation of electricity and heat - CHP) χρησιμοποιώντας τις μονάδες «Συμπααραγωγής» (Cogeneration plants), παρουσιάζει μια άλλη δυνατότητα για να αυξηθεί ο βαθμός απόδοσης των καυσίμων που χρησιμοποιούνται. Στα εργοστάσια συμπααραγωγής η κατανάλωση ενέργειας μπορεί να μειωθεί κατά 50% σε σχέση με την ξεχωριστή παραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού. Λογική και οικονομική χρήση αυτής της τεχνολογίας είναι εφαρμόσιμη όταν η θερμότητα μπορεί να προμηθευτεί σε ένα τοπικό δίκτυο διανομής θερμότητας ή σε ένα κοντινό βιομηχανικό εργοστάσιο που θα χρησιμοποιείται σε θερμικές διεργασίες [19].

Για τα συστήματα ΣΗΘ βασικό πλεονέκτημα αποτελεί το ότι επιτυγχάνεται καλύτερη αξιοποίηση της πρωτογενούς πηγής ενέργειας, δεδομένου ότι αξιοποιείται και η θερμική ενέργεια, η οποία αναπόφευκτα παράγεται κατά την διαδικασία μετατροπής της πρωτογενούς ενέργειας σε ηλεκτρική. Είναι επίσης προφανές ότι η ισχύς των σταθμών ΣΗΘ, δεδομένου ότι εξυπηρετούν τοπικές ανάγκες (π.χ. ένα νοσοκομείο), είναι σχετικά μικρή και για το λόγο αυτό η μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αυτών συνδέεται κατά κανόνα, όπως και οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), στο δίκτυο Διανομής. Η πρωτογενής ενέργεια στις εγκαταστάσεις Συμπααραγωγής, είναι συχνά το Φυσικό Αέριο, το οποίο ως γνωστό διανέμεται με τρόπο αντίστοιχο της ηλεκτρικής ενέργειας. Υπάρχουν όμως και άλλες πηγές όπως το Βιοαέριο ή η Βιομάζα, η χρησιμοποίηση των οποίων μπορεί να εξυπηρετεί και άλλους σκοπούς (π.χ. απαλλαγή από τα απορρίμματα) [5].

Με τη σύνδεση των ΑΠΕ και των συστημάτων ΣΗΘ, επιτυγχάνεται η «Διανεμημένη Παραγωγή» της ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή η παραγωγή της ενέργειας κοντά στην κατανάλωση της, με αποτέλεσμα να μειώνεται η φόρτιση και οι απώλειες των δικτύων Μεταφορών και Διανομής. Οποσδήποτε όμως η Διανεμημένη Παραγωγή, λόγω κυρίως των δυσχερειών ελέγχου και προσαρμογής της παραγωγής προς τη ζήτηση, δημιουργεί την ανάγκη κατάλληλων προσαρμογών των Συστημάτων Ηλεκτρικής ενέργειας στα οποία συνδέεται, προκειμένου να εξασφαλίζεται η καλή λειτουργία τους και κατά συνέπεια και η καλή εξυπηρέτηση των καταναλωτών [5].



Εικόνα 8.5: Αναπαράσταση Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας [17]

B. Βέλτιστες Διαθέσιμες Τεχνικές (BAT: Best Available Techniques) για αύξηση της θερμικής απόδοσης σε εγκαταστάσεις καύσης για τη μείωση των εκπομπών CO₂

Για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου η καλύτερη διαθέσιμη επιλογή, για **όλα τα είδη καυσίμων**, σύμφωνα με τις σημερινές αντιλήψεις, είναι οι τεχνικές και τα μέτρα λειτουργίας για την αύξηση της θερμικής απόδοσης. Τα δευτερεύοντα μέτρα δέσμευσης και αποθήκευσης CO₂, που περιγράφονται παρακάτω στο κείμενο, βρίσκονται ακόμα σε πρώιμο στάδιο ανάπτυξης. Αυτές οι τεχνικές μπορεί να είναι διαθέσιμες στο μέλλον αλλά δεν μπορούν να θεωρηθούν ακόμα ως «Βέλτιστες Διαθέσιμες Τεχνικές» (BAT - Best Available Techniques) [5].

Εφαρμόζοντας μέτρα για την βελτίωση της θερμικής απόδοσης των εγκαταστάσεων, όπως διπλή αναθέρμανση, και με χρήση πιο εξελιγμένων υλικών (με αντοχή σε υψηλή θερμοκρασία) για λέβητες και αεριοστροβίλους:

- Κατασκευάστηκαν εγκαταστάσεις **άνθρακα και λιγνίτη**, για την παραγωγή ενέργειας, με θερμικό βαθμό απόδοσης 48%, χρησιμοποιώντας άμεση ψύξη με νερό.
- Οι εγκαταστάσεις **υγρών καυσίμων** μπορούν να επιτύχουν συγκρίσιμες αποδόσεις με τις εγκαταστάσεις σκληρού άνθρακα
- Για τα **αέρια καύσιμα** επιτυγχάνονται οι ενεργειακές αποδόσεις του Πίνακα 8.6

Η συμπαραγωγή θερμότητας και ενέργειας (CHP) για εγκαταστάσεις καύσης κάθε είδους καυσίμων και η εφαρμογή συνδυασμένου κύκλου αεριοστροβίλου, για εγκαταστάσεις καύσης αερίου αποτελούν, τεχνικά και οικονομικά, από τα πιο αποδοτικά μέσα για να αυξηθεί ο βαθμός απόδοσης ενός συστήματος παραγωγής ενέργειας. Η συμπαραγωγή και η λειτουργία συνδυασμένου κύκλου θεωρούνται γι' αυτό οι πιο σημαντικές επιλογές BAT για να μειωθούν οι ποσότητες CO₂ που εκπέμπονται στην ατμόσφαιρα ανά μονάδα ενέργειας που παράγεται. Η συμπαραγωγή θερμότητας και ενέργειας θα πρέπει να προβλέπεται στην κατασκευή κάθε νέας μονάδας παραγωγής ενέργειας, όταν είναι οικονομικά εφαρμόσιμη, π.χ. όταν η τοπική ζήτηση θέρμανσης είναι αρκετά υψηλή για να εγγυηθεί την κατασκευή της πιο ακριβής μονάδας συμπαραγωγής αντί για τις απλούστερες μονάδες παραγωγής μόνο θερμότητας ή ηλεκτρισμού. Επειδή η ζήτηση θέρμανσης ποικίλει κατά τη διάρκεια του έτους, τα εργοστάσια θα πρέπει να είναι πολύ ευέλικτα, όσον αφορά στην αναλογία παραγόμενης θερμότητας προς την ηλεκτρική ενέργεια, ενώ θα πρέπει να επιτυγχάνουν υψηλές αποδόσεις και για λειτουργία μερικού φόρτου [5].

Βελτίωση στην απόδοση μπορεί ακόμα να προκύψει από την προθέρμανση του **φυσικού αερίου**, πριν την παροχή του στους θαλάμους καύσης ή τους καυστήρες. Υπολειπόμενη θερμότητα μπορεί να συλλεχθεί από πηγές χαμηλής θερμοκρασίας. Οι μονάδες παραγωγής ενέργειας που χρησιμοποιούν **Αεριοκινητήρες** (κινητήρες εσωτερικής καύσης που χρησιμοποιούν αέριο ως καύσιμο λειτουργίας), εμφανίζουν μικρότερες αποδόσεις αλλά καθαρότερα καυσάερια και μικρότερες φθορές, ενώ είναι κατάλληλες για αποκεντρωμένη παραγωγή θερμότητας και ενέργειας (CHP) όπως και για εφαρμογές μεγαλύτερου φορτίου βάσης.

Θα πρέπει να θυμόμαστε πως τα επίπεδα BAT δεν επιτυγχάνονται σε όλες τις συνθήκες λειτουργίας. Η απόδοση ενέργειας φθάνει στο βέλτιστο όταν η μονάδα λειτουργεί στο σημείο σχεδίασής της. Οι πραγματικές αποδόσεις καθ' όλη την περίοδο λειτουργίας των εγκαταστάσεων μπορεί να είναι χαμηλότερες, λόγω αλλαγών στο φορτίο κατά τη διάρκεια λειτουργίας, στη ποιότητα του καυσίμου κ.λ.π. Η απόδοση εξαρτάται επίσης από το σύστημα ψύξης της μονάδας παραγωγής ενέργειας, την γεωγραφική της τοποθεσία, και την κατανάλωση ενέργειας από το σύστημα καθαρισμού καυσαερίων.

Για τις υπάρχουσες εγκαταστάσεις μπορούν να εφαρμοστούν ένα πλήθος ανασκευαστικών τεχνικών και αλλαγής δυναμικότητας (ενίσχυσης) για να βελτιωθεί η θερμική απόδοση. Τα σημαντικότερα από αυτά παρατίθενται στους πίνακες 8.1-6 [5].

Πίνακας 8.1: Τεχνικές για την αύξηση της απόδοσης σε εγκαταστάσεις καύσης λιγνίτη και άνθρακα#1 [5]

Τεχνικές για την αύξηση της απόδοσης σε εγκαταστάσεις καύσης λιγνίτη και άνθρακα#1							
Τεχνική	Όφελος για το περιβάλλον	Εφαρμοσιμότητα		Εμπειρία λειτουργίας	Διασταυρωμένες επιπτώσεις	Οικονομικά στοιχεία	Παρατηρήσεις
		Νέες εγκαταστάσεις	Ανασκευασμένες εγκαταστάσεις				
Κύκλος καύσης							
Συμπαγωγή θερμότητας και ενέργειας	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Πολύ περιορισμένη	Μεγάλη			
Αλλαγή πτερυγίων του στροβίλου	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Όχι	Όχι διαθέσιμα	Τα πτερύγια του ατμοστροβίλου μπορούν να αλλάξουν σε τρισδιάστατα πτερύγια κατά τη διάρκεια των συνηθισμένων διαστημάτων συντήρησης
Χρήση εξελιγμένων υλικών για να επιτευχθούν μεγάλες παράμετροι ατμού	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Όχι δυνατή	Εφαρμόζεται σε νέες μονάδες	Όχι	Όχι διαθέσιμα	Η χρήση εξελιγμένων υλικών επιτρέπει πιέσεις και θερμοκρασίες ατμού που φτάνουν τα 300 bar και 600°C
Υπερκρίσιμες παράμετροι ατμού	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Όχι δυνατή	Εφαρμόζεται σε νέες μονάδες	Όχι	Όχι διαθέσιμα	
Διπλή αναθέρμανση	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Πολύ περιορισμένη	Εφαρμόζεται κυρίως σε νέες μονάδες	Όχι	Όχι διαθέσιμα	
Αναπαραγόμενη θέρμανση του τροφοδοτούμενου νερού	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Όχι δυνατή	Εφαρμόζεται σε νέες μονάδες και κάποιες υπάρχουσες	Όχι	Όχι διαθέσιμα	Οι νέες μονάδες χρησιμοποιούν μέχρι και 10 στάδια, πράγμα που προκαλεί θερμοκρασίες τροφοδοτούμενου νερού περίπου 300°C
Αναπτυγμένα συστήματα ελέγχου με υπολογιστές (H/Y)	Αυξημένη απόδοση, καλύτερη λειτουργία λέβητα, μειωμένες εκπομπές	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Όχι	Όχι διαθέσιμα	

Πίνακας 8.2 Τεχνικές για την αύξηση της απόδοσης σε εργοστάσια καύσης λιγνίτη και άνθρακα#2 [5]

Τεχνικές για την αύξηση της απόδοσης σε εργοστάσια καύσης λιγνίτη και άνθρακα#2							
Τεχνική	Όφελος για το περιβάλλον	Εφαρμοσιμότητα		Εμπειρία λειτουργίας	Διασταυρωμένες επιπτώσεις	Οικονομικά στοιχεία	Παρατηρήσεις
		Νέες εγκαταστάσεις	Ανασκευασμένες εγκαταστάσεις				
Ενεργητική βελτιστοποίηση του εξοπλισμού της μονάδος							
Μικρή περίσσεια αέρα	Αυξημένη απόδοση και μειωμένες εκπομπές NO _x και N ₂ O	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Όχι	Δεν είναι διαθέσιμα	
Μικρότερες θερμοκρασίες καυσαερίων	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη		Δεν είναι διαθέσιμα	
Μικρή περιεκτικότητα άνθρακα, που δεν έχει υποστεί καύση, στην τέφρα	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Μείωση εκπομπών NO _x οδηγεί σε μεγαλύτερη περιεκτικότητα άνθρακα, που δεν έχει υποστεί, καύση στην τέφρα	Δεν είναι διαθέσιμα	Οι εκπομπές NO _x και η περιεκτικότητα άνθρακα, που δεν έχει υποστεί καύση, στην τέφρα πρέπει να βελτιστοποιηθούν, αλλά προτεραιότητα έχει το NO _x
Μικρή συγκέντρωση CO στα καυσαέρια	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Μικρά επίπεδα εκπομπών NO _x οδηγούν σε μεγαλύτερα επίπεδα CO	Δεν είναι διαθέσιμα	Οι εκπομπές NO _x και CO πρέπει να βελτιστοποιηθούν
Καθαρισμός καυσαερίων και εκκένωση (discharge)							
Εκκένωση πύργων ψύξης		Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Δεν χρειάζεται καπνοδόχος	Δεν υπάρχει πρόσθετο κόστος για την κατασκευή και συντήρηση της καπνοδόχου	
Συστήματα ψύξης							
Διάφορες τεχνικές							

Πίνακας 8.3: Επίπεδα θερμικής απόδοσης σε σχέση με εφαρμογές BAT σε εγκαταστάσεις καύσης λιγνίτη και άνθρακα [5]

Επίπεδα θερμικής απόδοσης σε σχέση με εφαρμογές BAT σε εγκαταστάσεις καύσης λιγνίτη και άνθρακα			
Καύσιμο	Τεχνική καύσης	Θερμική απόδοση μονάδος(δίκτυο) (%)	
		Νέες μονάδες	Ανασκευασμένες μονάδες
Άνθρακας και λιγνίτης	Συμπαράγωγή (CHP)	75-90	75-90
Άνθρακας	PC (DBB και WBB) Καύση Πεπιεσμένου Άνθρακα	43-47	Οι βελτιώσεις που μπορούν να επιτευχθούν στη θερμική απόδοση, εξαρτώνται από το κάθε εργοστάσιο, αλλά σαν δείκτης ένα επίπεδο 36-40% μπορεί να σχετιστεί με τη χρήση BAT
	FBC Καύση Ρευστοποιημένης Κλίνης	>41	
	PFBC Καύση Ρευστοποιημένης Κλίνης Υπό Πίεση	>42	
Λιγνίτης	PC (DBB)	42-45	
	FBC	>40	
	PFBC	>42	

Πίνακας 8.4: Τεχνικές για την αύξηση της απόδοσης εγκαταστάσεων καύσης υγρών καυσίμων [5]

Τεχνικές για την αύξηση της απόδοσης εγκαταστάσεων καύσης υγρών καυσίμων							
Τεχνική	Όφελος για το περιβάλλον	Εφαρμοσιμότητα		Εμπειρία λειτουργίας	Διασταυρωμένες επιπτώσεις	Οικονομικά στοιχεία	Παρατηρήσεις
		Νέες εγκαταστάσεις	Ανασκευασμένες εγκαταστάσεις				
Κύκλος καύσης							
Συμπαραγωγή θερμότητας και ενέργειας (CHP)	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Πολύ περιορισμένη	Μεγάλη			
Αλλαγή των πτερυγίων του στροβίλου	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Όχι	Όχι διαθέσιμα	Τα πτερύγια του ατμοστροβίλου μπορούν να αλλάξουν σε τρισδιάστατα πτερύγια κατά τη διάρκεια των συνηθισμένων διαστημάτων συντήρησης
Χρήση εξελιγμένων υλικών για να επιτευχθούν μεγάλες παράμετροι ατμού	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Όχι δυνατή	Εφαρμόζεται στις νέες μονάδες	Όχι	Όχι διαθέσιμα	Η χρήση εξελιγμένων υλικών επιτρέπει πιέσεις και θερμοκρασίες ατμού που φτάνουν τα 300 bar και 600 C
Υπερκρίσιμες παράμετροι ατμού	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Όχι δυνατή	Εφαρμόζεται στις νέες μονάδες	Όχι	Όχι διαθέσιμα	
Διπλή αναθέρμανση	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Πολύ περιορισμένη	Εφαρμόζεται κυρίως στις νέες μονάδες	Όχι	Όχι διαθέσιμα	

Αναπαραγόμενη θέρμανση τροφοδοτούμενου νερού	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Όχι δυνατή	Εφαρμόζεται στις νέες μονάδες και σε κάποιες υπάρχουσες	Όχι	Όχι διαθέσιμα	Οι νέες μονάδες χρησιμοποιούν μέχρι και 10 στάδια, πράγμα που προκαλεί θερμοκρασίες τροφοδοτούμενου νερού περίπου 300°C
Αναπτυγμένα συστήματα ελέγχου των συνθηκών καύσης με Η/Υ, για μείωση	Αυξημένη απόδοση λέβητα	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Όχι	Ανάλογα το εργοστάσιο	
Ενεργητική βελτιστοποίηση του εξοπλισμού του εργοστασίου							
Μικρή περίσσεια αέρα	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Όχι	Όχι διαθέσιμα	
Μείωση των θερμοκρασιών των καυσαερίων	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη		Όχι διαθέσιμα	
Χαμηλή συγκέντρωση CO στα καυσαέρια	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Χαμηλές εκπομπές NOx οδηγούν σε υψηλά επίπεδα CO	Όχι διαθέσιμα	Οι εκπομπές NOx και CO πρέπει να βελτιστοποιηθούν
Καθαρισμός καυσαερίων και εκκένωση(discharge)							
Εκκένωση πύργων ψύξης	Αναθέρμανση των καυσαερίων όταν η μονάδα FGD δεν είναι απαραίτητη	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Δεν χρειάζεται καπνοδόχο	Δεν χρειάζεται το επιπλέον κόστος για την κατασκευή και τη συντήρηση της καπνοδόχου	
Σύστημα ψύξης							
Διάφορες τεχνικές							Δες BREF ψύξης

Πίνακας 8.5: Τεχνικές για την αύξηση της απόδοσης εγκαταστάσεων καύσης αέριων καυσίμων [5]

Τεχνικές για την αύξηση της απόδοσης εγκαταστάσεων καύσης αέριων καυσίμων							
Τεχνική	Όφελος για το περιβάλλον	Εφαρμοσιμότητα		Εμπειρία λειτουργίας	Διασταυρωμέ νες επιπτώσεις	Οικονομικά στοιχεία	Παρατηρήσεις
		Νέες εγκαταστάσεις	Ανασκευασμένες εγκαταστάσεις				
Κύκλος καύσης							
Συμπαγωγή θερμότητας και ενέργειας (CHP)	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Περιορισμένη	Μεγάλη			
Προθέρμανση του αερίου καυσίμου χρησιμοποιώντας την υπολειπόμενη θερμότητα	Πιο αποτελεσματική χρήση ενέργειας	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Όχι	Όχι διαθέσιμα	
Χρήση εξελιγμένων υλικών για να επιτευχθούν υψηλές θερμοκρασίες και άρα υψηλές αποδόσεις ατμοστροβίλου	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Όχι δυνατή	Εφαρμόζεται στις νέες μονάδες	Όχι	Όχι διαθέσιμα	Η χρήση εξελιγμένων υλικών επιτρέπει υψηλότερες πιέσεις και θερμοκρασίες
Διπλή αναθέρμανση	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Πολύ περιορισμένη	Εφαρμόζεται κυρίως στις νέες μονάδες	Όχι	Όχι διαθέσιμα	
Αναπαραγόμενη θέρμανση τροφοδοτούμενου νερού	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Όχι δυνατή		Όχι	Όχι διαθέσιμα	
Αναπτυγμένα συστήματα ελέγχου των συνθηκών καύσης με H/Y, για μείωση εκπομπών και απόδοση λέβητα	Αυξημένη απόδοση λέβητα	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Όχι	Ανάλογα το εργοστάσιο	

Αεριοστρόβιλοι							
Αναπτυγμένος έλεγχος της αεριοστροβίλου με Η/Υ, και των διαδοχικούς λεβήτων ανάκτησης	Αυξημένη απόδοση λέβητα	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Όχι	Ανάλογα το εργοστάσιο	
Χρήση εξελιγμένων υλικών για να επιτευχθούν υψηλές θερμοκρασίες και πιέσεις και άρα υψηλές αποδόσεις ατμοστροβίλου	Αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Όχι δυνατή	Εφαρμόζεται στις νέες μονάδες	Όχι	Όχι διαθέσιμα	Η χρήση εξελιγμένων υλικών επιτρέπει υψηλότερες πιέσεις και θερμοκρασίες

Πίνακας 8.6: Απόδοση εγκαταστάσεων καύσης αερίου, σε σχέση με τη χρήση BAT [5]

Απόδοση εγκαταστάσεων καύσης αερίου, σε σχέση με τη χρήση BAT				
Τύπος εγκατάστασης	Ηλεκτρική απόδοση (%)		Ενεργειακή απόδοση (%)	Παρατηρήσεις
	Νέες εγκαταστάσεις	Υπάρχουσες εγκαταστάσεις	Νέες και υπάρχουσες εγκαταστάσεις	
Αεριοστρόβιλοι				
Αεριοστρόβιλος	38-40	32-35	-	
Αεριοκινητήρες				
Αεριοκινητήρας	40-45		-	
Αεριοκινητήρας με HRSG σε κατάσταση CHP	>38	>35	75-90	Το μεγάλο εύρος της ενεργειακής απόδοσης των μονάδων CHP εξαρτάται πάρα πολύ από την κάθε κατάσταση ξεχωριστά και την τοπική ζήτηση ηλεκτρισμού και θέρμανσης
Λέβητες καύσης αερίου				
Λέβητας καύσης αερίου	40-42	38-40		
GTCC Συνδυασμένος κύκλος αεριοστροβίλου				
Συνδυασμένος κύκλος με ή χωρίς συμπληρωματική πυροδότηση (HRSG) για ηλεκτρική παραγωγή μόνο	54-58	50-54	-	

Συνδυασμένος κύκλος χωρίς συμπληρωματική πυροδότηση (HRSG) σε κατάσταση CHP	>38	>35	75-90	Το μεγάλο εύρος της ενεργειακής απόδοσης των μονάδων CHP εξαρτάται πάρα πολύ από την κάθε κατάσταση ξεχωριστά και την τοπική ζήτηση ηλεκτρισμού και θέρμανσης. Με την λειτουργία CCGT σε κατάσταση CHP, η ενεργειακή απόδοση περιλαμβάνει την ηλεκτρική απόδοση και πρέπει πάντα να συνυπολογίζονται για να επιτευχθεί η καλύτερη συνολικά απόδοση απελευθερούμενης ενέργειας
Συνδυασμένος κύκλος με συμπληρωματική πυροδότηση (επικάλυψη κύκλου - Topping cycle) σε κατάσταση CHP	>40	>35	75-90	

Γ. Νέες τεχνολογίες καλύτερης απόδοσης

Συνδυασμένος Κύκλος Φυσικού Αερίου (Natural Gas-fired Combined-Cycle (NGCC))

Σε αυτή την περίπτωση καίγεται φυσικό αέριο σε αεριοστρόβιλο, που λειτουργεί σε συνδυασμό με ατμοστρόβιλο. Αυτή είναι η πιο αποδοτική μέθοδος που μελετήθηκε, εκπέμπει το μικρότερο ποσό CO₂ /kWh, ενώ με μικρού κόστους προμήθεια αερίου αποτελεί την φθηνότερη μέθοδο παραγωγής ενέργειας..

Συνδυασμένος Κύκλος Αεριοποίησης Άνθρακα (Integrated Gasification Combined-Cycle (IGCC))

Περιλαμβάνει συγκρότημα αεριοποίησης άνθρακα που τροφοδοτείται με λάσπη άνθρακα.

Καύση άνθρακα σε ατμόσφαιρα οξυγόνου και ανακυκλωμένου CO₂

Μια πιθανή επιλογή σε μακροπρόθεσμη βάση. Τέτοιου είδους σενάρια προτάθηκαν διότι αυξάνουν την συγκέντρωση του CO₂ στα καυσαέρια, κάνοντας την δέσμευση πιο εύκολη.

Πίνακας 8.7: Απόδοση νέων τεχνολογιών καύσης σε σχέση με τη συγκέντρωση CO₂ και το κόστος παραγωγής

	Απόδοση	Συγκέντρωση CO ₂ (Ξηρό)	Κόστος Παραγωγής (mills/kWh)
PF+FGD	39,9%	14,0%	49
NGCC	52,0%	4,0%	35
IGCC	41,7%	7,0%	52
CO₂ recycle	32,8%	91,0%	78

8.1.2 Δέσμευση και Αποθήκευση CO₂

Δεδομένης της σημερινής τεχνολογίας, η αύξηση της θερμικής απόδοσης των διαδικασιών που παράγουν ενέργεια είναι το πιο σημαντικό μέτρο για τη μείωση των εκπομπών GHG ανά μονάδα ενέργειας που παράγεται. Ωστόσο οι αυξήσεις απόδοσης είναι περιορισμένες ως ένα βαθμό, από διάφορους παράγοντες, έτσι ώστε ακόμα και με αυξημένη απόδοση, μεγάλα ποσά CO₂ θα συνεχίζουν να εκπέμπονται. Για να μειωθούν λοιπόν περαιτέρω οι εκπομπές CO₂ βρίσκονται σε πειραματικό στάδιο και σε στάδιο ανάπτυξης διάφορα μέτρα δέσμευσης και διαχείρισης εκπομπών CO₂, τα οποία όμως δεν έχουν ακόμα εφαρμοστεί σε κάποια μονάδα παραγωγής. Τα μέτρα αυτά παρουσιάζονται αναλυτικά από τη IEA (International Energy Agency) [13] και πιο επιγραμματικά εδώ.

A. Τεχνολογίες Δέσμευσης CO₂

Λύση στο πρόβλημα αυτό έρχονται να δώσουν οι τεχνολογίες δέσμευσης και αποθήκευσης CO₂ που συνδυάζουν τη χρήση ορυκτών καυσίμων με την προστασία του κλίματος. Δυστυχώς το κόστος χρήσης τέτοιων τεχνολογιών είναι προς το παρόν απαγορευτικό, της τάξεως των 100 € / t CO₂, πάρα πολύ μεγαλύτερο δηλαδή ακόμη και από το από το ενδεχόμενο πρόστιμο.

Οι τεχνολογίες δέσμευσης που υπάρχουν αυτή τη στιγμή είναι οι ακόλουθες

- Δέσμευση πριν την καύση (pre combustion capture)
- Καύση σε ατμόσφαιρα O₂/CO₂
- Δέσμευση μετά την καύση (post combustion capture)
- Νέες μέθοδοι
 - Χημική ανακύκλωση (chemical looping)
 - Νέες μεμβράνες διαχωρισμού CO₂
 - Κυψέλες καυσίμου
 - Φυσική απορρόφηση

Περισσότερες πληροφορίες μπορεί να βρεί κανείς στα [13] και [5] καθώς και στο Παράρτημα.

B. Σύγκριση μεταξύ διαφορετικών τεχνικών δέσμευσης CO₂

Μια σύγκριση διαφορετικών τεχνικών δέσμευσης CO₂ που μπορεί να είναι διαθέσιμες στο μέλλον για μεγάλα εργοστάσια καύσης πραγματοποιήθηκε στα πλαίσια του IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 1992 [13]. Μελετήθηκαν τα ακόλουθα 4 σενάρια παραγωγής ενέργειας:

1. Ένα σύγχρονο εργοστάσιο παραγωγής ενέργειας που χρησιμοποιεί κονιοποιημένο άνθρακα (με εξοπλισμό αποθείωσης καυσαερίων) που λειτουργεί με υποκρίσιμο υψηλής θερμοκρασίας κύκλο ατμού, φτάνοντας μια απόδοση 40%.
2. Ένα εργοστάσιο παραγωγής ενέργειας συνδυασμένου κύκλου, που χρησιμοποιεί φυσικό αέριο (NGCC), φτάνοντας συνολική ηλεκτρική απόδοση 52%.
3. Ένα εργοστάσιο παραγωγής ενέργειας συνδυασμένου κύκλου, που χρησιμοποιεί ενσωματωμένη αεριοποίηση (IGCC), στο οποίο πηλός άνθρακα εισάγεται σε αεριοποιητή τύπου συμπαρασυρόμενης ροής, φτάνοντας σε μια απόδοση 42%.
4. Ένα εργοστάσιο παραγωγής ενέργειας που καίει κονιοποιημένο άνθρακα, χρησιμοποιώντας ανακυκλωμένο CO₂ για να ρυθμίσει την θερμοκρασία καύσης, φτάνοντας σε μια απόδοση 33%. Σημειώνεται ότι αυτή η τεχνική πρέπει να θεωρείται μακροπρόθεσμη.

Ως βασική υπόθεση για τα παραπάνω χρησιμοποιήθηκε εργοστάσιο παραγωγής ενέργειας 500 MWe, με υποτιθέμενη διάρκεια ζωής 35 χρόνια. Επιπρόσθετα, έγινε η υποθέτηση ότι τα εργοστάσια ψύχονται με θαλασσινό νερό και βρίσκονται στις ακτές της δυτικής Ευρώπης. Οι συνθήκες του περιβάλλοντος είναι 15°C, 1,013 bar, σχετική υγρασία 60% και το νερό ψύξης διαθέσιμο στους 15°C. Το καύσιμο σχεδιασμού είναι ο Αυστραλέζικος ασφαλούχος άνθρακας με 0,86% περιεκτικότητα σε θείο από το ορυχείο Drayton. Οι εκπομπές του εργοστασίου ελέγχονται σύμφωνα με τις οδηγίες της E.E.. Ακόμα έχει καθοριστεί 90% μείωση του διοξειδίου του θείου (SO₂). Για την περίπτωση του συνδυασμένου κύκλου αεριοστρόβιλου, χρησιμοποιήθηκαν δύο αεριοστρόβιλοι για να επιτευχθεί ισχύς περίπου 500MW με το καύσιμο να είναι τυπικό φυσικό αέριο Brent field.

Τα αποτελέσματα της μελέτης παραθέτονται στον πίνακα 8.8. Οι πληροφορίες για το κόστος δόθηκαν αρχικά σε δολάρια Αμερικής για το 3 τρίμηνο του 1992, αλλά μετατράπηκαν σε Ευρώ με τις αναλογίες που ίσχυαν τον Οκτώβριο του 2000. Η ακρίβεια πιστεύεται ότι είναι +/- 30%, οπότε τα αποτελέσματα θα πρέπει να εκληφθούν μόνο ως ενδείξεις. Θα πρέπει ακόμα να σημειωθεί ότι αυτά τα νούμερα δεν υπολογίζουν το κόστος αποθήκευσης CO₂, το οποίο θα είναι ένα απαραίτητο μέτρο σύγκρισης για τις περισσότερες τεχνικές που συζητήθηκαν.

Πίνακας 8.8: Σύγκριση διάφορων τεχνικών καύσης με και χωρίς δέσμευση CO₂ [13],[5]

Σύγκριση διάφορων τεχνικών καύσης με και χωρίς δέσμευση CO ₂ . [Στοιχεία από IEA Greenhouse gas R&D Programme,1992]						
Παράμετρος απόδοσης	Τεχνική δέσμευσης CO ₂	Είδος εργοστασίου παραγωγής ενέργειας				Σημειώσεις
		Κονιοποιημένου άνθρακα με FGD	Συνδυασμένος κύκλος αεριοτουρμπίνας	Συνδυασμένος κύκλος αεριοποίησης άνθρακα (IGCC)	Κονιοποιημένου άνθρακα σε οξυγόνο με χρήση ανακυκλ. CO ₂	
Αλλαγές στην απόδοση του δικτύου εφαρμόζοντας διαφορετικές τεχνικές δέσμευσης CO ₂ , σύμφωνα με μια δοθείσα υπόθεση αναφοράς	Αναφορική απόδοση χωρίς την δέσμευση CO ₂	40,0%	52,0%	42,0%	33,0%	
	Απορρόφηση	29,0%	42,0%	28,0%	30,0%	IGCC με χρήση Selexol σαν διαλυτικό οδηγεί σε 36% απόδοση αναφοράς αντί 42%
	Απορρόφηση PSA	28,0%	33,0%	26,0%	29,0%	
	Απορρόφηση TSA	29,0%	39,0%	29,0%	-	
	Κρυογενική Τεχνική	-	-	36,0%	27,0%	Δεν έχουν υπολογιστεί τα δύο άλλα
	Μεμβράνες διαχωρισμού	31,0%	31,0%	26,0%	31,0%	Η μείωση στην απόδοση είναι μεγαλύτερη λόγω των υψηλών απαιτήσεων συμπίεσης
	Μεμβράνες απορρόφησης MEA +	30,0%	47,0%	32,0%	30,0%	
Δεσμευμένο CO ₂	Απορρόφηση	90,0%	85,0%	90,0%	99,0%	
	Απορρόφηση PSA, TSA	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	
	Κρυογενική Τεχνική	-	-	85,0%	85,0%	
	Μεμβράνες διαχωρισμού	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	
	Μεμβράνες απορρόφησης MEA +	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	

CO2 σαν προϊόν	Απορρόφηση	99,2%	99,4%	99,8%	96,0%	
	Απορρόφηση PSA, TSA	75,0%	50,0%	60,0%	97,0%	
	Κρυογενική Τεχνική	-	-	97,0%	99,0%	
	Μεμβράνες διαχωρισμού	55,0%	16,0%	30,0%	97,0%	
	Μεμβράνες απορρόφησης MEA +	55,0%	16,0%	30,0%	97,0%	
Κόστος ανά τόνο CO2 που μειώνεται (Ευρώ/τόνο)	Απορρόφηση	40	63	99	18	
	Απορρόφηση PSA	96	623	235	24	
	Απορρόφηση TSA	302	459	413	-	
	Κρυογενική Τεχνική	-	-	26	29	Δεν έχουν υπολογιστεί για τα δύο άλλα είδη
	Μεμβράνες διαχωρισμού	53	384	143	10	
	Μεμβράνες απορρόφησης MEA +	51	35	48	18	
Ειδικό επένδυσης (Ευρώ/KW)	Αναφορική απόδοση χωρίς την δέσμευση CO2	1213	805	1790	2344	
	Απορρόφηση	2112	1567	3731	3557	
	Απορρόφηση PSA	1569	1376	2465	2510	
	Απορρόφηση TSA	2363	1779	3475	-	
	Κρυογενική Τεχνική	-	-	2763	4125	
	Μεμβράνες διαχωρισμού	2411	3573	5567	2537	
	Μεμβράνες απορρόφησης MEA +	1885	-	3137	-	
Σημείωση: Βασισμένο σε μια μελέτη της IEA για την αναπαράσταση του κόστους των πιθανών τεχνικών δέσμευσης που μπορεί να μελετώνται στο μέλλον						

Συμπεράσματα:

Αποδόσεις

Από τους πίνακες των αποδόσεων και του κόστους επενδύσεων και μείωσης εκπομπών CO₂ ανα τεχνική εύκολα προκύπτουν κάποια συμπεράσματα:

Καταρχήν οι μέθοδοι δέσμευσης CO₂ επηρεάζουν σημαντικά την απόδοση των 3 πρώτων εργοστασίων παραγωγής ενέργειας αλλά πολύ λιγότερο του 4^{ου}. Ειδικά στην περίπτωση που στο 4ο χρησιμοποιούνται μεμβράνες διαχωρισμού η απόδοση πέφτει μόνο κατά 2%. Ωστόσο το 4^ο εργοστάσιο έχει τις μικρότερες αποδόσεις μαζί με το τρίτο.

Το 1^ο εργοστάσιο επηρεάζεται λίγο λιγότερο με τις μεμβράνες διαχωρισμού, αλλά γενικότερα σε όλες τις μεθόδους η μείωση της απόδοσης κυμαίνεται στο 10%. Το 2^ο έχει μικρότερη μείωση απόδοσης με τις μεμβράνες απορρόφησης και MEA 5% και στα υπόλοιπα περίπου 10%. Τέλος το 3^ο επηρεάζεται λιγότερο απ' την κρυογενική τεχνική μόνο 6% και στα υπόλοιπα η μείωση κυμαίνεται από 10-15%.

Τις καλύτερες αποδόσεις με και χωρίς τεχνικές μειώσεις CO₂ έχει το 2^ο φτάνοντας τα 52% χωρίς και 47% με μεμβράνες απορρόφησης και MEA.

Το ποσοστό δεσμευμένου CO₂ για όλα τα εργοστάσια, με μεμβράνες διαχωρισμού και με μεμβράνες απορρόφησης και MEA είναι στο 80%, με κρυογενική τεχνική στο 85% και με απορρόφηση PSA,TSA φτάνει στο 95%. Με σκέτη απορρόφηση το 1^ο και το 3^ο φτάνουν στο 90% το δεύτερο στο 83% και το 4^ο στο 99%.

Το CO₂ σαν προϊόν στο 4^ο έφτανε με κάθε μέθοδο ποσοστά 96 – 99% με μέγιστο στην κρυογενική τεχνική. Όλα τα εργοστάσια είχαν τα χαμηλότερα ποσοστά στις μεμβράνες διαχωρισμού και στις μεμβράνες απορρόφησης 55% το 1^ο, 30% το 3^ο και 16% το 2^ο και έπιασαν τα μεγαλύτερα ποσοστά με την απορρόφηση και την κρυογενική τεχνική από 96 – 99,8%. Η απορρόφηση PSA,TSA έδινε σε όλα ενδιάμεσες τιμές.

Κόστη

Το κόστος σε Ευρώ ανά μειούμενο τόνο CO₂, είναι γενικότερα χαμηλότερο στο 4^ο με ελάχιστη τιμή τα 10 με τις μεμβράνες διαχωρισμού και μέγιστο τα 24 με απορρόφηση PSA. Η απορρόφηση TSA κρίνεται ως η ακριβότερη μέθοδος με κυμαινόμενο κόστος από 300 – 460 Ευρώ ανά τόνο και άρα τελείως ασύμφορη. Η φτηνότερες μέθοδοι φαίνεται να είναι η κρυογενική τεχνική, οι μεμβράνες απορρόφησης και η απορρόφηση, οι άλλες ειδικά για τα τρία πρώτα εργοστάσια κρίνονται επίσης ως ασύμφορες. Το 1^ο έχει χαμηλότερο κόστος με απορρόφηση 40, το 2^ο με μεμβράνες απορρόφησης 35 και το τρίτο με την κρυογενική τεχνική 26.

Το κόστος επένδυσης Ευρώ ανά KW, για τα εργοστάσια αυτά είναι χαμηλότερο με διαφορά για το 2^ο στα 805 και μεγαλύτερο με διαφορά για το 4^ο στα 2344 σχεδόν τριπλάσιο από το 2^ο, το 1^ο και το 3^ο είναι στα 1213 και 1790 αντίστοιχα.

Το κόστος επένδυσης με δέσμευση είναι μικρότερο σε όλα όσον αφορά την μέθοδο απορρόφησης PSA από 1376 στο 2^ο, 1569 στο 1^ο, 2465 στο 3^ο και μέχρι 2500 στο 4^ο. Στο 1^ο μετά ακολουθούν οι μεμβράνες απορρόφησης 1885, στο 2^ο η απορρόφηση 1567, στο 3^ο η κρυογενική τεχνική 2763, και στο 4^ο οι μεμβράνες διαχωρισμού 2537.

Καλύτερη αναλογία κόστους μείωσης και επένδυσης φαίνεται να έχει το 1^ο και το 2^ο για απορρόφηση και μεμβράνες απορρόφησης, το 3^ο για κρυογενική τεχνική και το 4^ο για μεμβράνες διαχωρισμού και μετά για απορρόφηση PSA.

Τελικά

Τον καλύτερο συνδυασμό απόδοσης δικτύου, δεσμευμένου CO₂, προϊόντος CO₂ και κόστους φαίνεται να έχει το 2^ο δηλαδή ο συνδυασμένος κύκλος αεριοτουρμπίνας, με την τεχνική της απορρόφησης ενώ αν δεν μας νοιάζει να το ποσοστό του CO₂ σαν προϊόν τότε πάλι το 2^ο με τις μεμβράνες διαχωρισμού.

Γ. Αποθήκευση CO₂

Η αποθήκευση CO₂ είναι βασικό κομμάτι μιας πλήρους στρατηγικής για να αποφευχθούν μεγάλες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου από εργοστάσια παραγωγής ενέργειας στο μέλλον, αλλά δεν αποτελεί μια άμεσα εφαρμόσιμη λύση. Οι κυριότερες προτεινόμενες μέθοδοι αποθήκευσης παρουσιάζονται στη συνέχεια [13],[5].

- **Σε εξαντλημένα κοιτάσματα πετρελαίου και Φυσικού Αερίου:**

Αυτά έχουν αποδεδειγμένη ικανότητα ασφαλούς αποθήκευσης, καθώς έχουν διατηρήσει υγρά και αέρια καύσιμα για χιλιάδες χρόνια. Η τεχνολογία τους είναι γνωστή, έχουν μικρό κόστος εξερεύνησης και μπορεί να χρησιμοποιηθεί τμήμα του εξοπλισμού της παραγωγής. Στην περίπτωση των κοιτασμάτων πετρελαίου, το CO₂ μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να παρατείνει την παραγωγή (**Enhanced Oil Recovery - EOR**).

- **Σε μη εξορύξιμα κοιτάσματα άνθρακα:**

Το CO₂ που εγχύεται, απορροφάται από τη δομή του άνθρακα, απελευθερώνοντας το παγιδευμένο CH₄, το οποίο μπορεί να συλλεχθεί και να πωληθεί (**Enhanced Gas Recovery – EGR**).

- **Αντίδραση με φυσικά μεταλλεύματα:**

Αντίδραση υπεκρίσιμου CO₂ με ρευστό πυριτικό μαγνήσιο, για τη δημιουργία ανθρακικής ένωσης. Η μέθοδος βρίσκεται σε πειραματικό στάδιο.

- **Σε ωκεανούς:**

Σε πιέσεις περίπου 50 bar, που αντιστοιχούν σε βάθος 500m το CO₂ μετατρέπεται σε υγρό. Η πυκνότητα αυτού είναι κάπως χαμηλότερη από το περιβάλλον θαλασσινό νερό, επομένως το υγρό θα ανέρχεται ως το επίπεδο που θα αρχίσουν να δημιουργούνται φυσαλίδες. Εφόσον όμως ληφθούν τα κατάλληλα μέτρα, ώστε το υγρό CO₂ να αναμειχθεί με το θαλασσινό νερό, το προκύπτον μίγμα θα έχει μεγαλύτερη πυκνότητα από το θαλασσινό νερό και έτσι θα βυθιστεί.

- **Στον πυθμένα ωκεανών:**

Σε υψηλές πιέσεις, π.χ. 3000m κάτω από το επίπεδο της θάλασσας, η πυκνότητα του καθαρού CO₂ είναι μεγαλύτερη από του θαλασσινού νερού. Έτσι το CO₂ που εγχύεται σε τέτοια βάθη θα σχηματίζει «λίμνες» στον πυθμένα των ωκεανών. Η αποθηκευτική ικανότητα είναι τεράστια, καθώς το μέσο βάθος της θάλασσας είναι 3700m και περισσότερο από το 50% της επιφάνειας της γης βρίσκεται σε βάθος >3000m.

- **Σε αλατούχα υδροφόρα στρώματα:(Utsira formation)**

Η δυνατότητα αποθήκευσης είναι μεγάλη, ενώ η μέθοδος χρησιμοποιείται ήδη, για παράδειγμα στη Νορβηγία (έγχυση σε βάθος 800 – 1000m).

8.2 Τεχνικές για τη μείωση CO και C_xH_y (CH₄)

Οι εκπομπές αερίων, που δεν έχουν υποστεί καύση (ατελούς καύσης), μπορούν να χωριστούν σε δύο ομάδες:

- Το μονοξείδιο του άνθρακα (CO) και
- Τους υδρογονάνθρακες (C_xH_y)

Οι εκπομπές CO και C_xH_y είναι αποτέλεσμα ατελούς καύσης και μπορούν να προκληθούν από:

Χαμηλές θερμοκρασίες καύσης:

Χρήση καυσίμου χαμηλής ποιότητας, μερική φόρτωση ή μέσω βλάβη του καυστήρα.

Μικρή διάρκεια παραμονής στη ζώνη καύσης:

Μη αποτελεσματική ανάμειξη του καυσίμου με τον αέρα καύσης που οδηγεί σε περιοχές με ανεπάρκεια οξυγόνου: Προβλήματα στον έλεγχο της αναλογίας καυσίμου / αέρα στο φούρνο ή μη ομογενής ποιότητα καυσίμου (κατάλοιπα, βιομάζα), άνθρακες με χαμηλή αντιδρασιμότητα και ασταθές περιεχόμενο(ανθρακίτες).

Το CO είναι το πιο σημαντικό αέριο, ατελούς καύσης, γιατί παραμένει σταθερή ένωση ακόμα και σε υψηλές θερμοκρασίες αν δεν υπάρχει παρουσία οξυγόνου.

Γενικά οι εκπομπές CO μπορούν να διατηρηθούν σε ποσότητες κάτω από 50 mg/Nm³ αν η καύση ελέγχεται σωστά.

Κάποια μέτρα μείωσης εκπομπών NO_x, όπως καύση με μικρό πλεόνασμα αέρα ή σταδιακή προώθηση αέρα (strong air staging), μπορούν να αυξήσουν τις εκπομπές αερίων, ατελούς καύσης. Σ' αυτές τις περιπτώσεις πρέπει να τονίζεται η σημασία εξασφάλισης ενός αποτελεσματικού μείγματος αέρα και καυσίμου στο σύστημα καύσης. Ακόμα η μείωση NO_x με την μέθοδο SNCR μπορεί να προκαλέσει υψηλότερες εκπομπές CO. Οι εκπομπές CO μπορούν να μειωθούν με την αύξηση εισαγωγής ασβεστόλιθου στους καυστήρες για καύση ρευστοποιημένης κλίνης.

Παρόμοια με τα κόστη μείωσης NO_x, είναι αδύνατο να ξεχωρίσεις τα κόστη των μέτρων από τη συνολική επένδυση, πρέπει κάθε περίπτωση να μελετηθεί ξεχωριστά και τα πιθανά έξοδα να εισαχθούν σε μια εφαρμόσιμη εκτίμηση.

Πίνακες με τις εκπομπές CO από Μεγάλες Εγκαταστάσεις Καύσης δίνονται μαζί με τις εκπομπές NO_x στο τέλος του επόμενου κεφαλαίου.

8.3 Τεχνικές για τη μείωση εκπομπών οξειδίου του αζώτου NO_x και N₂O σε εγκαταστάσεις καύσης (Λέβητες)

Οι τεχνικές για τη μείωση εκπομπών NO_x χωρίζονται σε πρωτεύοντα και δευτερεύοντα μέτρα. Πρωτεύοντα μέτρα έχουν αναπτυχθεί για να ελεγχθεί ο σχηματισμός NO_x και / ή μείωση του στον λέβητα, ενώ τα δευτερεύοντα μέτρα είναι τεχνικές για τη μείωση των εκπομπών NO_x στην έξοδο των καυσαερίων. Πιο λεπτομερείς πληροφορίες για τεχνικές πάνω στη μείωση οξειδίων του αζώτου μπορούν να βρεθούν από [19] και [21].

Όπως προαναφέραμε τα οξείδια του αζώτου (NO_x), που σχηματίζονται κατά την καύση ορυκτών καυσίμων, είναι κυρίως τα NO, NO₂, και N₂O, ενώ το NO αποτελεί περισσότερο από το 90% των συνολικών εκπομπών NO_x στους περισσότερους τύπους καύσης. Στον πίνακα 8.9 γίνεται μια παρουσίαση της κατάστασης όσον αφορά την απονίτρωση - DENOX, με εκτιμήσεις για περαιτέρω εφαρμογές μέχρι το τέλος του 1999 [5].

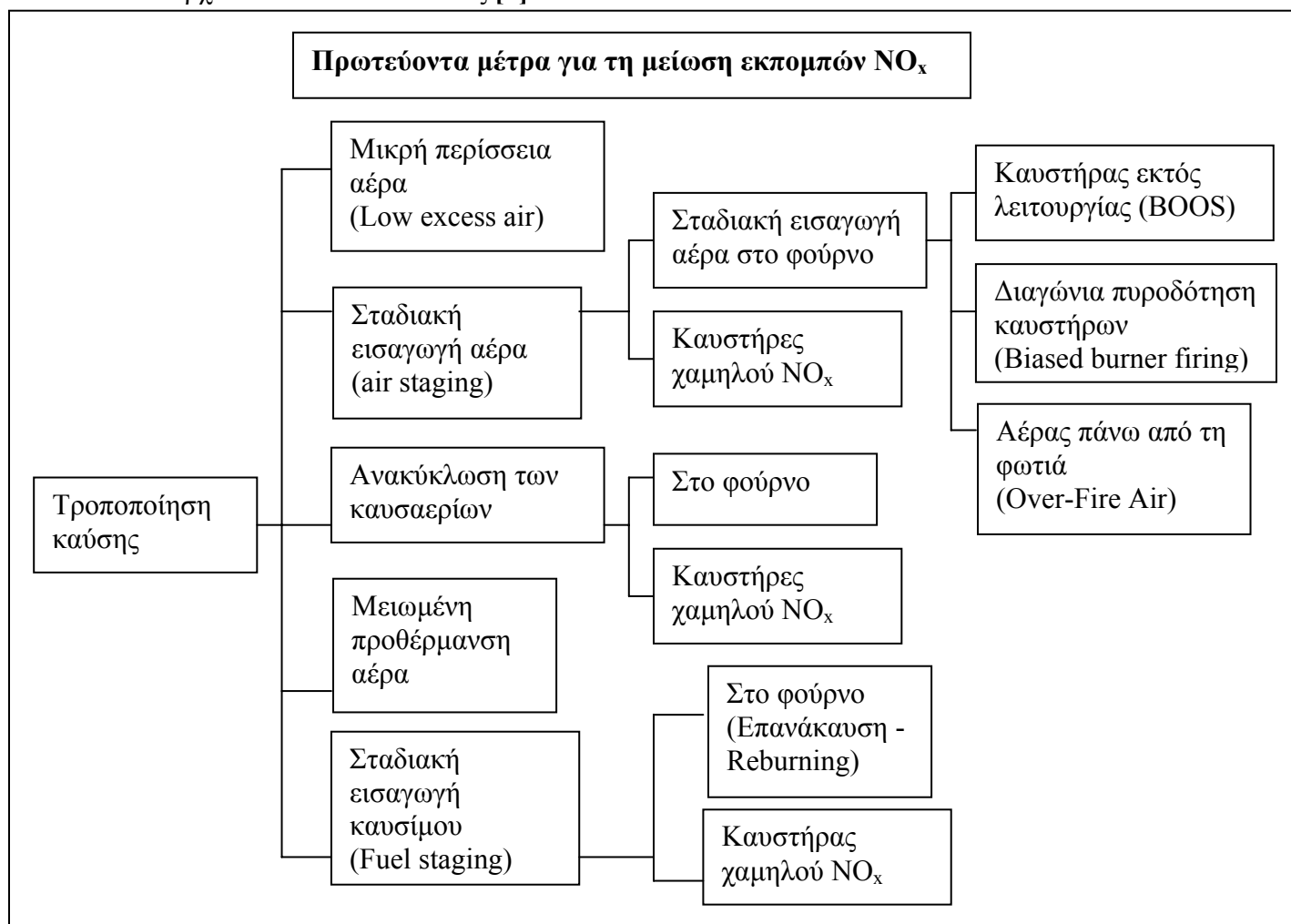
Πίνακας 8.9: DENOX σε μεγάλα εργοστάσια καύσης στην Ε.Ε.-15 [5],[18].

Εγκαταστάσεις και τεχνική	Αριθμός εγκαταστάσεων και ηλεκτρική ισχύς		Εγκαταστάσεις με DENOX και ελεγχόμενη ηλεκτρική ισχύ	
	Χώρα	Αριθμός εγκαταστάσεων MWe	Αριθμός εγκαταστάσεων MWe	
Αυστρία		18 4852	17 4178	
Βέλγιο		31 5867	- -	
Δανία		13 8447	4 1754	
Γερμανία		960 (N2) 91090	166 35249	
Ελλάδα		10 6138	- -	
Φινλανδία		30 5054	2 600	
Γαλλία		17 18218	6 1850	
Ιρλανδία		10 2955	- -	
Ιταλία		79 41873	27 15690	
Λουξεμβούργο		- -	- -	
Ολλανδία		15 9632	3 1470	
Πορτογαλία		6 4514	- -	
Ισπανία		41 19357	- -	
Σουηδία		41 5303	25 2534	
Αγγλία		26 37718	- -	
Ε.Ε.-15 (1996)		1297 261015	243 62175	
(Ε.Ε.-15 96-99)(N3)		(>20) (>8000)	(>3) (>2000)	
Σημειώσεις: N1 περιλαμβάνει την καύση ρευστοποιημένης κλίνης, N2 περιλαμβάνει γερμανικές βιομηχανικές μονάδες παραγωγής ενέργειας >50MWth), N3 εκτιμήσεις				

8.3.1 Πρωτεύοντα μέτρα για τη μείωση εκπομπών NO_x

Υπάρχει μεγάλη ποικιλία πρωτευόντων μέτρων (τροποποιήσεις καύσης) για να μειωθεί ο σχηματισμός NO_x σε εγκαταστάσεις καύσης. Όλα τα μέτρα αυτά στοχεύουν στην τροποποίηση λειτουργικών ή σχεδιαστικών παραμέτρων των εγκαταστάσεων καύσης με τέτοιο τρόπο ώστε να μειώνεται ο σχηματισμός, ή τα ήδη σχηματισμένα να μετατρέπονται μέσα στον λέβητα πριν την έξοδό τους. Το σχήμα 8.10 παραθέτει περιληπτικά τα πρωτεύοντα μέτρα.

Περισσότερες πληροφορίες σχετικά με τα παραπάνω μέτρα μπορούν να βρεθούν στο παράρτημα όπου υπάρχουν αναλυτικοί πίνακες [5].



Εικόνα 8.6: Παράθεση πρωτευόντων μέτρων για τη μείωση εκπομπών NO_x [5],[19].

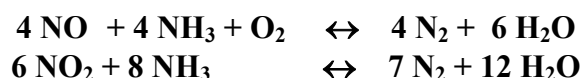
8.3.2 Δευτερεύοντα μέτρα για τη μείωση NO_x

Τα δευτερεύοντα μέτρα είναι τεχνικές που εφαρμόζονται στην έξοδο των καυσαερίων (end-of-pipe), ώστε να μειωθούν τα οξειδία αζώτου που έχουν ήδη σχηματιστεί. Μπορούν να υλοποιηθούν ανεξάρτητα ή σε συνδυασμό με πρωτεύοντα μέτρα όπως οι καυστήρες χαμηλού NO_x κ.λπ. Οι περισσότερες τεχνικές καυσαερίων για την μείωση εκπομπών εξαρτώνται από την εισαγωγή αμμωνίας, ουρίας ή άλλων ενώσεων, οι οποίες αντιδρούν με τα NO_x στα καυσαέρια και το μειώνουν σε μοριακό Άζωτο. Τα δευτερεύοντα μέτρα μπορούν να χωριστούν σε:

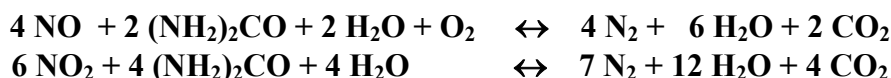
- Επιλεκτική καταλυτική μείωση (Selective Catalytic Reduction - SCR)
- Επιλεκτική μη καταλυτική μείωση (Selective Non-Catalytic Reduction - SNCR)

Η διαδικασία SCR εφαρμόζεται ευρέως για τη μείωση των οξειδίων του αζώτου στα καυσαέρια από μεγάλες εγκαταστάσεις καύσης στην Ευρώπη και σε άλλες χώρες σε όλο τον κόσμο, όπως η Ιαπωνία και η Η.Π.Α. Η διαδικασία SCR είναι καταλυτική και βασίζεται στην επιλεκτική μείωση οξειδίων του αζώτου, με αμμωνία ή ουρία, παρουσία καταλύτη. Το μέσο αναγωγής εισάγεται στα καυσαέρια πριν τον καταλύτη. Η μετατροπή των NO_x λαμβάνει χώρα στην επιφάνεια του καταλύτη σε θερμοκρασίες μεταξύ 320 και 420 °C, με μία από τις ακόλουθες αντιδράσεις (αν και κάποιοι προμηθευτές δίνουν καταλύτες, που είναι ειδικά σχεδιασμένοι να λειτουργούν για SCR σε λίγο χαμηλότερες ή υψηλότερες θερμοκρασίες, π.χ. μεταξύ 300 και 450 °C):

1. Με **αμμωνία** [NH₃] ως αναγωγικό μέσο



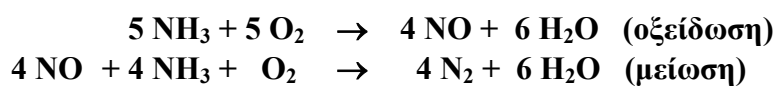
2. Με **ουρία** [(NH₂)₂CO] ως αναγωγικό μέσο



Ο αριθμός των εγκαταστάσεων που χρησιμοποιούν υγρή αμμωνία υπερβαίνει τον αριθμό αυτών που χρησιμοποιούν άλλα αναγωγικά μέσα, επειδή το κόστος ανά κιλό αμμωνίας είναι χαμηλότερο, οπότε επιτρέπει χαμηλότερα λειτουργικά κόστη. Ωστόσο οι ιδιότητες της την κάνουν πιο δύσκολη στο χειρισμό από το αδρανές υδατικό διάλυμα αμμωνίας, για το οποίο το κόστος αποθήκευσης και μέτρων ασφαλείας είναι χαμηλότερο. Για να χρησιμοποιηθεί η υγρή αμμωνία πρέπει να εξατμιστεί σε αέρια μορφή [5]. Τα 4 είδη καταλύτη για SCR είναι: Οξείδια βαρέων μετάλλων, Ζεολίτης, οξείδια σιδήρου και ενεργός άνθρακας.

Η SNCR είναι ένα ακόμα δευτερεύον μέτρο για τη μείωση των NO_x που έχουν ήδη σχηματιστεί από μια μονάδα καύσης στην έξοδο των καυσαερίων. Λειτουργεί χωρίς καταλύτη σε θερμοκρασίες 850 με 1100 °C. Το εύρος θερμοκρασίας εξαρτάται κυρίως από το αντιδραστήριο που χρησιμοποιείται (Αμμωνία, ουρία ή καυστική αμμωνία).

Χρησιμοποιώντας την αμμωνία ως αντιδραστήριο οι ακόλουθες αντιδράσεις πραγματοποιούνται πρακτικά ταυυτόχρονα:



Η βέλτιστη αναλογία $\text{NH}_3 / \text{NO}_x$ ώστε να αποφεύγεται η διαρροή NH_3 και να μειώνεται αρκετά το NO_x είναι μεταξύ 1,5 και 2,5.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9 - Χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε. - Renewable Energy Sources - RES)

Με αφορμή τις «πετρελαϊκές κρίσεις» την δεκαετία του 70, άρχισε να γίνεται διεθνώς συνείδηση η ανάγκη καλύτερης αξιοποίησης της ενέργειας, αφενός μεν για να αξιοποιούνται καλύτερα οι διατιθέμενοι ενεργειακοί πόροι, αφετέρου δε για να περιορίζεται η ρύπανση του περιβάλλοντος. Άρχισε τότε σε διεθνές επίπεδο η αναζήτηση **Εναλλακτικών Πηγών Ενέργειας**, σε αντιστάθμισμα των **Συμβατικών Πηγών**, όπως είναι ο άνθρακας και το πετρέλαιο, καθώς και της πυρηνικής ενέργειας, η οποία βεβαίως παρουσιάζει τα γνωστά προβλήματα. Παράλληλα άρχισε μία προσπάθεια για την **Εξοικονόμηση** και γενικότερα την καλύτερη και αποδοτικότερη χρήση της ενέργειας. Οι παραπάνω παράγοντες συνέβαλαν αποφασιστικά αφενός μεν στην ανάπτυξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), αφετέρου δε στην ανάπτυξη συστημάτων Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας (ΣΗΘ), στα οποία έγινε αναφορά σε προηγούμενα κεφάλαια.

Βασικό πλεονέκτημα των ΑΠΕ έναντι των συμβατικών πηγών είναι το ότι ανανεώνονται από τη φύση, ενώ επιπρόσθετα δεν προκαλούν μόλυνση της ατμόσφαιρας και εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Ωστόσο ο ρυθμός με τον οποίο παρέχεται η ενέργεια από τις ΑΠΕ δεν είναι ελεγχόμενος, ώστε η ηλεκτρική ενέργεια να παρέχεται όταν το απαιτούν οι ανθρώπινες ανάγκες. Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με το ότι η ηλεκτρική ενέργεια δύσκολα αποθηκεύεται σε μεγάλες ποσότητες, οδηγεί στην ανάγκη της σύνδεσης των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο και την παράλληλη λειτουργία τους με το Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας. Δεδομένου δε ότι για τεχνολογικούς λόγους οι μονάδες των ΑΠΕ είναι μικρής ισχύος, συγκριτικά με τις μονάδες της συμβατικής παραγωγής, συνδέονται κατά γενικό κανόνα στο επίπεδο του δικτύου Διανομής [17],[34].

9.1 Μορφές - Τεχνολογίες ΑΠΕ

Οι μορφές των ΑΠΕ που είναι σήμερα τεχνικοοικονομικά εκμεταλλεύσιμες αναλύονται στη συνέχεια.

9.1.1 Αιολική Ενέργεια

Η κινητική ενέργεια του ανέμου μετατρέπεται αρχικά σε μηχανική και ακολούθως σε ηλεκτρική, με τη χρήση ανεμογεννητριών. Η τεχνολογία των ανεμογεννητριών παρουσίασε μεγάλη εξέλιξη τα τελευταία χρόνια, με αντίστοιχη μείωση του κόστους παραγωγής της παραγόμενης ενέργειας. Σήμερα το «εμπορικό μέγεθος» των ανεμογεννητριών, δηλαδή το μέγεθος που παρουσιάζει την βέλτιστη σχέση κόστους – οφέλους, κυμαίνεται μεταξύ 600 και 1500 KW. Όμως σε στάδιο δοκιμών λειτουργούν ανεμογεννήτριες μέχρι 3000 KW, σχεδιάζονται δε και μέχρι 5000 KW [17],[34].

Μείωση του κόστους επιτυγχάνεται με την εγκατάσταση περισσότερων ανεμογεννητριών στην ίδια θέση, οπότε σχηματίζονται «αιολικά πάρκα», συνολικής συνήθως ισχύος μέχρι 40 MW. Το κύριο μειονέκτημα των ανεμογεννητριών είναι η οπτική αλλαγή που επιφέρουν στο περιβάλλον,

ενώ τα λοιπά, όπως π.χ. ο θόρυβος, αντιμετωπίζονται εύκολα με την κατάλληλη επιλογή της θέσης εγκατάστασης. Σημειώνεται τέλος ότι η παραγόμενη από μία ανεμογεννήτρια ισχύς αυξάνει με τον κύβο σχεδόν της ταχύτητας του ανέμου και συνεπώς η κατάλληλη επιλογή της θέσεως εγκαταστάσεως είναι βασικής σημασίας για την αποδοτικότητα της επένδυσης.

9.1.2 Υδροηλεκτρική Ενέργεια

Αποτελεί μία ανανεώσιμη μορφή ενέργειας, η οποία χρησιμοποιήθηκε από τα πρώτα βήματα ανάπτυξης των ηλεκτρικών εφαρμογών, κυρίως με την κατασκευή φραγμάτων και την δημιουργία υδάτινων ταμιευτηρίων μεγάλων ποταμών. Τα τελευταία όμως χρόνια αναπτύσσεται ραγδαία η τεχνική των «Μικρών Υδροηλεκτρικών», ισχύος μέχρι 10 MW, τα οποία εγκαθίστανται σε μικρά σχετικά ρέματα και έχουν περιορισμένη επίπτωση στο περιβάλλον, αφού περιλαμβάνουν απλώς μία υδροληψία, έναν αγωγό υπό πίεση και τον υδροστρόβιλο. Βασικής σημασίας τόσο για την αποδοτικότητα της επένδυσης όσο και για τις επιπτώσεις στο περιβάλλον, είναι η κατάλληλη επιλογή της θέσεως και η όλη σχεδίαση του έργου [17],[34].

9.1.3 Ηλιακή Ενέργεια

Η αξιοποίηση της με την απευθείας μετατροπή της σε ηλεκτρική μέσω των «φωτοβολταϊκών στοιχείων», παρουσιάζει τα περισσότερα πλεονεκτήματα. Το μοναδικό τους μειονέκτημα είναι ότι απαιτούν την διάθεση μεγάλων επιφανειών για την εγκατάστασή τους και κυρίως το υψηλό κόστος κτήσεώς τους. Πολύ αποδοτικότερη, με τα σημερινά δεδομένα κόστους, είναι η απευθείας αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας για την θέρμανση νερού ή θέρμανση (ή και δροσισμό) χώρων [17],[34].

9.1.4 Βιομάζα

Ο όρος υποδηλώνει τα πάσης φύσεως υποπροϊόντα και κατάλοιπα της φυσικής, ζωικής, δασικής και αλιευτικής παραγωγής, πριν ή μετά την βιομηχανική τους επεξεργασία, καθώς και τα αστικά λύματα και τα απορρίμματα. Η αξιοποίηση της γίνεται χωρίς κατεργασία (απευθείας καύση) ή με διάφορες θερμοχημικές (π.χ. πυρόλυση, αεριοποίηση) ή βιοχημικές διεργασίες (π.χ. αερόβια ζύμωση) διεργασίες. Προσφέρεται ιδιαίτερα για την κάλυψη αναγκών θερμότητας σε γεωργικές εφαρμογές, όπου και διατίθεται η πρώτη ύλη ή για την τηλεθέρμανση πόλεων με παράλληλη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η ενεργειακή αξιοποίηση των απορριμμάτων. Βασικής σημασίας για την αποδοτικότητα των απαιτούμενων σημαντικών συχνά επενδύσεων και για τις επιπτώσεις στο περιβάλλον της περιοχής, έχουν η εξασφάλιση της πρώτης ύλης (σε ποιότητα και ποσότητα) και η τεχνολογία η οποία θα εφαρμοστεί [17],[34].

9.1.5 Γεωθερμική Ενέργεια

Ανάλογα με την θερμοκρασία των γεωθερμικών ρευστών που λαμβάνονται με γεωτρήσεις, διακρίνεται σε "χαμηλής" (25 - 100°C), "μέσης" (100 - 150°C) και "υψηλής" (άνω των 150°C) ενθαλπίας. Η γεωθερμική ενέργεια χαμηλής και μέσης ενθαλπίας βρίσκει πολλές εφαρμογές στη γεωργική βιομηχανία και τη θέρμανση χώρων, ενώ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προσφέρεται η υψηλής ενθαλπίας. Η εφαρμοζόμενη τεχνολογία, σε

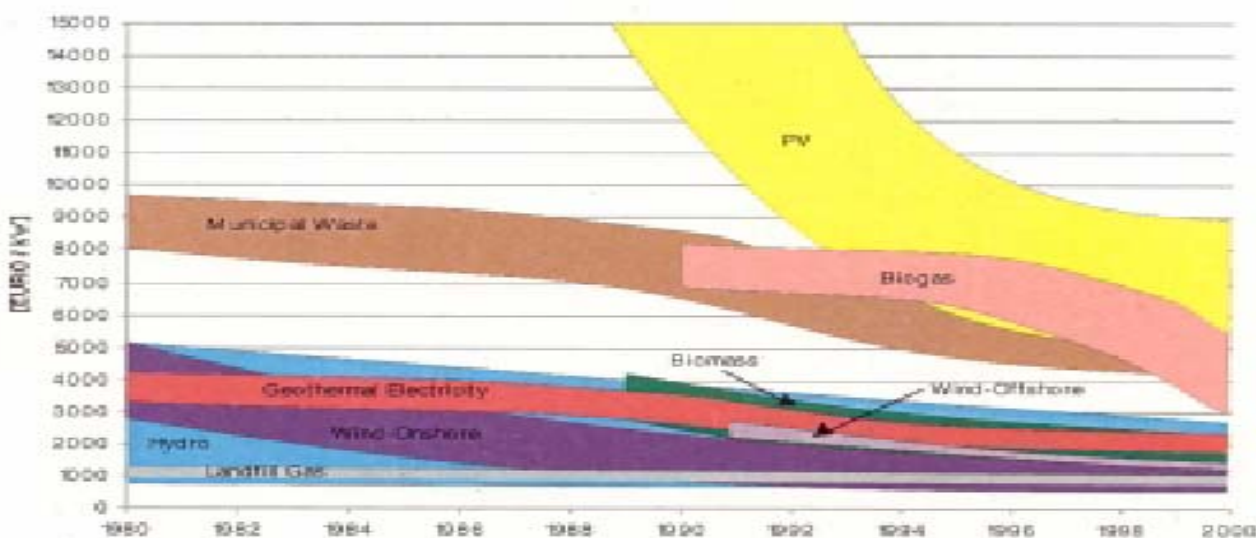
συνδυασμό με τα χαρακτηριστικά του γεωθερμικού ρευστού, αποτελεί τον καθοριστικό παράγοντα για τον περιορισμό των επιπτώσεων στο περιβάλλον. Με την επιστροφή των ρευστών στο υπέδαφος αμέσως μετά τη χρήση τους μέσω μίας ιδιαίτερης γεώτρησης, μπορεί να αντιμετωπίζονται ικανοποιητικά οι επιπτώσεις στο περιβάλλον [17],[34].

9.1.6 Κυψέλες Καυσίμου

Η ανάπτυξη τους βρίσκεται σε πειραματικό ακόμη στάδιο, υπάρχουν όμως βάσιμες ελπίδες ότι θα επιφέρουν στο μέλλον επανάσταση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τις μεταφορές, με αρχή ίσως και εντός της τρέχουσας δεκαετίας. Λειτουργούν με τη χρήση Φυσικού Αερίου ή άλλων αερίων και μελλοντικά Υδρογόνου, το οποίο εκτιμάται ότι θα μπορεί να λαμβάνεται από το νερό με την εκτεταμένη χρήση ΑΠΕ [17],[34].

9.2 Κόστος παραγωγής και προϋποθέσεις ανάπτυξης των Α.Π.Ε.

Στο σχήμα 9.1 παρουσιάζεται ενδεικτικά η εξέλιξη του κόστους παραγωγής ενέργειας από διάφορες μορφές ΑΠΕ, καθώς και το κόστος παραγωγής από έναν σύγχρονο σταθμό παραγωγής Φυσικού Αερίου, για λόγους σύγκρισης [17],[34]. Είναι αξιοσημείωτη η σημαντική μείωση του κόστους παραγωγής ορισμένων μορφών ΑΠΕ κατά τα τελευταία 20 χρόνια, η οποία οφείλεται κυρίως στην εξέλιξη της τεχνολογίας τους, χωρίς όμως να είναι ανταγωνιστική προς το κόστος παραγωγής των συμβατικών πηγών. Συνεπώς, για την παραπέρα διεξόδυση των ΑΠΕ στην αγορά ενέργειας είναι, προς το παρόν τουλάχιστον, αναγκαία η περαιτέρω στήριξη τους. (Κάτω από το σχήμα εξηγούνται σε πινακάκι οι όροι που αναφέρεται το σχήμα)



Εικόνα 9.1: Συγκριτική παρουσίαση κόστους παραγωγής από ΑΠΕ με αντίστοιχο κόστος από συμβατικούς σταθμούς Φυσικού Αερίου [17],[34].

PV: PHOTOVOLTAICS	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ
GEOTHERMAL ELECTRICITY	ΓΕΩΘΕΡΜΙΚΑ
WIND-ONSHORE	ΑΙΟΛΙΚΑ
WIND-OFFSHORE	ΠΑΡΑΚΤΙΑ ΑΙΟΛΙΚΑ
HYDRO	ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΑ
BIOMASS	ΒΙΟΜΑΖΑ
BIOGAS	ΒΙΟΑΕΡΙΟ
MUNICIPAL WASTE	ΑΣΤΙΚΑ ΑΠΟΡΡΙΜΑΤΑ
LANDFILL GAS	ΑΕΡΙΟ ΑΠΟ ΧΥΤΑ

Από τους ευνοϊκά διακείμενους προς την ευρύτερη ανάπτυξη των ΑΠΕ, υποστηρίζεται ότι η παραπάνω αντιπαραβολή του κόστους της ενέργειας ΑΠΕ και συμβατικών πηγών, η οποία γίνεται με βάση τις τιμές "αγοράς", δεν είναι ορθή, διότι δεν έχει ληφθεί υπόψη το ονομαζόμενο "εξωτερικό κόστος", το οποίο θα πρέπει να επιβαρύνει τις συμβατικές πηγές. Το "εξωτερικό κόστος" αντανακλά τις πρόσθετες δαπάνες που καλείται να καταβάλει το κοινωνικό σύνολο από τις καταστροφές που προκαλούνται στο περιβάλλον (αέρα, έδαφος, υδάτινους πόρους) και στην ανθρώπινη υγεία, ως συνέπεια της χρήσης των συμβατικών πηγών ενέργειας καθώς και της πυρηνικής, όπως επίσης και τις καταστροφές που προκαλούνται από τα ακραία καιρικά φαινόμενα, στο βαθμό που αυτό είναι συνέπεια της χρήσης των συμβατικών πηγών.

Στην ίδια κατεύθυνση λειτουργεί και ο μηχανισμός των προστίμων που προβλέπει το πρωτόκολλο του Κυότο για τις χώρες που δεν επιτυγχάνουν τους τιθέμενους σε αυτό στόχους στον περιορισμό των ρύπων. Υποστηρίζεται δε ότι και οι τεχνολογίες των συμβατικών πηγών ενέργειας και ιδιαίτερα η πυρηνική είχαν επιδοτηθεί κατά τα στάδια αναπτύξεώς τους ή και έμμεσα επιδοτούνται και σήμερα.

Δεδομένου ότι ακριβής αριθμητική έκφραση των παραπάνω είναι πρακτικά ανέφικτη, μεγάλη σημασία έχει η ορθή ενημέρωση των πολιτών, ώστε να αποδέχονται τις επιπτώσεις ανάπτυξης των ΑΠΕ, οι οποίες είναι συχνά άμεσα εμφανής. (π.χ. η οπτική αλλοίωση του περιβάλλοντος από την εγκατάσταση των ανεμογεννητριών), προκαλώντας την αντίδραση τους. Επί πλέον, όπως ήδη εφαρμόζεται σε ορισμένες Ευρωπαϊκές χώρες, η ενημέρωση των πολιτών αποβλέπει στο να έχουν την διάθεση να καταβάλουν ένα μικρό επιπλέον ποσοστό στο κόστος της ενέργειας που καταναλώνουν, ως αντιστάθμισμα για το επί πλέον κόστος της παραγόμενης ενέργειας λόγω της διεύθυνσης των ΑΠΕ [17],[34].

Στον Πίνακα 9.1 που ακολουθεί, δίδονται ενδεικτικά κόστη για τις τεχνολογίες ΑΠΕ και ΣΗΘ ώστε να κάνουμε και μια σύγκριση τιμών [17],[34].

Πίνακας 9.1: Σύγκριση Κόστους τεχνολογιών ΑΠΕ και ΣΗΘ [11]

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΑΠΕ	ΑΝΩΤΑΤΟ ΕΠΙΛΕΞΙΜΟ ΟΡΙΟ (ΕΥΡΩ)	Παρατηρήσεις
Αιολικά	900 / εγκατεστημένο KWe	
Γεωθερμική εφαρμογή σε θερμοκήπια	100.000 / στρέμμα	γυάλινου θερμοκηπίου
	60.000 / στρέμμα	πλαστικού θερμοκηπίου
Μικρά Υδροηλεκτρικά	1.500 / εγκατεστημένο KWe	
Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας (ΣΗΘ)	1.050 / εγκατεστημένο KWe	σε εγκαταστάσεις < 1MWe
	750 / εγκατεστημένο KWe	σε εγκαταστάσεις > 1MWe
Συμπαγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας από Βιομάζα	1.600 / εγκατεστημένο KWe	Αγροτικά υπολείμματα
	1.300 / εγκατεστημένο KWe	Λύματα
	1.500 / εγκατεστημένο KWe	Βιομηχανικά και αστικά στερεά απορρίμματα
Τηλεθέρμανση/ τηλεψύξη από βιομάζα	750 / εγκατεστημένο KWth	
	900 / εγκατεστημένο KWth	Σε περίπτωση πλήρους μετατροπής της παραγόμενης θερμικής ενέργειας σε ψύξη
Κεντρικά Ηλιακά Συμβατικοί συλλέκτες	300 / m2	
Κεντρικά Ηλιακά Υψηλής απόδοσης	500 / m2	
Συστήματα συλλεκτών παραβολικής σκάφης	1.000 / m2	
Φωτοβολταϊκό σύστημα	8.800 / kWp	
Ολοκληρωμένο αυτόνομο Φ/Β σύστημα (Φ/Β πανέλλο, ντίζελ, συστήματα αποθήκευσης)	14.900 / kW	
Κυψέλες καυσίμου	5.500 / kW	
Αφαλάτωση		Δεν υπάρχουν στοιχεία

9.3 Η Ευρωπαϊκή ένωση και οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Η ανάπτυξη των ΑΠΕ αποτελεί βασική προτεραιότητα της Ευρωπαϊκής Ένωσης (Ε.Ε.), για λόγους προστασίας του περιβάλλοντος, όπως η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, και για λόγους ανεξαρτησίας ενεργειακού εφοδιασμού αλλά και κοινωνικής και οικονομικής συνοχής. Αυτό έχει εκφραστεί και με την πρόσφατη "Οδηγία 2001/ 77" του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και Συμβουλίου, καθώς και με τις δεσμεύσεις της Ε.Ε. στο "Πρωτόκολλο του Κυότο" για το περιβάλλον. Τα κύρια σημεία της "Οδηγίας" είναι τα ακόλουθα [17],[34]:

α) Ζητά από τα κράτη-μέλη να ορίσουν συγκεκριμένους στόχους για το ποσοστό της συνολικής ενεργειακής κατανάλωσης και της ηλεκτρικής ειδικότερα, που θα προέρχεται από ΑΠΕ, κατά το έτος 2010. Τα ποσοστά αυτά πρέπει να είναι σύμφωνα με τον συνολικό στόχο που θέτει η Ε.Ε., δηλαδή 12% της συνολικής και 22,1% της ηλεκτρικής. Ορίζει επίσης ενδεικτικούς για κάθε κράτος - μέλος στόχους, όσον αφορά το ποσοστό της ηλεκτρικής κατανάλωσης. Για την Ελλάδα ανέρχεται σε 20,1% (περιλαμβανομένων και των Μεγάλων Υδροηλεκτρικών).

β) Ορίζει ότι τα κράτη - μέλη μπορούν στην παρούσα φάση να καθορίζουν μόνα τα μέτρα υποστήριξης των ΑΠΕ για την επίτευξη του τιθέμενου στόχου, τα οποία θα πρέπει να είναι σύμφωνα με τις αρχές της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, να λαμβάνουν υπόψη τα χαρακτηριστικά των διαφόρων τεχνολογιών, να είναι απλά και αποτελεσματικά και να προβλέπουν μεταβατικές ρυθμίσεις ώστε να διατηρείται η εμπιστοσύνη των επενδυτών.

γ) Ορίζει ότι τα κράτη - μέλη θα πρέπει να επανεξετάσουν τις ισχύουσες διαδικασίες αδειοδότησεως και τις διοικητικές ρυθμίσεις ώστε να εξασφαλίζεται η διαφάνεια και να διευκολύνεται η ανάπτυξη των ΑΠΕ.

δ) Ορίζει ότι θα πρέπει να ληφθούν τα κατάλληλα μέτρα για την κατά προτεραιότητα σύνδεση των ΑΠΕ στα ηλεκτρικά δίκτυα και ζητά από τα κράτη μέλη να απαιτήσουν από τους διαχειριστές του Συστήματος και του δικτύου την έκδοση κανονισμών που θα εξασφαλίζουν διαφανείς διαδικασίες σύνδεσης και κοστολόγησης.

ε) Ορίζει ότι τα κράτη - μέλη θα πρέπει να δημιουργήσουν τους κατάλληλους μηχανισμούς και να ορίσουν αρμόδιους φορείς για την έκδοση "Εγγυήσεων Προέλευσης" ενέργειας προερχόμενης από ΑΠΕ. Επιπρόσθετα, επιβάλλεται στα κράτη - μέλη να αναγνωρίζουν τις "Εγγυήσεις Προέλευσης" οι οποίες προέρχονται από άλλα κράτη - μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Σημειώνεται τέλος ότι η Οδηγία ορίζει χρονικά διαστήματα εντός των οποίων τα κράτη - μέλη πρέπει να αναφέρουν τα αποτελέσματα από την εφαρμογή των οριζόμενων.

9.3.1 Μέτρα στήριξης των ΑΠΕ από την Ε.Ε.

Τα μέτρα στήριξης των ΑΠΕ που έχουν χρησιμοποιηθεί από τα κράτη - μέλη περιλαμβάνουν επιδότηση των επενδύσεων ή φοροαπαλλαγής, αλλά η κύρια ενίσχυση προέρχεται από την άμεση στήριξη της τιμής της ενέργειας, που καταβάλλεται στους παραγωγούς ΑΠΕ. Τα μέτρα στήριξης των τιμών που εφαρμόζονται μπορούν να διακριθούν σε δύο κύριες κατηγορίες [17],[34].

- **Τα συστήματα σταθερών τιμών**, που εφαρμόζονται ιδίως στην Γερμανία και την Ισπανία, όπου συνέβαλαν σημαντικά στη ραγδαία προώθηση των ΑΠΕ, καθώς και στη χώρα μας. Χαρακτηρίζονται από τη συγκεκριμένη τιμή της ενέργειας που καταβάλλεται από τις επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας στους παραγωγούς ΑΠΕ.
- **Τα συστήματα ποσοτώσεων**, τα οποία εφαρμόζονται ιδίως στην Αγγλία, την Ιρλανδία και τις Κάτω χώρες, με μικρή συμβολή στην ανάπτυξη των ΑΠΕ. Βασίζονται στον καθορισμό της τιμής της ενέργειας μέσω του ανταγωνισμού μεταξύ των παραγωγών ΑΠΕ για τη στήριξη που θα γίνει, αφού προηγουμένως το κράτος αποφασίσει για το επιθυμητό ποσό ενέργειας από ΑΠΕ. Υλοποιούνται με δύο κυρίως μηχανισμούς:
 - Τα πράσινα πιστοποιητικά (Green Certificates): Η ενέργεια ΑΠΕ πωλείται σε τιμές αγοράς, και για να χρηματοδοτηθεί το επιπλέον κόστος παραγωγής των ΑΠΕ, όλοι οι καταναλωτές υποχρεώνονται να προμηθεύονται ορισμένο ποσοστό ενέργειας («πράσινο πιστοποιητικό») από ΑΠΕ. Για την προμήθεια των πράσινων πιστοποιητικών αναπτύσσεται μία δευτερεύουσα αγορά «πράσινης ενέργειας», παράλληλα με την πρωτεύουσα αγορά από συμβατικές πηγές ενέργειας..
 - Διαγωνιστικό σύστημα: Προκηρύσσονται από το κράτος διαγωνισμοί για την προμήθεια ενέργειας ΑΠΕ, η οποία διοχετεύεται στην τοπική κατανάλωση στην τιμή του διαγωνισμού. Το επιπλέον κόστος της ενέργειας ΑΠΕ μετακυλύεται στους καταναλωτές μέσω ειδικού τέλους.

Το θέμα της επιλογής του κατάλληλου συστήματος στήριξης των ΑΠΕ, έτσι ώστε να επιτευχθεί η επιθυμητή αύξηση της παραγωγής από ΑΠΕ, στα πλαίσια μιας ανταγωνιστικής απελευθερωμένης αγοράς ενέργειας, χωρίς όμως σημαντική επιβάρυνση των καταναλωτών, απασχολεί έντονα όλα τα κράτη - μέλη και τις Ρυθμιστικές Αρχές. Η πολυπλοκότητα του θέματος αυξάνεται από το γεγονός ότι οι ΑΠΕ αποτελούν Διανεμημένη Παραγωγή, σε πολλά επίπεδα του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας και με διαφορετική, η κάθε μορφή ΑΠΕ, συμπεριφορά, οπότε και ο καθορισμός της συνεισφοράς τους καθώς και η εκτίμηση των επιβαρύνσεων που συνεπάγεται η σύνδεση τους στο δίκτυο δεν είναι εύκολη. Τέλος βασικής σημασίας είναι και το επίπεδο στο οποίο βρίσκεται σε κάθε χώρα η ανάπτυξη των ΑΠΕ:

Από την μέχρι σήμερα πρακτική προκύπτει ότι συστήματα που βασίζονται στον ανταγωνισμό προσφέρονται όταν οι ΑΠΕ έχουν ήδη αναπτυχθεί σε αρκετό βαθμό και όχι κατά το στάδιο

ανάπτυξής τους. Αυτό δε διότι οι συνθήκες που δημιουργούνται στα πλαίσια του ανταγωνισμού μπορεί να αποτελέσουν εμπόδιο στην «απογείωση» τους [17],[34].

9.3.2 Ο στόχος για 20% Α.Π.Ε. μέχρι το 2020

Η λευκή βίβλος, που παρουσιάζει τις δυνατές προοπτικές για το 2010 ώστε να χρησιμοποιούνται ΑΠΕ για το 12% των ενεργειακών απαιτήσεων αποτελεί δέσμευση για την Ε.Ε.. Σαν συνέχεια λοιπόν αυτής της δέσμευσης, στις αποφάσεις της ευρωπαϊκής διάσκεψης για τις ΑΠΕ [24], προτάθηκε ομόφωνα να προχωρήσουν με φιλόδοξες πολιτικές για τις ΑΠΕ όπως το πρόγραμμα «20% μέχρι το 2020» (να χρησιμοποιούνται ΑΠΕ για το 20% των ενεργειακών απαιτήσεων). Ωστόσο στη διεθνή διάσκεψη για τις ΑΠΕ «Renewables 2004», στη Βόννη (1/4/2004), και παρότι 154 χώρες συζήτησαν μαζί για τις ανανεώσιμες, δεν υιοθετήθηκαν τελικά δεσμεύσεις.

Το πρόγραμμα, 20% ΑΠΕ μέχρι το 2020, μπορεί να προσφέρει μια μείωση 728 Mt CO₂ /χρόνο, που αντιστοιχεί μια μείωση 17.3% από τις συνολικές εκπομπές GHG της Ε.Ε. το 1990 (βλεπε πίνακα 9.2) !!! [24].

Πίνακας 9.2: Μείωση Εκπομπών CO₂ [24]

Μείωση Εκπομπών CO₂ (Εκατομμύρια τόνοι)(Mt)		
	2010	2020
Αιολικά	99	236
Φωτοβολταϊκά	2,2	24
Βιομάζα	176	326
Υδροηλεκτρικά	23	35
Γεωθερμικά	5,8	15
Ηλιακά θερμικά	14	92
Συνολικά ΑΠΕ	320	728
% από εκπομπές GHG της Ε.Ε. το 1990	7,6 %	17,3 %

Περισσότερες πληροφορίες για την πορεία των ΑΠΕ προς την επίτευξη του στόχου 12% για το 2010, για το πρόγραμμα 20% για το 2020 και τα οφέλη τους σε σχέση με τις μειώσεις εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και τα κέρδη από μειώσεις στην χρήση καυσίμου, δίνονται στην επισυναπτόμενη στο Παράρτημα πρόταση που έγινε στην παραπάνω διάσκεψη [24]

9.4 Η ανάπτυξη των ΑΠΕ στην Ελλάδα

Η πρώτη προσπάθεια ανάπτυξης των ΑΠΕ έγινε με τον Ν. 1559/85, με τον οποίο δόθηκε η δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ σε ιδιώτες και τους ΟΤΑ (αυτοπαραγωγούς), μέχρι το τριπλάσιο της ισχύος των εγκαταστάσεων τους και την πώληση της περίσσειας στη ΔΕΗ. Η συνεισφορά του νόμου στην ανάπτυξη των ΑΠΕ ήταν μηδαμινή, λόγω της χαμηλής τιμής αγοράς της ενέργειας από την ΔΕΗ αλλά και των πολύπλοκων διαδικασιών αδειοδότησης: Το 1993 λειτουργούσαν ανεμογεννήτριες συνολικής ισχύος 27 MW, από τις οποίες μόνον 3 MW ανήκαν σε ιδιώτες, τους ΟΤΑ και τον ΟΤΕ, ενώ οι λοιπές στην ΔΕΗ [17],[34].

Η ουσιαστική έναρξη της ανάπτυξης των ΑΠΕ έγινε με τον Ν.2244/94, ο οποίος έδωσε την δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και σε ιδιώτες με μοναδικό σκοπό την πώληση της παραγόμενης ενέργειας στη ΔΕΗ, ενώ επαύξησε τις δυνατότητες αυτοπαραγωγής. Όρισε επίσης σχετικά επαρκείς τιμές αγοράς της πωλούμενης στην ΔΕΗ ενέργειας και δεκαετή διάρκεια συμβάσεων. Παράλληλα θεσπίστηκαν αναπτυξιακά κίνητρα (Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ενέργειας, Αναπτυξιακός Νόμος κ.ά.), τα οποία περιλάμβαναν επιδοτήσεις των δαπανών εγκαταστάσεων ΑΠΕ και Συμπαράγωγής, ώστε παρά τα εμπόδια λόγω των πολύπλοκων διαδικασιών αδειοδότησης, που δεν κατέστη δυνατόν να ξεπεραστούν, να σημειωθεί σημαντική πρόοδος κατά τα τελευταία ιδίως έτη [17],[34].

Σημαντική συμβολή στην ανάπτυξη των ΑΠΕ, αποτέλεσε η δημιουργία του **Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας – ΚΑΠΕ (CRES)**, κάτω από το Υπουργείο ανάπτυξης, για να προωθήσει την ανανεώσιμη ενέργεια, το οποίο συνεχώς από το 1989 που ιδρύθηκε μετέχει ενεργά στην όλη προσπάθεια με μελέτες του δυναμικού των ΑΠΕ (αιολικού, ανάπτυξης μικρών υδροηλεκτρικών κ.ά.), την εκτέλεση πάσης φύσεως μετρήσεων και πιστοποιήσεων, την παροχή τεχνικών υποστήριξης προς ιδιωτικούς και κρατικούς φορείς, όπως το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ενέργειας, κ.ά. Αξιόλογη επίσης υπήρξε η συμβολή της ΔΕΗ με την εγκατάσταση των πρώτων ανεμογεννητριών, κυρίως σε νησιά, και γενικότερα την απόκτηση των πρώτων εμπειριών.

Τα κυριότερα από τα εμπόδια μιας μεγαλύτερης ανάπτυξης των ΑΠΕ, ήταν τα ακόλουθα:

- α) Οι χρονοβόρες και επίπονες διαδικασίες έκδοσης Αδειών Εγκατάστασης, που κυρίως οφείλονται στην έλλειψη χωροταξικού σχεδιασμού, την μη επαρκή στελέχωση και εκπαίδευση των αρμόδιων περιφερειακών υπηρεσιών και την πολυπλοκότητα και ασάφεια των υφισταμένων ρυθμίσεων.
- β) Την ανάγκη εκτεταμένων επεκτάσεων και ενισχύσεων των δικτύων της ΔΕΗ σε περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό (π.χ. Ν. Εύβοια, Λακωνία).
- γ) Την έλλειψη κτηματολογίου και γενικότερου σχεδιασμού της χρήσης γης, η οποία σε συνδυασμό με την ελλιπή ενημέρωση των πολιτών για τα πλεονεκτήματα των ΑΠΕ, και ακόμη τη μη απ' αρχής πρόβλεψη κάποιου αντισταθμίματος που θα ικανοποιούσε ανάγκες των τοπικών κοινωνιών, οδήγησαν σε αντιδράσεις των κατοίκων.
- δ) Την αδυναμία πλήρους αξιοποίησης του υψηλού αιολικού δυναμικού των νησιών, λόγω τεχνικών προβλημάτων συνεργασίας με τους υφιστάμενους νηξελοηλεκτρικούς σταθμούς.

9.4.1 Προγράμματα Α.Π.Ε. στην Ελλάδα

Πολλά προγράμματα παραγωγής ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας βρίσκονται σε εξέλιξη στην Ελλάδα. Το ΚΑΠΕ υπολογίζει ότι 15% των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας μπορεί να παραχθεί από αιολικά πάρκα, με την εγκατεστημένη δυναμικότητα αιολικής ενέργειας να επεκτείνεται από τα 270 MW αυτή τη στιγμή, σε 2.000 MW, μέχρι το 2010. Η Ευρωπαϊκή Ένωση απαιτεί από τα κράτη μέλη της να παράγουν το 12% της ηλεκτρικής ενέργειάς τους από ανανεώσιμες πηγές μέχρι το 2010. Το τελευταίο εμφανίζεται εύκολα επιτεύξιμο για την Ελλάδα, υποθέτοντας ότι τα ρυθμιστικά εμπόδια και τα τεχνικά προβλήματα (δηλ., η ανάγκη να επεκταθεί το δίκτυο ενέργειας της Ελλάδας στα νησιά όπου παράγεται η αιολική ενέργεια) μπορούν να υπερνικηθούν. Ήδη, τα αιολικά πάρκα υπάρχουν σε διάφορα ελληνικά νησιά (Κρήτη, Εύβοια, Άνδρο, Σάμο, κ.λπ.) και 20% των οικογενειών χρησιμοποιούν τους ηλιακούς θερμοσίφωνες. Τα νησιά στο δυτικό μέρος της Ελλάδας συνδέονται με το σύστημα της ηπειρωτικής χώρας με υποβρύχια καλώδια.

Η χρήση της ηλιακής ενέργειας στην Ελλάδα μειώνει την ανάγκη για τη συμβατικά παραγόμενη ενέργεια περίπου κατά 1,4 δισεκατομμύριο κιλοβατώρες ετησίως. Μια παραβολική εγκατάσταση παραγωγής ηλιακής ενέργειας 50 MW είναι υπό κατασκευή στην Κρήτη. Η ΔΕΗ προγραμματίζει ένα φωτοβολταϊκό (PV) πάρκο 100 κιλοβάτ για το νησί Γαύδος, πέρα από την ήδη υπάρχουσα PV δυναμικότητα του νησιού. Η αμερικάνικη Energy Photovoltaics (EPV) ανήγγειλε τον Ιούλιο του 2001 ότι θα έχτιζε μια εγκατάσταση \$22 εκατομμυρίων στο Κιλκίς, με ετήσια παραγωγική ικανότητα 5 MW. Η επιχείρηση υλοποιεί επίσης έναν φωτοβολταϊκό σταθμό παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος 400 κιλοβάτ στη στέγη του κτηρίου της παραγωγικής μονάδας της.

Τον Ιούνιο του 2001, η Gemesa της Ισπανίας υπέγραψε μια συμφωνία με την Ελληνική Εταιρεία Ενέργειας και Ανάπτυξης να επενδύσει 420 εκατομμύρια Ευρώ για την ανάπτυξη εργοστασίων αιολικής ενέργειας με συνολική δυναμικότητα 500 MW μέχρι το 2008. Η αγγλική Windforce σχεδιάζει να επενδύσει στην ανάπτυξη προγραμμάτων \$800 εκατομμυρίων στην Ευρωπαϊκή Ένωση, συμπεριλαμβανομένων 3 αιολικών πάρκων στην Ελλάδα (στη Μακρόνησο, στο Κιλκίς και στη Λακωνία) με συνολική δυναμικότητα 650 MW [17],[34].

9.4.2 Υφιστάμενη κατάσταση και προοπτικές

Με τον Ν.2773/99, για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, διατηρείται το καθεστώς του Ν. 2244/95, με την προσθήκη ότι οι οριζόμενες τιμές αγοράς ενέργειας ΑΠΕ και Συμπαγωγής θεωρούνται ως οι μέγιστες και μπορούν να μειωθούν κατά τη χορήγηση της άδειας, με απόφαση του ΥΠΑΝ μετά από γνωμοδότηση της ΡΑΕ. Επίσης προβλέπεται ότι κάθε παραγωγός ΑΠΕ επιβαρύνεται με ανταποδοτικό τέλος, που αντιστοιχεί σε ποσοστό επί των πωλήσεων ενέργειας και αποδίδεται στον ΟΤΑ. (Με Υ.Α. ορίστηκε σε 2% των ακαθαρίστων εσόδων). Τέλος ο Ν.2773/99 προβλέπει την κατά προτεραιότητα απορρόφηση τις παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, ώστε αυτές να αξιοποιούνται στον μέγιστο βαθμό που επιτρέπει η καλή λειτουργία του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Την 8/12/2000 έγινε από τη ΡΑΕ πρόσκληση υποβολής Αιτήσεων για τη χορήγηση Αδειών Παραγωγής, με βάση τον «Κανονισμό Αδειών Παραγωγής και Προμήθεια. Ηλεκτρικής Ενέργειας», τον οποίο εξέδωσε το ΥΠΑΝ μετά πρόταση της ΡΑΕ, σύμφωνα με τα οριζόμενα στον Ν. 2773/99. Στην πρόσκληση αυτή η ανταπόκριση των επενδυτών όταν πολύ ικανοποιητική και εξακολουθεί μέχρι και σήμερα. Στην πρώτη στήλη του Πίνακα 9.3, που ακολουθεί, αναφέρεται ο αριθμός των Αιτήσεων και η συνολική ισχύς ανά τεχνολογία, μέχρι 1.2.2003.

Πίνακας 9.3: Αιτήσεις για χορήγηση άδειας παραγωγής σε έργα ΑΠΕ μέχρι και την 1.2.2003 [17],[34]

Τεχνολογία ΑΠΕ	Αιτήσεις		Θετική γνώμη ΡΑΕ (MW) (1/2/2003)
	Αριθμός Αιτήσεων	Ισχύς (MW)	
Αιολικά	862,0	14.206,0	3.046,0
Μικρά Υδρ/κτρικά	368,0	824,0	364,0
Φωτοβολταϊκά	17,0	7,3	2,2
Βιομάζα	35,0	350,0	107,6
Γεωθερμία	6,0	335,0	8,0
Σύνολο	1.288,0	15.722,3	3.527,8

Η αξιολόγηση του συνόλου των Αιτήσεων που υποβλήθηκαν μέχρι την 1.2.2003, έγινε από τη ΡΑΕ με την τεχνική βοήθεια του ΚΑΠΕ. Η όλη διαδικασία και τα κριτήρια αξιολόγησης καθορίζονται στον Κανονισμό Αδειών. Με βάση τα κριτήρια αξιολόγησης του άρθρου 9 του Κανονισμού Αδειών Παραγωγής και Προμήθειας, και τα οριζόμενα στο άρθρο 3 του Ν.2773/99, τα οποία αναφέρονται στην σκοπιμότητα των ενεργειακών έργων, συντάχθηκε από τη ΡΑΕ ο «Οδηγός Αξιολόγησης Αιτήσεων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και μικρά ΣΗΘ». Το πλήρες κείμενο του «Οδηγού» δημοσιεύεται στην ιστοσελίδα της ΡΑΕ. Περιλαμβάνει λεπτομερώς όλη τη μεθοδολογία αξιολόγησης, με την οποία εξασφαλίζεται η διαφανής, αντικειμενική και ισότιμη αντιμετώπιση όλων των αιτήσεων [17],[34].

Τα αποτελέσματα της αξιολόγησης, μέχρι την 1.2.2003 φαίνονται στην τελευταία στήλη του Πίνακα 9.3. και αναλυτικότερα, κατά περιφέρεια, στον Πίνακα 9.4. Δεν περιλαμβάνεται η αξιολόγηση των Αιτήσεων οι οποίες αφορούν στην περιοχή της νότιας Λακωνίας, η οποία διαθέτει πολύ υψηλό αιολικό δυναμικό. Ο λόγος της αναβολής της αξιολόγησης ήταν ότι εξαιτίας του μεγάλου αριθμού των αιτήσεων που υποβλήθηκαν, κρίθηκε αναγκαίο να προηγηθεί κατάλληλη χωροταξική ρύθμιση, ώστε να ελαχιστοποιηθούν οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις και να ελαττωθούν οι εύλογες αντιδράσεις των κατοίκων.

Με το άρθρο 2 του νόμου 2941/2001 προβλέπεται η δημιουργία “Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης” για τις ΑΠΕ εντός προστατευόμενων περιοχών και επίσης ορίζεται ότι μέχρι την έκδοση αυτού, η χωροθέτηση θα γίνεται μετά από γνωμοδότηση της Δ/σης Χωροταξικού Σχεδιασμού του ΥΠΕΧΩΔΕ. Στα πλαίσια των παραπάνω ρυθμίσεων και σε συνεργασία με τις αρμόδιες κρατικές και περιφερειακές Αρχές, επιδιώκεται να ελαχιστοποιηθούν τα προβλήματα που δημιουργεί η αξιοποίηση των ενεργειακών πόρων ΑΠΕ γενικά και ειδικότερα στις περιοχές που εντοπίζεται μεγάλη συγκέντρωση έργων.

Πίνακας 9.4: Αδειοδοτημένα έργα ΑΠΕ κατά Περιφέρεια [17],[34]

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ		Αιολικά	Μικρά Υδρ/κά	Γεωθερ μία	Βιομάζα	Φ/Β	ΣΥΝΟΛΟ
ΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ	ΙΣΧΥΣ (MW)	339,15	2,75	0	9,5	0	351,4
	ΠΛΗΘΟΣ	24	2	0	1	0	27
ΑΤΤΙΚΗΣ	ΙΣΧΥΣ (MW)	139,6	0,87	0	35,38	0	175,85
	ΠΛΗΘΟΣ	11	2	0	4	0	17
ΒΟΡΕΙΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ	ΙΣΧΥΣ (MW)	23,98	0	8	0	0,01	31,99
	ΠΛΗΘΟΣ	22	0	1	0	1	24
ΔΥΤΙΚΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ	ΙΣΧΥΣ (MW)	141,2	64,14	0	0,9	0	206,24
	ΠΛΗΘΟΣ	6	32	0	1	0	39
ΔΥΤΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ	ΙΣΧΥΣ (MW)	0	29,04	0	0,37	0	29,41
	ΠΛΗΘΟΣ	0	14	0	1	0	15
ΗΠΕΙΡΟΥ	ΙΣΧΥΣ (MW)	87	109,24	0	16,09	0	212,33
	ΠΛΗΘΟΣ	3	32	0	2	0	37
ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ	ΙΣΧΥΣ (MW)	90,95	40,45	0	2,07	0	133,47
	ΠΛΗΘΟΣ	5	22	0	2	0	29
ΚΕΝΤΡΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ	ΙΣΧΥΣ (MW)	72,2	33,7	0	12,38	0,6	118,88
	ΠΛΗΘΟΣ	5	32	0	3	2	42
ΚΡΗΤΗΣ	ΙΣΧΥΣ (MW)	126,7	0,65	0	5,42	0,89	133,66
	ΠΛΗΘΟΣ	23	1	0	1	8	33
ΝΗΣΙΩΝ ΙΟΝΙΟΥ	ΙΣΧΥΣ (MW)	51,3	0	0	5,42	0	56,72
	ΠΛΗΘΟΣ	3	0	0	2	0	5
ΝΟΤΙΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ	ΙΣΧΥΣ (MW)	172,5	0	0	0,5	0	173
	ΠΛΗΘΟΣ	42	0	0	1	0	43
ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΥ	ΙΣΧΥΣ (MW)	477,4	17,56	0	19,54	0,5	515
	ΠΛΗΘΟΣ	29	9	0	4	2	44
ΣΤΕΡΕΑΣ ΕΛΛΑΔΑΣ	ΙΣΧΥΣ (MW)	1324,1	65,98	0	0	0	1390,08
	ΠΛΗΘΟΣ	90	32	0	0	0	122
ΣΥΝΟΛΟ	ΙΣΧΥΣ (MW)	3046,1	364,38	8	107,57	2	3528,03
	ΠΛΗΘΟΣ	263	178	1	22	13	477

9.4.3 Ανάπτυξη συστήματος μεταφοράς

Παράλληλα έχει εγκριθεί από το ΥΠΑΝ, μετά από θετική γνωμοδότηση της ΡΑΕ, η Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς (ΜΑΣΜ), την οποία εκπόνησε ο ΔΕΣΜΗΕ. Σε αυτήν προβλέπονται σημαντικά έργα ενίσχυσης του Συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας για την επόμενη πενταετία, πολλά από τα οποία θα συμβάλλουν σημαντικά στην απορρόφηση ενέργειας από ΑΠΕ.

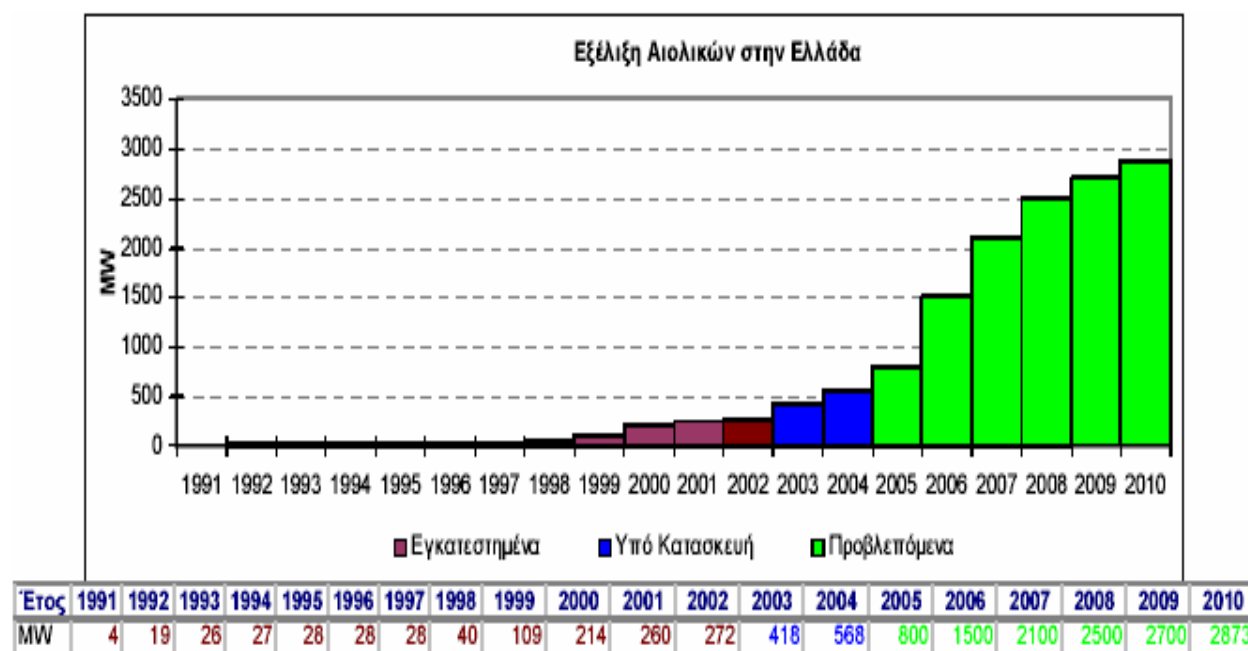
Σύμφωνα με σχετική μελέτη του ΔΕΣΜΗΕ, η υποδομή των δικτύων που δημιουργείται θα δώσει επιπλέον δυνατότητες συνδέσεων σταθμών ΑΠΕ κυρίως στην Εύβοια, την Ανατολική Μακεδονία και Θράκη και τη νότια Πελοπόννησο (Λακωνία). Η πρόσθετη δυνατότητα του δικτύου της Εύβοιας για σύνδεση νέων αιολικών πάρκων εκτιμάται σε 530 MW (περιλαμβανομένων και των νησιών των Κυκλάδων που διασυνδέονται με το ηπειρωτικό Σύστημα), ενώ για την Λακωνία σε 400 MW.

Επίσης, η σχεδιαζόμενη επέκταση του Συστήματος προς Τουρκία, στο επίπεδο των 400 kV θα δώσει τη δυνατότητα για σημαντική απορρόφηση αιολικής ισχύος στην περιοχή της Θράκης. Η ΡΑΕ έχει ήδη γνωμοδοτήσει θετικά και το ΥΠΑΝ έχει προχωρήσει στην έκδοση αδειών παραγωγής για 230 MW αιολικών σταθμών στην περιοχή, οι οποίοι θα μπορέσουν να συνδεθούν μετά την επέκταση του συστήματος. Με τη δημιουργία των υποδομών αυτών θα είναι δυνατόν να αξιοποιηθεί μακροπρόθεσμα ο υφιστάμενος σημαντικός ενεργειακός πόρος ΑΠΕ που υπάρχει στις περιοχές αυτές.

9.4.4 Η Ελλάδα και η ευρωπαϊκή οδηγία για τα ΑΠΕ

Η ενέργεια που θα παράγεται από τα έργα ΑΠΕ το έτος 2010 εκτιμάται σε 8800 GWh περίπου. Κατά το έτος 2010 εκτιμάται ότι οι ανάγκες της χώρας θα απαιτούν την συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 76000 GWh. Συνεπώς σύμφωνα με τις παραπάνω εκτιμήσεις η παραγόμενη από ΑΠΕ ηλεκτρική ενέργεια θα αποτελεί ποσοστό ίσο με 11.6% συνολικά. Εάν θεωρηθεί ότι το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας από τους Μεγάλους Υδροηλεκτρικούς Σταθμούς παραμένει και το 2010 στα ίδια με τα σημερινά επίπεδα, δηλαδή περί το 7 έως 8%, ο στόχος του 20,1% που θέτει η «Οδηγία 2001/77» του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, που προαναφέρθηκε, φαίνεται εφικτός, εφ' όσον βέβαια εξασφαλιστούν ορισμένες προϋποθέσεις. Στην Εικόνα 9.2 δείχνεται η δυνατή εξέλιξη του αιολικού δυναμικού ηλεκτροπαραγωγής, το οποίο θα παραμένει ως η κύρια ανανεώσιμη πηγή μέχρι το 2010.

Εικόνα 9.2: Προοπτική εξέλιξης των ανεμογεννητριών στον ελληνικό χώρο [17],[34]



Ωστόσο, ήδη εκφράζονται ορισμένες επιφυλάξεις για την επίτευξη του στόχου της Οδηγίας και για το αν πράγματι ο ρυθμός ανάπτυξης αυτών των πηγών στην Ελλάδα, όπως π.χ. δείχνεται στην Εικόνα 9.2, είναι ο αναμενόμενος. Η ανασφάλεια αυτή πηγάζει από τον ρυθμό εγκατάστασης των έργων στην Ελλάδα, ο οποίος τα δύο τελευταία χρόνια δεν είναι ιδιαίτερα ενθαρρυντικός. Στον Πίνακα 9.5, παρουσιάζονται τα υπό κατασκευή και λειτουργία έργα ΑΠΕ στην Ελλάδα στις αρχές του 2003 (1.2.2003). Η συνολική ισχύς αυτών είναι 675 MW, η οποία δεν διαφέρει σημαντικά από την αντίστοιχη ισχύ στα τέλη του 2001 (~520 MW) και φυσικά αποτελεί πολύ μικρό ποσοστό του συνόλου της αδειοδοτημένης ισχύος ΑΠΕ (3528 MW) [17],[34].

9.4.5 Τα προβλήματα στην ανάπτυξη των ΑΠΕ

Τα προβλήματα που εμποδίζουν την ραγδαία ανάπτυξη των έργων ΑΠΕ στην Ελλάδα συνεχίζουν να είναι αυτά που προαναφέρθηκαν: χρονοβόρα αδειοδοτική διαδικασία, αδυναμία εκτέλεσης έργων ενίσχυσης του δικτύου και συνδέσεων, μη αποδοχή έργων ΑΠΕ σε ορισμένες – ελάχιστες – περιοχές της χώρας.

Η αδειοδοτική διαδικασία κρίνεται χρονοβόρα, εκτός του ότι έχει εξελιχθεί σε μια επίπονη και σε ορισμένες περιπτώσεις εξαντλητική διαδικασία. Ο χρόνος που απαιτείται για την ολοκλήρωση της αδειοδοτικής διαδικασίας είναι κατά μέσο όρο ενάμισι με δύο έτη. Σε αυτό συμβάλλει ο μεγάλος αριθμός φορέων, οι οποίοι θα πρέπει να δώσουν την έγκρισή τους, και το ότι για πολλούς από αυτούς η αξιολόγηση από μέρους τους δεν μπορεί να δρομολογείται παράλληλα. Επιπλέον, λόγω του μεγάλου αριθμού των έργων την πρώτη αυτή περίοδο της απελευθέρωσης, δημιουργείται συνωστισμός έργων προς εξέταση στις αρμόδιες υπηρεσίες.

Είναι προφανές ότι υπάρχει μεγάλη ανάγκη για απλοποίηση της αδειοδοτικής διαδικασίας [17],[34].

Πίνακας 9.5: Έργα ΑΠΕ σε λειτουργία ή υπό κατασκευή κατά περιοχή της χώρας [17]

ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ					
		ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΜΥΗΕ	ΦΩΤΟΒΟ ΛΤΑΪΚΑ	ΒΙΟΜΑΖΑ
ΑΤΤΙΚΗΣ	ΑΕ		0,63		
	ΑΛ				24,96
	Α.Λ. (2003)				
ΔΥΤΙΚΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ	ΑΕ	1,2	0,95		0,9
	ΑΛ		5,32		
	Α.Λ. (2003)				0,9
ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΥ	ΑΕ	69,06			
	ΑΛ		1		
	Α.Λ. (2003)				
ΗΠΕΙΡΟΥ	ΑΕ		15,44		
	ΑΛ		2,72		
	Α.Λ. (2003)		1,94		
ΣΤΕΡΑΣ ΕΛΛΑΔΑΣ	ΑΕ	2,4	18,1		
	ΑΛ		0,98		
	Α.Λ. (2003)	0,6	3,56		
ΔΥΤΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ	ΑΕ				
	ΑΛ				
	Α.Λ. (2003)				
ΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ - ΘΡΑΚΗΣ	ΑΕ	106,2			
	ΑΛ				
	Α.Λ. (2003)	100,2			
ΚΕΝΤΡΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ	ΑΕ		19,13	0,4	
	ΑΛ		4,93		
	Α.Λ. (2003)		6,2		
ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ	ΑΕ		14,95		
	ΑΛ		1,35		
	Α.Λ. (2003)		5,6		
ΕΥΒΟΙΑ	ΑΕ	67,2			
	ΑΛ	170,95			
	Α.Λ. (2003)	27			
ΕΠΤΑΝΗΣΑ	ΑΕ				
	ΑΛ				
	Α.Λ. (2003)				
ΣΥΝΟΛΑ	ΑΕ	246,06	69,2	0,4	0,9
	ΑΛ	170,95	16,3	0	24,96
	Α.Λ. (2003)	127,8	17,3	0	0,9

ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ					
		ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΜΥΗΕ	ΦΩΤΟΒΟ ΛΤΑΪΚΑ	ΒΙΟΜΑΖΑ
ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	ΑΕ	12,95			
	ΑΛ	9,35			
	ΑΛ (2003)	0,45			
ΚΥΚΛΑΔΕΣ	ΑΕ	9,32			
	ΑΛ	6,98			
	ΑΛ (2003)	1,2			
ΝΗΣΙΑ ΒΟΡΕΙΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ	ΑΕ	9,43			
	ΑΛ	17,54			
	ΑΛ (2003)	8,83			
ΚΡΗΤΗΣ	ΑΕ	12,96		0,5	
	ΑΛ	67,35		0,17	
	ΑΛ (2003)	8,34		0,33	
ΣΥΝΟΛΑ	ΑΕ	44,66	0	0,5	0
	ΑΛ	101,215	0	0,17	0
	ΑΛ (2003)	18,82	0	0,33	0

Υπόμνημα

ΑΕ: Υπό κατασκευή (με άδεια εγκατάστασης)
 ΑΛ: Σε λειτουργία (με άδεια λειτουργίας)
 ΑΛ (2003): Προβλεπόμενη ένταξη εντός του 2003

Η εκτέλεση των προγραμματισμένων έργων ενίσχυσης του Συστήματος αλλά και των μικρότερων έργων σύνδεσης των σταθμών στο δίκτυο αποτελεί βασικό ανασταλτικό παράγοντα στην ανάπτυξη των ΑΠΕ. Διαπιστώνεται αδυναμία υλοποίησης των έργων εκ μέρους της ΔΕΗ ΑΕ, κυρίως λόγω του μεγάλου αριθμού και μεγέθους των έργων αυτών συγκριτικά με το αντίστοιχο έργο των προηγούμενων ετών.

Τέλος, αν και η αποδοχή των ΑΠΕ στις περισσότερες περιοχές της χώρας είναι δεδομένη, σε ορισμένα τμήματα της ελληνικής επικράτειας προκαλούνται αντιδράσεις του κοινού στην εγκατάσταση σταθμών ΑΠΕ (αιολικών και μικρών υδροηλεκτρικών), λόγω της επιβάρυνσης του περιβάλλοντος, που συνεπάγεται η κατασκευή των έργων. Ως παράδειγμα αναφέρεται η περιοχή της νότιας Λακωνίας, όπου το αιολικό δυναμικό είναι εξαιρετικά υψηλό και θα μπορούσε να αποτελέσει ένα σημαντικό ενεργειακό πόρο για τη χώρα.

9.4.6 Συμπεράσματα για ΑΠΕ

Η αντιμετώπιση των παραπάνω προβλημάτων στο άμεσο μέλλον από την ελληνική πολιτεία και η πληρέστερη ενημέρωση του κοινού για τα πλεονεκτήματα των ΑΠΕ θα μπορούσε να συμβάλει στην επίτευξη του στόχου της “Οδηγίας” και παράλληλα σε μια σημαντική μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Τέλος θα δώσει την ευκαιρία για σημαντική επένδυση κεφαλαίων και απασχόλησης στον ενεργειακό τομέα, όπως φαίνεται στον Πίνακα 9.6

Πίνακας 9.6: Το μερίδιο των ΑΠΕ στις συνολικές αναμενόμενες επενδύσεις στον τομέα της Ενέργειας στην Ελλάδα [17],[34]

Άμεσες Επενδύσεις στην Ενέργεια (σε εκ. Ευρώ 2001)	Αναμενόμενες Επενδύσεις	
	Έως το 2005	2005 - 2010
Σταθμοί Ηλεκτροπαραγωγής		
- Ιδιωτικές μονάδες Φυσικού Αερίου	1.200	1.320
- Επενδύσεις ΔΕΗ - Παραγωγή	1.050	1.000
- Ιδιωτικά Υδροηλεκτρικά έργα	100	350
- Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας	950	1.500
Σύνολο Σταθμών Ηλεκτροπαραγωγής	3.300	4.170
Δίκτυα Ηλεκτρισμού		
- Μεταφορά	450	800
- Διανομή	1.750	2.500
Σύνολο Δικτύων Ηλεκτρισμού	2.200	3.300
Σύστημα Φυσικού Αερίου		
- Διανομή Πόλεων	350	800
- Έργα υποδομής Συστήματος, Αγωγών	160	500
Σύνολο Συστήματος Φυσικού Αερίου	510	1.300
Άλλα έργα ενεργειακού τομέα	450	750
Γενικό Σύνολο	6.460	9.520

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10 - Τελικά Συμπεράσματα – Επίλογος

Οι εκπομπές που έχει ανακοινώσει το ΕΑΑ, για την Ελλάδα, είναι ήδη στο όριο των επιτρεπτών (+25% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990) για το 2008-2012 και σύμφωνα με την ραγδαία αύξηση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας των τελευταίων ετών προβλέπεται πως το όριο θα ξεπεραστεί σε μεγάλο βαθμό και προκύπτει αναγκαιότητα πρόσθετων και αποδοτικότερων μέτρων για τον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

Είναι σίγουρο και προκύπτει και από το NAP της Ελλάδας, πως το μεγαλύτερο ποσοστό της μείωσης θα βαρύνει τη ΔΕΗ, καθώς οι εκπομπές στον ενεργειακό τομέα το 2002 αντιστοιχούσαν στο 77% των συνολικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (εκτός LUCF) και αυξήθηκαν κατά 28,3% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990.

Ο λιγνίτης που αποτελεί το βασικότερο καύσιμο για την ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα, έχει μικρή θερμαντική αξία και ευθύνεται για το μεγαλύτερο τμήμα των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου από την ηλεκτροπαραγωγή. Το 1990 οι εκπομπές CO₂, των λιγνιτικών μονάδων παραγωγής ενέργειας, αντιπροσώπευαν το 42,9% των συνολικών εκπομπών CO₂ στην Ελλάδα. Από τα παραπάνω γίνεται αντιληπτό ότι η χρήση τεχνικών για τη μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου από λιγνιτικούς σταθμούς και η εύρεση νέων τεχνικών είναι, ειδικά για την Ελλάδα και τη ΔΕΗ, μια αναγκαιότητα, καθώς υπάρχουν μεγάλα αποθέματα λιγνίτη εδώ και θα ήταν ασύμφορη η αλλαγή καυσίμου.

Υπάρχουν ουσιαστικά δυο τρόποι μείωσης εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στην ηλεκτροπαραγωγή. Ο πρώτος αναφέρεται στις τεχνικές μείωσης εκπομπών GHG από ΜΕΚ στις οποίες περιλαμβάνονται η αλλαγή ή η προετοιμασία του καυσίμου και οι μονάδες ΣΗΘ. Ο δεύτερος τρόπος αναφέρεται στη χρήση ΑΠΕ. Και οι δύο τρόποι μπορούν να επιτύχουν σημαντικές μειώσεις, ενώ κρίνεται απαραίτητο να συνεφαρμόζονται.

Το CO₂ θα πρέπει να αποτελεί, λόγω της μεγάλης ποσότητας του στην ατμόσφαιρα και των μεγάλων ποσοτήτων που εκπέμπονται κάθε χρόνο από την ηλεκτροπαραγωγή, τον πρώτο στόχο μείωσης από τη ΔΕΗ για να κατορθώσει να βρίσκεται στα επιτρεπτά όρια από την Ευρωπαϊκή Ένωση. Γι' αυτό θα πρέπει να στραφεί στην βελτίωση απόδοσης των ΜΕΚ της, που μπορούν να της αποφέρουν και κάποια μικρά οικονομικά οφέλη από οικονομία καυσίμου και στην παρακολούθηση των τεχνικών δέσμευσης και αποθήκευσης CO₂, καθώς είναι εμφανές πως αυτές αποτελούν το μέλλον για την ελαχιστοποίηση εκπομπών CO₂, αν και προς το παρόν βρίσκονται σε πειραματικό στάδιο και είναι οικονομικά ασύμφορες.

Δεν πρέπει να παραμεληθούν και τα υπόλοιπα αέρια του θερμοκηπίου, N₂O (NO_x) και CH₄ (CO, C_xH_y), που προκύπτουν από την καύση στις ΜΕΚ, καθώς συνυπολογίζονται στους στόχους που θα τεθούν από το NAP και μπορεί η πρόληψή τους να είναι πολύ συμφέρουσα, καθώς με τις μεθόδους, που προαναφέρθηκαν, για καινούργιες και παλιές ΜΕΚ επιτυγχάνονται μεγάλες μειώσεις ως και 90% στα αέρια αυτά.

Τα NO_x και CO δεν έχουν κατοχυρωθεί ακόμα από την Ευρωπαϊκή Ένωση όσον αφορά στο φαινόμενο του θερμοκηπίου, και μπορούν να τεθούν προς το παρόν σε κάπως δεύτερη μοίρα αλλά θα πρέπει να εξετάζονται λόγω της συμβολής τους στο φαινόμενο του θερμοκηπίου και γενικότερα της επιβάρυνσης του περιβάλλοντος, και δεν είναι καθόλου απίθανο να προσχωρήσουν σύντομα στις δεσμεύσεις για μείωση GHG.

Οι εγκαταστάσεις ΣΗΘ είναι μια πολύ καλή λύση για όλα τα αέρια του θερμοκηπίου, αλλά θα πρέπει να δημιουργηθούν δίκτυα για την παροχή-διανομή θέρμανσης και οι εγκαταστάσεις να βρίσκονται κοντά στην πλησιέστερη πόλη, για να μην υπάρχουν απώλειες ή τουλάχιστον να βρεθεί μια αγορά για την παραγόμενη θερμότητα κοντά στην εγκατάσταση.

Η αλλαγή και η προετοιμασία του καυσίμου είναι επίσης σημαντικές μέθοδοι για τη μείωση εκπομπών στην ατμόσφαιρα, καθώς η χρήση καυσίμων με μικρότερες περιεκτικότητες αζώτου και θείου θα προκαλούν και καθαρότερες εκπομπές γενικότερα και ως προς τα GHG. Έτσι μετατροπές καυσίμων από στερεά σε υγρά ή αέρια και από υγρά σε αέρια θα είναι προτιμότερες από πλευράς εκπομπών αλλά υπάρχει ένα σημαντικό κόστος. **Ειδικά για τη ΔΕΗ που έχει δικιά της ορυχεία λιγνίτη είναι ίσως αρκετά ασύμφορη λύση.**

Τα ΑΠΕ αποτελούν μια πιο ολοκληρωμένη λύση από πλευράς εκπομπών, καθώς δεν επιβαρύνουν την ατμόσφαιρα και ειδικά για την Ελλάδα που έχει μεγάλες δυνατότητες σε χώρα, δημιουργίας ΑΠΕ. Επιπλέον, καθώς η Ευρωπαϊκή Ένωση επιβάλλει ένα ποσοστό της ηλεκτροπαραγωγής να επιτυγχάνεται με ΑΠΕ, η αποτελεσματική χρήση τους από τη ΔΕΗ επιτυγχάνει δύο στόχους και άρα χρήζει μεγάλης σημασίας. Ωστόσο, όπως προαναφέρθηκε, αντιμετωπίζονται αρκετά προβλήματα στην εγκατάστασή τους, ενώ η ισχύς που παράγουν είναι μικρή και όχι εύκολα ελέγξιμη, οπότε απαιτείται η εγκατάσταση μεγάλου αριθμού μονάδων παραγωγής και η επέκταση του δικτύου διανομής. Αυτό συνεπάγεται αυξημένο κόστος εγκατάστασης. Επιπρόσθετα, επειδή δεν είναι σταθερή η δυναμικότητα τους, πρέπει να χρησιμοποιούνται κυρίως συμπληρωματικά, δεν μπορούν δηλαδή να αντικαταστήσουν πλήρως τις ΜΕΚ.

Τελικά, η οικονομικότερη λύση, βραχυπρόθεσμα, φαίνεται να είναι η εμπορία εκπομπών, για να προλάβει η ΔΕΗ να καλύψει τις επιπλέον εκπομπές της και να αποφύγει τυχόν «τσουχτερά» πρόστιμα.

Ωστόσο επειδή τα κόστη/ πρόστιμα υπέρβασης θα αυξηθούν σημαντικά στις επόμενες περιόδους που θα ορίζονται από την ΕΕ, συμπεραίνουμε πως τα άλλα μέτρα αποτελούν μακροπρόθεσμη αλλά πιο ουσιαστική λύση για τη μείωση των GHG.

Η ΔΕΗ λοιπόν, λόγω του μεγάλου αριθμού λιγνιτικών μονάδων και της δυσκολίας αλλαγής καυσίμου, θα πρέπει να συνεχίσει και μάλιστα να εντείνει τις προσπάθειες της στη χρήση των ΑΠΕ και ΣΗΘ, και των τεχνικών μείωσης για ΜΕΚ, ειδικότερα, θα πρέπει να χρησιμοποιήσει τεχνικές βελτίωσης θερμικής απόδοσης και προετοιμασίας καυσίμου.

Ακόμα θα πρέπει να αρχίσει να χρησιμοποιεί και τις υπόλοιπες απαλλαγές GHG που μπορούν να προκύψουν από CDM και JI, αφού είναι πολλά υποσχόμενοι τρόποι από οικονομικής πλευράς.

Βιβλιογραφία

Παρακάτω αναφέρεται η βιβλιογραφία και τα site από το internet στα οποία στηρίχθηκαν οι πληροφορίες της διπλωματικής:

- [1] www.ucar.edu
- [2] www.ceosr.gmu.edu
- [3] Πρωτόκολλο του Κυότο, www.ghgprotocol.org
- [4] www.envirolink.org/orgs/edf/sitemap.html
- [5] International Pollution Prevention Control (IPPC), [March 2003]. Draft Reference Document on Best Available Techniques (BAT) for Large Combustion Plants (LCP)
- [6] Διακρατικό Όργανο για την Κλιματική Αλλαγή (ΔΟΚΑ) - Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 1996a
- [7] EEA, “Greenhouse Gases and Climate Change”, www.eea.eu.int, EEA, M. Richter, 1999. “Annual European Community Greenhouse Gas Inventory 1990-1996”
- [8] Οδηγία 2003/87/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Κοινότητας
- [9] UNFCCC, United Nations Framework Convention on Climate Change www.unfccc.int
- [10] Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών, www.noa.gr (Κλιματική Μεταβολή)
 - (Executive Summary)
 - Emissions Inventory - February 2004
 - Emissions Projections (Policies and Measures) - February 2004
 - Greece 3rd NC
- [11] Στοιχεία εκτιμώμενα από τη Διεύθυνση Στρατηγικής και Προγραμματισμού (ΔΣΠ) της ΔΕΗ ΑΕ
- [12] Σακκάς Γιώργος-ΤΕΕ, Κακκαράς Εμμανουήλ-ΕΜΠ, Γεωργούλης&Καβουρίδης-ΔΕΗ «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα - Ο ρόλος του λιγνίτη στο εγγύς μέλλον»
- [13] IEA, International Energy Agency, Greenhouse Gas R&D Programme “Greenhouse Gas Emissions from Power stations” www.ieagreen.org.uk
- [14] Stromberg L., 2001. “Discussion on the Potential and Cost of Different CO₂ Emission Options in Europe”, [VGB PowerTech](http://www.vgb-power-tech.com).
- [15] Steen M., 2001. “Greenhouse gas emissions from fossil fuel fired power generation systems”
- [16] Στοιχεία εκτιμώμενα από τη Διεύθυνση Παραγωγής Περιβάλλοντος (ΔΠΠ) της ΔΕΗ ΑΕ
- [17] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) (RAE) www.rae.gr
- [18] Eurelectric / VGB, 2001. “Eurelectric proposal for a Best Available Techniques Reference Document for Large Combustion Plants”, www.eurelectric.org
- [19] Rentz, 1999
- [20] Verbund, O..E.-A.V., 1996. “Umweltbericht 96, Kapitel 7 NO_x – Reduktion,,
- [21] CIEMAT, P.I.D.O. “Flue Gas Cleaning” & “Repowering”, Clean Coal Technologies Handbook.

- [22] Euromot, 2002. “Background Paper on measured emission levels of liquid fuel-fired engines”, 2001 “EU BAT Document on reciprocating engine driven power-plant technologies offering high environmental standard”, 2000 “The Euromot Briefing 2000”
- [23] www.fepc.or.jp/english/energy_env/
- [24] Στοιχεία από την πρόταση 20% ΑΠΕ που επισυνάπτεται στο Παράρτημα της Διπλωματικής
- [25] EWEA (European Wind Energy Association) www.ewea.org
- [26] Eurostat, 2001. Cogeneration and On-site Power production. “Combined Heat and Power production (CHP) in the EU-Summary of statistics 1994-1998”
- [27] www.sovereignty.net
- [28] www.biodiv.org
- [29] www.ramsar.org/index_cop8.htm
- [30] www.grida.no/db/maps/collection/climatechange
- [31] <http://unfccc.int>
- [32] «Μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου: Ευέλικτοι μηχανισμοί, τεχνολογίες δέσμευσης CO₂», Νοέμβριος 2003 - Μανιατάκου Πηγή, ΔΠΠ, ΔΕΗ
- [33] Έκθεση του IPCC “Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories”, 2000
- [34] Μελέτη για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας 6/3/2003 από τη ΠΑΕ
- [35] Ετήσιο δελτίο ΔΕΗ, 31 Δεκεμβρίου 2004
- [36] “The Marrakesh Accords & the Marrakesh Declaration”
EURELECTRIC’s Member Net under “Climate Change WG” folder.
www.eurelectric.org
- [37] http://europa.eu.int/comm/environment/climat/marrakesh_report.pdf
- [38] International Emissions Trading Association www.ietat.org & www.wbcsd.org
- [39] CORINAIR, U.E.E.p., 1996. “EMEP/CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook”
- [40] OSCAR, O.a.P.C., 1997. “Large Combustion Installations (>50MWth) Emissions and reduction in emissions of heavy metals and persistent organic compounds”
- [41] www.icsu-scope.org
- [42] www.eia.doe.gov/emeu/world/country/cntry_GR.html
- [43] «Research in the fields of Energy and the Environment», 1999
Ν. Μουσιόπουλος, Καθηγητής Αριστοτελείου Πανεπιστημίου τμήματος Μηχανολόγων Μηχανικών
- [44] «Energy and Environment», Shangai, China, May 1995
Zhittang Chen, T. Negat Veziroglu, D.A. Reay
- [45] Franco Becchis, January 2002
“Integrated Environmental Policies as a bridge toward tradable emission permits (TEP)”
- [46] ΚΑΠΕ – Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
www.cres.gr
- [47] PointCarbon (Εκτίμηση Τιμών Εμπορίας)
www.pointcarbon.com
- [48] Ευρωπαϊκή Κοινότητα, europa.eu.int
directory-general-environment
/comm/environment/climat/emissions_plans.htm

(NAP άλλων κρατών)

[49] European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau
eippcb.jrc.es

[50] Renewable Energy Certificate System
www.recs.org

[51] National Energy Information Center
www.eia.doe.gov/environment.html

[52] Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
www.dei.com

[53] Foundation for the Environment – Italy (Fondazione per l’ Ambiente (FA))
www.fondazioneambiente.org

Integrated Environmental Policies as a bridge toward tradable emission permits (TEP)

[54] www.greenhouse.gov.au (Australian greenhouse office)

[55] www.gsn-trade.com

[56] www.co2sequestration.info

Παράρτημα

Στο παράρτημα παρατίθενται με την σειρά που αναφέρονται τα ακόλουθα για κάθε ενδιαφερόμενο:

- 1. Πίνακας Μονάδων**
- 2. Τεχνολογίες Δέσμευσης CO₂**
- 3. Ανάλυση πρωτευόντων μέτρων για τη μείωση εκπομπών NO_x**
- 4. Πίνακες με στοιχεία για τις εκπομπές NO_x, N₂O και CO και τη μείωση τους από MEK (LCP)**
- 5. Πρόταση 20% ΑΠΕ μέχρι το 2020 του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (EREC - European Renewable Energy Council)**
- 6. Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών (NAP) της Ελλάδας**

1. ΠΙΝΑΚΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	
Μονάδα	Εξήγηση
atm	normal atmosphere (1atm = 101325 N/m ²)
bar	bar (1013bar = 1atm)
barg	bar gauge (bar + atm)
Bq	becquerel(1/s)
oC	degree Celsius
cgs	centimetre gram second. A system of measurements now largely replaced by SI
cm	centimetre
cST	centistokes = 10 ⁻² stokes
d	day
g	gram
GJ	gigajoule
GW	gigawatt
GWh	gigawatt hours. Note also TWh, MWh, kWh
Gwhe	gigawatt hours electrical. Note also TWhe, MWhe, kWhe
Hz	Hertz
h	hour
ha	hectare (10 ⁴ m ²)
J	Joule
K	kelvin (0oC = 273.15K)
kA	kiloamp(ere)
kcal	kilocalorie (1kcal = 4.19kJ)
kg	kilogram
kJ	kiloJoule
kPa	kiloPascal
kt	kilotonne
kWh	kilowatt-hour (1kWh = 3600kJ = 3.6MJ)
l	litre
m	metre
mg	miligram
m/min	metres per minute
mmWG	milimetre water gauge
Mt	megatonne
Mt/yr	megatonnes per year
mV	miliVolts
Mwe	megawatts electric (energy)
MWth	megawatts thermal (energy)
ng	nanogram
Nm³	normal cubic metre (101325 kPa, 273 K)
Pa	Pascal
ppb	parts per billion
ppm	parts per million (by weight)

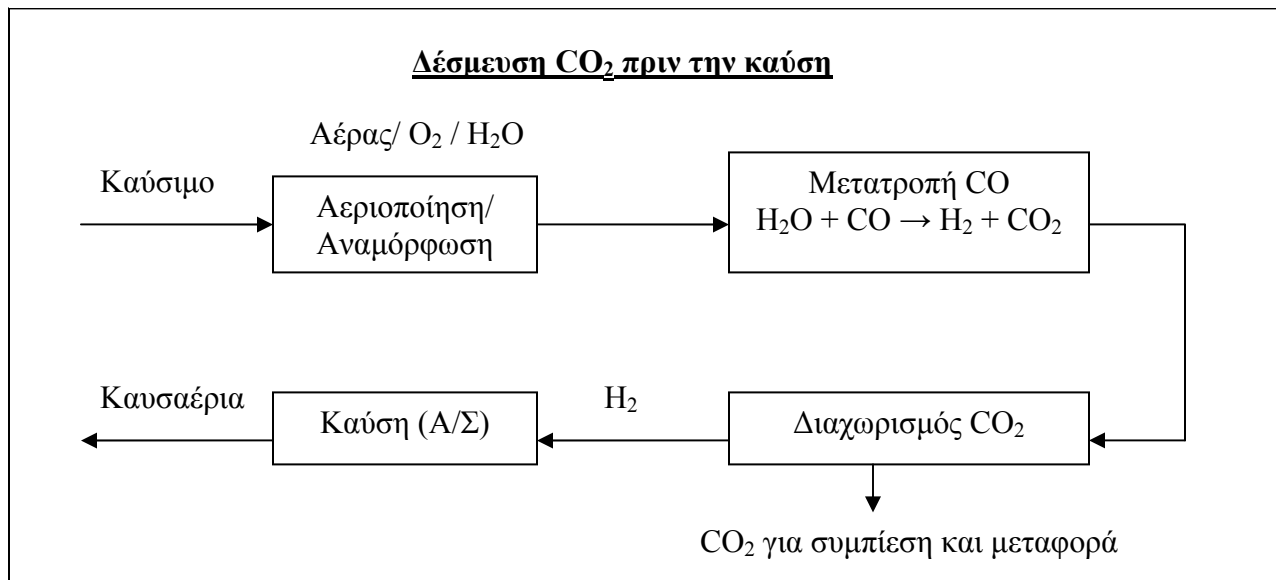
ppmv	parts per million (by volume)
s	second
sq ft	square foot (=0,092 m ²)
St	stokes. An old cgs unit of kinematic viscosity (1St = 10 ⁻⁶ m ² /s)
t	metric tonne (1000kg)
t/d	tonnes per day
t/yr	tonnes per year
V	volt
vol-%	percentage by volume (Also % v/v)
W	watt (1W = 1J/s)
wt-%	percentage by weight (Also % w/w)
yr	year
~	around (more or less)
µm	micrometre (1µm = 10 ⁻⁶ m)
% v/v	percentage by volume (Also vol-%)
% w/w	percentage by weight (Also wt-%)

2. Τεχνολογίες Δέσμευσης CO₂

A.1 Δέσμευση CO₂ πριν την καύση (pre combustion capture)

Μετατροπή του καυσίμου σε CO₂ και H₂ και διαχωρισμός του CO₂ πριν την τελική καύση

Εικόνα 8.6: Σχηματική απεικόνιση της δέσμευσης πριν την καύση [16],[13]

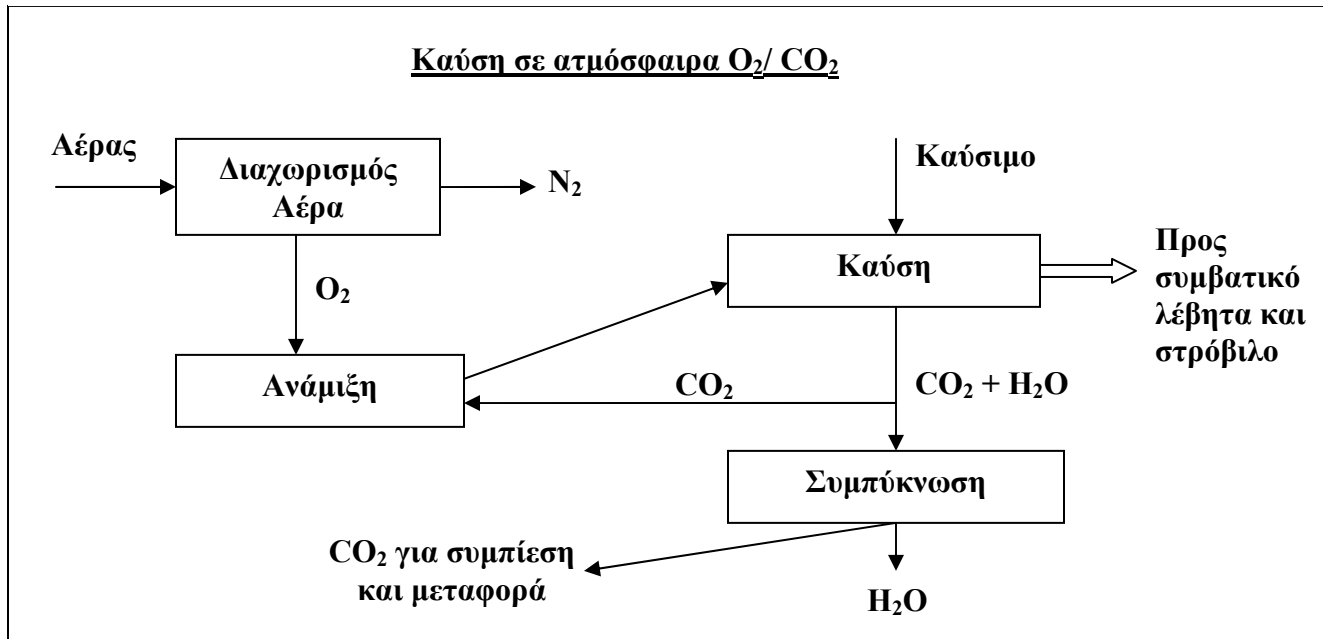


- Μεγάλη εμπειρία σε μετατροπή που χρησιμοποιείται για παραγωγή H₂
- Μικρή εμπειρία σε χρήση H₂ ως καυσίμου σε αεριοστρόβιλους

A.2 Καύση σε ατμόσφαιρα O_2/CO_2

Απομάκρυνση του N_2 από τον αέρα πριν την καύση, προκειμένου το αέριο, που χρησιμοποιείται για την καύση, να έχει τις απαραίτητες ιδιότητες. Το οξυγόνο από τη μονάδα διαχωρισμού του αέρα αναμιγνύεται με ανακυκλούμενα καυσαέρια και το νερό από την καύση διαχωρίζεται από τα καυσαέρια με συμπύκνωση.

Εικόνα 8.7: Σχηματική απεικόνιση της καύσης σε ατμόσφαιρα O_2/CO_2 [16],[13]

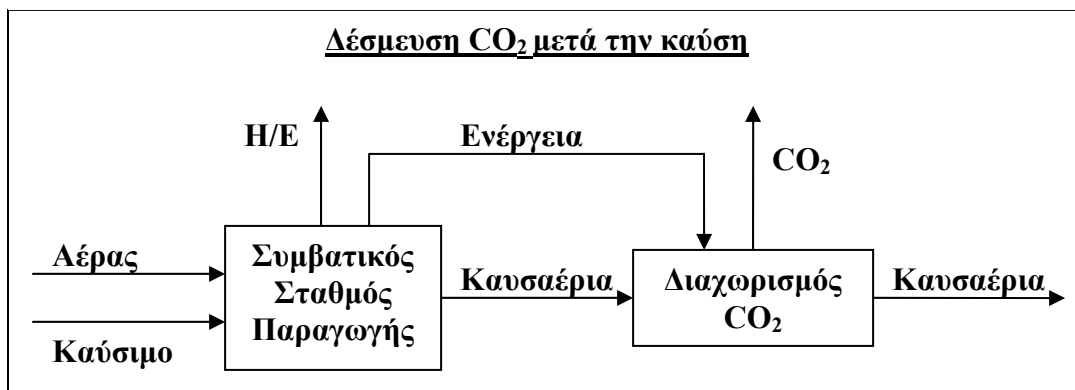


- Τεχνολογίες διαχωρισμού αέρα εμπορικά διαθέσιμες
- Σε συνδυασμό με ESPs, η τεχνολογία θεωρείται Zero Emissions
- Μικρή εμπειρία σε καύση με μεγάλες συγκεντρώσεις O_2

A.3 Δέσμευση CO₂ μετά την καύση (post combustion capture)

Δεν επηρεάζεται η διεργασία καύσης. Όμως, απαιτούνται μεγάλα ποσά ενέργειας για τον διαχωρισμό του CO₂ από τους μεγάλους όγκους προεπεξεργασμένων καυσαερίων.

Εικόνα 8.8: Σχηματική απεικόνιση της δέσμευσης CO₂ μετά την καύση [16],[13]



Η μέθοδος με τη MEA έχει χρησιμοποιηθεί για το διαχωρισμό CO₂ από τα καυσαέρια Σταθμών Ηλεκτροπαραγωγής και τη χρήση του στη βιομηχανία τροφίμων σε μικρή όμως κλίμακα. Η δέσμευση του CO₂ μετά την καύση γίνεται με διάφορες μεθόδους:

Απορρόφηση

Χημικοί Διαλύτες

- Χαμηλή μερική πίεση CO₂
- Το καυσαέριο πρέπει να είναι καθαρό από SO₂, O₂, H/C, PM
- Συνηθέστεροι διαλύτες MEA(Μόνοαιθανολαμίνη), DEA(Διαιθανολαμίνη)

Φυσικοί Διαλύτες

(Selexol, Rectisol - εφαρμόζεται σε υψηλή πίεση)

Υβριδικά Συστήματα

(Συνδυάζουν τα καλύτερα χαρακτηριστικά)

Προσρόφηση: (Ζεολίτης, Ενεργός Άνθρακας, Αλουμίνα)

Χρησιμοποιείται για παραγωγή H₂, χαμηλές συγκεντρώσεις CO₂ στα καυσαέρια

Μεμβράνες:

Διαχωρισμού: Επιτρέπουν τη γρηγορότερη διέλευση ενός στοιχείου σε σχέση με τα υπόλοιπα του προς διαχωρισμό ρεύματος

Απορρόφησης: Μέσο διεπαφής μεταξύ υγρού και αερίου ρεύματος. Διαχωρισμός λόγω παρουσίας απορροφητικού (ως προς το CO₂) υγρού από τη μία πλευρά της μεμβράνης

Κρυογενικές Μέθοδοι: (Εξάχνωση, Συμπύκνωση, Κρυογενική Απορρόφηση)

Απαιτούν μεγάλες συγκεντρώσεις CO_2 (>90%)

Απαιτούν πολύ μεγάλες ποσότητες ενέργειας για να φτάσουν στις θερμοκρασίες που χρειάζεται να ψυχθούν τα αέρια ώστε το παγωμένο CO_2 να διαχωριστεί.

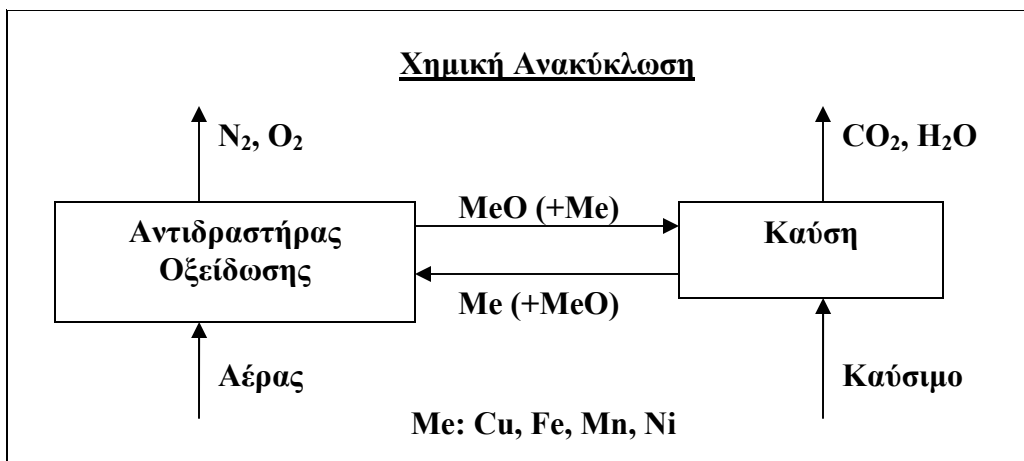
Μέθοδος Carnot:

Βρίσκεται υπό ανάπτυξη στις Η.Π.Α., και συνδυάζει απομάκρυνση CO_2 από τα καυσαέρια και παράλληλη παραγωγή μεθανόλης, έτσι δεν χρειάζεται η αποθήκευση του CO_2 . Μέρος του CO_2 που εκπέμπεται χρησιμοποιείται για τη παραγωγή μεθανόλης και μέρος του άνθρακα διαχωρίζεται σε στερεά μορφή κατά τη διάρκεια της διαδικασίας, ώστε μπορεί να αποθηκευτεί η πωληθεί.

A.4 Χημική Ανακύκλωση

Τεχνική καύσης υπό ανάπτυξη: Το οξυγόνο για την καύση παρέχεται από στερεό, π.χ. οξείδιο μετάλλου. Στον αντιδραστήρα οξείδωσης γίνεται η αναγέννηση του στερεού το οποίο στη συνέχεια ανάγεται στον αντιδραστήρα που γίνεται η καύση (τύπου σταθερής ή ρευστοποιημένης κλίνης)

Εικόνα 8.9: Σχηματική απεικόνιση της χημικής ανακύκλωσης [16],[13]



3. Ανάλυση πρωτευόντων μέτρων για τη μείωση εκπομπών NO_x

A. Μικρή περίσσεια αέρα (Low excess air)

Η μικρή περίσσεια αέρα είναι ένα συγκριτικά απλό και εύκολα υλοποιήσιμο λειτουργικό μέτρο για τη μείωση εκπομπών NO_x. Με τη μείωση του διαθέσιμου οξυγόνου στην περιοχή καύσης, στη μικρότερη δυνατή ποσότητα για πλήρη καύση, μειώνονται και η μετατροπή του αζώτου, που δεσμευμένο στα καύσιμα, και σε μικρότερη κλίμακα ο θερμικός σχηματισμός NO_x. Με αυτό το μέτρο μπορεί να επιτευχθεί μια υπολογίσιμη μείωση εκπομπών, ειδικά στην περίπτωση παλαιών μονάδων παραγωγής ενέργειας, γι' αυτό και έχει ενσωματωθεί σε πολλές υπάρχουσες μεγάλες εγκαταστάσεις καύσης. Γενικά, οι νέες μονάδες έχουν εξοπλισμό εκτεταμένων μετρήσεων και ελέγχου που επιτρέπει βέλτιστες ρυθμίσεις για την παροχή του αέρα καύσης.

Δεν απαιτείται παραπάνω ενέργεια για την καύση με μικρή περίσσεια αέρα, αν λειτουργείται σωστά, ούτε θα πρέπει να προκληθεί μείωση στην διαθεσιμότητα της μονάδας. Ωστόσο καθώς μειώνονται τα επίπεδα οξυγόνου, η καύση μπορεί να γίνει ατελής και το ποσοστό άνθρακα, που δεν έχει υποστεί καύση, στην τέφρα, μπορεί να αυξηθεί. Επιπρόσθετα η θερμοκρασία του ατμού μπορεί να αυξηθεί. Η μείωση του οξυγόνου στις πρωταρχικές ζώνες σε πολύ μικρά ποσά μπορεί επίσης να οδηγήσει σε υψηλά επίπεδα CO. Το αποτέλεσμα αυτών των αλλαγών μπορεί να είναι μια μείωση στην αποδοτικότητα του λέβητα, σκουριά και διάβρωση. Μια άλλη επίπτωση αυτής της τεχνικής είναι ότι δεν μειώνεται μόνο το NO_x αλλά και το SO₃, το οποίο μπορεί να προκαλέσει διάβρωση και ρύπανση στους προθερμαντές αέρα και στη συσκευή ελέγχου σωματιδίων. Μπορεί να προκύψουν προβλήματα ασφάλειας, από την χρήση αυτής της τεχνικής χωρίς αυστηρό σύστημα ελέγχου.

B. Σταδιακή εισαγωγή αέρα (Air Staging)

Η μείωση NO_x μέσω σταδιακής προώθησης αέρα βασίζεται στην δημιουργία δύο ξεχωριστών ζωνών καύσης, μια πρώτη ζώνη καύσης με έλλειψη οξυγόνου και μια δεύτερη με ζώνη καύσης με περίσσεια οξυγόνου για να διασφαλιστεί η πλήρης καύση. Η σταδιακή εισαγωγή αέρα μειώνει την ποσότητα διαθέσιμου οξυγόνου (σε 70-90% του αρχικού αέρα) στην πρώτη ζώνη καύσης. Οι υπο-στοιχειομετρικές συνθήκες στην πρώτη ζώνη καταστέλλουν την μετατροπή του αζώτου, που είναι δεσμευμένο στα καύσιμα, σε NO_x . Επίσης μειώνεται σε κάποιο βαθμό, ο θερμικός σχηματισμός NO_x , από την από την χαμηλή θερμοκρασία. Στην δεύτερη ζώνη, 10-30% του αέρα καύσης, εισάγεται πάνω από τη ζώνη καύσης. Η καύση ολοκληρώνεται σε αυτή την αυξημένης ισχύος φλόγα. Έτσι το, αναλογικά χαμηλής θερμοκρασίας, δεύτερο στάδιο περιορίζει τον θερμικό σχηματισμό NO_x .

Στους λέβητες και τους φούρνους υπάρχουν οι ακόλουθες επιλογές για να επιτευχθεί σταδιακή εισαγωγή αέρα:

- Διαγώνια πυροδότηση καυστήρων – Biased Burner Firing (BBF):
Το BBF χρησιμοποιείται συχνά σαν ένα ανασκευαστικό μέτρο σε ήδη υπάρχουσες εγκαταστάσεις, καθώς δεν απαιτεί μεγάλες αλλαγές στην εγκατάσταση καύσης. Οι χαμηλότεροι καυστήρες λειτουργούν με περίσσεια καυσίμου, ενώ οι υψηλότεροι προμηθεύονται με περίσσεια αέρα.
- Καυστήρες εκτός λειτουργίας – Burners Out Of Service (BOOS)
Καθώς, το να βγουν μερικοί καυστήρες εκτός λειτουργίας, δεν αποτελεί μεγάλη αλλαγή στην εγκατάσταση καύσης, αυτό το μέτρο χρησιμοποιείται συχνά σαν ανασκευαστικό μέτρο σε υπάρχουσες εγκαταστάσεις. Εδώ οι χαμηλότεροι καυστήρες λειτουργούν με περίσσεια καυσίμου, οι υψηλότεροι δεν λειτουργούν και βγάζουν μόνο αέρα. Τα αποτελέσματα αυτού του μέτρου είναι ίδια με το OFA, αλλά δεν είναι τόσο αποτελεσματική η μείωση εκπομπών NO_x στην BOOS. Μπορεί να προκύψουν προβλήματα με την συνεχή εισροή καυσίμου, επειδή η ίδια ποσότητα θερμικής ενέργειας πρέπει να περάσει στο φούρνο με λιγότερους καυστήρες σε λειτουργία. Γι' αυτό, αυτό το μέτρο περιορίζεται συνήθως σε διαδικασίες καύσης με φυσικό αέριο και πετρέλαιο.
- Αέρας πάνω από τη φωτιά - Overfire air (OFA)
Για την OFA, πέρα από τους υπάρχοντες καυστήρες, εγκαθίστανται θύρες αέρα (air ports [windboxes]). Ένα μέρος του αέρα καύσης εισάγεται μέσω αυτών των ξεχωριστών θυρών, οι οποίες τοποθετούνται πάνω από την υψηλότερη σειρά καυστήρων. Έτσι οι καυστήρες μπορούν να λειτουργούν με μικρή περίσσεια αέρα, η οποία αναστέλλει τον σχηματισμό NO_x , με την OFA να εξασφαλίζει την πλήρη καύση. Τυπικά 15-30% του συνολικού αέρα καύσης που θα περνούσε συνήθως από τους καυστήρες μετατοπίζεται στις θύρες OFA. Η ανασκευή ενός υπάρχοντος λέβητα με OFA περιλαμβάνει την εφαρμογή τροποποιήσεων στους εντοιχισμένους αγωγούς ύδατος (water-wall tube) για να δημιουργηθούν οι θύρες για τα ακροφύσια του δευτερεύοντος αέρα και την προσθήκη αεραγωγών, υγραντήρων και το κουτί ανέμου (windbox).

Η σταδιακή εισαγωγή αέρα στο φούρνο, δεν αυξάνει την κατανάλωση ενέργειας, της εγκατάστασης καύσης και δεν έχει δυσμενείς επιπτώσεις στην διαθεσιμότητα λειτουργίας της, αν εφαρμοστεί σωστά.

Μειονεκτήματα

Υπάρχουν δύο κύρια μειονεκτήματα, στην σταδιακή εισαγωγή αέρα, σαν τεχνική απομάκρυνσης NO_x . Το πρώτο είναι η σημαντική ποσότητα CO, που μπορεί να σχηματιστεί, αν τα ακροφύσια αέρα δεν τοποθετηθούν σωστά. Μια άλλη επίπτωση είναι ότι η ποσότητα του άνθρακα, που δεν έχει υποστεί καύση, μπορεί να αυξηθεί στην περίπτωση ανασκευής, λόγω μιας μείωσης της έντασης, μεταξύ του τέλους της ζώνης καύσης και τον πρώτο εναλλάκτη θερμότητας (heat-exchanger).

Κόστος

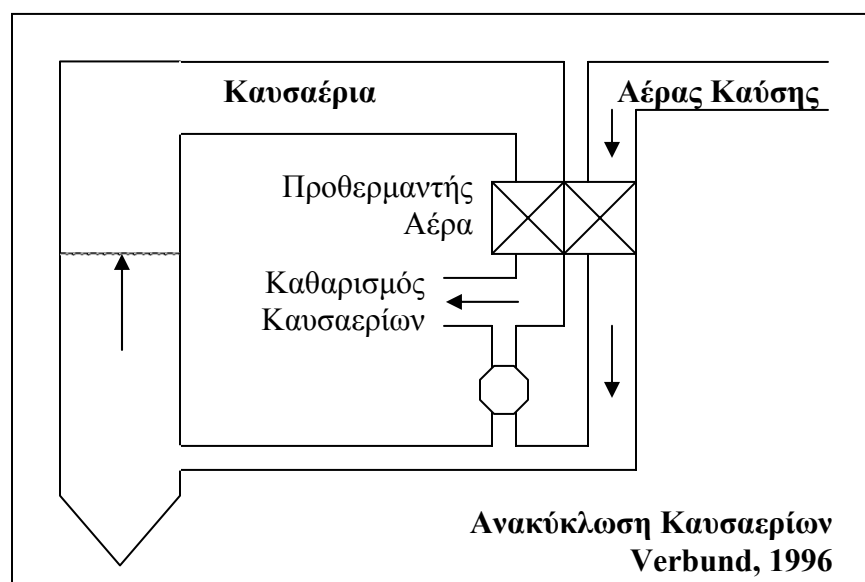
Αυτός είναι ένας, πολύ χαμηλού κόστους, τρόπος να μειωθούν οι εκπομπές οξειδίων του αζώτου. Εφαρμόζεται πολύ συχνά μαζί με άλλα πρωταρχικά μέτρα όπως καυστήρες χαμηλού NO_x , οπότε είναι αρκετά δύσκολο να υπολογιστούν χωριστά οι επιπτώσεις στο κόστος από την σταδιακή εισαγωγή αέρα. Μια εκτίμηση του κόστους OFA θα είναι περίπου 1 εκατομμύριο Ευρώ για ένα λέβητα 259 MWth, και η τιμή για κάθε μειωμένο τόνο NO_x , είναι συνήθως 300 – 1000 Ευρώ.

Γ. Ανακύκλωση καυσαερίων (Flue gas recirculation)

Η ανακύκλωση των καυσαερίων προκαλεί μια μείωση του διαθέσιμου οξυγόνου στην ζώνη καύσης και, αφού ψύχει άμεσα τη φλόγα, μια μείωση της θερμοκρασίας της φλόγας: έτσι μειώνονται και η μετατροπή του αζώτου, που είναι δεσμευμένο από το καύσιμο, και ο θερμικός σχηματισμός NO_x . Η ανακύκλωση των καυσαερίων στον αέρα καύσης έχει αποδειχθεί ότι είναι μια επιτυχημένη μέθοδος για τον περιορισμό του σε συστήματα υψηλής θερμοκρασίας καύσης, όπως λεβήτων υγρών υπολειμμάτων (wet bottom boilers) και εγκαταστάσεις που χρησιμοποιούν πετρέλαιο ή φυσικό αέριο.

Η εικόνα 8.11 δείχνει σχηματικά την τεχνική.

Εικόνα 8.11: Σχηματική απεικόνιση διαδικασίας ανακύκλωσης καυσαερίων [5],[20]



Όπως μπορεί κανείς να δει στο πάνω σχήμα, μέρος των καυσαερίων (20-30% σε θερμοκρασίες 350-400 °C) απομακρύνεται από την κύρια ροή των καυσαερίων στο ρεύμα του προθερμαντή αέρα, συνήθως αφού έχουν απομακρυνθεί οποιαδήποτε σωματίδια, και μετά ανακυκλώνεται στον λέβητα. Τα ανακυκλούμενα καυσαέρια μπορούν να αναμειχθούν με αέρα καύσης στον καυστήρα ή με αέρα σταδιακής εισαγωγής. Απαιτούνται ειδικοί καυστήρες ειδικά σχεδιασμένοι για να λειτουργούν με ανακυκλούμενα καυσαέρια. Αν υπάρχει μεγάλη ποσότητα ανακυκλωμένων καυσαερίων, αυτό μπορεί να οδηγήσει σε κάποιους λειτουργικούς περιορισμούς π.χ. προβλήματα διάβρωσης όταν χρησιμοποιείται καύσιμο που περιέχει θείο, απώλειες απόδοσης λόγω αύξησης της θερμοκρασίας στην καμινάδα καυσαερίων, αυξημένη κατανάλωση ενέργειας στους αεραγωγούς. Έτσι οι χειριστές συνήθως προσπαθούν να μειώσουν την ποσότητα ανακυκλωμένων καυσαερίων (περίπου 30%) και να αντισταθμίσουν τα υψηλότερα επίπεδα NO_x χρησιμοποιώντας εξελιγμένους καυστήρες χαμηλού - NO_x .

Δ. Μειωμένη προθέρμανση αέρα

Η θερμοκρασία προθέρμανσης του αέρα καύσης έχει σοβαρές επιπτώσεις στο σχηματισμό NO_x , καθώς μια αυξημένη θερμοκρασία προθέρμανσης προκαλεί υψηλότερη θερμοκρασία αδιαβατικής φλόγας και κορύφωσης της θερμοκρασίας στη πρωταρχική ζώνη καύσης. Κατά συνέπεια προκαλείται αύξηση του θερμικού σχηματισμού NO_x . Έτσι πολλές φορές μειώνεται η θερμοκρασία προθέρμανσης αέρα ώστε να μειωθεί ο σχηματισμός NO_x , ειδικά στην περίπτωση διαδικασιών καύσης υψηλών θερμοκρασιών, π.χ. καύση άνθρακα σε λέβητες υγρών υπολειμμάτων (wet bottom boilers).

Μειονεκτήματα

Υπάρχουν δύο κύρια μειονεκτήματα σε αυτή την τεχνολογία. Πρώτον, σε μερικούς λέβητες, π.χ. σε λέβητες υγρών υπολειμμάτων (wet bottom) που χρησιμοποιούν άνθρακα, απαιτούνται υψηλές θερμοκρασίες καύσης και κατά συνέπεια είναι ουσιαστικές οι υψηλές θερμοκρασίες προθέρμανσης του αέρα για την σωστή λειτουργία της εγκατάστασης καύσης. Δεύτερον, χαμηλώνοντας την θερμοκρασία προθέρμανσης του αέρα, προκαλείται μεγαλύτερη κατανάλωση καυσίμου, αφού μια μεγάλη μερίδα της θερμικής ενέργειας που περιέχεται στα καυσαέρια δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί και καταλήγει να φεύγει, από την εγκατάσταση, μέσω της καμινάδας. Αυτό μπορεί να αντισταθμιστεί χρησιμοποιώντας κάποιες μεθόδους συντήρησης ενέργειας, όπως αύξηση του μεγέθους του ανακυκλωτή (economizer).

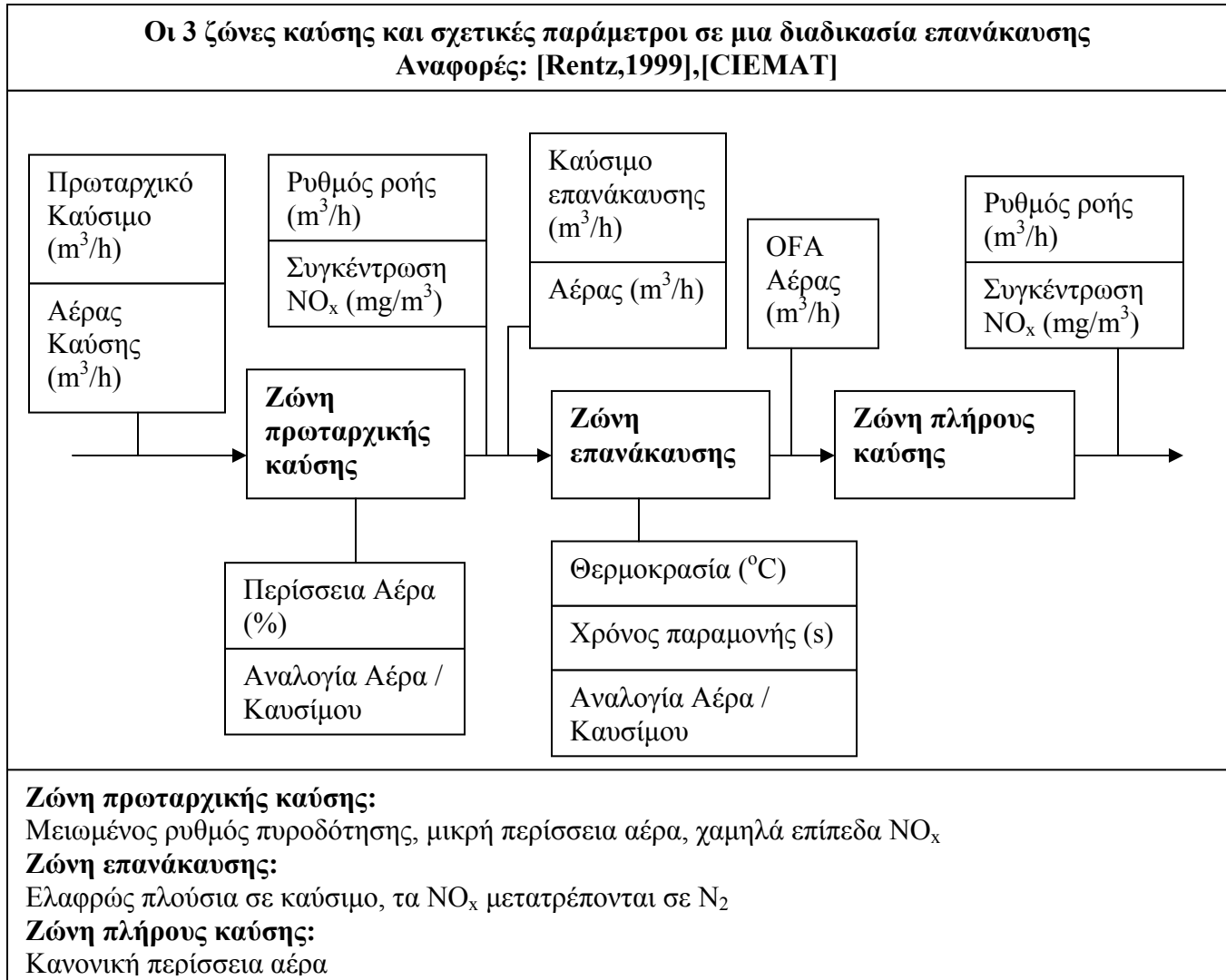
Ε. Σταδιακή εισαγωγή καυσίμου (Επανάκαυση) (Fuel staging (Reburning))

Η σταδιακή εισαγωγή καυσίμου, για την οποία χρησιμοποιείται και ο όρος «Επανάκαυση», βασίζεται στο σχηματισμό διάφορων ζωνών στο φούρνο από σταδιακή εισαγωγή καυσίμου και αέρα. Ο στόχος είναι να μετατραπούν ξανά σε άζωτο τα NO_x που έχουν ήδη σχηματιστεί.

Η επανάκαυση συμβαίνει σε 3 ζώνες:

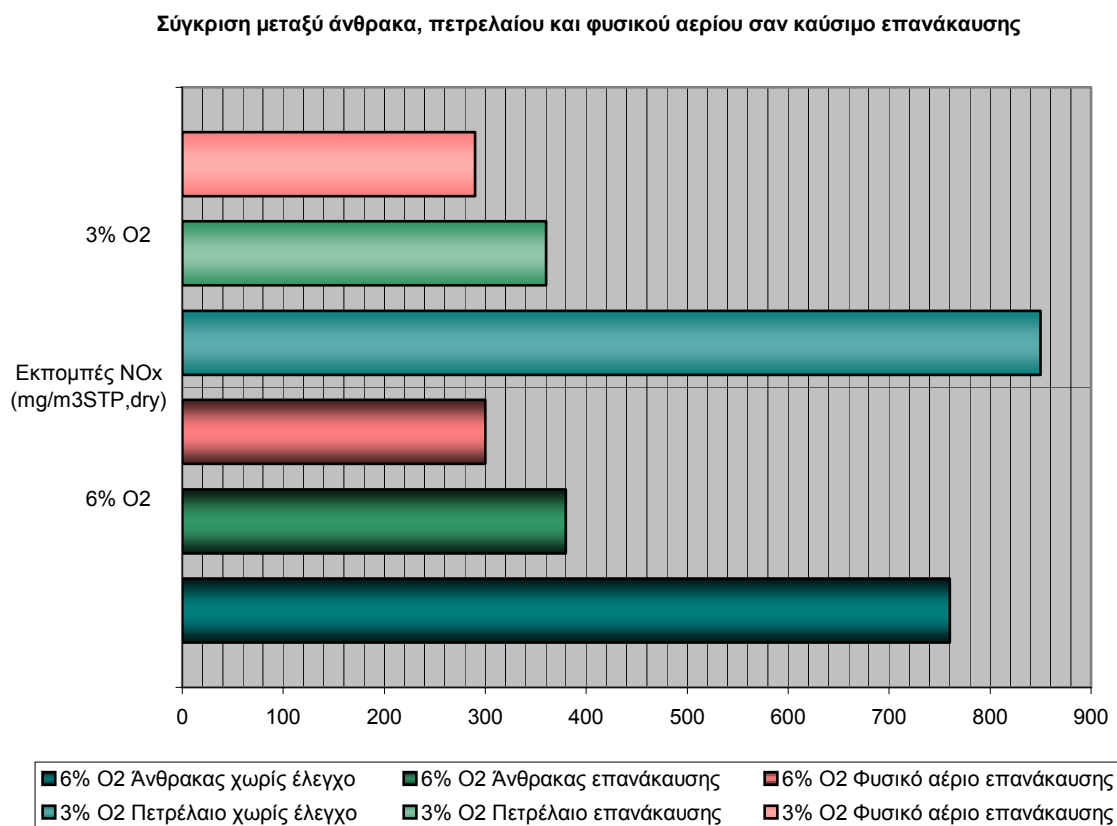
- Στην πρωταρχική ζώνη καύσης (μπορεί να είναι εξοπλισμένη με πρωταρχικά μέτρα), 85 με 90% του καυσίμου καίγεται σε μια οξειδωτική ή σχετικά αναγωγική ατμόσφαιρα. Αυτή η πρωταρχική ζώνη καύσης είναι απαραίτητη για να αποφευχθεί η μεταφορά περίσσειας οξυγόνου στην ζώνη επανάκαυσης, που θα μπορούσε να υποστηρίξει τον σχηματισμό NO_x .
- Στην δεύτερη ζώνη καύσης (συντά καλείται ζώνη επανάκαυσης), δευτερεύον ή καύσιμο επανάκαυσης, εισάγεται σε μια αναγωγική ατμόσφαιρα. Έτσι παράγονται ρίζες Υδρογονανθράκων, οι οποίες αντιδρούν με τα οξείδια αζώτου που σχηματίστηκαν στην πρωταρχική ζώνη. Παράλληλα σχηματίζονται και άλλες μη επιθυμητές πτητικές ενώσεις αζώτου.
- Στην τρίτη ζώνη, η καύση ολοκληρώνεται με την προσθήκη του τελικού αέρα στην ζώνη πλήρους καύσης.

Εικόνα 8.12: Οι 3 ζώνες καύσης και σχετικές παράμετροι σε μια διαδικασία επανάκαυσης [5],[19],[21]



Πολλά καύσιμα μπορούν να χρησιμοποιηθούν σαν καύσιμα επανάκαυσης (κονιοποιημένος άνθρακας, πετρέλαιο καύσης, φυσικό αέριο, κ.λ.π.), αλλά συνήθως χρησιμοποιείται το φυσικό αέριο λόγω των ιδιοτήτων του. Στην Εικόνα 8.13 [Rentz, 1999] φαίνεται το πλεονέκτημα του φυσικού αερίου σε σχέση με το πετρέλαιο και τον άνθρακα. Όταν χρησιμοποιούμε άνθρακα ή πετρέλαιο, υπάρχει άζωτο στο καύσιμο επανάκαυσης σε συγκεκριμένη ποσότητα, οδηγώντας αναπόφευκτα στο σχηματισμό NO_x στην ζώνη πλήρους καύσης. Αυτό το μειονέκτημα αποφεύγεται με τη χρήση φυσικού αερίου.

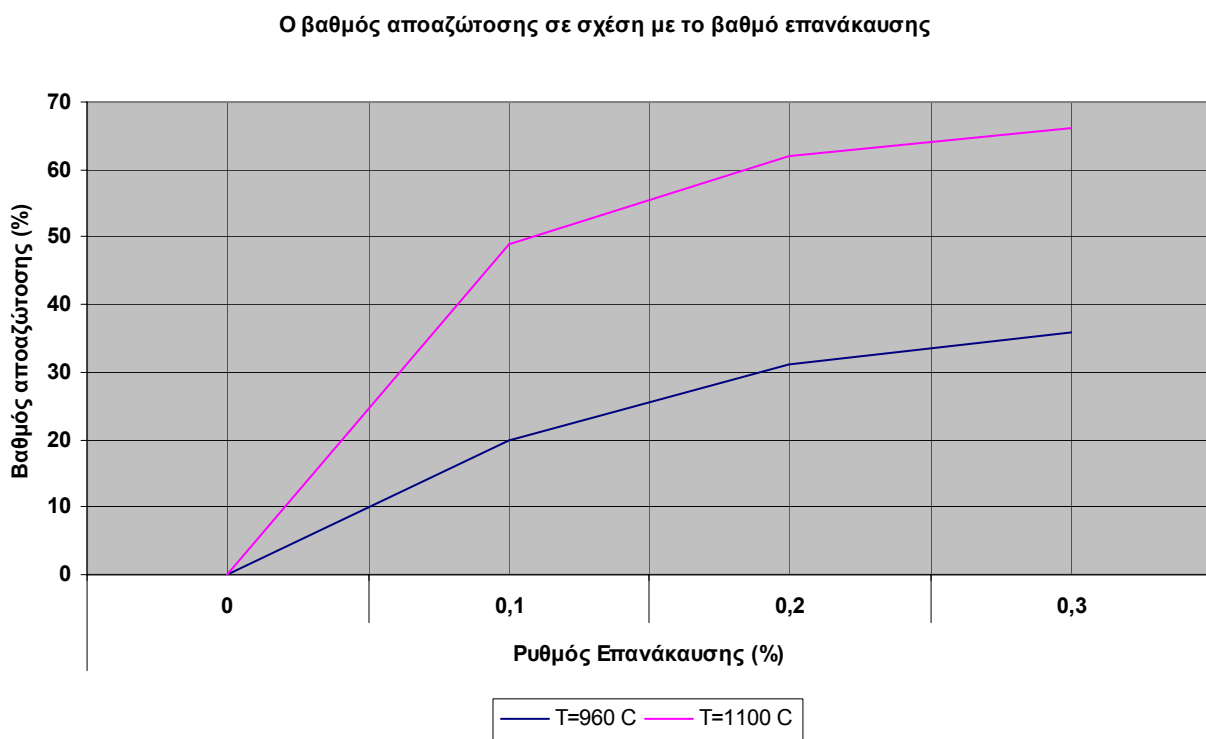
Εικόνα 8.13: Σύγκριση μεταξύ άνθρακα, πετρελαίου και φυσικού αερίου [19]



Ο βαθμός απόδοσης της επανάκαυσης εξαρτάται από διάφορες παραμέτρους όπως:

- **Θερμοκρασία:** Για να πάρουμε χαμηλά επίπεδα NO_x , η θερμοκρασία στην ζώνη επανάκαυσης θα πρέπει να είναι όσο πιο υψηλή γίνεται (1200°C). Η Εικόνα 8.14 δίνει το βαθμό απομάκρυνσης αζώτου σαν λειτουργία του βαθμού επανάκαυσης σε διαφορετικές θερμοκρασίες.
- **Χρόνος παραμονής:** Η αύξηση του χρόνου παραμονής στην ζώνη επανάκαυσης βοηθά την μείωση NO_x . Ένας κατάλληλος χρόνος είναι μεταξύ 0,4 και 1,5 s
- **Ο βαθμός αερισμού(οξυγόνου) στην ζώνη επανάκαυσης:** Η στοιχειομετρία πρέπει να είναι μεταξύ $\lambda=0,7 - 0,9$
- **Είδος καυσίμου**
- **Ποιότητα του μίγματος** μεταξύ του επιπρόσθετου καυσίμου και του καυσαερίου που παράγεται στην πρωταρχική ζώνη καύσης
- **Περίσσεια αέρα στην πρωταρχική ζώνη καύσης:** Η στοιχειομετρία είναι περίπου $\lambda=1,1$.

Εικόνα 8.14: Βαθμός απομάκρυνσης αζώτου σαν λειτουργία του βαθμού επανάκαυσης [19],[5]



Θεωρητικά, η τεχνική επανάκαυσης μπορεί να υλοποιηθεί με όλους τους τύπους λεβήτων που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα και σε συνδυασμό με τεχνικές καύσης χαμηλού NO_x (για το πρωταρχικό καύσιμο). Αυτή η τεχνική μείωσης που είναι πολύ ελκυστική για νέους λέβητες, απαιτεί θαλάμους μεγάλων εντάσεων αν θέλουμε να αποφευχθούν υψηλά επίπεδα άνθρακα, που δεν έχει υποστεί καύση. Γι' αυτό, η επανάκαυση αποδεικνύεται λιγότερο κατάλληλη για περιστάσεις ανασκευών λόγω περιορισμών χώρου που μπορεί να υπάρχουν σε ήδη υπάρχουσες εγκαταστάσεις. Η επανάκαυση έχει εγκατασταθεί σε μεγάλες εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας στην Αμερική, την Ιαπωνία, την Ολλανδία, την Γερμανία την Ιταλία και την Αγγλία. Στην Ιταλία η επανάκαυση (με το πετρέλαιο σαν αναγωγικό παράγοντα) έχει υλοποιηθεί σε πολλές μεγάλες μονάδες καύσης πετρελαίου.

Αυτό το μέτρο είναι καταλληλότερο για λέβητες που έχουν αρκετά μεγάλο χρόνο παραμονής και όπου τα κατάλληλα καύσιμα επανάκαυσης είναι διαθέσιμα σε λογική τιμή. Το φυσικό αέριο έχει αποδειχθεί το καλύτερο καύσιμο επανάκαυσης, κυρίως γιατί είναι πολύ εύφλεκτο και δεν περιέχει ούτε σωματίδια, ούτε θείο.

Κόστος

Το κόστος της επανάκαυσης εξαρτάται από την δομή του λέβητα και από τα καύσιμα που χρησιμοποιούνται. Η χρήση εφεδρικών καυσίμων, όπως το φυσικό αέριο, εμπεριέχει κόστη, αλλά απελευθερώνει θερμότητα στη διαδικασία και μπορεί έτσι να θεωρείται σαν χρησιμοποιήσιμο καύσιμο. Όποτε οι υπολογισμοί θα πρέπει να γίνουν για ολόκληρη τη μονάδα παραγωγής ενέργειας συμπεριλαμβανομένων κάποιων πιθανών αλλαγών π.χ. την απόδοση του λέβητα.

Η εμπειρία μας δείχνει ότι η επανάκαυση δεν είναι τόσο οικονομική όσο οι καυστήρες χαμηλού NO_x με OFA, αλλά είναι ένα κατάλληλο μέτρο για τη μείωση εκπομπών NO_x. Μια εκτίμηση δίνει τα κόστη επανάκαυσης κοντά στα 2,5 εκατομμύρια Ευρώ για ένα λέβητα 250 MWth. Ακόμα έχουν γίνει υπολογισμοί που δείχνουν πως τα λειτουργικά κόστη των εγκαταστάσεων επανάκαυσης είναι διπλάσια από αυτά των καυστήρων χαμηλού NO_x με OFA.

ΣΤ. Καυστήρες χαμηλού NO_x (LNB: Low NO_x Burners)

Γενική Αρχή

Σε κλασσικές εγκαταστάσεις καύσης, το συνδυασμένο μίγμα καυσίμου και αέρα / οξυγόνου εισάγεται εξ' ολοκλήρου στο ίδιο μέρος. Η φλόγα που δημιουργείται συνθέτεται από μια θερμή και οξειδωτική πρωταρχική περιοχή που τοποθετείται στη βάση της φλόγας και από μια ψυχρότερη δευτερεύουσα ζώνη στο τέλος της φλόγας. Η πρωταρχική ζώνη παράγει το περισσότερο NO, το οποίο αυξάνεται εκθετικά με την θερμοκρασία, ενώ η συνεισφορά της δεύτερης ζώνης είναι σχετικά μικρή.

Τι κάνουν οι LNB

Οι LNB τροποποιούν τον τρόπο εισαγωγής του αέρα και του καυσίμου ώστε να καθυστερήσει η ανάμειξη, να μειωθεί η διαθεσιμότητα οξυγόνου και η μέγιστη θερμοκρασία της φλόγας. Τα LNB καθυστερούν την μετατροπή του αζώτου που είναι δεσμευμένο στο καύσιμο και τον σχηματισμό NO_x, ενώ διατηρούν υψηλή απόδοση καύσης.

Η πτώση πίεσης στους αγωγούς αέρα προκαλεί περισσότερα λειτουργικά έξοδα.

Κόστος LNB

Η τεχνική LNB απαιτεί τουλάχιστον την αλλαγή των καυστήρων και την εγκατάσταση OFA. Αν οι υπάρχοντες καυστήρες είναι κλασσικοί τότε η αλλαγή μπορεί να γίνει αρκετά οικονομικά. Αν οι καυστήρες είναι LNB καθυστερημένης καύσης (παλιός τύπος), τα οφέλη της ανακατασκευής τους σε ραγδαίας εισαγωγής LNB μπορούν να υπολογιστούν ανά περίπτωση ξεχωριστά.

Το κόστος για LNB με OFA, για 250 MWth είναι περίπου 1,7 εκατομμύρια Ευρώ για έναν καυστήρα στερεού καυσίμου. Στους καυστήρες άνθρακα, η τιμή ανά τόνο NO_x που απομακρύνεται είναι 500 Ευρώ.

Είδη LNB

Σταδιακής εισαγωγής αέρα [Air-staged LNB]

Ανακύκλωσης καυσαερίων [Flue gas recirculation LNB]

Σταδιακής εισαγωγής καυσίμου [Fuel staged LNB]

Νέας γενιάς (υβριδικοί) [New generation LNB (Hybrid)]

Οι τελευταίοι χρησιμοποιούν ένα συνδυασμό και των τριών παραπάνω τεχνικών

Πίνακας 8.10: Γενική απόδοση πρωτευόντων μέτρων ως προς την μείωση εκπομπών NO_x (#1) [5]

Γενική απόδοση πρωτευόντων μέτρων ως προς την μείωση εκπομπών NO _x (#1)					
Πρωτεύον μέτρο		Γενικό ποσοστό* μείωσης NO _x	Γενική εφαρμοσιμότητα	Περιορισμοί εφαρμοσιμότητας	Παρατηρήσεις
Μικρή περίσσεια αέρα		10-44%	όλα τα καύσιμα	-Ατελής καύση	- Η μείωση NO _x εξαρτάται πολύ από το επίπεδο εκπομπών της μη ελεγχόμενης εγκατάστασης - Μπορεί να είναι απαραίτητο να σφραγιστούν ο φούρνος, οι μύλοι και ο προθερμαντής αέρα για να επιτραπεί η εφαρμογή καύσης με μικρή περίσσεια αέρα
Συγκέντρωση αέρα στο φούρνο	Καυστήρας εκτός λειτουργίας (BOOS)	10-65% Μέγιστα επίπεδα μείωσης για εφαπτομενικά πυροδοτούμενους λέβητες. Μπορούν να επιτευχθούν 40% για άνθρακα, 45% για πετρέλαιο και 65% για αέριο [Rentz,1999]	Γενικά περιορίζεται σε μονάδες καύσης φυσικού αερίου και πετρελαίου (μόνο για ανασκευή)	Ατελής καύση (και γι' αυτό υψηλά επίπεδα CO και άνθρακα, που δεν έχει υποστεί καύση)	- Μπορεί να προκύψουν προβλήματα με την συνεχή εισροή καυσίμου, επειδή η ίδια ποσότητα θερμικής ενέργειας πρέπει να περάσει στο φούρνο με λιγότερους καυστήρες σε λειτουργία.
	Διαγώνια πυροδότηση καυστήρα (BBF)		όλα τα καύσιμα (μόνο για ανασκευή)		
	Αέρας πάνω από τη φωτιά (OFA) (Overfire Air)		όλα τα καύσιμα		
Ανακύκλωση καυσαερίων		20-50% <20% για λέβητες άνθρακα και από 30-50% για μονάδες αερίου συνδυασμένες με OFA [CIEMAT]	όλα τα καύσιμα	Μη σταθερότητα φλόγας	- Η ανασκευή ενός υπάρχοντος λέβητα με ανακύκλωση καυσαερίων παρουσιάζει κάποιες προσαρμοστικές δυσκολίες, κυρίως λόγω απωλειών του λέβητα και των καυστήρων, εκτός αν ανακυκλώνεται πολύ μικρή ποσότητα καυσαερίων. - Αυτό το μέτρο μείωσης NO _x μπορεί να χρησιμοποιηθεί για ανασκευές όταν συνδυαστεί με σταδιακή εισαγωγή αέρα. - Η ανακύκλωση καυσαερίων έχει ως αποτέλεσμα επιπρόσθετη κατανάλωση ενέργειας λόγω του ανεμιστήρα ανακύκλωσης.
Μειωμένη προθέρμανση αέρα		20-30%	Δεν είναι κατάλληλο για λέβητες άνθρακα, υγρών υπολειμμάτων (wet bottom)		- Η ποσότητα μείωσης εκπομπών που είναι δυνατό να επιτευχθεί εξαρτάται κυρίως από την αρχική θερμοκρασία προθέρμανσης αέρα και από την θερμοκρασία που επιτυγχάνεται όταν αυτό το μέτρο υλοποιηθεί.

Πίνακας 8.11: Γενική απόδοση πρωταρχικών μέτρων στην μείωση εκπομπών NO_x (#2) [5]

Γενική απόδοση πρωταρχικών μέτρων στην μείωση εκπομπών NO _x (#2)					
Πρωταρχικό μέτρο		Γενικό ποσοστό μείωσης NO _x *	Γενική εφαρμοσιμότητα	Περιορισμοί εφαρμοσιμότητας	Παρατηρήσεις
Σταδιακή εισαγωγή καυσίμου (Επανάκαυση)		50-60% (70-80% του NO _x που σχηματίζεται στην πρωταρχική ζώνη μπορεί να μειωθεί)	Όλα τα καύσιμα		- Η επανάκαυση προσφέρει κάποια πλεονεκτήματα όπως συμβατότητα με άλλα πρωταρχικά μέτρα μείωσης εκπομπών NO _x , απλή τεχνική εγκατάστασης, χρήση ενός συγκεκριμένου καυσίμου σαν αναγωγικός παράγοντας, και πολύ μικρά ποσά επιπρόσθετης ενέργειας. Η επιπρόσθετη κατανάλωση ενέργειας από την επανάκαυση άνθρακα σε σχέση με καύση άνθρακα μπορεί να είναι μεγαλύτερη από την χρήση φυσικού αερίου σαν κανονικό καύσιμο
Καυστήρες χαμηλού NO _x (LNB)	LNB σταδιακής εισαγωγής αέρα	25-35%	Όλα τα καύσιμα	Αστάθεια φλόγας Ατελής καύση	- Οι LNB μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε συνδυασμό με άλλα πρωταρχικά μέτρα όπως OFA, επανάκαυση και ανακύκλωση καυσαερίων.
	LNB ανακύκλωσης καυσαερίων	μέχρι 20%	Όλα τα καύσιμα		- Οι LNB σε συνδυασμό με OFA μπορούν να επιτύχουν βαθμούς μείωσης 35-70% [CIEMAT].
	LNB σταδιακής εισαγωγής καυσίμου	50-60%	Όλα τα καύσιμα	Αστάθεια φλόγας Ατελής καύση	- Ένα μειονέκτημα της πρώτης γενιάς LNB είναι ο χώρος που χρειάζεται για τον διαχωρισμό της φλόγας: Η διάμετρος της φλόγας είναι 30-50% μεγαλύτερη από τις συμβατικές φλόγες.
Σημειώσεις:					
- Αν συνδυαστούν διαφορετικά πρωταρχικά μέτρα για να μειωθούν οι εκπομπές οξειδίων αζώτου, ο βαθμός μείωσης δεν μπορεί ούτε να προστεθεί ούτε να πολλαπλασιαστεί. Ο συνδυασμένος βαθμός απόδοσης εξαρτάται από έναν αριθμό ειδικών παραγόντων που έχουν σχέση με την κάθε μονάδα και πρέπει να αξιολογηθούν για κάθε εργοστάσιο ξεχωριστά.					
- Δεν μπορούν όλα τα πρωταρχικά μέτρα να εφαρμοστούν σε όλους τους υπάρχοντες λέβητες, βασισμένα στις ρυθμίσεις καύσης και το καύσιμο.					
- Οι νέες μονάδες παράγωγής σχεδιάζονται εξ' αρχής με χρήση πρωταρχικών μέτρων.					

Πίνακας 8.12: Γενική απόδοση δευτερευόντων μέτρων στην μείωση εκπομπών NO_x [5]

Γενική απόδοση δευτερευόντων μέτρων στην μείωση εκπομπών NO _x				
Δευτερεύον μέτρο	Γενικό ποσοστό μείωσης NO _x	Άλλοι παράμετροι απόδοσης		Παρατηρήσεις
		Παράμετρος	Αξία	
Επιλεκτική καταλυτική μείωση (Selective Catalytic Reduction SCR)	80-95%	Θερμοκρασία λειτουργίας	320-420°C (high-dust) 260-320°C (tail-end)	<p>- Η διαρροή αμμωνίας αυξάνεται με την αύξηση της αναλογίας NH₃/NO_x, και μπορεί να προκαλέσει προβλήματα όπως πολύ υψηλή περιεκτικότητα αμμωνίας στην ιπτάμενη τέφρα. Αυτό είναι ένα πρόβλημα που μπορεί να λυθεί χρησιμοποιώντας ένα μεγαλύτερης έντασης καταλύτη και / ή βελτιώνοντας την μείξη NH₃ και NO_x στα καυσαέρια.</p> <p>- Η ατελής αντίδραση NH₃ και NO_x μπορεί να προκαλέσει τον σχηματισμό θειικού αμμωνίου, που αποθηκεύεται σε μετέπειτα στάδια όπως οι προθερμαντές αέρα και ο καταλύτης, αυξημένες ποσότητες NH₃ στα υγρά κατάλοιπα της αποθείωσης των καυσαερίων, στο νερό καθαρισμού του προθερμαντή αέρα, και αυξημένη συγκέντρωση NH₃ στην ιπτάμενη τέφρα.</p> <p>- Η διάρκεια ζωής του καταλύτη είναι 4-5 χρόνια για την καύση άνθρακα, 7-10 χρόνια για την καύση πετρελαίου και περισσότερα από 10 χρόνια για την καύση αερίου.</p>
		Αναγωγικό μέσο	Αμμωνία, ουρία	
		Αναλογία NH ₃ /NO _x	0,8 - 1,0	
		Διαρροή NH ₃	<20 mg Nm ³	
		Διαθεσιμότητα	>98%	
		Βαθμός μετατροπής SO ₂ /SO ₃ με καταλύτη	1,0 - 1,5% (tail gas)	
		Κατανάλωση ενέργειας σαν ποσοστό % του ηλεκτρικού δυναμικού	0,5% (high-dust) 2% (tail gas)	
		Πτώση πίεσης στον καταλύτη	4 - 10 (10 ² Pa)	
Επιλεκτική μη καταλυτική μείωση (Selective Non-Catalytic Reduction SNCR)	30-50(80)%	Θερμοκρασία λειτουργίας	850 - 1050°C	<p>- Αν και κάποιοι κατασκευαστές αναφέρουν ένα επίπεδο μείωσης NO_x μεγαλύτερο από 80%, η κοινή άποψη είναι ότι οι διαδικασίες SNCR είναι γενικά ικανές για μειώσεις 30-50% σαν μέσος όρος που καλύπτει διάφορες συνθήκες λειτουργίας. Περαιτέρω μειώσεις NO_x μπορούν να ληφθούν σε συγκεκριμένους λέβητες όπου οι συνθήκες είναι καλές, όπως και χαμηλότερες τιμές όπου οι συνθήκες είναι κακές, μερικές φορές σε υπάρχουσες μονάδες [CIEMAT].</p> <p>- Οι SNCR δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε αεριοστροβίλους λόγω του χρόνου παραμονής και του ανοίγματος θερμοκρασίας που απαιτούνται.</p>
		Αναγωγικό μέσο	Αμμωνία, ουρία	
		Αναλογία NH ₃ /NO _x	1,5 - 2,5	
		Διαθεσιμότητα	>97%	
		Κατανάλωση ενέργειας σαν ποσοστό % του ηλεκτρικού δυναμικού	0,1 - 0,3 %	
		Χρόνος παραμονής μέσα στην ακτίνα δράσης της θερμοκρασίας	0,2 - 0,5 sec	

Πίνακας 8.13: Τεχνικές για την πρόληψη και τον έλεγχο εκπομπών NO_x και N₂O σε εγκαταστάσεις καύσης λιγνίτη και άνθρακα#1 [5]

Τεχνικές για την πρόληψη και τον έλεγχο εκπομπών NO _x και N ₂ O σε εγκαταστάσεις καύσης λιγνίτη και άνθρακα#1							
Τεχνική	Όφελος για το περιβάλλον	Εφαρμοσιμότητα		Εμπειρία λειτουργίας	Διασταυρωμένες επιπτώσεις	Οικονομικά στοιχεία	Παρατηρήσεις
		Νέες εγκαταστάσεις	Ανασκευασμένες εγκαταστάσεις				
Πρωτεύοντα μέτρα							
Μικρή περίσσεια αέρα	Μείωση εκπομπών NO _x , CO, HC και N ₂ O, αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Μείωση εκπομπών NO _x οδηγεί σε μεγαλύτερη περιεκτικότητα άνθρακα, που δεν έχει υποστεί καύση, στην τέφρα	Ανάλογα την εγκατάσταση	
Σταδιακή εισαγωγή αέρα (OFA)		Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Τάση να οδηγηθούμε σε μεγαλύτερη περιεκτικότητα άνθρακα, που δεν έχει υποστεί καύση, στην τέφρα	Ανάλογα την εγκατάσταση	
Ανακύκλωση καυσαερίων		Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη		Ανάλογα την εγκατάσταση	
Καυστήρες χαμηλού NO _x	Μείωση NO _x	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Τάση να οδηγηθούμε σε μεγαλύτερη περιεκτικότητα άνθρακα που δεν έχει υποστεί καύση στην τέφρα		
Επανάκαυση	Μείωση NO _x	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη		Ανάλογα την εγκατάσταση	
Μέτρα για τη μείωση εκπομπών N ₂ O σε λέβητες ρευστοποιημένης κλίνης (FBC)							
Μικρή περίσσεια αέρα	Μείωση εκπομπών N ₂ O	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Υψηλότερες εκπομπές CO	Ανάλογα την εγκατάσταση	
Αυξημένη θερμοκρασία ρευστοποιημένης κλίνης	Μείωση εκπομπών N ₂ O	Δυνατή	Δυνατή	Πειραματικό στάδιο	Αυξημένες εκπομπές NO _x	Δεν είναι διαθέσιμα	
Χρήση καταλυτικού υλικού όπως MgO ή CaO στον λέβητα	Μείωση εκπομπών N ₂ O	Δυνατή	Δυνατή	Πειραματικό στάδιο		Δεν είναι διαθέσιμα	
Αυξημένη θερμοκρασία καυσαερίων	Μείωση εκπομπών N ₂ O	Δυνατή	Δυνατή	Στάδιο πιλοτικής μονάδας		Δεν είναι διαθέσιμα	

Πίνακας 8.14: Τεχνικές για την πρόληψη και τον έλεγχο εκπομπών NO_x και N₂O σε εγκαταστάσεις καύσης λιγνίτη και άνθρακα #2 [5]

Τεχνικές για την πρόληψη και τον έλεγχο εκπομπών NOx και N2O σε εγκαταστάσεις καύσης λιγνίτη και άνθρακα #2							
Τεχνική	Όφελος για το περιβάλλον	Εφαρμοσιμότητα		Εμπειρία λειτουργίας	Διασταυρωμένες επιπτώσεις	Οικονομικά στοιχεία	Παρατηρήσεις
		Νέες εγκαταστάσεις	Ανασκευασμένες εγκαταστάσεις				
Δευτερεύοντα μέτρα							
Επιλεκτική μη καταλυτική μείωση (SNCR)	Μείωση NO _x αν και πολύ μικρότερος βαθμός μείωσης από ότι με SCR	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Διαρροή Αμμωνίας	Ανάλογα τη μονάδα	
Επιλεκτική καταλυτική μείωση (SCR)	Μείωση NO _x	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Διαρροή Αμμωνίας	Ανάλογα τη μονάδα	Μέχρι τώρα η τεχνική SCR έχει εφαρμοστεί μόνο σε μονάδες σκληρού άνθρακα
Συνδυασμένες τεχνικές	Μείωση NO _x και SO ₂	Δυνατή, αλλά σπάνια εφαρμόζεται σε νέες εγκαταστάσεις	Δυνατή, αλλά σπάνια εφαρμόζεται	Πολύ περιορισμένη	Εξαρτάται από κάθε διαδικασία	Δεν είναι διαθέσιμα	Οι συνδυασμένες τεχνικές καλύπτουν μόνο ένα μικρό κομμάτι της αγοράς σε σχέση με τις τεχνικές SCR

Πίνακας 8.15: Εμπομπές NO_x που σχετίζονται με BAT σε εγκαταστάσεις καύσης λιγνίτη και άνθρακα [5]

Εμπομπές NO _x που σχετίζονται με BAT σε εγκαταστάσεις καύσης λιγνίτη και άνθρακα							
Ισχύς (MWth)	Τεχνική καύσης	Εμπομπές NO _x που σχετίζονται με BAT (mg/Nm ³)		Καύσιμο	Μέτρο BAT για να επιτευχθούν αυτά τα επίπεδα	Εφαρμοσιμότητα	Παρακολούθηση
		Νέες εγκαταστάσεις	Ανασκευασμένες εγκαταστάσεις				
50-100	PC	200-300 (N ₂ O: 2-10)	200-300 (N ₂ O: 2-10)	Άνθρακας και Λιγνίτης	Συνδυασμός Pm (όπως σταδιακή εισαγωγή αέρα και καυσίμου, καυστήρες χαμηλού NO _x , κ.λ.π.) SNCR πρόσθετο μέτρο	Νέες και ανασκευασμένες εγκαταστάσεις	Συνεχής
	BFBC,CFBC και PFBC	200-300 (N ₂ O: 30-120)	200-300 (N ₂ O: 30-120)		Συνδυασμός Pm (όπως σταδιακή εισαγωγή αέρα και καυσίμου)	Νέες και ανασκευασμένες εγκαταστάσεις	Συνεχής
100-300	PC	100-200 (N ₂ O: 2-10)	100-200 (N ₂ O: 2-10)	Άνθρακας	Συνδυασμός Pm (όπως σταδιακή εισαγωγή αέρα και καυσίμου, καυστήρες χαμηλού NO _x , επανάκαυση κ.λ.π.) σε συνδυασμό με SCR ή Συνδυασμένες τεχνικές	Νέες και ανασκευασμένες εγκαταστάσεις	Συνεχής
				Λιγνίτης	Συνδυασμός Pm (όπως σταδιακή εισαγωγή αέρα και καυσίμου καυστήρες χαμηλού NO _x , επανάκαυση κ.λ.π.)	Νέες και ανασκευασμένες εγκαταστάσεις	Συνεχής
	BFBC,CFBC και PFBC	100-200 (N ₂ O: 30-120)	100-200 (N ₂ O: 30-120)	Άνθρακας	Συνδυασμός Pm (όπως σταδιακή εισαγωγή αέρα και καυσίμου, κ.λ.π.) μαζί με SNCR αν είναι απαραίτητο	Νέες και ανασκευασμένες εγκαταστάσεις	Συνεχής
				Άνθρακας και Λιγνίτης	Συνδυασμός Pm (όπως σταδιακή εισαγωγή αέρα και καυσίμου)	Νέες και ανασκευασμένες εγκαταστάσεις	Συνεχής
>300	PC	90-150 (N ₂ O: 2-10)	100-200 (N ₂ O: 2-10)	Άνθρακας	Συνδυασμός Pm (όπως σταδιακή εισαγωγή αέρα και καυσίμου, καυστήρες χαμηλού NO _x , επανάκαυση κ.λ.π.) σε συνδυασμό με SCR ή Συνδυασμένες τεχνικές	Νέες και ανασκευασμένες εγκαταστάσεις	Συνεχής

		100-150 (N ₂ O: 2-10)		Λιγνίτης	Συνδυασμός Pm (όπως σταδιακή εισαγωγή αέρα και καυσίμου, καυστήρες χαμηλού NO _x , επανάκαυση κ.λ.π.)	Νέες και ανασκευασμένες εγκαταστάσεις	Συνεχής
	BFBC, CFBC και PFBC	50-150 (N ₂ O: 30-120)	100-200 (N ₂ O: 30-120)	Άνθρακας και Λιγνίτης	Συνδυασμός Pm (όπως σταδιακή εισαγωγή αέρα και καυσίμου)	Νέες και ανασκευασμένες εγκαταστάσεις	Συνεχής
Σημειώσεις: BFBC:(Bubbling Fluidised Bed Combustion)(καύση ρευστοποιημένης κλίνης) CFBC:(Circulating Fluidised Bed Combustion)(καύση ρευστοποιημένης κλίνης) PFBC:(Pressurised Fluidised Bed Combustion)(Πεπιεσμένη καύση ρευστοποιημένης κλίνης) Pm(..):(Primary measures to reduce NO _x)(Πρωτεύοντα μέτρα για τη μείωση NO _x) PC:(Pulverised Coal combustion)(Καύση κονιοποιημένου άνθρακα) SCR:(Selective Catalytic Reduction of NO _x)(Επιλεκτική καταλυτική μείωση NO _x) SNCR:(Selective Non Catalytic Reduction of NO _x)(Επιλεκτική μη καταλυτική μείωση NO _x)							

Πίνακας 8.16: Εκπομπές στην ατμόσφαιρα από εγκαταστάσεις καύσης υγρών καυσίμων [5]

Εκπομπές στην ατμόσφαιρα από εγκαταστάσεις καύσης υγρών καυσίμων					
Τεχνική καύσης	Ισχύς (MWth)	Μέτρα μείωσης εκπομπών	Εκπομπές στον αέρα (mg/Nm ³)		Παρατηρήσεις
			NO _x	CO	
Λέβητας για βαρύ καύσιμο πετρέλαιο	100-300	FGD(w)/SCR/ESP	247	17	Το εργοστάσιο περιέχει 9 μονάδες απ' τις οποίες μία είναι εξοπλισμένη με SNCR
	>300	FGD(w)/SCR/ESP	121-131	50	
	>300	SCR/FGD(w)/ESP	<130	<10	
	>300	FGD(w)/SCR/ESP	60-90	15-20	
Λέβητας για ελάφρύ καύσιμο πετρέλαιο			1,1-141	1-14,6	
Καύση συνδυασμένου κύκλου (ελαφρύ πετρέλαιο)			259	129	
Σημειώσεις: Pm(.): (Primary measures to reduce NO _x) (Πρωτεύοντα μέτρα για τη μείωση NO _x) FGD(wet): (Wet Flue Gas Desulphurisation) (Υγρή αποθείωση καυσαερίων) SCR: (Selective Catalytic Reduction of NO _x) (Επιλεκτική καταλυτική μείωση NO _x) FGD(sds): (Flue Gas Desulphurisation by using a Spray Drier) (Αποθείωση καυσαερίων με σπρέι ξήρανσης) FF: (Fabric Filter) (Υφασμάτινο φίλτρο) SNCR: (Selective Non Catalytic Reduction of NO _x) (Επιλεκτική μη καταλυτική μείωση NO _x) ESP: (ElectroStatic Precipitator) (Ηλεκτροστατικά φίλτρα) FGD(dsi): (Flue Gas Desulphurisation by Dry Sorbent Injection) (Αποθείωση καυσαερίων με εισαγωγή ξηρού διαλυτικού)					

Πίνακας 8.17: Τυπικές εκπομπές NO_x που επιτυγχάνονται με τροποποιήσεις του κινητήρα υγρών καυσίμων [5],[22]

Τυπικές εκπομπές NO _x που επιτυγχάνονται με τροποποιήσεις του κινητήρα υγρών καυσίμων [Euromot, 2002]		
NO _x	Εκπομπές NO _x (mg/Nm ³) (καύσιμο: βαρύ πετρέλαιο)	Παρατηρήσεις
Βελτιστοποίηση του βασικού κινητήρα για χαμηλό NO _x	<2300	Κανονικός κινητήρας Diesel στην παραγωγή μέχρι το 2000
Βελτιστοποίηση του βασικού κινητήρα για χαμηλό NO _x (δεύτερης γενιάς)	<2000	Κανονική κινητήρας Diesel στην παραγωγή σήμερα
Επιβράδυνση εισαγωγής	Μείωση 10-20% (εξαρτάται από το είδος της μηχανής)	Η αύξηση της κατανάλωσης καυσίμου εξαρτάται από το βαθμό της επιβράδυνσης εισαγωγής, τυπικά μέχρι 3%
Προσθήκη νερού	<1300 -1600	Χρησιμοποιείται κυρίως σε πλοία, η κατανάλωση καυσίμου αυξάνεται
Σημείωση: Σημείο αναφοράς 15vol-% O ₂ , ξηρό αέριο, στους 0 C, 101,3 kPa. Σταθερή κατάσταση 85-100% φορτίο κινητήρα		

Πίνακας 8.18: Μετρήσεις εκπομπών NO_x σε διάφορες εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας υγρών καυσίμων [5]

Μετρήσεις εκπομπών NO _x σε διάφορες εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας υγρών καυσίμων			
Εγκατάσταση	Καύσιμο πετρέλαιο με περιεκτικότητα S wt-% ή SO ₂ (MCR=Micro Carbon Residue)	NO _x (όπως NO ₂)	Παρατηρήσεις
Χρήση βελτιστοποιημένης μηχανής για NO_x [Euromot, 2002]			
Βελτιστοποιημένος για χαμηλό NO_x βασικός κινητήρας	1,88 wt-% S, 0,05 wt-% τέφρα, 13,8 wt-% MCR	2163-2178	Μονάδα παραγωγής ενέργειας 70 MWe στην Καραϊβική
	1,83 wt-% S, 0,06 wt-% τέφρα, 13,6 wt-% MCR	1739-1881	Μονάδα παραγωγής ενέργειας 100 MWe στις Η.Π.Α.
Μετρήσεις εκπομπών NO_x σε εγκαταστάσεις κινητήρων Diesel με SCR [Euromot, 2002],[Rigby A., Klatt A.,Libuda T., Zurbig J., 2001],[Ceramics GmbH, 2002],[Finkeldei, 2000]			
SCR	0,45 wt-% S	325	Μονάδα παραγωγής ενέργειας 30 MWe στην Ασία
	Diesel DIN 51603 DIN 590	>90% μείωση μέχρι <90mg/Nm ³ (5% O ₂)*	Μονάδα παραγωγής ενέργειας Diesel στην Γερμανία με 4 αντιδραστήρες SCR, 4 μονάδες ουρίας με αντλίες, 4 συστήματα ελέγχου >70% CO μέχρι <20mg/Nm ³ (5% O ₂) *
	gas oil	180	Μονάδα παραγωγής ενέργειας 31,6 MWe στην Αγγλία
	HFO (2-3% S)	153	Μονάδα παραγωγής ενέργειας 34 MWe
	HFO (1% S)	91	Πρόωση (Ναυπηγ.) (Marine propulsion) 3,8 Mwe
	Diesel	150	Μονάδα παραγωγής ενέργειας 21 Mwe
	Ελαφρύ πετρέλαιο καύσης	145	Μονάδα παραγωγής ενέργειας 49 Mwe
Μια πρωτεύουσα μέθοδος: Προσθήκη νερού			
Κινητήρας χαμηλής ταχύτητας + "προσθήκη νερού"	2 wt-% S HFO	1540	Μονάδα παραγωγής ενέργειας 20 MWe στην Καραϊβική
Σημείωση: Τα στοιχεία αναφέρονται σε mg/Nm ³ - Ξηρό, 15vol-% O ₂ , ξηρό αέριο (Τα Nm ³ δίνονται για 0 βαθμούς C, 101,3kPa), Το καύσιμο είναι βαρύ πετρέλαιο καύσης(HFO) εκτός και αν γράφει διαφορετικά. Η σταθερή κατάσταση είναι 100% φορτίο κινητήρα *Εξαίρεση: αναφέρεται σε Ξηρό, 5%O ₂ , ξηρό αέριο			

Πίνακας 8.19: Τεχνικές για την πρόληψη και τον έλεγχο εκπομπών NO_x και N₂O για υγρά καύσιμα [5]

Τεχνικές για την πρόληψη και τον έλεγχο εκπομπών NO _x και N ₂ O για υγρά καύσιμα							
Τεχνική	Όφελος για το περιβάλλον	Εφαρμοσιμότητα		Εμπειρία λειτουργίας	Διασταυρωμένες επιπτώσεις	Οικονομικά στοιχεία	Παρατηρήσεις
		Νέες εγκαταστάσεις	Ανασκευασμένες εγκαταστάσεις				
Πρωτεύοντα μέτρα για λέβητες και θερμαντήρες διαδικασίας							
Μικρή περίσσεια αέρα	Μείωση εκπομπών NO _x , CO, HC και N ₂ O, αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη		Ανάλογα την εγκατάσταση	Μόνο για λέβητες και θερμαντήρες διαδικασίας
Σταδιακή εισαγωγή αέρα (OFA)		Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη		Ανάλογα την εγκατάσταση	Μόνο για λέβητες και θερμαντήρες διαδικασίας
Ανακύκλωση καυσαερίων		Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη		Ανάλογα την εγκατάσταση	Μόνο για λέβητες και θερμαντήρες διαδικασίας
Καυστήρες χαμηλού NO _x	Μείωση NO _x	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη			Μόνο για λέβητες και θερμαντήρες διαδικασίας Οι παλαιότερες μονάδες μπορεί να έχουν προβλήματα σύμφωνα με το μήκος της φλόγας των μοντέρνων καυστήρων χαμηλού NO _x
Επανάκαυση	Μείωση NO _x	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη		Ανάλογα την εγκατάσταση	Μόνο για λέβητες
Πρωτεύοντα μέτρα για κινητήρες							
Τροποποιήσεις κινητήρα	Μείωση NO _x	Δυνατή	Όχι δυνατή	Μεγάλη		Ανάλογα την εγκατάσταση	Μόνο για κινητήρες
Άμεση εισαγωγή ατμού	Μείωση NO _x	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη			Για κινητήρες Diesel και αεριοστρόβιλους
Άμεση εισαγωγή νερού	Μείωση NO _x						Για κινητήρες Diesel και αεριοστρόβιλους

Εισαγωγή γαλακτώματος νερού/καυσίμου ή υγρού αέρα	Μείωση NO _x						Για κινητήρες Diesel και αεριοστρόβιλους
Δευτερεύοντα μέτρα							
Επιλεκτική μη καταλυτική μείωση (SNCR)	Μείωση NO _x αν και πολύ μικρότερος βαθμός μείωσης από ότι με SCR	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Διαρροή Αμμωνίας	Ανάλογα την εγκατάσταση	Μόνο για λέβητες και θερμαντήρες διαδικασίας
Επιλεκτική καταλυτική μείωση (SCR)	Μείωση NO _x	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Διαρροή Αμμωνίας	Ανάλογα την εγκατάσταση	
Συνδυασμένες τεχνικές	Μείωση NO _x και SO ₂	Δυνατή	Περιορισμένη	Περιορισμένη		Δεν είναι διαθέσιμα	Οι συνδυασμένες τεχνικές καλύπτουν μόνο ένα μικρό κομμάτι της αγοράς σε σχέση με τις τεχνικές SCR

Πίνακας 8.20: Εκπομπές NO_x σε σχέση με BAT σε εγκαταστάσεις καύσης υγρών καυσίμων [5]

Εκπομπές NO _x σε σχέση με BAT σε εγκαταστάσεις καύσης υγρών καυσίμων					
Ισχύς (MWth)	Επίπεδα εκπομπών NO _x σε σχέση με BAT (mg/Nm ³)		Επιλογές BAT για να επιτευχθούν αυτά τα επίπεδα	Εφαρμοσιμότητα	Παρακολούθηση
	Νέες εγκαταστάσεις	Ανασκευασμένες εγκαταστάσεις			
50-100	150-250	200-300	Συνδυασμός Pm (όπως σταδιακή εισαγωγή αέρα και καυσίμου, καυστήρες χαμηλού NO _x , κ.λ.π.)	Νέες και ανασκευασμένες μονάδες	Συνεχής
100-300	50-150	100-200	Συνδυασμός Pm (όπως σταδιακή εισαγωγή αέρα και καυσίμου, καυστήρες χαμηλού NO _x , επανάκαυση κ.λ.π.) σε συνδυασμό με SNCR, SCR ή Συνδυασμένες τεχνικές	Νέες και ανασκευασμένες μονάδες	Συνεχής
>300	50-100	50-150	Συνδυασμός Pm (όπως σταδιακή εισαγωγή αέρα και καυσίμου, καυστήρες χαμηλού NO _x , επανάκαυση κ.λ.π.) σε συνδυασμό με SCR ή Συνδυασμένες τεχνικές	Νέες και ανασκευασμένες μονάδες	Συνεχής

Πίνακας 8.21: Εκπομπές στην ατμόσφαιρα από εγκαταστάσεις καύσης αερίου [5]

Εκπομπές στην ατμόσφαιρα από εγκαταστάσεις καύσης αερίου					
Τεχνική καύσης	Ισχύς (MWth)	Μέτρα μείωσης εκπομπών	Εκπομπές στην ατμόσφαιρα (mg/Nm ³)		Παρατηρήσεις
			NO _x	CO	
Λέβητας αερίου	50-100		60-93	7-14	
	100-300		150-200		
	>300		60-180		
Μεικτός κύκλος καύσης αεριοστρόβιλου (φυσικό αέριο)	>50	SCONOX	<6		Ανασκευή σε μια μονάδα συμπαραγωγής 32 MWe και ένας μικρός αεριοστρόβιλος 5 MWe, και τα δύο δουλεύουν στις Η.Π.Α. Η τεχνική μπορεί να εφαρμοστεί σε εγκαταστάσεις >50MWth
	50-100				Επιτυγχάνονται επίπεδα NO _x χαμηλότερα < 50 mg/Mm ³
	100-300	Pm (DLN)	18-41,6	0,1-11,3	Επιτυγχάνονται επίπεδα NO _x χαμηλότερα < 50 mg/Mm ³
		Pm (Εισαγωγή νερού)	80-200	<50	
	>300	Pm (DLN)	<30	<30	Αυτή η εγκατάσταση έχει επίσης εφαρμόσει σύστημα SCR το οποίο δεν είναι πια σε λειτουργία λόγω των υψηλών αποδόσεων της τεχνολογίας DLN
		Pm (LNB 2 σταδίων)	47-73	6-60	
		Pm/SCR	33	30	<2
Παράκτιος αεριοστρόβιλος (offshore)	50-100		65-355	<8-668	Αεριοστρόβιλοι 41,9-79 MWth που καίνε ακατέργαστο φυσικό αέριο της Βόρειας θάλασσας
Αεριοστρόβιλος φυσικού αερίου	50-100	Pm (Εισαγωγή νερού)	30-57	<30	
		DLN	18-35		
	100-300				
	>300				
Σταθερός κινητήρας (αερίου)	14-111	SCR (15% O ₂)	5-13		
Σημειώσεις: Pm (..): (Primary measures to reduce NO _x emissions)(Πρωτεύοντα μέτρα για τη μείωση εκπομπών NO _x) DLN: (Dry Low-NO _x combustion chamber)(Ξηρός θάλαμος καύσης χαμηλού NO _x) SCR: (Selective Catalytic Reduction)(Επιλεκτική καταλυτική μείωση)					

Πίνακας 8.22: Τεχνικές για την πρόληψη και έλεγχο των εκπομπών NO_x και CO σε εγκαταστάσεις καύσης αερίου [5]

Τεχνικές για την πρόληψη και έλεγχο των εκπομπών NO _x και CO σε εγκαταστάσεις καύσης αερίου							
Τεχνική	Όφελος για το περιβάλλον	Εφαρμοσιμότητα		Εμπειρία λειτουργίας	Διασταυρωμένες επιπτώσεις	Οικονομικά στοιχεία	Παρατηρήσεις
		Νέες εγκαταστάσεις	Ανασκευασμένες εγκαταστάσεις				
Λέβητες αερίου							
Μικρή περίσσεια αέρα	Μείωση εκπομπών NO _x , CO, αυξημένη απόδοση	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη		Ανάλογα την εγκατάσταση	
Ανακύκλωση καυσαερίων	Μείωση εκπομπών NO _x	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη		Ανάλογα την εγκατάσταση	
Καυστήρες χαμηλού NO _x για λέβητες αερίου	Μείωση εκπομπών NO _x	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη			Οι παλαιότερες εγκαταστάσεις μπορεί να αντιμετωπίσουν προβλήματα σε σχέση με το μήκος της φλόγας των μοντέρνων καυστήρων χαμηλού NO _x
Επιλεκτική καταλυτική μείωση (SCR)	Μείωση εκπομπών NO _x	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Διαρροή Αμμωνίας	Ανάλογα την εγκατάσταση	
Αεριοστρόβιλοι							
Άμεση εισαγωγή ατμού	Μείωση εκπομπών NO _x	-	Δυνατή	Μεγάλη			Μόνο για υπάρχοντα εργοστάσια όπου τα συστήματα DLN για ανασκευή δεν είναι διαθέσιμα στην αγορά
Άμεση εισαγωγή νερού	Μείωση εκπομπών NO _x	-	Δυνατή	Μεγάλη		Πίνακας 7.2	
Ξηρός θάλαμος καύσης χαμηλού NO _x	Μείωση εκπομπών NO _x	Κανονική	Εξαρτάται από το συγκεκριμένο αεριοστρόβιλο	Μεγάλη		Πίνακας 7.2	Σήμερα σχεδόν όλες οι βιομηχανικές χρήσεις αεριοστροβίλων είναι εξοπλισμένες με συστήματα DLN (Ξηρού χαμηλού NO _x).

Επιλεκτική καταλυτική μείωση (SCR)	Μείωση εκπομπών NO _x	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Διαρροή Αμμωνίας	Πίνακας 7.2	
Οξειδωτικός καταλύτης CO	Μείωση (μετατροπή) του CO σε CO ₂	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη			
SCONO _x	Μείωση εκπομπών NO _x , CO και NMVOC	Δυνατή	Δυνατή	Χαμηλή	Όχι διαρροή Αμμωνίας	Πίνακας 7.2	Πολύ χαμηλές εκπομπές NO _x περίπου στα 4 mg/Nm ³
Καταλυτική καύση	Μείωση εκπομπών NO _x	Δυνατή	-	Όχι	Όχι διαρροή Αμμωνίας	Πίνακας 7.2	Η τεχνολογία καταλυτικής καύσης είναι πολλά υποσχόμενη και μόλις μπαίνει σε εμπορικό στάδιο στις Η.Π.Α Οι πληροφορίες που παρέχονται από τους κατασκευαστές δεν βασίζονται σε "πρακτικά αναπαριστάμενες" εγκαταστάσεις. Εκτιμώνται πολύ χαμηλές εκπομπές NO _x περίπου 5-6 mg/Nm ³
Σταθεροί κινητήρες αερίου							
Επιλεκτική καταλυτική μείωση (SCR)	Μείωση εκπομπών NO _x	Δυνατή	Δυνατή	Μεγάλη	Διαρροή Αμμωνίας	Ανάλογα την εγκατάσταση	

Πίνακας 8.23: Επίπεδα εκπομπών NO_x και CO από μέτρα BAT σε εγκαταστάσεις καύσης αερίου [5]

Επίπεδα εκπομπών NO _x και CO από μέτρα BAT σε εγκαταστάσεις καύσης αερίου					
Τύπος εγκατάστασης	Επίπεδο εκπομπών* σε σχέση με BAT (mg/Nm ³)		Επίπεδο O ₂ (%)	Επιλογές BAT για επιτευχθούν αυτά τα επίπεδα	Παρακολούθηση
	NO _x	CO			
Αεριοστρόβιλοι					
Νέοι αεριοστρόβιλοι	20-50	5-30	15	Καυστήρες προμείγματος ξηρού χαμηλού NO _x (συνήθεις εξοπλισμός για νέες αεριοστροβίλους) ή SCR	Συνεχής
Υπάρχοντες ανασκευασμένοι αεριοστρόβιλοι με DLN	20-50	5-30	15	Καυστήρες προμείγματος ξηρού χαμηλού NO _x σαν ανασκευαστικό πακέτο ή SCR	Συνεχής
Υπάρχοντες αεριοστρόβιλοι	50-75	30-50	15	Εισαγωγή νερού και ατμού (μόνο όταν δεν είναι διαθέσιμα στην αγορά ανασκευαστικά πακέτα DLN) ή SCR	Συνεχής
Αεριοκινητήρες					
Αεριοκινητήρες	20-50	30-50	15	Συντονισμένες για χαμηλό NO _x και SCR	Συνεχής
Αεριοκινητήρες με HRSG σε κατάσταση CHP	20-50	30-50	15	Συντονισμένες για χαμηλό NO _x και SCR	Συνεχής
Λέβητες αερίου					
Νέοι λέβητες αερίου	<50	30-50	3	Καυστήρες χαμηλού NO _x	Συνεχής
Υπάρχοντες λέβητες αερίου	50-80	<30	3	Καυστήρες χαμηλού NO _x	Συνεχής
CCGT (Συνδυασμένος κύκλος αεριοστροβίλου)					

Νέα CCGT χωρίς συμπληρωματική πυροδότηση (HRSG)	20-50	5-30	15	Καυστήρες προμείγματος ξηρού χαμηλού NO _x ή SCR	Συνεχής
Υπάρχοντα CCGT χωρίς συμπληρωματική πυροδότηση (HRSG)	20-50 (75 για εισαγωγή νερού και ατμού)	5-30	15	Καυστήρες προμείγματος ξηρού χαμηλού NO _x ή εισαγωγή νερού και ατμού ή SCR	Συνεχής
Νέα CCGT με συμπληρωματική πυροδότηση (Topping cycle)	20-50	30-50	Ανάλογα την εγκατάσταση	Καυστήρες προμείγματος ξηρού χαμηλού NO _x και καυστήρες ξηρού χαμηλού NO _x για το λέβητα ή SCR	Συνεχής
Υπάρχοντα CCGT με συμπληρωματική πυροδότηση (Topping cycle)	20-50 (75 για εισαγωγή νερού και ατμού)	30-50	Ανάλογα την εγκατάσταση	Καυστήρες προμείγματος ξηρού χαμηλού NO _x ή εισαγωγή νερού και ατμού και καυστήρες ξηρού χαμηλού NO _x για το λέβητα ή SCR	Συνεχής
Note: For refinery gas and Natural gas refineries refer to Mineral Oil and gas Refinery BREF. *Μέσος όρος σε καθημερινή βάση βασισμένος σε κανονικές συνθήκες και όχι σε μικρής διάρκειας ψηλές τιμές.					