

Συγκριτική αξιολόγηση τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής από πλευράς οικονομικής και περιβαλλοντικής απόδοσης

Απ. Ευθυμιάδης¹ Ειρ. Βιρβίλη¹ Γ. Πορφύρης
Δρ. Μηχ., Διπλ. Μηχ/γος-Ηλ/γος Μηχ. Διπλ. Μηχ/γος Μηχ. Διπλ. Μηχ/γος Μηχ.-ΔΕΗ ΑΕ ΑΚΑΔΜ

Διημερίδα ΤΕΕ
«Λιγνίτης και φυσικό αέριο στην Ηλεκτροπαραγωγή της χώρας»
Αθήνα 9-10 Ιουνίου 2005

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στην παρούσα εργασία γίνεται μία προκαταρκτική συγκριτική αξιολόγηση του λιγνίτη και φυσικού αερίου ως προς την δυνατότητά τους να συμβάλουν στην στήριξη της ηλεκτροπαραγωγής. Διαπιστώνεται ότι παρά τους νέους αυστηρούς περιβαλλοντικούς περιορισμούς και την φορολόγηση των αερίων του θερμοκηπίου, ο λιγνίτης εξακολουθεί να αποτελεί την φθηνότερη επιλογή της χώρας μας για την κάλυψη φορτίων βάσης από νέες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής. Παράλληλα οι θερμοηλεκτρικές μονάδες συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο το φυσικό αέριο, αποτελούν την βέλτιστη λύση για την κάλυψη του ημερήσιου φορτίου με ετήσιο συντελεστή φορτίου 50 έως και 60%.

Σε περίπτωση όμως όπου το τίμημα εκπομπής CO₂ φθάσει τα 10€/t οι λιγνιτικές μονάδες παραμένουν ανταγωνιστικές ως μονάδες βάσης υπό τον όρο ότι η τιμή προμηθείας του φυσικού αερίου είναι ≥ 20 \$/Gcal ανωτέρας θερμογόνου δυνάμεως. Σε κάθε περίπτωση όμως τα επόμενα 3000 MW νέων λιγνιτικών ή ανθρακικών μονάδων τα οποία θα έλθουν να υποκαταστήσουν υφιστάμενες παλαιότερες λιγνιτικές ή πετρελαϊκές μονάδες συνολικής ισχύος 2000 MW, θα παρέχουν ασφαλώς χαμηλότερη κιλοβατώρα ως μονάδες βάσης έναντι των μονάδων συνδυασμένου κύκλου. Τούτο διότι η αύξηση της ισχύος θα συνοδεύεται με δραστική αύξηση του μέσου θερμοκικού βαθμού απόδοσης (από 32% σε 41%) με αποτέλεσμα οι υφιστάμενες εκπομπές CO₂ να διατηρούνται σταθερές.

Λόγω των γενικότερων ανταγωνιστικών πλεονεκτημάτων του λιγνίτη (σταθερότητα τιμών, ασφάλεια τροφοδοσίας, εγχώρια παραγωγή, κλπ) έναντι του φυσικού αερίου, θα πρέπει να επανεξεταστεί η πολιτική αποκλεισμού των λιγνιτικών μονάδων βάσεως από τον μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό. Σήμερα θα πρέπει να αρχίσουν οι διαδικασίες χωροθέτησης και αδειοδότησης νέων λιγνιτικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και των αντίστοιχων ορυχείων, ιδιαίτερα σε περιοχές όπου υπάρχουν εγνωσμένα αποθέματα με ικανοποιητικές προδιαγραφές καυσίμου (Δράμα, Ελασσόνα, κλπ). Παράλληλα θα πρέπει να αδειοδοτηθούν νέες ανθρακικές μονάδες στο Αλιβέρι και ενδεχομένως και σε άλλες περιοχές της χώρας.

Σημαντικά περιθώρια αναβάθμισης υπάρχουν και για τις υφιστάμενες λιγνιτικές μονάδες οι οποίες δεν πρόκειται να αντικατασταθούν εντός της επομένης 15-ετίας. Λόγω της σταδιακής πτώσης της ποιότητας του λιγνίτη και συνακόλουθα της ισχύος και του βαθμού απόδοσης των μονάδων αυτών, κρίνεται σήμερα απαραίτητη η σταδιακή εισαγωγή νέων καυσίμων στο μίγμα συμπεριλαμβανομένου του άνθρακα και του φυσικού αερίου. Το ποσοστό και ο τρόπος εισαγωγής θα εξαρτηθεί τόσο από περιβαλλοντικά κριτήρια (περιορισμό των

¹ Τεχνομετρική επε, Σύμβουλοι Μηχανικοί, Περικλέους 25^Α, 155 61 Χολαργός, τηλ. 210-6545920, apef@tee.gr

εκπομπών σκόνης κάτω των 50 mg/Nm³) όσο και από κριτήρια συνολικής βελτίωσης του βαθμού απόδοσης (κατά 2 έως 3 εκατοστιαίες μονάδες).

1 ΤΑ ΝΕΑ ΔΙΕΘΝΗ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ.

1.1 Γενικά

Ο τομέας της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση αλλά και διεθνώς ευρίσκεται σήμερα αντιμέτωπος με νέα πρωτόγνωρα δεδομένα όπως :

- Νέα αυστηρότερα όρια εκπομπών ρύπων όπως NO_x, SO₂, CO και σωματιδίων (PM, PM10, PM2,5), τόσο για τις νέες όσο και για τις υφιστάμενες μονάδες
- Εισαγωγή του φόρου του θερμοκηπίου (φόρος άνθρακα) σε όλες τις μεγάλες εγκαταστάσεις καύσεως
- Νέες υψηλές τιμές στα εισαγόμενα καύσιμα διεθνώς
- Σταδιακή κατάργηση των εθνικών μονοπωλίων και δημιουργία συνθηκών ανταγωνισμού τόσο στην παραγωγή όσο και στην μεταφορά/διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας

Τα δεδομένα αυτά ανατρέπουν όλο το σκηνικό στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και επηρεάζουν δραστικά όλες τις αποφάσεις. Για τον λόγο αυτό ακολουθεί μία συνοπτική ανάλυση των βασικών παραμέτρων οι οποίες υπηρετούνται :

- στην αξιολόγηση και επιλογή τεχνολογίας και καυσίμου ηλεκτροπαραγωγής για τις νέες μονάδες παραγωγής
- στα κριτήρια ανακαίνισης ή αντικατάστασης των παλαιότερων μονάδων

1.2 Τα όρια εκπομπών ρύπων

Τα όρια εκπομπών ρυθμίζονται από τις οδηγίες 2001/80/EK για τις μεγάλες εγκαταστάσεις καύσεως και 96/61/EK για την *Ολοκληρωμένη πρόληψη και έλεγχο της ρύπανσης*. Βάσει της πρώτης ρυθμίζονται ευθέως τα όρια εκπομπών. Π.χ. για τις υφιστάμενες μονάδες τα όρια εκπομπής σωματιδίων ορίζονται σε 100 mg/Nm³ έναντι των 150 ή 100 mg/m³ που ισχύει σήμερα στην χώρα μας (Π.Δ.1180/1981). Όμως η οδηγία 2001/81/EK στα «εκτιμώντας τα ακόλουθα» (εδάφιον 8) αναφέρει « *Η τήρηση των οριακών τιμών εκπομπών που καθορίζονται στην παρούσα οδηγία θα πρέπει να θεωρείται ως αναγκαία αλλά όχι ικανή συνθήκη για την συμμόρφωση ως προς τις απαιτήσεις της οδηγίας 96/61/EK που σχετίζονται με την χρήση των βέλτιστων διαθέσιμων τεχνικών. Η συμμόρφωση αυτή ενδέχεται να απαιτεί αυστηρότερες οριακές τιμές εκπομπών, οριακές τιμές για τις εκπομπές άλλων ουσιών και για άλλα στοιχεία του περιβάλλοντος και άλλους κατάλληλους όρους*».

Σύμφωνα με τον νέο εγχειρίδιο αναφοράς των Βέλτιστων Διαθέσιμων Τεχνικών (ΒΔΤ) της Ευρωπαϊκής Επιτροπής [1] οι εκπομπές σκόνης από υφιστάμενους θερμοηλεκτρικούς σταθμούς με στερεά καύσιμα ισχύος από 100 έως 300 MW θα πρέπει να κυμαίνονται μεταξύ 5 – 25 mg/Nm³. Το όριο αυτό είναι κατά πολύ χαμηλότερο από το ανωτέρω όριο των 100 mg/Nm³ της 2001/80/EK. Αντίστοιχα όρια τίθενται για τον βαθμό απόδοσης και τις εκπομπές SO₂ και NO_x. Π.χ. για υφιστάμενες λιγνιτικές μονάδες ισχύος 100 έως 300 MW τα όρια SO₂ και NO_x ορίζονται σε 250 και 200 mg/Nm³ αντίστοιχα.

Τα αυστηρά περιβαλλοντικά όρια επιταχύνουν τόσο την διείσδυση των νέων καθαρών τεχνολογιών άνθρακα στην ηλεκτροπαραγωγή. Σήμερα δεν είναι δυνατόν να κατασκευαστεί στην χώρα μας νέα ανθρακική ή λιγνιτική μονάδα ηλεκτροπαραγωγής χωρίς να διαθέτει τεχνολογίες αποκονίωσης (ηλεκτροστατικών φίλτρων- ESP ή σακόφιλτρων), αποθείωσης (FGD - Flue Gas Desulphurisation) και απονίτρωσης (DeNO_x). Σημαντικές επενδύσεις

ελέγχου των εν λόγω εκπομπών γίνονται επίσης και στις υφιστάμενες μονάδες. Λόγω αυτών των αναγκαστικών επενδύσεων, αυξάνει σημαντικά το τίμημα της παραγόμενης κιλοβατώρας από στερεά καύσιμα και τούτο παρά την σημαντική αύξηση του βαθμού απόδοσης των νέων ανθρακικών και λιγνιτικών σταθμών.

Τέλος μονάδες οι οποίες δεν συμμορφώνονται έγκαιρα με τις ανωτέρω απαιτήσεις, αναμένεται να οδηγηθούν σταδιακά προς περιορισμένη λειτουργία όπως προβλέπεται από την οδηγία 2001/80/ΕΚ από το 2008 και μετά.

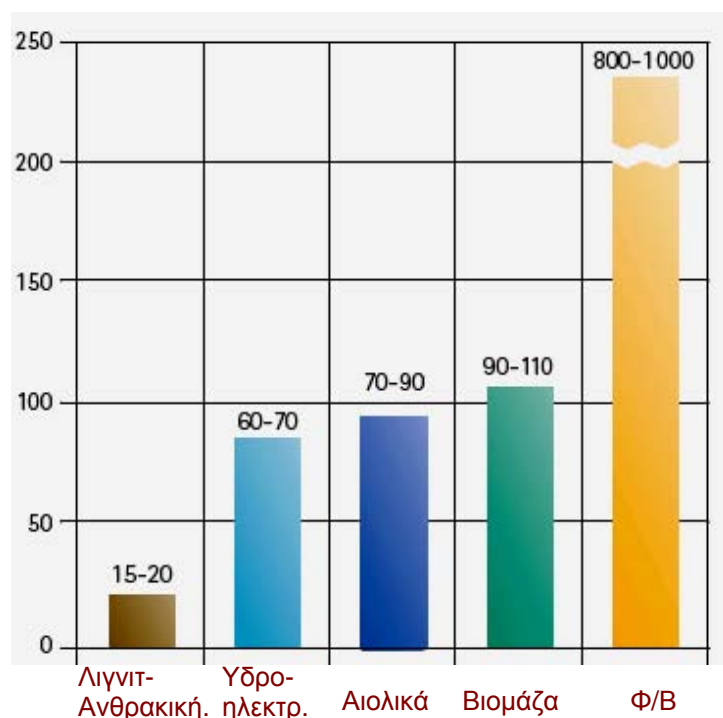
1.3 Οι εκπομπές CO₂ και λοιπών αερίων του θερμοκηπίου

Η υπογραφή του πρωτοκόλλου του Κιότο και ο περιορισμός των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) από όλα τα κράτη μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης, θέτει νέα δεδομένα στον ενεργειακό σχεδιασμό. Η χώρα μας από το 2002, με 135 τόνους εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, έχει ήδη καλύψει το όριο εκπομπών που της αναλογεί για το διάστημα 2008-2012 [4.5]. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι υπεύθυνη για το 42% των συνολικών εκπομπών. Η ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας συνεχίζεται αμείωτη ενώ οι τιμές του πετρελαίου έχουν εκτοξευτεί σε νέα ιστορικά ύψη.

Η αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και η συνεχής αύξηση του στόλου των οχημάτων στην χώρα συμβάλει στην συνεχή αύξηση των εκπομπών CO₂. Πως θα η χώρα μας θα καταφέρει να «πιάσει» τους στόχους που της αναλογούν;. Σε τι ύψος θα ανέλθει ο περίφημος φόρος διοξειδίου του άνθρακα; Σήμερα κυμαίνεται από 10 έως 20 €/ανά τόνο διοξειδίου του άνθρακα ενώ πολλοί αναφέρουν τιμές και 40 €/τόνο εντός της επομένης δεκαετίας. Εάν ληφθεί υπ' όψιν ότι κάθε καταναλισκόμενη kWh αντιστοιχεί σε εκπομπή περίπου ενός κιλού CO₂ τότε όλοι καταλαβαίνουν ότι η αυξημένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας θα επιβαρύνεται τουλάχιστον κατά 1 έως 2 λεπτά ανά kWh

Το τίμημα αποφυγής της παραγωγής ενός τόνου CO₂ δίδεται στο Σχήμα 1. Παρατηρείται ότι ο φθηνότερος τρόπος περιορισμού της εκπομπής CO₂ είναι η αναβάθμιση των υφιστάμενων σταθμών ή κατασκευή νέων σταθμών στερεών καυσίμων. Επενδύσεις σε βελτίωση του βαθμού απόδοσης έχουν την καλύτερη οικονομική απόδοση. Ακολουθούν οι επενδύσεις αντικατάστασης παλαιότερων ανθρακικών ή λιγνιτικών σταθμών με νέους. Τέλος τονίζεται ότι οι νέες τεχνολογίες δέσμευσης των εκπομπών CO₂ έχουν ένα τίμημα που κυμαίνεται από 25 έως και 40 €/t. Το τίμημα αυτό αναμένεται να μειώνεται προοδευτικά εντός των επομένων ετών.

Σχήμα 1: Τίμημα αποφυγής εκπομπής CO₂ (€/t) (πηγή VGB [2])



1.4 Η χρήση του φυσικού αερίου και οι τιμές των καυσίμων

Τιμές φυσικού αερίου

Το γεγονός αυτό συμβάλλει με την σειρά του στην ολοένα και διευρυνόμενη χρήση του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή. Η νέα τεχνολογία συνδυασμένου κύκλου (αεριοστροβίλου και ατμοστροβίλου) επιτρέπει σήμερα την εκμετάλλευση του φ.α. με καθαρό βαθμό απόδοσης (β.α.) πάνω από 56%. Από την άλλη πλευρά, οι τιμές των εισαγόμενων καυσίμων εμφανίζουν τα τελευταία δύο χρόνια έντονες αυξητικές τάσεις. Η τιμή του αργού πετρελαίου υπερδιπλασιάστηκε και σταθεροποιήθηκε γύρω στα 50\$ το βαρέλι καθ' όλο το 2004 και το 2005. Οι παλαιές εποχές των χαμηλών τιμών πετρελαίου (10 με 15 \$/βαρέλι) φαίνεται ότι έχουν παρέλθει ανεπιστρεπτή. Οι αναδυόμενες οικονομίες της Ασίας και ιδιαίτερα στην Κίνα, προκαλούν αυξητικές τάσεις τιμών όχι μόνο στην ενέργεια αλλά και στις τιμές των μετάλλων και των βιομηχανικών πρώτων υλών. Η άνοδος των διεθνών τιμών πετρελαίου συμπαρασύρει προς τα επάνω τις τιμές του φυσικού αερίου και κατά δεύτερο λόγο της τιμές του άνθρακα.

Οι τιμές προμήθειας φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή αποτελούν ακόμα αντικείμενο διαπραγμάτευσης. Περιλαμβάνουν δύο συνιστώσες : την αξία του καυσίμου και το τέλος μεταφοράς. Αρχικά το τέλος αυτό είχε προσδιοριστεί από την ΔΕΠΑ στα 6,7 \$/Gcal (ανωτέρας θερμογόνου δύναμης). Σήμερα η τιμή αυτή αναμένεται να πέσει στα 4,5 έως 5,5 \$/Gcal όταν αναπτυχθεί η ζήτηση του φυσικού αερίου.

Η αξία προμήθειας του φυσικού αερίου στα σύνορα κυμαίνεται περίπου ως εξής :

Τιμή αργού πετρελαίου (\$/βαρέλι)	Τιμή προμήθειας φ.α. (\$/Gcal)
12	7
15	8,5
26	12,5
50	19

Με τις σημερινές τιμές του αργού πετρελαίου περί τα 50 \$/βαρέλι, η τιμή του φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή αναμένεται να κυμανθεί περί τα 24 \$/Gcal (ΑΘΔ). Στα επόμενα δέκα με είκοσι χρόνια η τιμή του αργού αναμένεται να κυμανθεί περί τα 35 \$/βαρέλι ενώ δεν είναι απίθανο η τιμή αυτή να διακυμανθεί σε υψηλότερα επίπεδα. Επομένως η τιμή προμηθείας του φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή θα πρέπει να κυμανθεί κατά μέσο όρο άνω των 20 \$/Gcal. Για λόγους σύγκρισης σημειώνεται ότι η τιμή αυτή αντιστοιχεί σε 22,25 \$/Gcal κατωτέρας θερμογόνου δυνάμεως (ΚΘΔ).

Τιμές άνθρακα ατμοπαραγωγής (steam coal)

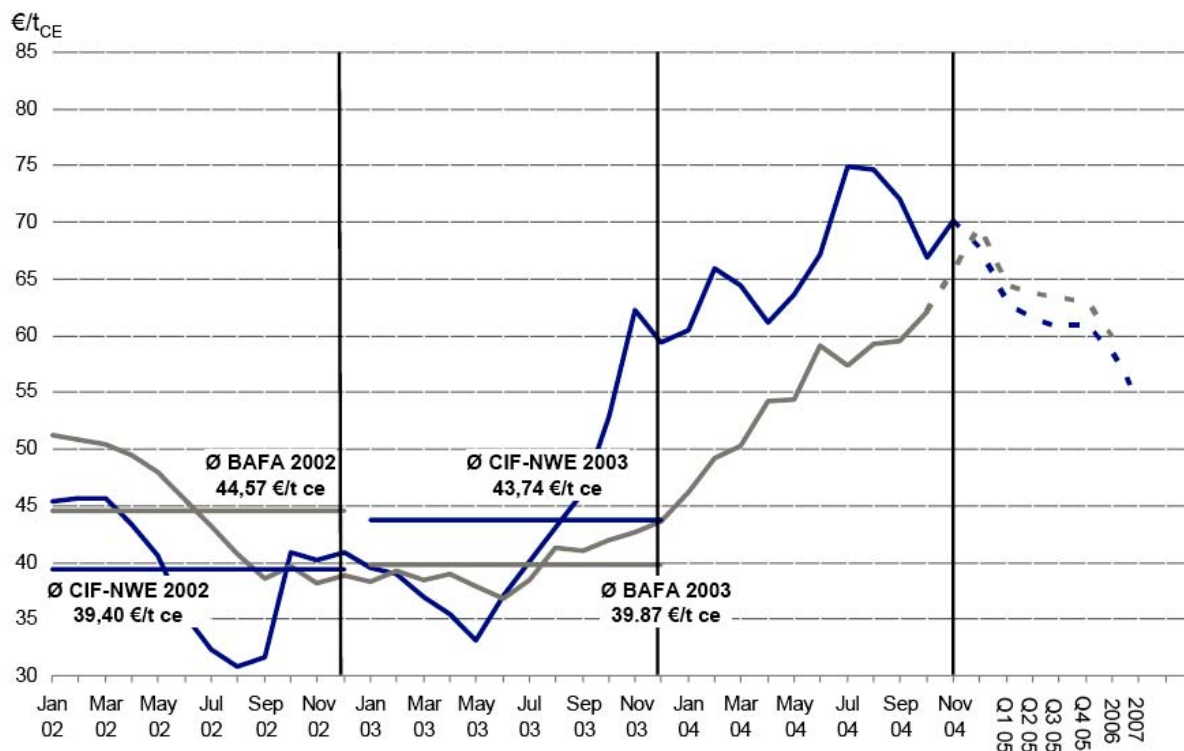
Παρά την σταθερότητα των τιμών του, ο άνθρακας δεν έμεινε ανεπηρέαστος από τις διεθνείς διακυμάνσεις των τιμών πετρελαίου. Όπως φαίνεται από το σχήμα 2, ο ισοδύναμος τόνος άνθρακα (tce) έφθασε το 2005 στην Γερμανία στα 65 €/tce . Το 1 tce περιέχει 7000 Mcal κατωτέρας θερμογόνου δυνάμεως. Η τιμή αυτή αντιστοιχεί σε 7,55 \$/Gcal ΚΘΔ ή 6,50 €/MWh.

Πάντως κατά τα επόμενα χρόνια η τιμή αυτή σταθεροποιείται σε γύρω στα 55 €/tce σύμφωνα με τις εκτιμήσεις της RWE (Σχήμα 2). Για την Ελλάδα η τιμή αυτή αναμένεται να είναι ελαφρώς υψηλότερη λόγω των αυξημένων εξόδων μεταφοράς.

Τιμή εγχώριου λιγνίτη

Ο εγχώριος λιγνίτης παραμένει το φθηνότερο καύσιμο με την σταθερότερη συμπεριφορά. Η τιμή του διακυμαίνεται κατά ορυχείο και με βάση την ποιότητα του εξορυσσόμενου καυσίμου. Η τιμή του εδώ υπολογίζεται την τεχνικοοικονομική ανάλυση του Ν. Μπατιστάτου [6] όπου λαμβάνεται τιμή καυσίμου παραγόμενης kWh ίση με 5,89 δρχ/kWh.

Σχήμα 2 : Διακύμανση τιμών άνθρακα ατμοπαραγωγής στην Γερμανία (BAFA) και στην Βόρεια Ευρώπη (CIF-NWE) σε €/tce όπου 1 tce ≡ 7000 Mcal ΚΘΔ. (πηγή: RWE Γερμανίας)



Λαμβάνοντας μία σχετική προσαύξηση για τον υπολογισμό του τοπικού πόρου και του κόστους αποκατάστασης, η μέση τιμή του εγχώριου λιγνίτη υπολογίζεται σε 5,92 €/MWh ΚΘΔ ή 6,88 \$/Gcal ΚΘΔ

Συμπερασματικά διαπιστώνεται ότι η τιμή του εγχώριου λιγνίτη είναι σαφώς φθηνότερη (6,88 \$/Gcal ΚΘΔ) έναντι του φυσικού αερίου (τουλάχιστον 22,25 \$/Gcal ΚΘΔ) και ελαφρώς φθηνότερη έναντι του εισαγόμενου λιθάνθρακα (~7 \$/Gcal). Επιπρόσθετα ο λιγνίτης προσφέρει ασφάλεια τροφοδοσίας, θέσεις εργασίας και σταθερή τιμή έναντι των άλλων εισαγομένων καυσίμων.

1.5 Το άνοιγμα των ενεργειακών αγορών

Η νέα ευρωπαϊκή νομοθεσία επιβάλλει το άνοιγμα των ενεργειακών αγορών σε πανευρωπαϊκό επίπεδο. Το γεγονός αυτό οδηγεί σε δημιουργία νέων εταιρειών πανευρωπαϊκής εμβέλειας μετά από συγχωνεύσεις ή επεκτάσεις των μεγάλων εταιρειών. Οι εθνικές εταιρείες προσπαθούν να εκμεταλλευτούν καλύτερα τα συγκριτικά τους πλεονεκτήματα (πάγια, τεχνογνωσία, γειτνίαση με αναδυόμενες αγορές, πρόσβαση σε κεφάλαια) και να επεκταθούν σε γειτονικές αγορές. Σήμερα η αναδιάρθρωση του τομέα της ηλεκτροπαραγωγής ευρίσκεται σε πλήρη εξέλιξη σε πανευρωπαϊκή κλίμακα.

Σήμερα ως πρώτιστος κανόνας επιβίωσης προβάλλει η τοποθέτηση των εθνικών εταιρειών στις Ευρωπαϊκές αγορές και δη τις γειτονικές, αξιοποιώντας και εκμεταλλεόμενη εκάστη τα συγκριτικά πλεονεκτήματα (ειδική τεχνογνωσία, οργάνωση, πρόσβαση σε κεφάλαια, κλπ)

Η πλούσια εμπειρία της χώρας μας στην εκμετάλλευση των φτωχών λιγνιτών, την καθιστά ηγέτιδα δύναμη μεταξύ των άλλων ευρωπαϊκών χωρών στην εξαγωγή τεχνογνωσίας και στην προώθηση συνεργασίας με τις ομόλογες εταιρείες των βαλκανικών χωρών, οι οποίες στηρίζουν εν πολλοίς την παραγωγής τους σε αντίστοιχης ποιότητας λιγνίτες.

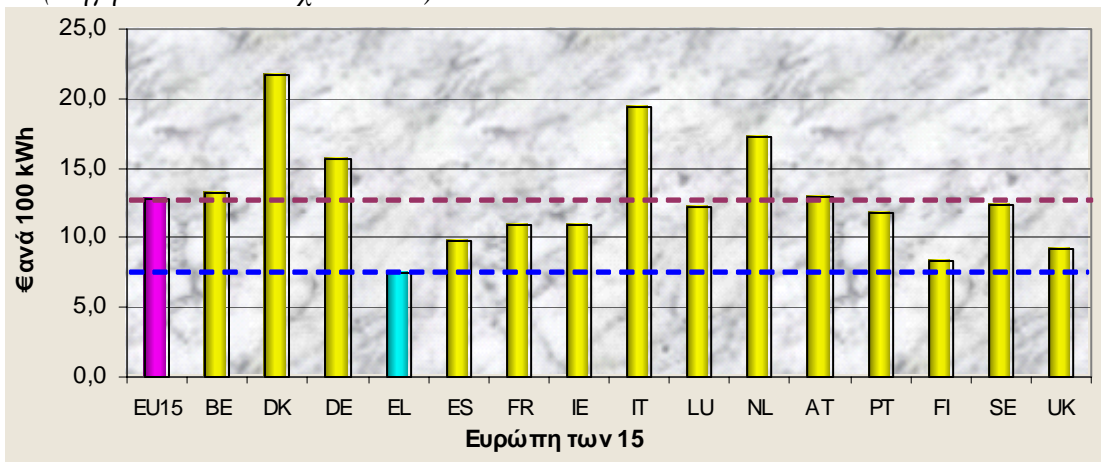
2 Η ΑΥΞΗΣΗ ΤΩΝ ΦΟΡΤΙΩΝ ΚΑΙ Η ΚΑΛΥΨΗ ΤΟΥΣ

2.1 Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας

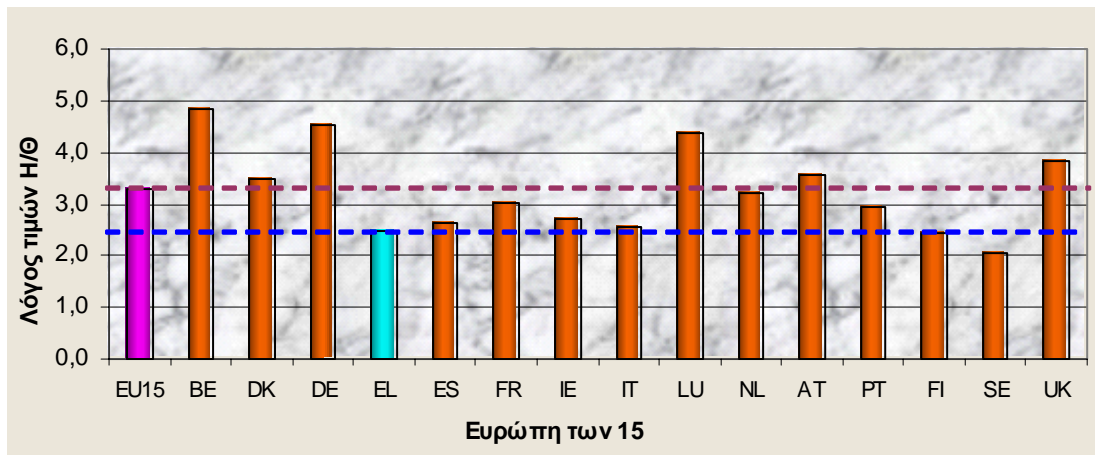
Η χώρα μας έχει πετύχει να έχει τις χαμηλότερες τιμές ενέργειας σε όλη την Ευρώπη και τούτο χάρη στην εκμετάλλευση του εγχώριου λιγνίτη από την ΔΕΗ (Σχήμα 3). Παράλληλα η χώρα μας έχει την φθηνότερη τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας συγκριτικά με τις τιμές των ανταγωνιστικών καυσίμων πετρελαίου και φυσικού αερίου για την θέρμανση (Σχήμα 4). Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με τη μαζική εισροή μεταναστών και τη ραγδαία εξάπλωση του κλιματισμού κατά την τελευταία δεκαετία συντέιναν σε αύξηση ρεκόρ της κατανάλωσης. Ο μέσος ρυθμός αύξησης της ζήτησης κατά την τελευταία δεκαετία ανήλθε στο 4,6% (Σχήμα 5). Η αύξηση υπολογίζεται για την επόμενη 10-ετία ότι θα διατηρηθεί σε ένα ποσοστό ετήσιας της τάξεως του 2 έως 3% σύμφωνα με όλες τις μελέτες [7,8]. Η αύξηση αυτή οφείλεται:

- κατά το μεν θέρος στην συνεχιζόμενη ραγδαία ανάπτυξη της αγοράς των κλιματιστικών (ετήσια εγκατάσταση νέων κλιματιστικών μηχανημάτων περί τα 300 MW στον οικιακό και τα 250 MW στον εμπορικό τομέα)
- κατά δε το χειμώνα στις συνεχιζόμενες χαμηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας έναντι του πετρελαίου και του φυσικού αερίου. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα συχνά να προτιμάται η χρήση ηλεκτρικών σωμάτων ή αντλιών θερμότητας στην θέση της λειτουργίας της κεντρικής θέρμανσης ή της τοπικής θέρμανσης με πετρέλαιο ή υγραέριο.

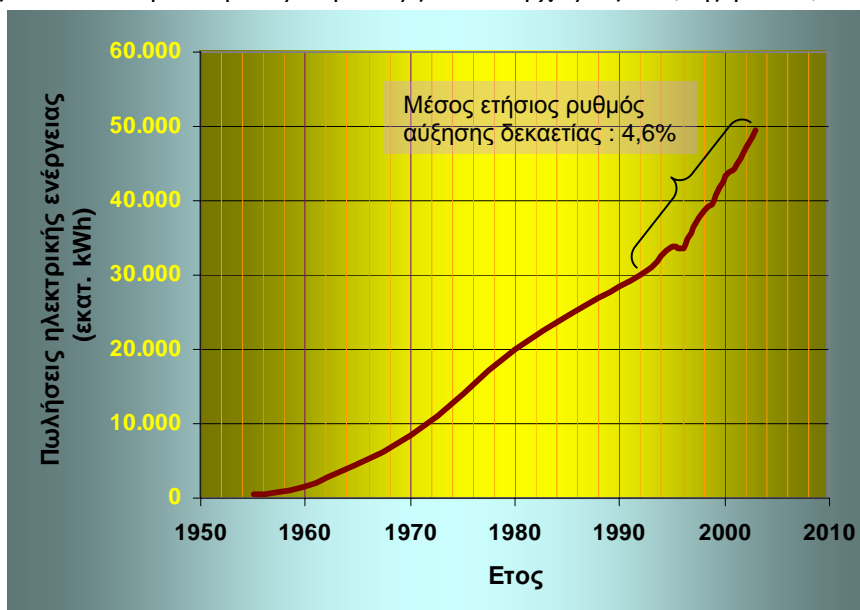
Σχήμα 3 : Συγκριτική παράθεση τιμών ηλεκτρικής ενέργειας μετά φόρων στην Ευρώπη των 15 (Πηγή Eurostat στοιχεία 2003)



Σχήμα 4 : Συγκριτική παράθεση λόγου τιμών ηλεκτρικής ενέργειας προς θερμική στην Ευρώπη των 15 (Πηγή Eurostat στοιχεία 2003)



Σχήμα 5 : Πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας (πηγή ΔΕΗ)



Αναμφισβήτητα η πτώση του ρυθμού αύξησης από το 4,5 στο 2% θα απαιτήσει σημαντικές προσπάθειες εξοικονόμησης ενέργειας και εισαγωγής τεχνικών «διαχείρισης της ζήτησης». Πάντως για λόγους ενεργειακού σχεδιασμού, λαμβάνεται ένας μέσος ρυθμός ανάπτυξης της τάξεως του 3% ετησίως.

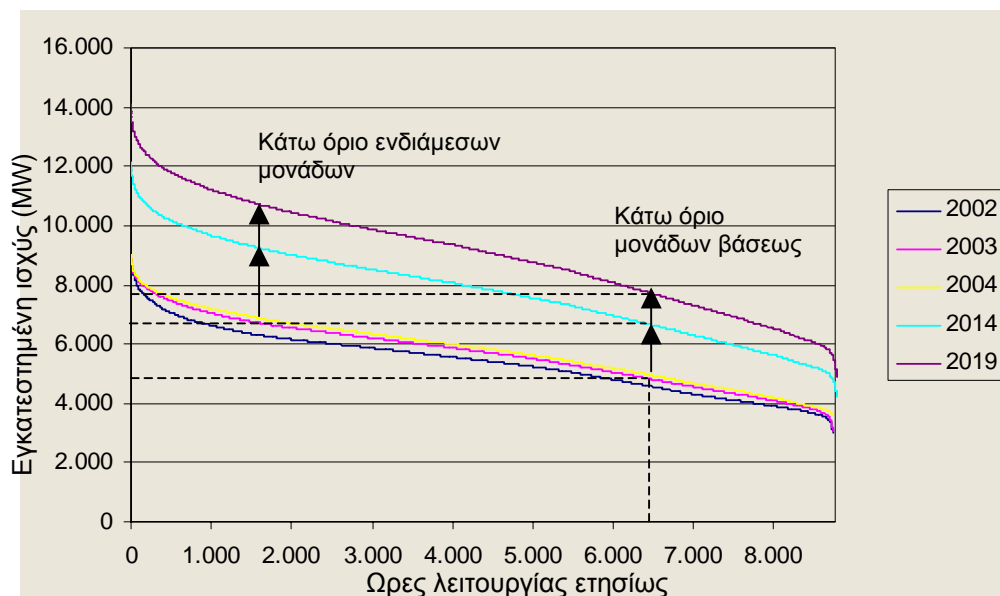
2.2 Η καμπύλη φορτίου του διασυνδεδεμένου συστήματος

Η καμπύλη φορτίου του διασυνδεδεμένου συστήματος για τα έτη 2002, 2003 και 2004 δίδεται στο Σχήμα 6. Από τα στοιχεία αυτά παρατηρείται μία σχετικά σταθερή μορφή της καμπύλης. Κατά το έτος 2004 οι λιγνιτικές μονάδες κάλυψαν περί το 62% της συνολικής παραγωγής όπως φαίνεται με την χαμηλότερη οριζόντια διακεκομμένη γραμμή. Η γραμμή αυτή αντιστοιχεί στις 6500 ώρες ετήσιας λειτουργίας την οποία δεχόμεθα εδώ ως διαχωριστική γραμμή μεταξύ των ενδιάμεσων μονάδων και των μονάδων βάσεως.

Στο σχήμα έχει γίνει πρόβλεψη των καμπύλων φορτίου για έτη 2014 και 2019 λαμβάνοντας ετήσιο ρυθμό αύξησης της κατανάλωσης ίσο με 3%. Από το σχήμα παρατηρείται ότι το κατά έτος 2014 η απαιτούμενη αύξηση της δυναμικότητας των μονάδων βάσεως είναι της τάξεως των 900 MW ενώ για το έτος 2019 είναι της τάξεως των 1600 MW έναντι του έτους 2004. Αντίστοιχη και σαφώς μεγαλύτερη είναι η απαίτηση αύξησης ισχύος των ενδιάμεσων μονάδων, διότι όπως παρατηρείται στο σχήμα 6, η αύξηση του φορτίου είναι μεγαλύτερη για τις ενδιάμεσες μονάδες και τις μονάδες αιχμής (αριστερά κατακόρυφα βέλη).

Στις απαιτήσεις εγκατάστασης νέων μονάδων παραγωγής, θα πρέπει να προστεθούν και οι απαιτήσεις αντικατάστασης παλαιών λιγνιτικών και πετρελαϊκών σταθμών. Για το έτος 2014 οι απαιτήσεις αυτές για τις μονάδες βάσεως δύνανται να ανέλθουν από 1500 έως 2500 MW. Το ακριβές μέγεθος μπορεί να προσδιοριστεί μόνο μετά από λεπτομερή τεχνικοοικονομική αξιολόγηση. Σε κάθε περίπτωση το ελάχιστο προγραμματιζόμενο δυναμικό για μονάδες βάσεως έως το έτος 2014 θα πρέπει να είναι της τάξεως του 2400 MW ενώ για τις ενδιάμεσες μονάδες της τάξεως των 1200 με 1400 MW.

Σχήμα 6 : Καμπύλη φορτίου διασυνδεδεμένου συστήματος (πηγή : ιστοσελίδα ΔΕΣΜΗΕ)



3 ΜΟΝΑΔΕΣ ΒΑΣΕΩΣ : ΛΙΓΝΙΤΗΣ Ή ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ;

3.1 Γενικά

Στο προτεινόμενο σχέδιο μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού της ΡΑΕ [8], δεν προβλέπεται κατασκευή λιγνιτικής μονάδας από το 2005 και εντεύθεν (έως το 2030). Αντίθετα προτείνεται η κατασκευή 4940 MW ανθρακικών μονάδων, αρχής γενομένης κυρίως από το 2015. Παρόμοιες προτάσεις είχαν διατυπωθεί και κατά το έτος 2002 τα στελέχη της ΡΑΕ και είχαν συναντήσει την έντονη κριτική της επιστημονικής κοινότητας (για παράδειγμα δίδονται οι αναφορές [5,9,10] από το προσυνέδριο της Κοζάνης του ΠΣΔΜ-Η).

Από τα ανωτέρω διαπιστώνεται σαφώς ότι έως το 2015 προβλέπεται η κατασκευή μόνο θερμοηλεκτρικών μονάδων συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο το φυσικό αέριο. Εως το 2015 προβλέπεται η κατασκευή 5200 MW τέτοιων μονάδων οι οποίες προφανώς θα λειτουργούν πλέον και ως μονάδες βάσεως.

Κατά την περίοδο 2004 και 2005 ο υπερδιπλασιασμός της τιμής του αργού πετρελαίου προκάλεσε με την σειρά του μία δραματική αύξηση των τιμών του φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή. Έτσι από 14 και 15 \$/Gcal ΑΘΔ σήμερα ομιλούμε για 20 και 24 \$/Gcal ΑΘΔ. Το γεγονός αυτό και μόνο επιτάσσει την επανεξέταση της πολιτικής του αποκλεισμού του λιγνίτη και των στερεών καυσίμων γενικότερα από τον προγραμματισμό και την αδειοδότηση των μελλοντικών μονάδων βάσεως. Στην παρούσα μελέτη γίνεται μία πρώτη συστηματική προσέγγιση του τιμήματος παραγωγής μίας kWh από σύγχρονες ανθρακικές ή λιγνιτικές μονάδες έναντι των μονάδων συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο. Στην ανάλυση αυτή λαμβάνεται υπ' όψιν και ο φόρος άνθρακα, δηλαδή η πρόσθετη επιβάρυνση των στερεών καυσίμων λόγω των αυξημένων εκπομπών CO₂. Επίσης λαμβάνονται υπ' όψιν όλα τα νέα δεδομένα τα οποία παρουσιάστηκαν συνοπτικά στο Κεφάλαιο 1 της παρούσης μελέτης.

3.2 Σύγχρονες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής στερεών καυσίμων

Προσφάτως έχουν δημοσιευτεί στην χώρα μας πολλές και συχνά εξαιρετικές εργασίες οι οποίες καλύπτουν ικανοποιητικά το θέμα των νέων και καθαρών τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής με στερεά καύσιμα (π.χ. αναφέρεται η εργασία του Γ. Σταματελόπουλου που παρουσιάστηκε στο προσυνέδριο της Κοζάνης του ΠΣΔΜ-Η [10]). Μία πρόσφατη εξαιρετική επισκόπηση του θέματος δίδεται από τον P. Lako στο [11]. Επίσης η πρόσφατη οδηγία αναφοράς της Ευρωπαϊκής Ένωσης σχετικά με τις βέλτιστες διαθέσιμες τεχνικές στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής [1] περιλαμβάνει μία εμπειριστατωμένη παρουσίαση των σχετικών τεχνολογιών. Αντίστοιχες παρουσιάσεις έχουν γίνει από τις επίσημες τεχνικές ενώσεις μηχανικών όπως για παράδειγμα της VGB [2,3]. Ειδικά για τον λιγνίτη και την βελτίωση του βαθμού απόδοσης των μονάδων παραγωγής, ειδικές εργασίες δίδονται στις αναφορές [12,13,14].

Όλοι οι συγγραφείς και όλες οι μελέτες συμφωνούν ότι η πλέον ώριμη και ενεργειακά αποδοτική τεχνολογία είναι σήμερα η υπερκρίσιμη μονάδα κονιορτοποιημένου άνθρακα (Κ.Α.) η οποία φθάνει σε καθαρό βαθμό απόδοσης από 43 έως 45% για καύσιμο άνθρακα και από 41 έως 43% για καύσιμο λιγνίτη. Χαρακτηριστική περίπτωση είναι η πρόσφατη μονάδα της RWE Niederaußem (BoA) 965 MW με καύσιμο λιγνίτη και με βαθμό απόδοσης που φθάνει το 43%. Η τεχνολογία αυτή τιμάται γύρω στα 1200 €/kW και περιλαμβάνει όλες τις απαραίτητες μονάδες καθαρισμού (αποκονίωσης, αποθείωσης και απονίτρωσης) ικανοποιώντας πλήρως τις απαιτήσεις της οδηγίας IPPC.

Πέραν της τεχνολογίας αυτής, από τεχνικής απόψεως είναι ώριμες και οι τεχνολογίες καύσεως ανακυκλοφορούσας ρευστοποιημένης κλίνης (CFBC) ή ρευστοποιημένης κλίνης υπό πίεση (PFBC). Οι τεχνολογίες αυτές ευρίσκονται στο στάδιο της εμπορικής προώθησης και καλύπτουν κυρίως εφαρμογές συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας. Είναι ικανές να αντιμετωπίσουν μία πληθώρα πτωχών καυσίμων και σε αυτό κυρίως οφείλουν την ανταγωνιστικότητά τους. Η υψηλότερος βαθμός απόδοσης της μονάδας PFBC δεν είναι συνήθως σε θέση να αντισταθμίσει την αύξηση της πολυπλοκότητας και του ύψους της επένδυσης έναντι της CFBC. Από πλευράς οικονομικής αποδόσεως οι τεχνολογίες αυτές δεν είναι σε θέση να ανταγωνιστούν τις υπερκρίσιμες μονάδες κονιορτοποιημένου άνθρακα σε μεγάλη κλίμακα.

Τουναντίον η νέα τεχνολογία η οποία είναι πολλά υποσχόμενη από πλευράς υψηλού βαθμού απόδοσης και οικονομικής παραγωγής είναι η τεχνολογία Συνδυασμένου Κύκλου με Ενσωματωμένη Εξαερίωση (IGCC- Integrated Gasification Combined Cycle). Η τεχνολογία αυτή στηρίζεται στον συνδυασμένο κύκλο αεριοστρόβιλου-ατμοστρόβιλου και περιλαμβάνει μονάδα εξαερίωσης στερεών καυσίμων. Την αναγκαιότητα της τεχνολογίας αυτής για τον ελληνικό χώρο πρώτος υποστήριξε ο αείμνηστος Κ. Λέφας.

Οι μονάδες IGCC επιτυγχάνουν β.α. έως και 45%, μεγαλύτερη από 99% απομάκρυνση SO₂ (έναντι 90% της μονάδας Κ.Α.) και πολύ χαμηλές εκπομπές NO_x. Οι μονάδες IGCC οι οποίες θα κατασκευαστούν το 2010 αναμένονται να έχουν υψηλότερους β.α. 50-52%. Το τίμημα για την μονάδα αυτή κατά την τελευταία δεκαετία ανήλθε στα 2,000 €/kW ενώ για το έτος 2010 η τιμή αυτή αναμένεται να πέσει στα 1,500 €/kW. Οι υψηλοί β.α. εξασφαλίζουν επίσης χαμηλότερη επιβάρυνση σε φόρο CO₂.

Άλλοι συγγραφείς τονίζουν την δυνατότητα βελτίωσης του β.α. των υπερκρίσιμων μονάδων Κ.Α. με την βοήθεια μονάδας προξήρανσης του λιγνίτη [12,13]. Τέτοια τεχνολογία έχει αναπτυχθεί σήμερα σε πιλοτικό στάδιο στην Γερμανία με την συντομογραφία BoA-Plus. Η ξήρανση του λιγνίτη αποτέλεσε αντικείμενο μακρόχρονης έρευνας του αείμνηστου Ανδρέα

Βακάλη. Με την τεχνολογία αυτή, ο καθαρός βαθμός απόδοσης μίας υπερκρίσιμης λιγνιτικής μονάδας Κ.Α. δυνατά να φθάσει το 47% και επιτύχει έτσι σημαντική μείωση της επιβάρυνσης του φόρου CO₂.

3.3 Τυπική συγκριτική αξιολόγηση συγχρόνων μονάδων που καίουν λιγνίτη ή φ.α.

Χωρίς επιβάρυνση με φόρο CO₂

Στην παρούσα παράγραφο αξιολογείται οικονομικά μία υπερκρίσιμη νέα λιγνιτική μονάδα Κ.Α. με καθαρό βαθμό απόδοσης 42% και αξία εγκατάστασης 1200 €/MW. Η αξία του λιγνίτη λαμβάνεται ίση με 5,92 €/MWh ΚΘΔ ή 6,88 \$/Gcal ΚΘΔ (δες κεφάλαιο 1).

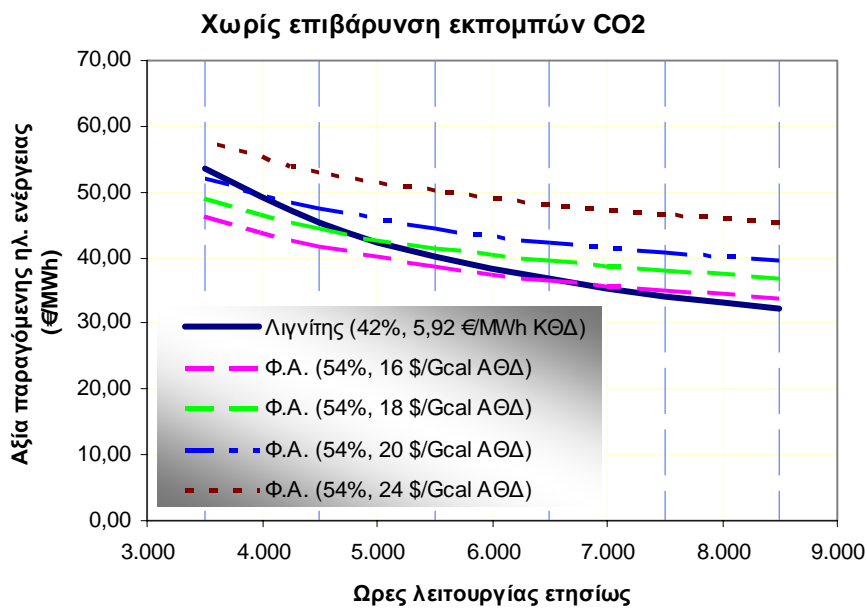
Η μονάδα αυτή συγκρίνεται με μία σύγχρονη μονάδα συνδυασμένου κύκλου, καυσίμου φυσικού αερίου καθαρό βαθμό απόδοσης 54% και αξία εγκατάστασης 650 €/MW. Η τιμή καυσίμου λαμβάνεται εναλλακτικά ίση με 16, 18, 20 και 24 \$/Gcal ΑΘΔ.

Και στις δύο περιπτώσεις λαμβάνεται επιτόκιο αναγωγής ίσο με 7% και διάρκεια οικονομικής ζωής ίση με 25 χρόνια. Τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης λαμβάνονται με δύο συνιστώσες : τη σταθερή και την μεταβλητή. Για το φ.α. η ετήσια σταθερή δαπάνη λειτουργίας και συντήρησης λαμβάνεται ίση με 2,75% της αξίας εγκατάστασης ενώ η μεταβλητή ίση με το 1,5% της αξίας εγκατάστασης όταν η μονάδα λειτουργεί για 4500 ώρες ετησίως. Η δαπάνη αυτή μεταβάλλεται αναλογικά με τις ώρες λειτουργίας ετησίως. Τα δεδομένα αυτά έχουν προκύψει από προσφορές κατασκευαστών σε πρόσφατες μελέτες σκοπιμότητας μονάδων συνδυασμένου κύκλου. Τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης για την λιγνιτική μονάδα λαμβάνονται όπως και για το φ.α., μειωμένα κατά 25%.

Τα αποτελέσματα της οικονομικής αξιολόγησης και για τις δύο τεχνολογίες δίδονται στο Σχήμα 7. Από το σχήμα αυτό παρατηρείται ευθέως ότι η σύγχρονη λιγνιτική μονάδα παρέχει φθηνότερη κιλοβατώρα ως μονάδα βάσης ανεξαρτήτως τιμής προμηθείας του φ.α. Στην περίπτωση τιμής προμηθείας φ.α. στα 20 \$/Gcal ΑΘΔ, το ουδέτερο σημείο λειτουργίας μεταξύ των δύο μονάδων εμφανίζεται στις 4000 ώρες ετησίως. Ακόμα και την φθηνή τιμή προμηθείας του φ.α. (16 \$/Gcal ΑΘΔ) το ουδέτερο σημείο προκύπτει στις 7000 ώρες ετήσιας λειτουργίας.

Επομένως βάσει των αποτελεσμάτων αυτών, διαπιστώνεται ότι η λιγνιτική μονάδα υπερέχει σαφώς έναντι της μονάδας συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο, τουλάχιστον όταν κατασκευάζεται σε αντικατάσταση υφιστάμενης λιγνιτικής ή πετρελαϊκής μονάδας και επομένως δεν επιβαρύνεται με φόρο άνθρακα λόγω της αύξησης του βαθμού απόδοσης.

Σχήμα 7 : Συγκριτική αξιολόγηση αξίας kWh λιγνίτη και



φ.α.

Με επιβάρυνση με φόρο κατά 10 €ανά τόνο εκπεμπόμενου CO₂

Η ανάλυση της προηγούμενης παραγράφου επαναλαμβάνεται εδώ με επιβάρυνση κατά 10 €/t για κάθε τόνο εκπεμπόμενου CO₂. Για την αξιολόγηση της επιβάρυνσης αυτής, εκτιμώνται εδώ αναλυτικά μετά από υπολογισμούς οι συντελεστές εκπομπής για την κάθε τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής και τα αποτελέσματα δίδονται στο Σχήμα 8.

Σχήμα 8 : Συντελεστές εκπομπής CO₂ για υφιστάμενες και νέες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής

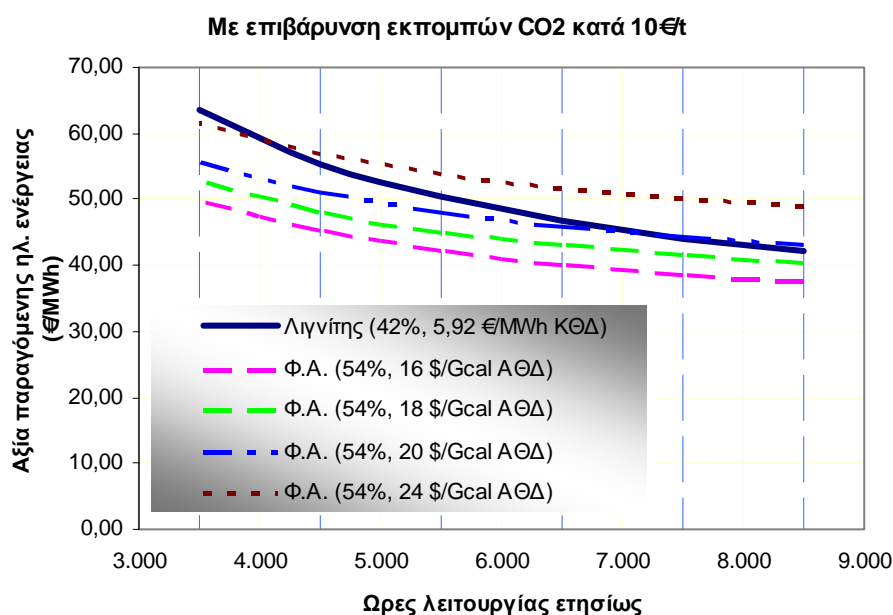


Με βάση το ανωτέρω σχήμα, η επιβάρυνση της λιγνιτικής μονάδας λαμβάνεται ίση με 1,0 t CO₂ ανά παραγόμενη MWh έναντι 0,360 t/MWh για την μονάδα συνδυασμένου κύκλου.

Τα οικονομικά αποτελέσματα δίδονται στο Σχήμα 9. Από το σχήμα αυτό προκύπτει ότι οι μονάδες φ.α. παραμένουν λιγότερο ανταγωνιστικές έναντι του λιγνίτη ως μονάδες βάσεως, όταν η τιμή προμηθείας του φ.α. κυμαίνεται άνω των 20 \$/Gcal AΘΔ. Το σημείο ουδετερότητας κυμαίνεται από 7000 ώρες για την τιμή των 20 \$/Gcal έως 4000 ώρες για την

τιμή των 24 \$/Gcal. Σημειώνεται ότι η λαμβανόμενη επιβάρυνση των 10 €/t CO₂ θεωρείται ως συντηρητική για την επόμενη 15-ετία και τούτο διότι :

Σχήμα 9 : Συγκριτική αξιολόγηση αξίας kWh λιγνίτη και φ.α. με επιβάρυνση CO₂.



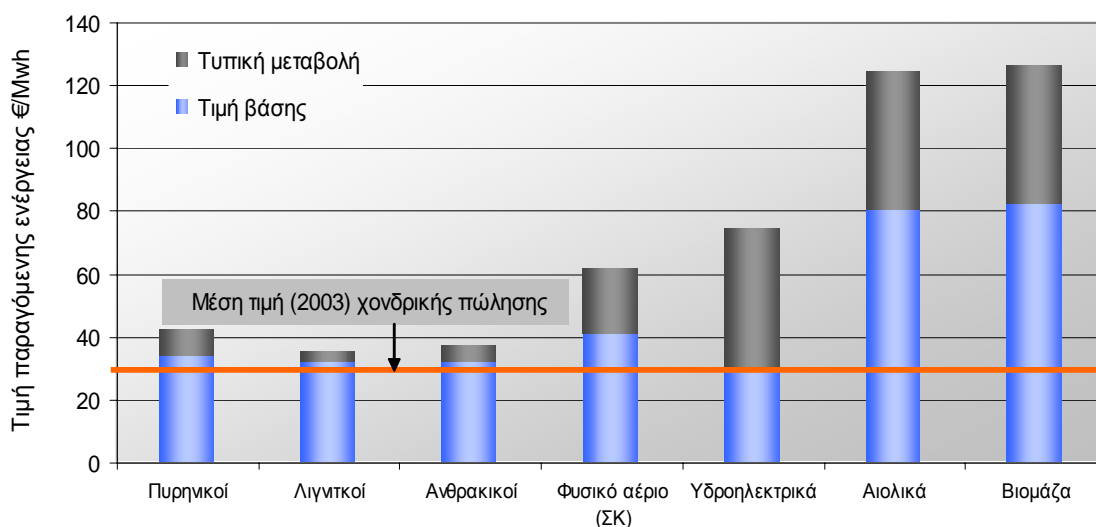
- Ο φόρος του άνθρακα είναι σήμερα περίπου 17 €/t CO₂ και καλύπτει μόνο ένα μικρό μέρος των εκπομπών ενός υφιστάμενου σταθμού (<2%) και τούτο διότι τα υπόλοιπα δικαιώματα παρέχονται δωρεάν
- Στα επόμενα χρόνια, και με την αύξηση της κατανάλωσης του ρεύματος ολοένα και μεγαλύτερο ποσοστό εκπομπών θα εξαγοράζεται, καθ' όσον το σύνολο των δωρεάν δικαιωμάτων δεν αυξάνει. Στην χειρότερη περίπτωση το ποσοστό αυτό αύξησης των εκπομπών θα φθάσει το 15% εντός της επόμενης 15-ετίας έναντι του 25% της προηγούμενης δωδεκαετίας. Τούτο θα συμβεί διότι οι ρυθμοί αύξησης των εκπομπών CO₂ αναμένεται να μειωθούν δραματικά λόγω εισαγωγής νέων τεχνολογιών υψηλής απόδοσης, διαχειριστικών προγραμμάτων ή μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας

Π.χ. εάν μετά από 15 έτη το 15% των εκπομπών CO₂ θα πρέπει να εξαγοράζεται, και εάν υποθεθεί ότι η τιμή εξαγοράς κυμαίνεται περί τα 30 €/t, τότε η ισοδύναμη επιβάρυνση όλων των εκπομπών θα ανέλθει στα 15% x 30= 4,5 €/t.

3.4 Συμπεράσματα της οικονομικής αξιολόγησης

Η παρούσα μελέτη επιβεβαίωσε τα γενικότερα συμπεράσματα περί των τιμών παραγωγής ενέργειας τα οποία δημοσιεύει η VGB [3] και τα οποία παρουσιάζονται εδώ επιγραμματικά στο Σχήμα που ακολουθεί:

Σχήμα 10 : Τυπικές τιμές παραγόμενης kWh στην Ευρώπη : τιμή βάσης και διακύμανση



Συμπερασματικά διαπιστώνεται ότι ακόμα και μετά την επιβολή του φόρου του άνθρακα σε πλήρη ανάπτυξη, οι νέες λιγνιτικές μονάδες παραμένουν σαφώς ανταγωνιστικότερες ως μονάδες βάσεως, έναντι των μονάδων συνδυασμένου κύκλου. Επομένως με βάση το δεδομένο αυτό απαιτείται η άμεση επανεξέταση της συμβολής των στερεών καυσίμων και ιδιαίτερα του λιγνίτη στον μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό της χώρας.

Μέχρι στιγμής ο ανταγωνισμός του λιγνίτη με το φυσικό αέριο είναι αρνητικός χωρίς να προκύπτει από τεκμηριωμένη οικονομική αξιολόγηση. Η συμβολή του φ.α. στην ηλεκτροπαραγωγή της χώρας βαίνει σημαντικά αυξανόμενη, τόσο από πλευράς ΔΕΗ (ιδιαίτερα με την σχεδιαζόμενη μετά και την πρόσφατη απόφαση του Δ.Σ. της ΔΕΗ στις 17 Μαΐου για την κατασκευή τριών νέων μονάδων Φ.Α. συνδυασμένου κύκλου στα πλαίσια της αντικατάστασης παλαιών μονάδων στο Νότιο σύστημα ισχύος 1200 MW) όσο και από πλευράς ιδιωτών, με την προβλεπόμενη κατασκευή απ' αυτούς αρκετών σταθμών φυσικού αερίου, σε εφαρμογή της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Το γεγονός αυτό θα οδηγήσει στη σημαντική μείωση της συμμετοχής του λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή της χώρας—από το 63% περίπου που βρίσκεται σήμερα σε κάτω από 50% μέσα στην επόμενη δεκαετία—με την ταυτόχρονη σημαντική αύξηση του ποσοστού συμμετοχής του Φ.Α. από το 18% που βρίσκεται σήμερα, στο υπερδιπλάσιο ποσοστό του 36-40% (όπως προκύπτει και από την ανάλυση των ενεργειακών ισοζυγίων της ΔΕΗ, του ΥΠΕΧΩΔΕ και της ΡΑΕ).

Βάσει των ενεργειακών αναλύσεων εγκύρων ευρωπαϊκών εταιρειών ενέργειας όπως της RWE, το ποσοστό συμμετοχής του Φ.Α. δεν πρέπει να ξεπερνά το 20%-25% και τούτο όχι μόνο για λόγους οικονομικούς αλλά και για λόγους πολιτικής. Η σημαντική εξάρτηση της χώρας από μία πηγή οποιαδήποτε πηγή ενέργειας και μάλιστα εισαγόμενη, θα συμβάλλει όχι μόνο σε σημαντική αύξηση της μέσης τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά θα καταστήσει την χώρα περισσότερο ευάλωτη σε έντονες διακυμάνσεις τιμών.

Τούτων λεχθέντων σημειώνεται και πάλι ότι η συμβολή των μονάδων συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο το φυσικό αέριο είναι απολύτως οικονομική όταν αυτές λειτουργούν ως ενδιάμεσες μονάδες και όχι ως μονάδες βάσεως. Επίσης λόγω του ταχύτερου χρόνου κατασκευής τους, οι μονάδες αυτές είναι σε θέση σήμερα να καλύψουν τα κενά της έλλειψης άμεσου προγραμματισμού για νέες λιγνιτικές μονάδες.

Προς αυτή την κατεύθυνση θα πρέπει να εξεταστεί η άμεση ενεργοποίηση ή χορήγηση αδειών μεταλλευτικών ερευνών και στην συνέχεια, εφ' όσον εξασφαλιστεί η βιωσιμότητα,

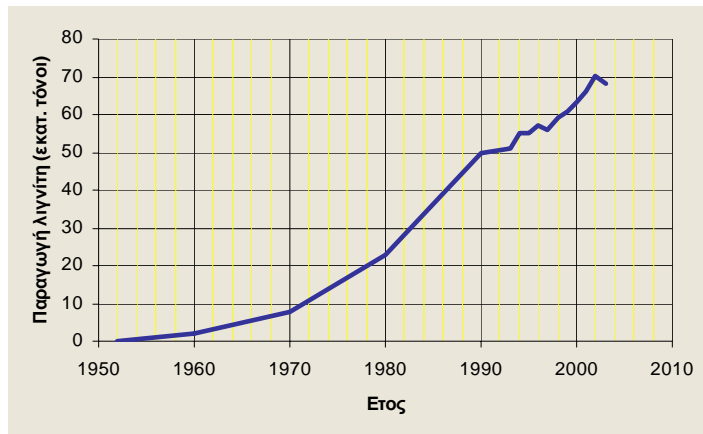
αδειών εκμετάλλευσης νέων κοιτασμάτων λιγνίτη υψηλής ποιότητας και επαρκούς ποσότητας. Τέτοιες περιοχές έχουν ήδη εντοπιστεί από καιρό (Δράμα, Ελασσόνα, κλπ) και για τον λόγο αυτό επιβάλλεται η άμεση ολοκλήρωση των διαδικασιών μεταλλευτικής παραχώρησης, ενημέρωσης των φορέων της τοπικής αυτοδιοίκησης και του κοινού και της έκδοσης των απαιτούμενων αδειών (εκμετάλλευσης, παραγωγής, περιβαλλοντικών επιπτώσεων).

Οίκοθεν νοείται ότι η εκμετάλλευση των νέων παραχωρούμενων εκτάσεων θα πρέπει να γίνει κατά τρόπο απολύτως συμβατό και φιλικό προς το περιβάλλον και με πλήρη σεβασμό προς τα συμφέροντα των κατοίκων. Προς αυτή την κατεύθυνση θα πρέπει να γίνει πλήρης αξιοποίηση της Ευρωπαϊκής εμπειρίας και του τρόπου διάνοιξης νέων μετώπων, ενδεχομένης αποζημίωσης κατοίκων καθώς και της αποκατάστασης των παλαιών ορυχείων[12 ,13].

4 ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΟΡΥΧΕΙΩΝ ΚΑΙ ΣΤΑΘΜΩΝ ΤΗΣ ΔΕΗ.

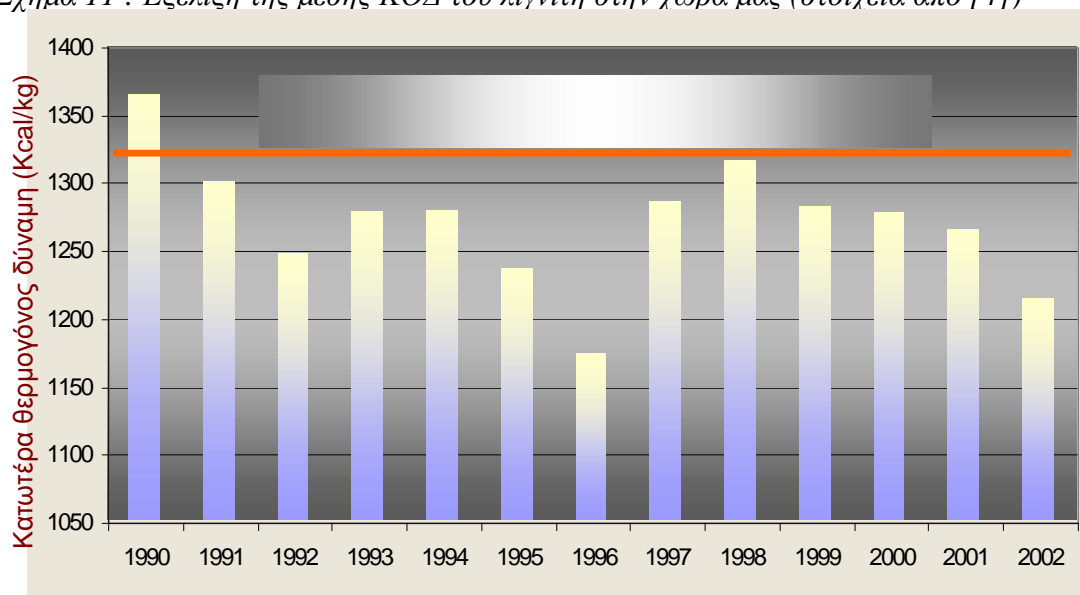
4.1 Κατάσταση των Ορυχείων

Όπως προκύπτει από το παράπλευρο σχήμα (πηγή : ιστοσελίδα ΔΕΗ) η εκμετάλλευση του λιγνίτη εξελίχθηκε με εντατικούς ρυθμούς κατά τα τελευταία 40 χρόνια, ακολουθώντας την πορεία της αύξησης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.



Η κατώτερα θερμογόνος δύναμη του προσφερόμενου λιγνίτη παρουσίασε αρκετές διακυμάνσεις κατά την τελευταία δεκαετία όπως φαίνεται στο σχήμα που ακολουθεί (πηγή [4]) :

Σχήμα 11 : Εξέλιξη της μέσης ΚΘΔ του λιγνίτη στην χώρα μας (στοιχεία από [4])



Όπως προκύπτει από το πρόγραμμα λιγνιτικής παραγωγής των Ορυχείων του Λιγνιτικού Κέντρου Δυτ. Μακεδονίας [17] και από τις αναγκαίες καταναλώσεις λιγνίτη των ΑΗΣ, που

είναι απαραίτητες για τη λειτουργία τους, για την περίοδο 2010-2025 εμφανίζεται ενδεχόμενο έλλειμμα λιγνίτη για την τροφοδοσία των λειτουργουσών μονάδων, της τάξης των 2-4 εκατ. tn ετησίως.

Ταυτόχρονα με την εξέλιξη της ανάπτυξης ορυχείων σε δυσμενέστερες σχέσεις εκμετάλλευσης αντιμετωπίζεται επίσης το ενδεχόμενο υποβάθμισης της ποιότητας του λιγνίτη, σε μόνιμη ή περιοδική βάση, όπως φαίνεται στο ανωτέρω Σχήμα 11. Τα προβλήματα αυτά εμφανίζονται τόσο στους λιγνίτες του βορείου συστήματος όσο και της Μεγαλόπολης. Στην Δυτική Μακεδονία, η ποιότητα του λιγνίτη ενώ κυμαινόταν τα τελευταία χρόνια από 1200 έως 1400 (ΚΘΔ σε kcal/kg) προβλέπεται να κυμαίνεται από 1100 έως 1300 kcal/kg. Ήδη τα τελευταία τέσσερα χρόνια παρατηρείται στο Ορυχείο Ν. Πεδίου-το μεγαλύτερο της περιοχής μια πτώση της μέσης ποιότητας από περίπου 1300 kcal/kg που ήταν ως το 2000, σε περίπου 1200 kcal/kg, με αποτέλεσμα να αυξηθεί σημαντικά η ετήσια κατανάλωση λιγνίτη του ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου από περίπου 21 εκ. tn που ήταν τότε, σε 22-23 εκ. tn την τελευταία διετία.

Παράλληλα αυξάνει το περιβαλλοντικό κόστος του λιγνίτη το οποίο αργά ή γρήγορα ενσωματώνεται στην τιμή του λιγνίτη,

- είτε ως Τοπικός Πόρος Ανάπτυξης (το γνωστό 0,4% επί του κύκλου εργασιών της ΔΕΗ που έχει ήδη επιβληθεί από το 1997 και αποδίδεται στις τοπικές κοινωνίες),
- είτε ως δαπάνη ανταποδοτικών έργων της ΔΕΗ στην περιοχή, (λόγω ανάπτυξης των δραστηριοτήτων της κοντά σε οικισμούς και πόλεις, που έχουν όλο και πιο αυξημένες απαιτήσεις απ' αυτή),
- είτε ως εξωτερικά – περιβαλλοντικά έξοδα, τα οποία αφορούν την ουσιαστική αποκατάσταση των εδαφών και επαναπόδοσή τους στην τοπική κοινωνία, την βελτίωση και εμπλουτισμό του υδροφόρου ορίζοντα κ.λ.π..

Τα θέματα αυτά είναι άκρως σημαντικά προκειμένου η λιγνιτική εξόρυξη να ανακτήσει ή να διατηρήσει την απαιτούμενη κοινωνική αποδοχή. Η αποδοχή αυτή είναι απαραίτητη προκειμένου να καταστεί δυνατή η συνέχιση της λιγνιτικής δραστηριότητα και της επέκτασής της σε άλλες περιοχές της χώρας οι οποίες διαθέτουν πλούσια κοιτάσματα.

Το κόστος επίσης αυξάνει λόγω των αυξημένων δαπανών που απαιτούνται από εδώ και πέρα λόγω της ολοένα και δυσμενέστερης σχέσης εκμετάλλευσης των ορυχείων και της ανάγκης χρησιμοποίησης σε σημαντικό βαθμό εργολαβικού εξοπλισμού και προσωπικού.

4.2 Κατάσταση των ΑΗΣ της Δυτικής Μακεδονίας .

Η εντατική λειτουργία και εκμετάλλευση των σταθμών της ΔΕΗ τα τελευταία χρόνια έχει καταπονήσει τις αντίστοιχες εγκαταστάσεις, πράγμα που απαιτεί εκτεταμένες συντηρήσεις και κρατήσεις των μονάδων. Οι βαθμοί απόδοσης των μονάδων βρίσκονται σε μέτρια σχετικά επίπεδα, σε σχέση με τα διεθνή δεδομένα. Κυμαίνονται από 28-34%, (με ειδική κατανάλωση καυσίμου 2500-3300 kcal/kwh) [18] έναντι 38-44% των αντιστοιχών διεθνών τιμών ενώ οι διαθεσιμότητες των μονάδων, ιδιαίτερα των πιο παλαιών, παρά τη εντατική λειτουργία τους τα τελευταία χρόνια, είναι και αυτές σχετικά χαμηλές και κυμαίνονται από: 65-90% (με μέσες τιμές 75%-85%), ανάλογα με την μονάδα, έναντι 80-95% των διεθνών τιμών.

Το χαμηλό περιθώριο εφεδρείας που αντιμετωπίζει συχνά η χώρα και η μη δυνατότητα άμεσης ένταξης στο σύστημα αρκετών νέων μονάδων κατά την προσεχή διετία για την κάλυψή του, καθιστά επιβεβλημένη την εντατική λειτουργία των μονάδων λιγνίτη της περιοχής. Το σημαντικό αυτό πρόβλημα σε μια περίοδο όπου η ποιότητα του λιγνίτη και η διαθεσιμότητα των μονάδων δεν ευρίσκεται σε ονομαστικά επίπεδα, οδηγεί σε μια ιδιαίτερα δύσκολη κατάσταση. Τα ειδικότερα προβλήματα των μονάδων συνοψίζονται ως εξής:

α' Μειωμένη απόδοση ισχύος και μειωμένος βαθμός απόδοσης.

Η μείωση αυτή οφείλεται στην μείωση της θερμογόνου δύναμews του καυσίμου και ενδεχομένως σε λόγους εντατικής εκμετάλλευσης. Όταν μία τυπική λιγνιτική μονάδα λειτουργεί με ονομαστικό λιγνίτη $K\Theta\Delta = 1320 \text{ kcal/kg}$ τότε ο συμβατικός ονομαστικός θερμικός βαθμός απόδοσης είναι ίσος με 36,8% ενώ η μονάδα αποδίδει 300 MW ισχύος. Όταν η μονάδα λειτουργεί με πτωχό λιγνίτη 1100 kcal/kg, τότε αποδίδει μικρότερη ισχύ (~244 MW) [14] ενώ ο βαθμός απόδοσης μειώνεται από 1,5 έως 2 εκατοστιαίες μονάδες (34,8% έως 35,3%) και τούτο διότι αλλοιώνεται προς τα κάτω η κατανομή θερμοκρασίας εντός του ατμοπαραγωγού.

Από την άλλη πλευρά η οδηγία IPPC επιβάλλει ως *Βέλτιστη Διαθέσιμη Τεχνολογία*, όχι την μείωση αλλά την αύξηση του ονομαστικού β.α. των λιγνιτικών μονάδων κατά τρεις εκατοστιαίες μονάδες ή λειτουργία με καθαρό β.α. από 36% έως 40% [1]. Αυτό ισοδυναμεί με αύξηση του θερμικού β.α. τουλάχιστον κατά δύο εκατοστιαίες μονάδες, ήτοι από 36,8% σε 38,8%.

β' Αύξηση των εκπομπών σκόνης και αιωρούμενων σωματιδίων.

Η λειτουργία με πτωχό λιγνίτη 1100 kcal/kg δημιουργεί επίσης και αυξημένα προβλήματα εκπομπών σωματιδίων. Όπως αποδεικνύεται στην αναφορά [14], με βαθμό συγκράτησης τέφρας στους ηλεκτροστατικούς ηθμούς (φίλτρα) ίσο με 99,85%, οι εκπομπές σκόνης αυξάνονται από 47,9 mg/Nm³ του ονομαστικού λιγνίτη σε στα 68,4 mg/Nm³. Η τιμή αυτή είναι σαφώς μεγαλύτερη των 50 mg/Nm³ και κατά πολύ μεγαλύτερη του νέου ορίου των 25 mg/Nm³ το οποίο προτείνεται στο εγχειρίδιο αναφοράς βέλτιστων διαθέσιμων τεχνικών της Ένωσης [1].

Για την αντιμετώπιση της ανωτέρω κατάστασης της απώλειας ισχύος, πολλές λιγνιτικές μονάδες υπέστησαν ανακατασκευή των μύλων άλεσης του λιγνίτη προκειμένου να αυξηθεί η δυνατότητα παροχής καυσίμου. Η αύξηση της παροχής πτωχού λιγνίτη στον λέβητα απαιτεί με την σειράς της αύξησης της παρεχόμενης ποσότητας αέρα. Όμως με τον τρόπο η ταχύτητα των καυσαερίων εντός του λέβητα υπερβαίνει το όριο των 10 m/s, το οποίο αποτελεί μία ιδιαίτερα κρίσιμη παράμετρο για την προστασία του λέβητα και της καύσης. Συχνά με υψηλές ταχύτητες εντός του θαλάμου καύσεως αυξάνει σημαντικά ο ρυθμός συμπαράσυρσης των σωματιδίων από τα καυσαέρια με αποτέλεσμα να αυξάνουν αναλογικά οι εκπομπές σκόνης από τα φίλτρα.

5 ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΗΝ ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ .

5.1 Προτάσεις για την αντιμετώπιση της κατάστασης .

Για την αντιμετώπιση αυτών των προβλημάτων απαιτείται η άμεση λήψη σοβαρών μέτρων μετά από σοβαρό στρατηγικό σχεδιασμό και προγραμματισμό μέτρων. Ενδεικτικά τέτοια μέτρα θα μπορούσαν να είναι τα παρακάτω:

- Επανασχεδιασμός και ορθολογική διαχείριση και εκμετάλλευση των απομενόντων λιγνιτικών αποθεμάτων, σε συνδυασμό με την ουσιαστική αποκατάσταση των εδαφών και επαναπόδοσή τους στις τοπικές κοινωνίες, έτσι ώστε να διασφαλιστεί διαχρονικά η τροφοδοσία των μονάδων της ΔΕΗ με καύσιμο καθορισμένης ποσότητας και ποιότητας
- Σημαντικές επεμβάσεις στους ατμοηλεκτρικούς σταθμούς της ΔΕΗ με σκοπό την αύξηση του βαθμού απόδοσής τους κατά τρεις έως τέσσερις εκατοστιαίες μονάδες , την αύξηση της διαθεσιμότητάς τους και την μείωση των εκπομπών τους εντός των ορίων που προβλέπονται από την οδηγία IPPC.

Τα μέτρα βελτίωσης του β.α. δεν θα πρέπει να συντελούν στην αύξηση των εκπομπών σωματιδίων ή την αύξηση της ταχύτητας των καυσαερίων εντός του θαλάμου καύσεως (<10 m/s) αλλά αντίθετα να ενισχύουν θερμική την θερμοκρασιακή κατανομή. Αυτό δύναται να επιτευχθεί μόνο με την χρήση νέων καυσίμων ανωτέρας θερμογόνου δύναμης ή λιγότερης απαίτησης λόγου αέρα-καυσίμου. Ενδεικτικά τα προτεινόμενα μέτρα έχουν ως εξής:

Η μικτή καύση λιγνίτη-λιθάνθρακα σε ποσοστό 3-5%, όπως και στο παρελθόν με επιτυχία έγινε (στις αρχές της δεκαετίας του 1980 ιδιαίτερα στον ΑΗΣ Καρδιάς) και μέσω της οποίας μπορεί να γίνει εκμετάλλευση και οριακών (κακής ποιότητας) στρωμάτων λιγνίτη. Η εφαρμογή της λύσης αυτής απαιτεί βέβαια, όπως η εμπειρία έχει δείξει, σωστή επιλογή του τύπου λιθάνθρακα που θα προσμιχθεί στο λιγνίτη και εξασφάλιση πλήρους ομοιογένειας του μίγματος λιγνίτη-λιθάνθρακα για να έχουμε τις λιγότερες δυνατόν αρνητικές συνέπειες στους λέβητες των μονάδων [19].

Η εφαρμογή της συμπαραγωγικής προξήρανσης του λιγνίτη (παλαιότερη πρόταση του αείμνηστου Α. Βακάλη [15]) σε όποιες μονάδες αυτό είναι δυνατό με μικρής σχετικά έκτασης επεμβάσεις για την ουσιαστική εξοικονόμηση καυσίμου (όπως ήδη εδώ και πολλά χρόνια στον ΑΗΣ ΛΚΔΜ εφαρμόζεται). Με τον τρόπο αυτό αυξάνει η κατώτερα θερμογόνος δύναμη του λιγνίτη και αποκαθιστάται η ονομαστική λειτουργία χωρίς την πρόσμιξη άλλων καυσίμων.

Ουσιαστικές επεμβάσεις στα σημαντικότερα τμήματα των μονάδων (λέβητες, ατμοστροβίλοι, ψυγεία, κ.λ.π.) με την εφαρμογή διαφόρων δοκιμασμένων πρακτικών και μέτρων που βελτιώνουν ουσιαστικά με τη βοήθεια και της σύγχρονης τεχνολογίας τα σημαντικά λειτουργικά χαρακτηριστικά του κυκλώματος των σταθμών και πετυχαίνουν ταυτόχρονα σημαντική εξοικονόμηση καυσίμου (π.χ. δεξ αναφορά [14])

Χρήση του φυσικού αερίου. Μεσοπρόθεσμα και εφόσον διέλθει ο αγωγός Φ. Α. από την περιοχή μας (με τις προβλεπόμενες διασυνδέσεις των δικτύων Φ.Α. Τουρκίας-Ελλάδας-Ιταλίας-και Δυτ. Βαλκανίων με Κεντρ. Ευρώπη) θα μπορούσαν να εξεταστούν :

- Προένταξη αεριοστροβίλου (Α/Σ) με καύσιμο Φ.Α. σε συνδυασμό με το κύκλωμα ατμοστροβίλου των μονάδων, όπως αναφέρεται στο [16] και στην πρόταση-προμελέτη της Ο.Ε. του ΤΕΕ/ΤΔΜ το 1995 και αναλύθηκε στη διεθνή ημερίδα που έγινε στην Κοζάνη το Νοεμ. του 1995. Ειδικότερα σχετικά με τους ΑΗΣ της περιοχής, αυτό που πρέπει να εξεταστεί είναι η δυνατότητα προένταξης Α/Σ στους υπάρχοντες λιγνιτικούς σταθμούς, με βάση είτε το σενάριο που είναι γνωστό ως “VERBUND PROZESS” (με βάση τη γερμανική ορολογία), όπου τα καυσαέρια του Α/Σ, που καίει Φ. Α., δίδουν το ενεργειακό περιεχόμενό τους για την προθέρμανση του ρευστού στο κύριο κύκλωμα ατμοστροβίλου μέσω ενός λέβητα αποθερμότητας), είτε το σενάριο που είναι γνωστό ως “ΚΟΜΒΙ – PROZESS”, όπου τα καυσαέρια του Α/Σ οδηγούνται ως δευτερεύον αέρα καύσης στον υπάρχοντα λέβητα λιγνίτη και αξιοποιείται η θερμική τους ενέργεια. Έτσι και παράγεται πρόσθετη ηλεκτρική ενέργεια και αυξάνεται παράλληλα ο βαθμός απόδοσης της όλης εγκατάστασης, εξοικονομώντας ταυτόχρονα σημαντικές ποσότητες καυσίμου. Η εφαρμογή των σεναρίων αυτών μπορεί να γίνει στους σχετικά πιο νέους σταθμούς της περιοχής Αγ. Δημητρίου & Αμυνταίου (με μέση ηλικία περίπου 20 ετών).

Όπως αναλύεται στην αναφορά [16], η πρόταξη του αεριοστροβίλου οδηγεί σε συνολικό θερμικό βαθμό απόδοσης μονάδας της τάξεως του 39,2%. Επομένως η τεχνολογία αυτή συνδυαζόμενη με τεχνολογία εξαερίωσης λιγνίτη, δύναται να φέρει το συνολικό βαθμό απόδοσης των υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων πλησίον του 40%, γεγονός το οποίο θα καταστήσει την χώρα μας ως παραγωγό και εξαγωγέα τεχνολογίας.

- Μικτή καύση Φ.Α. και λιγνίτη σε ποσοστό περίπου 15-20% στους υπάρχοντες λέβητες λιγνίτη, για την αύξηση της διαθεσιμότητας των μονάδων και για μερική υποκατάσταση λιγνίτη σε περίπτωση περιβαλλοντικών επεισοδίων, όπως η Επιστημονική Επιτροπή διαμόρφωσης των συμπερασμάτων της Ημερίδας για το Φ.Α. που συγκρότησε το ΤΕΕ/ΤΔΜ το 1996 τόνιζε στο σχετικό πόρισμά της [22].
- Χρησιμοποίηση του Φ.Α. ως καύσιμου για την εκκίνηση και στήριξη της καύσης του λιγνίτη με ταυτόχρονη υποκατάσταση του ρυπογόνου πετρελαίου diesel.

Οποιαδήποτε από τις παραπάνω προτάσεις θα πρέπει αναλυτικά να εξεταστεί με βάση τεχνοοικονομικές μελέτες καθώς και με πιλοτική εφαρμογή σε μια από τις υφιστάμενες λιγνιτικές μονάδες. Ειδικότερη προσοχή θα πρέπει να δοθεί στην τεχνολογία προένταξης αεριοστροβίλων, διότι αυτή δύναται στο μέλλον να συνδυαστεί με τεχνολογίες εξαερίωσης λιγνίτη (IGCC). Ιδιαίτερα η τεχνολογία εξαερίωσης θα πρέπει να αποτελέσει αντικείμενο επιδεικτικής εφαρμογής το οποίο στην περιοχή της Κοζάνης-Πτολεμαΐδας.

5.2 Σχετικά με την κατασκευή νέας μονάδας λιγνίτη στη Δυτ. Μακεδονία.

Μετά την πρόσφατη απόφαση του Δ.Σ. της ΔΕΗ για την κατασκευή νέας λιγνιτικής μονάδας 400 MW στην περιοχή (δεν έχει ακόμη προσδιοριστεί η ακριβής θέση και ο χρόνος κατασκευής της) **θα πρέπει να επισημανθούν μερικοί σημαντικοί παράγοντες που πρέπει να ληφθούν σοβαρά υπόψη για να μην επαναληφθούν τα λάθη του παρελθόντος.**

- Η θέση χωροθέτησης της νέας μονάδας να επιλεγεί αφού προηγηθούν αναλυτικές τεχνοοικονομικές και περιβαλλοντικές μελέτες, έτσι ώστε να υπάρχουν τα δυνατό λιγότερα προβλήματα στο μέλλον από τη λειτουργία της είτε από τους κατοίκους της γύρω περιοχής, είτε από την Ευρωπαϊκή και Ελληνική Νομοθεσία που στο μέλλον προβλέπεται να είναι περισσότερη αυστηρή. Η καλύτερη δυνατή θέση χωροθέτησης φαίνεται κατ' αρχήν να είναι του ΑΗΣ Αμυνταίου, όπου και οι απαραίτητες εγκαταστάσεις υποδομής υπάρχουν, και είναι εξασφαλισμένο το απαραίτητο νερό ψύξης και επιπροσθέτως θα μπορούσε να συνδυαστεί με την παράταση της διάρκειας ζωής των δύο μονάδων του ΑΗΣ Αμυνταίου που όπως προαναφέραμε αποσύρονται σχετικά νωρίτερα από τις υπόλοιπες.
- Οι προδιαγραφές της μονάδας για την ποιότητα του καυσίμου τροφοδοσίας να σχεδιαστούν στη χαμηλότερη δυνατή ζώνη Κ.Θ.Δ. του κοιτάσματος που θα χρησιμοποιείται, έτσι ώστε να μην έχουμε τα προβλήματα που έχουν άλλες μονάδες της περιοχής, που σχεδιάστηκαν για την υψηλή ζώνη Κ.Θ.Δ. του κοιτάσματος και είχαν και συνεχίζουν να έχουν πολλά προβλήματα από την αδυναμία επίτευξης των συνθηκών σχεδιασμού. Ταυτόχρονα θα πρέπει να προβλεφθούν και όλες οι απαιτούμενες εγκαταστάσεις για την καλύτερη δυνατή ομογενοποίηση του καυσίμου στην αυλή λιγνίτη του σταθμού.
- Η τεχνολογία που θα επιλεγεί για τη νέα μονάδα να είναι η δυνατόν πιο σύγχρονη και κατάλληλη για το καύσιμο που θα επιλεγεί (ξυλίτης ή λιγνίτης) και με τις πιο σύγχρονες αντιρρυπαντικές προδιαγραφές. Η πιο κατάλληλη τεχνολογία φαίνεται να είναι η τεχνολογία της καύσης σε υπεκρισίμους λέβητες με συμπαραγωγική προξήρανση, όπως η τεχνολογία που χρησιμοποιήθηκε πρόσφατα στη μονάδα Κ του σταθμού Niederaussem στη Γερμανία, με βαθμό απόδοσης που φτάνει το 43% και τεχνολογία που επιτρέπει μεγάλη μείωση εκπομπών CO₂ (BoA) [3,12].

6 ΑΝΑΦΟΡΕΣ

1. European Commission, DG JRC, European IPPC Bureau, «Integrated Pollution Prevention and Control: Reference Document on Best Available Technologies for Large Combustion Plants», May 2005
2. VGB, PowerTech Figures and Facts about , Electricity Generation, 2003
3. VGB, PowerTech Figures and Facts about , Electricity Generation, 2004
4. Ministry for the Environment, Physical Planning and Public Works, Climate Change, Emissions Inventory, “National Inventory for Greenhouse and other for the Years 1990-2002”, National Observatory of Athens, February 2004.
5. Ελληνική Δημοκρατία. ΥΠΕΧΩΔΕ, ΕΘΝΙΚΟ ΣΧΕΔΙΟ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2005 – 2007, Δεκέμβριος 2004
6. Ν. Μπατιστάτος, «Ενεργειακές ανάγκες και στερεά καύσιμα», Εισήγηση προσυνεδρίου Κοζάνης του παγκόσμιου συνέδριου “ΕΝΕΡΓΕΙΑ 2002», Πανελλήνιος Σύλλογος Διπλωματούχων Μηχανολόγων Ηλεκτρολόγων, Κοζάνη, 21-23 -3-2002
7. ΔΕΣΜΗΕ, Δ/ση Σχεδιασμού Συστήματος, «ΜΑΣΜ: Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς», περίοδος 2005-2009, Αθήνα, Νοέμβριος 2004
8. ΡΑΕ «Μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός της Ελλάδος για την περίοδο 2001-2010», σχέδιο σε δημόσια διαβούλευση, Αθήνα, Ιανουάριος 2003.
9. Απ. Ευθυμιάδης, «Η συμβολή της κατανεμημένης παραγωγής και εξοικονόμησης ενέργειας στον ενεργειακό σχεδιασμό», Εισήγηση προσυνεδρίου Κοζάνης του παγκόσμιου συνέδριου “ΕΝΕΡΓΕΙΑ 2002», Πανελλήνιος Σύλλογος Διπλωματούχων Μηχανολόγων Ηλεκτρολόγων, Κοζάνη, 21-23 -3-2002
10. Γ. Σταματελόπουλος, Μ-Η, Δρ. Μηχ., «Θερμοηλεκτρικοί σταθμοί στερεών καυσίμων : Παρούσα κατάσταση και προοπτικές», Εισήγηση προσυνεδρίου Κοζάνης του παγκόσμιου συνέδριου “ΕΝΕΡΓΕΙΑ 2002», Πανελλήνιος Σύλλογος Διπλωματούχων Μηχανολόγων Ηλεκτρολόγων, Κοζάνη, 21-23 -3-2002
11. P. Lako, Coal-fired power technologies, “Coal-fired power options on the brink of climate policies”, ECN-C--04-076, October 2004
12. SCHIFFER, Hans-W. RHEINBRAUN AG Cologne, Germany, “CHALLENGES FACED BY THE LIGNITE INDUSTRY: HOW TO UNDERPIN COMPETITIVENESS, ON THE LIBERALISED GERMAN ENERGY MARKET WHILE ENSURING ENVIRONMENTAL AND SOCIAL COMPATIBILITY IN EXTRACTION, TRANSPORT AND UTILISATION”, RWE RHEINBRAUN AG, World Energy Congress, HOUSTON, USA, 13-18 September 1998
13. SCHIFFER, Hans-W. RHEINBRAUN AG Cologne, Germany , «EXTENSIONS OF CONVENTIONAL ENERGY RESOURCES THROUGH ADVANCED TECHNOLOGY EMPLOYED FOR LIGNITE MINING AND UTILIZATION», WORLD ENERGY CONGRESS , 18th Congress, Buenos Aires, October 2001
14. SAKKAS Georgios, Technical Chamber of Greece, KAKARAS Emmanuil, National Technical University of Athens, GEORGOULIS Leandros, KAVOURIDIS Konstantinos, Public Power Corporation, GREECE, «ELECTRICAL POWER GENERATION IN GREECE THE ROLE OF LIGNITE IN NEAR FUTURE», WORLD ENERGY CONGRESS, HOUSTON, USA, 13-18 September 1998

15. Αν. Βακάλης, “Συμπαγωγική προξήρανση, η πλέον αποδοτική μέθοδος της αναβάθμισης των ελληνικών λιγνιτών”, εισήγηση στο διήμερο του ΤΕΕ για τον λιγνίτη τον Μάιο του 1997. Επίσης και παρέμβαση του ίδιου στο προσυνέδριο Χανίων του παγκοσμίου συνεδρίου μηχανολόγων μηχανικών 1999.
16. Κ.Χ. Λέφας και Απ. Ευθυμιάδης, «Περί της προτάξεως αεριοστροβίλων που καίουν φυσικό αέριο στις λιγνιτικές μονάδες της Δυτικής Μακεδονίας», Δελτίο ΠΣΔΜ-Η, Ιούνιος 1995.
17. Κ. Καβουρίδης, «Λιγνιτική δραστηριότητα : Στόχοι – αποτελέσματα - προοπτικές», εισήγηση στην ημερίδα του σωματίου Ένωση τεχνιτών της ΔΕΗ με θέμα : «το μέλλον του λιγνίτη και των λιγνιτικών μονάδων», 21/1/2005
18. ΤΕΕ-ΤΔΜ, «Θέσεις για την αντικατάσταση μονάδων της ΔΕΗ, ισχύος μέχρι 1000 MW», Φεβρουάριος 2005.
19. «Τεχνικά προβλήματα από την ανάμιξη λιθάνθρακα σε μεγάλους ατμοπαραγωγούς σχεδιασμένους με λιγνίτη», εισήγηση Κ. Χ. ΛΕΦΑ στο συνέδριο της VGB τον Μάιο του 1984 στην Αθήνα.
20. «Το Φυσικό Αέριο στη Δυτική Μακεδονία», Ο.Ε του ΤΕΕ/ΤΔΜ, Φεβρ. 1995.
21. «Comparison of different Possibilities for the use of Natural Gas in the Units of PPC», by Dr. A Kather, GEC ALSTHOM / EVT.
22. «Θέσεις του ΤΕΕ/ΤΔΜ για την έλευση του Φ.Α. στη Δυτ. Μακεδονία» (ΑΠ 1515/24 -10 -96, έγγραφο ΤΕΕ/ΤΔΜ).