



ΔΙΟΙΚΗΣΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ

ΔΙΑΤΡΙΒΗ ΕΠΙΠΕΔΟΥ ΜΑΣΤΕΡ

.....

..... ΤΙΤΛΟΣ

**Η ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΚΥΠΡΟ ΚΑΙ ΟΙ
ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΜΟΥ**

**ΟΝΟΜΑ ΦΟΙΤΗΤΗ
ΛΟΥΚΑΣ ΑΝΤΩΝΙΟΥ**

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ: ΔΡ. ΠΑΝΑΓΙΩΤΗΣ ΚΑΛΛΗΣ

**ΚΥΠΡΟΣ
ΙΟΥΛΙΟΣ 2011**

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

Πρόλογος	-5-
Ορισμοί και ακρωνύμια	-7-
Εισαγωγή	-9-
Κεφάλαιο 1: Η αγορά ενέργειας στην Ευρωπαϊκής Ένωση	
1.1 Ενεργειακή πολιτική	-13-
1.2 Το μελλοντικό ενεργειακό σύστημα	-16-
1.3 Τα ηλεκτρικό σύστημα της Ευρώπης και η μελλοντική του διαμόρφωση	-18-
1.4 Το διακρατικό πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης-κοινοτικό δίκαιο σχετικά με τους κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας	
1.4.1 Ιστορική αναδρομή	-20-
1.4.2 Κοινοτική Οδηγία 2009/72/EK και κανονισμός 714/2009	-23-
Κεφάλαιο 2 : Το ενεργειακό σύστημα της Κύπρου	
2.1 Γενικά χαρακτηριστικά και ιδιαιτερότητες	-24-
2.2 Ενεργειακή και περιβαλλοντική πολιτική	-26-
Κεφάλαιο 3 : Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Κύπρο	
3.1 Στοιχεία συστήματος παραγωγής και δικτύου μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας	-28-
3.1.1 Σύστημα παραγωγής	-30-
3.1.2 Ηλεκτροπαραγωγοί σταθμοί της Αρχής Ηλεκτρισμού Κύπρου (ΑΗΚ)	-30-
3.1.2 α Ηλεκτροπαραγωγός σταθμός Βασιλικού	-30-
3.1.2 β Ηλεκτροπαραγωγός σταθμός Δεκέλειας	-31-
3.1.2 γ Ηλεκτροπαραγωγός σταθμός Μονής	-31-
3.2 Δίκτυο μεταφοράς και διανομής	-31-
3.3 Εθνικό κέντρο ελέγχου ενέργειας	-32-
3.4 Παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας	-33-
3.5 Επίσημη Πρόγνωση Συνολικής Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (GWh) και Ισχύος (MW) για την περίοδο 2010 – 2019	-36-

Κεφάλαιο 4 : Νομοθετικό πλαίσιο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας	
Εισαγωγή	-40-
4.1 Νομικά πρόσωπα στην αγορά ηλεκτρισμού	-41-
4.1.1 Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου (ΡΑΕΚ)	-41-
4.1.2 Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜ)	-41-
4.2 Απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Κύπρο	-41-
Κεφάλαιο 5 : Κανόνες αγοράς και κανόνες μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας	
5.1 Σύννοψη της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας	-43-
5.2 Οι ιδιότητες της ΑΗΚ στο νέο ανταγωνιστικό περιβάλλον	-44-
5.3 Επικουρικές υπηρεσίες	-45-
5.4 Μακροχρόνια εφεδρεία	-46-
5.5 Προγραμματισμός της παραγωγής και ισοζυγισμός της ζήτησης με την παραγωγή	
5.6 Ισοζυγισμός της ενέργειας	-47-
5.7 Εντεταλμένη θέση, απαιτούμενη ποσότητα παράδοσης και αποκλίσεις	-47-
5.8 Συμβόλαια ενέργειας και ανισοζύγιο	-48-
Κεφάλαιο 6 : Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας	
6.1 Οι δεσμεύσεις της Κύπρου για τις ΑΠΕ- Νομοθετικό πλαίσιο	-50-
6.2 Διατίμηση της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ η οποία διοχετεύεται στο δίκτυο διανομής/μεταφοράς της ΑΗΚ	-54-
6.3 Δυναμικό ΑΠΕ στην Κύπρο	-55-
Κεφάλαιο 7 : Καύσιμα συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής	
7.1 Διεθνής τάση	-59-
7.2 Βαρύ πετρέλαιο (Heavy Fuel Oil-μαζούτ)	-60-
7.3 Ακάθαρτο πετρέλαιο (Diesel)	-61-
7.4 Υγροποιημένο φυσικό αέριο (ΥΦΑ-LNG)	-62-
Κεφάλαιο 8 : Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου	
8.1 Σύμβαση-Πλαίσιο για τις κλιματικές αλλαγές, το Πρωτόκολλο του Κιότο	-64-
8.2 Σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών αερίων	-65-

8.3 Εθνικό σχέδιο για τους ρύπους	-66-
Κεφάλαιο 9 : Ανάλυση του ανταγωνισμού στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας στην Κύπρο	
9.1 Υποψήφιες τεχνολογίες-σύνομη ανάλυση και διαγράμματα	-68-
9.1.1 Συμβατικές τεχνολογίες	-68-
9.1.1 α Σύστημα ατμοστρόβιλου	-69-
9.1.1 β Σύστημα αεριοστρόβιλου απλού-συνδυασμένου κύκλου	-70-
9.1.1 γ Παλινδρομική εμβολοφόρα μηχανή εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ)	-73-
9.1.2 Τεχνολογίες ΑΠΕ	-74-
9.1.2 α Αιολική ενέργεια-ανεμογεννήτριες	-74-
9.1.2 β Ηλιακή ενέργεια-φωτοβολταϊκά συστήματα	-76-
9.1.2 γ Ηλιακή ενέργεια-Συγκεντρωτικά θερμικά ηλιακά συστήματα	-78-
9.2 Κόστος παραγωγής των διάφορων τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής	-80-
9.3 Υπολογισμός του κόστους ηλεκτροπαραγωγής της Αρχής Ηλεκτρισμού Κύπρου (ΑΗΚ)	-81-
9.4 Οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας μετά την απελευθέρωση της αγοράς στην Ευρωπαϊκή Ένωση	-83-
9.5 Οικονομική ανάλυση κόστους παραγωγής των Ανεξάρτητων Παραγωγών	-86-
9.5.1 Δεδομένα και παραδοχές	-86-
9.5.2 Κόστος παραγωγής των υποψήφιων τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής	-87-
9.5.3 Μεθοδολογία	-89-
9.5.4 Αποτελέσματα, διαγράμματα και γραφικές παραστάσεις	-89-
Κεφάλαιο 10 : Συμπεράσματα-εισηγήσεις	-96-
Παράρτημα Α : Λεπτομέρειες λογισμικού IPP algorithm	-99-
Παράρτημα Β : Αποτελέσματα εξομοίωσης	-106-
Παράρτημα Γ : Πίνακες, γραφικές παραστάσεις	-141-
Βιβλιογραφία	-149-

Πρόλογος

Αδιαμφισβήτητα ο ενεργειακός τομέας διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στην αναπτυξιακή πορεία και αειφορία μιας χώρας.

Η Κύπρος με την ένταξη της στην Ευρωπαϊκή Ένωση το 2004, υιοθέτησε την Ευρωπαϊκή ενεργειακή πολιτική. Έτσι, το κυπριακό ενεργειακό σύστημα διανύει μια περίοδο έντονης δυναμικότητας, με αλλαγές, που επιβάλλουν σημαντικές διαρθρωτικές παρεμβάσεις. Η απελευθέρωση της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, η απόφαση για εισαγωγή και διείσδυση του Φυσικού Αερίου στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας, η προώθηση των ΑΠΕ, καθώς επίσης των σύγχρονων συστημάτων συμπαραγωγής και εξοικονόμησης ενέργειας αποτελούν πλέον τις νέες προκλήσεις για την Κύπρο στον τομέα της ενέργειας.

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι να διερευνηθεί η δυνατότητα διείσδυσης ανεξάρτητων παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα της Κύπρου και να διαφανούν οι προοπτικές ανταγωνισμού σε ένα απελευθερωμένο περιβάλλον, όπως ορίζεται από το σχετικό νομικό πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Η διατριβή αυτή αποτελεί το τελευταίο στάδιο σπουδών στο μεταπτυχιακό πρόγραμμα διοίκησης επιχειρήσεων του ΑΠΚΥ. Αφορά, τόσο την κρατική επιχείρηση (ΑΗΚ) όσο και τους ιδιώτες υποψήφιους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας, ως αναφορά για την μακροπρόθεσμη δραστηριοποίηση τους. Παράλληλα, αποτελεί μια καλή βάση για παρόμοιες μελέτες στο μέλλον.

Αρχικά, επιχειρείται μια εισαγωγική αναδρομή στο ζήτημα της παγκοσμιοποίησης της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, με τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά που την διαφοροποιούν από τις άλλες αγορές.

Στην συνέχεια, αναλύεται συνοπτικά η πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης στον τομέα της ενέργειας, καθώς επίσης και οι σχεδιασμοί για την μελλοντική εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος και την δημιουργία μιας πραγματικά εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η Κύπρος, ως μέλος της Ε.Ε. είναι υποχρεωμένη να εναρμονίζεται πλήρως με την πολιτική αυτή.

Στα κεφάλαια που ακολουθούν, γίνεται μια ανασκόπηση της ενεργειακής αγοράς της Κύπρου, ώστε να ορισθεί η υφιστάμενη κατάσταση και να διαφανούν οι προοπτικές ανταγωνισμού στον τομέα του ηλεκτρισμού. Περιγράφονται η πολιτική, τα γενικά χαρακτηριστικά και οι ιδιαιτερότητες του ενεργειακού συστήματος της Κύπρου, καθώς επίσης το σύστημα παραγωγής (πχ Ηλεκτροπαραγωγοί σταθμοί της ΑΗΚ, Ανεξάρτητοι Παραγωγοί), μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και η μακροπρόθεσμη πρόγνωση μέγιστης συνολικής παραγωγής και ισχύος. Παράλληλα, το νομοθετικό πλαίσιο σε σχέση με το ευρωπαϊκό δίκαιο, οι κανόνες αγοράς, οι κανόνες μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας και η πολιτική για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.

Στην συνέχεια, με βάση τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά και την ενεργειακή πολιτική της Κύπρου, γίνεται αναφορά στα υποψήφια καύσιμα συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής και αντίστοιχα στο κόστος για τους ρύπους, καθώς επίσης στις υποψήφιες συμβατικές και ΑΠΕ τεχνολογίες που περιλαμβάνει σύντομη ανάλυση και διαγράμματα. Επιπρόσθετα, αναλύεται οικονομικά η κάθε επιλεγμένη τεχνολογία με μοντελοποίηση, χρησιμοποιώντας σχετικό λογισμικό που αναπτύχθηκε για την βιομηχανία ηλεκτρισμού και λογισμικό της υπηρεσίας ενέργειας του Υπουργείου Εμπορίου και Βιομηχανίας. Έτσι, μέσω της εξομοίωσης των διαφόρων δεδομένων και παραμέτρων επιτυγχάνεται να εξαχθούν αποτελέσματα με διαγράμματα/γραφικές παραστάσεις, ώστε να καταλήξουμε στο κόστος ανά KWhr για την κάθε τεχνολογία.

Τέλος, γίνεται ανάλυση των αποτελεσμάτων της έρευνας, τα οποία καταδεικνύουν την δυνατότητα ύπαρξης προοπτικών για ανταγωνισμό σε ένα απομονωμένο σύστημα, όπως είναι το ηλεκτρικό σύστημα της Κύπρου.

ΟΡΙΣΜΟΙ ΚΑΙ ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ

EU ETS: European Union Emission Trading Scheme

IEA: International Energy Agency

IPP: Independent Power Producers

LNG: Liquefied Natural Gas

ΑΗΚ: Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου

ΑΠΕ: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

ΔΣΜ: Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς

Ε.Ε. : Ευρωπαϊκή Ένωση

Ε.Κ.Ε.Ε : Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας

Ειδικό Ταμείο: Καθιδρύθηκε σύμφωνα με τις πρόνοιες του Ν.33(Ι)/2003 για την προώθηση των ΑΠΕ και της ΕΞΕ

ΕΞΕ: Εξοικονόμηση ενέργειας

ΕΣΔ : Εθνικό Σχέδιο Δράσης

ΚΑΗ : Κανόνες Αγοράς Ηλεκτρισμού

ΚΜΔ : Κανόνες Μεταφοράς και Διανομής

ΚΟΔΑΠ : Κυπριακός Οργανισμός Διαχείρισης Αποθεμάτων Πετρελαιοειδών

ΡΑΕΚ: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου

ΣΕΔΕ : Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών

ΤΙΠ : Τόνοι Ισοδύναμου Πετρελαίου

ΥΕΒΤ: Υπουργείο Εμπορίου Βιομηχανίας και Τουρισμού

ΥΦΑ : Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο

ΦΠΑ : Φόρος Προστιθέμενης Αξίας

Σύμβολα και μονάδες μέτρησης

W [watt] (βατ), joule [τζάουλ] ανά δευτερόλεπτο (ισχύς)

CO₂ διοξείδιο του άνθρακα

Προθέματα μονάδων μέτρησης SI

m [milli] (μίλι) χιλιοστό 10^{-3}

k [kilo] (κίλο) χίλιο 10^3

M [mega] (μέγκα) μέγα 10^6

G [giga] (γκίκα) γίγα 10^9

T [tera] (τέρα) τέρα 10^{12}

Εισαγωγή

Η παγκόσμια βιομηχανία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας διέρχεται μια θυελλώδη μεταβατική περίοδο. Ο τομέας του ηλεκτρισμού παγκοσμιοποιείται, οι αγορές έχουν ανοίξει, ο ανταγωνισμός γίνεται όλο και πιο σκληρός και καθημερινά νέοι παίχτες, γνωστοί ως ανεξάρτητοι παραγωγοί (IPP-Independent Power Producers), εισέρχονται στο παιχνίδι. Αυτή η προσέγγιση έχει αναπτυχθεί πρόσφατα και ήταν αποτέλεσμα των πιέσεων που άσκησαν οι δυνάμεις της αγοράς αναγκάζοντας τους νομοθέτες να αρχίσουν να αφαιρούν τα εμπόδια τα οποία προστάτευαν τις ηλεκτρικές εταιρείες από τον ανταγωνισμό.

Στα χρόνια που ακολούθησαν τον Β' Παγκόσμιο Πόλεμο, τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας γνώρισαν μια πολύ ταχεία ανάπτυξη. Αυτό, ήταν αποτέλεσμα της συνεχιζόμενης εκβιομηχάνισης, της συγκέντρωσης του πληθυσμού στα μεγάλα αστικά κέντρα και γενικά της ανόδου του βιοτικού επιπέδου.

Την περίοδο αυτή, η παγκόσμια βιομηχανία της ηλεκτρικής ενέργειας χαρακτηριζόταν από δεσπόζουσες θέσεις και μονοπωλιακά καθεστώτα. Οι αυστηρές απαιτήσεις προγραμματισμού, εξαιτίας της απαιτούμενης ισορροπίας ανάμεσα στην παραγωγή και την ζήτηση, η μη υποκατάσταση του αγαθού και το μεγάλο κόστος για την οικονομία, την κοινωνία και την εθνική ασφάλεια. σε περιπτώσεις διακοπών, οδήγησαν στην διασφάλιση αποκλειστικών δικαιωμάτων από τον κρατικό μηχανισμό. Αυτό, έγινε είτε με την εθνικοποίηση των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού είτε με την καθιέρωση ρυθμιστικών παρεμβάσεων. Σχεδόν σε όλες οι χώρες, οι ηλεκτρικές εταιρείες λειτουργούσαν εντός ενός θεσμικού πλαισίου, με βάση το οποίο είχαν την απόλυτη ευθύνη της παραγωγής, μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα, θεσμοθετήθηκε η υποχρέωση των επιχειρήσεων αυτών να προσφέρουν απρόσκοπτα και χωρίς διακρίσεις ηλεκτρική ενέργεια σε εύλογες τιμές, δηλαδή ανάληψη μια μορφής υποχρεώσεων δημόσιας υπηρεσίας, ανεξάρτητα του ιδιοκτησιακού τους καθεστώτος που είχαν.

Τα πρώτα σημάδια μεταβολής του μονοπωλιακού κλίματος και αναθεώρησης των ρυθμιστικών κανόνων που ίσχυαν μέχρι τότε, στον τομέα του ηλεκτρισμού, εμφανίστηκαν στις αρχές της δεκαετίας του 1970. Σε αυτό, συνέβαλαν οι ενεργειακές κρίσεις, η αμφισβήτηση της σκοπιμότητας της επέκτασης της χρήσης πυρηνικής ενέργειας και η παράλληλη ανάπτυξη ισχυρών περιβαλλοντικών κινημάτων. Από την άλλη, οι απαιτήσεις για

ορθολογικότερη διαχείριση, για βελτίωση της ποιότητας των παρεχόμενων υπηρεσιών και η ανάγκη για αύξηση της παραγωγικότητας με στόχο την βελτίωση της ανταγωνιστικότητας σε διεθνές επίπεδο, δημιούργησαν την αντίληψη ότι είναι αναγκαία η απελευθέρωση του τομέα από την κρατική παρέμβαση. Επιπλέον, υπήρχαν τα παραδείγματα της οικονομικής ανάπτυξης από την απελευθέρωση των αγορών στις τηλεπικοινωνίες, στις αερομεταφορές και στο φυσικό αέριο με τα πλεονεκτήματα που συνεπάγονταν.

Η τάση αυτή ενισχύθηκε από μια σειρά άλλων παραγόντων. Οι τεχνολογικές εξελίξεις στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής επιτρέπουν πλέον την εγκατάσταση από ιδιώτες σχετικά φθηνών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με υψηλή χρηματοοικονομική απόδοση. Παράλληλα, οι εξελίξεις στην τεχνολογία των υπολογιστών κατέστησε εφικτό τον ανταγωνισμό στην αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας σε πραγματικό χρόνο.

Οι πρώτες αλλαγές ξεκίνησαν στις αρχές της δεκαετίας του 1970 στις ΗΠΑ και στόχευαν στην αναθεώρηση μιας σειράς ρυθμιστικών κανόνων λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Η πρώτη χώρα που απελευθέρωσε την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και προχώρησε σε ιδιωτικοποιήσεις, ήταν η Χιλή το 1982. Ακολούθησαν το 1990 η Αγγλία-Ουαλία Η απελευθέρωση συνεχίστηκε το 1991 στην Νορβηγία, στις χώρες της Ωκεανίας (Αυστραλία 1991, Νέα Ζηλανδία 1994). Το παράδειγμα της Χιλής, στην Νότια Αμερική, ακολούθησαν η Αργεντινή το 1992, το Περού την επόμενη χρονιά και η Κολομβία το 1994. Η απελευθέρωση της αγοράς στην Νορβηγία οδήγησε στον σχηματισμό της πρώτης διεθνούς αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της NordPool. Αρχικά, ενοποιήθηκαν οι αγορές της Νορβηγίας και Σουηδίας και στην συνέχεια εισήλθαν η Δανία και η Φιλανδία. Παρόμοιες μεταρρυθμίσεις στις ΗΠΑ άρχισαν να εφαρμόζονται το 1998, πρώτα με την διασύνδεση PJM και έπειτα με την αγορά της Καλιφόρνια. Σήμερα, το φαινόμενο παρατηρείται στις περισσότερες χώρες του κόσμου.

Στην Ευρωπαϊκή Ένωση, η επιτροπή άρχισε από το 1986 να μελετά και να προτείνει μεταρρυθμίσεις με στόχο την δημιουργία μιας ενιαίας Ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρισμού. Η απελευθέρωση της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας υλοποιείται σταδιακά σε ολόκληρη την Κοινότητα από το 1999. Ο ρυθμός της απελευθέρωσης ποικίλει από χώρα σε χώρα.

Εν τωιαύτη περιπτώσει, η ανάπτυξη αγορών ηλεκτρικής ενέργειας βασίζεται στην προϋπόθεση ότι η ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να αντιμετωπιστεί ως προϊόν. Η αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας και ο ηλεκτρισμός σαν αγαθό εμπεριέχουν κάποια ιδιαίτερα χαρακτηριστικά τα οποία τα διαφοροποιούν σε σχέση με άλλες αγορές. Αυτά τα χαρακτηριστικά, έχουν βαθιά επίδραση στην οργάνωση και τους κανόνες των αγορών της ηλεκτρικής ενέργειας.

1. Σαν αγαθό, δεν υπάρχει υποκατάστατο του ηλεκτρισμού, κατά συνέπεια οι διακοπές του ηλεκτρικού ρεύματος συνιστούν μεγάλο κόστος για την οικονομία, την κοινωνία και την εθνική ασφάλεια.
2. Η φύση της ηλεκτρικής ενέργειας συνδέεται με ένα σύστημα ισχύος που λειτουργεί πολύ γρηγορότερα από οποιαδήποτε αγορά. Απαιτεί διαρκή ισορροπία μεταξύ της παραγωγής (προσφοράς) και της κατανάλωσης (ζήτησης), ώστε κάθε χρονική στιγμή να παράγεται όση ενέργεια καταναλώνεται. Σε αντίθετη περίπτωση, το ηλεκτρικό σύστημα οδηγείται σε αστάθεια και πιθανή κατάρρευση.
3. Η ζήτηση πραγματικής και άεργους ισχύος μεταβάλλεται εντός ευρέων ορίων τόσο σε ημερήσιο όσο και εποχιακό κύκλο. Δεδομένου, ότι δεν μπορεί να αποθηκευτεί σε μεγάλες ποσότητες υπό ένα εύλογο κόστος, συνεπάγεται ότι δεν υπάρχει η δυνατότητα αυτόματης αναπλήρωσης σε πραγματικό χρόνο πρόσθετου δυναμικού. Συνεπώς, απαιτείται η τήρηση σημαντικών περιθωρίων εφεδρικής ισχύος προκειμένου να υπάρχει δυνατότητα κάλυψης του κυμαινόμενου φορτίου. Αποθήκευση, είναι εφικτή μόνο με έμμεσο τρόπο, όπως π.χ. ταμιευτήρες νερού και υδραντλητικούς σταθμούς.
4. Η ασφαλής, αδιάλειπτη και οικονομική παραγωγή, μεταφορά και διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι ένα πολυσύνθετο τεχνικό και οικονομικό πρόβλημα, το οποίο απαιτεί αρκετούς υπολογισμούς και συνεχή προσαρμογή, καθώς οι σημαντικές παράμετροι όπως είναι η ζήτηση του φορτίου και η παραγωγική δυνατότητα των μονάδων μεταβάλλονται συνεχώς.
5. Η ηλεκτρική ενέργεια είναι ομογενές προϊόν, πρέπει δηλαδή να έχει τα ίδια ποιοτικά χαρακτηριστικά (τάση και συχνότητα), ανεξάρτητα παραγωγού. Έτσι, ο ανταγωνισμός των παραγωγών περιορίζεται στο επίπεδο των τιμών της προσφερόμενης ενέργειας χωρίς να συνυπάρχουν κριτήρια ποιότητας.

6. Επειδή η ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να παραχθεί με την χρήση ποικίλων τεχνολογιών και πρώτων υλών υπάρχουν διαφοροποιήσεις στην τεχνική υποδομή και την οικονομική διάρθρωση της κάθε μονάδας παραγωγής.

7. Η μεταφορά και διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται μέσω σταθερών δικτύων.

Συνεπώς, η ηλεκτρική ενέργεια δεν μπορεί να κυκλοφορήσει στο εμπόριο μέσω μιας μη ελεγχόμενης αγοράς, γιατί πρακτικά δεν θα διασφαλιζόταν η αξιοπιστία του συστήματος. Απαιτεί την ύπαρξη ενός μηχανισμού για την εξισορρόπηση μεταξύ φορτίου και παραγωγής.

Κεφάλαιο 1

Η αγορά ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση

1.1 Ενεργειακή πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης

Η Ευρωπαϊκή Ένωση, με την στρατηγική της Λισαβόνας, έχει θέσει ως στόχο να καταστήσει την οικονομία της την πλέον δυναμική και ανταγωνιστική στον κόσμο. Η πολιτική αυτή θα εδράζεται σε εκείνη την γνώση που έχει την ικανότητα να παράγει αιεφόρο οικονομική ανάπτυξη, με περισσότερες και καλύτερες θέσεις εργασίας, κοινωνική συνοχή και σεβασμό στο περιβάλλον.

Ο πιο πάνω στόχος σε σχέση με την ενέργεια αποτελεί πραγματική πρόκληση για την Ευρώπη. Αν η Ε.Ε. ακολουθούσε την ισχύουσα ενεργειακή πολιτική, η εξάρτηση της από τις εισαγωγές ενέργειας μέχρι το 2030 θα έφθανε από το 50% που είναι σήμερα στο 65% του συνόλου της κατανάλωσης ενέργειας. Αυτό, θα οδηγούσε σε αύξηση κατά 5% των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα στην Ε.Ε. συμβάλλοντας στο φαινόμενο του θερμοκηπίου και στην αύξηση της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη. Επιπλέον, η μη ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς ενέργειας εμποδίζει τους πολίτες και την οικονομία της Ε.Ε. να αξιοποιήσουν πλήρως τα οφέλη από την απελευθέρωση του τομέα της ενέργειας.

Έχοντας υπόψη την πιο πάνω κατάσταση οι ηγέτες της Ε.Ε συμφώνησαν τον Μάρτιο του 2007 ότι έφθασε η ώρα για μια κοινή ολοκληρωμένη ενεργειακή και περιβαλλοντική πολιτική, βάση στόχων, ώστε να μειωθεί η χρήση και η εξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα, να εξοικονομηθεί ενέργεια και να αναπτυχθούν εναλλακτικές λύσεις. Τις συνέπειες και τις προκλήσεις της κλιματικής αλλαγής, της αύξησης της εξάρτησης από τις εισαγωγές και των υψηλότερων τιμών ενέργειας τις αντιμετωπίζουν όλα τα μέλη της Ε.Ε. Η ανάγκη για δράση και χάραξη κοινής ενεργειακής πολιτικής θεωρήθηκε επιβεβλημένη.

Έτσι, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή και το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο στο Ενεργειακό πακέτο είχαν προτείνει μια ολοκληρωμένη δέσμη μέτρων για την χάραξη νέας Ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής σχετικά με την ενέργεια και τις κλιματικές αλλαγές. Η ενέργεια ευθύνεται για το 80% των πάσης φύσεως εκπομπών αερίων θερμοκηπίου στην Ε.Ε, στις οποίες οφείλεται η κλιματική αλλαγή και η ατμοσφαιρική ρύπανση. Η Ε.Ε για την αντιμετώπιση του

προβλήματος αυτού έχει δεσμευτεί να μειώσει τις εκπομπές των θερμοκηπιακών αερίων σε επίπεδο που θα μπορούσε να περιορίσει την αύξηση της θερμοκρασίας του πλανήτη στους 2 βαθμούς Κελσίου σε σύγκριση με τα επίπεδα που επικρατούσαν πριν από την βιομηχανική επανάσταση. Επιδιώκεται λοιπόν, ένα πιο αειφόρο ενεργειακό σύστημα το οποίο θα βασίζεται σε διαφοροποιημένες και αυξημένης ενεργειακής απόδοσης πηγές και μορφές ενέργειας. Με βάση αυτό, έχουν τεθεί στόχοι όπως η αύξηση χρήσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο 20% μέχρι το 2020 και ο σχεδιασμός και η χρήση μονάδων ηλεκτροπαραγωγής μηδενικών ρύπων. Εννοείται ότι, για την επίτευξη αυτών των στόχων χρειάζεται συνεχής έρευνα και ανάπτυξη ώστε να δημιουργηθούν οικολογικές και οικονομικά αποδοτικές τεχνολογίες.

Παράλληλα, προτείνονται μέτρα ώστε να διασφαλιστεί η ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού και να περιοριστεί η εξάρτηση της ΕΕ από τους εισαγόμενους υδρογονάνθρακες. Η Ευρώπη εξαρτάται όλο και περισσότερο από τις εισαγωγές υδρογονανθράκων, οι οποίες θα αυξηθούν, όπως προαναφέρθηκε από 50 % της συνολικής ενεργειακής κατανάλωσης σήμερα σε 65% το 2030. Η εξάρτηση από τις εισαγωγές φυσικού αερίου προβλέπεται να αυξηθεί από 57% σε 84% και του πετρελαίου από 82% σε 93%. Αυτά, σε συνδυασμό με (1) την αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ε.Ε. κατά 1.7% περίπου ετησίως, (2) την παγκόσμια αύξηση της ζήτησης πετρελαίου κατά 41% μέχρι το 2030, (2) την αβέβαιη βούληση των κυριότερων παραγωγών πετρελαίου και φυσικού αερίου και (3) την απουσία μηχανισμών για την διασφάλιση της ενεργειακής αλληλεγγύης ανάμεσα στα κράτη μέλη σε περίπτωση ενεργειακής κρίσης, συνεπάγονται πολιτικούς και οικονομικούς κινδύνους για το οικοδόμημα της Ε.Ε.

Επιπρόσθετα, προτείνονται μέτρα ώστε να προωθηθεί η ανταγωνιστικότητα των ευρωπαϊκών ενεργειακών βιομηχανιών για την εξασφάλιση φτηνής ενέργειας για τους καταναλωτές. Η Ε.Ε. υφίσταται όλο και περισσότερο τις συνέπειες της διακύμανσης και τις αύξησης των τιμών στις διεθνείς ενεργειακές αγορές, καθώς και τις συνέπειες της σταδιακής συγκέντρωσης των αποθεμάτων των υδρογονανθράκων σε λίγους φορείς. Το σωστό πολιτικό και θεσμικό πλαίσιο θα μπορούσε να συμβάλει στην επικράτηση ανταγωνιστικών ενεργειακών τιμών, στην εξοικονόμηση της ενέργειας και στην πραγματοποίηση περισσότερων επενδύσεων.

Η δέσμη μέτρων που πρότεινε η Ε.Ε. αποσκοπεί στην παροχή λύσεων στις πιο πάνω προκλήσεις με βάση τρεις κεντρικούς άξονες:

(1) Δημιουργία μιας πραγματικής εσωτερικής αγοράς ενέργειας. Στόχος είναι να δοθεί στους ευρωπαίους χρήστες ενέργειας, πολίτες και επιχειρήσεις η δυνατότητα επιλογής και να δρομολογηθούν οι τεράστιες επενδύσεις που απαιτούνται στον τομέα αυτό. Η ενιαία αγορά μπορεί να συμβάλει στην ανταγωνιστικότητα που θα μειώσει το κόστος για τους πολίτες και τις εταιρείες και θα τονώσει την ενεργειακή απόδοση και τις επενδύσεις. Επίσης, στην αειφορία μέσω της αποτελεσματικής εφαρμογής των οικονομικών μέσων, συμπεριλαμβανομένης της σωστής λειτουργίας του μηχανισμού εμπορίας εκπομπών ρύπων. Επιπλέον, μπορεί να συμβάλει στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού. Ο πραγματικός διαχωρισμός των δικτύων από τα ανταγωνιστικά τμήματα των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου συνεπάγεται κίνητρο για τις εταιρείες να επενδύσουν σε νέες υποδομές, δίκτυα διασύνδεσης, και νέες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με αποτέλεσμα να αποφεύγονται οι διακοπές στην παροχή ενέργειας και η άσκοπη έκρηξη τιμών.

(2) Μετάβαση σε μορφές ενέργειας με χαμηλές εκπομπές άνθρακα. Η Επιτροπή με στόχο την διατήρηση της ηγετικής θέσης της ΕΕ, σε παγκόσμιο επίπεδο, στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας προτείνει ως υποχρεωτικό στόχο μέχρι το 2020 το 20% της συνολικής σύνθεσης των ενεργειακών πηγών να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές. Αυτό, συνεπάγεται μαζική ανάπτυξη των τριών τομέων ανανεώσιμης ενέργειας: ηλεκτρισμού, βιοκαυσίμων, θέρμανσης και ψύξης. Η έρευνα αποτελεί κρίσιμο στοιχείο για την επίτευξη των στόχων αυτών και ως εκ τούτου η ΕΕ προάθεται να αυξήσει κατά 50% τις ετήσιες δαπάνες για την έρευνα στον τομέα της ενέργειας. Επί του παρόντος, η ηλεκτροπαραγωγή από πυρηνική ενέργεια στην Ε.Ε. αντιστοιχεί στο 14% της κατανάλωσης ενέργειας και στο 30% της ηλεκτρικής ενέργειας. Στις προτάσεις της η ΕΕ αφήνει ανοικτό το θέμα στα κράτη μέλη να αποφασίσουν κατά πόσο θα συνεχίσουν βασίζονται στην πυρηνική ηλεκτροπαραγωγή. Σε περίπτωση μείωσης της εξάρτησης, συνιστά όπως αυτό αντισταθμίζεται με την εισαγωγή άλλων ενεργειακών πηγών με χαμηλές εκπομπές ρύπων.

(3) Ανάπτυξη της ενεργειακής απόδοσης. Η Ε.Ε. επαναλαμβάνει τον στόχο για εξοικονόμηση του 20% της συνολικής πρωτογενούς ενέργειας μέχρι το 2020. Εάν επιτευχθεί αυτό, θα σημαίνει 13% περίπου λιγότερη ενέργεια, εξοικονομώντας 100 δις Ευρώ και περίπου 780 τόνους άνθρακα. Η Ε.Ε. προτείνει να επιταχυνθεί η προώθηση χρήσης πιο αποδοτικών οχημάτων, αυστηρότερες προδιαγραφές και σήμανση στις συσκευές, καλύτερη

ενεργειακή απόδοση στα υπάρχοντα κτίρια, βελτίωση της απόδοσης της θέρμανσης καθώς και της παραγωγής, μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο πακέτο αναφέρεται ότι, οι προτάσεις που στρέφονται γύρω από τους τρεις άξονες θα πρέπει να υποστηρίζονται από μια συνεκτική και αξιόπιστη εξωτερική πολιτική. Με βάση το νέο πακέτο απαιτούνται επείγοντως συγκεκριμένες ενέργειες. Η έρευνα στον κλάδο της ενέργειας, η στρατηγική ανασκόπηση και το σχέδιο δράσης αποτελούν την βάση της προτεινόμενης νέας κοινής ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής.

Συνεπώς, το ενεργειακό σύστημα της Ευρώπης για να στραφεί προς την ασφάλεια και την αειφορία θα πρέπει να σημειώσει πρόοδο σε τέσσερα βασικά μέτωπα:

- (1) Την αποδοτική μετατροπή και χρήση της ενέργειας σε συνδυασμό με φθίνουσα ένταση ενέργειας.
- (2) Την διαφοροποίηση του ενεργειακού μίγματος, ώστε να προαχθούν οι ανανεώσιμες πηγές και οι τεχνολογίες χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, οι οποίες αφορούν την ηλεκτροπαραγωγή, τη θέρμανση και την ψύξη.
- (3) Στην στροφή σε εναλλακτικά καύσιμα για τον περιορισμό των εκπομπών του άνθρακα στο σύστημα μεταφορών.
- (3) Την πλήρη ελευθέρωση και διασύνδεση των ενεργειακών συστημάτων.

1.2 Το μελλοντικό Ευρωπαϊκό ενεργειακό σύστημα

Ο μακροπρόθεσμος στόχος της ΕΕ στον τομέα της ενέργειας είναι η μετατροπή του υφιστάμενου ενεργειακού συστήματος, το οποίο εξαρτάται από τα ορυκτά καύσιμα, σε ένα πιο αειφόρο ενεργειακό σύστημα. Το σύστημα αυτό, θα πρέπει να βασίζεται σε διαφοροποιημένες και αυξημένης ενεργειακής απόδοσης πηγές και φορείς ενέργειας με σκοπό της αντιμετώπισης των πιεστικών προκλήσεων που θέτουν η ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού και η αλλαγή του κλίματος και θα υποβλήσει στην αύξηση της ανταγωνιστικότητας των ευρωπαϊκών ενεργειακών βιομηχανιών.

Σήμερα, το πετρέλαιο κατέχει δεσπόζουσα θέση αφού χρησιμοποιείται ευρέως στον βιομηχανικό και οικιστικό τομέα καθώς επίσης, και στις μεταφορές. Το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται σε όλους τους τομείς και επιπλέον στην ηλεκτροπαραγωγή πέραν του άνθρακα και της πυρηνικής ενέργειας.

Με βάση το φιλόδοξο σενάριο του ενεργειακού πακέτου της ΕΕ, στο αναμενόμενο ενεργειακό σύστημα, για το 2020, το φυσικό αέριο θα είναι πρωταγωνιστής σε όλους τους τομείς. Η χρήση του πετρελαίου αναμένεται ότι θα περιοριστεί στην κάλυψη μερικών αναγκών του τομέα των μεταφορών. Μέρος του φυσικού αερίου θα αναμορφώνεται και θα παράγεται υδρογόνο φιλικό προς το περιβάλλον το οποίο δεν εκλύει οποιεσδήποτε βλαβερές εκπομπές. Την περίοδο αυτή, αρχίζουν να δημιουργούνται οι πρώτες κοινότητες παραγωγής πράσινου υδρογόνου από συστήματα ανανεώσιμων πηγών διασπαρμένης παραγωγής. Τα πρώτα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής υδρογόνου θα βρίσκονται πλέον σε εμπορική βάση και θα καλύπτουν μέρος της ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια με μηδενικές εκπομπές ρύπων και διοξειδίου του άνθρακα. Μέχρι το 2020 αναμένεται να επιτευχθεί και ο στόχος για διεύρυνση κατά 20% των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ενεργειακή αγορά χάρη στην αύξηση του ποσοστού του χαμηλού κόστους ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (συμπεριλαμβανομένου της αιολικής ενέργειας ανοικτής θάλασσας και των βιοκαυσίμων δεύτερης γενεάς).

Μέχρι το 2030, το ηλεκτρικό ρεύμα και η θέρμανση θα χρειαστεί να παράγονται όλο και περισσότερο από πηγές με χαμηλές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Επίσης, από μεγάλους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με ορυκτά καύσιμα και σχεδόν μηδενικές εκπομπές με δέσμευση και αποθήκευση του διοξειδίου του άνθρακα. Επίσης, αναμένεται ότι στις μεταφορές θα παρατηρηθεί ευρεία διαφοροποίηση και χρησιμοποίηση βιοκαυσίμων δεύτερης γενεάς και κυψελών υδρογόνου.

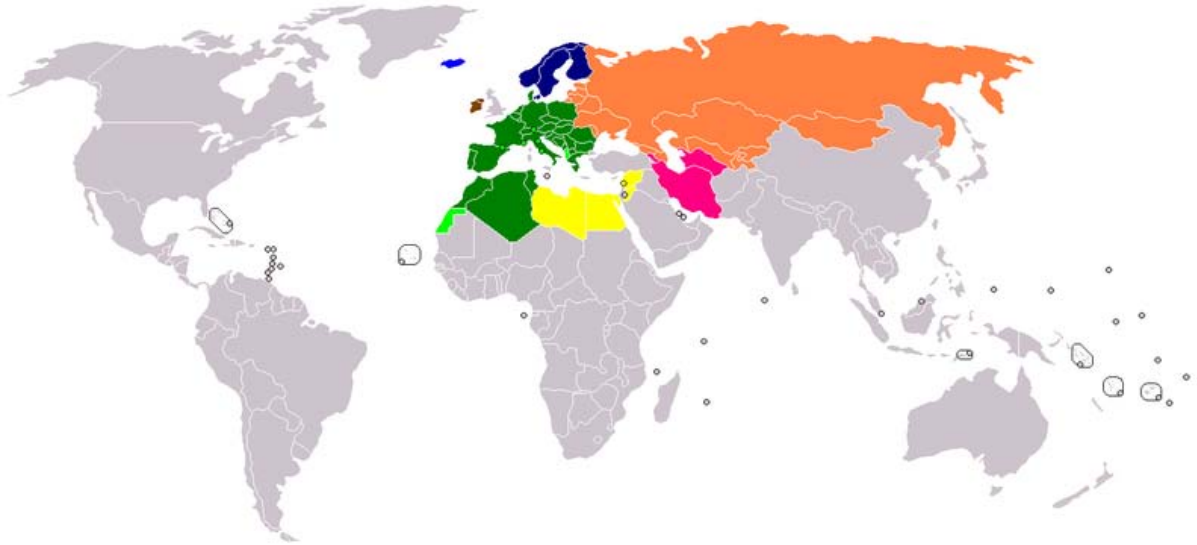
Το έτος 2040 το πετρέλαιο δεν θα χρησιμοποιείται πλέον, η χρήση του υδρογόνου θα γίνεται σε μεγάλη κλίμακα, θα παράγεται είτε με αναμόρφωση του φυσικού αερίου, είτε από αεριοποίηση του άνθρακα, είτε από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας όπως φωτοβολταϊκά συστήματα και ανεμογεννήτριες. Έτσι, η Ε.Ε. θα έχει πλέον μετατρέψει την οικονομία της σε οικονομία του υδρογόνου.

Από το 2050 και μετά, θα πρέπει να έχει ολοκληρωθεί μια υποδειγματική μεταστροφή στον τρόπο που με τον οποίο παράγεται, διανέμεται και χρησιμοποιείται η ενέργεια. Επίσης, το συνολικό ενεργειακό μίγμα θα περιλαμβάνει ανανεώσιμες πηγές, αειφόρο άνθρακα και αέριο υδρογόνο και ηλεκτροπαραγωγή για όσα κράτη μέλη το επιθυμούν από σχάση τέταρτης γενεάς και ενέργεια σύντηξης.

1.3 Το ηλεκτρικό σύστημα της Ευρώπης και η μελλοντική του διαμόρφωση

Το ηλεκτρικό σύστημα της ηπειρωτικής Ευρώπης, είναι το μεγαλύτερο συγχρονισμένο δίκτυο στον κόσμο. Προμηθεύει με ηλεκτρική ενέργεια πέραν των 400 εκατομμυρίων πελατών σε 24 χώρες, οι περισσότερες μέλη της Ε.Ε.

Εικόνα 1 : Συγχρονισμένα δίκτυα στην Ηπειρωτική Ευρώπη και Ευρασία.

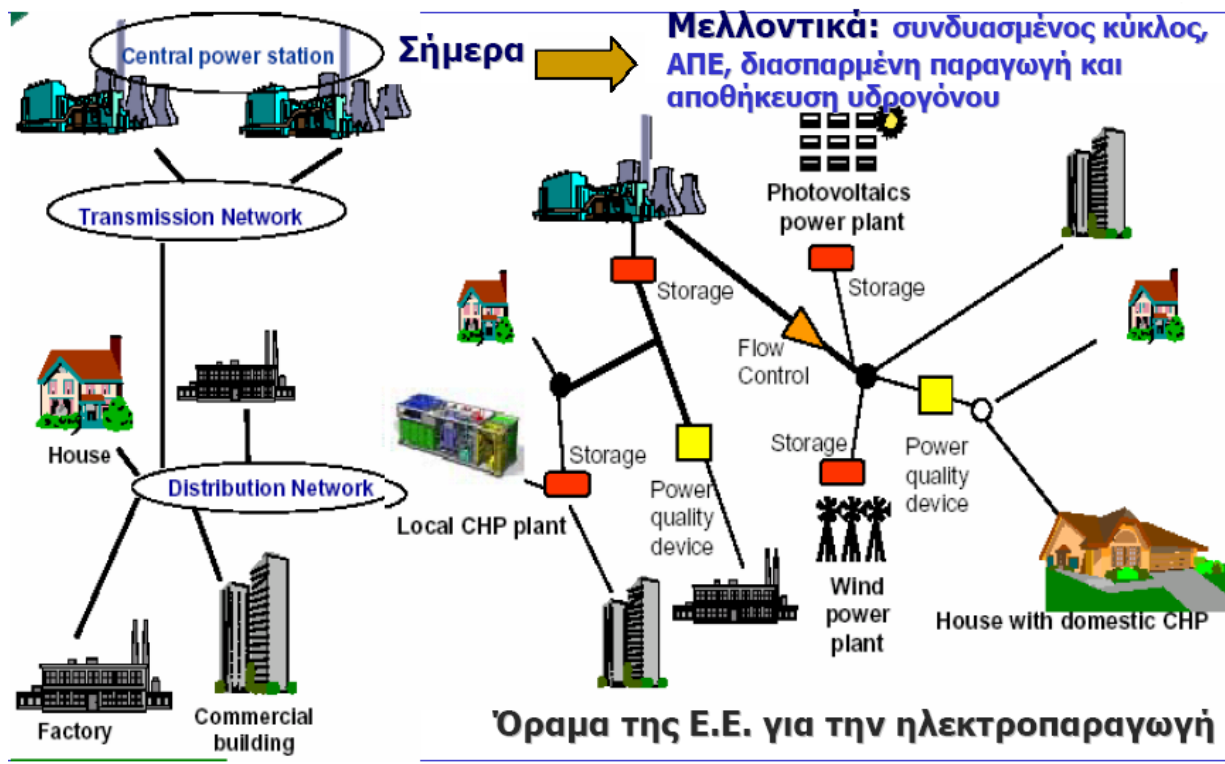


Καλύπτει το σύνολο των χωρών που ανήκουν στον οργανισμό ENTSO-E (European Network of transmission System Operators for Electricity- Ευρωπαϊκό δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς). Ο οργανισμός ENTSO-E ιδρύθηκε το 2008 και άρχισε να λειτουργεί το 2009 μέσα στα πλαίσια μιας ενιαίας εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη. Περιλαμβάνει, τους 42 διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς των έξι πρώην περιφερειακών οργανισμών (ETSO, ATSOI, UKTSOA, NORDEL, UCTE και BALTSO) και αποτελεί μετεξέλιξη του πρώτου.

Οι χώρες που είναι συγχρονισμένες στο δίκτυο είναι η Αυστρία, το Βέλγιο, η Βοσνία Ερζεγοβίνη, η Βουλγαρία, η Κροατία, η Τσεχία, η Δανία, η Γαλλία, η Γερμανία, η Ελλάδα, η Ουγγαρία, η Ιταλία, το Λουξεμβούργο, το Μαυροβούνιο, η ΠΓΔΜ, η Ολλανδία, η Πολωνία, η Πορτογαλία, η Ρουμανία, η Σερβία, η Σλοβακία, η Σλοβενία, η Ισπανία, και η Ελβετία, καθώς επίσης και άλλες γειτονικές χώρες μη μέλη του οργανισμού η Αλβανία, η Ουκρανία, το Μαρόκο, η Αλγερία, και η Τυνησία. Στο μέλλον σχεδιάζεται περαιτέρω επέκταση του δικτύου με τον συγχρονισμό της Τουρκίας, Αιγύπτου, Ιορδανίας, Συρίας και του Λιβάνου.

Η ΕΕ έχει θέσει μακροπρόθεσμους στόχους για το ηλεκτρικό σύστημα, όπως φαίνεται στο σχεδιάγραμμα 1.

Σχεδιάγραμμα 1 : Όραμα της Ε.Ε. για την ηλεκτροπαραγωγή.



(Πηγή: Α. Πουλλικκάς, Introduction to power generation technologies, New York, 2009)

Αριστερά, είναι ο σημερινός τρόπος ηλεκτροπαραγωγής, μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας. Ο ηλεκτρισμός παράγεται σε μεγάλους κεντρικούς σταθμούς και μεταφέρεται στον καταναλωτή μέσω του συστήματος μεταφοράς και τους σταθμούς συστήματος διανομής.

Το μελλοντικό σύστημα, αναμένεται να συνδυάζει, εκτός από την ασφάλεια της προμήθειας της ηλεκτρικής ενέργειας, περιβαλλοντικούς και οικονομικούς παράγοντες. Θα πρέπει να αποτελείται από κεντρικούς ηλεκτροπαραγωγούς σταθμούς με καθαρές και φιλικές προς το περιβάλλον τεχνολογίες που θα παράγουν το βασικό φορτίο. Παράλληλα, στο σύστημα θα είναι ενσωματωμένα σε μεγάλη κλίμακα συστήματα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όπως αιολικά και φωτοβολταϊκά και συστήματα διάσπαρτης παραγωγής. Επίσης, αναμένεται να

αναπτυχθούν μηχανισμοί αποθήκευσης, όπως είναι η παραγωγή και η αποθήκευση υδρογόνου και η χρήση του για ηλεκτροπαραγωγή όταν χρειάζεται.

2.4 Το διακρατικό πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης-κοινοτικό δίκαιο σχετικά με τους κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

2.4.1 ιστορική αναδρομή

Ήδη από την δεκαετία του 90 συντελείται σταδιακή απελευθέρωση του ενεργειακού τομέα από την εθνική κρατική προστασία στο σύνολο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, σύμφωνα με τις κατευθύνσεις της συνθήκης του Μάαστριχ για ελεύθερη κίνηση κεφαλαίου, εργασίας και εμπορευμάτων. Η κατεύθυνση αυτή, εντάσσεται στο στρατηγικό σχεδιασμό σύμφωνα με τις διακηρύξεις της Λισσαβόνας που αποσκοπεί στην αναδιάρθρωση των κρατών μελών της ΕΕ, στοχεύοντας στην μετατροπή της ΕΕ σαν την πιο ανταγωνιστική οικονομία στον κόσμο.

Η προοδευτική μετάβαση από μια κατάσταση ιδιαίτερα περιορισμένου ανταγωνισμού σε συνθήκες πραγματικού ανταγωνισμού σε ευρωπαϊκό επίπεδο, έπρεπε να γίνει με όρους που να είναι αποδεκτοί από οικονομική άποψη, λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες της βιομηχανίας ηλεκτρικής ενέργειας.

Με στόχο την θέσπιση κοινών κανόνων λειτουργίας της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή προώθησε εντός του πλαισίου της εσωτερικής αγοράς ενέργειας το 1992 στο Συμβούλιο, τις οδηγίες του Ηλεκτρισμού και του Φυσικού αερίου.

Το πρώτο μεγάλο βήμα για την αναδιάρθρωση και τη δημιουργία μιας ενιαίας εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας έγινε με την ψήφιση της οδηγίας 96/92/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 19ης Δεκεμβρίου 1996. Με την οδηγία αυτή ορίστηκαν οι κοινοί κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας θεσπίζοντας τις αρχές βάσει των οποίων θα πραγματοποιείτο το άνοιγμα στον ανταγωνισμό του ευρωπαϊκού τομέα ηλεκτρικής ενέργειας. Με βάση την οδηγία αυτή, καταργήθηκαν τα αποκλειστικά δικαιώματα κατασκευής και λειτουργίας σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και προβλέφθηκε η διαδικασία χορήγησης σχετικών αδειών σε ιδιώτες επενδυτές. Παράλληλα, προβλέφθηκε η δημιουργία φορέων διαχείρισης των εθνικών συστημάτων μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας, διαφορετικών από τα κρατικά μονοπώλια που ασκούσαν ουσιαστικά τη διαχείριση την προηγούμενη περίοδο.

Ακολούθησε η Οδηγία 2001/77/ΕΚ, με την οποία προβλέφθηκε η κρατική ενίσχυση των ιδιωτικών επενδύσεων στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και ο καθορισμός εθνικών ενδεικτικών στόχων αύξησης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ. Μεταξύ άλλων η Οδηγία προέβλεπε την παραγωγή σε ποσοστό 6% της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ μέχρι το 2010. Με την απόφαση των αρχηγών κρατών των Ευρωπαϊκών χωρών (Εαρινό Ευρωπαϊκό Συμβούλιο Αρχηγών Κρατών) για χάραξη μιας ενιαίας "Ενεργειακή Πολιτικής για την Ευρώπη", το Μάρτιο του 2007 όμως, αποφασίστηκε μεταξύ άλλων και η αύξηση του ποσοστού διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα στο επίπεδο του 20% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας της Ε.Ε. έως το 2020.

Όσον αφορά στον ηλεκτρισμό, η εξέλιξη της αγοράς, οι δυσκολίες οι οποίες επισημάνθηκαν στις συγκριτικές εκθέσεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, καθώς επίσης και οι επιλογές που έκαναν τα κράτη μέλη, οδήγησαν στην τροποποίηση και αντικατάσταση της πρώτης οδηγίας (96/92/ΕΚ) με τη νέα οδηγία (2003/54/ΕΚ) η οποία υιοθετήθηκε τον Ιούνιο 2003 επιταχύνοντας τη διαδικασία της απελευθέρωσης της αγοράς. Με βάση την νέα οδηγία η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας επεκτεινόταν αρχικά σε όλους τους μη οικιακούς καταναλωτές μέχρι τον Ιούλιο 2004, με πλήρη διεύρυνση στο σύνολο των καταναλωτών τον Ιούλιο του 2007. Αυτή η ημερομηνία, ήταν τελική και υποχρεωτική για όλες τις χώρες μέλη της Ε.Ε. που δεν είχαν προχωρήσει ακόμη στην απελευθέρωση σε επίπεδο οικιακών καταναλωτών. Στην νέα οδηγία περιλαμβάνονταν μέτρα για το νομικό διαχωρισμό της διαχείρισης των δικτύων μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας από τις δραστηριότητες παραγωγής και προμήθειας. Παράλληλα, ενίσχυαν το ρόλο των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας των κρατών μελών, καθώς επίσης και τις υπηρεσίες κοινής ωφέλειας ιδιαίτερα για τους ευάλωτους καταναλωτές, απαιτώντας τη δημοσίευση των χρεώσεων για τα δίκτυα και καθιερώνοντας μέτρα για την ασφάλεια του εφοδιασμού.

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή, μετά την υιοθέτηση των Οδηγιών για την ενέργεια παρακολουθεί στενά την αγορά και καταρτίζει συγκριτικές εκθέσεις (Electricity benchmarking reports) και (Gas benchmarking reports), μέσω των οποίων εντοπίζει πιθανά εμπόδια και δυσλειτουργίες της αγοράς.

Η Οδηγία (2003/54/ΕΚ) συνοδεύτηκε από τον Κανονισμό (1228/2003) ο οποίος αποτελούσε αξιοσημείωτη εξέλιξη. Με βάση αυτόν καθορίστηκαν κοινοί κανόνες σχετικά με το διασυνοριακό εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας. Στόχος του κανονισμού ήταν η αντιμετώπιση

ορισμένων εμποδίων στην ενοποίηση της ευρωπαϊκής καπιταλιστικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, μέσω εναρμονισμένων τιμολογίων πρόσβασης στα δίκτυα και ενιαίων διαδικασιών αντιμετώπισης των προβλημάτων συμφόρησης στα δίκτυα στις διασυνοριακές ανταλλαγές. Οι κατευθυντήριες γραμμές για εφαρμογή του κανονισμού αναφορικά με την αποζημίωση των διαχειριστών των δικτύων τα οποία υφίστανται διαμετακομίσεις ηλεκτρικής ενέργειας, την εναρμόνιση των εθνικών χρεώσεων για τα δίκτυα μεταφοράς και την κατανομή του δυναμικού των διασυνδέσεων, θεσπίστηκαν μέσω της διαδικασίας που προνοείται από τον κανονισμό.

Ωστόσο, το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο εκτιμώντας τα αποτελέσματα της Οδηγίας 2003/54/EK κατέληξε σε σημαντικά ευρήματα (1) ότι υπάρχουν ακόμη εμπόδια στην πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στην Κοινότητα ισότιμα και χωρίς διακρίσεις ή μειονεκτήματα. Συγκεκριμένα, δεν παρέχεται ακόμη πρόσβαση στο δίκτυο χωρίς διακρίσεις και με εξίσου αποτελεσματική ρυθμιστική εποπτεία σε όλα τα κράτη μέλη. (2) Οι κανόνες νομικού και λειτουργικού διαχωρισμού που προβλέπονται στην οδηγία 2003/54/EK δεν οδήγησαν σε αποτελεσματικό διαχωρισμό των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς. (3) Η οδηγία 2003/54/EK επέβαλε στα κράτη μέλη την υποχρέωση να συστήσουν ρυθμιστικούς φορείς με συγκεκριμένες αρμοδιότητες. Ωστόσο, η πείρα έδειξε ότι η αποτελεσματικότητα της ρύθμισης συχνά παρεμποδίζεται, λόγω της έλλειψης ανεξαρτησίας των ρυθμιστικών φορέων από την κυβέρνηση και της ανεπάρκειας εξουσιών και διακριτικής ευχέρειας. (4) Η εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας πάσχει από έλλειψη ρευστότητας και διαφάνειας, η οποία εμποδίζει την αποτελεσματική κατανομή των πόρων, την αντιστάθμιση του κινδύνου και την είσοδο νέων επιχειρήσεων.

2.4.2 Κοινοτική Οδηγία 2009/72/EK και κανονισμός 714/2009

Με βάση τα παραπάνω αποφασίστηκε η θέσπιση της οδηγίας 2009/72/EK και του κανονισμού 714/2009 της 13^{ης} Ιουλίου 2009 προς αντικατάσταση των προηγούμενων και ημερομηνία εφαρμογής την 3^η Μαρτίου 2011. Η νέα Οδηγία, ορίζει κοινούς κανόνες που αφορούν την παραγωγή, τη μεταφορά, τη διανομή και την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και την προστασία των καταναλωτών, με στόχο τη βελτίωση και την ολοκλήρωση ανταγωνιστικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας στην Κοινότητα. Επιπρόσθετα, τους κανόνες για την οργάνωση και λειτουργία του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, την ανοικτή πρόσβαση στην αγορά, τα κριτήρια και τις διαδικασίες που ισχύουν για τις προσκλήσεις προς υποβολή προσφορών και τη χορήγηση αδειών καθώς και για την εκμετάλλευση των δικτύων. Θεσπίζει

επίσης, υποχρεώσεις καθολικής υπηρεσίας και δικαιώματα των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας και αποσαφηνίζει τις υποχρεώσεις του ανταγωνισμού.

Ο κανονισμός 714/2009 ορίζει τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο και τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες των εθνικών περιφερειακών αγορών. Προς επίτευξη τους απαιτεί την θέσπιση μηχανισμού αντισταθμίσεων για τις διασυνοριακές ροές ηλεκτρικής ενέργειας και εναρμονισμένων αρχών για τα διασυνοριακά τέλη μεταφοράς καθώς και ο επιμερισμός του διαθέσιμου δυναμικού των διασυνδέσεων μεταξύ των εθνικών συστημάτων μεταφοράς. Παράλληλα, στοχεύει στην διευκόλυνση της δημιουργίας εύρυθμης και διαφανούς χονδρικής αγοράς με υψηλή στάθμη ασφάλειας του εφοδιασμού σε ηλεκτρική ενέργεια. Τέλος, προβλέπει μηχανισμούς για την εναρμόνιση των κανόνων για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

Το ενεργειακό σύστημα της Κύπρου

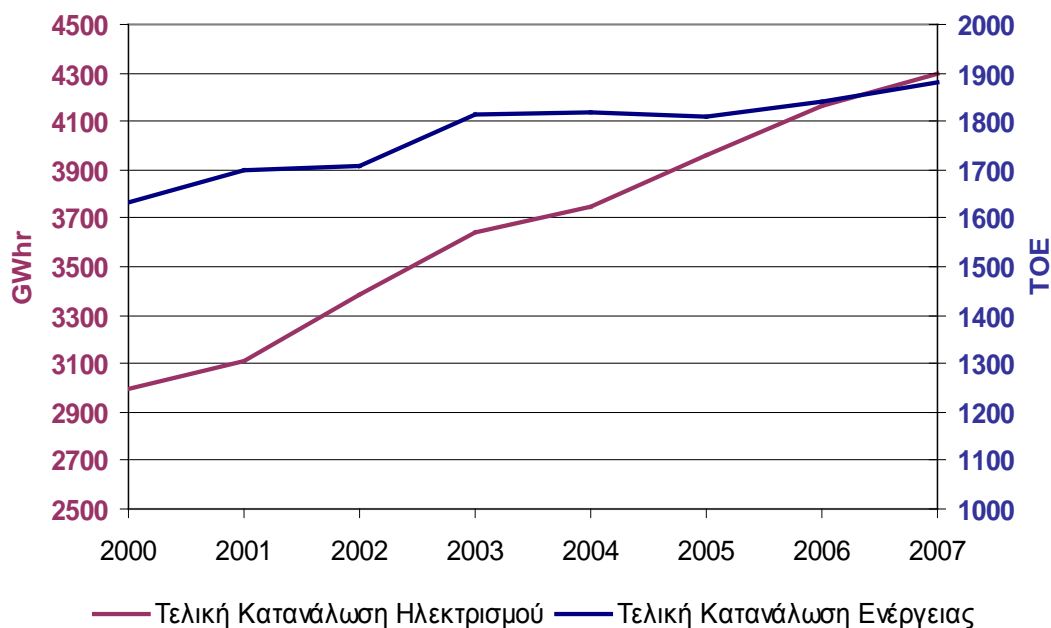
2.1 Γενικά χαρακτηριστικά και ιδιαιτερότητες

Η Κύπρος είναι ένα μικρό νησιωτικό κράτος το οποίο δεν διαθέτει εγχώριες πρωτογενείς πηγές ενέργειας παρουσιάζοντας ιδιαίτερα ενεργειακά χαρακτηριστικά :

- απομονωμένο ενεργειακό σύστημα χωρίς διασυνδέσεις με άλλα Ευρωπαϊκά ή διεθνή Ενεργειακά Δίκτυα ηλεκτρισμού, αγωγούς φυσικού αερίου ή πετρελαίου.

- υψηλοί ρυθμοί οικονομικής και κοινωνικής ανάπτυξης που συνεπάγονται υψηλούς ρυθμούς αύξησης της ζήτησης ενέργειας. Για την περίοδο 2000-2007 η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην Κύπρο αυξήθηκε κατά 42.7 % παρουσιάζοντας μια μέση ετήσια αύξηση 6.2%. Αντίστοιχα, για την ίδια περίοδο η τελικής κατανάλωση ενέργειας αυξήθηκε κατά 15.7 % παρουσιάζοντας μια μέση ετήσια αύξηση 2.1%.

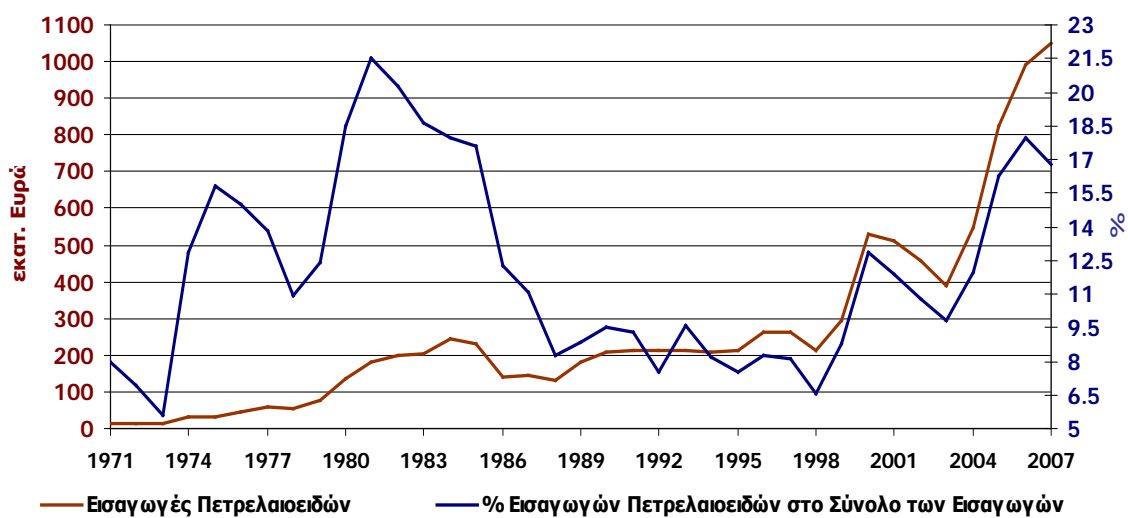
- μεγάλο κόστος ενεργειακού εφοδιασμού-εισαγωγών πρωτογενούς ενέργειας που συνεπάγεται υψηλό κόστος ενέργειας για τους καταναλωτές. Το 2007 το κόστος εισαγωγής ενεργειακών πόρων ήταν της τάξης των 1,05 δισεκατομμυρίων ευρώ, αντιπροσωπεύοντας το 16,7% του κόστους των συνολικών εισαγωγών της Κυπριακής Δημοκρατία



(πηγή: Υπηρεσία Ενέργειας Κύπρου)

• μεγάλο βαθμό εξάρτησης από εισαγωγές ενέργειας κυρίως ορυκτών προϊόντων πετρελαίου, λόγω του ενεργειακά απομονωμένου συστήματος και της απουσίας ενεργειακών διασυνδέσεων, όπως αγωγοί πετρελαίου και φυσικού αερίου, καλώδια μεταφοράς ηλεκτρικής με άλλα κράτη. Η κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας για το 2007 ήταν 2,66 εκατ. τόνοι ισοδύναμου πετρελαίου (ΤΠΠ-ΤΟΕ):

- (1) Προϊόντα πετρελαίου: 2,58 εκατ. ΤΠΠ (97%)
- (2) ΑΠΕ: 44,8 χιλ. ΤΠΠ (1.7%)
- (3) Στερεά καύσιμα: 36,2 χιλ. (1.3%)



(πηγή: Υπηρεσία Ενέργειας Κύπρου)

- μειωμένη ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού
- εποχιακές διακυμάνσεις-αυξομειώσεις της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, ιδιαίτερα κατά τους τουριστικούς μήνες. Χειμερινή περίοδο κατά μέσο όρο 500-550MW ενώ την καλοκαιρινή περίοδο πάνω από 1.000MW (το 2010 η αιχμή του συστήματος έφθασε τα 1.148MW.
- οριακή λειτουργία του συστήματος παραγωγής και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας σε περιόδους αιχμής ζήτησης φορτίου κατά τους καλοκαιρινούς μήνες λόγω της αυξημένης χρήσης κλιματιστικών συστημάτων. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς για το Φεβρουάριο του 2011 είναι 1449 MW.
- αυστηρούς περιορισμούς περιβαλλοντικής προστασίας και ανάδειξης του νησιωτικού χαρακτήρα.
- υψηλό δυναμικό ορθολογικής χρήσης ενέργειας και εξοικονόμησης ενέργειας
- σημαντικό δυναμικό ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

2.2 Ενεργειακή και περιβαλλοντική πολιτική

Η ενεργειακή πολιτική της Κύπρου αποτελεί αρμοδιότητα της υπηρεσίας ενέργειας του Υπουργείου Εμπορίου, Βιομηχανίας και Τουρισμού. Διαμορφώνεται και προωθείται, σε συνεργασία με όλους τους εμπλεκόμενους φορείς του τομέα αφού πρώτα εγκριθεί από το Υπουργικό Συμβούλιο.

Η ενεργειακή πολιτική της Κύπρου είναι πλήρως εναρμονισμένη με την Ευρωπαϊκή ενεργειακή πολιτική. Με την ένταξη της στην Ε.Ε. το 2004 η Κύπρος υιοθέτησε την Ευρωπαϊκή πολιτική για τις ΑΠΕ, την εξοικονόμηση ενέργειας και την προστασία του περιβάλλοντος. Εν τωιαύτη περιπτώσει, προκειμένου να συμμορφωθεί με τα κριτήρια που θέτει η Ευρωπαϊκή Ένωση, όσων αφορά τον τομέα της ενέργειας, πρέπει να διαφοροποιηθεί σε μεγάλο βαθμό προς καθαρότερες μορφές ενέργειας.

Οι βασικοί πυλώνες της πολιτικής αυτής είναι και οι αντίστοιχες προτεραιότητες τους είναι :

1) η εξασφάλιση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού της αγοράς μέσω:

- Εισαγωγής του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μίγμα της χώρας.
- Μείωσης της εξάρτησης της χώρας από πετρελαϊκά προϊόντα.
- Διασφάλισης επαρκούς εφεδρικού δυναμικού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
- Ανάπτυξης ικανότητας αυτονομίας της χώρας σε σχέση με την εισαγωγή πρωτογενών

καυσίμων, με διατήρηση επαρκών αποθεμάτων ασφαλείας.

- Μεγιστοποίησης της αποτελεσματικής αξιοποίησης των εγχώριων πόρων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

- Εξοικονόμησης ενέργειας σε πρωτογενή μορφή, αλλά και στην τελική χρήση.
- Έρευνας, καταγραφής και αξιολόγησης του εγχώριου ενεργειακού δυναμικού.

2) Απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας και η ανάπτυξη της ανταγωνιστικότητας μέσω:

- Απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού και κατάργησης του μονοπωλίου της ΑΗΚ.
- Ανάπτυξης ενεργειακών υποδομών με την κατασκευή και λειτουργία τερματικού.

σταθμού πετρελαιοειδών και Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου στην περιοχή του Βασιλικού.

- Αποτελεσματικής ανάπτυξη των υποδομών του ηλεκτρικού δικτύου.
- Δυνατότητας σύνδεσης αποκεντρωμένης ηλεκτροπαραγωγής (παραγωγή από ΑΠΕ).
- Αποτελεσματικής ανάπτυξης μονάδων ΑΠΕ, βάσει χωροταξικού σχεδιασμού.
- Απλοποίησης των αδειοδοτικών διαδικασιών.

3) Εξοικονόμηση ενέργειας και ορθολογική χρήση της ενέργειας μέσω:

- Υιοθέτησης μηχανισμών παροχής οικονομικών κινήτρων για αποδοτική χρήση της ενέργειας και εξοικονόμηση ενέργειας.
- Ανάπτυξης ενεργειακής συνείδησης.

4) Αειφόρος ανάπτυξη και προστασία του περιβάλλοντος:

- Προώθησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας.
- Υποκατάστασης του πετρελαίου στον τομέα των μεταφορών από βιοκαύσιμα.
- Προώθησης της υψηλής απόδοσης συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας στις βιομηχανίες.
- Προώθηση της χρήσης φυσικού αερίου στα μέσα δημόσιας μεταφοράς.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Κύπρο

3.1 Στοιχεία συστήματος παραγωγής και δικτύου μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας

3.1.1 Σύστημα παραγωγής

Το σύνολο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στις περιοχές της Κυπριακής δημοκρατίας, αποτελείται από:

1. Τη συνολική παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τους τρεις ηλεκτροπαραγωγούς σταθμούς των οποίων η ιδιοκτησία και ευθύνη λειτουργίας ανήκει στην Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου (Α.Η.Κ).
2. Την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τους Αυτοπαραγωγούς. Η Τσιμεντοποιία Βασιλικού, ως ανεξάρτητος παραγωγός, παράγει μόνο μέρος των αναγκών της σε ηλεκτρική ενέργεια και το υπόλοιπο το προμηθεύεται από την ΑΗΚ, γι' αυτό και ορίζεται ως «αυτοπαραγωγός» αφού δεν εξάγει ηλεκτρική ενέργεια προς το δίκτυο.
3. Την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από :
 - α) Ανεξάρτητους Παραγωγούς με τη χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), όπως φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτριες και βιομάζα. Οι μη ορυκτές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (αιολική, ηλιακή και γεωθερμική ενέργεια, ενέργεια κυμάτων, παλιρροϊκή ενέργεια, υδραυλική ενέργεια, βιομάζα, αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής, από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέρια).
 - β) Ανεξάρτητους παραγωγούς με τη χρήση Συμβατικών Μονάδων.

Σημειώνεται, ότι η Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου αποτελεί στο παρόν στάδιο το μεγαλύτερο ηλεκτροπαραγωγό στην Κύπρο. Η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος στην Κύπρο στηρίζεται σχεδόν εξολοκλήρου στην καύση ορυκτών καυσίμων και κυρίως μαζούτ.

Στον πιο κάτω πίνακα, δίνεται η ικανότητα παραγωγής κατά τύπο παραγωγής και κατά ηλεκτροπαραγωγό Σταθμό καθώς και η συνολική ονομαστική και πραγματική ικανότητα παραγωγής που προβλέπεται για τον Φεβρουάριο 2011.

Για τον υπολογισμό της “διαθέσιμης ικανότητας παραγωγής (MW)” αφαιρούνται τα ακόλουθα:

- Μόνιμες μειώσεις ικανότητας παραγωγής
- Ικανότητα μονάδων παραγωγής που βρίσκονται σε ετήσια συντήρηση
- Ικανότητα μονάδων παραγωγής που έχουν υποστεί μεσοπρόθεσμη ή μακροπρόθεσμη βλάβη

Πίνακας 1 : Συμβατικές μονάδες παραγωγής

Εταιρεία/ Ηλεκτροπαρα- γωγός σταθμός	Εγκαταστά- σεις Συνδυασμέ- νου Κύκλου	Ατμο- Στρόβιλοι	Αεριο- στρόβιλοι	Μονάδες Εσωτερι- κής Καύσης (ΜΕΚ)	ΟΛΙΚΗ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (MW)	
		Ονομα- στική Ικανότητα (MW)	Ονομα- στική Ικανότητα (MW)	Ονομα- στική Ικανότητα (MW)	Εγκατε- στημένη Ονομα- στική Ικανότητα (MW)	Διαθέ- σιμη Ικανό- τητα Παραγω- γής (MW)
ΑΗΚ Μονής		6 x 30 = 180	4 x 37,5 = 150		330	169
ΑΗΚ Δεκέλειας		6 x 60 = 360		6 x 16,7 = 100	460	385
ΑΗΚ Βασιλικού	2 x 72,5 + 75 = 220	3 x 130 = 390	1 x 37,5 = 37,5		648	642
ΟΛΙΚΟ ΑΗΚ:	220	930	188	100	1438	1196
Τσιμεντοποιία Βασιλικού (Αυτοπαραγω- γός)				4x1,5+2x2, 5 = 11	11	9
ΣΥΝΟΛΟ (Φεβρουάριο 2011)	220	930	188	100	1449	1205

(πηγή : Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς)

Η συνολική διαθέσιμη ικανότητα παραγωγής της ΑΗΚ στο δίκτυο για το Φεβρουάριο 2011 ανέρχεται στα 1205 MW.

Όσον αφορά τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας οι εγκατεστημένες μονάδες παραγωγής και η συνολική ικανότητα παραγωγής για τον Δεκέμβριο 2010 δίνεται από τον πιο κάτω πίνακα.

Πίνακας 2 : Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

	Εγκατεστημένες μονάδες παραγωγής	Ολική ικανότητα παραγωγής (MW)
Ανεμογεννήτριες	41x2 MW (Αιολικό πάρκο Ορείτες)	82.0
Φωτοβολταϊκά πάρκα	647	5.64
Βιομάζα	10	5.56
Σύνολο (Δεκέμβριο 2010)		93.2

(πηγή : Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς)

3.1.2 Ηλεκτροπαραγωγοί σταθμοί της ΑΗΚ

Η ΑΗΚ αποτελεί τον μεγαλύτερο παραγωγό ηλεκτρικής ενέργειας στην Κύπρο διαθέτοντας τρεις ηλεκτροπαραγωγούς σταθμούς στο Βασιλικό, Δεκέλεια και Μονή. Η συνολική ενέργεια που παρήγαγαν οι τρεις σταθμοί για το 2009 ανήλθε στα 5,133,330 MWhr και η συνολική εξαγόμενη ήταν 4,853,395 MWhr.

3.1.2 α Ηλεκτροπαραγωγός σταθμός Βασιλικού

Ο ηλεκτροπαραγωγός σταθμός Βασιλικού έχει συνολική εγκατεστημένη ισχύ 648 MW. Η πρώτη φάση του σταθμού βρίσκεται σε εμπορική λειτουργία από το 2000 και η δεύτερη από το 2007. Οι πρώτες δύο φάσεις αποτελούνται από τρεις συμβατικές ατμοηλεκτρικές μονάδες παραγωγής ισχύος 130 MW η κάθε μια με καύσιμο το μαζούτ και ένα αεριοστρόβιλο ισχύος 37.5 MW με καύσιμο το ντίζελ. Η τρίτη φάση του σταθμού τέθηκε σε εμπορική λειτουργία το 2009 και περιλαμβάνει μια συμβατική μονάδα συνδυασμένου κύκλου (CCGT) συνολικής ισχύος 220 MW με καύσιμο το ντίζελ. Δύο επιπρόσθετες Μονάδες Συνδυασμένου Κύκλου (Αρ. 5 & Αρ. 6) ισχύος 220MW η καθεμιά, προγραμματίζεται να εγκατασταθούν στον Ηλεκτροπαραγωγό Σταθμό Βασιλικού σε μελλοντικό στάδιο. Ήδη η 5^η μονάδα βρίσκεται σε φάση υλοποίησης με χρονοδιάγραμμα παράδοσης τέλος του 2011. Ο ηλεκτροπαραγωγός

σταθμός Βασιλικού παρήγαγε κατά το 2009 το 51.54 % της συνολικής ενέργειας που παρήχθη από τους ηλεκτροπαραγωγούς σταθμούς της Αρχής. Ο θερμικός βαθμός απόδοσης των ατμοστρόβιλων για μονάδες παραγωγής ανήλθε στο 39.12 %, της μονάδας συνδυασμένου κύκλου σε 44.43 % και του αεριοστρόβιλου στο 19.35 %.

3.1.2 β Ηλεκτροπαραγωγός σταθμός Δεκέλειας

Ο σταθμός έχει συνολική εγκατεστημένη ισχύ 460 MW. Διαθέτει έξι συμβατικές ατμοηλεκτρικές μονάδες των 60 MW. Η πρώτη μονάδα τέθηκε σε λειτουργία το 1983 και η τελευταία το 1993. Επίσης έξι συμβατικές μονάδες εσωτερικής καύσης των 17.5 MW οι οποίες τέθηκαν σε εμπορική λειτουργία ανά τριάδα το 2008 και 2009 αντίστοιχα. Όλες οι μονάδες του σταθμού χρησιμοποιούν ως καύσιμο το μαζούτ. Ο Ηλεκτροπαραγωγός Σταθμός Δεκέλειας παρήγαγε κατά το 2009 το 40.31 % της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας που παρήχθη από τους ηλεκτροπαραγωγούς σταθμούς της Αρχής. Ο θερμικός βαθμός απόδοσης των ατμοστρόβιλων για μονάδες παραγωγής ανήλθε στο 30.69 % και ο αντίστοιχος των μονάδων εσωτερικής καύσης στο 41.80 %.

3.1.2 γ Ηλεκτροπαραγωγός σταθμός Μονής

Ο σταθμός έχει συνολική εγκατεστημένη ισχύ 330 MW. Διαθέτει έξι συμβατικές ατμοηλεκτρικές μονάδες των 30 MW με χρησιμοποιούμενο καύσιμο το μαζούτ. Η πρώτη μονάδα τέθηκε σε λειτουργία το 1966 και η τελευταία το 1976. Επίσης, διαθέτει τέσσερεις αεριοστρόβιλους των 37.5 MW με καύσιμο το ντίζελ. Οι μονάδες αυτές προστέθηκαν στο σύστημα ανά ζεύγη το 1992 και 1995 αντίστοιχα και χρησιμοποιούνται κυρίως για αντιμετώπιση φορτίων αιχμής και για περιπτώσεις έκτακτης ανάγκης. Ο Ηλεκτροπαραγωγός Σταθμός Δεκέλειας παρήγαγε κατά το 2009 το 8.15 % της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας που παρήχθη από τους ηλεκτροπαραγωγούς σταθμούς της Αρχής. Ο θερμικός βαθμός απόδοσης των ατμοστρόβιλων για μονάδες παραγωγής ανήλθε στο 23.36 % και ο αντίστοιχος των αεριοστρόβιλων στο 21.92 %.

3.2 Δίκτυο μεταφοράς και διανομής

Το Δίκτυο μεταφοράς, όπως φαίνεται στο σχεδιάγραμμα 1, αποτελεί τη σπονδυλική στήλη του συστήματος της ΑΗΚ διασυνδέοντας τους ηλεκτροπαραγωγούς σταθμούς με τα κέντρα φορτίου. Ιδιοκτήτης του συστήματος μεταφοράς και διανομής είναι η ΑΗΚ. Το δίκτυο

διανομής αποτελεί το συνδετικό κρίκο του συστήματος μεταφοράς και των πελατών. Υπεύθυνη για την λειτουργία και διαχείριση του συστήματος διανομής είναι ο η Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου ενώ η λειτουργία και η διαχείριση του συστήματος Μεταφοράς γίνεται από τον ΔΣΜ.

Το δίκτυο Μεταφοράς αποτελείται από τις ηλεκτρικές γραμμές Υψηλής Τάσης 132kV μήκους 537,1km και 66kV μήκους 326,3km, τους υποσταθμούς και τον εξοπλισμό τους που χρησιμοποιούνται για τη μεταφορά ηλεκτρισμού από ένα σταθμό παραγωγής σε υποσταθμό ή σε άλλο σταθμό παραγωγής ή μεταξύ υποσταθμών και περιλαμβάνει οποιοδήποτε εξοπλισμό, συσκευές και μετρητές. Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τους τρεις ηλεκτροπαραγωγούς σταθμούς της ΑΗΚ μεταφέρεται μέσω του δικτύου μεταφοράς υψηλής τάσης σε υποσταθμούς μεταφοράς κοντά στα αστικά και βιομηχανικά ή άλλα κέντρα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Στους υποσταθμούς μεταφοράς η υψηλή τάση μετατρέπεται σε μέση τάση 11kV η οποία με εναέρια και υπόγεια όδευση καταλήγει σε υποσταθμούς του δικτύου διανομής για την τροφοδοσία των πλείστων καταναλωτών σε τάση 415V, 50Hz.

Παράλληλα, η Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου διαθέτει εκτεταμένο εναέριο και υπόγειο δίκτυο οπτικών ινών. Το σύστημα οπτικών ινών της Αρχής, που εγκαταστάθηκε το 2000, διασυνδέει 21 υποσταθμούς μεταφοράς, ηλεκτροπαραγωγούς σταθμούς και γραφεία της Αρχής, με σκοπό την εξυπηρέτηση των αναγκών των συστημάτων τηλελέγχου και διαχείρισης ενέργειας, τηλεπροστασίας γραμμών μεταφοράς, τηλεφωνίας, τηλεχειρισμού φορτίου, πληροφορικής και άλλων υπηρεσιών.

3.3 Εθνικό κέντρο ελέγχου ενέργειας

Το Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας (Ε.Κ.Ε.Ε.) της Κύπρου βρίσκεται στη Λευκωσία. Επανδρώνεται επί 24ώρου βάσης και αποτελεί απαραίτητη υποδομή για τον Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς.

Οι βασικές αρμοδιότητες του Κέντρου Ελέγχου είναι η συνεχής επίβλεψη της λειτουργίας του συστήματος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας και του Δικτύου Μεταφοράς, για διασφάλιση της αδιάλειπτης παροχής ηλεκτρικής ενέργειας και διατήρηση της συχνότητας και τάσης σε όλα τα σημεία του συστήματος. Έχει την δυνατότητα πραγματοποίησης λειτουργικών τηλεχειρισμών στο σύστημα Παραγωγής και Μεταφοράς των

Ηλεκτροπαραγωγών Σταθμών, Υποσταθμού Μεταφοράς και λοιπού εξοπλισμού. Συντονίζει της λειτουργικές δραστηριότητες στο σύστημα, ώστε να επιτυγχάνονται διαφοροποιήσεις στις διασυνδέσεις του εξοπλισμού με ασφάλεια και ταχύτητα. Επίσης, όλες τις απαιτούμενες ενέργειες για άμεση αποκατάσταση παροχής μετά από έκτακτα περιστατικά ή διαταραχές στο σύστημα. Η ικανοποίηση των διακυμάνσεων της ημερήσιας ζήτησης επιτυγχάνεται μέσω της συστηματικής πρόβλεψης του φορτίου του συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη το ελάχιστο δυνατό κόστος λειτουργίας του συστήματος Παραγωγής και Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. Έτσι, δίνονται έγκαιρα οι κατάλληλες οδηγίες για δέσμευση και φόρτιση μονάδων παραγωγής. Για επίτευξη των πιο στόχων το Κέντρο Ενέργειας είναι εξοπλισμένο με Συστήματα Τηλεέγχου και Διαχείρισης Ενέργειας (ΣΤΗΔΕ) τα οποία παρουσιάζουν σε πραγματικό χρόνο την ακριβή κατάσταση όλων των τμημάτων του δικτύου. Πάραυτα, έχει τη δυνατότητα επικοινωνίας με τους Ηλεκτροπαραγωγούς Σταθμούς και τους Υποσταθμούς, συνεργεία επιδιόρθωσης, φορείς, Μέσα Μαζικής Επικοινωνίας, κλπ, με αριθμό εναλλακτικών τρόπων, για συντονισμό εργασιών και ενημέρωση για βλάβες ή διακοπές.

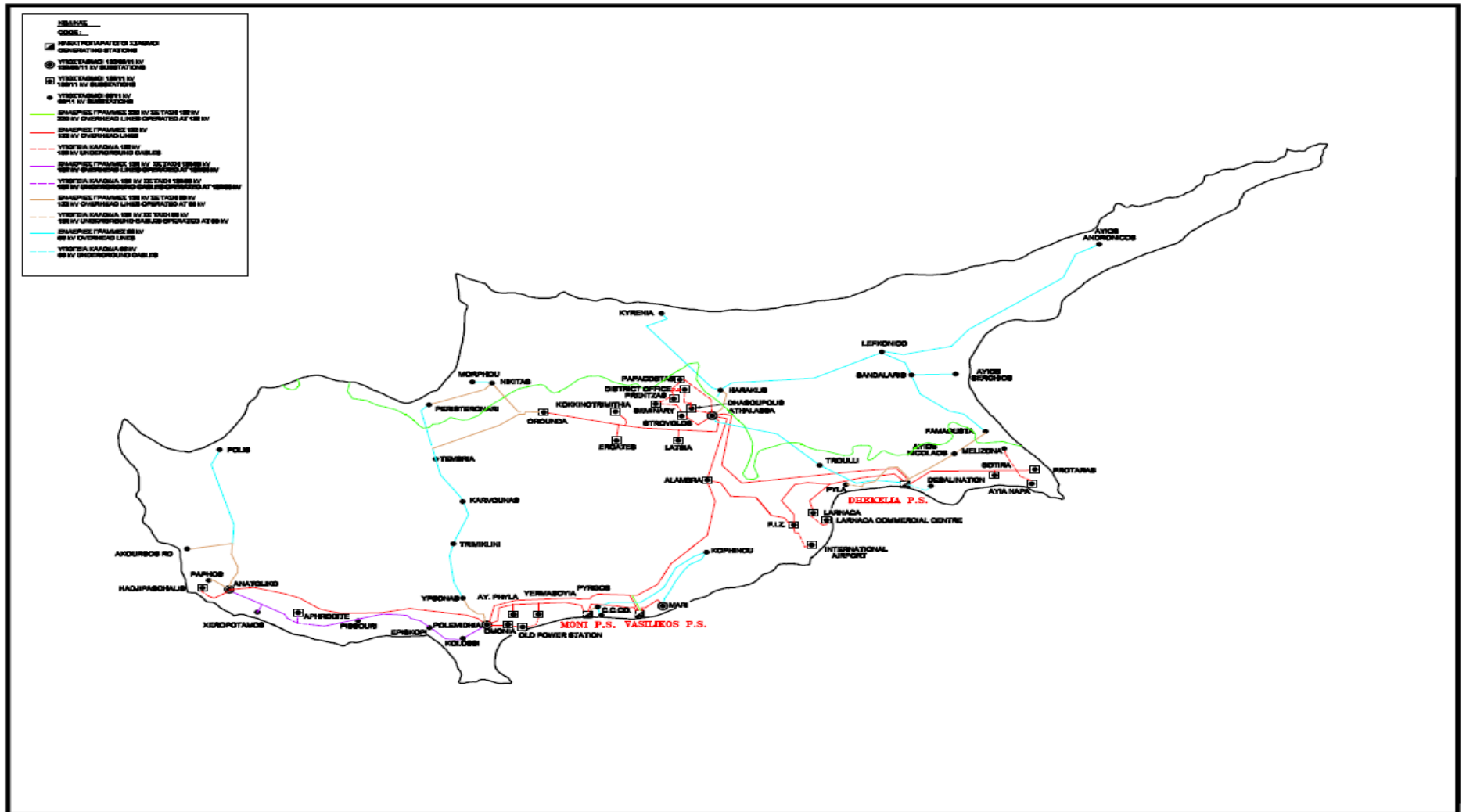
3.4 Παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας

Το σύνολο της παραχθείσας ενέργειας για το 2009 ανήλθε σε 5.177.643 MWh. Το σύνολο της ενέργειας που εισήλθε στο σύστημα μεταφοράς, μετά την αφαίρεση των απωλειών στους σταθμούς παραγωγής ανήλθε σε 4.853.395 MWh. Το σχεδιάγραμμα 2, δείχνει παραστατικά την παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρισμού καθώς και τις απώλειες στο σύστημα μεταφοράς κατά το 2009.

Η συνολική παραγωγή από τους τρεις Ηλεκτροπαραγωγούς σταθμούς της Αρχής Ηλεκτρισμού ήταν 5.133.330 MWh παρουσιάζοντας αύξηση κατά 2,8% σε σύγκριση με το προηγούμενο έτος. Οι ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια μέσα στους Ηλεκτροπαραγωγούς Σταθμούς της Αρχής Ηλεκτρισμού κυμάνθηκαν στα ίδια επίπεδα με το προηγούμενο έτος, δηλαδή 5,5% της συνολικής παραγωγής της ΑΗΚ.

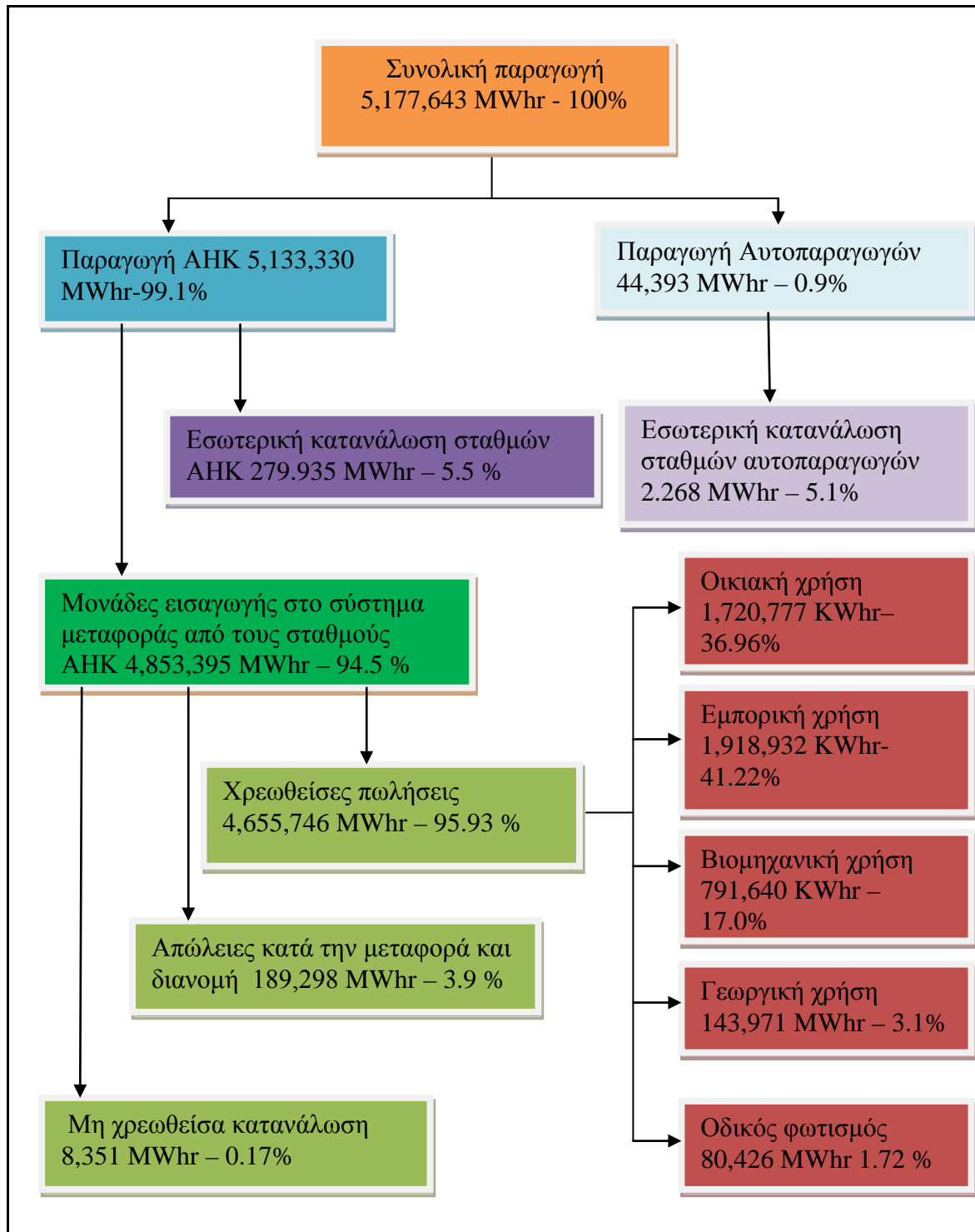
Η «Τσιμεντοποιία Βασιλικού Δημόσια Εταιρεία ΑΤΔ», με εγκεκριμένο φορτίο 20,5 MVA και συνολική δυνατότητα αυτοπαραγωγής 11MW, είχε συνολική κατανάλωση για το έτος 2009 στο ύψος των 135.455 MWh από την οποία οι 44.393 MWh, έναντι 53.209 MWh κατά το 2008, προήλθαν από αυτοπαραγωγή, δηλαδή το 33 % της συνολικής κατανάλωσης έναντι 37 % κατά το 2008. Οι υπόλοιπες 91.142MWh, ή 67% της συνολικής κατανάλωσης, τροφοδοτήθηκαν από την ΑΗΚ.

Σχεδιάγραμμα 1 : Χάρτης ηλεκτρικού δικτύου Κύπρου



(πηγή : AHK)

Σχεδιάγραμμα 2 : Παραγωγή και Μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας το 2009



(πηγή : ΑΗΚ)

3.5 Επίσημη Πρόγνωση Συνολικής Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (GWh) και Ισχύος (MW) για την περίοδο 2010 – 2019

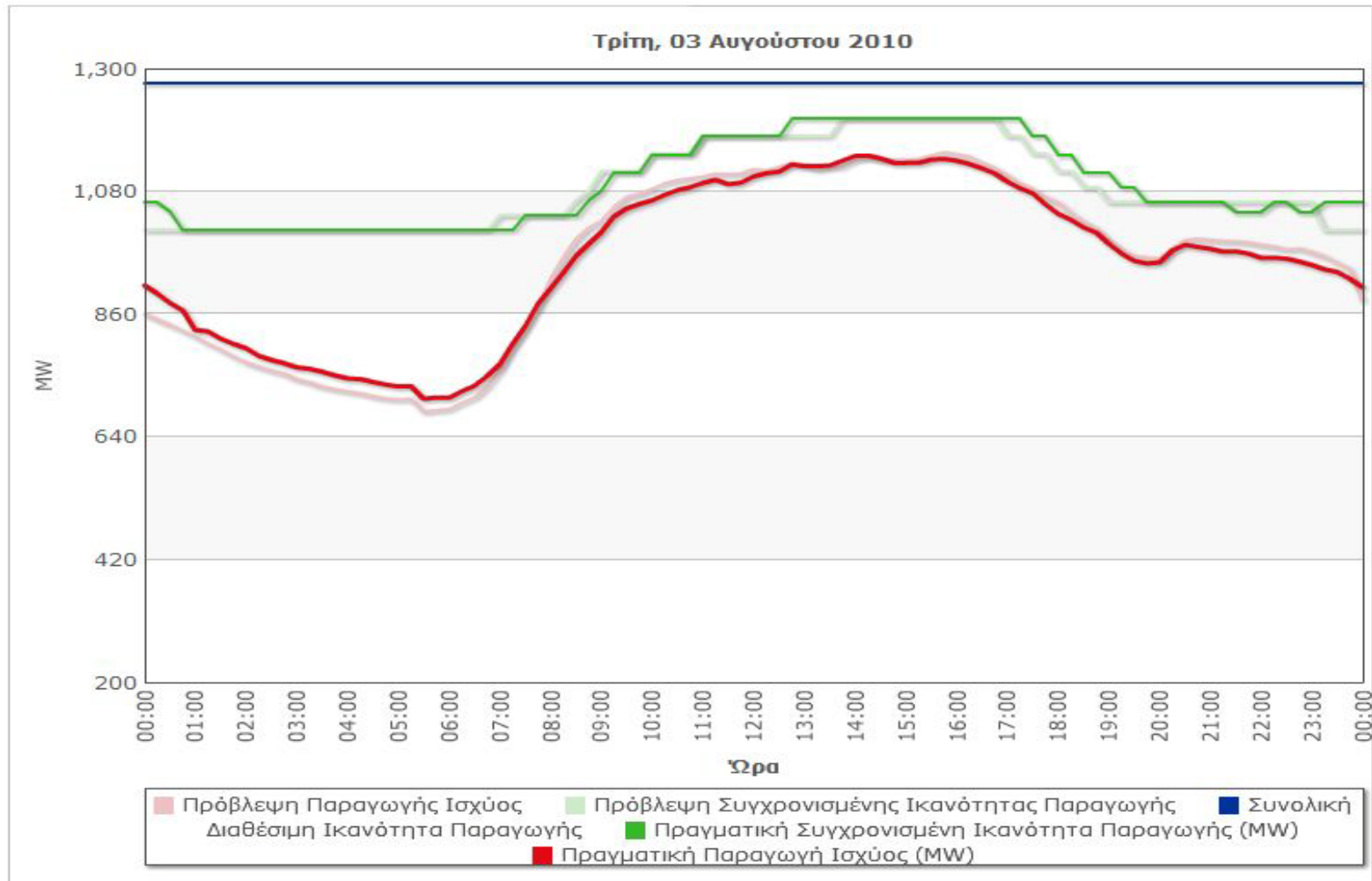
Η πρόβλεψη της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (GWh) και ισχύος (MW) της Δημοκρατίας ετοιμάζεται, σύμφωνα με το Νόμο από το ΔΣΜ και εγκρίνεται από τη ΡΑΕΚ.

Με τη συμπλήρωση των στοιχείων για ολόκληρο το 2009, ο ΔΣΜ προχώρησε σε ετοιμασία μελέτης μακροπρόθεσμης πρόβλεψης για τη δεκαετία 2010-2019 και προέβηκε στις απαραίτητες διαβουλεύσεις με την ΑΗΚ αντιμετώπιση της ζήτησης. Τα αποτελέσματα με τις αναμενόμενες τιμές μέγιστης ισχύος και ενέργειας φαίνονται στις γραφικές παραστάσεις 2 και 3, όπου παρουσιάζονται επίσης τα ετήσια ιστορικά στοιχεία από το έτος της γενικής ηλεκτροδότησης της Κύπρου το 1953 μέχρι και σήμερα.

Από τις πιο κάτω γραφικές παραστάσεις φαίνεται ότι η πρόβλεψη για το 2009 ήταν αρκετά ακριβής, με σφάλμα +0,7%, αφού η καταγραμμένη μέγιστη ισχύς ανήλθε σε 1.103 MW ενώ είχε προβλεφθεί η τιμή των 1.095 MW. Η τιμή που είχε προβλεφθεί για την Ετήσια Συνολική Παραγόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια για το 2009 ήταν 5.380 GWh και η καταγραμμένη ανήλθε σε 5.178 GWh, με σφάλμα -3,8%. Η αυξημένη διαφορά δείχνει τις συνέπειες της οικονομικής κρίσης στην Κύπρο κατά το έτος 2009.

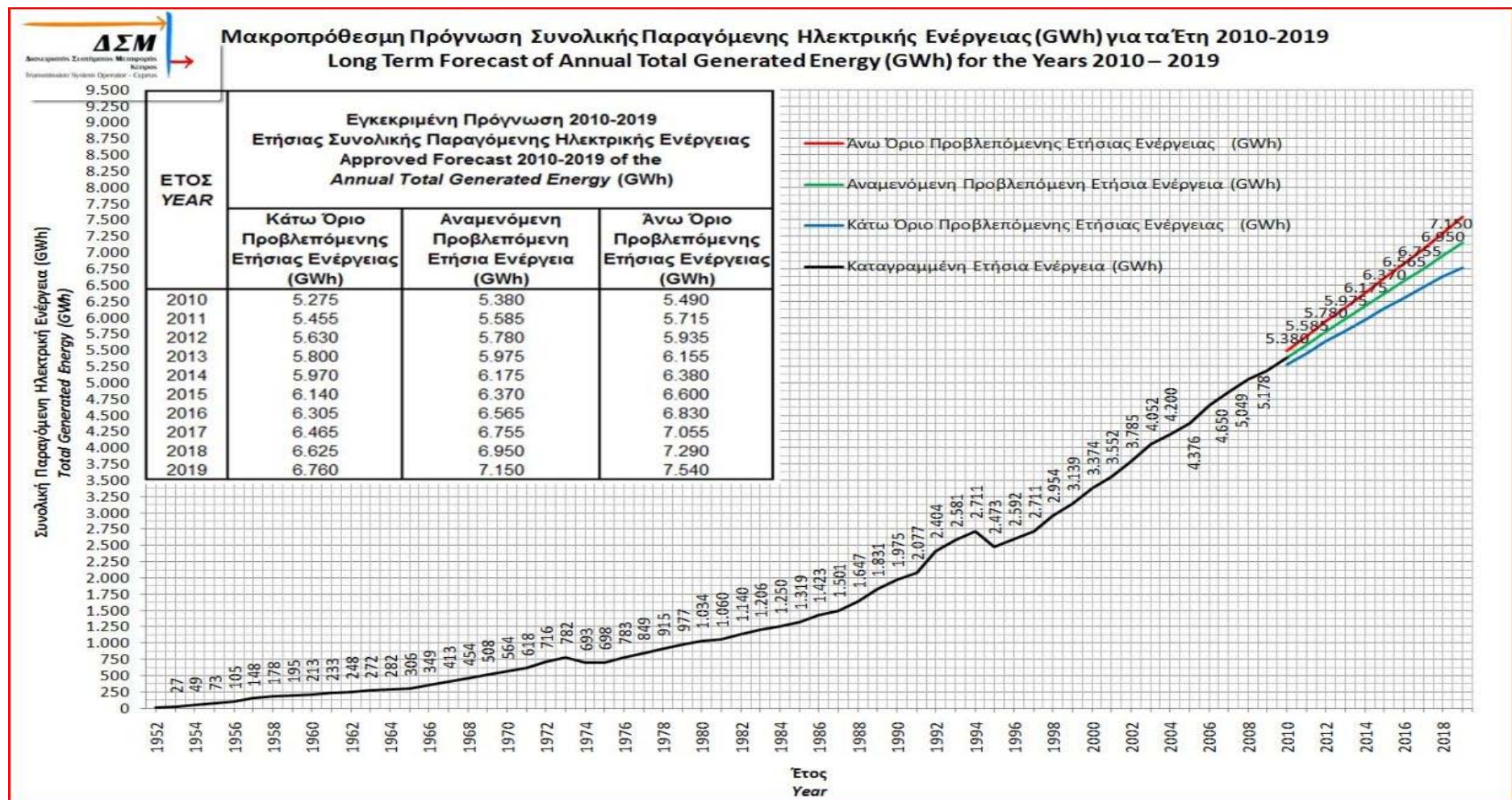
Για το 2010, την Τρίτη 3 Αυγούστου και ώρα 14:10 σημειώθηκε η μέγιστη παραγωγή/ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος από την ΑΗΚ ανερχόμενη στα 1.148MW (γραφική παράσταση 1). Η προβλεπόμενη τιμή της περιόδου για συνθήκες παρατεταμένου καύσωνα, με βάση το σχεδιάγραμμα 4 είχε υπολογιστεί από το ΔΣΜ να κυμανθεί γύρω στα 1.145MW, με ελάχιστο σφάλμα +0.26%.

Γραφική παράσταση 1 : Ημερήσια παραγωγή ισχύος για την Τρίτη 3 Αυγούστου 2010



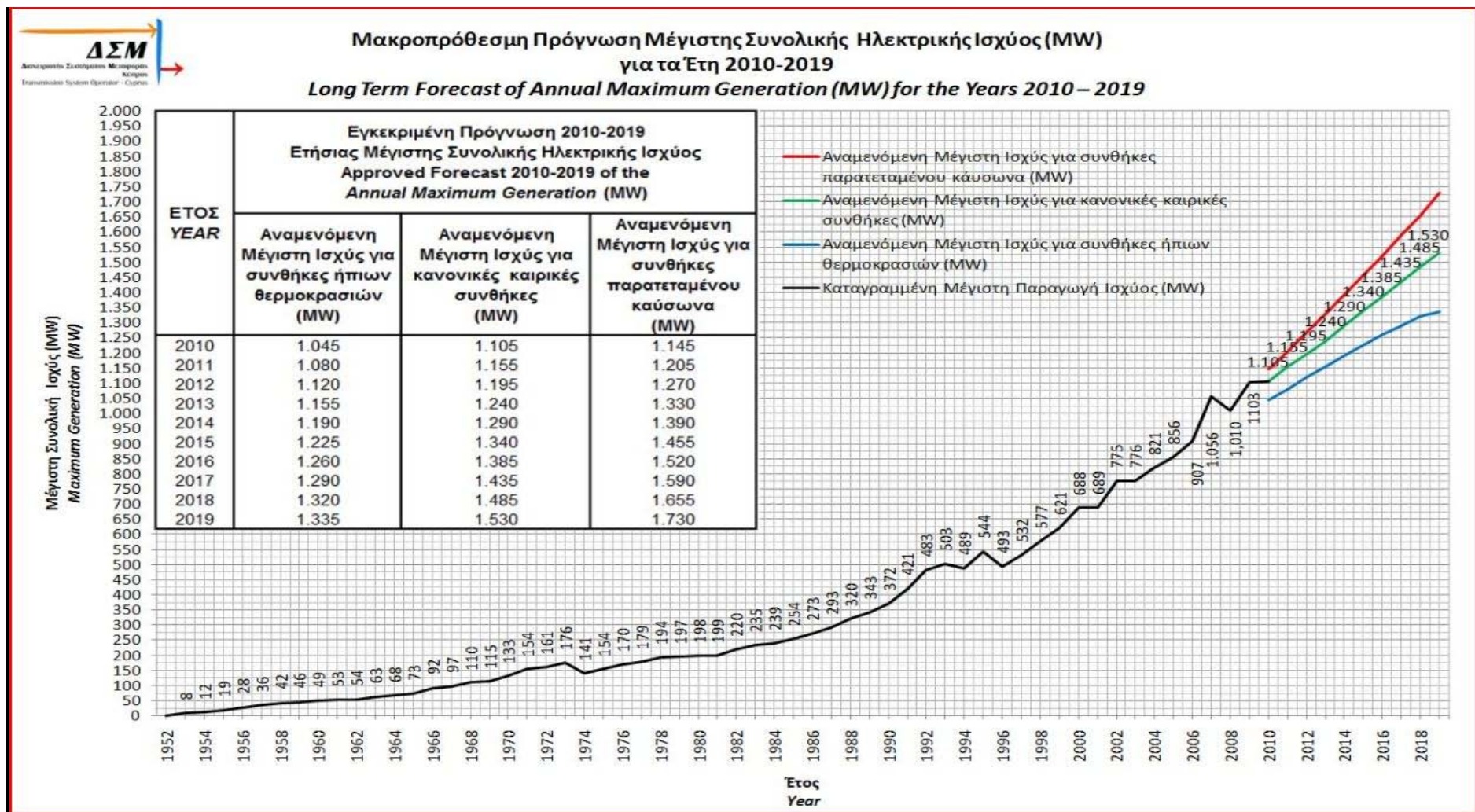
(πηγή : Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς)

Γραφική παράσταση 2 : Μακροπρόθεσμη πρόγνωση της συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (GWhr) για τα έτη 2010 – 2019



(πηγή : Διαχειριστής Συστήματος Παραγωγής)

Γραφική παράσταση 3 : Μακροπρόθεσμη πρόγνωση μέγιστης συνολικής ηλεκτρικής ισχύος (MW) για τα έτη 2010 – 2019



(πηγή : Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς)

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

Νομοθετικό πλαίσιο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Εισαγωγή

Στις 25 Ιουλίου 2003 η Βουλή των Αντιπροσώπων της κυπριακής δημοκρατίας ψήφισε τον Περί Ρύθμισης της Αγοράς Ηλεκτρισμού Νόμο 122 (Ι)/2003, για σκοπούς εναρμόνισης με την Οδηγία 96/92/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 19ης Δεκεμβρίου 1996 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και την Οδηγία 2003/54/ΕΚ που αντικατέστησε την πρώτη.

Ο εναρμονιστικός αυτός νόμος μαζί με τους τροποποιητικούς Ν.239(Ι)/2004 και Ν.143(Ι)/2005 ρύθμισε την Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Κύπρο από τις βασικές πρόνοιες του οποίου προέκυψε :

- η σύσταση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας Κύπρου (ΡΑΕΚ).
- η συγκρότηση του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜ).
- ο ορισμός του Ιδιοκτήτη Συστήματος Μεταφοράς και του Ιδιοκτήτη Συστήματος Διανομής.
- ο διαχωρισμός των πελατών σε Επιλέγοντες Πελάτες και Μη Επιλέγοντες Πελάτες
- η φιλελευθεροποίηση της Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Η νομοθεσία μεταξύ άλλων, καθορίζει τα καθήκοντα, τις αρμοδιότητες και τις ευθύνες των συμμετεχόντων στην αγορά ηλεκτρισμού και θεσπίζει τους Κανόνες Μεταφοράς και Διανομής (ΚΜΔ-άρθρον 72) και τους Κανόνες Αγοράς του Ηλεκτρισμού (ΚΑΗ-άρθρον 79). Οι Κανόνες Μεταφοράς και Διανομής καθορίζουν τους τεχνικούς όρους σύνδεσης στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής και τη λειτουργία των συστημάτων μεταφοράς και διανομής. Οι Κανόνες Αγοράς Ηλεκτρισμού (ΚΑΗ) ρυθμίζουν τους οικονομικούς όρους διακανονισμού της αγοράς ενέργειας.

Οι αρμοδιότητες της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας Κύπρου (ΡΑΕΚ) και του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜ) καθορίζονται από τον νόμο.

4.1 Νομικά πρόσωπα στην αγορά ηλεκτρισμού

4.1.1 Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου (ΡΑΕΚ)

Η ΡΑΕΚ είναι μια ανεξάρτητη αρχή που διορίζεται από το υπουργικό συμβούλιο και είναι υπεύθυνη για την επίβλεψη και ρύθμιση της αγοράς ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Όσον αφορά την αγορά του ηλεκτρισμού, έχει ως κύρια καθήκοντα τη ενθάρρυνση και διασφάλιση συνθηκών υγιούς ανταγωνισμού (άρθρο 29) με σκοπό την κατ'ακολουθία μείωση των τιμών, την παραχώρηση ή ανάκληση αδειών για κάθε δραστηριότητα στον τομέα του ηλεκτρισμού.. Επίσης, τον έλεγχο και έγκριση όλων των χρεώσεων και διατιμήσεων (άρθρα 25, 31 και 32) ηλεκτρικής ενέργειας σχετικά με τη μεταφορά, διανομή και προμήθεια ηλεκτρισμού. Παράλληλα, είναι σύμβουλος του υπουργού για θέματα που αφορούν τον ηλεκτρισμό, εγκρίνει τους ΚΜΔ και τους ΚΑΗ. Είναι υπεύθυνη την προστασία των συμφερόντων των καταναλωτών και τη διασφάλιση της αξιοπιστίας και επάρκειας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

4.1.2 Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜ)

Ο ΔΣΜ είναι μια ανεξάρτητη αρχή της οποίας οι βασικές αποκλειστικές αρμοδιότητες είναι η ομαλή λειτουργία και διασφάλιση της ανάπτυξη και συντήρησης του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα, ο ΔΣΜ έχει καθήκον να εξασφαλίζει την απρόσκοπτη και αδιάλειπτη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε όλους τους καταναλωτές, συντονίζοντας τις ενέργειες για αποκατάσταση βλαβών ή άλλων διαφόρων προβλημάτων στο σύστημα παραγωγής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε αυτό να καθίσταται αποδοτικό, ασφαλές, αξιόπιστο και οικονομικά βιώσιμο. Επίσης, η αντικειμενική διαχείριση της εμπορίας ηλεκτρισμού στο ανταγωνιστικό περιβάλλον επί καθημερινής βάσης σύμφωνα με το φ ΚΜΔ και ΚΑΗ, χωρίς διακρίσεις με βάση οικονομικά και τεχνικά κριτήρια, στηρίζοντας και προωθώντας την ηλεκτροπαραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας καθώς επίσης και η διασφάλιση της πρόσβασης χωρίς διάκριση όλων των παραγωγών και προμηθευτών ηλεκτρισμού στο Δίκτυο Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.

4.2 Απελευθέρωση της αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Κύπρο

Για σκοπούς εναρμόνισης με τη σχετική οδηγία της Ε.Ε. και ικανοποίηση της σχετικής νομοθεσίας της Κυπριακής Δημοκρατίας, όπως αναφέρθηκαν πιο πάνω από την 1.5.2004, ημερομηνία κατά την οποία η Κύπρος εντάχθηκε στην Ε.Ε., το 35% της αγοράς ηλεκτρικής

ενέργειας έχει απελευθερωθεί τερματίζοντας παράλληλα το μονοπωλιακό καθεστώς της ΑΗΚ.

Έτσι, όσοι καταναλωτές υπερβαίνουν το όριο κατανάλωσης των 350.000 kWh κατά τον τελευταίο χρόνο, αποτελούν την κατηγορία των επιλέγοντων καταναλωτών και έχουν το δικαίωμα επιλογής της εταιρείας που θα τους προμηθεύσει με ηλεκτρισμό. Το πιο πάνω όριο καθορίζεται στο διάταγμα του Υπουργού Εμπορίου, Βιομηχανίας και Τουρισμού δυνάμει του άρθρου 44 του Περί Ρύθμισης της Αγοράς Ηλεκτρισμού Νόμου, ημερομηνίας 24.4.2004 με ισχύ από 1.5.2004. Στην κατηγορία των επιλέγοντων καταναλωτών εμπίπτουν μεγάλοι εμπορικοί και βιομηχανικοί καταναλωτές όπως εργοστάσια κατασκευής τσιμέντου, μεγάλα ξενοδοχεία, βαριές βιομηχανίες κλπ. Στο ποσοστό αυτό περιλαμβάνονται περίπου 726 καταναλωτές.

Το υπόλοιπο 65% της αγοράς, αποτελείται από τους μη επιλέγοντες πελάτες, δηλαδή από όλους τους οικιακούς και μη οικιακούς πελάτες, των οποίων η ετήσια κατανάλωση, δεν υπερβαίνει το πιο πάνω όριο και είναι υποχρεωμένοι να συνεχίσουν να τροφοδοτούνται από την Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου (ΑΗΚ). Εν τοιαύτη περιπτώσει, από την 1η Ιανουαρίου 2009 το άνοιγμα της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας διευρύνθηκε για όλους τους μη οικιακούς καταναλωτές. Το υπόλοιπο της αγοράς, δηλαδή όλοι οι οικιακοί καταναλωτές, είναι υποχρεωμένοι να συνεχίσουν να τροφοδοτούνται από την Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου (ΑΗΚ) μέχρι την 1/1/2014, οπότε όλοι θα μπορούν πλέον να επιλέγουν τον προμηθευτή τους, στα πλαίσια του πλήρους ανοίγματος της αγοράς ηλεκτρισμού στο ανταγωνισμό.

Οι αιτήσεις ανεξάρτητων παραγωγών, προς τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου (ΡΑΕΚ), η οποία είναι και η αρμόδια υπηρεσία για αδειοδότηση Ηλεκτροπαραγωγών Μονάδων για ηλεκτροπαραγωγή με συμβατικές και ΑΠΕ τεχνολογίες, είναι πάρα πολλές. Αρκετές άδειες έχουν ήδη δοθεί σε ανεξάρτητους παραγωγούς για κατασκευή και λειτουργία ηλεκτροπαραγωγών μονάδων. Επί του παρόντος, η Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου, το αιολικό πάρκο στους Ορείτες και η Τσιμεντοποιία Βασιλικού Δημόσια Εταιρεία ΛΤΔ είναι οι μόνοι Παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας στην Κύπρο. Αξίζει να σημειωθεί ότι, η Τσιμεντοποιία Βασιλικού είναι αυτοπαραγωγός, δηλαδή δεν εξάγει ηλεκτρική ενέργεια προς το δίκτυο, αλλά παράγει μόνο μέρος των αναγκών και το υπόλοιπο το προμηθεύεται από την ΑΗΚ.

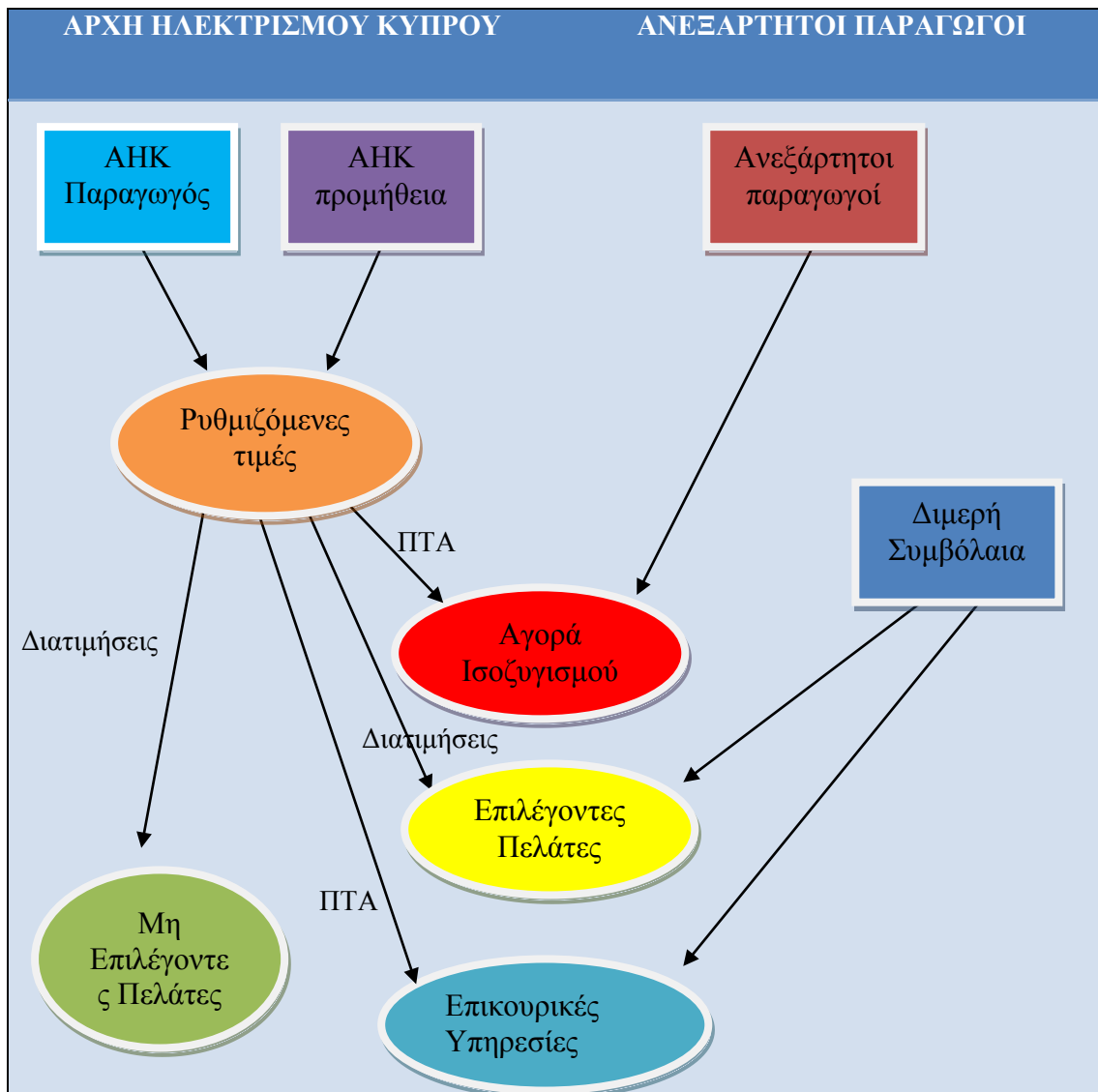
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

Κανόνες αγοράς και κανόνες μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας

5.1 Σύνοψη της αγοράς

Η λειτουργία μιας απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρισμού δεν είναι απλή και σίγουρα πολύ διαφορετική από το μονοπωλιακό καθεστώς. Πιο κάτω παρουσιάζεται μια γενική εικόνα της αγοράς ηλεκτρισμού, όπως περιγράφεται από την νομοθεσία και τους κανονισμούς. Επίσης, γίνεται αναφορά στους ρόλους που καλείται να επιτελέσει η ΑΗΚ ως κάτοχος δεσπόζουσας θέσης στο νέο ανταγωνιστικό περιβάλλον.

Σχεδιάγραμμα 1 : Η αγορά ηλεκτρισμού της Κύπρου.(πηγή ΑΗΚ)



Η αγορά ηλεκτρισμού της Κύπρου είναι μια αγορά διμερών συμβολαίων όπου οι ανεξάρτητοι συμμετέχοντες (παραγωγοί και προμηθευτές) ανταγωνίζονται μεταξύ τους για την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας σε πελάτες. Οι παραγωγοί πωλούν ηλεκτρική ενέργεια στους προμηθευτές οι οποίοι με την σειρά τους την πωλούν στους καταναλωτές επιλέγοντες και μη επιλέγοντες. Οι εγκαταστάσεις όλων των καταναλωτών θα συνεχίσουν να τροφοδοτούνται μέσω του ηλεκτρικού δικτύου της ΑΗΚ, αφού σύμφωνα με τη νομοθεσία, ιδιοκτήτης του συστήματος μεταφοράς και διανομής παραμένει η ΑΗΚ. Παράλληλα, η ΑΗΚ παραμένει ο κύριος παραγωγός και έχει την ευθύνη να καλύπτει όλους τους καταναλωτές σε περίπτωση που οι ανεξάρτητοι παραγωγοί με ικανότητα παραγωγής μικρότερης των 50MW αδυνατούν να ανταποκριθούν. Με βάση τη νομοθεσία, οι ανεξάρτητοι παραγωγοί των οποίων η ικανότητα παραγωγής ξεπερνά τα 50MW υποχρεούνται, να έχουν επαρκή εφεδρεία, ώστε να διασφαλίζεται η απρόσκοπτη παροχή προς τους καταναλωτές τους και η ασφάλεια του συστήματος μεταφοράς.

Το μέρος της αγοράς που δεν αποτελείται από διμερή συμβόλαια είναι μικρό και αφορά διαδικασίες και υπηρεσίες οι οποίες είναι απαραίτητες για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος. Αυτές είναι 1) η αγορά ισοζυγισμού που αφορά τον ισοζυγισμό της πραγματικής παραγωγής με την πραγματική ζήτηση μέσω των προσφορών για αγορά (μείωση της παραγωγής) ή πώληση (αύξηση της παραγωγής) ενέργειας. 2) οι επικουρικές υπηρεσίες.

Λόγω του μεγάλου μεριδίου της στην αγορά, η ΑΗΚ ορίζεται ως ο επικρατέστερος συμμετέχων και ως εκ τούτου, οι τιμές των υπηρεσιών που προσφέρει στους πελάτες της ρυθμίζονται από τις εγκεκριμένες από την ΡΑΕΚ διατιμήσεις. Οι τιμές πώλησης στο μηχανισμό ισοζυγισμού καθώς και οι τιμές πώλησης επικουρικών υπηρεσιών θα καθορίζονται από μια μεθοδολογία, την μεθοδολογία Προσομοιωμένης Τιμής Αγοράς (ΠΤΑ), η οποία θα συμφωνηθεί μεταξύ της ΑΗΚ και της ΡΑΕΚ. Οι ανεξάρτητοι παραγωγοί μπορούν να καθορίζουν τις τιμές για όλες τις υπηρεσίες που προσφέρουν ελεύθερα (ενέργεια σε πελάτες τους, τιμές προσφοράς στον μηχανισμό ισοζυγισμού, επικουρικές υπηρεσίες).

5.2 Οι ιδιότητες της ΑΗΚ στο νέο ανταγωνιστικό περιβάλλον

Στο νέο περιβάλλον οι διάφορες μονάδες της ΑΗΚ έχουν να επιτελέσουν πολλαπλούς ρόλους.

Η Επιχειρησιακή Μονάδα Δικτύων είναι ο ιδιοκτήτης του Συστήματος Μεταφοράς και ο ιδιοκτήτης και διαχειριστής του Συστήματος Διανομής. Για τις υπηρεσίες δικτύου θα χρεώνει το ΔΣΜ και κάθε χρόνο θα συμφωνεί με την ΡΑΕΚ, με βάση τα έξοδα για την συντήρηση και ανάπτυξη του Δικτύου και την εγκεκριμένη απόδοση των κεφαλαίων, το ποσό το οποίο θα πρέπει να ανακτήσει. Το ποσό αυτό θα ανακτάται από τον ΔΣΜ από όλους τους προμηθευτές μέσω των χρεώσεων Δικτύου και θα πληρώνεται στην Επιχειρησιακή Μονάδα Δικτύων.

Η Επιχειρησιακή Μονάδα Παραγωγής (ΑΗΚ Παραγωγός) θα λειτουργεί ως παραγωγός πωλώντας ενέργεια στην Επιχειρησιακή Μονάδα Εξυπηρέτησης Πελατών. Επίσης, θα έχει έσοδα από τις πωλήσεις Επικουρικών Υπηρεσιών και Μακροχρόνιας Εφεδρείας και από τις πωλήσεις ενέργεια προς άλλους προμηθευτές. Παράλληλα, θα συμμετέχει στην Αγορά Ισοζυγισμού όπου θα εμπορεύεται ενέργεια με το ΔΣΜ για τον ισοζυγισμό της ζήτησης από την παραγωγή.

Η επιχειρησιακή Μονάδα Εξυπηρέτησης Πελατών (ΑΗΚ Προμήθεια), θα πληρώνει την ΑΗΚ Παραγωγό και άλλους Ανεξάρτητους παραγωγούς για την ενέργεια για την οποία θα συνάπτει συμβόλαια. Επίσης, θα πληρώνει το ΔΣΜ για όλες τις υπηρεσίες συστήματος κατά αναλογία με την ζήτηση των δικών της πελατών. Τέτοιες υπηρεσίες είναι, οι επικουρικές, οι χρεώσεις δικτύου, η μακροχρόνια εφεδρεία και οποιεσδήποτε άλλες απαραίτητες για την λειτουργία του συστήματος. Επιπρόσθετα, θα εισπράττει από τους πελάτες της για την ενέργεια που τους πωλεί με βάση τις διατιμήσεις. Οι διατιμήσεις αυτές θα περιλαμβάνουν το κόστος της ενέργειας, το κόστος των χρεώσεων που αναμένεται να έχει για τις υπηρεσίες του συστήματος και την εγκεκριμένη απόδοση κεφαλαίου.

5.3 Επικουρικές υπηρεσίες

Για την ασφαλή λειτουργία, σταθερότητα και αξιοπιστία του Συστήματος Μεταφοράς και Διανομής απαιτούνται ορισμένες επικουρικές υπηρεσίες οι οποίες καθορίζονται από τον ΔΣΜ μέσα στα πλαίσια των αρμοδιοτήτων του. Οι υπηρεσίες αυτές προσφέρονται από τους Συμμετέχοντες έναντι αμοιβής..

Το λειτουργικό περιθώριο αναφέρεται στην ικανότητα επιπρόσθετης παραγωγής από την ζήτηση, ώστε να καλύπτονται οι τυχόν αποκλίσεις μεταξύ προβλεπόμενης και πραγματικής ζήτησης ή κάλυψη της ζήτησης σε περίπτωση βλάβης και αποσύνδεσης μονάδων παραγωγής. Οι υπηρεσία αυτή κοστίζει σημαντικά περισσότερο από τις υπόλοιπες επικουρικές γιατί

περιέχει πέραν του επιπρόσθετου λειτουργικού κόστους και σημαντικό κεφαλαιουχικό κόστος για την εγκατάσταση επιπρόσθετης παραγωγικής ικανότητας.

Η ρύθμιση της τάσης αποτελεί μια άλλη επικουρική υπηρεσία η οποία μπορεί να επιτευχθεί με τους εξής τρόπους (α) ρύθμιση των αυτόματων ρυθμιστών τάσης των γεννητριών, (β) αλλαγή του βήματος των μεταγωγών των μετασχηματιστών (tap change) και (γ) σύζευξη ή αποσύνδεση καλωδίων και πυκνωτών.

Η ρύθμιση της Συχνότητας αναφέρεται στη διόρθωση μικρών διακυμάνσεων της συχνότητας και όχι την αυξομείωση της παραγωγής λόγω σημαντικής μεταβολής της ζήτησης. Επιτυγχάνεται (α) από την αυτόματη αντίδραση των ρυθμιστών στροφών των μονάδων παραγωγής, (β) μικρή αύξηση ή μείωση της ισχύος των μονάδων παραγωγής και (γ) έλεγχο του φορτίου μέσω σημάτων ελέγχου.

Η επανεκκίνηση μετά από ολική σβέση του συστήματος επιτυγχάνεται από μονάδες με ικανότητα μηχανικής εκκίνησης με σκοπό την ενεργοποίηση ενός τμήματος του συστήματος Μεταφοράς εντός 45 λεπτών. Η ΑΗΚ διαθέτει τέτοιες μονάδες και στους τρεις Η/Σ σταθμούς.

5.4 Μακροχρόνια εφεδρεία

Αφορά την επάρκεια εγκατεστημένης ικανότητας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας πέραν της αναμενόμενης ετήσιας ζήτησης σε μακροχρόνιο ορίζοντα. Αποτελεί ευθύνη της ΡΑΕΚ η οποία οφείλει να προγραμματίζει την εγκατάσταση ικανοποιητικής παραγωγικής ικανότητας για την κάλυψη των συνολικών αναγκών για ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας με βάση τις μακροχρόνιες προβλέψεις.

5.5 Προγραμματισμός της παραγωγής και ισοζυγισμός της ζήτησης με την παραγωγή

Οι διαδικασίες προγραμματισμού της παραγωγής και του συνεχούς ισοζυγισμού της ζήτησης με την παραγωγή μέσω της αποδοχής προσφορών για αγορά ή πώληση ενέργειας μπορεί να συνοψιστεί ως ακολούθως :

- 1) Ο ΔΣΜ δημοσιεύει πρόβλεψη για την συνολική ζήτηση.
- 2) Όλοι οι παραγωγοί προχωρούν σε δηλώσεις των τεχνικών χαρακτηριστικών για κάθε διαθέσιμη μονάδα παραγωγής.

- 3) Όλοι οι παραγωγοί υποβάλλουν δηλώσεις προγραμματισμού για κάθε μονάδα παραγωγής αναφέροντας την επιμέρους ισχύ για κάθε λεπτό της ημέρας κατανομής.
- 4) Ο ΔΣΜ δημοσιοποιεί στην ιστοσελίδα του όλες τις δηλώσεις προγραμματισμού, καθώς επίσης και τις προσφορές για αγορά και πώληση ενέργειας.
- 5) Ο ΔΣΜ εκδίδει προσωρινό, ενδεικτικό πρόγραμμα και όχι εντολές λειτουργίας παραγωγής προς κάθε παραγωγό για όλες τις κατανεμόμενες μονάδες.
- 6) Ο ΔΣΜ εκδίδει εντολές κατανομής στους παραγωγούς οποιαδήποτε στιγμή μετά την έκδοση του προγραμματισμού παραγωγής και μέχρι τον πραγματικό χρόνο λειτουργίας. Οι εντολές δίνονται τηλεφωνικός ή με ηλεκτρονικά μέσα και μπορεί να αφορά την ενεργό ισχύ, την άεργο ισχύ, συγχρονισμό ή αποσυγχρονισμό της μονάδας.

Αν μια εντολή κατανομής για ενεργό ισχύ, είναι διαφορετική από την δήλωση προγραμματισμού αυτό συνεπάγεται αποδοχή προσφοράς για αγορά ή πώληση ενέργειας που διακανονίζεται οικονομικά σύμφωνα με τους κανόνες αγοράς στην τιμή της προσφοράς. Ο παραγωγός οφείλει να συμμορφώνεται με τις εντολές κατανομής εκτός και αν έρχεται σε αντίθεση με την διαθεσιμότητα ή τα λειτουργικά χαρακτηριστικά που δηλώθηκαν ή προέχουν λόγοι ασφαλείας του προσωπικού ή των εγκαταστάσεων. Αν ο παραγωγός αδυνατεί να συμμορφωθεί με μια εντολή οφείλει έγκαιρα να προβεί σε αλλαγή της δήλωσης των τεχνικών χαρακτηριστικών διαφορετικά μπορεί να υποστεί χρηματικό πρόστιμο. Αν αδυνατεί να συγχρονίσει μια μονάδα στον χρόνο που του ζητήθηκε οφείλει να ενημερώσει τον ΔΣΜ.

5.6 Ισοζυγισμός της ενέργειας

Για την αντιμετώπιση διακυμάνσεων της ζήτησης και αλλαγών στην διαθεσιμότητα των μονάδων ο ΔΣΜ μπορεί να εκδώσει εντολή κατανομής οποιαδήποτε στιγμή πριν τον πραγματικό χρόνο λειτουργίας. Συνήθως, επιλέγει μονάδες ισοζυγίου για αύξηση ή μείωση της παραγωγής με βάση τις τιμές προσφοράς για αγορά/πώληση ενέργειας. Αν η πραγματική ζήτηση είναι μεγαλύτερη από την ισχύ των δηλώσεων προγραμματισμού όλων των παραγωγών ο ΔΣΜ θα αποδέχεται προσφορές για πώληση ενέργειας δηλαδή αύξηση της παραγωγής ή μείωση της ζήτησης και το αντίθετο. Μικρές διακυμάνσεις στην ζήτηση ρυθμίζονται με βάση την επικουρική υπηρεσία ρύθμισης της συχνότητας.

5.7 Εντεταλμένη θέση, απαιτούμενη ποσότητα παράδοσης και αποκλίσεις

Οι εντολές κατανομής του ΔΣΜ καθορίζουν την εντεταλμένη θέση (MW) μιας κατανεμόμενης μονάδας παραγωγής. Η διαφορά μεταξύ της εντεταλμένης θέσης και της

Δήλωσης προγραμματισμού καθορίζει αν έχει γίνει αποδεκτή η προσφορά για αγορά ή πώληση ενέργειας. Η κάθε μονάδα ισοζυγισμού είναι υποχρεωμένη να παράγει ενέργεια σύμφωνα με την εντεταλμένη της θέση.

Η απαιτούμενη ποσότητα παράδοσης περιόδου εκκαθάρισης (MWh) είναι η ενέργεια που προκύπτει από την εντεταλμένη θέση. Είναι το άθροισμα της ενέργειας που πρέπει να παραχθεί για κάθε λεπτό της περιόδου εκκαθάρισης (διάρκειας 30 λεπτών), σύμφωνα με την εντεταλμένη θέση. Η διαφορά μεταξύ της εντεταλμένης θέσης και της δήλωσης προγραμματισμού καθορίζει την ποσότητα της αποδεκτής προσφοράς.

Οι επιτρεπόμενες μη τιμωρούμενες αποκλίσεις της απαιτούμενης ποσότητας παράδοσης περιόδου εκκαθάρισης για τους μεγάλους παραγωγούς είναι 5% και για τους μικρούς παραγωγούς μεγαλύτερες και αφορά την κάθε μονάδα ισοζυγίου ξεχωριστά. Είναι πολύ σημαντικό το φορτίο της κάθε μονάδας ισοζυγίου να αντιστοιχεί στην εντεταλμένη θέση. Αν η μετρούμενη ενέργεια που παράγεται (ή καταναλώνεται) σε μια περίοδο εκκαθάρισης διαφέρει από την ενέργεια που προκύπτει από την εντεταλμένη θέση, οι κανόνες αγοράς ηλεκτρισμού επιβάλλουν χρηματικό πρόστιμο.

5.8 Συμβόλαια ενέργειας και ανισοζύγιο

Η ΑΗΚ παραγωγός και η ΑΗΚ προμηθευτής μπορούν να υπογράψουν συμβόλαια με οποιονδήποτε άλλο συμμετέχοντα για την εμπορία ηλεκτρικής ενέργειας. Συμβόλαια ενέργειας θεωρούνται και οι συμφωνίες μεταξύ των λογαριασμών παραγωγού και προμηθευτή του ίδιου συμμετέχοντα.

Ο κάθε συμμετέχων διατηρεί δύο λογαριασμούς, το λογαριασμό παραγωγής και τον λογαριασμό διακίνησης ισχύος (προμήθεια). Το σύνολο της ενέργειας που παράγεται στο λογαριασμό του παραγωγού μείον την ενέργεια των αποδεκτών προσφορών συν την ενέργεια των συμβολαίων αυτού του λογαριασμού αποτελεί την απόκλιση του λογαριασμού παραγωγής. Αντίστοιχα, το σύνολο της ενέργειας (αναγόμενη στους μετρητές των μονάδων παραγωγής για να συμπεριληφθούν οι απώλειες στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής) που καταναλώνεται από τους μετρητές που ανήκουν σε αυτό το λογαριασμό διακίνησης ισχύος μείον την ενέργεια των αποδεκτών προσφορών συν την ενέργεια των συμβολαίων αυτού του λογαριασμού αποτελεί την απόκλιση του λογαριασμού διακίνησης ισχύος.

Για τον κάθε λογαριασμό οι αποκλίσεις εκκαθαρίζονται για κάθε περίοδο εκκαθάρισης. Η τιμή που ισχύει για την ενέργεια των αποκλίσεων είναι η τιμή εκκαθάρισης των αποκλίσεων. Αυτή, καθορίζεται ανάλογα με το αν το σύστημα είναι ελλειμματικό, δηλαδή υπάρχει έλλειμμα παραγωγής και έχουν γίνει αποδεκτές προσφορές για πώληση ενέργειας περισσότερες σε ποσότητα ενέργειας από προσφορές για αγορά ενέργειας ή πλεονασματικό. Στην περίπτωση που το σύστημα είναι ελλειμματικό τότε ισχύει η μέση τιμή των αποδεκτών προσφορών για πώληση ενέργειας, ζυγισμένο με την ποσότητα ενέργειας της κάθε προσφοράς. Στην αντίθετη περίπτωση, ισχύει η μέση τιμή των αποδεκτών προσφορών για αγορά ενέργειας. Αν το σύστημα είναι ουδέτερο τότε ισχύει η μέση τιμή της τιμής εκκαθάρισης των αποκλίσεων για τις προηγούμενες 168 ώρες.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ)

6.1 Δεσμεύσεις της Κύπρου - Νομοθετικό πλαίσιο

Με την απελευθέρωση της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, πολλές τοπικές εταιρείες αλλά και εταιρείες του εξωτερικού που δραστηριοποιούνται στο τομέα αυτό, έχουν επιδείξει μεγάλο ενδιαφέρον για παραγωγή.

Ένα σημαντικό μερίδιο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να προέρχεται από τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ). Στα πλαίσια της Οδηγίας 2009/28/ΕΚ: Ηλεκτρισμός από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας ορίζεται η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ανανεώσιμες μη ορυκτές πηγές και κυρίως από αιολική ενέργεια, από ηλιακή ενέργεια, από γεωθερμική ενέργεια, από υδροηλεκτρική ενέργεια, από βιομάζα, από τα εκλυόμενα στους χώρους υγειονομικής ταφής αέρια, από τα αέρια που παράγονται σε μονάδες επεξεργασίας λυμάτων και από τα βιοαέρια.

Με βάση τους στόχους και δεσμεύσεις της Κυπριακής Δημοκρατίας προς την Ευρωπαϊκή Ένωση η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με ΑΠΕ (Οδηγία 2001/77/ΕΚ) πρέπει να φθάσει το 6% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι το 2010 και το 13% μέχρι το 2020 (Οδηγία 2009/28/ΕΚ η οποία εκδόθηκε το 2009 και που αντικαθιστά την προηγούμενη). Οι επενδύσεις που σχετίζονται με ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ τυγχάνουν επιδότησης μέσω της Υπηρεσίας Ενέργειας του Υπουργείου εμπορίου βιομηχανίας και τουρισμού.

Το Ίδρυμα Ενέργειας Κύπρου (ΙΕΚ) ιδρύθηκε το 2000 από τον Υπουργό Εμπορίου, Βιομηχανίας και Τουρισμού. Έχει ως σκοπό του την προώθηση της εξοικονόμησης και της ορθολογικής χρήσης της ενέργειας. Την ανάπτυξη και προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (αιολική, ηλιακή, βιομάζα, υδροηλεκτρική γεωθερμία ή κάθε άλλη μορφή ανανεώσιμης ενέργειας που είναι γνωστή ή θα αποδειχθεί ενδιαφέρουσα στο μέλλον) στην Κύπρο, και γενικά την ανάληψη κάθε άλλου είδους δραστηριότητες οι οποίες συμβάλουν στην προώθηση των πιο πάνω τομέων, στοχεύοντας στην διεύρυνση της χρήσης των οικονομικά βιώσιμων αειφόρων ενεργειακών τεχνολογιών. Για την υλοποίηση των στόχων του το ΙΕ εμπλέκεται σε διεθνή συναφή προγράμματα, συνεργάζεται με παρόμοια Ινστιτούτα του εξωτερικού, απασχολεί κατά καιρούς συμβούλους ή ειδικούς επιστήμονες (Κύπριους ή

από το εξωτερικό), αναλαμβάνει εφαρμοσμένη έρευνα, παρέχει τεχνική βοήθεια και πληροφορίες και γενικά παρουσιάζει μια μεγάλη δραστηριότητα στον τομέα της ενημέρωσης και προώθησης της χρήσης νέων καινοτόμων ενεργειακών τεχνολογιών και ειδικότερα τεχνολογιών εκμετάλλευσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ).

Το έτος 2002 με την κατάρτιση του πρώτου Εθνικού Σχεδίου Δράσης για τις ΑΠΕ, στα πλαίσια της Ευρωπαϊκής Οδηγίας 2001/77/ΕΚ, ξεκίνησε η προώθηση των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) στην Κύπρο που θα κάλυπτε την περίοδο 2002 – 2012. Το εθνικό σχέδιο δράσης για ανάπτυξη των ΑΠΕ περιελάμβανε:

- την δημιουργία Ειδικού Ταμείου Ενίσχυσης των ΑΠΕ και ΕΞΕ το οποίο να χρηματοδοτείται από την επιβολή τέλους κατανάλωσης ηλεκτρισμού 0,22 ¢ ανά καταναλισκόμενη κιλοβατώρα.
- Ανάλυση ρόλου "One Stop Shop" από την Υπηρεσία Ενέργειας ώστε να επιτευχθεί συντονισμός όλων των εμπλεκόμενων υπηρεσιών για την επιτάχυνση των διαδικασιών αδειοδότησης και διευκόλυνση των επενδύσεων
- Λειτουργία Σχεδίου Παροχής Χορηγιών για Εξοικονόμηση Ενέργειας και Ενθάρρυνση της Χρήσης των ΑΠΕ.
- Νομική υποχρέωση της ΑΗΚ να αγοράζει κατά προτεραιότητα από ανεξάρτητους παραγωγούς όλη την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ.
- Καλλιέργεια ενεργειακής συνείδησης κοινού.

Στόχοι του σχεδίου ήταν α) μέχρι το 2010 ο διπλασιασμός της συνεισφοράς των ΑΠΕ στη συνολική ενεργειακή κατανάλωση από το 1.9% που ήταν το 1997 στο 3.8 %. β) αύξηση της παραγωγής ηλεκτρισμού από ΑΠΕ από μηδέν που ήταν το 2002 στο 6% της συνολικής ακαθάριστης κατανάλωσης ηλεκτρισμού μέχρι το 2010.

Σημειώνεται, ότι από το 2004, το Ίδρυμα Ενέργειας Κύπρου καταρτίζει και προωθεί προγράμματα παροχής οικονομικών κινήτρων για την πραγματοποίηση επενδύσεων στον τομέα των ΑΠΕ, της εξοικονόμησης ενέργειας και της συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας. Τα κίνητρα αφορούν την κεφαλαιουχική ενίσχυση των σχετικών ενεργειακών επενδύσεων και την δυνατότητα πώλησης και επιδότησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

Συνολικά από το 2004 μέχρι και τις 31 Μαΐου 2009 είχαν υποβληθεί στην Υπηρεσία 43.536 αιτήσεις. Το Ειδικό Ταμείο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΑΠΕ και ΕΞ.Ε.), μέχρι σήμερα έχει χρηματοδοτήσει ενεργειακές επενδύσεις ύψους 35 εκατομμυρίων ευρώ. Με βάση το ενεργειακό ισοζύγιο του 2009, η συνολική συνεισφορά των ΑΠΕ στη συνολική τελική κατανάλωση ενέργειας στην Κύπρο ήταν 4,9% δηλαδή κατά 1,1% υψηλότερη από τον στόχο. Όσον αφορά τον δεύτερο στόχο, η επιτροπή παρέλαβε μεγάλο αριθμό αιτήσεων και προχώρησε σε καταρχήν έγκριση σε αιτήσεις 169 MW αιολικών συστημάτων, 6.5 MW βιομάζας και βιοαερίου και 5 MW φωτοβολταϊκών συστημάτων. Στους σχεδιασμούς του 6% στοχεύετο η συνεισφορά των αιολικών συστημάτων 4,5%, της βιομάζας 1,3% και των φωτοβολταϊκών συστημάτων 0,2%.

Παρολαυτά, μέχρι το 2009 είχαν υλοποιηθεί εγκαταστάσεις εκμετάλλευσης βιομάζας 6 MW και φωτοβολταϊκών συστημάτων 3,5 MW και κανένα αιολικό πάρκο με αποτέλεσμα η συνεισφορά των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή το 2009 να ήταν 0,7 %. Η καθυστέρηση σε επενδύσεις μεγάλων αιολικών πάρκων οφειλόταν κυρίως σε δυσκολίες εξασφάλισης όλων των απαιτούμενων από την νομοθεσία αδειών, στην αντίδραση των κοινοτήτων στα όρια των οποίων θα φιλοξενούνταν οι εγκαταστάσεις καθώς επίσης και στην διαφοροποίηση στο μεσοδιάστημα των τεχνοοικονομικών δεδομένων.

Έτσι, προκειμένου να φτάσει η Κύπρος τους δεσμευτικούς στόχους του 2020, η Υπηρεσία Ενέργειας του ΥΕΒΤ έθεσε σε ισχύ δύο Σχέδια Χορηγιών για ΑΠΕ και ΕΞΕ 2009-2013. Το πρώτο σχέδιο αναφέρεται σε νομικά πρόσωπα και φορείς του δημόσιου τομέα που ασκούν οικονομική δραστηριότητα. Αποσκοπεί στην παροχή οικονομικών κινήτρων υπό μορφή κυβερνητικής επιδότησης για την πραγματοποίηση επενδύσεων στον τομέα της παραγωγής ηλεκτρισμού και την συμπαραγωγή ηλεκτρισμού-θερμότητας ή/και ψύξης από την αξιοποίηση της Αιολικής, της Ηλιακής ενέργειας, της Βιομάζας και του Βιοαερίου που εκλύεται από χώρους υγειονομικής ταφής απορριμμάτων. Με βάση το σχέδιο, η Επιτροπή Διαχείρισης του Ειδικού Ταμείου ΑΠΕ και ΕΞΕ θα εγκρίνει μεγάλες επενδύσεις σε ΑΠΕ για κάθε τεχνολογία όπως φαίνονται στον πίνακα 1. Ήδη εντός του 2010 υπογράφηκαν συμβόλαια υλοποίησης των αιολικών πάρκων συνολικής ισχύς 165 MW με το πρώτο πάρκο ισχύος 82 MW να ευρίσκεται σε πλήρη λειτουργία από τον Οκτώβριο του 2010. Επίσης, στο ίδιο έτος αδειοδοτήθηκε το σύνολο των φωτοβολταϊκών συστημάτων (1,5 MW έχουν λάβει καταρχήν έγκριση και άρχισε η κατασκευή τους) και εγκαταστάθηκε μια επιπλέον μονάδα

εκμετάλλευσης βιομάζας ισχύος 0,5 MW. Επιπρόσθετα, έγινε σύνδεση 65 φωτοβολταϊκών συστημάτων ισχύος 1,1 MW που εγκαταστάθηκαν σε δημόσια κτίρια, σχολεία, και στρατόπεδα και που συγχρηματοδοτούνται από τα διαρθρωτικά ταμεία της ΕΕ.

Το δεύτερο σχέδιο, (πίνακας 2 παράρτημα Γ) αναφέρεται σε φυσικά πρόσωπα και οργανισμούς στο βαθμό που δεν ασκούν οικονομική δραστηριότητα. Αποσκοπεί στην παροχή οικονομικών κινήτρων υπό μορφή κυβερνητικής χορηγίας ή/και επιδότησης για την πραγματοποίηση επενδύσεων στον τομέα της ενθάρρυνσης της χρήσης των ΑΠΕ. Το Σχέδιο καλύπτει αποκλειστικά επενδύσεις που γίνονται στην απουσία εθνικών ή κοινοτικών προτύπων.

Και τα δύο σχέδια καλύπτουν ώριμες τεχνολογικά κατηγορίες επενδύσεων και αφορούν αγορά και εγκατάσταση καινούργιου εξοπλισμού και υλικών καθώς και το κόστος μελετών όπου αυτές κρίνονται αναγκαίες.

Πίνακας 1 : Επενδύσεις σε ΑΠΕ

Αιολικά: 165 MW
Ηλιοθερμικά: 25 MW
Φωτοβολταϊκά: 14 MW
Βιομάζα: 4 MW
Βιοαέριο: 3 MW
Σύνολο: 211 MW

(πηγή : Υπουργείο εμπορίου, Βιομηχανίας και Τουρισμού)

Οι παραγωγοί ηλεκτρισμού από ΑΠΕ, έχουν την δυνατότητα να χρησιμοποιήσουν την ηλεκτρική ενέργεια που παράγουν για κάλυψη των δικών τους αναγκών και να πωλούν τυχόν πλεόνασμα στην ΑΗΚ ή άλλο μη οικιστικό φορέα βάση του περί Επιλέγοντα Καταναλωτή Διατάγματος του 2004, δυνάμει του άρθρου 44 των «περί Ρύθμισης της Αγοράς Ηλεκτρισμού Νόμων του 2003 έως 2006».

Η ΑΗΚ αναλαμβάνει να αγοράζει την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ και διοχετεύεται στο δίκτυο διανομής/μεταφοράς νοουμένου ότι τηρούνται οι πιο κάτω προϋποθέσεις:

(α) Ικανοποιούνται οι τεχνικές προδιαγραφές όπως καθορίζονται στην σύμβαση του παραγωγού με την ΑΗΚ. Η μέτρηση θα γίνεται στο σημείο σύνδεσης με το δίκτυο της ΑΗΚ.

(β) Υπογράφεται σύμβαση αγοράς με την ΑΗΚ, εικοσαετούς διάρκειας. Η σύμβαση θα μπορεί να ανανεώνεται μετά το πέρας των πρώτων 20 χρόνων για περιόδους διάρκειας 5 χρόνων, εφόσον το ζητήσει ο συμβαλλόμενος, αλλά με βάση την ισχύουσα τότε διατίμηση αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, χωρίς οποιανδήποτε επιδότηση από το Ειδικό Ταμείο ΑΠΕ.

(γ) Αποδοχή της τάσης και του τρόπου σύνδεσης των εγκαταστάσεων του ενδιαφερόμενου με το δίκτυο μεταφοράς ή διανομής, όπως αυτοί θα καθορίζονται μετά από τεχνοοικονομική μελέτη σε κάθε περίπτωση.

6.2 Διατίμηση της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ η οποία διοχετεύεται στο δίκτυο διανομής/μεταφοράς της ΑΗΚ

Η τιμή που θα καταβάλλει η ΑΗΚ ή άλλος παροχέας ηλεκτρικής ενέργειας για την αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ και διοχετεύεται στο δίκτυο, καθορίζεται από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου (ΡΑΕΚ) με βάση το πραγματικό κόστος του παροχέα ηλεκτρικής ενέργειας. Η τιμή αυτή επανακαθορίζεται όποτε θεωρηθεί αναγκαίο από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας με βάση τυχόν αλλαγές στο πραγματικό κόστος του παροχέα ηλεκτρικής ενέργειας.

Μετά από αίτηση του ενδιαφερομένου και έγκριση της Επιτροπής Διαχείρισης του Ειδικού Ταμείου ΑΠΕ, μόνο για τις κιλοβατώρες που θα διοχετεύονται στο δίκτυο της ΑΗΚ, επιπλέον της τιμής που θα καταβάλλει η ΑΗΚ, θα δίδεται στον παραγωγό ηλεκτρισμού από ΑΠΕ επιδότηση από το Ειδικό Ταμείο ΑΠΕ, ανάλογα με το είδος των συστημάτων ΑΠΕ. Η επιδότηση η οποία είναι η διαφορά μεταξύ της συνολικής τιμής πώλησης κιλοβατώρας και της τιμής της αγοράς από την ΑΗΚ, καταβάλλεται από το Ειδικό Ταμείο ΑΠΕ και ΕΞΕ. Το ταμείο αυτό, χρηματοδοτείται με την επιβολή τέλους πάνω στην κατανάλωση ηλεκτρισμού αρχικά ύψους 0,22 €/Kwhr. Από την 1^η Αυγούστου 2010 το τέλος αυτό έχει αυξηθεί σε 0,44 €/Kwhr. Η διάρκεια της επιδότησης από το Ειδικό Ταμείο ΑΠΕ θα είναι μόνο για τα πρώτα 20 χρόνια. Σε περίπτωση αναθεώρησης της τιμής που θα καταβάλλει η ΑΗΚ στον παραγωγό

ΑΠΕ, το ύψος της επιδότησης θα αναπροσαρμόζεται, ώστε η συνολική τιμή που θα προσφέρεται στον παραγωγό ΑΠΕ να παραμένει σταθερή στην προσυμφωνημένη τιμή για όλη την διάρκεια του σχετικού συμβολαίου μεταξύ παραγωγού ΑΠΕ και Ειδικού Ταμείου ΑΠΕ. Σε περίπτωση που η τιμή αγοράς από την ΑΗΚ ξεπερνά την συνολική τιμή όπως αυτή καθορίζεται στα σχέδια χορηγιών, τότε η διαφορά μεταξύ της τιμής αγοράς της ΑΗΚ και της καθορισμένης συνολικής τιμής πώλησης θα κατατίθεται στο Ειδικό Ταμείο ΑΠΕ και ΕΞΕ.

Για σκοπούς συμμόρφωσης με τις πρόνοιες της Οδηγίας 2004/8/EC για Συμπααραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας (ΣΗΘ) και της οδηγίας 2001/77/EC για Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), η κυβέρνηση της Κυπριακής Δημοκρατίας ετοίμασε τους Νόμους Ν174 (Ι)/2006 και 162(Ι)/2006 για προώθηση των εγκαταστάσεων ΣΗΘ και ΑΠΕ. Οι Νόμοι αυτοί καλούν για την δημιουργία και λειτουργία ενός ηλεκτρονικού μητρώου μέσω του οποίου θα εκδίδονται, θα μεταφέρονται και θα ακυρώνονται Εγγυήσεις Προέλευσης Παραγωγής από ΣΗΘ και ΑΠΕ. Αυτός ο τομέας περιέχει Κανονισμούς, Νομοθεσίες, Τεχνικά Εγχειρίδια και άλλες πληροφορίες σχετικά με το Ηλεκτρονικό Μητρώο.

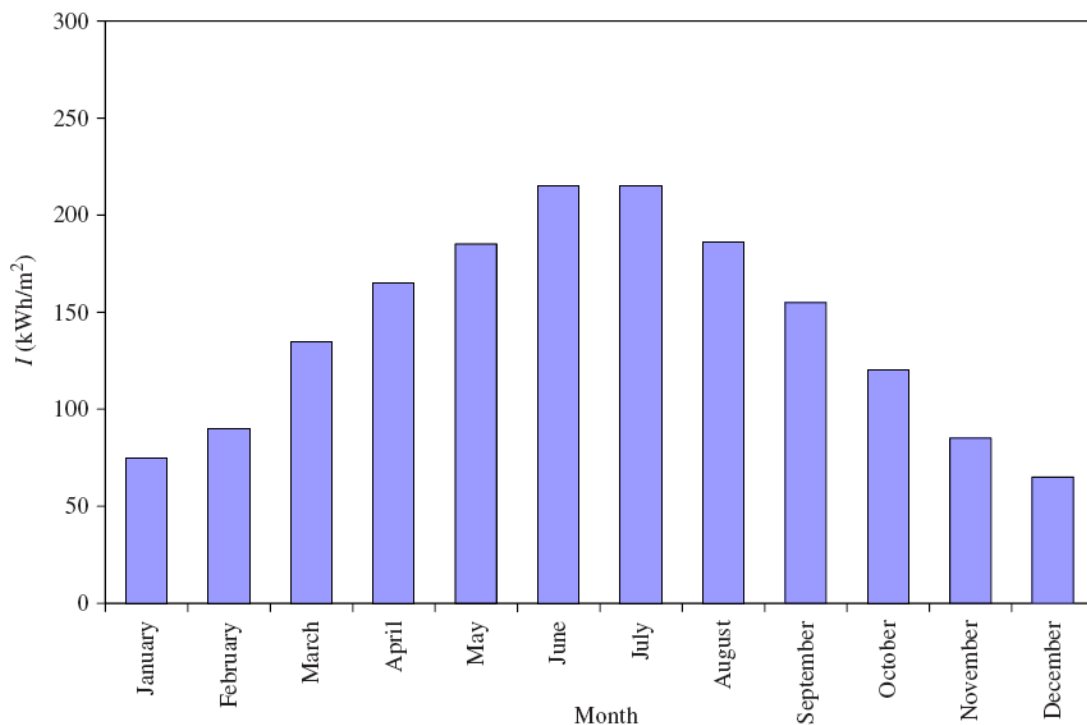
6.3 Δυναμικό ΑΠΕ στην Κύπρο

Η Κύπρος έχει υψηλό δυναμικό ηλιακής ενέργειας μέσου όρου έντασης 1686.4 KWh/m^2 , το οποίο προσδίδει αυξημένη δυνατότητα χρήσης των σχετιζομένων ΑΠΕ. Η μεγαλύτερη δυνατή διάρκεια της ηλιοφάνειας δηλαδή από την ανατολή μέχρι τη δύση του ήλιου στην Κύπρο κυμαίνεται από 9.8 ώρες την ημέρα το Δεκέμβρη σε 14.5 ώρες την ημέρα τον Ιούνη. Η μηνιαία ένταση ηλιακής ακτινοβολίας στην Κύπρο δίνεται από το γραφική παράσταση 1.

Συστήματα που θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν είναι θερμικά συστήματα ηλιακών συλλεκτών, όπου η ηλιακή ακτινοβολία μετατρέπεται σε θερμική και σε φωτοβολταϊκά συστήματα όπου η ηλιακή ακτινοβολία μετατρέπεται απευθείας σε ηλεκτρική. Μέρος του δυναμικού γίνεται ήδη εκμεταλλεύσιμο με την χρήση ηλιακών συστημάτων θέρμανσης οικιακού νερού. Ο αριθμός των ηλιακών μονάδων που είναι σε λειτουργία σήμερα αντιστοιχεί στη μία μονάδα για κάθε 3.7 άτομα στο νησί, που είναι παγκόσμιο ρεκόρ, μάλιστα με μεγάλη διαφορά από την δεύτερη χώρα συνεισφέροντας περίπου 4% στις συνολικές ενεργειακές ανάγκες της Κύπρου. Παράλληλα, η ΑΗΚ σε συνεργασία με την ιερά μητρόπολη Κύπρου προωθεί ηλιοθερμικό πάρκο δυναμικότητας 50 MW στην περιοχή Ακρωτηρίου.

Τα τελευταία χρόνια υπάρχει μία αυξητική τάση χρησιμοποίησης φωτοβολταϊκών συστημάτων τόσο από φυσικά όσο και νομικά πρόσωπα για ηλεκτροπαραγωγή με αποτέλεσμα να έχει ήδη εγκατασταθεί ένας μεγάλος αριθμός και παράλληλα να εκκρεμεί για αδειοδότηση ένας άλλος. Σύμφωνα με στοιχεία της ΡΑΕΚ τον Δεκέμβριο του 2010 βρίσκονταν σε λειτουργία 647 μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα συνδεδεμένα με το δίκτυο της ΑΗΚ, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 5.64 MW.

Γραφική παράσταση 1 : Μηνιαία ένταση ηλιακής ακτινοβολίας στην Κύπρο.



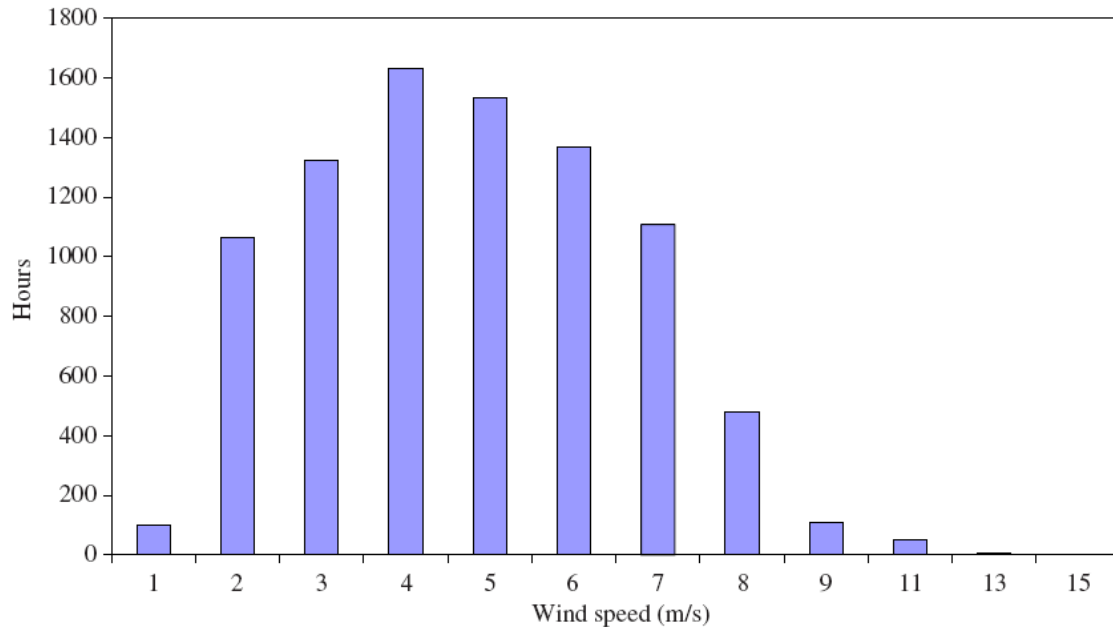
(πηγή: Δρ Α. Πουλλικκάς, Implementation of distributed generation technologies in isolated power systems, Elsevier 2006)

Η Υπηρεσία Ενέργειας εκτιμά ότι υπάρχει μέτριο αιολικό δυναμικό για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με την χρήση ανεμογεννητριών, οικονομικά εκμεταλλεύσιμο της τάξεως των 150 με 250 MW (γραφική παράσταση 2).

Υπάρχουν αρκετές περιοχές με μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου 5-6 m/s και λίγες περιοχές με μέση ετήσια ταχύτητα 6.5-7 m/s (χάρτης 1). Εκτιμάται ότι με μέση ταχύτητα ανέμου 5.4-5.8 m/s ένα αιολικό πάρκο μπορεί να είναι οικονομικά βιώσιμο. Το πρώτο αιολικό πάρκο που

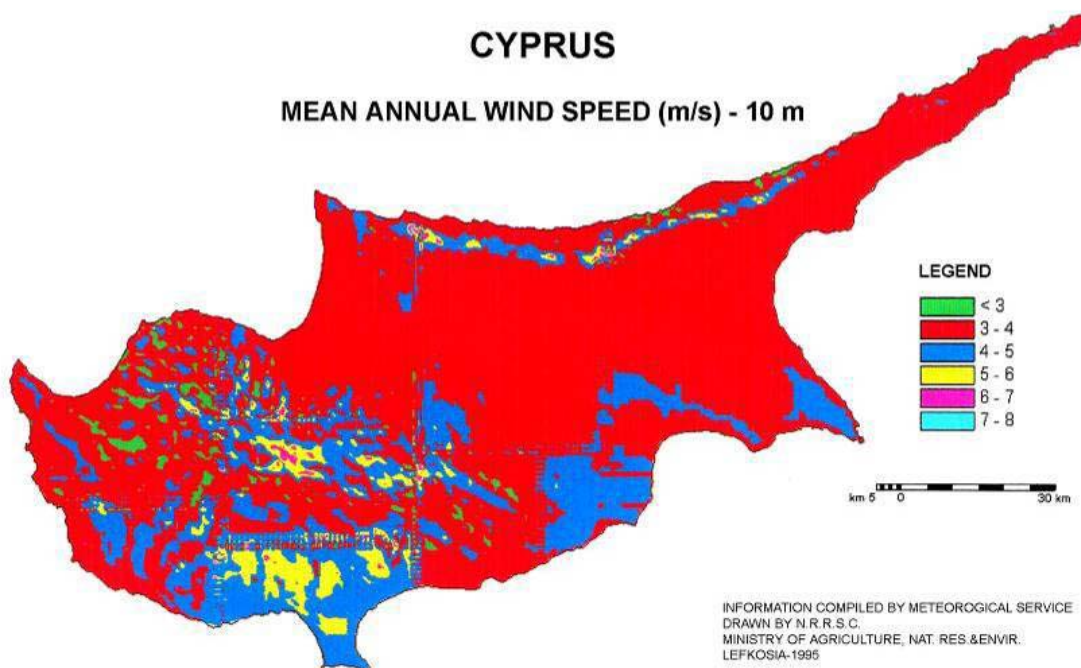
τέθηκε σε εμπορική λειτουργία είναι δυναμικότητας 82 MW. Επί του παρόντος, βρίσκονται υπό κατασκευή άλλα επτά μεγάλα πάρκα.

Γραφική παράσταση 2 : Μηνιαία ένταση ταχύτητας ανέμου στην Κύπρο.



(πηγή: Δρ Α. Πουλλικκάς, Implementation of distributed generation technologies in isolated power systems, Elsevier 2006).

Χάρτης 1 : Μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου στην Κύπρο ανά περιοχή.



(Πηγή: Μετεωρολογική Υπηρεσία Κύπρου)

Όσον αφορά την βιομάζα/βιοαέριο υπάρχει μικρό δυναμικό. Οι κύριες πηγές βιομάζας/βιοαερίου αφορούν αγροτικά υπολείμματα, MSW και αέριο χωματερής. Σύμφωνα με στοιχεία της ΡΑΕΚ, τον Δεκέμβριο του 2010 βρίσκονταν σε λειτουργία 10 μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα/βιοαέριο συνδεδεμένα με το δίκτυο της ΑΗΚ, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 5.56 MW.

Το υδροδυναμικό είναι πολύ περιορισμένο στην Κύπρο εξαιτίας των καιρικών συνθηκών. Εκτιμάται ότι το οικονομικά εκμεταλλεύσιμο δυναμικό είναι δυναμικό είναι λιγότερο από 1 MW με εκτιμώμενη παραγωγή ενέργειας 5-6 GWhr/χρόνο.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

Καύσιμα συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής

7.1 Διεθνής τάση

Με αναφορά στον πίνακα 1, το κάρβουνο έχει διατηρήσει διεθνώς τη θέση του ως η σημαντικότερη πηγή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζοντας αξιοσημείωτη σταθερότητα της τάξης του 38 %, από το 1975. Η Διεθνής Επιτροπή Ενέργειας (International Energy Agency) εκτιμά ότι το ποσοστό αυτό θα διατηρηθεί και μετά το 2010, λόγω της ισχυρής ανάπτυξης που αναμένεται σε χώρες όπως η Ινδία και η Κίνα. Αντίθετα, το πετρέλαιο με βάση το μερίδιο της παραγωγής συνεχίζει να παρουσιάζει πτώση η οποία ξεκίνησε από την περίοδο της πετρελαϊκής κρίση την δεκαετία του 1970.

Πίνακας 1 : Καύσιμα συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής, διεθνής τάση.

Τεχνολογία	% μεριδίου				
	1975	1980	1990	2000	2010
Κάρβουνο	36.7	38.1	38.2	37.8	38.2
Πετρέλαιο	22.1	19.7	11.3	9.6	8.0
Φυσικό αέριο	2,5	12,0	13,7	14,8	24,3
Πυρηνική	5,9	8,6	17,0	17,6	12,3
Ανανεώσιμες	23,0	21,6	19,8	20,2	17,2

(πηγή : Dr A. Poullikkas, Independent Power Producer Technology Selection Algorithm, 2000 – 2006)

Το ποσοστό παραγωγής ηλεκτρισμού με την χρήση πυρηνικής ενέργειας αυξήθηκε σημαντικά κατά τη δεκαετία του 1980 παρουσιάζοντας κορύφωση το 2000. Παρολαυτά, με την πάροδο του χρόνου φαίνεται να χάνει μερίδιο το οποίο οφείλεται στο υψηλό κόστος εγκατάστασης νέων σταθμών και στην επισφάλεια που δημιουργήθηκε μετά τα λίγα αλλά σοβαρά πυρηνικά ατυχήματα. Από την άλλη το μερίδιο του φυσικού αερίου αυξήθηκε από 2,5% το 1975 σε περίπου 25% το 2010. Οι παράγοντες που ευνόησαν την επιταχυνόμενη αύξηση χρήσης του φυσικού αερίου ήταν κυρίως η ανακάλυψη σημαντικών αποθεμάτων και η επέκταση-διασπορά των αγωγών παράδοσης φυσικού αερίου σε παγκόσμια κλίμακα. Παράλληλα, σημαντική υπήρξε η αλλαγή στις πολιτικές αντιλήψεις κατά τη διάρκεια της

δεκαετίας του 1980 και του 1990. Το φυσικό αέριο δεν θεωρείται πλέον ένα σπάνιο καύσιμο που βάζει σε κίνδυνο την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού. Αντίθετα, ως ένα χαμηλού κόστους, άφθονο και γενικά ασφαλές καύσιμο που είναι καθαρότερο από άλλα τόσο σε πρωτογενές εκπομπές (SOx, NOx, σκόνη) όσο και εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (CO2).

Στην συνέχεια θα αναλυθούν τα καύσιμα που θεωρούνται κατάλληλα για κάλυψη των αναγκών της Κύπρου με συμβατική ηλεκτροπαραγωγή σύμφωνα με τις πολιτικές αποφάσεις της Κυπριακής κυβέρνησης (το κάρβουνο αποκλείστηκε με βάση απόφαση της βουλής το 1990). Μέχρι σήμερα χρησιμοποιείται κυρίως το μαζούτ και μερικώς το ακάθαρτο πετρέλαιο.

7.2 Βαρύ πετρέλαιο (Heavy Fuel Oil-μαζούτ)

Το βαρύ πετρέλαιο (μαζούτ) είναι ένα από τα υποπροϊόντα που προκύπτουν από την κλασματική απόσταξη του αργού πετρελαίου το οποίο πρώτα έχει διαχωριστεί από το φυσικό αέριο και το νερό. Το βαρύ πετρέλαιο αποτελείται κυρίως από άνθρακα και υδρογόνου, γνωστά ως υδρογονάνθρακες και μικρών ποσοτήτων του αζώτου, οξυγόνου και θείου. Επίσης, αποτελείται από άλλες ανόργανες ενώσεις και στοιχεία, όπως, άλατα του νατρίου, ασβέστη, μαγνήσιο, σίδηρο, κλπ. Μια τυπική στοιχειομετρική ανάλυση του μαζούτ, με 1% περιεκτικότητα σε θείο, που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, δίνεται στον πιο κάτω πίνακα.

Πίνακας 2 : Στοιχειομετρική ανάλυση του μαζούτ για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Συστατικό στοιχείο	Περιεκτικότητα
Άνθρακας	85 %
Υδρογόνο	12 %
Οξυγόνο	1.0 %
Θείο	1.0 %
Αζωτο	0.8 %
Τέφρα	0.2 %
Θερμογόνος δύναμη	
Ανώτερη	43 MJ/Kg
Κατώτερη	41 MJ/Kg

(πηγή : Dr A. Poullikkas, Independent Power Producer Technology Selection Algorithm, 2000 – 2006)

Κατά τη διάρκεια της καύσης του μαζούτ, πολλά από τα ανόργανα στοιχεία διασπώνται σχηματίζοντας οξείδια που παραμένουν στη στάχτη, ο όγκος των οποίων είναι αμελητέος. Το θείο, το οποίο συνίσταται με τη μορφή ανόργανων και οργανικών ενώσεων, είναι ιδιαίτερα ανεπιθύμητο. Κατά τη διάρκεια της καύσης, ο κύριος όγκο του θείου οξειδώνεται σε διοξείδιο του θείου και εκπέμπεται στην ατμόσφαιρα με τα καυσαέρια.

Η μεταφορά και η αποθήκευση του μαζούτ είναι σχετικά εύκολη και φτηνή. Εκφορτώνεται δια μέσου αγωγού στις δεξαμενές πετρελαίου του ηλεκτροπαραγωγού από δεξαμενόπλοια που προσεγγίζουν τις εγκαταστάσεις εκφόρτωσης του σταθμού. Στο παγκόσμιο λειτουργεί μια διεθνής αγορά μαζούτ, υπό την έννοια ότι μπορεί να αγοραστεί και να παραδοθεί σε σύντομο χρονικό διάστημα με βάση τις διεθνείς τάσεις των τιμών.

7.3 Ακάθαρτο πετρέλαιο (Diesel)

Το ακάθαρτο πετρέλαιο είναι ένα προϊόν που προκύπτει από την κλασματική απόσταξη του αργού πετρελαίου.

Πίνακας 3 : Στοιχειομετρική ανάλυση του ακάθαρτου πετρελαίου για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Συστατικό στοιχείο	Περιεκτικότητα
Άνθρακας	85,0 %
Υδρογόνο	12,0 %
Οξυγόνο	1,0 %
Θείο	0,3 %
Άζωτο	0,8 %
Τέφρα	0,005 %
Άλλα στοιχεία	0,9 %
Θερμογόνος δύναμη:	
Ανώτερη	45 MJ/Kg
Κατώτερη	42 MJ/Kg

(πηγή : Dr A.. Poullikkas, Independent Power Producer Technology Selection Algorithm, 2000 – 2006)

Αποτελείται κυρίως από άνθρακα και υδρογόνο που σχηματίζουν υδρογονάνθρακες και ένα μικρό αριθμό των οργανικών και ανόργανων ενώσεων. Μια τυπική στοιχειομετρική ανάλυση

του πετρελαίου εσωτερικής καύσης που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζεται στον πιο πάνω πίνακα.

Για την μεταφορά και την αποθήκευση και την αγορά του ακάθαρτου πετρελαίου ισχύουν τα ίδια που προαναφέρθηκαν για το μαζούτ.

7.4 Υγροποιημένο φυσικό αέριο (ΥΦΑ-LNG)

Το φυσικό αέριο αποτελείται από αέρια υδρογονανθράκων που παγιδεύονται στην κορυφή των κοιλωμάτων των πετρελαϊκών κοιτασμάτων. Περιέχει κυρίως μεθάνιο και άλλους υδρογονάνθρακες, όπως αιθάνιο, το προπάνιο, βουτάνιο και πεντάνιο. Επίσης, μικρές συγκεντρώσεις αζώτου, διοξείδιο του άνθρακα, οξυγόνο, υδρογόνο και υδρόθειο. Μια τυπική ογκομετρική ανάλυση του υγροποιημένου φυσικού αερίου, που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, δίνεται στον πιο κάτω πίνακα.

Πίνακας 4 : Ογκομετρική ανάλυση του Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ-LNG) για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Συστατικό στοιχείο	Περιεκτικότητα
Μεθάνιο	94.0 %
Αιθάνιο	5.0 %
Άλλοι υδρογονάνθρακες	0.5 %
Αζωτο	0.5 %
Θερμογόνος δύναμη:	
Ανώτερη	50 MJ/Kg
Κατώτερη	45 MJ/Kg

(πηγή : Dr A. Poullikkas, Independent Power Producer Technology Selection Algorithm, 2000 – 2006)

Σε περίπτωση όπου δεν υπάρχει μέσο μεταφοράς με αγωγούς, τότε το φυσικό αέριο μπορεί να ρευστοποιηθεί και να μεταφερθεί με πλοίο σε υγροποιημένη μορφή (Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο-LNG). Το υγροποιημένο φυσικό αέριο μεταφέρεται με ειδικά μονωμένα δεξαμενόπλοια σε κρυογενική κατάσταση και εκφορτώνεται μέσω κρυογενικού αγωγού στο εργοστάσιο διαχείρισης όπου αποθηκεύεται σε ειδικές μονωμένες δεξαμενές υπό ατμοσφαιρική πίεση σε θερμοκρασία -160°C . Για την αποτελεσματική του χρήση είναι απαραίτητη η αποϋγροποίηση του. Το κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας ενός

εργοστασίου απούγροποίησης είναι πολύ ψηλό. Για λόγους ασφαλείας, οι εγκαταστάσεις ΥΦΑ αποθήκευσης πρέπει να είναι τουλάχιστον 2 χιλιόμετρα μακριά από κατοικημένες περιοχές και 1 χιλιόμετρο μακριά από βιομηχανικές περιοχές.

Για το φυσικό αέριο γενικά και κατ' επέκταση για το υγροποιημένο φυσικό αέριο, δεν υπάρχει μια διεθνής αγορά, υπό την έννοια ότι μπορεί να αγοραστεί σε σύντομο χρονικό διάστημα με βάση τις διεθνείς τάσεις των τιμών. Επίσης, δεν είναι δυνατή η σύμβαση για μεταβλητές ποσότητες ή προμήθεια για σύντομες περιόδους. Η παροχή επικυρώνεται από συμβάσεις μεταξύ του παραγωγού και του καταναλωτή, με βάση την υγροποίηση, την μεταφορά και την κατανάλωση για πάνω από 20 χρόνια.

Στο παράρτημα Γ παρατίθενται οι προβλεπόμενες τιμές των υπό αναφορά καυσίμων για την περίοδο 2014 – 2039.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου

8.1 Σύμβαση-Πλαίσιο για τις κλιματικές αλλαγές, το Πρωτόκολλο του Κιότο

Η αλόγιστη χρήση των ορυκτών καυσίμων για την παραγωγή ενέργειας έχει προκαλέσει αύξηση της συγκέντρωσης των αερίων του θερμοκηπίου (CO₂) στην ατμόσφαιρα. Η δράση αυτή έχει επιφέρει σημαντική άνοδο της θερμοκρασίας του πλανήτη με αποτέλεσμα ακραία καιρικά φαινόμενα (ξηρασία, λιώσιμο των πάγων, πλημύρες, τυφώνες κτλ).

Η ανάγκη για αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής του πλανήτη, οδήγησαν το 1992 στην ετοιμασία της Σύμβασης- Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών. Ο κυριότερος στόχος της 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.

Πίνακας 1 : Όρια περιορισμού εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα για βιομηχανοποιημένες χώρες.

Όρια περιορισμού εκπομπής CO ₂ , πρωτόκολλο του Κιότο	
Η.Π.Α.	-7%
Ευρωπαϊκή Ένωση και Ελβετία	-8%
Ιαπωνία	-6%
Αυστραλία	+8%
Ισλανδία	+10%

(πηγή Σ.Ν. Καπλάνης, Περιβάλλον και Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, 2008, εκδόσεις Ιών).

Στις 11 Δεκεμβρίου 1997 στο Κιότο της Ιαπωνίας, φιλοξενήθηκε η 3^η σύνοδος των συμβαλλομένων μερών της Σύμβασης με σκοπό τον καθορισμό ενός νομικού οργάνου για την αντιμετώπιση των κλιματικών αλλαγών, από όπου προέκυψε το Πρωτόκολλο του Κιότο. Σύμφωνα με το Πρωτόκολλο τα κράτη μέλη, που καταγράφονται στο παράρτημα Α του Πρωτοκόλλου δεσμεύτηκαν να μειώσουν τις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου κατά 5.2% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990 κατά την περίοδο 2008 έως 2012. Το πρωτόκολλο

επικυρώθηκε από τα 15 τότε κράτη μέλη της Ε.Ε. στις 31 Μαΐου 2002 καθώς αποτελούσαν συμβαλλόμενα μέρη. Η Κύπρος επικύρωσε το πρωτόκολλο του Κιότο με τον νόμο υπ' αριθμό Ν.29(ΙΙΙ)/2003 χωρίς όμως τότε να έχει υποχρεώσεις περιορισμού εκπομπών.

8.2 Σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών αερίων

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή στην προσπάθεια για περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 20% το έτος 2020 σε σύγκριση με το 1990, δημοσίευσε μια σειρά νομοθετικών προτάσεων. Για να το επιτύχει αυτό, με οικονομικά αποδοτικό τρόπο, εξέδωσε την Οδηγία 2003/87/ΕΚ σύμφωνα με την οποία θεσπίζεται το Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ) ή European Union Emission Trading Scheme (EU ETS).

Το σύστημα ΣΕΔΕ αποτελεί τον ακρογωνιαίο λίθο της πολιτικής της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την καταπολέμηση της αλλαγής του κλίματος και είναι ο πρώτος και μεγαλύτερος διεθνής μηχανισμός εμπορίας εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Ως εκ τούτου, λειτουργεί ως το βασικό εργαλείο συμμόρφωσης του κάθε κράτους μέλους για την μείωση των βιομηχανικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, στα πλαίσια των δεσμεύσεων του Πρωτοκόλλου του Κιότο. Αφορά τον περιορισμό των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα από όλες τις βιομηχανικές εγκαταστάσεις, όπως ηλεκτροπαραγωγικούς σταθμούς, διυλιστήρια πετρελαίου, βιομηχανίες σιδήρου και χάλυβα καθώς επίσης εργοστάσια τσιμέντου, γυαλιού, άσβεστου, τούβλων, κεραμικών, χαρτιού κτλ.

Η πρώτη φάση του συστήματος δημιουργήθηκε στοχεύοντας να λειτουργήσει ανεξάρτητα από άλλα υφιστάμενα Πρωτόκολλα. Στην συνέχεια όμως, και αφού το Πρωτόκολλο του Κιότο τέθηκε σε εφαρμογή στις 16 Φεβρουαρίου 2005, η ΕΕ αποφάσισε να ενσωματώσει στο σύστημα τον ευέλικτο μηχανισμό των πιστοποιητικών του Πρωτοκόλλου. Το σύστημα, ευρίσκεται ήδη στην φάση ΙΙ, καλύπτοντας για την περίοδο 2008-2012, 11,000 ηλεκτροπαραγωγούς σταθμούς σε 30 χώρες της Ευρωπαϊκής επικράτειας, στις οποίες περιλαμβάνονται οι 27 χώρες της Ε.Ε και επιπρόσθετα η Ισλανδία το Λίχενσταϊν και η Νορβηγία.

Στηρίζεται στην αρχή του καπέλου και της εμπορίας των δικαιωμάτων. Αυτό, σημαίνει ότι τίθεται ένα όριο για την συνολική ποσότητα ρύπων που μπορούν να εκπέμψουν οι διάφορες εγκαταστάσεις σε καθορισμένη χρονική περίοδο. Οι εγκαταστάσεις αυτές, οφείλουν να είναι

κάτοχοι άδειας εκπομπών και υποχρεούνται να υποβάλουν ετήσιες εκθέσεις σχετικά με τις εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα. Εάν μια εγκατάσταση υπερβεί τα όρια οφείλει να αγοράσει δικαιώματα για τις επιπλέον εκπομπές από μια πανευρωπαϊκή αγορά άνθρακα, που λειτουργεί όπως οι άλλες χρηματαγορές. Από την άλλη αν έχει καλές επιδόσεις και επιτύχει μείωση στις εκπομπές κάτω από τις επιτρεπόμενες τότε έχει την ευκαιρία να πωλήσει το πλεόνασμα σε μια άλλη επιχείρηση που έχει καλύψει τα δικά της όρια. Κάθε κράτος καταρτίζει εθνικό σχέδιο κατανομής των δικαιωμάτων εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα στις διάφορες εγκαταστάσεις με βάση τα κριτήρια της σχετικής Οδηγίας.

Στο παράρτημα Γ παρατίθεται η πρόβλεψη του κόστους για τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα CO₂ ETS, για την περίοδο 2014 - 2039.

8.3 Εθνικό σχέδιο για τους ρύπους

Σαν χώρα-μέλος της Ευρωπαϊκής Ένωσης, η Κύπρος υπόκειται στις υποχρεώσεις που προβλέπονται από την Οδηγία 2003/87/EK για την εμπορία των εκπομπών. Το δεύτερο εθνικό σχέδιο κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών για την Κύπρο καλύπτει την περίοδο 2008-2012 και συμπεριλαμβάνει συνολικά 13 εγκαταστάσεις - 3 σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής, 2 βιομηχανίες τσιμέντου, 8 βιομηχανίες κατασκευής τούβλων.

Η Κύπρος υπόβαλε αίτηση στην ευρωπαϊκή Επιτροπή να της εκχωρηθούν άδειες εκπομπών που αντιστοιχούν σε 7.12 εκατομμύρια μετρικούς τόνους διοξειδίου του άνθρακα και εγκρίθηκε για 5.48. Τα δύο τελευταία χρόνια, το κόστος της υπέρβασης των δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα από την ηλεκτροπαραγωγή μετακυλύεται στον κύπριο καταναλωτή με χρέωση στους λογαριασμούς της ΑΗΚ. Αναφέρεται, ως τέλος ανάκτησης κόστους δικαιωμάτων θερμοκηπιακών αερίων. Έχει μεταβλητή τιμή και για τον Οκτώβριο του 2010 η χρέωση ήταν 0,0546 € cent/KWhr.

Με βάση τον Ευρωπαϊκό κανονισμό 166/2006 για την δημιουργία Ευρωπαϊκού μητρώου έκλυσης και μεταφοράς ρύπων, η ΑΗΚ και κάθε παραγωγός ρύπων, οφείλει να υποβάλλει στο υπουργείο εργασίας και κοινωνικών ασφαλίσεων αναλυτική έκθεση σχετικά με τις εκπομπές αέριων ρύπων στους ηλεκτροπαραγωγούς σταθμούς. Για τον υπολογισμό του διοξειδίου του άνθρακα χρησιμοποιείται η κατανάλωση καυσίμου σε κάθε σταθμό, το ποσοστό περιεκτικότητας του άνθρακα εντός του μαζούτ και του ντίζελ, η σχέση ατομικού

βάρους του άνθρακα και ο συντελεστής οξειδωσης του καυσίμου. Ο τύπος που χρησιμοποιείται είναι ο ακόλουθος :

$$\text{Εκπομπή CO}_2 \text{ (kg/year)} = \text{Κατανάλωση καυσίμου (tn/year)} \times \text{ποσοστό άνθρακα στο καύσιμο (\%)} \times 44/12 \times \text{συντελεστής οξειδώσεως} \times 10^3 \text{ (Kg/tn)}$$

Στα πλαίσια της προσπάθειας της Κύπρου για περιορισμό των εκπομπών των θερμοκηπιακών αερίων η αρμόδια αρχή, το Υπουργείο εμπορίου, Φυσικών πόρων και Περιβάλλοντος προχώρησε στον σχεδιασμό στρατηγικού σχεδίου για την χρονική περίοδο μέχρι το 2020. Η επίτευξη των στόχων του σχεδίου επιβάλλει σημαντικές αλλαγές στον τομέα της παραγωγής και χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες βρίσκονται ήδη σε εξέλιξη:

- (1) Κατασκευή νέων συμβατικών μονάδων με καύσιμο το φυσικό αέριο.
- (2) Απόσυρση των παλαιών ατμοστροβιλικών μονάδων του ηλεκτροπαραγωγού σταθμού της Μονής, η άδεια της οποίας λήγει το 2015.
- (3) Εγκατάσταση αιολικών πάρκων.
- (4) Υλοποίηση παρεμβάσεων στον οικιακό τομέα με στόχο την διείσδυση αποδοτικότερων ηλεκτρικών συσκευών καθώς και την βελτίωση της ενεργειακής συμπεριφοράς

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9

Ανάλυση του ανταγωνισμού στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας στην Κύπρο

9.1 Υποψήφιες τεχνολογίες-σύντομη ανάλυση και διαγράμματα

Στο κεφάλαιο αυτό, παρουσιάζονται συνοπτικά οι πιο υποσχόμενες συμβατικές και ΑΠΕ τεχνολογίες για την επέκταση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας ιδιοκτησίας ανεξάρτητου παραγωγού σύμφωνα :

- 1) με τα γενικά χαρακτηριστικά και τις ιδιαιτερότητες του ενεργειακού συστήματος της Κύπρου.
- 2) με τον κατάλογο αιτήσεων προς την ΡΑΕΚ για αδειοδότηση μεγάλων ανεξάρτητων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
- 3) με απόφαση της Κυπριακής βουλής το 1990 οι ανθρακικές μονάδες αποκλείονται.
- 4) πυρηνικά εργοστάσια δεν είναι κατάλληλα για τις ανάγκες της Κύπρου, αφού λόγω της μικρής ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια θα δημιουργηθούν προβλήματα λειτουργικότητας. Οι μικρότεροι πυρηνικοί αντιδραστήρες έχουν ελάχιστη ισχύ 350 MW και μέγιστη 600 MW.

(α) Συμβατικές μονάδες

- Μηχανή εσωτερικής καύσης δυναμικότητας 50 MW με καύσιμο το μαζούτ (περιεκτικότητα σε θείο 1 %).
- Μηχανή εσωτερικής καύσης δυναμικότητας 50 MW με καύσιμο το ακάθαρτο πετρέλαιο.
- Συνδυασμένος κύκλος δυναμικότητας 241 MWe με χρήση υγροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ), διάταξης 3+1.
- Συνδυασμένος κύκλος δυναμικότητας 241 MWe με καύσιμο το ακάθαρτο πετρέλαιο, διάταξης 3+1.
- Συνδυασμένος κύκλος δυναμικότητας 225 MWe με χρήση υγροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ), διάταξης 2+1.
- Συνδυασμένος κύκλος δυναμικότητας 225 MWe με καύσιμο το ακάθαρτο πετρέλαιο, διάταξης 2+1.
- Συνδυασμένος κύκλος δυναμικότητας 115 MWe με χρήση υγροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ), διάταξης 1+1.

- Συνδυασμένος κύκλος δυναμικότητας 115 MWe με καύσιμο το ακάθαρτο πετρέλαιο, διάταξης 1+1.

- Αεριοστρόβιλος δυναμικότητας 70 MWe με χρήση υγροποιημένου φυσικού αερίου.
- Αεριοστρόβιλος δυναμικότητας 70 MWe με καύσιμο το ακάθαρτο πετρέλαιο.
- Ατμοστρόβιλος 220 MWe με καύσιμο το μαζούτ.
- Ατμοστρόβιλος 220 MWe με καύσιμο το φυσικό αέριο.

(β) Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

(1) Μεγάλα εμπορικά συστήματα

- Αιολικό πάρκο δυναμικότητας 50 MWe.
- Θερμικό ηλιακό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής δυναμικότητας 50 MWe.
- Φωτοβολταϊκό πάρκο δυναμικότητας 25 MWe.

(2) Διασπαρμένη παραγωγή (Distributed Generation – DG)

- Μικρό εμπορικό φωτοβολταϊκό σύστημα δυναμικότητας 20 KWe συνδεδεμένο με το δίκτυο.
- Μικρό εμπορικό σύστημα δυναμικότητας 150 KWe συνδεδεμένο με το δίκτυο.

9.1.1 Συμβατικές τεχνολογίες

Η συμβατική ηλεκτροπαραγωγή χρησιμοποιεί σαν πηγή ενέργειας ορυκτά στερεά, υγρά ή αέρια καύσιμα.

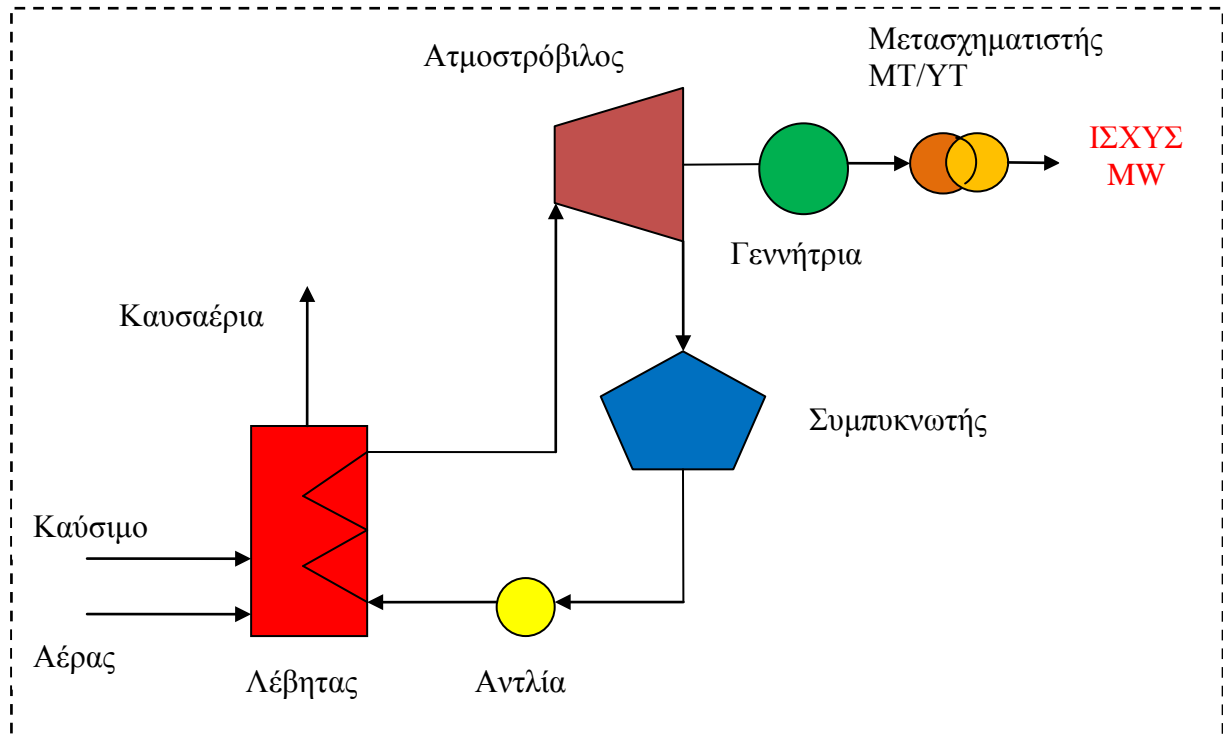
9.1.1 α Σύστημα ατμοστρόβιλου

Στον απλό κύκλο ατμοστροβιλογεννήτριας Rankine, σχεδιάγραμμα 1, η θερμική ενέργεια από την καύση του καυσίμου, ατμοποιεί το νερό που κυκλοφορεί μέσα από πλήθος σωλήνων που βρίσκονται μέσα στο λέβητα και υπερθερμαίνει τον παραγόμενο ατμό στην θερμοκρασία λειτουργίας. Ο ατμός προερχόμενος από τον λέβητα διοχετεύεται στον ατμοστρόβιλο, όπου προσκρούει με μεγάλη ταχύτητα στα πτερύγια του στροβίλου, μετατρέποντας έτσι την θερμική ενέργεια σε κινητική.

Αφού, δώσει όλη του την ενέργεια, υγροποιείται στον συμπυκνωτή ψυχόμενος με χαμηλής θερμοκρασίας νερό. Στην συνέχεια, ο υγροποιημένος ατμός στέλλεται με την βοήθεια αντλίας πίσω στον λέβητα, αφού προηγουμένως περάσει από τους προθερμαντήρες. Έτσι, συνεχίζεται

ο κύκλος παραγωγής ατμού. Η βελτίωση της απόδοσης του κύκλου επιτυγχάνεται με την χρήση επαναθερμαντήρα.

Σχεδιάγραμμα 1 : Μονογραμμικό διάγραμμα ατμοστρόβιλογεννήτριας (Rankine cycle)



Ο άξονας του στροφέα του ατμοστρόβιλου είναι ζευγμένος κατευθείαν στον άξονα του στροφέα της ηλεκτρογεννήτριας και συνεπώς, την περιστρέφει με την ίδια ταχύτητα μέσα σε μαγνητικό πεδίο με αποτέλεσμα να παράγεται ηλεκτρικό ρεύμα.

9.1.1 β Σύστημα αεριοστρόβιλου απλού-συνδυασμένου κύκλου

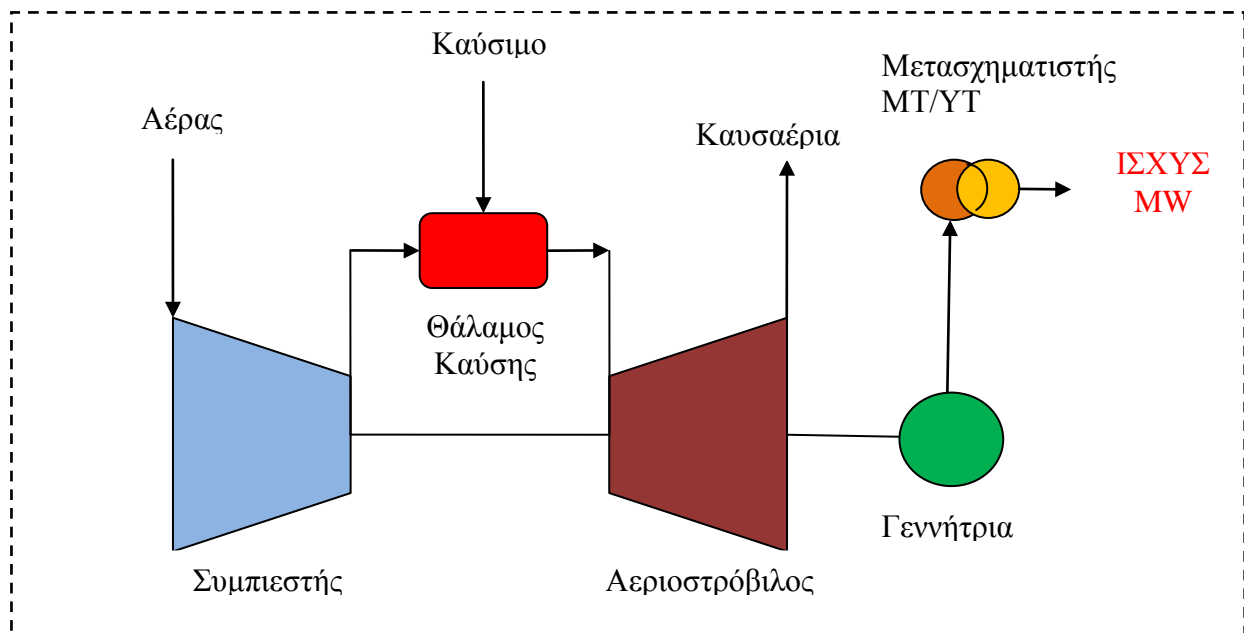
Οι αεριοστρόβιλοι είτε σε απλό κύκλο είτε σε συνδυασμένο κύκλο αποτελούν μια συχνά χρησιμοποιούμενη τεχνολογία στα μοντέρνα συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Χαρακτηρίζονται ως αιχμιακές ή βασικές μονάδες υψηλών βιομηχανικών απαιτήσεων, γρήγορης εκκίνησης και ανταπόκρισης στην μεταβολή του φορτίου. Χρησιμοποιούν ως βασικό καύσιμο το φυσικό αέριο ή ως εναλλακτικό το ντίζελ.

Στις μονάδες απλού κύκλου (Brayton cycle), σχεδιάγραμμα 2, ο ατμοσφαιρικός αέρας αναρροφάται και συμπιέζεται από τον συμπιεστή και οδηγείται στον θάλαμο καύσης όπου εκχύεται και αναφλέγεται το καύσιμο. Με την καύση τα καυσαέρια εκτονώνονται στον

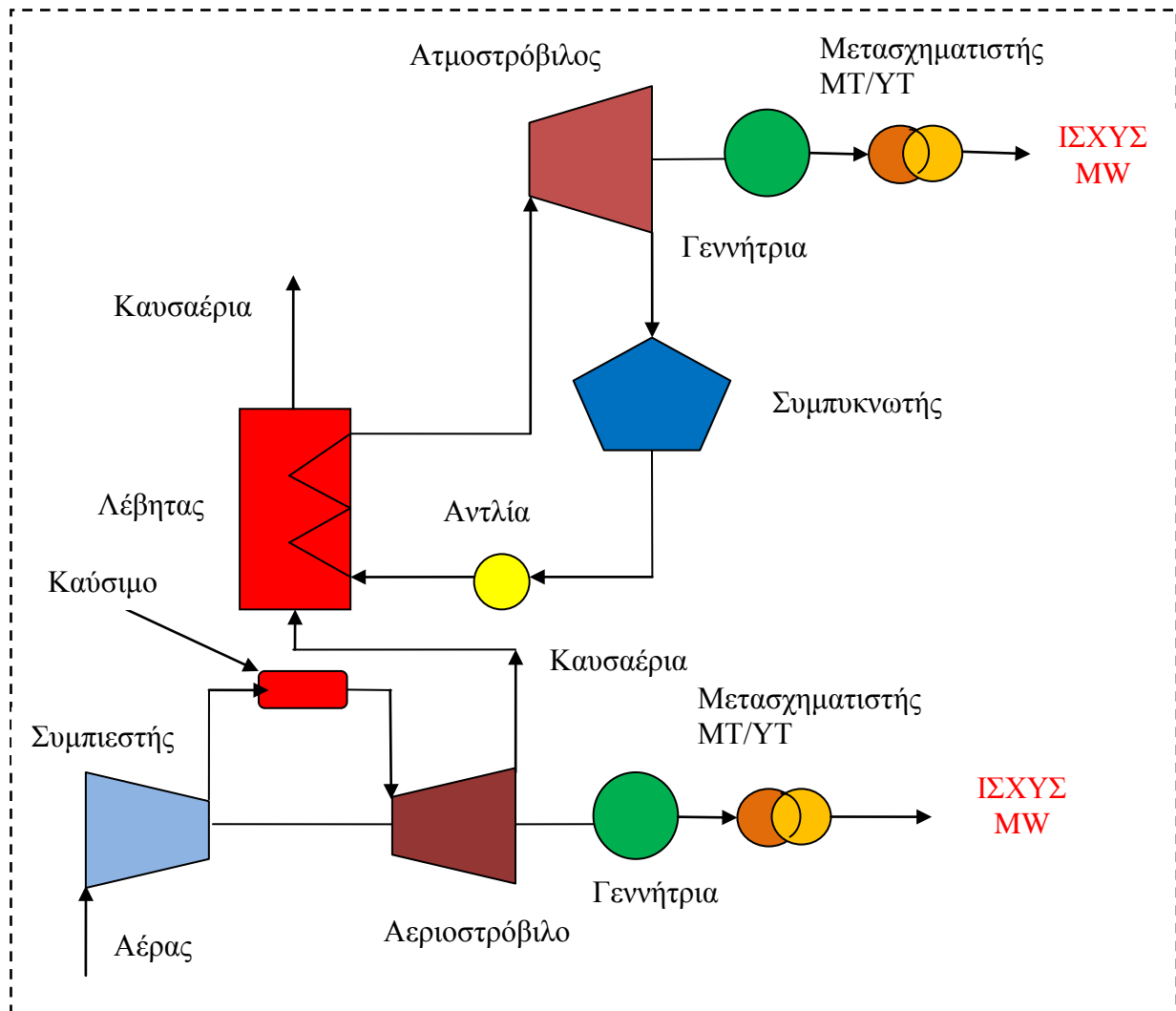
αεριοστρόβιλο ο οποίος κινεί την γεννήτρια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στην συνέχεια τα καυσαέρια εξέρχονται από το φουγάρο με θερμοκρασία 400-600°C στην ατμόσφαιρα. Η απόδοση του συστήματος σε ανοικτό κύκλο πλησιάζει το 42% και η ηλεκτρική ισχύς κυμαίνεται από μερικές εκατοντάδες KWe έως 270 MWe.

Σχεδιάγραμμα 2 : Μονογραμμικό διάγραμμα αεριοστροβλικής μονάδας διάταξης ανοικτού κύκλου.



Στην περίπτωση του συνδυασμένου κύκλου (Brayton-Rankine cycle), σχεδιάγραμμα 3, τα θερμά καυσαέρια διοχετεύονται από τον αεριοστρόβιλο, δηλαδή τον θερμοδυναμικό κύκλο υψηλής θερμοκρασίας (Brayton) στον θερμοδυναμικό κύκλο χαμηλής θερμοκρασίας (Rankine). Με αυτό τον τρόπο, παράγεται ατμός από τον λέβητα ο οποίος εκτονώνεται στην ατμοστροβιλογεννήτρια προσφέροντας επιπρόσθετη μηχανική/ηλεκτρική ενέργεια, με αποτέλεσμα την υψηλότερη απόδοση του συστήματος. Τα πιο διαδεδομένα συστήματα συνδυασμένου κύκλου για σκοπούς ηλεκτροπαραγωγής είναι ο συνδυασμός αεριοστρόβιλου-ατμοστροβίλου σε διάταξη ενός ή δύο αεριοστρόβιλων και ενός ατμοστροβίλου. Η μονάδα μπορεί να εργάζεται σε ανοικτό ή συνδυασμένο κύκλο. Η απόδοση του συστήματος πλησιάζει το 60% και η ηλεκτρική ισχύς κυμαίνεται μεταξύ 10-750 MWe.

Σχεδιάγραμμα 3 : Μονογραμμικό διάγραμμα μονάδας συνδυασμένου κύκλου διάταξης 1+1 (1 αεριοστρόβιλος + 1 ατμοστρόβιλος).



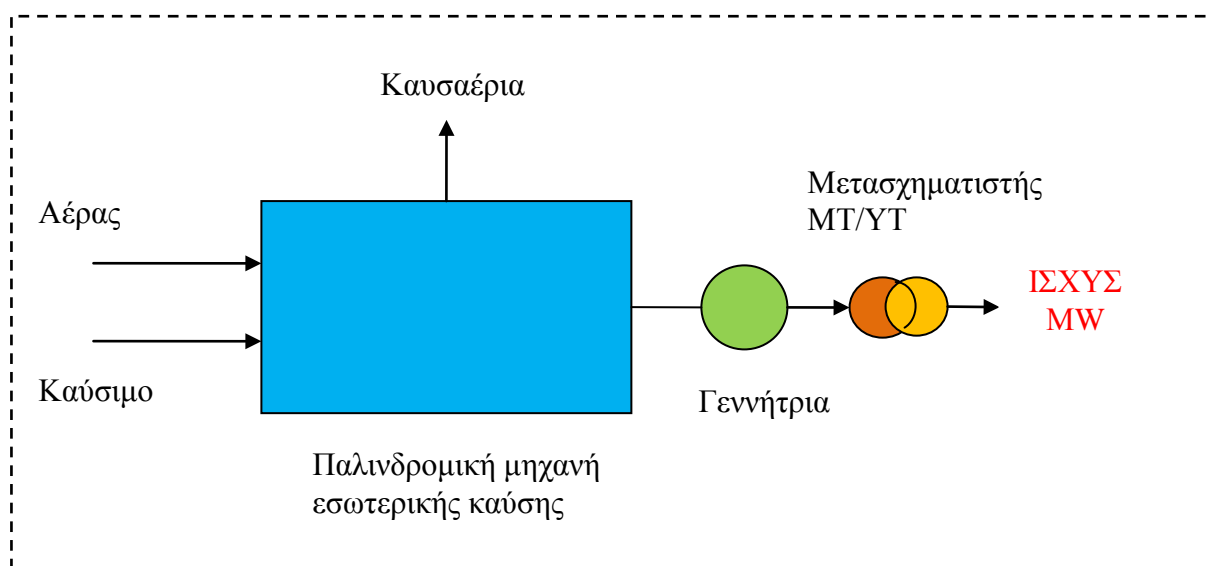
Τα κύρια πλεονεκτήματα των δύο τύπων είναι α) το χαμηλό αρχικό κόστος χρόνος κατασκευής των εγκαταστάσεων (2-3 χρόνια), β) η υψηλή διαθεσιμότητα, γ) η εύκολη γρήγορη και χαμηλού κόστους συντήρηση, δ) η δυνατότητα αλλαγής καυσίμου, ε) η υψηλής ποιότητας θερμότητα που μπορεί εύκολα να ανακτηθεί, ζ) οι υψηλές αποδόσεις στα μεγαλύτερα μεγέθη, η) στην περίπτωση χρήσης του φυσικού αερίου ως καυσίμου οι χαμηλοί ρύποι μονοξειδίου του άνθρακα CO και οξειδίων του αζώτου NOx, καθώς επίσης η μηδενική εκπομπή αιθαλόσκονης και οξειδίων του Θείου Sox θ) η περιορισμένη έκταση εγκαταστάσεων σε σχέση με άλλους θερμοηλεκτρικούς σταθμούς και ι) η γρήγορη εκκίνηση και ανταπόκριση στην μεταβολή της ζήτησης. Το βασικότερο μειονέκτημα των δύο τύπων είναι η χαμηλή απόδοση σε ενδιάμεσα φορτία. Για παράδειγμα, για 50% φορτίο ανοικτού

τύπου αεριοστρόβιλο η απόδοση μειώνεται στο 75% της απόδοσης του μέγιστου φορτίου. Για 30% φορτίο η μείωση αυξάνει στο 50%.

9.1.1 γ Παλινδρομική εμβολοφόρα μηχανή εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ)

Ο κινητήρας εσωτερικής καύσης είναι μια θερμική μηχανή όπου το καύσιμο καίγεται παρουσία αέρα μέσα σε ένα εσωτερικό θάλαμο δημιουργώντας υπερσυμπίεσμένα θερμά αέρια. Η εκτόνωση της πίεσης των αέριων αυτών στους θαλάμους καύσης, σπρώχνει την επιφάνεια των εμβόλων που κινούνται παλινδρομικά. Στην συνέχεια ο κινητήρας κινεί την γεννήτρια παραγωγής ισχύος, όπως φαίνεται στο σχεδιάγραμμα 4. Χρησιμοποιούν ως καύσιμο κυρίως το φυσικό αέριο, το ντίζελ ή το μαζούτ.

Σχεδιάγραμμα 4 : Μονογραμμικό διάγραμμα παλινδρομικής μηχανής εσωτερικής καύσης.



Η ισχύς των παλινδρομικών μηχανών εσωτερικής καύσης για σκοπούς παραγωγής βιομηχανικής ενέργειας κυμαίνεται από μερικά KWe μέχρι 25 MWe. Στο εύρος αυτό είναι ασύμφοροι οι αεριοστρόβιλοι. Ο βαθμός απόδοσης μικρών και μεσαίων κινητήρων είναι 35-45%, ενώ σε σύγχρονους μεγάλους κινητήρες φθάνει το 50%. Ο βαθμός απόδοσης ενός συστήματος συμπαραγωγής με εμβολοφόρο κινητήρα εσωτερικής καύσης βρίσκεται στην περιοχή του 80%. Η διάρκεια ζωής του συστήματος είναι 15-20 έτη και εξαρτάται από το μέγεθος της μονάδας, την ποιότητα του καυσίμου, την ποιότητα της συντήρησης και τις ώρες λειτουργίας.

Τα πλεονεκτήματα των ΜΕΚ είναι α) ελαφρύτερες για την ίδια ισχύ, β) μπαίνουν σε λειτουργία αμέσως και μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως αιχμιακές μονάδες, γ) δεν έχουν πολύπλοκες εγκαταστάσεις, δ) έχουν καλύτερο βαθμό απόδοσης σε μικρές και μέσες ισχύς, ε) χρειάζονται μικρότερο χώρο για τις εγκαταστάσεις και ζ) λειτουργούν με λιγότερο προσωπικό. Τα βασικά μειονεκτήματα είναι α) παθαίνουν συχνά βλάβες β) απαιτούν τακτικότερη συντήρηση απ' ό,τι τα προηγούμενα συστήματα με αποτέλεσμα μικρότερη μέση ετήσια διαθεσιμότητα (80-90%) και (γ) έχουν ψηλό κόστος λειτουργίας και συντήρησης.

9.1.2 Τεχνολογίες ΑΠΕ

Η ηλεκτροπαραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, αντίθετα με τις συμβατικές τεχνολογίες, χρησιμοποιεί πηγές διαχρονικές που δεν εξαντλούν περιορισμένα ενεργειακά αποθέματα. Είναι άμεσα συνδεδεμένη με τον ήλιο και τα φυσικά φαινόμενα και κατά συνέπεια εξαρτάται από την περιοδικότητα των φαινομένων αυτών.

9.1.2 α Αιολική ενέργεια-ανεμογεννήτριες

Η μηχανική ενέργεια του ανέμου μετατρέπεται σε ηλεκτρική με την χρήση των ανεμογεννητριών, όπως φαίνεται στο σχεδιάγραμμα 5.

Οι ανεμογεννήτριες εγκαθίστανται σε περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό, αφού έχουν προηγηθεί όλες οι απαραίτητες μετρήσεις και μελέτες στατιστικών μετεωρολογικών δεδομένων για τις κατευθύνσεις των κυρίαρχων ανέμων τουλάχιστον για περίοδο ενός χρόνου.

Πίνακας 1 : Ενδεικτικό αιολικό δυναμικό στηριζόμενο σε μέση χρονιαία ταχύτητα ανέμου

Χρονιαία μέση ταχύτητα ανέμου σε ύψος 10μ. (μέτρα/δευτερόλεπτο)	Ενδεικτική τιμή αιολικού δυναμικού
< 4.5	Ασθενής
4.5 – 5.4	Οριακό
5.4 – 6.7	Καλός προς πολύ καλό
>6.7	Εξαιρετικό

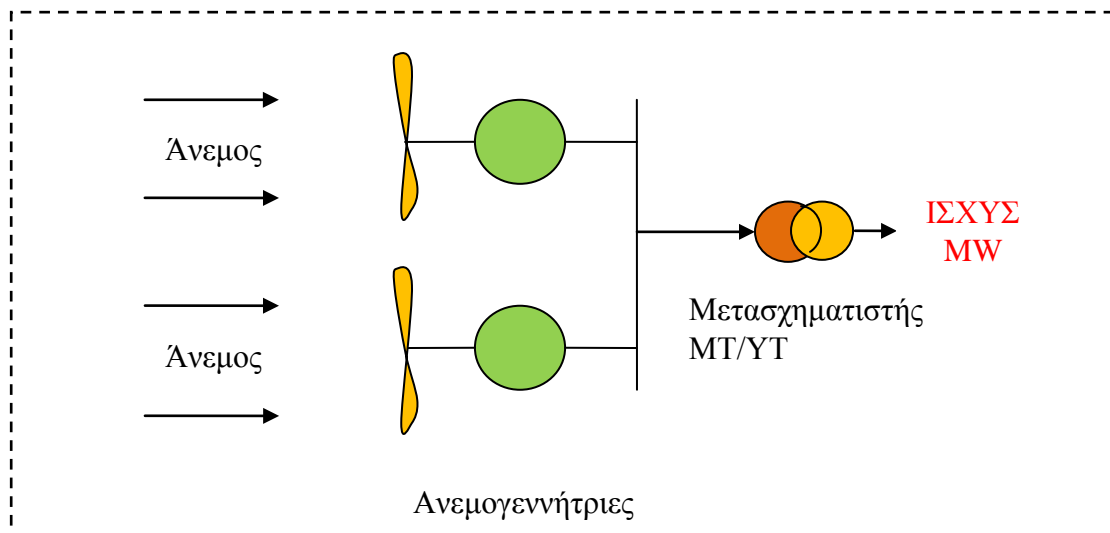
(πηγή: Δρ Α. Πουλλικκάς, Introduction to power generation technologies, New York, 2009).

Για ηλεκτροπαραγωγή ομαδοποιούνται σε αιολικά πάρκα και συνδέονται με το ηλεκτρικό δίκτυο της χώρας. Η παραγωγική ηλεκτρική ισχύς των σύγχρονων μονάδων κυμαίνεται από 0,5 έως 7,0 MW.

Τα βασικά μέρη μιας ανεμογεννήτριας είναι:

1. Ο πύργος, ο οποίος είναι κυλινδρικής μορφής από χάλυβα και συνήθως αποτελείται από δύο ή τρία συνδεδεμένα τμήματα.
2. Ο θάλαμος που περιέχει τον κύριο άξονα, σύστημα πέδησης, κιβώτιο ταχυτήτων για μεταβολή των στροφών και την ηλεκτρογεννήτρια εναλλασσόμενης τάσης.
3. Τα ηλεκτρονικά συστήματα ελέγχου ασφαλούς λειτουργίας. Αποτελούνται από υποσυστήματα μικροελεγκτών που φροντίζουν για την εύρυθμη και ασφαλή λειτουργία της ανεμογεννήτριας σε όλες τις συνθήκες.
4. Δύο ή τρία πτερύγια μεταβλητού βήματος προσαρμοσμένα στον δρομέα οριζόντιου άξονα, κατασκευασμένα από συνθετικά υλικά.
5. Τον μετασχηματιστή μετατροπής της χαμηλής τάσης της ανεμογεννήτριας σε μέση τάση προκειμένου να μεταφερθεί η ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο της ΑΗΚ. Είναι συνήθως εγκατεστημένος μέσα στο κέλυφος που βρίσκεται η γεννήτρια.

Σχεδιάγραμμα 5 : Μονογραμμικό διάγραμμα πάρκου ανεμογεννητριών.



Για ύπαρξη συνθηκών ασφάλειας του ηλεκτρικού συστήματος, η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τις ανεμογεννήτριες δεν πρέπει να ξεπερνά ένα συγκεκριμένο ποσοστό της στιγμιαίας συνολικής παραγωγής. Στην Ελλάδα σε ορισμένες νησιώτικες περιοχές ανέρχεται μέχρι το 31.1 %.

Η αιολική ενέργεια αποτελεί σήμερα μια ελκυστικά οικονομικά λύση στο τομέα της ηλεκτροπαραγωγής σε ότι αφορά τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης. Το «καύσιμο» είναι δωρεάν και άφθονο. Δεν εκλύονται αέρια θερμοκηπίου και άλλοι ρύποι, και γενικά οι επιπτώσεις στο περιβάλλον είναι ασήμαντες σε σύγκριση με τα εργοστάσια ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα. Τα οικονομικά οφέλη μιας περιοχής από την ανάπτυξη της αιολικής βιομηχανίας είναι αξιοσημείωτα. Μπορεί να αποτελέσει τουριστικό ατραξιόν και η περιοχή του πάρκου να χρησιμοποιηθεί για γεωργικούς σκοπούς.

Από την άλλη όμως παρουσιάζει και κάποια μειονεκτήματα. Το βασικό είναι η αστάθεια και η απρόβλεπτη διακύμανση του ανέμου που μετατίθεται στην παραγωγή. Οι ανεμογεννήτριες προκαλούν σχετική οχληρία και πιθανούς τραυματισμούς αποδημητικών πουλιών γι' αυτό και την οποιαδήποτε εγκατάσταση τους θα πρέπει να έχει προηγηθεί μελέτη περιβαλλοντικών επιπτώσεων.

9.1.2 β Ηλιακή ενέργεια-φωτοβολταϊκά συστήματα

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα χρησιμοποιούν την πιο διαδεδομένη μορφή ενέργειας στον πλανήτη, την ηλιακή για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η βασική μονάδα ενός τέτοιου συστήματος είναι το φωτοβολταϊκό κύτταρο που είναι κατασκευασμένο από ημιαγωγούς στους οποίους μπορούν να δημιουργηθούν μεγάλες συγκεντρώσεις ηλεκτρονίων.

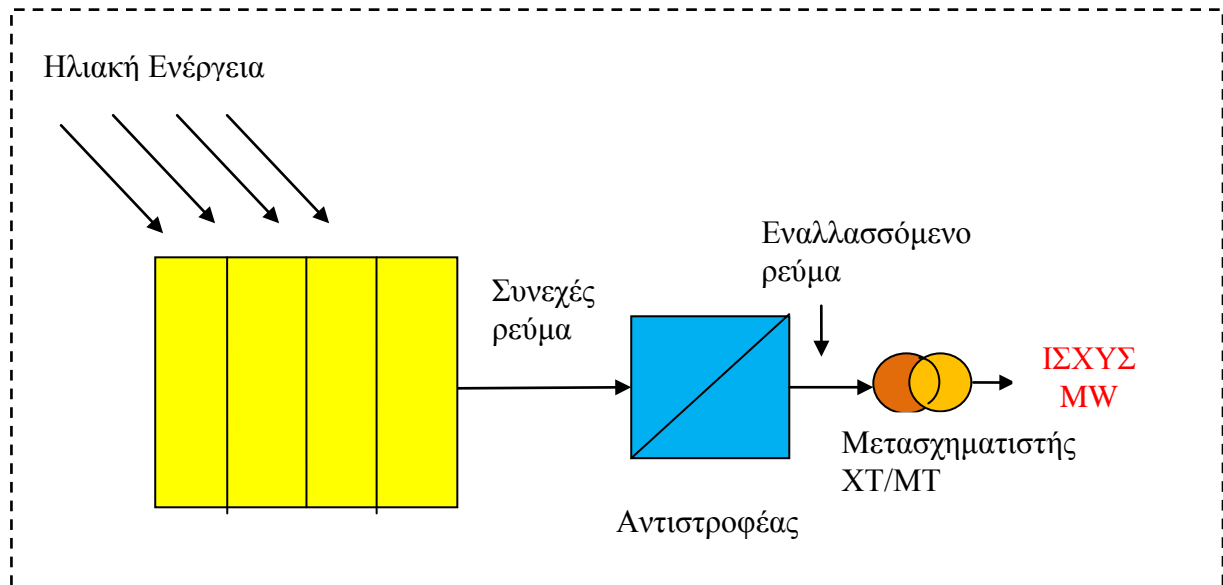
Η λειτουργία τους βασίζεται στο φωτοβολταϊκό φαινόμενο κατά το οποίο, μέρος της ενέργειας που παράγεται από την πρόσκρουση της ηλιακής ακτινοβολίας πάνω στο φωτοβολταϊκό κύτταρο απορροφάται από τα ηλεκτρόνια του ημιαγωγού. Αποτέλεσμα είναι να αυξάνεται η ενέργεια τους αναγκάζοντας τα να μετακινηθούν. Η κίνηση αυτή των ηλεκτρονίων είναι το ηλεκτρικό ρεύμα.

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα παράγουν συνεχές ρεύμα (DC). Για σκοπούς κατανάλωσης ή τροφοδοσίας σε σύστημα διανομής ηλεκτρισμού απαιτείται μετατροπή του σε εναλλασσόμενο ρεύμα (AC) με την χρήση αντιστροφέα, όπως φαίνεται στο σχεδιάγραμμα 6.

Υπάρχουν τρεις βασικές κατηγορίες φωτοβολταϊκών που διαφοροποιούνται με βάση το κόστος παραγωγής, την απόδοση και την απαιτούμενη επιφάνεια ανά εγκατεστημένο κιλοβάτ (KWp). Τα μονοκρυσταλλικά που έχουν την υψηλότερη απόδοση (12%-16%), απαιτούν την μικρότερη επιφάνεια ανα κιλοβάτ, αλλά έχουν το υψηλότερο κόστος. Τα πολυκρυσταλλικά

που έχουν σχετικά μικρότερο κόστος και απόδοση (11%-14%). Τα φωτοβολταϊκά λεπτού υμενίου, όπως είναι τα άμορφα με το χαμηλότερο κόστος και απόδοση (6%-8%). Τέλος, τα φωτοβολταϊκά συνδυασμένου τύπου που είναι ένας συνδυασμός των πιο πάνω τεχνολογιών αξιοποιώντας τα πλεονεκτήματα της κάθε μιας. Η επιλογή γίνεται με βάση τις ανάγκες, διαθέσιμο χώρο και οικονομικής ευχέρειας.

Σχεδιάγραμμα 6 : Μονογραμμικό διάγραμμα φωτοβολταϊκού πάρκου.



Τα φωτοβολταϊκά συστήματα παρουσιάζουν αρκετά πλεονεκτήματα. Έχουν αθόρυβη λειτουργία, απαιτούν ελάχιστη συντήρηση και είναι φιλικά προς το περιβάλλον. Αποτελούν αξιόπιστη τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρισμού και έχουν διάρκεια ζωής μέχρι 30 χρόνια . Μπορούν να χρησιμοποιηθούν για δημιουργία μικρών τοπικών σταθμών. Έχουν μέγιστη παραγωγή κυρίως τους καλοκαιρινούς μήνες και τις ώρες του μεσημεριού όταν δηλαδή υπάρχει αυξημένη ζήτηση. Το βασικό μειονέκτημα των φωτοβολταϊκών είναι το σχετικά υψηλό κόστος εγκατάστασης.

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα μπορούν να ενωθούν με το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της ΑΗΚ ως μονάδα παραγωγής. Εναλλακτικά, μπορούν να αποτελέσουν αυτόνομα συστήματα όπου η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια θα αποθηκεύεται σε συσσωρευτές για τις ανάγκες του παραγωγού.

9.1.2 γ Ηλιακή ενέργεια- Συγκεντρωτικά θερμικά ηλιακά συστήματα

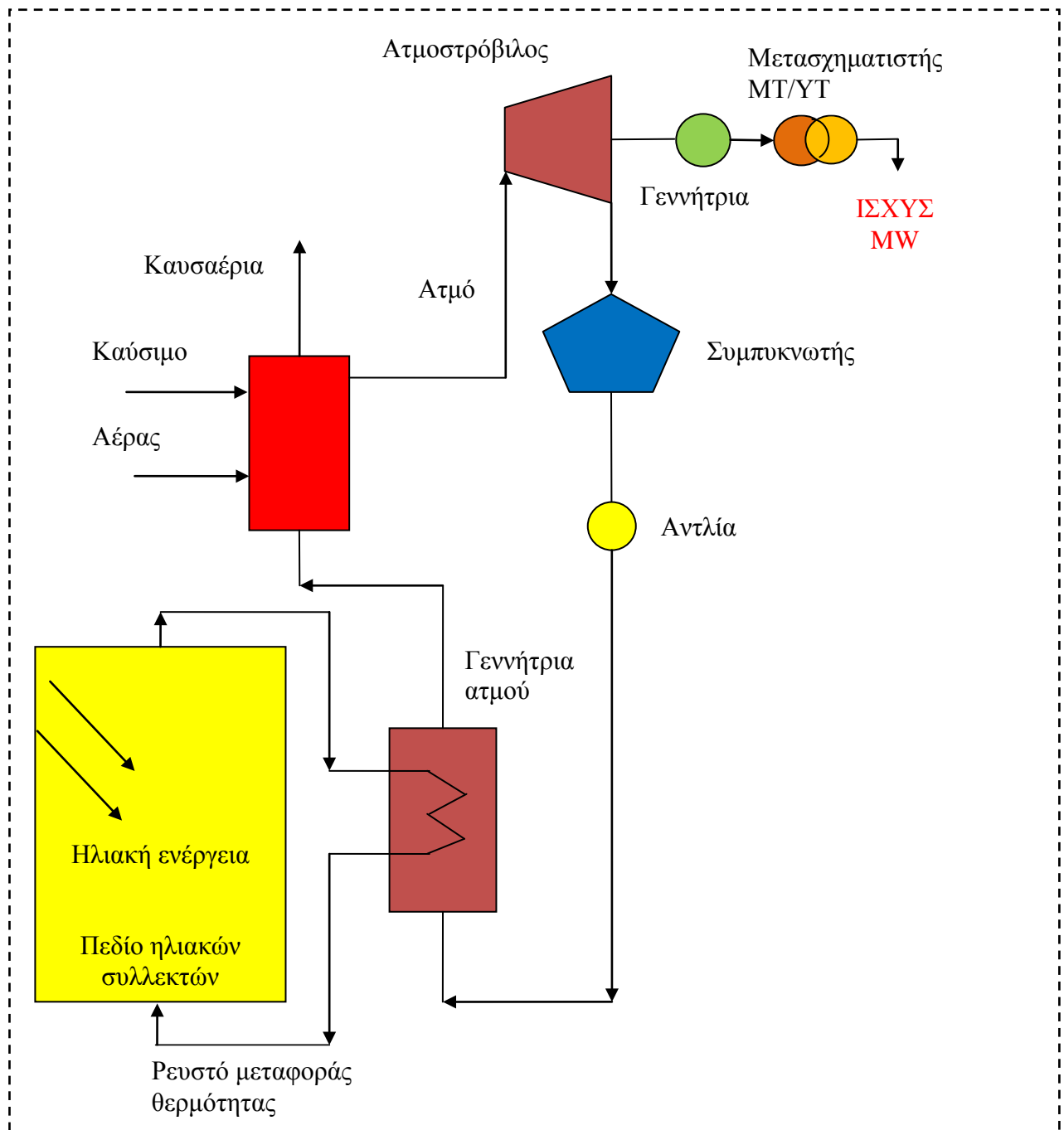
Τα συγκεντρωτικά θερμικά ηλιακά συστήματα χρησιμοποιούν κάτοπτρα ή φακούς με δυνατότητα παρακολούθησης του ήλιου, τα οποία συγκεντρώνουν την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία σε μια ακτίνα μεγάλης ισχύος. Η ακτίνα αυτή χρησιμοποιείται για να θερμάνει το ρευστό μεταφοράς θερμότητας που είναι συνήθως έλαιο, όπως φαίνεται στο σχεδιάγραμμα 7. Το ρευστό αυτό, με την σειρά του, προσδίδει θερμότητα μέσω εναλλάκτη θερμότητας σε ένα κλειστό σύστημα ενεργειακής μετατροπής, συνήθως συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής με ατμό (Rankine). Έτσι, έχουμε την μετατροπή της ηλιακής ενέργειας πρώτα σε θερμική και στην συνέχεια σε ηλεκτρική, σε αντίθεση με τα φωτοβολταϊκά που μετατρέπουν απευθείας σε ηλεκτρική ενέργεια.

Η παραπάνω διαδικασία μπορεί να παράγει ηλεκτρισμό όσο διαρκεί η ηλιακή ακτινοβολία. Η αδιάλειπτη παραγωγή κατά την υπόλοιπη περίοδο επιτυγχάνεται μέσω δεξαμενών θερμικής αποθήκευσης τετηγμένου άλατος ή θερμικού έλαιος. Οι επικρατούσες τεχνολογίες συγκεντρωτικών θερμικών ηλιακών συστημάτων είναι τρεις: 1) παραβολικά κάτοπτρα τύπου σκάφης, 2) παραβολικοί δίσκοι, 3) ηλιακοί πύργοι. Η βασική τους διαφορά έγκειται στον σχεδιασμό του συλλέκτη της ηλιακής ακτινοβολίας για θέρμανση του ρευστού μεταφοράς θερμότητας. Στην πρώτη περίπτωση το πεδίο των συλλεκτών αποτελείται από πολλές σειρές κοίλων παραβολικών κατόπτρων συνδεδεμένες παράλληλα. Κάθε συλλέκτης εστιάζει τις ηλιακές ακτίνες σε ένα αξονικό δέκτη (εναλλάκτη θερμότητας) στο κέντρο της παραβολής.

Στην δεύτερη τεχνολογία τα συστήματα ηλιακών δίσκων χρησιμοποιούν ένα σύνολο καθρεφτών για την ανάκλαση και συγκέντρωση του ηλιακού φωτός στον δέκτη. Στην περίπτωση του ηλιακού πύργου το σύστημα χρησιμοποιεί εκατοντάδες χιλιάδες ανακλαστήρες οι οποίοι συγκεντρώνουν εστιασμένη ηλιακή ακτινοβολία σε ένα δέκτη που είναι τοποθετημένος σε ένα κεντρικό πύργο.

Από όλες τις ηλιακές τεχνολογίες οι παραβολικοί δίσκοι έχουν την μεγαλύτερη μέγιστη απόδοση της τάξης του 30% γι' αυτό και η σχετική τεχνολογία έχει την προοπτική να γίνει μια από τις πιο φθηνές ΑΠΕ. Το σύστημα του ηλιακού πύργου παρουσιάζει μέγιστη απόδοση 23% με το μέγεθος των εγκατεστημένων μονάδων παραγωγής να κυμαίνεται μεταξύ 10-200 MWe. Το σύστημα των παραβολικών κατόπτρων παρουσιάζει μέγιστη απόδοση 20% και οι εγκατεστημένες μονάδες είναι της τάξης του 14-80 MWe.

Σχεδιάγραμμα 7 : Μονογραμμικό διάγραμμα μονάδας παραγωγής ηλεκτρισμού με εστίαση της ηλιακής ενέργειας συλλέκτες και χρήση συμβατικού ατμοστρόβιλου.



Τα ηλιοθερμικά συστήματα έχουν τα εξής πλεονεκτήματα: 1) είναι φιλικά προς το περιβάλλον και δεν προκαλούν ρύπους, 2) έχουν μικρότερο κόστος εγκατάστασης και μεγαλύτερη απόδοση συγκριτικά με τα αντίστοιχης ισχύος φωτοβολταϊκά συστήματα, 3) έχουν δυνατότητα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας με πλεονέκτημα την συνεχή

ηλεκτροπαραγωγή ακόμη και κατά την διάρκεια της νύκτας, 4) σταθερή ηλεκτροπαραγωγή που δεν επηρεάζεται από τις διακυμάνσεις της ηλιοφάνειας λόγω συνεφιάς. Τα βασικά μειονέκτηματα των συστημάτων αυτών είναι 1) οι περιορισμοί στην επεκτασιμότητα, 2) η μεγάλη έκταση που απαιτείται για την εγκατάστασή τους, 3) η αυξημένη ανάγκη για παροχή νερού ψύξης των εγκαταστάσεων.

9.2 Κόστος παραγωγής των διάφορων τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής

Η ανάλυση του κόστους της παραγόμενης KWh είναι το μέτρο σύγκρισης ανάμεσα στις διάφορες μεθόδους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιούνται. Το κόστος παραγωγής των διαφόρων τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής διαμορφώνεται με βάση:

- 1) το κόστος επένδυσης ή κεφαλαίου της κάθε τεχνολογίας και των απαιτούμενων υποδομών, συμπεριλαμβανομένων των συστημάτων περιβαλλοντικής διαχείρισης.
- 2) το κόστος του καυσίμου που χρησιμοποιείται στη μονάδα και αντίστοιχα το κόστος των δικαιωμάτων των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα. Είναι το μεγαλύτερο μέρος του κόστους λειτουργίας ενός συμβατικού σταθμού και μηδενικό στην περίπτωση των ΑΠΕ.
- 3) τις σταθερές δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης, όπως μισθοί προσωπικού, προληπτική συντήρηση, ασφάλιστρα, ενοίκιο, έρευνα και ανάπτυξη, εκπαίδευση, επιτόκια . Αφορούν όλες τις δαπάνες που δεν αλλάζουν, έστω και αν ο σταθμός εργάζεται περισσότερο ή λιγότερο.
- 4) τις μεταβλητές δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης, όπως ανταλλακτικά εξαρτήματα, χημικά, λιπαντικά, αναλώσιμα, επιθεωρήσεις. Οι δαπάνες αυτές αλλάζουν ανάλογα με το πόσες ώρες το χρόνο εργάζεται ο σταθμός.

Το κεφαλαιουχικό κόστος εξαρτάται από το μέγεθος, την τεχνολογία, κλπ της ηλεκτροπαραγωγού μονάδας. Το κόστος καυσίμου αποτελεί το κύριο μέρος του κόστους παραγωγής. Το κόστος λειτουργίας εξαρτάται από την δυναμικότητα και την τεχνολογία της κάθε ηλεκτροπαραγωγού μονάδας. Η πολυπλοκότητα ενός σταθμού μπορεί να επιβαρύνει αυτόν τον συντελεστή.

Βέβαια, η παραγόμενη KWh επιβαρύνεται και από άλλα έξοδα που προστίθενται στο σύνολο της παραγόμενης ενέργειας, εκτός από την παραπάνω ανάλυση που αφορά την

λειτουργία κάθε επιμέρους μονάδας. Αυτά είναι τα έξοδα μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο, καθώς επίσης για την λειτουργία της επιχείρησης.

Ο πιο κάτω πίνακας δείχνει το ποσοστό της κάθε δαπάνης στο συνολικό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Πίνακας 2 : Τυπικό εύρος δαπανών για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Δαπάνη	Ποσοστό (%)
Κεφάλαιο	15 - 20
Καύσιμο	30 – 70
Λειτουργία και συντήρηση	15 – 30

(πηγή : Δρ Ανδρέας Πουλλικκάς, Το ενεργειακό μέλλον της Κύπρου, 2009)

Αξίζει να σημειωθεί, ότι το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι συνυφασμένο με την συνεχή χωρίς προβλήματα λειτουργία. Η αξιοπιστία αυτή συνδέεται άμεσα (1) με την σωστή λειτουργία η οποία εξαρτάται από το κατάλληλα εκπαιδευμένο προσωπικό και (2) το σωστό αρχικό σχεδιασμό δηλαδή τους αυτοματισμούς και τις πρόνοιες που ελήφθησαν για την αποφυγή λειτουργικών σφαλμάτων.

9.3 Υπολογισμός του κόστους ηλεκτροπαραγωγής της Αρχής Ηλεκτρισμού Κύπρου

Σύμφωνα με την ετήσια έκθεση της ΑΗΚ για το 2009, το σύνολο της πωληθείσας ηλεκτρικής ενέργειας ήταν 4,664.1 GWh.

Πίνακας 3 : Σύνολο των εσόδων της ΑΗΚ για το έτος 2009.

Έσοδα	Εκατομύρια €
Πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας	627,253
Κεφαλαιουχικές εισφορές καταναλωτών	16,655
Άλλα έσοδα εκμετάλλευσης	18,472
Χρηματοδοτικά έσοδα	1,377
Σύνολο	663,757

(πηγή : Ετήσια έκθεση ΑΗΚ 2009)

Πίνακας 4 : Σύνολο των λειτουργικών εξόδων της ΑΗΚ για το έτος 2009 ανά δραστηριότητα.

Λειτουργικά έξοδα*	Εκατομύρια €
Παραγωγή	449.193
Μεταφορά	35.553
Διανομή	109.657
Προμήθεια	12.939
Άλλες δραστηριότητες	0.399
Σύνολο εξόδων	607.721

(πηγή : Ετήσια έκθεση ΑΗΚ 2009)

*στα λειτουργικά έξοδα περιλαμβάνονται τα καύσιμα, τα δικαιώματα εκπομπής θερμοκηπιακών αερίων, τα δικαιώματα ΚΟΔΑΠ, οι μισθοί και οι εργοδοτικές εισφορές, η ελλειμματική εισφορά στο σχέδιο συντάξεων, οι αποσβέσεις, τα υλικά, υπηρεσίες και άλλες δαπάνες.

Υπολογισμοί :

$$\text{Μέση τιμή ανά πωληθείσα KWhr} = \frac{\text{Σύνολο πωλήσεων}}{\text{σύνολο πωλήσεων ηλεκτρικής ενέργειας}} =$$

$$= \frac{627,253 \times 10^6}{4,6641 \times 10^6} = 13.45 \text{ €/KWhr}$$

$$\text{Μέσο κόστος ανά πωληθείσα KWhr} = \frac{\text{συνολικά λειτουργικών εξόδων}}{\text{σύνολο πωλήσεων ηλεκτρικής ενέργειας}}$$

(συνολικά έξοδα)

$$= \frac{607.721 \times 10^6}{4,6641 \times 10^6} = 13.03 \text{ €/KWhr}$$

$$\text{Μέσο κόστος ανα πωληθείσα KWhr} = \frac{\text{έξοδα παραγωγής}}{\text{σύνολο πωλήσεων ηλεκτρικής ενέργειας}}$$

(έξοδα παραγωγής)

$$= \frac{449,193 \times 10^6}{4,6641 \times 10^6} = 9.63 \text{ €/KWhr}$$

Συνεπώς, η μέση τιμή πώλησης της KWhr από την ΑΗΚ για το 2009 ήταν 13.45 €cent. Το μέσο κόστος ανά πωληθείσα KWhr λαμβάνοντας υπόψη τα συνολικά λειτουργικά έξοδα ήταν

13.03 ¤cent. Αντίστοιχα, το μέσο κόστος ανά πωληθείσα KWhr λαμβάνοντας υπόψη μόνο τα έξοδα παραγωγής ήταν 9.63 ¤cent. Αυτή είναι η τιμή σύγκρισης για σκοπούς ανταγωνισμού.

Πίνακας 5 : Αποτελέσματα υπολογισμών

Τιμές ΑΗΚ ¤c/KWhr	
Μέση τιμή ανά πωληθείσα KWhr	13.45
Μέσο κόστος ανά πωληθείσα KWhr (σύνολο λειτουργικών εξόδων)	13.03
Μέσο κόστος ανά πωληθείσα KWhr (έξοδα παραγωγής)	9.63

9.4 Οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας μετά την απελευθέρωση της αγοράς στην Ευρωπαϊκή Ένωση

Η απελευθέρωση της ευρωπαϊκής αγοράς ενέργειας, η οποία ουσιαστικά ξεκίνησε πριν από μια δεκαπενταετία, με βάση επίσημα στοιχεία της Eurostat από το 1995 έως το 2010 επέφερε σημαντική μείωση στις τιμές του ηλεκτρικού ρεύματος. Σε πραγματικές τιμές η μείωση για τους βιομηχανικούς πελάτες διαμορφώνεται στο 9% ενώ διαμορφώνεται σε λίγο υψηλότερα επίπεδα για τους οικιακούς καταναλωτές.

Η μείωση των τιμών θα ήταν ακόμη μεγαλύτερη εάν την ίδια περίοδο δεν υπήρξε επιβάρυνση από την αύξηση στη φορολογία αλλά και στην τιμή του καυσίμου. Ο άνθρακας, το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο αντιστοιχούν στο 51% του ευρωπαϊκού ενεργειακού μίγματος. Επιπρόσθετα, οι τιμές του ηλεκτρικού ρεύματος επιβαρύνονται από τη στρατηγική που ακολουθούν οι χώρες μέλη της ΕΕ σχετικά με την προστασία του περιβάλλοντος αλλά και τη δημιουργία ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, καθώς το κόστος τους επιβαρύνει τους καταναλωτές και τους βιομηχανικούς πελάτες.

Όσον αφορά την Κύπρο, σύμφωνα με στοιχεία της Eurostat όπως φαίνονται στους πίνακες 6 και 7 για το 2010 :

- η τιμή της KWhr στην Κύπρο ήταν ακριβότερη από κάθε άλλο κράτος μέλος της Ε.Ε. τόσο για τους οικιακούς καταναλωτές (15.97 ¤cent/kWh), όσο και για τους βιομηχανικούς καταναλωτές (14.83 ¤cent/kWh). Από τον μέσο όρο των 27 παρουσιάζεται μια αυξημένη διαφορά 0.0374 ¤cent/kWh και 0.0565 ¤cent/kWh αντίστοιχα,.

- Η χρέωση στην Ιρλανδία και το Βέλγιο είναι πολύ κοντά για τους οικιακούς καταναλωτές (>15.0) σε σχέση με την Κύπρο, ενώ στους βιομηχανικούς η επόμενη χώρα χρεώνει πολύ λιγότερο 11.61 €cent/kWh.
- Στην Βουλγαρία σημειώνεται η πιο χαμηλή χρέωση τόσο για τους οικιακούς καταναλωτές με 6.75 €cent/kWh, όσο και για τους βιομηχανικούς με 6.39 €cent/kWh.

Γιατί όμως πιο ακριβός ο ηλεκτρισμός στην Κύπρο; Σύμφωνα με τους υπολογισμούς της προηγούμενης ενότητας φαίνεται, ότι το κόστος του ηλεκτρισμού που κατανάλωσε ένα νοικοκυριό ή μια επιχείρηση στην Κύπρο, είναι μόνο ένα μέρος του συνολικού λογαριασμού που καλείται να πληρώσει αφού, στον διμηνιαίο λογαριασμό πληρώνει μαζί και σειρά άλλων χρεώσεων.

Επειδή την τελευταία διετία η ΑΗΚ πληρώνει πρόστιμο για τους ρύπους του διοξειδίου του άνθρακα που παράγει οι λογαριασμοί επιβαρύνονται, πέραν της χρέωσης της ΑΗΚ, με επιπρόσθετο κόστος 1,9 %. Επίσης, λόγω της κυβερνητικής πολιτικής που εφαρμόζεται για φθηνότερο ηλεκτρισμό κατά 20% σε πολύτεχνες και πενταμελής οικογένειες, καθώς επίσης και νοικοκυριά με κοινωνικές ανάγκες, οι λογαριασμοί επιβαρύνονται με επιπρόσθετο 1,9 %. Παράλληλα, χρεώνεται τέλος για τις ΑΠΕ το οποίο αυξήθηκε από πέρσι κατά 100 % σε 0,0044 €cent/kWh. Επιπρόσθετα, το κόστος του ηλεκτρισμού που παρέχεται στις κατεχόμενες περιοχές μετακυλύεται στα νοικοκυριά με βάση την κατανάλωση τους. Πρόκειται περίπου για 0,17 % της συνολικής παραγωγής της ΑΗΚ. Τέλος, αν και σε πολλές χώρες της Ε.Ε. ο ΦΠΑ στον ηλεκτρισμό είναι πιο χαμηλός από τον μέγιστο στην Κύπρο είναι 15 %.

Πέραν των πιο πάνω, από την 1^η Ιανουαρίου 2011 αυξήθηκε η διατίμηση κατά 1.5 % επιπρόσθετα του 1.5 % που επιβλήθηκε το 2010. Παράλληλα, έχει αποφασισθεί αύξηση του πάγιου εντός του έτους, από 4,5 % έως και 11.5 % σε σχέση με το 2010, ανάλογα με την κατανάλωση.

Πίνακας 6 : Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας σε €/KWhr, στις χώρες της Ε.Ε. για το 2^ο εξάμηνο του 2009 και το 1^ο εξάμηνο του 2010. (πηγή Eurostat, 2011).

Χώρα	Οικιστικοί καταναλωτές		Βιομηχανικοί καταναλωτές	
	2 ^ο εξάμηνο 2009	1 ^ο εξάμηνο 2010	2 ^ο εξάμηνο 2009	1 ^ο εξάμηνο 2010
Ευρωπαϊκή Ένωση (27)	0,1214	0,1223	0.0912	0.0918
Αυστρία	0,1380	0,1431		
Βέλγιο	0,1407	0,1549	0.1017	0.0943
Βουλγαρία	0,0685	0,0675	0.0634	0.0639
Γαλλία	0,0923	0,0922	0.0599	0.0687
Γερμανία	0,1359	0,1381	0.0958	0.0921
Δανία	0,1122	0,1168	0.0793	0.0848
Ελλάδα	0,0942	0,0975	0.0853	0.0855
Εσθονία	0,0696	0,0695	0.0575	0.0573
Ηνωμένο Βασίλειο	0,1340	0,1321	0.0973	0.0947
Ιρλανδία	0,1635	0,1589	0.1170	0.1118
Ισπανία	0,1381	0,1417	0.1066	0.1110
Ιταλία				
Κύπρος	0,1409	0,1597	0.1472	0.1483
Λεττονία	0,0959	0,0954	0.0893	0.0890
Λιθουανία	0,0768	0,0955	0.0790	0.0991
Λουξεμβούργο	0,1653	0,1433	0.1118	0.0956
Μάλτα	0,1441(1)	0,1441	0.1291	
Ολλανδία	0,1386	0,1266	0.0927	0.0853
Ουγγαρία	0,1320		0.1276	
Πολωνία	0,1010	0,1049	0.0886	0.0929
Πορτογαλία	0,1383	0,1093	0.0932	0.0896
Ρουμανία	0,0815	0,0856	0.0828	0.0850
Σλοβακία	0,1311	0,1277	0.1396	0.1161
Σλοβενία	0,1050	0,1057	0.0921	0.0926
Σουηδία	0,1059	0,1195	0.0684	0.0800
Τσεχία	0,1161	0,1108	0.1110	0.1022
Φινλανδία	0,0968	0,0998	0.0656	0.0667

Πίνακας 7 : Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας σε €/KWhr, στην Κύπρο και του μέσου όρου στις χώρες της Ε.Ε. για την περίοδο 2002 έως 2010.

		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ευρωπαϊκή Ένωση (27)	Οικιστικοί	-	-	-	0,01013	0,1068	0,1173	0,1175	0,1227	0,1223
		Κύπρος	0,0845	0,0915	0,0928	0,0915	0,1225	0,1177	0,1528	0,1336
Ευρωπαϊκή Ένωση (27)	Βιομηχανικοί	-	-	-	0,0672	0,0752	0,0820	0,0876	0,0952	0,0918
		Κύπρος	0,0903	0,0962	0,0818	0,0787	0,1114	0,1048	0,1405	0,1164

(πηγή Eurostat, 2011).

9.5 Οικονομική ανάλυση κόστους παραγωγής Ανεξάρτητων Παραγωγών

Η παραμετρική αυτή ανάλυση στόχο έχει να υπολογίσει το κόστος παραγωγής των ανεξάρτητων παραγωγών (ΑΠ) οι οποίοι αναμένεται να διεισδύσουν στην Κυπριακή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στα προσεχή έτη. Η προσομοίωση των συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής των ΑΠ έγινε με το λογισμικό IPP algorithm (Παράρτημα Α).

Στην ενότητα 9.5.1 δίνονται οι τεχνικοί παράμετροι, οι οικονομικοί παράμετροι και οι παραδοχές που θα χρησιμοποιηθούν για τον υπολογισμό του κόστους παραγωγής των Ανεξάρτητων Παραγωγών. Στην ενότητα 9.5.2 δίνεται σύντομη περιγραφή του λογισμικού πακέτου IPP algorithm το οποίο θα χρησιμοποιηθεί για τον υπολογισμό του κόστους παραγωγής των Ανεξάρτητων Παραγωγών και στην ενότητα 9.5.3 δίνονται τα αποτελέσματα, τα διαγράμματα και οι γραφικές παραστάσεις από την εξομοίωση. Τα συμπεράσματα και η ανάλυση των αποτελεσμάτων δίνονται στο κεφάλαιο 10.

9.5.1 Δεδομένα και παραδοχές

Οι τεχνικοί, οι οικονομικοί και οι περιβαλλοντικοί παράμετροι που χρησιμοποιούνται στην συγκριτική μελέτη, για τον υπολογισμό του κόστους παραγωγής, των διαφόρων τεχνολογιών των Ανεξάρτητων Παραγωγών, συνοψίζονται στον πίνακα 8. Τα δεδομένα αυτά, καθώς επίσης και οι διάφορες προβλέψεις για το κόστος καυσίμου, το κόστος εμπορίας των

εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα, CO₂ (ETS), βασίζονται σε πρόσφατες μελέτες του Δρ. Ανδρέα Πουλλικά (βοηθού διευθυντή έρευνας και ανάπτυξης της ΑΗΚ).

Για τους υπολογισμούς χρησιμοποιείται ένα τυπικό προεξοφλητικό επιτόκιο 6 %, επιτόκιο δανεισμού κεφαλαίου 6% και πληθωρισμός 2,5 %. Οι συμβατικές τεχνολογίες θεωρούνται ότι έχουν 25 έτη ωφέλιμη ζωή και οι ΑΠΕ 20 έτη. Για τον υπολογισμό του κόστους των ρύπων χρησιμοποιείται μια μέση τιμή €26.5. Οι συμβατικές μονάδες, για σκοπούς σύγκρισης με την ΑΗΚ, θεωρούνται ότι έχουν σταθερό συντελεστή φόρτισης δηλαδή παράγουν τον ίδιο αριθμό KWhr ετησίως, ο οποίος αντιστοιχεί στο 90 % της δυναμικότητας τους. Το αιολικό πάρκο 19%, το ηλιοθερμικό πάρκο 17.92% και το φωτοβολταϊκό πάρκο 19.98%.

Στην περίπτωση της διασπαρμένης παραγωγής οι δύο περιπτώσεις των φωτοβολταϊκών συστημάτων διερευνώνται με την χρήση του λογισμικού 2009 PV GC Beta 1 του Ιδρύματος ενέργειας. Το κόστος ανά μονάδα Watt είναι σύμφωνα με τους τοπικούς προμηθευτές.

Οι κεφαλαιουχικές δαπάνες, συμπεριλαμβανομένων και των δαπανών έργων υποδομής, έχουν υπολογιστεί σε τιμές 2009 κατανέμονται ισόποσα κατά την χρονική διάρκεια λειτουργίας της ηλεκτροπαραγωγού μονάδας. Στην περίπτωση των συμβατικών μονάδων ισούται με 4% για 25 χρόνια και για τις ΑΠΕ 5 % για 20 χρόνια. Τα έργα υποδομής, στην περίπτωση των συστημάτων που έχουν σαν καύσιμο το μαζούτ ή το ακάθαρτο πετρέλαιο, συμπεριλαμβάνουν τις δεξαμενές αποθήκευσης και τους αγωγούς εκφόρτωσης.

9.5.2 Μεθοδολογία-Λογισμικό IPP algorithm

Το άνοιγμα της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας στον ανταγωνισμό, μετέτρεψε την διαδικασία πρόβλεψης της διεύρυνσης της σχετικής αγοράς σε ένα πολύ δύσκολο και πολύπλοκο ζήτημα. Αυτό, οφείλεται κυρίως στο ότι α) υπάρχουν διαθέσιμες πολλές τεχνολογικές επιλογές και μεγέθη μονάδων παραγωγής, β) το κόστος παραγωγής εξαρτάται άμεσα από το κόστος και την διαθεσιμότητα του καυσίμου και γ) ζητήματα όπως η προστασία του περιβάλλοντος και οι κίνδυνοι για την υγεία αποτελούν βασικά συστατικά του συνολικού κόστους παραγωγής. Σήμερα, οι κρατικές επιχειρήσεις ηλεκτρισμού και οι ανεξάρτητοι παραγωγοί δεν μπορούν να στηρίζονται σε απλά μοντέλα όπως γινόταν στο παρελθόν. Πλέον, επιβάλλεται να αναλύονται τα αποτελέσματα, στη βάση διαφορετικών παραμέτρων για κάθε πιθανή περίπτωση και τεχνολογική επιλογή. Αυτό, ουσιαστικά μπορεί

να επιτευχθεί μόνο με την χρήση τέτοιων υπολογιστικών μεθόδων μέσω των οποίων να γίνεται εξομοίωση της λειτουργίας των διαφόρων παραγωγικών μονάδων, αφού ληφθούν υπόψη συγκεκριμένες παράμετροι.

Το λογισμικό IPP algorithm (Independent Power Producer technology algorithm) είναι ένα μοντέλο εξομοίωσης, αποτέλεσμα της πολύχρονης και συνεχούς έρευνας του Δρ Ανδρέα Πουλλικά (βοηθού Διευθυντή έρευνας και ανάπτυξης της ΑΗΚ) στο τομέα ανάπτυξης λογισμικού για τις ανάγκες της βιομηχανίας ηλεκτρισμού. Είναι κατάλληλο για μελέτες που σχετίζονται με την μακροχρόνια ανάπτυξη, μέχρι και 30 χρόνια, ενός συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα ανταγωνιστικό περιβάλλον. Το λογισμικό λαμβάνει υπόψη διάφορα τεχνικά, οικονομικά και περιβαλλοντικά δεδομένα όπως, το υφιστάμενο σύστημα παραγωγής, την ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, την κατανάλωση και το αντίστοιχο κόστος του καυσίμου, τα σταθερά και τα μεταβλητά έξοδα λειτουργίας και συντήρησης των μονάδων παραγωγής, το ηλιακό δυναμικό, το δυναμικό του ανέμου, τον προεξοφλητικό συντελεστή κ.α. Με βάση αυτά, εξομοιώνεται η λειτουργία της μονάδας παραγωγής και υπολογίζεται το ολικό κόστος παραγωγής το οποίο ανάγεται σε σημερινές τιμές και περιλαμβάνει το κεφαλαιουχικό κόστος και το κόστος παραγωγής για όλο το χρονικό διάστημα που καλύπτει η μελέτη, κατατάσσοντας τις διάφορες υποψήφιες τεχνολογίες, προσδιορίζοντας την οικονομικότερη λύση. Η μέθοδος αυτή εξετάζει κάθε τεχνολογία ξεχωριστά, υποθέτοντας σταθερή ετήσια παραγωγή μέχρι και 30 έτη λειτουργίας. Διάφοροι παράμετροι όπως, ποσοστό υποχρεωτικών διακοπών, ημέρες προγραμματισμένης συντήρησης, πραγματική φόρτιση μονάδας σε σχέση με το υφιστάμενο σύστημα παραγωγής κλπ., λαμβάνονται υπόψη με την αποδοχή συγκεκριμένου συντελεστή φορτίου.

Τα δεδομένα και οι παραδοχές, που αναλύονται στην ενότητα 9.8, θα χρησιμοποιηθούν στο λογισμικό IPP algorithm.

Το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας c , σε €/kWh, σε σημερινές τιμές, δίνεται από την συνάρτηση κόστους,

$$\min\left(\frac{\partial c}{\partial k}\right) = \min\left\{ \frac{\sum_{j=0}^N \left[\frac{\partial C_{Cj}}{\partial k} + \frac{\partial C_{Fj}}{\partial k} + \frac{\partial C_{OMFj}}{\partial k} + \frac{\partial C_{OMVj}}{\partial k} \right]}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^N \left[\frac{\partial P_j}{\partial k} \right]} \right\}, \quad (1)$$

όπου $\left(\frac{\partial C_{Cj}}{\partial k}\right)$ είναι η συνάρτηση υπολογισμού του κεφαλαιουχικού κόστους, για το έτος j , $j = 1, 2, \dots, N$, της υποψήφιας τεχνολογίας k σε \$, $\left(\frac{\partial C_{Fj}}{\partial k}\right)$ είναι η συνάρτηση κόστους της κατανάλωσης καυσίμου, για το έτος j , $j=1, 2, \dots, N$, της υποψήφιας τεχνολογίας k σε \$, $\left(\frac{\partial C_{OMFj}}{\partial k}\right)$ είναι η συνάρτηση υπολογισμού του σταθερού κόστους λειτουργίας και συντήρησης, για το έτος J , $j=1, 2, \dots, N$, της υποψήφιας τεχνολογίας k σε \$, $\left(\frac{\partial C_{OMVj}}{\partial k}\right)$ είναι η συνάρτηση υπολογισμού του μεταβλητού κόστους λειτουργίας και συντήρησης, για το έτος j , $j=1, 2, \dots, N$, της υποψήφιας τεχνολογίας k σε \$ και $\left(\frac{\partial P_j}{\partial k}\right)$ είναι η συνάρτηση υπολογισμού της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, για το έτος j , $j=1, 2, \dots, N$ από την υποψήφια τεχνολογία k σε kWh και i είναι ο προεξοφλητικός συντελεστής.

Λεπτομέρειες για τις διάφορες συναρτήσεις κόστους δίνονται στο Παράρτημα Α.

9.5.3 Αποτελέσματα, διαγράμματα και γραφικές παραστάσεις

Τα τεχνικά, οικονομικά και περιβαλλοντικά αποτελέσματα της εξομοίωσης, για κάθε τεχνολογία, όπως υπολογίστηκαν από το λογισμικό φαίνονται στο παράρτημα Β.

Πίνακας 8 : Τεχνικοί, οικονομικοί και περιβαλλοντικοί παράμετροι των διαφόρων συστημάτων συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής των Ανεξάρτητων Παραγωγών.

α/ α	Τεχνολογία	Καύσιμο	Εγκατεστημένη ισχύς, MW	Ωφέλιμη ζωή	Κεφαλαιουχικό κόστος,	Απόδοση	Θερμογό- νος δύναμη καυσίμου,	Συντελε- στής Φόρτισης,	Σταθε- ρό Λ&Σ,	Μετα- βλητό Λ&Σ,	Περιεκτικότητα καυσίμου σε άνθρακα,
					€KW	%	GJ/t	%	€KW- month	€MWhr	%
1	Μηχανή εσωτερικής καύσης	Μαζούτ	50	25	1403	45.0	40.85	90.00	3.46	7.0	87.77
2	Μηχανή εσωτερικής καύσης	Ακάθαρτο πετρέλαιο	50	25	1403	45.0	42.5	90.00	3.46	7.0	85.0
3	Συνδυασμένο ς κύκλος, 3+1	Ακάθαρτο πετρέλαιο	241	25	1302	50.1	42.5	90.00	2.84	1.78	85.0
4	Συνδυασμένο ς κύκλος, 3+1	Φυσικό αέριο, LNG	241	25	1302	50.1	49.73	90.00	2.84	1.78	76.24
5	Συνδυασμένο ς κύκλος, 2+1	Ακάθαρτο πετρέλαιο	225	25	1153	52.8	42.5	90.00	2.58	1.78	85.0
6	Συνδυασμένο ς κύκλος, 2+1	Φυσικό αέριο, LNG	225	25	1153	52.8	49.73	90.00	2.58	1.78	76.24

Συνέχεια....

α/α	Τεχνολογία	Καύσιμο	Εγκατεστημένη ισχύς, MW	Ωφέλιμη ζωή	Κεφαλαιουχικό κόστος,	Απόδοση,	Θερμογόνος δύναμη καυσίμου,	Συντελεστής Φόρτισης,	Σταθερό Λ&Σ,	Μεταβλητό Λ&Σ,	Περιεκτικότητα καυσίμου σε άνθρακα,
					€KW	%	GJ/t	%	€KW-month	€MWhr	%
7	Συνδυασμένος κύκλος, 1+1	Ακάθαρτο πετρέλαιο	115	25	1048	51.8	42.5	90.00	2.78	4.25	85.0
8	Συνδυασμένος κύκλος, 1+1	Φυσικό αέριο, LNG	115	25	1048	51.8	49.73	90.00	2.78	4.25	76.24
9	Αεριοστρόβιλος	Ακάθαρτο πετρέλαιο	70	25	852	32.6	42.5	90.00	2.03	6.68	85.0
10	Αεριοστρόβιλος	Φυσικό αέριο, LNG	70	25	852	32.6	49.73	90.00	2.03	6.68	76.24
11	Ατμοστρόβιλος	Μαζούτ	220	25	1258	37.26	40.85	90.00	1.40	1.50	87.77
12	Ατμοστρόβιλος	Φυσικό αέριο, LNG	220	25	1258	37.26	49.73	90.00	1.40	1.50	76.24

(πηγή : Αρχείο Δρ. Α. Πουλλικκά, Β. Διευθυντής Έρευνα και Ανάπτυξη ΑΗΚ, 2010)

Πίνακας 9 : Τεχνικοί, οικονομικοί και περιβαλλοντικοί παράμετροι μεγάλων συστημάτων ΑΠΕ ηλεκτροπαραγωγής Ανεξάρτητων Παραγωγών.

a/a	Τεχνολογία	Εγκατεστημένη ισχύς, MW	Ωφέλιμη ζωή	Κεφαλαιουχικό κόστος,	Απόδοση,	Συντελεστής Φόρτισης,	Σταθερό Λ&Σ,
				€KW	%	%	€KW-month
1	Πάρκο ανεμογεννητριών	50	20	1100	35.0	19.0	5.90
2	Ηλιοθερμικό πάρκο	50	20	3600	15.0	17.92	7.17
1	Φωτοβολταϊκό πάρκο	25	20	2800	14.2	19.98	2.25

(πηγή : Αρχείο Δρ. Α. Πουλλικκά, Β. Διευθυντής Έρευνα και Ανάπτυξη ΑΗΚ, 2010)

Πίνακας 10 : Τεχνικοί, οικονομικοί και περιβαλλοντικοί παράμετροι των διαφόρων μικρών διασπαρμένων συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής των Ανεξάρτητων Παραγωγών.

a/a	Τεχνολογία	Εγκατεστημένη ισχύς, KW	Ωφέλιμη ζωή	Κεφαλαιουχικό κόστος	Απόδοση τεχνολογίας	Μέσος όρος ετήσιας απόδοσης συστήματος	Ποσοστό επιδότησης	Ποσοστό δανείου
				€KW	%	%	%	%
1	Φωτοβολταϊκό πάρκο	20	15	3200	14.2	76.65	0.0	100.0
2	Φωτοβολταϊκό πάρκο	150	15	3200	14.2	79.22	0.0	100.0

(πηγή : Ίδρυμα Ενέργειας Κύπρου)

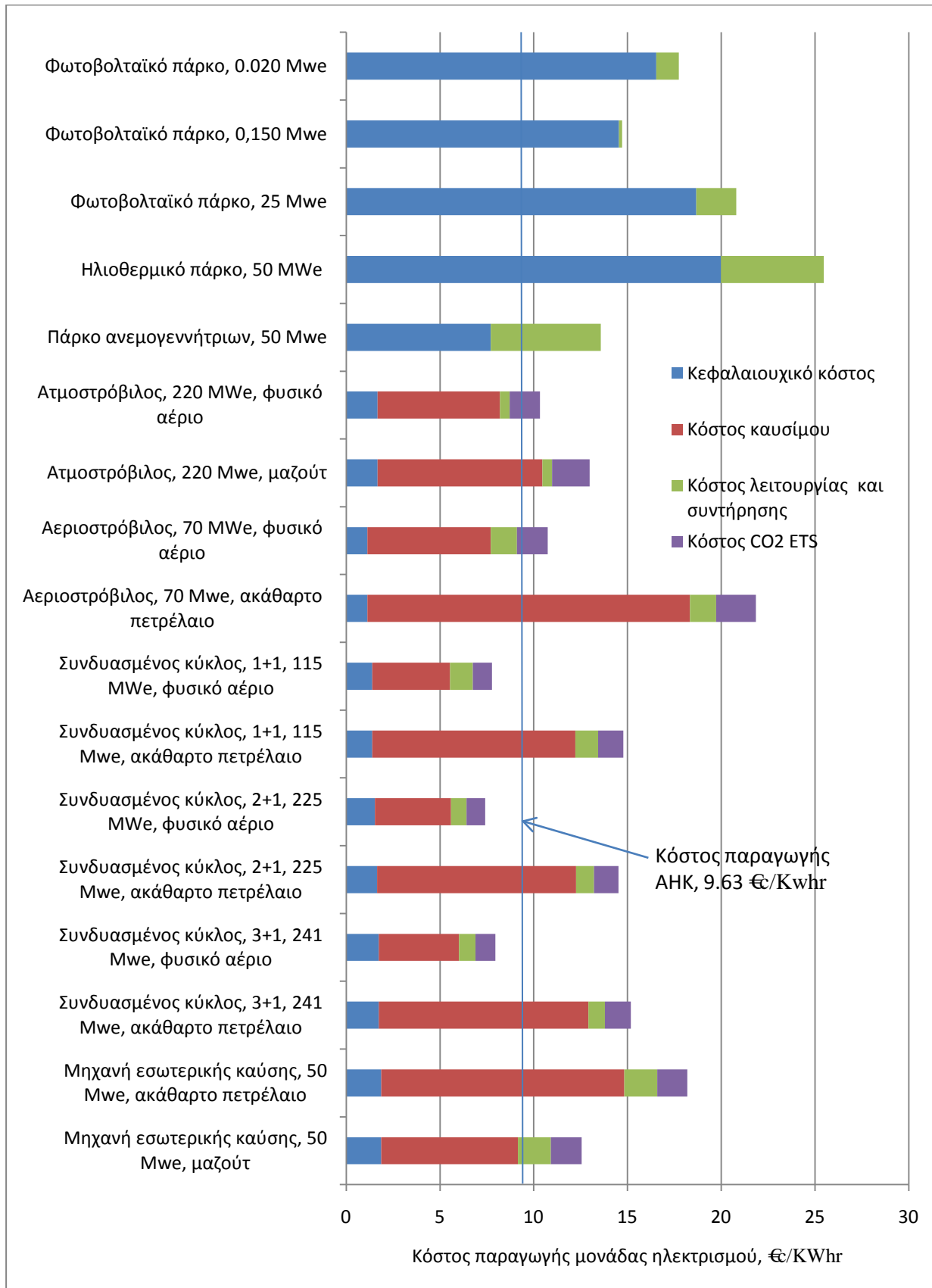
Πίνακας 11 : Αποτελέσματα εξομοίωσης πίνακα 8

α/ α	Τεχνολογία	Καύσιμο	Εγκατεστημένη ισχύς, MW	Κεφ,αλαιουχι κό κόστος,	Κόστος καυσίμου	Κόστος λιτουργίας και συντήρησης	Κόστος CO ₂ ETS	Κόστος μονάδας ηλεκτρισμού
1	Μηχανή εσωτερικής καύσης, 50 MWe	Μαζούτ	50	1.86	7.29	1.76	1.65	12.57
2	Μηχανή εσωτερικής καύσης, 50 MWe	Ακάθαρτο πετρέλαιο	50	1.86	12.97	1.76	1.60	18.19
3	Συνδυασμένος κύκλος, 3+1, 241 MWe	Ακάθαρτο πετρέλαιο	241	1.73	11.19	0.88	1.38	15.18
4	Συνδυασμένος κύκλος, 3+1, 241 MWe	Φυσικό αέριο, LNG	241	1.73	4.28	0.88	1.06	7.94
5	Συνδυασμένος κύκλος, 2+1, 225 MWe	Ακάθαρτο πετρέλαιο	225	1.64	10.62	0.95	1.31	14.52
6	Συνδυασμένος κύκλος, 2+1, 225 MWe	Φυσικό αέριο, LNG	225	1.53	4.06	0.82	1.00	7.42
7	Συνδυασμένος κύκλος, 1+1, 115 MWe	Ακάθαρτο πετρέλαιο	115	1.39	10.83	1.22	1.34	14.77
8	Συνδυασμένος κύκλος, 1+1, 115 MWe	Φυσικό αέριο, LNG	115	1.39	4.14	1.22	1.02	7.77
9	Αεριοστρόβιλος, 70 MWe	Ακάθαρτο πετρέλαιο	70	1.13	17.20	1.40	2.12	21.85
10	Αεριοστρόβιλος , 70 MWe	Φυσικό αέριο, LNG	70	1.13	6.58	1.40	1.63	10.74
11	Ατμοστρόβιλος, 220 MWe	Μαζούτ	220	1.67	8.79	0.52	2.00	12.98
12	Ατμοστρόβιλος, 220 MWe	Φυσικό αέριο, LNG	220	1.67	6.53	0.51	1.62	10.33

Πίνακας 12 : Αποτελέσματα εξομοίωσης πίνακα 9 και πίνακα 10.

α/ α	Πίνακας : Αποτελέσματα εξομοίωσης πίνακα.... Και Τεχνολογία	Εγκατεστημέ νη ισχύς, MW	Κεφαλαιουχι κό κόστος,	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης		Κόστος μονάδας ηλεκτρισμού
				€cent/KWhr		
1	Πάρκο ανεμογεννητριών	50	7.71	5.86		13.57
2	Ηλιοθερμικό πάρκο	50	19.99	5.48		25.48
3	Φωτοβολταϊκό πάρκο	25	18.67	2.13		20.79
4	Φωτοβολταϊκό πάρκο	0.02	14.55	0.16		14.71
5	Φωτοβολταϊκό πάρκο	0.15	16.53	1.21		17.74

Γραφική παράσταση 1 : Αποτελέσματα εξομοίωσης για όλες τις τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής, κόστος μονάδας ηλεκτρισμού €/KWhr.



ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10

Συμπεράσματα-εισηγήσεις

Στο κεφάλαιο αυτό θα γίνει ανάλυση των αποτελεσμάτων της τεχνοοικονομικής μελέτης, για να διαφανούν οι προοπτικές του ανταγωνισμού.

Με βάση τα δεδομένα και τις παραδοχές και λαμβάνοντας υπόψη το κόστος εμπορίας εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα συμπεραίνεται ότι σε επίπεδο κόστους παραγωγής :

- για τις μεγάλες εμπορικές μονάδες, η τεχνολογία συνδυασμένου κύκλου δυναμικότητας 225 MWe με διάταξη 2 + 1, χρησιμοποιώντας ΥΦΑ ως καύσιμο, εμφανίζεται ως η πιο φθηνή επιλογή με 7.42 €/KWhr. Αντίστοιχα, το ηλιοθερμικό πάρκο δυναμικότητας 50 MWe ως η πιο ακριβή με 25.48 €/KWhr.

- το κόστος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων είναι εμφανέστατα συνυφασμένο με το καύσιμο που χρησιμοποιεί. Το κόστος είναι σχεδόν διπλάσιο στην περίπτωση που χρησιμοποιείται ακάθαρτο πετρέλαιο αντί φυσικού αερίου για την ίδια τεχνολογία.

- η πιο φθηνή ΑΠΕ τεχνολογία, για μεγάλο εμπορικό σύστημα, είναι οι ανεμογεννήτριες, ακολουθεί το φωτοβολταϊκό πάρκο με το ηλιοθερμικό να κατατάσσεται ως η πιο ακριβή.

Όπως έχει αναφερθεί στην εισαγωγή, επειδή η ηλεκτρική ενέργεια είναι ομογενές προϊόν, πρέπει δηλαδή να έχει τα ίδια ποιοτικά χαρακτηριστικά (τάση και συχνότητα), ανεξάρτητα παραγωγού, ο ανταγωνισμός των παραγωγών περιορίζεται στο επίπεδο των τιμών της προσφερόμενης ενέργειας χωρίς να συνυπάρχουν κριτήρια ποιότητας. Συνεπώς, στην προκειμένη περίπτωση συγκρίνοντας το κόστος παραγωγής της κάθε τεχνολογίας με το κόστος παραγωγής της ΑΗΚ :

- η τεχνολογία του συνδυασμένου κύκλου για όλες τις εναλλακτικές μονάδες, μόνο με καύσιμο το ΥΦΑ, είναι ανταγωνιστική της ΑΗΚ με μικρότερο κόστος που κυμαίνεται από 1.69 έως 2.21 €/KWhr.

- η περίπτωση του ατμοστρόβιλου και του αεριοστρόβιλου ανοικτού κύκλου παραμένει μη ανταγωνιστική της ΑΗΚ και για τα δυο καύσιμα.

- οι ΑΠΕ είναι μη ανταγωνιστικές.

Κατά συνέπεια, όλα τα αποτελέσματα της μελέτης δικαιολογούν την πλήρη απουσία ανταγωνισμού ή ενδιαφέροντος εγκατάστασης συμβατικών μονάδων από Ανεξάρτητο Παραγωγό, τουλάχιστον με τα σημερινά δεδομένα. Στην παρούσα φάση, χωρίς την παρουσία του ΥΦΑ, η εγκατάσταση συμβατικών μονάδων κρίνεται ασύμφορη. Καμία συμβατική τεχνολογία δεν μπορεί να ανταγωνιστεί την ΑΗΚ με καύσιμο το ακάθαρτο πετρέλαιο ή το μαζούτ.

Από την άλλη, οι εμπορικές ΑΠΕ, παρόλο το αυξημένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής, μπορούν να θεωρηθούν ανταγωνιστικές με θετικές εισροές, μόνο λόγω της ευρωπαϊκής πολιτικής για προώθηση και τις σχετικές επιδοτήσεις στην τιμή της παραγόμενης κιλοβατώρας (παράρτημα Γ). Σύμφωνα με την ανάλυση, οι ανεμογεννήτριες έχουν κόστος ηλεκτροπαραγωγής 13.57 €/KWhr και τιμή πώλησης 16.6 €/KWhr. Για τα μικρά εμπορικά φωτοβολταϊκά συστήματα, το 0.15 MW έχει κόστος παραγωγής 14.71 €/KWhr και τιμή πώλησης 34.0 €/KWhr. Αντίστοιχα, για το 0.2 MW είναι 17.74 €/KWhr και 36.0 €/KWhr. Το ηλιοθερμικό πάρκο είναι πολύ οριακό με 1 €/KWhr θετική διαφορά. Υπό τις παρούσες συνθήκες, οι ΑΠΕ τεχνολογίες κρίνονται ανταγωνιστικές, αυτό εξ άλλου διαφαίνεται και από το γεγονός ότι ήδη έχει εγκατασταθεί σημαντικός αριθμός μονάδων, ενώ αρκετές άλλες ευρίσκονται στην φάση υλοποίησης ή αδειοδότητησης. Μελλοντική τροποποίηση των κρατικών χορηγιών και επιδοτήσεων πιθανώς θα ανάτρεπε την τάση.

Πέραν των πιο πάνω, πρέπει να σημειωθεί ότι ο ανταγωνισμός στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Κύπρο δυσχεραίνεται και από άλλους παράγοντες :

- με την έλευση του ΥΦΑ στο μέλλον, η ΑΗΚ, με βάση τους σχεδιασμούς της, θα προχωρήσει σε άμεση μετατροπή σε αυτό το καύσιμο του όγκου της ηλεκτροπαραγωγής της δηλαδή, όλων των μονάδων του ηλεκτροπαραγωγού σταθμού του Βασιλικού, συμπεριλαμβανομένου και των ΜΕΚ της Δεκέλειας. Ως εκ τούτου, το μειωμένο κόστος καυσίμου θα επιφέρει άμεση μείωση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής για την ΑΗΚ καθιστώντας την ακόμη πιο ανταγωνιστική.

- η ποικιλία των τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής και οι οικονομίες κλίμακας που διαθέτει η ΑΗΚ, της δίνει το πλεονέκτημα επιλογής στα διάφορα φορτία της πιο οικονομικής διαμόρφωσης (είδος και φόρτιση μονάδας).

- για σκοπούς σύγκρισης με το κόστος της ΑΗΚ θεωρήθηκε ότι οι διάφορες συμβατικές τεχνολογίες εργάζονταν με συντελεστή φόρτισης 90 %. Ως εκ τούτου, η μικρή απομονωμένη

αγορά της Κύπρου, χωρίς διασυνδέσεις με άλλα Ευρωπαϊκά ή διεθνή ενεργειακά δίκτυα ηλεκτρισμού, καθιστά πιθανή την ηλεκτροπαραγωγή των μονάδων σε ενδιάμεσα φορτία, καθώς εξαρτάται αποκλειστικά από την λειτουργία (προσφορά/ζήτηση) της τοπικής αγοράς. Αυτό, στην πράξη συνεπάγεται χαμηλή απόδοση και αυξημένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής.

- η ΑΗΚ σκοπεύει να αποσύρει τις παλαιές ατμοηλεκτρικές μονάδες στην Μονή έως το 2015 και να τις αντικατάσταση με υψηλής απόδοσης μονάδες συνδυασμένου κύκλου. Ήδη η 5^η μονάδα συνδυασμένου κύκλου δυναμικότητας 220 MWe αναμένεται να βρίσκεται σε πλήρη λειτουργία τέλος του 2011, υπερκαλύπτοντας την παραγωγή τους.
- η πιθανή συμπίεση των λειτουργικών εξόδων της ΑΗΚ ενόψει έντονου ανταγωνισμού.
- η ΑΗΚ έχει την ευχέρεια να υλοποιεί το αναπτυξιακό της πρόγραμμα εγκαθιστώντας μονάδες σε υφιστάμενους χώρους ηλεκτροπαραγωγής και βοηθητικές εγκαταστάσεις, δηλαδή με μειωμένο κεφαλαιουχικό κόστος.
- η αστάθεια των τιμών του καυσίμου για όλη την διάρκεια της ζωής της συμβατικής ηλεκτροπαραγωγού μονάδας.
- οι διάφοροι περιορισμοί και απαιτήσεις ανάλογα με την τεχνολογία, όπως γης, ηλεκτρικού δικτύου, βοηθητικών εγκαταστάσεων, καυσίμων, κοινωνικοί, περιβαλλοντικοί, πολιτικοί και αισθητικοί παράγοντες κτλ.
- η αβεβαιότητα στις αποδόσεις, η οποία οφείλεται στην πιθανότητα μιας σημαντικής μεταβολής στο πολιτικό ή στο οικονομικό περιβάλλον της Κύπρου.

Εν κατακλείδι, στην παρούσα εργασία διερευνήθηκε η δυνατότητα διείσδυσης Ανεξάρτητων Παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα της Κύπρου. Η προσπάθεια περιορίστηκε στο επίπεδο τιμών της προσφερόμενης ενέργειας. Επιπρόσθετα λειτουργικά έξοδα, όπως διανομής, μεταφοράς, προμήθειας και λοιπών δραστηριοτήτων δεν λήφθηκαν υπόψη γιατί αναλογικά θεωρείται ότι δεν διαφέρουν για κάθε παραγωγό.

Μελλοντικές εργασίες θα μπορούσαν να επεκταθούν :

- στην διερεύνηση της οικονομικής βιωσιμότητας μιας συγκεκριμένης τεχνολογίας ηλεκτροπαραγωγής με βάση πλήρες οικονομικό πλάνο. Η μελέτη αυτή να περιλαμβάνει επιπρόσθετα με το κόστος του καυσίμου, το κόστος των δικαιωμάτων των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα, τις σταθερές και μεταβλητές δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης,

τα οποία έχουν ληφθεί υπόψη στην παρούσα εργασία, την επιλογή και το κόστος τοποθεσίας εγκατάστασης, περιβαλλοντική μελέτη, το κόστος επένδυσης των απαιτούμενων εγκαταστάσεων και υποδομών, συμπεριλαμβανομένων των συστημάτων περιβαλλοντικής διαχείρισης και των έργων σύνδεσης της εγκατάστασης στο δίκτυο. Τέλος, τα έξοδα διανομής, μεταφοράς και προμήθειας της ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο.

- στην μοντελοποίηση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Κύπρου, για μελέτη των επιπτώσεων της διείσδυσης των ΑΠΕ, κυρίως της αιολικής, στην ασφάλεια και αξιοπιστία του δικτύου. Η έρευνα να επικεντρώνεται στον τομέα της δυναμικής ασφάλειας, που αφορά κυρίως τις μεταβολές της συχνότητας του συστήματος.

- στην πρόβλεψη της μελλοντικής κατανάλωσης ηλεκτρισμού στην Κύπρο, σε συνδυασμό με την ανάλυση διαφόρων σεναρίων μελλοντικής εξέλιξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής και διείσδυσης των ΑΠΕ. Η μελέτη θα αποσκοπεί στην εκπόνηση μακροχρόνιου σχεδιασμού που θα διασφαλίζει την απρόσκοπτη τροφοδοσία του τόπου σε ηλεκτρική ενέργεια.

Παράρτημα Α: Λεπτομέρειες λογισμικού IPP algorithm

I . P . P . ALGORITHM

Version 2.0

INDPENDENT POWER PRODUCER TECHNOLOGY SELECTION ALGORITHM

**Software for
power technology selection in
competitive electricity markets
(technical, economic and environmental analysis)**

© Dr. Andreas Poullikkas, 2000 – 2005

User Manual

© Dr. Andreas Poulikkas
PhD, CSci, CPhys
Electricity Authority of Cyprus
P.O.Box 24506
1399 Nicosia, Cyprus
apoulik@eac.com.cy
2000 - 2005

5. I.P.P. ALGORITHM software (version 2.0)

5.2 Mathematical formulation

5.2.1 Energy production

The annual energy production P_j , in kWh, generated from a candidate power technology k for the year j , $j = 1, 2, \dots, N$, is given by,

$$\frac{\partial P_j}{\partial k} = 8760 \frac{\partial E}{\partial k} \frac{\partial LF_j}{\partial k}, \quad (2)$$

where, E is the installed capacity of the candidate technology in MWe and LF is the capacity factor in %. By the adoption of an annual capacity factor LF_j issues such as expected annual energy contracts with eligible customers, forced outage rate and planned maintenance can be taken into account.

5.2.2 Capital cost

The annual capital expenditure C_{Gj} , in \$, is given by the relation,

$$\frac{\partial C_{Gj}}{\partial k} = q_j (1+m)^j (1+r)^{j-1} \frac{\partial E}{\partial k} \frac{\partial C_{SCj}}{\partial k}, \quad (3)$$

where, C_{SC} is the specific capital cost in \$/kWh, q_j is the amortization factor per year in %, m is the loan interest¹ in % and r is the inflation in %.

¹ When $q_j = 100/N$, i.e., equal amortization of the capital cost over the useful life of the candidate technology and when $m = i$, then the result is identical to that when the capital recovery factor is used.

5.2.3 Fuel cost

The annual fuel cost CF_j , in \$, is given by the relation,

$$\frac{\partial C_{Fj}}{\partial k} = 3,1536 \times 10^7 \frac{\partial}{\partial k} \left(\frac{E \times LF_j \times F_j}{\eta \times CV} \right), \quad (4)$$

where, F_j is the specific fuel cost in \$/t, η is the average value of the efficiency of the candidate technology in % and CV is the calorific value of the fuel in kJ/kg.

5.2.4 Fixed O&M cost

The annual fixed operation and maintenance (O&M) cost C_{OMFj} , in \$, is given by the relation,

$$\frac{\partial C_{OMFj}}{\partial k} = 12(1+r)^{j-1} \frac{\partial E}{\partial k} \frac{\partial O_{MF}}{\partial k}, \quad (5)$$

where, O_{MF} is the monthly fixed O&M cost in \$/kW. The annual fixed O&M includes staff salaries, insurance charges and fixed maintenance.

5.2.5 Variable O&M cost

The annual variable O&M cost C_{OMVj} , in \$, is given by the relation,

$$\frac{\partial C_{OMVj}}{\partial k} = 8760(1+r)^{j-1} \frac{\partial E}{\partial k} \frac{\partial LF_j}{\partial k} \frac{\partial O_{MV}}{\partial k}, \quad (6)$$

where, O_{MV} is the specific variable O&M cost in \$/kWh. The annual variable O&M cost includes the spare parts, chemicals, oils, consumables and town water and sewage.

5.2.6 Generated electricity unit cost

The generated electricity unit cost c , in \$/kWh, in current prices is given by the cost function,

$$\min\left(\frac{\partial c}{\partial k}\right) = \min\left\{ \frac{\sum_{j=0}^N \left[\frac{\frac{\partial C_{Cj}}{\partial k} + \frac{\partial C_{Fj}}{\partial k} + \frac{\partial C_{OMFj}}{\partial k} + \frac{\partial C_{OMVj}}{\partial k}}{(1+i)^j} \right]}{\sum_{j=0}^N \left[\frac{\frac{\partial P_j}{\partial k}}{(1+i)^j} \right]} \right\}, \quad (7)$$

where, i is the discount rate. The expanded form of the above cost function can be obtained by substituting equations (1) – (5) into (6):

$$\min\left(\frac{\partial c}{\partial k}\right) = \min\left\{ \frac{\sum_{j=0}^N \left[\frac{\frac{\partial E}{\partial k} \left[q_j (1+m)^j (1+r)^{j-1} \frac{\partial C_{scj}}{\partial k} + A(1+r)^{j-1} \frac{\partial O_{MF}}{\partial k} + B \frac{\partial LF_j}{\partial k} \left(D \frac{\partial}{\partial k} \left(\frac{F_j}{\eta \times CV} \right) + (1+r)^{j-1} \frac{\partial O_{MV}}{\partial k} \right) \right]}{(1+i)^j} \right]}{\sum_{j=0}^N \left[\frac{B \frac{\partial E}{\partial k} \frac{\partial LF_j}{\partial k}}{(1+i)^j} \right]} \right\}, \quad (8)$$

where, $A=12$, $B=8760$ and $D=3600$.

5.2.7 Fuel consumption indicator

The annual fuel consumption indicator FI_j , in kg/kWh (fuel mass per electricity generated), is given by the relation:

$$\frac{\partial FI_j}{\partial k} = \frac{\partial}{\partial k} \left(\frac{360}{\eta \times CV} \right). \quad (9)$$

5.2.8 Primary emissions environmental indicators

The primary emissions annual environmental indicators² U_{w_j} , in g/kWh (mass of emitted pollutant per electricity generated) are determined from

$$\frac{\partial U_{w_j}}{\partial k} = \frac{\frac{\partial FI_j}{\partial k} \frac{\partial S_{w_j}}{\partial k} \frac{\partial G}{\partial k}}{1000}, \quad (10)$$

² In contrast to the annual quantities of emissions, which principally illustrate the type of fuel used at thermal power stations, environmental indicators measure the station operating efficiency as well.

where S_{π_j} is the desirable concentration³ of the emitted pollutant (limit value based on local regulations or actual measured value) in mg/Nm^3 , W refers to the type of the pollutant (either SO_2 , NO_x or dust) and G is the volume of the exhaust gases per fuel mass in Nm^3/kg .

Table 1: Exhaust gases volume for various fuels

Technology	Fuel	Exhaust gases volume (Nm^3/kg)
Boiler/steam turbine	Coal	9,6
Boiler/steam turbine	HFO	11,8
Gas turbine	Diesel	39,7
Gas turbine	Natural gas	44,0

5.2.9 Carbon dioxide emissions environmental indicator

The carbon dioxide environmental indicator U_{CO_2j} , in g/kWh , is given by:

$$\frac{\partial U_{\text{CO}_2j}}{\partial k} = \frac{440}{12} \frac{\partial FI_j}{\partial k} \frac{\partial X}{\partial k} \frac{\partial X_o}{\partial k}, \quad (11)$$

where X is the fuel content in carbon in %, e.g. for HFO $X=80-85\%$ and for natural gas $X=70-75\%$, and X_o is the oxidation factor in %; normally taken as 0,99 (under normal combustion conditions, due to the dissociation mechanism, a small amount of carbon is partially oxidised producing CO).

³ Concentrations of pollutants may be expressed on either volumetric or mass basis. The volumetric unit is ppm (parts per million) which is defined as :

$$1\text{ppm} = \frac{1 \text{ volume of pollutant}}{10^6 \text{ volumes of (air + pollutant)}} \quad (\text{ppm}) .$$

The gravimetric unit is mg/Nm^3 . Assuming ideal gas behavior :

$$\text{mass concentration of pollutant} = \frac{P M}{R_o T} \times \text{pollutant value in ppm} \quad (\text{mg}/\text{Nm}^3) ,$$

where P is the total pressure of the air and the pollutant in N/m^2 , M is the molecular weight of the pollutant in kg/kmole , R_o is the universal gas constant ($8.314\text{kJ}/\text{kmoleK}$) and T is the absolute temperature of the mixture in K.

Παράρτημα Β: Αποτελέσματα εξομείωσης

technology selection algorithm
I . P . P . v2.1

~~~~~  
Dr. Andreas Poullikkas  
Electricity Authority of Cyprus  
P.O.Box 24506  
1399 Nicosia, Cyprus  
E-mail: apoullik@eac.com.cy

Date : July 2000  
Last revision : July 2006  
~~~~~

Run date: 2/ 2/2011

**** Run: 1, ICE- HFO-IPP ****

Techno-Economic Analysis (in real values)

Unit capacity: 50.00 MWe
Average efficiency: 45.00 %
Fuel calorific value: 40.85 GJ/kg

Capital cost: 1543.00 US\$/kWe
Fixed O&M: 3.72 US\$/kWe-month
Variable O&M: 7.00 US\$/MWh

Discount rate: 6.00 %
Loan interest: 6.00 %
Inflation: 2.50 %

Year	Loading %	Gener. amort. GWh	Gener. cost %	Capital price US\$M	Capital cost US\$/t	Fuel Fixed US\$M	Var. US\$M	O&M US\$M
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	90.00	294.57	4.00	3.27	365.00	21.06	1.89	2.33
7	90.00	277.90	4.00	3.27	365.00	19.86	1.82	2.26
8	90.00	262.17	4.00	3.27	361.00	18.53	1.76	2.18
9	90.00	247.33	4.00	3.27	360.00	17.44	1.71	2.11
10	90.00	233.33	4.00	3.27	360.00	16.45	1.65	2.04
11	90.00	220.12	4.00	3.27	360.00	15.52	1.60	1.97
12	90.00	207.66	4.00	3.27	360.00	14.64	1.54	1.91
13	90.00	195.91	4.00	3.27	361.00	13.85	1.49	1.84
14	90.00	184.82	4.00	3.27	362.00	13.10	1.44	1.78
15	90.00	174.36	4.00	3.27	363.00	12.39	1.39	1.72
16	90.00	164.49	4.00	3.27	365.00	11.76	1.35	1.67
17	90.00	155.18	4.00	3.27	368.00	11.18	1.30	1.61
18	90.00	146.39	4.00	3.27	371.00	10.64	1.26	1.56
19	90.00	138.11	4.00	3.27	373.00	10.09	1.22	1.51
20	90.00	130.29	4.00	3.27	377.00	9.62	1.18	1.46
21	90.00	122.91	4.00	3.27	382.00	9.20	1.14	1.41
22	90.00	115.96	4.00	3.27	385.00	8.74	1.10	1.36
23	90.00	109.39	4.00	3.27	389.00	8.33	1.07	1.32
24	90.00	103.20	4.00	3.27	393.00	7.94	1.03	1.27
25	90.00	97.36	4.00	3.27	397.00	7.57	1.00	1.23
26	90.00	91.85	4.00	3.27	401.00	7.21	0.96	1.19
27	90.00	86.65	4.00	3.27	405.00	6.87	0.93	1.15
28	90.00	81.74	4.00	3.27	409.00	6.55	0.90	1.11
29	90.00	77.12	4.00	3.27	413.00	6.24	0.87	1.08
30	90.00	72.75	4.00	3.27	417.00	5.94	0.84	1.04

Total real values

Generation:		3991.5176 GWh		
Capital cost:	81.7790	US\$M	2.0488	USc/kWh
Fuel cost:	290.7284	US\$M	7.2837	USc/kWh
Fixed O&M cost:	32.4636	US\$M	0.8133	USc/kWh
Variable O&M cost:	40.1344	US\$M	1.0055	USc/kWh

Production cost:	445.1053	US\$M	11.1513	USc/kWh

Environmental Analysis

Volume of exhaust gases:	44.00	Nm ³ /kg
SO2 limit value:	1700.00	mg/Nm ³
NOx limit value:	450.00	mg/Nm ³
Dust limit value:	30.00	mg/Nm ³
Fuel carbon content:	87.77	%

Year	Fuel kg/kWh	Gener. GWh	SO2 g/kWh		NOx g/kWh		Dust g/kWh		CO2 g/kWh	
		t	t	t	t	t	t	t	t	t
1	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
2	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
3	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
4	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
5	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
6	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
7	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
8	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
9	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
10	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
11	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
12	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
13	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
14	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
15	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
16	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
17	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
18	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
19	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
20	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
21	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
22	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
23	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
24	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
25	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
26	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
27	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
28	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
29	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95
30	0.196	394.20	5775.	14.65	1529.	3.88	102.	0.26	245962.	623.95

Total values

Generation:		9855.0000 GWh		
SO2:	144363.0845	t	14.6487	g/kWh
NOx:	38213.7576	t	3.8776	g/kWh
Dust:	2547.5838	t	0.2585	g/kWh
CO2:	6149039.4330	t	623.9512	g/kWh

IPP power technology selection algorithm
I . P . P . v2.1

~~~~~  
Dr. Andreas Poullikkas  
Electricity Authority of Cyprus  
P.O.Box 24506  
1399 Nicosia, Cyprus  
E-mail: apoullik@eac.com.cy

Date : July 2000  
Last revision : July 2006  
~~~~~

Run date:17/ 2/2011

**** Run: 1, ICE- GASOIL-IPP ****

Techno-Economic Analysis (in real values)

Unit capacity: 50.00 MWe
Average efficiency: 45.00 %
Fuel calorific value: 40.85 GJ/kg

Capital cost: 1403.00 US\$/kWe
Fixed O&M: 3.46 US\$/kWe-month
Variable O&M: 7.00 US\$/MWh

Discount rate: 6.00 %
Loan interest: 6.00 %
Inflation: 2.50 %

Year	Loading %	Gener. amort. GWh	Gener. cost %	Capital		Fuel		O&M US\$M
				price US\$M	cost US\$/t	Fixed US\$M	Var. US\$M	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	90.00	294.57	4.00	2.97	650.00	37.50	1.76	2.33
7	90.00	277.90	4.00	2.97	649.00	35.32	1.70	2.26
8	90.00	262.17	4.00	2.97	643.00	33.01	1.64	2.18
9	90.00	247.33	4.00	2.97	642.00	31.10	1.59	2.11
10	90.00	233.33	4.00	2.97	641.00	29.29	1.53	2.04
11	90.00	220.12	4.00	2.97	641.00	27.63	1.48	1.97
12	90.00	207.66	4.00	2.97	642.00	26.11	1.43	1.91
13	90.00	195.91	4.00	2.97	642.00	24.63	1.39	1.84
14	90.00	184.82	4.00	2.97	644.00	23.31	1.34	1.78
15	90.00	174.36	4.00	2.97	646.00	22.06	1.30	1.72
16	90.00	164.49	4.00	2.97	650.00	20.94	1.25	1.67
17	90.00	155.18	4.00	2.97	655.00	19.90	1.21	1.61
18	90.00	146.39	4.00	2.97	660.00	18.92	1.17	1.56
19	90.00	138.11	4.00	2.97	664.00	17.96	1.13	1.51
20	90.00	130.29	4.00	2.97	672.00	17.15	1.10	1.46
21	90.00	122.91	4.00	2.97	680.00	16.37	1.06	1.41
22	90.00	115.96	4.00	2.97	685.00	15.56	1.03	1.36
23	90.00	109.39	4.00	2.97	692.00	14.82	0.99	1.32
24	90.00	103.20	4.00	2.97	699.00	14.13	0.96	1.27
25	90.00	97.36	4.00	2.97	706.00	13.46	0.93	1.23
26	90.00	91.85	4.00	2.97	714.00	12.84	0.90	1.19
27	90.00	86.65	4.00	2.97	721.00	12.23	0.87	1.15
28	90.00	81.74	4.00	2.97	728.00	11.65	0.84	1.11
29	90.00	77.12	4.00	2.97	736.00	11.12	0.81	1.08
30	90.00	72.75	4.00	2.97	743.00	10.59	0.78	1.04

Total real values

Generation:		3991.5176	GWh	
Capital cost:	74.3590	US\$M	1.8629	USc/kWh
Fuel cost:	517.5956	US\$M	12.9674	USc/kWh
Fixed O&M cost:	30.1946	US\$M	0.7565	USc/kWh
Variable O&M cost:	40.1344	US\$M	1.0055	USc/kWh

Production cost:	662.2835	US\$M	16.5923	USc/kWh

Environmental Analysis

Volume of exhaust gases:	39.70	Nm ³ /kg
SO2 limit value:	170.00	mg/Nm ³
NOx limit value:	200.00	mg/Nm ³
Dust limit value:	30.00	mg/Nm ³
Fuel carbon content:	85.00	%

Year	Fuel kg/kWh	Gener. GWh	SO2 g/kWh	SO2 t	NOx g/kWh	NOx t	Dust g/kWh	Dust t	CO2 g/kWh	
1	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
2	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
3	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
4	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
5	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
6	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
7	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
8	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
9	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
10	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
11	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
12	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
13	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
14	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
15	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
16	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
17	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
18	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
19	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
20	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
21	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
22	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
23	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
24	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
25	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
26	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
27	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
28	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
29	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26
30	0.196	394.20	521.	1.32	613.	1.55	92.	0.23	238199.	604.26

Total values

Generation:		9855.0000	GWh	
SO2:	13025.4874	t	1.3217	g/kWh
NOx:	15324.1028	t	1.5550	g/kWh
Dust:	2298.6154	t	0.2332	g/kWh
CO2:	5954977.2338	t	604.2595	g/kWh

IPP power technology selection algorithm
I . P . P . v2.1

~~~~~  
Dr. Andreas Poullikkas  
Electricity Authority of Cyprus  
P.O.Box 24506  
1399 Nicosia, Cyprus  
E-mail: apoullik@eac.com.cy

Date : July 2000  
Last revision : July 2006  
~~~~~

Run date: 3/ 2/2011

**** Run: 1, 241 MWe- GASOIL 3+1 CC- IPP ****

Techno-Economic Analysis (in real values)

Unit capacity: 241.00 MWe
Average efficiency: 50.10 %
Fuel calorific value: 42.50 GJ/kg

Capital cost: 1302.00 US\$/kWe
Fixed O&M: 2.84 US\$/kWe-month
Variable O&M: 1.78 US\$/MWh

Discount rate: 6.00 %
Loan interest: 6.00 %
Inflation: 2.50 %

Year	Loading %	Gener. amort. GWh	Gener. cost %	Capital price US\$M	Capital cost US\$/t	Fuel Fixed US\$M	Var. US\$M	O&M US\$M
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	90.00	1419.82	4.00	13.30	650.00	156.04	6.94	2.86
7	90.00	1339.46	4.00	13.30	649.00	146.98	6.71	2.76
8	90.00	1263.64	4.00	13.30	643.00	137.38	6.49	2.67
9	90.00	1192.11	4.00	13.30	642.00	129.40	6.28	2.59
10	90.00	1124.63	4.00	13.30	641.00	121.88	6.07	2.50
11	90.00	1060.97	4.00	13.30	641.00	114.98	5.87	2.42
12	90.00	1000.92	4.00	13.30	642.00	108.65	5.68	2.34
13	90.00	944.26	4.00	13.30	642.00	102.50	5.49	2.26
14	90.00	890.81	4.00	13.30	644.00	96.99	5.31	2.19
15	90.00	840.39	4.00	13.30	646.00	91.79	5.13	2.11
16	90.00	792.82	4.00	13.30	650.00	87.13	4.96	2.04
17	90.00	747.95	4.00	13.30	655.00	82.83	4.80	1.98
18	90.00	705.61	4.00	13.30	660.00	78.74	4.64	1.91
19	90.00	665.67	4.00	13.30	664.00	74.73	4.49	1.85
20	90.00	627.99	4.00	13.30	672.00	71.35	4.34	1.79
21	90.00	592.44	4.00	13.30	680.00	68.11	4.20	1.73
22	90.00	558.91	4.00	13.30	685.00	64.73	4.06	1.67
23	90.00	527.27	4.00	13.30	692.00	61.69	3.92	1.62
24	90.00	497.43	4.00	13.30	699.00	58.79	3.79	1.56
25	90.00	469.27	4.00	13.30	706.00	56.01	3.67	1.51
26	90.00	442.71	4.00	13.30	714.00	53.44	3.55	1.46
27	90.00	417.65	4.00	13.30	721.00	50.91	3.43	1.41
28	90.00	394.01	4.00	13.30	728.00	48.50	3.32	1.37
29	90.00	371.71	4.00	13.30	736.00	46.25	3.21	1.32
30	90.00	350.67	4.00	13.30	743.00	44.05	3.10	1.28

Total real values

Generation:	19239.1148	GWh		
Capital cost:	332.6089	US\$M	1.7288	USc/kWh
Fuel cost:	2153.8502	US\$M	11.1952	USc/kWh
Fixed O&M cost:	119.4589	US\$M	0.6209	USc/kWh
Variable O&M cost:	49.1910	US\$M	0.2557	USc/kWh

Production cost:	2655.1090	US\$M	13.8006	USc/kWh

Environmental Analysis

Volume of exhaust gases:	44.00	Nm ³ /kg
SO2 limit value:	1700.00	mg/Nm ³
NOx limit value:	450.00	mg/Nm ³
Dust limit value:	30.00	mg/Nm ³
Fuel carbon content:	85.00	%

Year	Fuel kg/kWh	Gener. GWh	SO2 g/kWh	SO2 t	NOx g/kWh	NOx t	Dust g/kWh	Dust t	CO2 g/kWh
1	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.
2	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.
3	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.
4	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.
5	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.
6	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
7	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
8	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
9	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
10	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
11	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
12	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
13	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
14	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
15	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
16	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
17	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
18	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
19	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
20	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
21	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
22	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
23	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
24	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
25	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
26	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
27	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
28	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
29	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.
30	0.169	1900.04	24029.	12.65	6361.	3.35	424.	0.22	991209.

Total values

Generation:	47501.1000	GWh		
SO2:	600732.4743	t	12.6467	g/kWh
NOx:	159017.4197	t	3.3477	g/kWh
Dust:	10601.1613	t	0.2232	g/kWh
CO2:	24780214.5629	t	521.6766	g/kWh

IPP power technology selection algorithm
I . P . P . v2.1

~~~~~  
Dr. Andreas Poullikkas  
Electricity Authority of Cyprus  
P.O.Box 24506  
1399 Nicosia, Cyprus  
E-mail: apoullik@eac.com.cy

Date : July 2000  
Last revision : July 2006  
~~~~~

Run date: 3/ 2/2011

**** Run: 1, 241 MWe- LNG 3+1 CC- IPP ****

Techno-Economic Analysis (in real values)

Unit capacity: 241.00 MWe
Average efficiency: 50.10 %
Fuel calorific value: 49.73 GJ/kg

Capital cost: 1302.00 US\$/kWe
Fixed O&M: 2.84 US\$/kWe-month
Variable O&M: 1.78 US\$/MWh

Discount rate: 6.00 %
Loan interest: 6.00 %
Inflation: 2.50 %

Year	Loading %	Gener. amort. GWh	Gener. cost %	Capital price US\$M	Capital cost US\$/t	Fuel Fixed US\$M	Var. US\$M	O&M US\$M
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	90.00	1419.82	4.00	13.30	278.00	57.03	6.94	2.86
7	90.00	1339.46	4.00	13.30	279.00	54.00	6.71	2.76
8	90.00	1263.64	4.00	13.30	280.00	51.12	6.49	2.67
9	90.00	1192.11	4.00	13.30	283.00	48.75	6.28	2.59
10	90.00	1124.63	4.00	13.30	287.00	46.64	6.07	2.50
11	90.00	1060.97	4.00	13.30	291.00	44.61	5.87	2.42
12	90.00	1000.92	4.00	13.30	285.00	41.22	5.68	2.34
13	90.00	944.26	4.00	13.30	278.00	37.93	5.49	2.26
14	90.00	890.81	4.00	13.30	278.00	35.78	5.31	2.19
15	90.00	840.39	4.00	13.30	280.00	34.00	5.13	2.11
16	90.00	792.82	4.00	13.30	289.00	33.11	4.96	2.04
17	90.00	747.95	4.00	13.30	297.00	32.10	4.80	1.98
18	90.00	705.61	4.00	13.30	305.00	31.10	4.64	1.91
19	90.00	665.67	4.00	13.30	312.00	30.01	4.49	1.85
20	90.00	627.99	4.00	13.30	318.00	28.86	4.34	1.79
21	90.00	592.44	4.00	13.30	322.00	27.56	4.20	1.73
22	90.00	558.91	4.00	13.30	326.00	26.33	4.06	1.67
23	90.00	527.27	4.00	13.30	325.00	24.76	3.92	1.62
24	90.00	497.43	4.00	13.30	324.00	23.29	3.79	1.56
25	90.00	469.27	4.00	13.30	324.00	21.97	3.67	1.51
26	90.00	442.71	4.00	13.30	323.00	20.66	3.55	1.46
27	90.00	417.65	4.00	13.30	322.00	19.43	3.43	1.41
28	90.00	394.01	4.00	13.30	322.00	18.33	3.32	1.37
29	90.00	371.71	4.00	13.30	321.00	17.24	3.21	1.32
30	90.00	350.67	4.00	13.30	320.00	16.21	3.10	1.28

Total real values

Generation:	19239.1148	GWh		
Capital cost:	332.6089	US\$M	1.7288	USc/kWh
Fuel cost:	822.0385	US\$M	4.2727	USc/kWh
Fixed O&M cost:	119.4589	US\$M	0.6209	USc/kWh
Variable O&M cost:	49.1910	US\$M	0.2557	USc/kWh

Production cost:	1323.2972	US\$M	6.8782	USc/kWh

Environmental Analysis

Volume of exhaust gases:	44.00	Nm ³ /kg
SO2 limit value:	0.00	mg/Nm ³
NOx limit value:	450.00	mg/Nm ³
Dust limit value:	0.00	mg/Nm ³
Fuel carbon content:	76.24	%

Year	Fuel kg/kWh	Gener. GWh	SO2 g/kWh	NOx g/kWh	Dust g/kWh	CO2 g/kWh
1	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
7	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
8	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
9	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
10	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
11	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
12	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
13	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
14	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
15	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
16	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
17	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
18	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
19	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
20	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
21	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
22	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
23	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
24	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
25	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
26	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
27	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
28	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
29	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89
30	0.144	1900.04	5436.	2.86	759800.	399.89

Total values

Generation:	47501.1000	GWh		
SO2:	0.0000	t	0.0000	g/kWh
NOx:	135898.6595	t	2.8610	g/kWh
Dust:	0.0000	t	0.0000	g/kWh
CO2:	18995008.6293	t	399.8857	g/kWh

IPP power technology selection algorithm
I . P . P . v2.1

~~~~~  
Dr. Andreas Poullikkas  
Electricity Authority of Cyprus  
P.O.Box 24506  
1399 Nicosia, Cyprus  
E-mail: apoullik@eac.com.cy

Date : July 2000  
Last revision : July 2006  
~~~~~

Run date:18/ 2/2011

**** Run: 1, 225 MWe- GASOIL 2+1 CC- IPP ****

Techno-Economic Analysis (in real values)

Unit capacity: 225.00 MWe
Average efficiency: 52.80 %
Fuel calorific value: 42.50 GJ/kg

Capital cost: 1234.00 US\$/kWe
Fixed O&M: 3.16 US\$/kWe-month
Variable O&M: 1.78 US\$/MWh

Discount rate: 6.00 %
Loan interest: 6.00 %
Inflation: 2.50 %

Year	Loading %	Gener. amort. GWh	Gener. cost %	Capital price US\$M	Capital cost US\$/t	Fuel Fixed US\$M	Var. US\$M	O&M US\$M
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	90.00	1325.56	4.00	11.77	650.00	138.23	7.21	2.67
7	90.00	1250.53	4.00	11.77	649.00	130.20	6.98	2.58
8	90.00	1179.74	4.00	11.77	643.00	121.70	6.74	2.50
9	90.00	1112.97	4.00	11.77	642.00	114.63	6.52	2.41
10	90.00	1049.97	4.00	11.77	641.00	107.97	6.31	2.33
11	90.00	990.54	4.00	11.77	641.00	101.86	6.10	2.26
12	90.00	934.47	4.00	11.77	642.00	96.25	5.90	2.18
13	90.00	881.57	4.00	11.77	642.00	90.80	5.70	2.11
14	90.00	831.67	4.00	11.77	644.00	85.92	5.51	2.04
15	90.00	784.60	4.00	11.77	646.00	81.31	5.33	1.97
16	90.00	740.19	4.00	11.77	650.00	77.19	5.16	1.91
17	90.00	698.29	4.00	11.77	655.00	73.38	4.99	1.85
18	90.00	658.76	4.00	11.77	660.00	69.75	4.82	1.78
19	90.00	621.47	4.00	11.77	664.00	66.20	4.66	1.73
20	90.00	586.30	4.00	11.77	672.00	63.21	4.51	1.67
21	90.00	553.11	4.00	11.77	680.00	60.34	4.36	1.61
22	90.00	521.80	4.00	11.77	685.00	57.34	4.22	1.56
23	90.00	492.27	4.00	11.77	692.00	54.65	4.08	1.51
24	90.00	464.40	4.00	11.77	699.00	52.08	3.94	1.46
25	90.00	438.12	4.00	11.77	706.00	49.62	3.81	1.41
26	90.00	413.32	4.00	11.77	714.00	47.34	3.69	1.36
27	90.00	389.92	4.00	11.77	721.00	45.10	3.56	1.32
28	90.00	367.85	4.00	11.77	728.00	42.96	3.45	1.28
29	90.00	347.03	4.00	11.77	736.00	40.98	3.33	1.23
30	90.00	327.39	4.00	11.77	743.00	39.02	3.22	1.19

Total real values

Generation:	17961.8292	GWh		
Capital cost:	294.3090	US\$M	1.6385	USc/kWh
Fuel cost:	1908.0281	US\$M	10.6227	USc/kWh
Fixed O&M cost:	124.0945	US\$M	0.6909	USc/kWh
Variable O&M cost:	45.9252	US\$M	0.2557	USc/kWh

Production cost:	2372.3569	US\$M	13.2078	USc/kWh

Environmental Analysis

Volume of exhaust gases:	39.70	Nm ³ /kg
SO2 limit value:	170.00	mg/Nm ³
NOx limit value:	200.00	mg/Nm ³
Dust limit value:	30.00	mg/Nm ³
Fuel carbon content:	85.00	%

Year	Fuel kg/kWh	Gener. GWh	t	SO2 g/kWh	t	NOx g/kWh	t	Dust g/kWh	t	CO2 g/kWh
1	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
2	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
3	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
4	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
5	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
6	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
7	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
8	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
9	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
10	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
11	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
12	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
13	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
14	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
15	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
16	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
17	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
18	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
19	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
20	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
21	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
22	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
23	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
24	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
25	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
26	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
27	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
28	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
29	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00
30	0.160	1773.90	1921.	1.08	2260.	1.27	339.	0.19	878081.	495.00

Total values

Generation:	44347.5000	GWh		
SO2:	48016.2477	t	1.0827	g/kWh
NOx:	56489.7032	t	1.2738	g/kWh
Dust:	8473.4555	t	0.1911	g/kWh
CO2:	21952012.5000	t	495.0000	g/kWh

IPP power technology selection algorithm
I . P . P . v2.1

~~~~~  
Dr. Andreas Poullikkas  
Electricity Authority of Cyprus  
P.O.Box 24506  
1399 Nicosia, Cyprus  
E-mail: apoullik@eac.com.cy

Date : July 2000  
Last revision : July 2006  
~~~~~

Run date: 3/ 2/2011

**** Run: 1, 225 MWe- LNG 2+1 CC- IPP ****

Techno-Economic Analysis (in real values)

Unit capacity: 225.00 MWe
Average efficiency: 52.80 %
Fuel calorific value: 49.73 GJ/kg

Capital cost: 1234.00 US\$/kWe
Fixed O&M: 3.16 US\$/kWe-month
Variable O&M: 1.78 US\$/MWh

Discount rate: 6.00 %
Loan interest: 6.00 %
Inflation: 2.50 %

Year	Loading %	Gener. amort. GWh	Gener. cost %	Capital price US\$M	Capital cost US\$/t	Fuel Fixed US\$M	Var. US\$M	O&M US\$M
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	90.00	1325.56	4.00	11.77	278.00	50.52	7.21	2.67
7	90.00	1250.53	4.00	11.77	279.00	47.84	6.98	2.58
8	90.00	1179.74	4.00	11.77	280.00	45.29	6.74	2.50
9	90.00	1112.97	4.00	11.77	283.00	43.18	6.52	2.41
10	90.00	1049.97	4.00	11.77	287.00	41.32	6.31	2.33
11	90.00	990.54	4.00	11.77	291.00	39.52	6.10	2.26
12	90.00	934.47	4.00	11.77	285.00	36.51	5.90	2.18
13	90.00	881.57	4.00	11.77	278.00	33.60	5.70	2.11
14	90.00	831.67	4.00	11.77	278.00	31.70	5.51	2.04
15	90.00	784.60	4.00	11.77	280.00	30.12	5.33	1.97
16	90.00	740.19	4.00	11.77	289.00	29.33	5.16	1.91
17	90.00	698.29	4.00	11.77	297.00	28.43	4.99	1.85
18	90.00	658.76	4.00	11.77	305.00	27.55	4.82	1.78
19	90.00	621.47	4.00	11.77	312.00	26.58	4.66	1.73
20	90.00	586.30	4.00	11.77	318.00	25.56	4.51	1.67
21	90.00	553.11	4.00	11.77	322.00	24.42	4.36	1.61
22	90.00	521.80	4.00	11.77	326.00	23.32	4.22	1.56
23	90.00	492.27	4.00	11.77	325.00	21.93	4.08	1.51
24	90.00	464.40	4.00	11.77	324.00	20.63	3.94	1.46
25	90.00	438.12	4.00	11.77	324.00	19.46	3.81	1.41
26	90.00	413.32	4.00	11.77	323.00	18.30	3.69	1.36
27	90.00	389.92	4.00	11.77	322.00	17.21	3.56	1.32
28	90.00	367.85	4.00	11.77	322.00	16.24	3.45	1.28
29	90.00	347.03	4.00	11.77	321.00	15.27	3.33	1.23
30	90.00	327.39	4.00	11.77	320.00	14.36	3.22	1.19

Total real values

Generation:	17961.8292	GWh		
Capital cost:	294.3090	US\$M	1.6385	USc/kWh
Fuel cost:	728.2180	US\$M	4.0543	USc/kWh
Fixed O&M cost:	124.0945	US\$M	0.6909	USc/kWh
Variable O&M cost:	45.9252	US\$M	0.2557	USc/kWh

Production cost:	1192.5467	US\$M	6.6393	USc/kWh

Environmental Analysis

Volume of exhaust gases:	44.00	Nm ³ /kg
SO2 limit value:	0.00	mg/Nm ³
NOx limit value:	450.00	mg/Nm ³
Dust limit value:	0.00	mg/Nm ³
Fuel carbon content:	76.24	%

Year	Fuel kg/kWh	Gener. GWh	SO2 g/kWh	t	NOx g/kWh	t	Dust g/kWh	t	CO2 g/kWh	
1	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
2	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
3	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
4	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
5	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
6	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
7	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
8	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
9	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
10	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
11	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
12	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
13	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
14	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
15	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
16	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
17	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
18	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
19	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
20	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
21	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
22	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
23	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
24	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
25	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
26	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
27	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
28	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
29	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44
30	0.137	1773.90	0.	0.00	4816.	2.71	0.	0.00	673083.	379.44

Total values

Generation:	44347.5000	GWh		
SO2:	0.0000	t	0.0000	g/kWh
NOx:	120388.3471	t	2.7147	g/kWh
Dust:	0.0000	t	0.0000	g/kWh
CO2:	16827080.5651	t	379.4370	g/kWh

IPP power technology selection algorithm
I . P . P . v2.1

~~~~~  
Dr. Andreas Poullikkas  
Electricity Authority of Cyprus  
P.O.Box 24506  
1399 Nicosia, Cyprus  
E-mail: apoullik@eac.com.cy

Date : July 2000  
Last revision : July 2006  
~~~~~

Run date:18/ 2/2011

**** Run: 1, 115 MWe- GASOIL 1+1 CC- IPP ****

Techno-Economic Analysis (in real values)

Unit capacity: 115.00 MWe
Average efficiency: 51.80 %
Fuel calorific value: 42.50 GJ/kg

Capital cost: 1048.00 US\$/kWe
Fixed O&M: 2.78 US\$/kWe-month
Variable O&M: 4.25 US\$/MWh

Discount rate: 6.00 %
Loan interest: 6.00 %
Inflation: 2.50 %

Year	Loading %	Gener. amort. GWh	Gener. cost %	Capital price US\$M	Capital cost US\$/t	Fuel Fixed US\$M	Var. US\$M	O&M US\$M
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	90.00	677.51	4.00	5.11	650.00	72.01	3.24	3.26
7	90.00	639.16	4.00	5.11	649.00	67.83	3.14	3.15
8	90.00	602.98	4.00	5.11	643.00	63.40	3.03	3.05
9	90.00	568.85	4.00	5.11	642.00	59.72	2.93	2.95
10	90.00	536.65	4.00	5.11	641.00	56.25	2.84	2.85
11	90.00	506.27	4.00	5.11	641.00	53.07	2.74	2.75
12	90.00	477.62	4.00	5.11	642.00	50.14	2.65	2.66
13	90.00	450.58	4.00	5.11	642.00	47.30	2.56	2.58
14	90.00	425.08	4.00	5.11	644.00	44.76	2.48	2.49
15	90.00	401.02	4.00	5.11	646.00	42.36	2.40	2.41
16	90.00	378.32	4.00	5.11	650.00	40.21	2.32	2.33
17	90.00	356.90	4.00	5.11	655.00	38.23	2.24	2.25
18	90.00	336.70	4.00	5.11	660.00	36.34	2.17	2.18
19	90.00	317.64	4.00	5.11	664.00	34.49	2.10	2.11
20	90.00	299.66	4.00	5.11	672.00	32.93	2.03	2.04
21	90.00	282.70	4.00	5.11	680.00	31.44	1.96	1.97
22	90.00	266.70	4.00	5.11	685.00	29.87	1.90	1.90
23	90.00	251.60	4.00	5.11	692.00	28.47	1.83	1.84
24	90.00	237.36	4.00	5.11	699.00	27.13	1.77	1.78
25	90.00	223.93	4.00	5.11	706.00	25.85	1.71	1.72
26	90.00	211.25	4.00	5.11	714.00	24.66	1.66	1.66
27	90.00	199.29	4.00	5.11	721.00	23.50	1.60	1.61
28	90.00	188.01	4.00	5.11	728.00	22.38	1.55	1.56
29	90.00	177.37	4.00	5.11	736.00	21.35	1.50	1.51
30	90.00	167.33	4.00	5.11	743.00	20.33	1.45	1.46

Total real values

Generation:		9180.4905 GWh		
Capital cost:	127.7512	US\$M	1.3916	USc/kWh
Fuel cost:	994.0409	US\$M	10.8278	USc/kWh
Fixed O&M cost:	55.7989	US\$M	0.6078	USc/kWh
Variable O&M cost:	56.0448	US\$M	0.6105	USc/kWh

Production cost:	1233.6358	US\$M	13.4376	USc/kWh

Environmental Analysis

Volume of exhaust gases:	39.70	Nm ³ /kg
SO2 limit value:	170.00	mg/Nm ³
NOx limit value:	200.00	mg/Nm ³
Dust limit value:	30.00	mg/Nm ³
Fuel carbon content:	85.00	%

Year	Fuel	Gener.	SO2		NOx		Dust		CO2	
	kg/kWh	GWh	t	g/kWh	t	g/kWh	t	g/kWh	t	g/kWh

1	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
2	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
3	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
4	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
5	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
6	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
7	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
8	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
9	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
10	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
11	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
12	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
13	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
14	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
15	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
16	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
17	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
18	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
19	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
20	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
21	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
22	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
23	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
24	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
25	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
26	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
27	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
28	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
29	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56
30	0.164	906.66	1001.	1.10	1177.	1.30	177.	0.19	457461.	504.56

Total values

Generation:		22666.5000 GWh		
SO2:	25015.4145	t	1.1036	g/kWh
NOx:	29429.8994	t	1.2984	g/kWh
Dust:	4414.4849	t	0.1948	g/kWh
CO2:	11436518.2239	t	504.5560	g/kWh

IPP power technology selection algorithm
I . P . P . v2.1

~~~~~  
Dr. Andreas Poullikkas  
Electricity Authority of Cyprus  
P.O.Box 24506  
1399 Nicosia, Cyprus  
E-mail: apoullik@eac.com.cy

Date : July 2000  
Last revision : July 2006  
~~~~~

Run date: 3/ 2/2011

**** Run: 1, 115 MWe- LNG 1+1 CC- IPP ****

Techno-Economic Analysis (in real values)

Unit capacity: 115.00 MWe
Average efficiency: 51.80 %
Fuel calorific value: 49.73 GJ/kg

Capital cost: 1048.00 US\$/kWe
Fixed O&M: 2.78 US\$/kWe-month
Variable O&M: 4.25 US\$/MWh

Discount rate: 6.00 %
Loan interest: 6.00 %
Inflation: 2.50 %

Year	Loading %	Gener. amort. GWh	Gener. cost %	Capital price US\$M	Capital cost US\$/t	Fuel Fixed US\$M	Fuel Var. US\$M	O&M US\$M
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	90.00	677.51	4.00	5.11	278.00	26.32	3.24	3.26
7	90.00	639.16	4.00	5.11	279.00	24.92	3.14	3.15
8	90.00	602.98	4.00	5.11	280.00	23.59	3.03	3.05
9	90.00	568.85	4.00	5.11	283.00	22.50	2.93	2.95
10	90.00	536.65	4.00	5.11	287.00	21.52	2.84	2.85
11	90.00	506.27	4.00	5.11	291.00	20.59	2.74	2.75
12	90.00	477.62	4.00	5.11	285.00	19.02	2.65	2.66
13	90.00	450.58	4.00	5.11	278.00	17.51	2.56	2.58
14	90.00	425.08	4.00	5.11	278.00	16.51	2.48	2.49
15	90.00	401.02	4.00	5.11	280.00	15.69	2.40	2.41
16	90.00	378.32	4.00	5.11	289.00	15.28	2.32	2.33
17	90.00	356.90	4.00	5.11	297.00	14.81	2.24	2.25
18	90.00	336.70	4.00	5.11	305.00	14.35	2.17	2.18
19	90.00	317.64	4.00	5.11	312.00	13.85	2.10	2.11
20	90.00	299.66	4.00	5.11	318.00	13.32	2.03	2.04
21	90.00	282.70	4.00	5.11	322.00	12.72	1.96	1.97
22	90.00	266.70	4.00	5.11	326.00	12.15	1.90	1.90
23	90.00	251.60	4.00	5.11	325.00	11.43	1.83	1.84
24	90.00	237.36	4.00	5.11	324.00	10.75	1.77	1.78
25	90.00	223.93	4.00	5.11	324.00	10.14	1.71	1.72
26	90.00	211.25	4.00	5.11	323.00	9.54	1.66	1.66
27	90.00	199.29	4.00	5.11	322.00	8.97	1.60	1.61
28	90.00	188.01	4.00	5.11	322.00	8.46	1.55	1.56
29	90.00	177.37	4.00	5.11	321.00	7.96	1.50	1.51
30	90.00	167.33	4.00	5.11	320.00	7.48	1.45	1.46

Total real values

Generation:		9180.4905 GWh		
Capital cost:	127.7512	US\$M	1.3916	USc/kWh
Fuel cost:	379.3856	US\$M	4.1325	USc/kWh
Fixed O&M cost:	55.7989	US\$M	0.6078	USc/kWh
Variable O&M cost:	56.0448	US\$M	0.6105	USc/kWh

Production cost:	618.9805	US\$M	6.7423	USc/kWh

Environmental Analysis

Volume of exhaust gases:	44.00	Nm ³ /kg
SO2 limit value:	0.00	mg/Nm ³
NOx limit value:	450.00	mg/Nm ³
Dust limit value:	0.00	mg/Nm ³
Fuel carbon content:	76.24	%

Year	Fuel	Gener.	SO2		NOx		Dust		CO2	
	kg/kWh	GWh	t	g/kWh	t	g/kWh	t	g/kWh	t	g/kWh

1	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
2	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
3	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
4	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
5	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
6	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
7	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
8	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
9	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
10	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
11	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
12	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
13	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
14	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
15	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
16	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
17	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
18	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
19	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
20	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
21	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
22	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
23	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
24	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
25	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
26	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
27	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
28	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
29	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76
30	0.140	906.66	0.	0.00	2509.	2.77	0.	0.00	350662.	386.76

Total values

Generation:		22666.5000 GWh		
SO2:	0.0000	t	0.0000	g/kWh
NOx:	62719.6948	t	2.7671	g/kWh
Dust:	0.0000	t	0.0000	g/kWh
CO2:	8766540.8143	t	386.7620	g/kWh

IPP power technology selection algorithm
I . P . P . v2.1

~~~~~  
Dr. Andreas Poullikkas  
Electricity Authority of Cyprus  
P.O.Box 24506  
1399 Nicosia, Cyprus  
E-mail: apoullik@eac.com.cy

Date : July 2000  
Last revision : July 2006  
~~~~~

Run date:18/ 2/2011

**** Run: 1, 70 MWe- GASOIL - IPP ****

Techno-Economic Analysis (in real values)

Unit capacity: 70.00 MWe
Average efficiency: 32.60 %
Fuel calorific value: 42.50 GJ/kg

Capital cost: 852.00 US\$/kWe
Fixed O&M: 2.03 US\$/kWe-month
Variable O&M: 6.68 US\$/MWh

Discount rate: 6.00 %
Loan interest: 6.00 %
Inflation: 2.50 %

Year	Loading %	Gener. amort. GWh	Gener. cost %	Capital price US\$M	Capital cost US\$/t	Fuel Fixed US\$M	Var. US\$M	O&M US\$M
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	90.00	412.40	4.00	2.53	650.00	69.65	1.44	3.12
7	90.00	389.05	4.00	2.53	649.00	65.61	1.39	3.01
8	90.00	367.03	4.00	2.53	643.00	61.32	1.35	2.91
9	90.00	346.26	4.00	2.53	642.00	57.76	1.30	2.82
10	90.00	326.66	4.00	2.53	641.00	54.41	1.26	2.73
11	90.00	308.17	4.00	2.53	641.00	51.33	1.22	2.64
12	90.00	290.72	4.00	2.53	642.00	48.50	1.18	2.55
13	90.00	274.27	4.00	2.53	642.00	45.75	1.14	2.46
14	90.00	258.74	4.00	2.53	644.00	43.30	1.10	2.38
15	90.00	244.10	4.00	2.53	646.00	40.97	1.07	2.30
16	90.00	230.28	4.00	2.53	650.00	38.89	1.03	2.23
17	90.00	217.25	4.00	2.53	655.00	36.97	1.00	2.15
18	90.00	204.95	4.00	2.53	660.00	35.15	0.96	2.08
19	90.00	193.35	4.00	2.53	664.00	33.36	0.93	2.01
20	90.00	182.40	4.00	2.53	672.00	31.85	0.90	1.95
21	90.00	172.08	4.00	2.53	680.00	30.40	0.87	1.88
22	90.00	162.34	4.00	2.53	685.00	28.89	0.84	1.82
23	90.00	153.15	4.00	2.53	692.00	27.54	0.81	1.76
24	90.00	144.48	4.00	2.53	699.00	26.24	0.79	1.70
25	90.00	136.30	4.00	2.53	706.00	25.00	0.76	1.65
26	90.00	128.59	4.00	2.53	714.00	23.86	0.74	1.59
27	90.00	121.31	4.00	2.53	721.00	22.73	0.71	1.54
28	90.00	114.44	4.00	2.53	728.00	21.65	0.69	1.49
29	90.00	107.96	4.00	2.53	736.00	20.65	0.67	1.44
30	90.00	101.85	4.00	2.53	743.00	19.66	0.64	1.39

Total real values

Generation:		5588.1246	GWh	
Capital cost:	63.2184	US\$M	1.1313	USc/kWh
Fuel cost:	961.4277	US\$M	17.2048	USc/kWh
Fixed O&M cost:	24.8015	US\$M	0.4438	USc/kWh
Variable O&M cost:	53.6195	US\$M	0.9595	USc/kWh

Production cost:	1103.0670	US\$M	19.7395	USc/kWh

Environmental Analysis

Volume of exhaust gases:	39.70	Nm ³ /kg
SO2 limit value:	170.00	mg/Nm ³
NOx limit value:	200.00	mg/Nm ³
Dust limit value:	30.00	mg/Nm ³
Fuel carbon content:	85.00	%

Year	Fuel kg/kWh	Gener. GWh	t	SO2 g/kWh	t	NOx g/kWh	t	Dust g/kWh	t	CO2 g/kWh
1	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
2	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
3	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
4	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
5	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
6	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
7	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
8	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
9	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
10	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
11	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
12	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
13	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
14	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
15	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
16	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
17	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
18	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
19	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
20	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
21	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
22	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
23	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
24	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
25	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
26	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
27	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
28	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
29	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72
30	0.260	551.88	968.	1.75	1139.	2.06	171.	0.31	442452.	801.72

Total values

Generation:		13797.0000	GWh	
SO2:	24194.6901	t	1.7536	g/kWh
NOx:	28464.3412	t	2.0631	g/kWh
Dust:	4269.6512	t	0.3095	g/kWh
CO2:	11061300.3681	t	801.7178	g/kWh

IPP power technology selection algorithm
I . P . P . v2.1

~~~~~  
Dr. Andreas Poullikkas  
Electricity Authority of Cyprus  
P.O.Box 24506  
1399 Nicosia, Cyprus  
E-mail: apoullik@eac.com.cy

Date : July 2000  
Last revision : July 2006  
~~~~~

Run date: 3/ 2/2011

**** Run: 1, 70 MWe-OC-LNG ****

Techno-Economic Analysis (in real values)

Unit capacity: 70.00 MWe
Average efficiency: 32.60 %
Fuel calorific value: 49.73 GJ/kg

Capital cost: 852.00 US\$/kWe
Fixed O&M: 2.03 US\$/kWe-month
Variable O&M: 6.68 US\$/MWh

Discount rate: 6.00 %
Loan interest: 6.00 %
Inflation: 2.50 %

Year	Loading %	Gener. amort. GWh	Gener. cost %	Capital price US\$M	Capital cost US\$/t	Fuel Fixed US\$M	Var. US\$M	O&M US\$M
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	90.00	412.40	4.00	2.53	278.00	25.46	1.44	3.12
7	90.00	389.05	4.00	2.53	279.00	24.10	1.39	3.01
8	90.00	367.03	4.00	2.53	280.00	22.82	1.35	2.91
9	90.00	346.26	4.00	2.53	283.00	21.76	1.30	2.82
10	90.00	326.66	4.00	2.53	287.00	20.82	1.26	2.73
11	90.00	308.17	4.00	2.53	291.00	19.91	1.22	2.64
12	90.00	290.72	4.00	2.53	285.00	18.40	1.18	2.55
13	90.00	274.27	4.00	2.53	278.00	16.93	1.14	2.46
14	90.00	258.74	4.00	2.53	278.00	15.97	1.10	2.38
15	90.00	244.10	4.00	2.53	280.00	15.18	1.07	2.30
16	90.00	230.28	4.00	2.53	289.00	14.78	1.03	2.23
17	90.00	217.25	4.00	2.53	297.00	14.33	1.00	2.15
18	90.00	204.95	4.00	2.53	305.00	13.88	0.96	2.08
19	90.00	193.35	4.00	2.53	312.00	13.40	0.93	2.01
20	90.00	182.40	4.00	2.53	318.00	12.88	0.90	1.95
21	90.00	172.08	4.00	2.53	322.00	12.30	0.87	1.88
22	90.00	162.34	4.00	2.53	326.00	11.75	0.84	1.82
23	90.00	153.15	4.00	2.53	325.00	11.05	0.81	1.76
24	90.00	144.48	4.00	2.53	324.00	10.39	0.79	1.70
25	90.00	136.30	4.00	2.53	324.00	9.81	0.76	1.65
26	90.00	128.59	4.00	2.53	323.00	9.22	0.74	1.59
27	90.00	121.31	4.00	2.53	322.00	8.67	0.71	1.54
28	90.00	114.44	4.00	2.53	322.00	8.18	0.69	1.49
29	90.00	107.96	4.00	2.53	321.00	7.70	0.67	1.44
30	90.00	101.85	4.00	2.53	320.00	7.24	0.64	1.39

Total real values

Generation:		5588.1246	GWh	
Capital cost:	63.2184	US\$M	1.1313	USc/kWh
Fuel cost:	366.9385	US\$M	6.5664	USc/kWh
Fixed O&M cost:	24.8015	US\$M	0.4438	USc/kWh
Variable O&M cost:	53.6195	US\$M	0.9595	USc/kWh

Production cost:	508.5779	US\$M	9.1010	USc/kWh

Environmental Analysis

Volume of exhaust gases:	44.00	Nm ³ /kg		
SO2 limit value:	0.00	mg/Nm ³		
NOx limit value:	450.00	mg/Nm ³		
Dust limit value:	0.00	mg/Nm ³		
Fuel carbon content:	76.24	%		

Year	Fuel kg/kWh	Gener. GWh	SO2 t	SO2 g/kWh	NOx t	NOx g/kWh	Dust t	Dust g/kWh	CO2 t	CO2 g/kWh
1	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
2	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
3	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
4	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
5	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
6	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
7	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
8	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
9	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
10	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
11	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
12	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
13	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
14	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
15	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
16	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
17	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
18	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
19	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
20	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
21	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
22	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
23	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
24	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
25	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
26	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
27	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
28	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
29	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55
30	0.222	551.88	0.	0.00	2426.	4.40	0.	0.00	339157.	614.55

Total values

Generation:		13797.0000	GWh	
SO2:	0.0000	t	0.0000	g/kWh
NOx:	60661.9401	t	4.3967	g/kWh
Dust:	0.0000	t	0.0000	g/kWh
CO2:	8478921.5772	t	614.5482	g/kWh

IPP power technology selection algorithm

I . P . P . v2.1

~~~~~  
 Dr. Andreas Poullikkas  
 Electricity Authority of Cyprus  
 P.O.Box 24506  
 1399 Nicosia, Cyprus  
 E-mail: apoullik@eac.com.cy

Date : July 2000  
 Last revision : July 2006

~~~~~  
 Run date: 3/ 2/2011

 **** Run: 1, 220 Mwe-steam plant- HFO-IPP ****

 Techno-Economic Analysis (in real values)

Unit capacity: 220.00 MWe
 Average efficiency: 37.26 %
 Fuel calorific value: 40.85 GJ/kg

Capital cost: 1258.00 US\$/kWe
 Fixed O&M: 1.40 US\$/kWe-month
 Variable O&M: 1.50 US\$/MWh

Discount rate: 6.00 %
 Loan interest: 6.00 %
 Inflation: 2.50 %

Year	Loading %	Gener. amort. GWh	Gener. cost %	Capital price US\$M	Capital cost US\$/t	Fuel Fixed US\$M	Fuel Var. US\$M	O&M US\$M
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	90.00	1296.10	4.00	11.73	365.00	111.89	3.12	2.20
7	90.00	1222.74	4.00	11.73	365.00	105.56	3.02	2.13
8	90.00	1153.53	4.00	11.73	361.00	98.49	2.92	2.06
9	90.00	1088.23	4.00	11.73	360.00	92.66	2.83	1.99
10	90.00	1026.64	4.00	11.73	360.00	87.42	2.73	1.92
11	90.00	968.52	4.00	11.73	360.00	82.47	2.64	1.86
12	90.00	913.70	4.00	11.73	360.00	77.80	2.55	1.80
13	90.00	861.98	4.00	11.73	361.00	73.60	2.47	1.74
14	90.00	813.19	4.00	11.73	362.00	69.63	2.39	1.68
15	90.00	767.16	4.00	11.73	363.00	65.87	2.31	1.63
16	90.00	723.74	4.00	11.73	365.00	62.48	2.23	1.57
17	90.00	682.77	4.00	11.73	368.00	59.43	2.16	1.52
18	90.00	644.12	4.00	11.73	371.00	56.52	2.09	1.47
19	90.00	607.66	4.00	11.73	373.00	53.61	2.02	1.42
20	90.00	573.27	4.00	11.73	377.00	51.12	1.95	1.37
21	90.00	540.82	4.00	11.73	382.00	48.86	1.89	1.33
22	90.00	510.21	4.00	11.73	385.00	46.46	1.83	1.29
23	90.00	481.33	4.00	11.73	389.00	44.29	1.77	1.24
24	90.00	454.08	4.00	11.73	393.00	42.21	1.71	1.20
25	90.00	428.38	4.00	11.73	397.00	40.22	1.65	1.16
26	90.00	404.13	4.00	11.73	401.00	38.33	1.60	1.12
27	90.00	381.26	4.00	11.73	405.00	36.52	1.54	1.09
28	90.00	359.68	4.00	11.73	409.00	34.79	1.49	1.05
29	90.00	339.32	4.00	11.73	413.00	33.15	1.44	1.02
30	90.00	320.11	4.00	11.73	417.00	31.57	1.40	0.98

Total real values

Generation:		17562.6774	GWh	
Capital cost:	293.3656	US\$M	1.6704	USc/kWh
Fuel cost:	1544.9333	US\$M	8.7967	USc/kWh
Fixed O&M cost:	53.7568	US\$M	0.3061	USc/kWh
Variable O&M cost:	37.8410	US\$M	0.2155	USc/kWh

Production cost:	1929.8967	US\$M	10.9886	USc/kWh

Environmental Analysis

Volume of exhaust gases:	44.00	Nm ³ /kg		
SO2 limit value:	1700.00	mg/Nm ³		
NOx limit value:	450.00	mg/Nm ³		
Dust limit value:	30.00	mg/Nm ³		
Fuel carbon content:	87.77	%		

Year	Fuel kg/kWh	Gener. GWh	SO2 t	SO2 g/kWh	NOx t	NOx g/kWh	Dust t	Dust g/kWh	CO2 t	CO2 g/kWh

1	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
2	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
3	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
4	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
5	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
6	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
7	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
8	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
9	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
10	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
11	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
12	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
13	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
14	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
15	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
16	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
17	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
18	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
19	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
20	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
21	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
22	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
23	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
24	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
25	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
26	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
27	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
28	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
29	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56
30	0.237	1734.48	30686.	17.69	8123.	4.68	542.	0.31	1307042.	753.56

Total values

Generation:		43362.0000	GWh	
SO2:	767146.8256	t	17.6917	g/kWh
NOx:	203068.2774	t	4.6831	g/kWh
Dust:	13537.8852	t	0.3122	g/kWh
CO2:	32676054.9582	t	753.5643	g/kWh

IPP power technology selection algorithm
I . P . P . v2.1

Dr. Andreas Poullikkas
Electricity Authority of Cyprus
P.O.Box 24506
1399 Nicosia, Cyprus
E-mail: apoullik@eac.com.cy

Date : July 2000
Last revision : July 2006

Run date:18/ 2/2011

**** Run: 1, 220 MWe- steam plant-LNG - IPP ****

Techno-Economic Analysis (in real values)

Unit capacity: 220.00 MWe
Average efficiency: 32.76 %
Fuel calorific value: 49.73 GJ/kg

Capital cost: 1258.00 US\$/kWe
Fixed O&M: 1.40 US\$/kWe-month
Variable O&M: 1.50 US\$/MWh

Discount rate: 6.00 %
Loan interest: 6.00 %
Inflation: 2.50 %

Year	Loading %	Gener. amort. GWh	Gener. cost %	Capital price US\$M	Capital cost US\$/t	Fuel Fixed US\$M	Fuel Var. US\$M	O&M US\$M
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	90.00	1296.10	4.00	11.73	278.00	79.62	3.12	2.20
7	90.00	1222.74	4.00	11.73	279.00	75.38	3.02	2.13
8	90.00	1153.53	4.00	11.73	280.00	71.37	2.92	2.06
9	90.00	1088.23	4.00	11.73	283.00	68.05	2.83	1.99
10	90.00	1026.64	4.00	11.73	287.00	65.11	2.73	1.92
11	90.00	968.52	4.00	11.73	291.00	62.28	2.64	1.86
12	90.00	913.70	4.00	11.73	285.00	57.54	2.55	1.80
13	90.00	861.98	4.00	11.73	278.00	52.95	2.47	1.74
14	90.00	813.19	4.00	11.73	278.00	49.95	2.39	1.68
15	90.00	767.16	4.00	11.73	280.00	47.47	2.31	1.63
16	90.00	723.74	4.00	11.73	289.00	46.22	2.23	1.57
17	90.00	682.77	4.00	11.73	297.00	44.81	2.16	1.52
18	90.00	644.12	4.00	11.73	305.00	43.41	2.09	1.47
19	90.00	607.66	4.00	11.73	312.00	41.89	2.02	1.42
20	90.00	573.27	4.00	11.73	318.00	40.28	1.95	1.37
21	90.00	540.82	4.00	11.73	322.00	38.48	1.89	1.33
22	90.00	510.21	4.00	11.73	326.00	36.75	1.83	1.29
23	90.00	481.33	4.00	11.73	325.00	34.57	1.77	1.24
24	90.00	454.08	4.00	11.73	324.00	32.51	1.71	1.20
25	90.00	428.38	4.00	11.73	324.00	30.67	1.65	1.16
26	90.00	404.13	4.00	11.73	323.00	28.84	1.60	1.12
27	90.00	381.26	4.00	11.73	322.00	27.13	1.54	1.09
28	90.00	359.68	4.00	11.73	322.00	25.59	1.49	1.05
29	90.00	339.32	4.00	11.73	321.00	24.07	1.44	1.02
30	90.00	320.11	4.00	11.73	320.00	22.64	1.40	0.98

Total real values

Generation:		17562.6774	GWh	
Capital cost:	293.3656	US\$M	1.6704	USc/kWh
Fuel cost:	1147.6028	US\$M	6.5343	USc/kWh
Fixed O&M cost:	53.7568	US\$M	0.3061	USc/kWh
Variable O&M cost:	37.8410	US\$M	0.2155	USc/kWh

Production cost:	1532.5662	US\$M	8.7263	USc/kWh

Environmental Analysis

Volume of exhaust gases:	44.00	Nm ³ /kg
SO2 limit value:	0.00	mg/Nm ³
NOx limit value:	450.00	mg/Nm ³
Dust limit value:	0.00	mg/Nm ³
Fuel carbon content:	76.24	%

Year	Fuel kg/kWh	Gener. GWh	SO2 g/kWh		NOx g/kWh		Dust g/kWh		CO2 g/kWh	
		t	t	t	t	t	t	t	t	t
1	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
2	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
3	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
4	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
5	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
6	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
7	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
8	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
9	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
10	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
11	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
12	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
13	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
14	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
15	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
16	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
17	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
18	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
19	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
20	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
21	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
22	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
23	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
24	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
25	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
26	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
27	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
28	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
29	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55
30	0.221	1734.48	0.	0.00	7589.	4.38	0.	0.00	1060716.	611.55

Total values

Generation:		43362.0000	GWh	
SO2:	0.0000	t	0.0000	g/kWh
NOx:	189720.6674	t	4.3753	g/kWh
Dust:	0.0000	t	0.0000	g/kWh
CO2:	26517890.0887	t	611.5467	g/kWh

IPP power technology selection algorithm
I . P . P . v2.1

~~~~~  
Dr. Andreas Poullikkas  
Electricity Authority of Cyprus  
P.O.Box 24506  
1399 Nicosia, Cyprus  
E-mail: apoullik@eac.com.cy

Date : July 2000  
Last revision : July 2006  
~~~~~

Run date: 3/ 2/2011

**** Run: 1, 50 Mwe-Wind park ****

Techno-Economic Analysis (in real values)

Unit capacity: 50.00 MWe
Average efficiency: 35.00 %
Fuel calorific value: 0.00 GJ/kg

Capital cost: 1100.00 US\$/kWe
Fixed O&M: 5.90 US\$/kWe-month
Variable O&M: 0.00 US\$/MWh

Discount rate: 6.00 %
Loan interest: 6.00 %
Inflation: 2.50 %

Year	Loading %	Gener. amort. GWh	Gener. cost %	Capital		Fuel		O&M US\$M
				price US\$M	cost US\$/t	Fixed US\$M	Var. US\$M	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	19.00	62.19	5.00	2.92	0.00	0.00	2.99	0.00
7	19.00	58.67	5.00	2.91	0.00	0.00	2.89	0.00
8	19.00	55.35	5.00	2.91	0.00	0.00	2.80	0.00
9	19.00	52.21	5.00	2.91	0.00	0.00	2.71	0.00
10	19.00	49.26	5.00	2.91	0.00	0.00	2.62	0.00
11	19.00	46.47	5.00	2.91	0.00	0.00	2.53	0.00
12	19.00	43.84	5.00	2.92	0.00	0.00	2.45	0.00
13	19.00	41.36	5.00	2.91	0.00	0.00	2.37	0.00
14	19.00	39.02	5.00	2.91	0.00	0.00	2.29	0.00
15	19.00	36.81	5.00	2.92	0.00	0.00	2.21	0.00
16	19.00	34.72	5.00	2.91	0.00	0.00	2.14	0.00
17	19.00	32.76	5.00	2.92	0.00	0.00	2.07	0.00
18	19.00	30.90	5.00	2.91	0.00	0.00	2.00	0.00
19	19.00	29.16	5.00	2.92	0.00	0.00	1.93	0.00
20	19.00	27.51	5.00	2.91	0.00	0.00	1.87	0.00
21	19.00	25.95	5.00	2.91	0.00	0.00	1.81	0.00
22	19.00	24.48	5.00	2.92	0.00	0.00	1.75	0.00
23	19.00	23.09	5.00	2.91	0.00	0.00	1.69	0.00
24	19.00	21.79	5.00	2.92	0.00	0.00	1.64	0.00
25	19.00	20.55	5.00	2.91	0.00	0.00	1.58	0.00

Total real values

Generation:		756.0747 GWh		
Capital cost:	58.3000	US\$M	7.7109	USc/kWh
Fuel cost:	0.0000	US\$M	0.0000	USc/kWh
Fixed O&M cost:	44.3306	US\$M	5.8633	USc/kWh
Variable O&M cost:	0.0000	US\$M	0.0000	USc/kWh

Production cost:	102.6306	US\$M	13.5741	USc/kWh

Environmental Analysis

Volume of exhaust gases:	0.00	Nm ³ /kg
SO2 limit value:	0.00	mg/Nm ³
NOx limit value:	0.00	mg/Nm ³
Dust limit value:	0.00	mg/Nm ³
Fuel carbon content:	0.00	%

Year	Fuel kg/kWh	Gener. GWh	SO2 g/kWh	t	NOx g/kWh	t	Dust g/kWh	t	CO2 g/kWh	
1	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
2	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
3	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
4	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
5	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
6*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
7*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
8*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
9*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
10*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
11*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
12*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
13*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
14*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
15*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
16*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
17*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
18*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
19*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
20*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
21*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
22*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
23*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
24*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
25*****		83.22	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00

Total values

Generation:		1664.4000 GWh		
SO2:	0.0000	t	0.0000	g/kWh
NOx:	0.0000	t	0.0000	g/kWh
Dust:	0.0000	t	0.0000	g/kWh
CO2:	0.0000	t	0.0000	g/kWh

IPP power technology selection algorithm

I . P . P . v2.1

~~~~~  
 Dr. Andreas Poullikkas  
 Electricity Authority of Cyprus  
 P.O.Box 24506  
 1399 Nicosia, Cyprus  
 E-mail: apoullik@eac.com.cy

Date : July 2000  
 Last revision : July 2006

~~~~~  
 Run date: 3/ 2/2011

 **** Run: 1, 50 Mwe-CSP ****

 Techno-Economic Analysis (in real values)

Unit capacity: 50.00 MWe
 Average efficiency: 15.00 %
 Fuel calorific value: 0.00 GJ/kg

Capital cost: 3600.00 US\$/kWe
 Fixed O&M: 7.17 US\$/kWe-month
 Variable O&M: 0.00 US\$/MWh

Discount rate: 6.00 %
 Loan interest: 6.00 %
 Inflation: 2.50 %

Year	Loading %	Gener. amort. GWh	Gener. cost %	Capital price US\$M	Capital cost US\$/t	Fuel Fixed US\$M	Fuel Var. US\$M	O&M US\$M
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	17.92	58.65	5.00	9.54	0.00	0.00	3.64	0.00
7	17.92	55.33	5.00	9.54	0.00	0.00	3.52	0.00
8	17.92	52.20	5.00	9.54	0.00	0.00	3.40	0.00
9	17.92	49.25	5.00	9.54	0.00	0.00	3.29	0.00
10	17.92	46.46	5.00	9.54	0.00	0.00	3.18	0.00
11	17.92	43.83	5.00	9.54	0.00	0.00	3.08	0.00
12	17.92	41.35	5.00	9.54	0.00	0.00	2.97	0.00
13	17.92	39.01	5.00	9.54	0.00	0.00	2.88	0.00
14	17.92	36.80	5.00	9.54	0.00	0.00	2.78	0.00
15	17.92	34.72	5.00	9.54	0.00	0.00	2.69	0.00
16	17.92	32.75	5.00	9.54	0.00	0.00	2.60	0.00
17	17.92	30.90	5.00	9.54	0.00	0.00	2.51	0.00
18	17.92	29.15	5.00	9.54	0.00	0.00	2.43	0.00
19	17.92	27.50	5.00	9.54	0.00	0.00	2.35	0.00
20	17.92	25.94	5.00	9.54	0.00	0.00	2.27	0.00
21	17.92	24.47	5.00	9.54	0.00	0.00	2.20	0.00
22	17.92	23.09	5.00	9.54	0.00	0.00	2.13	0.00
23	17.92	21.78	5.00	9.54	0.00	0.00	2.06	0.00
24	17.92	20.55	5.00	9.54	0.00	0.00	1.99	0.00
25	17.92	19.39	5.00	9.54	0.00	0.00	1.92	0.00

Total real values

Generation:		713.0978	GWh	
Capital cost:	190.8000	US\$M	26.7565	USc/kWh
Fuel cost:	0.0000	US\$M	0.0000	USc/kWh
Fixed O&M cost:	53.8729	US\$M	7.5548	USc/kWh
Variable O&M cost:	0.0000	US\$M	0.0000	USc/kWh
Production cost:		244.6729	US\$M	34.3113 USc/kWh

Environmental Analysis

Volume of exhaust gases:	0.00	Nm ³ /kg
SO2 limit value:	0.00	mg/Nm ³
NOx limit value:	0.00	mg/Nm ³
Dust limit value:	0.00	mg/Nm ³
Fuel carbon content:	0.00	%

Year	Fuel kg/kWh	Gener. GWh	SO2 t	SO2 g/kWh	NOx t	NOx g/kWh	Dust t	Dust g/kWh	CO2 t	CO2 g/kWh
1	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
2	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
3	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
4	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
5	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
6*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
7*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
8*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
9*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
10*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
11*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
12*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
13*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
14*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
15*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
16*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
17*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
18*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
19*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
20*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
21*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
22*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
23*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
24*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
25*****		78.49	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00

Total values

Generation:		1569.7920	GWh
SO2:	0.0000	t	0.0000 g/kWh
NOx:	0.0000	t	0.0000 g/kWh
Dust:	0.0000	t	0.0000 g/kWh
CO2:	0.0000	t	0.0000 g/kWh

IPP power technology selection algorithm
I . P . P . v2.1

~~~~~  
Dr. Andreas Poullikkas  
Electricity Authority of Cyprus  
P.O.Box 24506  
1399 Nicosia, Cyprus  
E-mail: apoullik@eac.com.cy

Date : July 2000  
Last revision : July 2006  
~~~~~

Run date: 3/ 2/2011

**** Run: 1, 25 Mwe-PV park ****

Techno-Economic Analysis (in real values)

Unit capacity: 25.00 MWe
Average efficiency: 14.20 %
Fuel calorific value: 0.00 GJ/kg

Capital cost: 2800.00 US\$/kWe
Fixed O&M: 2.25 US\$/kWe-month
Variable O&M: 0.00 US\$/MWh

Discount rate: 6.00 %
Loan interest: 6.00 %
Inflation: 2.50 %

Year	Loading amort. %	Gener. cost %	Capital price US\$M	Capital cost US\$/t	Fuel Fixed US\$M	Var. US\$M	O&M US\$M
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	19.98	32.70	5.00	3.71	0.00	0.00	0.57
7	19.98	30.85	5.00	3.71	0.00	0.00	0.55
8	19.98	29.10	5.00	3.71	0.00	0.00	0.53
9	19.98	27.45	5.00	3.71	0.00	0.00	0.52
10	19.98	25.90	5.00	3.71	0.00	0.00	0.50
11	19.98	24.43	5.00	3.71	0.00	0.00	0.48
12	19.98	23.05	5.00	3.71	0.00	0.00	0.47
13	19.98	21.75	5.00	3.71	0.00	0.00	0.45
14	19.98	20.51	5.00	3.71	0.00	0.00	0.44
15	19.98	19.35	5.00	3.71	0.00	0.00	0.42
16	19.98	18.26	5.00	3.71	0.00	0.00	0.41
17	19.98	17.22	5.00	3.71	0.00	0.00	0.39
18	19.98	16.25	5.00	3.71	0.00	0.00	0.38
19	19.98	15.33	5.00	3.71	0.00	0.00	0.37
20	19.98	14.46	5.00	3.71	0.00	0.00	0.36
21	19.98	13.64	5.00	3.71	0.00	0.00	0.34
22	19.98	12.87	5.00	3.71	0.00	0.00	0.33
23	19.98	12.14	5.00	3.71	0.00	0.00	0.32
24	19.98	11.46	5.00	3.71	0.00	0.00	0.31
25	19.98	10.81	5.00	3.71	0.00	0.00	0.30

Total real values

Generation:		397.5361 GWh		
Capital cost:	74.2000	US\$M	18.6650	USc/kWh
Fuel cost:	0.0000	US\$M	0.0000	USc/kWh
Fixed O&M cost:	8.4529	US\$M	2.1263	USc/kWh
Variable O&M cost:	0.0000	US\$M	0.0000	USc/kWh

Production cost:	82.6529	US\$M	20.7913	USc/kWh

Environmental Analysis


Volume of exhaust gases:	0.00	Nm ³ /kg
SO2 limit value:	0.00	mg/Nm ³
NOx limit value:	0.00	mg/Nm ³
Dust limit value:	0.00	mg/Nm ³
Fuel carbon content:	0.00	%

Year	Fuel kg/kWh	Gener. GWh	SO2 g/kWh	t	NOx g/kWh	t	Dust g/kWh	t	CO2 g/kWh	
1	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
2	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
3	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
4	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
5	0.000	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
6*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
7*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
8*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
9*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
10*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
11*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
12*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
13*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
14*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
15*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
16*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
17*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
18*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
19*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
20*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
21*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
22*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
23*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
24*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00
25*****		43.76	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00	0.	0.00

Total values

Generation:		875.1240 GWh		
SO2:	0.0000	t	0.0000	g/kWh
NOx:	0.0000	t	0.0000	g/kWh
Dust:	0.0000	t	0.0000	g/kWh
CO2:	0.0000	t	0.0000	g/kWh

Αποτελέσματα εξομοίωσης φωτοβολταϊκού πάρκου δυναμικότητας 0.02 MWe.

2011 PV GC									
Αρ. Αναφοράς:		 <p>Σύνδεσμος Εταιρειών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας Κύπρου Cyprus Association of Renewable Energy Enterprises</p>							
Όνομα:									
Διεύθυνση:									
<p>Αυτό το πρόγραμμα δεν κατασκευάστηκε για να υπολογίζει την παραγωγή οποιουδήποτε φωτοβολταϊκού συστήματος. Μπορεί μόνο να προσφέρει μια συγκριτική ανάλυση με την προϋπόθεση ότι η μέσος όρος απόδοση του συστήματος είναι ήδη γνωστή.</p>									
1	20.240	KWp (μέχρι και 150KWp)	(0% ή 40% για εταιρείες και 0% ή 55% για νοικοκυριά)	Χορηγία %	0%	20			
2	€ 2.8854	Euro / Wp (πριν τον ΦΠΑ)	(Για την χρονία ο ΦΠΑ είναι)	VAT %	15.00%	21			
3	5.547335	KWh/m2/μερα στο επίπεδο των ΦΒ	Συνολικά, με βάση το συμβόλαιο, έσοδα ανά KWhr, (Χρόνια 1..15) [Euro/KWhr]		€ 0.3600	22			
4	76.85%	Συνολική, μέσος όρος απόδοση συστήματος	Συνολικά, με βάση το συμβόλαιο, έσοδα ανά KWhr, (Χρόνια 16..20) [Euro/KWhr]		€ 0.3600	23			
5	0%	Ιδια κεφάλαια	Μέσος όρος τιμής αγοράς κάθε παραγόμενης KWhrs από ΑΗΚ (Χρόνια 1..15) [Euro/KWhr]		€ 0.3600	24			
6	€ 0	Ιδια κεφάλαια	Μέσος όρος τιμής αγοράς κάθε παραγόμενης KWhrs από ΑΗΚ (Χρόνια 16..20) [Euro/KWhr]		€ 0.3600	25			
7	€ 58.400	Δάνειο	Συνεισφορά ειδικού ταμείου ΑΠΕ ανά KWhr (1..15) [Euro/KWhr]		€ 0.0000	26			
8	7.00%	επιτόκιο δανείου	Συνεισφορά ειδικού ταμείου ΑΠΕ ανά KWhr (16..20) [Euro/KWhr]		€ 0.0000	27			
9	4.00%	αποταμιευτικό επιτόκιο	Έσοδα ανά παραγόμενη KWhr, (Χρόνια 21..35) [Euro/KWhr]		€ 0.3800	28			
			Ποσοστό φόρου Εισοδήματος (μόνο στα έσοδα από ΑΗΚ)		0%	29			
			Ετήσια έξοδα (Συντήρηση, ασφάλεια, ενοίκιο κτλ)		€ 200.00	30			
Μείωση απόδοσης ΦΒ με το πέρασμα του χρόνου									
10	1.00%	μείωση απόδοσης κατά τον 1ο χρόνο	Κόστος αγοράς και εγκατάστασης συστήματος		€ 58.400.00	31			
11	0.83%	μείωση απόδοσης , 2..10 χρόνια	ΦΠΑ		€ 8.760.00	32			
12	0.77%	μείωση απόδοσης 11..35 χρόνια	Σύνολο συμπεριλαμβανομένου του ΦΠΑ		€ 67,160.00	33			
			Επιστροφή ΦΠΑ		€ 8,760.00	34			
			Μέγιστο επιλέξιμο κόστος επένδυσης σύμφωνα με το σχέδιο χορηγιών (Euro/Wp)	3.0000 €	€ 0.00	35			
13	Αν ένας μέσος όρος οικιακός καταναλωτής σύμφωνα με τα στοιχεία της ΑΗΚ καταναλώνει κάθε χρόνο 6500 KWhr τότε ο μέσος όρος οικιακός καταναλωτής συνεισφέρει στο ειδικό ταμείο ΑΠΕ κάθε χρόνο € 14.43 Αυτό σημαίνει ότι 0 ιδιοκτήτες ιδιωτικών νοικοκυριών πληρώνουν πράσινο φόρο για ένα ολόκληρο χρόνο για να επιχορηγηθεί και να επιδοτηθεί για 15 χρόνια το παρόν σύστημα.		Σημείωση:	Σύνολο χορηγίας	€ 0	36			
14				Καθαρή επένδυση	€ 58,400	37			
				Λειτουργική ενίσχυση από ταμείο Απέ για τα πρώτα 5 χρόνια του συστήματος	€ 0.00	38			
				Λειτουργική ενίσχυση από ταμείο Απέ για τα πρώτα 15 χρόνια του συστήματος	€ 0.00	39			
15	10.00%	Αποδεκτό ποσοστό μείωσης της αξίας του συστήματος σύμφωνα με την σχετική νομοθεσία και το γραφείο του φόρου εισοδήματος (10% είναι αποδεκτό (για συμβόλαιο 20 χρόνια)	Συντελεστής υπολογισμού πραγματικής σημερινής αξίας (NPV):	4.00%	7.00%	40			
			IRR	NPV	NPV	41			
			15 χρόνια	16.482%	56,461.93 €	35,494.53 €			
			20 χρόνια	17.544%	79,219.59 €	48,799.43 €			
			35 χρόνια	18.160%	124,384.79 €	132,514.14 €			
17	0.0706 €	Ενδεικτικό κόστος κλιβατώρας για το παρόν σύστημα	IRR είναι το ποσοστό που δημιουργεί μηδενική πραγματική σημερινή αξία της επένδυσης.						
18	0.1511 €	Συνολικό κόστος συστήματος με ΦΠΑ / συνολικές κλιβατώρες παραγωγής για τα πρώτα 35 χρόνια							
			1ος χρόνος (μέσος όρος)	15 χρόνια (μέσος όρος)	20 χρόνια (μέσος όρος)	35 χρόνια (μέσος όρος)			
			KWhrs / KWp	1,569 KWh	1,464 KWh	1,433 KWh	1,342 KWh		
			KWhrs / έτος	31,757 KWh	29,628 KWh	29,004 KWh	27,164 KWh		
			KWhrs / μήνα	2,646 KWh	2,469 KWh	2,417 KWh	2,264 KWh		
			Καθαρά Έσοδα ανά έτος [Συνολικά έσοδα - συντήρηση- ενοίκια - ασφάλεια - φόρους]	€ 11,137.64	€ 9,829.48	€ 9,393.38	€ 8,545.35		
			Καθαρά Έσοδα ανά μήνα [Συνολικά έσοδα - συντήρηση- ενοίκια - ασφάλεια - φόρους]	€ 928.14	€ 819.12	€ 782.78	€ 712.11		
			100% έχει το σύστημα αναφορά στην Αβαλόσσα με 27ο κλίση και 0ο απόκλιση από τον νότο.	Για σύστημα αναφοράς KWhrs παραγωγή ανά εγκατεστημένο KWp (15 Years)	23,067 KWh				
			Σε σχέση με σύστημα αναφοράς ΙΕΚ	Με την παρούσα εγκατεστημένη ισχύ η παραγωγή θα ήταν (15 Years)	466,878 KWh				
			95.19%	Με την παρούσα εγκατεστημένη ισχύ η παραγωγή είναι (15 Years)	444,422 KWh				
19									
ENGINEER:				Tel:		FAX:			
No:				Date:		e-mail:			

Economic Evaluation of Photovoltaic Grid Connected Systems 2011 PV GC

Αρ. Αναφοράς

Όνομα:

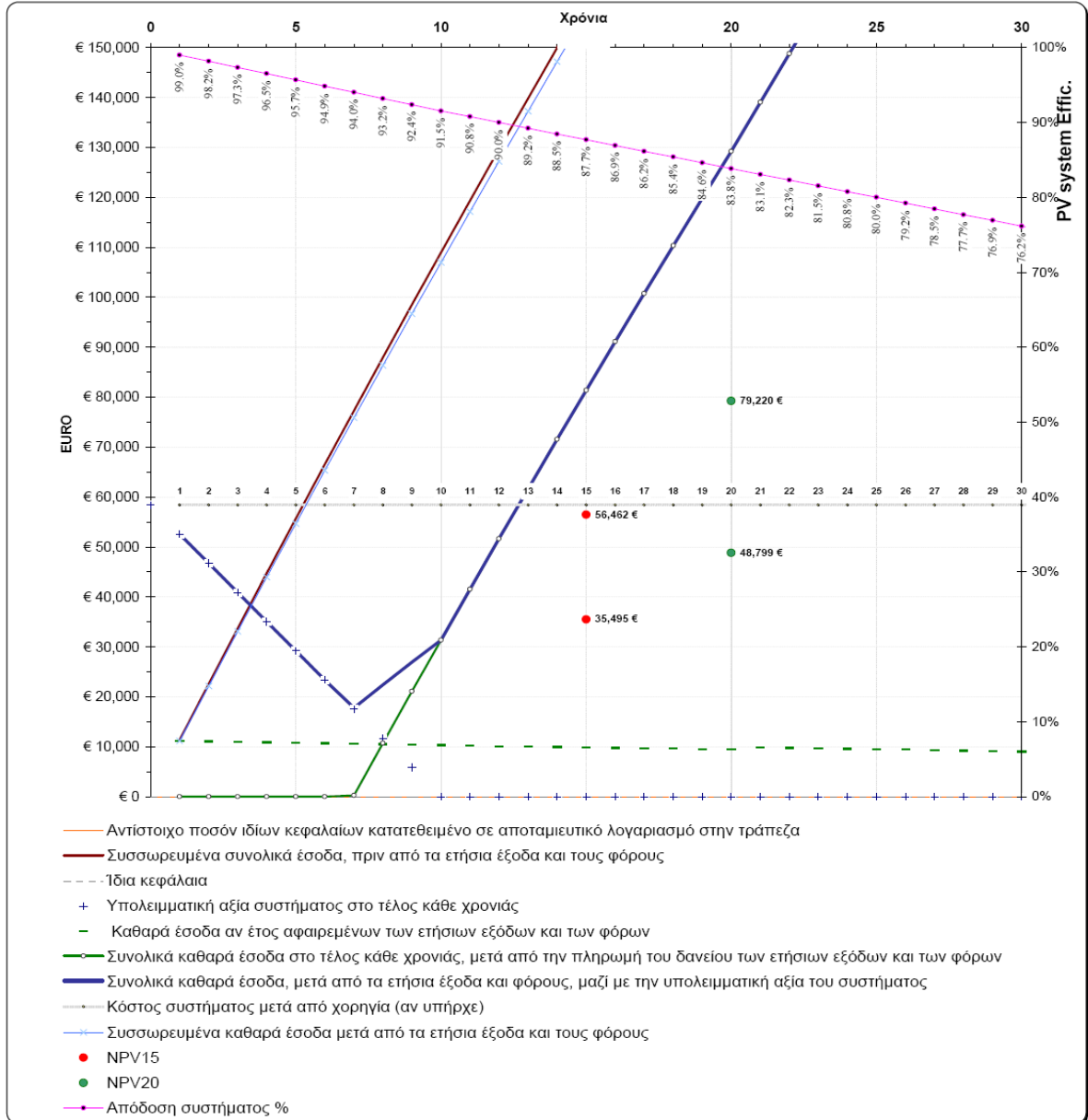
Διεύθυνση:



Σύνδεσμος Εταιρειών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας Κύπρου
Cyprus Association of Renewable Energy Enterprises


Αυτό το πρόγραμμα δεν κατασκευάστηκε για να υπολογίζει την παραγωγή οποιοδήποτε φωτοβολταϊκού συστήματος.

Μπορεί μόνο να προσφέρει μια συγκριτική ανάλυση με την προϋπόθεση ότι η μέσος όρος απόδοση του συστήματος είναι ήδη γνωστή.



Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30					
Καθαρά έσοδα αν έτος αφαιρεμένων των ετήσιων εξόδων και των φόρων	11,138 €	11,024 €	10,930 €	10,836 €	10,742 €	10,648 €	10,554 €	10,460 €	10,366 €	10,272 €	10,178 €	10,091 €	10,004 €	9,917 €	9,828 €	9,742 €	9,655 €	9,568 €	9,481 €	9,393 €	9,304 €	9,242 €	9,650 €	9,556 €	9,466 €	9,374 €	9,282 €	9,190 €	9,098 €	9,006 €	8,914 €	8,822 €	8,728 €	8,637 €	8,545 €

Αποτελέσματα εξομοίωσης φωτοβολταϊκού πάρκου δυναμικότητας 0.150 MWe.

TEMPLATE 2011										
Αρ. Αναφοράς:		 <p style="font-size: small; text-align: center;">Σύνδεσμος Εταιρειών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας Κύπρου Cyprus Association of Renewable Energy Enterprises</p>								
Όνομα: www.....										
Διεύθυνση: www.....										
Αυτό το πρόγραμμα δεν κατασκευάστηκε για να υπολογίζει την παραγωγή οποιουδήποτε φωτοβολταϊκού συστήματος. Μπορεί μόνο να προσφέρει μια συγκριτική ανάλυση με την προϋπόθεση ότι η μέσος όρος απόδοση του συστήματος είναι ήδη γνωστή.										
Βάλτε τιμές στα άσπρα τετράγωνα...										
1	149.960	KWhr (μέχρι και 150KWhr)								25
2	€ 3.1487	Euro / Whr (πριν τον ΦΠΑ)								26
3	5.547335	KWhr/m2/μέρα στο επίπεδο των ΦΒ								27
4	76.65%	Μέσος όρος αιτήσιας απόδοσης του συστήματος								28
5	0%	Ίδια κεφάλαια								29
6	€ 0	Ίδια κεφάλαια								30
7	€ 472,173	Δάναιο								31
8	6.00%	Επιτόκιο δανείου								32
9	4.00%	Αποταμιευτικό επιτόκιο								33
Μείωση απόδοσης ΦΒ με το πέρασμα του χρόνου										
10	0.85%	Μείωση απόδοσης κατά τον 1ο χρόνο								34
11	0.85%	Μείωση απόδοσης . 2.10 χρόνια								35
12	0.77%	Μείωση απόδοσης 11.35 χρόνια								36
			Μέγιστο επιλέξιμο κόστος επένδυσης σύμφωνα με το σχέδιο χορηγιών (Euro/Whr)		3.0000 €	€ 0.00				37
Αν ένας μέσος όρος οικιακής καταναλωτής σύμφωνα με τα στοιχεία της ΑΗΚ καταναλώνει κάθε χρόνο 6500 KWhr			Το κόστος της αδειοδότησης και των άλλων εξόδων πρέπει να χωριστεί και να δηλωθεί στο ακόλουθο κελί. Μόνο το κόστος του εξοπλισμού αποσβένεται.			Σύνολο χορηγίας € 0				38
τότε ο μέσος όρος οικιακής καταναλωτής συνιστάει στο ειδικό ταμείο ΑΠΕ κάθε χρόνο € 14.43 Αυτό σημαίνει ότι 0			Κόστος μόνο του εξοπλισμού του ΦΒ πάρκου	Κόστος αδειοδότησης κτλ	Καθαρή επένδυση € 472,173				39	
ιδιοκτήτες ιδιωτικών νοικοκυριών πληρώνουν πρόστιμο φόρο για ένα ολόκληρο χρόνο για να επιχορηγηθεί και να επιδοτηθεί για 15 χρόνια το παρόν σύστημα.						Λειτουργική ενίσχυση από ταμείο Απέ για τα πρώτα 5 χρόνια του συστήματος € 0.00				40
						Λειτουργική ενίσχυση από ταμείο Απέ για τα πρώτα 15 χρόνια του συστήματος € 0.00				41
13	10.00%	Αποδοτικό ποσοστό μείωσης της αξίας του συστήματος σύμφωνα με την σχετική νομοθεσία και τη γραφεία του φόρου εισοδήματος 10% είναι αποδοτικό (για συμβόλαιο 20 χρ.)	Συντελεστής υπολογισμού πραγματικής σημερινής αξίας (NPV):		4.00%	6.00%				42
			15 χρόνια	IRR 12.435%	NPV 287,623 €	NPV 205,526 €				43
			20 χρόνια	IRR 13.750%	NPV 428,140 €	NPV 309,474 €				44
			35 χρόνια	IRR 14.609%	NPV 691,569 €	NPV 473,551 €				45
IRR είναι το ποσοστό που δημιουργεί μηδενική πραγματική σημερινή αξία της επένδυσης , NPV=0 (λαμβάνοντας υπόψη την υπολειμματική αξία κατά την τελευταία χρονιά).										
Ενδεικτικό κόστος κλιματώρας για το παρόν σύστημα										
0.0773 €	Συνολικό κόστος συστήματος με ΦΠΑ / συνολικές κλιματώρας παραγωγής για τα πρώτα 35 χρόνια									46
0.1653 €	Συνολικό κόστος συστήματος με ΦΠΑ / συνολικές κλιματώρας παραγωγής για τα πρώτα 15 χρόνια									47
			1ος χρόνος (μέσος όρος)	15 χρόνια (μέσος όρος)	20 χρόνια (μέσος όρος)	35 χρόνια (μέσος όρος)				48
			KWhrs / KWh	1,552 KWh	1,460 KWh	1,429 KWh				49
			KWhrs / έτος	232,738 KWh	219,014 KWh	214,363 KWh				50
			KWhrs / μήνα	19,395 KWh	18,251 KWh	17,864 KWh				51
			Καθαρά Έσοδα ανά έτος [Συνολικά έσοδα - συντήρηση- ενδοκία - ασφαλεία - Φόρους]	€ 76,000.82	€ 60,720.76	€ 57,978.88				52
			Καθαρά Έσοδα ανά μήνα [Συνολικά έσοδα - συντήρηση- ενδοκία - ασφαλεία - Φόρους]	€ 6,333.40	€ 5,060.06	€ 4,831.57				53
Σε σχέση με σύστημα αναφοράς ΙΕΚ			100% έχει το σύστημα αναφορά στην Αβαλάστα με 27ο κλίση και καθόλου απόκλιση από τον νότο.		Για σύστημα αναφοράς, KWhr παραγωγή ανά εγκατεστημένο KWhr (15 Years)		23,067 KWh			54
					Με την παρούσα εγκατεστημένη ισχύ η παραγωγή θα ήταν (15 Years)		3,459,137 KWh			55
					Με την παρούσα εγκατεστημένη ισχύ η παραγωγή είναι (15 Years)		3,285,211 KWh			56
ENGINEER : Tel FAX										
No Date e-mail:										

Economic Evaluation of Photovoltaic Grid Connected Systems TEMPLATE 2011

Αρ. Αναφοράς:

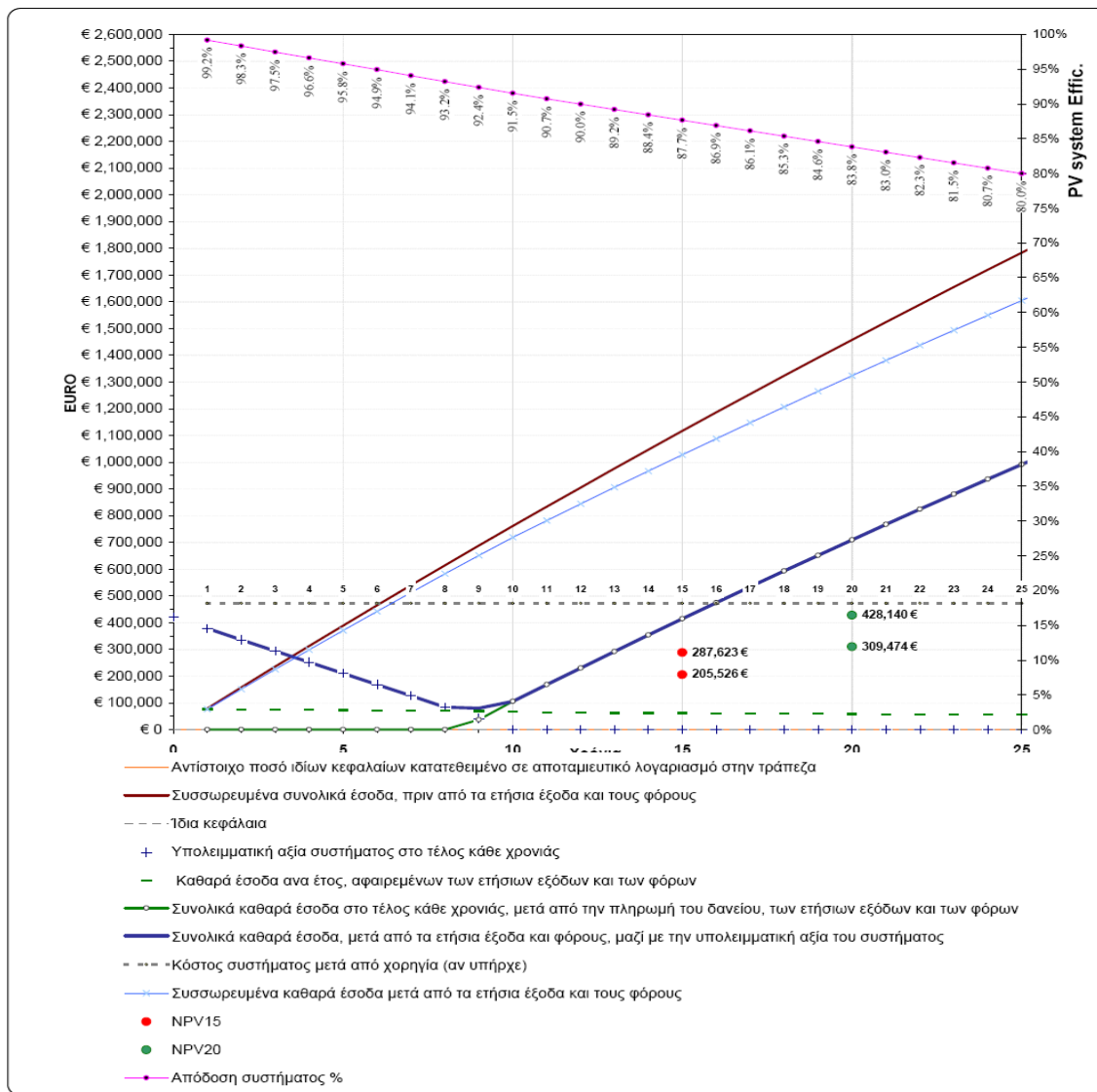
Όνομα:

Διεύθυνση:



Σύνδεσμος Επιχειρήσεων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας Κύπρου
Cyprus Association of Renewable Energy Enterprises

Αυτό το πρόγραμμα δεν κατασκευάστηκε για να υπολογίζει την παραγωγή οποιουδήποτε φωτοβολταϊκού συστήματος. Μπορεί μόνο να προσφέρει μια συγκριτική ανάλυση με την προϋπόθεση ότι η μέσος όρος απόδοση του συστήματος είναι ήδη γνωστή.



Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Καθαρά έσοδα ανα έτος, αφαιρεμένων των ετήσιων εξόδων και των φόρων	76,001€	75,109€	74,206€	73,291€	72,362€	71,419€	70,462€	69,490€	68,501€	67,490€	66,458€	65,406€	64,335€	63,246€	62,139€	61,014€	59,872€	58,714€	57,541€	56,354€	55,153€	53,938€	52,709€	51,466€	50,209€	48,938€
Φόρος στο φορολογητικό εισόδημα	6,300€	8,488€	10,794€	13,224€	15,786€	18,485€	21,331€	24,333€	27,491€	28,577€	28,956€	28,630€	27,595€	25,948€	23,786€	21,103€	18,000€	14,476€	10,532€	6,168€	1,384€	-3,819€	-10,850€	-21,269€	-35,089€	-50,723€
Φορολογητικό εισόδημα	6,300€	8,488€	10,794€	13,224€	15,786€	18,485€	21,331€	24,333€	27,491€	28,577€	28,956€	28,630€	27,595€	25,948€	23,786€	21,103€	18,000€	14,476€	10,532€	6,168€	1,384€	-3,819€	-10,850€	-21,269€	-35,089€	-50,723€
KWhrs produced per year	232,738	230,760	228,781	226,803	224,825	222,846	220,868	218,890	216,912	214,933	212,955	210,977	208,999	207,021	205,043	203,065	201,087	199,109	197,131	195,153	193,175	191,197	189,219	187,241	185,263	183,285
Total KWhrs produced, end of each year	232,738	463,497	692,279	919,082	1,143,907	1,366,753	1,587,621	1,806,511	2,023,423	2,238,356	2,451,311	2,662,475	2,871,845	3,079,424	3,285,211	3,489,206	3,691,409	3,891,819	4,090,438	4,287,264	4,482,298	4,675,541	4,866,991	5,056,649	5,244,515	5,430,589

Παράρτημα Γ : Πίνακες, γραφικές παραστάσεις

Πίνακας 1 : Σχέδιο χορηγιών για ενθάρρυνση της ηλεκτροπαραγωγής από μεγάλα εμπορικά αιολικά, ηλιοθερμικά και φωτοβολταϊκά συστήματα και την αξιοποίηση της βιομάζας. Νομικά πρόσωπα (Πηγή Ίδρυμα ενέργειας Κύπρου, 2010).

6 / 11				
ΠΙΝΑΚΑΣ 1				
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Α/Α	ΕΠΕΝΔΥΣΗ	Χορηγία	Συνολική Τιμή Πώλησης KWh	Μορφή ενίσχυσης
NMA	Μεγάλα αιολικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής			
	NMA1 Μεγάλα εμπορικά συστήματα	Επιχορήγηση 0%, Μόνο επιδότηση της παραγόμενης ενέργειας για τα πρώτα 20 χρόνια λειτουργίας του συστήματος	€0,166/KWh (Επιδότηση= 0,166 -τιμή αγοράς ΑΗΚ)	Περιβαλλοντική
NMΦ	Μεγάλα & Μικρά φωτοβολταϊκά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής			
	NMΦ1 Μεγάλα εμπορικά φωτοβολταϊκά συστήματα, δυναμικότητας από 21 μέχρι 150KW, ενωμένα με το δίκτυο του παροχέα ηλεκτρικής ενέργειας.	Επιχορήγηση 0%, Μόνο επιδότηση της παραγόμενης ενέργειας για τα πρώτα 20 χρόνια λειτουργίας του συστήματος	€0,34/KWh (Επιδότηση= 0,34-τιμή αγοράς ΑΗΚ)	Περιβαλλοντική
	NMΦ2 Μικρά εμπορικά φωτοβολταϊκά συστήματα, δυναμικότητας μέχρι 20KW, ενωμένα με το δίκτυο του παροχέα ηλεκτρικής ενέργειας.	Επιχορήγηση 0%, Μόνο επιδότηση της παραγόμενης ενέργειας για τα πρώτα 20 χρόνια λειτουργίας του συστήματος	€0,36/KWh (Επιδότηση= 0,36 -τιμή αγοράς ΑΗΚ)	Περιβαλλοντική
NMH	Μεγάλα ηλιοθερμικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής			
	NMH1 Μεγάλα εμπορικά ηλιοθερμικά συστήματα ενωμένα με το δίκτυο του παροχέα ηλεκτρικής ενέργειας.	Επιχορήγηση 0%, Μόνο επιδότηση της παραγόμενης ενέργειας για τα πρώτα 20 χρόνια λειτουργίας του συστήματος	€0,260/KWh (Επιδότηση= 0,260 -τιμή αγοράς ΑΗΚ)	Περιβαλλοντική
NBH	Αξιοποίηση Βιομάζας και βιοαερίου εκλυόμενου από χώρους Υγειονομικής ταφής απορριμμάτων			
	BH1 Παραγωγή ηλεκτρισμού από αξιοποίηση βιομάζας	Επιχορήγηση 0%, Μόνο επιδότηση της παραγόμενης ενέργειας για τα πρώτα 20 χρόνια λειτουργίας του συστήματος	€0,135/KWh (Επιδότηση=0,1179+ 0,0171 πριμοδότηση* -τιμή αγοράς ΑΗΚ+)	Περιβαλλοντική
	BH2 Παραγωγή ηλεκτρισμού από αξιοποίηση βιοαερίου από ΧΥΤΑ	Επιχορήγηση 0%, Μόνο επιδότηση της παραγόμενης ενέργειας για τα πρώτα 20 χρόνια λειτουργίας του συστήματος	€0,1145/KWh (Επιδότηση=0,0974+ 0,0171 πριμοδότηση** - τιμή αγοράς ΑΗΚ)	Περιβαλλοντική
<p>(**) Πριμοδότηση =1,71 eurocent / KWh-electricity στις περιπτώσεις εκείνες εάν το αέριο που θα χρησιμοποιηθεί για παραγωγή ηλεκτρισμού έχει επεξεργαστεί έτσι που η ποιότητα του να είναι αυτή του φυσικού αερίου ή εάν ο ηλεκτρισμός παράγεται από κυψέλες καυσίμου, αεριομηχανές, μηχανές ατμού, οργανικός κύκλος Rankine, συστήματα πολλαπλού καυσίμου ειδικά κύκλου Kalina ή μηχανές Stirling</p>				

Πίνακας 2 : Σχέδιο χορηγιών για ενθάρρυνση της χρήσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας από φυσικά πρόσωπα. (πηγή Ίδρυμα Ενέργειας Κύπρου, 2010).

ΠΙΝΑΚΑΣ 1			
A/A	ΕΠΕΝΔΥΣΗ	ΧΟΡΗΓΙΑ/ΔΙΚΑΙΟΥΧΟΙ/ ΤΙΜΗ/ΕΠΙΔΟΤΗΣΗ ΚΙΛΟΒΑΤΩΡΑΣ	ΤΙΜΗ ΕΠΙΔΟΤΗΣΗΣ ΚΙΛΟΒΑΤΩΡΑΣ
ΦΒ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας		
ΦΒ1	Αιολικά Συστήματα		
ΦΒ1.1	Μικρά αιολικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής δυναμικότητας μέχρι 30kW	Για φυσικά πρόσωπα, σχολικές εφορίες, καθώς και αγαθοεργά ιδρύματα, τους δήμους και τις κοινότητες και άλλους μη κερδοσκοπικούς οργανισμούς στον βαθμό που δεν ασκούν οικονομική δραστηριότητα, η επιχορήγηση θα είναι 55% επί του επιλέξιμου προϋπολογισμού υπό τον περιορισμό των ανωτάτων επιλέξιμων δαπανών. Το μέγιστο ποσό χορηγίας είναι €50.000 Τιμή πώλησης παραγόμενων KWh: Μόνο τιμή αγοράς από ΑΗΚ*. Δεν δίδεται άλλη ενίσχυση	Δεν Εφαρμόζεται
ΦΒ2	Ηλιακά Συστήματα		
ΦΒ2.1	Κεντρικά ενεργητικά συστήματα θέρμανσης νερού χρήσης, με ελάχιστη εγκατεστημένη ισχύ 2560W (Αφορά νέα εγκατάσταση ή και αντικατάσταση)	Για φυσικά πρόσωπα, σχολικές εφορίες, καθώς και αγαθοεργά ιδρύματα, τους δήμους και τις κοινότητες και άλλους μη κερδοσκοπικούς οργανισμούς στον βαθμό που δεν ασκούν οικονομική δραστηριότητα, η επιχορήγηση θα είναι 45% επί του επιλέξιμου προϋπολογισμού υπό τον περιορισμό των ανωτάτων επιλέξιμων δαπανών. Το μέγιστο ποσό χορηγίας είναι €20.000	Δεν Εφαρμόζεται
ΦΒ2.2	Θέρμανσης και ψύξης χώρου (Αφορά νέα εγκατάσταση ή και αντικατάσταση)	Για φυσικά πρόσωπα, σχολικές εφορίες, αγαθοεργά ιδρύματα, τους δήμους, κοινότητες και άλλους μη κερδοσκοπικούς οργανισμούς στον βαθμό που δεν ασκούν οικονομική δραστηριότητα, θα δίνεται επιχορήγηση 55% επί του επιλέξιμου προϋπολογισμού υπό τον περιορισμό των ανωτάτων επιλέξιμων δαπανών. Το μέγιστο ποσό χορηγίας είναι €30.000 για συστήματα θέρμανσης χώρου και €50.000 για συστήματα θέρμανσης και ψύξης χώρου.	
ΦΒ2.3	Οικιακά ηλιακά συστήματα. (Αφορά αντικατάσταση συστημάτων σε υφιστάμενες ιδιωτικές οικιστικές μονάδες)	Η επιχορήγηση θα είναι €175 για την κατηγορία ΦΒ2.3α και €345 για τις κατηγορίες ΦΒ2.3β και ΦΒ2.3.γ ανά οικιστική μονάδα.	
ΦΒ3	Αξιοποίηση Βιομάζας		
	Κεντρικά συστήματα Παραγωγής θερμότητας/ψύξης	Για σχολικές εφορίες, αγαθοεργά ιδρύματα, τους δήμους και τις κοινότητες και άλλους μη κερδοσκοπικούς οργανισμούς στον βαθμό που δεν ασκούν οικονομική δραστηριότητα, θα δίνεται επιχορήγηση 55% επί του επιλέξιμου προϋπολογισμού υπό τον περιορισμό των ανωτάτων επιλέξιμων δαπανών, με μέγιστο ποσό χορηγίας €19.000	Δεν Εφαρμόζεται

συνέχεια πίνακα

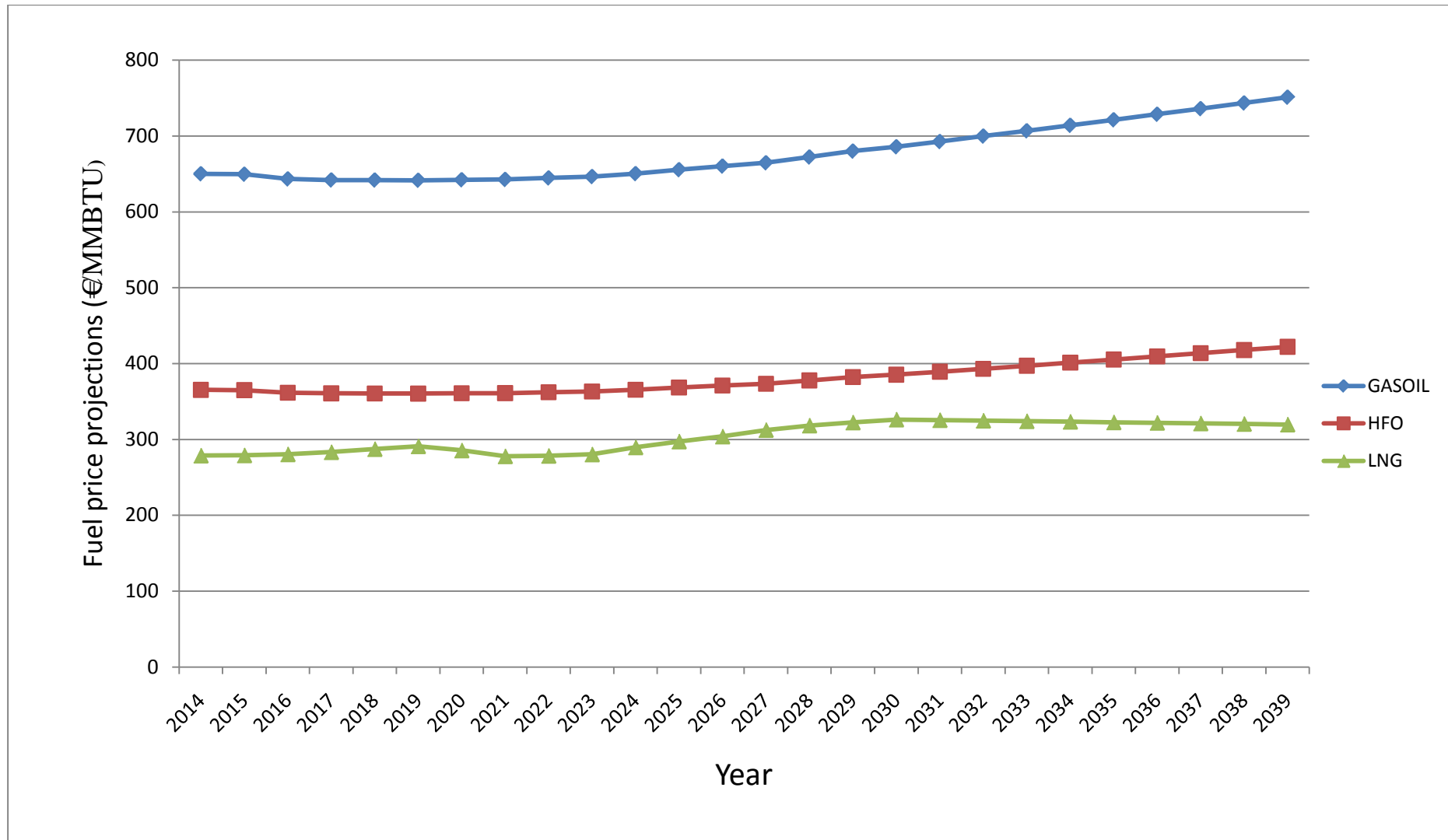
ΠΙΝΑΚΑΣ 1			
A/A	ΕΠΕΝΔΥΣΗ	ΧΟΡΗΓΙΑ/ΔΙΚΑΙΟΥΧΟΙ/ ΤΙΜΗ/ΕΠΙΔΟΤΗΣΗ ΚΙΛΟΒΑΤΩΡΑΣ	ΤΙΜΗ ΕΠΙΔΟΤΗΣΗΣ ΚΙΛΟΒΑΤΩΡΑΣ
ΦΒ4	Φωτοβολταϊκά Συστήματα (διάρκεια επιδότησης 15 χρ´νια)		
ΦΒ4.1	Μικρά φωτοβολταϊκά συστήματα, δυναμικότητας μέχρι 20kW, ενωμένα με το δίκτυο.	Επιλογή 1: Επιχορήγηση 55% επί του επιλέξιμου προϋπολογισμού υπό τον περιορισμό των ανωτάτων επιλέξιμων δαπανών Το μέγιστο ποσό χορηγίας είναι €33.000	Συνολική Τιμή πώλησης KWh =22,5 σεντ/kWh για 15 χρόνια επιδότηση= 22,5 σεντ/kWh – (τιμή αγοράς ΑΗΚ)
		Επιλογή 2: Επιχορήγηση 0% με αυξημένη επιδότηση της παραγόμενης ενέργειας	Συνολική Τιμή πώλησης KWh =38,3 σεντ/kWh για 15 χρόνια επιδότηση= 38,3 σεντ/kWh – (τιμή αγοράς ΑΗΚ)
ΦΒ4.2	Αυτόνομα (μη ενωμένα με το δίκτυο) φωτοβολταϊκά συστήματα, συνολικής δυναμικότητας μέχρι 20kW, συνδυασμένα ή όχι με άλλα συστήματα παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ.	Για τα νοικοκυριά, φυσικά πρόσωπα, σχολικές εφορίες, καθώς και αγαθοεργά ιδρύματα, τους δήμους και τις κοινότητες και άλλους μη κερδοσκοπικούς οργανισμούς στον βαθμό που δεν ασκούν οικονομική δραστηριότητα, η επιχορήγηση θα είναι 55% επί του επιλέξιμου προϋπολογισμού υπό τον περιορισμό των ανωτάτων επιλέξιμων δαπανών. Το μέγιστο ποσό χορηγίας είναι €44.000	Δεν Εφαρμόζεται
ΦΒ5	Αντλία Θερμότητας με γεωεναλλάκτη για θέρμανση/ψύξη χώρων		
ΦΒ5.1	Αντλία θερμότητας με γεωεναλλάκτη, για θέρμανση/ψύξη χώρου σε ιδιωτικές οικιστικές μονάδες	Η επιχορήγηση θα είναι 55% επί του επιλέξιμου προϋπολογισμού υπό τον περιορισμό των ανωτάτων επιλέξιμων δαπανών. Το μέγιστο ποσό χορηγίας είναι €20.000	Δεν Εφαρμόζεται
ΦΒ5.2	Αντλία θερμότητας με γεωεναλλάκτη, για θέρμανση/ψύξη χώρου σε μη κερδοσκοπικούς οργανισμούς, δήμους, κοινότητες, εκκλησίες, μοναστήρια, σωματεία και κρατικές υπηρεσίες στο βαθμό που δεν ασκούν οικονομική δραστηριότητα	Η επιχορήγηση θα είναι 40% επί του επιλέξιμου προϋπολογισμού υπό τον περιορισμό των ανωτάτων επιλέξιμων δαπανών. Το μέγιστο ποσό χορηγίας είναι €100.000	

Πίνακας 3 : Προβλεπόμενες τιμές καυσίμων για την περίοδο 2014 – 2039.

Year	HFO	Gasoil	LNG*
	€t		
2014	365.40	650.20	278.96
2015	365.00	649.60	279.27
2016	361.60	643.40	280.60
2017	360.80	642.00	288.45
2018	360.70	641.90	287.49
2019	360.50	641.60	291.20
2020	360.90	642.30	285.72
2021	361.10	642.70	278.04
2022	362.30	644.70	278.59
2023	363.30	646.50	280.48
2024	365.50	650.40	289.78
2025	368.40	655.60	297.45
2026	371.10	660.30	305.02
2027	373.50	664.70	312.53
2028	377.80	672.30	318.44
2029	382.20	680.10	322.47
2030	385.40	685.80	326.29
2031	389.30	692.70	325.53
2032	393.20	699.80	324.83
2033	397.20	706.90	324.13
2034	401.30	714.10	323.43
2034	405.40	721.40	322.63
2036	409.50	728.70	322.03
2037	413.70	736.10	321.23
2038	417.90	748.60	320.53
2039	422.10	751.20	319.73

(πηγή : Αρχείο Δρ. Α. Πουλλικκά, Β. Διευθυντή Έρευνας και ανάπτυξης ΑΗΚ)

Γραφική παράσταση 1 : Προβλεπόμενες τιμές καυσίμων για την περίοδο 2014 – 2039. Πηγή



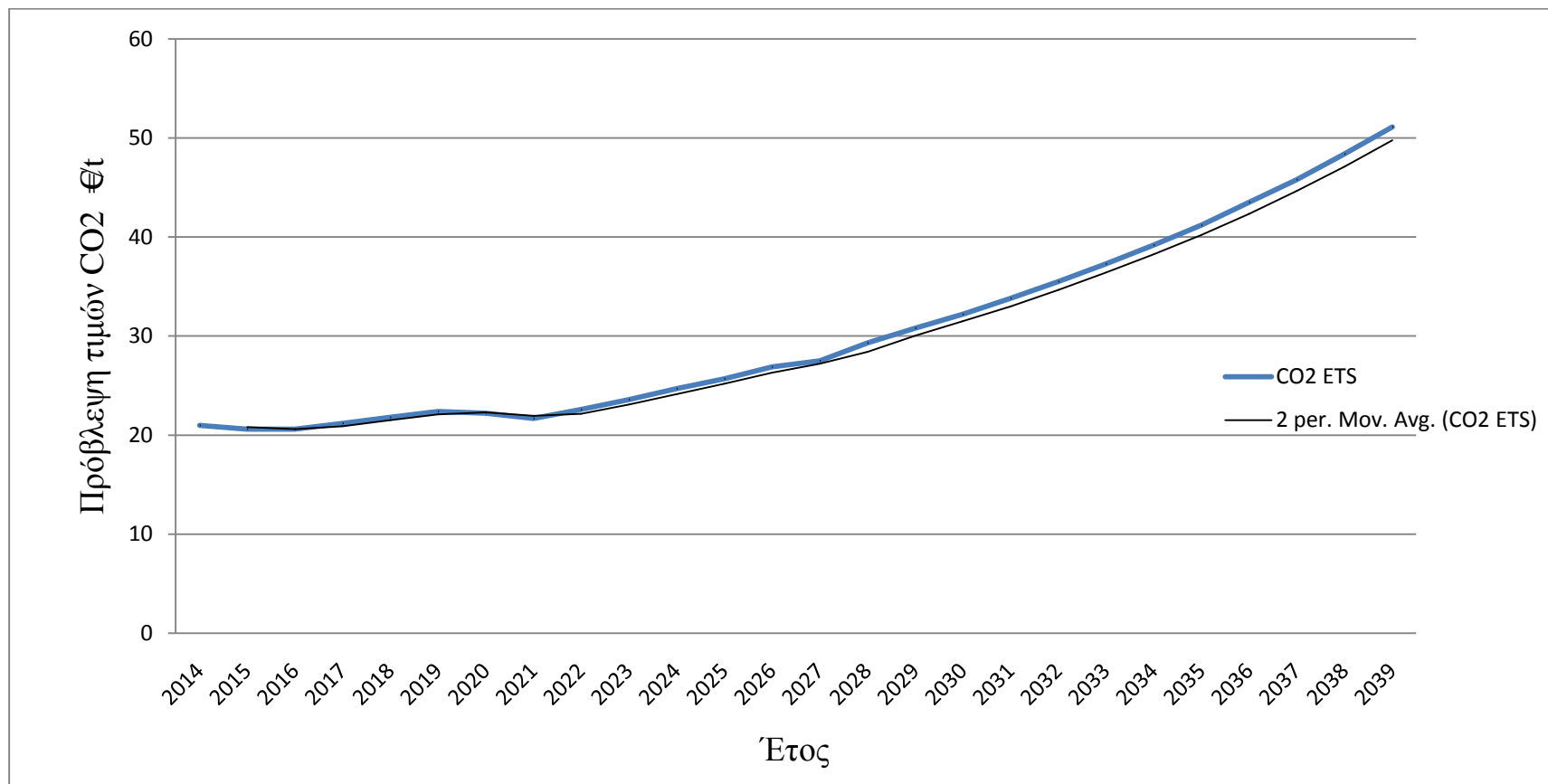
(πηγή : Αρχείο Δρ. Α. Πουλλικκά, Β. Διευθυντή Έρευνας και ανάπτυξης ΑΗΚ)

Πίνακας 4 : Κόστος για τους ρύπους CO2

Year	CO2 ETS
	€/tCO2
2014	21.0
2015	20.6
2016	20.6
2017	21.2
2018	21.8
2019	22.4
2020	22.2
2021	21.7
2022	22.6
2023	23.6
2024	24.7
2025	25.7
2026	26.9
2027	27.5
2028	29.3
2029	30.8
2030	32.2
2031	33.8
2032	35.5
2033	37.3
2034	39.2
2034	41.2
2036	43.5
2037	45.8
2038	48.4
2039	51.1

(πηγή : Αρχείο Δρ. Α. Πουλλικκά, Β. Διευθυντή Έρευνας και ανάπτυξης ΑΗΚ)

Γραφική παράσταση 2 : Πρόβλεψη τιμών ρύπων CO2 για την περίοδο 2014 - 2039



(πηγή : Αρχείο Δρ. Α. Πουλλικκά, Β. Διευθυντή Έρευνας και ανάπτυξης ΑΗΚ)

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] ΑΗΚ, Εισαγωγή στον περί ρύθμισης της αγοράς ηλεκτρισμού νόμο, τους κανόνες αγοράς ηλεκτρισμού και τους κανόνες μεταφοράς και διανομής, 2008.
- [2] ΑΗΚ, Ετήσια έκθεση 2009.
- [3] ΑΗΚ, Εκπαιδευτικό εγχειρίδιο διαχείριση αγοράς ενέργειας, εισαγωγή στον περι ρύθμισης της αγοράς ηλεκτρισμού νόμο, τους κανόνες αγοράς ηλεκτρισμού και τους κανόνες μεταφοράς και διανομής, Μάρτιος 2008.
- [4] Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς, Κανόνες αγοράς ηλεκτρισμού, έκδοση Ιανουάριος 2009.
- [5] Δ.Λαμπρίδης, Π.Ντοκόπουλος, Γ.Παπαγιάννης, «Συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, τόμος Α'», εκδόσεις ΖΗΤΗ, 2006.
- [6] D. Yogi Goswams, Frank Kreith, Jan F. Kreider, Principles of solar engineering, second edition, publishing office Taylor & Francis, USA 2000.
- [7] Επιστημονικές ημερίδες ΣΕΠΑΗΚ 2008-2009, έκδοση ΣΕΠΑΗΚ.
- [8] Ιωάννης Γεντεκάκης, Ατμοσφαιρική ρύπανση, εκπτώσεις, έλεγχος και εναλλακτικές τεχνολογίες, εκδόσεις κλειδάριθμος, Αθήνα 2010.
- [9] Ιωάννης Βελαόρας, Αιολική ενέργεια και ανεμογεννήτριες, εκδόσεις Ιων, Αθήνα 2007.
- [10] Michael E. Porter, Competitive strategy, Techniques for analyzing industries and competitors, the free press, New York 1980.
- [11] Πουλλικάς Ανδρέας, (2009), Το ενεργειακό μέλλον της Κύπρου, 1^η έκδοση, Λευκωσία.
- [12] Poullikkas Andreas, (2009), Introduction to power generation technologies, New York.

[13] Poullikkas A., Implementation of distributed generation technologies in isolated power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2007; 11: 30–56.

[14] Poullikkas A., Independent Power Producer Technology Selection Algorithm: Software for power technology selection in competitive electricity markets (technical, economic and environmental analysis), 2000-2006.

[15] Σ.Ν. Καπλάνης, Ήπιες μορφές ενέργειας I, ηλιακή μηχανική, ηλιακά θερμικά συστήματα, αιολικό δυναμικό μελέτες και εφαρμογές, εκδόσεις Ιών, Αθήνα 2004.

[16] Σ.Ν. Καπλάνης, Ήπιες μορφές ενέργειας II, μηχανική φωτοβολταϊκών συστημάτων, τεχνολογία, μελέτες, εφαρμογές, εκδόσεις Ιών, Αθήνα 2004.

[17] Σ.Ν. Καπλάνης, Ήπιες μορφές ενέργειας III, περιβάλλον & ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, εκδόσεις Ιών, Αθήνα 2004.

[18] Sotiris A. Kalogirou, Solar energy engineering processes and systems, Elsevier Inc., USA 2009.

[19] Υπουργείο Εμπορίου, Βιομηχανίας και Τουρισμού. (Ίδρυμα ενέργειας χορηγίες για ΑΠΕ-φυσικά πρόσωπα). Σχέδιο χορηγιών για ενθάρρυνση της ηλεκτροπαραγωγής από μεγάλα εμπορικά, αιολικά, ηλιοθερμικά και φωτοβολταϊκά συστήματα και την αξιοποίηση βιομάζας (2010).

[20] Υπουργείο Εμπορίου, Βιομηχανίας και Τουρισμού. (Ίδρυμα ενέργειας χορηγίες για ΑΠΕ-φυσικά πρόσωπα). Σχέδιο χορηγιών για ενθάρρυνση της χρήσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (2010) για φυσικά πρόσωπα και οργανισμούς στο βαθμό που δεν ασκούν οικονομική δραστηριότητα.

ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΕΣ ΠΗΓΕΣ

- [1] http://www.moa.gov.cy/moa/ms/ms.nsf/DMLindex_gr/DMLindex_gr?OpenDocument
Μετεωρολογική Υπηρεσία Κύπρου
- [2] <http://www.cie.org.cy/#arxiki>
Ίδρυμα Ενέργειας Κύπρου - ΙΕΚ
- [3] <http://www.allaboutenergy.gr/index.html>
Εθνικό κέντρο έρευνας και τεχνολογικής ανάπτυξης. Ινστιτούτο τεχνολογίας και εφαρμογών στερεών καυσίμων.
- [4] <http://www.eac.com.cy/GR/Pages/Home.aspx>
Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου - ΑΗΚ
- [5] <http://www.δη.δελ.gr/Default.aspx?id=3108&nt=18&lang=1>
Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού Α.Ε.- ΔΕΗ
- [6] http://www.dsm.org.cy/nqcontent.cfm?a_id=1&tt=graphic&lang=11
Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς - ΔΣΜ Κύπρος
- [7] <http://www.cera.org.cy/main/default.aspx?tabid=6>
Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου- ΡΑΕΚ
- [8] http://www.mcit.gov.cy/mcit/mcit.nsf/dmlenergyservice_gr/dmlenergyservice_gr?OpenDocument
Υπουργείο Εμπορίου, Βιομηχανίας και Τουρισμού
- [9] http://www.mof.gov.cy/mof/cystat/statistics.nsf/index_gr/index_gr?OpenDocument
Στατιστική Υπηρεσία Κύπρου
- [10] <http://www.rae.gr/>
Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Ελλάδας – ΡΑΕ
- [11] http://europa.eu/index_el.htm
Europa
- [12] <http://www2.eurelectric.org/Content/Default.asp?>
Eurelectric
- [13] <http://www.cea.org.cy/CEA%20Greek/Home.html>
Cyprus Energy Agency