



**ΜΕΛΕΤΗ ΚΑΙ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΥΠΕΡΑΚΤΙΩΝ
ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ**

Επιβλέποντες Καθηγητές:
Καραπιδάκης Εμμανουήλ
Κατσιγιαννης Γιάννης

Επιμέλεια Πτοχιακής Εργασίας:
Ζήσης Χρήστος

Χανιά
ΑΠΡΙΛΙΟΣ 2011

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1. ΤΙ ΕΙΝΑΙ ΑΠΕ

1.1	ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....
1.2	ΜΟΡΦΕΣ ΤΩΝ ΑΠΕ.....
1.3	ΣΤΟΧΟΣ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ.....
1.4	Ο ΑΝΕΜΟΣ ΩΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗ ΠΗΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....
1.5	ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....
1.6	ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2. ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΚΑΙ ΝΟΜΟΘΕΣΙΑ

2.1	ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ-ΙΣΤΟΡΙΚΗ ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ.....
2.2	ΣΗΜΕΡΙΝΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΗ ΚΑΙ ΣΤΟΝ ΚΟΣΜΟ.....
2.2.1	Γιγαντιαία ανεμογεννήτρια στήνεται στη Γερμανία.....
2.2.2	Έγκριση από την Ε.Ε. 15 Ενεργειακά Σχέδια στο CCS και τα Υπεράκτια Αιολικά.....
2.3	ΣΗΜΕΡΙΝΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....
2.3.1	ΕΠΕΝΔΥΣΕΙΣ ΣΕ ΘΑΛΑΣΣΙΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....
2.3.1.1	Μελέτη του εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου για τα θαλάσσια αιολικά πάρκα.....
2.3.1.2	Πλεονεκτήματα-Μειονεκτήματα.....
2.3.2	Υπεράκτια αιολικά πάρκα σε Ευβοϊκό-Θρακικό.....
2.3.3	Παραδείγματα στον Ελλαδικό παράκτιο και θαλάσσιο χώρο που γεννούν πράσινη απασχόληση.....
2.3.3.1	Απασχόλησης με αφορμή τη δημιουργία ενός θαλασσιού πάρκου.....
2.3.3.2	Εισαγωγικά για προστατευόμενες περιοχές.....
2.3.3.3	Ελληνικές Θαλασσιές Προστατευόμενες Περιοχές.....
2.3.4	Η δημιουργία θέσεων εργασίας.....
2.4	ΝΟΜΟΘΕΤΙΚΟ ΚΑΙ ΚΑΝΟΝΙΣΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ.....
2.4.1	Νόμος 2244/1994.....
2.4.2	Νόμος 2601/1998.....
2.4.3	Νόμος 2773/1999.....
2.4.4	Οδηγία 2001/77/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 27 ^{ης} Σεπτεμβρίου 2001.....
2.4.5	Νόμος 3017/2002.....
2.4.6	Νόμος 3299/2004.....
2.4.7	Νόμος 3468/2006.....
2.4.8	Νόμος 3522/2006.....
2.4.9	Κοινή υπουργική απόφαση οικ. 104248/ΕΥΠΕ/Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε/25.5.2006.....
2.4.10	Υπ' αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.1725/25.1.2007 απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης.....
2.4.11	Υπ' αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.5707/13.5.2007 απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης.....
2.4.12	Υπ' αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.13310/18.6.2007 απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης.....

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3. ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΚΑΙ MARKETING.....

3.1	ΟΡΙΣΜΟΣ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΔΟΜΗΣ ΤΗΣ.....
3.1.1	Προϊόν αιολικής ενέργειας.....
3.1.2	Πελάτες.....
3.1.3	Ανταγωνιστές.....
3.1.4	Προμηθευτές.....
3.2	ΓΕΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥ ΚΛΑΔΟΥ.....
3.3	ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΕΓΧΩΡΙΑΣ ΑΓΟΡΑΣ.....
3.3.1	Μέγεθος της Εγχώριας Αγοράς.....
3.3.2	Σύνολο Παράγωγης και Ισοζυγίου Εισαγωγών-Εξαγωγών.....
3.4	ΠΑΡΑΓΟΝΤΕΣ ΠΟΥ ΕΠΗΡΕΑΖΟΥΝ ΤΗ ΖΗΤΗΣΗ.....
3.5	ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΞΩΤΕΡΙΚΟΥ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ.....
3.6	ΣΤΟΧΟΘΕΤΗΣΗ.....
3.7	Η ΤΑΚΤΙΚΗ ΤΟΥ MARKETING.....

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4. ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ, ΧΩΡΟΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ, ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΥΠΕΡΑΚΤΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ.....

4.1 ΑΝΑΖΗΤΗΣΗ ΚΑΙ ΕΠΙΛΟΓΗ ΤΟΠΟΘΕΣΙΑΣ(CASE STUDY).....
4.1.1 Βασικές απαιτήσεις Επιλογής Τοποθεσίας Εγκατάστασης.....
4.1.2 Χαρακτηριστικά Στοιχεία Εναλλακτικών Τοποθεσιών.....
4.1.3 Αξιολόγηση Εναλλακτικών Τοποθεσιών.....
4.2 ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ.....
4.3 ΠΡΟΣΤΑΣΙΑ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ.....
4.3.1 Εκτίμηση και Αξιολόγηση των Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων.....
4.3.2 Αντιμετώπιση Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων κατά τη Φάση Κατασκευής και Λειτουργίας....

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5. ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΕΚΤΕΛΕΣΗΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ.....

5.1 ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΕΚΤΕΛΕΣΗΣ ΕΡΓΟΥ.....
5.2 ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΚΤΕΛΕΣΗΣ ΤΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ ΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ ΥΠΕΡΑΚΤΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ.....

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6. ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ.....

6.1 ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ.....
6.1.1 Πάγιο Ενεργητικό.....
6.1.2 Καθαρό Κεφάλαιο Κίνησης.....
6.1.3 Συνολικό Κόστος Επένδυσης.....
6.2 ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗ ΤΟΥ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΣΧΕΔΙΟΥ.....
6.3 ΔΙΑΧΡΟΝΙΚΗ ΕΞΕΛΙΞΗ ΣΥΝΟΛΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ.....
6.4 ΠΡΟΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΕΣ ΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ.....
6.5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΛΟΓΙΣΤΙΚΩΝ ΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΑΡΙΘΜΟΔΕΙΚΤΩΝ.....
6.6 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ.....
6.6.1 Μέθοδος Επανείσπραξης του Κόστους Επένδυσης.....
6.6.2 Μέθοδος Απλού Συντελεστή Απόδοσης Κεφαλαίου.....
6.7 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΣΕ ΣΥΝΘΗΚΕΣ ΑΒΕΒΑΙΟΤΗΤΑΣ.....
6.7.1 Ανάλυση «Νεκρού Σημείου».....
6.7.2 Ανάλυση Ευαισθησίας.....
6.8 ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ.....

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας σε παγκόσμια κλίμακα εντοπίζεται μετά τα μέσα της δεκαετίας του '80. Στη συνέχεια παρουσιάζεται μια μικρή περίοδος ύφεσης αλλά και μια αλματώδης ανάπτυξη στην αρχή της δεκαετίας του '90.

Οι επενδύσεις σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) αυξάνονται με ταχείς ρυθμούς από το 1997 και μετά όπου η εγκατεστημένη ισχύς σε ανεμογεννήτριες αυξάνεται κατά 25-30% ετησίως. Σήμερα πάνω από 70 χώρες παράγουν αιολική ενέργεια. Η διείσδυση της αιολικής ενέργειας ενισχύεται διαρκώς με την διεύρυνση της παραγωγικής βάσης τεχνολογίας και την αντίστοιχη μείωση κόστους παράγωγης. Περίπου 1500 MW υπεράκτιων αιολικών πάρκων αναμένεται να κατασκευαστούν μέσα στην επόμενη διετία, ενώ μέχρι το 2020 εκτιμάται ότι έως και 40 GW αιολικών πάρκων εγκατεστημένων μέσα στη θάλασσα θα καλύπτει το 4% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρισμού στην Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ).

Στόχος της παρούσας πτυχιακής εργασίας είναι να γίνει μια ποιο εμπειριστωμένη ανάλυση στον τρόπο λειτουργίας των υπεράκτιων αιολικών πάρκων (μέσα από την περιγραφή της τεχνολογίας αυτών), τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα τους καθώς και την αξιολόγηση της επένδυσης ενός τέτοιου έργου, μέσα από μια χρηματοοικονομική μελέτη βασισμένη πάνω στις συνιστώσες του συνολικού κόστους επένδυσης που αναφέρονται τόσο στην προεπενδυτική και επενδυτική φάση όσο και στη λειτουργική φάση του επενδυτικού σχεδίου.

ABSTRACT

The utilisation of wind energy in world scale is placed after the means of the '80s decade. Then is presented a small period of recession. From the beginning of the '90s decade, a new growth was presented.

The investments in Renewable Energy Sources (RES) technologies are increased rapidly from 1997 and afterwards, where the installed power in wind turbines is increased annually by 25-30%. Today, wind energy is produced in more than 70 countries. The penetration of wind energy is strengthened more with the increase of production and the corresponding reduction of cost. It is estimated that 1500 MW of offshore wind farms are expected to be installed in the next two years, while until 2020 it is estimated that up to 40 GW of wind farms are going to be installed in the sea, and they will cover the 4% of total electricity consumption in the European Union.

The objectives of this thesis are to analyse the operation of offshore wind farms, their advantages and their disadvantages. The investment evaluation of such a project is implemented through a financial study which, is based on total cost data in the pre-investing and investment phase, as well as in the operating phase.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1. ΤΙ ΕΙΝΑΙ Α.Π.Ε

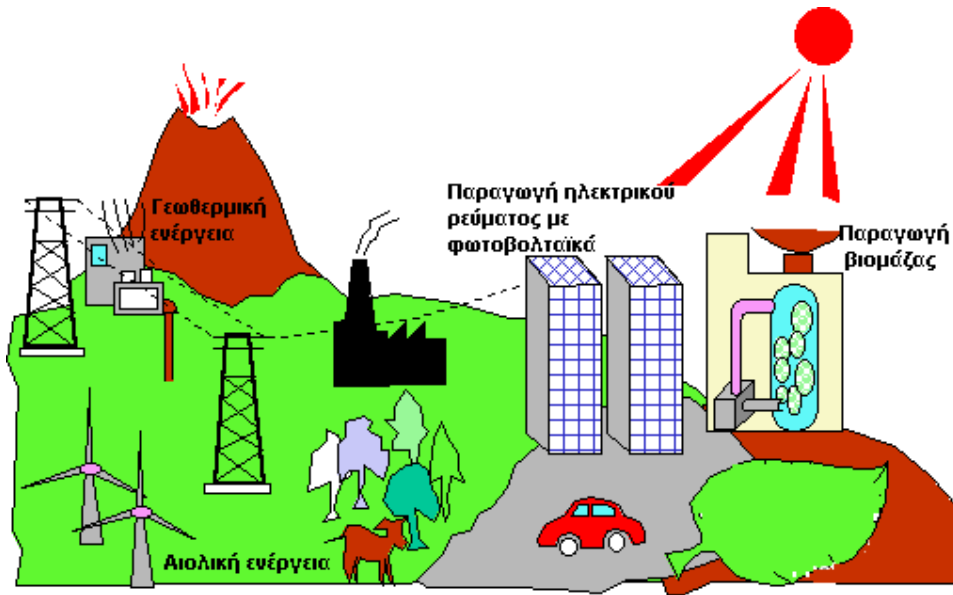
1.1 ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Ως Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) ορίζονται οι ενεργειακές πηγές (ο ήλιος, το νερό, ο άνεμος, η βιομάζα, κλπ.), οι οποίες υπάρχουν σε αφθονία στο φυσικό μας περιβάλλον. Είναι οι πρώτες μορφές ενέργειας που χρησιμοποίησε ο άνθρωπος, σχεδόν αποκλειστικά, μέχρι τις αρχές του 20ου αιώνα, οπότε και στράφηκε στην εντατική χρήση του άνθρακα και των υδρογονανθράκων.

Το ενδιαφέρον για την ευρύτερη αξιοποίηση των ΑΠΕ, καθώς και για την ανάπτυξη αξιόπιστων και οικονομικά αποδοτικών τεχνολογιών που δεσμεύουν το δυναμικό τους παρουσιάστηκε αρχικά μετά την πρώτη πετρελαϊκή κρίση του 1979 και παγιώθηκε την τελευταία δεκαετία, μετά τη συνειδητοποίηση των παγκόσμιων περιβαλλοντικών προβλημάτων. Τα εγγενή πλεονεκτήματα των ΑΠΕ και κυρίως η ουσιαστική συμβολή τους στην ενεργειακή ανεξάρτηση της ανθρωπότητας από τους εξαντλήσιμους ενεργειακούς πόρους, επιτάσσουν αυτήν τη στροφή.

Για πολλές χώρες, οι ΑΠΕ αποτελούν μία σημαντική εγχώρια πηγή ενέργειας, με μεγάλες δυνατότητες ανάπτυξης σε τοπικό και εθνικό επίπεδο. Συνεισφέρουν σημαντικά στο ενεργειακό τους ισοζύγιο, συμβάλλοντας στη μείωση της εξάρτησης από το ακριβό και εισαγόμενο πετρέλαιο και στην ενίσχυση της ασφάλειας του ενεργειακού τους εφοδιασμού. Παράλληλα, συντελούν και στην προστασία του περιβάλλοντος, καθώς έχει πλέον διαπιστωθεί ότι ο ενεργειακός τομέας είναι ο πρωταρχικός υπεύθυνος για τη ρύπανση του περιβάλλοντος.

Πραγματικά, σχεδόν το 95% της ατμοσφαιρικής ρύπανσης οφείλεται στην παραγωγή, το μετασχηματισμό και τη χρήση των συμβατικών καυσίμων (άνθρακας και πετρέλαιο). Φαίνεται συνεπώς ότι ο μόνος δυνατός τρόπος για να μπορέσει η Ευρωπαϊκή Ένωση να ανταποκριθεί στο φιλόδοξο στόχο που έχει θέσει, για σημαντικό περιορισμό των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), είναι να επιταχύνει την ανάπτυξη των ΑΠΕ.



1.2 ΜΟΡΦΕΣ ΤΩΝ ΑΠΕ

Αιολική Ενέργεια η αιολική ενέργεια δημιουργείται έμμεσα από την ηλιακή ακτινοβολία, γιατί η ανομοιόμορφη θέρμανση της επιφάνειας της γης προκαλεί τη μετακίνηση μεγάλων μαζών αέρα από τη μια περιοχή στην άλλη, δημιουργώντας έτσι τους ανέμους. Είναι μια ήπια μορφή ενέργειας, φιλική προς το περιβάλλον, πρακτικά ανεξάντλητη.

Υδραυλική Ενέργεια αξιοποιεί τις υδατοπτώσεις, με στόχο την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ή και το μετασχηματισμό της σε απολήψιμη μηχανική ενέργεια.

Βιομάζα είναι αποτέλεσμα της φωτοσυνθετικής δραστηριότητας, που μετασχηματίζει την ηλιακή ενέργεια με μία σειρά διεργασιών των φυτικών οργανισμών χερσαίας ή υδρόβιας προέλευσης.

Ηλιακή Ενέργεια είναι αξιοποιείται μέσω τεχνολογιών που εκμεταλλεύονται και τη θερμότητα και τα ηλεκτρομαγνητικά κύματα του ήλιου. Οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται για την εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας, διακρίνονται σε:

- **Ενεργητικά Ηλιακά Συστήματα:** μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε θερμότητα

- **Παθητικά Ηλιακά και Υβριδικά Συστήματα:**
αφορούν κατάλληλες αρχιτεκτονικές λύσεις και χρήση κατάλληλων δομικών υλικών για τη μεγιστοποίηση της απ' ευθείας εκμετάλλευσης της ηλιακής ενέργειας για θέρμανση, κλιματισμό ή φωτισμό
- **Φωτοβολταϊκά Ηλιακά Συστήματα:** μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια άμεσα σε ηλεκτρική ενέργεια

Γεωθερμική Ενέργεια είναι η θερμική ενέργεια που προέρχεται από το εσωτερικό της γης και εμπεριέχεται σε φυσικούς ατμούς, σε επιφανειακά ή υπόγεια θερμά νερά και σε θερμά ξηρά πετρώματα. Οι γεωθερμικές πηγές διαφέρουν στη θερμοκρασία. Πηγές χαμηλής ή μέτριας θερμοκρασίας (50° - 150°C) χρησιμοποιούνται για να παρέχουν άμεσα θερμότητα στα σπιτία και στις βιομηχανίες, ενώ οι υψηλής θερμοκρασίας (πάνω από 150°C) γεωθερμικές πηγές χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος.

Ενέργεια Ωκεανών οι ωκεανοί μπορούν να μας προσφέρουν τεράστια ποσά ενέργειας.

Υπάρχουν τρεις βασικοί τρόποι για να εκμεταλλευτούμε την ενέργεια της θάλασσας:

- α) από τα κύματα
- β) από τις παλίρροιες (μικρές και μεγάλες)
- γ) από τις θερμοκρασιακές διαφορές του νερού

Τα πλεονεκτήματα από τη χρήση της ενέργειας των ωκεανών, εκτός από "καθαρή" και ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, με τα γνωστά ευεργετήματα, είναι το σχετικά μικρό κόστος κατασκευής των απαιτούμενων εγκαταστάσεων, η μεγάλη απόδοση (40-70 KW ανά μέτρο μετώπων κύματος) και η δυνατότητα παραγωγής υδρογόνου με ηλεκτρόλυση από το άφθονο θαλασσινό νερό που μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο. Στα μειονεκτήματα αναφέρεται το κόστος μεταφοράς της ενέργειας στη στεριά.

1.3 ΣΤΟΧΟΣ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Στόχος της παρούσας πτυχιακής εργασίας είναι να αναλύσουμε τον άνεμο και την χρήση του ως μια ανανεώσιμη πηγή ενέργειας.

1.4 Ο ΑΝΕΜΟΣ ΩΣ ΜΙΑ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗ ΠΗΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η κινητική ενέργεια του ανέμου αποτελεί μια ενδιαφέρουσα πηγή ενέργειας, η οποία ονομάζεται "αιολική ενέργεια". Η αιολική ενέργεια ανήκει στις ήπιες ή ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, δεδομένου ότι αφ' ενός δε ρυπαίνει το περιβάλλον και αφ' ετέρου είναι θεωρητικά ανεξάντλητη.

Η αιολική ενέργεια προέρχεται από μετατροπή ενός μικρού ποσοστού (περίπου 0.2%) της ηλιακής ενέργειας, που φθάνει στο έδαφος του πλανήτη μας, σε κινητική ενέργεια του ανέμου. Η ισχύς του ανέμου σε ολόκληρο τον πλανήτη μας εκτιμάται σε 3.6×10^9 MW, ενώ συμφωνά με εκτιμήσεις του Παγκοσμίου Οργανισμού Μετεωρολογίας, ποσοστό περίπου 1% της αιολικής ενέργειας, που ανέρχεται σε 0.6Q (ή 175×10^{12} kWh) είναι διαθέσιμο για ενεργειακή αξιοποίηση σε διαφορά μέρη του κόσμου.

Τα τελευταία είκοσι χρόνια, ιδιαίτερα μετά τις διαδοχικές ενεργειακές κρίσεις και σε συνδυασμό με τα οξυμμένα περιβαλλοντικά προβλήματα, οι άνθρωποι έδειξαν ιδιαίτερο ενδιαφέρον για την αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας. Αξίζει να σημειωθεί στο σημείο αυτό, ότι από τεχνικοοικονομικής απόψεως η αιολική ενέργεια αποτελεί σήμερα την πλέον συμφέρουσα ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, δεδομένου ότι ήδη το κόστος της παραγομένης αιολικής kWh συναγωνίζεται το κόστος της συμβατικής kWh, χωρίς μάλιστα να συμπεριληφθεί το κοινωνικό και περιβαλλοντικό κόστος από την παραγωγή ενέργειας. Για το λόγω αυτό τα τελευταία χρόνια γίνονται σοβαρές επενδύσεις στον τομέα της αιολικής ενέργειας τόσο από δημοσίους όσο και από ιδιωτικούς φορείς, κυρίως στις πιο ανεπτυγμένες χώρες του πλανήτη μας.

Βεβαία από την πλευρά αντιπαρατίθεται το γεγονός ότι η αιολική ενέργεια δεν είναι ακριβώς προβλέψιμη οπότε και συνεχής, ενώ παράλληλα είναι μια μορφή ενέργειας χαμηλής πυκνότητας, γεγονός που μας οδηγεί στη δημιουργία μεγάλων κατασκευών.

Τέλος, αν και είναι ευρύτερα αποδεκτό ότι η αιολική ενέργεια μπορεί να αποτελέσει μια καθαρή και οικονομικά ενδιαφέρουσα πηγή ενέργειας, ιδιαίτερα για τη χώρα μας, προτού διατυπωθούν τελικά συμπεράσματα πρέπει να λάβουμε υπόψη μας τα βασικά θετικά και αρνητικά στοιχεία, που συνοδεύουν την εγκατάσταση ανεμογεννητριών και την αξιοποίηση του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού μιας περιοχής.

1.5 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

- i. Η αιολική ενέργεια αποτελεί μια **ανανεώσιμη πηγή ενέργειας**. Το γεγονός αυτό σημαίνει ότι η αιολική ενέργεια δεν εξαντλείται σε αντίθε-

- ση με το σύνολο των συμβατικών καυσίμων, των οποίων τα βεβαιωμένα αποθέματα του πλανήτη μας αναμένεται να εξαντληθούν σε σύντομο χρονικό διάστημα.
- ii. Η αιολική ενέργεια αποτελεί μια **καθαρή μορφή ενέργειας, ήπια προς το περιβάλλον**. Η χρήση της δεν επιβαρύνει τα οικοσυστήματα των περιοχών εγκατάστασης και παράλληλα αντικαθιστά ιδιαίτερα ρυπογόνους πηγές ενέργειας, όπως το κάρβουνο, το πετρέλαιο και την πυρηνική ενέργεια.
 - iii. Η **χωρά μας διαθέτει πολύ υψηλό αιολικό δυναμικό** (κυρίως τα νησιωτικά συμπλέγματα του Αιγαίου) και μάλιστα αρίστης ποιότητας.
 - iv. Η **ισχυρή εξάρτηση της χωράς μας** από εισαγόμενα καύσιμα, τα οποία οδηγούν αφ' ενός σε συναλλαγματική αιμορραγία τη χωρά μας, αφ' ετέρου σε εξάρτηση της από χώρες εκτός της Ευρωπαϊκής Ένωσης.
 - v. Η **υψηλή σεισμικότητα της χωράς μας εγκυμονεί κινδύνους** για τις θερμοηλεκτρικές και κυρίως τις πυρηνικές εγκαταστάσεις, με αποτέλεσμα να θεωρείται προβληματική στο άμεσο μέλλον η κατασκευή λυρικών μονάδων στη χωρά μας.
 - vi. Η **αξιόλογη εγχωρία ηλεκτρο-μηχανολογική εμπειρία**, καθώς και το σημαντικό επιστημονικό-ερευνητικό ενδιαφέρον και δραστηριότητα στη γνωστική περιοχή της αιολικής ενέργειας.

1.6 ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

- i. Η **χαμηλή ροή** αξιοποίησης κινητικής ενέργειας του ανέμου κατατάσσει την αιολική ενέργεια στις "αραιές" μορφές ενέργειας.
- ii. Η **αδυναμία ακριβούς προβλέψεως** της ταχύτητας και της διεύθυνσης των ανεμών δεν μας δίνει τη δυνατότητα να έχουμε την απαραίτητη αιολική ενέργεια τη στιγμή που τη χρειαζόμαστε.
- iii. Σε **περίπτωση διασύνδεσης** της αιολικής εγκατάστασης με το ηλεκτρικό δίκτυο η παραγομένη ενέργεια δεν πλήρη πάντοτε τις τεχνικές απαιτήσεις του δικτύου, με αποτέλεσμα να είναι απαραίτητη η τοποθέτηση αυτοματισμών ελέγχου, μηχανημάτων ρύθμισης τάσεως και συχνότητας, καθώς και ελέγχου της άεργης ισχύος.
- iv. Αντίστοιχα, σε **περιπτώσεις αυτονόμων μονάδων** είναι απαραίτητη η ύπαρξη συστημάτων αποθήκευσης της παραγομένης ενέργειας, σε μια προσπάθεια να έχουμε συγχρονισμό της ζήτησης και της διαθέσιμης ενέργειας.
- v. Ένα ακόμη μειονέκτημα της αιολικής ενέργειας είναι **περιορισμένη δυνατότητα αξιοποίησης** του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού.
- vi. Τέλος, θα πρέπει να επισημανθεί το σχετικά **υψηλό κόστος της αρχικής επένδυσης** για την εγκατάσταση μιας ανεμογεννήτριας, ειδικά μάλιστα για μεμονωμένες περιπτώσεις αιολικών μηχανών μικρού μεγέθους.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2. ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΚΑΙ ΝΟΜΟΘΕΣΙΑ

2.1 Αιολική Ενέργεια - Ιστορική Ανασκόπηση

Η ονομασία της αιολικής ενέργειας προέρχεται από την Αρχαία Ελλάδα και συγκεκριμένα από το θεό των ανέμων, τον Αίοιο. Η αναφορά των ομηρικών επών στον Αίοιο υπογραμμίζει τη σημασία της αιολικής ενέργειας για τη ναυσιπλοΐα των πολιτισμών εκείνης της ιστορικής περιόδου.

Οι πρώτες ιστορικές μαρτυρίες για εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας με τη χρήση ανεμόμυλων αναφέρονται στο 1700 π.Χ., οπότε και οι πρώτοι ανεμόμυλοι άρδευαν τους κάμπους της Μεσοποταμίας. Αλλά και αρκετά νεότερα γραπτά κείμενα (700 μ.Χ.) από το Αφγανιστάν, εμφανίζουν το επάγγελμα του κατασκευαστή ανεμόμυλων να χαιρεί ιδιαίτερης αναγνώρισης, γεγονός που αποδεικνύει το μεγάλο βαθμό χρήσης των ανεμόμυλων για άρδευση και άλεση δημητριακών στους πολιτισμούς εκείνης της εποχής. Τα πρώτα γραπτά κείμενα που μαρτυρούν τη χρήση των ανεμόμυλων στην Ευρώπη εμφανίζονται το 12^ο αιώνα μ.Χ.. Πιστεύεται ότι, κατά τη διάρκεια των Σταυροφοριών μεταφέρθηκε τεχνογνωσία από τη Γηραιά Ήπειρο προς τη Συρία. Από τα μέσα του 18^{ου} αιώνα, η συστηματική μελέτη των φυσικών αρχών λειτουργίας των ανεμόμυλων βελτιώνει ολοένα και περισσότερο το συντελεστή απόδοσής τους και, στα τέλη του 19^{ου} αιώνα, οι Δανοί κατασκευάζουν τις πρώτες ανεμογεννήτριες (Α/Γ) παράγοντας ηλεκτρισμό από τον άνεμο.

Η εξέλιξη των Α/Γ συνεχίζεται με υποτονικούς ρυθμούς στις αρχές του 20^{ου} αιώνα λόγω στροφής του ενδιαφέροντος στις ατμομηχανές και στις μηχανές εσωτερικής καύσης. Στα χρόνια που ακολούθησαν το Β΄ Παγκόσμιο Πόλεμο, η υπερεκμετάλλευση των κοιτασμάτων πετρελαίου και η αιφνίδια διείσδυση της πυρηνικής ενέργειας στο διεθνές ενεργειακό ισοζύγιο, οδηγούν την εξέλιξη των Α/Γ σε ύφεση. Η ισορροπία αρχίζει σταδιακά να ανατρέπεται από το 1973 και μετά, λόγω της ενεργειακής κρίσης. Οι τεχνολογικά αναπτυγμένες χώρες συνειδητοποιούν ότι τα οργανικά ενεργειακά αποθέματα δεν είναι ανεξάντλητα και στρέφουν το ενδιαφέρον τους προς τις Α.Π.Ε.. Παρ' όλα αυτά, μέσα στη δεκαετία του '80, εξαιτίας της πτώσης της τιμής του πετρελαίου, παρατηρείται ύφεση στην έρευνα για την ανάπτυξη των Α.Π.Ε..

Στα χρόνια που ακολουθούν, τα προβλήματα που παρουσιάζονται από τη ρύπανση του περιβάλλοντος (φαινόμενο του θερμοκηπίου), καθώς και η επανεξέταση της χρήσης της πυρηνικής ενέργειας μετά το ατύχημα στο Τσέρνομπιλ (1986), δίνουν μεγάλη ώθηση στην έρευνα και ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας.

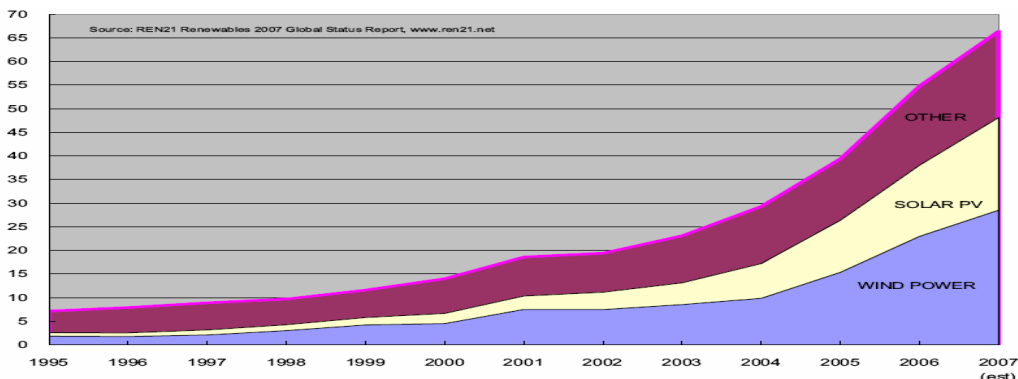
2.2 Σημερινή Κατάσταση στην Ευρώπη και στον Κόσμο

Η εκμετάλλευση σε σημαντικό βαθμό της αιολικής ενέργειας σε παγκόσμια κλίμακα εντοπίζεται μετά τα μέσα της δεκαετίας του '80. Είναι η εποχή που στις Η.Π.Α. και σε μερικές χώρες της Ευρώπης (Δανία, Ολλανδία) δημιουρ-

γούνται ευνοϊκές συνθήκες στήριξης της αγοράς. Ένας μεγάλος αριθμός Α/Γ κατασκευάζονται στην Καλιφόρνια των Η.Π.Α. στα μέσα της δεκαετίας του '80. Στη συνέχεια παρουσιάζεται μικρή περίοδος ύφεσης, αλλά και αλματώδης ανάπτυξη στην αρχή της δεκαετίας του '90.

Ενώ, λοιπόν, το 1991 οι νέες εγκαταστάσεις ετησίως ήταν μόλις 200 MW, το 1999 άγγιξαν τα 4.000 MW και η συνολική παγκοσμίως εγκατεστημένη ισχύς έφθασε, σχεδόν, στα 14.000 MW.

Οι επενδύσεις σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.) αυξάνονται παγκοσμίως με ταχείς ρυθμούς, από το 1997 που υπεγράφη το Πρωτόκολλο του Κιότο. Η εγκατεστημένη ισχύς σε ανεμογεννήτριες αυξάνεται κατά 25-30% ετησίως, τα φωτοβολταϊκά κατά 50-60% ετησίως, οι ηλιακοί συλλέκτες για θέρμανση νερού κατά 15-20% ετησίως και η παραγωγή και χρήση βιοκαυσίμων κατά 15-20% ετησίως. Η παγκοσμίως εγκατεστημένη ισχύς σε Α.Π.Ε. το 2007 ανερχόταν σε περίπου 240 GW (εξαιρουμένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών, η ισχύς των οποίων ανέρχεται σε άλλα 1.000 GW), που αποτελεί ποσοστό 6% περίπου της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος (4.300 GW). Το 2007 οι παγκόσμιες επενδύσεις σε Α.Π.Ε. ξεπέρασαν τα USD 100 δις, με το μεγαλύτερο ποσοστό να αφορά επενδύσεις σε αιολικά πάρκα. Το 2007 η εγκατεστημένη ισχύς ανεμογεννητριών παγκοσμίως ήταν 93 GW περίπου, σε αντίθεση με μόνο 7,5 GW το 1997.



Πηγή: REN21; Renewables Global Status 2007 Update

Σχήμα 2.1: Ετήσιος Ρυθμός Επενδύσεων σε Παραγωγή Ενέργειας από Α.Π.Ε. 1995-2007 σε δις δολάρια (εξαιρείται η υδροηλεκτρική μορφή παραγωγής ενέργειας)

Το επενδυτικό κλίμα για την Αιολική Ενέργεια (Α.Ε.) είναι θετικό. Ολοένα και περισσότερες χώρες στοχεύουν να αυξήσουν την παραγωγή Α.Ε., διαμορφώνοντας τα αντίστοιχα θεσμικά πλαίσια για την προσέλκυση επενδύσεων. Σήμερα 58 χώρες έχουν θέσει στόχους για τη χρήση Α.Ε., και η πλειοψηφία τους έχει διαμορφώσει συγκεκριμένες πολιτικές και κίνητρα. Πάνω από 70 χώρες σήμερα παράγουν αιολική ενέργεια. Η Ινδία και η Κίνα έχουν πολύ μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ σε αιολική ενέργεια, κατέχοντας την 4^η και την 6^η θέση αντίστοιχα (με τη Γερμανία και την Ισπανία να κατέχουν την 1^η και 2^η) στην παγκόσμια κατάταξη το 2006. Η διείσδυση της Α.Ε. ενισχύεται διαρκώς, με την διεύρυνση της παραγωγικής βάσης τεχνολογίας και την αντίστοιχη μείωση κόστους επένδυσης και παραγωγής.

Η Ε.Ε. παραμένει πρωτοπόρος δύναμη στο τομέα της Α.Ε., έχοντας άνω του 35% του παγκόσμιου δυναμικού. Η Ε.Ε. έχει θέσει στόχους να διπλασιάσει την ακαθάριστη πρωτογενή παραγωγή ενέργειας από Α.Π.Ε. στο 12% της συνολικής της παραγωγής μέχρι το 2010, και στο 20% μέχρι το 2020. Η Ε.Ε. επίσης στοχεύει να αυξήσει την ενεργειακή απόδοση μέχρι το 2010 κατά 18%, σε σχέση με αυτήν του 1995, και να μεγαλώσει το μερίδιο της καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας στο 22%, από 14% που είναι σήμερα.

Περίπου 1.500MW υπεράκτιων αιολικών πάρκων αναμένεται να κατασκευαστούν μέσα στην επόμενη διετία, ενώ μέχρι το 2020, εκτιμάται ότι έως και 40GW αιολικών εγκατεστημένων μέσα στη θάλασσα θα καλύπτει το 4% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρισμού στην Ευρωπαϊκή Ένωση. Σύμφωνα με έκθεση της EWEA (European Wind Energy Association) σήμερα τα θαλάσσια αιολικά πάρκα δεν ξεπερνούν τα 1100MW.

Η αλματώδης ανάπτυξη της αγοράς έχει ήδη συγκεντρώσει το ενδιαφέρον των μεγαλύτερων παικτών της αγοράς ηλεκτρισμού παγκοσμίως, ενώ εκτός από τις εταιρείες ηλεκτρισμού, σημαντική ανάπτυξη αναμένεται και για τις κατασκευαστικές αλλά και τις ναυπηγικές εταιρείες που θα κληθούν να υλοποιήσουν τα φιλόδοξα project σε Βόρεια Θάλασσα και Ατλαντικό. Τα υπεράκτια αιολικά της Ε.Ε. Το πρώτο υπεράκτιο αιολικό πάρκο κατασκευάστηκε το 1991 στο Vindeby της Δανίας. Σήμερα έχουν εγκατασταθεί συνολικά 1.100MW σε πέντε ευρωπαϊκές χώρες, ενώ το 2007 εντάχθηκαν ακόμη τρία μεγάλα projects σε Βρετανία, Σουηδία και Ολλανδία. Πρόκειται για το πάρκο 110MW στο Lillgrund της Σουηδίας, το πάρκο 90MW στο Burbo Bank της Βρετανίας και το πάρκο Q7 120MW στην Ολλανδία. Τα επόμενα χρόνια εκτιμάται ότι μπορούν να προστεθούν: Περί τα 1.800MW στη Μεγάλη Βρετανία. Σε εξέλιξη βρίσκονται τα έργα για το πάρκο στην περιοχή Robin Rigg της Σκωτίας (180MW), ενώ υπό κατασκευή βρίσκονται ακόμη δύο πάρκα 180MW στις ανατολικές ακτές της Αγγλίας και 90MW στην Ουαλία. Διάφορα ακόμη έργα έχουν ήδη αδειοδοτηθεί, μεταξύ των οποίων και το πάρκο που θα κατασκευαστεί κοντά στις εκβολές του Τάμεση (500MW). Το πλέον φιλόδοξο project που έχει αδειοδοτηθεί από τη βρετανική κυβέρνηση είναι το πάρκο London Array 1.000MW. Στη Γερμανία έχει εγκριθεί η κατασκευή 21 πάρκων. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αδειοδοτημένων projects στη Γερμανία φτάνει τα 2.400MW. Στην Ολλανδία το υπουργείο περιβάλλοντος έχει ανακοινώσει το διπλασιασμό της εγκατεστημένης ισχύος που θα χορηγηθεί για την ανάπτυξη υπεράκτιων και χερσαίων αιολικών πάρκων (3.000MW μέχρι το 2011). Στη Σουηδία διάφορα projects, μεταξύ των οποίων και το πάρκο 640MW στο Kriegers Flak της Βαλτικής, βρίσκονται σε διαδικασία ανάπτυξης. Η γερμανική Vattenfall που κατασκεύασε το πάρκο στο Lillgrund σχεδιάζει ακόμη δύο πάρκα (150MW στην περιοχή Trelleboda και 300MW στην περιοχή Taggen). Η πρωτοπόρος Δανία, ήδη κατασκευάζει επεκτάσεις των υπάρχοντων πάρκων της μία στο Horns Rev της Βόρειας θάλασσας (επιπλέον 200MW) και μία στο Nysted της Βαλτικής (200MW). Διάφορα ακόμη projects σε άλλες περιοχές, ανεβάζουν τη συνολική ισχύ που θα εγκατασταθεί στα 4.600MW.

2.2.1 Γιγαντιαία ανεμογεννήτρια στήνεται στη Γερμανία

Η ηλεκτρική ενέργεια από το πρώτο υπεράκτιο αιολικό πάρκο της Γερμανίας έχει αρχίσει να διοχετεύεται στο εθνικό δίκτυο, όταν οι τρεις γιγαντιαίες ανεμογεννήτριες που βρίσκονται 45 χλμ. Βόρεια της νήσου Borkum στη Βόρεια Θάλασσα, τέθηκαν σε λειτουργία. Οι τρεις ανεμογεννήτριες είναι πραγματικά τεράστιες. Ο κάθε πύργος υψώνεται 100 μέτρα πάνω από τη θάλασσα, ενώ τα περύγια του έχουν άνοιγμα περισσότερα από 160 μέτρα. Κάθε μία από τις ανεμογεννήτριες είναι ικανή να παράγει 5 MW ενέργειας ανά έτος. Το αρχικό τρίο θα συμπληρωθεί αργότερα μέσα στο χρόνο από άλλες 9 ανεμογεννήτριες. Οι 12 αυτές ανεμογεννήτριες αναμένεται να παρέχουν αρκετή ηλεκτρική ενέργεια για να καλύπτουν τις ανάγκες 50.000 σπιτιών. Το πρόγραμμα, με τον τίτλο Alpha Ventus, συγχρηματοδοτείται από τους γερμανικούς κολοσσούς παραγωγής ενέργειας Vattenfall, E.on, και EWE. Η Κατασκευή ξεκίνησε το 2007 και το τελικό κόστος έφτασε τα 250 εκατ. ευρώ, ενώ αρχικά είχε προβλεφθεί ποσό 190 εκατ. ευρώ. Οι κακές καιρικές συνθήκες στην περιοχή πέρσι καθυστέρησαν το έργο για σχεδόν ένα χρόνο. Η Γερμανία θεωρείται παγκοσμίως μία εκ των ηγετών της παραγωγής ενέργειας μέσω αιολικών συστημάτων στη στεριά και αυτό είναι το πρώτο της υπεράκτιο αιολικό πάρκο. Η Αγγλία, η Σουηδία, η Φινλανδία, η Δανία, η Ιρλανδία και η Ολλανδία ήδη διαθέτουν θαλάσσια αιολικά πάρκα. Ήδη κατασκευάζονται ή σχεδιάζεται η κατασκευή και άλλων αιολικών πάρκων στη Βόρεια Θάλασσα από τη Γερμανία. Η Γερμανία διαθέτει ήδη περίπου 20.000 αιολικά πάρκα στη στεριά, κατακτώντας τη δεύτερη θέση μετά τις ΗΠΑ. Οι ανεμογεννήτριες στη θάλασσα αποτελούν την ελπίδα για το μέλλον. Η ενέργεια που παράγεται από προγράμματα όπως το Alpha Ventus, επιδοτούνται από την γερμανική κυβέρνηση, προκειμένου να ενθαρρύνουν τις επενδύσεις και την υποστήριξη στην βιομηχανία αιολικής παραγωγής ενέργειας.

2.2.2 Έγκριση από την Ε.Ε. 15 Ενεργειακά Σχέδια στο CCS και τα Υπεράκτια Αιολικά

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ενέκρινε σήμερα 15 ενεργειακά σχέδια, τα οποία αναμένεται να συμβάλλουν και στην οικονομική ανάκαμψη της Ένωσης. Με βάση την απόφαση αυτή, θα δαπανηθούν 1 δις ευρώ σε έξι σχέδια δέσμευσης άνθρακα, ενώ 565 εκατ. ευρώ θα αφιερωθούν σε εννέα υπεράκτια αιολικά πάρκα.

Πίνακας 2.1: Σχέδια Δέσμευσης Άνθρακα

	Ονομασία Σχεδίου και Περιγραφή	Επιχείρηση (Χώρα)	Κοινοτική Συμμετοχή σε Ευρώ
1	Ζενσβάλντε Δοκιμή του Oxyfuel και της τεχνολογίας επεξεργασίας μετά την καύση σε ήδη υπάρχοντα σταθμό. Εξετάζονται δύο επιλογές για την αποθήκευση και τη μεταφορά.	Vattenfall (Γερμανία)	180
2	Πόρτο-Γόλε Εγκατάσταση CCS σε σταθμό λιθάνθρακα ισχύος 660 MW. Αποθήκευση σε υπεράκτια τοποθεσία.	Enel (Ιταλία)	100
3	Ρότερνταμ Δοκιμή όλης της αλυσίδας του CCS σε ισχύ 250 MW. Αποθήκευση του διοξειδίου σε εξαντλημένο κοίτασμα φυσικού αερίου.	Maasvlakte J.V. E.ON Benelux και Electrabel (Ολλανδία)	180
4	Μπέλτσατοφ Δοκιμή όλης της αλυσίδας του CCS στο μεγαλύτερο σταθμό λιθάνθρακα της Ευρώπης.	PGE EBSA (Πολωνία)	180
5	Κομποστίγια Δοκιμή όλης της αλυσίδας του CCS και του Oxyfuel σε πιλοτικό σταθμό 30 MW, ο οποίος θα αναβαθμιστεί στα 320 MW το 2015. Αποθήκευση σε κοντινή περιοχή.	ENDESA (Ισπανία)	180
6	Χάτφιλντ Δοκιμή του CCS σε νέο σταθμό 900 MW. Αποθήκευση σε εξαντλημένο κοίτασμα φυσικού αερίου.	Powerfuel Power Ltd. (Βρετανία)	180

Πίνακας 2.2: Σχέδια Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων

	Όνομασία Σχεδίου και Περιγραφή	Επιχείρηση (Χώρα)	Κοινοτική Συμμετοχή σε Ευρώ
1	Βαλτική : Kriegers Flak I, II, III Συνδυασμένο δίκτυο, διασύνδεση γερμανικών, σουηδικών και δανέζικων αιολικών πάρκων στην περιοχή Kriegers Flak, ενώνοντας τα εθνικά δίκτυα.	Vattenfall Europe Transmission GmbH (Γερμανία), Affärsverket Svenska Kraftnät (Σουηδία), Energinet.dk (Δανία)	150
2	Καλώδιο Κόμπρα Καλώδιο υψηλής παροχής ανάμεσα στη Δανία και την Ολλανδία. Επένδυση σε καινοτομίες για την ένωση των υπεράκτιων αιολικών με το δίκτυο της Βόρειας Θάλασσας.	TenneT TSO B.V. (Ολλανδία), Energinet.dk (Δανία)	86,54
3	Κόμβος HVDC Προσθήκη ενδιάμεσης υπεράκτιας πλατφόρμας στη δικτύωση του Σέτλαντ με τη Σκωτία.	Scottish Hydro Electric Transmission Ltd. (Βρετανία)	74,10
4	BARD 1 Παραγωγή μιας καινοτόμου βάσης, εγκατάσταση συστήματος καλωδίων για υπεράκτιο πάρκο 400 MW.	Ocean Breeze Energy GmbH & Co KG (Γερμανία)	53,10
5	Global Tech I – Θεμέλια Gravity Θεμέλια τύπου Gravity για υπεράκτια πάρκα σε μεγάλα βάθη.	Wetfeet Offshore Wind Energy GmbH (Γερμανία), Strabag Offshore Wind GmbH (Γερμανία)	58,55
6	Nordsee Ost Εγκατάσταση ανεμογεννητριών 6 MW με θεμέλια jacket σε ακραίες συνθήκες.	Essent Wind Nordsee Ost Planungs - und Betriebsgesellschaft GmbH (Γερμανία)	50
7	Borkum West II Εγκατάσταση καινοτόμων ανεμογεννητριών 5 MW σε τριποδικά θεμέλια.	Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG (Γερμανία)	42,71

8	Aberdeen Offshore Wind Farm Εγκατάσταση για τη δοκιμή μεγάλων ανεμογεννητριών.	Aberdeen Offshore Wind Farm Limited (Βρετανία)	40
9	Thornton Bank Βελτιωμένο οργανωτικό πλαίσιο για την αναβάθμιση του υπεράκτιου πάρκου Thornton Bank.	C-Power (Βέλγιο)	10

Στην ABB, το Διεθνή Όμιλο Ενέργειας και Αυτοματισμού, ανατέθηκε από τη Γερμανική επιχείρηση ηλεκτρισμού E.ON Netz GmbH, παραγγελία αξίας πάνω από 400 εκ. δολ. ΗΠΑ. Η παραγγελία περιλαμβάνει την προμήθεια του ηλεκτρολογικού εξοπλισμού που θα συνδέσει το μεγαλύτερο παγκοσμίως υπεράκτιο αιολικό πάρκο με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας της Γερμανίας. Η ABB θα συνδέσει το πάρκο Borkum-2 ισχύος 400 MW χρησιμοποιώντας την πρωτοπόρα και φιλική στο περιβάλλον τεχνολογία Συνεχούς Ρεύματος Υψηλής Τάσης -HVDC Light, η οποία διασφαλίζει πλήρη έλεγχο της παροχής του ηλεκτρικού ρεύματος και αυξάνει την ευστάθεια του δικτύου. Θα είναι το πιο απομακρυσμένο από την ξηρά αιολικό πάρκο στον κόσμο, καθώς θα βρίσκεται περισσότερα από 100 χιλιόμετρα μακριά από τις γερμανικές ακτές στη Βόρεια Θάλασσα. Το αιολικό αυτό πάρκο θα λειτουργήσει το Δεκέμβριο του 2009 και θα περιορίζει τις εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα κατά 1,5 εκ. τόνους ετησίως μέσω της υποκατάστασης συμβατικών θερμικών σταθμών παραγωγής. Η ABB είναι υπεύθυνη για τη μελέτη του όλου συστήματος, συμπεριλαμβανομένων και του σχεδιασμού, της προμήθειας και εγκατάστασης του υπεράκτιου σταθμού μετατροπής επάνω σε εξέδρα, των συστημάτων καλωδίωσης στη θάλασσα και στην ξηρά, καθώς και του σταθμού μετατροπής στην ξηρά. Το μεγαλύτερο μέρος από αυτό το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας που θα προμηθεύσει η ABB, είτε θα ποντιστεί στο νερό, είτε θα υπογειοποιηθεί, μειώνοντας κατ' αυτόν τον τρόπο στο ελάχιστο τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Το σύστημα HVDC Light προσφέρει πολλά άλλα περιβαλλοντικά οφέλη, όπως εξουδετέρωση των ηλεκτρομαγνητικών πεδίων, καλώδια χωρίς έλαιο και συνεπτυγμένους σταθμούς μετατροπής. Είναι ιδανικό για τη σύνδεση απομακρυσμένων αιολικών πάρκων με τα δίκτυα της στεριάς, χωρίς περιορισμούς σε θέματα απόστασης ή στους όρους σύνδεσης με τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας στα οποία συνδέονται. Η ABB είναι ο μεγαλύτερος προμηθευτής ηλεκτρολογικών προϊόντων και υπηρεσιών στους κατασκευαστές ανεμογεννητριών. Οι δραστηριότητες του Ομίλου, όσον αφορά την αιολική ενέργεια, αναπτύχθηκαν κατά μέσο όρο περισσότερο από 50% ετησίως -τα τελευταία 3 χρόνια- και τα σχετιζόμενα έσοδα, το 2006, ήταν περισσότερα από 500 εκ. δολ. ΗΠΑ.

2.3 Σημερινή Κατάσταση στην Ελλάδα

Η χώρα μας ανήκει στην εύκρατη ζώνη, με αποτέλεσμα, λόγω και της ευνοϊκής διαμόρφωσης του εδάφους, να διαθέτει συνεχείς και ισχυρούς ανέμους.

Οι πρώτες προσπάθειες για τη διάδοση και αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα, ξεκίνησαν από τη Δ.Ε.Η. το 1981, με ερευνητικές μελέτες για τη χαρτογράφηση του αιολικού δυναμικού της χώρας. Τα αποτελέσματα σχετικής μελέτης της Δ.Ε.Η. δείχνουν τη δυνατότητα κάλυψης 6,46 TWh/έτος, από αιολική ενέργεια που αντιπροσωπεύει το 15% των ηλεκτρικών αναγκών της χώρας. Το ποσοστό αυτό κατανέμεται σε Κυκλάδες 3,15 (48,7%), Κρήτη 0,74 (11,5%), Εύβοια 0,96 (14,9%) και ηπειρωτική χώρα 1,61 TWh/έτος (24,9%).

Επίσης, έχει αποδειχθεί για τη Δ.Ε.Η., ότι η εκμετάλλευση του 10% του γνωστού αιολικού δυναμικού, περίπου 1.200 MW αιολικής ισχύος, είναι οικονομικά βιώσιμη, ενώ οποιαδήποτε μικρότερη διείσδυση είναι οικονομικά επικερδής. Το κόστος της αιολικής ενέργειας εξαρτάται κυρίως από τρεις βασικούς παράγοντες: το συνολικό κόστος του έργου, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης και την ετήσια παραγόμενη ενέργεια.

Η πρώτη διασυνδεδεμένη ανεμογεννήτρια στην Ελλάδα, άρχισε να λειτουργεί το 1984. Μέχρι τον Μάρτιο του 2008, στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς λειτουργούσαν 680 ανεμογεννήτριες 10 κατασκευαστών, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 675,6 MW. Ιδιαίτερα σοβαρή εξέλιξη εντοπίζεται στην τριετία 1991-1993, οπότε η Δ.Ε.Η. έθεσε σε λειτουργία μεγάλα αιολικά πάρκα. Σήμερα, το 88% των αιολικών εγκαταστάσεων ανήκουν στην ίδια τη Δ.Ε.Η..

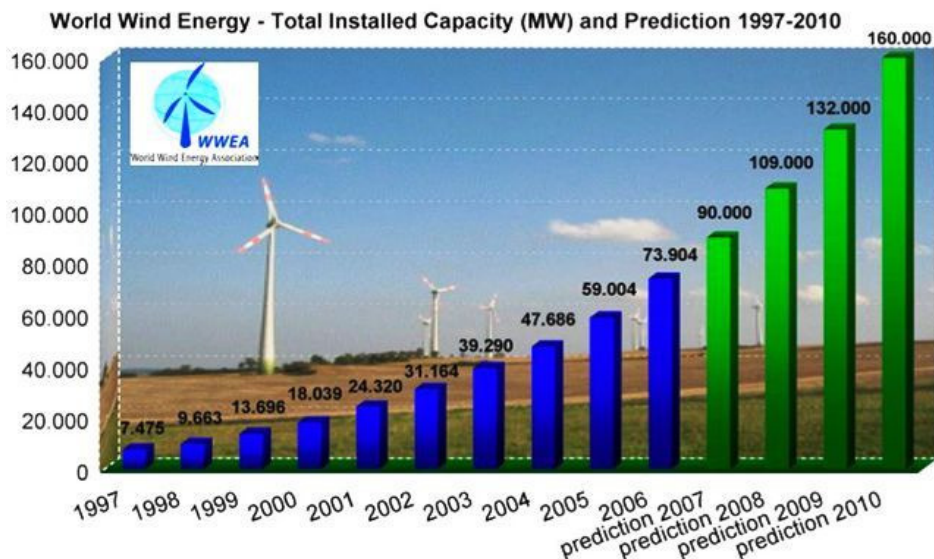
Με την αλλαγή του θεσμικού πλαισίου, στα τέλη του 1994, και, ουσιαστικά, στα μέσα του 1995 (Ν. 2244/94) περί «Ρυθμίσεις θεμάτων Ηλεκτροπαραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, από Συμβατικά Καύσιμα και άλλες διατάξεις», εκδηλώθηκε ζωηρότατο ενδιαφέρον, κυρίως από ιδιώτες.

Στη χώρα μας έχουν κατατεθεί στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.) τρεις αιτήσεις για υπεράκτια αιολικά πάρκα. Η πρώτη αίτηση αφορά την περιοχή ανοικτά του Μαραθώνα για ισχύ 450MW από την εταιρεία Τέρνα Ενεργειακή. Η δεύτερη αίτηση αφορά το Θρακικό πέλαγος και έχει κατατεθεί επίσης από την Τέρνα Ενεργειακή για εγκατεστημένη ισχύ 585MW. Τέλος η τρίτη αίτηση προέρχεται από τον όμιλο Κοπελούζου, επίσης για το Θρακικό πέλαγος και για ισχύ 216MW. Σύμφωνα με πηγές της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας το μεγαλύτερο θέμα που θα πρέπει να επιλυθεί προκειμένου να προχωρήσουν οι συγκεκριμένες επενδύσεις αφορά τις διασυνδέσεις με το ηπειρωτικό δίκτυο που θα πρέπει να κατασκευαστούν, ώστε να διαχέεται η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια στο σύστημα. Κόστος. Το πρόβλημα για τα υπεράκτια αφορά το αυξημένο κόστος σε σχέση με τα συμβατικά αιολικά πάρκα. Επιπλέον εκτιμάται ότι στην επόμενη πενταετία το κόστος των υπεράκτιων θα αυξηθεί κατά 40%. Σήμερα το εκτιμώμενο κόστος των υπεράκτιων ανέρχεται σε 2,8 εκατ. ευρώ ανά εγκατεστημένο MW, όταν το 2003 - 2004 το αντίστοιχο κόστος ήταν 1,68 εκατ. ευρώ συμπεριλαμβανομένης και της διασύνδεσης. Παρ' όλα αυτά στις περισσότερες χώρες υπάρχουν σημαντικά κίνητρα κυρίως ως προς την τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας από υπεράκτια πάρκα. Χαρακτηριστικά στη χώρα μας με βάση το νόμο για τις ΑΠΕ η τιμολόγηση της παραγόμενης

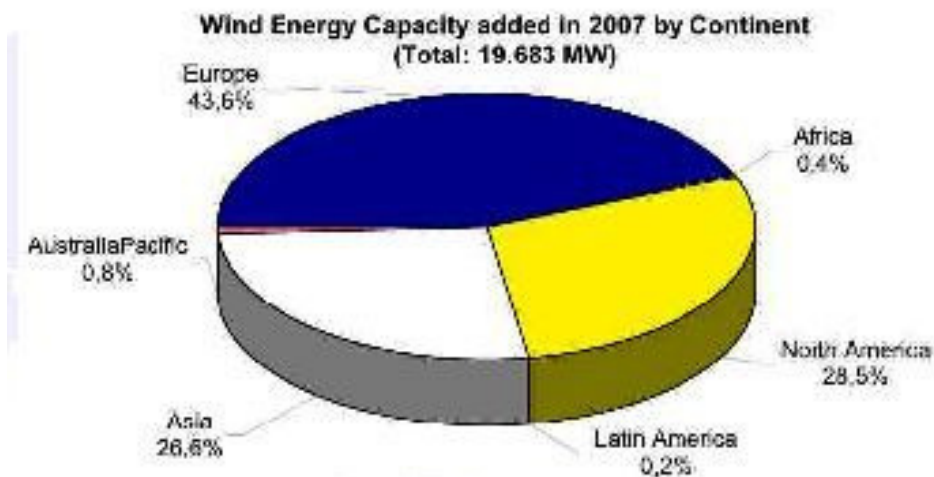
μηνς ενέργειας από υπεράκτια αιολικά ορίστηκε στα 90€/MWh έναντι 73€/MWh των αιολικών στο διασυνδεδεμένο σύστημα (τιμές 2006).

2.3.1 ΕΠΕΝΔΥΣΕΙΣ ΣΕ ΘΑΛΑΣΣΙΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Η αιολική ενέργεια γνωρίζει **εκρηκτική ανάπτυξη** τα τελευταία χρόνια. Μια εικόνα της ανάπτυξης παγκοσμίως φαίνεται στα παρακάτω σχήματα.



Σχήμα 2.2

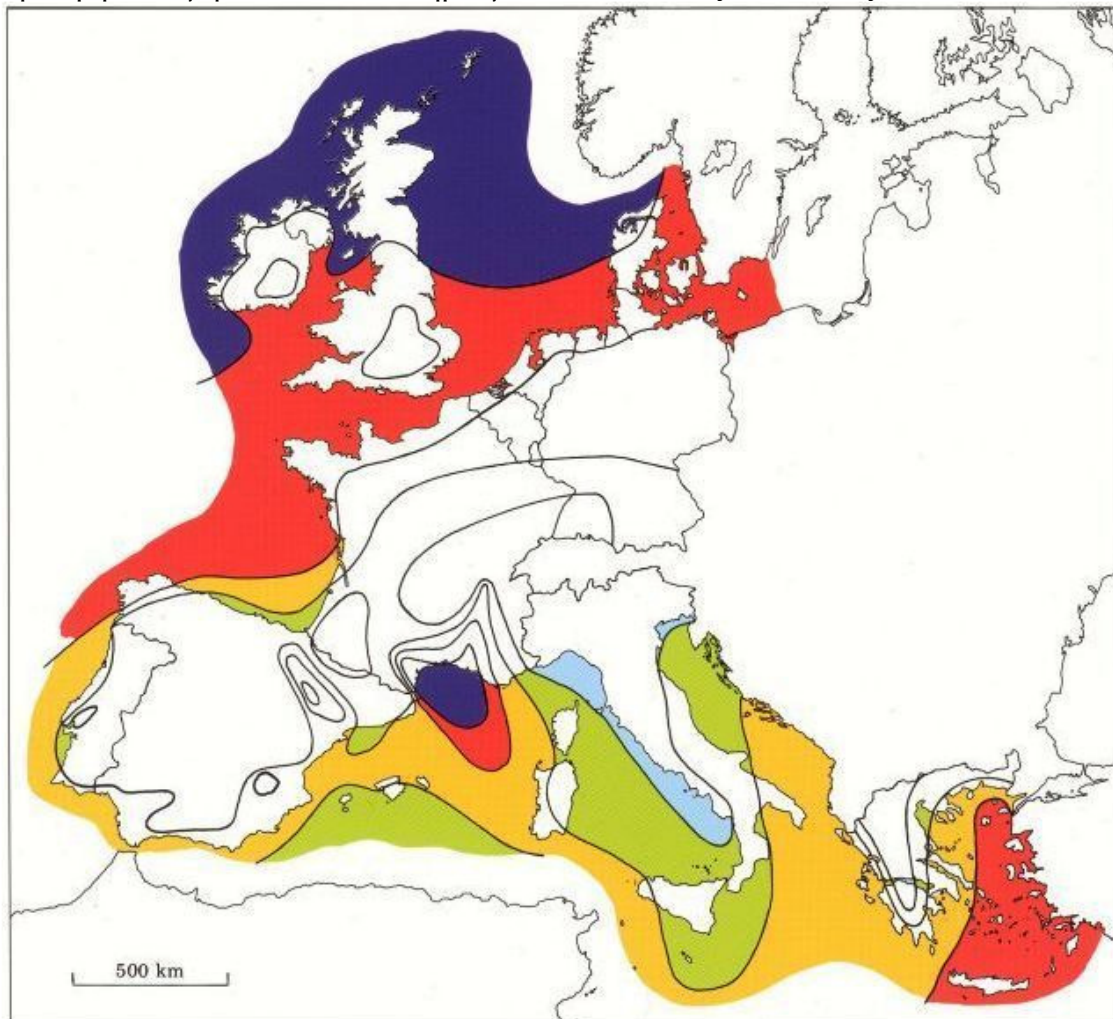


Σχήμα 2.3

Η Ελλάδα είναι μια χώρα προικισμένη με έντονο αιολικό δυναμικό, προς το παρόν αναξιοποίητο. Αν και είναι ευρέως γνωστά τα ηπειρωτικά αιολικά πάρκα, μεγάλες προοπτικές ανάπτυξης παρουσιάζουν και τα θαλάσσια αιολικά πάρκα.

Τα υπεράκτια αιολικά πάρκα μπορούν να προσφέρουν πάρα πολλά στον ενεργειακό τομέα. Στον παρακάτω χάρτη φαίνεται το αιολικό δυναμικό στις

θαλάσσιες περιοχές της Ευρώπης και όπως φαίνεται ξεκάθαρα, το Αιγαίο προσφέρει συγκριτικό πλεονέκτημα για τέτοιου είδους επενδύσεις.



Wind resources over open sea (more than 10 km offshore) for five standard heights										
	10 m		25 m		50 m		100 m		200 m	
	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}
Dark Blue	> 8.0	> 600	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 10.0	> 1100	> 11.0	> 1500
Red	7.0-8.0	350-600	7.5-8.5	450-700	8.0-9.0	600-800	8.5-10.0	650-1100	9.5-11.0	900-1500
Yellow	6.0-7.0	250-300	6.5-7.5	300-450	7.0-8.0	400-600	7.5- 8.5	450- 650	8.0- 9.5	600- 900
Light Green	4.5-6.0	100-250	5.0-6.5	150-300	5.5-7.0	200-400	6.0- 7.5	250- 450	6.5- 8.0	300- 600
Light Blue	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 6.0	< 250	< 6.5	< 300

Σχήμα 2.4

2.3.1.1 Μελέτη του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου για τα θαλάσσια αιολικά πάρκα

Ενεργειακή μελέτη για την Ελλάδα έδειξε ότι η χώρα μας μπορεί να καλύψει με 500 μεγάλες ανεμογεννήτριες τουλάχιστον το 10% των ενεργειακών αναγκών της, ενώ τα νησιά του Αιγαίου, τα οποία έχουν πολύ υψηλό δυναμικό, εάν διασυνδεθούν με το εθνικό ηλεκτρικό δίκτυο μπορούν να αποτελέσουν αιολικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αντίστοιχους με τους

θερμοηλεκτρικούς της ενδοχώρας. Ωστόσο, υπολείπονται σήμερα σε αριθμό και δυναμικό αιολικών πάρκων.

Ως καταλληλότερες περιοχές για δημιουργία θαλάσσιων αιολικών πάρκων είναι οι Κυκλάδες, το Βόρειο Αιγαίο, η Νότια Κρήτη, το Βόρειο Ιόνιο καθώς και το νοτιοανατολικό τμήμα των Δωδεκανήσων.

Η ορθή χωροθέτηση ενός αιολικού πάρκου εντός θαλάσσης, προϋποθέτει την εγκατάσταση των ανεμογεννητριών σε μακρινή απόσταση από την ακτογραμμή και σε μικρά βάθη θαλάσσης, με διάφορα κριτήρια αλλά βασικότερο όλων προφανώς είναι η οικονομικότητα (κόστος κατασκευής, συντηρήσεως κτλ).

2.3.1.2 Πλεονεκτήματα - μειονεκτήματα

Τα πλεονεκτήματα των θαλάσσιων αιολικών: σε σχέση με την ξηρά, στη θάλασσα πνέουν εντονότεροι άνεμοι και επίσης, δεδομένου ότι η παραγόμενη ενέργεια μεταβάλλεται ανάλογα με τον κύβο της ταχύτητας του ανέμου, εκτιμάται ότι κάθε θαλάσσια ανεμογεννήτρια παράγει αρκετή ενέργεια σε έναν χρόνο, ώστε να καλύψει τις ανάγκες περίπου 1.500 νοικοκυριών, ενώ ταυτόχρονα περιορίζει κατά 35.000 τόνους την παραγωγή του διοξειδίου του άνθρακα. Αν συνυπολογιστεί και ο χρόνος ζωής της, που στη θάλασσα είναι μεγαλύτερος κατά 25 χρόνια, προκύπτει η μεγάλη σημασία της εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας για την προστασία του περιβάλλοντος.

Στα μειονεκτήματά τους περιλαμβάνεται το υψηλότερο κόστος κατασκευής τους. Στη θάλασσα η κατασκευή του έργου στοιχίζει κατά 50% περισσότερο σε σχέση με ένα αιολικό πάρκο παρόμοιας ισχύος στην ξηρά, καθώς απαιτούνται μεγάλα κεφάλαια τόσο για την εγκατάστασή του (τοποθέτηση στον βυθό) όσο και για τη σύνδεσή του μέσω υποβρύχιου καλωδίου με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα.

Οι ανεμογεννήτριες πρέπει να είναι ανθεκτικές σε θύελλες, στα πανύψηλα κύματα και στο αλμυρό νερό. Ακριβώς λόγω του κόστους, έχει προβλεφθεί υψηλότερη τιμή πώλησης του παραγόμενου ρεύματος προς τον ΔΕΣΜΗΕ, η οποία είναι 93 ευρώ/MWh. Στα ηπειρωτικά αιολικά πάρκα αυτή η τιμή είναι 75,82 ευρώ/MWh για όσα βρίσκονται στο διασυνδεδεμένο σύστημα και 87,42 ευρώ/MWh για όσα βρίσκονται σε νησιά.

Οι επενδύσεις στην Ελλάδα

Τέσσερα σχέδια για θαλάσσια αιολικά πάρκα έχουν κατατεθεί στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας και φιλοδοξούν -όσα από αυτά εγκριθούν- να αποτελέσουν το πρώτο βήμα για την είσοδο της Ελλάδας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανεμογεννήτριες που βρίσκονται κοντά στις ακτές.

Τα σχέδια ακολουθούν την τάση που ενδυναμώνεται σε αρκετές ευρωπαϊκές χώρες για την αύξηση της παραγόμενης ενέργειας από θαλάσσια αιολικά πάρκα. Πριν από λίγους μήνες η βρετανική κυβέρνηση ανακοίνωσε ότι έως το 2020 σχεδιάζει να εγκαταστήσει στις βόρειες θάλασσές της αιολικά πάρκα ισχύος πολλών χιλιάδων μεγαβάτ (MW). Σχετικά σχέδια έχουν ανακοινώσει η Ισπανία, η Γερμανία, η Δανία, η Σκωτία, η Ιρλανδία κ.α.

Σε πανευρωπαϊκό επίπεδο υπάρχουν εκτιμήσεις για υπεράκτια αιολικά πάρκα μέχρι και 40.000 MW έως τα τέλη της επόμενης δεκαετίας.

2.3.2 Υπεράκτια αιολικά πάρκα σε Ευβοϊκό - Θρακικό

Σχετικά με τα υπεράκτια αιολικά, ένα από αυτά σχεδιάζεται να γίνει στον Ευβοϊκό Κόλπο, ένα στον Κόλπο της Κύμης και δύο στο Θρακικό Πέλαγος. Στον Ευβοϊκό, το σχέδιο αφορά πάρκο ισχύος 450 MW στον Κόλπο Πεταλιών, ανοιχτά της Νέας Μάκρης (από την εταιρεία Πλειάδες Αιολική του ομίλου ΤΕΡΝΑ), ενώ στον Κόλπο της Κύμης το έργο θα είναι ισχύος 300 MW (από την εταιρεία ΚΥΩΝ). Στο Θρακικό Πέλαγος, η επένδυση πάλι του ομίλου ΤΕΡΝΑ, στα ανοιχτά της Σαμοθράκης θα είναι ισχύος 585 MW, ενώ η επένδυση του ομίλου Κοπελούζου (216 MW) σχεδιάζεται εκατέρωθεν του λιμένα της Αλεξανδρούπολης.



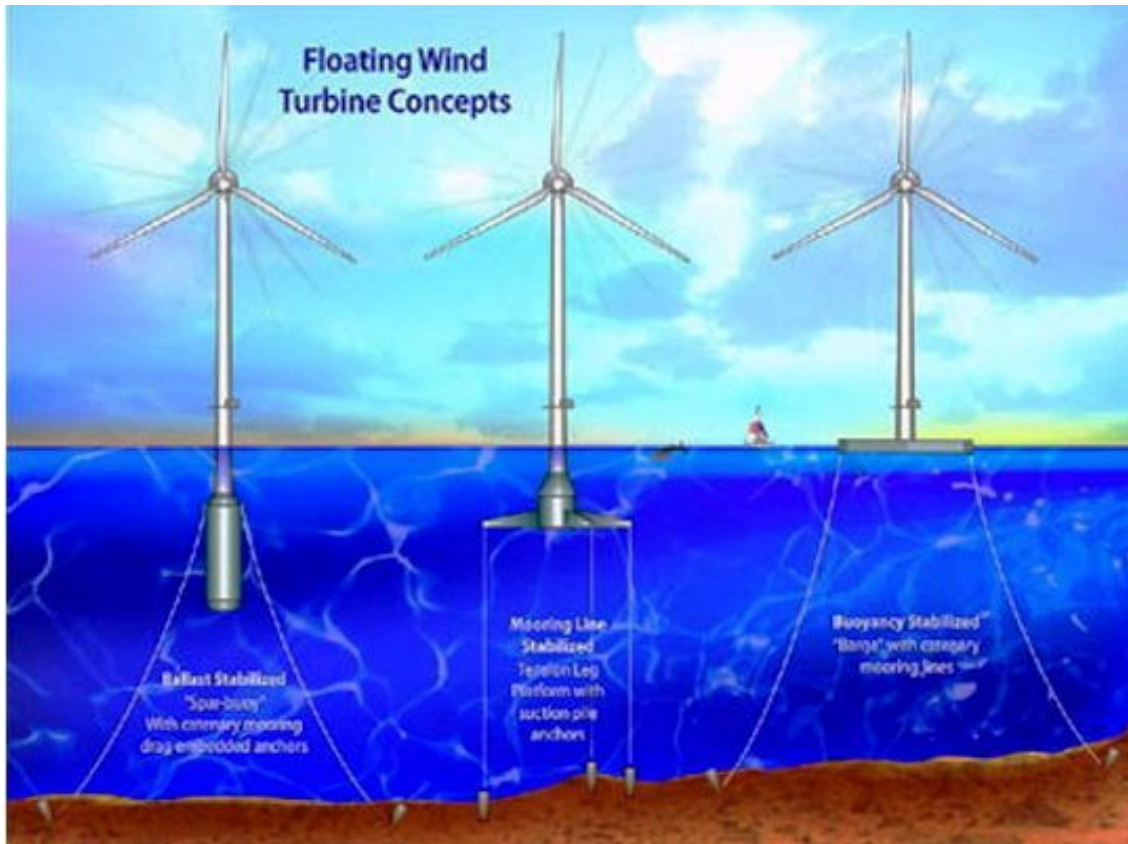
Σχήμα 2.5: Υπεράκτια αιολικά πάρκα στην Ελλάδα

Κύρια εμπόδια για επενδύσεις στην Ελλάδα

Λίγες θαλάσσιες περιοχές πληρούν τις προδιαγραφές, που είναι το μικρό βάθος σε απόσταση λίγων χιλιομέτρων από την ακτή.

Η υποδομή του ηλεκτρικού συστήματος είναι εξίσου σοβαρό εμπόδιο. Για παράδειγμα, τα δύο έργα στον Ευβοϊκό και στον Κόλπο της Κύμης, δεν θα αντιμετωπίσουν προβλήματα εφόσον αδειοδοτηθούν, καθώς θα συνδεθούν στα υφιστάμενα δίκτυα της ΔΕΗ (σε Αττική και σε Εύβοια αντίστοιχα), τα οποία και έχουν μεγάλη χωρητικότητα όσον αφορά την απορρόφηση επιπλέον ισχύος. Δεν φαίνεται να ισχύει ωστόσο το ίδιο για τα δύο επενδυτικά σχέδια στο Θρακικό, αφού το δίκτυο της ΔΕΗ στη Θράκη θεωρείται γενικώς κορεσμένο- δεν είναι τυχαίο ότι στα γραφεία της ΡΑΕ εκκρεμούν δεκάδες αιτήσεις για κατασκευή αιολικών πάρκων στην ευρύτερη περιοχή της Θράκης. Αυτός

είναι και ο λόγος για τον οποίο το δίκτυο της ΔΕΗ στη Θράκη δεν μπορεί να «σηκώσει» επιπλέον ισχύ, όχι μόνο από υπεράκτια αιολικά αλλά ούτε από συμβατικά αιολικά πάρκα. Τα επόμενα χρόνια η ΔΕΗ προγραμματίζει σημαντικές επενδύσεις στην περιοχή, με νέες γραμμές των 400 KV και αναβάθμιση των υφισταμένων, ωστόσο το πού θα διατεθεί αυτή η επιπλέον χωρητικότητα είναι άγνωστο προς το παρόν.



Σχήμα 2.6: Τρόποι στήριξης Α/Γ υπεράκτιων αιολικών πάρκων

Επίσης η έλλειψη σοβαρού χωροταξικού σχεδίου έχει ως αποτέλεσμα, αφενός, να μη γνωρίζει κανείς πού μπορεί να κάνει μια τέτοια επένδυση (το ίδιο ισχύει για κάθε μορφής έργο, όχι μόνο στον τομέα της ενέργειας), αφετέρου, για να εγκριθεί μια περιβαλλοντική μελέτη για υπεράκτια αιολικό πάρκο, πρέπει να γνωμοδοτήσουν ούτε λίγο ούτε πολύ 30 υπηρεσίες. Επενδυτές που έχουν καταθέσει αιτήσεις για τέτοια έργα, λένε ότι για να αδειοδοτηθεί ένα θαλάσσιο αιολικό πάρκο χρειάζεται τουλάχιστον μια διετία-τριετία, ενώ για την κατασκευή του δεν απαιτούνται πάνω από δύο χρόνια.

Αιολικό δυναμικό

Οι Κυκλάδες, το Βόρειο Αιγαίο, η Νότια Κρήτη, το Βόρειο Ιόνιο καθώς και το νοτιοανατολικό μέρος των Δωδεκανήσων είναι οι καταλληλότερες περιοχές για δημιουργία Θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων.

Τα πλεονεκτήματά τους: σε σχέση με την ξηρά, στη θάλασσα πνέουν εντονότεροι άνεμοι και επίσης, δεδομένου ότι η παραγόμενη ενέργεια μεταβάλλεται ανάλογα με τον κύβο της ταχύτητας του ανέμου, εκτιμάται ότι κάθε θαλάσσια ανεμογεννήτρια παράγει αρκετή ενέργεια σε έναν χρόνο, ώστε να καλύψει τις ανάγκες περίπου 1.500 νοικοκυριών, ενώ ταυτόχρονα περιορίζει κατά 35.000 τόνους την παραγωγή του διοξειδίου του άνθρακα. Αν συνυπολογιστεί και ο χρόνος ζωής της, που στη θάλασσα είναι μεγαλύτερος κατά 25 χρόνια, προκύπτει η μεγάλη σημασία της εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας για την προστασία του περιβάλλοντος.

Παράλληλα, μικρότερη τραχύτητα στην επιφάνεια θαλάσσης, λόγω της πιο ομοιόμορφης καθ' ύψος κατανομής των ταχυτήτων του ανέμου, με αποτέλεσμα να δύναται να χρησιμοποιηθούν χαμηλότερες (άρα και φτηνότερες) ανεμογεννήτριες. Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις είναι περιορισμένες. Καμία επίπτωση στο ανθρώπινο περιβάλλον, λόγω της εγκαταστάσεως των αιολικών πάρκων στο θαλάσσιο χώρο και σε μακρινή απόσταση από την παράκτια ζώνη, με αποτέλεσμα ο θόρυβος και η οπτική όχληση να μην έχουν καμία επίπτωση. Επιπλέον, δεν αλλοιώνονται οι χρήσεις ακτής. Η σημαντικότερη θετική επίπτωση στο περιβάλλον παραμένει η μηδενική εκπομπή ρυπογόνων ουσιών και αποβλήτων. Η συνολική απαιτούμενη ενέργεια για την κατασκευή, εγκατάσταση και συντήρηση της ανεμογεννήτριας προκύπτει να είναι λιγότερη από 2,5% της συνολικά παραγόμενης από το αιολικό πάρκο (S. Krohn, 2002). Τα αποτελέσματα εκτιμάται να είναι θετικότερα, λόγω του αναμενόμενου μεγαλύτερου χρόνου ζωής των Α/Γ στη θάλασσα. Η ορθή χωροθέτηση ενός αιολικού πάρκου εντός θαλάσσης, προϋποθέτει την εγκατάσταση των ανεμογεννητριών σε καταρχήν μακρινή απόσταση από την ακτογραμμή και σε μικρά βάθη θαλάσσης, με κριτήρια την οικονομικότητα (κόστος κατασκευής, συντηρήσεως κ.ά.), την αποφυγή περιβαλλοντικών επιπτώσεων και την αποδοχή από το κοινό, η οποία εξασφαλίζεται με τη μεγιστοποίηση της αποστάσεώς του από κατοικημένες παράκτιες περιοχές, από παράκτιες ζώνες αναψυχής, ακτές λουομένων κ.ά., για την απάμβλυνση της οπτικής και ηχητικής οχλήσεως, από ζώνες ναυσιπλοΐας κ.ά. Το μοναδικό μειονέκτημα στον ελλαδικό θαλάσσιο χώρο, έναντι με άλλες χώρες, όπου έχουν εγκατασταθεί ήδη ΘΑΠ (Δανία, Ολλανδία κ.ά.) είναι οι απότομες κλίσεις πυθμένα. Προς τούτο αναζητούνται περιοχές "απομονωμένες" προς μείωση της οχλήσεως. Η πλέον απαραίτητη προϋπόθεση για την αποδοτική λειτουργία και την οικονομική βιωσιμότητα ενός αιολικού πάρκου είναι η ύπαρξη υψηλού και εκμεταλλεύσιμου αιολικού δυναμικού. Το μέγεθος και οι περιοδικές διακυμάνσεις της εντάσεως του ανέμου είναι οι πρωταρχικοί παράγοντες, οι οποίοι σχετίζονται με τη λειτουργία του ΘΑΠ.

Από την ανάλυση και επεξεργασία των ανεμολογικών στοιχείων της ΕΜΥ στους 43 συνολικά παράκτιους Μ.Σ. προέκυψε ότι η παράκτια ζώνη της Ελλάδος μπορεί να διακριθεί στις εξής περιοχές, από απόψεως αιολικού δυναμικού:

* Στο Βόρειο και Νοτιοανατολικό Αιγαίο υπάρχει ομαλή μεταβολή αιολικού δυναμικού, κυμαίνεται από 6.000KWh/m² έως 12.000KWh/m².

* Στην Κρήτη υπάρχει σταθερότητα του αιολικού δυναμικού, περίπου 6.000KWh/m².

- * Στις Κυκλάδες υπάρχει έντονα ανομοιόμορφη κατανομή του αιολικού δυναμικού, με μέγιστη κομβική θέση τον Μ.Σ. Πάρου (17.000KWh/m²).
- * Στην Πελοπόννησο και τη Στερεά Ελλάδα υπάρχει χαμηλό αιολικό δυναμικό, με ήπια μεταβολή από 2.000 έως 5.000KWh/m².
- * Στο Βόρειο Ιόνιο υπάρχει σχετικά υψηλό αιολικό δυναμικό, με έντονη όμως μεταβολή. Στις περιοχές των Μ.Σ. Κερκύρας και Πρεβέζης επικρατεί υψηλό αιολικό δυναμικό από 6.000 έως 10.000KWh/m². Ενώ στο Νότιο Ιόνιο και συγκεκριμένα στους Μ.Σ. Ζακύνθου και Κεφαλονιάς, επικρατεί χαμηλό αιολικό δυναμικό, της τάξεως των 4.000KWh/m².

2.3.3 Παραδείγματα στον Ελλαδικό παράκτιο και θαλάσσιο χώρο που γεννούν πράσινη απασχόληση

2.3.3.1 Απασχόληση με αφορμή τη δημιουργία ενός θαλάσσιου πάρκου

Οι νέες θέσεις εργασίας δημιουργούνται τόσο κατά την υλοποίηση των έργων, όσο και για την στελέχωση των Φορέων Διαχείρισης. Ο τομέας της διαχείρισης και διοίκησης των προστατευόμενων περιοχών (Φορείς Διαχείρισης) προσφέρει σημαντική δυναμική δημιουργίας νέων θέσεων εργασίας.

2.3.3.2 Εισαγωγικά για προστατευόμενες περιοχές

Η διατήρηση του φυσικού περιβάλλοντος στη χώρα, έχει ως σημαντικότερη παράμετρο τη διαφύλαξη των περιοχών στις οποίες βρίσκονται προστατευόμενα, κινδυνεύοντα, απειλούμενα, σπάνια, ενδημικά είδη χλωρίδας και πανίδας και τύποι οικοτόπων. Το σύνολο σχεδόν των περιοχών αυτών προτείνονται να αποτελέσουν το Δίκτυο Natura 2000.

Το Δίκτυο Natura 2000 θα περιλαμβάνει τις 151 Ζώνες Ειδικής Προστασίας (περιοχές οι οποίες έχουν οριστεί με βάση την Οδηγία 79/409/ΕΟΚ) καθώς και τους 239 προτεινόμενους Τόπους Κοινοτικής Σημασίας (τόποι οι οποίοι έχουν οριστεί με βάση την Οδηγία 92/43/ΕΟΚ). Στις παραπάνω περιοχές περιλαμβάνονται οι 10 Εθνικοί Δρυμοί, οι 10 Υγρότοποι Διεθνούς Σημασίας σύμφωνα με τη Σύμβαση Ramsar καθώς και άλλες περιοχές οι οποίες έχουν χαρακτηριστεί ως προστατευόμενες.

2.3.3.3 Ελληνικές Θαλάσσιες Προστατευόμενες Περιοχές

Υπάρχουν δύο θαλάσσια πάρκα με θεσμοθετημένη προστασία: το Εθνικό Θαλάσσιο Πάρκο Αλοννήσου Β. Σποράδων (1992) και το Εθνικό Θαλάσσιο Πάρκο Ζακύνθου (1999). Επίσης έχουν ήδη γίνει ΕΠΜ για την δημιουργία παράκτιων και θαλάσσιων προστατευόμενων περιοχών.

Το 1992 ιδρύθηκε στις Βόρειες Σποράδες το πρώτο ελληνικό Θαλάσσιο Πάρκο. Το Θαλάσσιο Πάρκο Σποράδων περιλαμβάνει τα νησιά Πιπέρι, Γιούρα, Κυρά-Παναγιά, Σκάντζουρα και Ψαθούρα. Στόχος του Πάρκου είναι η διαφύλαξη του πληθυσμού της μεσογειακής φώκιας που κινδυνεύει από τον τουρισμό, από την υπερβολική αλιεία και από τη ρύπανση - παράγοντες που μειώνουν την τροφή της και καταστρέφουν τους βιοτόπους της. Η χλωρίδα της περιοχής συμπεριλαμβάνει σπάνια είδη, ενώ και η πανίδα της, ιδιαίτερα η ορνιθολογική, παρουσιάζει εξαιρετικό ενδιαφέρον. Στο Θαλάσσιο Πάρκο των

Σποράδων φωλιάζει ένας από τους πιο σπάνιους γλάρους του κόσμου, ο αιγαγόγλαρος, που συμπεριλαμβάνεται στον κατάλογο των απειλούμενων πουλιών.

Το Θαλάσσιο Πάρκο Ζακύνθου ιδρύθηκε το 1999 και περιλαμβάνει τη θαλάσσια και παράκτια έκταση και τις νησίδες του κόλπου του Λαγανά, τα νησιά Στροφάδες και τον υγρότοπο της λίμνης Κεριού. Σκοπός της ίδρυσης του είναι, μεταξύ άλλων ευρύτερων όπως η διατήρηση της οικολογικής ισορροπίας της περιοχής με παράλληλη ανάπτυξη συμβατών δραστηριοτήτων, η προστασία του πληθυσμού της θαλάσσιας χελώνας *Caretta caretta* - κινδυνεύον είδος που ζει και αναπαράγεται σε κάποιες από τις περιοχές του Πάρκου.

2.3.4 Η δημιουργία θέσεων εργασίας

Η διαδικασία σχεδιασμού, δημιουργίας και λειτουργίας των Θαλάσσιων προστατευόμενων περιοχών και αντίστοιχα των φορέων διαχείρισης, δημιουργούν τις παρακάτω δραστηριότητες οι οποίες με τη σειρά τους δημιουργούν νέες θέσεις εργασίας. Το προσωπικό που απασχολείται σε αυτές τις θέσεις εργασίας καλύπτει ένα εύρος ειδικοτήτων που αναφέρονται στον παρόντα οδηγό.

- καταγραφή της κατανομής των σημαντικότερων ειδών πανίδας και χλωρίδας εθνικού και κοινοτικού ενδιαφέροντος
- χαρτογράφηση των οικοτόπων, το οποίο αποτελεί το απαραίτητο υπόβαθρο για υλοποίηση οποιουδήποτε διαχειριστικού σχεδίου στις προστατευόμενες περιοχές.
- εκπόνηση μελετών
- εκπόνηση εθνικού σχεδίου για το φυσικό περιβάλλον, στο οποίο τίθενται οι προτεραιότητες για το φυσικό περιβάλλον και τις προστατευόμενες ή τις υπό προστασία περιοχές.
- οργάνωση των προστατευόμενων περιοχών, η εκπόνηση και η έναρξη εφαρμογής των Σχεδίων Διαχείρισης
- Εκπόνηση μελέτης οργάνωσης των προστατευόμενων περιοχών και των φορέων διαχείρισης (Οικονομοτεχνική μελέτη ίδρυσης Φορέων Διαχείρισης, Κανονισμός λειτουργίας των προστατευόμενων περιοχών, Διαχειριστικά Σχέδια).
- συγκρότηση και λειτουργία των Ειδικών Φορέων Διαχείρισης ή άλλης διαχειριστικής δομής.
- δημιουργία σημαντικής υποδομής για την κάλυψη των αναγκών των Φορέων Διαχείρισης
- οριοθέτηση και καθορισμός όρων χρήσης και προστασίας,
- Σχεδιασμός προγραμμάτων παρακολούθησης, φύλαξης και ενημέρωσης ευαισθητοποίησης.
- οργάνωση και λειτουργία συστήματος Διαχείρισης και Διοίκησης καθώς και παρακολούθησης / επίτευξης προστατευόμενων περιοχών.
- υλοποίηση έργων ανάδειξης σε προστατευόμενες περιοχές
- δημιουργία υποδομής για την ενημέρωση και την προσέλκυση επισκεπτών
- Δράσεις για την αποκατάσταση και προστασία περιοχών που επλήγησαν

από φυσικές καταστροφές (π.χ πυρκαγιές)

- αντιμετώπιση ατυχηματικών και λειτουργικών περιστατικών θαλάσσιας ρύπανσης από πετρέλαιο σε περιοχές NATURA
- Αποκατάσταση τοπίων σε περιοχές NATURA

2.3.4.1 Έμμεση απασχόληση στην ευρύτερη περιοχή

Η θεσμοθέτηση των Θαλάσσιων και Παράκτιων προστατευόμενων περιοχών συμβάλλει στην ανάπτυξη των ευρύτερων περιοχών που ανήκουν. Ο κυριότερος τομέας που αναπτύσσεται παράπλευρα είναι ο τουριστικός και κατά συνέπεια όλες οι εργασίες που στηρίζουν τον τουρισμό. Εδώ βέβαια όταν αναφερόμαστε στον τουρισμό εννοούμε εναλλακτικές μορφές τουρισμού και συγκεκριμένα αγροτουρισμό, αλιευτικό τουρισμό και πολιτιστικό τουρισμό.

2.4 Νομοθετικό και Κανονιστικό Πλαίσιο για την Αιολική Ενέργεια

2.4.1 Νόμος 2244/1994

Η τροποποίηση του νομοθετικού πλαισίου και της τιμολογιακής πολιτικής για την παραγόμενη από Α/Γ ηλεκτρική ενέργεια από αυτοπαραγωγούς και ανεξάρτητους παραγωγούς, με σκοπό την ουσιαστική ανάπτυξη του τομέα έγινε με το Ν. 2244/1994 «Ρυθμίσεις θεμάτων Ηλεκτροπαραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, από Συμβατικά Καύσιμα και άλλες διατάξεις». Τα βασικά σημεία του Ν. 2244/1994 είναι τα εξής:

Δυνατότητα ανεξάρτητης παραγωγής περιορισμένης ισχύος (μέχρι 50 MW) ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε., από οποιοδήποτε φυσικό ή νομικό πρόσωπο. Η πώληση της παραγόμενης ενέργειας στη Δ.Ε.Η. γίνεται:

Για τις εγκαταστάσεις σε μη διασυνδεδεμένα νησιά, με τιμολόγια που διαμορφώνονται στο 90% του εκάστοτε ισχύοντος τιμολογίου χαμηλής τάσης.

Για τις εγκαταστάσεις στο διασυνδεδεμένο δίκτυο, τα τιμολόγια αποτελούνται από δύο μέρη, το ενεργειακό μέρος (δηλαδή την ενέργεια που δίνεται στο δίκτυο της Δ.Ε.Η.) και το μέρος που αφορά στην παρεχόμενη ισχύ στο δίκτυο. Η τιμολογιακή διαμόρφωση καθορίζεται στο 90% του τιμολογίου ενέργειας και 50% του τιμολογίου ισχύος (χρέωση ισχύος), στη μέση ή υψηλή τάση, ανάλογα με τη σύνδεση της αιολικής εγκατάστασης με το δίκτυο.

Δυνατότητα αυτοπαραγωγής, σύμφωνα με την οποία, η περίσσεια ενέργειας πωλείται αποκλειστικά στη Δ.Ε.Η., με τιμολόγιο που καθορίζεται στο 70% του τιμολογίου της τάσης (χαμηλής, μέσης ή υψηλής) σύνδεσης του αυτοπαραγωγού στο δίκτυο.

Η Δ.Ε.Η. έχει την υποχρέωση να αγοράζει την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια. Η υποχρέωση αυτή δεν υφίσταται για τη Δ.Ε.Η στην περίπτωση που υπάρχει πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας από αυτοπαραγωγό, εφ' όσον, με αιτιολογημένη απόφαση, διαπιστώνεται ότι οι τοπικές συνθήκες δεν επιτρέπουν τη διάθεσή της στην κατανάλωση.

Σε μη διασυνδεδεμένα νησιά, η επιτρεπόμενη εγκατεστημένη ονομαστική ισχύς ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. όλων των μορφών δεν επιτρέπεται να

υπερβαίνει το 30% της μέγιστης ωριαίας ζήτησης (φορτίο αιχμής) του νησιού. Ο παραπάνω περιορισμός έχει τεθεί με σκοπό να μην παρουσιάζονται προβλήματα ευστάθειας του δικτύου, λόγω διακύμανσης της παραγόμενης από τις Α.Π.Ε. ισχύος.

Η σύμβαση μεταξύ του ανεξάρτητου παραγωγού και της Δ.Ε.Η. είναι δεκαετούς διάρκειας, με δυνατότητα ανανέωσης με νέα σύμβαση.

Η Δ.Ε.Η. έχει τη δυνατότητα ίδρυσης θυγατρικών επιχειρήσεων με οποιαδήποτε μορφή ή σε συνεργασία με άλλα φυσικά ή νομικά πρόσωπα, με σκοπό την περαιτέρω ανάπτυξη και εκμετάλλευση των Α.Π.Ε., στον εθνικό και διεθνή χώρο.

Με τον παραπάνω νόμο καθορίστηκαν με σαφήνεια οι κανόνες γύρω από τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής από Α/Γ. Τα τιμολόγια διαμορφώθηκαν σε λογικά επίπεδα, λαμβάνοντας υπόψη το κόστος αποφυγής παραγωγής αντίστοιχης ενέργειας από συμβατικά καύσιμα, την εξοικονόμηση επενδύσεων σε εγκαταστάσεις συμβατικής παραγωγής και το περιβαλλοντικό κόστος. Τέλος, οι επενδυτές γνωρίζουν εκ των προτέρων τους όρους συνεργασίας τους με τη Δ.Ε.Η. και διασφαλίζονται με συμβόλαιο δεκαετούς διάρκειας με δικαίωμα παράτασης.

2.4.2 Νόμος 2601/1998

Ο Ν. 2601/1998 περί «Ενισχύσεως ιδιωτικών επενδύσεων για την οικονομική και περιφερειακή ανάπτυξη της χώρας και άλλες διατάξεις» έχει ως σκοπό την ανάπτυξη των ιδιωτικών επενδύσεων στην Ελλάδα. Τα βασικά επενδυτικά κίνητρα που αναφέρονται στον τομέα των Α.Π.Ε., και, κατ' επέκταση, στον κλάδο της αιολικής ενέργειας, είναι:

Επιχορήγηση ποσοστού 40% επί των ενισχυόμενων δαπανών, ανεξάρτητα από την περιοχή της Ελλάδας στην οποία πραγματοποιούνται οι επενδύσεις.

Επιδότηση ποσοστού 40% επί των τόκων των μεσομακροπρόθεσμων επενδυτικών δανείων, για χρονική διάρκεια τριών ετών από την έναρξη λειτουργίας των εγκαταστάσεων.

Τα επενδυτικά κίνητρα που προσφέρει ο παραπάνω νόμος φαίνεται, ήδη, να λειτουργούν καταλυτικά στην ουσιαστική προώθηση των ιδιωτικών επενδύσεων σε αιολικές εγκαταστάσεις.

Η παροχή επενδυτικών κινήτρων για εφαρμογές Α.Π.Ε. είχε ξεκινήσει νωρίτερα στο πλαίσιο του Ευρωπαϊκού Προγράμματος Ενέργειας (Ε.Π.Ε.), το οποίο καταρτίστηκε από το Υπουργείο Ανάπτυξης και εντάχθηκε στο Β' Κοινωνικό Πλαίσιο Στήριξης (Κ.Π.Σ.). Σύμφωνα με το μέτρο 3.2 του Ε.Π.Ε. περί «Οικονομικών κινήτρων για την ανάπτυξη εφαρμογών στον τομέα των Α.Π.Ε.», η χρηματοδότηση των επενδύσεων προέρχεται από το Κοινωνικό Ταμείο σε ποσοστό 75%, ενώ το υπόλοιπο 25% της χρηματοδότησης προέρχεται από εθνικούς πόρους.

2.4.3 Νόμος 2773/1999

Ο Ν. 2773/1999, περί «Απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ρύθμισης θεμάτων ενεργειακής πολιτικής και λοιπές διατάξεις», άλλαξε τις συνθήκες στον τομέα της ενέργειας, με ανάλογες επιπτώσεις στην αξιοποίηση των Α.Π.Ε. και, κατ' επέκταση, στις εφαρμογές της αιολικής ενέργειας. Ο νόμος επιτρέπει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ιδιώτες και την πώλη-

σή της σε καταναλωτές (με ελάχιστη ετήσια κατανάλωση 100 GWh), ύστερα από τη σύναψη σύμβασης προμήθειας μαζί τους. Η μεταφορά και η διανομή εξακολουθεί να γίνεται από τη Δ.Ε.Η., στην οποία ανήκει αποκλειστικά το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας υπό την επίβλεψη και καθοδήγηση του Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ). Τούτο ισχύει απολύτως για το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (δηλαδή για την ηπειρωτική χώρα και τα εκ των νησιών διασυνδεδεμένα στο δίκτυο, π.χ. Κεφαλλονιά, Ζάκυνθο, κ.λπ.). Ειδικά για τη μη συνδεδεμένα νησιά, όπως κλασική περίπτωση αποτελεί η Κρήτη, τον αντίστοιχο προς το ΔΕΣΜΗΕ ρόλο αναλαμβάνει ο «Διαχειριστής των Νήσων», που, επί του παρόντος, αποτελεί, ακόμη, Υπηρεσία της ΔΕΗ. Ο «Διαχειριστής των Νήσων» στελεχώνεται από υπαλλήλους της Επιχείρησης, με αρμοδιότητες, όμως, ίδιες με τις αρμοδιότητες του ΔΕΣΜΗΕ για το διασυνδεδεμένο Σύστημα και υπονοείται, πάντοτε, στη συνέχεια της παρούσας εργασίας, όποτε γίνεται αναφορά στο «Διαχειριστή του Συστήματος», ή και απλώς στο «Διαχειριστή».

Το βασικό σημείο του νόμου, το οποίο αφορά στις Α.Π.Ε., είναι ότι ο Διαχειριστής του Συστήματος υποχρεούται να δίνει προτεραιότητα κατά την κατανομή του φορτίου σε διαθέσιμες εγκαταστάσεις παραγωγής, στις οποίες η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από Α.Π.Ε..

Με τον παραπάνω νόμο γίνεται φανερή η πρόθεση του νομοθέτη για όσο το δυνατόν μεγαλύτερη «διείσδυση» των Α.Π.Ε. στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα. Ακόμη, η

προτεραιότητα που δίνεται στις Α.Π.Ε. αναιρεί τις όποιες επιφυλάξεις των πιθανών επενδυτών, όσον αφορά στην απορρόφηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και ενθαρρύνει τις επενδυτικές δραστηριότητες στον εν λόγω τομέα.

2.4.4 Οδηγία 2001/77/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 27ης Σεπτεμβρίου 2001

«Για την προαγωγή του ηλεκτρισμού από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας» (ΕΕ L 283/27.10.2001).

2.4.5 Νόμος 3017/2002

«Κύρωση του Πρωτοκόλλου του Κιότο στη Σύμβαση Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την αλλαγή του κλίματος».

2.4.6 Νόμος 3299/2004

«Κίνητρα Ιδιωτικών Επενδύσεων για την Οικονομική Ανάπτυξη και την Περιφερειακή Σύγκλιση».

2.4.7 Νόμος 3468/2006

«Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις».

2.4.8 Νόμος 3522/2006

«Τροποποίηση διατάξεων του Ν. 3299/2004».

2.4.9 Κοινή υπουργική απόφαση οικ. 104248/ΕΥΠΕ/Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε./25.5.2006

«Περιεχόμενο, δικαιολογητικά και λοιπά στοιχεία των Προμελετών Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (Π.Π.Ε.), των Μελετών Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (Μ.Π.Ε.), καθώς και συναφών μελετών περιβάλλοντος, έργων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας» (ΦΕΚ Β' 663).

2.4.10 Υπ' αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.1725/25.1.2007 απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης

«Καθορισμός τύπου και περιεχομένου συμβάσεων πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης στο Δίκτυο των Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 12 παρ. 3 του Ν. 3468/2006» (ΦΕΚ Β' 148).

2.4.11 Υπ' αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.5707/13.5.2007 απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης

«Κανονισμός Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης» (ΦΕΚ Β' 448).

2.4.12 Υπ' αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.13310/18.6.2007 απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης

«Διαδικασία έκδοσης αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας» (ΦΕΚ 1153/τ. Β'/10.07.2007).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 - ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΚΑΙ MARKETING

3.1 Ορισμός της Αγοράς και Ανάλυση της Δομής της

Οι υδρογονάνθρακες (πετρέλαιο, άνθρακας, φυσικό αέριο, κλπ.) έχουν αποτελέσει τον ενεργειακό πυλώνα, πάνω στον οποίο όχι απλά έχει στηριχτεί αλλά και (σε ένα μεγάλο βαθμό) έχει διαμορφωθεί η ανάπτυξη της κοινωνίας μας, με την ανάπτυξη αυτή να χαρακτηρίζεται από μια συνεχώς αυξανόμενη ενεργοβόρο «απληστία». Πολύ πρόσφατα καταγράφηκε μία κατακόρυφη αύξηση των διεθνών τιμών του πετρελαίου, με αναπόφευκτες συνέπειες για τη διεθνή οικονομία.

Η «πίεση» που υφίστανται οι ενεργειακές πηγές του πλανήτη μας (ιδίως στην κατηγορία των αποθεμάτων υδρογονανθράκων) αρχίζει να διαφαίνεται, με συνέπεια να ενισχύονται οι τάσεις για ορθολογική χρήση ενέργειας, καθώς και εκμετάλλευση μορφών ενέργειας, οι οποίες, όχι μόνο υπάρχουν σε αφθονία στην φύση και συνεχώς ανανεώνονται, χαρακτηριζόμενες ως Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), αλλά, ταυτόχρονα, είναι και φιλικές προς το περιβάλλον.

Η πρόκληση σε ό,τι αφορά την εκμετάλλευση των ΑΠΕ σχετίζεται με την ανάπτυξη και/ή βελτιστοποίηση τεχνολογιών, βάσει των οποίων καθίσταται οικονομικά συμφέρουσα η εκμετάλλευση αυτών.

Αντικείμενο της παρούσης μελέτης αποτελούν οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και συγκεκριμένα η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας βάσει εκμετάλλευσης του ανέμου.

Η εστίαση της μελέτης στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ κρίνεται αναγκαία, λόγω της απελευθέρωσης της αγοράς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία προωθείται με το Ν. 2773/1999, βάσει της οποίας, τόσο ο κλάδος των ΑΠΕ όσο και ο ευρύτερος κλάδος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποκτούν μια νέα προοπτική, ενώ με τον Ν. 2941/2001, καθώς και με τον πρόσφατο Ν. 3468/2006 δίνεται μια νέα δυναμική στον κλάδο.

Οι μορφές ΑΠΕ στις οποίες διακρίνεται ο κλάδος είναι οι ακόλουθες:

(i) ηλιακή ακτινοβολία - φωτοβολταϊκά συστήματα, (ii) αιολική - ανεμογεννήτριες, (iii) υδροηλεκτρική, (iv) βιοενέργεια (βιομάζα), (v) γεωθερμική, (vi) παλιρροϊκή και (vii) κυμάτων θαλάσσης.

Ωστόσο, μεγάλη έμφαση δίδεται στην αιολική ενέργεια, καθώς αυτή προσελκύει σημαντικό επενδυτικό και επιχειρηματικό ενδιαφέρον σε ό,τι αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, μιας και θα αντιπροσωπεύει το 87% της εγκαταστημένης ισχύος και θα παράγει το 78% της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, βάσει των στόχων που πρέπει να επιτευχθούν μέχρι το 2010, όπως αυτοί διαμορφώθηκαν από το Πρωτόκολλο του Κιότο.

3.1.1 Προϊόν αιολικής ενέργειας

Η αιολική ενέργεια αποτελεί μια άλλη μορφή ηλιακής ενέργειας. Εκτιμάται ότι, μεταξύ 1% και 3% της ηλιακής ενέργειας που φθάνει στην γη μετατρέπεται σε αιολική ενέργεια. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της εκμε-

τάλλευσης της αιολικής ενέργειας αποτελεί τον πιο γρήγορα αναπτυσσόμενο ενεργειακό τομέα, με το διαχρονικό μέσο ετήσιο ρυθμό ανάπτυξης να διαμορφώνεται, περίπου, στο 26%.

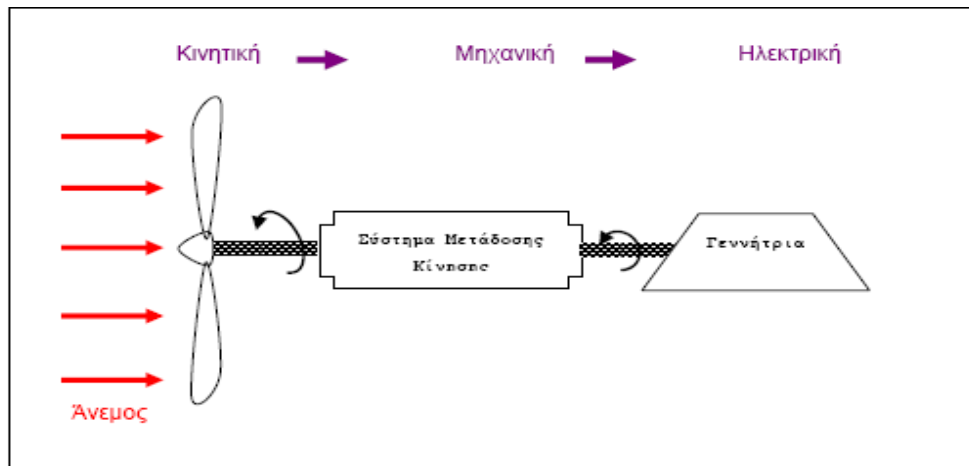
Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ εγκαινιάστηκε με τον Ν. 1559/1985, βάσει του οποίου είχαμε τη δραστηριοποίηση κυρίως της ΔΕΗ (με την εγκατάσταση 24 MW) και με τους ΟΤΑ να περιορίζονται στο χαμηλό επίπεδο των 3 MW (μέχρι το 1995), ενώ ο ιδιωτικός τομέας, σε αυτά τα αρχικά στάδια ανάπτυξης της αγοράς, δεν συμμετείχε ουσιαστικά.

Η αιολική ενέργεια εξαρτάται από την ταχύτητα και την πυκνότητα του ανέμου. Οι δυνατότητες αξιοποίησής της εξαρτώνται από τα ιδιαίτερα ανεμολογικά χαρακτηριστικά κάθε περιοχής, στα οποία, εκτός από τη διεύθυνση, την ταχύτητα και την πυκνότητα ενδιαφέρουν, τόσο οι ακραίες τιμές, όσο και οι στροβιλισμοί.

Γενικά, περιοχές με μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου μεγαλύτερη από 10m/s θεωρούνται περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό. Για την εγκατάσταση αιολικών πάρκων επιλέγονται περιοχές με μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου μεγαλύτερη από 6m/s. Τα παραπάνω όρια είναι ενδεικτικά και μεταβάλλονται με την ανάπτυξη της τεχνολογίας και τις συνθήκες της αγοράς. Είναι βέβαιο ότι η αιολική ενέργεια είναι μία τεχνολογικά ώριμη, οικονομικά ανταγωνιστική και φιλική προς το περιβάλλον ενεργειακή επιλογή: είναι μία ανεξάντλητη πηγή ενέργειας που προστατεύει τον πλανήτη, καθώς συμβάλλει στο να αποφεύγονται οι εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου που αποσταθεροποιούν το παγκόσμιο κλίμα. Η λειτουργία ενός τυπικού αιολικού πάρκου ισχύος 10 MW, προσφέρει ετησίως την ηλεκτρική ενέργεια που χρειάζονται 7.250 νοικοκυριά και εξοικονομεί περίπου 2.580 τόνους ισοδύναμου πετρελαίου.

Μία συνηθισμένη ανεμογεννήτρια των 750 kW στην Ελλάδα παράγει κατά μέσο όρο 2,25 εκατομμύρια κιλοβατώρες το χρόνο και, έτσι, αποτρέπεται η έκλυση 2.250 τόνων διοξειδίου του άνθρακα, συνεισφέρει, δηλαδή, κάθε χρόνο στο περιβάλλον όσο 3.000 στρέμματα δάσους, ή, αλλιώς, 150.000 δέντρα.

Η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας γίνεται εφικτή με την εγκατάσταση και λειτουργία ανεμογεννητριών. Η βασική αρχή λειτουργίας των ανεμογεννητριών είναι πολύ απλή και έχει σχέση με τη μετατροπή της κινητικής ενέργειας του ανέμου πρώτα σε μηχανική ενέργεια, μέσω της δέσμησης αυτής κάνοντας χρήση κατάλληλα σχεδιασμένων αεροδυναμικών συσκευών (ρότορας ανεμογεννήτριας). Η κινητική ενέργεια που παράγεται μετατρέπεται σε μηχανική (σύστημα μετάδοσης κίνησης) και μετά σε ηλεκτρική ενέργεια (ηλεκτρική γεννήτρια).



Σχήμα 3.1: Μετατροπή ενέργειας σε μία Α/Γ

3.1.2 Πελάτες

Στις δραστηριότητες των εταιρειών του κλάδου περιλαμβάνονται η κατασκευή, η ανάπτυξη και η λειτουργία των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Αιολικά Πάρκα). Οι εταιρείες αυτές πουλάνε την Η/Ε στην ΔΕΗ, τον μόνο μέχρι σήμερα προμηθευτή της ελληνικής αγοράς ή και στον ΔΕΣΜΗΕ (Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας), ο οποίος έχει το ρόλο του λειτουργού της αγοράς φροντίζοντας να υπάρχει πάντα ισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης Η/Ε. Το κράτος, με νομοθετικές ρυθμίσεις, εγγυάται την αγορά από τον ΔΕΣΜΗΕ της Η/Ε που παράγεται από αιολική ενέργεια στα 73-84,6 €/MWh. Με την απελευθέρωση της αγοράς Η/Ε, σταδιακά, θα επιτρέπεται σε πελάτες να επιλέγουν τον προμηθευτή τους και σε νέους παραγωγούς να ανταγωνιστούν τη ΔΕΗ, που σήμερα κατέχει το μονοπώλιο διανομής. Έτσι οι εταιρείες παραγωγής Η/Ε από Αιολικά Πάρκα θα μπορέσουν να εισέλθουν σταδιακά στην αγορά της λιανικής, το συντομότερο, μόλις το επιτρέψουν οι συνθήκες της Ελληνικής αγοράς.

Επίσης, πολλές από τις εταιρείες αυτές εξάγουν την Η/Ε που παράγουν σε χώρες της ΝΑ Ευρώπης οι οποίες έχουν σημαντική ανάγκη για επιπλέον ισχύ. Αυτές οι δραστηριότητες περιλαμβάνουν συμμετοχή σε δημοπρασίες για δικαιώματα παροχής ισχύος, ανάπτυξη δικτύου επαφών και πώληση ενέργειας στις χώρες αυτές.

Η σταδιακή απελευθέρωση του ηλεκτρικού τομέα άρχισε ήδη στην ΝΑ Ευρώπη, και αναμένεται να ολοκληρωθεί κατά το 2015-2020. Η δημιουργία της ενιαίας αγοράς ηλεκτρισμού των χωρών της ΝΑ Ευρώπης και η ενσωμάτωσή της στην ενιαία ευρωπαϊκή αγορά αποτελεί μια μεγάλη πρόκληση για τις χώρες αυτές.

3.1.3 Ανταγωνιστές

Δεδομένου ότι ο εξεταζόμενος κλάδος βρίσκεται σε αρχικά στάδια ανάπτυξης, σημειώνεται συνεχής είσοδος νέων επιχειρήσεων. Ωστόσο, υπάρχουν σημαντικές δυσχέρειες, προκειμένου μια εταιρεία να δραστηριοποιηθεί στις Ανα-

νεώσιμες Πηγές Ενέργειας, καθώς η αδειοδοτική διαδικασία (από την άδεια παραγωγής έως την άδεια εγκατάστασης και λειτουργίας), παρά την εφαρμογή νέου νομικού πλαισίου, κρίνεται χρονοβόρα και απαιτητική.

Παράλληλα, οι νεοεισερχόμενες εταιρείες καλούνται να αντιμετωπίσουν την παρουσία εδραιωμένων εταιρειών του κλάδου, οι οποίες διαθέτουν ισχυρό ενεργειακό δυναμικό και εμπειρία και κατέχουν σημαντικό πλεονέκτημα στη διαδικασία αδειοδότησης. Περαιτέρω ανασταλτικό παράγοντα αποτελεί ο μεγάλος αριθμός αιτήσεων που έχει κατατεθεί (σε κάποιες περιπτώσεις είναι πολλαπλάσιος του στόχου που έχει τεθεί) και, ως εκ τούτου, καθιστά “προβληματική” τη συνεχή δραστηριοποίηση νεοεισερχόμενων επιχειρήσεων σε όλο το φάσμα των ΑΠΕ.

Αντίστοιχα, εταιρείες που επιχειρούν να ασχοληθούν με την εμπορία συστημάτων εκμετάλλευσης ΑΠΕ, έρχονται αντιμέτωπες με ήδη λειτουργούσες επιχειρήσεις, οι οποίες οφείλουν την παρουσία τους στη φήμη που συνοδεύει τους οίκους που αντιπροσωπεύουν.

Ως αποτέλεσμα της ιδιομορφίας στον τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (H/E) από ΑΠΕ σχετικά με την αδειοδοτική διαδικασία, κάθε μεμονωμένη μονάδα παραγωγής H/E από ΑΠΕ αποτελεί μια αυτόνομη εταιρεία, συνήθως θυγατρική μιας μεγαλύτερης επιχειρηματικής οντότητας. Συνεπώς, ένας αριθμός μεμονωμένων μονάδων- εταιρειών εντάσσεται, συνήθως, υπό τη σκέπη μιας «κεντρικής» εταιρείας που ανήκει σε κάποιον όμιλο, με την επωνυμία αυτής συνήθως να περιέχει την επωνυμία της μητρικής εταιρείας και όρους όπως «ενεργειακή», «αιολική», κλπ..

Οι παρουσιαζόμενες εταιρείες στον τομέα της αιολικής ενέργειας, αντιπροσωπεύουν άνω του 80% της συνολικής εγκαταστημένης ισχύος, με τη δραστηριοποίηση αρκετών εξ αυτών να επεκτείνεται και σε άλλους τομείς των ΑΠΕ. Οι τομείς της παραγωγής H/E από ηλιακή ενέργεια και βιομάζα βρίσκονται σε πολύ πρώιμο στάδιο ανάπτυξης, ιδιαίτερα δε αυτός της ηλιακής ενέργειας, καθώς η εγκαταστημένη ισχύς (2007) διαμορφωνόταν μόλις σε 1,3 MW, ενώ πλήθος νομικών προσώπων ιδρύθηκαν την τελευταία διετία, χωρίς να εμφανίζουν ουσιαστική δραστηριότητα ακόμη. Σημειώνεται ότι, στην παρουσίαση επιχειρήσεων του κλάδου που ακολουθεί, στις περιπτώσεις όπου δραστηριοποιούνται παραγωγικά κάποιοι όμιλοι επιχειρήσεων, η παρουσίαση γίνεται στη βάση των ομίλων αυτών και όχι για κάθε μία μεμονωμένη εταιρεία-παραγωγική μονάδα. Επιπλέον, γίνεται αναφορά μόνο στον κύκλο εργασιών που αφορά την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και όχι σε αυτόν που απεικονίζει το σύνολο της οικονομικής δραστηριότητας των Ομίλων.

Επίσης, εκτός των ελληνικών επιχειρήσεων ή ομίλων, σημαντική παρουσία στον κλάδο έχουν οι εταιρείες EDF Energies Nouvelles S.A. και Enel SpA, οι οποίες συμμετέχουν σε πλήθος επί μέρους ετερόρρυθμων εταιρειών (ελληνικών νομικών προσώπων), που δραστηριοποιούνται στον εξεταζόμενο κλάδο.

Στον πίνακα 3.1 που ακολουθεί, παρουσιάζεται, ενδεικτικά, η εξέλιξη των πωλήσεων ορισμένων επιχειρήσεων του κλάδου που είχαν πραγματοποιήσει πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, και οι οποίες υποχρεούνται στη δημοσίευση των ισολογισμών τους.

Όπως προκύπτει, οι συνολικές πωλήσεις των συγκεκριμένων εταιρειών παρουσίασαν μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης 19,2% την περίοδο 2003-2007, γεγονός που καταδεικνύει ότι ο κλάδος βρίσκεται σε στάδιο δυναμικής ανάπτυξης. Οι

συνολικές πωλήσεις για το 2007 ανήλθαν σε €117,8 εκ.. Δραστική αύξηση πωλήσεων εμφανίζει κατά το 2007 η εταιρεία ΔΕΗ Ανανεώσιμες Α.Ε. (ουσιαστικά αρχικό έτος δραστηριοποίησης). Αξιοσημείωτη αύξηση σε απόλυτες τιμές εμφανίζει η Ζέφυρος Ε.Π.Ε. (€3,3 εκατ.), η Τέρνα Ενεργειακή Έβρου Α.Ε. (€2,2 εκατ.) και η Αιολική Παναχαϊκού Α.Ε. (€2,2 εκατ.).

Πίνακας 3.1

Επωνυμία	2003	2004	2005	2006	2007
ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	0	10.000	0	9.000	12.003.822
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Β.Ε.Ε.	10.466.094	9.527.000	10.034.000	11.430.000	11.671.000
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗ ΙΙ Α.Β.Ε.Ε.	0	702.000	7.622.000	7.771.000	7.371.000
ΒΙΟΑΕΡΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΝΩ ΛΙΟΣΙΑ Α.Ε. (1)	6.364.280	5.484.665	6.165.724	6.007.426	6.920.205
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΥΒΟΙΑ Α.Β.&Ε.Ε.	6.790.835	6.513.000	6.582.000	6.954.000	6.782.000
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗ Α.Β.Ε.Ε.	1.771.474	5.749.000	5.958.000	6.357.000	6.010.000
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	3.762.196	5.700.121	5.388.939	5.815.674	5.709.517
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΝΑΧΑΪΚΟΥ Α.Ε.	0	0	0	3.482.880	5.673.847
ΔΙΘΩΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	2.696.071	3.872.904	5.024.869	5.265.937	5.080.242
ΖΕΦΥΡΟΣ Ε.Π.Ε.	1.081.913	787.058	874.754	920.063	4.280.172
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΒΡΟΥ Α.Ε.		0	0	1.932.000	4.124.000
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΖΑΡΑΚΕΣ Α.Β.&Ε.Ε.	3.919.765	3.854.000	3.808.000	4.086.000	3.850.000
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΣΕΡΒΟΥΝΙΟΥ Α.Ε.		0	2.063.000	4.183.000	3.774.000
ΔΙΘΩΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Τ.Ε.&Β.Ε.	1.677.538	1.551.126	1.222.102	1.679.577	3.165.394
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΡΥΩΝ Α.Ε.	2.566.155	2.437.394	2.559.244	2.620.276	2.660.500
ΠΟΛΥΠΟΤΑΜΟΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ Α.Ε.	2.493.125	2.086.975	2.210.237	2.361.243	2.618.762
ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΤΕΧΝΟΔΟΜΙΚΗ ΑΝΕΜΟΣ Α.Ε.	0	0	567.301	2.161.491	2.465.224
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΑΧΛΑΔΙΩΝ Α.Ε.	2.233.238	2.145.355	2.168.299	2.240.088	2.277.731
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΥΚΛΑΔΩΝ - ΜΠΟΥΡΛΑΡΙ Α.Β.&Ε.Ε.	2.318.817	1.850.914	2.024.890	2.145.623	2.185.436
ΕΝΕΡΓΙ ΕΣ ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Ε.	1.628.818	1.645.054	1.841.847	2.029.773	2.046.776
ΓΚΑΜΕΣΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	542.250	974.395	4.145.590	3.061.470	1.730.976
ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ - ΡΟΚΑΣ Α.Β.&Ε.Ε.	1.646.685	1.422.000	1.433.000	1.442.000	1.479.000
ΤΕΡΠΑΝΔΡΟΣ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε.	778.724	1.227.166	1.252.929	1.447.638	1.392.246
WRE ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	768.435	935.003	1.136.399	1.256.752	1.253.395
ΙWECO ΧΩΝΟΣ ΛΑΣΙΘΙΟΥ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.&Β.Ε.	0	0	0	923.000	1.247.000
ΑΝΕΜΟΕΣΣΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε.	1.201.793	1.187.262	1.206.028	1.223.087	1.240.209
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΜΟΙΡΩΝ Α.Ε.		0	0	76.543	1.205.160
ΙWECO ΜΕΓΑΛΗ ΒΡΥΣΗ ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ Α.Ε.Β.Ε.	1.163.294	1.033.786	1.115.907	1.229.008	1.172.399
ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΝΤΙΣΣΑΣ Α.Ε.	508.665	861.473	979.101	1.146.493	1.126.455
ΠΙΝΔΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	430.770	473.994	401.575	433.954	947.038
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗ Α.Ε.	0	781.000	828.000	1.062.000	901.000
ΝΑΝΚΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑ Α.Β.Ε.Τ.Ε.	0	0	136.431	1.121.784	691.639
VECTOR ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΕΛΛΑΔΑΣ Α.Ε.	414.399	429.474	714.417	796.516	665.222
ΕΒΡΟΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	0	183.963	531.613	575.426	533.207
ΜΕΛΤΕΜΙ - ΚΑΣΤΡΙ Α.Β.Ε.&Τ.Ε.	547.831	319.000	466.000	433.424	456.376
ΥΔΩΡ ΚΑΤΑΣΚΕΥΑΣΤΙΚΗ Α.Ε.	0	425.387	699.302	807.012	451.760
ΕΝΤΕΚΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε.	328.545	297.405	295.368	329.423	329.284
ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΑΡΠΑΣΤΩΝΙΟΥ Α.Ε.	287.635	210.659	282.233	271.769	296.093
Σύνολο	58.389.345	64.678.533	81.739.099	97.089.350	117.788.087

Μ.Δ.: Μη Διαθέσιμα Στοιχεία
Αξία σε €

Σημειώσεις:

Στις περιπτώσεις όπου εμφανίζονται μηδενικές πωλήσεις, οι εταιρείες δεν εμφάνισαν πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας το αντίστοιχο διάστημα.

1. Οι πωλήσεις για το 2003 αφορούν τη χρονική περίοδο 01/05/2002-30/06/2003. Για τα έτη 2004-2007, οι πωλήσεις αφορούν τη χρονική περίοδο 1/7 κάθε έτους έως 30/6 του επομένου.

Πηγή: ICAP-Δημοσιευμένοι Ισολογισμοί

Ο πίνακας 3.2 παρουσιάζει τα εκτιμώμενα μερίδια αγοράς ορισμένων επιχειρήσεων βάσει της εγκατεστημένης ισχύος, για μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Πίνακας 3.2 Μερίδια Αγοράς βάσει Εγκατεστημένης Ισχύος (2007)

Εταιρεία	Μερίδιο
ΟΜΙΛΟΣ Χ. ΡΟΚΑΣ ΑΒΕΕ	18% - 19%
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Β.Ε.Τ.Ε. (ΟΜΙΛΟΣ ΤΕΡΝΑ)	11% - 12%
ENEL SpA	8% - 9%
ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	8% - 9%
ΟΜΙΛΟΣ ΕΛΜΑΚΤΩΡ Α.Ε.	5% - 6%
ΟΜΙΛΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΩΝ ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΥ	4% - 5%
ACCIONA ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	4% - 5%
ΕΝΒΙΤΕC Α.Ε.	3% - 4%
ΓΚΑΜΕΣΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	1,5% - 2%
ΠΟΛΥΠΟΤΑΜΟΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ Α.Ε.	1% - 1,5%
ΠΛΑΣΤΙΚΑ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	~1%
ΛΟΙΠΕΣ ΕΤΑΙΡΕΙΕΣ	~26%
Σύνολο	100%

Πηγή: Εκτιμήσεις αγοράς ICAP

Ο πίνακας 3.3 παρουσιάζει τα μερίδια αγοράς βάσει των πωλήσεων ηλεκτρικής ενέργειας (οι συνολικές πωλήσεις Η/Ε από ΑΠΕ εκτιμώνται σε €135,7 εκ.κατ.) για μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Πίνακας 3.3 Μερίδια Αγοράς βάσει Πωλήσεων Ηλεκτρικής Ενέργειας (2007)

Εταιρεία	Μερίδιο
ΟΜΙΛΟΣ Χ. ΡΟΚΑΣ ΑΒΕΕ	22% - 23%
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε. (ΟΜΙΛΟΣ ΤΕΡΝΑ)	14,5 - 15%
ΟΜΙΛΟΣ ΕΛΜΑΚΤΩΡ Α.Ε.	8,5% - 9,5%
ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	8% - 9%
ΟΜΙΛΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΩΝ ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΥ	8% - 9%
ΕΝΒΙΤΕC Α.Ε.	~4%
ΠΛΑΣΤΙΚΑ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	2% - 3%
ΠΟΛΥΠΟΤΑΜΟΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ Α.Ε.	~2%
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΥΚΛΑΔΩΝ - ΜΠΟΥΡΛΑΡΙ Α.Β.&Ε.Ε	1,5% - 2%
ACCIONA ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	1,5% - 2%
ΓΚΑΜΕΣΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	1% - 1,5%
ΛΟΙΠΕΣ ΕΤΑΙΡΕΙΕΣ	~20%
Σύνολο	100%

Πηγή: Εκτιμήσεις αγοράς ICAP

Η ελληνική αγορά Η/Ε από αιολικά πάρκα χαρακτηρίζεται, στην παρούσα φάση, από σχετικά χαμηλά μεγέθη σε σύγκριση με άλλες χώρες, είναι δε μία αγορά στην οποία δραστηριοποιείται σημαντικός αριθμός επιχειρήσεων, από τον κατασκευαστικό τομέα, αλλά και τον ενεργειακό κλάδο. Στο συγκεκριμένο κλάδο δεν υφίσταται ανταγωνισμός τιμών, δεδομένου ότι αυτές είναι σταθερές και καθορισμένες από το ισχύον θεσμικό πλαίσιο και κοινές για όλες τις μονάδες παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ. Ωστόσο εμφανίζονται φαινόμενα αντα-

γωνισμού μεταξύ των επιχειρήσεων σε άλλο επίπεδο, καθώς η πλειοψηφία των επιχειρήσεων (ομίλων), επιδιέχεται σε αγώνα απόκτησης αδειών παραγωγής και εκμετάλλευσης ΑΠΕ, με σκοπό τη διατήρηση και την αύξηση του ενεργειακού δυναμικού τους.

3.1.4 Προμηθευτές

Στην περίπτωση των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα, η διαπραγματευτική δύναμη των προμηθευτών συστημάτων εκμετάλλευσης ενέργειας, ποικίλλει ανάλογα με το ενεργειακό χαρτοφυλάκιο και την έκταση των παραγγελιών που πραγματοποιούν. Στην περίπτωση των αντιπροσώπων/εισαγωγέων (εταιρείες εμπορίας συστημάτων εκμετάλλευσης ΑΠΕ) έναντι των προμηθευτών τους, η διαπραγματευτική δύναμη των επιχειρήσεων εξαρτάται άμεσα από τη θέση που κατέχουν στην ελληνική αγορά (μερίδιο), καθώς και από το βαθμό αποκλειστικότητας στη συνεργασία με το συγκεκριμένο προμηθευτή. Τα μικρά μεγέθη της ελληνικής αγοράς Η/Ε από αιολικά πάρκα δεν δίνουν, ακόμα, σημαντικό διαπραγματευτικό πλεονέκτημα, ούτε στους παραγωγούς Η/Ε, ούτε στους εγχώριους εισαγωγείς, έναντι των προμηθευτών έτοιμων συστημάτων του εξωτερικού. Όμως, σύμφωνα με παράγοντες του κλάδου, εκτιμάται ότι, σύντομα η κατάσταση θα διαφοροποιηθεί, καθώς η Ελλάδα (λόγω κλιματολογικών συνθηκών) θεωρείται ανερχόμενη ενεργειακή δύναμη.

3.2 Γενικά Χαρακτηριστικά του Κλάδου

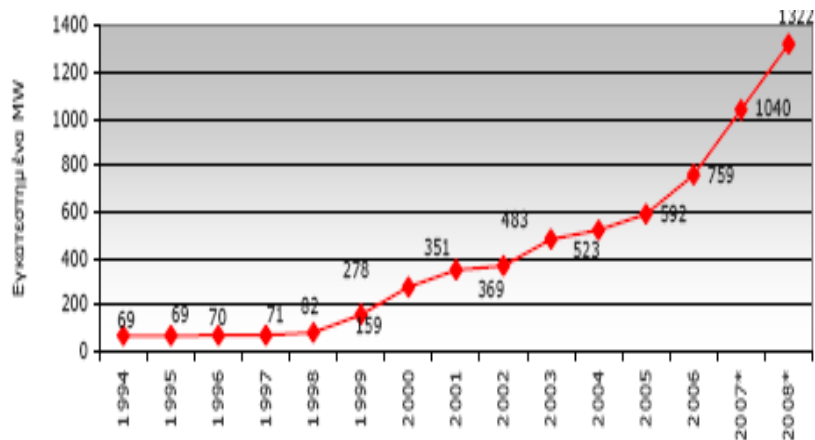
Ένα χαρακτηριστικό του κλάδου είναι ότι η κάθε επί μέρους μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ αποτελεί ένα αυτόνομο νομικό πρόσωπο, το οποίο αποτελεί θυγατρική εταιρεία του εκάστοτε επιχειρηματικού φορέα που δραστηριοποιείται σε επίπεδο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Επίσης, στοιχείο που χαρακτηρίζει τον κλάδο και πρέπει να επισημανθεί, είναι ότι, σε αυτό το στάδιο ανάπτυξης, ένα σχετικά μικρό ποσοστό των αδειών παραγωγής (αντιστοιχών προς συνολική υπό εγκατάσταση ισχύ άνω των 6.000 MW, υψηλότερη του στόχου που έχει τεθεί για το 2010), έχει φτάσει στο στάδιο λειτουργίας, με τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των σχετικών έργων να διαμορφώνεται κατά το 2007 στα 1.040 MW, από 759 MW το 2006 (αύξηση περίπου 37%).

3.3 Ανάλυση της Εγχώριας Αγοράς

Όπως προαναφέρθηκε, η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ εγκαινιάστηκε με τον Ν. 1559/1985, βάσει του οποίου είχαμε την δραστηριοποίηση κυρίως της ΔΕΗ (με την εγκατάσταση 24 MW) και με τους ΟΤΑ να περιορίζονται στο χαμηλό επίπεδο των 3 MW (μέχρι το 1995), ενώ ο ιδιωτικός τομέας σε αυτά τα αρχικά στάδια ανάπτυξης της αγοράς δεν συμμετείχε ουσιαστικά.

Η εμπλοκή των κατασκευαστικών εταιρειών στην ανέγερση των συγκεκριμένων έργων προσέφερε την απόκτηση της αναγκαίας τεχνογνωσίας και, σε συνδυασμό με τη μεταγενέστερη κρατική χρηματοοικονομική υποστήριξη των ΑΠΕ, τόσο σε επίπεδο κόστους εγκατάστασης όσο και τιμών πώλησης, είχε ως αποτέλεσμα οι εν λόγω εταιρείες να διευρύνουν τις δραστηριότητές τους και να υλοποιήσουν την επιχειρηματική τους διεύδυση στον κλάδο, με συνέπεια να αποτελούν πλέον, τον κύριο άξονα ανάπτυξης της αγοράς αυτής. Το σχήμα 3.2 παρουσιάζει την διαχρονική ανάπτυξη της συνολικής εγκαταστημένης ισχύος ΑΠΕ.



* αφορά και σταθμούς που τελούν σε δοκιμαστική λειτουργία

Πηγή: 4η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διεύδυσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010

Σχήμα 3.2: Διαχρονική Εξέλιξη Εγκατεστημένης Ισχύος ΑΠΕ (1994-2008)

3.3.1 Μέγεθος της Εγχώριας Αγοράς

Ο πίνακας 3.3 παρουσιάζει τις πηγές ενέργειας από τις οποίες παράχθηκε η ηλεκτρική ενέργεια τα έτη 2006 και 2007. Σημειώνεται ότι οι πληροφορίες που παρουσιάζονται αποτελούν επεξεργασμένα στοιχεία από το Διαχειριστή Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ) και αφορούν το Διασυνδεδεμένο Σύστημα.

Πίνακας 3.3 Συμμετοχή Διαφόρων Πηγών Ενέργειας στην Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας (2006 & 2007)

	2006	2007
Παραχθείσα Η/Ε	54,2 TWh	56,3 TWh
Λιγνίτης	53,8%	55,1%
Πετρέλαιο	6,1%	5,7%
Φυσικό Αέριο	18,8%	23,7%
Υδροηλεκτρικά	11,5%	5,5%
ΑΠΕ	2,1%	2,3%
Εισαγωγές/ Εξαγωγές	7,8%	7,7%

Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ (Διασυνδεδεμένο Σύστημα)

Η αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ σε ότι αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ήταν οριακή, καθώς φαίνεται να ενισχύεται κατά 0,2% σε μια χρονική περίοδο 12 μηνών.

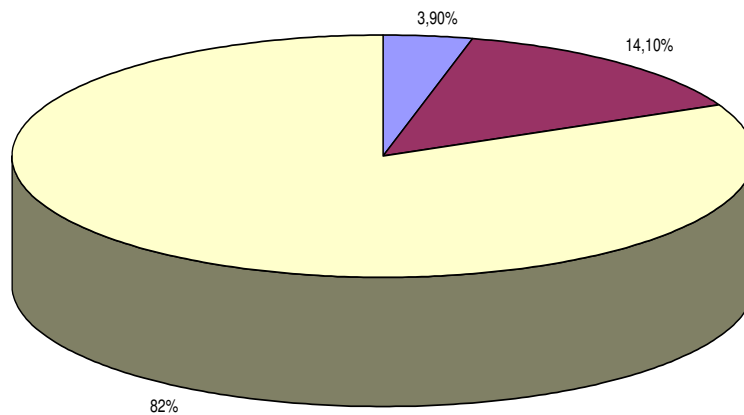
Πίνακας 3.4 Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ σε MW (2001 - 2007)

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΑΠΕ	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Υδροηλεκτρικά (<10 MW)	60	62	69	79	89	108	147,1
Αιολικά	270	287	371	472	491	745	853,2
Φωτοβολταϊκά	-	-	-	0,7	0,8	0,8	1,3
Βιομάζα	22	22	22	22	25	24	38,7
ΣΥΝΟΛΟ	352	371	462	573,7	605,8	877,8	1.040,3

Πηγή: 4^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διεύθυνσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ μέχρι το τέλος του 2007 ανερχόταν σε 1.040 MW, παρουσιάζοντας μέσο ετήσιο ρυθμό μεταβολής 20,8% την περίοδο 2000-2007 (ιδεστε πίνακα 3.3.1.β).

Το σχήμα 3.3 παρουσιάζει τη σύνθεση της προαναφερθείσας εγκατεστημένης ισχύος σε σχέση με τις διάφορες ΑΠΕ, από όπου προκύπτει η κυριαρχία των αιολικών πάρκων (ποσοστό 82%) σε σχέση με τις άλλες μορφές. Μέχρι το Μάρτιο του 2008, στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς λειτουργούσαν 680 ανεμογεννήτριες 10 κατασκευαστών, ενώ η συνολική εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων που βρίσκονται σε λειτουργία και έχουν σύμβαση αγοραπωλησίας με το ΔΕΣΜΗΕ ανέρχεται σε 675,6 MW. Περαιτέρω, η εγκατεστημένη ισχύς των μικρών υδροηλεκτρικών που έχουν σύμβαση με το ΔΕΣΜΗΕ ανερχόταν σε 129 MW, ενώ των σταθμών βιοκαυσίμων σε 27,9 MW.



■ Αιολικά Πάρκα, ■ Μικρό Υδροηλεκτρικές Μονάδες, ■ Λοιπές Μονάδες ΑΠΕ
 Πηγή: 4^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διεύθυνσης της ΑΠΕ το έτος 2010

Σχήμα 3.3: Συμμετοχή των Διάφορων Μορφών στην Παραγωγή Η/Ε από ΑΠΕ (2007)

Στον τομέα των εναλλακτικών μορφών ενέργειας, η ΔΕΗ έχει θέσει σε λειτουργία 24 αιολικά πάρκα, με 156 συνολικά εγκατεστημένες ανεμογεννήτριες, ενώ διαθέτει και πέντε υπό κατασκευή αιολικά πάρκα.

Ο πίνακας 3.3.1.γ παρουσιάζει τα Αιολικά Πάρκα που έχουν κατασκευασθεί για λογαριασμό της ΔΕΗ μέχρι σήμερα και συγκεκριμένα, την τοποθεσία τους, τον αριθμό των ανεμογεννητριών σε κάθε πάρκο, την εγκατεστημένη ισχύ ανά ανεμογεννήτρια και συνολικά, τον κατασκευαστή και την ημερομηνία σύνδεσης με το δίκτυο της ΔΕΗ. Ο πίνακας 3.3.1.δ παρουσιάζει τα Αιολικά Πάρκα ιδιωτών που βρίσκονται σε λειτουργία. Ο πίνακας 3.3.1.ε παρουσιάζει την εγκατεστημένη ισχύ των έργων ΑΠΕ και τη γεωγραφική κατανομή αυτών, σύμφωνα με τα πλέον πρόσφατα στοιχεία.

Βάσει στοιχείων από τους διαχειριστές του συστήματος, η παραγωγή Η/Ε από ΑΠΕ το 2007 διαμορφώθηκε σε 179 GWh. Οι συνολικές πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ εκτιμώνται την τελευταία τριετία ως εξής:

- 2005: €125,6 εκατ.
- 2006: €140,1 εκατ.
- 2007: €135,7 εκατ.

Πίνακας 3.5 Αιολικά Πάρκα Δ.Ε.Η.

Νησί	Τοποθεσία	Αριθμός Ανεμογεννητριών	Εγκατεστημένη Ισχύς		Κατασκευαστής	Σύνδεση με Δίκτυο
			Ανά Ανεμογεννήτρια (Κw)	Συνολικά (Μw)		
Άνδρος	Καλιβάρι	7	225	1,575	VESTAS	Ιουλ.-92
Σάμος	Πυθαγόρειο	9	225	2,025	VESTAS	Αυγ.-92
Χίος	Μελανιός	11	225	2,475	VESTAS	Δεκ.-92
Ψορά	Άγιος Ηλίας	9	225	2,025	VESTAS	Δεκ.-92
Κρήτη	Μονή Τοπλού	17	300	5,100	HMZ	Φεβ.-92
Εύβοια	Μαρμάρι	17	300	5,100	HMZ	Δεκ.-92
Σαμοθράκη	Ακρωτήρι	4	55	0,220	WINDMATIC-EAB	Νοε.-90
Ικαρία	Περδίκι	7	55	0,385	WINDMATIC-EAB	Αυγ.-91
Κάρπαθος	Άγιος Ιωάννης	5	55	0,275	WINDMATIC-EAB	Οκτ.-91
Λήμνος	Βίγλα	7	100	0,700	WINDMATIC-EAB	Ιουλ.-92
Λήμνος	Βουνόρος	8	55	0,440	WINDMATIC-EAB	Ιουλ.-92
Σάμος	Μαρθόκαμπος	9	100	0,900	WINDMATIC-EAB	Ιουλ.-91
Χίος	Ποταμιά	10	100	1,000	WINDMATIC-EAB	Δεκ.-92
Κύθνος	Μύλοι	5	33	0,165	AEROMAN	Αυγ.-90
Σκύρος	Άσπυς	1	140	0,140	ΔΕΗ/ΕΜΠ	Νοε.-92
Κρήτη	Μονή Τοπλού	1	500	0,500	TACKE	Δεκ.-93
Κρήτη	Μονή Τοπλού	1	500	0,500	TACKE	Δεκ.-93
Κρήτη	Μονή Τοπλού	1	500	0,500	NORDTANK	Απρ.-95
Κύθνος	Χώρα	1	500	0,500	VESTAS	Ιούλ.-98
Λέσβος	Σίγρι	8	225	2,025	VESTAS	Οκτ.-99
Κρήτη	Ξηρολίμνη Σητεία	17	600	10,200	NEG-MICON	Ιουν.-00
Σκύρος	Άσπυς	1	100	-	Ε.Μ.Π./ΔΕΗ	Ιουλ.-01
Κω-Λέρος				4,200		
Λαύριο	Αγία Μαρίνα			0,500		
Υπό Κατασκευή						
Βοιωτία	Οινόφυτα	-	-	18,600	-	-
Λέσβος	Σκαλοχώρι	-	-	1,300	-	-
Πάρος	Καμάρες	-	-	1,500	-	-
Ρόδος	Καταβιά	-	-	2,600	-	-
Σίφνος	Τραγουδιστής	-	-	0,600	-	-

Πηγή: Δ.Ε.Η.

Πίνακας 3.6 Αιολικά Πάρκα Ιδιωτών (σε λειτουργία)

Εταιρεία	Ισχύς (MW)	Θέση	Νομός
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	11,250	Σωρός Αλεξανδρούπολης	Έβρου
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΒΡΟΥ Α.Ε.	34,200	Μυτούλα-Κεφάλι Δ. Αλεξανδρούπολης	Έβρου
ΕΒΡΟΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	3,000	Ραγούλα Πλάκας Δ.Αλεξανδρούπολης	Έβρου
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗ Α.Ε.	31,200	Θάλεια-Γεράκι-Κέρβερος-Πελλάστης Κ.Κέχρου	Ροδόπης
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	14,250	Γεράκι Κ.Κέχρου	Ροδόπης
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	19,500	Άσπρη Πέτρα Κέχρου	Ροδόπης
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗ ΙΙ Α.Β.Ε.Ε.	40,300	Πατριάρχης-Δ.Κέχρου	Ροδόπης
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΣΕΡΒΟΥΝΙΟΥ ΑΕ	26,000	Δίδυμος λόφος-Δίγαλο Δ.Ορεώς Κ.Κέχρου	Ροδόπης
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	6,750	Μοναστήρι Κ.Κέχρου	Ροδόπης
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	10,800	Μοναστήρι Κ.Κέχρου	Ροδόπης
ΑΙΟΛΙΚΗ ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟΥ Α.Ε.	17,000	Κορυφή Δ.Σιδηροκάστρου	Σερρών
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΛΟΓΟΡΑΧΗΣ ΑΕ	17,000	Αλογοράχη Δ.Ανάβρας	Μαγνησίας
ΤΕΤΡΑΠΟΛΙΣ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε.	13,600	Ξερόλιμπα-Μονολάτη Διλινάτων Δ.Αργοστολίου	Κεφ/νίας
ΑΙΟΛΙΚΗ Ε/ΜΑΣ Α.Ε.	30,000	Ημεροβίγλι Δ.Αργοστολίου & Πυλαρέων	Κεφ/νίας
ΑΙΟΛΙΑ - ΣΥΜΒΟΥΛΟΙ ΜΗΧΑΝΙΚΟΙ Α.Ε.	2,000	Πάνω Βρύση Δ.Φαρρών	Αχαΐας
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΝΑΧΑΪΚΟΥ Α.Ε.	34,850	Τρανή Ρίζα-Βρωμονέρι-Σκαντζογέρι Δ.Ρίου	Αχαΐας
ΚΑΠΕ	0,105	Κιάφα-Πράρι Δ.Κεραιάς	Αττικής
ΚΑΠΕ	3,010	Βράχος Σταυραετού Δήμος Κεραιάς	Αττικής
ΑΙΓΑΙΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΣΤΑΥΡΟΥ ΕΛΙΚΩΝΟΣ ΑΕ	0,600	Σταυρός όρους Ελικώνα Δ.Κορώνειας	Βοιωτίας
ΑΙΓΑΙΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΜΕΠΕ & ΣΙΑ ΟΕ	0,600	Παλαιοβούνα Ελικώνας Αγ.Αννας	Βοιωτίας
ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΥ Α.Ε.	24,000	Περδικοβούνι Ελικώνα Δ.Κορώνειας	Βοιωτίας
ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΥ Α.Ε.	12,000	Καλύβα-Τούμπα Δ.Κορώνειας	Βοιωτίας
ΒΟΡΕΑΣ Α.Ε.	2,550	Ασπροχώματα Δήμου Διστόμου	Βοιωτίας
ΜΕΛΤΕΜΙ ΚΑΣΤΡΙ ΑΒΕΤΕ	5,000	Κασσί Πλατανιστού	Ευβοίας
VECTOR ΑΙΟΛ.ΠΑΡΚΑ ΑΕ	0,780	Παλιά Καλύβια Μαρμαρίου	Ευβοίας
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΤΕΒΕ	7,400	Ηλιόλουστη Στουπαίων	Ευβοίας
WRE HELLAS ΑΕ	3,600	Πρ.Ηλίας Αλεξίου /Πρ.Ηλίας-Λογοθέτη Στουπαίων	Ευβοίας
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ	11,220	Τσίικνα-Πρινιά-Πρ.Ηλίας-Πυργάρι Αργυρού	Ευβοίας
ENERGY Ε2 ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΑΡΥΣΤΙΑΣ ΜΟΝΟΠΡ. ΕΠΕ^	1,800	Καρπαστών Καλυβίων	Ευβοίας
ΖΕΦΥΡΟΣ ΕΠΕ	1,800	Μπούρλαρι Παραδεισίου	Ευβοίας
ΠΟΛΥΠΟΤΑΜΟΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΕ	12,000	Γκέρκι-Πυργάρι Πολυποτάμου	Ευβοίας
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ	12,600	Άγιος Βασίλειος Αντιάς	Ευβοίας
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ	11,400	Τσούκα Κομίτου	Ευβοίας
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΥΒΟΙΑ ΑΒΕΕ	24,000	Μακρυράχη Μεσοχωρίου	Ευβοίας
ΕΝ.ΤΕ.ΚΑ ΑΙΟΛ. ΠΑΡΚΑ ΑΕ	1,500	Πυργουλόψη Πολυποτάμου Νέα Στύρα	Ευβοίας
ΑΙΟΛ.ΠΑΡΚΑ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΑΕ	7,800	Μπούρλαρι-Σπάτα Καταρωνίου	Ευβοίας
ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΑΡΠΑΣΤΩΝΙΟΥ ΑΕ	1,200	Καλινούσιζα Γκούρι-Μάδι-Καρπ.Καλυβίων	Ευβοίας
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΥΒΟΙΑ ΑΒΕΕ	11,400	Μαυρομάχη-Μυρτιά Μεσοχωρίων Δ.Στυραίων	Ευβοίας
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ	14,400	Γαθούμενο-Βραχάκι Ζαράκων	Ευβοίας
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΖΑΡΑΚΕΣ ΑΒΕΕ	9,000	Σκοπές Ζαράκων	Ευβοίας
ENERGI Ε2 ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΑΡΥΣΤΙΑΣ ΜΟΝΟΠΡ. ΕΠΕ	4,200	Προφ.Ηλίας Στουπαίων Δ.Μαρμαρίου	Ευβοίας
ENERGI Ε2 ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΑΡΥΣΤΙΑΣ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΕΠΕ	3,600	Καμιά Παραδεισίου Δ.Μαρμαρίου	Ευβοίας
ΖΕΦΥΡΟΣ ΕΠΕ	1,200	Μαυραντών Καταρωνίου Δ.Μαρμαρίου	Ευβοίας
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΕΠΕ	0,400	Αμομύλι Μεσοχωρίου Δ.Στυραίων	Ευβοίας
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΕ	12,000	Τσούκα-Τσουγκάρι Ζαράκων	Ευβοίας
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ	10,200	Τσιλικόκα Πρασίνου	Ευβοίας
ENERGI Ε2 ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Ε.	9,000	Τούρλα Μελισσόνα	Ευβοίας
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΥΡΓΑΡΙΟΥ ΕΥΒΟΙΑΣ Α.Ε.	5,400	Πυργάρι Δ.Δυστίων	Ευβοίας
ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΝΕΡΓΙΚΟΝΤΟΡ Α.Ε.& ΣΙΑ ΖΑΡΑΚΕΣ 1 Ε.Ε.	2,500	Παραλία Ζάρακες Δ.Δυστίων	Ευβοίας
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ	12,600	Άσπρη Ράχη-Μισοχώρια Κ.Καφραίας	Ευβοίας
ΑΙΟΛΙΚΗ ΔΙΔΥΜΩΝ ΑΕ	36,000	ΜΑΛΑΒΡΙΑ ΔΙΔΥΜΩΝ Δ.ΕΡΜΙΟΝΙΔΑΣ	Αργολίδας
ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΑΡΥΣΤΟΥ Α.Ε.	38,000	Προφήτης Ηλίας Κ.Αχλαδοκάμπου	Αργολίδας
ΑΡΚΑΔΙΚΑ ΜΕΛΤΕΜΙΑ ΑΕ	30,000	Ασπροβούνι-Ανώ Σπλ.Βλαχοκερασιάς	Αρκαδίας
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΑΡΚΑΔΙΑΣ ΑΕ	10,000	Αγριοκερασιά Βλαχοκερασιάς	Αρκαδίας

Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ

Πίνακας 3.7 Γεωγραφική Κατανομή Εγκαταστημένης Ισχύος ΑΠΕ σε MW
(Ιανουάριος 2008)

Περιφέρεια	Αιολικά	Μικρά Υδροηλεκτρικά	Φωτοβολταϊκά	Βιομάζα
Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης	196,7	2,9	-	-
Αττικής	3,1	0,9	0,1	29,6
Δυτικής Ελλάδος	58,1	24,3	-	-
Κεντρικής Μακεδονίας	17,0	34,0	0,4	8,4
Ιονίων Νήσων	40,2	-	-	-
Θεσσαλίας	17,0	11,4	-	0,4
Πελοποννήσου	119,8	2,0	-	-
Στερεάς Ελλάδος	204,3	24,6	-	-
Βορείου Αιγαίου	29,9	-	-	-
Ηπείρου	-	45,7	-	-
Κρήτης	129,5	1,0	0,8	0,4
Νοτίου Αιγαίου	37,6	-	-	-
Σύνολα	853,2	147,1	1,3	38,7

Πηγή: 4^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διερεύσεως της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010

3.3.2 Σύνολο Παραγωγής και Ισοζυγίου Εισαγωγών - Εξαγωγών

Το σύνολο παραγωγής και ισοζυγίου εισαγωγών - εξαγωγών παρουσιάζεται στον πίνακα 3.8

Πίνακας 3.3.2.α Σύνολο Παραγωγής και Ισοζυγίου Εισαγωγών - Εξαγωγών

	2004		2005		2006		2007	
	MW H	ΠΟΣΟ- ΣΤΟ (%)	MW H	ΠΟΣΟ- ΣΤΟ (%)	MW H	ΠΟΣΟ- ΣΤΟ (%)	MW H	ΠΟΣΟ- ΣΤΟ (%)
ΛΙΓΝΙ- ΤΗΣ	32.49 1.449	58,40%	32.05 6.619	55,70%	29.16 5.171	49,60%	31.09 2.884	51,20%
ΠΕΤΡΕ- ΛΑΙΟ	7.134 .965	12,80%	7.915 .036	13,80%	8.104 .041	13,80%	8.256 .598	13,60%
ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	8.037 .615	14,40%	7.944 .623	13,80%	10.16 9.096	17,30%	13.21 1.449	21,80%
ΥΔΡΟΗ- ΛΕΚΤΡΙ- ΚΑ	4.158 .925	7,50%	4.573 .747	8,00%	5.619 .663	9,60%	2.020 .771	3,30%
ΑΠΕ	1.037 .824	1,90%	1.234 .888	2,10%	1.529 .944	2,60%	1.780 .214	2,90%
ΕΙΣΑΓΩ- ΓΕΣ	2.820 .579	5,10%	3.780 .910	6,60%	4.202 .388	7,10%	4.354 .191	7,20%
ΣΥΝΟΛΟ	55.68 1.357	100%	57.50 5.823	100%	58.79 0.303	100%	60.71 6.107	100%

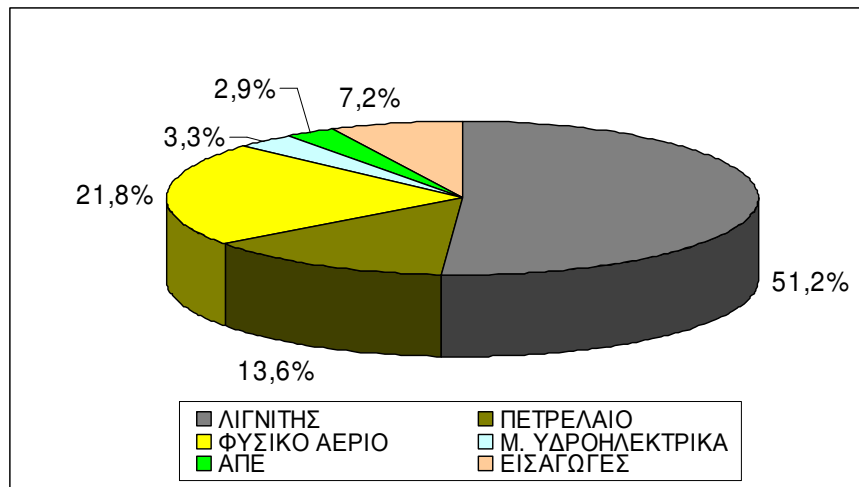
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ: ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ - ΑΝΤΛΗΣΗ

ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ: ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ - ΕΞΑΓΩΓΩΝ

Το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά είναι, περίπου, 9% του συνόλου της χώρας, ετησίως.

	100% = 56 TWh	57,5	58,8	60,7	Μέση Ετήσια Μεταβολή (&)
Εισαγωγές	5,4	6,6	7,1	7,2	16
ΑΠΕ	7,5	8,0	9,6	3,3	20
Υδροηλεκτρικά	14,4	13,8	17,3	21,8	-21
Φυσικό Αέριο	12,8	13,8	13,8	13,6	18
Πετρέλαιο					5
Λιγνίτης	58,4	55,7	49,6	51,2	-2
	2004	2005	2006	2007	

Σχήμα 3.4 Συμμετοχή των Διαφόρων Μορφών Ενέργειας στο Σύνολο Παραγωγής και Ισοζυγίου Εισαγωγών - Εξαγωγών



Σχήμα 3.5 Ποσοστιαία Συμμετοχή των Διαφόρων Μορφών Ενέργειας στο Σύνολο Παραγωγής και Ισοζυγίου

Πίνακας 3.9 Εξέλιξη Εγκατεστημένης Ισχύος ΑΠΕ
(Διασυνδεδεμένο Σύστημα & Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά)

		ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)				
		2004	2005	2006	2007	Μ.Ε.Μ. (%)
ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ	480,39	575,09	749,27	853,62	21%
	ΒΙΟΜΑΖΑ	20,54	20,54	37,58	37,57	22%
	ΜΙΚΡΑ ΥΔΡΟΗ- ΛΕΚΤΡΙΚΑ	43,26	48,16	73,68	95,5	30%
	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ	0,34	0,51	0,68	0,74	30%
	ΣΥΝΟΛΟ	544,53	644,3	861,21	987,43	22%

Εθνικός στόχος για συμμετοχή ΑΠΕ

Σύμφωνα με την Οδηγία 77/2001, θα πρέπει η συμμετοχή των ΑΠΕ στη συνολικά καταναλισκόμενη ηλεκτρική ενέργεια στην Ε.Ε. το 2010 να είναι της τάξης του 12%. Για την Ελλάδα το ποσοστό αυτό ορίστηκε σε 20,1%.

Για το 2020, προτείνονται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή δεσμευτικοί στόχοι γνωστοί ως «20-20-20»:

- 20% συμμετοχή των ΑΠΕ στο ευρωπαϊκό ενεργειακό ισοζύγιο (10% συμμετοχή των βιοκαυσίμων στις μεταφορές)
- 20% μείωση των εκπομπών αερίων του φαινομένου του θερμοκηπίου (ΑΦΘ) σε σχέση με το 1990
- 20% εξοικονόμηση ενέργειας

Ο στόχος συμμετοχής των ΑΠΕ στη συνολική κατανάλωση ενέργειας για την Ελλάδα εξειδικεύεται σε 18%, συνεπώς η συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας) εκτιμάται ότι πρέπει να κυμανθεί σε ποσοστό 30-35%

Πίνακας 3.10 Εκτιμήσεις για την Επίτευξη του Στόχου για το 2010
(4η Εθνική Έκθεση για τις ΑΠΕ, ΥΠ.ΑΝ., Οκτώβριος 2007)

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	ΙΣΧΥΣ 2007 (MW)	ΙΣΧΥΣ – ΣΤΟΧΟΣ 2010 (MW)	ΣΥΜΒΟΛΗ ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ (2010)
ΑΙΟΛΙΚΑ	853	3648	10,70%
ΜΙΚΡΑ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ	95	364	1,50%
ΒΙΟΜΑΖΑ	38	103	1,10%
ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ	1	200	0,30%
ΓΕΩΘΕΡΜΙΑ	0	12	0,10%
ΜΕΓΑΛΑ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ	3016	3325	6,40%
ΣΥΝΟΛΟ	4003	7652	20,10%

Πολιτική και καθεστώς ενισχύσεων για την ανάπτυξη των ΑΠΕ:

- Καθορισμένες τιμές πώλησης της παραγόμενης ενέργειας, διαφοροποιούμενες στο ΔΣΜ και στα ΜΔΝ, καθώς και ανάλογα με την τεχνολογία και το μέγεθος του σταθμού.
- 10ετής σύμβαση αγοροπωλησίας μεταξύ Παραγωγού – Διαχειριστή, με δυνατότητα μονομερούς ανανέωσης, μετά από αίτηση του Παραγωγού για άλλα 10 έτη.
- Επιχορήγηση 30-40% της επένδυσης, ανάλογα με την τεχνολογία ΑΠΕ και έως 50% για τα έργα σύνδεσης.
- Εναρμόνιση με την Οδηγία 77/2001.
- Προτεραιότητα στην απορρόφηση της παραγόμενης ενέργειας σταθμών ΑΠΕ.
- Απαλλαγή παραγωγών ΑΠΕ από τέλη χρήσης Συστήματος ή Δικτύου.
- Πρόβλεψη συστήματος έκδοσης εγγυήσεων προέλευσης ΗΕ από ΑΠΕ.

3.4 Παράγοντες που Επηρεάζουν τη Ζήτηση

Ο κλάδος των ΑΠΕ, μετά την πετρελαϊκή κρίση της δεκαετίας του '70, έχει γνωρίσει αλματώδη εξέλιξη και ανάπτυξη. Η εποχή μας χαρακτηρίζεται ως η «εποχή της πληροφορικής» με την ηλεκτρική ενέργεια να αποτελεί την κινητήρια δύναμη αυτής. Η «εξάρτηση» του πολιτισμού μας από την ηλεκτρική ενέργεια γίνεται άμεσα αντιληπτή σε μια πιθανή διακοπή παροχής ηλεκτρικού ρεύματος. Αυτό που δεν γίνεται άμεσα αντιληπτό είναι ότι η ουσιαστική «εξάρτηση» δεν διαμορφώνεται σε επίπεδο ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά σε επίπεδο υδρογονανθράκων, καθώς αυτοί ικανοποιούν το 59% των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια σε παγκόσμιο επίπεδο.

Η ανάπτυξη των κλάδων των ΑΠΕ έρχεται, αρχικά, να περιορίσει την προαναφερόμενη εξάρτηση, με απώτερο στόχο την τελική «απεξάρτηση» του πολιτισμού μας από την «οικονομία των υδρογονανθράκων» και τη στήριξη της ανάπτυξης βάσει ενός νέου προσανατολισμού, που θα στηρίζεται σε ένα μεγάλο βαθμό στις ΑΠΕ. Η ιδιομορφία του κλάδου των ΑΠΕ είναι ότι η ανάγκη της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, βάσει της οποίας προσδιορίζεται και διαμορφώνεται ο κλάδος, εντοπίζεται σε επίπεδο κυβερνήσεων και διεθνών οργανισμών, ως μέρος μιας ευρύτερης ενεργειακής πολιτικής, και όχι σε επίπεδο τελικού καταναλωτή, λόγω του σχετικά υψηλού (φαινομενικά) κόστους, σε σχέση με άλλες συμβατικές πηγές ενέργειας. Η ελλιπής ανταγωνιστικότητα των ΑΠΕ σε επίπεδο τιμών θεωρείται σημαντική, δεδομένου ότι η ανάγκη αυτή χαρακτηρίζεται από χαμηλά επίπεδα διαφοροποίησης, ενώ το κύριο χαρακτηριστικό της εστιάζεται στο επίπεδο τιμών όπου αυτή ικανοποιείται.

Μόλις στο πρόσφατο παρελθόν, με την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Ν. 2773/1999), θεσμοθετήθηκε η επαναδραστηριοποίηση του ιδιωτικού τομέα στην εξεταζόμενη αγορά, με δραστηριότητες που κυρίως εστιάζονται σε επίπεδο παραγωγής.

Το επίπεδο ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ προσδιορίζεται, ως επί το πλείστον, από την εκάστοτε εθνική ενεργειακή πολιτική, ενώ διαμορφώνεται βάσει της ικανότητας του Διαχειριστή του Συστήματος να διαχειρισθεί τα χα-

μηλά επίπεδα διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, σε ότι αφορά την αποτελεσματική ενσωμάτωση αυτών στο Σύστημα Μεταφοράς.

A) Εθνική Ενεργειακή Πολιτική - Προτεραιότητες και Απαιτήσεις

Η ανάπτυξη του κλάδου των ΑΠΕ αποτελεί μια από τις κύριες προτεραιότητες της ενεργειακής πολιτικής, τόσο σε διεθνές (2001/77/EC-OJ L283/33, 27/10/2001), όσο και σε εθνικό επίπεδο (Ν.2941/2001, ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ "ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΟΤΗΤΑ" ΚΠΣ ΙΙΙ 2000- 2006).

Η πρόσφατη επανασύσταση του Συμβουλίου Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής (Σ.Ε.Ε.Σ) αποτελεί απτή απόδειξη της ανάγκης που υφίσταται σε επίπεδο σχεδιασμού για υλοποίηση μιας μακροπρόθεσμης ενεργειακής πολιτικής, με απώτερο στόχο την αποτελεσματικότερη διαχείριση και ικανοποίηση των εθνικών ενεργειακών αναγκών. Η ενίσχυση των «καθαρών» μορφών ενέργειας και, ιδίως, εκείνων που προέρχονται από ΑΠΕ, αποτελεί τον πέμπτο άξονα της υφιστάμενης ενεργειακής πολιτικής.

Η ζήτηση σε επίπεδο ΑΠΕ προσδιορίζεται βάσει της κοινοτικής οδηγίας 2001/77/ΕΚ "Για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας" (OJ L283/27.10.2001), βάσει της οποίας μέχρι το 2010 το 20,1% και μέχρι το 2020 το 29% της ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας θα πρέπει να παράγεται από ΑΠΕ, περιλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων.

Βάσει εκτιμήσεων του 2005 η ακαθάριστη ανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2010 θα διαμορφωθεί περίπου σε 68 δισ. kWh από τις οποίες, βάσει των προαναφερθέντων, οι 13,7 δισ. kWh θα πρέπει να παράγονται από ΑΠΕ.

Ο πίνακας 3.11 παρουσιάζει τις απαιτήσεις σε εγκαταστημένη ισχύ από ΑΠΕ για το 2010, ώστε να έχουμε την επίτευξη του προαναφερθέντος στόχου.

Πίνακας 3.11 Απαιτήσεις Εγκατεστημένης Ισχύος από ΑΠΕ για το έτος 2010, για την Επίτευξη του Στόχου του Πρωτοκόλλου του Κιότο

	Εγκατεστημένη Ισχύς σε MW (Ιανουάριος 2008)	Εκτιμώμενο σύνολο ισχύος 2010 σε MW	Εκτιμώμενη Παραγωγή ενέργειας 2010 σε δισ. kWh	Ποσοστό συμμετοχής ανά τύπο ΑΠΕ το 2010
Αιολικά	853	3.648	7,67	10,67
Μικρά ΥΗ	147	364	1,09	1,52
Μεγάλα ΥΗ	3.018	3.325	4,58	6,37
Βιομάζα	39	103	0,81	1,13
Γεωθερμία	0	12	0,10	0,14
Φ/Β	1	200	0,20	0,28
Σύνολο	4.058	7.652	14,45	20,10

Πηγή: 4^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διεξόδου της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010

B) Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας από Συμβατικές Πηγές Ενέργειας: Επιδοτήσεις και Πραγματικό Κόστος

Τα επίπεδα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και, γενικότερα, η ανάπτυξη ολόκληρου του εξεταζόμενου κλάδου, σε ένα μεγάλο βαθμό προσδιορίζεται από τη διαφορά που υφίσταται μεταξύ των επιπέδων τιμών διάθεσης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και αυτών από συμβατικές πηγές ενέργειας.

Η εμπορική βιωσιμότητα του κλάδου των ΑΠΕ διαμορφώνεται βάσει της χρηματοοικονομικής υποστήριξης που παρέχεται από την πολιτεία, τόσο σε επίπεδο διαμόρφωσης τιμών διάθεσης όσο και κόστους εγκατάστασης έργων ΑΠΕ.

Αυτό που δεν είναι όμως ευρέως γνωστό είναι η επιδότηση των συμβατικών πηγών ενέργειας (ατομική ενέργεια και υδρογονάνθρακες), που ως επί το πλείστον δεν διαμορφώνεται βάσει χρηματοοικονομικών, αλλά βάσει πολιτικοκοινωνικών κριτηρίων. Τα κριτήρια σχετίζονται είτε με την διαφύλαξη θέσεων εργασίας σε επίπεδο παραγωγής ενέργειας, είτε με τη μείωση των επιπέδων ενεργειακής εξάρτησης από τρίτες χώρες, με αποτέλεσμα την περαιτέρω διεύρυνση των τιμών διάθεσης μεταξύ αυτών των ΑΠΕ και εκείνων των συμβατικών πηγών ενέργειας. Οι εν λόγω ενισχύσεις δίδονται υπό τη μορφή προνομιακής μεταχείρισης, τιμολογιακής πολιτικής, κ.λπ..

Με τον όρο επιδότηση ορίζεται, γενικότερα, οποιοδήποτε μέτρο βάσει του οποίου, είτε έχουμε τη διαμόρφωση χαμηλότερων τιμών διάθεσης στον τελικό καταναλωτή, είτε διαμορφώνονται αυξημένες τιμές πώλησης για τους παραγωγούς, είτε προκαλείται ταυτόχρονη μείωση του κόστους τόσο για τους παραγωγούς, όσο και για τους καταναλωτές.

Η επιδότηση που παρέχεται λαμβάνει διάφορες μορφές, οι οποίες παρουσιάζονται στον πίνακα 3.12.

Πίνακας 3.12 Διάφορες Μορφές Κυβερνητικών Επιδοτήσεων στον Ενεργειακό Κλάδο

Κυβερνητική Παρέμβαση	Παράδειγμα
Άμεση οικονομική ενίσχυση	Επιδότηση σε επίπεδο παραγωγού Επιδότηση σε επίπεδο καταναλωτή Παροχή προνομιακών δανείων σε επίπεδο παραγωγών
Προνομιακή Φορολογική Μεταχείριση	Έκπτωση ή απαλλαγή από εισφορές, δασμούς, κλπ. Μείωση του χρόνου απόσβεσης εξοπλισμού
Εμπορικοί Περιορισμοί	Ποσόστωση, τεχνικοί περιορισμοί, εμπορικός αποκλεισμός
Παροχή υπηρεσιών, εντός του ενεργειακού κλάδου, από την κυβέρνηση σε προνομιακές τιμές	Επενδύσεις σε υποδομή εντός του ενεργειακού κλάδου Χρηματοδότηση έρευνας και ανάπτυξης
Νομοθετικές Ρυθμίσεις εντός του Ενεργειακού Κλάδου	Διασφάλιση επιπέδων ζήτησης Ελεγχόμενες τιμές Περιορισμός της πρόσβασης νέων επιχειρηματικών φορέων στην αγορά Προνομιακή πρόσβαση σε πόρους
Παράλειψη επιβολής κόστους από εξωγενείς επιδράσεις	Κόστη από περιβαλλοντικές εξωγενείς επιδράσεις Διασφάλιση από κινδύνους εντός του κλάδου (π.χ. ατομικοί σταθμοί) και κόστη που προκύπτουν από την μεταβλητότητα των τιμών των πρώτων υλών

Πηγή: IEA/UNEP

Οι προαναφερθείσες επιδοτήσεις κατηγοριοποιούνται βάσει των ακολούθων κατηγοριών:

I) εντός προϋπολογισμού (on budget) και II) εκτός προϋπολογισμού (off budget). Οι εντός προϋπολογισμού περιλαμβάνονται στο εθνικό ισοζύγιο και χαρακτηρίζονται ως δαπάνες, αποτελούν δε άμεσες ενισχύσεις, ενώ οι εκτός προϋπολογισμού δεν περιλαμβάνονται στο εθνικό ισοζύγιο, αποτελούν δε έμμεσες ενισχύσεις.

Ο πίνακας 3.13 παρουσιάζει εκτιμήσεις των συνολικών επιδοτήσεων (εκτός και εντός προϋπολογισμού) στον ενεργειακό κλάδο για το έτος 2001, στο επίπεδο της Ε.Ε. των 15 (Ε.Ε.-15).

Πίνακας 3.13 Εκτιμήσεις Συνολικών Επιδοτήσεων (εντός και εκτός Προϋπολογισμού) στον Ενεργειακό Κλάδο για το έτος 2001 (δισ €) για την Ε.Ε.-15

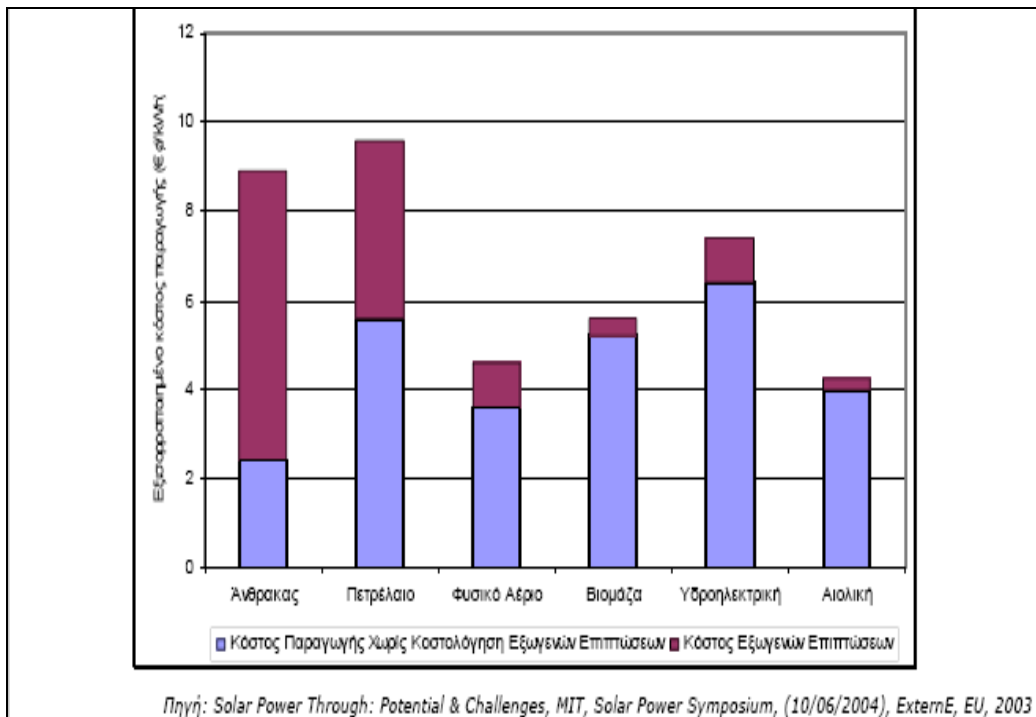
	Στερεοί Υδρογονάνθρακες	Υγροί & Αέριοι Υδρογονάνθρακες	Ατομική Ενέργεια	ΑΠΕ	Σύνολο
Εντός Προϋπολογισμού	> 6.4	> 0.2	> 1.0	> 0.6	> 8.2
Εκτός Προϋπολογισμού	> 6.6	> 8.5	> 1.2	> 4.7	> 21.0
Σύνολο	> 13.0	> 8.7	> 2.2	> 5.3	> 29.2
<i>Σημείωση: επιδοτήσεις σε επίπεδο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατηγοριοποιούνται βάσει της ενεργειακής πηγής παραγωγής.</i>					
<i>Πηγή: Energy subsidies in the European Union: A brief overview, EEA Technical Report 1/2004</i>					

Τα 2/3 των ενισχύσεων στον ενεργειακό κλάδο για την Ε.Ε.-15 (περίπου €22 δισ) διατίθενται για την ενίσχυση της εξόρυξης και κατανάλωσης υδρογονανθράκων, ενώ κάτω του 1/4 αυτών (περίπου €5 δισ) διατίθενται για την ενίσχυση του κλάδου των ΑΠΕ. Από περιβαλλοντική άποψη, η ενίσχυση των υδρογονανθράκων παραμένει σε υψηλά επίπεδα.

Παρόλα αυτά, η ενίσχυση του κλάδου των ΑΠΕ είναι σημαντικά υψηλότερη αν εξετασθεί όχι βάσει απόλυτων μεγεθών, αλλά βάσει παραγόμενης μονάδας ηλεκτρικής ενέργειας. Σε ότι αφορά την Ελλάδα, η ενίσχυση του κλάδου των ΑΠΕ είναι κατά πολύ υψηλότερη από αυτή των υδρογονανθράκων, ενώ έχει αυξηθεί σημαντικά τα τελευταία χρόνια.

Πέρα από τις άμεσες ενισχύσεις, ένας άλλος παράγοντας που παίζει σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές πηγές ενέργειας, (υδρογονανθράκων και ατομικής ενέργειας), σε επίπεδα χαμηλότερα από τα κόστη παραγωγής από ΑΠΕ, είναι η μη κοστολόγηση των εξωγενών επιπτώσεων που απορρέουν, όπως αυτές διαμορφώνονται τόσο σε οικολογικό επίπεδο, όσο και σε επίπεδο ανθρώπινης υγείας και ασφαλείας. Η μη κοστολόγηση των εξωγενών επιπτώσεων αποτελεί μια έμμεση ενίσχυση του ενεργειακού τομέα των υδρογονανθράκων και της ατομικής ενέργειας.

Το σχήμα 3.6 παρουσιάζει το εξισορροπημένο μέσο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αυτό διαμορφώνεται τόσο με την μη κοστολόγηση των εξωγενών επιδράσεων των διάφορων πηγών ενέργειας, όσο και με την κοστολόγηση αυτών. Το μέσο κόστος εξωγενών επιπτώσεων εκτιμάται πώς διαμορφώνεται στην Ελλάδα, βάσει των αποτελεσμάτων της μελέτης ExternE της Ε.Ε.



Σχήμα 3.6 Μέσο Εξισορροπημένο Κόστος Παραγωγής Με και Χωρίς την Κωστολόγηση Εξωγενών Επιπτώσεων των διαφόρων Πηγών Ενέργειας για την Ελλάδα

Η ενσωμάτωση του κόστους εξωγενών επιπτώσεων στο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έχει ως αποτέλεσμα τη διαμόρφωση μιας πιο ολοκληρωμένης εικόνας σε ότι αφορά το πραγματικό κόστος παραγωγής για τις διάφορες πηγές ενέργειας. Η εικόνα που διαμορφώνεται σε επίπεδο πραγματικού κόστους παραγωγής είναι πολύ διαφορετική, από την αντίστοιχη σε επίπεδο κόστους παραγωγής, το οποίο δεν περιλαμβάνει το κόστος εξωγενών επιπτώσεων.

Γ) Διαχείριση Διαθεσιμότητας ΑΠΕ εντός του Συστήματος Μεταφοράς Ενέργειας

Τα επίπεδα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, τα οποία θα πρέπει να ικανοποιηθούν από το Σύστημα Μεταφοράς, χαρακτηρίζονται από αυξομειώσεις, τόσο σε ημερήσια, όσο και εποχιακή βάση, ενώ ταυτόχρονα θα πρέπει να υπάρχει ισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης.

Η διαδικασία εξισορρόπησης του Συστήματος Μεταφοράς και η παράλληλη διασφάλιση της ποιότητας της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (τάση, συχνότητα, κλπ.) αποτελούν κύρια μελήματα του Διαχειριστή του Συστήματος.

Η διαθεσιμότητα και συνολική δυναμικότητα των σταθμών παραγωγής οι οποίοι είναι διασυνδεδεμένοι με το Σύστημα Μεταφοράς, προσδιορίζουν το επίπεδο αποτελεσματικότητας που επιτυγχάνεται, σε ό,τι αφορά την επίτευξη των προαναφερθέντων στόχων.

Καθώς τα επίπεδα ζήτησης διαμορφώνονται και ικανοποιούνται σε πραγματικό χρόνο, πάγια πολιτική των Διαχειριστών Συστημάτων είναι η διασύνδεση στο Σύστημα Μεταφοράς εφεδρικών μονάδων παραγωγής, μέσω της λειτουργίας των οποίων το Σύστημα Μεταφοράς είναι σε θέση να ανταποκριθεί σε έκτακτες διακυμάνσεις των επιπέδων ζήτησης ή, σε περιπτώσεις που έχουμε

μη διαθεσιμότητα κύριων μονάδων παραγωγής, λόγω συντήρησης ή τεχνικών βλαβών. Η δυναμικότητα των εφεδρικών μονάδων παραγωγής διαμορφώνεται συνήθως στο 20% της συνολικής δυναμικότητας των κύριων μονάδων παραγωγής που είναι διασυνδεδεμένες με το Σύστημα Μεταφοράς.

Οι μονάδες παραγωγής από ΑΠΕ χαρακτηρίζονται όχι μόνο από τα πολύ χαμηλότερα ποσοστά δυναμικότητας σε σχέση με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής (διαμορφώνονται μεταξύ του 10% - 20%), αλλά και από ένα σχετικά υψηλό επίπεδο μη προβλεψιμότητας, που διαμορφώνεται βάσει της ικανότητας πρόβλεψης διαθεσιμότητας του εκμεταλλευομένου φυσικού πόρου (π.χ. ηλιοφάνειας, έντασης ανέμων, κλπ.).

Τα σχετικά χαμηλά επίπεδα εγκατεστημένης ισχύος, σε συνδυασμό με το υψηλό επίπεδο μη προβλεψιμότητας της διαθεσιμότητας του χρησιμοποιούμενου, κάθε φορά, φυσικού πόρου, έχει ως αποτέλεσμα την ανάγκη παρουσίας εφεδρικών σταθμών παραγωγής. Το γεγονός αυτό μπορεί να επιδράσει αρνητικά σε ό,τι αφορά τη διαμόρφωση των επιπέδων ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ. Για το λόγο αυτό, πριν την αδειοδότηση έργων ΑΠΕ, προηγείται επιμελής αξιολόγηση αυτών, τόσο από την ΡΑΕ, όσο και από το Διαχειριστή του Συστήματος, σε ό,τι αφορά τη διαθεσιμότητα και την ποιότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται, ώστε να επιτυγχάνεται πιο αποτελεσματική ενσωμάτωση αυτών στο Σύστημα Μεταφοράς.

3.5 Ανάλυση Εξωτερικού Περιβάλλοντος

Σύμφωνα με τον Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας (International Energy Agency – IEA) οι ενεργειακές ανάγκες μέχρι το 2030 θα παρουσιάζουν αύξηση της τάξης του 60%, λόγω κυρίως της ανάπτυξης της Κίνας, της Ινδίας και των λοιπών αναπτυσσομένων χωρών. Εκτιμάται ότι, μέχρι το 2030, η συνολική παραγωγική εγκατεστημένη ισχύς των χωρών του ΟΟΣΑ θα πρέπει να έχει αυξηθεί σε περισσότερα από 2.000 GW.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση το 1997 αποφάσισε να θέσει στόχο το 12% ως το μερίδιο που θα καταλαμβάνουν οι ανανεώσιμες πηγές στην ακαθάριστη εσωτερική κατανάλωση ενέργειας το 2010, επίπεδο το οποίο φαίνεται μάλλον απίθανο να επιτευχθεί αφού σύμφωνα με σχετική ανακοίνωση της Επιτροπής των Ευρωπαϊκών Κοινοτήτων δεν αναμένεται να υπερβεί το 10%.

Ωστόσο, ουσιαστική βελτίωση παρουσιάζεται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, καθώς εκτιμάται ότι θα εκπληρωθεί ο στόχος του 20,1% που έχει τεθεί για το 2020. Σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Ένωση στη διάρκεια της περιόδου 2000 – 2030 αναμένεται να έχουμε αύξηση των επιπέδων ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της τάξεως του 51%, με τις συνολικές επενδύσεις σε μονάδες παραγωγής να διαμορφώνονται στα €625 δις περίπου.

Εκτιμάται ότι, το 50%, περίπου, αυτών των επενδύσεων θα σχετίζεται με την αντικατάσταση υφισταμένων μονάδων παραγωγής.

Ο πίνακας 3.14 παρουσιάζει τα επίπεδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (2007) για τις χώρες του ΟΟΣΑ και ΟΟΣΑ / Ευρώπης αντίστοιχα.

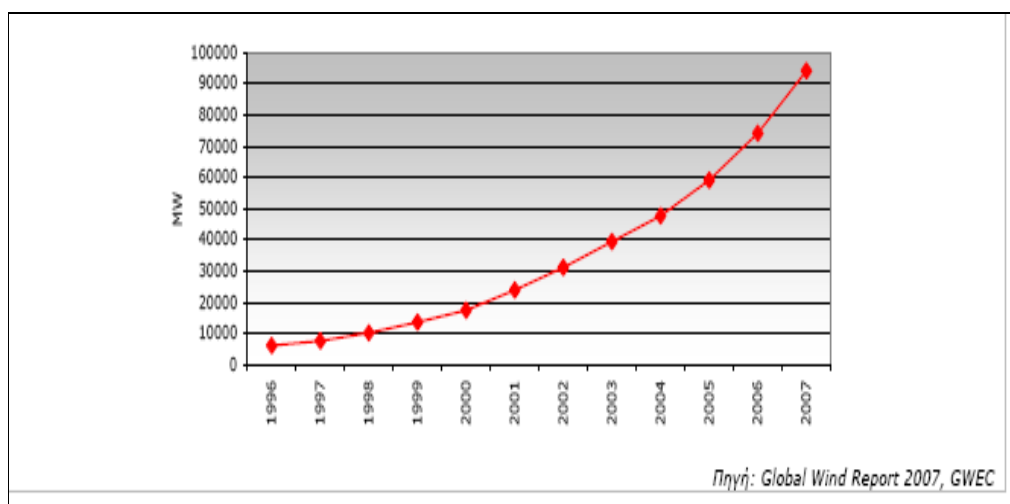
Πίνακας 3.14 Επίπεδα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (2007) για χώρες ΟΟΣΑ και ΟΟΣΑ Ευρώπης - TWh		
(TWh)	ΟΟΣΑ	ΟΟΣΑ / ΕΥΡΩΠΗ
Υδρογονάνθρακες	6.630	1.923
Ατομική Ενέργεια	2.174	878
Υδροηλεκτρική Ενέργεια	1.309	522
Γεωθερμία / Λοιπές Μορφές	194	121
Σύνολο	10.307	3.444

Πηγή: Monthly Electricity Statistics, May 2008, IEA

Έως το τέλος του 2007 ο αριθμός των εισηγμένων εταιρειών του ενεργειακού κλάδου των ΑΠΕ, παγκοσμίως, παρουσίασε σημαντική αύξηση, με αποτέλεσμα η συνολική αγορά να εκτιμάται σε €54,2 δισ. Την περίοδο 2002-2008 ο τομέας της ηλιακής ενέργειας κατέγραψε μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης 60%, ο τομέας των βιοκαυσίμων 42%, ενώ εκείνος της αιολικής ενέργειας 25%, με τις εν λόγω εταιρείες να χαρακτηρίζονται από υψηλούς ρυθμούς ανάπτυξης και υψηλή κερδοφορία.

Το αιολικό δυναμικό ως πηγή ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί τον ταχύτερα αναπτυσσόμενο ενεργειακό τομέα, με το μέσο ετήσιο ρυθμό ανάπτυξης να διαμορφώνεται σε 28,2% για την περίοδο 1996-2007. Η συνολική παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύς κατά το τέλος του 2007 διαμορφώθηκε σε επίπεδα άνω των 94 GW (94.123 MW σύμφωνα με την GWEC, Global Wind Report 2007), παρουσιάζοντας αύξηση της τάξης του 27% σε σχέση με το 2006.

Το σχήμα 3.7 παρουσιάζει τη διαχρονική εξέλιξη της παγκοσμίως εγκαταστημένης ισχύος αιολικών συστημάτων, για την περίοδο 1996 - 2007.



Σχήμα 3.7 Διαχρονική Εξέλιξη της Παγκοσμίως Εγκατεστημένης Ισχύος Αιολικών Συστημάτων (1996-2007)

Σύμφωνα με τον Οργανισμό Global Wind Energy Council (GWEC) εκτιμάται ότι, ο ενεργειακός τομέας της αιολικής ενέργειας, έως το 2020, θα αποτελεί μια αγορά με συνολικό κύκλο εργασιών της τάξεως των €80 δις. ετησίως, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς του από 94 GW (2007) θα ξεπεράσει τα 240 GW το 2012 και τα 1.000 GW το 2020 και θα αντιπροσωπεύει το 12% της παγκόσμιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι φόβοι ότι η υπάρχουσα εγκατεστημένη ισχύς αιολικών συστημάτων δεν ήταν ικανή να καλύψει την έντονη ζήτηση λόγω ανεπαρκειών στην εφοδιαστική αλυσίδα επιβεβαιώθηκαν το 2007, ενώ ανάλογες ελλείψεις αναμένονται και το 2008.

Ο πίνακας 3.15 παρουσιάζει τη διαχρονική εξέλιξη της εγκαταστημένης ισχύος αιολικής ενέργειας στις 10 μεγαλύτερες αγορές αιολικής ενέργειας. Η χώρα με την μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ παραμένει η Γερμανία (22 GW) και ακολουθούν οι Η.Π.Α. (17 GW), η Ισπανία (15 GW), η Ινδία (8 GW) και η Κίνα (6 GW). Οι υψηλότεροι ρυθμοί ανάπτυξης την περίοδο 2003 - 2007 σημειώθηκαν στην Κίνα και τη Μ. Βρετανία.

Πίνακας 3.15 Διαχρονική Εξέλιξη Εγκατεστημένης Ισχύος (MW) Αιολικής Ενέργειας για τις 10 μεγαλύτερες αγορές (2003-2007)

	2003	2004	2005	2006	2007	Δ 2006-2007	Δ 2003-2007
Γερμανία	14.609	16.629	18.428	20.622	22.247	7,9%	11,1%
Η.Π.Α.	6.374	6.725	9.149	11.603	16.818	44,9%	27,5%
Ισπανία	6.203	8.263	10.027	11.615	15.145	30,4%	25,0%
Ινδία	2.125	3.000	4.430	6.270	8.000	27,6%	39,3%
Κίνα	507	764	1.260	2.604	6.050	132,3%	85,9%
Δανία	3.116	3.118	3.122	3.136	3.125	-0,35%	0,07%
Ιταλία	905	1.205	1.717	2.123	2.726	28,4%	31,7%
	2003	2004	2005	2006	2007	Δ 2006-2007	Δ 2003-2007
Γαλλία	-	-	-	1.566	2.454	56,7%	-
Μ. Βρετανία	607	907	1.353	1.963	2.389	21,7%	40,8%
Πορτογαλία	-	-	-	1.716	2.150	25,3%	-
Σύνολο	34.446	40.611	49.486	63.218	81.104	28,3%	23,9%

Πηγή: Global Wind Report 2006, GWEC

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, εκτιμάται ότι, έως το 2012, η συνολική παγκοσμίως εγκατεστημένη ισχύς θα διαμορφωθεί στις 240 GW, ενώ ο μέσος ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης για την περίοδο 2008-2012 θα διαμορφωθεί σε 20,6%, σε σχέση με αντίστοιχο ρυθμό 23,4% της περιόδου 2003-2007.

Η ετησίως εγκαθισταμένη ισχύς για το 2012 εκτιμάται ότι θα διαμορφωθεί στις 36,1 GW, σημειώνοντας αύξηση της τάξης του 80%, σε σχέση με αυτή του 2007, η οποία διαμορφώθηκε στις 20 GW. Από τα προαναφερθέντα συνεπάγεται ότι ο μέσος ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης του συγκεκριμένου τομέα είναι περί το 12,5%.

Η Ευρώπη θα συνεχίσει να αποτελεί τον παγκόσμιο ηγέτη στον τομέα της Αιολικής Ενέργειας, όμως το μερίδιό της θα ακολουθήσει φθίνουσα πορεία, τάση η οποία πρωτοεμφανίστηκε το 2004, όταν αντιπροσώπευε το 72% της εν λόγω αγοράς. Με ένα εκτιμώμενο μέσο ετήσιο ρυθμό ανάπτυξης της τάξης του 13% για την περίοδο 2008-2012, η Ευρώπη θα αντιπροσωπεύει το 42,4% της νέας

παγκόσμιας ισχύος που προβλέπεται να εγκατασταθεί σε αυτό το διάστημα. Η συνολική εγκαταστημένη ισχύς στην Ευρώπη εκτιμάται ότι θα διαμορφωθεί στα 102 GW έως το 2012.

3.6 Στοχοθέτηση

Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα σε νομοθετικό επίπεδο επήλθε με την ψήφιση του Ν.2773/1999. Ωστόσο, είναι μεγάλη η απόσταση που πρέπει να διανυθεί μέχρι την ουσιαστική απελευθέρωση της συγκεκριμένης αγοράς, εφόσον εννέα έτη μετά την ψήφιση του προαναφερθέντος νομικού πλαισίου όχι μόνο δεν έχουμε τη δραστηριοποίηση - σε επίπεδο πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας σε καταναλωτές - άλλων επιχειρηματικών φορέων, πέραν της ΔΕΗ, αλλά και η εγκατεστημένη ισχύς από αυτοπαραγωγούς και παραγωγούς συμβατικής και ανανεώσιμης ενέργειας ανέρχεται μόλις σε 1.570 MW, επιβεβαιώνοντας το μονοπωλιακό χαρακτήρα που διέπει την ηλεκτρική ενέργεια.

Η ψήφιση του νόμου Ν.3468/2006 χαρακτηρίζεται από:

- την προσπάθεια μείωσης της διάρκειας και απλοποίηση των διαδικασιών αδειοδότησης / λειτουργίας,
- την ουσιαστικότερη στήριξη των τιμών πώλησης Η/Ε από ΑΠΕ (ιδιαίτερα για τα φωτοβολταϊκά συστήματα παραγωγής Η/Ε) και
- τη διαμόρφωση φορέων προώθησης της ανάπτυξης του κλάδου.

Τα παραπάνω σε συνδυασμό με την αναβάθμιση του δικτύου μεταφοράς Η/Ε σε περιοχές που χαρακτηρίζονται από υψηλό αιολικό δυναμικό, αποτελούν θετικό βήμα για την επίτευξη των στόχων της ενεργειακής πολιτικής για το 2010.

Ο τομέας παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ παρουσιάζει μια ιδιομορφία που σχετίζεται με την αδειοδοτική διαδικασία, γεγονός που έχει ως αποτέλεσμα κάθε μεμονωμένη μονάδα παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ να αποτελεί μια αυτόνομη εταιρεία, συνήθως θυγατρική μιας μεγαλύτερης επιχειρηματικής οντότητας. Συνεπώς, και όπως προαναφέρθηκε, ένας αριθμός μεμονωμένων εταιρειών εντάσσεται, συνήθως, υπό τη σκέπη μίας «κεντρικής» εταιρείας που ανήκει σε κάποιον όμιλο, με την επωνυμία αυτής συνήθως να περιέχει την επωνυμία της μητρικής εταιρείας και όρους όπως «ενεργειακή», «αιολική», κ.λπ.. Τα επιχειρηματικά σχήματα που δραστηριοποιούνται στον κλάδο των ΑΠΕ σε επίπεδο μονάδων παραγωγής Η/Ε προέρχονται κυρίως από τον κατασκευαστικό τομέα, αλλά και τον ενεργειακό κλάδο.

Σχετικά με τις Ανανεώσιμες Πηγές η μεγαλύτερη αδυναμία τους που έχει σχέση με την ασφάλεια εφοδιασμού είναι ότι η παραγωγή τους σήμερα δεν είναι πάντα διαθέσιμη, όταν την χρειαζόμαστε. Εξαρτάται από την ύπαρξη ανέμου, ηλιοφάνειας, υδάτων και γι' αυτό το λόγο οι μονάδες αυτές δεν μπορούν να υποκαταστήσουν μονάδες βάσης. Επιπλέον, ο βαθμός συμμετοχής τους σε ένα

ηλεκτρικό σύστημα - αυτό που λέμε βαθμός διείσδυσης - έχει ακόμα αρκετούς τεχνικούς περιορισμούς.

Βέβαια, οι Ανανεώσιμες Πηγές μπορούν, μελλοντικά, να βοηθήσουν στη σταδιακή απεξάρτηση από εισαγόμενες ενεργειακές πρώτες ύλες και, μάλιστα, με τρόπο μοναδικό, αφού ουσιαστικά τα αποθέματα ανανεώσιμης ενέργειας είναι ανεξάντλητα. Όσο η τεχνολογία εξελίσσεται, τόσο και εμείς θα είμαστε έτοιμοι να ακολουθούμε κάθε νέα ευκαιρία που τεχνικά θα μας δίνεται.

Ο ενεργειακός σχεδιασμός πρέπει να στηρίζεται και να ισορροπεί εκτός από την επάρκεια, την ασφάλεια δηλαδή εφοδιασμού σε ηλεκτρική ενέργεια και στην προστασία του περιβάλλοντος και στην οικονομικότητα. Αυτοί είναι οι τρεις πυλώνες ενεργειακής πολιτικής.

Η Ελλάδα έχει υποχρέωση απέναντι στην Ευρωπαϊκή Ένωση μέχρι το 2020 να καλύψει το στόχο του 20-20-20, κάτι που σημαίνει για την Ελλάδα 10.000 MW κυρίως από αιολική ενέργεια και από τις λοιπές ανανεώσιμες πηγές.

3.7 Η Τακτική του Marketing

Ο κλάδος παραγωγής Η/Ε από Αιολικά Πάρκα παρουσιάζει έναν έντονο δυναμισμό, τα τελευταία χρόνια. Αυτό μπορεί να γίνει εύκολα αντιληπτό από τη μελέτη των στατιστικών στοιχείων του κλάδου τα οποία δείχνουν:

- Αύξηση της εγχώριας παραγωγής
- Αυξητική τάση στη ζήτηση Η/Ε από ΑΠΕ και ειδικότερα από Αιολικά Πάρκα.

Ο αναπτυξιακός νόμος 2601/98 και ο νόμος περί απελευθέρωσης της αγοράς ενέργειας 2773/99, που εξασφαλίζουν την ανάπτυξη της παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές.

Αναλύοντας τις ιδιαίτερες συνθήκες του κλάδου και εκτιμώντας τις αλλαγές στο ευρύτερο περιβάλλον, η νέα μονάδα έχει χαράξει τους ακόλουθους άξονες στρατηγικής προκειμένου να επιτύχει τους στόχους της:

1. Χαμηλό κόστος παραγωγής

Μια βασική επιδίωξη της νέας επιχείρησης είναι ο περιορισμός του κόστους παραγωγής. Η εταιρεία θα προσπαθήσει να μειώσει το κόστος παραγωγής της και να καταστήσει τη διάθεση Η/Ε από ΑΠΕ συμβατή με αυτή που προέρχεται από συμβατικές πηγές ενέργειας. Έτσι, θα προσπαθήσει να περιορίσει το κόστος της πρώτης ύλης, το εργατικό κόστος και το μεταφορικό κόστος. Βασικός παράγοντας διαμόρφωσης του κόστους παραγωγής είναι, επίσης, η βελτίωση της παραγωγικότητας μέσω της απόκτησης σύγχρονου μηχανολογικού εξοπλισμού και του βέλτιστου προγραμματισμού της παραγωγής. Σκοπός της νέας μονάδας είναι η επένδυση σε σύγχρονο μηχανολογικό εξοπλισμό που, σε συνδυασμό με καινοτομίες και βελτιώσεις των παραγωγικών διεργασιών αλλά και συστηματική εκπαίδευση και εποπτεία του εργατικού δυναμικού, θα έχει ως αποτέλεσμα χαμηλό κόστος παραγωγής. Η αύξηση του μεγέθους των αιολικών μηχανών θα επιφέρει περαιτέρω μείωση του κόστους παραγόμενης ενέργειας ανά kWh, μέσω οικονομιών κλίμακας και ελάττωσης του κόστους

εγκατάστασης και συντήρησης. Με τον τρόπο αυτό η επιχείρηση σκοπεύει να γίνει ανταγωνιστική στον κλάδο της.

2. Αξιοποίηση αιολικού δυναμικού

Κύριο στόχο της μονάδας αποτελεί η καλύτερη δυνατή αξιοποίηση αιολικού δυναμικού της περιοχής. Αυτό εξαρτάται τόσο από τον κύριο μηχανολογικό εξοπλισμό του αιολικού πάρκου, όσο και από την περιοχή που θα επιλεγεί για την κατασκευή του.

3. Κατάλληλη τοποθεσία

Μια σημαντική παράμετρος, την οποία η συγκεκριμένη μονάδα οφείλει να προσέξει, είναι η κατάλληλη τοποθεσία για την εγκατάσταση των αιολικών πάρκων. Οι πιο κατάλληλες τοποθεσίες βρίσκονται σε μακρινές και δύσβατες περιοχές, όπου χρειάζονται νέες γραμμές μεταφοράς για την παραγόμενη ενέργεια, πολλές φορές με υψηλό κόστος.

4. Διαδικασία αδειοδότησης αιολικών πάρκων

Κάτι ακόμα σημαντικό, που η παραγωγική μονάδα πρέπει να φροντίσει, είναι ο χρόνος που απαιτείται για την άδεια παραγωγής. Η λειτουργία έργων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ υπόκειται σε μια αυστηρή και χρονοβόρα διαδικασία αδειοδότησης, η οποία ορίζεται βάσει του Ν.3468/2006 και αποτελείται από τρία βασικά στάδια: άδεια παραγωγής, άδεια εγκατάστασης και άδεια λειτουργίας.

Η διαδικασία αδειοδότησης έργων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ αποτέλεσε και συνεχίζει να αποτελεί, σε σημαντικό βαθμό, ένα παράγοντα που επιδρά αρνητικά σε ό,τι αφορά την διαμόρφωση του επιπέδου προσφοράς, λόγω της πολυπλοκότητας της διαδικασίας που προκύπτει από την εμπλοκή πλήθους δημόσιων φορέων (7 υπουργείων και πολλών άλλων φορέων). Αποτέλεσμα είναι η σημαντική αύξηση της χρονικής περιόδου μεταξύ έναρξης των διαδικασιών αδειοδότησης και της έναρξης λειτουργίας των έργων ΑΠΕ, η οποία μπορεί να φτάσει και τα 3 έτη.

Με το νόμο Ν. 3468/2006 έχει γίνει μια σημαντική προσπάθεια περιορισμού των αρνητικών συνεπειών της διαδικασίας αδειοδότησης, για την αύξηση των επιπέδων προσφοράς, έτσι ώστε να διευκολυνθεί η υλοποίηση των στόχων που έχουν τεθεί. Τα κύρια χαρακτηριστικά της προσπάθειας αυτής είναι η θεσμοθέτηση του μέγιστου χρονικού ορίου στο οποίο ο κάθε εμπλεκόμενος δημόσιος φορέας θα πρέπει να καταθέτει την γνωμοδότηση του. Από την άλλη πλευρά, έχουμε τη θεσμοθέτηση φορέων με αντικείμενο την επίλυση προβλημάτων που προκύπτουν κατά τη διαδικασία αδειοδότησης και το συντονισμό των διάφορων εμπλεκόμενων φορέων, καθώς και την προώθηση μεγάλων έργων ΑΠΕ.

5. Διεθνοποίηση της επιχειρηματικής δραστηριότητάς της

Σημαντική παράμετρος για τη βιωσιμότητα και ανάπτυξη της επιχείρησης είναι η ανάπτυξη επιχειρηματικής δραστηριότητας πέραν των εθνικών συνόρων. Θα πρέπει να επισημανθεί ότι ο εντεινόμενος εξαγωγικός προσανατολισμός αποτελεί βασικό χαρακτηριστικό όλου του κλάδου. Τα αναμενόμενα οφέλη της επιχείρησης από τη διεθνοποίηση των δραστηριοτήτων της είναι

πολλά, θα μπορούσαν όμως να συνοψισθούν σε αύξηση των κερδών, μεγαλύτερα περιθώρια ανάπτυξης και διασφάλιση βιωσιμότητας. Θα πρέπει, εντούτοις, να επισημανθεί ότι η επιλογή της διεθνοποίησης από μόνη της δεν εγγυάται τα παραπάνω οφέλη και μια τέτοια στρατηγική επιλογή θα πρέπει να συνεκτιμήσει τους ενδεχόμενους κινδύνους για να αποδειχθεί πετυχημένη.

Οι πιο σημαντικοί από τους, συχνά μη ελέγξιμους από την επιχείρηση, παράγοντες που καθορίζουν την επιτυχία του εγχειρήματος είναι:

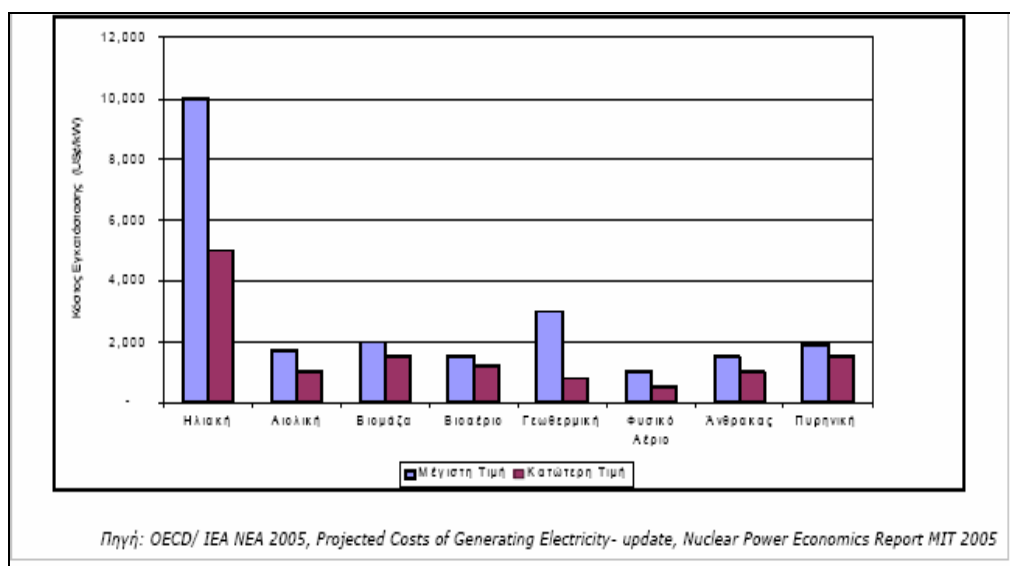
- Η πολιτική και οικονομική αστάθεια και ρευστότητα του περιβάλλοντος
- Το θεσμικό, κανονιστικό πλαίσιο (π.χ. εργασιακοί νόμοι)
- Το τεχνολογικό επίπεδο
- Το πολιτιστικό περιβάλλον και η επιχειρηματική κουλτούρα ειδικότερα.

Υπάρχουν διάφοροι τρόποι για την είσοδο μιας επιχείρησης στη διεθνή αγορά και την επέκτασή της σε άλλες χώρες. Εκείνος που θα επιλεγεί εξαρτάται από τους στόχους της αλλά και από τα δυνατά σημεία και τις αδυναμίες της.

Η μονάδα θα πρέπει να εστιάσει την προσοχή της στη συγκριτική ανάλυση παραγωγής Η/Ε από αιολική ενέργεια και αυτής από συμβατικές πηγές ενέργειας, σε διάφορα επίπεδα, όπως κόστος εγκατάστασης, μέσος παράγοντας δυναμικότητας (capacity factor), κόστος παραγωγής μονάδας ηλεκτρικής ενέργειας, και επίπεδα ασυνεχούς λειτουργίας (intermittent).

Α) Κόστος Εγκατάστασης & Συντελεστής Φορτίου (Capacity Factor) ΑΠΕ

Το σχήμα 3.8 παρουσιάζει εκτιμήσεις σε ό,τι αφορά το κόστος εγκατάστασης (US\$/kW) για την εκμετάλλευση του ενεργειακού περιεχομένου τόσο των ΑΠΕ, όσο και συμβατικών πηγών ενέργειας.

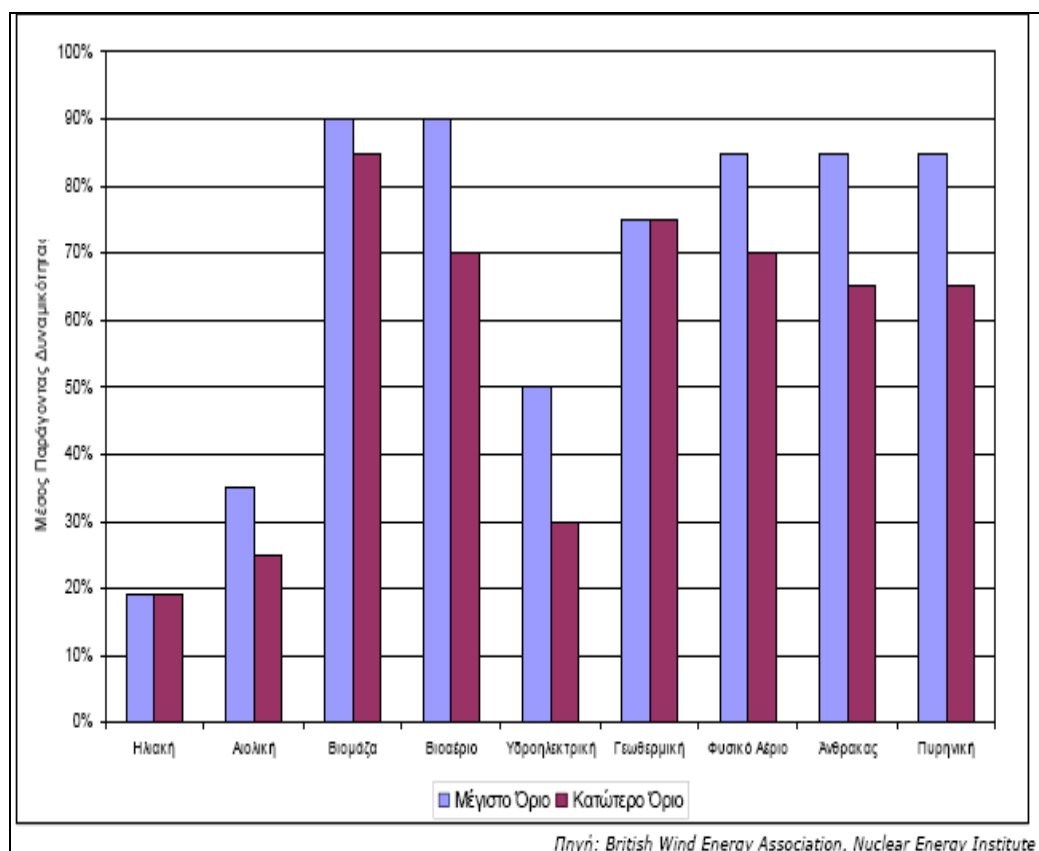


Σχήμα 3.8 Κόστος Εγκατάστασης ανά Μονάδα Ηλεκτρικής Ισχύος (US\$/kW) για ΑΠΕ και Συμβατικές Πηγές Ενέργειας

Το κόστος εγκατάστασης ανά μονάδα ηλεκτρικής ισχύος για το σύνολο των ΑΠΕ, με εξαίρεση αυτό της ηλιακής (φωτοβολταϊκά συστήματα), διαμορφώνεται κάτω των US \$2.000 ανά kW, και συγκρίνεται «ανταγωνιστικά» με αυτό των συμβατικών πηγών ενέργειας.

Με τον όρο «συντελεστής φορτίου» (ΣΦ) ορίζουμε το ποσοστό ενέργειας που παράγεται από μια εγκατάσταση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια ενός έτους, προς αυτό που θεωρητικά θα παρήγετο, εάν η εγκατάσταση λειτουργούσε συνεχώς στη μέγιστη ισχύ αυτής, για την εν λόγω χρονική περίοδο.

Το σχήμα 3.9 παρουσιάζει το μέσο ΣΦ για διάφορες εγκαταστάσεις ενεργειακής εκμετάλλευσης των ΑΠΕ, καθώς και εγκαταστάσεις ενεργειακής εκμετάλλευσης συμβατικών πηγών ενέργειας.



Σχήμα 3.9 Μέσος Παράγων Δυναμικότητας για Εγκαταστάσεις Ενεργειακής Εκμετάλλευσης ΑΠΕ και Συμβατικών Πηγών Ενέργειας

Ο μέσος ΣΦ εγκαταστάσεων ενεργειακής εκμετάλλευσης ηλιακής και αιολικής ενέργειας διαμορφώνεται σε σχετικά χαμηλά επίπεδα, λόγω της εξάρτησης αυτών από φυσικά φαινόμενα (ηλιακή ακτινοβολία, άνεμος), τα οποία είτε παρουσιάζουν διακυμάνσεις, σε ό,τι αφορά την ένταση αυτών, είτε εξαρτώνται από τη διαθεσιμότητα / καταλληλότητα αυτών (πολύ χαμηλής / υψηλής έντασης άνεμοι, νύχτα), με αποτέλεσμα τη μείωση της παραγόμενης ενέργειας.

Στη διαμόρφωση του μέσου ΣΦ παίζουν, επίσης, σημαντικό ρόλο εξωγενείς παράγοντες που σχετίζονται με τη διαχείριση του ηλεκτρικού δικτύου, στο οποίο είναι διασυνδεδεμένη η εκάστοτε εγκατάσταση ενεργειακής εκμετάλλευσης.

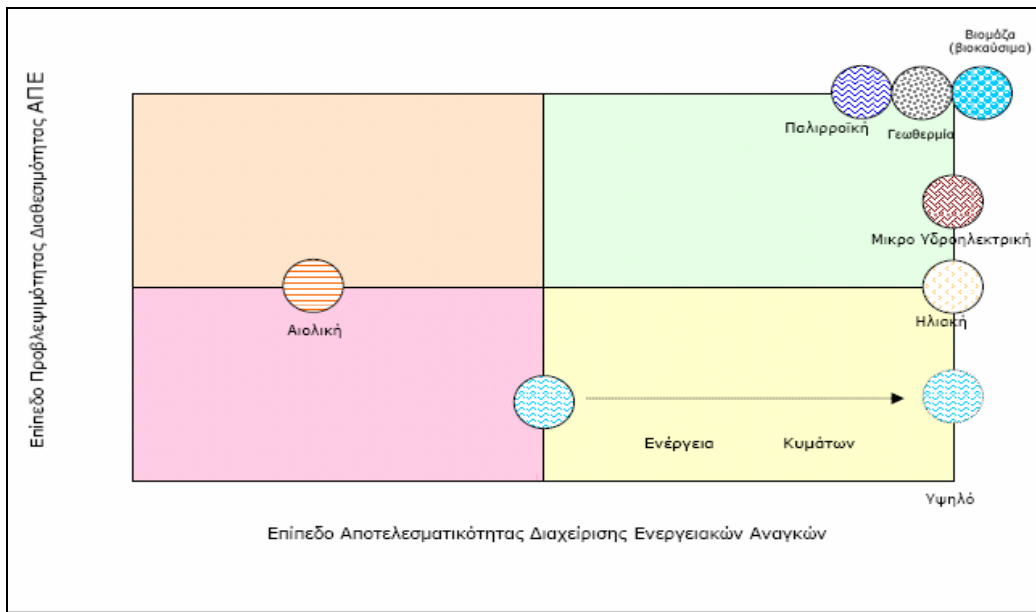
B) Ασυνεχής Λειτουργία (intermittent)

Στην προηγούμενη ενότητα επισημάνθηκε ότι ο μέσος παράγοντας δυναμικότητας των αιολικών πάρκων διαμορφώνεται σε χαμηλότερα επίπεδα, σε σχέση με τον αντίστοιχο των συμβατικών πηγών ενέργειας, λόγω της εξάρτησης αυτών από φυσικά φαινόμενα τα οποία χαρακτηρίζονται από σημαντικά επίπεδα διακύμανσης και μη διαθεσιμότητας, με αποτέλεσμα να μην καθίσταται δυνατή η συνεχής παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία και χαρακτηρίζεται από ένα σημαντικό παράγοντα μη προβλεψιμότητας.

Η δυνατότητα πρόβλεψης της διαθεσιμότητας του ενεργειακού περιεχομένου των αιολικών πάρκων είναι σημαντική για την αποτελεσματική διαχείριση του ηλεκτρικού δικτύου, μέσω του οποίου έχουμε τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας, που παράγεται από την εκμετάλλευση του ενεργειακού περιεχομένου του εκάστοτε αιολικού πάρκου, και τη μείωση του κόστους της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της αποτελεσματικότερης λειτουργίας παραδοσιακών εφεδρικών σταθμών παραγωγής ενέργειας κατά περιόδους μη διαθεσιμότητας ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, μιας και αυτοί χαρακτηρίζονται από ένα υψηλό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο είναι υψηλότερο ή ίσο με αυτό των διάφορων ΑΠΕ.

Η διαχείριση / λειτουργία ενός ηλεκτρικού δικτύου είναι μια πολυσύνθετη διαδικασία, μιας και τα επίπεδα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας διαμορφώνονται από ένα σύνολο δυναμικών παραμέτρων, σε (σχεδόν) πραγματικό χρόνο, και θα πρέπει να τύχουν διαχείρισης άμεσα και αποτελεσματικά, ενώ, ταυτόχρονα, θα πρέπει να έχουν γίνει και σχετικές προβλέψεις για περιπτώσεις μείωσης της δυναμικότητας του δικτύου, λόγω της μη διαθεσιμότητας πηγών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (συμβατικών και μη). Μια συνήθης πολιτική, σε ό,τι αφορά τη διαχείριση / λειτουργία ηλεκτρικών δικτύων, είναι η εξασφάλιση εφεδρικής ισχύος, η οποία μπορεί να διαμορφωθεί και στο 20% της συνολικής ισχύος του δικτύου, έχοντας σε ετοιμότητα για άμεση λειτουργία εφεδρικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Το σχήμα 3.10 παρουσιάζει το συσχετισμό μεταξύ επιπέδου προβλεψιμότητας παροχής και επιπέδου αποτελεσματικότητας διαχείρισης ενεργειακών αναγκών.



Σχήμα 3.10 Σύγκριση Επιπέδου Προβλεψιμότητας Διαθεσιμότητας ΑΠΕ και Επιπέδου Αποτελεσματικότητας Διαχείρισης Ενεργειακών Αναγκών

Η αιολική ενέργεια, λόγω των εκτενών βάσεων κλιματολογικών δεδομένων, χαρακτηρίζεται από ένα μεσαίο επίπεδο προβλέψιμης διαθεσιμότητας, με το επίπεδο αποτελεσματικότητας διαχείρισης ενεργειακών αναγκών να διαμορφώνεται σχετικά χαμηλά, λόγω των υψηλών διακυμάνσεων των επιπέδων παραγωγής ενέργειας. Οι διάφορες τεχνολογίες που αναπτύσσονται στον τομέα της αιολικής ενέργειας σχετίζονται με τη μείωση των διακυμάνσεων των επιπέδων παραγόμενης ενέργειας, κάνοντας έτσι δυνατή την απευθείας σύνδεση των ανεμογεννητριών με το ηλεκτρικό δίκτυο και τη μείωση των μηχανικών υποσυστημάτων αυτών, μειώνοντας έτσι τα επίπεδα συντήρησης, ενώ ταυτόχρονα επιτυγχάνεται αύξηση των επιπέδων ενεργειακής απόδοσης αυτών.

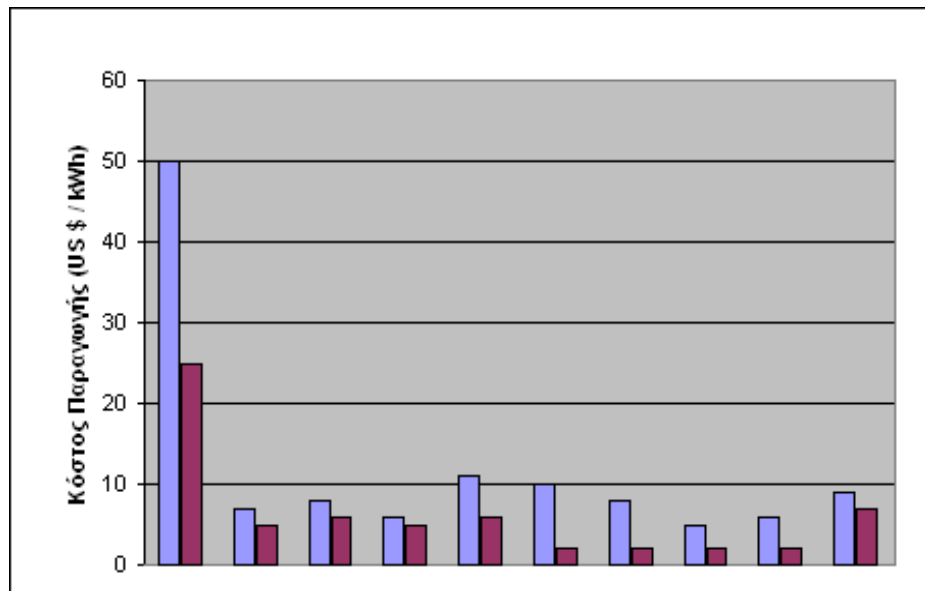
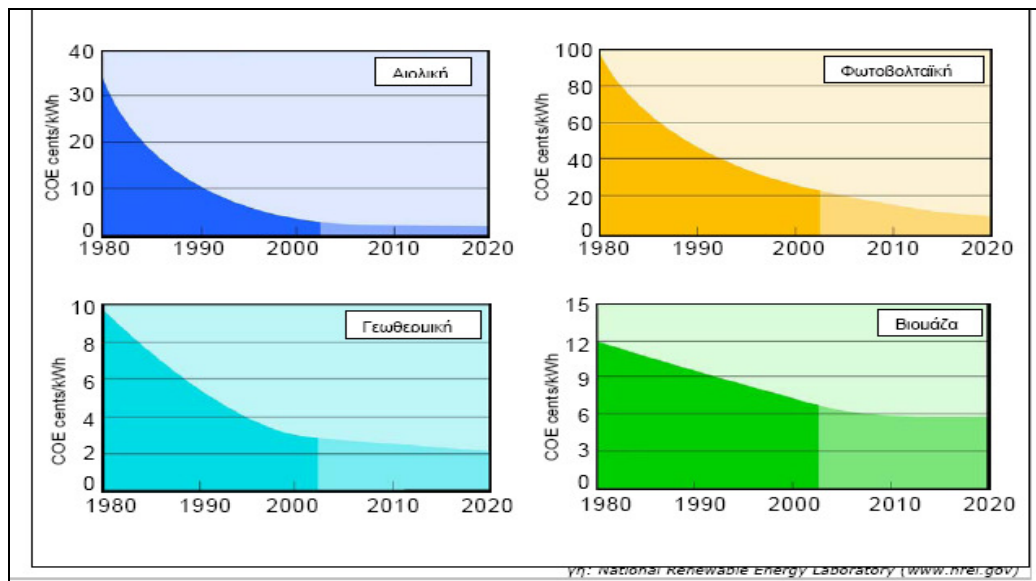
Γ) Κόστος Μονάδας Παραγόμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΠΕ

Το κόστος παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προσδιορίζεται από το κόστος εγκατάστασης και διαμορφώνεται από τον παράγοντα δυναμικότητας, ο οποίος, σε ένα μεγάλο βαθμό, διαμορφώνεται από τα επίπεδα ασυνεχούς λειτουργίας (intermittent) και, πιο συγκεκριμένα, από το επίπεδο προβλεψιμότητας διαθεσιμότητας της παραγόμενης ενέργειας, μιας και τα τελευταία κάνουν δυνατή την πιο αποτελεσματική ενσωμάτωση των μονάδων ενεργειακής εκμετάλλευσης των ΑΠΕ, στο ηλεκτρικό δίκτυο, με το οποίο αυτές είναι διασυνδεδεμένες.

Το σχήμα 3.11 παρουσιάζει τη διαχρονική εξέλιξη και προβλέψεις του εξισορροπημένου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (Cost of Energy - COE) (US\$/kWh) σε πραγματικές τιμές.

Με τον όρο εξισορροπημένο κόστος εννοούμε το εκτιμώμενο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο περιλαμβάνει όλα τα κόστη (εγκατάσταση, λειτουργία, συντήρησης, καύσιμου, κλπ.) που προκύπτουν κατά την πε-

ρίοδο λειτουργίας, και τα οποία διαιρούνται με τη συνολική εκτιμώμενη ενέργεια, που παράγεται κατά τη συγκεκριμένη περίοδο.



Σχήμα 3.11 Διαχρονική Εξέλιξη και Προβλέψεις Εξισορροπημένου Κόστους Μονάδας Παραγόμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας (US \$ / kWh) από ΑΠΕ

Η διαχρονική μείωση του εξισορροπημένου κόστους της μονάδας παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ έχει προσδιοριστεί: από τις τεχνολογικές εξελίξεις σε επίπεδο σχεδιασμού και ανάπτυξης συστημάτων ενεργειακής εκμετάλλευσης ΑΠΕ (ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά συστήματα, κλπ.), οι οποίες είχαν σαν αποτέλεσμα την αύξηση της ενεργειακής απόδοσης αυτών, με παράλληλη μείωση του κόστους παραγωγής και συντήρησης αυτών, από τα αυξημένα επίπεδα ζήτησης σε επίπεδο εγκατεστημένης ισχύος, λόγω της αλματώδους ανάπτυξης του κλάδου ενεργειακής εκμετάλλευσης των ΑΠΕ, κάτι το οποίο είχε ως αποτέλεσμα να μειωθεί περαιτέρω το κόστος παραγωγής, ενώ διαμορφώνεται από: την πιο αποτελεσματική διαχείριση / αξιοποίηση της

παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ σε επίπεδο διαχείρισης διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού δικτύου.

Το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ διαμορφώνεται σε επίπεδα κάτω των 10 US\$/kwh, με εξαίρεση αυτό των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Σε αρκετές περιπτώσεις, το επίπεδο διαμόρφωσης του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές πηγές ενέργειας προσεγγίζει, ή και ακόμα ξεπερνά, αυτό των ΑΠΕ, με συνέπεια να έχουμε σημαντική ενδυνάμωση της εμπορικής βιωσιμότητας των συγκεκριμένων ΑΠΕ.

Το σχήμα 3.11 παραθέτει εκτιμήσεις του εξισορροπημένου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όχι μόνο για τις ΑΠΕ, αλλά και για συμβατικές πηγές ενέργειας. Η ανταγωνιστικότητα του κόστους μονάδας παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, παρόλο τον χαμηλό παράγοντα δυναμικότητας που χαρακτηρίζει την πλειοψηφία αυτών, έγκειται, επίσης, σε ένα μεγάλο βαθμό στο γεγονός ότι το κόστος του καυσίμου είναι μηδενικό, ενώ αυτό των συμβατικών πηγών ενέργειας δεν είναι, με την τιμή αυτού να χαρακτηρίζεται από ανοδικές τάσεις, λόγω της μη ανανεώσιμης φύσης αυτών, και σε συνδυασμό με το γεγονός ότι ο όγκος των υφιστάμενων αποθεμάτων αυτών είναι πια γνωστός.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 - ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ, ΧΩΡΟΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ, ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΥΠΕΡΑΚΤΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ

4.1 Αναζήτηση και Επιλογή Τοποθεσίας (Case study)

Στο κεφάλαιο αυτό αναλύονται οι κυριότερες απαιτήσεις και τα σημαντικότερα κριτήρια για την επιλογή της καταλληλότερης τοποθεσίας, όπου θα κατασκευαστεί ένα νέο Υπεράκτιο Αιολικό Πάρκο. Η επιλογή της τοποθεσίας αποτελεί μια σημαντικότερη συνιστώσα για τη σωστή υλοποίηση του επενδυτικού σχεδίου και θα πρέπει να καλύπτει τις βασικές απαιτήσεις που θεωρούνται ως οι απαραίτητες ή κρίσιμες για την εφικτή και βιώσιμη εφαρμογή και λειτουργία του.

4.1.1 Βασικές Απαιτήσεις Επιλογής Τοποθεσίας Εγκατάστασης

Οι βασικότερες απαιτήσεις, τις οποίες θα πρέπει να ικανοποιεί ο χώρος εγκατάστασης του νέου Αιολικού Πάρκου είναι οι εξής:

Αιολικό δυναμικό

Ο υπολογισμός του τεχνικά αξιοποιήσιμου αιολικού δυναμικού είναι μια αρκετά πολύπλοκη διαδικασία, ακόμα και αν ληφθεί υπόψη μόνο η διαθεσιμότητα του ανέμου και τα τεχνικά χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας που χρησιμοποιούμε. Η μέση μηνιαία ή ετήσια ταχύτητα ανέμου και ο βαθμός απόδοσης των ανεμογεννητριών δεν αρκούν για τον υπολογισμό. Είναι πολύ σημαντικό να γνωρίζουμε ακριβώς τη μεταβολή της ταχύτητας του ανέμου, κατά τη διάρκεια του έτους.

Πρέπει να αναφέρουμε ότι, πέρα από τον παραπάνω θεωρητικό προσδιορισμό του αξιοποιήσιμου αιολικού δυναμικού είναι πολύ χρήσιμο να εξετάσουμε πως αποδίδει ένα ήδη εγκατεστημένο αιολικό πάρκο ή μια ανεμογεννήτρια στην περιοχή που μας ενδιαφέρει. Το δυναμικό των Α/Γ σε μια περιοχή μπορεί να εκτιμηθεί, χονδρικά, μελετώντας την απόδοση των εγκατεστημένων Α/Γ σε περιοχές με την ίδια μορφολογία και τα ίδια μετεωρολογικά στοιχεία με την εξεταζόμενη. Δυστυχώς ο ακριβής θεωρητικός υπολογισμός του δυναμικού των Α/Γ επηρεάζεται από όλες εκείνες τις παραμέτρους, οι οποίες πρέπει να είναι μετρημένες με ακρίβεια σε τοπικό επίπεδο κατά την διάρκεια του έτους (π.χ. γνώση με ακρίβεια της ταχύτητας του ανέμου σε ωριαία ή ημερήσια βάση).

Μετά τον υπολογισμό του τεχνικά αξιοποιήσιμου αιολικού δυναμικού λαμβάνονται υπόψη κάποιες απώλειες της τάξεως του 10%-15%. Αυτές οι απώλειες οφείλονται στη σκίαση των Α/Γ μεταξύ τους, σε επικαθήσεις σκόνης και αλάτων στα πτερύγια, στη διαθεσιμότητα του δικτύου, στις μικρές απώλειες μεταφοράς, κ.λ.π.. Είναι πιθανό, λόγω των τοπικών ιδιαιτεροτήτων, να υπάρξει κάποια μικρή διαφορά ανάμεσα στα αποτελέσματα των υπολογισμών και στην πραγματικά παραγόμενη ενέργεια. Η κύρια παράμετρος που καθορίζει το αιολικό δυναμικό είναι η κατανομή της ταχύτητας του ανέμου. Οι κατα-

σκευαστικές ιδιαιτερότητες της ανεμογεννήτριας της ίδιας ισχύος οδηγούν σε διαφορές της παραγόμενης Η/Ε της τάξεως, το πολύ, του 10%. Συγχρόνως, αν η μορφολογία της περιοχής εγκατάστασης των Α/Γ είναι ήπια, τότε η ταχύτητα αυξάνεται ελάχιστα με το ύψος.

Υφιστάμενα Δίκτυα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην περιοχή

Ένα άλλο σημαντικό κριτήριο επιλογής κατάλληλου χώρου εγκατάστασης Αιολικού Πάρκου είναι η προεκτίμηση του τρόπου και της θέσης σύνδεσης του Αιολικού Πάρκου στο Δίκτυο Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Δυνατότητα πρόσβασης – απαιτούμενα έργα υποδομής

Η τοποθεσία εγκατάστασης θα πρέπει να εξυπηρετείται από το υπό κατασκευή οδικό δίκτυο, έτσι ώστε να διευκολυνθούν οι απαιτούμενες αρχικές μεταφορές αλλά να γίνεται απρόσκοπτα η προσπέλαση των Α.Π. από το προσωπικό εποπτείας, συντήρησης, κ.λπ..

Πιθανές εμπλοκές στην διαδικασία αδειοδότησης

Με βάση το φυσικό χάρτη GIS απαιτείται η πρόβλεψη πιθανών δυσχερειών στη διαδικασία αδειοδότησης του Αιολικού Πάρκου για εγκατάσταση στην εν λόγω θέση. Οι εμπλεκόμενες Υπηρεσίες από τις οποίες θα πρέπει να δοθούν σχετικές εγκρίσεις είναι:

- Υπηρεσία Πολιτικής Αεροπορίας
- Γενικό Επιτελείο Εθνικής Αμύνης
- Εφορία Προϊστορικών και Κλασσικών Αρχαιοτήτων
- Εφορία Βυζαντικών Αρχαιοτήτων
- Εφορία Νεωτέρων Μνημείων
- Διεύθυνση Δασών (Δασαρχείο)
- Ο.Τ.Ε.
- Ε.Ο.Τ.
- Πολεοδομία

Ιδιοκτησία εδαφικών εκτάσεων- δυνατότητα χρήσης γης

Το κριτήριο αυτό είναι αρκετά σημαντικό και έχει να κάνει με το κατά πόσο η γη και το μέρος που επιλέξαμε να εγκατασταθεί το Αιολικό Πάρκο βρίσκεται σε γη διαθέσιμη για αγορά ή ενοικίαση.

Οικονομικά κίνητρα

Σημαντική παράμετρος για τη λήψη απόφασης όσον αφορά την τοποθεσία αποτελούν τα κίνητρα και οι παραχωρήσεις που προσφέρονται στις επιχειρήσεις που σκοπεύουν να δραστηριοποιηθούν σε συγκεκριμένες γεωγραφικές περιοχές. Η υπαγωγή του παρόντος επενδυτικού σχεδίου στους αναφερθέντες νόμους μπορεί να αποτελέσει μία σημαντικότερη πηγή χρηματοδότησης. Θα πρέπει λοιπόν να ελεγχθεί σε ποία ζώνη κινήτρων των οικείων νόμων ανήκει η επιλεγείσα περιοχή, καθώς και αν ικανοποιεί όλα τα κριτήρια της σχετικής νομοθεσίας.

Αποδοχή του σχεδίου από κατοίκους περιοχής

Ένα άλλο στοιχείο που θα πρέπει να διερευνηθεί είναι κατά πόσο θα γίνει αποδεκτή η υλοποίηση του επενδυτικού σχεδίου από τους κατοίκους της περιοχής χωρίς να δημιουργήσει δυσαρέσκεια και αντιδράσεις από τους τοπικούς φορείς. Η αποδοχή αυτή του σχεδίου είναι σημαντική για την ομαλή λειτουργία του Αιολικού Πάρκου χωρίς αυτή να ταλανίζεται από διαμαρτυρίες και πιθανές δικαστικές διαμάχες. Τούτο έχει, εν πολλοίς, να κάνει και με το επίπεδο οικονομικής και κοινωνικής υποδομής της ευρύτερης περιοχής, όπου θα εγκατασταθεί το νέο Αιολικό Πάρκο. Θα πρέπει να ελεγχθούν δείκτες οικονομικής ευημερίας, απασχόλησης αλλά και στοιχεία κοινωνικής υποδομής τα οποία να είναι επαρκή ώστε να χαρακτηρίζουν το βιοτικό και κοινωνικό επίπεδο των κατοίκων ως ικανοποιητικό ούτως ώστε να αποφευχθούν αντιδράσεις, διαμαρτυρίες, διασπορά δεισιδαιμονιών, κ.λπ..

4.1.2 Χαρακτηριστικά Στοιχεία Εναλλακτικών Τοποθεσιών

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα βασικά χαρακτηριστικά των εναλλακτικών περιοχών και το κατά πόσο ικανοποιούν τις απαιτήσεις που αναλύθηκαν παραπάνω. Οι δύο περιοχές ανάλυσης είναι το Αλιβέρι στην Εύβοια και η περιοχή Δήμου Ανατολικού Σελίνου στην Κρήτη.

Αρχικά, ως προς το αιολικό δυναμικό της κάθε περιοχής, με τη χρήση λογισμικού, υπολογίζεται η παραγόμενη ενέργεια προς διανομή (MWh) ενός Αιολικού Πάρκου στις περιοχές μελέτης, με εγκατεστημένη ισχύ 16.000 kW.

Πίνακας 4.1 Μετρήσεις Αιολικού Δυναμικού από ΔΕΗ / ΔΕΣΜΗΕ

Τοποθεσία	Μέση ταχύτητα [m/s]
Άνδρος	9,7
Τήνος	9,5
Μύκονος	10,8
Σύρος	8,1
Κρήτη	8,1
Λήμνος	8,1
Λέσβος	8,7
Χίος	8,1
Σάμος	10,4
Εύβοια	9,2
Κάρπαθος	9,6
Σκύρος	6,5
Σαμοθράκη	6,6

Τα βασικά στοιχεία αναφοράς, τα οποία διαφοροποιούνται στους υπολογισμούς είναι η ταχύτητα του ανέμου και η επιλογή του τύπου των Α/Γ. Αναφορικά με τη Μέση Ετήσια ταχύτητα του ανέμου των περιοχών μελέτης θα ληφθούν τιμές από 6,5 m/sec έως 10 m/sec.

Για την εφαρμογή του ενεργειακού υποδείγματος του λογισμικού χρησιμοποιήθηκαν συγκεκριμένες τιμές για ορισμένες παραμέτρους που επηρεάζουν

τον υπολογισμό της παραγόμενης αιολικής ενέργειας. Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζονται τα δεδομένα για τον υπολογισμό της παραγόμενης αιολικής ενέργειας.

Πίνακας 4.2 Δεδομένα που ελήφθησαν για τον Υπολογισμό της Παραγόμενης Αιολικής Ενέργειας				
Α. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΥΠΟΔΕΙΓΜΑ (ENERGY MODEL)				
Α/Α	ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ	ΠΗΓΕΣ ΑΝΑΦΟΡΑΣ	ΤΙΜΕΣ ΠΟΥ ΕΛΗΦΘΗΣΑΝ	
			ΕΥΒΟΙΑ	ΚΡΗΤΗ
1	Ύψος υπολογισμού της ταχύτητας (m)	Τιμές από 3,0 έως 100,0 m	25 m	25 m
2	Εκθέτης μείωσης της ταχύτητας του ανέμου	Τιμές από 0,10 έως 0,40	0,25	0,25
3	Μέση ετήσια ατμοσφαιρική πίεση (kPa)	Τιμές από 60,0 έως 103,0 kPa	Από την Ε.Μ.Υ για την περιοχή της Χαλκίδας 101,5kPa	Από την Ε.Μ.Υ για την περιοχή των Χανίων 101,5kPa
4	Μέση ετήσια θερμοκρασία της περιοχής	Ε.Μ.Υ.	18,5° C	18,4° C
5	Απώλειες λόγω διάταξης των Α/Γ (Array losses)	Τιμές από 0% έως 20%	3%	3%
6	Απώλειες λόγω της επίδρασης της ρύπανσης/σκόνης, του αέρα και του παγετού (Airfoil soiling and/or icing losses)	Τιμές από 1% έως 10%	2%	2%
7	Απώλειες λόγω διακοπής της λειτουργίας τους(Downtime)	Τιμές από 2% έως 7%	2%	2%
8	Διάφορες άλλες απώλειες	Τιμές από 2% έως 6%	4%	4%
9	Καθορισμός τύπου συστήματος [Συνδεδεμένο στο δίκτυο (Central Grid) ή μεμονωμένο (Isolated Grid)]		Συνδεδεμένο στο δίκτυο (Central Grid)	Συνδεδεμένο στο δίκτυο (Central Grid)

Βάσει των ανωτέρω δεδομένων, τα αποτελέσματα από το λογισμικό διακρίνονται σε τρεις κατηγορίες: Ενεργειακά, Περιβαλλοντικά και Οικονομικά. Για την επιλογή, όμως, του βέλτιστου συστήματος Α/Γ, καθορίζονται και λοιπά περιβαλλοντικά και κοινωνικά κριτήρια, με σκοπό να αποτυπωθούν οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις από τη δημιουργία του Αιολικού Πάρκου στις περιοχές μελέτης και να παρουσιαστούν λύσεις για την αντιμετώπισή τους.

Σύμφωνα με τα δεδομένα του υποδείγματος, η βέλτιστη λύση για τις περιοχές μελέτης (χωρίς και με επιδότηση), θα ήταν η δημιουργία ενός αιολικού πάρκου 16 MW, καθώς το υψηλό εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό της περιοχής θα οδηγούσε αφενός στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών και αφετέρου στη βιωσιμότητα του επενδυτικού σχεδίου. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα προκύπτει ότι η βέλτιστη περιοχή μελέτης είναι η Κρήτη.

Αναφορικά με το δίκτυο μεταφοράς, η Κρήτη κατέχει, πάλι, κάποιο συγκριτικό πλεονέκτημα έναντι της Εύβοιας, αφού η εγκατάσταση θα συνδεθεί απ' ευθείας με το υπάρχον δίκτυο Χαμηλής Τάσης της ΔΕΗ, του οποίου ο πλησιέστερος πυλώνας βρίσκεται σε απόσταση λίγων μέτρων από τα όρια της εξασφαλισμένης εκτάσεως.

Μετά τον μετρητικό εξοπλισμό, θα κατασκευαστεί εναέρια γραμμή σύνδεσης ώστε να γίνει η σύνδεση με το υπάρχον δίκτυο. Τον τύπο του μετρητικού εξοπλισμού θα τον ορίσει ο Διαχειριστής του Δικτύου, κατά περίπτωση, εν προκειμένω ο «Διαχειριστής των Νησιών», σύμφωνα με του όρους της Σύμβασης Σύνδεσης του σταθμού με το δίκτυο Χαμηλής Τάσης, που θα υπογραφεί μεταξύ αυτού και του παραγωγού.

Ως προς την πρόσβαση και τη διαθεσιμότητα μεταφορικών διευκολύνσεων η Εύβοια διαθέτει συγκριτικό πλεονέκτημα, λόγω χαμηλότερου κόστους μεταφοράς, αφού τα βασικά έργα υποδομής και τα ηλεκτρολογικά έργα που απαιτούνται θα πραγματοποιηθούν και στις 2 περιοχές με αντίστοιχο κόστος.

Ως προς την ιδιοκτησία της γης και τη δυνατότητα ενοικίασης των επιλεγμένων χώρων εγκατάστασης, και οι 2 χώροι είναι διαθέσιμοι για ενοικίαση, όμως το ενοίκιο στην περιοχή της Εύβοιας είναι ελάχιστα φθηνότερο σε σχέση με αυτό της Κρήτης. Αναφορικά με τις εμπλοκές διαδικασίας αδειοδότησης προηγείται, ελάχιστα, η περιοχή της Εύβοιας.

Η Οικονομική και κοινωνική υποδομή και των 2 περιοχών δεν κρίνονται ικανοποιητικές, ωστόσο οι επενδύσεις που πραγματοποιούνται, τόσο από ιδιωτικούς φορείς, όσο και από το Δημόσιο, μέσω σχεδίου ανάπτυξης, αναμένεται να βελτιώσουν τις υπάρχουσες υποδομές.

Σε σχέση με τα οικονομικά κίνητρα, και οι 2 περιοχές έχουν να επιλέξουν ένα από τα δύο παρακάτω χρηματοδοτικά σενάρια

Χρηματοδότηση από τη δράση 2.1.3 του Ε.Π.ΑΝ. με:

- -30% επιχορήγηση
- -30% ίδια συμμετοχή
- -40% δανειοδότηση

Χρηματοδότηση από το Ν. 2601/1998 με:

- -40% επιχορήγηση
- -40% ίδια συμμετοχή
- -20% δανειοδότηση

Ως προς τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις και την αποδοχή σχεδίου από τους κατοίκους, και οι 2 περιοχές βρίσκονται στην ίδια βαθμολογία, αφού το ΑΠ είτε εγκατασταθεί στην Εύβοια, είτε στην Κρήτη θα έχει την ίδια επίδραση στην οπτική αρμονία, στα πουλιά και στις εκπομπές θορύβου.

Προς το παρόν οι αντιλήψεις της πλειονότητας για τα ΑΠ είναι θετικές, αφού αυτά δεν μολύνουν το περιβάλλον, χρησιμοποιούν ως πρώτη ύλη ανανεώσιμη πηγή ενέργειας και εξοικονομούν καύσιμα.

4.1.3 Αξιολόγηση Εναλλακτικών Τοποθεσιών

Η αξιολόγηση των παραπάνω τοποθεσιών θα γίνει με βάση τα κριτήρια που αναλύθηκαν προηγουμένως. Σε κάθε κριτήριο αντιστοιχεί συγκεκριμένος συντελεστής βαρύτητας, ανάλογα με το πόσο σημαντικό θεωρείται αυτό, για την επίτευξη των στόχων του επενδυτικού σχεδίου. Στη συνέχεια παρατίθεται πίνακας με τους συντελεστές βαρύτητας κάθε κριτηρίου αλλά και τη βαθμολογία κάθε υποψήφιας περιοχής, σε σχέση με την ικανοποίηση του κάθε κριτηρίου.

Πίνακας 4.3 Αξιολόγηση Εναλλακτικών Περιοχών

Κριτήρια	Κρήτη		Συντελεστής	Εύβοια	
	Κρήτη	Εύβοια		Κρήτη	Εύβοια
Αιολικό δυναμικό	12	10	15	180	150
Υφιστάμενο δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην περιοχή	12	11	15	180	165
Δυνατότητα πρόσβασης	8	9	10	80	90
Ιδιοκτησία εδαφικών εκτάσεων, δυνατότητα χρήσης	8	9	10	80	90
Πιθανές εμπλοκές στην διαδικασία αδειοδότησης	7	8	10	70	80
Οικονομική και κοινωνική υποδομή	7	8	10	70	80
Οικονομικά κίνητρα	7	7	10	70	70
Αποδοχή σχεδίου από κατοίκους της περιοχής	8	8	10	80	80
Περιβάλλον - κλιματολογικές συνθήκες	7	7	10	70	70
ΣΥΝΟΛΟ			100	880	875

4.2 Κατάσταση Περιβάλλοντος

1. Περιοχή μελέτης

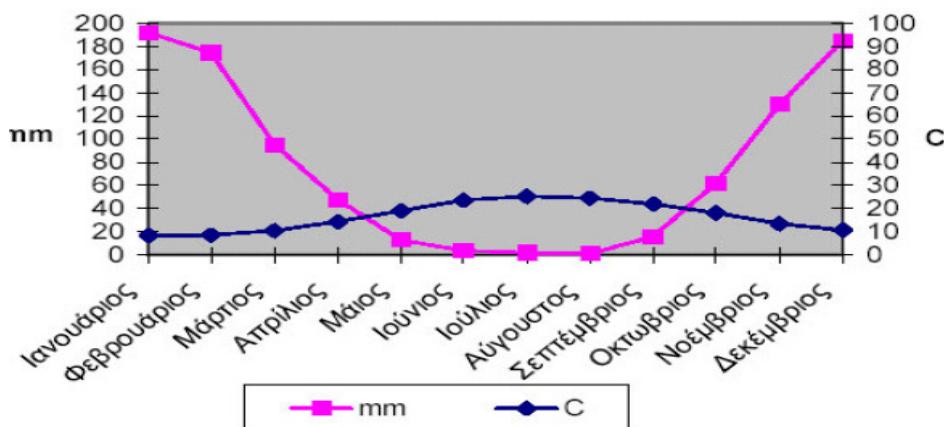
Το υπό μελέτη έργο πρόκειται να διελεüσει και εγκατασταθεί μέσω μισθωμένης έκτασης 4 στρεμμάτων. Η έκταση έχει προσδιοριστεί από το εκ Ιουλίου 2007 τοπογραφικό διάγραμμα Διπλωματούχου Πολιτικού Μηχανικού, με έδρα τα Χανιά. Η περιοχή της θέσης εγκατάστασης βρίσκεται στη θέση Μα-

κριάς Τσιγκουνάς Δ.Δ. Τεμενίων που υπάγεται διοικητικά στο Δήμο Ανατολικού Σελίνου Ν. Χανίων.

2. Μη βιοτικά χαρακτηριστικά

α. Κλιματολογικά και βιοκλιματολογικά χαρακτηριστικά
ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑ

Για το Σταθμό της Κανδάνου η μέση ετήσια θερμοκρασία κυμαίνεται από 8,4°C έως 25,4°C, ενώ το Ετήσιο Θερμομετρικό Εύρος φτάνει στους 17ο C. Η μέγιστη μέση μηνιαία τιμή θερμοκρασιών φτάνει τους 28°C (Ιούλιος 1990), ενώ η ελάχιστη μέση μηνιαία τιμή τους 2,5°C (Ιανουάριος 1974). Έτσι, η μέση ετήσια θερμοκρασία θα πρέπει να κυμαίνεται γύρω στους 16,6°C.



ANEMOI

Οι πιο κοντινοί σταθμοί στην περιοχή είναι της Παλαιόχωρας και των Χανίων, που, όμως, λόγω της γεωγραφικής τους θέσης έχουν μεταξύ τους διαφορετικά μετεωρολογικά δεδομένα. Ο σταθμός της Παλαιόχωρας λόγω του ότι βρίσκεται και πιο κοντά αλλά και στο δυτικό άκρο της Κρήτης, ίσως αντιπροσωπεύει καλύτερα την περιοχή, απ' όσο ο σταθμός Χανίων που βρίσκεται στα βόρεια παράλια της Κρήτης και πολύ πιο ανατολικά.

Σύμφωνα, λοιπόν, με στοιχεία από το σταθμό Παλαιόχωρας (Κοτίνη Ζαμπάκα, 1983) φαίνεται ότι, καθ' όλη σχεδόν τη διάρκεια του έτους επικρατούν, κυρίως, βόρειοι άνεμοι και μόνο κατά την περίοδο Απριλίου έως Ιουνίου δυτικοί. Κατά το μήνα Φεβρουάριο υπερισχύουν οι νοτιοανατολικοί άνεμοι. Οι βόρειοι, όσο και οι δυτικοί άνεμοι έχουν συνήθως μεγάλη ένταση.

ΗΛΙΟΦΑΝΕΙΑ

Στοιχεία ηλιοφάνειας υπάρχουν από το σταθμό Κανδάνου, από το Ινστιτούτο Υποτροπικών Φυτών Χανίων. Έτσι, σύμφωνα με τις τιμές αυτές, φαίνεται ότι, η μέση ετήσια ανά ημέρα διάρκεια της ηλιοφάνειας είναι 6,7 ώρες, ενώ από τον Μάιο μέχρι και το Σεπτέμβρη η μέση ημερήσια διάρκεια είναι μεγαλύτερη των 7 ωρών.

3. Φυσικό περιβάλλον

α. Γενικά στοιχεία

Βασικό στοιχείο του προτεινόμενου χώρου είναι η τυπική παρουσία κοινών φυτών μη προστατευμένων, τόσο εντός του γηπέδου, όσο και στην ευρύτερη περιοχή ακτίνας 1km.

β. Ειδικές φυσικές περιοχές

Το γήπεδο διέλευσης του σταθμού, όπως αναφέρθηκε, βρίσκεται εκτός των ενταγμένων περιοχών στο δίκτυο NATURA 2000. Η πιο κοντινή περιοχή του δικτύου είναι η ζώνη GR4340005 «ΟΡΜΟΣ ΣΟΥΓΙΑΣ - ΒΑΡΔΙΑ - ΦΑΡΑΓΓΙ ΛΙΣΣΟΥ ΜΕΧΡΙ ΑΝΥΔΡΟΥΣ ΚΑΙ ΠΑΡΑΚΤΙΑ ΖΩΝΗ» σε απόσταση 3.090 m. Επιπλέον, στην περιοχή μελέτης δεν υπάρχουν περιοχές απόλυτης προστασίας της φύσης και του τοπίου, που καθορίζονται κατά τις διατάξεις των άρθρων 19 παρ. 1 και 2 του Ν. 1650/1986, είτε πυρήνες των εθνικών δρυμών ή κηρυγμένα μνημεία της φύσης ή αισθητικά δάση που περιλαμβάνονται στις περιοχές της προηγούμενης περίπτωσης ή οικότοποι προτεραιότητας που περιλαμβάνονται στο δίκτυο Natura 2000.

4. Ανθρωπογενές περιβάλλον

α. Χωροταξικός σχεδιασμός - Χρήσεις γης

Το προτεινόμενο γήπεδο εγκατάστασης του Αιολικού Πάρκου δεν υπάγεται σε «Ζώνες Απόλυτης Προστασίας» ή «Ζώνες Προστασίας». Βασικές χρήσεις στη περιοχή είναι οι κτηνοτροφικές, ενώ δεν υπάρχει κάποιος νομοθετικός περιορισμός ως προς την εγκατάσταση του Αιολικού Πάρκου.

β. Δομημένο Περιβάλλον

ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΟΥ ΠΛΗΘΥΣΜΟΥ

Η περιοχή ανάπτυξης του Αιολικού Πάρκου υπάγεται διοικητικά στο Δήμο Ανατολικού Σελίνου, του οποίου ο συνολικός πληθυσμός ανέρχεται σε 1.468 άτομα. Ο πληθυσμός του Δήμου Ανατολικού Σελίνου σύμφωνα με τα στοιχεία της απογραφής της ΕΣΥΕ, ακολούθησε φθίνουσα πορεία το διάστημα 1997-2007, εμφανίζοντας σημαντική συνολική μείωση της τάξης του 18,35%. Η φθίνουσα πορεία είχε, ήδη, ξεκινήσει από το 1991. Ιδιαίτερα έντονη είναι η μείωση σ' όλα τα Δημοτικά Διαμερίσματα, γεγονός που σηματοδοτεί μία συνολική διαχρονική μείωση.

5. Κοινωνικοοικονομικό περιβάλλον - Τεχνικές υποδομές

Η παραγωγικότητα της οικονομίας του τόπου είναι ιδιαίτερα χαμηλή, τόσο σε σχέση με το σύνολο της χώρας, όσο και σε σχέση με το σύνολο της Κρήτης.

6. Πιέσεις στο περιβάλλον από άλλες ανθρωπογενείς δραστηριότητες

Η πιο σημαντική απειλή για το οικοσύστημα της περιοχής είναι οι ανθρωπογενείς δραστηριότητες, που μεταξύ άλλων έχουν να κάνουν με την ανεξέλεγκτη γεωργία στην ευρύτερη περιοχή, τη μη ορθολογική χρήση του νερού, την υπερβόσκηση των κοντινών περιοχών διέλευσης και την αυθαίρετη δόμηση και την υπεραλιεία.

Η γεωργία, συχνά, χαρακτηρίζεται από την αλόγιστη χρήση λιπασμάτων και φυτοφαρμάκων, εκδάσωση, και καταστροφή των φυσικών βιοτόπων, για την εξάπλωση της καλλιεργήσιμης γης. Παρόμοια προβλήματα υπάρχουν και στις περιοχές, όπου παρατηρείται τουριστική δραστηριότητα, καθώς και δημιουργία νέων υποδομών, όπως δρόμοι, κατασκηνώσεις, κ.λπ., οι οποίες επηρεάζουν αρνητικά το οικοσύστημα. *Απόβλητα* από τις βιοτεχνίες, αλλά, κυρίως, από τις τουριστικές υποδομές μολύνουν την περιοχή και επηρεάζουν τους πληθυσμούς ψαριών, αμφίβιων, θηλαστικών και πτηνών. Η εσκεμμένη, και μη, πρόκληση πυρκαγιάς είναι, μια, ακόμη, σημαντική απειλή για το οικοσύστημα της περιοχής ενώ, το μη ελεγχόμενο κυνήγι στην περιοχή αποτελεί απειλή για την πανίδα.

7. Ατμοσφαιρικό περιβάλλον

Οι άνεμοι στην περιοχή έχουν κυρίως κατεύθυνση από Βορρά προς Νότο και δεν επηρεάζουν την περιοχή από την εγκατάσταση του Αιολικού Πάρκου

8. Ακουστικό περιβάλλον, δονήσεις, ακτινοβολίες

Στην περιοχή ενδιαφέροντος δεν παρατηρούνται δραστηριότητες ή εγκαταστάσεις που προκαλούν θόρυβο, ή δονήσεις, ή εκλύουν ακτινοβολίες, σε όλο το εύρος του ηλεκτρομαγνητικού φάσματος.

9. Επιφανειακά και υπόγεια νερά

Στο γήπεδο εγκατάστασης του Αιολικού Πάρκου δεν υπάρχουν λιμένες ή κοίτες ποταμών. Μόνο κατά τις περιόδους υψηλής βροχόπτωσης δημιουργούνται μικρά υδατορέματα, μη έντονης επιφανειακής ροής. Ωστόσο, θα διερευνηθεί περαιτέρω η κατάσταση των αποθεμάτων και προβλέπεται να πραγματοποιηθεί ειδική υδρολογική μελέτη. Πρέπει να τονιστεί ότι, τυχόν απουσία των απαιτούμενων υδατικών αποθεμάτων, δεν αποτελεί περιοριστικό παράγοντα για τη λειτουργία του σταθμού, αφού θα μπορεί εναλλακτικά να λειτουργήσει και με σύστημα ψύξης ξηρού τύπου.

4.3 Προστασία του Περιβάλλοντος

Είναι γεγονός ότι, τα Υπεράκτια Αιολικά Πάρκα συντελούν αποφασιστικά στην προστασία του περιβάλλοντος μιας περιοχής, αφού περιορίζουν σε σημαντικό βαθμό τις εκπομπές επιβλαβών για την υγεία ρυπαντικών ουσιών, που προκαλούνται από την καύση ορυκτών καυσίμων (άνθρακα, πετρελαίου, αερίου). Έτσι, η κατασκευή και λειτουργία Αιολικών Πάρκων 50 MW στη χώρα μας, έχει ως αποτέλεσμα την αποτροπή έκλυσης στην ατμόσφαιρα περίπου 2.300 τόννων το χρόνο διοξειδίου του θείου, 180 τόννων το χρόνο οξειδίου του αζώτου, 120 τόννων το χρόνο αιωρούμενων σωματιδίων και 128.000 τόννων το χρόνο διοξειδίου του άνθρακα (αερίου που είναι υπεύθυνο για το φαινόμενο του θερμοκηπίου).

Υπενθυμίζεται ότι, το φαινόμενο του θερμοκηπίου θεωρείται πια, σε παγκόσμιο αλλά και σε τοπικό επίπεδο, υπεύθυνο - σε πολύ μεγάλο βαθμό - για τις υπερβολικά αυξημένες θερμοκρασίες, ιδιαίτερα το καλοκαίρι, για την αυξημένη ξηρασία (μείωση της στάθμης των υδροφόρων οριζόντων και των επι-

φανειακών νερών), αλλά και για την αύξηση της έντασης καιρικών φαινομένων, όπως οι ξαφνικές και καταστρεπτικές πλημμύρες, κ.α. Έγκυρες μελέτες της Ευρωπαϊκής Ένωσης έδειξαν ότι, μία σημαντική υποκατάσταση των συμβατικών καυσίμων με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, και κυρίως με αιολικά πάρκα που βρίσκονται ήδη στο στάδιο σχεδιασμού ή υλοποίησης, θα μπορούσε να συμβάλει στη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στην ηλεκτροπαραγωγή τουλάχιστον κατά 11%, να περιορίσει, επομένως, αντίστοιχα και τις δυσμενείς επιπτώσεις από το φαινόμενο του θερμοκηπίου.

Από την άλλη πλευρά, η κατασκευή και λειτουργία ενός Υπεράκτιου Αιολικού Πάρκου δεν επιφέρει αισθητές περιβαλλοντικές επιπτώσεις στην ευρύτερη περιοχή εγκατάστασης.

Τρεις (3) είναι, κυρίως, οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις τοπικής κλίμακας που αναφέρονται (εικάζονται τις περισσότερες φορές) ως αποτέλεσμα της εγκατάστασης και λειτουργίας Αιολικών Πάρκων εμπορικής κλίμακας: η οπτική όχληση, η κατασκευαστική επέμβαση / αλλοίωση του χαρακτήρα και της λειτουργίας μιας περιοχής (π.χ. μιας δασικής έκτασης) και, τέλος, ο θόρυβος. Παρακάτω γίνεται μία συγκροτημένη παρουσίαση κάθε μιας από τις τρεις αυτές, εν δυνάμει, επιπτώσεις των Αιολικών Πάρκων.

α) Οπτική όχληση

Κατ' αρχήν, είναι σαφές ότι η αισθητική μιας εγκατάστασης Αιολικού Πάρκου αποτελεί καθαρά υποκειμενικό παράγοντα, ο οποίος εξαρτάται, όπως δείχνουν σχετικές μελέτες, όχι τόσο από την ίδια την εικόνα της εγκατάστασης, όσο από τη γενικότερη εικόνα που έχει διαμορφώσει ο παρατηρητής για τη χρήση της (π.χ. ως οικολογική πηγή ενέργειας, ως πηγή τοπικών αναπτυξιακών οφελών, κλπ.).

Ειδικότερα, πρέπει να τονιστεί ότι ένα Αιολικό Πάρκο δεν εμποδίζει τη θέα. Η αρκετά μεγάλη απόστασή του από κατοικημένες περιοχές (ελάχιστη επιτρεπόμενη απόσταση από οικισμό: 500 m), σε συνδυασμό με τις σημαντικές υψομετρικές διαφορές μεταξύ του έργου και των γύρω οικισμών (δεν υπάρχουν), καθώς και η αραιή χωροθέτηση των Α/Γ σε απλή σειρά, περιορίζουν στο ελάχιστο την οπτική όχληση των κατοίκων.

Παράλληλα, οι περιορισμένες χρήσεις γης στην περιοχή ελαχιστοποιούν τις ευκαιρίες οπτικής επαφής με την εγκατάσταση, από κοντινές αποστάσεις. Μόνο οι γεωργοί και κτηνοτρόφοι της περιοχής βλέπουν τις Α/Γ συχνότερα, χωρίς όμως να εμποδίζονται οι δραστηριότητές τους. Τέλος, σημειώνεται ότι, τόσο το λευκό χρώμα των πτερυγίων, όσο και η κατασκευή ολόσωμων (σώληνων) πύργων στήριξης των Α/Γ, συντελούν στην καλύτερη εναρμόνισή τους με τον περιβάλλοντα χώρο.

β) Επίδραση στο χαρακτήρα και τη λειτουργία της περιοχής εγκατάστασης

Και στο θέμα αυτό, θα πρέπει να σημειώσει κανείς την απουσία έγκυρης και συγκροτημένης ενημέρωσης, με αποτέλεσμα να δημιουργείται πρόσφορο έδαφος για παραπληροφόρηση και υπερβολικές αντιδράσεις: "θα «ξυριστούν» βουνά με δασικές εκτάσεις για την κατασκευή Αιολικών Πάρκων, θα υποβαθμιστεί η τουριστική ανάπτυξη ή η ανάπτυξη δραστηριοτήτων αναψυχής στις αντίστοιχες περιοχές, θα καταστραφεί η χλωρίδα και η πανίδα τους, κ.ο.κ.".

Όσον αφορά τα Αιολικά Πάρκα, πρέπει να τονίσουμε ότι, στη μεγάλη τους πλειοψηφία εγκαθίστανται σε ορεινές θέσεις με αραιή θαμνώδη βλάστηση, η οποία οφείλεται, ως ένα βαθμό, ακριβώς στις επικρατούσες ανεμολογικές συνθήκες (δηλαδή, στις υψηλές ταχύτητες του ανέμου). Η παρουσία υψηλής βλάστησης σε μία περιοχή (συστάδες δένδρων και δασώδεις εκτάσεις) δεν προσφέρεται για εκμετάλλευση αιολικού δυναμικού, δεδομένου ότι επιβραδύνει τη ροή του ανέμου στα συνήθη ύψη του ρότορα της Α/Γ, πράγμα που καθιστά τις θέσεις αυτές μη ελκυστικές για την εγκατάσταση Αιολικών Πάρκων.

Η συνήθης χρήση γης στις θέσεις εγκατάστασης Αιολικών Πάρκων και Υπεράκτιων είναι η βοσκή αιγοπροβάτων. Σπανιότερα, στις θέσεις αυτές εντοπίζονται ίχνη εγκαταλελειμμένων καλλιεργειών μικρής απόδοσης. Επειδή δεν απαιτείται η περιφραγή της έκτασης εγκατάστασης των Α/Γ, αφού το σύνολο του εξοπλισμού τους είναι απροσπέλαστο και προστατευόμενο, όλες οι υφιστάμενες χρήσεις γης μπορούν να συνεχίσουν να ασκούνται χωρίς εμπόδια. Είναι χαρακτηριστικό ότι, ένα τυπικό Αιολικό Πάρκο των 10 MW καλύπτει ωφέλιμη επιφάνεια μόνο 2 στρεμμάτων περίπου, αφού κάθε ανεμογεννήτρια απαιτεί για τη θεμελίωσή της λιγότερο από 250 τετραγωνικά μέτρα.

Τέλος, όσον αφορά την πανίδα μίας περιοχής, είναι γνωστό από πλήθος σχετικών μελετών, ότι η εγκατάσταση Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων έχει από πολύ μικρές έως αμελητέες επιπτώσεις στους τοπικούς πληθυσμούς θηλαστικών, ερπετών και πτηνών. Άλλωστε, οι αυστηροί περιορισμοί που έχουν θεσπιστεί τα τελευταία χρόνια για την εγκατάσταση ανθρωπογενών δραστηριοτήτων σε περιβαλλοντικά ευαίσθητες περιοχές (π.χ. ζώνες NATURA) αποτελούν, ήδη, μία πολύ σημαντική ασπίδα προστασίας των περιοχών αυτών.

γ) Θόρυβος

Η εγκατάσταση ενός αιολικού πάρκου δεν αυξάνει, σε αισθητό βαθμό, τα επίπεδα θορύβου της εγγύτερης περιοχής. Οι σύγχρονες Α/Γ προκαλούν θόρυβο ύψους 44 περίπου db (A) σε απόσταση 200 m, στα υπήνεμα της Α/Γ, για ταχύτητα ανέμου 8 m/s. Σημειώνεται ότι για ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες των 8 m/s, ο θόρυβος που παράγεται από τις Α/Γ καλύπτεται από το θόρυβο που παράγεται από το περιβάλλον.

Το συγκεκριμένο επίπεδο θορύβου που αναφέρθηκε (44 db) αντιστοιχεί σε αυτό μίας ήσυχης μικρής πόλης, και δεν αποτελεί βέβαια πηγή όχλησης. Δεδομένης δε της απαιτούμενης ελάχιστης απόστασης των Α/Γ από γειτονικούς οικισμούς (500 m), το επίπεδο αυτό είναι ακόμη χαμηλότερο, της τάξης των 30-35 db, που αντιστοιχεί στο επίπεδο θορύβου ενός ήσυχου καθιστικού ή ψιθύρου, και που καλύπτεται πλήρως από φυσικές και τεχνικές πηγές θορύβου εγγύτερες προς τους οικισμούς.

Είναι, λοιπόν, φανερό, από όλα τα παραπάνω, ότι τα Υπεράκτια Αιολικά Πάρκα εμπορικής κλίμακας δεν προκαλούν αισθητές αρνητικές επιπτώσεις στο περιβάλλον των περιοχών που εγκαθίστανται. Το γεγονός αυτό έχει πλέον τεκμηριωθεί αναλυτικά και αδιαμφισβήτητα σε πλήθος δημοσιεύσεων, επιστημονικών εργασιών, υπομνημάτων και μελετών που έχουν εκπονήσει, την τελευταία ιδιαίτερα δεκαετία, διεθνείς οργανισμοί, πανεπιστήμια, ερευνητικά κέντρα, περιβαλλοντικές οργανώσεις, κ.α.. Αξίζει να αναφέρουμε δύο από τα πιο πρόσφατα αυτά κείμενα, τα οποία αναδεικνύουν, πέρα από κάθε αμφιβο-

λία, τη θετική περιβαλλοντική διάσταση των Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων: αφ' ενός τη μονογραφία της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (Δεκέμβριος 2000) με τίτλο «Environmental impacts from the use of renewable energy technologies», αφ' ετέρου το πληροφοριακό υπόμνημα της Greenpeace (Ιούνιος 2001) με τίτλο «Αιολική ενέργεια ή κλιματικές αλλαγές;».

4.3.1 Εκτίμηση και Αξιολόγηση των Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων

1. Μη βιοτικά χαρακτηριστικά

α. Κλιματολογικά και βιοκλιματικά χαρακτηριστικά

Οι Α/Γ και όλα τα μέρη τους, κινητά και μη, δεν εκπέμπουν αέριους, υγρούς ή στερεούς ρύπους και, κατά συνέπεια, δεν δύνανται να αλλοιώσουν τα κλιματολογικά χαρακτηριστικά της περιοχής εγκατάστασης του σταθμού, καθώς και της ευρύτερης ζώνης.

β. Μορφολογικά και τοπολογικά χαρακτηριστικά

Οι Α/Γ που επιλέγονται δεν προκαλούν αισθητική επιβάρυνση στο τοπίο, λόγω της γενικότερης μορφολογίας της ευρύτερης περιοχής. Δυτικά δεν φαίνονται από περιοχές που είναι κατοικημένες, ούτε από οδικά δίκτυα.

γ. Εδαφολογικά, γεωλογικά και τεκτονικά χαρακτηριστικά

Καθότι πρόκειται για έργο που αναπτύσσεται σε γεωλογικό υπόβαθρο το οποίο ανήκει στο τεκτονικό κάλυμμα της φυλλιτικής - χαλαζιτικής ενότητας με ιδιαίτερη σταθερότητα δεν αναμένεται ουδεμία δυσμενής επίπτωση.

2. Φυσικό περιβάλλον

Η προτεινόμενη επένδυση δεν θα προκαλέσει μείωση της χλωροπανίδας, ούτε θα επηρεάσει με κάποιο άλλο τρόπο το φυσικό περιβάλλον της ευρύτερης περιοχής.

3. Ορνιθοπανίδα

Προκειμένου να αξιολογηθούν οι κίνδυνοι για την ορνιθοπανίδα της περιοχής γίνεται προσπάθεια η περιοχή, καταρχήν, να αξιολογηθεί βάσει του αριθμού μόνιμων και μεταναστευτικών πουλιών, όπως αυτά παρουσιάζονται στις Ελληνικές Βάσεις Δεδομένων, και, στη συνέχεια, να αξιολογηθεί περαιτέρω ο δυνητικός κίνδυνος από τη λειτουργία των ανεμογεννητριών.

Έτσι, με βάση το πρώτο κριτήριο, το πρόβλημα με την ορνιθοπανίδα εξετάζεται διεξοδικά μετά από αξιολόγηση της περιοχής, σε σχέση με τα είδη, που κινούνται και αναπτύσσονται σε αυτή, σε συνέργεια με το ανάγλυφο της, που επηρεάζει την πτητική τους συμπεριφορά.

Η περιοχή όπου τοποθετούνται οι 8 ανεμογεννήτριες όπως ήδη έχει αναφερθεί και σε άλλο κεφάλαιο της μελέτης είναι:

- πτωχή σε είδη πουλιών, αφού δεν είναι καταγεγραμμένη στις περιοχές διακίνησης πουλιών της Ελληνικής Ορνιθολογικής Εταιρείας, λόγω ίσως της μικρής απόστασης από το οδικό δίκτυο και από οικισμούς. Επίσης, δεν αποτελεί πέρασμα μεταναστευτικών πουλιών, παρ' όλο που η συμπεριφορά πτήσης τους κατά τη μετανάστευση δεν επηρεάζεται

από την ύπαρξη των ανεμογεννητριών, αφού τα πουλιά πετούνε πολύ πάνω από το ύψος αυτών, χωρίς να κινδυνεύουν,

- πτωχή σε ενδιαίτηματα, σε σχέση με γειτονικά περιβάλλοντα πολύ μεγαλύτερης αξίας ενδιαιτημάτων, όπως η περιοχή των Λευκών Ορέων και το όρος Κουτρούλης,
- με ομαλή τοπογραφία, χωρίς να βρίσκεται σε κορυφογραμμή, χωρίς απόκρημνους βράχους ή απότομες κλιτύς και φαράγγια, όπου εκεί ο κίνδυνος προσκρούσεων είναι πολύ μεγαλύτερος, αφού στις θέσεις αυτές τα πουλιά μεταβάλλουν τη συμπεριφορά πτήσης τους, στην προσπάθεια να εκμεταλλευτούν τα θερμά ανοδικά ρεύματα που δημιουργούνται τοπικά.

Έτσι το πρώτο συμπέρασμα εκτίμησης του κινδύνου είναι ότι η περιοχή «Μακριάς Τσίγκουνας» είναι ιδιαίτερα πτωχή σε είδη πουλιών, με αποτέλεσμα η δυναμική απειλή προς αυτά να ελαχιστοποιείται.

Με βάση το δεύτερο κριτήριο, και στο πλαίσιο μιας πολυκριτηριακής ανάλυσης, οι επιπτώσεις, που θα μπορούσαν να αξιολογηθούν για κάθε μία από τις ανεμογεννήτριες, προσδιορίζονται, στη συνέχεια, από τα κύρια χαρακτηριστικά του Υπεράκτιου Αιολικού Πάρκου.

A/A	ΚΡΙΤΗΡΙΟ	ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΕΠΙΠΤΩΣΕΩΝ
1	Αριθμός και πυκνότητα των ανεμογεννητριών	Ο αριθμός είναι ιδιαίτερα μικρός αφού στην ευρύτερη περιοχή δεν υπάρχει παρόμοια εγκατάσταση
2	Διάταξη Α/Γ στο χώρο: γραμμική ή σε ομάδες	Η διάταξη θα είναι γραμμική με κατεύθυνση από Βορρά προς Νότο. Είναι η διάταξη που καταλαμβάνει το μικρότερο ζωτικό πεδίο εγκλωβισμού πτηνών
3	Αριθμός των περυγίων	3 περυγία, τυπική Α/Γ
4	Τελικό ύψος Α/Γ	24 μ : Ύψους κατά πολύ χαμηλότερο των αντίστοιχων μεγάλων Α/Γ(90μ). Δεν είναι το μεγαλύτερο ύψος στην ευρύτερη περιοχή αφού και οι Α/Γ δεν τοποθετούνται σε κορυφογραμμή
5	Ταχύτητα περιστροφής περυγίων	Στην περιοχή τα ανεμολογικά δεδομένα προσδιορίζονται από ανέμους ταχύτητας περίπου 6m/sec, κατά συνέπεια η ταχύτητα περιστροφής θα είναι ιδιαίτερα μικρή συγκρινόμενη με τις απαιτήσεις της ΡΑΕ που για αιολικό πάρκο ζητάει ταχύτητα ανέμου > 8m/sec
6	Χρωματισμός των περυγίων	Λευκός: Χρώμα με τις μέγιστες πιθανότητες αποφυγής πρόσκρουσης
7	Θόρυβος από την περιστροφή του δρομέα	Σε απόσταση 40 μέτρων από μία ανεμογεννήτρια η στάθμη θορύβου είναι 20-30 dB(A). Σε απόσταση 200 μέτρων, μειώνεται στα 10 dB(A). Συγκριτικά, ο θόρυβος στο εσωτερικό αυτοκινήτου είναι περίπου 80 dB(A), στο εσωτερικό οικίας 50 dB(A) και σε υπνοδωμάτιο 30 dB(A).

4. Ανθρωπογενές περιβάλλον

α. Χρήσεις γης

Οι χρήσεις γης της ευρύτερης περιοχής μελέτης αλλά και του γηπέδου εγκατάστασης ουσιαστικά δεν επηρεάζονται από την κατασκευή και λειτουργία του σταθμού Α/Γ. Η επιλογή της εν λόγω προτεινόμενης θέσης συγκεντρώνει μια σειρά από συγκριτικά πλεονεκτήματα, τα οποία καθιστούν πιο άρτια και βιώσιμη την υλοποίηση μιας τέτοιας επένδυσης. Παρότι πρόκειται για σταθμό μικρής, σχετικά, ισχύος (16 MW), και, συνεπώς, δεν κατηγοριοποιείται ως οχλούσα δραστηριότητα, ο επιλεγείς χώρος εγκατάστασης πληροί τα ενδεικτικά κριτήρια του άρθρου 17, του κεφαλαίου Δ' του Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, σύμφωνα με το οποίο ως περιοχές προτεραιότητας μπορούν να θεωρηθούν:

- α) περιοχές που είναι άγονες ή δεν είναι υψηλής παραγωγικότητας,
- β) περιοχές αθέατες από πολυσύχναστους χώρους,
- γ) περιοχές με δυνατότητες διασύνδεσης με το Σύστημα ή το Δίκτυο.

β. Δομημένο περιβάλλον

Το προτεινόμενο έργο δεν επιφέρει αλλαγές στον ανθρώπινο πληθυσμό, κατά συνέπεια, δεν αναμένεται καμία αλλαγή εξαιτίας του στο δομημένο περιβάλλον της ευρύτερης περιοχής. Κατά τη φάση κατασκευής, το εργατικό δυναμικό θα φιλοξενηθεί στα τοπικά καταλύματα, προσφέροντας μια επιπλέον πηγή εισοδήματος στην τοπική κοινωνία.

5. Ιστορικό και πολιτιστικό περιβάλλον

Περιμετρικά, και σε ακτίνα μεγαλύτερη των 2,5 km, δεν υπάρχουν μνημεία πολιτιστικής κληρονομιάς, που να επηρεάζονται αρνητικά από την κατασκευή του σταθμού.

6. Κοινωνικό-οικονομικό περιβάλλον - Τεχνικές υποδομές

Η νέα εγκατάσταση του Πάρκου πρόκειται να λειτουργεί, όπως και οι υπόλοιπες εγκαταστάσεις, χωρίς τη συνεισφορά μόνιμου εργατικού δυναμικού. Εξάλλου, η λειτουργία τέτοιων Πάρκων είναι πλήρως αυτοματοποιημένη και τηλεπαρακολουθούμενη. Παρ' όλα αυτά, ο σταθμός θα απαιτεί συντήρηση και παρακολούθηση. Η εταιρία που θα αναλάβει τις συγκεκριμένες υπηρεσίες θα εδρεύει εντός της ευρύτερης περιοχής της εγκατάστασης και, συνεπώς, ο σταθμός θα εξασφαλίσει εγγυημένη απασχόληση για την επόμενη 20ετία, τονώνοντας έτσι μακροπρόθεσμα την τοπική οικονομία.

Επιπλέον, κατά τη φάση κατασκευής του σταθμού προβλέπεται να απασχοληθούν τοπικές επιχειρήσεις στον τομέα των έργων πολιτικού μηχανικού, καθώς και στην ηλεκτρομηχανολογική εγκατάσταση. Έτσι, θα ενισχυθεί βραχυπρόθεσμα η τοπική οικονομία.

4.3.2 Αντιμετώπιση Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων κατά τη Φάση Κατασκευής και Λειτουργίας

Δεν αναμένεται να δημιουργηθούν ουσιαστικές αρνητικές επιδράσεις στο περιβάλλον, δεδομένου ότι η προτεινόμενη τεχνολογία αποτελεί μια ιδιαίτερα

ήπια και φιλική προς το περιβάλλον ενεργειακή τεχνολογία, με μηδενικές εκπομπές υγρών, στερεών ή αέριων ρύπων. Οι γενικότερες επιπτώσεις στο περιβάλλον αλλά και στην εθνική οικονομία είναι ιδιαίτερα θετικές και δικαιολογούν απολύτως την προτεινόμενη επέμβαση. Για την αποτροπή δυσμενών επιπτώσεων για το περιβάλλον κατά τη φάση κατασκευής του σταθμού προβλέπεται ότι:

- Οι παρεμβάσεις που θα γίνουν στο έδαφος του χώρου εγκατάστασης θα αποκατασταθούν, κατά το δυνατό. Όλες οι εκσκαφές για τις καλωδιώσεις και τη θεμελίωση του εξοπλισμού θα επανακαλυφθούν με τα προϊόντα εκσκαφής, ώστε να μην υπάρξει αλλοίωση του ανάγλυφου. Ιδιαίτερη προσοχή θα δοθεί, ώστε, γενικά, να διατηρηθούν οι κλίσεις του εδάφους και να μην υπάρξει αλλαγή στη ροή των επιγείων και υπόγειων υδάτων της βροχής.
- Τα πλεονάζοντα εδαφικά υλικά, τα οποία ενδεχομένως θα προκύψουν κατά τις χωματουργικές εργασίες, θα διατεθούν σε κατάλληλο προκαθορισμένο χώρο πλησίον του χώρου του έργου. Η επιλογή του χώρου διάθεσης θα γίνει με τέτοιο τρόπο ώστε να μην προκαλείται υποβάθμιση του τοπίου ή της υπάρχουσας φυσικής βλάστησης. Καμία ανεξέλεγκτη διάθεση εδαφικών υλικών δεν θα πραγματοποιηθεί.
- Θα γίνεται συστηματική διαβροχή των εργοταξιακών δρόμων, υλικών, κ.λπ., για τον περιορισμό της σκόνης κατά την εκτέλεση των χωματουργικών εργασιών. Παράλληλα, θα αποφεύγεται η υπερπλήρωση των φορτηγών μεταφοράς χύδην υλικών.
- Κατά την κατασκευή του έργου θα εξασφαλίζεται η ομαλή κυκλοφορία των οχημάτων προς και από τις κατοικημένες περιοχές.
- Κάθε είδους σκουπίδια, άχρηστα υλικά, παλαιά ανταλλακτικά, μηχανήματα, λάδια, κ.λπ. θα συλλέγονται και θα απομακρύνονται από το χώρο του έργου και η διάθεσή τους θα γίνεται σύμφωνα με τις ισχύουσες διατάξεις.

Ειδικότερα:

- Σε ό,τι αφορά τις οριακές τιμές στάθμης θορύβου και δονήσεων, ισχύουν όσα αναφέρονται στην ΥΑ 17252/20.9.92 (ΦΕΚ 395/Β/92).
- Για τις εργασίες κατασκευής, όσον αφορά στο θόρυβο ισχύουν τα προβλεπόμενα στις: ΥΑ Α5/2375/78 (ΦΕΚ689/Β/78), ΥΑ 56206/1613/86 (ΦΕΚ570/Β/86), ΥΑ 69001/1921/88 (ΦΕΚ751/Β/88) και ΥΑ 765/91 (ΦΕΚ 81/Β/91).
- Στην περίπτωση των στερεών (μη τοξικών αποβλήτων) θα τηρούνται οι διατάξεις της ΚΥΑ 50910/2727/2003 (ΦΕΚ 1909/Β/22.12.2003). Επιπλέον, η διάθεση των λυμάτων αστικού τύπου θα πρέπει να πραγματοποιείται σύμφωνα με τους όρους που θα καθοριστούν από την αρμόδια επί της περιβαλλοντικής αδειοδότησης αδειοδοτούσα αρχή.

Αντιμετώπιση περιβαλλοντικών επιπτώσεων κατά το πέρας του κύκλου ζωής του έργου:

Μετά την οριστική παύση της δραστηριότητας, ο ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός θα απομακρυνθεί και ο χώρος εγκατάστασης θα επανέλθει, κατά το δυνατόν, στην αρχική του κατάσταση.

Όλος ο παραγωγικός και υποστηρικτικός εξοπλισμός θα διατεθεί προς ανακύκλωση σε κατάλληλες εγκαταστάσεις εναλλακτικής διαχείρισης. Σε κάθε περίπτωση, ο φορέας υλοποίησης του έργου θα μεριμνήσει για την κατάλληλη διάθεσή τους, η οποία θα του επιφέρει επιπρόσθετα οικονομικά οφέλη. Ταυτόχρονα, θα εξασφαλισθεί η προστασία του περιβάλλοντος, μέσω της επαναχρησιμοποίησης των πρώτων υλών, και της αποκατάστασης του γηπέδου εγκατάστασης.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 - ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΕΚΤΕΛΕΣΗΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Στο κεφάλαιο αυτό καταρτίζεται ένα ρεαλιστικό πρόγραμμα δράσεως για τα διάφορα στάδια εκτελέσεως του επενδυτικού σχεδίου. Η εκτέλεση ενός επενδυτικού σχεδίου περιλαμβάνει όλες τις εντός και εκτός μονάδας εργασίες που είναι αναγκαίες για να φέρουν το επενδυτικό σχέδιο από το στάδιο της μελέτης σκοπιμότητας στο στάδιο λειτουργίας.

Ένα ρεαλιστικό πρόγραμμα δράσης πρέπει:

Να καθορίζει τα διάφορα στάδια εκτελέσεως του έργου με βάση τους πόρους και τη διάρκεια των δραστηριοτήτων που απαιτούνται για κάθε στάδιο.

Να δίνει ένα χρονοδιάγραμμα εκτέλεσης του έργου, που να δείχνει σωστά, χρονικά, τις διάφορες εργασίες και να αφήνει τον κατάλληλο χρόνο για τη συμπλήρωση κάθε συγκεκριμένης εργασίας.

Να καλύπτει ολόκληρη την επενδυτική φάση, από την περίοδο λήψης της απόφασης για την επένδυση έως και το στάδιο της αρχικής παραγωγής.

Ο προγραμματισμός εκτελέσεως του έργου συμβάλλει στον εντοπισμό των χρηματοοικονομικών επιπτώσεων του προγράμματος δράσης αλλά και στον πρώιμο εντοπισμό πιθανών καθυστερήσεων αλλά και των οικονομικών συνεπειών αυτών.

5.1 Πρόγραμμα Εκτέλεσης Έργου

Το πρόγραμμα εκτέλεσης έργου αποτελείται από τα ακόλουθα στάδια:

- Σύσταση Επιτελείου Εκτέλεσης Σχεδίου:

Αρχικά θα πρέπει να δημιουργηθεί μια ομάδα ατόμων των οποίων η κύρια αρμοδιότητα θα είναι η εκτέλεση των επιμέρους βημάτων του σχεδιασμού εκτέλεσης του επενδυτικού σχεδίου. Θα πρέπει να κινούν τις απαραίτητες διαδικασίες για την εύρυθμη και αποτελεσματική εκτέλεση των διεργασιών χωρίς αυτές να παρεκκλίνουν οικονομικά από τις προϋπολογιστικές καταστάσεις. Ο αναγκαίος χρόνος για την σύσταση του επιτελείου αυτού εκτιμάται σε τέσσερις εβδομάδες.

- Σύσταση Εταιρείας:

Το στάδιο αυτό του προγραμματισμού περιλαμβάνει όλες εκείνες τις απαραίτητες ενέργειες για τη νομική σύσταση της εταιρείας, συγκεκριμένα, την επίσημη αίτηση προς τις αρχές για σύσταση και αδειοδότηση λειτουργίας της νέας μονάδας καθώς και την επίσημη καταχώρηση της.

Απαιτείται η επικοινωνία με δημόσιες υπηρεσίες όπως εφορία, νομαρχία, πολεοδομία και άλλες για τη συλλογή απαραίτητων εγγράφων. Ο χρόνος σύστασης της εταιρείας εκτιμάται σε τέσσερις εβδομάδες.

- Αγορά / Ενοικίαση Γης:

Οι διαδικασίες αγοράς / ενοικίασης του οικοπέδου στο οποίο θα γίνει η εγκατάσταση της νέας μονάδας εκτιμάται να διαρκέσει 4 εβδομάδες, από τη σύσταση του επιτελείου εκτέλεσης του επενδυτικού έργου. Στο χρονικό αυτό διάστημα αναμένεται να έχουν ολοκληρωθεί όλες οι διαπραγματευτικές και νομικές ενέργειες και να έχει κατακυρωθεί η εξαγορά του οικοπέδου.

- Σχεδιασμός Μηχανολογικού Εξοπλισμού:

Ο χρόνος που απαιτείται για τη δημιουργία λεπτομερών μηχανολογικών σχεδίων εκτιμάται σε ένα μήνα περίπου, από τη σύσταση του επιτελείου εκτέλεσης του επενδυτικού σχεδίου. Απαιτείται η δημιουργία σχεδίων, περιγραφών, καταστάσεων υλικών και προδιαγραφών, καθώς και η αδειοδότηση μεταφοράς και χρήσης της τεχνολογίας. Η υλοποίηση των παραπάνω θα γίνει από εξειδικευμένα άτομα, όπως μηχανολόγους, οι οποίοι συμμετέχουν στο επιτελείο.

- Σχεδιασμός Πολιτικού Μηχανικού:

Στον ίδιο χρόνο με τον σχεδιασμό του μηχανολογικού εξοπλισμού θα πρέπει να αρχίσει και ο σχεδιασμός των έργων του πολιτικού μηχανικού. Τα σχέδια αυτά θα πρέπει να ανταποκρίνονται στις ανάγκες της μονάδας και, παράλληλα, να μην παρεκκλίνουν από τον οικονομικό προγραμματισμό της επένδυσης. Ο χρόνος υλοποίησης του σχεδιασμού των έργων αυτών εκτιμάται σε ένα μήνα περίπου.

- Χρηματοοικονομικός Προγραμματισμός:

Αφορά το χρονικό εκείνο διάστημα που απαιτείται για την οριστική λήψη αποφάσεων σχετικά με το σχέδιο χρηματοδότησης του επενδυτικού έργου, καθώς και όλες εκείνες τις απαραίτητες ενέργειες για την υλοποίηση του σχεδίου αυτού. Τέτοιες ενέργειες είναι οι επαφές με τράπεζες για τη λήψη του δανείου, οι ενέργειες για την υπαγωγή του επενδυτικού σχεδίου στον οικείο νόμο. Ο χρόνος που εκτιμάται ότι θα απαιτηθεί είναι 6 εβδομάδες.

- Αδειοδοτήσεις:

Αφορά το χρονικό διάστημα που απαιτείται για την έκδοση όλων των απαραίτητων αδειών. Είναι το πιο δύσκολο και πιο χρονοβόρο στάδιο. Πριν την έναρξη των σχετικών διαδικασιών έκδοσης αδειών, θα πρέπει να διαπιστωθεί εάν η συγκεκριμένη δραστηριότητα επιτρέπεται στο χώρο που έχει επιλεγεί και, στη συνέχεια, θα πρέπει να ακολουθεί η διαδικασία έκδοσης προέγκρισης χωροθέτησης.

1. Προσδιορισμός χρήσης γης
2. Προέγκριση χωροθέτησης
3. Έγκριση περιβαλλοντικών όρων

Αφού εξασφαλισθούν η καταλληλότητα του χώρου εγκατάστασης και οι παραπάνω εγκρίσεις, απαιτούνται οι παρακάτω άδειες:

4. Άδεια εγκατάστασης
5. Άδεια λειτουργίας

Οι διαδικασίες αυτές θα πρέπει να αρχίσουν από τη σύσταση της εταιρίας και ουσιαστικά, θα πρέπει, σταδιακά, να συνεχιστούν πριν την κατασκευαστική περίοδο.

- Επιλογή κατασκευαστή - προμηθευτή μηχανολογικού εξοπλισμού

Κατά τη διάρκεια της χρονικής αυτής περιόδου θα πρέπει να γίνει η λήψη ικανοποιητικού αριθμού προσφορών, τόσο για τα έργα πολιτικού μηχανικού, όσο και για το μηχανολογικό εξοπλισμό της μονάδας. Οι προσφορές αυτές θα πρέπει να αξιολογηθούν κατάλληλα με βάση αυστηρά κριτήρια κόστους, ποιότητας, προδιαγραφών, χρόνου παράδοσης. Στη συνέχεια, ακολουθεί η επιλογή και ανάθεση των έργων στους επιλεγθέντες κατασκευαστές. Η χρονική διάρκεια αυτού του σταδίου εκτέλεσης του έργου εκτιμάται σε έξι εβδομάδες περίπου.

- Επιθεώρηση και παραλαβή έργων πολιτικού μηχανικού - μηχανημάτων

Το στάδιο αυτό του προγραμματισμού περιλαμβάνει την κύρια κατασκευαστική περίοδο του επενδυτικού σχεδίου. Κατά τη χρονική αυτή περίοδο θα πρέπει να γίνεται συνεχής επιθεώρηση και έλεγχος του χρονοδιαγράμματος κατασκευής και παράδοσης, τόσο των έργων πολιτικού μηχανικού, όσο και του μηχανολογικού εξοπλισμού. Η κατασκευαστική περίοδος είναι υψηλής σπουδαιότητας για την υλοποίηση του επενδυτικού σχεδίου, καθώς τυχόν ανωμαλίες στο χρονικό και οικονομικό προγραμματισμό, μπορούν να επιφέρουν σημαντικές οικονομικές επιπτώσεις. Η διάρκεια της κατασκευαστικής περιόδου εκτιμάται σε επτά μήνες.

- Πρόσληψη προσωπικού - Εκπαίδευση

Κατά τη διάρκεια αυτού του σταδίου θα πρέπει να γίνουν όλες οι απαραίτητες ενέργειες για τη στελέχωση τόσο του επιτελικού προσωπικού όσο και του εργατικού δυναμικού της επιχείρησης. Θα πρέπει να γίνει περιγραφή των θέσεων εργασίας και πρόσκληση ενδιαφέροντος, μέσα από κατάλληλα κανάλια ενημέρωσης του εργατικού δυναμικού της ευρύτερης περιοχής. Στη συνέχεια, θα πρέπει να υπάρξει σωστή αξιολόγηση των ενδιαφερόμενων, μέσα από προσωπικές συνεντεύξεις. Μετά την πρόσληψη του ανθρώπινου δυναμικού θα πρέπει να ακολουθήσει εκπαίδευση των υπευθύνων ηλεκτρονικού και ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού, ώστε να είναι σε θέση να αντιμετωπίσουν τυχόν προβλήματα και δυσκολίες κατά την φάση λειτουργίας του Υπεράκτιου Αιολικού Πάρκου. Η έναρξη της επιλογής του προσωπικού της επιχείρησης θα είναι 4 μήνες πριν την έναρξη της λειτουργίας του ΑΠ και να έχει ολοκληρωθεί σε δυο μήνες. Η πρόσληψη του εργατικού δυναμικού αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί ένα μήνα πριν από την έναρξη λειτουργίας της μονάδας. Η εκπαίδευση θα συνεχιστεί και μετά την έναρξη λειτουργίας της μονάδας.

- Ενέργειες προμηθειών

Κατά τη διάρκεια του σταδίου αυτού θα πρέπει να γίνουν όλες οι αναγκαίες ενέργειες, που έχουν σχέση με την προμήθεια των εισροών της μονάδας. Θα

πρέπει να γίνει προσδιορισμός των απαιτήσεων σε ποιότητα, προδιαγραφές, κόστος για όλες τις αναγκαίες εισροές. Στη συνέχεια θα πρέπει να γίνει έρευνα αγοράς στο χώρο των δυνητικών προμηθευτών τους και αξιολόγησή τους. Στο χρονικό αυτό διάστημα θα πρέπει να έχει γίνει η τελική επιλογή και οι σύναψη συμφωνίας με τους αναγκαίους προμηθευτές. Η χρονική διάρκεια του σταδίου αυτού στον προγραμματισμό εκτέλεσης του έργου αναμένεται να είναι δύο μήνες έως την έναρξη της παραγωγής.

Η έναρξη της κατασκευαστικής περιόδου αρχίζει με την χορήγηση της τελικής άδειας λειτουργίας της μονάδας. Γενικά, για την κατασκευή ενός Υπεράκτιου Αιολικού Πάρκου απαιτούνται περίπου 18 μήνες από την στιγμή που έχουν εξασφαλιστεί όλες οι απαραίτητες άδειες. Η περίοδος αυτή αναφέρεται σε όλες τις διαδικασίες, όπως αυτές σημειώνονται στον ακόλουθο πίνακα. Ωστόσο, καταλυτικό ρόλο στην υλοποίηση του χρονοδιαγράμματος διαδραματίζει ο χρόνος παράδοσης των Α/Γ από τον κατασκευαστικό οίκο.

		ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ																	
ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΚΥΡΙΩΝ ΕΡΓΑΣΙΩΝ	ΜΗΝΕΣ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Μελέτες	3	■	■	■															
Στατικές, ηλεκτρολογικές, κλπ		■	■	■															
Έργα Υποδομής	5				■	■	■	■	■	■									
Οδοποιία					■	■	■	■	■	■									
Πλατείες, Θεμελίωση						■	■	■	■	■	■								
Εγκατάσταση Α/Γ	4										■	■	■	■					
Μεταφορά											■	■	■	■					
Τοποθέτηση - Σύνδεση													■	■	■	■			
Σύνδεση με το Δίκτυο	4						■	■	■	■	■	■							
Τοποθέτηση Αγωγών ΜΤ								■	■	■	■	■	■						
Εργασίες Υποσταθμού							■	■	■	■	■	■	■						
Έλεγχος – Δοκιμές	2																■	■	
Έλεγχος Εξοπλισμού																	■		
Δοκιμαστική Λειτουργία																	■	■	■
Παραλαβή Έργου																			■
Σημεία Ελέγχου																			

Σχήμα 5.1 Χρονοδιάγραμμα Υλοποίησης Επένδυσης

Τα τελευταία 2 χρόνια, η αυξημένη ζήτηση Α/Γ στην διεθνή αγορά έχει οδηγήσει σε επιμήκυνση του χρόνου παράδοσής τους, ο οποίος σήμερα κυμαίνεται μεταξύ 12 και 18 μηνών. Να σημειωθεί ότι η παραγγελία των Α/Γ δίδεται μετά την Εξασφάλιση των αδειών. Το γεγονός αυτό, αναπόφευκτα, οδηγεί σε

μετάθεση της έναρξης κατασκευαστικής φάσης της επένδυσης. Επομένως, στην παρούσα φάση δεν μπορούν να δοθούν ακριβείς ημερομηνίες για την υλοποίηση του χρονοδιαγράμματος της επένδυσης. Η πληροφορία αυτή θα είναι διαθέσιμη μετά την ολοκλήρωση της αδειοδοτικής διαδικασίας και μετά τη παραγγελία των Α/Γ.

5.2 Εκτίμηση Κόστους Εκτέλεσης του Προγράμματος Κατασκευής Υπεράκτιου Αιολικού Πάρκου

Στη συνέχεια, γίνεται εκτίμηση του κόστους εκτέλεσης του επενδυτικού σχεδίου. Η εκτίμηση του κόστους βασίζεται στις δραστηριότητες εκτέλεσης και στις εργασίες που καθορίστηκαν για το επενδυτικό σχέδιο. Συγκεκριμένα, γίνεται εκτίμηση των χρηματικών πόρων που απαιτούνται για την υλοποίηση κάθε συγκεκριμένης ενέργειας.

Στη συνέχεια παρατίθεται ο συγκεντρωτικός πίνακας με την εκτίμηση του κόστους επένδυσης, όσον αφορά στην εκτέλεση του προγράμματος.

Πίνακας 5.1 Εκτίμηση Κόστους Εκτέλεσης Προγράμματος	
	ΚΟΣΤΟΣ
Διαχείριση εκτελέσεως προγράμματος	30.000
Νομικά έξοδα	10.000
Εκπόνηση μηχανολογικών μελετών – μελέτες πολιτικού μηχανικού	20.000
Κόστος αδειοδοτήσεων	30.000
Επίβλεψη και έλεγχος κατά τη διάρκεια της κατασκευαστικής περιόδου	15.000
Πρόσληψη και εκπαίδευση ανθρώπινου δυναμικού	50.000
Ενέργειες προμηθειών	15.000
Έξοδα δημιουργίας κεφαλαίου	10.000
Κόστος χρηματοδότησης	70.000
<i>ΣΥΝΟΛΟ</i>	250.000

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 - ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ

Το κεφάλαιο αυτό αποτελείται από δύο τμήματα. Το πρώτο τμήμα είναι η χρηματοοικονομική ανάλυση στην οποία μελετώνται:

1. Ο υπολογισμός συνολικού κόστους επένδυσης, όπου υπολογίζεται το κόστος του πάγιου ενεργητικού και το αναγκαίο κεφάλαιο κίνησης της επιχείρησης,
2. Η χρηματοδοτική μελέτη του επενδυτικού σχεδίου, όπου εξετάζονται οι πηγές χρηματοδότησης του επενδυτικού σχεδίου,
3. Η κατάρτιση προϋπολογιστικών καταστάσεων για τα πρώτα έτη λειτουργίας της μονάδας, όπως ισολογισμοί, καταστάσεις αποτελεσμάτων χρήσεως, πίνακες ταμειακών ροών, κ.λπ.,
4. Ο υπολογισμός χρηματοοικονομικών δεικτών και η ανάλυση τους.

Στη συνέχεια, στο δεύτερο τμήμα του παρόντος κεφαλαίο ακολουθεί η αξιολόγηση της επένδυσης, αλλά και η αξιολόγηση της, δηλαδή εάν και κατά πόσο είναι συμφέρουσα η εν λόγω επένδυση. Η αξιολόγηση αυτή γίνεται με:

- Υπολογισμό της καθαρής παρούσας αξίας της επένδυσης,
- Υπολογισμό του εσωτερικού βαθμού απόδοσης της επένδυσης,
- Υπολογισμό του χρόνου επανείσπραξης του κόστους της επένδυσης και
- Υπολογισμό του συντελεστή απόδοσης κεφαλαίου.

6.1 Συνολικό Κόστος Επένδυσης

Η αξιόπιστη εκτίμηση του συνολικού κόστους επένδυσης αποτελεί σημαντικότερο κριτήριο για την αξιολόγηση ενός επενδυτικού σχεδίου. Οι συνιστώσες του συνολικού κόστους επένδυσης έχουν περιγραφεί λεπτομερώς στα προηγούμενα κεφάλαια της μελέτης και αναφέρονται, τόσο στην προ-επενδυτική και επενδυτική φάση, όσο και στη λειτουργική φάση του επενδυτικού σχεδίου. Το συνολικό κόστος επένδυσης αποτελείται από το άθροισμα των επενδύσεων πάγιου ενεργητικού (πάγιες επενδύσεις συν προπαραγωγικά έξοδα) και του απαιτούμενου καθαρού κεφαλαίου κίνησης. Πάγιο ενεργητικό είναι οι πόροι που απαιτούνται για την κατασκευή και αγορά των πάγιων στοιχείων του επενδυτικού σχεδίου, όπως κτίρια και μηχανολογικός εξοπλισμός. Το κεφάλαιο κίνησης αντιστοιχεί στους πόρους που απαιτούνται για την εύρυθμη λειτουργία της νέας μονάδας.

6.1.1 Πάγιο Ενεργητικό

Το πάγιο ενεργητικό της υπό μελέτη βιομηχανικής μονάδας παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 6.1 Εκτίμηση Πάγιου Ενεργητικού

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΚΟΣΤΟΣ (€)
A. ΠΑΓΙΕΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΙΣ	15.555.000
Γη	85.000
Μηχανολογικός εξοπλισμός	12.670.000
Έργα πολιτικού μηχανικού	2.800.000
B. ΠΡΟ-ΠΑΡΑΓΩΓΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ	495.180
Προεπενδυτικές μελέτες και έρευνες	245.180
Έξοδα εκτελέσεως του προγράμματος	250.000
ΣΥΝΟΛΟ	16.050.180

6.1.2 Καθαρό Κεφάλαιο Κίνησης

Το καθαρό κεφάλαιο κίνησης αποτελεί βασικό τμήμα των αρχικών κεφαλαιακών δαπανών, που απαιτούνται για τη σωστή χρηματοδότηση της λειτουργίας της μονάδας.

Το καθαρό κεφάλαιο κίνησης περιλαμβάνει το τρέχον ενεργητικό (δηλαδή το άθροισμα των αποθεμάτων, των εισπρακτέων λογαριασμών των πελατών και των μετρητών) μείον το τρέχον παθητικό (δηλαδή τις βραχυπρόθεσμες υποχρεώσεις). Το καθαρό κεφάλαιο κίνησης εφαρμόζεται στον καθορισμό του ποσού και της φύσεως του τρέχοντος ενεργητικού που χρησιμοποιείται για να καλύψει το τρέχον παθητικό. Το ποσό που απομένει μετά από τις πληρωμές αυτών των υποχρεώσεων, μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη κάλυψη μελλοντικών λειτουργικών αναγκών του νέου Αιολικού Πάρκου.

Για τον υπολογισμό του απαιτούμενου καθαρού κεφαλαίου κίνησης, αρχικά, καθορίζεται η ελάχιστη κάλυψη ημερών (X) για το τρέχον ενεργητικό και παθητικό. Στη συνέχεια, παρατίθενται τα δεδομένα του κόστους για κάθε στοιχείο του τρέχοντος ενεργητικού και παθητικού (A) και καθορίζεται ο συντελεστής του κύκλου εργασιών (Y) για τα προαναφερθέντα στοιχεία του τρέχοντος ενεργητικού και παθητικού, διαιρώντας τις 360 ημέρες του έτους με τον αριθμό των ημερών της ελάχιστης κάλυψης ($Y = 360 / X$). Τα δεδομένα κόστους διαιρούνται με τους αντίστοιχους συντελεστές του κύκλου εργασιών ($B = A / Y$), για να λαμβάνονται τελικά οι ανάγκες του καθαρού κεφαλαίου κίνησης, αφαιρώντας το τρέχον παθητικό από το άθροισμα του τρέχοντος ενεργητικού. Για τον υπολογισμό των εισπρακτέων λογαριασμών (πελάτες) και των αποθεμάτων τελικών προϊόντων απαιτείται να έχει υπολογισθεί προηγουμένως το ετήσιο κόστος παραγωγής, διότι οι ημέρες ελάχιστης κάλυψης βασίζονται στο συγκεκριμένο κόστος. Επίσης, σημειώνεται ότι, οι αποσβέσεις του πάγιου ενεργητικού υπολογίζονται με τη σταθερή γραμμική μέθοδο με αριθμό ετών ωφέλιμης ζωής τα δέκα έτη. Ο υπολογισμός του καθαρού κεφαλαίου κίνησης παρουσιάζεται στους παρακάτω πίνακες:

Πίνακας 6.2 Υπολογισμός Κεφαλαίου Κίνησης	
Α. Ελάχιστες απαιτήσεις τρέχοντος ενεργητικού και παθητικού	
1. Λογαριασμοί εισπρακτέοι	45 ημέρες στο ετήσιο κόστος παραγωγής, μείον αποσβέσεις και τόκοι
2. Αποθέματα	
α. πρώτες ύλες	----
β. βοηθητικά υλικά	60 ημέρες στο αντίστοιχο επιμέρους κόστος παραγωγής
γ. ανταλλακτικά	360 ημέρες στο αντίστοιχο επιμέρους κόστος παραγωγής
δ. τελικά προϊόντα	90 ημέρες στο ετήσιο κόστος παραγωγής, μείον αποσβέσεις
3. Μετρητά στο ταμείο	10 ημέρες στο ετήσιο κόστος παραγωγής, μείον πρώτες ύλες, αποσβέσεις
4. Λογαριασμοί πληρωτέοι	30 ημέρες στο ετήσιο κόστος πρώτων υλών και άλλων εφοδίων
Β. Κόστος παραγωγής (Ευρώ) Πρώτο έτος λειτουργίας	
Κόστος πρώτων υλών και εφοδίων	222.000
Κόστος ανθρώπινου δυναμικού	95.940
Γενικά έξοδα	306.265
Αποσβέσεις (γραμμική μέθοδος 20 έτη)	1.605.018
Συνολικό κόστος παραγωγής 1ου έτους λειτουργίας	2.229.223

Πίνακας 6.3 Υπολογισμός Κεφαλαίου Κίνησης (1 ^ο έτος λειτουργίας)				
	Κόστος (Κ)	Αριθμός ημερών ελάχιστης κάλυψης (X)	Συντελεστής κύκλου εργασιών (Y=360/X)	Ανάγκες πρώτου έτους (A=K/Y)
I. ΤΡΕΧΟΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ				
1. Λογαριασμοί εισπρακτέοι	624.205	45	8	78.026
2. Αποθέματα				
α. βοηθητικά υλι- κά	200.000	60	6	33.333
β. ανταλλακτικά	20.000	360	1	20.000
γ. τελικά προϊό- ντα	624.205	90	4	156.051
3. Μετρητά στο ταμείο	404.205	10	36	11.228
4. Τρέχον ενεργη- τικό				298.638
II. ΤΡΕΧΟΝ ΠΑΘΗΤΙΚΟ				
1. Λογαριασμοί πληρωτέοι	222.000	30	12	18.500
III. ΚΑΘΑΡΟ ΚΕΦΑΛΑΙΟ ΚΙΝΗΣΗΣ				280.138
IV. ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ				2.229.223
Μείον: Πρώτες ύλες & άλλα εφόδια				(222.000)
Αποσβέσεις				(1.605.018)
				402.205
V. ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΑ ΜΕΤΡΗΤΑ				11.228

6.1.3 Συνολικό Κόστος Επένδυσης

Το συνολικό κόστος επένδυσης ορίζεται ως το άθροισμα του πάγιου ενεργητικού και του καθαρού κεφαλαίου κίνησης. Με βάση τα παραπάνω, το συνολικό κόστος της επένδυσης παρουσιάζεται στον πίνακα που ακολουθεί.

Πίνακας 6.4 Εκτίμηση Συνολικού Κόστους Επένδυσης (ευρώ)	
Κόστος πάγιου ενεργητικού	16.050.180
Καθαρό κεφάλαιο κίνησης	271.165
ΣΥΝΟΛΟ	16.236.345

6.2 Χρηματοδότηση του Επενδυτικού Σχεδίου

Το παραπάνω συνολικό κόστος επένδυσης θα πρέπει να καλυφθεί από συγκεκριμένες πηγές χρηματοδότησης. Σημαντική παράμετρος για τη βιωσιμότητα και ανάπτυξη της νέας μονάδας είναι η υπαγωγή του επενδυτικού σχεδίου στον νόμο 2601/98 με:

- 40% ποσοστό δωρεάν επιχορήγησης επί της συνολικής δαπάνης της επένδυσης,
- 40% ποσοστό επιδοτήσεως των τόκων των μακροπρόθεσμων δανείων και
- 100% ποσοστό φορολογικής απαλλαγής επί της επιχορήγησης
- για όλα τα έτη του επενδυτικού σχεδίου.

Άλλη πηγή χρηματοδότησης είναι οι μέτοχοι της επιχείρησης, οι οποίοι θα συνεισφέρουν στη χρηματοδότηση του επενδυτικού σχεδίου, με ένα ποσοστό της τάξεως του 40%, ενώ το υπόλοιπο απαιτούμενο κεφάλαιο, το οποίο θα αντληθεί από τραπεζικό δανεισμό, ανέρχεται στο 20% του συνολικού κόστους επένδυσης.

Σύμφωνα με τα παραπάνω οι πηγές χρηματοδότησης του επενδυτικού σχεδίου διαμορφώνονται σύμφωνα με το παρακάτω πίνακα.

Πηγή χρηματοδότησεως	ΚΟΣΤΟΣ (Ευρώ)
1. Κρατική επιχορήγηση	6.494.538
2. Μετοχικό κεφάλαιο	6.494.538
3 Τραπεζικός δανεισμός	3.247.269
ΣΥΝΟΛΟ	16.236.345

Το χρηματοδοτικό πρόγραμμα του επενδυτικού σχεδίου προβλέπει τραπεζικό δανεισμό ύψους 3.247.269 ευρώ. Οι τόκοι του δανείου υπολογίζονται με σταθερό ονομαστικό επιτόκιο 10%. Η υπαγωγή στον αναπτυξιακό νόμο προβλέπει 40% ποσοστό επιδοτήσεως των τόκων και έτσι το τελικό επιτόκιο που θα επωμιστεί η επιχείρηση ανέρχεται σε 6%. Η αποπληρωμή του δανείου προβλέπεται σε πέντε έτη με 1 έτος περίοδο χάριτος.

Για να υπολογισθούν οι ετήσιες υποχρεώσεις της επιχείρησης σχετικά με το συγκεκριμένο δάνειο, θα πρέπει να υπολογισθεί η σειρά των περιοδικών πληρωμών ίσων πόρων, τα οποία θα καταβάλλονται στο τέλος κάθε χρονικής περιόδου, δηλαδή, οι ισόποσες δόσεις του δανείου που θα καταβάλλονται στο τέλος κάθε ενός έτους της περιόδου αποπληρωμής των 5 ετών. Έτσι, θα χρησιμοποιηθεί ο εξής τύπος ανατοκισμού:

$$A = P(A/P, i\%, N)$$

όπου:

i = επιτόκιο δανείου, ίσο με 6%

N = αριθμός περιόδων τοκισμού, ίσος με 5 έτη

A = τιμή ράντας ή αλλιώς χρηματική πληρωμή (δόση) του δανείου, στο τέλος κάθε περιόδου, για την ομοιογενή σειρά πληρωμών των 5 ετών
P = παρούσα αξία χρήματος, ή αλλιώς, το ποσό του δανείου ίσο με 3.247.269 Ευρώ

$$P(A/P, i\%, N) = \text{Συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου, ίσος με: } \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1}$$

Άρα, η ετήσια δόση για την εξυπηρέτηση του δανείου θα είναι ίση με:
A = 771.000 €.

Ο υπολογισμός των ετήσιων τόκων και χρεολυσίων παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί.

Πίνακας 6.6 Εξυπηρέτηση Τραπεζικού Δανεισμού				
Ετος	Ετήσια Δόση (€)	Τόκος (€)	Χρεολύσιο (€)	Ανεξόφλητο Υπόλοιπο Κεφαλαίου (€)
	A	T = 6% × Y	X = A - T	Y = Κεφάλαιο - X
2010	Ένα Έτος Περίοδος Χάρητος			3.247.269
2011	771.000	194.836	576.139	2.671.130
2012	771.000	160.268	610.732	2.060.398
2013	771.000	123.624	647.376	1.413.022
2014	771.000	84.781	686.219	727.392
2015	771.000	43.608	727.392	0

6.3 Διαχρονική Εξέλιξη Συνολικού Κόστους Παραγωγής

Το συνολικό κόστος παραγωγής αποτελεί σημαντικότερη συνιστώσα του οικονομικού αποτελέσματος μίας επιχείρησης. Για το λόγο αυτό, θα πρέπει να ελέγχεται διαχρονικά το ύψος του, καθώς από αυτό εξαρτάται σε σημαντικό βαθμό η βιωσιμότητα και αποδοτικότητα του επενδυτικού σχεδίου. Ο υπολογισμός της διαχρονικής εξέλιξης του συνολικού κόστους παραγωγής θα στηριχθεί στον υπολογισμό του κόστους παραγωγής του πρώτου χρόνου και στις ετήσιες προβλέψεις κάθε συντελεστή παραγωγής, όπως αυτά αναλύθηκαν λεπτομερέστερα σε προηγούμενα κεφάλαια της μελέτης.

Με βάση, λοιπόν, τα στοιχεία αυτά, η διαχρονική εξέλιξη του συνολικού κόστους παραγωγής παρουσιάζεται στον πίνακα που ακολουθεί. Επίσης παρουσιάζεται η διαχρονική εξέλιξη των απαιτήσεων σε κεφάλαιο κίνησης. Η μεθοδολογία υπολογισμού του κεφαλαίου κίνησης είναι αυτή που παρουσιάστηκε στους πίνακες 6.2 και 6.3.

Πίνακας 6.7 Διαχρονική Εξέλιξη Συνολικού Κόστους Παραγωγής (1 ^ο μέρος)						
	ΠΙΝΑΚΑΣ	2011	2012	2013	2014	2015
I. ΠΡΩΤΕΣ ΥΛΕΣ		222.000	229.770	237.540	246.422	254.600
A. Βοηθητικά Υλικά		200.000	207.000	214.000	221.000	229.000
B. Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας		2.000				
			2.070	2.140	2.222	2.300
Γ. Ανταλλακτικά		20.000	20.700	21.400	22.200	22.300
II. ΑΝΘΡΩΠΙΝΟ ΔΥΝΑΜΙΚΟ		95.940	99.298	102.773	106.370	110.093
III. ΕΡΓΑΣΙΕΣ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ		2.000	2.300	2.600	2.900	3.200
IV. ΓΕΝΙΚΑ ΕΞΟΔΑ		306.265	316.984	328.078	339.560	351.445
V. ΧΡΗΜ/ΚΑ ΕΞΟΔΑ		194.836	160.268	123.624	84.781	43.608
VI. ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ		1.605.018	1.605.018	1.605.018	1.605.018	1.605.018
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ		2.424.059	2.413.638	2.399.633	2.385.051	2.367.964

Πίνακας 6.8 Διαχρονική Εξέλιξη Συνολικού Κόστους Παραγωγής (2 ^ο μέρος)						
	2011	2012	2013	2014	2015	
I. ΤΡΕΧΟΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ						
A. ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΙ ΕΙΣΠΡΑΚΤΕΟΙ	78.026	80.757	83.583	86.509	89.537	
B. ΑΠΟΘΕΜΑΤΑ	209.384	216.712	224.297	232.148	240.273	
Γ. ΜΕΤΡΗΤΑ ΣΤΟ ΤΑΜΕΙΟ ΤΡΕΧΟΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ	11.228	11.621	12.028	12.449	12.884	
	298.638	309.090	319.908	331.105	362.694	
II. ΤΡΕΧΟΝ ΠΑΘΗΤΙΚΟ						
A. Λογαριασμοί Πληρωτέοι	18.500	19.148	19.818	20.511	21.229	
III. ΚΑΘΑΡΟ ΚΕΦΑΛΑΙΟ ΚΙΝΗΣΗΣ (I – II)	280.138	289.943	300.091	310.594	321.465	
IV. ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	2.424.059	2.413.638	2.399.633	2.385.051	2.367.964	
Μείον:						
Πρώτες ύλες & άλλα εφόδια	(222.000)	(229.770)	(237.540)	(246.422)	(254.600)	
Αποσβέσεις & τόκοι	(1.605.018)	(1.605.018)	(1.605.018)	(1.605.018)	(1.605.018)	
V. ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΑ ΜΕΤΡΗΤΑ	11.228	11.621	12.028	12.449	12.884	

6.4 Προϋπολογιστικές Καταστάσεις

Οι προϋπολογιστικές καταστάσεις κρίνονται απαραίτητες για την ανάλυση της δομής της χρηματοδότησεως του επενδυτικού σχεδίου και τον υπολογισμό του κόστους κεφαλαίου της επένδυσης. Οι λογιστικές καταστάσεις που παρουσιάζονται παρακάτω είναι οι εξής:

- Κατάσταση αποτελεσμάτων χρήσεως

Είναι η λογιστική κατάσταση στην οποία συσχετίζονται περιληπτικά, με βάση τις γενικά παραδεκτές λογιστικές αρχές και την ισχύουσα νομοθεσία, οι προσδιοριστικοί παράγοντες του αποτελέσματος μίας λογιστικής περιόδου. Εμφανίζει, δηλαδή, το λογιστικό αποτέλεσμα και τις επιμέρους συνιστώσες του, όπως τα έξοδα, τα έσοδα, τις μη λειτουργικές ζημιές και τα μη λειτουργικά κέρδη.

- Πίνακας χρηματικών ροών

Ο πίνακας χρηματικών ροών παρουσιάζει με σαφήνεια τις πηγές και τις χρήσεις των κεφαλαίων. Συγκεκριμένα τις συνολικές ταμειακές εισροές και εκροές.

- Ισολογισμός

Είναι η λογιστική κατάσταση που εμφανίζει συνοπτικά, με χρηματικές μονάδες και με βάση τις γενικά παραδεκτές λογιστικές αρχές, τα στοιχεία του ενεργητικού και τις πηγές προέλευσής τους, σε συγκεκριμένη χρονική στιγμή. Παρουσιάζει, δηλαδή, τα στοιχεία του ενεργητικού, του παθητικού και της καθαρής θέσεως, απεικονίζοντας με τον τρόπο αυτό, τη χρηματοοικονομική κατάσταση της λογιστικής μονάδας, σε ορισμένη χρονική στιγμή.

Οι προβλεπόμενες λογιστικές καταστάσεις για τα επόμενα έτη λειτουργίας της βιομηχανικής μονάδας παρουσιάζονται παρακάτω.

Πίνακας 6.9 Προβλεπόμενες Καταστάσεις Αποτελεσμάτων Χρήσεως					
	2011 1 ^η εταιρική χρήση	2012 2 ^η εταιρική χρήση	2013 3 ^η εταιρική χρήση	2014 4 ^η εταιρική χρήση	2015 5 ^η εταιρική χρήση
ΠΩΛΗΣΕΙΣ	3.063.197	3.153.600	3.258.720	3.363.840	3.468.960
Μείον: ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	(2.424.059)	(2.413.638)	(2.399.633)	(2.385.051)	(2.367.964)
ΜΙΚΤΟ ΚΕΡΔΟΣ	833.974	739.962	859.087	978.789	1.100.996
Μείον: ΦΟΡΟΣ (35%)	(291.890,90)	(258.987)	(300.680)	(342.576)	(385.349)
ΚΑΘΑΡΟ ΚΕΡΔΟΣ	542.083	480.975	558.407	636.213	715.647

Πίνακας 6.10 Προβλεπόμενοι Πίνακες Χρηματικών Ροών						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
A. ΧΡΗΜΑΤΙΚΕΣ ΕΙΣΡΟΕΣ	16.236.345	3.063.197	3.153.600	3.258.720	3.363.840	3.468.960
1. ΣΥΝΟΛΟ ΧΡΗΜΑΤΙΚΩΝ ΠΟΡΩΝ	993.370	0	0	0	0	0
2. ΕΣΟΔΑ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΕΙΣ	0	3.063.197	3.153.600	3.258.720	3.363.840	3.468.960
B. ΧΡΗΜΑΤΙΚΕΣ ΕΚΡΟΕΣ	16.050.180	2.424.059	2413638	2399633	2385051	2367964
1. ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΓΙΟΥ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟΥ	16.050.180					
2. ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	0	819.041	808.620	794.615	780.033	762.946
3. ΦΟΡΟΣ (35%)	0	291.890,90	258.987	300.680	342.576	385.349
4. ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΧΡΕΩΝ	0	771.000	771.000	771.000	771.000	771.000
Γ. ΠΛΕΟΝΑΣΜΑ	186.165	639.138	739.962	859.087	978.789	1.100.996
Δ. ΣΥΣΣΩΡΕΥΜΕΝΟ ΤΑΜΕΙΑΚΟ ΥΠΟΛΟΙΠΟ	186.165	825.303	1.565.265	2.424.352	3.403.141	4.504.137

Πίνακας 6.11 Προβλεπόμενοι Ισολογισμοί

	2011	2012	2013	2014	2015
I. ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ					
A. ΠΑΓΙΟ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ					
1. Πάγιες επενδύσεις	16.050.180	14.445.162	12.840.144	11.235.126	9.630.108
Μείον: Αποσβέσεις	(1.605.018)	(1.605.018)	(1.605.018)	(1.605.018)	(1.605.018)
ΣΥΝΟΛΟ	14.445.162	12.840.144	11.235.126	9.630.108	8.025.090
B. ΚΥΚΛΟΦΟΡΟΥΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ					
1. Αποθέματα	209.384	216.712	224.297	232.148	240.273
2. Πελάτες	78.026	80.757	83.583	86.509	89.537
3. Διαθέσιμα	11.228	11.621	12.028	12.449	12.884
ΣΥΝΟΛΟ	298.638	309.090	319.908	331.106	342.694
Γ. ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΜΕΤΡΗΤΩΝ	11.228	11.621	12.028	12.449	12.884
ΣΥΝΟΛΟ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟΥ	14.755.028	13.160.855	11.567.062	9.973.663	8.380.668
II. ΠΑΘΗΤΙΚΟ					

A. ΒΡΑΧΥΠΡΟΘΕΣΜΕΣ ΥΠΟΧΡΕΩΣΕΙΣ					
1. Προμηθευτές	18.500	19.148	19.818	20.511	21.229
2. Υποχρεώσεις από φόρους	291.891	258.987	300.680	342.576	385.349
B. ΜΑΚΡΟΠΡΟΘΕΣΜΕΣ ΥΠΟΧΡΕΩΣΕΙΣ					
1. Τραπεζικό δάνειο	2.671.130	2.060.398	1.413.022	727.392	0
ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΘΗΤΙΚΟΥ	2.963.021	2.319.385	1.713.702	1.069.968	385.349
III. ΚΑΘΑΡΗ ΘΕΣΗ					
1. Μετοχικό κεφάλαιο	6.494.538	6.494.538	6.494.538	6.494.538	6.494.538
2. Κρατική επιχορήγηση	6.494.538	6.494.538	6.494.538	6.494.538	6.494.538
Μείον:					
Αναλογούσα Απόσβεση	(649.454)	(649.454)	(649.454)	(649.454)	(649.454)
3. Κέρδη εις νέον	-1.846.523	-2.797.060	-3.785.170	-4.734.835	-5.643.211
ΣΥΝΟΛΟ ΚΑΘΑΡΗΣ ΘΕΣΗΣ	11.792.007	10.841.470	9.853.360	8.903.695	7.995.319
ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΘΗΤΙΚΟΥ & ΚΑΘΑΡΗΣ ΘΕΣΗΣ	14.755.028	13.160.855	11.567.062	9.973.663	8.380.668

6.5 Ανάλυση Λογιστικών Καταστάσεων με Χρήση Αριθμοδεικτών

Η χρήση αριθμοδεικτών αποτελεί μία πολύ αποτελεσματική μέθοδο χρηματοοικονομικής ανάλυσης. Συμβάλλει σημαντικά στην ερμηνεία και αξιολόγηση των στοιχείων που περιλαμβάνουν οι λογιστικές καταστάσεις δίνοντας μια αρκετά σαφή εικόνα για σημαντικές παραμέτρους της επένδυσης, όπως για την αποδοτικότητα, τη ρευστότητα, τη δανειακή επιβάρυνση, το βαθμό παγιοποίησης της περιουσίας και τη χρηματοδότηση του ενεργητικού.

Στην συνέχεια της μελέτης παρουσιάζονται οι κυριότεροι αριθμοδείκτες και γίνεται κριτική διερεύνησής τους, προκειμένου να υπάρξει μία αναλυτική απεικόνιση της χρηματοοικονομικής κατάστασης του νέου Αιολικού Πάρκου.

- **Δείκτες αποδοτικότητας**

Δείκτης συνολικής αποδοτικότητας

Ο δείκτης συνολικής αποδοτικότητας μετρά την οικονομική απόδοση των περιουσιακών στοιχείων της επιχείρησης, την ικανότητα της δηλαδή να πραγματοποιεί κέρδη. Ο τύπος υπολογισμού είναι:

$$K_1 = (\text{ΜΙΚΤΟ ΚΕΡΔΟΣ} - \text{ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ} + \text{ΤΟΚΟΙ}) \times 100 / \text{ΣΥΝΟΛΟ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟΥ}$$

Όσο πιο υψηλός είναι ο δείκτης αυτός, τόσο μικρότερη είναι η συμμετοχή των περιουσιακών στοιχείων της επιχείρησης στην πραγματοποίηση κερδών. Όπως φαίνεται στον πίνακα που ακολουθεί, οι τιμές του δείκτη για την υπό μελέτη επιχείρηση κρίνονται ικανοποιητικές.

Δείκτης μικτού περιθωρίου κέρδους

Ο δείκτης αυτός εκφράζει την ικανότητα κερδοφορίας της επιχείρησης. Υποδεικνύει κατά πόσο η επιχείρηση λειτουργεί αποτελεσματικά και αν η πολιτική τιμών είναι ορθή. Ο τύπος υπολογισμού είναι:

$$K_2 = (\text{ΜΙΚΤΟ ΚΕΡΔΟΣ} - \text{ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ} + \text{ΤΟΚΟΙ}) \times 100 / \text{ΚΑΘΑΡΕΣ ΠΩΛΗΣΕΙΣ}$$

Όπως φαίνεται στον πίνακα που ακολουθεί οι τιμές του δείκτη για την υπό μελέτη επιχείρηση κρίνονται ικανοποιητικές.

Δείκτης συνολικής κυκλοφοριακής ταχύτητας

Εκφράζει το βαθμό χρησιμοποίησης του ενεργητικού της επιχείρησης, σε σχέση με τις πωλήσεις που πραγματοποιεί. Ο τύπος υπολογισμού είναι:

$$K_3 = \text{ΚΑΘΑΡΕΣ ΠΩΛΗΣΕΙΣ} / (\text{ΠΑΓΙΟ} + \text{ΚΥΚΛΟΦΟΡΟΥΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ})$$

Όσο μεγαλύτερος είναι ο δείκτης αυτός, τόσο μεγαλύτερη και αποτελεσματικότερη είναι η χρήση των στοιχείων του ενεργητικού.

Δείκτης κυκλοφοριακής ταχύτητας παγίου ενεργητικού

Εκφράζει το βαθμό χρησιμοποίησης του πάγιου ενεργητικού της επιχείρησης, σε σχέση με τις πωλήσεις που πραγματοποιεί. Ο τύπος υπολογισμού είναι:

$$K_4 = \text{ΚΑΘΑΡΕΣ ΠΩΛΗΣΕΙΣ} / \text{ΠΑΓΙΟ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ}$$

Δείκτης κυκλοφοριακής ταχύτητας κυκλοφορούντος ενεργητικού

Εκφράζει το βαθμό χρησιμοποίησης του κυκλοφορούντος ενεργητικού της επιχείρησης σε σχέση με τις πωλήσεις που πραγματοποιεί. Ο τύπος υπολογισμού είναι:

$$K_5 = \text{ΚΑΘΑΡΕΣ ΠΩΛΗΣΕΙΣ} / \text{ΚΥΚΛΟΦΟΡΟΥΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ}$$

Δείκτης αποδοτικότητας Ίδιων κεφαλαίων

Εκφράζει την αποτελεσματικότητα της χρήσεως των ιδίων κεφαλαίων της επιχείρησης. Όσο πιο μεγάλος είναι ο δείκτης αυτός, τόσο πιο ικανοποιητική είναι η οικονομική απόδοση της χρήσεως των ιδίων κεφαλαίων.

$$K_6 = (\text{ΜΙΚΤΟ ΚΕΡΔΟΣ} \times 100) / \text{ΙΔΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ}$$

- **Δείκτες ρευστότητας**

Δείκτης τρέχουσας ρευστότητας

Παρουσιάζει τη δυνατότητα ρευστότητας της επιχείρησης και, συνεπώς, τη δυνατότητα αντιμετώπισης μίας απρόβλεπτης μεταβολής στη ροή των κεφαλαίων κίνησης.

$$K_7 = \text{ΚΥΚΛΟΦΟΡΟΥΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ} / \text{ΒΡΑΧΥΠΡΟΘΕΣΜΕΣ ΥΠΟΧΡΕΩΣΕΙΣ}$$

Δείκτης άμεσης ρευστότητας

Ο δείκτης αυτός περιλαμβάνει μόνον τα στοιχεία του ενεργητικού, που μπορούν να ρευστοποιηθούν άμεσα. Μία τιμή του δείκτη κοντά στην μονάδα υποδεικνύει ότι υπάρχει έλλειψη υπερ-αποθεματοποίησης.

$$K_8 = (\text{ΚΥΚΛΟΦΟΡΟΥΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ} - \text{ΑΠΟΘΕΜΑΤΑ}) / \text{ΒΡΑΧΥΠΡΟΘΕΣΜΕΣ ΥΠΟΧΡΕΩΣΕΙΣ}$$

- **Δείκτες δανειακής επιβάρυνσης**

Δείκτης ξένων προς ίδια κεφάλαια

Ο δείκτης αυτός παρουσιάζει το ποσοστό των ξένων κεφαλαίων που καλύπτονται από ίδια κεφάλαια. Τιμές μικρότερες της μονάδας υποδεικνύουν χαμηλή δανειοδότηση και, συνεπώς, χαμηλό χρηματοπιστωτικό κίνδυνο.

$$K_9 = \text{ΞΕΝΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ} / \text{ΙΔΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ}$$

Δείκτης μακροπρόθεσμων δανείων προς απασχοληθέντα κεφάλαια

Ο δείκτης αυτός παρουσιάζει το ποσοστό των μακροπρόθεσμων δανείων που καλύπτονται από κεφάλαια μεγάλης διάρκειας. Μικρές τιμές υποδεικνύουν χαμηλή δανειοδότηση και, συνεπώς, χαμηλό χρηματοπιστωτικό κίνδυνο.

$$K_{10} = \text{ΞΕΝΑ ΜΑΚΡΟΠΡΟΘΕΣΜΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ} / \text{ΑΠΑΣΧΟΛΗΘΕΝΤΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ}$$

- **Δείκτης βαθμού παγιοποίησης περιουσίας**

Ο συγκεκριμένος δείκτης υποδεικνύει κατά πόσο η επιχείρηση είναι εντάσεως κεφαλαίου ή εντάσεως εργασίας. Εάν η τιμή του δείκτη είναι μεγαλύτερη ή ίση της μονάδας τότε η επιχείρηση χαρακτηρίζεται ως επιχείρηση εντάσεως κεφαλαίου, ενώ εάν η τιμή του δείκτη είναι μικρότερη της μονάδας τότε η επιχείρηση χαρακτηρίζεται ως επιχείρηση εντάσεως εργασίας. Ο βαθμός παγιοποίησης μίας επιχείρησης επηρεάζει τόσο τις συνθήκες χρηματοδότησης της όσο και τις συνθήκες εκμετάλλευσής της. Η υπό μελέτη νέα μονάδα χαρακτηρίζεται ως εντάσεως κεφαλαίου.

$$K_{11} = \text{ΠΑΓΙΟ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ} / \text{ΚΥΚΛΟΦΟΡΟΥΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ}$$

- **Δείκτες χρηματοδότησης ενεργητικού**

Δείκτης 1ης αρχής χρηματοδότησης

Η αξία των παγίων και λοιπών μεγάλης διάρκειας περιουσιακών στοιχείων της επιχείρησης πρέπει να καλύπτεται, αντίστοιχα, από κεφάλαια μεγάλης διάρκειας. Σε αντίθετη περίπτωση μπορεί να υπάρξουν σοβαροί κίνδυνοι χρηματοδότησης. Έτσι, λοιπόν, θα πρέπει το ηθικό απασχοληθέντα κεφάλαια προς πάγιο ενεργητικό να είναι μεγαλύτερο ή ίσο της μονάδας, κάτι που φαίνεται να ισχύει για την υπό μελέτη επιχείρηση.

$$K_{12} = \text{ΑΠΑΣΧΟΛΗΘΕΝΤΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ} / \text{ΠΑΓΙΟ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ}$$

Δείκτης 2ης αρχής χρηματοδότησης

Σύμφωνα με τη δεύτερη αρχή χρηματοδότησης, η επιχείρηση θα πρέπει να διαθέτει ίδια κεφάλαια που να καλύπτουν, τουλάχιστον, την αξία των παγίων και λοιπών μεγάλης διάρκειας στοιχείων του ενεργητικού. Έτσι, λοιπόν, θα πρέπει ο λόγος των ιδίων κεφαλαίων προς το πάγιο ενεργητικό να είναι μεγαλύτερος ή τουλάχιστον ίσος με τη μονάδα, κάτι που φαίνεται να ισχύει για την υπό μελέτη μονάδα, κατά το 4^ο και 5^ο έτος λειτουργίας της.

$$K_{13} = \text{ΙΔΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ} / \text{ΠΑΓΙΟ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ}$$

Δείκτης 3ης αρχής χρηματοδότησης

Σύμφωνα με την τρίτη αρχή χρηματοδότησης, θα πρέπει μέρος του κυκλοφορούντος ενεργητικού να χρηματοδοτείται από κεφάλαια μεγάλης διάρκειας.

Θα πρέπει, λοιπόν, ο λόγος του καθαρού κεφαλαίου κίνησης προς το κυκλοφορούν ενεργητικό να είναι μεγαλύτερος του μηδενός.

$K_{14} = \text{ΚΑΘΑΡΟ ΚΕΦΑΛΑΙΟ ΚΙΝΗΣΗΣ} / \text{ΚΥΚΛΟΦΟΡΟΥΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ}$

Στη συνέχεια παρατίθεται συγκεντρωτικός πίνακας με όλους τους δείκτες για την υπό μελέτη επιχείρηση.

Πίνακας 6.12 Προβλεπόμενοι Αριθμοδείκτες					
	2011	2012	2013	2014	2015
ΔΕΙΚΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ	-3,91	-5,36	-5,38	-5,43	-5,49
ΔΕΙΚΤΗΣ ΜΕΙΚΤΟΥ ΠΕΡΙΘΩΡΙΟΥ ΚΕΡΔΟΥΣ	0,21	-22,35	-19,10	-16,10	-13,27
ΔΕΙΚΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΚΥΚΛΟΦ. ΤΑΧΥΤΗΤΑΣ	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
ΔΕΙΚΤΗΣ ΚΥΚΛΟΦΟΡΙΑΚΗΣ ΤΑΧΥΤΗΤΑΣ ΠΑΓΙΟΥ	0,21	0,25	0,29	0,35	0,43
ΔΕΙΚΤΗΣ ΚΥΚΛΟΦΟΡΙΑΚΗΣ ΤΑΧΥΤΗΤΑΣ ΚΥΚΛΟΦΟΡΟΥΝΤΟΣ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟΥ	10,26	5,15	5,14	7,38	5,11
ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΙΔΙΩΝ ΚΕΦΑΛΑΙΩΝ	12,84	11,39	13,23	15,07	16,95
ΔΕΙΚΤΗΣ ΤΡΕΧΟΥΣΑΣ ΡΕΥΣΤΟΤΗΤΑΣ	0,96	1,11	1,00	0,91	0,84
ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΜΕΣΗΣ ΡΕΥΣΤΟΤΗΤΑΣ	0,29	0,33	0,30	0,27	0,25
ΔΕΙΚΤΗΣ ΞΕΝΩΝ ΠΡΟΣ ΙΔΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ	0,41	0,32	0,22	0,11	0,00
ΔΕΙΚΤΗΣ ΜΑΚΡΟΠΡΟΘΕΣΜΩΝ ΠΡΟΣ ΑΠΑΣΧΟΛΗΘΕΝΤΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ	0,20	0,15	0,07	0,03	0,01
ΔΕΙΚΤΗΣ ΒΑΘΜΟΥ ΠΑΓΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΠΕΡΙΟΥΣΙΑΣ	48,37	41,54	35,12	29,08	23,42
ΔΕΙΚΤΗΣ 1 ^{ης} ΑΡΧΗΣ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ	0,63	0,67	0,65	0,64	0,65
ΔΕΙΚΤΗΣ 2 ^{ης} ΑΡΧΗΣ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ	0,45	0,51	0,58	0,67	0,81
ΔΕΙΚΤΗΣ 3 ^{ης} ΑΡΧΗΣ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94

6.6 Χρηματοοικονομική Αξιολόγηση Επένδυσης

6.6.1 Μέθοδος Επανείσπραξης του Κόστους Επένδυσης

Με τη μέθοδο αυτή, που είναι η πιο απλή από εκείνες που χρησιμοποιούνται συνήθως, λαμβάνεται ως κριτήριο ο χρόνος που απαιτείται για να επανεισπραχθούν οι αρχικές ταμειακές εκροές που θα προκληθούν από την ανάληψη της συγκεκριμένης επένδυσης. Ως μέθοδος είναι πολύ απλή και δείχνει το χρονικό διάστημα που τα χρήματα της επένδυσης βρίσκονται σε κίνδυνο. Το κυριότερο μειονέκτημα της είναι ότι αγνοούνται οι ταμειακές ροές μετά από τον χρόνο επανεισπραξης της επένδυσης. Έτσι, λοιπόν, θα πρέπει να προσδιοριστούν οι ταμειακές εισροές αλλά και εκροές. Στον πίνακα που ακολουθεί υπολογίζονται οι καθαρές ταμειακές ροές (ΚΤΡ) του επενδυτικού σχεδίου. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι:

$\text{ΚΕΡΔΗ ΠΡΟ ΦΟΡΩΝ} = \text{ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΑ ΚΕΡΔΗ} - \text{ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ}$

και

$$ΚΤΡ = (1 - ΦΟΡΟΛ. ΣΥΝΤΕΛ.) \times ΚΕΡΔΗ ΠΡΟ ΦΟΡΩΝ + ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ$$

Πίνακας 6.13 Υπολογισμός Παρούσας Αξίας					
	2011	2012	2013	2014	2015
I. ΕΣΟΔΑ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΕΙΣ	3.063.197	3.153.600	3.258.720	3.363.840	3.468.960
II. ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ	2.424.059	2.413.638	2.399.633	2.385.051	2.367.964
1. ΚΕΡΔΗ ΠΡΟ ΦΟΡΩΝ	833.974	739.962	859.087	978.789	1.100.996
2. ΦΟΡΟΣ (35%)	291.890,90	258.987	300.680	342.576	385.349
3. ΚΑΘΑΡΑ ΚΕΡΔΗ (I-II)	542.083	480.975	558.407	636.213	715.647
4. ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ	1.605.018	1.605.018	1.605.018	1.605.018	1.605.018
5. ΚΑΘΑΡΗ ΤΑΜΕΙΑΚΗ ΡΟΗ (3+4)	2.147.101	2.085.993	2.163.425	2.241.231	2.320.665
6. ΑΘΡΟΙΣΤΙΚΗ ΚΤΡ	2.147.101	4.233.094	6.396.519	8.637.750	10.958.415

6.6.2 Μέθοδος Απλού Συντελεστή Απόδοσης Κεφαλαίου

Στη μέθοδο αυτή χρησιμοποιείται το ηλικίο του ετήσιου εισοδήματος, που προσδιορίζεται λογιστικώς, προς το ύψος της αρχικής δαπάνης για την επένδυση. Η μέθοδος του συντελεστή απόδοσης έχει ως κύριο μειονέκτημα το ότι βασίζεται στην έννοια του εισοδήματος, και όχι στην έννοια των ταμειακών εισροών και εκροών που αντανακλούν το κόστος ευκαιρίας της επενδύσεως. Ένα άλλο μειονέκτημα είναι ότι αγνοείται η διάσταση «χρόνος». Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται οι τιμές των εξής συντελεστών απόδοσης.

Συντελεστής απόδοσης επί του συνολικού κεφαλαίου

$$K_{\alpha} = (ΚΑΘΑΡΑ ΚΕΡΔΗ \times 100) / ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΦΑΛΑΙΟ$$

Συντελεστής απόδοσης επί του μετοχικού κεφαλαίου

$$K_{\beta} = (ΚΑΘΑΡΑ ΚΕΡΔΗ \times 100) / ΜΕΤΟΧΙΚΟ ΚΕΦΑΛΑΙΟ$$

Πίνακας 6.14 Συντελεστές Απόδοσης Κεφαλαίου					
	2011	2012	2013	2014	2015
K_{α}	3,46%	3,2%	3,88%	4,64%	5,51%
K_{β}	8,35%	7,41%	8,6%	9,8%	11,02%

Παρατηρείται ότι, ο συντελεστής απόδοσης είναι ικανοποιητικός, τόσο για το συνολικό κεφάλαιο επένδυσης, όσο και για τα ίδια κεφάλαια. Εν τούτοις, μεγαλύτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει ο ρυθμός απόδοσης επί του μετοχικού κεφαλαίου, διότι στο συνολικό κεφάλαιο συμμετέχουν, κατά ένα μεγάλο ποσοστό, τα κεφάλαια της κρατικής επιδοτήσεως, τα οποία δεν πρέπει να λαμβάνονται υπ' όψη κατά την αξιολόγηση του συγκεκριμένου συντελεστή.

6.6.3 Μέθοδος Καθαρής Παρούσας Αξίας & Μέθοδος Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης

Οι μέθοδοι, που στηρίζονται στην προεξόφληση των μελλοντικών καθαρών ταμειακών ροών, είναι περισσότερο αντικειμενικές, όσον αφορά στην αξιολόγηση και την επιλογή των επενδυτικών σχεδίων, από τις προαναφερθείσες δύο μεθόδους, οι οποίες παρουσιάζουν σημαντικά μειονεκτήματα. Με τη μέθοδο της ΚΠΑ, όλες οι καθαρές ταμειακές ροές προεξοφλούνται στο παρόν, δηλαδή στο χρόνο μηδέν, με συντελεστή απόδοσης την ελάχιστη αποδεκτή απόδοση (μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου).

Ο τύπος υπολογισμού της Καθαρής Παρούσας Αξίας είναι:

$$ΚΠΑ = \sum_{t=1}^v \left[\frac{ΚΤΡ_t}{(1+k)^t} \right] - ΚΕ$$

όπου,

ΚΠΑ = Καθαρή Παρούσα Αξία

t ΚΤΡ = καθαρή ταμειακή ροή στη περίοδο t

ΚΕ = Κόστος Επένδυσης

κ = μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου

v = αριθμός περιόδων

Για την, υπό μελέτη, περίπτωση άνισων μελλοντικών ετήσιων καθαρών ταμειακών ροών, η εξίσωση της καθαρής παρούσας αξίας μπορεί να διατυπωθεί με την εξής μορφή:

$$ΚΠΑ = \sum_{t=1}^v [ΚΤΡ_t \tau(\Sigma ΠΑ_{κ,v})] - ΚΕ$$

Ο συντελεστής ΣΠΑ κ,v αντιπροσωπεύει το συντελεστή παρούσας αξίας, ο οποίος δίνεται, για λόγους ευχέρειας, από ειδικούς πίνακες και ισούται με:

$$\Sigma ΠΑ_{κ,v} = \left[\frac{1}{(1+\kappa)^v} \right]$$

Όταν η καθαρή παρούσα αξία (το άθροισμα των παρούσων αξιών όλων των καθαρών ταμειακών ροών μείον το κόστος επένδυσης) είναι τουλάχιστον ίση με, ή, μεγαλύτερη από, το μηδέν, η πρόταση της επένδυσης θα πρέπει να γίνει αποδεκτή. Βάσει, λοιπόν, αυτών, καθώς και των ετήσιων ΚΤΡ της επιχείρησης, που προέκυψαν προηγουμένως, λαμβάνεται ο παρακάτω πίνακας, όπου χρησιμοποιείται το κατάλληλο, σύμφωνα με τις προβλεπόμενες τραπεζικές συνθήκες, κόστος κεφαλαίου (16%).

Πίνακας 6.15 Υπολογισμός Παρούσας Αξίας					
Ετος	ΚΤΡ	ΣΠΑ(16%)	ΣΠΑ(20%)	ΠΑ1	ΠΑ2
2011	2.147.101	0,86	0,83	1.846.506,86	1.782.093,83

2012	2.085.993	0,74	0,69	1.543.634,82	1.439.335,17
2013	2.163.425	0,64	0,58	1.384.592	1.254.786,5
2014	2.241.231	0,55	0,48	1.232.677,05	1.075.790,88
2015	2.320.665	0,48	0,4	1.113.919,2	928.266
				7.121.329,93	6.480.272,38

Για $IRR_1 = 16\% \rightarrow KPIA_1 = 7.121.329,93 - 16.236.345 < 0$ και $AKPIA = 9.115.015$

Για $IRR_2 = 20\% \rightarrow KPIA_2 = 6.480.272 - 16.236.345 < 0$ και $AKPIA = 9.756.073$

Επομένως,

$$KPIA_1 = \Sigma.Π.Α. - ΚΕ \rightarrow KPIA_1 = 7.121.329,93 - 12.670.000 = -5.548.670,07$$

Έτσι, προκύπτει ότι το υπό μελέτη επενδυτικό πρόγραμμα δεν είναι ιδιαίτερα ελκυστικό και θα πρέπει να γίνει αποδεκτό, εφ' όσον η καθαρή παρούσα αξία είναι αρνητική και, συνεπώς, η αποδοτικότητα των ταμειακών ροών της επιχείρησης εμφανίζεται χαμηλότερη από την ελάχιστη αποδεκτή απόδοση (16%).

Ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης (ΕΣΑ) συνιστά το επιτόκιο, στο οποίο μηδενίζεται η καθαρή παρούσα αξία ή αλλιώς το επιτόκιο στο οποίο η παρούσα αξία των ταμειακών εισροών είναι ίση προς την παρούσα αξία των ταμειακών εκροών. Με άλλα λόγια, πρόκειται για το επιτόκιο για το οποίο η συνολική παρούσα αξία των καθαρών εισπράξεων από το επενδυτικό σχέδιο είναι ίση με την παρούσα αξία της επένδυσης, οπότε η ΚΠΑ είναι ίση με το μηδέν. Μαθηματικά αυτό εκφράζεται ως εξής:

$$KPIA = \sum_{r=1}^v [KTP \tau(\Sigma ΠΑ κ, ν)] - ΚΕ = 0$$

- Προκειμένου να υπολογιστεί ο ΕΣΑ εφαρμόζεται η εξής διαδικασία:
- Υπολογίζονται οι σχετικές ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές.
- Γίνεται προεξόφληση αυτών των ΚΤΡ στο παρόν, όχι μόνο με το προαναφερθέν επιτόκιο της αγοράς κεφαλαίων (16%), αλλά με διαφορετικά επιτόκια (εδώ 20%).

Όταν η χρήση του χαμηλού επιτοκίου (IRR_1) δώσει θετική ΚΠΑ εφαρμόζεται υψηλότερο επιτόκιο προεξόφλησης. Εάν με αυτό (IRR_2) η ΚΠΑ γίνει αρνητική, ο ικανοποιητικά πιο ακριβής εσωτερικός συντελεστής απόδοσης (IRR) βρίσκεται ανάμεσα στα δύο επιτόκια και υπολογίζεται χρησιμοποιώντας τον παρακάτω τύπο παρεμβολής:

$$IRR = IRR_1 + \frac{\Theta KPIA (IRR_2 - IRR_1)}{\Theta KPIA + AKPIA}$$

όπου:

$\Theta KPIA$: Η θετική ΚΠΑ (στο χαμηλότερο επιτόκιο προεξόφλησης) και
 $AKPIA$: Η αρνητική ΚΠΑ (στο υψηλότερο επιτόκιο προεξόφλησης).

Με βάση των παραπάνω τύπο, αλλά και με τη χρήση του «excel» βρέθηκε ότι, δεν υπάρχει ελκυστικό επιτόκιο, που θα μπορούσε να καλύπτει ο επενδυτής,

δίχως την ύπαρξη κινδύνου απώλειας των επενδυμένων κεφαλαίων στο παρόν πρόγραμμα, ακόμη κι αν υποθεθεί ότι όλα τα κεφάλαια ήταν ίδια και όχι ξένα.

6.7 Χρηματοοικονομική Αξιολόγηση σε Συνθήκες Αβεβαιότητας

Με την πάροδο του χρόνου το περιβάλλον των επιχειρήσεων μεταβάλλεται σημαντικά και με ταχείς ρυθμούς. Παράγοντες, όπως η εξέλιξη της τεχνολογίας, η αλλαγή των προτιμήσεων του καταναλωτικού κοινού, η πολιτική αστάθεια κ.α. συμβάλλουν στη δυναμικότητα του περιβάλλοντος των σύγχρονων επιχειρήσεων. Η έλλειψη πληροφοριών σχετικά με τις μεταβλητές που υπεισέρχονται στη διαδικασία λήψης αποφάσεων είναι γνωστή ως αβεβαιότητα. Βάσει αυτών, είναι λογικό ότι όλα τα επενδυτικά σχέδια θα περικλείουν ένα είδος κινδύνου (ρίσκου) και θα πρέπει να αναμένεται κάποια διαφοροποίηση στο κόστος, τα οφέλη και τις αποδόσεις τους, λόγω της σχετικής αυτής αβεβαιότητας. Στα πλαίσια αυτά, η ανάλυση της ευαισθησίας αποτελεί το βασικότερο εργαλείο για τον εντοπισμό των προαναφερθεισών κρίσιμων μεταβλητών και της εκτάσεως με την οποία θα μπορούσαν να επηρεάσουν τη χρηματοοικονομική εφικτότητα του σχεδίου, ενώ η ανάλυση του «νεκρού» σημείου συνιστά εργαλείο για την αντιμετώπιση της εν γένει αβεβαιότητας.

6.7.1 Ανάλυση «Νεκρού Σημείου»

Το «Νεκρό Σημείο» (Break - Even Point) είναι εκείνο το σημείο όπου οι εισπράξεις από τις πωλήσεις είναι ίσες με το κόστος παραγωγής.

$$\text{Συνολικές Πωλήσεις (TR)} = \text{Συνολικό Κόστος Παραγωγής (TC)}$$

$$\text{Όγκος Πωλήσεων (Q)} \times \text{Τιμή Μονάδας (P)} = \text{Σταθερό Κόστος (TFC)} + \text{Μέσο} \\ \text{Μεταβλητό Κόστος (AVC)} \times \text{Όγκος Πωλήσεων (Q)}$$

Έτσι, λοιπόν, ο όγκος των πωλήσεων Q στο νεκρό σημείο είναι ίσος με:

$$Q = \text{TFC} / P - \text{AVC}$$

όπου P είναι η μέση σταθμική τιμή των προϊόντων, που η νέα μονάδα πρόκειται να παράγει. Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζονται οι εκτιμήσεις για τα σταθερά και μεταβλητά κόστη της νέας μονάδας για το πρώτο έτος λειτουργίας.

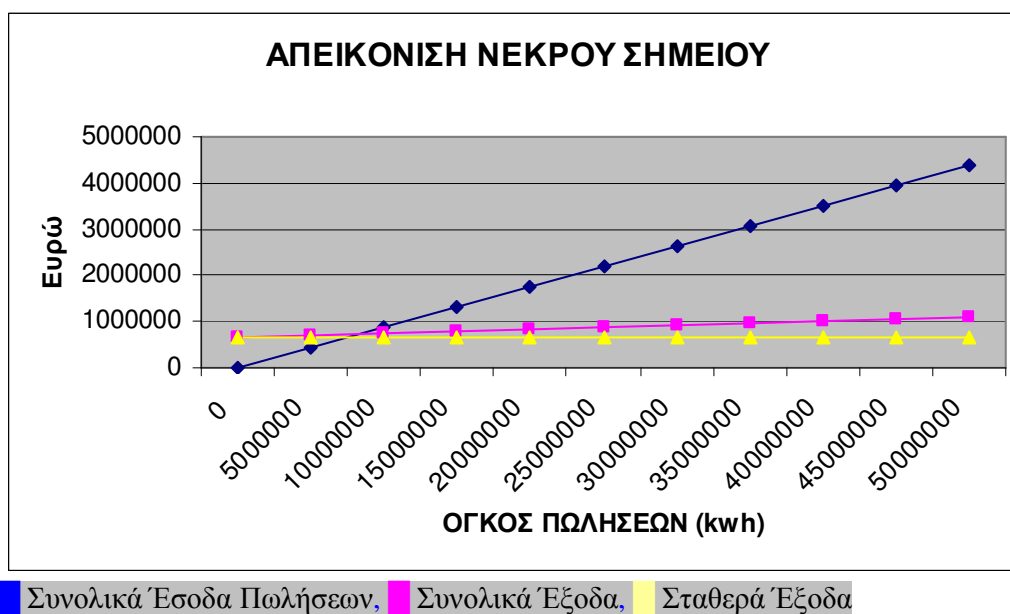
Έτσι, λοιπόν, το νεκρό σημείο του όγκου των πωλήσεων θα είναι:

$$Q = 2.156.463 \div (0,08742 - 0,0033) = 25.635.556 \text{ kWh/έτος.}$$

Ενώ «Νεκρό Σημείο» των εσόδων θα είναι:

$$\text{TR} = 25.635.556 \times 0,08742 = 2.240.590 \text{ ευρώ.}$$

Το «Νεκρό Σημείο» απεικονίζεται στο σχήμα 6.1.



Σχήμα 6.1 Απεικόνιση «Νεκρού Σημείου»

Ο καταμερισμός των μεταβλητών και των σταθερών εξόδων της επιχείρησης (όγκος παραγωγής: 35.040.000 kWh και τιμή μονάδας: 0,08742 €), κατά τη διάρκεια του πρώτου έτους λειτουργίας της (2011), παρουσιάζεται στον πίνακα που ακολουθεί:

Πίνακας 6.16 Καταμερισμός Μεταβλητών και Σταθερών Εξόδων (2011)

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΣΤΑΘΕΡΑ ΕΞΟΔΑ	ΜΕΤΑΒΛ. ΕΞΟΔΑ	ΜΕΤΑΒΛ. ΕΞΟΔΑ / ΜΟΝΑΔΑ (kwh)
Κόστος πρώτων υλών και εφοδίων		220.220	0,00628
Γενικά έξοδα	306.265		
Κόστος ανθρώπινου δυναμικού	245.180	95.940	0,0027
Χρηματοοικονομικά έξοδα	Περίοδος Χάριτος		
Αποσβέσεις	1.605.018		
Σύνολο	2.156.463	316.160	0,0090

6.7.2 Ανάλυση Ευαισθησίας

Η ανάλυση ευαισθησίας δίνει τη δυνατότητα εντοπισμού των διαφόρων κρίσιμων μεταβλητών, οι οποίες προσθέτουν στοιχεία κινδύνου στην επένδυση και της εκτάσεως με την οποία θα μπορούσαν αυτές να επηρεάσουν τη χρηματοοικονομική εφικτότητα του παρόντος σχεδίου. Πιο αναλυτικά, βάσει της παρακάτω σχέσης, θα ισχύει:

$$BEP = \frac{\sigma}{\varepsilon - \mu}$$

όπου:

- ε = τα έσοδα από τις πωλήσεις, σε πλήρη δυναμικότητα
- μ = τα συνολικά μεταβλητά έξοδα
- σ = τα συνολικά σταθερά έξοδα

Αντικαθιστώντας τις αντίστοιχες τιμές για κάθε μέγεθος, για το πρώτο έτος λειτουργίας (2011) της επιχείρησης, έχουμε:

$$BEP = \frac{\sigma}{\varepsilon - \mu} = 2.156.463 / (3.063.197 - 316.160) = 0,78 \text{ ή } 78\%$$

Επομένως, η μονάδα θα πρέπει να ξεπεράσει το όριο του 78% της παραγωγικής της δυναμικότητας, δηλαδή να παράξει τουλάχιστον: $35.040.000 \times 0,78 = 27.331.200$ kWh/έτος και τα έσοδα των πωλήσεων, τότε θα είναι: $27.331.200 \times 0,08742 = 2.389.293$ €.

Το παρόν επενδυτικό σχέδιο έχει τη δυνατότητα να μειώνει την τιμή πώλησης των προϊόντων του μέχρι ένα ελάχιστο αποδεκτό σημείο, στο οποίο θα παραμείνει εφικτή η διάθεση των 35.040.000 kWh/έτος. Έτσι, εάν τα υπόλοιπα δεδομένα παραείνουν ως έχουν, η ελάχιστη αποδεκτή (μη καταστροφική) τιμή πώλησης θα βρεθεί με βάση την παρακάτω σχέση:

$$\begin{aligned} (\text{Όγκος Πωλήσεων}) \times (\text{Τιμή}) &= (\text{Σταθερά Έξοδα}) + (\text{Συνολικά Μεταβλητά Έξοδα}) \Rightarrow \\ &\Rightarrow 35.040.000 \times (\text{Τιμή}) = 2.156.463 + 316.160 \end{aligned}$$

Άρα, $(\text{Τιμή}) = 2.472.623 \div 35.040.000 = 0,07056$ Ευρώ.

Η συγκεκριμένη τιμή αποτελεί την τιμή του «Νεκρού Σημείου» και απεικονίζει το έσχατο όριο για την αντιμετώπιση του ανταγωνισμού. Από τη στιγμή που το επενδυτικό σχέδιο δεν κατορθώσει να την επιτύχει θα παρουσιάσει ζημιά.

Εξ' αιτίας του ότι τα συνολικά έσοδα της επιχείρησης αυξάνονται ανά έτος με βάση τον προβλεπόμενο μέσο πληθωρισμό για τα προσεχή έτη (3%), τα BEP των υπολοίπων εξεταζόμενων ετών θα κυμαίνονται, κατά προσέγγιση στα ίδια επίπεδα και κοντά στο 78-79% (όπως υπολογίστηκε για το πρώτο έτος λειτουργίας). Αυτό συνιστά ασφαλές κριτήριο για τη σταθερότητα της επένδυσης και σε συνδυασμό, με τη χαμηλή ελάχιστη αποδεκτή τιμή των πωλήσεων στο «Νεκρό Σημείο» πιστοποιεί την έλλειψη άξιας μνείας ευαισθησίας της προτεινόμενης επένδυσης.

6.8 Συνολική Αξιολόγηση Επένδυσης

Σύμφωνα με τα επιμέρους στοιχεία κόστους το συνολικό κόστος της επένδυσης θα κυμανθεί στα 16.236.345 ευρώ, από τα οποία τα 15.965.180 ευρώ αναφέρονται σε επενδύσεις πάγιου ενεργητικού, ενώ 271.165 ευρώ είναι το απαιτούμενο κεφάλαιο κίνησης. Η κατάρτιση προϋπολογιστικών καταστάσεων

και η ανάλυσή τους, με χρήση κατάλληλων αριθμοδεικτών καταδεικνύουν ικανοποιητικά αποτελέσματα, όσον αφορά στην αποδοτικότητα, ρευστότητα και δανειακή επιβάρυνση της επιχείρησης.

Όσον αφορά στην χρηματοοικονομική αξιολόγηση της επένδυσης, αυτή κρίνεται ικανοποιητική.

Ο συντελεστής απόδοσης κεφαλαίου κυμαίνεται από 3,5% έως 5,5%, κατά τα εξεταζόμενα έτη λειτουργίας της μονάδας. Σύμφωνα με τη μέθοδο του εσωτερικού βαθμού απόδοσης, με ελάχιστο αποδεκτό επιτόκιο $K=16\%$, η επένδυση δεν κρίνεται αποδεκτή για τα χρόνια που εξετάζονται.

Σημαντική συνιστώσα στην αξιολόγηση της επένδυσης αποτελεί, επίσης, η συνεισφορά της στην οικονομική και κοινωνική ευημερία, τόσο της συγκεκριμένης περιοχής, στην οποία προτίθεται να εγκατασταθεί η νέα μονάδα, όσο και ολόκληρης της χώρας, γενικότερα. Η ανάγκη για νέες επενδύσεις και η δημιουργία νέων θέσεων εργασίας, σε ολόκληρη την περιφέρεια της χώρας είναι έντονη και το παρόν επενδυτικό σχέδιο συμβάλλει ουσιαστικά προς την κατεύθυνση αυτή.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- Σ. Καρβούνης, «Οικονομοτεχνικές Μελέτες, Μεθοδολογία – Τεχνικές – Θεωρία», "Εκδόσεις Σταμούλη", Αθήνα, 2000.
- Γ. Ασημακόπουλος, «Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Ν. 2742/1999) – Α' Φάση: Υποστηρικτική Μελέτη», "ΕΚΟΤΕΧΝΙΚΑ", Αθήνα, 2007.
- Ε. Καπανταϊδάκη, Θ. Τσούτσος, «Ανάλυση Κύκλου Ζωής Αιολικών Συστημάτων στο Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτροπαραγωγής», Τμήμα Μηχανικών Περιβάλλοντος, Πολυτεχνείο Κρήτης.
- Ν. Μαμάσης, «Αρχές Οικολογίας και Περιβαλλοντικής Χημείας – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», Τομέας Υδατικών Πόρων, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2008.
- Ε. Μπινόπουλος, Π. Χαβιαρόπουλος, «Περιβαλλοντικές Επιπτώσεις των Αιολικών Πάρκων: Μύθος και Πραγματικότητα», Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.
- Υπουργείο Ανάπτυξης, Γενική Διεύθυνση Ενέργειας, Διεύθυνση Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας, «4^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διεύθυνσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το έτος 2010», Αθήνα, 2007.
- Υπουργείο Ανάπτυξης, «Απολογισμός 2004-2008».
- Δρ. Ν. Βασιλάκος, «Μια Σημαντική Συμβολή για τη Βιώσιμη Ανάπτυξη και Απασχόληση στη Χώρα μας».
- Εφημερίδα της Κυβερνήσεως 129 (27/6/06): Νόμος για την Ενέργεια.
- Εφημερίδα της Κυβερνήσεως 1153 (10/7/07): Νόμος για τις Άδειες Αιολικών Πάρκων.
- ICAP, «Κλαδική Μελέτη Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας», Αθήνα, 2008.

ΞΕΝΗ ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- American Society of Civil Engineers (1996) Rock Foundations, Technical Engineering and Design Guides as Adapted from US Army Corps of Engineers, No 16, U.S.A. .
- Mackenzie L. Davis, David A. Cornwell, « Introduction to environmental engineering», 2nd edition, McGraw Hill International Editions 1991, σελ. 539,549,567.
- St. Hanna, G. Briggs, R. Hosker Jr. , «Εγχειρίδιο ατμοσφαιρικής διάχυσης», Εκδόσεις Συμπεών, Αθήνα 1992, σελ 53,116,117.
- «Roads and the Environment :A Handbook», Report TWU 13, The World Bank, September 1994.
- Meriel B. – Bonhomme B. « Le bruit des chanties » Bulletin des Laboratoires des Pontes et Cheusses, 208,1997.
- « Renewable energy resources : Opportunities and constraints 1990-2020 World Energy Council. (1993).
- «Energy in Europe, European Energy to 2020- A Scenario Approach» ISBN 92-827-5226-7.
- «The environmental impacts of electricity generation» IEE Proceedings- A, Vol 140, No. 1 (January 1993).
- «Beyond the petroleum age: designing the solar economy», C. Flavin, N. Lenssen, Worldwatch Institute Report No 100 (December 1990) and additional EWEA calculations for wind.
- «Medvind 1995» Danish Wind Turbine Manufacturers Association (1995).
- «Social Assessment of wind power» Research Institute of the Counties and Municipalities in Danmark (AKF) (April 1996).
- The Assessment and Rating of Noise from wind turbines, Final report September 1996.Published by ESTU for the U.K. Department of Trade and Industry.
- «Review of the impacts of wind farms and other aerial structures upon

- birds» J.P. Gill, M. Townsley and G. Mudge, Scottish Natural Heritage Review No 21 (1996).
- «Planning policy guidance note 22 :Renewable energy» U.K. Department of the Environment and Welsh Office, HMSO (1993).
 - «Wind Energy – environmental impact assessment :the UK experience and the EU perspective», S.C. Holmes, Bond Pearce Solicitors, U.K., Proc. BWEA18 (1996).
 - «Long term integration of wind energy into the European energy system » LTI Research Group, Proc. European Union Wind Energy Conf. (1996).
 - «Wind Energy – Recommendations for Future Development: Guidelines for the Harmonisation of Planning Practice and Environmental Assessment», M. Trinick and S.C. Holmes, Bond Pearce Solicitors, U.K. , Second Report to DGXVII (May 1997).
 - «Wind Energy – Steps to Successful Development : Guidelines for Planning Practice and Environmental Assessment in the European Union», M. Trinick and S.G. Holmes, Bond Pearce Solicitors, UK and R. Boud and M. Thomas ETSU, U.K., Report to DGXVII, 1997.
-
- www.desmie.gr
 - www.dei.gr
 - www.rae.gr
 - www.ypan.gr