

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ

ΤΜΗΜΑ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΕΠΙΣΤΗΜΗΣ



**ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ ΣΤΗΝ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ
ΚΑΙ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑΚΗ ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΗ**

**«ΑΓΟΡΑ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ
ΕΛΛΑΔΑ ΚΑΙ ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΩΝ ΣΧΕΔΙΩΝ»**

ΓΡΙΒΑΣ ΑΠΟΣΤΟΛΟΣ

*Διπλωματική Εργασία υποβληθείσα στο τμήμα Οικονομικών Επιστημών του Πανεπιστημίου
Πειραιώς ως μέρος των απαιτήσεων για την απόκτηση του Μεταπτυχιακού Διπλώματος
Ειδίκευσης στην Οικονομική και Επιχειρησιακή Στρατηγική*

Πειραιάς, Σεπτέμβριος 2017

UNIVERSITY OF PIRAEUS

DEPARTMENT OF ECONOMICS



MASTER PROGRAM IN ECONOMIC AND BUSINESS STRATEGY

**«THE GREEK MARKET FOR RENEWABLE ENERGY
AND COMPARISON OF INVESTMENT PLANS»**

By

GRIVAS APOSTOLOS

*Master Thesis submitted to the Department of Economics of the University of Piraeus in
partial fulfillment of the requirements of the degree of Master of Arts in Economic and
Business Strategy*

Piraeus, Greece, September 2017

Αφιέρωσεις

Στην οικογένειά μου

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Στην παρούσα διπλωματική εργασία με τίτλο «Αγορά Α.Π.Ε. στην Ελλάδα και Σύγκριση Επενδυτικών Σχεδίων» μελετώνται οι διάφορες τεχνολογίες Α.Π.Ε. που εφαρμόζονται στην Ελλάδα, χαρτογραφείται η Ελληνική αγορά και παραθέτονται-συγκρίνονται δυο επενδυτικά σχέδια μεταξύ των δυο βασικών διαδεδομένων τεχνολογιών: Επένδυση σε Αιολικό Πάρκο και σε Φωτοβολταϊκό Πάρκο με γνώμονα την Ελληνική αγορά και το Ελληνικό νομικό, θεσμικό και τιμολογιακό πλαίσιο.

Η εκπόνηση της εργασίας έγινε στα πλαίσια του Μεταπτυχιακού Προγράμματος «Οικονομική & Επιχειρησιακή Στρατηγική», υπό την επίβλεψη του Καθηγητή και Σαμπράκου Ευάγγελου. Θα ήθελα λοιπόν να απευθύνω θερμές ευχαριστίες στον επιβλέποντα Καθηγητή μου για την καθοδήγηση και τη βοήθεια που μου παρείχε κατά τη διάρκεια εκπόνησης αυτής της διπλωματικής εργασίας.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένειά μου για την υποστήριξη και την αγάπη της.

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2017

ΑΓΟΡΑ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ ΚΑΙ ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΩΝ ΣΧΕΔΙΩΝ

Σημαντικοί Όροι: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Επενδυτικό Σχέδιο, Αιολικό Πάρκο,
Φωτοβολταϊκό Πάρκο

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας αποτελεί η ανάλυση της Ελληνικής Αγοράς Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και η σύγκριση Αιολικού και Ηλιακού Επενδυτικού σχεδίου. Θα εξετάσουμε κυρίως το πεδίο εφαρμογής των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, καθώς υπάρχει μεγάλη ζήτηση για την απορρόφηση της παραγόμενης ενέργειας σε εθνικό επίπεδο για την κάλυψη των αναγκών.

Στο πλαίσιο της εργασίας γίνεται προσπάθεια προσέγγισης της Ελληνικής αγοράς Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και πως αυτές αξιοποιούνται στην Ελλάδα. Επικεντρώνασθε σημαντικά στην αξιολόγηση δύο επενδύσεων ίδιας αξίας, η μια σε αιολικό πάρκο και η άλλη σε φωτοβολταϊκό πάρκο και αποδεικνύουμε με όλα τα σύγχρονα χρηματοοικονομικά εργαλεία ποιά επένδυση από τις δύο είναι η βέλτιστη για τον επενδυτή. Προκειμένου λοιπόν η εν λόγω μελέτη να θεωρείται ορθή αλλά και αντιπροσωπευτική ως προς τα στοιχεία που παρουσιάζει και αναλύει, διαχωρίζεται σχετικά σε τρία (3) αντίστοιχα κεφάλαια. Αρχικά αναφέρονται και αναλύονται οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, η λειτουργία και τα χαρακτηριστικά τους. Ακολούθως, στο 2ο κεφάλαιο χαρτογραφείται η υφιστάμενη κατάσταση παραγωγής Ενέργειας από χρήση των ΑΠΕ στην Ελλάδα. Τέλος, στο 3ο κεφάλαιο γίνεται η παράθεση και η σύγκριση των 2 επενδυτικών σχεδίων που προαναφέραμε και η εκπόνηση των συμπερασμάτων.

THE GREEK MARKET FOR RENEWABLE ENERGY AND COMPARISON OF INVESTMENT PLANS

Keywords: Renewable Energy, Investment Plan, Wind Park, Photovoltaic Park

ABSTRACT

The objective of this thesis is the study and the analysis of Renewable Energy Market in Greece and the comparison between investing in a wind park project and a photovoltaic park project. We will examine the field of application of Renewable Energy Sources, because the demand for energy consumption is very high in Greece.

Within this context, we try to approach the current realistic situation of RES technologies in Greece and how they are exploited. We focus significantly on the evaluation of two investments of the same value (wind park vs photovoltaic park) and we prove using all contemporary business finance tools which of the two is more profitable for the investor. So, in order for this study to be considered representative and rational over the data that uses and analyses, it is separated in three (3) equivalent chapters. Initially, we mention and analyse the R.E.S. technologies, their use and their characteristics. Moreover, in the second chapter we screen the current situation of R.E.S. Market in Greece. Finally, in the third chapter we cite and compare the two (2) above mentioned investment projects.

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	6
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ-ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΚΑΙ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ	7
1.1. Ορισμός και Ανάπτυξη των ΑΠΕ.....	7
1.1.1 Αιολική Ενέργεια και Ανεμογεννήτριες	7
1.1.2 Ηλιακή Ενέργεια και Φωτοβολταϊκά	10
1.2. Πλεονεκτήματα – Μειονεκτήματα από τη Χρήση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας	11
1.3. Υφιστάμενη κατάσταση παραγωγή ενέργειας από χρήση ΑΠΕ διεθνώς.....	14
1.4. Υφιστάμενη κατάσταση παραγωγή ενέργειας από χρήση ΑΠΕ στην Ελλάδα.....	18
1.5. Κοινωνική αποδοχή των ΑΠΕ σε διεθνή βάση	18
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	19
2.1. Εισαγωγή	19
2.2. Ενεργειακή πολιτική και στόχοι.....	20
2.3. Νομοθετικό πλαίσιο.....	22
2.4. Διαχειριστικό πλαίσιο – Βασικοί «παίχτες» της αγοράς.....	24
2.5. Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος τα τελευταία χρόνια	26
2.6. Γεωγραφική κατανομή των σταθμών παραγωγής.....	30
2.7. Τα φωτοβολταϊκά συστήματα στην Ελλάδα	33
2.7.1 Η Ανάπτυξη της Αγοράς Φωτοβολταϊκών Συστημάτων στην Ελλάδα.....	33
2.7.2 Κόστος Αγοράς Φωτοβολταϊκών Συστημάτων και Οικονομική Βιωσιμότητα .	34
2.7.3 Ενεργειακή Πολιτική της Ελλάδος ως προς τη Χρήση Φωτοβολταϊκών Συστημάτων σε Βιομηχανίες στις Μέρες μας.....	35

2.8. Η Ελληνική Πρακτική και Αποδοχή των ΑΠΕ	35
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΠΑΡΑΘΕΣΗ ΚΑΙ ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΩΝ ΣΧΕΔΙΩΝ	39
3.1. Εισαγωγή	39
3.2. Προφίλ Επενδυτή	41
3.3. Επένδυση σε Φωτοβολταϊκό Πάρκο	43
3.3.1 Περιγραφή Επένδυσης	43
3.3.2 Περιγραφή εγκατάστασης και συνοδών υπηρεσιών	44
3.3.3 Προϋπολογισμός έργου.....	45
3.3.4 Παραγωγικότητα φωτοβολταϊκού πάρκου	47
3.3.5 Τεχνικοοικονομική Ανάλυση Φ/Β Πάρκου	49
3.4. Επένδυση σε Αιολικό Πάρκο	59
3.4.1 Περιγραφή Επένδυσης	59
3.4.2 Βασικά Τεχνικά Χαρακτηριστικά τη Επένδυσης.....	60
3.4.3. Προϋπολογισμός έργου	61
3.4.4 Τεχνικοοικονομική Ανάλυση Αιολικού Πάρκου	62
3.5. Οικονομική Αξιολόγηση Αποτελεσμάτων	72
ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ & ΕΠΙΛΟΓΟΣ.....	80
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	82

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1: Εγχώρια Εγκατεστημένη Ισχύς και Παραγωγή Ενέργειας, 2015 (πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015).....	19
Πίνακας 2: Εγκατεστημένη Ισχύς Διασυνδεδεμένου Δικτύου 2010-2015 (MW, πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015)	27
Πίνακας 3: Εγκατεστημένη Ισχύς Μη-διασυνδεδεμένου Δικτύου 2010-2015 (MW, πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015)	28
Πίνακας 4: Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς 2010-2015 (MW, πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015).....	28
Πίνακας 5: Εγκατεστημένη Ισχύς Διασυνδεδεμένου Δικτύου (MW) ανά τεχνολογία & περιοχή (πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015)	30
Πίνακας 6: Εγκατεστημένη Ισχύς Μη-διασυνδεδεμένου Δικτύου (MW) ανά τεχνολογία & περιοχή (πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015)	31
Πίνακας 7: Χαρακτηριστικά Φ/Β.....	45
Πίνακας 8: Παραγωγικότητα Φωτοβολταϊκού Πάρκου	49
Πίνακας 9: Ανάλυση Κόστους – Κεφαλαιακές Δαπάνες (CAPEX).....	49
Πίνακας 10: Χρηματοδοτικό Σχήμα	50
Πίνακας 11: Ετήσιες Καταβολές Δανείου (Κεφάλαιο-Τόκος)	51
Πίνακας 12: Λειτουργικά Έσοδα	52
Πίνακας 13: Λειτουργικές Δαπάνες (OPEX – inflation 1,5%).....	54
Πίνακας 14: P&L Statement	56
Πίνακας 15: Παραγωγικότητα Αιολικού Πάρκου	62
Πίνακας 16: Ανάλυση Κόστους-Κεφαλαιακές Δαπάνες (CAPEX)	62
Πίνακας 17: Χρηματοδοτικό Σχήμα	63

Πίνακας 18: Ετήσιες Καταβολές Δανείου (Κεφάλαιο-Τόκος)	64
Πίνακας 19: Λειτουργικά Έσοδα	65
Πίνακας 20: Λειτουργικές Δαπάνες (OPEX – inflation 1,5%)	67
Πίνακας 21: P&L Statement	69
Πίνακας 22: Καθαρή Παρούσα Αξία κάθε επένδυσης	73
Πίνακας 23: Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης κάθε επένδυσης	75
Πίνακας 24: Περίοδος Επανείσπραξης κάθε επένδυσης	76
Πίνακας 25: Δείκτης Κερδοφορίας κάθε επένδυσης	76
Πίνακας 26: Δείκτης Κάλυψης Δανειακών Υποχρεώσεων ανά επένδυση για κάθε έτος	77
Πίνακας 27: Σύγκριση Καμπύλης DSCR μεταξύ των δύο Επενδυτικών Σχεδίων	78
Πίνακας 28: Συνοπτική Παρουσίαση των Βασικών Κριτηρίων Αξιολόγησης μεταξύ των δύο Επενδυτικών Σχεδίων	79
Πίνακας 29: Συνοπτική Παρουσίαση των Βασικών Κριτηρίων Αξιολόγησης μεταξύ των δύο Επενδυτικών Σχεδίων	Error! Bookmark not defined.

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 2.0.1: Εγκατεστημένη ισχύς (MW) ανά τεχνολογία,2015	20
Εικόνα 2.0.2: Στοχευόμενη εγκατεστημένη ισχύ ανά τεχνολογία (N.3851/2010, πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015)	22
Εικόνα 2.0.3: Εξέλιξη της Εγκατεστημένης Ισχύος ΑΠΕ σε Λειτουργία (πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015).....	29
Εικόνα 2.0.4: Ποσοστό Εγκατεστημένης Ισχύος ανά Τεχνολογία (πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015).....	30
Εικόνα 2.0.5: Γεωγραφική κατανομή συνολικής εγκατεστημένης ισχύος (πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015).....	32

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) είναι όλες εκείνες οι πηγές των οποίων τα αποθέματα ανανεώνονται από τη φύση και θεωρούνται πρακτικά ανεξάντλητες, σε αντίθεση με τη συμβατική ενέργεια η οποία προκύπτει από μη ανανεώσιμους πόρους. Ουσιαστικά προκύπτουν από τον ήλιο και την ηλιακή ενέργεια η οποία είναι συσκευασμένη με διάφορους τρόπους. Δηλαδή, βιομάζα είναι η ηλιακή ενέργεια που είναι παγιδευμένη μέσω της φωτοσύνθεσης μέσα στους ιστούς των φυτών. Η αιολική εκμεταλλεύεται τους ανέμους οι οποίοι προκαλούνται από την διαφορά θερμοκρασίας στα διάφορα στρώματα της ατμόσφαιρας. Η υδροϋλεκτρική ενέργεια και τα κύματα είναι αποτέλεσμα του κύκλου εξάτμισης-συμπύκνωσης του νερού. Βασικές κατηγορίες των ΑΠΕ είναι η ηλιακή ενέργεια, η αιολική, η βιομάζα, η βροχή και τα κύματα. Ως ανανεώσιμη θεωρείται και η γεωθερμική ενέργεια, η οποία ανανεώνεται σε κλίμακα χιλιετιών.

Έντονη στροφή προς τις ΑΠΕ παρατηρήθηκε στα μέσα της δεκαετίας του 1970. Ενώ μέχρι τότε η ενέργεια παραγόταν αποκλειστικά από μη ανανεώσιμους πόρους όπως άνθρακα και υδρογονάνθρακα, οι δύο πετρελαϊκές κρίσεις του 1973 και του 1979-80 ήρθαν να ταράξουν την έως τότε ισχύουσα κατάσταση. Η πετρελαϊκή κρίση του 1973 ξεκίνησε τον Οκτώβριο του 1973, όταν τα μέλη του Οργανισμού Αραβικών Πετρελαιοπαραγωγών Χωρών ή ΟΑΡΕC (αποτελούμενο από τα αραβικά μέλη του ΟΡΕC, καθώς και την Αίγυπτο, τη Συρία και την Τυνησία) διακήρυξαν εμπάργκο πετρελαίου. Οι ανεπτυγμένες χώρες της δύσης αναθεώρησαν τη στάση τους απέναντι στο ζήτημα της ενεργειακής ασφάλειας, καθώς είδαν ότι η ροή πετρελαίου από τις χώρες-προμηθευτές δηλαδή τα κράτη του Περσικού Κόλπου και της Αραβικής Χερσονήσου ήταν επισφαλής και μη εγγυημένη. Ένας άλλος λόγος που οδήγησε στην έντονη στροφή των χωρών προς τις ΑΠΕ είναι το φαινόμενο του θερμοκηπίου, το οποίο, ειδικά την τελευταία δεκαετία, είναι φλέγον ζήτημα της διεθνούς κοινότητας.

(πηγή:

[https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%A0%CE%B5%CF%84%CF%81%CE%B5%CE%BB%CE%B1%CF%8A%CE%BA%CE%AE_%CE%BA%CF%81%CE%AF%CF%83%CE%B7_%CF%84%CE%BF%CF%85_1973\)](https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%A0%CE%B5%CF%84%CF%81%CE%B5%CE%BB%CE%B1%CF%8A%CE%BA%CE%AE_%CE%BA%CF%81%CE%AF%CF%83%CE%B7_%CF%84%CE%BF%CF%85_1973)

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ-ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΚΑΙ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ

1.1. Ορισμός και Ανάπτυξη των ΑΠΕ

1.1.1 Αιολική Ενέργεια και Ανεμογεννήτριες

Η αιολική ενέργεια ονομάζεται η ενέργεια που παράγεται από την εκμετάλλευση του πνέοντος ανέμου. Ουσιαστικά, είναι η κινητική ενέργεια που παράγεται από τη δύναμη του ανέμου και μετατρέπεται σε απολήψιμη μηχανική ενέργεια ή και σε ηλεκτρική ενέργεια. Η αιολική ενέργεια δημιουργείται έμμεσα από την ηλιακή ακτινοβολία καθώς η ανομοιόμορφη θέρμανση της επιφάνειας της γης έχει σαν αποτέλεσμα μεγάλες μάζες αέρα μετακινούνται από τη μία περιοχή στην άλλη, δημιουργώντας έτσι τους ανέμους. Χαρακτηρίζεται «ήπια μορφή ενέργειας» και περιλαμβάνεται στις «καθαρές» πηγές όπως συνηθίζεται να αποκαλούνται οι πηγές ενέργειας που δεν εκπέμπουν ή δεν προκαλούν ρύπους οι οποίοι είναι υπεύθυνοι για την αύξηση του φαινομένου του θερμοκηπίου. Σύμφωνα με το GWEC (Global Wind Energy Council) αν υπήρχε ο τρόπος να εκμεταλλευτούμε πλήρως το αιολικό δυναμικό του πλανήτη, η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια θα ήταν πολλαπλάσια των αναγκών της ανθρωπότητας, καθώς σύμφωνα πάντα με τους υπολογισμούς του GWEC στο 25% της συνολικής επιφάνειας της γης, η μέση ετήσια ταχύτητα των ανέμων είναι 5,1 m/s. Έτσι και στην Ελλάδα, παρατηρείται πολύ πλούσιο αιολικό δυναμικό, γεγονός που μπορεί να συμβάλει στην ανάπτυξη της χώρας και στην έξοδο από την κρίση καθώς θα εξοικονομηθούν συμβατικά καύσιμα και κατ'επέκταση οικονομικοί πόροι. Επίσης, η σημασία της αξιοποίησης του αιολικού δυναμικού δεν έχει μόνο οικονομική σημασία αλλά και περιβαλλοντική, καθώς θα συμβάλει σημαντικά στον περιορισμό της κλιματικής αλλαγής. Η τεχνολογία με την οποία πραγματοποιείται η εκμετάλλευσή της είναι οι ανεμογεννήτριες. Οι σύγχρονες ανεμογεννήτριες είναι οριζόντιου άξονα 2 ή 3 πτερυγίων και τοποθετούνται σε περιοχές με πλούσιο αιολικό δυναμικό αφού πρώτα γίνουν οι απαραίτητες μετρήσεις και μελέτες. Όταν εντοπιστεί η κατάλληλη περιοχή, τοποθετούνται αρκετές ανεμογεννήτριες οι οποίες αποτελούν το «αιολικό πάρκο».

Οι ανεμογεννήτριες χρησιμοποιούν τις δυνάμεις που δημιουργούνται στις αεροτομές των πτερυγίων τους για να επιτύχουν την επιθυμητή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνεμο. Οι δύο αυτές δυνάμεις είναι η αντίσταση και η άνωση. Το μέγεθος της άνωσης εξαρτάται από τη γωνία πρόσπτωσης του ανέμου πάνω στο πτερύγιο και μεταβάλλεται με την αλλαγή της ταχύτητας του αέρα. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προκύπτει από την ένταση του ανέμου στην περιοχή, από τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας, από τη διαθεσιμότητα της μηχανής, από τις απώλειες μεταφοράς και από το βαθμό απόδοσης του αιολικού πάρκου.

1.1.1.1 Τύποι Ανεμογεννητριών

Τα συστήματα αιολικής ενέργειας μπορούν να διακριθούν σε τρεις κατηγορίες, ανάλογα :

1. με τον τρόπο περιστροφής του άξονα της ανεμογεννήτριας
2. με την κατεύθυνση του δρομέα
3. με τον αριθμό των πτερυγίων.

1. Ανάλογα με τον τρόπο περιστροφής του άξονα της ανεμογεννήτριας

Υπάρχουν 2 τύποι ανεμογεννητριών: Οι ανεμογεννήτριες οριζόντιου και κατακόρυφου άξονα.

Η συντριπτική πλειοψηφία των ανεμογεννητριών ανήκει στον πρώτο τύπο και αποτελούνται από δύο ή 3 πτερύγια. Κύρια μέρη των ανεμογεννητριών αυτών είναι ο δρομέας, το σύστημα αύξησης των τροχών (κιβώτιο ταχυτήτων), το σύστημα πέδησης, τα έδρανα του άξονα και οι ελαστικοί σύνδεσμοι, η ηλεκτρική γεννήτρια, σύστημα προσανατολισμού, ο πύργος στήριξης και τα θεμέλια. ‘Όλες οι ανεμογεννήτριες που υπάρχουν αυτήν την στιγμή στο εμπόριο προς διάθεση και που χρησιμοποιούνται στο δίκτυο βασίζονται σε έναν δρομέα σαν προπέλα που στηρίζεται πάνω σε έναν οριζόντιο άξονα. Ο σκοπός του άξονα είναι να μετατρέπει τη γραμμική κίνηση του ανέμου σε περιστροφική έτσι ώστε να είναι πολύ πιο εύκολο να χρησιμοποιηθεί για να κινήσει μια γεννήτρια ώστε αυτή να παράξει ηλεκτρική ενέργεια.

Όσον αφορά στις ανεμογεννήτριες κατακόρυφου άξονα, αυτές μοιάζουν με υδραυλικούς τροχούς. Η μόνη ανεμογεννήτρια τέτοιου τύπου η οποία έχει κατασκευαστεί και κυκλοφορεί στο εμπόριο προκειμένου να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι η

μηχανή του Darrieus, η οποία ονομάστηκε έτσι από τον Γάλλο κατασκευαστή της που έφερε το ίδιο όνομα.

2. Ανάλογα με την κατεύθυνση του δρομέα

Και εδώ υπάρχουν 2 τύποι:

- Στον πρώτο τύπο ανήκουν οι μηχανές των οποίων ο δρομέας κοιτάει προς την κατεύθυνση του ανέμου και
- Στον δεύτερο τύπο οι μηχανές όπου ο δρομέας κοιτά αντίθετα προς την κατεύθυνση του ανέμου.

3. Ανάλογα με τον αριθμό των πτερυγίων

Οι περισσότεροι κατασκευαστές δείχνουν σαφή προτίμηση προς τις ανεμογεννήτριες με μονό αριθμό λεπίδων, προκειμένου να διασφαλιστεί η σταθερότητα της μηχανής. Ο κυριότερος λόγος για τον οποίο πλήττεται η σταθερότητα της μηχανής είναι ότι την στιγμή που κάμπτεται προς τα πίσω η ανώτατη λεπίδα λόγω της πίεσης που δέχεται από τον αέρα, συγχρόνως οι λεπίδες που βρίσκονται από την κάτω πλευρά δέχονται μικρή δύναμη από τον αέρα, επομένως μια από τις 2 πλευρές θα πιέζεται περισσότερο. Η συντριπτική πλειοψηφία των σύγχρονων ανεμογεννητριών αποτελούνται από 3 λεπίδες και με τον δρομέα να έχει κατεύθυνση ταυτόσημη με αυτή του ανέμου. Παράλληλα χρησιμοποιούν ηλεκτρικές μηχανές στο μηχανισμό παρεκκλίσεών τους. Το συγκεκριμένο μάλιστα σχέδιο μπορούμε να πούμε με βεβαιότητα πως τείνει να γίνει πρότυπο σε σχέση με τις υπόλοιπες μηχανές που είτε αξιολογούνται είτε είναι προς σχεδιασμό.

Τα σχέδια ανεμογεννητριών με 2 λεπίδες έχουν το πλεονέκτημα ότι έχουν χαμηλότερο κόστος και ζυγίζουν λιγότερο καθώς έχουν μια λεπίδα λιγότερη από τις ανεμογεννήτριες με μονό αριθμό λεπίδων. Ωστόσο το γεγονός ότι προκειμένου να παράξουν την ίδια ποσότητα ενέργειας με μια αντίστοιχη μηχανή μονού αριθμού λεπίδων απαιτείται να έχουν μεγαλύτερη περιστροφική ταχύτητα, αποτελεί ένα επιπρόσθετο μειονέκτημα πέρα από αυτή της μεγαλύτερης αστάθειάς τους. Πρέπει να τονιστεί ότι πέραν των διλεπίπεδων και τριλεπίπεδων ανεμογεννητριών, στην αγορά υπάρχουν και μηχανές με μια μόνο λεπίδα. Οι συγκεκριμένες μηχανές ωστόσο δεν είναι πολύ διαδεδομένες καθώς παρουσιάζουν σε γενικές γραμμές ίδιας φύσης προβλήματα με τις μηχανές με ζυγό αριθμό λεπίδων και πιθανότατα ακόμα μεγαλύτερα. Συγκεκριμένα και σε αυτήν την περίπτωση ο δρομέας πρέπει να αποκτήσει

μεγαλύτερη ταχύτητα σε σχέση με τις υπόλοιπες, ενώ ο θόρυβος και η οπτική όχληση αποτελούν μερικά ακόμα αρνητικά σημεία. Πέραν όμως όλων αυτών ένα σημαντικό μειονέκτημά τους είναι ότι προκειμένου να διασφαλιστεί η ισορροπία της μηχανής κρίνεται απαραίτητη η τοποθέτηση ενός αντίβαρου στην άλλη πλευρά της βάσης του στροφείου. Έτσι με αυτόν τον τρόπο χάνεται και το πλεονέκτημα του βάρους το οποίο εκ πρώτης άποψης θα είχαν οι ανεμογεννήτριες με μια λεπίδα έναντι των υπολοίπων. Το μοναδικό τους μειονέκτημα είναι ότι έχουν σαφώς μικρότερο κόστος έναντι των άλλων ανεμογεννητριών.

Από όλα τα παραπάνω γίνονται αντιληπτοί οι λόγοι για τους οποίους οι ανεμογεννήτριες των 3 λεπίδων προτιμούνται από τους διάφορους κατασκευαστές περισσότερο από τις αντίστοιχες με μια, ή με δύο λεπίδες (Μηλιώνης, 2014).

1.1.2 Ηλιακή Ενέργεια και Φωτοβολταϊκά

Με το όρο Ηλιακή Ενέργεια χαρακτηρίζουμε το σύνολο των διαφόρων μορφών ενέργειας που προέρχονται από τον Ήλιο. Το φως και η θερμότητα που ακτινοβολούνται, απορροφούνται από στοιχεία και ενώσεις στη Γη και μετατρέπονται σε άλλες μορφές ενέργειας. Η τεχνολογία σήμερα αξιοποιεί ένα μηδαμινό ποσοστό της καταφθάνουσας στην επιφάνεια του πλανήτη μας ηλιακής ενέργειας με τριών ειδών συστήματα: τα θερμικά ηλιακά, τα παθητικά ηλιακά και τα φωτοβολταϊκά συστήματα.

Πρόκειται για συστήματα που μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε ηλεκτρική ενέργεια και που, εδώ και πολλά χρόνια, χρησιμοποιούνται για την ηλεκτροδότηση μη διασυνδεδεμένων στο ηλεκτρικό δίκτυο καταναλώσεων. Δορυφόροι, φάροι και απομονωμένα σπίτια χρησιμοποιούν παραδοσιακά τα φωτοβολταϊκά για την ηλεκτροδότησή τους. Στην Ελλάδα, η προοπτική ανάπτυξης και εφαρμογής των Φ/Β συστημάτων είναι τεράστια, λόγω του ιδιαίτερα υψηλού δυναμικού ηλιακής ενέργειας. Η ηλεκτροπαραγωγή από Φωτοβολταϊκά έχει ένα τεράστιο πλεονέκτημα αποδίδει την μέγιστη ισχύ της κατά τη διάρκεια της ημέρας που παρουσιάζεται η μέγιστη ζήτηση.

Ανάλογα με τη χρήση του παραγόμενου ρεύματος, τα Φ/Β κατατάσσονται σε:

- Αυτόνομα συστήματα, η παραγόμενη ενέργεια των οποίων καταναλώνεται επιτόπου και εξ'ολοκλήρου από την παραγωγή στην κατανάλωση.
- Διασυνδεδεμένα συστήματα, η παραγόμενη ενέργεια των οποίων διοχετεύεται στο ηλεκτρικό δίκτυο για να μεταφερθεί και να καταναλωθεί αλλού.

<http://www.ypeka.gr/Default.aspx?tabid=286&language=el-GR>

Η πιο διαδεδομένη τεχνολογία αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας είναι αυτή των φωτοβολταϊκών πάνελ. Φωτοβολταϊκά πάνελ χαρακτηρίζονται οι βιομηχανικές διατάξεις μετατροπής της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική. Στην ουσία πρόκειται για ηλεκτρογεννήτριες που συγκροτούνται από πολλά Φ/Β στοιχεία σε επίπεδη διάταξη (ηλεκτρονικά συνδεδεμένα) που έχουν ως βάση λειτουργίας το Φ/Β φαινόμενο, το οποίο αφορά τη μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική. Φωτοβολταϊκό στοιχείο (PV cell) είναι η ηλεκτρονική διάταξη που παράγει ηλεκτρική ενέργεια όταν δέχεται ακτινοβολία. Λέγεται ακόμα φωτοβολταϊκό κύτταρο ή φωτοβολταϊκή κυψέλη. Η απορρόφηση της ενέργειας του φωτός από τα ηλεκτρόνια των ατόμων του Φ/Β στοιχείου και η απόδραση των ηλεκτρονίων αυτών από τις κανονικές τους θέσεις με αποτέλεσμα την δημιουργία ρεύματος είναι το φωτοβολταϊκό φαινόμενο. Το ηλεκτρικό πεδίο που προϋπάρχει στο Φ/Β στοιχείο οδηγεί το ρεύμα στο φορτίο. Στην εικόνα 3 δείχνεται η μορφή ενός ΦΒ Στοιχείου. Η πρόσπτωση ηλιακής ακτινοβολίας υπό κατάλληλη γωνία, δημιουργεί ηλεκτρική τάση και με την κατάλληλη σύνδεση σε φορτίο παράγεται συνεχές ηλεκτρικό ρεύμα, το οποίο μετατρέπεται σε εναλλασσόμενο από τους αντιστροφείς (inverters). Το φωτοβολταϊκό πανέλο (PV panel) περιλαμβάνει ένα ή περισσότερα φωτοβολταϊκά πλαίσια, που έχουν προκατασκευαστεί και συναρμολογηθεί σε ενιαία κατασκευή, έτοιμη για να εγκατασταθεί σε φωτοβολταϊκή εγκατάσταση. Η φωτοβολταϊκή συστοιχία (PV array) είναι μια ομάδα από φωτοβολταϊκά πλαίσια ή πανέλα με ηλεκτρική αλληλοσύνδεση, τοποθετημένα συνήθως σε κοινή κατασκευή στήριξης. Όλα αυτά μαζί σχηματίζουν ένα φωτοβολταϊκό πάρκο (Μηλιώνης, 2014).

1.2. Πλεονεκτήματα – Μειονεκτήματα από τη Χρήση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

Τα βασικά πλεονεκτήματα που σχετίζονται με την χρήση ΑΠΕ είναι τα εξής:

- Είναι φιλικές απέναντι στο περιβάλλον, καθώς δεν αποδεσμεύουν κατάλοιπα και απόβλητα σε αυτό.
- Δεν υπάρχει κίνδυνος εξάντλησής τους σε αντίθεση με τα ορυκτά καύσιμα (Καρυδογιάννης, 2004).

- Οδηγούν στην άμβλυση του φαινομένου του θερμοκηπίου, καθώς συνεισφέρουν στον περιορισμό της εκπομπής των 6 αερίων του θερμοκηπίου (CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs, SF₆) στην ατμόσφαιρα.
- Συνεισφέρουν ακόμη στην ενίσχυση της ενεργειακής ανεξαρτησίας και της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού σε εθνικό επίπεδο.
- Οδηγούν στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος, εξαιτίας της γεωγραφικής τους διασποράς, με αποτέλεσμα τη δυνατότητα κάλυψης των ενεργειακών αναγκών σε τοπικό και περιφερειακό επίπεδο και τη συνεπακόλουθη ανακούφιση των συστημάτων υποδομής και τον περιορισμό των απωλειών από τη μεταφορά ενέργειας.
- Δίνουν τη δυνατότητα ορθολογικής αξιοποίησης των ενεργειακών πόρων, με διαφορετικές λύσεις για διαφορετικές ενεργειακές ανάγκες (για παράδειγμα χρήση ηλιακής ενέργειας για θερμότητα χαμηλών θερμοκρασιών, χρήση αιολικής ενέργειας για ηλεκτροπαραγωγή κ.ά.).
- Στα θετικά συμπεριλαμβάνεται και το χαμηλό λειτουργικό κόστος που δεν επηρεάζεται από τις διακυμάνσεις της διεθνούς οικονομίας και ειδικότερα των τιμών των συμβατικών καυσίμων.
- Τέλος η συνεισφορά στην αναζωογόνηση οικονομικά και κοινωνικά υποβαθμισμένων περιοχών με τη δημιουργία θέσεων εργασίας και την προσέλκυση ανάλογων επενδύσεων (π.χ. καλλιέργειες θερμοκηπίου με τη χρήση γεωθερμικής ενέργειας), ολοκληρώνει μια σειρά από αξιόλογα πλεονεκτήματα χρήσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Μηλιώνης, 2014).

Τα βασικά μειονεκτήματα που σχετίζονται με την χρήση ΑΠΕ είναι τα εξής:

- Πιθανή δυσκολία εύρεσης κατάλληλων τοποθεσιών για τις ΑΠΕ (πχ. περιοχές με αρκετή ηλιοφάνεια - περιοχές με υψηλό ποσό μέσης ταχύτητας), την δέσμευση καλλιεργήσιμης γης, την οπτική ρύπανση, φαινόμενα ηχορύπανσης και θάνατος πουλιών όπως συμβαίνει στην περίπτωση των ανεμογεννητριών.
- Έχουν αρκετά μικρό συντελεστή απόδοσης, της τάξης του 30% ή και χαμηλότερο. Συνεπώς απαιτείται αρκετά μεγάλο αρχικό κόστος εφαρμογής σε μεγάλη επιφάνεια της γης. Γι' αυτό το λόγο μέχρι τώρα χρησιμοποιούνται ως συμπληρωματικές πηγές ενέργειας. Για τον παραπάνω λόγο προς το παρόν δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την κάλυψη των αναγκών μεγάλων αστικών κέντρων.

- Η παροχή και απόδοση της αιολικής, υδροηλεκτρικής και ηλιακής ενέργειας εξαρτάται από την εποχή του έτους, αλλά και από το γεωγραφικό πλάτος και το κλίμα της περιοχής στην οποία εγκαθίστανται.
- Για τις αιολικές μηχανές υπάρχει η άποψη ότι δεν είναι κομψές από αισθητική άποψη κι ότι προκαλούν θόρυβο και θανάτους πουλιών. Με την εξέλιξη όμως της τεχνολογίας τους και την προσεκτικότερη επιλογή χώρων εγκατάστασης (π.χ. σε πλατφόρμες στην ανοιχτή θάλασσα) αυτά τα προβλήματα έχουν σχεδόν λυθεί.
- Για τα υδροηλεκτρικά έργα λέγεται ότι προκαλούν έκλυση μεθανίου από την αποσύνθεση των φυτών που βρίσκονται κάτω από το νερό κι έτσι συντελούν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου (Μηλιώνης, 2014).

Ενεργειακά Οφέλη από την Χρήση των ΑΠΕ

Τα ενεργειακά οφέλη από τη χρήση των ΑΠΕ για μία χώρα όπως η Ελλάδα, η οποία βασίζει την παραγωγή της σε ενέργεια και ενεργειακά προϊόντα στον εγχώριο μεν αλλά ρυπογόνο λιγνίτη και στο εισαγόμενο πετρέλαιο και φυσικό αέριο είναι πολλά. Η αυξημένη ενεργειακή εξάρτηση κάνει τη χώρα περισσότερο ανασφαλή, αλλά και ευάλωτη σε γεωπολιτικές αναταραχές και αλλαγές που συμβαίνουν καθημερινά. Επομένως η υποκατάσταση των εισαγόμενων ορυκτών καυσίμων με εγχώριους ανανεώσιμους ενεργειακούς πόρους βελτιώνει την ενεργειακή ανεξαρτησία και την ασφάλεια της χώρας (Βουρδουμπάς, 2012).

Τεχνολογικά Οφέλη από την Χρήση των ΑΠΕ

Η αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και η δημιουργία επιχειρήσεων στους τομείς αυτούς, προάγει την καινοτομία και την ανάπτυξη νέων τεχνολογιών στον τομέα της ενέργειας. Η δημιουργία επιχειρήσεων στον τομέα των ΑΠΕ συμβάλλει στην αύξηση της έρευνας στους τομείς αυτούς. Ταυτόχρονα η προώθηση των επενδύσεων στις νέες ενεργειακές τεχνολογίες έχει ως αποτέλεσμα την τεχνολογική αναβάθμιση του παραγωγικού δυναμικού της χώρας με τη δημιουργία σύγχρονων τεχνολογικά εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ (Βουρδουμπάς, 2012).

Σε ότι αφορά τα μειονεκτήματα, αυτά αναφέρονται ως ακολούθως (Καρυδογιάννης, 2010):

- Ανάλογα με την εποχή του κάθε έτους, εξαρτάται και η απόδοση ή/και η παροχή της αιολικής, υδροηλεκτρικής και ηλιακής ενέργειας. Επίσης βασικό ρόλο παίζουν το γεωγραφικό πλάτος και το κλίμα της κάθε περιοχής.

- Η αισθητική των αιολικών πάρκων είναι συχνά ένα ζήτημα προς συζήτηση, ιδιαίτερα σε περιοχές ιδιαίτερου φυσικού κάλους.

Έχει αναφερθεί ότι δημιουργείται προσέλκυση μεθανίου από τα υδροηλεκτρικά έργα και από την αποσύνθεση των φυτών τα οποία είναι κάτω από την επιφάνεια του νερού.

1.3. Υφιστάμενη κατάσταση παραγωγή ενέργειας από χρήση ΑΠΕ διεθνώς

Αναφερόμενοι σχετικά στην υφιστάμενη κατάσταση παραγωγής ενέργειας από χρήση ΑΠΕ σε διεθνή βάση, θα λέγαμε πως σημαντικό μερίδιο στην παγκόσμια παραγωγή καταλαμβάνουν πλέον οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, η ανάπτυξή τους όμως αναμένεται να επιβραδυνθεί λόγω της κατάργησης υποστηρικτικών μηχανισμών, όπως οι εγγυημένες τιμές πώλησης στο δίκτυο (feed-in-tariffs).

Σύμφωνα με έκθεση του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (IEA), οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αναλογούν σε ποσοστό 22% επί της παγκόσμιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Το ποσοστό αυτό αναμένεται να ανέλθει σε 26% έως το 2020, κυρίως χάρη στα υδροηλεκτρικά, ωστόσο η έκθεση προβλέπει ότι η εξάπλωση της ανανεώσιμης ενέργειας θα επιβραδυνθεί την επόμενη πενταετία, εάν δεν εξασφαλιστούν οι απαραίτητες πολιτικές αλλαγές (Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας (IEA), 2013).

Παρόμοια, σε έκθεση της BP με τίτλο «Στατιστική Επισκόπηση της Παγκόσμιας Ενέργειας», αναφέρεται πως συνολικά, η παγκόσμια ηλεκτρική παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές αναμένεται να φτάσει τις 7.310 τεραβατώρες (TWh) το 2020, σημειώνοντας αύξηση 5,4% ανά έτος. Τη μεγαλύτερη άνοδο θα σημειώσουν η Βραζιλία και η Ινδία, ενώ στην Κίνα θα υπάρχει μικρότερος ρυθμός αύξησης, σύμφωνα με την έκθεση.

Επίσης, καταγράφεται πως οι ΑΠΕ αυξήθηκαν κατά 17,7% το 2012 εν συγκρίσει με το 2011. Σημαντική μεταβολή παρουσιάζει η αιολική ενέργεια που αυξήθηκε κατά 25,8% με το μερίδιό της πλέον να είναι μεγαλύτερο από το ήμισυ της συνολικής παραγωγής «καθαρής» ενέργειας. Η ηλιακή ενέργεια σημείωσε αύξηση 86,3% με πολύ χαμηλό όμως σημείο εκκίνησης. Η παραγωγή βιοκαυσίμων αυξήθηκε κατά 10,9% στις ΗΠΑ, ενώ στη Βραζιλία παρατηρήθηκε η μεγαλύτερη μείωση με ποσοστό 15,3% λόγω της μικρής συγκομιδής σακχαροκάλαμου. Το ενεργειακό μείγμα των ορυκτών καυσίμων που κυριαρχεί στην παγκόσμια παραγωγή ενέργειας καταλαμβάνοντας το 87% έχει μεταβληθεί με το πετρέλαιο

να καταγράφει πτώση για δωδέκατο συνεχόμενο έτος αντιστοιχώντας στο 33,1% της παγκόσμιας κατανάλωσης. Τέλος ο άνθρακας σημείωσε άνοδο κατά 5,4% το 2013 που αποτελεί τον ταχύτερο ρυθμό ανάπτυξης μετά τις ΑΠΕ και καταλαμβάνει το 30,3% της παγκόσμιας κατανάλωσης (Στατιστική Επισκόπηση της Παγκόσμιας Ενέργειας, 2014).

Ωστόσο, σε μια νέα έκθεση, με τίτλο "Κατανεμημένη παραγωγή ηλιακής ενέργειας: Ζήτηση και εμπόδια, τεχνολογικά ζητήματα, ανταγωνιστικό τοπίο και προβλέψεις για την παγκόσμια αγορά", υποστηρίζεται ότι ενώ η ανανεώσιμη κατανεμημένη παραγωγή ενέργειας (Renewable Distributed Energy Generation - RDEG) συμβάλλει σε μόλις 0,2% της τρέχουσας παγκόσμιας δυναμικότητας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, έχει τη δυνατότητα να διαδραματίσει έναν πολύ πιο σημαντικό ρόλο στο μέλλον.

Αναφέρεται επίσης πως η παγκόσμια βιομηχανία ηλεκτρικής ενέργειας εξελίσσεται από ένα οικονομικό και μηχανικό μοντέλο βασιζόμενο σε μεγάλες κεντρικές μονάδες παραγωγής ενέργειας που ανήκουν σε επιχειρήσεις κοινής ωφελείας, σε ένα νέο, περισσότερο ποικιλόμορφο μοντέλο - τόσο σε πηγές παραγωγής όσο και σε ιδιοκτησιακό καθεστώς. Η RDEG τεχνολογία αποτελεί ολοένα και μεγαλύτερο μέρος της βιομηχανίας ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, τα κατανεμημένα φωτοβολταϊκά συστήματα - κατά κύριο λόγο οικιακά και εμπορικά συστήματα διασυνδεδεμένα στο δίκτυο - λέγεται ότι αποτελούν το μεγαλύτερο υποσύνολο της RDEG τεχνολογίας. Η Pike Research προβλέπει ότι η συγκεκριμένη αγορά θα αυξηθεί από περίπου \$66 δισεκατομμύρια το 2010, σε πάνω από \$154 δισεκατομμύρια μέχρι το 2015 - ένας ρυθμός ετήσιας ανάπτυξης 18%. Παράλληλα προβλέπει ότι η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των κατανεμημένων φωτοβολταϊκών συστημάτων θα αυξηθεί από 9,5 GW σε περισσότερα από 15 GW (Pike Research, 2015).

Από πλευράς υλοποίησης νέων επενδύσεων ΑΠΕ στην Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) και με βάση τα απολογιστικά στοιχεία για το έτος 2011, η ηλεκτρική ισχύς των νέων εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ήταν 19.651 MW. Το μεγαλύτερο ποσοστό αυτής της νέας ισχύος (περίπου 43%) αφορούσε έργα αιολικής ενέργειας (8.484 MW) ενώ η ισχύς των υδροηλεκτρικών έργων ήταν περίπου 2% (473 MW). Το υπόλοιπο ποσοστό (55%) αφορούσε κύρια σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με συμβατικά καύσιμα όπως φυσικό αέριο (35%), πετρέλαιο (13%) και άνθρακα (4%) καθώς και εγκαταστάσεις με άλλες μορφές ενέργειας (3%).

Στο τέλος του έτους 2011, η ηλεκτρική ισχύς του συνόλου των εγκαταστάσεων ΑΠΕ στην ΕΕ ανήλθε στα 64.949 MW και αντιστοιχεί σε αύξηση 15% από το έτος 2010. Παράλληλα,

160.000 εργαζόμενοι απασχολούνται άμεσα ή έμμεσα στην βιομηχανία ΑΠΕ στα τέλη του έτους 2011, ενώ οι επενδύσεις στην ΕΕ για το έτος 2014 ανήλθαν σε 11 δισ. €. Σημειώνεται ότι η ηλεκτρική ενέργεια που θα παραχθεί για ένα έτος από τις ανεμογεννήτριες της Ευρώπης (ισχύος περίπου 65 GW), καλύπτει το 4,2% της ηλεκτρικής ζήτησης και αποτρέπει την εκπομπή 108 εκατομμυρίων τόνων διοξειδίου του άνθρακα ετησίως, που ισοδυναμεί με την απόσυρση 50 εκατομμυρίων αυτοκινήτων.

Στην κορυφή του Ευρωπαϊκού πίνακα εγκαταστάσεων ΑΠΕ βρίσκεται η Γερμανία και η Ισπανία, ενώ η Γαλλία, η Ιταλία και η Μ. Βρετανία είχαν ικανοποιητική ανάπτυξη ξεπερνώντας την ισχύ των 3.000 MW η καθεμία. Ακόμα 10 κράτη μέλη έχουν ξεπεράσει την ισχύ των 1.000 MW, ενώ η Αυστρία και η Ελλάδα είναι πολύ κοντά. Εντυπωσιακή ανάπτυξη μεταξύ των νέων κρατών μελών παρουσίασαν η Ουγγαρία που διπλασίασε την εγκατεστημένη ισχύ της, φτάνοντας τα 127 MW, η Βουλγαρία που την τριπλασίασε από τα 57 MW στα 158 MW και η Πολωνία που σχεδόν την διπλασίασε στα 472 MW από τα 276 MW. Από τα κράτη μη μέλη, εντυπωσιακή ανάπτυξη παρουσίασε η Τουρκία που τριπλασίασε την εγκατεστημένη ισχύ από 147 MW σε 433 MW. Η εγκατεστημένη ισχύς των υπεράκτιων αιολικών πάρκων παρουσίασε μια αύξηση 357 MW κατά το έτος 2008, και έφτασε τα 1.471 MW, αλλά στον τομέα αυτό οι ΗΠΑ κατέχουν την πρώτη θέση στον κόσμο.

Τέλος, στην παγκόσμια αιολική κατάταξη ΑΠΕ παρουσιάζεται μια σημαντική αλλαγή, καθώς οι ΗΠΑ ξεπέρασαν την Γερμανία, ενώ η Κίνα διπλασίασε την εγκατεστημένη ισχύ της, αλλά παρέμεινε στην 4η θέση, με 3η την Ισπανία και 5η την Ινδία, ενώ τις επόμενες 5 θέσεις κατέχουν η Ιταλία, η Γαλλία, η Μ. Βρετανία, η Δανία και η Πορτογαλία (ΡΑΕ Ελλάδος, 2015).

Η ΕΕ δεν είναι πολύ πλούσια σε φυσικούς πόρους και τα διαθέσιμα αποθέματα συνεχώς μειώνονται, ενώ και η εξόρυξή τους κοστίζει περισσότερο από ό, τι αλλού. Το ατυχές γεγονός είναι ότι η μείωση των πόρων θα συνεχιστεί και το ποσοστό της μείωσης θα εξαρτηθεί από τις παγκόσμιες τιμές και την τεχνολογική πρόοδο.

Παρόλα αυτά, το δυναμικό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δεν έχει αξιοποιηθεί από τις ευρωπαϊκές χώρες λόγω του υψηλού κόστους παραγωγής. Αν λυθεί αυτό το πρόβλημα, οι ΑΠΕ είναι οι μόνες πηγές που έχουν μέλλον στην Ευρώπη. Η ΕΕ αποτελεί έναν από τους σημαντικότερους πελάτες στη διεθνή αγορά ενέργειας και καταναλώνει το 14-15% της παγκόσμιας ενέργειας και ως εκ τούτου αποτελεί το μεγαλύτερο εισαγωγέα πετρελαίου (19% της παγκόσμιας κατανάλωσης) και φυσικού αερίου (16% του πλανήτη). Η μείωση της

πρωτογενούς παραγωγής ενέργειας από λιθάνθρακα, λιγνίτη, αργό πετρέλαιο, φυσικό αέριο και, πιο πρόσφατα, πυρηνική ενέργεια είχε ως αποτέλεσμα την ολοένα μεγαλύτερη εξάρτηση της ΕΕ από τις εισαγωγές πρωτογενούς ενέργειας προκειμένου να καλυφθεί η ζήτηση, αν και η κατάσταση αυτή παγιώθηκε μετά τη χρηματοπιστωτική και οικονομική κρίση. Το 2014 οι εισαγωγές πρωτογενούς ενέργειας στην ΕΕ-28 υπερέβησαν τις εξαγωγές κατά περίπου 881 εκατ. ΤΠΠ. Οι μεγαλύτεροι καθαροί εισαγωγείς πρωτογενούς ενέργειας ήταν, σε γενικές γραμμές, τα πολυπληθέστερα κράτη μέλη της ΕΕ, εξαιρουμένης της Πολωνίας (όπου εξακολουθούν να υπάρχουν εγχώρια αποθέματα άνθρακα). Το 2004 ο μόνος καθαρός εξαγωγέας πρωτογενούς ενέργειας μεταξύ των κρατών μελών της ΕΕ ήταν η Δανία, αλλά, το 2013, οι εισαγωγές ενέργειας αυτής της χώρας υπερέβησαν τις εξαγωγές, με αποτέλεσμα να μην υπάρχουν πλέον κράτη μέλη της ΕΕ που να είναι καθαροί εξαγωγείς ενέργειας. Ως προς το μέγεθος του πληθυσμού, οι μεγαλύτεροι καθαροί εισαγωγείς, το 2014, ήταν το Λουξεμβούργο, η Μάλτα και το Βέλγιο.

Η λύση στο ενεργειακό πρόβλημα είναι πλέον ολοένα και πιο σαφής: απαιτείται η μετάβαση από την καθιερωμένη ενέργεια, που βασίζεται στην καύση ορυκτών καυσίμων, προς μία καθαρότερη, πιο έξυπνη εναλλακτική λύση, που θα βασίζεται στους εγχώριους, φυσικούς ανανεώσιμους πόρους. Το πρώτο βήμα αυτής της μετάβασης ολοκληρώθηκε όταν η Ευρωπαϊκή Ένωση εξέδωσε την *Οδηγία για την Ανανεώσιμη Ενέργεια*, που καθορίζει τους κανόνες για την επίτευξη του 20% της κατανάλωσης ενέργειας στην ΕΕ από ανανεώσιμες πηγές έως το 2020. Στην πράξη, η οδηγία θεσπίζει τους υποχρεωτικούς στόχους για την εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έως το 2020 για κάθε κράτος μέλος της ΕΕ. Η επίτευξη του φιλόδοξου ποσοστού του 20% θα διευκολυνθεί από την οδηγία, η οποία θα επιταχύνει τη σύνδεση των έργων ανανεώσιμων πηγών με το δίκτυο παροχής ενέργειας και θα μειώσει τις γραφειοκρατικές διαδικασίες που μέχρι τώρα ίσχυαν. Μέχρι τον Ιούνιο του 2010 όλα τα κράτη μέλη ήταν υποχρεωμένα να καταρτίσουν εθνικά σχέδια δράσης, που να αναλύουν τους τρόπους και τα μέσα που θα χρησιμοποιήσουν για να επιτύχουν το στόχο του 2020. Τα σχέδια αυτά θα πρέπει να υποβληθούν στην Κοινότητα για αξιολόγηση. Επίσης, τα κράτη μέλη θα πρέπει να αποστέλλουν διετείς αναφορές σχετικά με την πρόοδο των εθνικών σχεδίων δράσης, ώστε να διασφαλιστεί η σταθερή πρόοδος προς τον τελικό στόχο του 2020.

1.4. Υφιστάμενη κατάσταση παραγωγή ενέργειας από χρήση ΑΠΕ στην Ελλάδα

Η ενεργειακή κατανάλωση από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) στην Ελλάδα ανήλθε σε 15,1% επί του συνόλου το 2012 έναντι 14,1% στην Ευρωπαϊκή Ένωση, σύμφωνα με τα στοιχεία που έδωσε σήμερα στη δημοσιότητα η Eurostat. Όπως αναφέρει η Eurostat κατά την περίοδο 2004-2012 η Ελλάδα υπερδιπλασίασε τη συμμετοχή των ΑΠΕ στην κάλυψη της ζήτησης ενέργειας από 7,2% το 2004 σε 15,1% το 2012, καταγράφοντας τη μεγαλύτερη αύξηση ενεργειακής κατανάλωσης από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση (econews, 2014). Η χώρα μας στην προσπάθεια της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και την εξοικονόμηση φυσικών πόρων, έχει θέσει ως στόχο έως το 2020 οι ΑΠΕ να αποτελούν το 20% της παραγόμενης ενέργειας.

Η Ελλάδα σύμφωνα με τα στοιχεία της Eurostat βρισκόταν στην 19 θέση των μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, θέση αρκετά κάτω στην γενική κατάσταση. Αυτό είναι αρνητικό σημείο καθώς εάν εξαιρέσουμε τις μεγάλες χώρες όπως Γερμανία, Γαλλία, Ιταλία, Ισπανία, οι υπόλοιπες χώρες και σε μέγεθος και σε πληθυσμό βρίσκονται στο επίπεδο της Ελλάδας. Σημειώνουμε επίσης ότι όπως θα δούμε σε άλλο πίνακα για την Ηλιακή ενέργεια, η 19η θέση είναι χαμηλά παρόλο που η Ελλάδα κατέχει την 3η θέση στην Ε.Ε. ποσοστό που ανεβάζει τον γενικό δείκτη της παραγωγής των ΑΠΕ. (Λιώκη-Λειβαδά & Ασημακοπούλου 2014).

Η παραγωγή ενέργειας στην Ελλάδα έχει αυξητική τάση δείχνοντας ότι γίνεται σοβαρή προσπάθεια η οποία όμως υπολείπεται των άλλων Ευρωπαϊκών χωρών.

1.5. Κοινωνική αποδοχή των ΑΠΕ σε διεθνή βάση

Αναφερόμενοι στην κοινωνική αποδοχή των ΑΠΕ σε διεθνή βάση, θα λέγαμε πως αυτή αναφέρεται στην ανάγκη εξοικονόμησης ενέργειας και εφαρμογής συστημάτων ΑΠΕ η οποία προβάλλει επιτακτική, αλλά οι στάσεις και οι αντιλήψεις των ανθρώπων αποτελούν παράγοντα κλειδί για την επίτευξη των ενεργειακών στόχων που έχει θέσει το κάθε Κράτος. Η διερεύνηση του σταδίου αποδοχής διαφόρων τεχνικών εξοικονόμησης ενέργειας και τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας από τους πολίτες διεθνώς μπορεί να πραγματοποιηθεί μέσω της έρευνας (Μαρίνου, 2004).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

2.1. Εισαγωγή

Η αξιοποίηση των ΑΠΕ στην Ελλάδα προέρχεται από τεχνολογίες που έχουν αναπτυχθεί κυρίως τα τελευταία 15 χρόνια λόγω της έντονης ανάγκης για συμμόρφωση με τις γενικές κατευθυντήριες γραμμές που επιβάλει η Ευρωπαϊκή Ένωση για τα κράτη μέλη της και των στόχων που πρέπει να επιτευχθούν σύμφωνα πάντα με αυτές.

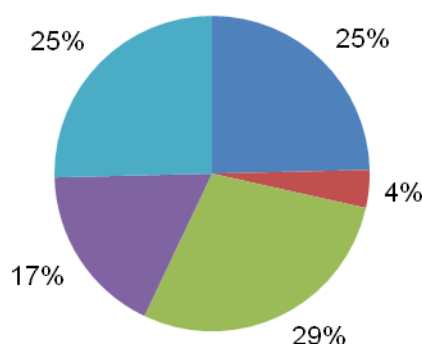
Επίσης, το οικονομικό αδιέξοδο στο οποίο έχει περιέλθει η χώρα τα τελευταία χρόνια κάνουν επιτακτική την ανάγκη για ανάπτυξη νέων τεχνολογιών λιγότερο δαπανηρών, παράλληλα μείωση των εισαγωγών και προσπάθεια για στροφή στην πρωτογενή παραγωγή και στην αυτάρκεια. Η σύγχρονη εποχή επιτάσσει επιχειρηματική ευελιξία και στροφή στην κατεύθυνση της αειφόρου ανάπτυξης και της κυκλικής οικονομίας. Οι ΑΠΕ αποτελούν αντιπροσωπευτικό επενδυτικό πλάνο που συνάδει με τις τάσεις και τις απαιτήσεις της σύγχρονης εποχής.

Στην Ελλάδα η παραγωγή ενέργειας από λιγνίτη καταλαμβάνει το μεγαλύτερο ποσοστό του ενεργειακού μίγματος, καθώς εντοπίζεται σε μεγάλες ποσότητες κυρίως στην ενδοχώρα. Το πετρέλαιο και τα προϊόντα που παράγονται από αυτό κατέχουν επίσης πολύ υψηλό μερίδιο αγοράς. Ένας πολύ σημαντικός λόγος της εξάρτησης αυτής είναι το πολύ υψηλό κόστος κάλυψης των αναγκών του μη-διασυνδεδεμένου δικτύου (νησιά κυρίως). Επιπλέον, οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί παράγουν ένα μεγάλο ποσοστό ενέργειας ωστόσο απαιτούν πολύ μεγάλες επεμβάσεις στον περιβάλλον όπως π.χ. φράγματα. Τα τελευταία 15 χρόνια το φυσικό αέριο έγινε επίσης μια δημοφιλής πηγή ενέργειας και συνδέει ενεργειακά την Ρωσία με την Ευρωπαϊκή Ένωση. Μεσα σε αυτό το ενεργειακό μίγμα έρχεται να προστεθεί και η παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Για να μιλήσουμε με αριθμούς σύμφωνα με τα μηνιαία δελτία του ΛΑΓΗΕ σχετικά με το ενεργειακό ισοζύγιο για το 2015 οι ανάγκες της χώρας σε ενέργεια καλύπτονται κατά 61% από εισαγωγές (45,9% πετρέλαιο, 13,9% φυσικό αέριο, 30,8% άνθρακας, 9,4% λοιπά) και κατά 39% από εγχώρια παραγωγή (52% λιγνίτης, 19,9% ΑΠΕ, Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015).

Πίνακας 1: Εγχώρια Εγκατεστημένη Ισχύς και Παραγωγή Ενέργειας, 2015 (πηγή: Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015)

ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ	Εγχώρια Ισχύ (MW)	Εγκατεστημένη Εγχώρια (MWh)	Παραγωγή Ενέργειας
Λιγνίτης	4,456	20,282,927	
Πετρέλαιο	698	2,804	
Αέριο	5,170	8,313,230	
Υδρο	3,172.7	4,339,742	
ΑΠΕ	4,593.5 ¹	8,214,077	
Total	18,090.2	41,152,780	

Lignite ■ Oil ■ Gas ■ Hydro ■ Renewables



Εικόνα 2.0.1: Εγκατεστημένη ισχύς (MW) ανά τεχνολογία, 2015
(πηγή: Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015)

2.2. Ενεργειακή πολιτική και στόχοι

Ο βασικός στόχος της ελληνικής ενεργειακής πολιτικής είναι να διασφαλιστούν οι απαραίτητοι πόροι ενέργειας που κατά κάποιο τρόπο εγγυώνται τη σταθερή και συνεχή κάλυψη των αναγκών της χώρας σε ενέργεια και πρόσβαση σε αυτή από όλους τους χρήστες σε ένα οικονομικά προσιτό πλαίσιο.

¹ Δεν περιλαμβάνονται Φωτοβολταϊκά Στεγών

Ο δεύτερος στόχος είναι η αποτελεσματική και συνεχής ανάπτυξη του τομέα της ενέργειας σε όλα τα στάδια της παραγωγής εφαρμόζοντας φιλικές προς το περιβάλλον πολιτικές. Ο τρίτος στόχος είναι να προστατευθούν και να συντηρηθούν τα εξαντλήσιμα ενεργειακά αποθέματα μέσω της τόνωσης της επενδυτικής δραστηριότητας του τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Η Ελλάδα οφείλει επίσης να κάνει άλματα προόδου προς την κατεύθυνση της εξάλειψης έντονων γραφειοκρατικών ζητημάτων πάνω στο διαχειριστικό και νομοθετικό πλαίσιο του τομέα των ΑΠΕ ώστε να ενθαρρύνει νέους επενδυτές-παίχτες να μπουνε στην αγορά και να επενδύσουν. Αυτό προσπάθησε να επιτύχει σε ένα βαθμό με την καθιέρωση ενός νέου υπουργείου σχετικά με το περιβάλλον και την ενέργεια, που ονομάστηκε το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Κλιματικής Αλλαγής (ΥΠΕΚΑ), προκειμένου να απλοποιηθεί το διαχειριστικό και νομοθετικό πλαίσιο των ΑΠΕ. Οι βασικοί άξονες του νομοθετικού και διαχειριστικού πλαισίου ώστε να απλοποιούνται οι διαδικασίες και παράλληλα να εξασφαλίζεται η ενεργειακή κάλυψη των αναγκών είναι οι εξής:

- Κατασκευή αγωγών πετρελαίου και φυσικού αερίου
- Πρόσβαση σε μια ευρεία ποικιλία των πηγών ενέργειας
- Αύξηση της εγχώριας παραγωγής ενέργειας καθώς και των αποθεμάτων
- Αυξανόμενη εξάρτηση στις χαμηλού κινδύνου πηγές ενέργειας
- Ενθάρρυνση της δραστηριοποίησης νέων επενδυτών στον κλάδο των ΑΠΕ.
- Σταθεροποίηση και χρήση των αποδοτικών και ευνοϊκών για το περιβάλλον τεχνολογιών
- Απελευθέρωση της αγοράς, αύξηση ανταγωνιστικότητας και παύση των μονοπωλίων στην αγορά ηλεκτρισμού
- Σχεδιασμός ενός υγιούς επιχειρηματικού περιβάλλοντος στον τομέα της ενέργειας
- Διαμόρφωση των εθνικών στόχων για την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, την μείωση των εκπομπών αέριων ρύπων και την αποθήκευση ενέργειας.

Αυτοί οι άξονες είναι σε κοινή γραμμή με την οδηγία 2009/28 του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου (Εθνικό Σχέδιο Δράσης 20-20-20), σύμφωνα με το οποίο η Ελλάδα πρέπει να επιτύχει συμμετοχή των ΑΠΕ στην εγχώρια ακαθάριστη κατανάλωση της τάξεως του 18%. Αυτός ο στόχος αυξήθηκε στο 20% (Ν. 3851/2010). Το Εθνικό Σχέδιο Δράσης 20-20-20 αποτελεί κομμάτι ενός ευρύτερου Σχέδιου Δράσης με στόχους και πολιτικές πάνω στην

προστασία του περιβάλλοντος με χρονικό ορίζοντα το 2050 το οποίο δημοσιεύτηκε για διαβούλευση από το ΥΠΕΚΑ τον Μάρτιο του 2012.

Ο ν.3851/2010 επίσης εισάγει πολλές αλλαγές σε σχέση με προηγούμενες νομοθεσίες. Απλοποιεί τις αδειοδοτικές διαδικασίες για νέους σταθμούς ΑΠΕ, επαναδιατυπώνει τις τιμές πώλησης της KWh και αντιμετωπίζει εμπόδια που βάζουν οι τοπικές κοινότητες σε νέες απόπειρες επενδύσεων.

<i>ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ</i>	<i>ΈΤΟΣ 2020 (MW)</i>
Υδροηλεκτρικά	4,650
Φωτοβολταϊκά	2,200
Ηλιοθερμικά	250
Αιολικά	7,500
Βιοαέριο	350

Εικόνα 2.0.2: Στοχευόμενη εγκατεστημένη ισχύ ανά τεχνολογία (Ν.3851/2010, πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015)

Η τελευταία σημαντική τροποποίηση στην στρατηγική επίτευξης των στόχων για το 2020 επήλθε με τη συμφωνία του 3^{ου} μνημονίου στη Βουλή τον Αύγουστο του 2015. Η ειδική συμφωνία περιλαμβάνει μια σειρά από δεσμεύσεις με κυριότερη από αυτές την απελευθέρωση του ενεργειακού τομέα μέσω της μείωσης του μεριδίου αγοράς της ΔΕΗ κατά 50% σταδιακά έως το 2020.

2.3. Νομοθετικό πλαίσιο

Ο πρώτος νόμος που ψηφίστηκε και ουσιαστικά εισήγαγε την έννοια των ΑΠΕ στην Ελλάδα ήταν ο Ν.1559/1985 και έδωσε το δικαίωμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ σε ιδιώτες. Ωστόσο, το περιεχόμενό του δεν ήταν τελείως πρακτικά εφαρμόσιμο καθώς η Ελλάδα βρισκόταν ακόμα σε εμβρυακό στάδιο σε αυτή την αγορά. Έτσι, χρειάστηκε να περάσουν αρκετά χρόνια μέχρι να αρχίσουν σιγά-σιγά οι πρώτες επενδύσεις καθοδηγούμενες από ένα πιο σταθερό και κατανοητό πλαίσιο.

Έτσι, οι βασικοί νόμοι οποίοι διαμορφώνουν τον κύριο κορμό της νομοθεσίας για ΑΠΕ είναι:

N. 3468/2006

Αλλάξε ριζικά τη δομή και τη λειτουργία του κλάδου και ξεκαθάρισε το τοπίο σε πολλά ζητούμενα θέματα. Ο βασικός του στόχος ήταν η εναρμόνιση της ελληνικής νομοθεσίας με τους στόχους επίτευξης που όρισε η Ευρωπαϊκή Ένωση για κάθε κράτος μέλος με την Οδηγία 2001/77 του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου. Επίσης, έδωσε κίνητρα στους επενδυτές απλοποιώντας τις διαδικασίες αδειοδότησης και το γραφειοκρατικό κομμάτι, καθώς και ελκυστικές τιμές πώλησης του ρεύματος στην ΔΕΗ.

Συγκεκριμένα:

- Περιέλαβε τον πρώτο πίνακα με τις εγγυημένες τιμές (feed-in-tariffs) πώλησης της kwh ανά τεχνολογία.
- 10ετή συμβόλαια μεταξύ ηλεκτροπαραγωγών και ΔΕΗ.
- Η έκδοση των αδειών απλουστεύτηκε αρκετά και μειώθηκε το χρονικό διάστημα από την αίτηση έως την έκδοσή τους (από 3 χρόνια σε 1).
- Έκτακτη εισφορά 3% του ετήσιου εισοδήματος στις τοπικές κοινότητες (εξαιρέθηκαν οι παραγωγή από φωτοβολταϊκά).

N. 3851/2010

Περιορίσε περαιτέρω τις αδειοδοτικές διαδικασίες και στάθηκε ως ο βασικός πυλώνας της εισαγωγής των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα της χώρας. Τα βασικά στοιχεία του είναι:

- Ο εθνικός στόχος για την συμμετοχή των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας τέθηκε στο 20%.
- Ο στόχος για τη συμμετοχή του βιοαερίου στις μεταφορές τέθηκε στο 4%.
- Εξορθολογισμό των εγγυημένων τιμών παρέχοντας οικονομικά κίνητρα.

N. 4001/2011

Εμπεριέχει οδηγίες για τον τρόπο λειτουργίας των αγορών ηλεκτρισμού φυσικού αερίου, παρέχει κίνητρα για έρευνα, ανάπτυξη και καινοτομία στις διάφορες τεχνολογίες των ΑΠΕ και αναγγέλλει την επέκταση του διασυνδεδεμένου δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικού ρεύματος. Όσον αφορά τους ηλεκτροπαραγωγούς από φωτοβολταϊκά τα συμβόλαια σύμβασης με την ΔΕΗ επεκτείνονται στα 20 χρόνια σε τιμή πώλησης της kwh ανάλογα με την ημερομηνία υπογραφής της σύμβασης και με ένα ετήσιο ποσοστό μείωσής της. Για σταθμούς έως και 10

MW ο χρόνος σύνδεσής τους στο δίκτυο υπολογίζεται στους 18 μήνες ενώ για άνω των 10 MW 36 μήνες.

KYA 2300/2012 (αναστολή αδειοδότησεων για φωτοβολταϊκά) & N. 4093/2012

Όλες η αιτήσεις για σύνδεση φωτοβολταϊκών σταθμών στο διασυνδεδεμένο δίκτυο αναστέλλονται, καθώς η χώρα έχει εκπληρώσει τους στόχους της όσον αφορά την παραγωγή ρεύματος από φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Εξαιρέθηκαν τα φωτοβολταϊκά στεγών. Επιπλέον, επιβάλλει έκτακτη εισφορά αλληλεγγύης στους ηλεκτροπαραγωγούς ως αποτέλεσμα την βαθιάς οικονομικής ύφεσης της χώρας για τον κύκλο εργασιών μεταξύ 1/7/2012-30/6/2014.

N. 4254/2014 (αλλαγή στην τιμολογιακή πολιτική για ηλεκτροπαραγωγούς από ΑΠΕ)

Οι τιμές πώλησης της kwh μειώθηκαν δραματικά ειδικά στα φωτοβολταϊκά, ενώ έγινε και ένας διαχωρισμός σε σταθμούς οι οποίοι χρηματοδοτήθηκαν με επιδότηση και σε σταθμούς που δεν επιδοτήθηκαν. Η τιμή πώλησης για τους πρώτους ορίστηκε σε χαμηλότερα επίπεδα από ότι για τους δεύτερους. Αναστέλλεται η απόφαση για παύση της έκδοσης αδειών, ωστόσο τίθεται όριο 200 MW ανά έτος για φωτοβολταϊκούς σταθμούς.

2.4. Διαχειριστικό πλαίσιο – Βασικοί «παίχτες» της αγοράς

Οι επιβλέπουσες αρχές του κλάδου στην Ελλάδα αποτελούνται από έναν αριθμό οργανισμών ανεξάρτητων και μη. Παρακάτω περιγράφονται συνοπτικά:

Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας & Κλιματικής Αλλαγής (ΥΠΕΚΑ)

Το ΥΠΕΚΑ είναι υπεύθυνο για την εφαρμογή και επίτευξη των στόχων που έχουν τεθεί, καθώς και για την ομαλή λειτουργία του ενεργειακού τομέα. Ελέγχει και επιβλέπει τη χρήση πετρελαίου και λιγνίτη ώστε να μη γίνεται υπερκατανάλωση και προάγει τις ΑΠΕ. Επιβλέπει όλες τις υπόλοιπες διαχειριστικές αρχές του κλάδου (ΡΑΕ, ΔΕΗ, ΔΕΔΔΗΕ, ΑΔΜΗΕ, ΛΑΓΗΕ, ΚΑΠΕ).

Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)

Η ΡΑΕ είναι μια ανεξάρτητη ρυθμιστική αρχή (διαχειριστικά και οικονομικά), υπό την εποπτεία του υπουργείου. Επιβλέπει την δραστηριότητα των ιδιωτών ηλεκτροπαραγωγών από ΑΠΕ. Επίσης, προτείνει παρεμβάσεις στις τιμές και εκδίδει τις άδειες ηλεκτροπαραγωγής.

Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ)

Έχει την ευθύνη της λειτουργίας της αγοράς βάσει του μοντέλου της Μέσης Οριακής Τιμής. Οργανώνει την «επόμενη μέρα» του κλάδου βάσει της προσφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας. Είναι ο υπεύθυνος φορέας για τις συμβάσεις πώλησης της kWh στηριζόμενος στο μοντέλο των εγγυημένων τιμών και πληρώνει τους ηλεκτροπαραγωγούς μέσω του Ειδικού Λογαριασμού.

Για τα μη-διασυνδεδεμένα νησιά, τα κεφάλαια μεταφέρονται από τον Ειδικό Λογαριασμό στα ταμεία του ΔΕΔΔΗΕ (Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας).

Δημόσια Εταιρεία Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ)

Έχει πολύ μεγάλη συμμετοχή σε ορυχεία λιγνίτη, παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, μεταφορά και διανομής (98% μερίδιο αγοράς). Το χαρτοφυλάκιο της ΔΕΗ αποτελείται επίσης από γεωθερμικούς και υδροηλεκτρικούς σταθμούς που αποτελούν το 70% της δυναμικότητας των συγκεκριμένων τεχνολογιών στην Ελλάδα. Το 2013 η συνολική εγκατεστημένη ισχύ της ΔΕΗ ανερχόταν στα 12,5 GW.

Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ)

Ο ΑΔΜΗΕ είναι θυγατρική εταιρεία της ΔΕΗ, με ανεξάρτητη διοικητική λειτουργία ωστόσο. Έχει το ρόλο του «μεταφορέα του ηλ. ρεύματος στο διασυνδεδεμένο δίκτυο (N.4001/2011) και είναι υπεύθυνη εταιρεία για τη λειτουργία, συντήρηση και ανάπτυξη του συστήματος μετάδοσης. Επίσης, ελέγχει τη ροή ρεύματος στο δίκτυο, λαμβάνοντας υπόψη ανταλλαγές ηλ. ενέργειας με άλλα διασυνδεδεμένα δίκτυα. Προετοιμάζει σε ετήσια βάση το «10ετές σχέδιο ανάπτυξης του ελληνικού συστήματος μετάδοσης του ηλ. ρεύματος». Τέλος, η εταιρεία ετοιμάζει προβλέψεις για την προσφορά ηλεκτρικής ενέργειας των επόμενων ημερών ώστε να υπάρχει πάντα επάρκεια.

Πρέπει να σημειωθεί ότι η ιδιωτικοποίηση του ΑΔΜΗΕ ολοκληρώθηκε ύστερα από απαίτηση των μέτρων που τέθηκαν προς ψήφιση στο 3^ο μνημόνιο (51% Ελληνικό Κράτος, 49% νομικά πρόσωπα). Μάλιστα η εταιρεία εισήχθη και στο Χρηματιστήριο Αθηνών.

Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ)

Είναι επίσης θυγατρική εταιρεία της ΔΕΗ και έχει ως δραστηριότητα αντίστοιχη με αυτή του ΑΔΜΗΕ αλλά όσον αφορά το μη-διασυνδεδεμένο δίκτυο.

Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ)

Το ΚΑΠΕ είναι ένας κρατικό οργανισμός που ιδρύθηκε για να υποστηρίξει την προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, την ορθολογική χρήση της ενέργειας και την διατήρησή της. Επιβλέπεται από το ΥΠΕΚΑ, ωστόσο διατηρεί διαχειριστική και οικονομική

ανεξαρτησία. Εκπονεί μελέτες για νέες τεχνολογίες και έχει συμβουλευτικό ρόλο για το Υπουργείο. Επιπλέον, «τρέχει» διάφορα εγχώρια αλλά και διεθνή πιλοτικά projects για την δοκιμή νέων τεχνολογιών και εφαρμογών σχετικά με ΑΠΕ.

Ιδιωτικές επιχειρήσεις & οργανισμοί στον κλάδο των ΑΠΕ

Υπάρχει μια πληθώρα ανεξάρτητων οργανισμών, εταιρειών και ενώσεων οι οποίοι συμπληρώνουν το παζλ της αγοράς των ΑΠΕ στην Ελλάδα. Κάποιες από αυτές είναι ο Ελληνικός Σύνδεσμος Ηλεκτροπαραγωγών από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, η Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ), Σύνδεσμος Παραγωγών Ενέργειας με Φωτοβολταϊκά. (ΣΠΕΦ), Σύνδεσμος Εταιρειών Φωτοβολταϊκών (ΣΕΦ), Ένωση Βιομηχανιών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΒΗΕ), Ελληνικός Σύνδεσμος Μικρών Υδροηλεκτρικών Έργων (ΕΣΜΥΕ), Ελληνική Εταιρεία Ανάπτυξης Βιομάζας (ΕΕΑΒ).

Αρκετές εκατοντάδες εταιρειών ελληνικών και μη δραστηριοποιούνται στον κλάδο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Στον τομέα των φωτοβολταϊκών, ένας μεγάλος αριθμός κυρίων μικρών και μεσαίων επιχειρήσεων αλλά και ιδιωτών λειτουργούνε διάφορους σταθμούς διαφορετικής δυναμικότητας. Από την άλλη μεριά, ο κλάδος των αιολικών κυριαρχείται από εξειδικευμένες μεγάλες εταιρείες με πλούσια σε επενδύσεις χαρτοφυλάκια καθώς είναι μια επένδυση ιδιαίτερα δαπανηρή που απαιτεί πολύ υψηλό κεφάλαιο. Είναι χαρακτηριστικό ότι το 70% της συνολική εγκατεστημένης ισχύος σε αιολικά ανήκει σε μόλις 7 εταιρείες.

2.5. Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος τα τελευταία χρόνια

Η Ελλάδα έχει άφθονο ανεκμετάλλευτο ενεργειακό δυναμικό λόγω της γεωγραφικής της θέσης. Οι επενδύσεις που έχουν γίνει, ικανοποιούν σε ελάχιστο βαθμό την δυναμική που προσδίδουν οι ισχυροί άνεμοι και η έντονη ηλιοφάνεια. Η ελληνική αγορά ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε όρους εγκατεστημένης ισχύος ανέρχεται στα 4.970 MW σε λειτουργία. Αυτά περιλαμβάνουν 2.088 MW από αιολικά πάρκα, 2.228 MW από φωτοβολταϊκούς σταθμούς, 375 MW από φωτοβολταϊκά σε στέγες, 223 MW από μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς και 51 MW από βιοαέρια. Όλοι αυτοί οι σταθμοί συνδέονται με ένα κεντρικό δίκτυο μεταφοράς, με το οποίο το ρεύμα διανέμεται σε υποσταθμούς που είναι εγκατεστημένοι σε γεωγραφικές περιοχές ανά την Ελλάδα ώστε να ικανοποιούνται οι ανάγκες των κατοίκων σε ρεύμα.

Ωστόσο, πολλά ελληνικά νησιά δεν είναι συνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο της ενδοχώρας και έχουν αυτόνομους ενεργειακούς σταθμούς οι οποίοι δημιουργούν ένα πολύ υψηλό κόστος παραγωγής ενέργειας. Τα αιολικά πάρκα στις Κυκλάδες μετριάζουν το πρόβλημα σε ένα σημαντικό βαθμό, καθώς το αιολικό δυναμικό της ευρύτερης περιοχής είναι από τα ισχυρότερα στην Ευρώπη και η αποδοτικότητα που επιτυγχάνεται είναι πάρα πολύ υψηλή. Χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι η Τήλος στην οποία έγιναν σημαντικές επενδύσεις σε αιολικά και αυτή τη στιγμή το νησί έχει εφαρμόσει πιλοτικό πρόγραμμα ενεργειακής αυτάρκειας. Μάλιστα η Ευρωπαϊκή Ενωση πρόσφατα βράβευσε αυτό το εγχείρημα.

Είναι ύψιστη προτεραιότητα η σύνδεση των νησιών μέσα στα επόμενα χρόνια με την κατασκευή υποβρύχιων αγωγών και ήδη έχει δρομολογηθεί η διασύνδεση της Κρήτης και των Κυκλάδων σε ορίζοντα 10 ετών.

Έτσι με λίγα λόγια, το ηλεκτρικό δίκτυο της χώρας χωρίζεται σε διασυνδεδεμένο και μη-διασυνδεδεμένο. Ο επόμενος πίνακας απεικονίζει την εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος σε συνδεδεμένο και μη-διασυνδεδεμένο δίκτυο:

Πίνακας 2: Εγκατεστημένη Ισχύς Διασυνδεδεμένου Δικτύου 2010-2015 (MW, πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015)

Εγκατεστημένη Ισχύς Διασυνδεδεμένου Δικτύου (MW)					
Έτος	Αιολικά Πάρκα	Φωτοβολταϊκά Πάρκα ²	Μικροί Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί	Βιομάζα	Σύνολο
2010	1,039.1	152.9	196.8	41	1,429.8
2011	1,330	400.3	205.3	44.5	1,980.1
2012	1,453	1,018	213	45	2,992
2013	1,519.8	2,070.3	219.8	46.3	4,204.2
2014	1,661.7	2,085	219.8	47.4	4,364.2

² Δεν περιλαμβάνονται Φωτοβολταϊκά Στεγών

2015	1,772.1	2,092.6	223.5	51.2	4,490.2
------	---------	---------	-------	------	----------------

Πίνακας 3: Εγκατεστημένη Ισχύς Μη-διασυνδεδεμένου Δικτύου 2010-2015 (MW, πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015)

Εγκατεστημένη Ισχύς Διασυνδεδεμένου Δικτύου 2010-2015 (MW)					
Έτος	Αιολικά Πάρκα	Φωτοβολταϊκά Πάρκα ³	Μικροί Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί	Βιομάζα	Σύνολο
2010	258.7	38.2	0.3	0	297.20
2011	277.4	82.7	0.3	0	360.40
2012	287.3	132.2	0.3	0	419.80
2013	289.6	158.4	0.3	0	448.30
2014	315.9	160.14	0.3	0	476.34
2015	316.7	160.35	0.3	0	477.35

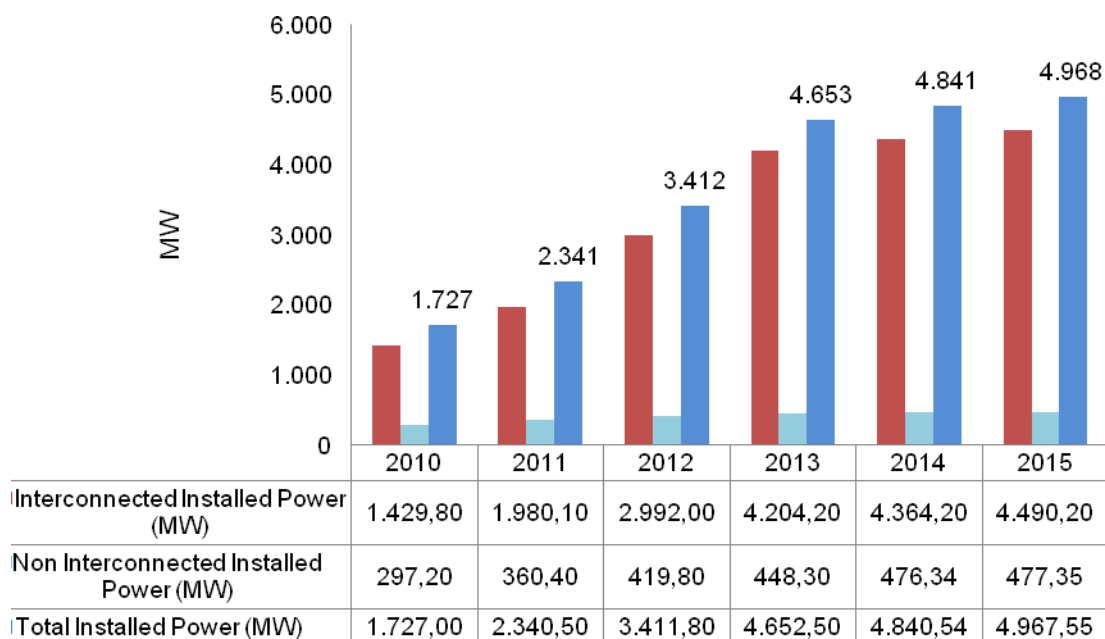
Πίνακας 4:Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς 2010-2015 (MW, πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015)

Έτος	Αιολικά Πάρκα	Φωτοβολταϊκά Πάρκα ⁴	Μικροί Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί	Βιομάζα	Σύνολο
------	---------------	---------------------------------	-------------------------------	---------	--------

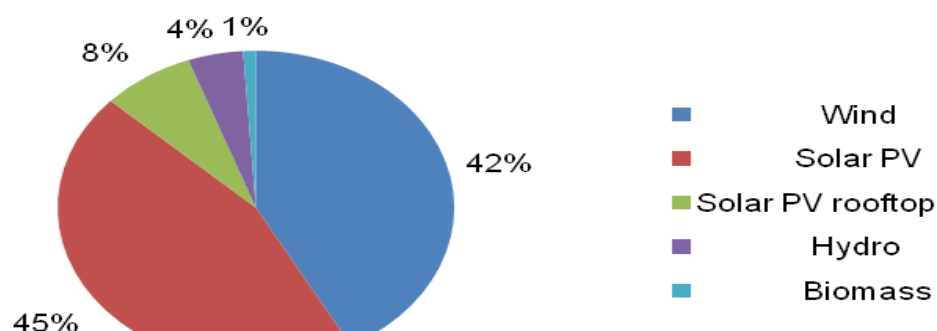
³ Δεν περιλαμβάνονται Φωτοβολταϊκά Στεγών

⁴ Δεν περιλαμβάνονται Φωτοβολταϊκά Στεγών

2010	1,297.8	191.9	197.1	41	1,727
2011	1,607.4	483	205.6	44.5	2,340.5
2012	1,740.3	1,413.2	213.3	45	3,411.8
2013	1,809.4	2,576.7	220.1	46.3	4,652.5
2014	1,977.6	2,595.4	220.1	47.4	4,840.5
2015	2,088.8	2,603.8	223.8	51.2	4,967.6



Εικόνα 2.0.3: Εξέλιξη της Εγκατεστημένης Ισχύος ΑΠΕ σε Λειτουργία (πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015)



Εικόνα 2.0.4: Ποσοστό Εγκατεστημένης Ισχύος ανά Τεχνολογία (πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015)

2.6. Γεωγραφική κατανομή των σταθμών παραγωγής

Η διασπορά των μονάδων παραγωγής ηλ. ρεύματος από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην επικράτεια της ηπειρωτικής Ελλάδος και των νησιών ακολουθεί διαφορετική πυκνότητα ανάλογα με τις ιδιαιτερότητες, τα πλεονεκτήματα και τις ανάγκες της κάθε περιοχής. Για παράδειγμα η κεντρική και νότια Ελλάδα είναι εκτεθειμένη σε πολύ έντονη ηλιακή ακτινοβολία, συνθήκες που ευνοούν τις επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά. Επίσης, η περιοχή της Εύβοιας και των Κυκλάδων έχει πολύ πλούσιο αιολικό δυναμικό, γεγονός που τραβάει την προσοχή και το ενδιαφέρον επενδύσεων σε αιολικά πάρκα. Σε γενικές γραμμές οι περιοχές της Πελοποννήσου και της κεντρικής Ελλάδας όπου ο συνδυασμός καιρικών συνθηκών και αναγκών λόγω μεγάλων αστικών κέντρων έχουν προσελκύσει τον κύριο όγκο επενδύσεων.

Πίνακας 5: Εγκατεστημένη Ισχύς Διασυνδεδεμένου Δικτύου (MW) ανά τεχνολογία & περιοχή (πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015)

Περιοχή	Αιολικά	Φωτοβολταϊκά ⁵	Υδροηλεκτρικά	Βιομάζα	Σύνολο
Central Greece	626.7	315.3	32.9	0	974.9
Eastern	304.4	215	3	0.5	522.8

⁵ Περιλαμβάνονται Φωτοβολταϊκά Στεγών

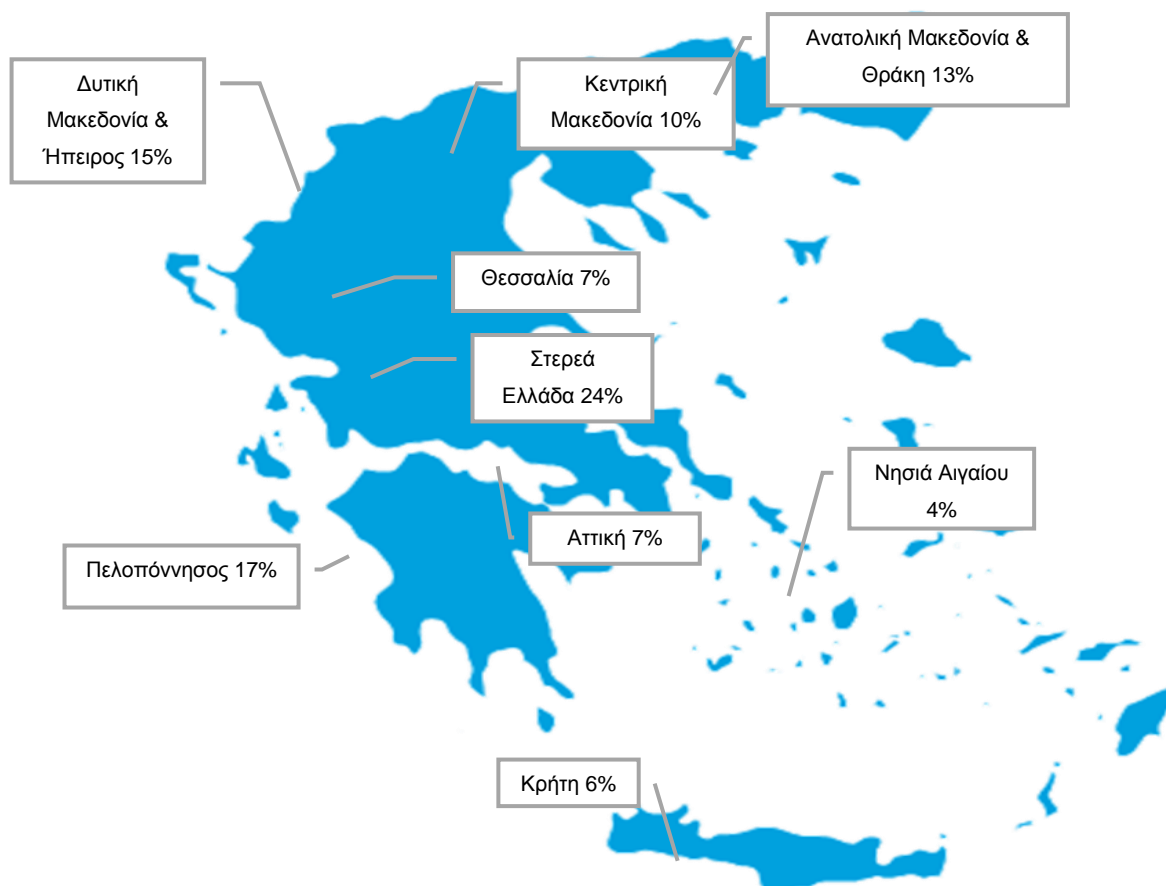
Macedonia & Thrace					
Western Greece	130.4	275.7	44	0.5	450.6
Peloponnese	411.8	297.4	4	0	713.1
Ionian Islands	83.7	27	0	0	110.7
Central Macedonia	41	320.3	49.4	11	421.7
Western Macedonia	52.9	98.2	14.3	0.38	165.8
Thessaly	17	265.2	27.1	2.4	311.7
Attica	102.4	167.3	0.6	35.3	305.6
Aegean Islands	2	2.5	0	0	4.5
Epirus	0	108.7	48.3	1.2	158.2
Total	1,773	1,983.8	175.3	50	3,981.2

Πίνακας 6: Εγκατεστημένη Ισχύς Μη-διασυνδεδεμένου Δικτύου (MW) ανά τεχνολογία & περιοχή (πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015)

Περιοχή	Αιολικά	Φωτοβολταϊκά ⁶	Υδροηλεκτρικά	Βιομάζα
Crete	194.4	78.3	17.2	289.9
Rhodes	49.2	18.2	1.2	68.0

⁶ Περιλαμβάνονται Φωτοβολταϊκά Στεγών

Kos	15.2	8.8	1.2	25.0
Lesvos	14	8.8	0	22.8
Samos	8.4	4.4	0	12.8
Chios	9.1	5.2	1.6	15.9
Siros	2.8	1	0.7	4.5
Paros	12.9	4.2	0.9	18.1
Rest	10.8	7.2	2.1	20.1
Total	316.7	136	24.9	477



Εικόνα 2.0.5: Γεωγραφική κατανομή συνολικής εγκατεστημένης ισχύος (πηγή:Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος ΗΕΠ, 2015)

2.7. Τα φωτοβολταϊκά συστήματα στην Ελλάδα

2.7.1 Η Ανάπτυξη της Αγοράς Φωτοβολταϊκών Συστημάτων στην Ελλάδα

Αναφερόμενοι σχετικά με την ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών συστημάτων στην Ελλάδα, θα λέγαμε πως η συνολική κατανάλωση της ισχύος των φωτοβολταϊκών συστημάτων για το έτος 2014, άγγιξε τα 40.000 MW με τη συνεισφορά για το ίδιο έτος να είναι στα 15.000 MW. Αν και η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, έχει άμεση σχέση με τα εισαγόμενα αγαθά πετρελαίου, η συνεισφορά των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στη συνολική παραγωγή αυτή, θεωρείται ιδιαίτερος μικρή.

Η ώθηση για την ανάπτυξη της αγοράς Φ/Β συστημάτων υποβοηθήθηκε ουσιαστικά από την εφαρμογή Σχεδίων Χορηγιών από το έτος 2004. Η πρώτη μορφή παραγωγής ενέργειας ηλεκτρικής από Φ/Β συστήματα τα οποία ήταν συνδεδεμένα με το ευρύτερο δίκτυο, ήταν μέχρι και 6,3 MW. Μέρος αυτής (730KW) ανήκει σε αυτόνομα φωτοβολταϊκά συστήματα, που δεν συνδέονται δηλαδή στο δίκτυο της ΡΑΕ. Από τα φωτοβολταϊκά συστήματα που είναι συνδεδεμένα στο δίκτυο, έχουν παραχθεί συνολικά 4.839.446 KWh, από τις 17/2/2005 έως τα τέλη του 2012.

Ένα μέρος απ' αυτά τα συστήματα, ανήκει σε αυτόνομα συστήματα τα οποία δεν είναι συνδεδεμένα με το δίκτυο της ΡΑΕ. Συνολικά, είχαν παραχθεί 4.839 KWh από 17/2/2005 μέχρι τα τέλη του 2014 (ΡΑΕ Ελλάδα, 2015). Αναφέρονται και άλλες εφαρμογές για τη χρήση φωτοβολταϊκών συστημάτων όπως αυτά της άντλησης και χρήσης νερού για σχετικές ενέργειες. Είναι αξιοσημείωτο ότι η Ελλάδα διαθέτει έναν από τους πιο υψηλούς δείκτες ηλιακής ακτινοβολίας στην Ευρώπη. Διαφέρει όμως το γεγονός αυτό σε κάθε τόπο. Συγκεκριμένα, αναφέρεται ότι οι τιμές συνολικά της ηλιακής ακτινοβολίας στην Ελλάδα, κυμαίνεται στα 2.000 KWh/m². Ανάλογα με την απόδοση των Φ/Β πλαισίων, ένα μέρος της ενέργειας αυτής μετατρέπεται σε ηλεκτρική (ΡΑΕ Ελλάδα, 2015).

Πρέπει όμως και να ειπωθεί ότι αποτελεί και μια χρονοβόρα διαδικασία η αδειοδότηση και περισσότερο για τα μεγάλα φωτοβολταϊκά λόγω του μεγάλου αριθμού τμημάτων και υπηρεσιών που είναι υποχρεωτικές, ώστε να εκδοθούν οι άδειες. Το Σχέδιο Χορηγιών για την εξοικονόμηση ενέργειας και προώθησης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας επιδοτεί τη εγκατάσταση αυτών των συστημάτων. Επίσης, αναφέρεται και το Υπουργείο Εμπορίου και Βιομηχανίας αλλά και Τουρισμού. Στο Ειδικό Ταμείο συλλέγονται τα έσοδα για τη παροχή

χορηγιών και τη προώθηση χρήσης ΑΠΕ και Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΕΞΕ). Τα έσοδα αυτά προέρχονται από την επιβολή τέλους από τη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές της Ελλάδας (Φραγκιαδάκης, 2008).

Σημειώνεται πως πάνω από 35 εταιρείες δραστηριοποιούνται στο τομέα φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα στις μέρες μας και οι οποίες είναι εταιρείες εγκατάστασης και εισαγωγής τέτοιων συστημάτων. Είναι μικρομεσαίες επιχειρήσεις με προσωπικό 4-9 άτομα.

2.7.2 Κόστος Αγοράς Φωτοβολταϊκών Συστημάτων και Οικονομική Βιωσιμότητα

Το κόστος το οποίο αφορά την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων σε οικίες στην Ελλάδα, κυμαίνεται ανάμεσα σε 3.300 ευρώ και 4.500 ευρώ. Σημαντικό ρόλο κατέχει το μέγεθος και η τεχνολογία του. Το κόστος μπορεί να μειωθεί αν αυξηθεί το σύνολο των εγκατεστημένων κιλοβατώραν (Βιώνη κ.α 2013). Αναφορικά με την οικονομική βιωσιμότητα των φωτοβολταϊκών συστημάτων, θα λέγαμε πως στην Ελλάδα, σημαντική είναι και η περιοχή όπως και η ύπαρξη εμποδίων σκίασης. Η μέση ενέργεια που παράγεται σε κάθε κιλοβατώρα ανά έτος και για τα πρώτα 15 πρώτα χρόνια, είναι 1500 kw. Ουσιαστικά, σ' ένα μέσο νοικοκυριό οι ανάγκες για ηλεκτρισμό μιας οικογένειας τετραμελούς είναι περίπου 4500 kwh, άρα ένα σύστημα 3kwh είναι ικανοποιητικό. Για παράδειγμα, τον Ιούνιο του 2009, η ΡΑΕ ανακοίνωσε ότι θα εφαρμοσθεί σχέδιο το οποίο θα προωθούσε την ηλεκτροπαραγωγή από τα παραπάνω συστήματα με ισχύ μέχρι 150 kw. Για τη περίπτωση αυτή, μπορούσαν να υποβάλλουν αίτηση νομικά και φυσικά πρόσωπα με οικονομική δραστηριότητα. Το ίδιο ίσχυε και για φορείς δημοσίου και τοπικής αυτοδιοίκησης (Βιώνη κ.α. 2013).

Η χορήγηση της περιόδου 2009-2013 είχε συνολική ισχύ για τα φωτοβολταϊκά συστήματα μέχρι 2 MWP. Ολόκληρη η τιμή πώλησης για τη ποσότητα, η οποία θα παράγεται μέχρι 150 KWP, θα είναι 0,34 ευρώ. Στη συνολική πώληση αναφέρονται η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενη από ΑΠΕ από την ΡΑΕ καθώς και η Επιδότηση από το Ειδικό Ταμείο ΑΠΕ. Πρέπει να σημειωθεί ότι αυτή η τιμή δεν επανακαθορίζεται και είναι σταθερή για 20 χρόνια.

Έτσι ως αποτέλεσμα η τεχνολογία αυτών των συστημάτων ήταν περιορισμένη και το γεγονός αυτό είχε σημαντικό ρόλο στην εξάπλωσή της. Το νέο πρόγραμμα και η ανακοίνωσή του για τις χορηγίες άλλαξε όλο το σκηνικό και για πρώτη φορά οι εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών εντάσσονταν στη κατηγορία μορφών μαζικής παραγωγής ενέργειας. Στη κατηγορία αυτή, ανήκουν επίσης οι αιολικές μηχανές και οι σταθμοί παραγωγής ενέργειας

από βιοαέριο. Έτσι από το Νοέμβριο του 2009 εκδόθηκαν οι πρώτες άδειες από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Ελλάδας για να δημιουργηθούν δυο πάρκα φωτοβολταϊκά ισχύος 2 KW.

2.7.3 Ενεργειακή Πολιτική της Ελλάδος ως προς τη Χρήση Φωτοβολταϊκών Συστημάτων σε Βιομηχανίες στις Μέρες μας

Αναφερόμενοι σχετικά στην ενεργειακή πολιτική της Ελλάδος ως προς την χρήση των φωτοβολταϊκών συστημάτων σε βιομηχανίες στις μέρες μας, θα λέγαμε σχετικά πως ως κύριοι άξονες της Ενεργειακής Πολιτικής, στην Ελλάδα, αναφέρονται οι εξής παράγοντες (Κασίνης, 2013).

- Ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού
- Προστασία του περιβάλλοντος

Ωστόσο ο δεσμευτικός στόχος των κρατικών αρχών, είναι η αύξηση της συνεισφοράς των ΑΠΕ στην συνολική κατανάλωση ενέργειας στο 13% μέχρι το 2020 καθώς και η αύξηση της χρήσης ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα στις βιομηχανικές μονάδες. Ως προτεραιότητες για το σκοπό αυτό, αναφέρονται οι εξής κινήσεις (Κασίνης, 2013).

- Νομοθετικό πλαίσιο για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
- Δημιουργία Ειδικού Ταμείου ΑΠΕ και ΕΞΕ για την Ενθάρρυνσης και Προώθησης της Χρήσης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και της Εξοικονόμησης Ενέργειας. Οι πόροι του Ταμείου προέρχονται από την επιβολή τέλους κατανάλωσης ηλεκτρισμού 0,22€ ανά καταναλισκόμενη KWh.

Βάσει των ανωτέρω τέλους, θα πρέπει να σημειωθεί σχετικά πως η Αρχή Ηλεκτρισμού είναι υποχρεωμένη να αγοράζει την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ σε μια ορισμένη τιμή που ορίζεται από την ΡΑΕ Ελλάδος (ΡΑΕ, 2015).

2.8. Η Ελληνική Πρακτική και Αποδοχή των ΑΠΕ

Αναφερόμενοι στην Ελληνική πρακτική εφαρμογής των Α.Π.Ε, θα λέγαμε πως παρατηρείται ότι αυτή υστερεί στον τομέα του χωροταξικού σχεδιασμού. Ζήτημα το οποίο δεν αναφέρεται σε άλλες δυτικοευρωπαϊκές χώρες. Αντίθετα σε αυτές τις χώρες ο χωροταξικός σχεδιασμός είναι σε πρώτη μοίρα σε θέματα ΑΠΕ αλλά στην Ελλάδα έρχεται πολύ μετά. Έτσι ενώ στην

Στερεά Ελλάδα έχουν γίνει πολλά έργα ΑΠΕ με χαρακτηριστικό παράδειγμα την περιοχή της Βόρειας Ελλάδος,

καμία πρόβλεψη για κανόνες και κριτήρια χωροθέτησης δεν υπήρχε. Δεν υπήρχε καμία φέρουσα ικανότητα και έτσι σε κάποιες περιοχές υπήρχαν ανησυχίες για πόσες μονάδες ΑΠΕ θα δεχτούν. Οι ενστάσεις για τη διαβούλευση η οποία προηγήθηκε από την κατάρτιση σχεδίου ΚΥΑ ήταν πολλές. Κυρίως από περιβαλλοντικές οργανώσεις ή από τοπικούς φορείς. Βασικό τους θέμα η ανακοίνωση ημερομηνιών και προθεσμιών υποβολής προτάσεων.

Επίσης εντοπίζονται μικροπολιτικά συμφέροντα και τοπικές σχέσεις εξουσίας. Οι ιδιαίτερες σχέσεις εξουσίας σε τοπικό επίπεδο είναι χαρακτηριστικές στην Ελλάδα. Πολλές φορές επηρεάζουν τη γνώμη των τοπικών αρχών αλλά και των όσων είναι αρνητικοί σε έργα ΑΠΕ. Η ομάδα ηγετών που πάντα υπάρχει αγωνίζεται για αυτό. Έτσι αν μια δημοτική αρχή είναι ενάντια σε μια εγκατάσταση ενός αιολικού πάρκου πιθανόν η αντιπολίτευση να αντιδράσει άσχημα αν θεωρήσει ότι χάνει τη δύναμή της.

Τέλος, αναφέρεται ο παράγοντας του ιδιοκτησιακού καθεστώτος. Ο παράγοντας αυτός θα πρέπει να εξετασθεί σοβαρά αφού μπορεί να δημιουργήσει αντιδράσεις από τις τοπικές κοινωνίες. Σε κάποιες περιπτώσεις οι εκτάσεις είναι ιδιωτικές και σε κάποιες άλλες ανήκουν στο κράτος. Αναφερόμενοι στην κοινωνική αποδοχή των ΑΠΕ στην Ελλάδα, θα μπορούσε να σημειωθεί πως η αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στα νησιά είναι ένα από τα σημαντικά ζητήματα το οποίο απασχολεί πολλές χώρες του κόσμου και ουσιαστικά το σύνολο του ενεργειακού μίγματος. Δεν είναι λίγες οι κυβερνήσεις αυτές, οι οποίες έχουν προβλέψει υψηλούς στόχους αλλά και έχουν εφαρμόσει πρακτικές για τη χρήση των ΑΠΕ (Βιώνη κ.α, 2013).

Η κοινωνική αποδοχή όμως αποτελεί ένα σοβαρό πρόβλημα το οποίο δεν γίνεται αποδεκτό ούτε και από τις χώρες οι οποίες έχουν προωθήσει αρκετά την ανανεώσιμη ενέργεια, όπως για παράδειγμα η Γερμανία. Η χώρα αυτή έχει εγκαταστήσει το μεγαλύτερο αριθμό ανεμογεννητριών και παρόλα αυτά αντιμετωπίζει το θέμα της κοινωνικής αποδοχής σε εγκατάσταση νέων μονάδων. Δεν αποτελεί νέο φαινόμενο πλέον η όποια συζήτηση για θέματα κοινωνικής αποδοχής για τον ενεργειακό τομέα αφού το ίδιο γινόταν και παλαιότερα για έργα υδροηλεκτρικά ή για την εγκατάσταση πυρηνικών εργοστασίων στην Ευρώπη, απλά στις μέρες μας είναι ξεκάθαρο ότι πρέπει να δίνεται μεγαλύτερη σοβαρότητα σε μορφές ανανεώσιμης ενέργειας.

Η θέση των τοπικών κοινωνιών σε καμία περίπτωση δεν θα πρέπει να αγνοείται από τη διερεύνηση της κοινωνικής αποδοχής. Με όποιο τρόπο και αν εκφράζεται, είτε άμεσα είτε έμμεσα, από τους αιρετούς άρχοντες ή από τους όποιους συλλόγους ή ακόμα και από τις περιβαλλοντικές οργανώσεις. Βασικό στοιχείο των ΑΠΕ είναι η τοπικότητα εξαιτίας των βασικών χαρακτηριστικών τα οποία δε δέχονται τις μορφές παραγωγής που είναι συγκεντρωτικές και της διάθεσής τους μέχρι τώρα.

Αν και η κλιματική αλλαγή απασχολεί τις τοπικές κοινωνίες, δεν τις εμπόδιζε να τροφοδοτούνται με μορφή ενέργειας η οποία παράγεται αλλού. Φυσικά το γεγονός ότι οι ΑΠΕ είναι αποκεντρωμένες αποτελεί βασικό τους πλεονέκτημα. Επίσης ακόμα ένα βασικό χαρακτηριστικό τους το οποίο αποτελεί μειονέκτημα είναι και το ότι η ισχύς η οποία παράγεται από μια μονάδα ΑΠΕ δεν είναι μεγαλύτερη σε σχέση με μια μονάδα η οποία χρησιμοποιεί καύσιμα ορυκτά.

Με λίγα λόγια δηλαδή, αν η ενέργεια από τα ορυκτά καύσιμα αντικατασταθεί με ΑΠΕ θα δημιουργήσει μονάδες διάσπαρτες μονάδες. Μια αλλαγή την οποία θα πρέπει να δεχτούν οι τοπικές κοινωνίες. Δηλαδή το γεγονός ότι η ενέργεια η οποία θα καταναλώνεται από αυτές θα παράγεται στα μέρη τους, και σε όποια περίπτωση, υπάρχει πολύς αέρας ή πολύ ήλιος σε μια περιοχή τότε θα πρέπει και οι όποιες περιοχές είναι κοντά της να τροφοδοτούνται από αυτή. Δεν είναι εύκολη υπόθεση η μετάβαση αυτή και σίγουρα δημιουργεί τριβές και αντιδράσεις (Βιώνη κ.α., 2013).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΠΑΡΑΘΕΣΗ ΚΑΙ ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΩΝ ΣΧΕΔΙΩΝ

3.1. Εισαγωγή

Η αξιολόγηση επενδύσεων από τη φύση της εμπεριέχει σημαντικό βαθμό αβεβαιότητας και ρίσκου και είναι μία εξαιρετικά σύνθετη διαδικασία.

Η χρηματοοικονομική αξιολόγηση είναι ένα μέρος της όλης διαδικασίας και περιστρέφεται γύρω από τις ταμειακές ροές της επένδυσης. Είναι ένα χρήσιμο εργαλείο που συμπληρώνει και συνοδεύει αλλά και τεκμηριώνεται μέσα από την εξέταση της υπό εξέταση σκοπούμενης επένδυσης. Η χρηματοοικονομική αξιολόγηση βασίζεται σε μία σειρά παραδοχών οι οποίες πρέπει να τεθούν όσο το δυνατόν ακριβέστερα ενώ τα συμπεράσματά της πρέπει με τη σειρά τους να δικαιολογούν με χρηματοοικονομικούς όρους τη σκοπιμότητα της επένδυσης.

Για τη σωστή προσέγγιση της παρούσας εργασίας οι διαδικασίες που λαμβάνονται υπόψη είναι:

A. Ο εντοπισμός όλων των εσόδων (εισροών) και εξόδων (εκροών), που σχετίζονται με τις δύο υπό εξέταση επενδύσεις (cash flow analysis)

B. Η χρήση μεθόδων και κριτηρίων με βάση τα οποία οι παραπάνω εισροές και εκροές να μπορούν να αξιολογούνται (capital budgeting decision methods)

Γ. Σύγκριση των δύο σχεδιαζομένων επενδύσεων με βάση το καλύτερο δείκτη που προκύπτει από μία συγκριτική αξιολόγηση των δεικτών της κάθε επένδυσης ξεχωριστά προκειμένου να επιλεγεί η πιο συμφέρουσα.

Η πρώτη διαδικασία, του εντοπισμού των εσόδων και εξόδων της κάθε επένδυσης είναι ασφαλώς η περισσότερο δύσκολη αφού εμπεριέχει αβεβαιότητα για τα συμπεράσματα των αξιολογήσεων. Θα πρέπει όμως να σημειωθεί ότι στη περίπτωσή μας, από ιστορικά δεδομένα και λόγω της φύσης του παραγομένου προϊόντος (παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και διάθεσή της στο δίκτυο της ΔΕΗ), η αβεβαιότητα αυτή είναι μικρότερη σε σχέση με αξιολόγηση άλλων μορφών επενδύσεων (π.χ. στο εμπόριο ή τη βιομηχανία). Στη φάση αυτή είναι απαραίτητο να συγκεντρωθούν αυτά τα στοιχεία με προσοχή και να σχεδιαστούν με το μεγαλύτερο δυνατό ρεαλισμό αλλά και συντηρητικότητα οι απαραίτητες «υποθέσεις εργασίας-παραδοχές» των επενδύσεων που αξιολογούμε. Αυτές πρέπει να αφορούν από τη

τιμή πώλησης του προϊόντος μέχρι όλα τα κοστολογικά στοιχεία που παίζουν σημαντικό ρόλο τόσο στη βιωσιμότητα της ίδιας της επένδυσης όσο και στη τελική απόδοσή της.

Η δεύτερη διαδικασία έχει ένα μεθοδολογικό-αναλυτικό χαρακτήρα που σκοπό έχει την επεξεργασία των δεδομένων και των παραδοχών της πρώτης φάσης και της παραγωγής οικονομικών δεικτών. Η βασική παραδοχή στη διαδικασία υπολογισμού των κριτηρίων και των δεικτών αυτών είναι η εξέλιξη του κόστους κεφαλαίου (cost of capital) μέσα στο χρόνο. Στα συμπεράσματα τα οποία οι δείκτες οδηγούν είναι τελικά τόσο αξιόπιστα όσο ακριβείς είναι και οι υποθέσεις και παραδοχές που σχεδιάστηκαν στη πρώτη φάση της ανάλυσης.

Η Τρίτη διαδικασία, με τη σύγκριση των δεικτών της κάθε επενδυτικής πρότασης, οδηγεί στην επιλογή της μίας αφού στη περίπτωση μας η μία αποκλείει αυτόματα την άλλη με βάση το «καλύτερο δείκτη».

Η απόφαση για την υλοποίηση ή μη της επένδυσης, συνεπάγεται την ανάληψη κάποιας μορφής κινδύνου, η οποία είναι ανάλογη του ύψους της επένδυσης. Για να ελαχιστοποιηθεί ο επιχειρηματικός κίνδυνος, όσο το δυνατόν περισσότερο, πρέπει η τελική μας επιλογή να στηριχθεί σε μια τεκμηριωμένη οικονομοτεχνική μελέτη στην οποία θα εισάγουμε όλα τα δεδομένα, όπως το κόστος επένδυσης, τη σύνθεση ιδίων και ξένων κεφαλαίων, τα αναμενόμενα οικονομικά αποτελέσματα και τις προοπτικές βιωσιμότητας και αποδοτικότητας της επένδυσης.

Στο παρόν κεφάλαιο υποθέτουμε ότι προτείνονται 2 επενδυτικά σχέδια σε έναν ενδιαφερόμενο επενδυτή. Η επενδυτική πρόταση Α αφορά φωτοβολταϊκό πάρκο ισχύος 6.5 MW ενώ η επενδυτική πρόταση Β αφορά αιολικό πάρκο ισχύος 4 MW. Και τα 2 επενδυτικά σχέδια έχουν κόστος 5,520,000 € και ο επενδυτής καλείται να αποφασίσει σε ποια από τις 2 επενδύσεις θα συμμετάσχει. Επιπλέον, η χρηματοδότηση έχει την ίδια σύνθεση και για τα 2 σχέδια, δηλαδή 30 % ίδια κεφάλαια και 70% τραπεζικό δανεισμό. Επειδή πρόκειται για επενδύσεις κεφαλαίου (capital budgeting), θα αξιολογήσουμε τόσο τη μία όσο και την άλλη επένδυση με την μέθοδο της Καθαρής Παρούσας Αξίας (Net Present Value), του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (Internal Rate of Return), και της περιόδου επανείσπραξης (Pay Back Period). Ως προς το εννοιολογικό πλαίσιο, ο προϋπολογισμός επενδύσεων κεφαλαίου αφορά στη διαδικασία κατά την οποία σχεδιάζονται οι δαπάνες μιας επιχείρησης σε μακροπρόθεσμα περιουσιακά στοιχεία που θα χρησιμοποιηθούν στην παραγωγή μιας υπηρεσίας ή ενός αγαθού. Ο επενδυτής αναλύει εκτενώς τις επενδυτικές προτάσεις και αναλόγως του αποτελέσματος της ανάλυσης αποφασίζει την αποδοχή ή την απόρριψή τους. Ο

προϋπολογισμός επενδύσεων κεφαλαίου περιλαμβάνει τις εξής διαδικασίες: Εξεύρεση επενδυτικών προτάσεων, εκτίμηση πρόσθετων ταμειακών ροών της κάθε επενδυτικής πρότασης, αξιολόγηση των επενδυτικών προτάσεων και επιλογή της βέλτιστης.

3.2. Προφίλ Επενδυτή

Ο επενδυτής είναι ιδιώτης με καλή οικονομική επιφάνεια, ο οποίος για τη λειτουργία της όποιας τελικά πρότασης επιλέγει να συστήσει ανώνυμη εταιρεία για την εκμετάλλευσή της. Θα πρέπει να αξιολογήσει τόσο την αναμενόμενη απόδοση των χρημάτων του σε σχέση με το ρίσκο της επένδυσης που σκέπτεται τελικά να πραγματοποιήσει αλλά και σε σχέση με την απόδοση της καλύτερης εναλλακτικής δυνατότητας που έχει. Στη περίπτωση μας, το ποσό της ίδιας συμμετοχής στην επένδυση είναι σήμερα υπό μορφή προθεσμιακής κατάθεσης στις 4 συστημικές τράπεζες (Πειραιώς, Εθνική, Άλφα και Eurobank) με μέση ετήσια απόδοση 0,35%. Όμως λόγω των γενικότερων δυσμενών οικονομικών συνθηκών τα τελευταία χρόνια στην Ελλάδα, ο καταθέτης διατρέχει κίνδυνο κουρέματος (haircut) καταθέσεων αφού σε περίπτωση που μία τράπεζα περιέλθει σε δυσχερή οικονομική θέση καλείται να προβεί σε ανακεφαλαιοποίηση και οι πρώτοι που θα κληθούν να βάλουν χρήματα είναι πρώτα οι μέτοχοι και σε περίπτωση μη κάλυψης οι καταθέτες (Bail in). Στις παρούσες επομένως οικονομικές συνθήκες η σύγκριση της αναμενόμενης απόδοσης της επένδυσης και το ρίσκο της με το επιτόκιο καταθέσεων που του προσφέρει το τραπεζικό σύστημα που μέχρι πρότινος ήταν μηδενικού ρίσκου δεν υφίσταται σήμερα για τους παραπάνω λόγους. Συμπερασματικά, το επιτόκιο καταθέσεων που μέχρι πρότινος αποτελούσε το μέτρο ως προς το οποίο έπρεπε να συγκριθεί μία επένδυση σήμερα εμπεριέχει ρίσκο και πρέπει να ληφθεί σοβαρά υπόψη σε περιπτώσεις επιχειρηματικών αποφάσεων.

Ως προς το ρίσκο που αναλαμβάνεται (και στις δύο επενδυτικές προτάσεις έχει να κάνει με τη πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στο ΛΑΓΗΕ), αυτό είναι πολύ χαμηλότερο από πιθανές άλλες επενδυτικές ευκαιρίες σε άλλους κλάδους της οικονομίας αφού έχει σίγουρη-συμβασιοποιημένη διάθεση του προϊόντος, σταθερή τιμή πώλησης και αξιοπιστία-φερεγγυότητα του αγοραστή. Δεν είναι εξ'αλλου τυχαίο που στον ενεργειακό τομέα και στη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας έχουν επενδύσει μεγάλοι όμιλοι στην Ελλάδα (ΤΕΡΝΑ, ΟΜΙΛΟΣ ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΥ, ΑΚΤΩΡ κ.λ.).

Συνεκτιμώντας όλα τα ανωτέρω ο επενδυτής καταλήγει Α) ότι η ελάχιστη απόδοση της επένδυσης θα πρέπει να είναι τουλάχιστον 3% που στην ουσία είναι ο δείκτης που

αντιπροσωπεύει το κόστος ευκαιρίας (opportunity cost), με το οποίο θα γίνει η αναγωγή των χρηματοροών σε παρούσα αξία και Β) ο κλάδος που θα επενδύσει είναι αυτός της ενέργειας με τη λειτουργία φωτοβολταϊκού ή αιολικού πάρκου.

Λόγοι Επιλογής της Αγοράς Α.Π.Ε. για Επενδύσεις

Ο χώρος της ενέργειας που επιλέγει να κινηθεί ο επενδυτής είναι από τους λίγους ασφαλείς χώρους που μπορεί κάποιος να κινηθεί επενδυτικά σήμερα ενώ έχει και προοπτική περαιτέρω ανάπτυξης στην Ελλάδα. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι ο στόχος που έχει τεθεί σε παγκόσμιο επίπεδο, αναφορικά με την ενέργεια, είναι το 20% της απαιτούμενης ενεργειακής κατανάλωσης, να προέρχεται μέχρι το 2020 από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (υδροηλεκτρικά, αιολικά, βιομάζα, γεωθερμία, ηλιακή ενέργεια). Συζητείται όμως επίσης στις Βρυξέλλες να αυξηθεί η Πράσινη Ενέργεια στο 32% από το στόχο του 20%. Το σημαντικό με το χώρο της ενέργειας είναι η άμεση διάθεση του παραγομένου προϊόντος (ηλεκτρικό ρεύμα), σε ένα αξιόπιστο αγοραστή (ΔΕΗ), σε αντίθεση με άλλου είδους επενδύσεις που η απορρόφηση της παραγωγής από την αγορά δεν είναι διασφαλισμένη και απαιτούνται επιπρόσθετα δίκτυα πωλήσεων, κανάλια διανομής, πρώτες ύλες κ.α.

Οι προοπτικές για την αγορά των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ελλάδα παραμένουν θετικές. Με βάση τις διεθνείς υποχρεώσεις της χώρας αναμένεται σημαντική αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος αιολικών πάρκων από 1.978 MW στα τέλη του 2014 σε περίπου 7.500 MW το 2020.

Για όλους τους λόγους που προβλήθηκαν στις παραπάνω ενότητες και την ολοκληρωμένη αξιολόγηση των δύο επενδυτικών προτάσεων, καταλήγουμε ότι η επένδυση του αιολικού είναι αυτή που επιλέγεται από τον επενδυτή και κρίνεται αρκούντως ασφαλής, αποδοτική και εντός των πλαισίων που είχαν τεθεί από τον επενδυτή.

ICAP Πιστοληπτική Διαβάθμιση (Credit Rating)

Εκτίμηση- Αξιολόγηση του κινδύνου

Βασικός πελάτης του επενδυτή και τις 2 περιπτώσεις θα είναι ο ΛΑΓΗΕ. Αν κρίνουμε από την Πιστοληπτική Διαβάθμιση που λαμβάνουν οι εταιρείες που συναλλάσσονται μαζί του χαρακτηρίζεται ως φερέγγυος και αξιόπιστος. Ενδεικτικά, η εταιρεία ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ που δραστηριοποιείται στον ενεργειακό κλάδο και πωλεί πάνω από 70% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας (το υπόλοιπο του κύκλου εργασιών προέρχεται από αγορές

του εξωτερικού) έλαβε στις 14/11/2016 από τον ICAP credit rating BB. Για την αξιολόγηση έχει ληφθεί μια σειρά από κριτήρια που λαμβάνει υπόψη του ο ICAP ενώ έχει συνεκτιμήσει και δομικά προβλήματα του ειδικού λογαριασμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και ενδεχόμενες καθυστερήσεις αλλά και αύξηση του μέσου χρόνου εξόφλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τον ΛΑΓΗΕ. Η δεκαβάθμια κλίμακα αξιολόγησης του ICAP είναι:

AA	A	BB	B	C	D	E	F	G	H
----	---	----	---	---	---	---	---	---	---

Όσο η κατάταξη της επιχείρησης πλησιάζει τις διαβαθμίσεις υψηλής πιστοληπτικής ικανότητας (B-AA) τόσο μικρότερη είναι η πιθανότητα εμφάνισης ασυνέπειας ή και πτώχευσης. Το ICAP Credit Rating γίνεται αποδεκτό τόσο από το σύνολο του Ελληνικού Τραπεζικού συστήματος όσο και στο εξωτερικό, είναι δε σύμφωνο με τις απαιτήσεις του Κανονισμού 1060/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και Συμβουλίου για τους Οργανισμούς Αξιολόγησης Πιστοληπτικής Ικανότητας. Γενικά, οι επενδύσεις στην ενέργεια χαρακτηρίζονται ως ιδιαίτερα ασφαλείς από το σύνολο των τραπεζών στην Ελλάδα με σχεδόν μηδενικό ποσοστό επισφάλειας (πηγή: ICAP CREDIT RISK SERVICES).

3.3. Επένδυση σε Φωτοβολταϊκό Πάρκο

3.3.1 Περιγραφή Επένδυσης

Ο Σκοπός της επένδυσης είναι η κατασκευή και λειτουργία μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με τεχνολογία φωτοβολταϊκών πάνελ ισχύος 6.5 MW. Για το έργο θα επιλεγθεί σταθερό σύστημα στήριξης φωτοβολταϊκών πλαισίων Γερμανικής κατασκευής της εταιρείας Kripper. Στο έδαφος θα τοποθετηθούν βιδωτά θεμέλια (βίδες) πάνω στα οποία θα αναπτυχθεί η κατασκευή της βάσης στήριξης. Στις βάσεις αυτές θα στηρίζονται κατάλληλα 27.586 πολυκρυσταλλικά φωτοβολταϊκά πλαίσια της εταιρείας ALEO τύπου S_18 237 wp. Το σύνολο των Φωτοβολταϊκών συστοιχιών θα οδηγείται μέσω κατάλληλων ηλιακών καλωδίων, ασφαλιστικών διατάξεων και αντικεραυνικής προστασίας, σε μετατροπείς ισχύος, γερμανικής κατασκευής της εταιρείας SMA Solar Technology AG. Στο σύνολο της εγκατάστασης θα τοποθετηθούν 13 μετατροπείς ισχύος SMA Central 500CP.

Η εγκατάσταση του φωτοβολταϊκού πάρκου θα λειτουργήσει εντός ενοικιαζόμενου αγροτεμαχίου έκτασης 195,000,000 μ² το οποίο βρίσκεται στη θέση Κάτω Λάκα Δαφνούλας του Δ.Δ. Σταροχωρίου, Δήμου Φαρρών του Νομού Αχαΐας. Η επιλογή της τοποθεσίας είναι

στρατηγική καθώς σύμφωνα με μελέτη του ΣΠΕΦ Σύνδεσμος Παραγωγών Ενέργειας με Φωτοβολταϊκά ο Νομός Αχαΐας είναι από τους πιο ηλιόλουστος Νομούς της Ελλάδος με 2784 ώρες ηλιοφάνειας ετησίως.

Γενικά κατά την επιλογή του κατάλληλου οικοπέδου για την κατασκευή φωτοβολταϊκού πάρκου λάβαμε υπόψη τα εξής:

- Η έκταση που χρειάζεται ένα φωτοβολταϊκό πάρκο είναι κατ'ελάχιστο 2000 μ² / 100kw
- Θα πρέπει να είναι ασκίαστο καθ'όλη τη διάρκεια της μέρας
- Να μην έχει κλίση
- Επιλογή τοποθεσίας υψηλής ηλιοφάνεια, γιατί αυξάνεται η παραγωγικότητα του σταθμού
- Εύκολη πρόσβαση στο δίκτυο της ΔΕΗ.

3.3.2 Περιγραφή εγκατάστασης και συνοδών υπηρεσιών

Η Εγκατάσταση του Φωτοβολταϊκού συστήματος και συνοδών εργασιών περιλαμβάνει:

- ✓ Εγκατάσταση βιδωτών θεμελίων και στηρικτικού συστήματος της Krinner
- ✓ Ομαδοποίηση και Εγκατάσταση Φ/Β πλαισίων, με βάση την εγγυημένη ελάχιστη ισχύ τους Εγκατάσταση μετατροπέων
- ✓ Εγκατάσταση συστήματος τηλεπλήρωσης
- ✓ Εγκατάσταση συστήματος συλλογής δεδομένων με αισθητήρες μετεωρολογικών δεδομένων (θερμοκρασία περιβάλλοντος, ταχύτητας ανέμου)
- ✓ Εγκατάσταση Μετασχηματιστή Μέσης Τάσης
- ✓ Εγκατάσταση ηλεκτρολογικών πινάκων και συστημάτων ασφαλείας
- ✓ Εγκατάσταση σωληνώσεων, καλωδιώσεων και συνοδών (φρεάτια, σπιράλ)
- ✓ Συνδέσεις καλωδίων AC/DC
- ✓ Εγκατάσταση συστήματος εσωτερικής αντικεραυνικής προστασίας (απαγωγείς υπερτάσεων)
- ✓ Εγκατάσταση συστήματος γειώσεως (θεμελιακή και σύνδεση ισοδυναμικά όλων των μεταλλικών μερών της εγκατάστασης)
- ✓ Θέση σε λειτουργία και σύνδεση με το δίκτυο της ΔΕΗ.

Οικοδομικές – Χωματουργικές εργασίας και Μηχανήματα:

- ✓ Χωματουργικά για την εκσκαφή των καναλιών διέλευσης καλωδίων και γείωσης

- ✓ Καλούπωμα και κατασκευή από οπλισμένο σκυρόδεμα, της τσιμεντοκολώνας στήριξης κιβωτίων διασύνδεσης ΔΕΗ. (Συμπεριλαμβάνονται μεταλλικές κατασκευές για την σύνδεση του σταθμού με τα μετρητικά της ΔΕΗ στη τσιμεντοκολώνα).

Ολοκληρωμένα Σχέδια και μελέτες Η/Μ εξοπλισμού και Χωροθέτησης:

- ✓ Χωροθέτησης Η/Μ εξοπλισμού
- ✓ Έργων Χ/Τ και διασύνδεσης
- ✓ Ηλεκτρολογικής σύνδεσης
- ✓ Οριστικές προμετρήσεις υλικών
- ✓ Εκπόνηση τελικού χρονοδιαγράμματος
- ✓ Οργάνωση εργοταξίου (μηχανήματα, εξοπλισμός, εγκαταστάσεις, προσωπικό, παραδόσεις).

3.3.3 Προϋπολογισμός έργου

Σύμφωνα με το προσύμφωνο που έχει υπογραφεί μεταξύ του επενδυτή και του κατασκευαστή του έργου, σε αυτό περιλαμβάνονται όλες οι παρακάτω περιγραφόμενες υπηρεσίες καθώς και το σύνολο του εξοπλισμού για τη λειτουργία του πάρκου. Η συμφωνία προβλέπει turn-key solution εφόσον τελικά επιλεγεί το συγκεκριμένο Project από τον επενδυτή.

Πίνακας 7: Χαρακτηριστικά Φ/Β

Φωτοβολταϊκό σύστημα ονομαστικής ισχύος : 6.500.000 kWp			
Είδος	Περιγραφή	Τεμάχια	Τιμή
Βασικός εξοπλισμός			
Φωτοβολταϊκά πλαίσια	ALEO S_18 235Wp	27.586	Περιλαμβάνονται
Περιλαμβάνονται	SMA Central 500CP	13	Περιλαμβάνονται
Ασφάλιση Επιτήρηση	SMA Sunny String-Monitoring 24-11	60	Περιλαμβάνονται
Σύστημα τηλεπίβλεψης	SMA Sunny WebBox Bluetooth®	1	Περιλαμβάνονται

Σύστημα συλλογής μετεωρολογικών δεδομένων	SMA Sunny Sensor Box	1	Περιλαμβάνονται
Βάσεις στήριξης πλαισίων	Krinner & βιδωτά θεμέλια Krinner		Περιλαμβάνονται
Ηλεκτρολογικό υλικό			
Ηλεκτρολογικό υλικό	Καλώδια σύνδεσης, Πίνακας AC-DC, σπιδάλ, κανάλια καλωδίωσης, πίνακες ισχύος τοπικός (AC), γενικός Πίνακας AC/XT, Ηλιακά καλώδια LAPP	-	Περιλαμβάνονται
Αντικεραυνικά	Σύστημα εξωτερικής αντικεραυνικής προστασίας κλωβού (ακίδες επί των βάσεων).Σύστημα εσωτερικής αντικεραυνικής προστασίας (απαγωγείς υπερτάσεων) Απαγωγείς κρουστικών υπερτάσεων στο συνεχές ρεύμα (είσοδος μετατροπέων) Απαγωγείς κρουστικών υπερτάσεων στο εναλλασσόμενο ρεύμα (έξοδος μετατροπέων) Απαγωγείς κρουστικών υπερτάσεων στην γενική διασύνδεση (ΔΕΗ)	-	Περιλαμβάνονται
Μετασηματιστής Μέσης Τάσης	Κιόσκι Τύπου Schneider (1.000 KVA M/T, Πεδίο Μέσης τάσης πεδίο χαμηλής τάσης, πεδίο μέτρησης & και control room	-	Περιλαμβάνονται
Λοιπά έξοδα			

Έξοδα Εγκατάστασης Φ/Β	Μελέτη και σχεδίαση έργου Τοποθέτηση Βάσεων Στήριξης φ/β πλαισίων Εγκατάσταση ηλεκτρολογικών πινάκων και καλωδιώσεων DC & AC Θέση σε λειτουργία & εκπαίδευση πελάτη, Διαμονή & μεταφορικά προσωπικού		Περιλαμβάνονται
Περίφραξη	Περίφραξη ύψους 2,0 μ., με σενάζ, με δίφυλλη πόρτα πλάτους 4 μέτρων		Περιλαμβάνονται
Σύστημα Συναγερμού - Κάμερες	Σύστημα κλειστού κυκλώματος τηλεόρασης, περιμετρική κάλυψη με beams (laser), σύνδεση με κέντρο λήψεων σημάτων, σειρήνα, λευκοί προβολείς, alarm		Περιλαμβάνονται
Έξοδα Μεταφοράς και Ασφάλισης	Έως τον χώρο τοποθέτησης		Περιλαμβάνονται
Συνολικό ενδεικτικό τίμημα :			5.520.000,00 €

3.3.4 Παραγωγικότητα φωτοβολταϊκού πάρκου

Για τη μέτρηση της ηλιακής ακτινοβολίας στη συγκεκριμένη τοποθεσία έχουν ληφθεί στοιχεία από το Φωτοβολταϊκό Γεωγραφικό Πληροφοριακό Σύστημα (Photovoltaic Geographical Information System –PVGIS), το οποίο διατηρεί στοιχεία του ηλιακού δυναμικού για Ευρώπη, Αφρική και Νοτιοανατολική Ασία, παρέχει ακρίβεια συντεταγμένων και αποτελεί βασικό οδηγό για την υλοποίηση επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά πάρκα καθώς παρέχει μοντέλο το οποίο αποδίδει την τελική ηλεκτροπαραγωγή με βάση τα δεδομένα που εισάγαμε (πηγή: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>).

Για την εύρεση των παραγόμενων κιλοβατώραν του συγκεκριμένου φωτοβολταϊκού πάρκου με εγκατεστημένη ισχύ 6.5 MW έγινε χρήση της παραπάνω πηγής. Στο συγκεκριμένο

μοντέλο εισάγαμε την τοποθεσία του έργου (Δαφνούλα Αχαΐας) και την ισχύ (6,500,000 KWp) και από το σύστημα της PVGIS εκτιμήθηκε ότι οι παραγόμενες κιλοβατώρες ανέρχονται σε 11,300,000. Έτσι, με βάση τα παραπάνω, για λόγους συντηρητικότητας της επένδυσης, αφαιρούμε από τον αναμενόμενο αριθμό κιλοβατωρών ένα ποσοστό της τάξης του 12% για λόγους που σχετίζονται με τυχόν κατασκευαστικές αστοχίες ή λοιπές απώλειες του συστήματος και η τελική παραγωγικότητα του έργου ανέρχεται σε 9,944,000 κιλοβατώρες που είναι και η βάση υπολογισμού το μοντέλου μας.

Performance of Grid-connected PV

NOTE: before using these calculations for anything serious, you should read [this](#)

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 38°4'31" North, 21°44'3" East, Elevation: 161 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 6500.0 kW (crystalline silicon)
 Estimated losses due to temperature and low irradiance: 10.1% (using local ambient temperature)
 Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.4%
 Other losses (cables, inverter etc.): 2.0%
 Combined PV system losses: 14.0%

Fixed system: inclination=35°, orientation=0°

Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	21100.00	653000	3.54	110
Feb	23800.00	668000	4.08	114
Mar	32800.00	1020000	5.74	178
Apr	34600.00	1040000	6.15	185
May	35800.00	1110000	6.48	201
Jun	38500.00	1150000	7.08	213
Jul	38500.00	1190000	7.19	223
Aug	38300.00	1190000	7.17	222
Sep	34300.00	1030000	6.30	189
Oct	29500.00	916000	5.27	163
Nov	24000.00	720000	4.18	125
Dec	18500.00	573000	3.14	97.2
Yearly average	30800	938000	5.53	168
Total for year		11300000		2020

E_d : Average daily electricity production from the given system (kWh)
 E_m : Average monthly electricity production from the given system (kWh)
 H_d : Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)
 H_m : Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Εικόνα 2.0.6: Παραγωγικότητα Έργου (PVGIS, πηγή: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>)

3.3.5 Τεχνικοοικονομική Ανάλυση Φ/Β Πάρκου

Πίνακας 8: Παραγωγικότητα Φωτοβολταϊκού Πάρκου

Ετήσια ενεργειακή παραγωγικότητα (kwh)	9,944,000.00
Τιμή kWh*	0.084
Μέσο ποσοστό πληθωρισμού	0.015
Μέση αύξηση της τιμής της kWh	0.00375
Φορολογία εισοδήματος	29%
Συνδυασμένη απώλεια συστήματος	12.00%

*Η τιμή kWh που έχει ληφθεί υπόψη (0,084 ευρώ) είναι προϊόν Ηλεκτρονικής Δημοπράτησης που διεξήχθη από τη ΡΑΕ στις 12 Δεκεμβρίου 2016 με θέμα «Διενέργεια Πιλοτικής Ανταγωνιστικής Διαδικασίας υποβολής προσφορών για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 7 παρ. 8 του Ν. 4414/2016.

Οι τιμές των συμμετεχόντων σε αυτή τη κατηγορία για φ/β ισχύος από 1MW έως 9MW που υποβλήθηκαν από ενδιαφερομένους επενδυτές και που τελικά επιλέχθηκαν από τη ΡΑΕ κυμάνθηκαν από 79,97 ευρώ/MWh έως 88 ευρώ/MWh. Ο μέσος όρος (84 ευρώ/MWh) ανώτερης και κατώτερης προσφερθείσας και επιλεγείσας τιμής αποτελεί τη τιμή κιλοβατώρας (0,084 ευρώ) της μελέτης μας (1 MWh=1000 KWh, πηγή: Απόφαση ΡΑΕ 570/2016

Πίνακας 9: Ανάλυση Κόστους – Κεφαλαιακές Δαπάνες (CAPEX)

<i>Ανάλυση Κόστους - Κεφαλαιακές Δαπάνες (CAPEX)</i>	<i>Ποσότητα</i>	<i>Απόσβεση</i>	
PV panels, inverters, τηλεμετρία, security	0 5,200,000.00	94.2%	10.0%
Ηλεκτρολογικές εργασίες έως τον υποσταθμό	0.00	0.0%	10.0%
Έργα σύνδεσης στο δίκτυο και υποσταθμός	220,000.00	4.0%	10.0%
Χωματοουργικά & Έργα πολιτικού μηχ.	100,000.00	1.8%	10.0%
Δικαιώματα χρήσης γης	0.00	0.0%	10.0%

Διάνοιξη οδικού δικτύου	0.00	0.0%	10.0%
Κόστη αδειοδότησης, μελέτες, μετρήσεις κλπ.		0.0%	
Λοιπά	0.00	0.0%	
ΣΥΝΟΛΟ	5,520,000.00		

Πίνακας 10: Χρηματοδοτικό Σχήμα

Χρηματοδότηση Έργου	Συμμετοχή	€	Επιτόκιο	Διάρκεια	Περίοδος Χάριτος
Τραπεζικός Δανεισμός	70%	3,864,000.00	5%	12 έτη	1 έτος
Ίδια Κεφάλαια	30%	1,656,000.00			
Σύνολο	100%	5,520,000.00			
		Μετά την κεφαλαιοποίηση του τόκου			
ΔΑΝΕΙΟ	3,864,000.00	4,057,200.00			
ΕΠΙΤΟΚΙΟ	5.00%				
ΕΤΗ	12				
ΤΟΚΟΣ	193,200.00				
ΠΛΗΡΩΜΗ	457,755.25				

Πίνακας 11: Ετήσιες Καταβολές Δανείου (Κεφάλαιο-Τόκος)

Έτος	2017 ⁷	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ποσό καταβολής	0.00	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25
Τόκος	0.00	202,860.00	190,115.24	176,733.24	162,682.14	147,928.48	132,437.14	116,171.24	99,092.03	81,158.87	62,329.05	42,557.74	21,797.87
Κεφάλαιο	0.00	254,895.25	267,640.02	281,022.02	295,073.12	309,826.77	325,318.11	341,584.02	358,663.22	376,596.38	395,426.20	415,197.51	435,957.38
Υπολειπόμενο κεφάλαιο	4,057,200	3,802,304.75	3,534,664.73	3,253,642.71	2,958,569.60	2,648,742.82	2,323,424.71	1,981,840.69	1,623,177.47	1,246,581.09	851,154.89	435,957.38	0

⁷ Περίοδος Χάριτος με κεφαλαιοποίηση τόκου

Πίνακας 12: Λειτουργικά Έσοδα

Έτος	Τιμή kwh	Πωλήσεις (€)
2017		
2018	0.084	835,296
2019	0.084	838,428
2020	0.085	841,572
2021	0.085	844,728
2022	0.085	847,896
2023	0.086	851,076
2024	0.086	854,267
2025	0.086	857,471
2026	0.087	860,686
2027	0.087	863,914
2028	0.087	867,154
2029	0.088	870,405
2030	0.088	873,669
2031	0.088	876,946
2032	0.089	880,234

2033	0.089	883,535
2034	0.089	886,848
2035	0.090	890,174
2036	0.090	893,512
2037	0.090	896,863

Πίνακας 13: Λειτουργικές Δαπάνες (ΟΡΕΧ – inflation 1,5%)

	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Έτος											
Ενοίκιο γης		20,000	20,300	20,605	20,914	21,227	21,546	21,869	22,197	22,530	22,868
Συντήρηση & επισκευές		40,000.00	40,600.00	41,209.00	41,827.14	42,454.54	43,091.36	43,737.73	44,393.80	45,059.70	45,735.60
Απομίλωση - καθαρισμός πάνελ		8,000.00	8,120.00	8,241.80	8,365.43	8,490.91	8,618.27	8,747.55	8,878.76	9,011.94	9,147.12
Κόστος προσωπικού - φύλαξη		34,125.00	34,636.88	35,156.43	35,683.77	36,219.03	36,762.32	37,313.75	37,873.46	38,441.56	39,018.18
Ασφάλεια		11,040.00	11,205.60	11,373.68	11,544.29	11,717.45	11,893.22	12,071.61	12,252.69	12,436.48	12,623.03
Εξοπλισμού											
Λοιπά έξοδα		5,000.00	5,075.00	5,151.13	5,228.39	5,306.82	5,386.42	5,467.22	5,549.22	5,632.46	5,716.95
ΣΥΝΟΛΟ		118,165.00	119,937.48	121,736.54	123,562.59	125,416.02	127,297.26	129,206.72	131,144.82	133,112.00	135,108.68

	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>
Έτος	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Ενοίκιο γης	23,211	23,559	23,912	24,271	24,635	25,005	25,380	25,760	26,147	26,539
Συντήρηση & επισκευές	46,421.63	47,117.96	47,824.73	48,542.10	49,270.23	50,009.28	50,759.42	51,520.81	52,293.63	53,078.03
Αποψίλωση - καθαρισμός πάνελ	9,284.33	9,423.59	9,564.95	9,708.42	9,854.05	10,001.86	10,151.88	10,304.16	10,458.73	10,615.61
Κόστος προσωπικού - φύλαξη	39,603.46	40,197.51	40,800.47	41,412.48	42,033.66	42,664.17	43,304.13	43,953.69	44,613.00	45,282.19
Ασφάλεια	12,812.37	13,004.56	13,199.62	13,397.62	13,598.58	13,802.56	14,009.60	14,219.74	14,433.04	14,649.54
Εξοπλισμού	5,802.70	5,889.74	5,978.09	6,067.76	6,158.78	6,251.16	6,344.93	6,440.10	6,536.70	6,634.75
Λοιπά έξοδα	5,802.70	5,889.74	5,978.09	6,067.76	6,158.78	6,251.16	6,344.93	6,440.10	6,536.70	6,634.75
ΣΥΝΟΛΟ	137,135.31	139,192.34	141,280.22	143,399.42	145,550.42	147,733.67	149,949.68	152,198.92	154,481.91	156,799.13

Πίνακας 14: P&L Statement

	0	1	2	3	4	5	6	7
Έτος	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Έσοδα (Πώληση ρεύματος)	0	835.296	838.428	841.572	844.728	847.896	851.076	854.267
Έξοδα								
Λειτουργικά ⁸	0	118.165	119.937	121.737	123.563	125.416	127.297	129.207
Χρηματοοικονομικά	0	457.755	457.755	457.755	457.755	457.755	457.755	457.755
Σύνολο	0,00	575.920,25	577.692,73	579.491,79	581.317,84	583.171,28	585.052,52	586.961,98
ebitda	0,00	717.131,00	718.490,89	719.835,93	721.165,78	722.480,07	723.778,44	725.060,52
Περιθώριο Κέρδους		85,85%	85,69%	85,53%	85,37%	85,21%	85,04%	84,88%
Απόσβεση (10%)	0,00	552.000,00	552.000,00	552.000,00	552.000,00	552.000,00	552.000,00	552.000,00
ebit	0,00	165.131,00	166.490,89	167.835,93	169.165,78	170.480,07	171.778,44	173.060,52
ebt	0,00	-37.729,00	-23.624,35	-8.897,31	6.483,64	22.551,59	-153.539,67	-168.523,50
Φόροι ⁹	0,00	-10.941,41	-6.851,06	-2.580,22	1.880,26	6.539,96	-44.526,50	-48.871,82
Καθαρό Κέρδος	0,00	-26.787,59	-16.773,29	-6.317,09	4.603,39	16.011,63	-109.013,17	-119.651,69
Καθαρή Ταμειακή Ροή	0,00	270.317,16	267.586,69	264.660,89	261.530,27	258.184,86	310.549,69	316.177,08
DSCR (Debt Service Coverage Ratio)		1,57	1,57	1,57	1,58	1,58	1,58	1,58

⁸ Πληθωρισμός 1,5%

⁹ KPMG-φορολογία νομικών προσώπων

	8	9	10	11	12	13	14
Έτος	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Έσοδα (Πώληση ρεύματος)	857.471	860.686	863.914	867.154	870.405	873.669	876.946
Έξοδα							
Λειτουργικά¹⁰	131.145	133.112	135.109	137.135	139.192	141.280	143.399
Χρηματοοικονομικά	457.755	457.755	457.755	457.755	457.755	0	0
Σύνολο	588.900,08	590.867,25	592.863,93	594.890,56	596.947,59	141.280,22	143.399,42
ebitda	726.325,92	727.574,26	728.805,15	730.018,20	731.213,00	732.389,13	733.546,19
Περιθώριο Κέρδους	84,71%	84,53%	84,36%	84,19%	84,01%	83,83%	83,65%
Απόσβεση (10%)	552.000,00	552.000,00	552.000,00				
ebit	174.325,92	175.574,26	176.805,15	730.018,20	731.213,00	732.389,13	733.546,19
ebt	-184.337,30	-201.022,12	-218.621,05	314.820,69	295.255,61	732.389,13	733.546,19
Φόροι¹¹	-53.457,82	-58.296,41	-63.400,10	91.298,00	85.624,13	212.392,85	212.728,39
Καθαρό Κέρδος	-130.879,48	-142.725,71	-155.220,94	223.522,69	209.631,48	519.996,28	520.817,79
Καθαρή Ταμειακή Ροή	322.028,48	328.115,42	334.450,00	180.964,95	187.833,62	519.996,28	520.817,79
DSCR (Debt Service Coverage Ratio)	1,59	1,59	1,59	1,59	1,60		

¹⁰ Πληθωρισμός 1,5%

¹¹ KPMG-φορολογία νομικών προσώπων

	15	16	17	18	19	20
Έτος	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Έσοδα (Πώληση ρεύματος)	880.234	883.535	886.848	890.174	893.512	896.863
Έξοδα						
Λειτουργικά¹²	145.550	147.734	149.950	152.199	154.482	156.799
Χρηματοοικονομικά	0	0	0	0	0	0
Σύνολο	145.550,42	147.733,67	149.949,68	152.198,92	154.481,91	156.799,13
ebitda	734.683,74	735.801,36	736.898,62	737.975,05	739.030,22	740.063,66
Περιθώριο Κέρδους	83,46%	83,28%	83,09%	82,90%	82,71%	82,52%
Απόσβεση (10%)						
ebit	734.683,74	735.801,36	736.898,62	737.975,05	739.030,22	740.063,66
ebt	734.683,74	735.801,36	736.898,62	737.975,05	739.030,22	740.063,66
Φόροι¹³	213.058,29	213.382,40	213.700,60	214.012,76	214.318,76	214.618,46
Καθαρό Κέρδος	521.625,46	522.418,97	523.198,02	523.962,29	524.711,46	525.445,20
Καθαρή Ταμειακή Ροή	521.625,46	522.418,97	523.198,02	523.962,29	524.711,46	525.445,20

¹² Πληθωρισμός 1,5%

¹³ KPMG-φορολογία νομικών προσώπων

3.4. Επένδυση σε Αιολικό Πάρκο

3.4.1 Περιγραφή Επένδυσης

Ο Σκοπός της επένδυσης είναι η κατασκευή και λειτουργία μονάδας ενεργειακής αξιοποίησης του αιολικού δυναμικού-αιολικό πάρκο στην επαρχία Δωρίδος του Ν. Φωκίδος που ανήκει στην περιφέρεια της Στ. Ελλάδας. Το αιολικό πάρκο θα είναι εγκατεστημένης ισχύος 4MW. Η επιλογή της περιοχής είναι στρατηγική καθώς χαρακτηρίζεται από σημαντικό αιολικό δυναμικό. Σύμφωνα με το Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας η συγκεκριμένη περιοχή εντάσσεται στις Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας (ΠΑΠ) και συγκεκριμένα στην κατηγορία 2. {Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας (ΠΑΠ) είναι οι περιοχές της ηπειρωτικής χώρας, που απεικονίζονται στο απο κάτω διάγραμμα, οι οποίες διαθέτουν συγκριτικά πλεονεκτήματα για την εγκατάσταση αιολικών σταθμών, ενώ ταυτόχρονα προσφέρονται από απόψεως επίτευξης των χωροταξικών στόχων. Στις περιοχές αυτές, εκτιμάται η μέγιστη δυνατότητα χωροθέτησης αιολικών εγκαταστάσεων (φέρουσα ικανότητα).

3.4.2 Βασικά Τεχνικά Χαρακτηριστικά τη Επένδυσης

Μέση Ταχύτητα Ανέμου (m/s)	6.2
Ύψος (m)	80
Είδος Α/Γ-κατασκευαστής	Gamesa g114
Ισχύς κάθε Α/Γ (mw)	2mw
Αριθμός Α/Γ	2
Εγκατεστημένη Ηλεκτρική Ισχύς (μw)	4mw
Αναμενόμενη Ετήσια Παραγωγή Ενέργειας (mwh)	11,140
Συντελεστής Ισχύος (%)	31.8%
Διάμετρος Ρότορα ανα Α/Γ (m)	90
Επιφάνεια Σάρωσης ανά Α/Γ m ²	6.362

3.4.3. Προϋπολογισμός έργου

Για την επένδυση θα απαιτηθούν οι παρακάτω εργασίες σε κύριες και βοηθητικές μονάδες οι οποίες αναλύονται στα εξής κόστη:

1. Κόστος ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού
2. Κόστος έργων πολιτικού μηχανικού
3. Κόστος σύνδεσης στο δίκτυο

Τα 3 αυτά βασικά κόστη υποδιαιρούνται στα ακόλουθα κόστη:

1. Τα κόστη ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού προκύπτει ως άθροισμα του κόστους των ακόλουθων συνιστωσών:
 - Κόστος Α/Γ
 - Κόστος συστήματος τηλε-παρακολούθησης, τηλε-ελέγχου
 - Κόστος μετασχηματιστή ισχύος
 - Κόστος γειώσεων-αντικεραυνικής προστασίας
 - Κόστος ηλεκτρικών πινάκων
2. Το κόστος των έργων πολιτικού μηχανικού προκύπτει ως άθροισμα του κόστους των ακόλουθων συνιστωσών:
 - Κόστος για τα έργα θεμελίωσης των Α/Γ
 - Κόστος περιβαλλοντικής αποκατάστασης
 - Κόστος κατασκευής οδών προσπέλασης
 - Κόστος κατασκευής κτιρίου ελέγχου
3. Το κόστος σύνδεσης με το δίκτυο, το οποίο αποτελεί μια φιξαρισμένη τιμή η οποία καθορίζεται από το διαχειριστή του δικτύου μεταφοράς της ηλ. ενέργειας.

3.4.4 Τεχνικοοικονομική Ανάλυση Αιολικού Πάρκου

Πίνακας 15: Παραγωγικότητα Αιολικού Πάρκου

Ετήσια ενεργειακή παραγωγικότητα	11.140.000,00
Ώρες λειτουργίας	2785
Συντελεστής απόδοσης τουρμπίνων	0,317922374
Τιμή kWh	0,095
Μέσο ποσοστό πληθωρισμού	0,015
Μέση αύξηση της τιμής της kWh	0,00375
Φορολογία εισοδήματος	29%

Πίνακας 16: Ανάλυση Κόστους-Κεφαλαιακές Δαπάνες (CAPEX)

Ανάλυση Κόστους - Κεφαλαιακές Δαπάνες (CAPEX)	Ποσότητα		Απόσβεση	
Ανεμογεννήτριες	2	4.200.000,00	76,1%	10,0%
Ηλεκτρολογικές εργασίες έως τον υποσταθμό		0,00	0,0%	10,0%
Υποσταθμός εναλλαγής τάσης & Σύνδεσης στο δίκτυο		350.000,00	6,3%	10,0%
Χωματοουργικά & Έργα πολιτικού μηχ.		650.000,00	11,8%	10,0%
Δικαιώματα χρήσης γης		0,00	0,0%	10,0%
Διάνοιξη οδικού δικτύου		0,00	0,0%	10,0%
Κόστη αδειοδότησης, μελέτες, μετρήσεις κλπ.		320.000,00	5,8%	

Λοιπά	0,00	0,0%
ΣΥΝΟΛΟ	5.520.000,00	

Πίνακας 17: Χρηματοδοτικό Σχήμα

Χρηματοδότηση Έργου	Συμμετοχή	€	Επιτόκιο	Διάρκεια	Περίοδος Χάριτος
Τραπεζικός Δανεισμός	70%	3.864.000,00	5%	12 έτη	1 έτος
Ιδια Κεφάλαια	30%	1.656.000,00			
Σύνολο	100%	5.520.000,00			
Μετά την κεφαλαιοποίηση του τόκου					
ΔΑΝΕΙΟ		3.864.000,00			4.057.200,00
ΕΠΙΤΟΚΙΟ	5,00%				
ΕΤΗ	12				
ΤΟΚΟΣ		193.200,00			
ΠΛΗΡΩΜΗ		457.755,25			

Πίνακας 18:Ετήσιες Καταβολές Δανείου (Κεφάλαιο-Τόκος)

Έτος	2017 ¹⁴	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ποσό καταβολής	0.00	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25	457,755.25
Τόκος	0.00	202,860.00	190,115.24	176,733.24	162,682.14	147,928.48	132,437.14	116,171.24	99,092.03	81,158.87	62,329.05	42,557.74	21,797.87
Κεφάλαιο	0.00	254,895.25	267,640.02	281,022.02	295,073.12	309,826.77	325,318.11	341,584.02	358,663.22	376,596.38	395,426.20	415,197.51	435,957.38
Υπολειπόμενο κεφάλαιο	4,057,200	3,802,304.75	3,534,664.73	3,253,642.71	2,958,569.60	2,648,742.82	2,323,424.71	1,981,840.69	1,623,177.47	1,246,581.09	851,154.89	435,957.38	0

¹⁴ Περίοδος Χάριτος με κεφαλαιοποίηση τόκου

Πίνακας 19: Λειτουργικά Έσοδα

Έτος	Τιμή kwh	Πωλήσεις (€)
2017		
2018	0,095	1.058.300
2019	0,095	1.062.269
2020	0,096	1.066.252
2021	0,096	1.070.251
2022	0,096	1.074.264
2023	0,097	1.078.293
2024	0,097	1.082.336
2025	0,098	1.086.39
2026	0,098	1.090.469
2027	0,098	1.094.558
2028	0,099	1.098.663
2029	0,099	1.102.783
2030	0,099	1.106.918
2031	0,100	1.111.069
2032	0,100	1.115.236

2033	0.100	1.119.418
2034	0.101	1.123.616
2035	0.101	1.127.829
2036	0.102	1.132.058
2037	0.102	1.136.304

Πίνακας 20: Λειτουργικές Δαπάνες (OPEX – inflation 1,5%)

Έτη	0 2017	1 2018	2 2019	3 2020	4 2021	5 2022	6 2023	7 2024	8 2025	9 2026	10 2027
Δημοτικά τέλη (3% επί των εσόδων)		31.749,00	32.225,00	32.870,00	33.527,00	34.198,00	34.882,00	35.579,00	36.291,00	37.017,00	37.757,00
Επισκευές - Συντηρήσεις (22.500Euro/MW/year)		90.000,00	91.350,00	92.720,25	94.111,05	95.522,72	96.955,56	98.409,89	99.886,04	101.384,33	102.905,10
Ασφάλεια εξοπλισμού (0,2% του CAPEX)		11.040,00	11.205,60	11.205,60	11.205,60	11.205,60	11.205,60	11.205,60	11.205,60	11.205,60	11.205,60
Κόστος προσωπικού		60.000,00	60.900,00	61.813,50	62.740,70	63.681,81	64.637,04	65.606,60	66.590,69	67.589,56	68.603,40
Λοιπά έξοδα		5.000,00	5.075,00	5.151,13	5.228,39	5.306,82	5.386,42	5.467,22	5.549,22	5.632,46	5.716,95
ΣΥΝΟΛΟ		197.789,00	200.755,84	203.760,21	206.812,88	209.914,63	213.066,25	216.268,57	219.522,41	222.828,62	226.188,05

Έτη	11 2028	12 2029	13 2030	14 2031	15 2032	16 2033	17 2034	18 2035	19 2036	20 2037
Δημοτικά τέλη (3% επί των εσόδων)	38.512,00	39.282,00	40.068,00	40.869,00	41.687,00	42.521,00	43.371,00	44.238,00	45.123,00	46.026,00
Επισκευές - Συντηρήσεις (22.500Euro/MW/year)	104.448,67	106.015,40	107.605,64	109.219,72	110.858,02	112.520,89	114.208,70	115.921,83	117.660,66	119.425,57
Ασφάλεια εξοπλισμού (0,2% του CAPEX)	11.205,60	11.205,60	11.205,60	11.205,60	11.205,60	11.205,60	11.205,60	11.205,60	11.205,60	11.205,60
Κόστος προσωπικού	69.632,45	70.676,94	71.737,09	72.813,15	73.905,34	75.013,92	76.139,13	77.281,22	78.440,44	79.617,04
Λοιπά έξοδα	5.802,70	5.889,74	5.978,09	6.067,76	6.158,78	6.251,16	6.344,93	6.440,10	6.536,70	6.634,75
ΣΥΝΟΛΟ	229.601,57	233.070,07	236.594,45	240.175,62	243.814,52	247.512,08	251.269,28	255.087,09	258.966,51	262.908,54

Το O&M κόστος συντήρησης για Ελλάδα υπολογίζεται περίπου 0,025€/kWh.

(πηγή: https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf)

Πίνακας 21: P&L Statement

	0	1	2	3	4	5	6	7
Έτος	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Έσοδα (Πώληση ρεύματος)	0	1.058.300	1.062.269	1.066.252	1.070.251	1.074.264	1.078.293	1.082.336
Έξοδα								
Λειτουργικά ¹⁵	0	197.789	200.756	203.760	206.813	209.915	213.066	216.269
Χρηματοοικονομικά	0	457.755	457.755	457.755	457.755	457.755	457.755	457.755
Σύνολο	0,00	655.544,25	658.511,09	661.515,47	664.568,14	667.669,88	670.821,50	674.023,82
ebitda	0,00	860.511,00	861.512,79	862.491,92	863.437,70	864.349,39	865.226,26	866.067,54
Περιθώριο Κέρδους		81,31%	81,10%	80,89%	80,68%	80,46%	80,24%	80,02%
Απόσβεση (10%)	0,00	552.000,00	552.000,00	552.000,00	552.000,00	552.000,00	552.000,00	552.000,00
ebit	0,00	308.511,00	309.512,79	310.491,92	311.437,70	312.349,39	313.226,26	314.067,54
ebt	0,00	105.651,00	119.397,55	133.758,68	148.755,56	164.420,91	-12.091,86	-27.516,48
Φόροι¹⁶	0,00	30.638,79	34.625,29	38.790,02	43.139,11	47.682,06	-3.506,64	-7.979,78
Καθαρό Κέρδος	0,00	75.012,21	84.772,26	94.968,66	105.616,45	116.738,85	-8.585,22	-19.536,70
Καθαρή Ταμειακή Ροή	0,00	372.116,96	369.132,25	365.946,65	362.543,33	358.912,07	410.977,64	416.292,06
DSCR (Debt Service Coverage Ratio)		1,88	1,88	1,88	1,89	1,89	1,89	1,89

¹⁵ Πληθωρισμός 1,5%

¹⁶ KPMG-φορολογία νομικών προσώπων

	8	9	10	11	12	13	14
Έτος	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Έσοδα (Πώληση ρεύματος)	1.086.395	1.090.469	1.094.558	1.098.663	1.102.783	1.106.918	1.111.069
Έξοδα							
Λειτουργικά ¹⁷	219.522	222.829	226.188	229.602	233.070	236.594	240.176
Χρηματοοικονομικά	457.755	457.755	457.755	457.755	457.755	0	0
Σύνολο	677.277,66	680.583,87	683.943,30	687.356,82	690.825,32	236.594,45	240.175,62
ebitda	866.872,45	867.640,23	868.370,06	869.061,13	869.712,61	870.323,67	870.893,44
Περιθώριο Κέρδους	79,79%	79,57%	79,34%	79,10%	78,87%	78,63%	78,38%
Απόσβεση (10%)	552.000,00	552.000,00	552.000,00				
ebit	314.872,45	315.640,23	316.370,06	869.061,13	869.712,61	870.323,67	870.893,44
ebt	-43.790,76	-60.956,15	-79.056,14	453.863,62	433.755,23	870.323,67	870.893,44
Φόροι¹⁸	-12.699,32	-17.677,28	-22.926,28	131.620,45	125.789,02	252.393,86	252.559,10
Καθαρό Κέρδος	-31.091,44	-43.278,87	-56.129,86	322.243,17	307.966,21	617.929,81	618.334,34
Καθαρή Ταμειακή Ροή	421.816,52	427.562,26	433.541,09	279.685,43	286.168,34	617.929,81	618.334,34
DSCR (Debt Service Coverage Ratio)	1,89	1,90	1,90	1,90	1,90		

¹⁷ Πληθωρισμός 1,5%

¹⁸ KPMG-φορολογία νομικών προσώπων

	15	16	17	18	19	20
Έτος	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Έσοδα (Πώληση ρεύματος)	1.115.236	1.119.418	1.123.616	1.127.829	1.132.058	1.136.304
Έξοδα						
Λειτουργικά¹⁹	243.815	247.512	251.269	255.087	258.967	262.909
Χρηματοοικονομικά	0	0	0	0	0	0
Σύνολο	243.814,52	247.512,08	251.269,28	255.087,09	258.966,51	262.908,54
ebitda	871.421,05	871.905,62	872.346,24	872.741,98	873.091,93	873.395,12
Περιθώριο Κέρδους	78,14%	77,89%	77,64%	77,38%	77,12%	76,86%
Απόσβεση (10%)						
ebit	871.421,05	871.905,62	872.346,24	872.741,98	873.091,93	873.395,12
ebt	871.421,05	871.905,62	872.346,24	872.741,98	873.091,93	873.395,12
Φόροι²⁰	252.712,11	252.852,63	252.980,41	253.095,18	253.196,66	253.284,58
Καθαρό Κέρδος	618.708,95	619.052,99	619.365,83	619.646,81	619.895,27	620.110,53
Καθαρή Ταμειακή Ροή	618.708,95	619.052,99	619.365,83	619.646,81	619.895,27	620.110,53
DSCR (Debt Service Coverage Ratio)						

¹⁹ Πληθωρισμός 1,5%

²⁰ KPMG-φορολογία νομικών προσώπων

3.5. Οικονομική Αξιολόγηση Αποτελεσμάτων

Με την ολοκλήρωση της τεχνικοοικονομικής μελέτης, εξάγουμε κάποια κρίσιμα συμπεράσματα για την διαδικασία επιλογής μεταξύ των 2 επενδύσεων. Καταρχάς από τεχνικής άποψης, η παραγωγικότητα σε ενέργεια και των 2 τεχνολογιών είναι αρκετά υψηλή καθώς οι κατασκευαστές και των 2 τεχνολογιών θεωρούνται από τους πιο αξιόπιστους στον κλάδο. Αυτό σε συνδυασμό με την επιλογή της τοποθεσίας της κάθε εγκατάστασης προσδίδει μια αρχική αισιοδοξία στον επενδυτή ακόμα και πριν την εκπόνηση της οικονομικής ανάλυσης. Επιπλέον, πρέπει να επισημάνουμε ότι το όφελος τέτοιων «πράσινων» έργων δεν έχει σκοπό να είναι μονοδιάστατο αλλά να έχει σαν αποδέκτη και το ανθρωπογενές και φυσικό περιβάλλον εκτός του επενδυτικού πλαισίου.

Από οικονομικής άποψης το σημαντικότερο στάδιο της τεχνικοοικονομικής ανάλυσης είναι η ερμηνεία των αποτελεσμάτων, δηλαδή η κατανόηση όλων εκείνων των χρηματοοικονομικών δεικτών οι οποίοι θα δώσουν μια σαφέστερη εικόνα στον επενδυτή για το ποια επένδυση είναι πιο συμφέρουσα για αυτόν.

Κριτήριο Καθαρής Παρούσας Αξίας

Το πρώτο κριτήριο που θα συγκρίνουμε και θα εξετάσουμε είναι αυτό της *Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ-NPV)* της κάθε επένδυσης. Η Καθαρή Παρούσα Αξία είναι το σύνολο των εσόδων «ανοιγμένο» στην παρούσα χρονική στιγμή (t_0). Δηλαδή, δείχνει το έλλειμμα ή το πλεόνασμα των αναμενόμενων ταμειακών ροών, σε όρους παρούσας αξίας, σε συνάρτηση με το κόστος κεφαλαίου που επενδύθηκε.

$$NPV = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+r)} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} = CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

Ως γενική θεώρηση της καθαρής παρούσας αξίας:

- Αν ΚΠΑ > 0 τότε η επένδυση είναι αποδεκτή
- Αν ΚΠΑ < 0 τότε η επένδυση δεν γίνεται αποδεκτή
- Αν ΚΠΑ = 0 τότε η επένδυση είναι αδιάφορη
- Σε περίπτωση αξιολόγησης δύο διαφορετικών επενδυτικών προτάσεων, επιλέγουμε αυτή με τη υψηλότερη ΚΠΑ.

Η μέθοδος της ΚΠΑ παρουσιάζει τόσο πλεονεκτήματα όσο και μειονεκτήματα.

Συνοπτικά αυτά είναι:

Πλεονεκτήματα

- Η μέθοδος χρησιμοποιεί καθαρές ταμειακές ροές
- Η μέθοδος αναγνωρίζει την αξία του χρήματος στο χρόνο
- Η αποδοχή ενός προγράμματος με καθαρή παρούσα αξία αυξάνει και την αξία της επιχείρησης

Μειονεκτήματα

- Η μέθοδος απαιτεί την ακριβή πρόβλεψη των μελλοντικών ταμειακών ροών (δεν είναι απλή διαδικασία)
- Η μέθοδος χρησιμοποιεί σταθερό προεξοφλητικό επιτόκιο για όλη τη διάρκεια της επένδυσης (για μακροχρόνιες επενδύσεις είναι συχνά υπόθεση μη ρεαλιστική).

Στην περίπτωση των δύο επενδύσεων, το προεξοφλητικό επιτόκιο που χρησιμοποιήθηκε είναι 3% (όπως αναφέρθηκε στην εισαγωγή του κεφαλαίου 3), δηλαδή η ελάχιστη επιθυμητή απόδοση από τον επενδυτή. Επιπλέον η απάντηση στο ερώτημα γιατί η ελάχιστη επιθυμητή απόδοση κεφαλαίων δεν είναι π.χ. 1% είναι ότι κανένας επενδυτής δεν θα ρίσκαρε να επενδύσει τόσο υψηλά κεφάλαια για τόσο χαμηλή απόδοση. Βέβαια όσο αυξάνεται η αναμενόμενη απόδοση τόσο μειώνεται η Κ.Π.Α. γεγονός όμως που δεν αποθαρρύνει τον επενδυτή, αλλά τον οδηγεί σε πιο ασφαλή συμπεράσματα. Δηλαδή, αν επιτυγχάνεται μία θετική Καθαρή Παρούσα Αξία όχι τόσο υψηλή σε απόλυτη τιμή, αλλά με υψηλό προεξοφλητικό επιτόκιο, τότε τα συμπεράσματα είναι πιο ασφαλή και ο επενδυτής κλίνει προς την επένδυση.

Στην περίπτωση των δύο επενδυτικών σχεδίων η Κ.Π.Α. που προέκυψε για την κάθε επένδυση με προεξοφλητικό επιτόκιο 3% φαίνεται παρακάτω:

Πίνακας 22: Καθαρή Παρούσα Αξία κάθε επένδυσης

Επένδυση	Αιολικό Πάρκο	Φοτοβολταϊκό Πάρκο
Κ.Π.Α. (€)	1.074.726,94	355.540,44

Η Καθαρή Παρούσα Αξία είναι θετική και για της 2 επενδύσεις γεγονός που δείχνει την βιωσιμότητα και την προοπτική πράσινων επενδύσεων στην Ελλάδα, όχι μόνο από κοινωνικό-περιβαλλοντική σκοπιά, αλλά και από οικονομική. Ιδιαίτερα στην περίπτωση του αιολικού πάρκου η Κ.Π.Α. χαρακτηρίζεται αρκετά υψηλή συγκριτικά πάντα με το

επενδύσιμο αρχικό κεφάλαιο. Θεωρητικά, μπορεί μάλιστα να χαρακτηριστεί και «ασφαλής» επένδυση εντάσεως κεφαλαίου. Επομένως, το κριτήριο της Κ.Π.Α. μας παραπέμπει στην επένδυση και επιλογή του αιολικού πάρκου.

Κριτήριο Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης

Το επόμενο κριτήριο που θα εξετάσουμε είναι αυτό του *Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (EBA-IRR)*. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης είναι το προεξοφλητικό επιτόκιο το οποίο μηδενίζει τη καθαρή παρούσα αξία μιας επένδυσης. Στην ουσία αναφέρεται στο βαθμό απόδοσης που αναμένουμε από μία επένδυση. Ουσιαστικά είναι το εσωτερικό επιτόκιο που υπονοεί μια σειρά καθαρών ταμειακών ροών (KTP-CF).

$$NPV = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+IRR)} + \frac{CF_2}{(1+IRR)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+IRR)^n} = CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} = 0$$

Ως γενική θεώρηση της μεθόδου εσωτερικού βαθμού απόδοσης:

- Αν $EBA > i^*$ τότε η επένδυση είναι αποδεκτή
- Αν $EBA < i^*$ τότε η επένδυση δεν γίνεται αποδεκτή
- Αν $EBA = i^*$ τότε η επένδυση είναι αδιάφορη
- Σε περίπτωση 2 διαφορετικών επενδυτικών προτάσεων επιλέγουμε αυτή με το μεγαλύτερο EBA

όπου i^ =ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση.

Η μέθοδος του εσωτερικού βαθμού απόδοσης όπως και της ΚΠΑ παρουσιάζει πλεονεκτήματα αλλά και μειονεκτήματα.

Πλεονεκτήματα

- Η μέθοδος χρησιμοποιεί καθαρές ταμειακές ροές και αναγνωρίζει τη διαχρονική αξία του χρήματος
- Η μέθοδος δεν απαιτεί τον υπολογισμό της απαιτούμενης απόδοσης στην αρχή της διαδικασίας

Μειονεκτήματα

- Η μέθοδος απαιτεί την ακριβή πρόβλεψη των μελλοντικών ταμειακών ροών (όχι και τόσο απλό)
- Η μέθοδος υποθέτει ότι οι μελλοντικές ταμειακές ροές επανεπενδύονται με επιτόκιο ίσο με τον EBA.

Παρακάτω απεικονίζεται ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης των 2 επενδύσεων:

Πίνακας 23: Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης κάθε επένδυσης

Επένδυση	Αιολικό Πάρκο	Φωτοβολταϊκό Πάρκο
IRR %	4.6164	2.4369
IRR Ιδίων Κεφαλαίων %	19.5769	15.2238

Στην περίπτωση του επενδυτή και της επένδυσης η ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση είναι 3% όπως προαναφέραμε. Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης στην περίπτωση της επένδυσης του αιολικού πάρκου ανέρχεται στο 4.6164 %, ποσοστό που πληρεί τα κριτήρια του επενδυτή, σε αντίθεση με τον ΕΒΑ του φωτοβολταϊκού πάρκου που είναι κάτω του 3% (2.4369 %). Επιπροσθέτως, αρκούντως ικανοποιητική είναι η απόδοση των επενδεδυμένων ιδίων κεφαλαίων που στην περίπτωση του αιολικού ανέρχεται στο 19.5769 % ενώ στη δεύτερη στο 15.2238 %. Επομένως και με αυτή τη μέθοδο η επένδυση του αιολικού πάρκου είναι αυτή που επιλέγεται.

Κριτήριο Περιόδου Επανεξομολογίας (Payback Period)

Η μέθοδος αυτή δείχνει το χρονικό διάστημα μέσα στο οποίο ένα επενδυτικό έργο θα αποδώσει την αρχική του επένδυση. Η περίοδος επανεξομολογίας γίνεται μετρώντας των αριθμό των ετών που χρειάζονται μέχρι η προβλεπόμενη σωρευτική ταμειακή ροή γίνει ίση με την επένδυση.

Ως γενική θεώρηση της μεθόδου αυτής:

- Αν περίοδος επανεξομολογίας \leq της επιθυμητής περιόδου επανεξομολογίας, τότε η επένδυση γίνεται αποδεκτή
- Αν περίοδος επανεξομολογίας $>$ της επιθυμητής περιόδου επανεξομολογίας, τότε η επένδυση απορρίπτεται.
- Σε περίπτωση 2 διαφορετικών επενδύσεων επιλέγεται αυτή που έχει το μικρότερο χρόνο ανάκτησης της επένδυσης

Η μέθοδος αυτή παρουσιάζει πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα τα οποία είναι:

Πλεονεκτήματα

- Η μέθοδος είναι απλή στον υπολογισμό της

Μειονεκτήματα

- Η μέθοδος αγνοεί τη διαχρονική αξία του χρήματος
- Η μέθοδος αγνοεί τις ταμειακές ροές που δημιουργούνται μετά την ανάκτηση της αρχικής επένδυσης.

Παρακάτω απεικονίζεται η Περίοδος Επανεξίσπραξης της κάθε επένδυσης:

Πίνακας 24: Περίοδος Επανεξίσπραξης κάθε επένδυσης

Επένδυση	Αιολικό Πάρκο	Φωτοβολταϊκό Πάρκο
Payback (έτη)	Period 13.64	16.25

Παρατηρούμε ότι η επένδυση του αιολικού πάρκου ανακτάται σε διάστημα 13.64 ετών, ενώ η επένδυση του φωτοβολταϊκού πάρκου σε 16.25 έτη. Επομένως, και με αυτό το κριτήριο επιλέγουμε την επένδυση του αιολικού πάρκου.

Κριτήριο Δείκτη Κερδοφορίας

Ο Δείκτης Κερδοφορίας προκύπτει ως το πηλίκο της διαίρεσης της παρούσας αξίας των μελλοντικών ταμειακών ροών προς την αρχική επένδυση. Η επένδυση έχει νόημα όταν PI (Profitability Index) > 1. Προκειμένου για 2 επενδύσεις (αμοιβαία αποκλειόμενες-οπως στην περίπτωση μας) προτιμάται φυσικά η επένδυση με τον μεγαλύτερο δείκτη κερδοφορίας.

$$= \frac{\text{PV of Future Cash Flows}}{\text{Initial Investment}}$$

Στα πλεονεκτήματα του δείκτη κερδοφορίας είναι ότι η μέθοδος αυτή αναγνωρίζει τη διαχρονική αξία του χρήματος, ενώ στα μειονεκτήματά της είναι το ότι απαιτείται ακριβής πρόβλεψη των μελλοντικών ταμειακών ροών που είναι μία σύνθετη διαδικασία.

Πίνακας 25: Δείκτης Κερδοφορίας κάθε επένδυσης

Επένδυση	Αιολικό Πάρκο	Φωτοβολταϊκό Πάρκο
Δείκτης Κερδοφορίας	1.19	0.94

Στην περίπτωση των 2 επενδύσεων ο Δείκτης Κερδοφορίας δείχνει ξεκάθαρα ότι η επένδυση του αιολικού πάρκου είναι αρκετά πιο ελκυστική, καθώς είναι >1. Αντίθετα για το φωτοβολταϊκό πάρκο ο δείκτης κερδοφορίας βγάζει την επένδυση ασύμφορη καθώς όταν είναι <1 ερμηνεύεται ως ζημιά για τον επενδυτή. Επομένως, και το κριτήριο του Δείκτη Κερδοφορίας επιλέγει την επένδυση του αιολικού πάρκου λόγω υψηλότερου ΠΙ.

Δείκτης Κάλυψης Δανειακών Υποχρεώσεων (Debt Service Coverage Ratio)

Αν και δε θεωρείται κριτήριο αξιολόγησης επενδύσεων παρουσιάζουμε και αυτό το δείκτη καθώς η επένδυση κατα 70% καλύπτεται με τραπεζικό δανεισμό. Ο DSCR είναι ένας δείκτης μέτρησης του καθαρού λειτουργικού αποτελέσματος που είναι σε θέση να πληρώνει τις τοκοχρεωλητικές δόσεις του δανείου, δηλαδή προκύπτει από τη σχέση: $DSCR = (\text{καθαρά κέρδη} + \text{τόκοι} + \text{αποσβέσεις}) / \text{τοκοχρεωλητικές δόσεις προς το σύνολο του τοκοχρεωλυσίου}$. Ο DSCR έχει μεγάλη βαρύτητα για την τράπεζα προκειμένου να εγκρίνει το δάνειο. Συνοπτικά ο μαθηματικός τύπος είναι:

$$DSCR = \text{Net Operating Income} / \text{Debt Service}$$

Αν $DSCR > 1$ η επιχείρηση δείχνει ικανότητα στην αποπληρωμή και κάλυψη των δανειακών της υποχρεώσεων. Στην περίπτωση 2 αμοιβαίων αποκλειόμενων επενδύσεων προτιμάται η επένδυση με το μεγαλύτερο DSCR.

Γενικά, οι εμπορικές τράπεζες απαιτούνε Δείκτη Κάλυψης Δανειακών Υποχρεώσεων το λιγότερο 1.15-1.35.

Στον παρακάτω πίνακα φαίνεται ο Δείκτης Κάλυψης Δανειακών Υποχρεώσεων ανά επένδυση για κάθε έτος:

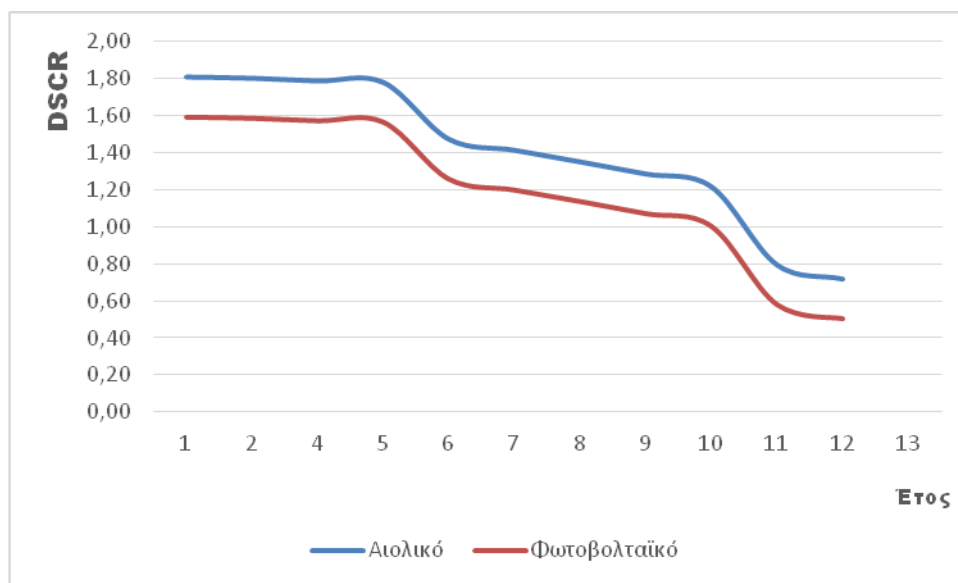
Πίνακας 26: Δείκτης Κάλυψης Δανειακών Υποχρεώσεων ανά επένδυση για κάθε έτος

Έτος	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Αιολικό Πάρκο	1.81	1.81	1.80	1.79	1.78	1.48	1.42	1.35	1.29	1.22	0.80	0.72
Φωτοβολταϊκό Πάρκο	1.59	1.58	1.58	1.57	1.56	1.26	1.20	1.14	1.07	1.00	0.58	0.51

Στην περίπτωση των 2 επενδύσεων που εξετάζουμε προτιμάται το αιολικό πάρκο λόγω υψηλότερου DSCR καθ'όλη τη διάρκεια της δανειακής υποχρέωσης. Ο δείκτης αυτός αφορά σε μεγάλο βαθμό και την τράπεζα, καθώς όσο υψηλότερος είναι τόσο πιο διατεθειμένη είναι να δώσει το πράσινο φως στην δανειοδότηση.

Για τα 2 τελευταία έτη που ο DSCR είναι μικρότερος της μονάδας δεν υφίσταται πρόβλημα αποπληρωμής του δανείου γιατί ήδη από τα προηγούμενα έτη υπάρχει πλεόνασμα και δύναται να χρησιμοποιηθεί για την εξόφληση της οφειλής.

Πίνακας 27: Σύγκριση Καμπύλης DSCR μεταξύ των δύο Επενδυτικών Σχεδίων



Όπως διαπιστώνεται και από τα αποτελέσματα που βρήκαμε κατά την ολοκλήρωση της τεχνικοοικονομικής μελέτης το επενδυτικό σχέδιο του Αιολικού Πάρκου υπερಿಸχύει του επενδυτικού σχεδίου του Φωτοβολταϊκού Πάρκου σύμφωνα πάντα με τους βασικούς δείκτες αξιολόγησης επενδύσεων όπως απεικονίζεται και στον παρακάτω πίνακα:

Πίνακας 28: Συνοπτική Παρουσίαση των Βασικών Κριτηρίων Αξιολόγησης μεταξύ των δύο Επενδυτικών Σχεδίων

Επένδυση	Αιολικό Πάρκο	Φωτοβολταϊκό Πάρκο
NPV (€)	1.074.726,94	355.540,44
IRR (%)	4.6164	2.4369
PI	1.19	0.94
Payback Period (έτη)	13.64	16.25

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ & ΕΠΙΛΟΓΟΣ

Πολύ μεγάλο είναι το ενδιαφέρον για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας τόσο σε παγκόσμιο όσο και σε εθνικό επίπεδο. Από τη μία η κάλυψη των συνεχώς αυξανόμενων αναγκών ενός κόσμου που αναπτύσσεται διαρκώς και από την άλλη μία σειρά πλεονεκτημάτων των ΑΠΕ, με κυριότερο το ότι είναι φιλικές στο περιβάλλον, τις καθιστά ιδιαίτερα ελκυστικές. Η σύγχρονη εποχή επιτάσσει στροφή στην αειφόρο ανάπτυξη που είναι σημαντική για κάθε κράτος, πολύ δε περισσότερο για τη χώρα μας η οποία δοκιμάζεται τα τελευταία χρόνια από την άνευ προηγουμένου οικονομική κρίση. Η χώρα πρέπει να μειώσει όσο το δυνατόν περισσότερο την εισαγωγή ενέργειας και να καταστεί αυτάρκης χρησιμοποιώντας στο μεγαλύτερο δυνατό βαθμό τις ΑΠΕ. Προς τη κατεύθυνση αυτή έχουν γίνει σοβαρές επενδύσεις σε όλες τις μορφές των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας οι οποίες θα ήταν ακόμη περισσότερες αν ήταν σε καλύτερη κατάσταση το τραπεζικό σύστημα και μπορούσε να χρηματοδοτήσει πιο πολλά επενδυτικά σχέδια στο χώρο της ενέργειας.

Επιπλέον, πρέπει να επισημάνουμε ότι χώρος της ενέργειας που επιλέγει να κινηθεί ο επενδυτής είναι από τους λίγους ασφαλείς χώρους που μπορεί κάποιος να κινηθεί επενδυτικά σήμερα ενώ έχει και προοπτική περαιτέρω ανάπτυξης στην Ελλάδα. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι ο στόχος που έχει τεθεί σε παγκόσμιο επίπεδο, αναφορικά με την ενέργεια, είναι το 20% της απαιτούμενης ενεργειακής κατανάλωσης, να προέρχεται μέχρι το 2020 από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (υδροηλεκτρικά, αιολικά, βιομάζα, γεωθερμία, ηλιακή ενέργεια). Συζητείται όμως επίσης στις Βρυξέλλες να αυξηθεί η Πράσινη Ενέργεια στο 32% από το στόχο του 20%. Το σημαντικό με το χώρο της ενέργειας είναι η άμεση διάθεση του παραγομένου προϊόντος (ηλεκτρικό ρεύμα), σε ένα αξιόπιστο αγοραστή (ΔΕΗ), σε αντίθεση με άλλου είδους επενδύσεις που η απορρόφηση της παραγωγής από την αγορά δεν είναι διασφαλισμένη και απαιτούνται επιπρόσθετα δίκτυα πωλήσεων, κανάλια διανομής, πρώτες ύλες κ.α.

Οι προοπτικές για την αγορά των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ελλάδα παραμένουν θετικές. Με βάση τις διεθνείς υποχρεώσεις της χώρας αναμένεται σημαντική αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος αιολικών πάρκων από 1.978 MW στα τέλη του 2014 σε περίπου 7.500 MW το 2020.

Για όλους τους λόγους που προβλήθηκαν στις παραπάνω ενότητες και την ολοκληρωμένη αξιολόγηση των δύο επενδυτικών προτάσεων, καταλήγουμε ότι η επένδυση του αιολικού είναι αυτή που επιλέγεται από τον επενδυτή και κρίνεται αρκούντως ασφαλής, αποδοτική και εντός των πλαισίων που είχαν τεθεί από τον επενδυτή.

Εναλλακτικά, κάποιος ερευνητής – επενδυτής θα μπορούσε να αξιολογήσει μία επένδυση άλλης τεχνολογίας όπως μονάδα παραγωγής βιοαερίου ή υδροηλεκτρική μονάδα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο, η υλοποίηση τέτοιου είδους επενδύσεων παρουσιάζει μεγαλύτερο βαθμό δυσκολίας καθώς οι παρεμβάσεις που πρέπει να γίνουν στο περιβάλλον προκαλούν την αντίδραση των τοπικών κοινωνιών, ενώ είναι και πιο περίπλοκες οι διαδικασίες αδειοδοτήσεών τους.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

ΕΛΛΗΝΟΓΛΩΣΣΗ

Βιώνη Χ., 2013. *Κοινωνική αποδοχή των εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε παγκόσμια κλίμακα*, τμ. Μηχανικών Χωροταξίας, Πολεοδομίας και Περιφερειακής Ανάπτυξης, Παν. Θεσσαλίας, σελ. 127

Καρυδόγιαννης Η., 2004. *Θεσμικό πλαίσιο προώθησης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και συμπαραγωγής στην Ελλάδα* (νόμος 2244/94), Εκδόσεις Τεχνικά Χρονικά

Κασίνης Σ., 2013. *Το ενεργειακό σύστημα και η οικονομία της Κύπρου*, τμ. Μηχανολόγων Μηχανικών, Παν. Δυτικής Μακεδονίας, σελ. 307

Μαρίνου Αγγ., 2004. *Η Ελλάδα στο τρένο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας*, Εκδόσεις Executive Know-How

Μηλιώνης Α., 2014. *Ανάλυση και διαχείριση ρίσκου σε έργοηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ*, τμ. Ηλεκτρονικών Μηχανικών και Μηχανικών Η/Υ, Πολ. Κρήτης, σελ. 244

Μηνιαίο Δελτίο Συναλλαγών ΗΕΠ, Δεκέμβριος 2015, ΛΑΓΗΕ, σελ. 30

Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, *Απελευθέρωση της Αγοράς Ηλ. Ενέργειας στην Ελλάδα, Αξιολόγηση της πορείας και προτάσεις*, 2014

Φραγκιαδάκης Κ., 2008. *Φωτοβολταϊκά Συστήματα*, Εκδόσεις Πορεία

ΙΣΤΟΤΟΠΟΙ

<https://www.iea.org/> (πρόσβαση: 18/03/2017)

<http://www.statistics.gr/history> (πρόσβαση: 07/11/2016)

https://openei.org/wiki/Pike_Research (πρόσβαση: 012/05/2017)

<http://www.icap.gr/Default.aspx?id=7296&nt=19&lang=1> (πρόσβαση: 22/09/2017)

<http://econews.com.au/> (πρόσβαση: 07/09/2017)

https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%A0%CE%B5%CF%84%CF%81%CE%B5%CE%BB%CE%B1%CF%8A%CE%BA%CE%AE_%CE%BA%CF%81%CE%AF%CF%83%CE%B7%CF%84%CE%BF%CF%85_1973 (πρόσβαση: 08/09/2017)

<https://home.kpmg.com/content/dam/kpmg/pdf/2016/06/gr-kpmg-tax-guide-2016-legal-entities-tax.pdf> (πρόσβαση: 07/11/2016)

http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/factsheets/2015/gen/2004.csp (πρόσβαση: 09/11/2016)

http://www.lagie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/DAS_Monthly_Reports/201708_DAS_Monthly_Report.pdf (πρόσβαση: 07/08/2016)

<http://okeanis.lib.teipir.gr/xmlui/bitstream/handle/123456789/3719/%CE%9A%CE%9F%CE%99%CE%9D%CE%A9%CE%9D%CE%99%CE%9A%CE%97%20%CE%91%CE%A0%CE%9F%CE%94%CE%9F%CE%A7%CE%97%20%CE%91%CE%9D%CE%91%CE%9D%CE%95%CE%A9%CE%A3%CE%99%CE%9C%CE%A9%CE%9D%20%CE%A0%CE%97%CE%93%CE%A9%CE%9D%20%CE%95%CE%9D%CE%95%CE%A1%CE%93%CE%95%CE%99%CE%91%CE%A3.pdf?sequence=1> (πρόσβαση: 09/09/2017)