



Τ.Ε.Ι. Κρήτης
Τμήμα Φυσικών Πόρων & Περιβάλλοντος



**ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ ΤΩΝ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΩΝ
ΕΦΑΡΜΟΓΩΝ ΤΩΝ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

ΔΗΜΗΤΡΑ ΛΑΥΡΕΝΙΔΟΥ

Επιβλέπων Καθηγητής
Δρ.Εμμανουήλ Καραπιδάκης

Χανιά
Ιούλιος 2014

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ	4
2. ΘΕΩΡΗΤΙΚΗ ΠΡΟΣΕΓΓΙΣΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ ΤΩΝ ΑΠΕ	4
2.1 Παρούσα Αξία Χρήματος	5
2.2 Χρόνος Απόσβεσης	6
2.3 Εκροές και Εισροές Συστημάτων ΑΠΕ	8
2.3.1 Κόστος Δανειοδότησης	8
2.3.2 Διαχρονικό Κόστος	9
2.3.3 Ετήσιο Οικονομικό Όφελος	9
2.4 Κριτήρια Επενδύσεων	10
2.4.1 Κριτήριο καθαρής παρούσας αξίας	10
2.4.2 Κριτήριο Εσωτερικού Συντελεστή Απόσβεσης/ Απόδοσης	10
2.4.3 Κριτήριο Περιόδου Επανάκτησης Κεφαλαίου	11
2.5 Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ	12
2.6 ΑΠΕ & ΣΗΕ	15
2.7 Προβληματισμοί	17
3. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΔΥΟ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΩΝ ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΣΗΣ ΤΗΣ ΤΟΠΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΓΟΡΑΣ	19
3.1 Η απελευθέρωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας	19
3.1.1 Η αναδιάρθρωση της Ελληνικής ενεργειακής αγοράς	19
3.1.1 Η αναδιάρθρωση της ενεργειακής αγοράς στην Καλιφόρνια	20
3.3 Ομοιότητες μεταξύ των δύο περιπτώσεων	21
4. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΜΕΤΑΞΥ SPBP ΚΑΙ PBP	22
4.1 Υπολογισμός της απλής περιόδου απόσβεσης SPBP των ΦΒ και Αιολικών πάρκων.	22
4.2 Υπολογισμός της περιόδου αποπληρωμής (PBP) των ΦΒ και Αιολικών πάρκων	24
4.3 Η PBP ως επενδυτικό εργαλείο αξιολόγησης	25
5. ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΡΥΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ (IRR) ΤΩΝ ΔΥΟ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ	26
5.1 Εκτίμηση του IRR	26
5.2 Η αποδοτικότερη επένδυση βάσει της PBP και του IRR	27
6. ΤΑ ΜΟΝΤΕΛΑ ΕΠΙΔΟΤΗΣΗΣ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΚΡΑΤΟΥΣ ΚΑΙ ΟΙ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΤΟΥΣ ΣΤΗΝ PBP, ΣΤΟΝ IRR ΚΑΙ ΣΤΗΝ ΚΟΙΝΩΝΙΑ	28
6.1 Υπάρχοντα συστήματα επιδότησης για επενδύσεις ιδιωτών στον τομέα εφαρμογών ΑΠΕ.	28
6.2 Η πολιτική που υιοθετείται για τις ιδιωτικές επενδύσεις στον τομέα των εφαρμογών ΑΠΕ	30

6.3	Είναι οι πολιτικές σχετικά με τις εφαρμογές των ΑΠΕ κοινωνικά δίκαιες ή όχι;	30
7.	ΕΞΩΤΕΡΙΚΟΤΗΤΕΣ: ΤΟ «ΚΟΣΤΟΣ» ΤΩΝ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΩΝ ΕΠΙΠΤΩΣΕΩΝ ΤΩΝ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΚΑΙ ΦΒ ΠΑΡΚΩΝ	32
7.1	Ορισμός, ταξινόμηση και σημασία των εξωτερικοτήτων	32
7.2	Εξωτερικότητες και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	33
7.3	Οι επιπτώσεις των ΦΒ πάρκων	34
8.	ΕΝΣΩΜΑΤΩΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΤΩΝ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΚΑΙ ΦΒ ΠΑΡΚΩΝ ΚΑΙ ΟΙ ΟΦΕΙΛΟΜΕΝΕΣ ΣΕ ΑΥΤΗΝ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΤΟΥΣ.	35
8.1	Ενσωματωμένη ενέργεια της ΦΒ εγκατάστασης	35
8.2	Ενσωματωμένη ενέργεια της εγκατάστασης Αιολικού πάρκου	37
8.3	Κόστος προμήθειας της εγκατάστασης, και σύγκριση του κόστους αυτού με το κόστος πλην εργασιακού (ex-works).	38
9.	ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΣΒΕΣΗΣ ΤΩΝ ΦΒ ΚΑΙ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ	40
10.	ΑΤΜΟΣΦΑΙΡΙΚΗ ΜΟΛΥΝΣΗ ΚΑΙ ΑΛΛΕΣ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΛΟΓΩ ΤΩΝ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΚΑΙ ΦΒ ΠΑΡΚΩΝ.	41
10.1	Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις από την λειτουργία των εγκαταστάσεων ΑΠΕ	41
10.2	Οι εισαγωγές πετρελαίου που αποφεύγονται χάρη στην λειτουργία των σταθμών ΑΠΕ	43
11.	Η ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΠΟΥ ΑΚΟΛΟΥΘΕΙΤΑΙ ΚΑΙ ΟΙ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΤΗΣ ΣΤΟΥΣ ΕΠΕΝΔΥΤΕΣ ΚΑΙ ΣΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΚΡΑΤΟΣ.	44
11.1	Τα τρέχοντα κίνητρα που το Ελληνικό Κράτος παρέχει.	45
11.2	Τα πραγματικά οφέλη που η κοινωνία απολαμβάνει, από κάθε kWh παραγόμενη από Αιολικά και ΦΒ πάρκα.	45
11.3	Η λογική της εφαρμοζόμενης πολιτικής στην Ελλάδα.	45
11.4	Το οικονομικό μειονέκτημα των Αιολικών και ΦΒ τεχνολογιών.	46
12.	Η ΠΙΟ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΙΚΗ ΛΥΣΗ	47
	I. ΠΑΡΑΠΟΜΠΕΣ	48
	II. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ	51

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Ο πρωτεύων στόχος του παρόντος εγχειρήματος είναι μια συγκριτική, πρώιμη μελέτη κόστους - απόδοσης δύο διακριτών εγχειρημάτων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Το πρώτο εγχείρημα αφορά ένα φωτοβολταϊκό πάρκο (ΦΒ) ονομαστικής ισχύος 10MW στην Ρόδο και το δεύτερο εγχείρημα αφορά ένα αιολικό πάρκο ονομαστικής ισχύος 10MW στην Άνδρο. Η μελέτη θα αφορά περιβαλλοντικές προοπτικές, την κατάσταση της αγοράς ηλεκτρισμού την οποία αφορούν τα εγχειρήματα, το σύστημα επιδοτήσεων του Ελληνικού κράτους, και την υποστήριξη που το Ελληνικό κράτος παρέχει σε επενδυτικά εγχειρήματα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας συναρτήσει των τελευταίων ετών.

2. ΘΕΩΡΗΤΙΚΗ ΠΡΟΣΕΓΓΙΣΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ ΤΩΝ ΑΠΕ

Οι μονάδες ανανεώσιμων μορφών ενέργειας είναι εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω απάντλησης από πηγή ανανεώσιμης ενέργειας (ηλιακή ακτινοβολία, κινητική ενέργεια ανέμου) και μετατροπής της σε ηλεκτρική.

Το συνολικό κόστος μιας τέτοιας εγκατάστασης επηρεάζεται κυρίως από:

1. Το αρχικό κόστος της εγκατάστασης
2. Το κόστος του κεφαλαίου επένδυσης
3. Το λειτουργικό κόστος
4. Τον χρόνο ζωής της εγκατάστασης

Το αρχικό κόστος εγκατάστασης καθορίζεται κυρίως από:

1. Το είδος της ανανεώσιμης μορφής ενέργειας
2. Την ωφέλιμη εγκατεστημένη ισχύ
3. Το ενεργειακό δυναμικό της ανανεώσιμης μορφής στην περιοχή εγκατάστασης.

Ειδικότερα, το αρχικό κόστος της εγκατάστασης περιλαμβάνει:

1. Το κόστος των αρχικών μετρήσεων
2. Το κόστος των αναγκαίων μελετών
3. Το κόστος αγοράς ή ενοικίασης της περιοχής εγκατάστασης
4. Το κόστος αγοράς του εξοπλισμού
5. Το κόστος μεταφοράς του εξοπλισμού
6. Το κόστος εγκατάστασης

Εν συνεχεία, το κόστος του κεφαλαίου επένδυσης είναι άμεσα συνδεδεμένο με την επιθυμητή απόσβεση του και τους τόκους, ενώ επηρεάζεται κυρίως από το επιτόκιο αναγωγής κατά το χρόνο της εγκατάστασης.

Τέλος, το κόστος λειτουργίας περιλαμβάνει:

1. Τη μισθοδοσία του προσωπικού
2. Το κόστος συντήρησης

Παράλληλα, το λειτουργικό κόστος εξαρτάται κυρίως από το μέγεθος, τον τρόπο σχεδίασης και τα ιδιαίτερα κατασκευαστικά και λειτουργικά χαρακτηριστικά της όλης εγκατάστασης. Στο ετήσιο κόστος λειτουργίας περιλαμβάνονται επίσης η ετήσια πληρωμή σχετικών δανείων, το κόστος της εφεδρικής συμβατικής ενέργειας, τα ασφάλιστρα και το κόστος της ενέργειας που απαιτείται για τη λειτουργία της όλης εγκατάστασης.

Το λειτουργικό κόστος των συστημάτων ανανεώσιμων μορφών ενέργειας είναι αρκετά χαμηλό, ενώ το αντίστοιχο αρχικό κόστος αγοράς και εγκατάστασης είναι σχετικά υψηλό σε σύγκριση με τις συμβατικές πηγές.

Στην πράξη το σύνολο των αρχικών και μη δαπανών μιας εγκατάστασης ανανεώσιμης μορφής ενέργειας θα πρέπει να ανάγεται σε παρούσες αξίες, προκειμένου να επιτευχθεί μία αντικειμενική εκτίμηση της απόδοσης της συγκεκριμένης επένδυσης. Επιπλέον, ο χρόνος ζωής καθώς και ο χρόνος απόσβεσης του κόστους των εγκαταστάσεων επιδρούν ουσιαστικά στην τελική επιλογή ή απόρριψη.

2.1 Παρούσα Αξία Χρήματος

Ένα σημερινό χρηματικό ποσό αξίζει περισσότερο σε σχέση με τα χρόνια στο μέλλον. Γεγονός, το οποίο είναι προφανές, αν ληφθεί υπόψη, ότι ένα χρηματικό ποσό μπορεί να επενδυθεί εντόκως και να δώσει μελλοντικά ένα μεγαλύτερο ποσό, ενώ παράλληλα ένα μελλοντικό ποσό έχει μικρότερη αξία σήμερα. Συνεπώς, προκειμένου να πραγματοποιηθεί σύγκριση χρηματικών αξιών θα πρέπει να υπολογίζονται οι αντίστοιχες παρούσες αξίες τους. Η παρούσα αξία ενός κεφαλαίου δίνεται από τη σχέση:

$$K_a = \frac{K_x}{(1 + \varepsilon)^v} \quad (1)$$

όπου:

- K_a , το αρχικό κεφάλαιο ή η παρούσα αξία του κεφαλαίου K_x
- K_x , το μελλοντικό ή διαχρονικό κεφάλαιο
- ε , το επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία (%)
- v , έτη διαχρονικού κεφαλαίου

Από την παραπάνω σχέση, είναι γνωστός ο ετήσιος ρυθμός πληθωρισμού και το αντίστοιχο κεφάλαιο στο τέλος του πρώτου χρόνου. Τότε το μελλοντικό ή διαχρονικό κεφάλαιο υπολογίζεται από τη σχέση:

$$K_x = K_{x1} (1 + i)^{v-1} \quad (2)$$

όπου:

K_{x1} , το κεφάλαιο στο τέλος του πρώτου χρόνου

i , ο ετήσιος ρυθμός πληθωρισμού ή πληθωρισμός (%)

Το κεφάλαιο K_x όπως δόθηκε στη σχέση (2) έχει παρούσα αξία ($K_{xπ}$), η οποία δίνεται ως:

$$K_{xπ} = \frac{K_{x1} (1+i)^{v-1}}{(1+\varepsilon)^v} \quad (3)$$

Η σχέση (3) δίνει την παρούσα αξία ενός μελλοντικού κεφαλαίου, ενώ η παρούσα αξία ($K_{xπ0}$) για όλα τα έτη του διαχρονικού κεφαλαίου είναι:

$$K_{xπ0} = K_{x1} \sum_{j=1}^v \frac{(1+i)^{j-1}}{(1+\varepsilon)^j} = K_{x1} \Sigma_{\pi} \quad (4)$$

όπου:

Σ_{π} , ο συντελεστής παρούσας αξίας

Ο συντελεστής Σ_{π} προκύπτει από τη σχέση:

$$\Sigma_{\pi} = \sum_{j=1}^v \frac{(1+i)^{j-1}}{(1+\varepsilon)^j} = \frac{1}{\varepsilon - i} \left[1 - \left(\frac{1+i}{1+\varepsilon} \right)^v \right] \text{ για } i \neq \varepsilon \text{ και} \quad (5)$$

$$\Sigma_{\pi} = \sum_{j=1}^v \frac{(1+i)^{j-1}}{(1+\varepsilon)^j} = \frac{v}{1+i} \text{ για } i = \varepsilon.$$

Στο σημείο αυτό θα πρέπει να αναφερθεί ότι, η πλειονότητα των εγκαταστάσεων ανανεώσιμων μορφών ενέργειας συνεργάζονται με τις αντίστοιχες εγκαταστάσεις συμβατικών μορφών. Ειδικότερα στην συγκεκριμένη περίπτωση, η ανάλυση κέρδους κύκλου ζωής της εγκατάστασης εξαρτάται από την καθαρή παρούσα αξία. Η καθαρή παρούσα αξία δίνεται από τη σχέση (4), αν η ποσότητα K_{x1} εκφράζει το διαφορικό κόστους. Η επιλογή ενός συστήματος στην πράξη γίνεται συχνά με βάση την παραπάνω καθαρή παρούσα αξία, με αποτέλεσμα το σύστημα με τη μεγαλύτερη καθαρή παρούσα αξία να είναι το προτιμότερο από την πλευρά του οικονομικού κόστους.

2.2 Χρόνος Απόσβεσης

Ο χρόνος απόσβεσης είναι ο χρόνος που απαιτείται για να γίνει απόσβεση του κεφαλαίου επένδυσης μιας εγκατάστασης ανανεώσιμης μορφής ενέργειας. Η απόσβεση προκύπτει από τη σχέση:

$$\sum_{j=1}^{V_{\alpha}} K_{1k} (1+i_k)^{j-1} = K_{oa} \quad (6)$$

ή

$$K_{1k} \cdot \Sigma_{\pi}(V_{\alpha}, i_k, \varepsilon = 0) = K_{oa} \quad (7)$$

όπου:

K_{1k} , το κέρδος του πρώτου χρόνου από εξοικονόμηση καυσίμου

i_k , ο ετήσιος ρυθμός πληθωρισμού του καυσίμου (%)

K_{oa} , το ολικό αρχικό κόστος του συστήματος

V_{α} , τα έτη απόσβεσης

Σ_{π} , ο συντελεστής παρούσας αξίας

Το κέρδος καυσίμου του πρώτου χρόνου μπορεί να υπολογιστεί από τη σχέση:

$$K_{1k} = \Pi_{\kappa} E \cdot K_{\alpha\mu} \quad (8)$$

όπου:

Π_{κ} , το ετήσιο ποσοστό κάλυψης του φορτίου με ανανεώσιμη μορφή ενέργειας (%)

E , το ετήσιο φορτίο

$K_{\alpha\mu}$, το κόστος καυσίμου ανά μονάδα φορτίου για τον πρώτο χρόνο λειτουργίας

Αν το επιτόκιο είναι διάφορο του μηδενός ($\varepsilon \neq 0$), τότε ισχύει η σχέση:

$$\sum_{j=1}^{V_{\alpha}} K_{1k} \frac{(1+i_k)^{j-1}}{(1+\varepsilon)^j} = K_{oa} \quad (9)$$

ή

$$K_{1k} \cdot \Sigma_{\pi}(V_{\alpha}, i_k, \varepsilon) = K_{oa} \quad (10)$$

Εν συνεχεία, αν ληφθούν υπόψη οι σχέσεις (5) και (10) προκύπτει:

$$\frac{K_{oa}}{K_{1k}} = \frac{1}{\varepsilon - i_k} \left[1 - \left(\frac{1+i_k}{1+\varepsilon} \right)^{V_{\alpha}} \right]$$

ή

$$1 - \frac{K_{oa} (\varepsilon - i_k)}{K_{1k}} = \left(\frac{1+i_k}{1+\varepsilon} \right)^{V_{\alpha}}$$

ή

$$\ln \frac{K_{1k}}{K_{oa} (\varepsilon - i_k)} = V_{\alpha} \ln \left(\frac{1+i_k}{1+\varepsilon} \right)$$

ή

$$V_{\alpha} = \frac{\ln K_{1\kappa} - \ln K_{o\alpha} (\varepsilon - i_{\kappa})}{\ln(1 + i_{\kappa}) - \ln(1 + \varepsilon)} \quad (11)$$

Αν ληφθεί υπόψη η δεύτερη περίπτωση της σχέσης (5), προκύπτει από τη σχέση (10):

$$\frac{K_{o\alpha}}{K_{1\kappa}} = \frac{V_{\alpha}}{1 + i_{\kappa}}$$

ή

$$V_{\alpha} = \frac{K_{o\alpha}}{K_{1\kappa}} (1 + i_{\kappa}) \quad (12)$$

2.3 Εκροές και Εισροές Συστημάτων ΑΠΕ

Το συνολικό κόστος μιας εγκατάστασης ΑΠΕ δίνεται από τη σχέση:

$$K_o = K_1 P + K_2 \quad (13)$$

όπου:

- K_o , το συνολικό κόστος της εγκατάστασης σε €
- K_1 , το μοναδιαίο κόστος της εγκατάστασης σε €/KW
- P , η παραγόμενη ισχύς της εγκατάστασης σε KW
- K_2 , το κόστος εγκατάστασης ανεξάρτητο της παραγόμενης ισχύος σε €

2.3.1 Κόστος Δανειοδότησης

Το κόστος λειτουργίας μιας εγκατάστασης ανανεώσιμης μορφής ενέργειας περιλαμβάνει μεταξύ των άλλων και το κεφάλαιο, το οποίο πληρώνεται ετησίως για την εξόφληση σχετικών δανείων. Συνεπώς, οι ετήσιες ισόποσες δόσεις εξόφλησης του δανείου δίνονται από τη σχέση:

$$K_{\Delta} = K_{o\Delta} \frac{\varepsilon(1 + \varepsilon)^v}{(1 + \varepsilon)^v - 1} \quad (14)$$

όπου:

- K_{Δ} , η ετήσια δόση εξόφλησης δανείου σε €
- $K_{o\Delta}$, το ολικό κεφάλαιο του δανείου σε €
- ε , το ετήσιο καθαρό επιτόκιο δανειοδότησης (%)
- v , η χρονική περίοδος δανειοδότησης σε έτη

2.3.2 Διαχρονικό Κόστος

Στο ετήσιο λειτουργικό κόστος εκτός από την ετήσια πληρωμή των σχετικών δανείων, περιλαμβάνονται το κόστος εφεδρικής συμβατικής ενέργειας, τα ασφαλιστρα, το κόστος της εσωτερικής ενεργειακής κατανάλωσης της εγκατάστασης καθώς και το κόστος συντήρησης. Τα παραπάνω κόστη εκφράζονται σε σταθερές τιμές αναφερόμενα σε κάποιο χρόνο. Τέλος, στην περίπτωση που η μεταβολή των παραμέτρων του κόστους δεν συμφωνεί με το γενικό πληθωρισμό, τότε το αντίστοιχο κόστος καλείται διαχρονικό κόστος και δίνεται από τη σχέση:

$$K_x = K_a(1+r)^v \quad (15)$$

όπου:

- K_x , το διαχρονικό κόστος σε €
- K_a , το αρχικό κόστος σε €
- r , ο πληθωρισμός πάνω από το γενικό πληθωρισμό (%)
- v , η χρονική περίοδος διαχρονικού κόστους σε έτη

2.3.3 Ετήσιο Οικονομικό Όφελος

Το ετήσιο οικονομικό όφελος που μπορεί να προέλθει από μια εγκατάσταση ανανεώσιμης μορφής ενέργειας ή εξοικονόμησης ενέργειας δίνεται από τη σχέση:

$$K_{\varepsilon \bullet o} = K_{\varepsilon \sigma} - K_{\varepsilon \bullet \varepsilon} \quad (16)$$

όπου:

- $K_{\varepsilon \bullet o}$, το ετήσιο οικονομικό όφελος σε €
- $K_{\varepsilon \sigma}$, το ετήσιο κόστος συμβατικής ενέργειας σε €
- $K_{\varepsilon \bullet \varepsilon}$, το ετήσιο κόστος ανανεώσιμης μορφής ενέργειας ή με εξοικονόμηση σε €

Το ετήσιο λειτουργικό οικονομικό όφελος μιας εγκατάστασης ανανεώσιμης μορφής ενέργειας ή εξοικονόμησης ενέργειας δίνεται από τη σχέση:

$$K_{\varepsilon \lambda} = K_{\varepsilon} - (K_{\Delta} + K_{\Sigma} + K_{\alpha \sigma} + K_{\lambda}) \quad (17)$$

όπου:

- $K_{\varepsilon \lambda}$, το ετήσιο λειτουργικό οικονομικό όφελος σε €
- K_{ε} , το κόστος της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ ή εξοικονομείται σε €
- K_{Δ} , η ετήσια δόση εξόφλησης δανείου σε €
- K_{Σ} , το ετήσιο κόστος συντήρησης σε €
- $K_{\alpha \sigma}$, το ετήσιο κόστος ασφάλισης σε €
- K_{λ} , το ετήσιο κόστος ενέργειας λειτουργίας της εγκατάστασης σε €

2.4 Κριτήρια Επενδύσεων

Προκειμένου να πραγματοποιηθεί μία οικονομική επένδυση, είναι επιβεβλημένο να γίνει προσεκτική μελέτη και αξιολόγηση της μακροπρόθεσμης οικονομικής βιωσιμότητας του έργου, λαμβάνοντας υπόψη συγκεκριμένα κριτήρια.

2.4.1 Κριτήριο καθαρής παρούσας αξίας

Το κριτήριο της καθαρής παρούσας αξίας (net present value) εκφράζεται με τη σχέση:

$$K_{\kappa\pi\alpha} = \sum_{v=1}^n \frac{K_v}{(1+\varepsilon)^v} - K_{\sigma} \quad (18)$$

όπου:

$K_{\kappa\pi\alpha}$, η καθαρή παρούσα αξία ή ο δείκτης καθαρής παρούσας αξίας

K_v , η καθαρή χρηματική ροή επένδυσης τη χρονική περίοδο (v)

ε , το επιτόκιο αναγωγής στην παρούσα αξία

n , ο χρόνος ζωής της επένδυσης

K_{σ} , το συνολικό κόστος επένδυσης στο χρόνο αναφοράς

Ειδικότερα, το επιτόκιο αναγωγής ε θεωρείται συνήθως πάνω από το γενικό πληθωρισμό και ουσιαστικά ίσο με το επιτόκιο δανεισμού το χρόνο έναρξης της εμπορικής εκμετάλλευσης της εγκατάστασης. Ενώ τέλος, η καθαρή χρηματική ροή K_v δίνεται από τη σχέση:

$$K_v = (\text{έσοδα}) - (\text{λειτουργικά έξοδα}) \quad (19)$$

Συνεπώς, μία οικονομική επένδυση θεωρείται συμφέρουσα, αν ισχύει η σχέση:

$$K_{\kappa\pi\alpha} > 0 \quad (20)$$

Από τη σχέση (18) γίνεται φανερό, ότι το επιτόκιο αναγωγής ε επηρεάζει σημαντικά την καθαρή παρούσα αξία, με αποτέλεσμα να πρέπει να δίνεται ιδιαίτερη σημασία στην επιλογή του.

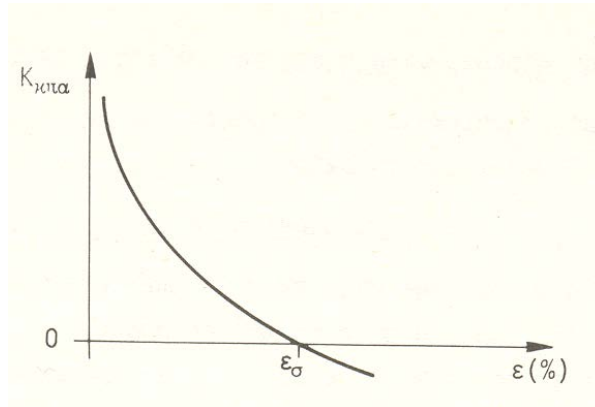
2.4.2 Κριτήριο Εσωτερικού Συντελεστή Απόσβεσης/Απόδοσης

Ως εσωτερικός συντελεστής απόσβεσης ορίζεται το επιτόκιο προεξόφλησης πάνω από το γενικό πληθωρισμό, το οποίο μηδενίζει τη προηγούμενη σχέση (18) της καθαρής παρούσας αξίας. Ειδικότερα, ο υπολογισμός του εσωτερικού συντελεστή απόσβεσης ή απόδοσης (internal rate of return) ξεπερνάει την αβεβαιότητα που υπάρχει στην

επιλογή του επιτοκίου της σχέσης (18). Ο εσωτερικός συντελεστής απόσβεσης προκύπτει από τη σχέση:

$$K_{\kappa\pi\alpha} = \sum_{v=1}^{\nu} \frac{K_v}{(1+\varepsilon)^v} - K_{\sigma} = 0 \quad (21)$$

Η εξίσωση (21) είναι δυνατό να επιλυθεί αναλυτικά ως προς το επιτόκιο ε . Οπότε, στο σχήμα 1 παρουσιάζεται η γενική περίπτωση γραφικής λύσης της:



Σχήμα 1 Γενική περίπτωση γραφικής λύσης της εξίσωσης 21

Το επιτόκιο ε_{σ} (%) του σχήματος 1 εκφράζει τον εσωτερικό συντελεστή απόδοσης μιας επένδυσης. Μια επένδυση θεωρείται συμφέρουσα, αν το ε_{σ} (%) είναι μεγαλύτερο από τα αποδεκτά επιτόκια δανειοδότησης ή αν είναι μεγαλύτερο από άλλες συγκρίσιμες επένδυσης.

2.4.3 Κριτήριο Περιόδου Επανάκτησης Κεφαλαίου

Το κριτήριο επανάκτησης κεφαλαίου (break even analysis) αναλύεται με τους ακόλουθους δύο (2) τρόπους:

- α) Υπολογισμός του χρονικού διαστήματος που απαιτείται για να καλυφθεί η αρχική δαπάνη μιας επένδυσης, λαμβάνοντας υπόψη τις αναμενόμενες εισροές εισοδήματος (σημείο Γ σχήματος 2).

Με βάση τον παραπάνω ορισμό, η χρονική περίοδο επανάκτησης κεφαλαίου υπολογίζεται από την σχέση:

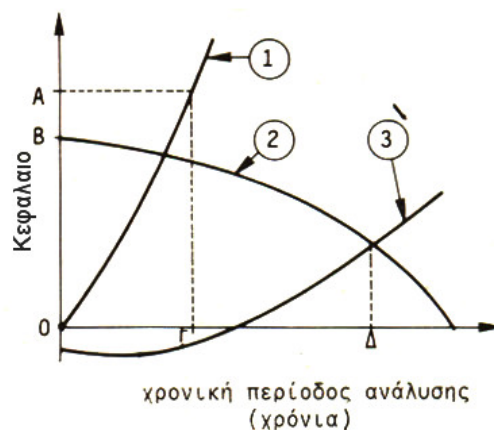
$$T_{\pi\epsilon\kappa} = \frac{\ln\left(\frac{K_{\varepsilon} i}{K_{\varepsilon\nu}} + 1\right)}{\ln(1+i)} \quad (22)$$

όπου:

K_e , το κόστος επένδυσης
 $K_{εν}$, το κόστος της ενέργειας που εξοικονομείται το έτος έναρξης της λειτουργίας
 i , ο ετήσιος ρυθμός πληθωρισμού ενεργειακού κόστους (%)

β) Υπολογισμός του χρονικού διαστήματος που αντιστοιχεί στο νεκρό σημείο της επένδυσης. Δηλαδή υπολογίζεται το απαιτούμενο χρονικό διάστημα, στο οποίο τα οικονομικά οφέλη της επένδυσης ισοδυναμούν με το υπόλοιπο χρέος (σημείο Δ σχήματος 2).

Στον παραπάνω υπολογισμό, είναι απαραίτητος ο ακριβής διαχρονικός υπολογισμός των εισροών και εκροών της επένδυσης, ενώ τα αθροιστικά οφέλη και το αθροιστικό εισόδημα αναφέρονται σε σταθερές τιμές του έτους αναφοράς.



Σχήμα 2 Διάγραμμα περιόδου επανάκτησης κεφαλαίου

όπου:

- (1), το αθροιστικό εισόδημα
- (2), το υπόλοιπο κεφαλαίου
- (3), τα αθροιστικά οφέλη
- OA, η αρχική επένδυση
- AB, η προκαταβολή
- Δ, το νεκρό σημείο επένδυσης

Τέλος, ο υπολογισμός του χρόνου απόσβεσης μιας επένδυσης εγκατάστασης ανανεώσιμης μορφής ενέργειας για υποκατάσταση ή εξοικονόμηση καυσίμου είναι:

- Ο χρόνος που απαιτείται για να εξισωθούν τα συσσωρευμένα κέρδη καυσίμου με την ολική αρχική δαπάνη της επένδυσης μιας εγκατάστασης ανανεώσιμης μορφής ενέργειας.

2.5 Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ

Το κόστος ανά μονάδα παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας μιας αιολικής εγκατάστασης δίνεται από τη σχέση:

$$K_o = \frac{K_\alpha}{E} \frac{\varepsilon(1+\varepsilon)^v}{(1+\varepsilon)^v - 1} + \frac{K_{\sigma v} + K_\mu}{E} \quad (23)$$

όπου:

- K_o , το κόστος παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (€/KWh)
 K_α , το κόστος αρχικής δαπάνης εγκατάστασης ανά μονάδα επιφάνειας (€/m²)
 E , το επιτόκιο δανεισμού
 $K_{\sigma v}$, το ετήσιο κόστος συντήρησης ανά μονάδα επιφάνειας (€/m²)
 K_μ , το ετήσιο κόστος λειτουργίας ανά μονάδα επιφάνειας (€/m²)
 E , η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά μονάδα επιφάνειας (KWh/m²)
 v , ο χρόνος ζωής της εγκατάστασης (έτη)

Το ετήσιο κόστος συντήρησης $K_{\sigma v}$ δίνεται από τη γενική σχέση:

$$K_{\sigma v} = \Sigma + cE \text{ (€/m}^2\text{)} \quad (24)$$

όπου:

- Σ , το κόστος συντήρησης ανεξάρτητο της παραγωγής (€/m²)
 cE , το κόστος συντήρησης ανάλογο της παραγωγής (€/m²)
 c , ο συντελεστής κόστους συντήρησης ενέργειας (€/KWh)

Η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας E δίνεται από τη σχέση:

$$E = 8760\sigma_\phi \bullet P_\varepsilon \quad (25)$$

όπου:

- σ_ϕ , ο ετήσιος συντελεστής χρησιμοποίησης ή φόρτισης
 P_ε , η ανά m² εγκατεστημένη ισχύς (KW/m²)

Με βάση τις σχέσεις (24) και (25), η προηγούμενη σχέση (23) γίνεται:

$$K_o = \frac{1}{8760\sigma_\phi} \left(\frac{K_\alpha}{P_\varepsilon} \frac{\varepsilon(1+\varepsilon)^v}{(1+\varepsilon)^v - 1} + \frac{\Sigma + K_\mu}{P_\varepsilon} \right) + \varepsilon \quad (26)$$

Θεωρώντας ως ετήσιο κόστος ισχύος το μέγεθος K_ε , το οποίο δίνεται από τη σχέση:

$$K_\varepsilon = \frac{1}{P_\varepsilon} \left(\frac{K_\alpha \varepsilon(1+\varepsilon)^v}{(1+\varepsilon)^v - 1} + \Sigma + K_\mu \right) \quad (27)$$

τότε η σχέση (26) δίνει:

$$K_o = \frac{K_\varepsilon}{8760\sigma_\phi} + c \quad (28)$$

Πρακτικά το μέγεθος ϵ είναι πολύ μικρό, οπότε μπορεί να αμεληθεί, με αποτέλεσμα η σχέση (28) να γίνει:

$$K_o = \frac{K_\epsilon}{8760 \cdot \sigma_\phi} \quad (29)$$

Το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας σε παρούσα αξία καταναμημένο ισόποσα στην οικονομική ζωή της όλης εγκατάστασης μπορεί να υπολογιστεί με τη βοήθεια της παρακάτω σχέσης:

$$K.H.E.A = \frac{\text{Π.Π.Ε}}{E(1 - \text{Π.Ε})} K_{\alpha\sigma} \quad (30)$$

όπου:

$K.H.E.A$, το κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας σε παρούσα αξία καταναμημένο ισόποσα

Π.Π.Ε , το Ποσοστό Πάγιων Επιβαρύνσεων (%)

E , η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται σε KWh

Π.Ε , το Ποσοστό Παρασιτικής Ενέργειας της παραγωγής (%)

$K_{\alpha\sigma}$, το κόστος του συστήματος (€/KWh)

Το Π.Π.Ε εκφράζει το συντελεστή που καθορίζει το ετήσιο απαιτούμενο κέρδος ή έσοδο της εγκατάστασης, ώστε στο τέλος της οικονομικής ζωής αυτής να έχει γίνει επανάκτηση της αρχικής δαπάνης της επένδυσης. Το Π.Π.Ε δίνεται από τη σχέση:

$$\text{Π.Π.Ε} = \epsilon + \frac{\epsilon}{(1 + \epsilon)^v - 1} + (\text{Π.Κ.Σ}) \cdot \frac{1}{\epsilon - i} \left[1 - \left(\frac{1+i}{1+\epsilon} \right)^v \right] \cdot \frac{\epsilon(1+\epsilon)^v}{(1+\epsilon)^v - 1} \quad (31)$$

όπου:

$$\frac{\epsilon}{(1 + \epsilon)^v - 1} = \text{το εξοφλητικό απόθεμα}$$

ϵ , το επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία

Π.Κ.Σ , το Ποσοστό Κόστους Συντήρησης της αρχικής δαπάνης της επένδυσης (%)

$$(\text{Π.Κ.Σ}) \cdot \frac{1}{\epsilon - i} \left[1 - \left(\frac{1+i}{1+\epsilon} \right)^v \right] \frac{\epsilon(1+\epsilon)^v}{(1+\epsilon)^v - 1} = \text{ισόποσο ποσοστιαίο κόστος συντήρησης}$$

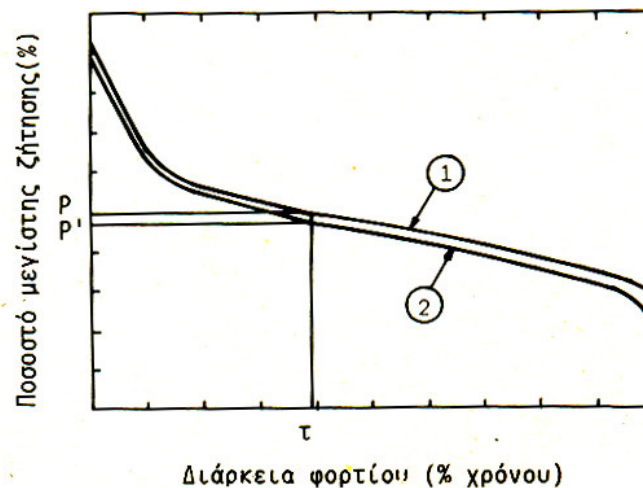
$$\frac{1}{\epsilon - i} \left[1 - \left(\frac{1+i}{1+\epsilon} \right)^v \right] = \text{ο συντελεστής παρούσας αξίας}$$

$$\frac{\epsilon(1+\epsilon)^v}{(1+\epsilon)^v - 1} = \text{ο συντελεστής επανάκτησης κεφαλαίου}$$

i , ο ετήσιος ρυθμός πληθωρισμού κόστους συντήρησης (%)

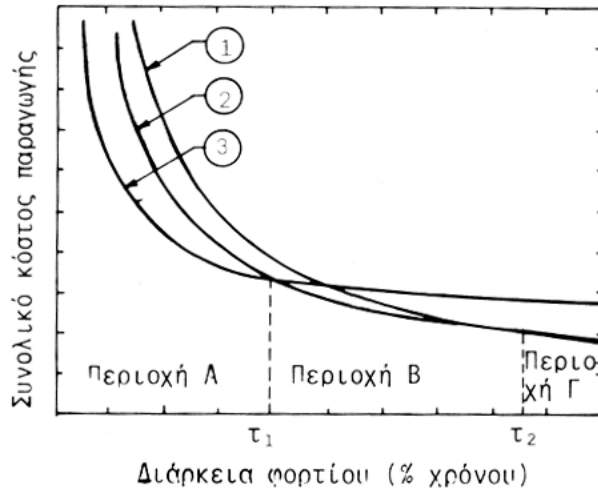
2.6 ΑΠΕ & ΣΗΕ

Τα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) περιλαμβάνουν ένα μικρό ή μεγάλο αριθμό συμβατικών συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, τα οποία αποτελούν στην πλειονότητα τους σταθμούς βάσης, καθώς και ένα αριθμό συστημάτων παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές (ΑΠΕ), τα οποία λειτουργούν ως επί το πλείστον συμπληρωματικά. Γενικότερα, τα ΣΗΕ εμφανίζουν μια καμπύλη διάρκειας φορτίου, όπως παρουσιάζεται στο επόμενο σχήμα 3. Η καμπύλη διάρκειας φορτίου περιγράφει την συνολική ζήτηση του φορτίου (κατανάλωση) ταξινομημένη από την μέγιστη προς την ελάχιστη τιμή της, η οποία προφανώς πρέπει να καλυφθεί (εξυπηρετηθεί) από τις υφιστάμενες εγκατεστημένες (συμβατικές ή μη) μονάδες παραγωγής. Συνεπώς, η αναγκαία κατανομή του φορτίου θα γίνει με βάση την παραπάνω καμπύλη, τους τεχνικούς περιορισμούς και το αντίστοιχο κόστος λειτουργίας (€/KWh) κάθε σταθμού ή μονάδας παραγωγής. Ειδικότερα, στην περίπτωση παράλληλης λειτουργίας εγκαταστάσεων ΑΠΕ με συμβατικό σύστημα, η παραγόμενη από ΑΠΕ ηλεκτρική ισχύς θεωρείται ως αρνητικό φορτίο, με αποτέλεσμα μια νέα καμπύλη διάρκειας φορτίου και μια νέα κατανομή φορτίου στις μονάδες και στους σταθμούς παραγωγής του συμβατικού συστήματος.



Σχήμα 3 Καμπύλες διάρκειας φορτίου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ)

Στο σχήμα 3 απεικονίζονται οι καμπύλες διάρκειας φορτίου του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς (1) και με (2) παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, όπου φαίνεται ότι για διάρκεια φορτίου τ , η κατανομή φορτίου στους σταθμούς παραγωγής είναι αντίστοιχα $P(\%) > P'(\%)$. Συνεπώς, αν σχεδιαστούν οι καμπύλες κόστους παραγωγής των συμβατικών σταθμών ή μονάδων παραγωγής, προκύπτουν οι καμπύλες του επόμενου σχήματος 4.



Σχήμα 4 Τυπικές καμπύλες συνολικού κόστους παραγωγής σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Στο σχήμα 4 διακρίνονται τρεις διαφορετικές περιοχές:

- **Περιοχή Α ($\tau < \tau_1$):**
Στην δεδομένη περιοχή, η καμπύλη (3) είναι η οικονομικότερη συγκριτικά με τις υπόλοιπες δύο (συμβατικοί σταθμοί ή μονάδες παραγωγής), με αποτέλεσμα να πρέπει να έχει προτεραιότητα στην κάλυψη και εξυπηρέτηση του ζητούμενου φορτίου.
- **Περιοχή Β ($\tau_1 < \tau < \tau_2$):**
Στην δεδομένη περιοχή συμφέρει η λειτουργία του συμβατικού σταθμού ή της μονάδας παραγωγής, η οποία αντιστοιχεί στην καμπύλη (2).
- **Περιοχή Γ ($\tau_2 < \tau$):**
Στην δεδομένη περιοχή ενδείκνυται η λειτουργία του συμβατικού σταθμού ή της μονάδας παραγωγής, η οποία αντιστοιχεί στην καμπύλη (1).

Βάση των καμπυλών του σχήματος 4 είναι δυνατό να υπολογιστεί το ποσοστό του χρόνου τροφοδότησης του φορτίου από κάθε σταθμό παραγωγής, ενώ από το προηγούμενο σχήμα 3 οι αντίστοιχες ισχύς παραγωγής. Βασικό χαρακτηριστικό οικονομικό μέγεθος στην παρούσα παράγραφο είναι το ετήσιο συγκριτικό κόστος, το οποίο εξαρτάται από την εξοικονόμηση ισχύος και δίνεται από τη σχέση:

$$K_{\Sigma A} = \frac{K_{10} - K_{20}}{P_A} \quad (32)$$

όπου:

- $K_{\Sigma A}$, το ετήσιο συγκριτικό κόστος ΑΠΕ σε €/KW*έτος
- K_{10} , το ολικό κόστος παραγωγής χωρίς ΑΠΕ σε €/έτος
- K_{20} , το ολικό κόστος παραγωγής με ΑΠΕ €/έτος
- P_A , η εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύς από ΑΠΕ σε KW

Τα κόστη K_{10} , K_{20} δίνονται από τη γενική σχέση:

$$K_{jo} = (\text{Σταθερό κόστος παραγωγής}) + (\text{Μεταβλητό κόστος παραγωγής})$$

$$K_{jo} = (\sigma_{\phi} \sum_{i=1}^{\nu} K_{i\mu} E_i + \sum_{i=1}^{\nu} K_{i\sigma} P_i) P_{mx} \quad (33)$$

όπου:

- ν , το πλήθος των σταθμών
- σ_{ϕ} , ο συντελεστής φορτίου ζήτησης
- $K_{i\mu}$, το ετήσιο μεταβλητό κόστος του i σταθμού (€/KW*έτος)
- E_i , η παραγόμενη ενέργεια της συνολικής παραγόμενης του i σταθμού (%)
- $K_{i\sigma}$, το ετήσιο σταθερό κόστος του i σταθμού (€/KW*έτος)
- P_i , η παραγόμενη ισχύς της συνολικής παραγόμενης του i σταθμού (%)
- P_{mx} , η μέγιστη ισχύς (KW)

Πρακτικά, οι εκάστοτε σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και οι επιμέρους μονάδες (γεννήτριες) παραγωγής τους, έχουν διαφορετικό σταθερό κόστος και διαφορετικό μεταβλητό, με αποτέλεσμα να είναι επιβεβλημένη η διαδικασία βελτιστοποίησης του συνδυασμού λειτουργίας τους.

2.7 Προβληματισμοί

- Η οικονομική αξιολόγηση του εγχειρήματος βασίζεται στην απλή περίοδο αποπληρωμής (**SPBP**, Simple Pay Back Period) και στην περίοδο απόσβεσης (Pay Back Period) της επένδυσης και τον εσωτερικό ρυθμό απόδοσης **IRR** (Internal Rate of Return).
- Το **IC** (Investment Cost, κόστος επένδυσης) είναι συνδυασμός του κόστους της αρχικής εγκατάστασης, του κόστους συντήρησης και λειτουργίας (FC) μείον του συνόλου των επιδοτήσεων της Πολιτείας.
- Το **R** (Revenues, μικτή απόδοση) από την λειτουργία των εγκαταστάσεων υπολογίζεται αξιοποιώντας ως αναφορά, τις τρέχουσες τιμές πώλησης στα μη διασυνδεδεμένα δίκτυα των νήσων αλλά και αυτές των εγκαταστάσεων που πωλούν στο διασυνδεδεμένο δίκτυο. Ο ετήσιος πληθωρισμός επίσης λαμβάνεται υπ' όψη. Οι φόροι δεν συμπεριλαμβάνονται.
- Ο υπολογισμός του κόστους της οποίας ατμοσφαιρικής μόλυνσης (της οποίας η εγκατάσταση υπό αξιολόγηση προκαλεί ή συμβάλλει στην αποφυγή), βασίζεται στους συντελεστές εκπομπών τόσο συστημάτων στην ξηρά και στις νήσους όσο και στις χρεώσεις CO₂ (διοξειδίου του άνθρακα) υπαρχόντων συστημάτων αξιολόγησης και κοστολόγησης αυτών, και πιο συγκεκριμένα ETS (Emission Trading System, Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών).

- Το ενεργειακό κόστος παραγωγής και μεταφοράς τόσο των φωτοβολταϊκών (ΦΒ) πάνελ (Στοιχείων) όσο και των ανεμογεννητριών υπολογίζεται με την υπόθεση ότι τα εργοστάσια κατασκευής τους εδράζουν στην Ευρώπη.

3. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΔΥΟ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΩΝ ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΣΗΣ ΤΗΣ ΤΟΠΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΓΟΡΑΣ

3.1 Η απελευθέρωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας (ΗΕ)

3.1.1 Η αναδιάρθρωση της Ελληνικής ενεργειακής αγοράς

Για πάνω από 50 χρόνια η Ελλάδα ακολουθούσε μια κρατική, μονοπωλιακή προσέγγιση στην παραγωγή και διανομή ΗΕ. Η παραγωγή και διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας ήταν αποκλειστική αρμοδιότητα και δικαίωμα της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού, της ΔΕΗ. Αυτό συνέβαινε μέχρι το έτος 1999, όπου ψηφίστηκε ο Ν. 2773/1999 (αναθεωρηθείς αργότερα με τον Ν.2837/2000) λόγω της απαίτησης συμμόρφωσης με την Ευρωπαϊκή οδηγία 96/92/EC (Ηλιάδου, 2009). Ο Νόμος ορίζει πως ο τομέας της ΗΕ θα χωριστεί σε 2 διακριτά ως προς την διαχείριση τους τμήματα. Ο τομέας της διανομής θα παραμείνει μονοπωλιακός ενώ η παραγωγή θα λειτουργεί στο εξής με όρους ελεύθερης αγοράς με την δυνατότητα συμμετοχής ιδιωτών επενδυτών.

Για την αντιμετώπιση των προκυπτόντων θεμάτων όσον αφορά την απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας, η ελληνική κυβέρνηση σύστησε την ΡΑΕ, (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας). Η ΡΑΕ αποτελείτο αρχικά από 7 επιστήμονες, ο διορισμός των οποίων έγινε από το Υπουργείο Ανάπτυξης. Η λειτουργία της ξεκίνησε τον Ιούνιο του 2000 και ο χαρακτήρας της είναι μόνιμος. Ο πρωταρχικός της ρόλος ήταν γνωμοδοτικές και εισηγητικές αρμοδιότητες (ανώνυμος, 2009a), πλέον επιφορτίζεται και με την διεύθυνση των θεμάτων που προκύπτουν από την απελευθέρωση της αγοράς και την εξασφάλιση ενός υγιούς κλίματος λειτουργίας της ενεργειακής αγοράς ενέργειας. Ως αποτέλεσμα, η ΡΑΕ κύρια και το Υπουργείο Ανάπτυξης επικουρικά, είναι επιφορτισμένοι με την έκδοση των σχετικών αδειών για τους ενδιαφερόμενους επενδυτές.

Μέσα από την διαδικασία της απελευθέρωσης της ενεργειακής αγοράς και συναρτήσει των επιλεχθέντων όρων με τους οποίους αυτή θα λάμβανε χώρα, εντοπίστηκε η ανάγκη δημιουργίας ακόμα ενός ανεξάρτητου φορέα ο οποίος θα λειτουργούσε, συντηρούσε και θα εξέλυε περαιτέρω, το ήδη υπάρχον σύστημα μεταφοράς και διανομής, με βάση το μονοπωλιακό πλαίσιο που προαναφέρθηκε. Ο ΔΕΣΜΗΕ (Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) ιδρύθηκε ως η απάντηση στην ανάγκη και επιφορτίστηκε με την παροχή αξιόπιστων, ποιοτικών και ασφαλών υποδομών μεταφοράς και διανομής ΗΕ στους τελικούς καταναλωτές. Εκτός του πρωτεύοντος αυτού ρόλου, ο δευτερεύων ρόλος του ήταν η συνολική εκκαθάριση της αγοράς, όσον αφορά τις οφειλές μεταξύ των ενεργειακών παρόχων (ποιος οφείλει σε ποιόν πόση ενέργεια).

3.1.2 Η αναδιάρθρωση της ενεργειακής αγοράς στην Καλιφόρνια

Πριν την εκκίνηση της διαδικασίας απελευθέρωσης της ενεργειακής αγοράς το σύνολο του συστήματος παραγωγής και μεταφοράς ΗΕ (ηλεκτρικής ενέργειας) άνηκε στην πολιτεία. Κάθετα συγκροτημένες εταιρίες (από την παραγωγή έως τον καταναλωτή) παρείχαν ηλεκτρική ενέργεια και ήταν πλήρως υπεύθυνες για την παραγωγή, μετάδοση και διανομή της ΗΕ. Στις αρχές της δεκαετίας του 1990 η αγορά ΗΕ στην Καλιφόρνια αποτελείτο από δυο ιδιωτικές εταιρίες κοινής ωφέλειας. Αυτές ήταν, η Pacific Gas & Electric company και η Southern California Edison (*Bushnell, 2004*). Η ομοσπονδιακή ρυθμιστική επιτροπή ενέργειας FERC (Federal energy regulatory commission) ρύθμιζε τις τιμές χονδρικής και την μεταφορά της ενέργειας. Η FERC όμως δεν καθόριζε τις τιμές, καθώς η ενέργεια πωλούνταν απευθείας από τις εταιρίες κοινής ωφέλειας. Τότε μια δεύτερη επιτροπή, η Επιτροπή Εταιριών Κοινής Ωφέλειας της Καλιφόρνια, CPUC (California Public Utilities Commission) έθεσε σε εφαρμογή μια επιθετική ρύθμιση για την δημιουργία ανεξάρτητων παραγωγών. Αυτή ήταν η αρχή της απελευθέρωσης παραγωγής ενέργειας στην Καλιφόρνια.

Το νέο μοντέλο όφειλε να επιτηρείται καθώς και να ρυθμίζεται από έναν οργανισμό. Έτσι, το 1996, δύο νέοι φορείς ιδρύθηκαν: το Χρηματιστήριο Ενέργειας της Καλιφόρνια CPE (California Power Exchange) ως ένας φορέας που θα ελέγχει την ροή της ενεργειακής, ενώ ο Ανεξάρτητος λειτουργός συστημάτων της Καλιφόρνια, California ISO (independent system operator (ISO) είχε την ευθύνη της λειτουργίας (αλλά όχι την ιδιοκτησία) αλλά με πολύ λίγη παρεμβολή. (*Bushnell, 2004*). Το Χρηματιστήριο Ενέργειας δέσμευε τους παραγωγούς να ομογενοποιήσουν τιμολογιακά σε καθεστώς κοινής ωφέλειας τις δραστηριότητές τους, έτσι ο ανταγωνισμός δεν αυξήθηκε σταδιακά. Επιπλέον, ένας νέος μηχανισμός εισήχθη, η Χρέωση Μετάβασης στον Ανταγωνισμό (Competitive Transition Charge (CTC). Ο μηχανισμός εξανάγκαζε τις εταιρίες να παρέχουν μια μείωση της τάξης του 10% επι του κόστους στην παραγωγή. Ο μηχανισμός αυτός έδρασε καταλυτικά ώστε οι τιμές να παραμείνουν σταθερές επί 4 έτη. Όσον αφορά το σκέλος της διανομής αυτή παρέμεινε μονοπωλιακή υπό τον έλεγχο της CPUC.

Οι πολιτικές παρατάξεις της περιοχής καθώς και οι νομοθέτες διαφήμιζαν την αισιοδοξία τους ότι το νέο μοντέλο της αγοράς ΗΕ θα έφερνε χαμηλότερες τιμές και ταυτόχρονα ασφαλή και αξιόπιστη ενέργεια (CPUC 2001).

Όμως οι προβλέψεις για την επιτυχή αναδιάρθρωση της αγοράς ΗΕ βάσισαν την αισιοδοξία τους στο ότι το κόστος παραγωγής θα παρέμενε σταθερό. Το 2001 η τιμή του πετρελαίου έλαβε σημαντική αύξηση και μια περίοδος τριετούς ανομβρίας ανέβασε το κόστος παραγωγής. Ταυτόχρονα η ζήτηση αυξήθηκε στο μέγιστο όλων των εποχών κατά 4% για το 1999, 5% για το 2000 και τον Ιούνιο του 2000 η αύξηση έφτασε το 13,7%. Το σύστημα έδραζε κυρίως σε εισαγόμενη ενέργεια και επί περίοδο 8 ετών ούτε υπήρξαν εγκρίσεις για την κατασκευή νέων εργοστασίων, ούτε έγιναν αναβαθμίσεις στο κομμάτι της μεταφοράς. Ως αποτέλεσμα κατά τις ημέρες της κρίσης η τιμή χονδρικής για την ενέργεια ήταν 150\$/MWh ενώ η τιμή λιανικής 70\$/MWh ενώ τα τιμολόγια λιανικής παρέμεναν σταθερά διότι η κυβέρνηση της πολιτείας της

Καλιφόρνια, φοβούμενη το πολιτικό κόστος, δεν αποφάσισε την αύξηση των τιμολογίων. Η Pacific Gas and Electric company χρεοκόπησε, συνεχείς μακροχρόνιες διακοπές διαδέχονταν η μια την άλλη, το τραπεζικό σύστημα και η οικονομική ζωή κλονίστηκαν. (Χατζηαργυρίου 2008).

3.2 Ομοιότητες μεταξύ των δύο περιπτώσεων

Το μοντέλο που ακολουθήθηκε στην Καλιφόρνια είναι συναφές με το σχέδιο απελευθέρωσης της Ελληνικής ενεργειακής αγοράς. Κάποιες εκ των ομοιοτήτων παρατίθενται ακολούθως:

- Θεσπίστηκε υποχρεωτική ημερήσια δημοπρασία όπως και στην περίπτωση της Ελληνικής αγοράς
- Οι τιμές στους λογαριασμούς των καταναλωτών θα είναι αναλογικά σταθερές (ώστε ο καταναλωτής να γνωρίζει το κόστος την στιγμή της κατανάλωσης, αντίθετα με ότι συνέβη με την απελευθέρωση) και θεσπίζονται ειδικά κίνητρα για μελλοντικές επενδύσεις.
- Οι εταιρίες ηλεκτρισμού στην Καλιφόρνια είναι υποχρεωμένες να παρέχουν ηλεκτρικό ρεύμα στον οποιοδήποτε το ζητήσει, καθώς και να μην δρουν μονοπωλιακά. Όμοια απαίτηση υπάρχει και από την ελληνική ΔΕΗ, της οποίας το μερίδιο στην αγορά οφείλει να μειωθεί προκειμένου να υπάρξει ανταγωνισμός.
- Και στις δύο περιπτώσεις, η διανομή παραμένει μονοπωλιακή.
- Οι τιμές πώλησης παραμένουν χαμηλότερες του κόστους παραγωγής, διατηρώντας έτσι την αγορά μη «απελευθερωμένη», καθώς οι νέοι παραγωγοί δεν μπορούν να εισέλθουν στην αγορά, αφού υπό το τρέχων καθεστώς δεν ορίζεται κερδοφορία άρα δεν ορίζεται επένδυση.
- Υπάρχουν κόστη που οφείλονται στην αγορά δικαιωμάτων εκπομπών.

4. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΜΕΤΑΞΥ SPBP ΚΑΙ PBP

4.1 Υπολογισμός της απλής περιόδου απόσβεσης SPBP των ΦΒ και Αιολικών πάρκων.

Η απλή περίοδος απόσβεσης SPBP (Single Pay-Back Period) υπολογίζεται ως το κλάσμα με αριθμητή το κόστος επένδυσης και παρονομαστή την αναμενόμενη απόδοση της επένδυσης. Οι χρησιμοποιούμενοι τύποι και οι σχετικές μονάδες αναφέρονται στον Πίνακα 4.1.1

Πίνακας 4.1.1

Περιγραφή	Σύμβολο	Τύπος	Μονάδες
SPBP	$SPBP$	$\frac{IC_0 * (1 - \gamma)}{R_0 - FC_0}$	έτη
Κόστος επένδυσης	IC_0	$P_r * P_0 * (1 + f)$	€
Ετήσια μικτή απόδοση	R_0	$E_{ετήσια} * PS$	€
Κόστος συντήρησης & λειτουργίας	FC	$FC = m * IC_0$	€

Όπου:

- P_r , είναι η τιμή εκτός εργατικών της εγκατάστασης. Για ένα πάρκο ΦΒ η τιμή αναφέρεται (Καλδέλλης κ.α., 2007) $Pr_{PV}=4150€/kW$ και για το αιολικό πάρκο $Pr_w=929.2€/kW$ (Οι σχετικοί υπολογισμοί παρουσιάζονται στο [Παράρτημα Α](#).)
- P_0 είναι η ονομαστική ισχύς του πάρκου και ορίζεται ως 10MW και για τα 2 πάρκα, (ΦΒ & Αιολικό)
- f είναι ο συντελεστής κόστους πρώτης εγκατάστασης ο οποίος εκτιμάται ως $f_{PV}=10-15%$ (Καλδέλλης κ.α., 2007) και $f_w=0.40$ για τις νήσους. (Καλδέλλης και Καββαδίας, 2005)
- PS είναι η τιμή πώλησης του ηλεκτρισμού.
- $E_{ετήσια}$ είναι η αναμενόμενη ετήσια παραγωγή ενέργειας. Οι σχετικοί υπολογισμοί αναλύονται στο [Παράρτημα Α](#)
- m είναι ο σταθερός συντελεστής συντήρησης και λειτουργίας. $m_w = 1.4%$ για ανεμογεννήτριες με ισχύ εξόδου $P_0 > 500kW$ (Καλδέλλης & καββαδίας, 2005) και για φωτοβολταϊκά, $m_{PV}=0,5$ (οι τιμές m_{PV} ποικίλλουν μεταξύ 0,5 και 1,5 (Καλδέλλης κ.α., 2007)
- γ είναι η επιδότηση της Ελληνικής Πολιτείας. Σύμφωνα με τον Ν. 3299/2004 (ΦΕΚ 261/Α'/23-12-2004), Η Άνδρος (Νότιο Αιγαίο, Κυκλάδες) και η Ρόδος ανήκουν στις περιοχές Δ1 και Γ αντίστοιχα, και στην κατηγορία 4 όσον αφορά στην υποδιαίρεση της Ελλάδας σε περιοχές, και η αντίστοιχη επιδότηση φθάνει στο ύψος του 35%. Να σημειωθεί πως η υπόθεση είναι πως και οι δύο

επενδύσεις έχουν λάβει ήδη την επιδότηση προ της τροποποίησης του Ν. 3299/2004. (Υπουργείο Οικονομίας και Οικονομικών, 2009).

- Η διάρκεια ζωής των ΦΒ πάρκων και των Αιολικών πάρκων θεωρείται 30 χρόνια και 20 χρόνια, αντίστοιχα.
- Σύμφωνα με τον Ν.3468/06 (ΦΕΚ Α' 129/27-6-06) (ΡΑΕ 2008) Η τιμή πώλησης για την παραγωγή από αιολικά πάρκα στην Άνδρο, που είναι μια διασυνδεδεμένη νήσος, $PS_w=80,14€/MWh$. Η τιμή πώλησης για τα φωτοβολταϊκά είναι $PS_{pv}=457,14€/MWh$ για το νησί της Ρόδου, που είναι μια μη διασυνδεδεμένη νήσος. (ΡΑΕ, 2009).

Το αποτέλεσμα του υπολογισμού της αναμενόμενης παραγωγής ενέργειας ($E_{ετήσια}$), το κόστος της επένδυσης με το (IC_γ) και χωρίς την (IC_0) κρατική επιδότηση, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης (FC_0), η αναμενόμενη ετήσια απόδοση (R_0) και το SPBP παρουσιάζονται στον **Πίνακα 4.1.2**

Πίνακας 4.1.2

Σύμβολο	Μονάδες	Αιολικό - Άνδρος	ΦΒ - Ρόδος
P_0	kW	10000,00	10000,00
CF	%	35,00%	22,00%
1 year	h	8760	8760
$E_{ετήσιο}$	kWh	30.660.000	19.272.000
Pr	€	929,20	4150,00
f	%	40%	10%
IC_0	€	13.008.800,00 €	45.650.000,00 €
m	%	1,40%	0,50%
FC_0	€	182.123,20 €	228.250,00 €
PS	€/kWh	0,0814	0,4571
R_0	€	2.457.092,40 €	8.809.231,20 €
IC_γ	€	8.455.720,00 €	29.672.500,00 €
γ	%	35,00%	35,00%
SPBP	έτη	3,72	3,46

- Το SPBP αιολικού πάρκου στην Άνδρο είναι 3,72 έτη.
- Το SPBP ΦΒ πάρκου στην Ρόδο είναι 3,46 έτη.

4.2 Υπολογισμός της περιόδου αποπληρωμής (PBP) των ΦΒ και Αιολικών πάρκων

Ως περίοδος αποπληρωμής PBP της επένδυσης ορίζεται το χρονικό διάστημα μεταξύ της εκταμίευσης του κεφαλαίου προς επένδυση και της στιγμής κατά την οποία τα κέρδη της επένδυσης είναι μηδενικά. (Καλδέλλης και Καββαδίας, 2005)

Το μελλοντικό κόστος του επενδυμένου κεφαλαίου, το κόστος συντήρησης/λειτουργίας, ο τζίρος και τα κέρδη περιγράφονται από τους ακόλουθους τύπους, και τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον Πίνακα Α.1.α και Α.1.β στο [Παράρτημα Α](#).

$G_n = R_n - IC_n - FC_n$, Αξία μελλόντων κερδών για περίοδο n ετών.

Η περίοδος αποπληρωμής (n) εκτιμάται για $G_n = R_n - IC_n - FC_n = 0$, έτσι ώστε για G_n ίσο του μηδενός,

$$FC_n = m * (1 + g) * (1 + i)^n * \frac{1 - \left(\frac{1 + g}{1 + i}\right)^n}{i - g},$$

η μέλλουσα τιμή (προβολή) Συντήρησης/Λειτουργίας για περίοδο n ετών

$$R_n = R_0 * (1 + e) * (1 + i)^n * \frac{1 - \left(\frac{1 + e}{1 + i}\right)^n}{i - e},$$

η μέλλουσα τιμή (προβολή) των μικτών εσόδων για περίοδο n ετών $IC_n = a * IC_0 * (1 + i)^n + \beta * IC_0 * (1 + i')^n$, η μέλλουσα τιμή (προβολή) του αρχικού κόστους επένδυσης για περίοδο n ετών με a το ποσοστό της συμμετοχής των ιδίων κεφαλαίων του επενδυτή και β το ποσοστό του προερχόμενου από δανεισμό, γ η κρατική επιδότηση, $a + \beta + \gamma = 1$

Συμφώνα με στοιχεία Τράπεζας της Ελλάδος (2009) ο μέσος πληθωρισμός για τους πρώτους 9 μήνες του έτους 2009 είναι $g = 3,4\%$, the κόστος του κεφαλαίου is $i' = 9\%$ ($g = 3,4\% + 3 \div 6\%$), δείκτης απόδοσης επένδυσης (POI) i υπολογίζεται στο ($i = i' + 3 \div 6\%$) (Καλδέλλης & Γαυράς, 2001), ο ρυθμός κλιμάκωσης της τιμής της ΗΕ εκτιμάται ως $e = 5\%$, το ποσοστό επενδυμένων ιδίων κεφαλαίων ως $a = 35\%$, το ποσοστό κεφαλαίων προερχόμενων από τραπεζικό δανεισμό ως $\beta = 30\%$ και η κρατική συμμετοχή $\gamma = 35\%$.

Να σημειωθεί πως ο πληθωρισμός, το κόστος του κεφαλαίου και ο δείκτης απόδοσης επένδυσης θεωρούνται σταθεροί για την εξεταζόμενη περίοδο και η υπολειμματική

αξία της επένδυσης εκτιμάται μηδενική. Τέλος, το κόστος συντήρησης και λειτουργίας θεωρείται αμετάβλητο εντός της περιόδου

Η PBP του Αιολικού στην Άνδρο είναι 4,31 έτη

Η PBP του ΦΒ πάρκου στην Ρόδο είναι 3,98 έτη.

Τα δύο εργαλεία αξιολόγησης επένδυσης δίδουν 0,59 (7,08 μήνες) και 0,52 (6,24 μήνες) διαφορά συγκρινόμενη με το SPBP, για το Αιολικό και το ΦΒ αντίστοιχα.

Είναι προφανές πως δεν υπάρχει ουσιώδης διαφορά μεταξύ SPBP και PBP για την συγκεκριμένη περίπτωση.

4.3 Η PBP ως επενδυτικό εργαλείο αξιολόγησης

Η PBP (περίοδος απόσβεσης) υπολογίζεται ως το κλάσμα, του κόστους επένδυσης δια τα αναμενόμενα καθαρά κέρδη της επένδυσης. Υπολογίζεται εύκολα και είναι ευνόητη. Η απαιτούμενη χρονική περίοδος για την ανάκτηση του αρχικού κόστους επένδυσης είναι ένα χρήσιμο, πρωτεύον κριτήριο αξιολόγησης επενδύσεων. Η PBP δεν παρέχει πληροφορία για την διάρκεια ζωής της επένδυσης, για το τι συμβαίνει μετά την περίοδο αυτή, και δεν λαμβάνει υπόψη επιδράσεις όπως την μεταβολή του πληθωρισμού, το κόστος του κεφαλαίου κλπ.

Η PBP συνιστά ένα εργαλείο αξιολόγησης στην περίπτωση που η προτεραιότητες που θέτει ο επενδυτής είναι ο χρόνος που απαιτείται για την ανάκτηση του αρχικού κεφαλαίου, ανεξάρτητα από το ύψος της επένδυσης.

5. ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΡΥΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ (IRR) ΤΩΝ ΔΥΟ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ.

5.1 Εκτίμηση του IRR

Ο IRR της απόδοσης είναι το χρονικό σημείο στο οποίο η NPV (ΚΠΑ, Καθαρή Παρούσα αξία) είναι μηδενική (Καλδέλλης & Καββαδίας, 2005)

Ο NPV περιγράφεται από τους τύπους:

$$NPV = IC_0 * npv_n$$

$$npv_n = \frac{R_0}{IC_0} \frac{\frac{1+e}{1+i} * (1 - (\frac{1+e}{1+i})^n)}{1 - \frac{1+e}{1+i}} + (\gamma - 1) - m * \frac{\frac{1+g}{1+i} * (1 - (\frac{1+g}{1+i})^n)}{1 - \frac{1+g}{1+i}}$$

Η NPV μιας επένδυσης είναι η διαφορά μεταξύ του συνόλου των αναμενόμενων εκπιπόμενων ταμειακών ροών και του αρχικού κεφαλαίου που επενδύθηκε. Όλες οι ταμειακές ροές υπολογίζονται στις σημερινές τιμές.

Η NPV του ΦΒ πάρκου είναι 122.894.321,09 € για 30 έτη λειτουργίας

Η NPV του ΦΒ park is 89.345.887,64 € για 20 έτη λειτουργίας

Η NPV του Αιολικού πάρκου 28.214.701,18 € για 20 έτη λειτουργίας

Ο υπολογισμός αυτής της εξίσωσης γίνεται εφικτός δια μέσου της εξαντλητικής μεθόδου με δοκιμές για i αριθμό τιμών. Τα αποτελέσματα των υπολογισμών παρουσιάζονται στον Πίνακα Β.1 και Πίνακα Β.2 στο Παράρτημα Β.

Ο IRR του ΦΒ στην Ρόδο είναι 35,40% για 30 έτη λειτουργίας

Ο IRR του ΦΒ στην Ρόδο είναι 35,18% για 20 έτη λειτουργίας

Ο IRR του Αιολικού στην Άνδρο είναι 37,64% για 20 έτη λειτουργίας

Ο Εσωτερικός Ρυθμός Απόδοσης IRR ως εργαλείο αξιολόγησης επενδύσεων χρησιμοποιείται προκειμένου να επιλεγεί ή να απορριφθεί μια επένδυση. Μια επένδυση είναι αποδεκτή και αξίζει να χρηματοδοτηθεί όταν ο IRR είναι μεγαλύτερος από τον αναμενόμενο δείκτη απόδοσης της επένδυσης (i) ενώ είναι απορριπτέα όταν ο IRR είναι μικρότερος από τον αναμενόμενο δείκτη απόδοσης της επένδυσης (i).

Ο IRR ως εργαλείο αξιολόγησης δείχνει πως και οι δύο επενδύσεις είναι πολύ ελκυστικές και βιώσιμες λαμβάνοντας υπ' όψη ότι οι προσδοκίες του επενδυτή φθάνουν στο 12% επί του αρχικώς επενδυμένου κεφαλαίου. Η υψηλότερη τιμή του

IRR για το Αιολικό πάρκο κάνει το Αιολικό πάρκο ελάχιστα πιο ελκυστικό από το ΦΒ πάρκο.

5.2 Η αποδοτικότερη επένδυση βάσει της PBP και του IRR

Η PBP ως εργαλείο αξιολόγησης των επενδύσεων δεν είναι κατάλληλος για επενδυτικά σχέδια με μεγάλη διάρκεια ζωής τα οποία επηρεάζονται από την αστάθεια του πληθωρισμού και το κόστος του κεφαλαίου. Η PBP είναι κατάλληλη για επενδυτικά σχέδια που αφορούν ταχύτατη τεχνολογική ανάπτυξη. Σε τέτοιες περιπτώσεις η ταχεία ανάκτηση του επενδυμένου κεφαλαίου έχει τεράστια σημασία. Οι επενδύσεις υπό εξέταση παρουσιάζουν μια πολύ μικρή διαφορά όσον αφορά τις τιμές των PBP για την κάθε μια. Η πληροφορία που η PBP παρέχει είναι πως η επένδυση είναι βιώσιμη και ελκυστική λαμβάνοντας υπ' όψη ότι μια PBP της τάξης των 3-4 ετών είναι σημαντικά μικρότερη από την περίοδο κερδοφόρου λειτουργίας η οποία ξεκινά περίπου 7 έτη λειτουργίας και για τις 2 επενδύσεις. Η PBP δείχνει πως οποιαδήποτε από τις 2 επενδύσεις θα μπορούσε να επιλεγεί.

Η μέθοδος του IRR δείχνει πως οι δυο επενδύσεις διαφέρουν ελάχιστα. Η πληροφορία που ο IRR παρέχει είναι πως και οι 2 επενδύσεις είναι πολύ ελκυστικές καθώς ο προβλεπόμενος δείκτης απόδοσης επένδυσης (POI) είναι περίπου τρεις φορές υψηλότερος από τις προσδοκίες του επενδυτή. Ο IRR παρέχει περισσότερες πληροφορίες σχετικά με την επένδυση σε βάθος χρόνου.

Και οι δύο μέθοδοι, τόσο η PBP όσο και ο IRR συμπεριλαμβάνουν υποθέσεις. Στην πραγματικότητα οι τιμές μέσης ετήσιας ηλιοφάνειας όπως και η αιολική διαθεσιμότητα διαφέρουν από έτος σε έτος, η τεχνική διαθεσιμότητα δεν είναι σταθερή στην διάρκεια ζωής της επένδυσης και αυτή η διαφορά μπορεί να επηρεάσει την ετήσια παραγωγή ΗΕ, μέσω αυτού τον ετήσιο τζίρο, και επακόλουθα τις τιμές των PBP και IRR. Στην πραγματικότητα, ο πληθωρισμός, ο δείκτης απόδοσης επένδυσης και ο ρυθμός κλιμάκωσης της ΗΕ είναι ευμετάβλητοι. Προκειμένου να υπολογιστούν επακριβέστερα οι τιμές των PBP και IRR απαιτούνται ακριβέστεροι υπολογισμοί και συμπερίληψη σφάλματος, καθώς οι συγκεκριμένες μέθοδοι δεν παρέχουν τα καθαρά κέρδη με ακρίβεια.

6. ΤΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΕΠΙΔΟΤΗΣΗΣ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΚΡΑΤΟΥΣ ΚΑΙ ΟΙ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΤΟΥΣ ΣΤΗΝ ΡΒΡ, ΣΤΟΝ IRR ΚΑΙ ΣΤΗΝ ΚΟΙΝΩΝΙΑ.

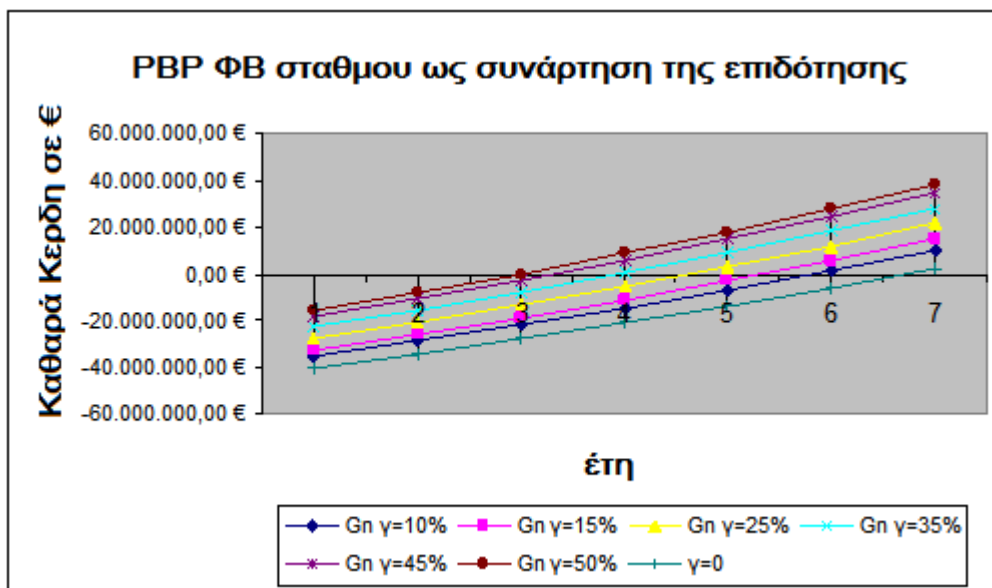
6.1 Υπάρχοντα συστήματα επιδότησης για επενδύσεις ιδιωτών στον τομέα εφαρμογών ΑΠΕ.

Σύμφωνα με την τροποποίηση του Ν. 3299/2004 (*Υπουργείο Οικονομίας και Οικονομικών, 2009*) η Άνδρος (νότιο Αιγαίο, Νομός Κυκλάδων) και η Ρόδος (νομός Δωδεκανήσου) ανήκουν στην περιοχή Β και στην κατηγορία 1 όσον αφορά την υποδιαίρεση της χώρας σε περιοχές ανάλογα με τις οποίες κλιμακώνεται το ποσοστό επιδότησης, με το ποσοστό αυτό να διαμορφώνεται σε 30% ή εναλλακτικά 100% φορολογική απαλλαγή για τα πρώτα 10 έτη, ή επιδότηση 50% του κόστους απασχόλησης της επιχείρησης. Επιπλέον, για μικρές και μικρομεσαίες επιχειρήσεις χορηγείται πρόσθετη επιδότηση της τάξης του 20% και 10% αντίστοιχα.

Το μέγεθος των επιχειρήσεων ορίζεται με βάση την κοινοτική οδηγία 2003/361/EC της 6^{ης} Μαΐου 2003 (*Official Journal L 124 of 20.05.2003*) (*Euroρα 2008*). Πολύ μικρές, μικρές, μικρομεσαίες και μεγάλες επιχειρήσεις ορίζονται ως οι επιχειρήσεις με ισολογισμό κάτω των 2.000.000€, κάτω των 10.000.000€, κάτω των 50.000.000€ και άνω των 50.000.000€ αντίστοιχα. Το Αιολικό πάρκο είναι μικρή επιχείρηση, κι έτσι το ποσοστό επιδότησης φθάνει το 50%.

Να σημειωθεί πως η τροποποίηση του 2009 επί του Ν.3299/2004 εξαιρεί ρητά, ΦΒ πάρκα με ονομαστική ισχύ άνω των 2MW.

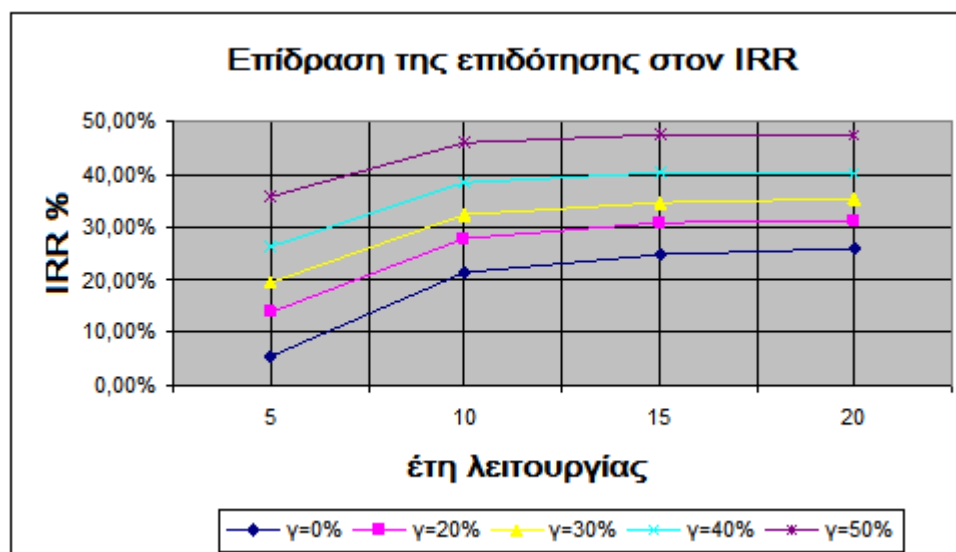
Η ΡΒΡ της επένδυσης είναι η χρονική στιγμή κατά την οποία τα καθαρά κέρδη της επένδυσης είναι μηδέν (Καλδέλλης και Καββαδίας, 2005). Η χρονική στιγμή για την οποία τα κέρδη της ΦΒ επένδυσης στην Ρόδο μηδενίζονται, για διάφορα ποσοστά επιδότησης, (γ) ως προς τα χρόνια λειτουργίας παρουσιάζονται στο **Γράφημα 6.1** και οι σχετικοί υπολογισμοί παρατίθενται στον **Πίνακα Γ.1** στο **Παράρτημα Γ**.



Γράφημα 6.1 Επίπτωση του ύψους της επιδότησης στην PBP (ΦΒ Ρόδου)

Σύμφωνα με το σχήμα, η PBP μειώνεται καθώς το ποσοστό επιδότησης αυξάνει. Είναι αξιοπρόσεκτο το ότι για την περίπτωση μηδενικής επιδότησης η PBP ξεπερνά τα 6,5 έτη αν λάβουμε στα υπ' όψη ότι μετά τα 7 έτη το επιπρόσθετο κόστος αντικατάστασης εξοπλισμού αρχίζει και μειώνει τα καθαρά κέρδη. Το σχετικό γράφημα για την επένδυση του Αιολικού στην Άνδρο είναι παρόμοιο.

Ο IRR της επένδυσης υπολογίζεται για την στιγμή που η NPV μηδενίζεται. (Καλδέλλης και Καββαδίας, 2005). Ο IRR του Αιολικού στην Άνδρο ως προς την NPV για 20 έτη λειτουργίας, για διάφορα ποσοστά επιδότησης (γ), παρουσιάζεται στο Γράφημα 6.2 και οι σχετικοί υπολογισμοί παρατίθενται στον Πίνακα Γ.2 στο Παράρτημα Γ.



Γράφημα 6.2 Επίδραση της επιδότησης στον PBP (Αιολικό Άνδρος)

Σύμφωνα με το γράφημα, ο IRR αυξάνεται κάθε έτος λειτουργίας ανεξάρτητα από το ποσοστό κρατικής επιδότησης. Η τιμή του IRR αυξάνει πιο δραστικά κατά τα 10 πρώτα έτη λειτουργίας. Η τροποποίηση του 2009 επι του Ν.3299 αύξησε τα ποσοστά επιδότησης για μικρές και πολύ μικρές επιχειρήσεις επιτρέποντας έτσι πολύ υψηλές και επακόλουθα ελκυστικές τιμές IRR ώστε να προωθηθούν οι επενδύσεις σε ΑΠΕ στην Ελλάδα. Το σχετικό γράφημα για το ΦΒ στην Ρόδο είναι πανομοιότυπο.

6.2 Η πολιτική που υιοθετείται για τις ιδιωτικές επενδύσεις στον τομέα των εφαρμογών ΑΠΕ

Οι οικονομικές στρατηγικές για τον τομέα εφαρμογών ΑΠΕ στην Ελλάδα είναι:

- *Εγγυημένες τιμές, Feed-in tariffs (FIT).* Ο παραγωγός απολαμβάνει σταθερή τιμή πώλησης για κάθε kWh που παράγεται από ΑΠΕ. Οι τιμές διαφέρουν ανάλογα με τον τύπο ΑΠΕ. Οι τιμές επίσης διαφέρουν ανάλογα με το αν η μονάδα ΑΠΕ είναι εγκατεστημένη σε διασυνδεδεμένη ή μη διασυνδεδεμένη νήσο (ΡΑΕ, 2008). Είναι ένα μέτρο προσέλκυσης διότι ο επενδυτής αποκτά την δυνατότητα να δανειστεί με ευνοϊκότερους όρους χάρη στο συμβόλαιο εγγυημένης αγοράς, που συνάπτει με την ΔΕΗ.
- *Επιδότησεις σε κεφάλαιο.* Η επιδότηση είναι ένα εξαιρετικό κίνητρο για τους επενδυτές.

Συμφώνα με τους *Camproscia κ.α (2009)* οι FIT έχουν καθιερωθεί ως ο πρωτεύον μηχανισμός για την υποστήριξη των ΑΠΕ. Σε άλλες ευρωπαϊκές χώρες, άλλα κίνητρα υιοθετήθηκαν, όπως οι τα πιστοποιητικά παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ (Green Tags) (τα όποια συνιστούν «ενεργειακό νόμισμα» ισοδύναμο με δοσμένη ποσότητα ενέργειας παραχθείσας από ΑΠΕ, μέσω της αγοράς των οποίων βιομηχανίες και ηλεκτροπαραγωγές επιχειρήσεις εξοφλούν υποχρεώσεις αγοράς δικαιωμάτων ρύπων) και το Net metering. Οι πιο πετυχημένες στην προώθηση των ΦΒ και Αιολικών συστημάτων χώρες, όπως η Γερμανία, η Ιταλία, η Γαλλία και η Ισπανία υιοθέτησαν το σύστημα των FIT μετά των επιδοτήσεων. Έτσι, το σύστημα το οποίο η Ελλάδα επέλεξε να ακολουθήσει είναι ένα αποδεδειγμένα επιτυχημένο σύστημα.

6.3 Είναι οι πολιτικές σχετικά με τις εφαρμογές των ΑΠΕ κοινωνικά δίκαιες ή όχι;

Συμφώνα με την Κοινοτική Οδηγία 2001/77/EC (Υπουργείο Ανάπτυξης, 2003) η Ελλάδα οφείλει να καλύπτει το 20,1% της ανάγκης της σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω ΑΠΕ. Επιπλέον, σύμφωνα με το πρωτόκολλο του Κyoto η Ελλάδα οφείλει να έχει μειώσει κατά 25% τις εκπομπές CO₂ σε σχέση με το 1990. Αυτό μπορεί να επιτευχθεί με την αύξηση της παραγωγής ενέργειας δια μέσου ΑΠΕ. Η Πολιτεία προκειμένου να επιτύχει τους εθνικούς στόχους υιοθετεί στόχους προκειμένου να υποστηρίξει και να προωθήσει την παραγωγή ΗΕ από ΑΠΕ.

Λαμβάνοντας υπ' όψη το ότι το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο (*Ευρωπαϊκό κοινοβούλιο, 2003*) επιβάλλει πρόστιμα για την εκπομπή πλεοναζόντων ρύπων που φθάνουν στο ύψος

των 100€ / τόνο CO₂, η επίδραση των επιδοτήσεων είναι μια προπληρωμή για το περιβάλλον. Σύμφωνα με την ΔΕΗ (ΔΕΗ, 2008) το κόστος αγοράς δικαιωμάτων ρύπων όσον αφορά το CO₂ για το 2012 θα φτάσει το 1.379.000.000€ και η ΔΕΗ θα πρέπει να προτείνει μια αύξηση της τάξης του 42% επί των τιμολογίων της.

Ανεξάρτητα των εθνικών στόχων (ήτοι, των στόχων της Ευρωπαϊκής Ένωσης), τα λαμβανόμενα μέτρα είναι κοινωνικά δίκαια λόγω της ύπαρξης των ΑΠΕ. Ο στόχος για τα ΑΠΕ έχει την ικανότητα να καλύψει ένα σημαντικό ποσοστό της παραγωγής ΗΕ στην Ελλάδα και επιπλέον μπορεί να βοηθήσει στην ενεργειακή ανεξαρτητοποίηση, δυνάμει της επικείμενης εξάντλησης των αποθεμάτων του λιγνίτη και της ανάγκης εισαγωγής πετρελαίου και φυσικού αερίου.

7. ΕΞΩΤΕΡΙΚΟΤΗΤΕΣ: ΤΟ «ΚΟΣΤΟΣ» ΤΩΝ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΩΝ ΕΠΙΠΤΩΣΕΩΝ ΤΩΝ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΚΑΙ ΦΒ ΠΑΡΚΩΝ.

7.1 Ορισμός, ταξινόμηση και σημασία των εξωτερικότητων.

Η τιμή της kWh ΗΕ συνιστάται από το κόστος επί του κεφαλαίου, κόστος λειτουργίας και συντήρησης, φόρους και άλλα κόστη μαζί με το αναμενόμενο κέρδος. Οι εξωτερικότητες της παραγωγής ενέργειας αντιπροσωπεύουν τα κρυφά οφέλη ή βλάβες στην κοινωνία τα οποία δεν συμπεριλαμβάνονται στην τιμή της ΗΕ όπως αυτή ορίζεται στην αγορά. Η ανάλυση του εξωτερικού κόστους είναι πολύ περίπλοκη διαδικασία και η συνεργασία της επιστήμης (ώστε να κατανοηθεί η φύση των επιπτώσεων) όπως και της οικονομικής επιστήμης κρίνεται απαραίτητη. Η εγγενής ανεφικτότητα της τιμολόγησης της ασθένειας έστω και ενός ατόμου λόγω της ατμοσφαιρικής ρύπανσης ή ενός (πυρηνικού) ατυχήματος, ή της τιμολόγησης της οπτικής όχλησης που μια ανεμογεννήτρια προκαλεί, εισάγει αβεβαιότητες σε κάθε απόπειρα αξιολόγησης των εξωτερικότητων. Αυτή η δυσκολία στην αξιολόγηση καθιστά δύσκολη την ενσωμάτωση των εξωτερικότητων στον προσδιορισμό της αντίστοιχης πολιτικής. Η αξιολόγηση των εξωτερικότητων βασίζεται σε σύγκριση μεταξύ τεχνολογιών παραγωγής ΗΕ λαμβάνοντας υπ' όψη το εσωτερικό και το εξωτερικό κόστος προκειμένου να εξεταστεί ποια τεχνολογία ορίζεται ως «χαμηλού κόστους». Σύμφωνα με το «*Wind energy – The Facts, Vol.2 (2009)*» το κοινωνικό κόστος (το άθροισμα εσωτερικού και εξωτερικού κόστους) σε €/KWh της Αιολικά παραγόμενης ΗΕ είναι περίπου 25% χαμηλότερο από το αντίστοιχο κόστος παραγωγής της συμβατικά παραγόμενης ΗΕ.

Οι κατασκευές των βασιζόμενων σε ΑΠΕ σταθμών παραγωγής ΗΕ αποτελούνται από:

Αιολικά πάρκα	ΦΒ πάρκα
Η κατασκευή ενός Αιολικού πάρκου απαιτεί τα ακόλουθα δομικά έργα:	Η κατασκευή ΦΒ πάρκου απαιτεί τα ακόλουθα δομικά έργα:
<ul style="list-style-type: none"> Κατασκευή εσωτερικών διασυνδεδετικών οδών 	<ul style="list-style-type: none"> Αντίστοιχη κατάλληλη προετοιμασία του εδάφους
<ul style="list-style-type: none"> Θεμελίωση έδρασης των ανεμογεννητριών 	<ul style="list-style-type: none"> Υποστηρικτικά πλαίσια
<ul style="list-style-type: none"> Όδευση υπογείων καλωδίων 	<ul style="list-style-type: none"> Όδευση υπογείων καλωδίων
Τα Αιολικά πάρκα αποτελούνται από:	Τα ΦΒ πάρκα αποτελούνται από:
<ul style="list-style-type: none"> Ανεμογεννήτριες(πύργοι, στροφέια, πτερύγια, γεννήτριες, γραναζοκιβώτια κ.α.) 	<ul style="list-style-type: none"> ΦΒ στοιχεία
<ul style="list-style-type: none"> Υποσταθμοί μετασχηματισμού τάσης 	<ul style="list-style-type: none"> Αναστροφείς
<ul style="list-style-type: none"> Βοηθητικός και ηλεκτρομηχανικός εξοπλισμός 	<ul style="list-style-type: none"> Βοηθητικός και Η/Μ εξοπλισμός
Το πέρας της λειτουργίας περιλαμβάνει:	Το πέρας της λειτουργίας περιλαμβάνει:
<ul style="list-style-type: none"> Αποξήλωση 	<ul style="list-style-type: none"> αποξήλωση

Τόσο τα ΦΒ όσο και τα Αιολικά πάρκα έχουν επιπτώσεις στο περιβάλλον πριν, κατά όσο και μετά το πέρας της λειτουργίας τους.

Οι εξωτερικότητες έχουν μεγάλη σημασία καθώς το αντίτιμο χρεώνεται σε τρίτα μέρη αλλά και στις επόμενες γενιές. Οι εξωτερικότητες ταξινομούνται σε δύο κύριες κατηγορίες οι οποίες παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.1.1 (*Wind Energy the Facts-Volume 5, 2009*).

Πίνακας 7.1 (Wind Energy the Facts-Volume 5, 2009)

Table 1.1: Classification of Externalities	
Environmental and Human Health	Non-Environmental
• Human health (accidents, disease)	• Subsidies
• Occupational health (accidents, noise, physical stress)	• Research and development costs
• Amenity impacts (noise, visual impacts, odor)	• Employment
• Security and reliability of supply	• Effects on GDP
• Ecological impacts (acidification, eutrophication, soil quality)	
• Climate change (temperature rise, sea level rise, precipitation changes, storms)	

Οι άνω εξωτερικότητες μπορούν να κατηγοριοποιηθούν περαιτέρω σε τοπικές, περιοχικές και παγκόσμιες. Για παράδειγμα, η μείωση του στρώματος του όζοντος και το φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι παγκόσμια επιπτώσεις. Από την άλλη, η εξασφάλιση της διαθεσιμότητας ΗΕ και η οπτική όχληση είναι τοπική επίδραση.

7.2 Εξωτερικότητες και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Τοπικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις:

Πρό λειτουργίας

- **Μόλυνση της ατμόσφαιρας και ανάλωση πόρων κατά την κατασκευή των υλικών και εξαρτημάτων.**
 - Παραγωγή των κατασκευαστικών υλικών (με ενέργεια πηγάζουσα από συμβατική παραγωγή)
 - Μεταφορά των υλικών και του προσωπικού (ορυκτά καύσιμα) → ηχορύπανση
 - Δομικά έργα (με ενέργεια πηγάζουσα από συμβατική παραγωγή) → ηχορύπανση
- **Απαιτείται διασπορά των ΦΒ στοιχείων (σκιάσεις) και διασπορά των Ανεμογεννητριών με αποτέλεσμα την δέσμευση μεγάλης έκτασης.**

Οι επιπτώσεις της δέσμευσης μεγάλων εκτάσεων γης δημιουργούν προβληματισμό όσον αφορά την χωροταξική σχεδίαση και τις μελέτες επέκτασης των αστικών πολεοδομικών ιστών. Τα κατοικημένα νησιά του Ιονίου και του Αιγαίου, λόγω του περατού τους μεγέθους, του εξαιρετού αιολικού δυναμικού τους, του αξιόλογου φυσικού και ιστορικού τους περιβάλλοντος και του τουριστικού τους χαρακτήρα υποτάσσονται σε διαφορετικούς χωροταξικούς κανόνες από αυτούς που ορίζονται για την ηπειρωτική χώρα.

Το μικρό ήδη μέγεθος των νησιών περιορίζεται περαιτέρω λόγω των αρχαιολογικών τόπων, των οικοσυστημάτων, των περιοχών που ανήκουν στο δίκτυο Natura 2000 κλπ. Τα αιολικά πάρκα εξαρτώνται από το μέγεθος του ρότορα (μετά των πτερυγίων) και τα ΦΒ πάρκα από το εμβαδό των ΦΒ στοιχείων.

- **Βλάβες σε οικοσυστήματα** εξ αίτιας της κατασκευής των αιολικών πάρκων.

Κατά την λειτουργία

- **Οπτική όχληση** λόγω του γεγονότος ότι οι ανεμογεννήτριες λόγω των απαιτήσεων τοποθέτησης μπορούν να είναι ορατές από μεγάλη απόσταση
 - Αντικειμενική (αξία του τοπίου, αριθμός επισκεπτών, μέγεθος του πάρκου)
 - Υποκειμενική - NIMBY (Not In My Back Yard, «δεν το θέλω στην αυλή μου») σύνδρομο (Καλδέλλης, 2005), (Οι απόψεις των περίοικων σχετικά με την αισθητική των ΦΒ/ Αιολικών πάρκων, οι απόψεις τους σχετικά με το τι εξυπηρετεί καλύτερα τον τόπο)
- **Επιπτώσεις στην πανίδα** λόγω της ύπαρξης και λειτουργίας των ανεμογεννητριών
- **Ηλεκτρομαγνητικές παρεμβολές**
- Η κίνηση των πτερυγίων μπορεί να επιφέρει **ηχορύπανση** σε βάρος των περίοικων. Πλέον, η ηχορύπανση δεν συνιστά πρόβλημα χάρη στις ανεμογεννήτριες νέας «αθόρυβης» τεχνολογίας (Ασημακόπουλος, 2007)

Μετά το πέρας της λειτουργίας

- Αποξήλωση → ηχορύπανση, απόβλητα, μπάζα.

Είναι αξιο να σημειωθεί πως η ηχητική όχληση και ο επηρεασμός της πανίδας δεν αφορά την περίπτωση ΦΒ σταθμών.

7.3 Οι επιπτώσεις των ΦΒ πάρκων

Οι επιπτώσεις των ΦΒ πάρκων είναι οι ακόλουθες:

- Δέσμευση μεγάλων εκτάσεων καθώς τα ΦΒ στοιχεία απαιτούν μεγάλες εκτάσεις προκειμένου να παράγουν αξιόλογα ποσά ενέργειας
- Κάποιοι τύποι πάνελ εμπεριέχουν τοξικές ουσίες που θα μπορούσαν να απελευθερωθούν στο περιβάλλον.

- Οπτική όχληση στην θέση εγκατάστασης
- Προκύπτουσα ανάγκη διαχείρισης αποβλήτων καθώς τα ΦΒ χρησιμοποιούν συσσωρευτές απορριπτόμενους μετά το πέρας της ζωής τους
- Ατμοσφαιρική μόλυνση και ανάλωση πηγών κατά την παραγωγή τους.

Με βάση τα προαναφερθέντα δεδομένα σχετικά με τις επιπτώσεις των ΦΒ, μπορεί να υποθεθεί πως είναι η πιο αποδεκτή τεχνολογία για εγκαταστάσεις ΑΠΕ στα ελληνικά νησιά. Τα ΦΒ δεν παράγουν θόρυβο και θα μπορούσαν να θεωρηθούν ως τεχνολογία φιλικότερη προς τα χαρακτηριστικά των νησιών. Τα νησιά έχουν πολύ καλά επίπεδα μέσης ετήσιας ηλιοφάνειας και η ενεργειακή απόδοση θα είναι σε πειστικότητα επίπεδα για την αποδοχή τους από τους κατοίκους. Παρ' όλα αυτά, η οπτική όχληση και η δέσμευση των απαιτούμενων εκτάσεων είναι κρίσιμο εγγενές μειονέκτημα συγκριτικά με τις συμβατικές πηγές ΗΕ και απαιτείται προσεκτική μελέτη. Τέλος, η αξία της χρήσης γης και της οπτικής όχλησης είναι πρωτεύουσα προτεραιότητα προς επίλυση, μεταξύ των περιβαλλοντικών επιπτώσεων. Μετά τα θέματα της γης, η διαχείριση αποβλήτων είναι δευτερεύον θέμα προς διαβούλευση και επίλυση (Τσούτσος, 2005). Σύμφωνα με (Ασημακόπουλος, 2007), το πρόβλημα της διαχείρισης αποβλήτων είναι αντιμετωπίσιμο δια νόμου καθώς η ανακύκλωση των πάνελ, των συσσωρευτών και των ηλεκτρονικών διατάξεων είναι υποχρεωτική δια νόμου.

8. ΕΝΣΩΜΑΤΩΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΤΩΝ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΚΑΙ ΦΒ ΠΑΡΚΩΝ ΚΑΙ ΟΙ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΤΟΥΣ ΛΟΓΩ ΑΥΤΗΣ.

Τα πάρκα ΑΠΕ παράγουν οικολογικά καθαρή ηλεκτρική ενέργεια κατά την λειτουργία τους. Προκειμένου να αξιολογηθούν τα 2 σχέδια, πρέπει να ληφθεί στα υπ' όψη η ενσωματωμένη ενέργεια του κάθε ενός στους σχετικούς υπολογισμούς. Ενσωματωμένη ενέργεια περιλαμβάνεται σε κάθε υλικό και εξάρτημα λόγω των διαδικασιών παραγωγής τόσο των ΦΒ πάνελ όσο και των Ανεμογεννητριών όσο και των βοηθητικών δομών.

8.1 Ενσωματωμένη ενέργεια της ΦΒ εγκατάστασης.

Πιο αναλυτικά, τα ΦΒ συστήματα είναι πολύ πιο πολύπλοκα από τις ανεμογεννήτριες λόγω της χρήσης ηλεκτρονικών διατάξεων οι οποίες καλούνται ΙΣ (Ισορροπία Συστήματος) (BOS - Balance of System).

Το ποσό ενέργειας που περιέχεται σε ένα σύστημα αναλύεται στα ακόλουθα (Nawaza and Tiwar, 2006):

- Εξαγνισμός και επεξεργασία του υλικού βάσης (πυριτίου)
- Κατασκευή των κυψελίδων και παραγωγή των δισκίων πυριτίου
- Συναρμολόγηση του στοιχείου
- Δόμηση της στηρικτικής δομής επί της οποίας εδράζουν τα στοιχεία
- Ηλεκτρονικές διατάξεις (Συσσωρευτές, αναστροφείς, καλωδίωση, ελεγκτές, κλπ.)

Ο εξαγνισμός και η επεξεργασία της πρώτης ύλης του πυριτίου και η παραγωγή της στοιχειώδους κυψελίδας είναι η αιτία για το μεγαλύτερο ποσοστό της κατανάλωσης

ενέργειας κατά την παραγωγή ενός ΦΒ συστήματος. Να σημειωθεί πως αυτές οι διεργασίες αφορούν το 75 % (Battisti and Corrado, 2005) της συνολικής ενεργειακής δαπάνης για την κατασκευή του στοιχείου. Ως αποτέλεσμα, οι τιμές των ΦΒ συστημάτων όπως περιγράφηκαν στις ερωτήσεις 2 και 3 παραμένουν υψηλές λόγω της εξαιρετικά απαιτητικής διεργασίας κατασκευής. Πολλά υλικά πρέπει να τηχθούν, να αναμιχθούν, να ομογενοποιηθούν και να εφαρμοστούν κατάλληλα σε υψηλότερες θερμοκρασίες προκειμένου να παραχθούν αυτές οι ειδικές επιφάνειες. Μετά την δημιουργία του καθαρού πυριτίου και των κυψελίδων, τα στοιχεία πρέπει να συναρμολογηθούν και να δοκιμαστούν ώστε να επιβεβαιωθεί ότι πληρούν τις απαιτήσεις της μακρόχρονης έκθεσης στα στοιχεία της φύσης Αυτό το βήμα επίσης προσδιορίζει την διάρκεια ζωής του ΦΒ στοιχείου. Το στοιχείο περιλαμβάνει υλικά όπως γυαλί, πλαίσια αλουμινίου και ένα κυτίο με μεταγωγικές διατάξεις (Switch box, on-off) (ενεργοποίησης - απενεργοποίησης) ώστε να είναι εφικτή η σύνδεση με άλλα στοιχεία σε σειρά ή παράλληλα. Το επόμενο βήμα αφορά την δομή υποστήριξης των στοιχείων. Ενδέχεται να απαιτηθεί η τοποθέτηση σε δυσπρόσιτα ή ιδιαιτέρως επικλινή εδάφη, ώστε να απαιτούνται ειδικά μεταφορικά και κατασκευαστικά οχήματα, και εξεζητημένα υλικά προκειμένου να εγκατασταθούν τα στοιχεία στην τελική τους θέση. Εννοείται πως η ενεργή επιφάνεια ενός συστήματος ονομαστικής ισχύος 10MW είναι περίπου 94000m² οπότε θα απαιτείται μεγάλη επιφάνεια προς προετοιμασία. Τέλος ο εξοπλισμός ΙΣ είναι η «καρδιά» του συστήματος λόγω του ότι η παραγόμενη ενέργεια δεν μπορεί να διοχετευθεί απευθείας στην κατανάλωση (δίκτυο μεταφοράς). Έτσι, απαιτούνται συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας και μετατροπείς - αναστροφείς τάσης ώστε να μπορεί να διοχετευθεί η ενέργεια στο δίκτυο. Η ενσωματωμένη ενέργεια των ΙΣ υλικών διαφέρει ανάλογα με τον τύπο του ΦΒ συστήματος. Η ενσωματωμένη ενέργεια των συστημάτων ανοικτών εκτάσεων είναι 6156MJ/m² οπότε η συνολική ενσωματωμένη ενέργεια ενός 10MW ΦΒ συστήματος φθάνει τα 578664GJ (6156MJ/m²×94000m²) Η λίστα της ενσωματωμένης ενέργειας των προαναφερόμενων παραγόντων όσο και η αντίστοιχη ισοδύναμη ενσωματωμένη ενέργεια παρατίθεται στον **πίνακα Δ.1.1** στο **Παράρτημα Δ. Η Ενσωματωμένη ενέργεια** που αντιστοιχεί στην κατασκευή ενός **10 MW ΦΒ πάρκου** συμπεριλαμβανομένης της ενσωματωμένης ενέργειας των συσσωρευτών που θα απαιτηθούν λόγω της αντικατάστασης σε τακτά διαστήματα (των 7 ετών) για μια περίοδο λειτουργίας 28 ετών υπολογίζονται στα **578671GJ** ή **160754803,36kWh** και οι σχετικοί υπολογισμοί παρατίθενται στον **Πίνακα Δ.1.2** στο **Παράρτημα Δ.**

Όσον αφορά τις επιπτώσεις της ενσωματωμένης ενέργειας που απαιτείται για την παραγωγή και την εγκατάσταση των στοιχείων ηλεκτροπαραγωγής, υπάρχουν τρεις διακριτές περιβαλλοντικές επιπτώσεις οι οποίες οφείλουν να αντιμετωπιστούν. Κατά την εκτίμηση της ενσωματωμένης ενέργειας πρέπει να ληφθεί υπ' όψη η μάζα των παραγόμενων αερίων που συμβάλλουν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου (Greenhouse effect gases, GHE), καθώς η παραγωγή προκαλεί έκλυση και εκπομπή των CO₂, SO₂ και NO_x αερίων. Υποθέτοντας πως η παραγωγή των φωτοβολταϊκών στοιχείων πραγματοποιείται στην Ελλάδα και λαμβάνοντας υπ' όψη πως για την παραγωγή 1 KWh HE στο διασυνδεδεμένο δίκτυο της χώρας για το 2006 η παραγωγή αερίων ρύπων καταγράφεται ως 1.2 Kg CO₂, 8,3gr SO₂ & 1.7 gr NO_x (ΔΕΗ,

2007), οι εκπομπές ρύπων που αφορούν την παραγωγή ΦΒ στοιχείων συνολικής ισχύος 10MW παρατίθενται στον **Πίνακα 8.1**

Επιπλέον, εκπομπές που αφορούν την ενσωματωμένη ενέργεια των αντικαθιστάμενων συσσωρευτών (με περίοδο αντικατάστασης 7 έτη) συμπεριλαμβάνονται στους άνω υπολογισμούς.

Πίνακας 8.1 Οι εκπομπές ρύπων που αφορούν την παραγωγή των αναγκαίων υλικών για την κατασκευή ΦΒ και Αιολικών πάρκων συνολικής ισχύος 10 MW (συμπεριλαμβανομένης της ενσωματωμένης ενέργειας των αντικαθιστάμενων συσσωρευτών (περίοδος αντικατάστασης 7 έτη)

		Εκπομπές CO ₂ σε τόνους (1,2kg/kWh)	Εκπομπές SO ₂ σε τόνους (8,3gr/kWh)	Εκπομπές NO _x σε τόνους (1,7gr/kWh)
Ενσωματωμένη ενέργεια ενός 10MW ΦΒ συστήματος μετά των αντικαταστάσεων συσσωρευτών, για 28 έτη (MJ)	578670998,4			
Ενσωματωμένη ενέργεια ενός 10MW ΦΒ συστήματος μετά των αντικαταστάσεων συσσωρευτών, για 28 έτη (kWh)	160754803,4	192.905,76	1.334,26	273,28
Ενσωματωμένη ενέργεια ενός 10MW Αιολικού συστήματος (MJ)	139486460			
Ενσωματωμένη ενέργεια ενός 10MW Αιολικού συστήματος (kWh)	38749338,59	46.499,21	321,62	65,87

8.2 Ενσωματωμένη ενέργεια της εγκατάστασης Αιολικού πάρκου

Από την άλλη, η ενέργεια που παράγεται από ένα Αιολικό πάρκο έχει διαφορετικές παραμέτρους προς εκτίμηση, όσον αφορά την ενσωματωμένη ενέργεια. Τα τελευταία έτη, οι ανεμογεννήτριες τείνουν να γίνουν μεγαλύτερες προκειμένου να βελτιώσουν τον λόγο απόδοσής τους, καθώς μεγαλύτερη διάμετρο ρότορα συνεπάγεται μεγαλύτερη ενεργειακή παραγωγή για την ίδια ταχύτητα ανέμου. Οι διεργασίες κατασκευής των ανεμογεννητριών είναι εξόχως σημαντικό πεδίο διερεύνησης της ενσωματωμένης ενέργειας που απαιτεί η παραγωγή τους. Μια ανεμογεννήτρια μπορεί να θεωρηθεί ως σύστημα καθώς συμπεριλαμβάνει πληθώρα διακριτών εξαρτημάτων. Η τυπική ανεμογεννήτρια αποτελείται από:

- Τον ρότορα (περύγια, πλήμνη)
- Το ατρακτίδιο (γρναζοκιβώτιο, φρένο, ηλεκτρονικός έλεγχος κλίσης περρυγιών, γεννήτρια, κινητήρας έλεγχου παροιακίματος)
- Ο πύργος
- Η έδραση (βάση)

Το αιολικό πάρκο ονομαστικής ισχύος 10 MW, απαιτεί 12 ανεμογεννήτριες ονομαστικής ισχύος 850 KW έαστη. Οι σύγχρονες ανεμογεννήτριες χρησιμοποιούν κατάλληλα, συνήθη αλλά και σύγχρονης τεχνολογίας, υλικά κατασκευής προκειμένου να ελαχιστοποιήσουν το βάρος της συνολικής κατασκευής και παράλληλα το βάρος προς μεταφορά και εγκατάσταση. Πιο συγκεκριμένα, χρησιμοποιείται μπετόν, αλουμίνιο, ατσάλι, χαλκός, υαλονήματα και εποξειδικές ρητίνες. Παράλληλα, η χρήση υλικών αυξάνει, σε αναλογία με το μέγεθος της ανεμογεννήτριας. Ο Πίνακας Δ.2 στο [Παράρτημα Δ](#), παραθέτει την ενεργειακή πυκνότητα των υλικών για την κατασκευή μιας ανεμογεννήτριας (*Crawford, 2009*). ΤΗ ενσωματωμένη ενέργεια μιας γεννήτριας ονομαστικής ισχύος 850 KW είναι 12680,59GJ, έτσι η ενσωματωμένη ενέργεια ενός Αιολικού πάρκου ονομαστικής ισχύος 10MW καταλήγει να είναι 152167,05 GJ (12680,59GJ/ανεμογεννήτρια x 12 ανεμογεννήτριες).

Τέλος, υπολογίζεται το σύνολο των εκπομπών ρύπων που οφείλονται στην παραγωγή των ανεμογεννητριών. Με την υπόθεση πως αυτές κατασκευάζονται στην Ελλάδα, οι εκπομπές υπολογίζονται συναρτήσει του καυσίμου για την ηλεκτροπαραγωγή στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Η ενσωματωμένη ενέργεια του Αιολικού πάρκου, οι εκπομπές CO₂, SO₂, και NO_x ρύπων που αφορούν την κατασκευή, παρατίθενται στον [Πίνακα 8.1](#).

8.3 Κόστος προμήθειας της εγκατάστασης, και σύγκριση του κόστους αυτού με το κόστος πλην εργασιακού (ex-works).

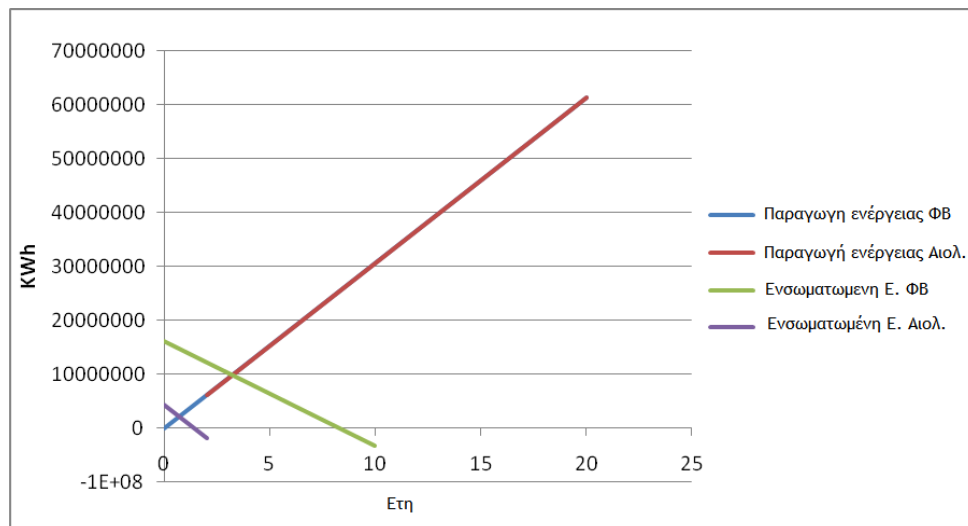
Οι αιολικές και οι ΦΒ δομές ηλεκτροπαραγωγής έχουν κόστος προμήθειας εγκατεστημένου ηλεκτροπαραγωγού δυναμικού 1000 €/kW και 4150 €/kW αντίστοιχα. Η ενσωματωμένη ενέργεια των στοιχείων που αποτελούν ένα ΦΒ πάρκο είναι 3,8 φορές μεγαλύτερη από αυτή των ανεμογεννητριών μετά των συνοδών τους (578664 GJ/152167.05 GJ). Συγκρίνοντας τις 2 επενδύσεις, εντοπίζουμε ότι για την κατασκευή των ΦΒ απαιτείται 3.8 φορές περισσότερη ενέργεια. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την ανάλογη αύξηση του κόστους των ΦΒ συστημάτων σε 4.15 φορές υψηλότερο από το αντίστοιχο για τα Αιολικά συστήματα. Παρ' όλα αυτά, οι πραγματικές τιμές κυμαίνονται ανάλογα με τα υλικά και τις προδιαγραφές. Η υψηλότερη ποσότητα απαιτούμενης ενέργειας συνεπάγεται σε ανάλογη αύξηση εκπομπών CO₂ ρύπων.

Το πραγματικό εργοστασιακό κόστος εξαρτάται από τον συντελεστή πρώτης εγκατάστασης ο οποίος εκτιμάται σε $f_{pv}=10-15\%$ (*Καλδέλλης κ.α., 2007*) και $f_w=40\%$

για τις νήσους (Καλδέλλης και Καββαδίας, 2005). Έτσι, το πραγματικό κόστος εκτός εργασιών (ex-works) είναι περίπου 4 φορές μεγαλύτερο από αυτό των ΦΒ.

10. ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΣΒΕΣΗΣ ΤΩΝ ΦΒ & ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ

Όπως εξηγήθηκε στο κεφάλαιο 2, τα ΦΒ και τα Αιολικά πάρκα παράγουν συγκεκριμένο ποσό ενέργειας ανά έτος σύμφωνα με το ηλεκτροπαραγωγό δυναμικό της νήσου στην οποία έγινε η εγκατάσταση. Όμως, κάποια από τα έτη παραγωγής αφορούν την απόσβεση της δαπάνης ενέργειας για την παραγωγή των εξαρτημάτων (ενσωματωμένης ενέργειας). Κάθε επένδυση από τις δύο έχει διαφορετική πραγματική ενεργειακή παραγωγή και φαντάζει λογικό να υπάρχει μια διαφοροποίηση στο μήκος της περιόδου ενεργειακής απόσβεσης. Το ακόλουθο γράφημα διατυπώνει την περίοδο ενεργειακής απόσβεσης σε σχέση με την διάρκεια ζωής της κάθε επένδυσης. Οι σχετικοί υπολογισμοί παρατίθενται στον πίνακα Ε.1 στο [Παράρτημα Ε](#).



Γράφημα 10.1 Περίοδος ενεργειακής απόσβεσης έναντι διάρκειας ζωής επένδυσης

Η ΦΒ εγκατάσταση έχει Περίοδο Ενεργειακής Απόσβεσης περίπου 9 έτη, ενώ η Αιολική εγκατάσταση έχει αντίστοιχα μόνο 1,3 έτη. Αυτή η μεγάλη διαφορά οφείλεται στο γεγονός ότι η αιολική εγκατάσταση λόγω εγγενών χαρακτηριστικών (παραγωγή και την νύχτα) παράγει σχεδόν την διπλάσια συνολικά ενέργεια απ' ότι η ΦΒ εγκατάσταση. Επίσης, όπως είδαμε στο κεφάλαιο 6, τα ΦΒ στοιχεία απαιτούν πολύ περισσότερη ενέργεια για την παραγωγή τους. Από την άλλη και συναρτήσει της ανάλυσης του κύκλου ζωής, διαφαίνεται ότι τα Αιολικά συστήματα είναι πολύ πιο ελκυστικά όσον αφορά την απόδοσή τους.

11. ΑΤΜΟΣΦΑΙΡΙΚΗ ΜΟΛΥΝΣΗ ΚΑΙ ΑΛΛΕΣ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΛΟΓΩ ΤΩΝ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΚΑΙ ΦΒ ΠΑΡΚΩΝ.

Το σύστημα παραγωγής ΗΕ στην Ελλάδα είναι βασισμένο στην τοπική εξόρυξη και καύση λιγνίτη και σε εισαγόμενες ποσότητες πετρελαίου και φυσικού αερίου. Στις μη διασυνδεδεμένες νήσους, η παραγωγή ΗΕ βασίζεται σε αυτόνομους σταθμούς παραγωγής (ΑΣΠ) που χρησιμοποιούν μαζούτ με διάφορα ποσοστά περιεκτικότητας σε θείο και Ντήζελ. Οι συμβατικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής στην Άνδρο και στην Ρόδο και οι σχετικές εκπομπές αερίων ρύπων, όπως και η αναμενόμενη παραγωγή ενέργειας από τους δυο αντίστοιχους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ που συζητούνται, παρουσιάζονται στον Πίνακα 11.1.

Πίνακας 11.1 Παραγωγή ΗΕ στην Άνδρο & Ρόδο και οι εκπομπές ρύπων αντίστοιχα

	Άνδρος	Ρόδος
	Διασυνδεδεμένη(ΔΕΣΜΗΕ 2009)	Μη διασυνδεδεμένη(ΔΕΣΜΗΕ 2009)
Σταθμός	Αλιβέριου - θερμικός (ΔΕΣΜΗΕ 2009)	Αυτόνομος (ΔΕΣΜΗΕ 2009)
Τύπος καυσίμου	Μαζούτ(Υπουργείο Ανάπτυξης, 2009)	Μαζούτ υψηλής περιεκτικότητας σε θείο (υπουργείο ανάπτυξης, 2009)
Παραγωγή ΗΕ (2007)	67GWh (ΔΕΗ 2009)	712,94MWh (συμβατικές) (ΡΑΕ 2007)
Παραγωγή ΗΕ από ΑΠΕ	Αιολική,3066000kWh(Πίνακας 2.α.2)	ΦΒ 19272000kWh (Πίνακας 2.α.2)
Εκπομπές ρύπων	(Υπουργείο ανάπτυξης, 2004)	
CO ₂ σε gr/kWh	850	1062,5
SO ₂ σε gr/kWh	15,5	19,4
NO _x σε gr/kWh	1,2	1,5
Σωματίδια, gr/kWh	0,8	1,0
Ενεργειακό περιεχόμενο του μαζούτ	11,45 kWh/kg	11,05 kWh/kg (Μαζούτ υψηλής περιεκτικότητας σε Θείο)

11.1 Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις από την λειτουργία των εγκαταστάσεων ΑΠΕ.

Ένα σημαντικά μεγάλο ποσοστό αερίων του θερμοκηπίου παράγεται από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ΗΕ. Η λειτουργία των σταθμών παραγωγής ΗΕ από ΑΠΕ συνεπάγεται μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων. Η αποφυγή των εκπομπών αυτών έχει θετικό αντίκτυπο στο περιβάλλον και την ανθρώπινη υγεία, που αντιπροσωπεύουν μια από τις δύο κύριες κατηγορίες εξωτερικότητων (Πίνακας 5.α.1)

Η «Σύμβαση - Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για τις Κλιματικές Μεταβολές» UNFCCC (United Nations Framework Convention on climate change) αποτελεί το

πρώτο βήμα που υιοθετήθηκε προκειμένου να αντιμετωπιστεί η κλιματική αλλαγή. Το δεύτερο βήμα ήταν το πρωτόκολλο του Κιότο, το οποίο ορίζει νομικά δεσμευτικούς στόχους σχετικούς με την αντιμετώπιση και μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων. Οι χώρες-μέλη της ΕΕ συμπεριλαμβανομένης της Ελλάδας ανέλαβαν να μειώσουν τις εκπομπές CO₂. Προκειμένου να επιτευχθούν οι στόχοι του πρωτοκόλλου του Κιότο η ελληνική πολιτεία υιοθέτησε το σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών. Στην Ελλάδα η υλοποίηση του ΣΕΔΕ ορίζεται με κοινή υπουργική απόφαση (ΚΑΠΕ 2005). Η αποτυχία επίτευξης στόχων συνεπάγεται ποινές. Για την περίοδο 2008 - 2012 το όριο εκπομπών για την Ελλάδα ορίστηκε στους 341.547.710 τόνους CO₂ (ΥΠΕΧΩΔΕ 2008). Σύμφωνα με το 2^ο πρόγραμμα για την κλιματική αλλαγή και το σενάριο αναμενόμενων εκπομπών ρύπων, οι εκπομπές τους θα αυξηθούν κατά 39,2% (153,5 εκ. τόνοι CO₂ ισοδύναμα) ως προς αυτούς του έτους αναφοράς 110,2 εκ. τόνοι) ενώ το έτος 2020 αυτό το ποσοστό αναμένεται να φθάσει το 57,6%. Η ποινή έχει οριστεί στα 100€/τόνο CO₂ πάνω από το προβλεπόμενο όριο για την περίοδο 2008 - 2012 (ΚΑΠΕ 2005). Η εξοικονόμηση από την μείωση των εκπομπών ρύπων από την λειτουργία δύο σταθμών ΑΠΕ περιγράφεται στον **πίνακα 11.2**

Πίνακας 11.2

	Συμβατική παραγωγή ενέργειας το 2007 σε kWh	CO ₂ εκπομπές ρύπων από μαζούτ σε gr/kWh	Συνολικές CO ₂ εκπομπές ρύπων από μαζούτ σε τόνους	Ετήσια παραγωγή από ΑΠΕ σε kWh	CO ₂ αντίστοιχες εκπομπές από μαζούτ σε gr/kWh	Ποινή σε €/τόνο CO ₂	Σύνολο αποφυγής εκπομπών CO ₂ τόνοι	Εξοικονόμηση σε €
Ανδρος	67.000.000	850	56.950,00	30.660.00	850	100	26.061	2.606.100 €
Ρόδος	712.940.000	1062,5	757.498,75	19.272.000	1062,5	100	20.476,5	2.047.650 €

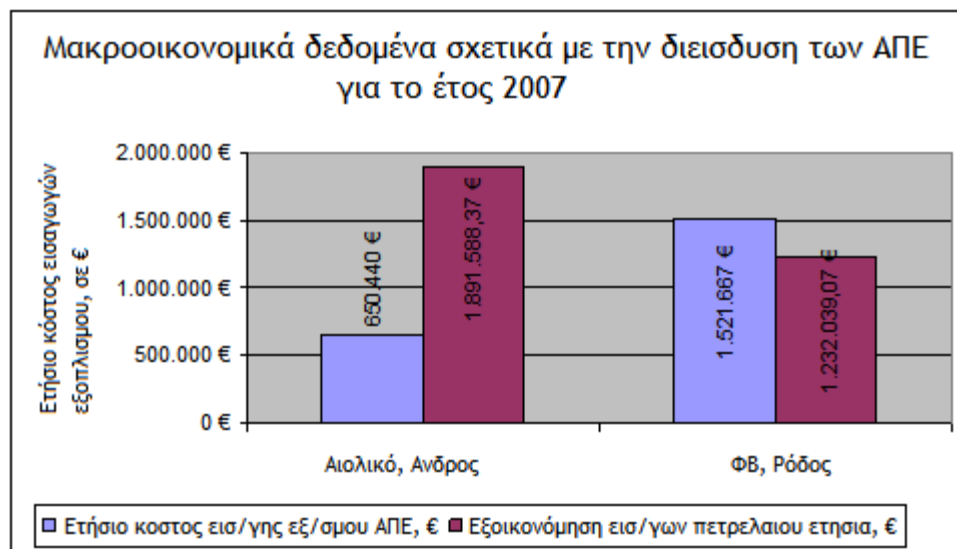
Το όριο εκπομπών CO₂ από τον Αυτόνομο Σταθμό Ηλεκτροπαραγωγής της Ρόδου είναι 422.712 τόνοι για την περίοδο 2008- 2010 (ΥΠΕΧΩΔΕ 2008). Η εξοικονόμηση που το ΦΒ πάρκο επιτυγχάνει είναι 20.476,5 τόνοι. Έτσι, ο ΑΣΠ στην Ρόδο εκπέμπει 402.235,5 τόνους, ήτοι η παραγωγή εκπομπών παραμένει κάτω του ορίου κατά το ποσό που οι ΦΒ σταθμοί εξοικονομούν. Λαμβάνοντας υπόψη ότι το ΦΒ υπό μελέτη δεν θα λειτουργήσει εντός του 2008, η Ελλάδα θα κληθεί να καταβάλλει ως ποινή, το αντίτιμο 334.786,75 τόνων CO₂, [(757.498,75 - 422.712)τόνοι] ήτοι 33.478.675 ευρώ, μόνο για τον ΑΣΠ της Ρόδου για το έτος 2008. Όσον αφορά τις υπόλοιπες εκπομπές, όπως τα NO_x και SO₂, ορίζεται και γι αυτά η σχετική εξοικονόμηση στα αντίστοιχα μεγέθη, χάρη στην παραγωγή ΗΕ από ΑΠΕ. Στο μέλλον αναμένονται περαιτέρω περιορισμοί στις εκπομπές NO_x και SO₂. Η ποινή για τα εν λόγω αέρια υπολογίζεται στα 5000€/τονο για τις εκπομπές NO_x και στα 2500€/τονο για τις εκπομπές SO₂. (Υπουργείο Ανάπτυξης, 2006). Ο Πίνακας Z.1 και ο Πίνακας Z.2 στο **Παράρτημα Z** παραθέτει την συνολική εξοικονόμηση σε εκπομπές αερίων ρύπων μετά των

αντιστοιχών εξοικονομήσεων σε ποινές. Η εξοικονόμηση από την αποφυγή εκπομπών SO₂ είναι 237615 € στην Άνδρο και 1869384 € στην ρόδο, ετησίως. Αντίστοιχα, η εξοικονόμηση από τις εκπομπές NO_x φθάνει τα 9198 € στην Άνδρο και τα 72270 € στην Ρόδο ετησίως.

11.2 Οι εισαγωγές πετρελαίου που αποφεύγονται χάρη στην λειτουργία των σταθμών ΑΠΕ.

Οι ετήσιες εισαγωγές πετρελαίου που αποφεύγονται από την λειτουργία των 2 σταθμών παραγωγής ΗΕ βασισμένων σε ΑΠΕ, παρουσιάζονται στο Γράφημα 8.β.1 και οι σχετικοί υπολογισμοί στον Πίνακα Η.1 στο [Παράρτημα Η](#)

Σύμφωνα με το **Γράφημα 11.2**, η χρηματική εξοικονόμηση από το Αιολικό πάρκο αντιστοιχεί στο 19,65% των συνολικών εισαγωγών πετρελαίου επί της σχετικής κατανάλωσης ενώ η εξοικονόμηση από το ΦΒ της ρόδου αφορά στο 54,71% επί των σχετικών εισαγωγών πετρελαίου. Ας σημειωθεί πως οι τιμές κομαίνονται διαρκώς καθώς η τιμή του πετρελαίου διακυμαίνεται. Η μείωση της τιμής του πετρελαίου αντιστοιχεί σε μείωση της εξοικονόμησης, ενώ η αύξηση της τιμής του πετρελαίου αντιστοιχεί σε αύξηση της εξοικονόμησης για την Ελληνική πολιτεία.



Γράφημα 11.2

1 Βαρέλι = 159L, τιμή πετρελαίου = 78\$/Βαρέλι, 1\$=1,48€ (Ανώνυμος, 27 Οκτώβρη 2009)

12. Η ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΠΟΥ ΑΚΟΛΟΥΘΕΙΤΑΙ ΚΑΙ ΟΙ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΤΗΣ ΣΤΟΥΣ ΕΠΕΝΔΥΤΕΣ ΚΑΙ ΣΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΚΡΑΤΟΣ.

12.1 Τα τρέχοντα κίνητρα που το Ελληνικό Κράτος παρέχει.

Το ελληνικό κράτος προκειμένου να υποστηρίξει τις επενδύσεις σε σταθμούς παραγωγής ΗΕ από ΑΠΕ υιοθέτησε τα ακόλουθα κίνητρα:

- Επιδoteί από 30% ως 50% του Αρχικού Κόστους της επένδυσης, ή εγκρίνει αφορολόγητη την λειτουργία για τα πρώτα 10 έτη, ή επιδοτεί το 50% του κόστους της απασχόλησης (*Υπουργείο Οικονομίας & Οικονομικών, 2009*)
- Ορίζει *Εγγυημένες Τιμές* πώλησης (*Υπουργείο Οικονομίας & Οικονομικών, 2006*). Το Ελληνικό Κράτος εγγυάται την τιμή πώλησης ΗΕ από ΑΠΕ. Ο παραγωγός απολαμβάνει μιας εγγυημένης τιμής πώλησης η οποία είναι σταθερή για τα πρώτα 10 έτη λειτουργίας της μονάδας και μπορεί να λάβει επέκταση για ακόμα 10 έτη. Στην περίπτωση των Αιολικών πάρκων, το εισόδημα είναι εγγυημένο για όλη την διάρκεια ζωής του εγχειρήματος. Είναι ένα ελκυστικό μέτρο διότι ο επενδυτής έχει την δυνατότητα να δανεισθεί με ευνοϊκούς όρους χάρη στο συμβόλαιο εγγυημένης πώλησης με την ΔΕΗ.
- Τα τιμολόγια διαφέρουν ανάλογα με την τεχνολογία εξαγωγής ΗΕ από ΑΠΕ. Το αρχικό κόστος για ΗΕ από ΦΒ είναι περίπου 4 φορές υψηλότερο από την αντίστοιχη για την Αιολική. Αυτή η διαφορά, η οποία έχει συνυπολογισμένη την διαφορά ανάμεσα στα κόστη Αρχικής Επένδυσης, δείχνει ότι το Ελληνικό Κράτος υποστηρίζει τις διαφορετικές τεχνολογίες εξαγωγής ΗΕ από ΑΠΕ ανεξάρτητα από το υψηλό ή όχι κόστος αρχικής υλοποίησης. (*ΡΑΕ, 2008*)
- Τα τιμολόγια επίσης είναι διαφορετικά για εγκαταστάσεις σε μη διασυνδεδεμένες και διασυνδεδεμένες νήσους, και στην ηπειρωτική χώρα. Η εγγυημένη τιμή της kWh είναι υψηλότερη στα νησιά από ότι στην ηπειρωτική χώρα (*ΡΑΕ, 2008*). Αυτό το μέτρο δίδει κίνητρα για επενδύσεις σε μη διασυνδεδεμένες νήσους που είναι εκτεθειμένες σε διάφορα προβλήματα όσον αφορά την έλλειψη ΗΕ σε περιόδους αιχμής (*Καλδέλλης, 2008*).

Τα εξοικονομούμενα κόστη λόγω ολόκληρου του κύκλου ζωής των εγκαταστάσεων ΑΠΕ είναι

- Η ποσότητα ρύπων η οποία απεφεύχθη
- Η ποσότητα του πετρελαίου που δεν απαιτήθηκε να εισαχθεί.

Το κόστος παραγωγής από ΑΣΠ στις μη διασυνδεδεμένες νήσους αναφέρεται στα 110€/MWh και ειδικά για τον νησί Ρόδος ως 93€/MWh για το έτος 2007 (*Μπουλαξής, 2008*). Το κόστος της ΦΒ παραγόμενης ενέργειας είναι $PS_{pv} = 457,14€/MWh$. Το κόστος της συμβατικά παραγόμενης ενέργειας στην ηπειρωτική χώρα και στις

διασυνδεδεμένες νήσους (πχ Άνδρος) είναι 66€/MWh ενώ το κόστος της αιολικά παραγόμενης ενέργειας είναι $PS_w=80,14€/MWh$. Είναι προφανές ότι η ΔΕΗ πληρώνει για κάθε MWh 4,5 φορές παραπάνω την παραγόμενη από ΦΒ ηλεκτρική ενέργεια και 1,2 φορές παραπάνω την Αιολικά παραγόμενη ενέργεια (αν δεν ληφθεί υπ' όψη το κόστος των αερίων ρύπων που εξοικονομείται)

Τα κόστη της συμβατικά παραγόμενης και ΑΠΕ παραγόμενης ΗΕ παρατίθενται στον **Πίνακα 12**

Πίνακας 12

State									
	Ετήσια παραγωγή ΗΕ από ΑΠΕ σε MWh	Τιμή συμβατικής ΗΕ σε €/MWh	Ετήσιο κόστος συμβατικής παραγωγής ΗΕ σε €	Τιμή ΗΕ από ΑΠΕ σε €/MWh	Ετήσιο κόστος παρ/γής ΗΕ από ΑΠΕ σε €	Ετήσιο αρχικό κόστος ΑΠΕ = (Αρχικό κόστος) x 0,35/20 ή 30 έτη, σε €	Συνολικό ετήσιο κόστος ΑΠΕ σε €	CO2 Κόστος ετήσιων εκπομπών σε €	Ετήσιο κόστος από συμβατική παραγωγή – + κόστος εκπομπών CO2 σε €
Άνδρος	30660	66	2.023.560	80	2.452.800	227.654	2.680.454	2.606.100	4.629.660
Ρόδος	19272	93	1.792.296	457	8.807.304	532.583	9.339.887	2.047.650	3.839.946

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα των σχετικών υπολογισμών, το κόστος της συμβατικά παραγόμενης ΗΕ είναι μικρότερο και για τις 2 περιπτώσεις. Το κόστος της αιολικά παραγόμενης ενέργειας είναι ελαφρά μεγαλύτερο από το κόστος της συμβατικά παραγόμενης στην περίπτωση της Άνδρου που είναι διασυνδεδεμένη νήσος. Να σημειωθεί ότι οι τιμές είναι διαφορετικές στις περιπτώσεις μη-διασυνδεδεμένης νήσου λόγω του μεγάλου κόστους της συμβατικά παραγόμενης ΗΕ από τους ΑΣΠ. Έτσι, σε μη διασυνδεδεμένες νήσους, το κόστος της συμβατικής παραγωγής είναι υψηλότερο της παραγωγής από της ενέργειας με Αιολικά πάρκα. Όσο για τα ΦΒ, το κόστος παραμένει τρεις φορές υψηλότερο από αυτό της συμβατικής παραγωγής.

12.2 Τα πραγματικά οφέλη που η κοινωνία απολαμβάνει, από κάθε kWh παραγόμενη από Αιολικά και ΦΒ πάρκα.

Η εγγυημένη τιμή πώλησης που απολαμβάνουν οι ΑΠΕ ουσιαστικά διαβεβαιώνουν την μείωση των αρνητικών περιβαλλοντικών και ανθρωπιστικών εξωτερικοτήτων της παραγωγής ενέργειας. Η ασφαλής λειτουργία των επενδύσεων σε ΑΠΕ αφορά την Ελληνική κοινωνία και σε μεγαλύτερη κλίμακα την παγκόσμια κοινότητα. Το κίνητρο της εγγυημένης τιμής πώλησης έχει θετικό αποτέλεσμα όχι μόνο στον επενδυτή αλλά και στο περιβάλλον. Έχει μεγάλη συσχέτιση με την μείωση της ατμοσφαιρικής μόλυνσης και της κλιματικής αλλαγής που απειλεί να καταστρέψει την οικολογία του πλανήτη. Ο επενδυτής είναι εξασφαλισμένος και η κοινωνία εξασφαλίζεται δια μέσου της προστασίας του περιβάλλοντος.

12.3 Η λογική της εφαρμοζόμενης πολιτικής στην Ελλάδα.

Οι μη - περιβαλλοντικές εξωτερικότητες προπληρώνουν τις περιβαλλοντικές και ανθρωπιστικές εξωτερικότητες με τα ποσά που δαπανώνται στην έρευνα και ανάπτυξη των ΑΠΕ προκειμένου να βελτιστοποιηθούν οι σχετικές τεχνολογίες, να καταβληθούν οι επιδοτήσεις και να εξασφαλιστούν οι εγγυημένες τιμές πώλησης των παραγωγών ώστε να έλκονται επενδυτές. Το Ελληνικό κράτος και δια μέσου αυτού η κοινωνία δαπανά τεράστια ποσά προκειμένου να βρεθεί λύση στο μεγάλο ζήτημα της κλιματικής αλλαγής και της αειφόρου ενεργειακής παραγωγής (καθώς τα ορυκτά καύσιμα έχουν πλέον ορατή την ημερομηνία εξάντλησης των αποθεμάτων) προσβλέποντας σε μακροπρόθεσμα αποτελέσματα. Παρ' όλο που η λογική της πολιτικής αυτής είναι αδιαμφισβήτητη, η εφαρμογή της έχει παράλογα στοιχεία. Οι στόχοι του άρθρου 3 της Οδηγίας 2001/77/ΕΚ το οποίο αφορά τα ποσοστά των ΑΠΕ στον ενεργειακό τομέα της Ελλάδας δεν είναι εφικτό να υλοποιηθούν, όχι τόσο λόγω της έλλειψης κινήτρων όσο λόγω της έλλειψης ενημέρωσης των πληθυσμών που θα φιλοξενήσουν τις σχετικές υποδομές (NIMBY - «όχι στην πίσω αυλή μου» σύνδρομο) και λόγω των γραναζιών της γραφειοκρατίας.

12.4 Το οικονομικό μειονέκτημα των Αιολικών και ΦΒ τεχνολογιών.

Το κόστος της από Αιολικά και ΦΒ παραγόμενης ενέργειας είναι υψηλότερο από το κόστος παραγωγής με συμβατικές τεχνολογίες. Το υψηλό κόστος όμως δεν συνιστά μειονέκτημα, για τους ακόλουθους λόγους:

- Τα ορυκτά υγρά καύσιμα εξαντλούνται
- Η παραγωγή πετρελαίου ελέγχεται και η σχετική αγορά διαμορφώνεται, από τις χώρες του ΟΠΕΚ
- Ο λιγνίτης αναμένεται να εξαντληθεί στο εγγύς μέλλον
- Το φυσικό αέριο εξαντλείται κι αυτό τάχιστα
- Η πυρηνική ενέργεια είναι καταστροφική για το περιβάλλον με την έννοια ότι το αντίκτυπο ενός πυρηνικού ατυχήματος είναι διαχρονικό.

Η ενέργεια είναι «πολύτιμη» διότι αποτελεί ένα αναγκαίο αγαθό για την πρόοδο της κοινωνίας. Η επιστήμη, η μόρφωση, οι ανακαλύψεις, η ποιότητα της ζωής, ο ίδιος ο πολιτισμός είναι σθεναρά συνδεδεμένος με την ενέργεια και την υψηλή διαθεσιμότητά της. Η εξάντληση των μη ανανεώσιμων πηγών, αν δεν αντιμετωπιστεί κατάλληλα, αναμένεται να τερματίσει την εξέλιξη του πολιτισμού στον πλανήτη. Λαμβάνοντας υπ' όψη ότι η ανάπτυξη του πολιτισμού θα τερματιστεί λόγω της καταστροφής του περιβάλλοντος και της εξάντλησης των φυσικών πόρων, η λύση του ενεργειακού προβλήματος πρέπει να βρεθεί με άξονα το ίδιο το περιβάλλον. Η Ευρωπαϊκή Ένωση και η Ελληνική πολιτεία προσπαθούν να λύσουν τα προκύπτοντα προβλήματα υποστηρίζοντας τις ΑΠΕ δια μέσου κινήτρων επιχορήγησης, θέσπισης πλαισίου, επιδοτώντας την έρευνα και τις εφαρμογές στον τομέα. Περαιτέρω, η Ελλάδα έχει βασίσει την διαθεσιμότητα ενέργειας στις εισαγωγές ενώ διαθέτει εξαιρετικό ηλιακό και αιολικό δυναμικό. Έχει έτσι επιπλέον κίνητρα να επενδύσει στις ΑΠΕ. Τα αποτελέσματα θα έχουν μακροπρόθεσμο χαρακτήρα.

Συμπερασματικά, τα μέτρα που υιοθετούνται είναι αποτελεσματικά τόσο για τον επενδυτή όσο και για την χώρα.

13. Η ΠΛΕΟΝ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΙΚΗ ΛΥΣΗ.

Όπως είδαμε στα προηγούμενα κεφάλαια, το αιολικό πάρκο διαφαίνεται ελκυστικότερο από το ΦΒ πάρκο. Η περίοδος απόσβεσης και το IRR δεν παρουσιάζουν ουσιώδεις διαφορές μεταξύ των δύο περιπτώσεων, και έτσι δεν είναι δέον να τις συμπεριλάβουμε ως παραμέτρους επιλογής. Όσον αφορά τις οικονομικές παραμέτρους, το αρχικό κόστος είναι χαμηλότερο για το αιολικό πάρκο, έτσι φαντάζει ως προφανής λόγος επιλογής. Ακόμη μια σημαντική παράμετρος είναι η παραγωγή ΗΕ που είναι και ο πρωταρχικός στόχος της επένδυσης. Βλέπουμε ότι ανεξάρτητα του γεγονότος ότι η διάρκεια ζωής του αιολικού πάρκου είναι μικρότερη του ΦΒ (20 έτη έναντι 30) η συνολική παραγωγή ενέργειας αναμένεται μεγαλύτερη. Είναι άξιο προσοχής ότι το αιολικό δυναμικό έχει εξαιρετικά μεγάλη σημασία ώστε η παραγωγή να είναι σε αποδεκτά επίπεδα. Από την άλλη, τα ΦΒ πάρκα έχουν υψηλότερο κέρδος λόγω της υψηλότερης τιμής πώλησης της παραγωγής, όπως αυτή ορίζεται από την πολιτεία, η οποία είναι 4 φορές υψηλότερη από την αντίστοιχη για την παραχθείσα από αιολικά πάρκα ενέργεια. Περιβαλλοντικά, διαφαίνεται ότι τα ΦΒ πάρκα έχουν σαφέστατα μικρότερη περιβαλλοντική όχληση απ' ό,τι τα αιολικά αντίστοιχης ισχύος. Τα ΦΒ επιδοτούνται διότι είναι μια υποσχόμενη τεχνολογία ανανεώσιμης πηγής ενέργειας και περαιτέρω έρευνα μπορεί να αποδώσει καλύτερους δείκτες απόδοσης με χαμηλότερο κόστος. Τέλος, και για τις 2 περιπτώσεις επένδυσης η αποφυγή εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου καταλήγει σε μείωση εκπομπών αερίου άρα περιβαλλοντικού οφέλους, και μείωση των εισαγωγών πετρελαίου με οικονομικό όφελος.

I. ΠΑΡΑΠΟΜΠΕΣ:

Anonymous (2009). *General Market information* [online]. [Accessed 11 October 2009]. Available at: http://www.desmie.gr/content/index.asp?parent_id=2

Anonymous (2009). *What is RAE* [online]. [Accessed 11 October 2009]. Available from: <http://www.rae.gr/about/main.htm>

Anonymous. 2009. Losses over 2% for oil. *Energia*, [internet] 27 October. Available at: http://www.energia.gr/article.asp?art_id=31488 [Accessed 27 October 2009].

Asimakopoulos, J., 2007. Frame of land-planning planning and sustainable growth for RES (N2742/1999)*. [online]. Available at: http://www.epirus.gov.gr/2008/news/smpe/meros_a.pdf and http://www.minenv.gr/4/42/00/Meleth_APE/Parart_B.pdf [cited 25 October 2009]

Bank of Greece, 2009. *Statistical Data*. [online] Available at: [cited 12 October 2009]. Available at: <http://www.bankofgreece.gr/Pages/el/Statistics/prices.aspx>

Bank of Greece, 2009. *Press release*. [online] Available at: [cited 12 October 2009]. Available at: http://www.bankofgreece.gr/Pages/el/Bank/News/PressReleases/DispItem.aspx?Item_ID=2415&List_ID=1af869f3-57fb-4de6-b9ae-bdfd83c66c95&Filter_by=DT#1

Battisti, R. and Corrado A. (2005). Evaluation of technical improvements of photovoltaic systems through life cycle assessment methodology. *Energy* [online]. **30**, [Accessed 1 November 2009], p.952–967. Available at: www.elsevier.com/locate/energy

Boulaxis, N. 2008. Measures for the electrification of islands and the exploitation of available RES. RAE. In *IENE Conference*. Syros, Greece 20-21 June 2008

Bushnell, J. (2004). California's electricity crisis: a market apart?. *Energy Policy* [online]. **32**, [Accessed 25th of September 2009], p.1045–1052. Available at: www.elsevier.com

California Public Utilities Commission, 2001. California's electricity options and challenges report to Governor Gray Davis. [online] California Public Utilities Commission. Available at: http://docs.cpuc.ca.gov/published/report/GOV_REPORT.htm [cited 26 September 2009].

Campoccia, A., Dusonchet, L., Telaretti, E., Zizzo, G. 2009. Comparative analysis of different supporting measures for the production of electrical energy by solar PV and Wind systems: Four representative European cases. *Solar Energy*, **83**, pp.287-297 Available at: <http://www.elsevier.com/locate/jup> .[cited 12 October 2009].

Centre of Renewable Energy Sources. 2005. *Implementation guide of Emission Trade System in Greece**. [online] Available at: http://www.cres.gr/etres/pdf/guide/ET2_fin.pdf [cited 22 October 2009].

Crawford, R.H. (2009). Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. **13**, [Accessed 2 November 2009], p.2653–2660. Available from: www.elsevier.com/locate/rses

Europa Gateway to the European Union. 2003. *Summaries of EU legislation*. [Online] (Updated 8 Aug 2007) Available at:

http://europa.eu/legislation_summaries/enterprise/business_environment/n26026_el.htm [cited 1 October 2009]

European Parliament. Directive 2003/87/EC. *Establish a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC* (http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/en/oj/2003/l_275/l_27520031025en00320046.pdf) [cited 22 October 2009].

European Wind Energy Association (2009). *Wind Energy The Facts: Volume 2 Environmental Issues*. [online] Press release, issued March 2009. Available at: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_2.pdf [cited 25 October 2009]

European Wind Energy Association (2009). *Wind Energy The Facts: Volume 4 Environmental Issues*. [online] Press release, issued March 2009. Available at: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_4.pdf [cited 25 October 2009]

European Wind Energy Association (2009). *Wind Energy The Facts: Volume 5 Environmental Issues*. [online] Press release, issued March 2009. Available at: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_5.pdf [cited 25 October 2009]

Hatzigiorgiou, N. (2008). Setting pricelists in times of energy deficiency. In: *IESE 2nd week energy*, 13 November 2008, Athens. pp.4-5. Available at: http://www.dei.gr/Documents/%CE%9F%CE%9C%CE%99%CE%9B%CE%99%CE%91_%CE%91%CE%9D%CE%A4%CE%99%CE%A0%CE%A1%CE%9F%CE%95%CE%94%CE%A1%CE%9F%CE%A5.pdf [cited 26 September 2009]

Hellenic Transmission System Operator S.A. 2007. *Interconnected transmission system of Greece**. [online] διαθέσιμο στην http://www.desmie.gr/up/files/GREECE_MODEL.png [cited 22 October 2009].

Iliadou, N. E. (2009). Electricity sector reform in Greece. *Utilities Policy* [online]. **17**, [Accessed 16 August 2009], p.76-87. Available from: www.elsevier.com/locate/jup

Kaldellis, J.K., 2005. The "NIMBY" syndrome in wind energy application sector. *Energy Policy*, **33**(5), pp.595-602

Kaldellis, J.K., 2008. Integrated electrification solution for autonomous electrical networks on the basis of RES and energy storage configurations. *Energy Conversion and Management*, **49**(12), pp.3708-3720

Kaldellis, J.K., Gavras, Th.J. 2001. The economic viability of commercial wind plants in Greece. A complete sensitivity analysis. *Energy Policy*, **28**, pp.509-517 Available at: <http://www.sealab.gr/english/frames.html>. [cited 12 October 2009].

Kaldellis, J.K., Kavadias, K. 2005. *Calculating applications of soft forms of energy: Wind energy-Small hydro**. 1st. ed. Athens: Stamouli S.A..

Kaldellis, J.K., Spyropoulos, G.H., Kavadias, K. 2007. *Calculating applications of soft forms of energy: Solar irradiation-PV installations-Solar thermal systems**. 1st. ed. Athens: Stamouli S.A..

Ministry of Development Directorate general for energy renewable energy sources and energy saving directorate, Article 3 of directive 2001/77/EC. *4th National report regarding the penetration level of renewable energy sources up to the year 2010*. [online] Available at: Available at:

http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/doc/electricity/member_states/2006/greece_en.pdf
[cited 22 October 2009].

Ministry of Development. 200- *Thermal Power Stations**. [online] Available at: <http://natura.minenv.gr/batelv/Docs/%CE%91%CE%A4%CE%9C%CE%9F%CE%97%CE%9B%CE%95%CE%9A%CE%A4%CE%A1%CE%99%CE%9A%CE%9F%CE%99%20%CE%A3%CE%A4%CE%91%CE%98%CE%9C%CE%9F%CE%99.pdf> [cited 22 October 2009].

Ministry of Economy and Finance, 2004. N 3299/2004, 2009 FEK A 261. [online] Ministry of Economy and finance Available at: <http://www.ependyseis.gr/SUB/nomos3299/files/101-n3299.pdf> [cited 1 October 2009].

Ministry of Economy and Finance, 2006. N 3468/2006, 2006 FEK A 129/27. [online] *Production of Electricity from Renewable Energy Sources and High Efficiency Cogeneration of Heat and Electricity and other provisions* Available at: <http://nomothesia.ependyseis.gr/eu-law/downloadsDetails.do?action=itemDetails&itemId=333757> [cited 30 October 2009].

Ministry of Economy and Finance, 2009. N 3299/2004, 2009 FEK A 40. [online] Ministry of Economy and finance Available at: <http://www.ependyseis.gr/sub/nomos3299/files/kodikop.pdf> [cited 1 October 2009].

Ministry of Environment, Land planning and Public works. 2008. *National planning of Emission distribution for the period 2008-2012**. [online] Available at: www.minenv.gr/4/41/000/eskde.2008-2012teliko.doc [cited 25 October 2009]

Ministry of Development. 2006 *Report of internal and external cost-benefit optimized available technologies..* [online]. Available at: <http://www.epem.gr/daf-bat/pdfs/11o%20paradoteo.pdf> [cited 22 October 2009].

Ministry of Development. 2004 *Guide of innovative energy investments for the islands**. [online] Available at: www.ypan.gr/docs/sxedio_odhgou_efarmoghs.doc [cited 22 October 2009].

Nawaza, I. and Tiwar, G.N. (2006). Embodied energy analysis of photovoltaic (PV) system based on macro- and micro-level. *Energy Policy* [online]. **34**, [Accessed 8 November 2009], p.3144-3152. Available from: www.elsevier.com/locate/enpol

Public Power Corporation. 2007. *The role of coal in the strategic electricity production of DEI*. [online] Available at <http://www.dei.com.gr/Documents/dei-anthrakas.pdf> [cited 22 October 2009].

Public Power Corporation. 2008. *Business Plan 2009-2014: Efficiency improvement and growth**. [online] Available at <http://www.dei.gr/Documents/Greek%20Business%20Plan.pdf> [cited 22 October 2009].

Public Power Corporation. 2009. *Interconnection of Cyclades with mainland**. [online] Available at: <http://www.dei.gr/Images/SYROS.pdf> [cited 22 October 2009].

Regulatory Authority of Energy. 2007. *Energy demand and generation of non-interconnected islands**. [online] Available at: <http://www.rae.gr/cases/C14/Tables2007.pdf> [cited 22 October 2009].

Regularity Authority for Energy, 2008. *Tariffs of energy productions*. [online] Available at: <http://www.rae.gr/prices/main.htm> [cited 1 October 2009].

Tsoutsos, Th., Franteskaki, N., Gekas, V. 2005. Environmental Impact from the solar energy techniques. *Energy Policy*, **33**(3), pp.289-296

II. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Παράρτημα Α

Το εργοστασιακό κόστος των εξαρτημάτων της εγκατάστασης υπολογίζεται από τον τύπο

$$Pr_w = 929.2 + 2435.6 * \exp\left[\frac{-P_0}{33.4}\right] = Pr_w = 929.2 + 2435.6 * \exp\left[\frac{-10000}{33.4}\right] = 929.2\text{€}$$

Ο υπολογισμός της ετήσιας ενεργειακής παραγωγής δίδεται από τον τύπο

$$E_{\text{ετήσια}} = P_0 * CF * 8760$$

Πίνακας Α.1.α Αιολικό πάρκο στην Ανδρο

Αιολικό	Μελλοντικό κόστος συντήρησης και λειτουργίας σε €	Μελλοντική απόδοση σε €	Μελλοντική αξία αρχικής επένδυσης σε €	Μελλοντικό καθαρό κέρδους σε €	Gn σταθερά
ετη	FCn	Rn	Icn	Gn	
1	188315,39	2579947,02	9333814,00	-6942182,37	-6713909,45
2	399981,89	5521086,623	10304985,96	-5183881,23	-4848573,29
3	637318,78	8862376,008	11379298,85	-3154241,62	-2853207,40
4	902861,51	12646601,02	12567923,59	-824184,09	-721011,30
5	1199381,34	16920736,84	13883263,10	1838092,39	1555122,64
6	1529906,88	21736341,97	15339090,34	4867344,75	3982620,05
7	1897747,47	27149988,5	16950702,05	8301538,98	6569235,64
8	2306518,78	33223732,01	18735090,04	12182123,18	9323064,24
9	2760170,63	40025624,65	20711131,93	16554322,09	12252551,93
10	3263017,36	47630275,48	22899803,65	21467454,47	15366507,17
11	3819770,96	56119462,11	25324416,20	26975274,95	18674111,76
12	4435577,17	65582798,63	28010879,51	33136341,95	22184931,81
13	5116054,86	76118464,69	30987996,42	40014413,41	25908928,40
14	5867338,91	87834001,39	34287790,38	47678872,10	29856468,06
15	6696127,06	100847180,2	37945870,71	56205182,38	34038332,79
16	7609730,88	115286950,9	42001839,78	65675380,27	38465729,74
17	8616131,42	131294477,3	46499746,94	76178598,93	43150300,25
18	9724039,86	149024266,1	51488594,74	87811631,48	48104128,23
19	10942963,58	168645400,2	57022903,31	100679533,26	53339747,70
20	12283278,28	190342883,8	63163339,86	114896265,65	58870149,45

Πίνακας Α.1.β

ΦΒ Ρόδος	Μελλοντικό κόστος Συντήρησης και λειτουργίας σε €	Μελλοντική απόδοση σε €	Εξέλιξη του αρχικού κόστους κατασκευής €	Εξέλιξη των καθαρών κερδών σε €	Γν σταθερά
έτη	FCn	Rn	Icn	Gn	
1	236010,50	9249692,76	32753875,00	-23740192,74	-22959567,45
2	501286,30	19794342,51	36161875,75	-16868819,55	-15777697,12
3	798734,11	31773619,6	39931814,81	-8956929,32	-8102098,73
4	1131531,51	45340920,95	44102892,81	106496,62	93165,19
5	1503151,67	60664663,19	48718633,59	10442877,93	8835222,84
6	1917390,23	77929695,21	53827368,69	22184936,28	18152437,63
7	2378394,74	97338840,72	59482776,93	35477669,06	28074453,24
8	2890696,58	119114583	65744485,31	50479401,09	38632239,38
9	3459245,97	143500904,4	72678738,46	67362919,94	49858137,98
10	4089449,95	170765295,1	80359144,32	86316700,85	61785909,65
11	4787213,94	201200946,5	88867505,05	107546227,54	74450780,44
12	5558986,94	235129145,3	98294742,77	131275415,58	87889488,45
13	6411810,91	272901887,6	108741931,35	157748145,35	102140330,34
14	7353374,56	314904732,7	120321446,32	187229911,84	117243207,23
15	8392071,97	361559917,7	133158246,57	220009599,11	133239669,98
16	9537066,52	413329757,2	147391303,26	256401387,40	150172963,34
17	10798360,66	470720354,6	163175192,78	296746801,15	168088068,68
18	12186871,85	534285651,7	180681873,03	341416906,87	187031744,99
19	13714515,44	604631848,9	200102664,05	390814669,42	207052567,59
20	15394295,00	682422228,2	221650456,95	445377476,28	228200964,09
21	17240400,82	768382417,3	245562177,60	505579838,93	250529247,12
22	19268317,22	863306132,9	272101534,64	571936281,05	274091643,15
23	21494939,62	968061447,8	301562085,15	645004423,01	298944316,67
24	23938702,15	1083597629	334270654,68	725388272,29	325145389,11
25	26619716,72	1210952599	370591153,30	813741729,32	352754951,56
26	29559924,67	1351261076	410928833,56	910772317,84	381835070,31
27	32783262,07	1505763453	455735042,22	1017245148,55	412449784,31
28	36315839,93	1675815487	505512523,29	1133987124,28	444665093,33
29	40186140,67	1862898871	560821336,93	1261891393,88	478548935,48
30	44425232,24	2068632760	622285466,19	1401922061,11	514171152,86

Παράρτημα Β

Πίνακας Β.1

Το IRR ΦΒ πάρκου στην Ρόδο για 30 έτη Λειτουργίας			Το IRR ΦΒ πάρκου στην Ρόδο για 20 έτη λειτουργίας		
i	npv	NPV PV	i	npv	NPV PV 20 έτη
2,00%	8,52467561		2,00%	4,540203	
6,00%	4,26056687		6,00%	2,771224	
8,00%	3,12123555		8,00%	2,193915	
9,00%	2,69209904	122.894.321,09 €	9,00%	1,957194	89.345.887,64 €
10,00%	2,33262056		10,00%	1,748566	
12,00%	1,77238667		12,00%	1,400461	
14,00%	1,36421628		14,00%	1,124865	
16,00%	1,05955654		16,00%	0,903959	
18,00%	0,82690769		18,00%	0,724773	
20,00%	0,64543183		20,00%	0,577766	
22,00%	0,50107601		22,00%	0,455846	
24,00%	0,38418169		24,00%	0,35369	
26,00%	0,28798648		26,00%	0,267262	
28,00%	0,20766977		28,00%	0,193473	
30,00%	0,13973502		30,00%	0,129936	
32,00%	0,08160366		32,00%	0,074791	
34,00%	0,03134377		34,00%	0,026575	
35,00%	0,00869217		35,00%	0,004692	
35,40%	4,4046E-05	IRR	35,20%	0,000582	IRR
36,00%	0,01251389		36,00%	-0,01587	

Πίνακας Β.2 Το IRR Αιολικού πάρκου στην Άνδρο για 20 έτη λειτουργίας

i	npv	NPV Αιολικού
2,00%	4,968424	
6,00%	3,050902	
8,00%	2,425349	
9,00%	2,168893	28.214.701,18 €
10,00%	1,942902	
12,00%	1,565896	
14,00%	1,267493	
16,00%	1,028369	
18,00%	0,834454	
20,00%	0,675403	
22,00%	0,543527	
24,00%	0,433054	
26,00%	0,339612	
28,00%	0,259852	
30,00%	0,191188	
32,00%	0,131606	
34,00%	0,079519	
36,00%	0,03367	
37,00%	0,012762	
37,64%	1,67E-05	IRR
38,00%	-0,00695	

Παράρτημα Γ

Πινάκας Γ.1 Το PBP για διάφορες ποσοτώσεις κρατικής επιδότησης για τα πρώτα 8 χρόνια λειτουργίας - Αιολικό πάρκο Άνδρος

Ετη n	Gn $\gamma=0$	Gn $\gamma=10\%$	Gn $\gamma=15\%$	Gn $\gamma=25\%$	Gn $\gamma=35\%$	Gn $\gamma=45\%$	Gn $\gamma=50\%$
1	-40067280,21	-35122599,36	-32584035,53	-27771801,49	-22959567,45	-18147333,40	-15741216,38
2	-34098865,18	-28742924,60	-25923413,00	-20850555,06	-15777697,12	-10704839,19	-8168410,22
3	-27726305,31	-21924899,66	-18797292,44	-13449695,58	-8102098,73	-2754501,87	-80703,44
4	-20930499,72	-14646578,71	-11181265,32	-5544050,06	93165,19	5730380,45	8548988,08
5	-13691692,07	-6885123,85	-3049815,12	2892703,86	8835222,84	14777741,83	17749001,32
6	-5989468,90	1383216,21	5623722,55	11888080,09	18152437,63	24416795,16	27548973,93
7	2197239,30	10183126,45	14867200,40	21470826,82	28074453,24	34678079,65	37979892,86
8	10890153,87	19540244,41	24709700,13	31670969,76	38632239,38	45593509,01	49074143,82

Πινάκας Γ.2 Το IRR για διάφορες ποσοτώσεις επιδότησης για 20 χρόνια λειτουργίας - Αιολικό πάρκο Άνδρος

n	$\gamma=0\%$	$\gamma=20\%$	$\gamma=30\%$	$\gamma=40\%$	$\gamma=50\%$
5	5,48%	13,87%	19,44%	26,49%	35,79%
10	21,27%	27,95%	32,45%	38,23%	46,01%
15	24,72%	30,64%	34,72%	40,04%	47,33%
20	25,76%	31,35%	35,26%	40,41%	47,55%

Παράρτημα Δ

Πίνακας Δ.1.1 Η ενσωματωμένη ενέργεια ΦΒ πάρκου 10MW

Διεργασίες / υλικά	Ενσωματωμένη ενέργεια σε συστήματα ανοικτού πεδίου (MJ/m ²)	Ενσωματωμένη ενέργεια ενός 10 MW ΦΒ συστήματος (GJ)
Επεξεργασία και εξαγνισμός πυριτίου	2397.6	225374.4
Κατασκευή κυψελίδων	432	40608
Συναρμολόγηση στοιχείου	684	64296
BOS(υποστηρικτική δομή)	1800	169200
BOS(μπαταρίες)	165.6	15566.4
BOS(Αναστροφείας τάσης)	118.8	11167.2
BOS(Διάφορα εξαρτήματα.)	558	52452
Γενικό σύνολο	6156	578664

Πίνακας Δ.1.2 Ενσωματωμένη ενέργεια ενός φωτοβολταϊκού συστήματος ισχύος 10MW ανάλογα με το διάστημα αντικατάστασης μπαταριών.

ΦΒ σύστημα	Ενσωματωμένη ενέργεια (MJ)
Ενσωματωμένη ενέργεια ενός ΦΒ συστήματος 10 MW (MJ/m ²)	578664000,00
Ενσωματωμένη ενέργεια ΦΒ συστήματος ον. Ισχύος 10MW με διάστημα αντικατάστασης μπαταριών τα 7 έτη (MJ)	578664165,60
Ενσωματωμένη ενέργεια ΦΒ συστήματος ον. Ισχύος 10MW με διάστημα αντικατάστασης μπαταριών τα 14 έτη (MJ)	578664284,40
Ενσωματωμένη ενέργεια ΦΒ πάρκου ον. Ισχύος 10MW με διάστημα αντικατάστασης μπαταριών τα 21 έτη (MJ)	578664842,40
Ενσωματωμένη ενέργεια ΦΒ πάρκου ον. Ισχύος 10MW με διάστημα αντικατάστασης μπαταριών τα 28 έτη (MJ)	578670998,40

Πίνακας Δ.2 Ενσωματωμένη ενέργεια αιολικού πάρκου

Διεργασίες/Εξαρτήματα		Ενέργεια για την παραγωγή μιας ανεμογεννήτριας ισχύος 850 KW (GJ)	Ενέργεια για την παραγωγή 12 ανεμογεννητριών 850 KW (GJ)
Ρότορας	Πλήμνη	409.44	4913.28
	Πτερύγια	833.31	9999.72
	Κοχλίες	15.35	184.2
Ατρακτιδίο (nacelle)	Bedplate/Πλαίσιο	285.755	3429.06
	Κέλυφος	205.573	2466.876
	Γεννήτρια	265.621	3187.452
	Κυρίως άξονας	359.113	4309.356
	Σύστημα φρένου	22.178	266.136
	Υδραυλικά	22.178	266.136
	γραναζοκιβώτιο	557.746	6692.952
	Καλωδίωση	136.32	1635.84
	Σύστημα προσανατολισμού	85.3	1023.6
	Γερανός	22.178	266.136
	Μετασχηματιστής	330.8652	3970.3824
Πύργος	Βαμμένο Ατσάλι	5891.76028	70701.12336
Θεμελίωση	Ενισχυμένο σκυρόδεμα (μπετόν armee)	3237.9	38854.8
Γενικό Σύνολο		12680.59	152167.05

Παράρτημα Ε

Πίνακας Ε.1

Ετη	Περιγραφή Συστήματος			
	Παραγωγή ενέργειας του ΦΒ πάρκου (κWh)	Παραγωγή ενέργειας του Αιολικού πάρκου (κWh)	Ενσωματωμένη ενέργεια του ΦΒ πάρκου (κWh)	Ενσωματωμένη ενέργεια του Αιολικού πάρκου (κWh)
0	0	0	160740000	42268622.20
2	38544000	61320000	122196000	-19051377.80
4	77088000	122640000	83652000	-
6	115632000	183960000	45108000	-
8	154176000	245280000	6564000	-
10	192720000	306600000	-31980000	-
12	231264000	367920000	-	-
14	269808000	429240000	-	-
16	308352000	490560000	-	-
18	346896000	551880000	-	-
20	385440000	613200000	-	-
22	423984000	-	-	-
24	462528000	-	-	-
26	501072000	-	-	-
28	539616000	-	-	-
30	578160000	-	-	-

Παράρτημα Ζ

Πίνακας Ζ.1

	Συμβατική παραγωγή ενέργειας κατά το 2007 σε kWh	Συνολικές εκπομπές CO ₂ από την καύση του ανάλογου μαζούτ σε τόνους	Συνολικές εκπομπές SO ₂ από την καύση του μαζούτ, σε τόνους	Συνολικές εκπομπές NO _x από την καύση του μαζούτ σε τόνους
Άνδρος	67000000	56950	1038.5	80.4
Ρόδος	712940000	757498.75	13831.036	1069.41

Πίνακας Ζ.2

	Ετήσια παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ σε kWh	Συνολική αποφυγή εκπομπών CO ₂ σε τόνους	Οικονομία από αποφυγή αγοράς δικαιωμάτων CO ₂ σε €	Συνολική αποφυγή εκπομπών SO ₂ σε τόνους	Οικονομία από αποφυγή αγοράς δικαιωμάτων SO ₂ σε €	Συνολική αποφυγή εκπομπών NO _x σε τόνους	Οικονομία από αποφυγή αγοράς δικαιωμάτων NO _x σε €	Συνολική Οικον. από αποφυγή αγοράς δικαιωμάτων Σε €
Άνδρος	3066000	26061	2606100	475.23	2376150	36.79	91980	5074230
Ρόδος	19272000	20476.5	2047650	373.8768	1869384	28.90	72270	3989304

Παράρτημα Η

Πίνακας Η.1

	Συμβατική παραγωγή ενέργειας του 2007 σε kWh	ΑΠΕ ετήσια παραγωγή ενέργειας σε kWh	Ετήσιο κόστος εξοπλισμού ΑΠΕ σε €	Περιεχόμενη ενέργεια του μαζούτ σε kWh/kg	Καύση πετρελαίου που απεφεύχθη σε τόνους	Εισαγωγή αργού πετρελαίου που απεφεύχθη σε τόνους	Εισαγωγή αργού πετρελαίου που απεφεύχθη σε Lt	Βαρέλια* αργού πετρελαίου	Ετήσιες αποφευχθείσες εισαγωγές πετρελαίου σε €
Αιολικό Άνδρος	67.000.000	30.660.000	650.440	11,45	2.677,73	3.213,28	3.855.930,13	24.251,13	1.891.588,37
ΦΒ Ρόδος	712.940.000	19.272.000	1.521.667	11,05	1.744,07	2.092,89	2.511.464,25	15.795,37	1.232.039,07

*1 βαρέλι πετρελαίου = 159lt, κόστος αργού=78\$/βαρέλι, 1\$=1,48€