



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ  
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ  
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ ΚΑΙ  
ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ

**Εφαρμογή Συστημάτων Υποστήριξης Αποφάσεων στην  
επίτευξη χρηματοοικονομικής στήριξης έργων ΑΠΕ με τη  
μέθοδο της Αυτοχρηματοδότησης (Project Finance)**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Δημήτριος Π. Φουρτούνης

**Επιβλέπων : Ιωάννης Ψαρράς**  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2013





ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ  
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ  
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ ΚΑΙ  
ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ

**Εφαρμογή Συστημάτων Υποστήριξης Αποφάσεων στην  
επίτευξη χρηματοοικονομικής στήριξης έργων ΑΠΕ με τη  
μέθοδο της Αυτοχρηματοδότησης (Project Finance)**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Δημήτριος Π. Φουρτούνης

**Επιβλέπων : Ιωάννης Ψαρράς**  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 21<sup>η</sup> Μαρτίου 2013.

.....  
Ιωάννης Ψαρράς  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....  
Δημήτριος Ασκούνης  
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....  
Βασίλειος Ασημακόπουλος  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2013

.....  
Δημήτριος Π. Φουρτούνης

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Δημήτρης Π. Φουρτούνης, 2013

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

## Περίληψη

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται μεγάλη ζήτηση για υποδομές παραγωγής ηλεκτρισμού από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) τόσο στις ανεπτυγμένες όσο και στις αναπτυσσόμενες οικονομίες. Η τάση αυτή συνδυαζόμενη με την ανάγκη περιορισμού των ελλειμμάτων των κρατών αλλά και του εταιρικού δανεισμού, λόγω της γενικότερης κατάστασης της παγκόσμιας οικονομίας, φέρνει το Project Finance στο επίκεντρο του ενδιαφέροντος.

Στόχος της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η παροχή τεχνογνωσίας σε υποψηφίους επενδυτές (Δημόσιο, Δήμοι, Περιφέρειες, Ιδιώτες) για την αξιολόγηση της «επενδυσιμότητας» και της «χρηματοδοτησιμότητας» των προτεινόμενων έργων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. μέσω της ανάπτυξης μιας γρήγορης, ειδικά εστιασμένης σε έργα Α.Π.Ε., μεθοδολογίας με βάση τη διαδικασία της αυτοχρηματοδότησης (Project Finance).

Η αναπτυσσόμενη μεθοδολογία περιλαμβάνει την οικονομική αξιολόγηση των προτεινόμενων έργων, τόσο από την πλευρά του επενδυτή, όσο και από την πλευρά του δανειοδότη, την αξιολόγηση των κινδύνων τους και σχετική ανάλυση ευαισθησίας.

Με χρήση της μεθοδολογίας μελετάται η περίπτωση ενός φωτοβολταϊκού σταθμού 10MW στον ελληνικό χώρο.

Λέξεις κλειδιά: Αυτοχρηματοδότηση έργου, ΑΠΕ, Τεχνοοικονομική Αξιολόγηση, Αξιολόγηση Κινδύνων, Ανάλυση ευαισθησίας, Δείκτης Κάλυψης Δανειακών Υποχρεώσεων

## **Abstract**

Recently the demand for renewable energy sources (RES) has increased considerably in both developed and emerging economies. This trend in relation to the need of nations to reduce their budget deficits and corporate borrowing, due to the adverse economic conditions, makes project finance a viable and desirable alternative.

This thesis aims to provide expert know how to prospective public or private investors, so that they can assess the business and economic viability of proposed RES projects, using an effective and well-focused methodology for self-financing RES projects.

The methodology covers the financial analysis of the proposed projects considering both investor and lender sides, the assessment of the relative risks and sensitivity analysis.

The methodology is deployed to assess a 10MW solar power plant in Greece as a case study.

Keywords: Project Finance, RES, Feasibility Assessment, Risk Assessment, DSCR, LLCR, Sensitivity Analysis

## Πίνακας περιεχομένων

Περίληψη .....	5
Abstract .....	6
Κεφάλαιο 1 <sup>ο</sup> : Εισαγωγή.....	11
1.1 Εισαγωγή.....	13
1.2 Φάσεις Υλοποίησης .....	14
1.3 Δομή.....	15
Κεφάλαιο 2 <sup>ο</sup> : Η Αυτοχρηματοδότηση Έργων(Project Finance).....	17
2.1 Η έννοια του Project Finance .....	19
2.2 Ιστορική Αναδρομή.....	20
2.3 Τα εμπλεκόμενα μέρη .....	22
2.4 Πεδίο εφαρμογής.....	23
2.4.1 Έργα Δημοσίου Τομέα .....	24
2.4.2 Έργα Ιδιωτικού Τομέα .....	26
Κεφάλαιο 3 <sup>ο</sup> : Ανάλυση Κινδύνων Έργων Project Finance .....	29
3.1 Κίνδυνοι έργων Project Finance .....	31
3.2 Η αναγνώριση των κινδύνων .....	31
3.2.1 Κίνδυνοι κατά το στάδιο μελέτης και κατασκευής .....	32
3.2.2 Κίνδυνοι κατά τη λειτουργία του έργου .....	33
3.2.3 Λοιποί κίνδυνοι.....	34
3.3 Κατανομή και Αντιμετώπιση κινδύνων .....	37
Κεφάλαιο 4 <sup>ο</sup> : Επισκόπηση του τομέα των ΑΠΕ.....	41
4.1 Γενικά στοιχεία .....	43
4.2 Μορφές των ΑΠΕ .....	46
4.3 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ .....	47
4.3.1 Φωτοβολταϊκά (Φ/Β) Συστήματα .....	49
4.3.2 Αιολικά Συστήματα .....	50
4.3.3 Υδροηλεκτρικά Συστήματα .....	51
4.3.4 Ηλιοθερμικά Συστήματα.....	52
4.3.5 Γεωθερμικά Συστήματα.....	53
4.3.6 Συστήματα Βιομάζας .....	54
4.3.6 Συστήματα Αξιοποίησης Θαλάσσιας ενέργειας .....	56

Κεφάλαιο 5 <sup>ο</sup> : Οικονομική Αξιολόγηση Επενδύσεων ΑΠΕ .....	59
5.1 Εισαγωγή.....	61
5.2 Η κατάσταση ταμειακών ροών .....	61
5.2.1 Συνολικό κεφάλαιο επένδυσης .....	62
5.2.2 Ετήσια έσοδα .....	63
5.2.3 Ετήσια έξοδα.....	65
5.2.4 Ετήσιες αποσβέσεις .....	67
5.3 Αξιολόγηση από Επενδυτές .....	70
5.3.1 Η Περίοδος Ανάκτησης Κεφαλαίου (Payback Period) .....	71
5.3.2 Η Ανάλυση Νεκρού Σημείου (Break-Even Analysis) .....	72
5.3.3 Οι Μέθοδοι Προεξόφλησης.....	73
5.3.4 Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV).....	75
5.3.5 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) .....	76
5.3.6 Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (DPP).....	77
5.3.7 Δείκτης Αποδοτικότητας (PI) .....	78
5.3.8 Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE) .....	78
5.4 Αξιολόγηση από Τράπεζες.....	82
5.4.1 Δείκτης Κάλυψης Δανειακών Υποχρεώσεων (DSCR).....	82
5.4.2 Δείκτης Κάλυψης Δανείου κατά τη Διάρκειά του (LLCR) .....	85
Κεφάλαιο 6 <sup>ο</sup> : Προτεινόμενη Μεθοδολογία .....	89
6.1 Εισαγωγή.....	91
6.2 Οικονομική αξιολόγηση.....	92
6.2.1 Οικονομική αξιολόγηση υπό την οπτική του επενδυτή.....	92
6.2.2 Οικονομική αξιολόγηση υπό την οπτική των δανειστών .....	94
6.3 Αξιολόγηση κινδύνων .....	95
6.3 Ανάλυση Ευαισθησίας .....	98
Κεφάλαιο 7 <sup>ο</sup> : Μελέτη Περίπτωσης: Φωτοβολταϊκός σταθμός.....	99
7.1 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά έργου.....	101
7.1.1 Αρχικό κόστος .....	101
7.1.2 Χρηματοδοτικό σχήμα.....	101
7.1.3 Δανειοδότηση .....	102
7.1.4 Έσοδα από πώληση ενέργειας .....	104
7.1.5 Λειτουργικά έξοδα.....	106



7.1.6. Υπολογισμός Αποσβέσεων.....	107
7.1.7. Φορολογία.....	107
7.2 Οικονομική αξιολόγηση.....	107
7.2.1 Οικονομική αξιολόγηση υπό την οπτική του επενδύτη.....	110
7.2.2 Οικονομική αξιολόγηση υπό την οπτική των δανειστών.....	111
7.3 Αξιολόγηση κινδύνων.....	112
7.4 Ανάλυση ευαισθησίας.....	115
7.4.1 Σενάριο μεταβολής της Εγγυημένης Τιμής Πώλησης.....	116
7.4.2. Σενάριο μεταβολής στη Φορολογία.....	119
Κεφάλαιο 8 <sup>ο</sup> : Συμπεράσματα-Προοπτικές.....	123
8.1 Συμπεράσματα.....	125
8.2 Προοπτικές.....	126
Βιβλιογραφία.....	127



---

## Κεφάλαιο 1<sup>ο</sup>: Εισαγωγή

---



## **1.1 Εισαγωγή**

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται μεγάλη ζήτηση για υποδομές παραγωγής ηλεκτρισμού από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.) τόσο στις ανεπτυγμένες όσο και στις αναπτυσσόμενες οικονομίες. Η Ευρωπαϊκή Ένωση (Ε.Ε.), πρωτοπόρος στην υιοθέτηση τεχνολογιών Α.Π.Ε., έχει θέσει ως στόχο η ενέργεια η προερχόμενη από Α.Π.Ε. να αποτελεί το 20% της συνολικά καταναλισκόμενης ενέργειας εντός των συνόρων της. (Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2007)

Αντίστοιχα, η Ελλάδα στοχεύει στη συμμετοχή των Α.Π.Ε στην ηλεκτροπαραγωγή σε ποσοστό 40% μέχρι το 2020. (Υ.Π.Ε.Κ.Α, 2010)

Τα έργα Α.Π.Ε. έχουν τη δυνατότητα να βελτιώσουν την ενεργειακή αυτονομία της χώρας και να απασχολήσουν πολυάριθμο επιστημονικό και εργατικό προσωπικό, κατά τη μελέτη, κατασκευή και λειτουργία τους. Μπορούν να δώσουν πνοή στο μελετητικό και κατασκευαστικό κλάδο, που μαστίζεται σήμερα από την κρίση και σημαντικές εμπειρίες στη νέα γενιά επιστημόνων της χώρας.

Απαιτούν, ωστόσο, σημαντικές αρχικές επενδύσεις τις οποίες δεν μπορεί να καλύψει το Δημόσιο, ιδιαίτερα υπό τις παρούσες συνθήκες οικονομικής κρίσης. Χρειάζεται, επομένως, η συμμετοχή του Ιδιωτικού Τομέα για την χρηματοοικονομική υποστήριξη των σχετικών έργων. Ιδανική μέθοδος είναι εκείνη της Αυτοχρηματοδότησης έργων. (Project Finance).

Η διαδικασία πλήρους μελέτης και ανάλυσης ενός έργου σύμφωνα με τη μέθοδο του Project Finance, είναι, σε γενικές γραμμές, χρονοβόρος και πολυέξοδη, λόγω της μοναδικότητας του κάθε έργου, και απαιτεί εκτιμήσεις από πληθώρα συμβούλων (νομικών, τεχνικών και οικονομικών) και ανθρώπων με εμπειρία στο χώρο των χρηματοδοτήσεων έργων. Ωστόσο, στην περίπτωση των επενδύσεων σε Α.Π.Ε. για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η διαδικασία αυτή μπορεί να απλοποιηθεί κυρίως λόγω της ομοιότητας των πιθανών κινδύνων που αντιμετωπίζουν τέτοια έργα, αλλά και του τρόπου λειτουργίας της αγοράς.

Στόχος της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η παροχή τεχνογνωσίας σε υποψηφίους επενδυτές (Δημόσιο, Δήμοι, Περιφέρειες, Ιδιώτες) για την αξιολόγηση της «επενδυσιμότητας» και της «χρηματοδοτησιμότητας» των προτεινόμενων έργων

παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. μέσω της ανάπτυξης μιας γρήγορης, ειδικά εστιασμένης σε έργα Α.Π.Ε., μεθοδολογίας με βάση τη διαδικασία της αυτοχρηματοδότησης (Project Finance). Με τη χρήση της μεθοδολογίας αυτής, ο επενδυτής θα είναι σε θέση να αξιολογήσει αν το προτεινόμενο έργο είναι οικονομικά αποδοτικό, αν μπορεί να χρηματοδοτηθεί αυτοτελώς καθώς και να προετοιμαστεί κατάλληλα για τα στοιχεία και τις πληροφορίες που πρέπει να παρέχει στις τράπεζες (τοπικές ή/και διεθνείς) προκειμένου αυτές να συμμετέχουν στη διαδικασία χρηματοδότησης.

## **1.2 Φάσεις Υλοποίησης**

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε κατά την περίοδο Ιούλιος 2012-Φεβρουάριος 2013 σύμφωνα με τη διαδικασία που περιγράφεται κατωτέρω και φαίνεται συνοπτικά στο διάγραμμα 1.1.

### **Φάση 1<sup>η</sup>: Αναζήτηση στοιχείων και βιβλιογραφίας**

Στην πρώτη φάση, πραγματοποιήθηκε εκτενής έρευνα στοιχείων, στη διεθνή βιβλιογραφία και το διαδίκτυο για την συγκέντρωση δεδομένων για την αυτοχρηματοδότηση, τα έργα και τις τεχνολογίες Α.Π.Ε., καθώς και ανασκόπηση της παγκόσμιας αγοράς παραγωγής ενέργειας από Α.Π.Ε.

### **Φάση 2<sup>η</sup>: Συνάντηση με στελέχη της αγοράς**

Συγκεκριμένα στη φάση αυτή πραγματοποιήθηκαν συναντήσεις με τραπεζικά στελέχη με κύριο αντικείμενο εργασίας τη μελέτη χρηματοδότησης έργων με τη μέθοδο του project Finance, καθώς και συνάντηση με επενδυτή σε Α.Π.Ε. Σκοπός των συναντήσεων αυτών ήταν η ενημέρωση για την πρακτική εφαρμογή των θεωρητικών διαδικασιών που είχαν προκύψει κατά τη φάση 1 και η μετάδοση εμπειρία από τα στελέχη της αγοράς.

### **Φάση 3<sup>η</sup>: Διαμόρφωση προτεινόμενης μεθοδολογίας**

Κατά τη φάση αυτή διαμορφώθηκε η προτεινόμενη από την παρούσα διπλωματική μεθοδολογία.

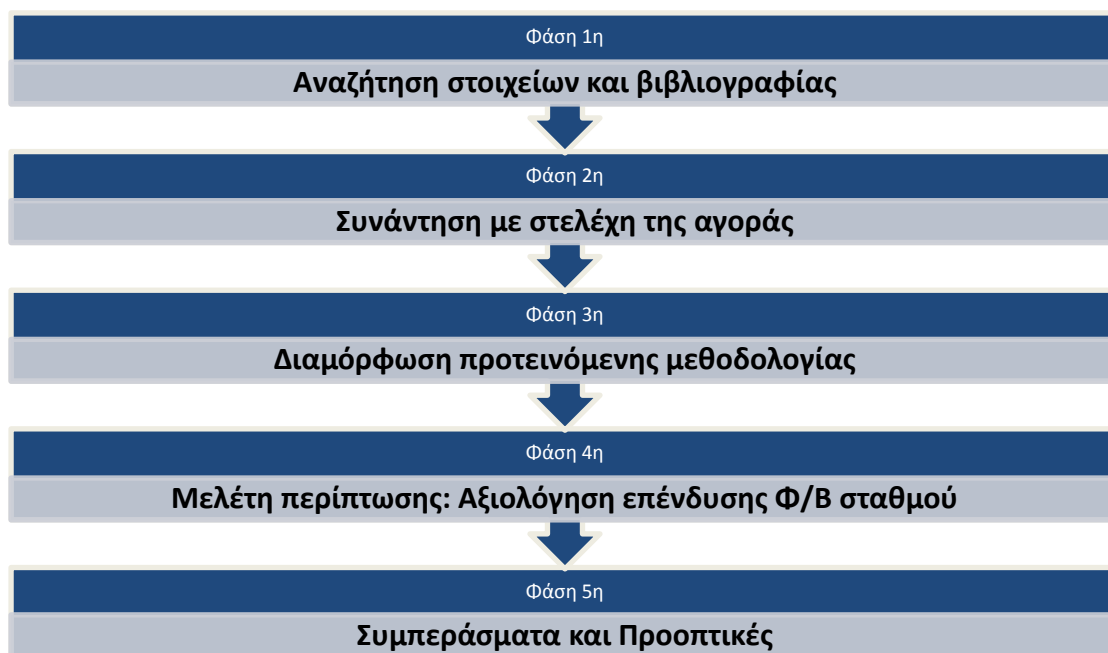
### **Φάση 4<sup>η</sup>: Μελέτη περίπτωσης: Αξιολόγηση επένδυσης Φ/Β σταθμού**

Στην τέταρτη αυτή φάση, πραγματοποιήθηκε πρακτική εφαρμογή της ανωτέρω μεθοδολογίας στην αξιολόγηση επένδυσης φωτοβολταϊκού σταθμού. Αρχικά έγινε

παρουσίαση των τεχνικών και οικονομικών χαρακτηριστικών της επένδυσης και κατόπιν εφαρμόστηκε η προτεινόμενη μεθοδολογία αξιολόγησης της «επενδυσιμότητας» και της «χρηματοδοτησιμότητας» του έργου.

### **Φάση 5<sup>η</sup>: Συμπεράσματα και Προοπτικές**

Κατά τη διάρκεια της τελευταίας φάσης της διπλωματικής εξήχθησαν συμπεράσματα από την προτεινόμενη μεθοδολογία αξιολόγησης και σκιαγραφήθηκαν οι προοπτικές που απορρέουν από την παρούσα εργασία.



Διάγραμμα 1.1: Φάσεις υλοποίησης διπλωματικής εργασίας

## **1.3 Δομή**

Αρχικά, παρατίθεται σύντομη περίληψη της εργασίας στην ελληνική και αγγλική γλώσσα, όπου και παρουσιάζονται συνοπτικά τα κύρια σημεία της. Στη συνέχεια ακολουθεί ο πίνακας περιεχομένων και το κύριο τμήμα της διπλωματικής εργασίας που αποτελείται από 8 κεφάλαια.

Το παρόν **Κεφάλαιο 1** αποτελεί το εισαγωγικό κομμάτι της εργασίας και σε αυτό παρουσιάζεται ο σκοπός και το αντικείμενό της, οι φάσεις υλοποίησής της και η δομή παρουσίασής της.

Το **Κεφάλαιο 2** περιλαμβάνει μια σύντομη παρουσίαση της έννοιας της αυτοχρηματοδότησης έργων (Project Finance). Στη συνέχεια καταδεικνύεται η

εφαρμογή της μεθοδολογίας στην Ελληνική και τη διεθνή αγορά και παρουσιάζονται τα εμπλεκόμενα μέρη.

Στο **Κεφάλαιο 3** εξετάζονται οι βασικοί κίνδυνοι που εντοπίζονται κατά την ανάλυση της χρηματοδότησης έργων με τη μορφή του Project Finance, αναδεικνύεται ο καταμερισμός τους στα εμπλεκόμενα μέρη και παρουσιάζονται οι τρόποι εξασφάλισης των συμμετεχόντων μερών του έργου. Ειδικότερα αναλύονται οι κατασκευαστικοί και λειτουργικοί κίνδυνοι των έργων αλλά και όσοι σχετίζονται με μακροοικονομικές και χρηματοοικονομικές μεταβλητές.

Στο **Κεφάλαιο 4** γίνεται επισκόπηση των οικονομικά εκμεταλλεύσιμων μορφών των ΑΠΕ οι οποίες χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρισμού, στα πλαίσια των ευρωπαϊκών οδηγιών και του ελληνικού σχεδίου δράσης για την ενέργεια. Επίσης αναφέρονται οι προοπτικές ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ στο μέλλον.

Στο **Κεφάλαιο 5** αναλύονται οι βασικές μέθοδοι οικονομικής αξιολόγησης επενδύσεων με έμφαση τα έργα Α.Π.Ε. Συγκεκριμένα πέραν των κλασικών μεθόδων αξιολόγησης επενδύσεων παρουσιάζονται και μέθοδοι ειδικά για ενεργειακές επενδύσεις. Ιδιαίτερη σημασία δίνεται στην ελαφρώς διαφορετική αντιμετώπιση των δεικτών και της βαρύτητάς τους από τους επενδυτές-μετόχους και από τα χρηματοπιστωτικά ιδρύματα- δανειστές, που κορυφώνεται με την παρουσίαση ειδικών δεικτών που χρησιμοποιούνται για τον έλεγχο της δυνατότητας χρηματοδότησης των έργων που αναλύονται με τη μέθοδο της αυτοχρηματοδότησης.

Στο **Κεφάλαιο 6** προχωρούμε στην πρόταση εφαρμογής μιας ενιαίας και απλής μεθοδολογίας για την αξιολόγηση της «επενδυσιμότητας» και της «χρηματοδοτησιμότητας» των έργων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. με βάση τη διαδικασία του Project Finance.

Στο **Κεφάλαιο 7** γίνεται η πρακτική εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας στην περίπτωση ενός φωτοβολταϊκού σταθμού

Στο **Κεφάλαιο 8** τέλος παρουσιάζονται τα συμπεράσματα που προέκυψαν κατά την πραγματοποίηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας και εξετάζονται οι προοπτικές εφαρμογής της προτεινόμενης μεθοδολογίας και της χρηματοδότησης έργων ΑΠΕ με τη μέθοδο της αυτοχρηματοδότησης στο μέλλον.



---

## **Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup>: Η Αυτοχρηματοδότηση Έργων(Project Finance)**

---



## **2.1 Η έννοια του Project Finance**

Εννοιολογικά ο όρος «Αυτοχρηματοδότηση Έργου» (Project Finance) αναφέρεται στις πιστοδοτήσεις έργων (Projects) η εξυπηρέτηση των οποίων εξαρτάται άμεσα και σχεδόν αποκλειστικά από τις παραγόμενες ταμειακές ροές (Cash-flow) που προκύπτουν από την εκμετάλλευση των περιουσιακών στοιχείων, τα οποία δημιουργούνται, κατασκευάζονται και σχετίζονται με το συγκεκριμένο έργο.

Κατά καιρούς έχουν δοθεί διάφοροι ορισμοί, οι οποίοι πάντως συγκλίνουν στην αναγνώριση της ύπαρξης μιας ανεξάρτητης νομικά και οικονομικά επιχειρηματικής οντότητας που χρηματοδοτείται για την κατασκευή ενός έργου βάσει των αναμενόμενων χρηματοροών του. Ενδεικτικά παραθέτουμε στη συνέχεια κάποιους από τους ορισμούς που αναφέρονται στη βιβλιογραφία.

" Η χρηματοδότηση μίας συγκεκριμένης ανεξάρτητης οικονομικής μονάδας κατά την οποία ο δανειστής ικανοποιείται κυρίως από χρηματοροή της ανεξάρτητης μονάδας για την αποπληρωμή του δανείου και αποβλέπει στα περιουσιακά στοιχεία της μονάδας αυτής ως εγγύηση για το δάνειο..." (Nevitt & Fabozzi, 2000)

" Η χρηματοδότηση της ανάπτυξης ή της εκμετάλλευσης ενός δικαιώματος, φυσικής πηγής ή άλλου περιουσιακού στοιχείου όπου το συντριπτικά μεγαλύτερο μέρος της χρηματοδότησης προέρχεται από δανεισμό και αποπληρώνεται από το ίδιο το περιουσιακό στοιχείο και τα έσοδα που δημιουργούνται από αυτό..." (Denton Wilde Sapte, 2004)

" Η συγκέντρωση κεφαλαίων για την χρηματοδότηση μιας οικονομικά και νομικά ανεξάρτητης εταιρίας έργου (Project Company, Special Purpose Vehicle) για την κατασκευή ενός επενδυτικού έργου, χρησιμοποιώντας κυρίως την ανάληψη χρέους που θα αποπληρωθεί αποκλειστικά από το εισόδημα που θα παραχθεί από την εκμετάλλευση του έργου και τα περιουσιακά του στοιχεία..." (Papadopoulos & Fragkiadakis, 2008)

Κύριο χαρακτηριστικό του Project Finance είναι ότι δεν υπάρχει άμεση αναγωγή εκ μέρους των πιστωτών στον Επενδυτή-Φορέα, αφού δεν υπάρχουν άλλα στοιχεία που να μπορούν να αποτελέσουν αντικείμενο ρευστοποίησης πέραν εκείνων της Εταιρίας

Ειδικού Σκοπού (Special Purpose Vehicle -SPV) που δεν έχει άλλη υπόσταση και περιουσιακά στοιχεία πλην αυτών που σχετίζονται με το Έργο.

Η αυτοχρηματοδότηση έργου (project financing) χρησιμοποιείται επιτυχώς στον τομέα της ενέργειας, της βιομηχανίας, των φυσικών πόρων, των τηλεπικοινωνιών, των μεταφορών, των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας κλπ.

Τα βασικά διακριτικά χαρακτηριστικά του Project Finance είναι: (Finnerty, 2007)

- Επένδυση σε ένα συγκεκριμένο έργο του οποίου η τεχνολογία έχει δοκιμασθεί και η συναλλακτική και λειτουργική δραστηριότητα μπορεί να περιχαρακωθεί (ring fenced) από τις υπόλοιπες δραστηριότητες ώστε τυχόν αποτυχία του Έργου να μην επηρεάσει τις δραστηριότητες αυτές.
- Η δημιουργία μίας νομικά αυτόνομης εταιρίας (SPV) στην οποία ανήκει το Έργο ή η οποία έχει αποκτήσει το δικαίωμα να εκμεταλλευθεί το Έργο για ορισμένο διάστημα.
- Χρηματοδότηση με περιορισμένη ή χωρίς αναγωγή. Η απόφαση για τη χρηματοδότηση βασίζεται κατά κύριο λόγο στα έσοδα / ταμειακές ροές που θα προκύψουν από την εκμετάλλευση του Έργου, και όχι τόσο στην δανειοληπτική ικανότητα των μετόχων, αλλά ούτε και στην αξία των στοιχείων του ενεργητικού του Έργου.
- Συναλλαγή εκτός ισολογισμού (off-balance sheet) της μητρικής εταιρίας - φορέα.

## **2.2 Ιστορική Αναδρομή**

Η λογική της αυτοχρηματοδότησης έργων παρουσιάζεται από πολύ παλιά. Παράδειγμα είναι ο εμπορικός κώδικας στην Αθήνα του 5ου π.Χ. αιώνα ο οποίος προέβλεπε μια μορφή Project Finance για τη χρηματοδότηση ναυπήγησης πλοίων με τη συμφωνία η αποπληρωμή του δανείου να γίνεται μόνο από τα έσοδα των μελλοντικών μεταφορών που θα πραγματοποιηθούν. (Τσιβιλής, 2004)

Επίσης, μεταξύ του 5ου και 4ου π.Χ αιώνα, οι Ερετριείς ανέθεσαν στον εργολάβο Χαιρεφάνη το έργο της αποξήρανσης της λίμνης των Πτεχών. Όπως προκύπτει από το εντυπωσιακό για τους όρους του συμβόλαιο ανάθεσης του έργου, ο Χαιρεφάνης ανέλαβε να χρηματοδοτήσει το έργο και έναντι αυτού του παραχωρήθηκε το δικαίωμα της εκμετάλλευσης των καλλιεργειών των νέων γαιών για δέκα χρόνια. Για να γίνει, δε, η επένδυση ελκυστικότερη, χορηγήθηκαν και τα ανάλογα κίνητρα, όπως

η απαλλαγή δασμών στα εισαγόμενα υλικά, η δυνατότητα ξένων εργατών να εργαστούν στο έργο, και η απαλλαγή των παραγόμενων προϊόντων από φόρους. (Τάσιος, 1997)

Άλλη περίπτωση είναι η εκμετάλλευση ενός ορυχείου αργύρου στην νότια Αγγλία τον 13ο αιώνα, το προϊόν της οποίας χρησιμοποιήθηκε για την εξόφληση του δανείου που είχε ληφθεί για τη διάνοιξη των στοών και την εξόρυξη του μεταλλεύματος.

Ιστορικά τα έργα υποδομής μεγάλης κλίμακας στις διάφορες χώρες (δρόμοι, γέφυρες, κανάλια, κλπ) χρηματοδοτούνταν κυρίως από ιδιωτικά κεφάλαια. Μόνο περί τα τέλη του 19ου αιώνα ο δημόσιος τομέας άρχισε να αποτελεί τον βασικό χρηματοδότη τέτοιων έργων, τάση η οποία συνεχίστηκε μέχρι τη δεκαετία του 1970. Έκτοτε άρχισε να εμφανίζεται με όλο και περισσότερο έντονους ρυθμούς η αναβίωση της συμμετοχής ιδιωτών στη χρηματοδότηση των μεγάλων έργων, η οποία σταδιακά άρχισε να παίρνει τη μορφή του Project Finance που γνωρίζουμε σήμερα.

Στην Ελλάδα αν ανατρέξει κανείς σε παλαιότερα χρόνια ως αυτοχρηματοδοτούμενα έργα μπορεί να χαρακτηριστούν η Διώρυγα της Κορίνθου, η κατασκευή του Ηλεκτρικού Σιδηρόδρομου Αθηνών - Πειραιώς, η ηλεκτροδότηση της Αθήνας από την Electric Power Company και η υδροδότησή της από την αμερικανική εταιρία Ulen & Co με την κατασκευή του φράγματος του Μαραθώνα. (Γιάνναρος, 2005) Ωστόσο στη μεταπολεμική περίοδο η υλοποίηση και χρηματοδότηση των μεγάλων έργων υποδομής γινόταν σχεδόν αποκλειστικά από το δημόσιο τομέα με επιβάρυνση του κρατικού προϋπολογισμού, ενώ η συμμετοχή του ιδιωτικού τομέα περιοριζόταν μόνο στο ρόλο του κατασκευαστή.

Η ανάγκη μείωσης των δημοσιονομικών ελλειμμάτων και συγκράτησης του ύψους του Δημόσιου χρέους, που προέκυψαν έντονα κατά τη δεκαετία του 1990, ως απόρροια της συνθήκης του Maastricht και της συμμετοχής της, στην Ευρωπαϊκή Νομισματική Ένωση, οδήγησε και τη χώρα μας να επιδιώξει τη σταδιακή σμίκρυνση του δημόσιου τομέα, την απελευθέρωση των αγορών και την πραγματοποίηση σημαντικών επενδύσεων για την υλοποίηση των απαραίτητων έργων υποδομής. Η ανάγκη αυτή για επενδύσεις που λόγω των δημοσιονομικών περιορισμών δεν μπορούσαν να καλυφθούν από το Δημόσιο, οδήγησε στην αναζήτηση συνεργασιών με τον ιδιωτικό τομέα και στην υιοθέτηση του θεσμού της αυτοχρηματοδότησης με τις μεθόδους της Σύμπραξης Δημοσίου Ιδιωτικού Τομέα (ΣΔΙΤ) ή Public Private

Partnership (PPP) και της Παραχώρησης, τις οποίες εφαρμόζαν ήδη άλλες Ευρωπαϊκές χώρες. Στη μέθοδο των ΣΔΙΤ τα έσοδα προέρχονται κυρίως από το ίδιο το Δημόσιο ενώ στις Παραχωρήσεις κυρίως από τους χρήστες. (Βουσβούνης, 2008)

Τα μεγάλα έργα που υλοποιήθηκαν πρόσφατα στην Ελλάδα με την μέθοδο του Project Finance, αφορούν στην ουσία μακροχρόνια παραχώρηση προς τις εταιρείες οι οποίες ανέλαβαν την κατασκευή τους. Η σημερινή εικόνα είναι η ύπαρξη τριών ολοκληρωμένων πολύ μεγάλων έργων, του «Διεθνούς Αεροδρομίου Αθηνών», της «Αττικής Οδού» και της «Γέφυρας Ρίου – Αντιρρίου», πολλών αποπερατωμένων έργων στο χώρο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα, υδροηλεκτρικά έργα) και πολλών σε εξέλιξη. (Γιάνναρος, 2005)

Για την ευχερέστερη κατανόηση των διαφορετικών μεθόδων υλοποίησης των έργων υποδομής (Δημόσια Έργα, Project Finance / ΣΔΙΤ, Ιδιωτικά Έργα) και προκειμένου να γίνουν πλήρως κατανοητές οι διακρίσεις μεταξύ των τριών μεθοδολογιών χρηματοδοτήσεων έργων που εφαρμόζονται, παρουσιάζεται στη συνέχεια συνοπτικός πίνακας με ανάλογα παραδείγματα.

	<b>Ιδιοκτησιακό Καθεστώς</b>	<b>Χρηματοδότηση</b>	<b>Παράδειγμα Εφαρμογής</b>
<b>Κατασκευή από το Κράτος</b>	Πλήρης έλεγχος και ανάληψη του κινδύνου από το κράτος	<b>Κρατική Χρηματοδότηση</b> από τον προϋπολογισμό	Ολυμπιακό Στάδιο Αθηνών (Ο.Α.Κ.Α.)
<b>Σύμπραξη Δημοσίου και Ιδιωτικού Φορέα (ΣΔΙΤ)</b>	Διαφοροποιημένο ανάλογα με την Σύμπραξη με τελική ιδιοκτησία από το Κράτος	<b>Project Finance</b>	Αττική οδός, Αεροδρόμιο Ελευθέριος Βενιζέλος
<b>Ιδιώτης</b>	Πλήρης έλεγχος και ανάληψη του κινδύνου από τον ιδιώτη	Εταιρική Χρηματοδότηση ( <b>Corporate Finance</b> )	Δίκτυα παροχής Internet & κινητής τηλεφωνίας, παραγωγή ηλεκτρισμού

Πίνακας 2.1: Συγκεντρωτική παρουσίαση των διαφορετικών μεθόδων υλοποίησης Έργων. (Papadopoulos & Fragkiadakis, 2008)

### **2.3 Τα εμπλεκόμενα μέρη**

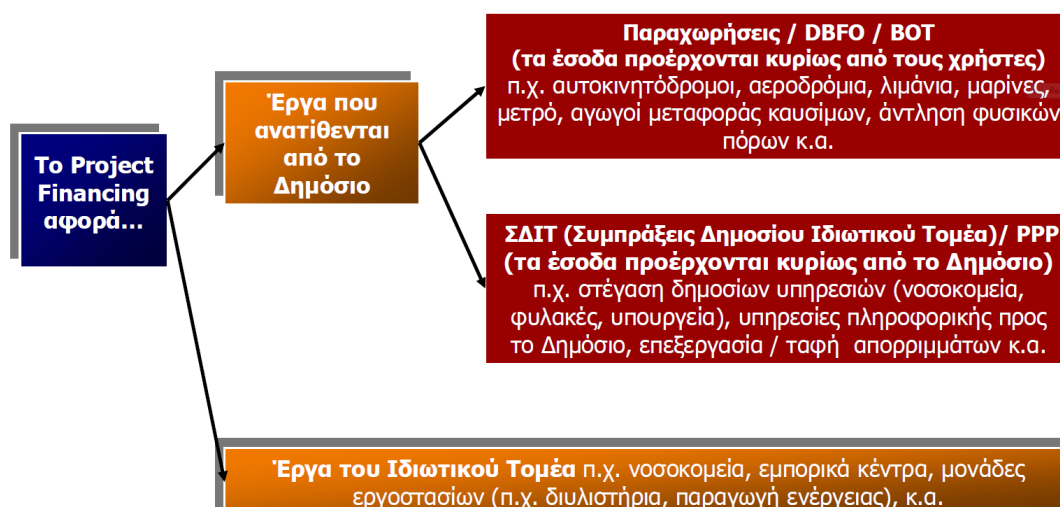
Στα έργα με αυτοχρηματοδότηση, εμπλέκονται πολλά μέρη που συντελούν στην ολοκλήρωση των διαφόρων σταδίων της πορείας τους, δηλαδή της σχεδίασης, της αδειοδότησης, της χρηματοδότησης, της κατασκευής και της λειτουργίας τους.

Οι βασικοί συντελεστές είναι οι εξής : (Τσιβιλής, 2004)

- Ο **κύριος του έργου**, δηλαδή ο δημόσιος φορέας, στα έργα δημοσίου, που διενεργεί την παραχώρηση βάσει της σύμβασης παραχώρησης ή ο ιδιωτικός φορέας, στα ιδιωτικά έργα, που ενδιαφέρεται για την υλοποίησή του.
- Ο **επενδυτής μέτοχος**
- Η **Εταιρεία Ειδικού Σκοπού (SPV)** ή Παραχωρησιούχος εταιρία, που δημιουργείται αποκλειστικά για το συγκεκριμένο έργο από τους επενδυτές-μετόχους, οι οποίοι καταθέτουν σταδιακά τα ίδια κεφάλαια που προορίζονται για το έργο.
- Οι **Δανειστές** δηλ. οι Χρηματοπιστωτικοί Οργανισμοί (εμπορικές τράπεζες, ασφαλιστικές εταιρίες, Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων, άλλοι χρηματοπιστωτικοί οργανισμοί κ.λπ.)
- Οι **Κατασκευαστές**
- Οι **Ανεξάρτητοι Νομικοί / Οικονομικοί / Τεχνικοί Σύμβουλοι** όλων των πλευρών.

## 2.4 Πεδίο εφαρμογής

Η μέθοδος του Project Finance εφαρμόζεται σε μια ευρεία ποικιλία έργων τόσο του **Δημόσιου** όσο και του **Ιδιωτικού Τομέα**, όπως έργα υποδομής (αυτοκινητόδρομοι, αεροδρόμια, λιμάνια, γέφυρες κλπ), έργα στο χώρο της Ενέργειας (φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα, εργοστάσια παραγωγής ενέργειας, αγωγοί μεταφοράς καυσίμων κλπ), αλλά και στην Παροχή Δημόσιων Υπηρεσιών (νοσοκομεία, σχολεία, διαχείριση απορριμμάτων, σωφρονιστικά καταστήματα, κλπ).



Διάγραμμα 2.1: Πεδίο εφαρμογής έργων Project Finance (Βουσβούνης, 2008)

### 2.4.1 Έργα Δημοσίου Τομέα

Οι δημοσιονομικοί περιορισμοί πολλών κρατών σε συνδυασμό με τις αυξημένες χρηματοδοτικές απαιτήσεις για επενδύσεις υποδομών και τη δυνατότητα αξιοποίησης της δανειοληπτικής ικανότητας του ιδιωτικού τομέα, είναι οι βασικοί λόγοι χρησιμοποίησης του Project Finance. Οι λόγοι αυτοί σε συνδυασμό με τα απολογιστικά δεδομένα και τα ποιοτικά χαρακτηριστικά των εκτελεσθέντων έργων, υπογραμμίζουν ότι το Project Finance προσφέρει στους χρήστες υψηλή ποιότητα υπηρεσιών και στις κυβερνήσεις μεγαλύτερη ευελιξία στην υλοποίηση επενδυτικών σχεδίων.

Διεθνώς, εφαρμόζονται διάφορες μέθοδοι σύναψης συμμαχιών δημόσιων φορέων με ιδιώτες, με βασικό στόχο να κατασκευάζονται απαραίτητα έργα με ανάληψη μέρους των κινδύνων και της οικονομικής στήριξης από τον ιδιωτικό τομέα.

Οι κυριότερες μέθοδοι είναι οι εξής : (Βουσβούνης, 2008)

#### **B.O.T.** (Build/Operate/Transfer)

Με τη μέθοδο αυτή οι ιδιωτικές εταιρίες λαμβάνουν την άδεια να χρηματοδοτήσουν, κατασκευάσουν και λειτουργήσουν το έργο για συγκεκριμένη περίοδο, μετά το πέρας της οποίας θα το μεταβιβάσουν στο δημόσιο. Η μεταβίβαση θα γίνει αφού ο ιδιωτικός τομέας λάβει μια ικανοποιητική απόδοση στα κεφάλαιά του. Για την ανάληψη του έργου από την κυβέρνηση, μπορεί να ζητηθεί να παρέχει μέρος της αποπληρωμής του δανείου. (Brealey & Myers, 1996) Είναι ιδανικό μοντέλο για κυβερνήσεις, λόγω της μεταβίβασης κυριότητας.

#### **D.B.F.O.** (Design, Build, Finance and Operate)

Οι ιδιωτικές εταιρίες στη μέθοδο αυτή σχεδιάζουν, χρηματοδοτούν κατασκευάζουν και λειτουργούν το έργο, προωθώντας την καινοτομία, εκμηδενίζοντας την ανάγκη χρηματοδοτικής συμβολής του δημοσίου και αναλαμβάνοντας κατάλληλο μέρος των κινδύνων του.

#### **B.O.O.** (Build / Own / Operate)

Με αυτή τη μέθοδο ο κρατικός φορέας αποφασίζει την κατασκευή ενός νέου κοινωφελούς έργου και στρέφεται στον ιδιωτικό τομέα για να το υλοποιήσει. Χορηγεί άδεια λειτουργίας μακράς διάρκειας στον ιδιώτη, ο οποίος είναι υπεύθυνος για τη χρηματοδότηση, το σχεδιασμό, την ανέγερση και τη λειτουργία των εγκαταστάσεων.



Ο ιδιώτης έχει την ιδιοκτησία του έργου, ενώ οι κρατικοί φορείς έχουν την ευθύνη για τον προσδιορισμό των προδιαγραφών των προσφερόμενων υπηρεσιών, των κανόνων ασφαλείας και του ανώτατου επιπέδου των τελών χρήσης (π.χ. διοδίων) του έργου.

**B.O.L.T.** (Build / Own / Lease / Transfer).

Με αυτή τη μέθοδο ο ιδιώτης χρηματοδοτεί και κατασκευάζει τις εγκαταστάσεις, τις οποίες στη συνέχεια ενοικιάζει (με leasing) στον κρατικό φορέα, ο οποίος και καταβάλλει περιοδικές πληρωμές στον ιδιώτη μέσω των οποίων σταδιακά μεταβιβάζεται και η ιδιοκτησία των εγκαταστάσεων. Στο τέλος της μισθωτικής περιόδου ο κρατικός φορέας είναι πλέον ιδιοκτήτης των εγκαταστάσεων ή τις αγοράζει με τίμημα που έχει προσδιοριστεί στη σύμβαση leasing. Κατά τη διάρκεια της μισθωτικής περιόδου οι εγκαταστάσεις δύνανται να λειτουργούν είτε από τον κρατικό φορέα- αγοραστή είτε από τον ιδιώτη-εκμισθωτή.

**R.O.T.** (Rehabilitate /Operate /Transfer)

Η ιδιωτική εταιρία εδώ θα έχει την ευθύνη λειτουργίας και συντήρησης μιας υπάρχουσας εγκατάστασης, η οποία χρειάζεται συντήρηση. Κατόπιν την επιδιορθώνει ή και επεκτείνει, την λειτουργεί και λαμβάνει τις αμοιβές από την χρήση της, για διάστημα ικανό να καλύψει το κόστος της συντήρησης / επέκτασης πλέον μιας απόδοσης κεφαλαίου. Η κυριότητα του έργου είναι στο δημόσιο. Από την πλευρά του δημοσίου έχει τα περισσότερα πλεονεκτήματα γιατί η ιδιωτική εταιρία έχει το χρηματοοικονομικό κίνδυνο και παρέχει την συμφωνία ότι η εκμετάλλευση θα είναι πρόσκαιρη.

**L.R.O.** (Lease/ Rehabilitate/ Operate)

Εδώ οι ιδιωτικές εταιρίες μισθώνουν (lease) μια υπάρχουσα δημοσίας χρήσης εγκατάσταση και τον γύρω χώρο-γη από την κυβέρνηση. Τον επεκτείνουν, βελτιώνουν και λειτουργούν σύμφωνα με ένα σχέδιο διανομής των εσόδων με την κυβέρνηση, για μια συγκεκριμένη περίοδο. Η κυβέρνηση έχει τον τίτλο ιδιοκτησίας.

**B.B.O.** (Buy / Build / Operate)

Στην περίπτωση αυτή ο ιδιωτικός τομέας αγοράζει μια ήδη υπάρχουσα εγκατάσταση από το δημόσιο. Την ανανεώνει ή την επεκτείνει και την λειτουργεί ως μια κερδοφόρα δημοσίως ελεγχόμενη επιχείρηση. Γέφυρες, δρόμοι και αεροδρόμια είναι

υποψήφιες κατασκευές. Το μοντέλο αυτό μπορεί να αποδειχθεί δημοφιλές τα επόμενα έτη όπου θα χρειαστεί η ανανέωση πολλών δημοσίας χρήσης κατασκευών.

#### 2.4.2 Έργα Ιδιωτικού Τομέα

Οι επιχειρήσεις μπορούν να επιλέξουν για την χρηματοδότηση ενός νέου επενδυτικού σχεδίου τους ανάμεσα σε δύο εναλλακτικές προτάσεις: (Gatti, 2008)

1. Να χρηματοδοτηθεί από στοιχεία του ισολογισμού τους (corporate financing).
2. Να δημιουργηθεί μία νέα οικονομική οντότητα (SPV) που θα αναλάβει την χρηματοδότηση του σχεδίου με στοιχεία εκτός ισολογισμού (Off balance sheet) όπως είναι η χρήση project finance.

Στην πρώτη εναλλακτική οι φορείς χρησιμοποιούν τα περιουσιακά στοιχεία και τις χρηματοοικονομικές ροές της υπάρχουσας εταιρείας ως εγγυήσεις έναντι των δανειστών τους. Βασικό κριτήριο αξιολόγησης των δανειστών είναι η γενικότερη πιστοληπτική ικανότητα της επιχείρησης, και όχι απαραίτητα τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του έργου αυτού. Για αυτό το λόγο και η χρονική διάρκεια των χρηματοδοτήσεων είναι σχετικά περιορισμένη, καθώς οι κίνδυνοι που επηρεάζουν γενικότερα τη λειτουργία μιας επιχείρησης είναι πολλοί και δεν επιτρέπουν την έκθεση των δανειστών σε μακροπρόθεσμο κίνδυνο. Εάν το νέο επενδυτικό σχέδιο αποτύχει τα εναπομείναντα περιουσιακά στοιχεία και χρηματικά διαθέσιμα αλλά και οι μελλοντικές χρηματικές ροές που προέρχονται από τις λοιπές δραστηριότητες των φορέων, θα αποτελέσουν την κύρια πηγή της αποπληρωμής των δανείων.

Σε αντίθεση η δεύτερη εναλλακτική, που μπορεί να εφαρμόζεται μόνο σε έργα που έχουν τη δυνατότητα της αυτόνομης λειτουργίας και ανάπτυξης, θεωρεί την νέα σχηματισθείσα εταιρεία SPV και την υπάρχουσα ως δύο διαφορετικές οντότητες. Σε περίπτωση ανεπιτυχούς έκβασης του νέου επενδυτικού σχεδίου οι δανειστές επιτρέπεται να διεκδικήσουν μέρος μόνο από τα περιουσιακά στοιχεία της προϋπάρχουσας εταιρείας. Ωστόσο η πρόταση αυτή έχει υψηλότερο κόστος λόγω πολυπλοκότητας των συμβατικών σχέσεων, ανάγκης ύπαρξης ειδικών συμβούλων, χρονοβόρων διαδικασιών αξιολόγησης και διαπραγμάτευσης ανάμεσα στα εμπλεκόμενα μέρη καθώς και προσδοκίας των δανειστών για υψηλότερες αποδόσεις αφού αναλαμβάνουν επενδύσεις με υψηλότερους κινδύνους.

Στον ακόλουθο πίνακα πραγματοποιείται σύγκριση μεταξύ της χρηματοδότησης ενός ιδιωτικού έργου με επιχειρηματικό δάνειο (corporate finance) και της χρηματοδότησής του με τη διαδικασία του Project Finance.

Παράγοντας	Corporate Finance	Project Finance
Εξασφαλίσεις δανειστών	Περιουσιακά στοιχεία δανειζόμενων	Περιουσιακά στοιχεία SPV
Επίδραση στη χρηματοοικονομική δραστηριότητα	Μείωση της οικονομικής ευελιξίας δανειζόμενων	Καθόλου ή ελάχιστη επίδραση
Λογιστική απεικόνιση	Στοιχείο ισολογισμού	Στοιχείο εκτός ισολογισμού
Βασικά κριτήρια χρηματοδότησης	Πελατειακές σχέσεις, Κερδοφορία, Αξιοπιστία Ισολογισμού	Μελλοντικές ταμειακές ροές
Επίπεδο μόχλευσης	Εξαρτάται από την επίδραση στον ισολογισμό	Εξαρτάται από τις ταμειακές ροές του έργου

Πίνακας 2.2: Σύγκριση επιχειρηματικής χρηματοδότησης και αυτοχρηματοδότησης (Gatti, 2008)

Γενικότερα η σύγκριση μεταξύ του Project Finance και του Corporate Finance προσδίδει στο πρώτο αρκετά πλεονεκτήματα έναντι του δεύτερου, για την χρηματοδότηση ιδιωτικών επενδυτικών σχεδίων με δυνατότητα αυτόνομης λειτουργίας όπως Νοσοκομεία, Εμπορικά Κέντρα, Μονάδες παραγωγής ενέργειας, θεματικά πάρκα, χώροι στάθμευσης κλπ.

Η μέθοδος του Project Finance είναι σίγουρα μία ακριβότερη μέθοδος συγκέντρωσης κεφαλαίων και χρηματοδότησης κατασκευής επενδυτικών σχεδίων από ότι ο εταιρικός δανεισμός. Επιπρόσθετα χρειάζεται μεγαλύτερο χρονικό διάστημα υλοποίησης και απαιτεί δέσμευση προσωπικού κάθε βαθμίδας. Όμως υπάρχουν σημαντικά πλεονεκτήματα από την χρήση της για τον ιδιωτικό τομέα. Αναφέρουμε επιγραμματικά ορισμένα που αφορούν τις επιχειρήσεις : **(α)** Οι ιδιώτες σίγουρα επιθυμούν να αποδεσμεύσουν τις επιχειρήσεις τους από τον κίνδυνο αποτυχίας του έργου αλλά και από την ανάληψη του χρέους για την κατασκευή του. **(β)** Σε πολλές περιπτώσεις δεν μπορεί μία επιχείρηση από μόνη της να διεκδικήσει μέσω δανεισμού τα κεφάλαια που απαιτούνται, λόγω του μικρού της μεγέθους. Έτσι επιθυμεί να συμμετάσχει σε κοινοπραξία περισσότερων επιχειρήσεων που θα κατασκευάσουν έργο με χρηματοδότηση έργου. **(γ)** Ο ιδιώτης φορέας του έργου μπορεί να έχει απαγορευτικούς περιορισμούς για την ανάληψη επιπλέον δανεισμού που προέρχονται

από προηγούμενα δάνεια ή την νομοθεσία, και έτσι προτιμά την σύσταση SPV μέσω της οποίας θα αντλήσει χρηματοδότηση. **(δ)** Είναι πιθανό να υπάρχουν φορολογικοί και άλλοι νομικού περιεχομένου λόγοι που να αναγκάζουν την επιχείρηση να προωθήσει την λύση του Project Finance. (Papadopoulos & Fragkiadakis, 2008)

---

## **Κεφάλαιο 3<sup>ο</sup>: Ανάλυση Κινδύνων Έργων Project Finance**

---



### **3.1 Κίνδυνοι έργων Project Finance**

Κάθε έργο έχει τα δικά του ιδιαίτερα χαρακτηριστικά και επομένως, τους δικούς του ξεχωριστούς κινδύνους. Η πλήρης κατανόηση των κινδύνων αυτών και ο καταμερισμός τους στα εμπλεκόμενα μέρη (risk allocation), επιδρά ιδιαίτερα θετικά στην επίτευξη αποτελεσματικής συμφωνίας για τη χρηματοδότηση ενός έργου. Απαραίτητη είναι η προηγούμενη συζήτηση μεταξύ χρηματοδοτών και αναδόχων ώστε να ξεκαθαρισθούν οι επιδιώξεις ενός εκάστου για τη διανομή των κινδύνων.

Οι υποψήφιοι επενδυτές που θα συστήσουν την SPV θα πρέπει να είναι έτοιμοι να καταδείξουν στους πιστωτές τις εξασφαλίσεις έναντι των κινδύνων που μπορούν να αντιμετωπισθούν και να μοιραστούν μέρος των κινδύνων, των οποίων η προληπτική αντιμετώπιση με τη μορφή εξασφάλισης είναι δύσκολη ή αδύνατη. (Esty, 2003)

Σκοπός του κεφαλαίου αυτού είναι να παρουσιαστούν οι βασικοί κίνδυνοι που εντοπίζονται κατά την ανάλυση της χρηματοδότησης έργων με τη μορφή του Project Finance, να αναδειχθεί ο καταμερισμός τους στα εμπλεκόμενα μέρη, και να παρουσιαστούν οι τρόποι εξασφάλισης των συμμετεχόντων μερών του έργου.

### **3.2 Η αναγνώριση των κινδύνων**

Ένα επιτυχημένο έργο Project Finance βασίζεται στην αρχική προσεκτική ανάλυση όλων των πιθανών κινδύνων που θα αντιμετωπίσει κατά την διάρκεια της οικονομικής ζωής του. Οι κίνδυνοι αυτοί μπορεί να προκύψουν κατά την διάρκεια της κατασκευαστικής φάσης του σχεδίου αλλά και κατά το στάδιο της λειτουργίας του.

Κάθε κίνδυνος είναι ένα αβέβαιο γεγονός το οποίο εάν τελικά συμβεί υπάρχει η πιθανότητα να μην επιτρέψει στο έργο να υλοποιηθεί τις προσδοκίες των εμπλεκόμενων, όπως έχουν διατυπωθεί στο φάκελο και τον προσδιορισμό του έργου.

Για το λόγο αυτό μεγάλο μέρος του χρόνου που αφορά το στάδιο του σχεδιασμού και της αναζήτησης χρηματοδότησης του έργου αφιερώνεται στην αναγνώριση και ανάλυση των κινδύνων που ενδέχεται να αντιμετωπίσει το σχέδιο. Κύριος στόχος είναι η μείωση ή η ολική εξάλειψη των επιδράσεων από τους πιθανούς αυτούς κινδύνους.

Η εταιρία ειδικού σκοπού (SPV), που συγκροτείται στις περιπτώσεις έργων που χρηματοδοτούνται με τη μέθοδο του Project Finance, μπορεί να ακολουθήσει τρεις βασικές στρατηγικές για να μειώσει τον αντίκτυπο των κινδύνων.

1. Αντιμετώπιση του κινδύνου από την SPV
2. Μεταφορά κινδύνου σε ένα από τα συναλλασσόμενα μέρη.
3. Μεταφορά κινδύνου σε ειδικές εξειδικευμένες εταιρείες στο χώρο της διαχείρισης κινδύνων (ασφαλιστικοί οργανισμοί)

Οι κίνδυνοι που ενυπάρχουν σε ένα αυτοχρηματοδοτούμενο έργο είναι σε μεγάλο βαθμό εξειδικευμένοι για το έργο αυτό. Για το λόγο αυτό δεν μπορεί να γίνει εξαντλητική γενική παρουσίαση και κατηγοριοποίησή τους. (Gatti, 2008)

Το βασικό κριτήριο για τη διάκριση τους στη συνέχεια θα είναι χρονολογικό. Με βάση το κριτήριο αυτό μπορούμε να διακρίνουμε τους κινδύνους που εμφανίζονται σε αυτοχρηματοδοτούμενα έργα στις ακόλουθες κατηγορίες.

- Κίνδυνοι κατά τη μελέτη και κατασκευή του έργου
- Κίνδυνοι κατά τη λειτουργία του έργου
- Κίνδυνοι που εμφανίζονται και στις 2 παραπάνω φάσεις.

### **3.2.1 Κίνδυνοι κατά το στάδιο μελέτης και κατασκευής**

Στην κατηγορία αυτή κατανέμονται οι κίνδυνοι που μπορεί να εμφανιστούν κατά τη διαδικασία μελέτης του έργου, κατά τη διαδικασία της αδειοδότησης και των προκαταρκτικών σταδίων κατασκευής του, καθώς και κατά την περίοδο κατασκευής του έργου.

- **Κίνδυνος Προγραμματισμού Δραστηριοτήτων:**

Το πλάνο προγραμματισμού ενός έργου σκιαγραφεί αναλυτικά το χρόνο που απαιτείται για την ολοκλήρωση της μελέτης, της προπαρασκευαστικής φάσης και της φάσης κατασκευής ενός έργου. Εποπτικά το πλάνο αυτό παρουσιάζεται συνήθως με τη μορφή διαγράμματος Gantt και η κατάρτιση του αποτελεί βασικό στοιχείο της επιστήμης του Project Management. Καθυστέρηση και αδυναμία τήρησης των προθεσμιών που περιλαμβάνονται στο πλάνο αυτό, λόγω ανεπαρκούς σχεδιασμού του, μπορεί να δημιουργήσει προβλήματα σε όλο το έργο, να προκαλέσει την επιβολή οικονομικών κυρώσεων στην SPV ή σε εξαιρετικές περιπτώσεις να ματαιώσει όλο το έργο με αποτέλεσμα την προφανή οικονομική ζημία για τους εμπλεκόμενους.



- **Τεχνολογικός κίνδυνος**

Σε αρκετές περιπτώσεις το έργο που προτείνεται είναι πρωτοποριακό και καινοτόμο ή απαιτεί τη χρήση νέας, πιθανώς μη επαρκώς δοκιμασμένης τεχνολογίας, για την ολοκλήρωσή του. Στις περιπτώσεις αυτές ελλοχεύει ο κίνδυνος τεχνολογίας (technological Risk). Υπό φυσιολογικές συνθήκες ο κατασκευαστής αποφασίζει για την πιο κατάλληλη τεχνολογία και ενημερώνει τους χρηματοδότες για την επιλογή του, οι οποίοι με τη σειρά τους αξιολογούν την επιλογή αυτή. Στις περιπτώσεις αυτές, ο κατασκευαστής σχεδόν πάντα επιλέγει δοκιμασμένη τεχνολογία, τόσο για τη δική του εξασφάλιση, όσο και για να αυξήσει τις πιθανότητες έγκρισης του έργου από τους χρηματοδότες. (Gatti, 2008)

- **Κίνδυνος ολοκλήρωσης**

Ο κίνδυνος τέτοιου τύπου μπορεί να έχει πολλές μορφές και κυρίως σχετίζεται με την πιθανότητα το project να μην ολοκληρωθεί ή να δημιουργηθεί καθυστέρηση στην παράδοση του.

### **3.2.2 Κίνδυνοι κατά τη λειτουργία του έργου**

Οι κύριοι κίνδυνοι του σταδίου αυτού σχετίζονται με την προμήθεια των πρώτων υλών, την απόδοση του νέου έργου σε σύγκριση με τα αντίστοιχα πρότυπα και τέλος την πώληση των προϊόντων ή των υπηρεσιών που απορρέουν από το έργο.

Οι κίνδυνοι αυτοί είναι μεγάλης σπουδαιότητας μιας και μπορούν να προκαλέσουν μείωση των χρηματικών ροών που παράγονται από την λειτουργία του έργου με αποτέλεσμα αυτό να καταστεί μη αποδοτικό, τόσο για τους μετόχους, όσο και για τους δανειστές.

- **Κίνδυνος προμήθειας πρώτης ύλης**

Ο κίνδυνος προμήθειας πρώτης ύλης παρουσιάζεται όταν η SPV δεν είναι σε θέση να αποκτήσει την απαραίτητη πρώτη ύλη για την λειτουργία του έργου ή όταν αυτή δεν ανταποκρίνεται σε ικανή ποσότητα, ποιότητα και τιμή ώστε να εξασφαλιστεί η αποτελεσματική λειτουργία της μονάδας παραγωγής.

- **Λειτουργικός κίνδυνος**

Ο λειτουργικός κίνδυνος αφορά στην πιθανότητα οι εγκαταστάσεις να λειτουργούν κανονικά χωρίς προβλήματα τροφοδοσίας αλλά να μην επιτυγχάνουν την μέγιστη απόδοση, όπως έχει σχεδιαστεί. (Esty, 2003) Για παράδειγμα, ένα ενεργειακό έργο μπορεί τελικά να λειτουργεί με χαμηλότερο του αναμενόμενου συντελεστή απόδοσής, ή να μην καλύπτει τις προβλεπόμενες περιβαλλοντικές προδιαγραφές ή να απαιτεί μεγαλύτερη, από την αναμενόμενη, ποσότητα πρώτων υλών για την παραγωγή ενέργειας. Κάτι τέτοιο προκαλεί μειωμένες ταμειακές εισροές ή αυξημένες εκροές αντίστοιχα, που μπορεί να δημιουργήσουν πρόβλημα σε επενδυτές και δανειοδότες.

- **Κίνδυνος Ζήτησης**

Ο κίνδυνος ζήτησης είναι ο κίνδυνος που ελλοχεύει όταν τα παραγόμενα από το έργο προϊόντα (ή υπηρεσίες) δεν βρίσκουν ικανοποιητικό αριθμό αγοραστών στην αγορά στην τιμή που αυτές πωλούνται. Ο κίνδυνος αυτός πηγάζει από αστάθμητους παράγοντες που μπορεί να εκδηλωθούν κατά την εκμετάλλευση του έργου και είναι συνήθως δύσκολο να προσδιορισθούν με ακρίβεια εκ των προτέρων. Η μειωμένη ζήτηση επηρεάζει τα έσοδα της SPV και τα οποία είναι τελικά λιγότερα από τα αναμενόμενα.

### **3.2.3 Λοιποί κίνδυνοι**

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται οι κίνδυνοι που δεν εξαρτώνται από το στάδιο στο οποίο βρίσκεται το έργο (κατασκευή ή λειτουργία) αλλά μπορούν να εμφανιστούν σε οποιαδήποτε από αυτά. Αυτό που πιθανόν να διαφέρει είναι η ένταση των συνεπειών του κινδύνου σε κάθε στάδιο. Τέτοιοι κίνδυνοι μπορεί να είναι ο πληθωρισμός, οι συναλλαγματικές ισοτιμίες, τα επιτόκια και σχετίζονται κυρίως με μακροοικονομικές και χρηματοοικονομικές μεταβλητές.

- **Συναλλαγματικός κίνδυνος**

Ο συναλλαγματικός κίνδυνος παρουσιάζεται όταν το νόμισμα μέρους ή όλων των ταμειακών εισροών της SPV είναι διαφορετικό από αυτό των χρηματοοικονομικών ροών. Η καλύτερη στρατηγική για να αντιμετωπιστεί ο προαναφερθείς κίνδυνος είναι η εφαρμογή της στρατηγικής currency matching.

Σύμφωνα με αυτήν θα πρέπει όσο το δυνατόν περισσότερες ροές (εκροές ή εισροές) να είναι εκφρασμένες σε όρους του εγχώριου νομίσματος και να αποφεύγεται να πραγματοποιούνται συναλλαγές σε ξένο νόμισμα. Σε διαφορετική περίπτωση και όταν δεν μπορεί να αποφευχθεί η χρήση ξένου νομίσματος, μπορούν να χρησιμοποιηθούν χρηματοοικονομικά εργαλεία για την εξασφάλιση της επένδυσης έναντι του κινδύνου αυτού.

- **Κίνδυνος Επιτοκίου**

Η δανειοδότηση που γίνεται στα πλαίσια του Project Finance, γίνεται πάντα με μεταβλητό επιτόκιο λόγω του μεγάλου χρονικού διαστήματος που διαρκεί η αποπληρωμή. (Denton Wilde Sapte, 2004) Έτσι, λοιπόν, στα έργα αυτά, υπάρχει πάντα ο κίνδυνος της διακύμανσης των επιτοκίων. Οι χορηγοί και οι σύμβουλοι τους προσπαθούν να σχηματίσουν προβλέψεις σχετικά με το πόσο πιθανό είναι αυτό το ενδεχόμενο. Με βάση τις προβλέψεις τους αλλά και την γενικότερη στρατηγική αντιστάθμισης των κινδύνων αποφασίζουν αν θα προχωρήσουν σε κάλυψη της θέσης τους έναντι αυτού του κινδύνου. Οι κίνδυνοι επιτοκίου ελλοχεύουν τόσο σε εγχώρια, όσο και σε διεθνή έργα.

- **Κίνδυνος Πληθωρισμού**

Ο κίνδυνος αυτός προέρχεται από το γεγονός ότι τα περισσότερα συμβόλαια ανάμεσα στην SPV και τα συναλλασσόμενα μέρη του βασίζονται σε μηχανισμούς αναθεώρησης για τα επιτόκια ή τις μελλοντικές πληρωμές με βάση την συμπεριφορά ενός επιλεγμένου δείκτη τιμών (συνήθως του δείκτη μέτρησης του πληθωρισμού). Υπάρχει πάντα το ενδεχόμενο το κόστος των εξόδων της επένδυσης να αυξηθεί δυσανάλογα πολύ σε σχέση με τα έσοδά της και οι μηχανισμοί αναθεώρησης να αποτύχουν να αντιμετωπίσουν το σχετικό πρόβλημα. (Nevitt & Fabozzi, 2000)

- **Πολιτικός Κίνδυνος ή Κίνδυνος Χώρας**

Ο πολιτικός κίνδυνος μπορεί να αναφέρεται στην έλλειψη σταθερότητας στο πολιτικό σκηνικό μιας χώρας, προϋπόθεση απαραίτητη για τα περισσότερα επενδυτικά σχέδια. Για παράδειγμα, οι ενεργειακές επενδύσεις θα μπορούσαν να επηρεαστούν σημαντικά από μια αλλαγή κυβέρνησης, στην περίπτωση που η νέα κυβέρνηση δεν μοιράζεται τις ίδιες απόψεις με την προηγούμενη στα ενεργειακά θέματα.

Γενικά, μερικές κατηγορίες πολιτικού κινδύνου είναι (Gatti, 2008):

- Επενδυτικοί κίνδυνοι:

Οι επενδυτικοί κίνδυνοι έχουν σχέση με τους περιορισμούς της πραγματοποίησης συναλλαγών σε συνάλλαγμα ή μεταφοράς κεφαλαίων στο εξωτερικό. Τέτοιοι περιορισμοί μπορούν να τεθούν από κάποια χώρα για μακροοικονομικούς λόγους. (πχ συγκράτηση του ισοζυγίου πληρωμών, διαμόρφωση συναλλαγματικής ισοτιμίας κτλ.)

- Κίνδυνοι από νομοθετικές μεταβολές:

Νομοθετικές αλλαγές που συμβαίνουν κατά τη διάρκεια της κατασκευής ή της λειτουργίας του έργου μπορεί να προκαλέσουν την επιβράδυνσή του. Σε μερικές περιπτώσεις τέτοιες αλλαγές μπορεί να προκαλέσουν και ματαίωση ή οικονομική ασφυξία του έργου.

- Οιονεί πολιτικοί κίνδυνοι

Οι κίνδυνοι αυτοί σχετίζονται κυρίως με τη συμμετοχή της τοπικής αυτοδιοίκησης στα έργα Project Finance. Σε περίπτωση χρεοκοπίας των νομικών αυτών προσώπων η κεντρική κυβέρνηση δεν είναι υποχρεωμένη να καλύψει τη συμμετοχή τους στην SPV, όπως προκύπτει από τις υπογραφείσες συμβάσεις, με αποτέλεσμα να υπάρχει ο κίνδυνος κατάρρευσης όλου του έργου.

Οι πολιτικοί κίνδυνοι είναι σημαντικοί για τους δανειστές και επηρεάζουν τα έργα που υλοποιούνται κυρίως με ΣΔΙΤ, ιδιαίτερα στις αναπτυσσόμενες χώρες. Στις χώρες αυτές, συχνά δεν υπάρχουν σταθερές κυβερνήσεις, το νομικό πλαίσιο δεν είναι, πολλές φορές, ξεκάθαρο και δεν υπάρχουν πολλά παραδείγματα ιδιωτικών επενδύσεων σε στρατηγικούς τομείς.

Για την αντιμετώπιση του πολιτικού κινδύνου πάγια τακτική είναι η σύναψη συμφωνίας με την κυβέρνηση η οποία να εγγυάται ότι θα δημιουργηθεί το απαραίτητο περιβάλλον ώστε να μην τεθούν εμπόδια στο έργο. Εναλλακτική λύση αποτελεί ή αναζήτηση ασφαλιστικού συμβολαίου για την κάλυψη όλου ή μέρους του σχετικού κινδύνου.

- **Περιβαλλοντικός Κίνδυνος**

Κατά την διάρκεια του κατασκευαστικού σταδίου αλλά και μετά την ολοκλήρωση της κατασκευής υπάρχει η πιθανότητα εμφάνισης του κινδύνου που έχει να κάνει

με κάθε, εν δυνάμει αρνητική επίπτωση, στο περιβάλλον. Ο κίνδυνος μπορεί να οφείλεται σε πολλούς παράγοντες, ενώ συνδέεται και με τον πολιτικό κίνδυνο.

Ενδεικτικά μερικοί παράγοντες που μπορεί να προκαλέσουν περιβαλλοντικά προβλήματα στο έργο είναι

- Μόλυνση του περιβάλλοντος από την κατασκευή ή τη λειτουργία του έργου.
- Νομοθετικές αλλαγές που μπορεί να προκαλέσουν ανάγκη για τροποποιήσεις των κτιριακών εγκαταστάσεων.
- Η πιθανή εναντίωση του κοινωνικού συνόλου προς την προγραμματισμένη επένδυση μπορεί να δημιουργήσει δύσκολες συνθήκες κατασκευής και λειτουργίας του έργου ή να οδηγήσει την κυβέρνηση να ανακαλέσει την υποστήριξη της στο έργο,

Τα περιβαλλοντικά ζητήματα είναι κρίσιμα για τα περισσότερα επενδυτικά προγράμματα καθώς τα τελευταία χρόνια έχει γίνει πιο αυστηρή η νομοθεσία όσον αφορά στην προστασία του περιβάλλοντος και έχει παράλληλα αυξηθεί η περιβαλλοντική ευαισθησία των πολιτών.

### **3.3 Κατανομή και Αντιμετώπιση κινδύνων**

Το βασικό σημείο στο οποίο στηρίζουν οι δανειστές τη συμμετοχή τους στη χρηματοδοτική στήριξη έργων Project Finance, η οποία κατά κανόνα είναι χωρίς αναγωγή στους φορείς τους, είναι η εξουδετέρωση ή η ανάληψη των κινδύνων τους από εκείνα τα μέρη που μπορούν να τους αντιμετωπίσουν καλύτερα. Γνωρίζουν καλά ότι όποιος κίνδυνος δεν έχει εξουδετερωθεί ή δεν έχει αναληφθεί από τους άλλους συμμετέχοντες, τον αναλαμβάνουν οι ίδιοι.

Από μελέτη διάφορων βιβλιογραφικών πηγών καταστρώθηκε ο πίνακας που ακολουθεί και περιλαμβάνει την ανάλυση των κινδύνων έργων που υλοποιούνται με τη μέθοδο του Project Finance, τον τρόπο κατανομής τους στα εμπλεκόμενα μέρη καθώς και τρόπους αντιμετώπισής(risk mitigation), όπου αυτό είναι δυνατό.

<b>ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΙΝΔΥΝΩΝ PROJECT FINANCE</b>		
<b><u>Κατηγορία Κινδύνου</u></b>	<b><u>Διερεύνηση / Ανάλυση Κινδύνου</u></b>	<b><u>Αντιμετώπιση</u></b>
<p><b>1. Λειτουργικός</b> (<i>Operating risk</i>)</p> <p>Διαιρείται στις υποκατηγορίες :</p>	<p>Διερευνάται η ικανότητα των συντελεστών του έργου να πετύχουν τον επιθυμητό ρυθμό παραγωγής – απόδοσης (συνάρτηση των μηχανολογικών εφαρμογών της ικανότητας και ποιότητας του προσωπικού.)</p>	<p>Ανάλογα με την υποκατηγορία :</p>
<p><b>1α. Τεχνικός</b> (<i>Technical risk</i>)</p>	<p>Εξετάζεται :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Η χρησιμοποίηση γνωστής και εφαρμοσμένης τεχνολογίας</li> <li>• Η διατήρηση τεχνολογικά ανταγωνιστικών εγκαταστάσεων</li> <li>• Αν η διάρκεια της επένδυσης είναι διπλάσια τουλάχιστον της διάρκειας χρηματοδότησης</li> </ul> <p><b><u>Ανάλυση Κινδύνου : Χρηματοδότες</u></b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Εγγύηση λειτουργίας (<i>technology guarantee</i>)</li> <li>• Εγγύηση προμηθευτή για την ποιότητα του παραγόμενου προϊόντος (<i>Quality Assurance</i>)</li> <li>• Ασφάλιση για χαμένο εισόδημα από ατύχημα ή τυχαίο γεγονός (<i>Business Interruption Guarantee</i>)</li> </ul>
<p><b>1β. Κόστους</b> (<i>Cost risk</i>)</p>	<p>Ελέγχονται :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Εργατικές και υλικές εισροές (α' ύλες)</li> <li>• Παραγωγικότητα</li> <li>• Λειτουργικά έξοδα</li> <li>• Πληθωρισμός</li> </ul> <p><b><u>Ανάλυση Κινδύνου : Ανάδοχος (Sponsor)</u></b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Σύμβαση με προβλεπόμενο κόστος)</li> <li>• Εγγύηση κόστους από τους προμηθευτές)</li> <li>• Απαλλαγές έργου για ορισμένη περίοδο, από φόρους, δικαιώματα, μερίσματα, έξοδα διοίκησης (<i>Cost Waivers</i>)</li> <li>• Διακοπή / επανεξέταση παραγωγικής διαδικασίας από ανεξάρτητο μηχανικό, σε περίπτωση αρνητικού cash-flow</li> </ul>
<p><b>1γ. Διοίκησης</b> (<i>Management risk</i>)</p>	<p>Εξετάζεται :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Η ικανότητα και εμπειρία της διοίκησης στη χρησιμοποίηση της δεδομένης τεχνολογίας και στον έλεγχο των λειτουργικών εξόδων</li> <li>• Η δυνατότητα πρόσληψης εκπαιδευμένου προσωπικού</li> </ul> <p><b><u>Ανάλυση Κινδύνου : Ανάδοχος (Sponsor)</u></b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Συμφωνίες προσέλκυσης στελεχιακού, επιστημονικού και εργατικού δυναμικού Management Agreements - Labor Contracts</li> <li>• Συμφωνίες εκπαίδευσης προσωπικού</li> </ul>

<b>2. Φορέα Επενδυτή</b> <i>(Sponsor risk)</i>	Εξετάζεται η οικονομική ευρωστία και η τεχνική εμπειρία των αναδόχων / μετόχων του SPV <u><b>Ανάληψη Κινδύνου : Χρηματοδότες</b></u>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Συνεχής έλεγχος και εξέταση.</li> <li>• Διαβάθμιση πιστοληπτικής ικανότητας από τις rating agencies.</li> </ul>
<b>3. Ολοκλήρωσης</b> <i>(Completion risk) ή</i> <b>Κατασκευαστικός</b>	Διερευνάται η δυνατότητα έγκαιρης κατασκευής με τήρηση του προϋπολογισμού και ποσοτικής – ποιοτικής παραγωγής του προϊόντος γ) παραγωγής ικανοποιητικού cash flow για την αποπληρωμή του δανείου <u><b>Ανάληψη Κινδύνου : Ανάδοχος (Sponsor)</b></u>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Εγγύηση ολοκλήρωσης (<i>Completion guarantee -Turn key contract</i>)</li> <li>• Ασφάλιση καθυστερήσεων έναρξης παραγωγής (<i>Delay In Start up insurance</i>)</li> <li>• Κάλυψη τυχόν ελλειμμάτων cashflow για την εξυπηρέτηση του δανείου (<i>shortfall agreement</i>)</li> </ul>
<b>4. Τροφοδοσίας</b> <i>(Supply ή reserve risk)</i>	Εξετάζεται η ύπαρξη εκτίμησης – μελέτης από ανεξάρτητους συμβούλους. <u><b>Ανάληψη Κινδύνου : Ανάδοχος (Sponsor)</b></u>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ασφάλιση για επιθυμητό ύψος αποθεμάτων, κυκλοφοριακού φόρτου κλπ. (<i>reserve insurance</i>)</li> </ul>
<b>5. Αγοράς</b> <i>(Market risk)</i>	Εξετάζεται ο κίνδυνος μη επίτευξης του προβλεπόμενου εισοδήματος <u><b>Ανάληψη Κινδύνου : Χρηματοδότες</b></u>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Συμφωνίες εξασφαλισμένης πώλησης προϊόντος (<i>Sales contracts, Product Purchase Agreements</i>)</li> </ul>
<b>6. Υποδομών</b> <i>(Infrastructure risk)</i>	Ελέγχεται η ύπαρξη κατάλληλων υποδομών <u><b>Ανάληψη Κινδύνου : Χρηματοδότες</b></u>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Μεταφορά του κινδύνου στον αγοραστή (<i>FOB sales contracts</i>)</li> <li>• Κρατικές δεσμεύσεις (<i>Government Commitments</i>)</li> </ul>
<b>7. Περιβαλλοντικός</b> <b>(Environmental risk)</b>	Διερευνάται η συμμόρφωση με τους εκάστοτε ισχύοντες κανονισμούς και η ύπαρξη περιβαλλοντικής μελέτης <u><b>Ανάληψη Κινδύνου : Ανάδοχος (Sponsor)</b></u>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Διαχείριση Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (<i>Environmental Management</i>)</li> <li>• Ασφάλιση μόλυνσης περιβάλλοντος (<i>Environmental Insurance</i>)</li> </ul>

<p><b>8. Πολιτικός (Political risk)</b></p>	<p>Εξετάζονται οι πιθανές πηγές κινδύνου όπως:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Τρομοκρατία</li> <li>-Πόλεμος – εξέγερση</li> <li>-Αλλαγές φόρων και ιδιοκτησιών</li> <li>-Πιστοδοτικοί περιορισμοί</li> <li>-Γραφειοκρατικοί κίνδυνοι</li> <li>-Μη κυβερνητικοί πολιτικοί παράγοντες (συνδικάτα, δικηγόροι, ιδιοκτήτες γης, περιβαλλοντολόγοι)</li> </ul> <p><b>Ανάληψη Κινδύνου : Χρηματοδότες ή το Δημόσιο .ή Export Credit Agencies ή μεγάλες ασφαλιστικές εταιρίες</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ασφάλιση Πολιτικού Κινδύνου (<i>Political risk insurance</i>)</li> <li>• Εγγυήσεις εκπατρισμού υπενδεδυμένων κεφαλαίων (<i>currency inconvertibility guaranties</i>)</li> <li>• Διατάξεις για διαιτησία</li> </ul>
<p><b>9. Ανωτέρα βία (Force majeure)</b></p>	<p>Εξετάζονται επιπτώσεις από :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>α. Ενέργειες ανθρώπων (απεργίες)</li> <li>β. Φυσικά φαινόμενα (σεισμοί, πλημμύρες)</li> <li>γ. Κυβερνητικές ενέργειες (εμπάργκο)</li> <li>δ. Απρόσωπες πράξεις (πάγωμα αγορών)</li> </ul> <p><b>Ανάληψη Κινδύνου : Δημόσιο ή Ασφαλιστικές εταιρίες</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ασφαλιστική κάλυψη διακοπής εργασιών (<i>business interruption insurance</i>)</li> </ul>
<p><b>10. Συναλλαγματικός (foreign exchange risk)</b></p>	<p>Διερευνάται η αντιστοίχιση νομίσματος εισροών και δανειακών κλπ. Υποχρεώσεων</p> <p><b>Ανάληψη Κινδύνου : Χρηματοδότες</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Hedging</b> με currency futures contracts</li> <li>• <b>Swaps</b></li> </ul>
<p><b>11. Μηχανικού (engineering risk)</b></p>	<p>Ελέγχεται η ύπαρξη εμπειρίας και εξειδίκευσης για τη σύνταξη μελετών και σχεδίων</p> <p><b>Ανάληψη Κινδύνου : Ανάδοχος (Sponsor)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ασφαλιστική κάλυψη λαθών ή παραλείψεων (<i>business interruption insurance</i>)</li> <li>• Εγγυημένος έλεγχος των μελετών και σχεδίων (<i>Independent certification</i>)</li> </ul>
<p><b>12. Νομικός (legal risk)</b></p>	<p>Αφορά τα έγγραφα (documentation) που θα απαιτηθούν και τα οποία κατανέμουν τους κινδύνους στους συμμετέχοντες.</p> <p><b>Ανάληψη Κινδύνου : Χρηματοδότες και Νομικοί Σύμβουλοι</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Έλεγχος συμβατικών κειμένων, τίτλων ιδιοκτησίας κλπ. από ανεξάρτητους νομικούς συμβούλους (<i>legal opinion</i>)</li> </ul>

Πίνακας 3.1: Πίνακας ανάλυσης κινδύνων Project Finance



---

## **Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup>: Επισκόπηση του τομέα των ΑΠΕ**

---



## **4.1 Γενικά στοιχεία**

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται έντονο ερευνητικό και εμπορικό ενδιαφέρον για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.).

Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) είναι οι μη ορυκτές πηγές ενέργειας. (αιολική, ηλιακή και γεωθερμική ενέργεια, ενέργεια κυμάτων, παλιρροϊκή ενέργεια, υδραυλική ενέργεια, βιομάζα, αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής, από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέρια) (Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, 2001)

Βασικό χαρακτηριστικό των ΑΠΕ είναι ότι για την εκμετάλλευσή τους δεν απαιτείται εξόρυξη, άντληση, καύση κλπ. όπως με τις λοιπές χρησιμοποιούμενες πηγές ενέργειας, και ότι πρόκειται για φιλικές στο περιβάλλον καθαρές μορφές ενέργειας, που δεν αποδεσμεύουν διοξείδιο του άνθρακα, υδρογονάνθρακες, τοξικά ή ραδιενεργά απόβλητα. Συνεπώς, οι ΑΠΕ θεωρούνται από πολλούς μία αφετηρία για την επίλυση των οικολογικών προβλημάτων που αντιμετωπίζει η Γη.

Οι ΑΠΕ χρησιμοποιούνται είτε απευθείας (κυρίως για θέρμανση), ή μέσω της μετατροπής σε άλλες μορφές ενέργειας (κυρίως ηλεκτρισμό ή μηχανική ενέργεια). Υπολογίζεται ότι το τεχνικά εκμεταλλεύσιμο ενεργειακό δυναμικό από τις ανανεώσιμες μορφές ενέργειας είναι ικανό να παράγει πολλαπλάσιες ποσότητες από όσες απαιτούνται για την κάλυψη των παγκόσμιων αναγκών κατανάλωσης ενέργειας. Ωστόσο, τα τεχνικά προβλήματα εφαρμογής και το υψηλό κόστος των σχετικών ενεργειακών εφαρμογών έχουν εμποδίσει μέχρι σήμερα την εκμετάλλευση του μεγαλύτερου μέρους αυτού του δυναμικού.

Οι περισσότερες από τις τεχνολογίες ΑΠΕ είναι ήδη ή πλησιάζουν να γίνουν οικονομικά εκμεταλλεύσιμες, ιδιαίτερα αν ληφθεί υπ' όψιν και το εξωτερικό κόστος της παραγόμενης ενέργειας (περιβαλλοντικό-κοινωνικό). Τέτοιες τεχνολογίες είναι τα συστήματα ενεργειακής αξιοποίησης της βιομάζας, τα συστήματα εκμετάλλευσης της αιολικής, της υδροδυναμικής και της γεωθερμικής ενέργειας, τα φωτοβολταϊκά και τα θερμικά ηλιακά συστήματα και, στην κατεύθυνση της εξοικονόμησης ενέργειας, τα παθητικά ηλιακά συστήματα. Εκτός από αυτές υπάρχουν και άλλες όχι τόσο

εξελιγμένες τεχνολογίες ΑΠΕ (π.χ. τεχνολογίες για την εκμετάλλευση της ενέργειας των θαλασσίων κυμάτων ή της θερμικής ενέργειας των ωκεανών ή των παλιρροιών κλπ).

Το ενδιαφέρον για τις ΑΠΕ εμφανίστηκε τη δεκαετία του 1970, ως αποτέλεσμα κυρίως των διαδοχικών πετρελαϊκών κρίσεων της εποχής, αλλά και των επιπτώσεων στο περιβάλλον και την ποιότητα ζωής των ανθρώπων από τη χρήση κλασικών πηγών ενέργειας. Λόγω του ιδιαίτερα υψηλού κόστους τους στην αρχή, ξεκίνησαν ως πειραματικές εφαρμογές. Άρχισαν να περιλαμβάνονται στα ερευνητικά προγράμματα για την ενέργεια των ανεπτυγμένων κρατών και πλέον λαμβάνονται σοβαρά υπόψη στη χάραξη της σχετικής πολιτικής τους και στην ενίσχυση της περαιτέρω αξιοποίησής τους, ώστε να αυξηθεί το μικρό ποσοστό που κατέχουν στη συνολική ενεργειακή παραγωγή. Το κόστος των εφαρμογών ΑΠΕ μειώνεται συνεχώς τα τελευταία είκοσι χρόνια και ειδικά η αιολική και υδροηλεκτρική ενέργεια, αλλά και η βιομάζα, μπορούν πλέον να ανταγωνίζονται παραδοσιακές πηγές ενέργειας όπως ο άνθρακας και η πυρηνική ενέργεια. (European Wind Energy Association, 2009)

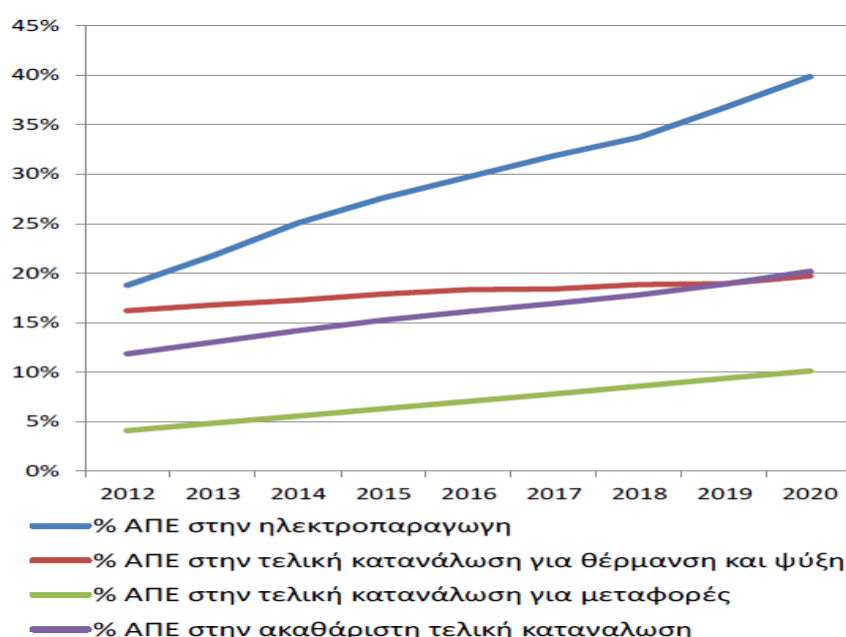
Σήμερα οι κυβερνήσεις **παγκοσμίως** θεσπίζουν εθνικούς στόχους για αύξηση της διείσδυσης της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, την μείωση των αερίων θερμοκηπίου και την εξοικονόμηση ενέργειας.

Η **Ευρωπαϊκή Ένωση** στον οδικό χάρτη της ενέργειας για το 2050 θέτει ως κεντρικό στόχο να μειώσει έως το 2050 τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου κατά 80%-95% σε σχέση με τα επίπεδα εκπομπών του 1990, μέσω της απανθρακοποίησης του ενεργειακού τομέα, με ταυτόχρονη εξασφάλιση του ενεργειακού εφοδιασμού και της ανταγωνιστικότητας της Ευρωπαϊκής Οικονομίας. (European Commission, 2011) Βασικά εργαλεία για την επίτευξη αυτού του στόχου καθίστανται οι ΑΠΕ και η εξοικονόμηση ενέργειας, ενώ το απαιτούμενο κόστος επενδύσεων για την επίτευξη του στόχου προκύπτει ότι θα είναι πιθανά και χαμηλότερο από το κόστος που θα επιβαρύνει την Ευρωπαϊκή οικονομία αν δε ληφθούν τα απαραίτητα αυτά μέτρα. (Μαθιουδάκης, et al., 2012)

Στην Ε.Ε. κάθε κράτος μέλος θεσπίζει εθνικό σχέδιο δράσης για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Τα εθνικά σχέδια δράσης για την ανανεώσιμη ενέργεια ορίζουν τους εθνικούς συνολικούς στόχους των κρατών μελών το 2020 για τα μερίδια της

ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές που καταναλίσκονται στις μεταφορές, στους τομείς της ηλεκτρικής ενέργειας, της θέρμανσης και ψύξης.

Στην Ελλάδα έχει συνταχθεί Εθνικό Σχέδιο Δράσης για την επίτευξη της συμβολής των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 20% έως το 2020, κάτι που απορρέει από την Οδηγία 2009/28/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου. Το Εθνικό Σχέδιο Δράσης και η πρόοδος στην εφαρμογή του προβλέπεται να εξετάζεται ανά δύο χρόνια και να επικαιροποιείται, ώστε να λαμβάνονται υπόψη οι εξελίξεις στην αγορά και στη βελτίωση των τεχνολογιών, αλλά και στη ζήτηση της ενέργειας. (Μαθιουδάκης, et al., 2012)



Διάγραμμα 4.1: Ποσοστά αναμενόμενης διείσδυσης ΑΠΕ στην Ελλάδα (Μαθιουδάκης, et al., 2012)

Στην Έκθεση του Εθνικού Σχεδίου Δράσης περιλαμβάνονται εκτιμήσεις για την εξέλιξη του ενεργειακού τομέα και τη διείσδυση των τεχνολογιών των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας έως το 2020. Οι εκτιμήσεις αυτές εξειδικεύονται στη συμμετοχή των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, θερμότητας και ψύξης κυρίως για τον οικιακό τομέα, αλλά και στη χρήση βιοκαυσίμων στις μεταφορές. Αναφέρονται επίσης μέτρα για την μείωση της κατανάλωσης ενέργειας και την αύξηση της αξιοποίησης των ΑΠΕ, καθώς και στοιχεία για τις βασικές διοικητικές δομές που θα επιταχύνουν τη διείσδυση αυτή

Όπως φαίνεται και από το διάγραμμα 4.1 προβλέπεται μεγάλη διεύρυνση των ΑΠΕ που θα επιφέρει ουσιαστικές διαφοροποιήσεις στο μείγμα των καυσίμων στην τελική κατανάλωση.

## **4.2 Μορφές των ΑΠΕ**

Οι κύριες μορφές των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι συνοπτικά οι ακόλουθες :

### **Ηλιακή Ενέργεια**

Είναι η ενέργεια που παράγεται από την αξιοποίηση των τεχνολογιών που εκμεταλλεύονται την θερμότητα και τα ηλεκτρομαγνητικά κύματα του ήλιου. Η σημερινή τεχνολογία αξιοποιεί ένα μικρό μόνο ποσοστό της καταφθάνουσας στην επιφάνεια του πλανήτη μας ηλιακής ενέργειας με τριών ειδών συστήματα:

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

### **Αιολική Ενέργεια**

Είναι η ενέργεια της δύναμης του ανέμου που αξιοποιείται ως κινητική και ως ηλεκτρική ενέργεια

### **Υδραυλική Ενέργεια**

Είναι η ενέργεια των υδατοπτώσεων και αξιοποιείται από υδροηλεκτρικούς σταθμούς.

### **Βιομάζα**

Είναι αποτέλεσμα της φωτοσυνθετικής δραστηριότητας των φυτικών οργανισμών, που μετασχηματίζει την ηλιακή ενέργεια με μία σειρά διεργασιών.

### **Γεωθερμία**

Είναι η θερμική ενέργεια που προέρχεται από το εσωτερικό της γης και εμπεριέχεται σε φυσικούς ατμούς, σε επιφανειακά ή υπόγεια θερμά νερά και σε θερμά ξηρά πετρώματα.

### **Κυματική ενέργεια**

Είναι η ενέργεια που περιέχεται στα κύματα, την παλίρροια και τα θαλάσσια ρεύματα.

## **4.3 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ**

Ως ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ ορίζεται η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από εγκαταστάσεις που χρησιμοποιούν μόνο ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, καθώς και το μέρος της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σε υβριδικούς σταθμούς οι οποίοι χρησιμοποιούν συμβατικές πηγές ενέργειας, συμπεριλαμβανομένης της ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης και εξαιρουμένης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τα συστήματα αυτά. (Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, 2001)

Στην **Ελλάδα** το 1994 ψηφίστηκε ο Ν. 2244/94 περί ρύθμισης θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και από συμβατικά καύσιμα, ο οποίος άλλαξε σημαντικά το τοπίο επιχειρώντας να δώσει ισχυρά οικονομικά κίνητρα για την ανάπτυξη των ΑΠΕ στη χώρα με την προσέλκυση ιδιωτικών κεφαλαίων. Η βασική κατεύθυνση του νόμου εναρμονιζόταν με τα μέτρα και τις διατάξεις που ισχύουν σχεδόν σε όλες τις χώρες της Ε.Ε. με σκοπό την αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο. Τα κύρια σημεία του νόμου μπορούν να συνοψισθούν στα παρακάτω:

- Επετράπη η παραγωγή και διάθεση ηλεκτρικής ενέργειας από ανεξάρτητους παραγωγούς (ΑΠ) εφόσον χρησιμοποιούνταν ΑΠΕ.
- Επιβλήθηκε στην τότε ΔΕΗ η υποχρέωση να αγοράζει την ενέργεια που παράγεται από ανεξάρτητους παραγωγούς.
- Άρχισαν να προσφέρονται ιδιαίτερα ελκυστικές και σχετικά σταθερές τιμές στους ΑΠ από ΑΠΕ που συνδέονταν με τα τιμολόγια των καταναλωτών.

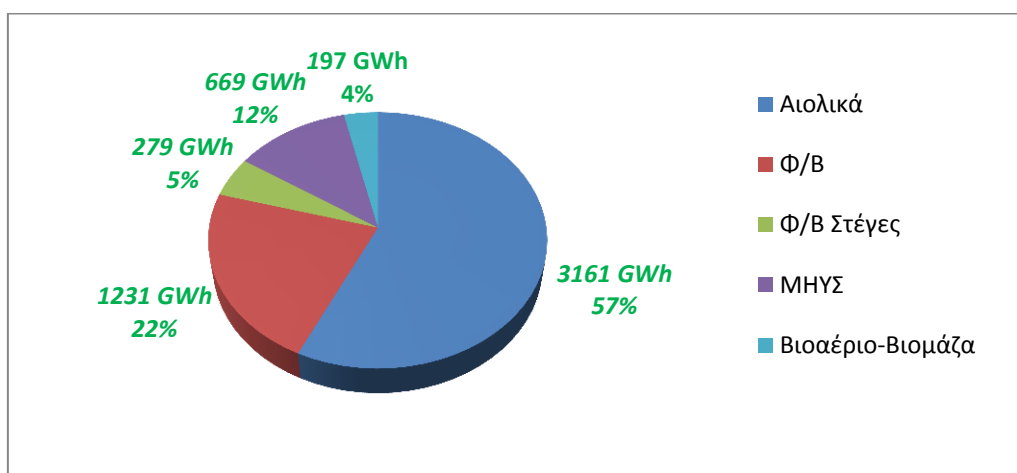
- Υπήρξε μέριμνα παροχής σταθερού επιχειρηματικού περιβάλλοντος με τη σύναψη μακροχρόνιων συμβολαίων αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Αργότερα με το Ν 2773/1999, περί της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και της ρύθμισης θεμάτων ενεργειακής πολιτικής, ορίστηκε ότι Ηλεκτρική Ενέργεια από ΑΠΕ είναι η Ηλεκτρική Ενέργεια η προερχόμενη από:

1. Την εκμετάλλευση Αιολικής ή Ηλιακής Ενέργειας ή βιομάζας ή Βιοαερίου.
2. Την εκμετάλλευση Γεωθερμικής Ενέργειας.
3. Την εκμετάλλευση της Ενέργειας από την Θάλασσα.
4. Την εκμετάλλευση Υδάτινου Δυναμικού με Μικρούς Υδροηλεκτρικούς Σταθμούς μέχρι 10 MW.
5. Συνδυασμό των ανωτέρω.
6. Τη Συμπαγωγή, με χρήση των Πηγών Ενέργειας, των (1) και (2) και συνδυασμό τους.

Τα παραπάνω νομοθετικά πλαίσια αναθεωρήθηκαν με τον Ν 3851/2010 και σε εφαρμογή της Οδηγίας 2009/28/ΕΚ τέθηκαν οι στόχοι για την Ελλάδα για συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή σε ποσοστό 40% μέχρι το 2020. (Υ.Π.Ε.Κ.Α, 2010)

Το 2012 η παραγωγή ενέργειας στην Ελλάδα από ΑΠΕ, στο διασυνδεδεμένο σύστημα, έφθασε τις 5537 GWh. (ΛΑΓΗΕ, 2013) . Στην παρακάτω απεικόνιση παρουσιάζεται η κατανομή ανάλογα με την μορφή ΑΠΕ που χρησιμοποιήθηκε.



Παχάγραμμα 4.2 Κατανομή ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ έτους 2012. Στοιχεία: (ΛΑΓΗΕ, 2013)



### 4.3.1 Φωτοβολταϊκά (Φ/Β) Συστήματα

Η εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας είναι αρκετά διαδεδομένη κυρίως με εφαρμογές Φ/Β συστημάτων. Τα συστήματα αυτά βασίζονται στο φωτοβολταϊκό φαινόμενο, δηλαδή στην άμεση μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρισμό (συνεχές ρεύμα), με τη χρήση τεχνολογίας ημιαγωγικών υλικών τα οποία ενεργοποιούνται στο φάσμα του ηλιακού φωτός. Η λειτουργία τέτοιων συστημάτων είναι φιλική προς το περιβάλλον, ενώ η διάρκεια ζωής τους ξεπερνά τα 25 χρόνια. Η δομή και η λειτουργία των Φ/Β στοιχείων ή ηλιακών κυψελών (cells) βασίζεται στους ημιαγωγούς, οι οποίοι συνδέονται σε ζεύγη αρνητικής και θετικής φόρτισης (p-n), ώστε να διαμορφώσουν μεγάλης επιφάνειας ηλεκτροδιόδους.

Οι πιο συνηθισμένοι τύποι φωτοβολταϊκών που απαντώνται είναι οι εξής :

- Φ/Β στοιχεία **μονοκρυσταλλικού ή πολυκρυσταλλικού ή ταινίας πυριτίου**
- Φ/Β υλικά **λεπτών επιστρώσεων (thin film)** όπως Δισεληνοϊνδιούχος χαλκός, άμορφο πυρίτιο, Τελουριούχο Κάδμιο, Αρσενικούχο Γάλλιο
- **Υβριδικά Φ/Β** στοιχεία, που αποτελούνται από στρώσεις υλικών διαφόρων τεχνολογιών π.χ. δύο στρώσεις άμορφου πυριτίου (πάνω και κάτω) ενώ ενδιάμεσα υπάρχει μια στρώση μονοκρυσταλλικού πυριτίου.

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

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

Το βασικότερο πλεονέκτημα σε σχέση με οποιαδήποτε συμβατική μορφή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι ότι τα Φ/Β παράγουν «πράσινο» προϊόν υψηλής προστιθέμενης αξίας χωρίς να καταναλώνουν την παραμικρή εισαγόμενη πρώτη ύλη και μάλιστα για διάστημα τουλάχιστον 25 ετών με μηδενική επιβάρυνση του περιβάλλοντος. Επομένως τα Φ/Β μπορούν στο μέλλον να διαδραματίσουν πρωταγωνιστικό ρόλο στη διαμόρφωση του ενεργειακού μίγματος. Πρόκειται για μια ανανεώσιμη και ανεξάντλητη πηγή ενέργειας.

Στην Ελλάδα, η προοπτική ανάπτυξης και εφαρμογής των Φ/Β συστημάτων είναι μεγάλη, λόγω του ιδιαίτερα υψηλού δυναμικού ηλιακής ενέργειας. Η ηλεκτροπαραγωγή από Φωτοβολταϊκά έχει ένα μεγάλο πλεονέκτημα σε σχέση με τις άλλες μορφές ΑΠΕ. Αποδίδει την μέγιστη ισχύ της κατά τη διάρκεια της ημέρας που παρουσιάζεται η μέγιστη ζήτηση.

Εντός του 2012 εγκαταστάθηκαν στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα 841 MW νέων φωτοβολταϊκών σταθμών, που αντιστοιχούν περίπου σε 2 δις Ευρώ επενδύσεις, ανεβάζοντας τη συνολική εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύ σε 1424 MW στο τέλος του 2012. (ΛΑΓΗΕ, 2013)

### 4.3.2 Αιολικά Συστήματα

Τα Αιολικά Συστήματα αποτελούνται από μία ή περισσότερες ανεμογεννήτριες (Α/Γ) και εκμεταλλεύονται την Αιολική ενέργεια, δηλαδή την κινητική ενέργεια του ανέμου που οφείλεται κυρίως στην, λόγω της ανομοιόμορφης θέρμανσης της επιφάνειας της γης από την ηλιακή ακτινοβολία, μετακίνηση μεγάλων μαζών αέρα από μια περιοχή σε μια άλλη δημιουργώντας έτσι τους ανέμους.

Ο άνεμος είναι μια ανεξάντλητη πρωτογενής πηγή ενέργειας ενώ οι αρνητικές περιβαλλοντικές επιδράσεις που απορρέουν από τη χρήση ανεμογεννητριών είναι περιορισμένες.

Οι ανεμογεννήτριες είναι μηχανές οι οποίες μετατρέπουν την κινητική ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική ενέργεια. Η μετατροπή αυτή γίνεται σε δύο στάδια. Στο πρώτο στάδιο, μέσω της πτερωτής, έχουμε την μετατροπή της κινητικής ενέργειας του ανέμου σε μηχανική ενέργεια με την μορφή περιστροφής του άξονα της πτερωτής και στο δεύτερο στάδιο, μέσω της γεννήτριας, επιτυγχάνουμε την μετατροπή της μηχανικής ενέργειας σε ηλεκτρική.

Οι βασικοί τύποι ανεμογεννητριών που χρησιμοποιούνται είναι γεννήτριες **σταθερών στροφών** και **μεταβλητών στροφών**.

Οι Α/Γ χρησιμοποιούνται για την πλήρη κάλυψη ή και τη συμπλήρωση των ενεργειακών αναγκών. Το παραγόμενο από τις ανεμογεννήτριες ηλεκτρικό ρεύμα είτε καταναλώνεται επιτόπου, είτε εγχέεται και διοχετεύεται στο ηλεκτρικό δίκτυο για να

καταναλωθεί αλλού. Όταν η παραγωγή είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση, μπορεί να αποθηκεύεται (σε ηλεκτρικούς συσσωρευτές ή με άντληση και ταμίευση ύδατος σε υψόμετρο) για να χρησιμοποιηθεί αργότερα.

Η αιολική ενέργεια είναι μια πρακτικά ανεξάντλητη πηγή ενέργειας. Η εκμετάλλευση του υψηλού της δυναμικού στη χώρα μας, σε συνδυασμό με τη ραγδαία ανάπτυξη των τεχνολογιών που ενσωματώνεται στις σύγχρονες αποδοτικές ανεμογεννήτριες, έχει τεράστια σημασία για τη βιώσιμη ανάπτυξη, την εξοικονόμηση ενεργειακών πόρων, την προστασία του περιβάλλοντος και την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής

Η χώρα μας διαθέτει εξαιρετικά πλούσιο αιολικό δυναμικό, σε αρκετές περιοχές της Κρήτης, της Πελοποννήσου, της Εύβοιας, της Θράκης και φυσικά στα νησιά του Αιγαίου. Σε αυτές τις περιοχές συναντούμε και τα περισσότερα αιολικά πάρκα, τα οποία αποτελούνται από συστοιχίες ανεμογεννητριών σε βέλτιστη διάταξη για την καλύτερη δυνατή εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού.

Το σύνολο της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στα τέλη του 2012 στην Ελλάδα έφθανε τα 1.466 MW στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Η νέα αιολική ισχύς που εγκαταστάθηκε το 2012 ήταν περίπου 102 MW. Για την επίτευξη του στόχου του 2020 απαιτείται ετησίως η εγκατάσταση περίπου 650 MW. (ΛΑΓΗΕ, 2013)

### **4.3.3 Υδροηλεκτρικά Συστήματα**

Τα Υδροηλεκτρικά Συστήματα παράγουν υδροηλεκτρική ενέργεια, μετατρέποντας τη δυναμική ενέργεια του νερού λιμνών ή ποταμών σε κινητική και στην συνέχεια σε ηλεκτρισμό. Η μετατροπή γίνεται σε δύο στάδια. Στο πρώτο στάδιο, μέσω της περωτής του στροβίλου, έχουμε την μετατροπή της κινητικής ενέργειας του νερού σε μηχανική ενέργεια με την μορφή περιστροφής του άξονα της περωτής και στο δεύτερο στάδιο, μέσω της γεννήτριας, επιτυγχάνουμε τη μετατροπή της μηχανικής ενέργειας σε ηλεκτρική.

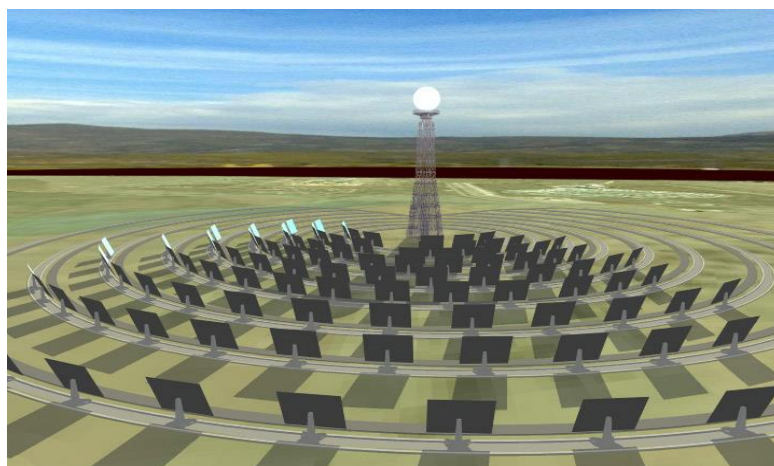
Απαιτείται σημαντικό δυναμικό βαρυτικού ύψους και μια ικανή ποσότητα ροής, ώστε να υπάρχει η δυνατότητα υδροηλεκτρικής παραγωγής. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι κατά κανόνα πιο οικονομική από την ηλεκτρική ενέργεια που έχει

παραχθεί από καύση υδρογονανθράκων ή από πυρηνικά καύσιμα στους συμβατικούς θερμικούς σταθμούς

#### 4.3.4 Ηλιοθερμικά Συστήματα

Τα ηλιοθερμικά συστήματα (ηλιακοί θερμικοί σταθμοί) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας λειτουργούν χρησιμοποιώντας φακούς και κάτοπτρα ώστε να επικεντρώνουν το ηλιακό φως πάνω σε μια μικρή περιοχή. Οι συγκεντρωμένες ακτίνες του ήλιου πάνω σε αυτή τη μικρή περιοχή θερμαίνουν ένα υγρό το οποίο στη συνέχεια μεταφέρει τη θερμότητα στο θερμοδυναμικό κύκλο του ατμοστροβίλου. Εκεί παράγεται η ηλεκτρική ενέργεια (όπως ακριβώς συμβαίνει και με τους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής από ορυκτά καύσιμα).

Οι συχνότερα χρησιμοποιούμενοι τύποι ηλιακών θερμικών σταθμών είναι τα ηλιακά παραβολικά κάτοπτρα, οι ηλιακοί πύργοι και τα ηλιακά πιάτα.



Εικόνα 4.1: Μοντέλο ηλιοθερμικού συστήματος κινητής γεωμετρίας (CTAER, 2012)

Οι ηλιοθερμικοί σταθμοί μπορεί να περιλαμβάνουν και μονάδες αποθήκευσης της περίσσιας θερμότητας δίνοντας τη δυνατότητα αυξημένης ή και πλήρους λειτουργίας αν χρησιμοποιηθεί συμπληρωματικά και συμβατικό καύσιμο (στην περίπτωση αυτή βέβαια το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας από συμβατικά καύσιμα δεν θεωρείται ΑΠΕ). Ωστόσο, είναι σύνθετα έργα με υψηλό αρχικό κόστος κατασκευής και μεγάλες απαιτήσεις σε εξειδικευμένο προσωπικό τόσο για την εγκατάσταση όσο και για την λειτουργία τους. Οι παράμετροι αυτές επηρεάζουν και το κόστος κατασκευής που θα πρέπει να διακριθεί μεταξύ των διαφορετικών μεγεθών έργων και με διαφορετικές δυνατότητες αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας.

Το μεγαλύτερο λειτουργικό ηλιοθερμικό σύστημα σήμερα είναι ένα από τα εργοστάσια SEGS που βρίσκεται στο Kramer Junction της Καλιφόρνια, στις ΗΠΑ, με πέντε μονάδες ισχύος 33MW η κάθε μία, δηλαδή εγκατεστημένη συνολική ισχύς 165MW. Η μονάδα ηλιακής ενέργειας 64MW της Νεβάδα χρησιμοποιεί επίσης την ίδια τεχνολογία. Επίσης στο νέο εργοστάσιο της Ισπανίας, στην Ανδαλουσία, χρησιμοποιείται ο σταθμός ηλιακής ενέργειας Andasol 1. Το εν λόγω εργοστάσιο διαθέτει ονομαστική ισχύ της τάξης των 49,9MW. (CTAER, 2012)

### 4.3.5 Γεωθερμικά Συστήματα

Τα Γεωθερμικά Συστήματα εκμεταλλεύονται την φυσική θερμική ενέργεια του μάγματος του πυρήνα της γης που διαρρέει από το θερμό εσωτερικό του πλανήτη προς την επιφάνεια, είτε μέσω ηφαιστειακών εκροών, είτε μέσω ρηγμάτων του υπεδάφους που αναβλύζουν ατμούς και θερμό νερό. Η μετάδοση θερμότητας πραγματοποιείται με δύο τρόπους:

- Με αγωγή θερμότητας από το εσωτερικό προς την επιφάνεια
- Με ρεύματα μεταφοράς, (είσοδο στον φλοιό της γης λειωμένου μάγματος από τα βαθύτερα στρώματά της), που περιορίζονται όμως στις ζώνες κοντά στα όρια των λιθοσφαιρικών πλακών, λόγω ηφαιστειακών και υδροθερμικών φαινομένων.

Η θερμοκρασία του γεωθερμικού ρευστού ή ατμού, ποικίλει από περιοχή σε περιοχή, ενώ συνήθως κυμαίνεται από 25° C μέχρι 360° C. Στις περιπτώσεις που τα γεωθερμικά ρευστά έχουν υψηλή θερμοκρασία (πάνω από 150° C), η γεωθερμική ενέργεια χρησιμοποιείται κυρίως για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Το κόστος εγκατάστασης ενός σταθμού ηλεκτροπαραγωγής από γεωθερμική ενέργεια έχει μεγάλο εύρος και εξαρτάται από παράγοντες όπως η τεχνολογία του σταθμού παραγωγής, ο αριθμός και το βάθος των γεωτρήσεων, η θερμοκρασία και η παροχή του γεωθερμικού ρευστού. Το εύρος αυτό κυμαίνεται μεταξύ 1.550-3.100 €/kW για εγκαταστάσεις διαχωρισμού ατμού (flashsteam) και 2.000-4.000 €/kW για εγκαταστάσεις δυαδικού κύκλου (binary cycle). Για τα ελληνικά δεδομένα (γεωθερμικά πεδία μέτριας θερμοκρασίας <180 οC σε σχετικά μικρά βάθη) η τεχνολογία δυαδικού κύκλου είναι περισσότερο κατάλληλη. (Υ.Π.Ε.Κ.Α, 2010)

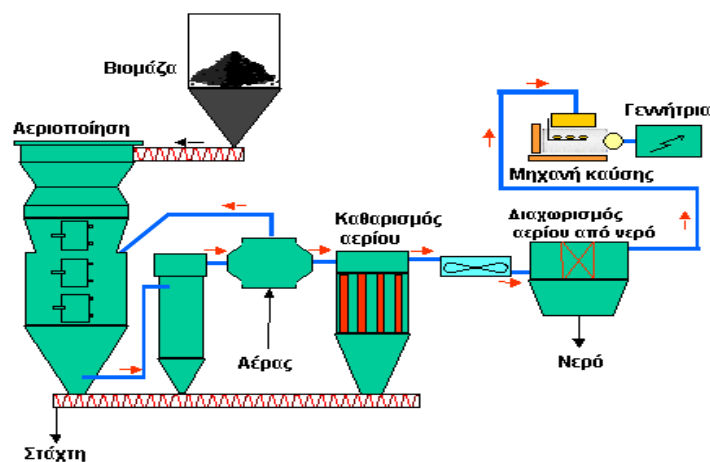
Η γεωθερμία ως πηγή ηλεκτρικής ενέργειας πρωτοχρησιμοποιήθηκε το 1904 στο Larderello της Ιταλίας. Σήμερα, εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τη γεωθερμία υπάρχουν στην Ιταλία, τη Νέα Ζηλανδία, την Ιαπωνία, την Ισλανδία, το Μεξικό και τις ΗΠΑ ενώ συνεχώς χτίζονται νέα σε πολλές χώρες. Σε παγκόσμια κλίμακα, τα γεωθερμικά εργοστάσια έχουν τη δυνατότητα ισχύος (στοιχεία του 2007) και προσφέρουν το 0.3% της παγκόσμιας κατανάλωσης ενέργειας.

Σήμερα στην Ελλάδα, η εκμετάλλευση της γεωθερμίας γίνεται αποκλειστικά για χρήση της σε θερμικές εφαρμογές, οι οποίες είναι εξίσου σημαντικές με την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος.

#### 4.3.6 Συστήματα Βιομάζας

Η βιομάζα αποτελεί μία δεσμευμένη και αποθηκευμένη μορφή της ηλιακής ενέργειας και είναι αποτέλεσμα της φωτοσυνθετικής δραστηριότητας των φυτικών οργανισμών. Κατ' αυτήν, η χλωροφύλλη των φυτών μετασχηματίζει την ηλιακή ενέργεια με μια σειρά διεργασιών, χρησιμοποιώντας ως βασικές πρώτες ύλες διοξείδιο του άνθρακα από την ατμόσφαιρα καθώς νερό και ανόργανα συστατικά από το έδαφος.

Βιομάζα είναι το βιοαποικοδομήσιμο κλάσμα των προϊόντων, αποβλήτων και υπολειμμάτων που προέρχονται από τη γεωργία, (συμπεριλαμβανομένων των φυτικών και των ζωικών ουσιών), τη δασοκομία και τις συναφείς βιομηχανίες, καθώς και το βιοαποικοδομήσιμο κλάσμα των βιομηχανικών και αστικών αποβλήτων, όπως ορίζει η ΟΔΗΓΙΑ 2001/77/ΕΚ.



Εικόνα 4.2: Μονάδα παραγωγής ηλεκτρισμού από βιομάζα

Οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής από Βιομάζα μπορούν να συνεισφέρουν σημαντικά στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού και την ανάπτυξη της χώρας λόγω μιας σειράς πλεονεκτημάτων:

- Λειτουργούν 24 ώρες το 24ωρο, 365 ημέρες το χρόνο (ως «φορτίο βάσης»)
- Επιτυγχάνουν σημαντική υποκατάσταση εισαγόμενων ορυκτών καυσίμων με μία εγχώρια και ανανεώσιμη πηγή ενέργειας.
- Γίνονται επενδύσεις κατά βάση στην Ύπαιθρο σε περιοχές με πολύ χαμηλούς δείκτες απασχόλησης και ανάπτυξης.
- Προσφέρονται διέξοδοι στους Έλληνες γεωργούς, προσφέροντάς τους εναλλακτικές καλλιέργειες, χωρίς προβλήματα διάθεσης του προϊόντος
- Αποκεντρωμένη παραγωγή ηλεκτρισμού, που σημαίνει μείωση των απωλειών μεταφοράς και διανομής, ευστάθεια του ηλεκτρικού συστήματος και λιγότερες επενδύσεις σε νέα έργα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
- Διακοπή της καταστροφής της βιομάζας δια πυράς από τους γεωργούς και προσθήκης CO<sub>2</sub> στην ατμόσφαιρα.

Ειδικότερα, η βιομάζα για ενεργειακούς σκοπούς περιλαμβάνει κάθε τύπο που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή στερεών, υγρών ή αέριων καυσίμων. Η βιομάζα είναι μια πηγή ενέργειας που μπορεί να αντικαταστήσει ή να συμπληρώσει σχεδόν οποιοδήποτε είδος καυσίμου: ο άνθρακας από το ξύλο, το φυσικό αέριο από το βιοαέριο, η βενζίνη από την αιθανόλη, το πετρέλαιο από πετρέλαιο βιολογικής προέλευσης και ούτω καθεξής.

Ωστόσο, αντίθετα με τα ορυκτά καύσιμα, η βιομάζα δεν συμβάλει στις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα ούτε στην περιβαλλοντική υποβάθμιση εφόσον η κατανάλωση οργανικού υλικού αντικαθίσταται από την ανάπτυξη νέων οργανισμών.

Το ξύλο, το άχυρο και ορισμένα άλλα είδη βιομάζας μπορούν να χρησιμοποιηθούν κατευθείαν στα θερμικά εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος όμοια με αυτά που καταναλώνουν ορυκτά καύσιμα. Μερικές φορές αναμειγνύονται και καίγονται μαζί με τα ορυκτά καύσιμα.

### 4.3.6 Συστήματα Αξιοποίησης Θαλάσσιας ενέργειας

Μία ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, η οποία μέχρι σήμερα ελάχιστα έχει αξιοποιηθεί, είναι η ενέργεια της θάλασσας. Οι θαλάσσιες μάζες καλύπτουν το 75% της επιφάνειας του πλανήτη.

Η θαλάσσια επιφάνεια απορροφά τεράστιες ποσότητες ηλιακής και αιολικής ενέργειας, η οποία εμφανίζεται στη θάλασσα σε διάφορες μορφές, όπως κύματα ή ρεύματα. Επιπλέον, το θαλάσσιο σύστημα επηρεάζεται από τις βαρυτικές αλληλεπιδράσεις του πλανήτη μας με τον Ήλιο και τη Σελήνη. Ο μηχανισμός αυτός, αργά αλλά ρυθμικά, κινητοποιεί ασύλληπτες ποσότητες ύδατος, δημιουργώντας το φαινόμενο της παλίρροιας. Διάφορες άλλες πηγές ενέργειας στο θαλάσσιο περιβάλλον είναι το θερμικό δυναμικό μεταξύ των ανώτερων (θερμότερων) και των κατώτερων (ψυχρότερων) θαλάσσιων στρωμάτων, ή οι μεταβολές πυκνότητας σε θαλάσσια στρώματα διαφορετικής αλατότητας.

Οι κύριες μορφές θαλάσσιας ενέργειας είναι οι εξής:

- ενέργεια των κυμάτων
- ενέργεια της παλίρροιας
- ενέργεια από τις θερμοκρασιακές διαφορές του νερού των ωκεανών

Η δυνατότητα συνεισφοράς της κυματικής ενέργειας στην παγκόσμια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας εκτιμάται πως ανέρχεται σε 2000 TWh, ή 10% της παγκόσμιας κατανάλωσης. Η αντίστοιχη δυνατότητα συνεισφοράς της παλιρροιακής ενέργειας, που είναι διαθέσιμη σε σχετικά ρηχά νερά, εκτιμάται πως ανέρχεται σε 3800 TWh ανά έτος.

Έρευνα για την αξιοποίηση θαλάσσιας ενέργειας διεξάγεται σε αρκετές χώρες ανά τον κόσμο. Οι τεχνολογίες μετατροπής και αξιοποίησης της θαλάσσιας ενέργειας δεν έχουν ακόμα εξελιχθεί σε βαθμό που να παράγουν ορατά αποτελέσματα (για εμπορική χρήση) εξαιτίας εν μέρει των δύσκολων και απρόβλεπτων συνθηκών υπό τις οποίες οι εν λόγω τεχνολογικές μέθοδοι πρέπει να λειτουργήσουν. Ωστόσο, οι πρόσφατες ανακαλύψεις και η πρόοδος φέρνουν αυτές τις τεχνολογίες ολοένα και πιο κοντά στην αγορά.



Πρόκειται για διάφορες τεχνολογίες, που στοχεύουν στην αξιοποίηση των ταλαντώσεων των κυμάτων για την παραγωγή ενέργειας. Περιλαμβάνουν τεχνικές για εκμετάλλευση της εναλλαγής της φοράς της ροής του νερού, των αλλαγών στην ατμοσφαιρική πίεση, ή των μετακινήσεων μηχανικών μερών. Εξαιτίας της μεγάλης κυματικής δραστηριότητας, η δυτική ευρωπαϊκή ακτή ενδείκνυται ιδιαίτερα για την παραγωγή κυματικής ενέργειας.

Η παλιρροιακή ενέργεια είναι πιο προβλέψιμη απ' την κυματική ενέργεια αφού η πλημμυρίδα και η άμπωτη εναλλάσσονται με χρονική περίοδο 12 ωρών. Στις παράκτιες ζώνες, όπου οι πλημμύρες περνούν μέσα από στενά, ή σε ρηχά νερά, μπορούν να σημειωθούν πολύ ψηλές ταχύτητες ροής. Στην Ευρώπη, συγκεκριμένα δυνατά ρεύματα εμφανίζονται γύρω απ' τα Βρετανικά νησιά και την Ιρλανδία, ανάμεσα στα Αγγλονορμαδικά νησιά και τη Γαλλία, στα στενά της Μεσσίνα ανάμεσα στην Ιταλία και τη Σικελία, και γύρω από τα νησιά του Αιγαίου πελάγους.



Εικόνα 4.2: Σύστημα ηλεκτροπαραγωγής από θαλάσσια ενέργεια. (CTAER, 2012)

Η αξιοποίηση των παλιρροιακών ρευμάτων επιτυγχάνεται συνήθως με χρήση τεχνολογιών, όμοιων με εκείνες που χρησιμοποιούνται στην αιολική ενέργεια. Χρησιμοποιούνται δηλαδή στρόβιλοι οριζόντιου ή κατακόρυφου άξονα, πλωτοί ή πακτωμένοι στον θαλάσσιο πυθμένα. Σε αρκετές περιπτώσεις τα παλιρροιακά ρεύματα μπορούν να αναχαιτιστούν με κινητά φράγματα ή με φράγματα εκτροπής. Επειδή η πυκνότητα του νερού είναι περίπου 850 φορές μεγαλύτερη από εκείνη του αέρα, ο συντελεστής ενέργειας στα υδάτινα ρεύματα είναι γενικά ψηλότερος από τον αντίστοιχο της ροής αέρος. Επομένως, μια υδάτινη γεννήτρια μπορεί να είναι μικρότερη συγκριτικά με μία ανεμογεννήτρια.

Η πρόοδος που επιτεύχθηκε στην αξιοποίηση αυτών των ειδών της θαλάσσιας ενέργειας ήταν πολύ σημαντική κατά τα περασμένα έτη. Πολλές από τις

προαναφερθείσες τεχνικές που εξετάζονται τώρα, προβλέπεται ότι θα αποδειχθούν οικονομικά βιώσιμες στο κοντινό μέλλον.

---

## **Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup>: Οικονομική Αξιολόγηση Επενδύσεων ΑΠΕ**

---



## **5.1 Εισαγωγή**

Η οικονομική αξιολόγηση ενός προτεινόμενου έργου αποτελεί, ίσως, το σημαντικότερο στοιχείο στα χέρια ενός επενδυτή, προκειμένου αυτός να λάβει την κρίσιμη απόφαση της επένδυσης ή μη σε αυτό.

Εξάλλου, η οικονομική αξιολόγηση ενός έργου, αποτελεί έναν από τους σημαντικότερους παράγοντες που λαμβάνει υπόψη της μια τράπεζα κατά την εξέταση ενός αιτήματος χρηματοδότησης.

Στο κεφάλαιο αυτό αναλύονται οι βασικές μέθοδοι που χρησιμοποιούνται από τους παραπάνω ενδιαφερόμενους για την οικονομική αξιολόγηση έργων Α.Π.Ε. Πρέπει να τονιστεί, ότι παρά το γεγονός ότι επενδυτές και δανειοδότες χρησιμοποιούν την ίδια οικονομική ανάλυση για την εξαγωγή συμπερασμάτων σχετικά με την επενδυσιμότητα και τη χρηματοδοσιμότητα αντίστοιχα, οι οικονομικοί δείκτες και κυρίως η βαρύτητα που αποδίδεται σε αυτούς διαφέρουν ανάλογα με τα συμφέροντα του κάθε μέρους.

## **5.2 Η κατάσταση ταμειακών ροών**

Οι περισσότερες χρηματοοικονομικές μέθοδοι αξιολόγησης επενδύσεων βασίζονται στον υπολογισμό των ταμειακών ροών που θα προκύψουν από την υλοποίηση του υπό εξέταση επενδυτικού σχεδίου.

Η ταμειακή ροή ορίζεται ως η διαφορά της ταμειακής εισροής και της ταμειακής εκροής μια εταιρείας ή ενός έργου για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο, συνήθως ενός έτους, και μπορεί να είναι είτε θετική, είτε αρνητική.

Προκειμένου ένα επενδυτικό σχέδιο να αξιολογηθεί χρηματοοικονομικά, καταστρώνεται η προβλεπόμενη κατάσταση των ετήσιων ταμειακών ροών του για την οικονομική διάρκεια της επένδυσης.

Η κατάσταση αυτή απαιτεί τη γνώση των παρακάτω βασικών μεγεθών:

- του συνολικού κεφαλαίου της επένδυσης
- των ετήσιων εσόδων

- των ετήσιων εξόδων
- των ετήσιων αποσβέσεων

Η κατάσταση των ταμειακών ροών ενός επενδυτικού σχεδίου έχει την ακόλουθη μορφή:

Έτος	0	1	2	...	N
(1) Εκταμιεύσεις κεφαλαίου					
(2) Έσοδα					
(3) Έξοδα					
(4) Κέρδη προ Τόκων και Αποσβέσεων = (2) - (3)					
(5) Αποσβέσεις					
(6) Τόκοι					
(7) Κέρδη προ Φόρων = (4) - (5) - (6)					
(8) Φόροι = (7) * Συντ. Φορολόγησης					
(9) Καθαρά κέρδη = (7) - (8)					
(10) Χρεολύσια					
(11) Καθαρή Ταμειακή Ροή = (9) + (5) - (10) - (1)					

Πίνακας 5.1 Τυπική μορφή κατάστασης ταμειακών ροών (Καλιαμπάκος & Λαμίγος, 2008)

Στη συνέχεια θα εξηγηθούν συνοπτικά τα μεγέθη που περιλαμβάνει μια κατάσταση ταμειακών ροών και ειδικότερα όταν αυτή αναφέρεται σε μια επένδυση Α.Π.Ε.

### 5.2.1 Συνολικό κεφάλαιο επένδυσης

Το συνολικό κεφάλαιο μιας επένδυσης Α.Π.Ε χωρίζεται σε:

- κεφάλαιο απαιτούμενο για την προπαρασκευή της επένδυσης.
- κεφάλαιο απαιτούμενο για την εγκατάσταση της μονάδας παραγωγής
- κεφάλαιο κίνησης

Το κεφάλαιο για την προπαρασκευή της επένδυσης αναφέρεται σε δαπάνες που προκύπτουν από ενέργειες που απαιτούνται πριν την έναρξη της φάσης κατασκευής του έργου. Τέτοιες ενέργειες περιλαμβάνουν ερευνητικά κόστη, κόστη μελετών, απόκτησης αδειών, αγοράς οικοπέδων και κατασκευής απαραίτητων υποδομών, όπως δρόμων για την προσπέλαση της περιοχής όπου θα κατασκευαστεί το έργο.

Το κεφάλαιο για την εγκατάσταση της μονάδας παραγωγής αναφέρεται σε δαπάνες που περιλαμβάνουν, μεταξύ άλλων, την αγορά του εξοπλισμού, την τοποθέτηση και στήριξη του εξοπλισμού, την κατασκευή βοηθητικών κτιριακών εγκαταστάσεων και συστημάτων ασφαλείας.

Τέλος, το κεφάλαιο κίνησης, αφορά στην κάλυψη τακτικών και έκτακτων λειτουργικών δαπανών του έργου για μια αρχική περίοδο λειτουργίας συνήθως 3-6 μηνών (πριν αρχίσουν οι εισπράξεις) και τη συνέχιση της λειτουργίας του σε περίπτωση καθυστέρησης είσπραξης οφειλομένων εσόδων, για λόγους ανωτέρας βίας.

Το συνολικό κεφάλαιο μιας επένδυσης μπορεί να προέρχεται από:

- Ίδια κεφάλαια
- Μακροπρόθεσμο τραπεζικό δανεισμό
- Επιχορήγηση

Τα ποσοστά συμμετοχής της κάθε πηγής για τη διάρθρωση της χρηματοδότησης της επένδυσης διαμορφώνονται ανάλογα με τις υφιστάμενες χρηματοοικονομικές συνθήκες της αγοράς, το είδος της τεχνολογίας Α.Π.Ε. και τα χαρακτηριστικά του επενδυτή. Για την Ελληνική αγορά διαμορφώνονται συνήθως ως εξής (Τσαλέμης, et al., 2012):

- Ίδια κεφάλαια: 25%-70%
- Μακροπρόθεσμος τραπεζικός δανεισμός: 40%-75%
- Επιχορήγηση 0-40%

### 5.2.2 Ετήσια έσοδα

Τα ετήσια έσοδα από την λειτουργία μιας επένδυσης ισούνται με το γινόμενο της τιμής πώλησης των παραγόμενων προϊόντων-υπηρεσιών επί την ετήσια παραγωγή.

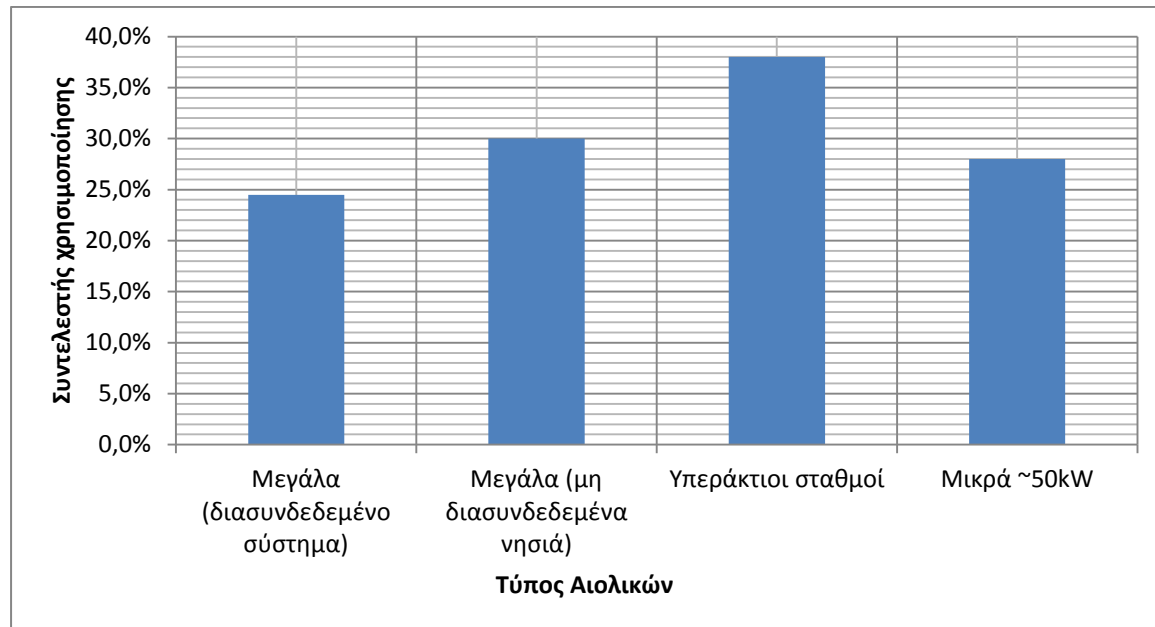
Το πρόβλημα της εκτίμησης των ετήσιων εσόδων είναι γενικά ένα αντικείμενο με ιδιαίτερες δυσκολίες, καθώς απαιτεί την εκτίμηση της ζήτησης των προϊόντων-υπηρεσιών που απορρέουν από την επένδυση, και της τιμής πώλησής τους.

Ωστόσο, στην περίπτωση των περισσότερων επενδύσεων σε Α.Π.Ε. τα ετήσια έσοδα της επένδυσης διαμορφώνονται από την καθορισμένη, από τη σχετική σύμβαση, τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh) και την ετήσια παραγωγή ενέργειας.

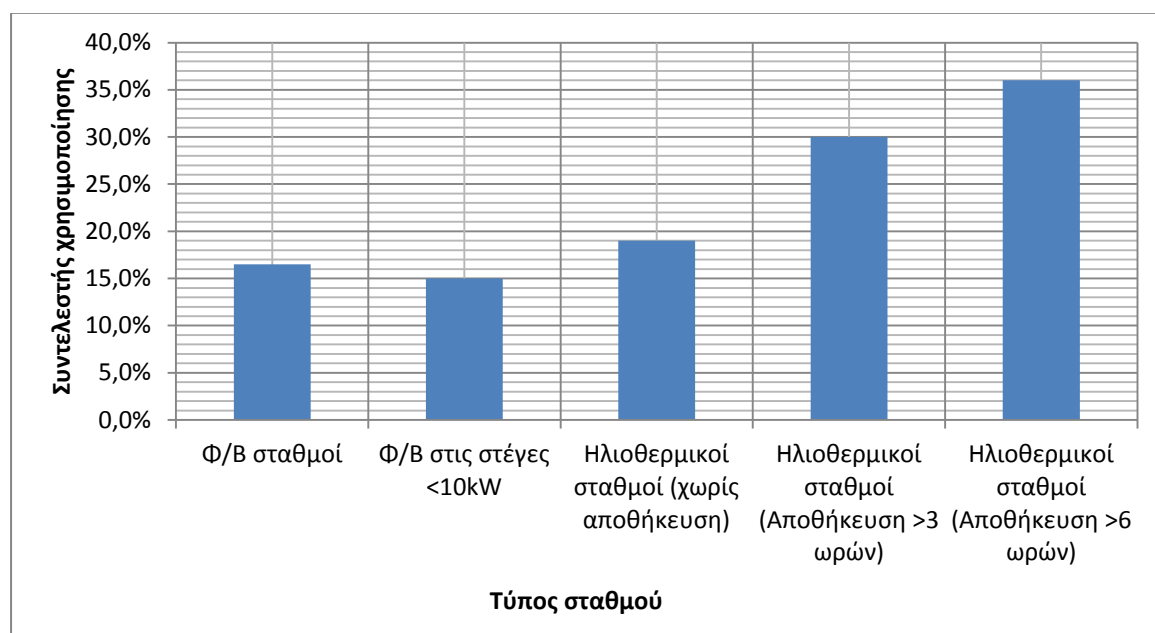
Η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ενός σταθμού Α.Π.Ε. εξαρτάται από την εγκατεστημένη ισχύ του και το συντελεστή χρησιμοποίησης που αντιστοιχεί σε αυτόν. Ο συντελεστής χρησιμοποίησης είναι συνάρτηση κυρίως του διαθέσιμου

δυναμικού (π.χ. αιολικού δυναμικού) και των τεχνολογικών παραμέτρων εκμετάλλευσης του διαθέσιμου δυναμικού.

Τα ακόλουθα γραφήματα παρουσιάζουν το μέσο συντελεστή χρησιμοποίησης ανάλογα με τον τύπο του σταθμού Α.Π.Ε.:

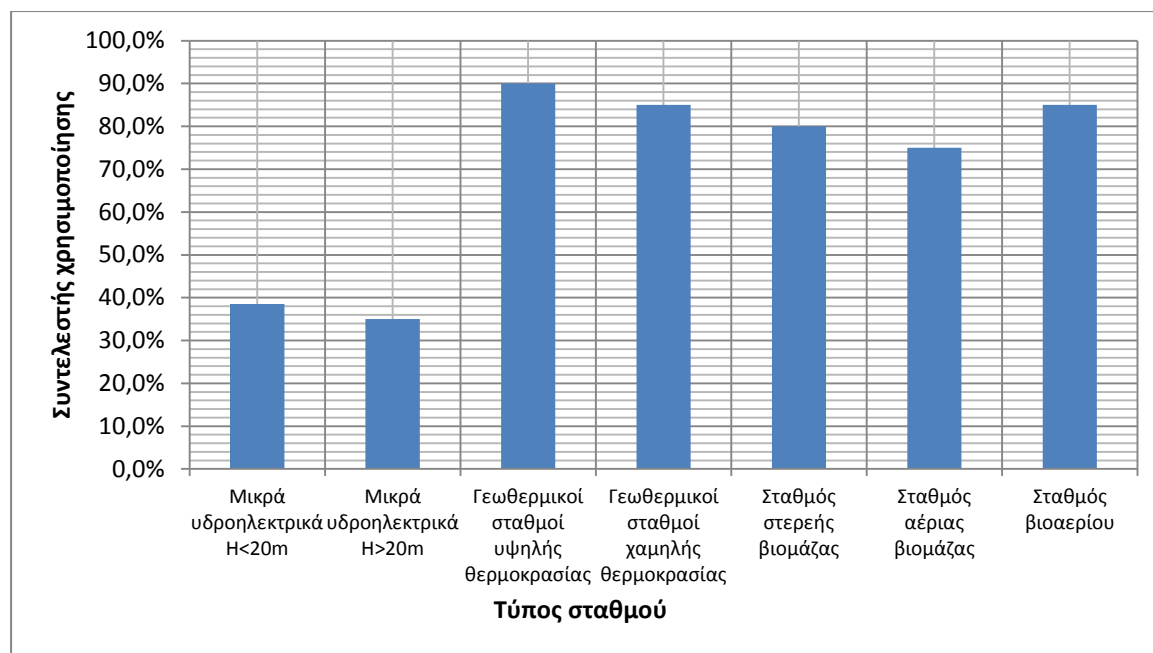


Διάγραμμα 5.1: Μέσος συντελεστής χρησιμοποίησης Αιολικών Πάρκων. Στοιχεία: (Τσαλέμης, et al., 2012)



Διάγραμμα 5.2: Μέσος συντελεστής χρησιμοποίησης φωτοβολταϊκών και ηλιοθερμικών σταθμών. Στοιχεία: (Τσαλέμης, et al., 2012)





Διάγραμμα 5.3: Μέσος συντελεστής χρησιμοποίησης λοιπών σταθμών Α.Π.Ε. στοιχεία: (Τσαλέμης, et al., 2012)

Σημαντική παράμετρο αποτελεί και ο βαθμός απορρόφησης της παραγόμενης ενέργειας από το ηλεκτρικό σύστημα. Ο βαθμός αυτός εκφράζει τις πιθανές ανάγκες για διακοπή λειτουργίας ή απόρριψη μέρους της παραγόμενης ενέργειας του σταθμού που προκύπτουν από την ανάγκη της διατήρησης της λειτουργίας και της ευστάθειας τους συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα, ο βαθμός απορρόφησης θεωρείται, βάσει στατιστικών στοιχείων ως 98%, ενώ στα μη διασυνδεδεμένα νησιά λαμβάνεται ίσως με 90%. (Τσαλέμης, et al., 2012)

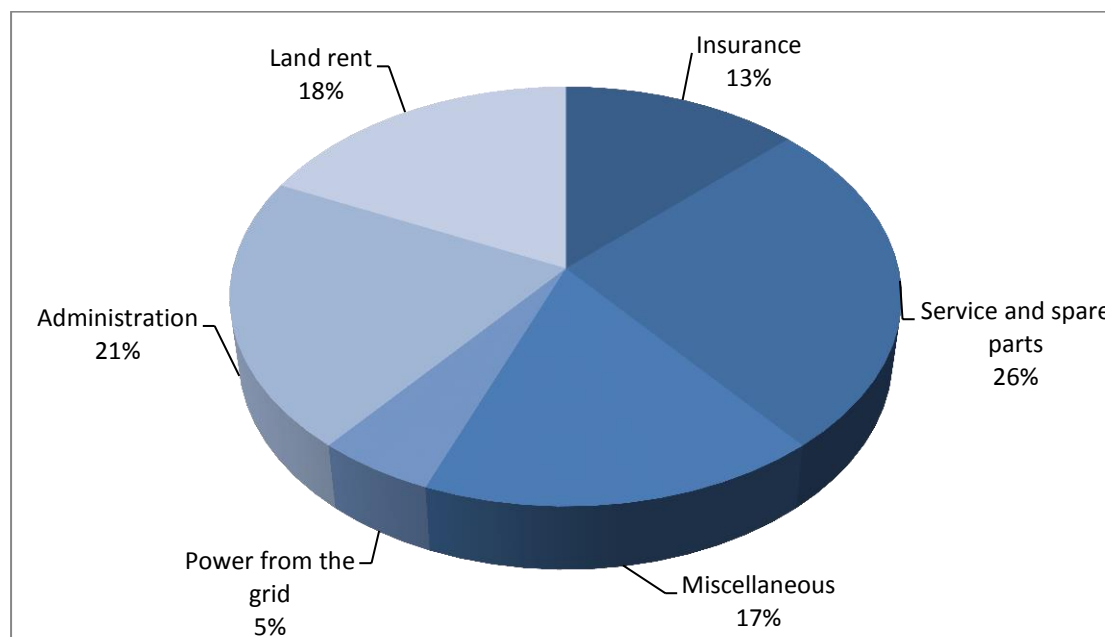
### 5.2.3 Ετήσια έξοδα

Τα ετήσια έξοδα μιας επένδυσης περιλαμβάνουν τα έξοδα της διαδικασίας παραγωγής των προϊόντων ή των υπηρεσιών, τα γενικά έξοδα διάθεσης των παραγόμενων προϊόντων, τα έξοδα διοίκησης, τους τόκους και τα χρεολύσια, αν για την επένδυση αυτή έχει συναφθεί τραπεζικό δάνειο, τους φόρους εισοδήματος και τους λοιπούς ειδικούς φόρους καθώς και τυχούσες επιπρόσθετες εκταμιεύσεις κεφαλαίων (π.χ. για ανανέωση εξοπλισμού).

Πρέπει να σημειωθεί ότι στην κατάσταση ταμειακών ροών δεν εισάγεται άμεσα το κόστος ιδιοκτησίας του εξοπλισμού, όπως συμβαίνει με το λειτουργικό κόστος,

επειδή αυτό δεν αποτελεί ταμειακή εκροή. Το κόστος του κεφαλαίου για την αγορά του εξοπλισμού συμπεριλαμβάνεται στο συνολικό κόστος της επένδυσης.

Συγκεκριμένα για τις επενδύσεις σε Α.Π.Ε., οι λειτουργικές δαπάνες περιορίζονται ως επί το πλείστον σε δαπάνες για τη μίσθωση της γης, εφόσον υπάρχουν, σε έξοδα συντήρησης και επισκευής του εξοπλισμού, σε ασφαλιστικά κόστη, σε διοικητικά και μισθολογικά κόστη καθώς και σε τόκους, χρεολύσια και φορολογικά έξοδα.



Διάγραμμα 5.4: Κατανομή κόστους λειτουργίας και συντήρησης για αιολικά πάρκα στη Γερμανία την περίοδο 1997-2001. (European Wind Energy Association, 2009)

Σε περίπτωση που για την κάλυψη ενός μέρους του κόστους κατασκευής της επένδυσης επιλεγεί η σύναψη δανείου, στα ετήσια έξοδα του έργου προβλέπεται η καταβολή τοκοχρεολυσίων.

Το ύψος των τοκοχρεολυσίων καθορίζεται από το δανειακό κεφάλαιο (loan capital), το επιτόκιο δανεισμού, το χρόνο εξόφλησης του δανείου, τον τρόπο αποπληρωμής (σταθερές ή μεταβλητές δόσεις) και την αρχική περίοδο χάριτος (εφόσον υπάρχει).

Το επιτόκιο δανεισμού διαφοροποιείται ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του επενδυτή, το είδος της επένδυσης, το ύψος του δανείου, την περίοδο αποπληρωμής και το γενικότερο οικονομικό περιβάλλον.

Όσον αφορά στη φορολογία, αυτή αναφέρεται στον ετήσιο φόρο εισοδήματος. Ο φόρος εισοδήματος αποτελεί εκροή για μια επιχείρηση-επένδυση, η οποία υφίσταται μόνο σε περίπτωση κερδοφορίας. Ο φόρος αντιστοιχεί σε ένα ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος της επιχείρησης, το ακριβές ύψος του οποίου καθορίζεται από την εκάστοτε νομοθεσία. Στις περισσότερες περιπτώσεις το φορολογητέο εισόδημα προκύπτει αν από τα μεικτά κέρδη της επιχείρησης αφαιρεθούν οι τόκοι και οι αποσβέσεις.

Ειδικά οι επενδύσεις σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. εκτός του φόρου εισοδήματος που αναφέρθηκε ανωτέρω, επιβαρύνονται, σε πολλές χώρες, και με ειδικό τέλος επί των εσόδων του έργου (κύκλος εργασιών). Στην Ελλάδα, το τέλος αυτό αντιστοιχεί σε 3% επί του κύκλου εργασιών του έργου και σύμφωνα με τη νομοθεσία αποδίδεται στους οικιακούς καταναλωτές και τους Οργανισμούς Τοπικής Αυτοδιοίκησης (Ο.Τ.Α.) των περιοχών όπου εγκαθίστανται τα έργα. Από το ειδικό τέλος αυτό απαλλάσσονται οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί. (Παπαθανασίου, 2012)

Τέλος ως έξοδα που εμπίπτουν στην φορολογία, μπορούν να προσμετρηθούν προσωρινές ή μόνιμες έκτακτες εισφορές και λοιποί έκτακτοι φόροι, οι οποίοι μπορούν να επιβληθούν με αλλαγές στη νομοθεσία. Πρόσφατα, στην περίπτωση της Ελλάδας υπήρξε έκτακτη επιβάρυνση 10-35% επί του κύκλου εργασιών των σταθμών παραγωγής από Α.Π.Ε.

#### **5.2.4 Ετήσιες αποσβέσεις**

Οι αποσβέσεις είναι η λογιστική διαπίστωση της ζημιάς που προκαλείται στην αξία των πάγιων περιουσιακών στοιχείων μιας επένδυσης με τη χρήση (λειτουργική φθορά), την πάροδο του χρόνου (χρονική φθορά) ή την εξέλιξη της τεχνολογίας (τεχνολογική απαξίωση). Η πρακτική των αποσβέσεων συνίσταται στην αφαίρεση ενός συγκεκριμένου ποσού από τα ακαθάριστα κέρδη σε ετήσια βάση, μέχρις ότου το άθροισμα των ετήσιων αποσβέσεων να γίνει ίσο με την αξία αγοράς των πάγιων στοιχείων. Η απόσβεση δεν αποτελεί ταμειακή ροή και για το λόγο αυτό δεν συμπεριλαμβάνεται στις λειτουργικές δαπάνες της κατάστασης ταμειακών ροών.

Βασικά στοιχεία για τον υπολογισμό των αποσβέσεων αποτελούν:

- 1) Ο καθορισμός του αποσβεστέου ποσού.

- 2) Ο καθορισμός της ωφέλιμης ζωής.
- 3) Ο καθορισμός της υπολειμματικής αξίας.

Το αποσβεστέο ποσό μπορεί να είναι το κόστος ή η αναπροσαρμοσμένη αξία του παγίου. Προκύπτει αν από το κόστος κτήσης του παγίου αφαιρέσουμε την υπολειμματική αξία.

Η ωφέλιμη ζωή ενός πάγιου περιουσιακού στοιχείου είναι το χρονικό διάστημα από τη στιγμή που το πάγιο είναι έτοιμο να λειτουργήσει, σύμφωνα με τον καθορισμένο από τη διοίκηση τρόπο, μέχρι τη στιγμή που αυτό κατατάσσεται στην κατηγορία των διαθεσίμων προς πώληση παγίων ή διαγράφεται από τα περιουσιακά στοιχεία της επιχείρησης. Για την εκτίμηση της ωφέλιμης ζωής ενός παγίου πρέπει να ληφθούν υπόψη η αναμενόμενη χρήση του παγίου, η αναμενόμενη φυσική φθορά του, η τεχνολογική και εμπορική απαξίωσή του καθώς και η ύπαρξη νομικών ή άλλων περιορισμών σχετικών με τη χρονική διάρκεια χρήσης του παγίου.

Η υπολειμματική αξία είναι το καθαρό ποσό στο οποίο εκτιμάται ότι θα πωληθεί το πάγιο στο τέλος της ωφέλιμης ζωής του.

Οι κυριότερες μέθοδοι υπολογισμού του ετήσιου ποσού αποσβέσεως είναι:

- 1) Η μέθοδος της σταθερής απόσβεσης (Straight-line Method)

Η μέθοδος αυτή υποθέτει ότι η αξία του παγίου περιουσιακού στοιχείου μειώνεται κατά ίσο ποσό κάθε χρόνο μέχρι να φτάσει την υπολειμματική του αξία.

Η ετήσια απόσβεση του παγίου δίνεται από τον τύπο

$$\text{Ετήσια Απόσβεση} = \frac{\text{Κόστος Κτήσης Παγίου} - \text{Υπολειμματική Αξία}}{\text{Ωφέλιμη Ζωή}}$$

και είναι σταθερή για όλα τα χρόνια της ωφέλιμης ζωής του.

- 2) Η μέθοδος της φθίνουσας απόσβεσης

Η μέθοδος αυτή υποθέτει ότι στα πρώτα έτη της ζωής του παγίου, αυτό αναλώνει περισσότερα οικονομικά οφέλη, και επομένως η αξία του μειώνεται περισσότερο στα έτη αυτά σε σύγκριση με τα τελευταία έτη.

Υπάρχουν δύο μέθοδοι υπολογισμού της φθίνουσας απόσβεσης:

- I. Η μέθοδος του αθροίσματος των αριθμών των ετών ωφέλιμης ζωής
- II. Η μέθοδος του φθίνοντος υπολοίπου

Στην πρώτη μέθοδο η ετήσια απόσβεση προκύπτει με τον πολλαπλασιασμό του αποσβεστέου ποσού με έναν συντελεστή διαφορετικό για κάθε έτος. Ο συντελεστής αυτός προκύπτει ως εξής:

Ο παρανομαστής του συντελεστή είναι σταθερός και προκύπτει ως το άθροισμα των αριθμών των ετών ωφέλιμης ζωής του παγίου. Ο παρανομαστής, είναι διαφορετικός για κάθε έτος και προκύπτει από τον αριθμό των ετών ωφέλιμης ζωής που απομένουν στο υπό εξέταση έτος.

Η μεθοδολογία φαίνεται στον ακόλουθο πίνακα:

Έτος	Αποσβεστέο Ποσό	Υπόλοιπη Ζωή σε έτη	Συντελεστής Απόσβεσης	Απόσβεση στο Τέλος του Έτους	Λογιστική Αξία
1	45.000	5	5/15	15.000	32.000
2	45.000	4	4/15	12.000	20.000
3	45.000	3	3/15	9.000	11.000
4	45.000	2	2/15	6.000	5.000
5	45.000	1	1/15	3.000	2.000
Σύνολο			15/15	45.000	

Πίνακας 5.2: Εφαρμογή της μεθόδου αθροίσματος των αριθμών των ετών ωφέλιμης ζωής για πάγιο αρχικού κόστους 47.000€, υπολειμματικής αξίας 2.000€ και ωφέλιμης ζωής 5 ετών. (Γκίκας, 2008)

Στη μέθοδο του φθίνοντος υπολοίπου για τον υπολογισμό της ετήσιας απόσβεσης, η λογιστική (αναπόσβεστη) αξία του παγίου πολλαπλασιάζεται με ένα συντελεστή απόσβεσης.

Ο συντελεστής αυτός ορίζεται ως:  $\alpha = 1 - \left( \frac{\text{Υπολειμματική Αξία}}{\text{Κόστος Κτήσης}} \right)^{\frac{1}{\text{Ωφέλιμη Ζωή}}}$

(Ψαρράς, 2010)

Η μεθοδολογία φαίνεται στον ακόλουθο πίνακα:

Έτος	Λογιστική Αξία Αρχή του Έτους	Συντελεστής Απόσβεσης	Απόσβεση	Αθροιστική Απόσβεση	Λογιστική Αξία Τέλος του Έτους
1	47.000	0,47	22.003	22.003	24.997
2	24.997	0,47	11.702	33.706	13.294
3	13.294	0,47	6.224	39.929	7.071
4	7.071	0,47	3.310	43.240	3.760
5	3.760	0,47	1.760	45.000	2.000

Πίνακας 5.3 Εφαρμογή της μεθόδου του φθίνοντος υπολοίπου για πάγιο αρχικού κόστους 47.000€, υπολειμματικής αξίας 2.000€ και ωφέλιμης ζωής 5 ετών.

3) Η μέθοδος των μονάδων παραγωγής.

Η μέθοδος αυτή υπολογίζει την απόσβεση με βάση την αναμενόμενη παραγωγή. Συγκεκριμένα, εκτιμάται η παραγωγή που θα προκύψει από το υπό εξέταση πάγιο στοιχείο για κάθε ένα έτος της ωφέλιμης ζωής του.

Η ετήσια απόσβεση προκύπτει για το κάθε έτος από τον ακόλουθο τύπο:

$$\text{Ετήσια Απόσβεση} =$$

$$(\text{Κόστος Κτήσης Παγίου} - \text{Υπολειμματική Αξία}) * \frac{\text{Εκτίμηση Παραγωγής Έτους}}{\text{Συνολική Παραγωγή}}$$

Πλεονέκτημα της μεθόδου είναι ότι αναγνωρίζει χαμηλότερες αποσβέσεις, όταν αναμένονται χαμηλά έσοδα, λόγω μειωμένης παραγωγής.

Μειονέκτημα της μεθόδου αποτελεί το γεγονός ότι πολλές φορές είναι δύσκολο να μετρηθεί η παραγωγή που προέρχεται από τη χρήση του συγκεκριμένου παγίου στοιχείου.

Ειδικά για επενδύσεις σε Α.Π.Ε. για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η μέθοδος αυτή είναι εύκολο να εφαρμοστεί, καθώς είναι άμεση η σύνδεση μεταξύ της χρήσης των παγίων στοιχείων και των παραγόμενων kWh. Επίσης, με τη χρήση της μεθόδου πετυχαίνουμε καλύτερη σύνδεση μεταξύ της λογιστικής και της πραγματικής αξίας του εξοπλισμού στην αγορά για κάθε έτος.

Πρέπει να σημειωθεί ότι ο τρόπος υπολογισμού της απόσβεσης επηρεάζει τα καθαρά κέρδη και επομένως την απόδοση της επένδυσης. Για το λόγο αυτό κατά την αξιολόγηση επενδυτικών στοιχείων είναι σκόπιμο να χρησιμοποιείται η μέθοδος απόσβεσης που προβλέπεται από το ισχύον φορολογικό καθεστώς.

### **5.3 Αξιολόγηση από Επενδυτές**

Από επενδυτικά σχέδια που έχουν υποβληθεί προς χρηματοδότηση στις τράπεζες, αλλά και από σχετικές μελέτες του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Κ.Α.Π.Ε.) προκύπτει ότι οι κύριες μέθοδοι που χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση επενδύσεων στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. είναι οι εξής (Venetsanos, et al., 2002):

- Η Περίοδος Ανάκτησης Κεφαλαίου (Payback Period)
- Η Ανάλυση Νεκρού Σημείου (Break-Even Analysis)
- Οι Μέθοδοι Προεξόφλησης

### 5.3.1 Η Περίοδος Ανάκτησης Κεφαλαίου (Payback Period)

Η Περίοδος Ανάκτησης Κεφαλαίου ορίζεται ως το απαιτούμενο χρονικό διάστημα προκειμένου να καλυφθεί η αρχική δαπάνη της επένδυσης από τις ετήσιες ταμειακές ροές μετά φόρων.

Η Περίοδος Ανάκτησης Κεφαλαίου δίνεται από τον ακόλουθο τύπο:

$$PP = A + \frac{B}{KTP_A} \quad (5.1)$$

όπου:

$PP$ : Η περίοδος ανάκτησης κεφαλαίου.

$A$ : Το τελευταίο έτος με αρνητικές σωρευτικές ταμειακές ροές.

$B$ : Η απόλυτη τιμή των σωρευτικών ταμειακών ροών το έτος  $A$ .

$KTP_A$ : Οι καθαρές ταμειακές ροές κατά το έτος  $A$ .

Στην ειδική περίπτωση όπου οι αναμενόμενες ταμειακές ροές είναι ίσες για κάθε χρόνο η περίοδος ανάκτησης κεφαλαίου μπορεί να δοθεί ως:

$$PP = \frac{K_0}{KTP} \quad (5.2)$$

όπου:

$K_0$ : Το αρχικό κόστος της επένδυσης

$KTP$ : Οι καθαρές ταμειακές ροές κάθε έτους.

Η μέθοδος εφαρμόζεται ευρέως λόγω της απλότητάς της και εκφράζει, κατά μια έννοια, το χρονικό διάστημα κατά το οποίο το επενδύμενο κεφάλαιο βρίσκεται «σε κίνδυνο». Προφανώς όσο μικρότερη είναι η περίοδος αποπληρωμής τόσο ασφαλέστερη θεωρείται η επένδυση.

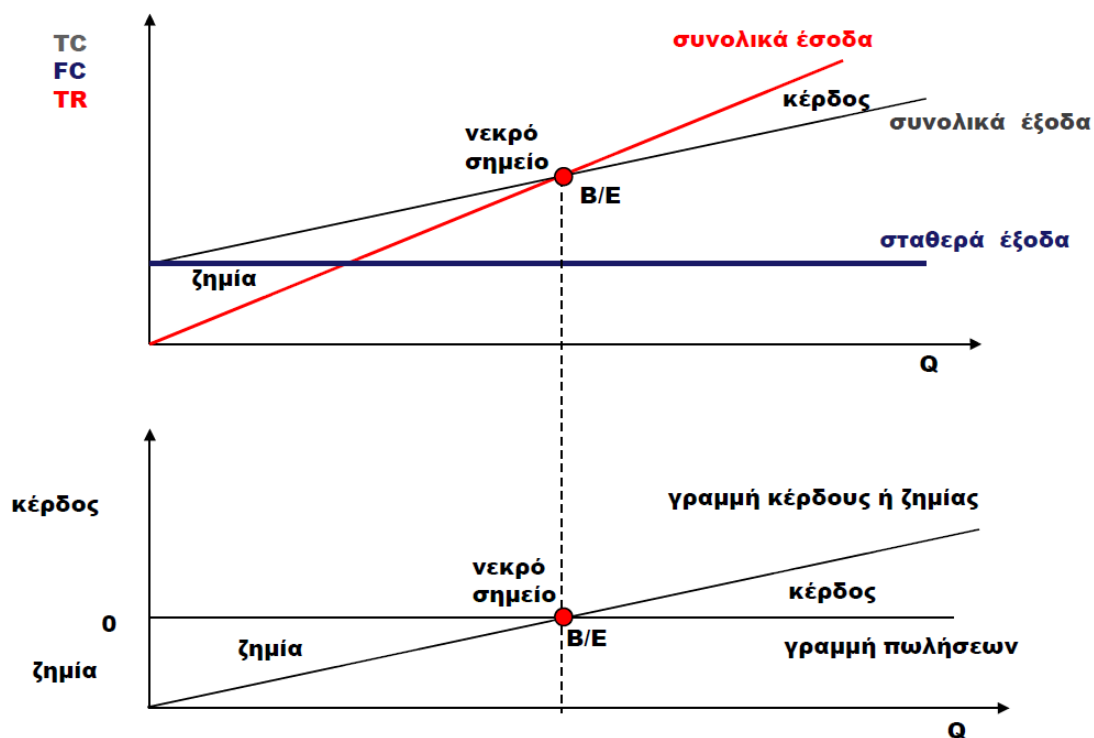
Ωστόσο η μέθοδος αυτή έχει δύο βασικά μειονεκτήματα (Brealey & Myers, 1996):

1. Δεν λαμβάνει υπόψη της τη διαχρονική αξία του χρήματος
2. Δεν λαμβάνει υπόψη της τις ταμειακές ροές που παράγονται μετά την περίοδο ανάκτησης του αρχικού κεφαλαίου.

Η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής(DPP), μια παραλλαγή της μεθόδου, που θα παρουσιαστεί στη συνέχεια, επιχειρεί να εξαλείψει το πρώτο από τα μειονεκτήματα.

### 5.3.2 Η Ανάλυση Νεκρού Σημείου (Break-Even Analysis)

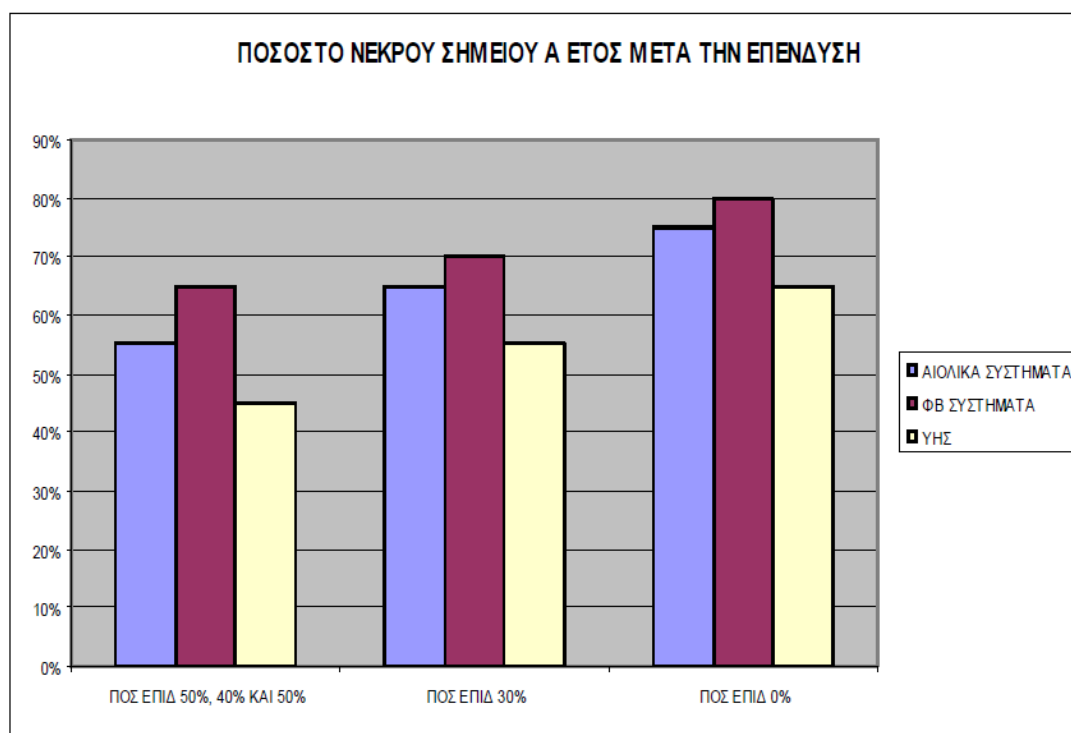
Το ετήσιο νεκρό σημείο ορίζεται ως το σημείο εκείνο της ετήσιας παραγωγής για το οποίο τα συνολικά έσοδα της επένδυσης ισούνται με τα συνολικά έξοδά της. Για παραγόμενη ποσότητα πέραν της ποσότητας που προκύπτει από την ανάλυση νεκρού σημείου, η επένδυση είναι κερδοφόρος, ενώ για μικρότερες παραγόμενες ποσότητες, η επένδυση είναι ζημιογόνος.



Διάγραμμα 5.5: Διαγραμματική απεικόνιση της ανάλυσης νεκρού σημείου. (Ψαρράς & Φλάμος, 2010)

Ως μειονεκτήματα της χρήσης της μεθόδου για την αξιολόγηση επενδύσεων μπορούν να αναφερθούν το γεγονός ότι δεν δίνεται σαφής ένδειξη για την αξία της επένδυσης, και το γεγονός ότι δε λαμβάνεται υπόψη το κόστος ευκαιρίας της αρχικής επένδυσης. Παρά το γεγονός αυτό, η μέθοδος μπορεί να χρησιμοποιηθεί επικουρικά με τις υπόλοιπες μεθόδους για την αξιολόγηση εναλλακτικών προτάσεων επενδύσεων σε Α.Π.Ε. Ιδιαίτερη προσοχή πρέπει να δίνεται στα μεγέθη που χρησιμοποιούνται, δεδομένου ότι η χρήση λογιστικών μεγεθών μπορεί να οδηγήσει σε λανθασμένα συμπεράσματα. (Brealey & Myers, 1996)





Διάγραμμα 5.6: Παράδειγμα χρήσης της ανάλυσης νεκρού σημείου για αξιολόγηση εναλλακτικών σχεδίων Α.Π.Ε. υπό διάφορα σενάρια επιδότησης (Τσιμπλοστεφανάκης & Σαφάκας, 2010)

### 5.3.3 Οι Μέθοδοι Προεξόφλησης

Κοινά στοιχεία των μεθόδων αυτών είναι ο σχηματισμός πρόβλεψης για τις αναμενόμενες μελλοντικές ταμειακές ροές και ο προσδιορισμός ενός ποσοστού απαιτούμενης/αναμενόμενης απόδοσης για την ανάληψη του επενδυτικού κινδύνου (προεξοφλητικό επιτόκιο). Τα στοιχεία αυτά αποτελούν και το πλεονέκτημα των μεθόδων αυτών έναντι εκείνων που παρουσιάστηκαν ανωτέρω και για το λόγο αυτό προτιμώνται από τους επενδυτές.

Οι βασικές μέθοδοι αξιολόγησης που χρησιμοποιούνται σήμερα από τους επενδυτές για αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων είναι:

- Η Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)
- Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης
- Η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής
- Ο Δείκτης Αποδοτικότητας

Οι μέθοδοι αξιολόγησης επενδύσεων που θα παρουσιαστούν στη συνέχεια απαιτούν την άθροιση των ταμειακών ροών. Προκειμένου να γίνει ορθή άθροιση των ταμειακών ροών, καθώς αυτές πραγματοποιούνται σε διαφορετικά έτη, επιβάλλεται

οι ταμειακές ροές να αναχθούν σε ένα κοινό έτος. Η επικρατέστερη μέθοδος για την αναγωγή αυτή, επιδιώκει τον υπολογισμό της αξίας κάθε ταμειακής ροής κατά το έτος 0, τον υπολογισμό, δηλαδή, της Παρούσας Αξίας κάθε ταμειακής ροής κατά το έτος που αρχίζει η επένδυση.

Ο υπολογισμός της παρούσας αξίας ενός ποσού  $C$  που προκύπτει το έτος  $t$  γίνεται με τη βοήθεια του ακόλουθου τύπου:

$$PV = C(1 + k)^{-t} \quad (5.3)$$

Όπου:

$k$ : Το επιτόκιο προεξόφλησης

$(1 + k)^{-t}$ : Ο συντελεστής προεξόφλησης

Το επιτόκιο προεξόφλησης είναι μια επενδυτική παράμετρος που αντανακλά την ελάχιστη αποδεκτή απόδοση μιας επένδυσης. Το ζήτημα της επιλογής του κατάλληλου επιτοκίου προεξόφλησης απασχολεί έντονα τόσο την επιστημονική όσο και την επιχειρηματική κοινότητα. Ο προσδιορισμός του επιτοκίου προεξόφλησης εξαρτάται (πέραν από τον πληθωρισμό, εφόσον αυτός λαμβάνεται υπόψη στην αξιολόγηση της επένδυσης) από το κόστος ευκαιρίας του κεφαλαίου και από τον επιχειρηματικό κίνδυνο που ενέχει η συγκεκριμένη επένδυση. Έτσι, το απαιτούμενο επιτόκιο προεξόφλησης αντανακλά το κόστος μιας ασφαλούς επένδυσης προσαυξημένο κατά έναν αποδεκτό συντελεστή ασφάλειας, ο οποίος επηρεάζεται από ένα πλήθος παραγόντων. Για παράδειγμα στην περίπτωση των επενδύσεων σε Α.Π.Ε., η αβεβαιότητα που υπάρχει στην πρόβλεψη των μελλοντικών συνθηκών σε σχέση με το βαθμό τεχνολογικής ωριμότητας κάθε τεχνολογίας σχετίζεται άμεσα με το ρίσκο της κάθε επένδυσης. Ο παράγοντας αυτός συνυπολογίζεται στο επιτόκιο προεξόφλησης, το οποίο διαμορφώνεται ,μεταξύ άλλων, ανάλογα με το βαθμό ωριμότητας της κάθε τεχνολογίας Α.Π.Ε. Έτσι συνήθως έχουμε διαφορετικό επιτόκιο προεξόφλησης για Αιολικά Πάρκα και Φ/Β σταθμούς και διαφορετικό για γεωθερμικούς και ηλιοθερμικούς σταθμούς.

Για την επιλογή του επιτοκίου προεξόφλησης έχουν αναπτυχθεί ποσοτικές μέθοδοι, οι οποίες βασίζονται στη θεωρία χαρτοφυλακίου. Ωστόσο, συχνά η επιλογή του επιτοκίου γίνεται από τον επενδυτή, χωρίς την εφαρμογή κάποιας ποσοτικής μεθόδου, και στηρίζεται στην υποκειμενική κρίση και την εμπειρία του. (Καλιαμπάκος & Δαμίγος, 2008)

### 5.3.4 Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)

Στη μέθοδο της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ) οι μελλοντικές ταμειακές ροές προεξοφλούνται με το επιτόκιο αναγωγής που επιλέγεται και η ΚΠΑ προκύπτει ως το άθροισμα των προεξοφλημένων αυτών ταμειακών ροών. Πιο συγκεκριμένα, η ΚΠΑ ορίζεται ως η διαφορά της παρούσας αξίας των ετήσιων εισοδημάτων μείον την παρούσα αξία των ετήσιων εξόδων, συμπεριλαμβανομένων των επενδύσεων. Ο υπολογισμός της ΚΠΑ γίνεται με τη βοήθεια της σχέσης:

$$NPV = -K_0 + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+k)^t} + \frac{YA_N}{(1+k)^N} \quad (5.4)$$

Όπου:

$K_0$ : το αρχικό κόστος της επένδυσης (ή Ίδια κεφάλαια),

$KTP_t$ : η Καθαρή ταμειακή Ροή του έτους  $t$ ,

$k$ : το επιτόκιο αναγωγής (προεξόφλησης),

$N$ : η διάρκεια της επένδυσης σε έτη,

$YA_N$ : η υπολειμματική αξία της επένδυσης στο  $N$ -οστό έτος.

Πρέπει να σημειωθεί ότι στην περίπτωση που υπολογίζεται η Καθαρή Παρούσα Αξία ως προς τα ίδια κεφάλαια, το  $K_0$  αντιστοιχεί αποκλειστικά στα Ίδια Κεφάλαια που καταβάλλονται από τον επενδυτή (χωρίς να προσμετρώνται δανειακά κεφάλαια και τυχούσες επιχορηγήσεις) και η ΚΤΡ συμπεριλαμβάνει τοκοχρεολύσια.

Αντίθετα, σε περίπτωση γενικής αξιολόγησης μιας επένδυσης, κυρίως για λόγους σύγκρισης με εναλλακτικές επενδύσεις, κατά την οποία δεν εξετάζεται το χρηματοδοτικό σχήμα της επένδυσης, το  $K_0$  αντιστοιχεί στο συνολικό απαιτούμενο κεφάλαιο για την επένδυση, ενώ η ΚΤΡ δεν περιλαμβάνει, προφανώς, τοκοχρεολύσια.

Η μέθοδος της ΚΠΑ μπορεί να χρησιμοποιηθεί από έναν επενδυτή κατά την αξιολόγηση επενδύσεων με δύο τρόπους:

1. Για την απόρριψη μη κερδοφόρων προτεινόμενων επενδύσεων.

Προκειμένου ένα έργο να είναι οικονομικά συμφέρον, θα πρέπει η ΚΠΑ του να είναι θετική ή, στη χειρότερη περίπτωση, μηδέν ( $NPV \geq 0$ ). Αν αυτό δεν ισχύει ο επενδυτής θα απορρίψει εξ αρχής την επένδυση.

2. Για την επιλογή μεταξύ δύο ή περισσότερων επενδυτικών σχεδίων.

Στην περίπτωση όπου ο επενδυτής έχει τη δυνατότητα να επιλέξει μεταξύ δύο ή περισσότερων εναλλακτικών επενδυτικών σχεδίων, το κριτήριο της ΚΠΑ

μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη σύγκριση μεταξύ των προτεινόμενων επενδύσεων. Αν ο επενδυτής βασιστεί αποκλειστικά στο κριτήριο αυτό, θα πρέπει να επιλέξει την επένδυση με τη μεγαλύτερη ΚΠΑ.

### 5.3.5 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)

Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (EBA) εκφράζει την απόδοση κεφαλαίου της αρχικής επένδυσης κατά τη διάρκεια του οικονομικού κύκλου ζωής της. Ορίζεται ως η τιμή του επιτοκίου αναγωγής, που κάνει την NPV της επένδυσης ίση με το μηδέν για τη διάρκεια της οικονομικής αξιολόγησης. Έτσι υπολογίζεται από τη λύση της εξίσωσης:

$$NPV = 0 \quad (5.5)$$

με άγνωστο το επιτόκιο  $k$ .

Πολλές φορές για απλούστευση θεωρείται ότι η υπολειμματική αξία της επένδυσης είναι μηδενική κατά το χρόνο όπου γίνεται η αποπληρωμή του αρχικού κεφαλαίου. Έτσι η λύση της προηγούμενης εξίσωσης ανάγεται στη λύση ως προς IRR της:

$$-K_0 + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (5.6)$$

Όπως και η ΚΠΑ, έτσι και Εσωτερικό Βαθμός Απόδοσης μπορεί να χρησιμοποιηθεί από έναν επενδυτή κατά την αξιολόγηση επενδύσεων με δύο τρόπους:

1. Για την απόρριψη μη κερδοφόρων προτεινόμενων επενδύσεων.

Προκειμένου η επένδυση στο έργο να θεωρείται συμφέρουσα για τον επενδυτή, θα πρέπει ο IRR του να είναι μεγαλύτερος από το ελάχιστο αποδεκτό επιτόκιο προεξόφλησης ( $IRR \geq k$ ). Αν αυτό δεν ισχύει ο επενδυτής θα απορρίψει εξ αρχής την επένδυση.

2. Για την επιλογή μεταξύ δύο ή περισσότερων επενδυτικών σχεδίων.

Στην περίπτωση όπου ο επενδυτής έχει τη δυνατότητα να επιλέξει μεταξύ δύο ή περισσότερων εναλλακτικών επενδυτικών σχεδίων, το κριτήριο τους εσωτερικού βαθμού απόδοσης μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη σύγκριση μεταξύ των προτεινόμενων επενδύσεων. Αν ο επενδυτής βασιστεί

αποκλειστικά στο κριτήριο αυτό, θα πρέπει να επιλέξει την επένδυση με το μεγαλύτερο IRR.

Οι μέθοδοι του IRR και της ΚΠΑ χρησιμοποιούνται ευρύτατα, πολλές φορές και συνδυαστικά, από επενδυτές για την αξιολόγηση επενδυτικών στοιχείων. Κάθε μια από τις μεθόδους εμφανίζει πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα. Αυτά παρουσιάζονται συνοπτικά στον πίνακα που ακολουθεί.

### 5.3.6 Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (DPP)

Τα κριτήρια της Καθαρής Παρούσα Αξίας και του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης, που αναφέρθηκαν ανωτέρω, δίνουν πληροφορίες σχετικά με το αν και κατά πόσο μια επένδυση είναι συμφέρουσα για τον επενδυτή. Ωστόσο, πολλές φορές δεν επαρκούν για την οικονομική αξιολόγηση ενός έργου. Σε αρκετές περιπτώσεις οι επενδυτές δίνουν μεγαλύτερη σημασία στο χρόνο στον οποίο θα τους επιστραφεί έντοκα το αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης και όχι στην ΚΠΑ ή τον IRR αυτής. Για παράδειγμα ένας επενδυτής ενδέχεται να επιλέξει ένα έργο με IRR=15%, αν αναμένει να πάρει τα χρήματά του πίσω έντοκα νωρίτερα σε σχέση με ένα έργο με IRR=20% για το οποίο θα χρειαστεί μεγαλύτερο διάστημα αναμονής.

Για τον υπολογισμό του απαιτούμενου χρόνου προκειμένου να καλυφθεί έντοκα η αρχική δαπάνη από τις καθαρές ταμειακές ροές ενός έργου χρησιμοποιείται ο δείκτης της Εντόκου Περίοδου Αποπληρωμής (DPP).

Η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής προσδιορίζεται από τη λύση της εξίσωσης:

$$NPV = 0 \quad (5.7)$$

με άγνωστο το N.

Πολλές φορές για απλούστευση θεωρείται ότι η υπολειμματική αξία της επένδυσης είναι μηδενική κατά το χρόνο όπου γίνεται η αποπληρωμή του αρχικού κεφαλαίου.

Έτσι η λύση της προηγούμενης εξίσωσης ανάγεται στη λύση ως προς  $x$  της:

$$-K_0 + \sum_{t=1}^x \frac{KTP_t}{(1+k)^t} = 0 \quad (5.8)$$

### 5.3.7 Δείκτης Αποδοτικότητας (PI)

Ο δείκτης κέρδους (PI) προκύπτει ως ο λόγος την παρούσας αξία των μελλοντικών ταμειακών ροών προς το αρχικό κόστος της επένδυσης.

Δηλαδή:

$$PI = \frac{\text{Παρούσα αξία των ταμειακών εισρόδων}}{\text{Αρχικό κόστος επένδυσης}} \quad (5.9)$$

Η βασική διαφορά μεταξύ των τεχνικών αξιολόγησης NPV και PI έγκειται στο πώς η κάθε μέθοδος χρησιμοποιεί το αρχικό κόστος της επένδυσης. Η τεχνική του NPV αφαιρεί το αρχικό κόστος της επένδυσης από την παρούσα αξία των προσδοκώμενων ταμειακών ροών, ενώ ο PI χρησιμοποιεί το αρχικό κόστος ως παρανομαστή.

Η σχέση του δείκτη αποδοτικότητας μπορεί επίσης να γραφεί ως:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+k)^t}}{K_0} \quad (5.10)$$

η οποία δίνει την ευρέως χρησιμοποιούμενη σχέση:

$$PI = \frac{NPV}{K_0} + 1 \quad (5.11)$$

Ένα επενδυτικό σχέδιο μπορεί να γίνει αποδεκτό εάν ο δείκτης κέρδους υπερβαίνει την μονάδα, ή οριακά είναι ίσος με τη μονάδα ( $PI \geq 1$ ). Σε διαφορετική περίπτωση η επένδυση απορρίπτεται από τον υποψήφιο επενδυτή ως μη συμφέρουσα.

Στην περίπτωση που ένας επενδυτής επιλέξει να χρησιμοποιήσει αποκλειστικά το δείκτη αποδοτικότητας για να συγκρίνει δύο ή περισσότερες επενδύσεις, θα επιλέξει την επένδυση με το μεγαλύτερο δείκτη αποδοτικότητας.

### 5.3.8 Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE)

Πέραν των κλασικών μεθόδων αξιολόγησης επενδύσεων που αναφέρθηκαν ανωτέρω, ειδικά για έργα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιείται και ο δείκτης Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (Levelised Cost of Energy – LCOE).

Ο δείκτης αυτός αντιπροσωπεύει την απαιτούμενη τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας ώστε να αποσβένονται όλα τα επιμέρους κόστη της επένδυσης σε όλη τη διάρκεια ζωής της. Πιο συγκεκριμένα, εκφράζει σε τιμές παρούσας αξίας το κόστος

που απαιτείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη τη διάρκεια ζωής μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής σταθμισμένο ως προς τη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας συνυπολογίζοντας όλες τις επιμέρους συνιστώσες κόστους (κόστος επένδυσης, λειτουργίας, καυσίμου, δανειοδότησης, ασφάλισης κ.λπ.).

Υπολογίζεται ως το πηλίκο του συνολικού κόστους κατά την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης προς τη συνολική παραγωγή του σταθμού, εκφρασμένα σε όρους παρούσας αξίας:

$$LCOE = \frac{\text{total lifetime expenses}}{\text{total expected output}} \quad (5.12)$$

Τυπικά ο δείκτης LCOE υπολογίζεται για τη διάρκεια ζωής του έργου και εκφράζεται σε μονάδες νομίσματος ανά kWh (€/kWh).

Στις περισσότερες εφαρμογές του σταθμισμένου κόστους ενέργειας χρησιμοποιείται η απλουστευμένη έκφραση του όπου λαμβάνεται υπόψη το συνολικό επενδυτικό κόστος, τα ετήσια λειτουργικά έξοδα και η τελική υπολειμματική αξία της εξεταζόμενης επένδυσης. Η αναλυτική έκφραση του ,ωστόσο, πρέπει να περιλαμβάνει και τις συνιστώσες που αφορούν τις αποσβέσεις, τους όρους δανεισμού αλλά και την φορολογική επιβάρυνση της επένδυσης. (Darling, et al., 2011)

Έτσι αναλυτική εκτίμηση του σταθμισμένου κόστους ενέργειας υπολογίζεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$LCOE = \frac{IK - \sum_{n=1}^N \frac{AP_n + TK_n}{(1+r)^n} \times \Sigma\Phi + \sum_{n=1}^N \frac{TXP_n}{(1+r)^n} + \sum_{n=1}^N \frac{AK_n}{(1+r)^n} \times (1 - \Sigma\Phi) - \frac{YA}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{HA_n}{(1+r)^n} \times (1 - \Sigma\Phi)} \quad (5.13)$$

όπου,

*IK*: τα ίδια κεφάλαια που απαιτήθηκαν για την υλοποίηση της επένδυσης (εξαιρουμένης ενδεχόμενης επιδότησης) ,

*ΑΠ*: το ετήσιο κόστος επανάκτησης του κεφαλαίου της επένδυσης(αποσβέσεις),

*TK*: το ετήσιο κόστος εξυπηρέτησης των τόκων του δανείου που απαιτήθηκε,

*TXP*: το ετήσιο κόστος εξυπηρέτησης των τοκοχρεολυσίων του δανείου που απαιτήθηκε,

*AK*: το συνολικό ετήσιο λειτουργικό κόστος συμπεριλαμβανομένων όλων των συνιστωσών κόστους όπως μπορεί να είναι το κόστος εξασφάλισης της πρώτης ύλης, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του έργου, το κόστος ασφάλισης του

εξοπλισμού και των εσόδων, το κόστος που αντιστοιχεί στην πληρωμή του ανταποδοτικού τέλους προς τους ΟΤΑ κ.α,

ΥΑ: η υπολειμματική αξία της επένδυσης,

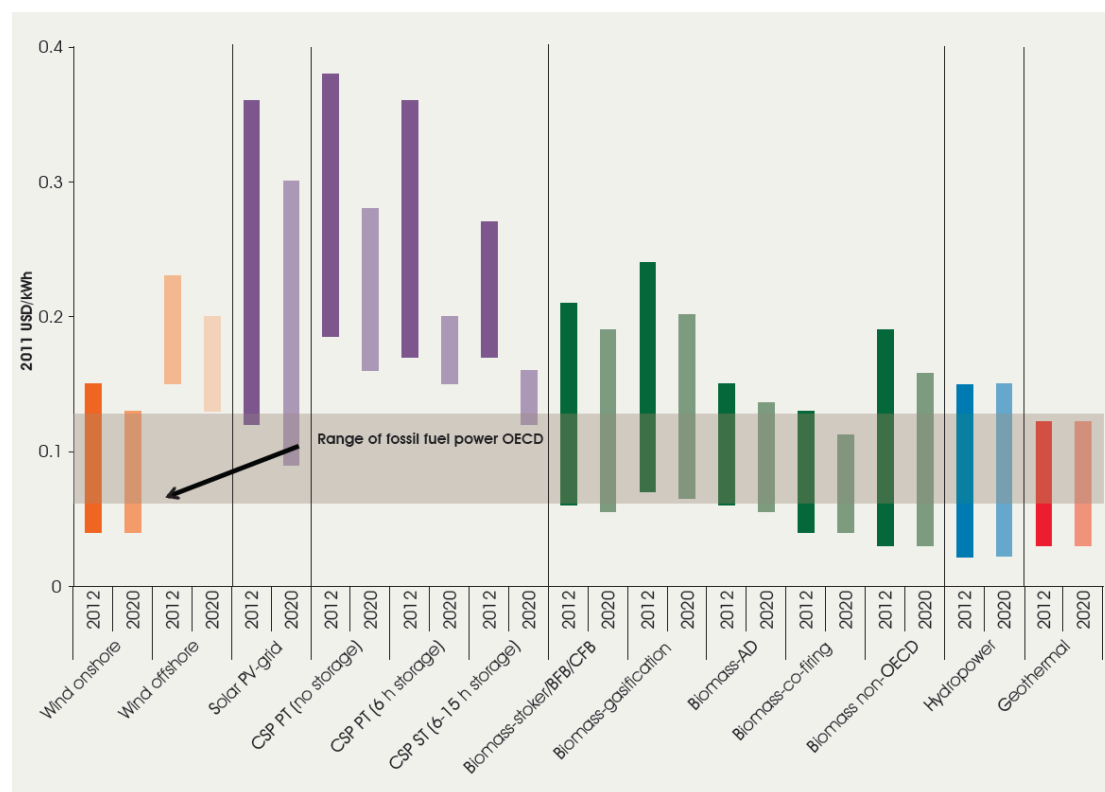
ΗΛ: η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια,

ΣΦ: ο συντελεστής φορολόγησης των εσόδων,

$r$ : το επιτόκιο προεξόφλησης,

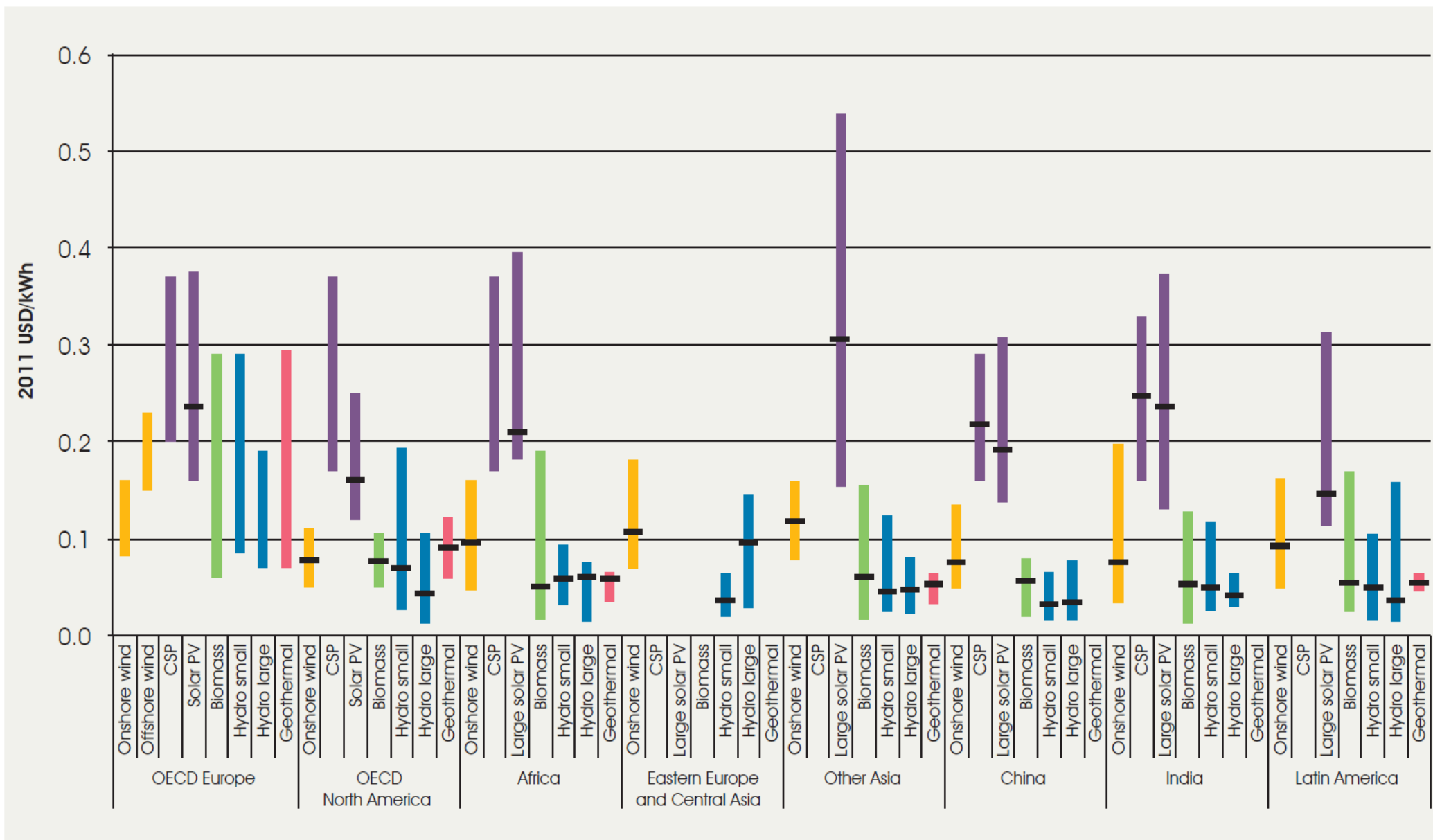
$n$ : το έτος λειτουργίας της μονάδας.

Στα διαγράμματα που ακολουθούν φαίνεται το τυπικό διάστημα στο οποίο κινείται ο δείκτης LCOE ανάλογα με τη τεχνολογία Α.Π.Ε και την χώρα εγκατάστασης του έργου.



Διάγραμμα 5.7: Τυπική κατανομή του δείκτη LCOE για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. το 2012 και σχετική πρόβλεψη για το 2020. (IRENA, 2012)





Διάγραμμα.5.8: Τυπική διακύμανση και σταθμισμένοι μέσοι όροι δείκτη LCOE για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. το 2012 ανά περιοχή. (IRENA, 2012)

## **5.4 Αξιολόγηση από Τράπεζες**

Όπως αναφέρθηκε και στην εισαγωγή, επενδυτές και δανειοδότες χρησιμοποιούν την ίδια οικονομική ανάλυση για την εξαγωγή συμπερασμάτων σχετικά με την επενδυσιμότητα και τη χρηματοδοσιμότητα αντίστοιχα, οι οικονομικοί δείκτες και κυρίως η βαρύτητα που αποδίδεται σε αυτούς διαφέρουν ανάλογα με τα συμφέροντα του κάθε μέρους.

Οι οικονομικοί δείκτες που παρουσιάστηκαν προηγουμένως δίνουν μια εικόνα για το κατά πόσον μια επένδυση είναι κερδοφόρος και επιτρέπουν τη σύγκριση μεταξύ εναλλακτικών επενδύσεων. Για το λόγο αυτό λαμβάνονται σοβαρά υπόψη από επενδυτές και τράπεζες.

Ωστόσο, μια επένδυση που αξιολογείται θετικά με τις μεθόδους αξιολόγησης που παρουσιάστηκαν ανωτέρω, μπορεί να μην είναι βιώσιμη στην πραγματικότητα. Για παράδειγμα, αν τα έσοδα που προκύπτουν από τη λειτουργία της επένδυσης για κάποιον χρόνο δεν υπερκαλύπτουν τα κεφάλαια που απαιτούνται για την πληρωμή λειτουργικών εξόδων και δανειακών υποχρεώσεων κατά το χρόνο αυτό, ενδέχεται να παρουσιαστούν προβλήματα ρευστότητας τα οποία μπορεί να προκαλέσουν και περαιτέρω προβλήματα στην επένδυση και στους δανειοδότες της. Για το λόγο αυτό οι δανειοδότες μπορεί να αποφύγουν τη συμμετοχή τους σε επένδυση για την οποία προβλέπουν ότι ενδέχεται να παρουσιαστούν τέτοια προβλήματα ακόμα και αν αυτή παρουσιάζει υψηλή προβλεπόμενη κερδοφορία (π.χ. υψηλό IRR).

Στο υποκεφάλαιο αυτό θα εξεταστούν οι βασικοί δείκτες που χρησιμοποιούνται από τις τράπεζες για τον έλεγχο της βιωσιμότητας των προτεινόμενων επενδύσεων.

### **5.4.1 Δείκτης Κάλυψης Δανειακών Υποχρεώσεων (DSCR)**

Για κάθε χρόνο λειτουργίας ενός έργου, μέχρι την αποπληρωμή των δανείων του, ο δείκτης αυτός εκφράζει τη σχέση που υπάρχει ανάμεσα στις λειτουργικές ταμειακές ροές και την εξυπηρέτηση του χρέους.

Ο δείκτης υπολογίζεται από τον ακόλουθο τύπο: (Corality Financial Group, 2011)

$$DSCR = \frac{CFADS_t}{K_t + I_t} \quad (5.14)$$

όπου:

$CFADS_t$ : Οι ταμειακές ροές που είναι διαθέσιμες για την εξυπηρέτηση του χρέους κατά το χρόνο  $t$ . Οι ταμειακές αυτές ροές προκύπτουν από το Κέρδος προ Τόκων, Φόρων και Αποσβέσεων (EBITDA) ύστερα από προσαρμογή για μεταβολές στο κεφάλαιο κίνησης, νέες κεφαλαιουχικές δαπάνες (π.χ. επέκταση έργου), πωλήσεις πάγιων στοιχείων και φόρους. (βλ. πίνακα 5.4)

$K$ : το χρεολύσιο που πληρώνεται το χρόνο  $t$

$I$ : Ο τόκος που πληρώνεται το χρόνο  $t$

Αρχή Περιόδου	1-Ιαν-09	1-Ιαν-10	1-Ιαν-11	1-Ιαν-12
Τέλος Περιόδου	31-Δεκ-09	31-Δεκ-10	31-Δεκ-11	31-Δεκ-12
<b><u>Ταμειακές ροές</u></b>				
<b>Έσοδα</b>				
Πωλήσεις	€73.265	€88.685	€88.732	€88.532
Λοιπά έσοδα	-	-	-	-
<b>Σύνολο</b>	<b>€73.265</b>	<b>€88.685</b>	<b>€88.732</b>	<b>€88.532</b>
<b>Λειτουργικά έξοδα</b>				
Σταθερά λειτ. έξοδα	(€1.500)	(€1.500)	(€1.500)	(€1.500)
Μεταβλητά λειτ. Έξοδα	(€24.968)	(€27.958)	(€35.158)	(€35.584)
<b>Σύνολο</b>	<b>(€26.468)</b>	<b>(€29.458)</b>	<b>(€36.658)</b>	<b>(€37.084)</b>
<b>Κεφαλαιουχικές δαπάνες</b>				
Δαπάνες επέκτασης	(€12.500)	(€12.500)	(€5.500)	(€5.500)
<b>Σύνολο</b>	<b>(€12.500)</b>	<b>(€12.500)</b>	<b>(€5.500)</b>	<b>(€5.500)</b>
<b>Εισροές επενδυτικών κεφαλαίων</b>				
Νέο Δάνειο	-	-	-	-
Ίδια Κεφάλαια	-	-	-	-
<b>Σύνολο</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Φόρος	(€8.574)	(€11.682)	(€11.644)	(€11.487)
Αλλαγές στο Κεφάλαιο Κίνησης	-	-	-	-
<b>CFADS</b>	<b>€25.723</b>	<b>€35.045</b>	<b>€34.931</b>	<b>€34.461</b>
<b>Εξυπηρέτηση Δανείου</b>				
Τόκοι	(€4.406)	(€3.403)	(€2.337)	(€1.204)
Χρεολύσια	(€16.056)	(€17.060)	(€18.126)	(€19.259)
<b>Σύνολο</b>	<b>(€20.462)</b>	<b>(€20.463)</b>	<b>(€20.463)</b>	<b>(€20.463)</b>

Πίνακας.5.4 : Παράδειγμα υπολογισμού των CFADS.

Ο DSCR εξετάζει το αν για κάθε χρόνο λειτουργίας του έργου οι λειτουργικές ταμειακές ροές του (αριθμητής) επαρκούν για την εξυπηρέτηση του χρέους (παρανομαστής) δηλαδή για την πληρωμή των χρεολυσίων και των τόκων που προκύπτουν.

Προκειμένου ένα έργο να είναι οικονομικά βιώσιμο θα πρέπει ο λόγος του DSCR να προκύπτει μεγαλύτερος της μονάδας ( $DSCR > 1$ ) για κάθε έτος λειτουργίας του έργου μέχρι την πλήρη αποπληρωμή του δανειζόμενου κεφαλαίου. Όσο μεγαλύτερη προκύπτει η τιμή του DSCR για κάθε έτος, τόσο θετικότερα αξιολογείται το έργο, καθώς υποδηλώνει ότι υπάρχει περιθώριο κάλυψης τυχόντων εσφαλμένων προβλέψεων των ταμειακών ροών που μπορεί να προκύψουν λόγω απροσδόκητων γεγονότων. (Gatti, 2008)

Είναι προφανές ότι ο δείκτης DSCR δεν υπολογίζεται για τα έτη στα οποία κατασκευάζεται η επένδυση και επομένως δεν αναμένονται ταμειακές εισροές. Εξάλλου, κατά τα έτη αυτά δεν προβλέπεται πληρωμή τοκοχρεολυσίων.

Στον ακόλουθο πίνακα παρουσιάζονται οι εκτιμήσεις τις αγοράς για τα όρια των αποδεκτών τιμών DSCR ανάλογα με το είδος του έργου, στην περίπτωση της αυτοχρηματοδότησης. Όπως προκύπτει από τον πίνακα αυτόν, οι αποδεκτές τιμές DSCR συνδέονται με το ρίσκο που έχει κάθε έργο υπό την οπτική των δανειστών. Για παράδειγμα, τα έργα που σχετίζονται με μεταφορές θεωρούνται ότι έχουν μεγαλύτερο ρίσκο καθώς για αυτά δεν υπογράφονται μακροπρόθεσμες συμβάσεις εγγυημένων εισροών. Το γεγονός αυτό οδηγεί τους δανειστές στην απαίτηση μεγαλύτερου λόγου DSCR προκειμένου να δεχθούν να χρηματοδοτήσουν το έργο. (Gatti, 2008)

Τομέας έργου	Μέσο απαιτούμενο DSCR
<b>Ενέργεια</b>	
Εμπορικές μονάδες (χωρίς σύμβαση εγγυημένων εσόδων)	2,00-2,25
Μονάδες με συμφωνία υπεργολαβίας <sup>1</sup>	1,50-1,70
Περιπτώσεις που αφορούν ρυθμιζόμενες δραστηριότητες	1,30-1,50
<b>Μεταφορές/Ναυτιλία</b>	1,25-1,50
<b>Τηλεπικοινωνίες</b>	1,20-1,50
<b>Διαχείρισης Νερού</b>	1,20-1,30
<b>Εκμετάλλευσης Αποβλήτων</b>	1,35-1,40
<b>Σ.Δ.Ι.Τ.</b>	1,35-1,40

Πίνακας 5.5: Μέσο απαιτούμενο DSCR σε διάφορους τομείς για χρηματοδότηση με Project Finance. (Gatti, 2008) \*

Σε πολλές περιπτώσεις οι δανειστές πέραν ενός ελάχιστου απαιτούμενου DSCR για κάθε χρόνο λειτουργίας του έργου, απαιτούν και ένα ελάχιστο μέσο DSCR. Το μέσο DSCR είναι ουσιαστικά ο μέσος όρος όλων των DSCR που καταγράφονται κατά τη διάρκεια του έργου και δίνεται από την ακόλουθη σχέση:

$$AVDSCR = \frac{DSCR_1 + DSCR_2 + \dots + DSCR_n}{n} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CFADS_t}{K_t + I_t}}{n} \quad (5.15)$$

Ο υπολογισμός του μέσου DSCR χρησιμεύει στην εύκολη σύγκριση μεταξύ εναλλακτικών προτεινόμενων επενδύσεων.

### 5.4.2 Δείκτης Κάλυψης Δανείου κατά τη Διάρκειά του (LLCR)

Ο δείκτης LLCR (Loan Life Cover Ratio) σε αντίθεση με τον DSCR, που υπολογίζεται ανά χρόνο, υπολογίζεται για όλη τη διάρκεια του δανείου και μετρά το πόσες φορές οι ταμειακές ροές του έργου μπορούν να αποπληρώσουν το συνολικό χρέος. (Gatti, 2008)

Γενικά ο δείκτης LLCR υπολογίζεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$LLCR = \frac{\sum_{t=s}^{s+n} \frac{CFADS_t}{(1+i)^t}}{O_s} \quad (5.16)$$

Όπου:

<sup>1</sup> Συμφωνία υπεργολαβίας (Tolling Agreement): Συμφωνία ανάμεσα στην εταιρία που κατέχει μονάδα παραγωγής και σε εταιρία που έχει υπό την κατοχή της πρώτες ύλες για την μετατροπή τους σε προϊόντα, έναντι καθορισμένης αμοιβής (toll), με τις πρώτες ύλες και τα προϊόντα να παραμένουν στην ιδιοκτησία της δεύτερης.

$s$ : Ο χρόνος στον οποίο γίνεται η αξιολόγηση

$n + s$ : Ο χρόνος στον οποίο προβλέπεται να αποπληρωθεί πλήρως το δάνειο

$O_s$ : Το εναπομένον χρέος (Outstanding debt) κατά το χρόνο αξιολόγησης  $s$ .

Το εναπομένον χρέος μπορεί να υπολογιστεί ως εξής:

$$O_s = \sum_{t=s}^{s+n} \frac{DS_t}{(1+i)^t} \quad (5.17)$$

Όπου:

$DS_t$ : Η οφειλόμενη δόση του έτους  $t$

$i$ : Το επιτόκιο του δανείου

Η μελέτη του δείκτη LLCR συνήθως γίνεται στο χρόνο  $s=0$  (στην αρχή του έργου) και ταμειακές ροές CFADS όλων των ετών ανάγονται στο έτος 0. Με την επιπλέον θεώρηση ότι το υπό εξέταση δάνειο θα έχει περίοδο χάριτος, για όλη τη διάρκεια κατασκευής του έργου, ο υπολογισμός του δείκτη μπορεί να απλοποιηθεί ως εξής: (Corality Financial Group, 2011)

$$LLCR = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CFADS_t}{(1+i)^t}}{O_0} = \frac{NPV(CFADS_0 + CFADS_1 + \dots + CFADS_n)}{O_0} \quad (5.18)$$

Όπου:

$n$ : Ο χρόνος στον οποίο προβλέπεται να αποπληρωθεί πλήρως το δάνειο

$O_0$ : Το συνολικό υπόλοιπο του δανείου το έτος 0. Πρακτικά το ποσό αυτό είναι το αρχικό δανειακό κεφάλαιο

Ο ανωτέρω τύπος θεωρεί ότι η κατασκευή του έργου θα ολοκληρωθεί κατά το έτος εκταμίευσης των χρημάτων (έτος 0). Σε περίπτωση που απαιτείται μεγαλύτερος χρόνος κατασκευής, ως «έτος 0» μπορεί να θεωρηθεί όλη η περίοδος της κατασκευής του έργου.

Είναι εμφανές ότι ο δείκτης LLCR δεν ελέγχει για «περιόδους αδυναμίας», όπου οι ταμειακές ροές δεν επαρκούν για την αποπληρωμή των χρεών. Αντίθετα υπολογίζει κατά μέσο όρο την δυνατότητα αποπληρωμής των χρεών από το έργο. Για το λόγο αυτό χρησιμοποιείται συμπληρωματικά με τον δείκτη DSCR στην αξιολόγηση της χρηματοδοτησιμότητας έργων.

Προκειμένου ένα έργο να μπορεί να χρηματοδοτηθεί θα πρέπει ο λόγος του LLCR να προκύπτει μεγαλύτερος ή ίσος με τη μονάδα ( $LLCR \geq 1$ ). Όσο μεγαλύτερη προκύπτει η τιμή του LSCR για κάθε έτος, τόσο θετικότερα αξιολογείται το έργο, καθώς υποδηλώνει ότι υπάρχει περιθώριο κάλυψης τυχόντων εσφαλμένων προβλέψεων των ταμειακών ροών που μπορεί να προκύψουν λόγω απροσδόκητων γεγονότων. (Gatti, 2008)

Μερικές φορές, ανάλογα με τον τύπο και τις ειδικές ανάγκες του έργου δανειστές και δανειζόμενοι συμφωνούν να εισάγουν στον αριθμητή του δείκτη LLCR και άλλα περιουσιακά στοιχεία πέραν τις Καθαρές Παρούσας Αξίας των διαθέσιμων ταμειακών ροών του έργου. Η πιο συχνή τέτοια περίπτωση είναι η δημιουργία Ειδικού Λογαριασμού Εξυπηρέτησης Χρέους (DSRA) στον οποίο συμφωνείται να παραμένει πάντα σταθερό ποσό, που προκύπτει από προηγούμενες κερδοφόρες χρήσεις του έργου, με σκοπό την κάλυψη των υποχρεώσεών του σε περιόδους όπου οι ταμειακές ροές που είναι διαθέσιμες για την εξυπηρέτηση του χρέους(CAFDS) είναι μικρότερες από αυτές που απαιτούνται. (Corality Financial Group, 2011)

Στον ακόλουθο πίνακα παρουσιάζονται οι εκτιμήσεις τις αγοράς για τα όρια των αποδεκτών τιμών LLCR ανάλογα με το είδος του έργου, στην περίπτωση της αυτοχρηματοδότησης. Όπως προέκυψε και στην περίπτωση του DSCR, οι αποδεκτές τιμές LLCR συνδέονται με το ρίσκο που έχει κάθε έργο υπό την οπτική των δανειστών.

Τομέας έργου	LLCR
<b>Ενέργεια</b>	
Εμπορικές μονάδες (χωρίς σύμβαση εγγυημένων εσόδων)	2,25-2,75
Μονάδες με συμφωνία υπεργολαβίας	1,50-1,80
Περιπτώσεις που αφορούν ρυθμιζόμενες δραστηριότητες	1,30-1,50
<b>Μεταφορές/Ναυτιλία</b>	1,40-1,60
<b>Διαχείρισης Νερού</b>	1,30-1,40
<b>Εκμετάλλευσης Αποβλήτων</b>	1,80-1,90
<b>Σ.Δ.Ι.Τ.</b>	1,45-1,50

Πίνακας 5.6 : Απαιτούμενο LLCR σε διάφορους τομείς για χρηματοδότηση με Project Finance. (Gatti, 2008)





---

## Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup>: Προτεινόμενη Μεθοδολογία

---



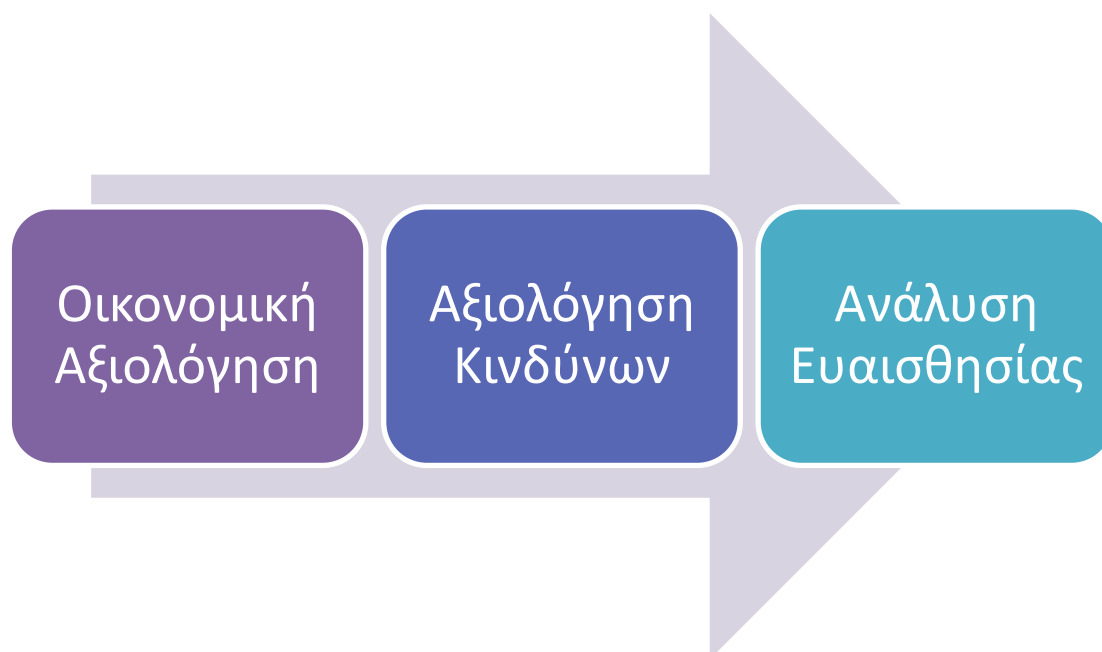
## **6.1 Εισαγωγή**

Στα προηγούμενα κεφάλαια έγινε επισκόπηση της διαδικασίας χρηματοδότησης έργων με Project Finance, καταγραφή των βασικών κινδύνων που εμφανίζονται σε αυτά και επεξήγηση του καταμερισμού των κινδύνων στα εμπλεκόμενα μέρη. Επίσης πραγματοποιήθηκε επισκόπηση του τομέα των Α.Π.Ε. και αναφέρθηκαν οι προοπτικές της ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στο μέλλον. Τέλος, παρουσιάστηκαν οι τρόποι οικονομικής αξιολόγησης επενδύσεων τόσο από τους υποψηφίους επενδυτές, όσο και από τις τράπεζες.

Στο κεφάλαιο αυτό θα προχωρήσουμε στη χρήση των παραπάνω για το σχηματισμό μια ενιαίας και απλής προτεινόμενης μεθοδολογίας για την αξιολόγηση της επενδυσιμότητας και της χρηματοδοτησιμότητας των έργων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. με βάση τη διαδικασία αυτοχρηματοδότησης.

Όπως έχουμε ήδη προαναφέρει, βασικός στόχος της μεθοδολογίας αυτής είναι η παροχή της αντίστοιχης τεχνογνωσίας σε υποψηφίους επενδυτές (Δημόσιο, Δήμοι, Περιφέρειες, Ιδιώτες) καθώς και η προετοιμασία τους για τα στοιχεία, τις πληροφορίες και τις εξασφαλίσεις που θα πρέπει να παρέχουν στις τράπεζες (τοπικές ή/και διεθνείς) προκειμένου αυτές να συμμετέχουν στη διαδικασία χρηματοδότησης.

Η προτεινόμενη μεθοδολογία περιλαμβάνει τρία στάδια και συνοψίζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί:



Διάγραμμα 6.1: Βήματα προτεινόμενης μεθοδολογίας

## **6.2 Οικονομική αξιολόγηση**

Η οικονομική αξιολόγηση αποτελεί το πρώτο βήμα της αξιολόγησης ενός έργου, τόσο από τον επενδυτή, όσο και από την τράπεζα. Αν κάποιο έργο κριθεί μη βιώσιμο με βάση τα στοιχεία που προκύπτουν από την αξιολόγηση αυτή, προφανώς το έργο απορρίπτεται, τουλάχιστον με τα προτεινόμενα χαρακτηριστικά, και δε συνεχίζεται η διαδικασία της αξιολόγησης.

Προκειμένου να είναι δυνατός ο υπολογισμός των δεικτών που απαιτούνται για την οικονομική αξιολόγηση, συνίσταται να έχουν καταστρωθεί η προβλεπόμενη Κατάσταση Αποτελεσμάτων Χρήσης και η προβλεπόμενη Κατάσταση Ταμειακών Ροών της εταιρείας SPV που θα δημιουργηθεί κατά τα πρότυπα του Project Finance.

Η οικονομική αξιολόγηση μπορεί να χωριστεί σε δυο τμήματα. Έτσι έχουμε:

1. Την οικονομική αξιολόγηση από την πλευρά του επενδυτή
2. Την οικονομική αξιολόγηση από την πλευρά της τράπεζας.

### **6.2.1 Οικονομική αξιολόγηση υπό την οπτική του επενδυτή**

Κατά το μέρος αυτό της οικονομικής αξιολόγησης εξετάζονται οι βασικότεροι δείκτες αξιολόγησης επενδύσεων, δηλαδή αυτοί της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV), του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR) και της Εντόκου Περιόδου Αποπληρωμής (DPP).

### **Καθαρή Παρούσα Αξία(NPV)**

Για τον υπολογισμό της NPV χρησιμοποιείται ο τύπος (5.4) που έχει παρουσιαστεί προηγουμένως.

Προτιμάται ο υπολογισμός ως προς τα ίδια κεφάλαια, ώστε να υπολογίζεται η πραγματική απόδοση της επένδυσης από την πλευρά του επενδυτή, με δεδομένο και το γεγονός ότι σε πολλές χώρες οι επενδύσεις σε Α.Π.Ε. επιδοτούνται. Στην περίπτωση αυτή, η Καθαρή Ταμειακή Ροή κάθε έτους προκύπτει απευθείας από την κατάσταση ταμειακών ροών και συμπεριλαμβάνει και τα τοκοχρεολύσια, ενώ ως αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης λαμβάνεται μόνο εκείνο που αντιστοιχεί στα Ίδια Κεφάλαια.

Το επιτόκιο προεξόφλησης επιλέγεται με βάση την εμπειρία του επενδυτή και τις τρέχουσες οικονομικές συνθήκες.

Στην περίπτωση αρνητικής NPV, η αξιολόγηση σταματά και η επένδυση απορρίπτεται. (Τουλάχιστον με το υπό εξέταση χρηματοδοτικό σχήμα).

Σε περίπτωση θετικής NPV, μεγαλύτερο νόμισμα αξιολογείται θετικότερα (ειδικά όταν τίθεται θέμα αξιολόγησης εναλλακτικών επενδύσεων.)

### **Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)**

Ο υπολογισμός πραγματοποιείται σύμφωνα με τη σχέση (5.5) που έχει παρουσιαστεί προηγουμένως.

Μεγάλος IRR, συγκριτικά με παρόμοιες επενδύσεις, οδηγεί σε θετικότερη αξιολόγηση.

IRR μικρότερος του επιτοκίου προεξόφλησης οδηγεί σε απόρριψη της επένδυσης. Βέβαια, στην περίπτωση αυτή η επένδυση έχει ήδη απορριφθεί από το κριτήριο της NPV.

### **Έντοκη περίοδος αποπληρωμής(DPP)**

Ο υπολογισμός προκύπτει με τη χρήση του τύπου (5.7) που έχει παρουσιαστεί προηγουμένως.

Η επένδυση αξιολογείται θετικότερα, όταν η DPP είναι μικρότερη, σε σχέση με εναλλακτικές επενδύσεις (αν υπάρχουν).

### **6.2.2 Οικονομική αξιολόγηση υπό την οπτική των δανειστών**

Κατά το μέρος αυτό της αξιολόγησης εξετάζονται οι βασικότεροι δείκτες κάλυψης των δανειακών υποχρεώσεων της εταιρείας SPV που δημιουργείται.

#### **Δείκτης Κάλυψης Δανειακών Υποχρεώσεων (DSCR)**

Πραγματοποιείται ο υπολογισμός του δείκτη για κάθε έτος λειτουργίας του έργου, μέχρι την πλήρη αποπληρωμή του δανείου, με τη βοήθεια της σχέσης (5.14).

Απαιτείται  $DSCR > 1$  για κάθε έτος που εξετάζεται. Σε διαφορετική περίπτωση το έργο ενδέχεται να αντιμετωπίσει προβλήματα ρευστότητας και να καταστεί μη βιώσιμο. Όσο μεγαλύτερη προκύπτει η τιμή του DSCR για κάθε έτος, τόσο θετικότερα αξιολογείται το έργο.

Τέλος, υπολογίζεται ο μέσος DSCR από την εξίσωση (5.15) για όλη τη διάρκεια του δανείου. Ο υπολογισμός αυτός διευκολύνει τη σύγκριση μεταξύ εναλλακτικών ή παρόμοιων επενδύσεων που έχουν γίνει στο παρελθόν και για τις οποίες ο επενδυτής έχει σχετικά στοιχεία.

#### **Δείκτης Κάλυψης Δανείου κατά τη Διάρκειά του (LLCR)**

Για τον υπολογισμό του δείκτη αυτού χρησιμοποιείται η εξίσωση (5.18).

Προκειμένου ένα έργο να μπορεί να χρηματοδοτηθεί θα πρέπει ο λόγος του LLCR να προκύπτει μεγαλύτερος ή ίσος με τη μονάδα ( $LLCR \geq 1$ ). Όσο μεγαλύτερη προκύπτει η τιμή του LLCR για κάθε έτος, τόσο θετικότερα αξιολογείται το έργο, καθώς υποδηλώνει ότι υπάρχει περιθώριο κάλυψης τυχόντων εσφαλμένων προβλέψεων των ταμειακών ροών που μπορεί να προκύψουν λόγω απροσδόκητων γεγονότων.

Ο επενδυτής, αν διαθέτει εμπειρία ή σχετικά στοιχεία από παρόμοια έργα, μπορεί να αξιολογήσει αν το μέγεθος του δείκτη επαρκεί για τους δανειστές, ώστε να εξετάσουν τη χρηματοδότηση του έργου. Σε περίπτωση μη ύπαρξης σχετικής εμπειρίας/στοιχείων, μπορούν να χρησιμοποιηθούν τα στοιχεία που έχουν παρατεθεί στους πίνακες 5.5 και 5.6.

### **6.3 Αξιολόγηση κινδύνων**

Οι κίνδυνοι για τους δανειστές παρουσιάζουν ομοιότητες με τους κινδύνους ενός έργου, όπως αυτοί αξιολογούνται και αντιμετωπίζονται στα πλαίσια της Διαχείρισης Έργων (Project Management). Ωστόσο, η αξιολόγησή τους γίνεται σε διαφορετικό επίπεδο. (Κηρυττόπουλος, 2006)

Κατά το βήμα αυτό καταγράφονται και αξιολογούνται οι βασικότεροι κίνδυνοι για τους υποψηφίους δανειστές. Για το σκοπό αυτό καταστρώνεται ο ακόλουθος πίνακας, ο οποίος αναφέρεται σε έργα Α.Π.Ε. και συμπληρώνεται ξεχωριστά για κάθε έργο που αξιολογείται.

Η πρώτη στήλη του πίνακα περιλαμβάνει το είδος του κινδύνου που εξετάζεται, η δεύτερη στήλη την αξιολόγησή του και η τρίτη στήλη τυχούσες παρατηρήσεις που προκύπτουν κατά την εξέταση και βοηθούν στην αξιολόγηση. Κατά την παρουσίαση του μοντέλου στο κεφάλαιο αυτό, στην τελευταία αυτή στήλη αναφέρονται τα στοιχεία που εξετάζονται συνήθως σε έργα Α.Π.Ε. με στόχο την καλύτερη προετοιμασία του επενδυτή για το κομμάτι αυτό.

Για την αξιολόγηση του κινδύνου πρέπει να ληφθεί υπόψη τόσο η πιθανότητα εμφάνισής του, όσο και οι συνέπειες που αυτός μπορεί να έχει στα οικονομικά στοιχεία του έργου και κυρίως στην αποπληρωμή των δανείων και κατόπιν να συμπληρωθεί η στήλη 2 του πίνακα.

		Χαμηλός Μέτριος Υψηλός Κίνδυνος	X M Y	Παρατηρήσεις (σημεία προς εξέταση)	
<b>1.</b>	<b>Συνθήκες αγοράς</b>				
A.	Ανταγωνισμός Κλάδου/ Μεριδίο αγοράς	X	M	Y	- Πρότερη παρουσία του επενδυτή στην αγορά
B.	Φραγμοί Εισόδου	X	M	Y	- Ύπαρξη ανταγωνιστικών επενδύσεων και δυσκολία δημιουργίας νέων.
Γ.	Απειλή από υποκατάστατα / Σταθερότητα Πελατών	X	M	Y	
Δ.	Ανταγωνιστικό πλεονέκτημα/ Off – take συμβόλαια	X	M	Y	- Ύπαρξη συμβολαίου εγγυημένης πώλησης της παραγόμενης ενέργειας.
E.	Ζήτηση (αυξανόμενη ή μειούμενη – προβλέψεις)	X	M	Y	- Διάρκεια Συμβολαίου. - Ανάπτυξη αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
Z.	Συνθήκες αγοράς (επιρροή από μακροοικονομικούς παράγοντες, πληθωρισμό, υποτίμηση, κρατικό παρεμβατισμό, δυσμενή γεγονότα, κ.α.)	X	M	Y	Εκτίμηση των γενικότερων συνθηκών που ενδέχεται να επηρεάσουν το έργο και/ή την ηλεκτρική ενέργεια.
<b>2.</b>	<b>Ανάπτυξη Τεχνολογίας</b> (αποδεδειγμένη τεχνολογία με επιτυχημένο ιστορικό εφαρμογής)	X	M	Y	- Επιτυχημένη/Αποτυχημένη χρήση του εξοπλισμού σε παρόμοια έργα στο παρελθόν. - Εγγύηση προμηθευτή για βασικό εξοπλισμό. - Πιστοποιήσεις εξοπλισμού.
<b>3.</b>	<b>Συνθήκες κλάδου / τομέα δραστηριότητας</b>				
A.	Στάδιο Κλάδου (π.χ. πειραματικό, ανάπτυξης, ωριμότητας, παρακμής)	X	M	Y	- Ύπαρξη περιθωρίων ανάπτυξης κλάδου - Πολιτική χώρας για ΑΠΕ. - Δεσμεύσεις για μείωση των ρύπων από συμβατικές πηγές για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
B.	Πορεία ομοειδών επιχειρήσεων	X	M	Y	Ποσοστό (%) πτωχεύσεων στον κλάδο
<b>4.</b>	<b>Χρηματοοικονομικοί δείκτες</b>				
A.	Μέσος DSCR (πρόβλεψη)	X	M	Y	Σύγκριση με ομοειδή έργα.
B.	IRR	X	M	Y	Αξιολόγηση ενδιαφέροντος φορέα (επενδυτή).
<b>5.</b>	<b>Πιστωτικό Παρελθόν φορέα</b>	X	M	Y	Αξιολόγηση πιστωτικού παρελθόντος φορέα (καθυστέρηση πληρωμών, αθέτηση, πλειστηριασμοί, διαταγές πληρωμής, κ.α.)



		Χαμηλός/ Μέτριος/ Υψηλός Κίνδυνος	Παρατηρήσεις (σημεία προς εξέταση)
<b>6.</b>	<b>Management</b>	<b>X M Y</b>	Αξιολόγηση εμπειρίας φορέα, σταθερότητα στο management, προετοιμασία διαδόχων, απασχόληση εξειδικευμένου προσωπικού, κ.α.
<b>7.</b>	<b>Ασφάλιση</b>	<b>X M Y</b>	Πλήρης ασφάλιση από γνωστή ασφαλιστική εταιρία
<b>8.</b>	<b>Εξασφαλίσεις και κίνδυνος ρευστοποίησής τους</b> (βάρη, έλεγχος στη ρευστοποίηση απαιτήσεων, εκχώρηση ασφαλιστηρίων συμβολαίων, κ.α.)	<b>X M Y</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Εκχώρηση συμβάσεων PPA</li> <li>- Εκχώρηση ασφαλιστηρίων συμβολαίων.</li> <li>- Εκχώρηση εγγυήσεων κατασκευαστή οίκου.</li> <li>- Εκχώρηση σύμβασης λειτουργίας και συντήρησης του έργου.</li> <li>- Εκχώρηση επιχορήγησης / απαιτήσεων ΦΠΑ.</li> <li>- Εκχώρηση μετοχών.</li> <li>- Ενέχυρο επί του εξοπλισμού.</li> </ul>
<b>9.</b>	<b>Κίνδυνος κατασκευής &amp; ολοκλήρωσης</b>		
A.	Αδειοδότηση του Έργου	<b>X M Y</b>	Έλεγχος έκδοσης όλων των απαιτούμενων αδειών για την έναρξη κατασκευής του έργου και υπογραφής σύμβασης διάθεσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (PPA).
B.	Εγγυήσεις για την Ολοκλήρωση του έργου (π.χ. Υποχρεώσεις υπέρβασης κόστους, Υποχρεώσεις του Μετόχου για την ολοκλήρωση, κ.α.)	<b>X M Y</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ύπαρξη Σύμβασης «με το κλειδί στο χέρι»(Turnkey contract)</li> <li>- Υποχρέωση για κάλυψη υπερβάσεων στο επενδυτικό κόστος από ίδια διαθέσιμα.</li> </ul>
Γ.	Κίνδυνος Κατασκευαστή	<b>X M Y</b>	Εμπειρία και Οικονομική κατάσταση του κατασκευαστή
Δ.	Προμηθευτής εξοπλισμού	<b>X M Y</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Προμήθεια εξοπλισμού από γνωστή εταιρεία του χώρου.</li> <li>- Εγγύηση εξοπλισμού.</li> <li>- Εγγύηση παράδοσης εξοπλισμού.</li> </ul>
<b>10.</b>	<b>Οικονομική Κατάσταση των Μετόχων</b>	<b>X M Y</b>	Αξιολόγηση πιστοληπτικής ικανότητας των φορέων (π.χ. δυνατότητα πρόσβασης σε κεφάλαια, κ.α.)

Πίνακας 6.1: Πίνακας καταγραφής και αξιολόγησης κινδύνων υπό τη σκοπιά των δανειστών.

### **6.3 Ανάλυση Ευαισθησίας**

Κατά το τρίτο και τελευταίο βήμα πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας με σκοπό την εξαγωγή χρήσιμων συμπερασμάτων για την ανθεκτικότητα και τη βιωσιμότητα του έργου.

Ελέγχονται οι παράγοντες που αξιολογείται ότι παρουσιάζουν μεγάλο κίνδυνο διαφοροποίησης σε σχέση με τις προβλεπόμενες τιμές και υπολογίζεται η επίδρασή τους στους οικονομικούς δείκτες που παρουσιάστηκαν κατά το βήμα 1. Για την επιλογή των παραγόντων αυτών μπορεί να χρησιμοποιηθούν τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την αξιολόγηση των κινδύνων του βήματος 2 καθώς και οι εκτιμήσεις-εμπειρίες των επενδυτών.

Θεωρητικά κατά το βήμα αυτό μπορούν να δημιουργηθούν άπειρα σενάρια και συνδυασμοί αλλαγής παραμέτρων του έργου. Ωστόσο συνιστάται η αποφυγή της εξέτασης πολλών σεναρίων καθώς αυτά μπορούν να δημιουργήσουν σύγχυση στον επενδυτή και αποπροσανατολισμό από τους πραγματικούς κινδύνους. (Gatti, 2008)

Ενδεικτικά μπορεί να πραγματοποιηθεί ανάλυση ευαισθησίας με την υπόθεση αλλαγής στην τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (Feed in tariff), τη φορολογία, το επιτόκιο δανεισμού και το χρηματοδοτικό σχήμα της επένδυσης.

---

## **Κεφάλαιο 7<sup>ο</sup>: Μελέτη Περίπτωσης: Φωτοβολταϊκός σταθμός**

---



Για την καλύτερη κατανόηση της μεθοδολογίας που περιγράφηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο θα προχωρήσουμε στην πρακτική εφαρμογή της για την περίπτωση ενός φωτοβολταϊκού σταθμού.

## **7.1 Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά έργου**

Υποτίθεται έργο κατασκευής φωτοβολταϊκού σταθμού με πάνελ πολυκρυσταλλικού πυριτίου ισχύος 10Mwp διάρκειας ζωής 20 ετών προς σύνδεση στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα. Για την υλοποίηση του έργου και τη χρηματοδότησή του δημιουργείται εταιρία SPV κατά τα πρότυπα του Project Finance.

### **7.1.1 Αρχικό κόστος**

Από την οικονομοτεχνική μελέτη του έργου προκύπτει ότι το αρχικό κόστος της επένδυσης ανέρχεται σε 32.000.000€. Το κόστος αυτό εξειδικεύεται όπως παρουσιάζεται στον ακόλουθο πίνακα.

<b>ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ</b>	Κόστος σε χιλ.€	Ποσοστό συνολικού κόστους
Μηχανολογικός Εξοπλισμός (panels, inverters, fixing systems) – Μεταφορά - Εγκατάσταση:	26.620	83,2%
Έργα υποδομής (χωματουργικά, ηλεκτρολογικό υλικό, περιφράξεις, συστήματα επιτήρησης)	5.120	16,0%
Κόστος διασύνδεσης	55	0,2%
Νομικοί και Τεχνικοί Σύμβουλοι	200	0,6%
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>32.000</b>	<b>100,0%</b>

Πίνακας 7.1: Ανάλυση του αρχικού κόστους

### **7.1.2 Χρηματοδοτικό σχήμα**

Η επένδυση αναμένεται να επιχορηγηθεί σύμφωνα με τις διατάξεις του Αναπτυξιακού Νόμου 3908/2011. Σύμφωνα με τις διατάξεις αυτές απαιτείται κατ'ελάχιστον ίδια συμμετοχή 25%, ενώ το αναμενόμενο ποσοστό επιδότησης είναι 30% και το υπόλοιπο ποσό μπορεί να προκύψει από μακροπρόθεσμο δανεισμό. Με βάση τα δεδομένα αυτά προκύπτει το χρηματοδοτικό σχήμα που παρουσιάζεται στον πίνακα.

<b>Συνολικό Χρηματοδοτικό σχήμα Επένδυσης</b>		
	<b>Ποσό σε χιλ €</b>	<b>Ποσοστό%</b>
Ίδια συμμετοχή	8.000	25,0%
Επιχορήγηση	9.600	30,0%
Τραπεζικός δανεισμός	14.400	45,0%
<b>Συνολικό Επενδυτικό Κόστος</b>	<b>32.000</b>	<b>100,0%</b>

Πίνακας 7.2: Χρηματοδοτικό σχήμα επένδυσης.

### 7.1.3 Δανειοδότηση

Εξετάζεται η δανειοδότηση του έργου για την κάλυψη του 45% του κόστους, ήτοι 14.400.000€ διάρκειας αποπληρωμής 12 ετών με αρχική περίοδο χάριτος 12 μηνών. Το επιτόκιο για τη διευκόλυνση της δανειζόμενης εταιρίας και την προστασία της από μελλοντικές αυξήσεις επιτοκίων μετατρέπεται σε σταθερό 6,4% με τη βοήθεια κατάλληλου χρηματοοικονομικού προϊόντος(interest rate swap) ενώ η αποπληρωμή υπολογίζεται ότι θα γίνει σε εξαμηνιαίες τοκοχρεωλυτικές δόσεις. Η εκταμίευση του δανείου γίνεται σε 2 ισόποσες εξαμηνιαίες δόσεις, κατά το χρόνο κατασκευής του έργου, ο οποίος υπολογίζεται σε 1 έτος.

Επιπλέον υπολογίζεται η χορήγηση βραχυπρόθεσμου δανείου με επιτόκιο 4,2% κατά το έτος 0 έναντι του πλήρους ποσού της επιχορήγησης (9.600.000€), η οποία δίνεται κατά τον πρώτο χρόνο λειτουργίας του έργου. Το δάνειο αυτό θα αποπληρωθεί κατά το 1<sup>ο</sup> έτος λειτουργίας του έργου, οπότε και θα πιστωθεί στην εταιρία το ποσό της επιχορήγησης. Οι τόκοι που θα πρέπει να αποπληρωθούν κατά το έτος αυτό ανέρχονται σε 403.000€.

Αναλυτικά η εξυπηρέτηση του μακροπρόθεσμου δανείου προβλέπεται να γίνει όπως προκύπτει από τον ακόλουθο πίνακα.

Κεφάλαιο 7<sup>ο</sup>: Μελέτη Περίπτωσης: Φωτοβολταϊκός σταθμός

	ΕΞΑΜΗΝΟ	ΕΚΤΑΜΙΕΥΣΗ	ΚΕΦΑΛΑΙΟ	ΧΡΕΩΛΥΣΙΟ		ΤΟΚΟΣ		ΤΟΚΟΧΡΕΩΛ.		ΥΠΟΛΟΙΠΟ
Περίοδος Χάριτος	1	7.200,00	7.200,00	0,00		230,40		0,00		7.430,40
	2	7.200,00	14.630,40	0,00		468,17		0,00		15.098,57
	3	0,00	15.098,57	686,30		483,15		1.169,45		14.412,27
	4	0,00	14.412,27	686,30	1.372,60	461,19	944,35	1.147,49	2.316,94	13.725,98
	5	0,00	13.725,98	686,30		439,23		1.125,53		13.039,68
	6	0,00	13.039,68	686,30	1.372,60	417,27	856,50	1.103,57	2.229,10	12.353,38
	7	0,00	12.353,38	686,30		395,31		1.081,61		11.667,08
	8	0,00	11.667,08	686,30	1.372,60	373,35	768,65	1.059,65	2.141,25	10.980,78
	9	0,00	10.980,78	686,30		351,38		1.037,68		10.294,48
	10	0,00	10.294,48	686,30	1.372,60	329,42	680,81	1.015,72	2.053,41	9.608,18
	11	0,00	9.608,18	686,30		307,46		993,76		8.921,88
	12	0,00	8.921,88	686,30	1.372,60	285,50	592,96	971,80	1.965,56	8.235,59
	13	0,00	8.235,59	686,30		263,54		949,84		7.549,29
	14	0,00	7.549,29	686,30	1.372,60	241,58	505,12	927,88	1.877,71	6.862,99
	15	0,00	6.862,99	686,30		219,62		905,91		6.176,69
	16	0,00	6.176,69	686,30	1.372,60	197,65	417,27	883,95	1.789,87	5.490,39
	17	0,00	5.490,39	686,30		175,69		861,99		4.804,09
	18	0,00	4.804,09	686,30	1.372,60	153,73	329,42	840,03	1.702,02	4.117,79
	19	0,00	4.117,79	686,30		131,77		818,07		3.431,49
	20	0,00	3.431,49	686,30	1.372,60	109,81	241,58	796,11	1.614,17	2.745,20
	21	0,00	2.745,20	686,30		87,85		774,15		2.058,90
	22	0,00	2.058,90	686,30	1.372,60	65,88	153,73	752,18	1.526,33	1.372,60
	23	0,00	1.372,60	686,30		43,92		730,22		686,30
	24	0,00	686,30	686,30	1.372,60	21,96	65,88	708,26	1.438,48	0,00

Πίνακας 7.3: Η εξυπηρέτηση του δανείου.

### 7.1.4 Έσοδα από πώληση ενέργειας.

Σύμφωνα με τη ισχύουσα νομοθεσία η τιμολόγηση της ενέργειας από φωτοβολταϊκούς σταθμούς (πλην εκείνων του ειδικού προγράμματος για Φ/Β σε κτίρια) γίνεται από το ΛΑΓΗΕ με βάση τον ακόλουθο πίνακα:

Έτος / Μήνας υπογραφής σύμβασης	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)		
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα		Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
	A	B	Γ
	>100 kW	<=100 kW	Ανεξαρτήτως Ισχύος
2012 Αύγουστος	180	225	225
2013 Φεβρουάριος	171,9	214,88	214,88
2013 Αύγουστος	164,16	205,21	205,21
2014 Φεβρουάριος	156,78	195,97	195,97
2014 Αύγουστος	149,72	187,15	187,15
Για κάθε έτος ν από το <b>2015</b> και μετά	$1,3 \times \mu\text{ΟΤ}\Sigma_{\nu-1}$	$1,4 \times \mu\text{ΟΤ}\Sigma_{\nu-1}$	$1,4 \times \mu\text{ΟΤ}\Sigma_{\nu-1}$

Πίνακας 7.4: Πίνακας εγγυημένων τιμών πώλησης παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από Φ/Β σταθμούς για νέες συμβάσεις.

Ωστόσο, έχει υπογράψει Σύμβαση Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας (Off-take agreement) με το ΛΑΓΗΕ κατά την διαδικασία αδειοδότησης του έργου η οποία εγγυάται τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας 351€/MWh για το σύνολο του χρόνου ζωής του έργου (20 έτη). Σύμφωνα με το Ν.3734/2009 απαιτείται η κατασκευή του έργου εντός 18 μηνών από την ημερομηνία υπογραφής της σύμβασης για την εξασφάλιση της τιμής αυτής.

Σύμφωνα με το ν.3851/2011, η τιμή πώλησης της ενέργειας από Φ/Β σταθμούς αναπροσαρμόζεται ετησίως με το 25% του Δείκτη Τιμών Καταναλωτή (πληθωρισμός). Στην παρούσα εργασία θεωρείται πληθωρισμός 2,5% για κάθε έτος.



Η θεωρητική παραγωγική δυναμικότητα του σταθμού είναι  $10MW * 8760hours = 87600MWh$  ετησίως. Κατά την τεχνική μελέτη του σταθμού υπολογίζεται ότι αυτός δέχεται ηλιακό φως, για χρονικό διάστημα που αντιστοιχεί σε λειτουργία του υπό πλήρες φορτίο για 1.284 ισοδύναμες ώρες. Σύμφωνα με τα δεδομένα αυτά υπολογίζεται ότι κατά το πρώτο έτος λειτουργίας του σταθμού θα παραχθεί και θα πωληθεί στο δίκτυο συνολική ενέργεια 12.840,81 MWh με το συντελεστή χρησιμοποίησης να διαμορφώνεται σε 14,37%.

Θεωρείται επίσης ότι η απόδοση του συστήματος μειώνεται ετησίως κατά 1% προκαλώντας αντίστοιχα μείωση στην ετήσια παραγωγική δυναμικότητα του σταθμού. Τέλος, λαμβάνεται υπόψη βαθμός απορρόφησης 98% από το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με όσα έχουν αναπτυχθεί στο υποκεφάλαιο 5.2.2.

Με βάση όλα τα παραπάνω, υπολογίζονται τα ετήσια έσοδα του SPV, όπως φαίνονται στον ακόλουθο πίνακα.

	Ετήσια παραγωγική δυναμικότητα (MWh)	Διαθεσιμότητα	Ετήσια πωλούμενη ενέργεια (MWh)	Τιμή Πώλησης Ενέργειας (€/MWh)	Έσοδα από ηλεκτρική ενέργεια (€)
Έτος κατασκευής	-	-	-	-	-
<b>1ο έτος</b>	12.841	98%	12.584	351,01	4.417.111
<b>2ο έτος</b>	12.712	98%	12.458	353,20	4.400.271
<b>3ο έτος</b>	12.585	98%	12.334	355,41	4.383.495
<b>4ο έτος</b>	12.459	98%	12.210	357,63	4.366.783
<b>5ο έτος</b>	12.335	98%	12.088	359,87	4.350.135
<b>6ο έτος</b>	12.211	98%	11.967	362,12	4.333.550
<b>7ο έτος</b>	12.089	98%	11.848	364,38	4.317.028
<b>8ο έτος</b>	11.968	98%	11.729	366,66	4.300.570
<b>9ο έτος</b>	11.849	98%	11.612	368,95	4.284.174
<b>10ο έτος</b>	11.730	98%	11.496	371,26	4.267.840
<b>11ο έτος</b>	11.613	98%	11.381	373,58	4.251.569
<b>12ο έτος</b>	11.497	98%	11.267	375,91	4.235.360
<b>13ο έτος</b>	11.382	98%	11.154	378,26	4.219.213
<b>14ο έτος</b>	11.268	98%	11.043	380,62	4.203.127
<b>15ο έτος</b>	11.155	98%	10.932	383,00	4.187.102
<b>16ο έτος</b>	11.044	98%	10.823	385,40	4.171.139
<b>17ο έτος</b>	10.933	98%	10.715	387,81	4.155.237
<b>18ο έτος</b>	10.824	98%	10.608	390,23	4.139.395
<b>19ο έτος</b>	10.716	98%	10.502	392,67	4.123.613
<b>20ο έτος</b>	10.609	98%	10.397	395,12	4.107.892

Πίνακας 7.5: Υπολογισμός Εσόδων SPV

### 7.1.5 Λειτουργικά έξοδα.

Τα έξοδα που προκύπτουν κατά τη διάρκεια λειτουργίας του φωτοβολταϊκού σταθμού αντιστοιχούν κυρίως έξοδα ενοικίασης της γης, σε έξοδα προσωπικού και διοικητικής λειτουργίας, σε έξοδα συντήρησης καθώς και σε ασφάλιστρα.

Η εταιρία SPV, που δημιουργήθηκε κατά τα πρότυπα του Project Finance, δε διαθέτει άλλα περιουσιακά στοιχεία πέραν του προς χρηματοδότηση έργου. Το οικόπεδο, στο οποίο θα εγκατασταθεί το έργο, ανήκει σε εταιρία η οποία είναι κύριος μέτοχος στην υπό εξέταση SPV. Μεταξύ των δυο εταιριών έχει συμφωνηθεί η καταβολή ενοικίου αξίας 30.000€ σε ετήσια βάση για μίσθωσή του για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου.

Όσον αφορά στα έξοδα συντήρησης και τα ασφάλιστρα, αυτά ανέρχονται σε 224.000€ και 134.400€ ετησίως, ποσά που αντιστοιχούν σε 0,7% της αρχικής επένδυσης και 0,5% της αρχικής αξίας του εξοπλισμού.

Το έργο κατά τη λειτουργία του θα απασχολεί 5 άτομα μερικής απασχόλησης με προβλεπόμενο συνολικό κόστος μισθοδοσίας 100.000€ ετησίως.

Τέλος τα λοιπά λειτουργικά έξοδα ανέρχονται σε 13.000€ ετησίως.

Συγκεντρωτικά τα παραπάνω λειτουργικά έξοδα, τα οποία χωρίς μεγάλο σφάλμα, μπορούν να θεωρηθούν σταθερά για τη διάρκεια ζωής του έργου, παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα.

Είδος Εξόδου	Ποσό (€)
Μίσθωση γης	30.000
Έξοδα Συντήρησης	224.000
Ασφάλιστρα	134.000
Έξοδα προσωπικού	100.000
Λοιπές λειτουργικές δαπάνες	13.000
<b>Σύνολο Εξόδων</b>	<b>501.000</b>

Πίνακας 7.6: Τα ετήσια έξοδα του SPV

### **7.1.6. Υπολογισμός Αποσβέσεων.**

Όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο, ο υπολογισμός των αποσβέσεων θα πρέπει να εναρμονίζεται με την νομοθεσία της εκάστοτε χώρας. Στην Ελλάδα, από 1/1/2013, σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία, οι αποσβέσεις υπολογίζονται με βάση τη μέθοδο σταθερής απόσβεσης.

Θεωρώντας ότι όλα τα πάγια στοιχεία του έργου έχουν ωφέλιμη ζωή ίση με 20 χρόνια και ότι η υπολειμματική αξία τους στο τέλος της ωφέλιμης ζωής τους είναι μηδενική προκύπτει ότι η ετήσια απόσβεση ανέρχεται σε  $24.000.000/20=1.200.000\text{€}$

### **7.1.7. Φορολογία.**

Ο φόρος επιχειρήσεων επιβάλλεται στα συνολικά έσοδα αφού αφαιρεθούν τα λειτουργικά έξοδα, οι τόκοι και οι αποσβέσεις. Ο συντελεστής φορολογίας επιχειρήσεων ανέρχεται σε 25%.

## **7.2 Οικονομική αξιολόγηση**

Για την οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης δημιουργήθηκε φύλλο υπολογισμών, με τη βοήθεια του λογισμικού Excel, για την κατασκευή του οποίου ελήφθησαν υπόψη όλα τα τεchnοοικονομικά στοιχεία που αναφέρθηκαν ανωτέρω. Για τον υπολογισμό των οικονομικών δεικτών χρησιμοποιήθηκαν οι βασικοί δείκτες αξιολόγησης που παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 5.

Αρχικά γίνεται η οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης από την πλευρά του επενδυτή με τον υπολογισμό της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV), του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR) και της Έντοκης Περιόδου Αποπληρωμής (DPP), ενώ ακολουθεί η οικονομική αξιολόγηση από την πλευρά των τραπεζών με τον Δείκτη Κάλυψης Δανειακών Υποχρεώσεων (DSCR) και το Δείκτη Κάλυψης Δανείου κατά τη Διάρκειά του (LLCR).

Για εποπτικούς λόγους παρατίθενται η προβλεπόμενη Κατάσταση Αποτελεσμάτων Χρήσης της εταιρίας SPV για το χρόνο λειτουργίας του έργου καθώς και η Κατάσταση Ταμειακών Ροών.

Κεφάλαιο 7<sup>ο</sup>: Μελέτη Περίπτωσης: Φωτοβολταϊκός σταθμός

	0ο έτος	1ο έτος	2ο έτος	3ο έτος	4ο έτος	5ο έτος	6ο έτος	7ο έτος	8ο έτος	9ο έτος	10ο έτος	11ο έτος	12ο έτος	13ο έτος	14ο έτος	15ο έτος	16ο έτος	17ο έτος	18ο έτος	19ο έτος	20ο έτος
Έσοδα από ηλεκτρική ενέργεια	0	4.417	4.400	4.383	4.367	4.350	4.333	4.317	4.300	4.284	4.268	4.251	4.235	4.219	4.203	4.187	4.171	4.155	4.139	4.123	4.108
<b>Σύνολο Εσόδων</b>	<b>0</b>	<b>4.417</b>	<b>4.400</b>	<b>4.383</b>	<b>4.367</b>	<b>4.350</b>	<b>4.333</b>	<b>4.317</b>	<b>4.300</b>	<b>4.284</b>	<b>4.268</b>	<b>4.251</b>	<b>4.235</b>	<b>4.219</b>	<b>4.203</b>	<b>4.187</b>	<b>4.171</b>	<b>4.155</b>	<b>4.139</b>	<b>4.123</b>	<b>4.108</b>
Μίσθωση γης	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Έξοδα Συντήρησης	0	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224
Ασφάλιστρα	0	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Έξοδα προσωπικού	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Λοιπές λειτουργικές δαπάνες	0	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
<b>Σύνολο Εξόδων</b>	<b>0</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>	<b>501</b>
<b>Κέρδη προ τόκων &amp; αποσβέσεων</b>	<b>0</b>	<b>3.916</b>	<b>3.899</b>	<b>3.882</b>	<b>3.866</b>	<b>3.849</b>	<b>3.832</b>	<b>3.816</b>	<b>3.800</b>	<b>3.783</b>	<b>3.767</b>	<b>3.751</b>	<b>3.735</b>	<b>3.718</b>	<b>3.702</b>	<b>3.686</b>	<b>3.671</b>	<b>3.654</b>	<b>3.638</b>	<b>3.622</b>	<b>3.607</b>
(% ε/ συν. Εσόδων)	0	88,7%	88,6%	88,6%	88,5%	88,5%	88,4%	88,4%	88,4%	88,3%	88,3%	88,2%	88,2%	88,1%	88,1%	88,0%	88,0%	87,9%	87,9%	87,9%	87,8%
Τόκοι μακροπρ. δαν.	0	944	857	769	681	593	505	417	329	242	154	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Τόκοι βραχ. δαν.	0	403	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Κέρδη προ αποσβέσεων</b>	<b>0</b>	<b>2.569</b>	<b>3.042</b>	<b>3.113</b>	<b>3.185</b>	<b>3.256</b>	<b>3.327</b>	<b>3.399</b>	<b>3.471</b>	<b>3.541</b>	<b>3.613</b>	<b>3.685</b>	<b>3.735</b>	<b>3.718</b>	<b>3.702</b>	<b>3.686</b>	<b>3.671</b>	<b>3.654</b>	<b>3.638</b>	<b>3.622</b>	<b>3.607</b>
(% ε/ συν. Εσόδων)	0	58,2%	69,1%	71,0%	72,9%	74,8%	76,8%	78,7%	80,7%	82,7%	84,7%	86,7%	88,2%	88,1%	88,1%	88,0%	88,0%	87,9%	87,9%	87,9%	87,8%
Αποσβέσεις	0	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200
<b>Κέρδη προ φόρων</b>	<b>0</b>	<b>1.369</b>	<b>1.842</b>	<b>1.913</b>	<b>1.985</b>	<b>2.056</b>	<b>2.127</b>	<b>2.199</b>	<b>2.271</b>	<b>2.341</b>	<b>2.413</b>	<b>2.485</b>	<b>2.535</b>	<b>2.518</b>	<b>2.502</b>	<b>2.486</b>	<b>2.471</b>	<b>2.454</b>	<b>2.438</b>	<b>2.422</b>	<b>2.407</b>
(% ε/ συν. Εσόδων)	0	31,0%	41,9%	43,6%	45,4%	47,3%	49,1%	50,9%	52,8%	54,6%	56,5%	58,4%	59,8%	59,7%	59,5%	59,4%	59,2%	59,1%	58,9%	58,7%	58,6%
Φόροι	0	342	460	478	496	514	532	550	568	585	603	621	634	630	626	622	618	614	610	606	602
<b>Καθαρά κέρδη/ζημιές</b>	<b>0</b>	<b>1.027</b>	<b>1.381</b>	<b>1.435</b>	<b>1.488</b>	<b>1.542</b>	<b>1.596</b>	<b>1.649</b>	<b>1.703</b>	<b>1.756</b>	<b>1.810</b>	<b>1.864</b>	<b>1.901</b>	<b>1.889</b>	<b>1.877</b>	<b>1.865</b>	<b>1.853</b>	<b>1.841</b>	<b>1.829</b>	<b>1.817</b>	<b>1.805</b>
(% ε/ συν. Εσόδων)	0	23,2%	31,4%	32,7%	34,1%	35,4%	36,8%	38,2%	39,6%	41,0%	42,4%	43,8%	44,9%	44,8%	44,7%	44,5%	44,4%	44,3%	44,2%	44,1%	43,9%

Πίνακας 7.7: Η προβλεπόμενη Κατάσταση Αποτελεσμάτων Χρήσης της εταιρίας. (ποσά σε χιλιάδες €)

Κεφάλαιο 7<sup>ο</sup>: Μελέτη Περίπτωσης: Φωτοβολταϊκός σταθμός

Πίνακας Εισροών - Εκροών	Κατασκευαστική περίοδος		Έτη Λειτουργίας μονάδας																				
	Α' 6μηνο	Β' 6μηνο	1ο έτος	2ο έτος	3ο έτος	4ο έτος	5ο έτος	6ο έτος	7ο έτος	8ο έτος	9ο έτος	10ο έτος	11ο έτος	12ο έτος	13ο έτος	14ο έτος	15ο έτος	16ο έτος	17ο έτος	18ο έτος	19ο έτος	20ο έτος	
<b>Εισροές</b>																							
Κέρδη προ τόκων & αποσβέσεων	-	-	3.916	3.899	3.882	3.866	3.849	3.832	3.816	3.800	3.783	3.767	3.751	3.735	3.718	3.702	3.686	3.671	3.654	3.638	3.622	3.607	
Τόξα κεφάλαια	4.000	4.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Επιχορήγηση Δημοσίου	0	0	9.600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Μακροπρόθεσμο Δάνειο 12ετίας	7.200	7.200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Προχρηματοδότηση επιχορήγησης	4.800	4.800	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>Σύνολο</b>	<b>16.000</b>	<b>16.000</b>	<b>13.516</b>	<b>3.899</b>	<b>3.882</b>	<b>3.866</b>	<b>3.849</b>	<b>3.832</b>	<b>3.816</b>	<b>3.800</b>	<b>3.783</b>	<b>3.767</b>	<b>3.751</b>	<b>3.735</b>	<b>3.718</b>	<b>3.702</b>	<b>3.686</b>	<b>3.671</b>	<b>3.654</b>	<b>3.638</b>	<b>3.622</b>	<b>3.607</b>	
<b>Εκροές</b>																							
Κόστος έργου	16.000	16.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Χρεολύσιο μακρ. Δανείου	-	-	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Τόκοι μακρ. Δανείου	-	-	944	857	769	681	593	505	417	329	242	154	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Εξόφληση δανείου επιχορήγησης	0	0	9.600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Τόκοι δανείου επιχορήγησης	0	0	403	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Φόροι (25%)	-	-	342	460	478	496	514	532	550	568	585	603	621	634	630	626	622	618	614	610	606	602	602
<b>Σύνολο</b>	<b>16.000</b>	<b>16.000</b>	<b>12.662</b>	<b>2.690</b>	<b>2.620</b>	<b>2.550</b>	<b>2.480</b>	<b>2.409</b>	<b>2.339</b>	<b>2.269</b>	<b>2.200</b>	<b>2.130</b>	<b>2.060</b>	<b>634</b>	<b>630</b>	<b>626</b>	<b>622</b>	<b>618</b>	<b>614</b>	<b>610</b>	<b>606</b>	<b>602</b>	
Καθαρή Ταμειακή Ροή	0	0	854	1.209	1.262	1.316	1.369	1.423	1.477	1.530	1.583	1.637	1.691	3.101	3.089	3.077	3.065	3.053	3.041	3.029	3.017	3.005	3.005
Σωρευτικά	0	0	854	2.063	3.325	4.641	6.010	7.433	8.910	10.440	12.024	13.661	15.352	18.452	21.541	24.618	27.683	30.736	33.776	36.805	39.822	42.827	

Πίνακας 7.8: Η προβλεπόμενη κατάσταση ταμειακών ροών (ποσά σε χιλιάδες €)

### 7.2.1 Οικονομική αξιολόγηση υπό την οπτική του επενδυτή

Βασική προϋπόθεση για τον υπολογισμό των δεικτών αξιολόγησης είναι επιλογή του επιτοκίου αναγωγής. Για την παρούσα μελέτη περίπτωσης επιλέχθηκε επιτόκιο αναγωγής 7%, το οποίο κρίνεται ότι ανταποκρίνεται στις απαιτήσεις του επενδυτή με βάση τις τρέχουσες χρηματοοικονομικές συνθήκες.

Προτιμάται ο υπολογισμός ως προς τα ίδια κεφάλαια, ώστε να υπολογίζεται η πραγματική απόδοση της επένδυσης για τον επενδυτή, με δεδομένο και το γεγονός ότι σε πολλές χώρες οι επενδύσεις σε Α.Π.Ε. επιδοτούνται. Στην περίπτωση αυτή, η Καθαρή Ταμειακή Ροή κάθε έτους προκύπτει απευθείας από την κατάσταση ταμειακών ροών και συμπεριλαμβάνει και τα τοκοχρεολύσια, ενώ ως αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης λαμβάνεται μόνο εκείνο που αντιστοιχεί στα Ίδια Κεφάλαια.

Στον ακόλουθο πίνακα φαίνονται συγκεντρωμένα τα αποτελέσματα των δεικτών. Στο υποκεφάλαιο 6.2, έχουν παρουσιαστεί οι λεπτομέρειες υπολογισμού τους και η σημασία τους.

Δείκτης	Τιμή
Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	11.586 χιλ.€
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	18,2%
Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (DPP)	8,4 έτη

Πίνακας 7.93: Δείκτες οικονομικής αξιολόγησης επένδυσης ως προς τα Ίδια Κεφάλαια

#### Σχολιασμός αποτελεσμάτων

Η θετική τιμή της NPV κάνει την επένδυση καταρχήν αποδεκτή για το επιτόκιο αναγωγής που επιλέχθηκε. Στη συγκεκριμένη περίπτωση ο επενδυτής ρισκάρει 8εκ. € ιδίων κεφαλαίων με την προσδοκία να πάρει πίσω 19,5εκ. € σε όρους παρούσας αξίας. Η ελκυστικότητα της επένδυσης καταδεικνύεται και από τον υψηλό εσωτερικό βαθμό απόδοσης και την σχετικά χαμηλή έντοκη περίοδο αποπληρωμής σε σχέση με άλλα έργα αυτής της κλίμακας.

Οι τιμές των ανωτέρω δεικτών μπορεί να χρησιμοποιηθούν από τον επενδυτή για τη σύγκριση μεταξύ εναλλακτικών επενδύσεων με βάση τα όσα έχουν αναφερθεί στο κεφάλαιο 5.

## 7.2.2 Οικονομική αξιολόγηση υπό την οπτική των δανειστών

Κατά το μέρος αυτό της αξιολόγησης εξετάζονται ο Δείκτης Κάλυψης Δανειακών Υποχρεώσεων (DSCR) και ο Δείκτης Κάλυψης Δανείου κατά τη Διάρκειά του (LLCR).

Ο δείκτης DSCR υπολογίζεται από το χρόνο έναρξης λειτουργίας του έργου και για κάθε έτος μέχρι την πλήρη αποπληρωμή του δανείου. Ο υπολογισμός του δείκτη γίνεται βάσει της σχέσης (5.14) και τα αποτελέσματα φαίνονται στον πίνακα 7.10

	1ο έτος	2ο έτος	3ο έτος	4ο έτος	5ο έτος	6ο έτος	7ο έτος	8ο έτος	9ο έτος	10ο έτος	11ο έτος
<b>Δείκτης κάλυψης δανειακών υποχρεώσεων (DSCR)</b>	1,31	1,54	1,59	1,64	1,70	1,76	1,83	1,90	1,98	2,07	2,18

Πίνακας 7.10: Υπολογισμού ετήσιου DSCR.

Στον πίνακα 7.11 φαίνονται τα αποτελέσματα του μέσου DSCR και του δείκτη LLCR που υπολογίζονται με βάση τους τύπους (5.15) και (5.18) αντίστοιχα.

Δείκτης	Τιμή
Μέσος Δείκτης Κάλυψης Δανειακών Υποχρεώσεων (AVDSCR)	1,77
Δείκτης Κάλυψης Δανείου κατά τη Διάρκειά του (LLCR)	1,71

Πίνακας 7.11: Υπολογισμός AVDSCR και LLCR

### Σχολιασμός αποτελεσμάτων

Από τον πίνακα 7.10 προκύπτει ότι τα διαθέσιμα κεφάλαια για την εξυπηρέτηση δανείων (CAFDS) επαρκούν για την πληρωμή των τόκων και των χρεολυσίων κάθε έτους όπως αυτά έχουν υπολογιστεί στον πίνακα 7.3 και δεν αναμένεται να παρουσιαστούν προβλήματα ρευστότητας. Επιπλέον το γεγονός ότι ο δείκτης είναι αρκετά μεγαλύτερος της μονάδας από το 1<sup>ο</sup> έτος, μπορεί να επιτρέψει την δημιουργία αποθεματικού από το οποίο να μπορούν καλυφθούν βραχυχρόνιες υποχρεώσεις της SPV σε περιπτώσεις όπως η προσωρινή κάμψη εσόδων και η καθυστέρηση της είσπραξης εσόδων από την πωλούμενη ενέργεια.

Από την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων των δεικτών του πίνακα 7.11 προκύπτει ότι το έργο μπορεί να εξυπηρετήσει το υπό εξέταση δάνειο, υπό τις συνθήκες που εξετάστηκαν, δεδομένου του γεγονότος ότι οι δείκτες προκύπτουν μεγαλύτεροι της μονάδας. Επίσης, με χρήση των στοιχείων των πινάκων 5.5 και 5.6, οι τιμές των δεικτών του μέσου DSCR και του LLCR κρίνονται ικανοποιητικές συγκριτικά με τις απαιτήσεις από ομοειδείς επενδύσεις.

### **7.3 Αξιολόγηση κινδύνων**

Κατά το βήμα αυτό καταγράφηκαν και αξιολογήθηκαν οι βασικότεροι κίνδυνοι που μπορούν να προκύψουν από το έργο για τους υποψηφίους δανειστές. Για το σκοπό αυτό συμπληρώθηκε ο πίνακας που ακολουθεί.

Κατά την αξιολόγηση του κάθε κινδύνου προσμετρήθηκε τόσο η πιθανότητα εμφάνισής του, όσο και οι συνέπειες που αυτός μπορεί να έχει στα οικονομικά στοιχεία του έργου και κυρίως στην αποπληρωμή των δανείων και κατόπιν συμπληρώθηκε η στήλη 2 του πίνακα.



		<b>Χαμηλός Μέτριος Υψηλός Κίνδυνος</b>	<b>Παρατηρήσεις – Μέτρα Αντιμετώπισης</b>
<b>1.</b>	<b>Συνθήκες αγοράς</b>		
A.	Ανταγωνισμός Κλάδου/ Μεριδίο αγοράς	<b>Χαμηλός</b>	- Δεν υπάρχει προηγούμενη παρουσία του βασικού μετόχου στην αγορά ΑΠΕ
B.	Φραγμοί Εισόδου	<b>Χαμηλός</b>	- Εξασφαλισμένη πώληση της παραγωγής για 20ετία.
Γ.	Απειλή από υποκατάστατα / Σταθερότητα Πελατών	<b>Χαμηλός</b>	- Οι φραγμοί εισόδου εστιάζονται στην διαδικασία αδειοδότησης και σύνδεσης με το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.
Δ.	Ανταγωνιστικό πλεονέκτημα/ Off – take συμβόλαια	<b>Χαμηλός</b>	- Το 100% της παραγόμενης ενέργειας πωλείται στο ΛΑΓΗΕ (PPA), με 20ετές συμβόλαιο εγγυημένης τιμής.
Ε.	Ζήτηση (αυξανόμενη ή μειούμενη – προβλέψεις)	<b>Χαμηλός</b>	- Η χρήση των ΦΒ αναπτύσσεται γοργά τα τελευταία χρόνια.  - Δεν αναμένεται αντικατάσταση της ηλεκτρικής ενέργειας από άλλη μορφή ενέργεια στα επόμενα 20 χρόνια.
Z.	Συνθήκες αγοράς (επιρροή από μακροοικονομικούς παράγοντες, πληθωρισμό, υποτίμηση, κρατικό παρεμβατισμό, δυσμενή γεγονότα, κ.α.)	<b>Μέτριος</b>	- Το παραγόμενο προϊόν δεν επηρεάζεται σημαντικά από μεταβολές στο ευρύτερο οικονομικό περιβάλλον.  - Γνωστά οικονομικά προβλήματα στο ΛΑΓΗΕ και το δημόσιο. Πιθανότητα μη τήρησης συμβολαίων εγγυημένης τιμής.  - Συχνές αλλαγές στη νομοθεσία
<b>2.</b>	<b>Ανάπτυξη Τεχνολογίας</b> (αποδεδειγμένη τεχνολογία με επιτυχημένο ιστορικό εφαρμογής)	<b>Χαμηλός</b>	- Τα ΦΒ πάνελ και οι αντιστροφείς που επιλέχθηκαν έχουν χρησιμοποιηθεί σε πληθώρα ομοειδών έργων. - Παρέχεται εγγύηση προμηθευτή (10 χρόνια στο 90%της απόδοσης, 20 χρόνια στο 80%)
<b>3.</b>	<b>Συνθήκες κλάδου / τομέα δραστηριότητας</b>		
A.	Στάδιο Κλάδου (π.χ. πειραματικό, ανάπτυξης, ωριμότητας, παρακμής)	<b>Χαμηλός</b>	- Ύπαρξη περιθωρίων ανάπτυξης κλάδου - Πολιτική Ε.Ε. για ΑΠΕ. - Δεσμεύσεις για μείωση των ρύπων από συμβατικές πηγές για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
B.	Πορεία ομοειδών επιχειρήσεων	<b>Χαμηλός</b>	Μηδενικό ποσοστό πτωχεύσεων κλάδου.
<b>4.</b>	<b>Χρηματοοικονομικοί δείκτες</b>		
A.	Μέσος DSCR (πρόβλεψη)	<b>Μέτριος</b>	1,77, αποδεκτός για ομοειδή έργα
B.	IRR	<b>Χαμηλός</b>	18,22% μεγάλο ενδιαφέρον επενδυτή

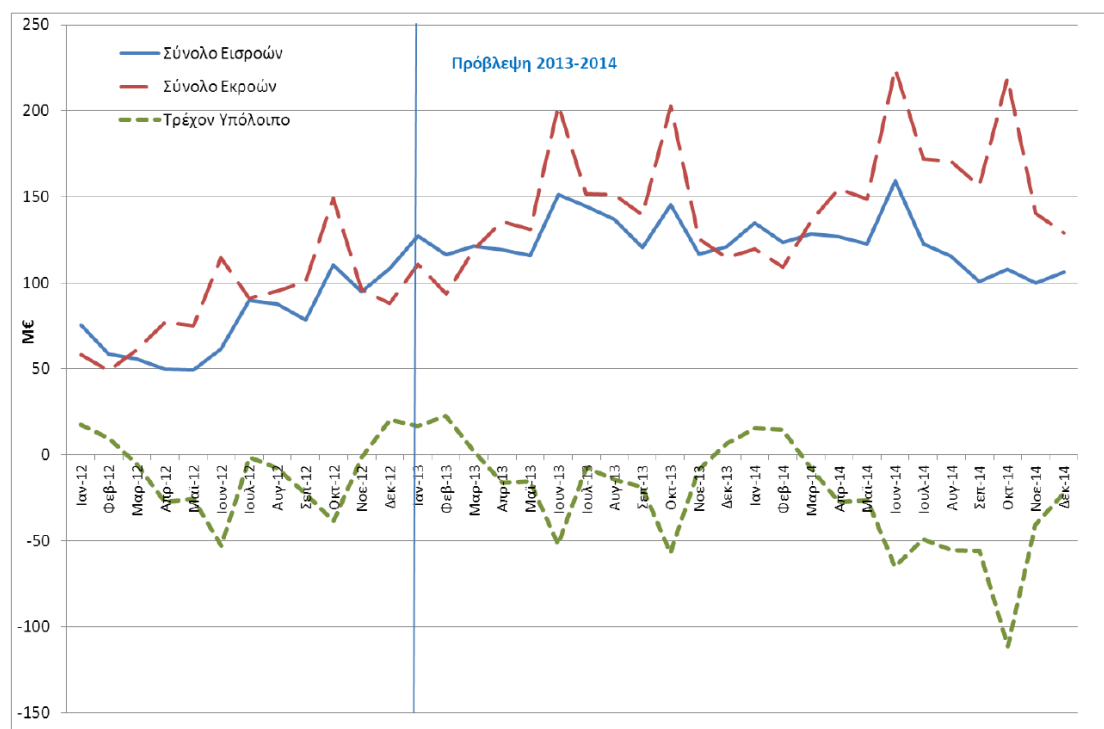
		<b>Χαμηλός Μέτριος Υψηλός Κίνδυνος</b>	<b>Παρατηρήσεις – Μέτρα Αντιμετώπισης</b>
<b>5.</b>	<b>Πιστωτικό Παρελθόν φορέα</b>	<b>Χαμηλός</b>	Καθαρό πιστωτικό παρελθόν φορέα
<b>6.</b>	<b>Management</b>	<b>Χαμηλός</b>	Ο βασικός φορέας της επένδυσης είναι αρκετά έμπειρος επιχειρηματίας.
<b>7.</b>	<b>Ασφάλιση</b>	<b>Χαμηλός</b>	Πλήρης ασφάλιση από γνωστή ασφαλιστική εταιρία.
<b>8.</b>	<b>Εξασφαλίσεις και κίνδυνος ρευστοποίησής τους</b> (βάρη, έλεγχος στη ρευστοποίηση απαιτήσεων, εκχώρηση ασφαλιστηρίων συμβολαίων, κ.α.)	<b>Χαμηλός</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Εκχώρηση συμβάσεων PPA</li> <li>- Εκχώρηση ασφαλιστηρίων συμβολαίων.</li> <li>- Εκχώρηση εγγυήσεων κατασκευαστή οίκου.</li> <li>- Εκχώρηση σύμβασης λειτουργίας και συντήρησης του έργου.</li> <li>- Εκχώρηση επιχορήγησης / απαιτήσεων ΦΠΑ.</li> <li>- Εκχώρηση μετοχών.</li> <li>- Ενέχυρο επί του εξοπλισμού.</li> </ul>
<b>9.</b>	<b>Κίνδυνος κατασκευής &amp; ολοκλήρωσης</b>		
A.	Αδειοδότηση του Έργου	<b>Χαμηλός</b>	Έχουν εκδοθεί όλες οι απαιτούμενες άδειες για την έναρξη κατασκευής του έργου και έχει υπογραφεί σύμβαση διασύνδεσης στο ηλεκτρικό σύστημα.
B.	Εγγυήσεις για την Ολοκλήρωση του έργου	<b>Χαμηλός</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Σύμβαση «με το κλειδί στο χέρι»(Turnkey contract)</li> <li>- Υποχρέωση για κάλυψη υπερβάσεων στο επενδυτικό κόστος από ίδια διαθέσιμα.</li> </ul>
Γ.	Κίνδυνος Κατασκευαστή	<b>Μέτριος</b>	Η κατασκευάστρια εταιρεία είναι γνωστή στον τομέα και έχει ολοκληρώσει επιτυχώς 10 αντίστοιχες κατασκευές τα τελευταία χρόνια. Δε διαθέτει διεθνή εμπειρία.
Δ.	Προμηθευτής εξοπλισμού	<b>Χαμηλός</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Προμήθεια εξοπλισμού από γνωστή εταιρεία του χώρου.</li> <li>- Η εταιρεία εγγυάται για την έγκαιρη παράδοση του εξοπλισμού.</li> </ul>
<b>10.</b>	<b>Οικονομική Κατάσταση των Μετόχων</b>	<b>Χαμηλός</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Δυνατότητας πρόσβασης σε κεφάλαια για τους μετόχους</li> <li>- Σημαντικού ύψους καταθέσεις μετόχων στις τράπεζες.</li> <li>- Ύπαρξη οικονομικής δυνατότητας κάλυψης υπερβάσεων κόστους κατασκευής με Ι.Κ.</li> </ul>

Πίνακας 7.12: Πίνακας καταγραφής και αξιολόγησης κινδύνων υπό τη σκοπιά των δανειστών.

## 7.4 Ανάλυση ευαισθησίας

Κατά το τρίτο και τελευταίο βήμα πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας με σκοπό την εξαγωγή χρήσιμων συμπερασμάτων για την ανθεκτικότητα και τη βιωσιμότητα του έργου.

Από την αξιολόγηση των κινδύνων που παρουσιάστηκε στο προηγούμενο βήμα προέκυψε ότι βασικός κίνδυνος του έργου είναι αυτός των συνθηκών της αγοράς. Ο ΛΑΓΗΕ και συγκεκριμένα ο Ειδικός Λογαριασμός ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ, από τον οποίο και θα εισπράττονται τα έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας, παρουσιάζει συχνά ελλείμματα, κάτι που δεν αναμένεται να αλλάξει στο προσεχές μέλλον, όπως φαίνεται και από το διάγραμμα που παρατίθεται, δεδομένης και της γενικότερης οικονομικής κατάστασης της χώρας.



Διάγραμμα 7.1: Διάγραμμα εισροών-εκροών του ειδικού λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ. (ΛΑΓΗΕ, 2013)

Για τους παραπάνω λόγους κρίνεται σκόπιμη η ανάλυση ευαισθησίας γύρω από το ενδεχόμενο μείωσης στη συμφωνημένη τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

Επίσης, δεδομένης της γενικότερης αστάθειας στην ελληνική αγορά και τη νομοθεσία, εξετάζεται η ανταπόκριση των οικονομικών δεικτών του έργου σε ενδεχόμενη μεταβολή στη φορολογία.

### 7.4.1 Σενάριο μεταβολής της Εγγυημένης Τιμής Πώλησης

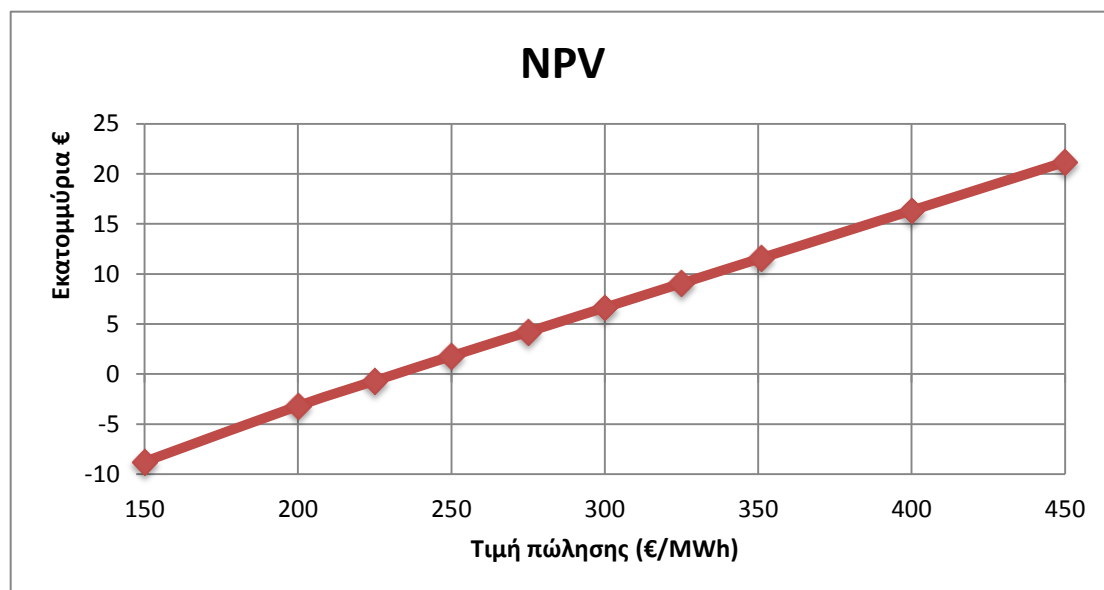
Κατά την ανάλυση αυτή λαμβάνονται ως σταθερά όλα τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά που παρουσιάστηκαν στην παράγραφο 6.1 και μεταβάλλεται μόνο η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας στο ΛΑΓΗΕ.

Εξετάζεται η επίδραση της αλλαγής της Εγγυημένης Τιμής Πώλησης, για διάστημα τιμών 150€/MWh – 450€/MWh, στους χρηματοοικονομικούς δείκτες που χρησιμοποιήθηκαν κατά το βήμα 1 για την αξιολόγηση του έργου. Θεωρείται ότι η αλλαγή στην τιμή θα πραγματοποιηθεί από το 1<sup>ο</sup> έτος λειτουργίας του έργου και ότι οι τιμές θα εξακολουθούν να αναπροσαρμόζονται ετήσια με βάση τον πληθωρισμό, όπως ορίζει ο ν.3851/2011.

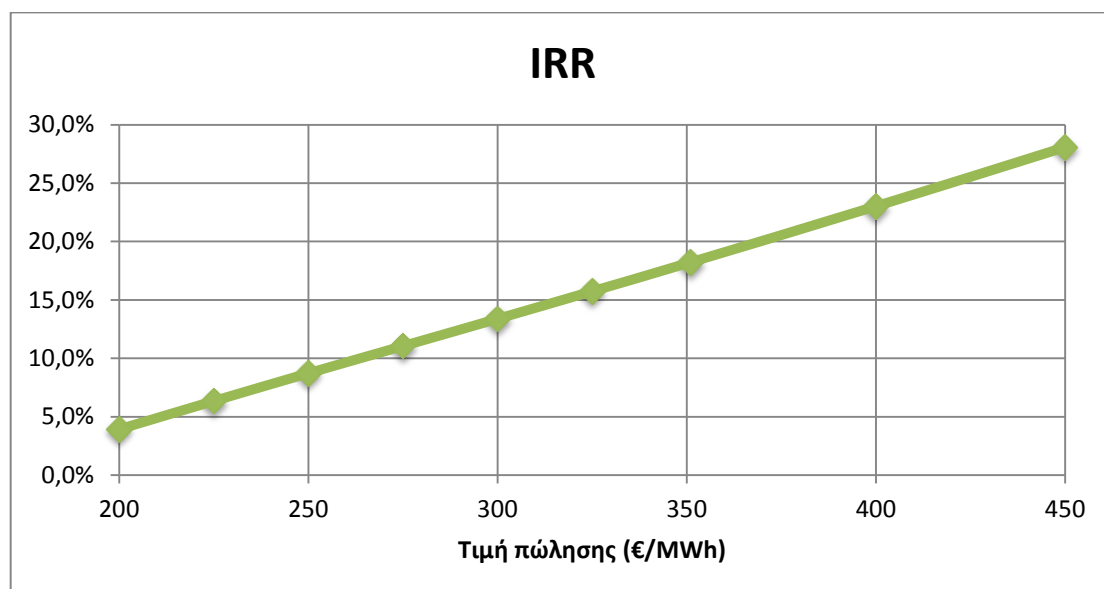
Τα αποτελέσματα φαίνονται στον πίνακα 7.13 και τα διαγράμματα 7.2-7.5

Τιμή πώλησης (€/MWh)	NPV (χιλ. €)	IRR	DPP	AVDSCR	LLCR
150	-8.762	-	>20	0,73	0,68
200	-3.192	3,9%	>20	1,02	0,97
225	-684	6,3%	>20	1,14	1,1
250	1.790	8,7%	17,0	1,27	1,22
275	4.215	11,1%	14,2	1,39	1,34
300	6.639	13,4%	12,2	1,52	1,47
325	9.064	15,7%	10,5	1,64	1,59
351	11.586	18,2%	8,4	1,77	1,71
400	16.338	23,0%	6,0	2,02	1,95
450	21.188	28,1%	4,6	2,26	2,19

Πίνακας 7.13: Επίδραση της τιμής πώλησης στους χρηματοοικονομικούς δείκτες.

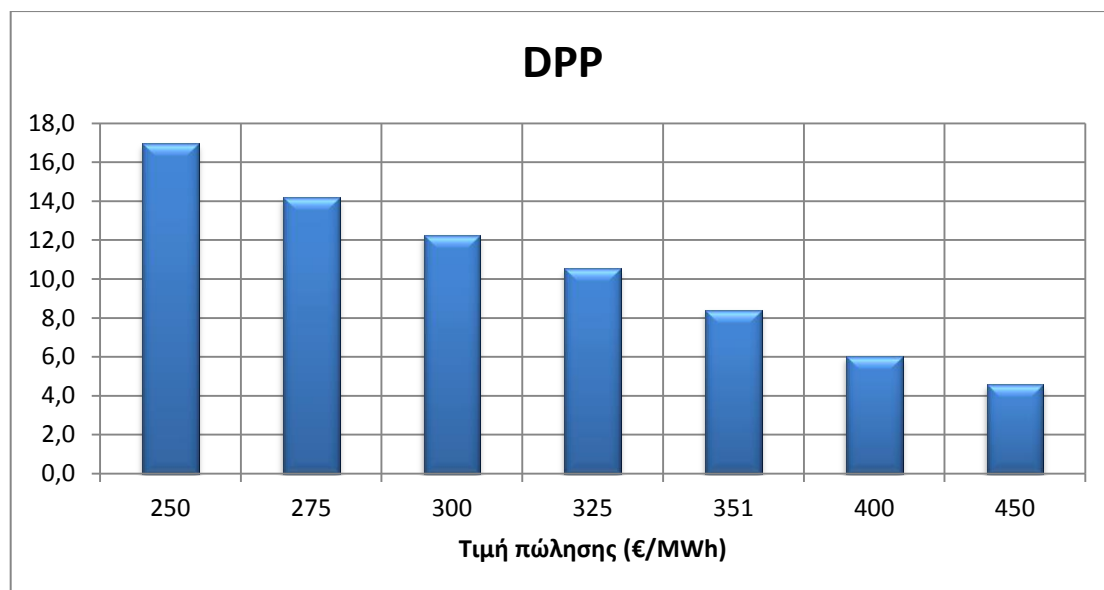


Διάγραμμα 7.2: Μεταβολή της Καθαρής Παρούσας Αξίας της επένδυσης συναρτήσει της τιμής πώλησης.



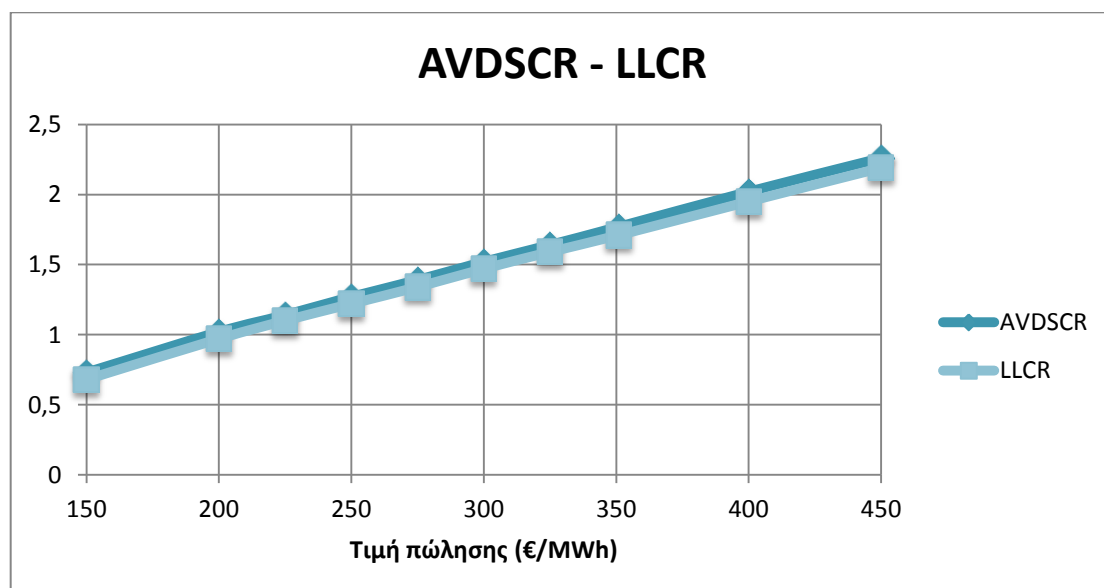
Διάγραμμα 7.3: Μεταβολή του εσωτερικού βαθμού απόδοσης της επένδυσης συναρτήσει της τιμής πώλησης

Στο διάγραμμα 7.3, όπως και στον πίνακα 7.13 δε δίνεται τιμή για τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης στην ακραία περίπτωση τιμής πώλησης 150€/MWh. Πρακτικά, για εκείνη την τιμή πώλησης, η NPV του έργου προκύπτει αρνητική ανεξαρτήτως της επιλογής του επιτοκίου αναγωγής. Το γεγονός αυτό σημαίνει ότι ο επενδυτής θα χάσει χρήματα από την επένδυση.



Διάγραμμα 7.4: Μεταβολή της Εντόκου Περιόδου Αποπληρωμής της επένδυσης συναρτήσει της τιμής πώλησης

Στο διάγραμμα 7.4, όπως και στον πίνακα 7.13, δεν δίνονται τιμές για την Έντοκη Περίοδο Αποπληρωμής για τιμές πώλησης μικρότερες των 250€/MWh. Αυτό πρακτικά σημαίνει ότι η υπό εξέταση περίοδος του έργου (20 έτη) δεν επαρκεί προκειμένου ο επενδυτής να λάβει από τα καθαρά κέρδη του έργου, έντοκα (με επιτόκιο το επιτόκιο αναγωγής 7% που έχει επιλεγεί) το πόσο που επένδυσε σε Ίδια Κεφάλαια στην αρχή της επένδυσης.



Διάγραμμα 7.5: Μεταβολή δεικτών κάλυψης δανειακών υποχρεώσεων, συναρτήσει της τιμής πώλησης

Το διάγραμμα 7.5 μας πληροφορεί για το αν μπορούν να καλυφθούν οι δανειακές υποχρεώσεις συνολικά. Δε μας δίνει, ωστόσο, πληροφορία για την ικανότητα των

ταμειακών ροών του έργου να αποπληρώσουν τις ετήσιες δανειακές υποχρεώσεις αυτού. Με τη βοήθεια του πρόσθετου Solver του excel, μπορεί να υπολογιστεί η ελάχιστη τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας προκειμένου ο δείκτης DSCR να είναι μεγαλύτερος ή ίσος με τη μονάδα για κάθε χρόνο μέχρι την πλήρη αποπληρωμή του δανείου. Από τον υπολογισμό αυτόν προκύπτει ότι η ελάχιστη απαιτούμενη τιμή πώλησης, προκειμένου να μην παρουσιαστούν προβλήματα ρευστότητας στο έργο, είναι 260,2€/MWh. Σε περίπτωση μικρότερης τιμής, θα υπάρξει αδυναμία πληρωμής των δανειακών υποχρεώσεων κυρίως κατά τα πρώτα έτη λειτουργίας της επένδυσης.

### **Σχολιασμός αποτελεσμάτων**

Από τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας προκύπτει ότι η επένδυση μπορεί να παραμένει ελκυστική για τον επενδυτή ύστερα από «κούρεμα» στη συμφωνημένη τιμή πώλησης μέχρι και περίπου 30%. Ωστόσο μια τέτοια μείωση οδηγεί σε διπλασιασμό της DPP.

Από την πλευρά των δανειστών μια τιμή μέχρι και περίπου 200€/MWh (43% μείωση), θα μπορούσε να κριθεί ικανοποιητική για την αποπληρωμή του 12ετούς δανείου. Ωστόσο, για τιμές μικρότερες από 260,2€/MWh, παρουσιάζονται προβλήματα ρευστότητας κατά τα πρώτα έτη λειτουργίας του έργου, τα οποία ενδέχεται να οδηγήσουν στην ανάγκη αναδιάρθρωσης τους δανείου.

### **7.4.2. Σενάριο μεταβολής στη Φορολογία**

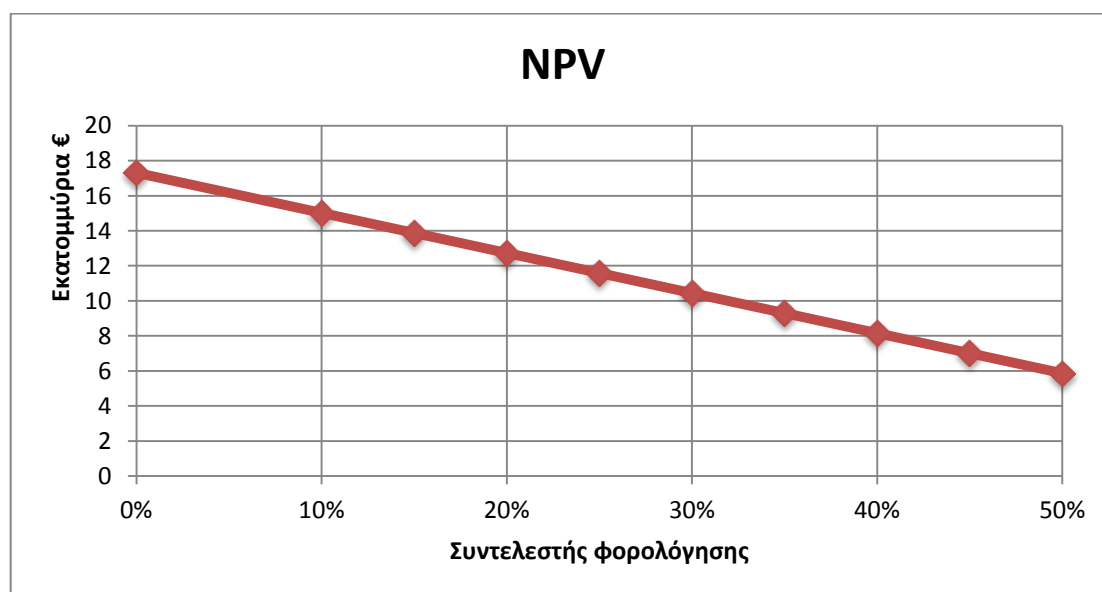
Κατά την ανάλυση αυτή λαμβάνονται ως σταθερά όλα τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά που παρουσιάστηκαν στην παράγραφο 6.1 και μεταβάλλεται μόνο ο συντελεστής φορολόγησης των επιχειρήσεων.

Εξετάζεται η επίδραση της αλλαγής του συντελεστή φορολόγησης στους χρηματοοικονομικούς δείκτες που χρησιμοποιήθηκαν κατά το βήμα 1 για την αξιολόγηση του έργου. Θεωρείται ότι η αλλαγή αυτή θα πραγματοποιηθεί από το 1ο έτος λειτουργίας του έργου.

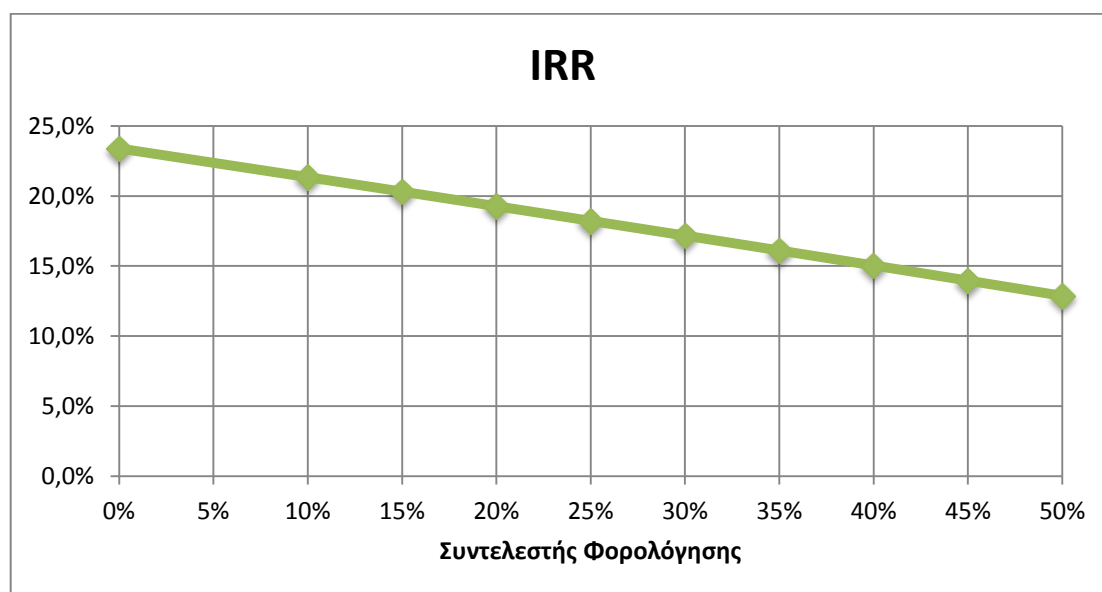
Τα αποτελέσματα φαίνονται στον πίνακα 7.14 και τα διαγράμματα 7.6-7.9

Συντελεστής φορολόγησης	NPV (χιλ. €)	IRR	DPP	AVDSCR	LLCR
0%	17.308	23,4%	6,0	2,06	1,98
10%	15.019	21,3%	6,8	1,95	1,87
15%	13.875	20,3%	7,2	1,89	1,82
20%	12.730	19,3%	7,8	1,83	1,76
25%	11.586	18,2%	8,4	1,77	1,71
30%	10.442	17,2%	9,2	1,71	1,66
35%	9.297	16,1%	10,1	1,66	1,61
40%	8.153	15,0%	11,1	1,60	1,55
45%	7.008	14,0%	11,8	1,54	1,50
50%	5.864	12,9%	12,6	1,48	1,45

Πίνακας 7.14: Επίδραση του συντελεστή φορολόγησης στους χρηματοοικονομικούς δείκτες.

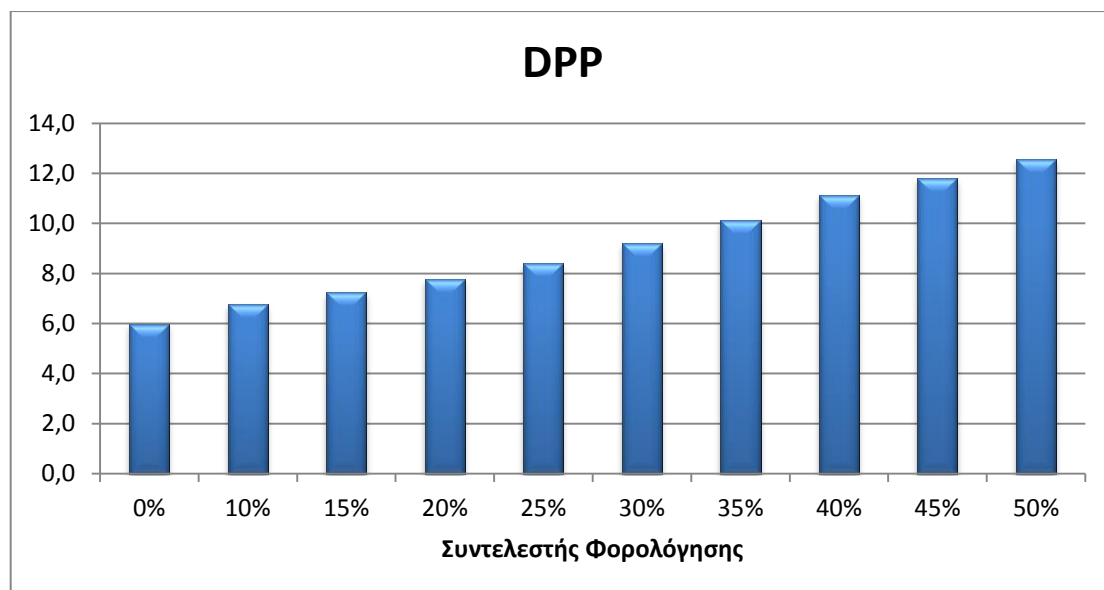


Διάγραμμα 7.6: Μεταβολή της Καθαρής Παρούσας Αξίας της επένδυσης συναρτήσει του συντελεστή φορολόγησης.

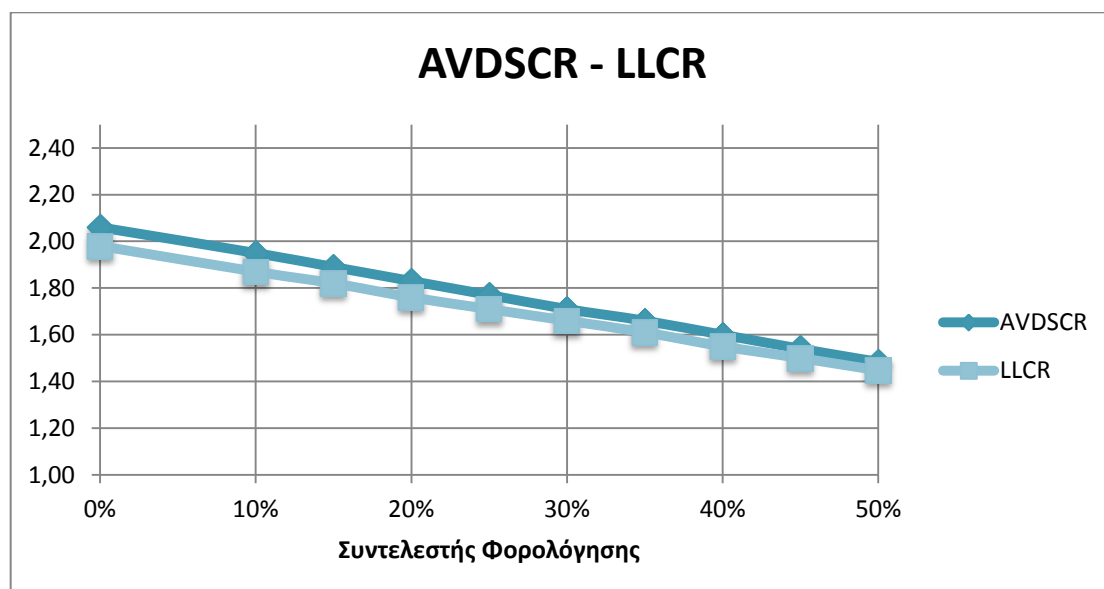


Διάγραμμα 7.7: Μεταβολή του εσωτερικού βαθμού απόδοσης της επένδυσης συναρτήσει του συντελεστή φορολόγησης.





Διάγραμμα 7.8: Μεταβολή της Εντόκου Περιόδου Αποπληρωμής της επένδυσης συναρτήσει του συντελεστή φορολόγησης.



Διάγραμμα 7.9: Μεταβολή δεικτών κάλυψης δανειακών υποχρεώσεων, συναρτήσει του συντελεστή φορολόγησης.1

Το διάγραμμα 7.9 μας πληροφορεί για το αν μπορούν να καλυφθούν οι δανειακές υποχρεώσεις συνολικά. Δε μας δίνει, ωστόσο, πληροφορία για την ικανότητα των ταμειακών ροών του έργου να αποπληρώσουν τις ετήσιες δανειακές υποχρεώσεις αυτού. Με τη βοήθεια του πρόσθετου Solver του excel, μπορεί να υπολογιστεί ο μέγιστος συντελεστής φορολόγησης προκειμένου ο δείκτης DSCR να είναι μεγαλύτερος ή ίσος με τη μονάδα για κάθε έτος μέχρι την πλήρη αποπληρωμή του δανείου. Από τον υπολογισμό αυτόν προκύπτει ότι ο μέγιστος συντελεστής φορολόγησης, προκειμένου να μην παρουσιαστούν προβλήματα ρευστότητας στο

έργο, είναι 87%. Σε περίπτωση μεγαλύτερου συντελεστή, θα υπάρξει αδυναμία πληρωμής των δανειακών υποχρεώσεων σε κάποιο από τα έτη λειτουργίας.

### **Σχολιασμός αποτελεσμάτων**

Από τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας προκύπτει ότι η επένδυση μπορεί να παραμένει ελκυστική για τον επενδυτή ύστερα από μεγάλη αύξηση του συντελεστή φορολόγησης επί των κερδών. Ενδεικτικά αναφέρουμε ότι στην ακραία περίπτωση του διπλασιασμού του συντελεστή φορολόγησης η επένδυση έχει IRR 12,9% και DPP 12,6 έτη, τα οποία κρίνονται ικανοποιητικά.

Από την πλευρά των δανειστών, είναι εμφανές ότι η φορολογία επί των κερδών δεν επιδρά σημαντικά στους Δείκτες Κάλυψης Δανειακών Υποχρεώσεων με αποτέλεσμα να μη δημιουργείται πρόβλημα στην αποπληρωμή του δανείου. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η φορολογία επιβάλλεται στα κέρδη του έργου αφού έχουν αφαιρεθεί οι τόκοι, επηρεάζει, επομένως, μόνο τη δυνατότητα πληρωμής των χρεολυσίων. Από την ανάλυση που προηγήθηκε φαίνεται ότι το έργο εξακολουθεί να είναι χρηματοδοτήσιμο ακόμα και για την ακραία περίπτωση επιβολής φόρου 87% επί των κερδών.

Η παραπάνω ανάλυση, δεν περιλαμβάνει το ενδεχόμενο επιβολής φόρου επί των εσόδων, και όχι επί των κερδών, του έργου. Θα μπορούσε να πραγματοποιηθεί ανάλυση ευαισθησίας και για το ενδεχόμενο αυτό. Ωστόσο η περίπτωση αυτή δεν διαφέρει σημαντικά από την περίπτωση της αλλαγής στην εγγυημένη τιμή πώλησης που παρουσιάστηκε ανωτέρω.

---

## Κεφάλαιο 8<sup>ο</sup>: Συμπεράσματα-Προοπτικές

---



## **8.1 Συμπεράσματα**

Η παρούσα εργασία κατέδειξε ότι η χρηματοδότηση έργου είναι, υπό συγκεκριμένες προϋποθέσεις, ο καλύτερος τρόπος χρηματοδότησης κατασκευής έργων ΑΠΕ είτε αναφερόμαστε σε μεγάλα έργα που υλοποιούνται μέσω ΣΔΙΤ - Συμβάσεων Παραχώρησης, είτε σε ιδιωτικά μεγάλα ή και μικρότερα έργα. Ο αντικειμενικός σκοπός της χρήσης της μεθόδου Project Finance είναι η δημιουργία μίας δομής που να μπορεί να στηριχθεί στον τραπεζικό δανεισμό αλλά και να καταναίμει καλύτερα τον κίνδυνο ώστε το κάθε επιμέρους τμήμα κινδύνου να αντιμετωπίζεται από εκείνον που μπορεί να το αντιμετωπίσει καλύτερα.

Κυριότερη συνεισφορά της εργασίας είναι η παροχή τεχνογνωσίας σε υποψηφίους επενδυτές (Δημόσιο, Δήμοι, Περιφέρειες, Ιδιώτες) για τον τρόπο χρηματοδότησης έργων με τη μεθοδολογία του Project Finance και την αξιολόγηση της «επενδυσιμότητας», της «χρηματοδοτησιμότητας» και των κινδύνων των προτεινόμενων έργων ΑΠΕ υπό την οπτική του δανειστή.

Η μεθοδολογία που αναπτύχθηκε οδηγεί στο συμπέρασμα ότι προκειμένου ένα έργο ΑΠΕ να είναι υλοποιήσιμο από οικονομικής πλευράς και άξιο χρηματοδότησης με τη μέθοδο του Project Finance θα πρέπει: **(1)** Να είναι ικανό να λειτουργήσει μόνο του ως βιώσιμη και ανεξάρτητη οικονομικά επιχειρηματική μονάδα. **(2)** Να μπορεί να ολοκληρωθεί σε συγκεκριμένο προβλέψιμο χρόνο και με συγκεκριμένο προϋπολογισμό. Δηλαδή να είναι όσο το δυνατό λιγότερες οι απρόβλεπτες/μη υπολογισμένες παράμετροι. **(3)** Ο σχεδιασμός του να είναι επαρκής και να αποδεικνύεται από την αρχή ότι μπορεί να υλοποιηθεί από τεχνικής και οικονομικής πλευράς λειτουργώντας αποδοτικά. **(4)** Τα οικονομικά του και οι ασφαλιστικές καλύψεις του να είναι επαρκή ώστε να μπορεί να αντεπεξέλθει σε κάθε περίπτωση που ανακύψουν προβλήματα.

Προκειμένου να καταδειχθεί η αξία της μεθοδολογίας που αναπτύχθηκε, έγινε μελέτη περίπτωσης για ένα φωτοβολταϊκό σταθμό στον ελληνικό χώρο. Από τη μελέτη αυτή προέκυψε, μεταξύ άλλων, ότι τα έργα φωτοβολταϊκών σταθμών στην Ελλάδα δεν έχουν να αντιμετωπίσουν ιδιαίτερους κινδύνους και απρόβλεπτους παράγοντες.

Κυριότερη απειλή τους είναι η αστάθεια στη νομοθεσία και τα δημοσιονομικά προβλήματα της Ελλάδας.

## **8.2 Προοπτικές**

Στα επόμενα χρόνια αναμένεται η κορύφωση του ενδιαφέροντος σε ερευνητικό και εμπορικό επίπεδο για τεχνολογίες ΑΠΕ. Εξάλλου, η ανάγκη περιορισμού των ελλειμμάτων των κρατών αλλά και του εταιρικού δανεισμού, λόγω της γενικότερης κατάστασης της παγκόσμιας οικονομίας, αναμένεται να φέρει το Project Finance στο επίκεντρο του ενδιαφέροντος, τόσο γενικότερα, όσο και ειδικά για τη χρηματοδότηση έργων ΑΠΕ.

Η παρούσα εργασία θα μπορούσε συνεισφέρει στο γενικότερο στόχο της περαιτέρω επέκτασης της κατασκευής έργων ΑΠΕ στην Ελλάδα δίνοντας το αρχικό έναυσμα σε ενδιαφερόμενους επιχειρηματίες, επενδυτές, εκπροσώπους τοπικής αυτοδιοίκησης κλπ. να εξετάσουν το ενδεχόμενο της αυτοχρηματοδότησης κάποιου έργου ΑΠΕ.

Η αναπτυχθείσα μεθοδολογία θα μπορούσε να ενσωματωθεί στα ελεύθερα και εμπορικά πακέτα λογισμικού σχεδίασης και υπολογισμού παραμέτρων έργων ΑΠΕ, η πλειοψηφία των οποίων, δεν αξιολογεί τους κινδύνους του έργου και δεν ελέγχει αν αυτό είναι χρηματοδοτικά υλοποιήσιμο.

Εξάλλου, η αναπτυχθείσα μεθοδολογία θα μπορούσε να εξειδικευτεί περαιτέρω σε συγκεκριμένη τεχνολογία ΑΠΕ, καταγράφοντας με μεγαλύτερη ακρίβεια τους κινδύνους που απορρέουν από τα αντίστοιχα έργα, αλλά και παρέχοντας πιο αξιόπιστα δεδομένα σύγκρισης, βασιζόμενα σε έργα με μεγαλύτερο βαθμό ομοιογένειας.

---

## Βιβλιογραφία

---





## Βιβλιογραφία

Borgonovo, E., Gatti, S. & Peccati, L., 2010. What drives value creation in investment projects? An application of sensitivity analysis to project finance transactions. *European Journal of Operational Research*, 16 August, pp. 227-236.

Brealey, R. & Myers, S., 1996. Principles of Corporate Finance. In: 5th ed. New York: Irwin McGraw-Hill, pp. 80-184.457-458.

Corality Financial Group, 2011. *Corality training tutorials*. [Online] Available at: <http://www.corality.com/web-resources/tutorials>

CTAER, 2012. *Advanced Technology Centre for Renewable Energy*. [Online] Available at: <http://www.ctaer.com>

Darling, S., You, F., Veselka, T. & Valosa, A., 2011. Assumptions and the Levelized Cost of Energy for Photovoltaics. *Energy & Environmental Science Issue 9*, pp. 3133-3139.

Denton Wilde Sapte, 2004. *A guide to Project Finance*. London,Uk: Denton Wilde Sapte International Projects Group.

Esty, B., 2003. *Modern Project Finance: A casebook*. New York: John Wiley & Sons.

European Commission, 2011. *Energy Roadmap 2050*. Brussels: European Commission.

European Wind Energy Association, 2009. *Wind Energy – The Facts: A Guide to the Technology, Economics and Future of Wind Power*. London: Earthscan.

Finnerty, J. D., 2007. *Project Financing: Asset-Based Financial Engineering*. 2nd edition ed. Hoboken,New Jersey: Wiley Finance.

Gatti, S., 2008. *Project Finance in Theory and Practice - Designing,Structuring and Financing Private and Public Projects*. Milan: Elsevier Inc..

IRENA, 2012. *Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview*. Bohn: International Renewable Energy Agency.

Krohn, S., Morthorst, P.-E. & Awerbuch, S., 2009. *The Economics of Wind Energy*. Brussels: European Wind Energy Association.

Maylor, H., 2010. *Project Management*. 4th επιμ. Bath,UK: Pearson Education Limited.

Mills, J. S., 1993. Project finance for alternative energy. *International Conference on Renewable Energy - Clean Power 2001*, pp. 207-211.

Nevitt, P. K. & Fabozzi, F. J., 2000. *Project Financing*. 7th edition επιμ. London,UK: Euro-money Books.

- Papadopoulos, D. L. & Fragkiadakis, A. K., 2008. Project Finance and Corporate Finance: Comparative Analysis as means of financing for infrastructure projects.. *PRactical Issues in Management & Economics*, pp. 82-98.
- Venetsanos, K., Angelopoulou, P. & Tsoutsos, T., 2002. Renewable energy sources project appraisal under uncertainty: the case of wind energy exploitation within a changing energy market environment. *Energy Policy Vol.30*, pp. 293-307.
- Βουσβούνης, Κ., 2008. *Project Financing: Μια άρχική προσέγγιση*. Αθήνα, EFG Telesis Finance .
- Γιάνναρος, Ι., 2005. *Σχεδιασμός και Υλοποίηση Έργων Μέσω Συμπράξεων Δημόσιου και Ιδιωτικού Τομέα (Σ.Δ.Ι.Τ.)*. Αθήνα: Ινστιτούτο Οικονομίας Κατασκευών.
- Γκίκας, Δ., 2008. *Χρηματοοικονομική Λογιστική: International Financial Reporting Standards*. 3η έκδοση επιμ. Αθήνα: Εκδόσεις Μπένου.
- Γρίβας, Κ., 2010. *Χρηματοοικονομικές ρήτρες στις διανεματικές συμβάσεις: Εγχειρίδιο χρήσης*. Αθήνα: Διεύθυνση Πιστοδοτήσεων Μεγάλων Επιχειρήσεων, Εθνική Τράπεζα της Ελλάδος.
- Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, 2001. Οδηγία 2001/77/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 27ης Σεπτεμβρίου 2001 για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. *Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης*, 27 Οκτώβριος, pp. 33-40.
- Καλιαμπάκος, Δ. & Δαμίγος, Δ., 2008. *Οικονομικά του Περιβάλλοντος και των Υδατικών Πόρων, Χρηματοοικονομική και κοινωνικοοικονομική αξιολόγηση επενδύσεων*. Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.
- Κηρυττόπουλος, Κ., 2006. *Εγχειρίσιο Διαχείρισης Κινδύνων Έργων: Η οπτική του μανάτζμεντ*. Αθήνα: Κλειδάριθμος.
- ΛΑΓΗΕ, 2013. *Μηνιαίο Δελτίο Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ&ΣΗΘΥΑ - Φεβροάριος 2013: Απολογιστικά Στοιχεία και Πρόβλεψη για την Εξέλιξή τους*, Αθήνα: ΛΑΓΗΕ Α.Ε..
- Μαθιουδάκης, Κ. και συν., 2012. *Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός: Οδικός Χάρτης για το 2050*. Αθήνα: Υ.Π.Ε.Κ.Α..
- Παπαθανασίου, Σ., 2012. *Σημειώσεις Οικονομικής Αξιολόγησης Επενδύσεων Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ*. Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.
- Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2007. *Ευρωπαϊκό Συμβούλιο των Βρυξελλών 8/9 Μαρτίου 2007: Συμπεράσματα της Προεδρίας 7224/1/07 REV1*. Βρυξέλλες, Ε.Ε..

- Τάσιος, Θ. Π., 1997. Η αποξήρανση της λίμνης Πτεχών (Δύστου), πρώτο έργο Β.Ο.Τ.. Στο: *1ο Διεθνές Συνέδριο Αρχαία Ελληνική Τεχνολογία: Πρακτικά*. Θεσσαλονίκη: Πολιτιστικό Τεχνολογικό Ιδρυμα ΕΤΒΑ,, pp. 593-596.
- Τσαλέμης, Δ. και συν., 2012. *Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης*. Αθήνα: Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας & Κλιματικής Αλλαγής.
- Τσιβιλής, Γ., 2004. *Τρόποι χρηματοδότησης έργων περιβάλλοντος - Αυτοχρηματοδότηση*. Αθήνα, Πανελλήνιος Σύνδεσμος Επιχειρήσεων Προστασίας Περιβάλλοντος.
- Τσιμπλοστεφανάκης, Ε. & Σαφάκας, Α., 2010. Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα: Προοπτικές.. *Ενέργεια: σημερινή εικόνα – Σχεδιασμός – Προοπτικές*, 8-10 Μαΐου.
- Υ.Π.Ε.Κ.Α, 2010. *Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας*. Αθήνα: Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής.
- Ψαρράς, Ι., 2010. *Παρουσίαση – Σημειώσεις μαθήματος «Συστήματα Χρηματοοικονομικής Διοίκησης»*. Αθήνα: Εργαστήριο Συστημάτων Αποφάσεων και Διοίκησης, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών ΕΜΠ..
- Ψαρράς, Ι. & Φλάμος, Α., 2010. *Παρουσίαση – Σημειώσεις μαθήματος «Διαχείριση Ενεργειακών Πόρων - Οικονομική Αξιολόγηση Ενεργειακών Επενδύσεων»*. Αθήνα: Διατμηματικό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών «Τεχνο-οικονομικά συστήματα», Εργαστήριο Συστημάτων Αποφάσεων και Διοίκησης, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών ΕΜΠ..