



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

**Τεχνοοικονομική Αξιολόγηση Επενδύσεων σε Φωτοβολταϊκά  
Συστήματα και Ηλιακούς Θερμικούς Σταθμούς**

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

**ΕΚΤΟΡΑΣ Α. ΒΙΣΒΑΡΔΗΣ-ΚΑΡΑΪΣΚΟΣ**

**Επιβλέπων: Δημήτριος Ασκούνης**

**Καθηγητής Ε.Μ.Π.**

**Αθήνα, Ιούλιος 2010**





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

**Τεχνοοικονομική Αξιολόγηση Επενδύσεων σε Φωτοβολταϊκά**  
**Συστήματα και Ηλιακούς Θερμικούς Σταθμούς**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**ΕΚΤΟΡΑΣ Α. ΒΙΣΒΑΡΔΗΣ-ΚΑΡΑΪΣΚΟΣ**

**Επιβλέπων: Δημήτριος Ασκούνης**

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την .....

.....

.....

.....

Δημήτριος Ασκούνης  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Ιωάννης Ψαρράς  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Βασίλειος Ασημακόπουλος  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2010

.....  
Έκτορας Α. Βισβάρδης-Καραϊσκος

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

Copyright © ΕΚΤΟΡΑΣ Α. ΒΙΣΒΑΡΔΗΣ-ΚΑΡΑΪΣΚΟΣ, 2009

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

## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

---

Τις τελευταίες δεκαετίες, μετά την πρώτη ενεργειακή κρίση του 1973, ο ενεργειακός τομέας βρίσκεται σταθερά στο προσκήνιο των εξελίξεων. Παράλληλα, το φαινόμενο της κλιματικής αλλαγής έχει αναδείξει ακόμα περισσότερο την ανάγκη για μείωση της χρήσης συμβατικών καυσίμων και την προώθηση τεχνολογιών από ήπιες μορφές ενέργειας. Στο πλαίσιο αυτό, τα κράτη-μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ) έχουν θέσει ως μια από τις βασικές τους επιδιώξεις την υποστήριξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ).

Στόχος αυτής της διπλωματικής εργασίας είναι η παρουσίαση των κυριότερων οικονομικών παραγόντων που επηρεάζουν τη βιωσιμότητα ενεργειακών επενδύσεων στον τομέα της ηλιακής ενέργειας, όπως τα φωτοβολταϊκά συστήματα και οι ηλιακοί θερμικοί σταθμοί.

Συγκεκριμένα, στην παρούσα διπλωματική εργασία πραγματοποιείται διερεύνηση των τεχνολογικών δυνατοτήτων και ταυτόχρονα των οικονομικών συνθηκών και κινήτρων για αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας που έχουν θεσπίσει χώρες της ΕΕ. Ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στους παράγοντες που εξασφαλίζουν την κερδοφορία των επενδύσεων σε ηλιακή ενέργεια, καθώς και στους ενδεχόμενους κινδύνους για τα επενδυτικά σχέδια. Εν συνεχεία, πραγματοποιείται τεχνοοικονομική αξιολόγηση για την εγκατάσταση και εκμετάλλευση ενός ηλιακού θερμικού σταθμού παραγωγής ενέργειας στην Ισπανία και ανάλυση ευαισθησίας ως προς τις κρισιμότερες παραμέτρους της επένδυσης. Με βάση την προαναφερθείσα ανάλυση εξάγονται ενδιαφέροντα συμπεράσματα και σχολιάζονται διεξοδικά μαζί με τις προοπτικές που διαφαίνονται στον τομέα της ηλιακής ενέργειας.

### **Λέξεις κλειδιά:**

Φωτοβολταϊκά Συστήματα, Ηλιακοί Θερμικοί Σταθμοί, Τεχνοοικονομική Αξιολόγηση, Ανάλυση Ευαισθησίας

## ABSTRACT

---

Over the last four decades, after the first energy crisis of 1973, the energy sector is steadily at the forefront of developments. The phenomenon of climate change has highlighted further the need to reduce the use of conventional fuels and to promote renewable energy technologies (RES). In this framework, member-states of the European Union (EU) countries have defined the support of renewables as one of their key objectives.

The aim of this thesis is to present the most important economic factors that determine the viability and profitability of investments in solar energy, such as photovoltaics and solar thermal power stations.

In this diploma thesis, the technological capabilities, as well as the economic conditions and incentives prevalent in the European countries are being discussed. Particular emphasis is given to factors relating to the profitability of the solar investments and to the potential risks for investment projects. A brief techno-economic assessment about an investment in a solar thermal power plant in Spain and a sensitivity analysis to the most critical aspects of the investment are also included in this diploma thesis. Based on the above analysis conclusions are drawn and discussed together with the prospects of solar energy.

**Keywords:**

Photovoltaics, Solar Thermal Power Plants, Investing, Investment Evaluation, Sensitivity Analysis

## **ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ**

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε στον τομέα Ηλεκτρικών Βιομηχανικών Διατάξεων και Συστημάτων Απόφασης της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ, στα πλαίσια των ερευνητικών δραστηριοτήτων του Εργαστηρίου Συστημάτων Αποφάσεων και Διοίκησης.

Υπεύθυνος κατά την εκπόνηση της διπλωματικής εργασίας ήταν ο Αν. Καθηγητής κ. Δ. Ασκούνης, στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την ανάθεση αυτής, καθώς και τις σημαντικές συμβουλές που μου παρείχε σε όλη τη διάρκεια εκπόνησης της εργασίας.

Θα ήθελα, εξίσου, να εκφράσω τις θερμές μου ευχαριστίες στο Χάρη Δούκα, διδάκτορα ΕΜΠ και το Βαγγέλη Μαρινάκη, υποψήφιο διδάκτορα ΕΜΠ, για τη βοήθεια, την υποστήριξη και την καθοδήγηση που μου παρείχαν σε όλα τα στάδια εκπόνησης της διπλωματικής εργασίας.

Αθήνα, Ιούλιος 2010

ΕΚΤΟΡΑΣ Α. ΒΙΣΒΑΡΔΗΣ-ΚΑΡΑΪΣΚΟΣ

# Περιεχόμενα

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: Εισαγωγή	
1.1. Αντικείμενο - Σκοπός της διπλωματικής.....	13
1.2. Φάσεις.....	14
1.3. Δομή .....	15
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: Τεχνολογίες Φωτοβολταϊκών και Ηλιακών Θερμικών Σταθμών.....	17
2.1. Μορφές Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.....	18
2.2. Φωτοβολταϊκά Συστήματα.....	19
2.2.1. Τύποι φωτοβολταϊκών στοιχείων .....	19
2.2.1.1. Φωτοβολταϊκά στοιχεία πυριτίου μεγάλου πάχους (Si).....	19
2.2.1.2. Φωτοβολταϊκά υλικά λεπτών επιστρώσεων (thin film) .....	20
2.2.1.3. Υβριδικά φωτοβολταϊκά στοιχεία .....	22
2.2.2. Εξέλιξη αγοράς φωτοβολταϊκών .....	22
2.2.3. Μελλοντικές προοπτικές .....	23
2.3. Ηλιακοί θερμικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.....	24
2.3.1. Τύποι ηλιακών θερμικών σταθμών .....	24
2.3.2. Εξέλιξη ηλιακών θερμικών σταθμών .....	28
2.3.4. Μελλοντικές προοπτικές .....	29
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: Επενδύσεις σε Φωτοβολταϊκά Συστήματα.....	31
3.1 Εισαγωγή.....	32
3.2. Ενεργειακές επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά .....	32
3.3. Μελέτη ρίσκου/απόδοσης φωτοβολταϊκών επενδύσεων .....	33
3.3.1. Βήματα αξιολόγησης.....	33
3.3.1.1. Στάδια ανάπτυξης φωτοβολταϊκής αγοράς.....	33
3.3.1.2. Παράγοντες κέρδους.....	34
3.3.1.3. Παράγοντες ρίσκου ή κινδύνου.....	34



3.3.2. Αξιολόγηση αγοράς φωτοβολταϊκών στη Γερμανία .....	35
3.3.2.1. Στάδια ανάπτυξης .....	35
3.3.2.2. Παράγοντες κέρδους.....	37
3.3.2.3. Παράγοντες ρίσκου ... ..	37
3.3.3. Αξιολόγηση αγοράς φωτοβολταϊκών στην Ισπανία.....	38
3.3.3.1. Στάδια ανάπτυξης .....	38
3.3.3.2. Παράγοντες κέρδους.....	41
3.3.3.3. Παράγοντες ρίσκου .....	42
3.3.4. Αξιολόγηση αγοράς φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα.....	43
3.3.4.1. Στάδια ανάπτυξης .....	43
3.3.4.2. Παράγοντες κέρδους.....	46
3.3.4.3. Παράγοντες ρίσκου .....	48
3.3.5. Συγκριτική αξιολόγηση .....	49
3.4. Μελέτη περίπτωσης επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά .....	51
3.4.1. Επένδυση φωτοβολταϊκών στη Γερμανία (2007).....	51
3.4.2 Επένδυση φωτοβολταϊκών στη Γερμανία (2010).....	52
3.4.3. Απόδοση επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά στην Ελλάδα.....	54
3.5. Περιβαλλοντικές διαστάσεις .....	57
3.5.1. Χρόνος επανάκτησης της ενέργειας .....	58
3.5.2. Εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα .....	58
3.5.3. Εκπομπή τοξικών ουσιών (καδμίου) .....	59
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Επενδύσεις σε Ηλιακούς Θερμικούς Σταθμούς.....	60
4.1. Παράγοντες απόδοσης και κερδοφορίας ηλιακών θερμικών σταθμών.....	61
4.1.1. Επίπεδο και διάρκεια του εγγυημένου τιμολογίου .....	61
4.1.2. Ηλιακή πηγή .....	61
4.1.3. Το κεφαλαιουχικό κόστος της επένδυσης .....	62
4.1.4. Άλλοι παράγοντες.....	62
4.2.Παραγοντες ρίσκου και εμπόδια στους ηλιακούς θερμικούς σταθμούς .....	62
4.2.1. Υψηλές απαιτήσεις σε ελεύθερες εκτάσεις .....	62
4.2.2. Γεωγραφικοί περιορισμοί.....	63
4.2.3. Απαιτήσεις σε ύδωρ.....	65

4.2.4. Νέα τεχνολογία.....	65
4.2.5. Διοικητικές διαδικασίες.....	65
4.3 Μελέτη περίπτωσης: Ηλιακός θερμικός σταθμός στην Κύπρο .....	66
4.4. Χρηματοδότηση ηλιακών θερμικών σταθμών .....	69
4.4.1. Παράδειγμα χρηματοδότησης έργου Astrexol-2.....	70
4.4.2. Παράδειγμα χρηματοδότησης σταθμών Valle 1 και Valle 2.....	70
4.5. Desertec .....	71
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: Μελέτη Περίπτωσης για Ηλιακό Θερμικό Σταθμό .....	74
5.1. Τεχνική περιγραφή του έργου .....	75
5.2. Οικονομικά χαρακτηριστικά της επένδυσης υπό ανάλυση.....	76
5.2.1 Αρχικό κόστος εγκατάστασης .....	76
5.2.2. Χρηματοδοτικό σχήμα.....	78
5.2.3 Εξυπηρέτηση του δανείου .....	78
5.2.4 Υπολογισμός εσόδων από πώληση ενέργειας .....	80
5.2.5 Υπολογισμός εξόδων λειτουργίας.....	82
5.2.6 Αποσβέσεις και φόρος εισοδήματος.....	82
5.3. Οικονομική ανάλυση της επένδυσης.....	83
5.3.1 Υπολογισμός καθαρών ταμειακών ροών .....	83
5.3.2 Οικονομικοί δείκτες.....	86
5.3.2.1 Καθαρή παρούσα αξία (Κ.Π.Α.) .....	86
5.3.2.2. Εσωτερικός βαθμός απόδοσης (Ε.Β.Α.).....	86
5.3.2.3. Αποπληρωρισμένος εσωτερικός βαθμός απόδοσης .....	87
5.3.2.4. Απλή περίοδος αποπληρωμής .....	87
5.3.2.5. Ανηγμένη περίοδος αποπληρωμής .....	88
5.3.3. Αξιολόγηση των οικονομικών δεικτών .....	89
5.4. Ανάλυση Ευαισθησίας προς κρίσιμες παραμέτρους της επένδυσης.....	91
5.4.1. Επιτόκιο τραπεζικού δανεισμού .....	91
5.5.2. Μόχλευση (αναλογία ίδιων κεφαλαίων και χρέους) .....	93
5.5.3. Πληθωρισμός.....	96
5.5.4. Εγγυημένη τιμή πώλησης ενέργειας.....	98
5.5.5. Αρχικό επενδυτικό κόστος .....	100

5.5.6. Κόστος ενοικίασης γης.....	104
5.5.7. Φορολογία κερδών επιχειρήσεων.....	105
5.5.8. Ηλιακός θερμικός σταθμός τύπου πύργου .....	107
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: Συμπεράσματα και Προοπτικές.....	110
6.1 Συμπεράσματα.....	111
6.1.1. Φωτοβολταϊκά .....	111
6.1.2. Ηλιακοί θερμικοί σταθμοί .....	111
6.2. Προοπτικές .....	112
6.2.1. Φωτοβολταϊκά .....	113
6.2.2. Ηλιακοί θερμικοί σταθμοί .....	113
Βιβλιογραφία: .....	115

---

# **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1**

## **ΕΙΣΑΓΩΓΗ**

---

# 1. Εισαγωγή

## 1.1. Αντικείμενο - Σκοπός της διπλωματικής

Η ηλιακή ενέργεια είναι μια από τις πιο δυναμικά αναπτυσσόμενες Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ). Στο πλαίσιο αυτό πολλές χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ), έχουν αναπτύξει κίνητρα προς τους επενδυτές προκειμένου να καταστήσουν επικερδείς τις επενδύσεις σε συστήματα ηλιακής ενέργειας. Οι επενδύσεις σε ΑΠΕ εκτός από ικανοποιητικές αποδόσεις, προσφέρουν και σταθερότητα στους επενδυτές. Οι αποδόσεις τους είναι τις περισσότερες φορές εγγυημένες από το κράτος και δεν επηρεάζονται από τις διαρκείς μεταβολές στην αγορά.

Στην παρούσα διπλωματική μελετάται ο τρόπος αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα πλαίσια βιώσιμων και επικερδών ενεργειακών επενδύσεων.

Τα τελευταία χρόνια, τα φωτοβολταϊκά συστήματα παραγωγής ενέργειας έχουν βρει μικρή ή μεγάλη εφαρμογή σε αρκετές περιοχές του κόσμου, όπως η Γερμανία, οι ΗΠΑ, οι μεσογειακές χώρες, η Ιαπωνία, χώρες της μέσης Ανατολής, και αλλού. Τα συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ηλιακούς θερμικούς σταθμούς είναι μια πιο πρόσφατη τεχνολογία, που προς το παρόν έχει βρει εφαρμογή μόνο στην Ισπανία και τις Ηνωμένες Πολιτείες, ενώ έχει υπάρξει ενδιαφέρον και από άλλες χώρες όπως από το Μαρόκο, την Ελλάδα, την Ιταλία, την Κίνα, τις αραβικές χώρες κλπ.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία γίνεται διερεύνηση των τεχνολογικών δυνατοτήτων, και των οικονομικών συνθηκών και κινήτρων που επικρατούν σε μεσογειακές χώρες, αλλά και στη Γερμανία που αποτελεί μια χώρα πρωτοπόρο στον τομέα των φωτοβολταϊκών. Ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στους παράγοντες που εξασφαλίζουν την κερδοφορία και βιωσιμότητα των επενδύσεων, καθώς και στους ενδεχόμενους κινδύνους για τα επενδυτικά σχέδια. Εν συνεχεία, πραγματοποιείται τεχνοοικονομική αξιολόγηση μιας επένδυσης ηλιακού θερμικού σταθμού στην Ισπανία και ανάλυση ευαισθησίας ως προς τις κρίσιμες παραμέτρους της επένδυσης. Σε αυτό το πλαίσιο διερευνώνται μελλοντικά σενάρια σχετικά με το επενδυτικό κόστος της συγκεκριμένης τεχνολογίας καθώς και τις εγγυημένες τιμές πώλησης ενέργειας που θα παρέχονται στους ηλιακούς θερμικούς σταθμούς. Με βάση την προαναφερθείσα ανάλυση εξάγονται ενδιαφέροντα συμπεράσματα και σχολιάζονται διεξοδικά μαζί με τις προοπτικές που διαφαίνονται στον τομέα της ηλιακής ενέργειας

## **1.2. Φάσεις**

Η παρούσα διπλωματική εργασία πραγματοποιήθηκε κατά την περίοδο Μάρτιος 2010-Ιούλιος 2010 σύμφωνα με την παρακάτω διαδικασία που αποτελείται από πέντε φάσεις:

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

Στην πρώτη φάση, πραγματοποιήθηκε εκτενής έρευνα στοιχείων, στη διεθνή βιβλιογραφία και στο διαδίκτυο, προκειμένου να συγκεντρωθούν δεδομένα και πληροφορίες για τις τεχνολογίες ΑΠΕ με έμφαση στους φωτοβολταϊκούς και ηλιακούς θερμικούς σταθμούς.

### **2<sup>η</sup> φάση: Μελέτη επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά**

Στη δεύτερη φάση, επιχειρήθηκε μια αναλυτική περιγραφή των επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά. Έμφαση δόθηκε στο θεσμικό και οικονομικό πλαίσιο που διέπει τις φωτοβολταϊκές αγορές της Ελλάδας, της Ισπανίας και της Γερμανίας.

### **3<sup>η</sup> φάση: Μελέτη επενδύσεων σε ηλιακούς θερμικούς σταθμούς**

Στην τρίτη φάση, επιχειρήθηκε μια αναλυτική περιγραφή των επενδύσεων σε ηλιακούς θερμικούς σταθμούς. Έμφαση δόθηκε στους παράγοντες που μπορούν να επηρεάσουν θετικά ή αρνητικά μια τέτοια επένδυση.

### **4<sup>η</sup> φάση: Μελέτη περίπτωσης για ηλιακό θερμικό σταθμό**

Στην τέταρτη φάση πραγματοποιήθηκε αναλυτική μελέτη περίπτωσης μιας επένδυσης σε ηλιακό θερμικό σταθμό στην Ισπανία. Έγινε παρουσίαση των τεχνικών και οικονομικών χαρακτηριστικών της επένδυσης και ανάλυση ευαισθησίας ως προς τις κρίσιμες παραμέτρους της επένδυσης.

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

Στην τελευταία φάση έγινε παρουσίαση ορισμένων βασικών συμπερασμάτων και προοπτικών και που προέκυψαν κατά τη διάρκεια της μελέτης.

### **1.3. Δομή**

Η παρούσα διπλωματική εργασία έχει την παρακάτω δομή:

Αρχικά, παρατίθεται μια σύντομη περίληψη της διπλωματικής εργασίας, μεταφρασμένη και στην αγγλική γλώσσα, όπου παρουσιάζονται συνοπτικά τα κύρια σημεία της. Στην συνέχεια ακολουθεί ο πίνακας περιεχομένων και το κύριο τμήμα της διπλωματικής εργασίας, που αποτελείται από 6 κεφάλαια.

#### **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: Εισαγωγή**

Πρόκειται για το παρόν κεφάλαιο, στο οποίο παρουσιάζεται συνοπτικά το αντικείμενο και ο σκοπός της διπλωματικής εργασίας, οι φάσεις εκπόνησής της και η δομή της.

#### **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: Τεχνολογίες φωτοβολταϊκών και ηλιακών θερμικών σταθμών**

Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται μια σύντομη παρουσίαση των ΑΠΕ και αναλύονται πιο διεξοδικά τα κύρια τεχνολογικά χαρακτηριστικά των φωτοβολταϊκών και των ηλιακών θερμικών σταθμών. Διερευνάται η εξέλιξη των δύο αυτών τεχνολογιών καθώς και οι πιθανές μελλοντικές προοπτικές.

#### **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: Επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά συστήματα**

Στο κεφάλαιο αυτό αναλύονται οι παράγοντες που επηρεάζουν τις επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά και οι πολιτικές προώθησης τους σε τρεις χώρες (Γερμανία, Ισπανία, Ελλάδα). Αναλύονται οι νομοθετικές ρυθμίσεις που προωθούν τις τεχνολογίες αυτές, τα κίνητρα που παρέχει η κάθε χώρα και οι παράγοντες ρίσκου που υφίστανται. Παρουσιάζεται επίσης μια μελέτη περίπτωσης επένδυσης φωτοβολταϊκών στη Γερμανία και την Ελλάδα, υπολογίζεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της και γίνεται ανάλυση ευαισθησίας.

#### **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Επενδύσεις σε ηλιακούς θερμικούς σταθμούς**

Στο κεφάλαιο αυτό συνοψίζονται οι παράγοντες που επηρεάζουν τις επενδύσεις σε ηλιακούς θερμικούς σταθμούς και παρουσιάζεται μια μελέτη περίπτωσης επένδυσης σε ηλιακό θερμικό σταθμό στην Κύπρο. Υπολογίζεται το κόστος της παραγόμενης ενέργειας και γίνεται ανάλυση ευαισθησίας. Τέλος αναλύεται το φιλόδοξο πρόγραμμα Desertec.

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: Μελέτη περίπτωσης για ηλιακό θερμικό σταθμό**

Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται μελέτη περίπτωσης για ένα ηλιακό θερμικό σταθμό στην Ισπανία. Περιγράφονται οι τεχνικές και οικονομικές παράμετροι του έργου και γίνεται υπολογισμός των οικονομικών δεικτών (Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης, Απλή Περίοδος Αποπληρωμής, Καθαρή Παρούσα Αξία κλπ). Οι οικονομικοί δείκτες που προκύπτουν αξιολογούνται ως ευνοϊκοί για τους επενδυτές. Στη συνέχεια γίνεται ανάλυση ευαισθησίας στις τιμές αυτών των δεικτών με βάση διάφορα σενάρια ως προς τις οικονομικές και τεχνικές παραμέτρους της επένδυσης. Από αυτή την ανάλυση προκύπτει ότι η επένδυση σε ηλιακό θερμικό σταθμό παραμένει επικερδής ακόμη και όταν οι παράμετροι της επένδυσης είναι ελαφρώς χειρότεροι σε σχέση με το αρχικό σενάριο. Επιπλέον προκύπτει ότι οι αρχές μπορούν να μειώσουν ελαφρώς τα εγγυημένα τιμολόγια που παρέχουν χωρίς να κάνουν τις αποδόσεις των επενδύσεων μη ελκυστικές

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: Συμπεράσματα και Προοπτικές**

Στο τελευταίο κεφάλαιο, παρουσιάζονται τα συμπεράσματα που προέκυψαν κατά την πραγματοποίηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας και εξετάζονται οι μελλοντικές προοπτικές των επενδύσεων σε ηλιακή ενέργεια.

**Στο τέλος της διπλωματικής εργασίας παρατίθεται αναλυτικά η βιβλιογραφία.**



---

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2**

# **ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΚΑΙ ΗΛΙΑΚΩΝ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ**

---

## 2. Τεχνολογίες φωτοβολταϊκών και ηλιακών θερμικών σταθμών

### 2.1. Μορφές Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) αποτελούν μορφές εκμεταλλεύσιμης ενέργειας που προέρχονται από διάφορες φυσικές διαδικασίες, όπως ο άνεμος, η γεωθερμία, η κυκλοφορία του νερού και άλλες. Ο όρος ανανεώσιμες αναφέρεται σε δυο βασικά χαρακτηριστικά τους. Πρώτον, για την εκμετάλλευσή τους δεν απαιτείται κάποια ενεργητική παρέμβαση, δηλαδή εξόρυξη, άντληση ή καύση, όπως με τις μέχρι τώρα χρησιμοποιούμενες πηγές ενέργειας, αλλά απλώς η εκμετάλλευση της ήδη υπάρχουσας ροής ενέργειας στη φύση. Δεύτερον, πρόκειται για «καθαρές» μορφές ενέργειας, «φιλικές» στο περιβάλλον, που δεν αποδεσμεύουν υδρογονάνθρακες, διοξείδιο του άνθρακα ή τοξικά και ραδιενεργά απόβλητα, όπως οι υπόλοιπες πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούνται σε μεγάλη κλίμακα. Συνεπώς, οι ΑΠΕ θεωρούνται από πολλούς μία αφετηρία για την επίλυση των οικολογικών προβλημάτων που αντιμετωπίζει η Γη.

Οι ΑΠΕ χρησιμοποιούνται είτε άμεσα (κυρίως για θέρμανση), είτε μέσω της μετατροπής τους σε άλλες μορφές ενέργειας (κυρίως ηλεκτρισμό ή μηχανική ενέργεια). Υπολογίζεται ότι το τεχνικά εκμεταλλεύσιμο ενεργειακό δυναμικό από τις ανανεώσιμες μορφές ενέργειας είναι πολλαπλάσιο της παγκόσμιας συνολικής κατανάλωσης ενέργειας. Ωστόσο, το υψηλό κόστος των νέων ενεργειακών εφαρμογών και τα τεχνικά προβλήματα εφαρμογής εμπόδισαν ως τώρα την εκμετάλλευση έστω και μέρους αυτού του δυναμικού.

Το ενδιαφέρον για τις ΑΠΕ εμφανίστηκε τη δεκαετία του 1970, ως αποτέλεσμα κυρίως των διαδοχικών πετρελαϊκών κρίσεων της εποχής, αλλά και της αλλοίωσης του περιβάλλοντος και της ποιότητας ζωής από τη χρήση κλασικών πηγών ενέργειας. Ιδιαίτερα ακριβές στην αρχή, ξεκίνησαν σαν πειραματικές εφαρμογές. Σήμερα όμως λαμβάνονται υπ' όψιν στο σχεδιασμό της πολιτικής των ανεπτυγμένων κρατών για την ενέργεια και επιπλέον, αν και αποτελούν μικρό ποσοστό της συνολικής ενεργειακής παραγωγής, γίνονται βήματα για περεταίρω αξιοποίησή τους. 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.

Οι περισσότερες από τις τεχνολογίες ΑΠΕ είναι ήδη ή πλησιάζουν να γίνουν οικονομικά εκμεταλλεύσιμες, ιδιαίτερα όταν 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 θαλασσιών κυμάτων ή της θερμικής ενέργειας των ωκεανών ή των παλιρροιών κλπ).

Ανάμεσα στις τεχνολογίες ΑΠΕ, ιδιαίτερα σημαντικές είναι οι τεχνολογίες που αξιοποιούν την ηλιακή ενέργεια για την παραγωγή ηλεκτρισμού, δηλαδή τα φωτοβολταϊκά συστήματα και οι ηλιακοί θερμικοί σταθμοί. Η ηλιακή ενέργεια παρέχεται σε μεγάλη αφθονία σε όλες σχεδόν τις περιοχές του πλανήτη. Για αυτό, όταν η αξιοποίησή της γίνει ανταγωνιστική προς τις συμβατικές πηγές ενέργειας, η ανθρωπότητα θα έχει ουσιαστικά λύσει σε μεγάλο βαθμό το ενεργειακό της πρόβλημα.

## 2.2. Φωτοβολταϊκά Συστήματα

Οι συστοιχίες των φωτοβολταϊκών μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε συνεχές ρεύμα. Τα υλικά που χρησιμοποιούνται σήμερα για τα φωτοβολταϊκά πλαίσια περιλαμβάνουν το μονοκρυσταλλικό πυρίτιο, το πολυκρυσταλλικό πυρίτιο και άλλα. Επί του παρόντος, τα φωτοβολταϊκά συστήματα βιώνουν μια εκθετική ανάπτυξη. Αυτό οφείλεται κυρίως σε μια συνεχή πτωτική τάση του κόστους τους σε συνδυασμό με την υποστήριξη ορισμένων κυβερνήσεων. Στη συνέχεια αναλύονται οι πιο συχνοί τύποι φωτοβολταϊκών που χρησιμοποιούνται καθώς και τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά κάθε τύπου.

### 2.2.1. Τύποι φωτοβολταϊκών στοιχείων

Οι πιο συνηθισμένοι τύποι φωτοβολταϊκών που απαντώνται παρουσιάζονται ακολούθως:

#### 2.2.1.1. Φωτοβολταϊκά στοιχεία πυριτίου μεγάλου πάχους (Si)

Το υλικό που χρησιμοποιείται περισσότερο για την κατασκευή φωτοβολταϊκών στοιχείων στη βιομηχανία είναι το πυρίτιο. Το πυρίτιο σήμερα αποτελεί την πρώτη ύλη για το 85% της αγοράς των φωτοβολταϊκών.

Οι υποκατηγορίες των φωτοβολταϊκών στοιχείων πυριτίου μεγάλου πάχους είναι οι εξής:

- **Φωτοβολταϊκά στοιχεία μονοκρυσταλλικού πυριτίου (Single Crystalline Silicon, sc-Si):** Το πάχος τους είναι γύρω στα 0,3 mm. Η απόδοσή τους στην βιομηχανία κυμαίνεται από 15 - 18% για το πλαίσιο, με την έννοια ότι μετατρέπουν το 15-18% της ηλιακής ενέργειας που προσπίπτει πάνω σε αυτά σε ηλεκτρική ενέργεια. Στο

εργαστήριο έχουν επιτευχθεί ακόμα μεγαλύτερες αποδόσεις έως και 24,7%. Το μονοκρυσταλλικά φωτοβολταϊκά στοιχεία χαρακτηρίζονται από το πλεονέκτημα της καλύτερης σχέσης μεταξύ απόδοσης και επιφάνειας ή αλλιώς "ενεργειακής πυκνότητας". Ένα άλλο χαρακτηριστικό των μονοκρυσταλλικών φωτοβολταϊκών είναι το υψηλό κόστος κατασκευής σε σχέση με τα πολυκρυσταλλικά. Βασικές τεχνολογίες παραγωγής μονοκρυσταλλικών φωτοβολταϊκών είναι η μέθοδος CZ (Czochralski) και η μέθοδος FZ (float zone). Αμφότερες βασίζονται στην ανάπτυξη ράβδου πυριτίου. Το μονοκρυσταλλικό φωτοβολταϊκό με την υψηλότερη απόδοση στο εμπόριο σήμερα, είναι της SunPower με απόδοση πλαισίου 18,5%. Είναι μάλιστα το μοναδικό που έχει τις μεταλλικές επαφές στο πίσω μέρος του πάνελ αποκομίζοντας έτσι μεγαλύτερη επιφάνεια αλληλεπίδρασης με την ηλιακή ακτινοβολία.[1]

- **Φωτοβολταϊκά στοιχεία πολυκρυσταλλικού πυριτίου (MultiCrystalline Silicon, mc-Si):** Το πάχος τους είναι επίσης περίπου 0,3 mm. Η μέθοδος παραγωγής τους είναι φθηνότερη από αυτήν των μονοκρυσταλλικών γι' αυτό και η τιμή τους είναι συνήθως λίγο χαμηλότερη. Οπτικά μπορεί κανείς να παρατηρήσει τις επιμέρους μονοκρυσταλλικές περιοχές. Όσο μεγαλύτερες είναι σε έκταση οι μονοκρυσταλλικές περιοχές τόσο μεγαλύτερη είναι και η απόδοση για τα πολυκρυσταλλικά φωτοβολταϊκά κελιά. Σε εργαστηριακές εφαρμογές έχουν επιτευχθεί αποδόσεις έως και 20% ενώ στο εμπόριο τα πολυκρυσταλλικά στοιχεία διατίθενται με αποδόσεις από 13 έως και 15% για τα φωτοβολταϊκά πλαίσια (πάνελ). Βασικότερες τεχνολογίες παραγωγής είναι: η μέθοδος απευθείας στερεοποίησης DS (directional solidification), η ανάπτυξη λιωμένου πυριτίου ("χύτευση"), και η ηλεκτρομαγνητική χύτευση EMC.
- **Φωτοβολταϊκά στοιχεία ταινίας πυριτίου (Ribbon Silicon):** Πρόκειται για μια σχετικά νέα τεχνολογία φωτοβολταϊκών στοιχείων. Αναπτύσσεται από την Evergreen Solar. Προσφέρει έως και 50% μείωση στην χρήση του πυριτίου σε σχέση με τις "παραδοσιακές τεχνικές" κατασκευής μονοκρυσταλλικών και πολυκρυσταλλικών φωτοβολταϊκών κυψελών πυριτίου. Η απόδοση για τα φωτοβολταϊκά στοιχεία ταινίας πυριτίου έχει φτάσει πλέον γύρω στο 12-13% ενώ το πάχος τους είναι περίπου 0,3 mm. Στο εργαστήριο έχουν επιτευχθεί αποδόσεις της τάξης του 18%.

### 2.2.1.2. Φωτοβολταϊκά υλικά λεπτών επιστρώσεων (thin film)

Τα φωτοβολταϊκά υλικά λεπτών επιστρώσεων χωρίζονται στις εξής κατηγορίες:

- **Δισεληνοϊνδιούχος χαλκός (CuInSe<sub>2</sub> ή CIS, με προσθήκη γάλλιου CIGS):** Ο Δισεληνοϊνδιούχος χαλκός έχει εξαιρετική απορροφητικότητα στο προσπίπτον φως αλλά παρόλα αυτά η απόδοση του με τις σύγχρονες τεχνικές κυμαίνεται στο 11% για εμπορικές εφαρμογές. Εργαστηριακά έγινε εφικτή απόδοση στο επίπεδο του 18,8% η

οποία είναι και η μεγαλύτερη που έχει επιτευχθεί μεταξύ των φωτοβολταϊκών τεχνολογιών λεπτής επίστρωσης. Με την πρόσμιξη γάλλιου η απόδοση του μπορεί να αυξηθεί ακόμα περισσότερο. Το πρόβλημα που υπάρχει είναι ότι το ίνδιο υπάρχει σε περιορισμένες ποσότητες στην φύση. Στα επόμενα χρόνια πάντως αναμένεται το κόστος των πλαισίων αυτών να είναι αρκετά χαμηλότερο.[2]

- **Φωτοβολταϊκά στοιχεία άμορφου πυριτίου (*Amorphous ή Thin film Silicon, a-Si*):** Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία αυτά, έχουν αισθητά χαμηλότερες αποδόσεις σε σχέση με τις δύο προηγούμενες κατηγορίες. Πρόκειται για ταινίες λεπτών επιστρώσεων οι οποίες παράγονται με την εναπόθεση ημιαγωγικού υλικού (πυρίτιο στην περίπτωση αυτή) πάνω σε υπόστρωμα υποστήριξης, χαμηλού κόστους όπως γυαλί ή αλουμίνιο. Έτσι, λόγω της μικρότερης ποσότητας πυριτίου που χρησιμοποιείται η τιμή τους είναι γενικότερα αρκετά χαμηλότερη. Ο χαρακτηρισμός άμορφο φωτοβολταϊκό προέρχεται από τον τυχαίο τρόπο με τον οποίο είναι διατεταγμένα τα άτομα του πυριτίου. Οι αποδόσεις που επιτυγχάνονται χρησιμοποιώντας φωτοβολταϊκά άμορφου πυριτίου κυμαίνονται για τις εμπορικές εφαρμογές από 6 έως 8% ενώ στο εργαστήριο έχουν επιτευχθεί αποδόσεις ακόμα και 14%. Το σημαντικότερο πλεονέκτημα για το φωτοβολταϊκό στοιχείο a-Si είναι το γεγονός ότι δεν επηρεάζεται πολύ από τις υψηλές θερμοκρασίες. Επίσης, πλεονεκτεί στην αξιοποίηση της απόδοσης του σε σχέση με τα κρυσταλλικά φωτοβολταϊκά, όταν υπάρχει διάχυτη ακτινοβολία (συννεφιά). Το μειονέκτημα των άμορφων πλαισίων είναι η χαμηλή τους ενεργειακή πυκνότητα κάτι που σημαίνει ότι για να παραχθεί η ίδια ενέργεια απαιτείται σχεδόν διπλάσια επιφάνεια σε σχέση με τα κρυσταλλικά φωτοβολταϊκά στοιχεία. Επίσης υπάρχουν αμφιβολίες όσον αφορά την διάρκεια ζωής των άμορφων πλαισίων μιας και δεν υπάρχουν στοιχεία από παλιές εγκαταστάσεις αφού η τεχνολογία είναι σχετικά καινούρια. Παρ' όλα αυτά οι κατασκευαστές πλέον δίνουν εγγυήσεις απόδοσης 20 ετών. Το πάχος του πυριτίου είναι περίπου 0,0001 mm ενώ το υπόστρωμα μπορεί να είναι από 1 έως 3 mm.
- **Τελουριούχο Κάδμιο (*CdTe*):** Το Τελουριούχο Κάδμιο έχει ενεργειακό διάκενο γύρω στο 1eV το οποίο είναι πολύ κοντά στο ηλιακό φάσμα κάτι που του δίνει σημαντικά πλεονεκτήματα όπως την δυνατότητα να απορροφά το 99% της προσπίπτουσας ακτινοβολίας. Οι σύγχρονες τεχνικές προσφέρουν αποδόσεις πλαισίου γύρω στο 6-8%. Στο εργαστήριο η απόδοση στα φωτοβολταϊκά στοιχεία έχει φθάσει το 16%. Μελλοντικά αναμένεται το κόστος του να πέσει αρκετά. Σημαντικότερος κατασκευαστής για φωτοβολταϊκά στοιχεία CdTe είναι η First Solar. Τροχοπέδη για την χρήση στοιχείων CdTe αποτελεί το γεγονός ότι το κάδμιο σύμφωνα με έρευνες είναι καρκινογόνο με αποτέλεσμα να προβληματίζει το ενδεχόμενο της εκτεταμένης χρήσης του. Επίσης σημαντικό πρόβλημα είναι η έλλειψη του Τελουρίου.
- **Αρσενικούχο Γάλλιο (*GaAs*):** Το Γάλλιο είναι ένα παραπροϊόν της ρευστοποίησης άλλων μετάλλων όπως το αλουμίνιο και ο ψευδάργυρος. Είναι πιο σπάνιο ακόμα και από το χρυσό. Το Αρσένιο δεν είναι σπάνιο άλλα έχει το μειονέκτημα ότι είναι

δηλητηριώδες. Το αρσενικούχο γάλλιο έχει ενεργειακό διάκενο 1,43eV που είναι ιδανικό για την απορρόφηση της ηλιακής ακτινοβολίας. Η απόδοσή του στην μορφή πολλαπλών συνενώσεων (multijunction) είναι η υψηλότερη που έχει επιτευχθεί και αγγίζει το 29%. Επίσης τα φωτοβολταϊκά στοιχεία GaAs είναι εξαιρετικά ανθεκτικά στις υψηλές θερμοκρασίες γεγονός που ευνοεί τη χρήση τους σε εφαρμογές ηλιακών συγκεντρωτικών συστημάτων (solar concentrators). Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία GaAs έχουν το πλεονέκτημα ότι αντέχουν σε πολύ υψηλές ποσότητες ηλιακής ακτινοβολίας, για αυτό αλλά και λόγω της πολύ υψηλής απόδοσής τους ενδείκνυται για διαστημικές εφαρμογές. Το μεγαλύτερο μειονέκτημα αυτής της τεχνολογίας είναι το υπερβολικό κόστος του μονοκρυσταλλικού GaAs που χρησιμοποιείται ως υπόστρωμα.

### 2.2.1.3. Υβριδικά φωτοβολταϊκά στοιχεία

Ένα υβριδικό φωτοβολταϊκό στοιχείο αποτελείται από στρώσεις υλικών διαφόρων τεχνολογιών. Χαρακτηριστικό παράδειγμα τέτοιου φωτοβολταϊκού είναι το HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin-layer). Τα πιο γνωστά εμπορικά υβριδικά φωτοβολταϊκά στοιχεία αποτελούνται από δύο στρώσεις άμορφου πυριτίου (πάνω και κάτω) ενώ ενδιάμεσα υπάρχει μια στρώση μονοκρυσταλλικού πυριτίου. Κατασκευάζονται από την Sanyo Solar. Το μεγάλο πλεονέκτημα αυτής της τεχνολογίας είναι ο υψηλός βαθμός απόδοσης του πλαισίου που φτάνει σε εμπορικές εφαρμογές το 17,2% και το οποίο σημαίνει ότι απαιτείται μικρότερη επιφάνεια για να έχουμε την ίδια εγκατεστημένη ισχύ. Τα αντίστοιχα φωτοβολταϊκά στοιχεία στο εργαστήριο έχουν απόδοση 19,7%. Άλλα πλεονεκτήματα για τα υβριδικά φωτοβολταϊκά στοιχεία είναι η υψηλή τους απόδοση σε υψηλές θερμοκρασίες αλλά και η μεγάλη τους απόδοση στην διάχυτη ακτινοβολία. Μολονότι προσφέρει τόσα πολλά, το υβριδικό φωτοβολταϊκό είναι και κάπως ακριβότερο σε σχέση με τα συμβατικά φωτοβολταϊκά πλαίσια. [3]

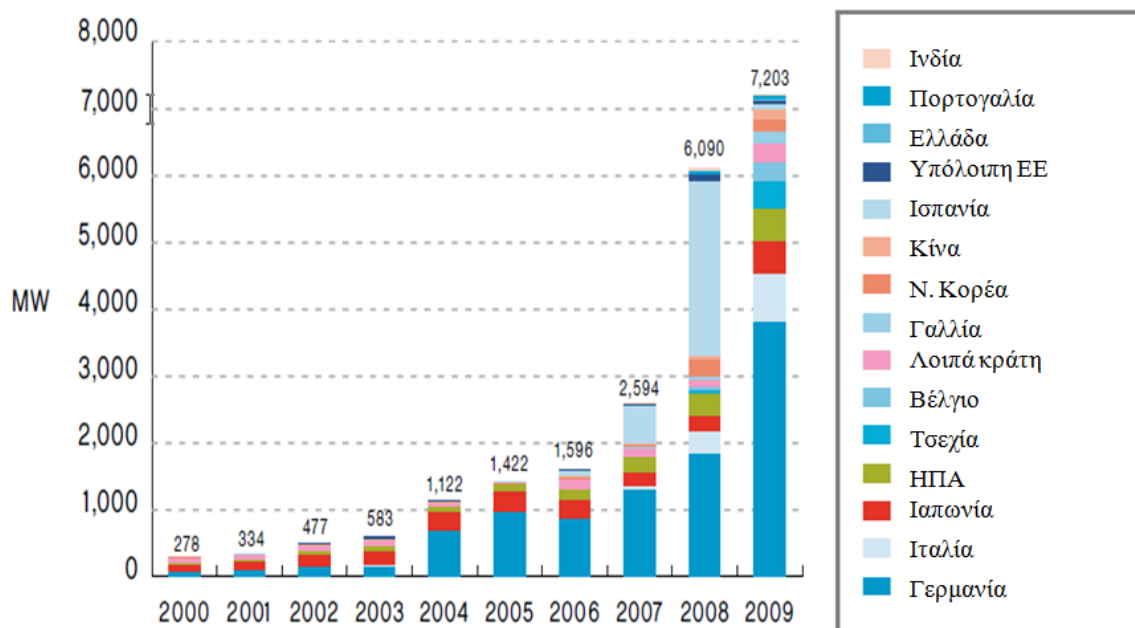
### 2.2.2. Εξέλιξη αγοράς φωτοβολταϊκών

Η αγορά των φωτοβολταϊκών είναι ραγδαία αναπτυσσόμενη. Η παραγωγή των φωτοβολταϊκών διπλασιάζεται κάθε 2 χρόνια, ενώ η αύξηση είναι κατά μέσο όρο 43% κάθε χρόνο από το 2002, καθιστώντας τα φωτοβολταϊκά την ταχύτερα αναπτυσσόμενη ενεργειακή τεχνολογία στον κόσμο. Στα τέλη του 2008 οι συνολικές εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών παγκοσμίως έφθασαν τα 15.200 μεγαβάτ . Το 90% αυτής της ικανότητας παραγωγής αποτελείται από διασυνδεδεμένα ηλεκτρικά συστήματα. Οι μεγάλοι φωτοβολταϊκοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σήμερα κυμαίνονται στα 10 με 60 MW.

Παρά τα 15.200 MW φωτοβολταϊκών που έχουν εγκατασταθεί, επειδή τα ηλιακά φωτοβολταϊκά έχουν κατά κανόνα συντελεστή απόδοσης κάτω από 25%, το 2008 η

εγκατεστημένη παραγωγή (15,2 GW) παρείχε ηλεκτρική ενέργεια ισοδύναμη με αυτή που θα παρείχαν θερμοηλεκτρικοί σταθμοί της τάξεως των 3,04 GW (υποθέτοντας συντελεστή απόδοσης 20% για τα φωτοβολταϊκά, κατά συνέπεια  $20\% * 15,2 \text{ MW}_{\text{ΦΒ}} = 3,04 \text{ GW}$ ). Αυτό αντιπροσώπευε μόλις το 0,15 τοις εκατό της παγκόσμιας ζήτησης ανά χρόνο.

Οι συνολικές νέες εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών σε ολόκληρο τον κόσμο ήταν 2,594 GW το 2007, και 6,09 GW το 2008, δηλαδή σημειώθηκε αύξηση 110%. Το 2009 μόνο στην Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) οι νέες εγκαταστάσεις ανήλθαν σε 6,3 GW, ενώ παγκοσμίως ανήλθαν σε 7,2 GW.



**Εικόνα 2.1:** Νέες φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις ανά έτος και ανά χώρα.

### 2.2.3. Μελλοντικές προοπτικές

Τα φωτοβολταϊκά μπορούν στο μέλλον να διαδραματίσουν πρωταγωνιστικό ρόλο στη διαμόρφωση του ενεργειακού μίγματος. Πρόκειται για μια ανανεώσιμη και ανεξάντλητη πηγή ενέργειας.

Σύμφωνα με μελέτη της Ευρωπαϊκής Ομοσπονδίας Κατασκευαστών Φωτοβολταϊκών Συστημάτων (EPIA- European Photovoltaic Industry Association), που δημοσιεύτηκε το 2008, προβλέπεται ετήσια αύξηση των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων κατά 21% τη δεκαετία 2010-2020, και ετήσια αύξηση 13% για τη δεκαετία 2020-2030 σύμφωνα με το μετριοπαθές σενάριο. Το 2020 θα παράγονται ετησίως 283 TWh από φωτοβολταϊκά, και το 2030 1.291 TWh, από μόλις 21,6 TWh που προβλέπονται για τα τέλη του 2010. Το

προωθημένο σενάριο προβλέπει ετήσια αύξηση 23% τη δεκαετία 2010-2020 και 15% ανά έτος τη δεκαετία 2020-2030. Σύμφωνα με το προωθημένο σενάριο, το 2020 θα παράγονται ετησίως 362 TWh ενέργειας από φωτοβολταϊκά, και το 2030 2.646 TWh, από μόλις 25,4 TWh που προβλέπονται για τα τέλη του 2010. [4]

Το μετριοπαθές σενάριο προβλέπει ότι το 2030 το 4,3-6,7% της παγκόσμιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας θα παράγεται από φωτοβολταϊκά (η διακύμανση οφείλεται και σε αβεβαιότητα ως προς το πόση θα είναι η ζήτηση μέχρι τότε). Ταυτόχρονα, η απασχόληση στον τομέα των φωτοβολταϊκών θα αυξηθεί από 252.000 θέσεις εργασίας το 2010, σε 1.462.000 θέσεις το 2020, και τελικά σε 3.718.000 θέσεις απασχόλησης το 2030 καταναμημένες σε ολόκληρο τον κόσμο.

Σύμφωνα με το προωθημένο σενάριο, το 2030 το 8,9-13,8% της παγκόσμιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας θα παράγεται από φωτοβολταϊκά (η διακύμανση οφείλεται και σε αβεβαιότητα ως προς το πόση θα είναι η ζήτηση μέχρι τότε). Ταυτόχρονα, η απασχόληση στον τομέα των φωτοβολταϊκών θα αυξηθεί από 333.000 θέσεις εργασίας το 2010, σε 2.343.000 θέσεις το 2020, και τελικά σε 9.967.000 θέσεις απασχόλησης το 2030 καταναμημένες σε ολόκληρο τον κόσμο.

Πιο πρόσφατη μελέτη της EPIA που δημοσιεύτηκε το Μάιο του 2010 και αφορά την περίοδο 2010 έως 2014, προβλέπει ετήσιες νέες εγκαταστάσεις 6 GW το 2010 που κλιμακωτά θα φτάσουν τα 8 GW το 2014 σύμφωνα με το μετριοπαθές σενάριο. Το προωθημένο σενάριο προβλέπει νέες εγκαταστάσεις 11,5 GW το 2010, που κλιμακωτά θα αυξηθούν σε 13,5 GW το 2014.[5] Σύμφωνα με το προωθημένο σενάριο για όλο τον κόσμο, οι νέες εγκαταστάσεις ανά έτος θα αυξηθούν κλιμακωτά από 15,5 GW το 2010 σε 29,9 GW το 2014.

### **2.3. Ηλιακοί θερμικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας**

Οι 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).

#### **2.3.1. Τύποι ηλιακών θερμικών σταθμών**

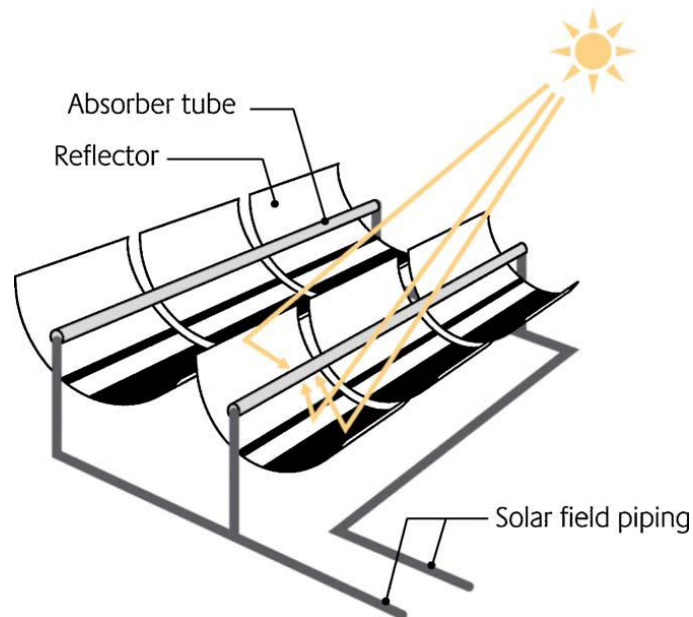
Ηλεκτρική ενέργεια από ηλιακούς θερμικούς σταθμούς μπορεί να παραχθεί μέσω διαφόρων τεχνολογιών, μεταξύ των οποίων οι πιο συνηθισμένες είναι τα ηλιακά παραβολικά κάτοπτρα και ο ηλιακός πύργος.



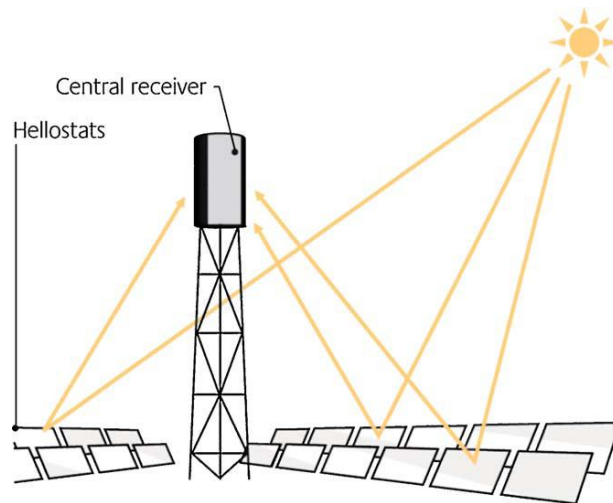
Τα παραβολικά κάτοπτρα είναι και η τεχνολογία που χρησιμοποιείται στους περισσότερους ηλιακούς θερμικούς σταθμούς. Όπως φαίνεται και στην 2.2, το παραβολικό κάτοπτρο έχει μια απλή αρχή λειτουργίας. Τα κάτοπτρα αντανακλούν το ηλιακό φως σε ένα σωλήνα. Μέσα σε αυτόν τον σωλήνα ρέει ένα συνθετικό λάδι, παρόμοιο με τα λάδια μηχανής. Το λάδι αυτό θερμαίνεται σε υψηλές θερμοκρασίες (300-400 °C). Η θερμότητα μεταφέρεται μετά μέσω ενός εναλλάκτη θερμότητας σε ένα ξεχωριστό σύστημα στο οποίο παράγεται ατμός και μέσω θερμοδυναμικού κύκλου παράγεται ηλεκτρική ενέργεια.

Με παρόμοιο τρόπο λειτουργεί και ένας ηλιακός πύργος. Γύρω από τον πύργο τοποθετούνται πολλά ηλιόστατα (κάτοπτρα) με μηχανισμό παρακολούθησης του ήλιου πάνω σε βάση διπλού άξονα. Τα ηλιόστατα αντανακλούν το φως του ήλιου και το συγκεντρώνουν στον πύργο. Το υγρό που περιέχεται εκεί θερμαίνεται στους 500-1000 °C και στη συνέχεια χρησιμοποιείται σαν πηγή θερμότητας για την παραγωγή ηλεκτρισμού. Οι ηλιακοί πύργοι δίνουν και τη δυνατότητα αποθήκευσης σημαντικής θερμότητας, ώστε να συνεχίζεται η παραγωγή ηλεκτρισμού ακόμη και όταν δεν υπάρχει άμεση ηλιοφάνεια (π.χ. τη νύχτα).

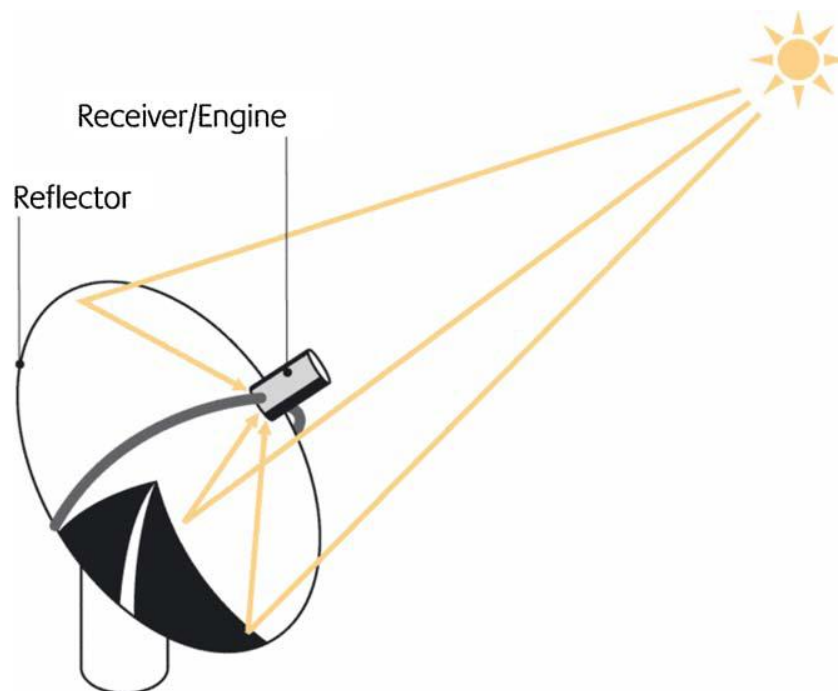
Άλλη διαθέσιμη τεχνολογία είναι το ηλιακό πιάτο. Το ηλιακό πιάτο είναι ένα ανεξάρτητο παραβολικό κάτοπτρο που συγκεντρώνει την ακτινοβολία του ήλιου σε ένα καθορισμένο σημείο. Και εδώ το θερμικό μέσον θερμαίνεται στους 250-700 °C. Το ηλιακό πιάτο ενδείκνυται για πιο μικρές εγκαταστάσεις γενικά.



*Εικόνα 2.2: Ηλιακά παραβολικά κάτοπτρα*



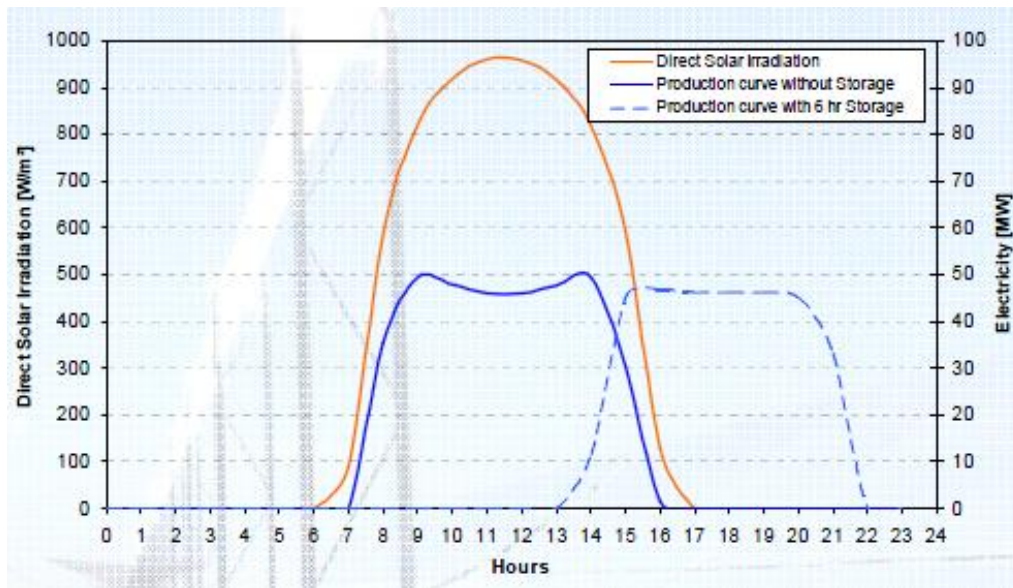
**Εικόνα 2.3:** Ηλιακός πύργος



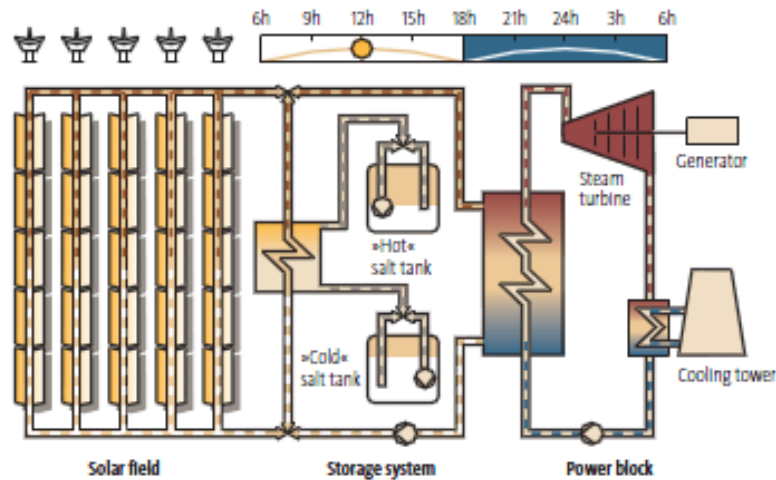
**Εικόνα 2.4:** Ηλιακό πιάτο

Μια ενδιαφέρουσα τεχνολογία που μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε συνδυασμό με τους παραπάνω τύπους ηλιακών θερμικών σταθμών είναι η αποθήκευση θερμότητας. Ένα άλας χρησιμοποιείται συνήθως ως μέσον αποθήκευσης της θερμότητας. Είναι συνήθως ένα μείγμα νιτρικού καλίου ( $\text{KNO}_3$ , potassium nitrate) και νιτρώδους νατρίου ( $\text{NaNO}_3$ , sodium nitrate) που λιώνει περίπου στους  $220\text{ }^\circ\text{C}$ . Το άλας αυτό αποθηκεύεται σε

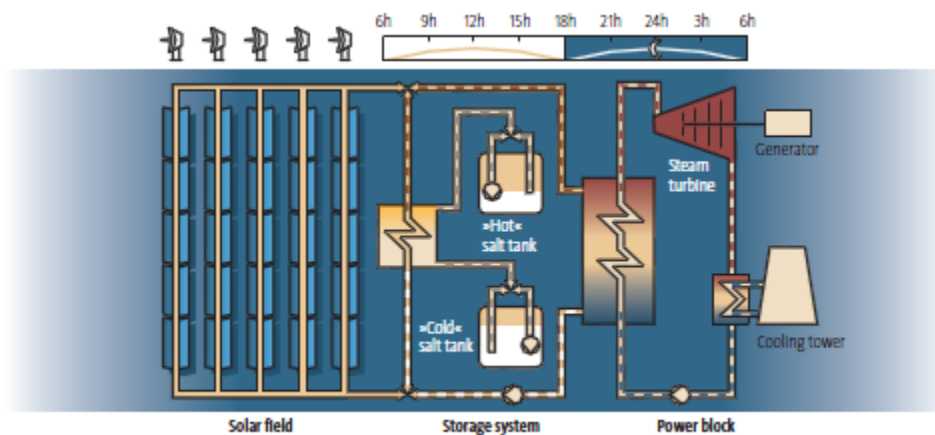
θερμοκρασία 300 °C σε υγρή μορφή σε μια ψυχρή δεξαμενή. Στη συνέχεια το άλας θερμαίνεται από την πλεονάζουσα θερμότητα που παράγεται κατά τις ώρες τις ηλιοφάνειας (εικόνα 2.5) και η οποία δε χρησιμοποιείται άμεσα για την ηλεκτροπαραγωγή. Έτσι, η θερμοκρασία του ανεβαίνει στους 450-550 °C περίπου, και αποθηκεύεται σε μια δεξαμενή υψηλής θερμοκρασίας. Κατόπιν, κατά τις βραδινές ώρες το μίγμα αυτό αφαιρείται από τη δεξαμενή υψηλής θερμοκρασίας και η θερμότητά του χρησιμοποιείται για να λειτουργεί ο ατμοστρόβιλος (εικόνα 2.7). Το ψυχρό πλέον μίγμα επιστρέφει στην ψυχρή δεξαμενή για να θερμανθεί εκ νέου. Λόγω της αποθήκευσης της θερμότητας, ο ατμοστρόβιλος μπορεί να λειτουργεί ακόμη και μετά τη δύση του ηλίου.



**Εικόνα 2.5:** Απεικόνιση της λειτουργίας της αποθήκευσης θερμότητας, προκειμένου ο ηλιακός θερμικός σταθμός παραγωγής να μπορεί να λειτουργεί και τις ώρες μετά τη δύση του ηλίου. [6]



*Εικόνα 2.6: Λειτουργία ηλιακού θερμικού σταθμού κατά τη διάρκεια της ημέρας και αποθήκευση θερμότητας.[6]*



*Εικόνα 2.7: Λειτουργία ηλιακού θερμικού σταθμού μετά τη δύση του ηλίου από την αποθηκευμένη θερμότητα.[6]*

### 2.3.2. Εξέλιξη ηλιακών θερμικών σταθμών

Ο πρώτος ηλιακός θερμικός σταθμός στον κόσμο ήταν ο SEGS (Solar Energy Generating Systems). Κατασκευάστηκε τη δεκαετία του '80 στην Καλιφόρνια και έχει εγκατεστημένη ισχύ 354 MW. Μετά από αυτόν τον πολύ μεγάλο σταθμό για πολλά χρόνια δεν κατασκευάστηκαν ανάλογοι σταθμοί. Το ενδιαφέρον για του ηλιακούς θερμικούς σταθμούς επανήλθε περίπου στα μέσα της δεκαετίας 2000-2010 όταν άρχισαν να σχεδιάζονται και να κατασκευάζονται και πάλι νέοι σταθμοί κυρίως στις ΗΠΑ και την Ισπανία.

Σήμερα είναι εγκατεστημένα και λειτουργούν μόλις 730 MW ηλιακών θερμικών σταθμών, δηλαδή ο προαναφερθείς σταθμός SEGS των 354 MW, άλλος ένας σταθμός 64 MW στις ΗΠΑ, και ακόμη 6 σταθμοί των 50 MW ο καθένας στην Ισπανία. Παράλληλα, μικροί πειραματικοί σταθμοί έχουν κατασκευαστεί τόσο στην Ισπανία και τις ΗΠΑ, αλλά και στην Αυστραλία, το Ιράν, τη Γερμανία και τη Γαλλία.

Υπό κατασκευή βρίσκονται επιπλέον 2.000 MW σε όλο τον κόσμο, η συντριπτική πλειοψηφία των οποίων είναι στην Ισπανία, με την εξαίρεση ενός σταθμού 75 MW που κατασκευάζεται στις ΗΠΑ και ακόμη τριών μικρών σταθμών 20-25MW στην Αίγυπτο, την Αλγερία και το Μαρόκο.

Πέραν των σταθμών που ήδη κατασκευάζονται, έχει ανακοινωθεί η κατασκευή επιπλέον σταθμών στην Ισπανία συνολικής ισχύος 1080 MW. Η κατασκευή αυτών των σταθμών δεν έχει ολοκληρωθεί ακόμη, καθώς βρίσκονται σε αδειοδοτικά στάδια. Σε αδειοδοτικά στάδια βρίσκονται και πάρα πολλοί ηλιακοί θερμικοί σταθμοί στις ΗΠΑ, συνολικής ισχύος περίπου 9.500 MW. Τέλος, και σε αρκετές χώρες έχει ανακοινωθεί η κατασκευή ηλιακών θερμικών σταθμών συνολικής ισχύος άνω των 6.500 MW. Πρόκειται για χώρες με πολύ έντονη ηλιοφάνεια, όπως είναι το Σουδάν, η Κίνα, το Μαρόκο, η Αυστραλία το Ισραήλ, τα αραβικά Εμιράτα κ.α.

Στην Ελλάδα έχουν κατατεθεί ήδη αιτήσεις στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) για την κατασκευή μικρών ηλιακών θερμικών σταθμών. Σημαντικές αιτήσεις έχει καταθέσει η ελβετική εταιρία Egl Hellas. Τον Απρίλιο του 2010 κατέθεσε αίτηση για μια μονάδα 25MW στο Λασιθί της Κρήτης. Έχει επίσης καταθέσει αίτηση για μονάδα 75 MW κοντά στον Πύργο, στο νομό Ηλείας και η αίτηση αυτή είναι επίσης υπό εξέταση. Για την εγκατάσταση της μονάδας, η εταιρεία έχει επιλέξει επίπεδη έκταση περίπου 1.700 στρεμμάτων στη θέση Μουριά του νομού Ηλείας. Σήμερα βρίσκεται σε συζητήσεις με τη Νομαρχία Ηλείας και το υπουργείο Αγροτικής Ανάπτυξης, για τη μακροχρόνια μίσθωση της έκτασης.

#### **2.3.4. Μελλοντικές προοπτικές**

Οι ηλιακοί θερμικοί σταθμοί είναι μια τεχνολογία που βρίσκεται ακόμη υπό ανάπτυξη. Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται έχει ήδη κόστος γύρω στα 0,12-0,24 €/kWh, ανάλογα με την ηλιοφάνεια. Το κόστος αυτό είναι ήδη χαμηλότερο από το μέσο κόστος της ενέργειας από φωτοβολταϊκά.

Σύμφωνα με κοινή μελέτη του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (IEA SolarPACES) και της Ευρωπαϊκής Ομοσπονδίας Ηλιακής Θερμικής Ενέργειας (European Solar Thermal Electricity Association -ESTELA) που δημοσιεύτηκε το Μάιο του 2009, το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας από ηλιακούς θερμικούς σταθμούς μειώνεται σημαντικά και

αναμένεται ότι μέχρι το 2020 θα είναι στα 0,10-0,14 €/kWh, και στα 0,06 €/kWh μέχρι το 2050. Με βάση το ευνοϊκό σενάριο μέχρι και το 25% της ενέργειας παγκοσμίως το 2050 θα μπορούσε να παράγεται μέσω ηλιακών θερμικών σταθμών συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1.500 GW. Το μετριοπαθές σενάριο προβλέπει συνολική εγκατεστημένη ισχύ 830 GW, που θα καλύπτει το 12% των παγκόσμιων αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια.[7]

Οι ηλιακοί θερμικοί σταθμοί είναι ιδανικοί για περιοχές με πολύ υψηλή ηλιοφάνεια, όπως είναι οι έρημοι στη Σαχάρα, στο Οχάιο/ Καλιφόρνια, στη Δυτική Κίνα, στην Αυστραλία, αλλά και για περιοχές όπως η Νότια Ισπανία.

---

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3**

# **ΕΠΕΝΔΥΣΕΙΣ ΣΕ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ**

---

## 3. Επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά συστήματα

### 3.1 Εισαγωγή

Οι επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά συστήματα έως σήμερα βασίζονται σε μεγάλο βαθμό σε κρατικές επιδοτήσεις, και κυρίως σε συστήματα εγγυημένων τιμολογίων πώλησης της παραγόμενης ενέργειας (feed-in-tariffs) για να μπορέσουν να είναι κερδοφόρες. Το εγγυημένο τιμολόγιο έχει συνήθως διάρκεια αρκετών ετών (20 ή και παραπάνω), και ουσιαστικά είναι εγγύηση προς τον παραγωγό ανανεώσιμης ενέργειας ότι το σύνολο της ενέργειας που παράγει θα μπορεί να το πουλήσει σε εγγυημένη τιμή. Η τιμή αυτή είναι συνήθως μεγαλύτερη από την οριακή τιμή του συστήματος, ή την τιμή που θα έπαιρνε ο παραγωγός σε καθεστώς ελεύθερης αγοράς. Η εγγυημένη τιμή μπορεί να αναπροσαρμόζεται στη διάρκεια του χρόνου με βάση κάποιο δείκτη αναφοράς, όπως τον πληθωρισμό.

Εκτός από τις επιδοτούμενες τιμές τα φωτοβολταϊκά σήμερα γνωρίζουν άνθιση και λόγω της ταχείας μείωσης του κόστους τους. Λόγω της γρήγορης τεχνολογικής προόδου που συντελείται αλλά και εξαιτίας της μαζικής παραγωγής, το κόστος των φωτοβολταϊκών βαίνει διαρκώς μειούμενο. Σε αυτή την κατεύθυνση αναμφισβήτητα έχουν βοηθήσει καθοριστικά και τα οικονομικά κίνητρα που παρέχουν αρκετές κυβερνήσεις.

### 3.2. Ενεργειακές επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά

Επειδή το κόστος των φωτοβολταϊκών συστημάτων μειώνεται διαρκώς, δεν αποκλείεται ως το 2020 να ανταγωνιστούν τα ορυκτά καύσιμα χωρίς επιδοτήσεις ή έστω με μικρότερες επιδοτήσεις δεδομένου ότι και τα ορυκτά καύσιμα θα ακριβύνουν σημαντικά κυρίως λόγω του φόρου άνθρακα που θα επιβληθεί (ή έχει ήδη επιβληθεί από μικρό αριθμό χωρών).

Ωστόσο και τα ορυκτά καύσιμα λαμβάνουν διάφορες έμμεσες και άμεσες επιδοτήσεις, κυρίως λόγω του ότι η τιμή τους δεν επιβαρύνεται από τις αρνητικές εξωτερικότητες που παράγουν (π.χ. ρύπανση, κλιματική αλλαγή, επιπτώσεις στην υγεία των πολιτών κλπ).

Σε κάποιες περιπτώσεις, ακόμη και σήμερα, τα φωτοβολταϊκά έχουν καταφέρει να καταστούν οικονομικά ανταγωνιστικά σε σχέση με τα ορυκτά καύσιμα, χωρίς επιδοτήσεις. Αυτό ισχύει για περιοχές με εξαιρετικά έντονη ηλιοφάνεια όπου ταυτόχρονα το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας είναι αυξημένο (π.χ. στη Χαβάη επειδή εκεί η



ηλεκτρική ενέργεια παράγεται κυρίως από καύση πετρελαίου, η τιμή του οποίου είναι ιδιαίτερα αυξημένη). [8] Επίσης αναμένεται ότι το ρεύμα από φωτοβολταϊκά χωρίς επιδοτήσεις θα έχει καταστεί ανταγωνιστικό με τη συμβατική ηλεκτροπαραγωγή στις ηλιόλουστες περιοχές των Ηνωμένων Πολιτειών μέχρι το 2015. [9]

### 3.3. Μελέτη ρίσκου/απόδοσης φωτοβολταϊκών επενδύσεων

#### 3.3.1. Βήματα αξιολόγησης

Παρακάτω θα εξεταστεί πιο αναλυτικά το θεσμικό και οικονομικό πλαίσιο για επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά συστήματα σε μεσογειακές χώρες (Ισπανία, Ελλάδα) και επιπλέον στη Γερμανία, που μπορεί να μην έχει τόσο μεγάλη ηλιοφάνεια όσο οι προαναφερθείσες χώρες, έχει ωστόσο καταφέρει να αναπτύξει την πιο αξιόλογη φωτοβολταϊκή βιομηχανία στην Ευρώπη, αλλά ίσως και σε ολόκληρο τον κόσμο.

Για κάθε χώρα εξετάζεται σε τι στάδιο ανάπτυξης βρίσκεται η αγορά φωτοβολταϊκών, ποιοι είναι οι παράγοντες κέρδους που συμβάλλουν στην προώθηση των επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά, και ποιοι οι παράγοντες ρίσκου ή κινδύνου που τείνουν να καθυστερούν ή να δυσκολεύουν τις επενδύσεις αυτές.

Οι βασικές αρχές και τα κριτήρια με τα οποία αξιολογείται η αγορά κάθε χώρας παρατίθενται ακολούθως:

##### 3.3.1.1. Στάδια ανάπτυξης φωτοβολταϊκής αγοράς

Η ανάπτυξη της αγοράς φωτοβολταϊκών μπορεί να ερμηνευθεί με αναφορά τη διάδοση της καινοτομίας κατά μήκος μιας σιγμοειδούς καμπύλης. Έτσι, η ανάπτυξη της αγοράς φωτοβολταϊκών μπορεί να χωρίζεται σε τέσσερις φάσεις: [10]

1. **Εισαγωγή:** τα φωτοβολταϊκά συστήματα γίνονται διαθέσιμα στην αγορά και κατασκευάζεται μικρός αριθμός εγκαταστάσεων.
2. **Στάδιο πρώιμης ανάπτυξης:** Ολοένα και περισσότερα φωτοβολταϊκά συστήματα εγκαθίστανται, όμως δε μπορεί να γίνει ακόμη λόγος για αειφόρο και διατηρήσιμη ανάπτυξη του κλάδου των φωτοβολταϊκών.
3. **Απογείωση:** Τα φωτοβολταϊκά καθίστανται μια κερδοφόρος επένδυση με ισχυρούς ρυθμούς ανάπτυξης.
4. **Ωριμότητα:** Στο στάδιο της ωριμότητας, όταν αυτό επιτευχθεί, το κόστος της ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά συστήματα θα είναι ανταγωνιστικό σε σχέση με την ενέργεια που προέρχεται από ορυκτά καύσιμα.

### 3.3.1.2. Παράγοντες κέρδους

Οι **παράγοντες κέρδους** που συμβάλλουν στην προώθηση επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά είναι οι εξής:

- **Επίπεδο εγγυημένου τιμολογίου:** Στην Ευρώπη, οι εγγυημένες τιμές πώλησης ενέργειας (feed-in tariffs) έχουν αποδειχθεί το πιο αποτελεσματικό μέσο για την προώθηση των φωτοβολταϊκών.[11] Σε γενικές γραμμές, η τιμολόγηση πρέπει να είναι υψηλότερη από το οριακό κόστος της παραγωγής (ώστε να εξασφαλίζεται ικανοποιητική απόδοση των επενδύσεων). Ωστόσο, εάν δημοσιονομικοί περιορισμοί δεν επιτρέπουν την ικανοποίηση της απαίτησης αυτής, ένα μικρότερο αλλά αξιόπιστο κίνητρο είναι καλύτερο από τη συνεχή αλλαγή των υφιστάμενων πολιτικών και κινήτρων προώθησης. Από την πλευρά των επενδυτών, όσο υψηλότερες είναι οι εγγυημένες τιμές πώλησης τόσο υψηλότερη και η απόδοση των κεφαλαίων τους. Από την άλλη, το ύψος των εγγυημένων τιμών θα πρέπει να μειώνεται με την πάροδο του χρόνου ώστε να παρέχεται κίνητρο για περαιτέρω τεχνολογική εξέλιξη και να μην επιβαρύνονται και υπέρμετρα οι καταναλωτές.[12]
- **Διάρκεια εγγυημένου τιμολογίου:** Ένα βασικό στοιχείο μιας αποτελεσματικής φωτοβολταϊκής πολιτικής είναι η παροχή ασφάλειας σχεδιασμού.[13] Ως εκ τούτου, οι πολιτικές θα πρέπει να εγγυώνται ένα σταθερό τιμολόγιο πώλησης ενέργειας για ένα αρκετά μεγάλο χρονικό διάστημα (π.χ. 15-20 χρόνια ).
- **Ηλιακή πηγή:** Όσο πιο ισχυρή είναι η ηλιακή ακτινοβολία σε μια περιοχή τόσο πιο αποδοτική είναι η επένδυση σε φωτοβολταϊκά. Την απόδοση των φωτοβολταϊκών και από τεχνική και από οικονομική σκοπιά μπορούν να αυξήσουν τεχνολογίες μετακινούμενης βάσης πάνω σε διπλό άξονα που παρακολουθεί την πορεία του ηλίου (double tracking), αλλά και η βέλτιστη κλίση και ο ιδανικός προσανατολισμός για φωτοβολταϊκά με σταθερή βάση.

### 3.3.1.3. Παράγοντες ρίσκου ή κινδύνου

Επιπλέον υπάρχουν παράγοντες που μπορεί να θέσουν σε κίνδυνο της επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά ή να έχουν αρνητική επίδραση στην απόδοση των επενδύσεων. Αυτοί, οι **παράγοντες κινδύνου ή ρίσκου** είναι οι εξής:

- **Σταθερότητα της φωτοβολταϊκής πολιτικής:** Όπως ευρέως τεκμηριώνεται στη βιβλιογραφία, οι απρόσμενες αλλαγές των πολιτικών προώθησης είναι ένας σημαντικός κίνδυνος τον οποίον οι επενδυτές είναι απρόθυμοι να αναλάβουν. Οι νομικές και χρηματοδοτικές συνθήκες πρέπει να παρέχουν ένα σταθερό πλαίσιο

προγραμματισμού, καθώς απουσία τέτοιου σταθερού πλαισίου αποτελεί ανασταλτικό παράγοντα για τις επενδύσεις.

- **Ανώτατο όριο επιδοτούμενων εγκαταστάσεων:** Αν υπάρχει ένα ανώτατο όριο στα φωτοβολταϊκά συστήματα που μπορούν να υποστηριχθούν με το εργαλείο των εγγυημένων τιμών αγοράς ενέργειας, αυτό αποτελεί ρίσκο δεδομένου ότι ο επενδυτής πρέπει να εξετάσει την πιθανότητα να μην μπορέσει να εντάξει τη δική του μονάδα παραγωγής ενέργειας στο πλαίσιο των εγγυημένων τιμών πριν επιτευχθεί το ανώτατο όριο. Επίσης, συχνά οι όροι προώθησης των φωτοβολταϊκών, αφού έχει επιτευχθεί το ανώτατο αυτό όριο δεν καθορίζονται, επομένως οι επενδυτές δε μπορούν να υποθέσουν ποια θα είναι η πολιτική για τη στήριξη της φωτοβολταϊκής ενέργειας κατόπιν.
- **Διοικητική διαδικασία:** Η διοικητική διαδικασία συνιστά έναν ακόμη παράγοντα κινδύνου. Όσες περισσότερες άδειες απαιτούνται και όσο περισσότερες αρχές εμπλέκονται, τόσο υψηλότερος είναι ο κίνδυνος να σημειωθούν καθυστερήσεις των σχεδίων, ή ακόμη και ματαίωση αυτών. Ένα έργο που λιμνάζει έχει ως συνέπεια ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης να επιδεινώνεται καθώς τα χρήματα έχουν δαπανηθεί χωρίς να παράγεται ενέργεια, και άρα έσοδα.

### 3.3.2. Αξιολόγηση αγοράς φωτοβολταϊκών στη Γερμανία

#### 3.3.2.1. Στάδια ανάπτυξης

Η βιομηχανία των φωτοβολταϊκών είναι πολύ ανεπτυγμένη στη Γερμανία σήμερα. Τα στάδια από τα οποία πέρασε είναι τα εξής:

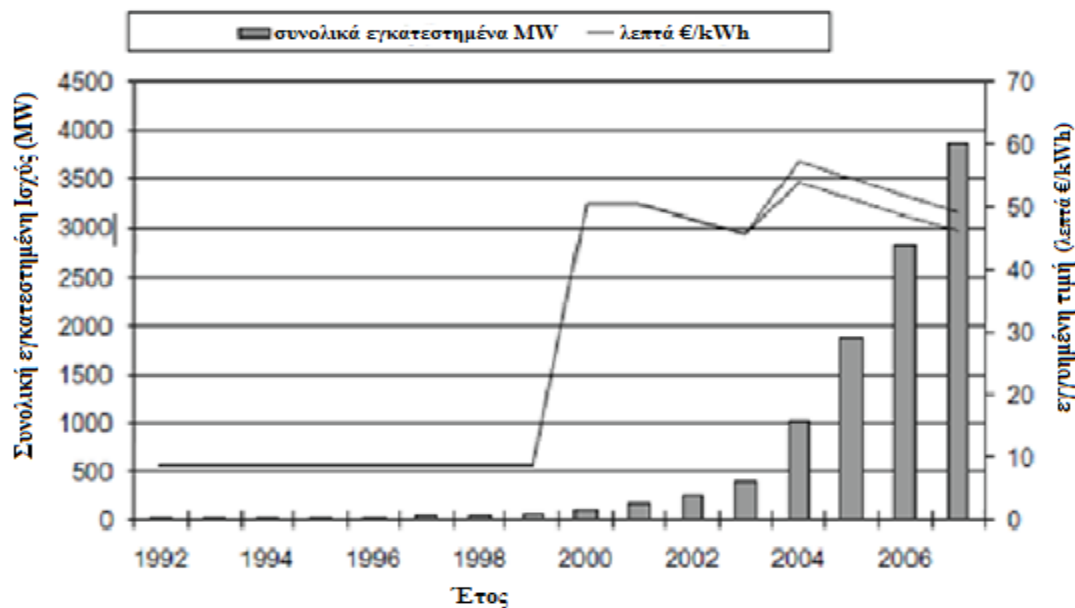
1. **Εισαγωγή: 1990-1998:** Τα εγγυημένα τιμολόγια εισήχθησαν αρχικά το 1991, ωστόσο τα εγγυημένα τιμολόγια για φωτοβολταϊκά παρείχαν τις ίδιες τιμές με αυτά των ανεμογεννητριών, έτσι δεν υπήρξε ουσιαστική ανάπτυξη της αγοράς, λόγω ανεπαρκών κινήτρων.
2. **Φάση πρώιμης ανάπτυξης (1998-2003):** Το 1999 το πρόγραμμα «100.000 σκεπές» τέθηκε σε ισχύ, που παρείχε επιδοτήσεις με τη μορφή χαμηλότοκων δανείων στους επενδυτές. Επίσης, το 2000 εισήχθη νέος νόμος που καθόριζε ότι έως το 2010 οι ΑΠΕ θα πρέπει να συμμετέχουν στην ηλεκτροπαραγωγή σε ποσοστό 12,5%. Ωστόσο το 2003, ο στόχος για τις 100.000 στέγες με φωτοβολταϊκά επετεύχθη, και υπήρξε ο κίνδυνος να παγώσει απότομα η αγορά. Τότε όμως εισήχθη νέα νομοθεσία ορίζοντας υψηλότερες καθορισμένες τιμές για τα φωτοβολταϊκά.
3. **Απογείωση 2004-σήμερα:** Οι εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών επιταχύνθηκαν πλέον σημαντικά. Έτσι η Γερμανία έγινε η μεγαλύτερη αγορά παγκοσμίως για φωτοβολταϊκά. Αν και ακόμη παράγεται μόνο το 1% της συνολικής ηλεκτρικής

ενέργειας από φωτοβολταϊκά, τα φωτοβολταϊκά πανέλα έχουν γίνει ένα πολύ συχνό θέαμα πάνω στις στέγες των σπιτιών.

4. **Ωριμότητα:** Οι εγγυημένες τιμές έχουν μειωθεί σημαντικά έτσι ώστε να δώσουν κίνητρα τεχνολογικής καινοτομίας και μείωσης του κόστους. Παράλληλα αναμένεται πως οι γερμανοί κατασκευαστές θα επιτυγχάνουν πλέον μεγάλο μέρος των πωλήσεών τους στο εξωτερικό. Το 2021 η εγγυημένη τιμή αγοράς θα είναι 0,21 €/kWh, μια τιμή που ήδη πληρώνουν πολλοί γερμανοί καταναλωτές λιανικής, και αναμένεται φυσικά να αυξηθεί, λόγω πληθωρισμού, ανόδου τιμής των καυσίμων κλπ.

**Πίνακας 3.1:** Οι εγγυημένες τιμές (λεπτά €/kWh) που ίσχυαν στη Γερμανία από το 2004 έως το 2010.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Επί κτηρίων</b>							
< 30 kW	57,4	54,5	51,8	49,2	46,8	43,0	39,1
30-100 kW	57,6	51,9	49,3	46,8	44,5	40,0	37,2
100-1000 kW	54,0	51,3	48,7	46,3	44,0	39,6	35,2
>1000 kW	54,0	51,3	48,7	46,3	44,0	33,0	29,4
<b>Επί εδάφους</b>	45,7	43,4	40,6	38,0	31,9	28,4	25,3
<b>Ιδιοκατανάλωση</b>	-	-	-	-	-	25,0	22,8



**Εικόνα 3.1:** Συνολική εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς στη Γερμανία σε συνάρτηση με τις εγγυημένες τιμές (1992-2007)

### 3.3.2.2. Παράγοντες κέρδους

Οι **παράγοντες κέρδους** που συμβάλλουν στην προώθηση επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά στη Γερμανία είναι οι εξής:

- **Επίπεδο εγγυημένου τιμολογίου:** Το εγγυημένο τιμολόγιο είχε καθοριστεί αρχικά υψηλά, και στη συνέχεια μειωνόταν χρόνο με το χρόνο (πίνακας 3.1). Παράλληλα, παρέχονταν και χαμηλότοκα δάνεια. Πρέπει να σημειωθεί ότι οι εγγυημένες τιμές είναι πλέον αρκετά πιο χαμηλές από άλλες χώρες, ωστόσο η Γερμανία είναι μια ώριμη και ασφαλής αγορά από κάθε άποψη, επομένως οι επενδυτές κάνουν επενδύσεις ακόμη και αν οι αποδόσεις είναι χαμηλότερες από αλλού, καθώς προσελκύονται από τη σταθερότητα, την έλλειψη γραφειοκρατίας κλπ.
- **Διάρκεια εγγυημένου τιμολογίου:** Η εγγυημένη τιμή πώλησης της ενέργειας ισχύει για 20 χρόνια.
- **Ηλιακή πηγή:** Στη Γερμανία η ηλιακή ακτινοβολία είναι  $1000 \pm 150$  kWh/m<sup>2</sup> ανά έτος κατά μέσο όρο. Η απόδοση των φωτοβολταϊκών είναι 750 με 950 kWh/kW, δηλαδή σημαντικά χαμηλότερη από ότι στις μεσογειακές χώρες. [10] Όπως φαίνεται στην εικόνα 3.2 η ηλιακή ακτινοβολία είναι πολύ πιο έντονη στις νότιες περιοχές της Γερμανίας, ενώ στις βόρειες είναι σχετικά ασθενέστερη. Επειδή οι ίδιες εγγυημένες τιμές ισχύουν σε όλη τη χώρα, οι φωτοβολταϊκές επενδύσεις είναι πιο επικερδείς στις νότιες παρά στις βόρειες περιοχές.

### 3.3.2.3. Παράγοντες ρίσκου

Οι παράγοντες κινδύνου ή ρίσκου που ενδεχομένως να φρενάρουν τις φωτοβολταϊκές επενδύσεις στη Γερμανία είναι οι εξής:

- **Σταθερότητα της φωτοβολταϊκής πολιτικής:** Η κύρια δύναμη της γερμανικής νομοθεσίας για τις ΑΠΕ είναι η μακροπρόθεσμη ασφάλεια που παρέχει στους επενδυτές. Δεν υπήρχαν απότομες αρνητικές αλλαγές στο παρελθόν, και σε κρίσιμα σημεία της διαδικασίας χάραξης πολιτικής, οι νομοθέτες ανέλαβαν γρήγορη και αποφασιστική δράση για την αντιμετώπιση πιθανών προβλημάτων. Δεδομένου ότι τα φωτοβολταϊκά σήμερα επωφελούνται από δικομματική υποστήριξη (συντηρητικών και σοσιαλδημοκρατών), φαίνεται πιθανό ότι οι μελλοντικές αλλαγές του πολιτικού πλαισίου θα συνεχίσουν να είναι στη γενική κατεύθυνση που έχει ακολουθηθεί μέχρι τώρα.
- **Ανώτατο όριο επιδοτούμενων εγκαταστάσεων:** Από το 2004, δεν υπάρχει κανένα ανώτατο όριο για τη στήριξη της αγοράς φωτοβολταϊκών.
- **Διοικητική διαδικασία:** Στη Γερμανία, δεν υπάρχουν σημαντικές διοικητικές καθυστερήσεις και η σύνδεση με το δίκτυο έχει ρυθμιστεί με μεγάλη σαφήνεια.

Εκτός από τις εγκαταστάσεις σε αναξιοποίητες ζώνες, δεν απαιτούνται ειδικές άδειες για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών.



*Εικόνα 3.2: Ηλιακή ακτινοβολία στη Γερμανία για συστήματα χωρίς κινητή βάση.[14]*

### 3.3.3. Αξιολόγηση αγοράς φωτοβολταϊκών στην Ισπανία

#### 3.3.3.1. Στάδια ανάπτυξης

Η Ισπανική αγορά φωτοβολταϊκών έχει περάσει από τα εξής στάδια:

1. Εισαγωγή: 1997-2004: Η πρώτη νομοθεσία που ρύθμιζε τη συμμετοχή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην παραγωγή ενέργειας στην Ισπανία ήταν ο νόμος για τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας το 1997 (Νόμος 54/97). Το βασιλικό διάταγμα 2818 (RD 2818/1998) παρείχε εγγυήσεις για πώληση ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ σε καθορισμένες τιμές. Εκείνη την περίοδο, μόνο πολύ μικρές εγκαταστάσεις (μέχρι 5 kW) υποστηρίζονταν επαρκώς. (πίνακας 3.2)

**Πίνακας 3.2:** Εγγυημένες τιμές (λεπτά €/kWh) για επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά στην Ισπανία (1998-2010) ανάλογα με την ισχύ της μονάδας.

Μέγεθος μονάδας.	1998-2004	2005	2006	2007	2008-2010
<5kW	36,0	42,0	44,0	44,0	34,0
5-100	21,6	42,0	44,0	44,0	34,0
0,1-10 MW	-	22,0	23,0	41,8	32,0
10-50 W	-	22,0	23,0	41,8	-

2. Φάση πρώιμης ανάπτυξης (1998-2003): Το 2004, το βασιλικό διάταγμα 436 (RD 436/2004) εφάρμοσε αλλαγές σε σχέση με το προηγούμενο διάταγμα (RD 2818/1998) και έδωσε αποφασιστική ώθηση στην ισπανική αγορά των φωτοβολταϊκών. Το διάταγμα RD 434/2004 έφερε υψηλότερες καθορισμένες τιμές για τις εγκαταστάσεις μέχρι το επίπεδο 100 kW, ενώ για τις μεγαλύτερες εγκαταστάσεις οι προκαθορισμένες τιμές ήταν περίπου στο 1/2 αυτών των τιμών(πίνακας 3.2). Όπως ήταν αναμενόμενο, οι μεγαλύτερες εγκαταστάσεις χωρίζονται σε τεμάχια των 100 kW. Η τιμή ήταν εγγυημένη για όλη τη διάρκεια ζωής της μονάδας, αλλά υφίσταται μια μείωση 20% μετά τα πρώτα 25 χρόνια. Επιπλέον, άλλες διατάξεις του νόμου προσπάθησαν να μειώσουν το χρόνο για τις απαιτούμενες διοικητικές πράξεις (Με την ενθάρρυνση του συντονισμού μεταξύ των διαφόρων διοικητικών επιπέδων) και να διευκολύνουν την πρόσβαση των ΑΠΕ στο δίκτυο.

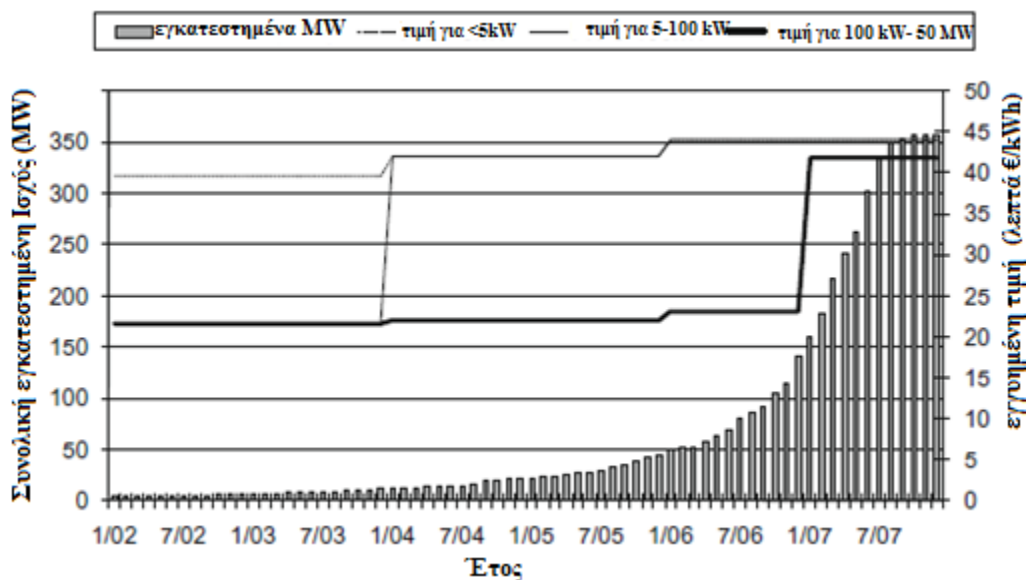
Το 2004 και το 2005, πρόσθετη στήριξη μπορούσε να επιτευχθεί μέσω εθνικών μηχανισμών χρηματοδότησης που συνδύαζαν δάνεια με ευνοϊκούς όρους με άμεσες επιδοτήσεις. Το 2006, ο εθνικός μηχανισμός χρηματοδότησης ακυρώθηκε αλλά όχι και οι εγγυημένες τιμές που προσφέρονται ακόμη. Από την εισαγωγή του διατάγματος RD 436/2004, πολλοί ισπανοί και ξένοι επενδυτές προσελκύνονταν από τα υψηλά ποσοστά απόδοσης (της τάξεως του 10%).[15] Επίσης, οι ισπανικές τράπεζες είχαν ανακαλύψει τα φωτοβολταϊκά και είναι έτοιμες για την παροχή δανείων.

Παρά τις υψηλές προοπτικές, η εγκατεστημένη δυναμικότητα αυξήθηκε με αργούς ρυθμούς μέχρι τα μέσα του 2006. Ένας από τους κύριους λόγους για την εξέλιξη αυτή είναι ότι οι μαζικές αιτήσεις «φράκαραν» την ομαλή ροή των διοικητικών διαδικασιών, ειδικότερα σε ορισμένες τοπικές αρχές. Ένας άλλος βασικός λόγος ήταν το πρόβλημα της κερδοσκοπίας. Λόγω του υψηλού ποσοστού των αποδόσεων, πολλές αιτήσεις που είχαν γίνει ήταν ελλιπείς όσον αφορά το σχεδιασμό του έργου. Περαιτέρω λόγοι που οδήγησαν σε καθυστερήσεις ήταν οι ασάφειες σχετικά με την έγκριση από τις αρχές, η

αδυναμία του διαχειριστή του δικτύου να παρέχει πρόσβαση στο δίκτυο, καθώς και η έλλειψη εμπειρίας των πολιτών.[16]

Τον Ιούνιο του 2006 ο Υπουργός Βιομηχανίας ανέστειλε την αναπροσαρμογή των εγγυημένων τιμών και πάγωσε τις τιμές στα επίπεδα που είχαν το 2005. Αυτή η πολύ απότομη τροποποίηση της νομοθεσίας προκάλεσε μεγάλη αβεβαιότητα σε ολόκληρο τον τομέα των ΑΠΕ.[17] Η διστακτικότητα του τομέα αντανακλάται στη στασιμότητα στις νέες εγκαταστάσεις που παρατηρήθηκε τον Αύγουστο και το Σεπτέμβριο του 2006 (Εικόνα 3.3). Η βάση δεδομένων του Υπουργείου Βιομηχανίας, στην οποία όλοι οι παραγωγοί φωτοβολταϊκών και οι αιτούντες πρέπει να εγγράφονται, δείχνει ότι ακόμη και ορισμένα μεγάλα έργα είχαν σταματήσει.

Τον Νοέμβριο του 2006, ο νέος Υπουργός Βιομηχανίας παρουσίασε το σχέδιό του για ένα νέο σύστημα εγγυημένων τιμών, το οποίο ήταν ιδιαίτερα συμφέρον για τις επιχειρήσεις μεγάλων σταθμών παραγωγής ενέργειας (πίνακας 3.2). Ως εκ τούτου, οι φορείς εκμετάλλευσης των μεγάλων μονάδων, σταμάτησαν να διαιρούν την παραγωγή σε τεμάχια των 100 kW. Αυτό μείωσε τις διοικητικές δαπάνες.



**Εικόνα 3.3:** Συνολική εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή Ισχύς στην Ισπανία σε συνάρτηση με τις εγγυημένες τιμές (2002-2007)

3. Απογείωση: 2008-σήμερα: Κατόπιν εξαγγελίας της νέας νομοθεσίας (RD 661/2007) το Δεκέμβριο του 2006, η ισχύς των εγκαταστάσεων αυξήθηκε γεωμετρική πρόοδο (Εικόνα 3.3). Τον Μάιο του 2007, ξεκίνησε τελικά η ισχύς του νόμου 661/2007. Η θεμελιώδης αδυναμία της νέας νομοθεσίας ήταν ένα ανώτατο όριο 371 MW στη συνολική ισχύ των φωτοβολταϊκών που θα

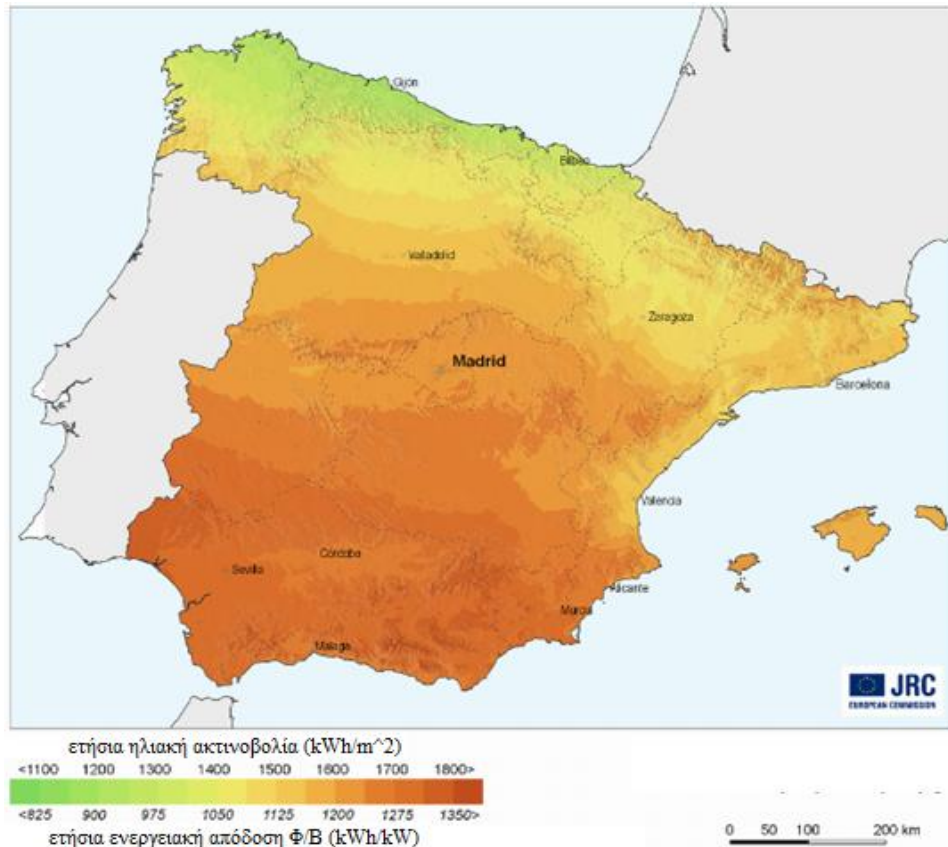


μπορούσαν να επιδοτηθούν. Η νομοθεσία όριζε πως όταν το 85% του ανώτατου ορίου επιτευχθεί, τότε ο νόμος θα ισχύσει για ένα ακόμη έτος(περίοδος αναμονής). Ήδη από τα τέλη Σεπτεμβρίου 2007, μόλις λίγους μήνες αφού ο νέος νόμος τέθηκε σε ισχύ, το 85% του ανώτατου ορίου επετεύχθη. Επιπλέον, ο νέος νόμος του 2007 όριζε ότι οι επενδυτές πρέπει να κάνουν μια κατάθεση των 500 € για αίτηση αδειών για εγκαταστάσεις επί του εδάφους(που είναι και η πλειοψηφία των ισπανικών μονάδων φωτοβολταϊκών). Αυτός ο κανονισμός θεσπίστηκε για να εμποδίζει την κερδοσκοπική αγορά δικαιωμάτων πρόσβασης στο δίκτυο. Από τις 26 Σεπτέμβρη του 2008, ο νέος νόμος 1578/2008 φέρνει σημαντικά χαμηλότερο εγγυημένο τιμολόγιο (0,32-0,34 €/kWh). Περαιτέρω, καθορίζει ένα ετήσιο ανώτατο όριο νέων εγκαταστάσεων ίσο με 500 MW για κάθε ένα από τα επόμενα τρία χρόνια.[18]

### 3.3.3.2. Παράγοντες κέρδους

Οι **παράγοντες κέρδους** που συμβάλλουν στην προώθηση επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά στην Ισπανία είναι οι εξής:

- **Επίπεδο εγγυημένου τιμολογίου:** Η εισαγωγή υψηλών εγγυημένων τιμών παρείχε στην ισπανική βιομηχανία φωτοβολταϊκών αποφασιστική ώθηση. Οι εγγυημένες τιμές πλέον έχουν αποκλιμακωθεί στα επίπεδα των 32-34 €/kWh.
- **Διάρκεια εγγυημένου τιμολογίου:** Οι εγγυημένες τιμές ισχύουν για όλη τη διάρκεια ζωής της μονάδας, με μια μείωση των τιμολογίων κατά 20% μετά από 25 χρόνια.
- **Ηλιακή πηγή:** Στην Ισπανία, η ηλιακή ακτινοβολία είναι  $1500 \pm 300$  kWh/m<sup>2</sup> ανά έτος. Η ειδική ενεργειακή απόδοση των φωτοβολταϊκών κυμαίνεται από 1000 kWh/kWp στο Βορρά έως 1500 kWh/kWp στον Νότο, κατά μέσο όρο, για συστήματα χωρίς ηλιακά συστήματα εντοπισμού solar tracking.



*Εικόνα3.4: Ηλιακή ακτινοβολία στην Ισπανία χωρίς συστήματα κινητής βάσης. [19]*

### 3.3.3.3. Παράγοντες ρίσκου

Οι παράγοντες που μπορούν να καθυστερήσουν ή να ματαιώσουν μια επένδυση στην Ισπανία είναι οι εξής:

- **Σταθερότητα της φωτοβολταϊκής πολιτικής:** Σε σύγκριση με τη Γερμανία, οι αλλαγές στην ισπανική πολιτική προώθησης ήταν πιο απότομες. Τον Ιούνιο του 2006, η αναστολή της αναπροσαρμογής των εγγυημένων τιμών για τα εγγυημένα τιμολόγια οδήγησε σε μια περίοδο αβεβαιότητας για τις τράπεζες και τις εταιρίες ανάπτυξης των έργων. Τέτοιου είδους αλλαγές τρομάζουν τους επενδυτές και αποθαρρύνουν την ανάπτυξη φωτοβολταϊκών έργων.
- **Ανώτατο όριο επιδοτούμενων εγκαταστάσεων:** Η επίτευξη του 85% του ανώτατου ορίου των 371 MW το Σεπτέμβριο του 2007 οδήγησε σε μια απότομη διακοπή του ρυθμού εγκατάστασης φωτοβολταϊκών. Εξαιτίας της νομικής αβεβαιότητας όσον αφορά την μελλοντική υποστήριξη έργων και οι τράπεζες δεν ήταν πλέον πρόθυμες να παράσχουν χρηματοδότηση. Πλέον επιτρέπονται μέχρι 500 MW νέων εγκαταστάσεων ανά έτος.

- **Διοικητική διαδικασία:** Η διαδικασία αιτήσεων για τις επιδοτήσεις (ιδίως σε περιφερειακό επίπεδο) ήταν πολύ γραφειοκρατική. Η απλούστευση των διοικητικών διαδικασιών από το νόμο 436/2004 ήταν βασική προϋπόθεση για την ανάπτυξη του τομέα της φωτοβολταϊκής ενέργειας. Στη φάση της αρχικής ανάπτυξης, η βιασύνη στην εφαρμογή κατέληξε σε ορισμένες διοικητικές καθυστερήσεις, και η αδυναμία του διαχειριστή δικτύου να παρέχει σύνδεση στο δίκτυο παρέτειναν επίσης την όλη διαδικασία. Το 2007, τέσσερις αρχές συμμετείχαν στη διαδικασία αδειοδότησης, η οποία εξακολουθεί να διαρκεί 6 μήνες για τα μικρά έργα ή περίπου 18 μήνες για τα μεγάλα έργα. Άλλοι δύο μήνες απαιτούνται για τη σύνδεση στο δίκτυο.

### 3.3.4. Αξιολόγηση αγοράς φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα

#### 3.3.4.1. Στάδια ανάπτυξης

Η ελληνική αγορά φωτοβολταϊκών δημιουργήθηκε σχετικά αργότερα από τη γερμανική και την ισπανική. Τα στάδια από τα οποία έχει διέλθει παρουσιάζονται παρακάτω:

1. **Εισαγωγή: 1994-2008:** Παρά το γεγονός ότι η Ελλάδα ήταν η πρώτη χώρα στην Ευρώπη που εγκατέστησε αιολικά πάρκα το 1982 και ένα από τα πρώτα κράτη στην εγκατάσταση ενός φωτοβολταϊκού πάρκου των 100 kW το 1983, στην Κύθνο, η εγκατεστημένη δυναμικότητα ΑΠΕ δεν αυξήθηκε τόσο γρήγορα όσο αναμενόταν.

Το 1994, η Ελλάδα έδωσε στον ιδιωτικό τομέα τη δυνατότητα να επενδύσει σε ΑΠΕ με την εισαγωγή του νομικού πλαισίου 2244/94. Σύμφωνα με τη νομοθεσία αυτή, κάθε ανεξάρτητος παραγωγός θα ελάμβανε ένα εγγυημένο τιμολόγιο εναρμονισμένο με τα τιμολόγια της ΔΕΗ. Ο νόμος αυτός βοήθησε στη σημαντική αύξηση της αιολικής ενέργειας δυναμικότητας στην Ελλάδα, ιδιαίτερα στην Κρήτη [20] και η εγγυημένη τιμή αποζημίωσης ορίστηκε σε 70,9 € / MWh (το 2000) με επιπλέον αύξηση για τα μη διασυνδεδεμένα νησιωτικά συστήματα. Δεδομένου ότι ο νόμος δεν έκανε καμιά διάκριση μεταξύ των διαφόρων ΑΠΕ, οι τιμές ήταν σχετικά χαμηλές για τη φωτοβολταϊκή ενέργεια και πολύ λίγες μεγάλες εγκαταστάσεις είχαν γίνει.[21] Επιπλέον, οι διαδικασίες που απαιτούνταν ήταν πολλές και χρονοβόρες. Τουλάχιστον 17 άδειες απαιτούνταν (μεταξύ άλλων, για την εγκατάσταση, το κτίριο, έργα πολιτικού μηχανικού, άδεια λειτουργίας, άδεια σύνδεσης με το δίκτυο, και σύμβαση εγγυημένης τιμής) και άνω των 40 αρχών σε τοπικό, περιφερειακό και εθνικό επίπεδο, έπρεπε να αναμειχθούν. Η διοικητική διαδικασία διαρκούσε περίπου 6-12 μήνες για τις μικρότερες και τουλάχιστον 2,5 χρόνια για τις μεγαλύτερες εγκαταστάσεις.[22]

Τον Ιούνιο του 2006, η Ελλάδα εισήγαγε το νόμο 3468/2006 ο οποίος αποσκοπούσε στην προώθηση των ΑΠΕ ώστε να εφαρμοστεί οδηγία της ΕΕ που θέτει ως στόχο το 20% της ηλεκτρικής ενέργειας το 2020 να παράγεται από ΑΠΕ. Ακολούθησε και νέος νόμος τον Ιανουάριο του 2009, στον οποίο έγιναν τροποποιήσεις τον Ιούνιο του 2010. Σύμφωνα με το σύστημα εγγυημένων τιμών, το εγγυημένο τιμολόγιο για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις ανέρχεται σε 0,40-0,45 €/kWh (0,55 €/kWh για πολύ μικρά συστήματα επί στεγών μέχρι 10 kW) μέχρι και τον Αύγουστο του 2010 και στη συνέχεια βαίνει μειούμενο (το τιμολόγιο για τα μικρά συστήματα έως 10 kW βαίνει μειούμενο από τον Αύγουστο του 2011). Η εγγυημένη διάρκεια είναι 20 έτη (25 χρόνια για τα πολύ μικρά συστήματα 10 kW επί των στεγών). Κάθε έτος η εγγυημένη τιμή αυξάνεται κατά το 25% της αύξησης του πληθωρισμού. Εκτός από αυτά τα ελκυστικά στοιχεία, με τον Αναπτυξιακό Νόμο 3299/2004 (συμπεριλαμβανομένων των τροποποιήσεων 2006/07) μέχρι τον Ιανουάριο του 2010 προσφέρονταν επενδυτικές επιχορηγήσεις ως 30-55% του επενδυτικού κόστους για τους εμπορικούς φορείς. Αυτές οι επιχορηγήσεις έχουν παγώσει και δεν προσφέρονται πλέον καθώς ο Αναπτυξιακός Νόμος είναι υπό αναθεώρηση. Αν θα συνεχίσουν να προσφέρονται ή όχι είναι ακόμη ένα ανοικτό ζήτημα.

Οι ελληνικές τράπεζες ανέπτυξαν προγράμματα χρηματοδότησης για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις. Το ελκυστικό χρηματοδοτικό πλαίσιο για τους επενδυτές σχετικά με φωτοβολταϊκά περιλαμβάνει: χαμηλότοκα δάνεια, συμβάσεις leasing 3-5 ετών και ένα ασφαλιστικό πρόγραμμα έναντι κακόβουλων ενεργειών ή φυσικών καταστροφών.

2. **Φάση πρόωμης ανάπτυξης:** 2008-σήμερα: Από τη στιγμή που οι διοικητικές διαδικασίες επιταχυνθούν η Ελλάδα ενδέχεται να προσελκύσει ενδιαφέρον από διεθνείς εταιρείες. Οι ευνοϊκές προοπτικές του κλάδου βασίζονται στο ότι τα οικονομικά κίνητρα είναι ιδιαίτερα ελκυστικά για τους εμπορικούς φορείς. Επιπλέον, οι εταιρείες θα εξοικειωθούν σταδιακά με την εφαρμογή των διαδικασιών.
3. **Απογείωση:** Η φάση της απογείωσης της ελληνικής αγοράς φωτοβολταϊκών απέχει ακόμη πολύ. Η νομοθεσία μεταβάλλεται διαρκώς και είναι η κατάσταση είναι αρκετά ρευστή.

Αυτή τη στιγμή οι νέες επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά επί εδάφους είναι ουσιαστικά παγωμένες για όλους τους επενδυτές χωρίς την ιδιότητα του επαγγελματία αγρότη, αφού νέες αιτήσεις για εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων σε γήπεδα (αγροτεμάχια και οικόπεδα) επιτρέπονται μετά τις 4-9-2010 και για ισχύ έως 500 kW (ή 1 MW εντός βιομηχανικών περιοχών) για τους μη επαγγελματίες αγρότες. Νέες αιτήσεις για φωτοβολταϊκές επενδύσεις μπορούν να γίνονται ακόμη και σήμερα, αρκεί αυτά να είναι τοποθετημένα πάνω σε στέγες και κτήρια, και όχι επί του εδάφους.

Παρά το πολύ ευνοϊκό πλαίσιο των εγγυημένων τιμών, απαιτούνται πολλές διαδικασίες για επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά πάρκα πάνω από 1000 kW, και έτσι πολλές φορές αυτές μένουν στα σχέδια. Οι επενδυτές σε εγκαταστάσεις έως 1000 kW απαλλάσσονται από την υποχρέωση να λαμβάνουν πολλές άδειες (π.χ. άδειες εγκατάστασης, λειτουργίας και παραγωγής ενέργειας), θα πρέπει μόνο να διαθέτουν έγκριση περιβαλλοντικών όρων σε κάποιες περιπτώσεις.

Συνοπτικά, τα στάδια μέχρι τη λειτουργία ενός φωτοβολταϊκού σταθμού είναι τα εξής:  
[23]

- **1<sup>ο</sup> Στάδιο**

- **Έκδοση άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας:** Ο νέος νόμος (Ιούνιος 2010) απλοποιεί κάποιες από τις παλιές διαδικασίες αδειοδότησης. Συγκεκριμένα, δεν απαιτείται πλέον άδεια παραγωγής για φωτοβολταϊκά συστήματα ισχύος έως 1 MW. Για φωτοβολταϊκά συστήματα ισχύος μεγαλύτερης του 1 MW απαιτείται η έκδοση άδειας παραγωγής η οποία εκδίδεται από τη ΡΑΕ. Για τα συστήματα που απαιτείται άδεια παραγωγής, απαιτείται επίσης η έκδοση άδειας εγκατάστασης και άδειας λειτουργίας όπως και στο παρελθόν.
- **Διαδικασία διατύπωσης προσφοράς σύνδεσης σταθμού με το σύστημα ή το δίκτυο:** Ο κάτοχος της άδειας παραγωγής υποβάλλει στον αρμόδιο διαχειριστή (που είναι ο ΔΕΣΜΗΕ- Διαχειριστής Ελληνικού Ηλεκτρικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας- ή η ΔΕΗ), αίτημα για τη διατύπωση προσφοράς σύνδεσης του σταθμού, το οποίο περιλαμβάνει περιγραφή του τρόπου σύνδεσης του σταθμού καθώς και του εκτιμώμενου χρονικού ορίζοντα της σύνδεσης.
- **Έγκριση παρέμβασης:** Το τοπικό Δασαρχείο εκδίδει απόφαση έγκρισης επέμβασης σε δημόσια έκταση, η οποία ενσωματώνεται στην απόφαση έγκρισης περιβαλλοντικών όρων (ΕΠΟ).
- **Έγκριση περιβαλλοντικών όρων (ΕΠΟ):** Μετά την έκδοση της άδειας παραγωγής και τη διατύπωση των όρων σύνδεσης στο σύστημα ή το δίκτυο, ο επενδυτής υποβάλλει αίτηση για έγκριση περιβαλλοντικών όρων. Η αίτηση υποβάλλεται στην οικία Περιφέρεια / Διεύθυνση Περιβάλλοντος και Χωροταξίας (ΔΙΠΕΧΩ). Η ΕΠΟ εκδίδεται από τον Γ. Γραμματέα της οικίας Περιφέρειας. Σύμφωνα με νόμο του Ιουνίου 2010 δεν απαιτείται ΕΠΟ για συστήματα που εγκαθίστανται σε κτήρια και οργανωμένους υποδοχείς βιομηχανικών δραστηριοτήτων. Για συστήματα έως 500 kW που εγκαθίστανται σε γήπεδα (οικόπεδα και αγροτεμάχια), δεν απαιτείται περιβαλλοντική αδειοδότηση εφόσον πληρούνται κάποιες προϋποθέσεις. Για τα συστήματα αυτά, απαιτείται ειδική περιβαλλοντική εξαίρεση (“βεβαίωση απαλλαγής από ΕΠΟ”) από την αρμόδια Περιφέρεια. Για όσα συστήματα εγκαθίστανται σε γήπεδα, απαιτείται ΕΠΟ εφόσον εγκαθίστανται σε περιοχές Natura, παράκτιες ζώνες (100μ από γραμμή

αιγιαλού) και σε γήπεδα που γειτνιάζουν σε απόσταση μικρότερη από εκατόν πενήντα (150) μέτρα, με άλλο γήπεδο για το οποίο έχει εκδοθεί άδεια παραγωγής ή απόφαση ΕΠΟ ή προσφορά σύνδεσης φωτοβολταϊκού σταθμού και η συνολική ισχύς των σταθμών υπερβαίνει τα 500 kW.

- **Σύμβαση σύνδεσης με το σύστημα ή το δίκτυο:** Ο επενδυτής υποβάλλει αίτηση στον ΔΕΣΜΗΕ για την σύνδεση του έργου στο σύστημα σύμφωνα με τους όρους που ο διαχειριστής του συστήματος αναφέρει στην προσφορά σύνδεσης.

- **2<sup>ο</sup> Στάδιο**

- **Άδεια εγκατάστασης:** Ο επενδυτής υποβάλλει αίτηση έκδοσης άδειας εγκατάστασης στην οικία Περιφέρειας. Μετά τη διαδικασία συλλογής των αναγκαίων γνωμοδοτήσεων και εγκρίσεων από τις αρμόδιες αρχές, ο Γενικός Γραμματέας της Περιφέρειας εκδίδει την άδεια εγκατάστασης του έργου.
- **Σύμβαση αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας:** Η σύμβαση υπογράφεται μεταξύ του επενδυτή και του ΔΕΣΜΗΕ για το διασυνδεδεμένο σύστημα ή της ΔΕΗ για το μη διασυνδεδεμένο δίκτυο.

- **3<sup>ο</sup> Στάδιο**

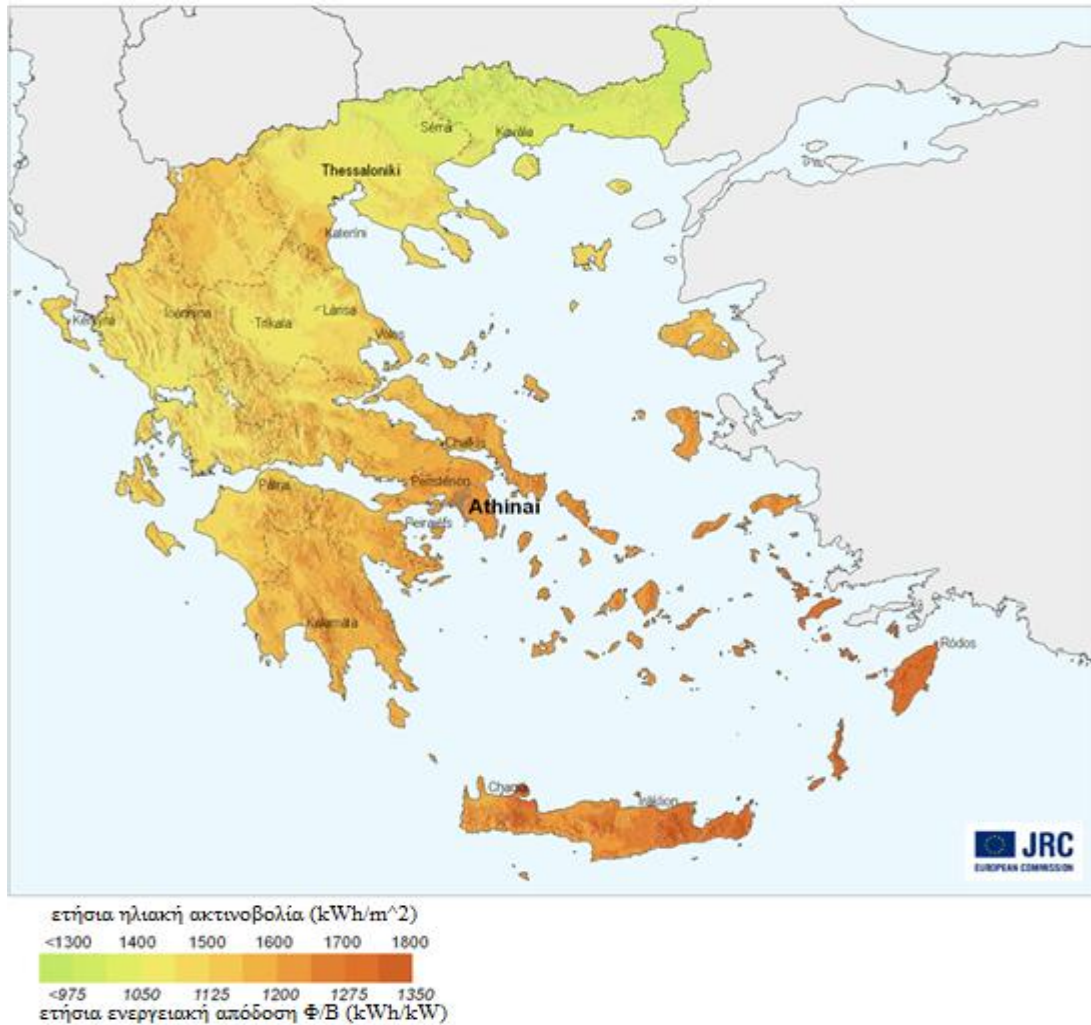
- **Άδεια λειτουργίας:** Μετά την ολοκλήρωση της κατασκευής του έργου, τη σύμβαση σύνδεσης με το σύστημα και την σύμβαση αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας, ο επενδυτής υποβάλλει αίτηση για την έκδοση της άδειας λειτουργίας στην Διεύθυνση Προγραμματισμού και Ανάπτυξης της οικείας Περιφέρειας. Ο Γενικός Γραμματέας της οικείας Περιφέρειας εκδίδει την άδεια λειτουργίας.

### 3.3.4.2. Παράγοντες κέρδους

Οι παράγοντες που συμβάλλουν στην κερδοφορία και στη βιωσιμότητα των φωτοβολταϊκών επενδύσεων στην Ελλάδα παρατίθενται παρακάτω:

- **Επίπεδο εγγυημένου τιμολογίου:** Στην Ελλάδα, το επίπεδο της στήριξης είναι πολύ υψηλό. Το τιμολόγιο εγγυημένων τιμών είναι πολύ υψηλό και λογικά θα έπρεπε ήδη να είχαν οδηγήσει σε μια άνθηση της αγοράς φωτοβολταϊκών. Οι εγγυημένες τιμές είναι υψηλότερες από ότι στην Ισπανία, αλλά εγγυημένες μόνο για 20 χρόνια. Επιπλέον, τουλάχιστον μέχρι τον Ιανουάριο του 2010 παρεχόταν στήριξη από τον εθνικό και κοινοτικό προϋπολογισμό με επιδοτήσεις στο κόστος εγκατάστασης. Σύμφωνα με τους εμπειρογνώμονες, οι επιδοτήσεις ενδεχομένως να μη δίνονται πλέον.
- **Διάρκεια εγγυημένου τιμολογίου:** Η εγγυημένη τιμή πώλησης ενέργειας (feed-in tariff) είναι εξασφαλισμένη για 20 χρόνια (25 χρόνια για πολύ μικρές εγκαταστάσεις μέχρι 10 kW επί σκεπών).

- **Ηλιακή πηγή:** Η ηλιακή ακτινοβολία είναι, κατά μέσο όρο, παρόμοια με την ακτινοβολία στην Ισπανία. Στην Ελλάδα, ανέρχεται σε  $1500 \pm 200 \text{ kWh/m}^2$  ετησίως κατά μέσο όρο. Η ειδική ενεργειακή απόδοση των φωτοβολταϊκών κυμαίνεται από 1000 kWh/kW στο Βορρά έως 1350 kWh/kW στον Νότο, κατά μέσο όρο, για συστήματα χωρίς δυνατότητα μετακινούμενης βάσης και ηλιακής παρακολούθησης (solar tracking).[10]
- **Άλλοι παράγοντες:** Υπάρχουν δύο επιπλέον λόγοι που κάνουν συμφέρουσα την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα. Ο πρώτος είναι ότι η χώρα περιλαμβάνει έναν μεγάλο αριθμό των νησιών που δεν είναι συνδεδεμένα με το εθνικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Μέχρι σήμερα, οι ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια για τα νησιά αυτά ως επί το πλείστον καλύπτονται από πετρέλαιο, με αποτέλεσμα υψηλό κόστος λειτουργίας και ρύπανση του περιβάλλοντος. Ο δεύτερος λόγος είναι ότι η σημαντική τουριστική δραστηριότητα κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού προσφέρει μια πολύ καλή συσχέτιση μεταξύ ενεργειακής ζήτησης και η φωτοβολταϊκής ηλεκτροπαραγωγής.



*Εικόνα3.5: ετήσια ηλιακή ακτινοβολία στην Ελλάδα χωρίς συστήματα κινητής βάσης.[24]*

### 3.3.4.3. Παράγοντες ρίσκου

- **Σταθερότητα φωτοβολταϊκής πολιτικής:** Η ελληνική νομοθεσία αλλάζει αρκετά συχνά τους όρους και τις προϋποθέσεις στήριξης των επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά. Η εμπειρία σε προώθηση φωτοβολταϊκών είναι πολύ μικρή, και όχι ιδιαίτερα επιτυχής. Εξαιτίας και των δημοσιονομικών προβλημάτων που αντιμετωπίζει η χώρα, η κατάσταση γενικά δε θεωρείται ως πολύ σταθερή. Λόγω των έντονων δημοσιονομικών προβλημάτων υπάρχει ανησυχία στους επενδυτές ότι εάν το κράτος βρεθεί σε κατάσταση αδυναμίας πληρωμών θα μπορούσε δυνητικά να αναστείλει ή να μειώσει τις εγγυημένες τιμές και προς τους παραγωγούς ενέργειας από φωτοβολταϊκά. Ένα τέτοιο σενάριο θεωρείται ακραίο και μάλλον απίθανο, αν πραγματοποιηθεί ωστόσο θα βλάψει σημαντικά τον κλάδο και μπορεί να καταστήσει όλες τις μέχρι σήμερα επενδύσεις ζημιογόνες.



Αν και κάτι τέτοιο θεωρείται απίθανο θα πρέπει να σημειωθεί ότι στη σύμβαση που υπογράφεται για την διασφάλιση την εγγυημένης τιμής για 20 χρόνια, αναφέρεται ρητά ότι σε περίπτωση πολέμου ή καταστροφής ή εθνικής ανάγκης ο διαχειριστής του δικτύου δύναται να αναστείλει τις πληρωμές προς τους παραγωγούς.

- **Ανώτατο όριο επιδοτούμενων εγκαταστάσεων:** Δεν έχει τεθεί ανώτατο όριο στον αριθμό των εγκαταστάσεων που μπορούν να επιδοτηθούν μέσω των εγγυημένων τιμών. Ο υπουργός περιβάλλοντος ωστόσο αναμένεται να θέσει μελλοντικούς στόχους για συμμετοχή κάθε τεχνολογίας ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα της χώρας. Επιπλέον η πολύ γραφειοκρατική διαδικασία και οι καθυστερήσεις, στην πράξη περιορίζουν τον αριθμό των επιδοτούμενων εγκαταστάσεων.
- **Διοικητική διαδικασία:** Η διοικητική διαδικασία είναι πολύ περίπλοκη και χρονοβόρα, ειδικά για τις επενδύσεις άνω του 1 MW, όπου απαιτούνται επιπλέον άδειες. Οι χρονοβόρες διαδικασίες προκαλούνται μεταξύ άλλων από την έλλειψη συντονισμού μεταξύ των υπουργείων που εμπλέκονται στις διαδικασίες για τις άδειες.
- **Διαθέσιμα οικόπεδα:** Επιπλέον δυσκολία που αντιμετωπίζει ένας επενδυτής στην Ελλάδα είναι το ότι η απαραίτητη γη, δεν είναι εύκολα εξασφαλίσιμη και μερικές φορές εντελώς δυσεύρετη ή κατακερματισμένη. Για παράδειγμα, μεγάλης κλίμακας φωτοβολταϊκά (5 MW) απαιτούν περί τα 150 στρέμματα ενιαίας γης με κατάλληλο προσανατολισμό και κοντά στο δίκτυο. Γη με τέτοια χαρακτηριστικά δεν είναι εύκολο να βρεθεί ή να “συναρμολογηθεί”, με αποτέλεσμα τη συστηματική καθυστέρηση σημαντικού μεγέθους επενδύσεων.

### 3.3.5. Συγκριτική αξιολόγηση

Η ανάλυση των τριών χωρών έδειξε ότι τα διαφορετικά επίπεδα ανάπτυξης των φωτοβολταϊκών μπορεί σε μεγάλο βαθμό να σχετίζονται με το κέρδος (οικονομική απόδοση) και τα κριτήρια κινδύνου που επικρατούν σε κάθε χώρα.

**Πίνακας 3.3:** Συνοπτική σύγκριση των επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά στις τρεις χώρες.

	Γερμανία	Ισπανία	Ελλάδα
<b>Απόδοση/Κέρδος</b>	+	++	++
Ύψος εγγυημένου τιμολογίου	+	+	++
Διάρκεια εγγύησης	+	++	+
Ηλιακή ακτινοβολία	Ουδέτερο	++	++
<b>Ρίσκο/Κίνδυνος</b>	++	--	--
Σταθερότητα πολιτικής	++	--	-
Άνω όριο εγκαταστάσεων	++	--	+
Γραφειοκρατία	++	+	--
<b>Επίπεδο διείσδυσης Φ/Β</b>	Υψηλό	Μεσαίο	Χαμηλό

*Υπόμνημα:* ++=πολύ θετικό, +=θετικό, -=αρνητικό, --=πολύ αρνητικό.

Από τη σύγκριση μεταξύ των τριών χωρών (πίνακας 3.3) προκύπτει ότι η οικονομική επένδυση της απόδοσης σε φωτοβολταϊκά έχει ευνοϊκούς όρους στη Γερμανία και πολύ ευνοϊκούς όρους (++) στην Ισπανία και την Ελλάδα. Το εγγυημένο τιμολόγιο είναι πολύ ικανοποιητικό στην Ελλάδα, επειδή έχει τις υψηλότερες εγγυημένες τιμές, και ικανοποιητικό στην Ισπανία και τη Γερμανία. Στην Ελλάδα και στην Ισπανία τα επίπεδα απόδοσης για τους επενδυτές είναι πολύ ικανοποιητικά (++) , καθώς στις δύο αυτές χώρες η ηλιακή ακτινοβολία είναι περίπου 50% μεγαλύτερη από ότι στη Γερμανία. Ένας σημαντικός παράγοντας είναι και η διάρκεια των εγγυημένων τιμολογίων. Ενώ το εγγυημένο τιμολόγιο ισχύει για 20 χρόνια στη Γερμανία (+) και στην Ελλάδα (με εξαίρεση πολύ μικρά συστήματα), ισχύει για το σύνολο της διάρκειας ζωής μιας επένδυσης στην Ισπανία (η οποία μπορεί να είναι 30 ετών και άνω), με μόνο μια μείωση κατά 20% μετά από 25 έτη (++) . Λαμβάνοντας υπόψη την πολύ υψηλή απόδοση των επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά στην Ελλάδα και την Ισπανία, θα περίμενε κανείς να υπάρχει έντονα ανεπτυγμένη αγορά σε αυτές τις δύο χώρες, κάτι που δεν ισχύει.

Όμως η ανάπτυξη της φωτοβολταϊκής αγοράς φαίνεται να σχετίζεται σε μεγάλο βαθμό με παράγοντες που αφορούν τον κίνδυνο (ρίσκο) της επένδυσης. Η εφαρμογή ενός εγγυημένου τιμολογίου για τα φωτοβολταϊκά σίγουρα συμβάλλει στην εξάπλωση αυτής της τεχνολογίας, ωστόσο πέρα από ένα ορισμένο σημείο, το επίπεδο ανάπτυξης της αγοράς δεν αυξάνεται αναλογικά με το επίπεδο των εφικτών αποδόσεων, αλλά είναι πολύ ευαίσθητο σε επενδυτικούς φραγμούς, όπως η εμφάνιση διοικητικών εμποδίων, η πρόσβαση στο δίκτυο και ο κίνδυνος των αλλαγών στην εφαρμοζόμενη πολιτική πρόωθησης.

Η Ισπανία και η Ελλάδα αντιμετωπίζουν σημαντικές προκλήσεις σε αυτόν τον τομέα. Από την περίπτωση της Ισπανίας φαίνεται πως είναι σημαντική η σταθερότητα της εφαρμοζόμενης πολιτικής για τους επενδυτές. Απότομες και αιφνιδιαστικές αλλαγές στο νομοθετικό πλαίσιο (π.χ. Ιούνιος 2006, Ισπανία) ή αβεβαιότητα για το μελλοντικό κανονιστικό πλαίσιο (π.χ. Σεπτέμβριος 2008, Ισπανία) απωθούν τους επενδυτές, καθώς και τις τράπεζες-χρηματοδότες. [10]

Στην ανάλυση της ισπανικής πολιτικής προώθησης τονίζεται επίσης η αρνητική επίδραση ενός ανώτατου ορίου στις προωθούμενες επενδύσεις, το οποίο οδηγεί σε ανισόροπη ανάπτυξη της αγοράς φωτοβολταϊκών.

Όσον αφορά την Ελλάδα, αποδείχθηκε πόσο κρίσιμος είναι ο ρόλος των διοικητικών διαδικασιών για την ανάπτυξη της αγοράς φωτοβολταϊκών. Είναι σημαντικός ο εξορθολογισμός των διαφόρων πτυχών της αδειοδοτικής διαδικασίας (συμπεριλαμβανομένων των οικοδομικών αδειών, περιβαλλοντικών αδειών, επιχορηγήσεων κλπ). Μικρές και μεσαίες εγκαταστάσεις πρέπει να υπόκεινται σε απλουστευμένες διαδικασίες, και ο αριθμός των εμπλεκόμενων αρχών θα πρέπει να διατηρείται μικρός.

### **3.4. Μελέτη περίπτωσης επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά**

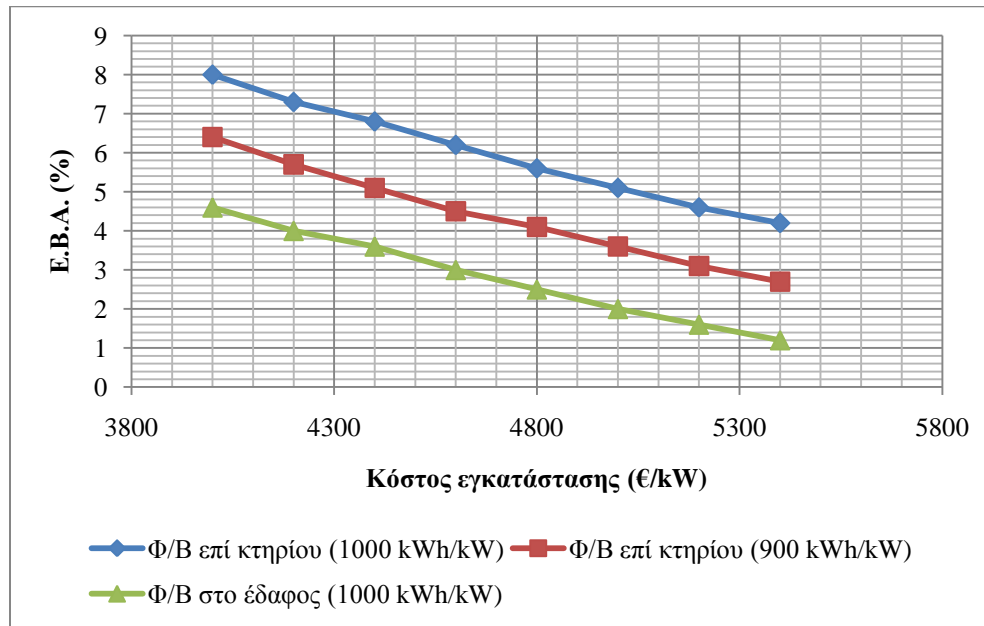
#### **3.4.1. Επένδυση φωτοβολταϊκών στη Γερμανία (2007)**

Ακολουθεί μια σύντομη μελέτη για τις πιθανές αποδόσεις ενός φωτοβολταϊκού συστήματος στη Γερμανία. Ένα τυποποιημένο σύστημα 100 kW χρησιμεύει ως βάση.

Οι παράγοντες που ελήφθησαν υπ' όψιν είναι οι παρακάτω:

- Ασφάλειες, συμβάσεις συντήρησης και κόστη για επισκευές, ορίζονται σε 15 € / kW και χρόνο.
- Ποσοστό πληθωρισμού της τάξης του 1,5%.
- Η ετήσια μείωση της απόδοσης των φωτοβολταϊκών θεωρήθηκε ότι είναι 0,4%.

Στη Γερμανία ένα σύστημα 100 kW δικαιούταν εγγυημένο τιμολόγιο ύψους 0,3796 €/kWh για φωτοβολταϊκά επί του εδάφους και 0,4754 €/kWh για φωτοβολταϊκά επί κτιρίου, για σύνδεση με το δίκτυο το 2007. Από την πλευρά της χρηματοδότησης υπάρχει δυνατότητα δανεισμού με χαμηλό επιτόκιο (4-5,5% σταθερό επιτόκιο) και μεγάλη διάρκεια αποπληρωμής (20 έτη περίπου).



*Διάγραμμα 3.1: Απόδοση επενδεδυμένων κεφαλαίων σε φωτοβολταϊκά για επενδύσεις στη Γερμανία (2007).[25]*

Στο διάγραμμα 3.1 φαίνεται η απόδοση των συνολικών κεφαλαίων ως ποσοστό επί τοις εκατό. Ωστόσο σε περίπτωση που υπάρχει η δυνατότητα δανεισμού με χαμηλότερο κόστος από την απόδοση των επενδεδυμένων κεφαλαίων, η απόδοση των ιδίων κεφαλαίων μπορεί να αυξηθεί.

Εάν για παράδειγμα μόνο το 20% των επενδεδυμένων κεφαλαίων είναι ίδια κεφάλαια και το υπόλοιπο ποσόν προέρχεται από τραπεζικό δανεισμό, τότε η απόδοση των ιδίων κεφαλαίων μπορεί να ανεβεί ως και το 10%. Αυτό εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό και από τα επιτόκια δανεισμού από τις τράπεζες. Για παράδειγμα, αν η τράπεζα δανείσει το 80% των κεφαλαίων με επιτόκιο 4,5%, και η απόδοση του επενδεδυμένου κεφαλαίου είναι 5%, τότε λόγω της μόχλευσης η απόδοση των ιδίων κεφαλαίων ανεβαίνει στο 7%.

### 3.4.2 Επένδυση φωτοβολταϊκών στη Γερμανία (2010)

Ακολουθεί μια σύντομη μελέτη για τις πιθανές αποδόσεις ενός φωτοβολταϊκού συστήματος στη Γερμανία με βάση τα δεδομένα του 2010.

Οι παράγοντες που ελήφθησαν υπ' όψιν είναι οι παρακάτω:

- Το μέσο κόστος ανά εγκατεστημένο kW έχει μειωθεί πλέον σημαντικά σε 3.250 €/kW, χωρίς Φ.Π.Α., για το οποίο ούτως ή άλλως ο επενδυτής έχει δικαίωμα επιστροφής σύμφωνα με τη νομοθεσία.

- Ασφάλειες, συμβάσεις συντήρησης και κόστη για επισκευές, ορίζονται σε 1% της αξίας εγκατάστασης, και αυξάνονται ετησίως κατά 1,5%
- Η ετήσια μείωση της απόδοσης των φωτοβολταϊκών θεωρήθηκε ότι είναι 0,25%.
- Η εγγυημένη τιμή ισχύει για 20 χρόνια και ορίζεται σε 0,391 €/kWh.
- Η χρηματοδότηση της επένδυσης προέρχεται αποκλειστικά από ίδια κεφάλαια.
- Η εγκατάσταση του φωτοβολταϊκού γίνεται αποκλειστικά πάνω σε υφιστάμενο κτίριο, καθώς οι εγκαταστάσεις επί εδάφους λαμβάνουν πολύ χαμηλότερο επιδοτούμενο εγγυημένο τιμολόγιο.

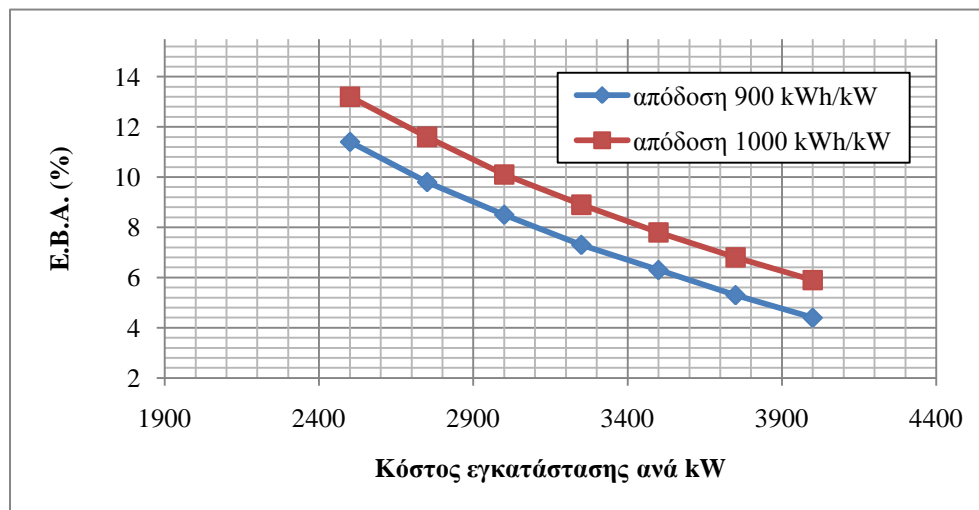
Τελικά ο Ε.Β.Α. (Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης) που προκύπτει εξαρτάται από την ετήσια κατά τόπους ηλιοφάνεια, και από το κόστος εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού όπως φαίνεται στον πίνακα 3.4. Για ένα κόστος εγκατάστασης ίσο με 3.250 €/kW, η μέση απόδοση που επιτυγχάνεται είναι από 5,7% έως 7,3%. Στις Νότιες και ηλιόλουστες περιοχές της Γερμανίας ωστόσο ο Ε.Β.Α. μπορεί να φτάσει ακόμη και σε διψήφια ποσοστά.

Ταυτόχρονα, υπάρχει και η επιλογή του τραπεζικού δανεισμού με επιτόκιο περίπου 4,5%. Σε περίπτωση λοιπόν που η επένδυση έχει απόδοση συνολικών επενδεδυμένων κεφαλαίων 7%, και ο επενδυτής χρηματοδοτήσει το 50% του κόστους με τραπεζικό δανεισμό ο Ε.Β.Α. αγγίζει το υψηλό 9,5%.

Όπως μπορεί κανείς να παρατηρήσει, παρά τη μείωση της εγγυημένης τιμής κατά 0,08 €/kWh από το 2007 στο 2010, η απόδοση της επένδυσης στα φωτοβολταϊκά όχι μόνο παρέμεινε σταθερή αλλά αυξήθηκε κιόλας ελαφρά. Αυτό φυσικά οφείλεται στην ταχεία αποκλιμάκωση του κόστους εγκατάστασης στο διάστημα των τριών χρόνων.

**Πίνακας 3.4:** Εσωτερικό Βαθμός Απόδοσης(%) επένδυσης σε φωτοβολταϊκά στη Γερμανία το 2010 με 100% χρηματοδότηση από ίδια κεφάλαια, συναρτήσε του κόστους εγκατάστασης και της ηλιοφάνειας.[26]

Ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά kW							
Κόστος εγκατάστασης ανά kW (€)	700 kwh	750 kWh	800 kWh	850 kWh	900 kWh	950 kWh	1000 kWh
2500	7,5	8,5	9,5	10,4	11,4	12,3	13,2
2750	6,1	7,1	8	8,9	9,8	10,7	11,6
3000	4,9	5,9	6,8	7,6	8,5	9,3	10,1
3250	3,9	4,8	5,7	6,5	7,3	8,1	8,9
3500	2,9	3,8	5,7	5,5	6,3	7,0	7,8
3750	2,1	2,9	3,8	4,5	5,3	6,0	6,8
4000	1,3	2,1	2,9	3,7	4,4	5,2	5,9



*Διάγραμμα 3.2: E.B.A. φωτοβολταϊκού στη Γερμανία συναρτήσεως του κόστους εγκατάστασης και της ηλιοφάνειας*

### 3.4.3. Απόδοση επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά στην Ελλάδα

Στο κεφάλαιο αυτό παρατίθεται ένα ολοκληρωμένο παράδειγμα για την απόδοση που μπορεί να έχει μια εγκατάσταση φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα, σύμφωνα με το νόμο του Ιανουαρίου 2009. Για να αξιολογηθούν οι επενδύσεις με βάση το νόμο Ιανουαρίου 2009 έγιναν οι παρακάτω υποθέσεις:

- **Αρχική επενδυτική δαπάνη:** Περιλαμβάνει τα ίδια κεφάλαια που δεσμεύονται στην επένδυση και αποτελούν το 25% του συνολικού επενδυτικού κόστους. Το συνολικό επενδυτικό κόστος περιλαμβάνει εκτός από τα ίδια κεφάλαια, τα δανειακά κεφάλαια και την επιδότηση της επένδυσης. Υποθέσεις: α) παρέχεται η μέγιστη δυνατή επιδότηση του επενδυτικού κόστους ανά περιοχή μέσω του αναπτυξιακού νόμου σύμφωνα με τις διατάξεις που ίσχυαν μέχρι τον Ιανουάριο του 2010, καθώς δεν έχουν γίνει ακόμη γνωστές οι νέες διατάξεις. β) δανεισμός διάρκειας 10 ετών με επιτόκιο 7%, γ) σταδιακή μείωση του επενδυτικού κόστους από το μέσο επίπεδο των περίπου 5.700 €/kW.
- **Έσοδα από πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας:** Υπολογίζονται ως το γινόμενο της ποσότητας παραγωγής επί την εγγυημένη τιμή πώλησης. Η ποσότητα παραγωγής εκτιμήθηκε για κάθε περιφέρεια ως ο σταθμισμένος μέσος όρος ετήσιας παραγωγής φωτοβολταϊκών σταθερής βάσης (με συντελεστή 2/3) και φωτοβολταϊκών περιστρεφόμενης βάσης με 2 άξονες (με συντελεστή 1/3). Τα στοιχεία παραγωγής αφορούν σε φωτοβολταϊκά κρυσταλλικού πυριτίου με 14% συντελεστή απωλειών και βέλτιστη κλίση και βέλτιστο προσανατολισμό. Έχει προβλεφθεί α) αύξηση της

εγγυημένης τιμής κατά το 25% του πληθωρισμού του προηγούμενου έτους, και β) μείωση της μέσης ποσότητας παραγωγής κατά 0,8% ετησίως λόγω απωλειών απόδοσης.

- **Αποπληρωμή δανειακού κεφαλαίου:** Περιλαμβάνει τις πληρωμές που καταβάλλονται σε εξαμηνιαία βάση για την αποπληρωμή των τόκων και των δανειακών κεφαλαίων.
- **Πληρωμή τόκων:** Περιλαμβάνει τις πληρωμές που καταβάλλονται σε εξαμηνιαία βάση για την αποπληρωμή των τόκων των δανειακών κεφαλαίων.
- **Κόστος Συντήρησης:** Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης υπολογίζεται ετησίως σε ποσοστό 1% του συνολικού επενδυτικού κόστους.
- **Αποσβέσεις:** Υποτίθεται συντελεστής απόσβεσης 5% του επενδυτικού κόστους ανά έτος.
- **Φόρος εισοδήματος:** Επιβάλλεται στα συνολικά έσοδα αφού αφαιρεθούν οι τόκοι, οι αποσβέσεις και το κόστος συντήρησης και λειτουργίας. Ο Συντελεστής είναι 25%.

Η ταμειακή ροή ανά έτος υπολογίζεται ως:

Χρηματική Ροή= -Αρχική Επενδυτική Δαπάνη + Έσοδα από πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας -Αποπληρωμή δανειακού κεφαλαίου -Πληρωμή τόκων -Κόστος Συντήρησης - Φόρος Εισοδήματος.

Στη συνέχεια η ταμειακή ροή ανάγεται σε τιμές έτους βάσης αφού αποπληθωριστεί με επιτόκιο 2% ανά έτος.

Τα αποτελέσματα που προκύπτουν διαφέρουν ανάλογα με την περιοχή, όπως φαίνεται στον πίνακα 3.5.

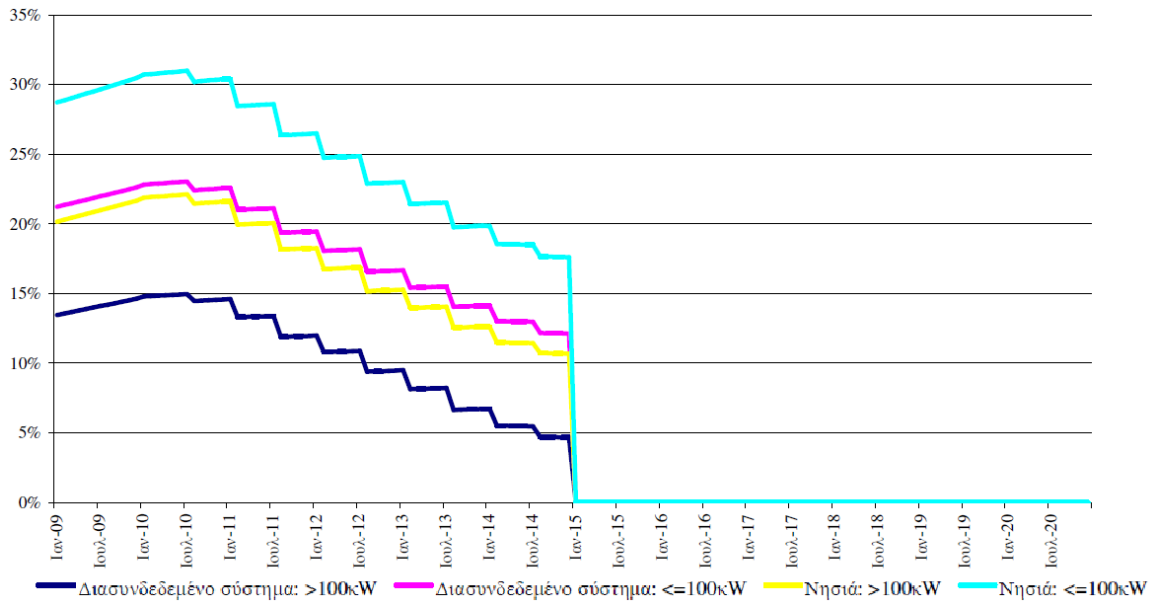
**Πίνακας 3.5:** Αποδόσεις των επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά ανά την Ελλάδα.[27]

Περιοχή/Ζώνη	Εσωτερικός Βαθμός απόδοσης (E.B.A)	
	>100 kW	<=100 kW
Βόρειο Αιγαίο	21.9%	30.5%
Νότιο Αιγαίο	19.1%	27.6%
Κρήτη	17.8%	26.1%
Πελοπόννησος	16.8%	25.1%
Δυτική Ελλάδα	15.0%	22.9%
Ήπειρος	14.7%	22.6%
Ανατολική Μακεδονία/Θράκη	14.1%	21.9%
Δυτική Μακεδονία	12.7%	20.4%
Κεντρική Ελλάδα	12.1%	19.6%
Κεντρική Μακεδονία	11.5%	19.0%
Θεσσαλία	10.9%	18.3%
Ιόνια Νησιά	10.9%	18.2%
Αττική	10.2%	17.4%
Διασυνδεδεμένο σύστημα	13.5%	21.2%
Μη Διασυνδεδεμένο σύστημα	20.2%	28.7%

Όπως φαίνεται από τον πίνακα 3.5 στα νησιά του Αιγαίου και στην Κρήτη (μη διασυνδεδεμένο σύστημα), μπορούν οι επενδυτές να επιτύχουν υψηλότερο E.B.A. από την υπόλοιπη Ελλάδα, ανεξάρτητα από το μέγεθος ισχύος της επένδυσης. Ακόμη, μικρότερης ισχύος φωτοβολταϊκά παρουσιάζουν μεγαλύτερο εσωτερικό βαθμό απόδοσης λόγω υψηλότερων εγγυημένων τιμών. Ιδιαίτερα σημαντικό ρόλο παίζει και το ποσοστό της επιδότησης, καθώς στην Αττική, όπου η ηλιακή ακτινοβολία και η δυνητική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι υψηλότερη συγκριτικά με άλλες περιοχές, λόγω χαμηλής επιδότησης προκύπτει συνολικά χαμηλότερος E.B.A. για την επένδυση.

Τα παραπάνω αποτελέσματα ισχύουν ωστόσο μόνο στην περίπτωση που η σύμβαση της εγγυημένης τιμής με το διαχειριστή του δικτύου υπογραφεί μέχρι τον Αύγουστο του 2010. Από εκεί και έπειτα ο E.B.A. αποκλιμακώνεται όπως φαίνεται στην εικόνα 3.6.





**Εικόνα 3.6 :** Εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης ανάλογα με την ημερομηνία πραγματοποίησής της.[27]

Κάθε εξάμηνο υπάρχει αποκλιμάκωση εγγυημένων τιμών αλλά και μείωση επενδυτικού κόστους (περίπου 2,5%) με βάση υποδείγματα τεχνολογικής εκμάθησης (ενώ οι υπόλοιποι παράγοντες θεωρούνται αμετάβλητοι). Ο Ε.Β.Α. είναι φθίνων μέχρι τον Ιανουάριο του 2015. Όταν η εγγυημένη τιμή συνδέεται με την οριακή τιμή του συστήματος με μια προσαύξηση της τάξης του 30% έως 50%, ο Ε.Β.Α. μηδενίζεται. Αυτό συμβαίνει επειδή με τον αναμενόμενο ρυθμό μείωσης του επενδυτικού κόστους, οι εγγυημένες τιμές μετά το 2015 – εφόσον η μέση οριακή τιμή συστήματος κινηθεί όπως εκτιμάται– δεν καλύπτουν το επενδυτικό κόστος. Πρέπει ωστόσο να σημειωθεί ότι και πριν το 2015, ο Ε.Β.Α. ενδέχεται να μην ξεπερνά το κόστος ευκαιρίας κεφαλαίου (περίπου 10-12%).

### 3.5. Περιβαλλοντικές διαστάσεις

Η παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα μπορεί να είναι σημαντικά πιο ακριβή σε σχέση με τα συμβατικά καύσιμα με τα σημερινά δεδομένα, προσφέρει ωστόσο σημαντικά περιβαλλοντικά οφέλη.

Η συνοπτική ανάλυση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων που ακολουθεί γίνεται με βάση τρία κυρίως κριτήρια:

### 3.5.1. Χρόνος επανάκτησης της ενέργειας

Ο δείκτης αυτός δείχνει πόσα χρόνια (ή μήνες) πρέπει να παράγει ενέργεια μια μονάδα παραγωγής προκειμένου να έχει παράγει τόση ακριβώς ενέργεια όση δαπανήθηκε συνολικά για την κατασκευή, τοποθέτηση και συναρμολόγησή της. Αφορά το συνολικό κύκλο ζωής των υλικών που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ενέργειας, δηλαδή περιλαμβάνει στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών, την ενέργεια για την εξόρυξη των πρώτων υλών, για την κατασκευή τους στη βιομηχανική μονάδα και για τις εργασίες εγκατάστασης που απαιτούνται πάνω στο χωράφι ή τη στέγη.

Ο χρόνος επανάκτησης ενέργειας εξαρτάται από την ηλιοφάνεια της περιοχής που βρίσκεται η φωτοβολταϊκή εγκατάσταση και από το είδος της χρησιμοποιούμενης φωτοβολταϊκής τεχνολογίας.

Σε γενικές γραμμές τα φωτοβολταϊκά πυριτίου έχουν ελαφρώς μεγαλύτερες περιόδους επανάκτησης ενέργειας, από τα φωτοβολταϊκά λεπτής επίστρωσης. Επίσης στη Βόρεια και Κεντρική Ευρώπη ο χρόνος επανάκτησης είναι μεγαλύτερος από ότι στη Νότια. Κατά μέσο όρο ο χρόνος επανάκτησης της ενέργειας για φωτοβολταϊκά πυριτίου είναι 1,5 με 2 χρόνια στη Νότια Ευρώπη και 2,7 με 3,5 στην Κεντρική Ευρώπη. Για φωτοβολταϊκά λεπτής επίστρωσης, υπάρχουν λιγότερα στοιχεία, καθώς αποτελούν ακόμη μικρό ποσοστό των συνολικών εγκατεστημένων φωτοβολταϊκών. Τα διαθέσιμα στοιχεία ωστόσο δείχνουν ότι ο χρόνος επανάκτησης της ενέργειας είναι περίπου 1 με 1,2 έτη στη Νότια Ευρώπη.

### 3.5.2. Εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα

Κόντρα στην κυρίαρχη αντίληψη, η παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκά παράγει επίσης ρύπους διοξειδίου του άνθρακα. Πρόκειται βέβαια για ρύπους που σχετίζονται με την ανάλυση του συνολικού κύκλου ζωής του φωτοβολταϊκού, που συμπεριλαμβάνει παράγοντες όπως μεταφορά, εργοστασιακή παραγωγή, εγκατάσταση κλπ, ενώ κατά τη λειτουργία τους τα φωτοβολταϊκά δεν εκλύουν διοξείδιο του άνθρακα. Συνολικά το αποδιδόμενο στην ατμόσφαιρα διοξείδιο του άνθρακα είναι σε πολύ χαμηλότερα επίπεδα από ότι στη συμβατική ηλεκτροπαραγωγή. Μάλιστα όσο αυξάνεται η απόδοση των φωτοβολταϊκών στο μέλλον τόσο θα μειώνονται και οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα.

Σήμερα για εγκαταστάσεις στη Νότια Ευρώπη, τα φωτοβολταϊκά λεπτής επίστρωσης εκπέμπουν 25 g CO<sub>2</sub>/kWh, και τα φωτοβολταϊκά πυριτίου 32 g CO<sub>2</sub>/kWh, ενώ στο μέλλον αναμένεται να εκπέμπουν αμφότερα 15 g CO<sub>2</sub>/kWh. Πρόκειται για αρκετά χαμηλές τιμές, σημαντικά χαμηλότερες από τα 400 g CO<sub>2</sub>/kWh που εκπέμπονται από την ηλεκτροπαραγωγή με φυσικό αέριο και συνδυασμένο κύκλο. Τα συστήματα

απορρόφησης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα (Carbon Capture and Storage-CCS) που εφαρμόζονται πιλοτικά σε συνδυασμό με ηλεκτροπαραγωγή από καύση άνθρακα εκλύουν 120-200 g CO<sub>2</sub>/kWh (χωρίς σύστημα CCS η καύση άνθρακα αποδίδει στην ατμόσφαιρα περίπου 1.000 g CO<sub>2</sub>/kWh). Τα φωτοβολταϊκά εκπέμπουν επίσης λιγότερο διοξείδιο του άνθρακα από τα συστήματα βιομάζας (45 g CO<sub>2</sub>/kWh), αλλά περισσότερο από τους πυρηνικούς σταθμούς (6-25 g CO<sub>2</sub>/kWh) και τα αιολικά πάρκα (11 g CO<sub>2</sub>/kWh).

### 3.5.3. Εκπομπή τοξικών ουσιών (καδμίου)

Τα φωτοβολταϊκά γενικά δεν εκπέμπουν επικίνδυνες τοξικές ουσίες στο περιβάλλον. Τα τελευταία χρόνια αρκετό σκεπτικισμό έχει προκαλέσει η χρήση καδμίου στα φωτοβολταϊκά λεπτής επίστρωσης καδμίου/τελλουρίου CdTe. Το κάδμιο είναι ένα μη βιοδιασπώμενο, τοξικό και καρκινογόνο στοιχείο που δεν αποικοδομείται από τους οργανισμούς και συγκεντρώνεται κατά μήκος των τροφικών αλυσίδων. Σχετικά με το κάδμιο που χρησιμοποιείται στα πανέλα καδμίου/τελλουρίου πρέπει να επισημανθεί ότι πρόκειται για αρκετά σταθερής μορφής κάδμιο που είναι μη διαλυτό στο νερό, έτσι οι πιθανότητες διαφυγής καδμίου στο περιβάλλον είναι μικρές. Η ποσότητα καδμίου που χρησιμοποιείται στα πανέλα είναι μικρή (5-10 g/m<sup>2</sup>) και το κάδμιο είναι εντελώς απομονωμένο μέσα στο πανέλο. Ακόμη και σε περίπτωση πυρκαγιάς, οι πιθανότητες διαφυγής καδμίου στο περιβάλλον είναι μικρές αν χρησιμοποιηθεί διπλό τζάμι προστασίας. Με τις κατάλληλες τεχνικές έλεγχο μπορεί να διασφαλισθεί ότι οι εκπομπές καδμίου από την παραγωγή των πανέλων είναι σχεδόν μηδενικές. Υποστηρίζεται επιπλέον από κάποιους ότι τα πανέλα καδμίου-τελλουρίου είναι ένας ασφαλής τρόπος φύλαξης του καδμίου που ούτως ή άλλως παράγεται κατά τη διαδικασία εξαγωγής του ψευδαργύρου. Πολύ σημαντική διαδικασία για να εξασφαλιστεί η μη διαφυγή καδμίου στο περιβάλλον είναι η ανακύκλωση των παλιών πανέλων.

Ανάλυση του κύκλου ζωής των φωτοβολταϊκών καδμίου-τελλουρίου δείχνει ότι το μεγαλύτερο μέρος του εκπεμπόμενου καδμίου παράγεται κατά την ηλεκτροπαραγωγή για να παραχθεί η ενέργεια που απαιτείται σε όλο τον κύκλο ζωής. Έτσι τελικά τα φωτοβολταϊκά πυριτίου εκπέμπουν ελαφρώς περισσότερο κάδμιο στο περιβάλλον (0,8-0,9 g/GWh) από τα φωτοβολταϊκά καδμίου (0,3 g/GWh) για εγκαταστάσεις στη Νότια Ευρώπη. Φυσικά πολύ περισσότερο κάδμιο εκπέμπει η συμβατική ηλεκτροπαραγωγή: άνθρακας 3,1 g/GWh, λιγνίτης 6,2 g/GWh, πετρέλαιο 43,3 g/GWh.

---

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4**

# **ΕΠΕΝΔΥΣΕΙΣ ΣΕ ΗΛΙΑΚΟΥΣ ΘΕΡΜΙΚΟΥΣ ΣΤΑΘΜΟΥΣ**

---

## **4. Επενδύσεις σε ηλιακούς θερμικούς σταθμούς**

Επενδύσεις σε ηλιακούς θερμικούς σταθμούς με στόχο την παραγωγή ενέργειας για εμπορικούς λόγους μέχρι σήμερα έχουν ολοκληρωθεί μόνο στις ΗΠΑ και την Ισπανία. Αναμένεται ωστόσο να γίνουν ανάλογες επενδύσεις στα επόμενα 3-4 χρόνια και σε αρκετές άλλες χώρες. Στο κεφάλαιο αυτό εξετάζονται οι παράγοντες που μπορούν να επηρεάσουν τέτοιες επενδύσεις (θετικά ή αρνητικά) και παρουσιάζεται και μελέτη περίπτωσης για επενδύσεις ηλιακών θερμικών σταθμών στην Κύπρο και στη Βόρεια Αφρική (Desertec).

### **4.1. Παράγοντες απόδοσης και κερδοφορίας ηλιακών θερμικών σταθμών**

Γενικά η βιωσιμότητα και η κερδοφορία ενός ηλιακού θερμικού σταθμού είναι συνάρτηση πολλών παραγόντων. Οι σπουδαιότεροι από αυτούς παρουσιάζονται ακολούθως:

#### **4.1.1. Επίπεδο και διάρκεια του εγγυημένου τιμολογίου**

Οι εγγυημένες τιμές πώλησης ενέργειας (feed-in tariffs) για την ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από ηλιακούς θερμικούς σταθμούς παίζουν πολύ σημαντικό ρόλο για την κερδοφορία και τη βιωσιμότητα των επενδύσεων σε ηλιακούς θερμικούς σταθμούς.

Από την πλευρά των επενδυτών, όσο υψηλότερες είναι οι εγγυημένες τιμές πώλησης τόσο υψηλότερη και η απόδοση των κεφαλαίων τους. Από την άλλη όμως, η δασμολογική θα πρέπει να μειωθεί με την πάροδο του χρόνου ώστε να παρέχει κίνητρο για περαιτέρω τεχνολογική εξέλιξη και να μην επιβαρύνει υπέρμετρα τους καταναλωτές.

Η διάρκεια της εγγυημένης τιμής είναι επίσης πολύ σημαντική, καθώς οι επενδύσεις στην ενέργεια γενικά, αλλά και στους ηλιακούς θερμικούς σταθμούς είναι μακροπρόθεσμες και απαιτούνται πολλά χρόνια για να γίνει επανάκτηση του αρχικού επενδεδυμένου κεφαλαίου.

#### **4.1.2. Ηλιακή πηγή**

Οι ηλιακοί θερμικοί σταθμοί σε αντίθεση με τα φωτοβολταϊκά χρειάζονται άμεση ηλιακή ακτινοβολία και δε μπορούν να λειτουργήσουν με τη διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία που επικρατεί στη διάρκεια μιας συνηθισμένης ημέρας. Για αυτό εγκαθίστανται μόνο σε

μέρη με πολύ υψηλή ηλιοφάνεια. Ακόμη και στις ενδεδειγμένες τοποθεσίες όμως, συγκριτικά αυξημένη ηλιοφάνεια συνεισφέρει πολύ σημαντικά σε αύξηση της παραγωγής ενέργειας και στην κερδοφορία της επένδυσης.

Έτσι για παράδειγμα η Νότια Ισπανία έχει εξαιρετική ηλιοφάνεια, αλλά ένας πανομοιότυπος σταθμός που είναι εγκατεστημένος είτε στη Βόρεια Αφρική είτε στις Νοτιοδυτικές ΗΠΑ θα αποδίδει 20-30% περισσότερη ενέργεια από τον αντίστοιχο στη Νότια Ισπανία.

#### **4.1.3. Το κεφαλαιουχικό κόστος της επένδυσης**

Οι ηλιακοί θερμικοί σταθμοί δεν απαιτούν καύσιμο για τη λειτουργία τους, ωστόσο, το απαιτούμενο κεφαλαιουχικό κόστος για την κατασκευή τους είναι μεγάλο και φτάνει τα 3.500-4.500 €/kW ενώ με τη δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας αγγίζει τα 6.000-7.000 €/kW. Γίνεται εύκολα αντιληπτό ότι το κεφαλαιουχικό κόστος της επένδυσης διαδραματίζει σημαίνοντα ρόλο ως προς την κερδοφορία της επένδυσης. Αξίζει να σημειωθεί ότι τα κόστη αυτά μειώνονται καθώς μαζικοποιείται η παραγωγή και καθώς η τεχνολογία ωριμάζει.

#### **4.1.4. Άλλοι παράγοντες**

Υπάρχουν και αρκετοί άλλοι παράγοντες που μπορούν να επηρεάσουν τη βιωσιμότητα και την κερδοφορία της επένδυσης. Τέτοιοι είναι η διαθεσιμότητα και το κόστος των δανειακών κεφαλαίων, το κόστος ενοικίασης της γης, τα λειτουργικά έξοδα, οι φορολογικοί συντελεστές και άλλοι παράγοντες που παρατίθενται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 5.

### **4.2. Παράγοντες ρίσκου και εμπόδια στους ηλιακούς θερμικούς σταθμούς**

Από την άλλη πλευρά, υπάρχουν παράγοντες που μπορεί να θέσουν σε κίνδυνο τις επενδύσεις σε ηλιακούς θερμικούς σταθμούς ή να έχουν αρνητική επίδραση στην απόδοση των επενδύσεων. Αυτοί οι παράγοντες κινδύνου είναι οι εξής:

#### **4.2.1. Υψηλές απαιτήσεις σε ελεύθερες εκτάσεις**

Ένας από τους πιο σημαντικούς παράγοντες που πρέπει να επιλυθούν για να πραγματοποιηθεί η εν λόγω επένδυση είναι οι απαιτήσεις σε γη. Γενικά τα διαθέσιμα στατιστικά στοιχεία είναι λίγα πάνω σε αυτό το θέμα, ωστόσο όπως φαίνεται στον

πίνακα 4.1 οι απαιτήσεις σε γη είναι σημαντικές, ειδικά στις μονάδες με δυνατότητα αποθήκευσης θερμότητας.

**Πίνακας 4.1:** Ηλιακοί θερμικοί σταθμοί και χώρος που καταλαμβάνουν.

Ηλιακός θερμικός σταθμός	Μέγεθος (MW)	Αποθήκευση θερμότητας (h)	Χρήση γης (m <sup>2</sup> )	Χρήση γης m <sup>2</sup> /kW
<b>Παραβολικά κάτοπτρα</b>				
SEGS (ΗΠΑ)	354	-	6.400.000	18
Nevada Solar One (Ισπανία)	64	-	1.600.000	25
Andasol (Ισπανία)	50	7,5	2.000.000	40
Solnova (Ισπανία)	50	-	1.200.000	24
<b>Ηλιακός πύργος</b>				
PS10 (Ισπανία)	11	1	600.000	55
PS20 (Ισπανία)	20	-	900.000	45
Solar Tres (Ισπανία)	19	15	1.420.000	75

Ωστόσο, θα πρέπει να σημειωθεί πως οι τοποθεσίες που ενδείκνυνται για την κατασκευή θερμικών ηλιακών σταθμών είναι κυρίως περιοχές με πολύ υψηλές θερμοκρασίες και ηλιοφάνεια. Εκεί, το κλίμα είναι τόσο ξηρό και ζεστό που δεν ενδείκνυται για άλλες χρήσεις όπως καλλιέργειες, κατοικίες κλπ, επομένως η γη είναι διαθέσιμη και μπορεί να ενοικιαστεί σε σχετικά χαμηλό κόστος. Τέλος δε θα πρέπει να αγνοηθεί πως και η συμβατική ηλεκτροπαραγωγή απαιτεί εξίσου αν όχι πιο μεγάλες εκτάσεις αν συνυπολογίσει κανείς τις εκτάσεις των ορυχείων για την εξαγωγή λιγνίτη ή άνθρακα, των σταθμών παραγωγής κ.α.

#### 4.2.2. Γεωγραφικοί περιορισμοί

Δεύτερη αδυναμία των ηλιακών θερμικών σταθμών είναι ότι δε μπορούν να κατασκευαστούν οπουδήποτε. Απαιτείται άμεση ηλιοφάνεια και απουσία σύννεφων για όσο το δυνατόν μεγαλύτερο χρονικό διάστημα στο έτος. Τέτοιες τοποθεσίες δεν υπάρχουν σε όλες τις χώρες. Για παράδειγμα, μια τέτοια επένδυση δε μπορεί να γίνει στη Γερμανία (σε αντίθεση με τα φωτοβολταϊκά όπου η Γερμανία είναι ηγέτιδα δύναμη), ούτε στην Αγγλία, ούτε στη Ρωσία, τον Καναδά, ούτε ακόμη και στη Γαλλία. Όπως ωστόσο φαίνεται στην εικόνα 4.1 οι μεγαλύτερες ανεπτυγμένες και αναπτυσσόμενες οικονομίες του πλανήτη έχουν την δυνατότητα να έχουν πρόσβαση σε αυτή την τεχνολογία.

Συγκεκριμένα, στις ΗΠΑ οι θερμικοί σταθμοί μπορούν να αναπτύσσονται στις ερήμους του Οχάιο, της Καλιφόρνιας και του Τέξας.

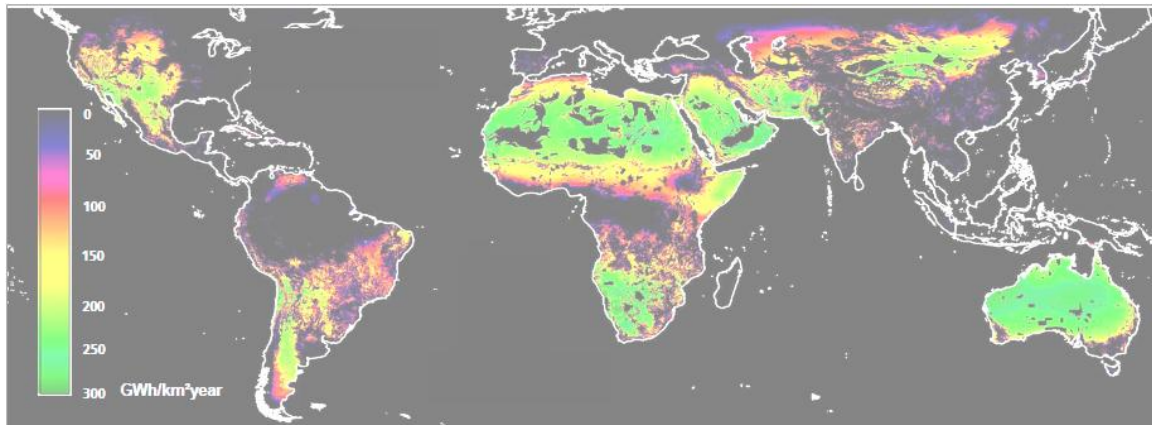
Η Βόρεια και Κεντρική Ευρώπη δεν έχει τη δυνατότητα να αναπτύξει ανάλογα projects, ωστόσο μέχρι σήμερα έχουν γίνει πολλές τέτοιες επενδύσεις στη Νότια Ισπανία που έχει ημερημικό κλίμα, ενώ μπορούν να γίνουν και στη Νότια Ιταλία και στην Ελλάδα.

Η Μέση Ανατολή, ανήκει στις αναδύμενες οικονομίες και όπως φαίνεται μπορεί να αξιοποιήσει πολύ αποτελεσματικά την τεχνολογία για να παράγει ηλεκτρισμό και να μη σπαταλά για αυτό τα πολύτιμα πετρέλαιά της.

Η Κίνα και η Ινδία είναι πολύ σημαντικές αναδύμενες οικονομίες, και μάλιστα με ολοένα αυξανόμενη κατανάλωση ηλεκτρισμού (ειδικά η Κίνα). Και οι δύο χώρες διαθέτουν στα ανατολικά τους μεγάλες ερημικές εκτάσεις με πολύ υψηλή ηλιοφάνεια πάνω στις οποίες μπορούν να εγκαταστήσουν θερμικούς ηλιακούς σταθμούς.

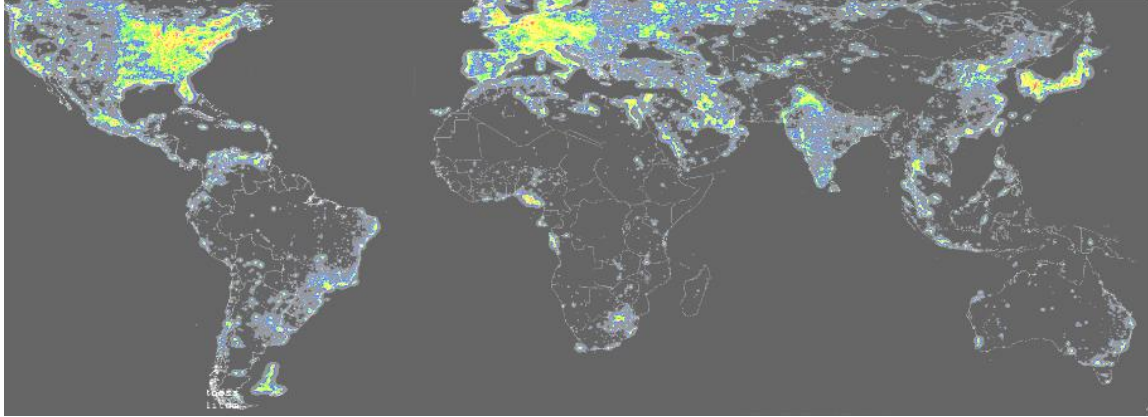
Η Βραζιλία και η Αυστραλία διαθέτουν αμφοτέρως μεγάλες επιφάνειες όπου μπορούν να εγκαταστήσουν θερμικούς ηλιακούς σταθμούς.

Η Ρωσία, ο Καναδάς και η Ιαπωνία δεν ενδείκνυνται για την ανάπτυξη θερμικών ηλιακών σταθμών, λόγω μη επαρκούς ηλιοφάνειας.



**Εικόνα 4.1:** Ηλιακή ακτινοβολία σε περιοχές που ενδείκνυνται για εγκατάσταση ηλιακών θερμικών σταθμών.





*Εικόνα 4.2: Απεικόνιση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.*

### **4.2.3. Απαιτήσεις σε ύδωρ**

Επιπλέον πολύ σημαντικός παράγοντας για τη λειτουργία ενός ηλιακού θερμικού σταθμού είναι οι μεγάλες απαιτήσεις σε νερό κυρίως για την ψύξη των κατόπτρων. Αυτό είναι ένα σημαντικό πρόβλημα καθώς οι περισσότεροι σταθμοί βρίσκονται σε ερημικές περιοχές με λίγο νερό. Εναλλακτική δυνατότητα είναι η στεγνή ψύξη, που όμως είναι αρκετά ενεργοβόρα και αυξάνει περίπου το κόστος της παραγόμενης ενέργειας κατά 5-10%.

### **4.2.4. Νέα τεχνολογία**

Σημαντικός παράγοντας ρίσκου είναι πως πρόκειται για μια όχι ιδιαίτερα διαδεδομένη τεχνολογία. Έτσι δεν μπορούν να αποκλειστούν καθυστερήσεις στην περίοδο κατασκευής, κάτι που σημαίνει διαφυγόντα έσοδα αφού δε θα παράγεται ηλεκτρική ενέργεια.

Λόγω της σχετικά νεωτερικής φύσης της επένδυσης, είναι επίσης πιθανόν τραπεζικά ιδρύματα σε χώρες που δεν έχουν επαρκή σχετική εμπειρία να αρνηθούν τη χρηματοδότηση. Σε αυτή την περίπτωση όμως υπάρχουν εξειδικευμένοι χρηματοπιστωτικοί οίκοι που ασχολούνται με χρηματοδότηση έργων (project finance) και είναι διατεθειμένοι να αναλάβουν τη χρηματοδότηση.

### **4.2.5. Διοικητικές διαδικασίες**

Οι διοικητικές διαδικασίες έγκρισης της επένδυσης τέλος μπορούν να διαρκέσουν αρκετά χρόνια, καθώς πρόκειται για μεγάλες επενδύσεις που απαιτούν σημαντικές μελέτες και άδειες για να ξεκινήσει η κατασκευή τους.

### 4.3 Μελέτη περίπτωσης: Ηλιακός θερμικός σταθμός στην Κύπρο

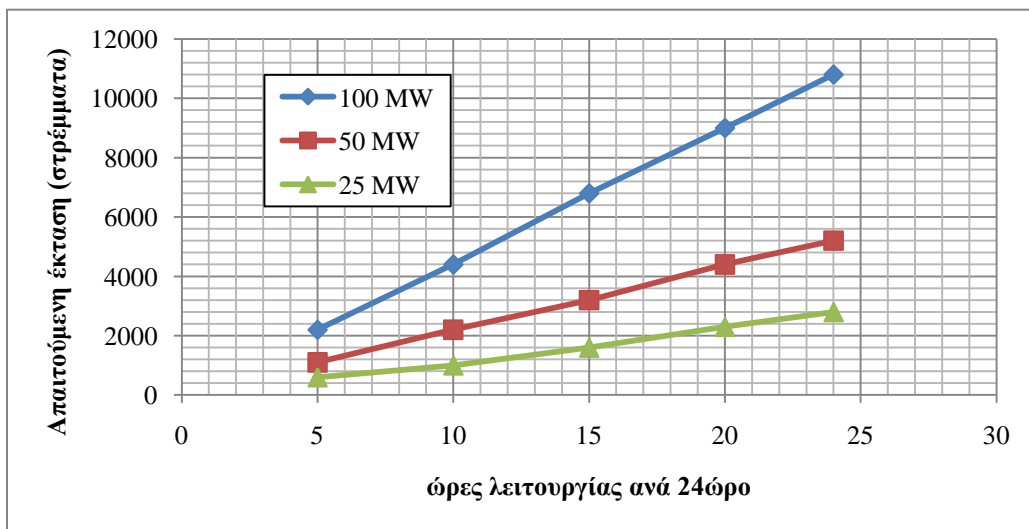
Ενδιαφέρον παρουσιάζει η μελέτη και ανάλυση ευαισθησίας μιας εγκατάστασης θερμικού ηλιακού σταθμού πάνω στην Κύπρο, που έχει πολύ έντονη ηλιοφάνεια καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου. Οι παράμετροι που ελήφθησαν υπ' όψιν συνοψίζονται στον πίνακα 4.2:

**Πίνακας 4.2:** Παράγοντες και παράμετροι για την αξιολόγηση του θερμικού ηλιακού σταθμού στην Κύπρο. [28]

Παράμετρος	Τιμή
<b>Τεχνικά Δεδομένα</b>	
Μέγεθος Μονάδας	25/50/100 MW
Ετήσια ηλιακή ακτινοβολία	2000 kWh/m <sup>2</sup>
Είδος σταθμού	Παραβολικά Κάτοπτρα
Ώρες λειτουργίας	5-24 ώρες/μέρα
Απόδοση μετατροπής ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρισμό	15%
Απώλειες	14%
<b>Δεδομένα Κεφαλαιουχικού Κόστους</b>	
Κόστος ανά εγκατεστημένο kW	2000-8000 €/kW
<b>Δεδομένα Ρύπων</b>	
εκπομπές ρύπων	800 g CO <sub>2</sub> /kWh
κόστος ρύπων	0-30 €/τόνο CO <sub>2</sub>
<b>Άλλα Κόστη</b>	
Ετήσια λειτουργικά κόστη και προσωπικό	4.000.000 €/έτος
Ετήσιο ενοίκιο γης	0-3 €/m <sup>2</sup>
<b>Άλλα Δεδομένα</b>	
Επιτόκιο αναγωγής	6%
Εγγυημένη τιμή αγοράς ηλεκτρισμού	0,26 €/kWh
Διάρκεια ζωής επένδυσης	20 χρόνια
Εταιρικός φόρος	10%

Με βάση αυτές τις παραμέτρους ακολουθεί ο υπολογισμός του κόστους παραγωγής της κιλοβατώρας. Όσο μικρότερο είναι αυτό το κόστος από τα 0,26 €/kWh (που είναι η εγγυημένη τιμή πώλησης) τόσο μεγαλύτερο το κέρδος της επένδυσης.

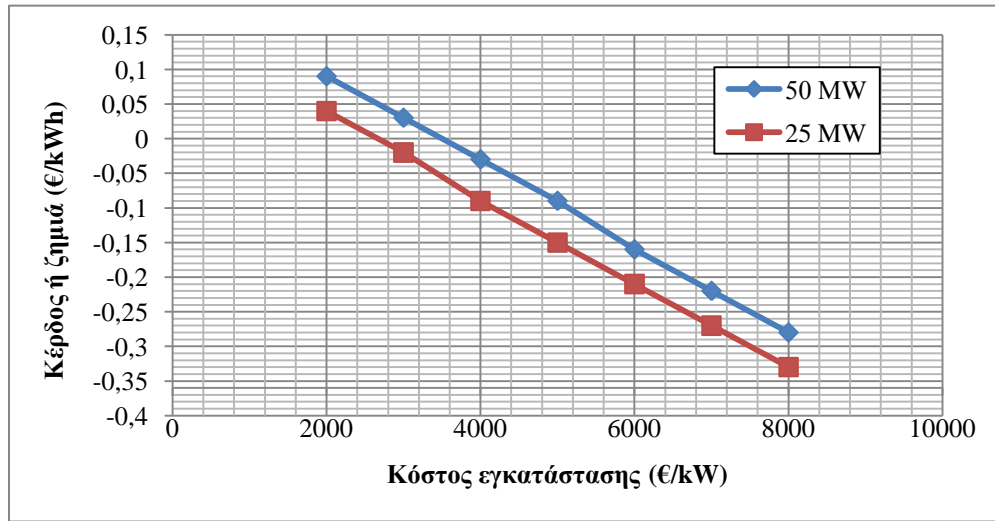
Όπως είναι φυσικό, όσο μεγαλύτερο χρονικό διάστημα λειτουργεί ο σταθμός τόσο περισσότερη ενέργεια παράγεται. Αν δεν χρησιμοποιηθεί η τεχνολογία αποθήκευσης θερμότητας, ο σταθμός μπορεί να λειτουργεί μόνο για 5 ώρες την ημέρα, ενώ με χρήση της τεχνολογίας αποθήκευσης θερμότητας, η διάρκεια αυτή μπορεί να παραταθεί στις 8, 15 ή ακόμη και στις 24 ώρες την ημέρα. Βέβαια η χρήση αυτής της τεχνολογίας συνεπάγεται σημαντικό αρχικό κόστος (το κόστος εγκατάστασης από περίπου 4-5 €/kW μπορεί να φτάσει τις 7-8 ή και 10 χιλιάδες €/kW). Επίσης απαιτείται σημαντικά μεγαλύτερος χώρος για την εγκατάσταση ηλιακού θερμικού σταθμού μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος και δυνατότητας αποθήκευσης ενέργειας ώστε να λειτουργεί και τις νυχτερινές ώρες. Στο διάγραμμα 4.1 παρουσιάζεται μια εκτίμηση για το πόση έκταση απαιτείται σε στρέμματα, ανάλογα με την ονομαστική ισχύ του σταθμού και ανάλογα με τις ώρες λειτουργίας του. Το κόστος της ενέργειας εξαρτάται επίσης σε σημαντικό βαθμό από το κόστος ενοικίασης της γης. Για κάθε 1 €/m<sup>2</sup> που αυξάνεται το ετήσιο ενοίκιο για τη γη, σύμφωνα με τα αποτελέσματα της προσομοίωσης το κόστος της ενέργειας αυξάνεται κατά 0,0143 €/kWh. [28]



*Διάγραμμα 4.1: Απαιτούμενη έκταση ανάλογα με την ισχύ του σταθμού και τις ώρες λειτουργίας του.[28]*

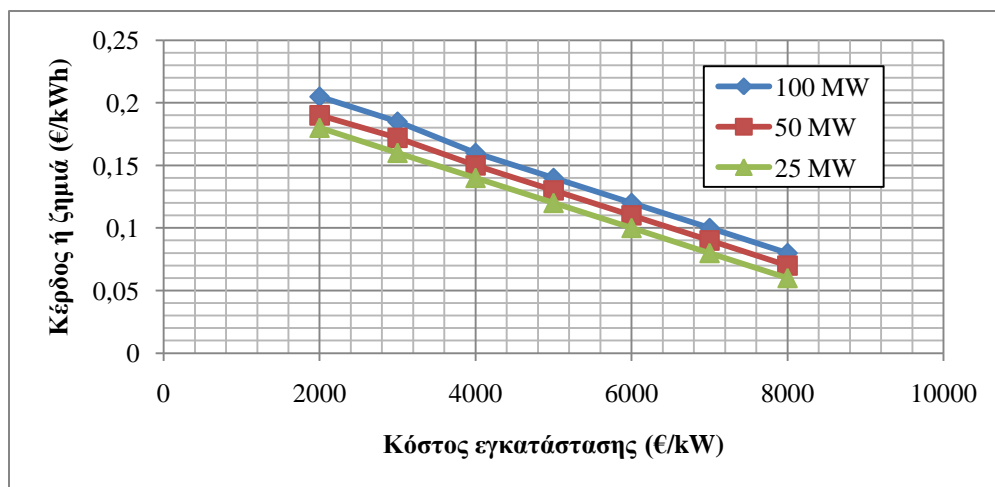
Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης δείχνουν ότι ένας σταθμός που λειτουργεί μόνο 5 ώρες/ημέρα, δηλαδή χωρίς δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας είναι μάλλον μη βιώσιμος οικονομικά (Διάγραμμα 4.2). Μόνο σε περίπτωση που το κεφαλαιουχικό κόστος είναι πολύ χαμηλό (2000-3500 €/kW) καθίσταται η επένδυση συμφέρουσα.

Ωστόσο μέχρι σήμερα αυτό το κόστος δεν είναι εύκολα επιτεύξιμο, καθώς συνήθως βρίσκεται στα 4.000 €/kW.



*Διάγραμμα 4.2: Κέρδος ή ζημιά (€/kWh) για σταθμό που λειτουργεί 5 ώρες τη μέρα και με μηδενικό κόστος ενοικίασης γης.[28]*

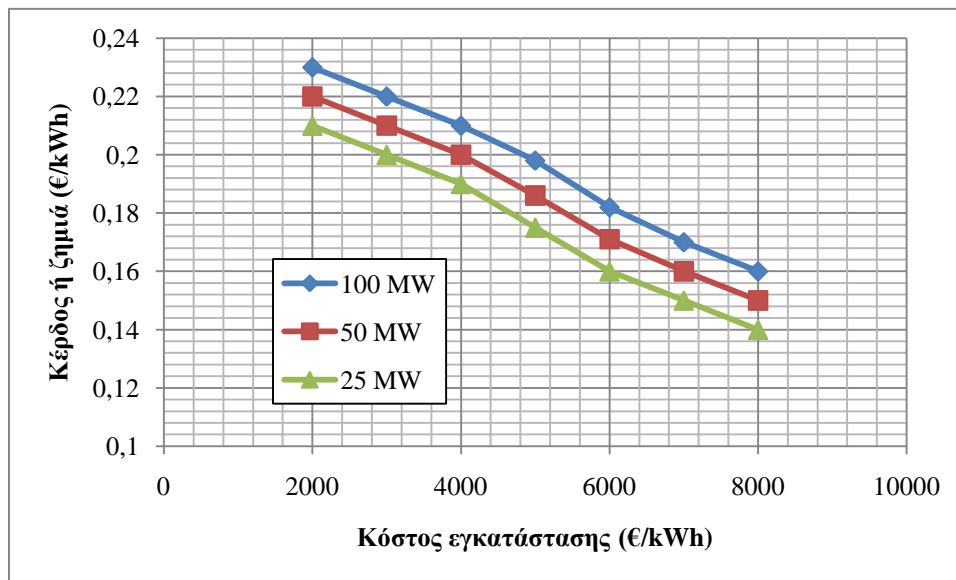
Αντίθετα, στην περίπτωση που χρησιμοποιείται η τεχνολογία της αποθήκευσης θερμότητας τα δεδομένα αλλάζουν. Αν ο σταθμός μπορεί να χρησιμοποιείται για 15 ώρες την ημέρα, με μηδενικό κόστος ενοικίασης γης, η επένδυση καθίσταται βιώσιμη (διάγραμμα 4.3). Βέβαια σε αυτή την περίπτωση το κεφαλαιουχικό κόστος ανεβαίνει περίπου στα 6.000-8000 €/kW. Ακόμη και έτσι πάντως, ένας σταθμός των 50 MW μπορεί να παράγει την ενέργεια με κόστος 0,15 €/kWh, και κατά συνέπεια να κερδίζει 0,09 €/kWh, λόγω της εγγυημένης τιμής πώλησης των 0,26 €/kWh (Διάγραμμα 4.3).



*Διάγραμμα 4.3: Κέρδος ή ζημιά (€/kWh) για σταθμό που λειτουργεί 15 ώρες την ημέρα και χωρίς κόστος γης.[28]*

Τέλος, η επένδυση καθίσταται ιδιαίτερα επικερδής σε περίπτωση που είναι δυνατόν ο σταθμός να λειτουργεί 24 ώρες το 24ώρο (διάγραμμα 4.4). Κάτι τέτοιο βέβαια έχει αρκετά υψηλό κεφαλαιουχικό κόστος που μπορεί να ξεπερνά και τα 10.000 €/kW εγκατεστημένης ισχύος σήμερα καθώς η τεχνολογία βρίσκεται σε πειραματικό στάδιο, ενώ απαιτείται και μεγάλη ελεύθερη έκταση. Τα περιθώρια μείωσης του κόστους όμως είναι σημαντικά.

Μια άλλη σημαντική παρατήρηση που προκύπτει συνολικά από όσα δεδομένα παρουσιάστηκαν ως τώρα είναι ότι όσο μεγαλύτερη είναι η μονάδα παραγωγής τόσο χαμηλότερο είναι το κόστος παραγωγής, λόγω οικονομιών κλίμακος.



*Διάγραμμα 4.4: Κέρδος (€/kWh) για σταθμό που λειτουργεί 24 ώρες την ημέρα και χωρίς κόστος ενοικίασης γης και σε συνάρτηση του κόστους εγκατάστασης. [28]*

#### 4.4. Χρηματοδότηση ηλιακών θερμικών σταθμών

Η συνήθης μορφή χρηματοδότησης είναι ένα τραπεζικό δάνειο που καλύπτει περίπου το 70-75% της συνολικής επένδυσης. Σε κάποιες περιπτώσεις μπορεί η δανειοδότηση να φτάνει ακόμη και το 80%, ενώ σε κάποιες άλλες μόλις το 65%. Σε γενικές γραμμές οι ηλιοθερμικοί σταθμοί δεν αντιμετωπίζουν δυσκολίες στην εύρεση χρηματοδοτών, αν και οι δανειστές δεν είναι τόσο πολλοί και τόσο πρόθυμοι όσο ήταν πριν το ξέσπασμα της πιστωτικής κρίσης. Τα δάνεια έχουν μεγάλη διάρκεια 10-20 χρόνια, και τα επιτόκια που χρεώνουν οι τράπεζες είναι περίπου Euribor 3ή 6 μηνών+300-370 μονάδες βάσης. Σε περίπτωση που οι επενδυτές επιθυμούν να δανειστούν σε σταθερό επιτόκιο, το επιτόκιο που προσφέρουν οι τράπεζες ανέρχεται σε 6-7%.

#### 4.4.1. Παράδειγμα χρηματοδότησης έργου Astrexol-2

Η εταιρία Dioxipe Solar έκλεισε τον Απρίλιο του 2010 συμφωνία ύψους 288 εκατομμυρίων € για να χρηματοδοτήσει ένα σταθμό παραγωγής ηλιακής θερμικής ενέργειας μεγέθους 50 MW, στην τοποθεσία Badajoz της Νότιας Ισπανίας.

Η χρηματοδότηση χωρίζεται σε τρία δάνεια. Το πρώτο και κύριο μακροπρόθεσμο δάνειο ύψους 225 εκατομμυρίων € έχει διάρκεια 20 ετών. Το δεύτερο δάνειο έχει ύψος 49,5 εκατομμυρίων € για την πληρωμή ΦΠΑ και διάρκεια τριών ετών. Το τρίτο δάνειο έχει ύψος 14 εκατομμυρίων € και διάρκεια 4 ετών. Η χρηματοδότηση παρέχεται από ένα club τραπεζών, όπως είθισται σε αυτές τις περιπτώσεις πολύ μεγάλων δανείων, προκειμένου να γίνει κατανομή και περιορισμός του ρίσκου. Οι τράπεζες που χρηματοδοτούν το έργο είναι οι BBVA, Santander, Caja Madrid, La Caixa, Banesto, Banco de Sabadell και Instituto de Credito Oficial. [29]

Τα ίδια κεφάλαια της εταιρίας για τη χρηματοδότηση του έργου είναι 97,75 εκατομμύρια €. Οι ακριβείς όροι του δανεισμού δεν έχουν ανακοινωθεί ακόμη, ωστόσο το κύριο μέρος του δανείου (225 εκατομμύρια €, 20 χρόνια διάρκεια) έχει δοθεί με κυμαινόμενο επιτόκιο ίσο με Euribor+ 300 μονάδες βάσης για τους πρώτους 30 μήνες που θα διαρκέσει η κατασκευή, και επιτόκιο Euribor+ 350 μονάδες βάσης για την υπόλοιπη διάρκεια. Ο λόγος χρέους προς ίδια κεφάλαια είναι 70:30.

Σημειώνεται ότι το έργο θα έχει 209.000 παραβολικούς καθρέπτες, καθώς και ένα σύστημα αποθήκευσης θερμότητας που επαρκεί για 7,5 ώρες ηλεκτροπαραγωγής μετά τη Δύση του ηλίου. Το κεφαλαιουχικό κόστος ανέρχεται συνολικά σε 385,75 εκατομμύρια €, δηλαδή περίπου 7.715 €/kW. Το κόστος είναι αυξημένο λόγω του συστήματος αποθήκευσης θερμότητα 7,5 ωρών, που θα επιτρέπει στο σταθμό να παράγει ενέργεια για πολύ μεγαλύτερη διάρκεια από ότι χωρίς αυτό.

#### 4.4.2. Παράδειγμα χρηματοδότησης σταθμών Valle 1 και Valle 2

Οι δύο σταθμοί έχουν μέγεθος 50 MW ο καθένας και θα στοιχίσουν και οι δύο μαζί 700 εκατομμύρια €. Τα 540 εκατομμύρια € προήλθαν από τραπεζικό δανεισμό, διάρκειας 20 ετών, με κυμαινόμενο επιτόκιο Euribor+ 325 μονάδες βάσης. [29]

Η χρηματοδότηση προήλθε από τις τράπεζες Banco Santander, La Caixa, BBVA, Instituto de Crédito Oficial (ICO), Caja Madrid, Banco Español de Crédito και Banco Popular Español.

Ο λόγος χρέους προς ίδια κεφάλαια είναι 77.1 : 22.8. Κάθε μια από τις μονάδες θα παράγει ετησίως 170 GWh. Επίσης οι μονάδες θα διαθέτουν δυνατότητα αποθήκευσης θερμότητας για 7,5 ώρες.

## 4.5. Desertec

Το Desertec είναι ένα καινοτόμο σχέδιο αξιοποίησης της ηλιακής και αιολικής ενέργειας στις ερήμους της Βορείου Αφρικής και της Μέσης Ανατολής. Σύμφωνα με την πρόταση, ηλιακοί θερμικοί σταθμοί, φωτοβολταϊκά, αλλά και αιολικά πάρκα θα τοποθετηθούν σε μια έκταση 17.000 km<sup>2</sup> στην έρημο Σαχάρα και στη Μέση Ανατολή και στη συνέχεια η ενέργεια θα μεταφέρεται στις Ευρωπαϊκές πόλεις αλλά και στη Μέση Ανατολή μέσω καλωδίων υπερυψηλής τάσης. Το project αυτό θα μπορούσε να παρέχει στην Ευρώπη μέχρι και το 15% της ηλεκτρικής ενέργειας που χρειάζεται, ενώ μέχρι το 2050 οι απαιτούμενες επενδύσεις για την υλοποίησή του ανέρχονται σε ύψος 400 δις €. Το ακριβές σχέδιο συμπεριλαμβανομένων των τεχνικών απαιτήσεων και των χρηματοδοτικών αναγκών θα σχεδιασθεί μέχρι το 2012.[30]

Η κοινοπραξία που σχεδιάζει το Desertec περιλαμβάνει πολυεθνικές εταιρείες όπως η Siemens, μεγάλες τράπεζες όπως η Deutsche Bank και τις γερμανικές εταιρείες ενέργειας E.ON και RWE. Οι εταιρείες που συμμετέχουν στο Desertec θέλουν να επενδύσουν αλλά μόνο εφόσον υπάρξουν δεσμεύσεις τιμών, κονδύλια κλίματος, εγγυήσεις και υποστήριξη από οργανισμούς όπως η Παγκόσμια Τράπεζα. Το Desertec δε μπορεί να υλοποιηθεί χωρίς χρήματα από τους φορολογούμενους και τους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας.

Το μεγαλύτερο μέρος της παραγόμενης ενέργειας θα προέρχεται από ηλιακούς θερμικούς σταθμούς, ενώ εν μέρει θα μπορούν να αξιοποιούνται και η αιολική ενέργεια όπως και τα φωτοβολταϊκά. Η αιολική ενέργεια και τα φωτοβολταϊκά δεν μπορούν να παρέχουν ενέργεια επί 24ώρου βάσεως όπως μπορούν οι θερμικοί ηλιακοί σταθμοί, που έχουν τη δυνατότητα να αποταμιεύουν θερμότητα για να την αξιοποιούν τις νυχτερινές ώρες. Τα φωτοβολταϊκά έχουν εκτός αυτού υψηλότερο κόστος ενώ είναι αμφίβολο αν θα μπορούσαν να αντέξουν τις αφιλόξενες συνθήκες της ερήμου (οι ηλιακοί θερμικοί σταθμοί χρησιμοποιούν κάτοπτρα που είναι περισσότερο ανθεκτικά). Η αιολική ενέργεια είναι μεν πιο οικονομική με τα σημερινά δεδομένα από την ηλιακή θερμική ενέργεια, ωστόσο οι τοποθεσίες που μπορούν να τοποθετηθούν ανεμογεννήτριες είναι περιορισμένες, και η αιολική ενέργεια παρέχεται όπως ήδη αναφέρθηκε με μεγάλες διακυμάνσεις.

Ένα πρόβλημα που αρχικά φάνταζε δυσεπίλυτο, είναι αυτό της μεταφοράς της ενέργειας. Με τις γραμμές μεταφοράς υψηλής τάσης χάνεται περίπου το 3% της ενέργειας για κάθε 1.000 χιλιόμετρα. Αν και υπολογίζεται ότι οι απώλειες για μεταφορά ενέργειας από τη Μέση Ανατολή και τη Βόρεια Αφρική ως την Ευρώπη μπορεί να είναι έως και 15% της μεταφερόμενης ενέργειας, οι απώλειες υπεραντισταθμίζονται από την πολύ υψηλότερη ηλιοφάνεια της Αφρικής. Τα επίπεδα ηλιοφάνειας είναι περίπου τα διπλάσια από αυτά της Νότιας Ευρώπης, ενώ παρουσιάζουν και μικρότερα χαρακτηριστικά εποχικότητας.



Ενδιαφέρον παρουσιάζει επίσης το project Desertec, για τις άνυδρες μεσογειακές περιοχές, καθώς υπάρχει η δυνατότητα να συνδυαστεί η παραγωγή ενέργειας από ηλιακούς θερμικούς σταθμούς με την αφαλάτωση νερού. Για την αφαλάτωση νερού χρειάζονται μεγάλες ποσότητες θερμότητας που παράγονται από τους ηλιακούς θερμικούς σταθμούς. Έτσι υπολογίζεται από τους υποστηρικτές του έργου ότι μια εγκατάσταση ηλιακών κατόπτρων 250 MW θα μπορούσε να τροφοδοτεί μια τουρμπίνα 200 MW, και ταυτόχρονα να παράγει και 100.000 κυβικά μέτρα πόσιμο νερό την ημέρα, μέσω αφαλάτωσης.

Ακόμη, οι υποστηρικτές του έργου υποστηρίζουν ότι το Desertec θα έχει πολλές θετικές επιπτώσεις και στην συνεργασία μεταξύ Ευρώπης, και Νοτίου Αφρικής/Μέσης Ανατολής. Οι οικονομικοί δεσμοί θα γίνουν πιο έντονοι και έτσι θα υποβοηθηθεί η σταθερότητα και η ανάπτυξη στις αναπτυσσόμενες περιοχές αυτές.

Αξίζει να επισημανθεί ότι το Desertec θα έχει θετικές επιπτώσεις και για τις χώρες εξαγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι χώρες αυτές θα μπορούν να παράγουν περισσότερη ενέργεια από ΑΠΕ και έτσι να μην καταναλώνουν το πετρέλαιο που διαθέτουν, αλλά να το πωλούν στις διεθνείς αγορές σε υψηλές τιμές. Μέσω της κατασκευής όλων των αναγκαίων υποδομών θα αυξηθεί η απασχόληση και γενικότερα θα υπάρξουν οικονομικά οφέλη άμεσα (π.χ. ενοικίαση απαιτούμενων εκτάσεων) αλλά και έμμεσα λόγω της συνεργασίας με την Ευρώπη, όπως νέες ευκαιρίες συνεργασίας.



*Εικόνα 4.3: Δίκτυο υψηλής τάσης και σταθμοί παραγωγής ενέργειας σύμφωνα με το project Desertec.[30]*



Το Desertec έχει ωστόσο μια πολύ σημαντική αδυναμία, και συγκεκριμένα ότι θα καταστήσει την Ευρώπη ενεργειακά εξαρτημένη από ασταθείς και όχι πάντα φιλικές προς αυτή χώρες. Η Ευρώπη ήδη υφίσταται ενεργειακή εξάρτηση από τα πετρέλαια της Μέσης Ανατολής, και θα ήταν ριψοκίνδυνο να προωθηθεί ακόμη μεγαλύτερη εξάρτηση από χώρες της Βορείου Αφρικής και της Μέσης Ανατολής δεδομένου ότι αυτές οι χώρες είναι πολιτισμικά συγγενείς και επομένως μπορούν να δημιουργήσουν καρτέλ και στον ηλεκτρισμό στα πρότυπα του OPEC. Οι υποστηρικτές του Desertec απορρίπτουν βέβαια αυτό το σενάριο με το επιχείρημα πως η απόκτηση όσο το δυνατόν περισσότερων εναλλακτικών πηγών ενέργειας, αυξάνει την ενεργειακή ασφάλεια. Επίσης υποστηρίζουν ότι ο ηλεκτρισμός δε μπορεί να αποθηκευτεί όπως το πετρέλαιο, επομένως ο παραγωγός δεν έχει κίνητρο να μειώσει την παροχή ή να κηρύξει εμπάργκο, καθώς κάτι τέτοιο σημαίνει ότι και ο ίδιος χάνει οριστικά τα έσοδα από μη πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας. Τέλος επισημαίνουν ότι ούτως ή άλλως η Ευρώπη θα διαθέτει σταθμούς καύσης ορυκτών καυσίμων για έκτακτες καταστάσεις.

Μια ακόμη σημαντική αδυναμία είναι ότι το project αυτό θα χρειαστεί πολλά χρόνια για να ολοκληρωθεί, καθώς αναμένεται οι γραφειοκρατικές διαδικασίες, οι διακρατικές συνεννοήσεις και άλλες απαραίτητες ενέργειες να είναι πρωτοφανείς, καθώς εμπλέκεται πολύ μεγάλος αριθμός χωρών. Πολλές από αυτές δεν έχουν καθόλου καλές σχέσεις (π.χ. τα σύνορα Αλγερίας Μαρόκου είναι κλειστά λόγω εδαφικών διαφωνιών επί της Δυτικής Σαχάρας). Άλλωστε, οι χώρες της Βόρειας Αφρικής και της Μέσης Ανατολής και λόγω ιστορίας βλέπουν καχύποπτα τη Δυτική Ευρώπη, και επομένως μπορεί να καθυστερούν ή κωλυσιεργούν τις απαραίτητες ενέργειες για διπλωματικούς ή πολιτικούς λόγους. Είναι πολύ πιθανόν λοιπόν έως ότου ολοκληρωθούν αυτές οι χρονοβόρες διαδικασίες να έχουν καταστεί ούτως ή άλλως πιο οικονομικές οι εγχώριες ΑΠΕ (φωτοβολταϊκά και άλλα) επομένως να είναι περιττή η προμήθεια ενέργειας από τη Βόρειο Αφρική.

Συνοψίζοντας, είναι εμφανές ότι το project Desertec είναι αρκετά αμφιλεγόμενο και εμπεριέχει στοιχεία κινδύνου. Λόγω του πολύ υψηλού κόστους του, θα χρειασθούν πολλές προσπάθειες μέχρι να αποφασιστεί η πραγματοποίησή του.

Η κοινοπραξία που υποστηρίζει το Desertec αποφάσισε το Φεβρουάριο του 2010 να ξεκινήσει την δημιουργία πειραματικών έργων μικρού μεγέθους ως προετοιμασία για το συνολικό έργο και από τεχνικής άποψης, αλλά και για τα νομικά/διαδικαστικά θέματα. Οι συνομιλίες με τη Μαροκινή Κυβέρνηση ήταν επιτυχείς και έτσι τα πρώτα έργα θα γίνουν επί Μαροκινού εδάφους (όχι όμως στη διαφιλονικούμενη περιοχή της Δυτικής Σαχάρας).

---

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5**

# **ΜΕΛΕΤΗ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗΣ ΓΙΑ ΗΛΙΑΚΟ ΘΕΡΜΙΚΟ ΣΤΑΘΜΟ**

---

## 5. Μελέτη περίπτωσης για ηλιακό θερμικό σταθμό

Οι θερμικοί ηλιακοί σταθμοί είναι μια σχετικά νέα τεχνολογία με λίγους σταθμούς να είναι ήδη σε εμπορική λειτουργία. Για αυτό το λόγο τα διαθέσιμα δεδομένα σχετικά με το κόστος και την απόδοσή τους είναι περιορισμένα. Τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν στην μελέτη περίπτωσης προήλθαν από επιστημονικές μελέτες και εκτιμήσεις κόστους, καθώς και από τα χαρακτηριστικά ενός πανομοιότυπου σταθμού (Andasol 1), που βρίσκεται στη Γρανάδα της Νότιας Ισπανίας. Ο σταθμός αυτός μεγέθους 50MW, είναι ήδη συνδεδεμένος με το δίκτυο, και παράγει ετησίως 180 GWh ηλεκτρικής ενέργειας.

Παρακάτω ακολουθεί ο υπολογισμός των οικονομικών δεικτών μιας επένδυσης σε ένα ηλιακό θερμικό σταθμό στην Ισπανία και η ανάλυση ευαισθησίας ως προς τις πιο κρίσιμες παραμέτρους του έργου.

### 5.1. Τεχνική περιγραφή του έργου

Ο ηλιακός θερμικός σταθμός που εξετάζεται θα κατασκευαστεί στη Νότια Ισπανία στην επαρχία της Γρανάδας, σε υψόμετρο 1.100 μέτρων. Λόγω του υψομέτρου αλλά και του ερημικού κλίματος της περιοχής, η επιφάνεια της γης δέχεται πολύ υψηλή ετήσια άμεση ηλιοφάνεια της τάξης των 2.136 kWh/m<sup>2</sup> ανά έτος.

Ο ηλιακός θερμικός σταθμός αποτελείται από 209.500 κάτοπτρα, συνολικού εμβαδού 510.120 m<sup>2</sup>. Τα παραβολικά κάτοπτρα διατάσσονται σε 312 σειρές κατά μήκος της γραμμής που ενώνει βορρά και νότο. Έτσι τα κάτοπτρα μπορούν να περιστρέφονται από την Ανατολή προς τη Δύση καθώς ο ήλιος μετακινείται. Τα κάτοπτρα αντανακλούν την ηλιακή ακτινοβολία πάνω σε απορροφητικούς σωλήνες που βρίσκονται κατά μήκος τους. Μέσα στους σωλήνες ρέει υγρό (οξείδιο διφαιλυνίου/διφαιλυναιθέρα, Diphenyl/Biphenyl oxide) το οποίο θερμαίνεται από τους 293 °C στους 393 °C. Η θερμότητα αυτή μέσω ενός εναλλάκτη θερμότητας μεταφέρεται στον ατμοηλεκτρικό σταθμό όπου παράγεται ατμός και κατόπιν ηλεκτρισμός μέσω του θερμοδυναμικού κύκλου. Η πλεονάζουσα θερμότητα κατά τη διάρκεια της ημέρας μεταφέρεται μέσω ενός εναλλάκτη θερμότητας προς ένα μίγμα που χρησιμοποιείται για την αποθήκευση της θερμότητας και αποτελείται κατά 40% από νιτρικό κάλιο (KNO<sub>3</sub>, potassium nitrate) και κατά 60% από νιτρώδες νάτριο (NaNO<sub>3</sub>, sodium nitrate). Κατά τη διάρκεια της νύχτας ή όταν υπάρχει συννεφιά, το θερμό αυτό μίγμα παρέχει τη θερμότητά στον ατμοηλεκτρικό σταθμό για να

συνεχίζεται απρόσκοπτα η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ο χώρος αποθήκευσης της θερμότητας είναι δύο μεγάλα κυλινδρικά κτίσματα ύψους 14 μέτρων και διαμέτρου 36 μέτρων. Ο ηλιακός θερμικός σταθμός έχει τη δυνατότητα να λειτουργεί μέχρι 7,5 ώρες σε πλήρες φορτίο χωρίς άμεση ηλιοφάνεια.

Ο σταθμός απαιτεί ετησίως 870.000 m<sup>3</sup> νερού για την ψύξη του ατμοηλεκτρικού σταθμού και των κατόπτρων. Το νερό αυτό προέρχεται από γεωτρήσεις που γίνονται στο χώρο του θερμικού ηλεκτρικού σταθμού. Η τοποθεσία αυτή της Ισπανίας είναι ιδιαίτερα προικισμένη με υπόγεια νερά, καθώς βρίσκεται κοντά στο όρος Σιέρα Νεβάδα. Αξίζει να σημειωθεί ότι το νερό που καταναλώνεται είναι περίπου ίδιο με το νερό που θα απαιτούσε η καλλιέργεια της έκτασης που καταλαμβάνει ο σταθμός.

Το συνολικό εμβαδόν των ηλιακών κατόπτρων είναι 510.120 m<sup>2</sup>. Η προσπίπτουσα ηλιακή ενέργεια ανά έτος ισούται με 510.120 m<sup>2</sup> \* 2.136 kWh/m<sup>2</sup>=1.089.616.320 kWh. Το 50% αυτής της ηλιακής ενέργειας μετατρέπεται σε θερμική ενέργεια μέσω των παραβολικών κατόπτρων που συγκεντρώνουν τις ακτίνες του ηλίου και θερμαίνουν το υγρό (οξειδίο διφαιλυνίου/διφαιλυναιθέρα) το οποίο κυκλοφορεί εντός αυτών σωληνώσεων. Επομένως η ετήσια θερμική ενέργεια που παρέχεται στον ατμοστρόβιλο είναι 1.089.616.320/2= 544.808.160 kWh. Ο ατμοστρόβιλος μετατρέπει τη θερμική ενέργεια σε ηλεκτρική μέσω του θερμοδυναμικού κύκλου με απόδοση 33,03915%. Επομένως η ετήσια παραγόμενη ενέργεια είναι 180 GWh. Συνολικά ο ηλιακός θερμικός σταθμός μετατρέπει περίπου το 16,519% της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρισμό.

Ο ατμοηλεκτρικός σταθμός έχει ισχύ 49,9 MW, είναι τύπου Rankine και κατασκευάζεται από τη Siemens.

## **5.2. Οικονομικά χαρακτηριστικά της επένδυσης υπό ανάλυση**

### **5.2.1 Αρχικό κόστος εγκατάστασης**

Το συνολικό κόστος κατασκευής της αρχικής εγκατάστασης είναι 300 εκατομμύρια € και διαμορφώνεται ως εξής:

Χρησιμοποιήθηκαν συνολικά 209.500 κάτοπτρα συνολικού εμβαδού 510.120 m<sup>2</sup> και συνολικού κόστους 35,43 εκατομμυρίων € (περίπου 169,10 €/κάτοπτρο). Οι μεταλλικές βάσεις πάνω στις οποίες στηρίζονται τα κάτοπτρα και παρέχουν τη δυνατότητα ανίχνευσης και παρακολούθησης του ηλίου κόστισαν 49,05 εκατομμύρια €. Οι σωληνώσεις πάνω στις οποίες συγκεντρώνεται η ηλιακή ακτινοβολία και εντός των οποίων κυκλοφορεί το θερμαινόμενο υγρό κόστισαν επίσης 35,43 εκατομμύρια €. Χρησιμοποιήθηκαν 22.464 σωλήνες μήκους 4 μέτρων η κάθε μία (κόστος 1.577€/

σωλήνα). Το υγρό το οποίο κυκλοφορεί εντός αυτών των σωληνώσεων (οξείδιο διφαιλυνίου/ διφαιλυναιθέρα, Diphenyl/Biphenyl oxide) κόστισε επιπλέον 21,80 εκατομμύρια €.[6, 31]

Η μονάδα που διασφαλίζει τη δυνατότητα αποθήκευσης θερμότητας (δηλαδή δύο μεγάλα κυλινδρικά κτίσματα ύψους 14 μέτρων και διαμέτρου 36 μέτρων) αποτέλεσε το μεγαλύτερο μέρος του κόστους, αφού συνολικά στοίχισε 51,78 εκατομμύρια €. Στο κόστος αυτό συμπεριλαμβάνεται και το θερμαινόμενο μίγμα που απαιτείται για την αποθήκευση της θερμότητας και αποτελείται κατά 40% από νιτρικό κάλιο ( $\text{KNO}_3$ , potassium nitrate) και κατά 60% από νιτρώδες νάτριο ( $\text{NaNO}_3$ , sodium nitrate). Συνολικά χρειάστηκαν 28.500 τόνοι του παραπάνω μείγματος.

Ο ατμοηλεκτρικός σταθμός που χρησιμοποιείται για τη μετατροπή της θερμότητας σε ηλεκτρισμό είναι τύπου Rankine, ισχύος 49,9 MW, κατασκευής Siemens και στοίχισε 32,7 εκατομμύρια €. Για υπηρεσίες μελετών/ επιβλέψεων/ έρευνας και ανάπτυξης και άλλων σχετικών εργασιών από εξειδικευμένες τεχνικές εταιρίες δαπανήθηκαν 21,8 εκατομμύρια €.

Για κατασκευή υποδομών πρόσβασης (δρόμοι, γεωτρήσεις κλπ) δαπανήθηκαν 8,18 εκατομμύρια €, ενώ τα άλλα κόστη (600 εργατοέτη κατά τη φάση της κατασκευής, άδειες κλπ) ανήλθαν σε 16,35 εκατομμύρια €. Τέλος υπήρξε και σημαντικό χρηματοοικονομικό κόστος (τόκοι) κατά την κατασκευή του έργου ύψους 27,48 εκατομμυρίων €, αφού για 3 χρόνια που διήρκεσε η κατασκευή του έργου δεν υπήρχαν καθόλου έσοδα, αλλά οι επενδυτές έπρεπε να καταβάλουν τόκους των υφιστάμενων δανείων.

**Πίνακας 5.1:** Ανάλυση του αρχικού κόστους εγκατάστασης

Είδος εργασιών	Κόστος (€)	Ποσοστό συνολικού κόστους (%)
Κάτοπτρα	35.428.037	11,8
Μεταλλικές βάσεις κατόπτρων	49.054.206	16,4
Σωληνώσεις απορρόφησης θερμότητας	35.428.037	11,8
Υγρό μεταφοράς θερμότητας	21.801.869	7,3
Μονάδα αποθήκευσης θερμότητας	51.779.439	17,3
Ατμοηλεκτρικός σταθμός	32.702.804	10,9
Μελέτες/υπηρεσίες μηχανικών	21.801.869	7,3
Κατασκευή υποδομών	8.175.701	2,7
Άλλα κόστη	16.351.402	5,5
Τόκοι επί των δανείων	27.476.636	9,2
Συνολικό κόστος	300.000.000	100

### 5.2.2. Χρηματοδοτικό σχήμα

Τα **ίδια κεφάλαια** υπολογίζονται σε ποσοστό 30% του συνολικού κεφαλαιουχικού κόστους της επένδυσης. Η απόδοση που ζητούν οι επενδυτές για μια τέτοια επένδυση είναι συνήθως 10-12%. Γίνεται η υπόθεση ότι τα ίδια κεφάλαια εκταμιεύονται σε τρία διαδοχικά έτη, όσο δηλαδή διαρκεί η κατασκευή. Έτσι στην αρχή κάθε έτους το 1/3 των συνολικών ιδίων κεφαλαίων θα πρέπει να είναι διαθέσιμα από πλευράς επενδυτών.

Αξίζει να σημειωθεί ότι στην περίπτωση των ηλιακών θερμικών σταθμών όπως και με τις περισσότερες επενδύσεις σε ΑΠΕ στην Ισπανία, δεν προσφέρεται δυνατότητα επιδότησης του επενδυτικού κόστους από δημόσιους ή ευρωπαϊκούς πόρους. Η κρατική υποστήριξη εξαντλείται στην παροχή εγγυημένων τιμών αγοράς ενέργειας. Κατά συνέπεια, το επενδυτικό κόστος που δεν καλύπτεται από ίδια κεφάλαια πρέπει να χρηματοδοτηθεί μέσω δανεισμού.

Συμπληρωματικά με τα ίδια κεφάλαια χρησιμοποιούνται και **Δανειακά κεφάλαια** σε ποσοστό 70% του κεφαλαιουχικού κόστους ή 210.000.000 €.

### 5.2.3 Εξυπηρέτηση του δανείου

Το τραπεζικό δάνειο των 210.000.000€ που συνάπτεται έχει διάρκεια 20 ετών και το επιτόκιο το οποίο επιβάλλεται είναι 7%. Πληρώνεται κατά προτεραιότητα από τα έσοδα που προκύπτουν από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από το σταθμό. Όπως δείχνουν στοιχεία από την αγορά, οι τράπεζες δανείζουν χρήματα σε επενδύσεις τέτοιου είδους στην Ισπανία με επιτόκια Euribor+300-350 μονάδες βάσης.

Επειδή δεν είναι γνωστό σε τι επίπεδο θα κυμαίνεται το Euribor, σε 2, 5 ή 15 χρόνια, μπορεί να γίνει μετατροπή από το κυμαινόμενο επιτόκιο σε σταθερό με βάση τα mid-swaps 20ετούς διάρκειας, που είναι περίπου 4%. Άρα εφόσον οι επενδυτές επιθυμούν μπορούν να δανειστούν με σταθερό επιτόκιο ίσο με 7%. Η συνολική κατασκευή του έργου διαρκεί 30-36 μήνες, για αυτό στην αρχή κάθε έτους εκταμιεύεται το 1/3 του συνολικού δανείου για να χρηματοδοτηθούν και οι αντίστοιχες επενδυτικές δαπάνες. Για την διάρκεια των τριών πρώτων ετών πληρώνονται μόνο τόκοι και καθόλου χρεολύσια, ενώ και οι τόκοι που πληρώνονται προέρχονται από το δάνειο που έχει συναφθεί, καθώς το έργο ακόμη δεν λειτουργεί άρα δεν είναι σε θέση να παράγει εισόδημα. Το δάνειο αποπληρώνεται σε 17 ισόποσες χρεολυτικές δόσεις στο τέλος κάθε έτους από το 4<sup>ο</sup> ως το 20<sup>ο</sup>. Στο τέλος κάθε έτους πληρώνονται επίσης και οι τόκοι που αντιστοιχούν στο κάθε έτος. Η εξυπηρέτηση του δανείου φαίνεται στον πίνακα 5.2:

**Πίνακας 5.2:** Εξυπηρέτηση του δανείου

Έτος	Χρεολύσιο	Τόκοι	Υπόλοιπο δανείου στο τέλος του έτους
1	-	4.579.439	70.000.000
2	-	9.158.879	140.000.000
3	-	13.738.318	210.000.000
4	12.352.941	14.700.000	197.647.059
5	12.352.941	13.835.294	185.294.118
6	12.352.941	12.970.588	172.941.176
7	12.352.941	12.105.882	160.588.235
8	12.352.941	11.241.176	148.235.294
9	12.352.941	10.376.471	135.882.353
10	12.352.941	9.511.765	123.529.412
11	12.352.941	8.647.059	111.176.471
12	12.352.941	7.782.353	98.823.529
13	12.352.941	6.917.647	86.470.588
14	12.352.941	6.052.941	74.117.647
15	12.352.941	5.188.235	61.764.706
16	12.352.941	4.323.529	49.411.765
17	12.352.941	3.458.824	37.058.824
18	12.352.941	2.594.118	24.705.882
19	12.352.941	1.729.412	12.352.941
20	12.352.941	864.706	0

#### 5.2.4 Υπολογισμός εσόδων από πώληση ενέργειας

Τα έσοδα της επένδυσης προέρχονται από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας στο διαχειριστή του δικτύου. Η πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται σε προκαθορισμένες τιμές για τα πρώτα 25 χρόνια λειτουργίας. Οι τιμές που ορίζει το ισπανικό νομοθετικό πλαίσιο είναι 0,269 €/kWh, για το πρώτο έτος. Στη συνέχεια η τιμή για κάθε έτος αυξάνεται κατά το ποσοστό του πληθωρισμού, μειωμένο κατά μια ποσοστιαία μονάδα.[32] Μετά τα 25 χρόνια λειτουργίας, η τιμή αγοράς της ενέργειας είναι η οριακή τιμή του συστήματος δηλαδή στην πραγματικότητα απρόβλεπτη και μεταβλητή. Η οριακή τιμή του συστήματος υπολογίστηκε ως η σημερινή τιμή με ετήσια αναπροσαρμογή στο ύψος του πληθωρισμού συν μια ποσοστιαία μονάδα, λόγω του ότι ο πληθωρισμός στα καύσιμα συστηματικά υπερβαίνει το γενικό επίπεδο του πληθωρισμού. Η οριακή τιμή του συστήματος στην Ισπανία ήταν πέρυσι κατά μέσο όρο 0,08 €/kWh, και αφού ο πληθωρισμός προβλέπεται ίσος με 2% ανά έτος, η οριακή τιμή του συστήματος θα αυξάνει κατά 3% ανά έτος, και ενδεικτικά αναφέρεται ότι σε 25 έτη με ετήσια αναπροσαρμογή 3% θα είναι 0,172 €/kWh.

Η παραγωγή γενικά θεωρείται πως παραμένει σταθερή για την διάρκεια της ζωής της επένδυσης, κάτι που δεν απέχει πολύ από την πραγματικότητα αφού όπως προκύπτει από τις ηλιακές μετρήσεις, ο ήλιος και ως εκ τούτου η ηλεκτρική παραγωγή που προκύπτει, εμφανίζουν μεγάλη επαναληψιμότητα. Είναι δυνατό να υπάρχουν μικρές αποκλίσεις από χρονιά σε χρονιά, όμως η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας που υπολογίζεται για έναν χρόνο, στις περισσότερες των περιπτώσεων επιβεβαιώνεται από τον μέσο όρο που προκύπτει στα επόμενα χρόνια.



**Πίνακας 5.3:** Έσοδα από πώληση ενέργειας

Έτος	Παραγωγή (MWh)	Τιμή πώλησης €/MWh	Έσοδα (€)
1	-	-	-
2	-	-	-
3	-	-	-
4	180.000	269	48.420.000
5	180.000	271,69	48.904.200
6	180.000	274,41	49.393.242
7	180.000	277,15	49.887.174
8	180.000	279,92	50.386.046
9	180.000	282,72	50.889.907
10	180.000	285,55	51.398.806
11	180.000	288,40	51.912.794
12	180.000	291,29	52.431.922
13	180.000	294,20	52.956.241
14	180.000	297,14	53.485.803
15	180.000	300,11	54.020.661
16	180.000	303,12	54.560.868
17	180.000	306,15	55.106.477
18	180.000	309,21	55.657.541
19	180.000	312,30	56.214.117
20	180.000	315,42	56.776.258
21	180.000	318,58	57.344.021
22	180.000	321,76	57.917.461
23	180.000	324,98	58.496.635
24	180.000	328,23	59.081.602
25	180.000	331,51	59.672.418
26	180.000	334,83	60.269.142
27	180.000	338,18	60.871.833
28	180.000	341,56	61.480.552
29	180.000	172,53	31.054.914
30	180.000	177,70	31.986.562
31	180.000	183,03	32.946.159
32	180.000	188,53	33.934.543
33	180.000	194,18	34.952.580
34	180.000	200,01	36.001.157
35	180.000	206,01	37.081.192
36	180.000	212,19	38.193.627
37	180.000	218,55	39.339.436
38	180.000	225,11	40.519.619

### 5.2.5 Υπολογισμός εξόδων λειτουργίας

Τα έξοδα που προκύπτουν κατά τη διάρκεια του θερμικού ηλιακού σταθμού είναι κυρίως έξοδα προσωπικού και διοικητικής λειτουργίας, έξοδα συντήρησης και τέλος έξοδα ενοικίασης γης. Τα έξοδα προσωπικού και διοικητικής λειτουργίας υπολογίζονται σε 4.000.000 € κατά έτος με ετήσια αναπροσαρμογή κατά το ύψος του πληθωρισμού. Τα έξοδα συντήρησης και ασφάλισης έναντι διαφόρων φυσικών ή οικονομικών καταστροφών ορίζονται σε 1% του κεφαλαιουχικού κόστους, με ετήσια αναπροσαρμογή κατά το ύψος του πληθωρισμού. Τέλος τα έξοδα ενοικίασης της γης υπολογίζονται ως συνάρτηση της επιφάνειας γης που καλύπτεται. Υπολογίζεται ότι απαιτούνται 40 m<sup>2</sup> ανά εγκατεστημένο kW, επομένως για 50.000 kW, απαιτούνται 2.000.000 m<sup>2</sup> ή 2.000 στρέμματα. Επιπλέον ορίζεται ως τιμή ενοικίασης της γης το 1 €/m<sup>2</sup> με ετήσια αναπροσαρμογή ίση με το ύψος του πληθωρισμού.

Κατά συνέπεια η διάρθρωση των εξόδων κατά τον πρώτο χρόνο λειτουργίας του σταθμού φαίνεται στον πίνακα 5.4.

*Πίνακας 5.4: Έξοδα λειτουργίας*

Είδος εξόδου	Ποσό κατά το 1ο έτος λειτουργίας
Έξοδα συντήρησης και ασφάλισης	3.000.000 €
Μίσθωση Γης	2.000.000 €
Μισθοί προσωπικού – Διοικητικά Έξοδα	4.000.000 €
ΣΥΝΟΛΟ	9.000.000 €

### 5.2.6 Αποσβέσεις και φόρος εισοδήματος

Υπολογίζεται ότι κάθε έτος από τη λειτουργία του εργοστασίου αποσβήνεται 5% του αρχικού κεφαλαιουχικού κόστους. Οι αποσβέσεις αφαιρούνται από τα έσοδα για να υπολογιστεί ο φόρος εισοδήματος, ωστόσο δεν αφαιρούνται από την χρηματική ροή.

Ο φόρος επιχειρήσεων επιβάλλεται στα συνολικά έσοδα αφού αφαιρεθούν τα έξοδα λειτουργίας (προσωπικό, συντήρηση, ενοίκιο γης), οι τόκοι και οι αποσβέσεις. Ο συντελεστής φορολογίας επιχειρήσεων είναι 30%.

### 5.3. Οικονομική ανάλυση της επένδυσης

Για την οικονομική ανάλυση της επένδυσης χρησιμοποιήθηκε φύλλο υπολογισμού του προγράμματος Excel στο οποίο ελήφθησαν υπόψη όλα τα παραπάνω στοιχεία που αναφέρθηκαν περιγραφικά και χρησιμοποιήθηκαν οι ενσωματωμένες συναρτήσεις οικονομικών υπολογισμών του προγράμματος, για τον υπολογισμό των απαραίτητων οικονομικών δεικτών. Παρακάτω περιγράφεται η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε και παρατίθενται τα αποτελέσματα των υπολογισμών με μορφή πινάκων.

#### 5.3.1 Υπολογισμός καθαρών ταμειακών ροών

Για να αξιολογηθεί οικονομικά η επένδυση υπολογίζονται οι Καθαρές Ταμειακές Ροές (KTP) ή χρηματοροές κάθε έτους σύμφωνα με την ακόλουθη μεθοδολογία:

Για τα τρία πρώτα έτη, όσο διαρκεί η κατασκευή, η ταμειακή ροή κάθε έτους είναι ίση με -30.000.000€, όσο δηλαδή είναι τα ίδια κεφάλαια που παρέχουν οι επενδυτές για κάθε ένα έτος.

Για κάθε ένα από τα επόμενα έτη η καθαρή ταμειακή ροή υπολογίζεται ως εξής:

**Καθαρή Ταμειακή Ροή= + Έσοδα από πώληση ενέργειας – Λειτουργικά έξοδα- Τόκοι- Χρεολύσια- Φόροι**

Στη συνέχεια ακολουθεί ο υπολογισμός των οικονομικών δεικτών. Σημειώνεται ότι θεωρήθηκαν ως διάρκεια ζωής του σταθμού τα 35 χρόνια λειτουργίας από την έναρξη της λειτουργίας του, μετά το τέλος της τριετούς κατασκευαστικής περιόδου..

Τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν συνοψίζονται στον πίνακα 5.5, και στον πίνακα 5.6 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για τα έσοδα, έξοδα, τους φόρους, τους τόκους και τα χρεολύσια και τις ταμειακές ροές που προέκυψαν.

**Πίνακας 5.5:** Δεδομένα υπολογισμού καθαρών ταμειακών ροών.

Τιμή kWh για το πρώτο έτος (€)	0,269
Ετήσια Παραγωγή (kWh)	180.000.000
Εγκατεστημένα kW	50.000
Κεφαλαιουχικό Κόστος ανά kW (€)	6.000
Συνολικό κόστος (€)	300.000.000
Ίδια Κεφάλαια (€)	90.000.000
Δάνειο Συνολικό (€)	210.000.000
Επιτόκιο δανεισμού (%)	7,00
Έκταση ανά kW (m <sup>2</sup> )	40
Συνολική έκταση (m <sup>2</sup> )	2.000.000
Ετήσιο ενοίκιο γης (€/m <sup>2</sup> )	1
Ετήσιο κόστος ενοικίασης γης (€)	2.000.000
Έξοδα προσωπικού (€)	4.000.000
Πληθωρισμός	2%

**Πίνακας 5.6:** Ετήσιες ταμειακές ροές, έσοδα, έξοδα, κέρδη.

Έτος	Ετήσια έσοδα	Λειτουργικές Δαπάνες	Τόκοι	Φόροι	Χρεολύσιο	Ταμειακές Ροές
1	0	0	4.579.439	0	0	-30.000.000
2	0	0	9.158.879	0	0	-30.000.000
3	0	0	13.738.318	0	0	-30.000.000
4	48.420.000	9.000.000	14.700.000	2.916.000	12.352.941	9.451.059
5	48.904.200	9.180.000	13.835.294	3.266.672	12.352.941	10.269.293
6	49.393.242	9.363.600	12.970.588	3.617.716	12.352.941	11.088.396
7	49.887.174	9.550.872	12.105.882	3.969.126	12.352.941	11.908.353
8	50.386.046	9.741.889	11.241.176	4.320.894	12.352.941	12.729.145
9	50.889.907	9.936.727	10.376.471	4.673.013	12.352.941	13.550.755
10	51.398.806	10.135.462	9.511.765	5.025.474	12.352.941	14.373.164
11	51.912.794	10.338.171	8.647.059	5.378.269	12.352.941	15.196.354
12	52.431.922	10.544.934	7.782.353	5.731.390	12.352.941	16.020.303
13	52.956.241	10.755.833	6.917.647	6.084.828	12.352.941	16.844.991
14	53.485.803	10.970.950	6.052.941	6.438.574	12.352.941	17.670.397
15	54.020.661	11.190.369	5.188.235	6.792.617	12.352.941	18.496.499
16	54.560.868	11.414.176	4.323.529	7.146.949	12.352.941	19.323.273
17	55.106.477	11.642.460	3.458.824	7.501.558	12.352.941	20.150.694
18	55.657.541	11.875.309	2.594.118	7.856.434	12.352.941	20.978.739
19	56.214.117	12.112.815	1.729.412	8.211.567	12.352.941	21.807.382
20	56.776.258	12.355.071	864.706	8.566.944	12.352.941	22.636.595
21	57.344.021	12.602.173	0	8.922.554	0	35.819.293
22	57.917.461	12.854.216	0	9.018.973	0	36.044.271
23	58.496.635	13.111.301	0	9.115.600	0	36.269.734
24	59.081.602	13.373.527	0	13.712.423	0	31.995.653
25	59.672.418	13.640.997	0	13.809.426	0	32.221.994
26	60.269.142	13.913.817	0	13.906.597	0	32.448.727
27	60.871.833	14.192.093	0	14.003.922	0	32.675.818
28	61.480.552	14.475.935	0	14.101.385	0	32.903.232
29	31.054.914	14.765.454	0	4.886.838	0	11.402.622
30	31.986.562	15.060.763	0	5.077.740	0	11.848.059
31	32.946.159	15.361.978	0	5.275.254	0	12.308.926
32	33.934.543	15.669.218	0	5.479.598	0	12.785.728
33	34.952.580	15.982.602	0	5.690.993	0	13.278.984
34	36.001.157	16.302.254	0	5.909.671	0	13.789.232
35	37.081.192	16.628.299	0	6.135.868	0	14.317.025
36	38.193.627	16.960.865	0	6.369.828	0	14.862.934
37	39.339.436	17.300.083	0	6.611.805	0	15.427.548
38	40.519.619	17.646.084	0	6.862.060	0	16.011.475

### 5.3.2 Οικονομικοί δείκτες

Μετά τον υπολογισμό των καθαρών ταμειακών ροών ακολουθεί ο υπολογισμός των οικονομικών δεικτών της επένδυσης.

Οι δείκτες που χρησιμοποιούνται συνήθως για την αξιολόγηση επενδύσεων και αυτοί που χρησιμοποιήθηκαν και στην παρούσα εργασία παρουσιάζονται παρακάτω.

#### 5.3.2.1 Καθαρή παρούσα αξία (Κ.Π.Α.)

Τα βήματα υπολογισμού αυτού του δείκτη είναι τα εξής:

- Όλες οι ταμειακές ροές ανάγονται τη χρονική στιγμή  $t_0$ , με συνυπολογισμό ενός επιτοκίου αναγωγής.
- Τα ανηγμένα αυτά ποσά αθροίζονται αλγεβρικά. Το άθροισμα που προκύπτει είναι η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (Κ.Π.Α.).
- Αν η αξία αυτή είναι μεγαλύτερη από το όριο που έχει τεθεί από τους επενδυτές, αποφασίζεται η υλοποίηση της επένδυσης. Διαφορετικά αυτή απορρίπτεται. Αν αξιολογούνται συγκριτικά δύο εναλλακτικές επενδύσεις (που η μια αποκλείει την άλλη) αποφασίζεται να υλοποιηθεί εκείνη με τη μεγαλύτερη Κ.Π.Α.

Η καθαρή παρούσα αξία (NPV) της επένδυσης, όπως περιγράφηκε πιο πάνω υπολογίζεται με την εξής σχέση:

$$\text{ΚΠΑ} = \sum_{t=1}^n \frac{KTP_t}{(1+i)^n}$$

Στη σχέση αυτή με  $KTP_t$  παριστάνεται η καθαρή ταμειακή ροή (εισροές- εκροές) το τέλος της χρονικής περιόδου ( $t$ ). Με ( $n$ ) παριστάνεται το πλήθος των χρονικών περιόδων και με ( $i$ ) το επιτόκιο αναγωγής στη διάρκεια όλων των χρονικών περιόδων (που θεωρείται σταθερό).

Για τις ανάγκες της παρούσας διπλωματικής η καθαρή παρούσα αξία υπολογίστηκε από συνάρτηση στο πρόγραμμα excel, στην οποία εισήχθησαν οι ΚΤΡ κάθε έτους.

#### 5.3.2.2. Εσωτερικός βαθμός απόδοσης (Ε.Β.Α.)

Ο δείκτης αυτός προκύπτει παρόμοια με την Κ.Π.Α. Αντί όμως να θεωρείται δεδομένο το κόστος του κεφαλαίου ή το επιτόκιο αναγωγής ( $i$ ) και να επιχειρείται η αναγωγή σε

παρούσα αξία, αναζητείται εκείνο το επιτόκιο αναγωγής που θα καθιστούσε μηδενική την παρούσα αξία της επένδυσης.

Με βάση το δείκτη E.B.A. η επένδυση αξιολογείται θετικά αν ο δείκτης προκύπτει μεγαλύτερος από το κόστος του κεφαλαίου (i). Αντίστοιχα, προκειμένου για δυο επενδύσεις προτιμάται φυσικά η επένδυση με το μεγαλύτερο δείκτη απόδοσης. Ο δείκτης συσχετίζει δηλαδή την απόδοση της επένδυσης σε σχέση με το κόστος του κεφαλαίου. Είναι εύλογο μια επένδυση που έχει απόδοση μικρότερη από το κόστος του κεφαλαίου να είναι οικονομικά ασύμφορη και να απορρίπτεται.

Για τις ανάγκες της παρούσας διπλωματικής ο E.B.A. υπολογίστηκε από συνάρτηση στο πρόγραμμα excel, στην οποία εισήχθησαν οι KTP κάθε έτους.

### **5.3.2.3. Αποπληθωρισμένος εσωτερικός βαθμός απόδοσης**

Ο E.B.A. μπορεί να υπολογιστεί και σε αποπληθωρισμένη βάση. Για να γίνει αυτό, ανάγονται όλες τις ταμειακές ροές ως προς έτος βάσης το πρώτο έτος με επιτόκιο αναγωγής ίσο με το ύψος του πληθωρισμού. Στη συνέχεια επαναλαμβάνεται η ίδια διαδικασία χρησιμοποιώντας τις αποπληθωρισμένες ταμειακές ροές. Κατ' αυτόν τον τρόπο υπολογίζεται ο αποπληθωρισμένος εσωτερικός βαθμός απόδοσης.

Για τις ανάγκες της παρούσας διπλωματικής ο αποπληθωρισμένος E.B.A. υπολογίστηκε από συνάρτηση στο πρόγραμμα excel, στην οποία εισήχθησαν οι αποπληθωρισμένες KTP κάθε έτους.

### **5.3.2.4. Απλή περίοδος αποπληρωμής**

Ο δείκτης αυτός αντιπροσωπεύει το χρονικό διάστημα που θα απαιτηθεί μέχρι η επένδυση να έχει αποπληρώσει πλήρως το αρχικό κόστος της. Με άλλα λόγια ο δείκτης αυτός δείχνει “το πότε ο επενδυτής θα έχει πάρει τα χρήματά του πίσω”. Ο δείκτης αυτός είναι αρκετά εμπειρικός και παρουσιάζει αρκετά μειονεκτήματα.

Πρώτο μειονέκτημα είναι ότι δεν αξιολογείται δηλαδή το γεγονός ότι το ίδιο αριθμητικά ποσό δεν έχει την ίδια πραγματική αξία μέσα στον χρόνο, ούτε ότι η αξία αυτή σχετίζεται πάντα με κάποιο ρίσκο το οποίο είναι διατεθειμένος να αναλάβει ο επενδυτής. Δηλαδή αν ο επενδυτής διαθέσει σήμερα 1 εκατομμύριο €, και το πάρει πίσω σε δύο έτη από τώρα, τότε η απλή περίοδος αποπληρωμής είναι δύο έτη. Αυτό ισχύει ανεξάρτητα από το ύψος του πληθωρισμού, δηλαδή είτε ο ετήσιος πληθωρισμός ήταν 0% είτε ήταν 10% η απλή περίοδος αποπληρωμής είναι ίδια. Έτσι η απλή περίοδος αποπληρωμής αφορά μόνο την ονομαστική αξία του χρήματος, γιατί στη δεύτερη περίπτωση (ετήσιος πληθωρισμός

10%) είναι φανερό ότι ο επενδυτής δεν έχει την ίδια πραγματική αξία στα χέρια του στο τέλος του 2<sup>ου</sup> έτους, παρά μόνο την αρχική ονομαστική αξία του χρήματος που επένδυσε.

Ωστόσο ακόμη και έτσι είναι αρκετά σημαντικός δείκτης από ψυχολογικής πλευράς καθώς εκφράζει κάτι από τον τρόπο σκέψης αρκετών ανθρώπων. Για πολλούς επενδυτές είναι πολύ πιο δυσάρεστο ψυχολογικά να υποστούν ονομαστική και πραγματική απώλεια 10% στις επενδύσεις τους σε περιβάλλον μηδενικών επιτοκίων, παρά να δουν την επένδυσή τους στάσιμη (0% ονομαστική μείωση) σε περιβάλλον πληθωρισμού ίσου με 10% (άρα η πραγματική απώλεια των επενδύσεων είναι 10%, όσο και στην προηγούμενη περίπτωση).

Ένα δεύτερο μειονέκτημα του δείκτη είναι ότι δεν μας δίνει στοιχεία για το τι συμβαίνει μετά την πάροδο της περιόδου αποπληρωμής. Για παράδειγμα μια επένδυση μπορεί να έχει πολύ σύντομη περίοδο αποπληρωμής αλλά αμέσως μετά την περίοδο αποπληρωμής η κερδοφορία να περιορίζεται δραστικά ή και να μηδενίζεται, υπόθεση που δεν καθιστά ελκυστική την επένδυση.

Για τις ανάγκες της παρούσας διπλωματικής η απλή περίοδος αποπληρωμής υπολογίστηκε όπως φαίνεται στον πίνακα 5.6. Αθροίστηκαν οι ταμειακές ροές κάθε έτους μέχρι το άθροισμα να γίνει θετικό, και στη συνέχεια έγινε γραμμική παρεμβολή μεταξύ των δύο τελευταίων αθροισμάτων (του πρώτου θετικού και του τελευταίου αρνητικού αθροίσματος) για να προκύψει με ακρίβεια η περίοδος αποπληρωμής.

### **5.3.2.5. Ανηγμένη περίοδος αποπληρωμής**

Ο δείκτης αυτός αντιπροσωπεύει το χρονικό διάστημα που θα χρειαστεί μέχρι η επένδυση να έχει αποπληρώσει πλήρως το αρχικό κόστος της. Ωστόσο σε αντίθεση με τον προηγούμενο δείκτη, οι ταμειακές ροές δεν υπολογίζονται στην ονομαστική τους αξία, αλλά γίνεται αναγωγή με ένα επιτόκιο αναγωγής.

Το επιτόκιο αυτό μπορεί να είναι το ύψος του πληθωρισμού, οπότε πρόκειται για την αποπληθωρισμένη περίοδο αποπληρωμής, αλλά μπορεί να είναι και το κόστος ευκαιρίας του κεφαλαίου, δηλαδή η απόδοση που απαιτεί ένας επενδυτής για να κάνει μια επένδυση, οπότε πρόκειται για την περίοδο αποπληρωμής ανηγμένη στο κόστος του κεφαλαίου.

Για τις ανάγκες της παρούσας διπλωματικής η αποπληθωρισμένη περίοδος αποπληρωμής υπολογίστηκε όπως φαίνεται στον πίνακα 5.6. Αρχικά αποπληθωρίστηκαν οι ταμειακές ροές, και εκφράστηκαν όλες σε τιμές αρχικού έτους βάσης. Στη συνέχεια αθροίστηκαν οι αποπληθωρισμένες αξίες μέχρι το άθροισμα να γίνει θετικό, και στη συνέχεια έγινε γραμμική παρεμβολή μεταξύ των δύο τελευταίων αθροισμάτων (του πρώτου θετικού και



του τελευταίου αρνητικού αθροίσματος) για να προκύψει με ακρίβεια η περίοδος αποπληρωμής.

**Πίνακας 5.7:** Υπολογισμός απλής περιόδου αποπληρωμής και αποπληθωρισμένης περιόδου αποπληρωμής

Έτος	Ταμειακές ροές	Ταμειακές ροές αθροιστικά	Ταμειακές ροές αποπληθωρισμένες	Αποπληθωρισμένες ταμειακές ροές αθροιστικά
1	-30.000.000	-30.000.000	-30.000.000	-30.000.000
2	-30.000.000	-60.000.000	-29.411.765	-59.411.765
3	-30.000.000	-90.000.000	-28.835.063	-88.246.828
4	9.451.059	-80.548.941	8.905.944	-79.340.884
5	10.269.293	-70.279.648	9.487.239	-69.853.645
6	11.088.396	-59.191.252	10.043.102	-59.810.543
7	11.908.353	-47.282.899	10.574.277	-49.236.266
8	12.729.145	-34.553.754	11.081.487	-38.154.779
9	13.550.755	-21.002.999	11.565.439	-26.589.341
10	14.373.164	-6.629.835	12.026.821	-14.562.520
11	15.196.354	8.566.519	12.466.303	-2.096.217
12	16.020.303	24.586.822	12.884.537	10.788.321

### 5.3.3. Αξιολόγηση των οικονομικών δεικτών

Εφαρμόζοντας τη μεθοδολογία που αναπτύχθηκε παραπάνω προκύπτουν οι οικονομικοί δείκτες της επένδυσης και παρουσιάζονται στον πίνακα 5.8 για επιτόκιο αναγωγής ίσο με 10%, και στον πίνακα 5.9 για επιτόκιο αναγωγής ίσο με 2% (στο ύψος του πληθωρισμού).

**Πίνακας 5.8:** Δείκτες οικονομικής απόδοσης της επένδυσης, επιτόκιο αναγωγής 10%.

Δείκτης	Τιμή
Απλή περίοδος αποπληρωμής (έτη)	10,46
Ανηγμένη περίοδος αποπληρωμής σε έτη (επιτόκιο αναγωγής 10%)	16,85
Εσωτερικός βαθμός Απόδοσης (E.B.A.)	14,33%
Εσωτερικός βαθμός Απόδοσης Αποπληθωρισμένος	12,09%
Κ.Π.Α. (επιτόκιο αναγωγής 10%)	43.775.467 €

Σχολιάζοντας τους δείκτες, θα πρέπει να αναφερθεί ότι ο E.B.A. υπολογίζεται χωρίς αναπροσαρμογή για τον πληθωρισμό. Αν θεωρηθεί ένα μέσο πληθωρισμό ύψους 2%, τότε ο E.B.A. θα ήταν στο 12,09%. Πρόκειται για μια πολύ καλή απόδοση δεδομένου ότι το ρίσκο δεν είναι ιδιαίτερα μεγάλο.

Για την αξιολόγηση της επένδυσης θα πρέπει να τεθεί ως βάση η απόδοση των ισπανικών κρατικών ομολόγων που είναι 4,5%, και επιπλέον μια έξτρα απόδοση (risk premium) 4-5%, και μια προσαύξηση (premium) δυσκολίας ρευστοποίησης της επένδυσης 1,5%. Τελικά, προκύπτει ότι μια αποδεκτή απόδοση θα ήταν περί το 10-11%. Στα πολύ μεγάλα πλεονεκτήματα της επένδυσης συγκαταλέγεται και η εγγυημένη απόδοση για τα πρώτα 25 χρόνια. Πραγματικά εξαιρετικά λίγες επενδύσεις μπορούν να παρέχουν την ίδια βεβαιότητα στους επενδυτές τους σχετικά με το πόσα θα είναι τα έσοδα και τα έξοδά τους σε ένα βάθος 25 ετών. Οι περισσότερες επενδύσεις χαρακτηρίζονται από πολύ μεγαλύτερο βαθμό αβεβαιότητας. Στην προκειμένη περίπτωση η αβεβαιότητα αφορά τη φάση της κατασκευής που μπορεί να ειπωθεί ότι ενδέχεται να σημειωθούν καθυστερήσεις ή οτιδήποτε άλλο απρόβλεπτο μπορεί να προκύψει στην εφαρμογή μιας νέας σχετικά τεχνολογίας.

Όσον αφορά την απλή περίοδο αποπληρωμής, είναι 10,46 χρόνια. Είναι αρκετά μεγάλη χρονική περίοδος. Πρέπει βέβαια να ληφθεί υπ' όψιν, ότι το ποσό των επενδυτών καταβάλλεται σε τρία διαδοχικά χρόνια και όχι ακριβώς στην έναρξη της επένδυσης. Επίσης η επένδυση ουσιαστικά ξεκινά να παράγει ενέργεια και επομένως έσοδα, εισόδημα και χρηματικές ροές μόλις το τέταρτο έτος, εξαιτίας του μεγάλου χρόνου κατασκευής που απαιτείται.

Η ανηγμένη περίοδος αποπληρωμής εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από το επιτόκιο αναγωγής που θα οριστεί. Στη συγκεκριμένη περίπτωση ορίστηκε επιτόκιο αναγωγής 10%. Έτσι η ανηγμένη περίοδος αποπληρωμής είναι 16,85 χρόνια που φυσικά είναι μια αρκετά μεγάλη περίοδος. Αυτή ουσιαστικά είναι η χρονική διάρκεια που θα απαιτηθεί προκειμένου ο επενδυτής να ανακτήσει τα χρήματα που επενδύει με ετήσια απόδοση 10%.

Ο υπολογισμός της καθαρής παρούσας αξίας επίσης έχει επηρεαστεί σε πολύ μεγάλο βαθμό από την επιλογή του επιτοκίου αναγωγής, επειδή όλες οι ταμειακές ροές ανάγονται στο πρώτο έτος βάσης με επιτόκιο 10%. Οι πρώτες αρνητικές ταμειακές ροές, κατά τα τρία πρώτα χρόνια έχουν βαρύνουσα σημασία στη διαμόρφωση της τιμής του δείκτη. Αντίθετα ήδη οι χρηματοροές του 4<sup>ου</sup> έτους υπολογίζονται μόνο σε ποσοστό  $65% = (1-0,1)^4$ , ενώ στο δέκατο έτος οι ταμειακές ροές ανάγονται σε τιμές πρώτου έτους με συντελεστή  $34,9% = (1-0,1)^{10}$ . Παρόλα αυτά, η καθαρή παρούσα αξία υπολογίζεται ως θετική, και συγκεκριμένα 43,7 εκατομμύρια €. Κάτι τέτοιο είναι βέβαια αναμενόμενο καθώς ο E.B.A. 14,33% είναι υψηλότερος του επιτοκίου αναγωγής (10%).

**Πίνακας 5.9:** Αποτελέσματα χρηματοοικονομικών δεικτών, για επιτόκιο αναγωγής 2%

Δείκτης	Τιμή
Απλή περίοδος αποπληρωμής (έτη)	10,46
Ανηγμένη περίοδος αποπληρωμής σε έτη (επιτόκιο αναγωγής 10%)	11,17
Εσωτερικός βαθμός Απόδοσης (E.B.A.)	14,33%
Εσωτερικός βαθμός Απόδοσης Αποπληθωρισμένος	12,09%
Κ.Π.Α. (επιτόκιο αναγωγής 2%)	360.759.579 €

Τα αποτελέσματα για την καθαρή παρούσα αξία μεταβάλλονται σημαντικά αν ως επιτόκιο αναγωγής οριστεί ένα επιτόκιο ίσο με αυτό του αναμενόμενου πληθωρισμού 2%, όπως φαίνεται από τον πίνακα 5.9. Σε αυτή την περίπτωση, η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης προσεγγίζει τα 360 εκατομμύρια €. Δηλαδή αυτό θα είναι το κέρδος των επενδυτών στο σύνολο της 35ετίας που ορίστηκε ως χρονική ζωή της μονάδας σε σημερινές τιμές αν υποθεθεί μέσος πληθωρισμός 2%.

Ο E.B.A. προσαρμοσμένος για τον πληθωρισμό 2% διαμορφώνεται σε 12,09% που είναι μια πολύ ικανοποιητική απόδοση αν ληφθεί υπ' όψιν ότι πρόκειται για αποπληθωρισμένη απόδοση. Στη συνέχεια, στο κεφάλαιο 5.5.3. θα εξεταστεί και ένα άλλο πολύ ενδιαφέρον χαρακτηριστικό της επένδυσης που προσφέρει ουσιαστικά στους επενδυτές προστασία από τον πληθωρισμό.

#### 5.4. Ανάλυση Ευαισθησίας προς κρίσιμες παραμέτρους της επένδυσης

Όπως φάνηκε, η απόδοση της επένδυσης εξαρτάται από πάρα πολλούς παράγοντες. Έχει ενδιαφέρον να διερευνηθεί με ποιο τρόπο μεταβάλλεται η απόδοση της επένδυσης και οι άλλοι οικονομικοί δείκτες ως συνάρτηση αυτών των παραμέτρων. Αυτό είναι σημαντικό γιατί οι παράμετροι αυτοί ενδεχομένως να διαφέρουν από επένδυση σε επένδυση και επίσης μπορεί να μεταβάλλονται στο πεδίο του χρόνου.

##### 5.4.1. Επιτόκιο τραπεζικού δανεισμού

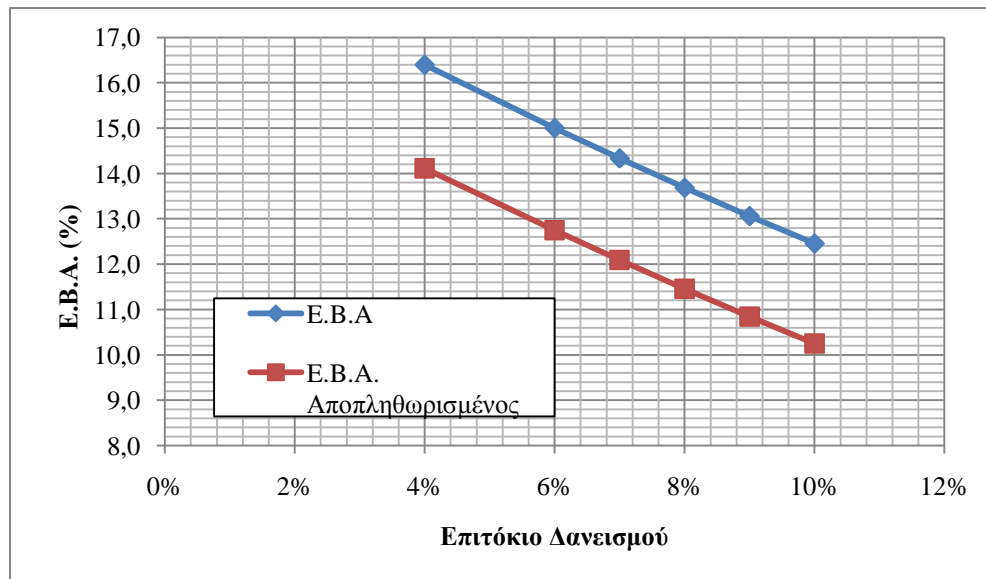
Όπως φαίνεται στον πίνακα 5.10, το επιτόκιο δανεισμού από την τράπεζα παίζει σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση των οικονομικών δεικτών της επένδυσης.

Με ένα επιτόκιο της τάξης του 7% (σταθερό επιτόκιο, διάρκεια δανεισμού 20 έτη), η επένδυση έχει αποπληθωρισμένο E.B.A. 12,09%, ενώ ακόμη και σε ένα ακραίο σενάριο

με τα επιτόκια να διαμορφώνονται στο 10% ο αποπληθωρισμένος Ε.Β.Α. είναι 10,25%. Γενικά παρατηρείται ότι για κάθε μονάδα αύξησης των επιτοκίων δανεισμού, ο Ε.Β.Α. μειώνεται κατά περίπου 0,6-0,7%. Η απόδοση της επένδυσης αυξάνεται σημαντικά στο 14,11% (αποπληθωρισμένο), σε περίπτωση που τα επιτόκια δανεισμού είναι ιδιαίτερα χαμηλά (4%). Ένα τόσο χαμηλό επιτόκιο θα μπορούσε να επιτευχθεί αν τα δάνεια δίνονταν με κρατική εγγύηση παραδείγματος χάριν στα πλαίσια προώθησης επενδύσεων σε ΑΠΕ. Βέβαια τότε θα μπορούσε να μειώσει το κράτος την εγγυημένη τιμή αγοράς, ώστε να μην επιβαρύνει πολύ και τους καταναλωτές της ηλεκτρικής ενέργειας.

**Πίνακας 5.10:** Μεταβολή των οικονομικών δεικτών της επένδυσης ανάλογα με το κόστος δανεισμού.

Επιτόκιο δανεισμού	Ε.Β.Α	Ε.Β.Α. Αποπλ.	Κ.Π.Α. (αποπλ. σε €)	Απλή περίοδος αποπληρωμής (έτη)	Αποπληθωρ. περίοδος αποπληρωμής (έτη)
4%	16,40%	14,11%	393.859.608	8,9	9,4
6%	15,00%	12,75%	371.792.922	9,9	10,6
7%	14,33%	12,09%	360.759.580	10,5	11,2
8%	13,69%	11,46%	349.726.237	11,0	11,9
9%	13,06%	10,84%	338.692.894	11,8	12,6
10%	12,46%	10,25%	327.659.551	12,4	13,4



**Διάγραμμα 5.1:** Μεταβολή Ε.Β.Α. ανάλογα με το κόστος δανεισμού.

### 5.5.2. Μόχλευση (αναλογία ιδίων κεφαλαίων και χρέους)

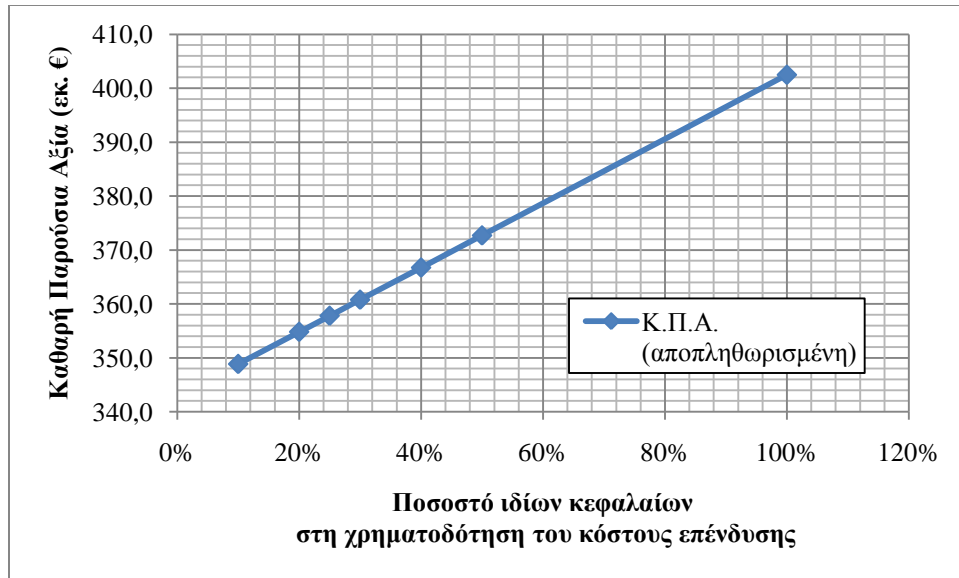
Όπως δείχνουν σχετικά δεδομένα της αγοράς, γενικά οι επενδυτές καλύπτουν ένα ποσοστό γύρω στο 20-40% του συνολικού κόστους της επένδυσης ενώ το υπόλοιπο καλύπτεται από τραπεζικό δανεισμό. Λόγω του μηχανισμού της μόχλευσης και επειδή η απόδοση των επενδεδυμένων κεφαλαίων είναι μεγαλύτερη από το κόστος του δανεισμού, όσο λιγότερα είναι τα ίδια κεφάλαια τόσο μεγαλύτερος ο βαθμός απόδοσης των ιδίων κεφαλαίων, καθώς ο επενδυτής καρπώνεται τη διαφορά μεταξύ απόδοσης και επιτοκίου δανεισμού. Βέβαια, οι τράπεζες δεν είναι διατεθειμένες να χρηματοδοτήσουν εξ ολοκλήρου ένα έργο ή παραδείγματος χάριν το 90% μιας επένδυσης, γιατί τα χαμηλά ίδια κεφάλαια εκθέτουν σε υψηλό κίνδυνο το δάνειο της τράπεζας σε περίπτωση που το έργο παρουσιάσει προβλήματα καθυστερήσεις κλπ.

Φαίνεται λοιπόν από τον πίνακα 5.11 ότι όσο μεγαλύτερος ο τραπεζικός δανεισμός, τόσο μεγαλύτερη είναι η κερδοφορία της επένδυσης στο σταθμό παραγωγής ενέργειας. Στην ακραία περίπτωση που δεν παρασχεθεί καθόλου τραπεζικός δανεισμός και το έργο πρέπει να γίνει εξ ολοκλήρου με ίδια κεφάλαια, η απόδοση περιορίζεται σε 10,05% ή 7,19% αποπληρωσιμότητα, που μάλλον είναι μόλις οριακά ικανοποιητικό (ή και μη ικανοποιητικό) για κάποιον επενδυτή.

Τέλος, η περίοδος αποπληρωμής αυξάνει όσο αυξάνει η αναλογία των ιδίων κεφαλαίων στη χρηματοδότηση του συνολικού επενδυτικού κόστους.

**Πίνακας 5.11:** Μεταβολή των οικονομικών δεικτών ανάλογα με την αναλογία ιδίων κεφαλαίων επί του συνολικού επενδυτικού κόστους.

Ίδια Κεφάλαια/ Συνολική επένδυση (%)	Ε.Β.Α	Ε.Β.Α. Αποπλ.	Κ.Π.Α. (αποπλ. σε €)	Απλή περίοδος αποπληρωμής (έτη)	Αποπληθωρ. περίοδος αποπληρωμής (έτη)
10%	21,27%	18,90%	348.838.030	8,7	9,0
20%	16,59%	14,30%	354.798.805	9,9	10,4
25%	15,31%	13,05%	357.779.192	10,2	10,8
30%	14,33%	12,09%	360.759.580	10,5	11,2
40%	12,92%	10,71%	366.720.355	10,9	11,7
50%	11,93%	9,73%	372.681.129	11,2	12,1
100%	9,34%	7,19%	402.485.004	12,1	13,3



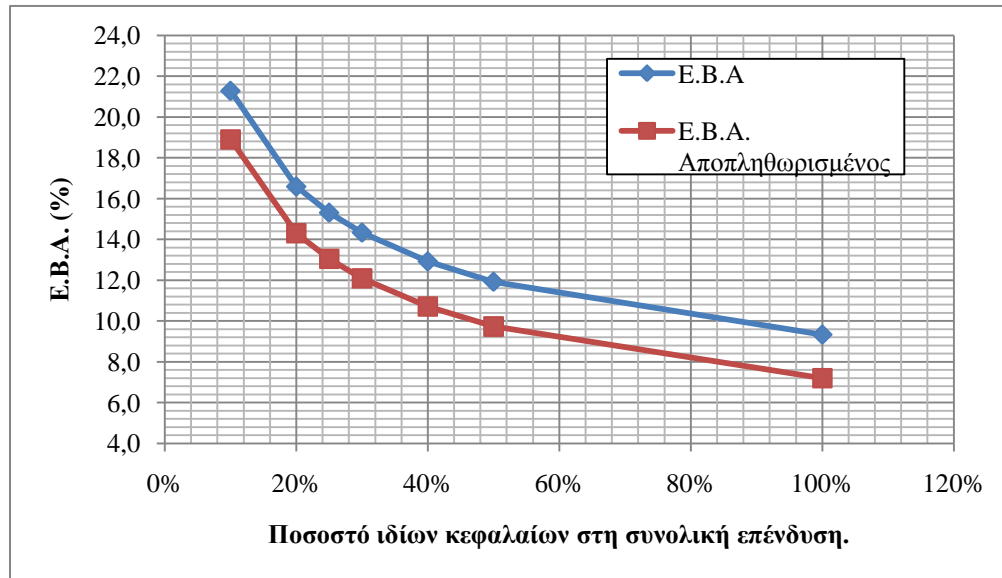
*Διάγραμμα 5.2: Μεταβολή Κ.Π.Α. ανάλογα με τη χρηματοδότηση της επένδυσης από ίδια κεφάλαια.*

Κάτι ενδιαφέρον είναι ότι η καθαρή παρούσα αξία αυξάνεται επίσης όσο αυξάνονται τα ίδια κεφάλαια, όπως φαίνεται από το διάγραμμα 5.2. Αυτό φαινομενικά είναι αντίθετο με το γεγονός ότι με την αύξηση των ιδίων κεφαλαίων παρατηρείται μείωση του Ε.Β.Α.. Στην πραγματικότητα όμως είναι εύκολα εξηγήσιμο. Η καθαρή παρούσα αξία επηρεάζεται από το αρχικό επενδεδυμένο κεφάλαιο, και έτσι δεν είναι πολύ καλός δείκτης για να αξιολογηθούν δυο επενδύσεις με διαφορετική αρχική επένδυση. Στην περίπτωση που το 50% του κεφαλαιουχικού κόστους προέλθει από ίδια κεφάλαια, αυτό σημαίνει ότι επενδύθηκαν συνολικά 150.000.000 € από τον επενδυτή (και άλλα τόσα από την τράπεζα). Από αυτά τα 150.000.000 € σε διάστημα 38 ετών προήλθε αποπληθωρισμένη καθαρή αξία 372.681.129 €.

Σε περίπτωση που ο επενδυτής συνεισφέρει μόνο το 20% του συνολικού επενδυτικού κόστους, δηλαδή 60.000.000 €, όπως φαίνεται και από τον πίνακα 5.11, η αποπληθωρισμένη καθαρή αξία θα είναι 354.798.805 €, δηλαδή ελαφρώς λιγότερα από ότι στην προηγούμενη περίπτωση. Αυτό βέβαια δε σημαίνει πως η επένδυση στην περίπτωση ιδίων κεφαλαίων ύψους 20% είναι λιγότερο συμφέρουσα. Προκύπτει μεν μικρότερη καθαρή παρούσα αξία, αλλά είναι και σημαντικά λιγότερα τα ποσά που επενδύθηκαν.

Όπως φαίνεται, σε περίπτωση που τα ίδια κεφάλαια δύο επενδύσεων διαφέρουν καταλληλότερο κριτήριο για να συγκριθούν είναι ο Ε.Β.Α., επειδή αυτός δεν επηρεάζεται από το ύψος της αρχικής επένδυσης όπως ο δείκτης της καθαρής παρούσας αξίας. Με κριτήριο τον Ε.Β.Α. φαίνεται ξεκάθαρα στην περίπτωσή της επένδυσης που αξιολογείται

στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής ότι η μείωση του ποσοστού των ιδίων κεφαλαίων στη χρηματοδότηση αυξάνει την κερδοφορία της επένδυσης. Φυσικά η μεγαλύτερη αναλογία χρέους εκτός από τα κέρδη αυξάνει και το ρίσκο της επένδυσης.



*Διάγραμμα 5.3: Μεταβολή του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης ανάλογα με την αναλογία ιδίων κεφαλαίων επί του συνολικού επενδυτικού κόστους.*

Γενικά σε περιόδους κρίσης και αβεβαιότητας οι τράπεζες ως δανειστές ζητούν από τους επενδυτές να παράσχουν περισσότερα ίδια κεφάλαια ώστε να περιορίσουν τον πιστωτικό κίνδυνο που αναλαμβάνει ο δανειστής. Ενώ πριν τη χρηματοοικονομική/πιστωτική κρίση του 2007/2008 δεν ήταν ασυνήθιστο οι τράπεζες να δανείσουν το 80% των απαιτούμενων κεφαλαίων ή και ακόμη περισσότερο, σήμερα λόγω αβεβαιότητας δανείζουν γύρω στο 70%. Αυτό περιορίζει τις πιθανότητες χρεωκοπίας ή αποτυχίας του έργου, καθώς υπάρχουν αρκετά ίδια κεφάλαια. Έτσι οι τράπεζες περιορίζουν τον κίνδυνο που αναλαμβάνουν οι ίδιες αφού σε περίπτωση πτώχευσης του έργου, θα υπάρχουν περισσότερα ίδια κεφάλαια που θα απορροφήσουν το μεγαλύτερο μέρος των ζημιών.

Συνολικά φαίνεται ξεκάθαρα η σημασία του τραπεζικού (ή άλλου) δανεισμού για την κερδοφορία του έργου. Μάλιστα φαίνεται πως για την κερδοφορία της επένδυσης, μεγαλύτερη σημασία έχει το ποσοστό των κεφαλαίων που είναι διατεθειμένοι να διαθέσουν οι δανειστές παρά το επιτόκιο στο οποίο θα γίνει ο δανεισμός. Είναι παραδείγματος χάριν προτιμότερο για έναν επενδυτή να δεχθεί προσφορά να δανειστεί το 75% του συνολικού κόστους με τραπεζικό δανεισμό και επιτόκιο 8%, παρά να χρηματοδοτήσει το 70% του συνολικού κόστους με επιτόκιο 7%. Στην πρώτη περίπτωση ο E.B.A. θα είναι 14,33%, ενώ στη δεύτερη που ο επενδυτής δανείζεται μεγαλύτερα ποσά αλλά με υψηλότερο επιτόκιο, ο E.B.A. θα είναι 14,51%! Αυτό ουσιαστικά

συμβαίνει επειδή όπως φάνηκε παραπάνω, η αναλογία ιδίων κεφαλαίων/χρέους παίζει σημαντικό ρόλο από το επιτόκιο δανεισμού.

**Πίνακας 5.12:** Μεταβολή οικονομικών δεικτών ανάλογα με το ποσοστό των δανείων σε σχέση με το συνολικό επενδυτικό κόστος, και ανάλογα με το επιτόκιο δανεισμού.

Δανεισμός ως ποσοστό του επενδυτικού κόστους /Επιτόκιο	Ε.Β.Α	Ε.Β.Α. Αποπλ.	Κ.Π.Α. (αποπλ. σε €)	Απλή περίοδος αποπληρωμής (έτη)	Αποπληθωρ. περίοδος αποπληρωμής (έτη)
Δανεισμός 70%, επιτόκιο 7%	14,33%	12,09%	360.759.580	10,5	11,2
Δανεισμός 75%, επιτόκιο 8%	14,51%	12,26%	345.957.754	10,9	11,6

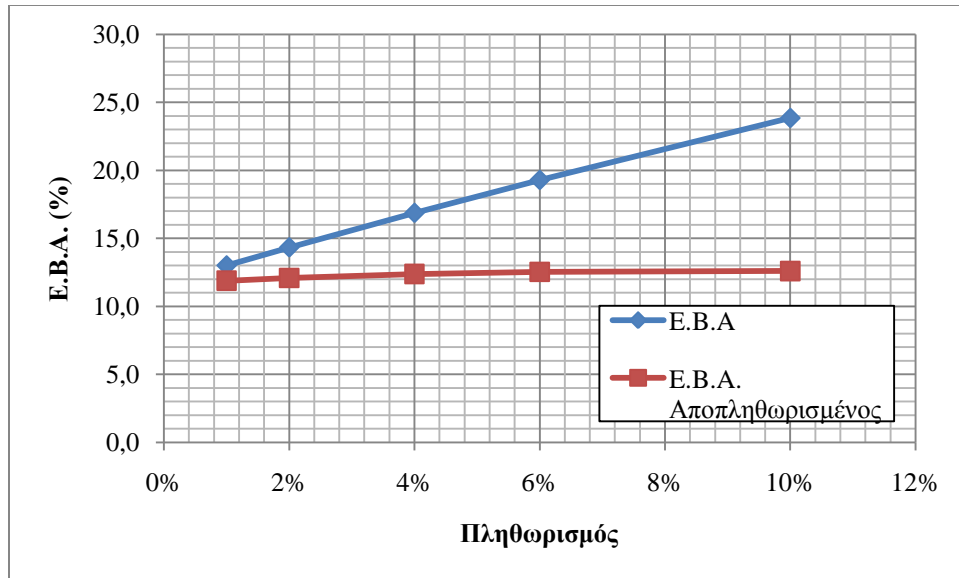
### 5.5.3. Πληθωρισμός

Επίσης ενδιαφέρον έχει να αξιολογηθεί η απόδοση της επένδυσης σε ένα περιβάλλον μεταβαλλόμενου πληθωρισμού. Γενικά η αύξηση του πληθωρισμού θα αυξήσει τα κόστη της εταιρίας (π.χ. αναπροσαρμογή μισθών), όμως ταυτόχρονα θα αυξήσει και τα έσοδα, αφού σύμφωνα με τον ισπανικό νόμο, η τιμή της ενέργειας αυξάνεται κατά έτος κατά ποσοστό ίσο με τον πληθωρισμό μειωμένο κατά μια εκατοστιαία μονάδα.

**Πίνακας 5.13:** Μεταβολή οικονομικών δεικτών σε σχέση με τη μεταβολή του πληθωρισμού.

Πληθωρισμός	Ε.Β.Α	Ε.Β.Α. Αποπλ.	Κ.Π.Α. (αποπλ. σε €)	Απλή περίοδος αποπληρωμής (έτη)	Αποπληθωρ. περίοδος αποπληρωμής (έτη)
1%	13,01%	11,89%	364.320.713	11,0	11,3
2%	14,33%	12,09%	360.759.580	10,5	11,2
4%	16,88%	12,38%	350.615.215	9,8	11,0
6%	19,29%	12,54%	337.731.573	9,2	10,8
10%	23,86%	12,60%	307.938.202	8,5	10,6





*Διάγραμμα 5.4: Μεταβολή E.B.A. σε σχέση με τη μεταβολή του πληθωρισμού.*

Όπως φαίνεται από τον πίνακα 5.13 και το διάγραμμα 5.4, συμβαίνει το αρκετά παράδοξο, η αποπληθωρισμένη απόδοση της επένδυσης να αυξάνεται με την αύξηση του πληθωρισμού. Γενικά ο πληθωρισμός θεωρείται εχθρός των επενδυτών, καθώς μειώνει την αξία των επενδύσεών τους, και την αποπληθωρισμένη απόδοση. Στην περίπτωση που μελετάται όμως, φαίνεται ότι ο αποπληθωρισμένος E.B.A. αυξάνεται ελαφρώς με την αύξηση του πληθωρισμού. Το ίδιο σε πολύ μεγαλύτερο βαθμό ισχύει και για τον ονομαστικό E.B.A. που σε περίπτωση πληθωρισμού 10%, φτάνει το 23,9%, ενώ ο αποπληθωρισμένος δείκτης φτάνει το 12,60%. Ταυτόχρονα η περίοδος αποπληρωμής μειώνεται με την αύξηση του πληθωρισμού (πιο έντονα μειώνεται η απλή περίοδος αποπληρωμής, ενώ η αποπληθωρισμένη περίοδος αποπληρωμής, που έχει και μεγαλύτερο ενδιαφέρον, μειώνεται πιο αργά με την αύξηση του πληθωρισμού). Ο μόνος δείκτης που επηρεάζεται αρνητικά από την αύξηση του πληθωρισμού είναι η καθαρή παρούσα αξία.

Συνολικά ωστόσο μπορεί να ειπωθεί ότι η επένδυση που αξιολογείται έχει ισχυρή άμυνα απέναντι στην αύξηση του πληθωρισμού. Αυτό οφείλεται στο ότι αναπροσαρμόζεται σε πολύ μεγάλο βαθμό η τιμή που εισπράττει ο επενδυτής-παραγωγός κάθε έτος στην αύξηση του πληθωρισμού. Ταυτόχρονα αυξάνονται βέβαια και τα έξοδα (π.χ. μισθοδοσία), κόστη συντήρησης, ενοικίαση γης κλπ.

Πολύ σημαντικό ρόλο παίζει επίσης η υπόθεση πως το τραπεζικό δάνειο συνάπτεται σε σταθερό επιτόκιο 7% που δεν μεταβάλλεται από την αυξομείωση των βασικών επιτοκίων. Σε περίπτωση που ο επενδυτής συνάψει δάνειο με μεταβλητό επιτόκιο, ως αποτέλεσμα της ανόδου του πληθωρισμού, ανάλογη αύξηση θα παρατηρηθεί και στα

διατραπεζικά επιτόκια που θα παρασύρουν προς τα πάνω και τα επιτόκια δανεισμού (π.χ. μέχρι και στο 14%, αφού αν υποθεθεί ότι ο πληθωρισμός είναι 10%, και το επιτόκιο EURIBOR θα αναπροσαρμοστεί σε επίπεδα τουλάχιστον 11-12%). Σε αυτή την περίπτωση ο E.B.A. της επένδυσης (αποπληθωρισμένος) μειώνεται σημαντικά στο 9,75%.

Αποδεικνύεται λοιπόν ότι το σταθερό επιτόκιο μπορεί να δώσει λύση σε περίπτωση που αυξηθούν τα διατραπεζικά επιτόκια, στοιχίζει ωστόσο πιο ακριβά σε περιβάλλον χαμηλών επιτοκίων.

#### **5.5.4. Εγγυημένη τιμή πώλησης ενέργειας**

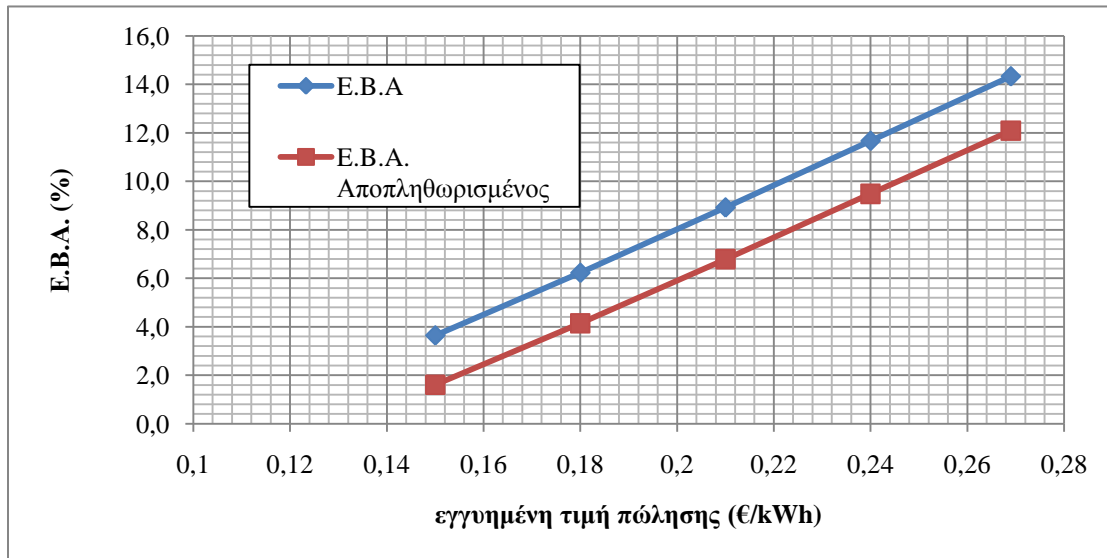
Η εγγυημένη τιμή ενέργειας που εγγυάται η νομοθεσία παίζει καθοριστικό ρόλο για την κερδοφορία της επένδυσης. Από την εγγυημένη αυτή τιμή προέρχονται τα έσοδα της επένδυσης. Επομένως γίνεται εύκολα αντιληπτό πόσο σημαντικό ρόλο παίζει το ύψος του εγγυημένου τιμολογίου.

Όπως φαίνεται από τον πίνακα 5.14 και τα διαγράμματα 5.5 και 5.6, η επένδυση στο σταθμό παραμένει επικερδής (μη ζημιογόνος) ακόμη και για τιμές ίσες με 0,15 €/kWh. Σε αυτό το ύψος επιδότησης βέβαια η απόδοση της επένδυσης είναι πολύ χαμηλή, μόλις 3,6% και δεν καλύπτει επαρκώς το αναλαμβανόμενο ρίσκο από πλευράς επενδυτών. Επειδή όπως αναλύθηκε παραπάνω ένα ικανοποιητικό επίπεδο απόδοσης για μια τέτοιου είδους επένδυση είναι γύρω στο 10-11%, προκύπτει ότι και με μια εγγυημένη τιμή γύρω στα 0,22-0,23 €/kWh, η αποζημίωση των επενδυτών θα ήταν επαρκής, πλην όμως οριακή, και επομένως είναι αμφίβολο αν θα μπορούσε να οδηγήσει σε μια εκρηκτική ανάπτυξη των ηλιακών θερμικών σταθμών όπως αυτή που παρατηρείται τώρα στην Ισπανία.

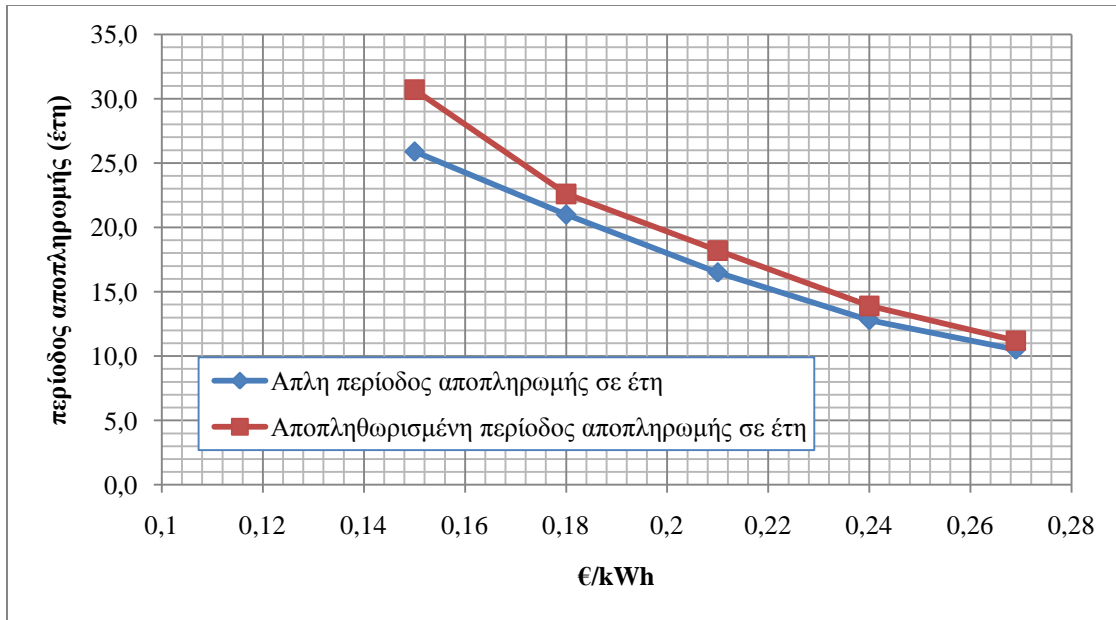
Ειδικά κατά τα πρώτα στάδια εισαγωγής μιας τεχνολογίας απαιτούνται υψηλότερες εγγυημένες τιμές, γιατί η τεχνολογία είναι σχετικά καινούργια, και αυτό αυξάνει το ρίσκο και κατά συνέπεια και την ζητούμενη αντίστοιχη αποζημίωση, μέσω υψηλότερων αποδόσεων.

**Πίνακας 5.14:** Μεταβολή οικονομικών δεικτών σε σχέση με το εγγυημένο τιμολόγιο αγοράς της ενέργειας.

Εγγυημένη τιμή 1ου έτους (€)	Ε.Β.Α	Ε.Β.Α. Αποπλ.	Κ.Π.Α. (αποπλ. σε €)	Απλή περίοδος αποπληρωμής (έτη)	Αποπληθωρ. περίοδος αποπληρωμής (έτη)
0,269	14,33%	12,09%	360.759.580	10,5	11,2
0,24	11,67%	9,48%	285.587.288	12,8	13,9
0,21	8,92%	6,79%	207.822.848	16,5	18,2
0,18	6,23%	4,14%	130.058.409	21,0	22,6
0,15	3,64%	1,61%	52.293.969	25,9	30,7



**Διάγραμμα 5.5:** Μεταβολή Ε.Β.Α. σε σχέση με το εγγυημένο τιμολόγιο αγοράς της ενέργειας.



*Διάγραμμα 5.6: Περίοδος αποπληρωμής σε σχέση με την εγγυημένη τιμή πώλησης της ενέργειας.*

### 5.5.5. Αρχικό επενδυτικό κόστος

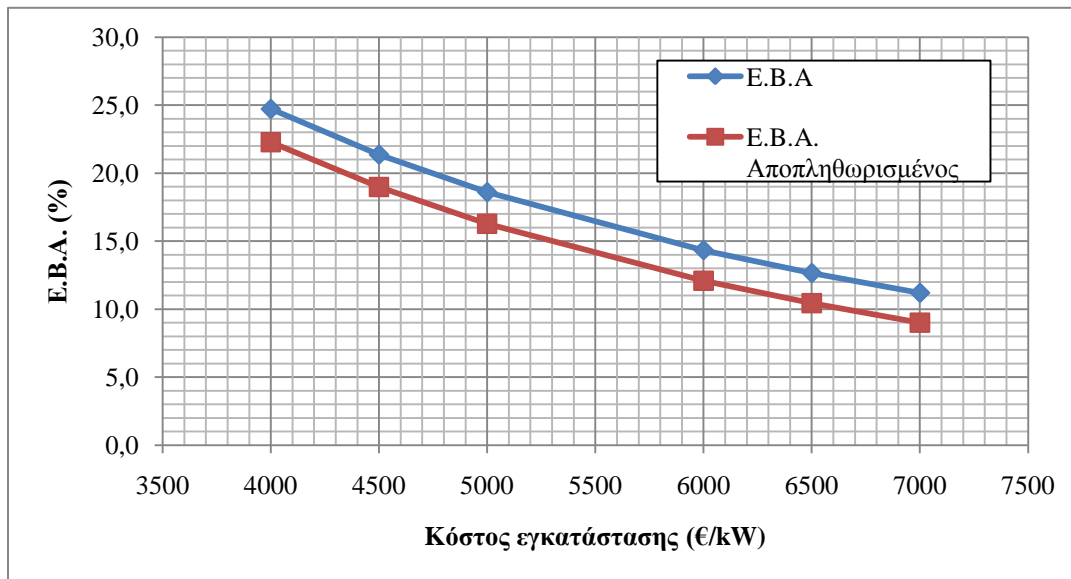
Πολύ σημαντικό ρόλο για την οικονομική αξιολόγηση του έργου παίζει και το αρχικό κόστος κατασκευής. Αυτό εξαρτάται σε σημαντικό βαθμό από την διαθέσιμη τεχνολογία, από το αν ο θερμικός ηλιακός σταθμός θα διαθέτει μονάδα αποθήκευσης θερμότητας και από το πόσες ώρες θα μπορεί να λειτουργήσει άνευ παρουσίας ήλιου.

Όλες οι αναλύσεις προβλέπουν μείωση του κόστους εγκατάστασης για τους θερμικούς ηλιακούς σταθμούς. Αυτό οφείλεται στο ότι πρόκειται για μια πολύ πρόσφατη τεχνολογία και τα περιθώρια ωρίμανσής της είναι μεγάλα. Όπως φαίνεται από τον πίνακα 5.15, η επένδυση είναι εφικτή και κερδοφόρος, με τα σημερινά επίπεδα κόστους (6000-7000 €/kW).

Σε περίπτωση περαιτέρω μείωσης του κόστους εγκατάστασης η επένδυση καθίσταται τόσο επικερδής που η αρχή ενέργειας της Ισπανίας θα είναι σε θέση να μειώσει τις εγγυημένες τιμές για τους νέους σταθμούς σημαντικά, και έτσι θα επιτύχει τη μείωση της επιβάρυνσης των καταναλωτών και τη μείωση του κόστους ενέργειας από ΑΠΕ.

**Πίνακας 5.15:** Μεταβολή οικονομικών δεικτών σε σχέση το επενδυτικό κόστος ανά εγκατεστημένο kW.

Κόστος επένδυσης ανά kW (€)	Ε.Β.Α	Ε.Β.Α. Αποπλ.	Κ.Π.Α. (αποπλ. σε €)	Απλή περίοδος αποπληρωμής (έτη)	Αποπληθωρ. περίοδος αποπληρωμής (έτη)
4000	24,71%	22,27%	470.319.228	6,5	6,8
4500	21,36%	18,98%	442.929.316	7,3	7,6
5000	18,60%	16,27%	415.539.404	8,2	8,7
6000	14,33%	12,09%	360.759.580	10,5	11,2
6500	12,65%	10,45%	333.369.668	11,8	12,7
7000	11,20%	9,01%	305.979.755	13,2	14,4



**Διάγραμμα 5.7:** Μεταβολή E.B.A. σε σχέση το κόστος ανά εγκατεστημένο kW.

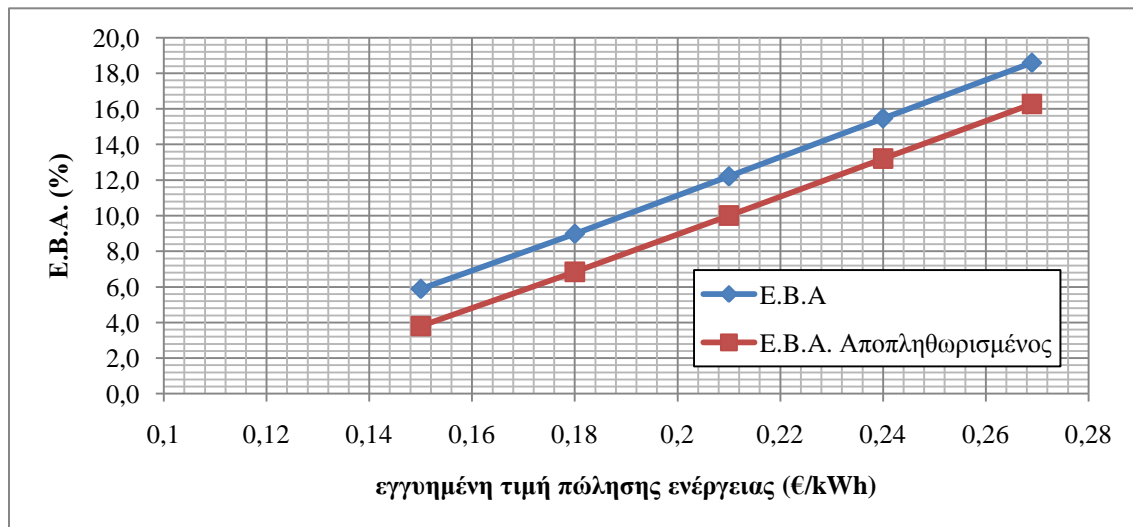
Αξίζει να εξετασθούν δύο περιπτώσεις: μια όπου το κόστος ανά εγκατεστημένο kW είναι 5000 € και μια λίγο πιο μεσοπρόθεσμη με το κόστος να πέφτει στα 4.000 €. Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης παρουσιάζονται στους πίνακες 5.16 και 5.17.

Στην περίπτωση που το κόστος εγκατάστασης πέφτει κατά 16,6% στα 5.000 €, ο E.B.A. αυξάνεται σημαντικά και φτάνει τα επίπεδα του 18,6%. Τόσο υψηλά επίπεδα απόδοσης είναι σπάνια όταν μάλιστα πρόκειται για εγγυημένες αποδόσεις. Επομένως, αναμένεται να κορυφωθεί το ενδιαφέρον για τέτοιες επενδύσεις από τις αντίστοιχες εταιρίες, όταν εμφανιστούν τα πρώτα σημάδια μείωσης του κεφαλαιουχικού κόστους της εγκατάστασης.

Παράλληλα βέβαια αναμένεται ότι μια μείωση του κόστους θα προκαλέσει και αντίδραση από την πλευρά της κυβέρνησης/ διοικητικής αρχής, που θα προβεί σε μείωση των εγγυημένων τιμών προς τους παραγωγούς προκειμένου να μειώσει και την επιβάρυνση των καταναλωτών. Έτσι γίνεται σαφές από το διάγραμμα 5.8 ότι με μια μείωση της εγγυημένης τιμής στα 0,195-0,20 €/kWh, θα μπορούσαν οι επενδύσεις να είναι και πάλι οριακά προσοδοφόρες για τους επενδυτές(απόδοση 10-11%).

**Πίνακας 5.16:** Μεταβολή οικονομικών δεικτών σε σχέση με την εγγυημένη τιμή για επενδυτικό κόστος ανά εγκατεστημένο kW ίσο με 5000 €.

Εγγυημένη τιμή για το 1ο έτος (€/kWh)	Ε.Β.Α	Ε.Β.Α. Αποπλ.	Κ.Π.Α. (αποπλ. σε €)	Απλή περίοδος αποπληρωμής (έτη)	Αποπληθωρ. περίοδος αποπληρωμής (έτη)
0,269	18,60%	16,27%	415.539.404	8,2	8,7
0,24	15,47%	13,21%	340.367.112	9,8	10,4
0,21	12,21%	10,01%	262.602.673	12,3	13,3
0,18	8,98%	6,84%	184.838.233	16,7	18,5
0,15	5,88%	3,80%	107.073.794	21,9	23,8

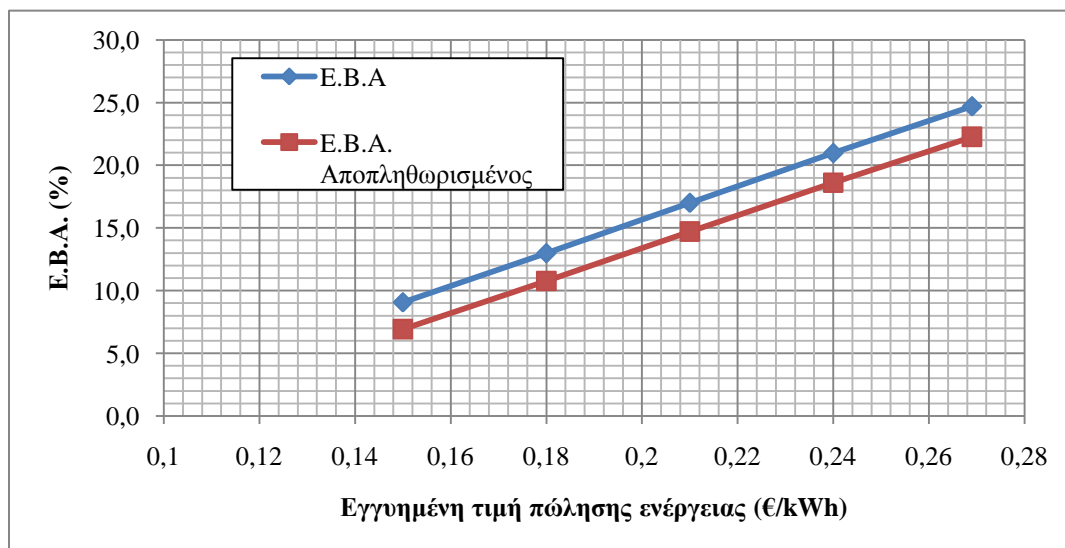


**Διάγραμμα 5.8:** Μεταβολή Ε.Β.Α. σε σχέση με την εγγυημένη τιμή για κόστος ανά εγκατεστημένο kW ίσο με 5000 €.

Τα ίδια περίπου συμπεράσματα ισχύουν και για την περίπτωση μείωσης του κόστους εγκατάστασης στα 4000 €/KV. Όπως φαίνεται από τον πίνακα 5.17, οι επενδυτές αποκτούν πλέον ελκυστικά επίπεδα απόδοσης, ακόμη και για εγγυημένη τιμή στα 0,18 €/kWh (E.B.A. 13,00%), ενώ οριακά μη ικανοποιητική είναι και η απόδοση για εγγυημένη τιμή στα 0,15 €/kWh (E.B.A. 9,06%). Πρέπει να επισημανθεί ότι μια τέτοια μείωση του κόστους κατασκευής δεν είναι καθόλου ουτοπική, καθώς σύμφωνα με όλες τις αναλύσεις διεθνών οργανισμών αναμένεται τέτοια ή και μεγαλύτερη μείωση του κεφαλαιουχικού κόστους τα επόμενα χρόνια. Επίσης, η εμπλοκή παγκοσμίων γιγάντων (όπως η Google) στην έρευνα και την ανάπτυξη για τη μείωση του κόστους εγγυάται σημαντικά αποτελέσματα. [33]

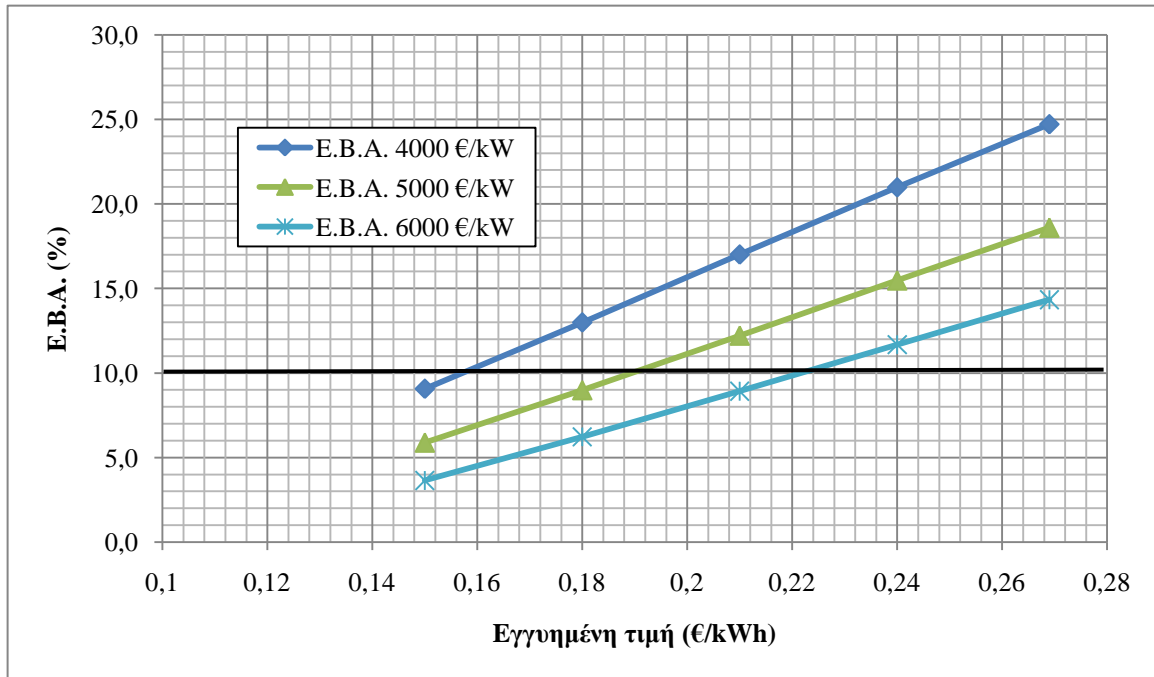
**Πίνακας 5.17:** Μεταβολή οικονομικών δεικτών σε σχέση με την εγγυημένη τιμή για κόστος ανά εγκατεστημένο kW ίσο με 4000 €.

Εγγυημένη τιμή για το 1 <sup>ο</sup> έτος (€)	E.B.A	E.B.A. Αποπλ.	Κ.Π.Α. (αποπλ. σε €)	Απλή περίοδος αποπληρωμής (έτη)	Αποπληθωρ. περίοδος αποπληρωμής (έτη)
0,269	24,71%	22,27%	470.319.228	6,5	6,8
0,24	20,98%	18,61%	395.146.937	7,4	7,8
0,21	17,01%	14,71%	317.382.497	9,0	9,4
0,18	12,99%	10,77%	239.618.058	11,7	12,5
0,15	9,06%	6,92%	161.853.618	17,0	18,8



**Διάγραμμα 5.9:** Μεταβολή E.B.A. σε σχέση με την εγγυημένη τιμή για κόστος ανά εγκατεστημένο kW ίσο με 4000 €.

Τα αποτελέσματα από τις παραπάνω αναλύσεις ευαισθησίας (κόστος κατασκευής και εγγυημένη τιμή συνοψίζονται στο διάγραμμα 5.10).



**Διάγραμμα 5.10:** Μεταβολή E.B.A. σε σχέση με την εγγυημένη τιμή για κόστος ανά εγκατεστημένο kW ίσο με 6000/5000/4000 €.

Από το διάγραμμα 5.10, φαίνεται πως μπορούν να αποκλιμακώνονται οι εγγυημένες τιμές ανάλογα με τη μείωση του κόστους εγκατάστασης.

Αν υποθεθεί ότι οι επενδυτές αναζητούν μια απόδοση 10-11%, τότε η εγγυημένη τιμή μπορεί να οριστεί στα 0,23 €/kWh για κεφαλαιουχικό κόστος 6.000 €/KW, στα 0,195 €/kWh για κόστος 5.000 €/KW, και στα 0,16 €/kWh για κόστος 4.000 €/KW.

### 5.5.6. Κόστος ενοικίασης γης

Το κόστος ενοικίασης της γης είναι άλλος ένας παράγοντας που μπορεί να επηρεάσει την κερδοφορία της επένδυσης. Στο αρχικό μοντέλο θεωρήθηκε ότι το κόστος αυτό ίσο με 1€/m<sup>2</sup> ενώ θα μπορούσε θεωρητικά να κυμαίνεται από 0 €/m<sup>2</sup> (σε περίπτωση που η γη είναι άγονη, ακατάλληλη για άλλες χρήσεις ερημική γη και το κόστος της επιδοτείται από την κυβέρνηση ή παραχωρείται τιμής ένεκεν, λόγω και ανυπαρξίας εναλλακτικών μορφών αξιοποίησης) έως και 3 €/m<sup>2</sup>.

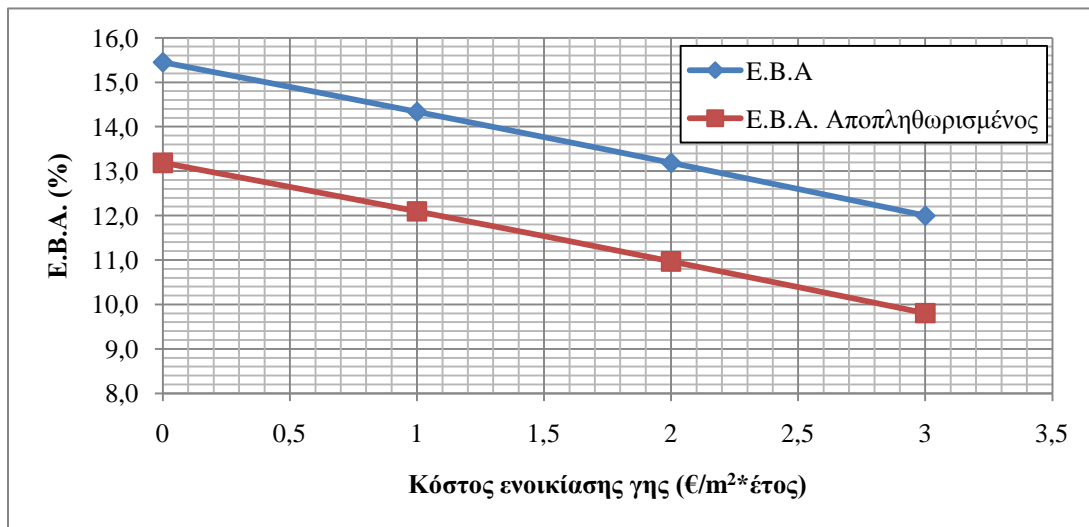
Όπως φαίνεται από τον πίνακα 5.18 το κόστος της γης μπορεί να επηρεάσει σημαντικά την κερδοφορία της επένδυσης. Συγκεκριμένα, κάθε αύξηση του κόστους ενοικίασης



κατά 1€/έτος, φέρνει μια μείωση του E.B.A. κατά περίπου 1%, και μείωση της καθαρής παρούσας αξίας κατά 45 εκατομμύρια €.

**Πίνακας 5.18:** Μεταβολή οικονομικών δεικτών σε σχέση με το κόστος ενοικίασης της γης.

Κόστος ενοικίασης γης (€/m <sup>2</sup> *έτος)	E.B.A.	E.B.A. Αποπλ.	Κ.Π.Α. (αποπλ. σε €)	Απλή περίοδος αποπληρωμής (έτη)	Αποπληθωρ. περίοδος αποπληρωμής (έτη)
0	15,45%	13,19%	406.028.006	9,8	10,4
1	14,33%	12,09%	360.759.580	10,5	11,2
2	13,19%	10,97%	315.491.154	11,3	12,1
3	12,00%	9,80%	270.222.728	12,2	13,2



**Διάγραμμα 5.11:** Μεταβολή E.B.A. σε σχέση με το κόστος ενοικίασης της γης.

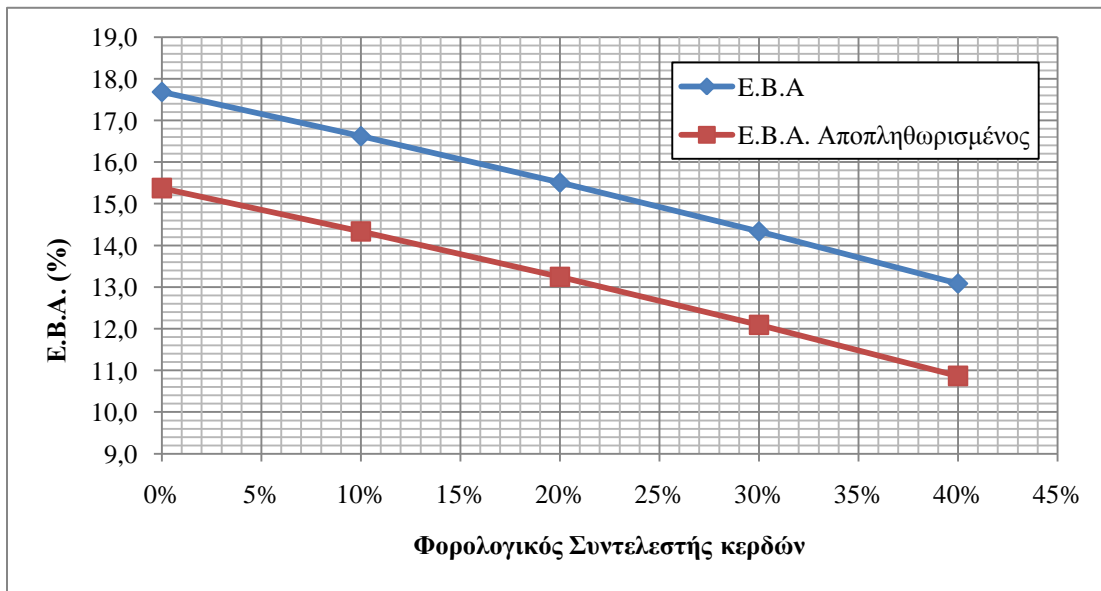
### 5.5.7. Φορολογία κερδών επιχειρήσεων.

Ο φορολογικός συντελεστής επί των κερδών διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση των οικονομικών δεικτών μιας επένδυσης.

Όπως φαίνεται στον πίνακα 5.19, μια αυξομείωση του συντελεστή κατά 10 ποσοστιαίες μονάδες θα μετέβαλε τον E.B.A. προς την αντίθετη κατεύθυνση κατά περίπου 1,30%.

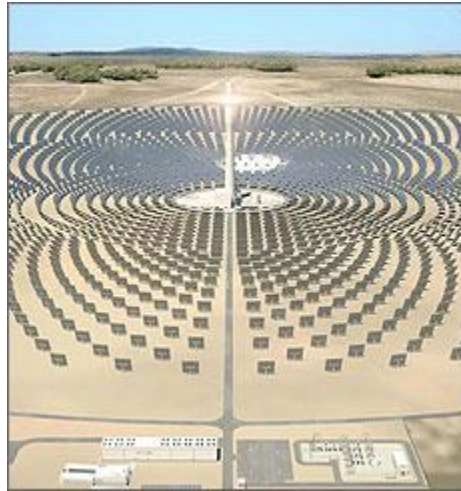
**Πίνακας 5.19:** Φορολογικός Συντελεστής και οικονομικοί δείκτες της επένδυσης.

Φορολογικός συντελεστής κερδών (%)	Ε.Β.Α.	Ε.Β.Α. Αποπλ.	Κ.Π.Α. (αποπλ. σε €)	Απλή περίοδος αποπληρωμής (έτη)	Αποπληθωρ. περίοδος αποπληρωμής (έτη)
0%	17,68%	15,38%	524.694.630	9,0	9,4
10%	16,62%	14,33%	470.049.613	9,4	9,9
20%	15,51%	13,24%	415.404.596	9,9	10,5
30%	14,33%	12,09%	360.759.580	10,5	11,2
40%	13,08%	10,87%	306.114.563	11,2	12,0



**Διάγραμμα 5.12:** Μεταβολή Ε.Β.Α. σε σχέση με το φορολογικό συντελεστή επί των κερδών.

### 5.5.8. Ηλιακός θερμικός σταθμός τύπου πύργου



**Εικόνα 5.1:** αναπαράσταση του υπό κατασκευή σταθμού παραγωγής ηλιακής ενέργειας Gemasolar, στην Ισπανία[34]

Το παράδειγμα που εξετάστηκε ως τώρα αφορούσε μόνο την παραγωγή από παραβολικά κάτοπτρα. Ένα άλλο είδος ηλιακού θερμικού σταθμού είναι αυτός του Πύργου. Είναι πολλά υποσχόμενη τεχνολογία αν και τώρα μόλις μπαίνει σε εμπορικές εφαρμογές. Μια από τις πρώτες εφαρμογές που κατασκευάζονται είναι αυτή του Gemasolar στην Ισπανία, ισχύος 17 MW, που αναμένεται να έχει 24ωρη λειτουργία, και δυνατότητα να παράγει 110.000 MWh ετησίως. Η κατασκευή του αναμένεται να στοιχίσει περί τα 230.000.000 €.

Το κόστος εγκατάστασης ανά kW είναι πάρα πολύ υψηλό (13,5 χιλιάδες €), ωστόσο πρόκειται για την πρώτη τέτοια εμπορική εφαρμογή αυτού του μεγέθους και το κόστος αναμένεται να αποκλιμακωθεί πολύ γρήγορα.

Τα στοιχεία απόδοσης της επένδυσης που προκύπτουν φαίνονται στον πίνακα 5.20. Οι E.B.A. είναι κατά τι χαμηλότεροι από ότι θα επεδίωκαν οι επενδυτές για το ρίσκο που αναλαμβάνουν. Πρόκειται για ένα πρωτότυπο έργο με αρκετές αβεβαιότητες, επομένως θα ήταν εύλογο να αποζητούν μια ετήσια απόδοση τουλάχιστον 12-14%, ή 10-12 % αποπληθωρισμένη. Με αυστηρά οικονομοτεχνικά κριτήρια η επένδυση θα έπρεπε να απορριφθεί. Ωστόσο θα πρέπει να συνυπολογιστούν παράγοντες κύρους/πρεστίτζ για την εταιρία που αναλαμβάνει το πρωτότυπο αυτό έργο, καθώς και η τεχνογνωσία που αποκτά η εταιρία και ενδεχομένως να της φανεί χρήσιμη σε μελλοντικά έργα όπου μπορεί να αποδειχθεί κρίσιμο πλεονέκτημα έναντι ανταγωνιστών. Για αυτούς τους λόγους ενδεχομένως η εν λόγω εταιρία να έχει αναλάβει την εκπόνηση του έργου, αποβλέποντας στα παράπλευρα οφέλη που περιγράφηκαν παραπάνω.

**Πίνακας 5.20:** Οικονομικοί δείκτες επένδυσης σε ηλιακό σταθμό πύργου με κόστος εγκατάστασης 13,5 χιλιάδες €/kW.

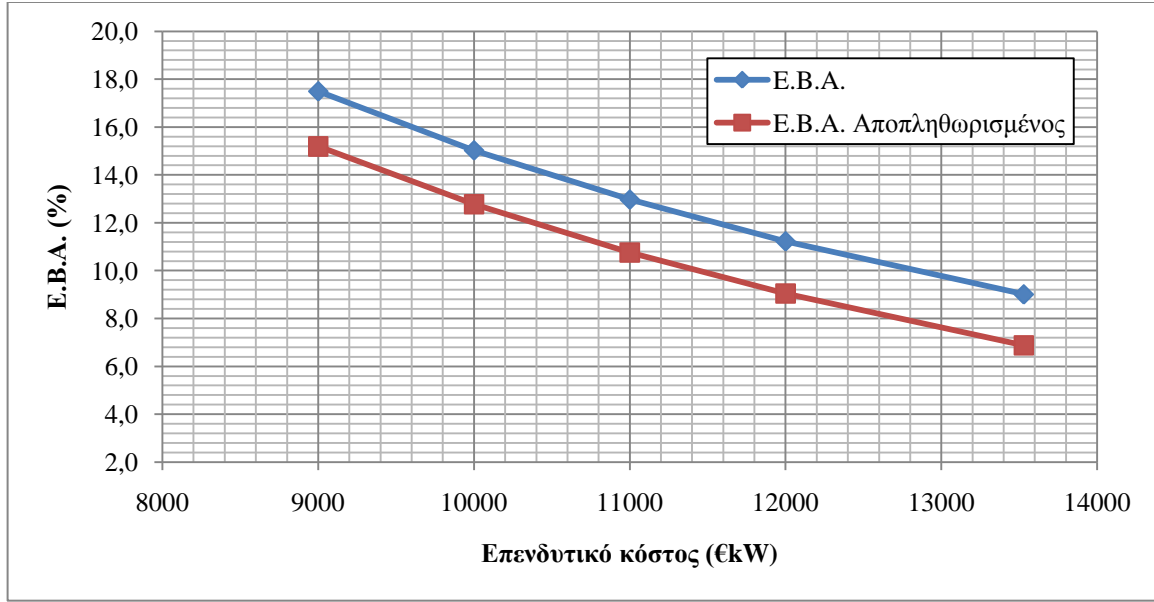
E.B.A	E.B.A. Αποπλ.	Κ.Π.Α. (αποπλ. σε €)	Απλή περίοδος αποπληρωμής (έτη)	Αποπληθωρ. περίοδος αποπληρωμής (έτη)
9,01%	6,87%	146.408.019	16,0	17,6

Επίσης θα είχε ενδιαφέρον να εξεταστεί αν και κατά πόσο αυτή η επένδυση θα μπορεί να αποφέρει μεγαλύτερα κέρδη στο μέλλον αν το κόστος κατασκευής μειωθεί σημαντικά σε σχέση με το πρωτότυπο έργο.

Όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης στον πίνακα 5.21, μια μείωση του κόστους κατασκευής κατά 18,6% στα 11.000 €/kW μπορεί να κάνει την επένδυση προσοδοφόρα στα ίδια περίπου επίπεδα που απολαμβάνουν και οι επενδύσεις σε σταθμούς με παραβολικά κάτοπτρα.

**Πίνακας 5.21:** Οικονομικοί δείκτες επένδυσης σε ηλιακό σταθμό πύργου σε σχέση με το κόστος εγκατάστασης ανά kW.

Κόστος εγκατ. € Ανά KW	E.B.A	E.B.A. Αποπλ.	Κ.Π.Α. (αποπλ. σε €)	Απλή περίοδος αποπληρωμής (έτη)	Αποπληθωρ. περίοδος αποπληρωμής (έτη)
13529	9,01%	6,87%	146.408.019	16,0	17,6
12000	11,23%	9,05%	174.885.858	13,1	14,2
11000	12,97%	10,76%	193.510.998	11,5	12,3
10000	15,03%	12,77%	212.136.139	10,0	10,6
9000	17,49%	15,19%	230.761.279	8,7	9,1



*Διάγραμμα 5.13: E.B.A. σε ηλιακό σταθμό πύργου σε σχέση με το κόστος εγκατάστασης ανά kW.*

---

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6**

### **ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ**

---

## 6. Συμπεράσματα και προοπτικές

### 6.1 Συμπεράσματα

#### 6.1.1. Φωτοβολταϊκά

Οι επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά ήταν και παραμένουν επικερδείς. Σήμερα το κόστος της ενέργειας που προέρχεται από φωτοβολταϊκά είναι αρκετά υψηλότερο από το κόστος της ενέργειας που παράγεται από συμβατικές πηγές ενέργειας, ωστόσο έχει παρατηρηθεί μια ραγδαία αποκλιμάκωση του κόστους. Επιπλέον, αν και η εγγυημένη τιμή που παρέχεται στους επενδυτές αποκλιμακώνεται χρόνο με το χρόνο, ανάλογη αποκλιμάκωση παρατηρείται και στο επενδυτικό κόστος, με αποτέλεσμα η απόδοση της επένδυσης να παραμένει σταθερή.

Η απόδοση μιας επένδυσης φωτοβολταϊκών εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, οι κυριότεροι από τους οποίους είναι η ηλιοφάνεια και οι εγγυημένες τιμές που παρέχει κάθε κράτος. Οι επενδύσεις στη Γερμανία, παρουσιάζουν μεσαία επίπεδα απόδοσης εξαιτίας των όχι ιδιαίτερα υψηλών εγγυημένων τιμών πώλησης της ενέργειας και των κλιματικών συνθηκών της Βόρειας και Κεντρικής Ευρώπης. Αντίθετα, στην Ελλάδα επικρατούν ευνοϊκότερες κλιματικές συνθήκες και οι εγγυημένες τιμές είναι υψηλότερες με αποτέλεσμα να διαμορφώνεται σε υψηλότερα επίπεδα η απόδοση της επένδυσης. Η διαφορά αυτή αντισταθμίζεται ωστόσο από τις πολύ απλές διαδικασίες που επικρατούν στη Γερμανία όσον αφορά τις επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά, σε αντίθεση με τις δαιδαλώδεις διαδικασίες που απαιτούνται στην Ελλάδα.

Το θεσμικό πλαίσιο στην Ελλάδα προσφέρει εγγυημένα 20ετή τιμολόγια, καθώς και επιδοτήσεις του επενδυτικού κόστους (μέχρι τον Ιανουάριο του 2010 από 35% έως 55% ανάλογα με την περιοχή) μέσω του αναπτυξιακού νόμου, ο οποίος όμως τώρα τελεί υπό αναθεώρηση και έτσι δεν είναι γνωστό αν οι επιδοτήσεις του αρχικού επενδυτικού κόστους θα συνεχίσουν να παρέχονται. Στις περισσότερες Ευρωπαϊκές χώρες παρέχονται πλέον μόνο εγγυημένα τιμολόγια για την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας, χωρίς επιδοτήσεις κόστους, επομένως επικρατεί σκεπτικισμός για το κατά πόσο θα συνεχίσει η Ελλάδα να παρέχει και τις δύο μορφές επιδότησης, εν όψει μάλιστα και των δημοσιονομικών προβλημάτων που αντιμετωπίζει.

Κοινό στοιχείο των φωτοβολταϊκών επενδύσεων στις περισσότερες χώρες της Ευρώπης είναι η ασφάλεια που παρέχουν στους επενδυτές ως προς τα μελλοντικά έσοδα και κατά συνέπεια ως προς την απόδοση της επένδυσης. Οι τιμές είναι εγγυημένες από το κράτος

για μεγάλα χρονικά διαστήματα (20-25 χρόνια). Μάλιστα καθώς η βιομηχανία των φωτοβολταϊκών ωριμάζει ολοένα και περισσότερο, μειώνονται οι κίνδυνοι και οι αβεβαιότητες της επένδυσης, επειδή τα φωτοβολταϊκά συστήματα τυποποιούνται. Αυτή η σταθερότητα είναι το μεγάλο πλεονέκτημα που προσφέρουν οι επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά, σε αντίθεση με άλλες μορφές επενδύσεων, όπως οι μετοχές, όπου η τελική απόδοση είναι εντελώς αβέβαιη.

### **6.1.2. Ηλιακοί θερμικοί σταθμοί**

Οι ηλιακοί θερμικοί σταθμοί, αν και αποτελούν μια τεχνολογία που έχει βρει λίγες εμπορικές εφαρμογές μέχρι σήμερα, το κόστος της παραγόμενης ενέργειας είναι γύρω στα 0,12-0,24 €/kWh (ανάλογα με την περιοχή εγκατάστασης), επομένως είναι σημαντικά χαμηλότερο από το κόστος της ενέργειας από φωτοβολταϊκά, αν και παραμένει υψηλότερο από το κόστος της συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής.

Ένα σημαντικό πλεονέκτημα των ηλιακών θερμικών σταθμών είναι ότι μπορούν να παράγουν ενέργεια σε συνεχή βάση, ακόμη και 24ωρη, λόγω και της δυνατότητας αποθήκευσης θερμότητας. Αυτό τους καθιστά πολύ πιο αξιόπιστους από τα φωτοβολταϊκά ή τις ανεμογεννήτριες που δε μπορούν να παρέχουν συνεχή τροφοδοσία ηλεκτρικής ενέργειας.

Μειονέκτημα των ηλιακών θερμικών σταθμών είναι ότι απαιτούν μεγάλες εκτάσεις για την εγκατάστασή τους και ότι μπορούν να εγκατασταθούν μόνο σε περιοχές με υψηλή ηλιοφάνεια. Αρκετές βιομηχανικές χώρες, όπως η Αγγλία, ο Καναδάς, η Γερμανία, η Γαλλία, η Ρωσία και η Ιαπωνία, δεν έχουν τη δυνατότητα να εκμεταλλευτούν την τεχνολογία αυτή για να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια στο έδαφός τους. Αντίθετα, αρκετές ραγδαία αναπτυσσόμενες χώρες διαθέτουν εκτάσεις για την εγκατάσταση ηλιακών θερμικών σταθμών με πολύ υψηλή ηλιοφάνεια, όπως η Κίνα, η Ινδία, η Αυστραλία, η Βραζιλία, και φυσικά οι Η.Π.Α. και η Ισπανία.

Αυτή τη στιγμή, επί Ευρωπαϊκού εδάφους οι μόνοι εγκατεστημένοι ηλιακοί θερμικοί σταθμοί (εμπορικοί όχι ερευνητικοί) βρίσκονται στην Ισπανία, όπου προσφέρεται εγγυημένο τιμολόγιο για 25 χρόνια με αρχική εγγυημένη τιμή τα 0,269 €/kWh, τιμή που βαίνει αυξανόμενη με την αύξηση του πληθωρισμού.

Οι επενδύσεις σε αυτές τις μονάδες προσφέρουν πολύ ικανοποιητικές αποδόσεις ιδίων κεφαλαίων στους ιδιοκτήτες τους της τάξης του 14%. Πρόκειται μάλιστα για αποδόσεις που εκτός του ρίσκου της νέας τεχνολογίας και της περιόδου κατασκευής, δεν αντιμετωπίζουν σημαντικούς κινδύνους, καθώς τα μελλοντικά τους έσοδα είναι εγγυημένα από το κράτος για πάρα πολλά χρόνια. Παρέχουν δηλαδή στους ιδιοκτήτες τους μια απόδοση που είναι πολύ σταθερή και δεν εξαρτάται από τις μεταβολές στις



αγορές ενέργειας, τις τιμές των πρώτων υλών, τη γενική πορεία της οικονομίας κλπ. Αν συγκρίνει κανείς την ασφάλεια που προσφέρουν αυτού του είδους οι επενδύσεις με την πολύ έντονη μεταβλητότητα άλλων κλάδων της οικονομίας, όπως ο τουρισμός, οι χρηματοοικονομικές υπηρεσίες κλπ που έχουν αβέβαιες αποδόσεις εξαρτώμενες από δεκάδες ευμετάβλητους παράγοντες τοπικούς αλλά και παγκόσμιους, φαίνεται το μεγάλο πλεονέκτημα των επενδύσεων σε ηλιακούς θερμικούς σταθμούς.

Εξαιτίας της αύξησης της εγγυημένης τιμής με το ύψος του πληθωρισμού, οι επενδύσεις σε ηλιακούς θερμικούς σταθμούς παρέχουν προστασία και εγγυημένη απόδοση ακόμη και ανεξάρτητα από την πορεία του πληθωρισμού και την άνοδο των τιμών.

Οι επενδύσεις αυτές για να υλοποιηθούν και να είναι επικερδείς εξαρτώνται σε πολύ μεγάλο βαθμό από τη διαθεσιμότητα δανειακών κεφαλαίων. Μάλιστα αποδείχθηκε στην παρούσα διπλωματική πως όσο μεγαλύτερη η μόχλευση των κεφαλαίων, δηλαδή όσο μεγαλύτερη η αναλογία των δανειακών κεφαλαίων στη χρηματοδότηση του επενδυτικού κόστους, τόσο υψηλότερες είναι και οι αποδόσεις που επιτυγχάνουν τελικά οι επενδυτές. Βέβαια η υψηλή μόχλευση αυξάνει και το ρίσκο της επένδυσης επομένως οι τράπεζες δεν είναι πρόθυμες να δανείζουν συνήθως πάνω από το 75-80% του συνολικού επενδυτικού κόστους.

## **6.2. Προοπτικές**

### **6.2.1. Φωτοβολταϊκά**

Στο μέλλον, η κύρια δύναμη προώθησης των φωτοβολταϊκών θα είναι οι συνεχείς μειώσεις του κόστους παραγωγής που θα προκύπτουν μέσω της τεχνολογικής εξέλιξης, αλλά και της μαζικής παραγωγής των φωτοβολταϊκών.

Εκτός αυτού, νέα ώθηση μπορεί να δώσει η διάδοση και εγκατάσταση των φωτοβολταϊκών σε περιοχές με εξαιρετική ηλιοφάνεια, όπως η Καλιφόρνια, η Σαχάρα, η Αυστραλία, η Δυτική Κίνα, και άλλες περιοχές όπου τα εγκατεστημένα φωτοβολταϊκά μπορούν να παράγουν ακόμη και διπλάσια ενέργεια σε σχέση με φωτοβολταϊκά εγκατεστημένα στη Γερμανία.

Επιπλέον σημαντικές εξελίξεις αναμένονται με τη βελτίωση διαφόρων τύπων φωτοβολταϊκών, όπως αυτά των λεπτών επιστρώσεων (thin film) που έχουν μεν μικρότερη απόδοση, αλλά και χαμηλότερο επενδυτικό κόστος από τα φωτοβολταϊκά πυριτίου.

### 6.2.2. Ηλιακοί θερμικοί σταθμοί

Οι προοπτικές των ηλιακών θερμικών σταθμών είναι πολύ θετικές. Επιστημονικές μελέτες υποστηρίζουν ότι το κόστος της παραγωγής ενέργειας από ηλιακούς θερμικούς σταθμούς μπορεί να υποχωρήσει έως και τα 0,10-0,14 €/kWh μέχρι το 2020, ή ακόμη και μέχρι τα 0,06 €/kWh μέχρι το 2050. Η ηλιακή θερμική ενέργεια προέρχεται από ανανεώσιμη και ανεξάντλητη πηγή και για αυτό είναι πολλά υποσχόμενη. Αν μάλιστα το κόστος της ενέργειας μειωθεί στα επίπεδα των 0,06-0,10 €/kWh θα υπάρξει μια τεράστια ανάπτυξη ηλιακών θερμικών σταθμών.

Όπως φάνηκε από την μελέτη περίπτωσης που πραγματοποιήθηκε στα πλαίσια της διπλωματικής, οι επενδύσεις σε ηλιακούς θερμικούς σταθμούς έχουν υψηλό E.B.A. υπό τις παρούσες συνθήκες, και θα μπορούσαν να διασφαλίσουν ικανοποιητικούς βαθμούς απόδοσης (της τάξης του 10%) ακόμη και αν η εγγυημένη τιμή που διασφαλίζει το κράτος έπεφτε στα 0,22 €/kWh. Με μια αναμενόμενη μείωση του επενδυτικού κόστους κατά 16,5% ή 33% η εγγυημένη τιμή που παρέχεται στους επενδυτές θα μπορούσε να μειωθεί στα 0,19 και 0,16 €/kWh αντίστοιχα, ενώ παράλληλα οι επενδυτές θα συνεχίζουν να κερδίζουν μια ικανοποιητική απόδοση της τάξης του 10%, εγγυημένη από το κράτος και μη εξαρτώμενη από εξωτερικούς παράγοντες όπως η διακυμάνσεις στις αγορές προϊόντων, κεφαλαίων, πρώτων υλών κ.α., χωρίς ανταγωνισμό και άλλα ρίσκα και προκλήσεις που αντιμετωπίζουν οι συμβατικές επενδύσεις.

Αξίζει να σημειωθεί ότι τα συμπεράσματα της μελέτης περίπτωσης αφορούν την ηλιοφάνεια στην Ισπανία, που είναι μεν υψηλή όχι όμως η κορυφαία παγκοσμίως. Σε περίπτωση που οι ίδιοι ηλιακοί θερμικοί σταθμοί εγκατασταθούν σε περιοχές με ακόμη μεγαλύτερη ηλιοφάνεια όπως οι έρημοι των Δυτικών Η.Π.Α., της Κίνας, της Ινδίας, της Σαχάρας και της Μέσης Ανατολής, η παραγόμενη ενέργεια από τα ίδια εγκατεστημένα kW μπορεί να είναι κατά 15-30% υψηλότερη, γεγονός που αυξάνει την απόδοση των ιδίων κεφαλαίων, και δίνει τη δυνατότητα να μειωθούν οι εγγυημένες τιμές ακόμη περισσότερο προς όφελος των καταναλωτών.

# Βιβλιογραφία:

---

- [1] Kolic, Y, 1995. "Electron powder ribbon polycrystalline silicon plates used for porous layer fabrication". Thin Solid Films.
- [2] Grama, S, 2008. "A Survey of Thin-Film Solar Photovoltaic Industry & Technologies." Massachusetts Institute of Technology.
- [3] Tripanagnostopoulos, Y, Souliotis, M, Battisti, R, Corrado, A "application aspects of hybrid PV/T solar systems".
- [4] Ιστοσελίδα EPIA, μελέτη του 2009.  
[http://www.epia.org/index.php?eID=tx\\_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/EPIA\\_docs/documents/091214\\_PV-Report2009.pdf&t=1278895286&hash=9cb2f85eb023e23a54e065544dc81ba3](http://www.epia.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/EPIA_docs/documents/091214_PV-Report2009.pdf&t=1278895286&hash=9cb2f85eb023e23a54e065544dc81ba3)
- [5] Ιστοσελίδα EPIA, μελέτη του 2010 για τα Φ/Β .  
[http://www.epia.org/fileadmin/EPIA\\_docs/public/Global\\_Market\\_Outlook\\_for\\_Photovoltaics\\_until\\_2014.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/EPIA_docs/public/Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_until_2014.pdf)
- [6] Ιστοσελίδα κατασκευαστή ηλιακών θερμικών σταθμών.  
[http://www.solarmillennium.de/front\\_content.php?idart=155&lang=2](http://www.solarmillennium.de/front_content.php?idart=155&lang=2)
- [7] Μελέτη του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (IEA SolarPACES) και της Ευρωπαϊκής Ομοσπονδίας Ηλιακής Θερμικής Ενέργειας (European Solar Thermal Electricity Association -ESTELA) έτος 2009.  
<http://www.docstoc.com/docs/7777658/csp-2009-outlook>
- [8] Πληροφορίες από ιστοσελίδα κατασκευαστή Φ/Β αναφορικά με grid parity.  
<http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9019305&contentId=7035199>
- [9] Joonki, S, Boas, R, Bolman, C, Farber, M, Flynn, H, Meyers, M, Rogol, M The True Cost of Solar Power: Race to \$1/W.  
[http://www.photonconsulting.com/the\\_true\\_cost\\_of\\_solar\\_power\\_race\\_to\\_1w.php](http://www.photonconsulting.com/the_true_cost_of_solar_power_race_to_1w.php)
- [10] Luethi, S, 2007. "Effective deployment of photovoltaics in the Mediterranean countries: Balancing policy risk and return".

- 
- [11] Del Rio, P, Gual, M, 2004. "The Promotion of Green Electricity in Europe: Present and Future. European Environment".
- [12] Schott, T, 2006. "Lernen am Markt – Die Bedeutung anwendungsnahe Forschung in gemeinsamer Verantwortung mit der Industrie".
- [13] Mendonc, 2007. «Feed-in Tariffs: Accelerating the Deployment of Renewable Energy".
- [14] Εικόνα από ιστοσελίδα PVGIS.  
[http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu\\_hor/pvgis\\_solar\\_horiz\\_DE.png](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_hor/pvgis_solar_horiz_DE.png)
- [15] Sieber, J, 2007. "Ein heisser Markt: Beteiligungen an Solarparks in Spanien (A Hot Market: Investments in Solar Parks in Spain)".
- [16] Gellings, R, 2006. "Aufschwung gestoppt: Die Aussichten fuer Spaniens Photovoltaik schienen rosig – aber jetzt schießt die Politik quer".
- [17] Porta, H, 2008. IDAE (Instituto para la Diversificacion y Ahorro de la Energia), Madrid, Spain.
- [18] Rutschmann, I, 2007. "Bei Vollgas ausgebremst: Spanischer Gesetzesentwurf sieht fuer Photovoltaik neuen Deckel und geringere Tarife vor".
- [19] Εικόνα από ιστοσελίδα PVGIS.  
[http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu\\_hor/pvgis\\_solar\\_horiz\\_ES.png](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_hor/pvgis_solar_horiz_ES.png)
- [20] Tsikalakis, A, Hatziargyriou, N, Papadogiannis, K, Gigantidou, A, Stefanakis, J and Thalassinakis, E, 2003. "Financial Contribution of Wind Power on the Island System of Crete".
- [21] Kymakis, E, Kalykakis, S, Papazoglou, T, 2009. "Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. Energy Conversion and Management 50 (3) ".
- [22] Urbschat, C, 2006. "Ueberblick ueber Markt- und Branchentrends fuer Solartechnik in Spanien, Italien und Griechenland (Overview of Market and Industry Trends in Solar Technology in Spain, Italy, and Greece) ".
- [23] Ιστοσελίδα Invest in Greece.  
<http://www.investingreece.gov.gr/default.asp?pid=36&sectorID=119&la=2>
-

- 
- [24] Εικόνα από ιστοσελίδα PVGIS.  
[http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu\\_hor/pvgis\\_solar\\_horiz\\_GR.png](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_hor/pvgis_solar_horiz_GR.png)
- [25] Μελέτη portal για Φ/Β σχετικά με τον Ε.Β.Α. επενδύσεων σε Φ/Β.  
[http://www.solarserver.de/solarmagazin/solar-report\\_0407.html](http://www.solarserver.de/solarmagazin/solar-report_0407.html)
- [26] Μελέτη γερμανικού κρατικού οργανισμού σχετικά με τον Ε.Β.Α. επενδύσεων σε Φ/Β. Ιστοσελίδα. <http://www.test.de/themen/umwelt-energie/rechner/Solarstrom-Vergleichsrechner-Rendite-mit-Sonne-1391893-2391893/>
- [27] Danchev, S, Maniatis, G, Tsakanikas, A, 2009. "Returns on investment in electricity producing photovoltaic systems under de-escalating feed-in tariffs: The case of Greece".
- [28] Poullikkas, A, 2009. "Economic analysis of power generation from parabolic trough solar thermal plants for the Mediterranean region—A case study for the island of Cyprus".
- [29] Ιστοσελίδα περιοδικού Project Finance Magazine.
- [30] Ιστοσελίδα για το project desertec. <http://www.desertec.org/>
- [31] Mueller- Steinhagen, H. Ιστοσελίδα γερμανικής διαστημικής υπηρεσίας και μελέτη σχετικά με τις προοπτικές των ηλιακών θερμικών σταθμών.  
[http://www.htri.net/Public/prodsvcs/HMS\\_Victoria1.pdf](http://www.htri.net/Public/prodsvcs/HMS_Victoria1.pdf)
- [32] Άρθρο στην ιστοσελίδα technology review.  
<http://www.technologyreview.com/microsites/spain/solar/index.aspx>
- [33] Είδηση στην ιστοσελίδα του Reuters.  
<http://www.reuters.com/article/idUSTRE61P58V20100226>
- [34] Ιστοσελίδα National Renewable Energy Lab. <http://www.nrel.gov/solar/>