



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ & ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

Διπλωματική Εργασία

**Μελέτη ηλιοθερμικών συστημάτων και προσομοίωση λειτουργίας
Ηλιοθερμικού Σταθμού Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στην περιοχή
της Κορώνης**



**Φοιτητής: Αντώνης Δαμασκηός
ΑΜ: 212017089**

Επιβλέπων Καθηγητής

**Βόκας Γεώργιος
Καθηγητής**

ΑΘΗΝΑ-ΑΙΓΑΛΕΩ, ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ 2024



UNIVERSITY OF WEST ATTICA
FACULTY OF ENGINEERING
DEPARTMENT OF ELECTRICAL & ELECTRONICS ENGINEERING

Diploma Thesis

Study of solar thermal systems and simulation of the operation of a Solar Thermal Power Plant in the area of Koroni



Student: Antonis Damaskinos
Registration Number: 212017089

Supervisor

Bokas Georgios
Professor

ATHENS-EGALEO, FEBRUARY 2024

Η Διπλωματική Εργασία έγινε αποδεκτή και βαθμολογήθηκε από την εξής τριμελή επιτροπή:

ΒΟΚΑΣ ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ	ΡΑΓΚΟΥΣΗ ΜΑΡΙΑ ΚΑΘΗΓΗΤΡΙΑ	ΜΕΤΑΦΑΣ ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΕΠΙΚΟΥΡΟΣ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ

Copyright © Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ και (Όνοματεπώνυμο Φοιτητή/ήτριας),
Μήνας, Έτος**

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 τους συγγραφείς.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον/την συγγραφέα του και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις θέσεις του επιβλέποντος, της επιτροπής εξέτασης ή τις επίσημες θέσεις του Τμήματος και του Ιδρύματος.

ΔΗΛΩΣΗ ΣΥΓΓΡΑΦΕΑ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Ο/η κάτωθι υπογεγραμμένος/η ΔΑΜΑΣΚΗΝΟΣ ΑΝΤΩΝΙΟΣ του ΝΙΚΟΛΑΟΥ, με αριθμό μητρώου 212017089 φοιτητής/τρια του Πανεπιστημίου Δυτικής Αττικής της Σχολής ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ του Τμήματος ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ,

δηλώνω υπεύθυνα ότι:

«Είμαι συγγραφέας αυτής της διπλωματικής εργασίας και ότι κάθε βοήθεια την οποία είχα για την προετοιμασία της είναι πλήρως αναγνωρισμένη και αναφέρεται στην εργασία. Επίσης, οι όποιες πηγές από τις οποίες έκανα χρήση δεδομένων, ιδεών ή λέξεων, είτε ακριβώς είτε παραφρασμένες, αναφέρονται στο σύνολό τους, με πλήρη αναφορά στους συγγραφείς, τον εκδοτικό οίκο ή το περιοδικό, συμπεριλαμβανομένων και των πηγών που ενδεχομένως χρησιμοποιήθηκαν από το διαδίκτυο. Επίσης, βεβαιώνω ότι αυτή η εργασία έχει συγγραφεί από μένα αποκλειστικά και αποτελεί προϊόν πνευματικής ιδιοκτησίας τόσο δικής μου, όσο και του Ιδρύματος.

Παράβαση της ανωτέρω ακαδημαϊκής μου ευθύνης αποτελεί ουσιώδη λόγο για την ανάκληση του διπλώματός μου.

Επιθυμώ την απαγόρευση πρόσβασης στο πλήρες κείμενο της εργασίας μου μέχρι ΤΗΝ ΗΜΕΡΟΜΗΝΙΑ ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗΣ ΤΗΣ και έπειτα από αίτησή μου στη Βιβλιοθήκη και έγκριση του επιβλέποντος καθηγητή»

Ο Δηλών
ΔΑΜΑΣΚΗΝΟΣ ΑΝΤΩΝΙΟΣ



Ευχαριστίες

Αρχικά, θα επιθυμούσα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα καθηγητή του Τμήματος Ηλεκτρολόγων και Ηλεκτρονικών Μηχανικών του Πανεπιστημίου Δυτικής Αττικής κ. Βόκα Γεώργιο, καθώς και τον συνεργάτη του κ. Αναστασιάδη, για να εκπονήσω την παρούσα διπλωματική εργασία, αναθέτοντάς μου ένα τόσο ενδιαφέρον, σημαντικό και ταυτόχρονα πρωτοποριακό για αυτήν την χώρα θέμα, διότι στην χώρα μας δεν έχει καταφέρει να υλοποιηθεί κάτι παρόμοιο. Επιπλέον, θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένειά μου, η οποία μου προσέφερε τα υλικά εφόδια για την όποια πρόοδό μου, καθώς και τους φίλους μου για την τεράστια στήριξη που μου παρείχαν καθ' όλη τη διάρκεια των σπουδών μου, καθώς και για τις συμβουλές που μου έδωσαν αλλά και για τις όμορφες στιγμές τις οποίες μοιραστήκαμε, ειδικά κατά τη διάρκεια των φοιτητικών μου χρόνων σε όλη αυτή μου την πορεία, οι οποίες είχαν μεγάλη σημασία για την φοιτητική μου καριέρα και χωρίς αυτούς δεν θα είχα καταφέρει να φτάσω εδώ που είμαι.

Περίληψη

Μπορεί να ειπωθεί με βεβαιότητα πως τα ηλιακά συστήματα τις τελευταίες δεκαετίες έχουν απασχολήσει σε μεγάλο βαθμό την ενεργειακή αγορά και ανά τον κόσμο έχουν χτιστεί πάρα πολλοί ηλιοθερμικοί σταθμοί μεγάλης ισχύος, σε χώρες κυρίως όπως η Ισπανία, οι ΗΠΑ, η Γερμανία, κ.ο.κ.

Σκοπός, λοιπόν, της παρούσας διπλωματικής εργασίας, είναι να μελετηθεί λεπτομερειακά η λειτουργία ενός ηλιοθερμικού συστήματος, συγκεκριμένα για την λειτουργία ενός πύργου ηλιακής ισχύος για την περιοχή της Κορώνης στην Πελοπόννησο.

Αρχικά, γίνεται αναφορά γενικά για την σημασία της ενέργειας στην ζωή μας, πόσο χρήσιμη επίσης είναι η ηλιακή θερμική ενέργεια, το υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο που υπάρχει στην Ελλάδα και για όλες τις διαθέσιμες τεχνολογίες των ηλιακών συστημάτων που υπάρχουν και αναλύουμε όλα τα βασικά μέρη που μπορεί να έχει ένα σύστημα πύργου ηλιακής ισχύος.

Επιπλέον, αναλύεται λεπτομερώς ο τρόπος λειτουργίας ενός πύργου ηλιακής ισχύος, από την εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας η οποία αργότερα μετατρέπεται σε ηλεκτρική, μέχρι και την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ακόμα, γίνεται πλήρης αναφορά στις απώλειες που μπορεί να υπάρχουν στα μέρη του συστήματος, αλλά και για τις παραμέτρους που μπορεί να επηρεάσουν σημαντικά την σωστή και ομαλή λειτουργία του συστήματος.

Αργότερα, αναλύεται την μεθοδολογία για το σχεδιασμό ενός σταθμού παραγωγής πύργου ηλιακής ισχύος, πάνω στην περιοχή που καθίσταται επιθυμητή η εγκατάσταση και γίνεται μία θεωρητική ενεργειακή αποτίμηση, με σκοπό να κατανοηθούν τα μεγέθη, με τα οποία ασχολούμαστε, αλλά και οι αποδόσεις που αφορούν την συγκεκριμένη εγκατάσταση.

Τέλος, αφού αναλύσαμε λεπτομερώς και τη θεωρητική ενεργειακή αποτίμηση, υπάρχει συνέχεια στην προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος πύργου ηλιακής ισχύος για την περιοχή της Κορώνης, με την χρήση του λογισμικού SAM και τελειώνει η διπλωματική εργασία, πραγματοποιώντας την τεchnοοικονομική ανάλυση της επένδυσης, όπου γίνεται η εύρεση του κόστους ενέργειας και του εσωτερικού βαθμού απόδοσης του ηλιοθερμικού σταθμού.

Λέξεις – κλειδιά

Ηλιακά συστήματα, παραβολικά κάτοπτρα, πύργος ηλιακής ισχύος, παραβολικοί δίσκοι, κάτοπτρα Fresnel, ηλιοστατικό πεδίο, ηλιακός δέκτης, ηλιοστάτης, συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, θερμοδυναμικός κύκλος, σημείο σχεδιασμού, θερμικές απώλειες, συντελεστής εκμετάλλευσης, λόγος υπερδιαστασιολόγησης, συνολικό κόστος εγκατάστασης

Abstract

We can say with certainty that solar systems have occupied the energy market to a great extent in recent decades and many high-power solar power plants have been built around the world, mainly in countries such as Spain, USA, Germany, etc.

Therefore, the purpose of this thesis is to study in detail the operation of a solar thermal system, specifically here we are talking about the operation of a solar power tower for the area of Koroni in the Peloponnese.

First, we talk in general about the importance of energy in our lives, how useful solar thermal energy is, the existing institutional framework that exists in Greece and about all the available technologies of solar systems that exist and we analyze all the main parts that a solar power tower system can have.

In addition, we look in detail at how a solar power tower works, from how we take advantage of solar radiation which is later converted into electricity, to the production of electricity. Also, we refer to the losses that may exist in the parts of the system, but also to the parameters that may significantly affect the correct and smooth operation of the system.

Later, we analyze the methodology for the design of a solar power tower production station, on the area where we want to install it, and we made a theoretical energy assessment, in order to understand the figures we are dealing with and also the efficiencies concerning the specific installation.

Finally, after finishing with the theoretical energy assessment, we continue with the simulation of the operation of the solar power tower system for the Koroni area, using the SAM software and the thesis ends, carrying out the techno-economic analysis of the investment, where we find the cost energy and the internal efficiency of the solar thermal plant.

Keywords

Solar systems, parabolic troughs, solar power tower, parabolic dishes, Fresnel mirrors, heliostatic field, solar receiver, heliostat, energy storage systems, thermodynamic cycle, design point, thermal losses, capacity factor, oversizing ratio, total installation cost

Περιεχόμενα

Κατάλογος Πινάκων	10
Κατάλογος Εικόνων	11
Κατάλογος Σχημάτων.....	13
Αλφαβητικό Ευρετήριο	16
ΕΙΣΑΓΩΓΗ	17
Αντικείμενο της διπλωματικής εργασίας.....	17
Σκοπός και στόχοι.....	17
Καινοτομία.....	18
Δομή της διπλωματικής εργασίας.....	18
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1^ο : ΕΝΕΡΓΕΙΑ	19
1.1 Η σημασία της έννοιας της ενέργειας στην ζωή μας.....	19
1.2 Ηλιακή θερμική ενέργεια.....	21
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2^ο : ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	26
2.1 Χαρακτηριστικά ηλιοθερμικής τεχνολογίας ηλεκτροπαραγωγής.....	26
2.2 Οικονομοτεχνική μελέτη ηλιοθερμικής τεχνολογίας ηλεκτροπαραγωγής.....	30
2.2.1 Υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο στην Ελλάδα	31
2.3 Κύριες τεχνολογίες ηλιοθερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής.....	32
2.3.1 Τεχνολογία παραβολικών κατόπτρων (Parabolic Trough Systems)	33
2.3.2 Τεχνολογία ηλιακού πύργου (Power Tower / Central Receiver Systems)	39
2.3.3 Τεχνολογία παραβολικών δίσκων (Parabolic Dish Systems).....	45
2.3.4 Τεχνολογία κατόπτρων Fresnel (Linear Fresnel Reflector Systems)	47
2.3.5 Επιλογή κατάλληλου συστήματος.....	51
2.4 Ύπαρξη συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων στην Ελλάδα	53
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3^ο : ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΥΠΟ ΠΡΟΣΟΜΕΙΩΣΗ ΣΤΑΘΜΟΥ ΜΕ ΠΥΡΓΟ ΗΛΙΑΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ	65
3.1 Αρχή λειτουργίας ηλιακού πύργου	65
3.2 Ανάλυση υποσυστημάτων για την εγκατάσταση πύργου ηλιακής ισχύος	66
3.2.3 Συστήματα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας.....	74
3.2.3.1 Αποθήκευση με τετηγμένα άλατα	75
3.2.3.2 Άμεση αποθήκευση ατμού.....	78
3.2.3.3 Έμμεση αποθήκευση με σκυρόδεμα	79
3.2.3.4 Έμμεση αποθήκευση σε υλικά αλλαγής φάσης (Phase Change Materials)	80
3.2.4 Συστήματα εφεδρικής καύσης	80
3.3 Απόδοση και απώλειες πύργου ηλιακής ισχύος	81
3.3.1 Αξιολόγηση απόδοσης εγκατάστασης ηλιακού πύργου	81
3.3.2 Απώλειες ηλιακού δέκτη.....	82
3.3.2.1 Απώλειες Απορρόφησης (Absorption Losses).....	83
3.3.2.2 Απώλειες αγωγής (Conduction Losses)	84
3.3.2.3 Απώλειες ακτινοβολίας (Radiation Losses).....	84
3.3.2.4 Απώλειες συναγωγής (Convection Losses).....	85
3.3.3 Απώλειες ηλιοστατικού πεδίου.....	87
3.3.4 Απώλειες Σωληνώσεων	93
3.3.5 Απώλειες Ιδιοκατανάλωσης.....	93
3.3.6 Απόδοση Συστήματος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	94
4.1 Διαδικασία διαστασιολόγησης ηλιακού πύργου.....	96

4.1.1	Συντελεστής Εκμετάλλευσης (Capacity Factor).....	97
4.1.2	Σύστημα Ατμοστροβίλου – Γεννήτριας (Power Block)	97
4.1.3	Ρευστό Μεταφοράς Θερμότητας και Αποθήκευσης.....	98
4.1.4	Γεωγραφικό πλάτος	98
4.1.5	Κλίση εδάφους.....	100
4.1.6	Σημείο σχεδιασμού	101
4.2	Συλλογή ηλιακής ενέργειας	102
4.2.1	Ηλιακός δέκτης	102
4.2.1.1	Μέγεθος και Σχήμα Ηλιακού Δέκτη.....	103
4.2.1.2	Ροή Θερμότητας στον Ηλιακό Δέκτη	103
4.2.2	Ηλιοστατικό πεδίο	104
4.2.2.1	Αριθμός ηλιοστατών	105
4.2.2.2	Εμβαδόν και Σχήμα Ανακλαστικής Επιφάνειας Ηλιοστατών.....	106
4.2.2.3	Διάταξη και χωροθέτηση του ηλιοστατικού πεδίου	107
4.2.2.4	Κώδικες βελτιστοποίησης ηλιοστατικού πεδίου	113
4.2.3	Λόγος υπερδιαστασιολόγησης (Solar Multiple).....	113
4.2.4	Ύψος ηλιακού πύργου	115
4.3	Σωστή αξιοποίηση ηλιακής ενέργειας	116
4.3.1	Κόστος ενέργειας.....	116
4.3.2	Διαστασιολόγηση συστήματος αποθήκευσης θερμικής ενέργειας.....	117
4.3.3	Ετήσια εκτίμηση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.....	118
4.4	Ενεργειακός ισολογισμός	119
4.4.1	Ηλιακή ενέργεια.....	119
4.4.2	Θερμική ενέργεια.....	119
4.4.3	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.....	120
4.4.4	Καθαρή ηλεκτρική ενέργεια που πηγαίνει από την γεννήτρια στο δίκτυο.....	121
4.4.5	Ενεργειακό ισοζύγιο	121
5.1	Σημαντικά αρχικά δεδομένα – ανάλυση λειτουργίας του συστήματος.....	123
5.2	Μοντελοποίηση του ηλιοθερμικού σταθμού με θεωρητικά δεδομένα – θεωρητικοί υπολογισμοί	126
5.3	Υλοποίηση της εγκατάστασης στο σημείο σχεδιασμού	129
5.4	Βελτιστοποίηση εγκατάστασης σε θεωρητικό κομμάτι	131
5.5	Μοντελοποίηση της εγκατάστασης με την βοήθεια του λογισμικού SAM.....	134
5.5.1	Εκκίνηση λειτουργίας του λογισμικού SAM.....	134
5.5.2	Εισαγωγή δεδομένων στο λογισμικό SAM	136
	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	165
	Βιβλιογραφία – Αναφορές - Διαδικτυακές Πηγές.....	174

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1 : Σύγκριση μεταξύ των τεχνολογιών ηλιοθερμικής ηλεκτροπαραγωγής [74]

Πίνακας 2 : Αιτήσεις για να χορηγηθούν άδειες ηλιοθερμικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ΡΑΕ [90]

Πίνακας 3 : Αιτήσεις για να χορηγηθούν άδειες ηλιοθερμικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που έχουν εγκριθεί από την ΡΑΕ [91]

Πίνακας 4 : Χαρακτηριστικά απόδοσης συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων [119]

Πίνακας 5 : Η επίδραση του γεωγραφικού πλάτους στο ηλιοστατικό πεδίο [108]

Πίνακας 6 : Η επίδραση της κλίσης του εδάφους στην απόδοση του συστήματος [108]

Πίνακας 7 : Αποτελέσματα τιμών μηνιαίας ηλιακής ακτινοβολίας για τις χρονιές 2005 – 2020 [118]

Πίνακας 8 : Επαλήθευση ηλιακής ακτινοβολίας για τον μήνα Ιούνιο και πως οι υψηλότερες τιμές ηλιακής ακτινοβολίας βρίσκονται μεταξύ 12:00 – 13:00 [118]

Πίνακας 9 : Επαλήθευση ηλιακής ακτινοβολίας για τον μήνα Ιούλιο και πως οι υψηλότερες τιμές ηλιακής ακτινοβολίας βρίσκονται μεταξύ 12:00 – 13:00 [118]

Πίνακες λογισμικού SAM

Πίνακας 10 : Αποτελέσματα μετρήσεων

Πίνακας 11 : Ενεργειακή ροή ανά έτος σε GWh

Πίνακας 12 : Μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Πίνακας 13 : Έσοδα από την πώληση ενέργειας

Πίνακας 14 : Λειτουργικές δαπάνες

Πίνακας 15 : Μικτά κέρδη προ φόρων και τόκων

Πίνακας 16 : Αποπληρωμή δανεισμού

Πίνακας 17 : Καθαρή ταμειακή ροή

Πίνακας 18 : Καθαρή παρούσα αξία

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 2.1 : DNI (Direct Global Irradiation) – Δυναμικό άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας παγκοσμίως [12]

Εικόνα 2.2 : Πρόγραμμα Desertec [12]

Εικόνα 2.3 : Blythe Solar Power Plant στην Καλιφόρνια των ΗΠΑ [47]

Εικόνα 2.4 : Ένα τεράστιο παραβολικό πιάτο με σκοπό την συγκέντρωση ηλιακής ενέργειας και κάτω από τον δίσκο βρίσκεται ένας γερανός συντήρησης [59]

Εικόνα 2.5 : Διάταξη CLFR [62]

Εικόνα 2.6 : Κλασσική διάταξη LFR [62]

Εικόνα 2.7 : Ηλιακό δυναμικό στον Ελλαδικό χώρο [85]

Εικόνα 3.1 : Ηλιοστατικό πεδίο στο Barstow της California [90]

Εικόνα 3.2 : Οριζόντιος και κάθετος χαλύβδινος πυλώνας (σύστημα στήριξης) σε έναν ηλιοστάτη ηλιακού πύργου [96]

Εικόνα 3.3 : Μεταλλικές μεμβράνες ηλιοστατών με 150 m^2 (αριστερή εικόνα) και 44 m^2 (δεξιά εικόνα) ανακλαστική επιφάνεια [94]

Εικόνα 3.4 : Ηλιοστάτες τεντωμένης μεμβράνης [96]

Εικόνα 3.5 : Το σύστημα αποθήκευσης θερμότητας των δύο δεξαμενών του Andasol [120]

Εικόνα 3.6 : Δεξαμενή αποθήκευσης τηγμένων αλάτων του ηλιοθερμικού σταθμού Gemasolar [82]

Εικόνα 3.7 : Δεξαμενές αποθήκευσης ατμού του ηλιακού πύργου PS10 στην Ισπανία [79]

Εικόνα 3.8 : Έμμεση αποθήκευση με σκυρόδεμα [73]

Εικόνα 4.1 : Παγκόσμιο ηλιακό δυναμικό [104]

Εικόνα 5.1 : Έρευνα για την μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία για τις χρονιές 2005 – 2020, με την βοήθεια του PVGIS [114]

Εικόνα 5.2 : Διάγραμμα μηνιαίας ηλιακής ακτινοβολίας για τις χρονιές 2005 – 2020 [114]

Εικόνες λογισμικού SAM

Εικόνα 5.3 : Δυνατότητα επιλογών συστημάτων και οικονομικών μοντέλων

Εικόνα 5.4 : Κατηγορίες για εισαγωγή δεδομένων

Εικόνα 5.5 : Ορισμός συντεταγμένων της περιοχής στην εφαρμογή PVGIS και εύρεση ηλιακής ακτινοβολίας (Global horizontal irradiance) σε TMY (Typical Meteorological Year) σε αρχείο erw

Εικόνα 5.6 : Το weather file με τα δεδομένα της περιοχής

Εικόνα 5.7 : Χρήσιμες πληροφορίες σχετικά με την περιχρή

Εικόνα 5.8 : Ιδιότητες της εγκατάστασης

Εικόνα 5.9 : Υλοποίηση του μπλοκ ισχύος (Power Block Design Point)

Εικόνα 5.10 : Τιμές ελέγχου ηλιοθερμικού σταθμού (Plant Control)

Εικόνα 5.11 : Ιδιότητες του συστήματος ψύξης (Cooling System)

Εικόνα 5.12 : Επιλογή ρευστού μεταφοράς θερμότητας, υλικού κατασκευής των σωληνώσεων του πάνελ, καθώς και μοτίβου ροής (Material Flow)

Εικόνα 5.13 : Παράμετροι λειτουργίας ηλιακού δέκτη (Design Operation)

Εικόνα 5.14 : Θερμοδυναμικά χαρακτηριστικά του ηλιακού δέκτη (Receiver Thermodynamic Characteristics)

Εικόνα 5.15 : Ρυθμίσεις των ηλιοστατών που θα τοποθετηθούν

Εικόνα 5.16 : Στύσιμο κώδικα PtGen / DELSOL3

Εικόνα 5.17 : Αποτελέσματα βελτιστοποίησης του κώδικα PtGen / DELSOL3

Εικόνα 5.18 : Χαρακτηριστικά ηλιακού δέκτη

Εικόνα 5.19 : Περιορισμοί ηλιοστατικού πεδίου

Εικόνα 5.20 : Παράμετροι ηλιοστατικού πεδίου

Εικόνα 5.21 : Διάταξη ηλιοστατικού πεδίου και ο αριθμός των ηλιοστατών σε κάθε ζώνη

Εικόνα 5.22 : Δεδομένα επιφάνειας του ηλιοθερμικού σταθμού

Εικόνα 5.23 : Ποσότητα νερού που απαιτεί ο ηλιοθερμικός σταθμός για την λειτουργία του

Εικόνα 5.24 : Ρυθμίσεις ιδιοτήτων συστήματος αποθήκευσης ενέργειας

Εικόνα 5.25 : Ρυθμίσεις ιδιοτήτων συστήματος αποθήκευσης ενέργειας

Εικόνα 5.26 : Ορισμός και έλεγχος διεύθυνσης της αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας στο σύστημα

Εικόνα 5.27 : Ρυθμίσεις ιδιοκατανάλωσης

Εικόνα 5.28 : Άμεσο κόστος κεφαλαίου

Εικόνα 5.29 : Έμμεσο κόστος κεφαλαίου

Εικόνα 5.30 : Συνολικό κόστος εγκατάστασης

Εικόνα 5.31 : Κόστος λειτουργίας και συντήρησης

Εικόνα 5.32 : Εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR) και τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (PPA Price)

Εικόνα 5.33 : Παράμετροι του δανεισμού

Εικόνα 5.34 : Παράμετροι οικονομικής ανάλυσης

Εικόνα 5.35 : Φορολογικοί και ασφαλιστικοί συντελεστές

Εικόνα 5.36 : Salvage Value

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1.1 : Ποσοστά παγκόσμιας κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας (2005) [1]

Σχήμα 1.2 : Ποσοστό κατανάλωσης ενέργειας ανά ανανεώσιμη πηγή ενέργειας για τις χώρες που βρίσκονται στον Ο.Ο.Σ.Α [2]

Σχήμα 1.3 : Ποσοστό κατανάλωσης ενέργειας ανά ανανεώσιμη πηγή ενέργειας για την χώρα μας [3]

Σχήμα 1.4 : Εισερχόμενη ηλιακή ενέργεια στην επιφάνεια της Γης [4]

Σχήμα 1.5 : Διαχωρισμός εκμετάλλευσης ηλιακής ενέργειας σε κατηγορίες εφαρμογών [5]

Σχήμα 1.6 : Συνολική απεικόνιση μίας ηλιοθερμικής μονάδας [10]

Σχήμα 2.1 : Άμεση, διάχυτη και ολική ηλιακή ακτινοβολία [11]

Σχήμα 2.2 : Συστοιχία παραβολικών κατόπτρων [25]

Σχήμα 2.3 : Σωλήνας απορρόφησης [26]

Σχήμα 2.4 : Διάγραμμα λειτουργίας ενός ηλιοθερμικού σταθμού με διάταξη αποθήκευσης ενέργειας, μέσω λέβητα αποθήκευσης ατμού, με υποβοήθηση συμβατικού καυσίμου [34]

Σχήμα 2.5 : Τεχνολογία ηλιακού πύργου με πεδίο ηλιοστατών [48]

Σχήμα 2.6 : Λειτουργικό διάγραμμα ενός ηλιοθερμικού σταθμού κεντρικού δέκτη με συνδυασμένο κύκλο Brayton-Rankine [52]

Σχήμα 2.7 : Γενικό λειτουργικό διάγραμμα ενός ηλιοθερμικού σταθμού κεντρικού δέκτη με κύκλο Rankine [52]

Σχήμα 2.8 : Ηλιοθερμικός Σταθμός Τεχνολογίας Πύργου (υγροποιημένο άλας ως μέσο μεταφοράς θερμότητας) [54]

Σχήμα 2.9 : Ηλιοθερμικός Σταθμός Τεχνολογίας Πύργου με μείγμα νερού-ατμού ως μέσο μεταφοράς θερμότητας [50],[51]

Σχήμα 2.10 : Απεικόνιση ενός παραβολικού δίσκου [58]

Σχήμα 2.11 : Τεχνολογία κατόπτρων Fresnel [60]

Σχήμα 3.1 : Απεικόνιση ογκομετρικού δέκτη [98]

Σχήμα 3.2 : Απεικόνιση σωληνοειδούς δέκτη a) δέκτης κοιλότητας b) εξωτερικός δέκτης [99]

Σχήμα 3.3 : Εγκατάσταση Πύργου Ηλιακής Ισχύος με χρήση τετηγμένων αλάτων [71]

Σχήμα 3.4 : Η λειτουργία του σταθμού Andasol κατά τη διάρκεια της ημέρας και της νύχτας [28]

Σχήμα 3.5 : Σύστημα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας Πύργου Ηλιακής Ισχύος με Άμεση Ατμοπαραγωγή [71]

Σχήμα 3.6 : Απώλειες ηλιακού δέκτη [91]

Σχήμα 3.7 : Απώλειες ηλιοστατικού πεδίου [71]

Σχήμα 3.8 : Ατμοσφαιρική διαπερατότητα για αίθριο καιρό και ομίχλη [71]

Σχήμα 3.9 : Σκίαση και παρεμπόδιση [102]

Σχήμα 3.10 : Απεικόνιση απωλειών συνημιτόνου [71]

Σχήμα 3.11 : Συντεταγμένες επιπέδου τριών διαστάσεων που ορίζουν την ανάκλαση των ακτινών του Ήλιου [71]

Σχήμα 4.1 : Διάγραμμα συντελεστή εκμετάλλευσης – ηλιακής ακτινοβολίας [89]

Σχήμα 4.2 : Διατάξεις ηλιοστατικού πεδίου για γεωγραφικά πλάτη 0° , 20° και 60° σε πύργο ηλιακής ισχύος των 100 MWe [104]

Σχήμα 4.3 : Η επίδραση της κλίσης του εδάφους στην απόδοση του συστήματος [104]

Σχήμα 4.4 : Διάγραμμα απαιτούμενης ανακλαστικής επιφάνειας - ζητούμενης θερμικής ενέργειας στον ηλιακό δέκτη [71]

Σχήμα 4.5 : Διάγραμμα ετήσιας απόδοσης ηλιοστατικού πεδίου – λόγος πλάτους-ύψους [104]

Σχήμα 4.6 : Διάγραμμα απαιτούμενης έκτασης ηλιοστατικού πεδίου – λόγος πλάτους-ύψους [104]

Σχήμα 4.7 : Βόρεια και Περιμετρική διάταξη πύργου [104]

Σχήμα 4.8 : Διάγραμμα συνδυασμένου Βαθμού απόδοσης Ηλιοστατικού Πεδίου – Δέκτη για Βόρεια και Περιμετρική Διάταξη Ηλιοστατικού Πεδίου σε σχέση με την Ισχύ [104]

Σχήμα 4.9 : Ακτινωτή Κλιμακωτή Διάταξη από το Πανεπιστήμιο του Houston [91]

Σχήμα 4.10 : Διάγραμμα θερμικής ισχύος του ηλιακού δέκτη σε σχέση με την ισχύ και το λόγο υπερδιαστασιολόγησης του συστήματος [71]

Σχήμα 4.11 : Διάγραμμα λόγου υπερδιαστασιολόγησης – συντελεστή εκμετάλλευσης, με σκοπό την παρατήρηση των διαφορών τους [71]

Σχήμα 4.12 : Διάγραμμα ύψος πύργου - θερμικής ενέργειας του ηλιακού δέκτη για διάταξη βόρειου και περιμετρικό ηλιοστατικού πεδίου [71]

Σχήμα 4.13 : Διαγράμματα διαστασιολόγησης συστήματος αποθήκευσης θερμικής ενέργειας - συντελεστή εκμετάλλευσης ηλιοθερμικού σταθμού [71]

Σχήμα 4.14 : Διάγραμμα ετήσιας παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας – συντελεστή εκμετάλλευσης (Capacity Factor) [71]

Σχήματα λογισμικού SAM

Σχήμα 5.1 : Λόγος Υπερδιαστασιολόγησης συναρτήσει του Συντελεστή Εκμετάλλευσης - επαλήθευση με σκοπό τον ορισμό ενός εύρους του λόγου υπερδιαστασιολόγησης (solar multiple)

Σχήμα 5.2 : Εύρεση ύψους Πύργου σε σχέση με τη Θερμική Ενέργεια του Ηλιακού Δέκτη για Περιμετρικό Ηλιοστατικό Πεδίο

Αλφαβητικό Ευρετήριο

DC: Direct Cost = Τελικό κόστος κεφαλαίου

DES: Dish Engine Systems = Τεχνολογία παραβολικών δίσκων

DNI: Direct Global Irradiation = Δυναμικό άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας παγκοσμίως

DSCR: Minimum Required Debt Service Coverage Ratio = Ο λόγος κάλυψης τοκοχρεολυσίων

EPC: Engineer – Procure – Construct = Κόστος σχεδιασμού – προμηθειών – κατασκευής

FTC: Fixed Tower Cost = Κόστος αναφοράς ηλιακού πύργου

ICC: Indirect Capital Cost = Έμμεσο κόστος κεφαλαίου

IRR: Internal Rate of Return = Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης

LFRS: Linear Fresnel Reflector Systems = Τεχνολογία κατόπτρων Fresnel

PCMs: Phase Change Materials = Υλικά αλλαγής φάσης

PPA: Power Purchase Agreement = Συμφωνία στην τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας

PTS: Parabolic Trough Systems = Τεχνολογία συστήματος παραβολικών κατόπτρων

RRA: Receiver Reference Area = Εμβαδόν αναφοράς του ηλιακού δέκτη

RRC: Receiver Reference Cost = Κόστος αναφοράς του ηλιακού δέκτη

Rsc: Receiver Cost Scaling Exponent = Δείκτης κλίμακας του ηλιακού δέκτη

SPTS: Solar Power Tower Systems = Τεχνολογία συστήματος ηλιακού πύργου

TDC: Total Direct Cost = Τελικό άμεσο κόστος κεφαλαίου

TRC: Total Receiver Cost = Τελικό κόστος κεφαλαίου του ηλιακού δέκτη

Tsc: Tower Cost Scaling Exponent = Δείκτης κλίμακας κεφαλαίου

TTC: Total Tower Cost = Τελικό ποσό ηλιακού πύργου

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Αρχικά, αναλύεται η σημασία που έχει η ενέργεια στην ζωή μας από τα παλιότερα κιόλας χρόνια και να πούμε μερικά πράγματα σχετικά με την αξιοποίησή της, η οποία επρόκειτο στα επόμενα μπορεί να αποτελέσει το βασικότερο αίτιο όλων των ατυχημάτων που έχουν στυμβεί σε όλη την ανθρωπότητα. Έπειτα, γίνεται λόγος σε γενικό πλαίσιο για την ηλιακή θερμική ενέργεια που υπάρχει ανά τον κόσμο και να αναφέρουμε τα βασικά μέρη που μπορεί να έχει μία ηλιοθερμική μονάδα, και για αυτά θα γίνει αναφορά στο πέρας της διπλωματικής εργασίας και στη συνέχεια θα γίνει αναφορά για το αντικείμενο, τον στόχο, καθώς και για την δομή της διπλωματικής εργασίας.

Αντικείμενο της διπλωματικής εργασίας

Αντικείμενο αυτής της διπλωματικής εργασίας είναι η οικονομοτεχνική μελέτη και η προσπάθεια κατασκευής μίας αρκετά μεγάλης μονάδας σε έκταση, για τα δεδομένα του ελληνικού εδάφους, ηλιοθερμικής παραγωγής ενέργειας στην Ελλάδα και ειδικότερα στην περιοχή της Κορώνης στην Πελοπόννησο, όπου αποφασίστηκε ότι η καλύτερη τεχνολογία να χτιστεί για την περίπτωσή μας, θα ήταν ένας ηλιοθερμικός σταθμός πύργου ισχύος με ονομαστική ισχύ 50 MW_e. Με βάση το θεσμικό πλαίσιο που υπάρχει στην Ελλάδα, θα ήταν υπερόχο για μία χώρα με επίπεδα ηλιοφάνειας όπως η Ελλάδα, αν και δυστυχώς ασύμφορο από οικονομικής απόψεως να στρέψει την προσοχή της στην τεχνολογία της ηλιοθερμικής παραγωγής, και δυστυχώς ένας εξίσου σημαντικός παράγοντας που δεν βοηθάει ιδιαίτερα στην υλοποίηση μίας ηλιοθερμικής μονάδας στην χώρα μας, είναι ότι δεν υπάρχουν ιδιαίτερα επίπεδα εδάφη, ώστε να μπορέσουν να τοποθετηθούν τέτοιου είδους συστήματα.

Σκοπός και στόχοι

Ο σκοπός και οι στόχοι της διπλωματικής αυτής είναι η παρουσίαση της μελέτης αυτού του συστήματος και να γίνει ανάλυση της προσομοίωσής του με το λογισμικό SAM (System Advisor Model), ώστε να υπάρχει μία εκτίμηση του κόστους της ηλιοθερμικής μας μονάδας. Μόλις ολοκληρωθεί ο σχεδιασμός της ηλιοθερμικής διάταξης, προκύπτουν αποτελέσματα σχετικά με την ισχύ που παράγει η διάταξη αυτή, καθώς και το κόστος που προκύπτει από όλο αυτό, αλλά και θα ακολουθήσει και ο σχολιασμός πινάκων και διαγραμμάτων που έχουν άμεση σχέση με το σύστημά μας.

Καινοτομία

Με βάση το θεσμικό πλαίσιο που υπάρχει στην Ελλάδα, θα ήταν υπερόχο για μία χώρα με επίπεδα ηλιοφάνειας όπως η Ελλάδα, θα ήταν υπέροχο αν και δυστυχώς ασύμφορο από οικονομικής απόψεως να στρέψει την προσοχή της στην τεχνολογία της ηλιοθερμικής παραγωγής, και δυστυχώς ένας εξίσου σημαντικός παράγοντας που δεν βοηθάει ιδιαίτερα στην υλοποίηση μίας ηλιοθερμικής μονάδας στην χώρα μας, είναι ότι δεν υπάρχουν ιδιαίτερα επίπεδα εδάφη, ώστε να μπορέσουν να τοποθετηθούν τέτοιου είδους συστήματα. Στην διπλωματική αυτή εργασία παρατηρείται επίσης ότι έχουν γίνει πάρα πολλές αιτήσεις για ηλιοθερμικά συστήματα σε διάφορα σημεία της Ελλάδας όπως η Κρήτη, η Ρόδος, κ.ά και δυστυχώς καμία από αυτές δεν έχει εγκριθεί, συνεπώς αν υπάρξει η πιθανότητα να χτιστεί στην χώρα μας ένα τέτοιο σύστημα, σίγουρα θα είναι κάτι πρωτοποριακό και καινοτόμο.

Δομή της διπλωματικής εργασίας

Η δομή της διπλωματικής εργασίας χωρίζεται σε 5 κεφάλαια, τα οποία χωρίζονται ως εξής :

- Στο 1^ο κεφάλαιο εξηγείται το πόσο σημαντική είναι η έννοια της ενέργειας στην ζωή μας και βοηθάει στην καθημερινότητα και γίνεται εστιασμός στην ηλιακή θερμική ενέργεια.
- Στο 2^ο κεφάλαιο γίνεται λόγος για τα χαρακτηριστικά των ηλιοθερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής και ονομαστικά τις τεχνολογίες των ηλιοθερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής και στην συνέχεια για την οικονοτεχνική μελέτη ενός σταθμού ηλεκτροπαραγωγής και για το υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο που υπάρχει στην Ελλάδα. Στο τέλος, του κεφαλαίου γίνεται ανάλυση σε μεγάλο βαθμό τις τεχνολογίες των ηλιοθερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής που είχαν ειπωθεί απλώς ονομαστικά στην αρχή του κεφαλαίου αυτού και πραγματοποιείται η επιλογή το καταλληλότερο σύστημα που θα χρησιμοποιηθεί για την έκταση που υπάρχει στην διάθεσή μας με βάση διάφορων παραμέτρων όπως είναι η απόδοση, το κόστος, κ.ά.
- Στο 3^ο κεφάλαιο αφού γίνεται η επιλογή από το 2^ο κεφάλαιο ότι το κατάλληλο σύστημα είναι ο πύργος ισχύος, ακολουθεί η περιγραφή της αρχής λειτουργίας του και στην συνέχεια η ανάλυσή του σε υποσυστήματα. Στο τέλος του κεφαλαίου αυτού, γίνεται αξιολόγηση απόδοσης της εγκατάστασης του ηλιακού πύργου και περιγραφή προς μία όλων των ειδών τις απώλειες που μπορεί να έχει ένας ηλιακός πύργος ισχύος.
- Στο 4^ο κεφάλαιο γίνεται περιγραφή αναλυτικά την διαδικασία της διαστασιολόγησης που θα έχει ο ηλιακός πύργος, το πώς πραγματοποιείται η συλλογή της ηλιακής ενέργειας και η σωστή αξιοποίησή της με την χρήση του ηλιακού πύργου, και τέλος τον ενεργειακό ισολογισμό που υπάρχει.
- Στο 5^ο κεφάλαιο γίνεται η μοντελοποίηση για την εγκατάσταση στην περιοχή της Κορώνης, βάζοντας τα αρχικά δεδομένα και γίνεται ανάλυση σχετικά με το πώς θα λειτουργεί το σύστημα. Στη συνέχεια, γίνεται άλλη μία μοντελοποίηση και βελτιστοποίηση του συστήματος με θεωρητικά δεδομένα από τον οδηγό αξιολόγησης

της ΡΑΕ και έπειτα η πράξη της διαδικασίας αυτής με την βοήθεια των λογισμικού του SAM, και γίνεται εξαγωγή συμπερασμάτων σχετικά με τα αποτελέσματα που προκύπτουν.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1^ο : ΕΝΕΡΓΕΙΑ

1.1 Η σημασία της έννοιας της ενέργειας στην ζωή μας

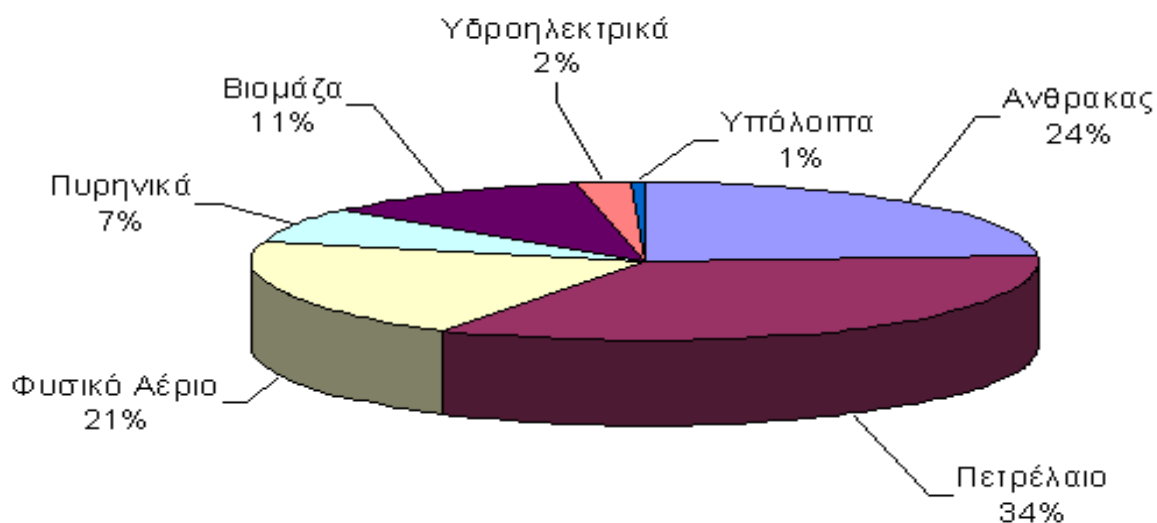
Η εξέλιξη της ανθρωπότητας οφείλεται κατά κύριο λόγο στην αξιοποίηση ενέργειας. Δεν είναι καθόλου τυχαίο ότι οι ονομασίες των παλαιότερων εποχών της ανθρωπότητας, όπως για παράδειγμα η ονομασία «εποχή του λίθου ή του σιδήρου ή του χαλκού», βγήκαν επειδή οι άνθρωποι είχαν την ικανότητα να χειρίζονται πολλές και διαφορετικές μορφές ενέργειας, με σκοπό να μπορέσει να διευκολύνει τον τρόπο ζωής του. Επίσης, η εύρεση της φωτιάς ήταν ο σημαντικός κρίκος για έναν άνθρωπο παλαιολιθικής εποχής να βελτιώνεται με την πάροδο των χρόνων. Κάνοντας μία σύντομη γρήγορη ανασκόπηση στο παρελθόν :

- Στα μέσα του 17ου αιώνα, υπήρχε μεγάλη ανάπτυξη στο κομμάτι του άνθρακα, ενώ κοντά στο 1700 ο άνθρακας απέκτησε διεθνή διάσταση στην Μεγάλη Βρετανία.
- Ο 18ος αιώνας ανακαλύφθηκε η πρώτη ατμομηχανή, και η χρήση της προοριζόταν για να αντλεί νερό από τα υπόγεια ορυχεία εξόρυξης άνθρακα.
- Στις αρχές του 19ου αιώνα η ισχύ των ατμομηχανών είχαν παρόμοια ισχύ με αυτή 200 ανδρών. Ήταν κατά κύριο λόγο υπεραρκετό ώστε να εμπλουτίσει τις βιομηχανίες παραγωγής αγαθών και να παίξει πολύ σημαντικό ρόλο την οικονομία της Βορειοδυτικής Ευρώπης στη Βιομηχανική Επανάσταση.
- Στον 20^ο αιώνα ανακαλύφθηκαν κοιτάσματα πετρελαίου με σκοπό να αξιοποιηθεί το καύσιμο, δηλαδή αυτές που σήμερα αποκαλούνται μηχανές εσωτερικής καύσης.
- Όσον αφορά την ενέργεια σήμερα, το να προμηθεύεται κάποιος ενέργεια, δεν αποτελεί ιδιαίτερο πρόβλημα. Οι πηγές ενέργειας που υπάρχουν σήμερα είναι άπλετες, διαφορετικές και σε σημαντικό βαθμό οικονομικές. Ο άνθρακας έχει απόθεμα, σε σημείο που μπορεί να καλύψει πολλαπλές ανάγκες περίπου για 200 χρόνια, και το φυσικό αέριο περίπου για 60 χρόνια. [1]

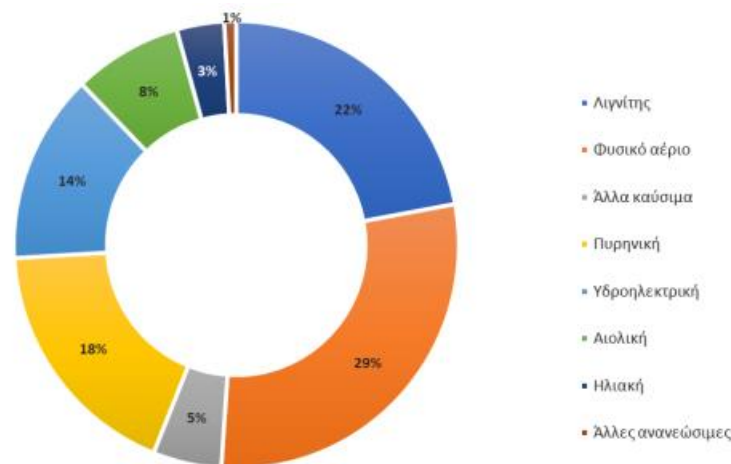
Ειδικότερα τα τελευταία χρόνια, κάθε ανθρώπινη δραστηριότητα απαιτεί μεγάλα ποσά ενέργειας, το οποίο φέρνει με την σειρά του την ύπαρξη ενεργειακών αναγκών. Παράλληλα, τα ορυκτά καύσιμα αποτελούν κύρια πηγή ενέργειας, γιατί από την μία ναί μεν είναι η ατμοσφαιρική και υδάτινη ρύπανση που προκαλείται με την καύση αυτών και από την άλλη το ζήτημα της επάρκειας. Έτσι, η επιστήμη εφιστά όλη της την προσοχή στην εύρεση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.), οι οποίες, εκτός από το ότι είναι ανεξάντλητες και άπλετες, μειώνουν σε σημαντικό βαθμό την ρύπανση, εάν χρησιμοποιηθούν με σωστό και

προσεκτικό τρόπο. Όσον αφορά τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, η σημερινή παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας φτάνει στο πολύ μεγάλο ποσό των 10 δισεκατομμυρίων τόνων ισοδύναμου πετρελαίου με τις πιο σημαντικές πηγές να αποτελούν τα ορυκτά καύσιμα, τα οποία καλύπτουν πάνω από το 75 % της ενεργειακής κατανάλωσης σε παγκόσμιο επίπεδο. Επίσης, με τα σημερινά δεδομένα σχετικά με τις χώρες που βρίσκονται στον Οργανισμό Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης (Ο.Ο.Σ.Α.), μόλις το 44 % της ολικής ηλεκτρικής ενέργειας προέρχεται από Α.Π.Ε. (πυρηνική + υδροηλεκτρική + ηλιακή + αιολική + άλλες ανανεώσιμες πηγές), με κορυφαία στον τομέα αυτό την υδροηλεκτρική ενέργεια που βρίσκεται στο 14%, ενώ η ηλιακή ενέργεια βρίσκεται αρκετά χαμηλά, κοντά στο 3 %. Από την άλλη πλευρά, ο λιγνίτης βρίσκεται στο 22 %, το φυσικό αέριο στο 29 %, και το πετρέλαιο στο 5 %, που αποτελούν σημαντικό παράγοντα για την τροφοδότηση των ηλεκτρικών αναγκών. [2] Όσον αφορά την χώρα μας, κύρια πηγή ηλεκτρισμού είναι τα ορυκτά καύσιμα, και παρόλο που ο Ελληνικός λιγνίτης δεν είναι ένα ιδιαίτερα ποιοτικό καύσιμο, αποτελεί την βασικότερη ενεργειακή πηγή της χώρας μας και παίζει πολύ σημαντικό ρόλο στην παραγωγή ηλεκτρισμού. τα οποία κυριαρχούν παγκοσμίως στην παραγωγή ενέργειας με τον λιγνίτη να βρίσκεται στο 23%, το φυσικό αέριο στο 14 % και το πετρέλαιο να είναι στο 11 % (άλλα καύσιμα), οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί στο 19 % και οι Α.Π.Ε. στο 33 % (ηλιακή + αιολική + άλλες ανανεώσιμες πηγές). [3] Ουσιαστικά, το ζήτημα είναι η εύρεση πιο αποτελεσματικών τρόπων, όπου η ελεύθερη ενέργεια του σύμπαντος θα έχει την δυνατότητα να μετατρέπεται σε ενέργεια, η οποία μπορεί να αξιοποιηθεί κάλλιστα από τον άνθρωπο για τις δραστηριότητές, καθώς και για την καθημερινότητά του. Τα παραπάνω απεικονίζονται και στα παρακάτω σχήματα 1.1, 1.2 και 1.3 .

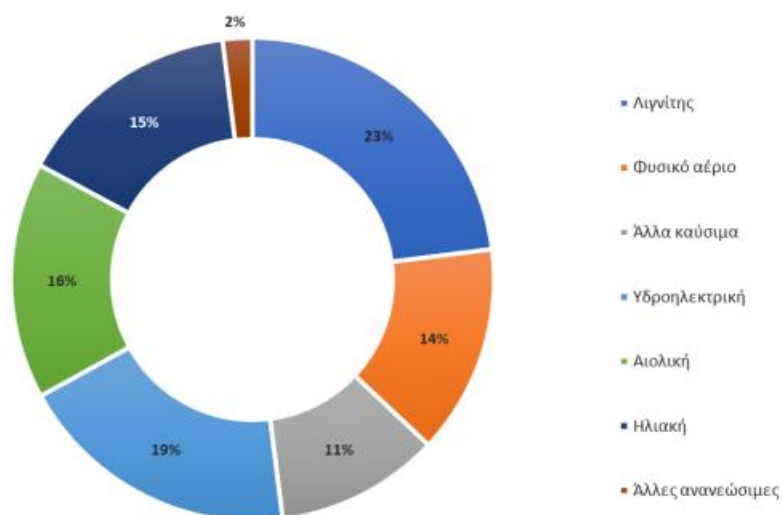
Παγκόσμια Κατανάλωση Πρωτογενούς Ενέργειας (2005)



Σχήμα 1.1 : Ποσοστά παγκόσμιας κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας (2005) [1]



Σχήμα 1.2 : Ποσοστό κατανάλωσης ενέργειας ανά ανανεώσιμη πηγή ενέργειας για τις χώρες που βρίσκονται στον Ο.Ο.Σ.Α [2]



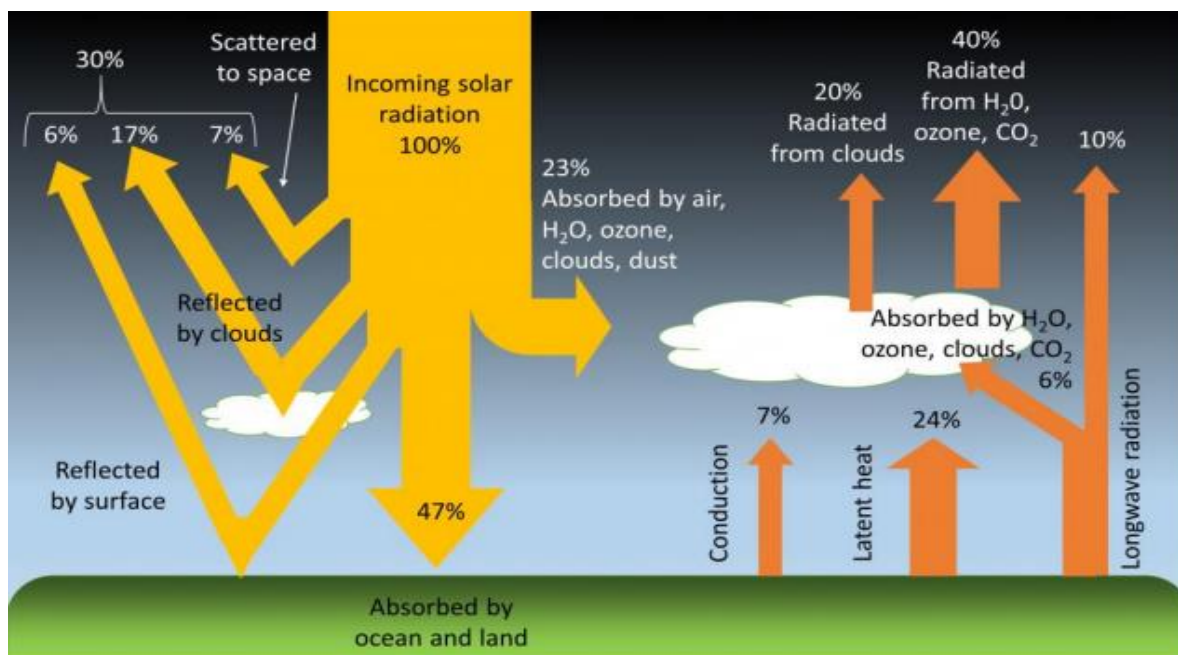
Σχήμα 1.3 : Ποσοστό κατανάλωσης ενέργειας ανά ανανεώσιμη πηγή ενέργειας για την χώρα μας [3]

1.2 Ηλιακή θερμική ενέργεια

Η ηλιακή θερμική ενέργεια αποτελείται από πολλές και διάφορες μορφές ενέργειας που παράγονται από τον Ήλιο. Τέτοιες είναι φωτεινή ενέργεια (φως), η ακτινοβολία, ή και η θερμότητα. Η ηλιακή ενέργεια συνολικά είναι πάντοτε ανεξάντλητη, και είναι λογικό αυτό αφού παράγεται από τον ήλιο, και κατ'επέκταση δεν υπάρχουν χώρος και χρόνος για χάσιμο για να την εκμεταλλευτεί, καθώς είναι πολύ χρήσιμη για πολλές ανθρώπινες δραστηριότητες. Από την ενέργεια η οποία φτάνει στα όρια της ατμόσφαιρας:

- Το 30 % πάει προς τα ανώτερα στρώματα της ατμόσφαιρας της γης.

- Το 47 % πάει προς την επιφάνεια της γης, όπου το 33 % της ενέργειας που καταφθάνει στην επιφάνεια της γης το απορροφούν οι ωκεανοί και το υπόλοιπο 14 % προορίζεται στην επιφάνεια της γης απορροφάται από την ξηρά.
- Το 23 % παίζει πολύ σημαντικό ρόλο στην δημιουργία των ανέμων, των κυμάτων και ειδικότερα στην ρύθμιση του κλίματος.
- Τα φυτά απορροφούν το 0.1% της ηλιακής ενέργειας. [4]



Σχήμα 1.4 : Εισερχόμενη ηλιακή ενέργεια στην επιφάνεια της Γης [4]

Μιας και γίνεται αναφορά παραπάνω για την εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας για ανθρώπινες κυρίως δραστηριότητες, υπάρχει διαχωρισμός σε τρεις κατηγορίες εφαρμογών: τα παθητικά και ενεργητικά ηλιακά συστήματα, τα οποία έχουν ως σκοπό την εκμετάλλευση της θερμότητας που παράγεται ή αντιστοίχως εκπέμπεται διαμέσου της ηλιακής ακτινοβολίας, και τα φωτοβολταϊκά (Φ/Β) συστήματα, τα οποία έχουν την δυνατότητα της μετατροπής της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρικό ρεύμα με την βοήθεια του φωτοβολταϊκού (Φ/Β) φαινομένου. Τα τρία αυτά συστήματα αναλύονται στην παρακάτω εικόνα : [5]



Σχήμα 1.5 : Διαχωρισμός εκμετάλλευσης ηλιακής ενέργειας σε κατηγορίες εφαρμογών [5]

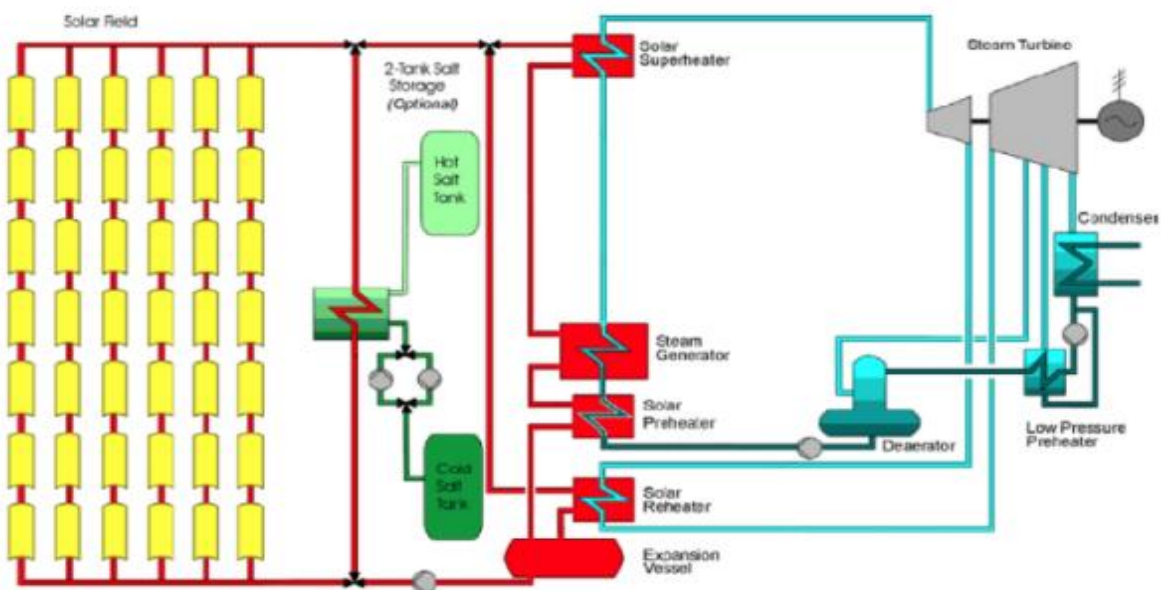
Τα τελευταία χρόνια, οι άνθρωποι έχουν ως στόχο να παράγουν ενέργεια μέσω της ηλιακής ακτινοβολίας, με αποτέλεσμα να ανεβαίνει ολοένα και περισσότερο στον παγκόσμιο ενεργειακό χάρτη. Τα φωτοβολταϊκά έχουν καταταχθεί ως η καλύτερη και η πιο αξιόπιστη πηγή ενέργειας σε χώρες με μεγάλα επίπεδα ηλιοφάνειας όπως η ΗΠΑ, η Ισπανία, η Γερμανία, ακόμα και η Ελλάδα. Η παρούσα διπλωματική εργασία στρέφει την προσοχή της σε μια άκρως σημαντική και διαφορετική τεχνολογία, η οποία θα παρουσιαστεί παρακάτω, δεν είναι ιδιαίτερα ξακουστή, την ηλιοθερμική παραγωγή ηλεκτρισμού και την δημιουργία ηλιοθερμικού σταθμού ηλεκτροπαραγωγής στην περιοχή της Κορώνης.

Οι ηλιοθερμικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής μπορούν σε μεγάλο βαθμό να αξιοποιήσουν το ηλιακό δυναμικό για να υπάρξει ηλεκτροπαραγωγή. Η αρχή λειτουργίας των ηλιοθερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής είναι να συγκεντρώνουν την ηλιακή ακτινοβολία από τα κατάλληλα κάτοπτρα με σκοπό να παράξουν τεράστιες θερμοκρασίες σε °C και να εκμεταλλευτούν την συλλεγόμενη θερμότητα από τα κάτοπτρα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η συγκέντρωση ηλιακής ακτινοβολίας για να υπάρξουν μεγάλες θερμοκρασίες και να παραχθούν μεγάλα ποσά ηλεκτρικού ρεύματος αξιοποιήθηκε εμπορικά στις ΗΠΑ αφότου υπήρχε κρίση στον τομέα του πετρελαίου λίγο πριν μπούμε στο 1980. Στο 1980 υλοποιήθηκε το SEGS ή αλλιώς Solar Electric Generating System, ο πρώτος ηλιοθερμικός σταθμός που είχε τεράστια έκταση και βρισκόταν στην έρημο Mojave της Καλιφόρνια των ΗΠΑ. Μετά για αρκετά χρόνια δεν είχαν κατασκευαστεί ηλιοθερμικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής, καθώς αγοράζονταν σε υπερβολικό βαθμό φθηνά συμβατικά καύσιμα. Όμως, με τη συνεχή έρευνα, η οποία έπαιξε πολύ σημαντικό ρόλο και η εξοικείωση με την λειτουργία SEGS οι προοπτικές της τεχνολογίας βελτιώνονταν συνεχώς. Έχει βεβαιωθεί ότι η συντήρηση των σταθμών του SEGS και το κόστος, ώστε να τεθούν σε λειτουργία αποτελεί πλέον τα δύο τρίτα από τα πρώτα χρόνια λειτουργίας τους. [6],[7]

Σχετικά με τα σχέδια και τους στόχους που υπάρχουν για την εξέλιξη των ηλιοθερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στο απώτερο μέλλον, αναφέρεται ότι έως το 2050-2060 υπάρχει ο στόχος το 12 % της συνολικής απαιτούμενης ενέργειας να αποτελείται από τον τομέα της ηλιοθερμίας. Συγκεκριμένα, για τις Ηνωμένες Πολιτείες στοχεύεται το 22 %, για Ευρώπη, και

νοτιότερα της Ευρώπης το 16 % των ενεργειακών τους απαιτήσεων. Για περιοχές όπως η Χιλή, το Μεξικό, η Ασία, και η Αυστραλία υπάρχει ένα ποσοστό της τάξης των 40%. [8]

Αναφορικά την διάταξη που έχει ένα ηλιοθερμικό σύστημα, με την χρήση των παραβολικών κατόπτρων, συγκεντρώνεται ηλιακή ακτινοβολία, η οποία μπορεί να βοηθήσει στο να θερμάνουμε το νερό ή άλλο ρευστό μέχρι αυτό να γίνει υπέρθερμος ατμός (Σχήμα 1.6). Στην συνέχεια αυτό εκτονώνεται στον αμοστρόβιλο, όπου γίνεται η παραγωγή μηχανικού έργου και έπειτα σε ηλεκτρική ενέργεια, και ο ατμός που εξέρχεται από τον αμοστρόβιλο συμπυκνώνεται και μπαίνει ξανά στο κύκλωμα, κάνοντας συνεχώς την ίδια διαδικασία που αναλύσαμε παραπάνω. Ο παραπάνω θερμοδυναμικός κύκλος αποτελεί τον κύκλο Rankine και είναι κατάλληλος για θερμοηλεκτρικό εργοστάσιο και είναι άκρως σημαντικός για την πλήρη συμπύκνωσή του στο συμπυκνωτή και για την υπερθέρμανση του ατμού στο λέβητα. Άλλοι κύκλοι κατάλληλοι, οι οποίοι έχουν την δυνατότητα να παράγουν ισχύ με ατμό, είναι ο Brayton, αν τον συγκρίνουμε με τον θερμοδυναμικό κύκλο Rankine έχει τη βασική διαφορά ότι απορρίπτεται ο ατμός που βγαίνει από το στρόβιλο, δηλαδή στην περίπτωση αυτή πρόκειται για έναν ανοικτό κύκλο. Το ίδιο συμβαίνει με τον θερμοδυναμικό κύκλο του Stirling, αλλά και του όμοιού του, τον κύκλο Ericsson [9].



Σχήμα 1.6 : Συνολική απεικόνιση μίας ηλιοθερμικής μονάδας [10]

Μιας και κάναμε λόγο για το πως είναι μία ηλιοθερμική μονάδα, φυσικά θα πρέπει να γίνει και αναφορά και των επιμέρους της τμημάτων, τα οποία θα αναλυθούν στο επόμενο κεφάλαιο της διπλωματικής εργασίας και είναι τα εξής :

- 1) οι ηλιακοί συλλέκτες (collectors)
- 2) ο δέκτης (receiver)

- 3) το μέσο μεταφοράς θερμικής ενέργειας (φέρον ρευστό, hot thermal fluid)
- 4) το σύστημα παραγωγής ενέργειας (power block)

Να ειπωθεί επίσης ότι όσον αφορά την συμβατική παραγωγή ενέργειας, όταν επιτυγχάνεται με την καύση των υδρογονανθράκων, κάνει την διαδικασία αυτή να είναι χημική, με αποτέλεσμα η ηλιακή ακτινοβολία να είναι λιγότερο ρυπογόνη συγκριτικά με τους υδρογονάνθρακες.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2^ο : ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

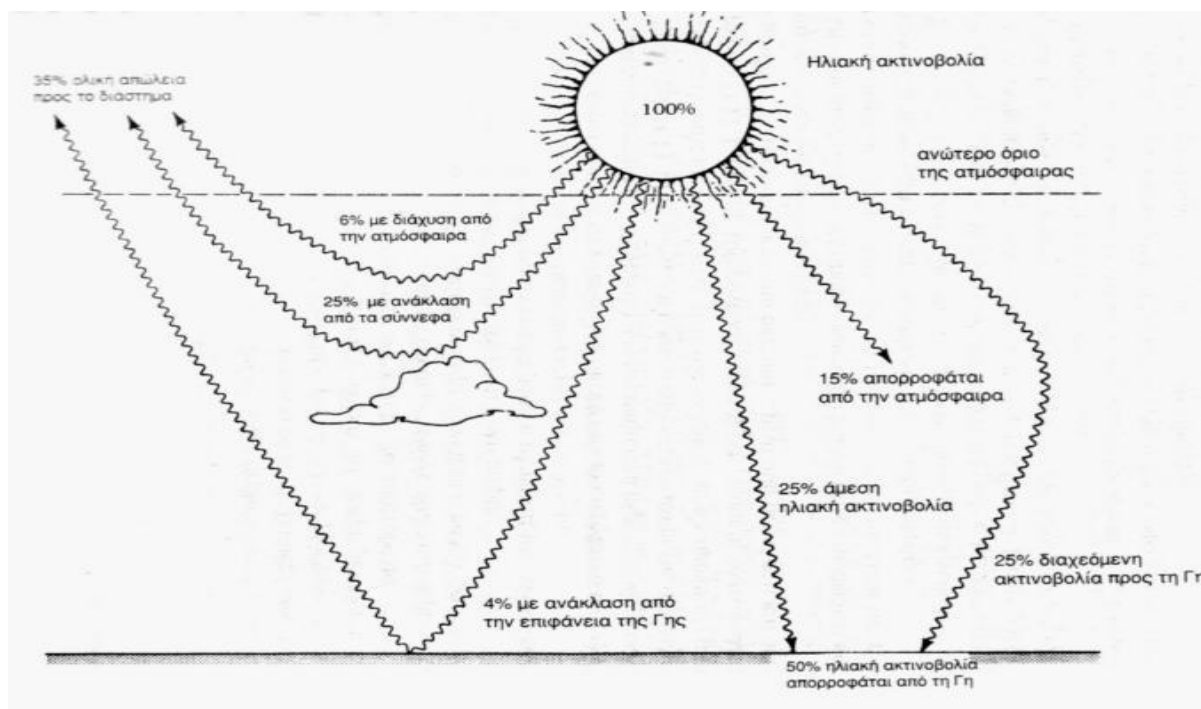
Στο ακόλουθο κεφάλαιο λέγονται τα χαρακτηριστικά των ηλιοθερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής και ακολουθεί η εστίαση στις κατηγορίες των τεχνολογιών ενός ηλιοθερμικού σταθμού ηλεκτροπαραγωγής και η ανάλυση των διαφόρων συστημάτων αποθήκευσης ενέργεια που υπάρχουν. Εν συνεχεία, γίνεται απλή στους ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής που υπάρχουν ανά τον κόσμο, καθώς και την κατάσταση που επικρατεί στην αγορά ηλιοθερμικών συστημάτων, ποια θα είναι η εξέλιξή της και τι κρίνεται αναγκαίο, έτσι ώστε να υπάρχουν οι απαραίτητες προϋποθέσεις να μπορέσει να χτιστεί ένας ηλιοθερμικός σταθμός ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα.

2.1 Χαρακτηριστικά ηλιοθερμικής τεχνολογίας ηλεκτροπαραγωγής

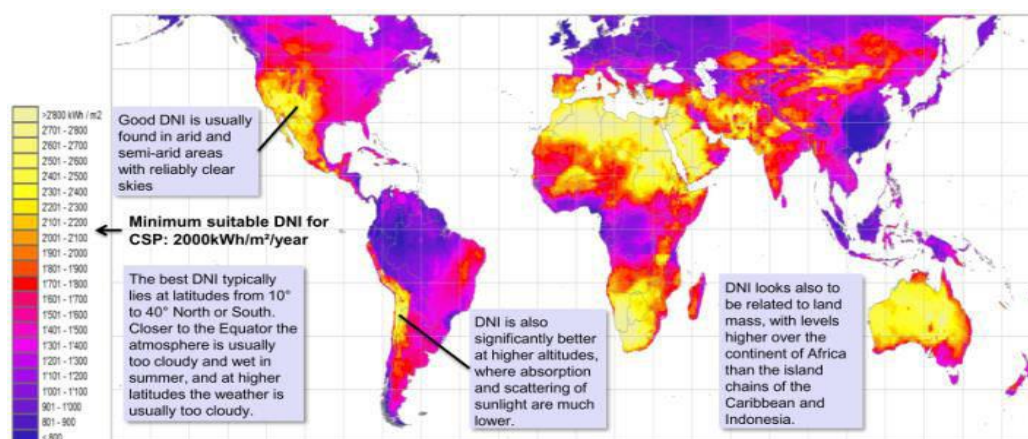
Αρχικά, οι ηλιοθερμικοί σταθμοί έχουν την δυνατότητα παραγωγής θερμότητας, η οποία εν συνεχεία μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια, με την βοήθεια των συλλεκτών συγκεντρώνοντας τις ακτίνες του ήλιου, προκειμένου να μπορούν να την αξιοποιούν οι καταναλωτές. Οι θερμοκρασίες που συγκεντρώνονται, βρίσκονται μεταξύ 350 -1050 °C. Είναι μια φιλική τεχνολογία προς το περιβάλλον καθώς δεν υπάρχει η απαίτηση της καύσης συμβατικών καυσίμων. Επειδή όμως χρειάζεται το έδαφος να είναι επίπεδο, στο οποίο μπορούν να τοποθετηθούν ειδικά παραβολικά κάτοπτρα, τα οποία για να παράξουν ηλιακή ενέργεια, πρέπει να έχουν και καλή απόδοση, τα κάτοπτρα αυτά θα πρέπει να παρακολουθούν βλέπουν πως κινείται ο ήλιος κατά τη διάρκεια όλης της ημέρας, μεταβάλλοντας κλίση, αναλόγως με το που βρίσκεται ο ήλιος κάθε φορά. Η λειτουργία των ηλιοθερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής δεν είναι ιδιαίτερα δύσκολη, και αυτό υποστηρίζεται ως εξής : η ηλιακή ακτινοβολία που συλλέγεται από τους συλλέκτες και αποδίδεται σε ένα μέσο μεταφοράς θερμότητας όπως είναι το υγροποιημένο άλας, αέρας, μείγμα νερού-ατμού και διάφορα άλλα μέσα μεταφοράς θερμότητας που υπάρχουν. Τα μέσα θερμότητας αργότερα στη συνέχεια φτάνουν σε εναλλάκτες θερμότητας αποδίδοντας με αυτόν τον τρόπο, την ηλεκτρική ενέργεια. Όταν ως μέσο μεταφοράς θερμότητας χρησιμοποιείται το μείγμα νερού-ατμού, τότε αυτό πάει απευθείας στον στρόβιλο και έτσι δεν χρειάζεται η παρεμβολή του εναλλάκτη. Εάν ο ηλιοθερμικός σταθμός για παράδειγμα, περιλαμβάνει μηχανές Stirling, τότε κάποιο αέριο έχει ως ρόλο να είναι μέσο μεταφοράς θερμότητας, και τότε οδηγείται απευθείας στους κυλίνδρους που έχει η μηχανή, προκειμένου να παραχθεί μηχανική ενέργεια. Μία σημαντική διαφορά των ηλιοθερμικών συστημάτων συγκριτικά με τα φωτοβολταϊκά συστήματα είναι ότι χρησιμοποιούν για την παραγωγή ηλεκτρισμού την διάχυτη ακτινοβολία, ενώ τα ηλιοθερμικά συστήματα χρησιμοποιούν εξ ολοκλήρου την άμεση ηλιακή ακτινοβολία, καθώς η διάχυτη δεν πετυχαίνει να συγκεντρωθεί. Παρακάτω ακολουθούν σε ποσοστά πως κατευθύνονται οι ακτινοβολίες του ήλιου, όπου έγινε αναφορά στο παραπάνω κομμάτι (Σχήμα 2.1).

Σχετικά με τις θερμοκρασίες στις οποίες θα έπρεπε να χτίζονται οι ηλιοθερμικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής, είναι προτιμητέο να χτίζονται κατά κύριο λόγο σε χώρες, όπου υπάρχουν

περιοχές με υψηλές θερμοκρασίες και μεγάλη ηλιοφάνεια. Ιδανικά μπορούν να χτιστούν σε περιοχές που δέχονται ακτινοβολίες από 1650 kWh/m² και πάνω, αλλά ακόμα καλύτερα είναι να υπάρχει ακτινοβολία της τάξης των 2000 kWh/m² και άνω ετησίως. Συνοπτικά και με μία γρήγορη ματιά, κάποιες περιοχές που έχουν υψηλή ηλιακή ακτινοβολία είναι οι μεσογειακές χώρες της Ευρώπης, οι ΗΠΑ, η Αφρική, η Εγγύς και η Μέση Ανατολή, το Ιράν, η Ινδία κυρίως σε ερημικές περιοχές, όπως το Πακιστάν, η Αυστραλία και όλες αυτές οι περιοχές αποτελούν αυτό που αποκαλούμε «ηλιακή ζώνη». Πιο αναλυτικά στο παρακάτω σχήμα (Εικόνα 2.1), είναι οι περιοχές με τις μεγαλύτερες σε ποσά ηλιακές ακτινοβολίες.



Σχήμα 2.1 : Άμεση, διάχυτη και ολική ηλιακή ακτινοβολία [11]



Εικόνα 2.1 : DNI (Direct Global Irradiation) – Δυναμικό άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας παγκοσμίως [12]

Επειδή κάποτε έπρεπε να βρεθεί μία λύση για την παροχή του ρεύματος στην Ευρώπη από τις χώρες του νότιου ημισφαιρίου, μέχρι την χρονιά του 2050, έτσι δημιουργήθηκε το πρόγραμμα *Desertec*, το οποίο αποτελεί ένα σημαντικό βήμα της Ευρώπης να μπορέσει να απαγκιστρωθεί από την ενέργεια. Το έργο αυτό έχει ως στόχο την εύρεση ενός σχεδίου σε παγκόσμιο επίπεδο, ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που βασίζεται στην αξιοποίηση βιώσιμων δυνάμεων, από μέρη όπου οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι πολλές έως και άπειρες, και της μεταφοράς της ενέργειας αυτής διαμέσου μετάδοσης συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης σε κέντρα κατανάλωσης. Οραματίζονται πολλαπλοί τύποι ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, αλλά το φυσικό κλίμα των ερήμων είναι το βασικό κομμάτι, ώστε να μπορέσει αυτό το σχέδιο να υλοποιηθεί. Έτσι, στις 30 Οκτωβρίου του 2009, κάποιες ενεργειακές εταιρείες, όπως οι ABB, Siemens, E.ON, και πολλές άλλες παρόμοιες εταιρίες, υπέγραψαν το πρωτόκολλο Desertec Industrial Initiative (DII). Η Desertec Industrial Initiative (DII) άρχισε να χρησιμοποιεί εστιακά κάτοπτρα και μετά αυτή η θερμική ενέργεια να μετατρέπεται σε ηλεκτρική. Η ενέργεια αυτή θα ξεκινήσει την παραγωγή της σε μία τεράστια έκταση που θα εκτείνεται από το Μαρόκο στη Σαουδική Αραβία και θα κατευθύνεται προς την Ευρώπη με καλώδια υψηλής τάσης, τα οποία θα κατευθύνονται κάτω από την θάλασσα (HVDC). Το έργο θέλει να επιτύχει την τροφοδότηση της Ευρώπης με το 15% των ενεργειακών της αναγκών μετά από κάποια χρόνια. Η διαδικασία αυτή κοστολογείται είναι 400 δισεκατομμύρια ευρώ. Εκτιμάται ότι η ενέργεια θα αρχίσει να ρέει προς την Ευρώπη εντός 10 ετών και οι ηλεκτρικές αυτές εγκαταστάσεις θα μπορούν να παράγουν έως και 100 GW ηλεκτρισμού. Οι γραμμές μεταφοράς της ενέργειας θα έχουν ως αφετηρία την έρημο της Σαχάρας και θα τερματίζουν στην Ευρώπη. Πιο συγκεκριμένα, επιλέχθηκαν χώρες, όπου το κόστος γης τους ήταν μικρό και το ηλιακό δυναμικό αντίθετα να είναι υψηλό, όπως η Αλγερία, που καλύπτεται στο μεγαλύτερο μέρος της από έρημο, και οι χώρες όπως η Λιβύη, το Μαρόκο, κ.ά. Το έργο απέτυχε δύο φορές λόγω του προβλήματος της μεταφοράς και του τεράστιου κόστους που απαιτούνταν. Η πρωτοβουλία αναβίωσε το 2020 με έμφαση στο πράσινο υδρογόνο, καλύπτοντας τόσο την εγχώρια ζήτηση όσο και τις εξαγωγές σε ξένες αγορές. [13],[14],[15]



Εικόνα 2.2 : Πρόγραμμα Desertec [12]

Τώρα, υπάρχουν πολλά σχήματα κατόπτρων, με τα οποία υπάρχει η δυνατότητα συλλογής της ηλιακής ακτινοβολίας, όμως όλοι οι ηλιοθερμικοί σταθμοί την ίδια βασική αρχή. Το τυπικό μέγεθος παραγωγής ηλεκτρισμού σύμφωνα με τις τεχνολογίες που υπάρχουν κάτοπτρα είναι μεταξύ 50 και 280 MW, και αυτό έχει ως στόχο να κατασκευαστούν και ακόμη μεγαλύτεροι σταθμοί. Τα βασικά επιμέρους τμήματα από τα οποία αποτελείται ένας ηλιοθερμικός σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, τα οποία ήταν και στο 1^ο κεφάλαιο, είναι:

- ο συλλέκτης ή συγκεντρωτήρας (collector), ο οποίος ορίζεται ως η συσκευή αυτή η οποία έχει την δυνατότητα απορρόφησης της ηλιακής ακτινοβολίας με στόχο να μεταδώσει σε κάποιο φέρον ρευστό την απαραίτητη θερμική ενέργεια.
- ο δέκτης (receiver)
- το μέσο μεταφοράς αποθήκευσης της θερμότητας, και
- το σύστημα μετατροπής της ενέργειας (power conversion system).

Οι συλλέκτες συγκεντρωτικά με το δέκτη και το μέσο μεταφοράς της θερμότητας αποτελούν το ηλιακό πεδίο του σταθμού, στο μέρος όπου συγκεντρώνεται η ηλιακή ακτινοβολία και συλλέγεται η θερμική ενέργεια. Το σύστημα μετατροπής της ενέργειας αποτελεί έναν κύκλο ισχύος όπου γίνεται η διαδικασία της θερμικής σε ηλεκτρική ενέργεια, ενώ συμπεριλαμβάνεται σε αυτό και το σύστημα ψύξης του κύκλου. Και μιας και έγινε εξήγηση για τα βασικά επιμέρους τμήματα από τα οποία αποτελείται ένας ηλιοθερμικός σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, τώρα θα ακολουθήσει ονομαστική αναφορά στις κύριες τεχνολογίες ηλιοθερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, τις οποίες και θα γίνει ανάλυση στο κεφάλαιο αυτό, οι οποίες είναι οι εξής :

- 1) Η τεχνολογία παραβολικών κατόπτρων (Parabolic Trough systems),
- 2) Η τεχνολογία ηλιακού πύργου, ή αλλιώς κεντρικού δέκτη (Power Tower/Central Receiver systems),
- 3) Η τεχνολογία παραβολικών δίσκων (Parabolic Dish systems), και
- 4) Η τεχνολογία κατόπτρων Fresnel (Linear Fresnel Reflector systems).

Εκτός από την κλασική λειτουργία όπου βασική πηγή ενέργειας είναι η ηλιακή ενέργεια έχουμε και ένα δεύτερο είδος λειτουργίας, στην οποία υπάρχει η δυνατότητα να λειτουργούν υβριδικά οι ηλιοθερμικοί σταθμοί, όπου χρησιμοποιείται η καύση ορυκτών καυσίμων (π.χ. φυσικό αέριο) όταν η ηλιακή ενέργεια δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί. Μία άλλη σημαντική λειτουργία, είναι η αποθήκευση της θερμικής ενέργειας, την οποία θα αναλύσουμε και παρακάτω στο κεφάλαιο αυτό, η οποία μπορεί να συντελέσει στην μεγαλύτερη διάρκεια λειτουργίας του σταθμού. Με αυτήν την τεχνολογία, η αποθήκευση θερμότητας είναι αρκετά φθηνότερη και αποδοτικότερη από την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και, καθώς, οι ηλιοθερμικοί σταθμοί παράγουν σε αρχικό στάδιο θερμότητα και μετά αυτό μετατρέπεται σε ηλεκτρισμό, η αποθήκευση της ενέργειας σε θερμική είναι ασφαλή λύση. Οι δύο περιπτώσεις

λειτουργιών που αναφέραμε παραπάνω, δηλαδή οι σταθμοί με υβριδική λειτουργία και οι αμιγώς ηλιοθερμικοί σταθμοί με αποθήκευση θερμικής ενέργειας είναι οι πιο σημαντικές τάσεις για την ηλεκτροπαραγωγή με την τεχνολογία των κατόπτρων και έχουν ως σκοπό να να γίνει το ηλιοθερμικό σύστημα πιο αποδοτικό.

2.2 Οικονομοτεχνική μελέτη ηλιοθερμικής τεχνολογίας ηλεκτροπαραγωγής

Για να μπορέσει η ηλιοθερμική τεχνολογία να χρησιμοποιηθεί, χρειάζεται να μπορεί να έχει σχετικά χαμηλό κόστος και φυσικά να υπάρχει ένα θεσμικό πλαίσιο που να την ευνοεί σε παγκόσμιο επίπεδο. Σύμφωνα με διάφορες προβλέψεις που έχουν γίνει το τελευταίο διάστημα, το γεγονός αυτό θα κάνει την ηλιοθερμική τεχνολογία ανταγωνιστική όσον αφορά το οικονομικό κομμάτι, και σε αυτό θα παίξουν πολύ σημαντικό ρόλο οι μεσαίου μεγέθους θερμοηλεκτρικοί σταθμοί φυσικού αερίου. [17] Μερικοί παράγοντες που μπορούν να βοηθήσουν στην μείωση του κόστους της ηλιοθερμικής τεχνολογίας είναι : α) η ανταγωνιστικότητα στην αγορά, β) , η συνεχόμενη έρευνα και η ανύψωση του τομέα της ηλιοθερμίας γ) η τεράστια παραγωγικότητα των διαφόρων εξαρτημάτων των σταθμών και δ) οι μεγάλες εκτάσεις που καταλαμβάνουν οι ηλιοθερμικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής και το πιο σημαντικό ε) τα κίνητρα που υπάρχουν σε φορολογικό και επενδυτικό κομμάτι από τις κυβερνήσεις όλων των κρατών σε συνδυασμό με ένα σίγουρο και μακροχρόνιο θεσμικό πλαίσιο, το οποίο θα ακμάσει σταδιακά με την πάροδο των χρόνων, όπως και έγινε και με το κράτος της Ισπανίας, η οποία έβαλε υψηλή τιμή στην αγορά για να παραχθεί ενέργεια από θερμοηλεκτρικούς σταθμούς με αποτέλεσμα να προζενηθεί ιδιαίτερο ενδιαφέρον στην ηλιοθερμική τεχνολογία και να δαπανηθούν χρήματα πάνω σε αυτήν και μέχρι σήμερα η Ισπανία είναι από τις χώρες που αξιοποιούν στο έπακρο την ηλιοθερμική τεχνολογία. Για αυτό, θα πρέπει τόσο οι χώρες που αποτελούν την «ηλιακή ζώνη» όσο και οι υπόλοιπες χώρες να ορίσουν μία τιμή που θα είναι ικανοποιητική για την αγορά και να βάλουν ως στόχο να κατασκευάσουν ηλιοθερμικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με στόχο να υπάρξει ενδιαφέρον και προοπτική για να αναπτυχθεί η ηλιοθερμική τεχνολογία, καθώς και για να εγκατασταθούν περισσότεροι ηλιοθερμικοί σταθμοί.

2.2.1 Υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο στην Ελλάδα

Μπορούμε να λεχθεί με σιγουριά ότι στην χώρα μας παρατηρήθηκε ενδιαφέρον στον τομέα της ηλιοθερμικής τεχνολογίας, γεγονός που οφείλεται συγκεκριμένα στην αυξημένη τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από τους ηλιοθερμικούς σταθμούς, όπως ορίστηκε από τον νόμο Ν.3468/27.06.2006. Ο νόμος αυτός αναφέρει το εξής : κάθε παραγόμενη MWh από ηλιοθερμικούς σταθμούς είχε κόστος 235 ευρώ, εάν ο σταθμός είχε ισχύ άνω των 5 MW και βρισκόταν στο ηπειρωτικό σύστημα, και προς 255 ευρώ εάν ήταν εγκατεστημένος σε Μη Διασυνδεδεμένο Νησί και σε περίπτωση που ο σταθμός είχε ισχύ κάτω των 5 MW, οι αντίστοιχες τιμές ήταν 255 και 275 ευρώ/MWh. Επίσης, ο νόμος αυτός έλεγε ότι για να θεωρηθεί Α.Π.Ε. μια ηλιοθερμική μονάδα, θα πρέπει η χρησιμοποιούμενη ενέργεια να βρίσκεται πάνω από το 11 % της συνολικής παραγόμενης ενέργειας της μονάδας αυτής. Ακόμα, υποβλήθηκε φόρος κοντά στο 4 % επί της προ φόρων τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας στο διαχειριστή του συστήματος, του Δικτύου ή των μη διασυνδεδεμένων νησιών. [18] Ακόμα πιο καλός νόμος, όμως, υπήρξε ο νόμος Ν.3851/04.06.2010, στον οποίο προβλέπεται διάκριση στην τιμολόγηση ηλιοθερμικού σταθμού με σύστημα αποθήκευσης και σταθμού χωρίς να απαιτείται σύστημα αποθήκευσης. Η σύμβαση πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας είναι μέχρι τα 25 έτη και μπορεί να συνεχιστεί άλλα κατόπιν κάποιων όρων. Η τιμή πώλησης χωρίς να διαθέτει σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, αυξήθηκε στα 264.85 €/MWh, ενώ, εάν ο σταθμός διαθέτει σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας τουλάχιστον 2 ωρών, θα ανερχόταν στα 284.85 €/MWh και ταυτόχρονα επέτρεπε στους ηλιοθερμικούς σταθμούς την χρήση ενέργειας που προέρχεται από φυσικό αέριο, και άλλα βιοκαύσιμα, εφόσον η χρήση της ενέργειας αυτής κρίνεται απαραίτητη για να αξιοποιηθεί καλύτερα και πιο αποδοτικά η ηλιακή ενέργεια. Η ποσότητα της ενέργειας αυτής, δεν πρέπει σε καμία περίπτωση να ξεπερνάει το 15% της συνολικής ετήσιας παραγόμενης ενέργειας από το σταθμό, εκτός αν αφορά την περίπτωση των βιοκαυσίμων, όπου εκεί επιτράπηκε η προσαύξηση μέχρι τα 20 % . [19] Εν συνεχεία, σύμφωνα με τον νέο σχετικό νόμο, 4414/2016, υπήρξε μείωση των τιμών από τον προηγούμενο νόμο που υπήρχε σε 257 €/MWh και 278 €/MWh για ηλιοθερμικούς σταθμούς χωρίς σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας και με σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας τουλάχιστον 2 ωρών αντίστοιχα [20]. Αξίζει επίσης να αναφερθεί ότι εκτός των νόμων που αφορούν τις ηλιοθερμικές μονάδες παραγωγής ενέργειας, ως επιχειρήσεις, εφαρμόζεται και κάθε σχετικός νόμος που υφίσταται στο ελληνικό θεσμικό πλαίσιο. Από διάφορες έρευνες παρατηρήθηκε αύξηση των αιτήσεων-αδειών για ηλιοθερμικές μονάδες στην Ελλάδα μετά το 2011 που αγγίζει κοντά στις 70 άδειες, αν και δυστυχώς επρόκειτο για μικρές ηλιοθερμικές μονάδες λόγω των μικρών εκτάσεων που υπάρχουν στην χώρα. Εκτός αυτού, παρατηρείται μείωση των αιτήσεων για αδειοδοτήσεις τα τελευταία περίπου δέκα χρόνια. Και δυστυχώς θα πρέπει να βρεθεί μία λύση, προκειμένου να ερευνηθούν τα αίτια και να αντιμετωπιστούν, όσον αφορά τη μείωση του αιτήσεων σχετικά με την ηλιοθερμία στην Ελλάδα και την μη υλοποίηση των αδειοδοτημένων μονάδων. Βέβαια, επειδή ο λιγνίτης και άλλα καύσιμα πιάνουν ένα μεγάλο ποσοστό της εγχώριας παραγωγής, αυτό μπορεί να συντελέσει στην αύξηση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας, και να μας οδηγήσει στην λύση των παραπάνω προβλημάτων και έτσι να μπορέσουν κάποτε να χτιστούν και ηλιοθερμικοί σταθμοί στην Ελλάδα και να δαπανηθεί μεγάλο ποσό χρημάτων πάνω σε αυτήν την τεχνολογία.

2.3 Κύριες τεχνολογίες ηλιοθερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής

Οι ηλιοθερμικές μονάδες εκμεταλλεύονται την ηλιακή ενέργεια, προκειμένου να παράξουν θερμότητα. Η ηλιοθερμική τεχνολογία, σύμφωνα με τα παραπάνω, πρόκειται για μία φιλική τεχνολογία προς το περιβάλλον, καθώς δεν είναι αναγκαίο να υπάρξει η καύση των συμβατικών καυσίμων. Για να χτιστούν όμως τέτοια μεγάλα ηλιοθερμικά συστήματα που θα υλοποιούν τα παραπάνω, χρειάζεται να υπάρχει μεγάλη επίπεδη έκταση, στην οποία θα εγκατασταθούν ειδικά παραβολικά κάτοπτρα, τα οποία για να έχουν μεγάλη απόδοση για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και εξίσου σημαντικό είναι να βλέπουν την κίνηση του ήλιου σε όλη τη διάρκεια της ημέρας, και να έχουν την δυνατότητα αλλαγής κλίσης σε οποιοδήποτε σημείο και αν κινείται αυτός. Η διαδικασία που υλοποιείται για να παραχθεί ηλεκτρική ενέργεια, είναι η εξής : η ενέργεια που συλλέγεται από τα κάτοπτρα, θερμαίνει ένα συνθετικό λάδι και μετατρέπεται σε θερμική ενέργεια που μεταφέρεται σε ατμοστρόβιλο, ο οποίος ακολουθώντας με τη σειρά του θα πρέπει να εκκινεί την ηλεκτρογεννήτρια, για να κυλήσει ομαλά η διαδικασία της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Για την λειτουργία των ηλιοθερμικών μονάδων ως μονάδων βάσης, καλό θα είναι να μπορούσε να αποθηκεύεται ενέργεια κάτι που επιτυγχάνεται εάν δημιουργηθούν αποθήκες θερμότητας, που με βάση το μέγεθός τους μπορούν να παίξουν καταλυτικό ρόλο για την λειτουργία του σταθμού έως και μία ολόκληρη μέρα.

Οι τρόποι αποθήκευσης ενέργειας, για τους οποίους θα ακολουθήσει ανάλυση στο κεφάλαιο αυτό, είναι τέσσερις και είναι οι παρακάτω :

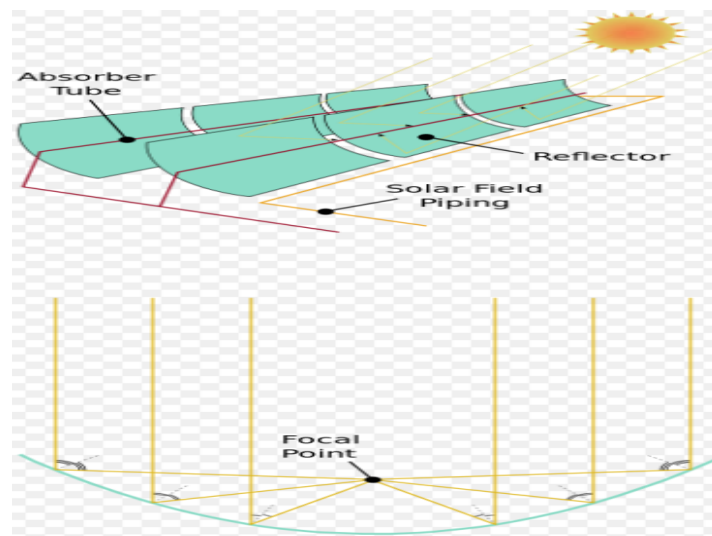
- α) Αποθήκευση με τη χρήση τηγμένων αλάτων,
- β) Άμεση αποθήκευση ατμού,
- γ) Έμμεση αποθήκευση με σκυρόδεμα, και
- δ) Έμμεση αποθήκευση σε υλικά αλλαγής φάσης (Phase Change Materials-PCMs).

Για την εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας σταθμών απαιτείται να υπάρχει πολύ καλό καιρό (ηλιοφάνεια), με αρκετή ζέστη (μεγάλες θερμοκρασίες) και μεγάλες επίπεδες εκτάσεις γης. Υπάρχουν 4 κατηγορίες συστημάτων συγκέντρωσης ηλιακής ενέργειας (CSP):

- Συστήματα παραβολικών κατόπτρων (Parabolic Trough System)
- Συστήματα ηλιακού πύργου (Solar Power Tower System)
- Ηλιακοί δίσκοι (Dish Engine System)
- Ηλιακά αεροηλεκτρικά συστήματα (Solar Aero-Electric Power Plant)

2.3.1 Τεχνολογία παραβολικών κατόπτρων (Parabolic Trough Systems)

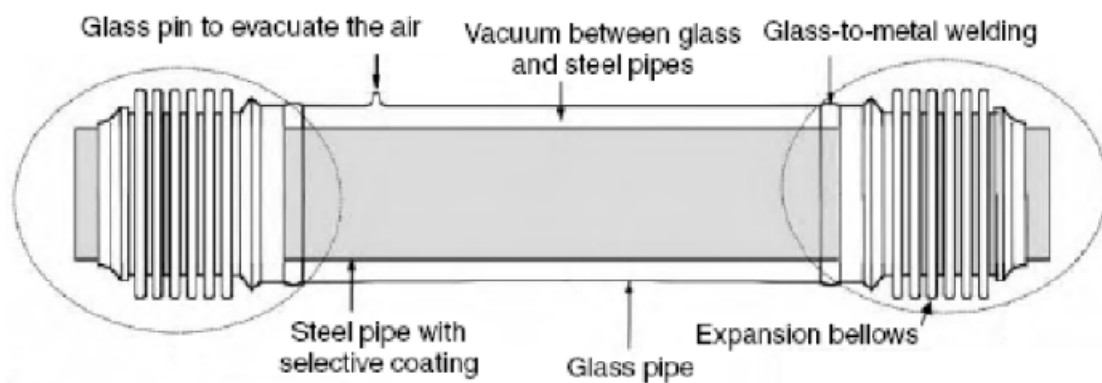
Ως τεχνολογία αποτελεί μία από τις πιο προτιμητέες στο εμπόριο, καθώς έχουν μεγάλη θερμική απόδοση και χαμηλό κόστος. Παρατηρούνται σε εφαρμογές παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος, καθώς λόγω του ότι συγκεντρώνουν μεγάλα ποσά ηλιακής ακτινοβολίας, προκαλούν μεταβολές θερμοκρασίας από 50 °C μέχρι 400 °C και παραπάνω. Η συλλογή και η συγκέντρωση της ηλιακής ακτινοβολίας πραγματοποιείται σε έναν υπαίθριο χώρο (ηλιακό πεδίο). Το ηλιακό πεδίο αυτών των ηλιοθερμικών σταθμών στήνεται από πανομοιότυπα παράλληλα κάτοπτρα, τα οποία είναι αυτόνομα κατά σειρά, και πρέπει να περιστρέφονται σε έναν άξονα, ώστε να ακολουθούν την ηλιακή τροχιά, και αυτό φαίνεται στο κάτω σχήμα (Σχήμα 2.2).



Σχήμα 2.2 : Συστοιχία παραβολικών κατόπτρων [25]

Τα παραβολικά κάτοπτρα λειτουργούν σαν ανακλαστήρες, μαζεύοντας την ηλιακή ακτινοβολία στους απορροφητικούς αγωγούς, και η ακτινοβολία με την σειρά της μετατρέπεται σε θερμική ενέργεια που μεταδίδεται στο ρέον ρευστό (HTF, Heat Transfer Fluid). Είναι δηλαδή αυτό που καλείται σύστημα γραμμικής εστίασης. Το ρέον αυτό ρευστό συνήθως πηγαίνει σε ένα κύκλωμα, το οποίο είναι κλειστό και μέσω εναλλάκτη, μεταφέρει τη θερμική ενέργεια με την βοήθεια ενός υγρού δευτερεύοντος κυκλώματος, το οποίο μετέπειτα εκτονώνεται στον στρόβιλο. Ωστόσο, υπάρχουν και συστήματα που είναι για ένα κύκλωμα, στα οποία στο ρευστό που γίνεται η εκτόνωση είναι και αυτό που συντελεί στη απομάκρυνση της θερμότητας από το ηλιακό πεδίο και είναι το λεγόμενο Direct Steam Generation. [23] Σε αυτήν την περίπτωση, πέρα του ότι δεν υπάρχει εναλλάκτης, που αυτό με την σειρά του έχει ως αποτέλεσμα το κόστος να είναι χαμηλότερο, προκύπτουν μεγαλύτερες θερμοκρασίες του ρευστού και αυτό έχει ως αποτέλεσμα το σύστημά μας να έχει μεγαλύτερη απόδοση. [24] Οι σειρές των κατόπτρων είναι τοποθετημένες στο έδαφος μέσω βάσεων, όπου το υλικό τους είναι από ατσάλι ή αλουμίνιο. Στους εμπορικούς σταθμούς για την επιφάνεια των κατόπτρων χρησιμοποιείται κυρίως γυαλί (θερμοπλαστικό), το οποίο έχει 4-4.2 mm πάχος, το οποίο είναι βαρύ και ακριβό. Σύγχρονες έρευνες και εφαρμογές που έχουν γίνει πάνω σε αυτό στοχεύουν να περιορίσουν το κόστος και κατ'επέκταση το βάρος εφεύροντας τεχνικές και υλικά όπως είναι το αλουμίνιο αντί για την χρήση του γυαλιού. Τα παραβολικά κάτοπτρα μαζεύουν την

ηλιακή ακτινοβολία με τους σωλήνες απορρόφησης (absorber tubes), που αποτελούν τους δέκτες και είναι τοποθετημένοι κατά μήκος της ευθείας των καναλιών. Οι σωλήνες αυτοί είναι φτιαγμένοι από ατσάλι και επικαλύπτονται από μαύρο χρώμα, ώστε να μπορούν να αποκοτούν πολύ καλή απορροφητικότητα ($\alpha=0.93-0.95$) και μικρή εκπομπή ($\epsilon < 0,24 - 300\text{ }^\circ\text{C}$), ενώ γύρω γύρω έχουν γυάλινο κυλινδρικό περίβλημα. Ο εσωτερικός χώρος του σωλήνα αυτού είναι αερόκενος, και αυτό μπορεί να παίξει σημαντικό ρόλο στην απώλεια θερμότητας. Εσωτερικά του δέκτη γίνεται η μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε θερμική ενέργεια. Επίσης, αν θέλουμε να τεστάρουμε την απόδοση του δέκτη, μπορούμε να προσθέσουμε μία επίστρωση, που είναι κατά της ανάκλασης (αντι-ανακλαστική). Σε εικόνα που είναι παρακάτω, απεικονίζεται ο σωλήνας απορρόφησης και τα κύρια στοιχεία του (Σχήμα 2.3).



Σχήμα 2.3 : Σωλήνας απορρόφησης [26]

Τώρα, οι παράλληλες σειρές των κατόπτρων είναι τοποθετημένες με κατεύθυνση πάνω προς κάτω (προς Βορρά-Νότο) και γυρίζουν γύρω γύρω ακολουθώντας την πορεία του ήλιου από Ανατολή προς Δύση, προκειμένου να εστιάζονται συνεχώς στο γραμμικό δέκτη οι ακτίνες του ήλιου. Στις αλλαγές της γωνίας κατά την διάρκεια αλλαγής εποχής της ηλιακής ακτινοβολίας, η οποία βρίσκεται σε παραλληλία με το κανάλι δεν χρειάζεται να υπάρχει ιχνηλάτηση, διότι απλά η ακτινοβολία που συγκεντρώνεται θα βρίσκεται κατά μήκος του δέκτη. Για το λόγο αυτό τα παραβολικά κανάλια για τον σχεδιασμό τους δεν απαιτούν σύστημα παρακολούθησης με δεύτερο άξονα. [27]

Αναφορικά με την θερμοκρασία που υπάρχουν στους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, συγκεντρώνεται ηλιακή ακτινοβολία από περίπου 60 έως και 110 φορές στους σωλήνες απορρόφησης, και στους σωλήνες αυτούς παρατηρούνται και θερμοκρασίες μεταξύ 350 και 550 °C. Στον δέκτη αλλά και στις σωληνώσεις κυκλοφορεί το θερμοαγωγό υγρό (heat transfer fluid - HTF), το οποίο είναι πολύ σημαντικό για την απορρόφηση της θερμότητας, και στην μεταφορά με τη βοήθεια αντλιών, το υγρό αυτό πηγαίνει διαμέσου των εναλλακτών θερμότητας στο θερμοδυναμικό κύκλο λειτουργίας ενός ατμοστροβίλου. Για όσο λειτουργήσει ένας ηλιοθερμικός σταθμός, το συνθετικό έλαιο εισχωρεί στο ηλιακό πεδίο με θερμοκρασία κοντά στους 300 °C και εξέρχεται ξανά από το ηλιακό πεδίο σε θερμοκρασία που φτάνει μέχρι και τους 400 °C και εν συνεχεία, το θερμοαγωγό υγρό που είναι πλέον ψυγμένο βρίσκεται ξανά στο ηλιακό πεδίο και κατ'επέκταση στο δίκτυο των σωληνώσεων που βρίσκεται στο ηλιακό

αυτό πεδίο. Στο θερμοδυναμικό κύκλο, η θερμότητα που απορροφάται, αποδίδεται σε μείγμα νερού-ατμού, σε υψηλή πίεση, ώστε να παραχθεί υπέρθερμος ατμός. Ο υπέρθερμος αυτός ατμός, ο οποίος έχει θερμοκρασία 380-385 °C και πίεση 100-110 bar, θα εκτονωθεί σε στροβιλογεννήτρια προκειμένου να αρχίσει να παράγεται ηλεκτρική ενέργεια και στη συνέχεια θα συμπυκνωθεί με συστήματα ψύξης, όπου θα βρεθεί ξανά στους εναλλάκτες, και αυτό είναι ο λεγόμενος κύκλος Rankine. Το σύστημα ψύξης που υπάρχουν σε ηλιοθερμικούς σταθμούς μπορεί να είναι είτε αερόψυκτο με τη χρήση ανεμιστήρων, είτε υδρόψυκτο με την κατασκευή πύργου ψύξης [14],[16],[28]-[30]. Σε περίπτωση που ο ηλιοθερμικός σταθμός θα έχει στην κατοχή του μονάδα αποθήκευσης, τότε το μέσο μεταφοράς της θερμότητας μπορεί να αποδώσει την θερμική ενέργεια που θα απορροφηθεί στο μέσο αποθήκευσης, όπως για παράδειγμα το υγροποιημένο άλας που χρησιμοποιείται σε πολλές εφαρμογές, μέσω των εναλλακτών.

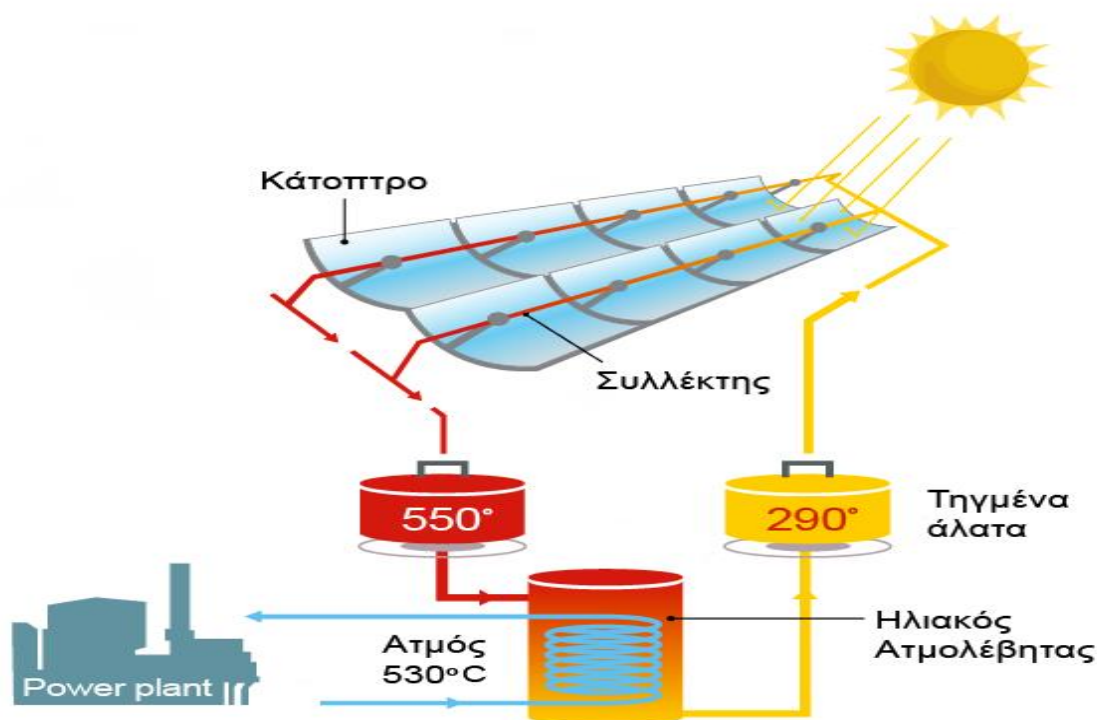
Όσον αφορά τα μέσα μεταφοράς θερμότητας που χρησιμοποιούνται είναι το υγροποιημένο άλας, το μείγμα νερού-ατμού, και πολλά άλλα, παρά ταύτα το πιο σημαντικό είναι το συνθετικό έλαιο. Η θερμοκρασία του συνθετικού ελαίου που έγινε αναφορά προηγουμένως ότι φτάνει τους 400 °C, αποτελεί την μεγαλύτερη θερμοκρασία που θα μπορούσε να έχει και βάζει φρένο στην απόδοση μετατροπής του κύκλου λειτουργίας του στροβίλου. Για θερμοκρασίες του θερμοαγωγού υγρού μέχρι 610 °C θα υπάξει η χρήση του αμοστροβίλου με απόδοση της τάξεως του 41 %, και είναι λογικό όσο αυξάνεται η θερμοκρασία του υγρού αυτού να υπάαρχει αντίστοιχα και η αύξηση της απόδοσης του αμοστροβίλου. Επιπλέον, αν ως ρευστό λειτουργίας χρησιμοποιηθεί το υγρό άλατος, το οποίο φτάνει μέχρι και τους 565 °C, καθώς και η άμεση παραγωγή ατμού που γίνεται μέσα στους σωλήνες απορρόφησης, με την οποία δεν θα χρειαστούν οι θερμικοί εναλλάκτες, καθώς ο ατμός που θα παραχθεί, θα πάει απευθείας στον αμοστρόβιλο, είναι άκρως σημαντικοί για την αύξηση της απόδοσης του αμοστροβίλου. [31]

Επιπροσθέτως, πολύ σημαντική για την ομαλή και σωστή λειτουργία ενός ηλιοθερμικού σταθμού ηλεκτροπαραγωγής, είναι να τοποθετηθεί και μία μονάδα αποθήκευσης, αλλά και η ένας συμβατικός λέβητας, οποίος έχει τα εξής χαρακτηριστικά :

- 1) Αποδίδει την ονομαστική του ισχύ πολύ γρήγορα τις πρώτες πρωινές ώρες
- 2) Συμβάλλει στην βελτίωση της απόδοσης του σταθμού και την επέκταση της λειτουργίας του πριν και αργότερα τη δύση του ήλιου
- 3) Βοηθάει στην λειτουργικότητα των συστημάτων που βρίσκονται στον ηλιοθερμικό σταθμό σε περίοδο του έτους που θα μπορούσε να ήταν καταστροφικές για τα συστήματα αυτά, όπως είναι οι πολύ χαμηλές θερμοκρασίες του χειμώνα, δηλαδή το λεγόμενο Heat Transfer Fluid και
- 4) Βλέπουμε πως υπάρχει συνεχής και ομαλή λειτουργία του σταθμού σε ώρες συννεφιάς, καθώς και σε πολλά μπόφορ, λόγω δυνατών ανέμων [32],[33]

Ένας τέτοιος σταθμός ηλεκτροπαραγωγής που έχει στην κατοχή του τον συμβατικό λέβητα εκμεταλλεύεται το συνδυασμένο κύκλο αεριοστροβίλου και αμοστροβίλου. Η καύση

φυσικού αερίου, η οποία μπορεί να επιτευχθεί με έναν καυστήρα, ο οποίος εγκαθίσταται συνήθως στον κύκλο ισχύος του ηλιοθερμικού σταθμού, τροφοδοτεί τον αεριοστρόβιλο, ενώ η απαγόμενη θερμότητα στην έξοδο του αεριοστρόβιλου μαζί με τη συλλεγόμενη θερμική ισχύ από το ηλιακό πεδίο παράγουν ατμό που τροφοδοτεί τον ατμοστρόβιλο, έτσι ώστε εάν χαλάσει ο κεντρικός εναλλάκτης, να μπορεί να λειτουργήσει κανονικά, χωρίς πρόβλημα. [14],[16],[28]–[30],[35]–[37] Παρακάτω, είναι η διαδικασία λειτουργίας ενός ηλιοθερμικού σταθμού με διάταξη αποθήκευσης ενέργειας, μέσω λέβητα αποθήκευσης ατμού, με συμβατικό καύσιμο ως υποβοήθημα (Σχήμα 2.4)



Σχήμα 2.4 : Διάγραμμα λειτουργίας ενός ηλιοθερμικού σταθμού με διάταξη αποθήκευσης ενέργειας, μέσω λέβητα αποθήκευσης ατμού, με υποβοήθηση συμβατικού καυσίμου [34]

Τώρα, αναφορικά με αυτού του είδους την τεχνολογία που αξιοποιείται από τους ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής συλλογικά, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς αυτού του είδους των σταθμών παγκοσμίως ξεπερνάει το 1.5 GW το έτος 2011 και κατ'επέκταση και το έτος 2012. [38] Επειδή έπρεπε να υπάρχουν συστήματα με το δίκτυο τα οποία είναι διασυνδεδεμένα και να μπορούν να παράγουν ηλεκτρική ισχύ μεγάλης κλίμακας, έτσι κατασκευάστηκαν και οι σταθμοί SEGS (Solar Energy Generating System). Η Solar Energy Generating Systems (SEGS) είναι μια μονάδα, η οποία συγκεντρώνει ηλιακή ενέργεια (CSP) στις ΗΠΑ και συγκεκριμένα στην Καλιφόρνια. Με τη εγκατεστημένη ισχύ από τρεις ξεχωριστές τοποθεσίες στα 350 MW, ήταν η μεγαλύτερη εγκατάσταση παραγωγής ηλιακής θερμικής ενέργειας στον κόσμο (στην δεύτερη θέση), μέχρι να ιδρυθεί η εγκατάσταση Ivanpah το 2014. Το ηλιακό πεδίο του SEGS καταλαμβάνεται με πάνω από 2.2 εκατομμύρια τετραγωνικά μέτρα επιφάνειας παραβολικών κατόπτρων, ενώ όλο το SEGS έχει εκτάσεις πάνω

από 6.000 στρέμματα γης. Παρακάτω αναφέρονται κάποια από τα σημαντικά έργα σταθμών με παραβολικά κάτοπτρα που έχουν χτιστεί :

- Το 2007 κατασκευάστηκε το έργο Nevada Solar One στην Νεβάδα των Ηνωμένων Πολιτειών, το οποίο έχει εγκατεστημένη ονομαστική ισχύ 64 MW και παράγει περίπου 130 GWh ηλεκτρικής ενέργειας ετησίως, και έχει συντελεστή χρησιμοποίησης περίπου 23%. Στον σταθμό αυτόν βρίσκεται βοηθητικός συμβατικός λέβητας και η συνολική επιφάνεια των κατόπτρων του φτάνει κάτι λιγότερο από 360 χιλιάδες τ.μ. , ενώ ο σταθμός καταλαμβάνει 1.600 στρέμματα γης. [14],[16],[30]
- Κάτι παρόμοιο με το έργο Nevada Solar One, έχτισε η γερμανική εταιρεία Solar Millennium με τους δύο σταθμούς, τον Andasol 1 που συνδέθηκε στο δίκτυο το 2008, και τον Andasol 2 το 2009. Το ηλιακό πεδίο και των δύο σταθμών διαθέτει το καθένα από αυτά από 624 συλλέκτες παραβολικών κατόπτρων με συνολική επιφάνεια κατόπτρων 510.120 τ.μ. Κάθε σταθμός καταλαμβάνει 2000 στρέμματα γης. Ο σταθμός Andasol 1 εκτιμάται ότι έχει μια ετήσια ηλεκτρική παραγωγή 180 GWh. Επιπλέον, είναι ο πρώτος σταθμός, ο οποίος περιλαμβάνει δύο δεξαμενές αποθήκευσης τηγμένων αλάτων για αποθήκευση θερμότητας. [28],[30],[40]
- Εν συνεχεία, στην Ισπανία χτίστηκαν δύο ακόμη τέτοιοι σταθμοί, ο ένας είναι ο σταθμός Ibersol Ciudad Real μεγέθους 50MW κατασκευάστηκε από την εταιρεία Iberdrola Renovables στο Πουερτολάνο της Ισπανίας. Διαθέτει γύρω στους 576 συλλέκτες παραβολικών κατόπτρων και περιλαμβάνει σύστημα αποθήκευσης της θερμότητας σε δύο δεξαμενές τηγμένων αλάτων και ο άλλος είναι ο Alvarado 1 μεγέθους 50 MW κατασκευάστηκε στην Extremadura της Ισπανίας από την ισπανική εταιρεία Acciona, και χρησιμοποιεί την ίδια τεχνολογία με τον Nevada One των ΗΠΑ, στον οποίο αναφερθήκαμε στο πρώτο bullet. Επίσης, καλύπτει 1200 στρέμματα γης, και διαθέτει περίπου 185.000 τμήματα κατόπτρων (modules) στοιχισμένα σε σειρές. [30],[38]
- Στην πορεία, χτίστηκαν και άλλοι σταθμοί στην Ισπανία, όπως είναι ο Extresol Solar Power Station (Extresol 1&2) μεγέθους 120 MW καθώς και οι σταθμοί Central Solar Termoelectrica La Dehesa, Central Solar Termoelectrica La Florida, PL. Termoelectrica de Palma del Rio II και Termoelectrica de Majadas όλοι μεγέθους 52 MW και ο ηλιοθερμικός σταθμός ηλεκτροπαραγωγής Solnova, ο οποίος αποτελείται από τρεις σταθμούς (Solnova 1, 3 και 4) μεγέθους 52 MW και βρίσκεται στην τοποθεσία Sanlucar de Mayor στη Σεβίλλη. Η συνολική έκταση γης που καταλαμβάνει είναι 1200 στρέμματα και η συνολική επιφάνεια των παραβολικών κατόπτρων του Solnova 1 είναι 270.000 τ.μ. Ο Solnova 1 έχει την δυνατότητα να παράγει 120 GWh ηλεκτρικής ενέργειας ετησίως με απόδοση του σταθμού 20 %. Όταν θα υπάρξει χαμηλή ηλιοφάνεια, θα τοποθετηθεί ένας συμβατικός λέβητας, ο οποίος θα εμπεριέχεται από φυσικό αέριο [28],[38],[42]

- Αργότερα ιδρύθηκαν και οι σταθμοί οι σταθμοί PL. Termoelectrtica de Palma del Rio II και Termoelectrica de Majadas, Central Solar Termoelectrica La Dehesa, Central Solar Termoelectrica La Florida, και είναι όλοι μεγέθους 52 MW και ο Extresol Solar Power Station (Extresol 1&2) στα 10 MW [38],[43]
- Ο Martin Next Generation Solar Energy Center, με εγκατεστημένη ισχύ 80 MW και βρίσκεται στη Φλόριδα των ΗΠΑ και άλλοι δύο παρόμοιοι σταθμοί του ίδιου τύπου, είναι ο Kuraymat Plant στην Αίγυπτο και ο Beni Mathar Plant στο Μαρόκο, με εγκατεστημένη ισχύ και οι δύο 18 MW. Αυτοί ήταν σταθμοί συνδυασμένου κύκλου [38],[43]
- Τέλος, ο σταθμός Solana της εταιρείας Abengoa στις ΗΠΑ, ο οποίος τελειοποιήθηκε το 2014 και μπορεί να παράγει έως και 300 MW εγκατεστημένη ισχύ, η οποία παρέχεται από δύο γεννήτριες αμμοστροβίλου 150 MW. Αυτός ο σταθμός μπορεί να καλύψει τεράστια ποσά ηλεκτρικής ενέργειας, προκειμένου να καλύψει τις ανάγκες περίπου 75.000 σπιτιών, και ο σταθμός Blythe Solar Power Plant των ΗΠΑ, ο οποίος αποτελείται από τέσσερις σταθμούς ισχύος 245 MW και θα έχει έκταση 30000 στρεμμάτων και είναι ο μεγαλύτερος ηλιοθερμικός σταθμός που παράγει ηλεκτρική ενέργεια (Εικόνα 2.3) [41],[45],[46]



Εικόνα 2.3 : Blythe Solar Power Plant στην Καλιφόρνια των ΗΠΑ [47]

Τέλος, πριν ακολουθήσει το κομμάτι του ηλιακού πύργου, γίνεται αναφορά και στα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα που έχει ένας σταθμός με παραβολικά κάτοπτρα.

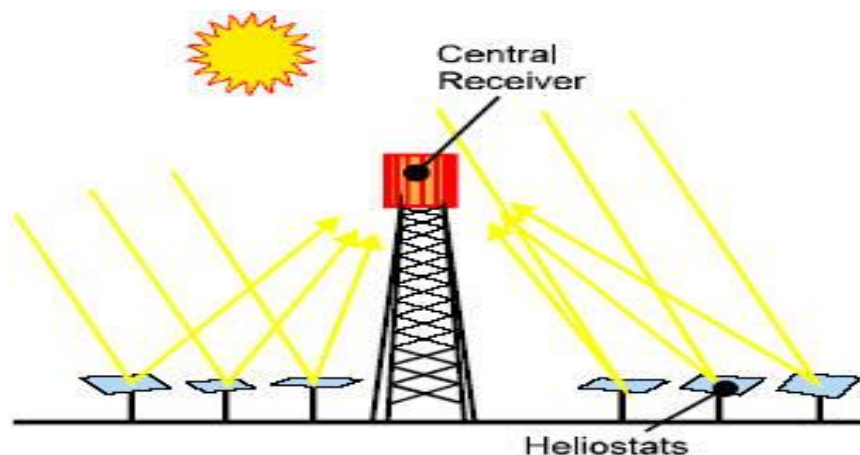
Τα πλεονεκτήματα ενός σταθμού ηλεκτροπαραγωγής με παραβολικά κάτοπτρα είναι τα εξής:

- 1) Αποδεδειγμένη ετήσια απόδοση τάξεως 14% - 16% (απόδοση = ο λόγος της καθαρής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προς την ηλιακή ενέργεια)
- 2) Η πλεονάζουσα θερμική ενέργεια αποθηκεύεται
- 3) Είναι φυσικό να υπάρχουν κόστη λειτουργίας και εγκατάστασης
- 4) Λειτουργία πολλών ωρών με παραγωγή κοντά στις 13.000 GWh
- 5) Η θερμοκρασία, στην οποία λειτουργούν μπορεί να φτάσει μέχρι 500 °C
- 6) Χρησιμοποιούν περισσότερα κομμάτια γης, συγκριτικά με τις άλλες τεχνολογίες ηλιοθερμικών σταθμών παραγωγής και
- 7) Το μέγεθος των σταθμών αυτών είναι στις περισσότερες περιπτώσεις μεγαλύτερο των 40 MW και μπορούν να φτάσουν μέχρι και 80 MW, όπου είναι και ο μεγαλύτερος σταθμός παραβολικών κατόπτρων

Τα μειονεκτήματα ενός σταθμού ηλεκτροπαραγωγής με παραβολικά κάτοπτρα είναι τα εξής:

- 1) Το κόστος εγκατάστασης είναι υψηλό και
- 2) Ένα συνθετικό έλαιο που μπορεί να έχει ένας τέτοιος σταθμός με θερμοκρασία της τάξεως των 400 °C οδηγεί σε παραγωγή ατμού αρκετά μέτριας ποιότητας. [32]

2.3.2 Τεχνολογία ηλιακού πύργου (Power Tower / Central Receiver Systems)



Σχήμα 2.5 : Τεχνολογία ηλιακού πύργου με πεδίο ηλιοστατών [48]

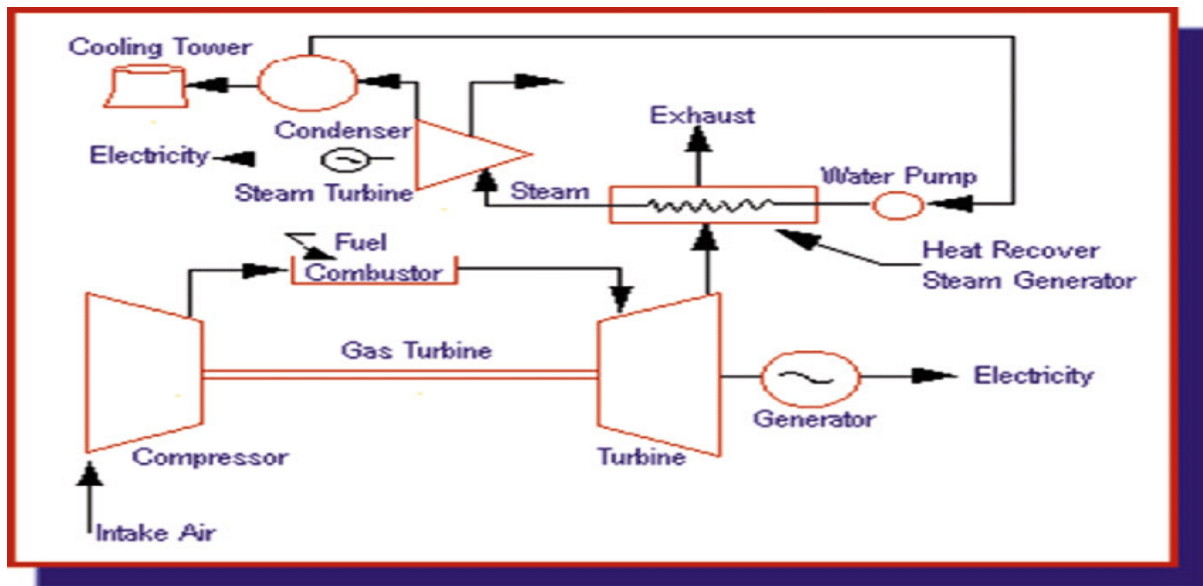
Αρχικά, στην τεχνολογία αυτή, ο δέκτης βρίσκεται ψηλά στην κορυφή ενός πύργου γύρω από τον οποίο εκτείνεται, κατά κύριο λόγο σε κυκλική διάταξη, το πεδίο ηλιοστατών. Η ηλιακή ακτινοβολία μαζεύεται στο δέκτη, η οποία στη συνέχεια μετατρέπεται σε θερμική ενέργεια του φέροντος ρευστού. Το ύψος, στο οποίο τοποθετείται ο δέκτης είναι ανάλογο της ακτίνας του πεδίου και κυμαίνεται μεταξύ 75 και 150 μέτρα, ενώ κάποιες φορές μπορεί και να φτάσει έως και τα 190 μέτρα, βέβαια, αυτό εξαρτάται και από το πόσο μεγάλος είναι ένας σταθμός. Σε κάθε ηλιοστάτη έχει σύστημα παρακολούθησης, ώστε να βλέπει πως κατευθύνεται ο ήλιος και οι ηλιοστάτες κατηγοριοποιούνται σε επίπεδους ή ελαφρώς κοίλους, με τους κοίλους να είναι πιο αποδοτικοί στη συλλογή της ηλιακής ακτινοβολίας. Η θερμική ενέργεια που συγκεντρώνεται στον κεντρικό δέκτη αποδίδεται στο μέσο μεταφοράς θερμότητας, κάτι που είδαμε να γίνεται και στους σταθμούς παραβολικών κατόπτρων. Η ηλιακή ενέργεια απορροφάται με την μορφή της θερμότητας από το ρευστό ή το αέριο λειτουργίας και χρησιμοποιείται για την παραγωγή ατμού, ο οποίος κινεί ένα συμβατικό στρόβιλο. Στην τεχνολογία ηλιακού πύργου μπορούμε να δούμε στην συγκέντρωση ηλιακής ακτινοβολίας ποσά, από 700 έως και 1000 φορές, και επίσης παρατηρείται συγκέντρωση υψηλότερων θερμοκρασιών από αυτές που επιτυγχάνονται στους σταθμούς παραβολικών κατόπτρων, με τις θερμοκρασιών ρευστού να αγγίζουν μέχρι και τους 1100 °C. Λόγω του ότι οι ηλιακοί πύργοι έχουν υψηλές θερμοκρασίες, οι σταθμοί αυτοί μπορούν να συνδυαστούν με σύστημα συνδυασμένου κύκλου ατμοστρόβιλο, αλλά και με αεριοστρόβιλο. Οι σταθμοί συνδυασμένου κύκλου μπορούν να επιτύχουν απόδοση από ηλιακή σε ηλεκτρική ενέργεια της τάξεως των 35% στην αιχμή και μέχρι 25 % τον χρόνο. Όπως ήταν και στους σταθμούς με τα παραβολικά κάτοπτρα, έτσι και στους ηλιακούς πύργους μπορούν να φτιαχτούν συμβατικοί λέβητες και συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, δίνοντας σημαντικά πλεονεκτήματα στο κομμάτι της λειτουργίας τους. [14],[16],[26],[37],[49]-[51]

Σχετικά με τον συντελεστή χρησιμοποίησης που παρατηρείται στους ηλιακούς πύργους, αυτός μεταβάλλεται : α) αν αυξηθούν οι ηλιοστάτες,

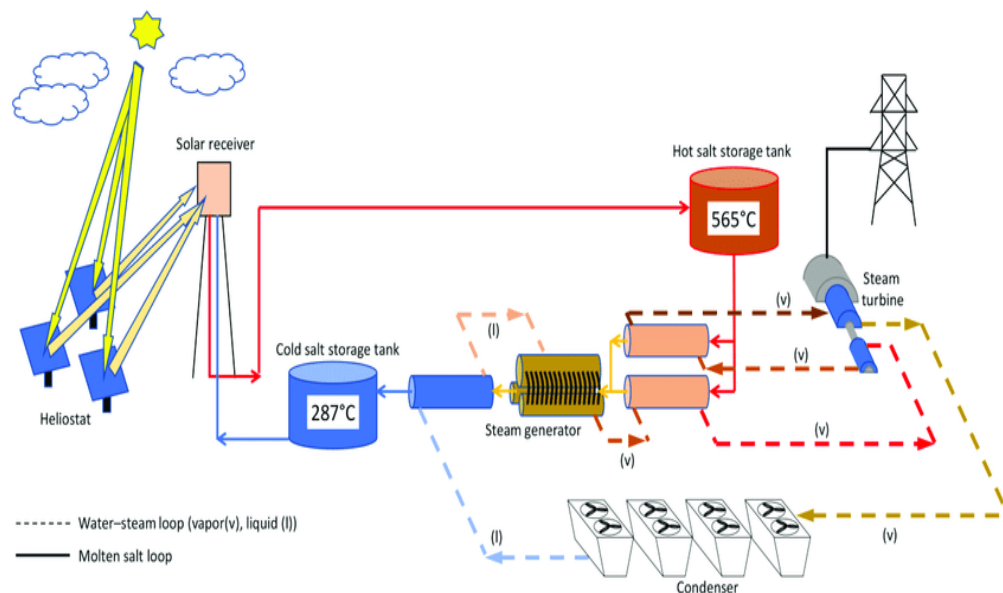
β) αν αυξηθεί ή μειωθεί αντίστοιχα το μέγεθος των δεξαμενών αποθήκευσης,

γ) αν μεταβληθεί το ύψος του ηλιακού πύργου, καθώς και

δ) αν αλλάξουν οι διαστάσεις του κεντρικού συλλέκτη. [49]



Σχήμα 2.6 : Λειτουργικό διάγραμμα ενός ηλιοθερμικού σταθμού κεντρικού δέκτη με συνδυασμένο κύκλο Brayton-Rankine [52]



Σχήμα 2.7 : Γενικό λειτουργικό διάγραμμα ενός ηλιοθερμικού σταθμού κεντρικού δέκτη με κύκλο Rankine [53]

Παρακάτω γίνεται εξήγηση για την λειτουργία ενός σταθμού ηλιακού πύργου σε δύο περιπτώσεις :

- 1) Σε περίπτωση χρήσης υγροποιημένου άλατος και
- 2) Σε περίπτωση μείγματος νερού-ατμού ως μέσου μεταφοράς θερμότητας

Περίπτωση χρήσης υγροποιημένου άλατος ως μέσο μεταφοράς θερμότητας

Έργα, όπως ο σταθμός Gemasolar, που χρησιμοποιούν το υγροποιημένο άλας ως μέσο μεταφοράς θερμότητας, σε συνδυασμό με τη λειτουργία του σταθμού με δεξαμενές αποθήκευσης υγροποιημένου άλατος, λειτουργούν σαν τους σταθμούς των παραβολικών κατόπτρων. Εκεί το υγροποιημένο άλας μπορεί να φτάσει έως και 565 °C. Όταν υπάρχει η ανάγκη για ηλεκτρική ενέργεια, το υγροποιημένο άλας συντελεί στον βρασμό του νερού και παράγει ατμό υψηλής θερμοκρασίας και υψηλής πίεσης, ο οποίος θα ενεργοποιήσει τις τουρμπίνες για να παραχθεί ηλεκτρική ενέργεια. Ακόμα, το υγροποιημένο άλας έχει την δυνατότητα να βρεθεί αποθηκευμένη σε άλλη μονωμένη δεξαμενή στο έδαφος. Οι θερμικές και φυσικές ιδιότητες που βρίσκονται το τηγμένο άλας, το καθιστούν ιδιαίτερα σημαντικό για την αποθήκευση ενέργειας. Είναι σαν το νερό, δηλαδή μπορεί και να αποθηκευτεί σε δεξαμενές, αλλά και να αντληθεί σαν ένα πολύ σημαντικό αγαθό. Αν και πολλές εγκαταστάσεις που συγκεντρώνουν ηλιακή ενέργεια παγκοσμίως, χρησιμοποιούν ηλιακές ακτίνες με σκοπό την θέρμανση του νερού κατευθείαν στον ατμό, δεν μπορεί να αποθηκευτεί πιο εύκολα σε σχέση με το υγροποιημένο άλας. Ως παράδειγμα υπάρχει το Ivanpah Solar Electric Generating System στην Καλιφόρνια, το μεγαλύτερο ηλιακό-θερμικό εργοστάσιο στα 380 MW, το οποίο δεν έχει βρει κάποια λύση ως προς την αποθήκευση της ενέργειας που παράγει.

Για παράδειγμα, ο σταθμός παραγωγής Solana στις ΗΠΑ έχει χρησιμοποιήσει υγροποιημένο άλας ως μέσο αποθήκευσης, χρησιμοποιώντας ηλιακή ενέργεια για να θερμάνει πάρα πολύ σημαντικά ρευστά, όπως είναι το πετρέλαιο. Ωστόσο, το πλεονέκτημα που μπορεί να έχει κάποιος με το να χρησιμοποιεί υγροποιημένο άλας, τόσο ως μηχανισμό αποθήκευσης ενέργειας όσο ως συλλέκτης ενέργειας που δημιουργεί ατμό, είναι ότι δεν χρειάζεται να βρεθούν ακριβοί εναλλάκτες θερμότητας, οι οποίοι θα περνούν μεταξύ διαφορετικών ρευστών. Το υγροποιημένο άλας, μπορεί να λειτουργήσει και με άλλα ρευστά μεταφοράς θερμότητας, γεγονός που καθιστά το κομμάτι της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας πολύ καλύτερο. Επιπλέον, το υγροποιημένο άλας είναι φιλικό και πιο φθηνό προς το περιβάλλον, μη εύφλεκτο και τοξικό συγκριτικά με το συνθετικό λάδι.

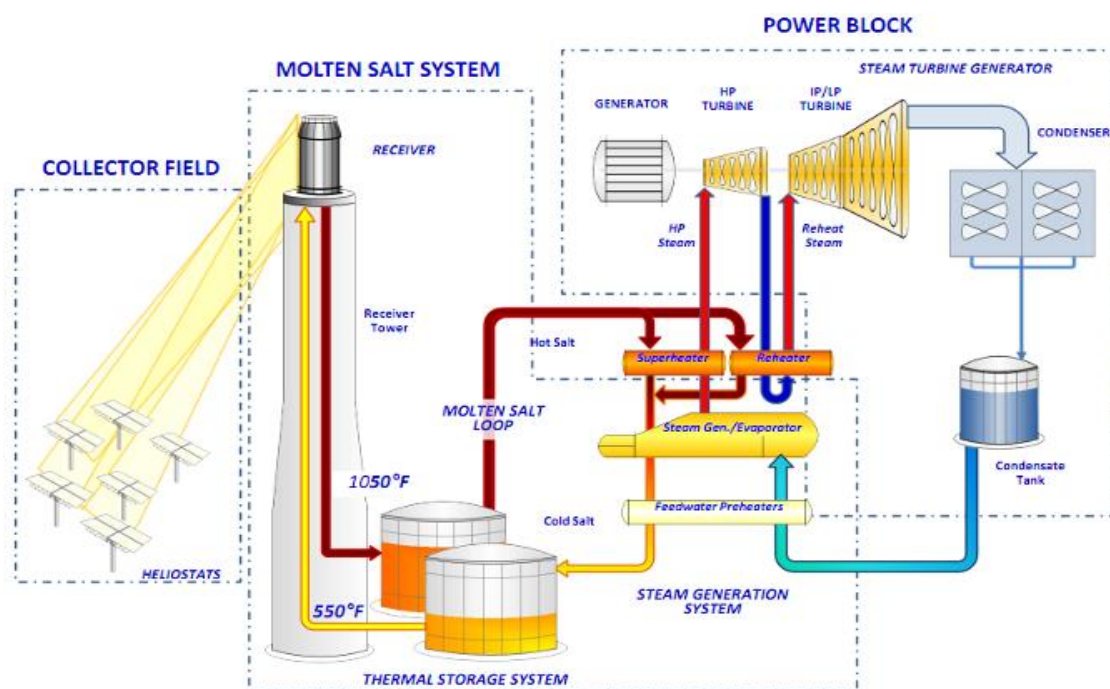
Η τεχνολογία του υγροποιημένου άλατος, δεν είναι καινούργια. Επίσης, το καλό με το υγροποιημένο άλας, είναι ότι η αποθήκευση 10 ωρών αποκλείει την ανάγκη για μια μονάδα παραγωγής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα για την υποστήριξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όταν υπάρχει συννεφιασμένος καιρός, αλλά και τις βραδινές ώρες, και ακόμα περιορίζει «το άγχος» για τις επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας που έχουν ως κύρια ασχολία με την τεράστια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ηλιακούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής κατά τη διάρκεια της ημέρας, γεγονός που μερικές φορές εξαναγκάζει τον περιορισμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ή να πρέπει να πληρώσουν τους πελάτες για να πάρουν την επιπλέον ηλεκτρική ενέργεια.

Στο τέλος, όμως, οι ηλιοθερμικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής πρέπει να βρεθούν αντιμέτωποι τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς ως προς την τιμή που μετατρέπουν το ηλιακό φως απευθείας σε ηλεκτρική ενέργεια. Η τιμή των φωτοβολταϊκών πάνελ έχει μειωθεί αισθητά την τελευταία δεκαετία, καθιστώντας τις εγκαταστάσεις φθηνότερες από τις ηλιοθερμικές εγκαταστάσεις.

Αλλά τα φωτοβολταϊκά δεν μπορούν να παρέχουν συνεχόμενο ηλεκτρισμό, και εννοείται όχι κατά την διάρκεια της νύκτας. Αλλά ο Ηο, ο οποίος είναι μηχανικός στα εθνικά εργαστήρια Sandia που μελετά τη μηχανική ρευστών για τεχνολογίες (συγκέντρωση ηλιακής ενέργειας), αλλά και την μεταφορά θερμότητας λέει ότι όταν λαμβάνεται υπόψη το κόστος, τα φωτοβολταϊκά είναι πιο ακριβά από τη συγκέντρωση ηλιακής ενέργειας, η οποία τώρα μειώνεται στα 9 έως 11 σεντς ανά κιλοβατώρα.

Το Υπουργείο Ενέργειας των ΗΠΑ ήθελε να μειώσει το κόστος της ηλιακής ενέργειας στα έξι σεντ ανά κιλοβατώρα έως το 2020. Και αυτοί που ασχολήθηκαν με αυτό, αμφιβάλουν ότι η συγκέντρωση ηλιακής ενέργειας, θα ταιριάζει με τον άνθρακα. Ο Άνταμ Σουλτς, ανώτερος αναλυτής πολιτικής για το Υπουργείο Ενέργειας του Όρεγκον, ισχυρίζεται ότι τα φωτοβολταϊκά πάνελ και οι μπαταρίες θα μειωθούν σε κόστος, επειδή συνεχίζουμε να βλέπουμε νεότερες τεχνολογίες σε αυτόν τον τομέα. Ακόμα, ο Άνταμ αναφέρει ότι η ηλιακή ενέργεια που συγκεντρώνεται, μπορεί να κλιμακωθεί, ώστε να παρέχει περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια και να καλύψει τους καταναλωτές.

Πολλοί κατασκευαστές ηλιοθερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, έχουν επίσης μεγάλους πύργους υπό κατασκευή στη Χιλή και το Μαρόκο που θα χρησιμοποιούν υγροποιημένο άλας. [14],[16],[29],[30],[37],[49]-[51],[56]



Σχήμα 2.8 : Ηλιοθερμικός Σταθμός Τεχνολογίας Πύργου (υγροποιημένο άλας ως μέσο μεταφοράς θερμότητας) [54]

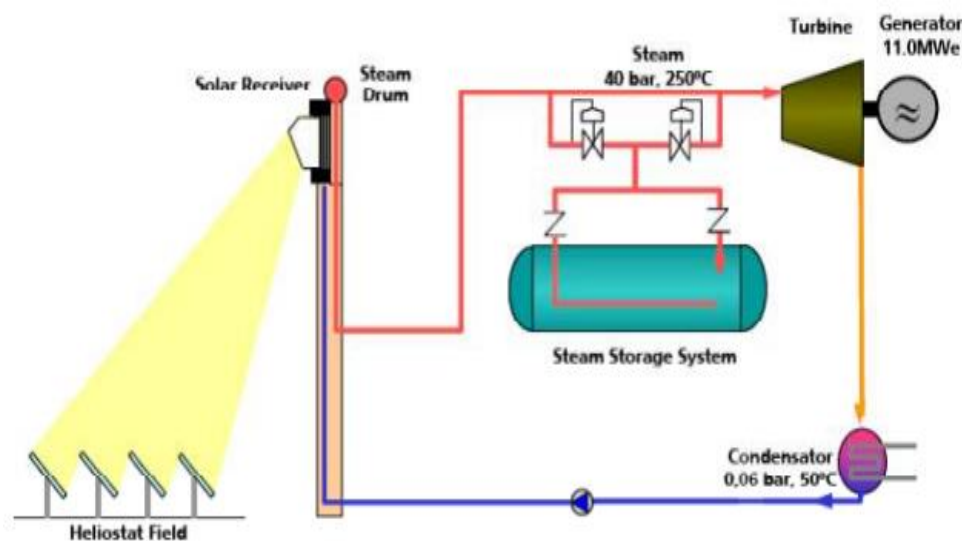
Περίπτωση μείγματος νερού-ατμού ως μέσο μεταφοράς θερμότητας

Ένας από τους μεγαλύτερους ηλιοθερμικούς σταθμούς στον κόσμο, είναι ο πύργος PS10 στην Ισπανία. Ο PS10 είναι ο πρώτος εμπορικός πύργος συγκέντρωσης ηλιακής ενέργειας στον

κόσμο που λειτουργεί κοντά στη Σεβίλλη της Ισπανίας. Ο ηλιακός αυτός πύργος έχει εγκατεστημένη ισχύ 12 MW, παράγει ηλεκτρική ενέργεια με 620 μεγάλους κινητούς ηλιοστάτες. Χρειάστηκαν 4 χρόνια μέχρι να κατασκευαστεί και η αξία του για την κατασκευή φτάνει τα 40 εκατομμύρια ευρώ. Το PS10 παράγει περίπου 23.500 MWh ετησίως, για τις οποίες λαμβάνει 270 € ανά MWh σχετικά με μία συμφωνία που είχε γίνει για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί σε έσοδα 6.500.000 € ετησίως.

Οι ηλιοστάτες του PS10 έχουν επιφάνεια 121 τετραγωνικών μέτρων (m^2) και στον πύργο 40 ορόφων και ύψους 115 μέτρων (m) συγκεντρώνει τις ακτίνες του ηλίου, όπου βρίσκονται μία τουρμπίνα ατμού και ένας ηλιακός δέκτης. Ο στρόβιλος κινάει μια γεννήτρια, η οποία παράγει ηλεκτρική ενέργεια. Ο ηλιακός δέκτης στην κορυφή του πύργου στους 280 °C, παράγει κορεσμένο ατμό. Η απόδοση μετατροπής ενέργειας, δηλαδή το πηλίκο της καθαρής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προς την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία, είναι περίπου 18- 20 %.

Ακόμα, ο PS10 σε πεπιεσμένες δεξαμενές ατμού, μπορεί να αποθηκεύσει τον πλεονάζοντα ατμό για λειτουργία 1 με 2 ωρών παραπάνω, δίνοντας έτσι την ευκαρία στον διαχειριστή του ηλιοθερμικού σταθμού, να διατηρήσει σε σταθερό βαθμό την ηλεκτρική παραγωγή του ακόμη και όταν υπάρχουν σύννεφα, αλλά και να προστατεύει τη λειτουργικότητα των υπόλοιπων συστημάτων του σταθμού, άλλα και του στρόβιλου. [14],[16],[29],[30],[37],[49]-[51],[56]



Σχήμα 2.9 : Ηλιοθερμικός Σταθμός Τεχνολογίας Πύργου με μείγμα νερού-ατμού ως μέσο μεταφοράς θερμότητας [50],[51]

2.3.3 Τεχνολογία παραβολικών δίσκων (Parabolic Dish Systems)

Τα συστήματα αυτού του τύπου χρησιμοποιούνται για να συγκεντρώσουν ηλιακή ακτινοβολία με την βοήθεια ενός μεγάλου και αντανακλαστικού, παραβολικού δίσκου. Ο δίσκος αυτός συγκεντρώνει την ηλιακή ακτινοβολία που δέχεται στον δέκτη, ο οποίος είναι και το εστιακό του σημείο. Η συγκεντρωμένη ηλιακή ακτινοβολία του δίσκου, απορροφάται από το δέκτη, προκειμένου να θερμανθεί να υπάρξει η θέρμανση ενός αερίου ή ενός ρευστού στους 750 °C. Το αέριο που χρησιμοποιείται με παραβολικούς δίσκους, είναι συνήθως ή το υδρογόνο ή το ήλιο και βρίσκονται σε διάφορες εφαρμογές. Η θερμική μηχανή Stirling, η οποία έχει απόδοση κοντά στο 40-45 % και πετυχαίνει βαθμό μετατροπής της ενέργειας κοντά στο 35 %, και μπορεί να επιτύχει υψηλές θερμοκρασίες ως προς το ρευστό. Αντί για μηχανή τύπου Stirling, μπορεί να χρησιμοποιηθεί στην θέση της, έναν αεριοστρόβιλος. Οι διαστάσεις ενός παραβολικού δίσκου είναι από 6 έως 11 μέτρα σε διάμετρο και έχει επιφάνεια κατόπτρων από 50 έως 130 τετραγωνικών μέτρων, όπως επίσης έχουν κατασκευαστεί και δίσκοι επιφάνειας, οι οποίοι αγγίζουν τα 450 τετραγωνικά μέτρα. Διάφορες «περικοπές» που υπάρχουν στα υλικά, μπορεί να θέτουν ένα όριο στο μέγεθος του δίσκου, αν και η διάμετρος ενός δίσκου φτάνει μέχρι 15-16 μέτρα, οι οποίοι θα παράγουν μέχρι και 52 kW ηλεκτρικής ισχύος. Για την στιγμή που μιλάμε, οι μηχανές Stirling που χρησιμοποιούνται παράγουν μέχρι 25 kW. Οι μικροί αεριοστρόβιλοι έχουν μικρότερη απόδοση, αλλά ταυτόχρονα και μεγαλύτερη αποδοτική ισχύ συγκριτικά με τις μηχανές Stirling. [14],[15],[30],[31]

Οι ηλιακοί αυτοί δίσκοι πρέπει να παρακολουθούν πως κατευθύνεται ο ήλιος, έτσι ώστε να επιτύχουν την καλύτερη δυνατή απόδοση. Το σωστό για τον μηχανισμό παρακολούθησής του, είναι να είναι δύο αξόνων, διότι έχει να μετακινήσει ένα ογκώδες και βαρύ πλαίσιο, το οποίο είναι ακριβό. Μια μεταλλική βάση στηρίζει ένα κιγκλίδωμα κατασκευασμένο από μέταλλο, και πάνω του βρίσκονται κοίλοι καθρέπτες, οι οποίοι σχηματίζουν τον δίσκο. Οι καθρέπτες αυτοί αποτελούνται είτε από στιλβωμένο μέταλλο είτε από γυαλί και έχουν σχήμα είτε τετραγωνικό είτε κυκλικό. [30] Κάθε μονάδα ενός παραβολικού δίσκου είναι ένα διαφορετικό σύστημα, το οποίο διαθέτει θερμική μηχανή και μπορεί να παράγει ηλεκτρισμό. Η διεσπαρμένη παραγωγή είναι άκρως κατάλληλη για την τεχνολογία των παραβολικών δίσκων. Αρκετά παραδείγματα παραβολικών δίσκων που έχουν λειτουργήσει επιτυχημένα την τελευταία δεκαετία, είτε με 10 kW είτε με 25 kW. [14]

Σύμφωνα με ένα ευρωπαϊκό πρόγραμμα, το EURO - DISH, ένας οικονομικός και αποδοτικός δίσκος 12 kW με κινητήρα Stirling για ηλεκτροπαραγωγή αναπτύχθηκε ραγδαία από μια κοινοπραξία. Αντίθετα, ένα σύστημα 25 kW που ήταν να σχεδιαστεί και να προωθηθεί από την εταιρεία Stirling Energy Systems (SES), και το σύστημα αυτό αποτελούνταν από ένα δίσκο διαμέτρου 40 ποδιών, στον οποίο βρισκότουσαν 80 κοίλα κάτοπτρα, με διαστάσεις 3 επί 4 πόδια το καθένα (1 πόδι = 0.3048 μέτρα). Η γεννήτρια θα οδηγούνταν από έναν τετρακύλινδρο παλινδρομικό κινητήρα κύκλου Stirling, ο οποίος παράγει 25 kW για τον κάθε παραβολικό δίσκο. Η SES αποδείχθηκε άκρως επιτυχημένη για τους εξής λόγους :

- 1) Το 2008, η εταιρεία SES έγραψε ρεκόρ στην απόδοση μετατροπής ηλιακής ενέργειας σε παρεχόμενη ηλεκτρική ενέργεια, επιτυγχάνοντας καθαρή απόδοση 31 % στο Νέο Μεξικό και

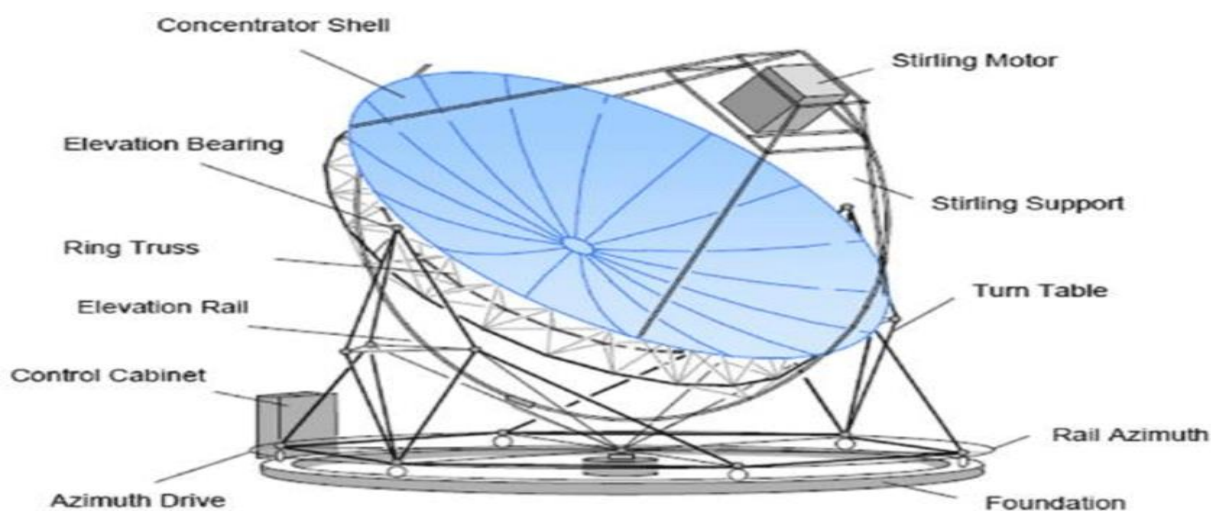
- 2) Το 2010 άρχισε να λειτουργεί πλήρως το Maricopa Solar, το πρώτο παγκοσμίως εμπορικό ηλιοθερμικό πάρκο με παραβολικούς δίσκους στην Αριζόνα των ΗΠΑ, έχει συνολική ισχύ 2 MW και αποτελείται από 60 παραβολικούς δίσκους. [57]

Τα πλεονεκτήματα των παραβολικών δίσκων Stirling είναι τα εξής :

- 1) Εμφανίζουν απόδοση 31.5 % στις νέες μονάδες των δίσκων αυτών, λόγω των υψηλών θερμοκρασιών που υπάρχουν μέσα στις μηχανές και
- 2) Δεν χρειάζονται συστήματα ψύξης

Τα μειονεκτήματα των παραβολικών δίσκων Stirling είναι τα εξής :

- 1) Δεν είναι αξιόπιστα και
- 2) Η εγκατεστημένη ισχύ ανά τον δίσκο που κυμαίνεται από 2 έως 25 kW [32]



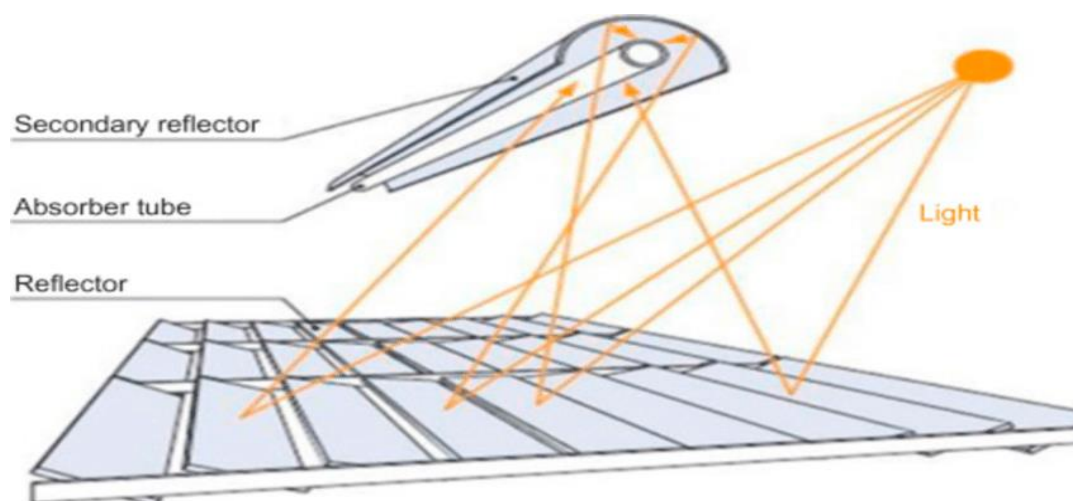
Σχήμα 2.10 : Απεικόνιση ενός παραβολικού δίσκου [58]



Εικόνα 2.4 : Ένα τεράστιο παραβολικό πιάτο με σκοπό την συγκέντρωση ηλιακής ενέργειας και κάτω από τον δίσκο βρίσκεται ένας γερανός συντήρησης [59]

2.3.4 Τεχνολογία κατόπτρων Fresnel (Linear Fresnel Reflector Systems)

Η τεχνολογία αυτή έχει να κάνει με ηλιοθερμικά συστήματα, με γραμμική εστίαση, και είναι πανομοιότυπη με τον ηλιακό πύργο, απλά ο ηλιακός πύργος έχει σημειακή εστίαση. Οι ηλιοθερμικοί αυτοί σταθμοί αποτελούνται από σειρές από κάτοπτρα, είτε με καμπύλη είτε επίπεδα, τα οποία στοχεύουν την ηλιακή ακτινοβολία σε έναν ή πολλαπλούς γραμμικούς δέκτες, οι οποίοι βρίσκονται πάνω από τα κάτοπτρα, το οποίο παρομοιάζει με έναν τεράστιο σωλήνα και στους δέκτες αυτούς υπάρχει ένας μικρός παραβολικός καθρέφτης, ώστε να συγκεντρώσει περισσότερο φως. (Σχήμα 2.11)

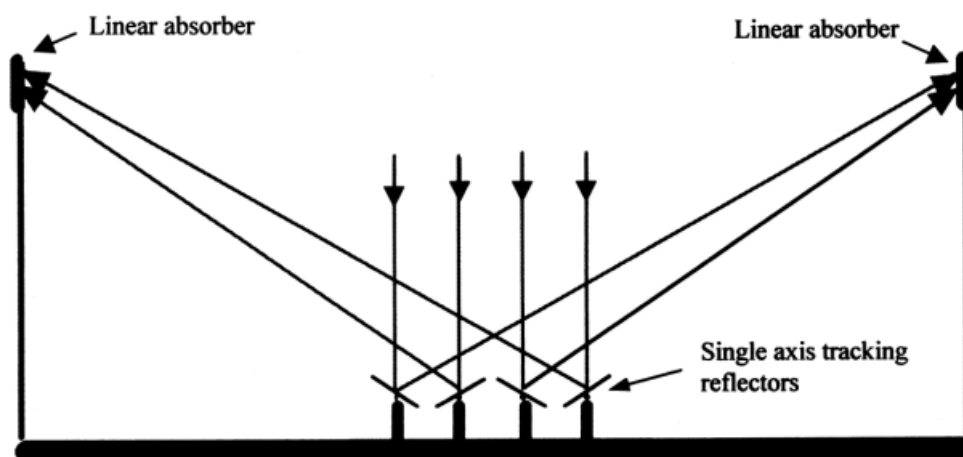


Σχήμα 2.11 : Τεχνολογία κατόπτρων Fresnel [60]

Η τεχνολογία αυτή έχει χαμηλότερη θερμική παραγωγή και οπτική απόδοση, γεγονός που δείχνει ότι επηρεάζουν σε αρνητικό βαθμό, την λειτουργία και την συντήρηση. Τα συστήματα έχουν μεγάλη φήμη, διότι χρησιμοποιούν αντανakλαστικά κάτοπτρα Fresnel με φακό Fresnel, ο οποίος επιτρέπει να κατασκευαστούν κάτοπτρα συγκεντρικά. Τα κάτοπτρα Fresnel, που είναι ίδια με τα παραβολικά συστήματα ως προς τα χαρακτηριστικά, όπως επίσης και στην δομή, διότι δεν απαιτείται ο δέκτης να στηρίζεται, διότι είναι σταθερά τοποθετημένος. Επίσης, το κάθε κάτοπτρο μπορεί σε έναν άξονα να κινηθεί ελεύθερα, ώστε να βλέπει πως κινείται ο ήλιος κατά τη διάρκεια όλης της ημέρας. Στο έδαφος, το οποίο αξιοποιείται, μπορούν να τοποθετηθούν πιο πυκνά τα κάτοπτρα, και αυτό επιτυγχάνεται με τα κάτοπτρα να στοχεύουν σε διαφορετικούς δέκτες σε διάφορες ώρες μέσα στην ημέρα.

Το μέσο που χρησιμοποιείται εδώ είναι το μείγμα νερού-ατμού και αυτό θερμαίνεται σε πίεση στα 55 με 65 bar, ώστε να παραχθεί κορεσμένος ατμός θερμοκρασίας 290°C και αυτό με την σειρά του, πηγαίνει στον αμοστρόβιλο. [14],[15],[31]

Δύο μειονεκτήματα που έχουν τα συστήματα αυτά είναι πρώτον το μπλοκάρισμα από την ανακλώμενη ακτινοβολία από τα παρακείμενα κάτοπτρα και δεύτερον η σκίαση από την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία. Βέβαια, σε αυτά βρίσκεται μία λύση, και αυτό γίνεται βάζοντας υψηλότερα το σωλήνα απορρόφησης θερμότητας ή μεγεθύνοντας το, και αυτό βέβαια φυσικά απαιτεί να υπάρχει μεγάλη έκταση γης, συνεπώς έπρεπε να βρεθεί άλλη λύση στο πρόβλημα αυτό και βρέθηκε από δύο καθηγητές του πανεπιστημίου της Αυστραλίας και αναφέρεται ως σύμπτυξη των γραμμικών ανακλαστήρων Fresnel ή αλλιώς Compact LFR (CLFR), τα οποία έχουν την άμεση παραγωγή ατμού ως βασικό χαρακτηριστικό τους. Η διαφορά, λοιπόν, της μορφής LFR με της μορφής CLFR, είναι ότι στην LFR υπάρχει μόνο ένας γραμμικός δέκτης σε έναν απλό γραμμικό οδηγό συγκριτικά με την CLFR, στην οποία τοποθετούνται διάφοροι δέκτες στην περιοχή των κατόπτρων. Επίσης, μία άλλη διαφορά που έχουν μεταξύ τους αυτές οι δύο μορφές, είναι ότι στην CLFR ο κάθε ανακλαστήρας δεν ανήκει μόνο σε έναν αγωγό, όπως γίνεται στην μορφή LFR, αλλά αυτή αλλάζει μεταξύ δύο αγωγών. Η μορφή CLFR, εκτός του ότι βοηθάει να τοποθετήσουμε σε συστοιχία τα κάτοπτρα, ώστε να αποφύγουμε την σκίαση και το μπλοκάρισμα της ανακλώμενης ακτινοβολίας μεταξύ των γειτονικών κατόπτρων, βοηθάει επίσης στο ότι δεν απαιτούνται να υπάρχουν μεγάλοι σωλήνες απορρόφησης ως προς το μήκος, κάτι που θα συντελούσε στην μείωση των θερμικών απωλειών μέσω των δεκτών, αλλά και στο σύστημα μειώνει κατά πολύ το ολικό κόστος του. [62],[63],[64] Παρακάτω θα δούμε δύο εικόνες των δύο μορφών που κάναμε λόγο.



Εικόνα 2.5 : Διάταξη CLFR [62]



Εικόνα 2.6 : Κλασσική διάταξη LFR [62]

Κάποια σημαντικά έργα που έχουν υλοποιηθεί με ανακλαστήρες Fresnel, είναι τα εξής :

- Ένας σταθμός που διαθέτει αντανακλαστικά κάτοπτρα Fresnel και βρίσκεται σε λειτουργία είναι ο Puerto Errado 1 (PE 1). Βρίσκεται στην Ισπανία και είναι διασυνδεδεμένος με το ηλεκτρικό δίκτυο της Ισπανίας. Έχει εγκατεστημένη ισχύ 1,5 MW, διαθέτει τεχνολογία αμέσης παραγωγής ατμού, και η συνολική επιφάνεια που καταλαμβάνουν τα κάτοπτρά του είναι περίπου 19000 τ.μ., ενώ ο γραμμικός δέκτης βρίσκεται 7.5 μέτρα άνω του εδάφους. Επίσης, έχει υλοποιηθεί και ο Puerto Errado 2 (PE 2), ο οποίος έχει επιφάνεια καθρέφτη 300.000 τετραγωνικών μέτρων (m^2) και λειτουργεί ως το μεγαλύτερο εργοστάσιο παραγωγής ενέργειας Fresnel. [63]

- Έχουν κατασκευαστεί οι σταθμοί Solar Dawn και Kogan Kreek Solar Boost Fresnel Power Plant μεγέθους 260 και 45 MW αντιστοίχως στην Αυστραλία. [64],[65]
- Η εταιρεία Ausra κατασκεύασε ένα ηλιοθερμικό σύστημα κατόπτρων Fresnel στην Αυστραλία. Επιπλέον, η ίδια εταιρεία κατασκεύασε τον σταθμό Kimberlina Solar Thermal Energy Plant, ο μεγαλύτερος μέχρι τώρα σταθμός LFR και έχει ισχύ 5 MW, και βρίσκεται στις ΗΠΑ. Ο σταθμός αυτός χρησιμοποιεί την τεχνολογία CLFR και οι ηλιακοί του συλλέκτες παράγουν μέχρι και 25 MW θερμικής ισχύος. Επίσης, κατασκεύασε ένα ηλιοθερμικό σύστημα κατόπτρων Fresnel στα ανατολικά της Αυστραλίας, τον Liddell Power Station. [66],[67],[68]

Τα πλεονεκτήματα της τεχνολογίας ανακλαστήρων Fresnel είναι τα εξής :

- 1) Γίνεται αποδεκτή η υβριδική λειτουργία τους με την βοήθεια του συμβατικού λέβητα. Οι ανακλαστήρες αυτοί είναι σημαντικοί για την παραγωγή ατμού, τόσο σε βιομηχανικές διαδικασίες όσο και σε συμβατικούς ατμοηλεκτρικούς σταθμούς, οι οποίες απαιτούν την χρήση ατμού
- 2) Σχετικά με τις υπόλοιπες τεχνολογίες, είναι η πιο οικονομική

Τα μειονεκτήματα της τεχνολογίας ανακλαστήρων Fresnel είναι τα εξής :

- 1) Έχουν μικρό βαθμό απόδοσης, δηλαδή το πηλίκο της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προς την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία
- 2) Τα έργα που υλοποιούνται με ανακλαστήρες Fresnel, είναι ελάχιστα σε αριθμό και έχουν μικρή σχετικά εγκατεστημένη ισχύ [32]

2.3.5 Επιλογή κατάλληλου συστήματος

Η διαδικασία του να επιλέξει κάποιος το καταλληλότερο σύστημα, δεν είναι ιδιαίτερα εύκολη και εξαρτάται από διάφορες παραμέτρους. Κάποιες από τις σημαντικές αυτές παραμέτρους, είναι : 1) η ζήτηση που υπάρχει όσον αφορά την ενέργεια, 2) αν για μία εγκατάσταση υπάρχει ο απαιτούμενος χώρος 3) ο χρόνος που απαιτείται για να λειτουργήσει ο σταθμός και 4) το κόστος για την επίτευξη της εγκατάστασης. Με τα παραπάνω μπορεί να πραγματοποιηθεί η εύρεση του καταλληλότερου συστήματος. Μέχρι και τα τελευταία χρόνια, η πιο διαδεδομένη και ώριμη τεχνολογία συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων παγκοσμίως, είναι τα συστήματα παραβολικών κοίλων συλλεκτών, η οποία έχει εγκατεστημένη ισχύ ανά τον κόσμο πάνω από 9000 MW. Η τεχνολογία των παραβολικών δίσκων βρίσκεται ακόμη σε πρώιμο στάδιο, ενώ τα συστήματα γραμμικών ανακλαστήρων Fresnel ήδη έχει ξεκινήσει η διάδοσή τους και ήδη υπάρχουν εμπορικοί σταθμοί τέτοιας τεχνολογίας μεγάλης ισχύος ή επρόκειτο και να κατασκευάζονται. Η τεχνολογία πύργου ηλιακής ισχύος βρίσκεται στην ανάπτυξη την τελευταία δεκαετία και αναμένεται να ξεπεράσει την τεχνολογία των παραβολικών κοίλων συλλεκτών τις επόμενες δεκαετίες, παρόλο που σαν τεχνολογία θεωρείται πιο ακριβή συγκριτικά με τις υπόλοιπες. Καλό είναι να γίνει μία σωστή σύγκριση των τεχνολογιών :

- Για το σύστημα παραβολικών κατόπτρων, η ηλιακή ακτινοβολία που συλλέγουν, κυμαίνεται από 50 έως 90 (σχετικά χαμηλή), και η απόδοση μετατροπής σε ηλεκτρική ενέργεια η οποία κυμαίνεται από 11 έως 15 %.

Τα πλεονεκτήματα αυτής της τεχνολογίας είναι ότι :

- 1) Αντέχουν σε μεγάλο βαθμό και είναι αξιόπιστα,
- 2) συμβαδίζουν με υβριδικές μονάδες,
- 3) μπορούν να αποθηκεύουν θερμική ενέργεια,
- 4) το κόστος είναι ανταγωνιστικό και
- 5) αποτελεί ώριμη τεχνολογία και

τα μειονεκτήματα αυτής της τεχνολογίας είναι ότι :

- 1) πρέπει να καθαρίζεται αρκετά συχνά ο συλλέκτης και
- 2) δεν μπορεί να εξελιχθεί και να βελτιωθεί

- Για το σύστημα του ηλιακού πύργου, χαρακτηρίζονται από υψηλό βαθμό μετατροπής ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική που φτάνει το 20 %, καθώς και απορρόφησης της ηλιακής ενέργειας.

Τα πλεονεκτήματα αυτής της τεχνολογίας είναι ότι :

- 1) Ενσωματώνονται σχετικά εύκολα σε υβριδικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής και
- 2) Υπάρχουν πολλές ευκαιρίες για περαιτέρω έρευνα σε αυτήν την τεχνολογία

τα μειονεκτήματα αυτής της τεχνολογίας είναι ότι :

- 1) το κόστος για να επενδύσει κανείς σε αυτά τα συστήματα είναι μεγάλο και
- 2) ως τεχνολογία είναι σχετικά ανώριμη

- Για το σύστημα των παραβολικών δίσκων, είναι πιο αποδοτική τεχνολογία, καθώς έχει μεγάλη αποδοτικότητα σε μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική ενέργεια και συγκεντρώνει μεγάλα ποσά ηλιακής ακτινοβολίας.

Τα πλεονεκτήματα αυτής της τεχνολογίας είναι ότι :

- 1) αποτελείται από μονάδες, οι οποίες συνδέονται άμεσα στο ηλεκτρικό δίκτυο
- 2) μπορούν να βελτιωθούν

τα μειονεκτήματα αυτής της τεχνολογίας είναι ότι :

- 1) για συστήματα που αποθηκεύουν θερμική ενέργεια, δεν είναι ικανή
- 2) το μεγάλο κόστος που εμφανίζει σχετικά με την παραγωγή του σε ηλεκτρική ενέργεια

- Τέλος, για το σύστημα ανακλαστήρων Fresnel, δεν συγκεντρώνει μεγάλη ηλιακή ακτινοβολία και η μετατροπή της ακτινοβολίας σε ηλεκτρική ενέργεια δεν είναι ιδιαίτερα αποδοτική.

Τα πλεονεκτήματα αυτής της τεχνολογίας είναι ότι :

- 1) συμβαδίζει με υβριδικές μονάδες παραγωγής ενέργειας
- 2) είναι εύκολο να κατασκευαστεί και
- 3) υπάρχουν πολλές ευκαιρίες για περαιτέρω έρευνα σε αυτήν την τεχνολογία

τα μειονεκτήματα αυτής της τεχνολογίας είναι ότι :

- 1) το κόστος της είναι αρκετά μικρό

- 2) η χαμηλή απόδοση που χαρακτηρίζει την παρούσα μορφή ηλιοθερμικών μονάδων, αν και μιλάμε για πιθανή αύξησή της, λόγω της έρευνας που γίνεται πάνω σε αυτήν την τεχνολογία

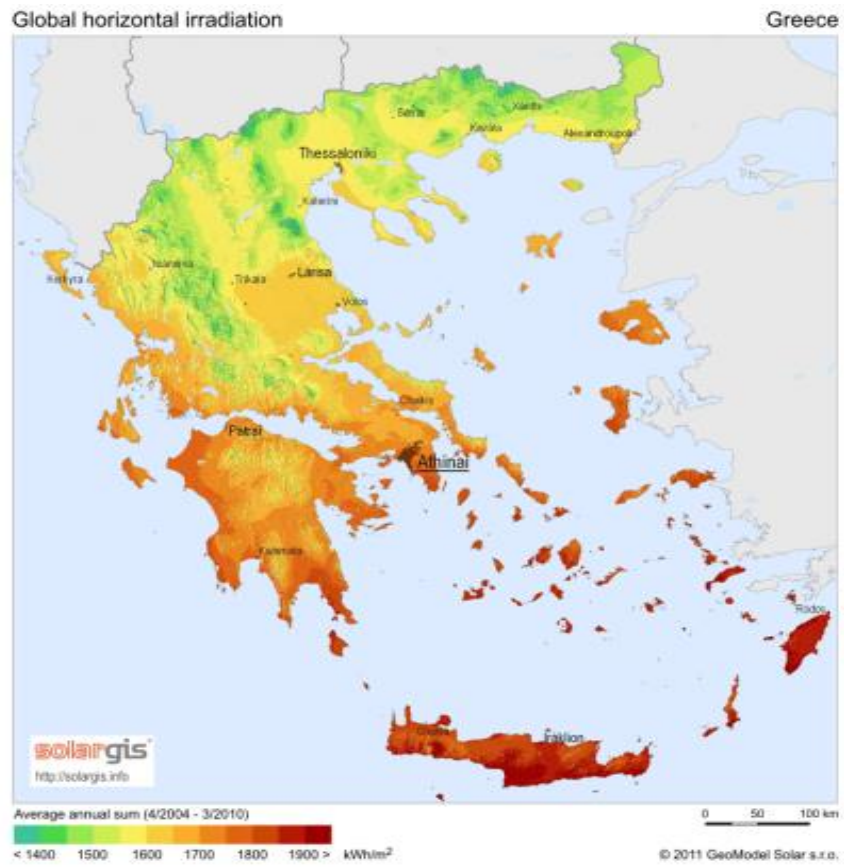
Παρακάτω θα δούμε έναν πίνακα, ο οποίος μας αποδεικνύει αυτά που ήδη αναφέραμε παραπάνω. (Πίνακας 1)

	Parabolic dish collector	Linear Fresnel reflector	Parabolic trough collector	Solar power tower
Capacity Range (MW)	0.01-1	5-250	10-100	10-100
Operating temperature range (°C)	300-1500	150-400	150-800 (reaches high temperature >700 with gaseous HTF)	300->1200
Solar concentration ratio	<3000	25-170	50-90	600-1000
Solar to electricity conversion efficiency(%)	16-29	8-12	10-16	10-22
Relative cost	Very high	Low	Low	High
Power cycle	Steam Rankine; Sterling Engine; Brayton cycle	Organic Rankine; Steam Rankine;	Steam Rankine	Steam Rankine; Gas turbine Bryton cycle;
Commercial Maturity	Low	Medium	High	Medium
Outlook for improvement	High	Significant	Restricted	Substantial scope for improvement.
Advantages	Suitable for mass production with high efficiency; No need for water cooling	Easy to construct; Compatible with hybrid powerplants running on oil and gas.	Highly durable and reliable; Components are modular; Compatible with hybrid powerplants running on oil and gas.	High efficiency; Compatible with hybrid powerplants running on oil and gas.
Disadvantages	Low commercialisation; Lack of TES.	Comparatively Low efficiency; Limited operation temperature range.	Comparatively Low efficiency; Limited operation temperature range; Colling systems are required, and cleaning of the collector is necessary.	High maintenance cost; water is necessary for cooling and cleaning.

Πίνακας 1 : Σύγκριση μεταξύ των τεχνολογιών ηλιοθερμικής ηλεκτροπαραγωγής [8]

2.4 Ύπαρξη συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων στην Ελλάδα

Βλέποντας το ηλιακό δυναμικό της Ελλάδας (Εικόνα 2.7), υπάρχουν τοποθεσίες κυρίως στο νότιο κομμάτι της Ελλάδας, και κάποιες από αυτές είναι η Κρήτη, η Ρόδος, αλλά και το νότιο κομμάτι της Πελοποννήσου. Το ηλιακό δυναμικό που έχουν συνολικά τα μέρη αυτά, φτάνει ή ξεπερνά τις 2000 kWh/m² ετησίως. Προκύπτει, λοιπόν, πως θα μπορούσε να πραγματοποιηθεί η εγκατάσταση ενός συγκεντρωτικού ηλιακού συστήματος. Σαφώς και έχουν υπάρξει αιτήσεις για αδειοδότηση εγκατάστασης συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων, τις οποίες θα αναλύσουμε παρακάτω. Αναλυτικότερα, σε συνολικό αριθμό 485 MW , για τα οποία έχουν υποβληθεί αιτήσεις στην ΠΑΕ στα νησιά της Ελλάδας, έχουν αδειοδοτηθεί τα 245 MW, τα οποία θα εγκατασταθούν στην Κρήτη, στο Λασίθι και στα Χανιά. Στην ηπειρωτική Ελλάδα έχουν υποβληθεί αιτήσεις για 392 MW και έχουν αδειοδοτηθεί τα 171 MW. Η Φλώρινα, και η Καστοριά έχουν λάβει άδειες από την ΠΑΕ για έργα σημαντικής συνολικής ισχύος. Από τους άλλους νομούς το σύνολο της αδειοδοτημένης ισχύος, κυμαίνεται από 1,8 MW έως 16 MW. Αξίζει να σημειωθεί σε αυτό το σημείο ότι κανένα αδειοδοτημένο εργοστάσιο δεν έχει ξεκινήσει να εργάζεται για την κατασκευή κάποιου ηλιοθερμικού σταθμού ακόμα. Φυσικά, επιθυμία θα ήταν η Ελλάδα να μπορούσε να εξελιχθεί με τη χρήση τέτοιων συστημάτων και να προχωρήσει στο επόμενο επίπεδο, εκμεταλλεζόμενη το εκπληκτικό ηλιακό δυναμικό που υπάρχει στον Ελλαδικό χώρο. [69],[70]



Εικόνα 2.7 : Ηλιακό δυναμικό στον Ελλαδικό χώρο [85]

Αιτήσεις για χορήγηση άδειας ηλιοθερμικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ΡΑΕ [86]

A/A	Φορέας	Νομός	Ισχύς (MW)
1	NATURA POWER ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΕ	ΧΑΝΙΩΝ	50
2	ΑΒΕΝΓΟΑ ΕΛΛΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΙΑΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΕΝΗΣ ΕΥΘΥΝΗΣ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	20
3	NATURA POWER ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΕ	ΧΑΝΙΩΝ	50
4	"ΕΙΔΙΚΟΥ ΣΚΟΠΟΥ ΔΕΚΑΕΞΙ Α.Ε."	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	33
5	ΚΟΡΟΜΗΛΑΣ ΑΛΕΞΑΝΔΡΟΣ - ΓΚΑΝΤΟΥΝΑΣ ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	1
6	ΚΟΡΟΜΗΛΑΣ ΑΛΕΞΑΝΔΡΟΣ - ΓΚΑΝΤΟΥΝΑΣ ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	1
7	ΚΟΡΟΜΗΛΑΣ ΑΛΕΞΑΝΔΡΟΣ - ΓΚΑΝΤΟΥΝΑΣ ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	1
8	ΚΟΡΟΜΗΛΑΣ ΑΛΕΞΑΝΔΡΟΣ - ΓΚΑΝΤΟΥΝΑΣ ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	2
9	ΚΑΡΑΓΚΟΥΝΗΣ ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ - ΓΚΑΝΤΟΥΝΑΣ ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	1
10	ΚΟΡΟΜΗΛΑΣ ΑΛΕΞΑΝΔΡΟΣ - ΓΚΑΝΤΟΥΝΑΣ ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	4
11	ΚΟΡΟΜΗΛΑΣ ΑΛΕΞΑΝΔΡΟΣ - ΓΚΑΝΤΟΥΝΑΣ ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	1
12	ΚΟΡΟΜΗΛΑΣ ΑΛΕΞΑΝΔΡΟΣ - ΓΚΑΝΤΟΥΝΑΣ ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	1
13	ΚΑΡΑΓΚΟΥΝΗΣ ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ - ΓΚΑΝΤΟΥΝΑΣ ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	1
14	ΗΛΙΑΚΟΣ ΘΕΡΜΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΛΑΣΙΘΙΟΥ Ε.Ε	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	15
15	ΓΚΑΝΤΟΥΝΑΣ Π.-ΚΑΤΣΙΑΝΑΣ Α. ΟΕ	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	4
16	ΓΚΑΝΤΟΥΝΑΣ Π.-ΚΑΤΣΙΑΝΑΣ Α. ΟΕ	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	2
17	ΑΡΣΕΝΗΣ-ΧΑΣΙΩΤΗΣ ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	3
18	ΑΡΣΕΝΗΣ-ΧΑΣΙΩΤΗΣ ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	1
19	ΑΡΣΕΝΗΣ-ΧΑΣΙΩΤΗΣ ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	1
20	ΑΡΣΕΝΗΣ-ΧΑΣΙΩΤΗΣ ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	4
21	ΓΚΑΝΤΟΥΝΑΣ Π.-ΚΑΤΣΙΑΝΑΣ Α. ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	3
22	NUR - ΜΟΗ ΑΕ (ΥΠΟ ΣΥΣΤΑΣΗ)	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	25
23	ΧΟΥΡΙΔΟΥ Β. - ΖΙΩΓΑ Ο. ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	1
24	ΧΟΥΡΙΔΟΥ Β. - ΖΙΩΓΑ Ο. ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	1
25	ΧΟΥΡΙΔΟΥ Β. - ΖΙΩΓΑ Ο. ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	5
26	ΧΟΥΡΙΔΟΥ Β. - ΖΙΩΓΑ Ο. ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	1
27	SOL THER ΟΕ Π. ΖΙΩΓΑ & ΣΙΑ ΟΕ	ΛΑΡΙΣΑΣ	10
28	SUSTAINABLE SOLAR THERMAL FUTURE RHODES-HELLAS ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΕΝΗΣ ΕΥΘΥΝΗΣ (Δ.Τ. SOLAR THERMAL FUTURE RHODES)	ΔΩΔ/ΝΗΣΟΥ	60

29	EGL SOLAR 2 HELLAS SA	ΗΛΕΙΑΣ	75
30	Κ. ΝΙΚΟΛΟΠΟΥΛΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	0.1
31	ΡΙΑΝΤ ΡΕΙΝΜΠΟΥ ΣΟΛΑΡ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΜΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	1
32	ΕΛ. ΚΛΑΡΙΔΟΠΟΥΛΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	1
33	ΑΚΙΦΩ Φ/Β & ΑΚΙΝΗΤΩΝ ΜΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	1
34	Ι. ΦΑΡΟΠΟΥΛΟΣ & ΣΥΝΕΡΓΑΤΕΣ ΕΕ (P.M. TORQUE)	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	0.25
35	Ι. ΜΑΛΑΝΔΡΑΚΗ & ΣΙΑ Ο.Ε. E-ENERGY	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	0.25
36	ΕΝΑΚ Φ/Β & ΑΚΙΝΗΤΩΝ ΜΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	1
37	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΡΓΟΛΙΔΟΣ ΜΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	1
38	Κ. ΝΙΚΟΛΟΠΟΥΛΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	1
39	SOLARY A.E.	ΑΙΤΩΛΟΑΚΑΡΝΑΝΙΑΣ	1
40	APOLLO CAPITAL PROPERTIES A.E.	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	2
41	APOLLO CAPITAL PROPERTIES A.E.	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	2
42	ΕΝΑΚ Φ/Β & ΑΚΙΝΗΤΩΝ ΜΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	1
43	ΕΛ. ΚΛΑΡΙΔΟΠΟΥΛΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	1
44	ΡΙΑΝΤ ΡΕΙΝΜΠΟΥ ΣΟΛΑΡ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΜΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	1
45	ΑΚΙΦΩ Φ/Β & ΑΚΙΝΗΤΩΝ ΜΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	2
46	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΡΓΟΛΙΔΟΣ ΜΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	3
47	Ι. ΜΑΛΑΝΔΡΑΚΗ & ΣΙΑ Ο.Ε. E-ENERGY	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	0.25
48	ΧΡΗΣΤΟΣ ΠΑΠΑΔΟΠΟΥΛΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	1
49	ΒΑΜΒΑΚΙΔΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	1
50	ΦΩΤΟΒΟΛΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	1
51	SYSTEMATECO Ι. ΒΑΡΒΑΡΕΣΟΥ Ε.Ε.	ΗΜΑΘΙΑΣ	2
52	Α. ΡΑΠΤΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	1
53	ΗΛΙΟΚΗΠΙΟΣ Α.Ε.	ΕΒΡΟΥ	2
54	ΑΡΙΣΤΕΙΔΗΣ ΣΙΑΦΑΡΑΣ Α.Ε. & ΣΙΑ Ο.Ε.	ΚΟΖΑΝΗΣ	1
55	APOLLO CAPITAL PROPERTIES A.E.	ΠΕΙΡΑΙΩΣ	2
56	APOLLO CAPITAL PROPERTIES A.E.	ΠΕΙΡΑΙΩΣ	2
57	UNIQUE PROPERTIES S.A.	ΠΕΙΡΑΙΩΣ	2
58	ΜΑΚΙΟΣ ΘΡΑΣΥΒΟΥΛΟΣ ΚΑΙ ΣΙΑ ΟΕ	ΚΙΛΚΙΣ	2
59	ΜΑΡΓΑΡΙΤΗ ΧΡΙΣΤΙΝΑ ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε.	ΗΜΑΘΙΑΣ	1
60	AN SOLAR EARTH L.T.D. ΚΑΙ ΣΙΑ 1 ΕΤΕΡΡΟΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ δ.τ. "ΘΕΡΜΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙΟΥ 1 Ε.Ε."	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	2
61	ERGOSUN L.T.D. και ΣΙΑ 1 Ε.Ε. δ.τ ΦΩΤΟΑΛΜΑ 1 Ε.Ε	ΛΑΚΩΝΙΑΣ	1,3
62	AN SOLAR EARTH L.T.D. ΚΑΙ ΣΙΑ 4 ΕΤΕΡΡΟΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ δ.τ. "ΘΕΡΜΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙΟΥ 4 Ε.Ε."	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	2
63	AN SOLAR AIR L.T.D. ΚΑΙ ΣΙΑ ΕΤΕΡΡΟΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ δ.τ. "ΗΛΙΟΠΑΡΑΓΩΓΗ 1 Ε.Ε."	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	2
64	AN SOLAR EARTH L.T.D. ΚΑΙ ΣΙΑ 2 ΕΤΕΡΡΟΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ δ.τ. "ΘΕΡΜΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙΟΥ 2 Ε.Ε"	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	2
65	AN SOLAR AIR L.T.D. ΚΑΙ ΣΙΑ 7 ΕΤΕΡΡΟΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ δ.τ. "ΘΕΡΜΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙΟΥ 7 Ε.Ε"	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	2

66	AN SOLAR EARTH L.T.D. ΚΑΙ ΣΙΑ 3 ΕΤΕΡΡΟΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ δ.τ. "ΘΕΡΜΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙΟΥ 3 Ε.Ε."	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	2
67	AN SOLAR AIR L.T.D. ΚΑΙ ΣΙΑ 6 ΕΤΕΡΡΟΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ δ.τ. "ΘΕΡΜΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙΟΥ 6 Ε.Ε."	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	2
68	AN SOLAR EARTH L.T.D. ΚΑΙ ΣΙΑ 5 ΕΤΕΡΡΟΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ δ.τ. "ΘΕΡΜΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙΟΥ 5 Ε.Ε."	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	2
69	ΕΛ. ΤΕΧ. ΑΝΕΜΟΣ Α.Ε.	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	2
70	ΑΒΕΝΓΟΑ ΕΛΛΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΙΑΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΕΤΑΙΡΙΑ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΕΝΗΣ ΕΥΘΥΝΗΣ	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	25
71	AN SOLAR AIR L.T.D. ΚΑΙ ΣΙΑ 2 ΕΤΕΡΡΟΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ δ.τ. "ΗΛΙΟΠΑΡΑΓΩΓΗ 2 Ε.Ε."	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	0.4
72	AN SOLAR AIR L.T.D. ΚΑΙ ΣΙΑ 2 ΕΤΕΡΡΟΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ δ.τ. "ΗΛΙΟΠΑΡΑΓΩΓΗ 2 Ε.Ε."	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	1.3
73	ΚΑΛΑΤΡΑΒΙΑ SOLAR L.T.D. ΚΑΙ ΣΙΑ 1 ΕΤΕΡΡΟΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ δ.τ. "ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 1 Ε.Ε."	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
74	AN SOLAR AIR L.T.D. ΚΑΙ ΣΙΑ 5 ΕΤΕΡΡΟΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ δ.τ. "ΗΛΙΟΠΑΡΑΓΩΓΗ 3 Ε.Ε."	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
75	P.V. TRUST ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΕΜΠΟΡΙΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	ΚΙΑΚΙΣ	8
76	ΚΑΛΑΤΡΑΒΙΑ SOLAR L.T.D. ΚΑΙ ΣΙΑ 3 ΕΤΕΡΡΟΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ δ.τ. "ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 3 Ε.Ε."	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	0.4
77	ΚΑΛΑΤΡΑΒΙΑ SOLAR L.T.D. ΚΑΙ ΣΙΑ 3 ΕΤΕΡΡΟΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ δ.τ. "ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 3 Ε.Ε."	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	2
78	ΚΑΛΑΤΡΑΒΙΑ SOLAR L.T.D. ΚΑΙ ΣΙΑ 2 ΕΤΕΡΡΟΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ δ.τ. "ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 2 Ε.Ε."	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
79	ΘΕΡΜΙΚΟ ΒΕΛΟΣ 1 ΕΕ	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
80	ΘΕΡΜΙΚΟ ΒΕΛΟΣ 2 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
81	ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 4 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
82	ΦΩΤΟΔΙΑΓΝΩΣΗ 5 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
83	ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 5 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	1
84	ΦΩΤΟΑΛΜΑ 1 Ε.Ε	ΛΑΚΩΝΙΑΣ	1
85	ΦΩΤΟΔΙΑΓΝΩΣΗ 2 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
86	ΦΩΤΟΔΙΑΓΝΩΣΗ 3 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
87	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟ ΤΟΞΟ 2	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
88	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟ ΤΟΞΟ 3	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
89	ΦΩΤΟΑΛΜΑ 5	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	2
90	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟ ΤΟΞΟ 4	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	1
91	ΦΩΤΟΔΙΑΓΝΩΣΗ 1	ΛΑΡΙΣΑΣ	2
92	ΘΕΡΜΙΚΟ ΒΕΛΟΣ 4	ΛΑΡΙΣΑΣ	2
93	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟ ΤΟΞΟ 1	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
94	ΘΕΡΜΙΚΟ ΒΕΛΟΣ 3	ΛΑΡΙΣΑΣ	2
95	ΦΩΤΟΑΛΜΑ 4	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	2
96	ΘΕΡΜΙΚΟ ΒΕΛΟΣ 5	ΛΑΡΙΣΑΣ	2
97	ΠΡΑΣΙΝΟ ΦΩΣ 3 Ε.Ε	ΚΙΑΚΙΣ	2
98	ΠΡΑΣΙΝΟ ΦΩΣ 4 Ε.Ε	ΚΙΑΚΙΣ	2
99	ΗΛΙΑΚΟ ΝΕΦΟΣ 4 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
100	ΗΛΙΑΚΟ ΝΕΦΟΣ 5 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	1
101	ΗΛΙΑΚΟ ΝΕΦΟΣ 2 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
102	ΘΕΡΜΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΓΕΝΙΣΣΕΑΣ Ε.Ε	ΞΑΝΘΗΣ	2
103	ΠΡΑΣΙΝΟ ΦΩΣ 2 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
104	ΦΩΤΟΑΛΜΑ 3 ΕΕ	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	1
105	ΠΡΑΣΙΝΟ ΦΩΣ 1 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2

106	ΦΩΤΟΔΙΑΓΝΩΣΗ 4 ΕΕ	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
107	ΦΩΤΟΑΛΜΑ 2	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
108	AL TENAIR E.E	ΛΑΡΙΣΑΣ	1
109	AN GREEN SOLAR SKY L.T.D δ.τ. ΘΕΡΜΟΓΕΝΕΣΙΣ 1 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
110	AN GREEN SOLAR SKY L.T.D δ.τ. ΘΕΡΜΟΓΕΝΕΣΙΣ 2 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
111	AN GREEN SOLAR SKY L.T.D δ.τ. ΘΕΡΜΟΓΕΝΕΣΙΣ 3 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
112	AN GREEN SOLAR SKY L.T.D δ.τ. ΘΕΡΜΟΓΕΝΕΣΙΣ 4 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
113	GREEN KALMAR LTD ΚΑΙ ΣΙΑ 5 ΕΤΕΡΡΟΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ δ.τ. ΠΡΑΣΙΝΟ ΦΩΣ 5 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	1
114	NA GREEN EMPIRE L.T.D δ.τ. ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟ ΤΟΞΟ 5 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
115	AN GREEN SOLAR SKY L.T.D δ.τ. ΘΕΡΜΟΓΕΝΕΣΙΣ 5 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
116	INTENERGY ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Ε.Π.Ε	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	1
117	VOLTERRA ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΕΜΠΟΡΙΑΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	19,8
118	ΣΚΟΥΛΟΥΔΗΣ ΜΙΧΑΗΛ ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε.	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	1
119	ΣΚΟΥΛΟΥΔΗ ΧΡΥΣΗ ΚΑΙ ΣΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Ε.Ε.	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	1
120	ΟΣΤΡΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Ε.Π.Ε.	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	1
121	ΣΚΟΥΛΟΥΔΗΣ Γ. ΝΙΚΟΛΑΟΣ ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε.	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	1
122	ΧΡΥΣΗ ΓΕΩΡΓΙΟΥ ΣΚΟΥΛΟΥΔΗ ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε.	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	1
123	Α. ΚΟΥΚΟΥΛΑΚΗ-ΕΝΤΥΠΗ ΕΝΗΜΕΡΩΣΗ Α.Ε. Ο.Ε.	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	2
124	ΒΕΛΕΓΡΑΚΗ ANNA-ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΑΣΤΕΡΟΥΣΙΩΝ ΚΡΗΤΗΣ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΕΠΕ Δ.Τ. ΒΕΛΕΓΡΑΚΗ-ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΜΟΝ. ΕΠΕ	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	1
125	ΒΕΛΕΓΡΑΚΗ ANNA-ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΑΣΤΕΡΟΥΣΙΩΝ ΚΡΗΤΗΣ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΕΠΕ Δ.Τ. ΒΕΛΕΓΡΑΚΗ-ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΜΟΝ. ΕΠΕ	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	1
126	ΒΕΛΕΓΡΑΚΗ ANNA-ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΑΣΤΕΡΟΥΣΙΩΝ ΚΡΗΤΗΣ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΕΠΕ Δ.Τ. ΒΕΛΕΓΡΑΚΗ-ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΜΟΝ. ΕΠΕ	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	1
127	ΒΕΛΕΓΡΑΚΗ ANNA-ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΑΣΤΕΡΟΥΣΙΩΝ ΚΡΗΤΗΣ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΕΠΕ Δ.Τ. ΒΕΛΕΓΡΑΚΗ-ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΜΟΝ. ΕΠΕ	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	1
128	ΗΛΙΟΣ.ΑΕΡΑΣ.ΦΩΣ. ΒΑΣΙΛΑΚΗ ΓΕΩΡΓΙΑ ΚΑΙ ΣΙΑ ΟΜΟΡΡΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ (Δ.Τ. ΗΛΙΟΣ-ΑΕΡΑΣ-ΦΩΣ)	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	3
129	ΗΛΙΟΣ.ΑΕΡΑΣ.ΦΩΣ. ΒΑΣΙΛΑΚΗ ΓΕΩΡΓΙΑ ΚΑΙ ΣΙΑ ΟΜΟΡΡΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ (Δ.Τ. ΗΛΙΟΣ-ΑΕΡΑΣ-ΦΩΣ)	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	2
130	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΚΟΥΡΗΤΩΝ Μ. ΧΑΡΙΤΑΚΗΣ-Γ. ΚΑΡΑΛΑΚΗ ΔΙΟΝΥΣΙΑ ΕΠΕ	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	1

131	ΣΚΑΡΟΣ ΧΡΗΣΤΟΣ ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε. (PHOTOVOLT Ε.Ε.)	ΣΑΜΟΥ	5
132	ΝΤΟΥΡΟΥΝΤΟΥΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΕΠΕ	ΧΑΝΙΩΝ	2
133	CSP DISH SYSTEMS Ε.Π.Ε.	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	1
134	ΔΙΑΣ 2005 Ε.Π.Ε.	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	1
135	ΤΥΛΙΣΣΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε. ΚΑΙ ΣΙΑ Ο.Ε.	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	2
136	ΚΑΠΕΤΑΝΑΚΗ ΑΓΑΠΗ ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε. (ΦΩΤΟΡΑΜΑ Ε.Ε.)	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	1
137	ΑΡΙΣΤΕΙΔΗΣ ΣΙΑΦΑΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ Α.Ε. ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε.	ΚΟΖΑΝΗΣ	2
138	ΗΛΙΑΚΟ ΝΕΦΟΣ 1 Ε.Ε	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	2
139	ΦΩΤΟΑΛΜΑ 1 Ε.Ε	ΚΟΖΑΝΗΣ	4
140	ΗΛΙΟΠΑΡΑΓΩΓΗ 2 Ε.Ε	ΗΜΑΘΙΑΣ	2
141	ΝΗΝΕΜΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Ε.Π.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	1
142	ΗΛΙΑΚΟ ΝΕΦΟΣ 3 Ε.Ε	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	3
143	ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 3 Ε.Ε	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	2
144	ΜΑΥΡΟΜΑΤΙΔΟΥ ΜΑΡΙΑ ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε	ΡΟΔΟΠΗΣ	2
145	ΓΚΑΡΑΝΗΣ ΙΩΑΝΝΗΣ ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε	ΡΟΔΟΠΗΣ	1
146	SOLAR ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΗ	ΛΑΡΙΣΑΣ	1
147	ΠΡΑΣΙΝΟ ΦΩΣ 5 Ε.Ε	ΗΜΑΘΙΑΣ	6
148	ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 5 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	9
149	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΣΤΥΛΙΔΟΣ Μ. ΧΑΡΙΤΑΚΗΣ ΜΟΝ. ΕΠΕ (ΥΠΟ ΙΔΡΥΣΗ)	ΦΘΙΩΤΙΔΑΣ	2
150	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ Μ. ΧΑΡΙΤΑΚΗΣ ΜΟΝ. ΕΠΕ (ΥΠΟ ΙΔΡΥΣΗ)	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	1
151	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΘΗΒΩΝ Μ. ΧΑΡΙΤΑΚΗΣ ΜΟΝ. ΕΠΕ (ΥΠΟ ΙΔΡΥΣΗ)	ΒΟΙΩΤΙΑΣ	2
152	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟ ΤΟΞΟ 5 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	11
153	ΘΕΡΜΟΓΕΝΝΗΣΙΣ 5 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	5
154	ΝΗΝΕΜΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Ε.Π.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	1
155	ΘΕΡΜΟΓΕΝΝΗΣΙΣ 3 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	3
156	ΘΕΡΜΟΓΕΝΝΗΣΙΣ 2 Ε.Ε	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	1
157	ΘΕΡΜΟΓΕΝΝΗΣΙΣ 4 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	3
158	ΠΑΠΑΔΑΚΗΣ Α. & ΣΙΑ Ε.Ε.	ΡΕΘΥΜΝΟΥ	1
159	I. & E. ΘΕΟΔΩΡΑΚΗΣ Ο.Ε.	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	2
160	ΘΕΟΔΩΡΑΚΗΣ ΑΡΙΣΤΟΤΕΛΗΣ ΚΑΙ ΙΩΑΝΝΗΣ Ο.Ε.	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	2
161	ΙΩΑΝΝΗΣ ΘΕΟΔΩΡΑΚΗΣ & ΣΙΑ Ο.Ε.	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	2
162	ΧΑΡΑΛΑΜΠΟΣ Γ. ΒΑΡΔΑΚΗΣ ΚΑΙ ΣΙΑ ΟΜΟΡΡΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ (Υπό ίδρυση)	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	1
163	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΑΓ. ΓΑΛΗΝΗ Ε.Π.Ε. (Υπό ίδρυση)	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	1
164	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΛΕΡΑΚΗ ΜΑΡΙΑ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΕΠΕ (Υπό ίδρυση)	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	1
165	ΗΛΙΑΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΚΡΗΤΙΚΟΣ ΗΛΙΟΣ(Υπό σύσταση)	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	33
166	A. ZAMANTAKΗΣ Α.Ε.	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΟΥ	2,5
167	NUR-MOH Α.Ε	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	38
168	SUSTAINABLE SOLAR THERMAL FUTURE EAST CRETE Ε.Π.Ε	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	60
169	ΣΟΛΑΡ ΠΑΟΥΕΡ ΠΛΑΝΤ ΛΑΣΙΘΙ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Ε.Π.Ε	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	70
170	ΤΡΙΚΑΛΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΟΥ	1

171	ISANIA RODOS SOLAR MON. ΕΠΕ	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΟΥ	1
172	BASANESTA ENTERPRIZES LTD ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	5,2
173	ΒΟΩΤΗΣ Ε.Π.Ε ΦΘΙΩΤΙΔΑΣ	ΦΘΙΩΤΙΔΑΣ	40
174	ISANIA RODOS SOLAR MON. ΕΠΕ	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΟΥ	1
175	I & E ΘΕΟΔΩΡΑΚΗΣ Ο.Ε.	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	5
176	ΑΙΚΑΤΕΡΙΝΗ ΜΑΥΡΟΓΙΑΝΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΕΝΗΣ ΕΥΘΥΝΗΣ	ΚΥΚΛΑΔΩΝ	1,2
177	I & E ΘΕΟΔΩΡΑΚΗΣ Ο.Ε.	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	5

Πίνακας 2 : Αιτήσεις για να χορηγηθούν άδειες ηλιοθερμικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ΡΑΕ [86]

Συγκεντρωτικός πίνακας αιτήσεων ανά νομό

Νομός	Συνολική Ισχύς (MW)
ΧΑΝΙΩΝ	52
ΡΕΘΥΜΝΟΥ	9
ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	12
ΛΑΣΙΘΙΟΥ	340
ΣΑΜΟΥ	5
ΡΟΔΟΥ	65,5
ΜΗΛΟΣ	1,2
ΛΑΡΙΣΑΣ	52
ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	25
ΚΟΖΑΝΗΣ	7
ΦΘΙΩΤΙΔΑΣ	42
ΒΟΙΩΤΙΑΣ	2
ΦΛΩΡΙΝΑΣ	93,2
ΚΙΛΚΙΣ	14
ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	31,8
ΞΑΝΘΗΣ	2
ΡΟΔΟΠΗΣ	3
ΕΒΡΟΥ	2
ΛΑΚΩΝΙΑΣ	1,3
ΗΛΕΙΑΣ	75
ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	23,8
ΑΙΤΩΛΟΑΚΑΡΝΑΝΙΑΣ	1
ΗΜΑΘΙΑΣ	11
ΠΕΙΡΑΙΩΣ	6

Αιτήσεις για χορήγηση άδειας ηλιοθερμικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίες έχουν εγκριθεί από την ΡΑΕ [87]

Α/Α	Φορέας	Νομός	Ισχύς (MW)
1	AN SOLAR AIR L.T.D. και ΣΙΑ 3 Ε.Ε με δ.τ, ΗΛΙΟΠΑΡΑΓΩΓΗ 1 Ε.Ε	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	2
2	APOLLO CAPITAL PROPERTIES ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΑΚΙΝΗΤΗΣ ΠΕΡΙΟΥΣΙΑΣ Α.Ε με δ.τ, APOLLO CAPITAL PROPERTIES Α.Ε	ΠΕΙΡΑΙΩΣ	2
3	APOLLO CAPITAL PROPERTIES ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΑΚΙΝΗΤΗΣ ΠΕΡΙΟΥΣΙΑΣ Α.Ε με δ.τ, APOLLO CAPITAL PROPERTIES Α.Ε.»	ΑΡΓΟΛΙΔΟΣ	1,5
4	APOLLO CAPITAL PROPERTIES ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΑΚΙΝΗΤΗΣ ΠΕΡΙΟΥΣΙΑΣ Α.Ε με δ.τ, APOLLO CAPITAL PROPERTIES Α.Ε.»	ΑΡΓΟΛΙΔΟΣ	1,5
5	ΚΑΡΑΛΗ-ΑΓΙΟΣ ΑΝΤΩΝΙΟΣ (ΛΥΚΟΤΡΟΥΠΙ) με δ.τ, ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ ΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΟΣ	2,5
6	ΜΑΚΙΟΣ ΘΡΑΣΥΒΟΥΛΟΣ και ΣΙΑ Ο.Ε με δ.τ, ΜΑΚΙΟΣ ENERGY	ΚΙΑΚΙΣ	2
7	<u>NUR-MOH Α.Ε</u>	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	38
8	SUSTAINABLE SOLAR THERMAL FUTURE EAST CRETE Ε.Π.Ε	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	60
9	ΣΟΛΑΡ ΠΛΑΟΥΕΡ ΠΛΑΝΤ ΛΑΣΙΘΙ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Ε.Π.Ε	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	70
10	<u>NATURA POWER ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ Α.Ε</u>	ΧΑΝΙΩΝ	50
11	SystematECO I. Βαρβαρέσου Ε.Ε.	ΗΜΑΘΙΑΣ	1,6
12	ΑΡΙΣΤΕΙΔΗΣ ΣΙΑΦΑΡΑΣ Α.Ε. και ΣΙΑ Ο.Ε. με δ.τ, ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΡΑΤΥΡΑΣ	ΚΟΖΑΝΗΣ	1,3
13	ΑΚΙΦΩ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ και ΑΚΙΝΗΤΩΝ ΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΟΣ	2
14	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ ΕΠΕ	ΑΡΓΟΛΙΔΟΣ	2,5
15	APOLLO CAPITAL PROPERTIES ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΑΚΙΝΗΤΗΣ ΠΕΡΙΟΥΣΙΑΣ Α.Ε με δ.τ, APOLLO CAPITAL PROPERTIES Α.Ε	ΠΕΙΡΑΙΩΣ	2
16	UNIQUE PROPERTIES ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΑΚΙΝΗΤΗΣ ΠΕΡΙΟΥΣΙΑΣ Α.Ε. με δ.τ, UNIQUE PROPERTIES Α.Ε	ΠΕΙΡΑΙΩΣ	2
17	<u>AN SOLAR EARTH L.T.D. και ΣΙΑ 4 Ε.Ε. με δ.τ, ΘΕΡΜΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙΟΥ 4 Ε.Ε</u>	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	2
18	<u>ΑΒΕΝΓΟΑ ΕΛΛΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΕΤΑΙΡΙΑ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΕΝΗΣ ΕΥΘΥΝΗΣ</u>	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	25
19	AN SOLAR EARTH L.T.D. και ΣΙΑ 3 Ε.Ε με δ.τ, ΘΕΡΜΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙΟΥ 3 Ε.Ε	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	2

20	AN SOLAR EARTH L.T.D. και ΣΙΑ 2 Ε.Ε με δ.τ, ΘΕΡΜΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙΟΥ 2 Ε.Ε.	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	2
21	AN SOLAR AIR L.T.D. και ΣΙΑ 2 Ε.Ε με δ.τ, ΘΕΡΜΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙΟΥ 7 Ε.Ε	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	2
22	AN SOLAR AIR L.T.D. και ΣΙΑ 1 Ε.Ε με δ.τ, ΘΕΡΜΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙΟΥ 6 Ε.Ε.	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	2
23	ΚΑΛΑΤΡΑΒΙΑ SOLAR L.T.D. και ΣΙΑ 2 Ε.Ε. με δτ, ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 2 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
24	AN SOLAR AIR L.T.D. και ΣΙΑ 5 Ε.Ε. με δτ, ΗΛΙΟΠΑΡΑΓΩΓΗ 3 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
25	<u>ΖΑΦΕΙΡΙΑΔΗΣ και ΣΙΑ Ε.Ε</u>	ΛΑΡΙΣΑΣ	2
26	ΚΑΛΑΤΡΑΒΙΑ SOLAR L.T.D. και ΣΙΑ 3 Ε.Ε. με δ.τ, ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 3 Ε.Ε.	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	1,5
27	AN SOLAR EARTH L.T.D. και ΣΙΑ 5 Ε.Ε με δ.τ, ΘΕΡΜΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙΟΥ 5 Ε.Ε.	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	1,8
28	ERGOSUN L.T.D. και ΣΙΑ 4 Ε.Ε. με δ.τ, ΦΩΤΟΑΛΜΑ 4 Ε.Ε.	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	2
29	ERGOSUN L.T.D. και ΣΙΑ 1 Ε.Ε με δ.τ ΦΩΤΟΑΛΜΑ 1 Ε.Ε.	ΛΑΚΩΝΙΑΣ	1,3
30	VOLTERRA ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΕΜΠΟΡΙΑΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	19,8
31	ΚΑΛΑΤΡΑΒΙΑ SOLAR L.T.D. και ΣΙΑ 4 Ε.Ε. με δ.τ. ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 4 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
32	GREEN KALMAR L.T.D. και ΣΙΑ 3 Ε.Ε. με δ.τ. ΠΡΑΣΙΝΟ ΦΩΣ 3 Ε.Ε.	ΚΙΑΚΙΣ	2
33	AN DIRECT SOL L.T.D. και ΣΙΑ 2 Ε.Ε. με δ.τ, ΦΩΤΟΔΙΑΓΝΩΣΗ 2 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
34	AN DIRECT SOL L.T.D. και ΣΙΑ 3 Ε.Ε. με δ.τ, ΦΩΤΟΔΙΑΓΝΩΣΗ 3 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
35	ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΤΕΧΝΟΔΟΜΙΚΗ ΑΝΕΜΟΣ ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ με δτ, ΕΛ. ΤΕΧ. ΑΝΕΜΟΣ Α.Ε	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	2
36	P.V. TRUST ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΕΜΠΟΡΙΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ με δ.τ, P.V. TRUST Α.Ε	ΚΙΑΚΙΣ	8
37	<u>AN SOLAR AIR L.T.D. και ΣΙΑ 4 Ε.Ε. με δ.τ, ΗΛΙΟΠΑΡΑΓΩΓΗ 2 Ε.Ε.</u>	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	1,3
38	ΚΑΛΑΤΡΑΒΙΑ SOLAR L.T.D. και ΣΙΑ 1 Ε.Ε. με δ.τ, ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 1 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
39	<u>NA SUN REFLEX L.T.D. και ΣΙΑ 2 Ε.Ε. με δτ ΘΕΡΜΙΚΟ ΒΕΛΟΣ 2 Ε.Ε.</u>	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
40	NA SUN REFLEX L.T.D. και ΣΙΑ 1 Ε.Ε. με δ.τ, ΘΕΡΜΙΚΟ ΒΕΛΟΣ 1 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
41	AN DIRECT SOL L.T.D. και ΣΙΑ 5 Ε.Ε με δ.τ, ΦΩΤΟΔΙΑΓΝΩΣΗ 5 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
42	N.A. GREENFOS PARK L.T.D. και ΣΙΑ 4 Ε.Ε, με δτ, ΗΛΙΑΚΟ ΝΕΦΟΣ 4 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
43	GREEN KALMAR L.T.D. και ΣΙΑ 4 Ε.Ε., με δ.τ.	ΚΙΑΚΙΣ	2

	ΠΡΑΣΙΝΟ ΦΩΣ 4 Ε.Ε.		
44	<u>NA GREEN EMPIRE L.T.D. και ΣΙΑ 2 Ε.Ε., με δ.τ. ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟ ΤΟΞΟ 2 Ε.Ε.</u>	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
45	NA GREEN EMPIRE L.T.D. και ΣΙΑ 3 Ε.Ε., με δ.τ. ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟ ΤΟΞΟ 3 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
46	<u>NA SUN REFLEX L.T.D. και ΣΙΑ 5 Ε.Ε., με δ.τ. ΘΕΡΜΙΚΟ ΒΕΛΟΣ 5 Ε.Ε.</u>	ΛΑΡΙΣΑΣ	2
47	<u>NA SUN REFLEX L.T.D. και ΣΙΑ 3 Ε.Ε., με δ.τ. ΘΕΡΜΙΚΟ ΒΕΛΟΣ 3 Ε.Ε.</u>	ΛΑΡΙΣΑΣ	2
48	<u>NA SUN REFLEX L.T.D. και ΣΙΑ 4 Ε.Ε., με δ.τ. ΘΕΡΜΙΚΟ ΒΕΛΟΣ 4 Ε.Ε.</u>	ΛΑΡΙΣΑΣ	2
49	<u>N.A. GREENFOS PARK L.T.D. και ΣΙΑ 5 Ε.Ε. με δ.τ. ΗΛΙΑΚΟ ΝΕΦΟΣ 5 Ε.Ε.</u>	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	1,3
50	NA GREEN EMPIRE L.T.D. και ΣΙΑ 4 Ε.Ε. με δ.τ. ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟ ΤΟΞΟ 4 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	1,3
51	ERGOSUN L.T.D. και ΣΙΑ 3 Ε.Ε. με δ.τ. ΦΩΤΟΑΛΜΑ 3 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	1,3
52	GREEN KALMAR L.T.D. και ΣΙΑ 2 Ε.Ε., με δ.τ. ΠΡΑΣΙΝΟ ΦΩΣ 2 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
53	AN DIRECT SOL L.T.D. και ΣΙΑ 1 Ε.Ε. με δ.τ. ΦΩΤΟΔΙΑΓΝΩΣΗ 1 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	1,5
54	GREEN KALMAR L.T.D. και ΣΙΑ 1 Ε.Ε. με δ.τ. ΠΡΑΣΙΝΟ ΦΩΣ 1 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
55	ERGOSUN L.T.D. και ΣΙΑ 2 Ε.Ε. με δ.τ. ΦΩΤΟΑΛΜΑ 2 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
56	SUNGARDEN ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ με δ.τ. S.G.-Hiokipros S.A.	ΕΒΡΟΥ	2
57	AN DIRECT SOL L.T.D. και ΣΙΑ 4 Ε.Ε. με δ.τ. ΦΩΤΟΔΙΑΓΝΩΣΗ 4 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
58	ERGOSUN L.T.D. και ΣΙΑ 5 Ε.Ε. με δ.τ. ΦΩΤΟΑΛΜΑ 5 Ε.Ε.	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	1,5
59	AN GREEN SOLAR SKY L.T.D. και ΣΙΑ 4 Ε.Ε. με δ.τ. ΘΕΡΜΟΓΕΝΕΣΙΣ 4 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
60	AN GREEN SOLAR SKY L.T.D. και ΣΙΑ 5 Ε.Ε. με δ.τ. ΘΕΡΜΟΓΕΝΕΣΙΣ 5 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
61	NA GREEN EMPIRE L.T.D. και ΣΙΑ 5 Ε.Ε. με δ.τ. ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟ ΤΟΞΟ 5 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
62	ΘΕΟΔΩΡΟΣ Χ. ΝΑΝΟΣ και με δ.τ. Α/Π ΛΑΒΑΡΟ	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	18
63	GREEN KALMAR L.T.D. και ΣΙΑ 5 Ε.Ε., με δ.τ. ΠΡΑΣΙΝΟ ΦΩΣ 5 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	1,3
64	ALTENAIR ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΛΑΡΟΓΛΟΥ- ΚΑΡΑΓΙΑΝΝΗΣ και ΣΙΑ Ε.Ε., με δ.τ. ALTENAIR Ε.Ε.	ΛΑΡΙΣΑΣ	1,3
65	N.A GREEN FOS PARK L.T.D. και ΣΙΑ 1 Ε.Ε. με δ.τ. ΗΛΙΑΚΟ ΝΕΦΟΣ 1 Ε.Ε.	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	2

66	ΚΑΛΑΤΡΑΒΙΑ SOLAR L.T.D. και ΣΙΑ 3 Ε.Ε με δ.τ, ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 3 Ε.Ε	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	1,5
67	ERGOSUN L.T.D. και ΣΙΑ 1 Ε.Ε. με δ.τ, ΦΩΤΟΑΛΜΑ 1 Ε.Ε	ΚΟΖΑΝΗΣ	4,3
68	<u>N.A. GREENFOS PARK L.T.D. και ΣΙΑ 3 Ε.Ε., με δ.τ ΗΛΙΑΚΟ ΝΕΦΟΣ 3 Ε.Ε</u>	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	3,3
69	ΚΑΛΑΤΡΑΒΙΑ SOLAR L.T.D. και ΣΙΑ 5 Ε.Ε. με δ.τ, ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 5 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	9,4

Πίνακας 3 : Αιτήσεις για να χορηγηθούν άδειες ηλιοθερμικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που έχουν εγκριθεί από την ΡΑΕ [87]

Συγκεντρωτικός πίνακας αδειοδοτήσεων ανά νομό

Νομός	Συνολική Ισχύς (MW)
ΧΑΝΙΩΝ	50
ΛΑΣΙΘΙΟΥ	193
ΛΑΡΙΣΑΣ	9,3
ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	15,3
ΚΟΖΑΝΗΣ	5,6
ΦΛΩΡΙΝΑΣ	73,4
ΚΙΛΚΙΣ	14
ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	30,1
ΕΒΡΟΥ	2
ΛΑΚΩΝΙΑΣ	1,3
ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	12
ΗΜΑΘΙΑΣ	1,6
ΠΕΙΡΑΙΩΣ	6

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3ο : ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΥΠΟ ΠΡΟΣΟΜΕΙΩΣΗ ΣΤΑΘΜΟΥ ΜΕ ΠΥΡΓΟ ΗΛΙΑΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

3.1 Αρχή λειτουργίας ηλιακού πύργου

Η λειτουργία του ηλιακού πύργου και γενικότερα των συστημάτων αυτών είναι σχετικά κοντά με τις μετατροπές της ηλιακής ενέργειας σε διάφορες μορφές προτού καταλήξουν να γίνουν στο τέλος ηλεκτρική ενέργεια. Ο ηλιακός πύργος αποτελείται από τα εξής μέρη – υποσυστήματα, τα οποία φυσικά και λέγονται παρακάτω στο κεφάλαιο αυτό :

- 1) Σύστημα παραγωγής ενέργειας
- 2) Σύστημα αποθήκευσης ενέργειας
- 3) Σύστημα εφεδρικής καύσης
- 4) Ηλιακό ή ηλιοστατικό πεδίο
- 5) Ηλιακός δέκτης

Ο ηλιακός πύργος είναι μία μορφή ηλιακού κλιβάνου που χρησιμοποιεί έναν πύργο για να λαμβάνει το φως του ήλιου εστιασμένα. Χρησιμοποιεί μια σειρά ηλιοστατών για να εστιάσει τις ακτίνες του ήλιου σε έναν πύργο συλλέκτη. Οι ηλιοστάτες βρίσκονται σε θέση, έτσι ώστε να έχουν την δυνατότητα ανακλούν την άμεση ηλιακή ακτινοβολία στον ηλιακό δέκτη που βρίσκεται στην κορυφή του πύργου. Έτσι, ο δέκτης οδηγείται στην απορρόφηση της ανακλώμενης ηλιακής ακτινοβολίας από τους ηλιοστάτες. Υπάρχει ένα σύστημα που αποτελείται από σωλήνες, το οποίο διαπερνά από τον δέκτη και διαρρέεται από το ρευστό μεταφοράς θερμότητας, το οποίο θερμαίνει ο ηλιακός δέκτης. Εν συνεχεία, το εργαζόμενο μέσο μπαίνει στην διαδικασία ατμοποίησης μέσω του εναλλάκτη θερμότητας και εκτελεί θερμοδυναμικό κύκλο Rankine, ο ατμός εκτονώνεται σε έναν ατμοστρόβιλο και έτσι αυτό έχει ως αποτέλεσμα την παραγωγή μηχανικής ενέργειας, η οποία κινεί μία γεννήτρια και έχουμε την ηλεκτρική ενέργεια στο τέλος. Από προηγούμενα κεφάλαια, σε πολλά συστήματα πύργου ηλιακής ισχύος έχουμε δει να χρησιμοποιούνται συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, καθώς και συστήματα εφεδρικής καύσης συμβατικών καυσίμων. Για να επιλεχθούν τέτοια συστήματα, αυτό εξαρτάται από δύο λόγους, την χρήση και την τοποθεσία της εγκατάστασης. Αν η ηλιακή ακτινοβολία έχει τιμές σχετικά μικρές για μεγάλες περιόδους, είτε λόγω σημείου είτε από άσχημες καιρικές συνθήκες, είναι πολύ σημαντικό να χρησιμοποιούνται τέτοια συστήματα για την σωστή και ομαλή λειτουργία της εγκατάστασης. [71],[89]

3.2 Ανάλυση υποσυστημάτων για την εγκατάσταση πύργου ηλιακής ισχύος

3.2.1 Ηλιοστατικό πεδίο

Το ηλιοστατικό πεδίο ορίζεται ως ο χώρος που περιβάλλει τον πύργο και αποτελείται από τους ηλιοστάτες και από το κεντρικό σύστημα ελέγχου. Οι ηλιοστάτες παρακολουθούν κάθε φορά την κίνηση του ήλιου, έτσι ώστε να αντανακλάται η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία από τα κάτοπτρα στον δέκτη που βρίσκεται ψηλά στον πύργο. Ο σκοπός του κεντρικού συστήματος ελέγχου είναι υποβάλει εντολές στα τοπικά συστήματα ελέγχου που διαθέτουν οι ηλιοστάτες, ώστε να λειτουργήσει ομαλά ο σταθμός και να υπάρξει μεγαλύτερη ζήτηση. [71],[89],[91]



Εικόνα 3.1 : Ηλιοστατικό πεδίο στο Barstow της California [90]

3.2.1.1 Ηλιοστάτες

Οι ηλιοστάτες αποτελούν τα κάτοπτρα ενός ηλιακού πύργου και αποτελούνται από τρία σημαντικά μέρη, τα οποία επίσης και θα αναλυθούν :

- 1) Σύστημα στήριξης – Μηχανισμός κίνησης
- 2) Τοπικό σύστημα ελέγχου
- 3) Ανακλαστική επιφάνεια

Οι ηλιοστάτες είναι συσκευές που μετακινούν πέρα δώθε έναν ή περισσότερους καθρέφτες για να παρακολουθούν το πώς κινείται ο ήλιος για να αντανακλά το ηλιακό φως προς έναν

προκαθορισμένο στόχο, και με αυτόν τον τρόπο να στοχεύουν στον δέκτη που κάθετα στην κορυφή ενός ηλιακού πύργου. Οι ηλιοστάτες είναι ένα κρίσιμο «συστατικό» των CSP και των τεχνολογιών συγκέντρωσης ηλιακών πύργων ενέργειας.

3.2.1.1.1 Σύστημα στήριξης – μηχανισμός κίνησης

Το σύστημα στήριξης αποτελείται από δύο πυλώνες, κατασκευασμένους από χάλυβα. Αυτοί οι πυλώνες είναι οι δύο άξονες (οριζόντιος και κάθετος άξονας) που δίνουν την δυνατότητα στον ηλιοστάτη να επιτύχει την καλύτερη θέση κάθε χρονική στιγμή. Ο κάθετος άξονας είναι μέσα στο έδαφος. Ο μηχανισμός κίνησης είναι το σύστημα που σε λάθε άξονα θα καθορίσει την κίνηση ως προς την γωνία αζιμούθιου και ανύψωσης, ώστε οι επιφάνειες που ανακλώνται να ακολουθούν τη θέση του ήλιου, ώστε να ανακλούν την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία στον δέκτη στην κορυφή του πύργου.

Ο τρόπος με τον οποίον πρέπει να κινηθούν οι άξονες είναι πολύ σημαντικός, διότι εάν κινηθεί έστω και σε μερικό βαθμό λάθος, αυτό μπορεί να στείλει τις ακτίνες στο σημείο που πρέπει να πάνε, δηλαδή τον δέκτη. Για τον λόγο αυτό, ο μηχανισμός κίνησης του ηλιοστάτη θα πρέπει να έχει κάποια συγκεκριμένα χαρακτηριστικά και να αποτελείται από συγκεκριμένες προδιαγραφές.

Η κατασκευή των πυλώνων θα πρέπει να είναι πολύ γερή, διότι οι ηλιοστάτες είναι εκτεθειμένοι και σε καλό, αλλά και σε άσχημα καιρικά φαινόμενα. Θα πρέπει να είναι σε θέση να αντέχουν τους ιλιγγιώδεις ανέμους, αλλά και το ίδιο τους το βάρος.

Επίσης, οι πυλώνες θα πρέπει να αντέχουν δονήσεις χαμηλής ή υψηλής συχνότητας (σεισμοί). Ο μηχανισμός κίνησης πρέπει να κινείται σχετικά αργά, με την βοήθεια βηματικών κινητήρων συνεχούς ρεύματος.

Επιπλέον, θα πρέπει να σιγουρευτεί η θέση του ηλιοστάτη σε ανενεργή οριζόντια θέση σε περιπτώσεις δυνατών ανέμων ή άσχημων καιρικών συνθηκών, αλλά πιο συγκεκριμένα όταν γίνεται απεστίαση από τον ηλιακό δέκτη. Επίσης, κάθε φορά θα πρέπει να ελεγχουμε πόσο είναι το κόστος συντήρησης και λειτουργίας και εάν αυτό μας εξυπηρετεί.



Εικόνα 3.2 : Οριζόντιος και κάθετος χαλύβδινος πυλώνας (σύστημα στήριξης) σε έναν ηλιοστάτη ηλιακού πύργου [96]

3.2.1.1.2 Τοπικό σύστημα ελέγχου

Σε κάθε ηλιοστάτη ενός ηλιακού πύργου, υπάρχει ένα τοπικό σύστημα ελέγχου, το οποίο πληροφορείται για την τοποθεσία του ήλιου άλλα και με το τι καιρό θα έχουμε, διότι θα πρέπει να δώσει κάποιο «μήνυμα» στον μηχανισμό κίνησης, ώστε να βρεθεί στην σωστή θέση για να συλλέξει όλες τις ακτίνες του ηλίου για τον δέκτη. Έχει την ικανότητα να υπολογίζει τη γωνία του ηλιοστάτη, στο εστιακό σημείο να υπάρξει αντανάκλαση της ηλιακής ακτινοβολίας.

Σε περίπτωση ακραίων καιρικών φαινομένων, το τοπικό σύστημα ελέγχου πρέπει να προστατεύσει τον μηχανισμό κίνησης, εξού και θα πρέπει να του δώσει τις απαραίτητες εντολές ασφαλείας. Το σύστημα ελέγχου τοποθετείται στον πυλώνα στήριξης του ηλιοστάτη. Τα τοπικά συστήματα ελέγχου έχουν αναπτυχθεί όσο περνάει ο καιρός, καθώς μπορούν με τον μηχανισμό κίνησης να επικοινωνούν και ασύρματα.

Και έχουμε και τους αυτόνομους ηλιοστάτες λειτουργούν, οι οποίοι λειτουργούν με παροχή ηλεκτρισμού από φωτοβολταϊκά πλαίσια για να λειτουργεί ορθά ο μηχανισμός κίνησης. [71],[89],[91]

3.2.1.1.3 Ανακλαστική επιφάνεια

Η ανακλαστική επιφάνεια αποτελείται από πολυάριθμα κάτοπτρα, τα οποία καταλαμβάνουν μεγάλο εμβαδόν (πάει από 40 έως 160 m²). Ο σκοπός της ανακλαστικής επιφάνειας είναι να πετύχουν την μέγιστη αντανάκλαση με το ελάχιστο δυνατό βάρος, ώστε ο ηλιοστάτης να μπορεί να έχει την δυνατότητα κίνησης στους δύο άξονες. Η εξέλιξη της τεχνολογίας έχει μειώσει αρκετά το κόστος τους.

Μία τεχνολογία ανακλαστικών επιφανειών, είναι η χρήση μεγάλων καμπύλων επιφανειών. Η αύξηση που μπορεί να έχει ο κάθε ηλιοστάτης ως προς το μέγεθος μειώνει τον συνολικό αριθμό των ηλιοστατών που απαιτούνται, λόγω της έκτασης που θα καταλαμβάνουν και ταυτόχρονα δημιουργεί μεγάλη ανακλαστική επιφάνεια. Έτσι, χρησιμοποιούνται λιγότερα υποσυστήματα ηλιοστατών, και αυτό πετυχαίνει σημαντικά στην μείωση του κόστους. Αντίθετα, όμως, λόγω των απωλειών που προβλέπονται, χρειάζεται να υπάρχει μεγαλύτερη ανακλαστική επιφάνεια.

Οι ηλιοστάτες τεντωμένης μεμβράνης είναι μία τεχνολογία με σχετικά μικρό βάρος και είναι εύκολη. Σε έναν τεράστιο μεταλλικό δακτύλιο στήριξης τοποθετείται μία μεμβράνη από ανοξείδωτο ατσάλι και ως ανακλαστική επιφάνεια, η μπροστινή επιφάνεια επικαλύπτεται με υλικό υψηλής ανακλαστικότητας. Το θετικό που υπάρχει σε αυτήν την τεχνολογία είναι το πολύ μικρό βάρος που έχουν συγκριτικά με τους κλασσικούς ηλιοστάτες, αλλά όταν υπάρχουν άνεμοι χαλάει σε σημαντικό βαθμό η ανακλαστική επιφάνειά τους, και από το σημείο εστίασης μπορεί να απέχουν σημαντικά. Η λύση για να λυθεί λοιπόν αυτό το πρόβλημα, είναι η εξής : ένας δακτύλιος θα πρέπει να συγκολληθεί στον δακτύλιο στήριξης, και ουσιαστικά έτσι προκαλείται τάση στην μεμβράνη και έτσι οι «καταστροφές» λόγω ανέμων ελαχιστοποιούνται.

Ακόμη μία τεχνολογία, είναι η χρήση δύο κομματιών ανακλαστικής επιφάνειας, και η τεχνολογία έχει τα εξής :

- μικρό εμβαδό, με αποτέλεσμα καλή απόδοση
- πολύ μικρό βάρος και
- πολύ φθηνότερο κόστος κατασκευής.



Εικόνα 3.3 : Μεταλλικές μεμβράνες ηλιοστατών με 150 m^2 (αριστερή εικόνα) και 44 m^2 (δεξιά εικόνα) ανακλαστική επιφάνεια [95]



Εικόνα 3.4 : Ηλιοστάτες τεντωμένης μεμβράνης [96]

3.2.1.2 Κεντρικό Σύστημα Ελέγχου - Σύστημα Ελέγχου Ηλιοστατικού Πεδίου

Το τοπικό σύστημα ελέγχου που έχουν οι ηλιοστάτες, ελέγχεται από το κεντρικό σύστημα ελέγχου. Το σύστημα ελέγχου ηλιοστατικού πεδίου βρίσκεται σε συνεργασία με το σύστημα ελέγχου μονάδας παραγωγής ενέργειας, το οποίο θα δώσει πληροφορίες για τις ανάγκες του σταθμού, αλλά και τη θερμοκρασία που υπάρχει στο ρευστού μεταφοράς θερμότητας στο δέκτη. Έτσι, το σύστημα ελέγχου ηλιακού πεδίου καταγράφοντας τα στοιχεία που σχετίζονται με τη θερμοκρασία και την πίεση του εργαζόμενου μέσου έχει τη δυνατότητα σε κάθε ηλιοστάτη να εναλλάσσει τα σημεία εστίασής του, και μπορεί ακόμα και να εναλλάσσει τους ηλιοστάτες, για όσο λειτουργεί ο σταθμός. Η λειτουργία ενός τέτοιου συστήματος ελέγχου μπορεί να λειτουργήσει και με έναν απλό υπολογιστή [71],[89]

3.2.2 Ηλιακός δέκτης

Ο ηλιακός δέκτης βρίσκεται τοποθετημένος στην κορυφή του πύργου και «τραβάει» την ανακλώμενη ακτινοβολία από τους ηλιοστάτες. Πρόκειται για τον εναλλάκτη θερμότητας, όπου η ηλιακή ακτινοβολία συλλέγεται και μετατρέπεται σε θερμική ενέργεια. Η θερμική ενέργεια κατευθύνεται προς το ρευστό μεταφοράς θερμότητας, ώστε να ξεκινήσει η διαδικασία του κύκλου Rankine. Ο ηλιακός δέκτης αποτελείται από πολυάριθμα πάνελ, τα οποία αποτελούνται από παράλληλους σωλήνες σε κατακόρυφη μορφή. Οι σωλήνες επικαλύπτονται με μαύρη βαφή, ώστε να παγιδεύονται τα φωτόνια που προσπαθούν να ξεφύγουν, και έτσι έχουμε και μείωση των απωλειών. Το μέγεθος του δέκτη εξαρτάται τόσο από τον ίδιο τον σταθμό, όσο και από την ζήτηση που έχει αυτός. Όταν γίνεται η χρήση δέκτη με μικρή επιφάνεια, υπάρχει καλύτερη θερμική ροή, από την άλλη το κακό θα υπάρξουν απώλειες διαρροής, λόγω του ότι οι ανακλώμενες ακτίνες θα αστοχήσουν. Καλή θα ήταν μία μεγαλύτερη ροή θερμότητας, εάν όμως αυξηθεί η συνολική απόδοση του δέκτη, όμως επειδή τα υλικά κατασκευής του δέκτη σε πολύ υψηλές θερμοκρασίες έχουν μειωμένη αντοχή, αναγκαστικά πρέπει να οριοθετήσουμε κάποιες καταστάσεις. Συνεπώς, οι θερμοκρασίες που μπορεί να λειτουργήσει ένας ηλιακός δέκτης κυμαίνονται μεταξύ 510 και 1100 °C, και με θερμική ροή 200 και 1100 kW/m².

Ανάλογα με την κατασκευή, υπάρχουν δύο κατηγορίες ηλιακών δεκτών. Οι δύο βασικές κατηγορίες δεκτών, είναι οι :

- ογκομετρικοί δέκτες και οι
- σωληνοειδείς δέκτες (εξωτερικοί δέκτες και δέκτες κοιλότητας) [71],[89]

3.2.2.1 Ογκομετρικός δέκτης

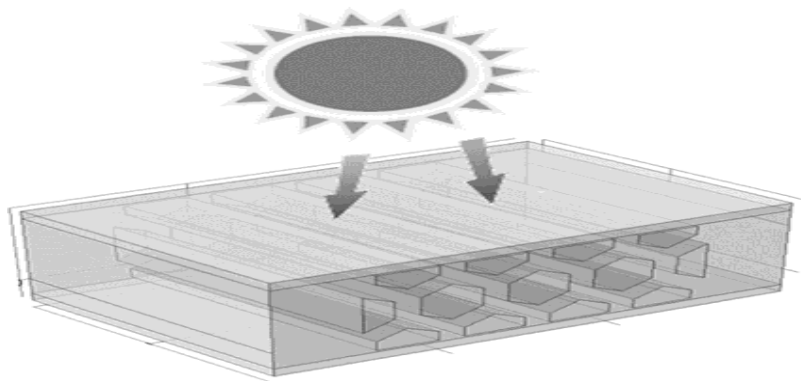
Οι ογκομετρικοί δέκτες φαίνεται να είναι η καλύτερη εναλλακτική λύση για τους δέκτες σωλήνων, κυρίως λόγω της λειτουργικότητας και της γεωμετρικής τους διαμόρφωσης. Αποτελούνται από ένα πορώδες υλικό που απορροφά συγκεντρωμένη ακτινοβολία μέσα στον όγκο μιας δομής και μεταφέρει την απορροφούμενη θερμότητα σε ένα ρευστό που διέρχεται από τη δομή. Το εργαζόμενο μέσο, το οποίο είναι τις περισσότερες φορές ο αέρας, περνά διαμέσου της πορώδους δομής και θερμαίνεται μέσω συναγωγής.

Το κύριο χαρακτηριστικό ενός ποιοτικού δέκτη είναι η δημιουργία του ογκομετρικού φαινομένου. Θα πρέπει η πλευρά του δέκτη που δέχεται την ακτινοβολία να έχει χαμηλότερη θερμοκρασία από το εργαζόμενο μέσο. Ο ογκομετρικός δέκτης βρίσκεται εκτεθειμένος στο περιβάλλον, ωστόσο σε περιπτώσεις που απαιτείται υψηλή θερμοκρασία λειτουργεί κλεισμένος από ένα διάφανο παράθυρο, προκειμένου να προστατευτεί.

Τα πλεονεκτήματα ενός ογκομετρικού δέκτη είναι:

- 1) Απλούστερο σύστημα
- 2) Άμεση απόκριση του συστήματος σε μεταβολές της ροής θερμότητας
- 3) Δεν έχει περιβαλλοντικές επιπτώσεις
- 4) Ο αέρας είναι δωρεάν και πάντα διαθέσιμος
- 5) Δεν υπάρχει κίνδυνος στερεοποίησης του ρευστού μεταφοράς θερμότητας
- 6) Οι πολύ υψηλές θερμοκρασίες δίνουν την δυνατότητα χρήσης της θερμότητας σε πιο αποδοτικούς θερμοδυναμικούς κύκλους
- 7) Το εργαζόμενο μέσο δεν παρουσιάζει αλλαγή φάσης

Βέβαια, οφείλει να λεχθεί πως χρειάζεται να υπάρξει περαιτέρω βελτίωση της θερμικής τους απόδοσης και μείωση των απωλειών ακτινοβολίας, αλλά επιπλέον θα πρέπει και να τεθεί υπό διερεύνηση και η αντοχή τους στο χρόνο. Αυτή η τεχνολογία ογκομετρικού δέκτη βρίσκεται υπό ανάπτυξη από τις αρχές της δεκαετίας του 1990 σε διάφορα έργα έρευνας και ανάπτυξης, και πολλές δοκιμές ογκομετρικού δέκτη είχαν θετικά αποτελέσματα. [95]



Σχήμα 3.1 : Απεικόνιση ογκομετρικού δέκτη [98]

3.2.2.2 Σωληνοειδής δέκτης

Είναι το είδος ηλιακού δέκτη που συναντάται στις περισσότερες εγκαταστάσεις ηλιακού πύργου ισχύος. Η θερμική ενέργεια της συλλεγόμενης ακτινοβολίας μεταφέρεται στο ρευστό μεταφοράς μέσω ενός μεταλλικού τοίχου.

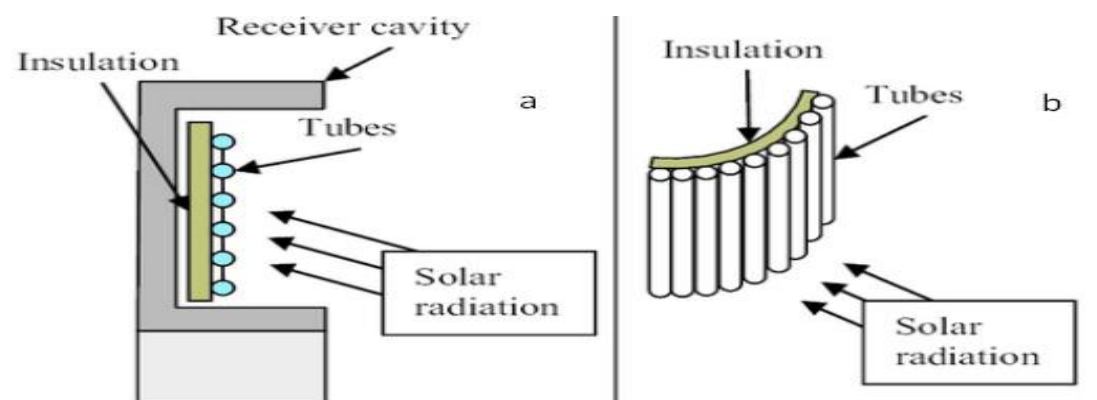
Με κριτήριο την γεωμετρική τους διάταξη, οι σωληνοειδείς δέκτες διαχωρίζονται σε δύο επιπέον κατηγορίες :

- τους εξωτερικούς δέκτες (external receivers) και
- τους δέκτες κοιλότητας (cavity receivers).

Ο εξωτερικός δέκτης αποτελείται από κυλινδρικά ή επίπεδα σωληνοειδή πάνελ. Τα κυλινδρικά πάνελ χρησιμοποιούνται σε εγκαταστάσεις, όπου το ηλιοστατικό πεδίο βρίσκεται γύρω γύρω από τον ηλιακό πύργο. Τα πάνελ είναι οι απορροφητικές επιφάνειες που αποτελούνται από λεπτές σωληνώσεις που διαρρέονται από το ρευστό μεταφοράς θερμότητας.

Στον δέκτη κοιλότητας η ανακλώμενη ακτινοβολία περνάει μέσω ενός ανοίγματος σε μία κυβική κατασκευή και συγκρούεται στα απορροφητικά τοιχώματα του δέκτη. Λόγω του σχήματος του, ο δέκτης κοιλότητας μπορεί να δέχεται ακτινοβολία μονάχα από έναν προσανατολισμό. Δυστυχώς, παρόλο που έχει ερευνηθεί η περίπτωση να υπάρξουν παραπάνω ανοίγματα, δεν βγήκε κάποιο αποτέλεσμα από αυτό. Στο εσωτερικό του δέκτη βρίσκεται η απορροφητική επιφάνεια, η οποία ουσιαστικά είναι ένα πάνελ σωληνώσεων σε κοίλη διάταξη. Ο σκοπός του συγκεκριμένου δέκτη είναι να παγιδεύει την ενέργεια που δέχεται από τους ηλιοστάτες μέσα στην κοιλότητα. Για το λόγο αυτό, το μέγεθος του ανοίγματος είναι τεράστιας σημασίας. Οι διαστάσεις του ανοίγματος διαλέγονται με τέτοιον τρόπο, έτσι ώστε να μην υπάρχουν απώλειες θερμότητας από την κοιλότητα αλλά και να αποφεύγονται / περιορίζονται οι απώλειες από την απόκλιση του ηλιακού αποτυπώματος στον δέκτη.

Συγκρίνοντας τις δύο παραπάνω κατηγορίες σωληνοειδών δεκτών, ο εξωτερικός δέκτης λόγω της άμεσης έκθεσης του στο περιβάλλον έχει και περισσότερες θερμικές απώλειες, ενώ αντίστοιχα ο δέκτης κοιλότητας έχει περισσότερες απώλειες διαρροής λόγω του μικρού μεγέθους του ανοίγματος, όμως προστατεύεται πολύ περισσότερο από το περιβάλλον και έχει μεγαλύτερη διάρκεια ζωής. [73],[93]



Σχήμα 3.2 : Απεικόνιση σωληνοειδούς δέκτη a) δέκτης κοιλότητας b) εξωτερικός δέκτης [99]

3.2.3 Συστήματα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας

Στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών συστημάτων μετατρέπουν απ'ευθείας την ηλιακή σε ηλεκτρική ενέργεια, ενώ αντίστοιχα στην περίπτωση των ηλιοθερμικών συστημάτων, πρώτα συμβαίνει το στάδιο της μετατροπής της ηλιακής σε θερμική ενέργεια και στην συνέχεια αυτή μετατρέπεται σε ηλεκτρική. Ουσιαστικά, για να υπάρχει μετατροπή της ηλιακής σε θερμική ενέργεια, πρέπει να έχουμε αποθήκευση ενέργειας. Στην ηλιοθερμική τεχνολογία, είναι υπερβολικά μεγάλο προσόν να μπορεί να αποθηκεύεται θερμική ενέργεια. Αυτό συμβαίνει, διότι η αποθήκευση θερμικής ενέργειας είναι απλή ως τεχνολογία και συγκριτικά με την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας είναι πιο αποδοτική αλλά και φθηνότερη. Όσοι σταθμοί μπορούν να διαθέσουν συστήματα αποθήκευσης ενέργειας θα μπορέσουν να διασφαλίσουν ολόσωστη λειτουργία και αυξημένη ποιότητα παρεχόμενης ισχύος, σε συνθήκες συννεφιασμένου καιρού, αλλά ακόμη και κατά τη διάρκεια της νύχτας. Επίσης, ένα εξίσου μεγάλο πλεονέκτημα είναι η δυνατότητα χρονικής μετατόπισης της παρεχόμενης ηλεκτρικής ισχύος τους από τη φυσική αιχμή της ηλιοφάνειας στην αιχμή της ζήτησης, πράγμα που σημαίνει ότι εάν υπάρχει μία καλή περίοδος στην αγορά, αυτό θα μπορέσει να αποφέρει κέρδη στον σταθμό που θα έχει στην διάθεσή του συστήματα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας. Ακόμα, στα υπέρ αυτού είναι ότι προσφέρει την ευελιξία σε αυτόν που διαχειρίζεται ένα τέτοιου είδους σύστημα να ρυθμίζει τη διείσδυση των υπόλοιπων ΑΠΕ, με αποτέλεσμα να περιορίζει την ισχύ εξόδου των ηλιοθερμικών σταθμών και επιπλέον εξίσου σημαντική είναι και η δυνατότητα της διανομής της ισχύος ανάλογα με τη ζήτηση, έτσι ώστε να ικανοποιούνται, αναμενόμενες και μη, καταναλώσεις φορτίου. Με τα παραπάνω πλεονεκτήματα που αναφέραμε, σχετικά με την αποθήκευση της θερμικής ενέργειας, πετυχαίνουμε έναν πολύ υψηλό συντελεστή χρησιμοποίησης και έναν μειωμένο χρόνο απόσβεσης μίας επένδυσης πάνω σε αυτήν.

Κατά την διάρκεια της ημέρας, η θερμότητα από τον ήλιο που συλλέγεται, αποθηκεύεται σε ορισμένα μέσα αποθήκευσης, όπως για παράδειγμα τηγμένα άλατα, με αποτέλεσμα να μεγαλώνει σε υπέρογκο βαθμό το ηλιακό πεδίο, και έτσι ο σταθμός να μπορεί να βρίσκεται σε πλήρη λειτουργία και ταυτόχρονα να έχει την δυνατότητα να αποθηκεύει μεγάλα ποσά ηλιακής ενέργειας.

Κατά την διάρκεια της νύχτας ή όταν έχουμε συννεφιά, η θερμότητα αποδίδεται από το μέσο που είναι αποθηκευμένη, μέσω εναλλάκτη θερμότητας στο μέσο μεταφοράς θερμότητας του σταθμού με σκοπό να διατηρηθεί η ομαλή λειτουργία του στροβίλου.

Τώρα, για την σωστή διάταξη του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας σε έναν ηλιοθερμικό σταθμό, θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη κάποιοι παράγοντες, όπως είναι : α) η θερμοκρασία και η πίεση λειτουργίας, β) το μέγεθος του σταθμού, γ) ο όγκος του τροφοδοτούμενου φορτίου και δ) το μέσο μεταφοράς θερμότητας. Με τα παραπάνω μπορούν να καλυφθούν οι οποιεσδήποτε απαιτήσεις κάθε σταθμού.

Υπάρχουν δύο κατηγορίες, όσον αφορά τις τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας, είναι οι άμεσες και οι έμμεσες.

- Έμμεση αποθήκευση ενέργειας : Έμμεση αποθήκευση είναι ουσιαστικά να μην θερμαίνεται κατευθείαν στους συλλέκτες το μέσο αποθήκευσης. Στα συστήματα αυτά, από τους συλλέκτες θερμαίνεται άμεσα το ρευστό μεταφοράς της θερμότητας, το οποίο είναι συνήθως το συνθετικό έλαιο, και αυτό με την σειρά του διαπερνά μέσω των εναλλακτών θερμότητας, με στόχο να θερμάνει έμμεσα το μέσο αποθήκευσης. Τα μέσα αποθήκευσης που χρησιμοποιούνται είναι α) υλικά τα οποία έχουν υψηλή θερμική χωρητικότητα όπως π.χ. το σκυρόδεμα, β) μερικό κομμάτι από υλικά αλλαγής φάσης και γ) τα τηγμένα άλατα. Η έμμεση αποθήκευση μπορεί να γίνει για δύο λόγους, όταν το μέσο μεταφοράς της θερμότητας είναι οικονομικά ασύμφορο ή όταν είναι δύσκολη η αποθήκευση του μέσου αυτού. Το πλεονέκτημα της έμμεσης μεθόδου είναι το μέσο αποθήκευσης είναι σχετικά φθηνό, ενώ μειονέκτημα είναι ότι ο εναλλάκτης θερμότητας είναι ακριβός αλλά και οι απώλειες θερμότητας είναι υψηλές.
- Άμεση αποθήκευση ενέργειας : Στην άμεση αποθήκευση το μέσο μεταφοράς της θερμότητας αποθηκεύεται κατευθείαν σε τεράστιας θερμοκρασίας μονωμένες δεξαμενές, και ταυτόχρονα αποτελεί το μέσο αποθήκευσης. Προκειμένου να μπορέσει να υλοποιηθεί το συγκεκριμένο σύστημα αποθήκευσης, θα πρέπει το μέσο μεταφοράς της θερμότητας να είναι φθηνό και να έχει μεγάλη θερμική χωρητικότητα, έτσι ώστε να περιοριστεί η αξία της δεξαμενής. Πλεονέκτημα αυτής της μεθόδου είναι η σταθερή θερμοκρασία που μπορεί να διατηρεί το θερμό μέσο, τόσο στη μεταφορά του, όσο και στην αποθήκευση της θερμότητας.

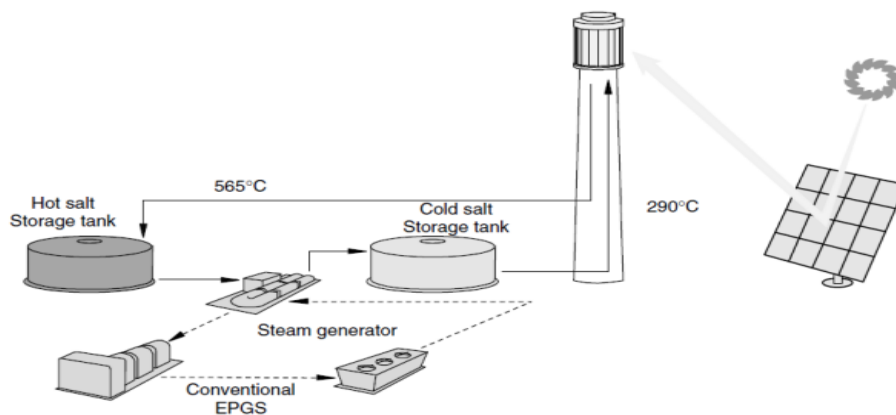
3.2.3.1 Αποθήκευση με τηγμένα άλατα

Μέχρι και τα τελευταία χρόνια, το υγροποιημένο άλας έχει χαρακτηριστεί ως το καλύτερο μέσο αποθήκευσης θερμικής ενέργειας, είναι ιδιαίτερα αποδοτικό αλλά και οικονομικό μέσο αποθήκευσης, ενώ ταυτόχρονα δεν είναι εύφλεκτο ούτε τοξικό. Το τηγμένο άλας χρησιμοποιείται κυρίως στα συστήματα έμμεσης αποθήκευσης, αλλά μπορεί να χρησιμοποιηθεί και στα συστήματα άμεσης αποθήκευσης σε ηλιοθερμικούς σταθμούς που έχουν την τεχνολογία του ηλιακού πύργου, επειδή είναι υγρό στην ατμοσφαιρική πίεση. Βασικό πλεονέκτημά τους είναι ότι στις υψηλές θερμοκρασίες παρουσιάζουν ιδιότητες, ακριβώς ίδιες με του νερού. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως ρευστό μεταφοράς της θερμότητας σε χημικές και μεταλλουργικές βιομηχανίες. [31] Βασικό, όμως, μειονέκτημα αποτελεί το υψηλό σημείο τήξης των αλάτων, το οποίο ενέχει τον κίνδυνο στερεοποίησης, ενώ καθιστά απαραίτητη την ύπαρξη συστήματος θέρμανσης του ρευστού. Επιπλέον, υπάρχει ανάγκη να εξασφαλιστούν οι απαραίτητες ποσότητες, αφού η παγκόσμια παραγωγή του νιτρικού άλατος είναι περιορισμένη και συγκεντρώνεται κατά κύριο λόγο στη Χιλή και το Περού. Συνεπώς, για να επιτευχθεί ο στόχος αύξησης των συγκεντρωτικών ηλιοθερμικών μονάδων, θα πρέπει να αυξηθεί και η πρώτη ύλη άλατος. Τα υλικά που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή του τηγμένου άλατος, είναι 60 % από νιτρικό νάτριο και 40 % από νιτρικό κάλιο. Το μείγμα αυτό ρευστοποιείται στους 220 °C, ενώ η μέγιστη ασφαλής θερμοκρασία, στην οποία μπορεί να ζεσταθεί είναι μέχρι και τους 565 °C. Όταν ένας σταθμός ηλεκτροπαραγωγής, φτάσει η ώρα του να τεθεί εκτός λειτουργίας, τα άλατα μπορούν να κρυσταλλωθούν και να απομακρυνθούν,

ώσπου θα φτάσουν να έχουν στερεά μορφή, προκειμένου να επαναχρησιμοποιηθούν σε άλλες διαδικασίες, όπως για παράδειγμα γίνεται στην διαδικασία της γεωργίας. [28],[78] Κάποια από τα βασικά αυτά άλατα, είναι τα εξής :

- NaNO_3 (7 wt%) – KNO_3 (53 wt%) – NaNO_2 (40 wt%), με την ονομασία «Hitec»
- NaNO_3 (7 wt%) – KNO_3 (45 wt%) – $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ (48 wt%) με ονομασία «Hitec XL»
- NaNO_3 (60 wt%) – KNO_3 (40 wt%), το οποίο ονομάζεται «Ηλιακό άλας»

Ένας ηλιοθερμικός σταθμός με έμμεση αποθήκευση, που κάνει χρήση του τηγμένου άλατος, είναι ο Andasol. Σε κάθε σταθμό 29.000 τόνοι τηγμένου άλατος θα χρησιμοποιηθούν, οι οποίοι είναι αποθηκευμένοι υπό ατμοσφαιρική πίεση σε ένα σύστημα που έχει δύο δεξαμενές, όπου η μία είναι ψυχρή και η άλλη θερμή. Οι διαστάσεις των δεξαμενών που έχουν σχήμα κυλίνδρου είναι 15 m σε ύψος και 35 m σε διάμετρο.



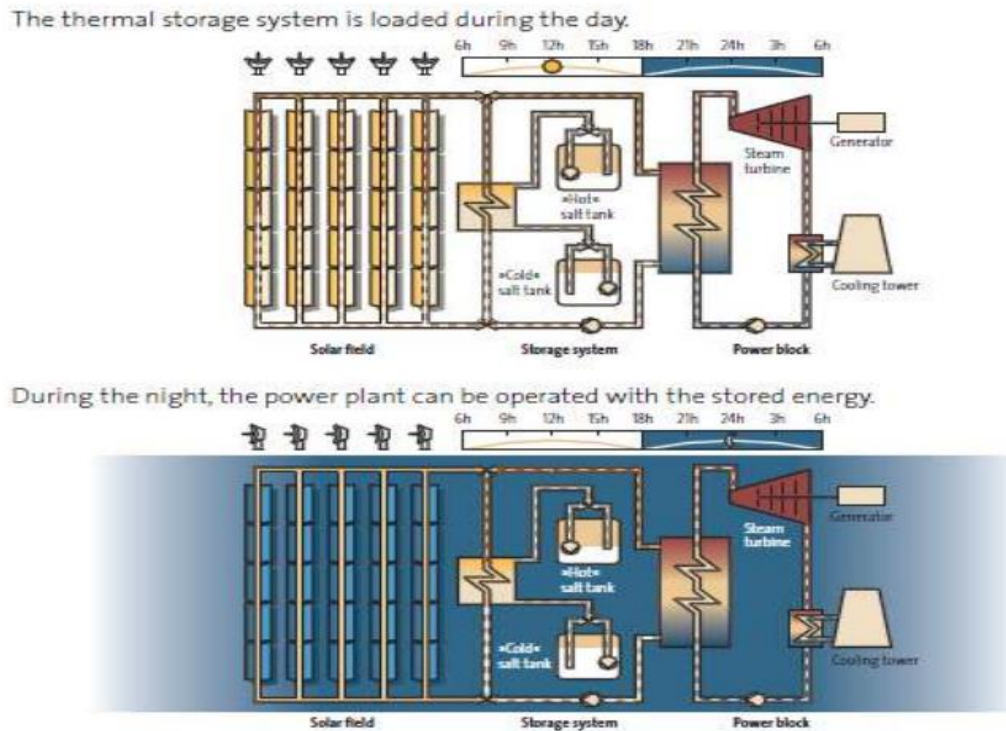
Σχήμα 3.3 : Εγκατάσταση Πύργου Ηλιακής Ισχύος με χρήση τηγμένων αλάτων [71]

Η διαδικασία που γίνεται με την χρήση του τηγμένου άλατος : Κατά τη διάρκεια της ημέρας, το τηγμένο άλας από την ψυχρή δεξαμενή, όπου διατηρείται στη θερμοκρασία των 290 °C, θερμαίνεται περνώντας από εναλλάκτη θερμότητας με το συνθετικό έλαιο, και αποθηκεύεται στη θερμή δεξαμενή στους 384 °C, προκειμένου να μπορεί να χρησιμοποιηθεί μετέπειτα σε εφαρμογές. Οι δεξαμενές έχουν μονωθεί σε εξαιρετικό βαθμό και σε αυτές το τηγμένο άλας μπορεί να κρατήσει σταθερή τη θερμοκρασία του ακόμη και για πολλές εβδομάδες [86]. Όταν πρέπει να γίνει η αντίστροφη διαδικασία, το θερμό τηγμένο άλας αποδίδει θερμότητα στο συνθετικό έλαιο μέσα από τον εναλλάκτη και στη συνέχεια περνάει στην ψυχρή δεξαμενή. Μια γεμάτη δεξαμενή αποθήκευσης μπορεί να εξασφαλίσει την ονομαστική λειτουργία του στροβίλου του σταθμού κοντά στις 7,5 ώρες. Προκειμένου να γεμίζει η δεξαμενή αποθήκευσης και παράλληλα να λειτουργεί και ο στροβίλος το ηλιακό πεδίο έχει διαστασιοποιηθεί σημαντικά μεγαλύτερο από αυτό ενός σταθμού που δεν διαθέτει σύστημα αποθήκευσης. Πλεονέκτημα της μεθόδου είναι ότι το συνθετικό έλαιο που παραμένει το ρευστό μεταφοράς της θερμότητας είναι μια δοκιμασμένη και ελεγμένη τεχνολογία, εν ολίγοις υπάρχει μία σχετική εμπειρία πάνω σε αυτό, ενώ μειονέκτημα είναι το γεγονός ότι οι απαιτούμενοι εναλλάκτες θερμότητας είναι ακριβοί και αυξάνουν το κόστος επένδυσης [14],[28],[30],[80].

Στις επόμενες εικόνες παρουσιάζονται το σύστημα αποθήκευσης θερμότητας των δύο δεξαμενών του Andasol, καθώς και η λειτουργία του σταθμού Andasol κατά τη διάρκεια της ημέρας και της νύχτας. (Εικόνα 3.5 , Σχήμα 3.4).



Εικόνα 3.5 : Το σύστημα αποθήκευσης θερμότητας των δύο δεξαμενών του Andasol [120]



Σχήμα 3.4 : Η λειτουργία του σταθμού Andasol κατά τη διάρκεια της ημέρας και της νύχτας [28]

Ένα ακόμα εξίσου σπουδαίο παράδειγμα τηγμένου άλατος, αλλά με σύστημα άμεσης αποθήκευσης σε ηλιακό πύργο, είναι ο Gemasolar με μέγεθος 19,9 MW. Ο σταθμός αυτός χρησιμοποιεί ένα πρωτόγνωρο σύστημα αποθήκευσης θερμότητας σε υψηλής θερμοκρασίας τηγμένο άλας που φτάνει σε θερμοκρασίες πάνω από 500 °C. Σημαντικό είναι το γεγονός ότι στην περίπτωση αυτή, το τηγμένο άλας χρησιμοποιείται τόσο ως μέσο αποθήκευσης, αλλά και ως ρευστό μεταφοράς θερμότητας. Χρησιμοποιούνται σχεδόν 6250 τόνοι τηγμένου άλατος, που μπορούν να αποθηκευτούν στις δεξαμενές αποθήκευσης, εξασφαλίζοντας στο σταθμό μία αυτονομία της τάξεως των 15 περίπου ωρών. [30],[92],[93]



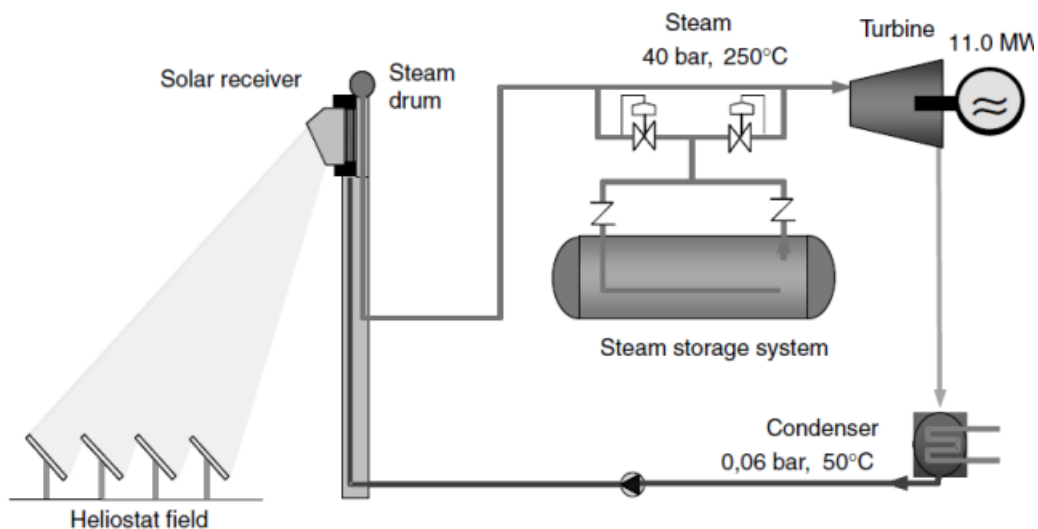
Εικόνα 3.6 : Δεξαμενή αποθήκευσης τηγμένων αλάτων του ηλιοθερμικού σταθμού Gemasolar [82]

3.2.3.2 Άμεση αποθήκευση ατμού

Πρόκειται για το πιο διαδεδομένο εργαζόμενο μέσο σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, το οποίο έχει μελετηθεί σε μεγάλο βαθμό. Όσον αφορά την ηλιοθερμική παραγωγή ενέργειας, τη δεκαετία του 1980 ξεκίνησε να χρησιμοποιείται ως φέρον ρευστό, και να επιτρέπει την άμεση ατμοπαραγωγή. Κάποιοι από τους μεγαλύτερους, εν ενεργεία ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής είναι άμεσης ατμοπαραγωγής και χρησιμοποιούν το νερό ως φέρον ρευστό και εργαζόμενο μέσο. Ένας από τους σταθμούς αυτούς, είναι ο ηλιακός πύργος PS10 στην Ισπανία. Στον PS10 αποθηκεύεται θερμότητα σε δεξαμενές ως συμπιεσμένος ατμός στα 50 bar και σε θερμοκρασία 285 °C. Ο ατμός συμπυκνώνεται κατά την αποθήκευση και κατά τη χρήση επιστρέφει στην αέρια κατάσταση ελαττώνοντας την πίεση. Η χωρητικότητα του συστήματος αποθήκευσης δεν είναι ιδιαίτερα μεγάλη, οι δεξαμενές συμπίεσης για μεγάλο όγκο ατμού, έχουν πολύ μεγάλο κόστος. Αυτή η μέθοδος είναι μια συμβατική τεχνολογία, η οποία ορίζεται ως αποθήκευση Ruth. Ιδανικά, αυτού του είδους η τεχνολογία χρησιμοποιείται, με σκοπό την αποθήκευση ανάγκης για την αιχμή του φορτίου. [14],[30]



Εικόνα 3.7 : Δεξαμενές αποθήκευσης ατμού του ηλιακού πύργου PS10 στην Ισπανία [79]



Σχήμα 3.5 : Σύστημα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας Πύργου Ηλιακής Ισχύος με Άμεση Ατμοπαραγωγή [71]

3.2.3.3 Έμμεση αποθήκευση με σκυρόδεμα

Η χρησιμοποίηση του σκυροδέματος ως μέσου αποθήκευσης βρίσκεται χρησιμοποιείται σε αρκετές εφαρμογές και εκτός αυτού, το θετικό με αυτήν είναι ότι έχει και θετικά έως τώρα αποτελέσματα. Η αποθήκευση μπορεί να γίνει σε θερμοκρασίες μεταξύ 400 και 500 °C. Είναι μια δομοστοιχειωτή σχεδίαση μεταβλητού μεγέθους όπου η θερμότητα αποθηκεύεται σε ένα δίκτυο στερεών πλακών. Προς το παρόν το κόστος επένδυσης για να γίνει αποθήκευση με σκυρόδεμα είναι στα 30 €/kWh, αλλά αν καταφέρει και μειωθεί κάτω από τα 20 €/kWh, θα επιτευχθεί κάτι πολύ σημαντικό. Η πρώτη γενιά στοιχείων αποθήκευσης περιλαμβάνει στοιχεία με χωρητικότητα 300 και 400 kWh. Τα τελευταία χρόνια, γίνεται τεράστια προσπάθεια, προκειμένου να φτάσει η τεχνολογία αυτή να αξιοποιηθεί και στον εμπορικό τομέα. [14]



Εικόνα 3.8 : Έμμεση αποθήκευση με σκυρόδεμα [73]

3.2.3.4 Έμμεση αποθήκευση σε υλικά αλλαγής φάσης (Phase Change Materials)

Τα υλικά αλλαγής φάσης σε έναν ηλιοθερμικό σταθμό, έχουν την προοπτική να παρέχουν πιο αποδοτική αποθήκευση. Αυτά κατατάσσονται σε οργανικά ή ανόργανα και χαρακτηρίζονται από υψηλή θερμοκρασία τήξης. Έχουν την δυνατότητα να πάρουν στερεά ή υγρή μορφή σε συγκεκριμένη θερμοκρασία, και έχουν την ικανότητα να αποθηκεύουν και να αξιοποιούν μεγάλα ποσά ενέργειας. Η βασική αρχή που έχουν ως προς την χρήση τους τα υλικά αυτά, είναι ότι στην αποθήκευση θερμότητας απορροφάται θερμότητα κατά την μετατροπή από την στερεά, στην υγρή κατάσταση και εκλύεται κατά την αντίστροφη πορεία. Η μεγαλύτερη ενθαλπία στα ανόργανα υλικά αλλαγής φάσης καθιστά τα ένυδρα άλατα το πιο ιδανικό μέσο για την αποθήκευση της θερμικής ενέργειας. Στα συστήματα αυτά, το θερμό ρευστό μεταφοράς της θερμότητας ρέει μέσω ενός είδους διανομέα που είναι εγκατεστημένος στα υλικά αλλαγής φάσης, μεταφέροντας τη θερμότητά του στο υλικό αποθήκευσης. Το κύριο πλεονέκτημα αυτής της τεχνολογίας είναι η ογκομετρική πυκνότητα αποθήκευσης και το χαμηλό κόστος που έχουν ως μέσα αποθήκευσης. Ωστόσο υπάρχουν και κάποια μειονεκτήματα στην εξέλιξη αυτής της μεθόδου, όπως για παράδειγμα είναι η χαμηλή θερμική αγωγιμότητα αυτών των υλικών, και αυτή θα πρέπει να πάψει να υπάρχει στα υλικά αυτά, προκειμένου να αποτελέσει μια εμπορικά βιώσιμη λύση. Η μέθοδος αυτή έχει δοκιμαστεί μέχρι στιγμής σε διάφορα πρωτότυπα συστήματα, αλλά όχι ακόμα σε εμπορικές εφαρμογές, παρόλο που είναι επιθυμητό. [14],[31],[75]

3.2.4 Συστήματα εφεδρικής καύσης

Όσον αφορά τα συστήματα εφεδρικής καύσης, μοιάζουν σε πολύ μεγάλο βαθμό με αυτά των συστημάτων αποθήκευσης θερμικής ενέργειας, δηλαδή μπορεί να υπάρξει η σωστή λειτουργία του σταθμού, ακόμα και όταν έχουμε μερική έως και μηδαμινή ηλιοφάνεια. Η διαφορά του, όμως, με τα συστήματα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας είναι ότι τα συστήματα εφεδρικής καύσης είναι η άμεση λύση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αφού δεν απαιτούν φόρτιση συγκριτικά με τα συστήματα αποθήκευσης. Η χρήση του είναι προαιρετική και για τη θέρμανση

του ρευστού χρησιμοποιούνται ορυκτά καύσιμα. Οι διατάξεις που διαχωρίζονται αυτά τα συστήματα είναι δύο : 1) σε σειρά και 2) παράλληλα με το θερμοδυναμικό κύκλωμα.

Στην παράλληλη διάταξη, η οποία χρησιμοποιείται συχνότερα, το σύστημα εφεδρικής καύσης τοποθετείται στο θερμοδυναμικό κύκλωμα παράλληλα με τον ηλιακό δέκτη, θερμαίνοντας το ρευστό μεταφοράς θερμότητας όταν η θερμοκρασία στις σωληνώσεις είναι χαμηλή εξαιτίας της χαμηλής ηλιακής ακτινοβολίας. Η διάταξη αυτή εφαρμόζεται σε συστήματα τόσο άμεσης όσο και έμμεσης ατμοπαραγωγής. Στα συστήματα άμεσης ατμοπαραγωγής ο εφεδρικός καυστήρας θερμαίνει το εργαζόμενο μέσο που προορίζεται για ατμοποίηση, ενώ στα συστήματα έμμεσης ατμοπαραγωγής ο εφεδρικός καυστήρας θερμαίνει το ρευστό μεταφοράς θερμότητας που κατευθύνεται προς τον εναλλάκτη θερμότητας.

Στην διάταξη σε σειρά, εφαρμόζεται μόνο σε συστήματα έμμεσης ατμοπαραγωγής, όχι στις άμεσης. Ο εφεδρικός καυστήρας τοποθετείται στο θερμοδυναμικό κύκλωμα σε σειρά με τον εναλλάκτη θερμότητας. Όταν το ρευστό μεταφοράς θερμότητας έχει θερμοκρασία που δεν είναι ιδιαίτερα ικανοποιητική για την παραγωγή ατμού μέσω του εναλλάκτη λόγω χαμηλής ηλιακής ακτινοβολίας, ο εφεδρικός καυστήρας θερμαίνει το εργαζόμενο μέσο και παράγεται ατμός.

Τώρα, η επιλογή του κατάλληλου συστήματος εφεδρικής καύσης εξαρτάται από το πώς έχει χτιστεί ο σταθμός. Η επιλογή του καυσίμου εξαρτάται από πολλές παραμέτρους, για παράδειγμα αν γίνει χρήση υγρού καυσίμου, απαιτούνται συστήματα άντλησης, δεξαμενές αποθήκευσης κ.λ.π. Για τα αέρια καύσιμα χρειάζεται να υπάρχουν σωληνώσεις και συστήματα συμπίεσης. [71],[89]

3.3 Απόδοση και απώλειες πύργου ηλιακής ισχύος

3.3.1 Αξιολόγηση απόδοσης εγκατάστασης ηλιακού πύργου

Η συγκεκριμένη αξιολόγηση υπολογίζεται σύμφωνα με τις ενεργειακές απώλειες και το βαθμό απόδοσης που έχει το κάθε υποσύστημα. Ουσιαστικά, προσδιορίζει το ποσοστό της προσπίπτουσας ηλιακής ενέργειας που τελικώς μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια και ύστερα με την σειρά της η ηλεκτρική ενέργεια προσδίδεται στο δίκτυο των καταναλωτών. Οι κύριες απώλειες σε ένα σύστημα πύργου ηλιακής ισχύος είναι δύο ειδών απωλειών : 1) οι απώλειες του ηλιοστατικού πεδίου και 2) οι απώλειες του ηλιακού δέκτη. Απώλειες υπάρχουν και στα υπόλοιπα υποσυστήματα, στις σωληνώσεις, στους εναλλάκτες, στον στρόβιλο και στη γεννήτρια. Παρακάτω ακολουθούν τα χαρακτηριστικά απόδοσης συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων, τα οποία είναι καταγεγραμμένα σε πίνακα και είναι τα εξής :

Είδος απωλειών	Τύπος σταθμού	Παραβολικά κάτοπτρα	Πύργος
Διαθεσιμότητα ηλιακού πεδίου		0,990	0,990
Μη Διαθεσιμότητα ηλιακού πεδίου λόγω ανέμου ¹		1 [...]	1 [...]
Γωνία πρόσπτωσης (για πεδίο μονού άξονα)		0,873 ²	-
Αποδοτικότητα επιφανειών ανάκλασης		0,694	0,56 ³ [...]
Αποδοτικότητα συλλεκτών		0,794	0,783
Απώλειες μέσου μεταφοράς		0,966	-
Απώλειες αποθήκης		0,993	0,993
Απόρριψη πλεονάσματος ³		0,944 [...]	
Απόδοση στροβίλου ⁴ (Με / Χωρίς αναθέρμανση)		0,375 /0,33 [...]	
Εκκινήσεις – κρατήσεις		0,983	
Ιδιοκατανάλωση ⁴		0,884	
Διαθεσιμότητα		0,940	

Πίνακας 4 : Χαρακτηριστικά απόδοσης συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων [115]

Κάποια από τα μεγέθη, θα βοηθήσουν στο να υπολογίσουμε την θερμική απόδοση ενός συστήματος πύργου ηλιακής ισχύος, είναι τα εξής :

- $I_{b,n}$ = άμεση ηλιακή ακτινοβολία
- A_h = επιφάνεια ηλιοστατικού πεδίου
- n_h = ο αριθμός των ηλιοστατών στο πεδίο
- \dot{Q}_{useful} = ο ρυθμός προσθήκης θερμικής ενέργειας στο ρευστό μεταφοράς θερμότητας
- $n_{collect}$ = η συνολική απόδοση συλλογής ενέργειας

Όλα τα παραπάνω μεγέθη, συνδέονται με τον εξής τύπο :

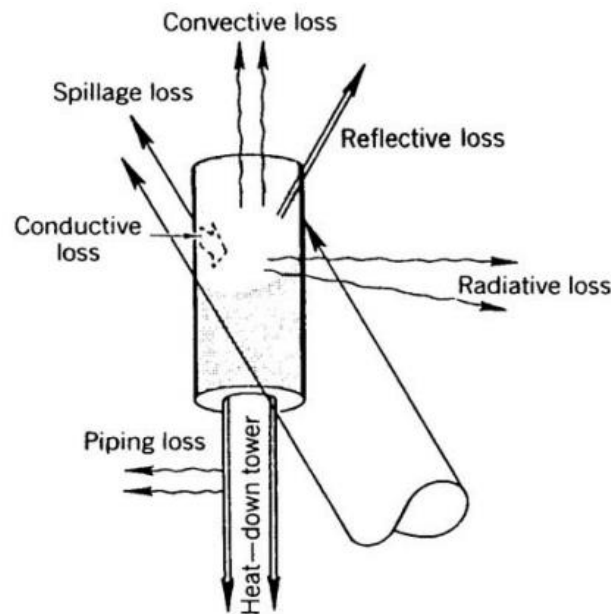
$$n_{collect} = \frac{\dot{Q}_{useful}}{I_{b,n} \cdot A_h \cdot n_h} \quad [71]$$

3.3.2 Απώλειες ηλιακού δέκτη

Η θερμική ενέργεια που λαμβάνει ο ηλιακός δέκτης, λογικό είναι και να έχει θερμικές απώλειες.

Οι απώλειες αυτές, λοιπόν, χωρίζονται σε διάφορες κατηγορίες, όπως :

- Απώλειες Απορρόφησης (Absorption Losses)
- Απώλειες Αγωγής (Conduction Losses)
- Απώλειες Ακτινοβολίας (Radiation Losses)
- Απώλειες Συναγωγής (Convection Losses)



Σχήμα 3.6 : Απώλειες ηλιακού δέκτη [91]

Ο ολικός βαθμός απόδοσης του ηλιακού δέκτη η_{receiver} , μπορεί να βρεθεί με δύο τρόπους :

- Είτε με τον λόγο της θερμικής ισχύος που λαμβάνει το ρευστό μεταφοράς θερμότητας στις σωληνώσεις του δέκτη προς τη συνολική θερμική ισχύ που δέχεται η εξωτερική επιφάνεια του δέκτη
- Είτε με τον τύπο : $\eta_{\text{receiver}} = \eta_{\text{absorp}} * \eta_{\text{conduct}} * \eta_{\text{conv}} * \eta_{\text{radiation}}$ [71],[89]

3.3.2.1 Απώλειες Απορρόφησης (Absorption Losses)

Ένα κομμάτι της ηλιακής ακτινοβολίας που εισέρχεται στο δέκτη, αντί να απορροφάται από την επιφάνεια απορρόφησης θερμότητας, ανακλάται και διαφεύγει, πράγμα που μας δημιουργεί απώλειες. Για να μπορέσει να αποφευχθεί αυτή η κατάσταση, η επιφάνεια απορρόφησης του δέκτη επικαλύπτεται με μαύρη βαφή υψηλής απορροφητικότητας. Οι απώλειες απορρόφησης λοιπόν εξαρτώνται από την επιφάνεια του δέκτη, δηλαδή από το είδος της επικάλυψης. Όσο περνάνε τα χρόνια, παρατηρείται γήρανση της βαφής, η οποία ως επακόλουθο είναι λογικό να έχει ως αποτέλεσμα να αυξάνονται οι απώλειες απορρόφησης, κι έτσι κρίνεται απαραίτητη η συντήρηση της επιφάνειας απορρόφησης του ηλιακού δέκτη. Ο συντελεστής απορρόφησης υπολογίζεται ως ο λόγος της θερμικής ισχύος που απορροφάται από την επιφάνεια του δέκτη προς τη θερμική ισχύ που προσπίπτει στην επιφάνεια από το ηλιοστατικό πεδίο. Οι τιμές, προκειμένου να υπάρχει ένας σωστός συντελεστής απορρόφησης, βρίσκονται κοντά στο 0.98. [71],[89]

3.3.2.2 Απώλειες αγωγής (Conduction Losses)

Ουσιαστικά, οι απώλειες αγωγής αποτελούν την θερμότητα που διαφεύγει μέσω των μονωμένων επιφανειών και της διάταξης που στηρίζει το δέκτη πάνω στον πύργο. Εξαρτώνται από τη μόνωση όλων των επιφανειών και την επαφή που έχει ο δέκτης με τον πύργο. Το φαινόμενο αυτό αντιμετωπίζεται με την καλή μόνωση των επιφανειών και περιορίσουμε τα σημεία, με τα οποία έρχεται σε επαφή ο δέκτης με τον πύργο. Ακόμα, για την στήριξη του δέκτη πρέπει να χρησιμοποιούνται υλικά χαμηλής θερμικής αγωγιμότητας. Έτσι, με τον κατάλληλο σχεδιασμό του δέκτη και με πολύ καλά μονωμένες επιφάνειες, οι απώλειες αγωγής πέφτουν κάτω από 1%, και κάποιες φορές μπορεί να είναι και αμελητέες. Οι απώλειες αγωγής υπολογίζονται ανάλογα με τη διαφορά θερμοκρασίας και τη θερμική αγωγιμότητα που εξαρτάται από τα υλικά και τη γεωμετρία, και ο τύπος που δίνει της απώλειες αγωγής, είναι ο :

$$: \dot{Q}_{\text{conduct}} = \frac{T_{\text{rec}} - T_{\text{environment}}}{R_{\text{th}}}, \text{ όπου :}$$

- T_{rec} = η θερμοκρασία του ηλιακού δέκτη
- $T_{\text{environment}}$ = η θερμοκρασία περιβάλλοντος και
- R_{th} = η θερμική αντίσταση

Σε περίπτωση που υπάρχει μονοδιάστατη απώλεια θερμότητας διαμέσου ενός απλού ομογενούς στρώματος πάχους L , με θερμική αγωγιμότητα k και επιφάνεια απορρόφησης A , η θερμική αντίσταση $R_{\text{th}} = \frac{k \cdot A}{L}$, και έτσι ο τύπος διαμορφώνεται σε : $\dot{Q}_{\text{conduct}} = k \cdot A \cdot \frac{(T_{\text{rec}} - T_{\text{environment}})}{L}$. [71],[89],[100]

3.3.2.3 Απώλειες ακτινοβολίας (Radiation Losses)

Οι απώλειες ακτινοβολίας προκύπτουν από την θερμική ενέργεια που διαφεύγει μέσω εκπομπής υπέρυθρου και ορατού φωτός, εξαιτίας των υψηλών θερμοκρασιών που μπορούν να αναπτυχθούν στον ηλιακό δέκτη. Οι απώλειες ακτινοβολίας εξαρτώνται από τη θερμοκρασία και το μέγεθος του δέκτη, στην οποία έχει την δυνατότητα να λειτουργήσει. Επίσης, οι παράγοντες που επηρεάζουν τις απώλειες ακτινοβολίας μοιάζουν σε μεγάλο βαθμό με αυτούς των απωλειών συναγωγής.

Οι απώλειες ακτινοβολίας υπολογίζονται ως εξής : $\dot{Q}_{\text{radiation}} = \sigma \cdot \varepsilon \cdot A_a \cdot (T_w^4 - T_a^4)$, όπου:

- ε = ο συντελεστής εκπομπής
- $\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^4)$ (σταθερά Stefan Boltzmann)
- A_a = το εμβαδόν του ανοίγματος του δέκτη
- T_w = η μέση θερμοκρασία των τοιχωμάτων του δέκτη και
- T_a = η θερμοκρασία περιβάλλοντος (25°C)

Για την εύρεση και των απωλειών ακτινοβολίας με τον παραπάνω τύπο, οφείλει να υπολογιστεί ο συντελεστής εκπομπής ε , ο οποίος υπολογίζεται ως εξής :

$$\varepsilon = \frac{\varepsilon_w}{\varepsilon_w + (1 - \varepsilon_w) * F_r}, \text{ όπου :}$$

- ε_w = η εκπομπή ακτινοβολίας από τα τοιχώματα του δέκτη και
- F_r = συντελεστής προβολής = $\frac{\text{εμβαδόν ανοίγματος του δέκτη}}{\text{εμβαδόν επιφάνειας του δέκτη}}$ [89],[101]

3.3.2.4 Απώλειες συναγωγής (Convection Losses)

Οι απώλειες συναγωγής αποτελούν και τις πιο σημαντικές απώλειες στον ηλιακό δέκτη, καθώς η θερμική ενέργεια που απάγεται από τον ψυχρότερο αέρα που κυκλοφορεί εφαιτομενικά της επιφάνειας του δέκτη, αποτελεί απώλειες συναγωγής, και προκύπτουν ή από την κίνηση του αέρα ή από την διαφορά θερμοκρασίας που υπάρχει. Συγκριτικά με τις υπόλοιπες κατηγορίες απωλειών, οι απώλειες συναγωγής εξαρτώνται από πολύ περισσότερες παραμέτρους, και αυτές είναι οι εξής :

- 1) Θερμοκρασία που αναπτύσσεται στον ηλιακό δέκτη
- 2) Θερμοκρασία περιβάλλοντος
- 3) Ιδιότητες ανέμων, πράγμα που σημαίνει ότι η αύξηση των ανέμων \rightarrow αύξηση απωλειών συναγωγής
- 4) Είδος ηλιακού δέκτη
- 5) Μέγεθος επιφάνειας ηλιακού δέκτη
- 6) Γωνία κλίσης του ηλιακού δέκτη, ότι εάν αυξηθεί η κλίση του ηλιακού δέκτη \rightarrow αύξηση απωλειών συναγωγής [71],[89]

Οι απώλειες συναγωγής υπολογίζονται ως εξής : $\dot{Q}_{\text{convection}} = h * A * (T_w - T_a)$, όπου :

- A = η επιφάνεια του δέκτη
- T_w = η μέση θερμοκρασία των τοιχωμάτων του δέκτη
- T_a = η θερμοκρασία περιβάλλοντος (25°C) και
- h = ο συνδυασμένος συντελεστής ελεύθερης και εξαναγκασμένης συναγωγής

Σχετικά με τον συνδυασμένο συντελεστή ελεύθερης και εξαναγκασμένης συναγωγής h , υπολογίζεται ως εξής :

$$h = (h_{fc}^a + h_{nc}^a)^{1/a}, \text{ όπου :}$$

- h_{fc} = ο συντελεστής εξαναγκασμένης συναγωγής

- $h_{nc} = 0$ συντελεστής ελεύθερης συναγωγής και
- $a =$ ένας δείκτης ανάλογος του είδους του ηλιακού δέκτη (για δέκτη κοιλότητας προτείνεται $a=1$, ενώ για εξωτερικό κυλινδρικό δέκτη $a=3.2$)
- O συντελεστής εξαναγκασμένης συναγωγής h_{fc} εξαρτάται από διάφορες παραμέτρους, ενώ ο συντελεστής ελεύθερης συναγωγής h_{nc} βρίσκεται από τον τύπο :

$$h_{nc} = 0,81 * (T_w - T_a)^{0,426} [109]$$

- O συντελεστής εξαναγκασμένης συναγωγής h_{fc} για εξωτερικό κυλινδρικό δέκτη, υπολογίζεται ανάλογα με τη διάμετρο του δέκτη, σύμφωνα με μελέτη που είχε κάνει ο Kistler, και χρησιμοποιείται κάθε φορά και διαφορετική διάμετρο, αναλόγως με το πόσο είναι. Έτσι, λοιπόν, χωρίζεται σε τρεις κατηγορίες :

- Για διάμετρο $D \leq 4$ m, ισχύει :

$$h_{fc} = (1/D) * [0,3 + 0,488 * Re^{0,5} * (1 + (Re/282)^{0,625})^{0,8}] * 0,4199, \text{ όπου}$$

$$Re = (1,751 * 10^5) * D$$

- Για διάμετρο $4 \text{ m} \leq D \leq 125 \text{ m}$, ισχύει :

$$h_{fc} = 14$$

- Για διάμετρο $D > 125 \text{ m}$, ισχύει :

$$h_{fc} = 33,75 * D^{-0,19}$$

Ο Kistler επίσης, είχε προβεί και σε μία ακόμη έρευνα για την εύρεση απωλειών συναγωγής για έναν ηλιακό δέκτη κοιλότητας, οι οποίες υπολογίζονται από την σχέση :

$$\dot{Q}_{convection} = Q_{forced} + Q_{nat}, \text{ όπου :}$$

- $Q_{forced} =$ οι απώλειες εξαναγκασμένης συναγωγής ($Q_{forced} = 7631 * \frac{A}{Wap^{0,2}}$), όπου έχουμε :

$A =$ το εμβαδόν του ανοίγματος του δέκτη και

$Wap =$ το πλάτος του ανοίγματος του δέκτη

- $Q_{nat} = 5077 * A_{cav}$, όπου έχουμε :

$A_{cav} =$ το εμβαδόν της συνολικής επιφάνειας στο εσωτερικό της κοιλότητας [91]

3.3.3 Απώλειες ηλιοστατικού πεδίου

Οι απώλειες του ηλιοστατικού πεδίου, είναι οι απώλειες που εμφανίζονται από την εισχώρηση της ηλιακής ενέργειας στο σύστημα του ηλιοθερμικού σταθμού και αυτές κατηγοριοποιούνται ως εξής:

- 1) Απώλειες Ατμοσφαιρικής Διαπερατότητας (Atmospheric Attenuation losses)
- 2) Απώλειες Σκίασης και Παρεμπόδισης (Shadowing and Blocking losses)
- 3) Απώλειες Διαρροής (Spillage losses)
- 4) Απώλειες Ανακλαστικότητας (Reflectivity losses)
- 5) Απώλειες Συνημιτόνου (Cosine Losses)

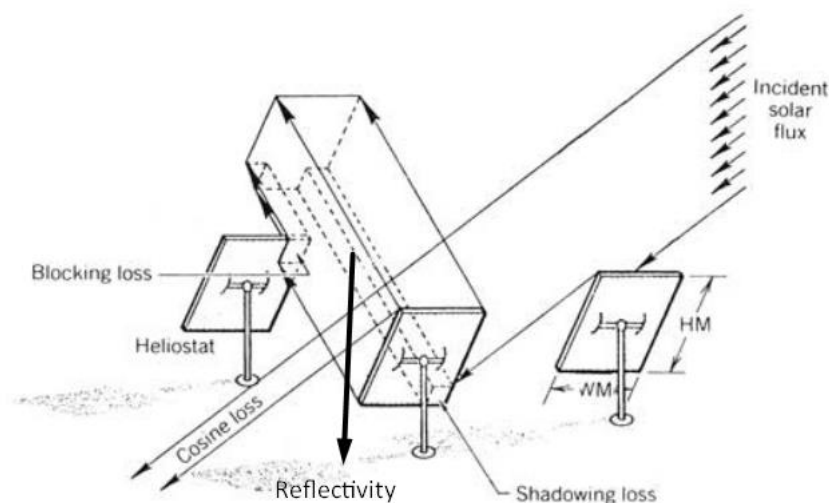
Ουσιαστικά, από τις αποδόσεις των παραπάνω παραμέτρων, προκύπτει και ο ολικός βαθμός απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου, δηλαδή :

$$\eta_{\text{field}} = \eta_{\text{att}} * \eta_{\text{shadow}} * \eta_{\text{blocking}} * \eta_{\text{spill}} * \eta_{\text{refl}} * \eta_{\text{cos}}$$

ή αλλιώς :

$$\eta_{\text{field}} = \frac{\text{η θερμική ισχύς που δέχεται ο ηλιακός δέκτης}}{\text{η ισχύς που προσπίπτει μέσω της άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας στην επιφάνεια του ηλιοστατικού πεδίου}}$$

[71],[89]



Σχήμα 3.7 : Απώλειες ηλιοστατικού πεδίου [71]

3.3.3.1 Απώλειες Ατμοσφαιρικής Διαπερατότητας (Atmospheric Attenuation losses)

Αρκετή από την ακτινοβολία που ανακλάται από τους ηλιοστάτες δεν μπορεί να φτάσει στον ηλιακό δέκτη, καθώς διαθλάται και απορροφάται από την ατμόσφαιρα μετά την ανάκλαση. Οι απώλειες ατμοσφαιρικής διαπερατότητας εξαρτώνται κυρίως από την απόσταση που έχει ο ηλιοστάτης με τον ηλιακό πύργο, και επηρεάζονται και από τα καιρικά φαινόμενα, ιδίως από την υγρασία ή την ομίχλη, με αποτέλεσμα να αυξάνονται.

Σύμφωνα με έρευνα που έχει γίνει πάνω στις απώλειες αυτές, η ατμοσφαιρική διαπερατότητα χωρίζεται σε δύο περιπτώσεις :

- Όταν υπάρχει αίθριος καιρός (ορατότητα μέχρι 23 χιλιομέτρων) :

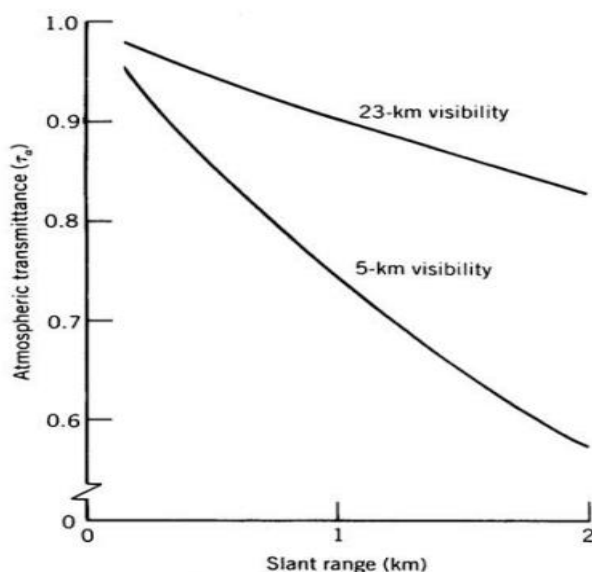
$$n_{att} = -0,002845S^3 + 0,017S^2 - 0,1046S + 0,99326$$

- Όταν υπάρχει ομίχλη (ορατότητα μέχρι 5 χιλιομέτρων) :

$$n_{att} = 0,03394S^2 - 0,2748S + 0,98707$$

όπου S = η απόσταση του ηλιοστάτη από τον ηλιακό δέκτη

Ως συμπέρασμα, δηλαδή, προκύπτει ότι η ατμοσφαιρική διαπερατότητα εξαρτάται κυρίως από την ορατότητα που υπάρχει, ανεξαρτήτως του υψομέτρου στο οποίο βρίσκεται το ηλιοστατικό πεδίο. [73],[93],[110]



Σχήμα 3.8 : Ατμοσφαιρική διαπερατότητα για αίθριο καιρό και ομίχλη [71]

3.3.3.2 Απώλειες Σκίασης και Παρεμπόδισης (Shadowing and Blocking losses)

Σε αυτό το κομμάτι, θα γίνει ορισμός της έννοιας της σκίασης και της παρεμπόδισης.

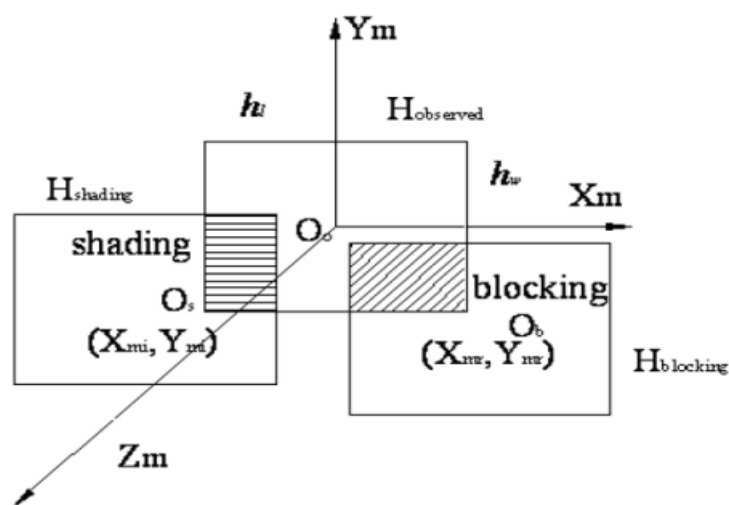
Σκίαση : Είναι το φαινόμενο, κατά το οποίο η σκιά ενός ηλιοστάτη μπορεί να καλύψει την ανακλαστική επιφάνεια ενός δεύτερου ηλιοστάτη, με αυτό να έχει ως αποτέλεσμα να εμποδίζεται η ανάκλαση της προσπίπτουσας ακτινοβολίας από αυτόν.

Παρεμπόδιση : Είναι το φαινόμενο, κατά το οποίο ένας ηλιοστάτης εμποδίζει την ανακλώμενη ακτινοβολία από έναν δεύτερο ηλιοστάτη, με αυτό να έχει ως αποτέλεσμα η ακτινοβολία αυτή να μην φτάνει στον ηλιακό δέκτη.

Οι απώλειες σκίασης και παρεμπόδισης συμπεριλαμβάνονται στην περίπτωση που ο ηλιακός πύργος εμποδίζει τον Ήλιο να φωτίζει τους ηλιοστάτες. Επίσης, οι απώλειες αυτές παίζουν πολύ σημαντικό ρόλο στον σχεδιασμό ενός ηλιοστατικού πεδίου, και εξαρτώνται από διάφορες παραμέτρους, οι οποίες είναι οι εξής :

- 1) Θέση του ήλιου
- 2) Γεωγραφικό πλάτος
- 3) Μήκος σειράς ηλιοστατών
- 4) Σχήμα ηλιοστατών
- 5) Απόσταση γειτονικών ηλιοστατών
- 6) Κλίση του εδάφους
- 7) Ύψος του πύργου

Οι παραπάνω παράμετροι συντελούν στην σωστότερη διάταξη ενός ηλιοστατικού πεδίου, και οι απώλειες αυτές μπορούν να αποτελέσουν και έναν συνδυασμό μερικών από των παραμέτρων αυτών. [71],[89],[102]



Σχήμα 3.9 : Σκίαση και παρεμπόδιση [102]

3.3.3.3 Απώλειες Διαρροής (*Spillage losses*)

Οι απώλειες διαρροής εξαρτώνται από δύο βασικά μέρη του συστήματος, από τους ηλιοστάτες και τον ηλιακό δέκτη. Οι ανακλώμενες ακτίνες από τους ηλιοστάτες δεν καταφέρνουν να φτάσουν στον δέκτη, λόγω του γεγονότος ότι υπάρχει αστοχία. Αυτό συναντάται πολλές φορές σε συστήματα με σωληνοειδή δέκτη κοιλότητας, λόγω του μικρού ανοίγματος που έχουν. Πολύ σημαντικό ρόλο για τις απώλειες διαρροής, είναι η γωνία εκτροπής της ανακλαστικής επιφάνειας του ηλιοστάτη, η οποία εξαρτάται : 1) από την τραχύτητα και 2) από την κυρτότητα της επιφάνειας. Η γωνία εκτροπής επηρεάζεται και από τη θέση του ηλιοστάτη, η οποία καθορίζεται από το σύστημα ελέγχου και εκτελείται από τον μηχανισμό κίνησης. Φυσικά και είναι λογικό, η οποιαδήποτε μικρή απόκλιση υπάρξει στο σύστημα εντοπισμού ή στον μηχανισμό κίνησης, έχει ως αποτέλεσμα την λανθασμένη τοποθέτηση της επιφάνειας του ηλιοστάτη και πιο συγκεκριμένα την αποκλίνουσα γωνία εκτροπής με συνέπεια να υπάρξει αύξηση στις απώλειες διαρροής. Επιπλέον, οι απώλειες διαρροής αυξάνονται όταν το άνοιγμα του ηλιακού δέκτη είναι μικρό, και η μόνη λύση, προκειμένου να μειωθούν οι απώλειες είναι με χρήση μεγαλύτερου ανοίγματος ή με χρήση παράθυρου. Βέβαια, αυτό έχει και ένα μειονέκτημα, όταν αυξηθεί το άνοιγμα και αυτό είναι το γεγονός ότι είναι φυσικό και επακόλουθο να αυξηθούν και οι θερμικές απώλειες. Με τα προαναφερθέντα, η επιλογή του μεγέθους του ανοίγματος σε έναν δέκτη κοιλότητας απαιτεί τεράστια προσοχή και είναι μία αρκετά δύσκολη διαδικασία. [71],[89],[102]

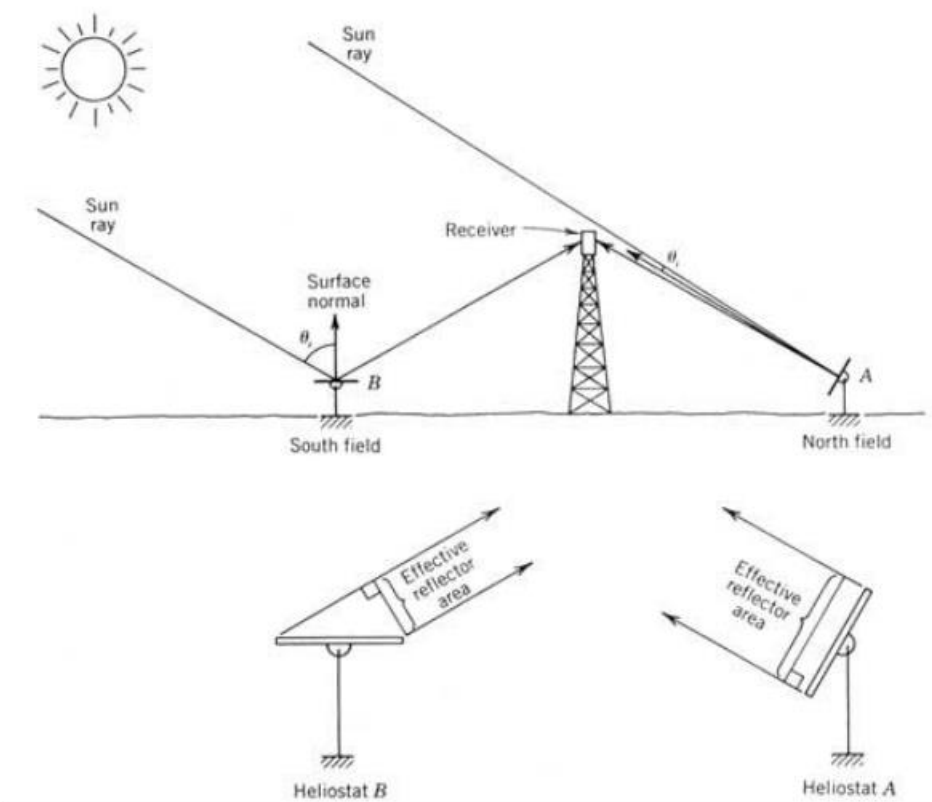
3.3.3.4 Απώλειες Ανακλαστικότητας (*Reflectivity Losses*)

Οι απώλειες αυτές εξαρτώνται από το πόσο ικανοί είναι οι ηλιοστάτες να ανακλούν την ηλιακή ακτινοβολία με πολύ καλή απόδοση. Επίσης, οι απώλειες αυτές είναι ίσες για όλους του ηλιοστάτες του πεδίου, αφού εξαρτώνται από την ποιότητα της ανακλαστικής επιφάνειας και μπορούν να πετύχουν και αποδόσης έως και της τάξεως των 94 %. Επιπλέον, οι απώλειες ανακλαστικότητας εξαρτώνται και από το βαθμό καθαρότητας των κατόπτρων. Η καθαρότητα εξαρτάται κυρίως από την τοποθεσία που βρίσκεται το ηλιοστατικό πεδίο, και σε αυτό, όπως είναι λογικό, καθοριστικός παράγοντας είναι ο καιρός. Σε περιοχές με πολλές βροχοπτώσεις, όπου το νερό έχει ποσότητα χρώματος ή οι άνεμοι, οι οποίοι μπορούν να σηκώνουν χώμα από το έδαφος, έχουν ως αποτέλεσμα ο βαθμός καθαρότητας να μειώνεται με πολύ γρήγορο ρυθμό. Για τον λόγο αυτόν, κρίνεται απαραίτητη η συχνή καθαριότητα των κατόπτρων. Θα μπορούσαμε να πούμε ότι οι απώλειες ανακλαστικότητας είναι ίσες με το γινόμενο του λόγου ανάκλασης και του βαθμού καθαρότητας. Ο λόγος ανάκλασης δεν μπορεί να διατηρηθεί σταθερός, αφού μειώνεται λόγω γήρανσης. Με λίγα λόγια, οι απώλειες ανακλαστικότητας βρίσκονται ως εξής :

$$n_{\text{refl}} = \text{λόγος ανάκλασης} * \text{βαθμός καθαρότητας κατόπτρων} [89]$$

3.3.3.5 Απώλειες Συνημιτόνου (Cosine Losses)

Οι απώλειες συνημιτόνου χαρακτηρίζονται ως και οι πιο σημαντικές απώλειες ενός ηλιοστατικού πεδίου. Οι απώλειες αυτές μπορούν να εξαρτηθούν : 1) από τη θέση του ηλιοστάτη σε σχέση με τη θέση του Ήλιου και 2) από τη θέση του ηλιακού δέκτη σε σχέση με την κορυφή του πύργου. Ο ηλιοστάτης τοποθετείται με τον καταλληλότερο τρόπο, έτσι ώστε το κάθετο διάνυσμα στην επιφάνεια του να διχοτομεί τη γωνία που σχηματίζεται μεταξύ των προσπιπτουσών ακτινών και την ευθεία μεταξύ ηλιοστάτη και ηλιακού δέκτη. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα, το ανακλώμενο ίχνος του ηλιοστάτη να μειώνεται κατά το συνημίτονο του μισού αυτής της γωνίας (Σχήμα 3.10). Από το Σχήμα 3.10 γίνεται ευκόλως αντιληπτό, πως στον ηλιοστάτη A η επιφάνεια ανάκλασης είναι μεγαλύτερη από αυτή του ηλιοστάτη B. Έτσι, μπορούμε να καταλάβουμε ότι οι ηλιοστάτες που τοποθετούνται απέναντι από τον Ήλιο έχουν μικρότερες απώλειες συνημιτόνου.



Σχήμα 3.10 : Απεικόνιση απωλειών συνημιτόνου [71]

Η απόδοση του συνημιτόνου για κάθε ηλιοστάτη, ισούται με το συνημίτονο της γωνίας πρόσπτωσης θ σε σχέση με το κέντρο του ηλιοστάτη και επίσης βρίσκοντας την απόδοση αυτή για ένα ολόκληρο έτος, υπάρχει η δυνατότητα εύρεσης και της μέσης τιμής που δίνει την ετήσια απόδοση συνημιτόνου του ηλιοστάτη.

Έτσι, ο τύπος που θα βοηθήσει στην εύρεση της απόδοσης του συνημιτόνου, είναι ο εξής :

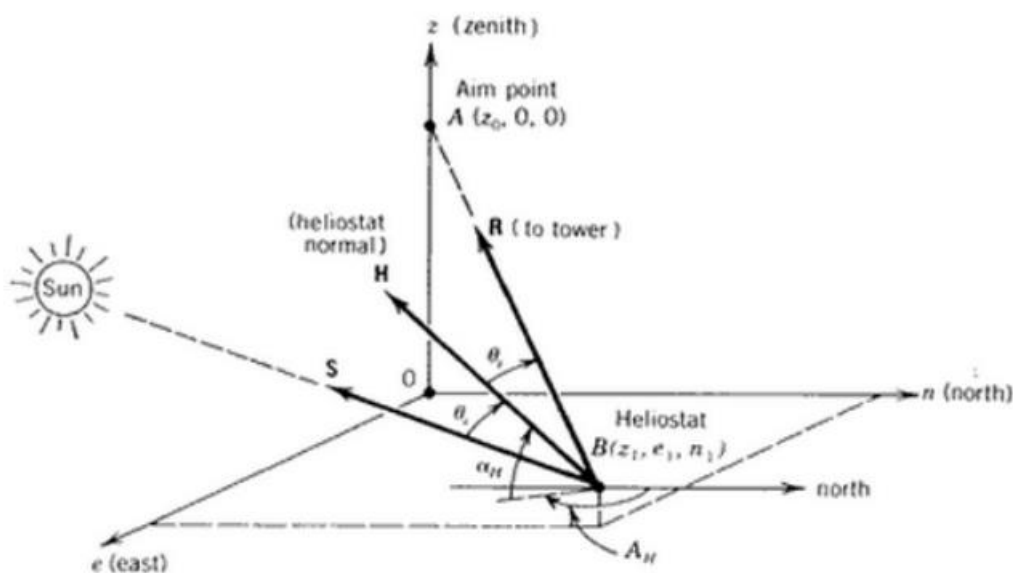
$$n_{\cos} = \frac{\sqrt{2}}{2} * [\sin\alpha * \cos\lambda - \cos(\theta_H - A) * \cos\alpha * \sin\lambda + 1]^{0.5}, \text{ όπου :}$$

- α = είναι το ύψος του Ήλιου
- A = η αζιμουθιακή γωνία
- λ = η γωνία μεταξύ της ανακλώμενη ακτίνας στο κέντρο του ηλιοστάτη και της καθέτου και
- θ_H = η αζιμουθιακή γωνία του ηλιοστάτη σε σχέση με τη βάση του πύργου.

Τώρα, σε περίπτωση επιπέδου τριών διαστάσεων, ο υπολογισμός των απωλειών συνημιτόνου εκφράζεται από τον εξής τύπο :

$$\cos 2\theta_1 = \frac{(z_0 - z_1) * \sin\alpha - e_1 * \cos\alpha * \sin A - n_1 * \cos\alpha * \cos A}{[(z_0 - z_1)^2 + e_1^2 + n_1^2]^{0.5}}, \text{ όπου :}$$

- α = είναι το ύψος του ήλιου
- A = η αζιμουθιακή γωνία και
- z_0, z_1, n_1 και e_1 = οι συντεταγμένες του πύργου και του ηλιοστάτη [71],[106]



Σχήμα 3.11 : Συντεταγμένες επιπέδου τριών διαστάσεων που ορίζουν την ανάκλαση των ακτίνων του Ήλιου [71]

3.3.4 Απώλειες Σωληνώσεων

Το ρευστό μεταφοράς θερμότητας, όταν λαμβάνει την απαραίτητη θερμότητα από τον ηλιακό δέκτη, και αργότερα την διαρρέει μέσω των σωληνώσεων του συστήματος παραγωγής ενέργειας, είναι προφανές ότι θα υπάρχουν απώλειες, οι οποίες εξαρτώνται από το είδος του ρευστού, καθώς και από τη διάταξη των σωληνώσεων.

Οι απώλειες αυτές μπορεί να είναι είτε *γραμμικές*, δηλαδή σε όλο το μήκος των σωληνώσεων ή *σημειακές*, δηλαδή στα σημεία εκείνα που υπάρχουν βαλβίδες ή άλλων ειδών εξαρτήματα. Επίσης, ενδεχόμενες διαρροές στο σύστημα σωληνώσεων έχουν ως αποτέλεσμα θερμικές απώλειες, οι οποίες θα πρέπει να επιδιορθώνονται άμεσα. Η μελέτη των σωληνώσεων γίνεται με βάση την χρήση του πιο κατάλληλου ρευστού μεταφοράς και την χρήση της καταλληλότερης διάταξης σωληνώσεων, συνεπώς έτσι καταλήγει και στην αποτελεσματικότερη αντιμετώπιση των απωλειών αυτών. [103]

3.3.5 Απώλειες Ιδιοκατανάλωσης

Διάφορα μέρη ενός συστήματος αξιοποιούν την ηλεκτρική ισχύ, με σκοπό να μπορέσουν να λειτουργήσουν σωστά και την ισχύ αυτή την λαμβάνουν από την ηλεκτρική ενέργεια που παράγει η γεννήτρια. Παρακάτω, γίνεται λόγος για κάποια κομμάτια ενός συστήματος - συστήματα, τα οποία συντελούν στις απώλειες ιδιοκατανάλωσης, και αυτά είναι τα εξής :

- Οι αντλίες που χρησιμοποιεί ένα σύστημα καταναλώνουν σημαντικά ποσά ενέργειας. Σε ένα σύστημα παραγωγής ενέργειας, μπορούν να λειτουργήσουν δύο ειδών αντλίας, η αντλία της συμπύκνωσης και η αντλία της τροφοδοσίας. Η ηλεκτρική ισχύς που θα απαιτηθεί, εξαρτάται από το είδος του ρευστού αλλά και από την πίεση που θα χρειαστεί, προκειμένου να λειτουργεί ομαλά το σύστημά μας.
- Το σύστημα ψύξης του συμπυκνωτή, είτε είναι αερόψυκτο είτε είναι υδρόψυκτο, καταναλώνει με την σειρά του και αυτό, ηλεκτρική ισχύ. Ένα αερόψυκτο σύστημα ψύξης χρησιμοποιεί ανεμιστήρα, ενώ αντίστοιχα ένα υδρόψυκτο σύστημα κάνει χρήση αντλίας νερού.
- Συστήματα που χρησιμοποιούν ως ρευστό μεταφοράς τετηγμένο ή νιτρικό άλας για τα οποία υπάρχει κίνδυνος στερεοποίησης και ουσιαστικά αυτά είναι που έχουν ως «καθήκον» να θερμάνουν το ρευστό μεταφοράς. [89]

3.3.6 Απόδοση Συστήματος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Το ρευστό μεταφοράς, μόλις απορροφήσει θερμότητα από τον ηλιακό δέκτη, ατμοποιείται στις σωληνώσεις του ηλιακού δέκτη ή μπορεί να ατμοποιηθεί και στον ατμοποιητή με την βοήθεια του εναλλάκτη. Ο θερμοδυναμικός κύκλος σε ένα σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, υλοποιεί την εξής διαδικασία :

Θερμική ενέργεια → Μηχανική ενέργεια (μέσω της περιστροφής του στρόβιλου) → Ηλεκτρική ενέργεια (μέσω της γεννήτριας)

Ο βαθμός απόδοσης του μπλοκ ισχύος, ο οποίος απεικονίζει το ποσοστό της εισερχόμενης θερμικής ισχύος που τελικά μετατρέπεται σε ηλεκτρική ισχύ, και ορίζεται ως εξής :

$$\frac{\text{η ηλεκτρική ισχύς που παράγεται από τη γεννήτρια}}{\text{η θερμική ισχύς του ρευστού μεταφοράς θερμότητας που διαρρέει τις σωληνώσεις του ηλιακού δέκτη}}$$

Επιπρόσθετα, ο βαθμός απόδοσης του μπλοκ ισχύος η_{block} εξαρτάται από τη διάταξη των σωληνώσεων και των εξαρτημάτων που αποτελούν ένα σύστημα.

Ο βαθμός απόδοσης του μπλοκ ισχύος εξαρτάται ακόμα από τρεις ακόμη αποδόσεις :

- Τον βαθμό απόδοσης θερμοδυναμικού κύκλου η_{cycle}
- Τον βαθμό απόδοσης της αποθηκευτικής μονάδας η_{storage} και
- Τον βαθμό απόδοσης της γεννήτριας η_{gen}

Και συνδέονται με την σχέση : $\eta_{\text{block}} = \eta_{\text{cycle}} * \eta_{\text{storage}} * \eta_{\text{gen}}$

Πρώτα, όμως, για τον υπολογισμό βαθμού απόδοσης του μπλοκ ισχύος ή αλλιώς την απόδοση συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας η_{block} , θα πρέπει πρώτα να ακολουθήσει ο υπολογισμός του βαθμού απόδοσης του θερμοδυναμικού κύκλου η_{cycle} , ο οποίος υπολογίζεται από τον τύπο :

$$\eta_{\text{cycle}} = \frac{(\dot{m}_{\text{turbine}} * \Delta h_{\text{turbine}}) - P_{\text{pumps}}}{\dot{m}_{\text{rec}} * \Delta h_{\text{rec}}} = \frac{\dot{m}_{\text{turbine}} * (h_{\text{turbine},in} - h_{\text{turbine},out}) - P_{\text{pumps}}}{\dot{m}_{\text{rec}} * (h_{\text{rec},in} - h_{\text{rec},out})}, \text{ όπου :}$$

- \dot{m}_{turbine} = η παροχή ατμού στο στρόβιλο
- \dot{m}_{rec} = η παροχή του ρευστού μεταφοράς θερμότητας στον ηλιακό δέκτη
- $\Delta h_{\text{turbine}} = h_{\text{turbine},in} - h_{\text{turbine},out}$ = η ενθαλπική πτώση του ατμού κατά την εκτόνωση στο στρόβιλο
- $\Delta h_{\text{rec}} = h_{\text{rec},in} - h_{\text{rec},out}$ = η ενθαλπική αύξηση στις σωληνώσεις του ηλιακού δέκτη και

- P_{pumps} = η ισχύς που καταναλώνουν οι αντλίες συμπύκνωσης και τροφοδοσίας στο μπλοκ ισχύος

Ακόμα, οι απώλειες που προκύπτουν από την ανταλλαγή θερμότητας από και προς το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, συνυπολογίζονται για την εύρεση του βαθμού απόδοσης του μπλοκ ισχύος. [89]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4ο : ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟΝ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟ ΤΟΥ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΗΛΙΑΚΟΥ ΠΥΡΓΟΥ

Στο σχεδιασμό ενός ηλιοθερμικού σταθμού πύργου ισχύος, όλες οι παράμετροι που επηρεάζουν την απόδοση της εγκατάστασης θα πρέπει να έχουν συγκεκριμένα κριτήρια. Έτσι, ξεκινώντας από το σχεδιασμό του ηλιοστατικού πεδίου που αυξάνει κατακόρυφα τις απώλειες, θα πρέπει να μελετηθεί ο πύργος με το δέκτη και στη συνέχεια να υπάρξει έρευνα και στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της εγκατάστασης. Η ονομαστική ισχύς και η τελική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της εγκατάστασης είναι κάποια από τα δεδομένα που θα πρέπει να υπάρχει πριν την υλοποίηση της εγκατάστασης του πύργου ισχύος.

Η εγκατάσταση ενός ηλιακού πύργου χωρίζεται σε δύο βασικές κατηγορίες :

- *τη συλλογή της ηλιακής ενέργειας*, η οποία αποτελείται από το ηλιοστατικό πεδίο, τον ηλιακό δέκτη, τον πύργο και τις σχετικές σωληνώσεις και
- *την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας*, η οποία αποτελείται από τη γεννήτρια ατμού, το σύστημα παραγωγής ενέργειας, το σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας και τα συμβατικά συστήματα

Αντίστοιχα, η διαδικασία του σχεδιασμού ενός ηλιακού πύργου, αποτελείται από :

- *την διαστασιολόγηση*
- *τον τομέα συλλογής ενέργειας και*
- *τον τομέα της αξιοποίησης ενέργειας [89]*

4.1 Διαδικασία διαστασιολόγησης ηλιακού πύργου

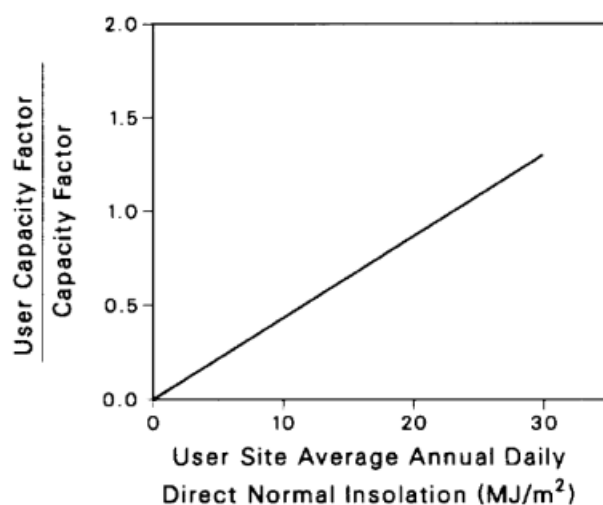
Η διαδικασία της διαστασιολόγησης ενός ηλιακού πύργου αποτελείται από έξι παράγοντες :

- Τον συντελεστή Εκμετάλλευσης (Capacity Factor)
- Το ρευστό Μμεταφοράς θερμότητας και αποθήκευσης
- Το σύστημα αμμοστροβίλου – γεννήτριας (Power Block)
- Το γεωγραφικό πλάτος
- Την κλίση του εδάφους και
- Το σημείο σχεδιασμού

4.1.1 Συντελεστής Εκμετάλλευσης (Capacity Factor)

$$\text{Συντελεστής Εκμετάλλευσης (Capacity Factor)} = \frac{\text{η μέση ετήσια παραγόμενη ενέργεια}}{\text{η ενέργεια που θα παράγει η μονάδα αν λειτουργεί σε πλήρες φορτίο ετησίως}}$$

Επομένως, εξαρτάται από το σημείο σχεδιασμού και την απόδοση λειτουργίας του σταθμού. Για τη διαδικασία του σχεδιασμού και της επιλογής τεχνολογίας, ορίζεται ένα εύρος τιμών ως συντελεστής εκμετάλλευσης και καθορίζεται από ετήσιες εξομοιώσεις απόδοσης για τον καλύτερο και πιο ομαλό σχεδιασμό του σταθμού. Παρακάτω, απεικονίζεται το διάγραμμα συντελεστή εκμετάλλευσης – ηλιακής ακτινοβολίας, το οποίο είναι μία γραμμική ευθεία της μορφής $y = ax$. (Σχήμα 4.1)



Σχήμα 4.1 : Διάγραμμα συντελεστή εκμετάλλευσης – ηλιακής ακτινοβολίας [89]

Σε σχέση με το παραπάνω διάγραμμα, ορίζεται το εύρος του συντελεστή εκμετάλλευσης, αναλόγως της ηλιακής ακτινοβολίας, με λίγα λόγια όσο θα αυξάνεται η ηλιακή ακτινοβολία, θα αυξάνεται ταυτόχρονα και ο συντελεστής εκμετάλλευσης. Από υπάρχουσες έρευνες, έχει προκύψει ότι για ένα σταθμό χωρίς σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, ο συντελεστής εκμετάλλευσης κυμαίνεται κοντά στο 25%, ενώ αν υπάρχει σύστημα αποθήκευσης μπορεί να περάσει το 60%. [93]

4.1.2 Σύστημα Ατμοστροβίλου – Γεννήτριας (Power Block)

Το σύστημα Ατμοστροβίλου – Γεννήτριας (Power Block) σε έναν ηλιοθερμικό σταθμό δεν έχει ιδιαίτερη διαφορά από τα συμβατικά συστήματα. Ο λόγος, προκειμένου να επιλεγούν τα χαρακτηριστικά του συστήματος, εξαρτάται από την απαιτούμενη ισχύ και θέτει τις απαιτήσεις του ρευστού (πίεση – θερμοκρασία ρευστού εισόδου) και αυτό με την σειρά του επηρεάζει όλα τα άλλα μέρη του σταθμού. [73]

4.1.3 Ρευστό Μεταφοράς Θερμότητας και Αποθήκευσης

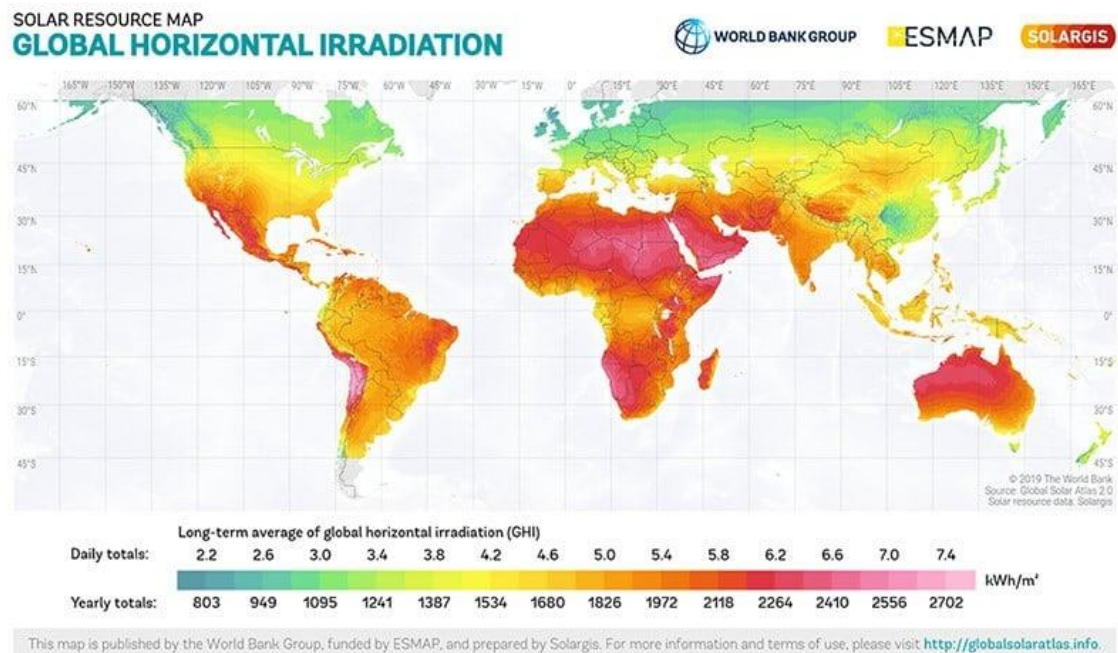
Το ρευστό μεταφοράς θερμότητας επιλέγεται ανάλογα με την ονομαστική ισχύ και τη διαθεσιμότητα του σταθμού και όπως είναι φυσικό επηρεάζει την συνολική λειτουργία του ηλιοθερμικού σταθμού. Η επιλογή ενός ρευστού, εξαρτάται από διάφορους παράγοντες, οι οποίοι είναι :

- η απαιτούμενη θερμοκρασία και το είδος του ατμού που εισέρχονται στον ατμοστρόβιλο
- η μονάδα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας (αν υπάρχει)
- το κόστος του ρευστού
- αν είναι διαθέσιμο στην αγορά, κ.ά. [71],[89]

4.1.4 Γεωγραφικό πλάτος

Αρχικά, για να καθοριστεί το γεωγραφικό πλάτος, το οποίο δείχνει το ανώτατο όριο της ποσότητας της ηλιακής ενέργειας που φτάνει στο επιθυμητό σημείο εγκατάστασης του σταθμού μας, θα πρέπει να καθορίσουμε που θα οριστεί η τοποθεσία της εγκατάστασης. Πολύ σημαντικό ρόλο παίζουν και οι καιρικές συνθήκες που επηρεάζουν που βρίσκεται το σημείο, οι οποίες επηρεάζονται από το υψόμετρο και τον περιβάλλοντα χώρο της εγκατάστασης.

Από τον παγκόσμιο χάρτη ηλιακού δυναμικού (Εικόνα 4.1), ότι οι τοποθεσίες που είναι κατάλληλες για εγκατάσταση ηλιοθερμικού σταθμού βρίσκονται σε γεωγραφικά πλάτη από 10° έως 40° και στα δύο ημισφαίρια (βόρειο και νότιο). Από την στιγμή που υπάρχουν τοποθεσίες με παρόμοια άμεση ηλιακή ακτινοβολία (DNI) σε διαφορετικά γεωγραφικά πλάτη, είμαστε σε θέση να εξετάσουμε τις διαφορές ανάμεσα σε 1) διάταξη, 2) ύψος πύργου και 3) μέγεθος δέκτη ανάλογα με το γεωγραφικό πλάτος. Το ηλιοστατικό πεδίο σε περιοχές που βρίσκονται κοντά στον Ισημερινό είναι πιο μικρό σε έκταση, αφού ο ήλιος βρίσκεται συνέχεια σε κατακόρυφη θέση, οι ηλιοστάτες θα βρίσκονται πιο πολύ σε οριζόντια θέση, και αυτό έχει ως αποτέλεσμα το ύψος του πύργου να πρέπει να είναι μεγαλύτερο. Αυτό έχει ως επακόλουθο, η απόδοση του πεδίου να είναι μεγαλύτερη σε μικρότερα γεωγραφικά πλάτη, και αυτό συμβαίνει λόγω της μείωσης των απωλειών σκίασης και παρεμπόδισης, αλλά και της μείωσης των απωλειών ατμοσφαιρικής διαπερατότητας λόγω της χαμηλής έκτασης που έχει το ηλιοστατικό πεδίο, παρόλο που υπάρχει αύξηση των απωλειών του συνημιτόνου. [104]

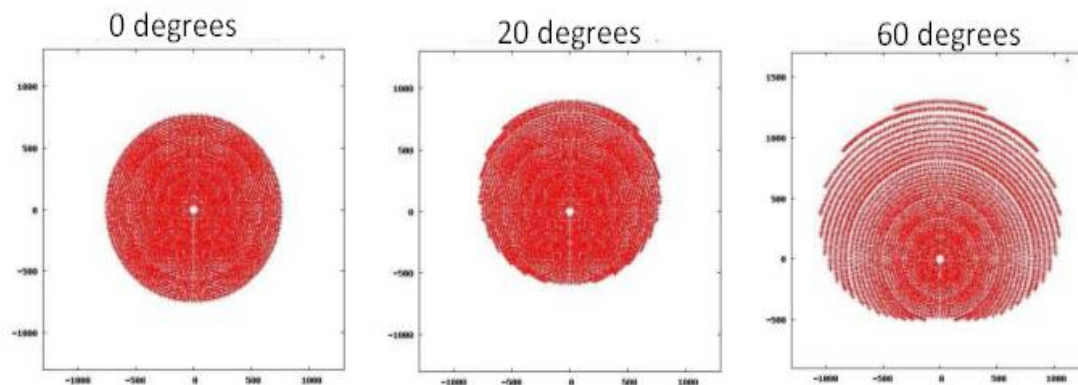


Εικόνα 4.1 : Παγκόσμιο ηλιακό δυναμικό [104]

Παράδειγμα με γεωγραφικό πλάτος : ένας σταθμός παραγωγής πύργου ηλιακής ισχύος των 100MWe χωρίς σύστημα αποθήκευσης, ο οποίος έχει ανακλαστική επιφάνεια ηλιοστατικού πεδίου $480.000 \text{ m}^2 = 4000 \text{ ηλιοστάτες} * 120 \text{ m}^2$ εμβαδόν ο κάθε ηλιοστάτης. Στο παρακάτω σχήμα (Σχήμα 4.2) υπάρχουν διαφορές στο ηλιοστατικό πεδίο για διαφορετικά γεωγραφικά πλάτη. Ως εξαγωγή συμπεράσματος είναι πως στα μεγαλύτερα γεωγραφικά πλάτη εξελίσσεται το ηλιοστατικό πεδίο από κυκλικό στον Ισημερινό, ως προς τον προσανατολισμό παρατηρείται καθαρά πως κατευθύνεται στα βορεία και σαν πλάτος έχει μεγαλύτερη έκταση. Επιπλέον, όταν υπάρχει μικρό γεωγραφικό πλάτος, το ηλιοστατικό πεδίο είναι πιο πυκνό, επειδή οι ηλιοστάτες βρίσκονται σε οριζόντια θέση την περισσότερη ώρα μέσα στην ημέρα, ενώ ο πύργος πρέπει να έχει μεγαλύτερο ύψος. Τώρα, όσον αφορά την έκταση του πεδίου, κυμαίνεται :

- από 1.8 km^2 σε γεωγραφικό πλάτος 0°
- από $2.4 - 2.5 \text{ km}^2$ σε γεωγραφικό πλάτος 20° και
- από 3.4 km^2 σε γεωγραφικό πλάτος 60°

Παρακάτω, ακολουθεί η επίδραση του γεωγραφικού πλάτους στην απόδοση του ηλιοστατικού πεδίου. (Πίνακας 5)



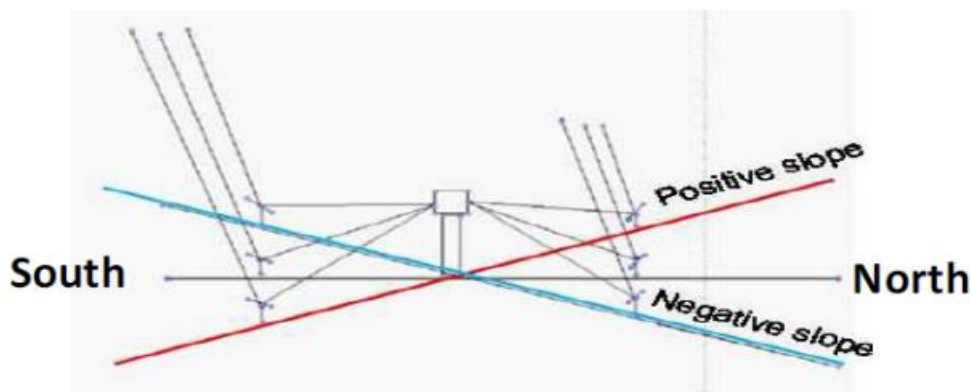
Σχήμα 4.2 : Διατάξεις ηλιοστατικού πεδίου για γεωγραφικά πλάτη 0°, 20° και 60° σε πύργο ηλιακής ισχύος των 100 MWe [104]

Latitude	0°	10°	20°	30°	40°	50°
Tower height	210	202	199	191	186	178
Last row north	809	871	929	987	1158	1270
Design Point Eff	67.6 %	67.2 %	66.6 %	65.3 %	64.7 %	62.4 %
Annual Field Eff	57.5 %	57.2 %	57.0 %	56.8 %	55.9 %	53.3 %

Πίνακας 5 : Η επίδραση του γεωγραφικού πλάτους στο ηλιοστατικό πεδίο [104]

4.1.5 Κλίση εδάφους

Πολύ σημαντική για την διαστασιολόγηση του ηλιακού πύργου, είναι και το γεγονός να υπάρχει η απαιτούμενη μορφολογία του εδάφους. Η κλίση που έχει το έδαφος, μπορεί να επηρεάσει σε σημαντικό βαθμό τον βαθμό απόδοσης του συστήματος, είτε αυτό είναι θετικά είτε αρνητικά. Στο παρακάτω σχήμα και στην παρακάτω εικόνα (Σχήμα 4.3 , Πίνακας 6), παρατηρείται η κλίση του ηλιοστατικού πεδίου στο πεδίο βόρεια και νότια του ηλιακού πύργου, καθώς και οι επιδράσεις που έχει η κλίση του εδάφους στην απόδοση του ηλιοστατικού πεδίου, και εξάγονται τα εξής συμπεράσματα :



Σχήμα 4.3 : Η επίδραση της κλίσης του εδάφους στην απόδοση του συστήματος [104]

	NORTH part of the field				SOUTH part of the field			
	Horiz	5 %	10 %		Horiz	5 %	10 %	
Gamma cosine	0.8114	0.8073	0.8031	-	0.6750	0.6803	0.6853	+
Atmospheric effc	0.9282	0.9288	0.9294	+	0.9432	0.9426	0.9419	-
Intercept effc	0.8809	0.8841	0.8877	+	0.9369	0.9355	0.9329	-
Blocking&Shadow	0.9360	0.9423	0.9474	+	0.9455	0.9502	0.9538	+
Ann Field efficiency	58.5	58.8	59.0	+	52.3	52.8	53.3	+
Aver Power / hel (Kw)	50.0	50.3	50.4	+	44.7	45.2	45.6	+
N° heliostats	2498	2484	2464		1502	1516	1536	

Πίνακας 6 : Η επίδραση της κλίσης του εδάφους στην απόδοση του συστήματος [104]

Συμπεράσματα

- Στο πεδίο βόρεια του πύργου : Μία θετική κλίση θα μείωνε πολύ τις απώλειες συνημιτόνου και την ίδια στιγμή θα μείωνε και την απόσταση μεταξύ των ηλιοστατών και του δέκτη, και αυτό έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση των απωλειών ατμοσφαιρικής διαπερατότητας. Ακόμα, θα μείωνε τις απώλειες σκίασης και παρεμπόδισης, και θα μπορούσε να γίνει η διάταξη του ηλιοστατικού πεδίου να είναι περισσότερο πυκνή.
- Στο πεδίο νότια του πύργου : Μία αρνητική κλίση θα αύξανε πολύ τις απώλειες συνημιτόνου, και θα είχαμε ξανά μείωση των απωλειών ατμοσφαιρικής διαπερατότητας, καθώς αυτή τη φορά θα έπρεπε η διάταξη του ηλιοστατικού πεδίου να είναι περισσότερο αραιή, με σκοπό να έχουμε μείωση των απωλειών σκίασης και παρεμπόδισης. [104]

4.1.6 Σημείο σχεδιασμού

Το σημείο σχεδιασμού είναι πολύ σημαντικό για δύο κυρίως λόγους :

- 1) Γιατί διαστασιολογείται ο σταθμός, και ταυτόχρονα υπολογίζονται οι βαθμοί απόδοσης για τα υποσυστήματα του σταθμού αυτού και
- 2) Για τον προσδιορισμό των ονομαστικών μεγεθών του σταθμού

Η επιλογή του σημείου για τον σχεδιασμό του σταθμού έχει σημαντική επίδραση στην τελική παραγωγή ενέργειας και όσον αφορά τον καθορισμό του σημείου του σχεδιασμού, πρέπει να υπάρχει ένα συγκεκριμένο χρονικό σημείο ως σημείο σχεδιασμού, καθώς η ηλικιακή ακτινοβολία διαφέρει σε κάθε χρονική στιγμή της ημέρας. [89]

4.2 Συλλογή ηλιακής ενέργειας

Σημαντικοί παράμετροι, με σκοπό να υπάρξει σημαντική βελτίωση στο κομμάτι της συλλογής της ηλιακής ενέργειας, είναι οι εξής :

- Ο ηλιακός δέκτης
- Το ηλιοστατικό πεδίο
- Ο λόγος διαστασιολόγησης (Solar Multiple)
- Το ύψος του ηλιακού πύργου [89]

4.2.1 Ηλιακός δέκτης

Ο ηλιακός δέκτης μπορεί να παίξει σημαντικό ρόλο στην διάταξη του συστήματος που θα υλοποιήσουμε, να μπορεί να βάζει τα όρια του ηλιοστατικού πεδίου, καθώς και με την βοήθεια του κατασκευάζεται ο ηλιακός πύργος, με σκοπό να αντιμετωπιστεί το βάρος του. [73]

Τώρα, όσον αφορά την διάταξη περιμετρικά του πύργου, χρησιμοποιούνται οι κυλινδρικοί δέκτες, ενώ για διατάξεις βόρεια του πύργου, επιλέγεται ο δέκτης κοιλότητας, με σκοπό της ύπαρξης αρκετά χαμηλών θερμικών απωλειών.

Για τα όρια του ηλιοστατικού πεδίου, για την περίπτωση του δέκτη κοιλότητας, προκύπτουν 1) από το εμβαδόν του ανοίγματος, πράγμα που σημαίνει ότι όταν υπάρχει μεγαλύτερο εμβαδόν ανοίγματος, αυτό έχει ως αποτέλεσμα μεγαλύτερο σε έκταση ηλιοστατικό πεδίο, και αυτό με την σειρά του επιφέρει αυξημένες απώλειες ατμοσφαιρικής διαπερατότητας και θερμικές απώλειες του δέκτη και 2) από τη γωνία κλίσης, η οποία όταν αλλάζει, αλλάζει ταυτόχρονα και η οριοθέτηση του ηλιοστατικού πεδίου, πράγμα που επιφέρει μείωση της απόδοσης του πεδίου. [106]

Βαθμός απόδοσης ηλιακού δέκτη =

$$\frac{\text{η θερμική ενέργεια που λαμβάνει το ρευστό μεταφοράς στις σωληνώσεις}}{\text{η θερμική ενέργεια που λαμβάνει ο δέκτης από το ηλιοστατικό πεδίο}} \rightarrow \eta_{\text{receiver}} = \frac{\dot{Q}_{\text{net}}}{\dot{Q}_{\text{inc}}}$$

όπου :

$$\dot{Q}_{\text{net}} = \dot{m} * (h_{\text{rec, in}} - h_{\text{rec, out}}) = \dot{m} * \Delta h_{\text{rec}}$$

- \dot{m} = η παροχή του ρευστού μεταφοράς θερμότητας στον ηλιακό δέκτη και
- $\Delta h_{\text{rec}} = h_{\text{rec, in}} - h_{\text{rec, out}}$ = η ενθαλπική αύξηση στις σωληνώσεις του ηλιακού δέκτη

Και

$$\dot{Q}_{\text{inc}} = \eta_{\text{field}} * \eta_{\text{available}} * N * I * A_{\text{heliostat}}$$

- $\eta_{\text{field}} = 0$ βαθμός απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου
- $\eta_{\text{available}} = 0$ συντελεστής διαθεσιμότητας του ηλιοστατικού πεδίου = 0.99
- N = ο αριθμός των ηλιοστατών
- I = η άμεση ηλιακή ακτινοβολία και
- $A_{\text{heliostat}}$ = το εμβαδόν της ανακλαστικής επιφάνειας του ηλιοστάτη [71]

4.2.1.1 Μέγεθος και Σχήμα Ηλιακού Δέκτη

Πολύ σημαντική για τις διαστάσεις του ηλιακού μας δέκτη είναι η επιφάνεια απορρόφησης, η οποία μπορεί να χαρακτηριστεί ως ακτινοβολούμενη ή ως ενεργή, και είναι ανάλογη με τη μέγιστη θερμική ισχύ του δέκτη, όταν υπάρχουν σχεδιαστικοί και θερμικοί περιορισμοί. Το σχήμα του δέκτη μπορεί να εξαρτηθεί από το μέγεθος, και χαρακτηρίζεται ή από το λόγο του ύψους προς το πλάτος του ανοίγματος για τον δέκτη κοιλότητας ή από το λόγο του ύψους προς την διάμετρο για τον εξωτερικό κυλινδρικό δέκτη.

Ο λόγος του ύψους προς το πλάτος του ανοίγματος για το δέκτη κοιλότητας μπορεί να κυμανθεί της τάξεως του 0.7 για τους μικρούς δέκτες και κάτι μεγαλύτερο της μονάδας για τους μεγάλους δέκτες.

Ο λόγος του ύψους προς την διάμετρο για τους εξωτερικούς κυλινδρικούς δέκτες μπορεί να κυμανθεί από 1 μέχρι 2 για πολύ μεγάλα συστήματα.

Η επιλογή για τον κατάλληλο ηλιακό δέκτη εξαρτάται κυρίως από την τεχνολογία που θα επιλέξουμε για την παραγωγή ισχύος, καθώς και από το ρευστό μεταφοράς θερμότητας.

Ένας πολύ σημαντικός παράγοντας, ο οποίος έχει την δυνατότητα να χρησιμοποιηθεί για να καθοριστούν τα χαρακτηριστικά μεγέθη του δέκτη είναι η επιφάνεια απορρόφησης της θερμικής ενέργειας. Για τα όρια που πρέπει να υπάρχουν στην ροή θερμότητας, η επιφάνεια απορρόφησης εξαρτάται από τη μέγιστη απαιτούμενη θερμική ενέργεια. Για να μπορέσει να διαστασιοποιηθεί με σωστό τρόπο ο δέκτης, θα πρέπει παράλληλα να οριστεί και ένα όριο ροής θερμικής ενέργειας. [89]

4.2.1.2 Ροή Θερμότητας στον Ηλιακό Δέκτη

Κατά μία γενική έννοια, η ροή θερμότητας στον ηλιακό δέκτη εξαρτάται συγκεκριμένα από τα υλικά κατασκευής των σωληνώσεων και το ρευστό μεταφοράς θερμότητας. Η θερμότητα που λαμβάνει ο ηλιακός δέκτης από το ηλιοστατικό πεδίο, θα πρέπει να κατανέμεται με ομοιόμορφο τρόπο και έτσι να γίνεται λεπτομερής ανάλυση για τον καθορισμό της κατάλληλης στόχευσης της ακτινοβολίας από τους ηλιοστάτες στο δέκτη, έτσι ώστε τα επίπεδα της θερμότητας στην επιφάνεια του δέκτη να κατανεμηθούν σωστά, με σκοπό να μειωθούν οι απώλειες διαρροής. Όταν καθορίζεται η κατάλληλη στόχευση της ακτινοβολίας από τους ηλιοστάτες στο δέκτη, θα πρέπει να επιλεγθούν οι ηλιοστάτες που θα έχουν τις μικρότερες

απώλειες σκίασης και παρεμπόδισης, με σκοπό να στοχεύσουν σε σημείο διαφορετικό από το κέντρο του ηλιακού δέκτη, ώστε να κατανεμηθεί η θερμική ροή σε όλη την επιφάνεια του δέκτη, και σε περίπτωση που δεν επιτευχθεί η σωστή κατανομή της θερμικής αυτής ροής, η διαδικασία επαναλαμβάνεται μεγαλώνοντας το μέγεθος του δέκτη για την μείωση των απωλειών.

Πληροφοριακά, στους εξωτερικούς κυλινδρικούς δέκτες, επειδή υπάρχει καλύτερη οπτική απόδοση των ηλιοστατών που βρίσκονται βόρεια του πύργου, η μέγιστη ροή θερμότητας είναι λογικό να βρίσκεται στην βόρεια επιφάνεια του δέκτη. [89]

4.2.2 Ηλιοστατικό πεδίο

Ο σχεδιασμός ενός ηλιοστατικού πεδίου είναι η δυσκολότερη διαδικασία που αντιμετωπίζει η υλοποίηση ενός ηλιοθερμικού σταθμού, διότι οι περισσότερες απώλειες σε έναν ηλιοθερμικό σταθμό πύργου ηλιακής ισχύος προέρχονται από το ηλιοστατικό πεδίο και για αυτό είναι πολύ σημαντικό να γίνει μία σωστή μελέτη όλων των παραμέτρων, πρώτου σχεδιαστεί το ηλιοστατικό πεδίο, ώστε να υπάρχουν όσο το δυνατόν λιγότερες απώλειες. Ο στόχος, προκειμένου να σχεδιαστεί σωστά το ηλιοστατικό πεδίο, είναι να καταλήξει στο δέκτη το μέγιστο δυνατό ποσό ενέργειας χρησιμοποιώντας το ελάχιστο δυνατό εμβαδόν ηλιοστατικού πεδίου, και αυτό θα πρέπει να γίνει όσο γίνεται πιο οικονομικά. [104]

Παρακάτω, απεικονίζονται κάποια μεγέθη, τα οποία συνδέονται με τον σχεδιασμό του ηλιοστατικού πεδίου και αυτά είναι τα εξής :

$$\text{Βαθμός απόδοσης ηλιοστατικού πεδίου} = \frac{\text{η θερμική ενέργεια που φτάνει στον ηλιακό δέκτη}}{\text{η άμεση ηλιακή ακτινοβολία που δέχονται οι ηλιοστάτες}}$$

$$n_{\text{field}} = \frac{\dot{Q}_{\text{inc}}}{\dot{Q}_{\text{useful}}}, \text{ όπου :}$$

$$\dot{Q}_{\text{useful}} = n_{\text{available}} * N * I * A_{\text{heliostat}}$$

- $n_{\text{available}}$ = ο συντελεστής διαθεσιμότητας του ηλιοστατικού πεδίου = 0.99
- N = ο αριθμός των ηλιοστατών
- I = η άμεση ηλιακή ακτινοβολία και
- $A_{\text{heliostat}}$ = το εμβαδόν της ανακλαστικής επιφάνειας του ηλιοστάτη [71]

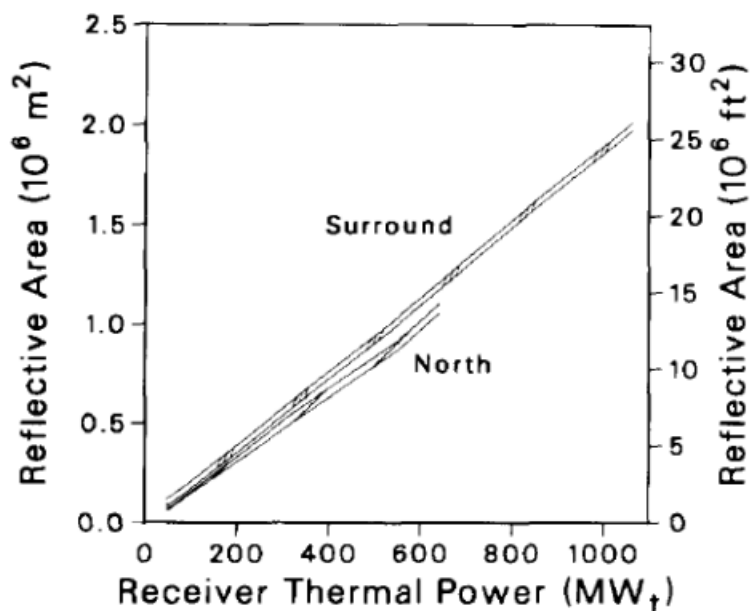
Παραδείγματα απόδοσης ηλιοστατικού πεδίου

- για σύστημα με εξωτερικό κυλινδρικό δέκτη που παράγει 320 MWt και έχοντας ως ρευστό νάτριο / τετηγμένο άλας → απόδοση ηλιοστατικού πεδίου = λίγο μικρότερο από 60%
- για σύστημα με δέκτη κοιλότητας και έχοντας ως ρευστό τετηγμένα άλατα → απόδοση ηλιοστατικού πεδίου = κοντά στο 64% [89]

4.2.2.1 Αριθμός ηλιοστατών

Ο αριθμός των ηλιοστατών που πρέπει να έχει ένας ηλιοθερμικός σταθμός, εξαρτάται αποκλειστικά από την παραγωγή της επιθυμητής ισχύος. Από τον αριθμό των ηλιοστατών εξαρτάται και η απόδοση του ηλιοστατικού πεδίου, δηλαδή όσο περισσότερους ηλιοστάτες έχουμε, τόσο μικρότερη θα είναι η απόδοση του ηλιοστατικού πεδίου και αντίστροφα. Επίσης, για την απόδοση του ηλιοστατικού πεδίου είναι σημαντική και η απόσταση που βρίσκονται οι ηλιοστάτες συγκριτικά με τον πύργο, διότι όταν βρίσκονται σε μεγάλη απόσταση από αυτόν, οι απώλειες αυξάνονται. Επιπλέον, ένας παράγοντας που καθορίζει τον αριθμό των ηλιοστατών, είναι η επιλογή ενός ηλιακού δέκτη και της διάταξης του ηλιοστατικού πεδίου.

Για τον υπολογισμό των ηλιοστατών που απαιτούνται, μπορεί να βοηθήσει το διάγραμμα της απαιτούμενης ανακλαστικής επιφάνειας - ζητούμενη θερμική ενέργεια στον ηλιακό δέκτη, όπου εάν είναι γνωστή η ανακλαστική επιφάνεια που απαιτείται ανάλογα με το μέγεθος της ανακλαστικής επιφάνειας που θα έχει ο ηλιοστάτης, μπορεί να βρεθεί και ο αριθμός των ηλιοστατών. [93],[110]



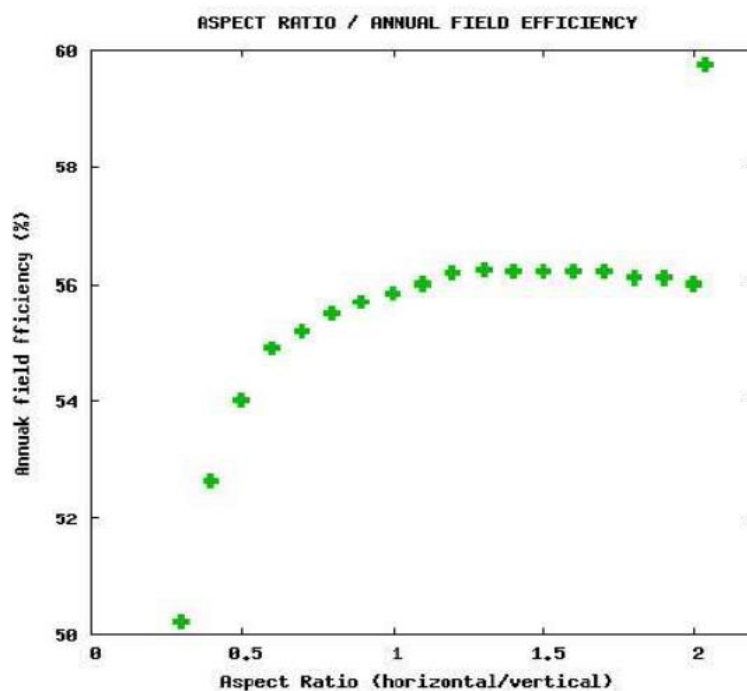
Σχήμα 4.4 : Διάγραμμα απαιτούμενης ανακλαστικής επιφάνειας - ζητούμενης θερμικής ενέργειας στον ηλιακό δέκτη [71]

4.2.2.2 Εμβαδόν και Σχήμα Ανακλαστικής Επιφάνειας Ηλιοστατών

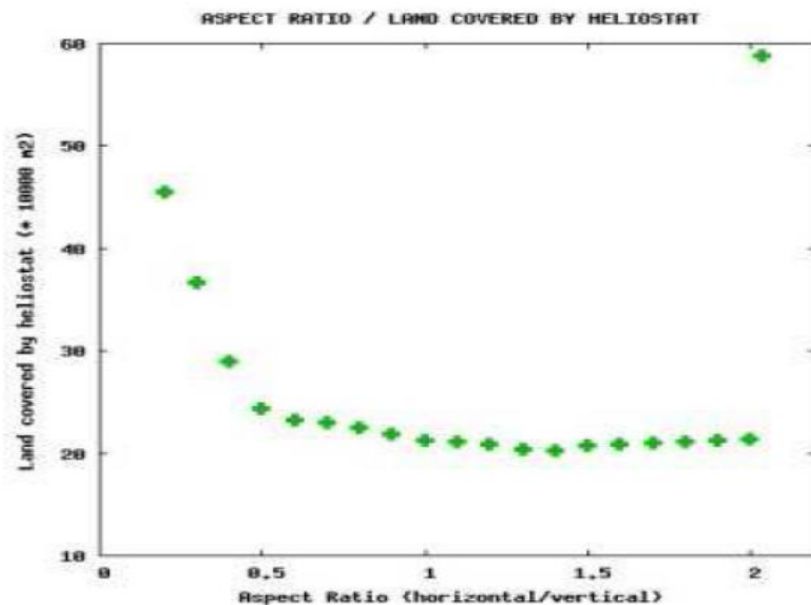
Από διάφορες εγκαταστάσεις ηλιοθερμικών σταθμών που υπήρξαν με ανακλαστική επιφάνεια της τάξεως των 35 - 40 m², παρατηρήθηκε ότι με μεγαλύτερα μεγέθη ανακλαστικών επιφανειών, να μειωθεί το κόστος των συστημάτων, που ελέγχουν και κινούν τον κάθε ηλιοστάτη, και αυτό πιο συγκεκριμένα θα μειώσει και το κόστος όλης της εγκατάστασης. Επίσης, βγήκε το συμπέρασμα ότι ανεξαρτήτως του μεγέθους μίας ανακλαστικής επιφάνειας ενός ηλιοστατικού πεδίου, δεν φαίνεται να επηρεάζει τον ετήσιο βαθμό απόδοσης ενός ηλιοθερμικού σταθμού.

Μία μελέτη, η (Sandia National Laboratories, “Heliostat Cost Reduction Study”, 2007) δείχνει ότι οι μεγαλύτερες ανακλαστικές επιφάνειες ενός ηλιοστατή πλεονεκτούν ως προς το κόστος, όμως, οι ηλιοστάτες που έχουν μικρότερη ανακλαστική επιφάνεια χρειάζονται μικρότερο δέκτη και αυτό είναι θετικό ως προς το κόστος και τις θερμικές απώλειες του, συνεπώς το μέγεθος του ηλιοστατή επηρεάζει σημαντικά το μέγεθος του δέκτη.

Το σχήμα των ηλιοστατών είναι τετραγωνικό σχεδόν ανάκαθεν. Στην ετήσια απόδοση και στο εμβαδόν του ηλιοστατικού πεδίου παίζει σημαντικό ρόλο ο λόγος πλάτους – ύψους, και σε αυτό θα βοηθήσουν τα παρακάτω διαγράμματα, τα οποία προκύπτουν από αποτέλεσμα μίας μελέτης, στην οποία υπολογίστηκε ο ετήσιος βαθμός απόδοσης και το εμβαδόν του ηλιοστατικού πεδίου για συγκεκριμένο αριθμό ηλιοστατών, που έχουν διαφορετικό λόγο πλάτους – ύψους :



Σχήμα 4.5 : Διάγραμμα ετήσιας απόδοσης ηλιοστατικού πεδίου – λόγος πλάτους-ύψους [104]



Σχήμα 4.6 : Διάγραμμα απαιτούμενης έκτασης ηλιοστατικού πεδίου – λόγος πλάτους-ύψους [104]

Από το διάγραμμα ετήσιας απόδοσης ηλιοστατικού πεδίου – λόγου πλάτους-ύψους, παρατηρείται ότι στην αύξηση του ύψους του ηλιοστάτη σε σχέση με το πλάτος, δηλαδή εάν μειωθεί ο λόγος πλάτους-ύψους, ο ετήσιος βαθμός απόδοσης του πεδίου μειώνεται λόγω της αύξησης των απωλειών σκίασης και παρεμπόδισης, και ταυτόχρονα από το διάγραμμα απαιτούμενης έκτασης ηλιοστατικού πεδίου – λόγου πλάτους-ύψους, αυξάνεται η απαιτούμενη έκταση του πεδίου. Αντιθέτως, αυξάνοντας το πλάτος του ηλιοστάτη σε σχέση με το ύψος, δηλαδή εάν αυξήσουμε τον λόγο πλάτους-ύψους, ο βαθμός απόδοσης αυξάνεται σε ελάχιστο βαθμό, αλλά η απαιτούμενη έκταση του πεδίου μειώνεται.

Άρα, με βάση την έρευνα αυτή, ο καλύτερος λόγος πλάτους-ύψους για έναν ηλιοστάτη βρίσκεται περίπου στο 1.25, διότι παρατηρείται πως παραμένουν σταθερά, τόσο ο ετήσιος βαθμός απόδοσης όσο και η απαιτούμενη έκταση που χρειάζεται για το ηλιοστατικό πεδίο. [104],[110]

4.2.2.3 Διάταξη και χωροθέτηση του ηλιοστατικού πεδίου

Διάταξη ηλιοστατικού πεδίου

Οι διατάξεις ενός ηλιοστατικού πεδίου καθορίζονται από την επιθυμητή ισχύ και από το είδος του ηλιακού δέκτη και κατατάσσονται σε :

- Βόρεια του πύργου (North Field Layout)
- Νότια του πύργου (South Field Layout) και
- Περιμετρικά του πύργου (Surrounding Field Layout)

Σχετικά με την επιθυμητή ισχύ για την πιο σωστή διάταξη, αυτό καθορίζεται από το πλήθος των ηλιοστατών που θα υπάρχουν, αλλά υπάρχει κατά νου πως όσοι περισσότεροι ηλιοστάτες υπάρχουν, αυτό θα έχει ως συνέπεια να αυξάνονται οι απώλειες, με αποτέλεσμα να μην είναι συμφέρουσα η προσθήκη ηλιοστατών, αν και μπορεί να επιτευχθεί μείωσή τους, τοποθετώντας τους ηλιοστάτες σε σχετικά μεγάλη απόσταση μεταξύ τους. Συνεπώς, σε σταθμούς που έχουν μεγάλα ποσά ισχύος, η διάταξη του ηλιοστατικού πεδίου είναι περιμετρική.

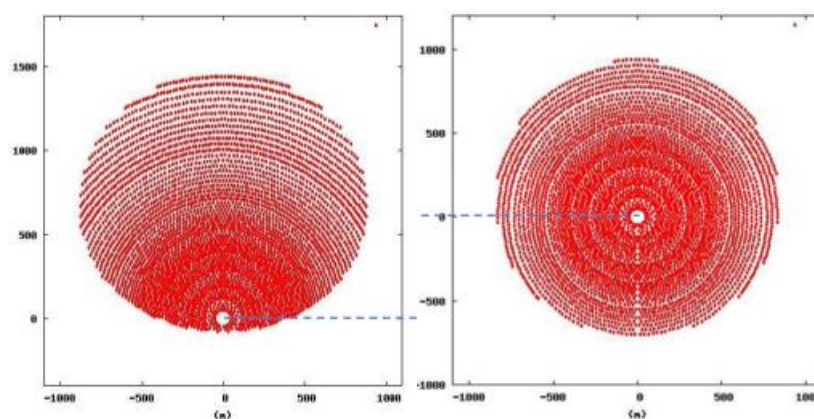
Σχετικά με το είδος του ηλιακού δέκτη, αν χρησιμοποιείται ο κυλινδρικός δέκτης, η διάταξη που επιλέγεται είναι η περιμετρική, αφού ο δέκτης έχει την δυνατότητα να δέχεται ενέργεια περιμετρικά του και χρησιμοποιείται κατά κύριο λόγο σε σταθμούς με μεγάλη ισχύ, ενώ αντίστοιχα σε περίπτωση χρήσης του δέκτη κοιλότητας, επιλέγεται η Βόρεια ή η Νότια διάταξη, επειδή το άνοιγμα βρίσκεται στη μία πλευρά του, συνεπώς μπορεί να επιλεγεί οποιαδήποτε από τις δύο αυτές διατάξεις και χρησιμοποιείται κατά κύριο λόγο σε σταθμούς με μικρή ισχύ.

Τώρα, για διατάξεις Βόρεια ή και Νότια του πύργου, υπάρχουν δύο κυρίαρχες διατάξεις (ή αλλιώς μοτίβα) για τους ηλιοστάτες και αυτές είναι οι εξής :

α) η ακτινική κλιμακωτή διάταξη (*Staggered Field*), κατά την οποία οι ηλιοστάτες στοιχίζονται ακτινικά κατά μήκος των ομόκεντρων κύκλων με κέντρο τον πύργο. Με την διάταξη αυτή, ελαχιστοποιείται η απαιτούμενη έκταση του πεδίου και κατά συνέπεια οι απώλειες ατμοσφαιρικής διαπερατότητας, εξού και προτιμάται περισσότερο ως διάταξη και επίσης έχουμε και

β) την διάταξη τύπου *Cornfield*, κατά την οποία οι ηλιοστάτες τοποθετούνται σε ευθείες γραμμές και σε ομοιόμορφη ορθογώνια απόσταση

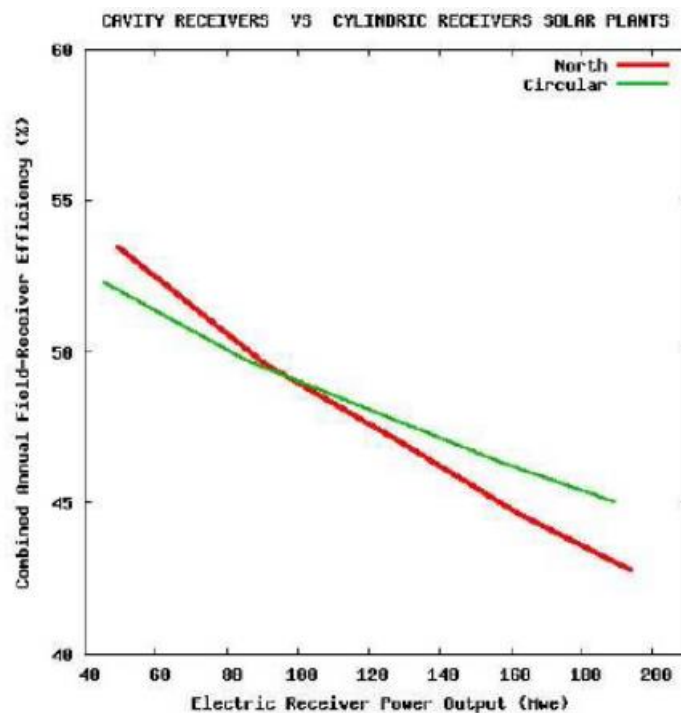
Με τις δύο παραπάνω διατάξεις, το αποτέλεσμα θα είναι να μην τοποθετείται κανένας ηλιοστάτης πίσω ή μπροστά από έναν άλλον ηλιοστάτη. [71],[89],[104]



Σχήμα 4.7 : Βόρεια και Περιμετρική διάταξη πύργου [104]

Το παρακάτω σχήμα, θα βοηθήσει στην κατανόηση των παραπάνω. Τα συμπεράσματα είναι τα εξής :

- Το σημείο διαχωρισμού μεταξύ βόρειου και περιμετρικού πεδίου είναι περίπου στα 90 MWe χωρίς σύστημα αποθήκευσης
- Ο συνδυασμένος βαθμός απόδοσης ηλιοστατικού πεδίου – δέκτη για σταθμό ισχύος 50 MWe χωρίς σύστημα αποθήκευσης θα ήταν υψηλότερος κατά 3 % με βόρεια διάταξη και δέκτη κοιλότητας
- Ο συνδυασμένος βαθμός απόδοσης ηλιοστατικού πεδίου – δέκτη για σταθμό ισχύος 150 MWe χωρίς σύστημα αποθήκευσης θα ήταν υψηλότερος κατά 4 % με περιμετρική διάταξη και κυλινδρικό δέκτη



Σχήμα 4.8 : Διάγραμμα συνδυασμένου Βαθμού απόδοσης Ηλιοστατικού Πεδίου – Δέκτη για Βόρεια και Περιμετρική Διάταξη Ηλιοστατικού Πεδίου σε σχέση με την Ισχύ [104]

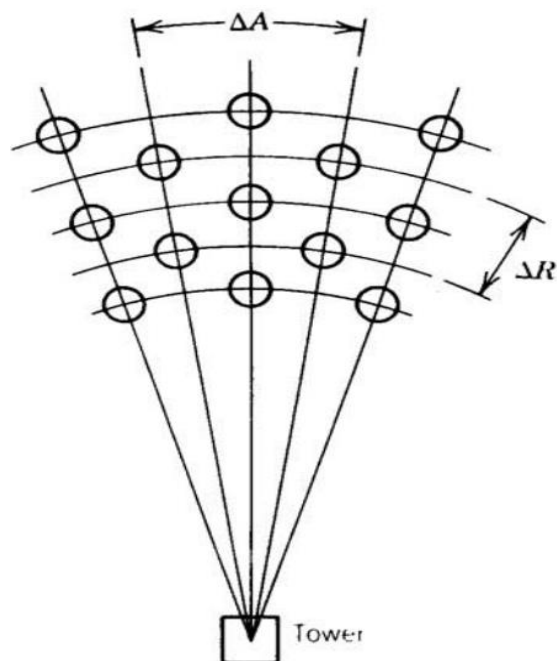
Χωροθέτηση ηλιοστατικού πεδίου

Η χωροθέτηση του ηλιοστατικού πεδίου, είναι η πιο σημαντική διαδικασία για την εγκατάσταση πύργων ηλιακής ισχύος, αλλά ταυτόχρονα είναι και η πιο πολύπλοκη, διότι πρέπει να μεταφερθεί η μέγιστη δυνατή ηλιακή ακτινοβολία στο δέκτη με όσο γίνεται λιγότερες δυνατές απώλειες. Η διαδικασία αυτή, πραγματοποιείται με τα παρακάτω βήματα :

α) Πρωτίστως, θα πρέπει να επιλεγεί η διάταξη του ηλιοστατικού πεδίου, η οποία θα είναι είτε Βόρεια είτε Περιμετρική, ανάλογα με την ισχύ του σταθμού, και

β) στην συνέχεια γίνεται η επιλογή του μοτίβου του ηλιοστατικού πεδίου, το οποίο είναι συνήθως η ακτινική διάταξη ή αλλιώς το ακτινικό κλιμακωτό μοτίβο. Διατάξεις ακτινωτού κλιμακωτού μοτίβου αναπτύχθηκαν στο πανεπιστήμιο του Χιούστον, με στόχο να βρεθεί ένα

μέσο για τον καθορισμό της χωροθέτησης και της πυκνότητας μίας διάταξης ενός ηλιοστατικού πεδίου.



Σχήμα 4.9 : Ακτινωτή Κλιμακωτή Διάταξη από το Πανεπιστήμιο του Houston [91]

Από διάφορους επιστήμονες, ορίστηκε πως η ακτινική απόσταση μεταξύ των ηλιοστατών ΔR και η αζιμουθιακή απόσταση ΔA , για ηλιοστάτες υψηλής ανακλαστικότητας σε μεγάλα πεδία, θα πρέπει να είναι κοντά στο 90%. Οι μαθηματικοί τύποι για την ακτινική απόσταση μεταξύ των ηλιοστατών ΔR και την αζιμουθιακή απόσταση ΔA , είναι οι εξής :

- $\Delta R = (1,4424 * \cos\theta_L - 1,0935 + 3,0684 * \theta_L - 1,1256 * \theta_L^2) * HM$ (m) , όπου

HM = το ύψος του ηλιοστάτη

θ_L = η γωνία υψομέτρου του δέκτη, δηλαδή η γωνία που σχηματίζεται μεταξύ του εδάφους και της ευθείας που ενώνει το κέντρο του ηλιοστάτη με τον ηλιακό δέκτη και

- $\Delta A = WM * (1,7491 + 0,6396 * \theta_L + \frac{0,2873}{\theta_L - 0,04902})$ (m) όπου

WM = το πλάτος του ηλιοστάτη

Η γωνία υψομέτρου του δέκτη, ορίζεται ως εξής :

$$\theta_L = \tan^{-1}\left(\frac{TH}{R}\right) \text{ (deg) , όπου :}$$

TH = το ύψος του πύργου και

R = η απόσταση του ηλιοστάτη από τη βάση του πύργου

Επίσης : $\theta_A = \frac{\Delta A}{R}$ (deg), όπου θ_A = η αζιμουθιακή γωνία μεταξύ δύο διαδοχικών ηλιοστατών που βρίσκονται στην ίδια ακτινική απόσταση.

Επίσης, για την χωροθέτηση του ηλιοστατικού πεδίου η περιοχή γύρω από τον πύργο χωρίζεται σε διάφορες ζώνες, τις οποίες τις αποκαλούμε ομόκεντρες. Προκειμένου να καθοριστεί το μέσο ή το κεντρικό μοτίβο για την κάθε ζώνη, πρέπει να αξιοποιηθεί η ακτινική ΔR και η αζιμουθιακή απόσταση ΔA .

Τώρα, για την πυκνότητα των ηλιοστατών για κάθε ζώνη, ισχύει η εξής σχέση :

$$p_F = \frac{2 \cdot DM \cdot WM \cdot HM}{\Delta R \cdot \Delta A}, \text{ όπου } DM = \frac{\text{ανακλαστική επιφάνεια ηλιοστάτη}}{\text{συνολική επιφάνεια ηλιοστάτη}}$$

Για τα παραπάνω, προκύπτουν τα εξής συμπεράσματα :

- A) Οι ηλιοστάτες που είναι κοντά μέσα στον εσωτερικό δακτύλιο της κάθε ζώνης, υπάρχει πιθανότητα να εντοπιστούν μηχανικές παρεμβολές ή οι απώλειες σκίασης και παρεμπόδισης να μην ανιχνευθούν, και επίσης
- B) Εάν επιλεχθούν μεγάλες ζώνες ενδέχεται να μην υπάρξει διατήρηση της αζιμουθιακής απόστασης ΔA

Η οριοθέτηση του ηλιοστατικού πεδίου εξαρτάται από το είδος του ηλιακού δέκτη, καθώς και από το ύψος του ηλιακού πύργου T_H . Για την πρώτη και την τελευταία σειρά ηλιοστατών, η ακτινική απόσταση ορίστηκε για $R_{\min} = 0,8 \cdot T_H$ και για $R_{\max} = 7,15 \cdot T_H$. Για την μέγιστη αζιμουθιακή γωνία ΔA_{\max} για συστήματα με διάταξη βόρεια του πύργου, υπολογίζεται γεωμετρικά σύμφωνα με τον ηλιακό δέκτη, δηλαδή από την γωνία λήψης και κλίσης του δέκτη, καθώς και από το σχήμα του ανοίγματος του δέκτη.

Στη συνέχεια, αφότου πραγματοποιείται η οριοθέτηση και η διαχώριση του ηλιοστατικού πεδίου σε ζώνες και η εύρεση της πυκνότητας σε ηλιοστάτες της κάθε ζώνης, μπορεί να γίνει και η εύρεση των συντεταγμένων του κάθε ηλιοστάτη στο πεδίο. Βρίσκοντας την αζιμουθιακή γωνία θ_L βρίσκονται και οι συντεταγμένες όλων των ηλιοστατών στην ίδια ακτίνα. Συνεπώς για την κατανόηση της τοποθέτησης μίας σειράς ηλιοστατών, ισχύουν τα εξής :

- Ο πρώτος ηλιοστάτης της ζώνης αφού θα βρίσκεται στον άξονα yy' , δηλαδή θα έχει τετμημένη $x = 0$ και τεταγμένη $y =$ με τη μικρότερη δυνατή απόσταση από τη βάση του πύργου, σύμφωνα με τους περιορισμούς και τα όρια που έχουν οι ζώνες
- Στο 1^ο τεταρτημόριο, ο πρώτος ηλιοστάτης θα έχει τετμημένη $x = R \cdot \sin\left(\frac{1 \cdot \Delta A}{R}\right)$ και τεταγμένη $y = R \cdot \cos\left(\frac{1 \cdot \Delta A}{R}\right)$, ο δεύτερος ηλιοστάτης θα έχει τετμημένη $x = R \cdot \sin\left(\frac{2 \cdot \Delta A}{R}\right)$ και τεταγμένη $y = R \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \Delta A}{R}\right)$, κ.ο.κ.
- Στο 2^ο τεταρτημόριο, οι τετμημένες και οι τεταγμένες έχουν διαφορετικό πρόσημο από αυτές του πρώτου, αλλά είναι όμως ίδιες στην τιμή που θα βγάλουμε

- Στο 3^ο και 4^ο τεταρτημόριο, οι τετμημένες και οι τεταγμένες έχουν ίδιες τιμές με αυτές του 2^{ου} και του 1^{ου} τεταρτημορίου αντίστοιχα, με την διαφορά τους να υπάρχει μονάχα στο πρόσημο

Για τις επόμενες σειρές, οι μεταβλητές αλλάζουν σύμφωνα με την απόσταση της κάθε σειράς από τη βάση του πύργου R. Το περίεργο σε αυτό είναι το γεγονός ότι η βάση του πύργου R υπολογίζεται διαφορετικά για τις ζυγές σειρές ηλιοστατών απ' ότι για τις μονές σειρές. Για τα παραπάνω, ισχύουν τα εξής :

Για τις μονές σειρές ηλιοστατών

- Η τρίτη σειρά υπολογίζεται ως άθροισμα της απόστασης της πρώτης σειράς και της ακτινικής απόστασης ΔR , δηλαδή $R_3 = R_1 + \Delta R$.
- Αφού βρήκαμε την απόσταση της τρίτης σειράς R_3 , μπορούμε να υπολογίσουμε την απόσταση της δεύτερης σειράς R_2 , με την σχέση : $R_2 = R_1 + \frac{R_3 - R_1}{2}$.

Για τις ζυγές σειρές ηλιοστατών

- Στον άξονα yy' , δεν τοποθετείται ηλιοστάτης
- Στο 1^ο τεταρτημόριο ο πρώτος ηλιοστάτης θα έχει τετμημένη $x = R * \sin[(0,5 + 0) * \frac{\Delta A}{R}]$ και τεταγμένη $y = R * \cos[(0,5 + 0) * \frac{\Delta A}{R}]$, ο δεύτερος ηλιοστάτης θα έχει τετμημένη $x = R * \sin[(0,5 + 1) * \frac{\Delta A}{R}]$ και τεταγμένη $y = R * \cos[(0,5 + 1) * \frac{\Delta A}{R}]$, κ.ο.κ.
- Στο 2^ο τεταρτημόριο, οι τετμημένες και οι τεταγμένες έχουν διαφορετικό πρόσημο από αυτές του πρώτου, αλλά είναι όμως ίδιες στην τιμή που θα βγάλουμε
- Στο 3^ο και 4^ο τεταρτημόριο, οι τετμημένες και οι τεταγμένες έχουν ίδιες τιμές με αυτές του 2^{ου} και του 1^{ου} τεταρτημορίου αντίστοιχα, με την διαφορά τους να υπάρχει μονάχα στο πρόσημο

Παρατηρείται, λοιπόν, ότι η αζιμουθιακή απόσταση ΔA αυξάνεται αρκετά, και αυτό συμβαίνει ώστε να αυξηθούν και άλλοι ηλιοστάτες, αλλά για να γίνει αυτό θα πρέπει η απόσταση αυτή να ξεπερνά κατά δύο φορές τον απαιτούμενο χώρο του κάθε ηλιοστάτη. [71],[89],[102],[106]-[109],[111].

4.2.2.4 Κώδικες βελτιστοποίησης ηλιοστατικού πεδίου

Οι κώδικες βελτιστοποίησης του ηλιοστατικού πεδίου έχουν αναπτυχθεί, προκειμένου να υπολογίζουν και να τοποθετούν τους ηλιοστάτες στο πεδίο, με τις πιο ελάχιστες απώλειες και το μικρότερο κόστος, και αυτό έχει ως αποτέλεσμα να να χωροθετηθεί και να βελτιστοποιηθεί σωστά το ηλιοστατικό πεδίο, χωρίς πολλά σφάλματα. Παρακάτω κάποιοι πολύ σημαντικοί κώδικες είναι :

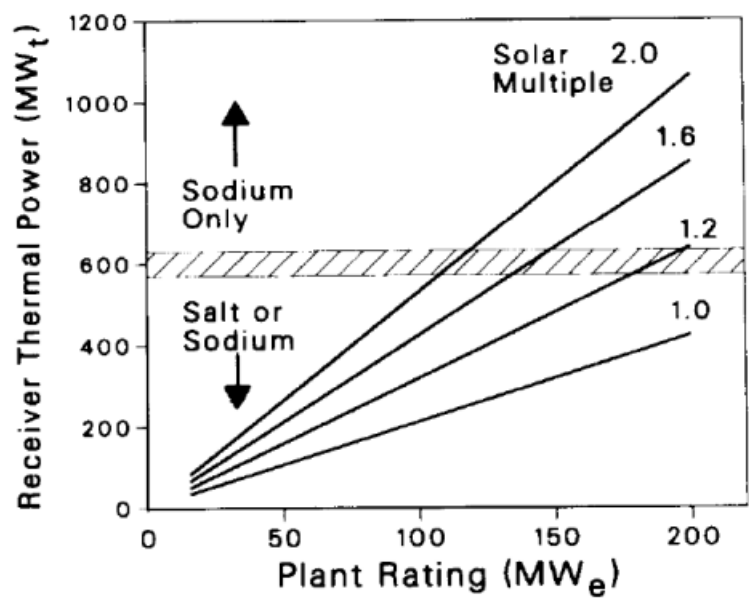
- Ο κώδικας *DELSOL 3* που ανέπτυξε ο Kistler το 1986, είναι ο πιο διαδεδομένος, αφού μετά την εισαγωγή των βασικών παραμέτρων, όπως η γεωμετρία του ηλιακού δέκτη και το ύψος του ηλιακού πύργου, είναι σε θέση να χωρίσει το ηλιοστατικό πεδίο σε ζώνες και να μας δώσει την πυκνότητα ηλιοστατών σε κάθε ζώνη, αλλά και συγκεκριμένες συντεταγμένες, όπως επίσης και να μπορεί να παράγει χάρτες ροής θερμότητας για το δέκτη, καθώς και να υπολογίζει τους βαθμούς απόδοσης τους συστήματος σε όλους τους τομείς μίας εγκατάστασης.
- Ο κώδικας *RCELL* ή όπως λέγεται σήμερα *TieSOL*, μπορεί να τοποθετεί αυτόματα τους ηλιοστάτες στο χώρο, να εξομοιώνει τη λειτουργία του πεδίου, και να υπολογίζει τη ροή θερμότητας για κάθε ηλιοστάτη ή για όλο το πεδίο
- Ο κώδικας *HFLD*, ο οποίος αναπτύχθηκε από την Κινεζική Ακαδημία Επιστημών , και έχει την δυνατότητα να κάνει βελτιστοποίηση του ηλιοστατικού πεδίου.
- Ο κώδικας *HFLCAL*, ο οποίος είναι η εξέλιξη του πρώτου κώδικα που αναπτύχθηκε, του *MIRVAL* [89],[106],[109],[112]

4.2.3 Λόγος υπερδιαστασιολόγησης (Solar Multiple)

$$\text{Λόγος υπερδιαστασιολόγησης} = \frac{\text{η θερμική ενέργεια στον ηλιακό δέκτη}}{\text{η εισαγωγή θερμικής ενέργειας στο στρόβιλο}}$$

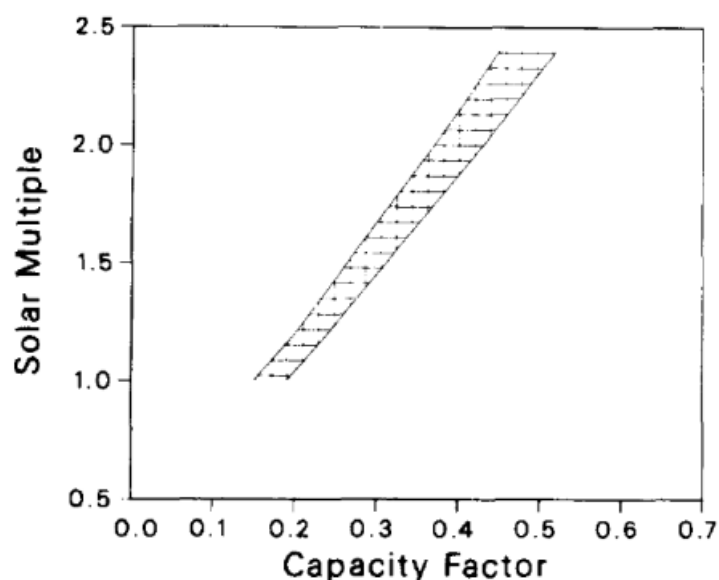
Ο λόγος υπερδιαστασιολόγησης του ηλιακού πεδίου, παίζει πολύ σημαντικό ρόλο στη συλλογή ενέργειας και καθορίζεται στο σημείο σχεδιασμού. Επίσης, έχει τιμή μεγαλύτερης της μονάδας, λόγω του ότι η περίσσια θερμική ενέργεια μπορεί να αποθηκεύεται.

Η τιμή του λόγου υπερδιαστασιολόγησης εξαρτάται από τη θερμική ενέργεια που απαιτεί ένα σύστημα. Για παράδειγμα, εάν έχουμε σύστημα αποθήκευσης, θα πρέπει η τιμή λόγου υπερδιαστασιολόγησης να είναι μεγάλη, προκειμένου να καλυφθούν οι ανάγκες της περίσσειας ενέργειας, πράγμα το οποίο βέβαια έχει ως συνέπεια να χρειαζόμαστε μεγαλύτερη επιφάνεια, και αυτό σημαίνει αύξηση του κόστους. Ένα σύστημα με λόγο υπερδιαστασιολόγησης 1.5 μπορεί να αποθηκεύσει θερμική ενέργεια κοντά στις 3 ώρες, ενώ ένα σύστημα με λόγο υπερδιαστασιολόγησης 2.1 μπορεί να αποθηκεύσει θερμική ενέργεια κοντά στις 9 ώρες. [89]



Σχήμα 4.10 : Διάγραμμα θερμικής ισχύος του ηλιακού δέκτη σε σχέση με την ισχύ και το λόγο υπερδιαστασιολόγησης του συστήματος [71]

Επίσης, καλό θα ήταν να σημειωθεί ότι ο λόγος υπερδιαστασιολόγησης συνδέεται σημαντικά με τον συντελεστή εκμετάλλευσης, αν και υπάρχουν κάποια διαφορά μεταξύ τους, όπως το γεγονός ότι ο λόγος υπερδιαστασιολόγησης είναι μία μεταβλητή σχεδιασμού και διαστασιολόγησης, δηλαδή είναι σταθερός και δεν επηρεάζεται από κανέναν παράγοντα, ενώ αντίθετα ο συντελεστής εκμετάλλευσης είναι παράμετρος της ενεργειακής απόδοσης, δηλαδή μπορεί να μειώνεται από διάφορους παράγοντες, όπως οι καλές/κακές καιρικές συνθήκες.



Σχήμα 4.11 : Διάγραμμα λόγου υπερδιαστασιολόγησης – συντελεστή εκμετάλλευσης, με σκοπό την παρατήρηση των διαφορών τους [71]

4.2.4 Ύψος ηλιακού πύργου

Ο ηλιακός πύργος μπορεί να στηρίζει στο κατάλληλο ύψος τον ηλιακό δέκτη, και παρέχει επίσης στήριξη στις σωληνώσεις και στον ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό. Ακόμα, έχει την δυνατότητα να μεταφέρει τα φορτία ανέμων και σεισμών, καθώς επίσης και τα φορτία βαρύτητας του πύργου και του εξοπλισμού σε επίπεδα κάτω από τα θεμέλια του. Προκειμένου να βρεθεί το κατάλληλο ύψος για τον πύργο, αυτό εξαρτάται από το κόστος και την απόδοση των άλλων συστημάτων, τον σχεδιασμό του, άλλα και από την διάταξη του ηλιοστατικού πεδίου. Επίσης, παίζουν σημαντικό ρόλο το ρευστό μεταφοράς θερμότητας και οι ιδιότητες του ηλιακού δέκτη.

Τώρα, οι παράγοντες που επηρεάζουν την κατασκευή του πύργου είναι α) το βάρος, όπου η κατασκευή επηρεάζεται από το ρευστό μεταφοράς θερμότητας που χρησιμοποιείται, β) οι άνεμοι και γ) οι σεισμοί.

Η κατασκευή ενός πύργου γίνεται με δύο περιπτώσεις :

- Με σκυρόδεμα, όπου ακολουθούνται οι τεχνικές κατασκευής καπνοδόχου και
- Με ατσάλινο σκελετό, όπου η τεχνική που ακολουθείται είναι πανομοιότυπη με την τεχνική κατασκευής ενός πύργου γεώτρησης πετρελαίου

Επίσης για :

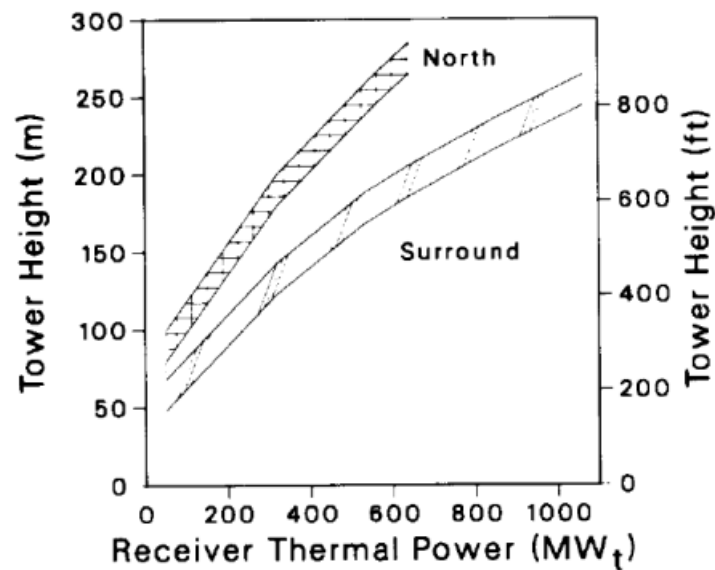
$\Upsilon\psi\omicron\varsigma \ \pi\acute{\upsilon}\rho\gamma\omicron\upsilon < 120 \ m \rightarrow$ η κατασκευή με ατσάλινο σκελετό είναι φθηνότερη από αυτή του σκυροδέματος

$\Upsilon\psi\omicron\varsigma \ \pi\acute{\upsilon}\rho\gamma\omicron\upsilon > 120 \ m \rightarrow$ η κατασκευή με σκυροδέμα είναι φθηνότερη από αυτή του ατσάλινου σκελετού

Όσον αφορά την διάταξη του ηλιοστατικού πεδίου, μία εγκατάσταση με διάταξη ηλιοστατικού πεδίου βόρεια του πύργου με δέκτη κοιλότητας απαιτεί ψηλότερο πύργο συγκριτικά με την διάταξη περιμετρικά του πύργου και κυλινδρικό δέκτη, πράγμα το οποίο παρουσιάζεται και στο ακόλουθο σχήμα.

Για τις απώλειες, ένας πύργος όταν έχει μεγάλο ύψος, αυτό έχει ως αποτέλεσμα να μειώνει τις απώλειες συνημιτόνου, σκίασης και παρεμπόδισης του πεδίου, και ταυτόχρονα αυξάνει τις απώλειες ατμοσφαιρικής διαπερατότητας λόγω της μεγαλύτερης απόστασης που

αναγκάζονται να διανύουν οι ανακλώμενες ακτίνες. Παράλληλα, αυξάνει κατά πολύ το κόστος, και επιπλέον εξασφαλίζει πυκνότερη διάταξη του πεδίου. [71],[89]



Σχήμα 4.12 : Διάγραμμα ύψος πύργου - θερμικής ενέργειας του ηλιακού δέκτη για διάταξη βόρειου και περιμετρικό ηλιοστατικού πεδίου [71]

4.3 Σωστή αξιοποίηση ηλιακής ενέργειας

Για να μπορεί να αξιοποιηθεί σωστά η ενέργεια, θα πρέπει να παράγεται θερμική ενέργεια με το ελάχιστο δυνατό κόστος. Η διαστασιολόγηση των παραμέτρων της αξιοποίησης ενέργειας, αποσκοπεί κυρίως στην σωστή χρήση της ενέργειας.

4.3.1 Κόστος ενέργειας

$$\text{Κόστος ενέργειας} = \frac{\text{Ετήσιο κόστος}}{\text{Ετήσια ενεργειακή παραγωγή}}$$

Αρχικά, πολύ σημαντικά για το κόστος της ενέργειας ενός σταθμού είναι το κόστος της λειτουργίας και της συντήρησής του, στο οποίο περιλαμβάνεται : α) τα υλικά για τη λειτουργία και τη συντήρηση του σταθμού, β) η αντικατάσταση των μέσων αποθήκευσης και γ) τα συνολικά έξοδα που υπάρχουν κατά τη λειτουργία του και επίσης περιλαμβάνεται και το κόστος εργασίας των ανθρώπων που δουλεύουν στον σταθμό αυτό.

Ακόμα, είναι και το κόστος κεφαλαίου, το οποίο μπορεί να υπολογιστεί με δύο τρόπους :

Το κόστος του κεφαλαίου μπορεί να υπολογιστεί από το άθροισμα του κόστους κάθε τομέα του σταθμού, και αυτό είναι υποχρεωτικό να γίνει για τον υπολογισμό του σταθμισμένου

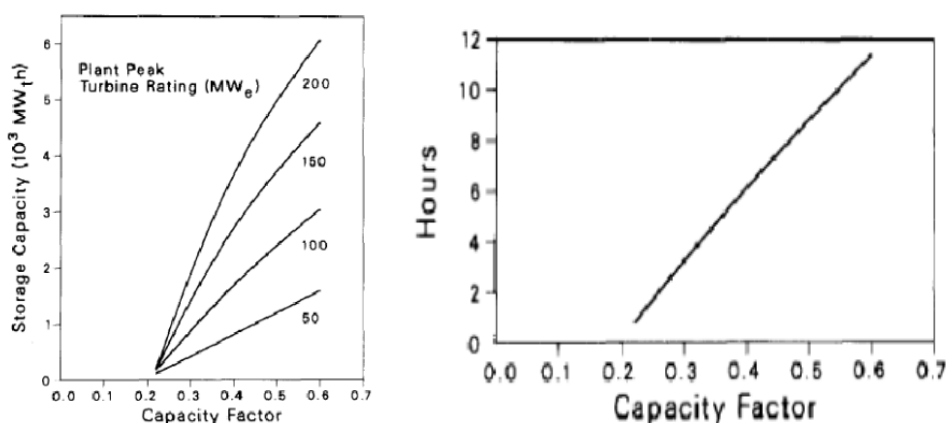
κόστους ενέργειας. Επιπλέον, το κόστος κεφαλαίου περιλαμβάνει όλα τα κόστη που προκύπτουν πριν τη λειτουργία του σταθμού, στα οποία με την σειρά τους περιλαμβάνονται οι άμεσες και οι έμμεσες δαπάνες, τα απροσδόκητα κόστη και το κόστος της έναρξης της λειτουργίας του σταθμού. Υπολογίζεται ότι οι έμμεσες δαπάνες, το κόστος έναρξης και τα απροσδόκητα κόστη, αντιστοιχούν σε 20 % – 35 % των άμεσων δαπανών. Πιο συγκεκρικμένα, για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους κεφαλαίου πρέπει να υπολογιστούν τα κόστη του τομέα συλλογής ενέργειας, του πύργου, του ηλιακού δέκτη, του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, του συστήματος μετατροπής ενέργειας και των λειτουργικών συστημάτων του σταθμού, καθώς και το κόστος μεταφοράς. [89]

4.3.2 Διαστασιολόγηση συστήματος αποθήκευσης θερμικής ενέργειας

Το μέγεθος του συστήματος αποθήκευσης θερμικής ενέργειας εξαρτάται από το κομμάτι της συλλογής ενέργειας, καθώς και από τις απαιτήσεις που έχει η ενέργεια από έναν ηλιοθερμικό σταθμό. Τα χαρακτηριστικά για την ομαλή διαστασιολόγηση του συστήματος αποθήκευσης θερμικής ενέργειας, είναι τα εξής :

- ο συντελεστής εκμετάλλευσης
- ο τρόπος λειτουργίας του σταθμού
- ο θερμοδυναμικός βαθμός απόδοσης του κύκλου και
- η απόδοση του στροβίλου

Παρακάτω, απεικονίζονται δύο διαγράμματα, τα οποία εξηγούν σε σημαντικό βαθμό την σχέση που υπάρχει ανάμεσα στο μέγεθος ενός συστήματος αποθήκευσης θερμικής ενέργειας και στον συντελεστή εκμετάλλευσης :



Σχήμα 4.13 : Διαγράμματα διαστασιολόγησης συστήματος αποθήκευσης θερμικής ενέργειας - συντελεστής εκμετάλλευσης ηλιοθερμικού σταθμού [71]

Η πρώτη εικόνα μας δείχνει τα ποσά που μπορούν να αποθηκευτούν για διάφορα μεγέθη στροβίλων σε MW, συναρτήσεϊ του συντελεστή εκμετάλλευσης.

Η δεύτερη εικόνα δείχνει τις ώρες λειτουργίας του συστήματος αποθήκευσης στη μέγιστη ενεργειακή απόδοση του στροβίλου, συναρτήσει του συντελεστή εκμετάλλευσης. Οι ώρες που βλέπουμε στο γράφημα (μεγαλώνει ανά 2 ώρες), προκύπτουν από την ελάχιστη απαίτηση αποθηκευμένης ενέργειας σε συνδυασμό με την καθαρή αποθηκευμένη ενέργεια, και αυτό προκύπτει από την σχέση : *Ενέργεια στον τομέα συλλογής – Ενέργεια που απαιτείται για την τροφοδοσία του στροβίλου.*

Οι δεξαμενές αποθήκευσης θερμικής ενέργειας έχουν λόγο ύψους – διαμέτρου κατώτερο της μονάδας και τα συστήματα, με τα οποία μεταφέρεται το ρευστό αποτελούνται από αντλίες για την ομαλότερη κυκλοφορία του. [89]

4.3.3 Ετήσια εκτίμηση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

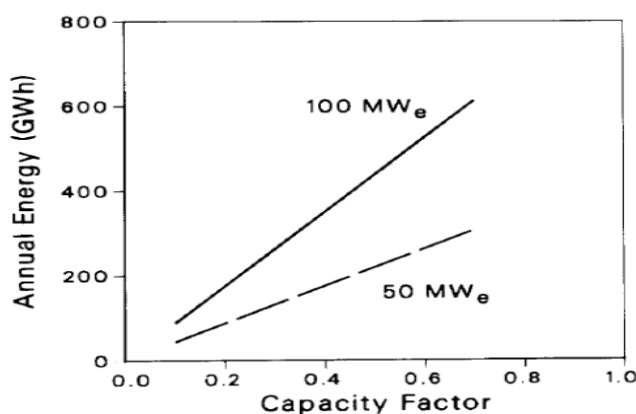
Η ετήσια εκτίμηση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτάται από τα ποσά ηλεκτρικής ενέργειας που παράγονται, ο τρόπος με τον οποίο λειτουργεί ένας ηλιοθερμικός σταθμός, καθώς και οι καιρικές συνθήκες, οι οποίες αλλάζουν αρκετά συχνά.

Για τον υπολογισμό της ετήσιας εκτίμησης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, είχε αξιοποιηθεί το διάγραμμα από το κεφάλαιο 4.1.1 , το οποίο αναφέρεται στον συντελεστή εκμετάλλευσης :

Συντελεστής Εκμετάλλευσης (Capacity Factor) =

$$\frac{\text{η μέση ετήσια παραγόμενη ενέργεια}}{\text{η ενέργεια που θα παράγει η μονάδα αν λειτουργεί σε πλήρες φορτίο ετησίως}}$$

Συνεπώς, αν είναι γνωστή η τιμή του συντελεστή εκμετάλλευσης, βρίσκεται και η μέση ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια. [89]



Σχήμα 4.14 : Διάγραμμα ετήσιας παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας – συντελεστής εκμετάλλευσης (Capacity Factor) [71]

4.4 Ενεργειακός ισολογισμός

Με τον ενεργειακό ισολογισμό, αρχικά θα γίνεται η περιγραφή της ηλιακής ακτινοβολίας που δέχεται ο ηλιακός δέκτης, στη συνέχεια θα γίνει αναφορά για την μετατροπή της ηλιακής σε θερμική ενέργεια στον ηλιακό δέκτη και τέλος θα ειπωθούν και κάποια σημαντικά πράγματα για την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από την γεννήτρια.

4.4.1 Ηλιακή ενέργεια

Οι μετρήσεις για την διαθέσιμη ηλιακή ενέργεια, μπορούν να προκύψουν με την πάροδο των χρόνων. Μπορούν να βρεθούν η άμεση ηλιακή ακτινοβολία I , αξιοποιώντας τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής της Κορώνης.

Τώρα, το ποσό της ακτινοβολίας I που ανακλάται από τους ηλιοστάτες στον κεντρικό δέκτη \dot{Q}_{useful} , ορίζεται από τη σχέση :

$$\dot{Q}_{\text{useful}} = N_h * A_h * n_{\text{available}} * I, \text{ όπου :}$$

- N_h = ο αριθμός των ηλιοστατών
- A_h = το εμβαδόν της ανακλαστικής επιφάνειας του κάθε ηλιοστάτη και
- $n_{\text{available}}$ = ο συντελεστής διαθεσιμότητας του ηλιοστατικού πεδίου (κυμαίνεται στο 0,99 περίπου)

Η θερμική ενέργεια \dot{Q}_{inc} που φτάνει από το ηλιοστατικό πεδίο στον ηλιακό δέκτη, ορίζεται ως εξής :

$$\dot{Q}_{\text{inc}} = n_{\text{field}} * \dot{Q}_{\text{useful}}$$

και όπως ήταν στην ενότητα 3.3.3 , ο βαθμός απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου n_{field} , είναι ίσος με τον πολλαπλασιασμό των απωλειών που μπορεί να υπάρξουν (απώλειες ατμοσφαιρικής διαπερατότητας / σκίασης και παρεμπόδισης / διαρροής / ανακλαστικότητας / συνημιτόνου), δηλαδή :

$$n_{\text{field}} = n_{\text{att}} * n_{\text{shadow}} * n_{\text{blocking}} * n_{\text{spill}} * n_{\text{refl}} * n_{\text{cos}} [71]$$

4.4.2 Θερμική ενέργεια

Η θερμική ενέργεια που καταφτάνει στον ηλιακό δέκτη, μεταφέρεται στα ρευστά μεταφοράς θερμότητας, γνωρίζουμε, όμως, ότι κατά την διάρκεια της μεταφοράς αυτής, θα υπάρχουν και απώλειες, οι οποίες παίζουν ρόλο στον βαθμό απόδοσης του ηλιακού δέκτη, ο οποίος υπολογίζεται ως εξής :

$$n_{\text{receiver}} = n_{\text{absorp}} * n_{\text{conduct}} * n_{\text{conv}} * n_{\text{radiation}}$$

Ακόμα, ο βαθμός απόδοσης του ηλιακού δέκτη υπολογίζεται και με άλλον τρόπο, δηλαδή :

Βαθμός απόδοσης του ηλιακού δέκτη =

$$\frac{\text{η θερμική ενέργεια που λαμβάνει το ρευστό στις σωληνώσεις του ηλιακού δέκτη}}{\text{η θερμική ενέργεια που φτάνει στον ηλιακό δέκτη από το ηλιοστατικό πεδίο}} = \frac{\dot{Q}_{net}}{\dot{Q}_{inc}} = \eta_{receiver} [71]$$

4.4.3 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Ο βαθμός απόδοσης του μπλοκ ισχύος και η θερμική ενέργεια του ρευστού μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω του μπλοκ ισχύος μπορεί να υπολογιστεί με δύο τρόπους :

1^{ος} τρόπος

Για τον υπολογισμό του βαθμού απόδοσης του μπλοκ ισχύος, θα πρέπει να είναι γνώριμες οι απώλειες που προκύπτουν από την έξοδο του ρευστού από τον ηλιακό δέκτη μέχρι τη μετατροπή της θερμικής σε ηλεκτρική ενέργεια στους ακροδέκτες της γεννήτριας, και ο τύπος είναι :

$$\eta_{block} = \frac{P_{el,gross}}{\dot{Q}_{net}}$$

2^{ος} τρόπος

Κατά την διάρκεια της πορείας που ακολουθεί το ρευστό, υπάρχουν απώλειες, τόσο στις σωληνώσεις όσο και στους εναλλάκτες θερμότητας. Για τον υπολογισμό του βαθμού απόδοσης του μπλοκ ισχύος ή αλλιώς την απόδοση συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας η_{block} , θα πρέπει πρώτα να υπολογιστεί ο βαθμός απόδοσης του θερμοδυναμικού κύκλου η_{cycle} , ο οποίος υπολογίζεται από τον τύπο :

$$\eta_{cycle} = \frac{(\dot{m}_{turbine} * \Delta h_{turbine}) - P_{pumps}}{\dot{m}_{rec} * \Delta h_{rec}} = \frac{\dot{m}_{turbine} * (h_{turbine,in} - h_{turbine,out}) - P_{pumps}}{\dot{m}_{rec} * (h_{rec,in} - h_{rec,out})}, \text{ όπου :}$$

- $\dot{m}_{turbine}$ = η παροχή ατμού στο στρόβιλο
- \dot{m}_{rec} = η παροχή του ρευστού μεταφοράς θερμότητας στον ηλιακό δέκτη
- $\Delta h_{turbine} = h_{turbine,in} - h_{turbine,out}$ = η ενθαλπική πτώση του ατμού κατά την εκτόνωση στο στρόβιλο
- $\Delta h_{rec} = h_{rec,in} - h_{rec,out}$ = η ενθαλπική αύξηση στις σωληνώσεις του ηλιακού δέκτη και

- P_{pumps} = η ισχύς που καταναλώνουν οι αντλίες συμπύκνωσης και τροφοδοσίας στο μπλοκ ισχύος

Ο βαθμός απόδοσης του μπλοκ ισχύος, ο οποίος απεικονίζει το ποσοστό της εισερχόμενης θερμικής ισχύος που τελικά μετατρέπεται σε ηλεκτρική ισχύ, και ορίζεται ως εξής :

$$\frac{\text{η ηλεκτρική ισχύς που παράγεται από τη γεννήτρια}}{\text{η θερμική ισχύς του ρευστού μεταφοράς θερμότητας που διαρρέει τις σωληνώσεις του ηλιακού δέκτη}}$$

Επιπρόσθετα, ο βαθμός απόδοσης του μπλοκ ισχύος η_{block} εξαρτάται από τη διάταξη των σωληνώσεων και των εξαρτημάτων που αποτελούν ένα σύστημα.

Ο βαθμός απόδοσης του μπλοκ ισχύος εξαρτάται ακόμα από τρεις ακόμη αποδόσεις :

- Τον βαθμό απόδοσης θερμοδυναμικού κύκλου η_{cycle}
- Τον βαθμό απόδοσης της αποθηκευτικής μονάδας $\eta_{storage}$ και
- Τον βαθμό απόδοσης της γεννήτριας η_{gen}

Και συνδέονται με την σχέση : $\eta_{block} = \eta_{cycle} * \eta_{storage} * \eta_{gen}$

Σε περίπτωση που δεν υπάρχει σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, δεν θα έχουμε βαθμό απόδοσης της αποθηκευτικής μονάδας $\eta_{storage}$, συνεπώς ο τύπος γίνεται : $\eta_{block} = \eta_{cycle} * \eta_{gen}$ [89], [91]

4.4.4 Καθαρή ηλεκτρική ενέργεια που πηγαίνει από την γεννήτρια στο δίκτυο

Η ηλεκτρική ενέργεια που ξεκινάει από την γεννήτρια και κατευθύνεται προς το δίκτυο, είναι λογικό κατά την διάρκεια της μεταφοράς της να έχει απώλειες. Οι απώλειες αυτές προκύπτουν κυρίως από την τροφοδοσία των υποσυστημάτων του σταθμού, διότι για να λειτουργήσουν χρειάζονται ηλεκτρική ενέργεια, δηλαδή τις λεγόμενες απώλειες ιδιοκατανάλωσης. Ο βαθμός απόδοσης της καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας η_{el} που πηγαίνει από την γεννήτρια στο δίκτυο, προκύπτει ως εξής : $\eta_{el} = \frac{P_{el,net}}{P_{el,gross}}$.

4.4.5 Ενεργειακό ισοζύγιο

Με την βοήθεια των παραπάνω υποενοτήτων της ενότητας 4.4, μπορεί να υπολογιστεί το απαιτούμενο ηλιοστατικό πεδίο, καθώς και η συνολική ηλεκτρική ενέργεια που εισέρχεται στο δίκτυο σε σχέση με την ηλιακή ακτινοβολία της περιοχής όπου θα χτιστεί ο σταθμός, όπου είναι η περιοχή της Κορώνης. Παρακάτω, γίνονται τα εξής βήματα :

Είναι :

$$\eta_{el} = \frac{P_{el,net}}{P_{el,gross}} \rightarrow \text{απαιτούμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας } P_{el,net} = \eta_{el} * P_{el,gross} \quad (1)$$

$$\eta_{block} = \frac{P_{el,gross}}{\dot{Q}_{net}} \rightarrow \text{ενέργεια που παράγει η γεννήτρια } P_{el,gross} = \dot{Q}_{net} * \eta_{block} \quad (2)$$

Άρα από (1), (2) $\rightarrow P_{el,net} = \eta_{el} * \dot{Q}_{net} * \eta_{block}$ (3)

Η θερμική ενέργεια που έχει το ρευστό μεταφοράς στην έξοδο του ηλιακού δέκτη, ορίζεται ως εξής :

$$\eta_{receiver} = \frac{\dot{Q}_{net}}{\dot{Q}_{inc}} \rightarrow \dot{Q}_{net} = \eta_{receiver} * \dot{Q}_{inc} \quad (4)$$

Άρα, η σχέση της (3), βάσει της σχέσης (4), γίνεται ως εξής :

$$P_{el,net} = \eta_{el} * \eta_{block} * \eta_{receiver} * \dot{Q}_{inc} \quad (5)$$

η ενέργεια που φτάνει από το ηλιοστατικό πεδίο στον ηλιακό δέκτη, ορίζεται ως εξής :

$\dot{Q}_{inc} = \eta_{field} * \dot{Q}_{useful}$ και η σχέση (5), γίνεται ως εξής :

$$P_{el,net} = \eta_{el} * \eta_{block} * \eta_{receiver} * \eta_{field} * \dot{Q}_{useful} \quad (6)$$

Τώρα, το ποσό της ακτινοβολίας I που ανακλάται από τους ηλιοστάτες στον κεντρικό δέκτη \dot{Q}_{useful} , ορίζεται από τη σχέση :

$$\dot{Q}_{useful} = N_h * A_h * \eta_{available} * I$$

και η σχέση (6) γίνεται ως εξής :

$$P_{el,net} = \eta_{el} * \eta_{block} * \eta_{receiver} * \eta_{field} * N_h * A_h * \eta_{available} * I \quad (7)$$

Τέλος, ο συνολικός βαθμός απόδοσης του σταθμού η_{plant} , ισούται με :

$$\eta_{plant} = \frac{\text{παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια}}{\text{ανακλώμενη ηλιακή ακτινοβολία από τους ηλιοστάτες}}$$

Άρα :

$$\eta_{plant} = \frac{P_{el,net}}{\dot{Q}_{useful}} = \frac{P_{el,net}}{A_h * N_h * I * \eta_{available}} \quad (8)$$

Και η σχέση (8) σε συνδυασμό με την σχέση (7), μας βγάζει τον τελικό τύπο για τον βαθμό απόδοσης του σταθμού η_{plant} , ο οποίος είναι ο εξής :

$$\eta_{plant} = \eta_{el} * \eta_{block} * \eta_{receiver} * \eta_{field} \quad (9) \quad [71], [89]$$

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5ο : ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΠΥΡΓΟΥ ΗΛΙΑΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΗΣ ΚΟΡΩΝΗΣ ΣΤΗΝ ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟ

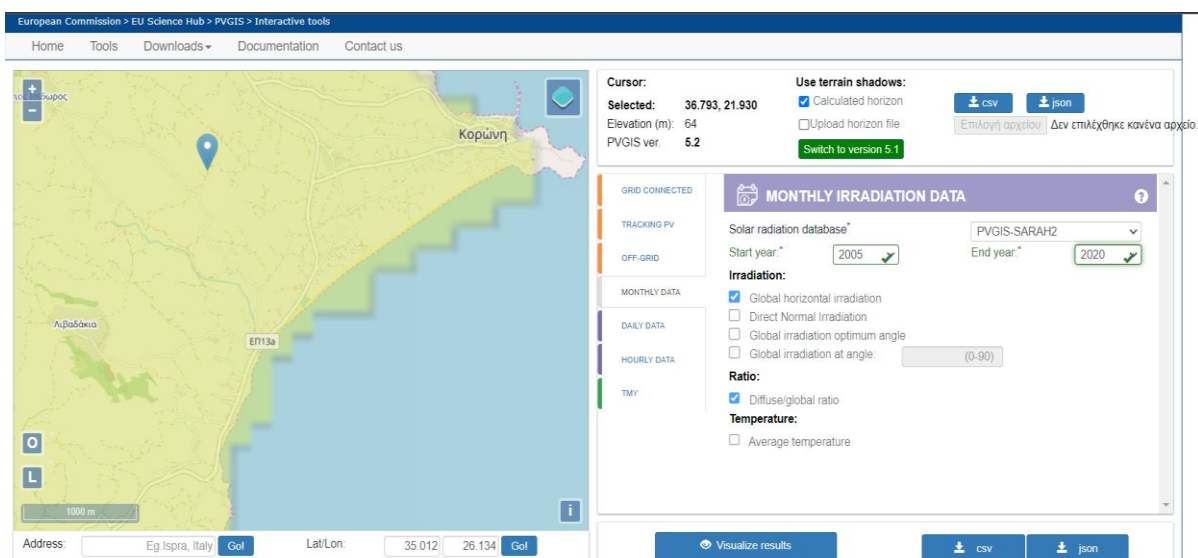
Η Ελλάδα έχει πολύ υψηλό ηλιακό δυναμικό και διάφορες χώρες από όλον τον κόσμο επιθυμούν να επενδύσουν, όσον αφορά το κομμάτι της ενέργειας. Για να μπορέσει να χτιστεί ο πρώτος ελληνικός ηλιοθερμικός σταθμός η Nur Energie συνεργάστηκε με τη Motor Oil Hellas A.E, ο οποίος θα βρισκόταν στη θέση Πλαγιές Αθρινόλακκου της Κρήτης.

Τώρα, σχετικά με την περιοχή της Κορώνης, στην οποία θα χτιστεί ο ηλιοθερμικός σταθμός, λέγεται ότι είναι αρκετά ιδανική, σύμφωνα με τις απαιτήσεις ενός ηλιοθερμικού σταθμού σε άμεση ηλιακή ακτινοβολία και το ηλιακό δυναμικό της χώρας. Επειδή το έδαφος στην περιοχή αυτή δεν είναι ιδιαίτερα επίπεδο, η ίδρυση σταθμού παραβολικών συλλεκτών καθίσταται ακατάλληλη, συνεπώς ιδανική είναι μονάχα η κατασκευή πύργου ηλιακής ισχύος.

5.1 Σημαντικά αρχικά δεδομένα – ανάλυση λειτουργίας του συστήματος

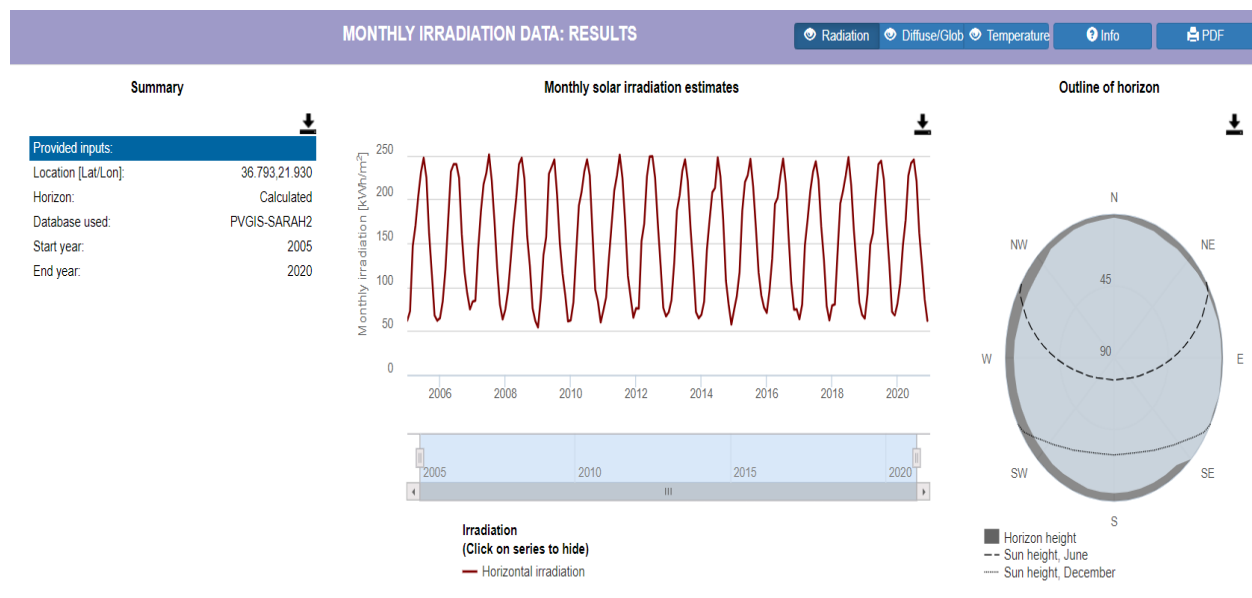
Αρχικά, πρέπει η μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς για τον ηλιοθερμικό σταθμό να έχει μέγιστη αποδιδόμενη ισχύ περίπου 50 MW_e. Επιπλέον, στον σταθμό αυτόν θα συμπεριληφθεί σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, που θα αποτελείται από δύο δεξαμενές άλατος. Επίσης, θα μπει και συμβατικός λέβητας με ισχύ 100 MW_{th} με χρήση συμβατικών καυσίμων και θα εγκατασταθεί ένα εφεδρικό ηλεκτροπαραγωγό ζεύγος συνολικής ισχύος 4-5 MW_{e1}, όπως είχε γίνει και για τον σταθμό του Αθρινόλακκου της Κρήτης. [113]

Πρώτα από όλα, κάνουμε την εύρεση στην ετήσια άμεση ηλιακή ακτινοβολία της περιοχής που θα εγκατασταθεί ο σταθμός, η οποία προκύπτει από ετήσιες μετρήσεις μετεωρολογικών δεδομένων, και θα την βρούμε παρακάτω. Το γεωγραφικό μήκος και το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής, όπου θα χτιστεί ο ηλιοθερμικός σταθμός είναι 36.793° και 21.930° αντίστοιχα.



Εικόνα 5.1 : Έρευνα για την μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία για τις χρονιές 2005 – 2020, με την βοήθεια του PVGIS [114]

Με την εφαρμογή του PVGIS, εντοπίζεται το σημείο που θα χτιστεί ο ηλιοθερμικός σταθμός, και θα βρεθεί η μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία από το 2005 έως και την τελευταία χρονιά που έχουν παρθεί μετρήσεις, δηλαδή το 2020, επιλέγοντας το «Global horizontal irradiation» και «Diffuse/global ratio», και κλικάροντας στο «Visualize results», θα βγάλει όλες τις μετρήσεις των μετεωρολογικών δεδομένων για την ηλιακή ακτινοβολία από το 2005 έως και το 2020 :



Εικόνα 5.2 : Διάγραμμα μηνιαίας ηλιακής ακτινοβολίας για τις χρονιές 2005 – 2020 [114]

Και έπειτα κλικάρεται το PDF, προκειμένου να βγουν αναλυτικά σε νούμερα όλες τις μετρήσεις :

Global horizontal irradiation

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
January	62.08	64.9	83.63	74.48	54.32	62.24	73.62	75.93	71.47	68.64	73.94	70.82	63.57	79.13	64.43	81.15
February	72.7	83.76	84.73	96.06	86.85	82.65	88.31	75.82	85.11	83.53	89.89	96.06	80.32	80.41	92.44	104.42
March	146.88	120.46	142.3	132.81	136.52	138.78	131.65	152.38	127.03	142.17	116.89	132.74	147.59	139.27	148.12	147.48
April	170.27	176.51	185.44	171.49	157.23	192.92	170.27	172.13	187.32	176.51	186.87	194.76	177.06	195.39	161.63	176.44
May	203.12	231.64	217.11	201.86	229.01	208.44	209.87	226.12	204.44	207.86	219.66	201.72	209.75	209.48	203.52	226.96
June	230.81	240.03	229.74	239.91	236.97	231.73	227.3	248.57	232.41	212.86	227.17	226.7	231.55	227.17	239.78	241.12
July	247.17	240.09	251.03	247.1	245.23	245.34	250.7	248.98	245.42	247.55	245.88	246.16	243.07	247.97	243.8	245.14
August	224.87	224.51	221.38	223.4	204.73	227.07	224.38	224.26	220.84	225.9	214.59	218.27	221.95	216.25	222.59	220.63
September	160.4	159.91	174.99	158.41	150.03	161.31	174.11	172.11	167.16	176.89	167.94	158.46	169.13	164.07	171.53	161.56
October	115.09	117.06	121.36	123.99	115.24	97.19	113.06	125.13	123.11	107.33	116.77	104.86	131.12	122.88	126.17	125.06
November	67.92	92.7	79.87	75.9	90.77	83.54	88.28	76.41	71.7	80.25	90.56	74.41	78.41	82.63	71.88	85.92
December	61.86	74.94	63.29	61.54	61.13	59.93	65.36	66.84	64.68	57.56	76.8	74.8	62.19	68.63	67.91	61.77

Πίνακας 7 : Αποτελέσματα τιμών μηνιαίας ηλιακής ακτινοβολίας για τις χρονιές 2005 – 2020 [114]

Από τις παραπάνω μετρήσεις, με την βοήθεια του Microsoft Excel, για κάθε χρόνο την ετήσια ηλιακή ακτινοβολία με το άθροισμα των ακτινοβολιών των 12 μηνών και μόλις βρεθεί την

συνολική ηλιακή ακτινοβολία κάθε έτους βρίσκεται και ο μέσος όρος της ηλιακής ακτινοβολίας από όλα τα έτη, και βρίσκεται στην προκειμένη περίπτωση ότι η μέση ετήσια ηλιακή ακτινοβολία βγάζει περίπου 1815 kWh/m². [69],[114]

Ο ηλιοθερμικός αυτός σταθμός θα αποτελείται από κυλινδρικό δέκτη και ηλιοστατικό πεδίο περιμετρικά του δέκτη. Όσον αφορά για του ηλιοστάτες που θα έχει, ο κάθε ηλιοστάτης θα αποτελείται από δύο κάτοπτρα, τα οποία θα έχουν διαστάσεις πλάτους και ύψους, 3.25 και 2.25 m αντίστοιχα. Με τα παραπάνω δεδομένα, μπορεί να υπολογιστεί το εμβαδόν της ανακλαστικής επιφάνειας $A_h = (\text{αριθμός κατόπτρων} * \text{m πλάτους}) * \text{m ύψους} = (2 * 3.25 \text{ m}) * 2.25 \text{ m} = 6.5 * 2.25 \text{ m}^2 = 14.625 \text{ m}^2$. [119]

Από την στιγμή που υπάρχει και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, θα πρέπει να υπάρχει και το κατάλληλο ρευστό θερμότητας, το οποίο για την περίπτωση αυτή θα είναι τα τετηγμένα άλατα. Από διάφορες αναζητήσεις που έχουν γίνει πάνω στο κομμάτι αυτό, το καλύτερο τετηγμένο άλας είναι το Hitec Solar Salt, το οποίο έχει κάποια βασικά χαρακτηριστικά, όπως :

- *θερμοκρασία λειτουργίας* : 593 °C
- *σημείο τήξης* : 238 °C
- *σύσταση* 60 % νιτρικού νατρίου (NaNO_3) και 40 % νιτρικού καλίου (KNO_3) [89]

Περιγραφή διαδικασίας

Στον σταθμό που θα υλοποιηθεί, έχουμε σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με δύο δεξαμενές, την ψυχρή και την θερμή δεξαμενή.

Στην αρχή, το ρευστό μεταφοράς θερμότητας που βρίσκεται στην ψυχρή δεξαμενή σε θερμοκρασία κοντά στους 300 °C αντλείται από την κορυφή του πύργου και με την βοήθεια των σωληνώσεων του ηλιακού δέκτη, θερμαίνεται σε θερμοκρασία κάτι παραπάνω των 550 °C και πηγαίνει προς την θερμή δεξαμενή.

Μόλις φτάσει στην θερμή δεξαμενή, εκεί χωρίζεται σε δύο ειδών κυκλώματα, τα οποία είναι τα εξής :

- 1^ο κύκλωμα : το ρευστό που εισέρχεται στην θερμή δεξαμενή πάει μέσω ενός υπερθερμαντήρα στον εναλλάκτη θερμότητας, δηλαδή την γεννήτρια ατμού, όπου γίνεται η διαδικασία ατμοποίησης του νερού, και στη συνέχεια κατευθύνεται εισερχόμενο στον προθερμαντήρα και τελειώνει φτάνοντας στην ψυχρή δεξαμενή
- 2^ο κύκλωμα : το ρευστό που εισέρχεται στην θερμή δεξαμενή πάει στον αναθερμαντήρα και καταλήγει στο πρώτο κύκλωμα πριν από τη γεννήτρια ατμού.

Έπειτα, το ψυχρό ρευστό καταλήγει στην ψυχρή δεξαμενή, ώστε να γίνει ξανά επανάληψη της παραπάνω διαδικασίας

Το νερό, το οποίο αντλείται σε θερμοκρασία περιβάλλοντος, η οποία είναι στους 19 °C και μέσω του προθερμαντήρα διαπερνά τη γεννήτρια ατμού, όπου μπορεί και ατμοποιείται. Εν συνεχεία, μπαίνει στον υπερθερμαντήρα και βγαίνει υπέρθερμος ατμός, ο οποίος έχει θερμοκρασία κάτι λιγότερο των 550 °C και με πίεση στα 100 bar. Ο υπέρθερμος αυτός ατμός με την σειρά του εισέρχεται στον στρόβιλο ΥΠ και έπειτα περνάει από τον αναθερμαντήρα, προτού καταλήξει στον στρόβιλο ΧΠ. Επιπλέον, εξέρχεται από το στρόβιλο ΧΠ κεκορεσμένο νερό σε θερμοκρασία κοντά στους 40 °C, το οποίο καταλήγει στον αερόψυκτο συμπυκνωτή, όπου εξέρχεται με θερμοκρασία περιβάλλοντος, δηλαδή στους 19 °C, λίγο πριν ξεκινήσει εκ νέου ο θερμοδυναμικός κύκλος Rankine. Σημειωτέον, οι ιδιότητες του ατμού εισόδου επιλέγονται με βάση τον στρόβιλο και τον κατάλληλο θερμοδυναμικό κύκλο και επίσης ο βαθμός απόδοσης ενός θερμοδυναμικού κύκλου Rankine αυξάνεται, όταν αυξάνεται η θερμοκρασία και η πίεση του ατμού. [116],[117]

5.2 Μοντελοποίηση του ηλιοθερμικού σταθμού με θεωρητικά δεδομένα – θεωρητικοί υπολογισμοί

Αρχικά, είναι γνωστή η θερμική ενέργεια που απαιτεί ο ηλιακός δέκτης \dot{Q}_{inc} , μπορεί να καθοριστεί και η απαιτούμενη επιφάνεια του ηλιοστατικού πεδίου, και αυτό επιτυγχάνεται μαθαίνοντας όλους τους βαθμούς απόδοσης του συστήματος. Για αυτόν τον λόγο, υπάρχει ο οδηγός αξιολόγησης της ΡΑΕ, έτσι ώστε να βοηθήσει με την μοντελοποίηση του ηλιοθερμικού σταθμού, δίνοντάς ενδεικτικούς βαθμούς απόδοσης. Για αρχή, θα πρέπει να γίνει μία πρώτη εκτίμηση της ετήσιας παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, και έτσι θα πρέπει να υπολογιστούν στο περίπου οι ώρες λειτουργίας του ηλιοθερμικού σταθμού για ονομαστικό φορτίο.

Έστω αν το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας που έχουμε και ο συμβατικός λέβητας, για τον οποίον έγινε αναφορά στην αρχή του κεφαλαίου, λειτουργούν περίπου 7-9 ώρες την ημέρα, δηλαδή μέχρι εκεί που μπορούν να φτάσουν, τότε μία τιμή ετήσιας παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, που είναι απολύτως φυσιολογική για τα δεδομένα μας, είναι : $P_{el,net-min} =$ μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς ηλιοθερμικού σταθμού * 7 ώρες * 365 ημέρες = 50 MWe * 7 h * 365 days = 127750 MWh_e και $P_{el,net-max} =$ μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς ηλιοθερμικού σταθμού * 9 ώρες * 365 ημέρες = 50 MWe * 9 h * 365 days = 146000 MWh_e, συνεπώς κατά μέσο όρο είναι $P_{el,net} = 137000$ MWh_e. [114],[115]

Προκειμένου να βρεθεί ορθά η απαιτούμενη ενέργεια εισόδου στο σύστημα και να καθοριστεί σωστά το ηλιοστατικό πεδίο δεν θα ληφθεί υπόψη ο χρόνος λειτουργίας της αποθηκευτικής μονάδας και του εφεδρικού συμβατικού λέβητα για τα διαστήματα που δεν υπάρχει ηλιοφάνεια, αλλά θα ληφθεί υπόψη η υποστηρικτική λειτουργία της αποθηκευτικής μονάδας για όταν υπάρχει ελάχιστη ηλιοφάνεια, αφού υπήρξε αποθήκευση κατά τη διάρκεια που το σύστημα δεχόταν μεγάλο ποσό ενέργειας από τον Ήλιο. Για 8 ώρες λειτουργίας οι ετήσιες ώρες θα είναι $h_{\text{annual}} = 8 \text{ h λειτουργίας} * 365 \text{ ημέρες} = 2920 \text{ h}$ και η καθαρή ενεργειακή παραγωγή θα είναι $P_{\text{el,net}} = h_{\text{annual}} * P_{\text{σταθμού}} = 2920 \text{ h} * 50 \text{ MW}_e = 146000 \text{ MWh}_e$.

Παρακάτω θα βρεθούν μερικά μεγέθη, τα οποία θα βοηθήσουν σε σωστή θεωρητική μοντελοποίηση του συστήματος, και αυτά είναι τα εξής :

1) Συντελεστής μεταφοράς καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο η_{el}

Ο συντελεστής μεταφοράς καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας ορίζεται από τον τύπο : $\eta_{\text{el}} = \eta_{\text{el,available}} * \eta_{\text{start}} * \eta_{\text{parasitics}}$, όπου :

$\eta_{\text{el,available}}$ = η διαθεσιμότητα προς το δίκτυο, η οποία ισούται με 0.94

η_{start} = ο βαθμός απόδοσης εκκίνησης, ο οποίος ισούται με 0.983 και

$\eta_{\text{parasitics}}$ = συντελεστής ιδιοκαταναλώσεων, τον οποίον τον ορίζει η ΡΑΕ με τιμή 0.884 , συνεπώς :

$$\eta_{\text{el}} = \eta_{\text{el,available}} * \eta_{\text{start}} * \eta_{\text{parasitics}} = 0.94 * 0.983 * 0.884 = 0.81683368 \approx 0.817$$

2) Βαθμός απόδοσης μπλοκ ισχύος η_{block}

Ο βαθμός απόδοσης μπλοκ ισχύος ορίζεται με τον εξής τύπο : $\eta_{\text{block}} = \eta_{\text{gen}} * \eta_{\text{storage}} * \eta_{\text{cycle}}$, όπου :

η_{gen} = ο βαθμός απόδοσης της γεννήτριας, ο οποίος υπολογίζεται εμπειρικά από εγκαταστάσεις που έχουν πραγματοποιηθεί και έχει τιμή 0.95

η_{storage} = ο βαθμός απόδοσης αποθήκευσης ενέργειας, ο οποίος ισούται με 0.993 και

η_{cycle} = ο βαθμός απόδοσης του θερμοδυναμικού κύκλου με αναθέρμανση, ο οποίος ισούται με 0.375 , συνεπώς :

$$\eta_{\text{block}} = \eta_{\text{gen}} * \eta_{\text{storage}} * \eta_{\text{cycle}} = 0.95 * 0.993 * 0.375 = 0.35375625 \approx 0.354$$

Τώρα, με όσα υπάρχουν από την ΡΑΕ, ο βαθμός απόδοσης ηλιακού δέκτη είναι $\eta_{\text{receiver}} = 0.783$ και ο βαθμός απόδοσης ηλιοστατικού πεδίου $\eta_{\text{field}} = 0.56$ και με τα στοιχεία αυτά, μπορεί να βρεθεί η θερμική ενέργεια που χρειάζεται ο ηλιακός δέκτης από το ηλιοστατικό πεδίο, και έτσι για την εύρεση αυτού, υπάρχουν οι παρακάτω τύποι :

- $\eta_{\text{receiver}} = \frac{\dot{Q}_{\text{net}}}{\dot{Q}_{\text{inc}}} \rightarrow \dot{Q}_{\text{net}} = \eta_{\text{receiver}} * \dot{Q}_{\text{inc}}$
- $\eta_{\text{block}} = \frac{P_{\text{el,gross}}}{\dot{Q}_{\text{net}}}$
- $P_{\text{el,gross}} = \frac{P_{\text{el,net}}}{\eta_{\text{el}}}$

Επομένως :

- Η καθαρή ηλεκτρική ενέργεια που αποδίδεται στο δίκτυο $= P_{\text{el,gross}} = \frac{P_{\text{el,net}}}{\eta_{\text{el}}} \rightarrow P_{\text{el,gross}} = \frac{151850 \text{ MWe}}{0.817} = 178702.57 \text{ MW}_e$
- Η θερμική ενέργεια στην έξοδο του ηλιακού δέκτη $= \dot{Q}_{\text{net}} = \frac{P_{\text{el,gross}}}{\eta_{\text{block}}} = \frac{178702.57 \text{ MWe}}{0.354} \approx 504809.52 \text{ MW}_{\text{th}}$
- Η θερμική ενέργεια που απαιτεί ο ηλιακός δέκτης $= \dot{Q}_{\text{inc}} = \frac{\dot{Q}_{\text{net}}}{\eta_{\text{receiver}}} = \frac{504809.52 \text{ MW}_{\text{th}}}{0.783} \approx 644710.75 \text{ MW}_{\text{th}}$
- Η ανακλώμενη ηλιακή ακτινοβολία που απαιτείται από το σύστημα $= \dot{Q}_{\text{useful}} = \frac{\dot{Q}_{\text{inc}}}{\eta_{\text{field}}} = \frac{644710.75 \text{ MW}_{\text{th}}}{0.56} \approx 1151.27 \text{ GW}_{\text{th}}$

Ακόμα, μπορεί να βρεθεί η συνολική απαιτούμενη συνολική επιφάνεια ανάκλασης του ηλιοστατικού πεδίου, καθώς και ο αριθμός των ηλιοστατών, συνεπώς :

- Η συνολική απαιτούμενη ανακλαστική επιφάνεια του ηλιοστατικού πεδίου, διότι γνωρίζουμε την άμεση ετήσια ηλιακή ακτινοβολία $I = 1815 \text{ kWh/m}^2$ και το συντελεστή διαθεσιμότητας του ηλιοστατικού πεδίου $\eta_{\text{available}} = 0.99$, επομένως : $A_{\text{field}} = \frac{\dot{Q}_{\text{useful}}}{I * \eta_{\text{available}}} = \frac{1151.27 \text{ GW}_{\text{th}}}{1815 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} * 0.99} = \frac{1151.27 * 10^6 \text{ kWh}}{1815 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} * 0.99} \approx 640715.69 \text{ m}^2$ και επιπλέον
- Ο αριθμός των ηλιοστατών $= N_{\text{h}} = \frac{A_{\text{field}}}{A_{\text{h}}}$, και αφού είχαμε βρει ότι το εμβαδόν της ανακλαστικής επιφάνειας του κάθε ηλιοστάτη είναι $A_{\text{h}} = 14.625 \text{ m}^2$, συνεπώς οι ηλιοστάτες που απαιτούνται για να καλύψουν το κομμάτι της περιοχής, είναι : $N_{\text{h}} = \frac{A_{\text{field}}}{A_{\text{h}}} = \frac{640715.69 \text{ m}^2}{14.625 \text{ m}^2} \approx 43810$ ηλιοστάτες [71],[115]

5.3 Υλοποίηση της εγκατάστασης στο σημείο σχεδιασμού

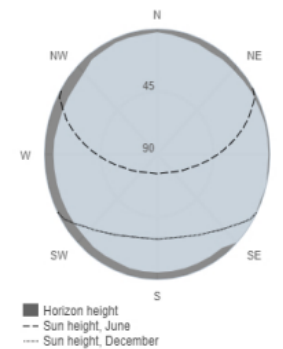
Αρχικά, θα πρέπει να εξηγηθεί τι ακριβώς είναι το σημείο σχεδιασμού. Το σημείο σχεδιασμού ορίζεται ως η χρονική περίοδος που θα επιλεγεί με τα κατάλληλα κριτήρια, προκειμένου να διαστασιοποιηθεί η εγκατάσταση. Συνεπώς, σύμφωνα με τον Πίνακα 8 και 9, μπορεί να λεχθεί ότι για σημείο σχεδιασμού θα οριστεί μία μέρα μεταξύ των μηνών Ιουνίου – Ιουλίου (δηλαδή λέγοντας θερινό ηλιοστάσιο) και ώρα μεταξύ 12:00 – 13:00 το μεσημέρι, και αυτό διότι παρατηρείται ότι υπάρχει μεγαλύτερη ζήτηση στους θερινούς μήνες. Με τον Πίνακα 8 και 9 μπορούν να επαληθευτούν τα παραπάνω δεδομένα, δηλαδή :

PVGIS-5 geo-temporal irradiation database

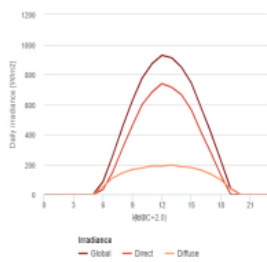
Provided inputs

Latitude/Longitude: 36.793,21.930
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 Month: June

Outline of horizon at chosen location:



Daily average irradiance on fixed plane with slope 0° and azimuth 0°



Irradiance on a fixed plane

Time	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(i)	0	0	0	0	0	0	85	261	452	627	777	872	928	911	848	743	577	410	227	39	0	0	0	0
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	32	151	309	462	601	683	739	715	664	564	414	275	130	0	0	0	0	0
Gd(i)	0	0	0	0	0	0	53	110	143	166	177	189	189	196	184	179	163	135	97	39	0	0	0	0

G(i): Global irradiance on a fixed plane [W/m²].
 Gb(i): Direct irradiance on a fixed plane [W/m²].
 Gd(i): Diffuse irradiance on a fixed plane [W/m²].

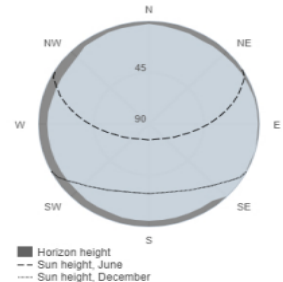
Πίνακας 8 : Επαλήθευση ηλιακής ακτινοβολίας για τον μήνα Ιούνιο και πως οι υψηλότερες τιμές ηλιακής ακτινοβολίας βρίσκονται μεταξύ 12:00 – 13:00 [114]

PVGIS-5 geo-temporal irradiation database

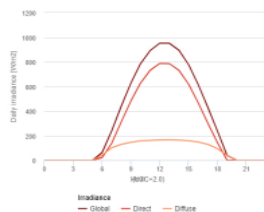
Provided inputs

Latitude/Longitude: 36.793,21.930
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 Month: July

Outline of horizon at chosen location:



Daily average irradiance on fixed plane with slope 0° and azimuth 0°



Irradiance on a fixed plane

Time	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(i)	0	0	0	0	0	0	62	239	441	628	785	892	952	951	895	777	616	431	238	39	0	0	0	0
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	21	138	311	482	628	731	787	786	731	619	467	301	143	0	0	0	0	0
Gd(i)	0	0	0	0	0	0	41	101	129	146	158	161	165	166	164	159	148	130	95	39	0	0	0	0

G(i): Global irradiance on a fixed plane [W/m²].
 Gb(i): Direct irradiance on a fixed plane [W/m²].
 Gd(i): Diffuse irradiance on a fixed plane [W/m²].

Πίνακας 9 : Επαλήθευση ηλιακής ακτινοβολίας για τον μήνα Ιούλιο και πως οι υψηλότερες τιμές ηλιακής ακτινοβολίας βρίσκονται μεταξύ 12:00 – 13:00 [114]

Από τα παραπάνω σχήματα, παρατηρείται πως οι υψηλότερες ακτινοβολίες για τον μήνα Ιούνιο και Ιούλιο, όπου υπάρχει και η υψηλότερη ζήτηση, είναι στις 12:00 – 13:00 το μεσημέρι και είναι 928 και 952 W/m² αντίστοιχα, και επειδή ως σημείο σχεδιασμού είναι κάπου ενδιάμεσα στον Ιούνιο και Ιούλιο, παρατηρείται ότι κατά μέσο όρο, η ηλιακή ακτινοβολία που θα υπάρχει στην περιοχή της εγκατάστασης, θα είναι : $I_{dp} = 940 \text{ W/m}^2$. [114]

Μπορεί να υπολογιστεί το μέγεθος του ηλιοστατικού πεδίου, έχοντας τους βαθμούς απόδοσης από την προηγούμενη ενότητα (Ενότητα 6.2), που είχαν μελετηθεί. Η αποδιδόμενη ισχύ της εγκατάστασης είναι $P_{net} = 50 \text{ MW}$ και εάν η λειτουργήσει για μία ώρα, είναι λογικό πως το $P_{el,net} = 50 \text{ MWe}$.

Ο συντελεστής διαθεσιμότητας θα είναι ίσος με την μονάδα, δηλαδή $n_{el,available} = 1$ και ο συντελεστής ιδοκατανάλωσης θα είναι ίσος με τον συντελεστή μεταφοράς καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο για το σημείο σχεδιασμού δηλαδή $n_{el} = n_{parasitics}$, από την στιγμή που δεν υπάρχουν εκκινήσεις (δηλαδή δεν υπάρχει n_{start}). Συνεπώς, μπορούν να βρεθούν τα εξής μεγέθη :

- Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγει η γεννήτρια = $P_{el,gross} = \frac{P_{el,net}}{n_{el}} = \frac{50 \text{ MWe}}{0.884} \approx 56.56 \text{ MWe}$
- Η θερμική ενέργεια στην έξοδο του δέκτη = $\dot{Q}_{net} = \frac{P_{el,gross}}{n_{block}} = \frac{56.56 \text{ MWe}}{0.354} \approx 159.77 \text{ MW}_{th}$
- Η θερμική ενέργεια που δέχεται ο δέκτης από το ηλιοστατικό πεδίο = $\dot{Q}_{inc} = \frac{\dot{Q}_{net}}{n_{receiver}} = \frac{159.77 \text{ MW}_{th}}{0.783} \approx 204.05 \text{ MW}_{th}$
- Η απαιτούμενη ανακλώμενη ηλιακή ακτινοβολία από το ηλιοστατικό πεδίο = $\dot{Q}_{useful} = \frac{\dot{Q}_{inc}}{n_{field}} = \frac{204.05 \text{ MW}_{th}}{0.56} \approx 364.38 \text{ MW}_{th}$

Ακόμα, μπορεί να βρεθεί η απαιτούμενη συνολική επιφάνεια ανάκλασης του ηλιοστατικού πεδίου, καθώς και τον αριθμό των ηλιοστατών, συνεπώς :

- Η συνολική απαιτούμενη ανακλαστική επιφάνεια του ηλιοστατικού πεδίου, διότι είναι γνωστή η άμεση ετήσια ηλιακή ακτινοβολία των μηνών Ιουνίου – Ιουλίου, $I_{dp} = 940 \text{ Wh/m}^2$ και ο συντελεστής διαθεσιμότητας του ηλιοστατικού πεδίου $n_{available} = 0.99$, επομένως : $A_{field} = \frac{\dot{Q}_{useful}}{I_{dp} * n_{available}} = \frac{364.38 \text{ MW}_{th}}{0.94 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} * 0.99} = \frac{364.38 * 10^3 \text{ kWh}}{0.94 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} * 0.99} \approx 391555.48 \text{ m}^2$
και επιπλέον
- Ο αριθμός των ηλιοστατών = $N_h = \frac{A_{field}}{A_h}$, και αφού είχε υπολογιστεί ότι το εμβαδόν της ανακλαστικής επιφάνειας του κάθε ηλιοστάτη είναι $A_h = 14.625 \text{ m}^2$, συνεπώς οι

$$\text{ηλιοστάτες που απαιτούνται για να καλύψουν το κομμάτι της περιοχής, είναι : } N_h = \frac{A_{\text{field}}}{Ah} = \frac{391555.48 \text{ m}^2}{14.625 \text{ m}^2} \approx 26772 \text{ ηλιοστάτες}$$

Συμπεράσματα για σύγκριση θεωρητικών – πειραματικών υπολογισμών : Παρατηρείται, λοιπόν, ότι ο αριθμός των ηλιοστατών στον πειραματικό υπολογισμό απέχει σημαντικά από αυτόν του θεωρητικού και είναι πολύ μικρότερος σε τιμή, διότι στο πειραματικό υπολογισμό δεν συμπεριλαμβάνεται το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας και τον λόγο υπερδιαστασιολόγησης.

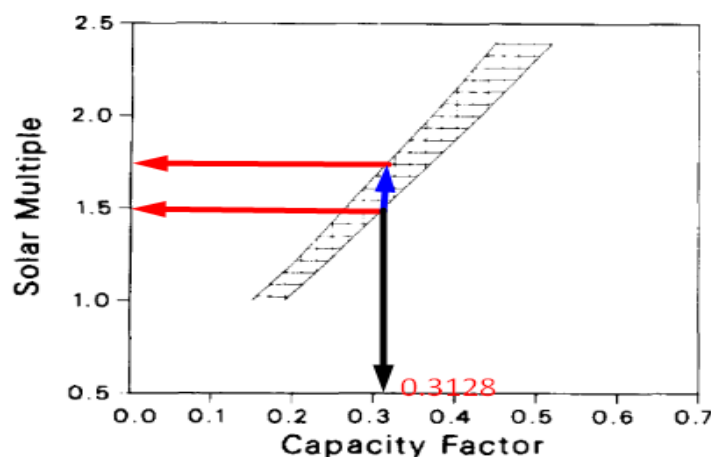
5.4 Βελτιστοποίηση εγκατάστασης σε θεωρητικό κομμάτι

Όπως είχαμε αναφερθεί και στην υποενότητα 4.1.1 , ο συντελεστής εκμετάλλευσης είναι ως εξής :

Συντελεστής Εκμετάλλευσης (Capacity Factor) =

$$\frac{\text{η μέση ετήσια παραγόμενη ενέργεια}}{\text{η ενέργεια που θα παράγει η μονάδα αν λειτουργεί σε πλήρες φορτίο ετησίως}}$$

Από το κεφάλαιο 5.1, είχε γίνει μία εκτίμηση της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας, η οποία ήταν $P_{el,net} = 137000 \text{ MWh}_e$ και άρα η ετήσια ηλεκτρική ενέργεια στο σημείο σχεδιασμού θα είναι $P_{el,dp,annual} = P_{\text{σταθμού}} * 365 \text{ ημέρες} * 24 \text{ ώρες} = 50 \text{ MW}_e * 365 \text{ ημέρες} * 24 \text{ ώρες} = 438000 \text{ MWh}_e$ και συνεπώς ο συντελεστής εκμετάλλευσης ισούται με : $CF = \frac{P_{el,net}}{P_{el,dp,annual}} = \frac{137000 \text{ MWh}_e}{438000 \text{ MWh}_e} \approx 0.3128 = 31.28 \%$. Με την βοήθεια του παρακάτω σχήματος, το οποίο είχε επισημανθεί στην υποενότητα 4.2.3 και έχοντας βρει την τιμή του συντελεστή εκμετάλλευσης, ορίζεται ένα εύρος του λόγου υπερδιαστασιολόγησης (solar multiple), συνεπώς :



Σχήμα 5.1 : Λόγος Υπερδιαστασιολόγησης συναρτήσει του Συντελεστή Εκμετάλλευσης - επαλήθευση με σκοπό τον ορισμό ενός εύρους του λόγου υπερδιαστασιολόγησης (solar multiple) [71]

Επομένως, από το παραπάνω σχήμα, μπορεί να θεωρηθεί ότι το εύρος του λόγου υπερδιαστασιολόγησης θα βρίσκεται μεταξύ 1.5 και 1.7 . Αυτό βγάζει στο συμπέρασμα ότι η

θερμική ενέργεια που εισέρχεται στο στρόβιλο θα πρέπει να είναι υποδιπλάσια της θερμικής ενέργειας που λαμβάνει ο ηλιακός δέκτης, προκειμένου να υπάρχει μία πιο αποδοτική λειτουργία ο ηλιοθερμικός σταθμός. [89]

Αυτή τη στιγμή, τώρα που υπάρχουν νέα δεδομένα, θα πρέπει όπως έγινε και πριν, να προσδιοριστεί ξανά το μέγεθος του ηλιοστατικού πεδίου, αναθεωρώντας τους βαθμούς απόδοσης του συστήματος, προκειμένου να υπάρχει μία πιο κοντινή και προσιτή εικόνα του ηλιοθερμικού μας σταθμού, και θα αξιοποιηθούν οι νέοι βαθμοί απόδοσης από υπάρχουσες μελέτες, έρευνες ή και ακόμα εγκαταστάσεις.

- Για αρχή, ο βαθμός απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου, μπορεί να έχει μία εφικτή τιμή στο 67 %, δηλαδή $\eta_{\text{field}} = 0.67$, διότι για διατάξεις περιμετρικά του πύργου, μπορεί σε κάποιες περιπτώσεις να αγγίξει το 75%, το οποίο φυσικά εξαρτάται από την ίδια την εγκατάσταση, καθώς και από την διάταξη του ηλιοστατικού πεδίου.
- Για τον βαθμό απόδοσης του ηλιακού δέκτη, εξαρτάται σε σημαντικό βαθμό από την κατασκευή του και για εξωτερικό κυλινδρικό δέκτη, οι τιμές είναι πάντοτε πολύ κοντά στο 0.9 ή αλλιώς στο 90 %. Ως παράδειγμα, μπορεί να επιλεγεί η τιμή του βαθμού απόδοσης του ηλιακού δέκτη από τον ηλιοθερμικό σταθμό στην Ισπανία, τον Gemasolar, ο οποίος βρίσκεται στο 88 %, συνεπώς $\eta_{\text{receiver}} = 0.88$ [99]
- Από τον ηλιοθερμικό σταθμό Gemasolar, επίσης, μπορεί να επιλεγεί και η τιμή του βαθμού απόδοσης μπλοκ ισχύος, ο οποίος συμπεριλαμβάνει τις απώλειες του συστήματος αποθήκευσης και την απόδοση της γεννήτριας και είναι προτιμότερο να χρησιμοποιηθεί ο κύκλος Rankine με αναθέρμανση, όπου έχει τιμές βαθμού απόδοσης μπλοκ ισχύος, της τάξεως των 42 %. Συνεπώς, ως τιμή βαθμού απόδοσης θα είναι μπλοκ ισχύος $\eta_{\text{block}} = 0.41$ [88],[115]
- Ο βαθμός απόδοσης της μεταφοράς καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας, σε διάφορες εγκαταστάσεις, μπορεί να φτάσει έως και το 92 %, αλλά επειδή στην περίπτωσή μας θέλουμε σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, αυτό σημαίνει πως θα χρειαστεί μεγαλύτερη ηλεκτρική ενέργεια για την ομαλή λειτουργία του σταθμού και μπορεί να ειπωθεί με σιγουριά πως εδώ ο βαθμός απόδοσης της μεταφοράς καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας θα είναι χαμηλότερος συγκριτικά με άλλες εγκαταστάσεις, λόγω τη μεγάλης ιδιοκατανάλωσης, άρα ως τελική τιμή της τάξεως του 86 %, δηλαδή $\eta_{\text{el}} = 0.86$

Τώρα πλέον, αφού έγινε η συλλογή των νέων βαθμών απόδοσης του συστήματος, μπορεί να επακολουθήσει ο προσδιορισμός του μεγέθους του ηλιοστατικού πεδίου, ώστε να υπάρχει μία ρεαλιστική εικόνα του ηλιοθερμικού ταθμού, συνεπώς :

$$\text{- Λόγος υπερδιαστασιολόγησης} = \text{SM (Solar Multiple)} = \frac{\dot{Q}_{\text{inc,sm}}}{\dot{Q}_{\text{turbine}}} = \frac{\dot{Q}_{\text{inc,sm}}}{\dot{Q}_{\text{net}} * \eta_{\text{storage}}} = 1.5 - 1.7$$

- Ακαθάριστη ηλεκτρική ενέργεια στο σημείο σχεδιασμού = $P_{el,gross} = \frac{P_{el,net}}{n_{el}} = \frac{50 \text{ MWe}}{0.86} \approx 58.14 \text{ MW}_e$
- Θερμική ενέργεια στην έξοδο του ηλιακού δέκτη = $\dot{Q}_{net} = \frac{P_{el,gross}}{n_{block}} = \frac{58.14 \text{ MWe}}{0.41} \approx 141.8 \text{ MW}_{th}$
- Θερμική ενέργεια που θα εισέρχεται στο στρόβιλο = $\dot{Q}_{turbine} = \dot{Q}_{net} * n_{storage} = 141.8 \text{ MW}_{th} * 0.99 = 140.39 \text{ MW}_{th}$, αφού έχουμε συντελεστή αποθήκευσης ενέργειας $n_{storage} = 0.99$

Παρακάτω, κατασκευάστηκε ένας πίνακας, όπου θα αναγράφονται οι τιμές της απαιτούμενης θερμικής ενέργειας στον ηλιακό δέκτη για λόγους υπερδιαστασιολόγησης από 2.1 – 2.4

Solar Multiple (SM)	Θερμική ενέργεια στον ηλιακό δέκτη (\dot{Q}_{inc}) [MW _{th}]	Ανακλώμενη ηλιακή ενέργεια από το ηλιοστατικό πεδίο (\dot{Q}_{useful}) [MW _{th}]	Ανακλαστική επιφάνεια ηλιοστατικού πεδίου A_{field} [m ²]	Αριθμός ηλιοσταστών N_h
1.5	210.573	314.2881	337726.3056	23092
1.55	217.5921	324.7643	348983.7739	23862
1.6	224.6112	335.2406	360241.3497	24632
1.65	231.6303	345.7169	371498.9254	25402
1.7	238.6494	356.1931	382756.3937	26172

Τύποι που χρησιμοποιήθηκαν για την συμπλήρωση του παραπάνω πίνακα

- Λόγος υπερδιαστασιολόγησης = SM (Solar Multiple) = $\frac{\dot{Q}_{inc,sm}}{\dot{Q}_{turbine}} = \frac{\dot{Q}_{inc,sm}}{\dot{Q}_{net} * n_{storage}} \rightarrow \dot{Q}_{inc} = SM * \dot{Q}_{net} * n_{storage} = SM * \dot{Q}_{turbine}$
- $\dot{Q}_{useful} = \frac{\dot{Q}_{inc}}{n_{field}}$, με $n_{field} = 0.67$
- $A_{field} = \frac{\dot{Q}_{useful}}{I * n_{available}}$, με ετήσια ηλιακή ακτινοβολία περιοχής $I = 940 \text{ Wh/m}^2$ και $n_{available} = 0.99$
- $N_h = \frac{A_{field}}{A_h}$, με εμβαδόν της ανακλαστικής επιφάνειας $A_h = 14.625 \text{ m}^2$

Όμως, θα ήταν σημαντικό να προτιμηθεί ένας μέσος λόγος υπερδιαστασιολόγησης για τον σχεδιασμό, δηλαδή θα είναι με τιμή 1.6, επειδή λαμβάνεται σοβαρά υπόψη ο παράγοντας του λόγου κόστους – απόδοσης. Συνεπώς, το ιδανικό ηλιοστατικό πεδίο θα πρέπει να αποτελείται από **24632 ηλιοστάτες**. Λόγω του γεγονότος ότι ο κάθε ηλιοστάτης που θα μπει θα τοποθετηθεί και σε διαφορετικό σημείο, αυτό σημαίνει πως θα αντιδρούν διαφορετικά, και αυτό βγάζει στο συμπέρασμα ότι ο αριθμός που έχουμε βρει δεν είναι πραγματικός. Όσον αφορά τις απώλειες που θα υπάρχουν, σε περίπτωση που οι ηλιοστάτες που θα βρίσκονται νότια του πύργου θα έχουν μεγαλύτερες απώλειες συνημιτόνου ή εάν τοποθετηθούν σε μακρινή απόσταση από τον ηλιακό πύργο, αυτό θα έχει ως συνέπεια να έχουν μεγάλες απώλειες διαπερατότητας. Για τον λόγο αυτό, παρακάτω θα χρησιμοποιηθεί η προσομοίωση, με σκοπό να πλησιάσει σε σημαντικό βαθμό ο πραγματικός αριθμός των ηλιοστατών.

5.5 Μοντελοποίηση της εγκατάστασης με την βοήθεια του λογισμικού SAM

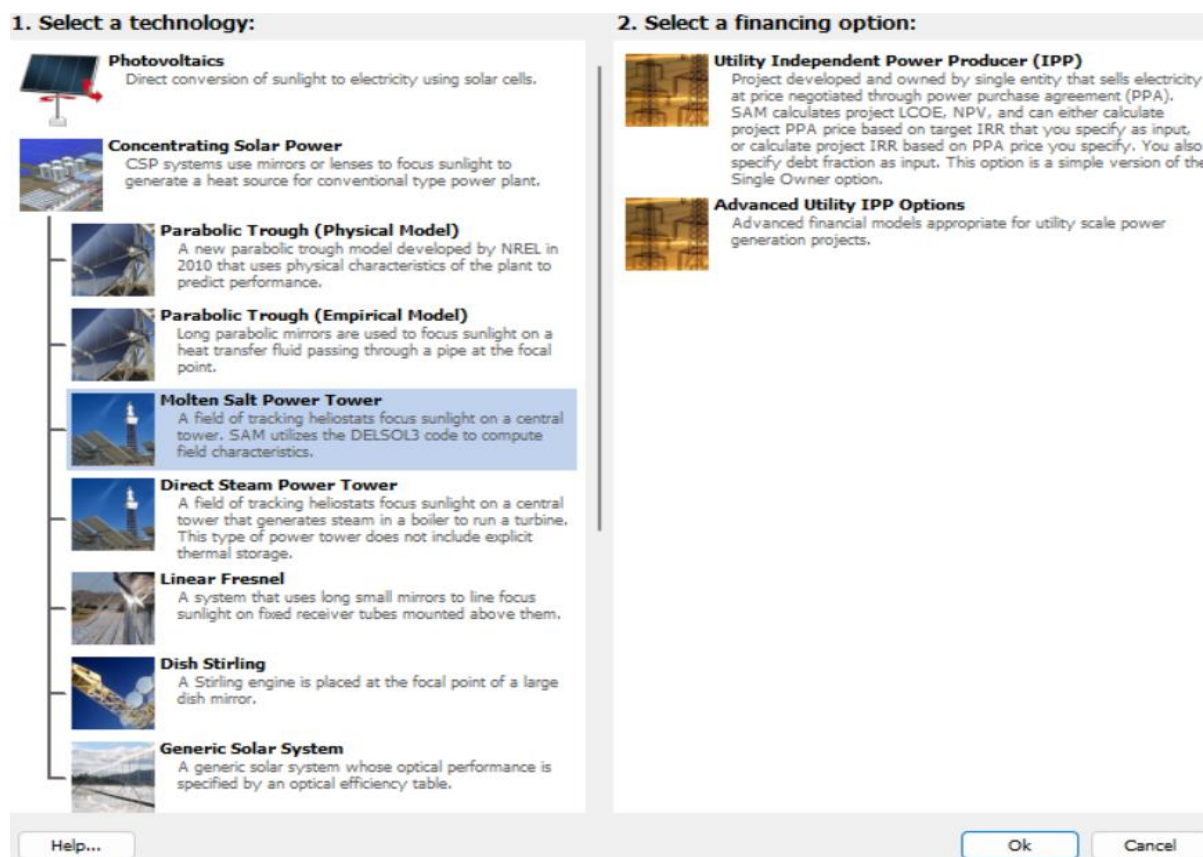
Η μοντελοποίηση και η βελτιστοποίηση του σταθμού με χρήση λογισμικού σε H/Y, θα γίνει με την χρήση του λογισμικού SAM (System Advisor Model) που διατίθεται από το National Renewable Energy Laboratory (NREL), το οποίο μπορεί να κάνει μοντελοποίηση και βελτιστοποίηση εγκαταστάσεων για όλων των ειδών τις τεχνολογίες. Η μοντελοποίηση ενός συστήματος πύργου ηλιακής ισχύος στο SAM περιλαμβάνει τη βελτιστοποίηση του ηλιοστατικού πεδίου, η οποία γίνεται με έναν κώδικα που ονομάζεται PTGen / DELSOL3, και αυτή είναι μία διαφορετική εκδοχή του κώδικα DELSOL3. Τώρα, η διαδικασία με τον κώδικα που αναφέρθηκε, είναι η εξής :

Υλοποίηση διαδικασίας : Ο κώδικας PTGen / DELSOL3, δέχεται ως δεδομένο μερικές σημαντικές ιδιότητες σχετικά με το ηλιοστατικό πεδίο, καθώς και την απαιτούμενη θερμική ενέργεια στην επιφάνεια του δέκτη. Για αρχή, εισάγονται τα όρια για το ύψος του πύργου και τις διαστάσεις του ηλιακού δέκτη για τη βελτιστοποίηση και έτσι γίνεται η διαδικασία της βελτιστοποίησης σε πολλαπλά επίπεδα για τις τιμές που έχουν οριστεί. Με αυτό τον τρόπο, λαμβάνουμε τα μεγέθη N_h και A_{field} , τα οποία είναι το πλήθος των ηλιοστατών και τη συνολική ανακλαστική επιφάνεια του πεδίου αντίστοιχα, και ταυτόχρονα υπολογίζει το ύψος του πύργου και τις διαστάσεις που πρέπει να έχει ο ηλιακός δέκτης. Το λογισμικό SAM δίνει απευθείας τα βασικά αποτελέσματα της προσομοίωσης που θα υλοποιηθεί και θα είναι πολύ χρήσιμο, για την εξαγωγή αποτελεσμάτων και διαγραμμάτων.

5.5.1 Εκκίνηση λειτουργίας του λογισμικού SAM

Αρχικά, αφότου κατέβηκε το λογισμικό SAM του 2013 και πατήθηκε το ‘Start a new project’, επιλέγεται το ‘Concentrating Solar Power’, όπου εμφανίζεται η κάθε είδους τεχνολογία, αλλά επειδή καθίσταται επιθυμητός ο πύργος ηλιακής ισχύος με τετηγμένα άλατα διαλέχθηκε την επιλογή ‘Power Tower Molten Salt’. Μετά από αυτό, προκύπτουν επιλογές, οι οποίες αφορούν την τεχνοοικονομική ανάλυση. Η μία επιλογή είναι για εγκαταστάσεις από ιδιώτες παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ η δεύτερη είναι για ειδικότερες περιπτώσεις παραγωγής με περισσότερες επιλογές. Στην δική μας περίπτωση, πρόκειται για ιδιώτη

παραγωγό, συνεπώς στην επιλογή 'Single Owner'. Στο οικονομικό αυτό μοντέλο υπολογίζεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης (Internal Rate of Return ή IRR) εφόσον είναι γνωστή η τιμή πώλησης που έχει συμφωνηθεί, ή αντίστροφα μπορεί να υπολογιστεί η ιδανική τιμή πώλησης για έναν ορισμένο εσωτερικό βαθμό απόδοσης.



Εικόνα 5.3 : Δυνατότητα επιλογών συστημάτων και οικονομικών μοντέλων

5.5.2 Εισαγωγή δεδομένων στο λογισμικό SAM

Στα αριστερά της οθόνης της εγκατάστασης, υπάρχουν οι κατηγορίες για την εισαγωγή των δεδομένων.

The screenshot displays the SAM 2013.1.15 software interface. The window title is "SAM 2013.1.15: untitled1". The menu bar includes "File", "Case", "Analysis", "Tools", "Script", and "Help". The main window is titled "My project" and shows the project name "[CSP Molten Salt Power Tower, Independent Power Producer]".

The left sidebar contains several categories for data input, each with a representative icon:

- Location and Resource**: Location: unknown, -; Lat: 36.8 Long: 21.9 Elev: 64.0 m
- Heliostat Field**: Heliostats: 8929; Mirror Area: 1,289,122.6 m²
- Tower and Receiver**: Tower Height: 203.33 m
- Power Cycle**: Nameplate: 100 MWe
- Thermal Storage**: TES Hours: 10
- Parasitics**
- Performance Adjustment**: Percent of annual output: 96 %; Year-to-year decline: 0 % per year
- Tower System Costs**: Total Installed: \$ 783,667,434; Est. per Capacity (\$/kW): \$ 7,833
- Financing**: Analysis: 25 years; Solution mode: Specify IRR Target
- Incentives**

The main area of the interface is divided into several sections:

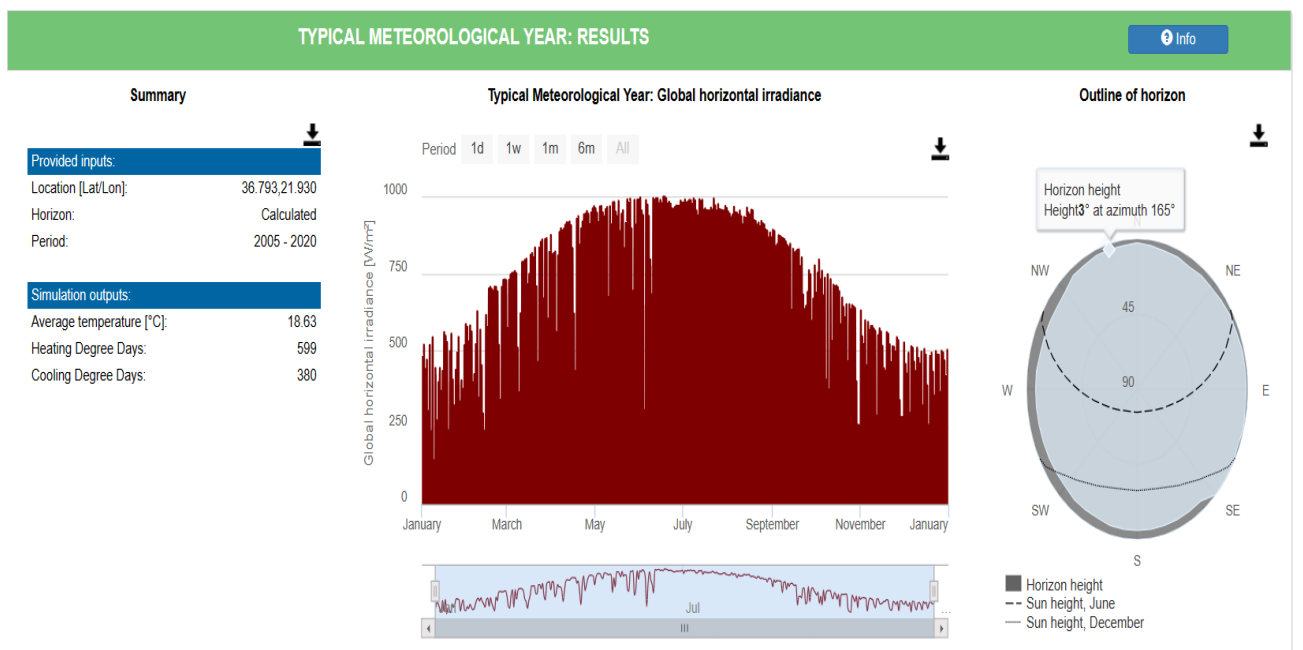
- Location Information**: City: unknown; Timezone: GMT 2; Latitude: 36.793 deg; State: -; Elevation: 64 m; Longitude: 21.93 deg
- Weather Data Information (Annual)**: Direct Normal: 2027.0 kWh/m²; Dry-bulb Temp: 18.4 °C; Global Horizontal: 1848.8 kWh/m²; Wind Speed: 4.6 m/s
- Web Links**:
 - [Best weather data for the U.S. \(1200+ locations in TMY3 format\)](#)
 - [Best weather data for international locations \(in EPW format\)](#)
 - [U.S. satellite-derived weather data \(60 km grid cells in TMY3 format\)](#)

Additional features include a "Folder Settings..." button, a "Refresh list" button, a "Copy to project" button, a "Remove from project" button, a "Create TMY3 file" button, and a "Location Lookup..." button.

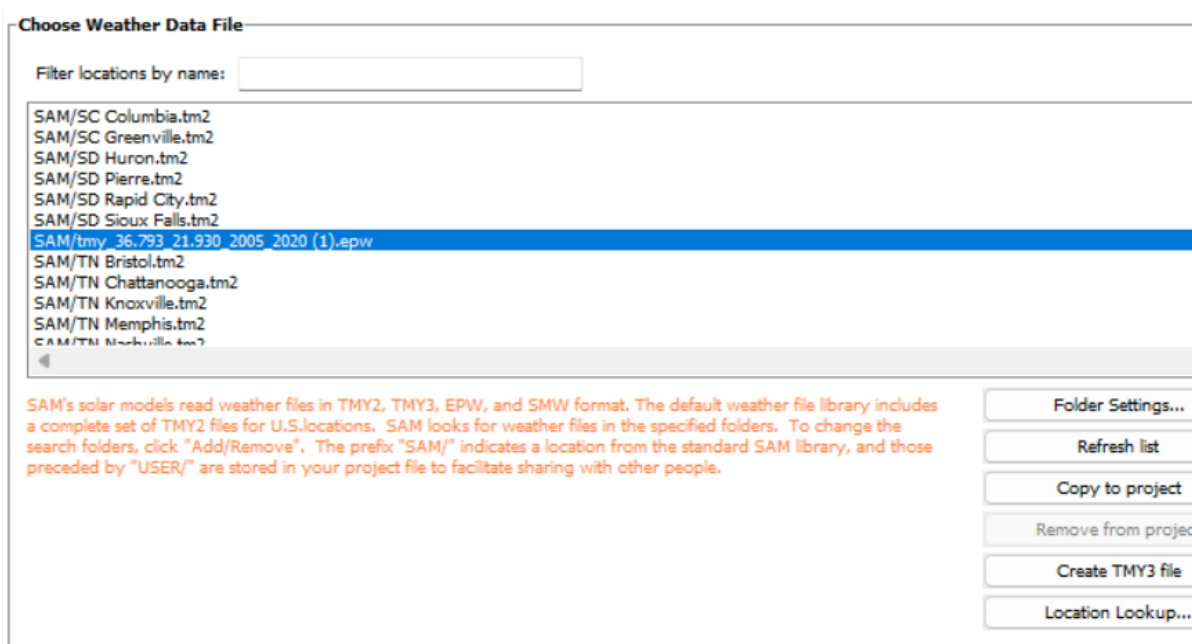
Εικόνα 5.4 : Κατηγορίες για εισαγωγή δεδομένων

5.5.2.1 Επιλογή σχετικά με την τοποθεσία (Location and Resource)

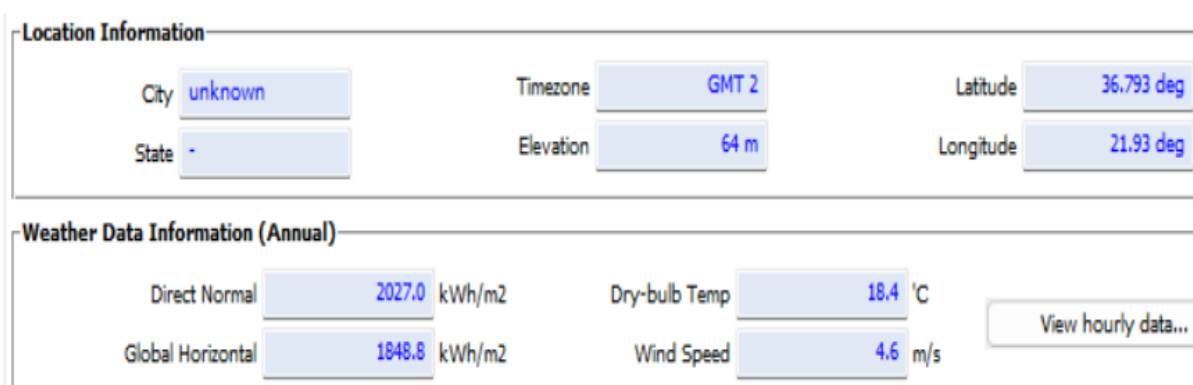
Αρχικά, με την βοήθεια του PVGIS σε αρχείο erw , υπάρχει το απαραίτητο weather file βάζοντας τις συντεταγμένες για την περιοχή όπου θα εγκατασταθεί ο σταθμός. Σχετικά με το παραπάνω, θα τα δειχθεί στις παρακάτω εικόνες :



Εικόνα 5.5 : Ορισμός συντεταγμένων της περιοχής στην εφαρμογή PVGIS και εύρεση ηλιακής ακτινοβολίας (Global horizontal irradiance) σε TMY (Typical Meteorological Year) σε αρχείο erw



Εικόνα 5.6 : Το weather file με τα δεδομένα της περιοχής



Εικόνα 5.7 : Χρήσιμες πληροφορίες σχετικά με την περιοχή

Από την Εικόνα 5.7, εμφανίζονται το γεωγραφικό πλάτος και γεωγραφικό μήκος, το υψόμετρο και η ζώνη ώρας. Κάτω από τα στοιχεία αυτά εμφανίζονται, επίσης, η μέση ετήσια ηλιακή ακτινοβολία (για να βρεθεί η ετήσια γίνεται πολλαπλασιασμός με τις 365 που είναι οι ημέρες του χρόνου), η μέση ετήσια θερμοκρασία και η μέση ετήσια ταχύτητα των ανέμων.

5.5.2.2 Θερμοδυναμικός κύκλος (Power Cycle)

Τώρα, θα πρέπει να καθοριστούν οι ονομαστικές τιμές του σταθμού. Στην επιλογή ‘Power Cycle’ μπορεί να οριστεί ο εκτιμώμενος συντελεστής μεταφοράς καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας η_{el} ίσο με 0.86 και την ονομαστική ισχύ που είναι επιθυμητή για την εγκατάσταση MWe και έτσι η ακαθάριστη ισχύ του στροβίλου, θα είναι ίση με : $P_{el,gross} = \frac{P_{el,net}}{\eta_{el}} = \frac{50 \text{ MWe}}{0.86} \approx 58.14 \text{ MW}_e$

Plant Capacity	
Design Turbine Gross Output	58.14 MWe
Estimated Gross to Net Conversion Factor	0.86
Estimated Net Output at Design (Nameplate)	50 MWe

Parasitic losses typically reduce net output to approximately 90 % of design gross power

Εικόνα 5.8 : Ιδιότητες της εγκατάστασης

Στην Εικόνα 5.9 παρακάτω θα οριστούν οι ιδιότητες του μπλοκ ισχύος (Power Block Design Point), ορίζοντας τον βαθμό απόδοσης του μπλοκ ισχύος με $\eta_{block} = 0.41$ (Rated Cycle Conversion Efficiency) και βρέθηκε ότι η απαιτούμενη θερμική ενέργεια στο στρόβιλο είναι ίση με 141.805 MW_{th} . Επίσης, υπάρχει συνέχεια, κάνοντας τις παρακάτω ρυθμίσεις :

- Οι θερμοκρασίες εισόδου – εξόδου του ρευστού μεταφοράς θερμότητας να είναι $565 \text{ }^\circ\text{C}$ και $290 \text{ }^\circ\text{C}$ αντίστοιχα (Design Inlet / Outlet Temp.)
- Η πίεση λειτουργίας να είναι στα 100 bar (Boiler Operating Pressure)
- Η κατώτερη θερμογόνος δύναμη (LHV) του καυσίμου του εφεδρικού λέβητα να είναι στο 0.9 (Fossil Backup Boiler LHV Efficiency)
- Ο συντελεστής απόρριψης του κύκλου ατμού να είναι στο 0.02 (Steam cycle blowdown fraction) και
- Η θερμοκρασία εξόδου του βοηθητικού καυστήρα να είναι στους $570 \text{ }^\circ\text{C}$
- Ακόμα υπάρχει και η δυνατότητα επιλογής του τρόπου διείσδυσης της θερμικής ενέργειας του συμβατικού λέβητα με εφεδρική λειτουργία (Minimum Backup Level) ή αλλιώς με υποστηρικτική λειτουργία (Supplemental Operation). Όταν ο συμβατικός λέβητας θερμαίνει το ρευστό σε περιπτώσεις που δεν επαρκεί η ηλιοφάνεια για να καλύψει το πλήρες φορτίο, με την υποστηρικτική λειτουργία μπορεί να οριστεί η μέγιστη θερμική ισχύς του λέβητα, ενώ αντίθετα με την εφεδρική λειτουργία κάτι

τέτοιο δεν γίνεται, συνεπώς θα επιλεγεί η υποστηρικτική λειτουργία. Ο λέβητας έχει ισχύ $100 \text{ MW}_{\text{th}}$.

Power Block Design Point

Rated Cycle Conversion Efficiency	0.41
Design Thermal Power	141.805 MWt
Design HTF Inlet Temp.	565 °C
Design HTF Outlet Temp.	290 °C
Boiler Operating Pressure	100 Bar
Fossil Backup Boiler LHV Efficiency	0.9
Steam cycle blowdown fraction	0.02
Aux heater outlet set temp	570 °C
Fossil Dispatch Mode	Supplemental operation

Εικόνα 5.9 : Υλοποίηση του μπλοκ ισχύος (Power Block Design Point)

Στην Εικόνα 5.10 παρακάτω θα οριστούν οι τιμές ελέγχου του σταθμού (Plant Control), όπου κάνουμε τις εξής ρυθμίσεις :

- Η ελάχιστη απαιτούμενη θερμοκρασία για την εκκίνηση του κύκλου να είναι στους $500 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (Min. Required Temp. For Startup)
- Η περίοδος αναμονής για την περίπτωση μη επάρκειας θερμικής ενέργειας να είναι στις 2 ώρες, όπως είχαμε πει στην αρχή του κεφαλαίου αυτού (Low-resource Standby Period)
- Το ποσοστό της θερμικής ενέργειας που απαιτείται για την κατάσταση αναμονής να είναι στο 20% (Fraction of Thermal Power Needed for Standby)
- Ο χρόνος εκκίνησης του μπλοκ ισχύος ορίζεται στα 30 λεπτά (0.5 hours) (Power Block Startup Time)
- Το ποσοστό θερμικής ενέργειας που απαιτείται για την εκκίνηση να είναι στο 50 % (Fraction of Thermal Power Needed for Startup)
- Το ελάχιστο ποσοστό λειτουργίας του στροβίλου θα είναι στο 20 % (Min Turbine Operation)
- Ο μέγιστος συντελεστής λειτουργίας του στροβίλου θα είναι στο 1.05 (Max Turbine Over Design Operation) και
- Η πίεση εισόδου στο στρόβιλο να είναι σταθερή (Fixed Pressure)

Plant Control	
Min. Required Temp. For Startup	500 °C
Low-resource Standby Period	2 hours
Fraction of Thermal Power Needed for Standby	0.2
Power Block Startup Time	0.5 hours
Fraction of Thermal Power Needed for Startup	0.5
Min Turbine Operation	0.2
Max Turbine Over Design Operation	1.05
Turbine Inlet Pressure Control	Fixed pressure

Εικόνα 5.10 : Τιμές ελέγχου ηλιοθερμικού σταθμού (Plant Control)

Αργότερα, θα πρέπει να οριστούν και οι ιδιότητες του συστήματος ψύξης (Cooling System), όπου πραγματοποιούνται οι εξής ρυθμίσεις :

- Στην αρχή μας δίνει τρεις επιλογές για το πώς θα είναι ο συμπυκνωτής μας, υδρόψυκτος, αερόψυκτος ή υβριδικός. Επιθυμητό θα είναι ο συμπυκνωτής μας να είναι αερόψυκτος (Condenser Type – Air-cooled), για να αποφεύγεται η χρήση νερού
- Η θερμοκρασία περιβάλλοντος να είναι στους 18 °C (Ambient Temp At Design)
- Η αρχική διαφορά θερμοκρασίας του ατμοσφαιρικού αέρα από τον ατμό που εξέρχεται από το στρόβιλο στο σημείο σχεδιασμού να είναι στους 10 °C (Ref. Condenser Water dT)
- Ο λόγος της πτώσης πίεσης κατά μήκος του συμπυκνωτή θα είναι 1.0028 (Condenser Pressure Ratio)
- Η ελάχιστη πίεση του συμπυκνωτή ίση με 2 inHg, με σκοπό την προστασία του συστήματος
- Η λειτουργία της απόρριψης θερμότητας ορίζεται σύμφωνα με τα χρονικά σημεία της λειτουργίας που επιθυμούμε την απόρριψη, διότι με αυτόν τον τρόπο, το σύστημα θα γνωρίζει τα χρονικά σημεία που θα απορρίπτει θερμότητα σε περιπτώσεις που ο σταθμός δεν λειτουργεί σε πλήρες φορτίο. Ας πούμε ότι στη περίπτωση αυτή θα είναι 8

Cooling System

Condenser Type	Air-cooled	Hybrid Dispatch
Ambient Temp At Design	18 °C	Period 1: 0
Ref. Condenser Water dT	10 °C	Period 2: 0
Approach Temperature	5 °C	Period 3: 0
ITD at Design Point	16 °C	Period 4: 0
Condenser Pressure Ratio	1.0028	Period 5: 0
Min condenser pressure	2 inHg	Period 6: 0
Cooling system part load levels	8	Period 7: 0
		Period 8: 0
		Period 9: 0

Hybrid dispatch control parameters refer to the dispatch periods defined on the thermal storage page.

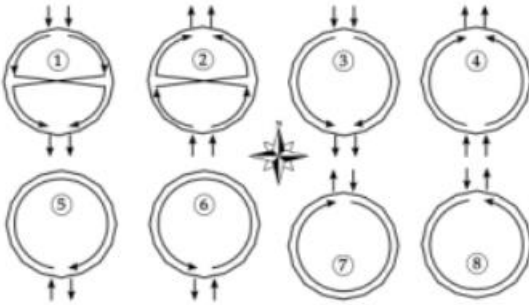
Εικόνα 5.11 : Ιδιότητες του συστήματος ψύξης (Cooling System)

5.5.2.3 Πύργος ισχύος και ηλιακός δέκτης (Tower and Receiver)

Για αρχή, ορίζεται εξωτερικός κυλινδρικός ηλιακός δέκτη (Material Flow), και για ρευστό μεταφοράς θερμότητας τα άλατα που είχαν αναφερθεί παραπάνω (60% NaNO₃ και 40% KNO₃). Μετά έχει ένα υλικό κατασκευής των σωληνώσεων του ηλιακού δέκτη που χρησιμοποιείται στους περισσότερους ηλιακούς δέκτες είναι ένα κράμα ανοξείδωτου χάλυβα (Stainless AISI316), μιας και έχει μονάχα αυτό και στη συνέχεια πρέπει να επιλεγεί ένα μοτίβο της ροής του ρευστού, εν τέλει επιλέχθηκε το πρώτο για την κατασκευή του πύργου (Flow Pattern : 1).

Materials and Flow

HTF Type	Salt (60% NaNO ₃ 40% KNO ₃)
Property table for user-defined HTF	Edit...
Material Type	Stainless AISI316
Flow Pattern	1



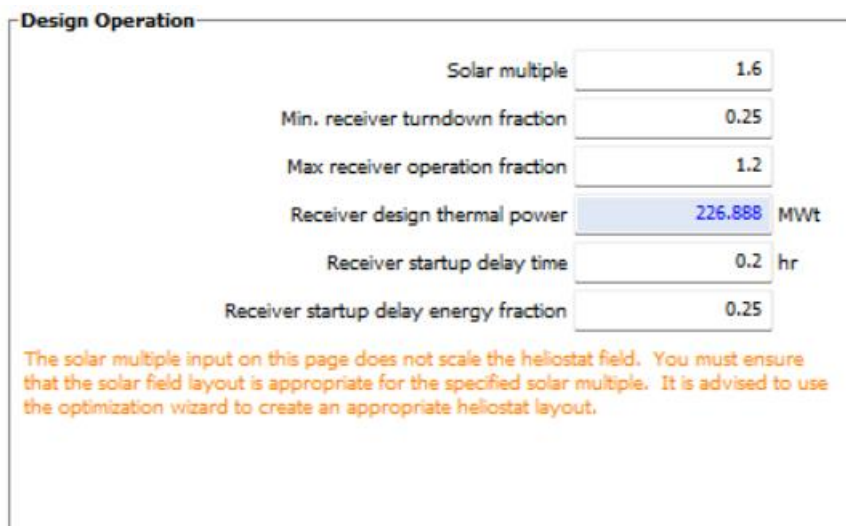
Εικόνα 5.12 : Επιλογή ρευστού μεταφοράς θερμότητας, υλικού κατασκευής των σωληνώσεων του πάνελ, καθώς και μοτίβου ροής (Material Flow)

Τώρα, θα πρέπει να οριστούν οι παράμετροι λειτουργίας του ηλιακού δέκτη (Design Operation), κάνοντας τις παρακάτω ρυθμίσεις :

- Στην δική μας περίπτωση ο πιο κατάλληλος λόγος υπερδιαστασιολόγησης, ήταν $SM = 1.6$ (Solar Multiple)
- Το ελάχιστο και το μέγιστο ποσοστό ροής θερμότητας στο δέκτη, θα είναι 0.25 και 1.2 αντίστοιχα (Min. receiver turndown fraction and Max receiver operation fraction)
- Με τα δεδομένα που έχουν ήδη εισαχθεί για την λειτουργία του κύκλου, το λογισμικό ήδη γνωρίζει τη θερμική ενέργεια που απαιτείται να λαμβάνει ο ηλιακός δέκτης από το ηλιοστατικό πεδίο $\dot{Q}_{net} = 141.805 \text{ MW}_{th}$, συνεπώς η η απαιτούμενη θερμική ενέργεια στον ηλιακό δέκτη θα είναι : $\dot{Q}_{inc} = SM * \dot{Q}_{net} = 1.6 * 141.805 \text{ MW}_{th} = 226.888 \text{ MW}_{th}$

Έπειτα, ορίζονται και οι παράμετροι της εκκίνησης της λειτουργίας του ηλιακού δέκτη. Το λογισμικό αυτό υπολογίζει τη θερμική ενέργεια εκκίνησης ως ποσοστό της θερμικής ενέργειας που θα προκύψει κατά την ώρα της εκκίνησης. Έτσι, θα οριστεί :

- Ο χρόνος που απαιτείται για την εκκίνηση του δέκτη θα είναι στις 0.2 ώρες (δηλαδή για 12 λεπτά) (Receiver startup delay time) και
- Το ποσοστό ενέργειας που απαιτείται για την εκκίνηση στο 25 % (Receiver startup delay energy fraction)



Design Operation	
Solar multiple	1.6
Min. receiver turndown fraction	0.25
Max receiver operation fraction	1.2
Receiver design thermal power	226.888 MWt
Receiver startup delay time	0.2 hr
Receiver startup delay energy fraction	0.25

The solar multiple input on this page does not scale the heliostat field. You must ensure that the solar field layout is appropriate for the specified solar multiple. It is advised to use the optimization wizard to create an appropriate heliostat layout.

Εικόνα 5.13 : Παράμετροι λειτουργίας ηλιακού δέκτη (Design Operation)

Στη συνέχεια, ακολουθούν τα θερμοδυναμικά χαρακτηριστικά του ηλιακού δέκτη και θα βοηθήσουν σημαντικά στην βελτιστοποίηση του ηλιοστατικού πεδίου, κάνοντας τις εξής ρυθμίσεις :

- Η διάμετρος των σωληνώσεων που διαπερνούν το δέκτη θα είναι 40 mm (Tube Outer Diameter)
- Το πάχος του τοιχώματος του κάθε σωλήνα θα είναι 1.25 mm (Tube Wall Thickness)
- Η θερμοκρασία του ρευστού στη έξοδο του δέκτη θα πρέπει να είναι 565 °C (Required HTF Outlet Temp.)
- Η θερμοκρασία του ρευστού κατά την είσοδο στο δέκτη θα πρέπει μέχρι το πολύ τους 350 °C (Max. Temp. To Receiver)
- Ο συντελεστής απορρόφησης της επικάλυψης των σωληνώσεων του δέκτη κυμαίνεται συνήθως μεταξύ 0.91 – 0.95. Εμείς θα βάλουμε έστω ότι είναι 0.93 (Coating Absorptance)
- Αργότερα, μπορεί να χρειαστεί να αλλαχθεί ο συντελεστής θερμικών απωλειών, διότι μπορεί να υπάρξουν οποιεσδήποτε αποκλίσεις, για την ώρα θα παραμείνει στην τιμή της μονάδας (Heat Loss Factor)
- Η μέγιστη ροή του ρευστού μεταφοράς θερμότητας στον ηλιακό δέκτη υπολογίζεται από το λογισμικό μέσω της μέγιστης ταχύτητας εισόδου του ρευστού στο δέκτη, και παρατηρούμε ότι ισούται με 657.412 kg/s (Max Flow Rate to Receiver)
- Το μέγιστο όριο θερμικής ροής που μπορεί να δεχτεί ο δέκτης από το ηλιοστατικό πεδίο θα είναι 1000 kW_{th}/m² (Max Receiver Flux)

Tube Outer Diameter	40	mm
Tube Wall Thickness	1.25	mm
Required HTF Outlet Temp.	565	°C
Max. Temp. To Receiver	350	°C
Coating Absorptance	0.93	
Heat Loss Factor	1	
Max Flow Rate to Receiver	657.412	kg/s
Max Receiver Flux	1000	kWt/m ²

Εικόνα 5.14 : Θερμοδυναμικά χαρακτηριστικά του ηλιακού δέκτη (Receiver Thermodynamic Characteristics)

5.5.2.4 Βελτιστοποίηση του ηλιοστατικού πεδίου – ηλιακού δέκτη (Heliostat Field)

Αρχικά, το λογισμικό SAM δέχεται τους βαθμούς απόδοσης, καθώς και τις ιδιότητες των ηλιοστατών που συνδέονται άμεσα με την κατασκευή των ηλιοστατών, το έδαφος του πεδίου, την οριοθέτηση του πεδίου ακόμα και την απαιτούμενη θερμική ενέργεια του ηλιακού δέκτη.

Είχε ειπωθεί σε προηγούμενη ενότητα πως θα χρησιμοποιηθούν ηλιοστάτες με εμβαδόν ανακλαστικής επιφάνειας $A_h = 14.625 \text{ m}^2$ και διαστάσεις $6.50 \text{ m} \times 2.25 \text{ m}$, το οποίο ήταν στην θεωρητική προσέγγιση. Τώρα, για την πραγματική προσέγγιση, κανονικά το εμβαδόν ανακλαστικής επιφάνειας A_h μπορεί να είναι και 15 m^2 , λόγω του ότι υπάρχουν και τα στηρίγματα των ηλιοστατών, τα οποία και αυτά καταλαμβάνουν μερικό χώρο παραπάνω. Συνεπώς, θα γίνει έλεγχος σε δύο ειδών περιπτώσεις που βρίσκονται πολύ κοντά στα 15 m^2 , και αυτές είναι οι εξής :

1^η περίπτωση : διαστάσεις $6.55 \text{ m} \times 2.30 \text{ m} = 15.065 \text{ m}^2$

2^η περίπτωση : διαστάσεις $6.56 \text{ m} \times 2.29 \text{ m} = 15.0224 \text{ m}^2$

Άρα, καλύτερη επιλογή είναι η 2^η περίπτωση, διότι βρίσκεται πιο κοντά στην ανακλαστική επιφάνεια των 15 m^2 (Heliostat Width : 6.56 m - Heliostat Height : 2.29 m).

Τώρα, για να προκύψει το εμβαδόν της ανακλαστικής επιφάνειας να είναι $A_h = 14.625 \text{ m}^2$ (Heliostat Area), θα πρέπει να ρυθμιστεί σωστά ο λόγος της ανακλαστικής επιφάνειας (Ratio of Reflective Area to Profile), το οποίο στην περίπτωση μας θα είναι το 0.973545 . Αν και δεν θα το χρησιμοποιηθεί, αξίζει να αναφερθεί ότι υπάρχει η δυνατότητα επιλογής ηλιοστατών μεμβράνης (Use Round Heliostats), όπου αντί για πλάτος ορίζεται η διάμετρος τους. Έπειτα, πραγματοποιούνται οι ακόλουθες ρυθμίσεις :

- Πρώτα από όλα, θα πρέπει να οριστεί ο συντελεστής ανακλαστικότητας και καθαρότητας, όπου για τους συγκεκριμένους ηλιοστάτες που θα χρησιμοποιηθούν, ο συντελεστής ανακλαστικότητας είναι 0.95 και ο συντελεστής καθαρότητας θα οριστεί ως 0.98 . Άλλα στο λογισμικό SAM, μας ζητάει τον πολλαπλασιασμό τους, συνεπώς : συντελεστής ανακλαστικότητας * συντελεστής καθαρότητας = $0.95 * 0.98 = 0.93$ (Mirror Reflectance and Soiling)
- Ο συντελεστής διαθεσιμότητας των ηλιοστατών θα είναι ίσος με 0.99 (Heliostat Availability)
- Στη συνέχεια, μας ζητείται να οριστεί ένα οπτικό σφάλμα, το οποίο ισοδυναμεί με την απόκλιση της ανάκλασης του κάθε ηλιοστάτη από την ιδανική ανάκλαση, και χρησιμοποιείται από το λογισμικό για τον καθορισμό του σχηματισμού της θερμικής ροής στον ηλιακό δέκτη. Αυτή η τιμή είναι το 0.00153 rad ισχύει για κάθε ηλιοστάτη ανεξάρτητα της θέσης του στο πεδίο και την απόσταση του από τον πύργο. Λέγοντας οπτικό σφάλμα, ορίζεται για οποιοδήποτε είδους σφάλμα, όπως για παράδειγμα, σφάλμα εντοπισμού του ηλίου, σφάλματα στο σύστημα κίνησης, κυματισμοί του κατόπτρου, σφάλματα ευθυγράμμισης, ατμοσφαιρική διάθλαση ή ακόμα και ταλαντώσεις που μπορεί να έχει ο ηλιακός πύργος (Image Error)

- Το κατώτατο όριο ύψους του ήλιου όπου θα λειτουργεί το ηλιοστατικό πεδίο να είναι στις 8 μοίρες (HelioStat Stow Deploy Angle) και
- Το ανώτατο όριο ταχύτητας ανέμων να είναι ίσο με 15 m/s (Wind Stow Speed)

HelioStat Properties	
HelioStat Width	6.56 m
HelioStat Height	2.29 m
Ratio of Reflective Area to Profile	0.973545
Use Round HelioStats (D=W)	<input type="checkbox"/>
HelioStat Area	14.625 m ²
Mirror Reflectance and Soiling	0.93
HelioStat Availability	0.99
Image Error	0.00153 rad
HelioStat Stow Deploy Angle	8 deg
Wind Stow Speed	15 m/s

Εικόνα 5.15 : Ρυθμίσεις των ηλιοστατών που θα τοποθετηθούν

Έπειτα, θα πρέπει να οριστούν και τα όρια του ηλιοστατικού πεδίου σε σχέση με το ύψος του πύργου, και όπως είχε αναφερθεί σε προηγούμενη ενότητα, θα οριστούν οι λόγοι της απόστασης των δακτυλίων προς το ύψος του πύργου ίσους με 0.75 για την πρώτη σειρά και 8 για την τελευταία σειρά των ηλιοστατών.

Στη συνέχεια, θα πρέπει να οριστεί ο αριθμός των δακτυλίων και των αζιμουθιακών ζωνών, καθώς και την οπτική γωνία του πεδίου. Από την στιγμή που είναι επιθυμητό το περιμετρικό ηλιοστατικό πεδίο, σημαίνει πως πρέπει να το βλέπει όλο, άρα η οπτική γωνία θα πρέπει να είναι 360 μοίρες.

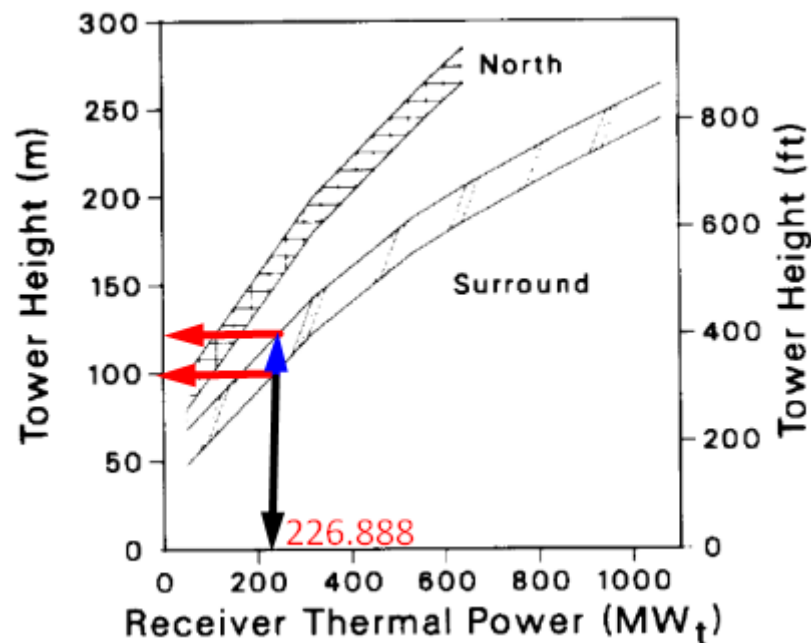
Επίσης, οι δακτύλιοι και οι αζιμουθιακές ζώνες, να είναι 12, μιας και μέχρι εκεί μας επιτρέπει, ώστε να λειτουργήσει σωστά ο κώδικας PtGen / DELSOL3.

Solar Field	
Solar Multiple	1.6
External Receiver and Tower	
Min. Receiver Diameter	8 m
Max. Receiver Diameter	16 m
Optimization Levels for Receiver Diameter	10
Min. Receiver Height/Diameter Ratio	0.8
Max. Receiver Height/Diameter Ratio	1.6
Optimization Levels for Receiver H/D Ratio	10
Min. Tower Height	100 m
Max. Tower Height	120 m
Optimization Levels for Tower Height	10

Εικόνα 5.16 : Στύσιμο κώδικα PtGen / DELSOL3

Σύμφωνα με την Εικόνα 5.16, γίνεται η υλοποίηση του κώδικα PtGen / DELSOL3, κάνοντας τις εξής ρυθμίσεις :

- Αρχικά, εισάγεται το λόγο υπερδιαστασιολόγησης, που στην περίπτωση αυτή είναι 1.6 (Solar Multiple)
- Μετέπειτα, ορίζονται τα όρια μεγέθους του ηλιακού δέκτη. Ορίζεται η επιθυμητή διάμετρο του δέκτη να είναι 8 - 16 m (Min. and Max. Receiver Diameter).
- Η οριοθέτηση του ύψους του δέκτη προσδιορίζεται με την βοήθεια του λόγου ύψους – διαμέτρου, για τον λόγο αυτό ορίζεται ο λόγος αυτός 0.8 - 1.6 (Min. and Max. Receiver Height/Diameter Ratio)
- Κατόπιν, οριοθετείται το ύψος του πύργου, από την στιγμή που είναι γνωστή την απαιτούμενη θερμική ενέργεια στην επιφάνεια του ηλιακού δέκτη $\dot{Q}_{inc} = 226.888 \text{ MW}_{th}$ μπορεί να προσδιοριστεί και το ύψος του πύργου. Για την εύρεση του ύψους του ηλιακού πύργου, θα βοηθήσει το παρακάτω σχήμα :



Σχήμα 5.2 : Εύρεση ύψους Πύργου σε σχέση με τη Θερμική Ενέργεια του Ηλιακού Δέκτη για Περιμετρικό Ηλιοστατικό Πεδίο

Άρα, το ύψος του πύργου ας πούμε ότι κυμαίνεται μεταξύ 100 m – 120 m (Min. and Max. Tower Height) και

- Τα επίπεδα της βελτιστοποίησης, δηλαδή για πόσες διαφορετικές τιμές των ορίων θα εκτελεστεί η διαδικασία. Ο μέγιστος αριθμός επιπέδων που δέχεται ο κώδικας είναι 10 (Optimization Levels for Receiver Diameter , Optimization Levels for Receiver H/D Ratio , Optimization Levels for Tower Height)

Συνεπώς, το αποτέλεσμα του κώδικα, είναι τα εξής :

```
PTGEN VERSION 14JAN13
Optimizing plant dimensions...
Optimization successful!
PTGEN SUCCESS

Set Tower Height: 111.11 m
Set Receiver Height: 13.43 m
Set Receiver Diameter: 8.89 m
Updated Heliostat Field (Span=360).
```

Εικόνα 5.17 : Αποτελέσματα βελτιστοποίησης του κώδικα PtGen / DELSOL3

Αποτελέσματα βελτιστοποίησης

- Ύψος πύργου = 111.11 m
- Ύψος του ηλιακού δέκτη = 13.43 m
- Διάμετρος του ηλιακού δέκτη = 8.89 m , όπου η διάμετρος του δέκτη ισούται με την απόσταση από το κέντρο του δέκτη ως το μέσο ενός πάνελ του δέκτη

Τα παραπάνω αποτελέσματα, εισάγονται αυτόματα στο πλαίσιο του SAM για τα χαρακτηριστικά του ηλιακού δέκτη (External Receiver) :

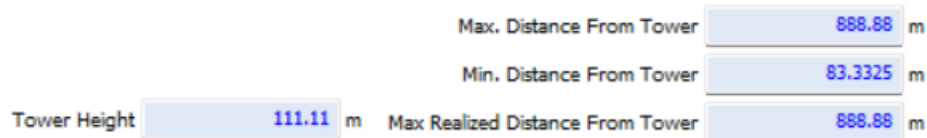
Parameter	Value
Receiver Height	13.43 m
Receiver Diameter	8.89 m
Number of Panels	16
Coating Emittance	0.88
Enable Night Recirculation in Receiver	<input type="checkbox"/>
Recirculation Heater Efficiency	1

Εικόνα 5.18 : Χαρακτηριστικά ηλιακού δέκτη

- Στο ίδιο πλαίσιο ορίζεται ο αριθμός των πάνελ που αποτελούν τον ηλιακό δέκτη, όπου ο αριθμός αυτός θα πρέπει να είναι πολλαπλάσιο του 2, εφόσον έχει επιλεγεί για τη ροή του ρευστού μεταφοράς θερμότητας μοτίβο που διαπερνά το δέκτη (μοτίβα 1 έως 4 όπως φαίνονται στην εικόνα 5.18). Επιλέχθηκαν να μπουν 16 πάνελ (Number of Panels)
- Ο συντελεστής εκπομπής της επικάλυψης του ηλιακού δέκτη θα είναι ίσος με 0.88, ο οποίος χρησιμοποιείται και ως σταθερά εκπομπής μέλανος σώματος για όλα τα μήκη κύματος (Coating Emittance)

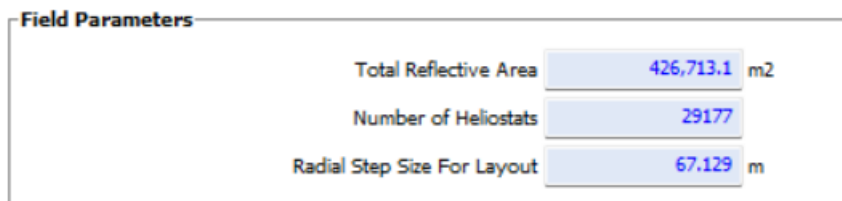
Και τώρα γίνεται αναφορά στην βελτιστοποίηση του ηλιοστατικού πεδίου, όπου το SAM έχει υπολογίσει τη συνολική ανακλαστική επιφάνεια σύμφωνα με τα όρια που έχουν τεθεί και τα όρια αυτά υπολογίστηκαν με το ύψος του πύργου που προέκυψε από την βελτιστοποίηση.

Εφόσον το ύψος του πύργου θα είναι 111.11 m, σύμφωνα με τους συντελεστές της απόστασης που ορίσαμε προηγουμένως, η μικρότερη απόσταση του πεδίου από τη βάση του πύργου θα είναι ίση με 83.3325 m και η μεγαλύτερη θα είναι 888.88 m.



Εικόνα 5.19 : Περιορισμοί ηλιοστατικού πεδίου

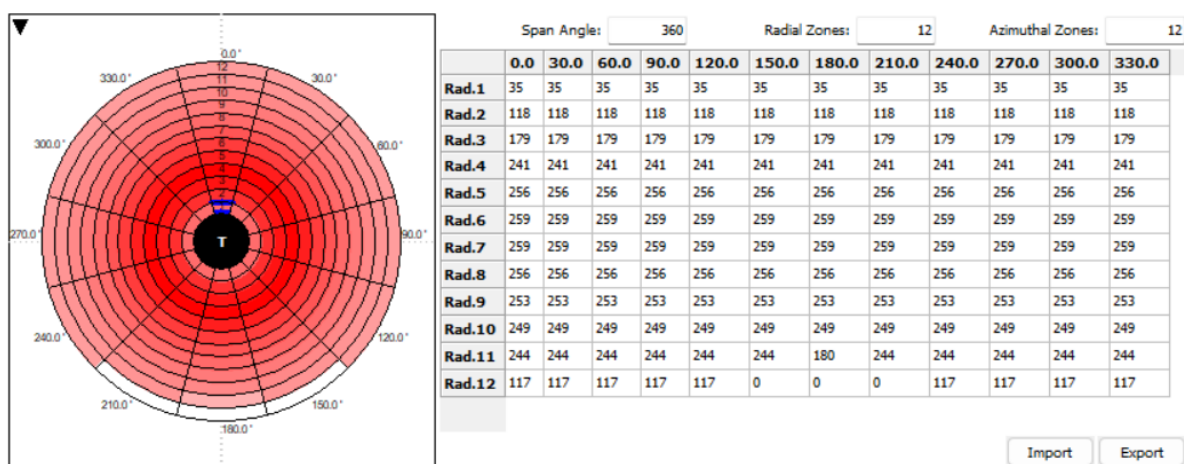
Ο κώδικας PtGen / DELSOL3, μας έβγαλε τα εξής αποτελέσματα :



Εικόνα 5.20 : Παράμετροι ηλιοστατικού πεδίου

Αποτελέσματα παραμέτρων

- Συνολική ανακλαστική επιφάνεια = 426713.1 m² (Total Reflective Area)
- Αριθμός ηλιοστατών = 29177 (Number of Heliostats)
- Ο κάθε δακτύλιος του ηλιοστατικού πεδίου θα έχει μήκος = 67.129 m (Radial Step Size For Layout)



Εικόνα 5.21 : Λιάταξη ηλιοστατικού πεδίου και ο αριθμός των ηλιοστατών σε κάθε ζώνη

Στην παραπάνω εικόνα, παρατηρείται ότι ξεχωρίζει η πυκνότητα των ηλιοστατών σύμφωνα με την ένταση του χρώματος. Όσον αφορά το πλαίσιο δεξιά του σχήματος, ο κώδικας έχει

υπολογίσει την πυκνότητα των ηλιοστατών για κάθε τομέα του πεδίου. Παρατηρείται ότι στην πρώτη σειρά ηλιοστατών, είναι μικρότερη η πυκνότητα ηλιοστατών, με 50 ηλιοστάτες σε κάθε τομέα περιμετρικά του πύργου. Η τελευταία σειρά ηλιοστατών έχει και αυτή εξίσου μικρή πυκνότητα, ώστε να υπάρχει μείωση των απωλειών ατμοσφαιρικής διαπερατότητας. Επειδή πρέπει να υπάρχουν και μειώσεις απωλειών συνημιτόνου, γίνεται αντιληπτό ότι στην νότια πλευρά του πύργου το ηλιοστατικό πεδίο είναι σε μεγάλο βαθμό μικρότερο από τα υπόλοιπα.

Παρακάτω θα αναλυθεί με την βοήθεια του λογισμικού, και την συνολική έκταση της εγκατάστασης (Land Area) :

- Μία τυπική τιμή για την έκταση που απαιτείται για τα μέρη του συστήματος εκτός του ηλιοστατικού πεδίου, είναι τα 18 εκτάρια ή αλλιώς 45 acres (1 εκτάριο = 0.404687261 acres) (Non-Solar Field Land Area)
- Έπειτα, ρυθμίζεται το συνολικό εμβαδόν του ηλιοστατικού πεδίου και εκφράζεται με τη χρήση ενός πολλαπλασιαστή που δηλώνει την επιπλέον επιφάνεια που καταλαμβάνει το πεδίο σχετικά με την συνολική ανακλαστική επιφάνεια και μία τυπική τιμή του πολλαπλασιαστή αυτού είναι 1.2 (Solar Field Land Area Multiplier)
- Ακόμα, το SAM έχει την δυνατότητα υπολογίσει τη συνολική έκταση της εγκατάστασης για τον υπολογισμό του κόστους γης. Η συνολική έκταση του ηλιοστατικού πεδίου ισούται με το γινόμενο της επιφάνειας των ζωνών που αποτελούν το πεδίο και του πολλαπλασιαστή της επιπλέον επιφάνειας. Από το άθροισμα αυτής της έκτασης και της επιφάνειας εκτός ηλιοστατικού πεδίου, προκύπτει η συνολική έκταση του σταθμού, η οποία στην περίπτωσή μας είναι 389 εκτάρια ή αλλιώς 963 acres (Calculated Total Land Area)

Land Area	
Non-Solar Field Land Area	45 acres
Solar Field Land Area Multiplier	1.2
Calculated Total Land Area	693 acres

Εικόνα 5.22 : Δεδομένα επιφάνειας του ηλιοθερμικού σταθμού

Τέλος, στον υπολογισμό της ποσότητας νερού που απαιτεί ο σταθμός για τη λειτουργία του, περιλαμβάνεται και η ποσότητα του νερού πλύσης των ηλιοστατών (Mirror Washing), και γίνονται οι εξής ρυθμίσεις :

- Η ποσότητα νερού που χρειαζόμαστε για κάθε πλύση να είναι 0.7 L/m² (Water Usage Per Wash) και
- Οι πλύσεις ανά χρόνο να είναι 63 (Washes Per Year)

Mirror Washing	
Water Usage Per Wash	0.7 L/m ² ,aperture
Washes Per Year	63

Εικόνα 5.23 : Ποσότητα νερού που απαιτεί ο ηλιοθερμικός σταθμός για την λειτουργία του

5.5.2.5 Ορισμός του συστήματος αποθήκευσης (Thermal Storage)

Για το σύστημα αποθήκευσης, θα πρέπει να οριστεί πρώτα από όλα, το χρονικό διάστημα που απαιτούμε, ώστε να λειτουργήσει το σύστημα σε πλήρες φορτίο. Σε προηγούμενη ενότητα είχε λεχθεί πως το ιδανικό σύστημα αποθήκευσης, θα είναι αυτό με τις δύο δεξαμενές. Έστω ότι η αδειοδότηση μας επιτρέπει ο ηλιοθερμικός σταθμός να λειτουργήσει για 5 ώρες στο πλήρες φορτίο με το σύστημα αποθήκευσης των δύο δεξαμενών. Έπειτα, υλοποιούνται οι παρακάτω ρυθμίσεις :

- Το SAM υπολογίζει αυτόματα το συνολικό όγκο των αποθηκευμένων αλάτων στα 5443.88 m³ (Storage Volume)
- Στη συνέχεια, χρειάζεται ένα ζεύγος δύο δεξαμενών, η διάμετρος της κάθε δεξαμενής υπολογίζεται εξίσου από το λογισμικό στα 18.6163 m (Tank Diameter), ενώ έχουμε ορίσει το ύψος των δεξαμενών στα 20 m και το ελάχιστο όριο αποθήκευσης στο 1 m (Tank Height και Tank Fluid Min. Height αντίστοιχα)
- Ο ελάχιστος όγκος αποθηκευμένων αλάτων σύμφωνα με το όριο που θέσαμε στο προηγούμενο βήμα, υπολογίζεται από το λογισμικό και είναι 272.194 m³ (Min Storage Volume) και ο μέγιστος αποθηκευμένος όγκος αλάτων προς χρήση θα είναι 5171.69 m³ (Max Storage Volume).
- Οι υγρές απώλειες θερμοπερατότητας στη δεξαμενή έχουν υπολογιστεί και έχουν καταγραφεί, και είναι 0.4 W_{th}/m²/K (Wett Loss Coefficient), ενώ οι ξηρές απώλειες θερμοπερατότητας 0.25 W_{th}/m²/K (Dry Loss Coefficient)
- Όπως είχε ήδη οριστεί από πριν, οι θερμοκρασίες του θερμού και του ψυχρού ρευστού μεταφοράς θερμότητας για την εκκίνηση της προσομοίωσης ορίζονται όπως ακριβώς είχαμε κάνει και στις ιδιότητες του κύκλου, δηλαδή στους 565 °C και 290 °C αντίστοιχα (Initial Hot and Cold HTF Temp.)
- Κατόπιν των παραπάνω, ορίζεται ένα ποσοστό του ρευστού μεταφοράς θερμότητας που βρίσκεται σε πρώτο στάδιο στην θερμή δεξαμενή, το οποίο ορίστηκε στο 30 % (Initial Hot HTF Percent) και έτσι η θερμή δεξαμενή θα περιέχει περίπου 1633.16 m³ αλάτων (Initial Hot Storage Volume) και η ψυχρή δεξαμενή θα έχει περίπου 4763.72 m³ (Initial Cold Storage Volume)

- Τώρα, θα πρέπει να οριστεί και το κατώτατο όριο ασφαλείας της θερμοκρασίας των δύο δεξαμενών, το οποίο αν δεν τηρηθεί κατά τη λειτουργία, υπάρχει ο κίνδυνος να στερεοποιηθεί το ρευστό μεταφοράς θερμότητας, συνεπώς θα πρέπει να ενεργοποιηθεί το εφεδρικό Ηλεκτροπαραγωγό Ζεύγος, με σκοπό τη θέρμανση του ρευστού, μέχρι ώστε τα όρια να είναι αποδεκτά. Για τον λόγο αυτό, ορίζεται η ψυχρή δεξαμενή στους 280 °C και για η θερμή δεξαμενή στους 500 °C (Cold and Hot Tank Heater Temp. Set-Point), η ισχύς του H/Z να είναι στα 4 MWe (Cold and Hot Tank Heater Capacity), και ο βαθμός απόδοσης να είναι στο 0.99 (Tank Heater Efficiency)
- Επιπλέον, καλό θα ήταν να αναφερθεί, πως το λογισμικό δίνει την δυνατότητα να χρησιμοποιηθεί παρακαμπτήρια βαλβίδα, η οποία επιτρέπει στο ρευστό μεταφοράς θερμότητας να μεταφέρεται από τον πύργο είτε στη δεξαμενή είτε στο μπλοκ ισχύος

Storage System	
Storage Type	Two Tank
Full Load Hours of TES	8 hours
Storage Volume	5443.88 m ³
Tank Diameter	18.6163 m
Tank Height	20 m
Tank Fluid Min. Height	1 m
Parallel Tank Pairs	1
Min Storage Volume	272.194 m ³
Max Storage Volume	5171.69 m ³
Wetted Loss Coefficient	0.4 Wt/m ² -K
Dry Loss Coefficient	0.25 Wt/m ² -K
Initial Hot HTF Temp.	565 °C
Initial Cold HTF Temp.	290 °C
Initial Hot HTF Percent	30 %
Initial Hot Storage Volume	1633.16 m ³
Initial Cold Storage Volume	3810.72 m ³
Cold Tank Heater Temp. Set-Point	280 °C
Cold Tank Heater Capacity	4 MWe
Hot Tank Heater Temp. Set-Point	500 °C
Hot Tank Heater Capacity	4 MWe
Tank Heater Efficiency	0.99
Enable storage bypass valve	<input type="checkbox"/>

—Thermocline Parameters

Εικόνα 5.24 : Ρυθμίσεις ιδιοτήτων συστήματος αποθήκευσης ενέργειας

Εν συνεχεία, μπορεί να οριστεί ο τρόπος διείσδυσης της αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας στο σύστημα. Το λογισμικό ορίζει το όριο διείσδυσης και ταυτόχρονα υπολογίζει ένα ποσό της αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας που επαρκεί για τη λειτουργία του σταθμού. Στο λογισμικό υπάρχει η δυνατότητα να διαχωρίσουμε το έτος σε περιόδους, ώστε για κάθε μία από αυτές τις περιόδους να μπορέσει να λειτουργεί με διαφορετικό τρόπο το σύστημα. Για τον ηλιοθερμικό σταθμό που είναι να υλοποιηθεί, θα ήταν επιθυμητό να λειτουργεί σε πλήρες φορτίο σε πλήρες φορτίο κατά τη διάρκεια της ημέρας, διότι τότε είναι που υπάρχει και η μεγαλύτερη ζήτηση, για όλο το έτος. Συνεπώς, θα διαχωριστεί ο τρόπος λειτουργίας του αποθηκευτικού συστήματος του σταθμού, σε τρεις περιόδους :

1^η περίοδος (Νούμερο 1) : Λειτουργία σταθμού σε πλήρες φορτίο

2^η περίοδος (Νούμερο 2) : Ο σταθμός θα λειτουργεί με την αποθηκευμένη θερμική ενέργεια, αλλά χωρίς τον εφεδρικό λέβητα, με σκοπό την μείωση του κόστους καυσίμου. Στην περίοδο αυτή, ο σταθμός πρακτικά λειτουργεί για την εκκίνηση του συστήματος κατά τις πρωινές ώρες, αλλά θα καλύπτει και λίγο την ζήτηση και σε μερικές από τις βραδινές ώρες

3^η περίοδος (Νούμερο 3) : Ο σταθμός δεν θα λειτουργεί καθόλου

Το πρόγραμμα, σχετικά με το πώς θα λειτουργεί ο ηλιοθερμικός σταθμός, είναι το εξής :

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Feb	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Mar	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Apr	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
May	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Jun	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Jul	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Aug	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Sep	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Oct	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Nov	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Dec	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2

Εικόνα 5.25 : Ωριαίος προγραμματισμός ηλιοθερμικού σταθμού κατά την διάρκεια ενός έτους

Είναι λογικό, ότι ο τρόπος λειτουργίας του αποθηκευτικού συστήματος, διαφέρει ανάλογα με τις συνθήκες που επικρατούν στο σύστημα. Για το διάστημα που υπάρχει ηλιοφάνεια, το σύστημα αποθηκεύει τεράστια ποσά θερμικής ενέργειας που καλύπτει και με το παραπάνω την παραγωγή. Όταν η αποθηκευτική μονάδα φτάσει στο ανώτατο όριο, είναι αναγκαστικό κάποιοι ηλιοστάτες να φύγουν από το σύστημα, να κάνουν αυτό που λέμε defocus, γιατί θα πρέπει να μειωθεί η θερμική ενέργεια που δέχεται ο ηλιακός δέκτης. Υπάρχουν όμως και ημέρες που η ηλιοφάνεια δεν καλύπτει την παραγωγή ενέργειας, συνεπώς τότε το σύστημα ελέγχει τα επίπεδα αποθηκευμένης ενέργειας και λειτουργεί μερικώς από την αποθηκευτική μονάδα και μερικώς από το ηλιοστατικό πεδίο.

Το SAM έχει την δυνατότητα ελέγχει στην αρχή κάθε ώρας τα επίπεδα για την αποθηκευμένη θερμική ενέργεια και να αποφασίζει εάν θα πρέπει ή όχι να λειτουργήσει το σύστημα. Στην περίπτωση που η ηλιοφάνεια δεν είναι ιδιαίτερα αρκετή για την λειτουργία του σταθμού σε πλήρες φορτίο, το πρόγραμμα έχει την ιανότητα να ελέγχει εάν είναι επαρκής η αποθηκευμένη ενέργεια, ώστε να λειτουργήσει το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στην περίπτωση όμως, μη ηλιοφάνειας, το πρόγραμμα μπορεί και ελέγχει τα επίπεδα αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας αν βρίσκονται πάνω από το όριο διείσδυσης και ενεργεί αντιστοίχως.

Στην παρακάτω εικόνα, είναι η διείσδυση της αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας, όπου θα ορίσουμε το κατώτερο ποσοστό αποφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης, κάνοντας τις εξής ρυθμίσεις :

- **Για την 1^η περίοδο** χρειάζεται η λειτουργία του κάθε στιγμή που την απαιτεί το σύστημα, συνεπώς θα οριστούν οι τιμές για ηλιοφάνεια, αλλά και για μη ηλιοφάνεια ίσες με μηδέν. Κατόπιν αυτού, θα οριστεί ένας συντελεστής που θα είναι ≥ 1 ώστε να μπορεί να καλύψει τις τυχόν απώλειες (εμείς θα βάλουμε 1.05), και ουσιαστικά η χρησιμότητά του θα είναι να δείχνει τη θερμική ενέργεια που θα πρέπει να διεισδύσει

στο σύστημα από την αποθηκευτική μονάδα σε σχέση με τη θερμική ενέργεια, που θα απαιτεί ο στρόβιλος. Επιπρόσθετα, ορίζεται το ποσοστό διείσδυσης θερμικής ενέργειας στο σύστημα από εφεδρικό συμβατικό λέβητα, ο οποίος είναι $100 \text{ MW}_{\text{th}}$. Επίσης, παρατηρείται ότι ο στρόβιλος απαιτεί για την λειτουργία του κοντά στα $150 \text{ MW}_{\text{th}}$ για ονομαστικό φορτίο, τότε ο συντελεστής θα πρέπει να είναι τα $2/3$ σε σχέση με τον συντελεστή που αναφέραμε παραπάνω, δηλαδή να είναι τα $2/3$ της μονάδας, άρα να ισούται με 0.67 . Ακόμα, θα πρέπει να συμπεριληφθεί και ένας ακόμη συντελεστής, που σχετίζεται με την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και την ώρα λειτουργίας του ηλιοθερμικού σταθμού. Η τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας για συγκεκριμένες ώρες της ημέρας είναι κάθε φορά διαφορετική, συνεπώς ορίζεται ο συντελεστής ως ένας πολλαπλασιαστής για την τεχνοοικονομική ανάλυση. Για παράδειγμα, εδώ θα ισούται με την μονάδα

- **Για την 2^η περίοδο** θα οριστεί η διείσδυση της αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας όπως στην 1η περίοδο, όπως έγινε και στην 1^η περίοδο, αλλά για μερική κάλυψη των απαιτήσεων του στρόβιλου. Στην 1^η περίοδο είχε λεχθεί πως θα είναι ίσο ή ελαφρώς μεγαλύτερο της μονάδας, εδώ θα είναι στα $2/3$ της μονάδας, δηλαδή στα $2/3$ του ονομαστικού φορτίου χωρίς διείσδυση του συμβατικού λέβητα, άρα 0.67
- **Για την 3^η περίοδο** δεν ορίζεται η διείσδυση της αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας, αλλά ούτε και η διείσδυση του εφεδρικού λέβητα, δεν θα λειτουργεί το σύστημα σε αυτό το διάστημα, συνπώς θα τοποθετηθεί η τιμή μηδέν

	Storage Dispatch		Turb. out. fraction*	Fossil fill fraction*	TOD Factor
	w/ solar*	w/o solar*			
Period 1:	0	0	1.05	0.67	1
Period 2:	0	0	0.67	0	1
Period 3:	1	1	0	0	0
Period 4:	0	0	0	0	0

Εικόνα 5.26 : Ορισμός και έλεγχος διείσδυσης της αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας στο σύστημα

5.5.2.6 Ιδιοκατανάλωση (Parasitics)

Από παλαιότερη ενότητα, είχε γίνει λόγος για τις απώλειες ιδιοκατανάλωσης. Στο λογισμικό αυτό χωρίζονται τις απώλειες σε δύο ειδών απώλειες, α) τις συνολικές και β) τις ωριαίες απώλειες.

Οι συνολικές απώλειες ιδιοκατανάλωσης χρησιμοποιούνται για να υπολογιστεί ο πραγματικός συντελεστής μεταφοράς καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο p_{el} , και συνεπώς υπολογίζεται και η απαιτούμενη θερμική ενέργεια στο στρόβιλο $\dot{Q}_{turbine}$. Αρχικά, να τονιστεί πως τα δεδομένα που θα εισαχθούν, είναι με βάση υπαρχόντων σταθμών και ερευνών που έχουν γίνει στο παρελθόν. Επομένως, γίνονται εξής ρυθμίσεις :

- Για αρχή, η ηλεκτρική ενέργεια που χρειάζονται οι ηλιοστάτες κατά την εκκίνηση της λειτουργίας του πεδίου, θα είναι 0.025 kW_e για κάθε ηλιοστάτη (Startup Energy of a Single Heliostat)
- Ο κάθε ηλιοστάτης θα απαιτεί 0.055 kW_e ηλεκτρικής ισχύος για την κίνηση εντοπισμού του ήλιου, κατά την διάρκεια που θα λειτουργεί το σύστημα (Tracking Power for a Single Heliostat)
- Ο ηλεκτρομηχανικός βαθμός απόδοσης της αντλίας του ρευστού μεταφοράς θερμότητας, θα βάλουμε να ισούται με 0.85 (Receiver HTF Pump Efficiency)
- Ο συντελεστή που ουσιαστικά έχει σχέση με τις λοιπές απώλειες ιδιοκατανάλωσης, και εκφράζεται ως ο λόγος της ηλεκτρικής ισχύος προς τη θερμική ισχύ, θα είναι $0.0055 \text{ MW}_e/\text{MW}_{th}$ (Fraction of rated gross power consumed all times)
- Η ενέργεια που απαιτεί το ρευστό μεταφοράς θερμότητας, ώστε να αντληθεί στο μπλοκ ισχύος θα είναι ίση με 0.55 kJ/kg (Required pumping power for HTF through power block)
- Η ενέργεια που απαιτεί το ρευστό μεταφοράς θερμότητας, ώστε να αντληθεί στο σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας θα είναι ίση με 0.15 kJ/kg (Required pumping power for HTF through storage)
- Επειδή το μήκος των σωληνώσεων υπολογίζεται με βάση το ύψος του πύργου, υπάρχει ένας πολλαπλασιαστής, που αντιστοιχεί στο ύψος του πύργου. Επειδή οι σωληνώσεις θα ανεβαίνουν και θα κατεβαίνουν από τον ηλιακό πύργο, δηλαδή θα κάνουν την διαδρομή δύο φορές, θα μπει κάτι παραπάνω από 2, το λογισμικό δίνει έτοιμη την τιμή των 2.6 (Piping Length Multiplier)
- Οι θερμικές απώλειες των σωληνώσεων, έχουν ερευνηθεί από προηγούμενες εγκαταστάσεις, και έχουν την τιμή των $8000 \text{ W}_{th}/\text{m}$ (Piping Loss Coefficient)
- Το μήκος επιπλέον σωληνώσεων που μπορεί να υπάρχουν μπορεί να οριστεί εδώ, ωστόσο στη συγκεκριμένη εγκατάσταση δεν είναι απαραίτητο, συνεπώς δεν είναι χρήσιμο (Piping Length Constant)

- Επιπλέον, το πρόγραμμα υπολογίζει αυτόματα το μήκος των σωληνώσεων, το οποίο στην περίπτωση μας είναι 288.886 m (Total Piping Length)
- Ακόμα, το λογισμικό επιτρέπει να ρυθμίσουμε τους συντελεστές του συστήματος (Balance of plant parasitic), καθώς και το συμβατικού λέβητα (Aux heater, boiler parasitic), οι οποίοι θα είναι $0 \text{ MW}_e / \text{MW}_{\text{cap}}$ και $0.023 \text{ MW}_e / \text{MW}_{\text{cap}}$ αντίστοιχα. Τα αποτελέσματάς μας βγάζουν ότι η ηλεκτρική ενέργεια που απαιτεί το σύστημα είναι μηδενική (0 MW_e), ενώ του λέβητα είναι 1.40943 MW_e

Parasitic Energy Consumption									
Startup Energy of a Single Heliostat	0.025	kWe-hr	Piping Loss Coefficient	8000	Wt/m				
Tracking Power for a Single Heliostat	0.055	kWe	Piping Length Constant	0	m				
Receiver HTF Pump Efficiency	0.85		Piping Length Multiplier	2.6					
Fraction of rated gross power consumed all times	0.0055	MWe/MWt	Total Piping Length	288.886	m				
Required pumping power for HTF through power block	0.55	kJ/kg							
Required pumping power for HTF through storage	0.15	kJ/kg							
			Factor	Coeff 0	Coeff 1	Coeff 2			
Balance of plant parasitic	0	MWe/MWcap	1	0.483	0.571	0	BOP	0	MWe
Aux heater, boiler parasitic	0.023	MWe/MWcap	1	0.483	0.571	0	Aux	1.40943	MWe

Εικόνα 5.27 : Ρυθμίσεις ιδιοκατανάλωσης

5.5.2.7 Ανάλυση σε οικονομικό κομμάτι

Το λογισμικό έχει τριών ειδών κόστη, που είναι τα εξής :

A) Το έμμεσο κόστος κεφαλαίου για την αδειοδότηση, το σχεδιασμό, καθώς και το κόστος γης

B) Το εργατικό κόστος λειτουργίας και συντήρησης, το κόστος εξοπλισμού και τα διάφορα κόστη για να μπορέσει να λειτουργήσει ο σταθμός

Γ) Το άμεσο κόστος κεφαλαίου για αγορά εξοπλισμού και εργατικό κόστος εγκατάστασης

Επίσης, δεν θα πρέπει να ξεχάσουμε να επισημάνουμε και τα κόστη που υπάρχουν σχετικά με την χρηματοδότηση της εγκατάστασης, τα οποία είναι τα ακόλουθα :

A) Κόστος δανεισμού εγκατάστασης

B) Φορολογία και ασφάλιση

Γ) Κόστος κατασκευαστικού δανείου και

Δ) Κόστος χρήσης

Μόλις εισαχθούν στο λογισμικό τα δεδομένα κόστους που θα υπάρχουν για τα μέρη του συστήματος, αυτό θα υπολογίσει τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης (IRR), καθώς και την καθαρή παρούσα αξία (NPV). Είναι λογικό πως οι τιμές που θα χρησιμοποιηθούν για την

παρακάτω μελέτη-ανάλυση, έχουν χρησιμοποιηθεί σε μελέτες, και πιο συγκεκριμένα θα πάρουμε βοήθεια από μία μελέτη που πραγματοποιήθηκε το 2013 σχετικά με το οικονομικό μοντέλο πύργου ηλιακής ισχύος με χρήση τετηγμένων αλάτων.

5.5.2.7.1 Ανάλυση του κόστους

Σε ένα πρώτο επίπεδο, θα οριστούν τα ειδικά κόστη για όλα τα μέρη του συστήματος, κάνοντας τις εξής ρυθμίσεις :

- Το κόστος βελτίωσης της τοποθεσίας, μιας και η περιοχή της Κορώνης δεν διαθέτει χαμηλή βλάστηση, θα οριστεί το κόστος στα 13 \$/m² (Site Improvements)
- Το ειδικό κόστος του ηλιοστατικού πεδίου περιλαμβάνει το κόστος κατασκευής όλων των μερών του ηλιοστάτη, τα μηχανικά μέρη, την καλωδίωση, το εργατικό κόστος και τον εξοπλισμό θα είναι στα 150 \$/m² (Heliostat Field)
- Στο ειδικό κόστος για τα λοιπά μέρη, περιλαμβάνεται το κόστος κατασκευής κτιρίων, το κόστος εγκατάστασης εξοπλισμού που σχετίζεται με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, το κόστος των συστημάτων ελέγχου, αλλά και το κόστος του συμβατικού λέβητα, το οποίο θα είναι στα 300 \$/MW_{e, gross} , με βάση διάφορων ερευνών (Balance of Plant)
- Το ειδικό κόστος του μπλοκ ισχύος θα είναι στα 1000 \$/MW_{e, gross} (Power Block)
- Το ειδικό κόστος για το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας είναι στα 25 \$/kWh_{th} (Storage)
- Επίσης, θα υπήρχε η δυνατότητα, αν ήταν απαραίτητο, να εισαχθεί ένα σταθερό ποσό σε περίπτωση που δεν υπολογίζεται στις παραπάνω τιμές (Fixed Solar Field Cost)

Τώρα, αφού μπήκαν οι τιμές αυτές, το λογισμικό ενημερώνει αυτόματα για το πραγματικό κόστος των παραπάνω μερών του συστήματος, το οποίο θα δούμε αργότερα στην παρακάτω εικόνα.

Τώρα, για το άμεσο κόστος κεφαλαίου του πύργου (Direct Capital Costs), θα χρησιμοποιηθεί ένας δείκτης κλίμακας, ο οποίος μπορεί και ορίζει τη μη γραμμική σχέση μεταξύ του κόστους του πύργου και του ύψους του, πράττοντας τις ακόλουθες ρυθμίσεις :

- Το κόστος αναφοράς του πύργου θα είναι ίσο με $FTC = 2,000,000$ \$ (Fixed Tower Cost)
- Ο δείκτης κλίμακας έχει τιμή $T_{sc} = 0.0113$ (Tower Cost Scaling Exponent)
- Τώρα, με τις δύο παραπάνω τιμές, μπορεί να υπολογιστεί το τελικό ποσό για την κατασκευή του πύργου, το οποίο βγαίνει από την σχέση : $TTC = FTC * e^{THT * T_{sc}}$, όπου THT = το ύψος που έχει ο πύργος. Βέβαια, το λογισμικό το υπολογίζει αυτόματα και στην περίπτωσή αυτή βγαίνει $TTC = 6,591,290.66$ \$ (Total Tower Cost)

Πρέπει επίσης, να υπολογιστεί και το τελικό κόστος του ηλιακού δέκτη, κάνοντας τις απαραίτητες ρυθμίσεις :

- Το κόστος αναφοράς του δέκτη να είναι ίσο με $RRC = 100,000,000$ \$ (Receiver Reference Cost)
- Το εμβαδόν αναφοράς του δέκτη να είναι ίσο με $RRA = 1571$ m² (Receiver Reference Area)
- Ο δείκτης κλίμακας του ηλιακού δέκτη, ο οποίος ορίζει τη μη γραμμική σχέση μεταξύ του κόστους του δέκτη και του εμβαδού της επιφάνειας του να είναι ίσος με $Rsc = 0.7$ (Receiver Cost Scaling Exponent)
- Τώρα, το τελικό κόστος του ηλιακού δέκτη υπολογίζεται από τη σχέση :

$$TRC = RRC * \left(\frac{2\pi * Rh * Rr}{RRA} \right)^{Rsc}, \text{ όπου } Rh = \text{το ύψος του δέκτη } 13.43 \text{ m και } Rr \text{ η ακτίνα του δέκτη } \frac{8.89 \text{ m}}{2} = 4.445 \text{ m}$$

- Έτσι, υπολογίζεται αυτόματα από το λογισμικό ότι η συνολική επιφάνεια του ηλιακού δέκτη ίση με 375.083 m (Area), και το τελικό κόστος κεφαλαίου του ηλιακού δέκτη θα είναι $TRC = 36,691,546.55$ \$ (Total Receiver Cost)

Ακόμα, ένα ακόμη βήμα που πρέπει να γίνει, είναι να προστεθούν όλα τα κόστη κεφαλαίου που αναφέρθηκαν παραπάνω, και έτσι προκύπτει ότι το τελικό κόστος κεφαλαίου ισούται με $DC = 216,780,050.03$ \$ (Direct Cost) και έπειτα :

- Δεν θα οριστεί κάποιο ποσοστό απροσδόκητου κόστους, στο οποίο υπάρχουν οι βελτιώσεις που μπορεί να προκύψουν σε όλους τους παραπάνω τομείς της εγκατάστασης. Συνεπώς, το DC που βρέθηκε θα είναι το τελικό συνολικό άμεσο κόστος κεφαλαίου, δηλαδή : $DC = TDC = 216,780,050.03$ \$ (Total Direct Cost)

Direct Capital Costs				
Site Improvements	426713.1	m2	13 \$/m2	\$ 5,547,270.45
Heliostat Field	426713.1	m2	150 \$/m2	\$ 64,006,966.76
Balance of Plant	58.14	MWe, Gross	300 \$/kWe	\$ 17,442,000.00
Power Block	58.14	MWe, Gross	1,000 \$/kWe	\$ 58,140,000.00
Fossil Backup	58.14	MWe, Gross	0 \$/kWe	\$ 0.00
Storage	1134.44	MWh	25 \$/kWh	\$ 28,360,975.61
			Fixed Solar Field Cost	\$ 0.00
Fixed Tower Cost	\$ 2,000,000.00		Total Tower Cost	\$ 6,591,290.66
Tower Cost Scaling Exponent	0.0113			
Receiver Reference Cost	\$ 100,000,000.00		Area	375.083 m2
Receiver Reference Area	1571	m2	Total Receiver Cost	\$ 36,691,546.55
Receiver Cost Scaling Exponent	0.7		Contingency	0 %
			Total Direct Cost	\$ 216,780,050.03

Εικόνα 5.28 : Άμεσο κόστος κεφαλαίου

Τώρα θα γίνει ανάλυση για τον υπολογισμό του έμμεσου κόστους κεφαλαίου ICC (Indirect Capital Cost), το οποίο δεν υπολογίζεται στην ανάλυση κόστους για συγκεκριμένα κομμάτια του συστήματος. Για τον σωστό υπολογισμό του έμμεσου κεφαλαίου, θα πρέπει να είναι γνωστή η ονομαστική ισχύς, καθώς και η συνολική έκταση του ηλιοθερμικού σταθμού. Για την εύρεσή του, θα γίνουν οι απαραίτητες ρυθμίσεις :

- Το πρώτο και βασικό έμμεσο κόστος που υπολογίζεται είναι το κόστος σχεδιασμού – προμηθειών – κατασκευής ή αλλιώς Engineer–Procure–Construct (EPC), στο οποίο υπάρχουν τα κόστη για αδειοδότηση, συμβουλευτικές υπηρεσίες, δικαιώματα χρήσης, γεωτεχνικές και περιβαλλοντικές μελέτες, νόμιμες προμήθειες, διασύνδεση, δημιουργία αποθεμάτων σε ανταλλακτικά, καθώς επίσης και το κόστος της διαδικασίας σχεδιασμού που επιβαρύνει σημαντικά τον ιδιοκτήτη του ηλιοθερμικού σταθμού. Το έμμεσο κόστος EPC, μπορεί να υπολογιστεί ανάλογα α) με την ονομαστική ισχύ, β) ως ποσοστό του άμεσου κόστους κεφαλαίου και γ) με την έκταση του σταθμού. Το κόστος EPC αντιστοιχεί σε ποσοστό 11 % του άμεσου κόστους κεφαλαίου, δηλαδή θα είναι $EPC = 23,845,805.50 \$$
- Επιπλέον, υπάρχει και το έμμεσο κόστος γης, στο οποίο δεν θα χρειαστεί να νοικιαστεί κάποιο κομμάτι γης (Land Cost = 0). Στο έμμεσο κόστος γης, περιλαμβάνεται και η φορολογία για την αγορά του εξοπλισμού, η οποία υπολογίζεται από το λογισμικό μαζί με τον ορισμό του φορολογικού συντελεστή και το ποσοστό, όπου εμπίπτει η φορολογία. Η μέση φορολογία (φορολογικός συντελεστής) για την αγορά εξοπλισμού υπολογίζεται στο 5 % (Sales Tax) και το ποσοστό που εμπίπτει η φορολογία 80 %, και ακόμα το φορολογικό κόστος ανέρχεται στα $DC = 8,671,202.00 \$$ και τέλος το συνολικό έμμεσο κόστος κεφαλαίου της εγκατάστασης είναι $33,517,007.51 \$$ (Total Indirect Cost)

Indirect Capital Costs					
Total Land Area	693 acres	Nameplate	50 MWe		
	Cost per acre	% of Direct Cost	Cost per Wac	Fixed Cost	Total
EPC and Owner Cost	\$ 0.00	11 %	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 23,845,805.50
Total Land Cost	\$ 0.00	0 %	\$ 0.00	\$ 1,000,000.00	\$ 1,000,000.00
Sales Tax of 5 % applies to 80 % of Direct Cost					\$ 8,671,202.00
Total Indirect Cost					\$ 33,517,007.51

Εικόνα 5.29 : Έμμεσο κόστος κεφαλαίου

- Επίσης, το λογισμικό υπολόγισε το συνολικό κόστος εγκατάστασης του συστήματος, το οποίο είναι $249,297,057.54 \$$ (Total Installed Cost), και το ειδικό κόστος $4985.90 \$/kW$ (Estimated Total Installed Cost per Net Capacity).

Total Installed Costs	
Total Installed Cost excludes financing costs (if any, see Financing Page)	Total Installed Cost \$ 249,297,057.54
	Estimated Total Installed Cost per Net Capacity (\$/kW) \$ 4,985.90

Εικόνα 5.30 : Συνολικό κόστος εγκατάστασης

- Εδώ θα οριστεί το κόστος λειτουργίας και συντήρησης που ουσιαστικά αποτελεί τα ετήσια έξοδα σε εξοπλισμό και τις υπηρεσίες που μπορεί να προκύψουν μετά την κατασκευή του συστήματος, καθώς και το κόστους καυσίμου που θα χρειαστεί για τον συμβατικό λέβητα. Το λογισμικό για αυτήν την περίπτωση, μπορεί να δεχθεί τριών ειδών δεδομένα : α) συνολικό σταθερό κόστος ανά έτος, β) σταθερό κόστος σε σχέση με την ονομαστική ισχύ και γ) μεταβλητό κόστος σε σχέση με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το κόστος σε σχέση με την ονομαστική ισχύ του συστήματος έχει οριστεί με τιμή 65 \$/kW ανά έτος (Fixed Cost by Capacity), όπου εδώ με την βοήθεια του λογισμικού στο κόστος αυτό έχει συμπεριληφθεί η παροχή υλικών, το εργατικό κόστος για τη λειτουργία και τη συντήρηση του σταθμού, τα συμβόλαια συντήρησης, και οι παροχές που θα υπάρχουν σε νερό και ρεύμα, με σκοπό την λειτουργία του συστήματος.
- Το μεταβλητό κόστος σε σχέση με την παραγωγή ηλεκτρική ενέργειας θα ισούται με 4 \$/MWh (Variable Cost by Generation), όπου εδώ με την βοήθεια του λογισμικού στο κόστος αυτό έχουν συμπεριληφθεί τα κόστη των υλικών που χρησιμοποιεί το σύστημα για την παραγωγή, δηλαδή το ρευστό μεταφοράς θερμότητας που χρησιμοποιούμε, και οι παροχές σε νερό και ρεύμα που καταναλώνονται, με σκοπό την καλύτερη δυνατή παραγωγή
- Η τιμή του συμβατικού καυσίμου για τον εφεδρικό λέβητα, όπου εδώ το καλύτερο συμβατικό καύσιμο για έναν ηλιοθερμικό σταθμό είναι το φυσικό αέριο, καθώς έχει πολύ καλή απόδοση, είναι ασφαλές και σε μεγάλο βαθμό οικονομικό, και η τιμή του είναι, σύμφωνα με την αγορά, 6 \$/MMBTU (Fossil Fuel Cost)
- Τελος, επειδή αυτές οι τιμές δεν παραμένουν ιδιαίτερα σταθερές και ανεβαίνουν λίγο λίγο, με την πάροδο των χρόνων, εμείς θα οριστεί και ένα ποσοστό αύξησης των τιμών, 1% ανά έτος, το οποίο θα υπολογίζεται από το λογισμικό, συμπεριλαμβανομένου του πληθωρισμού. (Escalation Rate)

Operation and Maintenance Costs		
	First Year Cost	Escalation Rate (above inflation)
Fixed Annual Cost	Value Entered 0.00 \$/yr	1 %
Fixed Cost by Capacity	Value Entered 65.00 \$/kW-yr	1 %
Variable Cost by Generation	Value Entered 4.00 \$/MWh	1 %
Fossil Fuel Cost	Value Entered 6.00 \$/MMBTU	1 %

Escalation rates apply only to single values, not to values in annual schedules.

Εικόνα 5.31 : Κόστος λειτουργίας και συντήρησης

5.5.2.7.2 Χρηματοδότηση

Το λογισμικό αυτό έχει επίσης την δυνατότητα να υπολογίσει την χρηματοροή και να βγάλει το αποτέλεσμα του εσωτερικού βαθμού απόδοσης (IRR), με την προϋπόθεση όμως, πως γνωρίζουμε την τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (PPA Price), κάνοντας τις εξής ρυθμίσεις :

- Σύμφωνα με τον νόμο, στην Ελλάδα η τιμή είναι $PPA = 284.85 \text{ €/MWh}$ ή 0.28485 €/kWh ή σε δολάρια $0.394 \text{ \$/kWh}$, για ηλιοθερμικό σταθμό ηλεκτροπαραγωγής με σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας που μπορεί να λειτουργήσει για 2 ώρες στο ονομαστικό φορτίο (Specify PPA Price).
- Τώρα, μπορεί να οριστεί ένα ποσοστό ετήσιας αύξησης της τιμής πώλησης, ώστε να καλύπτεται μερικώς ο πληθωρισμός, μιας και αυτό δεν υπολογίζεται από το λογισμικό για την τιμή πώλησης. Έτσι, θα οριστεί την ετήσια αύξηση ίση με 1% (Escalation Rate) και θα επιλέξουμε την επίλυση ως προς το IRR (Specify IRR Target)
- Ακόμα, θα πρέπει να οριστεί το ποσοστό επί του κεφαλαίου που θα χρειαστεί για το δάνειο, ώστε να μπορέσει να πραγματοποιηθεί η κατασκευή του σταθμού, όπου φυσικά υπάρχει περιορισμός από τους κανονισμούς της PAE, και ουσιαστικά είναι ο εξής : ο λόγος κάλυψης τοκοχρεολυσίων (Minimum Required Debt Service Coverage Ratio ή DSCR) να πρέπει να είναι μεγαλύτερος της τιμής του 1.2

Solution Mode

Specify IRR Target
 Specify PPA Price

Choose Specify IRR Target when you know the IRR and want SAM to calculate a PPA price.
Choose Specify PPA Price when you know the PPA (bid) price and want SAM to calculate the IRR.
You can specify an optional annual power price escalation rate and, for analyses involving time-of-delivery pricing, optional hourly payment allocation factors. See Help for details.

Specify IRR Target

Minimum Required IRR %
PPA Escalation Rate %

Constraint: Require a minimum DSCR
Minimum Required DSCR

Constraint: Require a positive cashflow

Financial Optimization

Allow SAM to pick debt fraction to minimize LCOE
 Allow SAM to pick PPA escalation rate to minimize LCOE

Specify PPA Price

PPA Price \$/kWh
PPA Escalation Rate %/yr

Εικόνα 5.32 : Εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR) και τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (PPA Price)

Τώρα, ακολουθούν οι παράμετροι του δανεισμού, όπου θα πραγματοποιηθούν οι παρακάτω ρυθμίσεις :

- Η PAE έχει αναφέρει ότι πρέπει να υπάρχει δανεισμός 75 % του συνολικού κόστους κεφαλαίου (Installed Cost), και έτσι το ποσό που θα δανειστούμε, αναλογεί σε 198,191,160.74 \$ (Principal Amount)

- Τα σημερινά επιτόκια δανεισμού ποσών για τέτοιου είδους εγκαταστάσεις, βρίσκονται περίπου στο 4 – 6 %, συνεπώς θα βάλουμε τυχαία ένα επιτόκιο δανεισμού της τάξεως των 4.5 % ανά έτος (Loan Rate)
- Ακόμα, θα ορίσουμε το χρόνο αποπληρωμής στα 10 χρόνια (Loan Term)
- Το λογισμικό έχει επίσης την δυνατότητα και υπολογίζει και το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου, το οποίο υπολογίζεται αυτόματα από το πρόγραμμα, και είναι ίσο με 6.52 % (WACC)

Loan Parameters	
Debt Fraction	75 %
Loan Term	10 years
Loan Rate	4.5 %/year
Installed Cost	\$ 249,297,057.54
Construction Financing Cost	\$ 14,957,823.45
Principal Amount	\$ 198,191,160.74
WACC	6.52 %

Εικόνα 5.33 : Παράμετροι του δανεισμού

Έπειτα, ακολουθούν οι ρυθμίσεις για τις παραμέτρους της οικονομικής ανάλυσης, οι οποίοι είναι οι ακόλουθοι :

- Το χρονικό διάστημα που απαιτείται για την ανάλυση, ορίζεται στα 25 έτη (Analysis Period)
- Ο μέσος πληθωρισμός να είναι ίσος με το μηδέν, σύμφωνα με διάφορες έρευνες που έχουν γίνει πάνω σε αυτό το κομμάτι (Inflation Rate ή IR)
- Το πραγματικό προεξοφλητικό επιτόκιο d_{real} να ισούται με 8.2 % ανά έτος (Real Discount Rate)
- Το ονομαστικό προεξοφλητικό επιτόκιο $d_{nominal}$ βγαίνει αυτόματα από το σύστημα και είναι ίσο με 8.2 % ανά έτος (Nominal Discount Rate), αλλά μπορεί να βγει και από τον τύπο : $d_{nominal} = (1 + d_{real}) * (1 + IR) - 1$

Analysis Parameters	
Analysis Period	25 years
Inflation Rate	0.00 %/year
Real Discount Rate	8.20 %/year
Nominal Discount Rate	8.20 %/year

Εικόνα 5.34 : Παράμετροι οικονομικής ανάλυσης

Παρακάτω, ακολουθούν και οι ρυθμίσεις για τους φορολογικούς και ασφαλιστικούς συντελεστές :

- Ο φορολογικός συντελεστής για επιχειρήσεις που δραστηριοποιούνται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω Α.Π.Ε. είναι πάνω κάτω στο 3 % ανά έτος, σύμφωνα με όσα λέει ο νόμος (State Income Tax Rate)

- Όπως, είχε αναφερθεί και στο έμμεσο κόστος κεφαλαίου, ο φορολογικός συντελεστής για την αγορά εξοπλισμού υπολογίζεται στο 5 % (Sales Tax of installed cost)
- Το ποσοστό της τάξεως του 0.5 %, ως ετήσια έξοδα ασφάλισης (Insurance Rate (Annual) of installed cost)
- Η αντικειμενική αξία στο 100 % του κόστους κεφαλαίου που απαιτείται για την εγκατάσταση (Assessed Percent of installed cost)
- Η αντικειμενική αξία της περιοχής δεν θα αλλάξει με την πάροδο των χρόνων, συνεπώς θα το αφήσουμε στο 0 % ανά έτος (Annual Decline)
- Ο φορολογικός συντελεστής ακίνητης περιουσίας, ο οποίος θα οριστεί στο 2 % ανά έτος (Property Tax), όπου είναι αναγκαίος να υπολογιστεί η αντικειμενική αξία των εγκαταστάσεων

Tax and Insurance Rates		Property Tax	
Federal Income Tax Rate	0.00 %/year	Assessed Percent	100.00 % of installed cost
State Income Tax Rate	3.00 %/year	Assessed Value	\$ 249,297,057.54
Sales Tax	5.00 % of installed cost	Annual Decline	0.00 %/year
Insurance Rate (Annual)	0.50 % of installed cost	Property Tax	2.00 %/year

Εικόνα 5.35 : Φορολογικοί και ασφαλιστικοί συντελεστές

- Ακόμα, μπορεί ο ηλιοθερμικός σταθμός μετά από κάποια χρόνια λειτουργίας του, να πωληθεί σε τρίτους, ώστε να αξιοποιηθούν και να χρησιμοποιήσουν ξανά τον εξοπλισμό του σταθμού, για αυτό υπάρχει το Salvage Value. Αυτήν την αξία την ορίζουμε περίπου στο 10 % (Net Salvage Value of installed cost) και με το ποσοστό αυτό επί το συνολικό κόστος κεφαλαίου, το ποσό θα είναι 24,929,705.75 \$

Salvage Value	
End of Analysis Period Value	\$ 24,929,705.75
Net Salvage Value	10.00 % of installed cost

Εικόνα 5.36 : Salvage Value

Επίσης, το λογισμικό δίνει την δυνατότητα να μπουν συγκεκριμένες μεθόδους απόσβεσης ή αποπληρωμής δανεισμών, καθώς και επιχορηγήσεις, φοροελαφρύνσεις και φοροαπαλλαγές, με τα οποία όμως δεν υπάρχει λόγος να δοθεί ιδιαίτερη βάση.

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Αρχικά, έγινε λόγος για την σημασία που έχει η έννοια της ενέργειας στην ζωή, και πιο συγκεκριμένα για την ηλιακή ενέργεια και τους καλύτερους δυνατούς τρόπους, με τους οποίους θα μπορέσει να υπάρξει η εκμετάλλευσή της. Έτσι, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με την βοήθεια της ηλιακής ενέργειας, όπου απαιτούνται μεγάλα ποσά ηλιακής ακτινοβολίας, έγινε αναφορά στα ηλιακά συστήματα που υπάρχουν.

Στη συνέχεια, αφού υπήρξε ανάλυση όλων των διαθέσιμων τεχνολογιών που υπάρχουν για τους ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, υπήρξε ενδιαφέρον σε δύο επιλογές που ταίριαζαν για την περιοχή της Κορώνης στην Πελοπόννησο, και αυτές είναι η τεχνολογία των παραβολικών κατόπτρων και η τεχνολογία του ηλιακού πύργου ισχύος οι οποίες θεωρούνται σχετικά ώριμες και οικονομικά βιώσιμες τεχνολογίες, και θεωρήθηκε πως η πιο κατάλληλη τεχνολογία από αυτές τις δύο, είναι η τεχνολογία του ηλιακού πύργου ισχύος, διότι είναι μεν πιο ακριβό ως τεχνολογία από τα παραβολικά κάτοπτρα, αλλά μπορεί να παράξει μεγαλύτερα ποσά ηλεκτρικής ενέργειας, και έχει μεγαλύτερη απόδοση. Έπειτα, αναλύθηκαν τα μέρη του συστήματος του ηλιακού πύργου και τον τρόπο λειτουργίας τους, με σκοπό την παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος με την τεχνολογία αυτήν. Αναλυθήκαμε στα υποσυστήματα του ηλιακού πύργου, όπως για παράδειγμα αναφέρθηκαν τα είδη των ηλιακών δεκτών και των ηλιοστατών, την επιλογή του ρευστού μεταφοράς θερμότητας, το ηλιοστατικό πεδίο, κ.ά.

Ο λόγος που έγινε αναφορά για την χρήση αποθηκευτικού συστήματος θερμικής ενέργεια ή και την χρήση ενός εφεδρικού λέβητα, ήταν διότι αποσκοπούμε στην καλύτερη δυνατή εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας και επίσης η έρευνα που πραγματοποιήθηκε για την δυνατότητα αποθήκευσης θερμικής, αλλά και για την επιλογή ενός ρευστού μεταφοράς θερμότητας έγινε με σκοπό να γίνει καλύτερος ο τρόπος λειτουργίας του ηλιοθερμικού σταθμού πύργου ηλιακής ισχύος. Βέβαια, η διαδικασία αυτή είναι δύσκολη, διότι υπάρχουν και οι απώλειες που προκύπτουν στα μέρη του συστήματος και επίσης πρέπει να γίνουν και οι απαραίτητες ενεργειακές μετατροπές για την καλύτερη παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος. Επίσης, είναι πολύ σημαντικό να αντιληφθεί κάποιος το μέγεθος που απαιτείται να έχει μία έκταση, προκειμένου να χτιστεί ένας τέτοιος ηλιοθερμικός σταθμός.

Επιπρόσθετα, αναπτύχθηκε η μεθοδολογία για το σχεδιασμό μίας τέτοιας εγκατάστασης, καθώς και οι παράμετροι που παίζουν ρόλο στην απόδοση του σταθμού, οι οποίοι αλληλεξαρτώνται μεταξύ τους, με στόχο την καλύτερη εξαγωγή συμπερασμάτων. Ακόμα, είναι εξίσου σημαντική και η τοποθεσία του ηλιοθερμικού σταθμού, διότι απαιτείται μεγάλο ποσό άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας.

Τώρα, οφείλει να δοθεί βάση στην πιο δύσκολη διαδικασία, η οποία είναι ο σχεδιασμός του ηλιοστατικού πεδίου, διότι αποτελεί την εισαγωγή ενέργειας προς εκμετάλλευση στο σύστημα, και αυτή επιτυγχάνεται με χρήση λογισμικού, με σκοπό τον υπολογισμό των βέλτιστων θέσεων για έναν μεγάλο αριθμό ηλιοστατών που έχουν τεθεί, αλλά επίσης και τον βαθμό απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου για κάθε στιγμή.

Τώρα, για την διαδικασία υπολογισμού των μεγεθών του συστήματος με θεωρητική προσέγγιση, λήφθηκαν πραγματικά δεδομένα που προκύπτουν από την άδεια παραγωγής της εγκατάστασης (οδηγός αξιολόγησης PAE), και οι υπολογισμοί έγιναν με την χρήση ενδεικτικών βαθμών απόδοσης, με στόχο να κατανοηθούν λεπτομερώς τα μεγέθη του

συστήματος και να εξαχθεί το εξής συμπέρασμα : αν είναι δυνατή ή όχι, η εγκατάσταση ενός τέτοιου ηλιοθερμικού σταθμού. Επειδή ο βαθμός απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου άλλαζε ανάλογα με το χρόνο, χρησιμοποιήθηκε μία μέση ετήσια απόδοση ηλιοστατικού πεδίου, και για το λόγο αυτό υπήρξε διαφορά στο αποτέλεσμα που υπολόγισε ο κώδικας, όταν εκτελέστηκε η προσομοίωση.

Στο κομμάτι της προσομοίωσης, αξιοποιήθηκαν μεγέθη, βαθμοί απόδοσης, και οικονομικοί δείκτες από υπάρχουσες εγκαταστάσεις ή έρευνες, που πλησιάζουν σε μεγάλο βαθμό την πραγματικότητα. Μιας και τέθηκε ως στόχος η λειτουργία του σταθμού για 7 – 9 ώρες ημερησίως στο ονομαστικό φορτίο των 50 MW_e , υπήρξε το συμπέρασμα πως τα αποτελέσματα της προσομοίωσης που προέκυψαν, είναι ικανοποιητικά.

Επιπλέον, το ηλιοστατικό πεδίο χρειάζεται πολλούς ηλιοστάτες, και αυτοί επειδή καταλαμβάνουν σχετικά μικρό χώρο, λόγω του μεγάλου αριθμού τους, αυξάνεται το αρχικό κόστος. Επίσης, η τιμή του μέσου ετήσιου βαθμού απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου που έβγαλε το αποτέλεσμα της προσομοίωσης ήταν σχετικά μικρή.

Δόθηκε έμφαση στο κομμάτι της λειτουργίας του ηλιοθερμικού σταθμού, και παρατηρήθηκε πως η ημερήσια παραγωγή καλύπτεται ολοκληρωτικά στο ονομαστικό φορτίο στις περισσότερες ημέρες του έτους, και αυτό οφείλεται κυρίως στη διείσδυση της θερμικής ενέργειας που παράγει ο συμβατικός λέβητας. Ο εφεδρικός λέβητας λειτουργεί περισσότερο στις απογευματινές ώρες που δεν υπάρχει ιδιαίτερη ηλιοφάνεια και τις βραδινές ώρες δεν λειτουργεί καθόλου. Το καλύτερο πράγμα που θα μπορούσε να συμβεί στην περίπτωση μας, θα ήταν ένας ηλιοθερμικός σταθμός, ο οποίος να λειτουργεί σε ένα ποσοστό χαμηλότερο του ονομαστικού φορτίου κατά τις ώρες μη αιχμής, με σκοπό να μπορεί να επαρκεί αποθηκευμένη θερμική ενέργεια για να επιτευχθεί καλύτερη εκκίνηση του σταθμού τις πρωινές ώρες, αλλά και για να καλυφθεί η απαιτούμενη ζήτηση στις απογευματινές ώρες αιχμής. Αυτό βέβαια που αναφέραμε παραπάνω, θα μείωμε μεν την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά από την άλλη θα ήταν πιο οικονομικό, καθώς θα μειωνόταν το κόστος καυσίμου.

Λόγω του γεγονότος ότι υπήρχε η δυνατότητα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας, ο συντελεστής εκμετάλλευσης ή αλλιώς Capacity Factor (CF) βγήκε σε τιμή αρκετά υψηλή και θα ήταν καλό, όσο περισσότερες ώρες υπάρχει η δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας τόσο περισσότερο θα μπορέσει να αυξηθεί ο συντελεστής εκμετάλλευσης και επίσης ο ηλιοθερμικός σταθμός θα λειτουργούσε για περισσότερες ώρες δεν θα χρειαζόταν να αξιοποιηθεί σε μεγάλο βαθμό ο εφεδρικός λέβητας.

Σε αυτό το σημείο, στα οικονομικά στοιχεία του ηλιοθερμικού σταθμού, είχε αναφερθεί στο τελευταίο κεφάλαιο της διπλωματικής εργασίας πως τα κόστη που χρησιμοποιήθηκαν, αξιοποιήθηκαν από διάφορες έρευνες που είχαν γίνει για την τεχνοοικονομική ανάλυση μίας επένδυσης. Το αρχικό κόστος της επένδυσης κρίνεται ικανοποιητικό συγκριτικά με την τιμή πώλησης, και αυτό φαίνεται από το γεγονός πως το ονομαστικό σταθμισμένο κόστος ενέργειας είναι μικρότερο από την τιμή πώλησης. Ακόμα, κάποια σημαντικά στοιχεία, όπως για παράδειγμα ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης είναι αρκετά μεγάλος (13 %), ο χρόνος απόσβεσης είναι επιθυμητός για τα δεδομένα μας και επιπλέον η προϋπόθεση που έχει θέσει η Ρ.Α.Ε. για το λόγο κάλυψης τοκοχρεολυσίου πληρείται. Συνεπώς, με τα προαναφερθέντα η επένδυση για έναν ηλιοθερμικό σταθμό στην περιοχή της Κορώνης, κρίνεται συμφέρουσα.

Βέβαια, ο τομέας της ηλιοθερμίας είναι ένας τομέας που μπορεί να βελτιωθεί με την πάροδο των χρόνων, και μία από αυτές τις βελτιώσεις που θα μπορούσε να κάνει, είναι να βρεθούν νέοι κώδικες για την δυνατότητα απεικόνισης των συντεταγμένων των ηλιοστατών σε πεδίο ή και κώδικες για να αυτοματοποιείται η διαδικασία χωροθέτησης του ηλιοστατικού πεδίου. Υπάρχουν πολλοί κώδικες σχετικά με την χωροθέτηση του ηλιοστατικού πεδίου.

Πολλοί θεωρούν πως η τεχνολογία των πύργων ηλιακής ισχύος θα μπορέσει να γίνει οικονομικά βιώσιμη και να εξελιχθεί, για τον λόγο αυτό όσοι ασχολούνται στον τομέα αυτόν εστιάζουν την προσοχή τους, στη μείωση του αρχικού κόστους εγκατάστασης αλλά και στο κόστος λειτουργίας του σταθμού.

Τέλος, μπορούν να αναφερθούν κάποιες επιπλέον έρευνες που θα μπορούσαν να γίνουν στην τεχνολογία των πύργων ηλιακής ισχύος και αυτές είναι οι εξής :

- οι πύργοι ηλιακής ισχύος μικρής κλίμακας, παρόλο που έχουν γίνει προσομοιώσεις και δοκιμές πάνω σε αυτές
- η δυνατότητα παραγωγής ηλιακών καυσίμων με χρήση πύργου ηλιακής ισχύος
- η ηλιακή καμινάδα (Solar Updraft Tower), η οποία έχει δοκιμαστεί δοκιμαστεί στην Ισπανία και κατασκευάστηκε σταθμός ηλιακής καμινάδας που έχει ονομαστική ισχύ 200 kW στην Κίνα
- ο υβριδισμός με συστήματα παραγωγής, όπως είναι η θέρμανση του αέρα καύσης για χρήση σε αεριοστρόβιλο, χρησιμοποιώντας φυσικό αέριο ή βιοκαύσιμο και ακόμα
- η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με συνδυασμό πύργου ηλιακής ισχύος και παραβολικών κοίλων κατόπτρων, αν και δεν έχει ποτέ προταθεί για κάποια δοκιμή

Μακάρι στο εγγύς μέλλον να υπάρξουν σημαντικές εξελίξεις στον κλάδο της ηλιοθερμίας και κυρίως στα ηλιοθερμικά συστήματα, διότι μπορούν να παράξουν μεγάλα ποσά ηλεκτρικής ενέργειας.

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΠΑΝΩ ΣΤΟ ΚΟΜΜΑΤΙ ΤΩΝ ΤΕΛΙΚΩΝ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

1^ο σκέλος

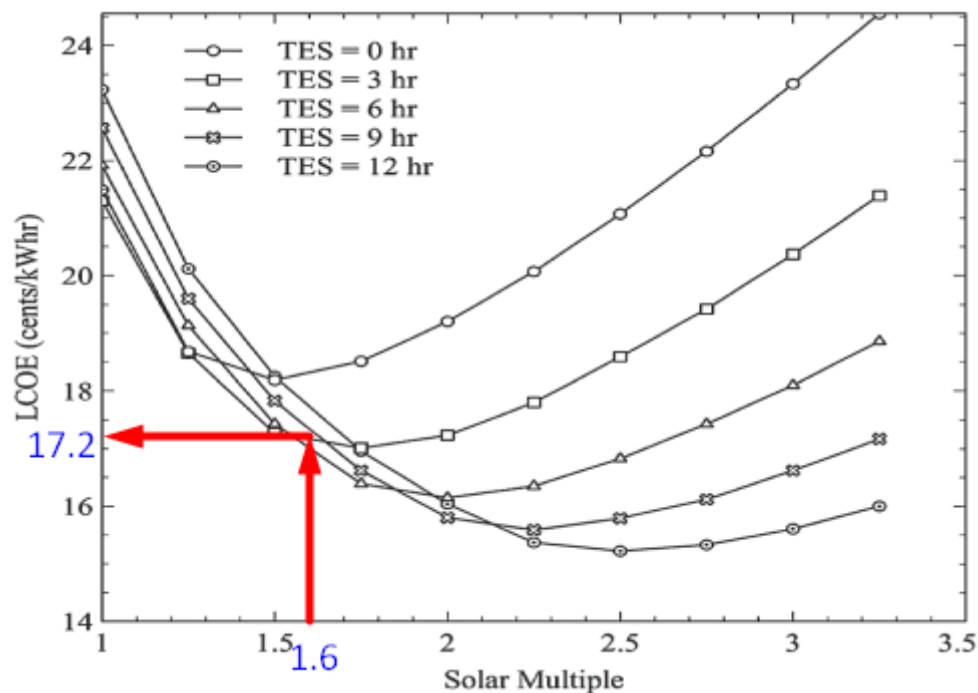
	Total installed costs			Capacity factor		
	(2022 USD/kW)			(%)		
	2010	2022	Percent change	2010	2022	Percent change
Bioenergy	2 904	2 162	-26%	72	72	0%
Geothermal	2 904	3 478	20%	87	85	-2%
Hydropower	1 407	2 881	105%	44	46	4%
Solar PV	5 124	876	-83%	14	17	23%
CSP	10 082	4 274	-58%	30	36	19%
Onshore wind	2 179	1 274	-42%	27	37	35%
Offshore wind	5 217	3 461	-34%	38	42	10%

Στον παραπάνω πίνακα, παρατηρείται πως περίπου κυμαίνονται τα τελικά κόστη και οι συντελεστές εκμετάλλευσης των ηλιοθερμικών σταθμών που έχουν υλοποιηθεί από το 2010 μέχρι το 2022.

Στο κομμάτι των τελικών κόστων παρατηρείται ότι για τα CSP βρίσκεται από 10082 \$/kW που ήταν το 2010 έως 4274 \$/kW που είναι το 2022, πράγμα που σημαίνει ότι για έναν σταθμό 50 MW σαν τον δικό μας τα κόστη μέσα σε αυτά τα 12 έτη κυμαίνονται από 10082 \$/kW * 50 MW = 504100000 \$ για το 2010 έως 4274 \$/kW * 50 MW = 213700000 \$ που είναι για το 2022. Το δικό μας τελικό κόστος είναι 246048616.08 \$ που σημαίνει ότι μέσα στα όρια αυτά, υπάρχει ένα επιθυμητό αποτέλεσμα.

Τώρα, για το κομμάτι του συντελεστή εκμετάλλευσης, παρατηρείται πως από το 2010 έως το 2022 κυμαίνεται για τα CSP από 30 μέχρι και 36 %, και ο συντελεστής εκμετάλλευσης για λειτουργία συστήματος αποθήκευσης ενέργειας μαζί με τον εφεδρικό λέβητα που θέσαμε για 8 ώρες βγήκε στο 31.28 % για τον σταθμό της Κορώνης, που σημαίνει ότι μέσα στα όρια αυτά, υπάρχει και σε αυτό ένα επιθυμητό αποτέλεσμα. [121]

2^ο σκέλος



Από το παραπάνω διάγραμμα, το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (Levelised Cost of Energy ή LCOE), το οποίο εκφράζει το κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας σε σχέση με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη τη διάρκεια της λειτουργίας του ηλιοθερμικού μας σταθμού, έχει οριστεί να είναι 25 έτη. Για λόγο υπερδιαστασιολόγησης = 1.6 και για λειτουργία συστήματος αποθήκευσης ενέργειας μαζί με τον λέβητα για 8 ώρες, το σταθμισμένο κόστος ενέργειας είναι $LCOE = 17.2 \text{ cents/kWh} = 172 \text{ €/MWh}$. Αλλά για ασφάλεια, υπάρχει και η δυνατότητα της επαλήθευσής του, και από τον παρακάτω πίνακα (βλέπουμε την τεχνολογία TES).

Technology	Power rating (MW)	LCOE (cents/kWh)	Lifetime (Years)	Cycle efficiency (%)
PHS	30 – 5000	5 – 100	40 – 60	70 – 87
CAES	110 – 1000	2 – 120	20 – 40	42 – 54
TES	0.1 – 300	3 – 60	20 – 30	30 – 60
Li-ion	0 – 100	600 – 3800	14 – 16	75 – 97
Lead Acid	0 – 40	50 – 400	5 – 15	63 – 90
Fly Wheels	0.25 – 20	1000 – 14,000	15 – 20	90 – 95
Supercapacitors	0 – 0.3	300 – 2000	10 – 30	84 – 97
SMES	0.1 – 10	500 – 72,000	20 – 30	95 – 98
Fuel Cells	< 58.5	2 – 15	~ 20	20 – 66

- Power rating (MW) = 50
- LCOE (cents/kWh) = 17.2

- Lifetime (Years) = 25
- Cycle efficiency (%) = 0.375 (ο βαθμός απόδοσης του θερμοδυναμικού κύκλου με αναθέρμανση)

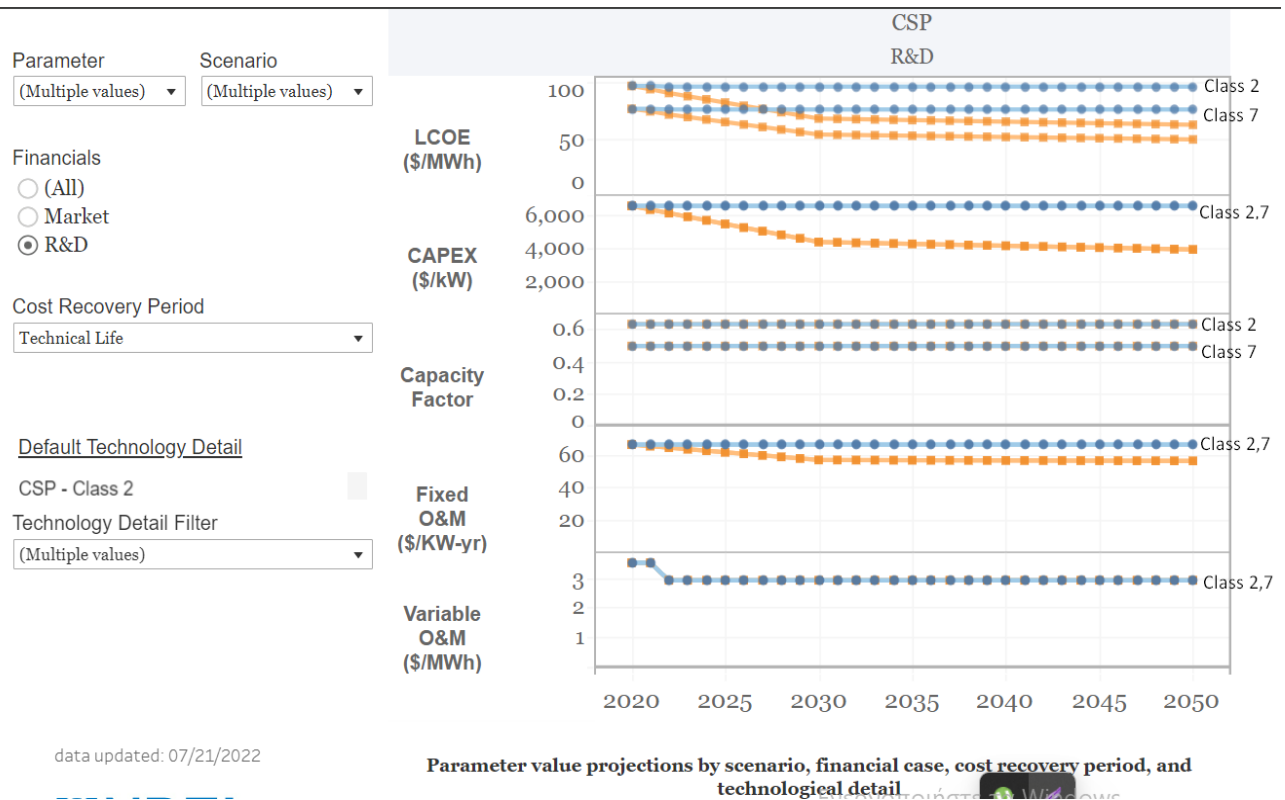
Συνεπώς, ικανοποιούνται τα παραπάνω όρια για τον ηλιοθερμικό σταθμό των 50 MW που θέλουμε να χτίσουμε στην περιοχή της Κορώνης στην Πελοπόννησο. [122],[123]

3^ο σκέλος

Στο 3^ο σκέλος θα ασχοληθούμε με το πρόγραμμα του NREL, με το οποίο μπορούμε να κάνουμε μία απλή σύγκριση των εξής τιμών :

- Του CAPEX (Capital expenditures required to achieve commercial operation of the generation plant), που ουσιαστικά είναι τα κόστη έμμεσου και του άμεσου κεφαλαίου, τα οποία αθροιστικά μας βγάζουν το συνολικό κόστος που απαιτείται για την λειτουργία της μονάδας παραγωγής.
- Του CF (Capacity Factor), που θα δούμε που κυμαίνονται οι συντελεστές εκμετάλλευσης.
- Του LCOE (Levelised Cost of Energy), το οποίο εκφράζει το κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας σε σχέση με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη τη διάρκεια της λειτουργίας του.
- Των Fixed O&M (Fixed Operation and Maintenance Costs), το οποίο αποτελεί το σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης του ηλιοθερμικού σταθμού, στο οποίο ανήκουν οι μισθοί που λαμβάνει το προσωπικό του σταθμού, η ασφάλιση του σταθμού, οι πληρωμές που πρέπει να γίνουν για την εξασφάλιση της έκτασης που θα χρησιμοποιήσουμε, τα κόστη δανεισμού, και οι φόροι ιδιοκτησίας.
- Των Variable O&M (Variable Operation and Maintenance Costs), το οποίο αποτελεί το μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης του ηλιοθερμικού σταθμού, όπου ανήκουν τα αναλώσιμα (π.χ. νερό, χημικά και καταλύτες) και τα απορρίμματα (π.χ. τέφρα, σκωρία, απόβλητα διεργασιών και υποπροϊόντα επεξεργασίας που δεν πωλούνται με άλλο τρόπο)

Χρήσιμα διαγράμματα για τα συμπεράσματά μας



Σχετικά με το πρόγραμμα NREL, φαίνεται ότι υπάρχουν δύο ειδών σενάρια (Scenario) σχετικά με την καινοτομία των CSP, με τα οποία θα ασχοληθούμε και είναι τα εξής : το **Conservative Scenario** (συντηρητικό σενάριο, δηλαδή να μην υπάρξουν αλλαγές στα επόμενα χρόνια ως προς την λειτουργία και την συντήρηση του σταθμού) και είναι αυτό με την μπλε γραμμή, και το **Moderate Scenario** (απλό σενάριο, δηλαδή αν όλα κυλούν σε φυσιολογικά πλαίσια) και είναι αυτό με την πορτοκαλί γραμμή. Στην παραπάνω εικόνα βρίσκονται όλα τα διαγράμματα από τις τιμές που μας ενδιαφέρουν.

Αναφορικά με τις ρυθμίσεις του προγράμματος αυτού :

- Με την επιλογή «Parameter» επιλέγονται ποια μεγέθη χρειαζόμαστε για τα διαγράμματά μας. Εμείς βάλαμε το LCOE, το CAPEX, το CF, και Fixed/Variable O&M
- Με την επιλογή «Scenario» επιλέγονται ένα από τα δύο ή και τα δύο σενάρια, για τα οποία μιλήσαμε παραπάνω (Conservative/Moderate)
- Με την επιλογή «Cost Recovery Period», επιλέγονται τα έτη που θα ανακτηθούν τα χρήματα από τα έξοδα που είχαμε για τον ηλιοθερμικό σταθμό. Υπάρχουν οι επιλογές για 20 έτη, 30 έτη, ή για όσο θα λειτουργήσει ο σταθμός αυτός. Επιλέχθηκε η 3^η επιλογή (Technical Life)
- Τώρα, σχετικά με την επιλογή της τεχνολογίας βλέπουμε ότι τα CSP χωρίζονται σε Class. Όσο πιο μεγάλη είναι η κλάση ενός σταθμού, τόσο μικρότερη ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία παράγει, και άρα θα έχει και μικρότερη ονομαστική ισχύ. Για παράδειγμα,

μία μονάδα κλάσης 2 μπορεί να παράξει ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία 7.25 – 7.50 kWh/m²/day και να έχει ονομαστική ισχύ, μέχρι 677 GW, σε αντίθεση με μία μονάδα κλάσης 7, ο οποίος μπορεί να παράξει ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία 6.25 – 6.50 kWh/m²/day και να έχει ονομαστική ισχύ, μέχρι 1.282 GW.

Το μειονέκτημα στο πρόγραμμα αυτό, είναι ότι ασχολείται με μονάδες που παράγουν μεγαλύτερη ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία και έχουν μεγαλύτερη ονομαστική ισχύ συγκριτικά με τον μονάδα που θέλουμε εμείς να υλοποιήσουμε, διότι η υπό μελέτη μονάδα μπορεί να παράξει 0.94 kWh/m²/day και έχει ονομαστική ισχύ 50 MW. Παρόλα αυτά, θα μπορούσε να γίνει μία μικρή σύγκριση των αποτελεσμάτων με αυτά που υπάρχουν στα διαγράμματα.

Για το LCOE : Παρατηρείται ότι μία μονάδα κλάσης 2 έχει μεγαλύτερο σταθμισμένο κόστος ενέργειας από μία μονάδα κλάσης 7 και στην περίπτωση των δύο σεναρίων. Αυτό ισχύει διότι η μονάδα κλάσης 2 παράγει πολύ μεγαλύτερη ισχύ από την μονάδα κλάσης 7 και εκτός αυτού, σίγουρα παίζει και πολύ σημαντικό ρόλο ο μεγαλύτερος συντελεστής εκμετάλλευσης που έχει. Επιπλέον, οι εγκαταστάσεις με την μεγαλύτερη ονομαστική ισχύ μπορούν να έχουν περισσότερες επιλογές αποθήκευσης και ευελιξία, γεγονός που μπορεί να αυξήσει το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE).

Για το CAPEX (συνολικά κόστη εγκατάστασης) : Παρατηρείται ότι οι κεφαλαιουχικές δαπάνες που απαιτούνται για την λειτουργία της μονάδας παραγωγής για μία μονάδα κλάσης 2 είναι ακριβώς ίδιες με της μονάδας κλάσης 7 και στην περίπτωση των δύο σεναρίων. Αυτό συμβαίνει, διότι τα κόστη που συμπεριλαμβάνονται στο CAPEX, είναι ίδια για κάθε μονάδα ανεξαρτήτου κλάσης. Κάποια από τα κόστη που συμπεριλαμβάνονται στο CAPEX είναι τα κύρια εξαρτήματα της μονάδας, ο εξοπλισμός, κόστος ανάπτυξης της μονάδας, αδειοδότηση, δανεισμός, κ.ά. Το ίδιο ισχύει και για το διάγραμμα των Fixed O&M (σταθερά κόστη συντήρησης και λειτουργίας), διότι και αυτά είναι ίδια για κάθε μονάδα ανεξαρτήτου κλάσης. Fixed O&M είναι για παράδειγμα οι μισθοί που λαμβάνει το προσωπικό του σταθμού, η ασφάλιση του σταθμού, οι πληρωμές που πρέπει να γίνουν για την εξασφάλιση της έκτασης που θα χρησιμοποιήσουμε, τα κόστη δανεισμού, και οι φόροι ιδιοκτησίας. Συνεπώς, για αυτόν τον λόγο τα διαγράμματα των CAPEX και Fixed O&M Costs είναι παραπλήσια.

Για το CF (συντελεστής εκμετάλλευσης) : Φαίνεται πως μία μονάδα κλάσης 2 έχει μεγαλύτερο συντελεστή εκμετάλλευσης από μία μονάδα κλάσης 7 και στην περίπτωση των δύο σεναρίων. Είναι λογικό, διότι η μονάδα κλάσης 2 παράγει μεγαλύτερη ονομαστική ισχύ και πολύ περισσότερη ημερήσια ακτινοβολία από την μονάδα κλάσης 7. Και όσο μικρότερη κλάσεως μονάδας έχουμε, τόσο πιο μικρός θα είναι και ο συντελεστής εκμετάλλευσης, εξού και οι τιμές των συντελεστών αυτών είναι πολύ μεγαλύτερες συγκριτικά με τον δικό μας συντελεστή εκμετάλλευσης (0.3128), διότι είναι μονάδες με πολύ μεγαλύτερη ονομαστική ισχύ.

Για το Variable O&M Costs : Παρατηρείται ότι τα μεταβλητά κόστη για την λειτουργία και την συντήρηση της μονάδας παραγωγής για μία μονάδα κλάσης 2 είναι ακριβώς ίδια με της μονάδας κλάσης 7 και στην περίπτωση των δύο σεναρίων. Επίσης, βλέπουμε ότι είναι μία

ευθεία γραμμή καθόλη την διάρκεια των ετών. Στα κόστη αυτά ανήκουν τα αναλώσιμα (π.χ. νερό, χημικά και καταλύτες) και τα απορρίμματα (π.χ. τέφρα, σκωρία, απόβλητα διεργασιών και υποπροϊόντα επεξεργασίας που δεν πωλούνται με άλλο τρόπο) και τα κόστη αυτά δεν αλλάζουν σε τιμή, εξού και επί σειρά ετών θα παραμείνουν στα 3 \$/MWh.

Τέλος, για να κλείσουμε το κομμάτι των συγκρίσεων θα πρέπει να αναφέρουμε κάτι σχετικό με τα δύο σενάρια.

- Για το **Conservative Scenario** (συντηρητικό σενάριο), αυτό που είναι με την μπλε γραμμή, παρατηρούμε ότι σε όλα τα διαγράμματα είναι μία ευθεία γραμμή, δηλαδή σταθερό σε μία τιμή. Αυτό ισχύει, διότι από διάφορες εκτιμήσεις που έχουν γίνει για το σενάριο αυτό, ότι δεν θα υπάρξουν καθόλου αλλαγές από το 2020 μέχρι το 2050 στις τιμές των LCOE, CAPEX, CF, και Fixed and Variable O&M.
- Για το **Moderate Scenario** (απλό σενάριο), αυτό που είναι με την πορτοκαλί γραμμή, λένε πολλές έρευνες που έχουν γίνει, καθώς και η NREL ότι θα υπάρξουν πιθανές καινοτομίες στο μπλοκ ισχύος, το δέκτη, τη θερμική αποθήκευση ενέργειας και το ηλιοστατικό πεδίο. Αναμένεται ότι το CAPEX των 6.280 \$/kWe θα μπορούσε να μειωθεί κατά περίπου 30% στα 4.379 \$/kWe από το 2020 έως το 2030. Από το 2030 έως το 2050, το CAPEX προβλέπεται να μειωθεί σε περίπου 3.928 \$/kWe, κάτι το οποίο όντως μπορούμε να δούμε αν κοιτάξουμε την πορτοκαλί γραμμή στα διαγράμματα. [121],[124]-[126]

Βιβλιογραφία – Αναφορές - Διαδικτυακές Πηγές

- [1] <http://www.allaboutenergy.gr/Piges2.html>
- [2] <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/shares-of-electricity-production-by-source0-in-oecd-countries-2019>
- [3] http://users.ntua.gr/dkoutso/courses/ape/slides/HW_REN18_Economics.%20pdf
- [4] <https://rwu.pressbooks.pub/webboceanography/chapter/8-1-earths-heat-budget/>
- [5] <https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%97%CE%BB%CE%B9%CE%B1%CE%BA%CE%AE%CE%B5%CE%BD%CE%AD%CF%81%CE%B3%CE%B5%CE%B9%CE%B1>
- [6] J. Mariyappan, Solar Thermal Thematic Review, Draft Report. London: Imperial College of Science, Technology and Medicine, 2001.
- [7] G. Cohen, D. Kearney, and G. Kolb, “Final Report on the Operation and Maintenance Improvement Program for CSP Plants”, Report No. SAND99-1290, Sandia National Laboratory: Albuquerque, NM, 1999
- [8] Yathin Krishna, M. Faizal, R. Saidur, K.C. Ng and Navid Aslfattahi (2020), State-of-the-art heat transfer fluids for parabolic trough collector, International Journal of Heat and Mass Transfer.
- [9] Yunus A. Cengel and Michael A. Boles, Thermodynamics, An engineering Approach, 8 th Edition, 2016.
- [10] Eckhard Lüpfer, Eduardo Zarza-Moya, Michael Geyer, Paul Nava, Josef Langenkamp, Wolfgang Schiel, Antonio Esteban, Rafael Osuna and Eli Mandelberg (2003), Eurotrough collector qualification complete -performance test results from PSA, ISES 2003.
- [11] <http://www.geo.auth.gr/courses/gmc/gmc318y/th/Sxima58.jpg>
- [12] https://www.researchgate.net/figure/Figure-3-World-direct-normal-irradiance-source-Meteonorm-70-wwwmeteonormcom_fig3_301631468
- [13] <https://en.wikipedia.org/wiki/Desertec#>
- [14] Greenpeace, SolarPACES, and ESTELA, “Concentrating Solar Power: Global Outlook 2009”.
- [15] Κ. Παπασταμούλος, Α. Μαντήκος, Στ. Παπαθανασίου, “Τεχνολογίες Ηλιοθερμικών Σταθμών Ηλεκτροπαραγωγής”. Σύγχρονη Τεχνική Επιθεώρηση, Τεύχος 229, Ιούνιος 2011.
- [16] Greenpeace, European Solar Thermal Industry Association, and IEA SolarPACES and ESTELA, “Concentrated Solar Thermal Power – Now!”, 2005.
- [17] http://www.gigatonthrowdown.org/concentrating_solar_power.php

[18] Νόμος Υπ' αριθμόν 3468, 2006, Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης και λοιπές διατάξεις, Εφημερίς της Κυβερνήσεως της Ελληνικής Δημοκρατίας, Τεύχος Πρώτο, Αρ. Φύλλου 129, 27 Ιουνίου 2006.

[19] Νόμος Υπ' αριθμόν 3851/2010, Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, Εφημερίς της Κυβερνήσεως της Ελληνικής Δημοκρατίας, Τεύχος Πρώτο, Αρ. Φύλλου 85, 4 Ιουνίου 2010.

[20] Νόμος Υπ' αριθμόν 4414, 2016.

[21] Concentrated Solar Thermal Energy (Author: Charles Christopher Newton)

[22] Εφαρμογές Τεχνολογιών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας σε Χώρες της Μεσογείου με Έμφαση στην Ηλιακή Ενέργεια (Διπλωματική Εργασία Ε.Κανατσούλη Ε.Μ.Π)

[23] H.L. Zhang, J. Baeyens, J. Degreve and G. Caceres (2013), Concentrated solar power plants: Review and design methodology, Renewable and Sustainable Energy Reviews.

[24] G.C. Bakos and D.A. Petoglou (2014), Simulation study of a large scale line-focus trough collector solar power plant in Greece, Renewable Energy.

[25] https://en.wikipedia.org/wiki/Parabolic_trough#/media/File:Parabolic_trough.svg

[26] The World Bank, “Phase I (Part I): Review of CSP Technologies and Cost Drivers Overview”, 2010.

[27] <http://www.exergy.in/st/parabolic.php>

[28] “The parabolic trough power plants Andasol 1 to 3. The largest solar power plants in the world –Technology premiere in Europe”, Report of Solar Millennium AG, 2008.

[29] “Concentrating Solar Power: From research to implementation”, Report of European Commission, 2007.

[30] Andreas Poullikas, Electricity Authority of Cyprus, “Economic analysis of power generation from parabolic trough solar thermal plants for the Mediterranean region—A case study for the island of Cyprus”, 2009.

[31] http://en.wikipedia.org/wiki/Solar_thermal_energy

[32] Κ. Παπασταμούλος, Α. Μαντήκος, Στ. Παπαθανασίου, “Τεχνολογίες Ηλιοθερμικών Σταθμών Ηλεκτροπαραγωγής”. 4ο Πανελλήνιο Συνέδριο Φοιτητών Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών – ΣΦΗΜΜΥ 4, Πάτρα, Νοέμβριος 2010.

[33] Tai Lv, and Nan Li, “Study on the Continuous and Stable Running Mode of Solar Thermal Power Plant”, Power and Energy Engineering Conference, APPEEC, Asia-Pacific, 2009.

- [34] <https://helenergy.com/wp-content/uploads/2021/02/solar-5.2.png>
- [35] “Parabolic trough power plant with thermal storage”, Solar Millennium AG.
- [36] “Solar Parabolic Trough”, Solar Paces Overview.
- [37] “Cost Reduction study for solar thermal power plants.”, Enermodal Engineering Limited, 1999.
- [38] http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_solar_thermal_power_stations
- [39] https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_Energy_Generating_Systems
- [40] http://en.wikipedia.org/wiki/Andasol_solar_power_station
- [41] <http://www.sunwindenergy.com>
- [42] http://en.wikipedia.org/wiki/Solnova_Solar_Power_Station
- [43] “CSP World Plant Locations”, CSP Today, 2011.
- [44] https://en.wikipedia.org/wiki/Solana_Generating_Station
- [45] “Blythe Solar Power Project Description”, Solar Millenium, 2009.
- [46] https://en.wikipedia.org/wiki/Blythe_Mesa_Solar_Power_Project
- [47] <https://renewablesnow.com/news/us-doi-clears-485-mw-blythe-mesa-solar-project-in-california-489793/>
- [48] <https://helioscsp.com/how-concentrated-solar-power-works-2/>
- [49] “Solar Tower”, Solar Paces Overview.
- [50] “10 MW Solar Thermal Power Plant for Southern Spain”, Final Technical Progress Report.
- [51] “Solutions to Global Climate Change Power Tower Plants”, Abengoa Solar.
- [52] https://www.researchgate.net/figure/The-combined-cycle-Brayton-and-Rankine-cycle-cogeneration-unit_fig3_300857212
- [53] https://www.researchgate.net/figure/Schematic-of-a-concentrated-solar-power-CSP-tower-system_fig3_340987078
- [54] https://images.search.yahoo.com/search/images;_ylt=AwriqWNDT1pkpV0FYIxXNyoA;_ylu=Y29sbwNiZjEEcG9zAzEEdnRpZAMEc2VjA3BpdnM-?p=use+of+liquefied+salt+in+a+solar+tower&fr2=piv-web&type=E210GR91105G0&fr=mcafee_uninternational#id=18&iurl=http%3A%2F%2Fen

[gineering.curiouscatblog.net%2Fwp-content%2Fuploads%2F2010%2F12%2Fmolten_salt_solar_system.png&action=click](http://engineering.curiouscatblog.net%2Fwp-content%2Fuploads%2F2010%2F12%2Fmolten_salt_solar_system.png&action=click)

[55] <https://www.scientificamerican.com/article/new-concentrating-solar-tower-is-worth-its-salt-with-24-7-power/>

[56] https://en.wikipedia.org/wiki/PS10_solar_power_plant

[57] <http://www.stirlingenergy.com/maricopasolar>

[58] https://www.researchgate.net/figure/A-schematic-of-parabolic-dish-concentrated-solar-power_fig2_347871490

[59] <https://www.comsol.de/blogs/how-to-model-solar-concentrators-with-the-ray-optics-module/>

[60] https://www.researchgate.net/figure/Linear-Fresnel-reflector-system_fig2_342163823

[61] [Compact linear Fresnel reflector - Wikipedia](#)

[62] David R. Mills and Graham L. Morrison (1999), Compact Linear Fresnel Reflector Solar Thermal Powerplants, Elsevier Science.

[63] https://en.wikipedia.org/wiki/Puerto_Errado

[64] <https://www.reutersevents.com/renewables/csp-today/markets/what-now-australias-solar-dawn-project>

[65] https://en.wikipedia.org/wiki/Kogan_Creek_Power_Station

[66] www.ausra.com.au

[67] [Liddell Power Station - Wikipedia](#)

[68] [Kimberlina Solar Thermal Energy Plant - Wikipedia](#)

[69] Α. Φωκάς Κοσμετάτος. «Κανόνες Λειτουργίας Ηλιοθερμικών Σταθμών στη Νησιωτική Ελλάδα». NUR-MOH A.E., Ημερίδα Πανελληνίου Συλλόγου Χημικών Μηχανικών. Αθήνα 24/11/2009.

[70] Energy Register. “NUR – MOH A.E.” <http://www.energyregister.gr/stathmos-ape/nur-moh-ae->

[71] M. Romero Alvarez & Zarza. “Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy: Concentrating Solar Power”. CRC Press. 2007

[72] “MENA Assesment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power Projects”, <http://arabworld.worldbank.org>

[73] Tamme, “Storage for Concentrated Solar Power (CSP) Plants”, DLRGerman Aerospace Center, 2010.

[74] T.R. Mancini, M. Geyer, “Spain Pioneers Grid-Connected Solar-Tower Thermal Power”, SolarPACES, 2006.

[75] http://www.nrel.gov/csp/troughnet/thermal_energy_storage.html

[76] http://www.eere.energy.gov/basics/renewable_energy/thermal_storage.html

[77] “The parabolic trough power plants Andasol 1 to 3. The largest solar power plants in the world –Technology premiere in Europe”, Report of Solar Millennium AG, 2008.

[78] A. Mao, J.H. Park, G.Y. Han, T. Seo, and Y. Kang, “Heat transfer characteristics of high temperature molten salt for storage of thermal energy”, Korean J. Chem. Eng., 27(5), 1452-1457, 2010.

[79] “Combined Solar Power and Desalination Plants: Techno-Economic Potential in Mediterranean Partner Countries (MED-CSD)” WP1 Final Report, DLR, June 2009.

[80] U. Herrmann, M. Geyer, and R. Kistner, “The AndaSol Project”, Workshop on Thermal Storage for trough Power Systems, February 2002.

[81] <https://climateinsight.wordpress.com/2011/10/22/andasol-now-europe%E2%80%99s-biggest-solar-plant/>

[82]

<https://newenergy-production-assets.s3.eu-west-2.amazonaws.com/gemasolar20tanque20almacenamiento.jpg>

[83] “Combined Solar Power and Desalination Plants: Techno-Economic Potential in Mediterranean Partner Countries (MED-CSD)” WP1 Final Report, DLR, June 2009

[84] http://www.nrel.gov/csp/troughnet/thermal_energy_storage.html

[85] <http://solargis.info>

[86] www.rae.gr/site/categories_new/renewable_power/licence/request.csp

[87] www.rae.gr/site/categories_new/renewable_power/licence/issue.csp

[88] https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_power_tower

[89] P. Kuntz Falcone. “A Handbook for Solar Central Receiver Design”. Sandia National Laboratories, Livermore. 1986.

[90] https://www.researchgate.net/figure/Heliostat-field-with-a-central-tower-Solar-Two-in-Barstow-California-Refractio_fig4_221907398

[91] William B. Stine & Michael Geyer. “Power from the Sun”. <http://www.powerfromthesun.net> , 2001.

[92] <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/gemasolar-plant/en>

[93] <http://www.forbes.com/sites/tonyseba/2011/06/21/the-worlds-firstbaseload-247-solar-power-plant/>

[94] https://auma-drives.com/special-gear-units/heliostat-gear-units/?lang=en_gb

[95] https://www.researchgate.net/figure/Metal-Membrane-Heliostats-with-150m2-left-and-44m2-reflective-area-right_fig9_282859077

[96] Pressure Vessel Engineering Ltd. <http://www.pveng.com>

[97] <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X11000302#:~:text=In%20th is%20context%2C%20volumetric%20receivers%20appear%20to%20be,heat%20to%20a%20 fluid%20passing%20through%20the%20structure.>

[98] https://www.researchgate.net/figure/A-schematic-view-of-solar-volumetric-solar-receiver_fig1_310513217

[99] https://www.researchgate.net/figure/a-Scheme-of-a-solar-tower-power-plant-b-Scheme-of-receiver-cavity-c-Scheme-of-a_fig1_262770369

[100] K. Lovegrove. “Concentrating Solar Power Technology. Principles, developments and applications”. Woodhead Publishing. 2012.

[101] M. Jamel. “Performance Evaluation of Molten Salt Cavity Tubular Solar Central Receiver for Future Integration with Existing Power Plants in Iraq”. Australian Journal of Basic and Applied Sciences, 7(8). 2013.

[102] X. Wei. “Optimization Procedure for Design of Heliostat Field Layout of a 1MWe Solar Tower Thermal Power Plant”. 2008.

[103] F. Collado. “Quick evaluation of the annual heliostat field efficiency”. University of Saragoza. Solar Energy Vol. 82 Issue 4. 2008.

[104] L. Crespo. “Questions and Answers on Solar Central Receiver Plant Design by NSPOC”. NSPOC, SolarPACES. 2011.

[105] <https://www.altestore.com/diy-solar-resources/solar-insolation-map-world/>

[106] X. Wei. “A New Method for the Design of the Heliostat Field Layout for Solar Tower”. Elsevier, Renewable Energy Vol. 35. 2010.

[107] B. L. Kistler. “A User’s Manual for DELSOL3: A Computer Code for Calculating the Optical Performance and Optimal System Design for Solar Thermal Central Receiver Plants”. Sandia National Laboratories, Livermore. 1986.

[108] T. Mukai. “A 1MWe Solar Thermal Electric Power Pilot Plant (Sunshine Project)”. Agency of Industrial Science and Technology, MITI. Solar Energy R&D in the European Community, Vol.2. 1985

[109] Z. Yao. “Modeling and Simulation of the Pioneer 1 MW Solar Thermal Central Receiver System in China”. Elsevier, Renewable Energy Vol. 34. 2009.

[110] G. Kolb. “Heliostat Cost Reduction Study”. SANDIA NATIONAL LABORATORIES, SANDIA REPORT SAND 2007-3293. 2007

[111] D. Weinstock. “Optimal Solar Field Design of Stationary Collectors”. Journal of Solar Engineering. Vol. 126. 2004.

[112] S.J. Bode. “Review of Optical Software for Use in Concentrating Solar Power Systems”. Southern African Solar Energy Conference. Stellenbosch, South Africa. 21 – 23 Μαΐου 2012.

[113] P.A.E. «ΑΠΟΦΑΣΗ Π.Α.Ε. ΥΠ’ ΑΡΙΘΜ. 469/2013». <http://www.rae.gr>. 2013

[114]

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/?lat=&lon=&startyear=&endyear=&raddatabase=&angle=&browser=&outputformat=&userhorizon=&usehorizon=1&js=1&select_database_month=PVGIS-SARAH2&mstartyear=2005&mendyear=2005&selectrad=1&mangle=2

[115] P.A.E. «Οδηγός Αξιολόγησης Έργων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Συγκέντρωση Ηλιακής Ακτινοβολίας». Έκδοση 1.0. 2010.

[116] J. E. Pacheco. “Summary of the Solar Two. Test and Evaluation Program”. Sandia National Laboratories. 2000.

[117] National Renewable Energy Laboratory U.S.A. <http://www.nrel.gov>

[118] C. Turchi & G. Heath. “Molten Salt Power Tower Cost Model for the System Advisor Model”. National Renewable Energy Laboratory U.S.A.. 2013.

[119] CSP World. <http://www.csp-world.com>

[120] <http://www.flickr.com/photos/beyondzeroemissions>

[121] <https://helioscsp.com/cost-of-concentrated-solar-power-csp-projects-fell-from-usd-0-38-kwh-to-usd-0-118-kwh-a-decline-of-69/>

[122] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, J. Clarke, Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, Appl. Energy 137 (2015) 511–536, <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2014.09.081>. Jan

[123] S. Kuravi, et al., Thermal energy storage for concentrating solar power plants, Technol Innov 14 (2) (2012) 81–91, <https://doi.org/10.3727/194982412X13462021397570>. Oct.

[124] https://atb.nrel.gov/electricity/2022/concentrating_solar_power

[125] <https://www.linkedin.com/advice/0/how-can-csp-reduce-its-cost-per-kwh-compete-other>

[126] <https://www.solarpaces.org/fraunhofer-chile-finds-pv-csp-combo-has-better-lcoe-than-gas/>