

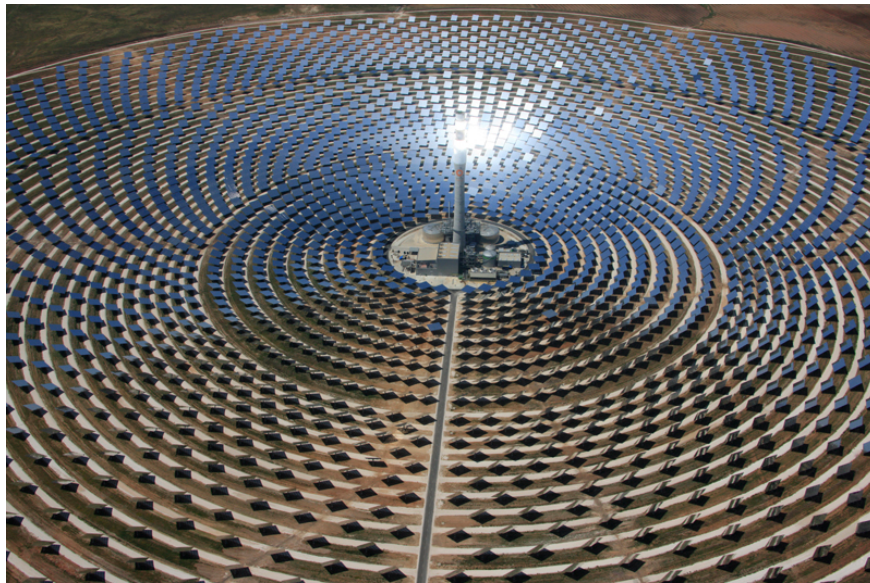


**ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΟ
ΕΚΠΑΙΔΕΥΤΙΚΟ
ΙΔΡΥΜΑ ΚΡΗΤΗΣ**

**ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΟ ΕΚΠΑΙΔΕΥΤΙΚΟ ΙΔΡΥΜΑ ΚΡΗΤΗΣ
ΣΧΟΛΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΩΝ ΕΦΑΡΜΟΓΩΝ
ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ Τ.Ε.**

ΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**«ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΚΑΙ ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ
ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΓΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ
ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ»**



ΦΑΡΔΕΛΛΑΣ ΧΡΗΣΤΟΣ

ΑΜ:4193

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ: Κατσαπρακάκης Δημήτριος
Επίκουρος Καθηγητής

ΗΡΑΚΛΕΙΟ 2014

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Τα συγκεντρωτικά ηλιακά συστήματα είναι ήδη διαδεδομένα τα τελευταία χρόνια έχοντας ήδη φτάσει στο στάδιο της εμπορευματοποίησης την τελευταία δεκαετία, με υπάρχοντες σταθμούς παραγωγής μεγάλης ισχύος σε πολλές χώρες του κόσμου. Σκοπός της παρούσας πτυχιακής εργασίας είναι η λεπτομερής ανάλυση της λειτουργίας των ηλιοθερμικών συστημάτων πύργου ηλιακής ισχύος ή κεντρικού ηλιακού δέκτη και η αρχική μελέτη βιωσιμότητας ενός τέτοιου συστήματος στην περιοχή του Αθερινόλακκου Λασιθίου Κρήτης.

Αρχικά, γίνεται αναφορά σε όλες τις διαθέσιμες τεχνολογίες των συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων, ενώ στη συνέχεια αναλύονται λεπτομερώς όλα τα μέρη ενός συστήματος πύργου ηλιακής ισχύος. Επίσης, εξετάζεται ο τρόπος λειτουργίας του συστήματος, από την εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας ως την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, όπως επίσης γίνεται αναφορά στις απώλειες που προκύπτουν σε όλα τα μέρη του συστήματος. Αναλύονται οι παράγοντες που επηρεάζουν τη λειτουργία του συστήματος, ώστε να γίνει εις βάθος κατανόηση της λειτουργίας του συστήματος.

Γίνεται μία ιστορική αναδρομή στην συγκεκριμένη τεχνολογία και παρατίθενται πληροφορίες για υπάρχοντες ηλιοθερμικούς σταθμούς. Στη συνέχεια, αναπτύσσεται η μεθοδολογία για το σχεδιασμό ενός σταθμού παραγωγής πύργου ηλιακής ισχύος. Επίσης, γίνεται και μία ενεργειακή αποτίμηση για να κατανοηθούν τα μεγέθη και η απόδοση της εγκατάστασης.

Τέλος, ακολουθεί η προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος πύργου ηλιακής ισχύος στην περιοχή του Αθερινόλακκου με χρήση λογισμικού (*System Advisor Model*) και πραγματοποιείται η τεchnοοικονομική ανάλυση της επένδυσης καταλήγοντας στο κόστος ενέργειας και στον εσωτερικό βαθμό απόδοσης.

ABSTRACT

Concentrating solar power systems have reached commercialization during the last decade, and many commercial solar thermal power plants are already producing electric power in several countries around the world. The purpose of this study is the detailed analysis of operation for solar thermal power tower systems or central receiver systems, containing a study for an installation in the area of Atherinolakkos at Lasithi prefecture of Crete.

Initially, there are references about the available technology on concentrating solar systems, and also there are references about all the components and parameters of a solar power tower system. It is also examined how the system works, from the captured sunlight to the generation of electric power, and there are references about the losses occurring in all parts of the system.

The historic background of this technology is referred and there is also information about existing solar thermal power plants. Afterwards, the design methodology of a solar power tower plant is shown, and there is also the evaluation of energy balance for consideration of the plant size and efficiency.

In conclusion, the solar power tower plant operation is simulated using software (*System Advisor Model*), and also there is the techno – economic analysis of the investment resulting in the cost of energy and the internal rate of return.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....	1
ABSTRACT.....	2
ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ	3
1. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ	6
1.1 ΠΑΓΚΟΣΜΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ.....	6
1.2 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	8
1.3 ΛΥΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ.....	9
1.4 ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	11
2. ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΑ ΗΛΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ	15
2.1 ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	15
2.2 ΕΚΜΕΤΑΛΛΕΥΣΗ ΗΛΙΑΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ - ΘΕΡΜΟΔΥΝΑΜΙΚΟΙ ΚΥΚΛΟΙ	17
2.2.1 Κύκλος Stirling	18
2.2.2 Κύκλος Brayton	20
2.2.3 Κύκλος Rankine.....	22
2.3 ΤΥΠΟΙ ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΩΝ ΗΛΙΑΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ	27
2.3.1 Σύστημα Παραβολικών Κοίλων Συλλεκτών (Parabolic Trough Collectors).....	28
2.3.2 Σύστημα Δίσκου – Μηχανής (Dish – Engine System)	30
2.3.3 Σύστημα Γραμμικών Ανακλαστών Fresnel (Linear Fresnel Reflector System) ...	31
2.3.4 Πύργος Ηλιακής Ισχύος (Solar Power Tower).....	32
2.3.5 Επιλογή Κατάλληλου Συστήματος.....	33
2.4 ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΑ ΗΛΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ	34
3. ΠΥΡΓΟΣ ΗΛΙΑΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ.....	36
3.1. ΑΡΧΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ.....	36
3.2 ΥΠΟΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΠΥΡΓΟΥ ΗΛΙΑΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ.....	38
3.2.1 Ηλιοστατικό πεδίο	38
3.2.1.1 Ηλιοστάτες.....	38
3.2.1.1.1 Ανακλαστική επιφάνεια.....	39
3.2.1.1.2 Σύστημα στήριξης – Μηχανισμός κίνησης	41
3.2.1.1.3 Τοπικό Σύστημα Ελέγχου.....	43
3.2.1.2 Κεντρικό Σύστημα Ελέγχου - Σύστημα Ελέγχου Ηλιοστατικού Πεδίου.....	44
3.2.2 Ηλιακός Δέκτης.....	44
3.2.2.1 Σωληνοειδής Δέκτης.....	45
3.2.2.2. Ογκομετρικός Δέκτης (Volumetric Receiver)	48
3.2.3 Σύστημα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας	49
3.2.3.1 Σύστημα με Χρήση Νερού – Ατμού	50
3.2.3.2 Σύστημα με Χρήση Τετηγμένων Αλάτων – Υγρού Νατρίου	52
3.2.3.3 Σύστημα με Χρήση Ατμοσφαιρικού Αέρα.....	53
3.2.3.4 Σύστημα με Χρήση Συμπιεσμένου Αέρα	54
3.2.4 Σύστημα Αποθήκευσης Θερμικής Ενέργειας	55
3.2.4.1 Συστήματα Αποθήκευσης Αισθητής Θερμότητας.....	57
3.2.4.2 Συστήματα Αποθήκευσης Λανθάνουσας Θερμότητας.....	58
3.2.4.3 Συστήματα Αποθήκευσης Θερμοχημικής Ενέργειας.....	58
3.2.5 Σύστημα Εφεδρικής Καύσης.....	59

3.3 ΑΠΟΔΟΣΗ – ΑΠΩΛΕΙΕΣ.....	60
3.3.1 Αξιολόγηση.....	60
3.3.2 Απώλειες ηλιοστατικού πεδίου.....	61
3.3.2.1 Απώλειες Συνημιτόνου (Cosine Losses).....	63
3.3.2.2 Απώλειες Ανακλαστικότητας (Reflectivity Losses).....	65
3.3.2.3 Απώλειες Ατμοσφαιρικής Διαπερατότητας (Atmospheric Attenuation).....	66
3.3.2.4 Απώλειες Σκίασης και Παρεμπόδισης (Shadowing and Blocking Losses)	67
3.3.2.5 Απώλειες Διαρροής (Spillage Losses).....	69
3.3.3 Απώλειες Ηλιακού Δέκτη	70
3.3.3.1 Απώλειες Συναγωγής (Convection Losses).....	71
3.3.3.2 Απώλειες Ακτινοβολίας (Radiation Losses).....	73
3.3.3.3 Απώλειες Απορρόφησης (Absorption Losses).....	73
3.3.3.4 Απώλειες Αγωγής (Conduction Losses)	74
3.3.4 Απώλειες Σωληνώσεων	75
3.3.5 Απόδοση Συστήματος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	75
3.3.6 Απώλειες Ιδιοκατανάλωσης.....	76
4. ΙΣΤΟΡΙΚΗ ΑΝΑΔΡΟΜΗ – ΥΠΑΡΧΟΥΣΕΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΠΥΡΓΟΥ ΗΛΙΑΚΗΣ	
ΙΣΧΥΟΣ	78
4.1 ΠΕΙΡΑΜΑΤΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΜΙΚΡΗΣ ΙΣΧΥΟΣ.....	78
4.2 ΣΤΑΘΜΟΙ ΜΕΓΑΛΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ.....	82
4.2.1 Solar Project.....	82
4.2.2 Planta Solar (PS10 & PS20)	84
4.2.3 IVANΡΑΗ.....	85
4.3 ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΠΥΡΓΩΝ ΗΛΙΑΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΥΠΟ ΚΑΤΑΣΚΕΥΗ.....	86
5. ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΠΥΡΓΟΥ ΗΛΙΑΚΗΣ	
ΙΣΧΥΟΣ	87
5.1 ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗΣ	88
5.1.1 Γεωγραφικό Πλάτος.....	88
5.1.2 Κλίση Εδάφους	90
5.1.3 Σημείο Σχεδιασμού	91
5.1.4 Συντελεστής Εκμετάλλευσης (Capacity Factor).....	91
5.1.5 Ρευστό Μεταφοράς Θερμότητας και Αποθήκευσης.....	93
5.1.6 Σύστημα Ατμοστρόβιλου – Γεννήτριας (Power Block)	93
5.2 ΣΥΛΛΟΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	93
5.2.1 Λόγος Υπερδιαστασιολόγησης (Solar Multiple).....	94
5.2.2 Ηλιοστατικό Πεδίο	96
5.2.2.1 Διάταξη Ηλιοστατικού Πεδίου	97
5.2.2.2 Εμβαδόν και Σχήμα Ανακλαστικής Επιφάνειας Ηλιοστατών	99
5.2.2.3 Αριθμός Ηλιοστατών	101
5.2.2.4 Χωροθέτηση Ηλιοστατικού Πεδίου	103
5.2.2.5 Κώδικες Βελτιστοποίησης Ηλιοστατικού Πεδίου.....	107
5.2.3 Ύψος Πύργου	108
5.2.4 Ηλιακός Δέκτης.....	110
5.2.4.1 Μέγεθος και Σχήμα Ηλιακού Δέκτη.....	111
5.2.4.2 Ροή Θερμότητας στον Ηλιακό Δέκτη	111
5.3. ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	113
5.3.1 Διαστασιολόγηση Συστήματος Αποθήκευσης Θερμικής Ενέργειας	113
5.3.2 Ετήσια Εκτίμηση Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας	114
5.3.3 Κόστος Ενέργειας	115

5.4 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΙΣΟΛΟΓΙΣΜΟΣ	116
5.4.1 Ηλιακή Ενέργεια	116
5.4.2 Θερμική Ενέργεια	117
5.4.3 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	117
5.4.4 Καθαρή Ηλεκτρική Ενέργεια στο Δίκτυο (Gross to Net Conversion).....	118
5.4.5 Υπολογισμός Ανακλαστικής Επιφάνειας - Ενεργειακό Ισοζύγιο	119
6. ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΠΥΡΓΟΥ ΗΛΙΑΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΟΥ ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ.....	122
6.1 ΑΡΧΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ – ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ.....	122
6.2 ΘΕΩΡΗΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΜΕ ΕΤΗΣΙΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ	125
6.3 ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΣΤΟ ΣΗΜΕΙΟ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ.....	128
6.4 ΘΕΩΡΗΤΙΚΗ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ	130
6.5 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ	133
6.5.1 Εκκίνηση Προγράμματος	134
6.5.2 Εισαγωγή Δεδομένων.....	135
6.5.2.1 Επιλογές Τοποθεσίας (Location and Resource).....	136
6.5.2.2 Θερμοδυναμικός Κύκλος (Power Cycle).....	136
6.5.2.3 Πύργος και Ηλιακός Δέκτης (Tower and Receiver).....	139
6.5.2.4 Βελτιστοποίηση Ηλιοστατικού Πεδίου – Ηλιακού Δέκτη.....	142
6.5.2.5 Ορισμός Συστήματος Αποθήκευσης.....	148
6.5.2.6 Ιδιοκατανάλωση (Parasitics).....	152
6.5.2.7 Οικονομική Ανάλυση	154
6.5.2.7.1 Ανάλυση Κόστους.....	155
6.5.2.7.2 Χρηματοδότηση	159
6.5.3 Αποτελέσματα Προσομοίωσης.....	163
6.5.3.1 Προσομοίωση Λειτουργίας	164
6.5.3.2 Τεχνοοικονομική Ανάλυση.....	170
ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ - ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ	178
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	183

1. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ

1.1 ΠΑΓΚΟΣΜΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ

Από τη βιομηχανική επανάσταση του 19^{ου} αιώνα μέχρι σήμερα η ανθρώπινη ζωή και ευημερία εξαρτώνται από την ενέργεια. Με την χρήση της ενέργειας αναπτύχθηκε η βιομηχανία και συνεπώς όλοι οι τομείς γύρω από αυτήν. Η βασική πηγή ενέργειας για αυτήν την ανάπτυξη ήταν τα ορυκτά καύσιμα (γαιάνθρακες, υδρογονάνθρακες, σχάσιμα πυρηνικά υλικά), με το πετρέλαιο να είναι το πιο διαδεδομένο από αυτά. Συνεπώς η εξάρτηση της βιομηχανίας και της παραγωγής ενέργειας από τα ορυκτά καύσιμα επεκτάθηκε, με αποτέλεσμα να εφαρμόζονται ακόμη και γεωπολιτικές στρατηγικές για την διαχείριση των αποθεμάτων. Αυτή η εξάρτηση έχει οδηγήσει στο παρελθόν την ανθρωπότητα σε οικονομικές κρίσεις (όπως η πετρελαϊκή κρίση του 1973) αλλά και σε πολέμους. [1], [2]

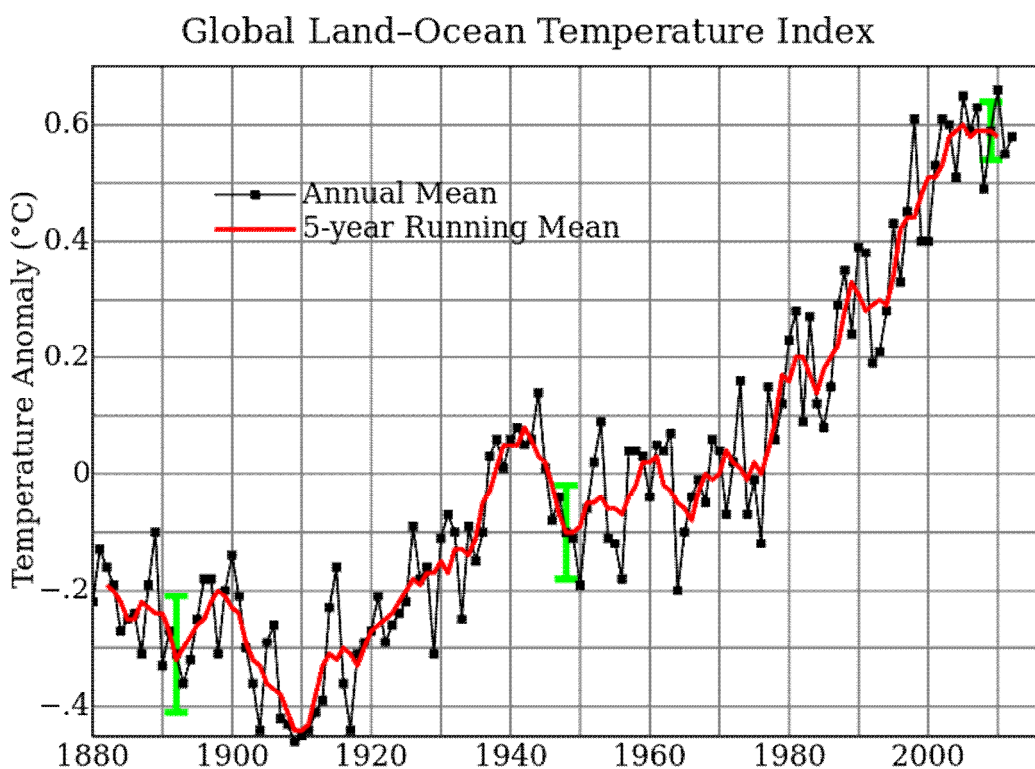
Έτσι, με τον παγκόσμιο πληθυσμό να αυξάνεται με ταχείς ρυθμούς και με τη συνεχή άνοδο του βιοτικού επιπέδου, η ζήτηση για ενέργεια είναι πολύ μεγαλύτερη από αυτήν που μπορούμε να παράγουμε με τη χρήση ορυκτών καυσίμων. Επίσης, τα ορυκτά καύσιμα δεν είναι ανεξάντλητη πηγή ενέργειας και δυστυχώς υπάρχουν σοβαρές επιπτώσεις στο περιβάλλον.

Τοπική Χρήση Ενέργειας (kWh/άτομο & TWh) και μεταβολή 1990–2008 (%)									
	kWh/άτομο			Πληθυσμός (Εκατομμύρια)			Χρήση Ενέργειας (1,000 TWh)		
	1990	2008	Μεταβολή	1990	2008	Μεταβολή	1990	2008	Μεταβολή
Η.Π.Α.	89,021	87,216	- 2%	250	305	22%	22.3	26.6	20%
Ε.Ε.	40,24	40,821	1%	473	499	5%	19.0	20.4	7%
Μέση Ανατολή	19,422	34,774	79%	132	199	51%	2.6	6.9	170%
Κίνα	8,839	18,608	111%	1,141	1,333	17%	10.1	24.8	146%
Λατινική Αμερική	11,281	14,421	28%	355	462	30%	4.0	6.7	66%
Αφρική	7,094	7,792	10%	634	984	55%	4.5	7.7	70%
Ινδία	4,419	6,28	42%	850	1,14	34%	3.8	7.2	91%
Λοιποί*	25,217	23,871	-	1,43	1,766	23%	36.1	42.2	17%
Κόσμος	19,422	21,283	10%	5,265	6,688	27%	102.3	142.3	39%

Πηγή: IEA/OECD, Population OECD/World Bank
· Χρήση Ενέργειας = kWh/άτομο* Πληθυσμός = 1000 TWh
· Λοιποί: Στον υπολογισμό περιλαμβάνονται χώρες από π.χ. την Ασία και την Αυστραλία. Η χρήση ενέργειας ποικίλει μεταξύ των «λοιπών χωρών».

Σχήμα 1.1 Χρήση Ενέργειας στον Κόσμο σε σχέση με τον Πληθυσμό [1]

Οι εκπομπές ρύπων από τη χρήση ορυκτών καυσίμων επηρεάζουν την ατμόσφαιρα της γης, με αποτέλεσμα την υπερθέρμανση του πλανήτη. Τις τελευταίες δεκαετίες, παρατηρούνται αλλαγές στο παγκόσμιο κλίμα, οι οποίες οφείλονται κυρίως στο φαινόμενο του θερμοκηπίου, το οποίο έχει δημιουργηθεί από την υπερβολική χρήση ορυκτών καυσίμων. Οι επιπτώσεις από την υπερθέρμανση του πλανήτη θα αποδειχθούν καταστροφικές στις επόμενες δεκαετίες. Οι πάγοι στους πόλους της Γης τείνουν να λιώσουν με αποτέλεσμα την αύξηση της στάθμης της θάλασσας, άνυδρες περιοχές θα καταλήξουν ερημικές, ενώ σοβαρές επιπτώσεις θα υπάρξουν και στην υγεία λόγω της ανθεκτικότητας των μικροβίων στις υψηλότερες θερμοκρασίες. [3]

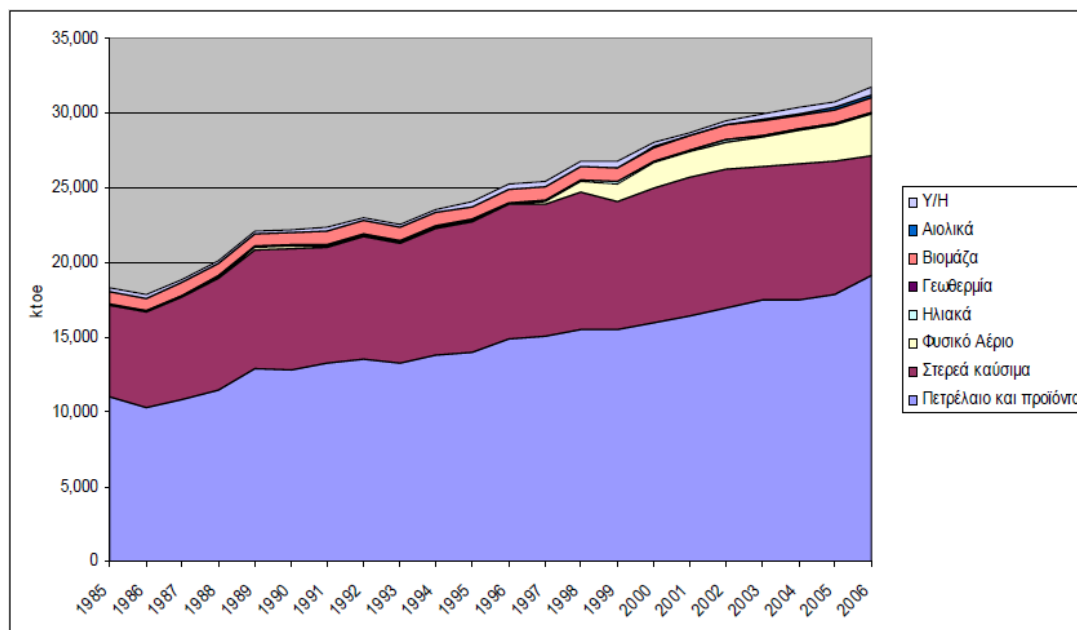


Σχήμα 1.2. Παγκόσμια Αλλαγή Θερμοκρασία τον τελευταίο αιώνα [3]

1.2 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Το ενεργειακό πρόβλημα της Ελλάδας είναι ένας από τους βασικότερους παράγοντες που επηρεάζουν αρνητικά την οικονομία. Τις προηγούμενες δεκαετίες, λόγω της ανάπτυξης, η κατανάλωση ενέργειας στην Ελλάδα αυξανόταν με μεγάλους ρυθμούς (αύξηση τελικής κατανάλωσης ενέργειας κατά 50% την περίοδο 1990 – 2006, με μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης 2,7% την περίοδο 1995 - 2006). Δυστυχώς, η εγχώρια παραγωγή δεν επαρκεί για να καλύψει την τελική κατανάλωση, με αποτέλεσμα να υπάρχει εξάρτηση από εισαγωγές, σε ποσοστό περίπου 65% στην πρωτογενή παραγωγή (2009). Αυτή η εξάρτηση έχει πολλές αρνητικές παραμέτρους, όπως οι οικονομικές δαπάνες και η αβεβαιότητα τροφοδοσίας σε περιόδους κρίσης.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα στηρίζεται κυρίως στα ορυκτά καύσιμα, με βασικότερο από αυτά το λιγνίτη (50%). Επίσης, σε αρκετά μεγάλο ποσοστό χρησιμοποιείται πετρέλαιο (13%, κυρίως σε μη διασυνδεδεμένα νησιά) και φυσικό αέριο (22,5%). Ο λιγνίτης είναι ένα ορυκτό που εξορύσσεται στην Ελλάδα, ενώ το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο εισάγονται, με αποτέλεσμα το κόστος της παραγωγής να αυξάνεται. Επίσης, ο λιγνίτης έχει μικρή θερμογόνο δύναμη αλλά και πιο σοβαρές επιπτώσεις στο περιβάλλον σε σχέση με τα άλλα καύσιμα.



Σχήμα 1.3. Συνολική Εγχώρια Κατανάλωση [4]

Η χαμηλή απόδοση στον ενεργειακό τομέα είναι επίσης ένα πολύ σοβαρό μέρος του προβλήματος. Είναι χαρακτηριστικό ότι ο συνολικός βαθμός απόδοσης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι περίπου 30%. Επίσης, ο βαθμός χρήσης του πετρελαίου είναι μόλις 8%. [4]

Προτάσεις για λύση του προβλήματος, θα μπορούσαν να είναι ο εκσυγχρονισμός της παραγωγής αλλά και η διεύθυνση σε μεγάλα ποσοστά από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Εδώ και πολλά χρόνια, έχει γίνει ευρέως αντιληπτό ότι η Ελλάδα θα μπορούσε να βασιστεί περισσότερο στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, με δεδομένες τις κλιματικές συνθήκες που επικρατούν στον Ελλαδικό χώρο. [4], [5]

1.3 ΛΥΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Η συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση για ενέργεια και οι επιπτώσεις της χρήσης ορυκτών καυσίμων, έχουν δημιουργήσει την ανάγκη για διεύθυνση εναλλακτικών μορφών ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

παγκοσμίως. Η διεθνής κοινότητα συνειδητοποίησε την ανάγκη αυτή αναγνωρίζοντας τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Έτσι, υπογράφηκε από 141 κράτη το Πρωτόκολλο του Κιότο, το οποίο επιβάλλει τις αλλαγές που πρέπει να γίνουν ώστε να μειωθούν οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Επίσης, στο Πρωτόκολλο προβλέπεται η διαφοροποιημένη ανάγκη πολλών χωρών ώστε να μην θιγούν τα αναπτυξιακά τους συμφέροντα (για αναπτυσσόμενες και υποανάπτυκτες χώρες). [6], [7]

Η Ευρωπαϊκή Ένωση που συνυπέγραψε το Πρωτόκολλο του Κιότο, είχε δεσμευθεί για μείωση των ρύπων κατά 8% (σε σχέση με τα επίπεδα του 1990) την περίοδο 2008 – 2012. Η Ελλάδα, θεωρήθηκε αναπτυσσόμενη χώρα κι έτσι η δέσμευση της ήταν η αύξηση των εκπομπών ως 25%. Ωστόσο, η Ευρωπαϊκή Ένωση, θέλοντας να πετύχει τη μείωση εκπομπών και την βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης, έθεσε νέους και πιο φιλόδοξους στόχους στην Συμφωνία της Κοπεγχάγης το 2009. Οι στόχοι αυτοί θέλουν την βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 20%, την μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 20% (σε σχέση με τις τιμές του 1990) και την διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας κατά 20%, με χρονικό ορίζοντα το έτος 2020. Όλες οι παραπάνω δεσμεύσεις θα συμβάλλουν στη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα κατά 740 εκατομμύρια τόνους μέχρι το 2020. [6], [7], [8], [9]

Σύμφωνα με τα πιο πρόσφατα στοιχεία, οι τάσεις για την επίτευξη των στόχων δείχνουν ότι η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου θα είναι περίπου 10% το έτος 2020, ενώ οι υπόλοιποι στόχοι δείχνουν εφικτοί. Επίσης, η ΕΕ έχει αντιληφθεί την συνεχώς αυξανόμενη εξάρτηση από τις εισαγωγές (κυρίως πετρελαίου και φυσικού αερίου). Όλα αυτά, μας δείχνουν το δρόμο προς τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. [9]

1.4 ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας είναι μορφές εκμεταλλεύσιμης ενέργειας προερχόμενης από τη φύση (ήλιος, άνεμος, βαρύτητα κ.λπ.). Η τεχνολογία που έχει αναπτυχθεί γύρω από αυτές τις πηγές χρησιμοποιεί τρόπους εκμετάλλευσης της ροής ενέργειας από τη φύση.

Οι κατηγορίες των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, σύμφωνα με τη μορφή που υπάρχουν στη φύση, είναι οι εξής:

- Ηλιακή Ενέργεια

- Ηλιοθερμικά Συστήματα.

Με χρήση θερμικών πλαισίων μπορούμε να εκμεταλλευτούμε τη θερμότητα της ηλιακής ακτινοβολίας (κυρίως για θέρμανση νερού).

- Φωτοβολταϊκά Συστήματα.

Με χρήση πλαισίων μπορούμε να μετατρέψουμε την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική σύμφωνα με το Φωτοβολταϊκό Φαινόμενο (Alexandre Becquerel 1839).



Εικ. 1.1 Ηλιακός Θερμοσίφωνας



Εικ. 1.2 Φωτοβολταϊκό Πάρκο

- Αιολική Ενέργεια

Από την αρχαιότητα είχαν κατασκευαστεί οι πρώτοι ανεμόμυλοι, δηλαδή αιολικές μηχανές για την εκμετάλλευση της ενέργειας των ανέμων, για διάφορες χρήσεις (άντληση νερού, άλεση σιτηρών κ.α.). Στη σημερινή εποχή, μπορούμε χρησιμοποιώντας αυτήν την ενέργεια να περιστρέψουμε τον άξονα μίας γεννήτριας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.



Εικ. 1.3 Αιολικό Πάρκο

- Γεωθερμία

Είναι η θερμική ενέργεια που προέρχεται από το εσωτερικής της γης. Είναι εκμεταλλεύσιμη μέσω της μετάδοσης θερμότητας με αγωγή. Η χρήση αυτής της θερμότητας εξαρτάται από το επίπεδο της θερμοκρασίας (παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, θέρμανση κ.α.).

- Υδροδυναμική Ενέργεια

Η ροή των υδάτων είναι ικανή να κινήσει μία φτερωτή η οποία περιστρέφει έναν άξονα μίας γεννήτριας και μπορούμε να παράγουμε ηλεκτρική ενέργεια. Αυτό είναι εφικτό με την κατασκευή φραγμάτων, ή ακόμη και «επί της κοίτης» σε ποταμούς. Ωστόσο, ανανεώσιμη πηγή ενέργειας θεωρούμε τα υδροηλεκτρικά μικρής κλίμακας.



Εικ. 1.4 Υδροηλεκτρική Εγκατάσταση Μικρής Κλίμακας

- Βιομάζα

Βιομάζα αποκαλείται οποιοδήποτε υλικό παράγεται από ζωντανούς οργανισμούς (φυτά, ζωικά παράγωγα και απόβλητα κ.λπ.). Η ενέργεια που αποθηκεύεται στα φυτά κατά την φωτοσύνθεση μπορεί να γίνει εκμεταλλεύσιμη με διάφορους τρόπους. Υπάρχουν αρκετές μορφές της βιομάζας όπως επίσης και πολλές χρήσεις της ενέργειας που παράγεται από αυτήν. Τα ξύλα θεωρούνται βιομάζα και με την καύση τους μπορούμε να παράγουμε θερμική ενέργεια. Επίσης, τα αστικά απόβλητα είναι ικανά να παράγουν βιοαιθανόλη και βιοαέριο που μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο. Υπάρχει δυνατότητα παραγωγής ντίζελ (βιοντίζελ) από φυτικά έλαια και ζωικά λίπη. Η βιομάζα θεωρείται ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, αφού οι εκπομπές ρύπων αντιστοιχούν στους ρύπους που απορρόφησαν τα υλικά κατά τη διάρκεια της ζωής τους.

- Θαλάσσια Ενέργεια

Η ενέργεια που προέρχεται από τη θάλασσα. Μπορούμε να εκμεταλλευτούμε την κίνηση των κυμάτων, το φαινόμενο της παλίρροιας ακόμη και τη θερμοκρασία της θάλασσας. Στην παλίρροια, αποθηκεύεται νερό κατά την άνοδο της στάθμης και κατά την πτώση

της περνάει από μία τουρμπίνα παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια. Επίσης, η κινητική ενέργεια των κυμάτων είναι εκμεταλλεύσιμη με διάφορους τρόπους, και είναι η πιο διαδεδομένη μορφή της θαλάσσιας ενέργειας. Ακόμη, μπορούμε να εκμεταλλευτούμε τη διαφορά θερμοκρασίας των στρωμάτων του ωκεανού με χρήση θερμικών κύκλων (ακόμα σε ερευνητικό στάδιο). [10], [11]



Εικ. 1.5 Σύστημα Εκμετάλλευσης Θαλάσσιας Ενέργειας "Pelamis"

2. ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΑ ΗΛΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ

Στην παγκόσμια αγορά ενέργειας υπάρχουν πολλά είδη καυσίμων αλλά λίγοι τρόποι εκμετάλλευσής τους. Ο πιο διαδεδομένος τρόπος παραγωγής ενέργειας είναι με ατμοηλεκτρικούς σταθμούς. Το καύσιμο θερμαίνει το εργαζόμενο μέσο το οποίο εκτελεί θερμοδυναμικό κύκλο ώστε η διαφορά θερμοκρασίας να παράγει μηχανικό έργο.

Πρακτικά, η θέρμανση του μέσου, επιτυγχάνεται με καύση ορυκτών καυσίμων όπως κάρβουνο ή λιγνίτης, υδρογονάνθρακες, πυρηνική ενέργεια ή και γεωθερμία. Το εργαζόμενο μέσο μετατρέπεται σε ατμό υψηλής πίεσης και εισέρχεται σε έναν ατμοστρόβιλο που στη συνέχεια περιστρέφει μία γεννήτρια.

Γίνεται αντιληπτό ότι το κυρίως ζήτημα για την παραγωγή ενέργειας με αυτόν τον τρόπο, είναι η θερμική ενέργεια που παράγεται από την καύση. Ωστόσο, αυτή η θερμική ενέργεια μπορεί να παραχθεί και από την ακτινοβολία του Ήλιου. Έτσι λοιπόν, η έρευνα επικεντρώνεται τις τελευταίες δεκαετίες στην αναζήτηση αποδοτικών μεθόδων για τα ηλιοθερμικά συστήματα, καταλήγοντας στα **συγκεντρωτικά ηλιακά συστήματα**. Συγκεντρώνοντας την ηλιακή ακτινοβολία σε ένα σημείο, μπορούμε να θερμάνουμε το εργαζόμενο μέσο. [15]

2.1 ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Στο κέντρο του ηλιακού μας συστήματος βρίσκεται ο Ήλιος, ένα τυπικό αστέρι με μάζα περίπου 2×10^{30} kg και ακτίνα 700.000 km (330.000 φορές η μάζα της γης και 109 φορές η διάμετρος της γης). Η μάζα του αντιπροσωπεύει το 99,86% της συνολικής μάζας του ηλιακού μας συστήματος. Αποτελείται από πλάσμα και η επιφανειακή του θερμοκρασία είναι περίπου 5777K. Η χημική

του σύστασης είναι κατά 74% υδρογόνο και 25% ήλιο (το 1% περιέχει άλλα βαρύτερα στοιχεία όπως οξυγόνο, διοξείδιο του άνθρακα, σίδηρο κ.α.). Ο πυρήνας του Ήλιου έχει διάμετρο 175.000 χιλιόμετρα. Εκεί, συμβαίνουν πυρηνικές αντιδράσεις (πυρηνική σύντηξη) που μετατρέπουν το υδρογόνο σε ήλιο. Από αυτή τη μετατροπή εκλύεται ενέργεια στην οποία οφείλεται η υψηλή θερμοκρασία.

Η ενέργεια που παράγεται από την πυρηνική σύντηξη στον πυρήνα του Ήλιου, ονομάζεται ηλιακή ενέργεια και μεταφέρεται μέσω ακτινοβολίας προς κάθε κατεύθυνση στο ηλιακό μας σύστημα. Η ακτινοβολία που εκπέμπεται από τον Ήλιο είναι περίπου 63,1 MW/m². Αυτή η ακτινοβολία δεν φτάνει ποτέ στην επιφάνεια της γης, αφού ένα μεγάλο ποσοστό ανακλάται πίσω στο διάστημα και απορροφάται από την ατμόσφαιρα. Επίσης, λόγω της ελλειπτικής τροχιάς της γης γύρω από τον Ήλιο, η ενέργεια που φτάνει στη γη δεν είναι ποτέ σταθερή κατά τη διάρκεια του έτους. Έπειτα από ακριβείς μετρήσεις από δορυφόρους, οι τιμές της έντασης της ηλεκτρομαγνητικής ακτινοβολίας που προέκυψαν ήταν μεταξύ 1363 – 1375 W/m², κι έτσι η μέση τιμή αυτής της ενέργειας του Ήλιου η οποία ονομάζεται και *Ηλιακή Σταθερά*, είναι ίση με 1367 W/m². Αυτή η ποσότητα ενέργειας αντιστοιχεί στη διπλάσια ενέργεια που είναι ικανή να παραχθεί από τις μη ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ετησίως.

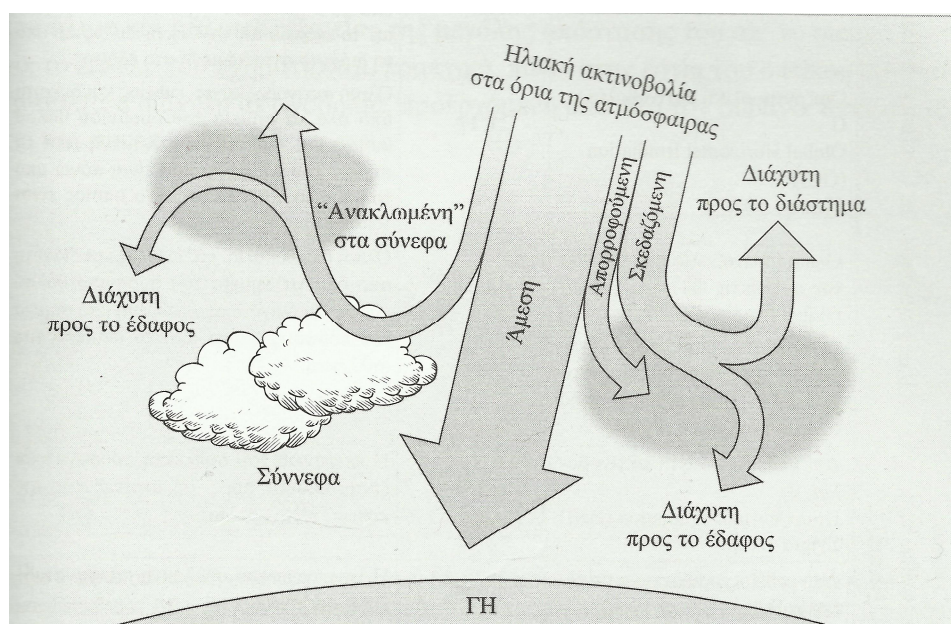
Η ηλιακή ακτινοβολία όπως αναφέραμε παραπάνω φτάνει στην επιφάνεια της γης ενώ έχει ήδη απορροφηθεί ένα μέρος από την ατμόσφαιρα και τα σύννεφα. Για αυτό το λόγο, η ηλιακή ακτινοβολία διαχωρίζεται σε *άμεση (Direct)* και *διάχυτη (Diffuse)*.

Το μέρος της ηλιακής ακτινοβολίας που δεν φτάνει άμεσα στην επιφάνεια, αλλά έχει αλλάξει κατεύθυνση ή έχει διασκορπιστεί από τη διαδρομή της μέσα από την ατμόσφαιρα, είναι η διάχυτη ακτινοβολία. Ουσιαστικά είναι η ακτινοβολία που βλέπουμε όταν δεν μπορούμε να δούμε απευθείας τον Ήλιο. Επίσης, υπάρχει και η διάχυτα ανακλώμενη από το

έδαφος ακτινοβολία, η οποία εξαρτάται κυρίως από τη μορφολογία και το χρώμα του εδάφους.

Η ηλιακή ακτινοβολία που φτάνει στη γη απευθείας από τον Ήλιο χωρίς να υπάρξει διασκορπισμός ή αλλαγή κατεύθυνσης από την ατμόσφαιρα, είναι η άμεση ακτινοβολία. Στα ηλιοθερμικά συστήματα, μόνο η άμεση ακτινοβολία είναι εκμεταλλεύσιμη.

Έτσι, το άθροισμα της άμεσης, της διάχυτης ακτινοβολίας και της διάχυτα ανακλώμενης ακτινοβολίας μας δίνουν την *Ολική ακτινοβολία (Global Normal Irradiance)*. [12], [13], [14]



Σχήμα 2.1 Ανάλυση της ηλιακής ακτινοβολίας που φτάνει στην επιφάνεια της γης [12]

2.2 ΕΚΜΕΤΑΛΛΕΥΣΗ ΗΛΙΑΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ - ΘΕΡΜΟΔΥΝΑΜΙΚΟΙ ΚΥΚΛΟΙ

Για την παραγωγή έργου με χρήση θερμότητας, χρησιμοποιούνται θερμοδυναμικοί κύκλοι. Παρόλα αυτά, οι κύκλοι που μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε ηλιοθερμικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι εκείνοι που μπορούν να λάβουν θερμότητα από εξωτερική πηγή. Επίσης,

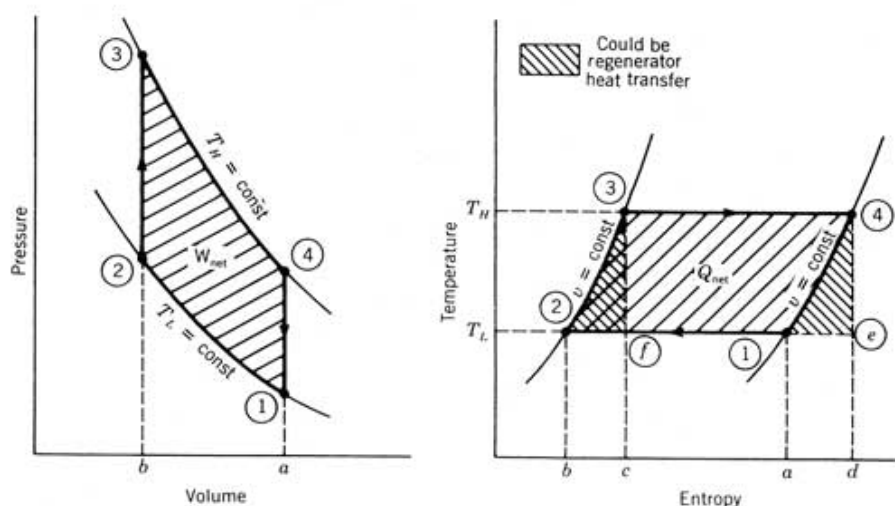
η επιλογή ενός θερμοδυναμικού κύκλου διαφέρει εφόσον το ρευστό μεταφοράς θερμότητας χρησιμοποιείται και ως εργαζόμενο μέσο.

Συνεπώς, οι κύκλοι που χρησιμοποιούνται σε συστήματα με χρήση ηλιακής ενέργειας είναι τρεις, ο κύκλος Stirling, ο κύκλος Brayton και ο κύκλος Rankine. [15]

2.2.1 Κύκλος Stirling

Οι μηχανές Stirling χρησιμοποιούνται ευρέως στα ηλιακά συστήματα μικρής κλίμακας λόγω της δυνατότητας τους για υψηλούς βαθμούς απόδοσης. Ιδανικά, η μηχανή Stirling μπορεί να σχεδιαστεί ώστε να έχει την ίδια απόδοση με τον ιδανικό κύκλο Carnot. Στα ηλιοθερμικά συστήματα η απόδοση του κύκλου είναι ζωτικής σημασίας λόγω του κόστους της επιφάνειας των συλλεκτών.

Ο ιδανικός κύκλος Stirling συνδυάζει τέσσερις θερμοδυναμικές μεταβολές, δύο ισόθερμες και δύο ισόχωρες. Το έργο παράγεται μόνο κατά τις ισόθερμες μεταβολές, ωστόσο η θερμότητα πρέπει να μεταφέρεται κατά τη διάρκεια και των τεσσάρων μεταβολών.



Σχήμα 2.2 Ιδανικός Κύκλος Stirling [15]

Οι θερμοδυναμικές μεταβολές του ιδανικού κύκλου Stirling είναι:

- 1 – 2: Ισόθερμη συμπίεση (απόρριψη θερμότητας)
- 2 – 3: Ισόχωρη θέρμανση
- 3 – 4: Ισόθερμη εκτόνωση (προσθήκη θερμότητας από εξωτερική πηγή)
- 4 – 1: Ισόχωρη αποβολή θερμότητας

Στον ιδανικό θερμοδυναμικό κύκλο Stirling, κατά τη μεταβολή 1 – 2 απαιτείται έργο για τη συμπίεση του ρευστού που προκύπτει από τη σχέση

$$W_{1-2} = \int_1^2 P dV = mT_{\min} \frac{\bar{R}}{M} \ln\left(\frac{V_2}{V_1}\right) \text{ [Joule]}, \text{ όπου } P \text{ η πίεση, } V \text{ ο συνολικός όγκος, } T_{\min}$$

η χαμηλή θερμοκρασία του κύκλου, R η σταθερά του αερίου, M το μοριακό βάρος και m η μάζα του ρευστού. Αντίστοιχα, στη μεταβολή 3 – 4 το έργο

$$\text{που παράγεται είναι ίσο με } W_{3-4} = mT_{\max} \frac{\bar{R}}{M} \ln\left(\frac{V_4}{V_3}\right) \text{ [Joule]}, \text{ όπου } T_{\max} \text{ η}$$

υψηλή θερμοκρασία του κύκλου. Επίσης, κατά τη μεταβολή 3 – 4 εισέρχεται θερμότητα στο σύστημα, και ισχύει $Q_{3-4} = W_{3-4}$ (θετικές τιμές) όπως και $Q_{1-2} = W_{1-2}$ (αρνητικές τιμές). Συνεπώς, το καθαρό έργο που παράγεται είναι $W_{\text{net}} = W_{1-2} + W_{3-4}$ [Joule]. Συνδυάζοντας αυτές τις εξισώσεις, βρίσκουμε

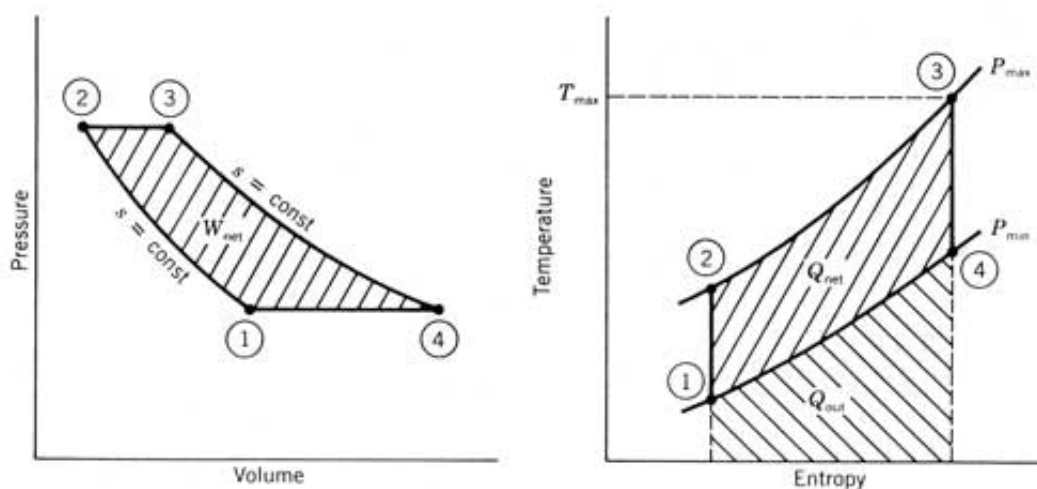
την απόδοση του κύκλου $n_e = \frac{T_{\max} - T_{\min}}{T_{\max}}$, η οποία είναι ακριβώς η ίδια με την

απόδοση του κύκλου Carnot.

Η χρήση των μηχανών Stirling γίνεται σε συγκεντρωτικά ηλιακά συστήματα δίσκου – μηχανής. [15]

2.2.2 Κύκλος Brayton

Ο κύκλος Brayton είναι ο θερμοδυναμικός κύκλος που χρησιμοποιούν οι αεροστρόβιλοι. Οι μηχανές που χρησιμοποιούν τον κύκλο Brayton, είναι κατάλληλες για χρήση σε εφαρμογές μικρής και μεγάλης κλίμακας. Το κύριο πλεονέκτημα τους είναι η δυνατότητα για χαμηλά κόστη λειτουργίας και συντήρησης.



Σχήμα 2.3 Ιδανικός Κύκλος Brayton [15]

Ο ιδανικός κύκλος Brayton συνδυάζει τέσσερις θερμοδυναμικές μεταβολές. Ειδικότερα:

- 1 – 2: Ισοεντροπική συμπίεση (αδιαβατική, αναστρέψιμη)
- 2 – 3: Ισοβαρής θέρμανση
- 3 – 4: Ισοεντροπική εκτόνωση (αδιαβατική, αναστρέψιμη)
- 4 – 1: Ισοβαρής αποβολή θερμότητας.

Αρχικά, κατά τη μεταβολή 1 – 2 εισέρχεται αέρας στον συμπιεστή και συμπιέζεται. Έπειτα, στη μεταβολή 2 – 3 ο συμπιεσμένος αέρας εισέρχεται στο θάλαμο καύσης όπου θερμαίνεται υπό σταθερή πίεση. Κατά τη μεταβολή 3 – 4 ο θερμός συμπιεσμένος αέρας εκτονώνεται μέσω ενός ή περισσότερων

στροβίλων παράγοντας έργο, μέρος του οποίου αξιοποιείται για το συμπιεστή. Τέλος, κατά τη μεταβολή 4 – 1 αποβάλλεται θερμότητα προς το περιβάλλον.

Οι τέσσερις διεργασίες του κύκλου Brayton εκτελούνται σε συσκευές σταθεροποιημένης ροής. Εάν αγνοηθούν οι μεταβολές της κινητικής και της δυναμικής ενέργειας, η εξίσωση διατήρησης της ενέργειας μιας διεργασίας σταθεροποιημένης ροής, ανά μονάδα μάζας, θα είναι $(Q_{in} - Q_{out}) + (W_{in} - W_{out}) = h_{exit} - h_{inlet}$. Η μεταφορά θερμότητας προς και από το

ρευστό λειτουργίας θα είναι $Q_{in} = h_3 - h_2 = C_p (T_3 - T_2)$ και $Q_{out} = h_4 - h_1 = C_p (T_4 - T_1)$. Τότε, η θερμική απόδοση του ιδανικού κύκλου

Brayton με βάση τις παραδοχές του πρότυπου κρύου αέρα, θα είναι

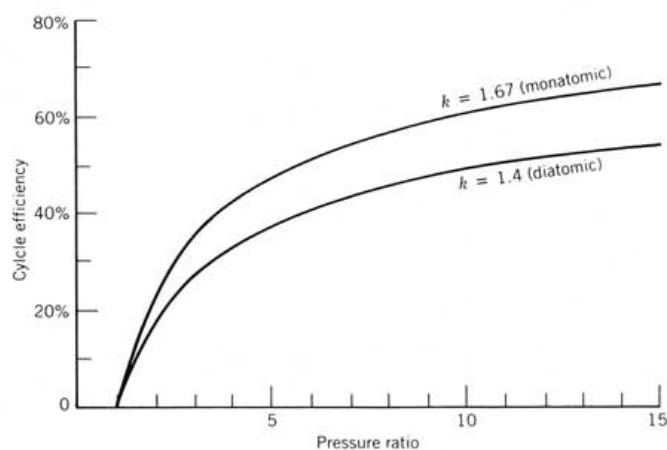
$$\frac{W_{net}}{Q_{in}} = 1 - \frac{Q_{out}}{Q_{in}} = 1 - \frac{C_p (T_4 - T_1)}{C_p (T_3 - T_2)} = 1 - \frac{T_1 (T_4 / T_1 - 1)}{T_2 (T_3 / T_2 - 1)}$$

είναι ισεντροπικές και $P_2 = P_3$, $P_4 = P_1$. Επομένως ισχύει

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(k-1)/k} = \left(\frac{P_3}{P_4} \right)^{(k-1)/k} = \frac{T_3}{T_4}$$

σχέση της θερμικής απόδοσης και απλοποιώντας προκύπτει $\eta_{th} = 1 - \frac{1}{r_p^{(k-1)/k}}$

όπου $r_p = \frac{P_2}{P_1}$ ο λόγος των πιέσεων και k ο λόγος των ειδικών θερμοτήτων.

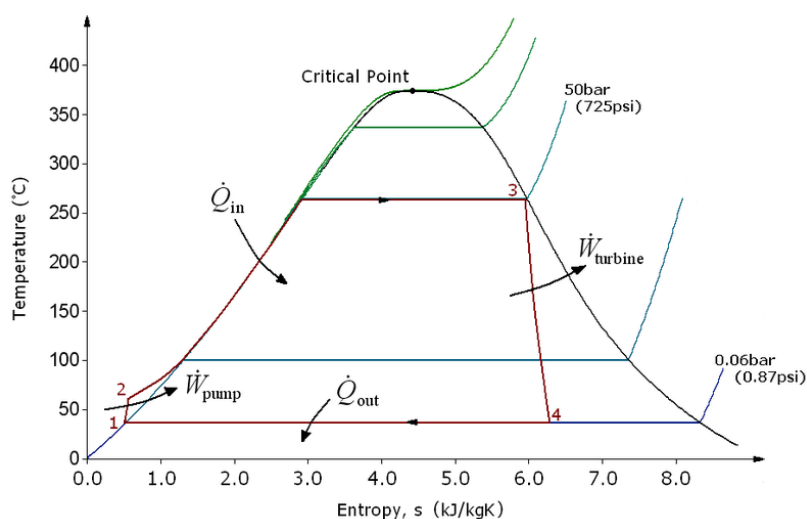


Σχήμα 2.4 Βαθμός Απόδοσης Κύκλου Brayton σε σχέση με το Λόγο των Πιέσεων για Μονοατομικά και Διατομικά αέρια [15]

Στα ηλιοθερμικά συστήματα, η χρήση των μηχανών Brayton είναι κατάλληλη για τα συστήματα δίσκου – μηχανής, τοποθετώντας μία μικρή μηχανή στο εστιακό σημείο, αλλά και για συστήματα πύργου ηλιακής ισχύος που θερμαίνουν πεπιεσμένο αέρα στον ηλιακό δέκτη. [15], [16], [17]

2.2.3 Κύκλος Rankine

Ο πιο διαδεδομένος θερμοδυναμικός κύκλος σε όλα τα συστήματα μετατροπής θερμότητας σε έργο είναι ο κύκλος Rankine. Αυτός ο κύκλος συνδυάζει ισοβαρείς μεταβολές προσθήκης και αποβολής θερμότητας με αδιαβατικές αντιστρεπτές μεταβολές συμπίεσης και εκτόνωσης. Χρησιμοποιείται εργαζόμενο μέσο που αλλάζει φάση κατά την προσθήκη και την αποβολή θερμότητας, ώστε η μεταβολή να είναι ισόθερμη. Ως εργαζόμενο μέσο συνήθως χρησιμοποιείται το νερό ή οργανικά υγρά. [15], [16]



Σχήμα 2.5 Τυπικός Κύκλος Rankine (Νερό – Ατμός με πίεση 0,06 – 50 bar) [15]

Οι θερμοδυναμικές μεταβολές του ιδανικού κύκλου Rankine είναι:

1 – 2: Συμπίεση (αδιαβατική – ισοεντροπική)

2 – 3: Ισοβαρής πρόσδοση θερμότητας

3 – 4: Εκτόνωση

4 – 1: Ισόθερμη – Ισοβαρής αποβολή θερμότητας

Το νερό εισέρχεται σε αντλία στην κατάσταση 1 με τη μορφή κορεσμένου υγρού και συμπιέζεται ισοεντροπικά στην πίεση λειτουργίας του βραστήρα με τη θερμοκρασία του νερού να αυξάνεται λίγο εξαιτίας της ελαφριάς μείωσης του ειδικού όγκου του νερού. Έπειτα, το νερό εισέρχεται στο βραστήρα (γεννήτρια ατμού) στην κατάσταση 2 ως συμπιεσμένο υγρό και εξέρχεται στην κατάσταση 3 ως υπέρθερμος ατμός. Στην κατάσταση 3 ο υπέρθερμος ατμός εισέρχεται σε στρόβιλο στον οποίο εκτονώνεται ισοεντροπικά και παράγει έργο περιστρέφοντας τον άξονα που συνδέεται με μία ηλεκτρογεννήτρια. Κατά τη διεργασία αυτή, η πίεση και η θερμοκρασία των ατμών μειώνονται στις τιμές της κατάστασης 4 όπου οι υδρατμοί εισέρχονται στο συμπυκνωτή. Οι υδρατμοί στην κατάσταση 4 είναι συνήθως ένα μίγμα κορεσμένου υγρού – ατμού με υψηλή ποιότητα. Ο υδρατμός συμπυκνώνεται σε σταθερή πίεση στο συμπυκνωτή απορρίπτοντας θερμότητα σε ένα ψυκτικό μέσο ή στο περιβάλλον, αφήνοντας το συμπυκνωτή με τη μορφή κορεσμένου υγρού και εισέρχεται στην αντλία ολοκληρώνοντας τον κύκλο. [16]

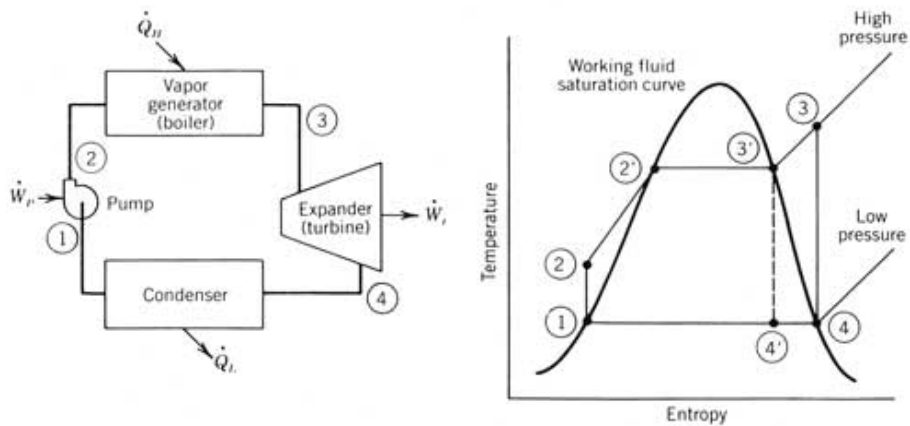
Και οι τέσσερις συσκευές που χρησιμοποιούνται στον κύκλο Rankine είναι συσκευές σταθεροποιημένης ροής. Οι μεταβολές την κινητικής και της δυναμικής ενέργειας του υδρατμού είναι συνήθως μικρές σε σχέση με το έργο και τη θερμότητα που μεταφέρεται και έτσι θεωρούνται αμελητέες. Έτσι, η εξίσωση ενέργειας της σταθεροποιημένης ροής ανά μονάδα μάζας υδρατμού απλοποιείται στη σχέση $(Q_{in} - Q_{out}) + (W_{in} - W_{out}) = h_{exit} - h_{inlet}$ [kJ/kg]. Ο βραστήρας και ο συμπυκνωτής δεν παράγουν έργο ($W = 0$), ενώ η αντλία και ο στρόβιλος υποτίθεται λειτουργούν ισοεντροπικά ($Q = 0$). Τότε, η διατήρηση

της ενέργειας εκφράζεται για κάθε συσκευή με διάφορες σχέσεις. Στην αντλία, ισχύει $W_{in} = h_2 - h_1$, ενώ στο βραστήρα ισχύει $Q_{in} = h_3 - h_2$. Επίσης, στο στρόβιλο ισχύει $W_{out} = h_3 - h_4$ και στο συμπυκνωτή $Q_{out} = h_4 - h_1$. Ο βαθμός απόδοσης του κύκλου προκύπτει από τη σχέση $\eta_{th} = \frac{W_{net}}{Q_{in}} = 1 - \frac{Q_{out}}{Q_{in}}$, όπου το ωφέλιμο έργο είναι $W_{net} = Q_{in} - Q_{out} = W_{out} - W_{in}$.

Στον πραγματικό κύκλο Rankine, οι μεταβολές 1 – 2 και 3 – 4 δεν είναι ισοεντροπικές. Συνεπώς, οι μεταβολές αυτές δεν είναι αντιστρεπτές με την εντροπία να αυξάνεται κατά τη συμπίεση και την εκτόνωση. Οι πιο συνηθισμένες αιτίες για την εμφάνιση της αντιστρεπτότητας είναι η τριβή του ρευστού και οι ανεπιθύμητες θερμικές απώλειες προς το περιβάλλον. Η τριβή του ρευστού προκαλεί πτώση πίεσης στο βραστήρα, στο συμπυκνωτή και στις σωληνώσεις. Για την αντιστάθμιση αυτής της πτώσης πίεσης, το νερό πρέπει να αντληθεί σε αρκετά υψηλότερη πίεση, άρα απαιτεί τη χρήση μεγαλύτερης αντλίας και επομένως την κατανάλωση περισσότερου έργου εισόδου. Οι θερμικές απώλειες από τον υδρατμό στο περιβάλλον, αντισταθμίζονται μεταφέροντας περισσότερη θερμότητα στον υδρατμό μέσω του βραστήρα ώστε να διατηρηθεί το καθαρό έργο εξόδου. [16]

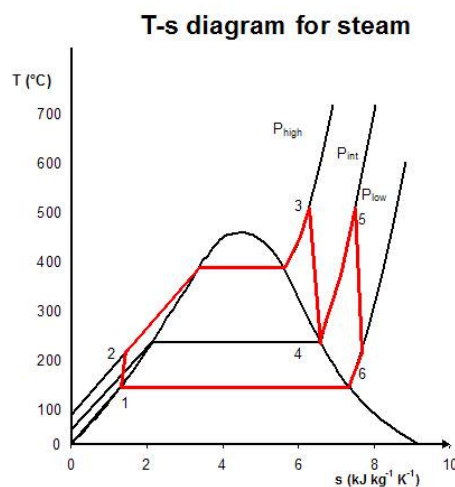
Η αύξηση του βαθμού απόδοσης επιτυγχάνεται με διάφορες τροποποιήσεις. Μειώνοντας την πίεση του συμπυκνωτή, υπερθερμαίνοντας τον υδρατμό σε υψηλές θερμοκρασίες (υπερθέρμανση) ή αυξάνοντας την πίεση του βραστήρα. Έτσι, με σκοπό την αύξηση του βαθμού απόδοσης, έχουν δημιουργηθεί παραλλαγές του κύκλου Rankine. Οι βασικότερες παραλλαγές του κύκλου Rankine είναι με υπερθέρμανση, με αναθέρμανση και με αναγέννηση.

Στον κύκλο Rankine με υπερθέρμανση, παράγεται υπέρθερμος ατμός σε υψηλή θερμοκρασία με αποτέλεσμα να εισέρχεται στο στρόβιλο μίγμα νερού – ατμού υψηλής ποιότητας και να αυξάνεται ο βαθμός απόδοσης. [15], [16]



Σχήμα 2.6 Κύκλος Rankine με υπερθέρμανση [15]

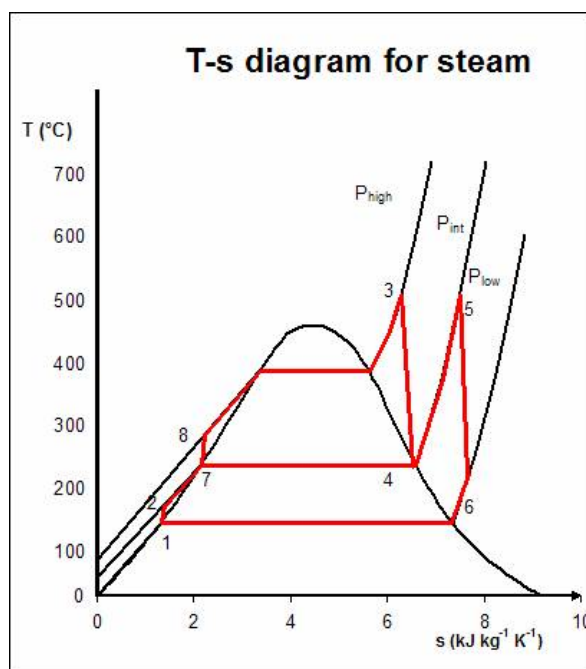
Στον κύκλο Rankine με αναθέρμανση, δύο στρόβιλοι λειτουργούν σε σειρά. Ο πρώτος στρόβιλος δέχεται ατμό από το λέβητα σε υψηλή πίεση. Έπειτα, εισέρχεται εκ νέου στο λέβητα και θερμαίνεται πριν εισέλθει στο δεύτερο στρόβιλο χαμηλότερης πίεσης. Οι θερμοκρασίες της αναθέρμανσης είναι αντίστοιχες της θερμοκρασίας εισόδου, όπου η απαιτούμενη πίεση αναθέρμανσης είναι μόλις 25% της πίεσης του λέβητα. Επίσης, ακόμη ένα πλεονέκτημα, είναι η αποτροπή της συμπύκνωσης του ατμού κατά την εκτόνωση, με αποτέλεσμα την προστασία του στροβίλου από την υγρασία και την αύξηση του βαθμού απόδοσης, αφού η ροή του μέσου στον κύκλο γίνεται σε υψηλότερη θερμοκρασία. [15]



Σχήμα 2.7 Κύκλος Rankine με αναθέρμανση [18]

Έτσι, για έναν κύκλο με αναθέρμανση η συνολική προσθήκη θερμότητας θα είναι $Q_{in} = Q_{primary} + Q_{reheat} = (h_3 - h_2) + (h_5 - h_4)$ [kJ/kg], ενώ το συνολικό ωφέλιμο έργο θα είναι $W_{out} = W_{turb,1} + W_{turb,2} = (h_3 - h_4) + (h_5 - h_6)$ [kJ/kg].

Ο κύκλος Rankine με αναγέννηση, θερμαίνει το εργαζόμενο μέσο μετά τη συμπίεση χρησιμοποιώντας θερμότητα από τον αποτονωμένο θερμό ατμό. Για να γίνει αυτό εφικτό, χρησιμοποιείται συσκευή για τη θέρμανση του νερού τροφοδοσίας που ονομάζεται θερμαντήρας νερού τροφοδοσίας (ΘΝΤ). Ο θερμαντήρας νερού είναι βασικά ένας εναλλάκτης θερμότητας ο οποίος μεταφέρει θερμότητα από τον υδρατμό στο νερό τροφοδοσίας, είτε αναμιγνύοντας τα ρεύματα ροής των δύο ρευστών (ανοιχτός θερμαντήρας) είτε χωρίς την ανάμιξη τους (κλειστός θερμαντήρας). [16]

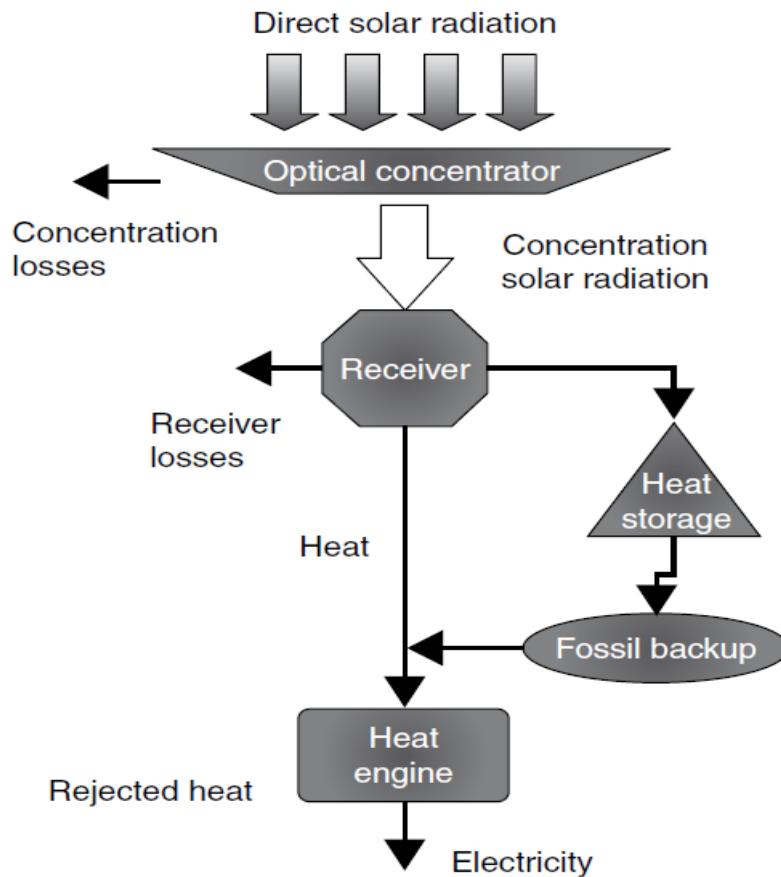


Σχήμα 2.8 Κύκλος Rankine με αναγέννηση [18]

2.3 ΤΥΠΟΙ ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΩΝ ΗΛΙΑΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ

Η βασική ιδέα των συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων είναι η συγκέντρωση της ηλιακής ακτινοβολίας σε ένα εστιακό σημείο για τη θέρμανση ενός ρευστού σε υψηλές θερμοκρασίες ώστε μέσω ενός θερμοδυναμικού κύκλου να παράγει έργο. Κοινό χαρακτηριστικό όλων αυτών των συστημάτων, είναι το γεγονός ότι αποτελούνται από συγκεκριμένα τμήματα. Αυτά είναι οι ηλιακοί συλλέκτες, ο ηλιακός δέκτης, το σύστημα μεταφοράς του εργαζόμενου μέσου, το σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας και το σύστημα μετατροπής ενέργειας.

Ο βαθμός απόδοσης των συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων εξαρτάται κυρίως από τη θερμοκρασία που αναπτύσσεται στον ηλιακό δέκτη. Ένα μέγεθος που καθορίζει τη θερμοκρασία του δέκτη είναι ο λόγος συγκέντρωσης ηλιακής ακτινοβολίας, ο οποίος ορίζεται ως ο λόγος της επιφάνειας του ηλιακού συλλέκτη που δέχεται την ηλιακή ακτινοβολία προς της επιφάνεια του ηλιακού δέκτη που την απορροφά. Επίσης, σημαντικό ρόλο στην απόδοση των συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων έχει και η εστιακή απόσταση, η οποία ορίζεται ως η απόσταση από το οπτικό κέντρο του κατόπτρου μέχρι το σημείο που συγκλίνουν οι ακτίνες του φωτός. [19]



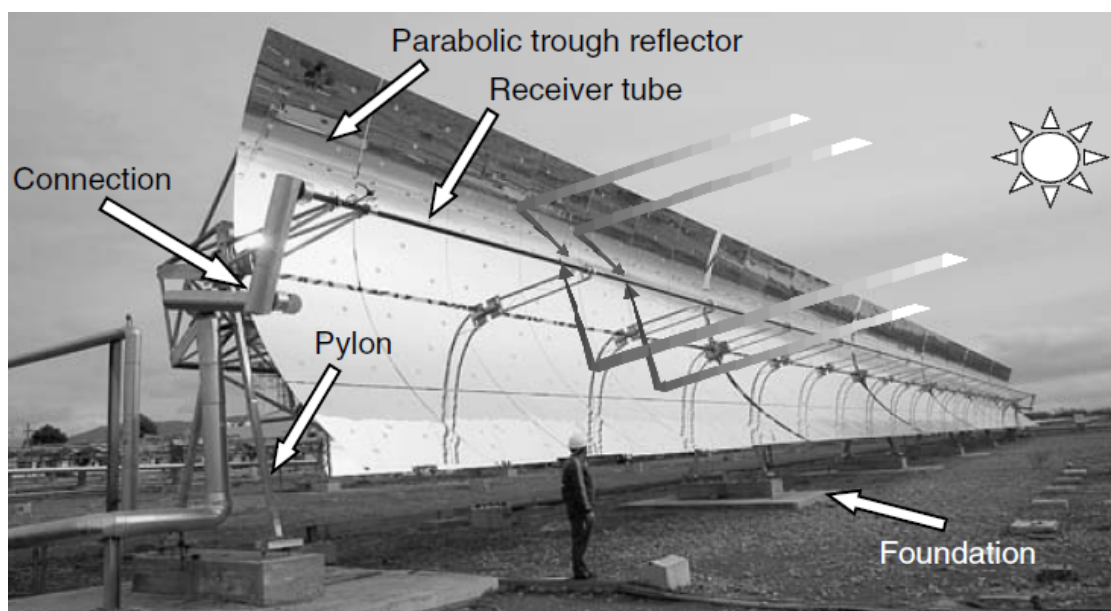
Σχήμα 2.9 Διάγραμμα Ροής για ένα Συγκενρωτικό Ηλιακό Σύστημα [19]

2.3.1 Σύστημα Παραβολικών Κοίλων Συλλεκτών (Parabolic Trough Collectors)

Η πιο διαδεδομένη τεχνολογία συγκενρωτικών ηλιακών συστημάτων είναι με παραβολικούς κοίλους συλλέκτες. Πρόκειται για σειρές παραβολικών κατόπτρων όπου συγκεντρώνεται η ηλιακή ακτινοβολία μέσω ανάκλασης στην εστιακή γραμμή τους. Στην εστιακή γραμμή υπάρχει η σωλήνωση που διαρρέεται από το ρευστό μεταφοράς θερμότητας, το οποίο θερμαίνεται από την άμεση ακτινοβολία του ήλιου. Το ρευστό μεταφοράς θερμότητας κυκλοφορεί και καταλήγει σε μία σειρά εναλλακτών θερμότητας (γεννήτριες ατμού) θερμαίνοντας νερό για παραγωγή υπέρθερμου ατμού (~400°C). Ο

ατμός τροφοδοτεί έναν ατμοστρόβιλο και εκτελώντας έναν θερμοδυναμικό κύκλο παράγει ηλεκτρική ενέργεια. Ο λόγος συγκέντρωσης της ηλιακής ακτινοβολίας κυμαίνεται σε τιμές από 8 ως 80, ενώ ο ετήσιος βαθμός απόδοσης είναι περίπου στο 15%.

Τα συγκεκριμένα συστήματα είναι δύο διαστάσεων και περιστρέφονται γύρω από έναν άξονα κατά μήκος της κατεύθυνσης βορρά – νότου ακολουθώντας την πορεία του ήλιου από την ανατολή ως τη δύση του. Επίσης, τα συστήματα παραβολικών κοίλων συλλεκτών είναι ικανά να λειτουργήσουν σε πλήρη ισχύ χρησιμοποιώντας μόνο την ηλιακή ακτινοβολία, κυρίως κατά τους θερινούς μήνες, όπου λειτουργούν στην ονομαστική ισχύ συνήθως 10 – 12 ώρες ημερησίως. Παρόλα αυτά, όλες οι υπάρχουσες εγκαταστάσεις είναι υβριδικές, αφού διαθέτουν εφεδρικό λέβητα που λειτουργεί με ορυκτά καύσιμα για τη θέρμανση του νερού σε περιόδους με χαμηλή ηλιακή ακτινοβολία. Επίσης, είναι δυνατή και η χρήση θερμοκλινών για την αποθήκευση την θερμικής ενέργειας. [19]



Εικόνα 2.1 Παραβολικός Κοίλος Συλλέκτης [19]

2.3.2 Σύστημα Δίσκου – Μηχανής (Dish – Engine System)

Τα συστήματα δίσκου – μηχανής αποτελούνται από έναν παραβολικό δίσκο και μία θερμική μηχανή (Stirling ή Brayton). Ο δίσκος παρακολουθεί την κίνηση του ήλιου και λειτουργώντας ως συλλέκτης συγκεντρώνει την ηλιακή ακτινοβολία σε ένα εστιακό σημείο όπου μετατρέπεται σε θερμική ενέργεια. Η θερμική μηχανή μετατρέπει την θερμική ενέργεια σε μηχανική ενέργεια, και εν συνεχεία η μηχανική ενέργεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική με τη χρήση μιας γεννήτριας. Επίσης, έχει δοκιμαστεί και είναι δυνατή η συγκέντρωση της ηλιακής ακτινοβολίας από πολλαπλούς παραβολικούς δίσκους σε ένα κοινό εστιακό σημείο. [21]

Πολύ σημαντικό παράγοντα αποτελεί η κατασκευή του, η οποία μπορεί να αποτελείται από πολλαπλά κάτοπτρα, και αυτό καθιστά τέτοια συστήματα ικανά για αυτόνομες απομακρυσμένες εφαρμογές αλλά και την ομαδοποίηση τους για χρήση σε απομονωμένα σημεία του δικτύου. Επίσης, υπάρχει η δυνατότητα υβριδικής λειτουργίας με χρήση συμβατικών καυσίμων. [19]

Για να επιτύχουμε τον βέλτιστο προσανατολισμό θα πρέπει το κέντρο της επιφάνειας του δίσκου να είναι πάντα κάθετο στην ευθεία με το κέντρο του ήλιου. Η παρακολούθηση του ήλιου γίνεται σε τρεις διαστάσεις, αφού περιστρέφεται γύρω από δύο άξονες, με αποτέλεσμα ο δίσκος να είναι στραμμένος συνεχώς προς τον ήλιο. Συνεπώς, αυτά τα συστήματα εξασφαλίζουν μεγάλους λόγους συγκέντρωσης (1000 – 4000) με επακόλουθο πολύ μεγάλους βαθμούς απόδοσης, με αναφορές έως και 29,4%. [19]

Παρόλα αυτά, η χρήση τους είναι πολύ περιορισμένη και χρησιμοποιούνται για παραγωγή ενέργειας ως και 25kW. Η τεχνολογία αυτή βρίσκεται ακόμα σε εξελικτικό στάδιο, καθώς το κόστος είναι απαγορευτικό για τη μαζική παραγωγή τους. [21]



Εικόνα 2.2 Σύστημα Δίσκου – Μηχανής [14]

2.3.3 Σύστημα Γραμμικών Ανακλαστήρων Fresnel (Linear Fresnel Reflector System)

Το σύστημα των συλλεκτών Fresnel είναι πανομοιότυπο με αυτό των παραβολικών κοίλων συλλεκτών. Χρησιμοποιεί σωληνωτό δέκτη που είναι τοποθετημένος κατά μήκος της εστιακής γραμμής του συλλέκτη.

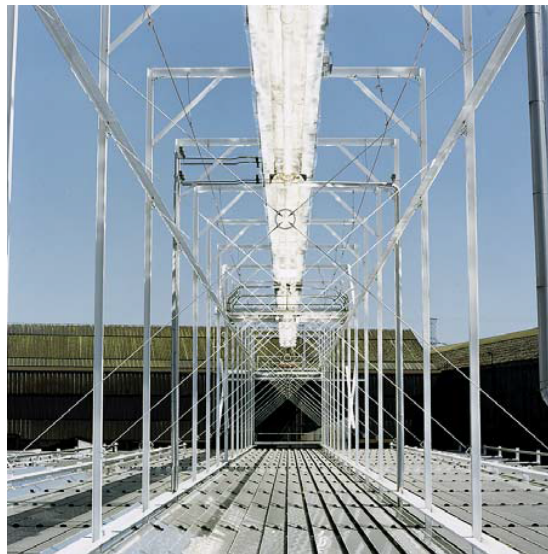
Παρά τις ομοιότητες, υπάρχουν τεχνικές διαφορές που ξεχωρίζουν το ένα σύστημα από το άλλο. Το σύστημα αποτελείται από πολλές παράλληλες σειρές γραμμικών ανακλαστήρων Fresnel οι οποίοι είναι τοποθετημένοι έτσι ώστε να συγκεντρώνουν την ηλιακή ακτινοβολία σε ένα δέκτη που είναι τοποθετημένος κατά μήκος των σειρών αλλά σε μεγαλύτερο ύψος.

Ένα από τα βασικά πλεονεκτήματα του συγκεκριμένου συστήματος είναι το αρκετά χαμηλότερο κόστος της κατασκευής αλλά και του συστήματος παρακολούθησης του ήλιου, αφού τα κάτοπτρα τοποθετούνται με τρόπο που επιτρέπει στις σειρές να συζευχθούν και να κινούνται από μία μόνο μηχανή. Επίσης, πλεονεκτεί έναντι των παραβολικών κοίλων συστημάτων ως προς τη

χωροθέτηση, αφού είναι δυνατή η τοποθέτηση των συλλεκτών σε πολύ κοντινή απόσταση μεταξύ τους.

Η πιο βασική διαφορά όμως βρίσκεται στην λειτουργία του. Το ρευστό μεταφοράς θερμότητας στο δέκτη είναι νερό, αφού η παραγωγή του ατμού γίνεται απευθείας στον σωλήνα απορρόφησης. Αυτό, αποτελεί μεγάλο πλεονέκτημα, αφού το σύστημα δεν απαιτεί γεννήτρια ατμού.

Συνεπώς, τα συστήματα γραμμικών ανακλαστήρων Fresnel θεωρούνται μια οικονομική λύση αλλά με αμφισβητήσιμη αξιοπιστία, λόγω χαμηλότερων βαθμών απόδοσης και ανεπάρκειας στην απόδοση μεγάλης ισχύος. [22]



Εικόνα 2.3 Πρωτότυπο Σύστημα Γραμμικών Ανακλαστήρων Fresnel (Liege, Βέλγιο) [22]

2.3.4 Πύργος Ηλιακής Ισχύος (Solar Power Tower)

Το πιο περίπλοκο σύστημα συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων είναι ο Πύργος Ηλιακής Ισχύος. Ένα μεγάλο ηλιακό πεδίο ηλιοστατών αντανακλά την προσπίπτουσα άμεση ηλιακή ακτινοβολία σε έναν κεντρικό δέκτη που βρίσκεται τοποθετημένος στην κορυφή ενός πύργου. Το ηλιοστατικό πεδίο βρίσκεται γύρω ή βόρεια του πύργου και αποτελείται από εκατοντάδες ή

ακόμη και χιλιάδες επίπεδα κάτοπτρα (ηλιοστάτες) τα οποία κινούνται ανεξάρτητα (σε τρεις διαστάσεις) ώστε να συγκεντρώνουν και να διοχετεύουν την μέγιστη δυνατή ηλιακή ακτινοβολία στο δέκτη. Η θερμότητα μεταφέρεται σε ένα ρευστό μεταφοράς θερμότητας το οποίο μετατρέπεται σε ατμό ή θερμαίνει ένα εργαζόμενο μέσο με εναλλάκτη θερμότητας και εισέρχεται σε ατμοστρόβιλο ο οποίος κινεί μία γεννήτρια και παράγεται ηλεκτρική ενέργεια.

Οι λόγοι συγκέντρωσης κυμαίνονται από 600 έως 1000 και οι θερμοκρασίες του εργαζόμενου μέσου πάνω από 300°C (ξεπερνά και τους 1000°C σε συστήματα με εργαζόμενο μέσο συμπιεσμένο αέρα). Ο ετήσιος βαθμός απόδοσης είναι περίπου 20%. [23]



Εικόνα 2.4 Πύργος Ηλιακής Ισχύος (Seville, Ισπανία)

2.3.5 Επιλογή Κατάλληλου Συστήματος

Η διαδικασία επιλογής κατάλληλου συστήματος είναι πολύπλοκη και εξαρτάται από πολλές παραμέτρους. Έτσι, μελετώντας την ενεργειακή ζήτηση, τον διαθέσιμο χώρο που υπάρχει για την εγκατάσταση, τον απαιτούμενο χρόνο

λειτουργίας και τελικά το κόστος, καταλήγουμε στην επιλογή του κατάλληλου συστήματος. [19]

Μέχρι σήμερα, η πιο ώριμη και πιο διαδεδομένη τεχνολογία συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων ανά τον κόσμο, είναι τα συστήματα παραβολικών κοίλων συλλεκτών, με εγκατεστημένη ισχύ ανά τον κόσμο που ξεπερνά τα 8500MW και αναμένονται σταθμοί συνολικής ισχύος που ξεπερνά τα 4000MW. Η τεχνολογία των συστημάτων δίσκου – μηχανής βρίσκεται ακόμη σε αρχικό στάδιο, ενώ τα συστήματα γραμμικών ανακλαστήρων Fresnel διαδίδονται και ήδη υπάρχουν εμπορικοί σταθμοί τέτοιας τεχνολογίας μεγάλης ισχύος που λειτουργούν ή κατασκευάζονται στον κόσμο.

Η τεχνολογία πύργου ηλιακής ισχύος αναπτύσσεται ραγδαίως την τελευταία δεκαετία και αναμένεται να ξεπεράσει την τεχνολογία των παραβολικών κοίλων συλλεκτών τα επόμενα χρόνια.

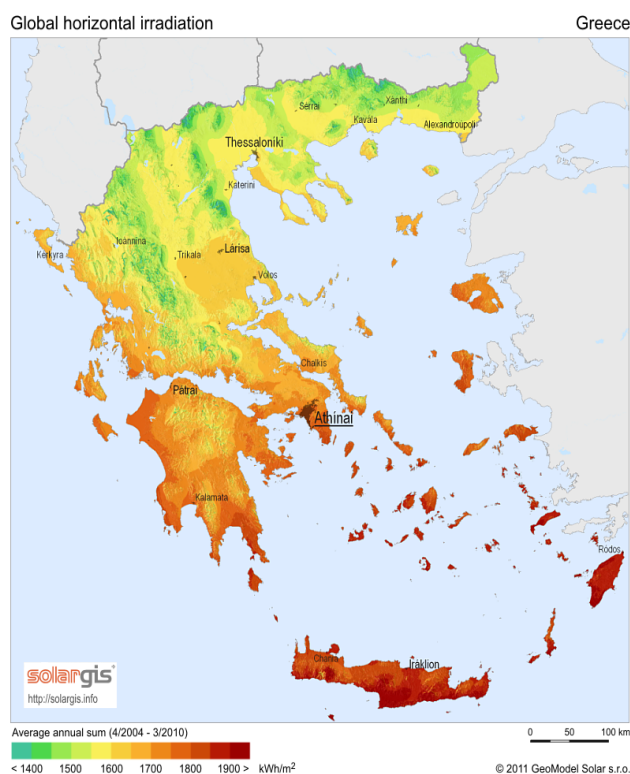
2.4 ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΑ ΗΛΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Παρατηρώντας το ηλιακό δυναμικό της Ελλάδας (εικόνα 2.5), αντιλαμβανόμαστε ότι η Κρήτη και η Ρόδος είναι τοποθεσίες με ηλιακό δυναμικό που αγγίζει ή ξεπερνά τις 2000 kWh/m² ετησίως. Προκύπτει λοιπόν ότι σε αυτά τα δύο μέρη θα ήταν συμφέρουσα λύση η εγκατάσταση συγκεντρωτικού ηλιακού συστήματος.

Ήδη έχουν κατατεθεί αιτήσεις για αδειοδότηση εγκατάστασης συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων στην Κρήτη, με συνολική ισχύ που ξεπερνά τα 300MW. Αναλυτικότερα, έχουν εγκριθεί τρεις άδειες παραγωγής συστημάτων παραβολικών κοίλων κατόπτρων με συνολική ισχύ 180MW και τρεις άδειες παραγωγής συστημάτων πύργου ηλιακής ισχύος με συνολική ισχύ 125MW. Επίσης, στην περιοχή της Φλώρινας υπάρχει έντονο ενδιαφέρον για εγκατάσταση συστημάτων παραβολικών κοίλων συλλεκτών. [24]

Η Nur Energy σε συνεργασία με τη Motor Oil Hellas δημιούργησαν την Nur – MOH Heliothermal A.E. με σκοπό την υλοποίηση εγκατάστασης πύργου ηλιακής ισχύος στη τοποθεσία του Αθρινόλακκου Λασιθίου Κρήτης. Η διαδικασία υλοποίησης του έργου έχει ήδη ξεκινήσει και ήδη έχει εγκριθεί η άδεια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ισχύος 52MWe, η άδεια εγκατάστασης ηλιοθερμικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως επίσης υπάρχει και η έγκριση επέμβασης σε δασικού χαρακτήρα έκταση για την εγκατάσταση του έργου. [11], [25]

Έτσι, η Ελλάδα εξελίσσεται με τη χρήση τέτοιων συστημάτων και προχωράει στο επόμενο επίπεδο, εκμεταλλευόμενη το εκπληκτικό ηλιακό δυναμικό που υπάρχει στον Ελλαδικό χώρο.



Εικόνα 2.5 Ηλιακό Δυναμικό στην Ελλάδα [26]

3. ΠΥΡΓΟΣ ΗΛΙΑΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

3.1. ΑΡΧΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ

Η λειτουργία των συγκεκριμένων συστημάτων βασίζεται στις μετατροπές της ηλιακής ενέργεια σε διάφορες μορφές πριν καταλήξουν να μετατραπούν σε ηλεκτρική ενέργεια.

Το σύστημα πύργου ηλιακής ισχύος αποτελείται από πέντε υποσυστήματα, τα οποία είναι τα εξής:

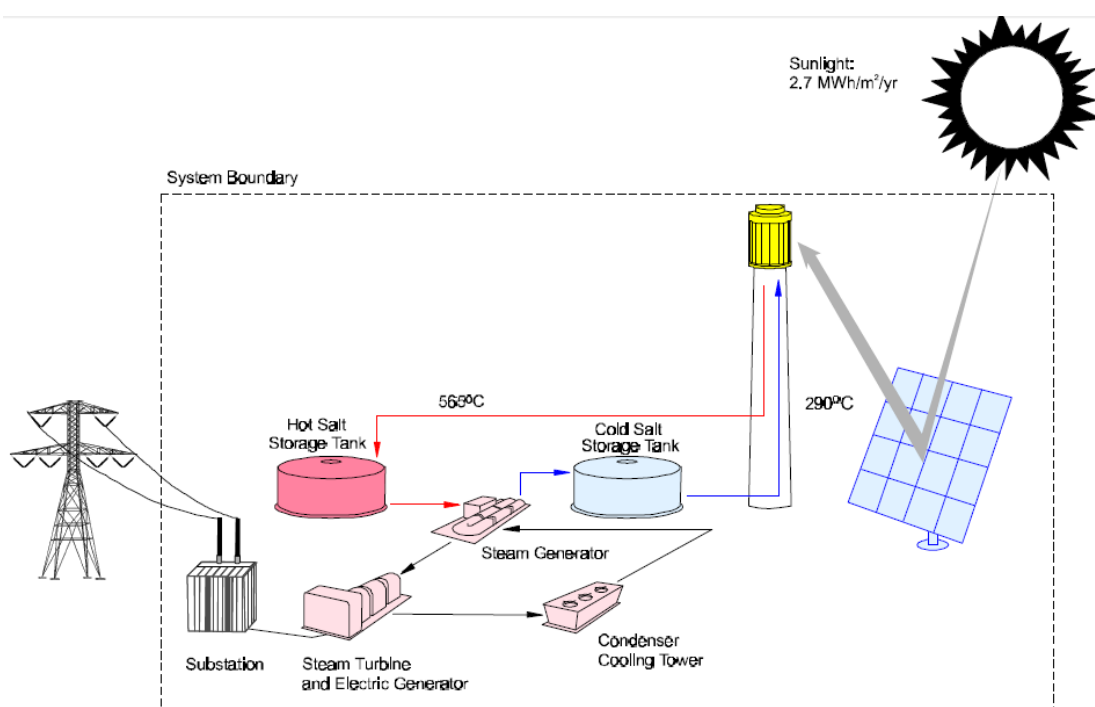
- Ηλιακό ή ηλιοστατικό πεδίο
- Ηλιακός δέκτης
- Σύστημα παραγωγής ενέργειας
- Σύστημα αποθήκευσης ενέργειας
- Σύστημα εφεδρικής καύσης

Η διαδικασία που ακολουθεί το σύστημα ξεκινάει με την άμεση ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει στην επιφάνεια της γης, να ανακλάται από τους ηλιοστάτες (επίπεδα κάτοπτρα) στον κεντρικό δέκτη. Οι ηλιοστάτες βρίσκονται σε καθορισμένη θέση ώστε να ανακλούν την άμεση ηλιακή ακτινοβολία στον ηλιακό δέκτη που βρίσκεται στην κορυφή του πύργου. Έτσι, ο δέκτης απορροφά την ανακλώμενη ηλιακή ακτινοβολία από τους ηλιοστάτες.

Από το δέκτη διέρχεται το σύστημα σωληνώσεων που διαρρέεται από το ρευστό μεταφοράς θερμότητας το οποίο θερμαίνεται από το δέκτη. Στην συνέχεια το εργαζόμενο μέσο ατμοποιείται άμεσα ή έμμεσα (με εναλλάκτη θερμότητας), και εκτελώντας θερμοδυναμικό κύκλο (συνήθως συμβατικός κύκλος Rankine) ο ατμός εκτονώνεται σε έναν ατμοστρόβιλο και παράγει

μηχανική ενέργεια, η οποία κινεί μία γεννήτρια και τελικά παράγεται ηλεκτρική ενέργεια.

Σε πολλά συστήματα πύργου ηλιακής ισχύος χρησιμοποιούνται συστήματα αποθήκευσης ενέργειας και συστήματα εφεδρικής καύσης συμβατικών καυσίμων. Η επιλογή της χρήσης τέτοιων συστημάτων εξαρτάται από την τοποθεσία και την χρήση της εγκατάστασης. Σε περιπτώσεις που η ηλιακή ακτινοβολία έχει χαμηλές τιμές για μεγάλες περιόδους είτε λόγω θέσης είτε λόγω καιρικών συνθηκών, είναι απαραίτητο να χρησιμοποιούνται τέτοια συστήματα για την ομαλή λειτουργία της εγκατάστασης. [19], [23]



Σχήμα 3.1 Σχηματική Εγκατάσταση Πύργου Ηλιακής Ισχύος με χρήση δεξαμενών τετηγμένων αλάτων [27]

3.2 ΥΠΟΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΠΥΡΓΟΥ ΗΛΙΑΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

3.2.1 Ηλιοστατικό πεδίο

Το ηλιοστατικό πεδίο είναι ο χώρος που περιβάλλει τον πύργο και αποτελείται από πολυάριθμα κάτοπτρα (ηλιοστάτες) και από το κεντρικό σύστημα ελέγχου. Οι ηλιοστάτες παρακολουθούν την κίνηση του ήλιου ώστε τα κάτοπτρα να αντανακλούν την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία στον δέκτη που βρίσκεται στην κορυφή του πύργου. Το κεντρικό σύστημα ελέγχου δίνει τις εντολές στα τοπικά συστήματα ελέγχου που διαθέτουν οι ηλιοστάτες ανάλογα με τη ζήτηση και γενικότερα με τη λειτουργία του σταθμού. [15], [19], [23]



Εικόνα 3.1 Ηλιοστατικό Πεδίο Gemasolar (Seville, Ισπανία) [28]

3.2.1.1 Ηλιοστάτες

Οι ηλιοστάτες είναι επίπεδα κάτοπτρα και αποτελούνται από τρία μέρη:

- Ανακλαστική επιφάνεια
- Σύστημα στήριξης – Μηχανισμός κίνησης
- Τοπικό σύστημα ελέγχου

3.2.1.1.1 Ανακλαστική επιφάνεια

Η ανακλαστική επιφάνεια αποτελείται από πολυάριθμα κάτοπτρα που όλα μαζί συνθέτουν μία επιφάνεια μεγάλου εμβαδού (ίσως και μεγαλύτερο των 120m²). Ο σκοπός της ανακλαστικής επιφάνειας είναι η επίτευξη της μέγιστης αντανάκλασης με το ελάχιστο δυνατό βάρος, ώστε ο ηλιοστάτης να έχει τη δυνατότητα να κινηθεί σε δύο άξονες. Η εξέλιξη της τεχνολογίας έχει μειώσει αρκετά το κόστος τους, συνεπώς υπάρχουν ήδη πολλές τεχνολογίες ανακλαστικών επιφανειών.

Μία τεχνολογία ανακλαστικών επιφανειών, είναι η χρήση μεγάλων καμπύλων επιφανειών. Η αύξηση του μεγέθους του κάθε ηλιοστάτη δημιουργεί μεγάλη ανακλαστική επιφάνεια και παράλληλα μείωση του συνολικού αριθμού των ηλιοστατών που απαιτούνται. Με αυτόν τον τρόπο χρησιμοποιούνται λιγότερα υποσυστήματα ηλιοστατών και έτσι μειώνεται σημαντικά και το κόστος. Αυτό το πλεονέκτημα όμως εξαλείφεται, αφού υπάρχουν αυξημένες οπτικές απώλειες και συνεπώς απαιτείται μεγαλύτερη επιφάνεια.

Οι ηλιοστάτες τεντωμένης μεμβράνης είναι μία τεχνολογία πολύ απλή, με πολύ ελαφρύτερα υλικά κατασκευής. Σε έναν τεράστιο μεταλλικό δακτύλιο στήριξης τοποθετείται ένα τεντωμένο φύλλο (μεμβράνη) από ανοξείδωτο ατσάλι και η μπροστινή επιφάνεια επικαλύπτεται με υλικό υψηλής ανακλαστικότητας ώστε να λειτουργεί ως ανακλαστική επιφάνεια. Δημιουργούνται συνθήκες κενού στο εσωτερικό της μεμβράνης για να προσδοθεί ένα κοίλο περίγραμμα, και μπορεί να ασκηθεί πίεση για την ανατροπή της εστίασης. Μεγάλο πλεονέκτημα αυτής της τεχνολογίας είναι το πολύ μικρό βάρος σε σχέση με τους συμβατικούς ηλιοστάτες, αλλά μειονεκτούν σε καταστάσεις δυνατών ανέμων, αφού αλλοιώνεται η επιφάνεια της μεμβράνης με αποτέλεσμα να υπάρχουν αποκλίσεις από το σημείο εστίασης. Έχει ήδη βρεθεί λύση σε αυτό το ζήτημα, αφού συγκολλώντας έναν

δακτύλιο στον δακτύλιο στήριξης, προκαλείται τάση στην μεμβράνη και οι αλλοιώσεις λόγω ανέμων μετριάζονται.

Ακόμη μία τεχνολογία, είναι η χρήση δύο κομματιών ανακλαστικής επιφάνειας με μικρό εμβαδό, με αποτέλεσμα καλή απόδοση, πολύ μικρό βάρος και πολύ φθηνότερο κόστος κατασκευής.



Εικόνα 3.2 Ηλιοστάτες Brightsource [29]



Εικόνα 3.3 Ηλιοστάτες Τεντωμένης Μεμβράνης [30]

3.2.1.1.2 Σύστημα στήριξης – Μηχανισμός κίνησης

Το σύστημα στήριξης αποτελείται από δύο εγκάρσιους μεταξύ τους χαλύβδινους πυλώνες. Αυτοί οι πυλώνες είναι οι δύο άξονες που επιτρέπουν στον ηλιοστάτη να επιτυγχάνει την βέλτιστη θέση στην οποιαδήποτε χρονική στιγμή. Ο κάθετος άξονας είναι πακτωμένος στο έδαφος.

Ο μηχανισμός κίνησης είναι το σύστημα που καθορίζει την κίνηση του κάθε άξονα ως προς την γωνία ανύψωσης και την γωνία του αζιμούθιου, με τρόπο ώστε οι ανακλαστικές επιφάνειες ακολουθούν τη θέση του Ήλιου ώστε να ανακλούν την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία στον δέκτη στην κορυφή του πύργου. Η ακρίβεια στην εκτέλεση της οποιασδήποτε κίνησης των αξόνων είναι εξαιρετικά σημαντική, αφού ακόμη και μια μικρή γωνιακή απόκλιση είναι ικανή να στρέψει το αποτύπωμα των ανακλώμενων ακτινών του Ήλιου αρκετά μέτρα μακριά από το σημείο εστίασης. Έτσι, ο μηχανισμός κίνησης του ηλιοστάτη θα πρέπει να πληροί κάποιες προδιαγραφές και να συμπεριλαμβάνει μερικά συγκεκριμένα χαρακτηριστικά.

Η κατασκευή των πυλώνων θα πρέπει να είναι πολύ στιβαρή, αν λάβουμε υπόψη μας ότι οι ηλιοστάτες είναι εκτεθειμένοι σε ανοιχτό πεδίο και σε όλες τις καιρικές συνθήκες. Θα πρέπει να είναι σε θέση να αντέχουν τα υψηλά φορτία των ανέμων αλλά και το ίδιο τους το βάρος όπως και το βάρος των κινούμενων τμημάτων. Επίσης, οι πυλώνες θα πρέπει να είναι άκαμπτοι ώστε μην επηρεάζονται από δονήσεις χαμηλής συχνότητας.

Οι ζωτικής σημασίας κινήσεις που πρέπει να πραγματοποιεί ο μηχανισμός, αναπόφευκτα επιτυγχάνεται μόνο με εξαιρετικά αργή κίνηση. Αυτό έχει γίνει εφικτό με χρήση βηματικών κινητήρων συνεχούς ρεύματος, που είναι ικανοί να επιτύχουν λόγους μετάδοσης στο κιβώτιο ταχυτήτων ως και 40000:1. Συνήθως χρησιμοποιούνται μειωτήρες στροφών με γρανάζια ατέρμονα κοχλία και για τους δύο άξονες. Τα δύο γρανάζια πρέπει να είναι ανάλογα σε σχέση με το σχήμα των δοντιών και το λόγο της μείωσης.

Η τοποθέτηση τους πρέπει να έχει μεγάλη ακρίβεια και να μην επιτρέπεται η ελεύθερη κίνηση. Επίσης, θα πρέπει να εξασφαλίζεται η γρήγορη επαναφορά του ηλιοστάτη σε ανενεργή οριζόντια θέση σε περιπτώσεις δυνατών ανέμων ή άλλων επικίνδυνων καιρικών συνθηκών, αλλά και γενικότερα σε περιπτώσεις που κρίνεται απαραίτητη η απεστίαση από τον ηλιακό δέκτη.

Η κατασκευή του θα πρέπει να είναι ανθεκτική σε συνθήκες εξωτερικού χώρου, αφού βρίσκεται εκτεθειμένο. Επίσης, θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψη η ευκολία συντήρησης αλλά και το κόστος κατασκευής και λειτουργίας.



Εικόνα 3.4 Σύστημα Στήριξης Ηλιοστάτη Brightsource [30]

3.2.1.1.3 Τοπικό Σύστημα Ελέγχου

Σε κάθε ηλιοστάτη υπάρχει ένα τοπικό σύστημα ελέγχου το οποίο συλλέγει πληροφορίες σχετικά με τη θέση του Ήλιου αλλά και μετεωρολογικά δεδομένα, με σκοπό να δώσει την κατάλληλη εντολή στο μηχανισμό κίνησης του ηλιοστάτη. Αυτό το σύστημα, είναι ικανό να υπολογίσει τη γωνία που θα πρέπει να στραφεί ο ηλιοστάτης ώστε να αντανakλά την ηλιακή ακτινοβολία στο εστιακό σημείο. Σε περίπτωση ακραίων καιρικών φαινομένων, το τοπικό σύστημα ελέγχου δίνει εντολή κινήσεων ασφαλείας (π.χ. οριζόντια θέση σε περίπτωση δυνατών ανέμων). Το σύστημα ελέγχου τοποθετείται συνήθως στον πυλώνα στήριξης του κάθε ηλιοστάτη.

Η εξέλιξη των τοπικών συστημάτων ελέγχου, είναι η ασύρματη επικοινωνία με τους μηχανισμούς κίνησης. Η βασικότερη εξέλιξη όμως είναι η αυτονόμηση των ηλιοστατών. Ήδη υπάρχουν παραδείγματα αυτόνομων ηλιοστατών, οι οποίοι λειτουργούν με παροχή ηλεκτρισμού από φωτοβολταϊκά πλαίσια για την λειτουργία του μηχανισμού κίνησης. [15], [19], [23]



Εικόνα 3.5 Ηλιοστάτης Brightsource [29]

3.2.1.2 Κεντρικό Σύστημα Ελέγχου - Σύστημα Ελέγχου Ηλιοστατικού Πεδίου

Το τοπικό σύστημα ελέγχου που διαθέτουν οι ηλιοστάτες, ελέγχεται από το κεντρικό σύστημα ελέγχου. Το Σύστημα Ελέγχου Ηλιακού Πεδίου συνεργάζεται με το Σύστημα Ελέγχου Μονάδας Παραγωγής Ενέργειας, το οποίο παρέχει πληροφορίες που σχετίζονται με τις ενεργειακές ανάγκες του σταθμού, αλλά και τη θερμοκρασία του ρευστού μεταφοράς θερμότητας στο δέκτη. Έτσι, το Σύστημα Ελέγχου Ηλιακού Πεδίου λαμβάνοντας τα στοιχεία που σχετίζονται με τη θερμοκρασία και την πίεση του εργαζόμενου μέσου έχει τη δυνατότητα να εναλλάσσει τα σημεία εστίασης του κάθε ηλιοστάτη, και μπορεί να εναλλάσσει τους ηλιοστάτες κατά τη διάρκεια της λειτουργίας του σταθμού.

Με τα σημερινά δεδομένα, η λειτουργία ενός τέτοιου συστήματος ελέγχου είναι δυνατή μέσω ενός απλού ηλεκτρονικού υπολογιστή εξοπλισμένου με το κατάλληλο λογισμικό. [15], [23]

3.2.2 Ηλιακός Δέκτης

Ο ηλιακός δέκτης βρίσκεται τοποθετημένος στην κορυφή του πύργου και δέχεται την ανακλώμενη ακτινοβολία από τους ηλιοστάτες. Πρόκειται για τον εναλλάκτη θερμότητας, όπου η ηλιακή ακτινοβολία συλλέγεται και μετατρέπεται σε θερμική ενέργεια. Η θερμική ενέργεια μεταδίδεται στο ρευστό μεταφοράς θερμότητας ώστε να μπορεί να εκτελεστεί θερμοδυναμικός κύκλος.

Ο ηλιακός δέκτης είναι μία σύνθεση από πολυάριθμα πάνελ, τα οποία αποτελούνται από παράλληλους κατακόρυφους σωλήνες. Για την ελαχιστοποίηση των απωλειών οι σωλήνες επικαλύπτονται με μαύρη βαφή, ώστε ο δέκτης να έχει το ρόλο ενός μέλανος σώματος και να παγιδεύει τα

διαφεύγοντα φωτόνια. Έτσι, το εργαζόμενο μέσο διαρρέοντας τους σωλήνες απάγει τη θερμική ενέργεια από τον δέκτη.

Το μέγεθος του δέκτη εξαρτάται από την ενεργειακή ζήτηση του σταθμού. Έτσι, χρησιμοποιώντας δέκτη με μικρή επιφάνεια, επιτυγχάνεται μεγαλύτερη εισερχόμενη θερμική ροή, με το μειονέκτημα όμως των μεγαλύτερων απωλειών διαρροής (λόγω αστοχίας των ανακλώμενων ακτινών). Είναι επιθυμητή η μεγαλύτερη ροή θερμότητας, αφού αυξάνεται η συνολική απόδοση του δέκτη, όμως η περιορισμένη αντοχή των υλικών κατασκευής του δέκτη σε πολύ υψηλές θερμοκρασίες μας υποχρεώνει να θέσουμε κάποια όρια.

Συνεπώς, οι θερμοκρασίες που μπορεί να λειτουργήσει ένας ηλιακός δέκτης κυμαίνονται μεταξύ 500 – 1000 °C, με εισερχόμενη θερμική ροή 300 – 1200 kW/m². Τα πολύ υψηλά θερμικά φορτία, κρίνουν αναγκαία την προσεκτική μελέτη των υλικών κατασκευής του δέκτη, ώστε να έχουν υψηλή θερμική απόδοση και μεγάλη αντοχή σε υψηλές θερμοκρασίες για μεγάλο χρονικό διάστημα.

Ανάλογα με την κατασκευή, υπάρχουν διάφορα κριτήρια κατηγοριοποίησης των ηλιακών δεκτών. Οι δύο βασικές κατηγορίες είναι οι σωληνοειδείς δέκτες (εξωτερικοί δέκτες και δέκτες κοιλότητας) και οι ογκομετρικοί δέκτες. [15], [23]

3.2.2.1 Σωληνοειδής Δέκτης

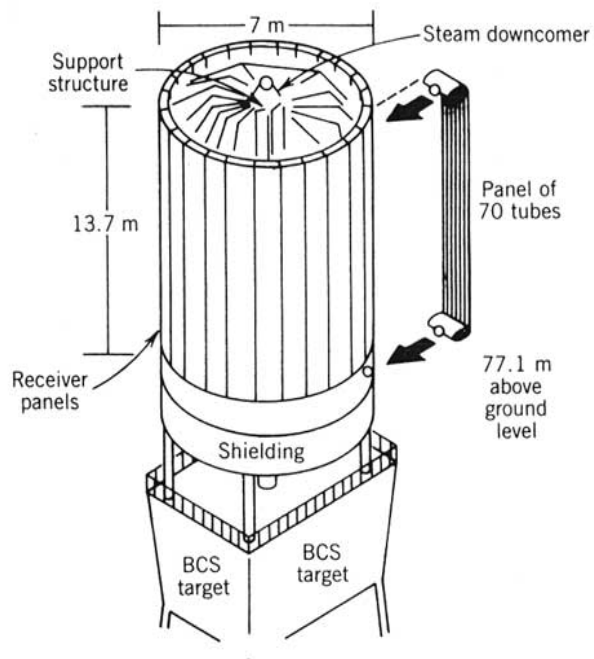
Πρόκειται για το πιο συνηθισμένο είδος ηλιακού δέκτη που συναντάται στις υπάρχουσες εγκαταστάσεις ηλιακού πύργου ισχύος. Η θερμική ενέργεια της συγκεντρωμένης ακτινοβολίας μεταφέρεται στο ρευστό μεταφοράς μέσω ενός μεταλλικού ή κεραμικού τοίχου. Με κριτήριο την γεωμετρική τους διάταξη, οι σωληνοειδείς δέκτες διαχωρίζονται σε δύο ακόμη 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 περιμετρικά του πύργου. Τα πάνελ είναι οι απορροφητικές επιφάνειες που αποτελούνται από λεπτές σωληνώσεις που διαρρέονται από το ρευστό μεταφοράς θερμότητας.

Στον δέκτη κοιλότητας η ανακλώμενη ακτινοβολία διέρχεται μέσω ενός ανοίγματος σε μία κυβική κατασκευή και προσκρούει στα απορροφητικά τοιχώματα του δέκτη. Λόγω του σχήματος του, ο δέκτης κοιλότητας μπορεί να δέχεται ακτινοβολία μόνο από έναν προσανατολισμό. Παρόλο που έχει μελετηθεί η περίπτωση να διαθέτει περισσότερα από ένα ανοίγματα ώστε να μπορεί να δέχεται ακτινοβολία από περισσότερες κατευθύνσεις, το συμπέρασμα ήταν ότι η βέλτιστη λειτουργία του είναι με ένα μόνο άνοιγμα. Στο εσωτερικό του δέκτη βρίσκεται η απορροφητική επιφάνεια, η οποία 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, και για το λόγο αυτό το μέγεθος του ανοίγματος είναι ύψιστης σημασίας. Οι διαστάσεις του ανοίγματος επιλέγονται με τρόπο ώστε να μην υπάρχουν απώλειες θερμότητας από την κοιλότητα αλλά και να αποφεύγονται οι απώλειες από την απόκλιση του ηλιακού αποτυπώματος στον δέκτη.

Συγκρίνοντας τους δύο σωληνοειδείς δέκτες, φαίνεται ότι ο εξωτερικός δέκτης λόγω της άμεσης έκθεσης του στο περιβάλλον έχει και περισσότερες θερμικές απώλειες, ενώ ο δέκτης κοιλότητας έχει περισσότερες απώλειες διαρροής λόγω του μικρού μεγέθους του ανοίγματος, όμως προστατεύεται πολύ περισσότερο από το περιβάλλον και κατά συνέπεια έχει μεγαλύτερη διάρκεια ζωής. [15], [23]



Σχήμα 3.2 Σωληνοειδής Εξωτερικός Κυλινδρικός Δέκτης [15]



Εικόνα 3.6 Σωληνοειδής Εξωτερικός Δέκτης Κοιλότητας (Seville, Ισπανία) [31]

3.2.2.2. Ογκομετρικός Δέκτης (Volumetric Receiver)

Οι ογκομετρικοί δέκτες είναι κατασκευές με πορώδη χαρακτηριστικά και λειτουργώντας ως εναλλάκτες θερμότητας απορροφούν τη συγκεντρωμένη ανακλώμενη ακτινοβολία μέσω συναγωγής. Η απορρόφηση πραγματοποιείται στο εσωτερικό του όγκου και όχι στην επιφάνεια όπως στους σωληνοειδείς δέκτες. Το εργαζόμενο μέσο, το οποίο είναι συνήθως αέρας, περνά διαμέσου της πορώδους δομής και θερμαίνεται μέσω συναγωγής. Κατασκευάζεται από λεπτά πορώδη υλικά επιτρέποντας στην ακτινοβολία να εισχωρήσει βαθιά μέσα στον δέκτη και διασφαλίζει την καλή μετάδοση θερμότητας.

Το κύριο χαρακτηριστικό ενός καλού 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 συνήθως τοποθετείται εκτεθειμένος στο περιβάλλον, ωστόσο σε περιπτώσεις που απαιτείται υψηλή θερμοκρασία λειτουργεί κλεισμένος από ένα διάφανο παράθυρο (θερμοκρασία εξόδου αέρα μεγαλύτερη από 1000°C).

Τα πλεονεκτήματα ενός ογκομετρικού δέκτη είναι:

- Ο αέρας είναι δωρεάν και πάντα διαθέσιμος
- Δεν υπάρχει κίνδυνος στερεοποίησης του ρευστού μεταφοράς θερμότητας
- Οι πολύ υψηλές θερμοκρασίες δίνουν την δυνατότητα χρήσης της θερμότητας σε αποδοτικότερους θερμοδυναμικούς κύκλους
- Το εργαζόμενο μέσο δεν παρουσιάζει αλλαγή φάσης
- Απλούστερο σύστημα
- Άμεση απόκριση του συστήματος σε τυχόν μεταβολές της ροής θερμότητας
- Δεν έχει περιβαλλοντικές επιπτώσεις

Στην παρούσα φάση η χρήση ογκομετρικών δεκτών βρίσκεται σε πρώιμο στάδιο, παρόλα αυτά οι δοκιμές καταλήγουν θετικές. Χρειάζονται περαιτέρω βελτίωση της θερμικής τους απόδοσης και μείωση των απωλειών ακτινοβολίας, αλλά πρέπει και να τεθεί υπό διερεύνηση και η αντοχή τους στο χρόνο. [19]



Εικόνα 3.7 Εμπρόσθια όψη Ογκομετρικού Δέκτη. Η απορροφητική επιφάνεια αποτελείται από εξαγωγικό συρμάτινο πλέγμα. Ο εξωτερικός δακτύλιος περιλαμβάνει το σύστημα επιστροφής του αέρα (Almeria, Ισπανία) [19]

3.2.3 Σύστημα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Το σύστημα που διατρέχει το εργαζόμενο μέσο και εκτελεί ανελλιπώς έναν θερμοδυναμικό κύκλο είναι το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Αποτελείται από εξαρτήματα που απαρτίζουν ένα σύνθετο ατμοπαραγωγικό κύκλωμα. Πρόκειται για το ίδιο σύστημα, με τη διαφορά ότι η θερμότητα που προσδίδεται προέρχεται από την ανακλώμενη ηλιακή ακτινοβολία. Το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από:

- Σωληνώσεις
- Ατμοστρόβιλοι
- Αντλίες Πίεσεως
- Εναλλάκτες Θερμότητας
- Συμπυκνωτής
- Απαερωτής
- Ηλεκτρογεννήτρια

Οι διαφοροποιήσεις στα συστήματα αυτά, προκύπτουν ανάλογα με την θερμοκρασία που απαιτείται από το εκάστοτε σύστημα για τη λειτουργία του σταθμού. Έτσι, ανάλογα με την απαιτούμενη θερμοκρασία, επιλέγεται το εργαζόμενο μέσο. Επίσης, το κάθε ρευστό μεταφοράς επηρεάζει τη διάταξη του κυκλώματος, αφού για κάποια είναι δυνατή η άμεση ατμοπαραγωγή. [23] Τα βασικότερα ρευστά μεταφοράς θερμότητας και οι θερμοκρασίες λειτουργίας τους είναι:

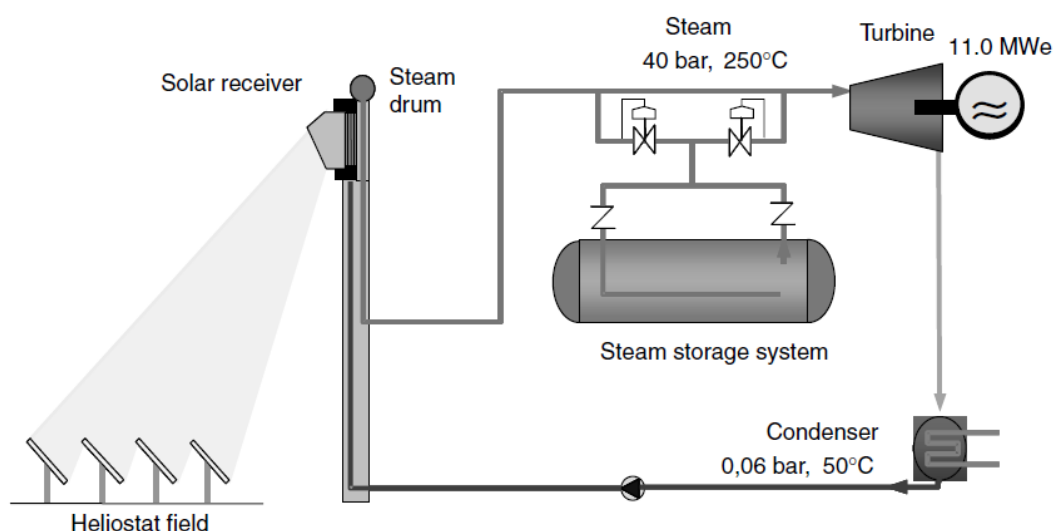
- Νερό – Ατμός (0 – 540°C)
- Τετηγμένο Άλας (280 - 565 °C)
- Υγρό Νάτριο (150 - 590 °C)
- Ατμοσφαιρικός Αέρας (480 - 540 °C)
- Συμπιεσμένος Αέρας (800 - 1200 °C)

3.2.3.1 Σύστημα με Χρήση Νερού – Ατμού

Πρόκειται για σύστημα άμεσης ατμοπαραγωγής, αφού ο ατμός παράγεται άμεσα στην έξοδο του ηλιακού δέκτη. Το νερό, καθώς περνά από τις σωληνώσεις του δέκτη λαμβάνει τη θερμότητα από την ηλιακή ακτινοβολία και αλλάζει φάση. Ο κορεσμένος ή υπέρθερμος ατμός (ανάλογα με το δέκτη)

εκτονώνεται απευθείας στον στρόβιλο και παράγει μηχανικό έργο και τελικά μέσω της γεννήτριας ηλεκτρική ενέργεια. Έπειτα, ο αποτονωμένος ατμός περνώντας από τον συμπυκνωτή υγροποιείται εκ νέου. Ακολουθεί η προθέρμανση του πριν συμπιεστεί από αντλία πίεσεως στην πίεση λειτουργίας του σταθμού για να ανέβει στην κορυφή του πύργου που βρίσκεται ο ηλιακός δέκτης.

Η μέχρι σήμερα εμπειρία στην θερμοδυναμική συμπεριφορά του νερού – ατμού στα κυκλώματα ατμοπαραγωγής, καθιστά αυτήν την τεχνολογία πολύ ώριμη και τελικώς την πιο δοκιμασμένη. Η άμεση ατμοπαραγωγή δημιουργεί ακόμη ένα πλεονέκτημα, την αποφυγή απωλειών από τη χρήση ενός ακόμη εναλλάκτη θερμότητας. Η χρήση νερού καθιστά την συγκεκριμένη τεχνολογία συμφέρουσα λόγω μηδαμινού κόστους του εργαζόμενου μέσου, αλλά οι σωληνώσεις επιβαρύνονται από τις υψηλές πιέσεις λόγω της αλλαγής φάσης του νερού. Επίσης, με τη χρήση νερού – ατμού δεν είναι αποδοτική η χρήση συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, λόγω των υψηλών θερμικών απωλειών του νερού. [23]



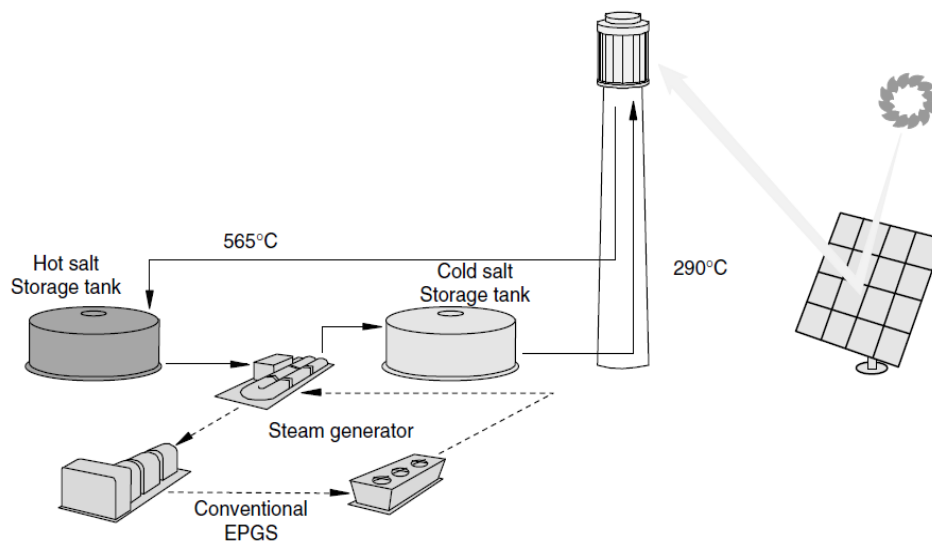
Σχήμα 3.3 Σύστημα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας Πύργου Ηλιακής Ισχύος με Άμεση Ατμοπαραγωγή [19]

3.2.3.2 Σύστημα με Χρήση Τετηγμένων Αλάτων – Υγρού Νατρίου

Πρόκειται για σύστημα έμμεσης ατμοπαραγωγής, δηλαδή αποτελείται από δύο ανεξάρτητα κυκλώματα, με διαφορετικό εργαζόμενο μέσο, που συνδέονται μεταξύ τους με εναλλάκτη θερμότητας και παράγεται ατμός. Στο πρώτο κύκλωμα, το ρευστό μεταφοράς θερμότητας απάγει τη θερμότητα από τις σωληνώσεις του ηλιακού δέκτη και στη συνέχεια διέρχεται από τον εναλλάκτη θερμότητας, ο οποίος λειτουργεί ως ατμοπαραγωγός, καθώς από εκεί διέρχεται το δεύτερο κύκλωμα που διαρρέεται από νερό - ατμό. Έτσι, η θερμότητα μεταδίδεται από το θερμό ρευστό στο ψυχρό νερό, και παράγεται υπέρθερμος ατμός. Στη συνέχεια, ο ατμός εκτελεί τον θερμοδυναμικό κύκλο όπως και στα συστήματα άμεσης παραγωγής, και αφού συμπυκνωθεί και συμπιεστεί από την αντλία πίεσης, επιστρέφει στον εναλλάκτη θερμότητας και ξεκινάει νέο κύκλο. Το ρευστό μεταφοράς ψύχεται και αντλείται στην κορυφή του πύργου, για να καταλήξει στις σωληνώσεις του ηλιακού δέκτη και να θερμανθεί εκ νέου.

Τα πλεονεκτήματα της χρήσης τετηγμένων αλάτων είναι πολλά. Πρόκειται για ένα υλικό μη τοξικό, ευσταθές, με υψηλή θερμική αγωγιμότητα και θερμοχωρητικότητα και είναι ικανό να φτάνει υψηλές θερμοκρασίες σε χαμηλή πίεση. Όμως, το μεγάλο του μειονέκτημα είναι το υψηλό σημείο τήξης (245°C) το οποίο για να αποφευχθεί ο κίνδυνος στερεοποίησης κάνει απαραίτητη την ύπαρξη μόνιμου συστήματος θέρμανσης του ρευστού. Η χρήση τετηγμένων αλάτων όμως, είναι ιδανική για χρήση τεχνολογίας αποθήκευσης θερμικής ενέργειας.

Το υγρό νάτριο, έχει κι αυτό υψηλό σημείο τήξης αλλά πολύ υψηλή θερμική αγωγιμότητα. Ένα μεγάλο μειονέκτημα όμως είναι η αντίδραση του υγρού νατρίου με το νερό και τον αέρα, κρίνοντας απαραίτητα τα συστήματα ασφαλείας. [15], [23]



Σχήμα 3.4 Εγκατάσταση Πύργου Ηλιακής Ισχύος με χρήση Τετηγμένων Αλάτων [19]

3.2.3.3 Σύστημα με Χρήση Ατμοσφαιρικού Αέρα

Ο ατμοσφαιρικός αέρας μέσω ενός ογκομετρικού δέκτη, θερμαίνεται σε θερμοκρασίες της τάξεως των 700°C και στη συνέχεια χρησιμοποιείται για την παραγωγή ατμού μέσω εναλλάκτη θερμότητας.

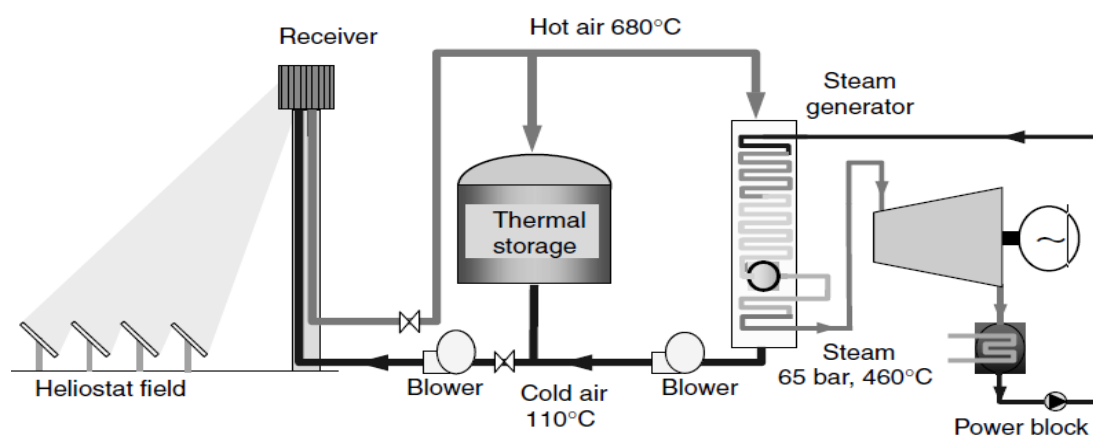
Τα πλεονεκτήματα της χρήσης αέρα έχουν ήδη αναφερθεί σε προηγούμενη παράγραφο, και το συμπέρασμα που βγαίνει είναι ότι πρόκειται για σύστημα που επιτυγχάνει πολύ υψηλές θερμοκρασίες, αλλά μειονεκτεί στις απώλειες ακτινοβολίας του δέκτη. Ωστόσο, υπάρχει η δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας μέσω θερμοκλίνης για μικρό χρονικό διάστημα (3 έως 6 ώρες). Επίσης, ο υβριδισμός με πρόσθετη καύση συμβατικών καυσίμων, βελτιώνει την απόδοση του συστήματος, ώστε να είναι λογική επιλογή. [19], [23]

3.2.3.4 Σύστημα με Χρήση Συμπιεσμένου Αέρα

Στα συστήματα ογκομετρικού δέκτη συμπιεσμένου αέρα, οι θερμοκρασίες εξόδου του αέρα από το δέκτη φτάνει τιμές πάνω από 1200°C. Ο αέρας συμπιέζεται στα 15bar και οδηγείται μέσα από τον όγκο του δέκτη και θερμαίνεται. Ο αέρας που εξέρχεται του δέκτη, μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως αέρας καύσης σε αεριοστρόβιλο ή σταθμούς παραγωγής ενέργειας συνδυασμένου κύκλου.

Για τη συγκεκριμένη τεχνολογία, ο ογκομετρικός δέκτης που χρησιμοποιείται είναι με παράθυρο, το οποίο είναι κατασκευασμένο σε κοίλο σχήμα από χαλαζία ώστε να αντέχει τις υψηλές πιέσεις. Υπάρχει η δυνατότητα σύνδεσης πολλών δεκτών σε σειρά ή παράλληλα, συνθέτοντας στην ουσία έναν δέκτη μεγαλύτερης κλίμακας. Ο αέρας που εξέρχεται του δέκτη, μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως αέρας καύσης σε αεριοστρόβιλο ή σταθμούς παραγωγής ενέργειας συνδυασμένου κύκλου.

Το σύστημα αυτό παρουσιάζει πολύ υψηλό ετήσιο βαθμό απόδοσης, άνω του 20%, λόγω των πολύ υψηλών θερμοκρασιών. Αυτό επιτρέπει την εγκατάσταση μικρότερου ηλιοστατικού πεδίου και αντίστοιχα μείωση του κόστους. Μειονεκτήματα αποτελούν η δυσκολία αποθήκευσης ενέργειας αλλά και τα υλικά κατασκευής που απαιτούνται, λόγω των πολύ υψηλών θερμοκρασιών. [19], [23]



Σχήμα 3.5 Σύστημα με Χρήση Συμπιεσμένου Αέρα [19]

3.2.4 Σύστημα Αποθήκευσης Θερμικής Ενέργειας

Τα συστήματα πύργου ηλιακής ισχύος, έχουν τη δυνατότητα να αποθηκεύουν την περίσσεια θερμική ενέργεια. Εφόσον η θερμική ενέργεια που συγκεντρώνεται στο δέκτη ξεπερνά τις απαιτήσεις λειτουργίας του συστήματος, το σύστημα αποθηκεύει την περίσσεια ενέργεια, με σκοπό να την προσδώσει πίσω στο σύστημα σε καταστάσεις χαμηλής, μεταβλητής ή και μηδενικής ηλιοφάνειας. Επίσης, με την αποθηκευμένη θερμική ενέργεια διασφαλίζεται η συνεχής λειτουργία του σταθμού, και αποφεύγονται οι επιζήμιες για πολλά εξαρτήματα διακοπές και εκκινήσεις του συστήματος. Έτσι, με τη χρήση αποθηκευτικού συστήματος, ο σταθμός έχει τη δυνατότητα να παράγει ενέργεια αναλόγως της ζήτησης και σταματά να εξαρτάται απόλυτα από τις καιρικές συνθήκες.

Οι τύποι συστημάτων αποθήκευσης για τους πύργους ηλιακής ισχύος, είναι:

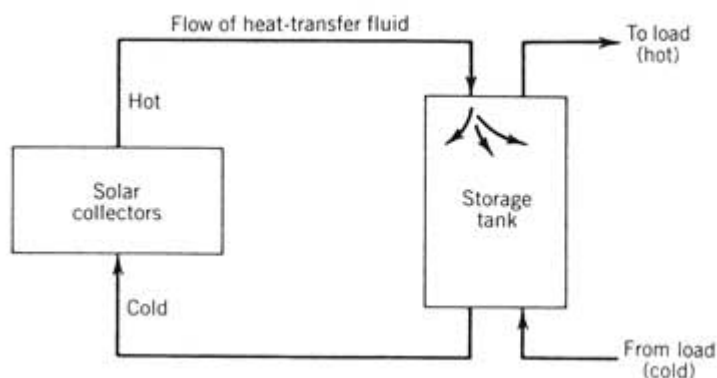
- Αισθητής Θερμότητας (Άμεσης ή Έμμεσης Αποθήκευσης)
- Λανθάνουσας Θερμότητας
- Θερμοχημικής Ενέργειας

Επίσης, τα συστήματα κατηγοριοποιούνται σύμφωνα με τη διάταξη τους ανάμεσα σε αυτά που χρησιμοποιούν δύο ή περισσότερες δεξαμενές αποθήκευσης και σε αυτά που χρησιμοποιούν μία δεξαμενή με θερμοκλίνας.

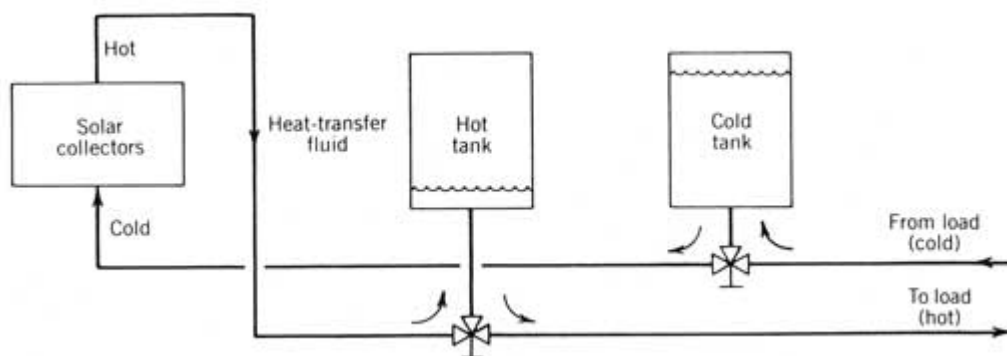
Τα συστήματα με δύο δεξαμενές χρησιμοποιούν μία θερμή και μία ψυχρή δεξαμενή αποθήκευσης. Κατά τη φόρτιση το ρευστό κατευθύνεται προς τη θερμή δεξαμενή, ενώ κατά την αποφόρτιση κατευθύνεται στην ψυχρή δεξαμενή έχοντας προσδώσει την αποθηκευμένη ενέργεια στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Το σύστημα μονής δεξαμενής με θερμοκλίνη χρησιμοποιεί μια δεξαμενή και η θερμική βαθμίδα χωρίζει το ζεστό από το κρύο ρευστό. Χρησιμοποιείται ένα υλικό χαμηλού κόστους για την πλήρωση της δεξαμενής και αυτό

λειτουργεί ως αποθηκευτικό μέσο, μειώνοντας παράλληλα το κόστος ενός ακριβού μέσου μεταφοράς θερμότητας. Το υλικό αυτό θα πρέπει να είναι άμεσα διαθέσιμο, με σχετικά χαμηλή θερμική αγωγιμότητα και να έχει υψηλή θερμοχωρητικότητα. Κατά τη φόρτιση, κρύο ρευστό αντλείται από τον πυθμένα της δεξαμενής και θερμαίνεται από το ηλιοστατικό πεδίο (άμεση αποθήκευση) ή από εναλλάκτη θερμότητας (έμμεση αποθήκευση) και στη συνέχεια επιστρέφει στην κορυφή της δεξαμενής. Κατά την αποφόρτιση θερμό ρευστό αντλείται από την κορυφή της δεξαμενής και προσδίδοντας θερμική ενέργεια στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τελικώς καταλήγει στον πυθμένα της δεξαμενής. [15], [19], [23]



Σχήμα 3.6 Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας Μονής Δεξαμενής [15]



Σχήμα 3.7 Σύστημα Αποθήκευσης Διπλής Δεξαμενής [15]

3.2.4.1 Συστήματα Αποθήκευσης Αισθητής Θερμότητας

Σε αυτά τα συστήματα η θερμική ενέργεια αποθηκεύεται σε αποθηκευτικό μέσον το οποίο θα πρέπει να μην αλλάζει φάση στις θερμοκρασίες λειτουργίας του αποθηκευτικού συστήματος. Τα συστήματα αποθήκευσης αισθητής θερμότητας χωρίζονται σε συστήματα άμεσης ή έμμεσης αποθήκευσης.

Στην άμεση αποθήκευση, το ρευστό μεταφοράς θερμότητας είναι και αποθηκευτικό μέσο. Αυτό είναι εφικτό σε συστήματα με εργαζόμενο μέσο τετηγμένα άλατα ή υγρό νάτριο. Οι θερμοκρασίες αποθήκευσης σε αυτά τα υλικά είναι ως 565°C για τα τετηγμένα άλατα και ως 595 °C για το υγρό νάτριο. Η πιο συνηθισμένη διάταξη ενός τέτοιου συστήματος είναι με χρήση δύο δεξαμενών, ψυχρής και θερμής.

Επίσης, είναι εφικτή η χρήση νερού – ατμού ως μέσο αποθήκευσης σε σύστημα άμεσης αποθήκευσης. Η διάταξη είναι μονής δεξαμενής στην οποία αποθηκεύεται κορεσμένος ατμός υψηλής πίεσης σε συσσωρευτή ατμού. Ο ατμός συμπυκνώνεται και ατμοποιείται εκ νέου κατά τη διάρκεια της αποφόρτισης. Πλεονέκτημα ενός τέτοιου συστήματος αποθήκευσης είναι ότι το κύκλωμα διαρρέεται από ένα ενιαίο ρευστό μειώνοντας τις απώλειες επιπλέον εναλλακτών θερμότητας. Μειονέκτημα όμως αποτελεί η βραχυπρόθεσμη αποθήκευση θερμικής ενέργειας, με χρονικό ορίζοντα μερικών ωρών.

Στην έμμεση αποθήκευση θερμικής ενέργειας, το εργαζόμενο μέσο είναι διαφορετικό από το μέσο αποθήκευσης θερμότητας. Έτσι, το σύστημα αποθήκευσης φορτίζεται μέσω ενός εναλλάκτη θερμότητας. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα τις μεγαλύτερες απώλειες κατά την μετάδοση θερμότητας στον εναλλάκτη και επομένως απαιτεί υψηλότερη θερμοκρασία. [23]

3.2.4.2 Συστήματα Αποθήκευσης Λανθάνουσας Θερμότητας

Σε αυτό το σύστημα εκμεταλλευόμαστε τη λανθάνουσα θερμότητα που εκλύεται κατά την αλλαγή φάσης ενός υλικού. Κατά τη διαδικασία της τήξης του υλικού εκλύεται θερμότητα σε ένα συγκεκριμένο εύρος θερμοκρασιών, οι οποίες θα πρέπει να συμπίπτουν με τη θερμοκρασία λειτουργίας του συστήματος αποθήκευσης.

Το σύστημα αυτό μειονεκτεί σε σχέση με τα συστήματα αποθήκευσης αισθητής θερμότητας, λόγω του υψηλού κόστους των υλικών αλλαγής φάσης. Επίσης, ένα τέτοιο σύστημα απαιτεί πολύ μεγαλύτερο χώρο για την ανταλλαγή θερμότητας. [15], [23]

3.2.4.3 Συστήματα Αποθήκευσης Θερμοχημικής Ενέργειας

Εκμεταλλεύεται τη θερμική ενέργεια που εκλύεται από τη διαδικασία της αποσύνθεσης και επανασύνθεσης σε αντιστρεπτές χημικές αντιδράσεις. Έχουν δοκιμαστεί με αυτή τη μέθοδο αρκετές καταλυτικές ή μη καταλυτικές αντιδράσεις. Πλεονέκτημα αυτού του συστήματος είναι ότι τα συστατικά που χρησιμοποιούνται μπορούν να μεταφέρονται και να αποθηκεύονται σε θερμοκρασία περιβάλλοντος. Ωστόσο, το πολύ υψηλό κόστος των υλικών αλλά και τα αέρια που παράγονται κατά τη διάρκεια των αντιδράσεων αποτελούν ανασταλτικούς παράγοντες για την περαιτέρω εξέλιξη του συστήματος. [23]

Η επιλογή του κατάλληλου συστήματος αποθήκευσης θερμικής ενέργειας εξαρτάται από τον τρόπο λειτουργίας του σταθμού, και κυρίως από το εργαζόμενο μέσο και τον δέκτη. Τα θέματα ασφαλείας που προκύπτουν είναι πολλά και δημιουργούνται από τις θερμικές και θλιπτικές τάσεις που

αναπτύσσονται στο σύστημα. Ιδιαίτερα, σε περιπτώσεις που η αποθήκευση γίνεται με χρήση εύφλεκτων ελαίων, οι διαρροές είναι ικανές ακόμη και να καταστρέψουν ολόκληρο το σύστημα. Για το λόγο αυτό, η εξέλιξη των τεχνολογιών αποθήκευσης θα πρέπει να έχει στόχο την βελτίωση των συστημάτων ως προς την ασφάλεια. [23]

3.2.5 Σύστημα Εφεδρικής Καύσης

Ο σκοπός του συστήματος εφεδρικής καύσης είναι ο ίδιος με του συστήματος αποθήκευσης, δηλαδή σε περιπτώσεις χαμηλής ή μηδενικής ηλιοφάνειας, με αυτό το σύστημα είναι δυνατή η λειτουργία του σταθμού. Αυτό λειτουργεί και ως δίχτυ ασφαλείας του σταθμού, αφού έτσι δεν σταματά ποτέ η λειτουργία του σταθμού. Η διαφορά με ένα σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας είναι ότι το σύστημα εφεδρικής καύσης είναι η άμεση λύση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αφού δεν απαιτεί φόρτιση όπως το σύστημα αποθήκευσης. Η χρήση του είναι προαιρετική και για τη θέρμανση του ρευστού χρησιμοποιούνται ορυκτά καύσιμα. Οι διατάξεις που διαχωρίζονται αυτά τα συστήματα είναι δύο, σε σειρά ή παράλληλα με το θερμοδυναμικό κύκλωμα.

Στην πιο συνήθη διάταξη, 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 λόγω χαμηλής ηλιακής ακτινοβολίας. Αυτή η διάταξη εφαρμόζεται σε συστήματα άμεσης και έμμεσης ατμοπαραγωγής. Στα συστήματα άμεσης ατμοπαραγωγής ο εφεδρικός καυστήρας θερμαίνει το εργαζόμενο μέσο που προορίζεται για ατμοποίηση. Στα συστήματα έμμεσης ατμοπαραγωγής ο εφεδρικός καυστήρας θερμαίνει το ρευστό μεταφοράς θερμότητας που κατευθύνεται προς τον εναλλάκτη θερμότητας.

Η δεύτερη διάταξη, εφαρμόζεται μόνο σε συστήματα έμμεσης ατμοπαραγωγής. Ο εφεδρικός καυστήρας τοποθετείται στο θερμοδυναμικό κύκλωμα σε σειρά με τον εναλλάκτη θερμότητας. Έτσι, στην περίπτωση που το ρευστό μεταφοράς θερμότητας έχει θερμοκρασία που δεν αρκεί για την παραγωγή ατμού μέσω του εναλλάκτη λόγω χαμηλής ηλιακής ακτινοβολίας, ο εφεδρικός καυστήρας θερμαίνει το εργαζόμενο μέσο και παράγεται ατμός.

Η επιλογή του κατάλληλου συστήματος εφεδρικής καύσης εξαρτάται από τον αρχικό σχεδιασμό του σταθμού. Η επιλογή του καυσίμου εξαρτάται από πολλές παραμέτρους. Αν γίνει χρήση υγρού καυσίμου (π.χ. πετρέλαιο) απαιτούνται δεξαμενές αποθήκευσης, συστήματα άντλησης κ.α.. Η χρήση αερίων καυσίμων απαιτεί σωληνώσεις και συστήματα συμπίεσης, αλλά έχουν λιγότερες εκπομπές αερίων ρύπων. [15], [23]

3.3 ΑΠΟΔΟΣΗ – ΑΠΩΛΕΙΕΣ

3.3.1 Αξιολόγηση

Η αξιολόγηση της απόδοσης της εγκατάστασης υπολογίζεται σύμφωνα με τις ενεργειακές απώλειες και το βαθμό απόδοσης του κάθε υποσυστήματος. Η αξιολόγηση στην ουσία προσδιορίζει το ποσοστό της προσπίπτουσας ηλιακής ενέργειας που τελικώς μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια και προσδίδεται στο δίκτυο. Οι κύριες απώλειες σε ένα σύστημα πύργου ηλιακής ισχύος είναι οι απώλειες του ηλιοστατικού πεδίου και του ηλιακού δέκτη. Απώλειες υπάρχουν και στα υπόλοιπα υποσυστήματα, στις σωληνώσεις, στους εναλλάκτες, στον στρόβιλο και στη γεννήτρια.

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 3.1 Χαρακτηριστικά Απόδοσης Συγκεντρωτικών Ηλιακών Συστημάτων [32]

Η θερμική απόδοση ενός συστήματος πύργου ηλιακής ισχύος, μπορεί να οριστεί συναρτήσει της άμεση ηλιακής ακτινοβολίας ($I_{b,n}$) και της συνολικής επιφάνειας του ηλιοστατικού πεδίου (A_h). Άρα, η συνολική απόδοση συλλογής

ενέργειας θα είναι $n_{col} = \frac{\dot{Q}_{useful}}{I_{b,n} n_h A_h}$, όπου \dot{Q}_{useful} είναι ο ρυθμός προσθήκης

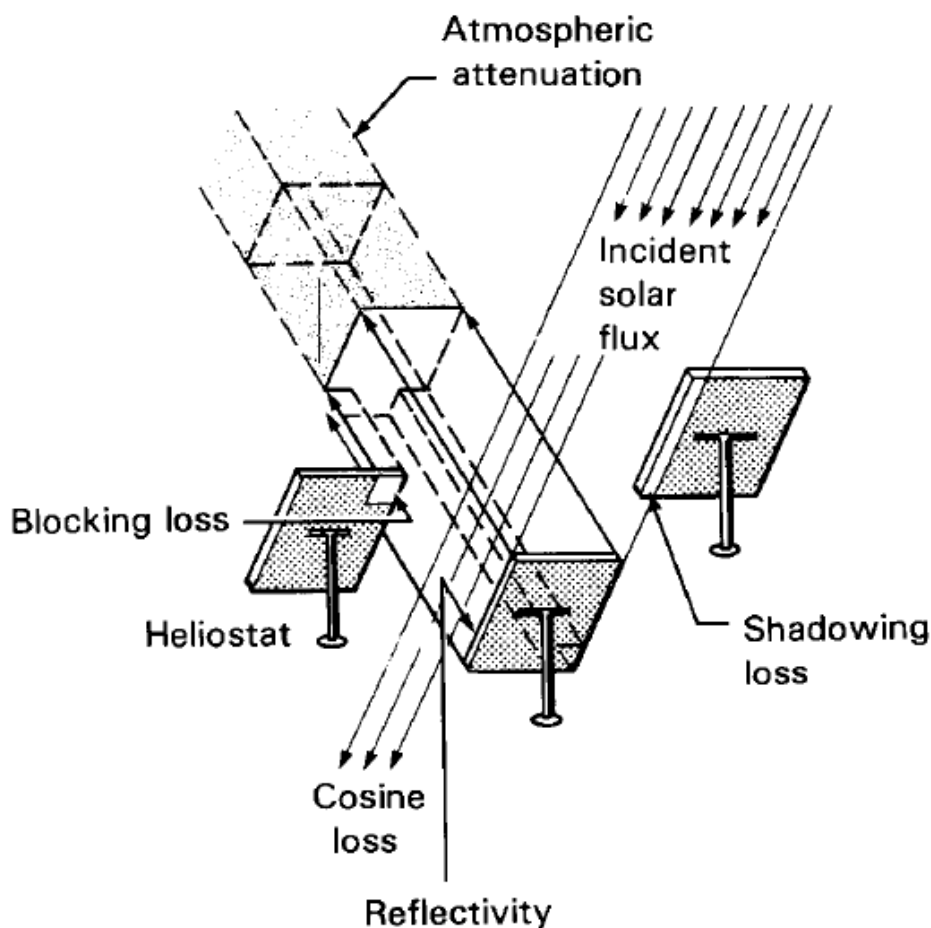
θερμικής ενέργειας στο ρευστό μεταφοράς θερμότητας και n_h είναι ο αριθμός των ηλιοστατών στο πεδίο. [15]

3.3.2 Απώλειες ηλιοστατικού πεδίου

Στο ηλιοστατικό πεδίο γίνεται στην ουσία η εισαγωγή της ενέργειας στο σύστημα. Εκεί παρατηρούνται και οι περισσότερες απώλειες απ' όλη την εγκατάσταση, οι οποίες κατηγοριοποιούνται ως εξής:

- Απώλειες Συνημιτόνου (Cosine losses)
- Απώλειες Ανακλαστικότητας (Reflectivity losses)
- Απώλειες Ατμοσφαιρικής Διαπερατότητας (Atmospheric Attenuation losses)
- Απώλειες Σκίασης και Παρεμπόδισης (Shadowing and Blocking losses)
- Απώλειες Διαρροής (Spillage losses)

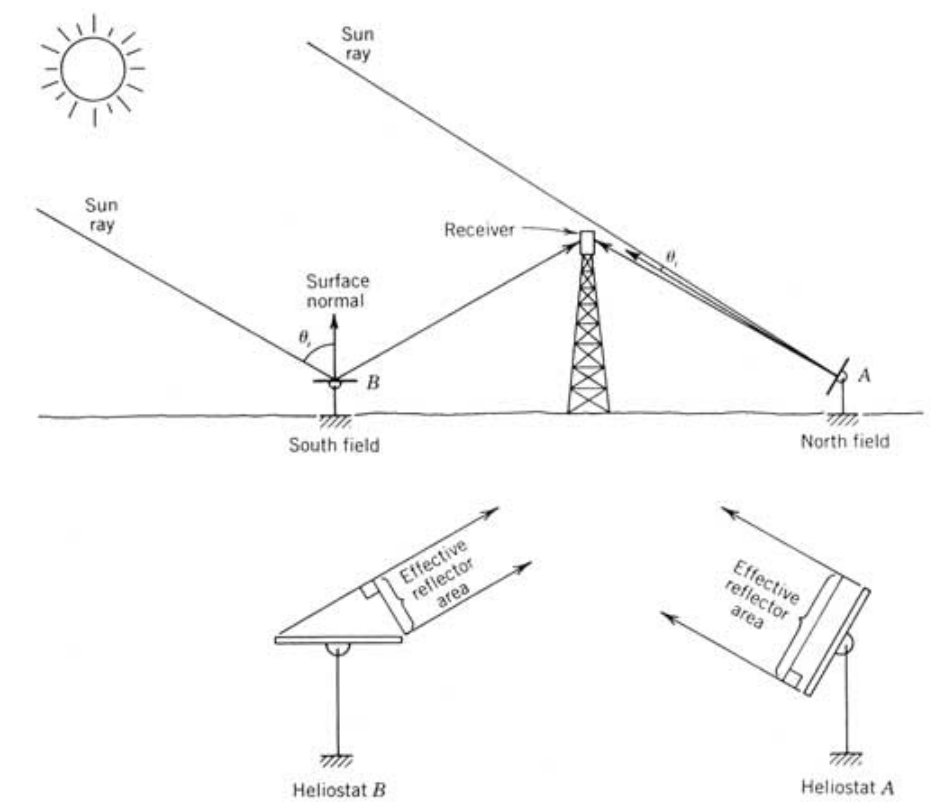
Από τις παραπάνω παραμέτρους εξαρτάται ο βαθμός απόδοσης ενός ηλιοστάτη. Λαμβάνοντας το μέσο όρο των βαθμών απόδοσης των ηλιοστατών, προκύπτει ο ολικός βαθμός απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου, ο οποίος ισούται με το γινόμενο των βαθμών απόδοσης που προκύπτουν από τις παραπάνω παραμέτρους ($n_{field} = n_{cos} \cdot n_{refl} \cdot n_{att} \cdot n_{shadow} \cdot n_{blocking} \cdot n_{spill}$). Επίσης, ο ολικός βαθμός απόδοσης θα μπορούσε να οριστεί ως ο λόγος της θερμικής ισχύος που δέχεται ο ηλιακός δέκτης προς την ισχύ που προσπίπτει μέσω της άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας στην επιφάνεια του ηλιοστατικού πεδίου. [15], [23]



Σχήμα 3.8 Απώλειες Ηλιοστατικού Πεδίου

3.3.2.1 Απώλειες Συνημιτόνου (Cosine Losses)

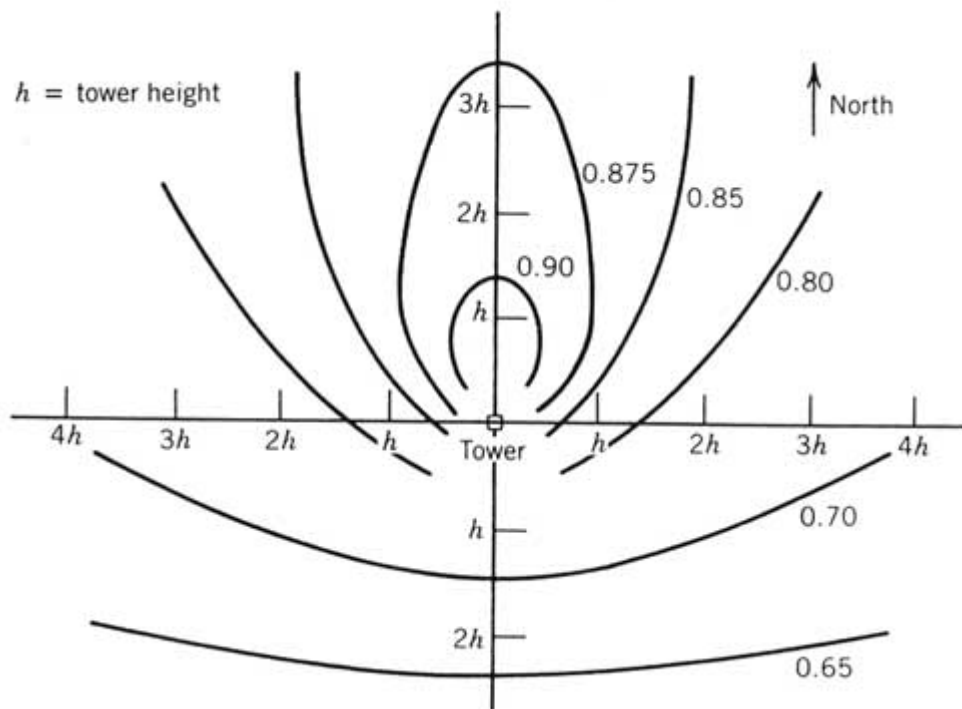
Οι πιο σημαντικές απώλειες στο ηλιοστατικό πεδίο είναι οι απώλειες συνημιτόνου. Το μέγεθος αυτών των απωλειών εξαρτάται από τη θέση του ηλιοστάτη σε σχέση με τη θέση του ήλιου και τη θέση του ηλιακού δέκτη στην κορυφή του πύργου. Ο ηλιοστάτης τοποθετείται ώστε το κάθετο διάνυσμα στην επιφάνεια του να διχοτομεί τη γωνία που σχηματίζεται μεταξύ των προσπιπτουσών ακτίνων και την ευθεία μεταξύ ηλιοστάτη – δέκτη. Έτσι, το ανακλώμενο ίχνος του ηλιοστάτη μειώνεται κατά το συνημίτονο του μισού αυτής της γωνίας. [15]



Σχήμα 3.9 Απώλειες Συνημιτόνου [15]

Από το σχήμα γίνεται αντιληπτό, πως στον ηλιοστάτη A η επιφάνεια ανάκλασης είναι μεγαλύτερη από τον ηλιοστάτη B. Έτσι, είναι προφανές ότι οι

ηλιοστάτες που τοποθετούνται απέναντι από τον ήλιο έχουν μικρότερες απώλειες συνημιτόνου. [15]



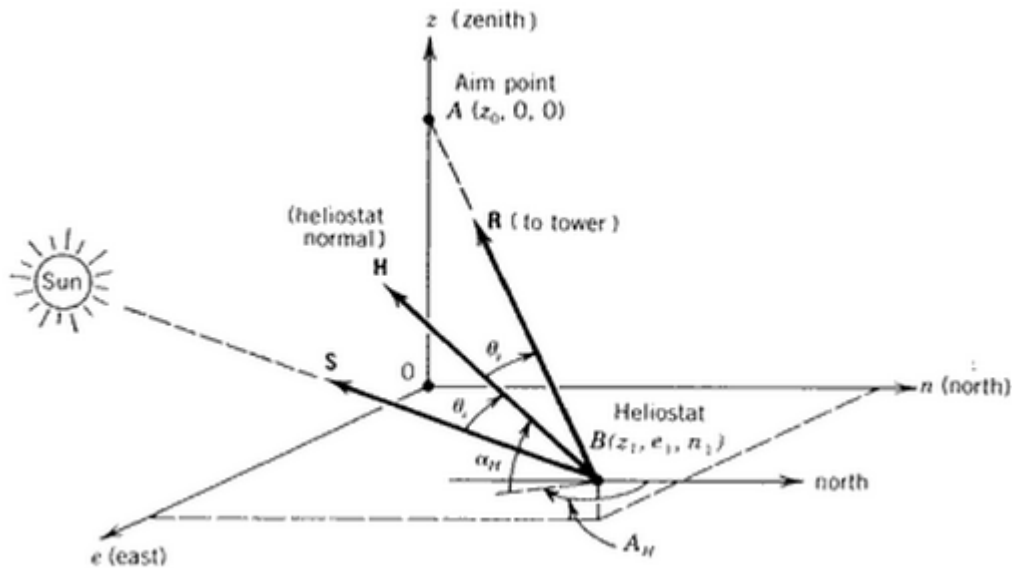
Σχήμα 3.10 Μέση Ετήσια Απόδοση Συνημιτόνου [15]

Η απόδοση του συνημιτόνου για κάθε ηλιοστάτη, ισούται με το συνημίτονο της γωνίας πρόσπτωσης θ σε σχέση με το κέντρο του ηλιοστάτη, και εκφράζεται από τη σχέση $n_{\cos} = \frac{\sqrt{2}}{2} [\sin \alpha \cos \lambda - \cos(\theta_H - A) \cos \alpha \sin \lambda + 1]^{\frac{1}{2}}$, 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, θ_H η αζιμουθιακή γωνία του ηλιοστάτη σε σχέση με τη βάση του πύργου. Βρίσκοντας αυτήν την απόδοση για ένα ολόκληρο έτος, μπορούμε να βρούμε τη μέση τιμή που μας δίνει την ετήσια απόδοση συνημιτόνου του ηλιοστάτη. [56]

Εφόσον γνωρίζουμε τις συντεταγμένες σε επίπεδο τριών διαστάσεων, ο υπολογισμός των απωλειών συνημιτόνου εκφράζεται και από τη σχέση

$$\cos 2\theta_i = \frac{(z_0 - z_1) \sin a - e_1 \cos a \sin A - n_1 \cos a \cos A}{\left[(z_0 - z_1)^2 + e_1^2 + n_1^2 \right]^{1/2}}, \text{ όπου } a \text{ είναι το ύψος του}$$

ήλιου και A η αζιμουθιακή γωνία, και τα z , n και e οι συντεταγμένες του πύργου και του ηλιοστάτη όπως φαίνονται στο σχήμα 3.11. [15]



Σχήμα 3.11 Συντεταγμένες που ορίζουν την ανάκλαση των ακτινών του Ήλιου από έναν Ηλιοστάτη σε ένα Σημείο Στόχευσης [15]

3.3.2.2 Απώλειες Ανακλαστικότητας (Reflectivity Losses)

Εξαρτώνται από την ικανότητα των ηλιοστατών να ανακλούν αποδοτικά την ηλιακή ακτινοβολία. Αυτές οι απώλειες είναι ίσες για όλους του ηλιοστάτες του πεδίου, αφού εξαρτώνται από την ποιότητα της ανακλαστικής επιφάνειας. Μέχρι σήμερα, οι κατασκευαστές έχουν επιτύχει στις ανακλαστικές επιφάνειες λόγους ανάκλασης έως και 94%. Ο λόγος ανάκλασης δεν διατηρείται σταθερός για όλη τη διάρκεια του έργου, αφού μειώνεται λόγω γήρανσης.

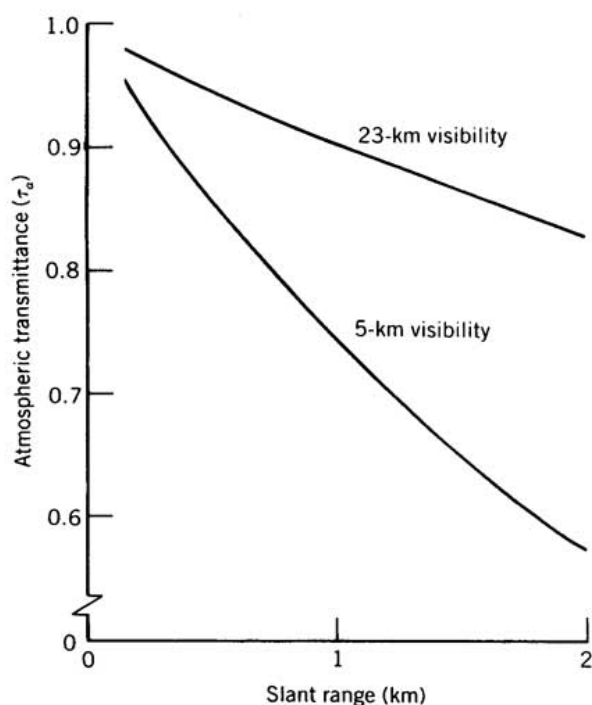
Επίσης, οι απώλειες ανακλαστικότητας εξαρτώνται και από το βαθμό καθαρότητας των κατόπτρων. Η καθαρότητα εξαρτάται κυρίως από την τοποθεσία που βρίσκεται το ηλιοστατικό πεδίο. Σε περιοχές με πολλές βροχοπτώσεις ή ανέμους σε συνδυασμό με έδαφος αποτελούμενο από χώμα, ο βαθμός καθαρότητας θα μειωνόταν με ταχύ ρυθμό ανά τα χρόνια. Έτσι, 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. [23]

3.3.2.3 Απώλειες Ατμοσφαιρικής Διαπερατότητας (Atmospheric Attenuation)

Ένα μέρος της ακτινοβολίας που ανακλάται από τους ηλιοστάτες δεν φτάνει ποτέ στον ηλιακό δέκτη, καθώς διαθλάται και απορροφάται από την ατμόσφαιρα μετά την ανάκλαση. Αυτές οι απώλειες εξαρτώνται κυρίως από την απόσταση ηλιοστάτη – πύργου. Επίσης, αυτές οι απώλειες επηρεάζονται και από τα καιρικά φαινόμενα, και πιο συγκεκριμένα από την υγρασία. Ομιχλώδης ή υγρή ατμόσφαιρα έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση των απωλειών ατμοσφαιρικής διαπερατότητας. [15], [23], [56]

Η ατμοσφαιρική διαπερατότητα προσεγγίστηκε από τους Vittitoe και Biggs (1978). Έτσι, για μία καθαρή ημέρα (ορατότητα 23km) η ατμοσφαιρική διαπερατότητα είναι $n_{att} = 0.99326 - 0.1046S + 0.017S^2 - 0.002845S^3$, ενώ για μία ομιχλώδη ημέρα (ορατότητα 5km) είναι $n_{att} = 0.98707 - 0.2748S + 0.03394S^2$, που S η απόσταση του ηλιοστάτη από τον ηλιακό δέκτη. Παρά το γεγονός ότι η συγκεκριμένη προσέγγιση έγινε για συγκεκριμένο υψόμετρο, η ατμοσφαιρική διαπερατότητα εξαρτάται κυρίως από την ορατότητα και πολύ λιγότερο από το υψόμετρο του πεδίου. [15]



Σχήμα 3.11 Ατμοσφαιρική Διαπερατότητα για Καθαρή και Ομιχλώδη Ατμόσφαιρα [15]

3.3.2.4 Απώλειες Σκίασης και Παρεμπόδισης (Shadowing and Blocking Losses)

Σκίαση είναι το φαινόμενο κατά το οποίο η σκιά ενός ηλιοστάτη καλύπτει την ανακλαστική επιφάνεια ενός δεύτερου ηλιοστάτη με αποτέλεσμα να εμποδίζεται η ανάκλαση της προσπίπτουσας ακτινοβολίας από αυτόν. Αντίστοιχα, παρεμπόδιση είναι το φαινόμενο κατά το οποίο ένας ηλιοστάτης εμποδίζει την ανακλώμενη ακτινοβολία από έναν δεύτερο ηλιοστάτη, με αποτέλεσμα να μην φτάνει στον ηλιακό δέκτη. Επίσης, σε αυτές τις απώλειες συμπεριλαμβάνεται και η σκίαση του πύργου προς τους ηλιοστάτες, στις ώρες που ο ήλιος βρίσκεται όπισθεν του πύργου.

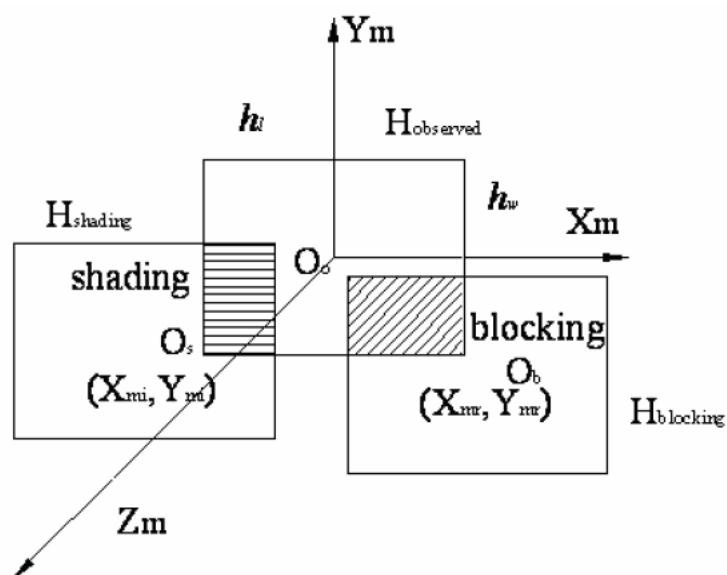
Στις ώρες που το ηλιακό ύψος είναι χαμηλό, οι ηλιοστάτες βρίσκονται σε σχεδόν κατακόρυφη θέση, με αποτέλεσμα τέτοια φαινόμενα να είναι σχεδόν αναπόφευκτα. Κατά τη μελέτη της εγκατάστασης, πρέπει να

λαμβάνονται υπόψη αυτές οι απώλειες για το βέλτιστο σχεδιασμό του ηλιοστατικού πεδίου.

Το συμπέρασμα που έχει προκύψει από τις μελέτες, είναι ότι οι απώλειες σκίασης και παρεμπόδισης εξαρτώνται από πολυάριθμους παράγοντες, οι οποίοι είναι:

- Απόσταση γειτονικών ηλιοστατών
- Κλίση του εδάφους
- Ύψος του πύργου
- Μήκος σειράς ηλιοστατών
- Σχήμα ηλιοστατών
- Θέση του ήλιου
- Γεωγραφικό πλάτος

Όλες αυτές οι παράμετροι, συντελούν στις απώλειες σκίασης και παρεμπόδισης. Έτσι, αντιλαμβανόμαστε πως η μελέτη για την μείωση αυτών των απωλειών είναι εξαιρετικά πολύπλοκη διαδικασία, αφού αποτελείται από πολλούς παράγοντες οι οποίοι αλληλεπιδρούν μεταξύ τους. [15], [23], [33]



Σχήμα 3.12 Σκίαση και Παρεμπόδιση [33]

Η ελαχιστοποίηση αυτών των απωλειών, εξαρτάται από το σχεδιασμό του ηλιοστατικού πεδίου. Λαμβάνοντας υπόψη τις παραμέτρους που συντελούν στο φαινόμενο, επιλέγεται η διάταξη του ηλιοστατικού πεδίου. Μετά από μελέτες πολλών ετών, οι βέλτιστες διατάξεις ηλιοστατικού πεδίου προκύπτουν έπειτα από χρήση προγραμμάτων που εκτελούν εκτεταμένες αναλύσεις σε υπολογιστή. Αυτά τα προγράμματα μελετούν ενδεικτικά ηλιοστάτες σε ένα πεδίο και ελέγχουν τις απώλειες σκίασης και παρεμπόδισης. [15]

3.3.2.5 Απώλειες Διαρροής (Spillage Losses)

Οι απώλειες διαρροής εξαρτώνται από δύο μέρη του συστήματος, τους ηλιοστάτες και τον ηλιακό δέκτη. Η ανακλώμενες ακτίνες από τους ηλιοστάτες δεν φτάνουν στον δέκτη λόγω αστοχίας. Αυτό το φαινόμενο συναντάται συχνότερα σε συστήματα με σωληνοειδή δέκτη κοιλότητας, λόγω του μικρού ανοίγματος.

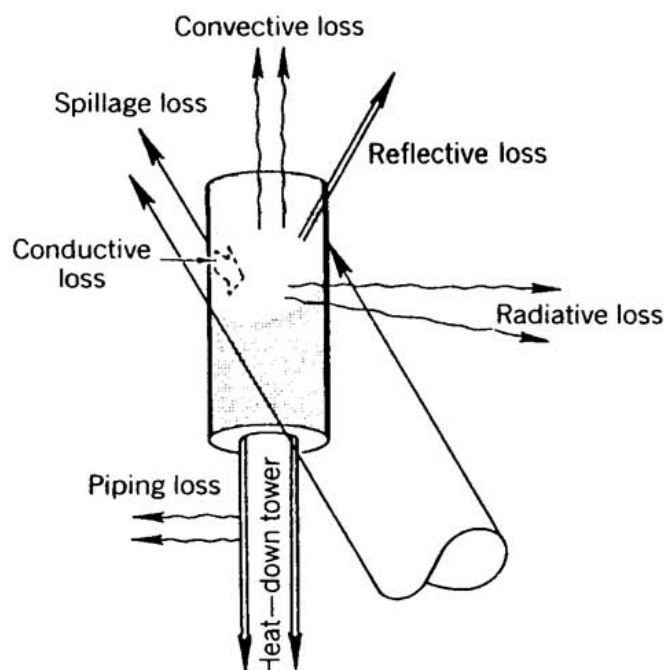
Υπεύθυνη για τις απώλειες διαρροής, είναι η γωνία εκτροπής της ανακλαστικής επιφάνειας του ηλιοστάτη, η οποία εξαρτάται από την τραχύτητα και την κυρτότητα της επιφάνειας. Επίσης, η γωνία εκτροπής επηρεάζεται και από τη θέση του ηλιοστάτη, η οποία καθορίζεται από το σύστημα ελέγχου και εκτελείται από τον μηχανισμό κίνησης. Η οποιαδήποτε μικρή απόκλιση στο σύστημα εντοπισμού ή στον μηχανισμό κίνησης, έχει ως αποτέλεσμα την λανθασμένη τοποθέτηση της επιφάνειας του ηλιοστάτη και εν τέλει την αποκλίνουσα γωνία εκτροπής με συνέπεια τις απώλειες διαρροής.

Επίσης, οι απώλειες διαρροής αυξάνονται εφόσον το άνοιγμα του ηλιακού δέκτη είναι μικρό, και μειώνονται με χρήση μεγαλύτερου ανοίγματος ή με χρήση παράθυρου. Ωστόσο, όσο μεγαλύτερο είναι το άνοιγμα τόσο αυξάνονται οι θερμικές απώλειες. Έτσι, η επιλογή του μεγέθους του ανοίγματος σε έναν δέκτη κοιλότητας είναι μια διαδικασία που απαιτεί βελτιστοποίηση. [15], [23], [33]

3.3.3 Απώλειες Ηλιακού Δέκτη

Μετά την εισαγωγή της ενέργειας στο σύστημα από το ηλιοστατικό πεδίο, ακολουθεί η λήψη της θερμικής ενέργειας από τον ηλιακό δέκτη. Εκεί, συναντώνται διάφορες θερμικές απώλειες. Αυτές οι απώλειες είναι:

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



Σχήμα 3.11 Απώλειες Ηλιακού Δέκτη [15]

Ο ολικός βαθμός απόδοσης του ηλιακού δέκτη μπορεί να οριστεί ως το γινόμενο των συντελεστών που προκύπτουν από τις παραπάνω παραμέτρους

$n_{receiver} = n_{conv} \cdot n_{radiation} \cdot n_{absorp} \cdot n_{conduct}$. Επίσης, ως βαθμός απόδοσης του ηλιακού δέκτη θα μπορούσε να οριστεί ο λόγος 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. [15], [23]

3.3.3.1 Απώλειες Συναγωγής (Convection Losses)

Οι σημαντικότερες απώλειες ενός ηλιακού δέκτη είναι οι απώλειες συναγωγής. Η θερμική ενέργεια που απάγεται από τον ψυχρότερο αέρα που κυκλοφορεί επαφτομενικά της επιφάνειας του δέκτη, είναι απώλεια συναγωγής. Αυτές οι απώλειες προκύπτουν είτε από τη διαφορά θερμοκρασίας είτε από την κίνηση του αέρα. Το μέγεθος των απωλειών συναγωγής εξαρτάται από πολλές παραμέτρους, οι οποίες είναι:

- Είδος ηλιακού δέκτη
- Μέγεθος επιφάνειας δέκτη
- Γωνία κλίσης του δέκτη
- Θερμοκρασία που αναπτύσσεται στο δέκτη
- Θερμοκρασία περιβάλλοντος
- Ιδιότητες ανέμων

Πιο συγκεκριμένα, σε δέκτες κοιλότητας είναι πολύ σημαντικό το μέγεθος του ανοίγματος, όπως επίσης και η αύξηση στην ταχύτητα των ανέμων συνεπάγεται και αύξηση των απωλειών συναγωγής. Επίσης, η αύξηση της γωνίας κλίσης του δέκτη συνεπάγεται αύξηση των απωλειών συναγωγής λόγω της μεγαλύτερης ποσότητας αέρα που επιτρέπει να εισέρχεται στο εσωτερικό του δέκτη. [15], [23]

Η μέθοδος υπολογισμού των απωλειών συναγωγής, διαφέρει ανάλογα με τον ηλιακό δέκτη. Πολλοί ερευνητές έχουν ασχοληθεί με το συγκεκριμένο θέμα, με την πιο διαδεδομένη μέθοδο υπολογισμού να είναι αυτή του Siebers (1984). Σύμφωνα λοιπόν με αυτή τη μελέτη, οι απώλειες συναγωγής είναι $\dot{Q}_{conv} = hA(T_w - T_a)$, όπου A η επιφάνεια του δέκτη, T_w η μέση θερμοκρασία των τοιχωμάτων του δέκτη, T_a η θερμοκρασία περιβάλλοντος (υπολογίζεται στους 25°C) και h είναι ο συνδυασμένος συντελεστής ελεύθερης και εξαναγκασμένης συναγωγής. [57]

Ο συντελεστής h υπολογίζεται από τη σχέση $h = (h_{fc}^a + h_{nc}^a)^{1/a}$, όπου h_{fc} είναι ο συντελεστής εξαναγκασμένης συναγωγής, h_{nc} ο συντελεστής ελεύθερης συναγωγής και a είναι ένας εμπειρικός δείκτης ανάλογος του είδους του ηλιακού δέκτη (για δέκτη κοιλότητας προτείνεται $a=1$, ενώ για εξωτερικό κυλινδρικό δέκτη $a=3.2$). Ο συντελεστής ελεύθερης συναγωγής είναι $h_{nc} = 0.81(T_w - T_a)^{0.426}$, ενώ ο συντελεστής εξαναγκασμένης συναγωγής εξαρτάται κι από άλλες παραμέτρους. [57]

Σύμφωνα με τη μελέτη του Kistler (1986), για εξωτερικό κυλινδρικό δέκτη ο συντελεστής εξαναγκασμένης συναγωγής υπολογίζεται ανάλογα με τη διάμετρο του δέκτη. Για διάμετρο $D \leq 4m$ ισχύει

$$h_{fc} = \left(\frac{1}{D}\right) \cdot \left[0.3 + 0.488 \cdot Re^{0.5} \cdot \left(1 + \left(\frac{Re}{282}\right)^{0.625}\right)^{0.8}\right] \cdot 0.04199, \quad \text{όπου ο αριθμός}$$

Reynolds είναι $Re = (1.751 \cdot 10^5) D$. Για διάμετρο $4m \leq D \leq 125m$ ισχύει $h_{fc} = 14$ ενώ για $D > 125m$ ισχύει $h_{fc} = 33.75 \cdot D^{-0.19}$. [19]

Για ηλιακό δέκτη κοιλότητας, ο Kistler προτείνει ένα μοντέλο απευθείας υπολογισμού των απωλειών, στο οποίο οι απώλειες συναγωγής υπολογίζονται από τη σχέση $Q_{conv} = Q_{forced} + Q_{nat}$, όπου $Q_{forced} = 7631 \frac{A}{W_{ap}^{0.2}}$ οι απώλειες εξαναγκασμένης συναγωγής και $Q_{nat} = 5077 A_{cav}$ οι απώλειες ελεύθερης συναγωγής, όπου A το εμβαδόν του ανοίγματος του δέκτη, W_{ap} το πλάτος του ανοίγματος και A_{cav} το εμβαδόν της συνολικής επιφάνειας στο εσωτερικό της κοιλότητας. [19]

3.3.3.2 Απώλειες Ακτινοβολίας (Radiation Losses)

Η θερμική ενέργεια που διαφεύγει μέσω εκπομπής υπέρυθρου και ορατού φωτός λόγω των υψηλών θερμοκρασιών που αναπτύσσονται στον ηλιακό δέκτη, είναι οι απώλειες ακτινοβολίας. Οι παράγοντες που επηρεάζουν αυτές τις απώλειες είναι οι ίδιοι με των απωλειών συναγωγής. Κυρίως όμως οι απώλειες ακτινοβολίας εξαρτώνται από το μέγεθος του δέκτη και τη θερμοκρασία λειτουργίας του. [23]

Οι απώλειες ακτινοβολίας υπολογίζονται από τη σχέση $\dot{Q}_{rad} = \sigma \varepsilon A_a (T_w^4 - T_a^4)$, όπου $\sigma = 5.67 \cdot 10^{-8} W/(m^2 K^4)$, ε ο συντελεστής εκπομπής, A_a το εμβαδόν του ανοίγματος του δέκτη, T_w η μέση θερμοκρασία των τοιχωμάτων του δέκτη και T_a η θερμοκρασία περιβάλλοντος. [57]

Ο συντελεστής εκπομπής προκύπτει από τη σχέση $\varepsilon = \frac{\varepsilon_w}{\varepsilon_w + (1 - \varepsilon_w) F_r}$, όπου ε_w η εκπομπή ακτινοβολίας από τα τοιχώματα του δέκτη και F_r ο συντελεστής προβολής, ο οποίος είναι ο λόγος του εμβαδού του ανοίγματος του δέκτη προς το εμβαδόν της επιφάνειας του δέκτη. [58]

3.3.3.3 Απώλειες Απορρόφησης (Absorption Losses)

Ένα ποσοστό της ηλιακής ακτινοβολίας που εισέρχεται στο δέκτη, αντί να απορροφάται από την επιφάνεια απορρόφησης θερμότητας, ανακλάται και διαφεύγει. Για την αποφυγή αυτού του φαινομένου η επιφάνεια απορρόφησης του δέκτη επικαλύπτεται με μαύρη βαφή υψηλής απορροφητικότητας. Οι απώλειες απορρόφησης εξαρτώνται λοιπόν κυρίως από την επιφάνεια του δέκτη, δηλαδή από το είδος της επικάλυψης. Με το πέρασμα των χρόνων παρατηρείται γήρανση της βαφής η οποία αυξάνει τις 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 του συντελεστή απορρόφησης για δέκτη κοιλότητας είναι της τάξεως του 0.98. [15], [23]

3.3.3.4 Απώλειες Αγωγής (Conduction Losses)

Η θερμότητα που διαφεύγει μέσω των μονωμένων επιφανειών και της διάταξης που στηρίζει το δέκτη πάνω στον πύργο, αποτελεί τις απώλειες αγωγής. Εξαρτώνται από τη μόνωση όλων των επιφανειών και την επαφή που έχει ο δέκτης με τον πύργο. Έτσι, το φαινόμενο αντιμετωπίζεται με την καλή μόνωση των επιφανειών και ελαχιστοποιώντας τα σημεία επαφής του δέκτη με τον πύργο. Επίσης, για την στήριξη του δέκτη πρέπει να χρησιμοποιούνται υλικά χαμηλής θερμικής αγωγιμότητας. Έτσι, με τον κατάλληλο σχεδιασμό του δέκτη οι απώλειες αγωγής πέφτουν κάτω από 1% (συχνά κρίνονται αμελητέες). [15], [23]

Οι απώλειες αγωγής υπολογίζονται ανάλογα με τη διαφορά θερμοκρασίας και τη θερμική αγωγιμότητα που εξαρτάται από τα υλικά και τη γεωμετρία. Η σχέση που δίνει τις απώλειες αγωγής είναι $\dot{Q}_{conduct} = \frac{(T_{rec} - T_{env})}{R_{th}}$, όπου T_{rec} η θερμοκρασία του ηλιακού δέκτη, T_{env} η θερμοκρασία περιβάλλοντος και R_{th} η θερμική αντίσταση. Για μονοδιάστατη απώλεια θερμότητας διαμέσου ενός απλού ομογενούς στρώματος πάχους L και θερμικής αγωγιμότητας k , η σχέση διαμορφώνεται $\dot{Q}_{cond} = kA \frac{(T_{rec} - T_{env})}{L}$, όπου A η επιφάνεια απορρόφησης. [59]

3.3.4 Απώλειες Σωληνώσεων

Το ρευστό μεταφοράς θερμότητας λαμβάνοντας θερμότητα από τον ηλιακό δέκτη, έπειτα διαρρέει τις σωληνώσεις του συστήματος παραγωγής ενέργειας. Προφανώς στις σωληνώσεις υπάρχουν απώλειες, οι οποίες εξαρτώνται από τη διάταξη των σωληνώσεων και από το είδος του ρευστού. Οι απώλειες αυτές μπορεί να είναι γραμμικές σε όλο το μήκος των σωληνώσεων ή σημειακές στα σημεία που υπάρχουν βαλβίδες ή άλλα εξαρτήματα. Επίσης, ενδεχόμενες διαρροές στο σύστημα σωληνώσεων έχουν ως αποτέλεσμα θερμικές απώλειες, οι οποίες θα πρέπει να προλαμβάνονται με χρήση συστήματος ασφαλείας και να επιδιορθώνονται άμεσα. Η μελέτη των σωληνώσεων γίνεται με βάση το ρευστό μεταφοράς, και ανάλογα με το ρευστό ποικίλουν οι απώλειες, συνεπώς και η αντιμετώπιση τους. [34]

3.3.5 Απόδοση Συστήματος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Το ρευστό μεταφοράς αφού απορροφήσει θερμότητα από τον ηλιακό δέκτη, ατμοποιείται στις σωληνώσεις του δέκτη ή στον ατμοποιητή μέσω του εναλλάκτη. Κατά τη διάρκεια του κύκλου η θερμική ενέργεια που έλαβε το ρευστό μετατρέπεται σε μηχανική ενέργεια μέσω της περιστροφής του στροβίλου. Στη συνέχεια, η περιστροφική κίνηση του στροβίλου μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω της γεννήτριας.

Ο βαθμός απόδοσης του μπλοκ ισχύος ορίζεται ως ο λόγος της ηλεκτρικής ισχύος που παράγεται από τη γεννήτρια προς τη θερμική ισχύ του ρευστού μεταφοράς θερμότητας που διαρρέει τις σωληνώσεις του ηλιακού δέκτη. Αυτός ο βαθμός απόδοσης μας δείχνει το ποσοστό της εισερχόμενης θερμικής ισχύος που τελικά μετατρέπεται σε ηλεκτρική ισχύ.

Η βελτιστοποίηση του βαθμού απόδοσης του μπλοκ ισχύος επιτυγχάνεται στο σχεδιασμό του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Εξαρτάται δηλαδή και από τη διάταξη των σωληνώσεων και των λοιπών εξαρτημάτων που αποτελούν το σύστημα. [23]

Υπολογίζεται αν γνωρίζουμε τα χαρακτηριστικά του ρευστού στον ηλιακό δέκτη και στο στρόβιλο, δηλαδή την απόδοση του θερμοδυναμικού κύκλου. Ο βαθμός απόδοσης του θερμοδυναμικού κύκλου μπορεί να υπολογιστεί από τη σχέση $n_{cycle} = \frac{(\dot{m}_{turb} \cdot \Delta h_{turb}) - P_{pumps}}{\dot{m}_{rec} \cdot \Delta h_{rec}} = \frac{\dot{m}_{turb} (h_{turb,in} - h_{turb,out}) - P_{pumps}}{\dot{m} (h_{rec,out} - h_{rec,in})}$, όπου \dot{m}_{turb} η παροχή ατμού στο στρόβιλο, \dot{m}_{rec} η παροχή του ρευστού μεταφοράς θερμότητας στον ηλιακό δέκτη, Δh_{turb} η ενθαλπική πτώση του ατμού κατά την εκτόνωση στο στρόβιλο, Δh_{rec} η ενθαλπική αύξηση στις σωληνώσεις του δέκτη και P_{pumps} η ισχύς που καταναλώνουν οι αντλίες στο μπλοκ ισχύος.

Επίσης, οι απώλειες που προκύπτουν από την ανταλλαγή θερμότητας από και προς το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, συμπεριλαμβάνονται στο βαθμό απόδοσης του μπλοκ ισχύος.

Έτσι, ο βαθμός απόδοσης του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προκύπτει από το γινόμενο των βαθμών απόδοσης του θερμοδυναμικού κύκλου, της αποθηκευτικής μονάδας και της γεννήτριας, δηλαδή $n_{block} = n_{cycle} \cdot n_{gen} \cdot n_{storage}$. [23]

3.3.6 Απώλειες Ιδιοκατανάλωσης

Πολλά μέρη του συστήματος χρησιμοποιούν ηλεκτρική ισχύ για τη λειτουργία τους, την οποία λαμβάνουν από την ηλεκτρική ενέργεια που παράγει η γεννήτρια.

Τα πιο απαιτητικά συστήματα είναι αυτά που καλούνται να θερμαίνουν το ρευστό, συνήθως σε συστήματα που χρησιμοποιούν ως ρευστό μεταφοράς

τετηγμένα άλατα ή νιτρικό άλας για τα οποία υπάρχει κίνδυνος στερεοποίησης.

Οι αντλίες που χρησιμοποιεί το σύστημα επίσης καταναλώνουν σημαντικό ποσό ενέργειας. Στο σύστημα παραγωγής ενέργειας λειτουργούν δύο αντλίες, η αντλία συμπύκνωσης και η αντλία τροφοδοσίας. Η απαιτούμενη ισχύς εξαρτάται από το είδος του ρευστού αλλά και από την απαιτούμενη πίεση λειτουργίας του συστήματος.

Το σύστημα ψύξης του συμπυκνωτή, είτε αερόψυκτο είτε υδρόψυκτο, επίσης καταναλώνει ηλεκτρική ισχύ. Ένα αερόψυκτο σύστημα ψύξης χρησιμοποιεί ανεμιστήρα ενώ ένα υδρόψυκτο σύστημα κάνει χρήση αντλίας νερού. [23]

4. ΙΣΤΟΡΙΚΗ ΑΝΑΔΡΟΜΗ – ΥΠΑΡΧΟΥΣΕΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ

ΠΥΡΓΟΥ ΗΛΙΑΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Η τεχνολογία των πύργων ηλιακής ισχύος έχει εξελιχθεί με ταχείς ρυθμούς τις τελευταίες τρεις δεκαετίες. Αρχικά, κατασκευάστηκαν τέτοιου είδους σταθμοί μικρής κλίμακας για πειραματικούς σκοπούς και σε σύντομο χρονικό διάστημα ξεκίνησαν να δημιουργούνται σταθμοί μεγαλύτερης κλίμακας για να φτάσουμε στη σημερινή εποχή που κατασκευάζονται εμπορικοί σταθμοί μεγάλης κλίμακας σε πολλές χώρες του κόσμου.

4.1 ΠΕΙΡΑΜΑΤΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΜΙΚΡΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Η αρχή έγινε στην Ευρώπη, όπου το 1976 αποφασίστηκε από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή να πραγματοποιηθεί μια αρχική μελέτη σκοπιμότητας ενός ηλιοθερμικού σταθμού πύργου ηλιακής ισχύος. Το αποτέλεσμα αυτής της μελέτης ήταν ο προσδιορισμός των τεχνικών προδιαγραφών, η απόκτηση εμπειρίας στο σχεδιασμό και τη λειτουργία και επίλυση των προβλημάτων βιωσιμότητας των ηλιοθερμικών σταθμών. Μετά το 1977, πραγματοποιήθηκε ο λεπτομερής σχεδιασμός και η κατασκευή του σταθμού στο Adrano της Σικελίας στην Ιταλία. Το έργο ονομάστηκε EURELIOS και ξεκίνησε η λειτουργία του τα Χριστούγεννα του 1980.

Το ηλιοστατικό πεδίο του EURELIOS καταλάμβανε 6202m² γης βόρεια του πύργου και χρησιμοποιούσε 182 ηλιοστάτες. Ο δέκτης κοιλότητας που χρησιμοποιήθηκε, ήταν τοποθετημένος σε ύψος 55m στον ατσάλινο πύργο με 110° κλίση. Η εγκατάσταση χρησιμοποιούσε ως εργαζόμενο μέσο νερό – ατμό. Το νερό εισερχόταν στο δέκτη σε θερμοκρασία 36°C, ενώ στην έξοδο του δέκτη, η θερμοκρασία του ατμού ήταν 512°C με πίεση 64 atm. Επίσης,

υπήρχε σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας δύο δεξαμενών με χρήση τετηγμένων αλάτων, με χρόνο αποφόρτισης τα 30 λεπτά. Το EURELIOS σταμάτησε τη λειτουργία του στα τέλη του 1983, έχοντας προσφέρει μια πλήρη εικόνα για τη λειτουργία των πύργων ηλιακής ισχύος. [35]

Αντίστοιχη τεχνολογία χρησιμοποιήθηκε και σε άλλους πειραματικούς σταθμούς. Στην Ιαπωνία λειτούργησε την περίοδο 1981 – 1984 ο πειραματικός ηλιοθερμικός σταθμός Sunshine ισχύος 1MW_{el} , ο οποίος χρησιμοποιούσε επίσης νερό – ατμό και σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας δύο δεξαμενών με χρήση τετηγμένων αλάτων. [36]

Στην Ισπανία την περίοδο 1981 – 1985 κατασκευάστηκε ο πειραματικός σταθμός IEA – SSPS – CRS, με εργαζόμενο μέσο το υγρό νάτριο και ισχύ $0,5\text{MW}$. Επίσης, χρησιμοποιήθηκε σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας με μέσο αποθήκευσης υγρό νάτριο. Ο αρχικός σκοπός της εγκατάστασης ήταν η πειραματική μελέτη της συνεχόμενης λειτουργίας ενός ηλιοθερμικού σταθμού. Λειτούργησε με αυτό το σκοπό έως το 1985. Το 1986 ανακατασκευάστηκε, κι έτσι ως και σήμερα, η εγκατάσταση χρησιμοποιείται κυρίως για δοκιμές μικρών ηλιακών δεκτών, της τάξης των $200 - 350\text{ kW}_{th}$. [37], [38]



Εικόνα 4.1 IEA – SSPS – CRS (Almeria, Ισπανία) [38]

Αντίστοιχα, από το 1983 λειτούργησε ο σταθμός CESA – 1, γειτονικά του IEA – SSPS – CRS, με στόχο τη μελέτη για την εξέλιξη αυτής της τεχνολογίας. Το σύστημα λειτουργούσε με εργαζόμενο μέσο νερό – ατμό και μέσο αποθήκευσης θερμικής ενέργειας τετηγμένα άλατα. Η ισχύς του σταθμού ήταν $1,2\text{MW}_{\text{el}}$. Η λειτουργία του σταμάτησε το 1985, αλλά χρησιμοποιείται ακόμη και σήμερα για δοκιμές όλων των υποσυστημάτων ενός ηλιοθερμικού σταθμού, αλλά και για άλλες πειραματικές μελέτες που απαιτούν μεγάλες συγκεντρώσεις φωτονίων σε μεγάλες επιφάνειες. [38], [39]

Ο ηλιοθερμικός σταθμός THEMIS βρίσκεται στη νότια Γαλλία και ξεκίνησε τη λειτουργία του το 1983. Το ηλιοστατικό πεδίο αποτελούνταν από 201 ηλιοστάτες και ανακλούσαν την άμεση ηλιακή ακτινοβολία σε έναν δέκτη κοιλότητας που βρισκόταν στην κορυφή του πύργου, ύψους 100m. Το εργαζόμενο μέσο του κυκλώματος ήταν τετηγμένα άλατα και η ισχύς του ήταν 2MW_{el} . Ο σταθμός σταμάτησε τη λειτουργία του το 1986 και από το 2006 ξεκίνησε η ανακατασκευή του και σήμερα είναι ερευνητικό κέντρο για την ηλιακή ενέργεια, ενώ παράλληλα λειτουργεί με ισχύ 1MW. [38], [40]



Εικόνα 4.2 THEMIS Solar Project (Γαλλία) [40]

Στους περισσότερους πειραματικούς ηλιοθερμικούς σταθμούς πύργου ηλιακής ισχύος που κατασκευάζονται την τελευταία δεκαετία, φαίνεται ότι η έρευνα εστιάζεται κυρίως στην τεχνολογία αποθήκευσης θερμικής ενέργειας, με χρήση διαφόρων μέσων.

Ένας πειραματικός ηλιοθερμικός σταθμός που παρουσίασε ενδιαφέρον στον τομέα της αποθήκευσης θερμικής ενέργειας, ήταν ο σταθμός Julich στη Γερμανία ο οποίος λειτούργησε από το 2008 μέχρι το 2011. Αποτελούνταν από 2153 ηλιοστάτες με πύργο ύψους 60m και ισχύ $1,5\text{MW}_{el}$. Εργαζόμενο μέσο της μονάδας ήταν ο ατμοσφαιρικός αέρας, ο οποίος μετά τη θέρμανση του στους 700°C εισερχόταν στο σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας το οποίο ήταν μία ασάλινη δεξαμενή που περιείχε κεραμικά στερεά. Αυτό το σύστημα ήταν ικανό να συνεχίσει τη λειτουργία του σταθμού για 1,5 ώρα. [41], [42]

Στην Κίνα, εγκαταστάθηκε ο πειραματικός σταθμός Dahan ισχύος 1MW_{el} με εργαζόμενο μέσο νερό και μέσο αποθήκευσης κορεσμένο ατμό και έλαια. Επίσης, ο σταθμός χρησιμοποιεί εφεδρικό σύστημα καύσης πετρελαίου. [38]

Το πιο ενδιαφέρον πειραματικό σύστημα, έχει κατασκευαστεί στην Αυστραλία (Lake Cargelligo) με ισχύ 3MW_{el} . Το ηλιοστατικό πεδίο αποτελείται από 620 ηλιοστάτες οι οποίοι όμως στέλνουν την ανακλώμενη ακτινοβολία σε οκτώ πύργους. Στην κορυφή του κάθε πύργου είναι τοποθετημένο ένα μπλοκ γραφίτη το οποίο ενεργεί ως δέκτης, ατμολέβητας και ως αποθηκευτικό μέσο. Ο συγκεκριμένος σταθμός ξεκίνησε τη λειτουργία του το 2013. [38]

Γίνεται αντιληπτό, πως αν δεν υπήρχαν τόσοι πειραματικοί σταθμοί, η τεχνολογία πύργων ηλιακής ισχύος, δεν θα είχε εξελιχθεί στο βαθμό που βρίσκεται σήμερα. Επίσης, είναι πολύ αισιόδοξο το γεγονός της συνεχιζόμενης κατασκευής πειραματικών σταθμών με σκοπό τη βελτίωση όλων των παραμέτρων που συντελούν στην αποδοτικότερη λειτουργία των νέων σταθμών που κατασκευάζονται.

4.2 ΣΤΑΘΜΟΙ ΜΕΓΑΛΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ

4.2.1 Solar Project

Το Solar Project ξεκίνησε ως πιλοτικό πρόγραμμα για την κατασκευή πρωτότυπου ενός ηλιοθερμικού σταθμού πύργου ηλιακής ισχύος μεγάλης κλίμακας.

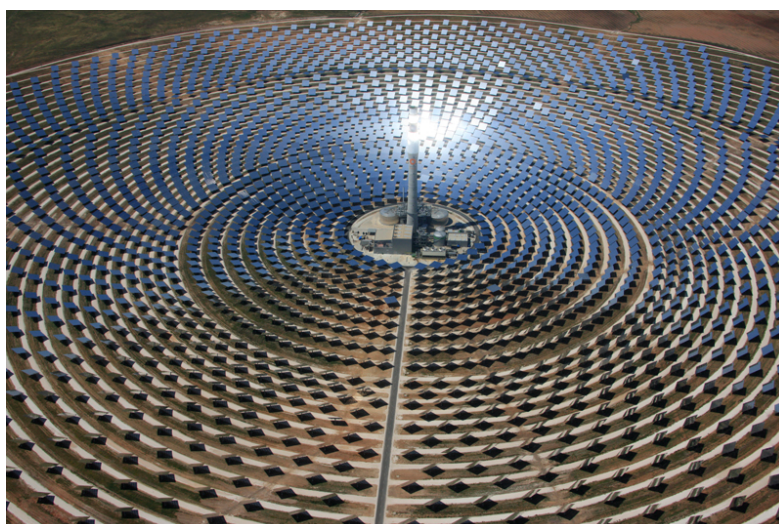
Ο πρώτος σταθμός του προγράμματος, που ονομάστηκε Solar One, ξεκίνησε τη λειτουργία του το 1982 και παρήγαγε 10MW_{el} χρησιμοποιώντας 1818 κάτοπτρα σε μία έκταση περίπου 72.000m^2 . Ως ρευστό μεταφοράς θερμότητας χρησιμοποιήθηκε νερό – ατμός και το σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας ήταν με μία δεξαμενή.

Ο σταθμός Solar One λειτούργησε ως το 1986, αλλά προκειμένου να μελετηθεί περαιτέρω ο σχεδιασμός συστημάτων κεντρικού δέκτη, ανακατασκευάστηκε και μετονομάστηκε σε Solar Two, ξεκινώντας τη λειτουργία του το 1995. Το σύστημα μετατράπηκε ώστε να μελετηθεί η χρήση τετηγμένων αλάτων ως ρευστό μεταφοράς θερμότητας και το σύστημα αποθήκευσης αντικαταστάθηκε με σύστημα δύο δεξαμενών. Στο ηλιοστατικό πεδίο προστέθηκαν 108 ηλιοστάτες μεγαλύτερη ανακλαστική επιφάνειας, φτάνοντας σε σύνολο τους 1926 σε έκταση πεδίου περίπου 83.000m^2 . Έτσι, η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς του σταθμού έφτανε τα 10MW_{el} . Λειτουργώντας ως το 1999, ο σταθμός Solar Two επέδειξε την ικανότητα της χρήσης τετηγμένων αλάτων για αποθήκευση θερμικής ενέργειας με ικανοποιητικό κόστος και διάρκεια. Επίσης, απέδειξε ότι είναι δυνατή η λειτουργία ενός τέτοιου συστήματος με εφικτό κόστος σε μεγαλύτερη κλίμακα για εμπορική χρήση.



Εικόνα 4.3 Solar Two, (Mojave Desert, California) [43]

Μετά την επιτυχία του Solar Two, η εταιρία Torresol Energy κατασκεύασε σύμφωνα με τα πρότυπα του Solar One και Solar Two έναν ηλιοθερμικό σταθμό πύργου ηλιακής ισχύος για εμπορική χρήση, ισχύος 20MW, αρχικά με την ονομασία Solar Tres, μετέπειτα Gemasolar. Το ηλιοστατικό του πεδίο αποτελείται από 2493 ηλιοστάτες περιμετρικά του πύργου ύψους 140m σε έκταση 240.000m², δηλαδή περίπου τρεις φορές μεγαλύτερο από το Solar Two. Η χρήση τετηγμένων αλάτων ως εργαζόμενο μέσο και ως μέσο αποθήκευσης, δίνει τη δυνατότητα λειτουργίας της μονάδας ανάλογα της ζήτησης, αφού μπορεί να παράγει ισχύ από την αποθηκευμένη θερμική ενέργεια για 15 ώρες. Ο Gemasolar βρίσκεται σε λειτουργία από το 2011. [15], [28], [38], [44]



Εικόνα 4.4 Gemasolar (Seville, Ισπανία) [44]

4.2.2 Planta Solar (PS10 & PS20)

Ο πρώτος εμπορικός ηλιοθερμικός σταθμός παραγωγής ενέργειας με πύργο ηλιακής ισχύος είναι ο PS10, και βρίσκεται σε λειτουργία από το 2006 παράγοντας ισχύ 11MW. Το ηλιοστατικό πεδίο αποτελείται από 624 ηλιοστάτες εμβαδού 120m², σε έκταση 75.000m². Ο δέκτης που χρησιμοποιείται είναι τύπου κοιλότητας και αποτελείται από τέσσερα πάνελ πλάτους 5,4m και ύψους 12m, τοποθετημένα ημικυκλικά στην κοιλότητα. Έτσι, με ρευστό μεταφοράς θερμότητας νερό – ατμό παράγεται κορεσμένος ατμός με πίεση 40bar και θερμοκρασία 250°C. Το σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας χρησιμοποιεί κορεσμένο ατμό με θερμική χωρητικότητα 20MWh, ικανή για τη λειτουργία του σταθμού στο 50% του ονομαστικού φορτίου για 50 λεπτά. Ο ολικός βαθμός απόδοσης του σταθμού είναι 21,7% για την ονομαστική λειτουργία, και ο ετήσιος ολικός βαθμός απόδοσης είναι 15,4%.

Η επιτυχημένη λειτουργία του PS10 οδήγησε την εταιρία στην κατασκευή ενός ακόμα παρόμοιου ηλιοθερμικού σταθμού μεγαλύτερης κλίμακας. Ονομάστηκε PS20 και παράγει ισχύ 20MW_{el}. Τα ηλιοστατικά του πεδίο αποτελείται από 1255 ηλιοστάτες και ο πύργος έχει ύψος 165m. Η αρχή λειτουργίας είναι ίδια με του PS10, αλλά με αποδοτικότερο ηλιακό δέκτη και στο σύστημα αποθήκευσης. [38], [45], [46], [47]



Εικόνα 4.5 PS10 & PS20 (Seville, Ισπανία) [38]

4.2.3 IVANPAH

Στο τέλος του 2013 τέθηκε σε λειτουργία ο μεγαλύτερος στον κόσμο ηλιοθερμικός σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση πύργου ηλιακής ισχύος. Κατασκευάστηκε στην έρημο Mojave στις Η.Π.Α. και θα παράγει ισχύ 370MW_{el} . Η εγκατάσταση αποτελείται από τρεις πύργους ηλιακής ισχύος και τα ηλιοστατικά πεδία τους αποτελούνται από 173.000 ηλιοστάτες συνολικά. Ως ρευστό μεταφοράς θερμότητας χρησιμοποιείται νερό – ατμός. Ο δέκτης παράγει άμεσα υπέρθερμο ατμό με θερμοκρασία 565°C και πίεση 160bar. Επίσης, χρησιμοποιείται εφεδρικό σύστημα καύσης με φυσικό αέριο, αλλά δεν χρησιμοποιείται σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας. Το συνολικό εκτιμώμενο κόστος αυτού του έργου είναι περίπου 2,2 δις δολάρια. [38], [45], [48], [49]



Εικόνα 4.6 Ivanpah Solar Electric Generating System (Mojave Desert, California) [48]

4.3 ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΠΥΡΓΩΝ ΗΛΙΑΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΥΠΟ ΚΑΤΑΣΚΕΥΗ

Ένας ακόμη εμπορικός ηλιοθερμικός σταθμός μεγάλης κλίμακας είναι και ο Crescent Dunes που βρίσκεται στην περιοχή Tonopah στην Νεβάδα των Η.Π.Α.. Η κατασκευή του έχει ολοκληρωθεί και αναμένεται η λειτουργία του μέχρι το Μάιο του 2014. Ο σταθμός θα παράγει 110MW_{el} με χρήση ενός πύργου ύψους 200m σε ηλιοστατικό πεδίο με 17.500 ηλιοστάτες. Ως ρευστό μεταφοράς θερμότητας θα χρησιμοποιηθούν τετηγμένα άλατα και το σύστημα αποθήκευσης θα παρέχει αυτονομία για 10 ώρες. Το συνολικό κόστος αυτής της κατασκευής αγγίζει το 1 δις δολάρια. [45], [50], [51]



Εικόνα 4.7 Crescent Dunes Solar Energy Project (Tonopah, Nevada) [50]

Σήμερα, κατασκευάζονται πολλοί ηλιοθερμικοί σταθμοί με πύργο ηλιακής ισχύος σε πολλές χώρες του κόσμου. Επίσης, πολλά έργα βρίσκονται ακόμα υπό μελέτη. Έτσι, όλα δείχνουν ξεκάθαρα ότι αυτή η τεχνολογία θα συνεχίσει να χρησιμοποιείται και να εξελίσσεται.

5. ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΠΥΡΓΟΥ ΗΛΙΑΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Στο σχεδιασμό ενός ηλιοθερμικού σταθμού όλες οι παράμετροι που επηρεάζουν την απόδοση της εγκατάστασης θα πρέπει να σχεδιαστούν με πολύ 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 τέλος το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της εγκατάστασης.

Κατά το σχεδιασμό, θα πρέπει να θεωρηθούν κάποιες παράμετροι ως δεδομένα του συστήματος. Για παράδειγμα, πριν το σχεδιασμό θα είναι δεδομένη η ονομαστική ισχύς και η τελική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της εγκατάστασης.

Μπορούμε να διαχωρίσουμε την εγκατάσταση σε δύο τομείς, την συλλογή ενέργειας και την αξιοποίηση ενέργειας. Ο τομέας της συλλογής ενέργειας αποτελείται από το ηλιοστατικό πεδίο, τον ηλιακό δέκτη, τον πύργο και τις σχετικές σωληνώσεις. Ο τομέας της αξιοποίησης ενέργειας αποτελείται από τη γεννήτρια ατμού, το σύστημα παραγωγής ενέργειας, το σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας και τα συμβατικά συστήματα (εφόσον υπάρχουν). Έτσι, μπορούμε να χωρίσουμε τη διαδικασία σχεδιασμού σε τρεις φάσεις, αρχικά να προσδιορίσουμε την εγκατάσταση (διαστασιολόγηση), έπειτα να βελτιστοποιήσουμε τον τομέα συλλογής ενέργειας και τέλος να βελτιστοποιήσουμε τον τομέα της αξιοποίησης ενέργειας. Παρακάτω, θα δούμε συνοπτικά τις διαδικασίες και τις επιλογές που υπάρχουν για τον πλήρη σχεδιασμό της εγκατάστασης. [23]

5.1 ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗΣ

Για να ξεκινήσει ο σχεδιασμός του σταθμού, θα πρέπει να καθοριστούν κάποια σημαντικά σημεία του έργου. Αυτές οι μεταβλητές, καθορίζουν την τελική μορφή της εγκατάστασης.

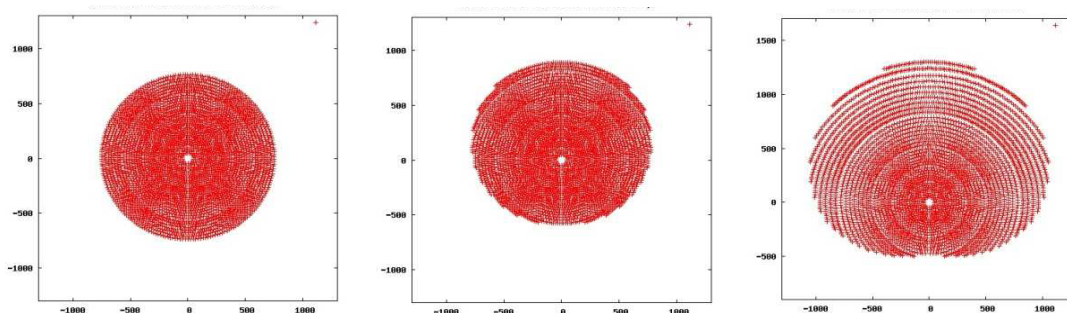
5.1.1 Γεωγραφικό Πλάτος

Αρχικά, θα πρέπει να καθοριστεί η τοποθεσία της εγκατάστασης. Το γεωγραφικό πλάτος της τοποθεσίας μας δείχνει το ανώτατο όριο της ποσότητας της ηλιακής ενέργειας που φτάνει στο σημείο. Εξίσου σημαντικές, είναι οι καιρικές συνθήκες του σημείου οι οποίες επηρεάζονται από το υψόμετρο και τον περιβάλλοντα χώρο (βουνά, σημεία ύδατος ή και αστικά κέντρα).

Παρατηρώντας τους παγκόσμιους χάρτες ηλιακού δυναμικού, παρατηρούμε ότι οι τοποθεσίες που είναι κατάλληλες για εγκατάσταση ηλιοθερμικού σταθμού βρίσκονται σε γεωγραφικά πλάτη από 10° έως 40° και στα δύο ημισφαίρια. Αφού υπάρχουν τοποθεσίες με παρόμοια άμεση ηλιακή ακτινοβολία (DNI) σε διαφορετικά γεωγραφικά πλάτη, είμαστε σε θέση να εξετάσουμε τις διαφορές σε διάταξη, ύψος πύργου και μέγεθος δέκτη ανάλογα με το γεωγραφικό πλάτος.

Το ηλιοστατικό πεδίο σε περιοχές κοντά στον ισημερινό είναι πιο μικρό σε έκταση, αφού ο ήλιος βρίσκεται συνεχώς σε κατακόρυφη θέση, οι ηλιοστάτες θα βρίσκονται περισσότερο σε οριζόντια θέση κι έτσι το ύψος του πύργου θα πρέπει να είναι μεγαλύτερο. Συνεπώς, η απόδοση του πεδίου θα είναι μεγαλύτερη σε μικρότερα γεωγραφικά πλάτη. Αυτό εξηγείται λόγω της μείωσης των απωλειών σκίασης και παρεμπόδισης, αλλά και της μείωσης των απωλειών ατμοσφαιρικής διαπερατότητας λόγω της χαμηλής έκτασης του πεδίου, παρά τις αυξημένες απώλειες συνημιτόνου. [52]

Ενδεικτικά, λαμβάνουμε ως παράδειγμα σταθμό παραγωγής πύργου ηλιακής ισχύος της τάξεως των 100MWe χωρίς σύστημα αποθήκευσης, με ανακλαστική επιφάνεια ηλιοστατικού πεδίου 480.000 m² (4000 ηλιοστάτες με εμβαδόν 120 m²). Στο σχήμα 5.1 παρατηρούνται οι διαφοροποιήσεις στο ηλιοστατικό πεδίο για διαφορετικά γεωγραφικά πλάτη. Είναι ενδιαφέρον να παρατηρήσουμε το πως εξελίσσεται το ηλιοστατικό πεδίο από κυκλικό στον ισημερινό, σε μεγαλύτερο σε έκταση και με περισσότερο βόρειο προσανατολισμό στα μεγαλύτερα γεωγραφικά πλάτη.



Σχήμα 5.1 Διατάξεις Περιμετρικού Ηλιοστατικού Πεδίου για Γεωγραφικά Πλάτη 0°, 20°, 60° διαδοχικά [52]

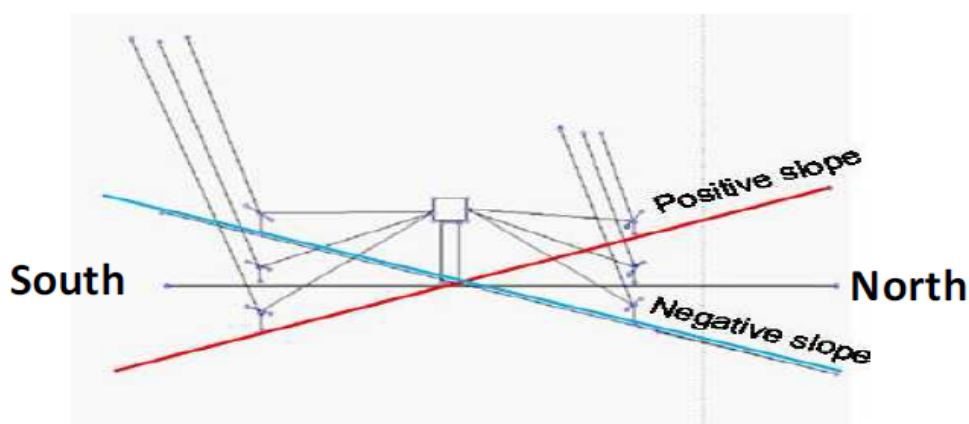
Επίσης, σε μικρά γεωγραφικά πλάτη, παρατηρούμε ότι το ηλιοστατικό πεδίο είναι πιο πυκνό λόγω της λειτουργίας των ηλιοστατών σε οριζόντια θέση κατά το μεγαλύτερο μέρος της ημέρας, ενώ ο πύργος θα πρέπει να έχει μεγαλύτερο ύψος. Όσον αφορά την έκταση του πεδίου, κυμαίνεται από 1.8 km² σε γεωγραφικό πλάτος 0°, ενώ σε γεωγραφικό πλάτος 60° είναι 3.4 km². Την επίδραση του γεωγραφικού πλάτους στην απόδοση του ηλιοστατικού πεδίου μπορούμε να τη δούμε συνοπτικά στον πίνακα 5.1. [52]

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 5.1 Επίδραση του Γεωγραφικού Πλάτους στο Ηλιοστατικό Πεδίο [52]

5.1.2 Κλίση Εδάφους

Ένα πολύ μεγάλο πλεονέκτημα των πύργων ηλιακής ισχύος έναντι των παραβολικών κοίλων συστημάτων είναι η απαιτούμενη μορφολογία του εδάφους. Το ηλιοστατικό πεδίο για τις εγκαταστάσεις πύργων ηλιακής ισχύος δεν είναι απαραίτητο να είναι επίπεδο. Ωστόσο, η κλίση του εδάφους είναι ικανή να αλλάξει την απόδοση του συστήματος, θετικά ή αρνητικά.



Σχήμα 5.2 Επίδραση της κλίσης του Ηλιοστατικού Πεδίου [52]

Για περιμετρικό ηλιοστατικό πεδίο, στο πεδίο βόρεια του πύργου, μία θετική κλίση θα μείωνε σε ικανοποιητικό βαθμό τις απώλειες συνημιτόνου και ταυτόχρονα θα μείωνε την απόσταση μεταξύ ηλιοστατών και δέκτη, με συνέπεια τη μείωση των απωλειών ατμοσφαιρικής διαπερατότητας. Επίσης, η θετική κλίση θα μείωνε τις απώλειες σκίασης και παρεμπόδισης, και θα μπορούσε να γίνει η διάταξη πιο πυκνή. Στο νότιο τμήμα του πεδίου η αρνητική κλίση θα είχε θετική επίδραση στο φαινόμενο του συνημιτόνου ενώ θα είχε αρνητική επίδραση στην ατμοσφαιρική διαπερατότητα αφού θα απαιτούνταν πιο αραιή διάταξη ηλιοστατικού πεδίου για την μείωση των απωλειών παρεμπόδισης. Όλες αυτές τις επιδράσεις μπορούμε να τις δούμε στους πίνακες 5.2 και 5.3. [52]

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 effic	0.9282	0.9288	0.9294	+	0.9432	0.9426	0.9419	-
Intercept effic	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 5.2 Βαθμοί Απόδοσης Ηλιοστατικού Πεδίου σε σχέση με την Κλίση Εδάφους [52]

Slope	-10 %	-5 %	horizontal	5 %	10%
Ann Field eff.	56.0 %	56.6 %	57.1 %	58.1 %	58.4 %

Πίνακας 5.3 Ετήσιος Βαθμός Απόδοσης Ηλιοστατικού Πεδίου για Κλίσεις Εδάφους $\pm 5\%$, $\pm 10\%$ [52]

5.1.3 Σημείο Σχεδιασμού

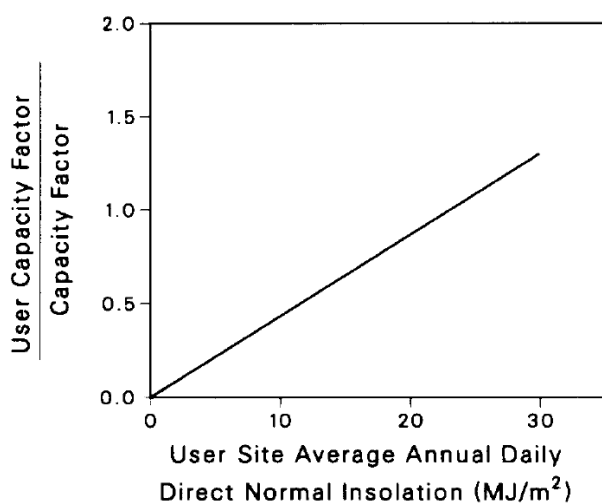
Το επόμενο σημαντικό στοιχείο για τον προσδιορισμό των ονομαστικών μεγεθών του σταθμού είναι το σημείο σχεδιασμού. Αφού η ηλιακή ακτινοβολία διαφέρει σε κάθε χρονική στιγμή, καθορίζουμε ένα συγκεκριμένο χρονικό σημείο ως σημείο σχεδιασμού. Στο σημείο σχεδιασμού διαστασιολογείται ο σταθμός αλλά και υπολογίζονται οι βαθμοί απόδοσης για τα υποσυστήματα του. Η επιλογή του σωστού σημείου σχεδιασμού είναι εξαιρετικά σημαντική καθώς επιδρά στην τελική παραγωγή ενέργειας ανάλογα με το χρόνο. [23]

5.1.4 Συντελεστής Εκμετάλλευσης (Capacity Factor)

Ακόμη μία σημαντική μεταβλητή για τη διαστασιολόγηση του σταθμού, είναι ο συντελεστής εκμετάλλευσης (Capacity Factor). Υπολογίζεται ως ο λόγος της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας προς την ενέργεια που θα παρήγαγε η μονάδα

αν λειτουργούσε σε πλήρες φορτίο ετησίως. Συνεπώς, εξαρτάται από το σημείο σχεδιασμού και την απόδοση λειτουργίας του σταθμού.

Στη διαδικασία του σχεδιασμού και της επιλογής τεχνολογίας, ορίζεται αρχικά ένα εύρος τιμών ως συντελεστής εκμετάλλευσης και καθορίζεται έπειτα από ετήσιες εξομοιώσεις απόδοσης για τον βέλτιστο σχεδιασμό του σταθμού. Ο συντελεστής εκμετάλλευσης σχετίζεται άμεσα με την ενεργειακή απόδοση του σταθμού, αλλά και την τελική ετήσια παραγωγή ενέργειας. [23]



Σχήμα 5.3 Ορισμός του Συντελεστή Εκμετάλλευσης σε σχέση με την Ηλιακή Ακτινοβολία [23]

Στη διαδικασία του σχεδιασμού, μπορούμε να ορίσουμε το εύρος του συντελεστή εκμετάλλευσης από το σχήμα 5.3, αναλόγως της ηλιακής ακτινοβολίας. Από υπάρχουσες μελέτες, έχει προκύψει ότι για ένα σταθμό χωρίς αποθηκευτικό σύστημα ο συντελεστής εκμετάλλευσης κυμαίνεται κοντά στο 25%, ενώ αν υπάρχει σύστημα αποθήκευσης μπορεί να ξεπεράσει το 60%. [23]

5.1.5 Ρευστό Μεταφοράς Θερμότητας και Αποθήκευσης

Το ρευστό μεταφοράς θερμότητας επιλέγεται ανάλογα με την ονομαστική ισχύ και τη διαθεσιμότητα του σταθμού. Επίσης, εξαρτάται από πολλές άλλες παραμέτρους και επηρεάζει τη συνολική λειτουργία του σταθμού.

Στα συστήματα με άμεση ατμοπαραγωγή στο δέκτη χρησιμοποιείται νερό, όμως η δυνατότητα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας δεν είναι αποδοτική σε σχέση με τα τετηγμένα άλατα. Επίσης, η απαιτούμενη θερμοκρασία και το είδος του ατμού που εισέρχονται στον ατμοστροβίλο καθορίζει το ρευστό που θα επιλεγεί.

Άλλοι παράγοντες που καθορίζουν την επιλογή του ρευστού είναι η διαθεσιμότητά, η μονάδα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας (αν υπάρχει), το κόστος του ρευστού κ.α. [15], [23]

5.1.6 Σύστημα Ατμοστροβίλου – Γεννήτριας (Power Block)

Το σύστημα ατμοστροβίλου – γεννήτριας (Power Block) σε έναν ηλιοθερμικό σταθμό δεν διαφέρει από τα συμβατικά συστήματα. Η επιλογή των χαρακτηριστικών του συστήματος εξαρτάται από την απαιτούμενη ισχύ και θέτει τις απαιτήσεις του ρευστού (πίεση – θερμοκρασία ρευστού εισόδου) και συνεπώς επηρεάζει όλα τα υπόλοιπα μέρη του σταθμού. [15]

5.2 ΣΥΛΛΟΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

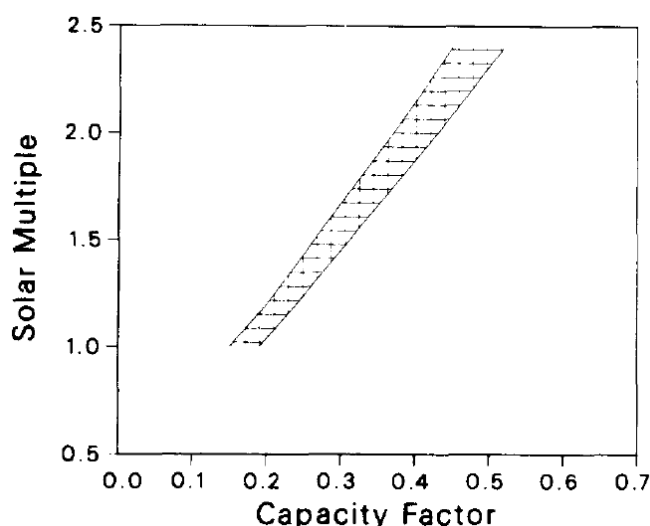
Η βελτιστοποίηση του τομέα συλλογής ενέργειας απαιτεί τη διαστασιολόγηση του σταθμού, αλλά και τους παράγοντες της ενεργειακής απόδοσης και του κόστους που σχετίζονται με τη μετατρεπόμενη ηλιακή ενέργεια σε θερμική. Οι

παράμετροι που εξετάζονται στη συλλογή ενέργειας ξεκινούν από το ηλιοστατικό πεδίο και καταλήγουν στο δέκτη. [23]

5.2.1 Λόγος Υπερδιαστασιολόγησης (Solar Multiple)

Η πρώτη παράμετρος που καθορίζει τη συλλογή ενέργειας, είναι ο λόγος υπερδιαστασιολόγησης του ηλιακού πεδίου (Solar Multiple), ο οποίος καθορίζεται στο σημείο σχεδιασμού και ορίζεται ως ο λόγος της θερμικής ενέργειας στον ηλιακό δέκτη προς την εισαγωγή θερμικής ενέργειας στο στρόβιλο. Γενικώς, ο λόγος υπερδιαστασιολόγησης είναι μεγαλύτερος του 1, αφού η περίσσια θερμική ενέργεια μπορεί να αποθηκευτεί.

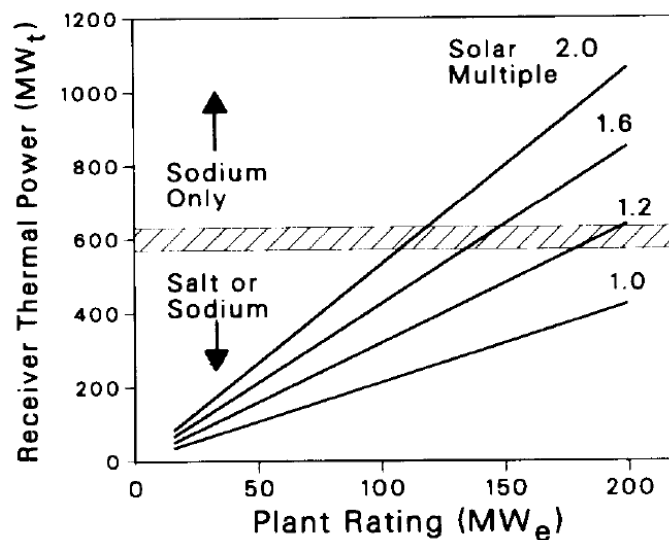
Παρότι ο λόγος υπερδιαστασιολόγησης και ο συντελεστή εκμετάλλευσης συνδέονται μεταξύ τους, είναι σημαντικό να αντιληφθούμε τις διαφορές τους. Ο λόγος υπερδιαστασιολόγησης είναι μία μεταβλητή σχεδιασμού και διαστασιολόγησης, ενώ ο συντελεστής εκμετάλλευσης είναι παράμετρος της ενεργειακής απόδοσης. Δηλαδή, ενώ ο λόγος υπερδιαστασιολόγησης είναι σταθερός, ο συντελεστής εκμετάλλευσης μπορεί να μειώνεται από διάφορους παράγοντες, όπως οι καιρικές συνθήκες. [23]



Σχήμα 5.4 Λόγος Υπερδιαστασιολόγησης συναρτήσει του Συντελεστή Εκμετάλλευσης [23]

Το εύρος τιμών του λόγου υπερδιαστασιολόγησης εξαρτάται από τη θερμική ενέργεια που απαιτεί το σύστημα. Εφόσον υπάρχει σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας η τιμή του θα πρέπει να αυξηθεί ώστε να καλυφθεί η ανάγκη της περίσσειας ενέργειας. Όμως, αυξάνοντας το λόγο υπερδιαστασιολόγησης, απαιτείται μεγαλύτερη επιφάνεια ηλιοστατικού πεδίου με συνέπεια την αύξηση του κόστους.

Για παράδειγμα, ένα σύστημα με λόγο υπερδιαστασιολόγησης 1.5 μπορεί να αποθηκεύσει θερμική ενέργεια για περίπου 3 ώρες, ενώ ένα σύστημα με λόγο υπερδιαστασιολόγησης 2.1 μπορεί να αποθηκεύσει θερμική ενέργεια για περίπου 9 ώρες. Επίσης, ένα σύστημα ισχύος 100 MW_e με λόγο υπερδιαστασιολόγησης 1.5 απαιτεί έκταση 2.6 km^2 . [23]



Σχήμα 5.5 Θερμική Ισχύς του Ηλιακού Δέκτη σε σχέση με την Ισχύ και το Λόγο Υπερδιαστασιολόγησης του συστήματος [23]

5.2.2 Ηλιοστατικό Πεδίο

Ο σχεδιασμός ενός ηλιοστατικού πεδίου είναι η δυσκολότερη διαδικασία που αντιμετωπίζει η εγκατάσταση. Επίσης, λαμβάνοντας υπόψη ότι και οι περισσότερες απώλειες σε έναν ηλιοθερμικό σταθμό πύργου ηλιακής ισχύος προέρχονται από το ηλιοστατικό πεδίο, κρίνει την λεπτομερή μελέτη όλων των παραμέτρων απαραίτητη.

Η βέλτιστη απόδοση ενός ηλιοστατικού πεδίου εξαρτάται από πολλές αλληλοσυγκρουόμενες και αλληλοεξαρτώμενες παραμέτρους. Ο σκοπός της σχεδίασης είναι να καταλήξει στο δέκτη το μέγιστο δυνατό ποσό ενέργειας χρησιμοποιώντας το ελάχιστο δυνατό εμβαδό ηλιοστατικού πεδίου, με το χαμηλότερο κόστος. Επίσης, γνωρίζοντας την προέλευση των πιθανών απωλειών, το ηλιοστατικό πεδίο σχεδιάζεται και βελτιστοποιείται. [52]

Ο βαθμός απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου ορίζεται ως ο λόγος της θερμικής ενέργειας που φτάνει στον ηλιακό δέκτη προς την άμεση ηλιακή ακτινοβολία που δέχονται οι ηλιοστάτες, δηλαδή $n_{field} = \frac{\dot{Q}_{inc}}{\dot{Q}_{useful}}$, όπου

$\dot{Q}_{useful} = N \cdot A_{heliostat} \cdot I \cdot n_{avail}$, όπου N ο αριθμός των ηλιοστατών, A το εμβαδόν της ανακλαστικής επιφάνειας των ηλιοστατών, I η άμεση ηλιακή ακτινοβολία και n_{avail} ο συντελεστής διαθεσιμότητας του ηλιοστατικού πεδίου που λαμβάνεται συνήθως ίσος με 0.99. [15]

Ενδεικτικά, για σύστημα που παράγει 320 MWt με εξωτερικό κυλινδρικό δέκτη, ο ετήσιος βαθμός απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου κυμαίνεται μεταξύ 57 – 59% με χρήση νατρίου ή τετηγμένων αλάτων ως ρευστό μεταφοράς θερμότητας. Για αντίστοιχο σύστημα με δέκτη κοιλότητας και ρευστό τετηγμένα άλατα, ο βαθμός απόδοσης του πεδίου υπολογίστηκε στο 64%. [23]

5.2.2.1 Διάταξη Ηλιοστατικού Πεδίου

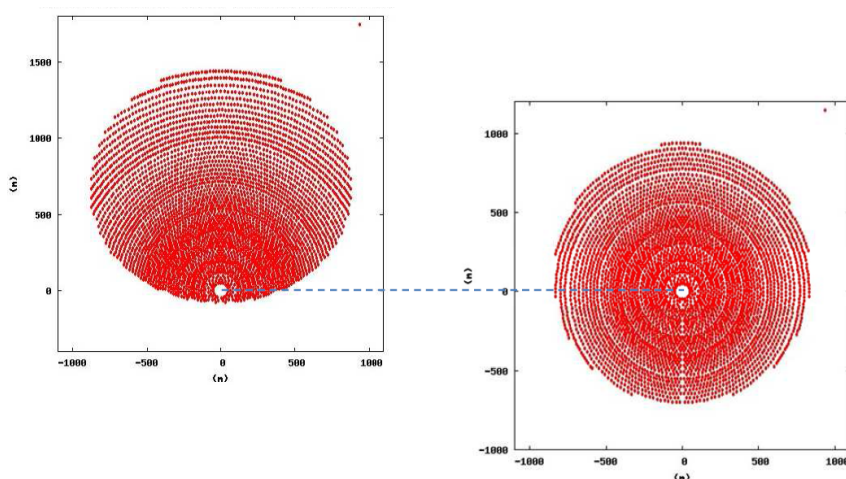
Η σχεδίαση ξεκινάει με την επιλογή της κατάλληλης διάταξης του ηλιοστατικού πεδίου. Οι πιθανές διατάξεις κατηγοριοποιούνται σε Βόρεια ή Νότια του πύργου (North – South Field Layout) και περιμετρικά του πύργου (Surrounding Field Layout). Η επιλογή της διάταξης εξαρτάται από την επιθυμητή ισχύ και από το είδος του ηλιακού δέκτη. Με χρήση κυλινδρικού δέκτη, η διάταξη που επιλέγεται είναι η περιμετρική, αφού ο δέκτης δέχεται ενέργεια περιμετρικά του. Με χρήση δέκτη κοιλότητας, αφού το άνοιγμα βρίσκεται στη μία πλευρά του, επιλέγεται η Βόρεια ή Νότια διάταξη. Σχετικά με την ισχύ, εφόσον είναι επιθυμητή η αύξηση της, θα έπρεπε να χρησιμοποιηθούν περισσότεροι ηλιοστάτες, με συνέπεια να τοποθετηθούν σε μεγαλύτερη απόσταση από τον πύργο. Λόγω της ατμοσφαιρικής διαπερατότητας, οι απώλειες θα αυξάνονταν τόσο ώστε να μην είναι συμφέρουσα η προσθήκη ηλιοστατών. Έτσι, σε σταθμούς με μεγαλύτερη ισχύ, η διάταξη του ηλιοστατικού πεδίου είναι περιμετρική.

Για την ελαχιστοποίηση των απωλειών από σκιάσεις μεταξύ ηλιοστατών, θα πρέπει οι ηλιοστάτες να μην τοποθετούνται σε πολύ μικρή απόσταση μεταξύ τους. Έτσι, το αποτύπωμα του κάθε ηλιοστάτη θα είναι σε θέση να φτάνει στον ηλιακό δέκτη. Ωστόσο, μεγαλώνοντας αυτήν την απόσταση, αυξάνουμε το κόστος λόγω ανάγκης μεγαλύτερης έκτασης του ηλιοστατικού πεδίου.

Έτσι, για διατάξεις Βόρεια ή Νότια του πύργου, υπάρχουν δύο επικρατέστερες διατάξεις (μοτίβα) για τους ηλιοστάτες. Η πρώτη είναι η διάταξη τύπου Cornfield, στην οποία οι ηλιοστάτες τοποθετούνται σε ευθείες γραμμές και σε ομοιόμορφη ορθογώνια απόσταση. Η δεύτερη είναι η ακτινική κλιμακωτή διάταξη (Staggered Field), στην οποία οι ηλιοστάτες στοιχίζονται ακτινικά κατά μήκος των ομόκεντρων κύκλων με κέντρο τον πύργο. Με αυτόν

τον τρόπο, κανέναν ηλιοστάτη δεν τοποθετείται πίσω ή μπροστά από έναν άλλον ηλιοστάτη.

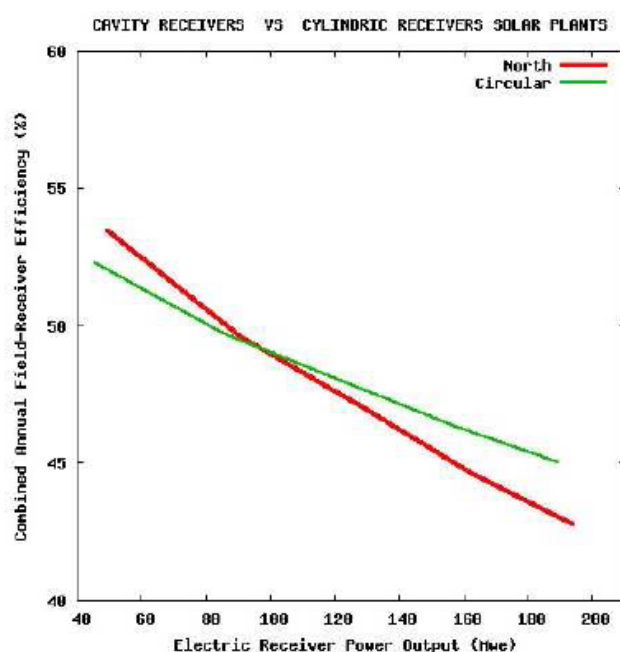
Σύμφωνα με μελέτες, η ακτινωτή κλιμακωτή διάταξη είναι η αποδοτικότερη για μία δεδομένη έκταση. Για το λόγο αυτό οι περισσότεροι ηλιοθερμικοί σταθμοί πύργου ισχύος σχεδιάζονται με αυτήν την διάταξη ηλιοστατικού πεδίου. Επίσης, με αυτήν τη διάταξη ελαχιστοποιείται η απαιτούμενη έκταση του πεδίου και κατά συνέπεια οι απώλειες ατμοσφαιρικής διαπερατότητας. [15], [23], [52]



Σχήμα 5.6 Σύγκριση Βόρειας και Περιμετρικής Διάταξης Ηλιοστατικού Πεδίου για Σταθμό Παραγωγής Ισχύος 90 MW_e [52]

Από το σχήμα 5.6 παρατηρούμε ότι η βόρεια διάταξη του ηλιοστατικού πεδίου απαιτεί περισσότερους ηλιοστάτες σε μακρινή απόσταση από τον πύργο σε σχέση με την περιμετρική διάταξη. Το γεγονός αυτό είναι αρνητικό για τους δέκτες κοιλότητας όσο αυξάνει το μέγεθος αφού αυξάνονται οι απώλειες σκίασης, παρεμπόδισης και ατμοσφαιρικής διαπερατότητας. Αντιθέτως, στη βόρεια διάταξη έχουμε λιγότερες απώλειες συνημιτόνου. Συνεπώς, στις εγκαταστάσεις με μεγάλη ισχύ είναι προτιμότερη η επιλογή περιμετρικής διάταξης με κυλινδρικό δέκτη, ενώ για σταθμούς με μικρότερη ισχύ είναι προτιμότερη η βόρεια διάταξη με δέκτη κοιλότητας.

Το σημείο διαχωρισμού μεταξύ βόρειου και περιμετρικού πεδίου όπως φαίνεται και στο σχήμα 5.7, είναι περίπου στα 90 MW_e χωρίς σύστημα αποθήκευσης. Ο συνδυασμένος βαθμός απόδοσης ηλιοστατικού πεδίου – δέκτη για σταθμό ισχύος 50 MW_e χωρίς σύστημα αποθήκευσης θα ήταν υψηλότερος κατά 3% με βόρεια διάταξη και δέκτη κοιλότητας, ενώ για σταθμό ισχύος 150 MW_e χωρίς σύστημα αποθήκευσης αυτό ο βαθμός απόδοσης θα ήταν κατά 4% υψηλότερος με περιμετρική διάταξη και κυλινδρικό δέκτη. Για σταθμούς με δυνατότητα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας για 6 ώρες, το σημείο διαχωρισμού θα ήταν στα 50 MW_e. [52]



Σχήμα 5.7 Συνδυασμένος Βαθμός απόδοσης Ηλιοστατικού Πεδίου – Δέκτη για Βόρεια και Περιμετρική Διάταξη Ηλιοστατικού Πεδίου σε σχέση με την Ισχύ [52]

5.2.2.2 Εμβαδόν και Σχήμα Ανακλαστικής Επιφάνειας Ηλιοστατών

Μετά τους πρώτους πειραματικούς σταθμούς που χρησιμοποιούσαν ανακλαστικές επιφάνειες με εμβαδό 40m², έγινε ευρέως αντιληπτό ότι η χρήση μεγαλύτερων επιφανειών ανά ηλιοστάτη μειώνει το κόστος της εγκατάστασης,

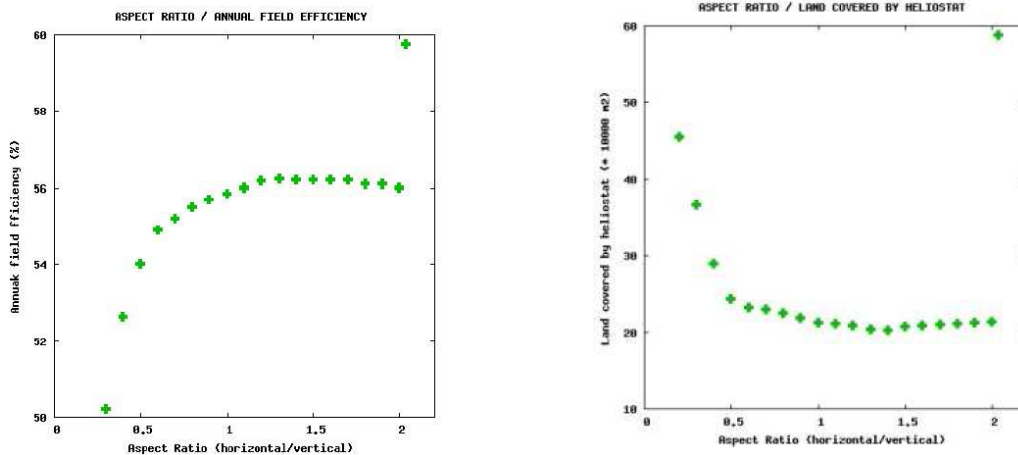
αφού με τη μείωση του αριθμού των ηλιοστατών μειώνεται και το κόστος των συστημάτων ελέγχου και κίνησης του κάθε ηλιοστάτη. Επίσης, μειώνεται το κόστος λειτουργίας και συντήρησης. Από τότε, άρχισαν να κατασκευάζονται ηλιοστάτες με ανακλαστική επιφάνεια μεγαλύτερη των 100m². Είναι χαρακτηριστικό ότι οι τρεις εμπορικοί σταθμοί που κατασκευάστηκαν στην Ισπανία, χρησιμοποιούν ηλιοστάτες με ανακλαστική επιφάνεια 120m².

Συγκρίνοντας δύο ηλιοστατικά πεδία που αποτελούνται από ηλιοστάτες επιφάνειας 10m² και 200m² αντίστοιχα, προκύπτει ότι το μέγεθος της ανακλαστικής επιφάνειας του ηλιοστάτη δεν έχει καμία επίδραση στον ετήσιο βαθμό απόδοσης.

Ωστόσο, το κριτήριο επιλογής μικρού ή μεγάλου εμβαδού επιφάνειας ενός ηλιοστάτη, παραμένει το κόστος ανά m². Αξιολογώντας το κόστος, σημαντικό ρόλο παίζει και η προετοιμασία του εδάφους, τα ηλεκτρονικά συστήματα και τα συστήματα επικοινωνίας, αλλά και το εκτιμώμενο κόστος λειτουργίας και συντήρησης. Η μοναδική μελέτη στο θέμα αυτό (Sandia National Laboratories, "*Heliostat Cost Reduction Study*", 2007) δείχνει ότι οι μεγαλύτερες ανακλαστικές επιφάνειες ενός ηλιοστάτη πλεονεκτούν ως προς το κόστος. [53]

Ωστόσο, το μέγεθος του ηλιοστάτη έχει σημαντικό αντίκτυπο στο μέγεθος του δέκτη. Οι ηλιοστάτες με μικρότερη ανακλαστική επιφάνεια απαιτούν σχετικά μικρότερο δέκτη κι αυτό είναι θετικό ως προς το κόστος και τις θερμικές απώλειες του.

Από τους πρώτους ηλιοθερμικούς σταθμούς μέχρι σήμερα, το σχήμα των ηλιοστατών είναι σχεδόν τετράγωνο. Ωστόσο, ο λόγος πλάτους προς ύψος παίζει σημαντικό ρόλο στην απόδοση του πεδίου. Στο σχήμα που ακολουθεί, βλέπουμε το αποτέλεσμα μελέτης στην οποία υπολογίστηκε ο ετήσιος βαθμός απόδοσης και το εμβαδόν του ηλιοστατικού πεδίου για συγκεκριμένο αριθμό ηλιοστατών με διαφορετικό λόγο πλάτους – ύψους.



Σχήμα 5.8 Απόδοση Ηλιοστατικού Πεδίου και Απαιτούμενη Έκταση προς το Λόγο Πλάτους - Ύψους [52]

Σύμφωνα λοιπόν με το σχήμα 5.8, αν αυξήσουμε το ύψος του ηλιοστάτη σε σχέση με το πλάτος, ο ετήσιος βαθμός απόδοσης του πεδίου μειώνεται και ταυτόχρονα αυξάνεται το απαιτούμενο εμβαδόν του πεδίου. Η απόδοση μειώνεται λόγω της αύξησης των απωλειών σκίασης και παρεμπόδισης. Αντιθέτως, αυξάνοντας το πλάτος του ηλιοστάτη σε σχέση με το ύψος, ο βαθμός απόδοσης αυξάνεται σε ελάχιστο βαθμό, αλλά το εμβαδόν του πεδίου μειώνεται.

Τελικά, θα μπορούσαμε να πούμε ότι το βέλτιστο σχήμα ενός ηλιοστάτη θα μπορούσε να είναι με λόγο πλάτους – ύψους 1,2. Αυτό θα συνέβαλλε στην αύξηση του ετήσιου βαθμού απόδοσης του πεδίου κατά 1% σε σύγκριση με ηλιοστάτη τετράγωνου σχήματος. [52]

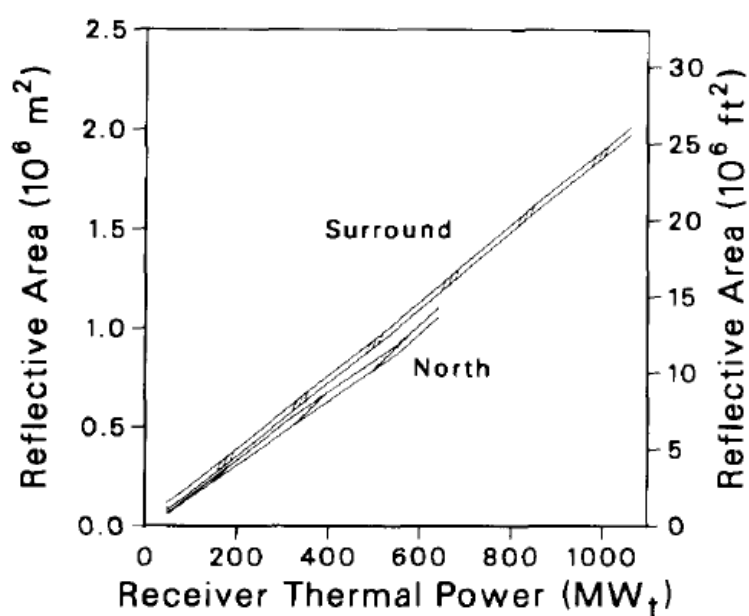
5.2.2.3 Αριθμός Ηλιοστατών

Ο αριθμός των ηλιοστατών είναι ανάλογος με την ισχύ που θέλουμε να παράγει ο ηλιοθερμικός σταθμός. Ωστόσο, η ανάγκη για περισσότερους ηλιοστάτες μπορεί να έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση της απόδοσης του

πεδίου. Αυτό συμβαίνει αφού οι παραπάνω ηλιοστάτες τοποθετούνται σε μεγαλύτερη απόσταση από τον πύργο και οι απώλειες αυξάνονται. [54]

Επίσης, ένας παράγοντας που μεταβάλλει τον αριθμό των ηλιοστατών, είναι η επιλογή του ηλιακού δέκτη και κατά συνέπεια της διάταξης του ηλιοστατικού πεδίου. Για εξωτερικό δέκτη με περιμετρικό πεδίο, οι ηλιοστάτες που απαιτούνται είναι περισσότεροι από σύστημα με δέκτη κοιλότητας και βόρειο πεδίο.

Από το σχήμα 5.9, παρατηρούμε την απαιτούμενη ανακλαστική επιφάνεια του πεδίου σε σχέση με την ζητούμενη θερμική ενέργεια στο δέκτη. Έτσι, γνωρίζοντας την ανακλαστική επιφάνεια που απαιτείται, είμαστε σε θέση να υπολογίσουμε τον αριθμό των ηλιοστατών που απαιτούνται, ανάλογα με το μέγεθος της ανακλαστικής επιφάνειας του ηλιοστάτη. [23]



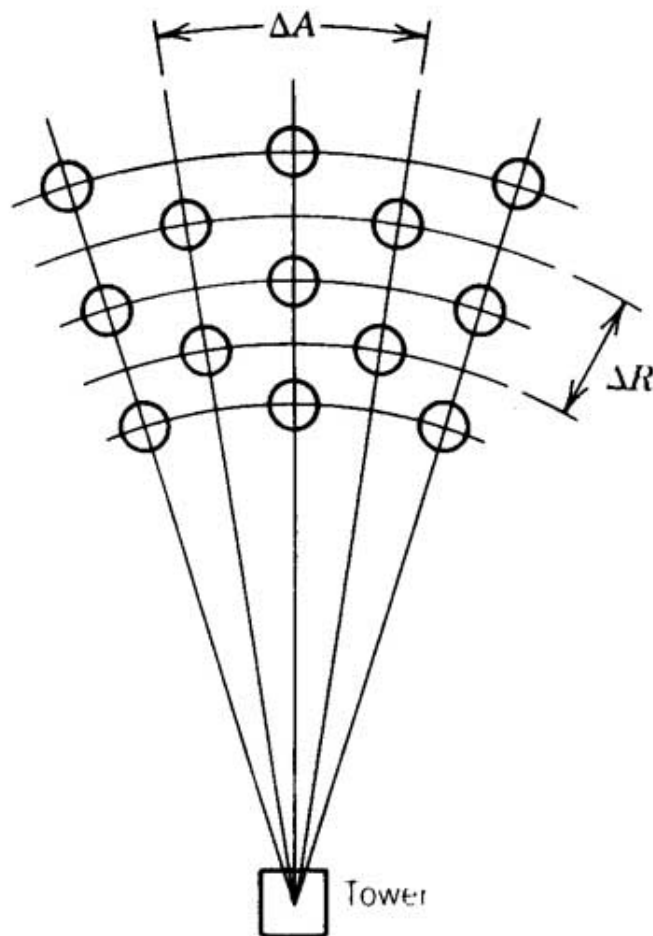
Σχήμα 5.9 Απαιτούμενη Ανακλαστική Επιφάνεια σε σχέση με τη Ζητούμενη Θερμική Ενέργεια στον Ηλιακό Δέκτη [23]

5.2.2.4 Χωροθέτηση Ηλιοστατικού Πεδίου

Η σωστή τοποθέτηση των ηλιοστατών στο πεδίο, είναι η πιο σημαντική διαδικασία για την εγκατάσταση πύργων ηλιακής ισχύος. Τα σημεία που θα τοποθετηθούν προκύπτουν έπειτα από μια σειρά υπολογισμών και εξαρτώνται από πολλές παραμέτρους της εγκατάστασης. Αυτή η πολύπλοκη διαδικασία έχει σκοπό να μεταφέρει τη μέγιστη δυνατή ηλιακή ακτινοβολία στο δέκτη με τις λιγότερες δυνατές απώλειες.

Αρχικά, πρέπει να επιλεγεί η διάταξη του ηλιοστατικού πεδίου. Σύμφωνα λοιπόν με την απαιτούμενη ισχύ του σταθμού και την τοποθεσία, και έπειτα από προσομοιώσεις, επιλέγεται βόρεια ή περιμετρική διάταξη. Έπειτα, επιλέγεται το μοτίβο του ηλιοστατικού πεδίου.

Έπειτα από δεκαετίες ερευνών για τον σωστό καθορισμό των συντεταγμένων των ηλιοστατών στο πεδίο, έχουν αναπτυχθεί κώδικες για τον αυτόματο υπολογισμό και τη βελτιστοποίηση του ηλιοστατικού πεδίου, για τους οποίους θα αναφερθούμε παρακάτω. Βελτιστοποιημένες διατάξεις ακτινωτού κλιμακωτού μοτίβου αναπτύχθηκαν στο Πανεπιστήμιο του Houston (Lirps & Vant-Hull, 1978) με αποτέλεσμα να υπάρχει ένα μέσο για τον καθορισμό της χωροθέτησης και της πυκνότητας μίας πρώιμης διάταξης ηλιοστατικού πεδίου (Σχήμα 5.10). [15]



Σχήμα 5.10 Ακτινωτή Κλιμακωτή Διάταξη όπως αναπτύχθηκε από το Πανεπιστήμιο του Houston [15]

Η ακτινική απόσταση μεταξύ των ηλιοστατών ΔR και η αζιμουθιακή απόσταση ΔA ορίστηκε από τον Dellin (DELSOL 2, 1981) και αναφέρεται από τον Kistler (DELSOL 3, 1986) για ηλιοστάτες υψηλής ανακλαστικότητας (περίπου 90%) σε μεγάλα πεδία. Έτσι ισχύει ότι η ακτινική απόσταση θα πρέπει να είναι $\Delta R = (1.4424 \cot \theta_L - 1.0935 + 3.0684\theta_L - 1.1256\theta_L^2) HM$ (m) όπου HM το ύψος του ηλιοστάτη, και $\Delta A = WM \left(1.7491 + 0.6396\theta_L + \frac{0.2873}{\theta_L - 0.04902} \right)$ (m), όπου WM το πλάτος του ηλιοστάτη. Ως θ_L συμβολίζεται 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 υπολογίζεται από τη σχέση $\theta_L = \tan^{-1}\left(\frac{TH}{R}\right)$ (deg), όπου TH το ύψος του πύργου και R η απόσταση του ηλιοστάτη από τη βάση του πύργου. Επίσης, η αζιμουθιακή γωνία μεταξύ δύο διαδοχικών ηλιοστατών που βρίσκονται στην ίδια ακτινική απόσταση, ορίζεται ως $\theta_A = \frac{\Delta A}{R}$. [15], [60]

Στη διαδικασία για την χωροθέτηση του ηλιοστατικού πεδίου η περιοχή γύρω από τον πύργο χωρίζεται σε ομόκεντρες ζώνες. Η ακτινική και η αζιμουθιακή απόσταση χρησιμοποιείται για να καθοριστεί το μέσο ή το κεντρικό μοτίβο για την κάθε ζώνη. Η πυκνότητα των ηλιοστατών της κάθε ζώνης ορίζεται από τη σχέση $\rho_F = \frac{2DM \cdot WM \cdot HM}{\Delta R \cdot \Delta A}$, όπου DM ο λόγος της ανακλαστικής επιφάνειας προς τη συνολική επιφάνεια του ηλιοστάτη. Εάν επιλεχθούν μεγάλες ζώνες υπάρχει η πιθανότητα να μην είναι δυνατή η διατήρηση της αζιμουθιακής απόστασης ΔA . Επίσης, οι ηλιοστάτες που βρίσκονται κοντά στον εσωτερικό δακτύλιο της κάθε ζώνης, έχουν μεγαλύτερη πιθανότητα να εμφανίσουν μηχανικές παρεμβολές ή μη αποδεκτές απώλειες σκίασης και παρεμπόδισης. [15]

Η οριοθέτηση του ηλιοστατικού πεδίου καθορίζεται από το ύψος του πύργου κι από το είδος του ηλιακού δέκτη. Η ακτινική απόσταση της πρώτης και της τελευταίας σειράς ηλιοστατών όπως ορίστηκε από τον κώδικα DELSOL είναι διαδοχικά $R_{\min} = 0.8 \cdot TH$ και $R_{\max} = 7.15 \cdot TH$. Η μέγιστη αζιμουθιακή απόσταση για συστήματα με διάταξη βόρεια του πύργου, υπολογίζεται γεωμετρικά σύμφωνα με τον ηλιακό δέκτη, δηλαδή το σχήμα του ανοίγματος του δέκτη, τη γωνία κλίσης και τη γωνία λήψης του. [54], [60]

Έτσι, μετά τον διαχωρισμό του ηλιοστατικού πεδίου σε ζώνες και γνωρίζοντας την πυκνότητα σε ηλιοστάτες της κάθε ζώνης, είμαστε σε θέση να βρούμε τις συντεταγμένες του κάθε ηλιοστάτη στο πεδίο. Γνωρίζοντας της αζιμουθιακή γωνία για διαδοχικούς ακτινικά ηλιοστάτες, μπορούμε να βρούμε

τις συντεταγμένες όλων των ηλιοστατών στην ίδια ακτίνα. Ο πρώτος ηλιοστάτης της ζώνης αφού θα βρίσκεται στον άξονα των y , θα έχει τετμημένη ίση με 0, και τεταγμένη ίση με τη μικρότερη δυνατή απόσταση από τη βάση του πύργου σύμφωνα με τους περιορισμούς ή τα όρια της ζώνης. Ο επόμενος ηλιοστάτης στο πρώτο τεταρτημόριο θα έχει τεταγμένη που ορίζεται από τη σχέση $y = R \cdot \cos\left(1 \cdot \frac{\Delta A}{R}\right)$, ενώ η τετμημένη θα είναι $x = R \cdot \sin\left(1 \cdot \frac{\Delta A}{R}\right)$, όπου R η απόσταση από τη βάση του πύργου. Ο δεύτερος ηλιοστάτης στη σειρά θα έχει τεταγμένη $y = R \cdot \cos\left(2 \cdot \frac{\Delta A}{R}\right)$ και τετμημένη $x = R \cdot \sin\left(2 \cdot \frac{\Delta A}{R}\right)$ και ούτω καθεξής. Οι τετμημένες στο δεύτερο τεταρτημόριο είναι ίδιες με του πρώτου με αλλαγμένο πρόσημο. Για το τρίτο και το τέταρτο τεταρτημόριο οι συντεταγμένες είναι ίδιες με αυτές που βρίσκονται πάνω από τον άξονα x με αντίθετα πρόσημα. Έτσι λοιπόν, γνωρίζουμε που τοποθετείται μία σειρά ηλιοστατών. Για τις επόμενες σειρές, οι μεταβλητές αλλάζουν σύμφωνα με την απόσταση της κάθε σειράς από τη βάση του πύργου R . Ο υπολογισμός της απόστασης R υπολογίζεται διαφορετικά για τις ζυγές σειρές απ' ότι για τις μονές σειρές. Η τρίτη σειρά υπολογίζεται ως άθροισμα της απόστασης της πρώτης σειράς και της ακτινικής απόστασης ΔR . Γνωρίζοντας την απόσταση της τρίτης σειράς, μπορούμε να υπολογίσουμε την απόσταση της δεύτερης σειράς από τη σχέση $R_2 = R_1 + \frac{R_3 - R_1}{2}$. Για τις ζυγές σειρές, ο υπολογισμός είναι διαφορετικός, αφού στον άξονα y δεν τοποθετείται ηλιοστάτης. Έτσι, στο πρώτο τεταρτημόριο ο πρώτος ηλιοστάτης θα έχει τεταγμένη $y = R \cdot \cos\left[\left(0.5+0\right) \frac{\Delta A}{R}\right]$ και τετμημένη $x = R \cdot \sin\left[\left(0.5+0\right) \frac{\Delta A}{R}\right]$. Ο δεύτερος θα έχει τεταγμένη $y = R \cdot \cos\left[\left(0.5+1\right) \frac{\Delta A}{R}\right]$ και τετμημένη $x = R \cdot \sin\left[\left(0.5+1\right) \frac{\Delta A}{R}\right]$ και ούτω καθεξής. Στα υπόλοιπα τεταρτημόρια ισχύει ότι αναφέρθηκε παραπάνω για την πρώτη σειρά ηλιοστατών.

Προχωρώντας στην διαδικασία, παρατηρείται ότι η αζιμουθιακή απόσταση ΔA αυξάνεται αρκετά, ώστε να υπάρχει η δυνατότητα να τοποθετηθούν κι άλλοι ηλιοστάτες ανάμεσα. Αυτό κρίνεται απαραίτητο όταν η απόσταση αυτή ξεπερνά κατά δύο φορές τουλάχιστον τον απαιτούμενο χώρο του κάθε ηλιοστάτη. Σε αυτήν την περίπτωση, υπολογίζουμε ξανά τις συντεταγμένες της σειράς, μειώνοντας την αζιμουθιακή γωνία θ_A κατά $\frac{1}{2}$. [15], [23], [33], [36], [54], [56], [57], [60], [61]

5.2.2.5 Κώδικες Βελτιστοποίησης Ηλιοστατικού Πεδίου

Όπως γίνεται αντιληπτό, η διαδικασία χωροθέτησης του ηλιοστατικού πεδίου είναι πολύ χρονοβόρα, και λόγω της πολυπλοκότητας της είναι πολύ πιθανό να γίνουν σφάλματα. Έτσι, για να μπορεί να χωροθετηθεί και να βελτιστοποιηθεί το ηλιοστατικό πεδίο, έχουν αναπτυχθεί κώδικες που υπολογίζουν και τοποθετούν τους ηλιοστάτες στο πεδίο ελαχιστοποιώντας τις απώλειες και κατά συνέπεια το κόστος.

Σύμφωνα με τους υπολογισμούς του Πανεπιστημίου του Houston, αναπτύχθηκε ο κώδικας RCELL, ο οποίος αυτόματα τοποθετεί τους ηλιοστάτες στο χώρο, εξομοιώνει τη λειτουργία του πεδίου, υπολογίζει τη ροή θερμότητας για κάθε ηλιοστάτη ή για όλο το πεδίο. Σήμερα ο κώδικας RCELL χρησιμοποιείται από την εφαρμογή με την εμπορική ονομασία TieSOL.

Ο κώδικας DELSOL 3 (Kistler, 1986) είναι ο πιο διαδεδομένος, αφού μετά την εισαγωγή των βασικών παραμέτρων, όπως το ύψος του πύργου και η γεωμετρία του ηλιακού δέκτη, είναι σε θέση να χωρίσει το πεδίο σε ζώνες και να μας δώσει την πυκνότητα ηλιοστατών σε κάθε ζώνη, αλλά και συγκεκριμένες συντεταγμένες. Επίσης, έχει τη δυνατότητα να παράγει χάρτες ροής θερμότητας για το δέκτη και είναι σε θέση να υπολογίσει και τους βαθμούς απόδοσης τους συστήματος σε όλους τους τομείς της εγκατάστασης.

Ενδεικτικά, αξίζει να αναφερθούμε και σε πιο πρόσφατους κώδικες, όπως ο HFLCAL, ο οποίος είναι η εξέλιξη του πρώτου κώδικα που αναπτύχθηκε, του MIRVAL, και σήμερα ανήκει στο Γερμανικό Κέντρο Αεροδιαστημικής (DLR). Επίσης, η Κινεζική Ακαδημία Επιστημών, έχει αναπτύξει τον κώδικα HFLD, ο οποίος είναι σε θέση να κάνει βελτιστοποίηση του ηλιοστατικού πεδίου. [23], [33], [60], [62]

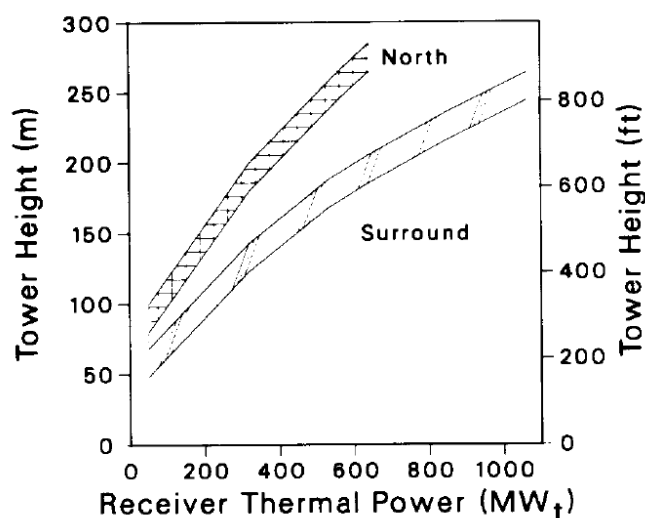
5.2.3 Ύψος Πύργου

Ο πύργος παρέχει την στήριξη του ηλιακού δέκτη στο κατάλληλο ύψος. Επίσης, παρέχει στήριξη στις σωληνώσεις και σε όλον τον σχετικό ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό. Μεταφέρει τα φορτία βαρύτητας του πύργου και του εξοπλισμού, αλλά και τα φορτία ανέμων και σεισμών σε επίπεδα κάτω από τα θεμέλια του. Το ύψος του προκύπτει από το σχεδιασμό και επηρεάζεται σημαντικά από τις ιδιότητες του δέκτη αλλά και από το ρευστό μεταφοράς θερμότητας. Το κατάλληλο ύψος ενός πύργου εξαρτάται και από άλλες παραμέτρους, όπως το κόστος και η απόδοση των υπολοίπων συστημάτων. Επίσης, εξαρτάται από το ηλιοστατικό πεδίο, η διάταξη του οποίου καθορίζεται από το ύψος του πύργου.

Το ύψος του πύργου περιορίζεται από το κόστος του. Οι δύο παράγοντες που επηρεάζουν την κατασκευή του πύργου είναι το βάρος, τα φορτία των ανέμων αλλά και η σεισμική δραστηριότητα. Σχετικά με το βάρος, η κατασκευή επηρεάζεται και από το εκάστοτε ρευστό μεταφοράς θερμότητας που χρησιμοποιείται. Όσον αφορά την κατασκευή, υπάρχουν δύο τρόποι, κατασκευή ατσάλινου σκελετού (δικτύωμα) ή με σκυρόδεμα. Στην περίπτωση του ατσάλινου σκελετού, η τεχνική που ακολουθείται είναι ίδια με την τεχνική κατασκευής ενός πύργου γεώτρησης πετρελαίου. Στην περίπτωση του σκυροδέματος ακολουθούνται οι τεχνικές κατασκευής καπνοδόχου. Οι

αναλύσεις κόστους δείχνουν ότι η κατασκευή με ασάλι είναι φθηνότερη σε ύψη πύργου μικρότερα από 120m και η κατασκευή με σκυρόδεμα είναι φθηνότερη σε μεγαλύτερα ύψη. [15]

Σχετικά με τη διάταξη, μία εγκατάσταση με διάταξη ηλιοστατικού πεδίου βόρεια του πύργου με δέκτη κοιλότητας απαιτεί ψηλότερο πύργο από ένα σταθμό με διάταξη περιμετρικά του πύργου και κυλινδρικό δέκτη (σχήμα 5.11). Το ύψος του πύργου επηρεάζει και τις απώλειες συνημιτόνου, σκίασης και παρεμπόδισης του πεδίου. Μεγαλύτερο ύψος πύργου μειώνει αυτές τις απώλειες αλλά παράλληλα αυξάνει κατά πολύ το κόστος. Επίσης, ένας ψηλότερος πύργος εξασφαλίζει πυκνότερη διάταξη του πεδίου. Ωστόσο, αυξάνοντας το ύψος του πύργου αυξάνονται και οι απώλειες ατμοσφαιρικής διαπερατότητας λόγω της μεγαλύτερης απόστασης που θα πρέπει να διανύουν οι ανακλώμενες ακτίνες. [23]



Σχήμα 5.11 Ύψος Πύργου σε σχέση με τη Θερμική Ενέργεια του Ηλιακού Δέκτη για Βόρειο και Περιμετρικό Ηλιοστατικό Πεδίο [23]

5.2.4 Ηλιακός Δέκτης

Ο ηλιακός δέκτης καθορίζει τη διάταξη και θέτει τα όρια του ηλιοστατικού πεδίου. Επιλέγεται ανάλογα με την απαιτούμενη θερμική ισχύ του ρευστού μεταφοράς θερμότητας. Επίσης, ανάλογα με το δέκτη, κατασκευάζεται και ο πύργος, για την αντιμετώπιση του βάρους του. Για διατάξεις περιμετρικά του πύργου επιλέγονται κυλινδρικοί δέκτες, ενώ για διατάξεις βόρεια του πύργου, αφού εστιάζεται η ανακλώμενη ακτινοβολία στην μία πλευρά του, επιλέγεται ο δέκτης κοιλότητας, με κριτήριο τις χαμηλές θερμικές απώλειες του. [15]

Στην περίπτωση του δέκτη κοιλότητας, τα γεωμετρικά όρια του ηλιοστατικού πεδίου τίθενται από το εμβαδόν του ανοίγματος και τη γωνία κλίσης. Μεγαλύτερο εμβαδόν ανοίγματος σημαίνει και μεγαλύτερο σε έκταση ηλιοστατικό πεδίο, με συνέπεια αυξημένες απώλειες (ατμοσφαιρικής διαπερατότητας και θερμικές απώλειες του δέκτη). Επίσης, η αλλαγή στην κλίση του δέκτη αλλάζει την οριοθέτηση του ηλιοστατικού πεδίου, με συνέπεια την πιθανή μείωση της απόδοσης του πεδίου. [54]

Ο βαθμός απόδοσης του ηλιακού δέκτη ορίζεται ως ο λόγος της θερμικής ενέργειας που λαμβάνει το ρευστό μεταφοράς στις σωληνώσεις προς τη θερμική ενέργεια που λαμβάνει ο δέκτης από το ηλιοστατικό πεδίο, δηλαδή

$n_{receiver} = \frac{\dot{Q}_{net}}{\dot{Q}_{inc}}$. Η θερμική ενέργεια που λαμβάνει το ρευστό θα είναι

$\dot{Q}_{net} = \dot{m} \cdot \Delta h$, όπου \dot{m} η παροχή του ρευστού μεταφοράς στις σωληνώσεις του δέκτη και Δh η διαφορά της ενθαλπίας $h_{out,rec} - h_{in,rec}$. Η θερμική ενέργεια που λαμβάνει ο δέκτης από το ηλιοστατικό πεδίο μπορεί να οριστεί ως

$\dot{Q}_{inc} = N \cdot A_{helio\,stat} \cdot I \cdot n_{field} \cdot n_{avail}$, όπου N ο αριθμός των ηλιοστατών, $A_{helio\,stat}$ το εμβαδόν της ανακλαστικής επιφάνειας του ηλιοστάτη, I η άμεση ηλιακή ακτινοβολία, n_{field} ο βαθμός απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου και n_{avail} ο συντελεστής διαθεσιμότητας του ηλιοστατικού πεδίου που λαμβάνεται συνήθως ίσος με 0.99. [15]

5.2.4.1 Μέγεθος και Σχήμα Ηλιακού Δέκτη

Η βασική παράμετρος για τον ορισμό των διαστάσεων του ηλιακού δέκτη, είναι η ενεργή ή ακτινοβολούμενη επιφάνεια απορρόφησης. Για δεδομένους σχεδιαστικούς και θερμικούς περιορισμούς, όπως το όριο της θερμικής ροής, η επιφάνεια απορρόφησης είναι ανάλογη με τη μέγιστη θερμική ισχύ του δέκτη.

Το σχήμα του δέκτη εξαρτάται από το μέγεθος, και χαρακτηρίζεται από το λόγο ύψους – πλάτους του ανοίγματος του δέκτη κοιλότητας ή από το λόγο ύψους – διαμέτρου του εξωτερικού κυλινδρικού δέκτη. Ο λόγος ύψους πλάτους του ανοίγματος για το δέκτη κοιλότητας κυμαίνεται από 0.7 για μικρούς δέκτες έως λίγο παραπάνω από 1 για μεγάλους δέκτες. Παράλληλα, ο λόγος ύψους – διαμέτρου για τους εξωτερικούς κυλινδρικούς δέκτες κυμαίνεται από 1 έως 2 για πολύ μεγάλα συστήματα. [23]

Η επιλογή του τύπου ηλιακού δέκτη εξαρτάται κυρίως από το ρευστό μεταφοράς θερμότητας και γενικότερα με την τεχνολογία που επιλέγεται για την παραγωγή ισχύος. Μία παράμετρος που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να καθοριστούν τα χαρακτηριστικά μεγέθη του δέκτη είναι η επιφάνεια απορρόφησης θερμικής ενέργειας. Για συγκεκριμένους τρόπους σχεδιασμού και καθορισμένα όρια ροής θερμότητας, η επιφάνεια απορρόφησης εξαρτάται από τη μέγιστη απαιτούμενη θερμική ενέργεια. Για να διαστασιοποιηθεί ο δέκτης θα πρέπει να οριστεί ένα όριο ροής θερμικής ενέργειας. [23]

5.2.4.2 Ροή Θερμότητας στον Ηλιακό Δέκτη

Η ροή θερμότητας στον ηλιακό δέκτη, απαιτεί τετελεσμένες αναλύσεις ερπυσμού και κοπώσεως των σωληνώσεων του δέκτη σε συγκεκριμένο θερμικό ή υδραυλικό σχεδιασμό. Γενικότερα, η ροή θερμότητας εξαρτάται

ταυτόχρονα από το ρευστό μεταφοράς θερμότητας και τα υλικά κατασκευής των σωληνώσεων. [23]

Η θερμότητα που λαμβάνει ο ηλιακός δέκτης από το ηλιοστατικό πεδίο, θα πρέπει να κατανέμεται ομοιόμορφα. Έτσι, είναι απαραίτητη η λεπτομερής ανάλυση για τον καθορισμό της κατάλληλης στόχευσης της ακτινοβολίας από τους ηλιοστάτες στο δέκτη (αποτύπωμα), ώστε τα επίπεδα της θερμότητας στην επιφάνεια του δέκτη να είναι σωστά κατανεμημένα ελαχιστοποιώντας τις απώλειες διαρροής. Όταν καθορίζονται τα αποτυπώματα των ηλιοστατών στο δέκτη, επιλέγονται οι ηλιοστάτες με τις μικρότερες απώλειες σκίασης και παρεμπόδισης για στόχευση σε σημείο διαφορετικό από το κέντρο του ηλιακού δέκτη, για να κατανεμηθεί η θερμική ροή σε όλη την επιφάνεια του δέκτη. Εφόσον δεν είναι δυνατή η επίτευξη κατάλληλης ροής θερμότητας στο δέκτη, η διαδικασία επαναλαμβάνεται μεγαλώνοντας το μέγεθος του δέκτη για την μείωση των απωλειών. Το όριο της θερμικής ροής προκύπτει συναρτήσει του εργαζόμενου ρευστού και των υλικών που είναι κατασκευασμένες οι σωληνώσεις του δέκτη.

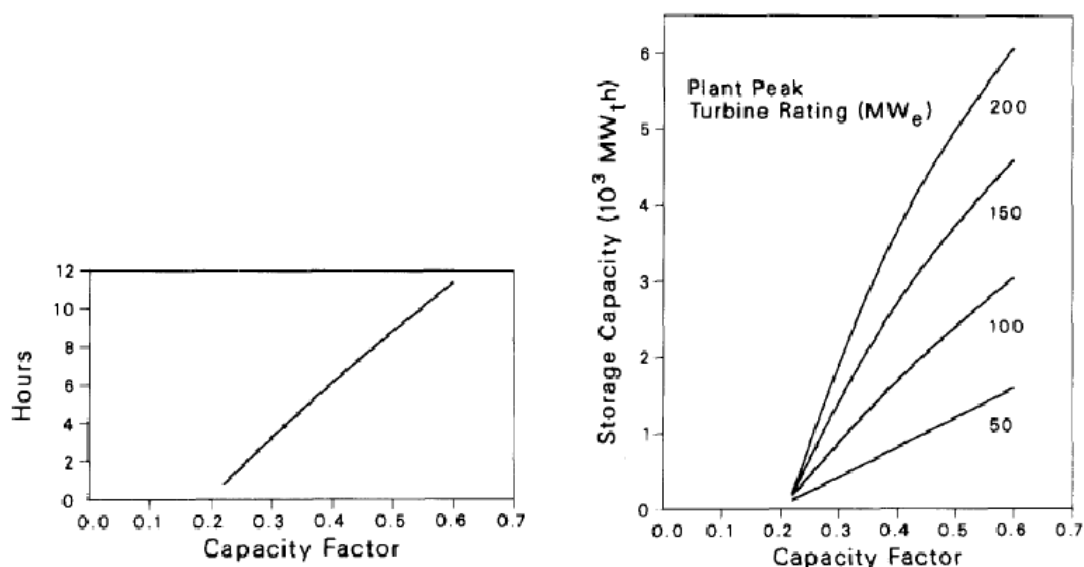
Στους εξωτερικούς κυλινδρικούς δέκτες, λόγω της καλύτερης οπτικής απόδοσης των ηλιοστατών που βρίσκονται βόρεια του πύργου, η μέγιστη ροή θερμότητας βρίσκεται στην βόρεια επιφάνεια του δέκτη. Έτσι, με βάση αυτό το μοτίβο της ροής θερμότητας στην επιφάνεια του δέκτη, μπορεί να εξεταστεί η τοπική ροή του ρευστού μεταφοράς θερμότητας όπως και η μέγιστη θερμοκρασία στις σωληνώσεις του δέκτη. [23]

5.3. ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η βελτιστοποίηση του τομέα αξιοποίησης ενέργειας, αποσκοπεί στην παραγωγή θερμικής ενέργειας με το ελάχιστο δυνατό κόστος. Η διαστασιολόγηση των παραμέτρων της αξιοποίησης ενέργειας, αποτελεί κυρίως αποτίμηση της χρήσης της ενέργειας παρά λεπτομερή βελτιστοποίηση.

5.3.1 Διαστασιολόγηση Συστήματος Αποθήκευσης Θερμικής Ενέργειας

Το μέγεθος του συστήματος αποθήκευσης σχετίζεται άμεσα αρχικά με τις απαιτήσεις της ενέργειας σε όλο το σταθμό και έπειτα με τον τομέα συλλογής ενέργειας. Τα βασικά χαρακτηριστικά που επηρεάζουν το μέγεθος του συστήματος αποθήκευσης είναι η απόδοση του στροβίλου, ο θερμοδυναμικός βαθμός απόδοσης του κύκλου, ο συντελεστής εκμετάλλευσης και ο τρόπος λειτουργίας του σταθμού.



Σχήμα 5.12 Μέγεθος Συστήματος Αποθήκευσης Ενέργειας σε σχέση με τον Συντελεστή Εκμετάλλευσης του Σταθμού [23]

Στο αριστερό γράφημα του σχήματος 5.12, παρατηρούμε τις ώρες λειτουργίας του συστήματος αποθήκευσης στη μέγιστη ενεργειακή απόδοση του στροβίλου ως συνάρτηση με το συντελεστή εκμετάλλευσης. Οι ώρες που εμφανίζονται στο γράφημα, προκύπτουν από την ελάχιστη απαίτηση αποθηκευμένης ενέργειας σχετιζόμενη με την καθαρή αποθηκευμένη θερμική ενέργεια. Αυτή η ποσότητα καθορίζεται από τη διαφορά μεταξύ της ενέργειας στον τομέα συλλογής και της ενέργειας που απαιτείται για την τροφοδοσία του στροβίλου.

Στο δεξί γράφημα του σχήματος 5.12, παρατηρούμε την αποθηκευτική ικανότητα για διάφορα μεγέθη στροβίλων συναρτήσει του συντελεστή εκμετάλλευσης.

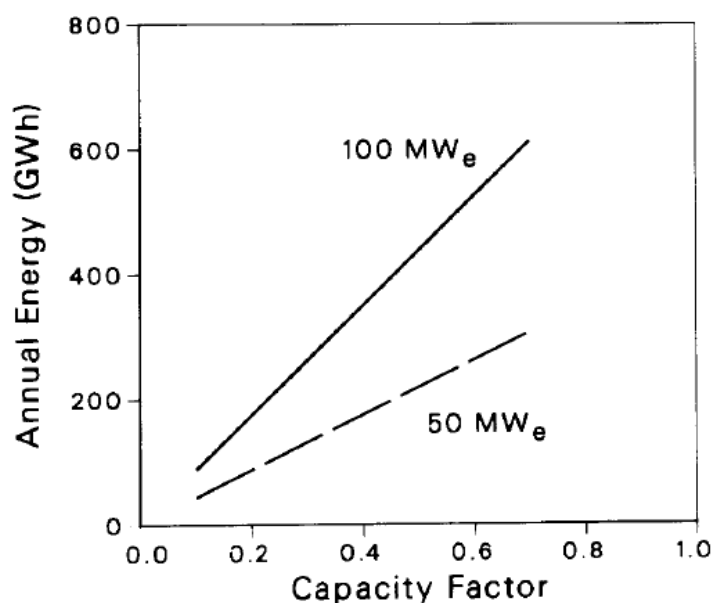
Οι δεξαμενές αποθήκευσης θερμικής ενέργειας, δεν διαφέρουν από τις μεγάλες δεξαμενές πετρελαίου, και οι διαστάσεις τους έχουν λόγο ύψους – διαμέτρου μικρότερο από 1. Επίσης, τα συστήματα μεταφοράς του ρευστού, αποτελούνται από αντλίες για την κυκλοφορία του ρευστού. [23]

5.3.2 Ετήσια Εκτίμηση Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο υπολογισμός της ετήσιας παραγωγής ενέργειας, εξαρτάται από πολλές παραμέτρους, όπως οι καιρικές συνθήκες και ο τρόπος λειτουργίας του σταθμού, συνεπώς είναι δύσκολο να εκτιμηθεί με ακρίβεια χρησιμοποιώντας απλουστευμένους κανόνες σχεδιασμού. Έτσι, γίνεται η χρήση υπολογιστικών μοντέλων για τη ροή της ενέργειας σε ένα σταθμό, χρησιμοποιώντας πραγματικά μετεωρολογικά δεδομένα και ρεαλιστικές εκτιμήσεις για την τροφοδοσία των υποσυστημάτων. [23]

Σύμφωνα με μελέτες που έχουν πραγματοποιηθεί, λαμβάνοντας υπόψη τη σχέση μεταξύ του συντελεστή εκμετάλλευσης και τους συντελεστή

υπερδιαστασιολόγησης όπως είδαμε στο σχήμα 5.3, είμαστε σε θέση να υπολογίσουμε την ετήσια ενεργειακή παραγωγή από το σύστημα. Αφού ο συντελεστής εκμετάλλευσης ορίζεται ως ο λόγος της μέσης ετήσιας ενέργειας που παράγει το σύστημα προς την ενέργεια που παράγει ετήσια στο σημείο σχεδιασμού, μπορούμε γνωρίζοντας το συντελεστή εκμετάλλευσης να βρούμε την ετήσια παραγωγή ενέργειας (σχήμα 5.13). [23]



Σχήμα 5.13 Ετήσια Παραγόμενη Ενέργεια ως συνάρτηση του Συντελεστή Εκμετάλλευσης [23]

5.3.3 Κόστος Ενέργειας

Το κόστος ενέργειας υπολογίζεται συνήθως ως σταθμισμένο κόστος, και προκύπτει από το λόγο του ετήσιου κόστους του σταθμού προς την ετήσια ενεργειακή παραγωγή.

Αρχικά, υπολογίζεται το κόστος κεφαλαίου, το οποίο προκύπτει από το άθροισμα του κόστους κάθε τομέα του σταθμού, και είναι απαραίτητο για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους ενέργειας. Το κόστος κεφαλαίου

περιλαμβάνει όλα τα κόστη που προκύπτουν πριν τη λειτουργία του σταθμού. Σε αυτά περιλαμβάνονται οι άμεσες και οι έμμεσες δαπάνες, τα απροσδόκητα κόστη και το κόστος της έναρξης της λειτουργίας του σταθμού. Υπολογίζεται ότι οι έμμεσες δαπάνες, τα απροσδόκητα κόστη και το κόστος έναρξης, αντιστοιχούν σε 20% – 35% των άμεσων δαπανών. Ενδεικτικά, για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους κεφαλαίου υπολογίζονται τα κόστη του τομέα συλλογής ενέργειας, του ηλιακού δέκτη, του πύργου, το κόστος μεταφοράς, του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, του συστήματος μετατροπής ενέργειας και των λειτουργικών συστημάτων του σταθμού.

Εξίσου σημαντικό, είναι το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, το οποίο περιλαμβάνει το κόστος εργασίας και τα υλικά για τη λειτουργία και τη συντήρηση του σταθμού, αντικατάσταση των μέσων αποθήκευσης και τα γενικά έξοδα που προκύπτουν κατά τη λειτουργία του. [23]

5.4 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΙΣΟΛΟΓΙΣΜΟΣ

Μέσα από τον ενεργειακό ισολογισμό του σταθμού πύργου ηλιακής ισχύος, θα δούμε όλες τις ενεργειακές μετατροπές, από την ηλιακή ακτινοβολία που δέχεται ο δέκτης, την μετατροπή σε θερμική ενέργεια στον ηλιακό δέκτη και τέλος την ηλεκτρική που παράγεται από τη γεννήτρια.

5.4.1 Ηλιακή Ενέργεια

Η διαθέσιμη ηλιακή ενέργεια που βρίσκεται στην περιοχή της εγκατάστασης, προκύπτει έπειτα από μετρήσεις ετών. Έτσι, χρησιμοποιώντας τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής, γνωρίζουμε την άμεση ηλιακή

ακτινοβολία που συμβολίζεται με I . Το ποσό αυτής της ακτινοβολίας που ανακλάται από τους ηλιοστάτες στον κεντρικό δέκτη, και ορίζεται από τη σχέση $\dot{Q}_{useful} = N_h \cdot A_h \cdot I \cdot n_{avail}$, όπου N_h ο αριθμός των ηλιοστατών, A_h το εμβαδόν της ανακλαστικής επιφάνειας του κάθε ηλιοστάτη και n_{avail} ο συντελεστής διαθεσιμότητας του ηλιοστατικού πεδίου (συνήθως λαμβάνεται ίσος με 0.99). Η θερμική ενέργεια που φτάνει στο δέκτη υπολογίζεται από τη σχέση $\dot{Q}_{inc} = n_{field} \cdot \dot{Q}_{useful}$, όπου n_{field} ο βαθμός απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου. Όπως είδαμε και στην ενότητα 3.3.2, ο βαθμός απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου ισούται με το άθροισμα των συντελεστών κάθε δυνατής απώλειας, δηλαδή $n_{field} = n_{cos} \cdot n_{refl} \cdot n_{att} \cdot n_{shadow} \cdot n_{blocking} \cdot n_{spill}$. [15]

5.4.2 Θερμική Ενέργεια

Η θερμική ενέργεια που φτάνει στον ηλιακό δέκτη μεταφέρεται στο ρευστό μεταφοράς θερμότητας. Κατά τη μεταφορά, υπάρχουν απώλειες που ορίζουν το βαθμό απόδοσης του δέκτη $n_{receiver} = n_{conv} \cdot n_{radiation} \cdot n_{absorp} \cdot n_{conduct}$. Επίσης, ο βαθμός απόδοσης του ηλιακού δέκτη ορίζεται ως ο λόγος της θερμικής ενέργειας που λαμβάνει το ρευστό στις σωληνώσεις του δέκτη προς τη θερμική ενέργεια που φτάνει στον ηλιακό δέκτη από το ηλιοστατικό πεδίο,

δηλαδή $n_{receiver} = \frac{\dot{Q}_{net}}{\dot{Q}_{inc}}$. [15]

5.4.3 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η θερμική ενέργεια του ρευστού μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω του μπλοκ ισχύος. Ο βαθμός απόδοσης του μπλοκ ισχύος υπολογίζεται αν

λάβουμε υπόψη μας τις απώλειες που προκύπτουν από την έξοδο του ρευστού από τον ηλιακό δέκτη μέχρι τη μετατροπή της θερμικής σε ηλεκτρική

ενέργεια στους ακροδέκτες της γεννήτριας, δηλαδή ορίζεται ως $n_{block} = \frac{P_{el, gross}}{\dot{Q}_{net}}$.

Στη διαδρομή του ρευστού από τον ηλιακό δέκτη ως τον ατμοστρόβιλο, έχουμε απώλειες στις σωληνώσεις και σε εναλλάκτες θερμότητας αν υπάρχουν. Οι βαθμός απόδοσης του μπλοκ ισχύος μπορεί να υπολογιστεί αν γνωρίζουμε το βαθμό απόδοσης του θερμοδυναμικού κύκλου. Ο βαθμός απόδοσης του θερμοδυναμικού κύκλου μπορεί να υπολογιστεί από τη σχέση

$$n_{cycle} = \frac{(\dot{m}_{turb} \cdot \Delta h_{turb}) - P_{pumps}}{\dot{m}_{rec} \cdot \Delta h_{rec}} = \frac{\dot{m}_{turb} (h_{turb, in} - h_{turb, out}) - P_{pumps}}{\dot{m}_{rec} (h_{rec, out} - h_{rec, in})},$$

όπου \dot{m}_{turb} η παροχή ατμού στο στρόβιλο, \dot{m}_{rec} η παροχή του ρευστού μεταφοράς θερμότητας στον ηλιακό δέκτη, Δh_{turb} η ενθαλπική πτώση του ατμού κατά την εκτόνωση στο στρόβιλο, Δh_{rec} η ενθαλπική αύξηση στις σωληνώσεις του δέκτη και P_{pumps} η ισχύς που καταναλώνουν οι αντλίες στο μπλοκ ισχύος. Έτσι, ο βαθμός απόδοσης του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προκύπτει από το άθροισμα των βαθμών απόδοσης του θερμοδυναμικού κύκλου και της γεννήτριας, δηλαδή $n_{block} = n_{cycle} \cdot n_{gen}$. Σε περίπτωση που υπάρχει σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, ο βαθμός απόδοσης της αποθήκευσης συμπεριλαμβάνεται στο βαθμό απόδοσης του μπλοκ ισχύος. [19], [23]

5.4.4 Καθαρή Ηλεκτρική Ενέργεια στο Δίκτυο (Gross to Net Conversion)

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τη γεννήτρια, δεν καταλήγει στο δίκτυο χωρίς απώλειες. Οι απώλειες αυτές περιλαμβάνουν και τις απώλειες ιδιοκατανάλωσης, δηλαδή την τροφοδοσία των υποσυστημάτων του σταθμού που απαιτούν ηλεκτρική ενέργεια για τη λειτουργία τους. Ο βαθμός απόδοσης

της μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας από τη γεννήτρια στο δίκτυο είναι

$$n_{el} = \frac{P_{el,net}}{P_{el,gross}}.$$

5.4.5 Υπολογισμός Ανακλαστικής Επιφάνειας - Ενεργειακό Ισοζύγιο

Γνωρίζοντας όλα τα παραπάνω, μπορούμε να βρούμε τη σχέση που ορίζει την τελική ηλεκτρική ενέργεια που εισέρχεται στο δίκτυο σε συνάρτηση με την ηλιακή ακτινοβολία της περιοχής που σχεδιάζεται ο σταθμός, αλλά και να υπολογίσουμε το απαιτούμενο ηλιοστατικό πεδίο. Έχοντας δεδομένη την απαιτούμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ξεκινάμε με τη σχέση

$$P_{el,net} = P_{el,gross} \cdot n_{el} \quad (1),$$

όπου η ενέργεια που παράγει η γεννήτρια

$$P_{el,gross} = n_{block} \cdot \dot{Q}_{net},$$

άρα η σχέση (1) γίνεται $P_{el,net} = n_{el} \cdot n_{block} \cdot \dot{Q}_{net}$ (2). Η θερμική

ενέργεια που έχει το ρευστό μεταφοράς στην έξοδο του ηλιακού δέκτη είναι

$$\dot{Q}_{net} = n_{receiver} \cdot \dot{Q}_{inc},$$

και άρα η σχέση (2) γίνεται $P_{el,net} = n_{el} \cdot n_{block} \cdot n_{receiver} \cdot \dot{Q}_{inc}$ (3),

όπου η ενέργεια που φτάνει στον ηλιακό δέκτη από το ηλιοστατικό πεδίο είναι

$$\dot{Q}_{inc} = n_{field} \cdot \dot{Q}_{useful},$$

και η σχέση (3) γίνεται $P_{el,net} = n_{el} \cdot n_{block} \cdot n_{receiver} \cdot n_{field} \cdot \dot{Q}_{useful}$ (4).

Η ηλιακή ενέργεια που ανακλάται από τους ηλιοστάτες είναι

$$\dot{Q}_{useful} = N_h \cdot A_h \cdot I \cdot n_{avail},$$

όπου $N_h \cdot A_h$ η συνολική ανακλαστική επιφάνεια του

ηλιοστατικού πεδίου A_{refl} . Έτσι, τελικώς η σχέση (4) γίνεται

$$P_{el,net} = n_{el} \cdot n_{block} \cdot n_{receiver} \cdot n_{field} \cdot n_{avail} \cdot A_{refl} \cdot I \quad (5).$$

Ο βαθμός απόδοσης του σταθμού, θα είναι ίσος με το λόγο της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προς την ανακλώμενη ηλιακή ακτινοβολία

από τους ηλιοστάτες. Δηλαδή, $n_{plant} = \frac{P_{el,net}}{\dot{Q}_{useful}} = \frac{P_{el,net}}{A_{refl} \cdot I \cdot n_{avail}}$ (6), και αφού

$$P_{el,net} = n_{el} \cdot n_{block} \cdot n_{receiver} \cdot n_{field} \cdot n_{avail} \cdot A_{refl} \cdot I,$$

τότε $n_{plant} = n_{el} \cdot n_{block} \cdot n_{receiver} \cdot n_{field} \cdot$

[15], [23]

Θα λάβουμε ως παράδειγμα το σταθμό PS10, που βρίσκεται κοντά στη Σεβίλλη της Ισπανίας. Ο σταθμός PS10 είναι ο πρώτος εμπορικός σταθμός πύργου ηλιακής ισχύος στον κόσμο, και είναι σε λειτουργία από το 2007. Η ισχύς του σταθμού είναι 11MW και παράγει ηλεκτρική ενέργεια 23.4 GWh ετησίως. Η μέση ετήσια άμεση ηλιακή ακτινοβολία στη περιοχή που βρίσκεται είναι 2012 kWh/m². Το ηλιοστατικό πεδίο αποτελείται από 624 ηλιοστάτες με εμβαδόν ανακλαστικής επιφάνειας 120m² ο καθένας. [31]

Από τις σχέσεις που αναφέρθηκαν παραπάνω θα υπολογίσουμε το απαιτούμενο ηλιοστατικό πεδίο έχοντας ως δεδομένα την άμεση ηλιακή ακτινοβολία στο σημείο σχεδιασμού και την απαιτούμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ως σημείο σχεδιασμού θα λάβουμε την 21^η Ιουνίου στο διάστημα 12:00 – 13:00, όπου η άμεση ηλιακή ακτινοβολία είναι $I_{dp} = 861Wh/m^2$. [63]

Κατά το σημείο σχεδιασμού η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να είναι $P_{el,net} = 11MWh$. Έτσι, από τη σχέση $P_{el,net} = n_{el} \cdot n_{block} \cdot n_{receiver} \cdot n_{field} \cdot n_{avail} \cdot A_{refl} \cdot I$ μπορούμε να υπολογίσουμε τη συνολική ανακλαστική επιφάνεια του ηλιοστατικού πεδίου.

Για τον αρχικό υπολογισμό, οι βαθμοί απόδοσης των διαφόρων τομέων του συστήματος λαμβάνονται εμπειρικά, αφού δεν είμαστε σε θέση να γνωρίζουμε κανένα πραγματικό μέγεθος του συστήματος. Για το παράδειγμα μας όμως, μπορούμε να πραγματοποιήσουμε τους υπολογισμούς με τους πραγματικούς βαθμούς απόδοσης. Έτσι, για τον υπολογισμό του βαθμού απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου γνωρίζουμε ότι ο συντελεστής συνημιτόνου είναι $n_{\cos} = 0.859$, ο συντελεστής ατμοσφαιρικής διαπερατότητας είναι $n_{att} = 0.954$, ο συντελεστής σκίασης και ο συντελεστής παρεμπόδισης είναι $n_{shadow} \cdot n_{blocking} = 0.9255$ και ο συντελεστής ανακλαστικότητας $n_{refl} = 0.88$. Άρα ο μέσος ετήσιος βαθμός απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου είναι $n_{field} = n_{\cos} \cdot n_{att} \cdot n_{shadow} \cdot n_{blocking} \cdot n_{refl} = 0.859 \cdot 0.954 \cdot 0.9255 \cdot 0.88 = 0.6674$. Ο βαθμός

απόδοσης του ηλιακού δέκτη είναι $n_{receiver} = 0.92$ και ο βαθμός απόδοσης του μπλοκ ισχύος και ο βαθμός απόδοσης της καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο είναι $n_{block} \cdot n_{el} = 0.307$.

Έτσι, η σχέση $P_{el,net} = n_{el} \cdot n_{block} \cdot n_{receiver} \cdot n_{field} \cdot n_{avail} \cdot A_{refl} \cdot I$ γίνεται

$$A_{refl} = \frac{P_{el,net}}{(n_{el} \cdot n_{block}) \cdot n_{receiver} \cdot n_{field} \cdot n_{avail} \cdot I_{dp}} \quad \text{και σύμφωνα με τα παραπάνω}$$

προκύπτει
$$A_{refl} = \frac{11 \cdot 10^6 Wh}{0.307 \cdot 0.92 \cdot 0.6674 \cdot 0.99 \cdot 861 Wh/m^2} = 68460.8 m^2. \quad \text{Εφόσον}$$

γνωρίζουμε ήδη το μέγεθος των ηλιοστατών $A_h = 120 m^2$, ο αριθμός των

ηλιοστατών θα είναι $N_h = \frac{A_{refl}}{A_h} = \frac{68460.8 m^2}{120 m^2} \approx 571$. Η απόκλιση του θεωρητικού

υπολογισμού από το πραγματικό αποτέλεσμα προκύπτει από το βαθμό απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου, ο οποίος μεταβάλλεται κατά τη διάρκεια του έτους.

Εφόσον γνωρίζουμε το πραγματικό μέγεθος του ηλιοστατικού πεδίου, μπορούμε να βρούμε τον ετήσιο βαθμό απόδοσης του σταθμού. Η συνολική ανακλαστική επιφάνεια του ηλιοστατικού πεδίου θα είναι $A_{refl} = N_h \cdot A_h = 624 \cdot 120 m^2 = 74880 m^2$ και η διαθεσιμότητα του πεδίου είναι $n_{avail} = 0.99$, άρα η συνολική ετήσια ανακλώμενη ηλιακή ενέργεια θα είναι

$$\dot{Q}_{useful} = A_{refl} \cdot I \cdot n_{avail} = 74880 m^2 \cdot 2012 kWh/m^2 \cdot 0.99 = 149.15 GWh. \quad \text{Σύμφωνα με τη}$$

σχέση (6) ο βαθμός απόδοσης της εγκατάστασης θα είναι

$$n_{plant} = \frac{P_{el,net}}{\dot{Q}_{useful}} = \frac{23.4 GWh}{149.15 GWh} = 0.157. \quad \text{Αυτός ο βαθμός απόδοσης υπολογίστηκε}$$

σύμφωνα με την πραγματική ετήσια παραγωγή ενέργειας. [64]

6. ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΠΥΡΓΟΥ ΗΛΙΑΚΗΣ **ΙΣΧΥΟΣ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΟΥ ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ**

Η Ελλάδα, λόγω του υψηλού ηλιακού δυναμικού, τα τελευταία χρόνια προσελκύει επενδυτικό ενδιαφέρον για τον τομέα της ενέργειας από πολλές χώρες του κόσμου. Έτσι, η Nur Energie σε συνεργασία με τη Motor Oil Hellas A.E. ίδρυσαν τη θυγατρική εταιρία "Nur – Moh Heliothermal A.E." με σκοπό την κατασκευή και λειτουργία του πρώτου ηλιοθερμικού σταθμού παραγωγής ενέργειας στην Ελλάδα.

Παρατηρώντας το ηλιακό δυναμικό της Ελλάδας και σύμφωνα με τις απαιτήσεις ενός ηλιοθερμικού σταθμού σε άμεση ηλιακή ακτινοβολία, η τοποθεσία του Αθερινόλακκου στη νότια Κρήτη είναι ιδανική. Το έδαφος της περιοχής δεν είναι κατάλληλο για να κατασκευαστεί σταθμός παραβολικών κοίλων συλλεκτών, αφού δεν υπάρχει ομαλότητα στο έδαφος. Ωστόσο, η αμφιθεατρική μορφή του εδάφους με ελαφρά νότια κλίση, καθιστά την περιοχή ιδανική για κατασκευή πύργου ηλιακής ισχύος. Επίσης, στον Αθερινόλακκο λειτουργεί ο Ατμοηλεκτρικός Σταθμός της Δ.Ε.Η. γειτονικά της μελλοντικής κατασκευής.

6.1 ΑΡΧΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ – ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Η Nur – Moh έχοντας συλλέξει τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής και μελετώντας την άμεση ηλιακή ακτινοβολία, κατέληξε στο συμπέρασμα ότι σε διάστημα ενός έτους οι ιδανικές ημέρες για τη λειτουργία ηλιοθερμικού σταθμού ξεπερνούν τις 160. Έτσι, ξεκίνησαν οι διαδικασίες μελέτης και αδειοδότησης για την κατασκευή του έργου. [24]

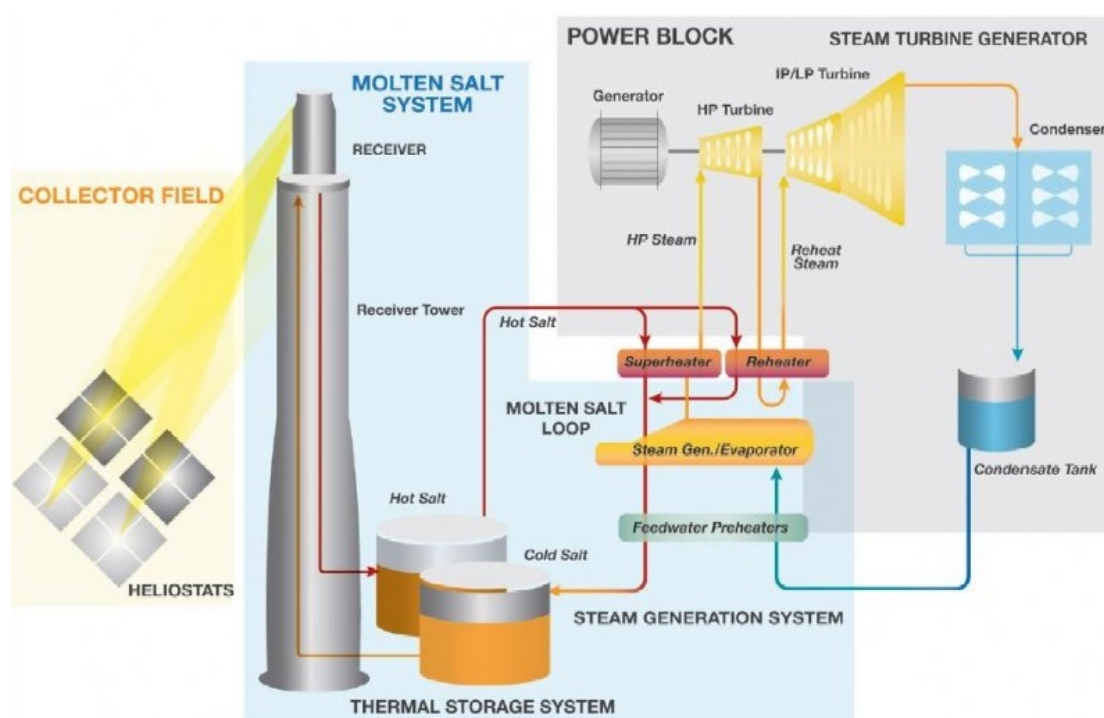
Σύμφωνα με την υπ' αριθμόν 469/2013 απόφαση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας για την τροποποίηση της άδειας παραγωγής ενέργειας για ηλιοθερμικό σταθμό στη θέση Πλαγιές Αθρινόλακκου, προκύπτει ότι η μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς του σταθμού παραγωγής θα ανέρχεται σε 52MWe. Επίσης, θα συμπεριλαμβάνει σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας που θα αποτελείται από δύο δεξαμενές άλατος για λειτουργία του σταθμού στο ονομαστικό του φορτίο για 5 ώρες. Υπάρχει και η δυνατότητα εγκατάστασης συμβατικού λέβητα, μέγιστης ισχύος 100MWth με χρήση συμβατικών καυσίμων (diesel, LPG, φυσικού αερίου) ή βιοκαυσίμου, αλλά και η δυνατότητα εγκατάστασης εφεδρικού ηλεκτροπαραγωγού ζεύγους συνολικής ισχύος 4MWeI. [55]

Η ετήσια άμεση ηλιακή ακτινοβολία της περιοχής που θα εγκατασταθεί ο σταθμός, προκύπτει έπειτα από ετήσιες μετρήσεις μετεωρολογικών δεδομένων. Η θέση της εγκατάστασης βρίσκεται σε γεωγραφικό πλάτος 35.012° και γεωγραφικός μήκος 26.134° . Σύμφωνα με τα δορυφορικά μετεωρολογικά δεδομένα παλαιότερων ετών που έχουν ήδη συλλεχθεί, η ετήσια άμεση ηλιακή ακτινοβολία της περιοχής είναι $I = 2100 \text{ kWh/m}^2$. [24], [63]

Η εγκατάσταση θα γίνει στα πρότυπα που χρησιμοποιεί η Brightsource, η εταιρία που εγκατέστησε τον μεγαλύτερο ηλιοθερμικό σταθμό πύργου ηλιακής ισχύος στον κόσμο. Έτσι, ο ηλιοθερμικός σταθμός θα αποτελείται από κυλινδρικό δέκτη Brightsource και ηλιοστατικό πεδίο περιμετρικά του δέκτη. Επίσης, και οι ηλιοστάτες είναι προϊόν της Brightsource, όπου ο κάθε ηλιοστάτης θα αποτελείται από δύο κάτοπτρα διαστάσεων πλάτους – ύψους $3.25 \times 2.25 \text{ m}$, άρα το εμβαδόν της ανακλαστικής επιφάνειας του κάθε ηλιοστάτη θα είναι $A_h = (2 \cdot 3.25 \text{ m}) \cdot 2.25 \text{ m} = 6.5 \text{ m} \cdot 2.25 \text{ m} = 14.625 \text{ m}^2$. [38]

Σχετικά με το ρευστό μεταφοράς θερμότητας, όπως αναφέραμε παραπάνω ο σταθμός περιλαμβάνει σύστημα αποθήκευσης ενέργειας τετηγμένων αλάτων. Έτσι, το ιδανικό ρευστό μεταφοράς θερμότητας για την

εγκατάσταση, θα είναι τα τηγμένα άλατα. Σύμφωνα με τις μελέτες και τις εγκαταστάσεις που έχουν ήδη πραγματοποιηθεί σχετικά με τη χημική σύσταση του ρευστού, το επικρατέστερο μίγμα είναι το Hitec Solar Salt, με σύσταση 60% νιτρικό νάτριο (NaNO_3) και 40% νιτρικό κάλιο (KNO_3). Το σημείο τήξης του μίγματος είναι σχετικά υψηλό στους 238°C , και η ιδανική μέγιστη θερμοκρασία λειτουργίας του είναι στους 593°C . [23]



Σχήμα 6.1 Σχηματική Εγκατάσταση Πύργου Ηλιακής Ισχύος με χρήση Τετηγμένων Αλάτων [45]

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, στην εγκατάσταση περιλαμβάνεται σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας δύο δεξαμενών. Αρχικά, το ρευστό που βρίσκεται στην ψυχρή δεξαμενή σε θερμοκρασία 290°C αντλείται στην κορυφή του πύργου και μέσω των σωληνώσεων του ηλιακού δέκτη θερμαίνεται σε θερμοκρασία 565°C και εισέρχεται στην θερμή δεξαμενή. Από εκεί αντλείται και χωρίζεται σε δύο κυκλώματα. Το πρώτο αρχικά εισέρχεται μέσω ενός υπερθερμαντήρα στον εναλλάκτη θερμότητας (γεννήτρια ατμού)

όπου ατμοποιείται το νερό, ενώ στη συνέχεια εισέρχεται στον προθερμαντήρα και τελικώς καταλήγει στην ψυχρή δεξαμενή. Το δεύτερο κύκλωμα εισέρχεται στον αναθερμαντήρα και καταλήγει στο πρώτο κύκλωμα πριν τη γεννήτρια ατμού. Τέλος, το ψυχρό ρευστό καταλήγει στην ψυχρή δεξαμενή ώστε να ξεκινήσει εκ νέου τη διαδικασία.

Γνωρίζουμε ότι η αύξηση του βαθμού απόδοσης ενός θερμοδυναμικού κύκλου Rankine, επιτυγχάνεται αυξάνοντας την πίεση και τη θερμοκρασία του ατμού. Οι ιδιότητες του ατμού εισόδου επιλέγονται σύμφωνα με το στρόβιλο και τον επιθυμητό θερμοδυναμικό κύκλο.

Το νερό, αντλείται σε θερμοκρασία περιβάλλοντος (19°C) και μέσω του προθερμαντήρα διαπερνά τη γεννήτρια ατμού όπου ατμοποιείται. Στη συνέχεια εισέρχεται στον υπερθερμαντήρα και εξέρχεται υπέρθερμος ατμός με θερμοκρασία 540°C και πίεση 100bar. Ο υπέρθερμος ατμός εισέρχεται στο στρόβιλο υψηλής πίεσης και έπειτα στον αναθερμαντήρα πριν καταλήξει στο στρόβιλο χαμηλής πίεσης. Στην συνέχεια, εξέρχεται από το στρόβιλο χαμηλής πίεσης κορεσμένο νερό σε θερμοκρασία 35°C το οποίο καταλήγει στον αερόψυκτο συμπυκνωτή όπου εξέρχεται σε θερμοκρασία περιβάλλοντος πριν ξεκινήσει εκ νέου ο κύκλος. [45], [65], [66]

6.2 ΘΕΩΡΗΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΜΕ ΕΤΗΣΙΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ

Για να καθοριστεί η απαιτούμενη επιφάνεια του ηλιοστατικού πεδίου, θα πρέπει να γνωρίζουμε την θερμική ενέργεια που απαιτεί ο ηλιακός δέκτης (\dot{Q}_{inc}). Για να καταλήξουμε σε αυτό θα πρέπει να λάβουμε προσεγγιστικά τους βαθμούς απόδοσης για το υπόλοιπο σύστημα. Στον οδηγό αξιολόγησης της P.A.E. υπάρχουν ενδεικτικοί βαθμοί απόδοσης για τη μοντελοποίηση τέτοιων σταθμών. Ωστόσο, για να γίνει μία αρχική εκτίμηση της ετήσιας παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, θα πρέπει να υπολογίσουμε τις ώρες

λειτουργίας του σταθμού στο ονομαστικό του φορτίο. Για τη λειτουργία του σταθμού, σύμφωνα με τον οδηγό της P.A.E., δεν λαμβάνεται υπόψη η ηλιακή ακτινοβολία που υπολείπεται του κατώφλιου που ορίζεται στα 200W/m^2 . Έτσι, από τα μετεωρολογικά δεδομένα υπολογίστηκαν οι ώρες που η ηλιοφάνεια ξεπερνά το κατώφλι ξεπερνούν τις 3500 ώρες ετησίως. Ωστόσο, αν λάβουμε υπόψη μας τη μονάδα αποθήκευσης και τον εφεδρικό συμβατικό λέβητα, οι ώρες λειτουργίας του μπορούν να φτάσουν επίπεδα 10 - 12 ωρών λειτουργίας την ημέρα. Συνεπώς, μία ρεαλιστική εκτίμηση ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με τις ώρες λειτουργίας και την ονομαστική ισχύ του σταθμού, είναι περίπου $P_{el,net} = 200000\text{MWh}_e$. [32], [63]

Για τον σωστό υπολογισμό της απαιτούμενης ενέργειας εισόδου στο σύστημα και τον καθορισμό του ηλιοστατικού πεδίου, δεν θα ληφθεί υπόψη ο χρόνος λειτουργίας της αποθηκευτικής μονάδας και του εφεδρικού λέβητα κατά τα διαστήματα που δεν υπάρχει ηλιοφάνεια. Ωστόσο, για τις ώρες που υπάρχει μερική ηλιοφάνεια, θα λάβουμε υπόψη μας τη υποστηρικτική λειτουργία της αποθηκευτικής μονάδας, αφού αποθηκεύτηκε κατά τη διάρκεια που το σύστημα δεχόταν περίσσεια ενέργειας από τον Ήλιο. Έτσι, θα υπολογίσουμε τα ενεργειακά μεγέθη για χρόνο λειτουργίας του σταθμού 8 ωρών ανά ημέρα σε πλήρες φορτίο. Συνεπώς, οι ετήσιες ώρες λειτουργίας θα είναι $h_{annual} = 8h \cdot 365 = 2920h$, άρα η καθαρή ενεργειακή παραγωγή θα είναι $P_{el,net} = h_{annual} \cdot P_{nameplate} = 2920h \cdot 52\text{MW} = 151840\text{MWh}$.

Ο συντελεστής μεταφοράς καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο, ορίζεται ως $n_{el} = n_{parasitics} \cdot n_{start} \cdot n_{el,avail}$, όπου $n_{parasitics}$ ο συντελεστής που προκύπτει από τις απώλειες ιδιοκατανάλωσης, n_{start} ο βαθμός απόδοσης εκκίνησης και $n_{el,avail}$ η διαθεσιμότητα προς το δίκτυο. Η P.A.E. ορίζει ως συντελεστή ιδιοκαταναλώσεων $n_{parasitics} = 0.884$, ως βαθμό απόδοσης εκκίνησης $n_{start} = 0.983$ και συντελεστή διαθεσιμότητας στο δίκτυο $n_{el,avail} = 0.94$. Συνεπώς,

ο συντελεστής μεταφοράς της καθαρής ενέργειας στο δίκτυο γίνεται

$$n_{el} = n_{parasitics} \cdot n_{start} \cdot n_{el,avail} = 0.884 \cdot 0.983 \cdot 0.94 = 0.816.$$

Ο βαθμός απόδοσης του μπλοκ ισχύος ορίζεται ως $n_{block} = n_{cycle} \cdot n_{gen} \cdot n_{storage}$.

Από τον οδηγό της P.A.E. ο βαθμός απόδοσης του κύκλου ορίζεται ως $n_{cycle} = 0.375$ για κύκλο με αναθέρμανση, ενώ ο βαθμός απόδοσης

αποθήκευσης ενέργειας ορίζεται ως $n_{storage} = 0.993$. Ο βαθμός απόδοσης της

γεννήτριας υπολογίζεται εμπειρικά από υπάρχουσες εγκαταστάσεις ως

$$n_{gen} = 0.95, \text{ συνεπώς ο βαθμός απόδοσης του μπλοκ ισχύος θα είναι}$$

$$n_{block} = n_{cycle} \cdot n_{gen} \cdot n_{storage} = 0.375 \cdot 0.95 \cdot 0.993 = 0.354.$$

Ο βαθμός απόδοσης του ηλιακού δέκτη, σύμφωνα με τη P.A.E. ορίζεται ως $n_{receiver} = 0.783$, ενώ ο βαθμός απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου ως

$$n_{field} = 0.56. \text{ Γνωρίζοντας τους βαθμούς απόδοσης για το σύστημα,}$$

υπολογίζουμε τη θερμική ενέργεια που χρειάζεται ο ηλιακός δέκτης από το

ηλιοστατικό πεδίο. Έτσι, $\dot{Q}_{inc} = \frac{\dot{Q}_{net}}{n_{receiver}}$, όπου $\dot{Q}_{net} = \frac{P_{el,gross}}{n_{block}}$ και $P_{el,gross} = \frac{P_{el,net}}{n_{el}}$.

Αφού γνωρίζουμε την καθαρή ηλεκτρική ενέργεια που αποδίδεται στο

δίκτυο, έχουμε $P_{el,gross} = \frac{P_{el,net}}{n_{el}} = \frac{151.84GWh_e}{0.816} = 186.08GWh_e$, και συνεπώς η

θερμική ενέργεια στην έξοδο του ηλιακού δέκτη θα είναι

$$\dot{Q}_{net} = \frac{P_{el,gross}}{n_{block}} = \frac{186.08GWh_e}{0.354} = 525.64GWh_{th}. \text{ Άρα, η θερμική ενέργεια που απαιτεί}$$

ο ηλιακός δέκτης θα είναι $\dot{Q}_{inc} = \frac{\dot{Q}_{net}}{n_{receiver}} = \frac{525.64GWh_{th}}{0.783} = 671.32GWh_{th}$. Η

ανακλώμενη ηλιακή ακτινοβολία που απαιτείται από το σύστημα θα είναι

$$Q_{useful} = \frac{\dot{Q}_{inc}}{n_{field}} = \frac{671.32GWh_{th}}{0.56} = 1198.8GWh. \text{ Η απαιτούμενη συνολική επιφάνεια}$$

ανάκλασης του ηλιοστατικού πεδίου προκύπτει από τη σχέση

$$\dot{Q}_{useful} = A_{field} \cdot I \cdot n_{avail}, \text{ όπου γνωρίζουμε την άμεση ετήσια ηλιακή ακτινοβολία}$$

$I = 2100 kWh/m^2$ και το συντελεστή διαθεσιμότητας του ηλιοστατικού πεδίου $n_{avail} = 0.99$. Συνεπώς, η συνολική απαιτούμενη ανακλαστική επιφάνεια του

ηλιοστατικού πεδίου θα είναι $A_{field} = \frac{\dot{Q}_{useful}}{I \cdot n_{avail}} = \frac{1198.8 \cdot 10^6 kWh}{2100 kWh/m^2 \cdot 0.99} = 576623.4 m^2$.

Αφού γνωρίζουμε τις διαστάσεις του κάθε ηλιοστάτη $A_h = 14.625 m^2$, οι ηλιοστάτες που απαιτούνται για να καλυφθεί αυτή η περιοχή θα είναι

$$N_h = \frac{A_{field}}{A_h} = \frac{576623.4 m^2}{14.625 m^2} \approx 39428.$$

Αυτά τα αποτελέσματα προκύπτουν σύμφωνα με ετήσια δεδομένα και είναι η θεωρητική πλευρά του σχεδιασμού, και είναι χρήσιμα μόνο για να γνωρίζουμε το εύρος των μεγεθών. Οι βαθμοί απόδοσης που χρησιμοποιήθηκαν είναι θεωρητικοί και διαφέρουν από τους πραγματικούς. [15], [32]

6.3 ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΣΤΟ ΣΗΜΕΙΟ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ

Το σημείο σχεδιασμού είναι η χρονική περίοδος που θα επιλέξουμε για να διαστασιοποιηθεί η εγκατάσταση. Για το σταθμό στον Αθρινόλακκο θα επιλέξουμε ως σημείο σχεδιασμού την 21^η Ιουνίου (θερινό ηλιοστάσιο) και ώρα 12:00 – 13:00. Η επιλογή αυτή έγινε λόγω των θερινών καιρικών συνθηκών της περιοχής κατά τη μεγαλύτερη διάρκεια του έτους, αλλά και λόγω της υψηλότερης ζήτησης κατά τους θερινούς μήνες. Η άμεση ηλιακή ακτινοβολία όπως προέκυψε από τα μετεωρολογικά δεδομένα στην περιοχή της εγκατάστασης κατά το σημείο σχεδιασμού είναι $I_{dp} = 821 Wh/m^2$. [63]

Αν λάβουμε τους βαθμούς απόδοσης από τον οδηγό αξιολόγησης της P.A.E. (ενότητα 6.2), μπορούμε να υπολογίσουμε το μέγεθος του ηλιοστατικού πεδίου στο σημείο σχεδιασμού. Σύμφωνα με την ονομαστική

ισχύ της εγκατάστασης $P_{net}=52MW$, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για μία ώρα λειτουργίας θα πρέπει να είναι $P_{el,net}=52MWh_{el}$. Ο συντελεστής μεταφοράς καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο για το σημείο σχεδιασμού θα είναι ίσος με το συντελεστή ιδιοκατανάλωσης, αφού δεν υπάρχουν εκκινήσεις και ο συντελεστής διαθεσιμότητας θα είναι ίσος με $n_{el,avail}=1$. Συνεπώς, η ηλεκτρική ενέργεια που παράγει η γεννήτρια θα είναι

$$P_{el,gross} = \frac{P_{el,net}}{n_{el}} = \frac{52MWh_e}{0.884} = 58.82MWh_e, \text{ η θερμική ενέργεια στην έξοδο του}$$

$$\text{δέκτη είναι } \dot{Q}_{net} = \frac{P_{el,gross}}{n_{block}} = \frac{58.82MWh_e}{0.354} = 166.16MWh_{th}, \text{ η θερμική ενέργεια που}$$

δέχεται ο δέκτης από το ηλιοστατικό πεδίο είναι

$$\dot{Q}_{inc} = \frac{\dot{Q}_{net}}{n_{receiver}} = \frac{166.16MWh_{th}}{0.783} = 212.22MWh_{th} \text{ και η απαιτούμενη ανακλώμενη}$$

ηλιακή ακτινοβολία από το ηλιοστατικό πεδίο είναι

$$\dot{Q}_{useful} = \frac{\dot{Q}_{inc}}{n_{field}} = \frac{212.22MWh_{th}}{0.56} = 378.96MWh. \text{ Έτσι, το συνολικό εμβαδόν}$$

$$\text{ανακλαστικής επιφάνειας είναι } A_{field} = \frac{\dot{Q}_{useful}}{I_{dp} \cdot n_{avail}} = \frac{378.96 \cdot 10^3 kWh}{0.821 kWh/m^2 \cdot 0.99} = 466251m^2 \text{ και}$$

ο αριθμός των ηλιοστατών που απαιτούνται θα είναι

$$N_h = \frac{A_{field}}{A_h} = \frac{466251m^2}{14.625m^2} \approx 31880.$$

Σε αυτήν την προσέγγιση, ο αριθμός των ηλιοστατών είναι σημαντικά μικρότερος από τον πραγματικό, αφού δεν λήφθηκε υπόψη το σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας και κατά συνέπεια και ο λόγος υπερδιαστασιολόγησης.

6.4 ΘΕΩΡΗΤΙΚΗ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ

Ο συντελεστής εκμετάλλευσης (capacity factor), υπολογίζεται ως λόγος της ετήσιας παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προς την ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια αν ο σταθμός λειτουργούσε συνεχώς στο σημείο σχεδιασμού. Έχει ήδη γίνει η εκτίμηση της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας

$P_{el,net} = 200000 MWh_e$, και η ετήσια ηλεκτρική ενέργεια στο σημείο σχεδιασμού θα είναι $P_{el,dp,annual} = 52 MW \cdot 8760 hr = 455520 MWh$. Συνεπώς ο συντελεστής

εκμετάλλευσης θα είναι $Cf = \frac{200000 MWh_e}{455520 MWh_e} = 0.439 = 43.9\%$.

Γνωρίζοντας το συντελεστή εκμετάλλευσης και μέσω του σχήματος 5.4 μπορούμε να ορίσουμε ένα εύρος του λόγου υπερδιαστασιολόγησης (solar multiple). Από το σχήμα προκύπτει ότι ο λόγος υπερδιαστασιολόγησης κυμαίνεται μεταξύ 1.9 και 2.3. Αυτό πρακτικά σημαίνει, ότι για την αποδοτικότερη λειτουργία του σταθμού θα πρέπει η θερμική ενέργεια που λαμβάνει ο ηλιακός δέκτης να είναι σχεδόν διπλάσια από τη θερμική ενέργεια που εισέρχεται στο στρόβιλο. [23]

Με τα νέα δεδομένα είμαστε σε θέση να προσδιορίσουμε εκ νέου το μέγεθος του ηλιοστατικού πεδίου. Για να γίνει όμως αυτό θα πρέπει να αναθεωρήσουμε τους βαθμούς απόδοσης του συστήματος. Έτσι, θα έχουμε μια πιο ρεαλιστική εικόνα για τα μεγέθη του σταθμού. Οι νέοι βαθμοί απόδοσης που θα προκύψουν, προέρχονται από υπάρχουσες εγκαταστάσεις ή μελέτες.

Ο βαθμός απόδοσης ηλιοστατικού πεδίου για διατάξεις περιμετρικά του πύργου, μπορεί σε κάποιες περιπτώσεις να αγγίξει το 75%, αλλά αυτό κρίνεται από την τοποθεσία και το μοτίβο που επιλέγεται για την εγκατάσταση. Στην παρούσα περίπτωση, θα ορίσουμε το βαθμό απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου σε μία εφικτή και ρεαλιστική τιμή, $n_{field} = 0.68$.

Ο βαθμός απόδοσης του ηλιακού δέκτη κρίνεται κυρίως από την κατασκευή του, και για εξωτερικό κυλινδρικό δέκτη οι τιμές του κυμαίνονται κοντά στο 90%. Αν λάβουμε ως παράδειγμα τον ηλιακό δέκτη του σταθμού Solar Two και του σταθμού Gemasolar, μπορούμε να ορίσουμε το βαθμό απόδοσης στο εφικτό $n_{receiver} = 0.88$. [34]

Ο θερμοδυναμικός κύκλος που θα ήταν προτιμότερο να χρησιμοποιηθεί θα ήταν ο κύκλος Rankine με αναθέρμανση, αφού ο βαθμός απόδοσης με χρήση τέτοιου κύκλου ξεπερνά σε κάποιες περιπτώσεις το 42%. Συμπεριλαμβάνοντας στο βαθμό απόδοσης του μπλοκ ισχύος τις απώλειες του συστήματος αποθήκευσης και την απόδοση της γεννήτριας, είναι εφικτή η προσέγγιση του βαθμού απόδοσης σε τιμή $n_{block} = 0.4$, όπως συνέβη και στο σταθμό Gemasolar. [28], [38]

Ο βαθμός απόδοσης της μεταφοράς καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας στις περισσότερες υπάρχουσες εγκαταστάσεις αγγίζει το 92%, αλλά για τη συγκεκριμένη εγκατάσταση θα είναι χαμηλότερος λόγω της μεγάλης ιδιοκατανάλωσης, αφού υπάρχει σύστημα αποθήκευσης ενέργειας και κατά συνέπεια μεγαλύτερη απαίτηση ηλεκτρικής ενέργειας για τη λειτουργία του σταθμού. Συνεπώς, σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά υπάρχοντων σταθμών, ο βαθμός απόδοσης της μεταφοράς καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας θα οριστεί ως $n_{el} = 0.87$.

Αφού πλέον γνωρίζουμε τους βαθμούς απόδοσης και το λόγο υπερδιαστασιολόγησης, μπορούμε να υπολογίσουμε εκ νέου το απαιτούμενο ηλιοστατικό πεδίο. Ο λόγος υπερδιαστασιολόγησης ισούται με

$$SM = \frac{\dot{Q}_{inc}^{sm}}{\dot{Q}_{turb}} = \frac{\dot{Q}_{inc}^{sm}}{\dot{Q}_{net} \cdot n_{storage}} = 1.9 \sim 2.3. \quad \text{Σύμφωνα με τους νέους βαθμούς}$$

απόδοσης, στο σημείο σχεδιασμού η ακαθάριστη ηλεκτρική ενέργεια θα είναι

$$P_{el,gross} = \frac{P_{el,net}}{n_{el}} = \frac{52MWh_e}{0.87} = 59.77MWh_e \quad \text{και η θερμική ενέργεια στην έξοδο του}$$

ηλιακού δέκτη θα είναι $\dot{Q}_{net} = \frac{P_{el, gross}}{n_{block}} = \frac{59.77 MWh_e}{0.4} = 149.43 MWh_{th}$. Ο

συντελεστής αποθήκευσης θερμικής ενέργειας είναι $n_{storage} = 0.99$, συνεπώς η θερμική ενέργεια που θα εισέρχεται στο στρόβιλο θα είναι $\dot{Q}_{turb} = \dot{Q}_{net} \cdot n_{storage} = 149.43 MWh_{th} \cdot 0.99 = 147.93 MWh_{th}$. Έτσι, οι τιμές της απαιτούμενης θερμικής ενέργειας στον ηλιακό δέκτη για λόγους υπερδιαστασιολόγησης 1.9 – 2.3 που προκύπτουν φαίνονται στον παρακάτω πίνακα.

Solar Multiple	Θερμική Ενέργεια στον Ηλιακό Δέκτη (Q_{inc}) [MWh _{th}]	Ανακλώμενη Ηλιακή Ενέργεια από το Ηλιοστατικό Πεδίο (Q_{useful}) [MWh _{th}]	Ανακλαστική Επιφάνεια Ηλιοστατικού Πεδίου (A_{field}) [m ²]	Ηλιοστάτες (N_h)
1.9	281.067	413.3338	508537.0434	34772
2	295.86	435.0882	535302.151	36602
2.1	310.653	456.8426	562067.2585	38432
2.2	325.446	478.5971	588832.3661	40262
2.3	340.239	500.3515	615597.4736	42092

Πίνακας 6.1 Απαιτούμενα Μεγέθη σε σχέση με το Λόγο Υπερδιαστασιολόγησης

Λαμβάνοντας υπόψη μας τον παράγοντα του λόγου κόστους – απόδοσης, θα ήταν προτιμότερο να επιλεγεί ο σχεδιασμός με ένα μέσο λόγο υπερδιαστασιολόγησης, δηλαδή στην προκειμένη περίπτωση η τιμή 2.1 είναι ιδανική. Συνεπώς, το ιδανικό ηλιοστατικό πεδίο θα πρέπει να αποτελείται από 38432 ηλιοστάτες.

Αυτό το αποτέλεσμα δεν είναι απόλυτα το πραγματικό, αφού ο κάθε ηλιοστάτης συμβάλλει διαφορετικά στο σύστημα. Η επίδραση του κάθε ηλιοστάτη εξαρτάται από το σημείο που θα τοποθετηθεί. Για παράδειγμα, οι ηλιοστάτες που θα τοποθετηθούν σε μακρινή απόσταση από τον πύργο θα έχουν μεγαλύτερες απώλειες ατμοσφαιρικής διαπερατότητας, όπως και οι ηλιοστάτες που θα βρίσκονται νότια του πύργου θα έχουν μεγαλύτερες απώλειες συνημιτόνου. Ο τελικός αριθμός των ηλιοστατών θα προκύψει έπειτα από μοντελοποίηση και βελτιστοποίηση του ηλιοστατικού πεδίου.

6.5 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ

Για να μπορούμε να βγάλουμε ασφαλέστερα συμπεράσματα, θα πρέπει να γίνει η μοντελοποίηση και η βελτιστοποίηση του σταθμού με χρήση λογισμικού σε Η/Υ. Το λογισμικό που επελέγη για να γίνει αυτή η διαδικασία είναι το *System Advisor Model (SAM)* που διατίθεται από το National Renewable Energy Laboratory (NREL). Το λογισμικό SAM μοντελοποιεί και βελτιστοποιεί ενεργειακές εγκαταστάσεις για σχεδόν όλες τις τεχνολογίες. Μέχρι στιγμής δεν υπάρχει αντίστοιχο λογισμικό για μοντελοποίηση συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων.

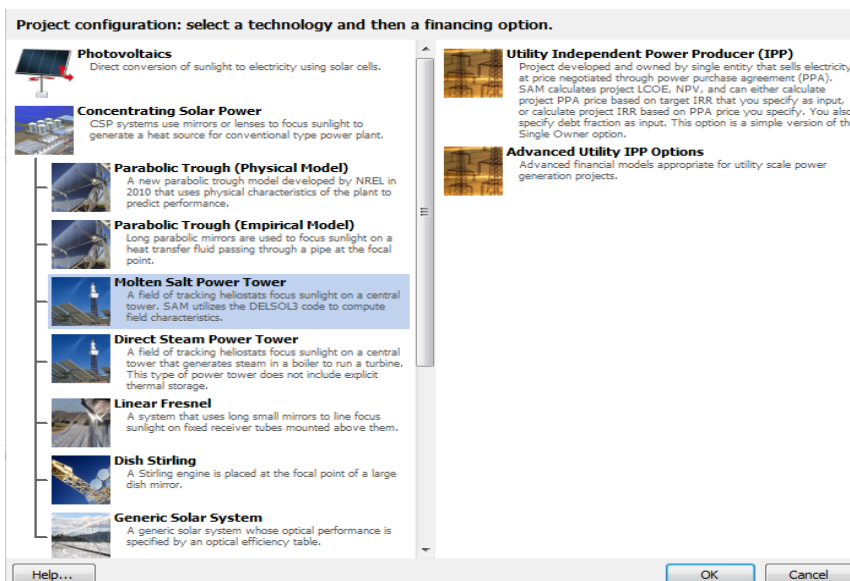
Η μοντελοποίηση ενός συστήματος πύργου ηλιακής ισχύος στο SAM περιλαμβάνει τη βελτιστοποίηση του ηλιοστατικού πεδίου χρησιμοποιώντας μια τροποποιημένη εκδοχή του κώδικα DELSOL 3, που ονομάζεται PTGen/DELSOL3. Αυτός ο κώδικας δέχεται ως δεδομένο την απαιτούμενη θερμική ενέργεια στην επιφάνεια του δέκτη και κάποιες βασικές ιδιότητες του ηλιοστατικού πεδίου. Έπειτα εισάγουμε τα όρια για το ύψος του πύργου και τις διαστάσεις του ηλιακού δέκτη για τη βελτιστοποίηση, και τελικά εκτελείται η διαδικασία της βελτιστοποίησης σε πολλαπλά επίπεδα για τις οριοθετημένες τιμές. Ως αποτέλεσμα, λαμβάνουμε το πλήθος των ηλιοστατών και τη συνολική ανακλαστική επιφάνεια του πεδίου. Επίσης, υπολογίζει και τις ακριβείς διαστάσεις του ηλιακού δέκτη καθώς και το ύψος του πύργου.

Έπειτα, αφού εισάγουμε στο SAM και τις ενδεχόμενες απώλειες, και ορίζοντας τα οικονομικά στοιχεία, μπορούμε να εκτελέσουμε την προσομοίωση. Η λειτουργία της προσομοίωσης του SAM, χρησιμοποιεί το TRNSYS 16, το οποίο είναι ένα λογισμικό που προσομοιώνει και μοντελοποιεί συστήματα με διαρκείς μεταβολές. Το TRNSYS μοντελοποιεί το σύστημα μας, σύμφωνα με τις παραμέτρους και τα μετεωρολογικά δεδομένα που ορίσαμε, και προσομοιώνει τη λειτουργία του σταθμού για χρονικό διάστημα ενός έτους. Το SAM μας δίνει απευθείας τα βασικά αποτελέσματα της

προσομοίωσης του σταθμού, ωστόσο μας δίνει τη δυνατότητα να εξάγουμε πολλαπλά αποτελέσματα και διαγράμματα. Εκτός των αποτελεσμάτων που σχετίζονται με την εγκατάσταση και τη λειτουργία του σταθμού, το λογισμικό πραγματοποιεί και λεπτομερή τεχνοοικονομική ανάλυση.

6.5.1 Εκκίνηση Προγράμματος

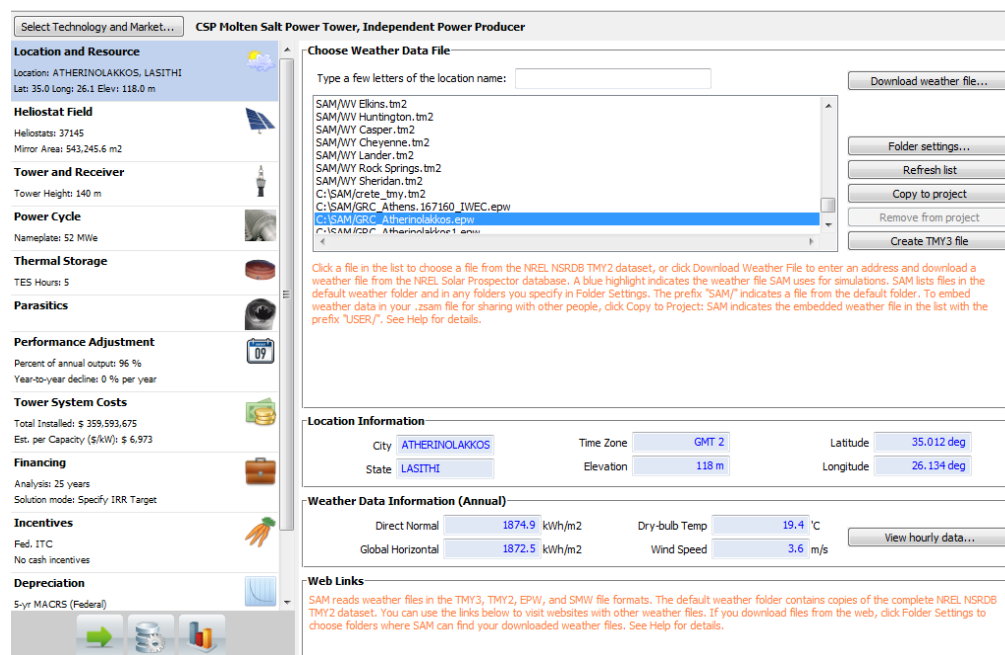
Εκκινώντας το SAM επιλέγουμε τη δημιουργία νέου αρχείου, και επιλέγουμε το είδος της εγκατάστασης που θα προσομοιώσουμε (Εικόνα 6.1). Επιλέγοντας τα συγκεντρωτικά ηλιακά συστήματα (Concentrating Solar Power), εμφανίζονται όλες οι διαθέσιμες τεχνολογίες. Για πύργο ηλιακής ισχύος παρέχονται από το πρόγραμμα δύο επιλογές, σύστημα με απευθείας ατμοποίηση στο δέκτη (Direct Steam Power Tower) και σύστημα με χρήση τετηγμένων αλάτων (Molten Salt Power Tower). Έπειτα, επιλέγοντας το σύστημα με χρήση τετηγμένων αλάτων, προκύπτουν δύο επιπλέον επιλογές οι οποίες αφορούν την τεχνοοικονομική ανάλυση. Η πρώτη επιλογή είναι για εγκαταστάσεις από ιδιώτες παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ η δεύτερη είναι για ειδικότερες περιπτώσεις παραγωγής (με περισσότερες επιλογές). Το σταθμό του Αθρινόλακκου έχει αναλάβει ιδιώτης επενδυτής με προσυμφωνημένη τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας (PPA), συνεπώς επιλέγεται η πρώτη επιλογή. Σε αυτό το οικονομικό μοντέλο υπολογίζεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης (Internal Rate of Return ή IRR) εφόσον γνωρίζουμε την προσυμφωνημένη τιμή πώλησης, ή εναλλακτικά υπολογίζεται η ιδανική τιμή πώλησης για έναν ορισμένο εσωτερικό βαθμό απόδοσης.



Εικόνα 6.1 Επιλογές Συστημάτων και Οικονομικών Μοντέλων

6.5.2 Εισαγωγή Δεδομένων

Στα αριστερά της οθόνης της εγκατάστασης, υπάρχουν οι κατηγορίες για την εισαγωγή των δεδομένων, όπως φαίνεται στην εικόνα 6.2.



Εικόνα 6.2 Βασική Οθόνη και Επιλογές Τοποθεσίας

6.5.2.1 Επιλογές Τοποθεσίας (Location and Resource)

Στις επιλογές τοποθεσίας το SAM (εικόνα 6.2) ζητάει να εισάγουμε τα ετήσια μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής. Έχοντας επιλέξει τα δεδομένα του Αθρινόλακκου, εμφανίζονται οι πληροφορίες της περιοχής, το γεωγραφικό πλάτος και μήκος, το υψόμετρο και η ζώνη ώρας. Στο κάτω μέρος της οθόνης εμφανίζονται τα ετήσια μετεωρολογικά δεδομένα, όπως η ετήσια ηλιακή ακτινοβολία, η μέση ετήσια θερμοκρασία και η μέση ετήσια ταχύτητα των ανέμων.

6.5.2.2 Θερμοδυναμικός Κύκλος (Power Cycle)

Έχοντας ορίσει την περιοχή της εγκατάστασης, θα πρέπει να καθοριστούν οι ονομαστικές τιμές του σταθμού. Στην επιλογή του κύκλου ισχύος (Power Cycle), ορίζουμε τον εκτιμώμενο συντελεστή μεταφοράς καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας ίσο με 0.87, και αφού η ονομαστική ισχύς που επιθυμούμε είναι 52MW, υπολογίζουμε την ακαθάριστη ισχύ του στροβίλου ίση με

$$P_{el,gross} = \frac{P_{el,net}}{n_{el}} = \frac{52MW_e}{0.87} \approx 59.78MW_e.$$

Plant Capacity	
Design Turbine Gross Output	59.78 MWe
Estimated Gross to Net Conversion Factor	0.87
Estimated Net Output at Design (Nameplate)	52 MWe

Εικόνα 6.3 Ιδιότητες του Ηλιοθερμικού Σταθμού

Στο παρακάτω πλαίσιο (εικόνα 6.4) εισάγουμε τις ιδιότητες του μπλοκ ισχύος. Έτσι, ορίζουμε το βαθμό απόδοσης του μπλοκ ισχύος ίσο με 0.4 (Rated Cycle Conversion Efficiency) και προκύπτει η απαιτούμενη θερμική ενέργεια στο στρόβιλο ίση με $149.45MW_{th}$, η οποία υπολογίζεται από το λογισμικό ανάλογα με το εκτιμώμενο συντελεστή μεταφοράς καθαρής ενέργειας στο δίκτυο. Στη

συνέχεια ορίζουμε τις θερμοκρασίες εισόδου – εξόδου του ρευστού μεταφοράς θερμότητας (565°C – 290°C), την πίεση λειτουργίας στα 100bar, την κατώτερη θερμογόνο δύναμη (LHV) του καυσίμου του εφεδρικού λέβητα στο 0.9, το συντελεστή απόρριψης του κύκλου ατμού στο 0.02 και τη θερμοκρασία εξόδου του βοηθητικού καυστήρα στους 570°C. Επίσης, υπάρχει η δυνατότητα επιλογής του τρόπου διείσδυσης της θερμικής ενέργειας του συμβατικού λέβητα. Στην εφεδρική λειτουργία (Minimum Backup Level), ο συμβατικός λέβητας θερμαίνει το ρευστό σε περιπτώσεις που δεν επαρκεί η ηλιοφάνεια για να καλύψει το πλήρες φορτίο, χωρίς όμως να έχουμε τη δυνατότητα να ορίσουμε τη θερμική ισχύ του λέβητα, ενώ στην υποστηρικτική λειτουργία (Supplemental Operation) μπορούμε να ορίσουμε τη μέγιστη θερμική ισχύ του λέβητα. Στην συγκεκριμένη περίπτωση ο συμβατικός λέβητας έχει ισχύ 100MW_{th}, δηλαδή καλύπτει τα 2/3 της απαιτούμενης θερμικής ενέργειας του στροβίλου. Προς το παρόν επιλέγουμε την υποστηρικτική λειτουργία και παρακάτω στις ρυθμίσεις του αποθηκευτικού συστήματος ορίζουμε την ισχύ του λέβητα.

Power Block Design Point	
Rated Cycle Conversion Efficiency	0.4
Design Thermal Power	149.45 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 6.4 Σχεδιασμός του Μπλοκ Ισχύος

Στη συνέχεια (εικόνα 6.5), εισάγουμε τις τιμές ελέγχου του σταθμού. Αρχικά, ορίζουμε την ελάχιστη απαιτούμενη θερμοκρασία για την εκκίνηση του κύκλου στους 500°C. Έπειτα, ορίζουμε την περίοδο αναμονής για την περίπτωση μη επάρκειας θερμικής ενέργειας στις 2 ώρες, ενώ το ποσοστό της θερμικής ενέργειας που απαιτείται για την κατάσταση αναμονής ορίζεται στο 20%. Ο

χρόνος εκκίνησης του μπλοκ ισχύος ορίζεται στα 30 λεπτά (0.5 ώρες) και το ποσοστό θερμικής ενέργειας που απαιτείται για την εκκίνηση θα πρέπει να είναι στο 50%. Το ελάχιστο ποσοστό λειτουργίας του στροβίλου θα είναι 0.2 ενώ ο μέγιστος συντελεστής λειτουργίας του στροβίλου θα είναι 1.05. Έπειτα, επιλέγουμε 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 6.5 Τιμές Ελέγχου του Ηλιοθερμικού Σταθμού

Στη συνέχεια, εισάγουμε τις ιδιότητες του συστήματος ψύξης. Υπάρχουν τρεις επιλογές για τον συμπυκνωτή, υδρόψυκτος, αερόψυκτος ή υβριδικός. Η εγκατάσταση του Αθερινόλακκου θα διαθέτει αερόψυκτο συμπυκνωτή, για τον περιορισμό της χρήσης νερού. Στη συνέχεια ορίζουμε τη θερμοκρασία περιβάλλοντος στους 19°C. Έπειτα, ορίζουμε την αρχική διαφορά θερμοκρασίας του ατμοσφαιρικού αέρα από τον ατμό που εξέρχεται από το στρόβιλο στο σημείο σχεδιασμού στους 10°C. Ο λόγος της πτώσης πίεσης κατά μήκος του συμπυκνωτή θα είναι 1.0028, και χρησιμοποιείται από το SAM για τον υπολογισμό της ενέργειας που απαιτείται για να διατηρηθεί η ροή του αέρα. Για την προστασία του συστήματος, ορίζουμε την ελάχιστη πίεση του συμπυκνωτή ίση με 2 inHg. Η λειτουργία της απόρριψης θερμότητας ορίζεται σύμφωνα με τα χρονικά σημεία της λειτουργίας που επιθυμούμε την απόρριψη. Έτσι, το σύστημα θα γνωρίζει τα χρονικά σημεία που θα απορρίπτει θερμότητα σε περιπτώσεις που ο σταθμός δεν λειτουργεί σε πλήρες φορτίο.

Cooling System

Condenser Type	Air-cooled
Ambient Temp At Design	19 °C
Ref. Condenser Water dT	10 °C
Approach Temperature	5 °C
ITD at Design Point	16 °C
Condenser Pressure Ratio	1.0028
Min condenser pressure	2 inHg
Cooling system part load levels	8

Εικόνα 6.6 Ιδιότητες Συμπυκνωτή

6.5.2.3 Πύργος και Ηλιακός Δέκτης (Tower and Receiver)

Αρχικά, ορίζουμε εξωτερικό κυλινδρικό ηλιακό δέκτη, και επιλέγουμε ρευστό μεταφοράς θερμότητας τα άλατα που αναφέραμε παραπάνω (60% NaNO₃, 40% KNO₃). Επίσης, επιλέγουμε το μοτίβο της ροής του ρευστού ανάμεσα σε 8 επιλογές. Το πρώτο μοτίβο είναι το ιδανικό για την συγκεκριμένη εγκατάσταση. Τέλος, υπάρχει η δυνατότητα επιλογής του υλικού κατασκευής των σωληνώσεων του ηλιακού δέκτη. Το υλικό που χρησιμοποιείται στους περισσότερους ηλιακούς δέκτες είναι ένα κράμα ανοξειδωτου χάλυβα (Stainless AISI316) (εικόνα 6.7).

Materials and Flow

HTF Type	Salt (60% NaNO3 40% KNO3)
Property table for user-defined HTF	Edit...
Material Type	Stainless AISI316
Flow Pattern	1

Εικόνα 6.7 Επιλογή Ρευστού Μεταφοράς Θερμότητας, Υλικού Κατασκευής των Σωληνώσεων του Πάνελ και Μοτίβου Ροής

Στη συνέχεια, θα ορίσουμε τις παραμέτρους λειτουργίας του ηλιακού δέκτη. Όπως αναφέραμε σε προηγούμενη ενότητα, ο ιδανικός λόγος υπερδιαστασιολόγησης για αυτήν την εγκατάσταση θα είναι $SM=2.1$. Έπειτα, θα ορίσουμε το ελάχιστο και το μέγιστο ποσοστό ροής θερμότητας στο δέκτη σύμφωνα με τη ροή στο σημείο σχεδιασμού. Έτσι, το ελάχιστο ποσοστό ροής θα είναι 0.25 και το μέγιστο 1.2.

Αφού έχουμε ήδη εισάγει τα δεδομένα που απαιτούνται για τη λειτουργία του κύκλου, το λογισμικό γνωρίζει τη θερμική ενέργεια που απαιτείται να λαμβάνει ο ηλιακός δέκτης από το ηλιοστατικό πεδίο, η οποία υπολογίζεται ανάλογα με το λόγο υπερδιαστασιολόγησης, κι έτσι η απαιτούμενη θερμική ενέργεια στον ηλιακό δέκτη θα είναι $\dot{Q}_{inc} = \frac{\dot{Q}_{net}}{SM} = \frac{149.45 MW_{th}}{2.1} = 313.845 MW_{th}$.

Τέλος, ορίζουμε τις παραμέτρους της εκκίνησης της λειτουργίας του ηλιακού δέκτη. Κατά την προσομοίωση, ο δέκτης ξεκινά τη λειτουργία του όταν κατά την προηγούμενη ώρα δεν επαρκούσε η ηλιοφάνεια για τη λειτουργία του δέκτη και κατά την επόμενη ώρα επαρκεί. Το SAM υπολογίζει τη θερμική ενέργεια εκκίνησης ως ποσοστό της θερμικής ενέργειας που θα προκύψει κατά την ώρα της εκκίνησης. Έτσι, ορίζουμε το χρόνο που απαιτείται για την εκκίνηση του δέκτη στις 0.2 ώρες (12 λεπτά) και το ποσοστό ενέργειας που απαιτείται για την εκκίνηση στο 0.25 (εικόνα 6.8).

Design Operation	
Solar multiple	2.1
Min. receiver turndown fraction	0.25
Max receiver operation fraction	1.2
Receiver design thermal power	313.845 MWt
Receiver startup delay time	0.2 hr
Receiver startup delay energy fraction	0.25

Εικόνα 6.8 Παράμετροι Λειτουργίας του Ηλιακού Δέκτη

Στα θερμοδυναμικά χαρακτηριστικά του ηλιακού δέκτη (εικόνα 6.9), ορίζουμε τη διάμετρο των σωληνώσεων που διαπερνούν το δέκτη το οποίο θα είναι 40mm και το πάχος του τοιχώματος θα είναι 1.25mm. Η θερμοκρασία του ρευστού στη έξοδο του δέκτη θα πρέπει να είναι 565°C, ενώ η θερμοκρασία του ρευστού κατά την είσοδο στο δέκτη δεν θα πρέπει να ξεπερνά τους 350°C. Ο συντελεστής απορρόφησης της επικάλυψης των σωληνώσεων του δέκτη κυμαίνεται συνήθως μεταξύ 0.91 – 0.95. Μία εφικτή τιμή αυτού του συντελεστή θα είναι 0.94. Στη συνέχεια μπορούμε να ορίσουμε έναν συντελεστή θερμικών απωλειών, εφόσον μετά την προσομοίωση υπάρχουν αποκλίσεις από τις αναμενόμενες τιμές. Η μέγιστη ροή του ρευστού μεταφοράς θερμότητας στον ηλιακό δέκτη υπολογίζεται από το λογισμικό συναρτήσει της μέγιστης ταχύτητας εισόδου του ρευστού στο δέκτη, και θα είναι 909.372 kg/s. Τέλος, ορίζουμε τη μέγιστο όριο θερμικής ροής που μπορεί να δεχτεί ο δέκτης από το ηλιοστατικό πεδίο ίση με 1000kW_{th}/m². Το πρόγραμμα διασφαλίζει ότι οι βελτιστοποιημένες διαστάσεις του ηλιακού δέκτη αλλά και η τοποθέτηση των ηλιοστατών στο πεδίο, δεν θα προκαλέσουν θερμική ροή που να ξεπερνά αυτό το όριο.

Receiver Thermodynamic Characteristics	
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	0.94
Heat Loss Factor	1
Max Flow Rate to Receiver	909.372 kg/s
Max Receiver Flux	1000 kWt/m2

Εικόνα 6.9 Θερμοδυναμικά Χαρακτηριστικά του Ηλιακού Δέκτη

Τα παραπάνω δεδομένα, συμβάλλουν στη βελτιστοποίηση του ηλιοστατικού πεδίου. Οι διαστάσεις του ηλιακού δέκτη υπολογίζονται κι αυτές έπειτα από τη

βελτιστοποίηση με χρήση του κώδικα DELSOL/PtGEN, που θα δούμε στη συνέχεια.

6.5.2.4 Βελτιστοποίηση Ηλιοστατικού Πεδίου – Ηλιακού Δέκτη

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, η διαδικασία μοντελοποίησης του ηλιοστατικού πεδίου είναι εξαιρετικά πολύπλοκη διαδικασία. Το SAM, δέχεται ως δεδομένα τις ιδιότητες των ηλιοστατών, τους βαθμούς απόδοσης που εξαρτώνται από την κατασκευή των ηλιοστατών και το έδαφος του πεδίου, την οριοθέτηση του πεδίου και την απαιτούμενη θερμική ενέργεια του ηλιακού δέκτη.

Τα δεδομένα των ηλιοστατών, εξαρτώνται από την κατασκευή. Όπως αναφέρθηκε και σε προηγούμενη ενότητα, θα χρησιμοποιήσουμε ηλιοστάτες της Brightsource, διαστάσεων 6.50m x 2.25m και εμβαδόν ανακλαστικής επιφάνειας 14.625m². Το SAM ζητάει να ορίσουμε το λόγο της συνολικής επιφάνειας του ηλιοστάτη προς την ανακλαστική επιφάνεια. Η συνολική επιφάνεια του κάθε ηλιοστάτη στην πραγματικότητα είναι 15m² λόγω των στηριγμάτων των κατόπτρων, δηλαδή οι πραγματικές διαστάσεις είναι 6.56m x 2.29m. Το πρόγραμμα υπολογίζει αυτόματα την ανακλαστική επιφάνεια του κάθε ηλιοστάτη, οπότε θα ορίσουμε το λόγο της ανακλαστικής επιφάνειας ίσο με 0.973545 και προκύπτει η ανακλαστική επιφάνεια του κάθε ηλιοστάτη στα 14.625m². Αξίζει να αναφερθεί ότι υπάρχει η δυνατότητα επιλογής ηλιοστατών μεμβράνης (Round Heliostats), όπου αντί για πλάτος ορίζουμε τη διάμετρο τους. Στη συνέχεια ορίζουμε το συντελεστή ανακλαστικότητας και καθαρότητας, όπου για τους συγκεκριμένους ηλιοστάτες ο συντελεστής ανακλαστικότητας είναι 0.95 και ο συντελεστής καθαρότητας θα οριστεί ως 0.98. Συνεπώς, ο συντελεστής που θα εισάγουμε στο SAM θα είναι $0.95 \cdot 0.98 = 0.93$. Ο συντελεστής διαθεσιμότητας των ηλιοστατών ορίζεται ίσος με 0.99. Στη συνέχεια, θα πρέπει να οριστεί ένα οπτικό σφάλμα, το οποίο ισοδυναμεί με την απόκλιση της ανάκλασης του κάθε ηλιοστάτη από την

ιδανική ανάκλαση, και χρησιμοποιείται από το SAM για τον καθορισμό του σχηματισμού της θερμικής ροής στον ηλιακό δέκτη. Αυτή η τιμή ισχύει για κάθε ηλιοστάτη ανεξάρτητα της θέσης του στο πεδίο και την απόσταση του από τον πύργο. Στο οπτικό σφάλμα συμπεριλαμβάνονται σφάλματα από όλες τις παραμέτρους, όπως σφάλμα εντοπισμού του ηλίου, σφάλματα στο σύστημα κίνησης, κυματισμοί του κατόπτρου, σφάλματα ευθυγράμμισης, ατμοσφαιρική διάθλαση και ταλαντώσεις του πύργου. Εμπειρικά αυτή η τιμή λαμβάνεται ίση με 0.00153rad. Έπειτα ορίζουμε το κατώτατο όριο ύψους του ήλιου όπου θα λειτουργεί το ηλιοστατικό πεδίο, στις 8°. Τέλος, ορίζουμε το ανώτατο όριο ταχύτητας ανέμων, όπου θα σταματά η λειτουργία του ηλιοστατικού πεδίου, ίσο με 15 m/s. Όλα τα παραπάνω δεδομένα, φαίνονται και στην εικόνα 6.10 όπως εισήχθησαν στο λογισμικό.

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 6.10 Ιδιότητες Ηλιοστατών

Εφόσον έχουμε καθορίσει τα χαρακτηριστικά των ηλιοστατών, μπορούμε να προχωρήσουμε στη βελτιστοποίηση. Πριν τη βελτιστοποίηση θα πρέπει να ορίσουμε τα όρια του ηλιοστατικού πεδίου σε σχέση με το ύψος του πύργου. Όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενη ενότητα, θα ορίσουμε τους λόγους της απόστασης των δακτυλίων προς το ύψος του πύργου ίσους με 0.75 για την

πρώτη σειρά και 8 για την τελευταία σειρά ηλιοστατών. Επίσης, πριν τη βελτιστοποίηση ορίσαμε τον αριθμό των δακτυλίων και των αζιμουθιακών ζωνών αλλά και την οπτική γωνία του πεδίου. Αφού θέλουμε περιμετρικό ηλιοστατικό πεδίο, η οπτική γωνία θα πρέπει να είναι 360°. Οι δακτύλιοι και οι αζιμουθιακές ζώνες, θέλουμε να είναι 12, όπου είναι και το μέγιστο επιτρεπτό για τη λειτουργία του κώδικα.

Από την εικόνα 6.11 παρατηρούμε τα μεγέθη που χρειάζεται ο κώδικας PtGEN/DELSOL3 για να ξεκινήσει τη διαδικασία.

Solar Field	
Solar Multiple	2.1
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	140 m
Max. Tower Height	150 m
Optimization Levels for Tower Height	10

Εικόνα 6.11 Εισαγωγή Δεδομένων στον Κώδικα PtGEN/DELSOL3

Αρχικά, εισάγουμε το λόγο υπερδιαστασιολόγησης, που είναι 2.1. Στη συνέχεια ορίζουμε τα όρια μεγέθους του ηλιακού δέκτη. Ορίζουμε την επιθυμητή διάμετρο του δέκτη να είναι μεταξύ 8m και 16m. Η οριοθέτηση του ύψους του δέκτη προσδιορίζεται μέσω του λόγου ύψους – διαμέτρου. Έτσι ορίζουμε το λόγο αυτό μεταξύ 0.8 – 1.6. Έπειτα οριοθετούμε το ύψος του πύργου. Γνωρίζοντας τη απαιτούμενη θερμική ενέργεια στην επιφάνεια του ηλιακού δέκτη μπορούμε να προσδιορίσουμε το ύψος του πύργου. Από προηγούμενο κεφάλαιο, σύμφωνα με το σχήμα 5.11, και αφού έχουμε περιμετρικό ηλιοστατικό πεδίο, προκύπτει ότι το ύψος του πύργου θα πρέπει να κυμαίνεται μεταξύ 140m – 150m. Τέλος, ορίζουμε 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. Έπειτα από την εισαγωγή δεδομένων, εκτελούμε τον κώδικα, και το αποτέλεσμα το βλέπουμε στην παρακάτω εικόνα.

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

Set Tower Height: 140 m
Set Receiver Height: 17.07 m
Set Receiver Diameter: 10.67 m
Updated Heliostat Field (Span=360).
```

Εικόνα 6.12 Αποτελέσματα Βελτιστοποίησης του Κώδικα DELSOL/PtGEN

Ο κώδικας κατάφερε να βελτιστοποιήσει το ηλιοστατικό πεδίο και τον ηλιακό δέκτη για ύψος πύργου 140m. Το ύψος του ηλιακού δέκτη θα είναι 17.07m και η διάμετρος του 10.67m. Η διάμετρος του δέκτη ισούται με την απόσταση από το κέντρο του δέκτη ως το μέσο ενός πάνελ του δέκτη.

Αυτό το αποτέλεσμα εισάγεται αυτόματα στο πλαίσιο του SAM για τα χαρακτηριστικά του ηλιακού δέκτη, όπως φαίνεται και στην εικόνα 6.13. Στο ίδιο πλαίσιο ορίζουμε τον αριθμό των πάνελ που αποτελούν τον ηλιακό δέκτη. Ο αριθμός αυτός θα πρέπει να είναι πολλαπλάσιο του 2, εφόσον έχουμε επιλέξει για τη ροή του ρευστού μεταφοράς θερμότητας μοτίβο που διαπερνά το δέκτη (μοτίβα 1 – 4 όπως φαίνονται στην εικόνα 6.7). Για τον Αθερινόλακκο θα ορίσουμε 16 πάνελ. Έπειτα, εισάγουμε το συντελεστή εκπομπής της επικάλυψης του ηλιακού δέκτη ίσο με 0.88. Το SAM χρησιμοποιεί αυτόν τον συντελεστή ως σταθερά εκπομπής μέλανος σώματος για όλα τα μήκη κύματος.

External Receiver	
Receiver Height	<input type="text" value="17.07"/> m
Receiver Diameter	<input type="text" value="10.67"/> m
Number of Panels	<input type="text" value="16"/>
Coating Emittance	<input type="text" value="0.88"/>

6.13 Χαρακτηριστικά του Ηλιακού Δέκτη

Σχετικά με τη βελτιστοποίηση του ηλιοστατικού πεδίου, το SAM έχει υπολογίσει τη συνολική ανακλαστική επιφάνεια σύμφωνα με τα όρια που θέσαμε. Τα όρια υπολογίστηκαν σύμφωνα με το ύψος του πύργου που προέκυψε από τη βελτιστοποίηση. Εφόσον το ύψος του πύργου θα είναι 140m, σύμφωνα με τους συντελεστές της απόστασης που ορίσαμε προηγουμένως, η μικρότερη απόσταση του πεδίου από τη βάση του πύργου θα είναι ίση με 105m και η μεγαλύτερη θα είναι 1120m.

Σύμφωνα με αυτά τα όρια, ο κώδικας PtGEN/DELSOL3 υπολόγισε την συνολική ανακλαστική επιφάνεια και αφού έχουμε εισάγει τις διαστάσεις των ηλιοστατών, προκύπτει και ο αριθμός των ηλιοστατών.

Field Parameters

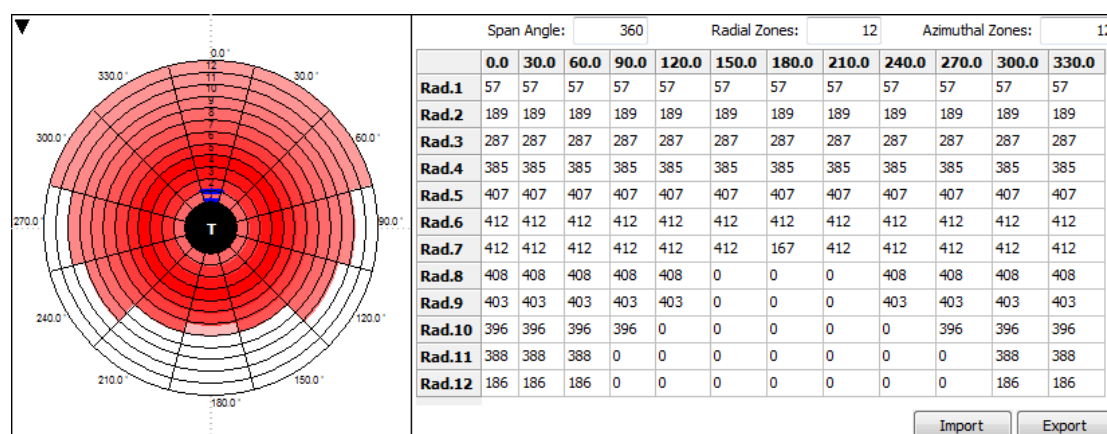
Total Reflective Area m²

Number of Heliostats

Radial Step Size For Layout m

Εικόνα 6.14 Παράμετροι του Ηλιοστατικού Πεδίου

Η συνολική ανακλαστική επιφάνεια είναι 562827.8 m² και αποτελείται από 38484 ηλιοστατές. Επίσης, ο κάθε δακτύλιος του ηλιοστατικού πεδίου θα έχει μήκος 84.5833m.



6.15 Διάταξη Ηλιοστατικού Πεδίου – Αριθμός Ηλιοστατών σε κάθε Ζώνη

Η διάταξη του ηλιοστατικού πεδίου φαίνεται στην εικόνα 6.15, όπου ξεχωρίζει η πυκνότητα των ηλιοστατών σύμφωνα με την ένταση του χρώματος. Στο πλαίσιο δεξιά του σχήματος, ο κώδικας έχει υπολογίσει την πυκνότητα των ηλιοστατών για κάθε τομέα του πεδίου. Παρατηρούμε, ότι στην πρώτη σειρά ηλιοστατών, έχουμε τη μικρότερη πυκνότητα ηλιοστατών, με 58 ηλιοστάτες σε κάθε τομέα περιμετρικά του πύργου. Η τελευταία σειρά ηλιοστατών έχει επίσης μικρή πυκνότητα, για λόγους μείωσης των απωλειών ατμοσφαιρικής διαπερατότητας. Αξιοσημείωτο είναι το γεγονός ότι στη νότια πλευρά του πύργου, το ηλιοστατικό πεδίο είναι σημαντικά μικρότερο, κι αυτό γίνεται για λόγους μείωσης των απωλειών συνημιτόνου.

Το SAM υπολογίζει και τη συνολική έκταση της εγκατάστασης. Αρχικά, υπολογίζουμε την έκταση που απαιτείται για τα μέρη του συστήματος εκτός του ηλιοστατικού πεδίου. Μία τυπική τιμή για αυτήν την έκταση είναι τα 18 εκτάρια (45 acres). Το συνολικό εμβαδόν του ηλιοστατικού πεδίου εκφράζεται με τη χρήση ενός πολλαπλασιαστή που δηλώνει την επιπλέον επιφάνεια που καταλαμβάνει το πεδίο σε σχέση με την συνολική ανακλαστική επιφάνεια. Η τυπική τιμή του πολλαπλασιαστή είναι 1.2. Τέλος, το SAM υπολογίζει τη συνολική έκταση της εγκατάστασης για τον υπολογισμό του κόστους γης που θα δούμε παρακάτω. 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 θα είναι περίπου 325 εκτάρια (805 acres).

Land Area	
Non-Solar Field Land Area	45 acres
Solar Field Land Area Multiplier	1.2
Calculated Total Land Area	805 acres

6.16 Δεδομένα Επιφάνειας του Σταθμού

Τέλος, στον υπολογισμό της ποσότητας νερού που απαιτεί ο σταθμός για τη λειτουργία του, περιλαμβάνεται και η ποσότητα του νερού πλύσης των ηλιοστατών. Έτσι, σύμφωνα με τις τυπικές τιμές, ορίζουμε την ποσότητα νερού που χρειαζόμαστε για κάθε πλύση ως 0.7 l/m^2 και ορίζουμε τη συχνότητα στις 63 πλύσεις το χρόνο.

6.5.2.5 Ορισμός Συστήματος Αποθήκευσης

Για το σύστημα αποθήκευσης, αρχικά πρέπει να οριστεί το χρονικό διάστημα που απαιτούμε να λειτουργεί το σύστημα σε πλήρες φορτίο. Επίσης, επιλέγουμε το ιδανικό σύστημα αποθήκευσης, μεταξύ συστήματος δύο δεξαμενών ή θερμοκλινών. Ήδη γνωρίζουμε από την αδειοδότηση της εγκατάστασης ότι ο σταθμός θα μπορεί να λειτουργήσει για 5 ώρες στο πλήρες φορτίο με χρήση συστήματος αποθήκευσης δύο δεξαμενών. Το SAM υπολογίζει αυτόματα το συνολικό όγκο των αποθηκευμένων αλάτων στα 3585.86m^3 . Εφόσον απαιτούμε ένα ζεύγος δεξαμενών, η διάμετρος της κάθε δεξαμενής υπολογίζεται κι αυτή από το λογισμικό στα 15.109m , ενώ έχουμε ορίσει το ύψος των δεξαμενών στα 20m και το ελάχιστο όριο αποθήκευσης στο 1m . Στη συνέχεια υπολογίζεται γεωμετρικά ο ελάχιστος όγκος αποθηκευμένων αλάτων σύμφωνα με το όριο που θέσαμε στο προηγούμενο βήμα και είναι περίπου 179.3m^3 . Συνεπώς, ο μέγιστος αποθηκευμένος όγκος αλάτων προς χρήση θα είναι περίπου 3406.57m^3 . Οι υγρές απώλειες θερμοπερατότητας στη δεξαμενή έχουν υπολογιστεί εμπειρικά ως $0.4W_{th}/\text{m}^2/\text{K}$ ενώ οι ξηρές απώλειες θερμοπερατότητας ως $0.25W_{th}/\text{m}^2/\text{K}$. Οι θερμοκρασίες του θερμού και του ψυχρού ρευστού μεταφοράς θερμότητας για την εκκίνηση της προσομοίωσης ορίζονται όπως και στις ιδιότητες του κύκλου. Επίσης, ορίζουμε ένα ποσοστό του ρευστού μεταφοράς θερμότητας που υπάρχει αρχικά στην θερμή δεξαμενή. Αυτό το ποσοστό ορίστηκε στο 30%, δηλαδή η θερμή δεξαμενή θα περιέχει περίπου 1076m^3 αλάτων και

συνεπώς η ψυχρή δεξαμενή θα έχει περίπου 2510m^3 . Πρέπει επίσης να οριστεί το κατώτατο όριο ασφαλείας της θερμοκρασίας των δύο δεξαμενών. Εφόσον αυτό το όριο δεν τηρηθεί κατά τη λειτουργία, υπάρχει ο κίνδυνος στερεοποίησης του ρευστού, συνεπώς θα πρέπει να ενεργοποιηθεί το εφεδρικό H/Z για τη θέρμανση του ρευστού μέχρι τα αποδεκτά όρια. Έτσι, ορίζουμε το όριο για την ψυχρή δεξαμενή στους 280°C και για τη θερμή δεξαμενή στους 500°C , ενώ η ισχύς του H/Z θα είναι 4MW_e με βαθμό απόδοσης 0.99. Τέλος, το SAM δίνει τη δυνατότητα προσομοίωσης με χρήση παρακαμπτήριας βαλβίδας, η οποία επιτρέπει στο ρευστό μεταφοράς να μεταφέρεται από τον πύργο είτε στη δεξαμενή είτε στο μπλοκ ισχύος. Εφόσον χρησιμοποιείται η βαλβίδα, ο υπολογισμός των απωλειών πραγματοποιείται μόνο όταν βρίσκεται σε λειτουργία το αποθηκευτικό σύστημα.

Storage System	
Storage Type	Two Tank
Full Load Hours of TES	5 hours
Storage Volume	3585.86 m ³
Tank Diameter	15.109 m
Tank Height	20 m
Tank Fluid Min. Height	1 m
Parallel Tank Pairs	1
Min Storage Volume	179.293 m ³
Max Storage Volume	3406.57 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	1075.76 m ³
Initial Cold Storage Volume	2510.1 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"/>

Εικόνα 6.17 Ιδιότητες Συστήματος Αποθήκευσης Θερμικής Ενέργειας

Στη συνέχεια, μας δίνεται η δυνατότητα να ορίσουμε τον τρόπο διείσδυσης της αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας στο σύστημα. Το SAM υπολογίζει ένα ποσό αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας που επαρκεί για τη λειτουργία του σταθμού, και ορίζει το όριο διείσδυσης. Όπως βλέπουμε στην εικόνα 6.18, μπορούμε να διαχωρίσουμε το έτος σε περιόδους, ώστε για κάθε μία από αυτές τις περιόδους να λειτουργεί διαφορετικά το σύστημα. Ο σταθμός του Αθρινόλακκου θα θέλαμε να λειτουργεί σε πλήρες φορτίο κατά τη διάρκεια

της ημέρας, όπου υπάρχει και η μεγαλύτερη ζήτηση, για όλη τη διάρκεια του έτους.

Συνεπώς, ορίζουμε την 1^η περίοδο για λειτουργία σε πλήρες φορτίο, στη 2^η περίοδο θα λειτουργεί με την αποθηκευμένη θερμική ενέργεια αλλά χωρίς τον εφεδρικό λέβητα για μείωση του κόστους καυσίμου, ενώ στη 3^η περίοδο δεν θα λειτουργεί καθόλου. Κατά τη 2^η περίοδο ο σταθμός πρακτικά λειτουργεί για την εκκίνηση του συστήματος κατά τις πρωινές ώρες αλλά και την μερική κάλυψη της ζήτησης τις βραδινές ώρες.

	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	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Feb	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Mar	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Apr	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
May	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Jun	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Jul	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Aug	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Sep	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Oct	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Nov	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Dec	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2

Εικόνα 6.18 Ωριαίος Προγραμματισμός Λειτουργίας του Σταθμού κατά τη Διάρκεια του Έτους

Ο τρόπος λειτουργίας του αποθηκευτικού συστήματος, διαφέρει ανάλογα με τις συνθήκες που επικρατούν στο σύστημα. Για το διάστημα που υπάρχει ηλιοφάνεια που υπερκαλύπτει την παραγωγή, το σύστημα αποθηκεύει θερμική ενέργεια. Στην περίπτωση που η αποθηκευτική μονάδα φτάσει στο ανώτατο όριο, θα πρέπει κάποιοι ηλιοστάτες να βγουν από το σύστημα (defocus) για να μειωθεί η θερμική ενέργεια που δέχεται ο ηλιακός δέκτης. Στην περίπτωση που η ηλιοφάνεια δεν επαρκεί για την παραγωγή, το σύστημα ελέγχει τα επίπεδα αποθηκευμένης ενέργειας και λειτουργεί μερικώς από το ηλιοστατικό πεδίο και μερικώς από την αποθηκευτική μονάδα.

Η προσομοίωση, ελέγχει στην αρχή κάθε ώρας τα επίπεδα της αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας και αποφασίζει αν θα λειτουργήσει το σύστημα. Έτσι, σε περίπτωση ηλιοφάνειας που δεν επαρκεί για την λειτουργία του σταθμού σε πλήρες φορτίο, το πρόγραμμα ελέγχει αν επαρκεί η αποθηκευμένη ενέργεια για να λειτουργήσει το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Σε περίπτωση μη ηλιοφάνειας, ελέγχει τα επίπεδα αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας αν βρίσκονται πάνω από το όριο διείσδυσης και ενεργεί αναλόγως.

Στις επιλογές της κάθε περιόδου, όπως φαίνεται στην εικόνα 6.19, αρχικά ορίζουμε τη διείσδυση της αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας. Στην ουσία, ορίζουμε το κατώτερο ποσοστό αποφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης. Για την 1^η περίοδο εφόσον χρειαζόμαστε τη λειτουργία του κάθε στιγμή που την απαιτεί το σύστημα, ορίζουμε τις τιμές για ηλιοφάνεια και για μη ηλιοφάνεια ίσες με 0. Στη συνέχεια ορίζουμε έναν συντελεστή που δείχνει τη θερμική ενέργεια που θα πρέπει να διεισδύσει στο σύστημα από την αποθηκευτική μονάδα σε σχέση με τη θερμική ενέργεια που απαιτεί ο στρόβιλος. Αυτός ο συντελεστής θα πρέπει να είναι ίσος ή μεγαλύτερος του 1 για να καλύπτει τις ενδεχόμενες απώλειες της διείσδυσης θερμικής ενέργειας στο σύστημα. Επίσης, ορίζουμε το ποσοστό διείσδυσης θερμικής ενέργειας στο σύστημα από εφεδρικό συμβατικό λέβητα. Από προηγούμενη ενότητα, έχουμε αναφέρει ότι στον Αθερινόλακκο προβλέπεται η εγκατάσταση εφεδρικού συμβατικού λέβητα ισχύος 100MW_{th} . Έτσι, εφόσον γνωρίζουμε ότι ο στρόβιλος απαιτεί περίπου 150MW_{th} για τη λειτουργία του στο ονομαστικό φορτίο, ο συντελεστής αυτός θα πρέπει να είναι ίσος με $2/3$, δηλαδή 0.67. Τέλος, απαιτείται ο ορισμός ενός συντελεστή που σχετίζεται με την ώρα λειτουργίας και την τιμή πώλησης. Εφόσον η τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας για κάποιες συγκεκριμένες ώρες της ημέρας διαφέρει, ορίζουμε τον συντελεστή ως έναν πολλαπλασιαστή για την τεχνοοικονομική ανάλυση. Στο σταθμό του Αθερινόλακκου, υπάρχει προσυμφωνημένη τιμή που είναι ίδια για

όλες τις ώρες του έτους, συνεπώς η τιμή του Time-of-Delivery Factor θα είναι ίση με 1.

Για τη 2^η περίοδο, θα ορίσουμε τη διείσδυση της αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας όπως στην 1^η περίοδο, αλλά για μερική κάλυψη των απαιτήσεων του στροβίλου. Έτσι, θα ορίσουμε τη διείσδυση στα 2/3 του ονομαστικού φορτίου χωρίς διείσδυση του συμβατικού λέβητα. Στην 3^η περίοδο, δεν επιτρέπουμε τη διείσδυση της αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας, αλλά ούτε και διείσδυση του εφεδρικού λέβητα, αφού δεν θα πρέπει να λειτουργεί το σύστημα σε αυτό το διάστημα.

	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 6.19 Έλεγχος Διείσδυσης της Αποθηκευμένης Θερμικής Ενέργειας στο Σύστημα

6.5.2.6 Ιδιοκατανάλωση (Parasitics)

Οι απώλειες ιδιοκατανάλωσης, διαχωρίζονται από το SAM σε δύο είδη, τις συνολικές απώλειες και τις ωριαίες απώλειες. Οι συνολικές απώλειες ιδιοκατανάλωσης χρησιμοποιούνται για να υπολογιστεί κατά την προσομοίωση ο πραγματικός συντελεστής μεταφοράς καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο, και συνεπώς υπολογίζεται και η απαιτούμενη θερμική ενέργεια στο στρόβιλο. Τα δεδομένα που θα εισάγουμε, είναι αποτελέσματα ερευνών και υπαρχόντων σταθμών. Αρχικά, εισάγουμε την ηλεκτρική ενέργεια που χρειάζονται οι ηλιοστάτες κατά την εκκίνηση της λειτουργίας του πεδίου, η οποία θα είναι 0.025kWh_e για κάθε ηλιοστάτη. Κατά τη διάρκεια της

λειτουργίας του συστήματος, ο κάθε ηλιοστάτης απαιτεί 0.055kW_e ηλεκτρικής ισχύος για την κίνηση εντοπισμού του ήλιου. Στη συνέχεια εισάγουμε τον ηλεκτρομηχανικό βαθμό απόδοσης της αντλίας του ρευστού μεταφοράς θερμότητας, που θα είναι 0.85. Η προσομοίωση απαιτεί να εισάγουμε έναν συντελεστή που αντιστοιχεί στις λοιπές απώλειες ιδιοκατανάλωσης, ο οποίος εκφράζεται ως λόγος ηλεκτρικής ισχύος προς θερμική ισχύ, και θα είναι $0.0055\text{MW}_e/\text{MW}_{th}$. Έπειτα, ορίζουμε την ενέργεια που απαιτεί το ρευστό μεταφοράς θερμότητας ώστε να αντληθεί στο μπλοκ ισχύος και στο σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας, η οποία θα είναι 0.55kJ/kg και 0.15kJ/kg αντίστοιχα.

Το μήκος των σωληνώσεων υπολογίζεται σύμφωνα με το ύψος του πύργου. Στο πρόγραμμα εισάγουμε έναν πολλαπλασιαστή ο οποίος αντιστοιχεί στο ύψος του πύργου. Συνεπώς, ο πολλαπλασιαστής αυτός θα πρέπει να έχει τιμή μεγαλύτερη του 2, αφού οι σωληνώσεις ανεβαίνουν και κατεβαίνουν από τον πύργο. Έτσι, θα ορίσουμε την τιμή του πολλαπλασιαστή ίση με 2.6, και το συνολικό μήκος των σωληνώσεων θα υπολογιστεί ίσο με 364m. Το πρόγραμμα μας δίνει τη δυνατότητα να εισάγουμε και χειροκίνητα το μήκος επιπλέον σωληνώσεων που μπορεί να προκύπτουν, ωστόσο στη συγκεκριμένη εγκατάσταση δεν απαιτείται. Οι θερμικές απώλειες των σωληνώσεων, έχουν ερευνηθεί σε βάθος από προηγούμενες εγκαταστάσεις, και έχουν επιτευχθεί χαμηλές τιμές της τάξης των $8000\text{W}_{th}/\text{m}$.

Τέλος, έχουμε τη δυνατότητα να ορίσουμε συντελεστές ή βαθμούς απόδοσης για το σύστημα (Balance Of Plant), αλλά και για το συμβατικό λέβητα. Το SAM υπολογίζει αυτόματα την ηλεκτρική ενέργεια που απαιτεί για τη λειτουργία του ο λέβητας. Εμπειρικά θα ορίσουμε τον συντελεστή $0.023\text{MW}_e/\text{MW}_{cap}$, όπου MW_{cap} η ονομαστική ισχύς του σταθμού. Έπειτα, έχουν οριστεί δυο εμπειρικοί συντελεστές για την απόδοση του λέβητα, και τελικά προκύπτει ότι η ηλεκτρική ενέργεια που απαιτεί ο λέβητας θα είναι περίπου 1.45MW_e .

Parasitic Energy Consumption						
Startup Energy of a Single Helio	0.025	kWe-hr	Piping Loss Coefficient	8000	Wt/m	
Tracking Power for a Single Helio	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	364	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
Aux heater ,boiler parasitic	0.023	MWe/MWcap	1	0.483	0.571	0
						BOP
						0
						Aux
						1.44919
						MWe

Εικόνα 6.20 Ιδιοκατανάλωση

6.5.2.7 Οικονομική Ανάλυση

Το SAM χωρίζει το κόστος σε τρεις κατηγορίες:

- Άμεσο κόστος κεφαλαίου για αγορά εξοπλισμού και εργατικό κόστος εγκατάστασης
- Έμμεσο κόστος κεφαλαίου για την αδειοδότηση, το σχεδιασμό και το κόστος γης.
- Εργατικό κόστος λειτουργίας και συντήρησης, κόστος εξοπλισμού και διάφορα κόστη για τη λειτουργία του σταθμού.

Επίσης, εισάγουμε στο SAM και τα κόστη που σχετίζονται με τη χρηματοδότηση της εγκατάστασης, όπως:

- Κόστος κατασκευαστικού δανεισμού
- Κόστος δανεισμού εγκατάστασης
- Φορολογία και ασφάλιση
- Κόστος χρήσης

Το SAM δέχεται από το χρήστη δεδομένα κόστους για όλα τα μέρη του συστήματος και υπολογίζει την καθαρή παρούσα αξία (NPV) και τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης (IRR). Οι τιμές που θα χρησιμοποιήσουμε έχουν προκύψει

έπειτα από πολλαπλές μελέτες πολλών ετών για τη μείωση του κόστους. Συγκεκριμένα, θα λάβουμε τιμές από την τελευταία μελέτη που πραγματοποιήθηκε το 2013 από τους Turchi και Heath σχετικά με το οικονομικό μοντέλο πύργου ηλιακής ισχύος με χρήση τετηγμένων αλάτων. [45], [67]

6.5.2.7.1 Ανάλυση Κόστους

Αρχικά, στο πεδίο του άμεσου κόστους κεφαλαίου, εισάγουμε τα ειδικά κόστη για όλα τα μέρη του συστήματος. Η πρώτη τιμή που θα εισάγουμε αφορά το κόστος βελτίωσης της τοποθεσίας. Η τοποθεσία του Αθερινόλακκου περιλαμβάνει χαμηλή βλάστηση, και έτσι θα ορίσουμε το κόστος στα 17\$/m². Το ειδικό κόστος του ηλιοστατικού πεδίου περιλαμβάνει το κόστος κατασκευής όλων των μερών του ηλιοστάτη, την καλωδίωση, τα μηχανικά μέρη, το εργατικό κόστος και τον εξοπλισμό. Η τιμή αυτή θα είναι 181\$/m². Στη συνέχεια ορίζουμε το ειδικό κόστος για τα λοιπά μέρη αλλά και το ειδικό κόστος του μπλοκ ισχύος. Στα λοιπά κόστη περιλαμβάνεται το κόστος κατασκευής κτιρίων, το κόστος εγκατάστασης εξοπλισμού που σχετίζεται με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και το κόστος των συστημάτων ελέγχου. Σε όλα τα κόστη συμπεριλαμβάνεται το εργατικό κόστος και το κόστος εξοπλισμού. Σύμφωνα με την πιο πρόσφατη μελέτη το ειδικό κόστος των λοιπών μερών θα είναι ίσο με 355\$/MW_{e,gross}, ενώ το ειδικό κόστος τους μπλοκ ισχύος θα είναι 1200\$/MW_{e,gross}. Είναι σημαντικό να αναφέρουμε, ότι το ειδικό κόστος του συμβατικού λέβητα περιλαμβάνεται στα λοιπά κόστη. Το ειδικό κόστος για το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας υπολογίζεται στα 27\$/kWh_{th}. Αφού εισάγαμε τις τιμές αυτές, το SAM μας ενημερώνει αυτόματα για το πραγματικό κόστος των παραπάνω μερών του συστήματος (εικόνα

6.21). Επίσης, έχουμε τη δυνατότητα να εισάγουμε ένα σταθερό ποσό σε περίπτωση που δεν υπολογίζεται στις παραπάνω τιμές.

Για τον υπολογισμό του άμεσου κόστους κεφαλαίου του πύργου, χρησιμοποιείται ένας δείκτης κλίμακας. Αυτός ο δείκτης ορίζει τη μη γραμμική σχέση μεταξύ του κόστους του πύργου και του ύψους του. Στη συνέχεια ορίζουμε ένα κόστος αναφοράς του πύργου, που είναι ίσο με $FTC=3,100,000\$,$ ενώ ο δείκτης κλίμακας έχει τιμή $Tsc=0.0113.$ Το τελικό ποσό για την κατασκευή του πύργου προκύπτει από τη σχέση $TTC = FTC \cdot e^{THT \cdot Tsc},$ όπου THT το ύψος του πύργου. Το SAM υπολογίζει αυτόματα το τελικό κόστος κατασκευής του πύργου ίσο με $TTC=13,872,314.78\$.$

Αντίστοιχος υπολογισμός πραγματοποιείται και για το τελικό κόστος του ηλιακού δέκτη. Έτσι, ορίζουμε το κόστος αναφοράς του δέκτη ίσο με $RRC=104,600,000\$$ και το εμβαδόν αναφοράς του δέκτη ίσο με $RRA=1571m^2.$ Ο δείκτης κλίμακας του ηλιακού δέκτη ορίζει τη μη γραμμική σχέση μεταξύ του κόστους του δέκτη και του εμβαδού της επιφάνειάς του, και θα είναι ίσος με $Rsc=0.7.$ Το τελικό κόστος του ηλιακού δέκτη, υπολογίζεται από τη σχέση

$$TRC = RRC \cdot \left(\frac{2\pi \cdot Rh \cdot Rr}{RRA} \right)^{Rsc},$$

όπου Rh το ύψος του δέκτη 17.07m και Rr η

ακτίνα του δέκτη $\frac{10.67}{2} = 5.335m.$ Έτσι υπολογίζεται η συνολική επιφάνεια του ηλιακού δέκτη ίση με 572.2m, και το τελικό κόστος κεφαλαίου του ηλιακού δέκτη θα είναι $TRC=51,581,244.85\$.$

Τέλος, αθροίζοντας όλα τα κόστη κεφαλαίου που αναφέραμε παραπάνω, προκύπτει το τελικό κόστος κεφαλαίου που ισούται με $DC=290,027,118.58\$.$ Ωστόσο, θα πρέπει να ορίσουμε ένα ποσοστό απροσδόκητου κόστους ίσο με 7%, στο οποίο περιλαμβάνονται οι βελτιώσεις που μπορεί να προκύψουν σε όλους τους παραπάνω τομείς της εγκατάστασης. Αθροίζοντας και αυτό το ποσοστό με το τελικό κόστος, προκύπτει το συνολικό άμεσο κόστος κεφαλαίου ίσο με $TDC=310,329,016.88\$.$

Direct Capital Costs				
Site Improvements	562827.8	m2	17 \$/m2	\$ 9,568,072.99
Heliostat Field	562827.8	m2	181 \$/m2	\$ 101,871,835.96
Balance of Plant	59.78	MWe, Gross	355 \$/kWe	\$ 21,221,900.00
Power Block	59.78	MWe, Gross	1,200 \$/kWe	\$ 71,736,000.00
Fossil Backup	59.78	MWe, Gross	0 \$/kWe	\$ 0.00
Storage	747.25	MWh	27 \$/kWh	\$ 20,175,750.00
			Fixed Solar Field Cost	\$ 0.00
Fixed Tower Cost	\$ 3,100,000.00			
Tower Cost Scaling Exponent	0.0113		Total Tower Cost	\$ 13,872,314.78
Receiver Reference Cost	\$ 104,600,000.00	Area	572.2 m2	
Receiver Reference Area	1571	m2		
Receiver Cost Scaling Exponent	0.7		Total Receiver Cost	\$ 51,581,244.85
		Contingency	7 %	\$ 20,301,898.30
			Total Direct Cost	\$ 310,329,016.88

Εικόνα 6.21 Άμεσο Κόστος Κεφαλαίου

Το έμμεσο κόστος κεφαλαίου είναι το κόστος που δεν υπολογίζεται στην ανάλυση κόστους συγκεκριμένων τομέων του συστήματος. Για να πραγματοποιηθεί σωστά ο υπολογισμός, το πρόγραμμα θα πρέπει να γνωρίζει ήδη την συνολική έκταση του σταθμού και την ονομαστική ισχύ.

Το πρώτο έμμεσο κόστος που υπολογίζεται είναι το κόστος σχεδιασμού – προμηθειών – κατασκευής (Engineer – Procure – Construct ή EPC). Σε αυτό το κόστος περιλαμβάνονται τα κόστη για αδειοδότηση, δικαιώματα χρήσης, συμβουλευτικές υπηρεσίες, νόμιμες προμήθειες, γεωτεχνικές και περιβαλλοντικές μελέτες, διασύνδεση, δημιουργία αποθεμάτων σε ανταλλακτικά, αλλά και το κόστος της διαδικασίας σχεδιασμού που βαρύνει τον κάτοχο του σταθμού. Το κόστος EPC μπορεί να υπολογιστεί από το SAM με τρεις μεθόδους, ανάλογα με την έκταση του σταθμού, ανάλογα με την ονομαστική ισχύ ή ως ποσοστό του άμεσου κόστους κεφαλαίου. Σύμφωνα με την τελευταία μελέτη κόστους για τα ηλιοθερμικά συστήματα, το κόστος EPC αντιστοιχεί στο 11% του άμεσου κόστους κεφαλαίου, δηλαδή στην παρούσα περίπτωση θα είναι $EPC=34,136,191.86\text{\$}$.

Στο έμμεσο κόστος κεφαλαίου περιλαμβάνεται και το κόστος γης. Για τον Αθρινόλακκο, υπολογίζεται ότι το κόστος για ενοικίαση γης στην περιοχή αντιστοιχεί σε 1,000,000\$. Επίσης, στο ίδιο κόστος περιλαμβάνεται και η φορολογία για την αγορά του εξοπλισμού, η οποία υπολογίζεται από το SAM με τον ορισμό του φορολογικού συντελεστή και το ποσοστό που εμπίπτει η φορολογία. Εφόσον το κόστος κεφαλαίου περιλαμβάνει τον εξοπλισμό και το εργατικό κόστος, το ποσοστό που εμπίπτει σε φορολογία θα αντιστοιχεί στο ποσοστό του κεφαλαίου που προορίστηκε για την αγορά εξοπλισμών. Στην Ελλάδα, η μέση φορολογία για την αγορά εξοπλισμού υπολογίζεται στο 20%. Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία, το ποσοστό που εμπίπτει σε αυτή τη φορολογία θα είναι 78%, και τελικά το φορολογικό κόστος ανέρχεται στα 48,411,326.63\$. Συνεπώς, το συνολικό έμμεσο κόστος κεφαλαίου της εγκατάστασης είναι 83,547,518.49\$

Indirect Capital Costs					
Total Land Area	805	acres	Nameplate	52	MWe
	Cost per acre	% of Direct Cost	Cost per Wac	Fixed Cost	Total
EPC and Owner Cost	\$ 0.00	11 %	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 34,136,191.86
Total Land Cost	\$ 0.00	0 %	\$ 0.00	\$ 1,000,000.00	\$ 1,000,000.00
Sales Tax of	20 %	applies to	78 %	of Direct Cost	\$ 48,411,326.63
Total Indirect Cost					\$ 83,547,518.49

Εικόνα 6.22 Έμμεσο Κόστος Κεφαλαίου

Έτσι, το συνολικό κόστος εγκατάστασης του συστήματος υπολογίζεται σε 393,876,535.37\$, με ειδικό κόστος 7573.3\$/kW. Σε αυτό το κόστος δεν υπολογίζεται το κόστος δανεισμού, το οποίο θα υπολογιστεί στη συνέχεια.

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης εκφράζει τα ετήσια έξοδα σε εξοπλισμό και υπηρεσίες που προκύπτουν μετά την κατασκευή του συστήματος. Το SAM δέχεται την εισαγωγή δεδομένων για τον υπολογισμό του κόστους με τρεις τρόπους, συνολικό σταθερό κόστος ανά έτος, σταθερό κόστος σε σχέση με την ονομαστική ισχύ και μεταβλητό κόστος σε σχέση με

την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, σε αυτό το σημείο θα ορίσουμε και το κόστος καυσίμου για τον εφεδρικό λέβητα.

Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία, ορίζεται κόστος σε σχέση με την ονομαστική ισχύ του συστήματος, με τιμή 72\$/kW ανά έτος. Σε αυτό το κόστος έχει υπολογιστεί το εργατικό κόστος κατά τη λειτουργία και κατά τη συντήρηση, τα συμβόλαια συντήρησης, οι παροχές σε νερό και ρεύμα για τη λειτουργία του συστήματος και η παροχή υλικών.

Επίσης, ορίζεται και το μεταβλητό κόστος σε σχέση με την παραγωγή ηλεκτρική ενέργειας, που είναι ίσο με 4\$/MWh. Σε αυτό το κόστος περιλαμβάνονται τα κόστη των υλικών που χρησιμοποιεί το σύστημα για την παραγωγή, όπως το ρευστό μεταφοράς θερμότητας, και οι παροχές σε νερό και ρεύμα που καταναλώνονται για την παραγωγή.

Τέλος, ορίζεται η τιμή του συμβατικού καυσίμου για τον εφεδρικό λέβητα. Το ιδανικό καύσιμο για τη λειτουργία του θα είναι το φυσικό αέριο, καθώς είναι το οικονομικότερο, είναι ασφαλές και αποδοτικό. Η τιμή του σήμερα ανέρχεται σε 6\$/MMBtu.

Οι παραπάνω τιμές δεν παραμένουν σταθερές με την πάροδο του χρόνου, αλλά αυξάνονται. Έτσι, θα ορίσουμε ένα ποσοστό αύξησης των τιμών, 1% ανά έτος, το οποίο θα υπολογίζεται από το SAM επιπλέον του πληθωρισμού.

6.5.2.7.2 Χρηματοδότηση

Το SAM υπολογίζει τη χρηματοροή και μας επιστρέφει ως αποτέλεσμα τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης (IRR) εφόσον γνωρίζουμε την τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (PPA Price). Για την Ελλάδα, σύμφωνα με τη νομοθεσία των Α.Π.Ε. (Ν.3851/2010), η τιμή πώλησης για ηλιοθερμικό σταθμό ηλεκτροπαραγωγής με σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας που

εξασφαλίζει τουλάχιστον 2 ώρες λειτουργίας στο ονομαστικό φορτίο, διαμορφώνεται σε $PPA = 284.85\text{€/MWh} = 0.28485\text{€/kWh} = 0.394\text{\$/kWh}$. Επίσης, έχουμε τη δυνατότητα να ορίσουμε ένα ποσοστό ετήσιας αύξησης της τιμής πώλησης, ώστε να καλύπτεται μερικώς ο πληθωρισμός (αφού δεν υπολογίζεται από το SAM για την τιμή πώλησης). Θα ορίσουμε την ετήσια αύξηση ίση με 1% και θα επιλέξουμε την επίλυση ως προς το IRR.

Στις παραμέτρους του δανεισμού, ορίζουμε το ποσοστό επί του κεφαλαίου που θα δανειστούμε για την κατασκευή του σταθμού. Η P.A.E. θέτει περιορισμό για τη χρηματοδότηση. Θα πρέπει ο λόγος κάλυψης τοκοχρεολυσίων (Debt Service Coverage Ratio ή DSCR) να ξεπερνά την τιμή του 1.2. Μετά από πολλές δοκιμές για την ομαλότερη χρηματοροή και λαμβάνοντας υπόψη τον περιορισμό που έθεσε η P.A.E., καταλήξαμε σε δανεισμό του 75% του συνολικού κόστους κεφαλαίου, δηλαδή το ποσό των 295,407,401.53\$. Τα σημερινά επιτόκια δανεισμού ποσών αυτού του μεγέθους για μεγάλη χρονική διάρκεια κυμαίνονται μεταξύ 4% – 6%, συνεπώς θα ορίσουμε ως επιτόκιο δανεισμού το 5% και το χρόνο της αποπληρωμής στα 10 χρόνια. Τα ίδια κεφάλαια αντιστοιχούν στο 25% του κόστους κεφαλαίου, δηλαδή ποσό 98,469,133.84\$. Το SAM έχοντας υπολογίσει το κόστος της κάθε πηγής χρηματοδότησης, υπολογίζει και το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου, το οποίο αντικατοπτρίζει το κόστος άντλησης κεφαλαίων. Το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου, δίνεται από το πρόγραμμα για λόγους αναφοράς ίσο με 8.39%.

Loan Parameters	
Debt Fraction	75 %
Loan Term	10 years
Loan Rate	5 %/year
Installed Cost	\$ 393,876,535.37
Construction Financing Cost	\$ 0.00
Principal Amount	\$ 295,407,401.53
WACC	8.39 %

Εικόνα 6.23 Παράμετροι Δανεισμού

Το Δεκέμβριο του 2012, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή μέσω του προγράμματος NER300, αποφάσισε τη χρηματοδότηση καινοτόμων έργων Α.Π.Ε. με ποσά

που συλλέχθηκαν από την πώληση δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Ο ηλιοθερμικός σταθμός του Αθερινόλακκου θα χρηματοδοτηθεί με το ποσό των 42 εκατομμυρίων ευρώ. Στο SAM το ποσό αυτό δεν χρησιμοποιείται εξ ολοκλήρου ως αρχικό κεφάλαιο. Το 25% (14,500,000\$) καλύπτει τις ανάγκες του κόστους ιδίου κεφαλαίου και το 75% (43,500,000\$) χρησιμοποιείται για την αποπληρωμή δανειακού κεφαλαίου πριν το πρώτο έτος λειτουργίας. Έτσι, μετά την επιχορήγηση τα ίδια κεφάλαια διαμορφώνονται σε 83,969,136\$ και το κεφάλαιο δανεισμού σε 251,907,408\$.

Στις παραμέτρους της οικονομικής ανάλυσης, αρχικά ορίζουμε το χρονικό διάστημα της ανάλυσης, που θα είναι 25 έτη. Επίσης, ορίζουμε τον μέσο πληθωρισμό (Inflation Rate ή IR) ίσο με 2% ανά έτος, υπολογισμένο σύμφωνα με τα πιο πρόσφατα στοιχεία της Eurostat. Στη συνέχεια ορίζουμε το πραγματικό προεξοφλητικό επιτόκιο (Real Discount Rate ή d_{real}) ίσο με 8.2% ανά έτος και μέσω της σχέσης $d_{nominal} = (1 + d_{real}) \cdot (1 + IR) - 1$ υπολογίζεται αυτόματα το ονομαστικό προεξοφλητικό επιτόκιο (Nominal Discount Rate ή $d_{nominal}$) ίσο με 10.36% ανά έτος (εικόνα 6.24).

Analysis Parameters	
Analysis Period	25 years
Inflation Rate	2.00 %/year
Real Discount Rate	8.20 %/year
Nominal Discount Rate	10.36 %/year

Εικόνα 6.24 Παράμετροι Οικονομικής Ανάλυσης

Σχετικά με τους φορολογικούς συντελεστές, σύμφωνα με την υπάρχουσα νομοθεσία, ο φορολογικός συντελεστής για επιχειρήσεις που δραστηριοποιούνται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω Α.Π.Ε. είναι της τάξης του 3%. Επίσης, όπως αναφέραμε παραπάνω, για τον υπολογισμό του κόστους κεφαλαίου, ο φορολογικός συντελεστής για την αγορά εξοπλισμού υπολογίζεται στο 20%. Στη συνέχεια ορίζουμε ένα ποσοστό της τάξης του 1% επί του κόστους κεφαλαίου, ως ετήσια έξοδα ασφάλισης. Έπειτα, για τον υπολογισμό του φόρου ακίνητης περιουσίας, θα πρέπει να

υπολογιστεί η αντικειμενική αξία των εγκαταστάσεων. Για την προσομοίωση, θα ορίσουμε την αντικειμενική αξία ίση με το 100% του κόστους κεφαλαίου που απαιτείται για την εγκατάσταση. Επίσης, θεωρούμε ότι η αντικειμενική αξία της περιοχής δεν θα μεταβληθεί τα επόμενα χρόνια. Τέλος, ορίζουμε το φορολογικό συντελεστή ακίνητης περιουσίας ίσο με 2%. Όλα τα παραπάνω στοιχεία φαίνονται και στην εικόνα 6.25.

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	\$ 393,876,535.37
Sales Tax	20.00 % of installed cost	Annual Decline	0.00 %/year
Insurance Rate (Annual)	1.00 % of installed cost	Property Tax	2.00 %/year

Εικόνα 6.25 Φορολογικοί και Ασφαλιστικοί Συντελεστές

Μετά το πέρας της 25ετούς λειτουργίας του ηλιοθερμικού σταθμού, αξιοποιείται ο εξοπλισμός που μπορεί να επαναχρησιμοποιηθεί, μέσω πώλησης σε τρίτους (Salvage Value). Αυτήν την αξία την ορίζουμε ως ποσοστό επί του κόστους κεφαλαίου, το οποίο ποσοστό τυπικά υπολογίζεται στο 10% (39,387,653.54\$). Το SAM προσθέτει το ποσό που θα προκύψει από αυτή τη διαδικασία στα ετήσια λειτουργικά έσοδα του τελευταίου έτους λειτουργίας του σταθμού.

Τέλος, με το SAM υπάρχει η δυνατότητα ορισμού επιχορηγήσεων, φοροελαφρύνσεων και φοροαπαλλαγών. Για τον Αθερινόλακκο, έχουμε ήδη ορίσει την επιχορήγηση του προγράμματος NER300 της Ευρωπαϊκής Επιτροπής ύψους 42 εκατομμυρίων ευρώ (58,000,000\$). Επίσης, υπάρχει η δυνατότητα να ορίσουμε συγκεκριμένες μεθόδους απόσβεσης ή αποπληρωμής δανεισμών.

Αφού ολοκληρώθηκε η εισαγωγή και των οικονομικών στοιχείων, ακολουθεί η προσομοίωση της λειτουργίας του σταθμού και η οικονομική ανάλυση.

6.5.3 Αποτελέσματα Προσομοίωσης

Όπως αναφέραμε και παραπάνω, η προσομοίωση της λειτουργίας του σταθμού πραγματοποιείται με τη χρήση του λογισμικού TRNSYS 16. Ενώ δημιουργείται το μοντέλο της εγκατάστασης, προσομοιώνεται η λειτουργία του σταθμού για 25 χρόνια και πραγματοποιείται η οικονομική ανάλυση για όλη αυτή τη διάρκεια.

Μετά την προσομοίωση, το SAM μας ενημερώνει για την απόδοση του συστήματος, μέσω ενός πίνακα (πίνακας 6.2).

Metric	Value
Annual Energy	197,942,448 kWh
PPA price	39.40 ¢ /kWh
LCOE Nominal	42.58 ¢ /kWh
LCOE Real	35.82 ¢ /kWh
Internal rate of return (%)	24.58 %
Minimum DSCR	1.54
Net present value (\$)	\$ 164,769,456.00
Calculated ppa escalation (%)	1.00 %
Calculated debt fraction (%)	75.00 %
Capacity factor	43.4 %
Gross to Net Conv. Factor	0.84
Annual Water Usage	42,511 m ³
Total Land Area	804.54 acres

Πίνακας 6.2 Πίνακας Μετρήσεων Απόδοσης

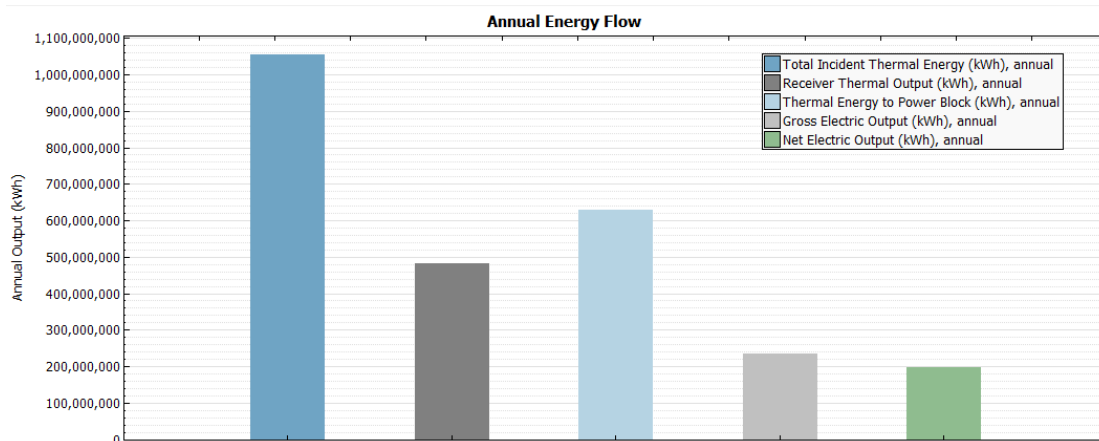
Όπως βλέπουμε και στην εικόνα 6.2, η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίστηκε ίση με $P_{el,net} = 197,942,448 kWh_e$, ενώ ο συντελεστής εκμετάλλευσης θα είναι 43.4%. Ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης (Gross to Net Conversion Factor) υπολογίστηκε σύμφωνα με τις απώλειες ιδιοκατανάλωσης ίσος με 0.84 (είχε οριστεί ενδεικτικά ως 0.87), η ετήσια χρήση νερού θα είναι 42511m³ και η συνολική έκταση της εγκατάστασης θα είναι 804.54 acres ή περίπου 326 εκτάρια.

Σχετικά με τα οικονομικά στοιχεία, το SAM μας ενημερώνει αρχικά για 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. Το πρόγραμμα υπολογίζει δύο τιμές για το LCOE. Το ονομαστικό σταθμισμένο κόστος ενέργειας (Nominal LCOE) προκύπτει χωρίς να λαμβάνεται υπόψη ο πληθωρισμός, ενώ το πραγματικό σταθμισμένο κόστος ενέργειας (Real LCOE) υπολογίζει την αξία του νομίσματος σύμφωνα με τον πληθωρισμό. Σύμφωνα με την τιμή πώλησης που ορίσαμε ($284.85\text{€/MWh}=39.4\text{¢/kWh}$) το πραγματικό σταθμισμένο κόστος ενέργειας είναι $35.82\text{¢/kWh}=358.2\text{\$/MWh}=259.1\text{€/MWh}$ και το ονομαστικό σταθμισμένο κόστος ενέργειας θα είναι $42.58\text{¢/kWh}=425.8\text{\$/MWh}=308\text{€/MWh}$. Το πρόγραμμα μας ενημερώνει και για το ποσοστό αύξησης της τιμής πώλησης που ορίσαμε (PPA Escalation 1%) αλλά και το ποσοστό του κόστους κεφαλαίου που αντιστοιχεί σε χρέος (Debt Fraction 75%). Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR) της επένδυσης θα είναι 24.58% και η καθαρή παρούσα αξία (NPV) θα είναι 164,769,456\$. Τέλος, ο ελάχιστος λόγος κάλυψης τοκοχρεολυσίου (DSCR) θα είναι 1.54. Παρακάτω, θα δούμε αναλυτικότερα τον τρόπο υπολογισμού αυτών των αποτελεσμάτων.

6.5.3.1 Προσομοίωση Λειτουργίας

Αρχικά, θα πρέπει να εξεταστεί το ενεργειακό ισοζύγιο της λειτουργίας του σταθμού. Το πρώτο αποτέλεσμα που πρέπει να εξεταστεί, θα είναι οι απώλειες του συστήματος σε κάθε τομέα αλλά και η ενέργεια που αξιοποιείται. Στο γράφημα 6.1 και στον πίνακα 6.3 που ακολουθεί, παρατηρούμε την ετήσια ροή ενέργειας που προκύπτει σε κάθε τομέα του συστήματος. Έτσι θα υπολογίσουμε τους βαθμούς απόδοσης του συστήματος.

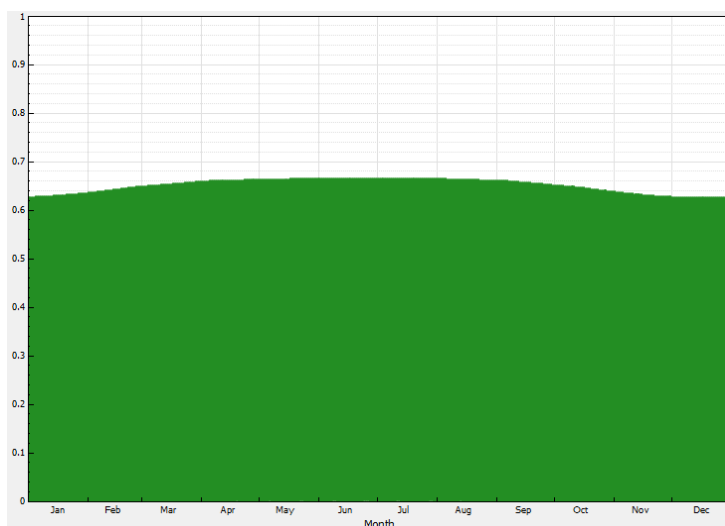


Γράφημα 6.1 Ετήσια Ενεργειακή Ροή

ΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΤΟ ΗΛΙΟΣΤΑΤΙΚΟ ΠΕΔΙΟ	1055.22
ΘΕΡΜΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΣΤΗΝ ΕΞΟΔΟ ΤΟΥ ΗΛΙΑΚΟΥ ΔΕΚΤΗ	483.389
ΘΕΡΜΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΣΤΟ ΜΠΛΟΚ ΙΣΧΥΟΣ	627.841
ΑΚΑΘΑΡΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	234.556
ΚΑΘΑΡΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	197.942

Πίνακας 6.3 Ετήσια Ενεργειακή Ροή (MWh)

Ξεκινώντας από το ηλιοστατικό πεδίο, γνωρίζουμε ότι ο βαθμός απόδοσης του δεν είναι σταθερός κατά τη διάρκεια του έτους, αφού εξαρτάται από πολλούς παράγοντες. Στο γράφημα 6.2 βλέπουμε τις διακυμάνσεις που υφίσταται κατά τη διάρκεια ενός έτους.



Γράφημα 6.2 Βαθμός Απόδοσης Ηλιοστατικού Πεδίου

Από τα ωριαία δεδομένα που εξάγει το SAM, υπολογίζουμε το λόγο της προσπίπτουσα θερμικής ενέργειας στον ηλιακό δέκτη προς τη συνολική προσπίπτουσα θερμική ενέργεια στο ηλιοστατικό πεδίο, και προκύπτει ότι ο μέσος ετήσιος βαθμός απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου είναι $n_{\text{field}}=0.614$.

Αντίστοιχα, για το βαθμό απόδοσης του ηλιακού δέκτη υπολογίζουμε το λόγο της θερμικής ενέργειας στην έξοδο του ηλιακού δέκτη προς τη θερμική ενέργεια που δέχεται ο δέκτης, και προκύπτει ο μέσος ετήσιος βαθμός απόδοσης του ηλιακού δέκτη $n_{\text{receiver}}=0.854$.

Από τον πίνακα 6.3, βλέπουμε ότι η συνολική ετήσια ανακλώμενη ηλιακή ακτινοβολία ισούται με $\dot{Q}_{\text{useful}}=1055.22\text{GWh}_{\text{th}}$, ενώ η ετήσια θερμική ενέργεια εξόδου του ηλιακού δέκτη ισούται με $\dot{Q}_{\text{net}}=483.389\text{GWh}_{\text{th}}$. Ωστόσο, η θερμική ενέργεια εισόδου στο μπλοκ ισχύος δεν είναι μικρότερη λόγω απωλειών αλλά μεγαλύτερη λόγω της διείσδυσης αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας. Η ετήσια θερμική ενέργεια εισόδου στο μπλοκ ισχύος είναι $\dot{Q}_{\text{turb}}=627.841\text{GWh}_{\text{th}}$. Γνωρίζοντας αυτή τη διαφορά μπορούμε να υπολογίσουμε το ποσοστό διείσδυσης της αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας στο σύστημα, από το λόγο $\frac{\dot{Q}_{\text{turb}}}{\dot{Q}_{\text{net}}}-1 = \frac{627.841\text{GWh}_{\text{th}}}{483.389\text{GWh}_{\text{th}}}-1 = 0.2988 = 29.88\%$.

Το ακαθάριστο ποσό παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είναι $P_{\text{el,gross}}=234.556\text{GWh}_e$, οπότε ο βαθμός απόδοσης του κύκλου θα είναι

$$n_{\text{cycle}} = \frac{P_{\text{el,gross}}}{\dot{Q}_{\text{turb}}} = \frac{234.556\text{GWh}_e}{627.841\text{GWh}_{\text{th}}} = 0.388 = 38.8\%. \text{ Τέλος, ο βαθμός απόδοσης της}$$

μεταφοράς καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο υπολογίζεται από το

$$\text{λόγο } n_{\text{el}} = \frac{P_{\text{el,net}}}{P_{\text{el,gross}}} = \frac{197942.448\text{MWh}_e}{234556\text{MWh}_e} = 0.844 = 84.4\%. \text{ Γνωρίζοντας τη θερμική}$$

ενέργεια που δέχεται το ηλιοστατικό πεδίο από τον ήλιο και γνωρίζοντας την ηλεκτρική ενέργεια που εισέρχεται στο δίκτυο, προκύπτει ο συνολικός

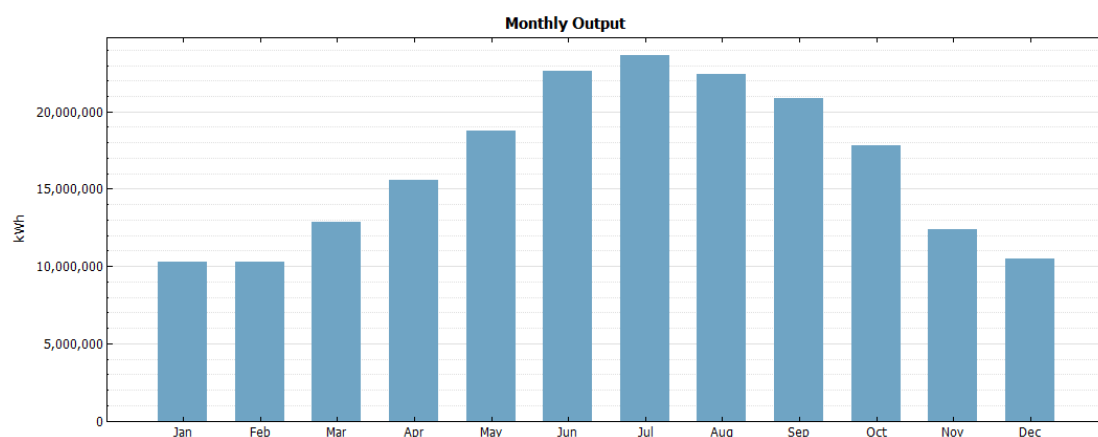
βαθμός απόδοσης του συστήματος ο οποίος θα είναι

$$n_{plant} = \frac{P_{el,net}}{\dot{Q}_{useful}} = \frac{197942.448 MWh_e}{1055220 MWh_{th}} = 0.1876 = 18.76\%$$

Για να εξετάσουμε τη λειτουργία του συστήματος κατά τη διάρκεια του έτους, θα δούμε αρχικά τη μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, όπως φαίνεται στον πίνακα 6.4 και στο γράφημα 6.3.

ΜΗΝΑΣ	ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh)
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	10286.9
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	10268.3
ΜΑΡΤΙΟΣ	12835.9
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	15544.9
ΜΑΙΟΣ	18757.9
ΙΟΥΝΙΟΣ	22620.6
ΙΟΥΛΙΟΣ	23650.6
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	22439.3
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	20844.4
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	17800.7
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	12397.9
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	10488.7
ΕΤΟΣ	197942.5

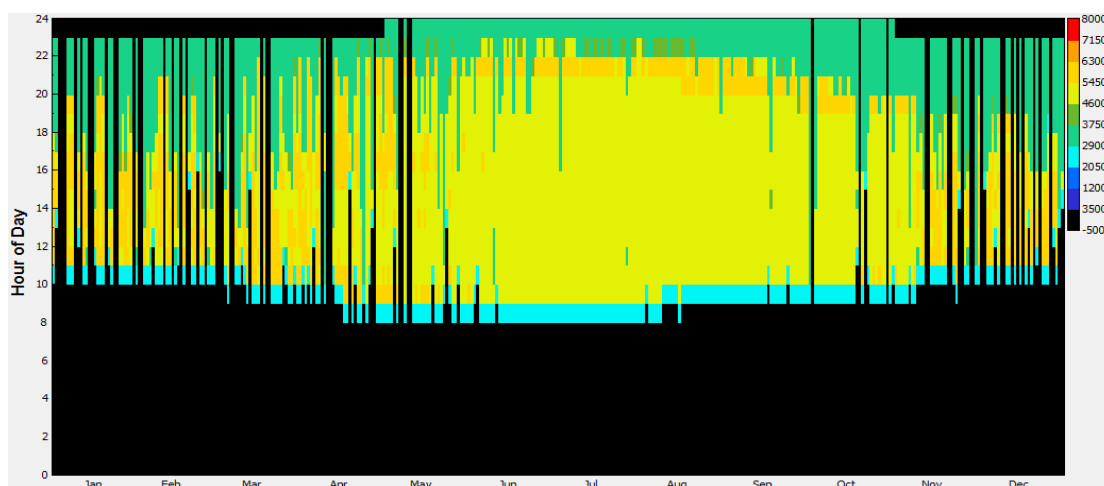
Πίνακας 6.4 Μηνιαία Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας



Γράφημα 6.3 Μηνιαία Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας

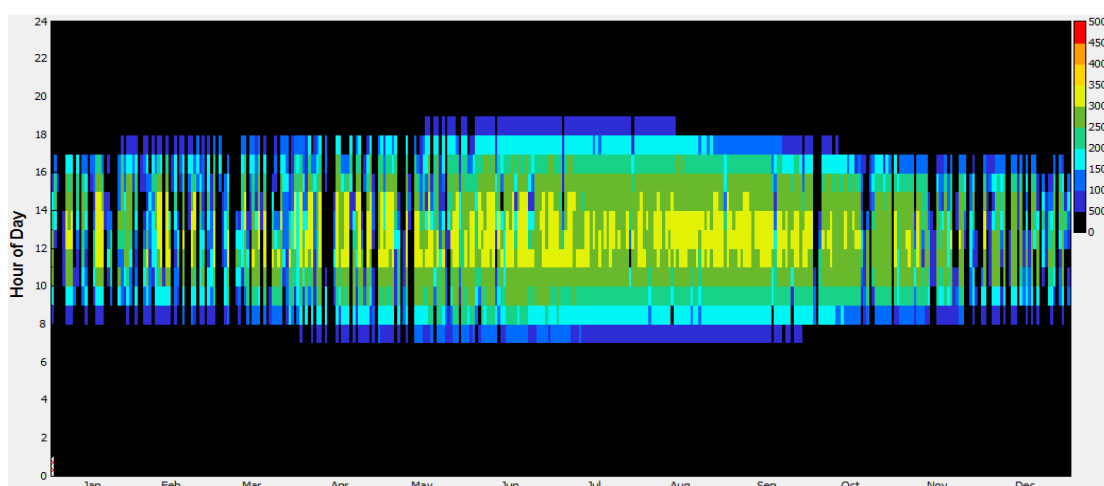
Από το γράφημα παρατηρούμε ότι ο παραγωγικότερος μήνας λειτουργίας του σταθμού είναι ο Ιούλιος με παραγωγή που ξεπερνά τις 23000 MWh_e, και αυτό κρίνεται ιδανικό λόγω της μεγαλύτερης ζήτησης που υπάρχει τους θερινούς μήνες.

Από το γράφημα 6.4, μπορούμε να δούμε αναλυτικότερα την ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια της ημέρας. Εφόσον έχουμε ορίσει τις ώρες λειτουργίας, βλέπουμε ότι ο σταθμός δεν λειτουργεί κατά τις νυχτερινές ώρες και ξεκινά τη λειτουργία του όταν υπάρχει ηλιοφάνεια.



Γράφημα 6.4 Ετήσια Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας κατά τη Διάρκεια της Ημέρας

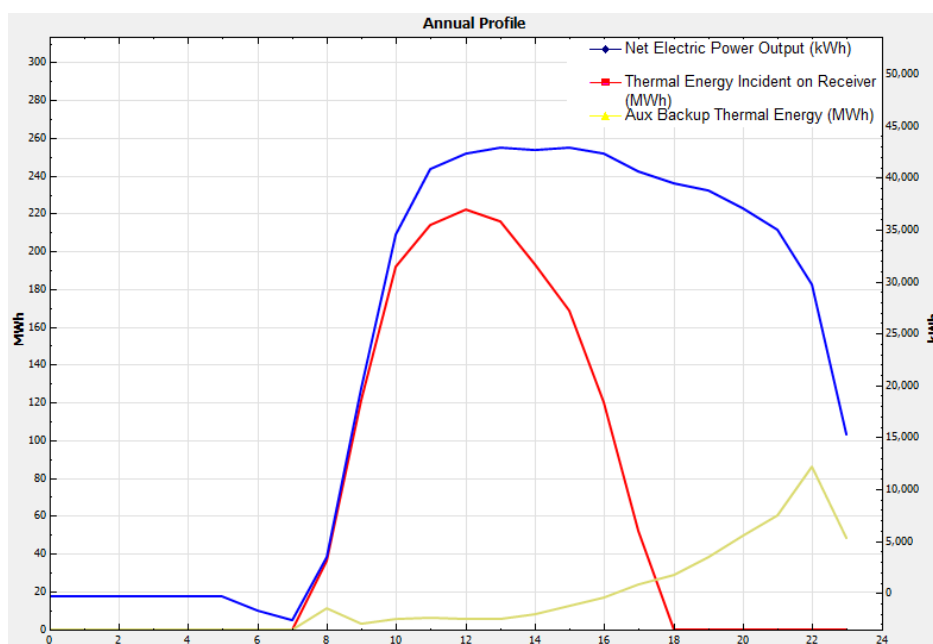
Συγκρίνοντας το γράφημα 6.4 με την άμεση ηλιακή ακτινοβολία κατά τη διάρκεια της ημέρας στο γράφημα 6.5, μπορούμε να βγάλουμε χρήσιμα συμπεράσματα σχετικά με τη λειτουργία του αποθηκευτικού συστήματος και του εφεδρικού λέβητα.



Γράφημα 6.5 Ετήσια Άμεση Ηλιακή Ακτινοβολία κατά τη Διάρκεια της Ημέρας ($\text{kJ/m}^2/\text{h}$)

Παρατηρούμε ότι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ξεκινά μία ώρα μετά την ανατολή, λόγω του χρόνου εκκίνησης του συστήματος. Επίσης, παρατηρούμε ότι ο σταθμός λειτουργεί για αρκετές ώρες σε πλήρες φορτίο μετά τη δύση του ηλίου λόγω του αποθηκευτικού συστήματος. Το σημαντικότερο όμως είναι το γεγονός ότι παρατηρώντας τη λειτουργία στις μεσημβρινές ώρες αιχμής ο σταθμός λειτουργεί σε πλήρες φορτίο καθ' όλη τη διάρκεια του έτους.

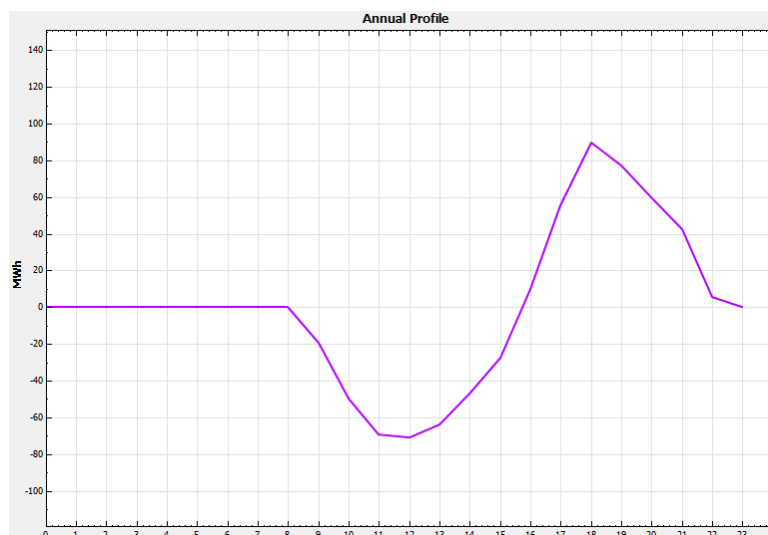
Στο παρακάτω γράφημα, θα συγκρίνουμε την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με την θερμική ενέργεια που δέχεται ο ηλιακός δέκτης από το ηλιοστατικό πεδίο όπως και την θερμική ενέργεια που εισέρχεται στο σύστημα από τον εφεδρικό λέβητα.



Γράφημα 6.6 Ετήσιο Προφίλ Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας σε σύγκριση με την Θερμική Ενέργεια στη Επιφάνεια του Ηλιακού Δέκτη και τη Διείσδυση του Εφεδρικού Συμβατικού Λέβητα

Από το γράφημα παρατηρούμε ότι για την εκκίνηση της λειτουργίας του σταθμού, χρησιμοποιείται θερμική ενέργεια από τον εφεδρικό λέβητα. Επίσης, με την πτώση της ηλιοφάνειας μετά τις απογευματινές ώρες διατηρείται η

παραγωγή με τη χρήση του εφεδρικού λέβητα. Η διείσδυση θερμικής ενέργειας από το σύστημα αποθήκευσης κατά τη διάρκεια της ημέρας φαίνεται στο γράφημα 6.7.



Γράφημα 6.7 Διείσδυση Θερμικής Ενέργειας στο Μπλοκ Ισχύος από το Σύστημα Αποθήκευσης

Από τις πρώτες πρωινές ώρες, βλέπουμε ότι το σύστημα αποθήκευσης δέχεται θερμική ενέργεια από το σύστημα και μετά τις πρώτες απογευματινές ώρες ξεκινά να παρέχει ενέργεια στο σύστημα.

Συνεπώς, η αποθηκευτική μονάδα και ο εφεδρικός λέβητας διατηρούν την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στο ονομαστικό φορτίο για όσο μεγαλύτερο διάστημα είναι αυτό εφικτό.

6.5.3.2 Τεχνοοικονομική Ανάλυση

Από τον πίνακα μετρήσεων έχουμε ήδη ενημερωθεί από το SAM για την καθαρή παρούσα αξία (164,769,456\$) και τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης (24.58%). Παρακάτω θα δούμε σε πίνακες αναλυτικά τη διαμόρφωση της χρηματοροής.

Αρχικά, στον πίνακα 6.5 θα δούμε τα έσοδα από την πώληση ενέργειας. Θεωρούμε ότι η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι σταθερή για όλη τη διάρκεια της επένδυσης, ωστόσο έχουμε ορίσει αύξηση της τιμής πώλησης κατά 1% για κάθε έτος.

ΕΣΟΔΑ ΠΩΛΗΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ			
ΕΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh)	ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ (\$/MWh)	ΕΣΟΔΑ ΠΩΛΗΣΕΩΝ (\$)
1	197942.448	395.09	78,204,600
2	197942.448	399.04	78,986,600
3	197942.448	403.03	79,776,500
4	197942.448	407.06	80,574,300
5	197942.448	411.13	81,380,000
6	197942.448	415.24	82,193,800
7	197942.448	419.39	83,015,800
8	197942.448	423.59	83,845,900
9	197942.448	427.82	84,684,400
10	197942.448	432.10	85,531,200
11	197942.448	436.42	86,386,500
12	197942.448	440.79	87,250,400
13	197942.448	445.20	88,122,900
14	197942.448	449.65	89,004,100
15	197942.448	454.14	89,894,200
16	197942.448	458.68	90,793,100
17	197942.448	463.27	91,701,000
18	197942.448	467.90	92,618,000
19	197942.448	472.58	93,544,200
20	197942.448	477.31	94,479,700
21	197942.448	482.08	95,424,500
22	197942.448	486.90	96,378,700
23	197942.448	491.77	97,342,500
24	197942.448	496.69	98,315,900
25	197942.448	501.66	99,299,100
ΣΥΝΟΛΟ	4948561.2	-	2,208,747,900

Πίνακας 6.5 Έσοδα από Πώληση Ηλεκτρικής Ενέργειας

Οι λειτουργικές δαπάνες αποτελούνται από τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης, το κόστος ασφάλισης, τις δαπάνες αγοράς καυσίμου και το φόρο ακίνητης περιουσίας. Όπως έχει ήδη αναφερθεί, στις δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης αλλά και στο κόστος καυσίμου, προβλέπεται αύξηση του κόστους κατά 1% το χρόνο. Για το τελευταίο έτος λειτουργίας οι δαπάνες μειώνονται

κατά 39,387,653\$, λόγω της αξιοποίησης εξοπλισμού που ορίσαμε ως ποσοστό 10% επί του αρχικού κόστους.

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ					
ΕΤΟΣ	ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΔΑΠΑΝΕΣ ΑΓΟΡΑΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ	ΔΑΠΑΝΕΣ ΑΣΦΑΛΙΣΗΣ	ΦΟΡΟΛΟΓΙΑ ΑΚΙΝΗΤΩΝ	ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ
1	4,536,390	11,506,700	3,938,770	7,877,530	27,859,400
2	4,672,483	11,852,000	4,017,540	7,877,530	28,419,500
3	4,812,659	12,207,500	4,097,890	7,877,530	28,995,600
4	4,957,038	12,573,700	4,179,850	7,877,530	29,588,200
5	5,105,744	12,950,900	4,263,450	7,877,530	30,197,700
6	5,258,918	13,339,500	4,348,720	7,877,530	30,824,600
7	5,416,685	13,739,700	4,435,690	7,877,530	31,469,600
8	5,579,187	14,151,900	4,524,400	7,877,530	32,133,000
9	5,746,560	14,576,400	4,614,890	7,877,530	32,815,400
10	5,918,960	15,013,700	4,707,190	7,877,530	33,517,400
11	6,096,530	15,464,100	4,801,330	7,877,530	34,239,500
12	6,279,420	15,928,000	4,897,360	7,877,530	34,982,300
13	6,467,800	16,405,900	4,995,310	7,877,530	35,746,500
14	6,661,840	16,898,000	5,095,210	7,877,530	36,532,600
15	6,861,690	17,405,000	5,197,120	7,877,530	37,341,300
16	7,067,550	17,927,100	5,301,060	7,877,530	38,173,300
17	7,279,570	18,465,000	5,407,080	7,877,530	39,029,100
18	7,497,960	19,018,900	5,515,220	7,877,530	39,909,600
19	7,722,900	19,589,500	5,625,530	7,877,530	40,815,400
20	7,954,580	20,177,200	5,738,040	7,877,530	41,747,300
21	8,193,220	20,782,500	5,852,800	7,877,530	42,706,000
22	8,439,030	21,405,900	5,969,850	7,877,530	43,692,300
23	8,692,190	22,048,100	6,089,250	7,877,530	44,707,100
24	8,952,960	22,709,600	6,211,040	7,877,530	45,751,100
25	9,221,540	23,390,900	6,335,260	7,877,530	46,825,200
ΣΥΝΟΛΟ	165,393,404	419,527,700	126,159,850	196,938,250	868,631,330

Πίνακας 6.6 Λειτουργικές Δαπάνες (\$)

Τα μικτά κέρδη προ φόρων και τόκων της επένδυσης προκύπτουν από τη διαφορά των εσόδων και των λειτουργικών δαπανών, και φαίνονται αναλυτικά παρακάτω, στον πίνακα 6.7.

Η αποπληρωμή του δανείου πραγματοποιείται σε βάθος δεκαετίας με σταθερή ετήσια δόση. Ωστόσο, διατηρώντας σταθερή την ετήσια δόση αυξάνεται η αποπληρωμή κεφαλαίου κάθε χρόνο και συνεπώς και ο λόγος κάλυψης τοκοχρεολυσίου, ο οποίος είναι 1.543 για το πρώτο έτος και

αυξάνεται σταδιακά σε 1.594 το 10^ο έτος. Η ανάλυση της αποπληρωμής του δανεισμού φαίνεται παρακάτω στον πίνακα 6.8.

ΜΙΚΤΑ ΚΕΡΔΗ ΠΡΟ ΦΟΡΩΝ ΚΑΙ ΤΟΚΩΝ			
ΕΤΟΣ	ΠΩΛΗΣΕΙΣ	ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ	ΜΙΚΤΑ ΚΕΡΔΗ
1	78,204,600	27,859,400	50,345,200
2	78,986,600	28,419,500	50,567,100
3	79,776,500	28,995,600	50,780,900
4	80,574,300	29,588,200	50,986,100
5	81,380,000	30,197,700	51,182,300
6	82,193,800	30,824,600	51,369,200
7	83,015,800	31,469,600	51,546,200
8	83,845,900	32,133,000	51,712,900
9	84,684,400	32,815,400	51,869,000
10	85,531,200	33,517,400	52,013,800
11	86,386,500	34,239,500	52,147,000
12	87,250,400	34,982,300	52,268,000
13	88,122,900	35,746,500	52,376,400
14	89,004,100	36,532,600	52,471,500
15	89,894,200	37,341,300	52,552,800
16	90,793,100	38,173,300	52,619,800
17	91,701,000	39,029,100	52,671,900
18	92,618,000	39,909,600	52,708,400
19	93,544,200	40,815,400	52,728,800
20	94,479,700	41,747,300	52,732,400
21	95,424,500	42,706,000	52,718,400
22	96,378,700	43,692,300	52,686,400
23	97,342,500	44,707,100	52,635,400
24	98,315,900	45,751,100	52,564,800
25	99,299,100	7,437,530	91,861,600
ΣΥΝΟΛΟ	2,208,747,900	868,631,330	1,340,116,300

Πίνακας 6.7 Μικτά Κέρδη προ Φόρων και Τόκων (\$)

ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗ ΔΑΝΕΙΣΜΟΥ					
ΕΤΟΣ	ΠΛΗΡΩΜΗ ΤΟΚΩΝ	ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ	ΣΥΝΟΛΟ ΔΟΣΗΣ	ΥΠΟΛΟΙΠΟ ΧΡΕΟΥΣ	ΛΟΓΟΣ ΚΑΛΥΨΗΣ ΤΟΚΟΧΡΕΟΛΥΣΙΟΥ
1	12,595,400	20,027,800	32,623,200	-251,907,500	1.543
2	11,594,000	21,029,200	32,623,200	-231,880,000	1.550
3	10,542,500	22,080,600	32,623,200	-210,850,000	1.557
4	9,438,490	23,184,700	32,623,200	-188,770,000	1.563
5	8,279,260	24,343,900	32,623,200	-165,585,000	1.569
6	7,062,060	25,561,100	32,623,200	-141,241,000	1.575
7	5,784,010	26,839,200	32,623,200	-115,680,000	1.580
8	4,442,050	28,181,100	32,623,200	-88,841,000	1.585
9	3,032,990	29,590,200	32,623,200	-60,659,800	1.590
10	1,553,480	31,069,700	32,623,200	-31,069,700	1.594
ΣΥΝΟΛΟ	74,324,240	251,907,500	326,232,000	0	-

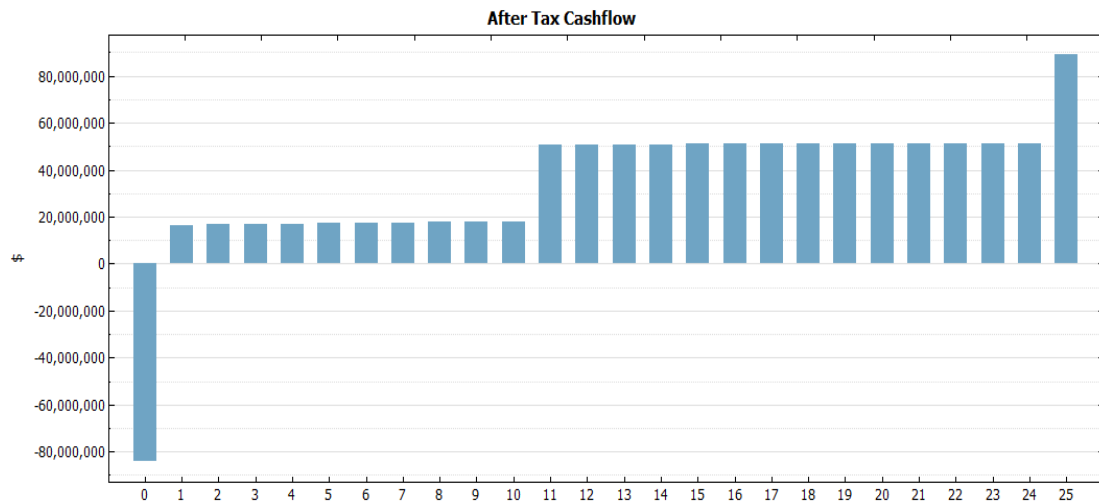
Πίνακας 6.8 Αποπληρωμή Δανεισμού (\$)

Η καθαρή ταμειακή ροή προκύπτει αφαιρώντας το κόστος αποπληρωμής δανεισμού και το κόστος φορολογίας από τα μικτά κέρδη προ φόρων, και φαίνονται αναλυτικά στον πίνακα 6.9.

ΚΑΘΑΡΗ ΤΑΜΕΙΑΚΗ ΡΟΗ				
ΕΤΟΣ	ΜΙΚΤΑ ΚΕΡΔΗ ΠΡΟ ΦΟΡΩΝ	ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗ ΔΑΝΕΙΣΜΟΥ	ΦΟΡΟΙ	ΚΑΘΑΡΗ ΤΑΜΕΙΑΚΗ ΡΟΗ
0	0	0	0	-83,969,100
1	50,345,200	32,623,200	1,132,490	16,589,500
2	50,567,100	32,623,200	1,169,190	16,774,800
3	50,780,900	32,623,200	1,207,150	16,950,600
4	50,986,100	32,623,200	1,246,430	17,116,500
5	51,182,300	32,623,200	1,287,090	17,272,100
6	51,369,200	32,623,200	1,329,210	17,416,800
7	51,546,200	32,623,200	1,372,870	17,550,200
8	51,712,900	32,623,200	1,418,130	17,671,700
9	51,869,000	32,623,200	1,465,080	17,780,700
10	52,013,800	32,623,200	1,513,810	17,876,900
11	52,147,000	0	1,564,410	50,582,600
12	52,268,000	0	1,568,040	50,700,000
13	52,376,400	0	1,571,290	50,805,100
14	52,471,500	0	1,574,140	50,897,300
15	52,552,800	0	1,576,590	50,976,200
16	52,619,800	0	1,578,600	51,041,200
17	52,671,900	0	1,580,160	51,091,700
18	52,708,400	0	1,581,250	51,127,200
19	52,728,800	0	1,581,860	51,146,900
20	52,732,400	0	1,581,970	51,150,400
21	52,718,400	0	1,581,550	51,136,900
22	52,686,400	0	1,580,590	51,105,800
23	52,635,400	0	1,579,060	51,056,300
24	52,564,800	0	1,576,950	50,987,900
25	91,861,600	0	2,755,850	89,105,700

Πίνακας 6.9 Καθαρή Ταμειακή Ροή (\$)

Παρατηρούμε την αύξηση της χρηματοροής κατά το 11^ο έτος λειτουργίας του σταθμού λόγω της αποπληρωμής του δανείου. Επίσης, κατά το τελευταίο έτος φαίνεται η σημαντική αύξηση των ταμειακών ροών λόγω της αξιοποίησης του εξοπλισμού μετά το τέλος της λειτουργίας του σταθμού. Η μακροχρόνια εικόνα της επένδυσης φαίνεται παρακάτω στο γράφημα 6.8.



Γράφημα 6.8 Καθαρή Ταμειακή Ροή

Από την καθαρή ταμειακή ροή, υπολογίστηκε ο χρόνος απόσβεσης στο τέλος του 6^{ου} έτους.

Η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης προκύπτει από τη σχέση $KPA = C_0 + \sum_{n=1}^n \frac{KTP}{(1 + d_{nominal})^n}$, όπου C_0 τα ίδια κεφάλαια, KTP η καθαρή ταμειακή ροή, n το έτος υπολογισμού και $d_{nominal}$ το ονομαστικό προεξοφλητικό επιτόκιο που ισούται με $d_{nominal} = I_{inf} + d_{real} = 2\% + 8.2\% = 10.23\%$ όπως αναφέρθηκε παραπάνω.

Από τον υπολογισμό προέκυψε η καθαρή παρούσα αξία ίση με 164,769,456\$. Μετά τον υπολογισμό της καθαρής παρούσας αξίας υπολογίστηκε το πραγματικό σταθμισμένο κόστος ενέργειας από τη σχέση

$$LCOE_{real} = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{R_n}{(1 + d_{nominal})^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1 + d_{real})^n}} = 0.3582 \text{ \$/kWh} \quad \text{και} \quad \text{το} \quad \text{ονομαστικό}$$

σταθμισμένο κόστος ενέργειας από τη σχέση

$$LCOE_{nominal} = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{R_n}{(1 + d_{nominal})^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1 + d_{nominal})^n}} = 0.4258 \text{ \$/kWh}.$$

Ο υπολογισμός των ετήσιων ταμειακών ροών με αναγωγή στο προεξοφλητικό επιτόκιο, αλλά και ο υπολογισμός της καθαρής παρούσας αξίας φαίνεται στον πίνακα 6.10.

ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ		
ΕΤΟΣ	ΚΑΘΑΡΗ ΤΑΜΕΙΑΚΗ ΡΟΗ	ΤΑΜΕΙΑΚΗ ΡΟΗ ΜΕ ΑΝΑΓΩΓΗ
0	-83,969,100	-83,969,100.00
1	16,589,500	15,032,167.45
2	16,774,800	13,773,171.88
3	16,950,600	12,611,013.78
4	17,116,500	11,539,000.63
5	17,272,100	10,550,831.44
6	17,416,800	9,640,470.14
7	17,550,200	8,802,382.31
8	17,671,700	8,031,280.53
9	17,780,700	7,322,234.41
10	17,876,900	6,670,759.64
11	50,582,600	17,103,009.58
12	50,700,000	15,533,440.48
13	50,805,100	14,104,422.77
14	50,897,300	12,803,569.38
15	50,976,200	11,619,624.16
16	51,041,200	10,542,262.05
17	51,091,700	9,562,062.82
18	51,127,200	8,670,448.37
19	51,146,900	7,859,540.79
20	51,150,400	7,122,216.94
21	51,136,900	6,451,918.44
22	51,105,800	5,842,691.71
23	51,056,300	5,289,083.55
24	50,987,900	4,786,152.39
25	89,105,700	7,579,022.41
ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ		164,769,456.00

Πίνακας 6.10 Καθαρή Παρούσα Αξία (\$)

Από την καθαρή ταμειακή ροή, υπολογίστηκε και ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης, ίσος με $IRR = 24.58\%$.

Παρά το γεγονός ότι τα αποτελέσματα αυτά δείχνουν μία συμφέρουσα επένδυση, υπάρχουν τρόποι για καλύτερα οικονομικά αποτελέσματα.

Αυξάνοντας την περίοδο αποπληρωμής του δανεισμού στα 13 έτη, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης αγγίζει το 28.5% και η καθαρή παρούσα αξία τα 175,500,000\$. Ωστόσο, το συνολικό κόστος των τόκων θα ήταν περίπου 20,000,000\$ περισσότερα από τους τόκους του 10ετούς δανεισμού, και αυτό ίσως να οδηγούσε σε χρηματοδοτικό κενό.

Έχοντας ολοκληρώσει τη διαδικασία της προσομοίωσης, μπορούμε πλέον να εξάγουμε χρήσιμα συμπεράσματα σχετικά με την αποδοτικότητα της συγκεκριμένης τεχνολογίας, τόσο παραγωγικά όσο και οικονομικά.

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ - ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ

Αρχικά, είδαμε συνοπτικά το ενεργειακό πρόβλημα και τους τρόπους αντιμετώπισης του, καταλήγοντας στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, με το μεγαλύτερο ενδιαφέρον να εστιάζεται στην εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας με αποτέλεσμα οι έρευνες να έχουν καταφέρει να καταστήσουν βιώσιμους διάφορους τρόπους εκμετάλλευσης της ηλιακής ενέργειας. Έτσι, καταλήγουμε στα συγκεντρωτικά ηλιακά συστήματα, ώστε να εκμεταλλευόμαστε τη θερμική ενέργεια της ακτινοβολίας του ήλιου, με τη χρήση των συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων. Αντιλαμβανόμαστε πως πρόκειται για μία «καθαρή» λύση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που δεν απαιτεί χρήση ορυκτών καυσίμων αλλά μόνο υψηλή άμεση ηλιακή ακτινοβολία.

Αφού αναπτύχθηκαν οι διαθέσιμες τεχνολογίες των ηλιακών θερμικών συστημάτων, είδαμε ότι μόνο τα συστήματα παραβολικών κοίλων κατόπτρων και οι πύργοι ηλιακής ισχύος είναι ώριμες και οικονομικά βιώσιμες τεχνολογίες. Έτσι, καταλήξαμε στην τεχνολογία των πύργων ηλιακής ισχύος. Αναλύοντας τα μέρη του συστήματος και τον τρόπο λειτουργίας, κατανοήσαμε τη συμβολή όλων των μερών στην παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος με χρήση αυτής της τεχνολογίας. Έγιναν αναφορές στις διάφορες τεχνολογίες που έχουν ερευνηθεί για τα μέρη του συστήματος, όπως τα είδη των ηλιακών δεκτών καθώς και η επιλογή του ρευστού μεταφοράς θερμότητας. Είναι επίσης σημαντική η έρευνα που έχει πραγματοποιηθεί για την πλήρη εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας με χρήση αποθηκευτικού συστήματος θερμικής ενέργειας ή με χρήση εφεδρικού λέβητα για τη συνεχόμενη λειτουργία του σταθμού. Η έρευνα που γίνεται σχετικά με το ρευστό μεταφοράς θερμότητας και τη δυνατότητα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας είναι πολύ σημαντική με αποτέλεσμα να έχουμε αρκετές επιλογές για τον τρόπο λειτουργίας ενός σταθμού πύργου ηλιακής ισχύος. Ωστόσο, παρατηρώντας τις απώλειες που

προκύπτουν από όλα τα μέρη του συστήματος, έγινε αντιληπτή η πολυπλοκότητα του συστήματος καθώς και οι ενεργειακές μετατροπές που απαιτούνται μέχρι την παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος. Επίσης, αντιλαμβανόμαστε το μεγάλο μέγεθος της έκτασης που απαιτεί ένας σταθμός παραγωγής πύργου ηλιακής ισχύος.

Έπειτα, αναπτύχθηκε η μεθοδολογία για το σχεδιασμό μίας τέτοιας εγκατάστασης, και αναλύθηκε η συμβολή όλων των παραμέτρων στην απόδοση του σταθμού. Σε αυτό το σημείο γίνεται αντιληπτή η αλληλεξάρτηση πολλών παραμέτρων της εγκατάστασης, στις οποίες είναι απαραίτητη η προσομοίωση για την εξαγωγή συμπερασμάτων. Είδαμε επίσης πόσο σημαντικά είναι όλα τα μέρη του συστήματος καθώς και την επιρροή που έχει στο σύστημα η τοποθεσία του σταθμού, αφού απαιτείται μεγάλο ποσό άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας.

Ο σχεδιασμός του ηλιοστατικού πεδίου είναι η πιο πολύπλοκη διαδικασία, αλλά και η πιο σημαντική αφού στην ουσία είναι η εισαγωγή ενέργειας προς εκμετάλλευση στο σύστημα. Η διαδικασία αυτή πλέον γίνεται με χρήση λογισμικού αφού θα ήταν πολύ δύσκολο να υπολογιστούν οι βέλτιστες θέσεις για μερικές χιλιάδες ηλιοστάτες, όπως και είναι αδύνατον να υπολογιστεί ο βαθμός απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου για κάθε στιγμή.

Στη διαδικασία υπολογισμού των μεγεθών του συστήματος χρησιμοποιήθηκαν πραγματικά δεδομένα που προκύπτουν από την άδεια παραγωγής της εγκατάστασης, ωστόσο οι υπολογισμοί πραγματοποιήθηκαν με χρήση ενδεικτικών βαθμών απόδοσης, ώστε να κατανοήσουμε τα μεγέθη του συστήματος και να γνωρίζουμε αν είναι δυνατή η εγκατάσταση ενός τέτοιου σταθμού. Λόγω της μεταβλητότητας του βαθμού απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου ανάλογα με το χρόνο, χρησιμοποιήθηκε μία μέση ετήσια απόδοση ηλιοστατικού πεδίου, και για το λόγο αυτό υπήρχε απόκλιση από το αποτέλεσμα που υπολόγισε ο κώδικας κατά την διαδικασία της προσομοίωσης.

Στη διαδικασία της προσομοίωσης, χρησιμοποιήθηκαν βαθμοί απόδοσης, μεγέθη και οικονομικοί δείκτες από υπάρχουσες εγκαταστάσεις που είτε είναι πραγματικές τιμές είτε πλησιάζουν κατά πολύ την πραγματικότητα. Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης κρίνονται ικανοποιητικά, αφού θέσαμε ως στόχο τη λειτουργία του σταθμού για 10 – 12 ώρες ημερησίως στο ονομαστικό φορτίο των 52MW_e.

Η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας καλύπτει τις απαιτήσεις που θέσαμε, όμως το ηλιοστατικό πεδίο αποτελείται από υπεράριθμους ηλιοστάτες, κυρίως λόγω του μικρού μεγέθους του κάθε ηλιοστάτη, με συνέπεια την αύξηση του αρχικού κόστους. Ο μέσος ετήσιος βαθμός απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου που υπολογίστηκε μετά την προσομοίωση ήταν σχετικά χαμηλός, αλλά αξίζει να αναφερθεί ότι η τοποθεσία που θα βρίσκεται το ηλιοστατικό πεδίο στην τοποθεσία του Αθερινόλακκου, έχει μία μικρή κλίση στο βόρειο τμήμα του πεδίου η οποία επιδρά θετικά στον βαθμό απόδοσης του ηλιοστατικού πεδίου.

Σχετικά με τη λειτουργία του σταθμού, η ημερήσια παραγωγή καλύπτεται πλήρως στο ονομαστικό φορτίο κατά τις περισσότερες ημέρες του έτους. Αυτό οφείλεται και στη διείσδυση της θερμικής ενέργειας που παράγει ο εφεδρικός λέβητας. Από τα γραφήματα φαίνεται ότι η εφεδρεία λειτουργεί κυρίως κατά τις απογευματινές ώρες που δεν επαρκεί η ηλιοφάνεια για τη λειτουργία στο ονομαστικό φορτίο. Θα ήταν ιδανικό να υπάρχει η δυνατότητα να λειτουργεί ο σταθμός σε ένα ποσοστό χαμηλότερο του ονομαστικού κατά τις ώρες μη αιχμής, ώστε να επαρκεί και η αποθηκευμένη θερμική ενέργεια για την εκκίνηση του σταθμού τις πρωινές ώρες αλλά και για την κάλυψη της ζήτησης κατά τις απογευματινές ώρες αιχμής. Αυτό θα ήταν θετικό για το κόστος λειτουργίας, αφού θα υπήρχε σημαντική μείωση του κόστους καυσίμου, αλλά θα μείωνε και τα έσοδα λόγω της μειωμένης παραγωγής ενέργειας.

Ο συντελεστής εκμετάλλευσης που προέκυψε από την προσομοίωση είναι υψηλός λόγω της δυνατότητας αποθήκευσης θερμικής ενέργειας. Θα ήταν ιδανικό να υπήρχε η δυνατότητα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας για περισσότερες ώρες, κάτι το οποίο θα αύξανε σημαντικά το συντελεστή εκμετάλλευσης αλλά και θα είχε ως αποτέλεσμα την λειτουργία του σταθμού για περισσότερες ώρες ώστε να μην απαιτείται η εφεδρεία για μεγάλα χρονικά διαστήματα.

Όσον αφορά τα οικονομικά στοιχεία, τα κόστη που χρησιμοποιήθηκαν για την τεχνοοικονομική ανάλυση της επένδυσης προέκυψαν έπειτα από έρευνα. Αυτά τα κόστη μειώνονται αισθητά με τα χρόνια, αφού η έρευνα έχει εστιάσει πάνω σε αυτόν τον τομέα. Το αρχικό κόστος της επένδυσης είναι ικανοποιητικό σε σχέση με την τιμή πώλησης, κι αυτό φαίνεται από το ονομαστικό σταθμισμένο κόστος ενέργειας που είναι χαμηλότερο της τιμής πώλησης. Επίσης, πληρείται η προϋπόθεση που έχει θέσει η Ρ.Α.Ε. για το λόγο κάλυψης τοκοχρεολυσίου. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης είναι σχετικά μεγάλος, ενώ ο χρόνος απόσβεσης είναι ικανοποιητικός. Το γεγονός αυτό καθιστά την επένδυση συμφέρουσα.

Οι βελτιώσεις που θα πρέπει να γίνουν στη διαδικασία στο μέλλον, είναι αρκετές. Όπως έχει αναφερθεί, υπάρχουν πολλοί κώδικες για τη χωροθέτηση του ηλιοστατικού πεδίου. Θα ήταν πολύ σημαντικό να αναπτυχθούν κώδικες για την αυτοματοποίηση της διαδικασίας χωροθέτησης του ηλιοστατικού πεδίου αλλά με την δυνατότητα απεικόνισης των συντεταγμένων των ηλιοστατών σε πεδίο.

Η έρευνες που σχετίζονται με την τεχνολογία των πύργων ηλιακής ισχύος, έχουν πλέον εστιάσει στη μείωση του αρχικού κόστους εγκατάστασης αλλά και στο κόστος λειτουργίας. Ήδη υπάρχει σοβαρή εξέλιξη σε αυτόν τον τομέα, και στο μέλλον θα είναι σαφώς πιο οικονομικά βιώσιμη μία τέτοια επένδυση.

Υπάρχουν πολλές προοπτικές για την εξέλιξη της τεχνολογίας των πύργων ηλιακής ισχύος. Ένα σημαντικό αντικείμενο για έρευνα είναι ο υβριδισμός με άλλα συστήματα παραγωγής, όπως για παράδειγμα η θέρμανση αέρα καύσης για χρήση σε αεριοστρόβιλο, με χρήση φυσικού αερίου ή βιοκαυσίμου. Θα ήταν εξίσου ενδιαφέρουσα η έρευνα για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με συνδυασμό πύργου ηλιακής ισχύος και παραβολικών κοίλων κατόπτρων. Η ηλιακή καμινάδα (Solar Updraft Tower) είναι μία εξέλιξη των πύργων ηλιακής ισχύος, η οποία στο μέλλον αναμένεται να εξελιχθεί σε πολύ σημαντική τεχνολογία. Έχει δοκιμαστεί στην Ισπανία και σήμερα κατασκευάζεται σταθμός ηλιακής καμινάδας με ισχύ 200kW στην Κίνα. Άξια προς έρευνα είναι και η δυνατότητα παραγωγής ηλιακών καυσίμων με χρήση πύργου ηλιακής ισχύος.

Το σημαντικότερο πεδίο για έρευνα είναι οι πύργοι ηλιακής ισχύος μικρή κλίμακας, οι οποίοι βρίσκονται ήδη σε ερευνητικό στάδιο, ενώ έχουν γίνει ήδη προσομοιώσεις και δοκιμές. Έτσι, στο μέλλον υπάρχει η πιθανότητα να υπάρξουν σημαντικές εξελίξεις στην τεχνολογία των συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Wikipedia. "*World Energy Consumption*".
http://en.wikipedia.org/wiki/World_energy_consumption
- [2] Wikipedia. "*Energy Crisis*".
http://en.wikipedia.org/wiki/Energy_crisis
- [3] Wikipedia. "*Global Warming*".
http://en.wikipedia.org/wiki/Global_warming
- [4] Κ.Α.Π.Ε. «*Το Ελληνικό Ενεργειακό Σύστημα*». Υπουργείο Ανάπτυξης, 2009.
- [5] Επιτροπή Εθνικού Ενεργειακού Σχεδιασμού. «*Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός, οδικός χάρτης για το 2050*», Υ.Π.Ε.Κ.Α. 2012.
- [6] Ευρωπαϊκή Επιτροπή. «*Δύο φορές το 20 έως το 2020*». 2008.
- [7] United Nations. "*Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*". U.N., 1998.
- [8] Ευρωπαϊκή Επιτροπή. «*Αειφόρος Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ορυκτά Καύσιμα: Προς σχεδόν μηδενικές εκπομπές άνθρακα μετά το 2020*». 2007.
- [9] **Jose Manuel Barroso**. «*Ενέργεια: Προτεραιότητες της Ευρώπης*». Παρουσίαση στο Ευρωπαϊκό Συμβούλιο, 2011.
- [10] Wikipedia. "*Renewable Energy*".
http://en.wikipedia.org/wiki/Renewable_energy
- [11] Κ.Α.Π.Ε. - <http://www.cres.gr>
- [12] **Ι. Ε. Φραγκιαδάκης**. «*Φωτοβολταϊκά Συστήματα*». Ζήτη, 2006.
- [13] Wikipedia. "*Sun*".
<http://en.wikipedia.org/wiki/Sun>
- [14] **C. Julian Chen**. "*Physics of Solar Energy*". Department of Applied Physics and Applied Mathematics, Columbia University. WILEY. 2001.

- [15] **William B. Stine & Michael Geyer.** "Power from the Sun". <http://www.powerfromthesun.net> , 2001.
- [16] **Y. Cengel & M. Boles.** «Θερμοδυναμική για Μηχανικούς». Τόμος Β', 3^η έκδοση, Τζιόλα, 1998.
- [17] Wikipedia. "Brayton Cycle". http://en.wikipedia.org/wiki/Brayton_cycle
- [18] Wikipedia. "Rankine Cycle". http://en.wikipedia.org/wiki/Rankine_cycle
- [19] **M. Romero Alvarez & Zarza.** "Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy: Concentrating Solar Power". CRC Press. 2007.
- [20] SolarPACES. "Solar Parabolic Trough". <http://www.solarpaces.org>
- [21] SolarPACES. "Solar Dish Engine ". <http://www.solarpaces.org>
- [22] **A. Häberle.** "The Solarmundo line focusing Fresnel collector. Optical and thermal performance and cost calculations". <http://www.solarpaces.org>
- [23] **P. Kuntz Falcone.** "A Handbook for Solar Central Receiver Design". Sandia National Laboratories, Livermore. 1986.
- [24] **A. Φωκάς Κοσμετάτος.** «Κανόνες Λειτουργίας Ηλιοθερμικών Σταθμών στη Νησιωτική Ελλάδα». NUR-MOH A.E., Ημερίδα Πανελληνίου Συλλόγου Χημικών Μηχανικών. Αθήνα 24/11/2009.
- [25] Energy Register. "NUR – MOH A.E." <http://www.energyregister.gr/stathmos-ape/nur-moh-ae->
- [26] SolarGis. <http://solargis.info>
- [27] SolarPACES. "Solar Power Tower". <http://www.solarpaces.org>
- [28] Torresol Energy. <http://www.torresolenergy.com>
- [29] Brightsource. <http://www.brightsourceenergy.com>

- [30] Pressure Vessel Engineering Ltd. <http://www.pveng.com>
- [31] SolarPACES. "PS10". <http://www.solarpaces.org/Tasks/Task1/ps10>
- [32] P.A.E. «Οδηγός Αξιολόγησης Έργων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Συγκέντρωση Ηλιακής Ακτινοβολίας». Έκδοση 1.0. 2010.
- [33] **X. Wei**. "Optimization Procedure for Design of Heliostat Field Layout of a 1MWe Solar Tower Thermal Power Plant". 2008.
- [34] **F. Collado**. "Quick evaluation of the annual heliostat field efficiency". University of Saragoza. Solar Energy Vol. 82 Issue 4. 2008.
- [35] **A. Strub, J. Gretz, W. Palz**. "Thermo-Mechanical Solar Power Plants: Eurelios, the 1MWe Experimental Solar Thermal Electrical Power Plant in the European Community. Final Report of the Construction of Eurelios". Commission of the European Communities. 1984.
- [36] **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.
- [37] **Dr. P. Kesselring, C. Selvage**. "The IEA/SSPS Solar Thermal Power Plants — Facts and Figures— Final Report of the International Test and Evaluation Team (ITET)". International Energy Agency/Small Solar Power Systems Project. Book of Summaries Vol.4. 1986.
- [38] CSP World. <http://www.csp-world.com>
- [39] **A. Munoz Torralbo**. "A Spanish 'Power Tower' Solar System – Project CESA-1". ASME, Journal of Solar Energy Engineering Vol 106. 1984.
- [40] Wikipedia. "Themis (Solar Power Plant)". [http://en.wikipedia.org/wiki/Themis_\(solar_power_plant\)](http://en.wikipedia.org/wiki/Themis_(solar_power_plant))
- [41] Wikipedia. "Julich Solar Tower". http://en.wikipedia.org/wiki/Julich_Solar_Tower
- [42] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. <http://www.dlr.de>
- [43] Wikipedia. "The Solar Project". http://en.wikipedia.org/wiki/The_Solar_Project

- [44] Wikipedia. "Gemasolar Thermosolar Plant".
http://en.wikipedia.org/wiki/Gemasolar_Thermosolar_Plant
- [45] National Renewable Energy Laboratory U.S.A. <http://www.nrel.gov>
- [46] Wikipedia. "PS10 Solar Power Plant".
http://en.wikipedia.org/wiki/PS10_solar_power_plant
- [47] Wikipedia. "PS20 Solar Power Plant".
http://en.wikipedia.org/wiki/PS10_solar_power_tower
- [48] Ivanpah. <http://www.ivanpahsolar.com>
- [49] Wikipedia. "Ivanpah Solar Power Facility".
http://en.wikipedia.org/wiki/Ivanpah_Solar_Power_Facility
- [50] Solar Reserve. "Crescent Dunes". <http://www.solarreserve.com/what-we-do/csp-projects/crescent-dunes/>
- [51] Wikipedia. "Crescent Dunes Solar Energy Project".
http://en.wikipedia.org/wiki/Crescent_Dunes_Solar_Energy_Project
- [52] **L. Crespo.** "Questions and Answers on Solar Central Receiver Plant Design by NSPOC". NSPOC, SolarPACES. 2011.
- [53] **G. Kolb.** "Heliostat Cost Reduction Study". SANDIA NATIONAL LABORATORIES, SANDIA REPORT SAND 2007-3293. 2007.
- [54] **X. Wei.** "A New Code for the Design and Analysis of the Heliostat Field Layout for Power Tower System". Elsevier, Solar Energy Vol. 84. 2010.
- [55] P.A.E. «ΑΠΟΦΑΣΗ P.A.E. ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 469/2013».
<http://www.rae.gr>. 2013
- [56] **X. Wei.** "A New Method for the Design of the Heliostat Field Layout for Solar Tower". Elsevier, Renewable Energy Vol. 35. 2010.
- [57] **Z. Yao.** "Modeling and Simulation of the Pioneer 1 MW Solar Thermal Central Receiver System in China". Elsevier, Renewable Energy Vol. 34. 2009.
- [58] **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.

- [59] **K. Lovegrove.** "Concentrating Solar Power Technology. Principles, developments and applications". Woodhead Publishing. 2012.
- [60] **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.
- [61] **D. Weinstock.** "Optimal Solar Field Design of Stationary Collectors". Journal of Solar Engineering. Vol. 126. 2004.
- [62] **S.J. Bode.** "Review of Optical Software for Use in Concentrating Solar Power Systems". Southern African Solar Energy Conference. Stellenbosch, South Africa. 21 – 23 Maïou 2012.
- [63] Solar Radiation Data. "SoDa"
<http://www.soda-is.com>
- [64] **M. A. Mustafa.** "Analytical Study of an Innovated Solar Power Tower (PS10) in Aswan". International Journal of Energy Engineering 2012. 2(6). 2012
- [65] **J. E. Pacheco.** "Summary of the Solar Two. Test and Evaluation Program". Sandia National Laboratories. 2000.
- [66] **National Renewable Energy Laboratory U.S.A.** "System Advisor Model (SAM) Case Study: Gemasolar, Fuentes de Andalucia, Spain". 2013.
- [67] **C. Turchi & G. Heath.** "Molten Salt Power Tower Cost Model for the System Advisor Model". National Renewable Energy Laboratory U.S.A.. 2013.