



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ
ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ Π.Ε.

**ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ
ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ
ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ**

Διπλωματική Εργασία

του

Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Επιβλέπων Καθηγητής: Δρ Κ.Α. ΚΑΒΒΑΔΙΑΣ



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ
ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ Π.Ε.

**ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ
ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ**

Διπλωματική Εργασία

του

Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την (6^η Οκτωβρίου)2020.

(Υπογραφή)

Καβαδίας Κοσμάς
Καθηγητής Π.Α.Δ.Α.

(Υπογραφή)

Αλέξης Γεώργιος
Καθηγητής Π.Α.Δ.Α.

(Υπογραφή)

Μουστρής Κωνσταντίνος
Καθηγητής Π.Α.Δ.Α.

Περιεχόμενα

.....	1
1. Εισαγωγή	2
2. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)	5
2.1. ΑΠΕ στον κόσμο.....	5
2.1.1. Υδροηλεκτρική Ενέργεια	6
2.1.2. Αιολική Ενέργεια	6
2.1.3. Ηλιακή Ενέργεια	6
2.1.4. Γεωθερμία.....	6
2.2. ΑΠΕ στην Ελλάδα.....	8
2.3. Ηλεκτροδότηση Νησιωτικής Ελλάδας.....	13
2.4. Ηλεκτρικό δίκτυο νησιωτικού συμπλεγματος Κω – Καλύμνου.....	15
3. Γεωθερμικό πεδίο της Νισύρου	18
3.1. Περιγραφή γεωθερμικού πεδίου	18
3.2. Μελέτες σκοπιμότητας του γεωθερμικού πεδίου και περιγραφή των φρεατίων	19
4. Γεωθερμία.....	22
4.1. Βασικές αρχές γεωθερμίας	22
4.2. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμία.....	23
4.2.1. Με χρήση ξηρού ατμού (Dry Steam)	24
4.2.2. Με στιγμιαία ατμοποίηση εργαζόμενου μέσου (Flash Steam).....	25
4.2.3. Οργανικός δυαδικός κύκλος με ξεχωριστά εργαζόμενα μέσα (Binary Cycle)	26
4.2.4. Με χρήση Συνδυασμένου Κύκλου (Combined Cycle)	26
4.3. Οικονομικά δεδομένα γεωθερμίας.....	27
5. Παραβολικοί Συγκεντρωτικοί Συλλέκτες (Parabolic Trough Collectors).....	29
5.1. Βασικές αρχές των συγκεντρωτικών συλλεκτών.....	29
5.2. Οικονομικά Δεδομένα συγκεντρωτικών συλλεκτών	31
6. Υβριδικές διατάξεις γεωθερμίας και συγκεντρωτικών συλλεκτών	34
6.1. Προθέρμανση του γεωθερμικού ρευστού με ηλιακή ενέργεια.....	35
6.2. Αναθέρμανση του συμπυκνωμένου γεωθερμικού ρευστού και επανεισαγωγή του στον θερμικό κύκλο.....	37
6.3. Άμεση ατμοποίηση του γεωθερμικού ρευστού μέσω του ηλιακού πεδίου και έγχυσή του στον θερμικό κύκλο.....	38
7. Υβριδική ηλιοθερμική - γεωθερμική εγκατάσταση	41
7.1. Μοντελοποίηση της ηλιογεωθερμικής εγκατάστασης.....	46

7.1.1.	Η Διάταξη της προτεινόμενης υβριδικής ηλιογεωθερμικής εγκατάστασης.....	47
7.1.2.	Μοντελοποίηση της γεωθερμικής μονάδας στο GETEM.....	49
7.1.3.	Μαθηματικό μοντέλο γεωθερμικής εγκατάστασης	52
7.1.4.	Μοντελοποίηση του ηλιακού πεδίου στο SAM.....	57
7.1.5.	Μαθηματικό μοντέλο ηλιοθερμικού πεδίου.....	74
8.	Ανάλυση σεναρίων αναθέρμανσης υβριδικής εγκατάστασης και αποτελέσματα.....	80
8.1.	Ενεργειακή ανάλυση σεναρίων αναθέρμανσης υβριδικής εγκατάστασης	80
8.1.1.	Κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης του ηλεκτρικού δικτύου Κω – Καλύμνου.	93
8.2.	Οικονομική ανάλυση σεναρίων αναθέρμανσης υβριδικής εγκατάστασης	97
8.2.1.	Ανάλυση κόστους υβριδικής εγκατάστασης	97
8.2.2.	Συγκριτική οικονομοτεχνική ανάλυση σεναρίων αναθέρμανσης.	101
8.2.3.	Εκλογή βέλτιστου σεναρίου αναθέρμανσης και επανυπολογισμός της καθαρής παρούσας αξίας (NPV) της επένδυσης.	111
9.	ΕΠΙΛΟΓΟΣ	115
10.	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	118
11.	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α	124
12.	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β	146

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ
ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ
ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

1. Εισαγωγή

Τον τελευταίο αιώνα λόγω της αύξησης του υπερπληθυσμού και της φθίνουσας πορείας των ενεργειακών πόρων, δημιουργήθηκε η ανάγκη για εύρεση νέων τρόπων παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Πρόκειται για ένα μείζον πρόβλημα που αφορά την παγκόσμια ενεργειακή ζήτηση και δημιουργεί ανησυχία για πιθανή αδυναμία κάλυψης των ενεργειακών αναγκών για τα επόμενα εκατό χρόνια. Η επιστημονική κοινότητα, αλλά και πλήθος ερευνητικών κέντρων και εταιρειών ασχολήθηκαν με αυτό το ζήτημα και ανέπτυξαν τις τεχνολογίες των ανανεώσιμων σε υψηλό βαθμό. Οι κυριότερες ανανεώσιμες μορφές ενέργειας είναι η αιολική, φωτοβολταϊκή, υδροηλεκτρική, ηλιοθερμική, γεωθερμική και βιομάζας.

Η παρούσα διπλωματική εργασία εστιάζει στην εκμετάλλευση της γεωθερμίας και της ηλιοθερμίας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα νησιά του Αιγαίου Πελάγους. Η Ελλάδα κατέχει ένα αξιοσημείωτο γεωθερμικό δυναμικό, λόγω του ότι βρίσκεται μεταξύ δύο μεγάλων τεκτονικών πλακών (Ευρασιατικής και Αφρικανικής πλάκας). Συγκεκριμένα το τόξο του Νοτίου Αιγίου αποτελεί την περιοχή με τη μεγαλύτερη δυναμικότητα σε γεωθερμική ενέργεια που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για ηλεκτροπαραγωγή με υψηλή απόδοση. Από την άλλη, η Ελλάδα διαθέτει και πλούσιο ηλιακό δυναμικό (1700 kWh/m^2), ιδίως στα νησιά του Αιγαίου, που μπορεί να γίνει αντικείμενο εκμετάλλευσης για ηλιοθερμικές μονάδες παραγωγής ενέργειας, όπως είναι τα παραβολικά συγκεντρωτικά κάτοπτρα που εξετάζονται στην παρούσα εργασία. Βασικός σκοπός αυτής της μελέτης είναι η αποτελεσματική υβριδοποίηση των προαναφερόμενων ανανεώσιμων τεχνολογιών, ώστε να παραχθεί ηλεκτρική ενέργεια στα νησιά του Μη Διασυνδεδεμένου Δικτύου του Αιγαίου. Η έρευνα εστιάζεται στο νησιωτικό σύμπλεγμα Κω – Καλύμνου και συγκεκριμένα στη Νίσυρο, που κατέχει το δεύτερο ισχυρότερο γεωθερμικό πεδίο της Ελλάδος. Στα πλαίσια αυτής προτείνεται υβριδική ηλιογεωθερμική μονάδα παραγωγής ενέργειας με στόχο την επέκταση του χρόνου ζωής του γεωθερμικού ταμιευτήρα, λόγω του θερμικού ελλείματος που υφίσταται, αλλά και την εξασφάλιση της μακροβιότητας των παραγωγικών χρόνων της γεωθερμικής εγκατάστασης. Αυτό πραγματοποιείται μέσω της ανάκτησης ενός ποσοστού της χαμένης θερμικής ενέργειας του γεωθερμικού ρευστού από το ηλιοθερμικό πεδίο των παραβολικών συλλεκτών που βρίσκεται σε διάταξη αναθέρμανσης με τον γεωθερμικό κύκλο. Απώτερος σκοπός του έργου είναι η κάλυψη ενός μεγάλου μέρους της ενεργειακής ζήτησής του νησιωτικού συμπλέγματος Κω – Καλύμνου και η απεξάρτηση αυτού από την χρήση συμβατικών καυσίμων, με οικονομικά βιώσιμο τρόπο.

Η εργασία αποτελείται από 7 ενότητες. Στην πρώτη παρουσιάζονται τα νεότερα στοιχεία για την ενεργειακή παραγωγή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ανά τον κόσμο, με ιδιαίτερη έμφαση στη θέση που κατέχουν η γεωθερμία και η ηλιοθερμία. Στη συνέχεια περιγράφεται η ενεργειακή παραγωγή στην Ελλάδα, οι τύποι καυσίμων που χρησιμοποιούνται, η συμμετοχή τους στην παραγωγή, η εγκατεστημένη ισχύς των ανανεώσιμων τεχνολογιών, καθώς και το ποσοστό κάλυψης αυτών στο ενεργειακό μείγμα της χώρας. Επίσης γίνεται αναφορά στην ηλεκτρική διασύνδεση των νησιών της Ελλάδος καθώς και στα μελλοντικά σχέδια που εκπονούνται από τον ΑΔΜΗΕ για

την δεκαετία 2020 – 2030. Ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στο ηλεκτρικό δίκτυο του νησιωτικού συμπλέγματος Κω – Καλύμνου στο οποίο λαμβάνει χώρα και η παρούσα έκθεση. Η δεύτερη ενότητα εστιάζει στην περιγραφή του γεωθερμικού πεδίου της Νισύρου και στις μελέτες σκοπιμότητας που πραγματοποιήθηκαν για την διερεύνησή του από τη ΔΕΗ. Ακολουθεί ένα ιστορικό όλων των ενεργειών της ΔΕΗ και μετέπειτα της ΔΕΗ Ανανεώσιμες (Δ.Ε.Η. ΑΝ.) ώστε να παρθεί η άδεια εκμετάλλευσης του πεδίου για ηλεκτροπαραγωγή.

Στην τρίτη ενότητα, περιγράφεται εν συντομία, η αρχή λειτουργίας ενός γεωθερμικού κύκλου και η εκμετάλλευση του γεωθερμικού ρευστού ανάλογα την ενθαλπία του (υψηλή (>150°C), μεσαία (80 °C έως 150 °C) και χαμηλή (25 °C έως 80 °C)). Επίσης καταγράφονται οι βασικοί τρόποι αξιοποίησης της γεωθερμικής ενέργειας για ηλεκτροπαραγωγή (ξηρός ατμός, στιγμιαίες ατμοποίησης, οργανικού δυαδικού κύκλου). Ακολουθώντας αποτυπώνονται τα οικονομικά στοιχεία της παγκόσμιας γεωθερμικής παραγωγής με έμφαση στο κόστος λειτουργίας και συντήρησης των μονάδων, το ειδικό κόστος εγκατάστασης (€/kW) αλλά και το σταθμισμένο κόστος της ενέργειας (Levelised Cost Of Electricity, LCOE) (€/kWh). Στην τέταρτη ενότητα αναλύεται η λειτουργία των συγκεντρωτικών ηλιοθερμικών συστημάτων (Concentrated Solar Power, CSP) και συγκεκριμένα η τεχνολογία των παραβολικών συλλεκτών (Parabolic through Collectors, PTC). Μία τεχνολογία που χρησιμοποιείται στην προτεινόμενη υβριδική εγκατάσταση που εξετάζεται στις επόμενες ενότητες. Ειδική αναφορά γίνεται στις μεθόδους ηλεκτροπαραγωγής από ηλιοθερμικά πεδία (άμεση και έμμεση παραγωγή) καθώς στα ρευστά θερμικής μεταφοράς που τα διαρρέουν. Η ενότητα ολοκληρώνεται με την παράθεση οικονομικών δεδομένων των ηλιοθερμικών εγκαταστάσεων σε παγκόσμια κλίμακα, όπου παρουσιάζονται πληροφορίες από έγκριτες πηγές (IRENA), σχετικά με το συντελεστή ισχύος, τα επιμέρους κόστη και το σταθμισμένο κόστος ενέργειας αυτών.

Στην πέμπτη ενότητα αναλύονται βασικές θεωρητικές υβριδικές ηλιογεωθερμικές διατάξεις (προθέρμανση, αναθέρμανση, υπερθέρμανση) από την διεθνή βιβλιογραφία. Προσδιορίζεται ο τρόπος λειτουργίας της κάθε εγκατάστασης με τους περιορισμούς που υπεισέρχονται σε αυτήν. Επιπλέον εξηγούνται τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της κάθε μίας και διευκρινίζονται οι λόγοι για την αναγκαιότητα της υλοποίησής τους. Τέλος σημειώνονται τα οφέλη για την βιωσιμότητα της γεωθερμικής πηγής αλλά και για την ενεργειακή και οικονομική απόδοση του έργου.

Στην έκτη ενότητα πραγματοποιείται η περιγραφή και η μοντελοποίηση της προτεινόμενης υβριδικής εγκατάστασης για το γεωθερμικό πεδίο της Νισύρου. Αρχικά εξηγούνται οι λόγοι επιλογής αυτού του είδους της γεωθερμικής εγκατάστασης, καθώς και οι περιορισμοί που είχαν τεθεί για το έργο. Παρατίθενται οι λόγοι που επιλέχθηκε η τεχνολογία διπλής ατμοποίησης (double flash) για την γεωθερμική μονάδα και οι παραβολικοί συλλέκτες (parabolic through) για την ηλιοθερμική εγκατάσταση. Επιπλέον δικαιολογείται η χρήση της αναθέρμανσης ως επιλογή για την υβριδική διάταξη. Στη συνέχεια περιγράφεται αναλυτικά ο γεωθερμικός κύκλος και το ηλιακό πεδίο καθώς και τα μαθηματικά μοντέλα που χρησιμοποιήθηκαν για τον προσδιορισμό των παραμέτρων σχεδιασμού τους.

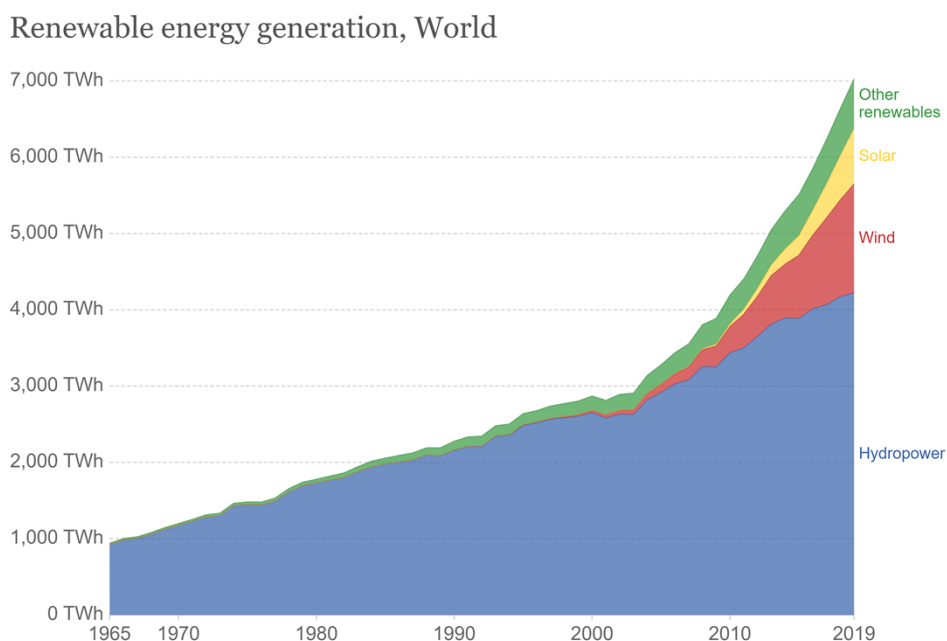
του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Στην έβδομη και τελευταία ενότητα της διπλωματικής εργασίας πραγματοποιείται ενεργειακή και τεχνοοικονομική ανάλυση συγκριτικών σεναρίων αναθέρμανσης, με σκοπό την εύρεση του βέλτιστου, που θα εφαρμοστεί τελικά στην προτεινόμενη θεωρητική υβριδική εγκατάσταση. Ειδικότερα στην ενεργειακή ανάλυση για το κάθε σενάριο υπολογίζεται η παραγόμενη θερμική ενέργεια από το ηλιακό πεδίο, τα χρόνια λειτουργίας της εγκατάστασης, η θερμοκρασιακή μείωση του ταμιευτήρα, ο συντελεστής ισχύος και η συνολική ενεργειακή παραγωγή. Ένα μέρος αυτής της ενότητας έχει αφιερωθεί στην κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης του ηλεκτρικού δικτύου Κω – Καλύμνου. Εν συνεχεία, στην οικονομική ανάλυση για το κάθε σενάριο καθορίζονται τα κόστη των επιμέρους μερών της γεωθερμικής και ηλιοθερμικής εγκατάστασης, το σταθμισμένο κόστος (LCOE), η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV), η περίοδος αποπληρωμής του χρέους και το νεκρό σημείο (Payback period, Break even point). Η οικονομική μελέτη πραγματοποιήθηκε με τη μέθοδο φθίνουσας απόσβεσης με μειωμένο συντελεστή, σταθερό προεξοφλητικό επιτόκιο και σταθερό φορολογικό συντελεστή. Η ενότητα κλείνει με την εκλογή του βέλτιστου σεναρίου αναθέρμανσης που προέκυψε από τα αποτελέσματα της ενεργειακής και οικονομοτεχνικής ανάλυσης.

2. **Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)**

2.1. ΑΠΕ στον κόσμο

Τα τελευταία 50 χρόνια, παρατηρείται μια προσπάθεια από την παγκόσμια επιστημονική κοινότητα, για την ανάπτυξη νέων τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας. Ο πληθυσμός της γης αυξάνεται και κατ'επέκταση και η ζήτηση. Παράλληλα τα αποθέματα των μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (συμβατικά καύσιμα), σταδιακά εξαντλούνται. Στην προσπάθεια κάλυψης των απαιτήσεων σε ενέργεια του παγκόσμιου πληθυσμού, οι ΑΠΕ αποτελούν μονόδρομο. Τεράστια κεφάλαια επενδύονται με στόχο τη βελτιστοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και τη δημιουργία νέων εγκαταστάσεων.



Σχήμα 2.1 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές.

(πηγή : <https://ourworldindata.org/renewable-energy>)

Στο Σχήμα 2.1 αποτυπώνεται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε TWh ετησίως από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας κατά τη διάρκεια των τελευταίων 50 ετών. Στις άλλες πηγές ενέργειας (πράσινο χρώμα του διαγράμματος), συγκαταλέγονται η γεωθερμία, η καύση στερεών αποβλήτων, η παραγωγή ενέργειας από τα κύματα και την παλίρροια [1]. Οι σημαντικότερες πηγές αναλύονται στη συνέχεια.

2.1.1. Υδροηλεκτρική Ενέργεια

Την πρωτοκαθεδρία στο χώρο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, έχουν τα υδροηλεκτρικά εργοστάσια. Η υδροηλεκτρική ενέργεια, χρησιμοποιώντας τη δυναμική ενέργεια (ορμή) των ποταμών, είναι μακράν το αποδοτικότερο μέσο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Μπορεί να είναι εγκαταστάσεις, είτε μεγάλης, είτε μικρής κλίμακας. Εννέα από τα δέκα μεγαλύτερα εργοστάσια παραγωγής ενέργειας στον κόσμο είναι υδροηλεκτρικά και χρησιμοποιούν τεχνητά φράγματα σε ποτάμια. Το υδροηλεκτρικό εργοστάσιο Three Gorges της Κίνας προηγείται με 22,5 GWe, στη συνέχεια η Itaipu στη Βραζιλία με 14 GWe και το Xiluodu στην Κίνα 13,9 GWe. Σε αντίθεση με την παραγωγή αιολικής και ηλιακής ενέργειας, οι υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις έχουν σημαντική μηχανική αδράνεια και είναι σύγχρονες, βοηθώντας στη σταθερότητα του δικτύου. Το 2017 τα υδροηλεκτρικά παρείχαν περίπου 4158 TWh από 1310 GWe. Με βάση αυτά τα στοιχεία, το capacity factor αγγίζει το 36% [2],[3].

2.1.2. Αιολική Ενέργεια

Η χρήση της αιολικής ενέργειας έχει αυξηθεί θεαματικά τα τελευταία χρόνια, με ετήσια αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος περίπου κατά 10% το 2019, με εγκατεστημένες δεκάδες χιλιάδες ανεμογεννήτριες. Τα στατιστικά στοιχεία της IRENA δείχνουν 594 GW (υπεράκτια) και 28 GW (παράκτια) εγκατεστημένης ισχύος το 2019, από 496 GWe (υπεράκτια) και 19 GW (παράκτια) το έτος 2017 όταν παρήχθησαν 1134 TWh (που περιλαμβάνουν: 1077 TWh υπεράκτια με capacity factor 25%, και 57 TWh παράκτια με capacity factor 35%). Σχεδόν το 90% του παγκόσμιου υπεράκτιου συνόλου βρίσκεται στην Ευρώπη [2],[3].

2.1.3. Ηλιακή Ενέργεια

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά και συγκεντρωτικούς συλλέκτες παρουσιάζει σταδιακή αύξηση. Τα στατιστικά στοιχεία που κατεγράφησαν από το IRENA, έδειξαν 586 GWe παραγόμενη ισχύς (εκ των οποίων τα 580 GWe αντιστοιχούν σε εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών και το 6 GWe σε θερμικά συστήματα παραγωγής ενέργειας) κατά το 2019. Υπάρχει σημαντική αύξηση σε σχέση με το 2017 όπου, η εγκατεστημένη ισχύς ήταν στα 388 GWe, αριθμός που αντιστοιχεί σε 437 TWh. Ο μέσος όρος του capacity factor στις τεχνολογίες που χρησιμοποιούν την ηλιακή ενέργεια είναι στο 13% [2],[3].

2.1.4. Γεωθερμία

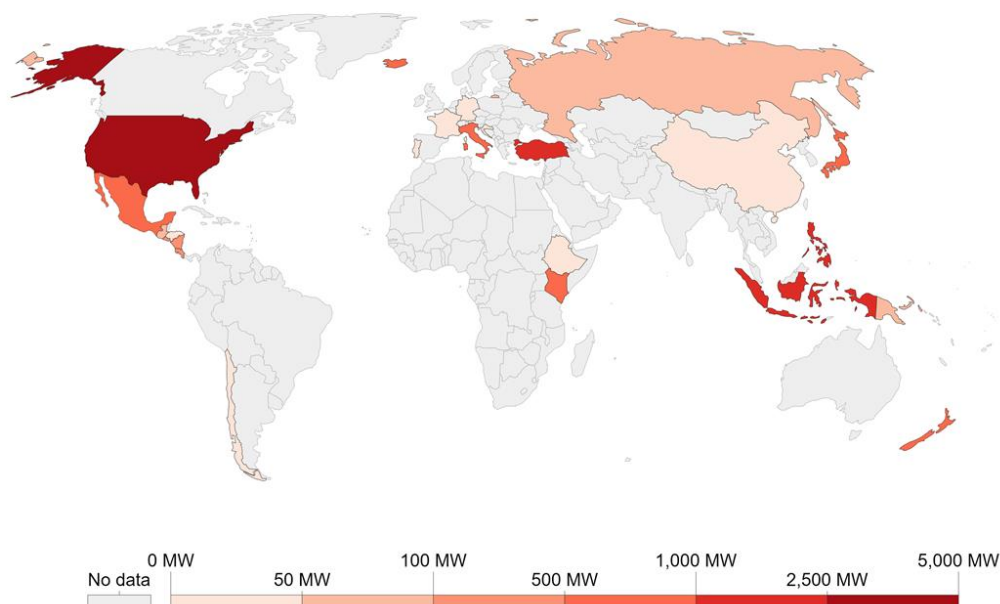
Η παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύς ήταν περίπου 13,9 GWe το 2019. Υπήρξε μικρή διαφορά σε σχέση με το 2017 όπου, η ισχύς ήταν στα 12,7 GWe και η παραγωγή άγγιζε τις 97,0 TWh (IRENA). Το μεγάλο πλεονέκτημα της γεωθερμίας είναι ο ψηλός συντελεστής capacity factor που αγγίζει κατά μέσο όρο το 79.4%, ενώ σε άλλες περιπτώσεις φτάνει και στο 90%.

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Η εγκατεστημένη ισχύς στις ΗΠΑ ανέρχεται στο 2,6 GWe (18% του παγκόσμιου συνόλου), στην Ινδονησία στο 2,1 GWe (15%), στις Φιλιππίνες στο 1,9 GWe (14%), στην Τουρκία στο 1,5 GWe (11%), στη Νέα Ζηλανδία στο 1,0 GWe (7%), στο Μεξικό 0,9 GWe (7%), στην Κένυα στο 0,8 GWe και στην Ιταλία στο 0,8 GWe. Η Ισλανδία λαμβάνει το ένα τέταρτο της ηλεκτρικής της ενέργειας από περίπου 750 MWe γεωθερμίας. Η Ευρώπη διαθέτει περισσότερους από 100 γεωθερμικούς σταθμούς με περίπου 1,6 GW εγκατεστημένης ισχύος (2017), παράγοντας περίπου 12,0 TWh. Στο Σχήμα 2.2 αποτυπώνεται η παγκόσμια εγκατεστημένη γεωθερμική ισχύς [2],[3].

Installed geothermal energy capacity, 2019

Cumulative installed capacity of geothermal energy, measured in megawatts.



Σχήμα 2.2 Παγκόσμια εγκατεστημένη γεωθερμική ισχύς (σε MW).

(πηγή : <https://ourworldindata.org/renewable-energy>)

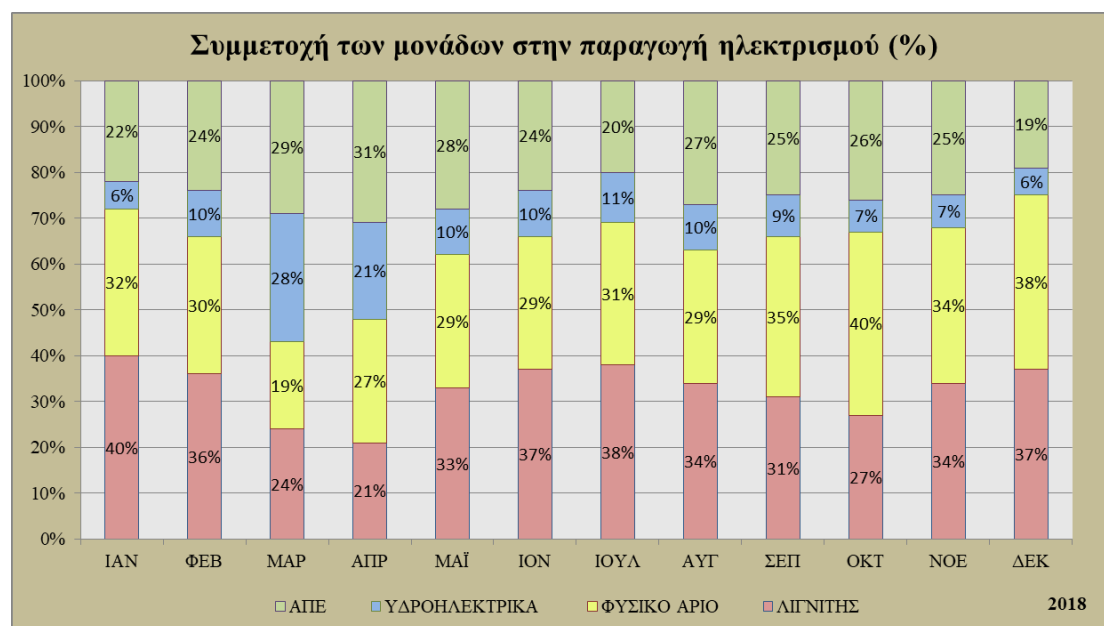
2.2. ΑΠΕ στην Ελλάδα

Η Ελλάδα συγκαταλέγεται στις εννέα χώρες του κόσμου που παράγουν περισσότερο από το 20% της ηλεκτρικής τους ενέργειας από ηλιακή και αιολική ενέργεια, σύμφωνα με την Έκθεση για την Παγκόσμια Κατάσταση στον τομέα των Ανανεώσιμων Πηγών του δικτύου REN21 (GSR). Οι υπόλοιπες χώρες είναι οι Δανία, Ουρουγουάη, Ιρλανδία, Γερμανία, Πορτογαλία, Ισπανία, Ηνωμένο Βασίλειο, Ονδούρα.

Η απαιτήσις σε ενέργεια ημερησίως ανέρχονται στις 135 GWh. Η κάλυψή τους πραγματοποιείται από τις παρακάτω πηγές ενέργειας.

- Φυσικό αέριο
- Λιγνίτη
- Υδροηλεκτρικά εργοστάσια
- Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτριες κ.α.)
- Πετρέλαιο

Για το έτος 2018 η παραγωγή ενέργειας στην Ελλάδα παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.3.



Σχήμα 2.3 Συμμετοχή των μονάδων στην παραγωγή ηλεκτρισμού κατά το 2018 [4].

(πηγή: <https://energyin.gr/2019/06/13/%CE%BE%CE%B5%CF%80%CE%AD%CF%81%CE%B1%CF%83%CE%B5-%CF%84%CE%BF-%CF%86%CF%85%CF%83%CE%B9%CE%BA%CF%8C-%CE%B1%CE%AD%CF%81%CE%B9%CE%BF-%CF%84%CE%BF%CE%BD-%CE%BB%CE%B9%CE%B3%CE%BD%CE%AF%CF%84%CE%B7-%CF%83/>)

Όπως φαίνεται από το διάγραμμα, με σχετική σταθερότητα κατά τη διάρκεια του 2018, οι ΑΠΕ παράγουν κατά μέσο όρο το 22%, καλύπτοντας το ένα τέταρτο της συνολικής ζήτησης.

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Ένα αξιόλογο ποσό καλύπτεται από τα υδροηλεκτρικά εργοστάσια, τα οποία όμως δεν έχουν σταθερότητα στην παραγωγή τους. Η απόδοσή τους εξαρτάται από τις εποχές. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.3 η παραγωγικότητα τους φτάνει στο ζενίθ την άνοιξη, αγγίζοντας το 30% το μήνα Μάρτιο, περίοδος που λιώνουν τα χιόνια και αυξάνεται ο όγκος του νερού στα ποτάμια. Σταδιακά όμως το ποσοστό αυτό μειώνεται κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού, φτάνοντας στις μικρότερες τιμές του την περίοδο του φθινοπώρου, μετά από τους καύσωνες του καλοκαιριού, για να αυξηθεί πάλι με τις βροχές προς το χειμώνα.

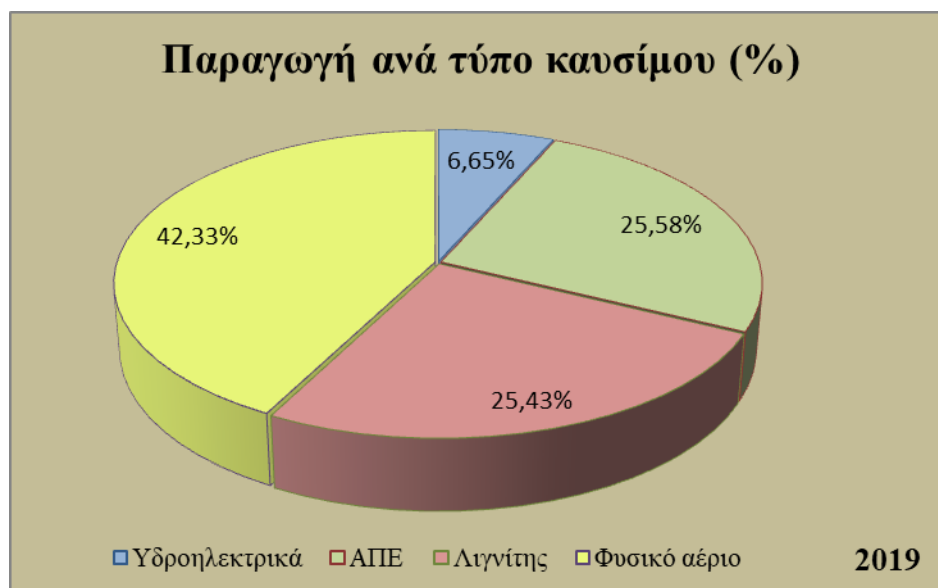
Ένα μεγάλο ποσοστό της ζήτησης, της τάξεως του 30%, καλύπτεται από τις μονάδες παραγωγής ενέργειας με φυσικό αέριο. Το φυσικό αέριο έχει μπει σταδιακά στην εγχώρια παραγωγή, σε μια προσπάθεια να αντικαταστήσει το πετρέλαιο καθώς έχει λιγότερες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) και είναι φιλικότερο προς το περιβάλλον.

Τέλος, τα λιγνιτικά εργοστάσια καλύπτουν το 33% της ζήτησης. Η χρήση τους σταδιακά μειώνεται, λόγω των εκπομπών τους που είναι βλαβερές για τον ανθρώπινο οργανισμό και το περιβάλλον. Για το λόγω αυτό, ο Εθνικός Σχεδιασμός εστιάζει στις Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Ο στόχος που έχει τεθεί για το 2030, προβλέπει ότι οι ανανεώσιμες πηγές θα καλύπτουν το 61% της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και το 35% της συνολικής ενεργειακής κατανάλωσης στη χώρα. Η επίτευξη του στόχου για το 2030 απαιτεί διπλασιασμό της ισχύος μονάδων ΑΠΕ, από τα 10 GW αυτή τη στιγμή, στα 18,9 GW το 2030 [5].

Το 2019 υπήρξε σημαντική αλλαγή στις μονάδες παραγωγής. Σε σχέση με το 2018 έτος η παραγωγή από μονάδες φυσικού αερίου σημείωσε αύξηση 13%, ενώ θετικό πρόσημο καταγράφεται και η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ με 5% αύξηση. Από την άλλη, η λιγνιτική παραγωγή υποχώρησε κατά 32%, ενώ εξίσου υψηλή μείωση γνώρισε και η υδροηλεκτρική παραγωγή (-40%), πάντα συγκριτικά με το 2018.

Ως εκ τούτου η ετήσια παραγωγή ανά τύπο καυσίμου για το 2019 παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.4 :

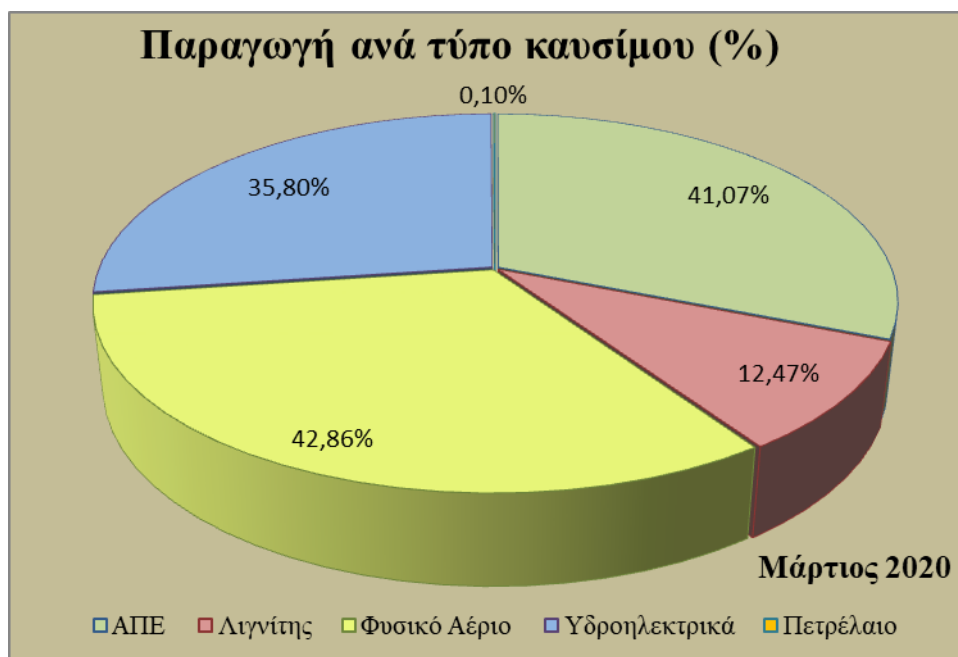
- **Φυσικό αέριο:** 42,33% (από 33,96% το 2018)
- **ΑΠΕ:** 25,58% (από 22,08% το 2018)
- **Λιγνίτης:** 25,43% (από 33,90% το 2018)
- **Υδροηλεκτρικά:** 6,65% (από 10,06% το 2018)



Σχήμα 2.4 Συμμετοχή των μονάδων στην παραγωγή ηλεκτρισμού κατά το 2019 [6].

(πηγή: <https://www.e-mc2.gr/el/news/i-aktinografia-toy-ellinikoy-systimatos-ilektroparagogis-gia-2019-ti-allaxe-se-shesi-me-2018>)

Φτάνοντας στο 2020, η συμβολή των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στον Ελλαδικό χώρο αγγίζει κατά διαστήματα το 40% επί του συνόλου. Όπως προκύπτει από τα στοιχεία που παραθέτει η Energy Register [7], η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ κατέγραψε ισάριθμα **νέα ρεκόρ**. Σύμφωνα τα δημοσιευμένα στοιχεία του ΕΧΕ ΑΕ, στις 16 Μαρτίου η προσφορά ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές έφτασε στο σημείο να εξυπηρετήσει το **50,29%** της συνολικής ζήτησης, καθώς διαμορφώθηκε σε 66,64 GWh επί συνόλου 132,52 GWh. Στις 7 Απριλίου οι ΑΠΕ κατέλαβαν το **50,59%** της ζήτησης με 64,7 GWh επί συνόλου 127,9 GWh, ενώ στις 8 Απριλίου, οι ΑΠΕ ανταποκρίθηκαν σε ποσοστό **50,38%** στις ενεργειακές ανάγκες της χώρας με 65,6 GWh επί συνόλου 130,2 GWh. Αποκορύφωμα αποτελεί η Πέμπτη 23 Απριλίου, όπου οι επιδόσεις των ΑΠΕ άγγιξαν το **51,52%** της ημερήσιας ζήτησης με 57,02 GWh επί συνολικής ζήτησης 110,69 GWh.



Σχήμα 2.5 Συμμετοχή των μονάδων στην παραγωγή ηλεκτρισμού κατά το μήνα Μάρτιο του 2020 [7].

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που συνεισφέρουν στην ηλεκτροπαραγωγή είναι τα αιολικά πάρκα, τα φωτοβολταϊκά (που είναι συνδεδεμένα με το δίκτυο της ΔΕΗ), οι μεγάλοι και οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί και η καύση βιοαερίων – βιομάζας. Σύμφωνα με τη ΔΑΠΕΕΠ (Διαχειριστής ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης), το 2020 η εγκατεστημένη ισχύς Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μονάδων ΣΗΘΥΑ (Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης), διαμορφώνεται ως εξής :

Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)

Αιολικά : 3.627,9

Φ/Β (Διασ/vo) : 2.428,47

ΜΥΗΣ : 243,03

Βιοαέριο – Βιομάζα : 94,91

Ενεργειακή Παραγωγή (MWh)

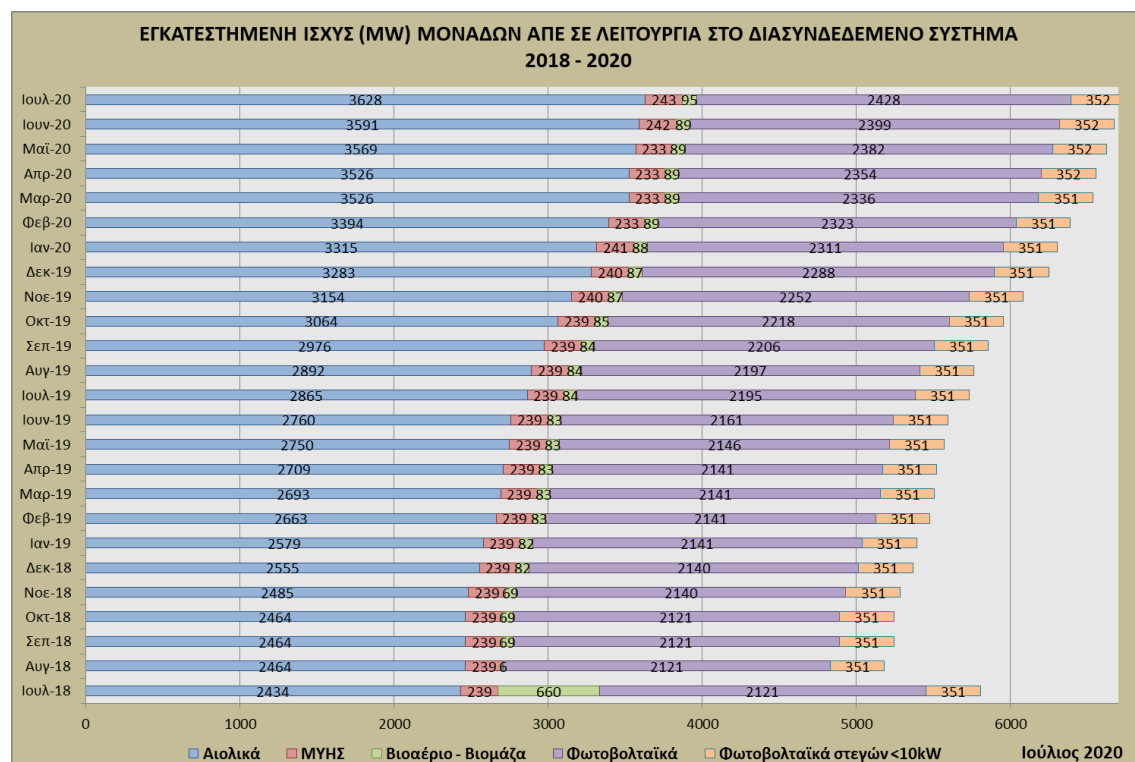
Αιολικά : 738.345

Φ/Β (Διασ/vo) : 417.985,4

ΜΥΗΣ : 33.175

Βιοαέριο – Βιομάζα : 31.388

Στο Σχήμα 2.6 καταγράφεται η συμμετοχή σε MW κάθε ανανεώσιμης πηγής ενέργειας από τον Ιούλιο του 2018 έως τον Ιούλιο του 2020. Παρατηρείται αύξηση στις εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας και φωτοβολταϊκών, ενώ οι υπόλοιπες πηγές παρουσιάζουν μια στάσιμη πορεία με ελάχιστες αλλαγές [8].



Σχήμα 2.6 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε MW από μονάδες ΑΠΕ από τον Ιούλιο του 2018 έως τον Ιούλιο του 2020 [8].

Είναι φανερό πως η Ελλάδα σημειώνει ανοδική πορεία στον χώρο των ΑΠΕ. Ο εθνικός οργανισμός στοχεύει στην ενεργειακή ανεξαρτητοποίηση της χώρας. Γι'αυτό δημοπρατεί νέους διαγωνισμούς και επενδύσεις πάνω στον χώρο της ενέργειας, εστιάζοντας σε φωτοβολταϊκά πάρκα, ανεμογεννήτριες και την εκμετάλλευση των γεωθερμικών πηγών σε ηπειρωτική και νησιωτική Ελλάδα.

Για την ορθότερη λειτουργία των εγκαταστάσεων αυτών, απαιτούνται συστήματα αποθήκευσης ενέργειας μεγάλης κλίμακας, όπως επιβεβαιώνεται και από την έκθεση της ΕΥ, Renewable Energy Country Attractiveness Index (RECAI) [9]. Η έκθεση εξετάζει πώς η αποθήκευση ηλιακής ενέργειας είναι σημαντική για την απομάκρυνση των συστημάτων ηλεκτρισμού από τον άνθρακα. Καθώς τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας απομακρύνονται σταδιακά από τον άνθρακα, θα απαιτείται η αποθήκευση μεγαλύτερων ποσοτήτων ενέργειας και οι επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας, καθώς και οι παραγωγοί ενέργειας, θα αυξάνουν σταδιακά τις επενδύσεις στην παραγωγή μπαταριών μεγάλης κλίμακας. Σύμφωνα με την έκθεση, υπάρχουν σχέδια για την εγκατάσταση μπαταριών με χωρητικότητα αποθήκευσης 12,6 GWh φέτος, καθιστώντας το 2020 χρονιά-ρεκόρ στην αύξηση της αποθήκευσης ενέργειας. Μακροπρόθεσμα, αναμένεται η αποθηκευτική χωρητικότητα να είναι 13 φορές μεγαλύτερη, από τις 17 GWh σήμερα, στις 230 GWh το 2025 [10].

2.3. Ηλεκτροδότηση Νησιωτικής Ελλάδας

Μετά το 1950, αποκτώντας η ΔΕΗ το αποκλειστικό προνόμιο παραγωγής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και ακολούθως, το 1956 το αποκλειστικό προνόμιο της διανομής και εμπορίας ηλεκτρικής ενέργειας, ανέπτυξε μέχρι το 1965, ένα ενιαίο διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ΕΣΜΗΕ), καλύπτοντας το μεγαλύτερο τμήμα της Ηπειρωτικής Ελλάδας. Από την άλλη, η νησιωτική Ελλάδα τροφοδοτούνταν από πετρελαϊκούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής. Στις αρχές της δεκαετίας του 1960 ποντίζονται υποβρύχια καλώδια από τη ΔΕΗ, προκειμένου να συνδεθούν με το ΕΣΜΗΕ (Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) ή με ένα γειτονικό μεγαλύτερο νησί. Κριτήριο για την κατασκευή της υποβρύχιας διασύνδεσης ενός νησιού, εκτός του ότι αυτή ήταν τεχνικά εφικτή (με τα εκάστοτε διεθνή δεδομένα) έπρεπε να είναι και οικονομικά δικαιολογημένη, δηλαδή να αποτελεί την οικονομικότερη λύση ηλεκτροδότησης του νησιού κατά την επόμενη 25ετία [11].

Με το κριτήριο αυτό, στις αρχές της δεκαετίας του 1960 διασυνδέθηκαν με υποβρύχια καλώδια 15kV τα νησιά του Αργοσαρωνικού (Υδρα, Σπέτσες κλπ) και οι Σποράδες (Σκιάθος, Σκόπελος), ακολούθησαν δε και άλλα με συνεχώς αυξανόμενο ρυθμό, μέχρι το 1990 περίπου. Σε αυτό συνέβαλε σημαντικά η έναρξη της κατασκευής και πόντισης υποβρύχιων καλωδίων 15kV από την εγχώρια βιομηχανία, ήτοι την εταιρεία FULGOR, που ιδρύθηκε το 1972. Επιπλέον το 1964 τέθηκε σε λειτουργία η πρώτη διασύνδεση ΥΤ (Υψηλής Τάσης) της Κέρκυρας με 66kV, ενώ στις αρχές της δεκαετίας του 1980 διασυνδέθηκαν με 150kV και τα λοιπά Ιόνια νησιά, Ζάκυνθος – Κεφαλονιά – Λευκάδα. Στα μέσα της ίδιας δεκαετίας διαπιστώθηκε ότι υπάρχει η τεχνική δυνατότητα για τη διασύνδεση και της Κρήτης (με Συνεχές Ρεύμα) από την Πελοπόννησο. Αν και οι σχετικές οικονομικοτεχνικές μελέτες που αποδείκνυαν την οικονομικότητα του έργου ολοκληρώθηκαν σύντομα, η ανάθεση της κατασκευής του έργου καθυστέρησε και τελικά το 1990 ματαιώθηκε, λόγω διοικητικών αδυναμιών και εμπλοκών του θέματος στην πολιτική-κομματική αντιπαράθεση.

Από τα μέσα της δεκαετίας 1980 άρχισε να επιχειρείται η διασύνδεση των μεγαλύτερων νησιών των Κυκλάδων, με επέκταση του δικτύου 150kV από την Ν. Εύβοια. Όμως, αν και το έργο κατασκευάστηκε μερικώς, παρέμεινε ημιτελές και δεν ολοκληρώθηκε με τη σύνδεση των Τήνου, Μυκόνου, Πάρου και Νάξου. Το 2004 η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), η οποία με τον Ν. 2773/99 για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ήταν η αρμόδια για τον μακροχρόνιο σχεδιασμό της ηλεκτροδότησης των νησιών. Ανάθεσε στο ΕΜΠ την εξέταση της δυνατότητας διασύνδεσης των Κυκλάδων κατά τρόπο που να μπορεί να γίνει αποδεκτός με το να αποφεύγεται η κατασκευή εναέριων γραμμών ΥΤ επί των νησιών Τήνου, Μυκόνου και Πάρου – Νάξου. Το ΕΜΠ, αξιοποιώντας την τεχνολογική πρόοδο που είχε σημειωθεί, πρότεινε την απευθείας διασύνδεση: Λαύριο – Σύρος και από τη Σύρο των λοιπών νησιών, με υποβρύχια καλώδια 150kV και κατασκευή Υ/Σ 150/20kV κοντά στους υφιστάμενους σταθμούς παραγωγής, ώστε να αποφεύγονται εναέριες γραμμές επί αυτών. Τη λύση αυτή ανέλαβε το 2006 να υλοποιήσει η ΔΕΗ. Με αρκετή καθυστέρηση, υλοποιήθηκε η πρώτη φάση του έργου από τον ΑΔΜΗΕ το 2018, η δε ολοκλήρωσή του προβλέπεται να γίνει εντός του 2020 [11].

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Το 2006 ανατέθηκε εκ νέου στο Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο από τη ΡΑΕ, η εκπόνηση γενικότερης οικονομοτεχνικής μελέτης για τη διασύνδεση όλων των νησιών του Αιγαίου. Οι μελέτες εξέταζαν τις ακόλουθες διασυνδέσεις:

1. Των υπόλοιπων νησιών των Κυκλάδων, που δεν συμπεριλαμβάνονται στο υπό κατασκευή δίκτυο.
2. Της Κρήτης από την Πελοπόννησο με βάση τη χάραξη που είχε μελετηθεί προ 20ετίας.
3. Των Δωδεκανήσων, με επέκταση από την Κρήτη.
4. Των Νησιών του Βορείου Αιγαίου, από την Εύβοια.

Αφού εκπονήθηκαν οι μελέτες από το ΕΜΠ προέκυψε ότι η οι οικονομικότητα των δύο πρώτων έργων ήταν σαφής, οριακά οικονομική για τα Δωδεκάνησα και μη οικονομική για τα νησιά του Β. Αιγαίου. Παρόλα αυτά η εκτενέστερη μελέτη από τις αρμόδιες υπηρεσίες ΔΕΣΜΗΕ και ΔΕΗ για να προσδιοριστεί με μεγαλύτερη ακρίβεια η οικονομικότητα των έργων αυτών, δεν προχώρησε [11].

Το θέμα επανήλθε εκ νέου το 2020. Ο ΑΔΜΗΕ παρουσίασε το νέο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2021 – 2030 το οποίο υποβλήθηκε προς έγκριση στη ΡΑΕ και σχεδιάζει την κατασκευή δικτύων υψηλής τάσης για τη διασύνδεση της νησιωτικής Ελλάδας. Στο νέο πλάνο εντάχθηκε και η εκμετάλλευση των ΑΠΕ των νησιών καθώς τα οφέλη τους θα είναι πολλαπλά. Αρχικά τα νησιά θα απαλλαγούν από τις ρυπογόνες πετρελαϊκές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής. Επιπλέον οι καταναλωτές όλης της χώρας, θα απαλλαγούν σταδιακά από ένα μεγάλο οικονομικό βάρος καθώς θα μειωθούν οι χρεώσεις των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ), τις οποίες καταβάλλουν μέσω των τιμολογίων ρεύματος, επιδοτώντας την ακριβή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα νησιά [12].

Το νέο πλάνο, μετά από υποδείξεις της ΡΑΕ παρουσιάζει τις εξής επενδύσεις σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας [12].

- Για τις Κυκλάδες, σταδιακά με την ολοκλήρωση των διασυνδέσεων δημιουργούνται οι προϋποθέσεις για την ανάπτυξη έργων πράσινης ενέργειας 332 MW. Αναλυτικά, 72 MW εκτιμάται ότι θα μπορούν να αναπτυχθούν στην Άνδρο και στην Τήνο, 160 MW σε Σύρο, Πάρο, Μύκονο, Νάξο και 100 MW σε Σαντορίνη, Φολέγανδρο, Μήλο, Σέριφο.
- Για τα Δωδεκάνησα και τα νησιά του Βορειοανατολικού Αιγαίου με την υλοποίηση της διασύνδεσής τους δίνεται η δυνατότητα για ανάπτυξη μονάδων παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ισχύος 1.030 MW. Ειδικότερα, 360MW σε Σάμο, Χίο και Λέσβο, 570 MW σε Λήμνο, Κω, Ρόδο και Κάρπαθο και 100 MW στη Σκύρο.
- Για την Κρήτη και μετά την ολοκλήρωση της διασύνδεσής της με την Αττική, υπάρχει η δυνατότητα εγκατάστασης ΑΠΕ των 180 MW.

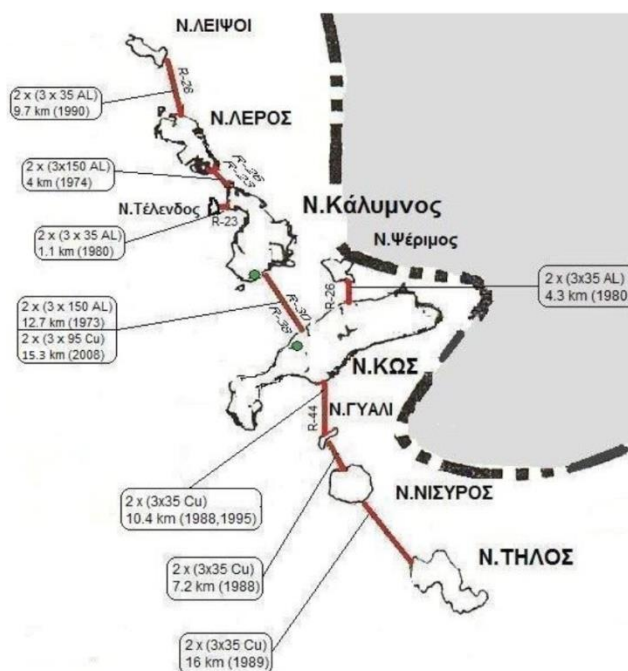
Ενώ για τα έργα διασυνδέσεων σε βάθος δεκαετίας προβλέπεται [12] :

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

- Διασύνδεση Κρήτης – Πελοποννήσου: Η ολοκλήρωση αναμένεται στο τέλος του 2020.
- Διασύνδεση Κρήτης – Αττικής: Στόχος ολοκλήρωσης της διασύνδεσης το 2023.
- Διασύνδεση Κυκλάδων: Στα διασυνδεδεμένα νησιά των Κυκλάδων (Σύρος – Πάρος – Μύκονος – Άνδρος – Τήνος), θα προστεθεί εντός του 2020 και η Νάξος. Η τελευταία φάση θα ολοκληρωθεί το 2023 – 2024 με άλλα τέσσερα νησιά Σέριφος, Μήλος, Φολέγανδρος και Σαντορίνη.
- Επέκταση συστήματος 400 kV στην Πελοπόννησο: Το σύστημα Υπερυψηλής Τάσης (ΥΤ) επεκτείνεται στην Πελοπόννησο δίνοντας περαιτέρω περιθώρια διείσδυσης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στο νότιο Σύστημα της χώρας. Η ολοκλήρωση του έργου προσδιορίζεται στο 2024. Το πρώτο σκέλος του έργου (Μεγαλόπολη – Κόρινθος και Κέντρο ΥΤ Κορίνθου) αναμένεται ότι θα ολοκληρωθεί το 2021.
- Διασύνδεση Δωδεκανήσων: Το σύμπλεγμα των Δωδεκανήσων (Κως – Ρόδος – Κάρπαθος) θα διασυνδεθεί με το ηπειρωτικό σύστημα έως το 2027.
- Διασύνδεση νησιών Βορειοανατολικού Αιγαίου: Ο χάρτης των διασυνδέσεων στο Αιγαίο θα ολοκληρωθεί το 2029 με τα νησιά του Βορειοανατολικού Αιγαίου και τη Σκύρο. Το έργο περιλαμβάνει τις διασυνδέσεις Σκύρου – Λέσβου – Λήμνου – Χίου – Σάμου με την Εύβοια στα δυτικά, τη Θράκη στα βόρεια και την Κω στα νότια.

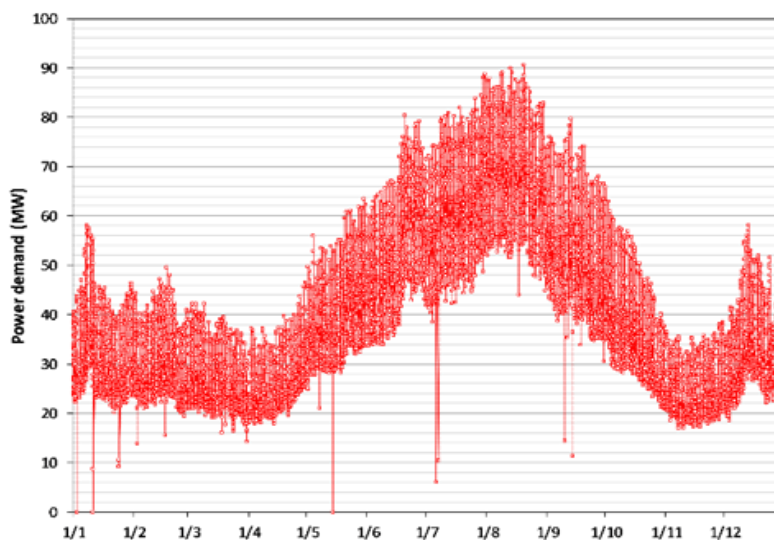
2.4. Ηλεκτρικό δίκτυο νησιωτικού συμπλεγματος Κω – Καλύμνου

Το νησιωτικό σύμπλεγμα στο οποίο εστιάζει η παρούσα διπλωματική εργασία είναι το ηλεκτρικό δίκτυο Κω – Καλύμνου. Πρόκειται για αυτόνομο ηλεκτρικό δίκτυο το οποίο αποτελείται από 9 νησιά (Σχήμα 2.7) τα οποία διαθέτουν πλούσιο ηλιακό και γεωθερμικό δυναμικό. Το εν λόγω ηλεκτρικό δίκτυο βασίζεται κυρίως σε δύο θερμοηλεκτρικούς σταθμούς πετρελαίου με τον έναν να βρίσκεται στη Κω και τον δεύτερο στην Κάλυμνο με ηλεκτρική ισχύ της τάξης των 102 MW και 18 MW αντίστοιχα. Οι δύο αυτοί σταθμοί καλύπτουν επιτυχώς το 84% [13],[14] της ετήσιας ηλεκτρικής ζήτησης του συμπλέγματος. Το υπόλοιπο ποσοστό της ζήτησης καλύπτεται επιτυχώς από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και κυρίως από αιολικά και φωτοβολταϊκά με ισχύς της τάξης των 15.2 MW και 8.78 MW αντίστοιχα [15]. Οι εισαγωγές καυσίμων αποτελούν το 75% των συνολικών δαπανών του ηλεκτρικού δικτύου Κω – Καλύμνου. Το μέσο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το 2014 ήταν 153 €/MWh, το οποίο είναι σχεδόν το τριπλάσιο με το αντίστοιχο κόστος στην ηπειρωτική χώρα που δεν ξεπέρασε τα 58 €/MWh [13].



Σχήμα 2.7 Αυτόνομο δίκτυο ηλεκτροδότησης Κω – Καλύμνου [13].

Το προφίλ ζήτησης ενέργειας του νησιωτικού συμπλέγματος παρουσιάζονται στο Σχήμα 2.8. Κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού, η ενεργειακή ζήτηση παρουσιάζει υψηλή αύξηση λόγω του μεγάλου αριθμού τουριστών που επισκέπτονται τα νησιά αυτά για τις καλοκαιρινές τους διακοπές.



Σχήμα 2.8 Προφίλ ενεργειακής ζήτησης του νησιωτικού συμπλέγματος [13].

Η ετήσια ενεργειακή ζήτηση για το έτος 2013 ήταν 350 GWh και μέσος ετήσιος συντελεστής φορτίου 28%. Οι χαμηλές τιμές της ενεργειακής κατανάλωσης οφείλονται στις υψηλές εποχιακές διακυμάνσεις φορτίου, καθώς η ζήτηση φορτίου κατά τους θερινούς μήνες είναι διπλάσια από την αντίστοιχη ζήτηση κατά τη χειμερινή περίοδο.

Τα δεδομένα αυτά μεταβάλλονται σταδιακά καθώς οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας εισχωρούν στο δίκτυο Κω – Καλύμνου. Το πρώτο βήμα έγινε με την ενεργειακή αναβάθμιση της Τήλου. Στο νησί τοποθετήθηκε υβριδική εγκατάσταση παραγωγής ενέργειας ισχύος 400 kW. Αποτελείται από μία ανεμογεννήτρια ονομαστικής ισχύος 800 kW, φωτοβολταϊκά ισχύος 160 kWp και από συστοιχίες συσσωρευτών χλωριούχου νατρίου νικελίου με ονομαστική ισχύ 800 kW που έχουν δυνατότητα ονομαστικής χωρητικότητας 2.800 MWh [16]. Επίσης από τον Οκτώβριο του 2018 τέθηκε σε λειτουργία υβριδικός σταθμός στην Κω 0,4 MW. Επιπλέον η Κως διαθέτει αιολικό πάρκο 4,2 MW [17], στη θέση Κροτήρι – Κέφαλος.

Φτάνοντας στο σήμερα, το αυτόνομο ηλεκτρικό δίκτυο Κω – Καλύμνου διαθέτει αιολικά πάρκα ισχύος 15,20 MW και φωτοβολταϊκά πάρκα ισχύος 8,78 MW. Στο σύνολό του το δίκτυο, με την πρόσφατη προσθήκη των υβριδικών σταθμών Τήλου και Κω, έχει συνολική εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ 24,38 MW και συμβάλει με ποσοστό 18% στην ηλεκτροπαραγωγή.

Τέλος θα πρέπει να αναφερθεί, πως έχει γίνει προγραμματισμός από τον ΑΔΜΗΕ για τη διασύνδεση του συμπλέγματος των Δωδεκανήσων (Κως – Ρόδος – Κάρπαθος) με το ηπειρωτικό σύστημα μέχρι το 2027. Πρόκειται για να έργο που θα βοηθήσει στη σταθεροποίηση της τάσης του ρεύματος στα νησιά και την οικονομικότερη παραγωγή και μεταφορά ενέργειας [11].

3. Γεωθερμικό πεδίο της Νισύρου

3.1. Περιγραφή γεωθερμικού πεδίου

Η Νίσυρος είναι νησί του νότιου Αιγαίου και ένα από τα Δωδεκάνησα. Ανήκει στην ομάδα των αρχαίων Νοτίων Σποράδων, και βρίσκεται βορειοδυτικά της Ρόδου, ανάμεσα στην Κω, την Τήλο και την Αστυπάλαια. Συγκεκριμένα, απέχει 8 μίλια ΒΔ. της Τήλου, και 10 μίλια νότια της Κω, στην οποία και υπάγεται διοικητικά. Η Νίσυρος έχει έκταση περίπου 41 τετραγωνικά χιλιόμετρα και συνολικό μήκος ακτών περίπου 24 χιλιόμετρα. Η Νίσυρος είναι ένα ηφαιστειο (Σχήμα 3.2) που αποτελεί μέρος του ηφαιστειακού τόξου της νότιας Ελλάδας, εξού και η έντονη γεωθερμική δραστηριότητα που εντοπίζεται στο υπέδαφός της [18].



Σχήμα 3.1 Θέσεις γεωθερμικών γεωτρήσεων της ΔΕΗ στη Νίσυρο, όπου σημειώνονται και οι κύριες ρηξιγενείς ζώνες.

(πηγή : http://oryktos.blogspot.com/2014/12/blog-post_28.html)

Η Νίσυρος διαθέτει το δεύτερο μεγαλύτερο βεβαιωμένο γεωθερμικό πεδίο υψηλής ενθαλπίας στην Ελλάδα με θερμοκρασία ρευστού άνω των 350°C και υψηλή πίεση 18 bar, ενώ βάσει των μελετών σκοπιμότητας, το γεωθερμικό δυναμικό του νησιού είναι τουλάχιστον 50 MW.

3.2. Μελέτες σκοπιμότητας του γεωθερμικού πεδίου και περιγραφή των φρεατίων

Στο γεωθερμικό πεδίο της Νισύρου, η ΔΕΗ έχει εκτελέσει από το έτος 1983 δύο βαθιές γεωτρήσεις, τις υπ' αρ. N₁ και N₂ (Σχήμα 3.1), σε βάθος 1816m και 1547m αντίστοιχα, στο κέντρο της καλδέρας. Τα αποτελέσματα των γεωτρήσεων αυτών χρησιμοποιήθηκαν για τη βεβαίωση της έκτασης, του βάθους και των χαρακτηριστικών του γεωθερμικού πεδίου, σύμφωνα με την ελληνική νομοθεσία (Ν. 3175/2003) [19].

Με την Υπουργική Απόφαση υπ' αρ. Φ29.9/οικ.10021/ 17.07.1986 το Ελληνικό Δημόσιο παρέχώρησε στη ΔΕΗ τα δικαιώματα έρευνας και εκμετάλλευσης του γεωθερμικού δυναμικού υψηλής ενθαλπίας της Νισύρου. Στη συνέχεια, το 1988 η ΔΕΗ ανέθεσε, μετά από διεθνή διαγωνισμό, στην κοινοπραξία MERZ – DAL [20] την πλήρη μελέτη του γεωθερμικού πεδίου με βάση τις δύο γεωτρήσεις N₁ και N₂, προκειμένου να εκτιμηθούν:

- Το αξιοποιήσιμο γεωθερμικό δυναμικό του υπάρχοντος ταμειυτήρα (απολήψιμο – δυναμικό).
- Η εκμεταλλευσιμότητα του υπάρχοντος δυναμικού.
- Τα πιθανά κρίσιμα τεχνικά προβλήματα, λόγω τυχόν ιδιαιτεροτήτων στη συμπεριφορά του γεωθερμικού ρευστού ή τις οποιεσδήποτε άλλες τεχνικές παραμέτρους.



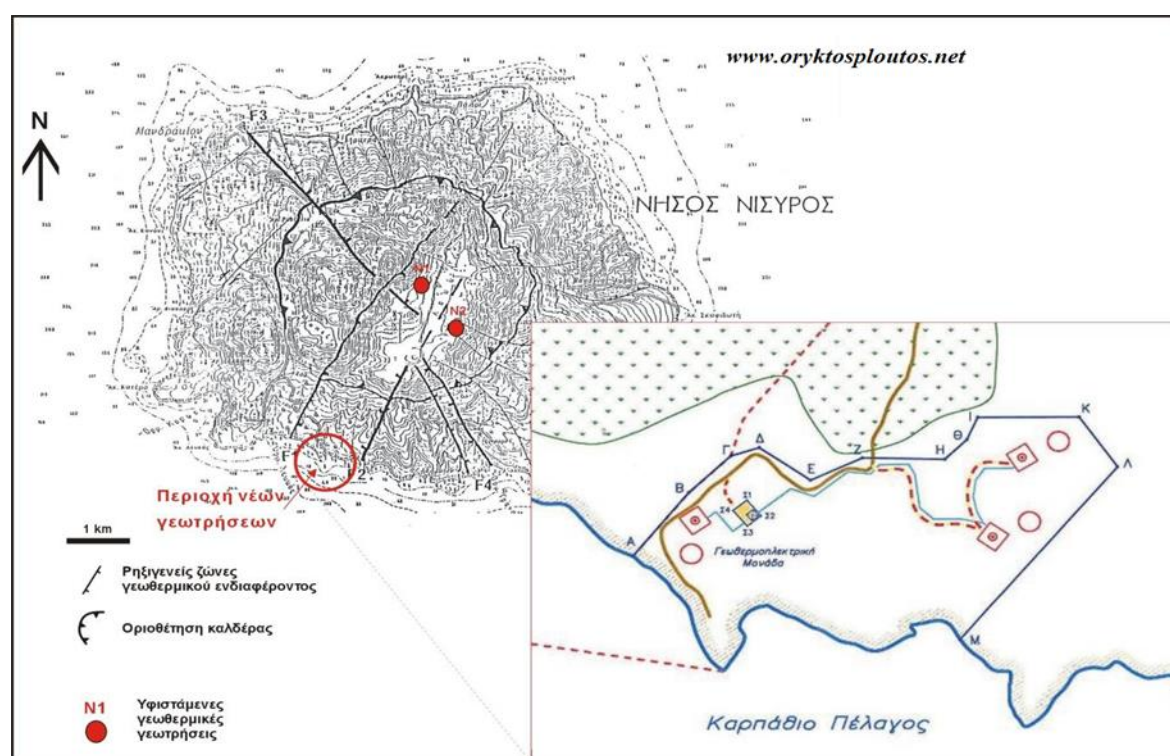
Σχήμα 3.2 Το ηφαίστειο της Νισύρου με τον κρατήρα του Στεφάνου [19].

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Τα αποτελέσματα της ως άνω μελέτης οδήγησαν στην πιστοποίηση του γεωθερμικού πεδίου υψηλών θερμοκρασιών της Νισύρου, το οποίο μπορεί να φθάσει τα 50MW σε ηλεκτροπαραγωγή. Επίσης με τη μελέτη αυτή προσδιορίστηκαν οι ενδεδειγμένες θέσεις για νέες γεωτρήσεις.

Στη συνέχεια, η ατυχής κατάληξη του εγχειρήματος της Μήλου και η σχετική απαγόρευση από το τότε Υπουργείο Βιομηχανίας, Ενέργειας και Τεχνολογίας (ΥΒΕΤ), ανάγκασαν τη ΔΕΗ να διακόψει προσωρινά τις περαιτέρω προσπάθειες.

Η ΔΕΗ επανήλθε τον Ιούλιο του 2003 καταθέτοντας στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) και το Υπουργείο Ανάπτυξης (ΥΠ.ΑΝ), αίτηση για χορήγηση άδειας παραγωγής 20MW, η οποία δεν εγκρίθηκε.



Σχήμα 3.3 Προτεινόμενη περιοχή εγκατάστασης γεωθερμικού σταθμού και εκτέλεσης γεωτρήσεων στη θέση «Αγία Ειρήνη» [19].

Η ΔΕΗ Ανανεώσιμες Α.Ε., στην οποία έχει από το 2011 παραχωρηθεί από τη μητρική ΔΕΗ Α.Ε., δι' αποσχίσεως, ολόκληρος ο κλάδος των ΑΠΕ, επανέφερε το θέμα στην επιφάνεια.

Τον Απρίλιο του 2009, η ΔΕΗ Ανανεώσιμες κατέθεσε στη ΡΑΕ και στο ΥΠ.ΑΝ., νέα αίτηση για χορήγηση άδειας παραγωγής 5MW στη θέση Αγ. Ειρήνη (Σχήμα 3.3) εκτός της καλδέρας του ηφαιστείου, για την οποία ισχύ αρχικά διαφαινόταν η ύπαρξη κοινωνικής συναίνεσης. Μολαταύτα ο Δήμος μαζί με τοπικούς φορείς και συλλόγους

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Νισυρίων υπέβαλλαν αίτημα αντίρρησης προς τη ΡΑΕ σχετικά με την χορήγηση της ανωτέρω άδειας παραγωγής. Επίσης, ο Δήμος Νισύρου κατέθεσε αίτηση ακύρωσης και κατά της Υπ. Απόφασης περί μεταβίβασης των δικαιωμάτων από την ΔΕΗ ΑΕ στην ΔΕΗ ΑΝ ΑΕ. Προφανώς για όλο το χρόνο της δικαστικής εκκρεμότητας (μέχρι 2014) δεν κατέστη δυνατόν να πραγματοποιηθούν έργα αλλά ούτε και να εγκριθεί η μονάδα παραγωγής ενέργειας.

Στο νέο φάκελο της ΔΕΗ.ΑΝ προτείνεται η δημιουργία μιας κάθετης μονάδας, ισχύος 5 MWe, που θα αφορά στην ηλεκτροπαραγωγή, θέρμανση /ψύξη, θερμοκήπια, αφαλάτωση και θερμά λουτρά. Τόσο οι γεωτρήσεις, όσο και ο σταθμός παραγωγής προγραμματίζονται για την περιοχή του ακρωτηρίου της Αγ. Ειρήνης στο ΝΔ τμήμα της Νισύρου, ώστε να μην είναι ορατά από τους οικισμούς ενώ ειδικότερα ο σταθμός θα εγκατασταθεί κοντά στο εγκαταλελειμμένο παλαιό Θειωρυχείο, εφαρμόζοντας πλήρως τις σύγχρονες τεχνικές της ολικής επανεισαγωγής των ρευστών στον ταμιευτήρα. Σύμφωνα με την ΔΕΗ.ΑΝ με τον τρόπο αυτό, λύνονται όχι μόνο τα προβλήματα παροχής ηλεκτρισμού και πόσιμου νερού, αλλά δίνονται και κίνητρα οικονομικής ανάπτυξης του νησιού, ενώ θα υπάρξει και βελτίωση - ανάπτυξη υποδομών. Οι καλλιέργειες και η αλιεία θα βρουν την επιπλέον ώθηση προκειμένου να αναπτυχθούν περαιτέρω. Τα λουτρά, πάνω στα οποία ήταν βασισμένη η οικονομική ζωή της Νισύρου τον περασμένο αιώνα, δε θα παραμείνουν άλλο αναξιοποίητα κι έτσι ο τουρισμός θα αυξηθεί και μάλιστα καθ' όλη τη διάρκεια του έτους [19].

Η πρόταση αυτή της ΔΕΗ δεν προχώρησε. Επανήλθε στο προσκήνιο το 2018. Η ΔΕΗ Ανανεώσιμες ξεκίνησε τη διενέργεια διαγωνισμού, μέσα από τον οποίο θα αναδείκνυε στρατηγικό εταίρο, ο οποίος θα συμμετείχε στην έρευνα και ανάπτυξη μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με γεωθερμία [21]. Οι διαδικασίες όμως «πάγωσαν» εκ νέου. Μέχρι τον Ιούνιο του 2020 όπου τελικά η εταιρεία ΗΛΕΚΤΩΡ του ομίλου ΕΛΛΑΚΤΩΡ κατέλαβε τη θέση του στρατηγικού εταίρου, έχοντας την υψηλότερη προσφορά. Το αντικείμενο της συνεργασίας εστιάζει στην αξιοποίηση των γεωθερμικών πεδίων της Νισύρου, Μήλου – Κιμώλου – Πολύαιγου, Λέσβου και Μεθάνων. Για τη Νίσυρο στόχος είναι η δημιουργία γεωθερμικής μονάδας ηλεκτροπαραγωγής των 5 MW [22].

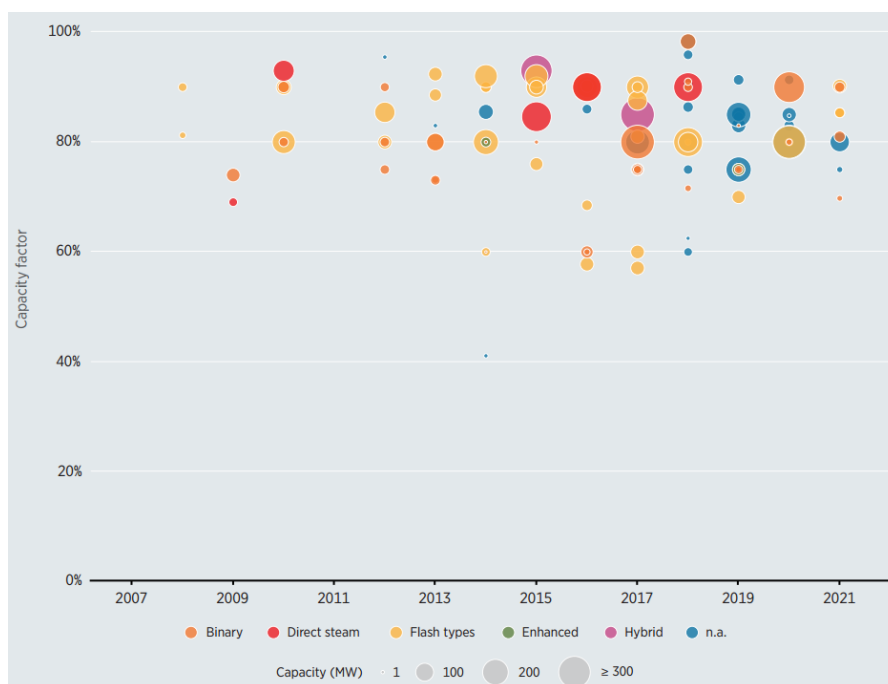
4. Γεωθερμία

4.1. Βασικές αρχές γεωθερμίας

Γεωθερμία ή γεωθερμική ενέργεια ονομάζουμε τη φυσική θερμική ενέργεια της Γης που διαρρέει από το θερμό εσωτερικό του πλανήτη προς την επιφάνεια. Η μετάδοση θερμότητας μπορεί να πραγματοποιηθεί είτε με αγωγή από το εσωτερικό προς την επιφάνεια με ρυθμό $0,04 - 0,06 \text{ W/m}^2$, είτε με ρεύματα μεταφοράς, που περιορίζονται όμως στις ζώνες κοντά στα όρια των λιθосφαιρικών πλακών, λόγω ηφαιστειακών και υδροθερμικών φαινομένων [23].

Η αξιοποίηση της έχει μεγάλη σημασία για τον άνθρωπο καθώς ανάλογα με το θερμοκρασιακό επίπεδο του ρευστού που διαρρέει το φλοιό της γης, μπορεί να έχει πολλαπλές χρήσεις.

- Υψηλής ενθαλπίας ($>150^\circ\text{C}$) που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- Μέσης ενθαλπίας (80°C έως 150°C) που χρησιμοποιούνται για θέρμανση, ξήρανση ξυλείας και αγροτικών προϊόντων καθώς και για την παραγωγή ηλεκτρισμού με συστήματα παραγωγής ενέργειας οργανικού – δυαδικού κύκλου OCR (binary) που οι απαιτήσεις σε θερμοκρασία είναι μικρότερες.
- Χαμηλής ενθαλπίας (25°C έως 80°C) που χρησιμοποιούνται για θέρμανση χώρων, για θέρμανση θερμοκηπίων, για ιχθυοκαλλιέργειες και παραγωγή γλυκού νερού.



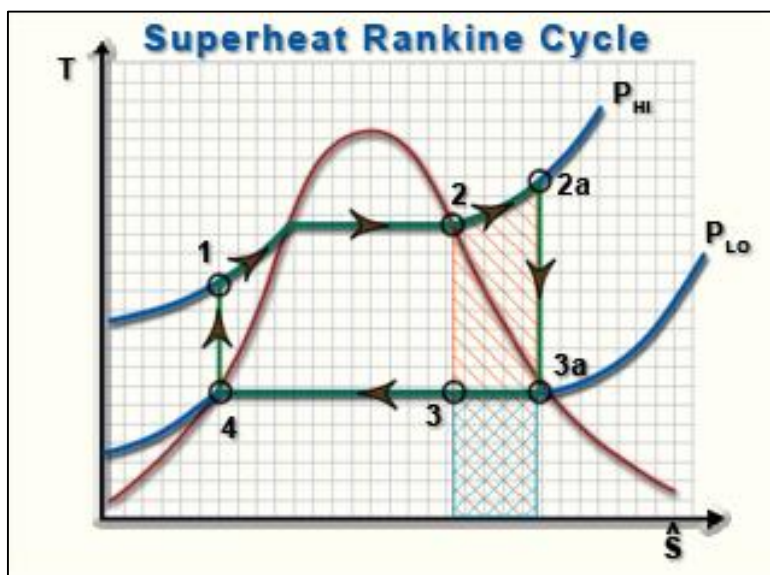
Σχήμα 4.1 Capacity factor ανά τεχνολογία, για 2007 – 2021 [24].

Είναι φανερό πως πρόκειται για μια πρακτικά ανεξάντλητη πηγή ενέργειας με πολλές ευεργετικές ιδιότητες. Παρέχει αξιοπιστία, καθώς η ροή προς την επιφάνεια της γης είναι ασταμάτητη, με αποτέλεσμα να έχει υψηλό συντελεστή *capacity factor* όπως φαίνεται και από το Σχήμα 3.1. Επομένως, μπορεί να προσφέρει μεγάλα ποσά θερμότητας για ηλεκτροπαραγωγή ενώ παράλληλα διατηρεί σημαντική σταθερότητα στο δίκτυο. Η ενέργεια της μπορεί εύκολα να αποθηκευθεί και να εκμεταλλευθεί σε ώρες αιχμής κατά τη διάρκεια της ημέρας. Είναι φιλική προς το περιβάλλον διότι οι ρύποι της είναι ελάχιστοι και η παρουσία της δεν επηρεάζει το μικροκλίμα της εκάστοτε περιοχής.

4.2. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμία

Η γεωθερμία βασίζεται στη θερμική διεργασία που ονομάζεται κύκλος Rankine. Ο κύκλος Rankine, περιλαμβάνει τις εξής μεταβολές στις οποίες υπόκειται το εργαζόμενο μέσο καθώς διέρχεται μέσα από τις διατάξεις μιας εγκατάστασης παραγωγής, όπως παρουσιάζεται και στο Σχήμα 4.2 [25].

- 1 – 2 : Ισεντροπική Συμπύεση (Αύξηση Πίεσης, Pump)
- 2 – 3 : Ισόθλιπτη Προσθήκη Θερμότητας ($Q_{H,IN}$, Steam Generator)
- 3 – 4 : Ισεντροπική Εκτόνωση ($W_{NET,OUT}$, Turbine)
- 4 – 1 : Ισόθλιπτη Εκτόνωση ($Q_{C,OUT}$, Condenser)



Σχήμα 4.2 Απλός Κύκλος Rankine με υπερθέρμανση [25].

Στο πρώτο στάδιο του κύκλου, μια αντλία τροφοδοτεί τον ατμοπαραγωγό με το υγροποιημένο εργαζόμενο μέσο αυξάνοντάς του ταυτόχρονα την πίεση (σημείο 1-2). Στο δεύτερο στάδιο ο ατμοπαραγωγός, προσδίδει στο εργαζόμενο μέσο τη θερμότητα που χρειάζεται ώστε να ατμοποιηθεί και να έλθει σε κορεσμένη ή υπέρθερμη κατάσταση (σημείο 2-3). Στο τρίτο στάδιο το εργαζόμενο μέσο διοχετεύεται στον

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

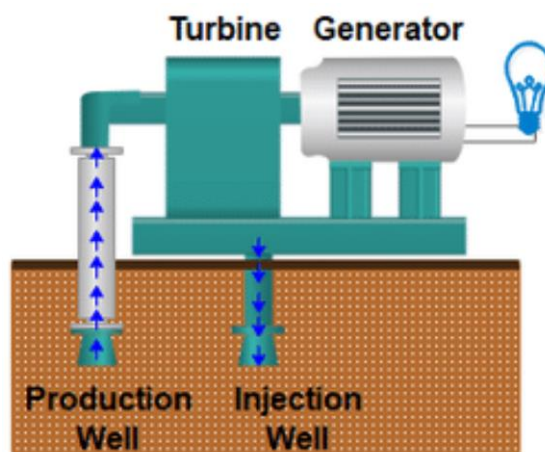
ατμοστρόβιλο όπου και εκτονώνεται ισεντροπικά μέχρι μια συγκεκριμένη πίεση, την πίεση εξόδου (σημείο 3-4). Στο τέταρτο στάδιο οδηγείται στο συμπυκνωτή, όπου συμπυκνώνεται υπό σταθερή πίεση και θερμοκρασία (σημείο 4-1) με τη βοήθεια του πύργου ψύξης και ο κύκλος επαναλαμβάνεται.

Υπάρχουν πολλές διαφορετικές τεχνολογικά διατάξεις αξιοποίησης γεωθερμίας. Η εκλογή της εκάστοτε τεχνολογίας εξαρτάται από την περιοχή (γεωγραφικά) εφαρμογής, από το γεωθερμικό πεδίο, δηλαδή την ποιότητα του γεωθερμικού ρευστού, την ποσότητα και τις ιδιότητες του σε πίεση και θερμοκρασία. Στην επόμενη υποενότητα γίνεται εκτενής αναφορά.

4.2.1. Με χρήση ξηρού ατμού (Dry Steam)

Η διάταξη παραγωγής με χρήση ξηρού ατμού αποτελεί την απλούστερη και οικονομικά ελκυστικότερη διάταξη αξιοποίησης του γεωθερμικού δυναμικού για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (Σχήμα 4.3). Βρίσκει εφαρμογή σε περιοχές όπου το γεωθερμικό μέσο λαμβάνεται από το φρεάτιο παραγωγής σε καθαρή αέρια φάση με μικρό ποσοστό υδρατμών.

Στη μέθοδο παραγωγή ξηρού ατμού το γεωθερμικό μέσο ταυτίζεται απόλυτα με το εργαζόμενο μέσο, πράγμα το οποίο αποτελεί και την ειδοποιό διάφορα αυτής της διάταξης σε σχέση με τις υπόλοιπες. Το γεωθερμικό μέσο, το οποίο αποτελείται από υπέρθερμο ατμό, οδηγείται απευθείας και χωρίς να παρεμβάλλεται καμία επεξεργασία στο διαμορφωμένο ζεύγος ατμοστρόβιλου – ηλεκτρογεννήτριας, στο οποίο εκτονώνεται και ως αποτέλεσμα έχουμε την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι συμβατικοί ατμοστρόβιλοι σε διατάξεις ξηρού ατμού έχουν ως απαίτηση γεωθερμικά πεδία με ατμό ελάχιστης θερμοκρασίας 150 °C.

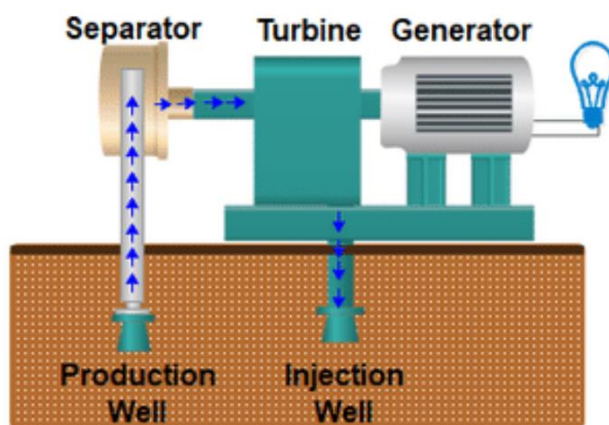


Σχήμα 4.3 Διάταξη ξηρού ατμού σε συμπύκνωση τύπου θερμικού εναλλάκτη.

(πηγή : https://www.researchgate.net/figure/A-Dry-steam-plant-b-Flash-steam-plant-c-Binary-cycle-plant-In-dry-steam-plants-dry_fig1_326067198)

4.2.2. Με στιγμιαία ατμοποίηση εργαζόμενου μέσου (Flash Steam)

Η διάταξη ηλεκτροπαραγωγής με τη μεγαλύτερη εφαρμογή είναι η τεχνολογία στιγμιαίας ατμοποίησης του εργαζόμενου μέσου. Η διεργασία αυτή εφαρμόζεται σε περιπτώσεις όπου το γεωθερμικό μέσο που λαμβάνεται από το φρεάτιο παραγωγής δεν είναι καθαρός ατμός, αλλά μπορεί να είναι είτε μίγμα νερού – ατμού, είτε ατμός με υψηλό ποσοστό υγρασίας, είτε θερμό νερό σε υψηλή πίεση. Για τον λόγο αυτό στη διάταξη τοποθετείται ειδικός ταμιευτήρας πριν τον ατμοστρόβιλο που ονομάζεται διαχωριστής (Σχήμα 4.4).



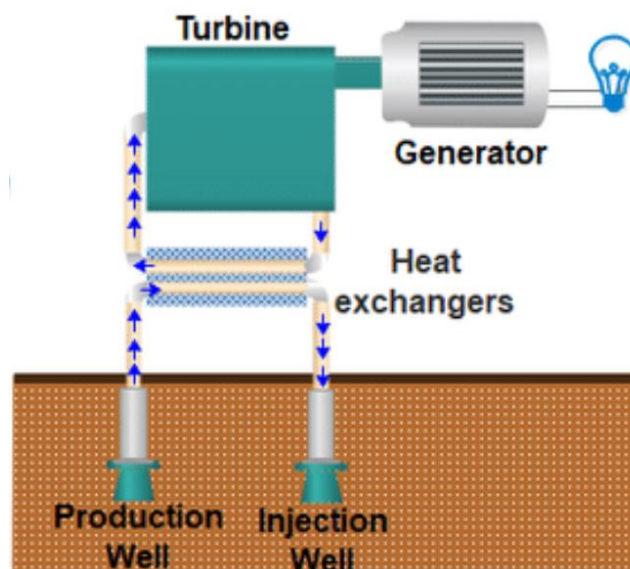
Σχήμα 4.4 Διάταξη στιγμιαίας ατμοποίησης εργαζόμενου μέσου με διαχωριστή.

(πηγή : https://www.researchgate.net/figure/A-Dry-steam-plant-b-Flash-steam-plant-c-Binary-cycle-plant-In-dry-steam-plants-dry_fig1_326067198)

Ο διαχωριστής χάρη στην απότομη πτώση πίεσης που δημιουργεί στο εσωτερικό του, διαχωρίζει το γεωθερμικό ρευστό σε καθαρό ατμό ο οποίος διοχετεύεται στον ατμοστρόβιλο και σε νερό το οποίο εισάγεται στο φρεάτιο επανεισαγωγής.

4.2.3. Οργανικός δυαδικός κύκλος με ξεχωριστά εργαζόμενα μέσα (Binary Cycle)

Στον οργανικό δυαδικό κύκλο χρησιμοποιούνται δύο ξεχωριστά εργαζόμενα μέσα, το πρωτεύον και το δευτερεύον. Η διάταξη αυτή παρουσιάζεται στο (Σχήμα 4.5) και εφαρμόζεται για περιοχές με θερμοκρασία μικρότερη των 180 °C.



Σχήμα 4.5 Διάταξη οργανικού δυαδικού κύκλου.

Το πρωτεύον γεωθερμικό μέσο λαμβάνεται μέσω του παραγωγικού φρεατίου και οδηγείται σε κατάλληλο θερμικό εναλλάκτη, όπου αποδίδει μέρος της θερμικής του ενέργειας στο δευτερεύον εργαζόμενο μέσο. Στη συνέχεια επιστρέφει στο γεωθερμικό ταμειυτήρα μέσω του φρεατίου επανεισαγωγής.

Το δευτερεύον εργαζόμενο μέσο χρησιμοποιείται σε ένα συμβατικό οργανικό κύκλο Rankine (OCR). Διερχόμενο από τον εναλλάκτη απορροφά θερμότητα και ατμοποιείται καθώς παρουσιάζει χαμηλό σημείο ζέσεως (<100°C) βάσει και του οποίου και έχει επιλεγεί. Στη συνέχεια, οδηγείται στο ζεύγος αμοστροβίλου – ηλεκτρογεννήτριας όπου και εκτονώνεται παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια. Τέλος, αφού εισέλθει στο συμπυκνωτή, ο οποίος είναι τύπου θερμικού εναλλάκτη, και υγροποιηθεί, οδηγείται και πάλι στον αρχικό εναλλάκτη εκτελώντας έναν κλειστό θερμοδυναμικό κύκλο.

4.2.4. Με χρήση Συνδυασμένου Κύκλου (Combined Cycle)

Οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου λειτουργούν με συμβατικούς αμοστροβίλους και ξεχωριστό εργαζόμενο μέσο. Ο ατμός, ο οποίος έχει προέλθει είτε κατευθείαν από το φρεάτιο παραγωγής, είτε μέσω στιγμιαίας ατμοποίησης στο διαχωριστή, εκτονώνεται στον πρώτο αμοστρόβιλο και στη συνέχεια οδηγείται σε ένα θερμικό εναλλάκτη, στον οποίο χρησιμοποιείται ως πρωτεύον εργαζόμενο μέσο σε μια διάταξη

δύο εργαζόμενων μέσων. Στον εναλλάκτη αυτόν, ο ατμός αποδίδει θερμότητα στο δευτερεύον εργαζόμενο μέσο, το οποίο ατμοποιείται και οδηγείται στο δεύτερο ατμοστρόβιλο. Οι δύο ατμοστρόβιλοι είναι συνδεδεμένοι με μια ηλεκτρογεννήτρια την οποία και στρέφουν για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο συμβατικός ατμοστρόβιλος λειτουργεί αποδοτικότερα όταν τροφοδοτείται με ατμό υψηλής θερμοκρασίας και πίεσης, ενώ η διάταξη ξεχωριστών εργαζόμενων μέσων έχει μεγαλύτερη απόδοση όταν χρησιμοποιεί πρωτεύον εργαζόμενο μέσο χαμηλότερης θερμοκρασίας. Οι δύο αυτές συνθήκες πληρούνται σε μια διάταξη συνδυασμένου κύκλου, επιτυγχάνοντας έτσι αρκετά υψηλό βαθμό απόδοσης στην εγκατάσταση.

4.3. Οικονομικά δεδομένα γεωθερμίας

Το κόστος μιας γεωθερμικής εγκατάστασης εξαρτάται από πολλούς παράγοντες. Το μεγαλύτερο κόστος σε αυτές τις εγκαταστάσεις είναι οι αρχικές δαπάνες που εστιάζουν στη μελέτη του χώρου εγκατάστασης και όχι η μετέπειτα εγκατάσταση, η λειτουργία της και η συντήρησή της. Στο πρώτο στάδιο, της επιλογή του τόπου τοποθέτησης γεωθερμικής εγκατάστασης, απαιτούνται μελέτες της γεωμορφολογίας του υπεδάφους και της ποιότητας του γεωθερμικού ρευστού. Επομένως διεξάγεται μια έρευνα, κατά την οποία διανοίγονται πηγάδια σε αρκετά σημεία του υπό μελέτη χώρου και λαμβάνονται μετρήσεις πίεσης και θερμοκρασίας του ρευστού για διαφορετικά βάθη. Με τον τρόπο αυτό γίνεται η αναγνώριση του γεωθερμικού ταμιευτήρα και εκλέγονται τα πηγάδια με τις μεγαλύτερες παραγωγικές δυνατότητες.

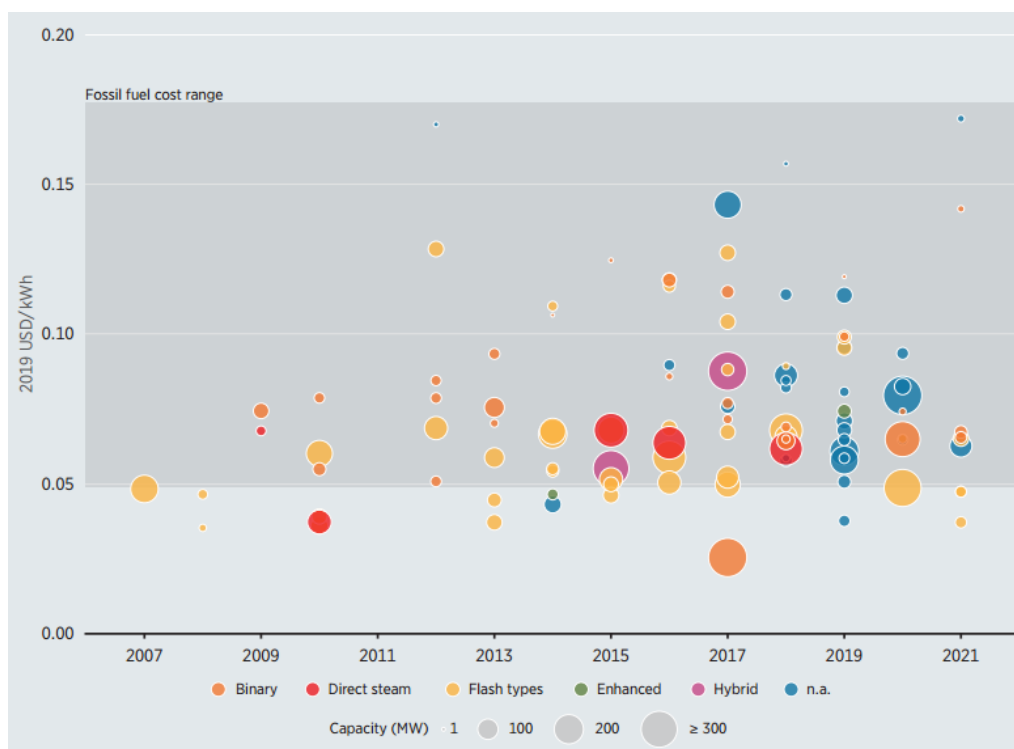
Στο δεύτερο στάδιο γίνεται ο σχεδιασμός της εγκατάστασης, η χωροθέτηση της και η κατασκευή. Στις Ηνωμένες Πολιτείες της Αμερικής το κόστος του οικοπέδου και της γεωθερμικής εγκατάστασης ανέρχεται 2500\$ / kW , ενώ για σταθμούς παραγωγής ενέργειας μικρότερους του 1MWe, το κόστος κυμαίνεται μεταξύ 3000\$ / kW έως και 5000\$ / kW. Στο τρίτο και τελευταίο στάδιο, υπολογίζεται το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, όπου κυμαίνεται από 0,01\$ έως και 0,03\$ ανά kWh και αναφέρεται σε γεωθερμικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας, που λειτουργούν με διαθεσιμότητα παραγωγής άνω του 90% του χρόνου λειτουργίας τους. Όταν η διαθεσιμότητα παραγωγής φτάσει σε λειτουργία το 97% ή 98% του χρόνου, το κόστος συντήρησης αυξάνεται [26].

Ένας άλλος δείκτης που προσδιορίζει το κόστος κάθε πηγής ενέργειας ανά kWh είναι το LCOE (Levelized Cost of Energy) ή αλλιώς το ισοσταθμισμένο κόστος ενέργειας. Το ισοσταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE), είναι ένα μέτρο του μέσου καθαρού παρόντος κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για μια μονάδα παραγωγής κατά τη διάρκεια της ζωής της. Το LCOE υπολογίζεται ως η αναλογία μεταξύ όλων των προεξοφλημένων δαπανών καθ 'όλη τη διάρκεια ζωής μιας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας διαιρεμένη με ένα προεξοφλημένο άθροισμα των πραγματικών ενεργειακών ποσών που παραδόθηκαν. Το LCOE χρησιμοποιείται για τη σύγκριση διαφορετικών μεθόδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε σταθερή βάση. Το LCOE "αντιπροσωπεύει τα μέσα έσοδα ανά μονάδα παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας που θα απαιτηθεί για την ανάκτηση του κόστους κατασκευής και λειτουργίας μιας μονάδας παραγωγής κατά τη διάρκεια ενός υποτιθέμενου οικονομικού κύκλου ζωής και λειτουργίας" [27].

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Το 2019, προστέθηκαν πάνω από 682 MW γεωθερμικής ισχύος. Ο παγκόσμιος σταθμισμένος μέσος όρος LCOE των νέων γεωθερμικών μονάδων που τέθηκαν σε λειτουργία ήταν 0,073 USD / kWh, σύμφωνα με τα τελευταία στοιχεία του IRENA [24]. Ο χρόνος παραγωγής για τις νέες εγκαταστάσεις έφτασε σε λειτουργία το 79%.

Σε βάθος χρόνου, σύμφωνα με τα δεδομένα του IRENA [24], για το διάστημα 2007 – 2021 ο σταθμισμένος μέσος όρος LCOE υπολογίζεται στο 0,05 USD / kWh. Στο Σχήμα 4.6 παρουσιάζεται ο δείκτης LCOE των εγκαταστάσεων ανά τεχνολογία για το 2007 – 2021. Είναι φανερό πως όλες οι τεχνολογίες παρουσιάζουν ελάχιστες διαφορές στο δείκτη LCOE. Ο παράγοντας που επηρεάζει την τιμή του είναι το μέγεθος της εκάστοτε εγκατάστασης. Όσο μικρότερη είναι, τόσο μεγαλύτερος είναι ο LCOE και αντίστροφα, με κάποιες μικρές εξαιρέσεις. Επίσης με το πέρασμα των ετών παρατηρείται μείωση των επενδύσεων σε μονάδες Flash και αύξηση των μονάδων Binary και συνδυασμένου κύκλου καθώς εκμεταλλεύονται ρευστά χαμηλών θερμοκρασιών που εντοπίζονται στο σε περισσότερα σημεία του πλανήτη .



Σχήμα 4.6 LCOE των εγκαταστάσεων ανά τεχνολογία για το 2007 – 2021 [24].

5. Παραβολικοί Συγκεντρωτικοί Συλλέκτες (Parabolic Trough Collectors)

5.1. Βασικές αρχές των συγκεντρωτικών συλλεκτών

Οι παραβολικοί συγκεντρωτικοί συλλέκτες (Parabolic Trough Collectors ή PTC) κατατάσσονται στην κατηγορία των συγκεντρωτικών ηλιακών παραγωγής ενέργειας (Concentrated Solar Power ή CSP). Τα PTC είναι παραβολικά κοίλα κάτοπτρα, τα οποία με τη βοήθεια ενός μηχανισμού στρέφονται προς τον ήλιο και εστιάζουν την ηλιακή ακτινοβολία στην κορυφή της παραβολής. Στο σημείο αυτό, τοποθετείται απορροφητής, σωληνοειδούς μορφής, από ανοξείδωτο ατσάλι, εντός του οποίου ρέει ρευστό. Το ρευστό μπορεί να είναι κάποιο έλαιο ή νερό (ατμός) που με την ηλιακή ακτινοβολία ανεβάζει τη θερμοκρασία του έως και 500°C. Στη συνέχεια, το ρευστό οδηγείται είτε σε έναν ατμοστρόβιλο για την παραγωγή ενέργειας είτε σε χώρο αποθήκευσης θερμικής ενέργειας, όταν υπάρχει περίσσεια ενέργειας είτε σε εναλλάκτη για να αναθερμάνει κάποιο άλλο ρευστό (περίπτωση υβριδικού σταθμού γεωθερμίας και PTC).

Τα κάτοπτρα είναι υαλοπίνακες με επίστρωση αργύρου. Έχουν υψηλή ανακλαστικότητα της τάξεως του 93% για τα επαργυρωμένα γυάλινα (κεραμικά) κάτοπτρα και 0,87 για το γυαλισμένο αλουμίνιο. Η μέση ετήσια απόδοσή τους είναι στο 12% με 16% ενώ υπάρχουν εργοστάσια όπως το Andasol της Ισπανίας που φτάνει το 28%. Διατάσσονται σε συστοιχίες γύρω από το κεντρικό μπλοκ ηλεκτροπαραγωγής, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.1 .



Σχήμα 5.1 Μονάδα Παραγωγής στο κέντρο της εγκατάστασης (Kathu Solar Power Plant, South Africa)

(πηγή : <https://www.evwind.es/2019/02/09/kathu-concentrated-solar-power-south-africa-constructed-by-acciona-and-sener-came-into-commercial-on-30-january/66057>)

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Ο ατμός στα συστήματα παραβολικών συλλεκτών παράγεται είτε με άμεσες είτε έμμεσες μεθόδους. Στη μέθοδο άμεσης παραγωγής ατμού, ο ατμός παράγεται απευθείας από το ηλιακό πεδίο. Το ψυχρό ρευστό οδηγείται από μια αντλία στο ηλιακό πεδίο, διασχίζει τον δέκτη κατά μήκος, αλλάζει την πίεση και αυξάνει τη θερμοκρασία του και μετά εισέρχεται στον αμοστρόβιλο. Στην έμμεση παραγωγή ατμού, το ρευστό μεταφοράς θερμότητας κυκλοφορεί στο σωλήνα αναρρόφησης και εισέρχεται σε εναλλάκτη θερμότητας (σε κλειστό κύκλωμα), όπου παράγεται ατμός για τον αμοστρόβιλο του κύκλου Rankine.

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, στα συστήματα άμεσης παραγωγής ατμού το ρευστό μεταφοράς θερμότητας είναι νερό / ατμός ενώ στην πλειονότητα των συστημάτων έμμεσης παραγωγής ατμού PTC τα χρησιμοποιούμενα ρευστά μεταφοράς θερμότητας είναι κυρίως συνθετικά έλαια που επιτυγχάνουν θερμοκρασίες έως 400 °C. Τα συνθετικά λιπαντικά χαρακτηρίζονται από την προσιτή τιμή τους, τη χαμηλή τάση ατμών, την καλή θερμική σταθερότητα και τη μεγάλη διάρκεια ζωής. Εκτός από τα συνθετικά έλαια, το λιωμένο άλας χρησιμοποιείται επίσης, με τη θερμοκρασία λειτουργίας του να φτάσει τους 560 °C. Το λιωμένο άλας είναι ένα υγρό υψηλής θερμικής ικανότητας που ενισχύει την ενσωμάτωση της αποθήκευσης θερμικής ενέργειας στην εγκατάσταση με χαμηλότερο επενδυτικό κόστος λόγω της υψηλότερης διαφοράς μεταξύ ψυκτικών και θερμών δεξαμενών. Ωστόσο, όσο υψηλότερες θερμοκρασίες επιτυγχάνονται, αυξάνονται οι θερμικές απώλειες του υγρού. Είναι αρκετά διαβρωτικό, με υψηλή θερμοκρασία πήξης σε σύγκριση με τα συνθετικά έλαια, καθιστώντας απαραίτητη τη χρήση αντιψυκτικού. Τα πεπιεσμένα αέρια μπορούν επιπλέον να χρησιμοποιηθούν ως υγρά μεταφοράς θερμότητας. Είναι φιλικά προς το περιβάλλον και μπορούν να λειτουργήσουν με θερμική σταθερότητα σε υψηλότερες θερμοκρασίες [28].

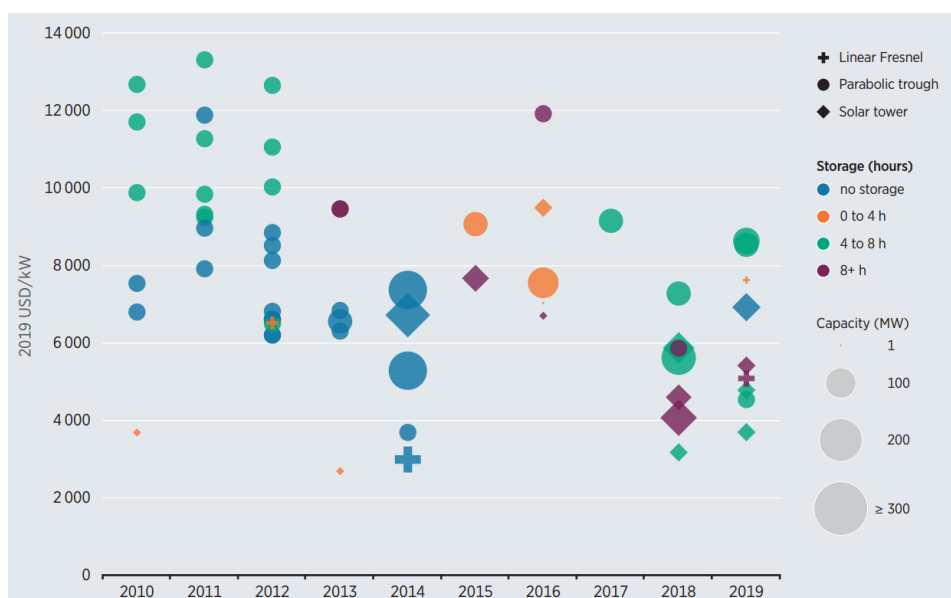
Τα ρευστά μεταφοράς θερμότητας πρέπει να έχουν επαρκώς υψηλή θερμοκρασία εξάτμισης σε κανονικές πιέσεις, καθώς αυτό το κριτήριο καθορίζει τη θερμοκρασία λειτουργίας του κύκλου αμοστρόβιλου και στη συνέχεια την αποτελεσματικότητά του (Πίνακας 5.1). Θα πρέπει επίσης να έχει χαμηλό ιξώδες, υψηλή αγωγιμότητα και ικανότητα θερμότητας για να διευκολύνει τη διαδικασία ανταλλαγής θερμότητας στον εναλλάκτη. Για να αποφευχθεί η ανάγκη προστασίας σε περιόδους χαμηλών θερμοκρασιών, προτιμώνται χαμηλές θερμοκρασίες πήξης. Θα πρέπει τέλος να είναι λιγότερο εύφλεκτο ή εκρηκτικό και όσο το δυνατόν οικονομικό [28].

Πίνακας 5.1 Ρευστά και οι ιδιότητές τους

Ρευστό	Θερμοκρασιακά Όρια (°C)	Ιδιότητες
Συνθετικό λάδι (π.χ. VP – 1)	12 - 400	Σχετικά υψηλή θερμοκρασία λειτουργίας, εύφλεκτο
Ορυκτό έλαιο	-10 - 300	Σχετικά φτηνό, εύφλεκτο
Νερό / Ατμός	0 - 500	Απαιτήση υψηλής πίεσης και τοιχωμάτων μεγάλου πάχους
Λάδι σιλικόνης	-40 - 400	Άοσμο, μη τοξικό, ακριβό, εύφλεκτο
Νιτρικό άλας Hitec	142 - 538	Υψηλή θερμοκρασία πήξης και λειτουργίας, διαβρωτικό
Νιτρικό άλας Hitec XL	120 - 500	Υψηλή θερμοκρασία πήξης και λειτουργίας, διαβρωτικό
Νιτρικό άλας Hitec Solar Salt	238 - 593	Υψηλή θερμοκρασία πήξης και λειτουργίας, διαβρωτικό
Ιονικά υγρά	-75 - 416	Καλές θερμικές ιδιότητες, ακριβό

5.2. Οικονομικά Δεδομένα συγκεντρωτικών συλλεκτών

Οι μονάδες συγκέντρωσης ηλιακής ενέργειας (CSP) έχουν υψηλό κόστος αρχικού κεφαλαίου. Οι εγκαταστάσεις παραβολικών συλλεκτών συγκέντρωσης ηλιακής ενέργειας χωρίς αποθήκευση θερμικής ενέργειας έχουν κόστος κεφαλαίου κοντά στα 6474 USD / kW και συντελεστή capacity factor περίπου στο 37.6% κατά μέσο όρο σε βάθος δεκαετίας.

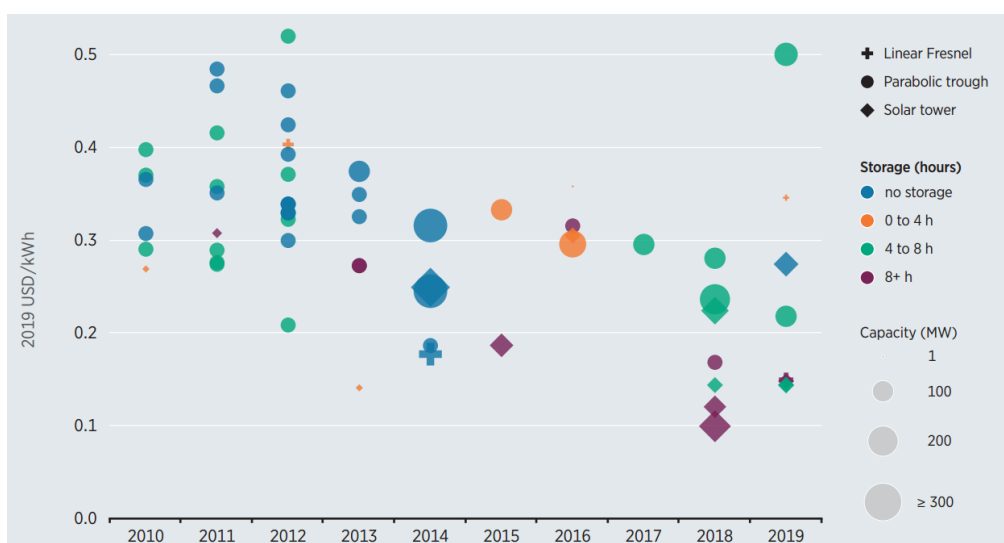


Σχήμα 5.2 Κόστος εγκαταστάσεων CSP με αποθήκευση θερμικής ενέργειας και χωρίς αποθήκευση, 2010-2019 [24].

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Σε περίπτωση που μαζί με την εγκατάσταση τοποθετηθεί και σύστημα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας, το κόστος της εγκατάστασης κυμαίνεται μεταξύ 7100 USD / kW έως και 9800 USD / kW ενώ παράλληλα διπλασιάζεται και ο συντελεστής capacity factor. Τα δεδομένα του IRENA δείχνουν ότι κατά τη διάρκεια του 2018 και του 2019, το συνολικό εγκατεστημένο κόστος κυμαινόταν μεταξύ 3183 USD και 8645 USD / kW για έργα CSP με χωρητικότητα αποθήκευσης από 4-8 ώρες. Τα έργα με χωρητικότητα θερμικής αποθήκευσης οκτώ ωρών και άνω παρουσιάζουν μικρότερο εύρος, μεταξύ 4077 USD / kW και 5874 USD / kW (Σχήμα 5.2). Οπότε είναι φανερό πως το σύστημα αποθήκευσης και η διαστασιολόγηση του, θα πρέπει να λαμβάνεται σοβαρά υπόψη καθώς επηρεάζει πολύ τα κόστη [24].

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης είναι σχετικά υψηλό για μονάδες CSP, και κυμαίνονται από 0,02 USD / kWh έως 0,035 USD / kWh. Παρόλα αυτά γίνονται βελτιώσεις ως προς τον σχεδιασμό των εγκαταστάσεων που σταδιακά θα μειώσουν το κόστος αυτό και κατ' επέκταση το LCOE. Ο σταθμισμένος μέσος όρος LCOE των μονάδων CSP μειώθηκε κατά 47% μεταξύ 2010 και 2019, από 0,35 USD / kWh σε 0,18 USD / kWh (Σχήμα 5.3). Παράλληλα το μέσο συνολικό κόστος των εγκαταστάσεων CSP που τέθηκαν σε λειτουργία το 2019 ήταν 5774 USD / kW - ένα δέκατο υψηλότερο από ότι το 2018, αλλά 36% χαμηλότερο από το 2010.

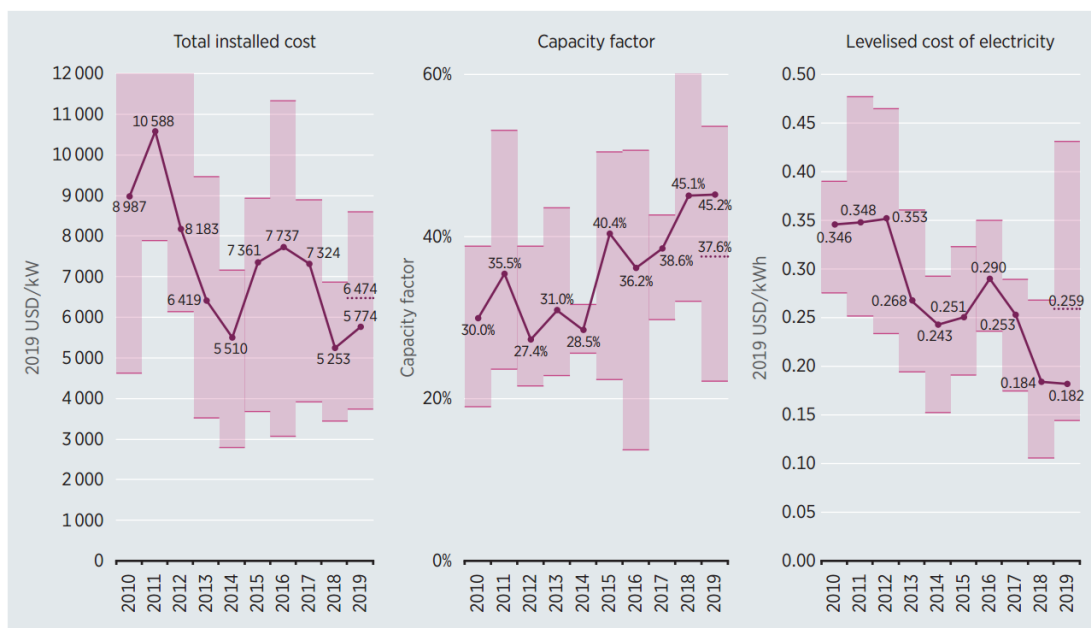


Σχήμα 5.3 Δείκτης LCOE εγκαταστάσεων με αποθήκευση θερμικής ενέργειας και χωρίς αποθήκευση, 2010 – 2019 [24].

Ο συντελεστής capacity factor των μονάδων CSP αυξήθηκε από το 30% του 2010 στο 45% το 2019, καθώς η τεχνολογία βελτιώθηκε, η αναβάθμιση πραγματοποιήθηκε σε περιοχές με καλύτερους ηλιακούς πόρους και ο μέσος αριθμός ωρών αποθήκευσης αυξήθηκε. Η πρόοδος αυτή αποτυπώνεται και στο Σχήμα 5.4.

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΛΕΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη



Σχήμα 5.4 Κόστος εγκατάστασης ανά kW, συντελεστής Capacity Factor, δείκτης LCOE των εγκαταστάσεων CSP για το διάστημα 2010 – 2019 [24].

6. Υβριδικές διατάξεις γεωθερμίας και συγκεντρωτικών συλλεκτών

Οι υβριδικές διατάξεις αποσκοπούν στο να βελτιώσουν το βαθμό απόδοσης μιας εγκατάστασης ηλεκτροπαραγωγής, συμπληρώνοντας η μία τις αδυναμίες της άλλης. Βασική προϋπόθεση στην επιλογή εφαρμογής ενός υβριδικού σταθμού είναι το οικονομικό κομμάτι. Θα πρέπει το κόστος εγκατάστασης, λειτουργίας και συντήρησης να μην ξεπερνά το κόστος της εκάστοτε τεχνολογίας όταν λειτουργεί μόνη της.

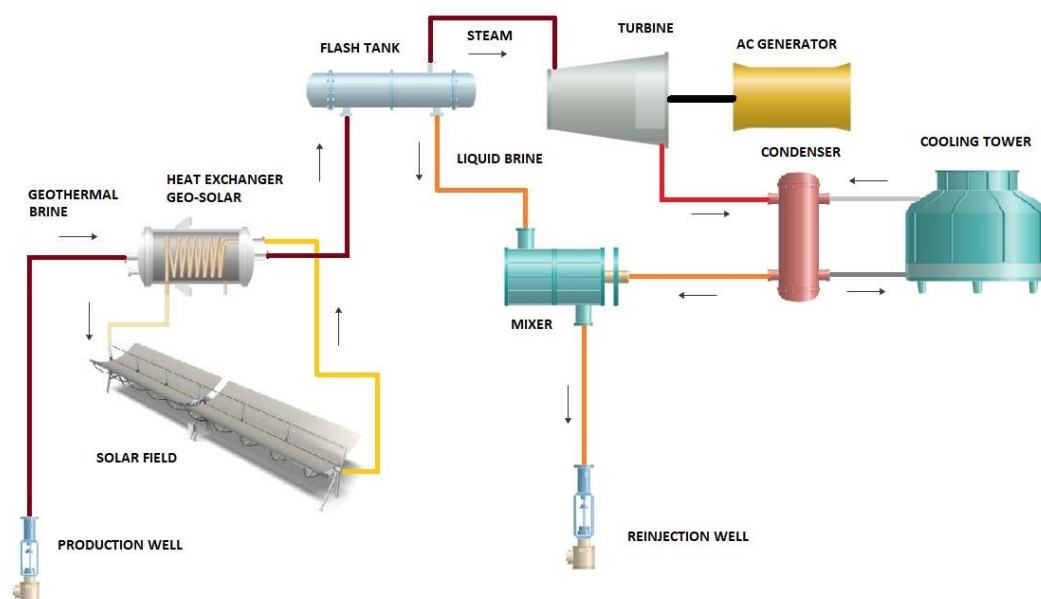
Η γεωθερμία και τα παραβολικά κάτοπτρα λειτουργούν με βάση τον θερμικό κύκλο Rankine. Επομένως, η υβριδική εγκατάσταση μπορεί να δημιουργηθεί σε μια προσπάθεια η μία τεχνολογία να συμπληρώνει την άλλη και όχι να λειτουργούν σε μονάδα συμπαραγωγής. Η γεωθερμία είναι διαθέσιμη καθ'όλη τη διάρκεια της ημέρας σε αντίθεση με τα ηλιακά που εξαρτώνται από την παρουσία του ηλίου. Έτσι η γεωθερμία παρέχει μία σταθερότητα κατά την ηλεκτροπαραγωγή (ρεύμα βάσης) ενώ τα ηλιακά συμπληρώνουν τις ώρες ηλιοφάνειας που οι απαιτήσεις σε ηλεκτρικό είναι αυξημένες λόγω της ανθρώπινης δραστηριότητας. Στην υβριδική μονάδα μπορεί να προστεθεί σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, το οποίο αποθηκεύει την περίσσεια θερμικής ενέργειας και ενισχύει το δίκτυο όταν υπάρχει ανάγκη (απογευματινές – βραδινές ώρες). Συνεπώς θα πρέπει να γίνεται εκτενής μελέτη του γεωθερμικού και του ηλιακού πεδίου ώστε να προβούν στη δημιουργία ενός ηλιογεωθερμικού σταθμού.

Από οικονομικής απόψεως, όπως τονίζεται και στις προηγούμενες ενότητες, τα ηλιακά είναι πιο ακριβά και κατά την εγκατάσταση και κατά τη λειτουργία τους, σε σχέση με τη γεωθερμία. Η δημιουργία ηλιο-γεωθερμικού σταθμού είναι ένα ρίσκο από οικονομικής απόψεως. Ωστόσο μια τέτοια εγκατάσταση αυξάνει την ενεργειακή της απόδοση κατακόρυφα ενώ παράλληλα έχει αρκετά μεγάλη διάρκεια ζωής σε σχέση με άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Κατά συνέπεια η εφαρμογή της σε περιοχές που διαθέτουν τους ανάλογους πόρους, θα μπορούσε να θεωρηθεί θερμοδυναμικά και οικονομικά βιώσιμη αποτελώντας τη βέλτιστη λύση για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και όχι μόνο [29],[30].

Ο πιο θερμοδυναμικά αποδοτικός και οικονομικά συμφέρον συνδυασμός των δύο τεχνολογιών είναι η ενσωμάτωση του ηλιακού πεδίου σε μία γεωθερμική εγκατάσταση που λειτουργεί είτε με στιγμιαία ατμοποίηση του εργαζόμενου μέσου (Flash Steam) είτε με τον οργανικό δυαδικό κύκλο. Με βάση αυτό το δεδομένο, στη συνέχεια της ενότητας αυτής καταγράφονται οι πιθανές ηλιογεωθερμικές διατάξεις που μπορούν να εφαρμοστούν ανάλογα με τις απαιτήσεις της εκάστοτε εγκατάστασης.

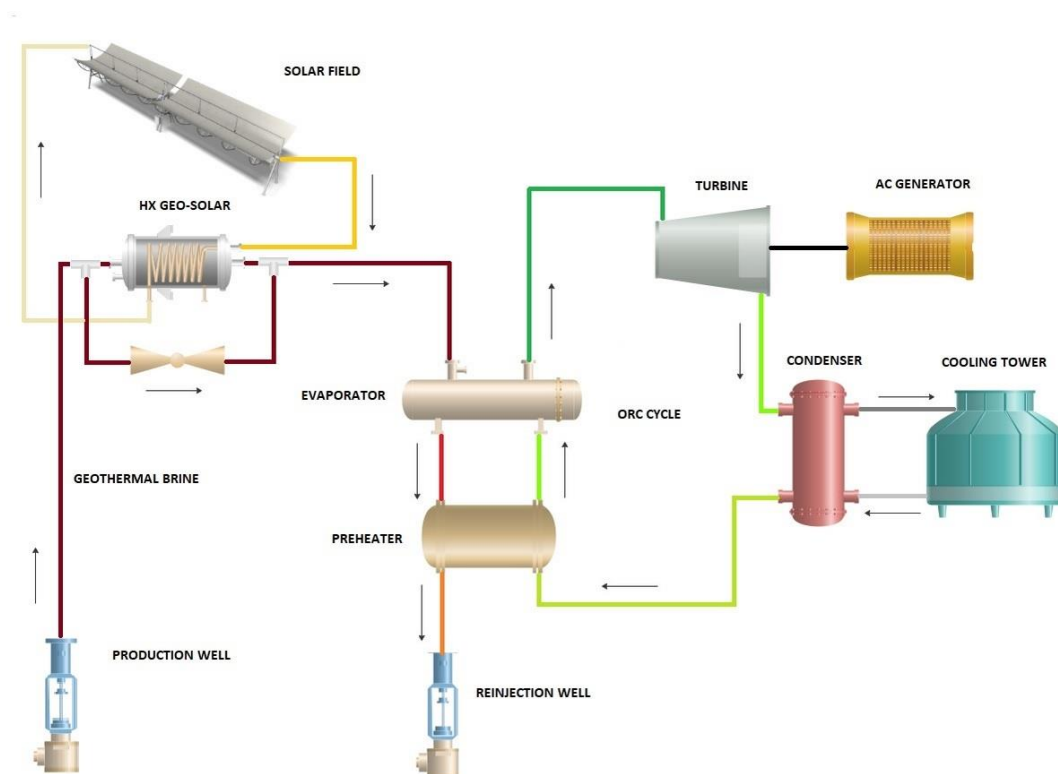
6.1. Προθέρμανση του γεωθερμικού ρευστού με ηλιακή ενέργεια

Στη διάταξη αυτή (Σχήμα 6.1), ο ρόλος του ηλιακού πεδίου είναι βοηθητικός. Η θερμική ενέργεια των PTC προστίθεται μέσω εναλλάκτη στο γεωθερμικό ρευστό που αντλείται από το γεωθερμικό ταμιευτήρα. Προσδίδοντας επιπλέον ενέργεια, παράγεται μεγαλύτερη ποσότητα ατμού στο διαχωριστή και κατ' επέκταση στο στρόβιλο. Με τον τρόπο αυτό αυξάνεται ο βαθμός απόδοσης του στρόβιλου παράγοντας μεγαλύτερα ποσά ηλεκτρικής ενέργειας. Υπάρχουν όμως και περιορισμοί ως προς την ποσότητα ενέργειας που προστίθεται στο σύστημα. Καθοριστικό ρόλο στη μέγιστη ποσότητα θερμικού φορτίου που μπορεί να δοθεί στο σύστημα από το ηλιακό πεδίο, έχει η θερμοκρασία λειτουργίας του διαχωριστή, του στοιχείου ατμοποίησης και του στρόβιλου. Επίσης, η θερμοκρασιακή διαφορά που δημιουργείται στον εναλλάκτη καθορίζει τη ροή μάζας του εργαζόμενου μέσου του ηλιακού πεδίου. Τέλος, η τοποθέτηση του εναλλάκτη πριν το θερμικό κύκλο, μπορεί να προκαλέσει προβλήματα επικαθίσεων των στερεών σωμάτων που ακούσια ρέουν εντός του αντλούμενου γεωθερμικού ρευστού. Επομένως κρίνεται απαραίτητη η ύπαρξη εξοπλισμού ελέγχου των επικαθίσεων, στην είσοδο του ατμοποιητή [31].



Σχήμα 6.1 Προθέρμανση του γεωθερμικού ρευστού με ηλιακή ενέργεια σε μονάδα στιγμιαίας ατμοποίησης (flash steam).

Η ίδια εγκατάσταση μπορεί να εφαρμοστεί και σε οργανικό δυαδικό κύκλο. Όπου το γεωθερμικό ρευστό αφού προθερμαθεί από το ηλιακό πεδίο μεταβιβάζει την θερμική του ενέργεια στον οργανικό δυαδικό κύκλο μέσω του ατμοποιητή και του προθερμαντήρα. Η διάταξη αυτή αποτυπώνεται στο Σχήμα 6.2 .



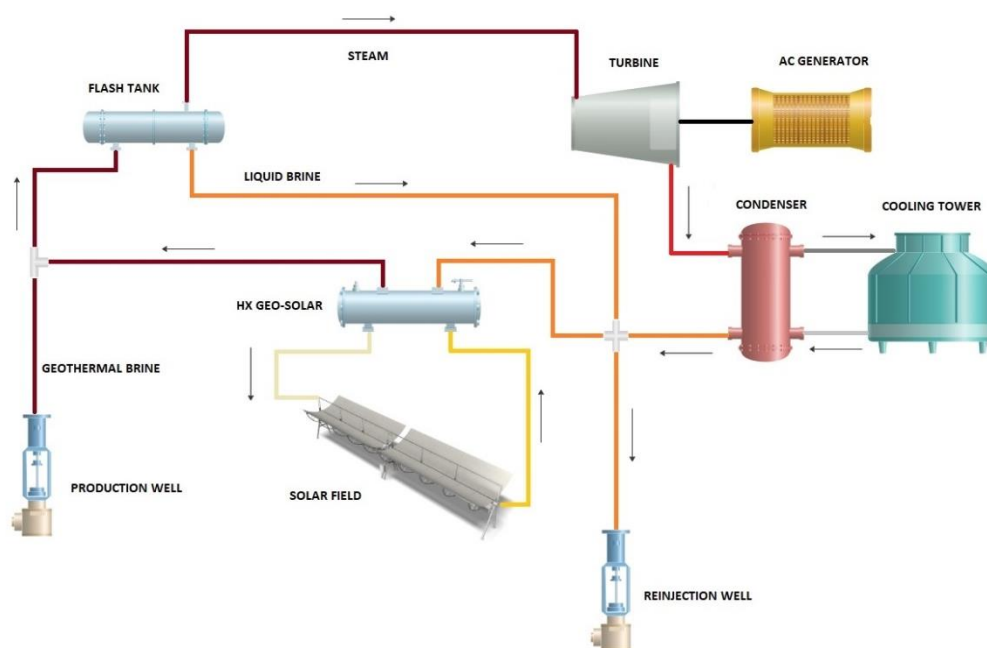
Σχήμα 6.2 Προθέρμανση του γεωθερμικού ρευστού με ηλιακή ενέργεια σε μονάδα οργανικού δυαδικού κύκλου.

Οι εγκαταστάσεις με προθέρμανση παρουσιάζουν αρκετά πλεονεκτήματα. Αρχικά με τη διάταξη αυτή, επιτυγχάνεται η σταθερότητα στη ροή μάζας του εργαζόμενου μέσου που προορίζεται για ατμοποίηση. Επίσης, στο στοιχείο ατμοποίησης η ειδική εντροπία είναι υψηλή, με αποτέλεσμα να παράγεται μεγαλύτερη ποσότητα ατμού. Επομένως, ταυτόχρονα προκαλείται αύξηση της ροής μάζας του ατμού εντός του στροβίλου παράγοντας μεγαλύτερα ποσά ενέργειας.

Ωστόσο οι συνθήκες αυτές μπορούν να προκαλέσουν την επικάλυψη στερεών σωμάτων στον εναλλάκτη θερμότητας αναγκάζονται τον κατασκευαστή να τοποθετήσει σύστημα ελέγχου επικαθίσεων. Επιπλέον, ένα ακόμα μειονέκτημα στις διατάξεις προθέρμανσης είναι ο περιορισμός της θερμοκρασιακής διαφοράς κατά μήκος του ηλιακού πεδίου που εξαρτάται από τις συνθήκες εισόδου του γεωθερμικού ρευστού.

6.2. Αναθέρμανση του συμπυκνωμένου γεωθερμικού ρευστού και επανεισαγωγή του στον θερμικό κύκλο

Η ηλιο-γεωθερμική εγκατάσταση με αναθέρμανση του συμπυκνωμένου γεωθερμικού ρευστού (Σχήμα 6.3) και η επανεισαγωγή του στο θερμικό κύκλο κατέχει τα ίδια χαρακτηριστικά με την πρώτη επιλογή αλλά δεν ενσωματώνει τους σημαντικούς περιορισμούς της. Στην περίπτωση αυτή το εργαζόμενο μέσο μετά τον ατμοποιητή διαχωρίζεται. Ο ατμός υψηλών θερμοκρασιών οδηγείται στον ατμοστρόβιλο ενώ η υγρή φάση οδηγείται σε έναν εναλλάκτη όπου αναθερμαίνεται και οδηγείται είτε εκ νέου στο θερμικό κύκλο είτε στο φρεάτιο επανεισαγωγής, ανάλογα τη θερμοκρασία του



Σχήμα 6.3 Αναθέρμανση του συμπυκνωμένου γεωθερμικού ρευστού και επανεισαγωγή του στο θερμικό κύκλο.

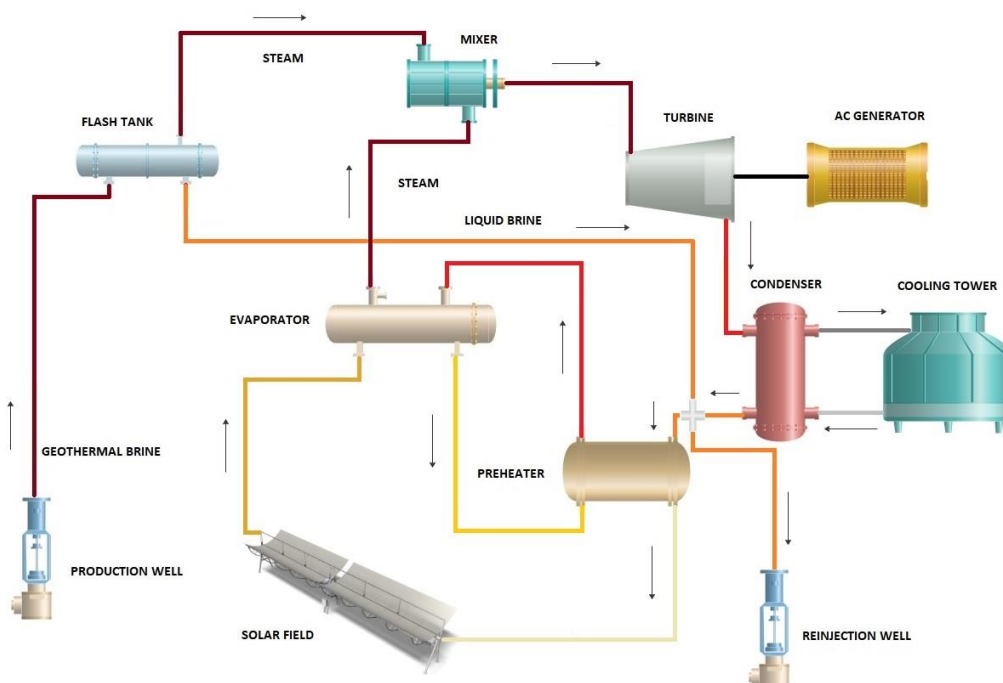
Η διάταξη αυτή (Σχήμα 6.3) επιτρέπει την ύπαρξη ενός μεγαλύτερου θερμοκρασιακού εύρους εντός του ηλιακού πεδίου. Παράλληλα έχει τη δυνατότητα ενσωμάτωσης συστήματος θερμικής αποθήκευσης αυξάνοντας έτσι την απόδοση και το συντελεστή capacity factor της εγκατάστασης. Επίσης, οι επικαθήσεις που προβλέπονται είναι πολύ λίγες, λόγω της υψηλής ποιότητας των συμπυκνωμάτων του θερμικού κύκλου. Παρόλα αυτά συστήνεται η ύπαρξη εξοπλισμού αποκατάστασης του γεωθερμικού ρευστού στην έξοδο του συμπυκνωτή για συγκράτηση των στέρεων σωματιδίων.

Οι διατάξεις με αναθέρμανση παρουσιάζουν τα ίδια πλεονεκτήματα με τις εγκαταστάσεις προθέρμανσης, συν του ότι έχουν τη δυνατότητα υψηλής διαφοράς θερμοκρασίας κατά μήκος του ηλιακού πεδίου. Ωστόσο η ενέργεια του ηλιακού πεδίου δεν μεταβιβάζεται άμεσα στο θερμικό κύκλο, αλλά στο γεωθερμικό ρευστό που επανεισάγεται σε αυτόν. Με αυτόν τον τρόπο αυξάνεται η μακροβιότητα του

ταμειυτήρα αλλά και η προσαγόμενη θερμική ενέργεια στο σύστημα. Θετικό είναι επίσης το γεγονός, ότι λόγω της αναθέρμανσης του επανεισαγόμενου συμπυκνωμένου γεωθερμικού ρευστού εμφανίζεται μικρότερη πιθανότητα ύπαρξης επικαθίσεων στον εναλλάκτη θερμότητας.

6.3. Άμεση ατμοποίηση του γεωθερμικού ρευστού μέσω του ηλιακού πεδίου και έγχυσή του στον θερμικό κύκλο

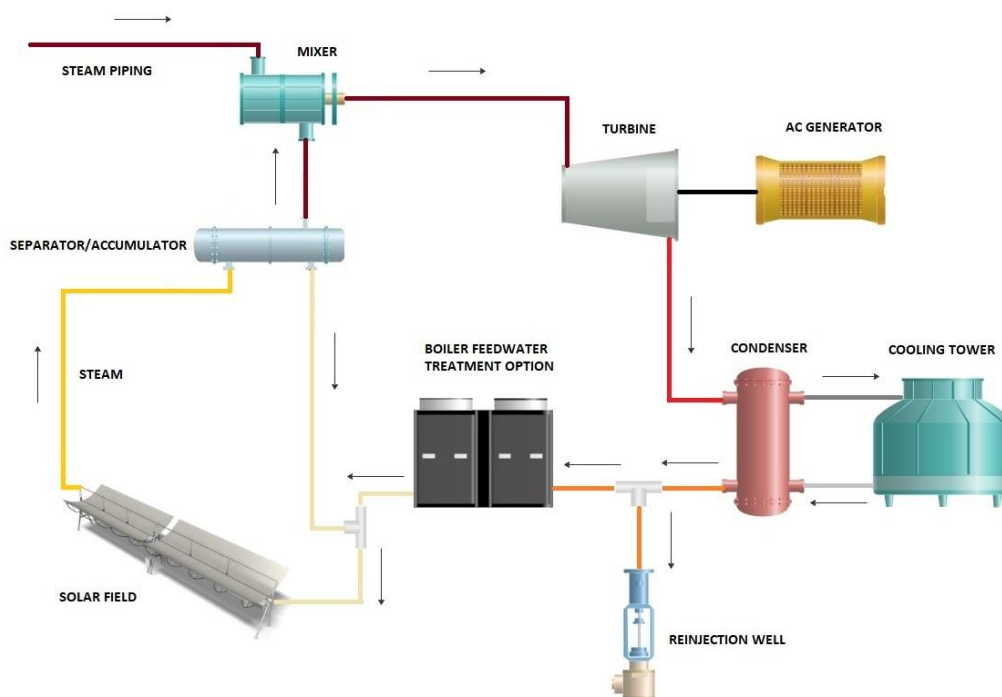
Στην υποενότητα αυτή παρουσιάζεται η άμεση αναθέρμανση του συμπυκνωμένου γεωθερμικού ρευστού και η εισαγωγή του στο δίκτυο αμού του θερμικού κύκλου. Στην πρώτη περίπτωση που αποτυπώνεται στο (Σχήμα 6.4), χρησιμοποιείται μία διάταξη προθερμαντήρα και οικονομητήρα με επιλογή θερμικής αποθήκευσης του εργαζόμενου μέσου του ηλιακού πεδίου [32],[33]. Στη διάταξη αυτή, το γεωθερμικό ρευστό μετά τη συμπύκνωση του οδηγείται εν μέρει στο φρεάτιο επανεισαγωγής, ενώ το υπόλοιπο οδηγείται σε έναν προθερμαντήρα και στη συνέχεια στον ατμοποιητή του ηλιακού πεδίου όπου και ατμοποιείται και επανεισαγάγεται στον θερμικό κύκλο ως αμός. Με την ταυτόχρονη αναθέρμανση και προθέρμανση του γεωθερμικού ρευστού μεγαλώνει η διάταξη του ηλιακού πεδίου ενώ η γεωθερμική εγκατάσταση αποκτά σταθερή και προσαυξημένη ροή αμού και ταυτόχρονα μεγαλύτερο βαθμό απόδοσης. Ωστόσο με τη διάταξη αυτή οι συνθήκες πίεσης, θερμοκρασίας και η ροή μάζας του εργαζόμενου μέσου θα πρέπει να είναι πάντα σταθερές. Για να επιτευχθεί αυτό κρίνεται απαραίτητη η εγκατάσταση συστήματος αποθήκευσης.



Σχήμα 6.4 Ατμοποίηση του συμπυκνωμένου γεωθερμικού ρευστού μέσω του ηλιακού πεδίου και έγχυσή του στο θερμικό κύκλο.

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

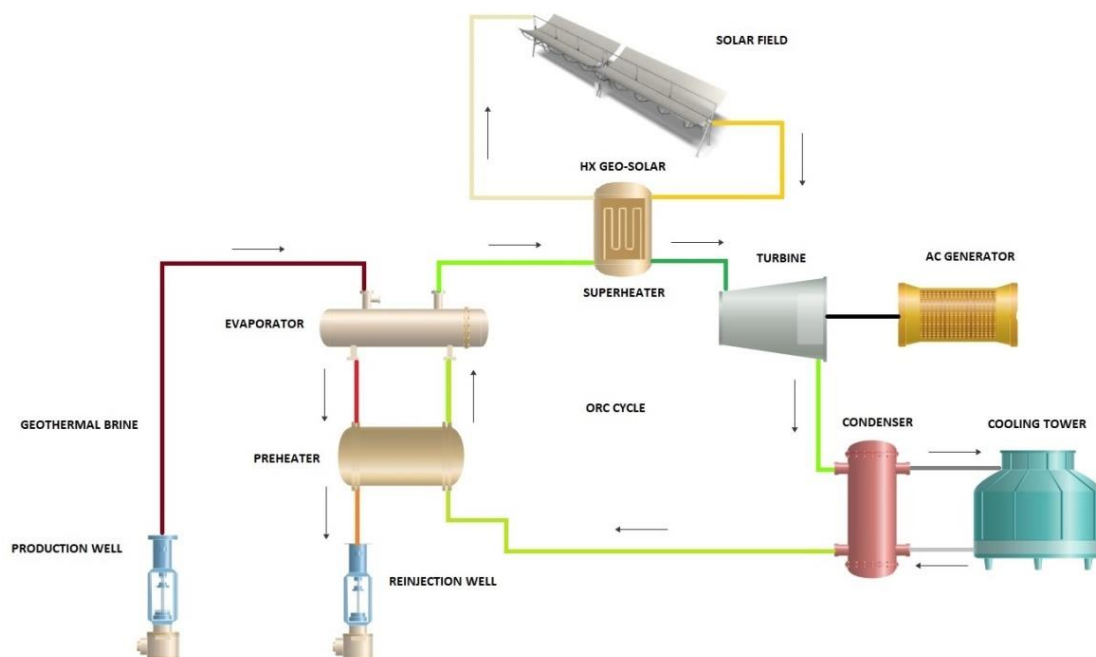
Στη δεύτερη περίπτωση παρουσιάζεται μια εγκατάσταση Άμεσης Παραγωγής Ατμού (Direct Steam Generation ή D.S.G). Το γεωθερμικό ρευστό μετά τη συμπύκνωση του, οδηγείται στο στοιχείο ατμοποίησης του ηλιακού πεδίου, όπου και ατμοποιείται εκ νέου πριν εισαχθεί στο θερμικό κύκλο. Στην περίπτωση αυτή (Σχήμα 6.5), πριν την είσοδο του ρευστού στο ηλιακό πεδίο κρίνεται απαραίτητη η τοποθέτηση συστήματος έλεγχος επικαθίσεων και αποβολής συμπυκνωμένων αερίων, για την εύρυθμη λειτουργία του κυκλώματος εντός του δικτύου των ηλιακών συλλεκτών. Το σημαντικότερο πλεονέκτημα αυτής της τεχνολογία είναι η άμεση παραγωγή ατμού εκτός του θερμικού κύκλου και η έγχυση του στο δίκτυο εισαγωγής ατμού του στροβίλου. Με τον τρόπο αυτό δίνεται η δυνατότητα στο μελετητή να διαστασιολογήσει μια ηλιογεωθερμική εγκατάσταση χωρίς σύστημα αποθήκευσης του εργαζόμενου μέσου. Επιπλέον, ορθή θα ήταν η χρήση ενός διαχωριστή πριν την έγχυση στο θερμικό κύκλο. Ο διαχωριστής θα λειτουργεί ως εναλλακτική μορφή θερμικής αποθήκευσης και ασφάλειας του συστήματος.



Σχήμα 6.5 Άμεση ατμοποίηση του συμπυκνωμένου γεωθερμικού ρευστού μέσω του ηλιακού πεδίου και έγχυσή του στο θερμικό κύκλο με τη χρήση συστήματος DSG με διαχωριστή και μερική επανακυκλοφορία του εργαζόμενου μέσου.

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Το ίδιο σενάριο άμεσης ατμοποίησης διατάσσεται ανάλογα για οργανικό δυαδικό θερμικό κύκλο σύμφωνα με το (Σχήμα 6.6), με τη διαφορά ότι η ενέργεια που μεταβιβάζεται από τον εναλλάκτη στο δίκτυο, λειτουργεί ως υπερθερμαντήρας του [34],[35],[36].



Σχήμα 6.6 Σύστημα άμεσης ατμοποίησης του εργαζόμενου μέσω του οργανικού θερμικού κύκλου μέσω εναλλάκτη αντλώντας θερμότητα από το ηλιακό πεδίο.

7. Υβριδική ηλιοθερμική - γεωθερμική εγκατάσταση

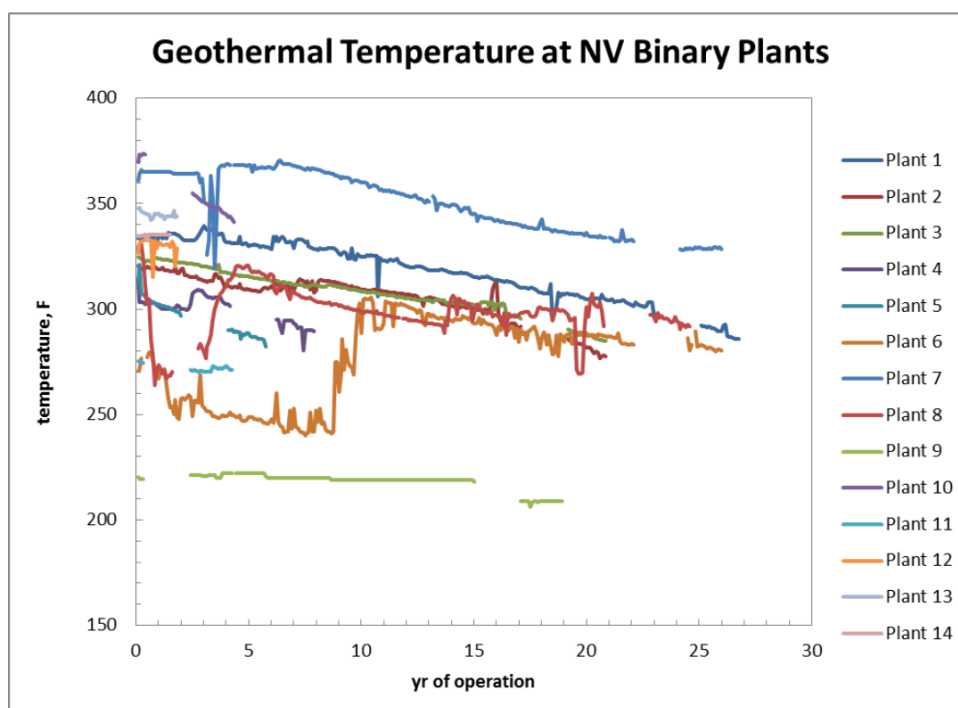
Όπως προαναφέρθηκε στο κεφάλαιο 3, η Νίσυρος αποτελεί μία ιδιαίτερα ελκυστική επιλογή για ανάπτυξη γεωθερμικών έργων εφόσον διαθέτει ένα πολύ αξιόλογο γεωθερμικό πεδίο της τάξης των 50 MW_e [19]. Κατά το σχεδιασμό όμως οποιουδήποτε έργου που έχει σκοπό να λάβει χώρα στον νησί, πρέπει να ληφθούν υπόψη σημαντικοί περιοριστικοί παράγοντες που θα καθορίσουν το είδος, τη μορφή και την έκταση της προς μελέτη γεωθερμικής μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Σύμφωνα λοιπόν με τις μελέτες σκοπιμότητας της κοινοπραξίας Mertz – Dal [20], τα σημεία στα οποία έγιναν οι γεωτρήσεις N1 και N2 (απ' όπου έχουμε και τα γεωλογικά δεδομένα για τα χαρακτηριστικά του υπόγειου ταμιευτήρα) ανήκουν στην περιοχή Λακκί της Νισύρου ή οποία χαρακτηρίζεται από έντονη οικιστική και τουριστική δραστηριότητα ιδίως τους καλοκαιρινούς μήνες λόγω του ότι ανήκει στην ευρύτερη περιοχή του κρατήρα «Στέφανος». Δεδομένου λοιπόν της έντονης δραστηριότητας σε εκείνο το σημείο, και σε συνδυασμό με την ύπαρξη του χωριού Νικία και της πιθανής οπτικής όχλησης που μπορεί να προκληθεί από την βιομηχανική δραστηριότητα, ο αριθμός των νέων φρεατίων παραγωγής που θα διανοιχθούν θα πρέπει να είναι ο ελάχιστος δυνατός. Πρέπει να σημειωθεί ότι η ανεξέλεγκτη και εκτός σχεδιασμού διάνοιξη φρεατίων παραγωγής για τη διασφάλιση ικανής ποσότητας γεωθερμικού ρευστού, μπορεί να προκαλέσει μείωση του υδραυλικού φορτίου του υπόγειου ταμιευτήρα από την υπεράντληση και κατ'επέκταση να σημειωθούν καθιζήσεις του εδάφους στην επικείμενη περιοχή [37]. Περιορισμό αποτελεί λοιπόν και οποιαδήποτε προσπάθεια για αναλογική επέκταση των φρεατίων παραγωγής της γεωθερμικής μονάδας στο μέλλον. Η διάνοιξη νέων φρεατίων παραγωγής είναι μία πολύ διαδεδομένη μέθοδος για τη διατήρηση της ενεργειακής παραγωγής της γεωθερμικής εγκατάστασης σε υψηλά επίπεδα, που λαμβάνει χώρα μετά από κάποιο σημαντικό χρονικό διάστημα λειτουργίας της μονάδας.

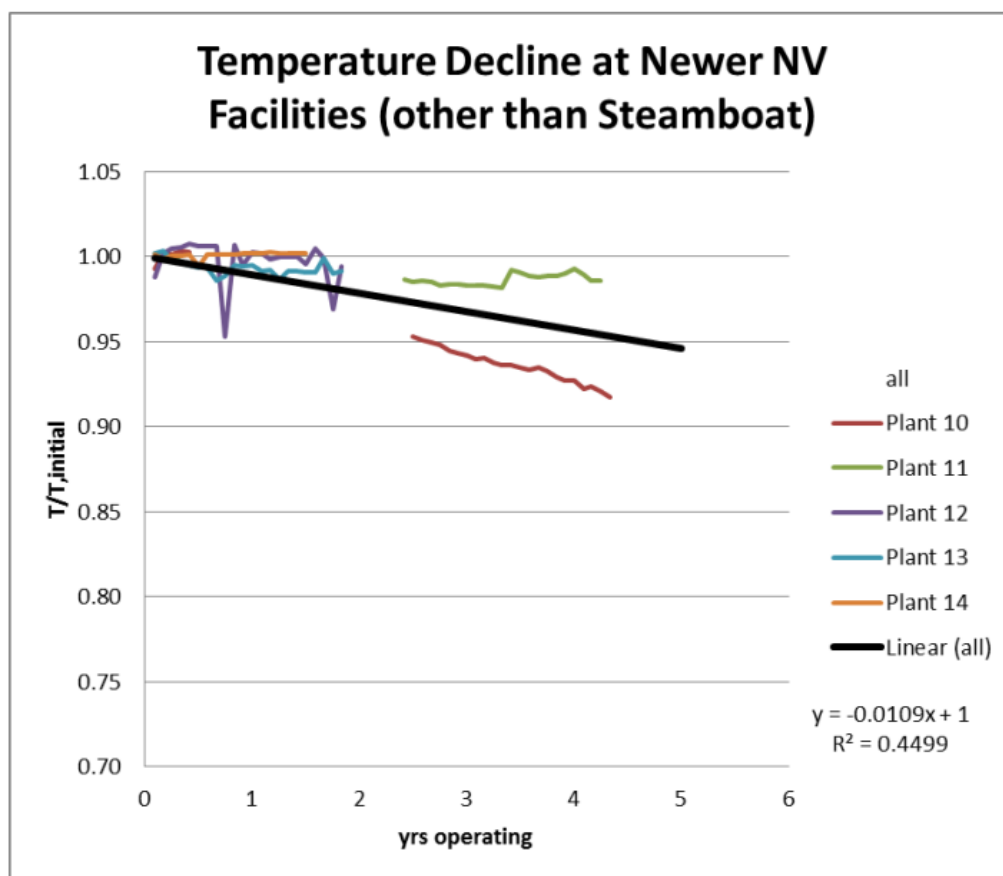
Ο λόγος για τον οποίο συμβαίνει η προαναφερόμενη ενέργεια είναι ένας από τους σημαντικότερους παράγοντες που καθορίζουν το σχεδιασμό μίας γεωθερμικής μονάδας. Όλοι οι γεωθερμικοί ταμιευτήρες αναπόφευκτα υφίστανται μία ενεργειακή εξασθένηση με την πάροδο του χρόνου από τη συνεχή άντληση θερμικής ενέργειας από αυτούς που εκδηλώνεται είτε με τη μείωση θερμοκρασίας του γεωθερμικού τους ρευστού είτε με την ελάττωση της παροχής του. Σύμφωνα με την διεθνή βιβλιογραφία [37],[38],[39] ο ρυθμός ψύξης του γεωθερμικού ρευστού κυμαίνεται από 0,3 έως 2% το χρόνο. Συνήθως κατά τον σχεδιασμό ορίζεται μία ελάχιστη θερμοκρασιακή μείωση του ρευστού ώστε να δημιουργηθεί η ανάγκη για διάνοιξη νέων φρεατίων. Στον Πίνακα 7.1 παρουσιάζονται ενδεικτικά ορισμένες γεωθερμικές εγκαταστάσεις και ο βαθμός στον οποίο έχει μειωθεί η ενεργειακή τους παραγωγικότητα. Με 1F αναγράφονται οι εγκαταστάσεις single flash και με D οι double flash. Ενώ στο Σχήμα 7.1 και Σχήμα 7.2 διακρίνεται η αισθητή μείωση της θερμοκρασίας των γεωθερμικών εγκαταστάσεων στη Νεβάδα των ΗΠΑ σε βάθος χρόνου 30 ετών.

Πίνακας 7.1 Μείωση της παραγωγικότητας των γεωθερμικών μονάδων [40].

Country	Field (plant name)	Type	Start Date	Installed Capacity (Mwe)	Running Capacity (Mwe)
Turkey	Kizildere	1F	1984	20,4	10
Costa Rica	Miravalles	1F	1993	144	132,5
USA	California–TheGeyser	D	1971	1529	833
Italy	Larderello	D	1985	542,5	411,7
Italy	Travale/Radicondoli	D	1986	160	126,6
Japan	Oita(hatchobaru)	D	1977	110	80
USA	California-Heber	D	1985	52	5247
USA	Nevada(Brady)	D	1992	26	20
USA	California-EastMesa	D	1989	37	34,2
Mexico	CerroPrieto	1F	1973	150	131



Σχήμα 7.1 Θερμοκρασιακή μείωση γεωθερμικών πηγών στη Νεβάδα των ΗΠΑ σε περίοδο 30 ετών [41].



Σχήμα 7.2 Θερμοκρασιακή μείωση νεότερων γεωθερμικών πηγών στη Νεβάδα των ΗΠΑ σε περίοδο 5 ετών [41].

Για να αποφευχθεί η ανάγκη διάνοιξης νέων γεωτρήσεων στο γεωθερμικό ταμιευτήρα προτείνεται η προσθήκη εξωτερικής ηλιοθερμικής πηγής. Υπάρχουν πολλοί τύποι ηλιοθερμικών τεχνολογιών αλλά οι παραβολικοί συγκεντρωτικοί συλλέκτες αθροίζουν τα περισσότερα πλεονεκτήματα ώστε να είναι συμβατοί με τις συνθήκες των ελληνικών νησιών (υψηλή προσπίπτουσα ακτινοβολία $1750\text{kW}/\text{m}^2$, μικρός αριθμός διαθέσιμων περιοχών για ανάπτυξη υψηλής απόδοσης ηλιοθερμικών έργων). Η ηλιακή ενέργεια θα προσδώσει στο γεωθερμικό σύστημα όση ενέργεια χρειάζεται ώστε να παραταθεί ο χρόνος ζωής της εγκατάστασης και να αποφευχθεί η αντικατάσταση των υπάρχοντων φρεατίων.

Στην παρούσα εργασία και σύμφωνα με τους περιορισμούς που τέθηκαν για το πεδίο, προτείνεται και εξετάζεται υβριδική ηλιογεωθερμική εγκατάσταση για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στη Νίσυρο. Ο ηλιοθερμικός σταθμός με παραβολικούς ηλιακούς συλλέκτες επιλέχθηκε διότι θα μπορεί προσφέρει πολλαπλά οφέλη σε μία πιθανή γεωθερμική εγκατάσταση όπως:

- Αύξηση της θερμοκρασίας του προσαχθέντος ή επιστρέφοντος γεωθερμικού ρευστού από και προς τον ταμιευτήρα (προθέρμανση ή αναθέρμανση)

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

- Αύξηση της απόδοσης, της παραγόμενης ισχύος και της ενεργειακής παραγωγής
- Αύξηση της ροής μάζας του ατμού που φθάνει στο στρόβιλο
- Αξιοποίηση του γεωθερμικού ρευστού και του ταμιευτήρα ως μέσο αποθήκευσης θερμικής ενέργειας λειτουργώντας με αυτόν τον τρόπο σαν μία θερμική μπαταρία [42].
- Η διατήρηση του συντελεστή ισχύος (capacity factor) σε υψηλά επίπεδα για περισσότερα χρόνια εφόσον θα υπάρχει συνεχόμενη ροή θερμικής ενέργειας στο σύστημα και θα μειωθεί ο ρυθμός της θερμικής εξασθένησης του ταμιευτήρα.
- Η μείωση του λειτουργικού και του ολικού κόστους συντήρησης εφόσον η εγκατάσταση θα μοιράζεται πολλά κοινά μέρη (μονάδα παραγωγής-ισχύος, βοηθητικές κατασκευές, κτήριο ελέγχου, σύστημα ψύξης, προσωπικό)
- Η μείωση του απαιτούμενου χώρου ανάπτυξης του ηλιακού πεδίου των παραβολικών συλλεκτών σε σχέση με άλλες ηλιοθερμικές τεχνολογίες (πύργοι συλλογής ισχύος)

Το πρώτο ερώτημα που τέθηκε ήταν το είδος της γεωθερμικής μονάδας που θα πρέπει να επιλεγεί. Δύο είναι οι βασικοί τύποι γεωθερμικών τεχνολογιών που αξιοποιούνται σήμερα σε παγκόσμιο επίπεδο και είναι συμβατοί με τα χαρακτηριστικά του γεωθερμικού πεδίου της Νισύρου. Ο οργανικός δυαδικός κύκλος (Organic Rankine Cycle (ORC) ή binary organic cycle) και ο θερμικός κύκλος άμεσης ατμοποίησης με διπλό διαχωριστή (double flash steam). Για οικονομία χώρου από εδώ και στο εξής οι δύο θερμικοί κύκλοι θα αναφέρονται με τις αγγλικές τους ορολογίες ως “ORC” και “double flash”.

Η αρχική προσέγγιση του σχεδιασμού ήταν η δημιουργία μίας εγκατάστασης ORC χρησιμοποιώντας το γεωθερμικό ρευστό μεσαίας ενθαλπίας που βρίσκεται σε πιο μικρά βάθη γεωτρήσεων σύμφωνα με την βιβλιογραφία [43] και με την προσθήκη του ηλιοθερμικού πεδίου πριν το θερμικό κύκλο (προθέρμανση) [44]. Τελικά όμως η εγκατάσταση σχεδιάστηκε με double flash και με το ηλιακό πεδίο να είναι τοποθετημένο μετά τον θερμικό κύκλο (αναθέρμανση) λόγω των παρακάτω πλεονεκτημάτων που εμφάνιζε έναντι του ORC.

1. Με τον κύκλο double flash αξιοποιείται σε μεγαλύτερο βαθμό το γεωθερμικό πεδίο της Νισύρου, εφόσον αντλείται από τον ταμιευτήρα γεωθερμικό ρευστό υψηλότερης ενθαλπίας (>200°C), με απόρροια τη μεγαλύτερη ενεργειακή παραγωγή της εγκατάστασης. Οι ORC είθισται να χρησιμοποιούνται σε ασθενέστερα γεωθερμικά πεδία μεσαίας και χαμηλής ενθαλπίας (90-150 °C) διότι σε εκείνο το εύρος θερμοκρασιών αποδίδουν καλύτερα [45]. Με αυτόν τον τρόπο όμως δεν θα μπορούσε να αξιοποιηθεί βέλτιστα η δυναμικότητα του προς εξέταση πεδίου (>40bar, >300 °C).
2. Με την μέγιστη δυνατή παραγωγή από το γεωθερμικό πεδίο της Νισύρου θα αυξηθεί το ποσοστό των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα του ηλεκτρικού δικτύου Κω – Καλύμνου. Επιπλέον θα μειωθεί η εξάρτηση των νησιών του

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

συμπλέγματος από τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας και τη διακίνηση πετρελαιοειδών.

3. Οι κύκλοι ORC κοστίζουν περισσότερο ανά μονάδα παραγόμενης ισχύος απ' ότι οι double flash λόγω της προηγμένης τεχνολογίας με την οποία λειτουργούν (οργανικό εργαζόμενο μέσο του θερμικού κύκλου π.χ. ισοβουτάνιο) και της μικρότερης ενεργειακής παραγωγής που προσφέρουν.
4. Οι αερόψυκτοι συμπυκνωτές που συνήθως χρησιμοποιούνται σε μονάδες ORC εμφανίζουν χαμηλότερες επιδόσεις στην απαγωγή θερμικού φορτίου κατά τους καλοκαιρινούς μήνες. Το γεγονός αυτό συντελεί στην αναπόφευκτη μείωση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας την αντίστοιχη χρονική περίοδο.

Οι λόγοι που επιλέχθηκε η διάταξη της αναθέρμανσης έναντι της προθέρμανσης του γεωθερμικού ρευστού στην προτεινόμενη εγκατάσταση είναι οι εξής:

- Κατά την προθέρμανση ο εναλλάκτης θερμότητας του ηλιοθερμικού πεδίου και του γεωθερμικού ρευστού βρίσκεται πριν την μονάδα ισχύος. Αυτό προϋποθέτει την αδιάλειπτη παροχή θερμικής ισχύος από το ηλιακό πεδίο. Επίσης απαιτείται η ύπαρξη συστήματος αποθήκευσης θερμικής ενέργειας για να εξασφαλίζεται η ενεργειακή απόδοση του ηλιακού πεδίου σε περιόδους μειωμένης ηλιοφάνειας. Ως απότοκο αυξάνεται το αρχικό κόστος της επένδυσης.
- Η προθέρμανση συνήθως χρησιμοποιείται σε πεδία χαμηλότερης ενθαλπίας για να ενισχύει το προσαχθέν γεωθερμικό ρευστό πριν εισέλθει στο θερμικό κύκλο. Συνδυάζεται έτσι αποδοτικότερα σε οικονομικό και ενεργειακό επίπεδο με τους κύκλους ORC, εφόσον και οι δυο τεχνολογίες εκμεταλλεύονται ασθενέστερα γεωθερμικά πεδία.
- Αντιθέτως στην αναθέρμανση δεν υπάρχει η ανάγκη θερμικής αποθήκευσης και εγγυημένης παροχής θερμικής ενέργειας εφόσον δε συναρμονίζεται με τη μονάδα ισχύος.
- Το γεωθερμικό πεδίο της Νισύρου θεωρείται επαρκές όσον αφορά το απαιτούμενο θερμικό φορτίο για την λειτουργία μίας γεωθερμικής εγκατάστασης double flash. Με την προθέρμανση θα απαιτούνταν η δημιουργία ενός υπερδιαστασιολογημένου ηλιακού πεδίου που θα αύξανε υπερβολικά το κόστος.
- Για τη συγκεκριμένη εφαρμογή η αναθέρμανση λειτουργεί ως αναπληρωτής της χαμένης θερμικής ενέργειας του γεωθερμικού ρευστού κατά τη συναλλαγή του με τον θερμικό κύκλο.
- Τις περιόδους υψηλής ηλιοφάνειας ο ταμιευτήρας με την χρήση της αναθέρμανση συσσωρεύει την περίσσεια της παραγόμενης ενέργειας και την αξιοποιεί σε περιόδους θερμικού ελλείματος όπως το χειμώνα.

Με βάση τα προαναφερθέντα στοιχεία, ο σκοπός της παρούσας εργασίας είναι εύρεση του βέλτιστου σεναρίου ανάκτησης θερμότητας από το ηλιοθερμικό πεδίο με σκοπό την αριστοποίηση της ενεργειακής και οικονομικής απόδοσης της προτεινόμενης ανανεώσιμης υβριδικής μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Δεδομένου αυτού στην ενότητα των αποτελεσμάτων εξετάζονται και παρουσιάζονται

5 σενάρια αναθέρμανσης του γεωθερμικού ρευστού για 10%, 20% , 30%, 40%, και 50% ανάκτησης θερμότητας. Για το κάθε σενάριο πραγματοποιείται αναλυτική ενεργειακή και τεχνοοικονομική μελέτη με στόχο την εκλογή του βέλτιστου σεναρίου που θα ικανοποιεί τις προδιαγραφές που έχουν τεθεί. Στην συνέχεια έχοντας ως δεδομένα την ενεργειακή παραγωγή και τις διαστάσεις του ηλιακού πεδίου για το επιλεγμένο σενάριο εξακριβώνεται η δυνατότητα κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης στο δίκτυο Κω – Καλύμνου. Τέλος καθορίζονται οι οικονομικοί δείκτες LCOE, NPV, NCF με βάση την μέση τιμή πώλησης ενέργειας για τα νησιά του Αιγαίου και προσδιορίζονται τα κέρδη για τον επενδυτή μετά το πέρας της λειτουργίας της εγκατάστασης

7.1. Μοντελοποίηση της ηλιογεωθερμικής εγκατάστασης

Η μοντελοποίηση της προτεινόμενης υβριδικής εγκατάστασης έγινε με τη βοήθεια δύο προγραμμάτων που έχουν εγκριθεί και σχεδιαστεί από το γραφείο γεωθερμικής ενέργειας (Geothermal Technologies Office, GTO) των ΗΠΑ. Για το σχεδιασμό της γεωθερμικής μονάδας χρησιμοποιήθηκε το υπολογιστικό εργαλείο GETEM (Geothermal Electricity Technology Evaluation Model) που αναπτύχθηκε από το GTO για λογαριασμό του υπουργείου ενέργειας των ΗΠΑ. Για τον σχεδιασμό του ηλιακού πεδίου χρησιμοποιήθηκε το πρόγραμμα SAM (System Advisor Model) που αναπτύχθηκε από το GTO σε συνεργασία με το ερευνητικό εργαστήριο ανανεώσιμων πηγών ενέργειας NREL (National Renewable Energy Laboratory). Επιμέρους υπολογισμοί μεγεθών πραγματοποιήθηκαν μέσω του Microsoft Excel. Όλα τα παραπάνω προγράμματα είναι ελεύθερα διαθέσιμα για μεταφόρτωση από τις επίσημες ιστοσελίδες των οργανισμών τους [46], [47].

Το GETEM είναι ένα υπολογιστικό μοντέλο στην πλατφόρμα του Microsoft Excel που υπολογίζει την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE). Για να συμβεί αυτό ο χρήστης καθορίζει τα στοιχεία της γεωθερμικής πηγής, το βάθος και την θερμοκρασία. Επιπλέον ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να τροποποιήσει μέχρι 109 μεταβλητές του αλγορίθμου για να προσομοιάσει όσο γίνεται ακριβέστερα την προς εξέταση γεωθερμική πηγή. Σε περίπτωση που ο χρήστης δεν γνωρίζει όλες τις μεταβλητές που ζητούνται, το πρόγραμμα χρησιμοποιεί τιμές εισόδου, των μεγεθών που έχουν παρθεί από γεωθερμικές εγκαταστάσεις με παρόμοια χαρακτηριστικά, των ψηφιακών βιβλιοθηκών του GTO. Σε αυτήν την περίπτωση παράγονται δύο σενάρια. Το ένα σενάριο είναι αυτό το οποίο έχει προταθεί από το πρόγραμμα με βάση τα προ εγκατεστημένα μοντέλα που διαθέτει και το δεύτερο που είναι τροποποιημένο από τον χρήστη. Τέλος υπολογίζονται και παρουσιάζονται αναλυτικά όλα τα απαιτούμενα στοιχεία για:

- Την ερευνητική φάση των γεωτρήσεων
- Την απόδοση του γεωθερμικού ταμιευτήρα
- Την άντληση του γεωθερμικού ρευστού
- Την μονάδα παραγωγής ισχύος
- Τις οικονομικές παραμέτρους (αρχικό κόστος επένδυσης, λειτουργικό κόστος κ.α.)
- Τους οικονομικούς δείκτες (IRR, NPV, NCF, DCF rate, πληθωρισμός κ.α.)

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Από την άλλη το SAM χρησιμοποιείται για την εξεύρεση της οικονομικής και ενεργειακής απόδοσης μίας εφαρμογής. Είναι ένα μοντέλο που είναι σχεδιασμένο για να διευκολύνει τους ερευνητές στη βιομηχανία των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε ζητήματα διαχείρισης έργων. Το SAM πραγματοποιεί προβλέψεις απόδοσης και εκτίμηση κόστους για διασυνδεδεμένα έργα. Επιπλέον καθορίζει τις παραμέτρους σχεδιασμού του προς εξέταση συστήματος με βάση τις τιμές εισόδου που έχει ορίσει ο χρήστης. Το πρώτο βήμα για την δημιουργία ενός αρχείου SAM είναι η επιλογή του τύπου του ανανεώσιμου έργου (φωτοβολταϊκά, αιολικά, ηλιοθερμικά, γεωθερμικά κ.α.). Το πρόγραμμα στη συνέχεια συμπληρώνει αυτόματα τις υπόλοιπες μεταβλητές εισόδου με ένα σύνολο προεπιλεγμένων τιμών από τις βάσεις δεδομένων του. Τίθεται στην ευχέρεια του αναλυτή στο αν θα επανεξετάσει ή θα τροποποιήσει τα δεδομένα εισόδου. Στην συνέχεια είναι αναγκαία η παροχή πληροφοριών σχετικά με την τοποθεσία του έργου, τον τύπο του εξοπλισμού, το κόστος του συστήματος καθώς και πλήθος οικονομικών στοιχείων ανάλογα με την εφαρμογή. Στα μοντέλα απαιτούνται δεδομένα εισόδου ώστε να αποδοθούν με σαφήνεια τα χαρακτηριστικά απόδοσης του φυσικού εξοπλισμού και του κόστους τους. Το SAM έχει σχεδιαστεί με τέτοιο τρόπο που αν ακόμα ο χρήστης δεν κατέχει την απαραίτητη εμπειρία, να μπορεί να αναπτύξει στον υπολογιστή του μοντέλα πραγματικών ενεργειακών εγκαταστάσεων από ανανεώσιμες πηγές. Στην σχετική ιστοσελίδα του προγράμματος αλλά και στο διαδίκτυο υπάρχει πλήθος εκπαιδευτικών διαλέξεων που μπορούν να καθοδηγήσουν τους αρχάριους χρήστες.

Στη συνέχεια παρατίθενται αναλυτικά οι τιμές εισόδου, τα δεδομένα και οι παραδοχές που έγιναν για κάθε τμήμα της εγκατάστασης ξεχωριστά.

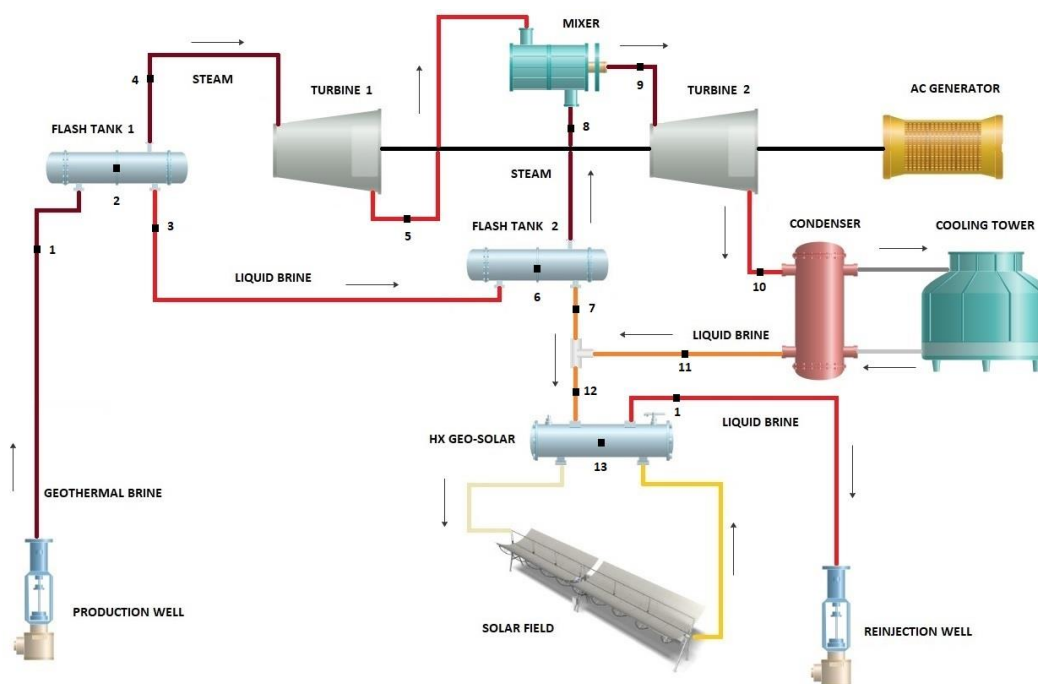
7.1.1. Η Διάταξη της προτεινόμενης υβριδικής ηλιογεωθερμικής εγκατάστασης

Η προτεινόμενη υβριδική εγκατάσταση όπως φαίνεται στο Σχήμα 7.3 αποτελεί την αποδοτικότερη λύση για την πλήρη εκμετάλλευση του γεωθερμικού πεδίου της Νισύρου μεριμνώντας παράλληλα για την βιωσιμότητα και μακροβιότητα του. Όπως διακρίνεται στην σχηματική απεικόνιση, ο θερμικός κύκλος χρησιμοποιεί την τεχνολογία double flash και διαθέτει δύο διαχωριστές υγρής και ατμώδους φάσης (**35,49** και **11,75 bar**) και δύο αμοστροβίλους υψηλής και χαμηλής πίεσης αντίστοιχα. Το γεωθερμικό ρευστό αντλείται από τα **1800m** ως υπέρθερμος ατμός και φτάνει στην επιφάνεια στα **47 bar** (production well). Έπειτα στραγγαλίζεται στα **35bar** και εισέρχεται στον πρώτο διαχωριστή (Flash Tank 1) ως συμπύκνωμα νερού-ατμού με τον λόγο της ατμώδους φάσης ως προς την υγρή να είναι **27,1%**. Ο ατμός, εν συνεχεία, εκτονώνεται στον πρώτο αμοστρόβιλο (Turbine 1) ενώ η υγρή φάση μεταφέρεται στον δεύτερο διαχωριστή (Flash Tank 2) όπου ο ατμός που προκύπτει αναμειγνύεται με τον προηγούμενο ισόθλιπτα σε ειδικό mixer. Ακολούθως, το αθροιστικό μείγμα του ατμού εκτονώνεται στον δεύτερο αμοστρόβιλο (Turbine 2) και συμπυκνώνεται σε υδρόψυκτο ψυγείο (condenser). Όπως παρατηρείται, η υγρή φάση από το δεύτερο διαχωριστή και το συμπυκνωμένο ρευστό από το ψυγείο, πριν εκχυθούν στο φρεάτιο επιστροφής προς τον υπόγειο ταμιευτήρα, οδηγούνται στον εναλλάκτη θερμότητας του ηλιοθερμικού πεδίου (HX Geo-solar) όπου αναθερμαίνονται και συμπιέζονται μέχρι την πίεση των **47bar**. Στον εναλλάκτη θερμότητας διασταυρώνονται δύο ρεύματα. Το θερμικά φορτισμένο ρεύμα είναι ένα τήγμα αλάτων το οποίο διαρρέει το ηλιακό πεδίο

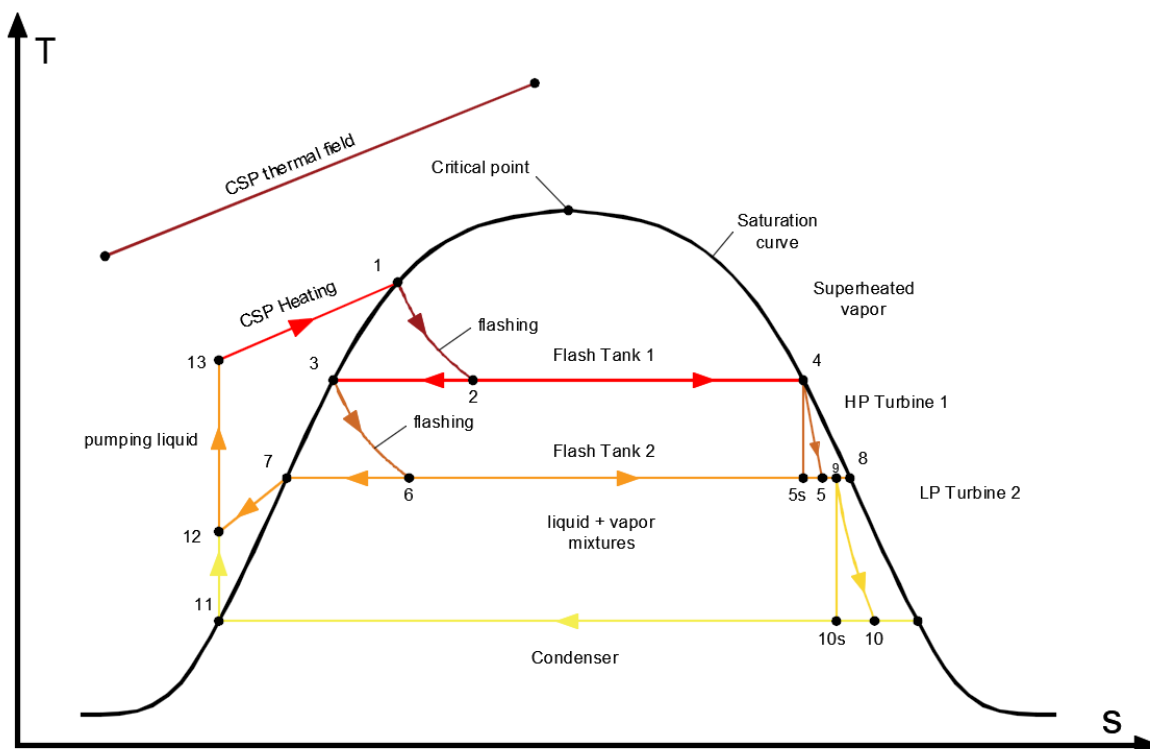
παραβολικών συλλεκτών λαμβάνοντας θερμότητα από τον ήλιο και το άλλο ρεύμα είναι η επιστρέφουσα γεωθερμική άλμη από τον θερμικό κύκλο όπου και αναθερμαίνεται. Με την προσθήκη του ηλιακού πεδίου επιχειρείται η κάλυψη ενός μέρους από την θερμική ενέργεια που μεταβιβάζεται από το γεωθερμικό ρευστό στον θερμικό κύκλο.

Στο Σχήμα 7.4 αποτυπώνεται το ποιοτικό διάγραμμα θερμοκρασίας – εντροπίας $T - s$ για την προτεινόμενη υβριδική εγκατάσταση. Τα νούμερα που αναγράφονται αντιστοιχούν στις διεργασίες της διάταξης του σχήματος 3 όπου:

- 1-2: ισηθαλπικός στραγγαλισμός του γεωθερμικού ρευστού.
- Κατάσταση 2 (Flash Tank 1): Διαχωρισμός νερού – ατμού.
- 4-5: εκτόνωση ατμού στο Στρόβιλο 1.
- 3-6: ισηθαλπικός στραγγαλισμός του γεωθερμικού ρευστού από το διαχωριστή 1.
- Κατάσταση 6 (Flash Tank 2): Διαχωρισμός νερού – ατμού.
- Κατάσταση 9: μίξη ατμού από κατάσταση 5 και 6.
- 9-10: εκτόνωση ατμού στο Στρόβιλο 2.
- 10-11: συμπύκνωση υγρής φάσης.
- Κατάσταση 12: μίξη υγρής φάσης από κατάσταση 7 και 11.
- 12-13: συμπίεση γεωθερμικού ρευστού.
- 13-1: (HX Geo –Solar) ισόθλιπη θέρμανση της γεωθερμικής άλμης από το ηλιακό πεδίο.



Σχήμα 7.3 Διάταξη υβριδικής ηλιογεωθερμικής εγκατάστασης.



Σχήμα 7.4 Ποιοτικό διάγραμμα T – s της υβριδικής ηλιογεωθερμικής μονάδας.

7.1.2. Μοντελοποίηση της γεωθερμικής μονάδας στο GETEM

Στο GETEM πραγματοποιήθηκε ο σχεδιασμός της γεωθερμικής εγκατάστασης. Για να εκκινήσει το πρόγραμμα χρειάστηκε αρχικά η καταχώρηση του είδους της γεωθερμικής πηγής (Υδροθερμική), το βάθος του ταμιευτήρα (1800m), η μέση θερμοκρασία του πεδίου (300 °C) και η τεχνολογία που επιλέχθηκε για να λειτουργήσει ο θερμικός κύκλος (Double Flash). Επίσης ορίζονται τα επιθυμητά χρόνια λειτουργίας της εγκατάστασης (40 έτη) και η επιθυμητή παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος (40 MWe). Τα χρόνια λειτουργίας τέθηκαν πάνω από την προτεινόμενη τιμή του προγράμματος (30 έτη) με σκοπό την πλήρη αποτύπωση της ενεργειακής παραγωγής των εξεταζόμενων σεναρίων αναθέρμανσης που ακολουθούν στην ενότητα 8. Στη συνέχεια πραγματοποιήθηκαν οι επιλύσεις των θερμοδυναμικών εξισώσεων που παρατίθενται αναλυτικά στην ενότητα Μαθηματικό μοντέλο. Ο υπολογισμός έγινε σε ειδική καρτέλα του Microsoft excel στο GETEM και τα αποτελέσματα επαληθεύτηκαν από τις βάσεις δεδομένων των γεωθερμικών εγκαταστάσεων του Department of Energy των ΗΠΑ και του GTO που βρίσκονται προ εγκατεστημένα στο πρόγραμμα. Στο Παράρτημα Α παρατίθενται ενδεικτικά η καρτέλα εισαγωγής δεδομένων του προγράμματος καθώς και η πλήρης αποτύπωση των παραμέτρων της εγκατάστασης, των προδιαγραφών του εξοπλισμού και του κόστους των επιμέρους μερών της γεωθερμικής μονάδας. Στον Πίνακα 7.Π καταγράφονται οι βασικοί παράμετροι σχεδιασμού και οι τιμές εισόδου του υβριδικού συστήματος του Σχήμα 7.3 και Σχήμα 7.4 που προέκυψαν σύμφωνα με την θερμοδυναμική ανάλυση και τις σχεδιαστικές προδιαγραφές που είχαν τεθεί.

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Αξίζει να σημειωθεί ότι κατά τον σχεδιασμό έχει θεωρηθεί ότι η πίεση του διαχωριστή 1 είναι κοινή με την πίεση επιστροφής του γεωθερμικού ρευστού στο υπέδαφος (11,75 bar). Επιπλέον έχει εξαιρεθεί από τους υπολογισμούς για τον καθορισμό των τιμών εξόδου, η επίδραση του συστήματος ψύξης στο γεωθερμικό ρευστό. Αυτό συμβαίνει διότι στην κατάσταση 12 του Σχήμα 7.3 γίνεται μίξη του ρεύματος από το σημείο 7 και 11 και δεν θα υπήρχαν επαρκή δεδομένα για να εφαρμοστεί το ισοζύγιο ενέργειας σε εκείνο το σημείο. Έτσι δεν θα μπορούσαν να καθοριστούν οι συνθήκες για το σημείο 13 που έχει σημαντικό ρόλο στην διαστασιολόγηση του ηλιοθερμικού πεδίου που ακολουθεί στην επόμενη ενότητα. Επιπρόσθετα με βάση τις οδηγίες του GETEM [41] ο αριθμός των απαιτούμενων γεωτρήσεων έχει στρογγυλοποιηθεί προς τα άνω με σκοπό την εξασφάλιση της γεωθερμικής παραγωγής. Δηλαδή σε περίπτωση που φραγεί μία γεώτρηση, να υπάρχει άμεσα διαθέσιμο φρεάτιο για να μην σταματήσει η παραγωγική διαδικασία.

Όπως μπορεί να παρατηρηθεί στον Πίνακα 7.Π ο ολικό βαθμός απόδοσης της εγκατάστασης είναι πολύ χαμηλότερος από τον αναμενόμενο για μία θερμική μονάδα. Στις γεωθερμικές εγκαταστάσεις όμως είναι σύνηθες φαινόμενο εφόσον για την εφαρμογή του ισοζυγίου μάζας και ενέργειας λαμβάνεται υπόψη η ολική παροχή του γεωθερμικού ρευστού που αντλείται από το υπέδαφος. Γεγονός που καθιστά αδύνατη την άνοδο της απόδοσης λόγω της κατακράτησης μεγάλου μέρους του γεωθερμικού ρευστού μέσα στον θερμικό κύκλο. Σημαντικός παράγοντας είναι και η αφαίρεση των στερεών σωματιδίων, αλατών και μη συμπυκνωμένων αερίων που θα πρέπει να αποβάλλονται από το γεωθερμικό ρευστό μειώνοντας ακόμη περισσότερο την διαθέσιμη ροή μάζας. Απόρροια αυτού είναι και η διαφορά που συναντάται στην ολική παροχή εισόδου και εξόδου του γεωθερμικού ρευστού.

Πίνακας 7.Π Παράμετροι εισόδου για τον σχεδιασμό του γεωθερμικού συστήματος.

Παράμετροι σχεδιασμού			
Είδος γεωθερμικής πηγής	Υδροθερμική	Παροχή ατμού προς το στρόβιλο 2 (Κατ. 8)	28,15 kg/s
Καθαρή ηλεκτρική ισχύς μονάδος	40 MWe	Ποιότητα ατμού προς το στρόβιλο 2 (Κατ. 8)	27,10%
Ενεργειακή αποδοτικότητα του γεωθερμικού ρευστού	158,43 kW/kg	Ύψος Αντλίας συστήματος ψύξης	19,81 m
Ολική παροχή εισόδου γεωθ. ρευστού	257,5 kg/s	Διαφορά θερμοκρασίας ΔΤ ψυκτικού υγρού	13,89 °C
Παροχή ανά φρεάτιο	80 kg/s	Ολική παροχή εξόδου γεωθ. ρευστού (Κατ.12)	187,65 kg/s
Αριθμός γεωτρήσεων παραγωγής	4	Παροχή ανά φρεάτιο επιστροφής	106 kg/s
Πίεση κορεσμού γεωθ. ρευστού	84,20 bar	Θερμοκρασία επιστροφής γεωθ. ρευστού	184 °C
Υδροστατική πίεση γεωθερμικού ταμιευτήρα	142,6 bar	Αριθμός γεωτρήσεων επιστροφής	3
Πίεση στην επιφάνεια του φρεατίου	47,81 bar	Πίεση στην επιφάνεια του φρεατίου επιστροφής (Κατ.12)	11,75 bar
Πίεση στην είσοδο του πρώτου διαχωριστή (Κατ. 1)	35,49 bar	Βαθμός απόδοσης στροβίλου	80%
Θερμοκρασία στην είσοδο του πρώτου διαχωριστή (Κατ. 1)	288,61 °C	Βαθμός απόδοσης ηλεκτρικής γεννήτριας	98%
Παροχή ατμού προς το στρόβιλο 1 (Κατ. 4)	41,69 kg/s	Βαθμός απόδοσης αντλιών	75%
Ποιότητα ατμού προς το στρόβιλο 1 (Κατ. 4)	27,10%	Θεωρητικός βαθμός απόδοσης θερμικού κύκλου Rankine	39,40%
Πίεση στην είσοδο του δεύτερου διαχωριστή (Κατ. 3)	11,75 bar	Πραγματικός ολικός βαθμός απόδοσης της γεωθερμικής εγκατάστασης	13,70%

7.1.3. Μαθηματικό μοντέλο γεωθερμικής εγκατάστασης

Το μαθηματικό μοντέλο για τον καθορισμό των βασικών μεγεθών της υβριδικής εγκατάστασης παρατίθεται σύμφωνα με τον DiPirro R. [37] και το τεχνικό φυλλάδιο του υπολογιστικού προγράμματος GETEM [41].

Καθοριστικό μέγεθος για την ανάλυση μίας γεωθερμικής μονάδας αποτελεί η θερμοκρασιακή μείωση του αντλούμενου γεωθερμικού ρευστού. Αυτή αποτυπώνεται με την ελάττωση της πίεσης και της παροχής μάζας του διαθέσιμου εργαζόμενου μέσου του ταμιευτήρα. Αξίζει να τονιστεί ότι αποτελεί το βασικότερο μέγεθος για την αξιολόγηση των προς εξέταση σεναρίων αναθέρμανσης που ακολουθούν στην ενότητα των αποτελεσμάτων.

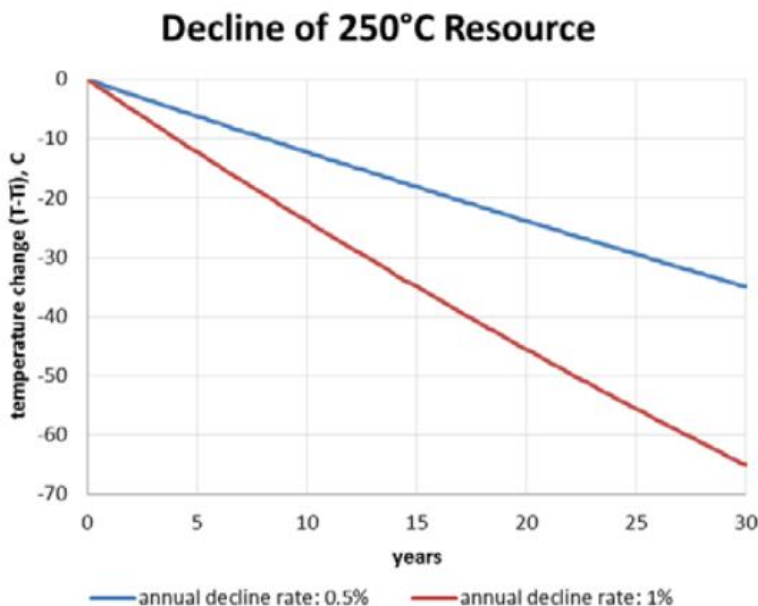
Η μείωση της θερμικής πηγής σε ετήσια βάση αποτυπώνεται από την παρακάτω εξίσωση

$$T_n = T_{initial} (1 - \theta_{gf})^n \quad (7.1)$$

Όπου,

T είναι η θερμοκρασία του γεωθερμικού ρευστού, n είναι μία χρονική στιγμή στο μέλλον και θ_{gf} είναι ο ετήσιος ρυθμός μείωσης.

Η επίδραση του ρυθμού μείωσης στην θερμοκρασία του γεωθερμικού ρευστού αποτυπώνεται στο παρακάτω γράφημα του Σχήμα 7.5.



Σχήμα 7.5 Ο ρυθμός μείωση της παραγόμενης θερμοκρασίας σε συνάρτηση με το χρόνο [41].

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Η διαθέσιμη ενέργεια ή εξέργεια του γεωθερμικού συστήματος δίνεται από την σχέση

$$e_{\alpha} = (h - h_0) - T_0(s - s_0) \quad (7.2)$$

Όπου e_{α} η ειδική διαθέσιμη ενέργεια του γεωθερμικού ρευστού, h η ενθαλπία του γεωθερμικού ρευστού, h_0 η ενθαλπία του γεωθερμικού ρευστού σε συνθήκες περιβάλλοντος, T_0 θερμοκρασία περιβάλλοντος, s εντροπία του γεωθερμικού ρευστού και s_0 η εντροπία του γεωθερμικού ρευστού σε συνθήκες περιβάλλοντος. Η θερμοκρασία περιβάλλοντος έχει θεωρηθεί 10 °C.

Η ενεργειακή αποδοτικότητα του γεωθερμικού ρευστού (brine effectiveness Q_{be}) είναι ένα προσεγγιστικό μέγεθος για να εκφραστεί η αποδοτικότητα του πεδίου. Αποτελεί κρίσιμη παράμετρο για την διαστασιολόγηση της γεωθερμικής εγκατάστασης. Υπολογίζεται από

$$Q_{be} = \frac{W_{net}}{m_{gf}} \quad (7.3)$$

Όπου W_{net} είναι το καθαρό παραγόμενο έργο από την γεννήτρια, m_{gf} η ροή μάζας του γεωθερμικού ρευστού.

Ο δυνητικός βαθμός απόδοσης της εγκατάστασης σύμφωνα με τον δεύτερο θερμοδυναμικό νόμο είναι

$$\eta_{\alpha} = \frac{Q_{be}}{e_{\alpha}} \quad (7.4)$$

Ο βαθμός απόδοσης η_{α} μεγιστοποιείται όταν η μονάδα παραγωγής λειτουργεί στο σημείο σχεδιασμού της. Εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την θερμοκρασία του ρευστού και την επικείμενη μείωση του.

Η εκτιμώμενη ενεργειακή παραγωγή της εγκατάστασης δίνεται από τον τύπο

$$W_{net_{\alpha}} = \eta_{\alpha}(m_{gf}) \cdot (e_{\alpha}) \cdot (CF_{design}) \quad (7.5)$$

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Με τον συντελεστή ισχύος να ορίζεται από την σχέση

$$CF_{design} = \frac{W_{net}}{W_{net,a}} \quad (7.6)$$

Με το W_{net} να εκφράζει το πραγματικά παραγόμενο έργο της εγκατάστασης

Οι δείκτες των θερμοδυναμικών μεγεθών που χαρακτηρίζουν τον θερμικό κύκλο double flash είναι οι ίδιοι που αναγράφονται πάνω στο σχήμα 3 και 4. Ο αναγνώστης για την καλύτερη κατανόηση του κύκλου ας ανατρέξει σε αυτά.

Οι θερμοκρασίες εισόδου των επιμέρους μερών (Flash Tank 1,2 και condenser) της εγκατάστασης υπολογίζονται σύμφωνα με την μέθοδο του «ισόποσου καταμερισμού θερμοκρασιών» του DiPippo R. [37]. Σύμφωνα με αυτήν το εύρος θερμοκρασιών από την γεωθερμική πηγή μέχρι το συμπυκνωτή επιμερίζετε σε ίσα μέρη ώστε να προσεγγιστούν οι πραγματικές συνθήκες. Οι μαθηματικές σχέσεις που εκφράζουν την κάθε θερμοκρασία δίνονται από

$$T_2 = T_1 - \left(\frac{T_1 - T_{11}}{3} \right) \quad (7.7)$$

$$T_6 = T_1 - 2 \left(\frac{T_1 - T_{11}}{3} \right) \quad (7.8)$$

Με T_1 η θερμοκρασία της πηγής, T_2 η θερμοκρασία του διαχωριστή 1, T_6 η θερμοκρασία του διαχωριστή 2, T_{11} η θερμοκρασία του συμπυκνωτή.

Όπου

$$T_{11} = T_{atm} + \Delta T_{cooling\ tower\ approach} + \Delta T_{cooling\ tower} + \Delta T_{condenser} \quad (7.9)$$

Με T_{atm} η θερμοκρασία περιβάλλοντος, $\Delta T_{cooling\ tower\ approach}$ η εκτιμώμενη θερμοκρασιακή διαφορά του πύργου ψύξης και $\Delta T_{cooling\ tower}$ η πραγματική θερμοκρασιακή διαφορά, $\Delta T_{condenser}$ η θερμοκρασιακή διαφορά στην είσοδο και την έξοδο του συμπυκνωτή.

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Η πίεση στα ίδια σημεία υπολογίζεται από

$$P_2 = P_{saturation\ 3,4} + \Delta P_{friction} \quad (7.10)$$

$$P_6 = P_{saturation\ 7,8} + \Delta P_{friction} \quad (7.11)$$

Με $P_{saturation\ 3,4}$ η πίεση κορεσμού στο διαχωριστή 1, $P_{saturation\ 7,8}$ η πίεση κορεσμού στο διαχωριστή 2 και $\Delta P_{friction}$ η πτώση πίεσης μεταξύ του διαχωριστή και του στροβίλου λόγω τριβών.

Η ποιότητα του ατμού για τον κάθε διαχωριστή υπολογίζεται από

$$\text{Διαχωριστής 2 : } x_6 = \frac{h_6 - h_7}{h_8 - h_7} \quad (7.12)$$

Η ροή μάζας του ατμού για τον κάθε διαχωριστή υπολογίζεται από

$$\text{Διαχωριστής 1 : } m_4 = x_2(m_2) \quad (7.13)$$

$$\text{Διαχωριστής 2 : } m_8 = x_6(1 - x_2)(m_6) \quad (7.14)$$

Το έργο που παράγεται από τον κάθε στρόβιλο δίνεται από τις σχέσεις

$$W_{HPT1} = m_4 * (h_4 - h_5) \quad (7.15)$$

$$W_{LPT2} = m_9 * (h_9 - h_{10}) \quad (7.16)$$

Λαμβάνοντας υπόψη τους ισεντροπικούς βαθμούς απόδοσης των στροβίλων για h_5 και h_{10} που είναι 80%.

Το συνολικό παραγόμενο έργο που παράγεται από την γεννήτρια είναι

$$W_{gross} = W_{HTP} + W_{LPT} \quad (7.17)$$

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Όμως το καθαρό παραγόμενο έργο της γεωθερμικής εγκατάστασης υπολογίζεται από

$$W_{net} = W_{gross} - W_{CP} - W_{injection\ pump} \quad (7.18)$$

Όπου το W_{CP} είναι το καταναλισκόμενο έργο για τις ενεργειακές ανάγκες του συστήματος ψύξης και το $W_{injection\ pump}$ είναι η ενέργεια που δαπανάται για την λειτουργία των αντλιών επανεισαγωγής του γεωθερμικού ρευστού στον υπόγειο ταμιευτήρα.

Ο υπολογισμός των επιμέρους μερών και θερμοδυναμικών μεγεθών του συστήματος ψύξης πραγματοποιήθηκε αυτόματα από το υπολογιστικό φύλλο του προγράμματος στο excel σύμφωνα με τις προδιαγραφές παρόμοιων εγκαταστάσεων.

Ο θεωρητικός βαθμός απόδοσης του κύκλου δίνεται από τη σχέση

$$\eta = \frac{W_{net}}{m_{gf} * (h_{in} - h_{out})} \quad (7.19)$$

Όπου m_{gf} είναι η ροή μάζας του γεωθερμικού ρευστού, h_{in} και h_{out} οι ενθαλπίες εισόδου και εξόδου του γεωθερμικού ρευστού στο θερμικό κύκλο.

Πρέπει να τονιστεί ότι στο μαθηματικό μοντέλο δε συμπεριλαμβάνονται οι υπολογισμοί για την διαστασιολόγηση των φρεατίων. Οι διαστάσεις των γεωτρήσεων και τα μεγέθη για τη διάνοιξη αυτών έχουν παρθεί από τις βάσεις δεδομένων του προγράμματος GETEM και βασίζονται σε στοιχεία πραγματικών γεωθερμικών εγκαταστάσεων.

Επιπλέον για τον υπολογισμό της αφαίρεσης των στερεών σωματιδίων (πυριτιούχες ενώσεις και άλατα) και την αποβολή των μη συμπυκνωμένων αερίων, έχουν χρησιμοποιηθεί οι προεπιλεγμένες τιμές του προγράμματος. Πληροφορίες για τις θερμοκρασίες διαλυτότητας των διαφόρων ενώσεων αλατών και πυριτίου μπορούν να ληφθούν από το εγχειρίδιο χρήσης του προγράμματος [41].

Οι ιδιότητες της κεκορεσμένης υγρής και ατμώδους φάσης του γεωθερμικού ρευστού όπως η θερμοκρασία, η πίεση και η θερμοχωρητικότητά του βρέθηκαν με τη χρήση εμπειρικών εξισώσεων. Οι εξισώσεις αυτές αντιστοιχούν σε ειδικές καμπύλες των εκάστοτε μεγεθών που εκτιμούν μέσες τιμές από ένα διαθέσιμο εύρος τιμών. Οι καμπύλες αναπτύχθηκαν με την βοήθεια του υπολογιστικού προγράμματος NIST RefProp. Από αυτές προκύπτουν πολυωνυμικές εξισώσεις της μορφής

$$property = C_6(T)^6 + C_5(T)^5 + C_4(T)^4 + C_3(T)^3 + C_2(T)^2 + C_1(T)^1 + C_0$$

Στην θέση του «property» μπαίνει το θερμοδυναμικό μέγεθος (T,p,C_p) και στην θέση του κάθε C οι αντίστοιχες τιμές από τις καμπύλες. Στην σελίδα 135 και 136 του εγχειρίδιο του GETEM βρίσκονται αναρτημένοι οι πίνακες με τα δεδομένα των αντίστοιχων καμπυλών.

7.1.4. Μοντελοποίηση του ηλιακού πεδίου στο SAM

Η προσομοίωση του ηλιοθερμικού πεδίου παραβολικών συλλεκτών πραγματοποιήθηκε στο υπολογιστικό πρόγραμμα SAM του NREL. Το SAM αποτελείται από καρτέλες εισαγωγής και εξαγωγής δεδομένων για κάθε τμήμα της εγκατάστασης ξεχωριστά. Με την συμπλήρωση όλων των απαραίτητων μεταβλητών εισόδου δίνεται στο πρόγραμμα εντολή προσομοίωσης του προς εξέταση έργου με ειδικό “button”. Μετά την επεξεργασία των δεδομένων εμφανίζονται στην επιφάνεια εργασίας του χρήστη νέες καρτέλες που περιέχουν όλα τα αποτελέσματα είτε σε μορφή πινάκων είτε σε μορφή διαγραμμάτων. Έπειτα τίθεται στην ευχέρεια του χρήστη η επεξεργασία, τροποποίηση και μορφοποίηση αυτών ώστε να καλυφθούν οι ανάγκες της μοντελοποίησης του θεωρητικού σχεδιασμού.

Κατά την εκκίνηση του έργου χρειάστηκε να δοθούν τα ηλιακά δεδομένα της εξεταζόμενης περιοχής. Για την περίπτωση της Νισύρου τα ηλιακά δεδομένα λήφθηκαν από το υβριδικό έργο της Τήλου που εκπονήθηκε από το εργαστήριο Ήπιων Μορφών Ενέργειας και Προστασίας του Περιβάλλοντος του Πανεπιστημίου Δυτικής Αττικής. Αξίζει να σημειωθεί ότι τα δεδομένα ηλιακής ακτινοβολίας συλλέχθηκαν στην Τήλο αλλά θεωρήθηκαν επαρκής για τη Νίσυρο λόγω της πολύ μικρής γεωγραφικής απόστασης των νησιών (20 χιλιόμετρα).

Τα δεδομένα για να εισαχθούν στο πρόγραμμα έπρεπε να τροποποιηθούν καταλλήλως. Συγκεκριμένα η άμεση ακτινοβολία οριζοντίου επιπέδου των δεδομένων της Τήλου θα έπρεπε να μετατραπεί στην άμεση ακτινοβολία του επιπέδου $y'-y$ που είναι και ο άξονας κίνησης των παραβολικών κατόπτρων. Στο Σχήμα 7.6 αποτυπώνεται ο άξονας περιστροφής των παραβολικών κατόπτρων $y'-y$. Ακολούθησε λοιπόν υπολογισμός εκ νέου όλων των γεωμετρικών παραμέτρων για τις ωριαίες τιμές ηλιακής ακτινοβολίας του επιλεγμένου έτους. Ειδικότερα, τα μεγέθη τα οποία έγιναν αντικείμενο επεξεργασίας ώστε να προκύψει η διορθωμένη ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας παρατίθενται παρακάτω και υπολογίστηκαν σύμφωνα με [48].

$$\text{➤ } \omega = 15(HX - 12) \quad (7.20)$$

$$\text{➤ } \text{Τον ηλιακό χρόνο } HX : HX = TX \pm 4(L_{\sigma\tau} - L_{\tau}) + E_{\tau} \text{ με } TX \text{ να είναι ο τοπικός χρόνος της προς εξέταση περιοχής.} \quad (7.21)$$

$$\text{➤ } \text{Την διορθωτική εξίσωση του χρόνου } E_{\tau} : \quad (7.22)$$

$$E_{\tau} = 9.87(\eta\mu(2B)) - 7.53(\sigma\upsilon\nu(B)) - 1.5(\eta\mu(B)).$$

$$\text{➤ } \text{Την εξίσωση του χρόνου συναρτήσει της ημέρας του έτους } B: \quad (7.23)$$

$$B = \frac{[360(D-81)]}{364}.$$

$$\text{➤ } \text{Την ηλιακή απόκλιση σύμφωνα με την ανάλυση του Cooper } \delta: \quad (7.24)$$

$$\delta = 23.45 \left(\eta\mu \left[\frac{D+284}{365} \right] \right).$$

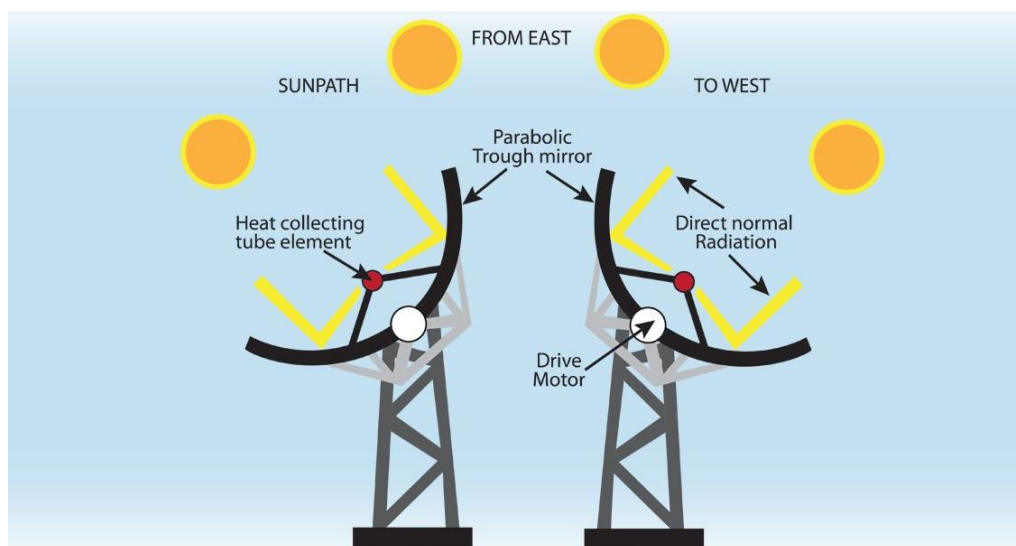
του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

➤ Την ηλιακή ακτινοβολία G_{bt} : $G_{bt} = \frac{\cos(\theta)G_b}{\cos(\theta_z)}$ με G_b να είναι η ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο. (7.25)

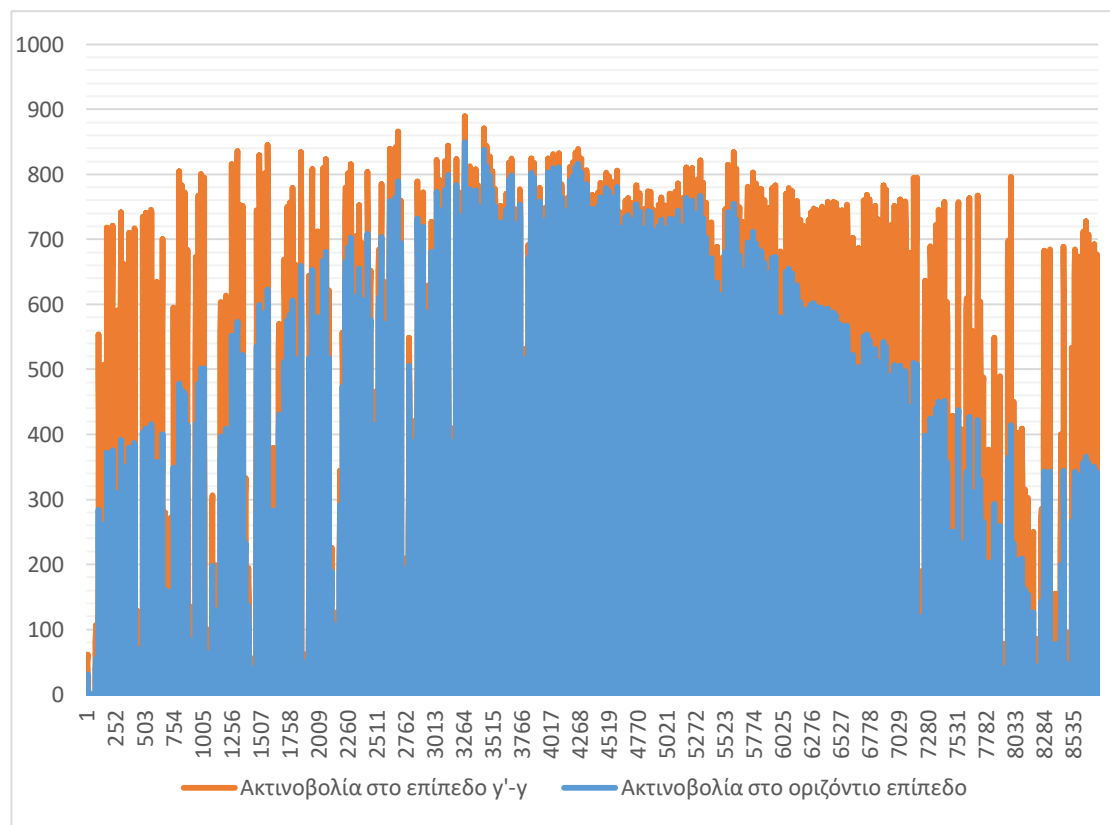
➤ Με $\cos(\theta)$: $\cos(\theta) = \sin^2(\delta) + (\cos^2(\delta)\cos(\omega))$. (7.26)

➤ Και $\cos(\theta_z)$: $\cos(\theta_z) = (\sin(\varphi)\sin(\delta)) + (\cos(\varphi)\cos(\delta)\cos(\omega))$ με το φ να αποτελεί το γεωγραφικό πλάτος της Νισύρου. (7.27)

Όλοι οι παραπάνω υπολογισμοί πραγματοποιήθηκαν σε φύλλο εργασίας του excel και ο τελικός πίνακας με τις διορθωμένες τιμές της ηλιακής ακτινοβολίας εκχωρήθηκε σε μορφή (.csv) στη βάση δεδομένων του SAM. Στο Σχήμα 7.7 παρουσιάζεται το προφίλ της ηλιακής ακτινοβολίας πριν και μετά την διόρθωση. Στο διάγραμμα αποτυπώνονται τα δύο προφίλ ηλιακής ακτινοβολίας όπου με μπλε είναι οι αρχικές τιμές και με κόκκινο οι τροποποιημένες. Επίσης από την διαφορά των δύο προφίλ είναι διακριτό το κέδρος σε ηλιακή ισχύ (W/m^2) που λαμβάνει ο παραβολικός συλλέκτης σε σχέση με το οριζόντιο επίπεδο. Η αύξηση στην άμεση ηλιακή ισχύ ανέρχεται περίπου στο 19% με το οριζόντιο επίπεδο να συγκεντρώνει **1307 kWh/m²** το χρόνο και το επίπεδο y'-y **1598 kWh/m²**.



Σχήμα 7.6 Άξονας μετατόπισης προσανατολισμού y'-y του παραβολικού συλλέκτη [49].



Σχήμα 7.7 Συγκριτικό διάγραμμα άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας για το οριζόντιο επίπεδο και το επίπεδο γ'-γ.

Μετά την επιτυχή εισαγωγή των δεδομένων της ηλιακής ακτινοβολίας στην καρτέλα “Resource and location” (Σχήμα 7.8), ο χρήστης καλείται να συμπληρώσει τα στοιχεία του ηλιοθερμικού πεδίου στην καρτέλα “Solar field” (Σχήμα 7.9). Οι παράμετροι σχεδιασμού του ηλιακού πεδίου παρουσιάζονται και αιτιολογούνται αναλυτικά σύμφωνα με τις σχεδιαστικές προδιαγραφές που έχουν τεθεί για την γεωθερμική εγκατάσταση. Ιδιαίτερη έμφαση δόθηκε στους χωροταξικούς περιορισμούς της Νισύρου εφόσον η διαθέσιμη περιοχή για την ανάπτυξη τέτοιου είδους έργων περιορίζεται αυστηρά στα 550.000 m² της περιοχής Λακκί. Το τελευταίο στοιχείο αποτελεί και μέγιστο περιοριστικό παράγοντα για την διαστασιολόγηση του πεδίου κατά την ανάλυση των σεναρίων αναθέρμανσης στο κεφάλαιο των αποτελεσμάτων. Αυτό συμβαίνει διότι η διαθέσιμη περιοχή ανάπτυξης του ηλιακού πεδίου θα καθορίσει τελικά σε μεγάλο βαθμό την εκλογή του βέλτιστου ποσοστού ανάκτησης της θερμικής ενέργειας του γεωθερμικού ρευστού.

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΛΕΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

The screenshot displays the SAM software interface for the 'Location and Resource' tab. The interface is organized into a sidebar on the left and a main content area on the right.

Sidebar (Left):

- Trough (phys), Single owner
- Location and Resource (selected)
- Solar Field
- Collectors (SCAs)
- Receivers (HCEs)
- Power Cycle
- Thermal Storage
- Parasitics
- System Costs
- Lifetime
- Financial Parameters
- Time of Delivery Factors
- Incentives
- Depreciation

Main Content Area (Right):

NREL National Solar Radiation Database (NSRDB)

Download the latest weather files from the NSRDB to add to your solar resource library. Download a typical-year (TMY) file for most long-term cash flow analyses, or choose files to download for single-year or P50/P90 analyses. See Help for details.

Buttons: Download a TMY file for Americas..., TMY or Single-year for Americas and Asia...
[Map on NSRDB website](#)
[International Data Sources](#)

Solar Resource Library

Use the buttons above to download the latest NSRDB files and add them to your solar resource library. Click Folder Settings to add your own weather files to the library. The default library contains legacy weather files. See Help for details.

Weather file: C:\SAM\2017.9.5\solar_resource\Greece GRC Nisyros (INTL).csv

-Header Data from Weather File

City: NISYROS, Time zone: GMT 2, Latitude: 36.59 °N, State: GRC, Elevation: 120 m, Longitude: 27.18 °E, Country: Greece, Data Source: IWECC, Station ID: 1

-Annual Averages Calculated from Weather File Data

Global horizontal: NaN kWh/m²/day, Average temperature: 19.0 °C, Direct normal (beam): 4.38 kWh/m²/day, Average wind speed: 5.8 m/s, Diffuse horizontal: 1.25 kWh/m²/day

-Files in Library

Search for: [] Name [v]

Name	Station ID	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation
Germany DEU Stuttgart (INTL)	107380	48.68	9.22	1	419
Ghana GHA Accra Kotoka Intl (INTL)	654720	5.6	-0.17	0	69
Greece GRC Athens (INTL)	167160	37.9	23.73	2	15
Greece GRC Nisyros (INTL)	1	36.59	27.18	2	120
Customize GCM Climate Santa Fe (INTL)	705150	35.07	10.69	6	115

Choose a Weather File from Your Computer

C:/Users/Πανος/Desktop/Greece GRC Nisyros (INTL).csv [Browse...]

Check the box and click Browse to choose a weather file stored on your computer without adding it to the solar resource library. Supported solar weather file formats are SAM CSV, TMY2, TMY3, and EPW.

Bottom Bar:

- Simulate >
- Parametrics Stochastic
- P50 / P90 Macros

Σχήμα 7.8 Η Καρτέλα «Location and Resource» του SAM.

The screenshot shows the SAM software interface for configuring a solar field. The left sidebar lists various system components like Collectors (SCAs), Receivers (HCEs), Power Cycle, Thermal Storage, Parasitics, System Costs, Lifetime, Financial Parameters, Time of Delivery Factors, Incentives, and Depreciation. The main area is titled 'Solar field' and contains several configuration panels:

- Solar Field Parameters:** Includes options for solar multiple (2.2) and field aperture (400,000,000 m²), row spacing (15 m), stow angle (170 deg), deploy angle (10 deg), number of field subsections (2), header pipe roughness (4.57e-05 m), HTF pump efficiency (0.85), freeze protection temp (120 °C), irradiation at design (900 W/m²), and an option for simultaneous defocusing.
- Heat Transfer Fluid:** Configures the HTF fluid (Hittec XL) and various operating temperatures (min 120 °C, max 500 °C), design loop inlet/outlet temperatures (150 °C/490 °C), and flow rates (min/max single loop and field flow velocities).
- Design Point:** Shows calculated values for single loop aperture (5248 m²), loop optical efficiency (0.735462), total loop conversion efficiency (0.711646), total required aperture (120222 m²), and required number of loops (22,9082).
- Collector Orientation:** Sets collector tilt (0 deg) and azimuth (0 deg).
- Mirror Washing:** Configures water usage per wash (0.7 L/m², aper.) and washes per year (63).
- Plant Heat Capacity:** Sets thermal inertia for hot piping (0.2 kWh/K-MWt), cold piping (0.2 kWh/K-MWt), and field loop piping (4.5 Wh/K-m).
- Land Area:** Shows solar field area (165 acres), non-solar field land area multiplier (1.4), and total land area (231 acres).
- Single Loop Configuration:** Provides a visual layout of the solar field with 8 loops, each containing one SCA and one HCE. The configuration is set to 'Edit SCAs'.

Σχήμα 7.9 Η Καρτέλα «Solar field» του SAM.

Αρχικά στην καρτέλα «Solar field» ο χρήστης καλείται να συμπληρώσει τις παραμέτρους του ηλιακού πεδίου και του θερμικά αγωγίμου εργαζόμενου μέσου που διαρρέει τους ηλιοθερμικούς συλλέκτες.

Οι παράμετροι του ηλιακού πεδίου είναι οι εξής:

- **Solar multiple (SM)** (Ηλιακή πολλαπλότητα) ή **Field aperture area** (Απαιτούμενη περιοχή ηλιακού πεδίου): Για την παραμετροποίηση της επιφάνειας συναλλαγής των συλλεκτών το πρόγραμμα ζητά από τον χρήστη να συμπληρώσει μία από τις δύο επιλογές. Στην προκειμένη περίπτωση επιλέχθηκε η μοντελοποίηση με SM διότι συνέφερε πολύ στους υπολογισμούς των σεναρίων αναθέρμανσης που υπολογίζονται μετέπειτα στα αποτελέσματα. Το SAM υπολογίζει τη συνολική απαιτούμενη έκταση και τον αριθμό των βρόχων μέσω μίας τιμής που εκχωρείται στο κελί "Solar Multiple". Ως "Solar Multiple" ορίζεται η περιοχή που εκτείνεται το πεδίο και εκφράζεται ως προς την έκταση που απαιτείται για να λειτουργήσει ο κύκλος ισχύος στην ονομαστική του τιμή. Ο μαθηματικός του τύπος είναι: $SM = (\text{solar field area}) / (\text{SCA area})$

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

capacity)/(power cycle capacity). Οι τιμές που μπορεί να πάρει ξεκινούν από 1 και φτάνουν σε πολλά πολλαπλάσια του 1. Αυτός ο αριθμός εκφράζει το κατά πόσο μεγαλύτερο είναι το ηλιακό πεδίο από την έκταση που απαιτείται για να λειτουργήσει η εγκατάσταση στην ονομαστική της ισχύ για την μέγιστη ηλιακή ακτινοβολία που έχει οριστεί στο σημείο σχεδιασμού. Δηλαδή μία εφαρμογή με $SM = 1.25$ διαθέτει ηλιακό πεδίο που είναι κατά 25% μεγαλύτερο από αυτό που ορίζεται κατά το σημείο σχεδιασμού. Στα μοντέλα PTC (parabolic trough collectors) είναι σύνηθες να μην επιλέγεται ηλιακό πεδίο με $SM=1$ εφόσον είναι σχεδόν αδύνατο να οδηγεί τον κύκλο ισχύος στην ονομαστική του ισχύ. Αυτό συμβαίνει διότι η μέγιστη ηλιακή ακτινοβολία που έχει οριστεί κατά τον σχεδιασμό εμφανίζεται πολύ λίγες φορές το χρόνο με απότοκο την ανεπάρκεια του ηλιακού πεδίου να παράξει την απαιτούμενη θερμική ενέργεια για να λειτουργήσει η μονάδα ισχύος στην ονομαστική της τιμή. Για το συγκεκριμένο υποθετικό μοντέλο έχει οριστεί το $SM=2.2$ που αντιστοιχεί στο βέλτιστο σενάριο αναθέρμανσης (30%) που αναλύεται στο επόμενο κεφάλαιο.

Οι παρακάτω μεταβλητές εισόδου έχουν συμπληρωθεί σύμφωνα με το τεχνικό φυλλάδιο του SAM [50] και με άλλα παρόμοια έργα [51].

- **Row spacing** (Διαφορά μεταξύ των γραμμών των ηλιακών συλλεκτών): **15m**
- **Stow angle** (Επιτρεπόμενη γωνία κίνησης των ηλιακών συλλεκτών) **170 deg**
- **Deploy angle** (Γωνία που βρίσκεται ο συλλέκτης κατά την εγκατάσταση) **10 deg**
- **HTF pump efficiency** (βαθμός απόδοσης αντλιών του εργαζόμενου μέσου του ηλιοθερμικού πεδίου) **0,85**
- **Freeze protection temp** (Η ελάχιστη επιτρεπόμενη θερμοκρασία για να μην ψυχθεί και στερεοποιηθεί το εργαζόμενο μέσο του πεδίου) **120 °C**.
- **Irradiation at design** (Μέγιστη ηλιακή ακτινοβολία στο σημείο σχεδιασμού) **900 W/m²**.

Στην συνέχεια ορίζονται οι παράμετροι του εργαζόμενου μέσου του ηλιοθερμικού πεδίου HTF (Heating Transfer Fluid). Το SAM εμπεριέχει μία λίστα από διαθέσιμα HTF που ο χρήστης μπορεί να επιλέξει και παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.ΠΙ. Επιπλέον δίνεται η δυνατότητα στο χρήστη να ορίσει το δικό του HTF αρκεί να καθορίσει τουλάχιστον δύο δεδομένα από τις εξής ιδιότητες: θερμοκρασία, ειδική θερμοχωρητικότητα, πυκνότητα, ιξώδες και αγωγιμότητα. Από όλους τους διαφορετικούς τύπους HTF μόνο το Therminol VP-1 και το Hitec Solar Salts προσφέρουν καλή απόδοση για την προς εξέταση εφαρμογή. Στο συγκεκριμένο σχεδιασμό επιλέχθηκε το HTF Hitec XL solar salt διότι εμφανίζει υψηλότερη θερμοχωρητικότητα και θερμική αγωγιμότητα από οποιοδήποτε άλλο HTF, ενώ η υψηλή πυκνότητα και το χαμηλό ιξώδες του επιτρέπει να διέρχεται εντός του σωλήνα εμφανίζοντας ικανοποιητικές ιδιότητες θερμικής αγωγιμότητας. Άλλος ένας θετικός παράγοντας ήταν η μεγάλη θερμοκρασιακή διαφορά που μπορεί να αναπτύξει στα άκρα του πεδίου διευκολύνοντας έτσι την αγωγή θερμότητας προς το επιστρεφόμενο γεωθερμικό ρευστό σε περιόδους χαμηλής έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας. Ο χημικός τύπος του συγκεκριμένου ρευστού είναι:

wt 30%LiNO₃/ 18%NaNO₃/52%KNO₃

Τα χαρακτηριστικά του Hitec XL σύμφωνα με είναι [52] :

- Ελάχιστη επιτρεπόμενη θερμοκρασία λειτουργίας **150 °C**.
- Μέγιστη επιτρεπόμενη θερμοκρασία λειτουργίας **490 °C**.
- Πυκνότητα **1790,2 kg/m³**.
- Ειδική θερμοχωρητικότητα: **1,561 KJ/kg(K)**.

Πίνακας 7.III Λίστα επιλεγόμενων HTF από την βάση δεδομένων του SAM.

Όνομα	Τύπος	Ελάχιστη θερμοκρασία λειτουργίας	Μέγιστη θερμοκρασία λειτουργίας *	Σημείο Πήξης
		°C	°C	°C
Hitec Solar Salt	Nitrate Salt	238	593	238
Hitec	Nitrate Salt	142	538	142
Hitec XL	Nitrate Salt	120	500	120
Caloria HT 43	Mineral Hydrocarbon	-12	315	-12 (pour point)
Therminol VP-1	Mixture of Biphenyl and Diphenyl Oxide	12	400	12 (crystallization point)
Therminol 59	Synthetic HTF	-45	315	-68 (pour point)
Therminol 66	?	0	345	-25 (pour point)
Dowtherm Q	Synthetic Oil	-35	330	n/a

- Η παροχή του HTF ανά βρόχο επιλέχθηκε ως **4 kg/s** με σκοπό την βέλτιστη απόδοση στην μετάδοση θερμότητας από την ηλιακή ακτινοβολία.

Οι παράμετροι σχεδιασμού της εγκατάστασης που προκύπτουν έπειτα από τους υπολογισμούς που παρατίθενται αναλυτικά στην ενότητα του μαθηματικού μοντέλου του ηλιακού πεδίου είναι:

- Καθαρή επιφάνεια συναλλαγής του κάθε βρόχου: **5248 m²**
- Οπτικός βαθμός απόδοσης ανά βρόχο: **0,73**
- Ολικός βαθμός θερμικής απόδοσης βρόχου: **0,71**
- Αριθμός βρόχων για SM=1: **23**
- Απαιτούμενη επιφάνεια συναλλαγής για SM=1: **120.222 m²**

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

- Αριθμός βρόχων για SM=2,2: **51**
- Απαιτούμενη επιφάνεια συναλλαγής για SM=2.2: **267648 m²**
- Συνολική απαιτούμενη επιφάνεια εγκατάστασης του ηλιακού πεδίου: **500.000m²**
- Η παραγόμενη θερμική ενέργεια του ηλιακού πεδίου για SM=2.2 : **200.000 MW_{th}**

Ο κάθε βρόχος αποτελείται από 8 στοιχεία ηλιοθερμικών συλλεκτών σύμφωνα με τις οδηγίες του SAM για το μέγεθος της θεωρητικής εγκατάστασης. Οι οδηγίες βρίσκονται προ εγκατεστημένες στο πρόγραμμα [53].

Εν συνεχεία, το SAM καλεί τον χρήστη να επιλέξει το μοντέλο του ηλιακού συλλέκτη και του απορροφητή σε ξεχωριστές καρτέλες. Η κάθε καρτέλα διαθέτει μία λίστα με τα διαθέσιμα μοντέλα προς επιλογή. Για το κάθε μοντέλο αναγράφονται αναλυτικά τα χαρακτηριστικά του προς διευκόλυνση του σχεδιαστή.

Για την προς μελέτη εφαρμογή επιλέχθηκε ως μοντέλο ηλιακού συλλέκτη το «Skyfuel SkyThrough (with 80-mm OD receiver) και ως απορροφητής ο «TRX70-125 (Manufacturer Specification)». Η επιλογή των δύο μοντέλων έγινε σύμφωνα με τις οδηγίες του INL (Idaho National Laboratory) [54] που αφορούσε μοντέλα ηλιοθερμικών συλλεκτών με παρόμοια χαρακτηριστικά. Στο παράρτημα Β παρατίθενται οι δύο καρτέλες με τις προδιαγραφές του συλλέκτη και του απορροφητή.

Η επόμενη καρτέλα που ο χρήστης καλείται να συμπληρώσει ώστε να είναι εφικτή η προσομοίωση του ηλιοθερμικού πεδίου είναι ο θερμικός κύκλος «power cycle». Για την προτεινόμενη υβριδική εγκατάσταση όμως το ηλιακό πεδίο δε μεταβιβάζει τη θερμική του ενέργεια σε μονάδα ισχύος, αλλά στο επιστρεφόμενο γεωθερμικό ρευστό. Παρόλο που το SAM αποτελεί ένα κορυφαίο πακέτο προσομοίωσης για μεμονωμένες εγκαταστάσεις συγκεντρωτικών συλλεκτών, όταν καλείται να μοντελοποιήσει ένα υβριδικό σύστημα, αδυνατεί να το προσεγγίσει με μεγάλη ακρίβεια λόγω της πολυπλοκότητας κατασκευής του. Η δυσκολία εστιάζεται στο γεγονός ότι στο πρόγραμμα εμπεριέχεται η λειτουργία του κύκλου Rankine εφόσον πρόκειται για μεμονωμένη εγκατάσταση παραγωγής ενέργειας. Η καρτέλα του κύκλου ισχύος συμπληρώνεται με βάση τα χαρακτηριστικά του θερμικού κύκλου που έχει ορίσει ο σχεδιαστής (Θερμική έξοδος MW_{th} και όχι ηλεκτρική MW_e). Στην μοντελοποίηση όμως του συγκεκριμένου έργου, που το ηλιακό πεδίο δεν θα τροφοδοτεί έναν κύκλο ισχύος αλλά ένα εναλλάκτη θερμότητας, αν χρησιμοποιηθεί το προεπιλεγμένο μοντέλο "Physical Trough" χωρίς καμία παρεμβολή στο πρόγραμμα, τα στοιχεία εξόδου της παραγωγής ενέργειας θα είναι λανθασμένα. Επιπλέον είναι πιθανό ότι το μοντέλο δεν θα τρέξει λόγω αναντιστοιχίας των στοιχείων του κύκλου ισχύος με τις ιδιότητες του ηλιακού πεδίου. Τα παραπλανητικά αποτελέσματα που προκύπτουν οφείλονται στην προσπάθεια του SAM να συνδυάσει δυναμικά τα στοιχεία του ηλιακού πεδίου με τις παραμέτρους του θερμικού κύκλου. Για να αντιμετωπιστεί αυτό το πρόβλημα το NREL σε συνεργασία με το INL (Idaho National Laboratory) πρότειναν κάποιες τροποποιήσεις στην εισαγωγή των τιμών στην καρτέλα του κύκλου ισχύος ώστε να ελαχιστοποιηθεί η επιρροή του κώδικα στην απόδοση του ηλιακού πεδίου. Με την εφαρμογή αυτών των τροποποιήσεων επιτυγχάνεται μία ακριβέστερη και πληρέστερη εκτίμηση της θερμικής παραγωγής από το ηλιακό πεδίο της τάξης του 94% σύμφωνα

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

με την σχετική έκθεση του INL [54]. Οι ιδιαίτερες αυτές αλλαγές αποτυπώνονται στον Πίνακα 7.IV. Για βελτιστοποιημένη ανάλυση στις εκτιμήσεις μοντέλων, το NREL δημιούργησε μία πλατφόρμα (TCS console) η οποία προσεγγίζει το πρόβλημα με 100% επιτυχία αλλά απαιτείται πρόσβαση από τους ίδιους τους προγραμματιστές του SAM. Οι προτεινόμενες αλλαγές μπορούν να χρησιμοποιηθούν και μελλοντικά σε παρόμοια υβριδικά έργα που απαιτείται να απομονωθεί το ηλιακό πεδίο από τον θερμικό κύκλο ώστε να μην επηρεάζεται η παραγόμενη θερμική ενέργεια (MW_{th}).

Πίνακας 7.IV Προτεινόμενες αλλαγές του INL για την καρτέλα «Power cycle».

Power Cycle page Input Μεταβλητές εισόδου της Μονάδας Ισχύος	SAM Default Προεπιλογή SAM	Recommended change Προτεινόμενες αλλαγές	Παράμετροι σχεδιασμού για Νίσυρο
Design gross output	111 MW _{th}	Set equal to thermal power rating of solar field	77 MW_{th}
Estimated gross to net conversion factor	0,9	no change	0,9
Availability and Curtailment inputs	various	no change	None
Rated cycle conversion efficiency	0,3774	1	1
Boiler operating pressure	100 bar	set equal to saturated steam pressure at solar field outlet temp	1 bar
Steam cycle blowdown fraction	0,02	no change	0,02
Fossil backup boiler LHV efficiency	0,9	no change	0,9
Aux heater outlet set temp	391 °C	set equal to solar field outlet temp	490 °C
Fossil dispatch mode	Min backup level	no change	Min backup level
Low resource standby period	2	no change	2
Fraction of thermal power needed for startup	0,2	0	0
Power block startup time	0,5	0	0
Minimum required startup temp	300 °C	set equal to solar field inlet temp	150 °C
Max turbine over design operation	1,05	2	2
Min turbine operation	0,25	0,02	0,02
Turbine inlet pressure control	Fixed Pressure	no change	Fixed Pressure
Cooling System inputs	various	no change	various

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Βασική παράμετρος σχεδιασμού του ηλιακού πεδίου είναι η θερμικής ισχύς που καλείται να καλύψει από το θερμικό έλλειμα του γεωθερμικού ρευστού. Το μέγεθος αυτό αποτυπώνεται στον πίνακα 4 ως “Design Gross Output” και είναι της τάξης των **77 MWth** ώστε να ανακτηθεί στο 100% η χαμένη θερμική ενέργεια. Το μέγεθος υπολογίστηκε σύμφωνα με τον δεύτερο θερμοδυναμικό νόμο και την εξίσωση της θερμότητας για ένα σύστημα που θεωρείτε κλειστό χωρίς έλλειμα μάζας. Δεν έχει συμπεριληφθεί στους υπολογισμούς καμία πρόβλεψη για έλεγχο των επικαθίσεων ή την ύπαρξη εξοπλισμού αποκατάστασης των στερεών σωματιδίων και επανεισαγωγή τους στο σύστημα τροφοδοσίας. Η απαιτούμενη θερμική ισχύς των συλλεκτών υπολογίστηκε από την παρακάτω σχέση θεωρώντας ότι η συναλλαγή θερμότητας του ηλιακού πεδίου με το γεωθερμικό ρευστό γίνεται μέσω εναλλάκτη με βαθμό απόδοσης **92%**.

$$Q = \frac{m_{gf}(C_{p,gf})(\Delta T_{gf})}{\eta_{ex}} \quad (7.28)$$

Με

$$m_{gf} = 187,65 \frac{kg}{s}, \text{ παροχή μάζας γεωθερμικού ρευστού στην επανεισαγωγή}$$

$C_{p,gf} = 3,6 \text{ kJ/kg}(\text{°C})$, ειδική θερμοχωρητικότητα γεωθερμικού ρευστού που προέκυψε από εμπειρικές εξισώσεις.

$\Delta T_{gf} = (288 - 184)\text{°C}$ διαφορά θερμοκρασίας του γεωθερμικού ρευστού μεταξύ των φρεατίων παραγωγής και επανεισαγωγής

$\eta_{ex} = 0,92$ βαθμός απόδοσης εναλλάκτη θερμότητας. Αναλυτικός υπολογισμός για την διαστασιολόγηση του εναλλάκτη εμπεριέχεται στο μαθηματικό μοντέλο του ηλιακού πεδίου.

Για τον υπολογισμό της ροής μάζας του HTF του ηλιακού πεδίου εφαρμόστηκε ισοζύγιο ενέργειας – μάζας στον εναλλάκτη με μόνο άγνωστο το m_{HTF} .

$$m_{HTF} = \frac{m_{gf}(C_{p,gf})(\Delta T_{gf})}{C_{p,HTF}(\Delta T_{gf})(\eta_{ex})} \quad (7.29)$$

Όπου

$$C_{p,HTF} = 1,56 \text{ kJ/kg}(\text{°C})$$

$$\Delta T_{gf} = (490 - 120)\text{°C}$$

$$\text{Τελικά το } m_{HTF} = 144 \text{ kg/s}$$

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

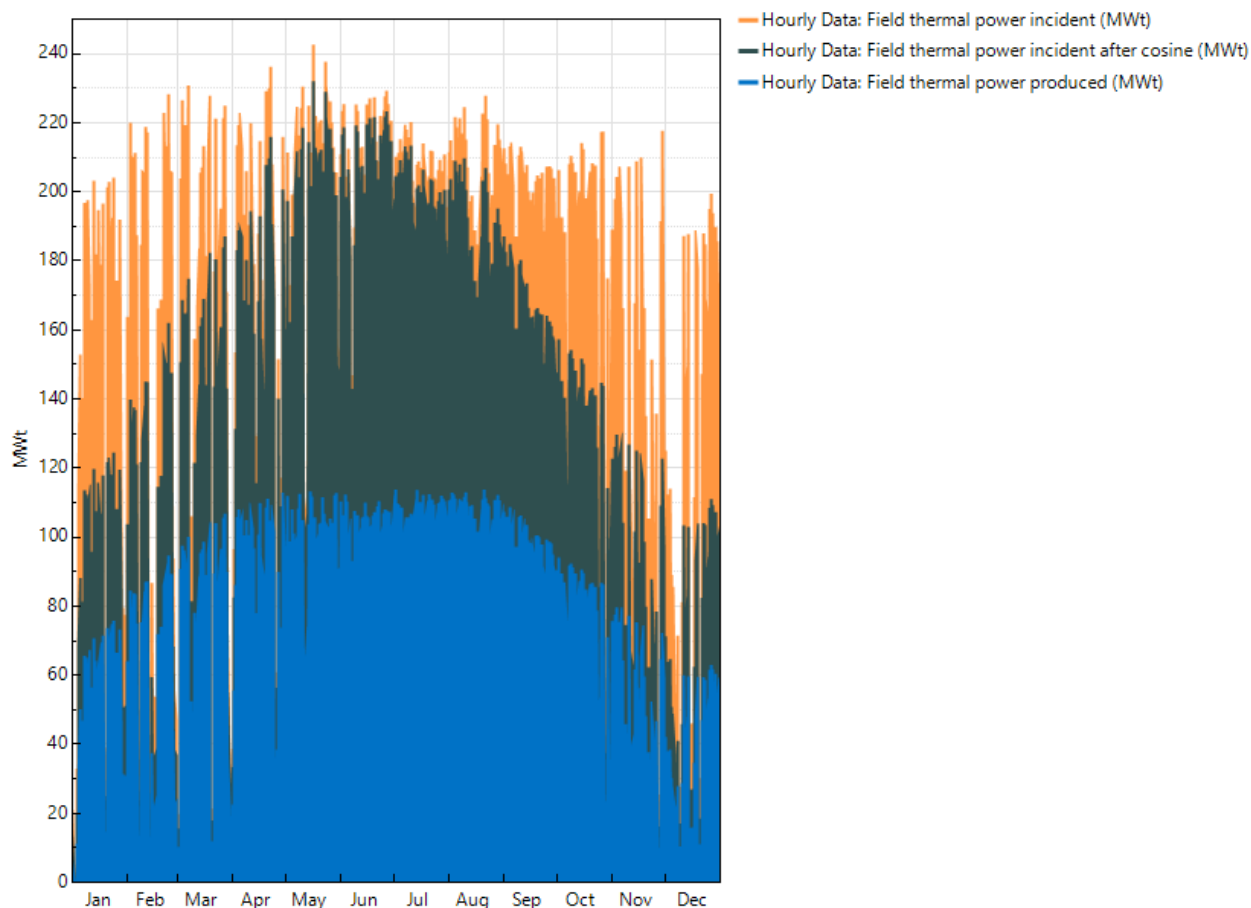
Η τιμή της ροής μάζας του HTF του ηλιακού πεδίου επιβεβαιώνεται και από τους υπολογισμούς του SAM. Στην καρτέλα “Power cycle”, αναγράφεται το μέγεθος «Cycle design HTF mass flow rate» ως **140,4 kg/s**. Προφανώς υπάρχει μία μικρή απόκλιση στα αποτελέσματα λόγω της πιθανότητας σφάλματος που εμπεριέχεται στους παραπάνω υπολογισμούς. Αξίζει να σημειωθεί ότι το SAM έχει συμπεριλάβει στους υπολογισμούς του και τη βέλτιστη διάσταση του εναλλάκτη θερμότητας “UA pitch point” προσφέροντας πρόσθετη αξιοπιστία στα αποτελέσματά του.

Έπειτα από την ορθή καταχώρηση όλων των απαραίτητων μεταβλητών εισόδου στις αντίστοιχες καρτέλες του SAM πραγματοποιείται, μέσω εντολής τύπου «button», η προσομοίωση του ηλιοθερμικού μοντέλου. Με το πέρας της προσομοίωσης ο χρήστης έχει την δυνατότητα να εξάγει όλα τα απαραίτητα στοιχεία είτε σε μορφή πινάκων είτε σε μορφή διαγραμμάτων. Στο κεφάλαιο των αποτελεσμάτων αναρτώνται τα συγκριτικά στοιχεία της ενεργειακής και οικονομικής ανάλυσης για τα σενάρια αναθέρμανσης.

Για την καλύτερη κατανόηση του τρόπου παραγωγής της θερμικής ισχύος από το ηλιακό πεδίο, παρατίθενται διαγράμματα της ηλιακής ακτινοβολίας εξαγόμενα από το SAM σε σχέση με την παραγόμενη θερμική ισχύ. Επιπλέον παρουσιάζονται γραφήματα που αποτυπώνουν το μέγεθος των επιμέρους απωλειών που υπεισέρχονται στην διάταξη του παραβολικού κατόπτρου (οπτικές και γεωμετρικές απώλειες) και του απορροφητή (θερμικές απώλειες) και μειώνουν τον βαθμό απόδοσης του συλλέκτη.

Το Σχήμα 7.10 αποτελεί ένα συγκριτικό διάγραμμα της θερμικής ενέργειας του ηλιακού πεδίου. Με πορτοκαλί χρώμα απεικονίζεται η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία (MW_{th}), με πράσινο η ηλιακή ακτινοβολία με την εφαρμογή του συνημιτόνου της γωνίας πρόσπτωσης του ηλίου (MW_{th}) και με μπλε χρώμα η παραγόμενη θερμική ενέργεια του πεδίου συνυπολογίζοντας τις θερμικές απώλειες (MW_{th}).

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

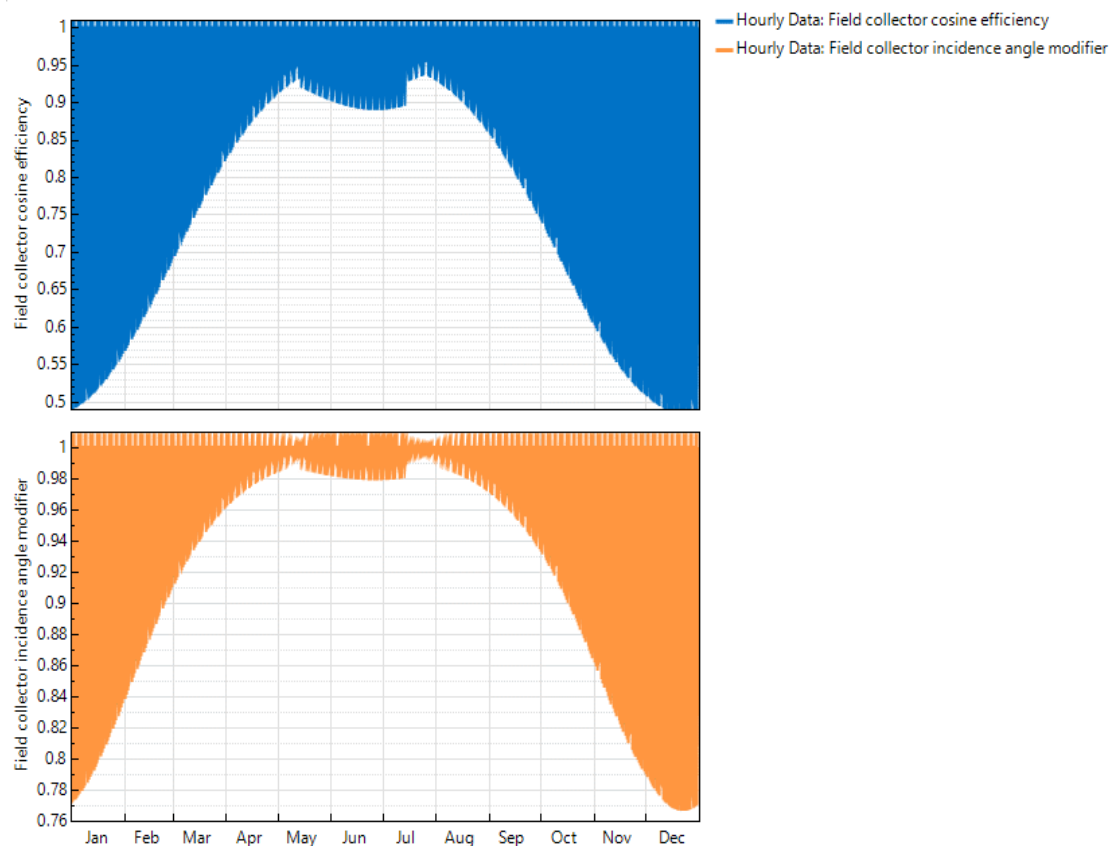


Σχήμα 7.10 Συγκριτικό διάγραμμα της θερμικής ενέργειας του ηλιακού πεδίου.

Από το παραπάνω σχήμα διαπιστώνεται η σημαντική επιρροή της γωνίας πρόσπτωσης και των οπτικών απωλειών στην θερμική παραγωγή του συλλέκτη. Παρατηρείται επίσης ότι έπειτα από την προσθήκη του συνημιτόνου στην ηλιακή ακτινοβολία μειώνεται αισθητά η ενεργειακή παραγωγή κατά τους χειμερινούς μήνες όπου η γωνία πρόσπτωσης φτάνει στην μέγιστη τιμή της. Η σημαντική διαφορά όμως που εντοπίζεται είναι μεταξύ της διορθωμένης ακτινοβολίας (πράσινο) και της παραγόμενης θερμικής ενέργειας μπλε. Ενδεικτικά η μέγιστη τιμή για την ηλιακή ακτινοβολία είναι **230** με **240 MW_{th}** ενώ για την θερμική έξοδο μόλις **110 MW_{th}**. Γι' αυτό το γεγονός ευθύνονται επιμέρους απώλειες των οπτικών και γεωμετρικών ιδιοτήτων των συλλεκτών καθώς και οι θερμικές απώλειες του απορροφητή και του δικτύου των σωληνώσεων του HTF του ηλιακού πεδίου. Στην συνέχεια εξετάζονται οι σημαντικότερες από αυτές.

Στο Σχήμα 7.11 η μπλε γραφική παράσταση απεικονίζει την μείωση του βαθμού απόδοσης της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας λόγω της εφαρμογής του συνημιτόνου. Ενώ η πορτοκαλί γραφική παράσταση εκφράζει το ποσοστό της τροποποίησης της γωνίας προσβολής του ηλίου που επηρεάζει τελικά την έξοδο της θερμικής ενέργειας των ηλιοθερμικών συλλεκτών.

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

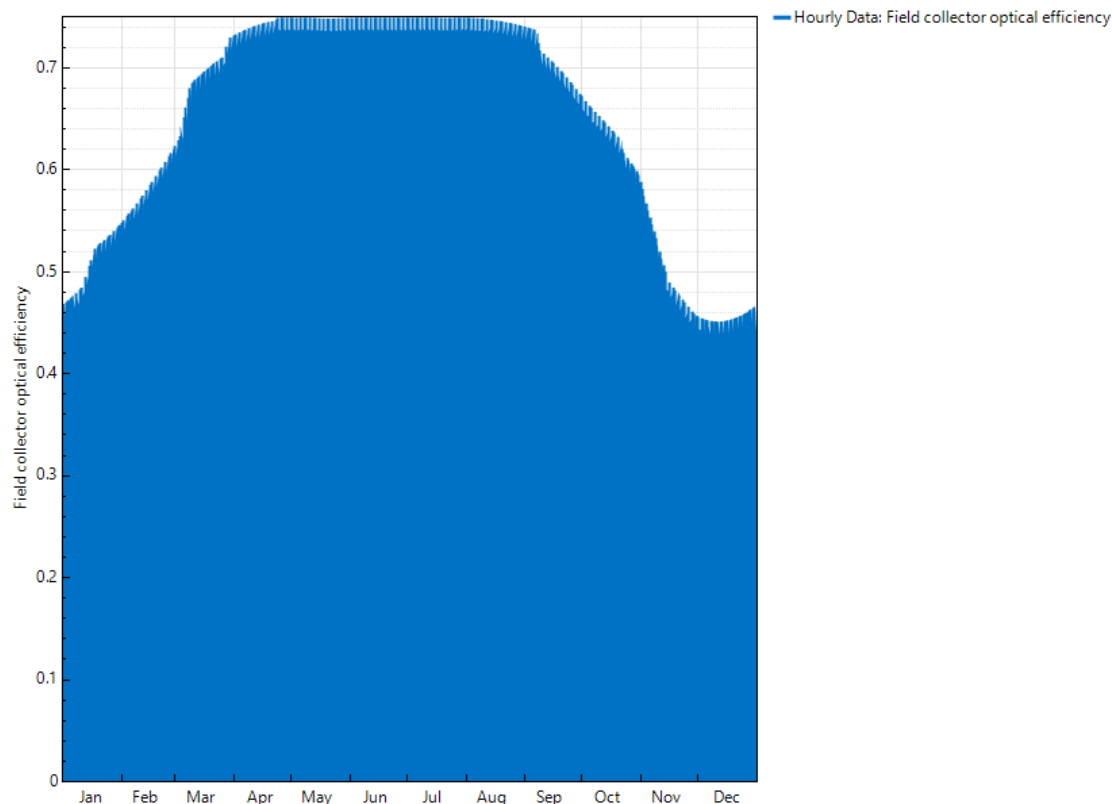


Σχήμα 7.11 Διαγράμματα της μείωσης του βαθμού απόδοσης της προσπίπτουσας θερμικής ενέργειας λόγω εφαρμογής του συνημιτόνου.

Ο οπτικός βαθμός απόδοσης του Σχήμα 7.12 είναι από τα βασικότερα μεγέθη αξιολόγησης ενός παραβολικού συλλέκτη. Εκφράζει την επίπτωση των οπτικών απωλειών στην απορρόφηση θερμότητας του συλλέκτη από την ηλιακή ακτινοβολία. Οι οπτικές απώλειες σχετίζονται με τέσσερις βασικές παραμέτρους:

- Την ανακλαστικότητα (0,93 περίπου λόγω εναπόθεσης σκόνης που μειώνει την αντανάκλαση της ακτινοβολίας προς τον απορροφητή)
- Τον παράγοντα ανάσχεσης γ (αντανάκλαση των κατόπτρων και μη εστίαση στον απορροφητή)
- Τη διαπερατότητα (0,93 περίπου λόγω της αδυναμίας της ηλιακής ακτινοβολίας να προσεγγίσει τον απορροφητή μέσω του γυάλινου καλύμματος που είναι επενδυμένος)
- Την απορροφητικότητα (0,95 περίπου λόγω αδυναμίας του χαλύβδινου σωλήνα να απορροφήσει όλη την ενέργεια που φθάνει στο εξωτερικό του τοίχωμα)

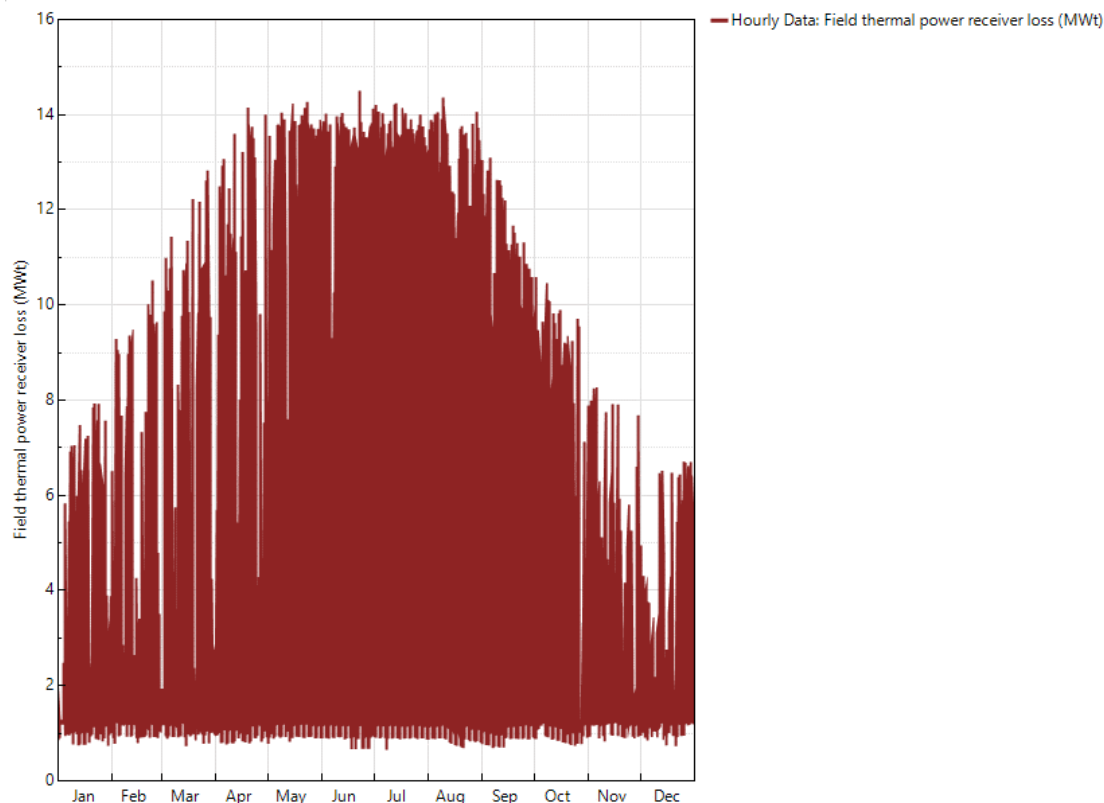
του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη



Σχήμα 7.12 Γράφημα της διακύμανσης του οπτικού βαθμού απόδοσης σε ετήσια βάση.

Η μέγιστη τιμή του οπτικού βαθμού απόδοσης εντοπίζεται τους καλοκαιρινούς μήνες και είναι της τάξης του **0,75** λόγω της μικρής γωνίας προσβολής και τις υψηλής ισχύος ακτινοβολία. Ενώ τον χειμώνα υποχωρεί στο **0,45** λόγω της μεγάλης γωνίας προσβολής του κατόπτρου και της μη εκμεταλλευόμενης επιφάνειας του απορροφητή για την παραγωγή θερμικής ενέργειας.

- Το διάγραμμα του Σχήμα 7.13 εκφράζει το σύνολο των θερμικών απωλειών του απορροφητή που είναι αρκετά μικρότερες σε σχέση με τις οπτικές και γεωμετρικές απώλειες. Η ανώτερη τιμή που προσεγγίζει λαμβάνει χώρα το καλοκαίρι και είναι της τάξης των $14,5 \text{ MW}_{\text{th}}$. Αν θεωρηθεί ότι η διαφορά στην θερμική ενέργεια του Σχήμα 7.10 είναι 100 MW , μεταξύ της προσπίπτουσας ακτινοβολίας (πράσινο) και της παραγόμενης ισχύος (μπλε), τότε οι θερμικές απώλειες καταλαμβάνουν περίπου το **15%** αυτής. Για το υπόλοιπο **85%** των απωλειών ευθύνονται οι οπτικές παράμετροι, η γωνία του ηλίου και οι γεωμετρικές αποκλίσεις της διάταξης των παραβολικών κατόπτρων.

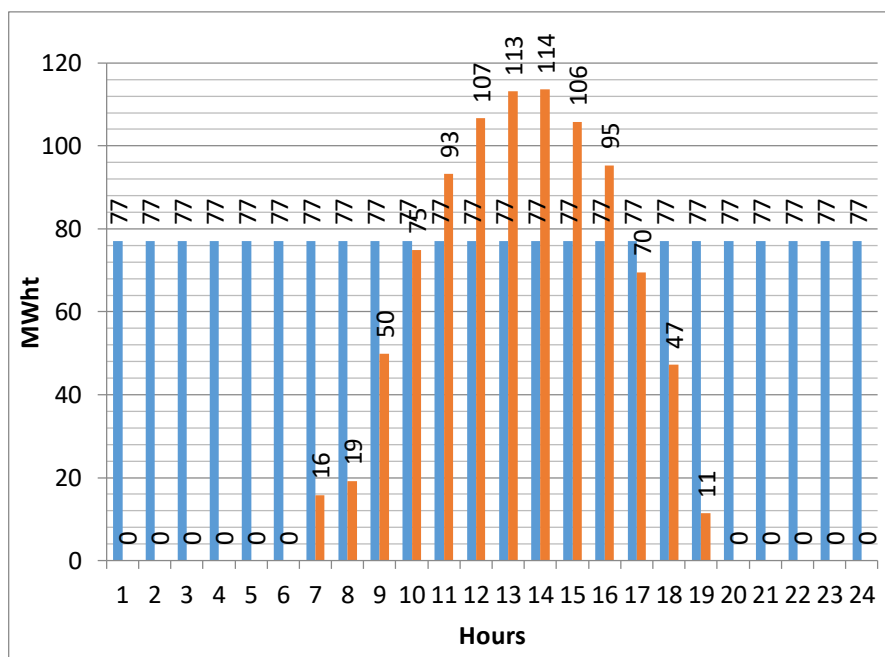


Σχήμα 7.13 Γράφημα θερμικών απωλειών του ηλιακού απορροφητή.

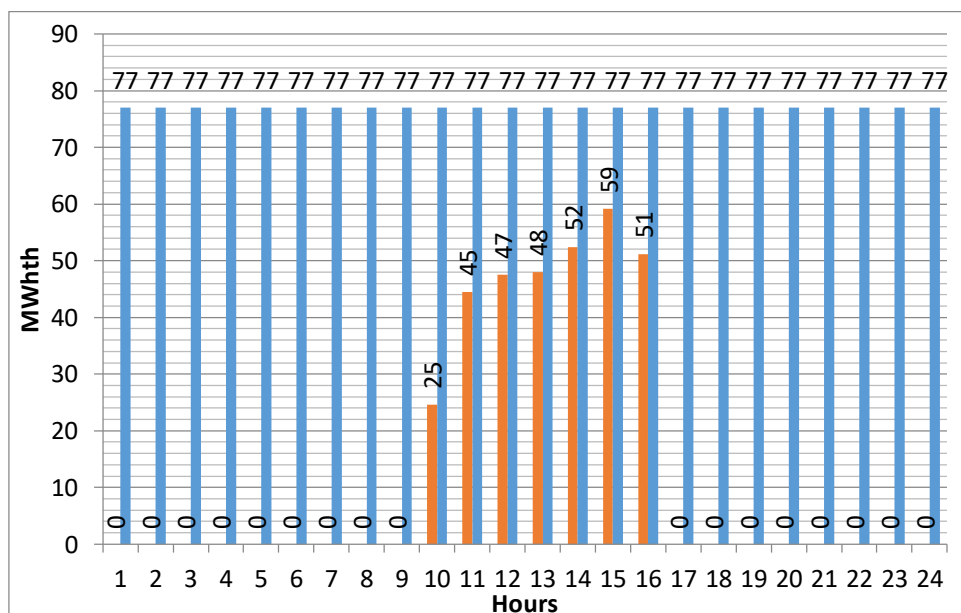
Ακολούθως, παρουσιάζονται ενδεικτικά τα προφίλ ενεργειακής παραγωγής του ηλιακού πεδίου για μία τυπική ημέρα του καλοκαιριού (Σχήμα 7.14) και του χειμώνα (Σχήμα 7.15). Με μπλε χρώμα ορίζονται οι θερμικές ανάγκες του γεωθερμικού ρευστού που πρέπει να καλυφθούν ($77 \text{ MW}_{\text{th}}$) ενώ με πορτοκαλί οι ενεργειακή παραγωγή από τα ηλιοθερμικά. Πρέπει να σημειωθεί ότι τα συγκεκριμένα προφίλ αναφέρονται στο σενάριο των 30% αναθέρμανσης από το ηλιακό πεδίο και χρησιμοποιούνται ως παράδειγμα για την βέλτιστη κατανομή της υβριδικής λειτουργίας της μονάδας. Από τα γραφήματα διακρίνεται η αδυναμία των παραβολικών συλλεκτών να καλύψουν το θερμικό έλλειμμα το χειμώνα εφόσον η ισχύς της ακτινοβολίας του ηλίου είναι μειωμένη. Επιπλέον τους χειμερινούς μήνες λόγω της καθυστερημένης ανατολής του ηλίου και της χαμηλής θερμοκρασίας περιβάλλοντος, χρειάζεται περισσότερος χρόνος προθέρμανσης του HTF του πεδίου ώστε να φτάσει στην προκαθορισμένη θερμοκρασία λειτουργίας. Ως απότοκος η έναρξη λειτουργίας του πεδίου παρατείνεται μέχρι τις 10πμ σε αντίθεση με το καλοκαίρι που η παραγωγική λειτουργία εκκινεί από τις 7πμ. Τουναντίον οι ηλιακοί συλλέκτες τις καλοκαιρινές ώρες αιχμής παράγουν περισσότερη θερμική ενέργεια από όση προαπαιτείται. Η περίσσεια θερμικής παραγωγής μπορεί να προσεγγίσει ακόμα και το **48%** όπως φαίνεται από τις ετικέτες των δεδομένων ($114-77=37 \text{ MW}$, $\sim 48\%$ του 77MW). Το πλεόνασμα ενέργειας δεν απορρίπτεται στο περιβάλλον όπως θα συνέβαινε σε περίπτωση μεμονωμένης λειτουργίας των ηλιοθερμικών, αλλά αποθηκεύεται στον

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

υπόγειο γεωθερμικό ταμιευτήρα για μελλοντική χρήση σε περιόδους θερμικού ελλείματος [42].



Σχήμα 7.14 Παραγωγή θερμικής ενέργειας ηλιακού πεδίου συναρτήσει γεωθερμικού ελλείματος για μία τυπική ημέρα του καλοκαιριού.



Σχήμα 7.15 Παραγωγή θερμικής ενέργειας ηλιακού πεδίου συναρτήσει γεωθερμικού ελλείματος για τυπική ημέρα του χειμώνα.

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

7.1.5. Μαθηματικό μοντέλο ηλιοθερμικού πεδίου

Στη συνέχεια παρατίθεται η μαθηματική μεθοδολογία που ακολουθήθηκε ώστε να διαστασιολογηθεί το μοντέλο του ηλιοθερμικού πεδίου. Ο προσδιορισμός των παραμέτρων σχεδιασμού του ηλιακού πεδίου έγινε σύμφωνα με τις οδηγίες του τεχνικού φυλλαδίου του SAM και άλλων παρόμοιων ηλιοθερμικών έργων.

Η ελάχιστη ροή μάζας του εργαζόμενου μέσου του ηλιοθερμικού πεδίου (Heating Transfer fluid, HTF) δίνεται από:

$$\text{Min field flow velocity} = \frac{\dot{m}_{loop,min} \cdot 4}{\rho_{HTF,in} \cdot \pi \cdot D_{tube,min}^2} \quad (7.30)$$

Όπου $\dot{m}_{loop,min}$ η ελάχιστη ροή μάζας ανά βρόχο, $\rho_{HTF,in}$ η πυκνότητα του HTF στην είσοδο του βρόχου και $D_{tube,min}^2$ η μικρότερη διάμετρος του απορροφητή.

Η μέγιστη ροή μάζας του HTF υπολογίζεται από:

$$\text{Max field flow velocity} = \frac{\dot{m}_{loop,max} \cdot 4}{\rho_{HTF,out} \cdot \pi \cdot D_{tube,max}^2} \quad (7.31)$$

Η επιφάνεια συναλλαγής του κάθε βρόχου βρίσκεται από:

$$\text{Single loop aperture} = \sum_{i=0}^{N_{SCA}} A_{SCA,i} \quad (7.32)$$

Με $A_{SCA,i}$ η επιφάνεια που καλύπτει το κάθε στοιχείο του παραβολικού συλλέκτη

Ο οπτικός βαθμός απόδοσης του κάθε βρόχου ορίζεται από τον οπτικό βαθμό απόδοσης του κάθε παραβολικού κατόπτρου επί τον οπτικό βαθμό απόδοσης του απορροφητή:

Loop optical efficiency =

$$\text{Aggregate SCA Efficiency} \cdot \text{Aggregate Receiver Optical Efficiency} \quad (7.33)$$

Η συνολική επιφάνεια των παραβολικών κατόπτρων υπολογίζεται από:

$$\text{Total required aperture, (SM = 1)} = \frac{\dot{W}_{des,gross}}{\eta_{des} \cdot DNI_{des} \cdot \eta_{loop,tot}} \cdot 1e6 \quad (7.34)$$

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Με $\dot{W}_{des,gross}$ η ονομαστική ισχύς του ηλιακού πεδίου, η_{des} ο ολικός βαθμός απόδοσης των συλλεκτών, DNI_{des} η άμεση ηλιακή ακτινοβολία και $\eta_{loop,tot}$ ο βαθμός απόδοσης του κάθε βρόχου.

Ο απαιτούμενος αριθμός των βρόχων βρίσκεται από:

$$Required\ number\ of\ loops,\ (SM = 1) = \frac{A_{sf,SM1}}{A_{loop}} \quad (7.35)$$

Με $A_{sf,SM1}$ η επιφάνεια συναλλαγής του ηλιακού πεδίου και A_{loop} η επιφάνεια συναλλαγής του βρόχου.

Ο πραγματικός αριθμός των απαιτούμενων βρόχων προσδιορίζεται με δύο τρόπους από

$$Actual\ number\ of\ loops = round \left[SM \cdot \frac{A_{sf,tot}}{A_{loop}} \right] \quad (7.36)$$

Επιλογή 1 : Χρησιμοποίηση της ηλιακής πολλαπλότητας.

$$Actual\ number\ of\ loops = round \left[\frac{A_{sf,tot}}{A_{loop}} \right] \quad (7.37)$$

Επιλογή 2: Χρησιμοποίηση της συνολικής απαιτούμενης έκτασης του ηλιακού πεδίου.

Η συνολική επιφάνεια ανάκλασης των κατόπτρων βρίσκεται από:

$$Total\ aperture\ reflective\ area = A_{loop} \cdot N_{loop,actual} \quad (7.38)$$

Όπου $N_{loop,actual}$ είναι ο πραγματικός αριθμός των βρόχων.

Η ηλιακή πολλαπλότητα υπολογίζεται από:

$$Actual\ solar\ multiple = SM \quad (7.39)$$

Επιλογή 1 : Είναι το SM που ορίζεται ως μεταβλητή εισόδου στο SAM.

$$Actual\ solar\ multiple = \frac{A_{sf,tot}}{A_{sf,SM1}} \quad (7.40)$$

Επιλογή 2 : Προκύπτει από τον λόγο των παραπάνω μεγεθών.

Η παραγόμενη θερμική ενέργεια του ηλιακού πεδίου εκτιμάται από:

$$Field\ thermal\ output = SM \cdot \frac{\dot{W}_{des,gross}}{\eta_{pb,des}} \quad (7.41)$$

Όπου $\eta_{pb,des}$ ο ολικός βαθμός απόδοσης του ηλιοθερμικού πεδίου.

Η ολική απαιτούμενη έκταση του ηλιακού πεδίου υπολογίζεται από:

$$Solar\ field\ area = A_{sf,tot} \cdot \frac{L_{row\ spacing}}{\max[W_{SCA,i}]} \cdot 0.0002471 \quad (7.42)$$

Όπου $L_{row\ spacing}$ η απόσταση μεταξύ των γραμμών των συλλεκτών και $W_{SCA,i}$ το πλάτος του κάθε παραβολικού στοιχείου.

Οπτικοί παράμετροι σχεδιασμού παραβολικών κατόπτρων

Το μήκος του κάθε παραβολικού στοιχείου ορίζεται από τον λόγο του μήκους όλων των συλλεκτών προς το πλήθος τους:

$$Length\ of\ single\ module = \frac{Length\ of\ collector\ Assembly}{Number\ of\ Modules\ per\ Assembly} \quad (7.43)$$

Η γωνία πρόσπτωσης της ηλιακής ακτινοβολίας (IAM) κατά το θερινό ηλιοστάσιο υπολογίζεται από:

$$\begin{aligned} Incidence\ angle\ modifier\ at\ summer\ solstice \\ = IAM_0 + \sum_{i=1}^N IAM_i \frac{\theta^i}{\cos\theta} \end{aligned} \quad (7.44)$$

Όπου θ^i η γωνία πρόσπτωσης της ηλιακής ακτινοβολίας.

Οι οπτικές απώλειες της ηλιακής ακτινοβολίας βρίσκονται από:

$$\begin{aligned} End\ loss\ at\ summer\ solstice \\ = 1 - L_{f,ave} \cdot \tan(\theta) - \left(\frac{N_{SCA}}{2} - 1 \right) \cdot \frac{2 \cdot EG}{N_{SCA} \cdot L_{col}} \end{aligned} \quad (7.45)$$

Με N_{SCA} ο αριθμός των παραβολικών στοιχείων και EG :

$$EG = L_{f,ave} \cdot \tan(\theta) - L_{row\ spacing} \quad (7.46)$$

Ο οπτικός βαθμός απόδοσης στο σημείο σχεδιασμού ορίζεται από το γινόμενο του σφάλματος εστίασης επί των γεωμετρικών απωλειών επί της ανακλαστικότητας του συλλέκτη επί την εναπόθεση σκόνης στο κάτοπτρο και επί τα επιμέρους οπτικά σφάλματα.

Optical efficiency at design =

$$Tracking\ Error \cdot Geometry\ Effects \cdot Mirror\ Reflectance \cdot Dirt \quad (7.47)$$

on Mirror \cdot General Optical Error

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Οι θερμικές απώλειες στο σημείο σχεδιασμού δίνονται από την σχέση

$$Heat\ loss\ at\ design = \sum_{i=1}^4 f_{weight,i} \cdot \dot{q}_{hl,i} \quad (7.48)$$

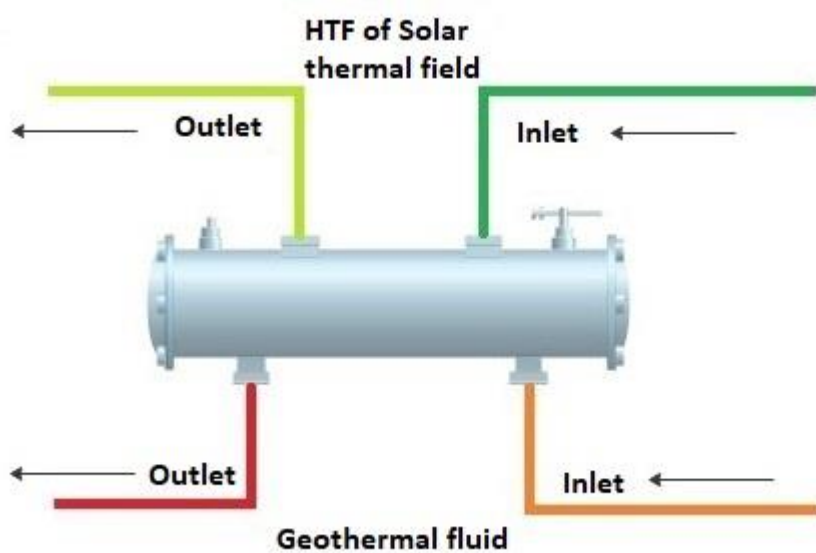
Όπου $f_{weight,i}$ ορίζεται το σύνολο των παραμέτρων που επιδρούν στο σύστημα και $\dot{q}_{hl,i}$ η θερμική ενέργεια που φθάνει στον απορροφητή.

Η οπτική υποβάθμιση της θερμικής ενέργειας της προσπίπτουσας ακτινοβολίας υπολογίζεται από:

$$Optical\ derate = \sum_{i=1}^4 f_{weight,i} \cdot \eta_{bellows,i} \cdot \eta_{rec,dirt,i} \cdot \eta_{absorb,i} \cdot \tau_{env,i} \quad (7.49)$$

Με $\eta_{bellows,i}$ ο συντελεστής απωλειών των μηχανικών μερών του συλλέκτη, $\eta_{rec,dirt,i}$ ο συντελεστής απωλειών για την εναπόθεση σκόνης στον απορροφητή, $\eta_{absorb,i}$ ο συντελεστής απωλειών για τη μη απορροφούμενη ακτινοβολία από τον δέκτη και $\tau_{env,i}$ διαπερατότητα του γυάλινου κελύφους του απορροφητή.

Παράμετροι σχεδιασμού για τον εναλλάκτη θερμότητας μεταξύ του HTF και του γεωθερμικού ρευστού.



του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Η αποτελεσματικότητα του εναλλάκτη θερμότητας ορίζεται από τον λόγο της πραγματικής προς την ονομαστική – μέγιστη συναλλασσόμενη θερμική ενέργεια

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_{max}} = \frac{\text{Actual heat transfer rate}}{\text{Maximum possible heat transfer rate}} \quad (7.50)$$

Η ροή θερμικής ενέργειας προσδιορίζεται από το ισοζύγιο ενέργειας για το ψυχρό (γεωθερμικό ρευστό) και το θερμό ρεύμα (HTF solar).

$$\dot{Q} = C_{HTF}(T_{HTFi} - T_{HTFo}) \quad (7.51)$$

και

$$\dot{Q} = C_{gf}(T_{gfo} - T_{gfi}) \quad (7.52)$$

Όπου T οι θερμοκρασίες και C οι ρυθμοί θερμοχωρητικότητας.

Ο ρυθμός θερμοχωρητικότητας C για το κάθε ρεύμα υπολογίζεται από:

$$C_{HTF} = \frac{\dot{m}_{HTF}(h_{HTFi} - h_{HTFo})}{T_{HTFi} - T_{HTFo}} \quad (7.53)$$

και

$$C_{gf} = \frac{\dot{m}_{gf}(h_{gfo} - h_{gfi})}{T_{gfo} - T_{gfi}} \quad (7.54)$$

Όπου h οι ενθαλπίες για το κάθε ρεύμα στην είσοδο (inlet) και στην έξοδο (outlet) του εναλλάκτη και m η ροή μάζας.

Για την ροές μάζας του κάθε ρευστού ισχύει ότι:

$$\dot{m}_{HTFo} = \dot{m}_{HTFi} \quad (7.55)$$

και

$$\dot{m}_{gfo} = \dot{m}_{gfi} \quad (7.56)$$

Η μέγιστη θερμοκρασιακή διαφορά εντός του εναλλάκτη υπολογίζεται από:

$$\Delta T_{max} = T_{HTFi} - T_{gfi} \quad (7.57)$$

Η μέγιστη ροή θερμότητας που επιτυγχάνεται εντός του εναλλάκτη εξαρτάται από τις συνθήκες εισόδου των δύο ρευστών.

$$\dot{Q}_{max} = C_{min}(T_{HTFi} - T_{gfi}) \quad (7.58)$$

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Με τον ελάχιστο ρυθμό θερμοχωρητικότητας να βρίσκεται από:

$$C_{min} = \min(C_{HTF}, C_{gf}) \quad (7.59)$$

Με γνωστή την αποτελεσματικότητα ε του εναλλάκτη υπολογίζεται η πραγματική ροή θερμότητας από:

$$\dot{Q} = \varepsilon \cdot C_{min} \cdot (T_{HTF,i} - T_{gf,i}) \quad (7.60)$$

Η αποτελεσματικότητα ε εξαρτάται από την γεωμετρία και το μέγεθος του εναλλάκτη αλλά και από την διάταξη των συναλλασσόμενων ρευμάτων (αντιροή, ομοροή).

$$\varepsilon = f\left(\frac{UA}{C_{min}}, \frac{C_{min}}{C_{max}}\right) \quad (7.61)$$

Συγκεκριμένα ο λόγος $\frac{UA}{C_{min}}$ εκφράζει το μέγεθος NTU που υπολογίζει την επιφάνεια συναλλαγής θερμότητας του εναλλάκτη.

Σε διάταξη αντιροής η αποτελεσματικότητα ε βρίσκεται από:

$$\varepsilon = \frac{1 - \exp[-NTU(1 - c)]}{1 - c \exp[-NTU(1 - c)]} \quad (7.62)$$

Αν το $C = 1$ τότε:

$$\varepsilon = \frac{NTU}{1 + NTU} \quad (7.63)$$

Επιπλέον το ε μπορεί να εκφραστεί και από την παρακάτω σχέση:

$$\varepsilon = \frac{C_{HTF}(T_{HTF,i} - T_{HTF,o})}{C_{min}(T_{HTF,i} - T_{gf,i})} \quad (7.64)$$

Όπως επίσης και από την:

$$\varepsilon = \frac{C_{gf}(T_{gf,o} - T_{gf,i})}{C_{min}(T_{HTF,i} - T_{gf,i})} \quad (7.65)$$

Σε συνθήκες λειτουργίας μερικού φορτίου, ο εναλλάκτης διαστασιολογείται ως εξής:

$$UA' = UA \left(\frac{\dot{m}'_{HTF,i}}{\dot{m}_{HTF,i}}\right)^{0.8} \quad (7.66)$$

Με U ορίζεται ο ολικός συντελεστής θερμικής αγωγιμότητας, A η επιφάνεια συναλλαγής των ρευμάτων και UA το νέο συνδυασμένο μέγεθος τους. Όπου $\dot{m}'_{HTF,i}$ η νέα ροή μάζας που απαιτείται.

8. Ανάλυση σεναρίων αναθέρμανσης υβριδικής εγκατάστασης και αποτελέσματα

Έπειτα από την παραμετροποίηση των μεμονωμένων μερών της υβριδικής εγκατάστασης (γεωθερμία – ηλιοθερμία) πραγματοποιείται ενεργειακή και οικονομική ανάλυση σεναρίων αναθέρμανσης. Τα σενάρια ανάκτησης θερμότητας του γεωθερμικού ρευστού, μέσω του ηλιακού πεδίου, εκφράζονται με τη μορφή ποσοστού επί της απολεσθείσας θερμικής ενέργειας, που μεταβιβάζεται για τη λειτουργία του θερμικού κύκλου.

Στην ενεργειακή ανάλυση για το κάθε σενάριο λειτουργίας προσδιορίζεται ο χρόνος λειτουργίας της εγκατάστασης, η ενεργειακή παραγωγή της μέχρι το πέρας της, ο συντελεστής φορτίου της (Capacity factor) και η θερμοκρασιακή εξασθένηση του γεωθερμικού πεδίου. Επιπρόσθετα επιχειρείται προσεγγιστικά, ο καθορισμός του ποσοστού κάλυψης των ενεργειακών αναγκών του νησιωτικού συμπλέγματος Κω – Καλύμνου, θεωρώντας ότι η υβριδική εγκατάσταση συνδέεται στο υπάρχον ηλεκτρικό δίκτυο.

Στην οικονομική ανάλυση παρουσιάζονται τα κόστη του εξοπλισμού των επιμέρους διεργασιών για την υβριδική μονάδα και το ηλιοθερμικό πεδίο, όπως επίσης και τα ποσοστά που καταλαμβάνουν στα συνολικά έξοδα. Επιπλέον πραγματοποιείται μελέτη οικονομικής απόδοσης με τη μέθοδο αναγωγής χρηματικών ροών Discounted Cash Flow (DCF) του GETEM για τον καθορισμό της χονδρικής τιμής πώλησης ενέργειας (Cost of Energy). Στο πλαίσιο της μελέτης εξακριβώνεται το σταθμισμένο κόστος της επένδυσης (Levelised Cost Of Electricity, LCOE), τα σταθερά και μεταβλητά έξοδα, η καθαρά παρούσα αξία της εγκατάστασης (Net Present Value, NPV), το νεκρό σημείο, η έντοκη περίοδος αυτής, το επιτόκιο αναγωγής καθώς και η περίοδος μελέτης. Στην συνέχεια πραγματοποιείται η εκλογή του βέλτιστου σεναρίου αναθέρμανσης σύμφωνα με την οικονομική αξιολόγηση και προτείνεται εκ νέου τιμή πώλησης της ενέργειας. Βασικά κριτήρια αυτής είναι η μέση τιμή πώλησης στα μη διασυνδεδεμένα νησιά του Αιγαίου, η μικρότερη περίοδος αποπληρωμής και η μέγιστη δυνατή παρούσα αξία της επένδυσης στο τέλος της λειτουργίας της.

8.1. Ενεργειακή ανάλυση σεναρίων αναθέρμανσης υβριδικής εγκατάστασης

Βασική επιδίωξη του προτεινόμενου υβριδικού έργου είναι η μέγιστη δυνατή επέκταση της υψηλής παραγωγικότητας του υπόγειου ταμιευτήρα της Νισύρου. Σημαντικό πρόβλημα που πρέπει να αντιμετωπιστεί για την επίτευξη αυτού του σκοπού είναι η θερμοκρασιακή εξάντληση που υφίσταται το γεωθερμικό ρευστό έπειτα από την συνεχόμενη λειτουργία της μονάδας ισχύος. Η προσθήκη του ηλιοθερμικού πεδίου και η λειτουργία του ως αναθερμαντήρας της γεωθερμικής πηγής, εξυπηρετεί στην επιβράδυνση του ρυθμού ελάττωσης της θερμοκρασίας του ρευστού. Επιπλέον παρατείνει το χρόνο ζωής της εγκατάστασης και αποφεύγεται η διαδικασία διάνοιξης νέων φρεατίων προκειμένου να καλυφθεί το θερμικό έλλειμμα.

Η τελευταία είναι μία τεχνική με μεγάλο διακύβευμα για τον επενδυτή εφόσον δεν είναι εγγυημένη η αποδοτικότητα των νέων γεωτρήσεων. Επιπρόσθετα, για στην περίπτωση της Νισύρου η επέκταση των φρεατίων παραγωγής θα δημιουργούσε

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

πρόσθετο πρόβλημα στους κατοίκους του νησιού, διότι θα έπρεπε να επωμιστούν μία δεύτερη φάση διερεύνησης του πεδίου και την ύπαρξη νέων σωληνώσεων μεταφοράς του γεωθερμικού ρευστού που θα διέρρεαν το νησί. Μία τέτοια ενέργεια θα δημιουργούσε εκτεταμένη οπτική όχληση για τους κατοίκους και τους τουρίστες που θα διέμεναν στα χωριά του νησιού.

Προκειμένου λοιπόν να βελτιστοποιηθεί η διαστασιολόγηση του ηλιακού πεδίου και να εκμεταλλευτούν πλήρως οι δυνατότητες αυτής της τεχνολογίας πραγματοποιήθηκε ανάλυση πέντε σεναρίων λειτουργίας. Τα εξεταζόμενα σενάρια εκφράζονται σε ποσοστά κάλυψης επί του γεωθερμικού ελλείματος ενέργειας (**10%, 20%, 30%, 40%, 50%**) που έχει προκύψει από τις διεργασίες του θερμικού κύκλου.

Το θερμικό έλλειμμα που καλείται να αναπληρώσει το γεωθερμικό ρευστό από τους παραβολικούς συλλέκτες σύμφωνα με την μοντελοποίηση είναι **77 MW_{th}**. Σε ετήσια βάση υπολογίζεται ως:

$$77 \text{ MW}_{th} \cdot 8760 \text{ h} = \mathbf{674.520 \text{ MW}_{th}}$$

Αν συνυπολογιστεί και η διαθεσιμότητα της γεωθερμικής μονάδας που είναι **0,95** προκύπτει.

$$674.520 \text{ MW}_{th} \cdot 0.95 = \mathbf{640.000 \text{ MW}_{th}}$$

Άρα η ελάχιστη απαιτούμενη θερμική ενέργεια που θα πρέπει να παρέχεται στο γεωθερμικό σύστημα από τα εξεταζόμενα σενάρια αποτυπώνεται στον Πίνακα 8.Ι.

Πίνακας 8.Ι Ελάχιστη απαιτούμενη θερμική ενέργεια των σεναρίων αναθέρμανσης.

Ποσοστό Αναθέρμανσης	Ελάχιστη απαιτούμενη θερμική ενέργεια (MWhth)
10%	64.000
20%	128.000
30%	192.000
40%	256.000
50%	320.000

Αρχικά για την διαμόρφωση των σεναρίων αναθέρμανσης, πρέπει να αναπροσαρμοστεί το μοντέλο του γεωθερμικού κύκλου στο GETEM. Για το σκοπό αυτό έπρεπε να αλλάξουν τα δεδομένα εισόδου και οι υπολογισμοί για την συμπεριφορά του γεωθερμικού πεδίου. Καθοριστικό μέγεθος για την τροποποίηση του αποτελεί ο ρυθμός μείωσης της θερμικής εξασθένησης του ταμιευτήρα (Thermal Drawdown, Annual Rate of Decline). Ο συντελεστής αυτός εκφράζει την ετήσια μείωση της θερμοκρασίας του υπόγειου ταμιευτήρα. Στην προκειμένη περίπτωση η θερμοκρασία της γεωθερμικής πηγής έχει οριστεί στους **300 °C** σύμφωνα με τις μελέτες που εκπονήθηκαν στη Νίσυρο .Η αρχική του τιμή κατά τον σχεδιασμό είχε

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

οριστεί στα **0.6%** και αποτελούσε το μέσο όρο της θερμικής εξασθένισης του πεδίου σύμφωνα με παρόμοιες εγκαταστάσεις από την βάση δεδομένων του GETEM [41].

Άρα κάθε χρόνο η θερμοκρασία του γεωθερμικού ρευστού μειώνεται κατά **1,8°C** ($0,006 \cdot 300 \text{ }^\circ\text{C} = 1,8 \text{ }^\circ\text{C}$). Θεωρήθηκε λοιπόν ότι το 0,6% αντιστοιχεί στη βασική γεωθερμική μονάδα με μηδενική συμμετοχή του ηλιακού πεδίου και κατ' επέκταση μηδενική αναθέρμανση. Με την επεξεργασία του κάθε ποσοστού αναθέρμανσης μειώνεται αναλογικά και το ποσοστό εξασθένισης. Έτσι αποτυπώνεται προσεγγιστικά τουλάχιστον η επίδραση του ηλιοθερμικού πεδίου στη λειτουργία του υπόγειου ταμιευτήρα. Οι τιμές που λαμβάνει ο συντελεστής της θερμικής εξασθένισης ARD (Annual Rate of Decline), η ετήσια θερμοκρασιακή μείωση καθώς και οι τροποποιημένοι παράμετροι του ηλιακού πεδίου, που θα αναλυθούν στη συνέχεια, παρουσιάζονται στον Πίνακα 8.ΙΙ.

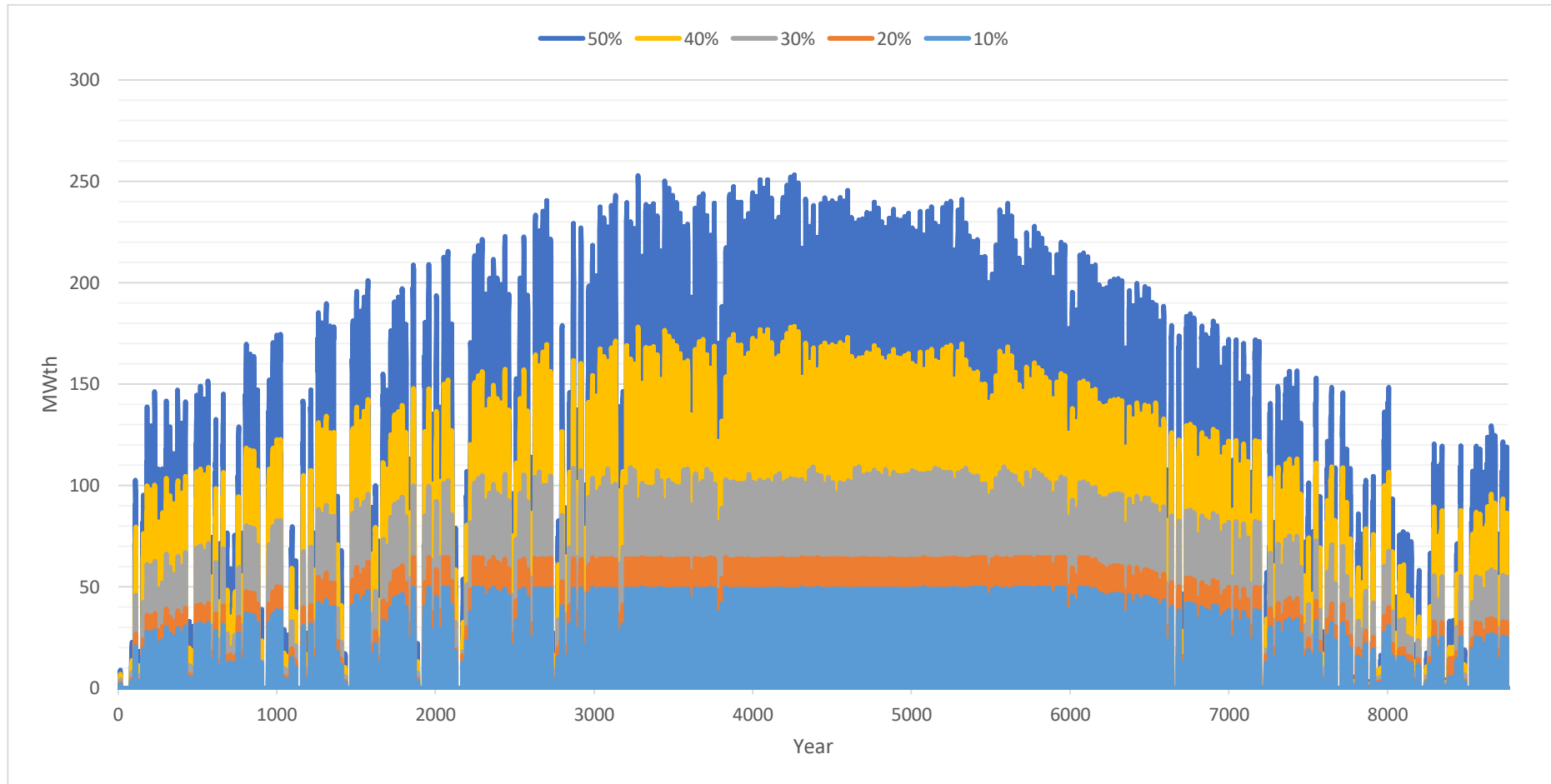
Παράλληλα για την παραμετροποίηση των παραβολικών συλλεκτών του SAM έπρεπε να επανυπολογιστεί η καρτέλα του ηλιακού πεδίου. Προσδιοριστικός παράγοντας για την επίτευξη αυτού είναι η Ηλιακή πολλαπλότητα ή Solar Multiple (SM) και η έκταση γης που διατίθεται προς εκμετάλλευση στη Νίσυρο. Η ηλιακή πολλαπλότητα εκφράζει το κατά πόσο μεγαλύτερο είναι το ηλιακό πεδίο από το σημείο σχεδιασμού του και παίρνει τιμές μεγαλύτερες της μονάδας. Η τιμή SM=1 ανήκει στο σημείο σχεδιασμού του ηλιακού πεδίου για θερμική έξοδο **77 MWth** και για μέγιστη ακτινοβολία που έχει οριστεί στα **900 W/m²** σύμφωνα με τα ηλιακά δεδομένα του νησιού. Η διαθέσιμη έκταση προς εκμετάλλευση στη Νίσυρο για το σύνολο της υβριδικής εγκατάστασης αριθμεί στα **550.000m²**.

Δεδομένου των προαναφερόμενων στοιχείων και περιορισμών πραγματοποιήθηκε επαναληπτική διαδικασία προσομοίωσης του ηλιακού πεδίου για διαφορετικές τιμές του SM (1.1, 1.2, ...2.1, 2.2, ...7.1). Με κάθε νέα τιμή του SM ελέγχεται από την έξοδο του SAM η ετήσια παραγόμενη θερμική ενέργεια του πεδίου. Σκοπός αυτής της διαδικασίας ήταν η προσέγγιση της ελάχιστης απαιτούμενης θερμικής ενέργειας για το κάθε σενάριο όπως αναγράφεται στον πίνακα 8.Ι. Με την προσέγγιση της τιμής της θερμικής ενέργειας του κάθε ποσοστού ανάκτησης σημειώνεται το SM και η απαιτούμενη περιοχή ανάπτυξης του ηλιακού πεδίου (Field Aperture Area). Να τονιστεί ότι οι ηλιοθερμικοί συλλέκτες χρειάζονται περίπου την διπλάσια περιοχή κάλυψης από όση αναγράφεται στο Field Aperture Area λόγω των μεταξύ τους αποστάσεων και του δικτύου σωληνώσεων του HTF [55]. Οι τελικοί παράμετροι σχεδιασμού των επιμέρους μεγεθών του ηλιακού πεδίου και της γεωθερμικής εγκατάστασης έπειτα από την διαδικασία δοκιμής-λάθους για το SM και το Field Aperture Area παρουσιάζονται στον Πίνακα 8.ΙΙ.

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Το ετήσιο προφίλ της παραγόμενης θερμικής ενέργειας των ηλιακών συλλεκτών έπειτα από την τροποποίηση του Solar multiple για το κάθε σενάριο αναθέρμανσης δίνεται στο Σχήμα 8.1. Όπως ήταν αναμενόμενο, τα προφίλ για το σενάριο των 40% και 50% εμφανίζουν πολλαπλάσια παραγωγή απ' ό,τι τα πρώτα τρία. Η μέγιστη τιμή ηλιοθερμικής ισχύος μέσα στο χρόνο για τα πέντε σενάρια σημειώνεται τον Ιούλιο με τιμές:

- Για 10% : **50** MW_{th}
- Για 20% : **65** MW_{th}
- Για 30% : **114** MW_{th}
- Για 40% : **180** MW_{th}
- Για 50% : **255** MW_{th}

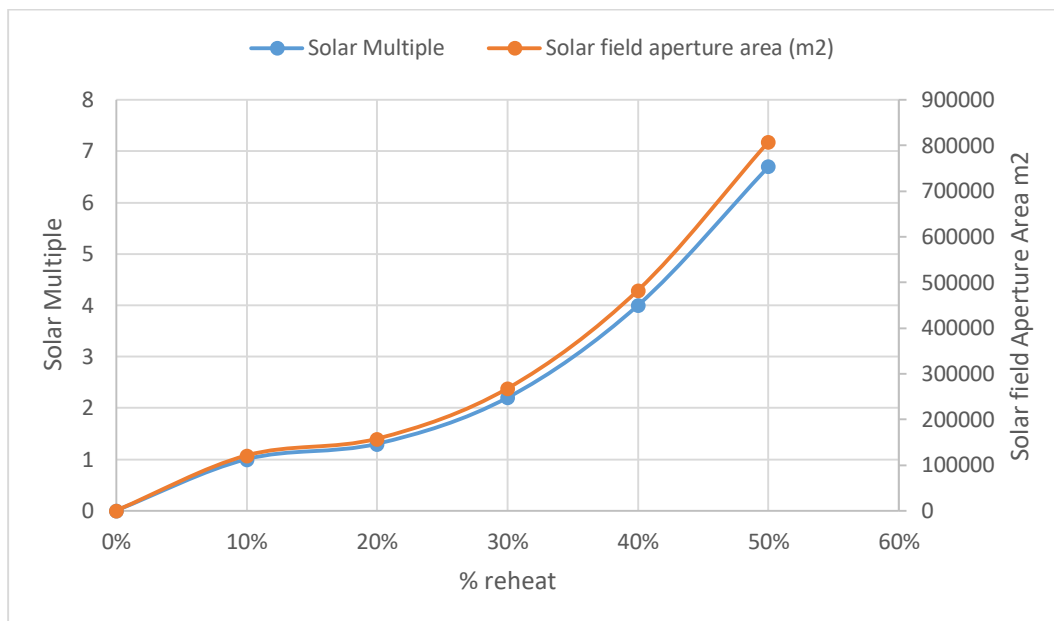


Σχήμα 8.1 Παραγόμενη θερμική ενέργεια από το ηλιακό πεδίο για κάθε σενάριο αναθέρμανσης .

Πίνακας 8.Π Παράμετροι σχεδιασμού των σεναρίων αναθέρμανσης για την γεωθερμική και την ηλιοθερμική διάταξη.

% reheat	Temperature Decline Rate %	Temperature Decline Value (°C)	Solar Multiple	Solar output (MWh _{th})	Solar field aperture area (m ²)
Basic	0,60	1,8	0	0	0
10%	0,54	1,62	1	94.606	120.704
20%	0,48	1,44	1,3	134.904	157.440
30%	0,42	1,26	2,2	202.356	267.648
40%	0,36	1,08	4	269.808	482.816
50%	0,30	0,9	6,7	337.260	808.192

Από τις τιμές του της παραγόμενης θερμικής ενέργειας (solar output) γίνεται αντιληπτό ότι υπερκαλύπτεται η απαιτούμενη θερμική ενέργεια που είχε τεθεί στον πίνακα 8.Ι. Αυτό συμβαίνει για λόγους ασφαλείας και για την πρόβλεψη σφάλματος στην απόδοση των συγκεντρωτικών συλλεκτών. Σύμφωνα με τον περιορισμό της διαθέσιμης έκτασης ανάπτυξης του πεδίου στη Νίσυρο (550.000m²) μόνο τα τρία πρώτα σεναρία (10% , 20%, 30%) αναθέρμανσης έχουν την δυνατότητα υλοποίησης αν συνυπολογιστεί και ο διπλασιασμός της απαιτούμενης έκτασης τους (Solar field aperture area). Οι τιμές της ηλιακής πολλαπλότητας εκτείνονται από το 1 για 10% αναθέρμανση μέχρι το 6,7 για 50%. Ο συντελεστής αυτός υποδηλώνει ότι για SM=1,3 το ηλιακό πεδίο είναι κατά 30% μεγαλύτερο από το σημείο σχεδιασμού του. Αντίστοιχα για το σενάριο του 50% το ηλιακό πεδίο καλείται να είναι 570% μεγαλύτερο από αυτό που απαιτείται. Προφανώς και γι' αυτό το λόγο το σενάριο του 50% στην οικονομική ανάλυση της επόμενης ενότητας κρίνεται ασύμφορη η υλοποίηση του. Στο Σχήμα 8.2 διακρίνεται η εκθετική τάση των τιμών του SM και κατ' επέκταση της απαιτούμενης περιοχής κάλυψης των ηλιακών συλλεκτών λόγω της αυξημένης ανάγκης παροχής θερμικού φορτίου για υψηλά ποσοστά αναθέρμανσης. Αξίζει να σημειωθεί βέβαια ότι στην πλειοψηφία των σύγχρονων ηλιοθερμικών εγκαταστάσεων το SM δεν παίρνει την τιμή 1 εφόσον οι απαιτήσεις των θερμικών αναγκών σε πραγματικές συνθήκες είναι πολύ υψηλότερες από αυτές στο σημείο σχεδιασμού. Γι' αυτό και πολλές μελέτες κρίνονται στις ιδιότητες του ηλιακού πεδίου σε συνθήκες εκτός του σημείου σχεδιασμού (Off – design parameters) [56] .



Σχήμα 8.2 Συγκριτικό διάγραμμα Solar Multiple και Solar field aperture area.

Για την καλύτερη κατανόηση της επίδρασης του ρυθμού θερμοκρασιακής μείωσης (Temperature Decline Rate) στην απόδοση του γεωθερμικού ταμειντήρα παρατίθεται το Σχήμα 8.3. Στο γράφημα διακρίνεται η αναλογική συσχέτιση του ρυθμός θερμικής ελάττωσής με την κλίση της θερμοκρασιακής καμπύλης για τα εξεταζόμενα σενάρια αναθέρμανσης. Το κατώτερο όριο της θερμοκρασίας του φρεατίου παραγωγής έχει οριστεί στους 250 °C. Μπορούν να επιλεγούν και χαμηλότερες τιμές για τη θερμοκρασία του φρεατίου ώστε να παραταθεί η διάρκεια ζωής της μονάδας. Υπό την προϋπόθεση βέβαια ότι πληρούνται οι συνθήκες λειτουργίας του θερμικού κύκλου κατά το σχεδιασμό, χωρίς να σημειώνονται σοβαρές μειώσεις στο βαθμό απόδοσης των επιμέρους μερών της εγκατάστασης (στρόβιλος, εναλλάκτες, αντλίες κ.α.). Για την επίτευξη αυτού θα έπρεπε να γίνει προμήθεια ακριβότερου εξοπλισμού, που το κόστος του να αντισταθμίζεται με την πρόσθετη ενεργειακή παραγωγή που θα προέκυπτε από την επέκταση του χρόνου λειτουργίας της μονάδας. Παρόλα αυτά, στο διάγραμμα παρατηρείται ότι η παραγωγική διάρκεια ζωής της γεωθερμικής μονάδας είναι 30 έτη. Ενώ στην περίπτωση των υψηλών τιμών ανάκτησης θερμότητας (50%) θα μπορούσε ακόμα και να διπλασιαστεί από τα 30 στα 59 έτη λειτουργίας. Συγχρόνως, από τη θερμοκρασιακή μείωση του 1,8 °C για 0% αναθέρμανση επιτυγχάνεται μείωση στους 0,9 °C το χρόνο για 50% αναθέρμανση. Προφανώς υπάρχουν και περιοριστικοί παράγοντες που θα αύξαναν το κόστος ενός τέτοιου εγχειρήματος, όπως η προγραμματισμένη αντικατάσταση των συλλεκτών και επιμέρους εξοπλισμού από την θερμική μονάδα καθώς και η συντήρηση των γεωθερμικών γεωτρήσεων. Στην συγκεκριμένη περίπτωση η περίοδος μελέτης έχει οριστεί στα 40 έτη ώστε να αποτυπωθεί καλύτερα η ενεργειακή παραγωγή των σεναρίων αναθέρμανσης και να διευκολυνθεί η οικονομική ανάλυση για τον προσδιορισμό των τεchnοοικονομικών

μεγεθών (LCOE, NPV κ.α). Συγκεκριμένα, η επέκταση του χρόνου ζωής της εγκατάστασης αποτυπώνεται στο γράφημα του Σχήμα 8.4, για κάθε σενάριο αναθέρμανσης:

- Για 0% αναθέρμανση (Βασική γεωθερμική μονάδα): 30 έτη
- Για 10% αναθέρμανση : 34 έτη
- Για 20% αναθέρμανση : 38 έτη
- Για 30% αναθέρμανση : 43 έτη
- Για 40% αναθέρμανση : 50 έτη
- Για 50% αναθέρμανση : 59 έτη

Διευκρινιστικά, στα προαναφερθέντα έτη σημειώνεται η μέγιστη θερμοκρασιακή διαφορά των 50 °C (300-250 °C) που έχει οριστεί κατά τον σχεδιασμό της υβριδικής εγκατάστασης στο GETEM. Οι 250 °C ορίζουν το τέλος λειτουργίας της εγκατάστασης όπου έπειτα λαμβάνεται η απόφαση είτε της συνέχιση παραγωγής από τη μονάδα με χαμηλότερη απόδοση είτε με αντικατάσταση των φρεατίων ώστε να προσεγγιστεί η αρχική θερμοκρασία των 300 °C. Αυτός είναι μάλιστα και ένας από τους βασικότερους λόγους για την προσθήκη του ηλιοθερμικού πεδίου και την επέκταση των παραγωγικών ετών της υβριδικής διάταξης.

Όπως προαναφέρθηκε, για κάθε τιμή του ρυθμού θερμοκρασιακής εξασθένησης του πεδίου πραγματοποιήθηκε εκ νέου η μοντελοποίηση της γεωθερμικής εγκατάστασης στο GETEM. Καθορίστηκε έτσι η επιμέρους ενεργειακή παραγωγή της μονάδας για κάθε σενάριο αναθέρμανσης, η σχετική ενεργειακή αύξηση και η διακύμανση του συντελεστή φορτίου (Capacity factor, CF). Παρόλο που ο συντελεστής φορτίου του γεωθερμικού σταθμού εμφανίζεται ιδιαίτερα υψηλός κατά την έναρξη λειτουργίας της μονάδας, στην πορεία λόγω της σταδιακής θερμοκτικής υποβάθμισης του πεδίου ελαττώνεται ακόμα και κατά 33% της αρχικής του τιμής. Στο Σχήμα 8.5 παρουσιάζονται οι τιμές του συντελεστή ισχύος για όλα τα σενάρια αναθέρμανσης συμπεριλαμβανομένου και του βασικού (0% ανάκτηση θερμότητας). Για τον υπολογισμό του συντελεστή ισχύος έχει θεωρηθεί ότι όλη η παραγόμενη ενέργεια απορροφάται από το ηλεκτρικό δίκτυο Κω – Καλύμνου. Στο γράφημα διακρίνεται η περίπτωση του βασικού σεναρίου όπου τον τελευταίο χρόνο λειτουργίας του σημειώνει πτώση 35% ενώ ένα μέτριο σενάριο αναθέρμανσης (30%) σημειώνει 25%. Η επίδραση λοιπόν της ανάκτησης θερμότητας γίνεται πιο εμφανής προς το τέλος ζωής της εγκατάστασης, με την πιο ακραία περίπτωση του σεναρίου 50% για το 30^ο έτος λειτουργίας να παρουσιάζει κατά 20% υψηλότερο CF απ' ότι το βασικό σενάριο. Ποσοστό που αντιστοιχεί σε 70 GWh υψηλότερης ενεργειακής παραγωγής για εκείνο το έτος. Αξίζει να σημειωθεί ότι κατά το 40^ο έτος που ολοκληρώνεται και η περίοδος μελέτης μόνο 3 σενάρια αναθέρμανσης έχουν απομείνει σε ισχύ εφόσον το βασικό σενάριο, το 10% και το 20% έχουν εξαντλήσει το θερμοκρασιακό περιθώριο των 50 °C και έχουν παύσει να λειτουργούν. Στο Σχήμα 8.6 αποτυπώνεται η ενεργειακή παραγωγή του κάθε σεναρίου για όλα τα έτη λειτουργίας του μέχρι και το 40^ο που λήγει και η περίοδος της ενεργειακής μελέτης. Η μέγιστη ενεργειακή παραγωγή από την υβριδική εγκατάσταση παρατηρείτε τον πρώτο χρόνο λειτουργίας της για όλα τα

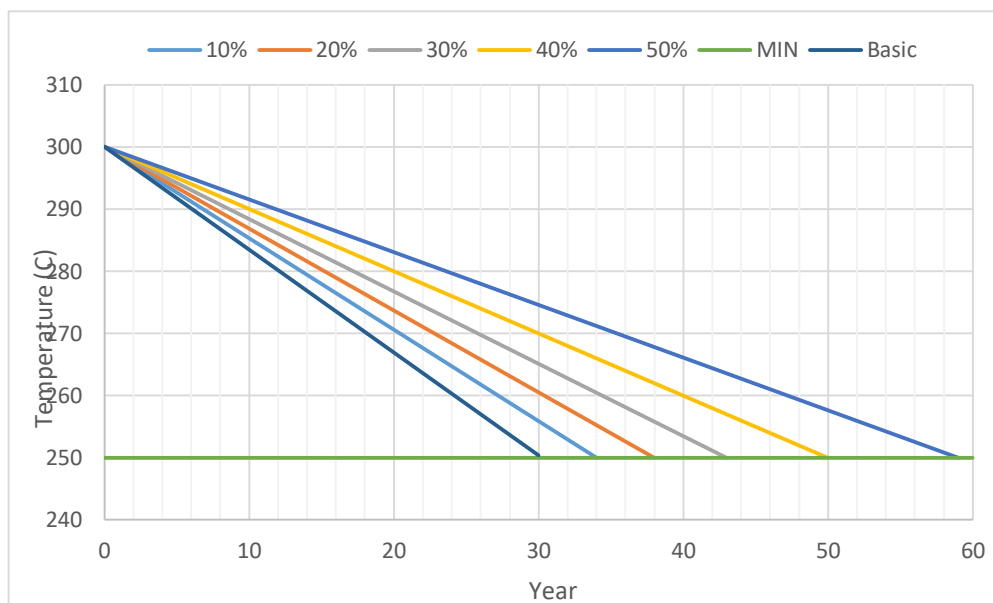
ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

σενάρια και είναι της τάξης των **330 GWh**. Τα υπόλοιπα χρόνια αρχίζει να φθίνει σταδιακά η ενεργειακή παραγωγή λόγω της θερμικής εξασθένησης του ταμειυτήρα, φθάνοντας σε μείωση ακόμα και **40%** σε σχέση με την πρώτη χρονιά. Στον Πίνακα 8.ΙΙΙ καταγράφεται η συνολική ενεργειακή παραγωγή του κάθε σεναρίου μέχρι το τέλος της παραγωγικής του ζωής και μέχρι το 40^ο έτος της μελέτης.

Πίνακας 8.ΙΙΙ Συγκριτικός πίνακας για την ενεργειακή παραγωγή του κάθε σεναρίου αναθέρμανσης.

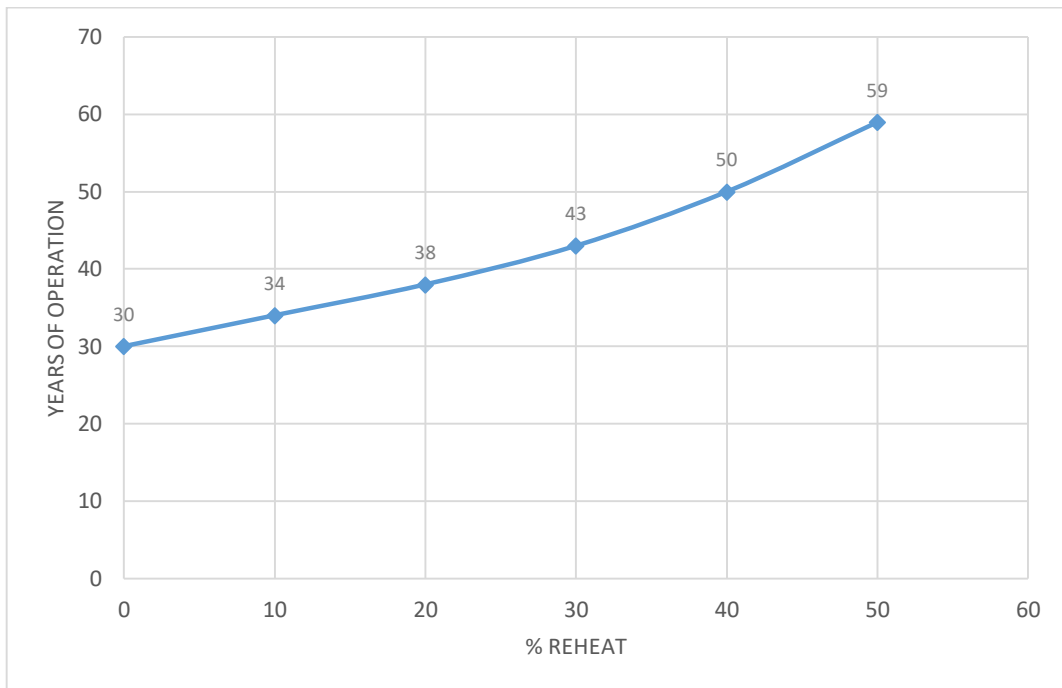
% reheat	Years of Production	Energy production 40th year TWh	Total energy production TWh
0	30	7.92	7.92
10	34	8.94	8.94
20	38	10.01	10.01
30	43	10.75	11.37
40	50	11.11	13.22
50	59	11.47	15.73



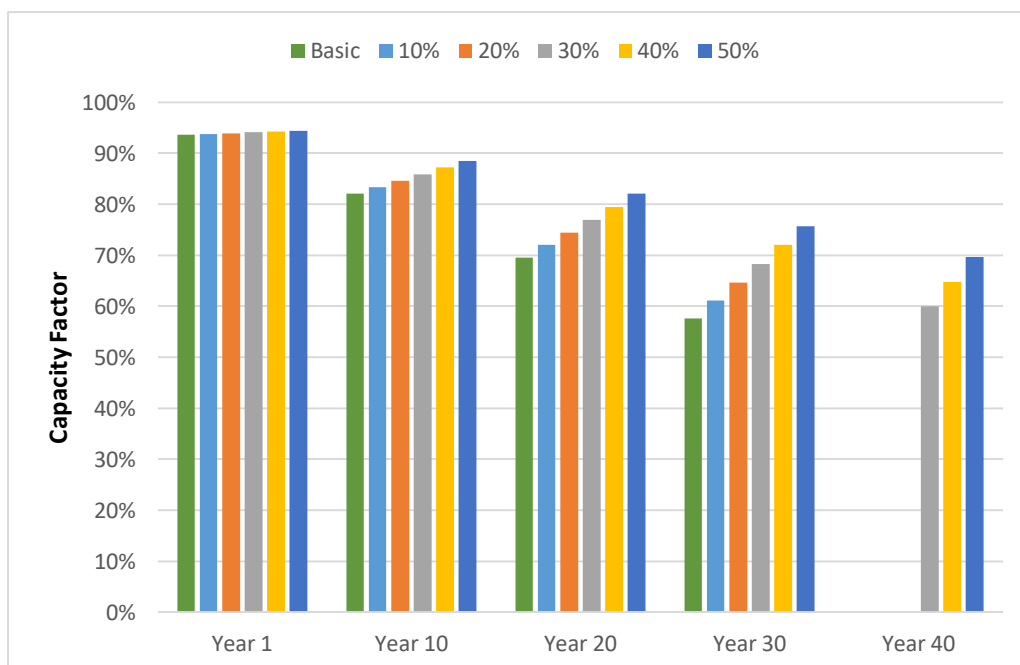
Σχήμα 8.3 Γράφημα της θερμοκρασιακής εξασθένησης του γεωθερμικού ρευστού για κάθε σενάριο αναθέρμανσης.

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

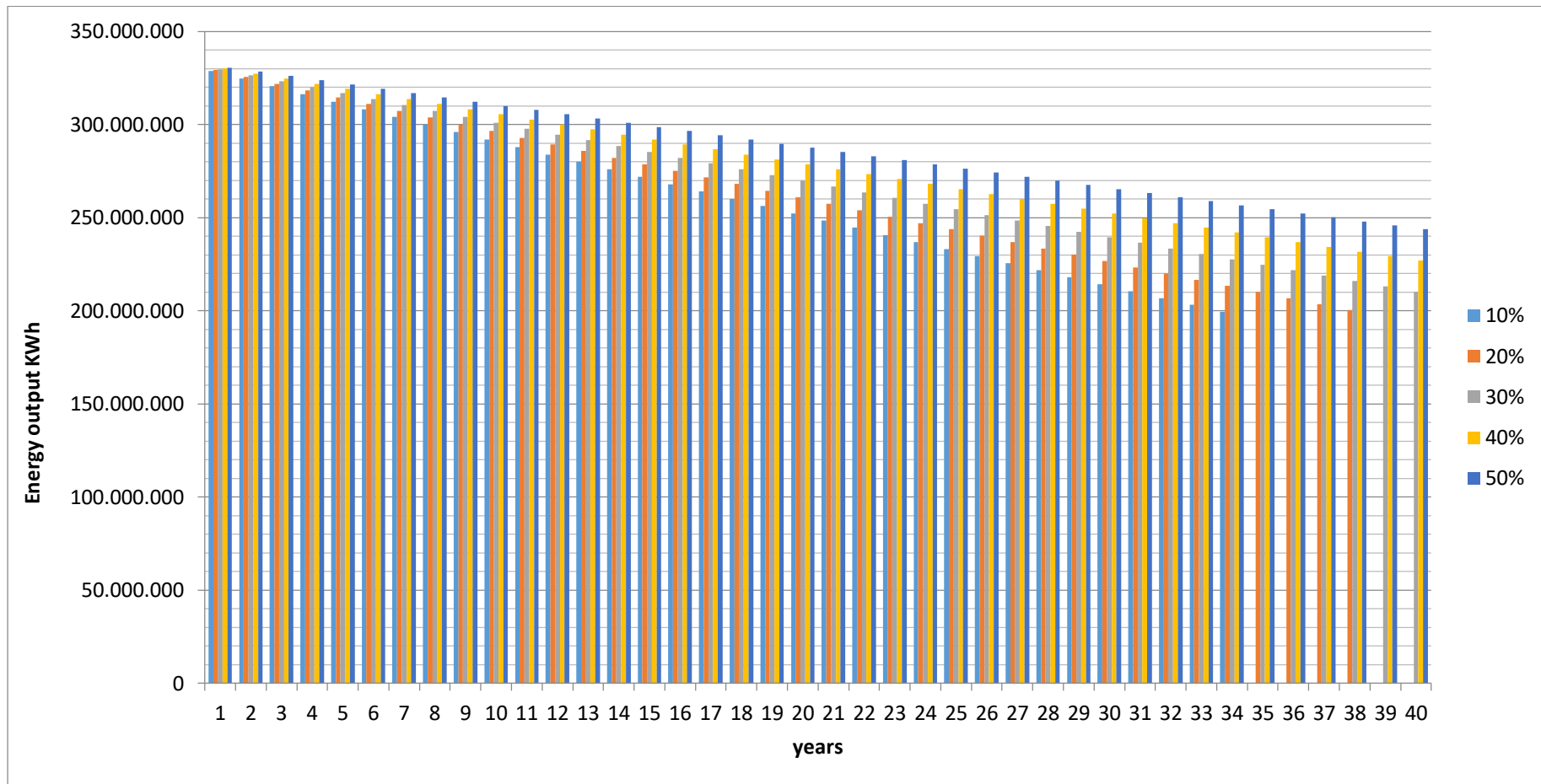
του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη



Σχήμα 8.4 Χρόνια λειτουργίας γεωθερμικής εγκατάστασης για κάθε σενάριο αναθέρμανσης.



Σχήμα 8.5 Διάγραμμα του συντελεστή ισχύος (capacity factor) για κάθε σενάριο αναθέρμανσης.



Σχήμα 8.6 Ενεργειακή παραγωγή γεωθερμικής εγκατάστασης για κάθε σενάριο αναθέρμανσης στην περίοδο μελέτης των 40 ετών.

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

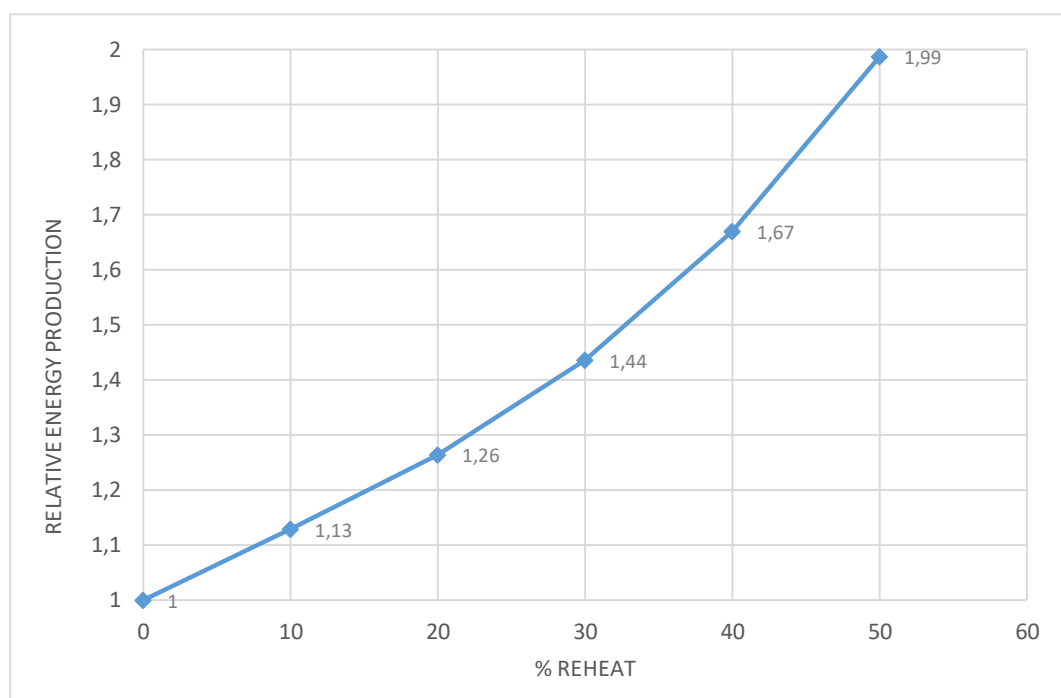
Η διερεύνηση της ενεργειακής αποδοτικότητας των σεναρίων αναθέρμανσης βασίστηκε εξολοκλήρου στην εκτίμηση της σχετικής ενεργειακής παραγωγής του κάθε ποσοστού ανάκτησης. Αυτό συνέβη διότι ήταν αδύνατος ο υπολογισμός ενός νέου βαθμού απόδοσης, εφόσον η προσαγόμενη θερμική ισχύς στο θερμικό κύκλο και η ηλεκτρική παραγωγή δεν μεταβάλλονται. Θα συνέβαινε το αντίθετο σε περίπτωση που το ηλιοθερμικό πεδίο χρησιμοποιούνταν για προθέρμανση του γεωθερμικού ρευστού και όχι για αναθέρμανση. Τότε η παραγόμενη θερμική ενέργεια του ηλιακού πεδίου θα αθροιζόταν με αυτήν του γεωθερμικού ρευστού τροποποιώντας τις συνθήκες εισόδου της μονάδας ισχύος. Η αναθέρμανση στην προτεινόμενη διάταξη τροφοδοτεί τον υπόγειο ταμιευτήρα και όχι τον θερμικό κύκλο. Άρα η συνεισφορά της στο γεωθερμικό σύστημα είναι έμμεση. Για την αναλυτική πρόβλεψη του πραγματικού ολικού βαθμού απόδοσης (utilization efficiency) της εγκατάστασης, χρειάζεται να υπολογιστεί η εξέργεια του γεωθερμικού συστήματος συμπεριλαμβανομένου του ταμιευτήρα. Ο συγκεκριμένος υπολογισμός δεν συμπεριλαμβάνεται στην παρούσα ενεργειακή μελέτη λόγω απουσίας των πραγματικών ιδιοτήτων του γεωθερμικού ταμιευτήρα της Νισύρου. Γι' αυτό και το μόνο μέγεθος για την συγκριτική αξιολόγηση των σεναρίων αναθέρμανσης είναι η σχετική ενεργειακή παραγωγή τους που αποτυπώνεται στο διάγραμμα του Σχήμα 8.7. Όπως είναι διακριτό, με την προσθήκη των συγκεντρωτικών συλλεκτών μπορεί ακόμα και να διπλασιαστεί η ενεργειακή παραγωγή για τα υψηλά ποσοστά αναθέρμανσης, στο τέλος ζωής των μονάδων. Μετά το σενάριο του 30% ανάκτησης παρατηρείται σχεδόν μία εκθετική αύξηση της ενεργειακής παραγωγής. Πρέπει να συνυπολογιστούν βέβαια οι οικονομικοί και χωροταξικοί περιορισμοί για την υλοποίηση των σεναρίων του 40 και 50%. Από την ενεργειακή ανάλυση βέβαια το βέλτιστο σενάριο προς υλοποίηση είναι το **30%**. Εφόσον με τα στοιχεία που έχουν παρατεθεί ως τώρα παρουσιάζει:

- Ικανοποιητική ενεργειακή παραγωγή της τάξης του 44% προσαυξημένη σε σχέση με το βασικό σενάριο. Συγκεκριμένα δύναται να παράξει σχεδόν 3 TWh περισσότερη ενέργεια απ' ότι το βασικό σενάριο.
- Μακρόχρονη παραγωγική λειτουργία με 13 χρόνια περισσότερου χρόνου ζωής (43 συνολικά).
- Χωροταξική συνέπεια εφόσον βρίσκεται εντός των ορίων για την ανάπτυξη του ηλιοθερμικού πεδίου. Το όριο σε έκταση που έχει τεθεί για τη Νίσυρο είναι τα **550.000 m²** και το ηλιακό πεδίο χρειάζεται $267.000 \text{ m}^2 \cdot 2 = \mathbf{534.000 \text{ m}^2}$. Είναι το ψηλότερο ποσοστό αναθέρμανσης που πληροί αυτή την προϋπόθεση.
- Υψηλό συντελεστή φορτίου άνω του 60% στο τελευταίο έτος την ενεργειακής μελέτης (40^ο έτος).

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Αξίζει να αναφερθεί ότι τα σενάρια του 40 και 50 % κρίνονται ακατάλληλα για υλοποίηση διότι απαιτούν υπερβολικά μεγάλα ηλιοθερμικά πεδία (482.816 m² ή **965.632 m²** και 808.192 m² ή **1.616.384 m²** αντίστοιχα) που δεν θα μπορούσαν να υποστηριχθούν από την διαθέσιμη περιοχή της Νισύρου. Επιπλέον το μέγεθος των πεδίων είναι απαγορευτικό και από οικονομικής άποψης όπως θα παρουσιαστεί στην ενότητα της οικονομικής ανάλυσης.



Σχήμα 8.7 Σχετική ενεργειακή παραγωγή των σεναρίων αναθέρμανσης.

Ο σχετική ενεργειακή παραγωγή υπολογίστηκε ως εξής:

$$rEnergy = \frac{Energy\ production\ with\ heat\ recovery}{Energy\ production\ (Basic\ scenario)} \quad (8.1)$$

Με την ενεργειακή παραγωγή υπολογισμένη για το τέλος λειτουργίας του κάθε σεναρίου.

8.1.1. Κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης του ηλεκτρικού δικτύου Κω – Καλύμνου.

Η Νίσυρος ανήκει στο μεμονωμένο ηλεκτρικό δίκτυο Κω – Καλύμνου στα Δωδεκάνησα που αποτελείται από 9 νησιά. Οι ενεργειακές ανάγκες του δικτύου καλύπτονται κυρίως από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας σε ποσοστό 84% με τις ανανεώσιμες να καλύπτουν το υπόλοιπο 26%. Οι συμβατικοί σταθμοί του δικτύου αποτελούνται από 2 μονάδες καύσης πετρελαίου συνολικής ισχύος **120 MW**. Οι ανανεώσιμες από την άλλη αποτελούνται από **24,38 MW** και κατανέμονται ως εξής στις επιμέρους τεχνολογίες:

- 15,2 MW αιολική ενέργεια
- 8,78 MW φωτοβολταϊκή ενέργεια
- 0,4 MW εγγυημένης ισχύος υβριδικός σταθμός στη νήσο Τήλο που αποτελείται από 0,8 MW αιολική ενέργεια , 0,16 MW φωτοβολταϊκή ενέργεια και μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής (συσσωρευτές) ισχύος 0,8 MW και 1400 kWh. (Ο σχεδιασμός της υβριδικής εγκατάστασης πραγματοποιήθηκε από το εργαστήριο Ήπιων Μορφών Ενέργειας και Προστασίας του Περιβάλλοντος του Πανεπιστημίου Δυτικής Αττικής ΠΑ.Δ.Α.)

Στην ενότητα αυτή της ενεργειακής ανάλυσης διερευνάτε η δυνατότητα κάλυψης των ενεργειακών αναγκών του ηλεκτρικού δικτύου για κάθε σενάριο ανάκτησης θερμότητας της προτεινόμενης υβριδικής εγκατάστασης. Το προφίλ της ενεργειακής ζήτησης του ηλεκτρικού δικτύου πάρθηκε από το εργαστήριο των Ήπιων Μορφών Ενέργειας και Προστασίας του Περιβάλλοντος του Πανεπιστημίου Δυτικής Αττικής ΠΑ.Δ.Α. και υπολογίστηκε στα πλαίσια σχεδιασμού για τον υβριδικό σταθμό της Τήλου το έτος 2013. Η ενεργειακή κατανάλωση αποτυπώνεται στο Σχήμα 8.8 σε ωριαίες τιμές ηλεκτρικής ισχύος για όλο το έτος. Από το γράφημα διακρίνεται μεγάλη διακύμανση στις τιμές ισχύος, με τους καλοκαιρινούς μήνες να σημειώνουν τη μέγιστη ζήτηση της τάξης των 90 MW λόγω του αυξημένου τουρισμού. Αντιθέτως τους χειμερινούς μήνες η ζήτηση πέφτει κάτω από το μισό, με αποτέλεσμα η μέση ετήσια τιμή του συντελεστή ισχύος των συμβατικών μονάδων να είναι 28%. Επιπλέον αν συνυπολογιστεί και η παραγόμενη ισχύς από τις ανανεώσιμες, προκύπτει ότι οι συμβατικές μονάδες πετρελαίου δεν λειτουργούν ποτέ στην ονομαστική τιμή τους. Στο Σχήμα 8.9 παρουσιάζεται η μέση μηνιαία ενεργειακή κατανάλωση του δικτύου όπου για τον Ιούλιο σημειώνεται η μέγιστη τιμή των 50 GWh ενώ τον Νοέμβριο η ελάχιστη με μόλις 17 GWh. Η συνολική ετήσια ενεργειακή ζήτηση του απομονωμένου ηλεκτρικού δικτύου είναι **350 GWh**.

Με σκοπό την μείωση συμμετοχής των συμβατικών σταθμών ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο του νησιωτικού συμπλέγματος, πραγματοποιήθηκε ανάλυση και των 6 διαθέσιμων σεναρίων (βασικό, 10, 20, 30, 40, 50%) προκειμένου να εξακριβωθεί το ποσοστό κάλυψης της ενεργειακής ζήτησης. Τα δεδομένα υπολογίστηκαν με τις ωριαίες τιμές ισχύος σε ετήσια βάση για την ζήτηση δικτύου και την ενεργειακή παράγωγή από την υβριδική εγκατάσταση. Συγκεκριμένα εξετάστηκε ο $1^{ος}$, ο $10^{ος}$, ο

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

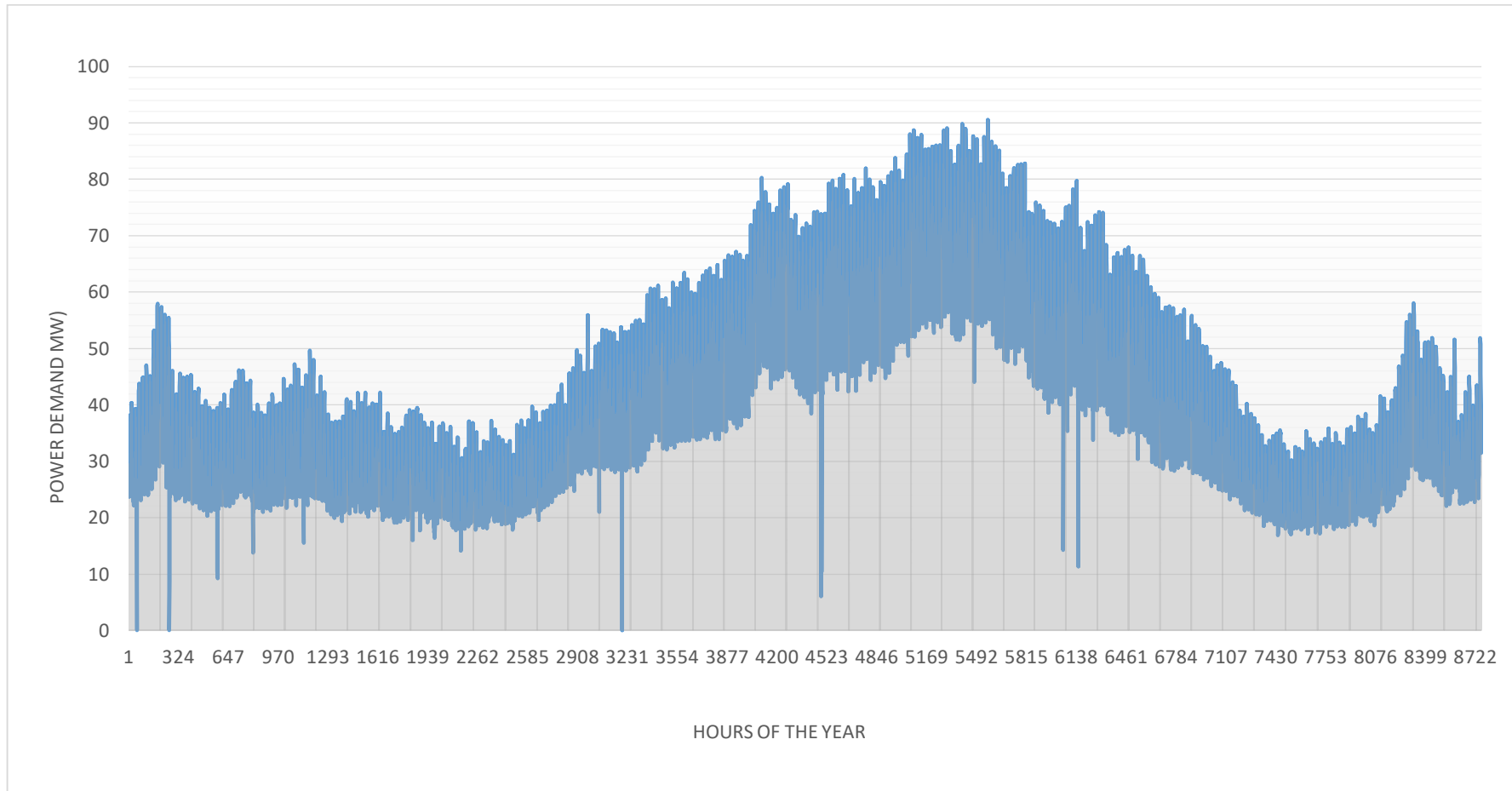
20^{ος}, ο 30^{ος} και ο 40^{ος} χρόνος λειτουργίας της ηλιογεωθερμικής εγκατάστασης θεωρώντας ότι η κατανάλωση του νησιωτικού συμπλέγματος παραμένει αμετάβλητη για όλη την περίοδο της μελέτης. Οι υπολογισμοί πραγματοποιήθηκαν μέσω του Microsoft excel ως εξής:

$$E_{grid} = E_{hybrid} - E_{com}$$

Όπου E_{grid} η ενέργεια που δόθηκε στο δίκτυο με θετικές και αρνητικές τιμές, E_{hybrid} η ενέργεια που παράχθηκε από την υβριδική μονάδα, E_{com} η ενεργειακή ζήτηση του δικτύου.

Με τις αρνητικές τιμές του E_{grid} εκφράζεται το έλλειμα ενέργειας του δικτύου δηλαδή ότι η υβριδική εγκατάσταση δεν μπορεί να καλύψει τη ζήτηση, ενώ με τις θετικές τιμές το πλεόνασμα ενέργειας. Η ενέργεια που περισσεύει αποτελεί την κάλυψη του δικτύου. Ακολούθησε η δημιουργία διαγραμμάτων με τα ποσοστά του ελλείματος, του πλεονάσματος αλλά και της κάλυψης του φορτίου επί του συνόλου της ζήτησης. Πρέπει να σημειωθεί ότι το πλεόνασμα ενέργειας για κάθε σενάριο μειώνετε με την πάροδο των ετών λόγω της φθίνουσας ενεργειακής παραγωγής τους. Χαρακτηριστικά για το σενάριο του 30% αναθέρμανσης ενώ τον πρώτο χρόνο εμφανίζει 11% πλεόνασμα ενέργειας τον 30^ο χρόνο εμφανίζει μόλις 3%. Η ενεργειακή κάλυψη του ηλεκτρικού δικτύου θα μπορούσε να είναι πολύ υψηλότερη αν στην υβριδική εγκατάσταση ενσωματωνόταν κατάλληλο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας που θα εκμεταλλευόταν την περίσσεια παραγωγή. Άλλες επιλογές αξιοποίησης του πλεονάσματος ισχύος θα ήταν η παροχή ενέργειας σε μονάδες αφαλάτωσης, αντλιοστάσια κ.α.

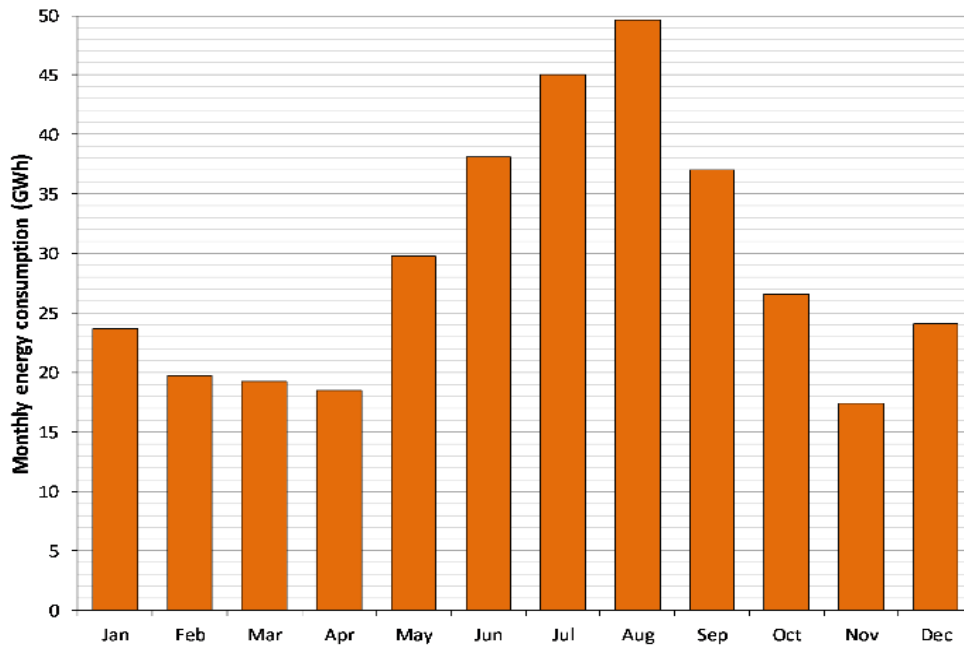
Στο Σχήμα 8.10 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των παραπάνω υπολογισμών σε μορφή ποσοστών. Στο γράφημα εμπεριέχεται μόνο η κάλυψη και το έλλειμμα ενέργειας που εμφανίζει το ηλεκτρικό δίκτυο Κω- Καλύμνου από την λειτουργία της υβριδικής εγκατάστασης. Όπως διακρίνεται από το ραβδόγραμμα τον πρώτο χρόνο όλα τα σενάρια σημειώνουν 80% κάλυψη της ενεργειακής κατανάλωσης. Ακόμα και μέχρι το 30^ο έτος η κάλυψη βρίσκεται πάνω από το 60% με το σενάριο του 50% αναθέρμανσης να φθάνει μέχρι και το 70% κάλυψης. Αυτό σημαίνει ότι με την αξιοποίηση της γεωθερμικής ενέργειας και δει την χρήση της προτεινόμενης υβριδικής διάταξης μπορεί να επιτευχθεί σε μεγάλο βαθμό η ανεξαρτησία του νησιωτικού συμπλέγματος από τα συμβατικά καύσιμα. Με αυτόν τον τρόπο θα παρέχεται στο ηλεκτρικό δίκτυο εγγυημένη παροχή ενέργειας από μία ανανεώσιμη πηγή ως μονάδα βάσης. Με την περαιτέρω ανάπτυξη και των υπολοίπων ανανεώσιμων τεχνολογιών (αιολικά, φωτοβολταϊκά) θα μπορούσε σε λίγα χρόνια να επιτευχθεί πλήρεις αυτονομία του δικτύου Κω-Καλύμνου χωρίς την ανάγκη λειτουργίας συμβατικών σταθμών. Επιπλέον κέρδος θα ήταν η μειωμένη διακίνηση των πετρελαιοειδών στο σύμπλεγμα των Δωδεκανήσων και η εξάλειψη του διακυβεύματος του να προκληθεί περιβαλλοντολογικό ατύχημα σε μία τόσο τουριστική περιοχή με φυσικό κάλλος.



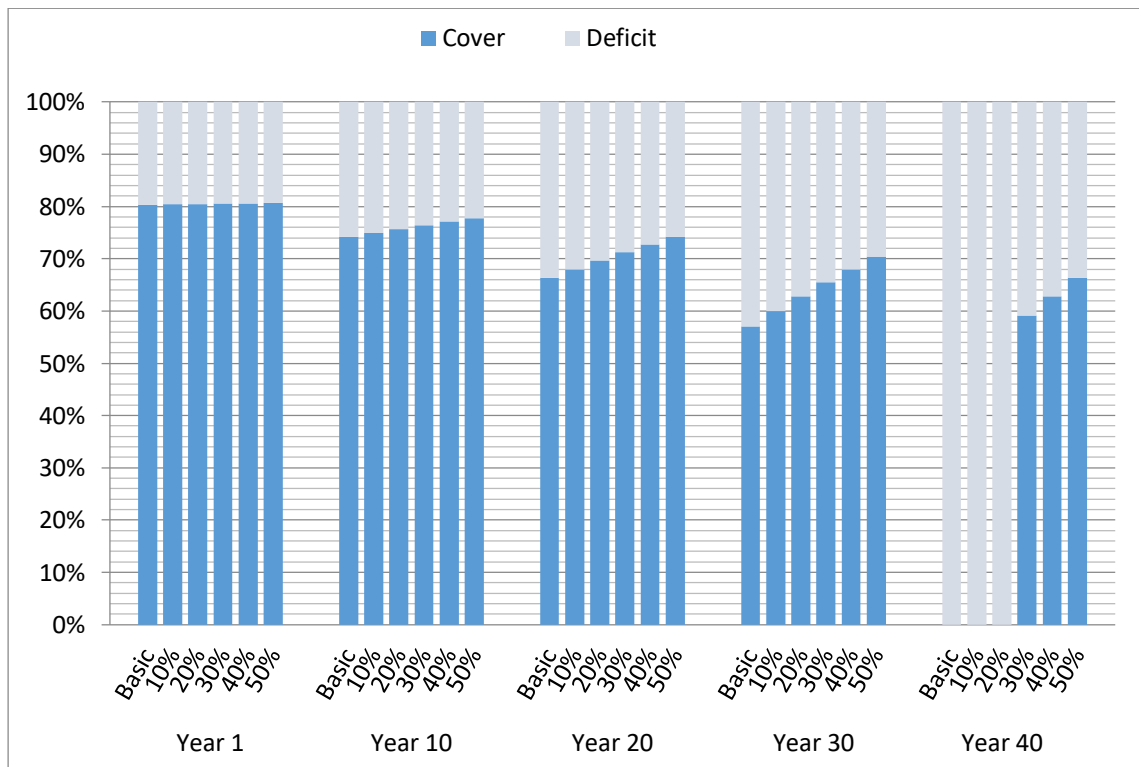
Σχήμα 8.8 Προφίλ ενεργειακής ζήτησης ηλεκτρικού δικτύου Κω – Καλύμνου.

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη



Σχήμα 8.9 Μηνιαία ενεργειακή κατανάλωση ηλεκτρικού δικτύου Κω – Καλύμνου.



Σχήμα 8.10 Κάλυψη ενεργειακής ζήτησης του νησιωτικού συμπλέγματος Κω-Καλύμνου από την παραγωγή ενέργειας της ηλιογεωθερμικής εγκατάστασης της Νισύρου.

8.2. Οικονομική ανάλυση σεναρίων αναθέρμανσης υβριδικής εγκατάστασης

Στην τεχνοοικονομική ανάλυση που ακολουθεί επιχειρείται ο προσδιορισμός του βέλτιστου σεναρίου αναθέρμανσης ώστε με βάση τους χρηματοοικονομικούς όρους (LCOE, NPV, Payback period) να θεωρηθεί ελκυστική η επένδυση της υβριδικής εγκατάστασης. Όπως γίνεται αντιληπτό με την προσθήκη του ηλιοθερμικού πεδίου αυξάνεται σημαντικά το συνολικό κόστος της εγκατάστασης και είναι απαραίτητη η εξακρίβωση των συνολικών εξόδων. Επίσης κρίνεται αναγκαίος ο καθορισμός του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE) και της Καθαρής Παρούσης Αξίας της επένδυσης (NPV). Αυτά είναι δύο πολύ χρήσιμα εργαλεία για την συγκριτική αξιολόγηση των σεναρίων αναθέρμανσης ώστε να προκύψει η εκλογή του βέλτιστου. Το LCOE του κάθε σεναρίου προσδιορίστηκε μέσω της ανάλυσης των προεξοφλημένων ταμειακών ροών (Discounted Cash Flow, DCF) που ήταν διαθέσιμη στο υπολογιστικό πρόγραμμα GETEM. Η συγκεκριμένη ανάλυση χρησιμοποιεί προσομοιωμένα μοντέλα γεωθερμικών εγκαταστάσεων και σχετικές οικονομικές παραμέτρους για να υπολογίσει τα κέρδη και τα έξοδα ενός έργου. Τα προσομοιωμένα μοντέλα των εγκαταστάσεων «δανείζονται» δεδομένα από βιβλιοθήκες που είναι προεγκατεστημένες στη δομή του προγράμματος με άδεια του GTO (Geothermal Technologies Office). Επιπλέον αποσαφηνίζεται το ποσοστό της αύξησης του αρχικού κεφαλαίου της επένδυσης και η απόδοση των προσδοκώμενων κερδών σε μακροπρόθεσμη βάση από την προσθήκη του ηλιακού πεδίου.

8.2.1. Ανάλυση κόστους υβριδικής εγκατάστασης

Για τον καθορισμό των επιμέρους δαπανών της γεωθερμικής μονάδας χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα κόστους του σχετικού εξοπλισμού (στρόβιλοι, διαχωριστές, συμπυκνωτές, αντλίες) από συσχετισμούς με αντίστοιχου μεγέθους γεωθερμικές εγκαταστάσεις. Το ευρετήριο των τιμών αυτών πάρθηκε από δεδομένα του Υπουργείου Ενέργειας των Η.Π.Α [57] και από τη διεθνή βιβλιογραφία [58]. Εκτενής παρουσίαση του κόστους για κάθε μέρος του εξοπλισμού είτε για την μονάδα ισχύος είτε για τις γεωτρήσεις δίνεται στο παράρτημα Α. Ενδεικτικά στον Πίνακα 8.IV αποτυπώνονται αναλυτικά οι δαπάνες για τον αντλητικό εξοπλισμό των γεωτρήσεων (Drilling cost, GF Pumping), το κόστος των φρεατίων κατά την ερευνητική φάση των δοκιμών (Exploration) καθώς και τα συγκεντρωτικά κόστη για το θερμικό κύκλο (Power plant). Κατά τον σχεδιασμό έχει θεωρηθεί ότι το γεωθερμικό πεδίο δεν έχει ερευνηθεί πλήρως και χρειάζεται περαιτέρω επιμήκυνση της ερευνητικής φάσης για να προσδιοριστεί με ακρίβεια η θερμική του απόδοση. Συγκεκριμένα, τα ειδικά κόστη για τον εξοπλισμό του γεωθερμικού κύκλου είναι τα εξής:

- Κόστος Στρόβιλου – Γεννήτριας: **360,46 \$/kW**
- Κόστος διαχωριστή: **2,82 \$/kW**
- Κόστος Πύργου Ψύξης: **45,06 \$/kW**
- Κόστος Συμπυκνωτή: **58,41 \$/kW**
- Κόστος Αντλιών θερμικού κύκλου: **22,83 \$/kW**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

- Ολικό ειδικό κόστος εξοπλισμού μονάδας ισχύος που έχει εφαρμοστεί συντελεστής ασφαλείας της τάξης του 2,6 μετά φόρων αγοράς (5%): 1.446 \$/kW

Πίνακας 8.IV Επιμέρους Κόστη αντλητικής διάταξης γεωτρήσεων, διάνοιξης φρεατίων και θερμικού κύκλου.

Exploration		Value
Exploration Drilling Costs (full-sized)		13.121.171 €
Exploration Stimulation Costs		0 €
Small Diameter Exploration Drilling		2.368.969 €
Non-Drilling Exploration Costs		500.185 €
Permitting & Leasing Costs		242.700 €
Other Indirect Costs		690.588 €
TOTAL EXPLORATION COST		16.923.613 €
Drilling		Value
<u>Well Count</u>		
Number Production Wells Required		3,22
Number Injection Wells Required		1,54
Number of Wells Drilled to Complete Field		3,68
# Undeveloped Sites Drilled		0
Total Wells Drilled at Other Sites		0
# Wells Stimulated		0
<u>Well Cost</u>		
Production Well Cost		2.733.577 €
Injection Well Cost		2.733.577 €
Stimulation Cost per Well		0
<u>Drilling Costs</u>		
Failed Wells Supplement Injection		Yes
Production Capacity Drilled before PPA		0,6
Permitting Costs		1.090.810 €
Production Well Costs		4.441.244 €
Injection Well Costs		5.605.482 €
Stimulation Costs		0 €
Non-Drilling Costs		757.974 €
TOTAL DRILLING COST		11.895.510 €
Field Gathering System & GF Pumping		Value
Total Production Flow	kg/s	257,48
Flow per well	kg/s	80,00
Production Pumping	kW	0,00
Total Injection Flow	kg/s	201,92
Injection Pumping	kW	791,76
Wells Used for Injection		2,46
Surface Equipment Costs		3.010.816 €
Total Production Pump Costs		0 €

Total Injection Pump Costs		445.550 €
Indirect Costs		471.323 €
TOTAL FIELD GATHERING SYSTEM COST		3.927.689 €
Power Plant Costs		Value
Transmission Line	<i>km</i>	0
Estimated Generator Nameplate	<i>kW</i>	42.239,26
Power Plant Net Output	<i>kW</i>	40.791,76
Geothermal Pumping Power	<i>kW</i>	791,76
Transmission Cost		0
Power Plant Cost (per net KW)	<i>€/kW</i>	1.445,87
Power Plant Cost		58.979.543 €
TOTAL POWER PLANT & TRANSMISSION COST		58.979.543 €

Αναλυτικές μαθηματικές σχέσεις για τον υπολογισμό των μεγεθών του πίνακα 8.IV καθώς και για τη διαχείριση των δεδομένων εισόδου από την διεθνή βιβλιογραφία βρίσκονται στο Τεχνικό φυλλάδιο του GETEM [41] .

Στον υπολογισμό του συνολικού κόστους του συστήματος μεταφοράς του γεωθερμικού ρευστού όπως σωληνώσεις, σκυρόδεμα, χάλυβας, ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός ελέγχου του δικτύου και άλλα εφαρμόστηκε συντελεστής ασφαλείας ίσος με 2. Οι ολικές δαπάνες των επιμέρους υλικών χρησιμοποιήθηκαν ως βάση για την εκτίμηση του άμεσου κόστους κατασκευής. Σε αυτό συμπεριλαμβάνεται το κόστος εργασίας, το κόστος οργάνωσης και σχεδιασμού, τα περιθώρια λαθών και επιβαρύνσεων κατά την φάση της κατασκευής, φορολογία των υλικών, και τα έξοδα αδειοδότησης του έργου.

Οι επιμέρους δαπάνες για τη διάταξη του ηλιοθερμικού πεδίου υπολογίστηκαν με τη βοήθεια του προγράμματος SAM. Σε αυτές συμπεριλαμβάνονται τα κόστη για την διαμόρφωση του χώρου εγκατάστασης, την αγορά των παραβολικών κατόπτρων και του απορροφητή, του συστήματος σωληνώσεων του εργαζόμενου μέσου HTF, την προμήθεια μετά φόρων 5% του τήγματος αλάτων HTF Hitec XL και τέλος την αγορά του εναλλάκτη θερμότητας μεταξύ του HTF του ηλιακού πεδίου και του γεωθερμικού ρευστού. Από την οικονομική μελέτη έχουν εξαιρεθεί οι δαπάνες για τον θερμικό κύκλο του ηλιακού πεδίου εφόσον η υβριδική εγκατάσταση παράγει ενέργεια εξολοκλήρου από την γεωθερμική μονάδα ισχύος. Το συνολικό κόστος του εξοπλισμού του ηλιοθερμικού συστήματος αθροίζεται στις συνολικές δαπάνες του γεωθερμικού κύκλου και εισάγεται ως ένας αριθμός στους υπολογισμούς της οικονομικής αποδοτικότητας του έργου. Τα δεδομένα για το κόστος του εξοπλισμού πάρθηκαν από τη βάση δεδομένων του NREL που ανανεώνονται ετήσια με κάθε νέα έκδοση του SAM [59]. Στην συγκεκριμένη αξιολόγηση έχουν χρησιμοποιηθεί δεδομένα εξοπλισμού για το 2018 σύμφωνα με την ημερομηνία έκδοσης του προγράμματος. Στον Πίνακα 8.V παρατίθενται τα επιμέρους κόστη του ηλιακού πεδίου για κάθε σενάριο αναθέρμανσης. Η διαφορά τους έγκειται στο γεγονός ότι για υψηλότερα ποσοστά ανάκτησης χρειάζεται μεγαλύτερη ωφέλιμη έκταση συλλογής ηλιακής θερμότητας και κατ' επέκταση περισσότερος εξοπλισμός.

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Διευκρινιστικά για τον πίνακα 8.V οι επιμέρους δραστηριότητες και κόστη ορίζονται ως:

- **Site preparations cost:** Διαμόρφωση του χώρου εγκατάστασης των ηλιακών συλλεκτών. Συμπεριλαμβάνονται τα κόστη εργασίας, σχεδιασμού και προμήθειας υλικών.
- **Installed solar field cost:** Αγορά και εγκατάσταση παραβολικών κατόπτρων και απορροφητή. Συμπεριλαμβάνονται φόροι 5% επί της αγοράς και κεφάλαιο ασφαλείας 7%.
- **HTF system cost:** Αγορά δικτύου σωληνώσεων HTF και τήγματος αλατών Hitec XL. Επίσης συμπεριλαμβάνεται η προμήθεια του εναλλάκτη θερμότητας.

Πίνακας 8.V Δαπάνες επιμέρους δραστηριοτήτων και εξοπλισμού του ηλιακού πεδίου για κάθε σενάριο αναθέρμανσης.

Solar field costs	Value
Site preparations-improvements cost (€)	
10% reheat	3.017.600
20% reheat	3.936.000
30% reheat	6.691.200
40% reheat	12.070.400
50% reheat	20.204.800
Installed solar field cost (€)	
10% reheat	18.105.600
20% reheat	23.616.000
30% reheat	40.147.200
40% reheat	72.422.400
50% reheat	121.228.800
HTF system cost (€)	
10% reheat	7.242.240
20% reheat	9.446.400
30% reheat	16.058.880
40% reheat	28.968.960
50% reheat	48.491.520
Total Solar field Cost (€)	
10% reheat	28.365.440
20% reheat	36.998.400
30% reheat	62.897.280
40% reheat	113.461.760
50% reheat	189.925.120

8.2.2. Συγκριτική οικονομοτεχνική ανάλυση σεναρίων αναθέρμανσης

Για την αξιολόγηση της οικονομικής βιωσιμότητας της υβριδικής εγκατάστασης πραγματοποιήθηκε ανάλυση προεξοφλημένων χρηματοροών (DCF) με τη μέθοδο φθίνουσας απόσβεσης με μειωμένο συντελεστή και σταθερό προεξοφλημένο επιτόκιο. Από αυτήν προσδιορίστηκε η οριακή τιμή του σταθμισμένου κόστους ενέργειας (LCOE) για κάθε σενάριο αναθέρμανσης, εισάγοντας τις ανάλογες δαπάνες από τον Πίνακα 8.V. Το LCOE αποτελεί σημαντικό μέγεθος για την σύγκριση σεναρίων λειτουργίας και εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας εφόσον ορίζει το κατά πόσο ακριβή είναι μία επένδυση αλλά και το περιθώριο για την τελική τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας (€/kWh). Ο υπολογισμός του LCOE πραγματοποιήθηκε ως εξής:

$$LCOE = \frac{LCC}{PV(Q)} \quad (8.2)$$

Όπου

LCC: Συνολικό κόστος εγκατάστασης μέχρι το τέλος λειτουργίας της (€)

PV(Q): Παρούσα αξία της ετήσιας ενεργειακής παραγωγής (€)

Με το συνολικό κόστος να ορίζεται ως :

$$LCC = \frac{PV(ICC) \cdot (1 - \tau \cdot PV(D)) + (1 - \tau) \cdot PV(O\&M)}{(1 - \tau)} \quad (8.3)$$

Όπου

PV(ICC): Η παρούσα αξία του κόστους εγκατάστασης

PV(D): Η παρούσα αξία της επένδυσης με μειωμένο συντελεστή απόσβεσης

PV(O&M): Η παρούσα αξία του λειτουργικού κόστους της εγκατάστασης

τ : Ο πραγματικός φορολογικός συντελεστής επί των κερδών

Η καθαρά παρούσα αξία της επένδυσης υπολογίζεται από:

$$NPV = -C + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad (8.4)$$

Όπου

C: το αρχικό κόστος της επένδυσης

F_t : Η ετήσια καθαρή χρηματοροή

N: Η διάρκεια οικονομικής ζωής της επένδυσης

i: το επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία

Οι σχέσεις έχουν παρθεί από το εγχειρίδιο χρήσης του GETEM. Οι υπόλοιπες σχέσεις για τα επιμέρους έξοδα αναλύονται πλήρως σε αυτό.

Η οικονομική μέθοδος DCF περιλαμβάνει τα έσοδα από τις πρόσθετες πωλήσεις ενέργειας λόγω της προσθήκης του ηλιοθερμικού πεδίου για κάθε σενάριο αναθέρμανσης. Τα έξοδα αποτελούνται από το κόστος εγκατάστασης του ηλιακού πεδίου και του βοηθητικού εξοπλισμού του, ανάλογα με το ποσοστό ανάκτησης θερμότητας. Επιπρόσθετα στην ανάλυση συνυπολογίζεται η επίπτωση που έχει η θερμική εξασθένηση του ταμιευτήρα στην ενεργειακή παραγωγή του σταθμού και κατ' επέκταση στην αύξηση των δαπανών. Στον Πίνακα 8.VI παρέχονται επιμέρους οικονομικοί παράμετροι από την ανάλυση και στοιχεία για το κόστος του ηλιακού πεδίου και σχολιασμός αυτών. Οι τιμές των συντελεστών του πίνακα ορίστηκαν σύμφωνα με την διεθνή βιβλιογραφία για παρόμοιες υβριδικές εγκαταστάσεις [60] και την Ευρωπαϊκή νομοθεσία που ισχύει στην Ελλάδα για τις ανανεώσιμες μορφές ενέργειας. Ακόμη έχει οριστεί ότι το ηλιακό πεδίο έχει εγκατασταθεί ταυτόχρονα με τη γεωθερμική εγκατάσταση και γι' αυτό η απόσβεση και των δύο μερών ξεκινά τον πρώτο χρόνο λειτουργίας της υβριδικής μονάδας.

Στην ανάλυση των προεξοφλημένων ταμειακών ροών πραγματοποιήθηκε ακόμη χρονοδιάγραμμα των φάσεων της εξερεύνησης, έγκρισης – επιβεβαίωσης, ολοκλήρωσης των διαδικασιών άντλησης και κατασκευής της μονάδας παραγωγής. Όλες αυτές οι διαδικασίες προηγούνται της εκκίνησης της εγκατάστασης και είναι απαραίτητες για τον καθορισμό της παρούσας αξίας του έργου. Η ερευνητική περίοδος και η διαδικασία της έγκρισης τοποθετούνται 5 χρόνια πριν την έναρξη του έργου και διαρκούν 3 έτη. Η κατανομή των δαπανών σε βάθος 3ετίας για την κάθε διαδικασία είναι 10% ,30% και 60% του συνολικού κόστους αντίστοιχα με προεξοφλητικό επιτόκιο 7%. Οι δραστηριότητες για την διάνομιξη των φρεατίων θεωρείται ότι ξεκινούν 2 χρόνια πριν την εκκίνηση λειτουργίας και ολοκληρώνονται τον ίδιο χρόνο με αυτήν. Ταυτόχρονα με τις γεωτρήσεις πραγματοποιείται η κατασκευή της γεωθερμικής μονάδας και του ηλιακού πεδίου που διαρκούν 2 έτη. Το προεξοφλητικό επιτόκιο έχει οριστεί σταθερό στο 7% για όλη τη διάρκεια των επιμέρους διεργασιών.

Επίσης στην οικονομική ανάλυση έχει θεωρηθεί ότι ο υπάρχων εξοπλισμός της γεωθερμικής μονάδας κρίνεται επαρκής για τον έλεγχο του ηλιακού πεδίου. Γι' αυτό το λόγο τα όργανα ελέγχου του ηλιακού πεδίου και του εναλλάκτη θερμότητας έχουν συμπεριληφθεί στα συνολικά κόστη της υβριδικής εγκατάστασης.

Από τον πίνακα 8.V γίνεται αντιληπτό ότι το κόστος των ηλιοθερμικών εγκαταστάσεων είναι αρκετά υψηλό. Αναμένεται όμως ότι θα μειωθεί εφόσον σημειώνεται πρόοδος στην κατασκευή των συλλεκτών και αυξάνεται η μαζική παραγωγή τους [61]. Με αυτόν τον τρόπο θα ελαττωθεί και το κόστος παραγωγής και κατ' επέκταση οι δαπάνες για την χρήση αυτής της τεχνολογίας. Ήδη με βάση την International Renewable Energy Association (IRENA) προβλέπεται τα επόμενα χρόνια

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

να μειωθεί το LCOE των ηλιοθερμικών τεχνολογιών και να καταστούν πιο προσιτές για επενδύσεις όπως αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 5.

Στην εφαρμογή λόγω του ότι δεν υπάρχει άμεσο κόστος παραγωγής για την ηλιοθερμική ενέργεια εφόσον προσφέρει μόνο θερμικό φορτίο στον κύκλο, το μεγαλύτερο μέρος των δαπανών σχετίζεται με το κόστος εγκατάστασης και τα λειτουργικά έξοδα του. Λόγω του κόστους του, το ηλιακό πεδίο αποτελεί καταλυτικό παράγοντα για την οικονομική βιωσιμότητα της υβριδικής εγκατάστασης αλλά και για την επιλογή του βέλτιστου σεναρίου αναθέρμανσης. Στον Πίνακα 8.VII καταγράφονται συγκεντρωτικά τα κόστη των διεργασιών εκκίνησης της εγκατάστασης καθώς και το μεταβλητό κόστος του ηλιακού πεδίου για κάθε εξεταζόμενο σενάριο αναθέρμανσης. Ειδικότερα ορίζεται ως:

- **Basic Plant capital:** Το κόστος του γεωθερμικού κύκλου παραγωγής ενέργειας.
- **Solar field Capital:** Το κόστος του ηλιοθερμικού πεδίου.
- **Permitting:** Τα έξοδα για την αδειοδότηση του υβριδικού έργου.
- **Contingency:** Δεσμευτικό κεφάλαιο ασφαλείας της επένδυσης.
- **Exploration:** Δαπάνες για την διάνοιξη των ερευνητικών φρεατίων για την εξακρίβωση της αποδοτικότητας του πεδίου.
- **Well Field Capital:** Κεφάλαιο για τις γεωτρήσεις παραγωγής και επανεισαγωγής του γεωθερμικού ρευστού.
- **Well Field & Plant O&M:** Τα λειτουργικά κόστη των γεωτρήσεων, του ηλιακού πεδίου και της ηλεκτροπαραγωγής αθροιζόμενα σε βάθος 40ετίας και διαιρούμενα ισόποσα σε όλα τα έτη λειτουργίας.

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Πίνακας Στοιχεία οικονομικής ανάλυσης DCF για την υβριδική εγκατάσταση.
8. VI

Solar field's cost components (SAM)	Value	Σχόλια
Site preparations - improvements (\$/m2)	25	Περιλαμβάνει τα κόστη για την προετοιμασία του χώρου πριν την εγκατάσταση του πεδίου
Installed solar field cost (\$/m2)	150	Περιλαμβάνει τα κόστη του παραβολικού κατόπτρου και του απορροφητή
HTF system (\$/m2)	60	Περιλαμβάνει τα κόστη για το δίκτυο των σωληνώσεων και του εναλλάκτη θερμότητας
Economic Analysis Parameter (GETEM)	Value	Σχόλια
Project life (years)	40	Περίοδος λειτουργίας
Power Plant Availability Factor	0,95	Συντελεστής διαθεσιμότητας της μονάδας
Discount rate	7%	Προεξοφλητικό επιτόκιο που υπεισέρχεται στα κόστη και στις απολαβές ώστε να οριστεί το LCOE
Depreciation		Απόσβεση με φθίνουσα πορεία και μειωμένο συντελεστή
Year 1	20%	
Year 2	32%	
Year 3	19,20%	
Year 4	11,52%	
Year 5	11,52%	
Year 6	5,76%	
Effective Tax Rate	39.2%	Πραγματικός φορολογικός συντελεστής επί των κερδών καθ' όλη τη διάρκεια λειτουργίας
Contingency	15%	Κεφάλαιο ασφαλείας
Geothermal O&M cost (\$/KWh)	0,074	Κόστος λειτουργίας γεωθερμίας ανα KWh που ορίστηκε κατά τον σχεδιασμό στο GETEM
Solar field O&M cost (\$/KWh)	4	Κόστος λειτουργίας ηλιακού πεδίου ανα KWh που ορίστηκε κατά τον σχεδιασμό στο SAM

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Πίνακας 8.VII Δαπάνες επιμέρους δραστηριοτήτων της υβριδικής εγκατάστασης και ολικό κόστος αυτής για κάθε σενάριο αναθέρμανσης.

	Basic	10%reheat	20%reheat	30%reheat	40%reheat	50%reheat
Basic Plant Capital	58.979.543 €	58.979.543 €	58.979.543 €	58.979.543 €	58.979.543 €	58.979.543 €
Solar Field Capital	0 €	28.365.440 €	36.998.400 €	62.897.280 €	113.461.760 €	189.925.120 €
Permitting	1.390.921 €	1.390.921 €	1.390.921 €	1.390.921 €	1.390.921 €	1.390.921 €
Contingency	10.283.769 €	10.283.769 €	10.283.769 €	10.283.769 €	10.283.769 €	10.283.769 €
Exploration	15.990.325 €	15.990.325 €	15.990.325 €	15.990.325 €	15.990.325 €	15.990.325 €
Well Field Capital	14.674.978 €	14.674.978 €	14.674.978 €	14.674.978 €	14.674.978 €	14.674.978 €
Well Field & Plant O&M	992.030 €	992.030 €	992.030 €	992.030 €	992.030 €	992.030 €
Total cost of the hybrid plant	102.311.566 €	130.677.006 €	139.309.966 €	165.208.846 €	215.773.326 €	292.236.686 €

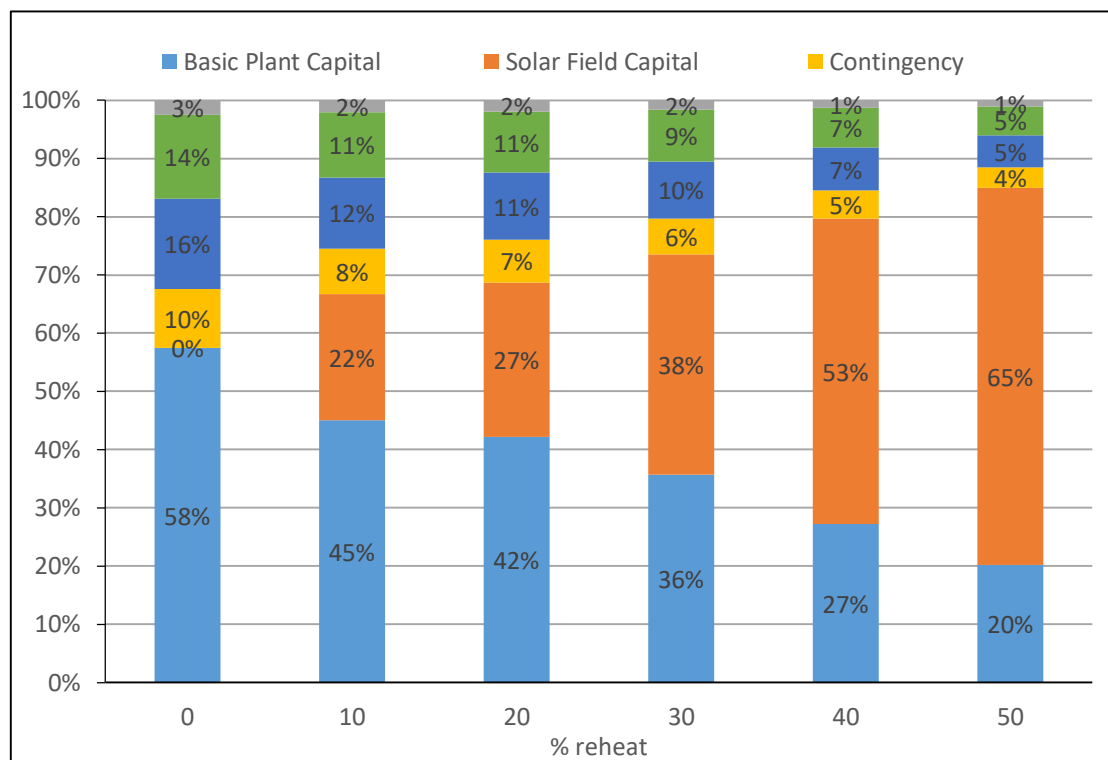
Από τον πίνακα 8.VII διακρίνεται η επιρροή του μεγέθους του ηλιακού πεδίου στο ολικό κόστος της υβριδικής μονάδας. Τα υπόλοιπα μεγέθη εκτός του Solar field capital δεν εμφανίζουν μεταβολή εφόσον σχετίζονται με την ανάπτυξη της γεωθερμικής μονάδας. Το ειδικό κόστος ανά μονάδα ισχύος kW για το κάθε σενάριο διαμορφώνεται ως εξής:

- Βασικό σενάριο (Λειτουργία μόνο της γεωθερμικής μονάδας): **2.558 €/kW**
- Σενάριο 10% αναθέρμανσης: **3.267 €/kW**
- Σενάριο 20% αναθέρμανσης: **3.483 €/kW**
- Σενάριο 30% αναθέρμανσης: **4.130 €/kW**
- Σενάριο 40% αναθέρμανσης: **5.393 €/kW**
- Σενάριο 50% αναθέρμανσης: **7.306 €/kW**

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Να σημειωθεί ότι ο μέσος όρος κόστους για τις γεωθερμικές εγκαταστάσεις με βάση τα πρόσφατα στοιχεία του IRENA [61] είναι στα **3.916 €/kWh** για το 2019. Άρα αν συνυπολογιστεί και το μεταβλητό κόστος του ηλιακού πεδίου, οι παραπάνω τιμές για την υβριδική εγκατάσταση είναι δικαιολογημένες και εντός των προκαθορισμένων ορίων. Επίσης το εύρος για το κόστος εκκίνησης μίας γεωθερμικής μονάδας αυτού του μεγέθους ορίζεται μεταξύ των **150.000.000 €** και **170.000.000 €** σύμφωνα με τα στοιχεία του IRENA. Ένα εύρος που καλύπτει επιτυχώς τα 3 πρώτα σενάρια αναθέρμανσης (10%, 20%, 30%) της συγκεκριμένης μελέτης.

Για την καλύτερη κατανόηση του βαθμού επιρροής του μεγέθους του ηλιακού πεδίου στο συνολικό κόστος της υβριδικής μονάδας παρατίθεται το Σχήμα 8.11. Σε αυτό παρουσιάζεται σε μορφή ποσοστών η κατανομή των εξόδων για τις επιμέρους διεργασίες του πίνακα 8.VII. Σύμφωνα με το γράφημα, η επίδραση του ηλιοθερμικού πεδίου στο ολικό κόστος του υβριδικού σταθμού αυξάνεται σημαντικά για την επίτευξη υψηλών ποσοστών ανάκτησης θερμότητας (40-50%). Ειδικότερα για τα σενάρια άνω του 30% αναθέρμανσης οι δαπάνες για το ηλιακό πεδίο (Solar field Capital) ξεπερνούν τα έξοδα για όλο τον υπόλοιπο εξοπλισμό του γεωθερμικού κύκλου (Basic Plant Capital). Χαρακτηριστικά για το σενάριο του 40% αναθέρμανσης το ηλιακό πεδίο καταλαμβάνει το 53% του συνολικού κόστους ενώ η γεωθερμική μονάδα μόλις το 27%. Γι' αυτό το λόγο και τα υψηλά ποσοστά ανάκτησης θερμότητας κρίνονται ασύμφορα για την υλοποίηση της επένδυσης.

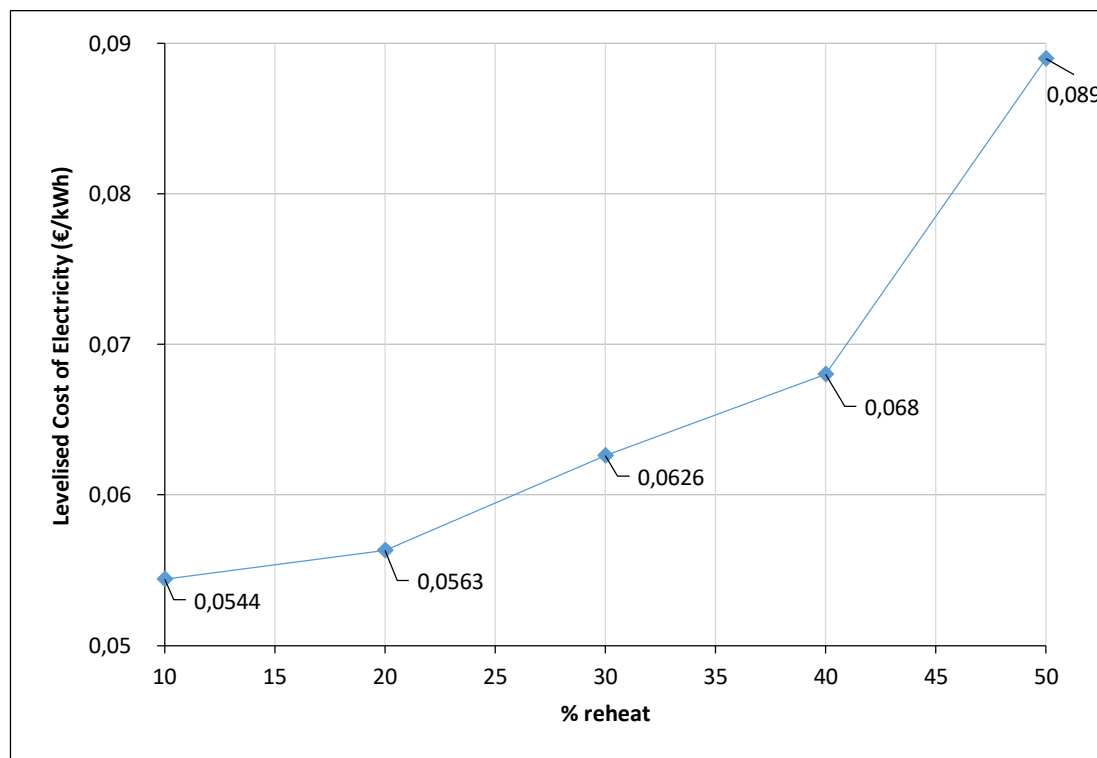


Σχήμα 8.11 Ποσοστιαία κατανομή κόστους επιμέρους διεργασιών της υβριδικής μονάδας για κάθε σενάριο αναθέρμανσης

Για τον υπολογισμό του οριακού σταθμισμένου κόστους ενέργειας (LCOE) λήφθηκε υπόψιν η σταδιακή μείωση της ενεργειακής παραγωγής της εγκατάστασης λόγω της θερμικής εξασθένισης του πεδίου, αλλά και το μεταβλητό κόστος του ηλιακού πεδίου για κάθε σενάριο. Το κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας του ηλιοθερμικού πεδίου προστέθηκε στα αντίστοιχα έξοδα της γεωθερμικής μονάδας ώστε να πραγματοποιηθεί η οικονομική ανάλυση και ο υπολογισμός του LCOE. Η διακύμανση της τιμής του σταθμισμένου κόστους για κάθε σενάριο αναθέρμανσης αποτυπώνεται στο Σχήμα 8.12. Σύμφωνα με το διάγραμμα, το LCOE εμφανίζεται να έχει εκθετική τάση ιδίως για τα υψηλά ποσοστά αναθέρμανσης λόγω της αντίστοιχης εκθετικής αύξησης του κόστους των ηλιακών συλλεκτών. Οι τιμές κυμαίνονται από **0,054 €/kWh** για το σενάριο 10% έως **0,089 €/kWh** για το σενάριο του 50% αναθέρμανσης. Σύμφωνα με τα στοιχεία του IRENA οι προαναφερόμενες τιμές βρίσκονται εντός των προκαθορισμένων ορίων για τις γεωθερμικές εγκαταστάσεις εφόσον ο μέσος όρος τους είναι στα **0,073 €/kWh**. Επιπρόσθετα το LCOE για παρόμοια έργα της διεθνούς βιβλιογραφίας [42],[54] κυμαίνεται μεταξύ **0,10** και **0,15 €/kWh**. Συμπερασματικά οι τιμές LCOE για την πλειονότητα των σεναρίων αναθέρμανσης που μελετώνται, βρίσκονται αρκετά χαμηλότερα από το μέσο όρο των υπολοίπων εγκαταστάσεων παγκοσμίως. Αυτό οφείλεται στο ότι το ηλιακό πεδίο λειτουργεί ανεξάρτητα από τον θερμικό κύκλο και δεν απαιτείται εγγυημένη θερμική ενέργεια παραγωγής από αυτό σε συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα. Έτσι δεν είναι αναγκαία η εγκατάσταση θερμικής

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

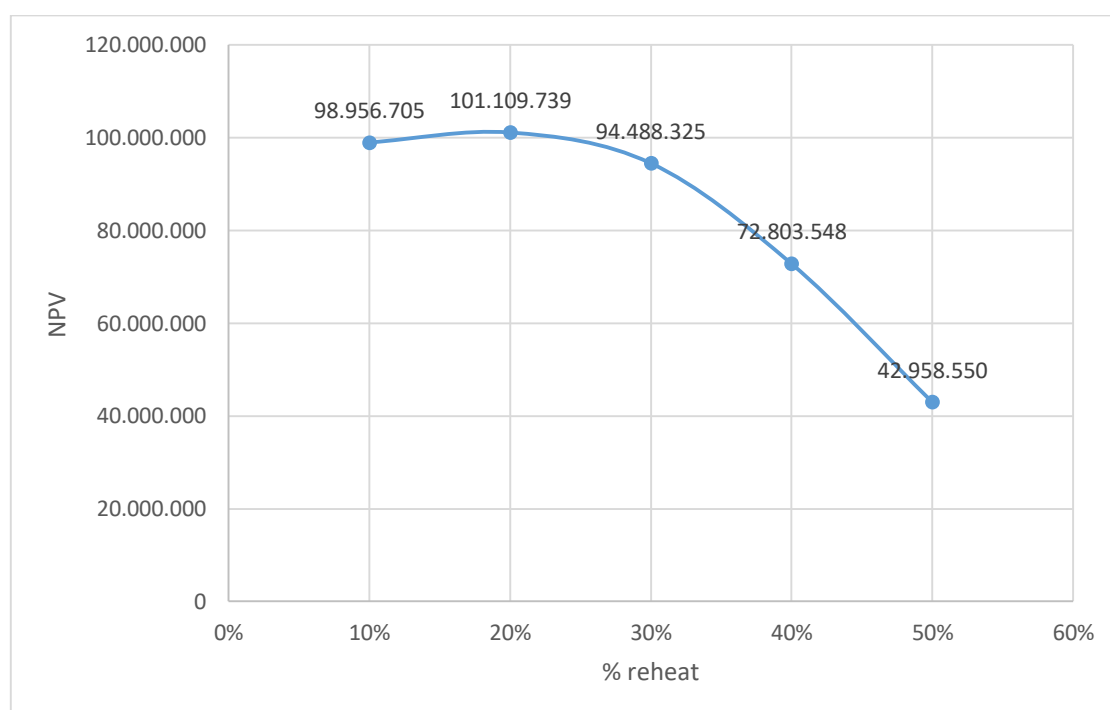
αποθήκευσης και με αυτό τον τρόπο εξοικονομούνται χρήματα ώστε να μειωθεί το αρχικό κόστος του ηλιακού πεδίου και κατ' επέκταση το LCOE. Ακόμη η τεχνολογία flash steam που χρησιμοποιείται στην προτεινόμενη υβριδική εγκατάσταση είναι αρκετά φθηνότερη (€/kWh) από την τεχνολογία Binary (ORC) που συνήθως συναντάται σε υβριδικές ηλιογεωθερμικές διατάξεις παγκοσμίως. Απόρροια αυτού είναι η επιπρόσθετη μείωση του σταθμισμένου κόστους ενέργειας LCOE.



Σχήμα 8.12 Το σταθμισμένο κόστος ενέργειας για κάθε σενάριο αναθέρμανσης.

Η καθαρά παρούσα αξία της επένδυσης (Net Present Value, NPV) ή καθαρά κέρδη αποτελεί ένα καθοριστικό μέγεθος ώστε να επιλεγεί το βέλτιστο σενάριο αναθέρμανσης. Ορίζει τα καθαρά κέρδη μίας επένδυσης στο τέλος λειτουργίας της συνυπολογίζοντας το κόστος λειτουργίας, το αρχικό κόστος και το επιτόκιο αναγωγής. Στην παρούσα τεchnοοικονομική μελέτη έχει οριστεί ότι η χρονική περίοδος του έργου είναι $N = 40$ έτη και το επιτόκιο αναγωγής $i = 7\%$. Η τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που ορίστηκε για να πραγματοποιηθεί η πρώτη εκτίμηση της NPV για κάθε σενάριο αναθέρμανσης είναι **0,0992 €/kWh**. Αυτή η τιμή επιλέχθηκε για να προσομοιάσει την τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που ισχύει στην ηπειρωτική Ελλάδα. Στην συνέχεια πραγματοποιήθηκε και δεύτερη εκτίμηση με τιμή πώλησης αρκετά υψηλότερη για να προσεγγιστεί η μέση τιμή του Μη Διασυνδεδεμένου Δικτύου των νησιών του Αιγαίου. Ο υπολογισμός της NPV πραγματοποιήθηκε με τη μέθοδο φθίνουσας απόσβεσης με μειωμένο συντελεστή (DCF-COE). Ο συντελεστής απόσβεσης εφαρμόστηκε μέχρι το πέρας της έντοκης περιόδου αποπληρωμής (Νεκρό Σημείο, $NPV=0$) σύμφωνα με τις οδηγίες του τεχνικού φυλλαδίου του GETEM και όπως αποτυπώνεται στον πίνακα 8.VI. Στο Σχήμα 8.13 απεικονίζονται οι τιμές των

NPV για κάθε σενάριο αναθέρμανσης. Στο γράφημα παρατηρείται ότι τα μικρότερα ποσοστά ανάκτησης θερμότητας εμφανίζουν υψηλότερη τιμή NPV(€). Αυτό συμβαίνει διότι το αρχικό κόστος επένδυσης των σεναρίων 40 και 50% είναι αρκετά υψηλό με απότοκο τα κέρδη από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας να καθυστερούν να το ισοσταθμίσουν. Εν ολίγοις η περίοδος αποπληρωμής παρατείνεται για μεγάλο χρονικό διάστημα και το νεκρό σημείο της επένδυσης καθυστερεί να εμφανιστεί. Επιπλέον, από το γράφημα είναι διακριτό ότι τα καθαρά κέρδη της επένδυσης δεν προσεγγίζουν την τιμή του αρχικού κόστους της σε κανένα σενάριο. Αυτό δεν αποτελεί ενθαρρυντικό παράγοντα για την υλοποίηση μίας επένδυσης. Γι' αυτό κρίνεται αναγκαία η επανάληψη της οικονομικής μελέτης με νέα υψηλότερη τιμή πώλησης.

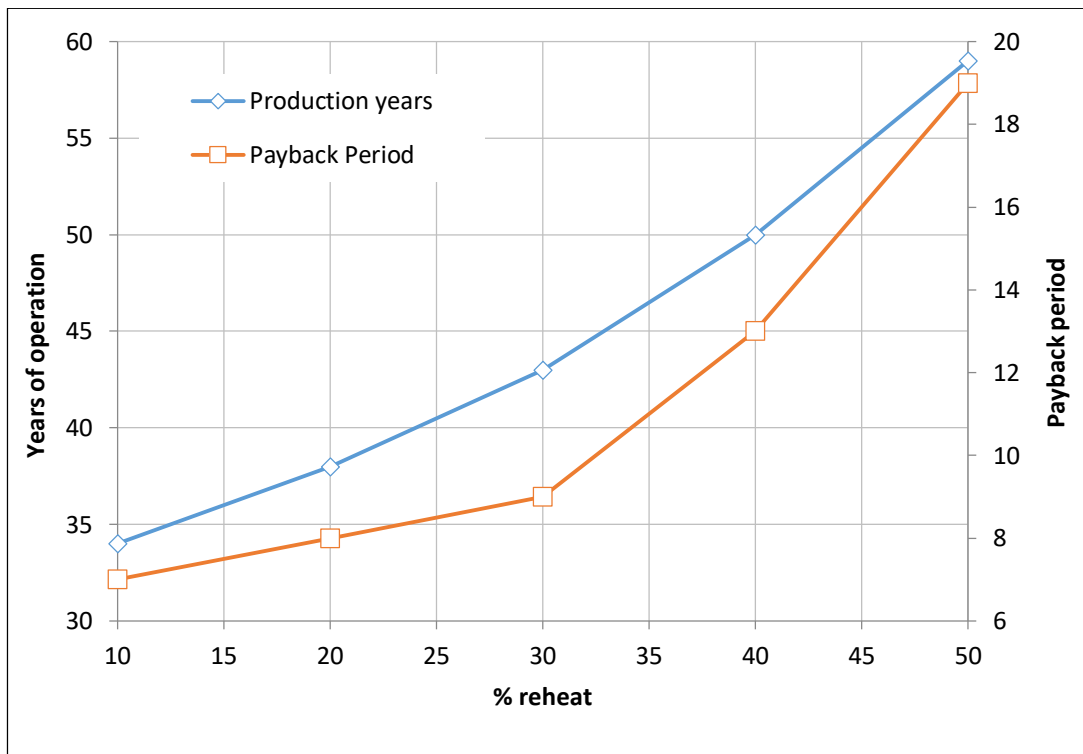


Σχήμα 8.13 Η καθαρά παρούσα αξία της επένδυσης (€) (NPV) για κάθε σενάριο αναθέρμανσης.

Για την καλύτερη κατανόηση του προηγούμενου ισχυρισμού παρατίθεται στο Σχήμα 8.14 η έντοκη περίοδος αποπληρωμής (Payback period) του κάθε σεναρίου παράλληλα με τα δυνητικά χρόνια παραγωγής του (Production years). Από τα αποτελέσματα φαίνεται ότι το νεκρό σημείο για τα σενάρια 40 και 50% καθυστερεί πολύ να εμφανιστεί. Ειδικότερα για το σενάριο 40% το νεκρό σημείο εμφανίζεται στα 13 χρόνια ενώ για το σενάριο 50% στα 19 χρόνια. Αυτός είναι ο κυριότερος λόγος που τα δύο σενάρια αδυνατούν να πετύχουν καθαρά κέρδη στο τέλος της λειτουργίας τους. Αξίζει να σημειωθεί ότι ενώ τα σενάρια 40 και 50% παράγουν ενέργεια για περισσότερα χρόνια, στα τελευταία έτη λειτουργίας τους η ενεργειακή τους παραγωγή μειώνεται αισθητά λόγω της θερμοκρασιακής ελάττωσης του γεωθερμικού ρευστού.

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Απόρροια αυτού είναι και η αντίστοιχη μείωση στα κέρδη της επιχείρησης εφόσον πωλείται λιγότερη ενέργεια. Ακόμη, σύμφωνα με το γράφημα, για να επιτευχθεί περίοδος αποπληρωμής μικρότερη από τα 10 χρόνια θα πρέπει να επιλεγεί σενάριο αναθέρμανσης μικρότερο ή ίσο με το 30%. Παρόλα αυτά ένας νέος επανυπολογισμός του NPV με νέα τιμή πώλησης κρίνεται απαραίτητος ώστε να είναι αξιοκρατική η προσέγγιση του καθαρού κέρδους από την επένδυση εφόσον πρόκειται για ανανεώσιμη μορφή ενέργειας.



Σχήμα 8.14 Η περίοδος αποπληρωμής και τα χρόνια λειτουργίας της υβριδικής εγκατάστασης για κάθε σενάριο αναθέρμανσης.

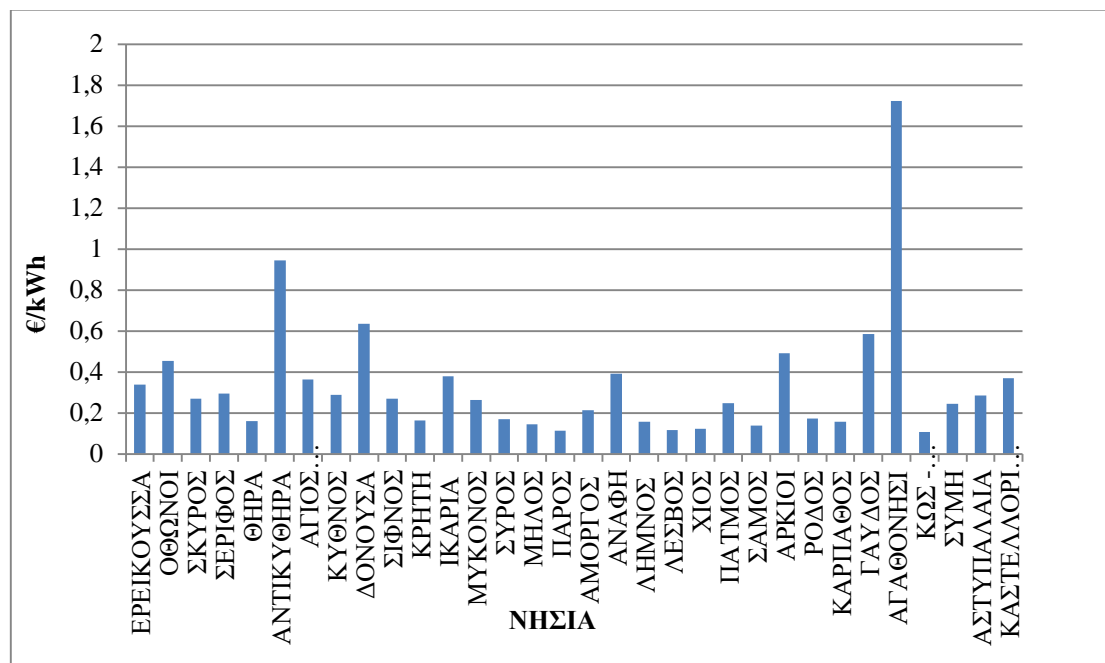
8.2.3. Εκλογή βέλτιστου σεναρίου αναθέρμανσης και επανυπολογισμός της καθαρής παρούσας αξίας (NPV) της επένδυσης.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της ενεργειακής ανάλυσης το επικρατέστερο σενάριο προς υλοποίηση είναι το 30%. Ο ισχυρισμός αυτός επιβεβαιώνεται και από τα αποτελέσματα της οικονομικής ανάλυσης εφόσον το συγκεκριμένο σενάριο συγκεντρώνει ενθαρρυντικά στοιχεία που το αναδεικνύουν ως τη βέλτιστη επιλογή. Τα χαρακτηριστικά του παρατίθενται ως εξής:

- Βρίσκεται εντός των ορίων για το κόστος εγκατάστασης που ορίζει το IRENA για μία γεωθερμικής μονάδα. Συγκεκριμένα το εύρος τιμών του κόστους είναι από 150.000.000 € μέχρι 170.000.000 € με το σενάριο του 30% να σημειώνει **165.208.846 €**. Επιπλέον, το ειδικό του κόστος (**4.130 €/kW**) βρίσκεται λίγο υψηλότερα από το μέσο όρο παγκοσμίως που είναι στα 3.916 €/kW. Πρέπει να συνυπολογιστεί ότι στο αρχικό κόστος συμπεριλαμβάνονται και οι δαπάνες για το ηλιοθερμικό πεδίο που ανεβάζουν περαιτέρω τα έξοδα της υβριδικής μονάδας.
- Εμφανίζει ισοσταθμισμένο κόστος μεταξύ του ηλιοθερμικού πεδίου και της γεωθερμικής μονάδας. Ειδικότερα, η γεωθερμική μονάδα συγκεντρώνει ποσοστό **36%** επί των συνολικών δαπανών της υβριδικής εγκατάστασης ενώ το ηλιακό πεδίο **38%**. Αρκετά καλύτερη εικόνα από τα υψηλότερα ποσοστά αναθέρμανσης των 40 και 50% όπου το ηλιακό πεδίο καταλαμβάνει το μεγαλύτερο ποσοστό των εξόδων με 53% και 65% αντίστοιχα.
- Εμφανίζει LCOE ίσο με **0,0626 €/kWh** που βρίσκεται κάτω από το μέσο όρο που σημειώνουν οι γεωθερμικές μονάδες διεθνώς (0,073 €/kWh).
- Εμφανίζει αρκετά σύντομη περίοδο αποπληρωμής 9 ετών και υψηλά περιθώρια κέρδους (95.000.000 €) εφόσον η περίοδος λειτουργίας διαρκεί για 43 χρόνια.

Με βάση τα αποτελέσματα της ενεργειακής και οικονομικής ανάλυσης ορίζεται ως βέλτιστο σενάριο για ανάκτηση θερμότητας του γεωθερμικού ρευστού από το ηλιοθερμικό πεδίο, το 30%. Για να προσεγγιστούν σε μεγαλύτερο βαθμό οι συνθήκες πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας στα νησιά του Αιγαίου, πραγματοποιήθηκε επαναληπτικός υπολογισμός της καθαρής παρούσας αξίας του βέλτιστου σεναρίου για πολλαπλές τιμές πώλησης. Με αυτήν την ανάλυση γίνεται προσπάθεια εξακρίβωσης της ιδανικότερης τιμής πώλησης για την υβριδική εγκατάσταση που θα συνδυάζει την μικρότερη δυνατή περίοδο αποπληρωμής με την μέγιστη παραγωγή καθαρών κερδών.

Η μέση τιμή πώλησης για το Μη Διασυνδεδεμένο Δίκτυο (ΜΔΔ) των νησιών του Αιγαίου, όπου ανήκει και το εξεταζόμενο νησιωτικό σύμπλεγμα Κω – Καλύμνου, είναι στα **0,3 €/kWh**. Στο Σχήμα 8.15 διακρίνεται το κόστος παραγωγής ενέργειας του ΜΔΔ για κάθε νησί ή νησιωτικό σύμπλεγμα του Αιγαίου. Η τιμή πώλησης στο ΜΔΔ των νησιών φτάνει την τριπλάσια τιμή από αυτήν της ηπειρωτικής χώρας (0,10 €/kWh) λόγω του αυξημένου κόστους μεταφοράς των πετρελαιοειδών μέσω θαλάσσης, εφόσον οι κύριοι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής σε αυτά λειτουργούν με γεννήτριες πετρελαίου.

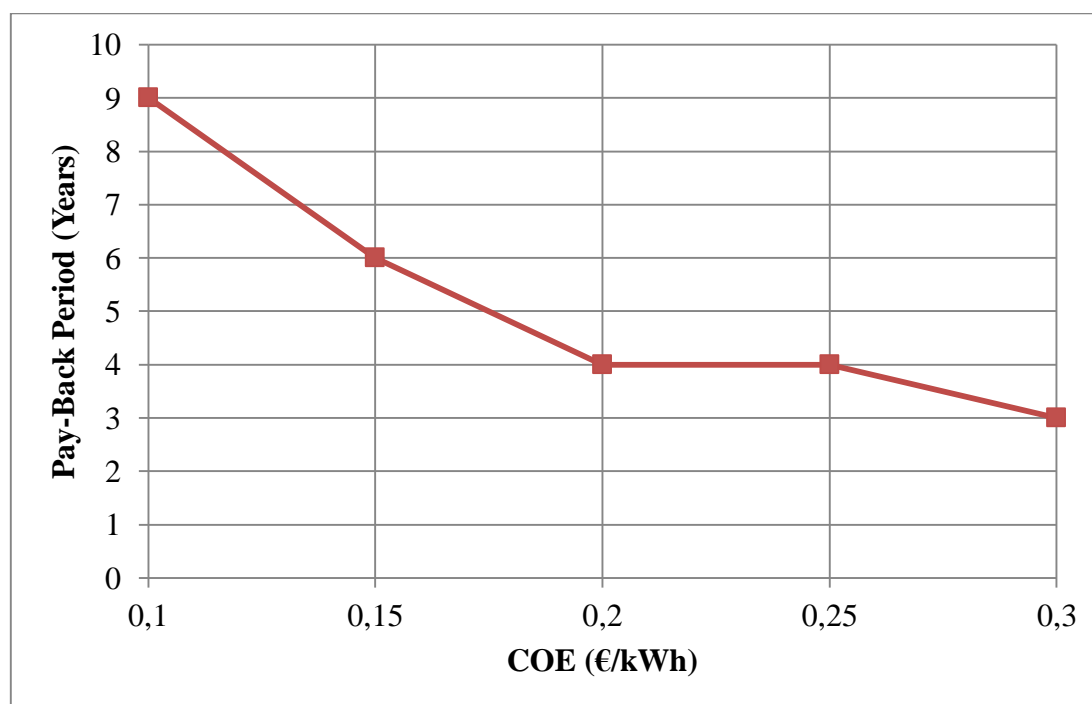


Σχήμα 8.15 Κόστος παραγωγής ενέργειας του ΜΔΔ των νησιών του Αιγαίου.

Με γνώμονα τα προηγούμενα στοιχεία πραγματοποιήθηκε υπολογισμός της καθαρής παρούσας αξίας του σεναρίου αναθέρμανσης 30% για τις τιμές πώλησης ενέργειας από 0,10 €/kWh έως 0,30 €/kWh. Στο Σχήμα 8.16 παρουσιάζεται η περίοδος αποπληρωμής της υβριδικής εγκατάστασης για κάθε νέα τιμή πώλησης. Από το γράφημα διακρίνεται η φθίνουσα τάση της περιόδου εξόφλησης του χρέους για της υψηλότερες τιμές πώλησης ενέργειας. Το «νεκρό» σημείο της επένδυσης εμφανίζεται ακόμη και στα 3 πρώτα χρόνια λειτουργίας της μονάδας με τιμή πώλησης στα 0,3 €/kWh που αποτελεί και το μέσο όρο για τα νησιά του ΜΔΔ. Ιδανική επιλογή θεωρείται οποιαδήποτε τιμή βρίσκεται πάνω από τα 0,2 €/kWh εφόσον δεν εμφανίζεται ιδιαίτερη μεταβολή στα χρόνια αποπληρωμής μετά από εκεί. Αξίζει να σημειωθεί ότι οι μεγάλες διακυμάνσεις της περιόδου εξόφλησης, για κάθε υψηλότερη τιμή πώλησης, οφείλονται στην μεγάλη παραγωγή ενέργειας των πρώτων χρόνων λειτουργίας της υβριδικής εγκατάστασης. Το γεγονός αυτό έχει ως αποτέλεσμα την υψηλή κερδοφορία της επένδυσης που αποτυπώνεται στο Σχήμα 8.17. Σε αυτό παρουσιάζονται τα σχετικά καθαρά κέρδη της επένδυσης για κάθε τιμή πώλησης σε σχέση με την παρούσα αξία αυτής για την τιμή πώλησης των 0,10 €/kWh. Στο διάγραμμα παρουσιάζεται η αναλογική αύξηση της NPV για κάθε υψηλότερη τιμή πώλησης. Σημειώνεται ακόμα και τριπλασιασμός των καθαρών κερδών για την τιμή των 0,3 €/kWh. Εν τέλει, η επιλεγόμενη τιμή για τον νέο υπολογισμό της NPV κρίθηκε να είναι στα **0,20 €/kWh** διότι αποτελεί και τη μέγιστη τιμή που σημειώνει το μεμονωμένο δίκτυο Κω - Καλύμνου που ανήκει η Νίσυρος. Τα στοιχεία για το κόστος εγκατάστασης και οι τιμές πώλησης ενέργειας των νησιών πάρθηκαν από το ΔΕΔΔΗΕ [62].

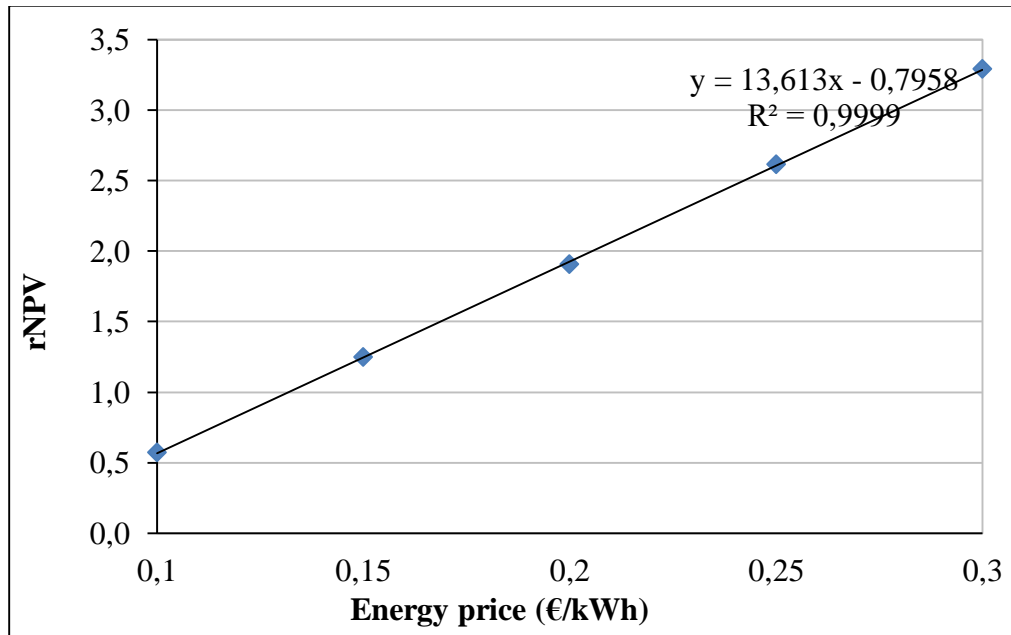
του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Η καθαρή παρούσα αξία (NPV) της υβριδικής μονάδας για ποσοστό ανάκτησης θερμότητας 30% υπολογίστηκε για περίοδο 40 ετών με τιμή πώλησης τα **0,20 €/kWh**. Στο Σχήμα 8.18 απεικονίζεται το προφίλ της NPV και διακρίνεται η περίοδος αποπληρωμής των 4 ετών (αρνητικές τιμές). Επιπλέον είναι εμφανής η σταδιακή αύξηση των καθαρών κερδών στην πορεία των ετών αλλά όχι με γραμμικό τρόπο. Αυτό συμβαίνει διότι η ενεργειακή παραγωγή φθίνει λόγω της θερμικής εξασθένησης του ταμιευτήρα. Ένας γεγονός που στερεί από την επένδυση μεγαλύτερες χρηματοροές και ομαλότερη απεικόνιση της καθαρής παρούσας αξίας. Η NPV στο τέλος ζωής της εγκατάστασης, για το συγκεκριμένο σενάριο αναθέρμανσης, είναι στα 315.000.000 €. Παρουσιάζεται κατά 220.000.000 € μεγαλύτερη από την αρχική εκτίμηση της NPV που είχε υπολογιστεί για τιμή πώλησης 0,0992 €/kWh και είχε συγκεντρώσει καθαρά κέρδη μόλις 95.000.000 €. Τέλος αξίζει να αναφερθεί ότι με τη νέα παρούσα αξία (315 Μ €) ο επενδυτής της υβριδικής εγκατάστασης συγκεντρώνει σχεδόν τα διπλάσια χρήματα σε κέρδη από όσα είχε επενδύσει σε αυτή για την κατασκευή της (164.000.000 €).

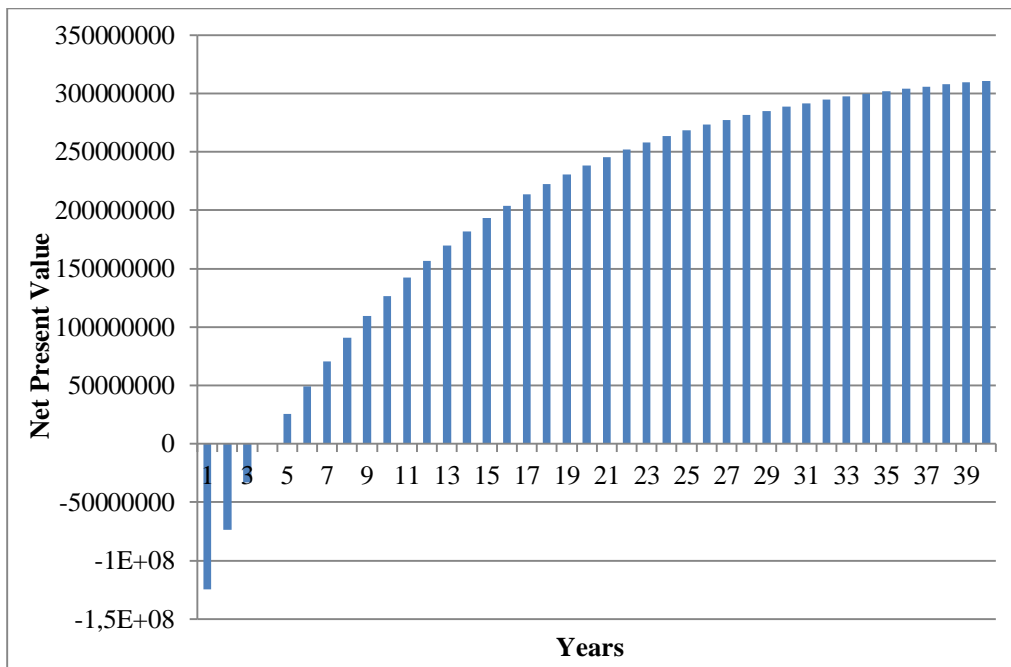


Σχήμα 8.16 Περίοδος αποπληρωμής για κάθε εξεταζόμενη τιμή πώλησης.

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη



Σχήμα 8.17 Σχετική καθαρά παρούσα αξία της επένδυσης συναρτήσει των τιμών πώλησης ενέργειας.



Σχήμα 8.18 Καθαρά παρούσα αξία της επένδυσης (NPV) για 40 έτη λειτουργίας της υβριδικής μονάδας.

9. ΕΠΙΛΟΓΟΣ

Η γεωθερμία και η ηλιοθερμία αποτελούν δύο ανανεώσιμες μορφές ενέργειας που έχουν αξιοποιηθεί ελάχιστα σε παγκόσμιο επίπεδο σε σχέση με την αιολική και την φωτοβολταϊκή. Αυτό συμβαίνει διότι εμφανίζουν υψηλό κόστος εγκατάστασης (3916 και 5774 αντίστοιχα (€/kW)) σε σχέση με τον ανταγωνισμό (αιολικά 1473 (€/kW), φωτοβολταϊκά (995 €/kW), που αποθαρρύνει πολλούς επενδυτές από το να υλοποιήσουν τέτοιου είδους εγκαταστάσεις. Παρόλο που η Ελλάδα διαθέτει πλούσιο γεωθερμικό και ηλιακό δυναμικό αδυνατεί να αξιοποιήσει αυτού του είδους τις τεχνολογίες λόγω έλλειψης πολιτικής βούλησης και ενεργειακού σχεδιασμού προς αυτή την κατεύθυνση. Επιπλέον, οι εγχώριες και ξένες εταιρίες επιλέγουν να επενδύουν στην αιολική και φωτοβολταϊκή ενέργεια μην μπορώντας να επωμιστούν το υψηλό διακύβευμα και κόστος που υπεισέρχεται με την γεωθερμία και την ηλιοθερμία. Παρόλα αυτά οι γεωθερμικές εγκαταστάσεις που λειτουργούν σε όλο τον κόσμο έχουν αποδείξει ήδη την υψηλή αποδοτικότητα και αξιοπιστία τους παράγοντας το 2019 **96,7 TWh** ηλεκτρικής ενέργειας με συντελεστή ισχύος σταθερά πάνω από **80%**. Στοιχεία που είναι πολύ ενθαρρυντικά για την περαιτέρω εξέλιξη των γεωθερμικών τεχνολογιών και την απόκτηση πρωταρχικού ρόλου στον ενεργειακό σχεδιασμό του μέλλοντος από όλες τις χώρες. Έτσι και η Ελλάδα πρέπει να εστιάσει σε εγχώριες πηγές ενέργειας, μεγιστοποιώντας την εκμετάλλευση όλων των ανανεώσιμων τεχνολογιών, με σκοπό την αύξηση του ποσοστού τους στο ενεργειακό μείγμα της χώρας και την απεξάρτηση της από τα συμβατικά καύσιμα (πετρέλαιο, άνθρακας, φυσικό αέριο).

Με γνώμονα τα παραπάνω, η προτεινόμενη ηλιογεωθερμική εγκατάσταση δύναται να αξιοποιήσει το ισχυρό γεωθερμικό και ηλιακό δυναμικό της Νισύρου προκειμένου να παράξει ηλεκτρική ενέργεια που θα καλύψει σε μεγάλο βαθμό (80% για τον πρώτο χρόνο) το αυτόνομο δίκτυο Κω – Καλύμνου. Η ηλιοθερμική ενέργεια χρησιμοποιείται για να ενισχύσει την γεωθερμική πηγή, μειώνοντας την θερμική εξασθένιση του ταμιευτήρα. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω της αναθέρμανσης του γεωθερμικού ρευστού πριν την επανεισαγωγή του στο υπέδαφος.

Συνοψίζοντας, σύμφωνα με την συγκριτική ενεργειακή και οικονομική μελέτη των σεναρίων αναθέρμανσης, που εξετάστηκαν στην παρούσα διπλωματική, διαπιστώθηκε ότι με την προσθήκη των ηλιοθερμικών συλλεκτών επιτυγχάνεται:

- Παράταση του χρόνου ζωής του γεωθερμικού ταμιευτήρα και της υψηλής αποδοτικότητάς του (θερμοκρασία >250 °C) έως και **59** έτη (σενάριο 50% αναθέρμανσης). Δηλαδή σχεδόν 100% αύξηση σε σχέση με το βασικό σενάριο (30 έτη λειτουργίας) όπου η συμμετοχή του ηλιακού πεδίου είναι μηδενική.
- Αύξηση της ενεργειακής παραγωγής μακροπρόθεσμα έως και **99%** (σενάριο 50% αναθέρμανσης) υπολογισμένη στο το τέλος λειτουργίας του κάθε σεναρίου. Συγκεκριμένα το βασικό σενάριο σημειώνει 7,92 TWh ενώ το σενάριο 50% 15,73 TWh.

- Υψηλός συντελεστής φορτίου **92%** για τον πρώτο χρόνο λειτουργίας όλων των σεναρίων. Διατήρηση του υψηλού συντελεστή φορτίου (**60** με **70%**) έως και το 40^ο έτος λειτουργίας της εγκατάστασης για τα σενάρια 30, 40 και 50%.
- Συμμόρφωση με τους χωροταξικούς περιορισμούς της Νισύρου για τα τρία πρώτα σενάρια ανάκτησης θερμότητας (10,20,30%) όσων αφορά τη μέγιστη διαθέσιμη έκταση προς ανάπτυξη του ηλιοθερμικού πεδίου. Το όριο που έχει οριστεί γι' αυτήν την μελέτη είναι στα 550.000 m² διαθέσιμης έκτασης στη Νίσυρο, με το σενάριο του 30% να σημειώνει 534.000 m². Τα σενάρια 40 και 50% υπερβαίνουν αρκετά το όριο.
- Υψηλή κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης του ηλεκτρικού δικτύου Κω – Καλύμνου, που ανήκει η Νίσυρος, στο **80%** για τον πρώτο χρόνο λειτουργίας. Διατήρηση της κάλυψης της ζήτησης μεταξύ **60** και **70%** έως και τον 40^ο χρόνο λειτουργίας από τα σενάρια 30, 40 και 50%.
- Αξιοποίηση του γεωθερμικού ταμειυτήρα ως θερμικού συσσωρευτή με μέσο αποθήκευσης το αναθερμασμένο γεωθερμικό ρευστό από το ηλιοθερμικό πεδίο. Αποθήκευση της περίσσειας θερμικής ενέργειας του καλοκαιριού και απόδοσή της το χειμώνα όπου εμφανίζεται και το μέγιστο θερμικό έλλειμμα του γεωθερμικού συστήματος.
- Μείωση της πολυπλοκότητας του υβριδικού συστήματος με ανεξάρτητη λειτουργία του ηλιοθερμικού πεδίου και της γεωθερμικής μονάδας. Απόρροια αυτού η μείωση του αρχικού κόστους επένδυσης της υβριδικής μονάδας.
- Χαμηλό κόστος εγκατάστασης τουλάχιστον για τα 3 πρώτα σενάρια αναθέρμανσης σε σύγκριση με το μέσο κόστος των γεωθερμικών μονάδων παγκοσμίως (**3.916** €/kW για το 2019). Συγκεκριμένα το κόστος του κάθε σεναρίου (10,20,30%) κυμαίνεται μεταξύ **3.267** και **4.130** €/kW. Στο κόστος πρέπει να συνυπολογιστεί και η ύπαρξη του ηλιακού πεδίου που ανεβάζει σε μεγάλο βαθμό τις αρχικές δαπάνες. Αρκεί να αναφερθεί ότι για το βασικό σενάριο χρειάζονται μόλις 2.558 €/kW.
- Αρκετά ικανοποιητικό σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) που κυμαίνεται μεταξύ **0,054** και **0,089** €/kWh για όλα τα σενάρια αναθέρμανσης. Το μέσο LCOE για τις γεωθερμικές εγκαταστάσεις είναι **0,073** €/kWh (IRENA 2019) και για τις υβριδικές με παραβολικά κάτοπτρα είναι 0,12 €/kWh σύμφωνα με θεωρητικές μελέτες της διεθνούς βιβλιογραφίας.
- Μικρή περίοδος αποπληρωμής σε σχέση με τα χρόνια λειτουργίας του κάθε σεναρίου. Συγκεκριμένα για τα τρία πρώτα σενάρια (10,20,30%) η περίοδος αποπληρωμής είναι κάτω από 10 έτη (7,8,9 χρόνια αντίστοιχα) ενώ για 40 και 50% είναι αρκετά υψηλότερα στα 13 και 19 χρόνια αντίστοιχα λόγω του μεγάλου αρχικού κόστους. Πρέπει να σημειωθεί ότι τα αποτελέσματα έχουν προκύψει για τιμή πώλησης **0,0992 €/kWh** (Ηπειρωτικής Ελλάδας).

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

- Περαιτέρω μείωση της περιόδου αποπληρωμής (4 έτη) και αύξηση των καθαρών κερδών της επένδυσης, για το βέλτιστο σενάριο αναθέρμανσης του 30%, με νέα τιμή πώλησης στα **0,2 €/kWh** (Μέση τιμή πώλησης ενέργειας στο μη διασυνδεδεμένο δίκτυο των νησιών του Αιγαίου όπου ανήκει η Νίσυρος).

Πρέπει να τονιστεί ότι η συγκεκριμένη έκθεση αποτελεί θεωρητικό μοντέλο και όχι ολοκληρωμένη λύση. Συνεπώς κρίνεται αναγκαία η περαιτέρω έρευνα και ο επανασχεδιασμός της για να κριθεί κατάλληλη για εφαρμογή. Επιπλέον θα πρέπει να εξεταστούν εναλλακτικά σενάρια λειτουργίας των υβριδικών διατάξεων, για την τοποθέτηση και λειτουργία του ηλιακού πεδίου, ώστε να προκύψει η βέλτιστη λύση για το νησί της Νισύρου. Τέλος αξίζει να εξεταστεί βαθύτερα η υβριδοποίηση των δύο αυτών τεχνολογιών (γεωθερμία, ηλιοθερμία) ώστε να γενικευτεί η χρήση τους σε χώρες που κατέχουν ισχυρά γεωθερμικά πεδία με ικανή ηλιακή ακτινοβολία, βελτιώνοντας έτσι τον ολικό βαθμό απόδοσης των μονάδων αυτών και την αξιοπιστία τους.

Εν κατακλείδι, στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής πραγματοποιήθηκαν δύο δημοσιεύσεις σε διεθνή συνέδρια με τίτλους:

- **«Sizing of a solar–geothermal hybrid power plant in remote island electrical network»** για το συνέδριο με τίτλο: Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and Sustainability, TMREES18, 19–21 September 2018, Athens, Greece
- **«Techno-economic evaluation of geothermal-solar power plant in Nisyros island in Greece»** για το συνέδριο με τίτλο: Applied Energy Symposium and Forum, Renewable Energy Integration with Mini/Microgrids, REM 2018, 29–30 September 2018, Rhodes, Greece

Οι δημοσιεύσεις βρίσκονται αναρτημένες στο Science Direct και είναι ελεύθερης πρόσβασης για ακαδημαϊκούς χρήστες. Κύριος στόχος των δημοσιεύσεων αυτών ήταν η ενημέρωση της επιστημονικής κοινότητας για την προοπτική της υβριδοποίησης των δύο ανανεώσιμων τεχνολογιών. Δευτερευόντως να αποτελέσουν έναυσμα για μετέπειτα έρευνα και προβληματισμό πάνω στην υβριδοποίηση των Α.Π.Ε., στην περιοχή της Μεσογείου και της Ελλάδος, παρακινώντας τους αρμόδιους φορείς να αναλάβουν δράση προς όφελος του περιβάλλοντος.

10. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[1] H. Ritchie and M. Roser, “Renewable Energy,” *Our World Data*, Dec. 2017, Accessed: Sep. 23, 2020. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/renewable-energy>.

[2] “Renewable Energy and Electricity | Sustainable Energy | Renewable Energy - World Nuclear Association.” <https://www.world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/renewable-energy-and-electricity.aspx> (accessed Sep. 22, 2020).

[3] IRENA, “Renewable power generation costs in 2018,” p. 88, 2019.

[4] Φ. Μαυρογιώργη, “Ξεπέρασε το φυσικό αέριο τον λιγνίτη στην παραγωγή ηλεκτρισμού,” *EnergyIn*, Jun. 13, 2019. <https://energyin.gr/2019/06/13/%ce%be%ce%b5%cf%80%ce%ad%cf%81%ce%b1%cf%83%ce%b5-%cf%84%ce%bf-%cf%86%cf%85%cf%83%ce%b9%ce%ba%cf%8c-%ce%b1%ce%ad%cf%81%ce%b9%ce%bf-%cf%84%ce%bf%ce%bd-%ce%bb%ce%b9%ce%b3%ce%bd%ce%af%cf%84%ce%b7-%cf%83/> (accessed Sep. 19, 2020).

[5] Κ. Πλιάκος, “Τι πρέπει να περιμένουμε: Το μέλλον των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας,” *CNN.gr*, Apr. 15, 2020. <https://www.cnn.gr/dev/story/215455/ti-prepei-na-perimenoyme-to-mellon-ton-ananeosimon-pigon-energeias> (accessed Sep. 19, 2020).

[6] Μ. Μαστοράκης, “Η ακτινογραφία του ελληνικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής για το 2019 - Τι άλλαξε σε σχέση με το 2018.,” *Energy matters to climate change*, Feb. 21, 2020. <https://www.e-mc2.gr/el/news/i-aktinografia-toy-ellinikoy-systimatos-ilektroparagogis-gia-2019-ti-allaxe-se-shesi-me-2018> (accessed Sep. 19, 2020).

[7] Γ. Μούλκας, “Νέα ρεκόρ παραγωγής από ΑΠΕ άνω του 51% παρά την αβεβαιότητα της πανδημίας του κορονοϊού - Energy Register - Energy Register,” *Energy Register*, Winter 2020. <https://www.energyregister.gr/ananeosimes/%CE%BD%CE%AD%CE%B1-%CF%81%CE%B5%CE%BA%CF%8C%CF%81-%CF%80%CE%B1%CF%81%CE%B1%CE%B3%CF%89%CE%B3%CE%AE%CF%82-%CE%B1%CF%80%CF%8C-%CE%B1%CF%80%CE%B5-%CE%AC%CE%BD%CF%89-%CF%84%CE%BF%CF%85-51-%CF%80%CE%B1/> (accessed Sep. 19, 2020).

[8] “Διαχειριστής ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης Α.Ε. - ΔΑΠΕΕΠ Α.Ε.,” *Διαχειριστής ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης Α.Ε. - ΔΑΠΕΕΠ Α.Ε.* <https://www.dapeep.gr/> (accessed Sep. 19, 2020).

[9] “Renewable Energy Country Attractiveness Index.” https://www.ey.com/en_gl/recai (accessed Sep. 22, 2020).

[10] Ε.-Μ. Σκοπελίτης, “ΕΥ: Γρήγορη ανάκαμψη για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, παρά τον αντίκτυπο του COVID-19,” Feb. 06, 2020. https://www.ey.com/el_gr/news/2020/06/ey-grigori-anakampsi-gia-tis-ananeosimes-piges-energeias-para-ton-antiktupo-tou-covid19 (accessed Sep. 22, 2020).

[11] Μ. Παπαδόπουλος, “Η Ηλεκτροδότηση των Νησιών,” *ENERGIA.gr*, Aug. 13, 2019. <https://www.energia.gr/article/158818/h-hlektrodothsh-ton-nhsion> (accessed Sep. 23, 2020).

[12] Μ. Τράτσα, “Αγορά 1,3 Γιγαβάτ Πράσινης Ενέργειας Ανοίγει Στο Αιγαίο,” *ENERGIA.gr*, Apr. 21, 2020. <https://www.energia.gr/article/165905/agora-13-gigavat-prasinhs-energeias-anoigei-sto-aigaio> (accessed Sep. 24, 2020).

[13] K. A. Kavadias, P. Alexopoulos, G. Charis, and J. K. Kaldellis, “Sizing of a solar–geothermal hybrid power plant in remote island electrical network,” *Energy Procedia*, vol. 157, pp. 901–908, Jan. 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2018.11.256.

[14] J. K. Kaldellis, K. Kavadias, and D. Zafirakis, “The role of hydrogen-based energy storage in the support of large-scale wind energy integration in island grids,” *Int. J. Sustain. Energy*, vol. 34, no. 3–4, pp. 188–201, Apr. 2015, doi: 10.1080/14786451.2013.846342.

[15] “Monthly Reports of RES & Thermal Units in the non-Interconnected Islands,” *HEDNO*. <https://www.deddie.gr/en/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/agora-mdn/stoixeia-ekkathariseon-kai-minaion-deltion-mdn/miniaia-deltia-ape-thermikis-paragogis/> (accessed Sep. 24, 2020).

[16] Α. Παπάς, “Ο πρώτος Υβριδικός Σταθμός σε λειτουργία στο νησί της Τήλου συμπλήρωσε ένα χρόνο λειτουργίας,” *energypress.gr*, Oct. 27, 2019. <https://energypress.gr/news/o-protos-yvridikos-stathmos-se-leitoyrgia-sto-nisi-tis-tilyo-symplirose-ena-hrono-leitoyrgias> (accessed Sep. 26, 2020).

[17] PPC Renewables, “ΑΠ Κροτήρι-Κέφαλος Κω.” <https://www.ppcr.gr/en/wind/dodekanisa-kws> (accessed Sep. 25, 2020).

[18] wikipedia, “Νίσυρος,” *Βικιπαίδεια*. Jun. 03, 2020, Accessed: Sep. 26, 2020. [Online]. Available: <https://el.wikipedia.org/w/index.php?title=%CE%9D%CE%AF%CF%83%CF%85%CF%81%CE%BF%CF%82&oldid=8283400>.

[19] Π. Τζεφέρης, “Το ιστορικό του γεωθερμικού πεδίου της Νισύρου,” Dec. 29, 2014. http://oryktos.blogspot.com/2014/12/blog-post_28.html (accessed Sep. 26, 2020).

[20] Α. Τζανής and Ε. Λάγιος, “Επί της σχέσεως ενεργού τεκτονικής και κυκλοφορίας ρευστών στο γεωθερμικό σύστημα της Καλδέρας Νισύρου.,” *Δελτίον Της Ελληνικής Γεωλογικής Εταιρίας*, vol. 28, no. 2, Art. no. 2, Jan. 1993.

[21] Φ. Μαυρογιώργη, “Γεωθερμία: Ένας παρεξηγημένος θησαυρός,” *EnergyIn*, Jan. 17, 2018. <https://energyin.gr/2018/01/17/%ce%b3%ce%b5%cf%89%ce%b8%ce%b5%cf%81%ce%bc%ce%af%ce%b1-%ce%ad%ce%bd%ce%b1%cf%82-%cf%80%ce%b1%cf%81%ce%b5%ce%be%ce%b7%ce%b3%ce%b7%ce%bc%ce%ad%ce%bd%ce%bf%cf%82-%ce%b8%ce%b7%cf%83%ce%b1%cf%85%cf%81/> (accessed Sep. 27, 2020).

[22] Θ. Παναγούλης, “Κατακυρώθηκε η ΗΛΕΚΤΩΡ ως στρατηγικός εταίρος της ΔΕΗ Ανανεώσιμες για την αξιοποίηση 4 γεωθερμικών πεδίων,” *energypress.gr*, Jun. 26, 2020. <https://energypress.gr/news/katakurothike-i-ilektor-os-stratigikos-etairos-tis-dei-ananeosimes-gia-tin-axiopoisi-4> (accessed Sep. 27, 2020).

[23] “Γεωθερμία,” *Βικιπαίδεια*. Jan. 28, 2020, Accessed: Sep. 28, 2020. [Online]. Available: <https://el.wikipedia.org/w/index.php?title=%CE%93%CE%B5%CF%89%CE%B8%CE%B5%CF%81%CE%BC%CE%AF%CE%B1&oldid=8003964>.

[24] “Renewable Power Generation Costs in 2019,” *publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019*. [/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019](https://publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019) (accessed Oct. 01, 2020).

[25] E. Κορωνάκη, “RANKINE.pdf,” <http://users.ntua.gr/koronaki/RANKINE.pdf> (accessed Sep. 28, 2020).

[26] “Geothermal FAQs,” *Energy.gov*. <https://www.energy.gov/eere/geothermal/geothermal-faqs> (accessed Oct. 01, 2020).

[27] “Levelized cost of energy,” *Wikipedia*. Sep. 29, 2020, Accessed: Oct. 01, 2020. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Levelized_cost_of_energy&oldid=980983784.

[28] L. Keith, *Concentrating Solar Power Technology - 1st Edition*, 1st ed. Woodhead Publishing, 2012.

[29] N. Garapati *et al.*, “A Hybrid Geothermal Energy Conversion Technology - A Potential Solution for Production of Electricity from Shallow Geothermal Resources,” *Energy Procedia*, vol. 114, pp. 7107–7117, Jul. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1852.

[30] R. Venegas, S. Kuravi, K. Kota, and M. McCay, “Comparative Analysis of Designing Solar and Geothermal Power Plants: A Case Study,” *Int. J. Renew. Energy Res. IJRES*, vol. 8, no. 1, Art. no. 1, Mar. 2018.

[31] A. Greenhut *et al.*, “Solar-Geothermal Hybrid Cycle Analysis for Low Enthalpy Solar and Geothermal Resources,” p. 10.

[32] N. Garapati *et al.*, “A Hybrid Geothermal Energy Conversion Technology - A Potential Solution for Production of Electricity from Shallow Geothermal Resources,” *Energy Procedia*, vol. 114, pp. 7107–7117, Jul. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1852.

[33] J. D. P. (ORCID:0000000337362788) McTigue *et al.*, “Techno-Economic Assessment of Geothermal Power Plants Hybridized with Solar Heat and Thermal Storage,” Stanford, CA: Stanford Geothermal Program, NREL/CP-5500-73233, Feb. 2019. Accessed: Oct. 03, 2020. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/biblio/1558885>.

[34] “Thermodynamic evaluation of solar-geothermal hybrid power plants in northern Chile | Request PDF,” *ResearchGate*. https://www.researchgate.net/publication/305847504_Thermodynamic_evaluation_of_solar-geothermal_hybrid_power_plants_in_northern_Chile (accessed Oct. 03, 2020).

[35] “Thermodynamic performance assessment of an integrated geothermal powered supercritical regenerative organic Rankine cycle and parabolic trough solar collectors | Request PDF,” *ResearchGate*. https://www.researchgate.net/publication/310733158_Thermodynamic_performance_assessment_of_an_integrated_geothermal_powered_supercritical_regenerative_organic_Rankine_cycle_and_parabolic_trough_solar_collectors (accessed Oct. 03, 2020).

[36] P. Wan, L. Gong, and Z. Bai, “Thermodynamic analysis of a geothermal-solar flash-binary hybrid power generation system,” *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 3–8, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.023.

[37] R. DiPippo, *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact*. 2008.

[38] A. D. Greenhut, “Modeling and analysis of hybrid geothermal-solar thermal energy conversion systems,” Thesis, Massachusetts Institute of Technology, 2009.

[39] S. Eyerer, C. Schiffler, S. Hofbauer, W. Bauer, C. Wieland, and S. Hartmut, “Combined heat and power from hydrothermal geothermal resources in Germany: An assessment of the potential,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 120, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109661.

[40] E. O. Odum and S. Zarrouk, “Efficiency of Geothermal Binary Power Plants: a Worldwide Review Update,” *Int. J. Energy Convers. IRECON*, vol. 3, no. 1, Art. no. 1, May 2015, doi: 10.15866/irecon.v3i1.5648.

[41] “inl_ext-16-38751 GETEM User Manual Final.pdf.” Accessed: Oct. 08, 2020. [Online]. Available: https://workingincaes.inl.gov/SiteAssets/CAES%20Files/FORGE/inl_ext-16-38751%20GETEM%20User%20Manual%20Final.pdf.

[42] D. S. (ORCID:0000000344914296) Wendt *et al.*, “Flexible Geothermal Power Generation utilizing Geologic Thermal Energy Storage: Final Seedling Project Report,” Idaho National Lab. (INL), Idaho Falls, ID (United States), INL/EXT-19-53931-Rev000, May 2019. doi: 10.2172/1524048.

[43] C. Koroneos, A. Polyzakis, G. Xydis, N. Stylos, and E. Nanaki, “Exergy analysis for a proposed binary geothermal power plant in Nisyros Island, Greece,” *Geothermics*, vol. 70, pp. 38–46, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.geothermics.2017.06.004.

[44] M. Bassetti, D. Consoli, G. Manente, and A. Lazzaretto, “Design and off-design models of a hybrid geothermal-solar power plant enhanced by a thermal storage,” *Renew. Energy*, vol. 128, May 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.05.078.

[45] K. Li, C. Liu, S. Jiang, and Y. Chen, “Review on hybrid geothermal and solar power systems,” *J. Clean. Prod.*, vol. 250, p. 119481, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.119481.

[46] “Geothermal Electricity Technology Evaluation Model,” *Energy.gov*. <https://www.energy.gov/eere/geothermal/geothermal-electricity-technology-evaluation-model> (accessed Oct. 08, 2020).

[47] “Home - System Advisor Model (SAM).” <https://sam.nrel.gov/> (accessed Oct. 08, 2020).

[48] Καλδέλλης, Ιωάννης Κ and Καββαδίας, Κοσμάς Α, *Εργαστηριακές εφαρμογές ήπιων μορφών ενέργειας: αιολική ενέργεια, ηλιακή ενέργεια, υδάτινο δυναμικό, βιομάζα, γεωθερμία /*. 2001.

[49] “Parabolic Trough Concentrated Solar Power,” *Parabolic Trough Collectors for Solar Thermal Power*. <https://www.parabolicsolartrough.com/> (accessed Oct. 08, 2020).

[50] M. Wagner and P. Gilman, “Technical Manual for the SAM Physical Trough Model,” Jan. 2011, doi: 10.2172/1016437.

[51] C. Turchi, “Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model (SAM),” *Parabol. Trough Ref. Plant Cost Model. Sol. Advis. Model SAM*, Jan. 2010, doi: 10.2172/983729.

[52] D. Bishoyi and K. Sudhakar, “Modeling and performance simulation of 100MW PTC based solar thermal power plant in Udaipur India,” *Case Stud. Therm. Eng.*, vol. 10, pp. 216–226, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.csite.2017.05.005.

[53] “Version 2017.1.17 - System Advisor Model (SAM).” <https://sam.nrel.gov/download/version-2017-1-17.html> (accessed Oct. 08, 2020).

[54] D. Wendt, G. Mines, C. Turchi, and G. Zhu, “Geothermal Risk Reduction via Geothermal/Solar Hybrid Power Plants. Final Report,” Idaho National

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Lab. (INL), Idaho Falls, ID (United States), INL/EXT-15-37307, Nov. 2015. doi: 10.2172/1245529.

[55] J. Raush, T. Chambers, B. Russo, and K. Ritter, “Demonstration of Pilot Scale Large Aperture Parabolic Trough Organic Rankine Cycle Solar Thermal Power Plant in Louisiana,” *J. Power Energy Eng.*, vol. 01, pp. 29–39, Jan. 2013, doi: 10.4236/jpee.2013.17006.

[56] R. Padilla, “Simplified Methodology for Designing Parabolic Trough Solar Power Plants,” Jan. 2011.

[57] “Geothermal Energy at the U.S. Department of Energy,” *Energy.gov*. <https://www.energy.gov/eere/geothermal/geothermal-energy-us-department-energy> (accessed Oct. 08, 2020).

[58] S. K. Sanyal, “COST OF GEOTHERMAL POWER AND FACTORS THAT AFFECT IT,” p. 12.

[59] “Data and Tools.” <https://www.nrel.gov/research/data-tools.html> (accessed Oct. 08, 2020).

[60] J. McTigue *et al.*, *Hybridizing a Geothermal Plant with Solar and Thermal Energy Storage to Enhance Power Generation*. 2018.

[61] “Renewable power generation costs in 2019,” p. 144.

[62] “Αρχική | ΔΕΔΔΗΕ.” <https://www.deddie.gr/> (accessed Oct. 08, 2020).

11. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

Στο παράρτημα Α παρουσιάζονται λεπτομερώς όλες οι πληροφορίες για τα επιμέρους στοιχεία της γεωθερμικής εγκατάστασης καθώς και ενδεικτικές φωτογραφίες από τις καρτέλες εισαγωγής δεδομένων του υπολογιστικού προγράμματος GETEM.

EXPLORATION/DISCOVERY

Pre-Drilling Exploration Costs

# of Sites Evaluated		1	1
Permitting Costs		\$54.540	\$54.540
Total pre-drilling permitting		\$54.540	\$54.540
Pre-drilling Exploration activities		\$500.185	\$500.185
Total pre-drilling exploration		\$500.185	\$500.185
Lease Acreage per well		225	225
Total acreage Leased	acre	1.726,90	1.726,90
"			
"	hectare	698,9	698,9
Leasing Costs		\$51.808	\$51.808

Exploration Drilling Costs

# of Exploration sites drilled		1	1
<u>Other Locations</u>			
No. Sites Drilled		1	1
No. Wells Drilled at each 'Unsuccessful' Site		0	0
Total Wells at 'Unsuccessful' Sites		0	0
Exploration drilling costs at unsuccessful sites		0	\$0
# sites permitted for drilling (Exploration & initial Drilling)		1	1
# full-sized test wells drilled		4	4
# wells stimulated		0	0
Successful full-size wells drilled at developed site		2	2
Production		2	2
Injection		0	0
Wells successfully stimulated at developed site		0	0
Production		0	0
Injection		0	0
Cost multiplier for test wells		1,2	1,2
Other costs - % of total drilling/stimulation at developed site		5,00%	5,00%
Permitting cost for Exploration Drilling		\$136.351	\$136.351

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Full-sized Exploration Well Cost	per well	\$3.280.293	\$3.280.293
Total drilling costs at undeveloped sites		\$0	\$0
Total drilling costs at developed site		\$15.490.140	\$15.490.140
Exploration drilling costs (small-diameter)		\$2.368.969	\$2.368.969
Exploration drilling costs (full-size wells)		\$13.121.171	\$13.121.171
Total Exploration drilling cost		\$15.490.140	\$15.490.140
Exploration Stimulation Costs		\$0	\$0
Indirect Costs (drilling phase -full sized wells)		\$690.588	\$690.588
Resource Potential discovered-successful site	MW	82,58	82,58
# Reservoirs found		2,02	2,02
Proportioning Ratio for Exploration Costs		1	1
TOTAL COST FOR EXPLORATION/DISCOVERY		\$16.923.613	\$16.923.613

DRILLING ACTIVITIES

Flow Required

Total Production Flow Required For Sales	kg/s	257,5	257,5
" "	lb/hr	2.043.540	2.043.540
" "	gpm	5.708,90	5.708,90
Total Injection Flow Required For Sales	kg/s	201,9	201,9
" "	lb/hr	1.602.582	1.602.582
" "	gpm	3.813	3.813
Production to Injection Well Flow Ratio		0,75	0,75

Wells use for Injection

Will new wells be required for fluid disposal (injection)?	Yes	Yes
Are failed wells used to supplement injection	Yes	Yes
Relative productivity of failed wells	0,3	0,3

Well Count

Production Well Count

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

# of Successful Production wells required		3,22	3,22
Spare wells		0	0
# successful Exploration wells used for production		2	2
# of Successful Production wells drilled this phase		1,22	1,22
Production wells drilled (including spare & dry wells)		1,62	1,62
# Failed Production wells used to supplement injection		0,41	0,41
Injection flow in failed production wells	lb/hr	327.304	327.304
# wells used for Production		3,22	3,22
<i>Injection Well Count</i>			
# of Successful Injection wells required		1,54	1,54
# of Successful Injection wells drilled this phase		1,54	1,54
# Failed Injection wells used to supplement injection		0,51	0,51
Injection flow in failed injection wells	lb/hr	327.023	327.023
# wells used for Injection		2,46	2,46
# failed wells supporting injection		0,92	0,92
Injection wells drilled (including dry wells)		2,05	2,05
Ratio of injection to production wells drilled (excluding spare wells)		1,26	1,26
Ratio of wells used - injection to production		0,76	0,76
<i>Total Well Count</i>			
Total wells drilled at successful site - Drilling Phase		3,68	3,68
Total full-size wells drilled at successful site - Project		7,68	7,68
Total full-size wells drilled - Project		7,68	7,68
<i>Stimulation Count</i>			
Successful stimulations during Exploration		0	0
Production		0	0
Injection		0	0
Stimulations during Drilling phase		0	0
Production		0	0
Injection		0	0

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Successful stimulations during Drilling Phase		0	0
Production		0	0
Injection		0	0
<i>Counts for PPA</i>			
<i>Production capacity needed to obtain PPA</i>		60,00%	60,00%
<i>Capacity per production well</i>	MW	12,43	12,43
<i>Fraction of Drilling Phase Wells drilled prior to PPA</i>		0,33	0,33
<i>Fraction of Drilling Phase Stimulations prior to PPA</i>		0	0
Production			
Successful production wells to get PPA		0	0
Total production wells to get PPA		0	0
Successful production wells after PPA		1,22	1,22
Total production wells after PPA		1,62	1,62
Injection			
Successful injection wells to get PPA		0,92	0,92
Total injection wells to get PPA		1,23	1,23
Successful injection wells after PPA		0,62	0,62
Total injection wells after PPA		0,82	0,82
Stimulation			
Successful stimulations to get PPA		0	0
Total stimulations to get PPA		0	0
Successful stimulations after PPA		0	0
Total stimulations after PPA		0	0
<u><i>Drilling Costs</i></u>			
Drilling Success Rate		75%	75%
Method Used		Cost Curves	Cost Curves
<i>Production well</i>			
Size		Smaller Diameter	Smaller Diameter
Bottom configuration		Open Hole	Open Hole
Well Cost - Cost Curves		2.733.577	2.733.577
Well Cost- GETEM method		3.245.340	3.245.340
Calculated Well cost used		\$2.733.577	\$2.733.577
<i>Production well cost used</i>		\$2.733.577	\$2.733.577
<i>Injection well</i>			
Size		Smaller Diameter	Smaller Diameter

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Bottom configuration		Open Hole	Open Hole
Well Cost - Cost Curves		\$2.733.577	\$2.733.577
Well Cost- GETEM method		\$3.245.340	\$3.245.340
Calculated Well cost used		\$2.733.577	\$2.733.577
<i>Injection well cost used</i>		\$2.733.577	\$2.733.577
Production Well Drilling Cost		\$4.441.244	\$4.441.244
Injection Well Drilling Cost		\$5.605.482	\$5.605.482
Total Drilling Cost		\$10.046.726	\$10.046.726

Well Stimulation

Are well stimulated		No	No
Which wells are stimulated		NA	NA
Stimulation Success Rate		0,00%	0,00%
Cost per well	per well	\$0	\$0
Stimulation Cost		\$0	\$0

Non-Drilling Cost

Duration of Project Permitting	yr	0,75	0,75
Permitting Cost		\$1.090.810	\$1.090.810
Well Testing per site	per site	\$163.198	\$163.198
Total Well Test Cost		\$163.198	\$163.198
Indirect Costs During Drilling Phase		5,00%	5,00%
Indirect costs		\$594.775	\$594.775
Total Indirect/Non-Drilling Cost		\$1.848.783	\$1.848.783

Drilling Costs		\$10.046.726	\$10.046.726
Production Well Costs to get PPA		\$0	\$0
Injection Well Costs to get PPA		\$3.363.289	\$3.363.289
Testing Costs		\$163.198	\$163.198
Indirect Costs to get PPA		\$185.605	\$185.605
<i>Drilling and Testing before PPA</i>		\$3.712.092	\$3.712.092
<i>Stimulation before PPA</i>		\$0	\$0
Production Well Costs after PPA		\$4.441.244	\$4.441.244
Injection Well Costs after PPA		\$2.242.193	\$2.242.193
Indirect Costs after PPA		\$351.760	\$351.760
<i>Drilling and Testing -after PPA</i>		\$7.035.197	\$7.035.197
<i>Stimulation -after PPA</i>		\$0	\$0
<i>Permitting</i>		\$1.148.220,66	\$1.148.221
TOTAL COST FOR DRILLING & STIMULATION		\$11.895.510	\$11.895.510

FIELD GATHERING SYSTEM

Surface Equipment Costs

Surface Equipment Cost		Calculated	Calculated
Distance well to plant	ft	2.461	2.461

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

"	meter	750	750
Pressure drop between well and plant	psi	5	5
"	bar	0,345	0,345
Calculated Surface Equipment Cost	per well	\$530.512	\$530.512
Estimated Cost (input value)	per well	\$530.512	\$530.512
Surface Equipment Cost Used	per well	\$530.512	\$530.512
# of wells		5,68	5,68
Total Surface Equipment Costs		\$3.010.816	\$3.010.816
Geothermal Pumps			
Production Pump Cost	per well	\$0	\$0
Wells with production pumps		0	0
Production Pump Cost		\$0	\$0
Calculated Injection pump cost		\$445.550	\$445.550
Injection pump Cost Used		\$445.550	\$445.550
Indirect pump costs		\$60.757	\$60.757
Total GF Pumping Cost		\$445.550	\$445.550
Indirect Costs (% of Total Costs)		12,00%	12,00%
Indirect Costs		\$471.323	\$471.323
Field Gathering System Costs Prior to PPA		\$1.806.490	\$1.806.490
Indirect costs before PPA		\$246.340	\$246.340
Field Gathering System Costs After PPA		\$1.204.327	\$1.204.327
Indirect costs after PPA		\$164.226	\$164.226
Indirect costs for GF pumps		\$60.757	\$60.757
TOTAL COST FOR FIELD GATHERING SYSTEM		\$3.927.689	\$3.927.689

RESERVOIR DEFINITION

Flow rate

Production Well Flow Rate (per well)	kg/s	80	80
"	lb/hr	634.930,60	634.930,60
"	gpm	1.780,80	1.780,80
Subsurface Water Loss (total)	kg/s	0	0
"	lb/hr	0	0

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

"	gpm	0	0
<u>Hydraulic Drawdown</u>			
Productivity Index	lb/hr-psi	2.500,00	2.500,00
"	kg/s-bar	4,57	4,57
"	gpm/psi	7,01	7,01
Pressure drawdown in production well	psi	253,97	253,97
"	bar	17,51	17,51
Injectivity Index	lb/hr-psi	2.500,00	2.500,00
"	kg/s-bar	4,57	4,57
"	gpm/psi	7,01	7,01
Pressure buildup in injection well	psi	338,63	338,63
"	bar	23,35	23,35
<u>Thermal Decline</u>			
Annual decline rate used	%/yr	0,60%	0,42%
Calculated max decline	C	50,8	50,8
Maximum total decline allowed before Well Field replacement	C	50,8	50,8
"	F	91,44	91,44
Power Potential found	MW	82,58	82,58
Plant net output	MW	40,8	40,8
# Reservoirs found		2	2
# Replacement reservoirs		1	1
Reservoir Replaced		No	No
# of Replacements:		0	0
First Replacement	yr	NA	NA
Last Replacement	yr	NA	NA
<u>FCR</u>			
Relative Revenue/Generation		0,862	0,887
# Addt'nl Reservoirs used		0	0
Σ of discounted reservoirs		0	0
Σ of 1 discounted		12,409	13,332
Temperature at End of Project	C	250,4	253,6
Power Sales at end of 1st Reservoir	MW	24,26	25,27
Power Sales at End of Life	MW	24,26	25,27
Well Field Replacement Cost		\$19.751.782,87	\$19.751.782,87

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

EERE Method - Capacity Factor decline rate		0,01653	0,01141
<u>Water Makeup</u>			
Assumed Plant Availability		98%	98%
Subsurface water loss (EGS)	kg/s	0	0
"	lb/hr	0	0
"	gpm	0	0
GF loss in Flash Plant (not injected)		21,60%	21,60%
Blowdown		4,20%	4,20%
Evaporative Loss (EGS - Flash)	kg/s	54,4	54,4
"	lb/hr	432.139	432.139
"	gpm	863,4	863,4
Annual hrs of operation	hr/yr	8.584,80	8.584,80
Annual Water Loss	acre-ft/yr	1.364,80	1.364,80
"	m ³ /yr	1.683.518,10	1.683.518,10
Makeup water cost	\$/acre-ft	\$0,00	\$0,00
"	\$/m ³	\$0,24	\$0,24
Flow into/out of multiple zones in production/injection interval?		No	No

OPERATING & MAINTENANCE COSTS

How are O&M costs defined?	Calculate	Calculate
Inputted Plant O&M	NA	NA
Inputted Well Field O&M	NA	NA

Calculated O&M Costs

Labor

Fraction of operator labor assigned to field	25%	25%
Labor Rates Used		
Reference Year for labor estimates	2004	
Labor PPI for 2004	1,06	
Labor PPI for Year of Estimate	1,23	1,23
Operators	\$23,36	\$23,36
maintenance mechanic	\$28,04	\$28,04
electrician	\$28,04	\$28,04
general maintenance labor	\$20,44	\$20,44
facility manager/plant engineer	\$46,73	\$46,73

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

operations manager		\$35,04	\$35,04
clerical		\$14,02	\$14,02
Labor multiplier (burdened labor cost)		1,8	1,8
Calculated Labor staff	FTE	14,52	14,52
Labor Staff Used	FTE	14,52	14,52
<i>Annual Labor Cost</i>		\$1.332.333	\$1.332.333
<i>Plant</i>		\$1.170.997	\$1.170.997
<i>Well Field</i>		\$161.336	\$161.336
<u><i>Well Field Maintenance</i></u>			
Fraction of Capital Cost	per year	1,50%	1,50%
Capital Cost of Well Field & Stimulation (successful)		\$15.513.881	\$15.513.881
Capital Cost of Surface Equipment		\$3.456.366	\$3.456.366
Well Field Maintenance	per year	\$284.554	\$284.554
Well & Reservoir Maintenance	per year	\$232.708	\$232.708
Surface Equipment	per year	\$51.845	\$51.845
Chemicals			
Geothermal Flow Rate	gpm/well	1.780,80	1.780,80
# of Production Wells		3,2	3,2
Geothermal fluid treatment - chemical dosage	ppm	0	0
Chemical cost	per 1000 tonne	\$28,97	\$28,97
Annual Cost for GF treatment		\$223.443	\$223.443
Makeup Water Cost	per year	\$0	\$0
<i>Annual Well Field Maintenance Costs (no pump maintenance)</i>	<i>per year</i>	\$507.997	\$507.997
Annual Field O&M (no production pump maintenance)	<i>per year</i>	\$669.333	\$669.333
<u><i>Power Plant Maintenance</i></u>			
Fraction of Capital Cost	per year	1,80%	1,80%
Capital Cost of Power Plant		\$58.979.543	\$58.979.543
Plant Maintenance	per year	\$1.061.632	\$1.061.632
Chemicals			
Cooling water flow rate	gpm	40.875	40.875
Cooling water treatment chemical dosage	ppm	0	0
Chemical cost	per gallon	\$1,82	\$1,82
Annual Cost for CW treatment		\$74.492	\$74.492
<i>Annual Power Plant Maintenance Costs</i>	<i>per year</i>	\$1.136.124	\$1.136.124
Annual Plant O&M	<i>per year</i>	\$2.307.121	\$2.307.121
<u><i>Production Pump Maintenance</i></u>			

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Calculated pump installation cost		\$0	\$0
Installed pump cost		\$0	\$0
Pump only cost used for rework		\$0	\$0
Calculated cost to remove or install pump		\$0	\$0
Reference pump depth	ft	500	500
Lubricating oil cost [o]	\$/yr	\$10.104	\$10.104
Pump Rework Cost		\$0,00	\$0
Annual Lubricating Oil Cost	per year	\$0	\$0
Annual Pump Rework Cost	per year	\$0	\$0
Annual Pump O&M	<i>per year</i>	\$0	\$0
<u>Water Costs</u>			
Makeup Water Requirement	acre-ft	0	0
Annual Makeup water cost	\$/yr	\$0	\$0
Annual EGS Makeup water cost (subsurface)	\$/yr	\$0	\$0
<u>Taxes & Insurance</u>			
Rate applied to capital costs to determine annual cost		0,75%	0,75%
Capital costs for tax & Insurance plant		\$58.979.543	\$58.979.543
transmission		\$0	\$0
production wells (successful)		\$9.891.518	\$9.891.518
failed production wells, if used for injection		\$1.110.311	\$1.110.311
Injection wells (successful)		\$4.204.112	\$4.204.112
failed injection wells, if used for injection		\$1.401.371	\$1.401.371
injection wells (&stimulation) geothermal pumps		\$0	\$0
surface equipment		\$445.550	\$445.550
indirect costs (???)		\$3.010.816	\$3.010.816
		\$874.069	\$874.069
<i>Total</i>		\$79.043.221	\$79.043.221
<i>Total with contingency</i>		\$88.408.607	\$88.408.607
Annual Taxes & Insurance	<i>per year</i>	\$663.065	\$663.065
Total Annual O&M Cost-Calculated	<i>per year</i>	\$3.639.518	\$3.639.518
<i>O&M Contribution to LCOE</i>	C/kW-hr	1,28	1,24

ENERGY CONVERSION SYSTEM - POWER PLANT

Transmission Line

Are transmission line costs included		No	No
--------------------------------------	--	----	----

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Distance	mile	0	0
	km	0	0
Estimated Cost			
Transmission Line Voltage		<i>≤115kV</i>	≤115kV
Terrain Conditions		<i>Flat</i>	Flat
Population Density		<i>Rural</i>	Rural
Estimated cost per mile	\$/mile	\$1.150.000	\$1.150.000
Cost per mile used	\$/mile	\$0	\$0
Total Cost for Transmission		\$0	\$0
<u>Permitting Cost</u>			
Power Plant Permitting Cost		<i>0</i>	<i>\$0</i>
<u>Plant Parameters</u>			
Type of Conversion System		Flash	Flash
Plant Sized Using		Power Sales	Power Sales
Power Sales Specified	MW	40	40
Production Wells Specified			
Power Sales	MW	40	40
Plant Net Output	MW	40,792	40,792
Estimated Generator Output	MW	42,239	42,239
Plant Performance - brine effectiveness	w-hr/lb	19,961	19,961
" "	kW-s/kg	158,426	158,426
Multiplier Used for Direct Construction Costs		2,343	2,343
Multiplier Used for Installed Costs		2,624	2,624
Calculated Plant Cost, based on net plant output	\$/kW	\$1.446	\$1.446
Inputted Plant Cost	\$/kW		\$1.446
Plant Cost Used (based on net plant output)	\$/kW	\$1.446	\$1.446
Estimated engineering costs		\$3.159.618	\$3.159.618
Power Plant Capital Cost		\$58.979.543	\$58.979.543
<u>Binary Power Plant</u>			
<u>Plant Performance</u>			
Maximum brine effectiveness	w-hr/lb, gf	19,539	19,539
GETEM uses for Binary Plant	kW-s/kg, gf	155,076	155,076
Calculated Brine Effectiveness	w-hr/lb, gf	6,967	6,967
	kW-s/kg, gf	55,294	55,294
Brine Effectiveness Used	w-hr/lb, gf	6,967	6,97
	kW-s/kg, gf	55,29	55,29
Plant 2nd law efficiency		13,70%	13,70%
Geothermal pumping power	kW	792	792

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Estimated Generator Output	kW	69.467	66.903
Net Power	kW	14.237	14.237
In-Plant parasitic power (estimated)	kW	55.230	52.666
<u><i>Flash-Steam Power Plant</i></u>			
<i>Plant Performance</i>			
# of Flash		2	2
Calculated Flash Pressure - Single Flash	psi	170,36	170,36
	bar	11,75	11,75
Single Flash Pressure Used	psi		170,36
	bar		11,75
Calculated HP Flash	psi	514,74	514,74
	bar	35,49	35,49
Calculated LP Flash	psi	170,36	170,36
	bar	11,75	11,75
HP Flash Pressure Used	psi	514,74	514,74
	bar	35,49	35,49
LP Flash Pressure Used	psi	170,36	170,36
	bar	11,75	11,75
Brine Effectiveness	w-hr/lb,gf	19,961	19,961
	kW-s/kg,gf	158,43	158,43
GF Pressure leaving plant	psi	170,36	170,36
	bar	11,75	11,75
HP Steam Produced	lb/hr	330.855	330.855
	kg/s	41,69	41,69
LP Steam Produced	lb/hr	223.398	223.398
	kg/s	28,15	28,15
Steam Fraction		27,10%	27,10%
GF flow out	lb/hr	1.489.287	1.489.287
	kg/s	187,65	187,65
Plant 2nd law efficiency		39,40%	39,40%
Geothermal pumping power	kW	792	792
Estimated Generator Output	kW	42.239	42.239
Net Power	kW	40.792	40.792
In-Plant parasitic power (estimated)	kW	1.447	1.447
Ambient Conditions			
T,wet bulb	F	60	60
	C	15,56	15,56
Atmospheric pressure	psi	14,7	14,7
	bar	1,01	1,01
Component Efficiencies			
Turbine efficiency		80%	80,00%
Generator efficiency		98%	98,00%

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Cooling water and condensate pump efficiency		75%	75,00%
Is a constraint placed on the GF temperature leaving plant?		Yes	Yes
Define Steam Pressure Drops			
Input pressure drop between high pressure flash and turbine	psi	1	1
	bar	0,07	0,07
Input pressure drop between low pressure flash and turbine	psi	1	1
	bar	0,07	0,07
Cooling System			
Condenser type		surface	surface
CW pump head	ft	65	65
	m	19,81	19,81
Cooling Water temperature rise - DT,cw	F	25	25
	C	13,89	13,89
Pinch Point-condenser	F	7,5	7,5
	C	4,17	4,17
Pinch Point-cooling tower	F	5	5
	C	2,78	2,78
Condenser NCG partial pressure	"Hg	0,32	0,32
	mmHg	8	8
Non-Condensable Gas Removal			
NCG level	ppm	2.000	2.000
H2S level	ppm	20	20
Molecular Weight of NCG's		44	44
Method of NCG removal		Hybrid	Hybrid
Number of stages: ncg removal		3	3
NCG vacuum pump efficiency		70%	70%
Model Estimates			
Cooling Water Flow Rate	gpm	40.875	40.875
<u>Binary Power Plant</u>			
<u>Plant Cost</u>			
Use Calculated Plant Cost for Scenario ?		NA	
Major Component Costs			
Material of Construction- GF heaters (binary)		0	0

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

GF heaters tube material cost multiplier (binary)		0	0
Calculated GF Heat Exchanger Cost	\$/kW	\$33,06	\$33,10
Calculated Turbine-Generator Cost	\$/kW	\$574,13	\$574,13
Calculated Air-Cooled Condenser Cost	\$/kW	\$103,65	\$103,65
Calculated WF Pump Cost	\$/kW	\$37,89	\$37,21
Estimated Major Equipment Cost	\$/kW	\$748,72	\$748,08
Tax		5%	5%
Freight		5%	5%
Calculated installation multiplier for direct construction costs		2,679	2,68
Installation multiplier Used		2,679	2,343
Direct Plant Construction Cost	\$/kW	\$2.006	\$1.753
Indirect Cost		12%	12%
Plant Cost	\$/kW	\$2.246	\$1.963

Flash-Steam Power Plant

Plant Cost

Use Calculated Flash Plant Cost ?		Yes	
Equipment Related Input			
Steam condenser heat transfer coefficient (U)		350	350
Max droplet size in flash vessel		200	200
Calculated Turbine-Generator Cost		\$360,46	\$360,46
Calculated Flash Vessel Cost		\$2,82	\$2,82
Calculated Cooling Tower Cost		\$45,06	\$45,06
Calculated Condenser Cost		\$58,41	\$58,41
Calculated Plant Pump Cost (no GF pumps)		\$22,83	\$22,83
Calculated NCG Removal System Cost		\$21,17	\$21,17
Calculated H2S Abatement System Cost		\$40,17	\$40,17
Estimated Major Equipment Cost	\$/kW	\$550,92	\$550,92
Tax		5%	5%
Freight		5%	5%
Calculated installation multiplier - direct costs		2,343	2,343
Installation multiplier Used		2,343	2,343
Direct Plant Construction Cost	\$/kW	\$1.291	\$1.291
Inputted % Multiplier for Indirect Cost		12%	12%

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Total Equipment Multiplier		2,624	2,624
Calculated Flash Plant Cost		\$1,446	\$1,446

GEOHERMAL FLUID PUMPING

GF Pumping	w-hr/lb	0,387	0,387
"			
"	kW-s/kg	3,075	3,075
<i>Production Pumping</i>			
Production Well Flow Rate	kg/s	80	80
"			
"	lb/hr	634.930,60	634.930,60
"			
"	gpm	1.780,80	1.780,80
Are Production Pumps Used?		No	No
Estimated Pump Casing ID		6,056	6,056
Calculated Pump Setting Depth	ft	3.515,41	3.515,41
"			
"	m	1071,5	1071,5
Inputted Pump Setting Depth	ft	NA	NA
"			
"	m	NA	NA
Pump Setting Depth Used	ft	0	0
"			
"	m	0	0
Production Well Hydrostatic Pressure	psi	2.322	2.322
Bottom Hole Pressure in Production Well	psi	2.068	2.068
Is Flashing Occurring in Production Well?		Yes	Yes
Estimated Saturation Pressure	psi	1221,257	1221,257
"			
"	bar	84,2	84,2
Estimated Production Well Head Pressure	psi	693,41	693,41
"			
"	bar	47,81	47,81
Required Pump Suction Pressure/Production Well Head Pressure	psi	1.271,26	1.271,26
"			
"	bar	87,65	87,65
Friction Loss in Well Below Pump	psi	116,28	116,28
"			
"	bar	8,017	8,017

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Friction Loss in Production Pump Casing	psi	0	0
"	bar	0	0
Pumping Power	hp/well	0	0
"	kW/well	0	0
Pump Type		Lineshaft	Lineshaft
Maximum pump casing diameter	inch	7	7
"	cm	17,78	17,78
Pump Cost Inputted or Calculated		Calculate	Calculate
Calculated Cost	\$/pump	\$0	\$0
Installed Pump Cost			
Production Pumping Power	kW	0	0
Total Production Pump Cost		\$0	\$0
<i>Injection Pumping</i>			
Injection Well Flow Rate	kg/s	106,7	106,7
"	lb/hr	846.574,10	846.574,10
"	gpm	2.365,00	2.365,00
Injection Well Head Pressure	psi	170,36	170,36
"	bar	11,75	11,75
Friction Loss in Well	psi	120,45	120,45
"	bar	8,3	8,3
Bottom Hole Pressure Less Hydrostatic Pressure	psi	0,78	0,78
"	bar	0,05	0,05
Reservoir Pressure Buildup	psi	338,63	338,63
"	bar	23,35	23,35
Injection Pressure Added	psi	338,85	338,85
"	bar	23,36	23,36
"	ft	885,5	885,5
Injection Well Hydrostatic Pressure	psi	2.322,20	2.322,20
Injection Well Bottom hole Pressure	psi	2.661,90	2.661,90
Pumping Power	hp/pump	1.062	1.062
"	kW/pump	792	792

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

# Injection Pumps		1	1
Injection Pumping Power	kW	792	791,8
Total Calculated Injection Pump Cost		\$445.550	\$445.550
<i>Production Well Summary</i>			
Depth	ft	5.905	5.905
	m	1.800	1.800
Hydrostatic Pressure	psi	2.322	2.322
"	bar	160	160
Reservoir Temperature	F	572	572
	C	300	300
Production Well Flow Rate (per well)	kg/s	80	80
"	lb/hr	634.930,60	634.930,60
"	gpm	1.780,80	1.780,80
Pressure Loss in Well Bore	psi	116,28	116,28
"	bar	8,02	8,02
Temperature Loss in Well Bore	F	2,48	2,48
"	C	1,38	1,38
Production Well Head Temperature	F	569,52	569,52
	C	298,62	298,62
Production Well Head Pressure	psi	693,41	693,41
"	bar	47,81	47,81
Number of Intervals		3	3
Bottom Interval		<i>Open Hole</i>	<i>Open Hole</i>
length	ft	<i>1.181</i>	<i>1.181</i>
bottom depth	ft	<i>5.905</i>	<i>5.905</i>
casing diameter	inch	<i>0</i>	<i>0</i>
Casing ID	inch	<i>0</i>	<i>0</i>
hole diameter	inch	<i>8,5</i>	<i>8,5</i>
Intermediate Liner #1			
length	ft	0	0
bottom depth	ft	4.724	4.724
casing diameter	inch	0	0
Casing ID	inch	0	0
hole diameter	inch	0	0
Intermediate Liner/Casing #2			
length	ft	0	0
bottom depth	ft	4.724	4.724

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

casing diameter	inch	0	0
Casing ID	inch	0	0
hole diameter	inch	0	0
Upper Casing			
length	ft	4.724	4.724
bottom depth	ft	4.724	4.724
casing diameter	inch	9,625	9,625
Casing ID	inch	8,75	8,75
hole diameter	inch	12,25	12,25
Surface Casing			
length	ft	800	800
bottom depth	ft	800	800
casing diameter	inch	13,5	13,5
Casing ID	inch	12,875	12,875
hole diameter	inch	20	20
Conductor			
length	ft	50	50
bottom depth	ft	50	50
casing diameter	inch	28	28
Casing ID	inch	26	26
hole diameter	inch	34	34
Pump Production Casing	inch	7	7
Est ID	inch	6,056	6,056

Injection Well Summary

Depth	ft	5.905	5.905
	m	1.800	1.800
Hydrostatic Pressure	psi	2.322	2.322
"	bar	160	160
Injection Well Flow Rate (per well)	kg/s	106,7	106,7
"	lb/hr	846.574,10	846.574,10
"	gpm	2.365,00	2.365,00
Estimated Injection Wellhead Temperature	F	363,25	363,25
"	C	184,03	184,03
Temperature Increase in Well Bore	F	NA	NA
"	C	NA	NA
Number of Intervals		3	3

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Bottom Interval		Open Hole	Open Hole
length	ft	1.181	1.181
bottom depth	ft	5.905	5.905
casing diameter	inch	0	0
Casing ID	inch	0	0
hole diameter	inch	8,5	8,5
Intermediate Liner #1			
length	ft	0	0
bottom depth	ft	4.724	4.724
casing diameter	inch	0	0
Casing ID	inch	0	0
hole diameter	inch	0	0
Intermediate Liner/Casing #2			
length	ft	0	0
bottom depth	ft	4.724	4.724
casing diameter	inch	0	0
Casing ID	inch	0	0
hole diameter	inch	0	0
Upper Casing			
length	ft	4.724	4.724
bottom depth	ft	4.724	4.724
casing diameter	inch	9,625	9,625
Casing ID	inch	8,75	8,75
hole diameter	inch	12,25	12,25
Surface Casing			
length	ft	800	800
bottom depth	ft	800	800
casing diameter	inch	13,5	13,5
Casing ID	inch	12,875	12,875
hole diameter	inch	20	20
Conductor			
length	ft	50	50
bottom depth	ft	50	50
casing diameter	inch	28	28
Casing ID	inch	26	26
hole diameter	inch	34	34

LEVELIZED COST OF ELECTRICITY	Revised Scenario	GETEM Default	Sensitivity: Hydrothermal	Yes	Flash
	4,64 €/ kWh	4,82	Waterfall EGS	No	Binary
NET POWER SALES	40.000 kW	40.000			
Errors/Warnings 0					
<p>The cells with the yellow background are input cells. Some have dropdown lists - select from that list, or leave blank to use the default value. The units have dropdown lists as well. If units are changed, the default values should change to be displayed in the units selected.</p>					
Do you wish to evaluate a Hydrothermal or EGS resource?	Hydrothermal	GETEM determines the input used for the Default scenario based upon the resource type selected, and the resource temperature and depth that are specified. The LCOE for the GETEM default scenario is based on these 3 inputs			
What is the resource temperature?	300 C				
What is the resource depth?	1.800,0 meter				
At the indicate temperature, GETEM defaults to the indicated conversion system - you may change below	Flash	The default conversion system is based on the resource temperature provided. If you elect to change the conversion system, the type selected will be used for both the Default and the Revised Scenarios - if blank the default will be used. Recommended that Binary not be used above 200C and Flash not below 150C			
Type of Conversion System to be Used	Flash				
If GETEM defaults to Binary, or if a Binary conversion system is selected - run the optimize macro for default scenario by clicking on button to the right. This must be done to obtain a LCOE estimate.	DONE - Resource Definition	The macro does not come to the same solution for the default and revised scenarios. As a consequence the plant costs, total flow, number of wells, pumping power, and well field costs will vary slightly when the default inputs are used for the revised scenario. One can go to sheet Binary A1, and enter the same level of performance for both scenarios and the costs, flows, and well count will be the same.			
	If you wish to review and/or revise GETEM default values, click on hyperlink below	Revised Scenario Value/Cost (w/o Contingency)			
If you do make changes and a binary plant is being used - run the optimization macro again to re-establish plant performance & cost	Power Sales	40,0	MW		
	Economic Permitting				
	Exploration	\$16.923.613	overnight costs		
	Drilling	\$11.895.510	overnight costs		
	Field Gathering System & Pumping	\$3.927.689	overnight costs		
	Reservoir Performance	3,22	production wells required		
	Operating & Maintenance	\$3.639.518	per year		
	Power Plant	\$58.979.543	overnight costs		
Summary of Changes Made for Revised Scenario	# changes to default				
Power Sales	0				
<p>Start Here Scenario Definition Results Error-Warnings Schedule EERE COE DCF-COE OUT FCR Binary Output FCR Flash Output Binary A1 Tables (up) Diagramms Sheet1</p>					

Ενδεικτικές εικόνες από τις καρτέλες εισαγωγής δεδομένων του GETEM.

	Revised Scenario	GETEM Default	
Estimated LCOE	€ /kw-hr 4,64	4,82	
Power Sales	kW 40.000	40.000	
Power Plant Output	kW 40.792	40.792	
Errors/Warnings 0			
If you wish to change any of the parameters for the evaluated scenario, enter the value in the cell with yellow background. If the default is acceptable, leave the cell blank. If not blank, GETEM will use the value in the cell, even if 0 or negative.			
	Revised Value	GETEM Default	
DRILLING ACTIVITIES			
Well Field Details:			
Drilling Success Rate		75,0%	Hydrothermal default from Sanyal Stanford paper (2012)
Will new wells be required for fluid disposal (injection)?		Yes	Unless the project is utilizing existing injection disposal system, use default
Are unsuccessful wells to be used to supplement injection?		Yes	Used with hydrothermal resources that do not have well stimulation.
Productivity of unsuccessful wells relative to successful wells		0,3	Larger value will result in fewer successful injection wells required
Production to Injection Flow Ratio for Successful Wells		0,75	If ratio too small (injection flow too high), pumping power may exceed plant power. (If failed wells not used this is ratio of injection to production wells.)
Number of Spare Production Wells	count	0	These are assumed to be successful Production wells that are not used.
Injection Well Depth	meter	1.800	With EGS resources, default depth (production well depth) should be used
Well Field Capacity Needed to Obtain PPA		60,0%	Fraction of production and injection capacity needed to get a PPA
Drilling Costs			
Well Configuration			
Production Well size		Smaller Diameter	The cost curves that are used to estimate drilling costs are dependent upon which of the well sizes is selected. The production/injection interval configuration is used in estimating friction losses in well - does not impact cost
Injection Well size		Smaller Diameter	
Production Interval Configuration		Open Hole	
Injection Interval Configuration		Open Hole	
Well Cost Estimates			
Production Well	per well	\$2.733.577	Values above the input cells are the default costs for the revised well configuration. Note that GETEM's well costs have built in contingency and no additional contingency is added. Any inputted costs should also include a level of contingency the User deems appropriate.
Injection Well	per well	\$2.733.577	
Stimulation Costs			
Are Wells Stimulated		No	The total cost estimates for well stimulation are based on a inputted cost per well stimulated. The model default is only EGS injection wells are stimulated.
If yes, which wells are to be stimulated?		NA	
If wells are stimulated, the model default for injection well stimulation		\$0	
Well Stimulation Cost	\$/well	\$0	This success rate multiplied by the default EGS drilling success rate produces a combined value that is equivalent to that for Hydrothermal (Sanyal, Stanford 2012)
If wells are stimulated, the model default for stimulation success rate		0,0%	
Stimulation Success Rate		0%	
Other Costs			
Well Testing			

Ενδεικτικές εικόνες από τις καρτέλες εισαγωγής δεδομένων του GETEM.

	Revised Scenario	GETEM Default	
Estimated LCOE €/kw-hr	4,64	4,82	
Power Sales kW	40.000	40.000	
Power Plant Output kW	40.792	40.792	
Errors/Warnings 0			
If you wish to change any of the parameters for the evaluated scenario, enter the value in the cell with yellow background. If the default is acceptable, leave the cell blank. If not blank, GETEM will use the value in the cell, even if 0 or negative.			
	Revised Value	GETEM Default	
Surface Equipment Costs			
How are surface equipment costs determined?		Calculated	including the geothermal pumps
If Calculated, provide the following			
Average distance from well to plant	meter	750	Values are used to estimate the diameter of pipe needed. This diameter (and length) used to estimate cost.
Maximum pressure drop in Surface Piping	psi	5.00	
Estimated surface equipment cost	\$/well	\$530.512	
Enter surface equipment costs to be used	\$/well	\$530.512	
Total surface equipment costs (exclusive of geothermal pumps)		\$3.010.816	\$3.010.816
Geothermal Pumping Costs			
Pump & Driver Efficiency for Production and Injection Pump		67.5%	
Production Pump :			
Are Production Wells pumped ?		No	Estimate flashing is occurring in production well
Calculation Pump Depth :			
Excess Pressure at pump Suction and/or well head	psi	50.00	Provides NPSH for pump, keeps ngc's in solution & ΔP allowance between well and plant
Diameter of production pump casing	inch	9.625	
Pump Depth Calculated Based on Revised Input		3.515,41	The calculated depth is based on Revised Input
Production Pump setting depth	ft	0.0	
Installation Cost			
Work over Rig	\$/day	\$0	Default costs will be shown if one of two scenarios is 'pumped'
Installation Cost	\$/ft	\$0.00	
Casing Cost	\$/ft	\$0.00	Default assumes K55 grade casing
Installed Pump Cost Calculated Based on Revised Input		\$0	
Installed Production Pump Cost	per well	\$0	
Injection Pump :			
Surface Equipment ΔP for binary conversion system	psi	40.00	
Excess Pressure in Injection Well	psi	1.00	This is pressure in excess of the model's calculation of that needed to overcome hydrostatic and reservoir buildup
Estimated cost based on Revised Scenario Input		\$445.550	
Installed Injection Pump Cost	total	\$445.550	
Total geothermal pump costs		\$445.550	\$445.550
Other Costs (% of GF Gathering System & Pump Costs)		12.0%	Same value as used for Plant Construction
TOTAL COST FOR GATHERING SYSTEM		\$3.927.689	\$3.927.689

Ενδεικτικές εικόνες από τις καρτέλες εισαγωγής δεδομένων του GETEM.

12. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β

Στο Παράρτημα Β παρουσιάζονται πλήρως οι μεταβλητές εισόδου του προγράμματος SAM για το ηλιοθερμικό πεδίο των παραβολικών συγκεντρωτικών συλλεκτών (PTC). Το σενάριο που έχει επιλεγεί για να προβληθούν τα δεδομένα του είναι του 30% αναθέρμανσης. Στη συνέχεια παρατίθενται ενδεικτικές φωτογραφίες από τις καρτέλες των μεταβλητών εισόδου του προγράμματος.

Variable	Label	Nisyros solar th
HDR_rough	Header pipe roughness	4.57e-05
IAMs_1	Incidence angle modifier coefficients	1;0.0327;-0.1351;0
IAMs_2	Incidence angle modifier coefficients	1;-0.0753;-0.03698;0
IAMs_3	Incidence angle modifier coefficients	1;-0.008;-0.117;0
IAMs_4	Incidence angle modifier coefficients	1;-0.005;-0.102;0
I_bn_des	Irradiation at design	900
P_boil	Boiler operating pressure	1
P_cond_min	Min condenser pressure	1,25
P_cond_ratio	Condenser pressure ratio	10.028
P_ref	Design gross output	77
Pipe_hl_coef	Piping thermal loss coefficient	0,45

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

Row_Distance	Row spacing	15
SCA_drives_elec	Tracking power	125
T_ITD_des	ITD at design point	16
T_amb_des	Ambient temperature at design	42
T_approach	Approach temperature	5
T_fp	Freeze protection temp	120
T_loop_in_des	Design loop inlet temp	150
T_loop_out	Design loop outlet temp	490
T_set_aux	Aux heater outlet set temp	370
T_startup	Minimum required startup temp	150
T_tank_cold_ini	Initial TES fluid temp	300
V_hdr_max	Header design max flow velocity	2
V_hdr_min	Header design min flow velocity	2
analysis_period	Analysis period	25
cold_tank_Thtr	Cold tank heater set point	250
collector_library	Collector library	SkyFuel SkyTrough (with 80-mm OD receiver)
comb_fossil_mode	Fossil dispatch mode	Supplemental operation
combo_FieldConfig	Number of field subsections	2

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

combo_condenser_type	Condenser type	Evaporative
combo_feather	Defocusing strategy	Simultaneous
combo_htf_type	Field HTF fluid	Hitec XL
combo_tes_htf_type	Storage HTF fluid	Hitec XL
csp.dtr.cost.bop_per_kwe	Balance of Plant Cost per kWe	120
csp.dtr.cost.contingency_percent	Contingency	7
csp.dtr.cost.epc.cost_per_watt		0
csp.dtr.cost.epc.fixed	Fixed EPC Cost	0
csp.dtr.cost.epc.per_acre	EPC Costs acre	0
csp.dtr.cost.epc.per_watt	EPC Cost Wac	0
csp.dtr.cost.epc.percent	EPC Costs % direct	11
csp.dtr.cost.htf_system.cost_per_m2	HTF System Cost Per m2	60
csp.dtr.cost.plm.fixed	Fixed Land Cost	0
csp.dtr.cost.plm.per_acre	Land Cost acre	10000
csp.dtr.cost.plm.per_watt	Land Cost Wac	0
csp.dtr.cost.plm.percent	Land Cost % direct	0
csp.dtr.cost.power_plant.cost_per_kwe	Power Plant Cost per kWe	1150
csp.dtr.cost.sales_tax.percent	Sales tax basis percent of total direct cost	80
csp.dtr.cost.site_improvements.cost_per_m2	Site Improvement Cost per m2	25
csp.dtr.cost.solar_field.cost_per_m2	Solar Field Cost per m2	150

csp.dtr.pwrb.gross_net_conversion_factor	Estimated gross to net conversion factor	0.9
csp_dtr_hce_absorber_material_1	Absorber material type	321H
csp_dtr_hce_diam_absorber_inner_1	Absorber tube inner diameter	0.066
csp_dtr_hce_diam_absorber_outer_1	Absorber tube outer diameter	0.07
csp_dtr_hce_diam_absorber_plug_1	Absorber flow plug diameter	0
csp_dtr_hce_diam_envelope_inner_1	Glass envelope inner diameter	0.119
csp_dtr_hce_flow_type_1	Absorber flow pattern	Tube flow
csp_dtr_hce_inner_roughness_1	Internal surface roughness	4.5e-05
csp_dtr_hce_notify_text_1	Receiver name from library	TRX70-125 (Manufacturer Specifications)
csp_dtr_hce_notify_text_2	Receiver name from library	Siemens UVAC 2010
csp_dtr_hce_notify_text_3	Receiver name from library	Schott PTR70
csp_dtr_sca_aperture_1	Reflective aperture area	656
csp_dtr_sca_ave_focal_len_1	Average surface-to-focus path length	2.15
csp_dtr_sca_clean_reflectivity_1	Mirror reflectance	0.93
csp_dtr_sca_general_error_1	General optical error	1
csp_dtr_sca_geometry_effects_1	Geometry effects	0.952

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

csp_dtr_sca_length_1	Length of collector assembly	115
csp_dtr_sca_mirror_dirt_1	Dirt on mirror	0.97
csp_dtr_sca_ncol_per_sca_1	Number of modules per assembly	8
csp_dtr_sca_notify_text_1	Collector name from library	SkyFuel SkyTrough (with 80-mm OD receiver)
csp_dtr_sca_piping_dist_1	Piping distance between assemblies	1
csp_dtr_sca_tracking_error_1	Tracking error	0.988
csp_dtr_sca_w_profile_1	Aperture width total structure	6
cycle_cutoff_frac	Min turbine operation	0.02
cycle_max_frac	Max turbine over design operation	2
dT_cw_ref	Reference condenser water dT	10
eta_lhv	Fossil backup boiler LHV efficiency	0.9
eta_pump	HTF pump efficiency	0.85
eta_ref	Rated cycle conversion efficiency	1
eta_tes_htr	Tank heater efficiency	0.98
m_dot_htfmax	Max single loop flow rate	4.4
m_dot_htfmin	Min single loop flow rate	4.4

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

mc_bal_cold	Cold piping thermal inertia	0.2
mc_bal_hot	Hot piping thermal inertia	0.2
mc_bal_sca	Field loop piping thermal inertia	4.5
pressure_mode	Turbine inlet pressure control	0
solar_resource	Location	Greece GRC Nisyros (INTL)
specified_solar_multiple	Solar multiple	2.2
specified_total_aperture	Field aperture	50
startup_frac	Fraction of thermal power needed for startup	0
startup_time	Power block startup time	0
tes_pump_coef	Required pumping power for HTF through storage	0.15
theta_dep	Deploy angle	10
theta_stow	Stow angle	170
ud_T_amb_des	Ambient temperature	43
ud_T_amb_high	High ambient temperature	55
ud_T_amb_low	Low ambient temperature	0
ud_T_htf_high	High HTF temperature	410
ud_T_htf_low	Low HTF temperature	300
ud_f_W_dot_cool_des	Gross power consumed by cooling system	0

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

ud_m_dot_htf_high	High normalized HTF ḡ	1.2
ud_m_dot_htf_low	Low normalized HTF ḡ	0.3
washing_frequency	Washes per year	63
water_usage_per_wash	Water usage per wash	0.7

File Add Nisyros solar th

Trough (phys), Single owner

Location and Resource

Solar Field

Collectors (SCAs)

Receivers (HCEs)

Power Cycle

Thermal Storage

Parasitics

System Costs

Lifetime

Financial Parameters

Time of Delivery Factors

Incentives

Depreciation

Simulate

Parameters Stochastic

P50 / P90 Macros

Solar Field Parameters

Option 1: Solar multiple 2.2
Field aperture 400,000.000 m²

Option 2:

Row spacing 15 m
Stow angle 170 deg
Deploy angle 10 deg
Number of field subsections 2
Header pipe roughness 4.57e-05 m
HTF pump efficiency 0.85
Freeze protection temp 120 °C
Irradiation at design 900 W/m²
Allow partial defocusing Simultaneous

Heat Transfer Fluid

Field HTF fluid Hitec XL
User-defined HTF fluid Edit...

Field HTF min operating temp 120 °C
Field HTF max operating temp 500 °C
Design loop inlet temp 150 °C
Design loop outlet temp 490 °C
Min single loop flow rate 4.4 kg/s
Max single loop flow rate 4.4 kg/s
Min field flow velocity 0.607801 m/s
Max field flow velocity 0.700892 m/s
Header design min flow velocity 2 m/s
Header design max flow velocity 2 m/s

Design Point

Single loop aperture 5248 m²
Loop optical efficiency 0.735462
Total loop conversion efficiency 0.711646
Total required aperture, SM=1 120222 m²
Required number of loops, SM=1 22,9082

Actual number of loops 51
Total aperture reflective area 267648 m²
Actual solar multiple 2.2
Field thermal output 169.4 MWt

Collector Orientation

Collector tilt 0 deg
Collector azimuth 0 deg
Tilt: horizontal=0, vertical=90
Azimuth: equator=0, west=90, east=-90

Mirror Washing

Water usage per wash 0.7 L/m².aper.
Washes per year 63

Plant Heat Capacity

Hot piping thermal inertia 0.2 kWh/K-MWt
Cold piping thermal inertia 0.2 kWh/K-MWt
Field loop piping thermal inertia 4.5 Wh/K-m

Land Area

Solar field area 163 acres
Non-solar field land area multiplier 1.4
Total land area 231 acres

Single Loop Configuration

The specification below is only for one loop in the solar field.
Usage tip: To configure the loop, choose whether to edit SCAs, HCEs or defocus order. Select assemblies by clicking one or dragging the mouse over multiple items. Assign types to selected items by pressing keys 1-4.

Number of SCA/HCE assemblies per loop: 8 Edit SCAs Edit HCEs Edit Defocus Order Reset Defocus

SCA: 1 HCE: 1 DF# 8
SCA: 1 HCE: 1 DF# 7
SCA: 1 HCE: 1 DF# 6
SCA: 1 HCE: 1 DF# 5
SCA: 1 HCE: 1 DF# 4
SCA: 1 HCE: 1 DF# 3
SCA: 1 HCE: 1 DF# 2

Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων ηλιακού πεδίου

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

File Add Nisyros solar th

Trough (phys), Single owner

- Location and Resource
- Solar Field
- Collectors (SCAs)
- Receivers (HCEs)
- Power Cycle
- Thermal Storage
- Parasitics
- System Costs
- Lifetime
- Financial Parameters
- Time of Delivery Factors
- Incentives
- Depreciation

Collector Library

Search for: Name

Name	Reflective aper...	Aperture width...	Length of colle...	Number of mo...
AlbiasaTrough AT150	817.5	5.774	150	12
Siemens SunField 6	545	5.776	95.2	8
SkyFuel SkyTrough (with 80-mm OD receiver)	656	6	115	8
FLABEG Ultimate Trough RP6 (with 89-mm OD receiver for oil ...	1720	7.53	247	10

Collector types in loop configuration: Cold - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - Hot

Collector Type 1

Collector name from library: SkyFuel SkyTrough (with 80-mm OD receiver)

Collector Geometry

Reflective aperture area	<input type="text" value="656"/> m ²	Number of modules per assembly	<input type="text" value="8"/>
Aperture width, total structure	<input type="text" value="6"/> m	Average surface-to-focus path length	<input type="text" value="2.15"/> m
Length of collector assembly	<input type="text" value="115"/> m	Piping distance between assemblies	<input type="text" value="1"/> m

Optical Parameters

Incidence angle modifier coefficients	<input type="button" value="Edit data..."/>	Geometry effects	<input type="text" value="0.952"/>
Tracking error	<input type="text" value="0.988"/>	Mirror reflectance	<input type="text" value="0.93"/>
General optical error	<input type="text" value="1"/>	Dirt on mirror	<input type="text" value="0.97"/>

Optical Calculations

Length of single module	<input type="text" value="14.375"/> m	End loss at summer solstice	<input type="text" value="0.999455"/>
IAM at summer solstice	<input type="text" value="1.00041"/>	Optical efficiency at design	<input type="text" value="0.848494"/>

Collector Type 2

Collector name from library: Siemens SunField 6

Collector Geometry

Reflective aperture area	<input type="text" value="545"/> m ²	Number of modules per assembly	<input type="text" value="8"/>
Aperture width, total structure	<input type="text" value="5.776"/> m	Average surface-to-focus path length	<input type="text" value="2.17"/> m
Length of collector assembly	<input type="text" value="95.2"/> m	Piping distance between assemblies	<input type="text" value="0.8"/> m

Optical Parameters

Incidence angle modifier coefficients	<input type="button" value="Edit data..."/>	Geometry effects	<input type="text" value="0.968"/>
Tracking error	<input type="text" value="0.99"/>	Mirror reflectance	<input type="text" value="0.925"/>
General optical error	<input type="text" value="1"/>	Dirt on mirror	<input type="text" value="0.97"/>

Optical Calculations

Length of single module	<input type="text" value="11.9"/> m	End loss at summer solstice	<input type="text" value="0.999335"/>
IAM at summer solstice	<input type="text" value="0.980277"/>	Optical efficiency at design	<input type="text" value="0.859853"/>

Simulate >

Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων παραβολικού συλλέκτη

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΙΟΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ

του σπουδαστή Αλεξόπουλου Παναγιώτη

The screenshot displays the 'Receiver Library' and configuration interface of the Nisyros solar th software. The interface is divided into several sections:

- Receiver Library:** A table listing various receiver models with their dimensions. The selected receiver is 'Siemens UVAC 2010'.
- Receiver Type 1:** Configuration for the selected receiver, including geometry and parameters.
- Parameters and Variations:** A detailed table for configuring parameters across four variations.
- Total Weighted Losses:** Summary of losses at design conditions.

Name	Absorber tube ...	Absorber tube ...	Glass envelope...	Glass envelope...
Schott PTR70 2008	0.066	0.07	0.115	0.12
Solel UVAC 3	0.066	0.07	0.115	0.121
Siemens UVAC 2010	0.066	0.07	0.109	0.115
Schott PTR80	0.076	0.08	0.115	0.12

Absorber tube inner diameter	0.066 m	Absorber flow plug diameter	0 m
Absorber tube outer diameter	0.07 m	Internal surface roughness	4.5e-05
Glass envelope inner diameter	0.119 m	Absorber flow pattern	Tube flow
Glass envelope outer diameter	0.125 m	Absorber material type	321H

	Variation 1	Variation 2	Variation 3	Variation 4*
Variant weighting fraction*	0.985	0.01	0.005	0
Absorber Parameters:				
Absorber absorptance	0.96	0.96	0.85	0
Absorber emittance	Table...	0.65	0.65	0
Envelope Parameters:				
Envelope absorptance	0.02	0.02	0	0
Envelope emittance	0.88	0.88	1	0
Envelope transmittance	0.96	0.96	1	0
	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input checked="" type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass
Gas Parameters:				
Annulus gas type	Hydrogen	Air	Air	Hydrogen
Annulus pressure (torr)	0.0001	750	750	0
Heat Loss at Design:				
Estimated avg. heat loss (W/m)	150	1100	1500	0
Optical Effects:				
Bellows shadowing	0.96	0.96	0.96	0.963
Dirt on receiver	0.98	0.98	1	0.98

Heat loss at design	166.25 W/m
Optical derate	0.866786

Καρτέλα εισαγωγής δεδομένων στοιχείου απορροφητή