ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ
ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ
ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΚΑΙ
ΒΙΩΣΙΜΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ

ΜΕΛΕΤΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΣΕ ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ. ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΗΝ ΚΡΗΤΗ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΤΗΣ ΜΑΡΙΑΣ ΦΡΑΓΚΟΥ

ΧΑΝΙΑ, 2010

ΤΡΙΜΕΛΗΣ ΕΠΙΤΡΟΠΗ:

Αν.Καθηγητής ΘΕΟΧΑΡΗΣ ΤΣΟΥΤΣΟΣ (*ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ*)
Εκλ.Επ.Καθηγήτρια ΚΟΛΟΚΟΤΣΑ ΔΙΟΝΥΣΙΑ
Αν.Καθηγητής ΠΑΛΑΙΟΛΟΓΟΣ ΕΥΑΓΓΕΛΟΣ

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου στον επιβλέποντα καθηγητή μου κ. Θεοχάρη Τσούτσο, για την καθοδήγηση και την πολύτιμη βοήθειά του σε όλη τη διάρκεια των σπουδών μου και ειδικότερα κατά την εκπόνηση της εργασίας αυτής.

Επίσης, εκφράζω τις ευχαριστίες μου στους καθηγητές κ. Ευάγγελο Παλαιολόγο και κα Διονυσία Κολοκοτσά, που αποτέλεσαν μέλη της τριμελούς επιτροπής και που έχουν συμβάλει με τις συμβουλές και τις παρατηρήσεις τους στη βελτίωση της εργασίας.

Τέλος, ευχαριστώ την οικογένειά μου, τους γονείς και τον αδελφό μου, για την ουσιαστική συμπαράστασή τους κατά τη διάρκεια των σπουδών μου.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η εργασία αυτή έχει ασχοληθεί με το πρόβλημα της βιωσιμότητας ηλιοθερμικών πάρκων σε απομονωμένα συστήματα, με εφαρμογή στην Κρήτη. Προκειμένου να δοθεί απάντηση στο πρόβλημα έχει γίνει καταρχάς επισκόπηση των χαρακτηριστικών του απομονωμένου συστήματος, επισκόπηση των διαθέσιμων ηλιοθερμικών τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής και εν συνεχεία επιλογή συγκεκριμένων σεναρίων προς μελέτη. Τα σενάρια έχουν μελετηθεί ως προς την τεχνική, οικονομική και περιβαλλοντική τους βιωσιμότητα και τα αποτελέσματα έχουν συγκριθεί μεταξύ τους, δίνοντας κάποια χρήσιμα συμπεράσματα. Στα πλαίσια της εργασίας έχουν υπολογιστεί οι παράμετροι ενεργειακής απόδοσης των σεναρίων (παραγωγή ηλεκτρισμού, παράγοντας δυναμικότητας, απόδοση), οι ενεργειακές ροές για όλους τους μήνες του χρόνου και βασικοί οικονομικοί δείκτες (IRR, NPV, απλός χρόνος αποπληρωμής κτλ). Επίσης έχει γίνει εκτίμηση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων που πιθανώς να προκύψουν από την εγκατάσταση του ηλιοθερμικού πάρκου καθώς και ποσοτικοποίηση κάποιων περιβαλλοντικών πιέσεων (κατάληψη γης, κατανάλωση νερού, απορριπτόμενη θερμότητα). Το βασικό συμπέρασμα της εργασίας είναι ότι ένα ηλιοθερμικό πάρκο μπορεί να αποτελέσει βιώσιμο έργο σε απομονωμένο σύστημα, υπό ορισμένες προϋποθέσεις, δηλαδή την κατάλληλη χωροθέτηση και τη λήψη περιβαλλοντικών μέτρων. Επιπλέον, τα αποτελέσματα δείχνουν ότι μπορεί να γίνει συμβιβασμός μεταξύ της κλίμακας του πάρκου και της περιβαλλοντικής του βιωσιμότητας.

ABSTRACT

This work has dealt with the issue of solar thermal power plants sustainability in isolated systems, using Crete as a case study. In order for an answer to be given, first of all a review of the characteristics of the isolated system and a review of the available technologies of solar thermal power plant took place, following a selection of specific scenarios to be examined. The scenarios were examined on their technical, economical and environmental sustainability and the results were compared, giving some useful conclusions. In the context of this work parameters of energy efficiency were calculated (electricity production, capacity factor, efficiency), the energy flows during all the months of the year as well as basic economic indicators (IRR, NPV, simple payback etc). In addition, an estimation of the possible environmental impacts was done, as well as a quantification of environmental burdens (required land, water consumption, discharged heat). The basic conclusion of this work is that a solar thermal power plant can achieve sustainability in an isolated system, under certain preconditions, which is appropriate siting and the introduction of environmental measures. Furthermore, the results indicate that there can be a compromise between the size of the plant and its environmental sustainability.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΩΝ

ΑΠΕ: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Η/Θ: Ηλιοθερμικός/ή/ά

DNI: Direct Normal Irradiation (Άμεση Κάθετη Ακτινοβολία)

IRR: Internal Rate of Return (Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης)

NPV: Net Present Value (Καθαρή Παρούσα Αξία)

SEGS: Solar Energy Generating Systems

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΕΙΚΟΝΩΝ

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΣΧΗΜΑΤΩΝ

1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Αντικείμενο μελέτης

Αντικείμενο της ερευνητικής αυτής εργασίας είναι η μελέτη της βιωσιμότητας ενός ηλιοθερμικού (Η/Θ) πάρκου σε απομονωμένα συστήματα, και ειδικότερα σε νησιώτικες «τυπικές» μεσογειακές συνθήκες. Η εγκατάσταση αυτή θα αποτελούσε καινοτομία, καθώς μέχρι σήμερα Η/Θ πάρκα έχουν εγκατασταθεί μόνο σε ερημικές, κυρίως, περιοχές, όπου υπάρχουν μεγάλες εκτάσεις διαθέσιμης γης και πολύ ευνοϊκές συνθήκες ακτινοβολίας. Ένα Η/Θ πάρκο συγκεντρώνει την Άμεση Κάθετη Ακτινοβολία (Direct Normal Irradiation - DNI) με τη χρήση κατόπτρων κατάλληλης γεωμετρίας και η συλλεγμένη θερμότητα μετατρέπεται, μέσω ενός κατάλληλου θερμοδυναμικού κύκλου, αναλόγως της τεχνολογίας, σε ηλεκτρισμό. Κύρια χαρακτηριστικά της τεχνολογίας είναι ότι μπορεί να χρησιμοποιηθεί για ηλεκτροπαραγωγή μεγάλης κλίμακας, αλλά για το λόγο αυτό καταλαμβάνει σημαντική έκταση γης.

Η ανάγκη των απομονωμένων περιοχών για ενεργειακή αυτονομία και ασφάλεια, σε συνδυασμό με την ανάγκη υιοθέτησης πρακτικών βιώσιμης ανάπτυξης, οδηγεί στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ). Συνεπώς κρίνεται σκόπιμη η μελέτη της τεχνολογίας Η/Θ ηλεκτροπαραγωγής, όσο αφορά τη βιωσιμότητά της σε απομονωμένα συστήματα, καθώς μπορεί να συνεισφέρει σημαντικά στη διείσδυση ΑΠΕ στο ηλεκτρικό μίγμα ενός τέτοιου συστήματος. Η περίπτωση μελέτης είναι η Κρήτη, που είναι νησί σχετικά μεγάλου μεγέθους, το οποίο διαθέτει εκτάσεις που πιθανώς θα μπορούσαν να αξιοποιηθούν για Η/Θ ηλεκτροπαραγωγή και επιπλέον ευνοείται με πολύ καλές τιμές ακτινοβολίας, από τις καλύτερες στο ευρωπαϊκό έδαφος. Η μελέτη βιωσιμότητας καθίσταται δυσκολότερη σε απομονωμένα συστήματα, καθώς εμπλέκονται επιπλέον παράγοντες πολυπλοκότητας, όπως για παράδειγμα διάφοροι περιβαλλοντικοί περιορισμοί.

Στην παρούσα εργασία έχει προσεγγιστεί το πρόβλημα της βιωσιμότητας από τεχνική, οικονομική και περιβαλλοντική σκοπιά, υπό μορφή μελέτης τεσσάρων επιλεγμένων σεναρίων για εφαρμογή στην Κρήτη.

1.2 Απομονωμένο σύστημα

Ως απομονωμένο σύστημα αναφέρεται η περιοχή που είναι γεωγραφικά απομονωμένη από τα κέντρα πληθυσμού, έχει μικρό μέγεθος και πληθυσμό σε σχέση με αυτά και επιπλέον έχει ευαίσθητο περιβάλλον. Στη συνέχεια αναλύονται τα χαρακτηριστικά αυτά και επισημαίνονται δευτερογενείς συνέπειες που είναι πιθανόν να παρατηρούνται σε τέτοια απομονωμένα συστήματα.

Γεωγραφικά απομονωμένο από τα κέντρα πληθυσμού: η απόσταση από τα κέντρα πληθυσμού έχει σαν συνέπειες υψηλά κόστη μεταφορών, επικοινωνιών και κατά συνέπεια υψηλό κόστος παραγωγής ενέργειας. Στην περίπτωση που το ηλεκτρικό δίκτυο είναι αυτόνομο, τότε οποιαδήποτε καύσιμα και εξοπλισμός παραγωγής ενέργειας θα πρέπει να μεταφερθούν εκεί από εμπορικά κέντρα, ενώ όταν το δίκτυο είναι διασυνδεδεμένο με κάποιο κεντρικό δίκτυο, τότε η επιβάρυνση στο κόστος παραγωγής ενέργειας προέρχεται και από τον εξοπλισμό διασύνδεσης (καλώδια, πυλώνες, σταθμοί υποβιβασμού τάσης, μετασχηματιστές) και τις απαραίτητες εργασίες διασύνδεσης.

Μικρό μέγεθος γης και πληθυσμού σε σχέση με τα κέντρα πληθυσμού: το μικρό μέγεθος γης συνεπάγεται και περιορισμένους ενδογενείς πόρους, γεγονός που κάνει απαραίτητη την εισαγωγή αγαθών. Στα αγαθά αυτά ανήκουν και οι ενεργειακές προμήθειες, όπως καύσιμα και ο απαραίτητος μηχανολογικός και ηλεκτρολογικός εξοπλισμός παραγωγής ενέργειας. Η ανάγκη εισαγωγής αυξάνει τόσο το τοπικό κόστος παραγωγής ενέργειας, όσο και την ενεργειακή εξάρτηση της περιοχής από εξωτερικούς παράγοντες (Tsoutsos et. al., 2009). Ο μικρός πληθυσμός συνεπάγεται επίσης μικρές, περιορισμένες αγορές για αγαθά και υπηρεσίες, γεγονός που επιβάλλει περιορισμούς στην οικονομική βιωσιμότητα διαφόρων έργων. Επιπλέον, μπορεί να υπάρχουν ελλείψεις σε ανθρώπινο δυναμικό διαφόρων ειδικοτήτων ή/και τεχνογνωσίας σε κάποιους τομείς.

Ευαίσθητο περιβάλλον: Τα απομονωμένα συστήματα, εν γένει, διαθέτουν –συχνά- πλούσιο φυσικό περιβάλλον, που ανήκει σε εθνικά και διεθνή δίκτυα προστασίας. Αυτό σημαίνει ότι οποιοδήποτε έργο ανάπτυξης πρέπει να συνοδεύεται από ενδελεχείς περιβαλλοντικές μελέτες που να αποδεικνύουν περιβαλλοντική ωφέλεια. Θα πρέπει κάθε φορά να γίνεται προσεκτική επιλογή κλίμακας του έργου, χρησιμοποίηση κατάλληλων τεχνολογιών, λήψη περιβαλλοντικών προνοιών καθώς και κατάλληλη χωροθέτηση του έργου.

Τα ανωτέρω χαρακτηριστικά ενός απομονωμένου συστήματος έχουν συχνά ως αποτέλεσμα την **εξειδίκευση της οικονομίας** σε συγκεκριμένους τομείς. Πολλές φορές η εξειδίκευση αυτή αφορά τον τουρισμό, γεγονός που προκαλεί εποχιακές διακυμάνσεις στην ηλεκτρική ζήτηση, ίσως και αδυναμία του δικτύου να καλύψει εξαιρετικά υψηλές αιχμές στη ζήτηση (Tsoutsos et. al., 2009).

Συγκεντρωτικά, μπορούν να καταγραφούν τα εξής χαρακτηριστικά όσον αφορά το ηλεκτρικό δίκτυο ενός απομονωμένου συστήματος:

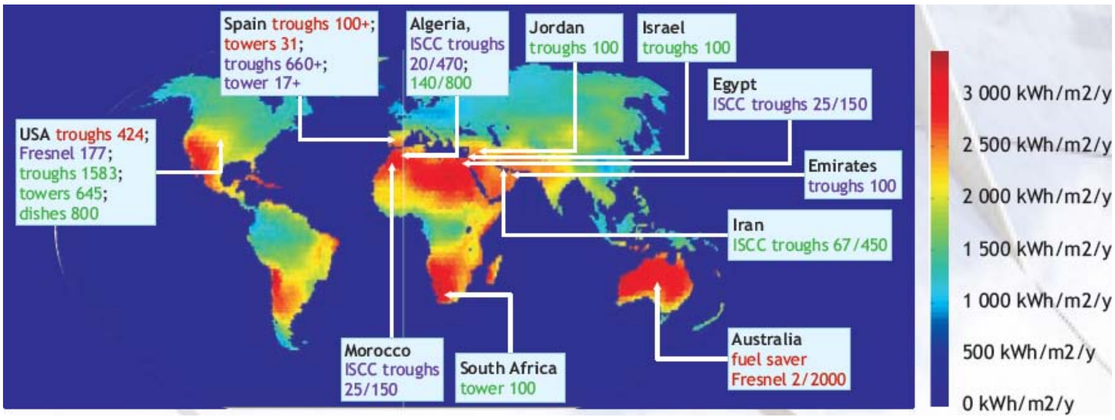
- υψηλό κόστος παραγωγής ενέργειας με συμβατικά καύσιμα
- ενεργειακή εξάρτηση από εξωτερικούς παράγοντες και κατά συνέπεια αυξημένο ρίσκο στην παροχή ενέργειας
- εποχιακές διακυμάνσεις και περιστασιακά υψηλές αιχμές στην ηλεκτρική ζήτηση
- αυστηροί περιβαλλοντικοί περιορισμοί για κάθε νέο προτεινόμενο ηλεκτροπαραγωγό σταθμό
- δημόσια αντίδραση σε μη κατάλληλη χωροθέτηση ηλεκτροπαραγωγών σταθμών

Τα προαναφερθέντα χαρακτηριστικά καθιστούν ένα απομονωμένο σύστημα ιδανικό πεδίο αξιοποίησης ΑΠΕ, καθώς αυτές μπορούν, με προσεκτική εκμετάλλευση, να συντελέσουν στην αντιμετώπιση των ενεργειακών θεμάτων που προκύπτουν. Οι ΑΠΕ αποτελούν ενδογενείς πηγές, γεγονός που μπορεί να μετριάσει το υψηλό κόστος παραγωγής ενέργειας από εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα, αλλά και να συντελέσει στην ενεργειακή αυτονομία και ασφάλεια της περιοχής. Σε περιπτώσεις όπου υπάρχει καλό δυναμικό ΑΠΕ, τότε η παραγωγή ενέργειας ΑΠΕ μπορεί να αποδειχθεί ανταγωνιστική ή ακόμη και περισσότερο προσοδοφόρα σε σχέση με τη συμβατική παραγωγή. Επιπλέον, τα έργα ΑΠΕ προσφέρουν περιβαλλοντικά οφέλη και καθίσταται ευκολότερη η προσαρμογή τους στους περιβαλλοντικούς περιορισμούς, εφόσον βέβαια γίνει κατάλληλη επιλογή κλίμακας του έργου και κατάλληλη χωροθέτηση.

2 ΔΙΕΘΝΗΣ ΕΠΙΣΤΗΜΟΝΙΚΗ ΕΜΠΕΙΡΙΑ

Η ιδέα της συγκέντρωσης της ηλιακής ακτινοβολίας για θέρμανση νερού ή και παραγωγή ατμού δεν είναι νέα. Μικρής κλίμακας ηλιακά θερμικά συστήματα είχαν αναπτυχθεί από το 1860 στη Γαλλία και στις ΗΠΑ. Η διείσδυση της ηλιακής θερμικής ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή, όμως, έγινε τη δεκαετία του 1980, όταν την ευνόησαν οι οικονομικές συνθήκες που επικρατούσαν τότε στις ΗΠΑ, που χαρακτηρίζονταν από τις υψηλές τιμές των ορυκτών καυσίμων, σε συνδυασμό με την σταδιακή συνειδητοποίηση των προβλημάτων από την κατάχρηση των ορυκτών καυσίμων. Οι συνθήκες αυτές άνοιξαν τον δρόμο για την ανταγωνιστικότητα της Η/Θ παραγωγής ηλεκτρισμού με την συμβατική παραγωγή.

Τα πρώτα Η/Θ πάρκα με την επωνυμία SEGS (Solar Energy Generating Systems), εγκαταστάθηκαν την περίοδο 1984 μέχρι 1990 από την Ισραηλινή εταιρεία LUZ στην έρημο Mojave στην Καλιφόρνια. Τα 9 πάρκα, συνολικής ονομαστικής ισχύος 354 MW, με το μικρότερο να είναι 14 MW και το μεγαλύτερο 80 MW, έχουν λειτουργήσει και λειτουργούν ως σήμερα με απόλυτη επιτυχία, αποδεικνύοντας τις τεράστιες δυνατότητες της Η/Θ παραγωγής. Μετά τη δεκαετία του 1980 ακολούθησε περίοδος «χειμερίας νάρκης» για την κατασκευή Η/Θ πάρκων εμπορικής παραγωγής, που όμως ξεκίνησε να ανακάμπτει τα τελευταία χρόνια. Σύμφωνα με κοινή έκθεση των Μη Κυβερνητικών Οργανώσεων (ΜΚΟ) Greenpeace International, ESTELA και SolarPACES, στα μέσα του 2009 λειτουργούσαν συνολικά 560 MW, βρίσκονται στο στάδιο της κατασκευής 984 MW, ενώ έχουν ανακοινωθεί προς κατασκευή επιπλέον 7,463 MW (Richter et al., 2009). Πρωτοπόρες χώρες στην Η/Θ παραγωγή εμπορικής βάσης είναι σήμερα η Ισπανία και οι ΗΠΑ, με δεκάδες νέα πάρκα να προγραμματίζονται για εγκατάσταση. Στην Εικόνα 1 φαίνεται η παγκόσμια Η/Θ ισχύς.



με κόκκινη γραφή: υφιστάμενοι σταθμοί, με μπλε γραφή: υπό κατασκευή, με πράσινη γραφή: έχουν ανακοινωθεί, αριθμός xx: ισχύς σε MW, +: μεγάλη αποθηκευτική ικανότητα, αριθμός xx/yy: για υβριδικούς σταθμούς, xx υποδεικνύει την ηλιακή ισχύ και yy την συνολική ισχύ

Εικόνα 1 Η/Θ ισχύς ανά τον κόσμο (IEA, 2009)

2.1 Σημερινή καινοτομία (State-of-the-art)

Τα Η/Θ συστήματα που έχουν αναπτυχθεί και χρησιμοποιηθεί για ηλεκτροπαραγωγή μπορούν να ταξινομηθούν σε τέσσερις κατηγορίες:

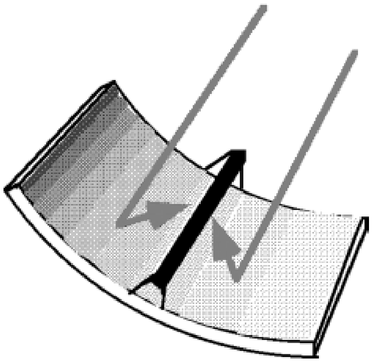
- Συστήματα παραβολικών συλλεκτών
- Συστήματα κεντρικού αποδέκτη ή πύργου
- Συστήματα παραβολοειδούς πιάτου
- Συστήματα γραμμικών ανακλαστήρων Fresnel

Οι συνιστώσες ενός Η/Θ πάρκου είναι:

- Σύστημα συγκέντρωσης ηλιακής ακτινοβολίας (**συλλέκτης**): συγκεντρώνει, εστιάζοντας, την προσπίπτουσα DNI
- **Αποδέκτης**: δέχεται την συγκεντρωμένη ηλιακή ακτινοβολία
- **Ρευστό μεταφοράς θερμότητας**: απορροφά τη θερμική ενέργεια, διακινούμενο μέσω του αποδέκτη, και τη μεταφέρει είτε προς μετατροπή είτε προς αποθήκευση
- **Αποθήκη ενέργειας** (προαιρετικά): αποθηκεύει θερμική ενέργεια, για χρήση σε ώρες μη επαρκούς ή καθόλου ακτινοβολίας
- **Σύστημα μετατροπής**: μετατρέπει τη θερμική ενέργεια σε ηλεκτρική μέσω ενός θερμοδυναμικού κύκλου

2.1.1 Συστήματα παραβολικών συλλεκτών (parabolic troughs)

Η ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει πάνω στα επιμήκη παραβολικά κάτοπτρα (συλλέκτες), συγκεντρώνεται πάνω στην εστιακή γραμμή των κάτοπτρων, θερμαίνοντας ένα ρευστό το οποίο στην συνέχεια αποδίδει την θερμότητα για την κίνηση ενός συμβατικού ατμοστροβίλου. Η αρχή απεικονίζεται στο Σχήμα 1. Οι συλλέκτες ακολουθούν την πορεία του ήλιου από την Ανατολή στη Δύση, κινούμενοι πάνω σε ένα άξονα.



Σχήμα 1 Συγκέντρωση ηλιακής ακτινοβολίας με παραβολικό συλλέκτη (Lovegrove and Luzzi, 2004)

Τα ρευστά μεταφοράς θερμότητας που έχουν δοκιμαστεί στα συστήματα αυτά είναι:

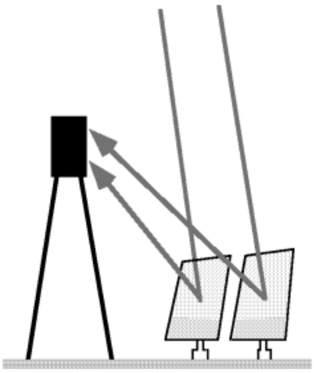
i. **Θερμικό λάδι**: Θερμαίνεται σε ανώτατη θερμοκρασία 395°C περίπου και έπειτα αποδίδει τη θερμότητα σε νερό, προκειμένου να παραχθεί υπέρθερμος ατμός που θα κινήσει τον ατμοστρόβιλο (Pitz-Paal et al., 2004). Λόγω του σχετικά χαμηλού ανώτατου ορίου θερμοκρασίας, αλλά και των θερμικών απωλειών στην εναλλαγή θερμότητας, περιορίζεται η απόδοση του θερμοδυναμικού κύκλου. Έχει τα μειονεκτήματα ότι αποσυντίθεται αργά στις θερμοκρασίες στις οποίες χρησιμοποιείται και ότι οι διαρροές αποτελούν κίνδυνο φωτιάς και πιθανό περιβαλλοντικό πρόβλημα (Lovegrove and Luzzi, 2004). Έχει όμως το μεγάλο πλεονέκτημα της σταθερής και προβλέψιμης θερμικής λειτουργίας. Επιπλέον μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε συνδυασμό με θερμική αποθήκευση σε **δεξαμενές τηγμένου άλατος**, το οποίο είναι μίγμα 60% νιτρικού νατρίου και 40% νιτρικού καλίου (Pitz-Paal et al., 2004). Υπάρχουν δύο δεξαμενές, μία θερμή και μια ψυχρή. Το τηγμένο άλας από την ψυχρή δεξαμενή περνά από ένα εναλλάκτη θερμότητας, απορροφώντας ενέργεια από το θερμό λάδι και μεταφέροντάς την στη συνέχεια στη θερμή δεξαμενή, όπου παραμένει αποθηκευμένη, μέχρι να χρειαστεί. Στις ώρες της ημέρας που η ηλιακή ακτινοβολία δεν είναι επαρκής, με μια αντίστροφη διαδικασία, μέσω του εναλλάκτη, η θερμότητα από τη θερμή δεξαμενή αποδίδεται στο λάδι για να μπορέσει να συνεχίσει η λειτουργία του πάρκου.

ii. **Νερό**: Θερμαίνεται στους 400°C περίπου, μετατρέπεται σε υπέρθερμο ατμό και χρησιμοποιείται απευθείας για την κίνηση του ατμοστρόβιλου. Η διεργασία αυτή ονομάζεται Απευθείας Παραγωγή Ατμού (Direct Steam Generation - DSG) και έχει τα πλεονεκτήματα ότι εξασφαλίζει καλύτερη απόδοση, λόγω αποφυγής των απωλειών κατά την εναλλαγή θερμότητας και της υψηλότερης θερμοκρασίας που μπορεί να φτάσει, αλλά και του μειωμένου κόστους, λόγω του ότι αποφεύγεται η χρησιμοποίηση του λαδιού. Επιπλέον απλοποιεί τη σχεδίαση του όλου συστήματος. Τα μειονεκτήματα στην εφαρμογή της απευθείας παραγωγής ατμού είναι τα προβλήματα που παρουσιάζονται στο θερμοδυναμικό κύκλο, λόγω ανομοιογενειών στη θερμοκρασία των σωλήνων του αποδέκτη (Pitz-Paal et al., 2004), αλλά και το ότι δεν προσφέρει προς το παρόν την επιλογή της θερμικής αποθήκευσης.

Η τεχνολογία των παραβολικών συλλεκτών με χρήση συνθετικού λαδιού ως μέσο μεταφοράς θερμότητας, είναι, ενδεχομένως, σήμερα η πιο ώριμη και δοκιμασμένη τεχνολογία, καθώς έχει χρησιμοποιηθεί στα πάρκα SEGS από το 1984. Το αμέσως επόμενο εμπορικό πάρκο, δυναμικότητας 64 MW με την επωνυμία Nevada One, λειτούργησε το 2007 στις Η.Π.Α. Την πιο εξελιγμένη τεχνολογία, χρησιμοποιούν αυτή τη στιγμή τα πάρκα Andasol 1 & Andasol 2 στην Ισπανία (με το Andasol 3 να κατασκευάζεται), ισχύος 50 MW το καθένα. Σε αυτά έχουν τοποθετηθεί εξελιγμένα συστήματα συλλεκτών, χρησιμοποιείται λάδι ως μέσο μεταφοράς θερμότητας, ενώ υπάρχει σύστημα θερμικής αποθήκης τηγμένου άλατος, που μπορεί να κρατήσει τον σταθμό σε 7.5 h πλήρους λειτουργίας, όταν δεν υπάρχει ηλιοφάνεια (Solar Millennium, 2008). Η μεγαλύτερη μονάδα παραβολικών συλλεκτών που έχει προταθεί, με την επωνυμία Solana, θα είναι 280 MW και θα εγκατασταθεί στη Nevada των ΗΠΑ (Richter et al., 2009). Όσον αφορά τη διεργασία της απευθείας παραγωγής ατμού στους παραβολικούς συλλέκτες, ακόμη δεν έχει εισέλθει σε εμπορικό στάδιο, αλλά έχει μελετηθεί στα πλαίσια του προγράμματος INDITEP (2002-2005) με σταθμό ισχύος 5 MW, ο οποίος βρίσκεται στην Plataforma Solar de Almeria (Pitz-Paal et al., 2004). Σκοπός του προγράμματος ήταν η βελτιστοποίηση στη σχεδίαση και στα στοιχεία του συστήματος, προκειμένου να εισέλθει στην εμπορική παραγωγή.

2.1.2 Συστήματα πύργου (Power Tower)

Κάτοπτρα, που έχουν ευχέρεια κίνησης σε δύο άξονες (**ηλιοστάτες**) κατευθύνουν την ηλιακή ακτινοβολία σε ένα κεντρικό αποδέκτη στην κορυφή ενός πύργου, επιτυγχάνοντας υψηλές συγκεντρώσεις, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2. Το υγρό μεταφοράς θερμότητας περνά από τον αποδέκτη συλλέγοντας την θερμότητα που θα αποδοθεί για την κίνηση ενός ατμοστροβίλου. Το πεδίο των ηλιοστατών μπορεί να είναι απλωμένο είτε στη μία πλευρά του πύργου είτε και στις δύο, αναλόγως ποια είναι η βέλτιστη σχεδίαση για τον συγκεκριμένο αριθμό των ηλιοστατών (Lovegrove and Luzzi, 2004).



Σχήμα 2 Συγκέντρωση ηλιακής ακτινοβολίας με σύστημα κεντρικού αποδέκτη (Lovegrove and Luzzi, 2004)

Τα συστήματα του κεντρικού αποδέκτη έχουν σημαντικά πλεονεκτήματα στην απόδοση μετατροπής της ηλιακής ενέργειας σε θερμική, λόγω του ότι επιτυγχάνονται εξαιρετικά υψηλές συγκεντρώσεις της ηλιακής ακτινοβολίας και συνεπώς υψηλές θερμοκρασίες για τον θερμοδυναμικό κύκλο. Επιπλέον όλη η μετατροπή ενέργειας λαμβάνει χώρα σε συγκεκριμένο σταθερό σημείο, αποφεύγοντας έτσι περιττές μεταφορές της θερμότητας, μειώνοντας ταυτόχρονα τις απώλειες. Μειονέκτημα αποτελεί η σταθερή θέση του πύργου, που σημαίνει ότι οι ηλιοστάτες δεν μπορούν να είναι στραμμένοι κατευθείαν στον ήλιο και ως αποτέλεσμα η συλλεγμένη ηλιακή ακτινοβολία ανά μονάδα επιφάνειας είναι μικρότερη σε σχέση με τις άλλες τεχνολογίες (Lovegrove and Luzzi, 2004).
Τα ρευστά μεταφοράς θερμότητας που έχουν χρησιμοποιηθεί στα συστήματα αυτά είναι:

i) **Τηγμένο άλας** (μίγμα 60% νιτρικού νατρίου και 40% νιτρικού καλίου): θερμαίνεται σε θερμοκρασία 565°C και στη συνέχεια η θερμότητα αποδίδεται στον ατμό που κινεί τον ατμοστρόβιλο, ανυψώνοντας τη θερμοκρασία του στους 535°C. Προσφέρει το πλεονέκτημα ότι μπορεί να χρησιμοποιηθεί απευθείας για θερμική αποθήκευση, είναι χαμηλού κόστους, είναι μη εύφλεκτο και μη τοξικό, ενώ έχει το μειονέκτημα ότι είναι διαβρωτικό.

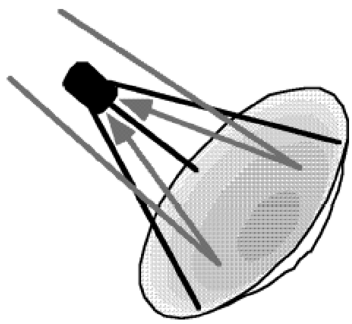
ii) **Κορεσμένος ατμός**: θερμαίνεται περίπου στους 250°C. Προσφέρει υψηλές αποδόσεις και μειωμένο κόστος, αλλά δεν μπορεί να συνδυαστεί με θερμική αποθήκη μεγάλης διάρκειας. Η επιλογή που προσφέρεται προς το παρόν είναι η αποθήκευση του ατμού υπό πίεση, που είναι όμως περιορισμένης δυνατότητας 30-60 min, λόγω του υψηλού κόστους για μεγάλους όγκους ατμού.

iii) **Ατμοσφαιρικός αέρας**: Μπορεί να φτάσει σε θερμοκρασίες 700°C και στη συνέχεια να παράξει ατμό 480 – 540°C (Pitz-Paal et al., 2004). Έχουν δοκιμαστεί συστήματα θερμικής αποθήκης κεραμικής θερμοκλίνης διάρκειας 3 ως 6 h.

Η τεχνολογία του πύργου φαίνεται ότι κερδίζει έδαφος τα τελευταία χρόνια, με αρκετά πάρκα να λειτουργούν ή να βρίσκονται υπό κατασκευή. Το έργο GEMASOLAR (προηγουμένως γνωστό ως Solar Tres) που βρίσκεται υπό κατασκευή στην Ισπανία θα είναι το μεγαλύτερο πάρκο πύργου που έχει κατασκευαστεί έως τώρα, με ισχύ 17 MW, τηγμένο άλας ως θερμικό υγρό και δυνατότητα θερμικής αποθήκης 15 h (Torresol Energy, 2009). Τα πρώτα πάρκα με τεχνολογία πύργου που λειτούργησαν σε εμπορική βάση είναι τα PS10 (έναρξη λειτουργίας το 2006) και PS20 (έναρξη λειτουργίας το 2009) στην Ισπανία, ισχύος 11 και 20 MW αντίστοιχα. Οι πύργοι αυτοί λειτουργούν με απευθείας παραγωγή ατμού, έχουν θερμική αποθήκη 30 min, ενώ ο PS10 μπορεί να χρησιμοποιήσει φυσικό αέριο για ένα 12-15% της ηλεκτροπαραγωγής του (Richter et al., 2009). Συστήματα με ατμοσφαιρικό αέρα δεν έχουν λειτουργήσει εμπορικά, αλλά η τεχνολογία έχει δοκιμαστεί με ένα πύργο 2.5 MW στην Ισπανία, ο οποίος λειτούργησε για μικρές χρονικές περιόδους στα έτη 1993, 1994 και 1999 (Pitz-Paal et al., 2004). Επίσης ο πύργος PS10 που λειτουργεί στην Ισπανία, είχε σχεδιαστεί αρχικά για να χρησιμοποιήσει ατμοσφαιρικό αέρα ως θερμικό μέσο.

2.1.3 Συστήματα παραβολοειδούς πιάτου (paraboloidal dish)

Ένα κάτοπτρο παραβολοειδούς μορφής, συγκεντρώνει την ηλιακή ακτινοβολία στο σημείο εστίασης, όπου μπορεί να είναι τοποθετημένη είτε μια μηχανή Stirling είτε μια μηχανή Brayton (αεριοστρόβιλος). Η αρχή φαίνεται στο Σχήμα 3. Η δεύτερη δυνατότητα λειτουργίας είναι πολλά πιάτα να βρίσκονται σε συστοιχία, όπου με κάποιο μηχανισμό η συλλελεγμένη θερμότητα από κάθε πιάτο μεταφέρεται σε μια κεντρική μονάδα, συνήθως ένα ατμοστρόβιλο. Τα παραβολοειδή πιάτα έχουν συνήθως ευχέρεια κίνησης σε δύο άξονες για να κατευθύνονται απευθείας στον ήλιο, κάνοντας καλύτερη εκμετάλλευση της ακτινοβολίας και επιτυγχάνοντας πολύ υψηλές συγκεντρώσεις.

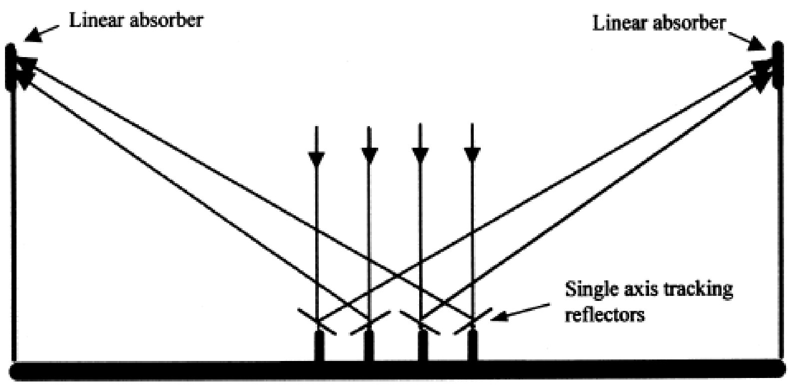


Σχήμα 3 Συγκέντρωση ηλιακής ακτινοβολίας με παραβολοειδές πιάτο (Lovegrove and Luzzi, 2004)

Μέχρι σήμερα έχουν αναπτυχθεί πάνω από 30 πρωτότυπα συστήματα, με σημαντικές διαφορές στη σχεδίαση. Η μεγαλύτερη μονάδα που έχει κατασκευαστεί είναι το Big Dish του Αυστραλιανού Πανεπιστημίου, που μπορεί να αποδώσει ισχύ 100 kW όταν συνδεθεί σε κεντρικό σύστημα. Έχει μάλιστα προταθεί η δημιουργία ενός πάρκου 100 MW στην Αυστραλία. Άλλα συστήματα που έχουν δοκιμαστεί με επιβεβαιωμένη επιτυχία είναι το Eurodish, 10 kW, που έχει αναπτυχθεί στα πλαίσια του Ευρωπαϊκού προγράμματος EURO-DISH και το SunCatcher της εταιρείας SES (Solar Energy Generating Systems) ισχύος 25 kW. Το τελευταίο κατέχει το ρεκόρ απόδοσης ηλιακής σε θερμική ενέργεια που είναι 31.25% και έχει επιτευχθεί στο Νέο Μεξικό. Η εταιρία προτείνει τη δημιουργία σταθμών στην Καλιφόρνια ισχύος 750 MW με 30,000 μονάδες και 850 MW με 34,000 μονάδες (Richter et al., 2009).

2.1.4 Συστήματα Fresnel

Μια συστοιχία ελαφρώς καμπύλων κατόπτρων συγκεντρώνει γραμμικά την ηλιακή ακτινοβολία κατά μήκος ενός κεντρικού αποδέκτη που είναι τοποθετημένος πάνω από τα κάτοπτρα, όπως φαίνεται στο Σχήμα 4. Νερό περνά μέσα από τους σωλήνες του αποδέκτη και μετατρέπεται σε ατμό. Τα κάτοπτρα έχουν ευχέρεια κίνησης σε ένα άξονα και το κάθε ένα έχει την ευχέρεια να κατευθύνει την ακτινοβολία σε τουλάχιστον δύο αποδέκτες, εφόσον αυτοί βρίσκονται αρκετά κοντά (Mills and Morrison, 2000). Αυτή η δυνατότητα επιτρέπει την τοποθέτηση των κάτοπτρων σε πιο πυκνή διάταξη, χωρίς να υπάρχουν σκιάσεις, συνεπώς γίνεται καλύτερη χρήση γης.



Σχήμα 4 Συγκέντρωση ηλιακής ακτινοβολίας με σύστημα CLFR (Mills and Morrison, 2000)

Το πρώτο πάρκο εμπορικής παραγωγής βασισμένο στην τεχνολογία αυτή είναι το Kimberlina στην Καλιφόρνια, ισχύος 5 MW. Στις ΗΠΑ επίσης, υπό κατασκευή βρίσκεται ένα πάρκο 177 MW.

2.2 Σύγκριση τεχνολογιών

Μεταξύ των τεσσάρων τεχνολογιών, η πιο ώριμη είναι οι παραβολικοί συλλέκτες, ενώ τα συστήματα πύργου έχουν εισέλθει τα τελευταία χρόνια στην εμπορική παραγωγή, υποσχόμενα υψηλότερες αποδόσεις και μείωση κόστους. Τα συστήματα πιάτου Stirling προσφέρονται περισσότερο για εφαρμογές πολύ μικρής κλίμακας (τάξεως kW). Ωστόσο έχουν γίνει προτάσεις για κατασκευή σταθμών τάξεως MW με πολλά πιάτα Stirling ενωμένα σε συστοιχία, τα οποία συνολικά θα αποδίδουν ενέργεια για τη λειτουργία ενός κεντρικού ατμοστροβίλου Rankine, χωρίς αυτό να έχει υλοποιηθεί ακόμα. Τα συστήματα

Fresnel είναι σχετικά πρόσφατη είσοδος στην αγορά και παρόλο που έχουν τη μικρότερη απόδοση σε σχέση με τις υπόλοιπες τεχνολογίες, προσφέρουν χαμηλά κόστη και μικρότερες απαιτήσεις σε γη. Στον Πίνακα 1 καταγράφονται συγκεντρωτικά τα κύρια πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα κάθε τεχνολογίας.

Πίνακας 1 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα των Η/Θ τεχνολογιών

	Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα
Παραβολικοί συλλέκτες	Ώριμη τεχνολογία – δοκιμασμένη εμπορικά σε μεγάλη κλίμακα Δυνατότητα θερμικής αποθήκευσης Υβριδική λειτουργία αποδεδειγμένη	Ανώτατο όριο θερμοκρασίας 400^{o} C περιορίζει την απόδοση Απαίτηση μεγάλων εκτάσεων γης
Πύργος	Υψηλές αποδόσεις Δυνατότητα θερμικής αποθήκευσης Δυνατότητα υβριδικής λειτουργίας Μπορεί να τοποθετηθεί και σε μη επίπεδες εκτάσεις Τα κόστη αναμένεται να μειωθούν σε επίπεδα πιο κάτω από αυτά των παραβολικών συλλεκτών	Σε εμπορική λειτουργία υπάρχει ακόμα αβεβαιότητα σχετικά με την επένδυση και τα κόστη λειτουργίας Απαίτηση μεγάλων εκτάσεων γης
Παραβολοειδή πιάτα	Πολύ υψηλές αποδόσεις Δεν χρειάζονται νερό για ψύξη του θερμοδυναμικού κύκλου Δυνατότητα υβριδικής λειτουργίας	Δεν έχουν χρησιμοποιηθεί σε ηλεκτροπαραγωγή μεγάλης κλίμακας
Fresnel	Χαμηλό κόστος Εύκολη εγκατάσταση Πολύ καλή χρήση γης Δυνατότητα υβριδικής λειτουργίας	Περιορισμένη απόδοση Πρόσφατη είσοδος στην αγορά

2.2.1 Μελλοντικές προβλέψεις

Οι μελλοντικές εκτιμήσεις προβλέπουν διεθνή αύξηση της εγκατεστημένης Η/Θ ισχύος με παράλληλη μείωση τόσο του κόστους επένδυσης, όσο και του κόστους παραγωγής ενέργειας.

Στον Πίνακα 2 παρουσιάζονται ο προβλέψεις από τρία σενάρια σχετικά με την ανάπτυξη της Η/Θ τεχνολογίας παγκοσμίως, σύμφωνα με κοινή έκθεση των Greenpeace International, ESTELA και SolarPACES (Richter et al., 2009).

Πίνακας 2 Προβλέψεις τριών σεναρίων ανάπτυξης της Η/Θ τεχνολογίας παγκοσμίως, σύμφωνα με κοινή έκθεση των Greenpeace, ESTELA και SolarPACES (Richter et al., 2009)

	2015	2020	2030	2050
Συντηρητικό σενάριο				
Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	4,065	7,271	12,765	18,018
Κόστος (€/kW)	3,400	3,000	2,800	2,400
Ήπιο Σενάριο				
Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	24,468	68,584	231,332	830,707
Κόστος (€/kW)	3,230	2,850	2,660	2,280
Αισιόδοξο σενάριο				
Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	29,419	84,336	342,301	1,524,172
Κόστος (€/kW)	3,060	2,700	2,520	2,160

Πηγή του IEA (IEA, 2009), δίνει εκτίμηση για το κόστος παραγωγής ενέργειας 0.07 με 0.095 €/kWh μέχρι το 2015-2020, με εγκατεστημένη ισχύ 16,000 MW παγκοσμίως.

3 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

Η Κρήτη ως νησί, είναι γεωγραφικά απομονωμένη από την ηπειρωτική Ελλάδα και το γεγονός αυτό, σε συνδυασμό με την ανυπαρξία ενδογενών πόρων ορυκτών καυσίμων, καθιστούν αναγκαία την εισαγωγή ορυκτών καυσίμων, καθώς το ενεργειακό της σύστημα βασίζεται στο πετρέλαιο. Η εισαγωγή αυξάνει το κόστος παραγωγής ενέργειας. Το κόστος αυτό είναι υψηλότερο το τρίτο τρίμηνο (Πίνακας 3), κατά το οποίο υπάρχει αυξημένη ζήτηση ηλεκτρισμού και τίθενται σε λειτουργία μονάδες αεριοστρόβιλων. Το φορτίο του συστήματος της Κρήτης φτάνει στην αιχμή του τους θερινούς μήνες και ειδικά τον Ιούλιο (Διάγραμμα 2), μήνες κατά τους οποίους υπάρχει αυξημένη τουριστική κίνηση στο νησί όπως επίσης και αυξημένες ανάγκες κλιματισμού.

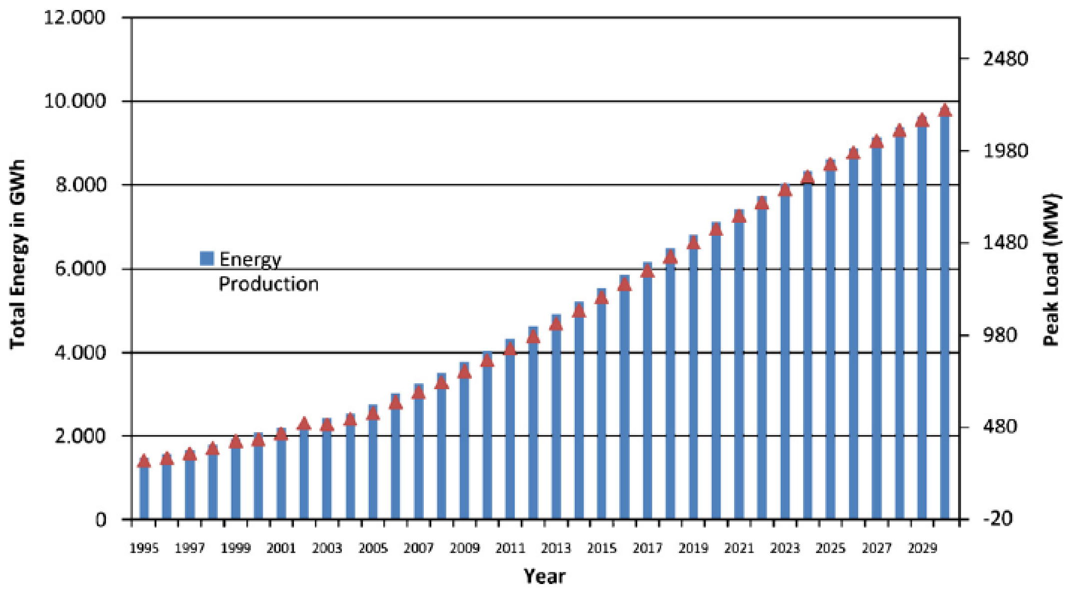
Πίνακας 3 Πλήρες μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής της ΔΕΗ στην Κρήτη για το 2008 (ΡΑΕ, 2009)

Περίοδος	Κόστος (€/MWh)
Α΄ Τρίμηνο 2008	128.97
Β΄ Τρίμηνο 2008	149.77
Γ΄ Τρίμηνο 2008	163.84
Δ΄ Τρίμηνο 2008	155.00

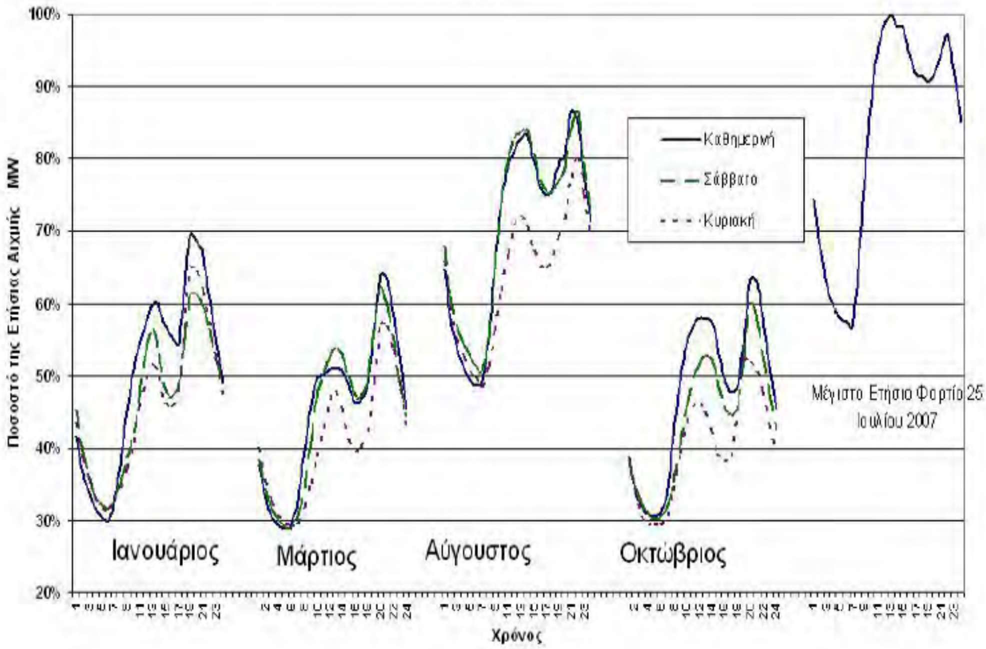
Το περιβάλλον της Κρήτης χαρακτηρίζεται από μεγάλη ποικιλομορφία. Το νησί διαθέτει έντονο ανάγλυφο και τέσσερα μεγάλα ορεινά συγκροτήματα, ενώ παρουσιάζει μεγάλη ποικιλία γεωλογικών σχηματισμών, όπως σπήλαια, φαράγγια και οροπέδια. Το κλίμα χαρακτηρίζεται ως ήπιο μεσογειακό, με συνήθως ήπιους, βροχερούς χειμώνες και ζεστά και ξηρά καλοκαίρια. Στην Κρήτη υπάρχουν ποικίλα οικοσυστήματα, μοναδικά σε πλούτο, με πολλά ενδημικά είδη. Πολλές φυσικές περιοχές είναι, ως εκ τούτου, προστατευόμενες σε εθνικό, ευρωπαϊκό και διεθνές επίπεδο. Το ξεχωριστό περιβάλλον του νησιού ανεγείρει περιορισμούς στη χωροθέτηση έργων ΑΠΕ, καθώς πρέπει να πληρούνται ορισμένες προϋποθέσεις, ώστε να περιορίζονται οι αρνητικές επιπτώσεις στο φυσικό και ανθρωπογενές περιβάλλον.

Το ενεργειακό σύστημα της Κρήτης χαρακτηρίζεται από εκθετικούς ρυθμούς αύξησης της ζήτησης, περί του 6% ετησίως, αύξηση που ακολουθεί τους ρυθμούς ανάπτυξης της οικονομίας, που είναι στο 6.8%. Παρόλα αυτά προβλέπεται ότι μια θετική ανταπόκριση στα μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας που προωθεί η Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) σε συνδυασμό με την επερχόμενη αύξηση στην τιμή του ηλεκτρισμού, θα έχει ως αποτέλεσμα σιγμοειδή καμπύλη αύξησης της ζήτησης. Η καμπύλη αυτή, που φαίνεται στο Διάγραμμα 1 προκύπτει σαν λογιστική μελλοντική προβολή των σημερινών ρυθμών αύξησης (Giatrakos et al., 2009).

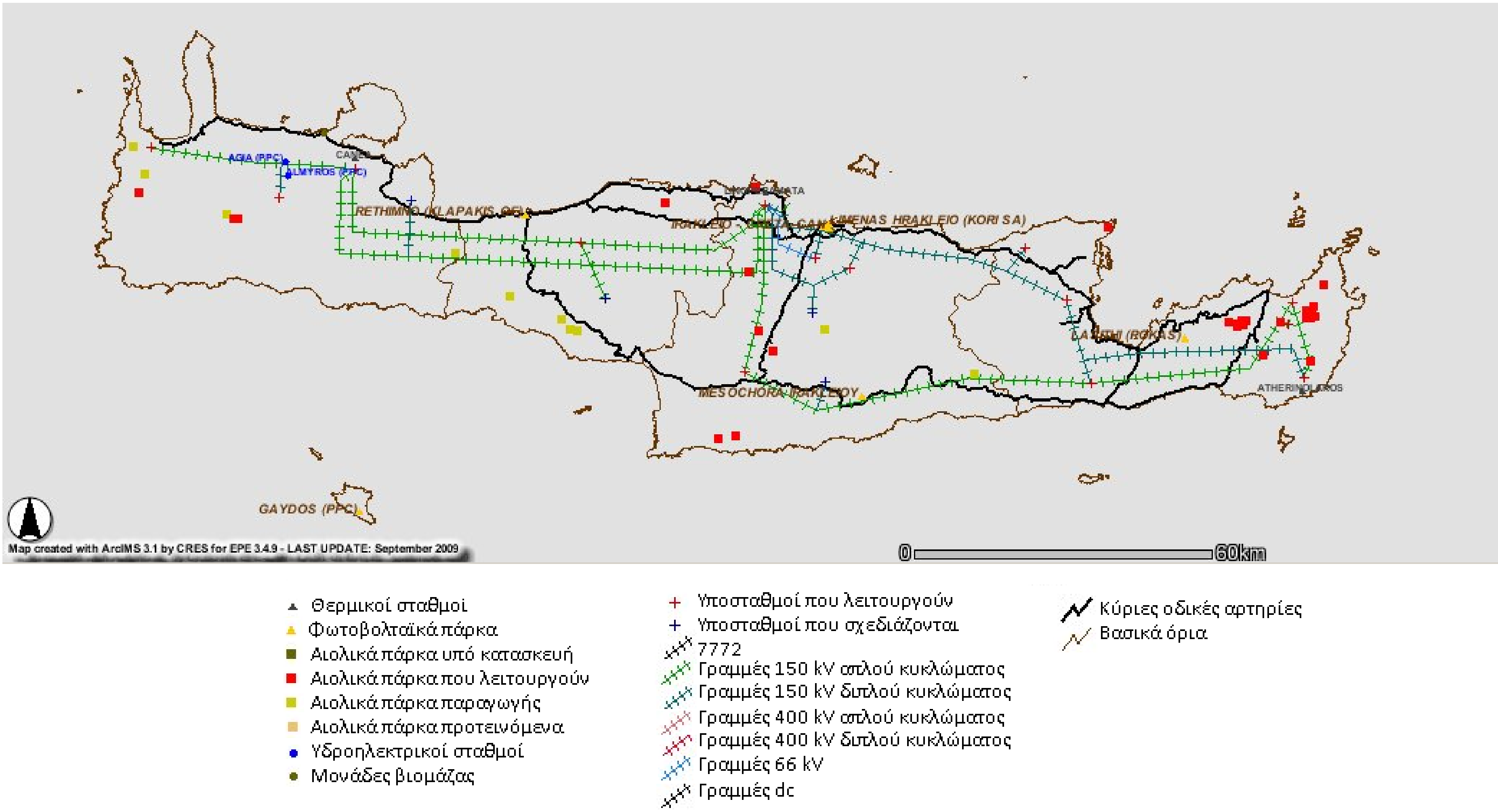
Διάγραμμα 1 «Λογιστική» προβολή μελλοντικών αναγκών ηλεκτρισμού (Giatrakos et al., 2009)



Διάγραμμα 2 Τυπικά εποχιακά φορτία συστήματος Κρήτης 2007 (Γιγαντίδου, 2009)



Διάγραμμα 3 Το ηλεκτρικό δίκτυο της Κρήτης (Εθνικό Πληροφοριακό Σύστημα για την Ενέργεια, 2009)

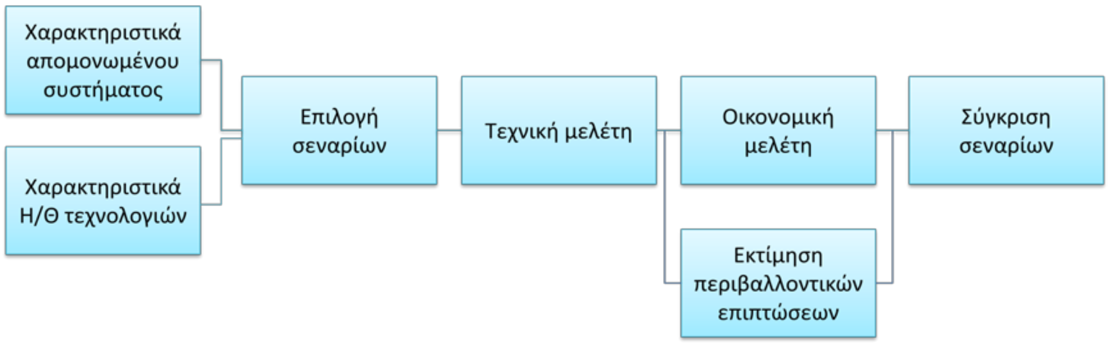


4 ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ

Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε για τη διεξαγωγή της εργασίας συνίσταται από τα ακόλουθα στάδια (Σχήμα 5):

1. Επιλογή σεναρίων προς μελέτη
2. Τεχνική μελέτη
3. Οικονομική μελέτη (και ανάλυση αποφυγής εκπομπών αερίων θερμοκηπίου)
4. Εκτίμηση περιβαλλοντικών επιπτώσεων
5. Σύγκριση των σεναρίων

Η μεθοδολογία περιγράφεται αναλυτικότερα στα υποκεφάλαια που ακολουθούν.



Σχήμα 5 Μεθοδολογία εργασίας

4.1 Επιλογή σεναρίων προς μελέτη

Στο βήμα αυτό έγινε επιλογή των σεναρίων προς μελέτη, τα οποία θα πρέπει να είναι εν δυνάμει εφαρμόσιμα στο απομονωμένο σύστημα που εξετάζεται.

Για την επιλογή έχουν ληφθεί υπόψη τόσο τα χαρακτηριστικά κάθε τεχνολογίας, όσο και τα χαρακτηριστικά του απομονωμένου συστήματος της Κρήτης. Βάσει του πρώτου, έχει αποκλειστεί η τεχνολογία παραβολοειδούς πιάτου, καθώς δεν έχει ακόμα εφαρμοστεί για ηλεκτροπαραγωγή τάξεως MW. Η τεχνολογία Fresnel βρίσκεται ακόμη σε πρώιμο στάδιο και λόγω της χαμηλής απόδοσης και του χαμηλού παράγοντα δυναμικότητας που επιτυγχάνει, δεν προσφέρει ενεργειακή ασφάλεια, παράμετρος που είναι σημαντική για απομονωμένα συστήματα με αυτόνομο δίκτυο. Η τεχνολογία πύργου απαιτεί την περισσότερη γη από όλες τις τεχνολογίες, σημαντικό μειονέκτημα για την Κρήτη που δεν διαθέτει μεγάλες εκτάσεις κατάλληλης γης. Επιπλέον, στο ευαίσθητο περιβάλλον της

Κρήτης, ενδεχομένως να είναι δύσκολη η ενσωμάτωση της τεχνολογίας αυτής, λόγω των αυξημένων αντανακλάσεων από τους ηλιοστάτες. Συνεπώς, η τεχνολογία των παραβολικών συλλεκτών κρίθηκε ως η καταλληλότερη για εφαρμογή στην περίπτωση της Κρήτης, για τους λόγους ότι:

- Μπορεί να χρησιμοποιηθεί για εφαρμογές μεγάλης κλίμακας
- Προσφέρει αξιόπιστη λειτουργία και επιτυγχάνει καλούς παράγοντες δυναμικότητας, εφόσον μπορεί να συνδυαστεί με θερμική αποθήκη
- Είναι εξελιγμένη τεχνολογία με αρκετή εμπειρία διεθνώς

Έχουν επιλεγεί προς μελέτη τέσσερα σενάρια Η/Θ πάρκου παραβολικών συλλεκτών:

- 50 MW
- 40 MW
- 30 MW
- 20 MW

Το ανώτατο όριο των 50 MW έχει τεθεί για λόγους φέρουσας ικανότητας του περιβάλλοντος, ενώ το κατώτατο των 20 MW έχει τεθεί για το λόγο ότι η επιλεγείσα τεχνολογία δεν προσφέρεται για εφαρμογή σε ηλεκτροπαραγωγή μικρότερης κλίμακας.

4.2 Τεχνική μελέτη

Η τεχνική μελέτη αφορά τον υπολογισμό παραμέτρων απόδοσης του έργου στην περιοχή μελέτης, όπως η παραγωγή ενέργειας, ο παράγοντας χρησιμοποίησης κ.α.

4.2.1 Επιλογή λογισμικού

Η μελέτη έγινε μέσω μοντελοποίησης των επιλεγμένων σεναρίων με τη χρήση κατάλληλου λογισμικού. Αφού έγινε μια επισκόπηση των διαθέσιμων λογισμικών για Η/Θ τεχνολογίες (που θα πρέπει να αναφερθεί ότι δεν είναι πολλά), επιλέχθηκε το λογισμικό SAM (Solar Advisor Model) που έχει αναπτυχθεί από το εργαστήριο NREL (National Renewable Energy Laboratory), του Τμήματος Ενέργειας των ΗΠΑ (NREL, 2009). Οι λόγοι που επιλέχθηκε το συγκεκριμένο λογισμικό είναι:

- Διατίθεται ελεύθερα με μια απλή εγγραφή μέσω ηλεκτρονικού ταχυδρομείου
- Είναι φιλικό στο χρήστη, με περιβάλλον υπό μορφή φύλλων εργασίας
- Το μοντέλο απόδοσής του χρησιμοποιεί την μηχανή προσομοίωσης του TRNSYS για να κάνει τους ωριαίους υπολογισμούς ενεργειακής ροής

- Διαθέτει βιβλιοθήκες παραμέτρων για διάφορα μέρη του συστήματος

Το SAM μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την ανάλυση και σύγκριση των ακόλουθων τεχνολογιών:

- Απλά φωτοβολταϊκά συστήματα
- Συγκεντρωτικά φωτοβολταϊκά συστήματα
- Συστήματα παραβολικών συλλεκτών
- Συστήματα πύργου
- Συστήματα πιάτου Stirling
- Συστήματα ορυκτών καυσίμων

Το λογισμικό βασίζεται σε μηχανή ωριαίας προσομοίωσης που περιλαμβάνει μοντέλα απόδοσης, κόστους και οικονομικών πολιτικών, προκειμένου να υπολογίσει παραμέτρους που αφορούν την παραγωγή ενέργειας, το κόστος ενέργειας και τις χρηματορροές. Δίνει επίσης τη δυνατότητα στο χρήστη να πραγματοποιήσει παραμετρικές μελέτες, ανάλυση ευαισθησίας, βελτιστοποίηση μεταβλητών και στατιστική ανάλυση, προκειμένου να διερευνήσει τις επιπτώσεις διαφόρων μεταβολών και αβεβαιοτήτων στα αποτελέσματα.

Το μοντέλο απόδοσης του SAM χρησιμοποιεί την μηχανή προσομοίωσης του TRNSYS για να κάνει τους ωριαίους υπολογισμούς ενεργειακής ροής. Ωστόσο δεν απαιτείται η εγκατάσταση του TRNSYS στον υπολογιστή, ούτε χρειάζεται οποιαδήποτε γνώση γύρω από αυτό, για να χρησιμοποιήσει κανείς το SAM.

Με τη δημιουργία μιας μελέτης περίπτωσης στο SAM, ο χρήστης καλείται πρώτα να επιλέξει ανάμεσα στις διαθέσιμες τεχνολογίες. Στη συνέχεια μπορεί να επιλέξει είτε να συμπεριλάβει οικονομική μελέτη, επιλέγοντας ανάμεσα σε διάφορους τρόπους μελέτης αναλόγως σε τι είδους αγορά εντάσσεται το έργο, είτε να επιλέξει να μη γίνει καθόλου οικονομική μελέτη. Στην παρούσα περίπτωση μελέτης έχει επιλεχθεί το τελευταίο, καθώς το οικονομικό μέρος έγινε με το RETScreen. Έτσι λοιπόν, για την περίπτωση τεχνολογίας παραβολικών συλλεκτών, χωρίς οικονομική μελέτη, ο χρήστης καλείται να εισάγει παραμέτρους σε έξι φύλλα εργασίας:

- Κλίμα (Climate)
- Ηλιακό πεδίο (Solar Field)
- Συλλέκτης/Αποδέκτης (SCA/HCE)

- Τμήμα παραγωγής ισχύος (Power Block)
- Θερμική αποθήκη (Thermal Storage)
- Εσωτερική κατανάλωση ενέργειας (Parasitics)

Θα πρέπει να αναφερθεί ότι το λογισμικό διαθέτει τις ακόλουθες βιβλιοθήκες:

- Κλιματικά δεδομένα για περιοχές στις ΗΠΑ, κυρίως, αλλά και για κάποιες άλλες περιοχές
- Παραμέτρους για διάφορους τύπους ρευστών μεταφοράς θερμότητας
- Παραμέτρους για διάφορους τύπους παραβολικών συλλεκτών
- Παραμέτρους για διάφορους τύπους αποδεκτών
- Παραμέτρους για διάφορους τύπους ατμοστροβίλων
- Διάφορα προγράμματα λειτουργίας του σταθμού

4.2.2 Περιγραφή Η/Θ πάρκου

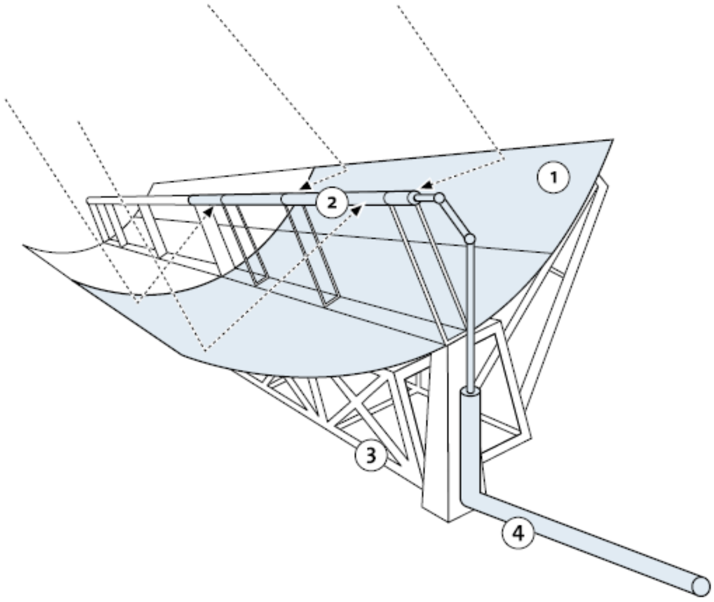
Εικόνα 2 Τα πάρκα Andasol 1 και Andasol 2 στην Ισπανία, ονομαστικής ισχύος 50 MW το καθένα (Solar Millennium, 2010)

Τα σενάρια που έχουν μελετηθεί με το SAM διαφέρουν μόνο στην κλίμακα. Ο σχεδιασμός τους είναι πανομοιότυπος και ακολουθεί το πρότυπο των πάρκων Andasol στην Ισπανία (Εικόνα 2), που όπως έχει ήδη αναφερθεί αντιπροσωπεύουν την σημερινή καινοτομία.

Το πάρκο αποτελείται από τα ακόλουθα επιμέρους τμήματα:

(α) Το **ηλιακό πεδίο** (solar field), που καταλαμβάνει το μεγαλύτερο μέρος της συνολικής γης που απαιτείται για το πάρκο. Στην έκτασή του είναι διατεταγμένοι οι **παραβολικοί συλλέκτες**, με τρόπο που εκμεταλλεύεται στο μέγιστο την ηλιακή ακτινοβολία κατά τη διάρκεια της μέρας. Στην διάταξη αυτή ο άξονας των παραβολικών συλλεκτών ταυτίζεται με τον άξονα Βορρά – Νότου. Ένας παραβολικός συλλέκτης, που φαίνεται στο Σχήμα 6 αποτελείται από το **παραβολικό κάτοπτρο** και από τον **αποδέκτη** (Heat Collection Element - HCE). Η ηλιακή ακτινοβολία ανακλάται πάνω στο κάτοπτρο και, λόγω της παραβολικής συμμετρίας, συγκεντρώνεται κατά μήκος του αποδέκτη. Ο αποδέκτης συνίσταται από ατσάλινο σωλήνα (απορροφητή), ο οποίος περιβάλλεται από γυάλινο σωλήνα κενού (Εικόνα 3). Μέσα από τον σωλήνα απορρόφησης διοχετεύεται συνθετικό λάδι, που έχει το ρόλο του ρευστού μεταφοράς θερμότητας (Heat Tranfer Fluid - HTF), δηλαδή απορροφά τη θερμότητα που συλλέγεται από τους παραβολικούς συλλέκτες και τη μεταφέρει στο τμήμα παραγωγής ισχύος και στη θερμική αποθήκη, εάν υπάρχει. Στο Σχήμα 6 φαίνεται η διάταξη ενός ηλιακού συλλέκτη και στην Εικόνα 4 φωτογραφία παραβολικών συλλεκτών.

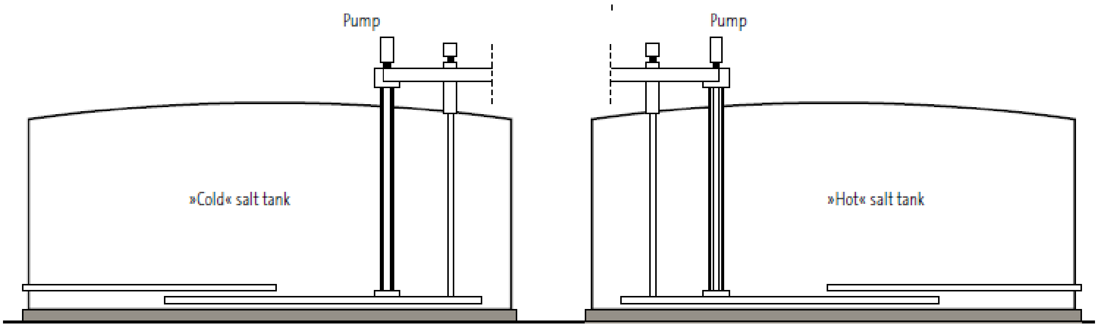
Εικόνα 3 Αποδέκτης (HCE) (Schott Solar, 2010)



Σχήμα 6 Διάταξη ηλιακού συλλέκτη: (1) κάτοπτρο, (2) αποδέκτης, (3) μεταλλική κατασκευή στήριξης, (4) σωλήνας κυκλοφορίας θερμικού λαδιού (Solar Millennium, 2008)

Εικόνα 4 Άποψη παραβολικών συλλεκτών, όπου διακρίνεται η διασωλήνωση από όπου διακινείται το θερμικό λάδι (Solar Millennium, 2008)

(β) Τη **θερμική αποθήκη**, που αποτελείται από δύο κλειστές δεξαμενές, μια «θερμή» και μια «ψυχρή», όπως φαίνεται στο Σχήμα 7. Το αποθηκευτικό μέσο είναι τηγμένο άλας, που αποτελείται από μίγμα δύο αλάτων: νιτρικού νατρίου, $NaNO_3$ (κατά 60%) και νιτρικού καλίου, KNO_3 (κατά 40%). Το τηγμένο άλας από την ψυχρή δεξαμενή περνά από εναλλάκτη θερμότητας, απορροφώντας ενέργεια από το θερμό λάδι και μεταφέροντάς την στη συνέχεια στη θερμή δεξαμενή, όπου παραμένει αποθηκευμένη, μέχρι να χρειαστεί. Στις ώρες της ημέρας που η ηλιακή ακτινοβολία δεν είναι επαρκής, με μια αντίστροφη διαδικασία, μέσω του εναλλάκτη, η θερμότητα από τη θερμή δεξαμενή αποδίδεται στο λάδι για να μπορέσει να συνεχίσει η λειτουργία του σταθμού. Στην Εικόνα 5 φαίνεται μια φωτογραφία αποθηκευτικών δεξαμενών τηγμένου άλατος.

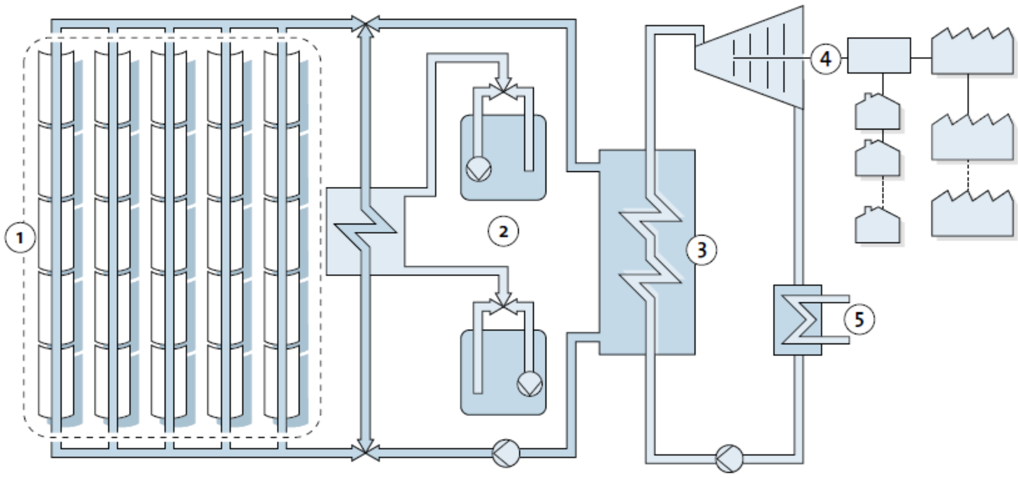


Σχήμα 7 Αποθήκη θερμότητας (Solar Millennium, 2008)

Εικόνα 5 Η αποθήκη δεξαμενών τηγμένου άλατος από τον Andasol 1 στην Ισπανία (Solar Millennium, 2008)

(γ) Το **τμήμα παραγωγής ισχύος**, που πρόκειται για σύστημα ηλεκτροπαραγωγής τυπικού θερμοηλεκτρικού σταθμού. Αποτελείται από σειρά εναλλακτών θερμότητας, τον ατμοστρόβιλο, την ηλεκτρογεννήτρια και το σύστημα ψύξης.

Στο Σχήμα 8 φαίνονται τα τμήματα του Η/Θ πάρκου και η μεταξύ τους διασύνδεση.



Σχήμα 8 Τα τμήματα ενός Η/Θ πάρκου (1) ηλιακό πεδίο, (2) αποθήκη θερμότητας, (3) σειρά εναλλακτών θερμότητας, (4) ατμοστρόβιλος και ηλεκτρογεννήτρια, (5) σύστημα ψύξης (Solar Millennium, 2008)

4.2.3 Συγκέντρωση δεδομένων

Στο στάδιο αυτό καταγράφηκαν και συγκεντρώθηκαν τα απαραίτητα δεδομένα εισαγωγής στο λογισμικό. Έχουν εισαχθεί δεδομένα σε έξι φύλλα εργασίας.

Κλίμα (Climate): Τα δεδομένα πρέπει να είναι υπό μορφή Τυπικού Μετεωρολογικού Έτους (TMY), που σημαίνει θα πρέπει να υπάρχουν ωριαίες μετρήσεις για ολόκληρο έτος στην περιοχή μελέτης, τουλάχιστον για τις βασικές παραμέτρους ακτινοβολίας, θερμοκρασίας και ανέμου που χρησιμοποιεί το λογισμικό. Συγκεκριμένα το SAM δέχεται μόνο δεδομένα υπό μορφή αρχείου tm2 ή epw. Στο SAM έχει εισαχθεί αρχείο με δεδομένα TMY (σε μορφή tm2) για την περιοχή της Σούδας, τα οποία έχουν προκύψει από μετρήσεις εδάφους (Εργαστήριο ΑΒΕΣ, 2009). Στον Πίνακα 4 παρουσιάζεται σύνοψη των δεδομένων της περιοχής, ενώ οι πλήρεις μετρήσεις παρουσιάζονται στο Παράρτημα 10.1.

Πίνακας 4 Σύνοψη δεδομένων περιοχής μελέτης

Τοποθεσία	Σούδα
Γεωγραφικό πλάτος	35.55
Γεωγραφικό μήκος	24.1167
Υψόμετρο (m)	152
Μέση θερμοκρασία ('C)	14.6
Μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)	1.6
Μέση ετήσια DNI (kWh/m^{2}y)	1,850

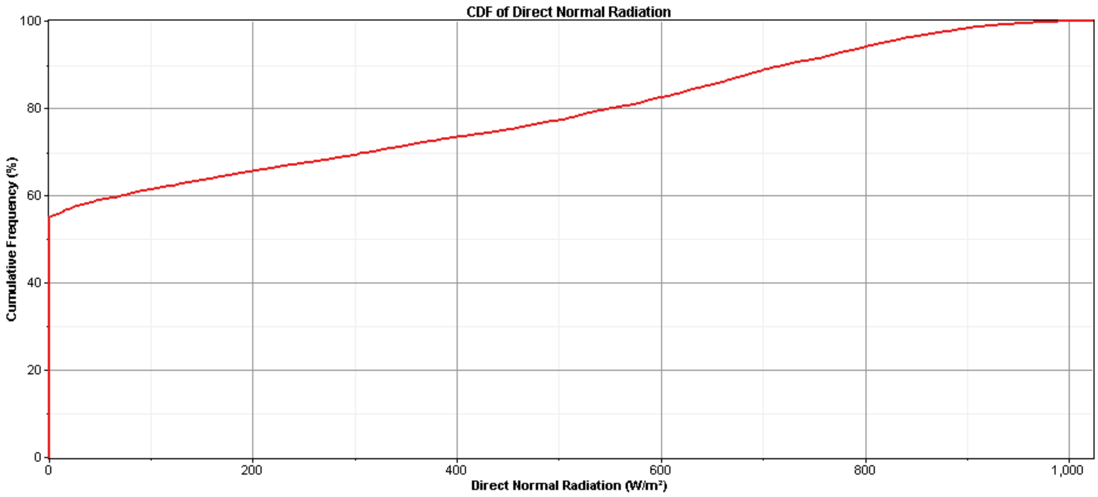
Ηλιακό πεδίο (Solar Field): Εδώ εισάγονται δεδομένα που αφορούν το μέγεθος και τη διάταξη του ηλιακού πεδίου, καθώς και το ρευστό μεταφοράς θερμότητας. Το ηλιακό πεδίο αποτελεί τη συνολική επιφάνεια των ηλιακών συλλεκτών.

Το μέγεθος του έχει καθοριστεί ώστε ο ηλιακός συντελεστής να είναι 2.25. Αυτό σημαίνει ότι η επιφάνεια του ηλιακού πεδίου είναι 2.25 φορές μεγαλύτερη της επιφάνειας που απαιτείται για να αποδίδει την απαιτούμενη θερμική ισχύ του ατμοστροβίλου, υπό τις κλιματικές συνθήκες αναφοράς. Οι κλιματικές συνθήκες αναφοράς είναι οι συνθήκες περιβάλλοντος στις οποίες η θερμική ισχύς εξόδου του ηλιακού πεδίου ισούται με τη θερμική ισχύ εισόδου του ατμοστροβίλου πολλαπλασιασμένη με τον ηλιακό συντελεστή. Με άλλα λόγια, υπό τις συνθήκες αναφοράς, το σύστημα λειτουργεί στην ονομαστική του ισχύ. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι αποτελούν παραμέτρους σχεδιασμού του συστήματος και δεν περιγράφουν τις κλιματικές συνθήκες στην τοποθεσία του πάρκου. Το λογισμικό χρησιμοποιεί τρεις παραμέτρους αναφοράς: τη θερμοκρασία περιβάλλοντος, την ταχύτητα του ανέμου και την DNI, εκ των οποίων οι δύο πρώτες ελάχιστα επηρεάζουν το σχεδιασμό του συστήματος, ενώ αντιθέτως η τελευταία έχει καθοριστικό ρόλο. Ακολούθως περιγράφεται ο τρόπος καθορισμού των τριών συνθηκών αναφοράς (SAM, 2009):

- **Θερμοκρασία περιβάλλοντος**: χρησιμοποιείται η μέση ετήσια τιμή για την τοποθεσία μελέτης
- **Ταχύτητα του ανέμου**: χρησιμοποιείται η μέση ετήσια τιμή για την τοποθεσία μελέτης
- **DNI**: χρησιμοποιείται η τιμή της DNI από τα κλιματικά δεδομένα, που έχει ετήσια αθροιστική συχνότητα περίπου 95%, δηλαδή οι τιμές DNI μικρότερες ή ίσες με

την τιμή αυτή έχουν 95% πιθανότητα να εμφανιστούν. Στο Διάγραμμα 4 φαίνεται η Αθροιστική Συνάρτηση Κατανομής (Cumulative Distribution Function - CDF) της DNI από τα δεδομένα της Σούδας.

Διάγραμμα 4 Αθροιστική Συνάρτηση Κατανομής DNI για την περιοχή της Σούδας



Οι κλιματικές συνθήκες αναφοράς για την περιοχή μελέτης έχουν προσδιοριστεί, με τον τρόπο που περιγράφηκε ανωτέρω και καταγράφονται στον Πίνακα 5. Βάσει των συνθηκών αναφοράς, το λογισμικό υπολογίζει την επιφάνεια ηλιακού πεδίου που απαιτείται για την παραγωγή θερμικής ενέργειας ίσης με την θερμική ισχύ εισόδου του ατμοστροβίλου και στη συνέχεια την πολλαπλασιάζει με τον ηλιακό συντελεστή που ορίζει ο χρήστης, προκειμένου να βρει την πραγματική επιφάνεια του ηλιακού πεδίου.

Πίνακας 5 Κλιματικές συνθήκες αναφοράς για την περιοχή μελέτης

Θερμοκρασία περιβάλλοντος	°C	14.6
Ταχύτητα του ανέμου	m/s	1.6
DNI	$kWh/m^2/y$	820

Πέρα από το μέγεθος του πεδίου καθορίζεται η διάταξη των συλλεκτών, δηλαδή ο αριθμός συλλεκτών ανά σειρά, η απόσταση μεταξύ τους, αλλά και μεταξύ των σειρών. Οι τιμές που έχουν καθοριστεί και καταγράφονται στον Πίνακα 6 θεωρήθηκε ότι αντιπροσωπεύουν μια ρεαλιστική διάταξη. Σε κάθε περίπτωση αυτές οι παράμετροι καθορίζονται με προσεκτικό και εξειδικευμένο σχεδιασμό, προκειμένου να αποφεύγονται φαινόμενα σκίασης μεταξύ των συλλεκτών. Στον σχεδιασμό παίζει σημαντικό ρόλο και η τοπογραφία της περιοχής.

Πίνακας 6 Χαρακτηριστικά ηλιακού πεδίου

		50 MW	40 MW	30 MW	20 MW
Ηλιακός συντελεστής		2.25	2.25	2.25	2.25
Επιφάνεια ηλιακού πεδίου	**m^2**	549,973	439,611	329,248	220,725
Αριθμός συλλεκτών		673	538	403	270
Απόσταση μεταξύ συλλεκτών	**m**	1	1	1	1
Αριθμός συλλεκτών ανά σειρά		8	8	8	8
Απόσταση μεταξύ σειρών	**m**	15	15	15	15

Επιπλέον καθορίζονται οι γωνίες στις οποίες βρίσκονται οι συλλέκτες κατά την έναρξη της λειτουργίας το πρωί και κατά την παύση της λειτουργίας το βράδυ. Αυτές οι γωνίες ορίζουν την γωνία των συλλεκτών στην οποία ξεκινά να κυκλοφορεί το θερμικό λάδι το πρωί και την γωνία στην οποία σταματά να κυκλοφορεί το βράδυ. Το σύστημα ξεκινά να ακολουθεί την τροχιά του ήλιου κατά την ανατολή, αλλά θέτοντας σε λειτουργία την κυκλοφορία του λαδιού πολύ νωρίς σημαίνει σπατάλη ενέργειας από τις αντλίες του, προτού υπάρχει αρκετή ενέργεια για να παραχθεί ηλεκτρισμός. Παρομοίως, ενέργεια σπαταλείται συνεχίζοντας τη λειτουργία των αντλιών λαδιού το βράδυ, όταν ο ήλιος είναι κάτω από ένα συγκεκριμένο σημείο πάνω από τον ορίζοντα. Συνεπώς οι δύο αυτές γωνίες απαιτούν βελτιστοποίηση σε σχέση με την θερμική ενέργεια που αποδίδεται από το ηλιακό πεδίο. Η βελτιστοποίηση για την τοποθεσία μελέτης έγινε με τη χρήση της δυνατότητας βελτιστοποίησης παραμέτρων του SAM και οι τιμές τους αναγράφονται στον Πίνακα 7.

Πίνακας 7 Βέλτιστες τιμές για τις γωνίες έναρξης και παύσης λειτουργίας για την περιοχή της Σούδας

Γωνία έναρξης λειτουργίας	11.52
Γωνία παύσης λειτουργίας	163.2

Συλλέκτης/Αποδέκτης (SCA/HCE): Εδώ εισάγονται δεδομένα που αφορούν τον παραβολικό συλλέκτη, τον αποδέκτη και το ρευστό μεταφοράς θερμότητας. Έχουν επιλεχθεί οι ίδιοι τύποι συλλέκτη και αποδέκτη που χρησιμοποιούνται στους σταθμούς Andasol και αποτελούν, αυτή τη στιγμή, την τεχνολογική αιχμή.

Πίνακας 8 Χαρακτηριστικά ηλιακού συλλέκτη SKAL-ET (Flagsol GmbH, 2010)

Μήκος	m	148.5
Πλάτος ανοίγματος	m	5.77
Επιφάνεια ανοίγματος	m^2	817.5
Μέση απόσταση εστίασης	m	2.12

Πίνακας 9 Χαρακτηριστικά ρευστού μεταφοράς θερμότητας (NREL, 2009)

Τύπος ρευστού μεταφοράς θερμότητας	VP-1
Θερμοκρασία εισόδου ρευστού ('C)	293
Θερμοκρασία εξόδου ρευστού ('C)	393

Τμήμα παραγωγής ισχύος (Power Block): Εισάγονται η ονομαστική ισχύς του ατμοστροβίλου και η ακαθάριστη ισχύς εξόδου, που καθορίζεται στο 110% της ονομαστικής ισχύος. Επίσης καθορίζεται ο τύπος του ατμοστροβίλου με τα τεχνικά χαρακτηριστικά του, καθώς και ο τρόπος ψύξης. Χρησιμοποιήθηκαν οι βιβλιοθήκες του SAM, με την επιλογή συγκεκριμένου τύπου ατμοστροβίλου, καθώς το λογισμικό προσαρμόζει τα τεχνικά χαρακτηριστικά, όπως την θερμική ισχύ, βάσει της ονομαστικής ισχύος που ο χρήστης εισάγει. Επιλέχθηκε η περίπτωση της ψύξης με νερό. Στον Πίνακα 10 καταγράφονται τα σημαντικότερα τεχνικά χαρακτηριστικά του τμήματος παραγωγής ισχύος.

Πίνακας 10 Χαρακτηριστικά τμήματος παραγωγής ισχύος για κάθε σενάριο

	50 MW	40 MW	30 MW	20 MW
Ονομαστική ισχύς (MWe)	50	40	30	20
Ακαθάριστη ισχύς εξόδου (MWe)	55	44	33	22
Θερμική ισχύς εισόδου (MWt)	147.216	117.773	88.3298	58.8865
Ενέργεια εκκίνησης (ποσοστό θερμικής ισχύς εισόδου)	0.2	0.2	0.2	0.2

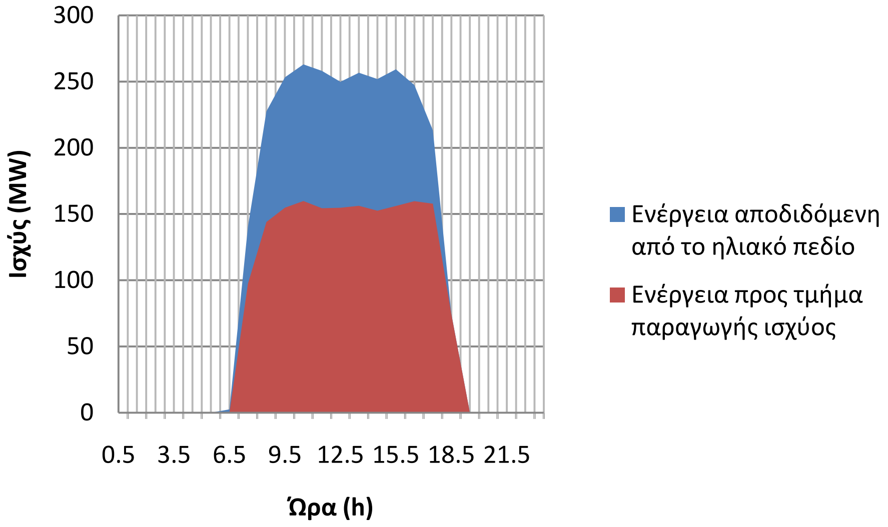
Θερμική αποθήκη (Thermal Storage): Εδώ καθορίζονται οι ισοδύναμες ώρες θερμικής αποθήκης, το σύστημα αποθήκευσης, οι θερμικές απώλειες και διάφορες άλλες παράμετροι. Επίσης επιλέγεται ένα πρόγραμμα λειτουργίας της αποθήκης.

Προκειμένου να καθοριστούν ο ώρες θερμικής αποθήκης και να γίνει η διαστασιοποίηση του συστήματος, θα πρέπει να είναι γνωστή η περίσσεια ενέργειας από το ηλιακό πεδίο κατά τη διάρκεια της ημέρας. Η περίσσεια ενέργειας ($E_{περίσσεια}$) είναι η διαφορά μεταξύ της θερμικής ενέργειας που αποδίδεται από το ηλιακό πεδίο ($E_{ηλ.πεδίο}$) και της ενέργειας που καταναλώνεται από τον ατμοστρόβιλο ($E_{προς\ ατμ.}$), στο σύνολο ενός 24ώρου, θεωρώντας ότι δεν υπάρχει καθόλου θερμική αποθήκευση.

$$E_{περίσσεια} = \sum_{i=1}^{24} (E_{i,ηλ.πεδίο} - E_{i,προς\ ατμ.})$$

Η διαστασιοποίηση έγινε για το μέγιστο αυτό ποσό της περίσσειας που μπορεί να παρατηρηθεί στη διάρκεια του έτους. Συνεπώς σαν 24ωρο αναφοράς θεωρήθηκε το μέσο 24ωρο του καλύτερου μήνα του έτους, όσον αφορά την DNI, που στην περίπτωση μελέτης ήταν ο Ιούλιος. Στο Διάγραμμα 5, το οποίο προέκυψε από την επεξεργασία αποτελεσμάτων του SAM για την περίπτωση των 50 MW χωρίς αποθήκη, φαίνεται η περίσσεια ενέργειας, που μπορεί να αποθηκευτεί εφόσον χρησιμοποιηθεί σύστημα αποθήκης.

Διάγραμμα 5 Περίσσεια ενέργειας από το ηλιακό πεδίο κατά τη διάρκεια ενός μέσου 24ωρου του μήνα Ιούλιου, για το σενάριο 50 MW



Το κάθε σενάριο, μοντελοποιήθηκε αρχικά χωρίς αποθήκη, προκειμένου να ευρεθεί το ποσό της περίσσειας ενέργειας. Από το ποσό αυτό μπορούν να υπολογιστούν οι ισοδύναμες ώρες πλήρους λειτουργίας του ατμοστρόβιλου ($N_{\text{ώρες αποθήκης}}$), διαιρώντας με τη θερμική ισχύ του ατμοστροβίλου ($P_{\text{θερμική ατμ.}}$). Στον Πίνακα 11 παρουσιάζονται οι σχετικοί υπολογισμοί για όλα τα σενάρια.

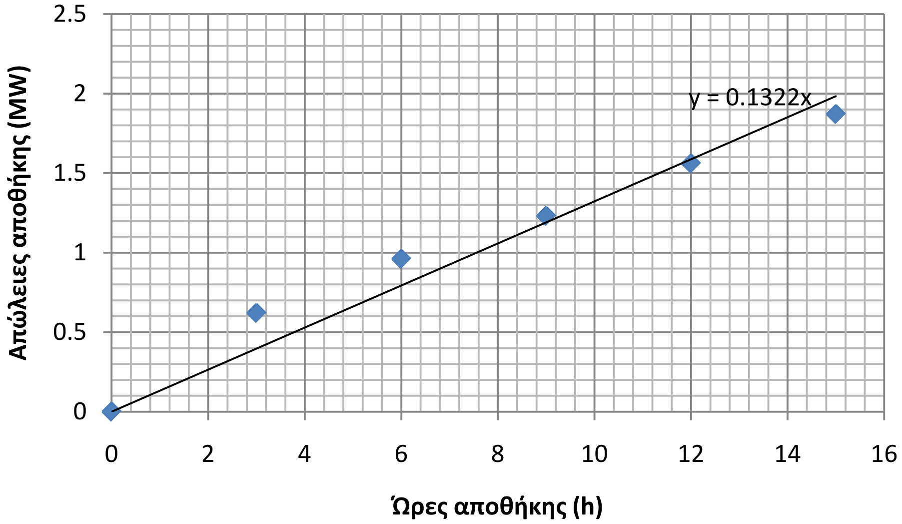
$$N_{\text{ώρες αποθήκης}} = \frac{E_{\text{περίσσεια}}}{P_{\text{θερμική ατμ.}}}$$

Πίνακας 11 Διαστασιοποίηση θερμικής αποθήκης βάσει των ενεργειακών φορτίων της μέσης μέρας του Ιουλίου

	Ενέργεια αποδιδόμενη από το ηλιακό πεδίο (MWh)	Ενέργεια προς τμήμα παραγωγής ισχύος (MWh)	Περίσσεια ενέργειας (MWh)	Θερμική ισχύς εισόδου ατμοστροβίλου (MW)	Ισοδύναμες ώρες θερμικής αποθήκης (h)
50 MW	2697.77	1721.68	976.09	147.216	6.63
40 MW	2156.4	1377.16	779.24	117.773	6.62
30 MW	1615.03	1032.63	582.4	88.3298	6.59
20 MW	1082.71	688.186	394.524	58.8865	6.70

Οι απώλειες του συστήματος αποθήκης εξαρτώνται από το μέγεθος του με γραμμικό τρόπο (SAM, 2009), όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 6 που προέκυψε με τιμές που προτείνει το εγχειρίδιο χρήσης του λογισμικού.

Διάγραμμα 6 Απώλειες αποθήκης συναρτήσει του μεγέθους της σε ισοδύναμες ώρες



Οι ισοδύναμες ώρες θερμικής αποθήκης προσεγγίζουν σε όλα τα σενάρια τις 7, συνεπώς η αποθήκη διαστασιοποιήθηκε για όλα στις 7 h. Στον Πίνακα 12 παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά της αποθήκης για κάθε σενάριο.

Πίνακας 12 Χαρακτηριστικά της θερμικής αποθήκης για κάθε σενάριο

	50 MW	40 MW	30 MW	20 MW
Τύπος	2 δεξαμενές τηγμένου άλατος	2 δεξαμενές τηγμένου άλατος	2 δεξαμενές τηγμένου άλατος	2 δεξαμενές τηγμένου άλατος
Ισοδύναμες ώρες πλήρους λειτουργίας (h)	7	7	7	7
Μέγιστη αποθήκευση ενέργειας (MWht)	1,030.51	824.411	618.308	412.206
Θερμικές απώλειες (MWt)	0.96	0.96	0.96	0.96

Εσωτερική κατανάλωση ενέργειας (Parasitics): Εδώ εισάγονται δεδομένα για την εσωτερική κατανάλωση ενέργειας. Χρησιμοποιήθηκε η βιβλιοθήκη του SAM καθώς οι τιμές που προτείνει προσαρμόζονται στο μέγεθος του συστήματος μελέτης.

Στο Παράρτημα 10.2 καταγράφονται όλα τα δεδομένα εισαγωγής στο SAM για κάθε σενάριο.

4.3 Οικονομική μελέτη

Η οικονομική μελέτη αφορά στον υπολογισμό οικονομικών δεικτών για τα διάφορα σενάρια, προκειμένου να κριθεί η οικονομική βιωσιμότητά τους. Οι δείκτες που έχουν υπολογιστεί, και οι οποίοι επεξηγούνται στο Παράρτημα 10.3 (RETScreen International, 2005), είναι:

- Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return - IRR)
- Απλή αποπληρωμή (simple payback)
- Αποπληρωμή μετοχών (equity payback)
- Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value - NPV)
- Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής
- Αναλογία οφέλους – κόστους (Benefit-to-Cost Ratio)
- Κάλυψη δανειακών υποχρεώσεων
- Κόστος παραγωγής ενέργειας (Energy production cost)
- Κόστος μείωσης αερίων θερμοκηπίου

Η οικονομική μελέτη διεξήχθη με τη χρήση λογισμικού.

4.3.1 Επιλογή λογισμικού

Το λογισμικό που επιλέχθηκε είναι το RETScreen, το οποίο έχει αναπτυχθεί από το Natural Resources Canada, κυβερνητικό τμήμα του Καναδά (Natural Resources Canada, 2009). Οι λόγοι επιλογής του συγκεκριμένου λογισμικού είναι:

- Διατίθεται ελεύθερα με μια απλή εγγραφή μέσω ηλεκτρονικού ταχυδρομείου
- Είναι φιλικό στο χρήστη, με περιβάλλον υπό μορφή φύλλων εργασίας
- Είναι επικυρωμένο, με δεκάδες χιλιάδες χρήστες ανά τον κόσμο

Το RETScreen αποτελεί ένα εργαλείο λήψης αποφάσεων που μπορεί να χρησιμοποιηθεί παγκοσμίως για να αποτιμήσει την ενεργειακή παραγωγή και εξοικονόμηση, το κόστος κύκλου ζωής, τη μείωση εκπομπών, τους οικονομικούς δείκτες και το ρίσκο από την εφαρμογή διαφόρων τεχνολογιών ενεργειακής απόδοσης και ΑΠΕ (RETScreen International, 2005). Το RETScreen διαθέτει μοντέλα για τις ακόλουθες ενεργειακές τεχνολογίες: αιολική ενέργεια, μικρά υδροηλεκτρικά, φωτοβολταϊκά, συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού, θέρμανση με βιομάζα, θέρμανση αέρα με ηλιακή ενέργεια, θέρμανση νερού με ηλιακή ενέργεια, παθητική ηλιακή θέρμανση και γεωθερμία.

Η ανάλυση ενός έργου στο RETScreen γίνεται σε πέντε βήματα, που αντιστοιχούν σε πέντε φύλλα εργασίας (RETScreen International, 2005):

- Ενεργειακό μοντέλο
- Ανάλυση κόστους
- Ανάλυση εκπομπών αερίων θερμοκηπίου (προαιρετικό)
- Οικονομική περίληψη
- Ανάλυση ευαισθησίας και επικινδυνότητας (προαιρετικό)

Το λογισμικό διαθέτει επίσης τις ακόλουθες βάσεις δεδομένων:

- Παγκόσμια μετεωρολογικά δεδομένα από μετρήσεις εδάφους
- Δορυφορικά μετεωρολογικά δεδομένα από τη NASA
- Υδρολογικά δεδομένα
- Κατασκευαστικά δεδομένα για διάφορα προϊόντα
- Δεδομένα για κόστη

4.3.2 Συγκέντρωση δεδομένων

(α) Ενεργειακό μοντέλο: Σε αυτό το φύλλο εργασίας ο χρήστης καθορίζει παραμέτρους που περιγράφουν την τοποθεσία του έργου, την ΑΠΕ που θα χρησιμοποιηθεί, την ισχύ και τον παράγοντα δυναμικότητας του σταθμού. Χρησιμοποιήθηκε ο παράγοντας δυναμικότητας που έδωσε η μοντελοποίηση του κάθε σεναρίου με το SAM. Εδώ καθορίζεται και η τιμή πώλησης του παραγόμενου ηλεκτρικού ρεύματος, όπου χρησιμοποιήθηκε η τιμή από τα τιμολόγια της ΡΑΕ.

(β) Ανάλυση κόστους: Σε αυτό το φύλλο εργασίας ο χρήστης εισάγει τα αρχικά, τα ετήσια και τα περιοδικά κόστη για το έργο. Μπορεί να επιλέξει είτε να κάνει προμελέτη βιωσιμότητας είτε τελική μελέτη. Στη μεν πρώτη απαιτούνται λιγότερα και μικρότερης ακρίβειας οικονομικά στοιχεία, ενώ στη δεύτερη απαιτούνται περισσότερο ακριβή στοιχεία. Για την παρούσα εργασία, έχει επιλεγεί να γίνει μια προμελέτη, καθώς μια λεπτομερής οικονομική μελέτη δεν εξυπηρετεί το στόχο που έχει τεθεί.

Στα αρχικά κόστη συμπεριλαμβάνονται:

- Μελέτες
- Ανάπτυξη
- Μηχανολογικά
- Εξοπλισμός
- Γη
- Απρόβλεπτα

Στα ετήσια κόστη περιλαμβάνονται:

- Λειτουργία (εργατικά κ.α.)
- Συντήρηση

Στοιχεία σχετικά με τα κόστη εξοπλισμού δεν είναι εύκολα προσβάσιμα μέσω των εταιριών που δραστηριοποιούνται στον τομέα και για το λόγο αυτό χρειάστηκε η επισκόπηση της διαθέσιμης σχετικής βιβλιογραφίας. Έχουν χρησιμοποιηθεί στοιχεία από πρόσφατο άρθρο για το κόστος Η/Θ σταθμού παραβολικών λεκανών με ισχύ 50 MW και αποθήκη 7.5 h (Caldes et al.). Τα κόστη αυτά έχουν επεξεργαστεί προκειμένου να βρεθεί το μοναδιαίο κόστος για κάθε συνιστώσα του πάρκου, δηλαδή για το ηλιακό πεδίο, για το τμήμα παραγωγής ισχύος και για την αποθήκη (Πίνακας 13). Στη συνέχεια, με χρήση αναλογίας και σύμφωνα με τα δεδομένα του κάθε σεναρίου, εκτιμήθηκαν τα αντίστοιχα κόστη που φαίνονται στον Πίνακα 15.

Το κόστος γης αντιστοιχεί στη συνολική έκταση που απαιτείται για την υλοποίηση του κάθε σεναρίου και έχει εκτιμηθεί σύμφωνα με τους πίνακες τιμών εκκίνησης προσδιορισμού της αξίας γης 2008 (εκτός σχεδίου πόλεων και οικισμών) της Γενικής Γραμματείας Πληροφοριακών Συστημάτων (ΓΓΠΣ, 2009). Έχει γίνει η εκτίμηση 2 €/m^2, που αντιστοιχεί σε γη εκτός σχεδίου πόλεων και οικισμών, χωρίς πρόσωπο σε οδό. Υπάρχει επίσης η επιλογή ενοικίασης της απαιτούμενης γης για το χρόνο που χρειάζεται για την ανάπτυξη και λειτουργία του σταθμού. Η συνολική έκταση γης που απαιτείται για την υλοποίηση κάθε σεναρίου έχει υπολογιστεί βάσει του μεγέθους του ηλιακού πεδίου (που καταλαμβάνει το μεγαλύτερο μέρος της απαιτούμενης γης). Το πάρκο Andasol 50 MW καταλαμβάνει γη 200 ha περίπου (Solar Millennium, 2008), συνεπώς θεωρήθηκε ότι και το πάρκο 50 MW στα εξεταζόμενα σενάρια, που έχει παρόμοια χαρακτηριστικά, καταλαμβάνει 200 ha. Με βάση αυτό, υπολογίστηκε με αναλογία η απαιτούμενη γη για κάθε σενάριο (Πίνακας 14).

Πίνακας 13 Αρχικά και ετήσια κόστη Η/Θ πάρκου (Caldes et al.)

Αρχικά κόστη		
Ηλιακό πεδίο	€/m^2	242
Τμήμα παραγωγής ισχύος	€/kW	1,114
Αποθήκη	€/kWh	33
Κατασκευή	% του συνόλου του αρχικού κόστους	10
Μηχανολογικά	% του συνόλου του αρχικού κόστους	5
Απρόβλεπτα	% του συνόλου του αρχικού κόστους	5
Ετήσια κόστη		
Λειτουργία	% του συνόλου του αρχικού κόστους	5
Συντήρηση	% του συνόλου του αρχικού κόστους	10

Πίνακας 14 Απαιτούμενη γη για την υλοποίηση του κάθε σεναρίου

Σενάριο	50 MW	40 MW	30 MW	20 MW
Κατάληψη γης (ha)	200	160	120	80

(γ) Ανάλυση εκπομπών αερίων θερμοκηπίου (προαιρετικό): Αυτό το φύλλο βοηθά στον υπολογισμό της ετήσιας μείωσης των αερίων θερμοκηπίου από την αντικατάσταση της συμβατικής τεχνολογίας με τη νέα προτεινόμενη τεχνολογία ΑΠΕ.

Η μείωση εκπομπών υπολογίζεται με την παραδοχή ότι η ενέργεια που παράγει ο σταθμός ΑΠΕ αντικαθιστά το ίδιο ποσό ενέργειας που θα παραγόταν από το υφιστάμενο ηλεκτρικό μίγμα του δικτύου. Το ηλεκτρικό μίγμα της Κρήτης τροφοδοτείται κατά 57%

από βαρύ πετρέλαιο, 33% από diesel, ενώ η συνεισφορά ΑΠΕ είναι 10% (Giatrakos et al., 2009).

(δ) Οικονομική περίληψη: Στο φύλλο αυτό ο χρήστης προσδιορίζει οικονομικές παραμέτρους σχετιζόμενες με το αποφευχθέν κόστος ενέργειας, τυχόν οικονομικά οφέλη από την παραγωγή καθαρής ενέργειας και μείωσης των αέριων εκπομπών, επιδοτήσεις, πληθωρισμό, επιτόκιο αναγωγής, δάνειο και φόρους. Με αυτά τα δεδομένα το RETScreen υπολογίζει τους οικονομικούς δείκτες που χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση της οικονομικής βιωσιμότητας του έργου.

(ε) Ανάλυση ευαισθησίας και επικινδυνότητας (προαιρετικό): Βοηθά το χρήστη να καθορίσει πως η αβεβαιότητα στις εκτιμήσεις διαφόρων παραμέτρων – κλειδιών μπορεί να επηρεάσει την οικονομική βιωσιμότητα του έργου.

Στον Πίνακα 15 καταγράφονται συγκεντρωτικά τα δεδομένα που έχουν εισαχθεί στο RETScreen για την οικονομική μελέτη.

Πίνακας 15 Δεδομένα εισαγωγής στο RETScreen

		50MW	40MW	30MW	20MW
Ενεργειακό μοντέλο					
Ηλεκτρική ισχύς	MW	50	40	30	20
Παράγοντας δυναμικότητας	%	36.97	36.81	36.52	36.19
Τιμή πωλούμενου ηλεκτρισμού[1]	€/MWh	264.5	264.5	264.5	264.5
Αρχικά κόστη					
Κατασκευή	€	28,350,045	22,668,928	16,987,773	11,362,281
Μηχανολογικά	€	14,175,023	11,334,464	8,493,886	5,681,141
Γη	€	4,000,000	3,200,000	2,400,000	1,600,000
Ηλιακή θερμική ενέργεια	€/kW	4,456	4,454	4,450	4,465
Απρόβλεπτα	€	14,175,023	11,334,464	8,493,886	5,681,141
Τόκος κατά την κατασκευή	%	6	6	6	6
Ετήσια κόστη					
Λειτουργία	€	1,292,000	1,292,000	1,292,000	1,292,000
Συντήρηση	€	2,761,000	2,266,893	1,698,777	1,136,228
Γενικά					
Κυλιόμενος φόρος κόστους καυσίμου	%	2.5	2.5	2.5	2.5
Τιμή πληθωρισμού[2]	%	4.5	4.5	4.5	4.5
Επιτόκιο αναγωγής	%	10	10.0	10.0	10.0
Διάρκεια ζωής έργου	Yr	25	25	25	25

Χρηματοδότηση					
Κίνητρα και επιχορηγήσεις [3]	€	50,110,701	42,542,020	35,475,365	30,115,863
Ποσοστό δανείου	%	40	40	40	40
Επιτόκιο δανεισμού	%	6	6	6	6
Περίοδος χρέους	Yr	20	20	20	20
Συντελεστής φόρου εισοδήματος	%	25	25	25	25
Επιπλέον έσοδα					
Τιμή πώλησης εκπομπών[4]	€/tn	10	10	10	10

[1] Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από μονάδες άλλης τεχνολογίας, πλην αυτής των φωτοβολταϊκών, με Εγκατεστημένη Ισχύ μεγαλύτερη των πέντε (5) MWe (ΡΑΕ, 2010)

[2]Eurostat

[3]Υπολογισμένο ποσό σύμφωνα με τον Αναπτυξιακό Νόμο (Νόμος 3299/2004, ΦΕΚ 261 / Τεύχος Α΄/ 23-12-2004)

[4]Αγορά εκπομπών άνθρακα (Point Carbon, 2010)

4.4 Εκτίμηση περιβαλλοντικών επιπτώσεων

Προκειμένου να γίνει η εκτίμηση περιβαλλοντικών επιπτώσεων από την εφαρμογή των υπό μελέτη σεναρίων, έχουν καταγραφεί πρώτα οι δραστηριότητες που σχετίζονται με το έργο, τόσο κατά τη φάση κατασκευής όσο και κατά τη φάση λειτουργίας. Στη συνέχεια χρησιμοποιήθηκε η μεθοδολογία των περιγραφικών λιστών, όπου καταγράφονται ποιοτικά οι πιθανές επιπτώσεις των δραστηριοτήτων αυτών στα διάφορα στοιχεία του φυσικού και του ανθρωπογενούς περιβάλλοντος. Επιπλέον, έχει γίνει ποσοτικοποίηση, όπου αυτό ήταν δυνατόν, κάποιων περιβαλλοντικών επιβαρύνσεων.

5 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

5.1 Τεχνική μελέτη

5.1.1 Αποτελέσματα μοντελοποίησης

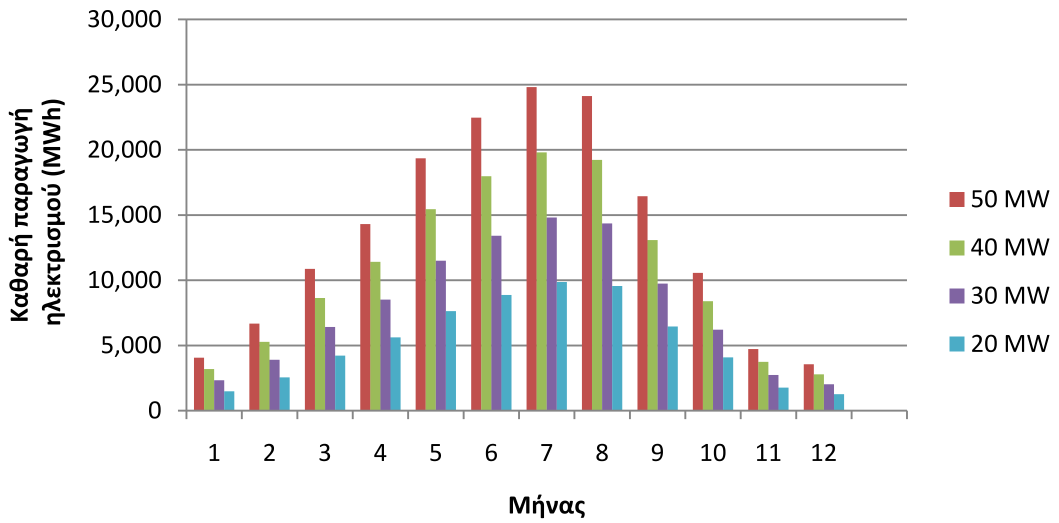
Τα αποτελέσματα της μοντελοποίησης, όσον αφορά την ετήσια παραγωγή ενέργειας και τον παράγοντα δυναμικότητας για κάθε σενάριο φαίνονται στον Πίνακα 16.

Πίνακας 16 Ενεργειακή απόδοση σεναρίων

		50 MW	40 MW	30 MW	20 MW
Ετήσια ακαθάριστη παραγωγή	**MWh**	176,194	140,357	104,453	69,047
Ετήσια καθαρή παραγωγή	**MWh**	161,952	128,996	95,980	63,407
Παράγοντας δυναμικότητας	**%**	36.97	36.81	36.52	36.19

Στο Διάγραμμα 7 φαίνεται η μηνιαία παραγωγή ηλεκτρισμού κατά τη διάρκεια του έτους για όλα τα σενάρια.

Διάγραμμα 7 Μηνιαία παραγωγή ηλεκτρισμού για κάθε σενάριο



Στον Πίνακα 17 φαίνεται η μηνιαία, όπως και η μέση ετήσια απόδοση για κάθε σενάριο. Η απόδοση έχει υπολογιστεί ως εξής:

$$Απόδοση = \frac{DNI_{inc}}{E_{net}}$$

όπου DNI_{inc} = η προσπίπτουσα DNI στο ηλιακό πεδίο (kWh)

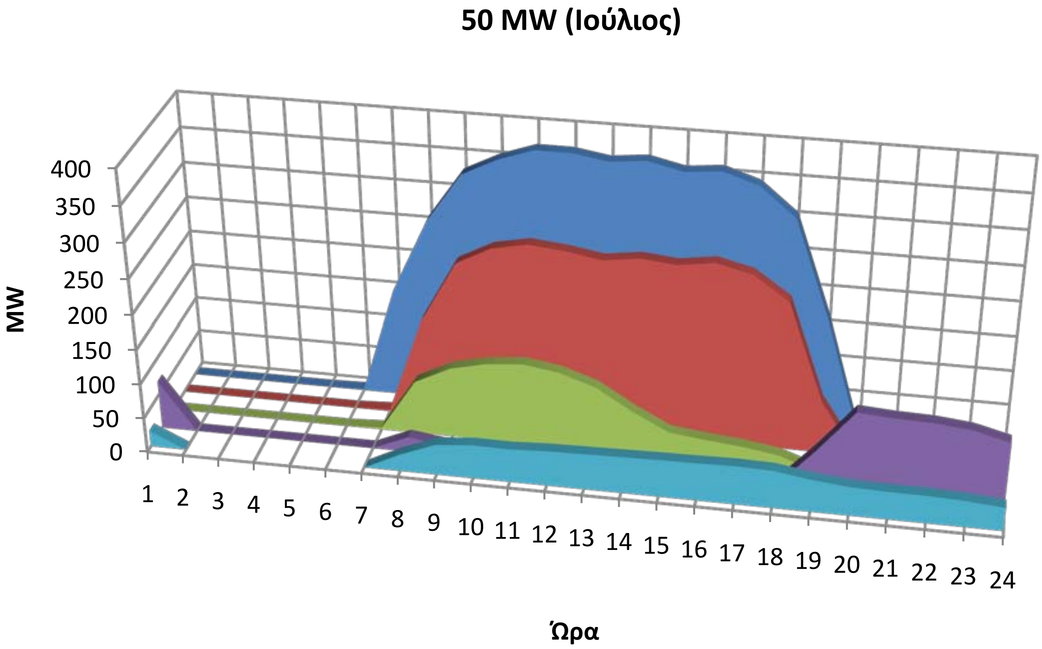
E_{net} = η καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (kWh)

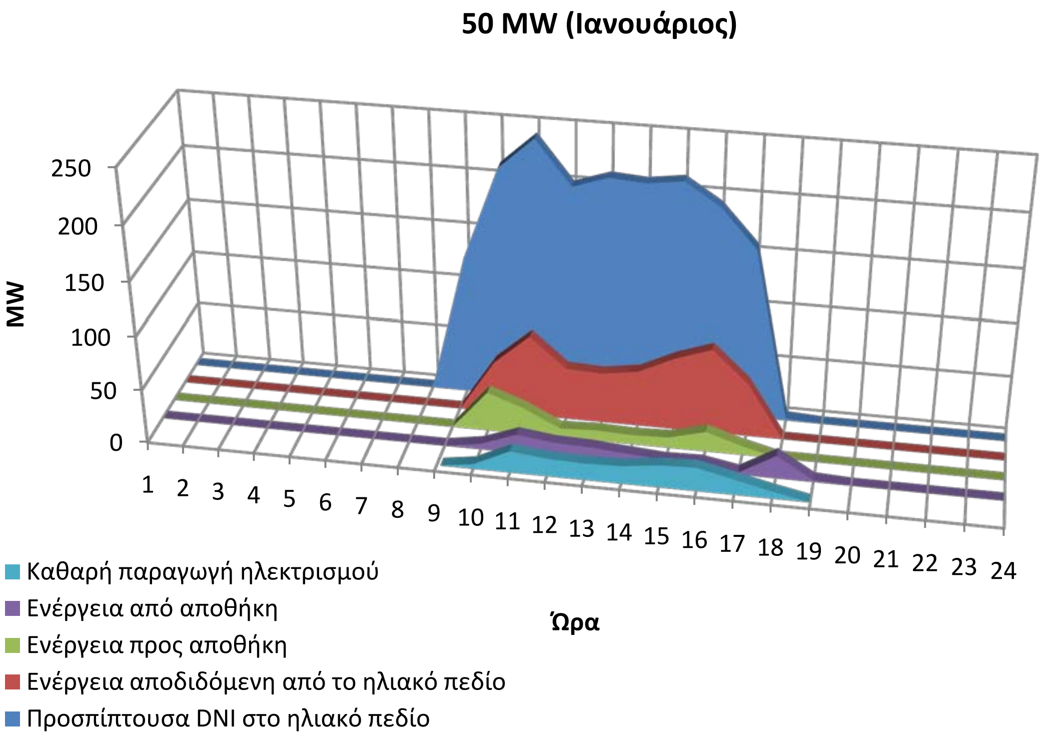
Πίνακας 17 Μηνιαία και μέση ετήσια απόδοση για κάθε σενάριο

	50 MW	40 MW	30 MW	20 MW
Ιανουάριος	0.074	0.073	0.071	0.068
Φεβρουάριος	0.118	0.116	0.115	0.112
Μάρτιος	0.153	0.152	0.151	0.148
Απρίλιος	0.173	0.172	0.172	0.169
Μάιος	0.190	0.189	0.188	0.186
Ιούνιος	0.195	0.195	0.194	0.192
Ιούλιος	0.195	0.194	0.194	0.193
Αύγουστος	0.198	0.197	0.197	0.196
Σεπτέμβριος	0.174	0.173	0.172	0.170
Οκτώβριος	0.138	0.137	0.135	0.133
Νοέμβριος	0.081	0.080	0.078	0.076
Δεκέμβριος	0.064	0.062	0.061	0.057
Ετήσια	0.146	0.145	0.144	0.142

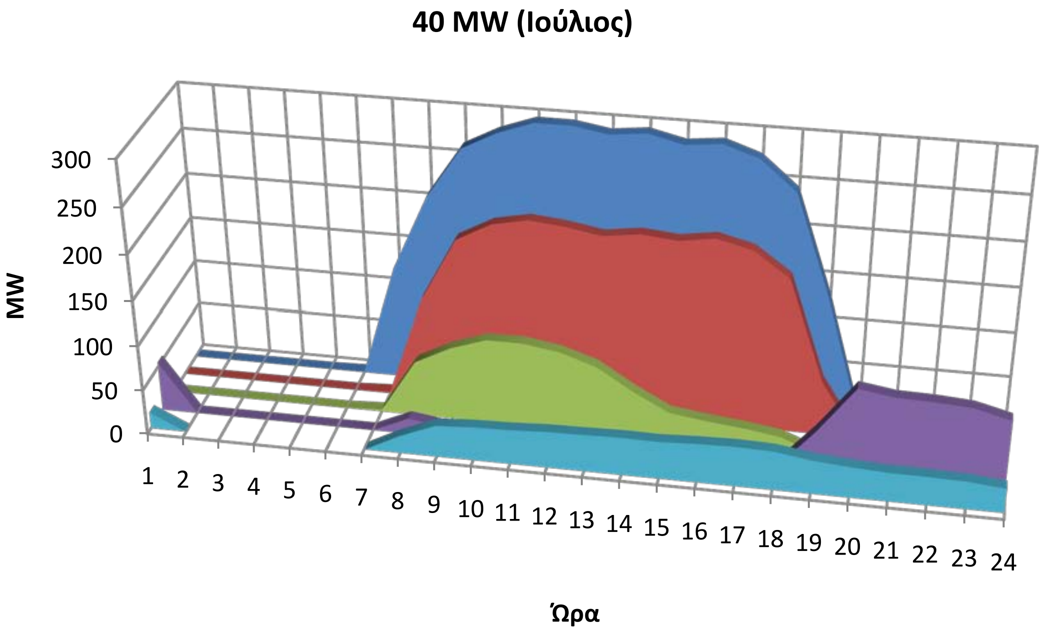
Στα Διαγράμματα 8 έως 11 φαίνονται οι ενεργειακές ροές για κάθε σενάριο χωριστά, κατά τη διάρκεια της μέσης μέρας του μήνα Ιούλιου, που είναι και ο καλύτερος μήνας από άποψη ακτινοβολίας και κατά τη διάρκεια της μέσης μέρας του Ιανουαρίου, που είναι ο χειρότερος μήνας. Στα Παραρτήματα 10.5 και 10.6 καταγράφονται τα πλήρη δεδομένα από τα οποία έχουν προκύψει τα διαγράμματα αυτά.

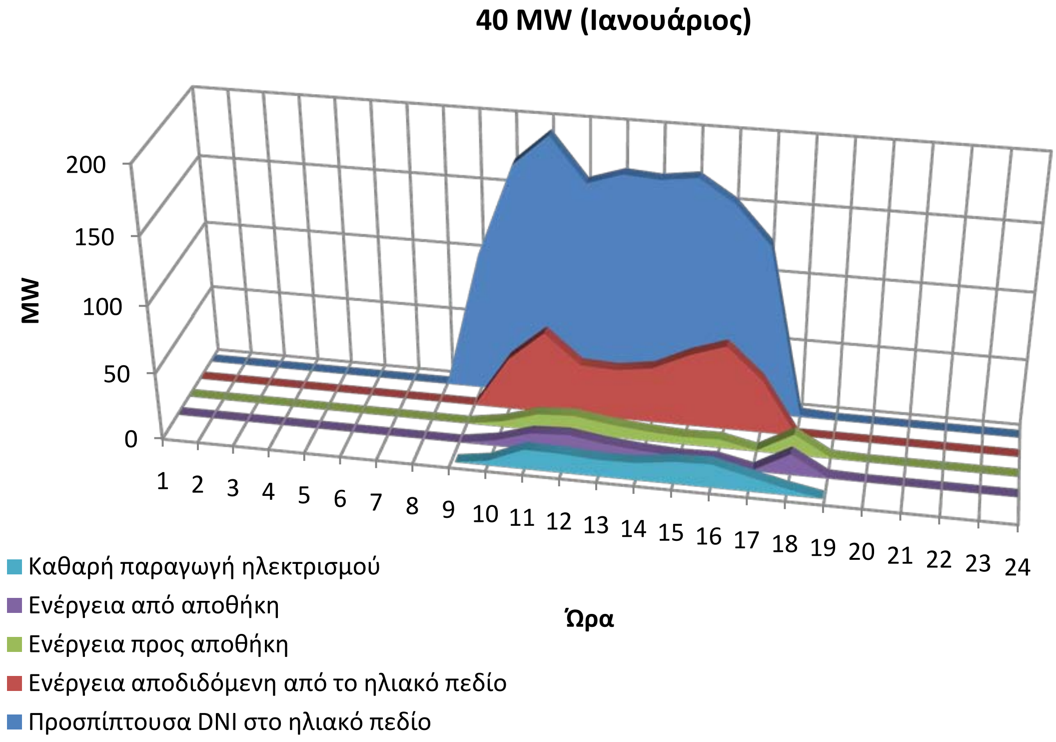
Διάγραμμα 8 Ενεργειακή ροή κατά τη μέση μέρα του καλύτερου μήνα του έτους (Ιούλιος) και κατά τη μέση μέρα του χειρότερου μήνα του έτους (Ιανουάριος) για το σενάριο των 50 MW



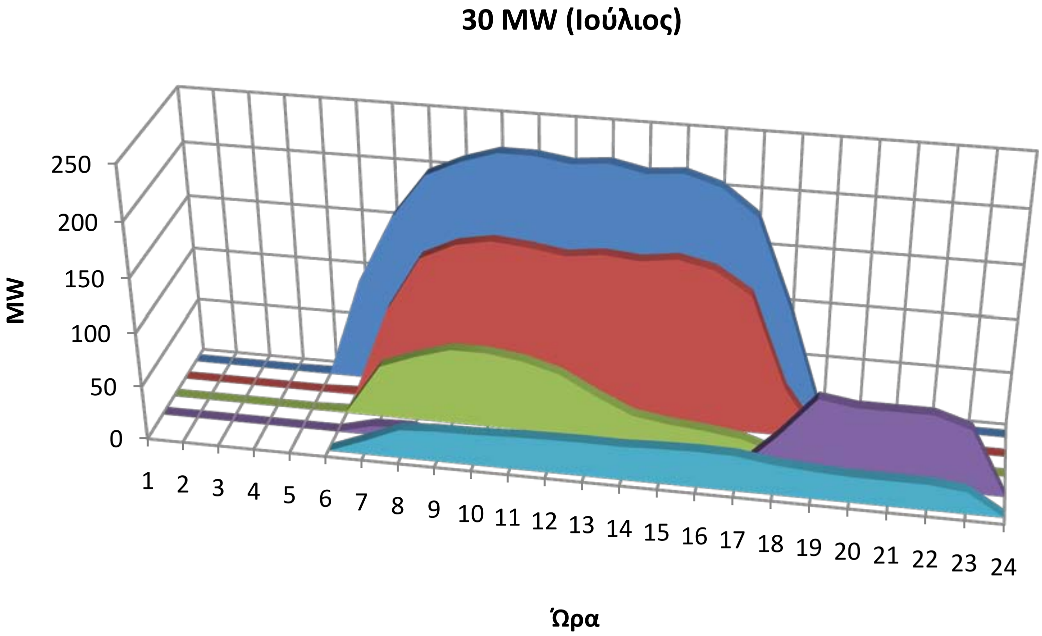


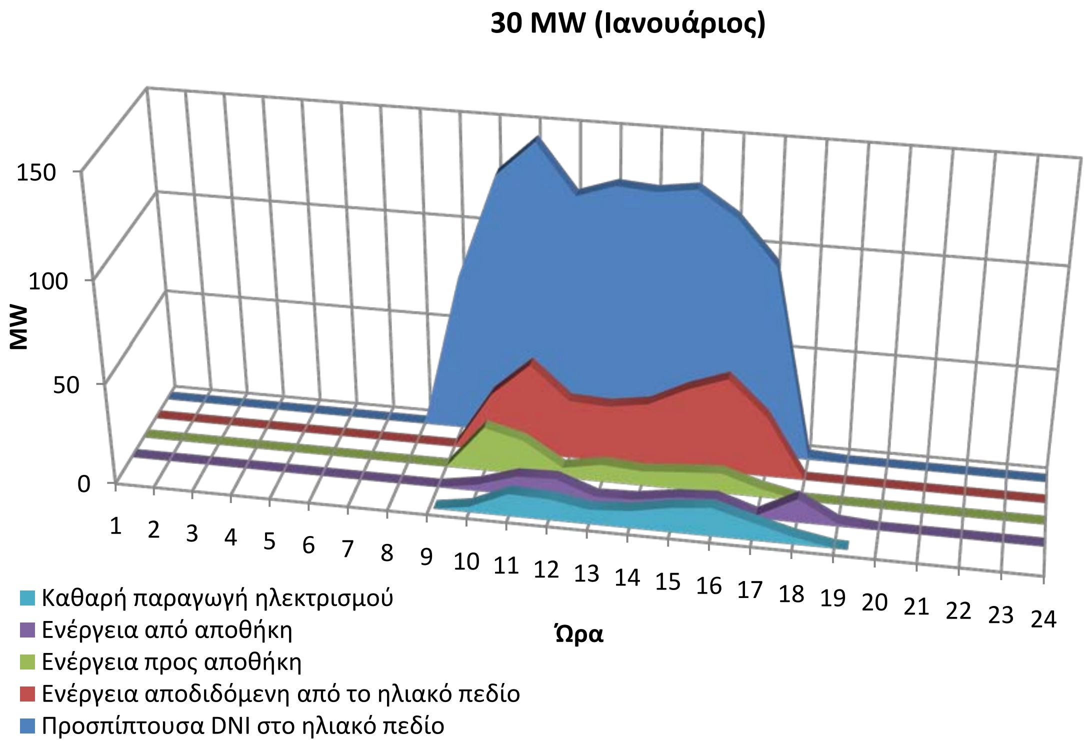
Διάγραμμα 9 Ενεργειακή ροή κατά τη μέση μέρα του καλύτερου μήνα του έτους (Ιούλιος) και κατά τη μέση μέρα του χειρότερου μήνα του έτους (Ιανουάριος) για το σενάριο των 40 MW



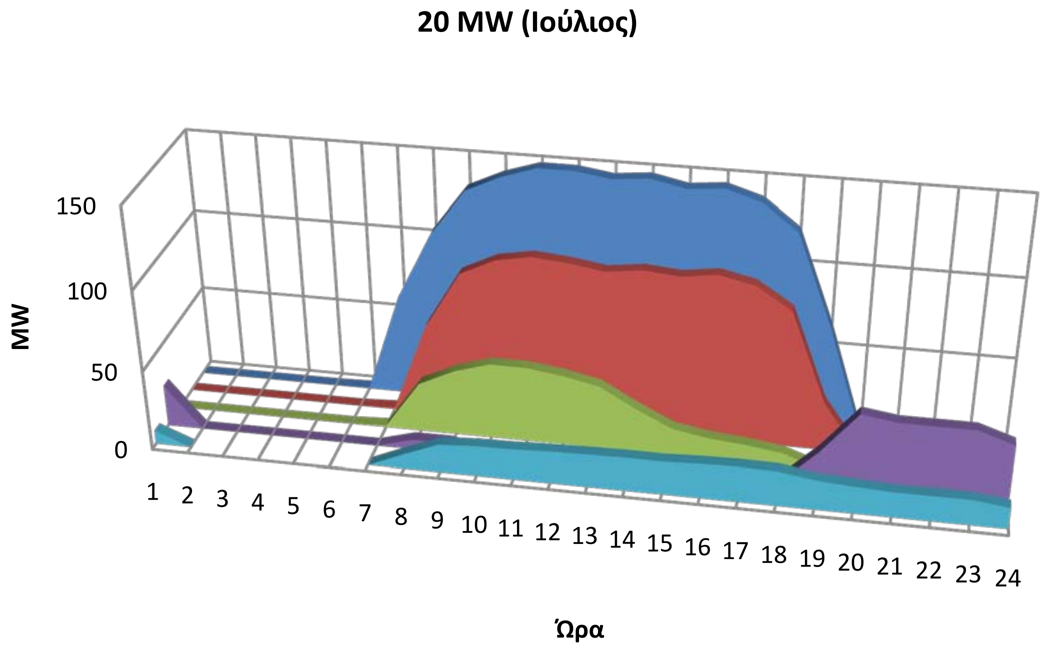


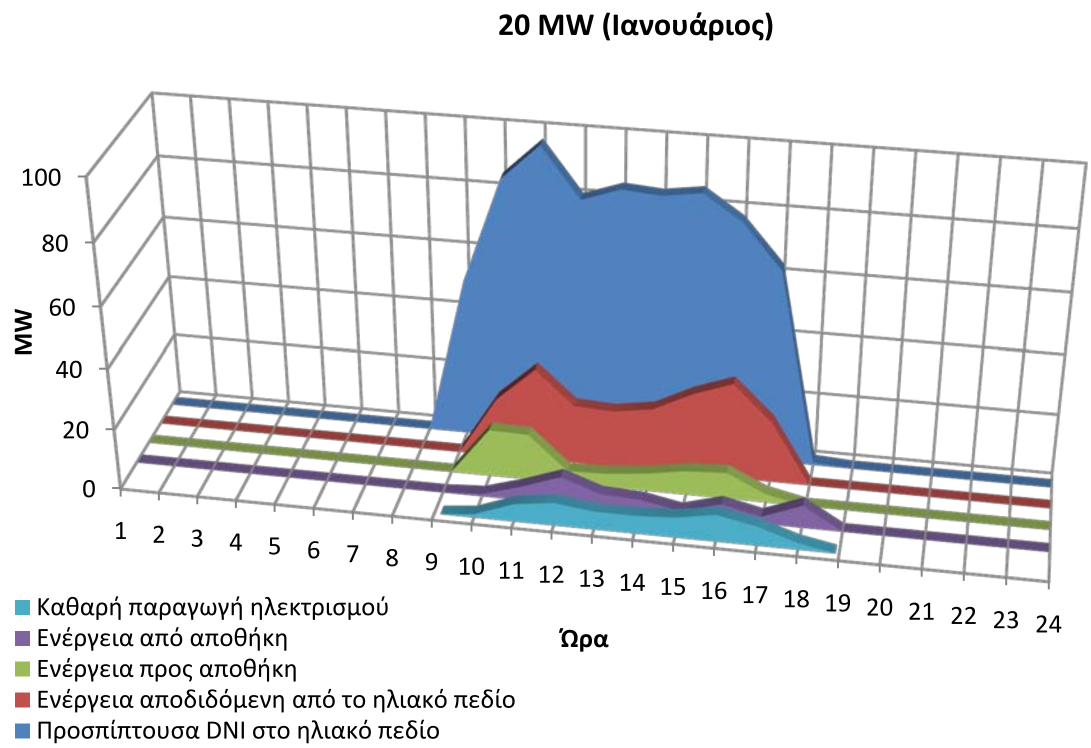
Διάγραμμα 10 Ενεργειακή ροή κατά τη μέση μέρα του καλύτερου μήνα του έτους (Ιούλιος) και κατά τη μέση μέρα του χειρότερου μήνα του έτους (Ιανουάριος) για το σενάριο των 30 MW





Διάγραμμα 11 Ενεργειακή ροή κατά τη μέση μέρα του καλύτερου μήνα του έτους (Ιούλιος) και κατά τη μέση μέρα του χειρότερου μήνα του έτους (Ιανουάριος) για το σενάριο των 20 MW





5.2 Οικονομική μελέτη

Τα κύρια αποτελέσματα της οικονομικής μελέτης με επιδότηση και χωρίς, παρουσιάζονται στους Πίνακες 18 και 19 αντίστοιχα. Στο Παράρτημα 10.7 παρουσιάζεται η πλήρης οικονομική μελέτη του RETScreen για κάθε σενάριο.

5.2.1 Οικονομικοί δείκτες

Πίνακας 18 Οικονομικοί δείκτες με επιδότηση

		50 MW	40 MW	30 MW	20 MW
(IRR) προ φόρου - μετοχές	%	20.70	20.70	20.90	17.90
(IRR) προ φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	9.70	9.40	9.20	6.90
(IRR) μετά-φόρου - μετοχές	%	12.70	12.50	12.30	9.60
(IRR) μετά φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	6.20	6.10	5.90	3.90
Απλή αποπληρωμή	έτος	6.2	6.3	6.2	6.9
Αποπληρωμή Μετοχών	έτος	7.3	7.3	7.4	8.9
Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)	€	30,224,430	21,818,747	14,464,274	-1,732,736
Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής	€/ετος	3,329,767	2,403,729	1,593,501	-190,892
Αναλογία Οφέλους-Κόστους (Ο-Κ)		1.17	1.15	1.13	0.98
Κάλυψη δανειακών υποχρεώσεων		3.68	3.63	3.54	3.06
Κόστος παραγωγής ενέργειας	€/MWh	237.18	239.74	242.44	268.5
Κόστος μείωσης εκπομπών ΑΤΘ	€/tCO2	-25	-22	-20	4

Πίνακας 19 Οικονομικοί δείκτες χωρίς επιδότηση

		50 MW	40 MW	30 MW	20 MW
(IRR) προ φόρου - μετοχές	%	14.50%	14.00%	13.30%	10.00%
(IRR) προ φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	7.40%	7.10%	6.60%	4.20%
(IRR) μετά-φόρου - μετοχές	%	9.50%	9.10%	8.50%	5.60%
(IRR) μετά φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	3.90%	3.60%	3.10%	0.90%
Απλή αποπληρωμή	έτος	7.5	7.6	7.8	8.9
Αποπληρωμή Μετοχών	έτος	9.3	9.6	10	13.1
Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)	€	-7,358,596	-10,087,768	-12,142,250	-24,319,633
Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής	€/έτος	-810,682	-1,111,350	-1,337,688	-2,679,247
Αναλογία Οφέλους-Κόστους (Ο-Κ)		0.96	0.93	0.89	0.69
Κάλυψη δανειακών υποχρεώσεων		3.68	3.63	3.54	3.06
Κόστος παραγωγής ενέργειας	€/MWh	271.15	275.95	283.02	320.65
Κόστος μείωσης εκπομπών ΑΤΘ	€/tCO2	6	10	17	51

5.3 Ανάλυση αποφυγής εκπομπών αερίων θερμοκηπίου

Στα πλαίσια της οικονομικής μελέτης υπολογίστηκε και η μείωση εκπομπών αερίων θερμοκηπίου. Στο υποκεφάλαιο 4.3.2 έχει ήδη αναφερθεί ότι το μίγμα ηλεκτρισμού της Κρήτης αποτελείται κατά 57% από βαρύ πετρέλαιο, 33% από diesel, ενώ η συνεισφορά ΑΠΕ είναι 10% (Giatrakos et al., 2009) . Τα δεδομένα αυτά έχουν εισαχθεί στο φύλλο υπολογισμού μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, υπολογίζοντας έτσι το συντελεστή εκπομπής ΑΘ για το υφιστάμενο μίγμα, ο οποίος βρέθηκε ίσος με 0.83 tCO_2/MWh. Στον Πίνακα 20 φαίνονται αναλυτικά οι συντελεστές εκπομπής ανά ρύπο και για κάθε είδος καυσίμου. Ο συντελεστής αυτός πολλαπλασιάζεται με την ετήσια παραγωγή ενέργειας από το κάθε σενάριο, προκειμένου να βρεθεί η καθαρή ετήσια μείωση εκπομπών. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον Πίνακα 21.

Πίνακας 20 Συντελεστές εκπομπών αερίων θερμοκηπίου (ΑΘ) για το υφιστάμενο μίγμα ηλεκτρισμού της Κρήτης

Τύπος Καυσίμου	Μίγμα καυσίμου (%)	Συντελεστής εκπομπής CO_2 (kg/GJ)	Συντελεστής εκπομπής CH_4 (kg/GJ)	Συντελεστής εκπομπής N_2O (kg/GJ)	Βαθμός απόδοσης παραγωγής ηλεκτρισμού (%)	Συντελεστής εκπομπής ΑΘ (tCO_2/MWh)
Βαρύ πετρέλαιο	57	77,8	0,003	0,002	30	0,942
Diesel	33	73,3	0,002	0,002	30	0,888
ΑΠΕ	10	0	0	0	100	0
Μίγμα ηλεκτρισμού	**100**	**228,6**	**0,0079**	**0,006**		**0,83**

Πίνακας 21 Καθαρή ετήσια μείωση εκπομπών αερίων θερμοκηπίου (ΑΘ) για κάθε σενάριο

Σενάριο	Καθαρή ετήσια μείωση εκπομπών ΑΘ (tCO_2)
50 MW	134,413
40 MW	107,065
30 MW	79,666
20 MW	52,631

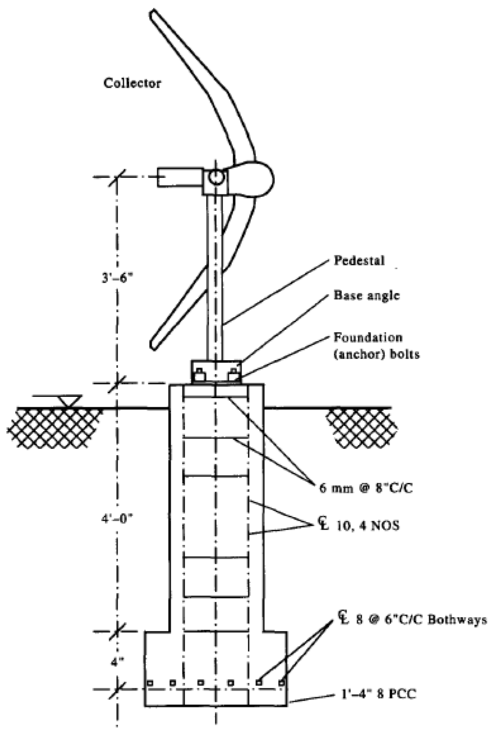
6 ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΩΝ ΕΠΙΠΤΩΣΕΩΝ

6.1 Καταγραφή δραστηριοτήτων που σχετίζονται με το έργο

6.1.1 Κατά τη φάση κατασκευής

(α) Χωματουργικές εργασίες

Περιλαμβάνουν εκσκαφές και επιχωματώσεις για την τοποθέτηση των συλλεκτών, καθώς και των άλλων μερών του Η/Θ πάρκου, όπως των δεξαμενών τηγμένου άλατος και των κτισμάτων που θα στεγάσουν το τμήμα παραγωγής ισχύος και βοηθητικά κτίσματα. Σε περίπτωση που εμφανίζονται ανωμαλίες στο έδαφος θα πρέπει να γίνει επίπεδο, προκειμένου να τοποθετηθούν οι συλλέκτες. Κατά προτίμηση η κλίση της τοποθεσίας που θα τοποθετηθούν ο συλλέκτες θα πρέπει να είναι μέχρι 1% (Abengoa Solar, 2008). Οι συλλέκτες στηρίζονται πάνω σε πυλώνες, οι οποίοι τοποθετούνται πάνω σε βάσεις σκυροδέματος, που πρέπει να είναι ικανές να στηρίζουν την όλη δομή σε ακραίες καιρικές συνθήκες, όπως δυνατούς ανέμους και σεισμικές δονήσεις (Thomas, 1996). Στο Σχήμα 9 φαίνεται μια τυπική βάση πυλώνα.



Σχήμα 9 Τυπική βάση στήριξης πυλώνα (Thomas, 1996)

(β) Κίνηση οχημάτων και λειτουργία μηχανημάτων

Σε όλη τη διάρκεια της φάσης κατασκευής του πάρκου θα υπάρχει κίνηση οχημάτων στην περιοχή εγκατάστασης και λειτουργία των απαραίτητων οχημάτων και μηχανημάτων για την εκτέλεση των εργασιών.

6.1.2 Κατά τη φάση λειτουργίας

(α) Κατάληψη γης

Ένα πάρκο 50 MW, όπως το Andasol, δεσμεύει γη 200 ha περίπου (Solar Millennium, 2008), εκ των οποίων το μεγαλύτερο μέρος καταλαμβάνεται από το ηλιακό πεδίο. Σύμφωνα με υπολογισμό που έχει γίνει στην παρούσα εργασία (αναγωγή στα 40, 30 και 20 MW, βάσει του μεγέθους του ηλιακού πεδίου) τα σενάρια των 40, 30 και 20 MW καταλαμβάνουν γη 160, 120 και 80 ha αντίστοιχα.

(β) Μερική σκίαση επιφάνειας εδάφους

Η επιφάνεια σκίασης του εδάφους κάτω από το συλλέκτη μεταβάλλεται κατά τη διάρκεια της μέρας, καθώς ο ήλιος και ο συλλέκτης κινούνται.

(γ) Αντανακλάσεις

Στο εσωτερικό του παραβολικού συλλέκτη συμβαίνουν αντανακλάσεις της ηλιακής ακτινοβολίας, που στη συνέχεια συγκεντρώνεται στον αποδέκτη.

Οι συλλέκτες έχουν γεωμετρική ακρίβεια 98%, που σημαίνει ότι το 2% της προσπίπτουσας ακτινοβολίας δεν συγκεντρώνεται στον αποδέκτη, αλλά διαφεύγει.

(γ) Καθαρισμός κατόπτρων

Τα κάτοπτρα πρέπει να καθαρίζονται ανά διαστήματα, προκειμένου να μην μειώνεται η οπτική τους απόδοση. Η συχνότητα των απαιτούμενων καθαρισμών εξαρτάται από την τοποθεσία, τις καιρικές και ατμοσφαιρικές συνθήκες που επικρατούν κτλ. Από την εμπειρία στους σταθμούς SEGS, η ποσότητα νερού (το οποίο πρέπει να είναι απιονισμένο) που απαιτείται για τον καθαρισμό των κατόπτρων κάθε φορά είναι 871-719 cm^3/m^2 επιφάνειας κατόπτρου (Cohen et al., 1999). Βάσει των στοιχείων αυτών έγινε ένας υπολογισμός της απαιτούμενης ποσότητας νερού για τα εξεταζόμενα σενάρια της παρούσας εργασίας, τα αποτελέσματα του οποίου φαίνονται στον Πίνακα 22. Η συνολική ποσότητα νερού που απαιτείται για ένα ολόκληρο έτος εξαρτάται από τη συχνότητα των καθαρισμών.

Πίνακας 22 Απαιτούμενη ποσότητα νερού ανά καθαρισμό των κατόπτρων, για το κάθε σενάριο

		50 MW	40 MW	30 MW	20 MW
Επιφάνεια κατόπτρων	m^2	549,973	439,611	329,248	220,725
Απαιτούμενη ποσότητα νερού/καθαρισμό	m^3	479 - 396	383 - 316	287 - 237	192 - 159

(δ) Τυχόν διαρροές θερμικού λαδιού

Παλαιότεροι τύποι συνδέσεων μεταξύ σωλήνων που χρησιμοποιούνταν στα Η/Θ πάρκα (ευλύγιστα λάστιχα), ήταν αναξιόπιστοι καθώς κατά καιρούς επέτρεπαν τη διαρροή θερμικού λαδιού, με κίνδυνο πυρκαγιάς. Στα νέα πάρκα οι συνδέσεις αυτές αντικαθίστανται με συνδέσεις περιστρεφόμενων σφαιρών, που οι έλεγχοι έδειξαν ότι δεν οδηγούν σε καταστροφικές διαρροές, παρά μόνο σε μικρή απελευθέρωση ατμών (Cohen et al., 1999).

(ε) Λειτουργία αποθήκης

Το αποθηκευτικό μέσο είναι ένα μίγμα $NaNO_3$ και KNO_3, που είναι και τα δύο οξειδωτικά άλατα. Όταν τα νιτρικά είναι σε επαφή με οργανικά υλικά σε θερμοκρασίες πάνω από τη θερμοκρασία ανάφλεξης, μπορεί να συμβούν γρήγορες αντιδράσεις, που να προκαλέσουν ανάφλεξη, καύση ή έκρηξη. Το θερμικό λάδι είναι οργανικό υλικό και κάποια διαρροή στον εναλλάκτη θερμότητας λαδιού-άλατος θα μπορούσε να προκαλέσει κάποια από τις ανωτέρω αντιδράσεις, εάν επικρατούσαν ο κατάλληλες συνθήκες. Μια μελέτη επικινδυνότητας από τα Sandia National Laboratories στις ΗΠΑ, που χρησιμοποίησε βενζίνη και νιτρικό άλας, έδειξε ότι ο υδρογονάνθρακας στην παρουσία του νιτρικού άλατος καιγόταν στην επιφάνεια του άλατος, αλλά δεν αντιδρούσε μέσα στον όγκο του. Αυτό σημαίνει ότι μια θερμοκρασία 600 °C δεν ήταν αρκετή για την έναρξη αντίδρασης οξείδωσης. Στην περίπτωση διαρροής θερμικού λαδιού στον εναλλάκτη λαδιού–άλατος είναι σχεδόν απίθανο να συμβεί αντίδραση καύσης για τους ακόλουθους λόγους (Herrmann et al., 2004):

- Το θερμικό λάδι είναι λιγότερο εύφλεκτο από την βενζίνη
- Η υψηλότερη θερμοκρασία που εμφανίζεται στον εναλλάκτη είναι 390 °C, που είναι κατά πολύ χαμηλότερη των 600 °C, στην οποία έγιναν οι προαναφερθέντες έλεγχοι και 220 °C κάτω από τη θερμοκρασία αυτανάφλεξης του θερμικού λαδιού.
- Δεν υπάρχει οξυγόνο στον εναλλάκτη

(στ) Λειτουργία ατμοστρόβιλου

Η λειτουργία του ατμοστροβίλου είναι η ίδια με τη λειτουργία ενός οποιουδήποτε ατμοστροβίλου κύκλου Rankine ενός θερμοηλεκτρικού σταθμού.

(ζ) Λειτουργία συστήματος ψύξης

Θα πρέπει να εξεταστεί ξεχωριστά η κάθε επιλογή ψύξης. Στα Η/Θ πάρκα μπορούν να εφαρμοστούν, αναλόγως της τοποθεσίας, της διαθεσιμότητας νερού, των ειδικών περιβαλλοντικών συνθηκών οι ακόλουθες τεχνολογίες ψύξης:

- **Ψύξη ανοικτής κυκλοφορίας με νερό**, που χρησιμοποιείται εάν υπάρχει διαθέσιμος μεγάλος όγκος νερού (π.χ. θάλασσα) κοντά στον σταθμό. Νερό λαμβάνεται από την διαθέσιμη πηγή, περνά από τον σταθμό, ψύχοντας τον κύκλο ατμού και επιστρέφεται στην πηγή, με αυξημένη θερμοκρασία.
- **Ψύξη κλειστής κυκλοφορίας με νερό**, συνήθως με πύργο εξάτμισης. Νερό που κυκλοφορεί σε κλειστό κύκλωμα περνά από τον πύργο ψύξης ψύχοντας τον κύκλο ατμού και η απορριπτόμενη θερμότητα απελευθερώνεται στην ατμόσφαιρα ως ατμός.
- **Ψύξη με αέρα**, που χρησιμοποιείται εάν δεν υπάρχουν επαρκείς ποσότητες νερού. Η ψύξη γίνεται μέσω ρεύματος αέρα που διοχετεύεται μέσα στον συμπυκνωτή, όπου διακινείται ο ατμός, απορροφώντας και μεταφέροντας την θερμότητα κατευθείαν στην ατμόσφαιρα. Η διαδικασία αυτή καταναλώνει περισσότερη ενέργεια σε σχέση με τις άλλες τεχνολογίες ενώ μειώνει τη συνολική απόδοση του σταθμού κατά 4.5-5% σε σχέση με την υγρή ψύξη και αυξάνει το κόστος κατά 2-9% (US D.O.E., 2007).

Παρόλα αυτά έχει το σημαντικό πλεονέκτημα ότι δεν καταναλώνει καθόλου νερού και έχει λιγότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις.

- **Υβριδική ψύξη με νερό και αέρα**, που χωρίζεται σε συστήματα που στόχο έχουν τη μείωση του πλουμίου ατμού και σε αυτά που στόχο έχουν τη μείωση κατανάλωσης νερού. Συνήθως ένα τέτοιο σύστημα περιλαμβάνει είτε δύο ξεχωριστές μονάδες που λειτουργούν παράλληλα, είτε χρησιμοποιούν πρώτα νερό για να ψύξουν μέσω εξάτμισης τον αέρα που στη συνέχεια θα διοχετευτεί στον αερόψυκτο συμπυκνωτή. Τα συστήματα αυτά μειώνουν την απόδοση του σταθμού κατά 1-4%, ενώ αυξάνουν το κόστος κατά 8% (US D.O.E., 2007).

Στον Πίνακα 23 καταγράφονται οι απαιτούμενες ποσότητες νερού για τη λειτουργία ενός Η/Θ πάρκου παραβολικών λεκανών με τη χρήση εναλλακτικών συστημάτων ψύξης. Στις ποσότητες αυτές συμπεριλαμβάνεται η απαιτούμενη ποσότητα για τον καθαρισμό των κατόπτρων. Στην υγρή ψύξη ωστόσο, η ποσότητα αυτή αποτελεί μόνο το 1.4% της συνολικής κατανάλωσης νερού, ενώ το 90% καταναλώνεται από τον θερμοηλεκτρικό κύκλο (Cohen et al., 1999). Στην επιλογή ψύξης με αέρα η κατανάλωση νερού δεν σχετίζεται με τη ψύξη, αλλά μόνο με τον καθαρισμό των κατόπτρων και διάφορες άλλες ανάγκες της εγκατάστασης. Βάσει των δεδομένων του Πίνακα 23 έχει γίνει ένας υπολογισμός για τη συνολική κατανάλωση νερού του κάθε εξεταζόμενου σεναρίου αναλόγως του χρησιμοποιούμενου συστήματος ψύξης. Θα πρέπει να τονιστεί ότι η ποσότητα αυτή εμπερικλείει μεγάλη αβεβαιότητα, καθώς συνδέεται με τοπικούς παράγοντες. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον Πίνακα 24.

Πίνακας 23 Συνολική κατανάλωση νερού ενός Η/Θ πάρκου παραβολικών λεκανών με τη χρήση εναλλακτικών συστημάτων ψύξης (US D.O.E., 2007)

Σύστημα ψύξης	Κατανάλωση νερού του πάρκου ανά MWh παραγόμενου ηλεκτρισμού (m^3/MWh)
Ψύξη κλειστής κυκλοφορίας με πύργο εξάτμισης	3.03
Υβριδική παράλληλη ψύξη	1.70 – 0.38
Ψύξη με αέρα	0.30

Πίνακας 24 Συνολική κατανάλωση νερού για τα εξεταζόμενα σενάρια με τη χρήση εναλλακτικών συστημάτων ψύξης

		50 MW	40 MW	30 MW	20 MW
Ετήσια ακαθάριστη παραγωγή ενέργειας	MWh	176,194	140,357	104,453	69,047
Ετήσια κατανάλωση νερού με ψύξη κλειστής κυκλοφορίας	m^3	533,574	425,047	316,318	209,097
Ετήσια κατανάλωση νερού με υβριδική παράλληλη ψύξη	m^3	300,135 - 66,697	239,089 - 53,131	177,929 - 39,540	117,617 - 26,137
Ετήσια κατανάλωση νερού με ψύξη με αέρα	m^3	52,023	41,442	30,841	20,387

Με την ψύξη απορρίπτεται θερμότητα, το ποσό της οποίας έχει υπολογιστεί για κάθε σενάριο ως εξής:

$$Q_{απορριπτ\ όμενη} = Q_{εισερχ\ όμενη} - E_{ακαθ\ άριστη}$$

όπου $Q_{εισερχ\ όμενη}$ = το ετήσιο άθροισμα της θερμικής ενέργειας που εισέρχεται στο τμήμα παραγωγής ισχύος (MWh)

$E_{ακαθ\ άριστη}$ = το ετήσιο άθροισμα της ακαθάριστης παραγωγής ηλεκτρισμού (MWh)

Τα ετήσια ποσά απορριπτόμενης θερμότητας καταγράφονται στον Πίνακα 25.

Πίνακας 25 Ετήσια ποσά απορριπτόμενης θερμότητας για κάθε σενάριο

Σενάριο	50 MW	40 MW	30 MW	20 MW
Ετήσια απορριπτόμενη θερμότητα (MWh)	299,557	238,628	177,575	117,341

6.2 Εκτίμηση περιβαλλοντικών επιπτώσεων από τις δραστηριότητες που σχετίζονται με το έργο

		ΦΑΣΗ ΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ		ΦΑΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ							
	Δραστηριότητα / Αποδέκτης	Χωματουργικές εργασίες	Κίνηση οχημάτων	Κατάληψη γης	Μερική κάλυψη επιφάνειας εδάφους	Αντανακλάσεις	Καθαρισμός κατόπτρων	Τυχόν διαρροές θερμικού λαδιού	Λειτουργία αποθήκης	Λειτουργία ατμοστρόβιλου	Λειτουργία συστήματος ψύξης
ΦΥΣΙΚΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ	**Ατμόσφαιρα**	Απελευθέρωση σκόνης	Εκπομπές αερίων θερμοκηπίου			Τοπική αύξηση θερμοκρασίας-αλλαγή μικροκλίματος					Υγρή ψύξη κλειστής κυκλοφορίας με πύργο: απελευθέρωση θερμικού φορτίου στην ατμόσφαιρα υπό μορφή πλουμίου ατμού, μείωση ορατότητας Ψύξη με αέρα: απελευθέρωση θερμικού φορτίου υπό μορφή θερμού αέρα

	Υγρή ψύξη ανοικτής κυκλοφορίας: απόρριψη θερμότητας στον όγκο λήψης του νερού, τοπική αύξηση θερμοκρασίας, Υγρή ψύξη κλειστής κυκλοφορίας: κατανάλωση νερού	Υγρή ψύξη ανοικτής κυκλοφορίας: επιπτώσεις στους υδρόβιους οργανισμούς λόγω τοπικής αύξησης θερμοκρασίας
Ρύπανση	Ρύπανση	
	Κατανάλωση νερού	
Αλλαγή στην κατανομή της βροχής στο έδαφος και κατά συνέπεια αλλαγές στο ρυθμό απορρόφησης στις οδούς αποστράγγισης και στο ρυθμό απόπλυσης του εδάφους		Μεταβολή στους πληθυσμούς των ειδών
Υποβάθμιση γης εγκατάστασης του σταθμού και περιβάλλουσων εκτάσεων		Απώλεια ενδιαιτημάτων
Αλλαγή μορφολογίας Ανακατανομή εδάφους Διάβρωση		Απώλεια ενδιαιτημάτων και πληθυσμών
Έδαφος	**Επιφανειακά και υπόγεια ύδατα**	**Χλωρίδα**

Πανίδα	**Ακουστικό περιβάλλον**		**Ανθρώπινη υγεία και ασφάλεια**
Υγρή ψύξη ανοικτής κυκλοφορίας: πιθανή απώλεια υδρόβιων οργανισμών κατά τη λήψη του νερού από το υδάτινο περιβάλλον, επιπτώσεις λόγω τοπικής αύξησης θερμοκρασίας	Θόρυβος		Υγρή ψύξη κλειστής κυκλοφορίας με πύργο: ασφάλεια πτήσεων
	Θόρυβος		
			Πιθανός κίνδυνος φωτιάς
Απώλεια εντόμων σε περίπτωση που βρεθούν εντός της αντανάκλασης Πιθανός τραυματισμός πουλιών εάν βρεθούν εντός του συλλέκτη			
Απώλεια ενδιαιτημάτων Πιθανή παρεμπόδιση διόδων για μεγάλα (κυρίως) ζώα			
	Θόρυβος		Εργατικά ατυχήματα
Απώλεια ενδιαιτημάτων και πληθυσμών			Εργατικά ατυχήματα
			ΑΝΘΡΩΠΟΓΕΝΕΣ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ

Χρήσεις γης και τοπίο	Αρχαιολογική και πολιτιστική κληρονομιά	Κοινωνία-οικονομία	Ακουστικό περιβάλλον
Πύργος ψύξης: αισθητική παρέμβαση			Θόρυβος
			Θόρυβος
Αλλαγή χρήσεων γης, υποβάθμιση γης Οπτική αισθητική παρέμβαση. Πιθανή διακοπή διόδων			
			Θόρυβος
Αλλαγή χρήσεων γης, υποβάθμιση γης Αλλαγή μορφολογίας τοπίου Οπτική αισθητική παρέμβαση			

7 ΣΥΖΗΤΗΣΗ

7.1 Κριτικός σχολιασμός αποτελεσμάτων

Τα αποτελέσματα της τεχνικής μελέτης μπορούν να μεταφραστούν σε ποσοστό συνεισφοράς κάθε σεναρίου στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του νησιού (Πίνακας 26). Οι συνολικές ανάγκες της Κρήτης σε ηλεκτρισμό για το 2015, σύμφωνα με γραμμική πρόβλεψη, θα ανέλθουν σε 3,891 MWh (Giatrakos et al., 2009). Στο σχετικά μικρό ενεργειακό σύστημα της Κρήτης, τα ποσοστά αυτά αποτελούν ένα σημαντικό μερίδιο συνεισφοράς από ΑΠΕ, ιδίως εφόσον προέρχονται από ένα και μοναδικό έργο ΑΠΕ. Επιπλέον, θα πρέπει να τονιστεί ότι η παραγωγή ενέργειας από τα Η/Θ πάρκα συμβαδίζει απόλυτα με το ενεργειακό προφίλ της Κρήτης, εφόσον η παραγωγή φτάνει στην αιχμή της τους θερινούς μήνες.

Πίνακας 26 Ποσοστό συνεισφοράς του κάθε σεναρίου στην κάλυψη των αναγκών σε ηλεκτρισμό της Κρήτης για το 2015

Σενάριο	50 MW	40 MW	30 MW	20 MW
Ποσοστό συνεισφοράς (%)	4.16	3.32	2.47	1.63

Από τα διαγράμματα ενεργειακής ροής φαίνεται ότι το ωράριο λειτουργίας του σταθμού (για όλα τα σενάρια) για τον καλύτερο μήνα του χρόνου είναι 7 π.μ. – 2 π.μ., δηλαδή 19 h στο 24ωρο. Το πολύ καλό αυτό αποτέλεσμα επιτυγχάνεται λόγω της μεγάλης διάρκειας της ημέρας κατά το μήνα Ιούλιο, της ευνοϊκής ακτινοβολίας και λόγω της ύπαρξης θερμικής αποθήκης 7 h. Το χειρότερο μήνα του χρόνου, που είναι ο Ιανουάριος, ο σταθμός λειτουργεί μόνο κατά τις ώρες 9 π.μ. – 7 μ.μ., δηλαδή συνολικά 10 h.

Στον Πίνακα 27 γίνεται μια σύγκριση των αποτελεσμάτων του σεναρίου 50 MW με δεδομένα από το πάρκο Andasol. Στο σενάριο 50 MW, παρόλο που το ηλιακό πεδίο είναι μεγαλύτερο από το αντίστοιχο του Andasol, επιτυγχάνονται λιγότερες ώρες θερμικής αποθήκης και μικρότερη παραγωγή ενέργειας, αν και τα ποσά διαφέρουν ελάχιστα. Το γεγονός αυτό οφείλεται στη χαμηλότερη ετήσια DNI που προκύπτει από τα διαθέσιμα κλιματικά δεδομένα στην περιοχή της Σούδας. Στην πραγματικότητα, πολλές περιοχές στην Κρήτη ευνοούνται με υψηλότερη DNI από περιοχές της Ισπανίας, συνεπώς προκύπτει το συμπέρασμα ότι εάν το ίδιο σενάριο μοντελοποιηθεί με, ακόμη και ελαφρώς, ευνοϊκότερα κλιματικά δεδομένα, η παραγωγή ενέργειας θα είναι ακόμη μεγαλύτερη.

Πίνακας 27 Σύγκριση σεναρίου 50 MW στην Κρήτη με το πάρκο Andasol στην Ισπανία

Παράμετρος		Andasol Ισπανία*	Σενάριο 50 MW Κρήτη
Ετήσια DNI	kWh/m^2/y	2,136	1,850
Ηλιακό πεδίο	m^2	510,120	549,973
Αποθήκη	h	7.5	7
Ετήσια ακαθάριστη παραγωγή ενέργειας	GWh	180	176
Μέση ετήσια απόδοση	%	15	14.6
Μέγιστη απόδοση	%	28	19.5

* Πηγή Solar Millennium, 2008

Εξετάζοντας τα αποτελέσματα της οικονομικής μελέτης των σεναρίων, είναι φανερό ότι το σενάριο των 20 MW παρουσιάζεται αντιοικονομικό, ακόμα και με επιδότηση, εφόσον εμφανίζει αρνητική NPV και IRR μικρότερο του επιτοκίου αναγωγής. Χωρίς επιδότηση δε, όλα τα σενάρια εμφανίζονται αντιοικονομικά, αποτέλεσμα που επιβεβαιώνει ότι χωρίς επιδότηση οι Η/Θ σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής δεν μπορούν με τα σημερινά δεδομένα κόστους να είναι ανταγωνιστικοί στην ελεύθερη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Στο μέλλον τα κόστη της τεχνολογίας αναμένεται να μειωθούν σημαντικά, σύμφωνα με διάφορες εκτιμήσεις (μερικές από τις οποίες αναφέρονται στο υποκεφάλαιο 2.3.2), οπότε είναι πιθανό σε κάποια στιγμή στο μέλλον να μην χρειάζεται η επιδότηση. Προς το παρόν όμως, η επιδότηση και η προνομιακή τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είναι απαραίτητα για την οικονομική βιωσιμότητα των Η/Θ πάρκων.

Από την εκτίμηση περιβαλλοντικών επιπτώσεων προκύπτει ότι οι σημαντικότερες περιβαλλοντικές ανησυχίες σε απομονωμένα συστήματα, όπως αυτό της Κρήτης, περιστρέφονται γύρω τα ακόλουθα θέματα:

Κατάληψη σχετικά μεγάλης έκτασης γης, που συνδέεται με περιβαλλοντικά προβλήματα, όπως παρέμβαση στο οικοσύστημα, που ωστόσο θεωρείται ήπια, υποβάθμιση γης και κοινωνικές αντιδράσεις στο θέμα της χωροθέτηση. Παρόλα αυτά τα Η/Θ συστήματα ηλεκτροπαραγωγής είναι ανάμεσα στις πιο αποδοτικές ηλιακές τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής όσον αφορά τη χρήση γης (Tsoutsos et.al., 2005). Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις που σχετίζονται με την κατάληψη γης μπορούν να μετριαστούν με την κατάλληλη χωροθέτηση του Η/Θ πάρκου, δηλαδή αυτό να βρίσκεται μακριά από πυκνοκατοικημένες περιοχές, ευαίσθητα οικοσυστήματα, μακριά από προστατευόμενες περιοχές και τοπία φυσικού κάλλους και περιοχές όπου μπορεί να προκαλεί οπτική αισθητική παρέμβαση. Επίσης θα πρέπει να ληφθούν τα κατάλληλα μέτρα αποφυγής, όσο το δυνατόν, καταστροφής χλωρίδας και φροντίδα αποκατάστασης του τοπίου μετά την παύση λειτουργίας του πάρκου.

Κατανάλωση μεγάλων ποσοτήτων νερού για ψύξη και λιγότερο για τον καθαρισμό των κατόπτρων. Αυτό θεωρείται σημαντικό πρόβλημα για περιοχές με μη επαρκείς υδατικούς πόρους και το πρόβλημα αυτό μπορεί να μετριαστεί με την υιοθέτηση της τεχνολογίας ψύξης με αέρα, που δεν απαιτεί κατανάλωση νερού.

Απορριπτόμενη θερμότητα με τη ψύξη, η οποία, ιδιαίτερα στην περίπτωση απόρριψης στην πηγή λήψης του νερού, προκαλεί περιβαλλοντικά προβλήματα, όπως τοπική αύξηση της θερμοκρασίας του νερού και επακόλουθες επιπτώσεις στους υδρόβιους οργανισμούς που κατοικούν εκεί. Το πρόβλημα αυτό μπορεί να μετριαστεί με υιοθέτηση άλλων τεχνολογιών ψύξης, όπως η ψύξη με αέρα ή η ψύξη κλειστής κυκλοφορίας με πύργο, όπου η απόρριψη της θερμότητας γίνεται στην ατμόσφαιρα.

Ωστόσο η ψύξη με πύργο δεν είναι η καλύτερη επιλογή από περιβαλλοντική σκοπιά, καθώς καταναλώνει μεγάλες ποσότητες νερού. Ένας άλλος τρόπος μετρίασης του προβλήματος είναι η ανάκτηση της απορριπτόμενης θερμότητας από μια χρήσιμη παραγωγική διεργασία, όπως η αφαλάτωση ή κάποια βιομηχανία.

7.2 Σύγκριση σεναρίων

Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα που έχουν προκύψει από τη μελέτη των τεσσάρων σεναρίων, προκύπτουν μερικά ενδιαφέροντα και χρήσιμα συμπεράσματα.

Η πρώτη παρατήρηση είναι ότι η παραγωγή ενέργειας είναι γραμμικής μορφής (Διάγραμμα 12), γεγονός που ήταν αναμενόμενο, καθώς και τα τέσσερα σενάρια μοντελοποιήθηκαν με τον ίδιο ηλιακό παράγοντα (2.25) και συνεπώς προέκυψαν οι ίδιες ώρες θερμικής αποθήκης (7 h). Συγκρίνοντας τα αρχικά κόστη παρατηρείται ότι και αυτά παρουσιάζουν γραμμικότητα (Διάγραμμα 13). Ωστόσο το ίδιο δεν συμβαίνει με τους οικονομικούς δείκτες. Συγκεκριμένα από τα διαγράμματα, προκύπτει ότι οι δείκτες IRR, NPV, απλός χρόνος αποπληρωμής και κόστος παραγωγής ενέργειας, δεν εμφανίζουν την ανάλογη γραμμικότητα (Διάγραμμα 14, Διάγραμμα 15, Διάγραμμα 16). Αυτό δεν οφείλεται στο σχήμα επιδότησης, καθώς οι ίδιοι δείκτες χωρίς επιδότηση, εμφανίζουν την ίδια τάση. Οικονομία κλίμακας φαίνεται ότι ξεκινά από την ισχύ των 30 MW, σημείο από το οποίο ξεκινά μια γραμμική τάση με μικρή, σχετικά, βελτίωση των οικονομικών μεγεθών καθώς αυξάνει η ισχύς. Μεταξύ των 30 και των 50 MW, όπου εμφανίζεται γραμμικότητα, υπολογίζονται οι ακόλουθοι ρυθμοί αύξησης για τους οικονομικούς δείκτες:

- IRR: 3.15%
- NPV: 52.14%
- Κόστος παραγωγής ενέργειας: -2.22%

Οι αντίστοιχοι ρυθμοί αύξησης για την παραγωγή ενέργειας και τα αρχικά κόστη είναι:

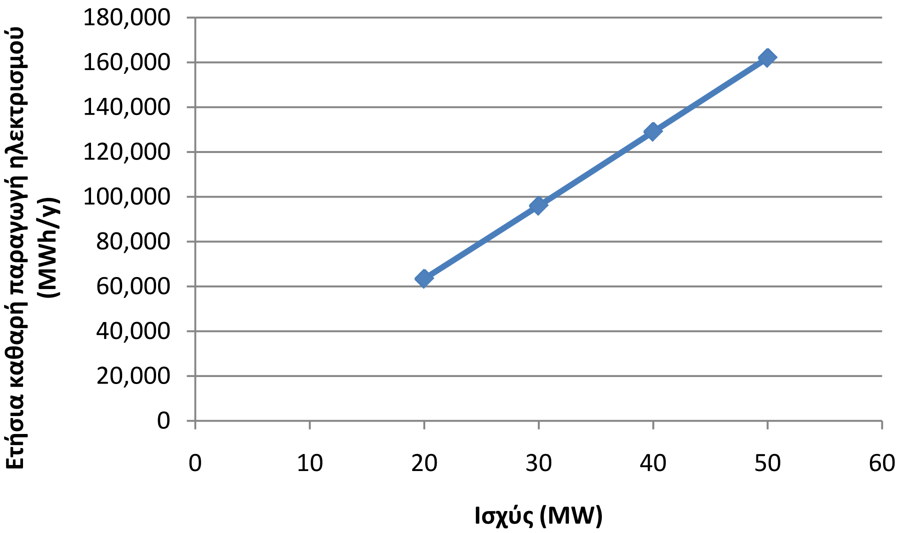
- Παραγωγή ενέργειας: 40.73%
- Αρχικά κόστη: 40.08%

Σε μια προσπάθεια να συγκριθούν οι ρυθμοί αύξησης αυτοί με τα περιβαλλοντικά κόστη, όπου αυτά είναι ποσοτικοποιήσιμα, έχουν υπολογιστεί οι αντίστοιχοι ρυθμοί αύξησης για την κατάληψη γης (Διάγραμμα 18) , την κατανάλωση νερού (Διάγραμμα 19), στην περίπτωση χρησιμοποίησης υγρής ψύξης κλειστής κυκλοφορίας και την απορριπτόμενη θερμότητα (Διάγραμμα 20).

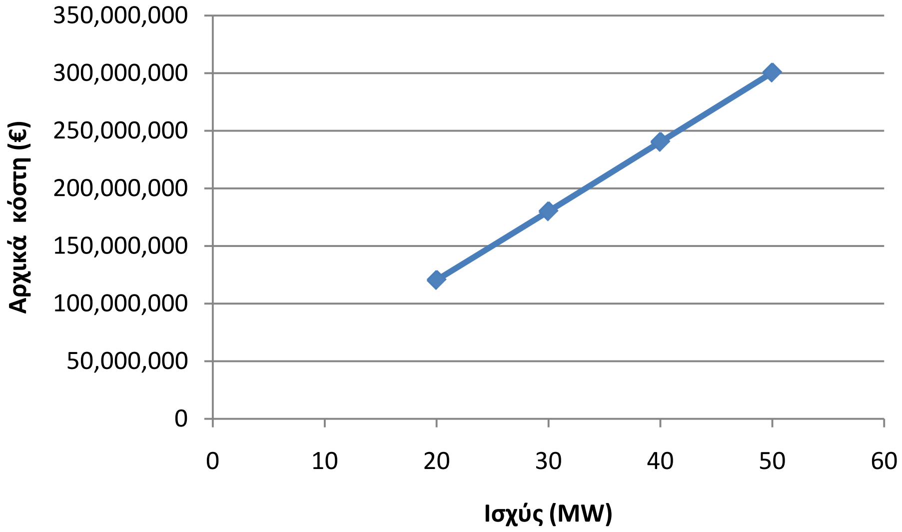
- Κατάληψη γης: 40%
- Κατανάλωση νερού: 40.72%
- Απορριπτόμενη θερμότητα: 40.72%

Από τη σύγκριση αυτών των ποσοστών αύξησης, προκύπτει το συμπέρασμα ότι τα περιβαλλοντικά κόστη αυξάνονται με μεγαλύτερο ποσοστό συναρτήσει της κλίμακας του σταθμού σε σχέση με την αντίστοιχη βελτίωση των οικονομικών δεικτών. Συνεπώς, εάν η σύγκριση των σεναρίων γίνει με βάση τόσο τους οικονομικούς δείκτες, όσο και το περιβαλλοντικό κόστος, θα προκύψει ως βέλτιστο το σενάριο των 30 MW, που μετριάζει το περιβαλλοντικό κόστος. Μπορεί να γίνει, δηλαδή, ένας συμβιβασμός μεταξύ της κλίμακας του πάρκου και της περιβαλλοντικής του βιωσιμότητας. Εάν η σύγκριση γίνει καθαρά με οικονομικούς όρους και την παραγωγή ενέργειας, τότε είναι ξεκάθαρο πως το βέλτιστο σενάριο είναι αυτό των 50 MW.

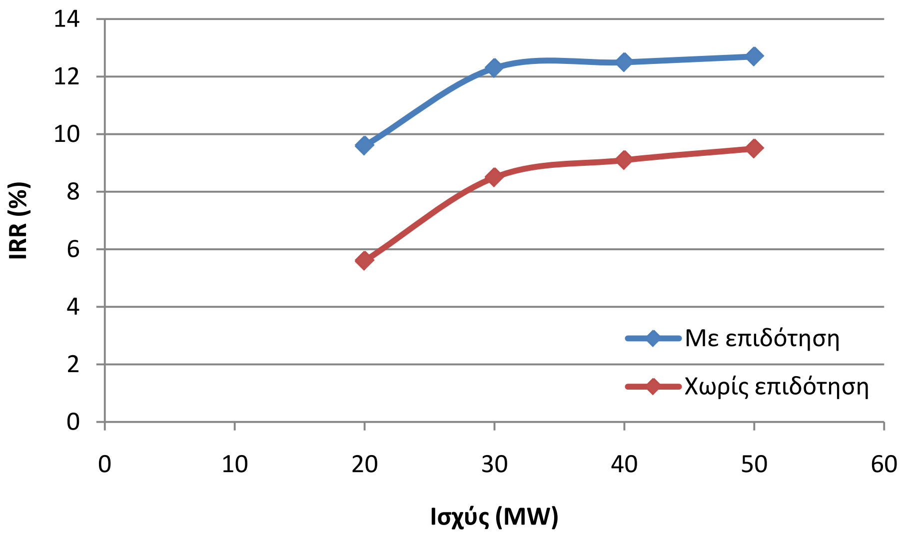
Διάγραμμα 12 Ετήσια καθαρή παραγωγή ηλεκτρισμού συναρτήσει της ισχύος



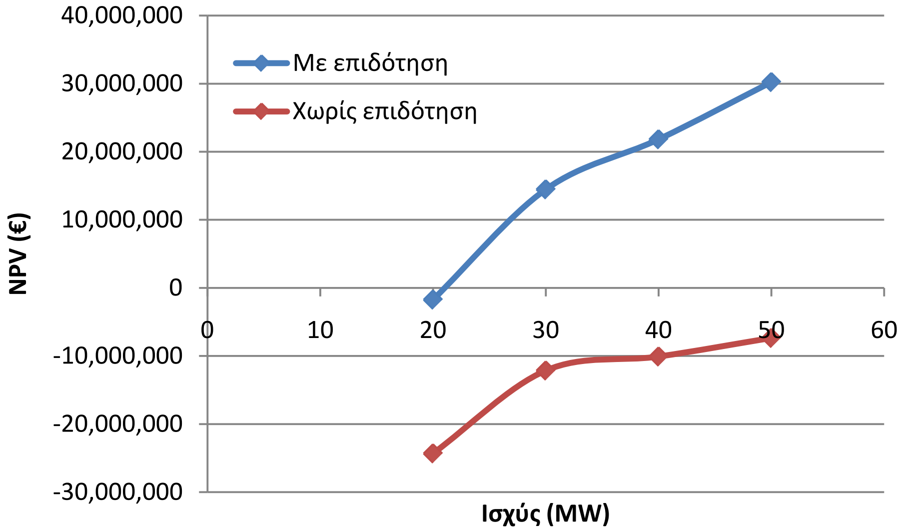
Διάγραμμα 13 Αρχικά κόστη συναρτήσει της ισχύος



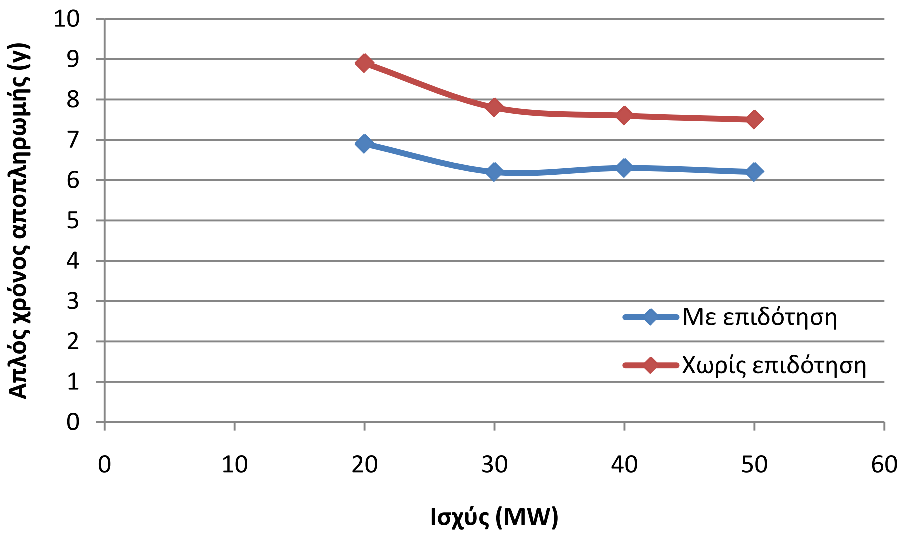
Διάγραμμα 14 IRR συναρτήσει της ισχύος



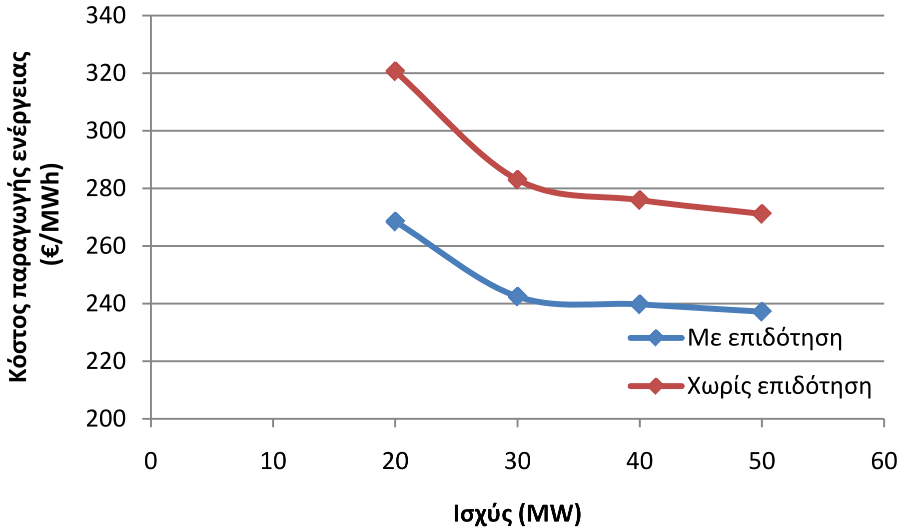
Διάγραμμα 15 NPV συναρτήσει της ισχύος



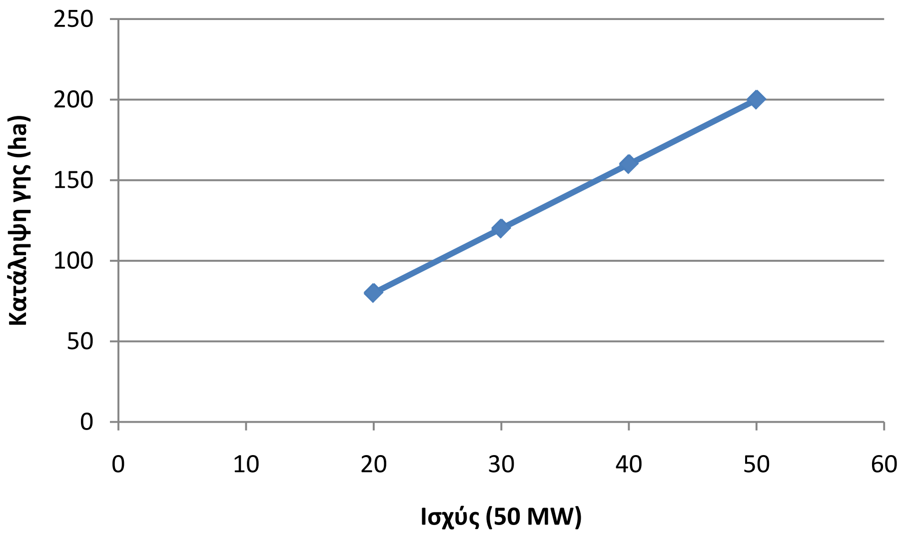
Διάγραμμα 16 Απλός χρόνος αποπληρωμής συναρτήσει της ισχύος



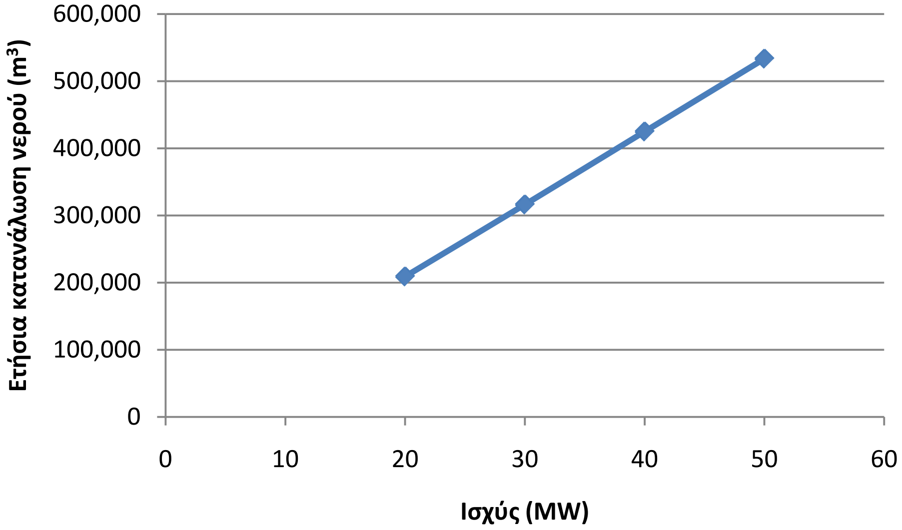
Διάγραμμα 17 Κόστος παραγωγής ενέργειας συναρτήσει της ισχύος



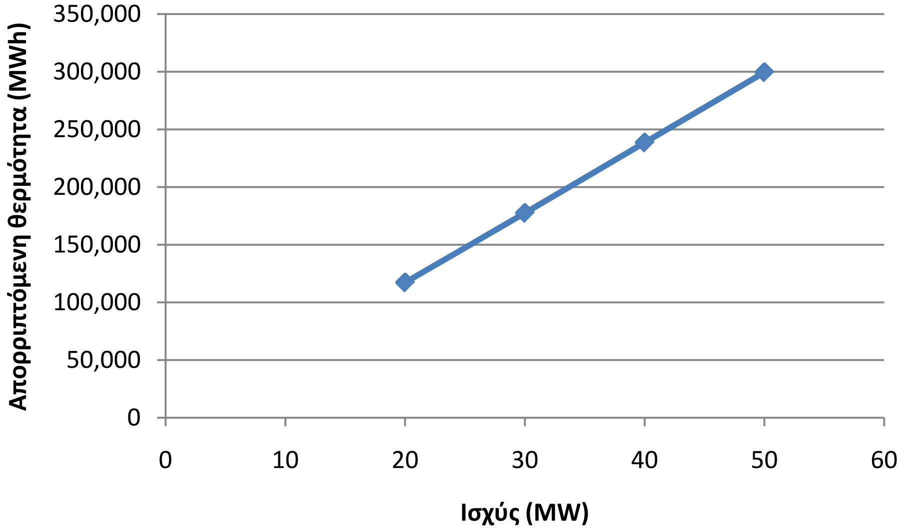
Διάγραμμα 18 Κατάληψη γης συναρτήσει της ισχύος



Διάγραμμα 19 Ετήσια κατανάλωση νερού συναρτήσει της ισχύος



Διάγραμμα 20 Απορριπτόμενη θερμότητα συναρτήσει της ισχύος



7.3 Μεθοδολογικές αδυναμίες

Στην μέθοδο που ακολουθήθηκε εντοπίζονται κάποιες αδυναμίες:

- Τα σενάρια μοντελοποιήθηκαν μόνο με ένα σετ κλιματικών δεδομένων και έτσι δεν ήταν δυνατό να γίνει σύγκριση αποτελεσμάτων για διάφορες περιοχές. Γενικά, ολοκληρωμένα σετ κλιματικών δεδομένων για την Κρήτη δεν υπάρχουν πολλά και αν υπάρχουν δεν είναι εύκολα προσβάσιμα.

- Χρειάστηκε να γίνουν εκτιμήσεις ή να χρησιμοποιηθούν οι βιβλιοθήκες του λογισμικού SAM για κάποιες τεχνικές παραμέτρους που ήταν άγνωστες, με συνέπεια να υπάρχει αυξημένη αβεβαιότητα γύρω από αυτές.
- Οικονομικά δεδομένα όσον αφορά την τεχνολογία δεν είναι εύκολα προσβάσιμα από τις εταιρείες και χρειάστηκε να χρησιμοποιηθούν δεδομένα από ερευνητικές μελέτες, με την αβεβαιότητα που αυτό συνεπάγεται.

7.4 Προτάσεις για περαιτέρω αξιοποίηση των αποτελεσμάτων

Τα αποτελέσματα της παρούσας εργασίας μπορούν να χρησιμοποιηθούν για περαιτέρω σύγκριση με εναλλακτικές τεχνολογίες Η/Θ παραγωγής. Τα τεχνικά, οικονομικά και περιβαλλοντικά αποτελέσματα μπορούν να συγκριθούν με αντίστοιχα αποτελέσματα από τη μοντελοποίηση εναλλακτικών τεχνολογιών: πύργου ή παραβολοειδή πιάτα ή Fresnel.

Επίσης, μπορούν να μελετηθούν επιπλέον σενάρια πάρκου παραβολικών συλλεκτών με διαφορετικό μέγεθος ηλιακού πεδίου και ώρες θερμικής αποθήκης και να συγκριθούν τα αποτελέσματά τους.

Επιπλέον, τα αποτελέσματα που αφορούν την τεχνική απόδοση του πάρκου και την απορριπτόμενη θερμότητα θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν για τη μελέτη ενός συνδυασμένου συστήματος Η/Θ πάρκου και αφαλάτωσης ή κάποιας άλλης θερμικής διεργασίας.

8 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στην παρούσα εργασία έχει γίνει προσέγγιση του ερωτήματος της βιωσιμότητας ενός Η/Θ πάρκου σε απομονωμένα συστήματα, με εφαρμογή στην Κρήτη. Η προσέγγιση αυτή ακολούθησε την εξής μεθοδολογία:

- Επισκόπηση χαρακτηριστικών του απομονωμένου συστήματος
- Επισκόπηση των χαρακτηριστικών των διαθέσιμων τεχνολογιών Η/Θ παραγωγής ηλεκτρισμού
- Επιλογή σεναρίων προς μελέτη, εν δυνάμει εφαρμόσιμα στο απομονωμένο σύστημα, με τις σημερινές συνθήκες. Επιλέχθηκαν τέσσερα σενάρια πάρκου παραβολικών συλλεκτών: 50, 40, 30 και 20 MW
- Τεχνική μελέτη των σεναρίων, που έδωσε ως αποτελέσματα παραμέτρους ενεργειακής απόδοσης και διαγράμματα ενεργειακής ροής
- Οικονομική μελέτη των σεναρίων, που έδωσε ως αποτελέσματα συγκεκριμένους οικονομικούς δείκτες
- Εκτίμηση περιβαλλοντικών επιπτώσεων που είναι δυνατόν να προκύψουν από την εγκατάσταση Η/Θ πάρκου σε ένα απομονωμένο σύστημα

Η προσέγγιση που έχει γίνει οδήγησε στην εξαγωγή των ακόλουθων συμπερασμάτων:

1. Τεχνικά όλα τα σενάρια είναι βιώσιμα, καθώς οι παράμετροι ενεργειακής απόδοσης που έχουν υπολογιστεί θεωρούνται αρκετά καλοί.
2. Το σενάριο των 20 MW δεν είναι βιώσιμο οικονομικά, καθώς εμφανίζει αρνητικούς οικονομικούς δείκτες.
3. Τα σενάρια 30, 40 και 50 MW εμφανίζονται οικονομικά βιώσιμα, μόνο με επιδότηση. Την μεγαλύτερη οικονομική βιωσιμότητα από τα τέσσερα σενάρια εμφανίζει το σενάριο των 50 MW, καθώς ευνοείται από την οικονομία κλίμακας.
4. Τα σενάρια των 40 και 30 MW εμφανίζουν δείκτες που δεν απέχουν πολύ από τους δείκτες του καλύτερου σεναρίου. Συνεπώς, στα πλαίσια μιας πολιτικής επικεντρωμένης στην όσο το δυνατό καλύτερη προστασία του περιβάλλοντος, θα μπορούσε το σενάριο των 30 MW να αποτελέσει την χρυσή τομή μεταξύ οικονομικής και περιβαλλοντικής βιωσιμότητας.
5. Η περιβαλλοντική βιωσιμότητα είναι επιτεύξιμη υπό ορισμένες προϋποθέσεις:

i. Κατάλληλη χωροθέτηση: το πάρκο θα πρέπει να είναι μακριά από πυκνοκατοικημένες περιοχές, έξω από προστατευόμενες φυσικές περιοχές και μακριά από ευαίσθητα οικοσυστήματα και τοπία φυσικού κάλλους. Επιπλέον είναι προτιμότερο να εγκατασταθεί σε γη μη αξιοποιήσιμη με άλλους τρόπους. Η κατάλληλη χωροθέτηση συντείνει στη δημόσια αποδοχή ενός τέτοιου έργου μεγάλης κλίμακας, εφόσον συνειδητοποιηθούν τα τοπικά οφέλη από την εκμετάλλευση ΑΠΕ.
ii. Επιλογή χρησιμοποίησης συστήματος ψύξης χαμηλής ή και καθόλου κατανάλωσης νερού, όπως είναι η ψύξη με αέρα, η υβριδική ψύξη ή η υγρή ψύξη ανοικτής κυκλοφορίας. Στην τελευταία περίπτωση θα πρέπει να ληφθούν όλα τα απαραίτητα περιβαλλοντικά μέτρα που θα εξασφαλίσουν ότι η λήψη του νερού από την πηγή καθώς και η απορριπτόμενη θερμότητα στην πηγή, θα επηρεάσει στο ελάχιστο τους υδρόβιους οργανισμούς και γενικότερα το υδάτινο οικοσύστημα. Επιπλέον, η εκμετάλλευση της απορριπτόμενη θερμότητας από κάποια άλλη χρήσιμη διεργασία, όπως αφαλάτωση ή κάποια βιομηχανία θα απάμβλυνε αυτό το πρόβλημα και θα αύξανε την απόδοση του όλου συστήματος.

Εν κατακλείδι, η εγκατάσταση ενός Η/Θ πάρκου, υπό τις προϋποθέσεις βιωσιμότητας που έχουν αναφερθεί, μπορεί να αποτελέσει μέρος μιας βιώσιμης λύσης στις ανάγκες ενέργειας απομονωμένων συστημάτων όπως η Κρήτη. Η ηλιακή πηγή είναι μια ενδογενής και ανεξάντλητη πηγή ενέργειας και η αξιοποίηση της συντελεί στην ενεργειακή αυτονομία και ανεξαρτησία του απομονωμένου συστήματος. Με τις μελλοντικές μειώσεις που αναμένονται στα κόστη του Η/Θ ηλεκτρισμού, είναι πιθανόν σε κάποια στιγμή να γίνει ανταγωνιστικός με τον ηλεκτρισμό από ορυκτά καύσιμα και οι πρώτες περιοχές που θα συμβεί αυτό, είναι τα απομονωμένα συστήματα, όπου ήδη το κόστος ηλεκτρισμού είναι μεγαλύτερο από άλλες περιοχές.

8.1 Προτάσεις για μελλοντική έρευνα

Η Η/Θ τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής είναι καινούριο πεδίο έρευνας στην Ελλάδα, συνεπώς υπάρχουν πολλά να γίνουν ακόμα. Κρίνεται αναγκαίο στο μέλλον να μελετηθούν και οι εναλλακτικές τεχνολογίες, πέρα από αυτή των παραβολικών συλλεκτών, που είναι μεν η πιο ώριμη και δοκιμασμένη τεχνολογία, αλλά και οι άλλες τεχνολογίες έχουν σημαντικές δυνατότητες και πλεονεκτήματα.

Επιπλέον, θα πρέπει να μελετηθούν σε μεγαλύτερο βάθος οι περιβαλλοντικές ανησυχίες γύρω από την εγκατάσταση τέτοιων συστημάτων σε απομονωμένα και περιβαλλοντικά ευαίσθητα συστήματα, καθώς και πρωτότυπες μέθοδοι που θα βοηθήσουν στην καλύτερη ένταξη τους σε τέτοιο περιβάλλον.

Μια από αυτές τις μεθόδους είναι η αξιοποίηση της απορριπτόμενης θερμότητας από μια άλλη θερμική διεργασία, όπως είναι η αφαλάτωση. Η διπλή λειτουργία παραγωγής ηλεκτρισμού και πόσιμου νερού, μέσω μιας περιβαλλοντικά ήπιας εγκατάστασης, ενδιαφέρει κάθε απομονωμένη κοινότητα σαν ολοκληρωμένη και βιώσιμη λύση που θα συντελέσει στην κάλυψη μέρους των αναγκών της για ενέργεια και νερό.

9 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

Γενική Γραμματεία Πληροφοριακών Συστημάτων, Υπουργείο Οικονομίας και Οικονομικών, «Πίνακες τιμών εκκίνησης προσδιορισμού της αξίας γης 2008», 2008, http://www.gsis.gr/ANTIKEIMENIKES_AXIES_2008/PERIFEREIES.html, ανακτήθηκε 11/2009

Γιγαντίδου Α., 2009, «Ηλεκτρική ενέργεια στην Κρήτη», Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού Α.Ε.

Εθνικό Πληροφοριακό Σύστημα για την Ενέργεια, Υπουργείο Ανάπτυξης, 2009, «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», http://aims.cres.gr/349_res/viewer.htm, ανακτήθηκε 11/2009

Εργαστήριο Ανανεώσιμων και Βιώσιμων Ενεργειακών Συστημάτων, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2009, «Κλιματικά δεδομένα Σούδας»

Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, 2010, «Τιμολόγια πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από συμπαραγωγή και Α.Π.Ε.», http://www.rae.gr/elec_charges/, ανακτήθηκε 3/2010

Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, 2009, «Υπολογισμός του ύψους του μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε. στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, στο πλαίσιο των διατάξεων του άρθρου 40 παρ. 3 του ν.2773/1999, για το έτος 2009»

Abengoa Solar, 2008, “Concentrating Solar Power: Parabolic Trough”, http://www.abengoasolar.com/corp/web/en/technologies/concentrated_solar_power/parabolic_trough/index.html, ανακτήθηκε 3/2010

Caldes N., Varela M., Santamaria M., Saez R., 2009, “Economic impact of solar thermal electricity deployment in Spain”, Energy Policy 37, pp 1628–1636

Cohen E. G., Kearney W. D., Kolb J. G., 1999, “Final report on the operation and maintenance improvement program for Concentrating Solar Power Plants”, Sandia National Laboratories and KJC Operating Company

Flagsol GmbH, 2010, “SKAL-ET”, http://www.flagsol-gmbh.com/flagsol/cms/front_content.php?idcat=22, ανακτήθηκε 1/2010

Giatrakos P. G., Tsoutsos D. T., Zografakis N., 2009, “Sustainable power planning for the island of Crete”, Energy Policy 37, pp 1222–1238

Herrmann U., Kelly B., Price H., 2004, “Two-tank molten salt storage for parabolic trough solar power plants”, Energy 29, pp 883–893

International Energy Agency, 2009, «Renewable Energy Essentials: Concentrating Solar Thermal Power»

Lovegrove K., Luzzi A., 2004, “Solar Thermal Power Systems”, Encyclopedia of Physical Science and Technology, pp 223-235

Mills R. D., Morrison L. G., 2000, “Compact Linear Fresnel Reflector Solar Thermal Powerplants”, Solar Energy Vol.68, No3, pp 263-283

National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2009, “Concentrating Solar Power Projects: Andasol 2”, http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=4, ανακτήθηκε 12/2009

National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2009, “SAM User Guide”, NREL

National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2009, “Solar Advisor Model (SAM)”, https://www.nrel.gov/analysis/sam/, ανακτήθηκε 11/2009

Natural Resources Canada, 2009, “RETScreen International”, http://www.retscreen.net/ang/home.php, ανακτήθηκε 12/2009

Pitz-Paal R., Dersch J., Milow B., 2004, “European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping”, ECOSTAR, Deutsches Zentrum fur Luft – und Raumfahrt e.V. (DLR)

Point Carbon, 2010, “Point Carbon's OTC price assessments”, http://www.pointcarbon.com/, ανακτήθηκε 1/2010

RETScreen International, Clean Energy Decision Support Centre, 2005, “Clean Energy Project Analysis: RETScreen Engineering & Cases Textbook”, Natural Resources Canada

Richter C., Teske S., Short R., 2009 ,“Concentrating Solar Power – Global Outlook 2009”, Greenpeace International, SolarPACES and ESTELA

Schott Solar, 2010, “Schott PTR70 Receiver”, http://www.schottsolar.com/global/products/concentrated-solar-power/schott-ptr-70-receiver/, ανακτήθηκε 3/2010

Solar Millennium AG, 2010, “The Construction of the Andasol Power Plants”, http://www.solarmillennium.de/Technology/Reference_Projects/Andasol/The_Construction_of_the_Andasol_Power_Plants_,lang2,109.html, ανακτήθηκε 3/1010

Solar Millennium AG, 2008, “The parabolic trough power plants Andasol 1 to 3”

Thomas A., 1996, “Solar steam generating systems using parabolic trough concentrators”, Energy Conversion Management, Vol.37, No. 2, pp 215-245

Torresol Energy, 2009, «GEMASOLAR», http://www.torresolenergy.com/, ανακτήθηκε 7/2009

Tsoutsos T., Coroyannakis P., Petroula D. et al., 2009, “Sustainable Energy Communities: A practical guide for insular and ecologically sensitive areas”, RERINA

Tsoutsos T., Frantzeskaki N., Gekas V., 2005, “Environmental impacts from the solar energy technologies”, Energy Policy 33, pp 289–296

U.S. Department of Energy, 2007, “Concentrating Solar Power commercial application study: reducing water consumption of Concentrating Solar Power Electricity Generation”, Report to Congress

10 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

10.1 Δεδομένα Τυπικού Μετεωρολογικού Έτους

Month	Dry Bulb Temperature	Dew Point Temperature	Relative Humidity	Atmospheric Pressure	Wind Direction	Wind Speed	Visibility	Ceiling Height	Precipitable Water	Aerosol Optical Depth	Snow Depth	Days since last snowfall
	°C	°C	%	mbar	°	m/s	km	m	mm	mm	cm	
Jan	10.914	6.222	73.496	996	220.91	3.5007	999.9	100,000	14.41	0.999	999	99
Feb	10.945	5.858	71.856	996	223.68	3.6932	999.9	100,000	14.167	0.999	999	99
Mar	12.614	7.195	70.624	996	216.83	4.1915	999.9	100,000	15.516	0.999	999	99
Apr	15.55	9.166	66.836	996	238.64	3.9953	999.9	100,000	17.974	0.999	999	99
May	20.139	11.758	59.684	996	236.49	3.5915	999.9	100,000	21.562	0.999	999	99
Jun	24.249	13.762	53.112	996	258.14	3.6038	999.9	100,000	24.564	0.999	999	99
Jul	26.664	15.546	51.508	996	251.74	3.4949	999.9	100,000	27.776	0.999	999	99
Aug	26.121	16.27	55.444	996	261.87	3.2019	999.9	100,000	29.132	0.999	999	99
Sep	22.802	15.31	63.522	996	228.61	3.3928	999.9	100,000	27.335	0.999	999	99
Oct	19.387	13.316	68.796	996	220.78	3.2	999.9	100,000	23.961	0.999	999	99
Nov	15.404	10.458	73.089	996	223.69	3.1997	999.9	100,000	19.544	0.999	999	99
Dec	12.604	7.819	73.161	996	214.69	3.3996	999.9	100,000	16.315	0.999	999	99

Month	Extraterrestrial Horizontal Radiation W/m²	Extraterrestrial Direct Normal Radiation W/m²	Global Horizontal Radiation W/m²	Direct Normal Radiation W/m²	Diffuse Horizontal Radiation W/m²	Global Horizontal Illuminance lux	Direct Normal Illuminance lux	Diffuse Horizontal Illuminance lux	Zenith Luminance Cd/m²	Total Sky Cover tenths	Opaque Sky Cover tenths
Jan	561.35	208.46	105.93	133.9	50.97	11,400	11,876	6,396	99,991	5.8038	2.8844
Feb	641.96	268.46	135.92	153.61	58.49	14,681	13,953	7,361	99,991	6.1845	3.0536
Mar	675.73	344.23	182.84	173.87	81.1	19,850	16,379	9,989	99,991	5.9798	2.9677
Apr	735.69	416.56	234.78	209.09	97.86	25,529	19,801	12,098	99,991	5.1597	2.5694
May	767.4	462.56	282.76	249.25	107.28	30,779	23,826	13,516	99,991	4.3817	2.1801
Jun	822.09	480.78	309.8	291.29	103.9	33,776	28,071	13,308	99,991	3.2528	1.6194
Jul	799.94	469.46	315.71	311.62	95.4	34,468	30,281	12,499	99,991	2.4583	1.2634
Aug	722.23	431.96	290.68	297.83	87.68	31,815	28,467	11,711	99,991	2.8602	1.4664
Sep	700.83	369.43	230.77	238.65	80.4	25,200	22,415	10,531	99,991	4.2292	2.1528
Oct	641.81	292.8	166.7	187.55	67.3	18,160	17,426	8,666	99,991	4.6801	2.3038
Nov	582.22	225.37	116.81	147.21	53.05	12,665	13,035	6,781	99,991	5.6431	2.8083
Dec	555.26	191.32	98.89	136.67	45.21	10,625	11,886	5,798	99,991	5.7513	2.8616

10.2 Δεδομένα εισαγωγής στο SAM

PARAMETER	50 MW	40 MW	30 MW	20 MW
Trough Solar Field/Ambient Temp. ('C)	14.6	14.6	14.6	14.6
Trough Solar Field/Aperture Area per SCA (m2/SCA) {CALC}	817.5	817.5	817.5	817.5
Trough Solar Field/Average HTF Temp. ('C) {CALC}	328.4	328.4	328.4	328.4
Trough Solar Field/Collector Azimuth (deg)	0	0	0	0
Trough Solar Field/Collector Tilt (deg)	0	0	0	0
Trough Solar Field/Deploy Angle (deg)	11.52	11.52	11.52	11.52
Trough Solar Field/Design Turbine Thermal Input (MWt) {CALC}	147.216	117.773	88.3298	58.8865
Trough Solar Field/Direct Normal Radiation (W/m2)	820	820	820	820
Trough Solar Field/Distance between SCAs in Row (m)	1	1	1	1
Trough Solar Field/Exact Area (m2) {CALC}	243,873	195,099	146,324	97,549.30
Trough Solar Field/Exact Num. SCAs {CALC}	298.316	238.653	178.989	119.326
Trough Solar Field/HCE Thermal Losses (W/m2) {CALC}	30.7524	30.7524	30.7524	30.7524
Trough Solar Field/HTF Gallons per Area (gal/m2)	0.7	0.7	0.7	0.7
Trough Solar Field/Minimum HTF Temp. ('C)	12	12	12	12
Trough Solar Field/Number of SCAs per Row	8	8	8	8
Trough Solar Field/Optical Efficiency {CALC}	0.787602	0.787602	0.787602	0.787602
Trough Solar Field/Piping Heat Loss Coeff 1	0.001693	0.001693	0.001693	0.001693
Trough Solar Field/Piping Heat Loss Coeff 2	-1.68E-05	-1.68E-05	-1.68E-05	-1.68E-05
Trough Solar Field/Piping Heat Loss Coeff 3	6.78E-08	6.78E-08	6.78E-08	6.78E-08
Trough Solar Field/Piping Heat Losses @ Design Temp. (W/m2)	10	10	10	10
Trough Solar Field/Row spacing, center-to-center (m)	15	15	15	15
Trough Solar Field/Solar Field Area (calc) (m2) {CALC}	549,973	439,611	329,248	220,725
Trough Solar Field/Solar Field Area (m2)	516,660	887,875	887,875	887,875
Trough Solar Field/Solar Field HTF Type	VP-1	VP-1	VP-1	VP-1
Trough Solar Field/Solar Field Initial Temp. ('C)	100	100	100	100
Trough Solar Field/Solar Field Inlet Temp. ('C)	293	293	293	293

Trough Solar Field/Solar Field Outlet Temp. ('C)	393	393	393	393
Trough Solar Field/Solar Field Piping Heat Losses (W/m2) {CALC}	11.4218	11.4218	11.4218	11.4218
Trough Solar Field/Solar Multiple	2.25	2.25	2.25	2.25
Trough Solar Field/Solar Multiple (calc) {CALC}	2.25	2.25	2.25	2.25
Trough Solar Field/Stow Angle (deg)	163.2	163.2	163.2	163.2
Trough Solar Field/Wind Velocity (m/s)	1.6	1.6	1.6	1.6
Trough Storage/Design Turbine Thermal Input (MWt) {CALC}	147.216	117.773	88.3298	58.8865
Trough Storage/Equiv. Full Load Hours of TES (hours)	7	7	7	7
Trough Storage/Heat Exchanger Duty* {CALC}	1.25	1.25	1.25	1.25
Trough Storage/Initial Thermal Storage (MWht)	0	0	0	0
Trough Storage/Max. Power From Storage (MWt) {CALC}	149.159	119.327	89.4955	59.6637
Trough Storage/Max. Power To Storage (MWt) {CALC}	184.02	147.216	110.412	73.6081
Trough Storage/Maximum Energy Storage (MWht) {CALC}	1,030.51	824.411	618.308	412.206
Trough Storage/Primary Bed Material	1	1	1	1
Trough Storage/Secondary Bed Material	1	1	1	1
Trough Storage/Storage Fluid Type	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt
Trough Storage/Storage System Configuration				
Trough Storage/Tank Heat Losses (MWt)	0.96	0.96	0.96	0.96
Trough Storage/Thermocline Eff. Adj for TES*	0	0	0	0
Trough Storage/Thermocline Output Adj for TES*	0	0	0	0
Trough Storage/Thermocline Temp Degradation ('C)	50	50	50	50
Trough Storage/Turbine TES Adj. - Efficiency	0.985	0.985	0.985	0.985
Trough Storage/Turbine TES Adj. - Gross Output	0.998	0.998	0.998	0.998
User Variables/User Variable 1	0	0	0	0
User Variables/User Variable 2	0	0	0	0
User Variables/User Variable 3	0	0	0	0
User Variables/User Variable 4	0	0	0	0
User Variables/User Variable 5	0	0	0	0
User Variables/User Variable 6	0	0	0	0

10.3 Οικονομικοί δείκτες RETScreen

Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return - IRR)

Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης IRR είναι το επιτόκιο αναγωγής που μηδενίζει την Καθαρή Παρούσα Αξία του έργου. Υπολογίζεται λύνοντας την ακόλουθη σχέση:

$$0 = \sum_{n=0}^{N} \frac{C_n}{(1 + IRR)^n}$$

όπου N = ο χρόνος ζωής του έργου σε χρόνια

C_n = η χρηματορροή το έτος n

Το IRR προ φόρων υπολογίζεται χρησιμοποιώντας τις προ φόρων χρηματορροές ενώ το IRR μετά φόρων υπολογίζεται χρησιμοποιώντας τις μετά φόρων χρηματορροές.

Απλός χρόνος αποπληρωμής (Simple payback)

Ο απλός χρόνος αποπληρωμής SP είναι ο αριθμός των ετών που χρειάζεται ώστε η χρηματορροή (εξαιρουμένων των πληρωμών του χρέους) να γίνει ίση με τη συνολική επένδυση (που ισούται με το άθροισμα του χρέους και των μετοχών). Υπολογίζεται με τη σχέση:

$$SP = \frac{C - IG}{\left(C_{ener} + C_{capa} + C_{RE} + C_{GHG}\right) - \left(C_{O\&M} + C_{fuel}\right)}$$

όπου C = ολικό αρχικό κόστος έργου

IG = επιδοτήσεις

C_{ener} = ετήσιες αποταμιεύσεις ενέργειας ή εισόδημα

C_{capa} = ετήσιες αποταμιεύσεις ισχύος ή εισόδημα

C_{RE} = ετήσιο εισόδημα από την παραγωγή ΑΠΕ

C_{GHG} = εισόδημα από τη μείωση αερίων θερμοκηπίου

$C_{O\&M}$ = ετήσια κόστη λειτουργίας και συντήρησης

C_{fuel} = ετήσιο κόστος καυσίμων ή ηλεκτρισμού

Αποπληρωμή μετοχών

Η αποπληρωμή μετοχών N_{PCF} είναι το πρώτο έτος κατά το οποίο οι αθροιστικές χρηματορροές του έργου είναι θετικές. Υπολογίζεται λύνοντας την ακόλουθη σχέση για το N_{PCF}:

$$0 = \sum_{n=0}^{N_{PCF}} \tilde{C}_n$$

όπου$\tilde{C}_n$= η μετά φόρου χρηματορροή το έτος n

Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value - NPV)

Η Καθαρή Παρούσα Αξία, NPV, είναι η αξία όλων των μελλοντικών χρηματορροών, ανηγμένη με το επιτόκιο αναγωγής, σε σημερινό συνάλλαγμα. Υπολογίζεται ως εξής:

$$NPV = \sum_{n=0}^{N} \frac{\tilde{C}_n}{(1+r)^n}$$

όπου r = επιτόκιο αναγωγής

Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής

Οι ALCS ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής είναι οι σταθμισμένες ονομαστικές ετήσιες αποταμιεύσεις, που έχουν ακριβώς τον ίδιο χρόνο ζωής και Καθαρή Παρούσα Αξία με το έργο. Υπολογίζονται με την ακόλουθη σχέση:

$$ALCS = \frac{NPV}{\frac{1}{r}\left(1 - \frac{1}{(1+r)^N}\right)}$$

Αναλογία Οφέλους – Κόστους (B – C ratio)

Η αναλογία Οφέλους – Κόστους, B – C, είναι μια έκφραση του πόσο σχετικά επικερδές είναι το έργο. Υπολογίζεται ως ο λόγος της παρούσας αξίας των σημερινών εισοδημάτων (εισόδημα ή εξοικονομήσεις) μείον τα ετήσια κόστη προς τις μετοχές του έργου.

$$B - C = \frac{NPV + (1 - f_d)C}{(1 - f_d)C}$$

όπου f_d = το ποσοστό του δανείου

Κάλυψη δανειακών υποχρεώσεων

Η κάλυψη δανειακών υποχρεώσεων DSC_n είναι ο λόγος των λειτουργικών ωφελημάτων από το έργο σε σχέση με τις πληρωμές του χρέους. Η τιμή αυτή αντανακλά τη δυνατότητα του έργου να παράγει τη ρευστότητα που απαιτείται για την πληρωμή του χρέους. Η κάλυψη δανειακών υποχρεώσεων για το έτος n υπολογίζεται διαιρώντας το ετήσιο καθαρό εισόδημα από τη λειτουργία (καθαρές χρηματορροές πριν την απαξίωση, πληρωμές δανείου και φόρου εισοδήματος) με τις πληρωμές του δανείου.

$$DSC_n = \frac{max\left(C_n + D, COI_n - \tilde{C}_0\right)}{D}$$

όπου D = ετήσια πληρωμή χρέους

COI_n = αθροιστικό εισόδημα από τη λειτουργία για το έτος n, που ορίζεται ως:

$$COI_n = \sum_{i=0}^{n} \tilde{C}_i$$

Το μοντέλο υπολογίζει το λόγο αυτό για κάθε έτος του έργου και αναφέρει το χαμηλότερο λόγο που απαντάται κατά τη διάρκεια του χρόνου αποπληρωμής του δανείου.

Κόστος παραγωγής ενέργειας

Είναι το κόστος ενέργειας που αποφεύγεται, το οποίο μηδενίζει την Καθαρή Παρούσα Αξία. Υπολογίζεται λύνοντας την ακόλουθη σχέση ως προς το C_{prod}.

$$0 = \sum_{n=0}^{N} \frac{\tilde{C}_n}{(1+r)^n}$$

όπου $\tilde{C}_n = C_n - T_n$

$C_n = C_{in,n} - C_{out,n}$

$C_{in,n} = C_{prod}\,(1 + r_e)^n + C_{capa}\,(1 + r_i)^n + C_{RE}(1 + r_{RE})^n + C_{GHG}(1 + r_{GHG})^n$ = ταμειακή εισροή το έτος n

$C_{out,n} = C_{O\&M}(1 + r_i)^n + C_{fuel}\,(1 + r_e)^n + D + C_{per}\,(1 + r_i)^n$ = ταμειακή εκροή το έτος n

$T_n = tI_n$ = ετήσιος φόρος

r_e = ρυθμός κλιμάκωσης κόστους ενέργειας

r_i = τιμή πληθωρισμού

r_{RE} = ρυθμός κλιμάκωσης πίστωσης παραγωγής ΑΠΕ

r_{GHG} = ρυθμός κλιμάκωσης πίστωσης μείωσης αερίων θερμοκηπίου

D = ετήσια πληρωμή χρέους

C_{per} = περιοδικά κόστη

t = συντελεστής φορολογίας

I_n = καθαρό εισόδημα

Κόστος μείωσης εκπομπών αερίων θερμοκηπίου

Αντιπροσωπεύει το σταθμισμένο ονομαστικό κόστος για κάθε tn αερίων θερμοκηπίου που αποφεύγεται.

$$GRC = -\frac{ALCS}{\Delta_{GHG}}$$

όπου Δ_{GHG} = ετήσια μείωση εκπομπών αερίων θερμοκηπίου

10.4 Αποτελέσματα SAM

10.4.1 Σενάριο 50 MW

Month	Incident Solar Radiation, Monthly	Less SCA Incident Angle Losses, Monthly	Less SCA Availability Losses, Monthly	Less SCA Optical Efficiency Losses, Monthly	Less HCE Thermal Losses, Monthly	Less Piping Thermal Losses, Monthly	Less No Operation (Low Insolation), Monthly	Thermal Energy From SF, Monthly	Less TES Full Losses, Monthly	Less TES Thermal Losses, Monthly	Less TES Turbine Startup Losses, Monthly	Less Excess Above PB & TES, Monthly	Less Below Turbine Min, Monthly	Thermal Energy to Power Block, Monthly	Less EPGS Losses, Monthly	Gross Electric Output (kWh), Monthly	Net Electric Output (kWh), Monthly
1	54790510.15	36770005	36402304.95	23279809.17	16727736.09	14669276.06	14521749.6	14521749.6	14521749.6	13808469.6	12984058.46	12984058.46	12984058.46	12984058.46	8301739.903	4682318.56	4063902.359
2	56770962.93	43743198.28	43305766.3	28581622.94	22919545.73	21171523.31	21239839.06	21239839.06	21229125.57	20584005.57	19995140.47	19995140.47	19995140.47	19995140.47	12589650.18	7405490.294	6674251.923
3	71143407.33	61963915.18	61344276.02	44182045.68	36836201.54	34534695.16	34407689.13	34407689.13	33814967.65	33100727.65	32217430	32217430	32217430	32217430	20311491.53	11905938.47	10872865.35
4	82794585.34	78577249.97	77791477.47	57624257.87	49626658.06	47098742.54	46980089.11	46980089.11	44139069.5	43447869.5	42564571.86	42070233.89	42070233.89	42070233.89	26510038.28	15560195.61	14311615.63
5	101986993.1	99815564.55	98817408.91	74243398.95	65494918.76	62790828.46	62824357.24	62824357.24	58369467.18	57655227.18	56683599.78	56311764.08	56311764.08	56311764.08	35407085.1	20904678.98	19345511.89
6	115346387.3	113567598.5	112431922.5	86184481.26	77186505.07	74475969.49	74539611.68	74539611.68	67443802.06	66752602.06	65810417.91	65115470.15	65115470.15	65115470.15	40901994.93	24213475.22	22466330.89
7	127507390.2	125412643	124158516.6	95685537.23	86327810.04	83571179.08	83630314.24	83630314.24	74344191.71	73629951.71	72687767.55	71988262.2	71988262.2	71988262.2	45264489.12	26723773.08	24808940.55
8	121864667.3	117476296.2	116301533.2	86888161.48	77930456.85	75296346.74	75470837.03	75470837.03	71566698.67	70852458.67	69910274.52	69818486.8	69818486.8	69818486.8	43876142.23	25942344.57	24118163.78
9	94502410.56	85310998.56	84457888.57	61159647.86	53070362.8	50658807.1	50743078.34	50743078.34	49578661.23	48887461.23	47945277.07	47945277.07	47945277.07	47945277.07	30160102.45	17785174.63	16446127.4
10	76742682.45	61316370.73	60703207.02	42613802.12	35113917.12	32861520.49	32848340.09	32848340.09	32847295.09	32133055.09	31279200.7	31279200.7	31279200.7	31279200.7	19718655.36	11560545.34	10568572.21
11	58293288.19	40210107.9	39808006.82	24154453.07	17859416.03	15996893.1	16009186.62	16009186.62	16009186.62	15317986.62	14699678.27	14699678.27	14699678.27	14699678.27	9331550.132	5368128.135	4720515.779
12	55924004.51	35460692.55	35106085.62	20585945.62	14555321.6	12740285.83	12805537.73	12805537.73	12805537.73	12091297.73	11325773.1	11325773.1	11325773.1	11325773.1	7183706.992	4142066.11	3554899.519
Annually	1017667289	899624640.4	890628394	645183163.2	553648849.7	525866067.4	525866067.4	526020629.9	496669752.6	488261112.6	478103189.7	475750775.2	475750775.2	475750775.2	299556646.2	176194129	161951697.3

10.4.2 Σενάριο 40 MW

Month	Incident Solar Radiation, Monthly	Less SCA Incident Angle Losses, Monthly	Less SCA Availability Losses, Monthly	Less SCA Optical Efficiency Losses, Monthly	Less HCE Thermal Losses, Monthly	Less Piping Thermal Losses, Monthly	Less No Operation (Low Insolation), Monthly	Thermal Energy From SF, Monthly	Less TES Full Losses, Monthly	Less TES Thermal Losses, Monthly	Less TES Turbine Startup Losses, Monthly	Less Excess Above PB & TES, Monthly	Less Below Turbine Min, Monthly	Thermal Energy to Power Block, Monthly	Less EPGS Losses, Monthly	Gross Electric Output (kWh), Monthly	Net Electric Output (kWh), Monthly
1	43795806.26	29391440.43	29097526.03	18608295.66	13371017.03	11725623.94	11607701.34	11607701.34	11607701.34	10894421.34	10234892.43	10234892.43	10234892.43	10234892.43	6546186.949	3688705.479	3195769.185
2	45378845.48	34965336.74	34615683.37	22846204.89	18320328.41	16923078.1	16977685.06	16977685.06	16977685.06	16332565.06	15837918.38	15837918.38	15837918.38	15837918.38	9975859.177	5862059.206	5278374.762
3	56867199.74	49529738.21	49034440.83	35316121.49	29444356.99	27604689.23	27503169.3	27503169.3	27041794.51	26327554.51	25644471	25644471	25644471	25644471	16175329.6	9469141.401	8643580.267
4	66180358.77	62809307.8	62181214.72	46060911.4	39668177.43	37647533.69	37552690.21	37552690.21	35335989.36	34644789.36	33914596.64	33524105.54	33524105.54	33524105.54	21118760.99	12405344.55	11410590.08
5	81521463.84	79785771.57	78987913.86	59345122.14	52352185.62	50190719.76	50217520.39	50217520.39	46726972.66	46012732.66	45235430.74	44943081.01	44943081.01	44943081.01	28255001.87	16688079.14	15443920.8
6	92200054.64	90778211.91	89870429.79	68890010.95	61697643.61	59531025.79	59581897.03	59581897.03	54096493.89	53405293.89	52651546.57	52104070.1	52104070.1	52104070.1	32730030.29	19374039.81	17976899.98
7	101920733.1	100246334.6	99243871.29	76484508.71	69004580.87	66801117.57	66848386.2	66848386.2	59512992.7	58798752.7	58045005.38	57497565.48	57497565.48	57497565.48	36157011.13	21340554.35	19810358.21
8	97410324.21	93902558.95	92963533.36	69452485.04	62292307.88	60186779.43	60326255.1	60326255.1	57187144.11	56472904.11	55719156.79	55647780.38	55647780.38	55647780.38	34966001.27	20681779.11	19227224.82
9	75538797.74	68191808.3	67509890.22	48886861.64	42420840.98	40493207.37	40560568.08	40560568.08	39592855.32	38901655.32	38147907.99	38147907.99	38147907.99	38147907.99	23999174.01	14148733.99	13081222.82
10	61342879.33	49012135.24	48522013.89	34062574.28	28067680.42	26267267.59	26256732.09	26256732.09	26256732.09	25542492.09	24835853.98	24835853.98	24835853.98	24835853.98	15657362.2	9178491.778	8391201.641
11	46595688.72	32141224.65	31819812.4	19307426.49	14275605.12	12786830.81	12796657.43	12796657.43	12796657.43	12105457.43	11657919.96	11657919.96	11657919.96	11657919.96	7393350.416	4264569.542	3749222.373
12	44701844.54	28344865.13	28061416.48	16455004.41	11634537.43	10183721.2	10235879.15	10235879.15	10235879.15	9521639.15	8909219.45	8909219.45	8909219.45	8909219.45	5653892.331	3255327.119	2787806.413
Annually	813453996.3	719098733.6	711907746.2	515715527.1	442549261.8	420341594.5	420341594.5	420465141.4	397368897.6	388960257.6	380833919.3	378984785.7	378984785.7	378984785.7	238627960.2	140356825.5	128996171.3

10.4.3 Σενάριο 30 MW

Month	Incident Solar Radiation, Monthly	Less SCA Incident Angle Losses, Monthly	Less SCA Availability Losses, Monthly	Less SCA Optical Efficiency Losses, Monthly	Less HCE Thermal Losses, Monthly	Less Piping Thermal Losses, Monthly	Less No Operation (Low Insolation), Monthly	Thermal Energy From SF, Monthly	Less TES Full Losses, Monthly	Less TES Thermal Losses, Monthly	Less TES Turbine Startup Losses, Monthly	Less Excess Above PB & TES, Monthly	Less Below Turbine Min, Monthly	Thermal Energy to Power Block, Monthly	Less EPGS Losses, Monthly	Gross Electric Output (kWh), Monthly	Net Electric Output (kWh), Monthly
1	32801002.75	22012809.01	21792680.92	13936739.82	10014267.55	8781945.138	8693626.667	8693626.667	8693626.667	7980346.667	7503365.939	7503365.939	7503365.939	7503365.939	4799014.258	2704351.681	2338958.417
2	33986624.8	26187395.65	25925521.7	17110734.87	13721069.41	12674594.39	12715492.45	12715492.45	12715492.45	12070372.45	11717053.39	11717053.39	11717053.39	11717053.39	7372664.473	4344388.914	3910431.643
3	42590862.78	37095448.58	36724494.1	26450116.96	22052445.47	20674620.5	20598586.89	20598586.89	20285073.17	19570833.17	19058520.53	19058520.53	19058520.53	19058520.53	12021962.04	7036558.497	6420886.019
4	49565981.66	47041222.75	46570810.52	34497460.16	29709606.56	28196239.19	28125205.89	28125205.89	26522820.28	25831620.28	25301641.69	25015011.03	25015011.03	25015011.03	15757250.42	9257760.606	8514509.334
5	61055749.12	59755797.1	59158239.13	44446710.33	39209333.39	37590496.89	37610569.31	37610569.31	34956087.81	34241847.81	33641205.41	33428355.59	33428355.59	33428355.59	21007604.68	12420750.91	11494464.01
6	69053512.29	67988618.83	67308732.65	51595383.93	46208641.81	44585946.68	44624046.84	44624046.84	40558379.69	39867179.69	39301869.2	38901565.96	38901565.96	38901565.96	24441605.97	14459959.99	13415469.95
7	76333844.06	75079798.24	74329000.26	57283306.2	51681194.73	50030904.11	50066306.1	50066306.1	44666867.42	43952627.42	43387316.93	42991955.6	42991955.6	42991955.6	27040114.32	15951841.28	14807824.36
8	72955759.58	70328608.08	69625322	52016650.62	46654017.21	45077075.2	45181535.94	45181535.94	42859861.65	42145621.65	41580311.16	41529351.65	41529351.65	41529351.65	26089290.41	15440061.24	14353530.37
9	56575013.09	51072462.93	50561738.3	36613964.21	31771222.66	30327515.53	30377965.54	30377965.54	29686667.33	28995467.33	28430156.84	28430156.84	28430156.84	28430156.84	17885434.77	10544722.07	9747310.802
10	45942936.67	36707788.26	36340710.37	25511268.96	21021379.86	19672954.93	19665064.36	19665064.36	19665064.36	18950824.36	18403179.82	18403179.82	18403179.82	18403179.82	11608339.42	6794840.409	6208778.499
11	34897983.26	24072268.29	23831545.6	14460355.99	10691761.72	9576739.417	9584099.13	9584099.13	9584099.13	8892899.13	8539580.072	8539580.072	8539580.072	8539580.072	5417962.523	3121617.55	2739285.763
12	33479582.88	21228973.24	21016683.51	12324025.77	8713726.793	7627133.406	7666197.284	7666197.284	7666197.284	6951957.284	6510308.461	6510308.461	6510308.461	6510308.461	4134051.222	2376257.24	2028153.266
Annually	609238853	538571191	533185479	386246717.8	331448667.2	314816165.4	314816165.4	314908696.4	297860237.2	289451597.2	283374509.4	282028404.9	282028404.9	282028404.9	177575294.5	104453110.4	95979602.43

10.4.4 Σενάριο 20 MW

Month	Incident Solar Radiation, Monthly	Less SCA Incident Angle Losses, Monthly	Less SCA Availability Losses, Monthly	Less SCA Optical Efficiency Losses, Monthly	Less HCE Thermal Losses, Monthly	Less Piping Thermal Losses, Monthly	Less No Operation (Low Insolation), Monthly	Thermal Energy From SF, Monthly	Less TES Full Losses, Monthly	Less TES Thermal Losses, Monthly	Less TES Turbine Startup Losses, Monthly	Less Excess Above PB & TES, Monthly	Less Below Turbine Min, Monthly	Thermal Energy to Power Block, Monthly	Less EPGS Losses, Monthly	Gross Electric Output (kWh), Monthly	Net Electric Output (kWh), Monthly
1	219895 07.4	147571 96	146096 24.04	934306 9.348	671346 8.485	588733 0.88	582812 2.886	582812 2.886	582812 2.886	511484 2.886	478507 8.432	478507 8.432	478507 8.432	478507 8.432	305863 6.546	172644 1.886	148566 7.016
2	227843 38.13	175558 02.63	173802 44.61	114708 88.07	919847 6.271	849692 8.871	852434 6.566	852434 6.566	852434 6.566	787922 6.566	765545 7.83	765545 7.83	765545 7.83	765545 7.83	481405 6.524	284140 1.306	255397 9.242
3	285525 44.55	248684 66.59	246197 81.93	177319 28.72	147837 56.01	138600 74.6	138091 02.18	138091 02.18	136056 12.62	128913 72.62	125498 30.87	125494 31.3	125494 31.3	125494 31.3	791738 6.23	463204 5.073	422428 5.229
4	332286 03.68	315360 27.22	312206 66.95	231267 97.71	199170 51.44	189025 03.3	188548 83.17	188548 83.17	177819 85.3	170907 85.3	167374 66.24	165293 58.26	165293 58.26	165293 58.26	104106 83.17	611867 5.095	562397 1.367
5	409312 44	400597 67.45	396591 69.78	297966 88.63	262855 85.31	252003 31.52	252137 87.87	252137 87.87	234614 53.59	227472 13.59	223585 62.63	221991 85.08	221991 85.08	221991 85.08	139488 37.26	825034 7.82	763173 8.779
6	462928 74.98	455789 79.65	451231 89.85	345890 97.33	309778 63.21	298900 22.77	299155 64.8	299155 64.8	271242 84.61	264330 84.61	260562 10.94	257610 66.27	257610 66.27	257610 66.27	161888 63.1	957220 3.165	887602 8.986
7	511735 46.18	503328 44.75	498295 16.3	384022 31.03	346466 15.26	335402 74.92	335640 08.1	335640 08.1	300379 19.37	293236 79.37	289468 05.71	286419 31.42	286419 31.42	286419 31.42	180121 78.67	106297 52.76	986461 4.809
8	489089 07.68	471476 88.12	466762 11.24	348715 10.86	312764 39.6	302192 71.5	302893 01.05	302893 01.05	288131 55.29	280989 15.29	277338 18.93	276926 62.55	276926 62.55	276926 62.55	174019 48.49	102907 14.06	956281 6.516
9	379273 97.48	342385 35.63	338961 50.27	245456 83.65	212991 40.08	203312 91.51	203651 12.74	203651 12.74	198859 17.1	191947 17.1	188296 20.74	188295 16.51	188295 16.51	188295 16.51	118430 70.29	698644 6.216	645564 2.71
10	307997 45.78	246085 82.48	243624 96.65	171025 33.17	140925 37.2	131885 65.49	131832 75.66	131832 75.66	131832 75.66	124690 35.66	121157 16.6	121157 16.6	121157 16.6	121157 16.6	763667 0.629	447904 5.973	408830 6.293
11	233953 04.93	161378 39.62	159764 61.22	969409 7.08	716765 4.257	642015 3.64	642508 7.441	642508 7.441	642508 7.441	573388 7.441	549834 1.402	549834 1.402	549834 1.402	549834 1.402	347571 6.594	202262 4.809	177084 8.692
12	224444 21.63	142317 19.31	140894 02.11	826191 9.853	584159 4.745	511315 2.362	513934 0.385	513934 0.385	513934 0.385	442510 0.385	413066 7.837	413066 7.837	413066 7.837	413066 7.837	263319 7.794	149747 0.043	126945 5.254
Annually	408428 436.4	361053 449.4	357442 915	258936 445.4	222200 181.9	211049 901.4	211049 901.4	211111 932.9	199810 500.8	191401 860.8	187397 578.2	186388 413.5	186388 413.5	186388 413.5	117341 245.3	690471 68.2	634073 54.89

10.5 Δεδομένα ενεργειακής ροής για τη μέση μέρα του μήνα Ιουλίου

10.5.1 Σενάριο 50 MW

Ώρα	Προσπίπτουσα DNI στο ηλιακό πεδίο (MW)	Ενέργεια αποδιδόμενη από το ηλιακό πεδίο (MW)	Ενέργεια προς αποθήκη (MW)	Ενέργεια από αποθήκη (MW)	Καθαρή παραγωγή ηλεκτρισμού (MW)
0.5	0	0	0	69.62	23.188
1.5	0	0	0	0	-0.505
2.5	0	0	0	0	-0.505
3.5	0	0	0	0	-0.505
4.5	0	0	0	0	-0.505
5.5	1.31	0	0	0	-0.505
6.5	156.49	2.51	2.51	0	-0.483
7.5	259.91	140.48	76.68	21.85	24.417
8.5	329.63	227.58	101.43	14.74	44.303
9.5	354.22	253.24	113.03	6.16	48.833
10.5	371.21	263	117.57	0	48.33
11.5	371.16	258.1	110	1.87	50.907
12.5	363.25	249.84	93.22	2.13	51.863
13.5	368.48	256.69	62.69	2.81	52.917
14.5	357.34	251.94	36.89	4.81	53.879
15.5	362.33	259.28	31.21	2.95	54.561
16.5	346.09	247.39	26.05	2.64	55.718
17.5	305.75	213.2	18.3	3.61	54.418
18.5	165.97	74.52	0	58.73	46.648
19.5	0	0	0	120.29	41.594
20.5	0	0	0	116.95	40.301
21.5	0	0	0	115.48	39.91
22.5	0	0	0	110.37	37.917
23.5	0	0	0	97.78	33.591

10.5.2 Σενάριο 40 MW

Ώρα	Προσπίπτουσα DNI στο ηλιακό πεδίο (MW)	Ενέργεια αποδιδόμενη από το ηλιακό πεδίο (MW)	Ενέργεια προς αποθήκη (MW)	Ενέργεια από αποθήκη (MW)	Καθαρή παραγωγή ηλεκτρισμού (MW)
0.5	0	0	0	55.054	18.301
1.5	0	0	0	0	-0.404
2.5	0	0	0	0	-0.404
3.5	0	0	0	0	-0.404
4.5	0	0	0	0	-0.404
5.5	1.05	0	0	0	-0.404
6.5	125.09	2	2.002	0	-0.386
7.5	207.75	112.29	61.253	17.485	19.535
8.5	263.48	181.91	81.015	11.8	35.445
9.5	283.14	202.42	94.102	4.175	37.711
10.5	296.72	210.22	93.957	0.76	38.662
11.5	296.68	206.31	87.887	1.335	40.661
12.5	290.36	199.71	75.096	1.572	41.405
13.5	294.54	205.18	50.867	2.058	42.259
14.5	285.63	201.38	30.369	0	41.753
15.5	289.62	207.25	24.983	3.13	43.646
16.5	276.64	197.75	20.858	2.112	44.574
17.5	244.4	170.41	15.055	2.849	43.437
18.5	132.66	59.57	0	47.371	37.449
19.5	0	0	0	99.329	34.33
20.5	0	0	0	93.347	32.162
21.5	0	0	0	92.382	31.928
22.5	0	0	0	89.643	30.868
23.5	0	0	0	79.776	27.325

10.5.3 Σενάριο 30 MW

Ώρα	Προσπίπτουσα DNI στο ηλιακό πεδίο (MW)	Ενέργεια αποδιδόμενη από το ηλιακό πεδίο (MW)	Ενέργεια προς αποθήκη (MW)	Ενέργεια από αποθήκη (MW)	Καθαρή παραγωγή ηλεκτρισμού (MW)
1.5	0	0	0	0	-0.303
2.5	0	0	0	0	-0.303
3.5	0	0	0	0	-0.303
4.5	0	0	0	0	-0.303
5.5	0.79	0	0	0	-0.303
6.5	93.69	1.5	1.5	0	-0.29
7.5	155.6	84.1	48.193	8.599	12.631
8.5	197.34	136.25	60.603	9.995	26.579
9.5	212.06	151.6	70.423	3.7	28.505
10.5	222.23	157.45	70.344	0.57	28.999
11.5	222.2	154.51	65.773	0.795	30.415
12.5	217.46	149.57	56.638	1.609	31.158
13.5	220.6	153.67	39.064	1.404	31.628
14.5	213.93	150.82	23.787	0	31.316
15.5	216.91	155.22	18.756	2.358	32.736
16.5	207.19	148.1	15.663	1.586	33.43
17.5	183.04	127.63	11.121	2.933	32.856
18.5	99.36	44.61	0	35.973	28.13
19.5	0	0	0	74.282	25.662
20.5	0	0	0	69.287	23.947
21.5	0	0	0	69.287	23.947
22.5	0	0	0	69.287	23.947
23.5	0	0	0	59.01	20.171

10.5.4 Σενάριο 20 MW

Ώρα	Προσπίπτουσα DNI στο ηλιακό πεδίο (MW)	Ενέργεια αποδιδόμενη από το ηλιακό πεδίο (MW)	Ενέργεια προς αποθήκη (MW)	Ενέργεια από αποθήκη (MW)	Καθαρή παραγωγή ηλεκτρισμού (MW)
0.5	0	0	0	25.941	8.604
1.5	0	0	0	0	-0.202
2.5	0	0	0	0	-0.202
3.5	0	0	0	0	-0.202
4.5	0	0	0	0	-0.202
5.5	0.53	0	0	0	-0.202
6.5	62.81	1.01	1.005	0	-0.194
7.5	104.31	56.38	30.534	6.106	9.095
8.5	132.29	91.34	40.822	6.269	17.714
9.5	142.16	101.63	47.357	2.444	18.999
10.5	148.98	105.55	47.227	0.38	19.326
11.5	148.96	103.58	44.217	0.367	20.209
12.5	145.79	100.27	39.611	1.057	20.704
13.5	147.89	103.02	27.421	0.864	21.061
14.5	143.41	101.11	16.807	0	20.874
15.5	145.42	104.06	12.951	1.544	21.818
16.5	138.9	99.29	10.887	1.052	22.288
17.5	122.71	85.56	7.847	1.934	21.905
18.5	66.61	29.91	0	23.185	18.576
19.5	0	0	0	49.321	17.028
20.5	0	0	0	46.191	15.964
21.5	0	0	0	46.191	15.964
22.5	0	0	0	46.191	15.964
23.5	0	0	0	39.023	13.326

10.6 Δεδομένα ενεργειακής ροής για τη μέση μέρα του μήνα Ιανουαρίου

10.6.1 Σενάριο 50 MW

Ώρα	Προσπίπτουσα DNI στο ηλιακό πεδίο (MW)	Ενέργεια αποδιδόμενη από το ηλιακό πεδίο (MW)	Ενέργεια προς αποθήκη (MW)	Ενέργεια από αποθήκη (MW)	Καθαρή παραγωγή ηλεκτρισμού (MW)
0.5	0	0	0	0	-0.498
1.5	0	0	0	0	-0.505
2.5	0	0	0	0	-0.505
3.5	0	0	0	0	-0.505
4.5	0	0	0	0	-0.505
5.5	0	0	0	0	-0.505
6.5	0	0	0	0	-0.505
7.5	0	0	0	0	-0.505
8.5	127.27	0	0	0	-0.505
9.5	212.24	48.235	36.498	5.405	4.512
10.5	240.73	75.904	24.85	17.623	20.297
11.5	200.76	48.613	8.661	13.364	16.804
12.5	211.3	47.038	10.074	12.404	15.753
13.5	208.97	52.056	8.866	9.685	16.611
14.5	213.46	67.731	9.984	7.254	21.005
15.5	192.99	79.061	18.778	8.028	22.066
16.5	157.81	49.805	8.413	2.043	14.405
17.5	1.92	0	0	21.487	6.713
18.5	0	0	0	1.733	-0.018
19.5	0	0	0	0	-0.505
20.5	0	0	0	0	-0.505
21.5	0	0	0	0	-0.505
22.5	0	0	0	0	-0.505
23.5	0	0	0	0	-0.505

10.6.2 Σενάριο 40 MW

Ώρα	Προσπίπτουσα DNI στο ηλιακό πεδίο (MW)	Ενέργεια αποδιδόμενη από το ηλιακό πεδίο (MW)	Ενέργεια προς αποθήκη (MW)	Ενέργεια από αποθήκη (MW)	Καθαρή παραγωγή ηλεκτρισμού (MW)
0.5	0	0	0	0	-0.399
1.5	0	0	0	0	-0.404
2.5	0	0	0	0	-0.404
3.5	0	0	0	0	-0.404
4.5	0	0	0	0	-0.404
5.5	0	0	0	0	-0.404
6.5	0	0	0	0	-0.404
7.5	0	0	0	0	-0.404
8.5	101.73	0	0	0	-0.404
9.5	169.65	38.556	29.168	4.325	3.61
10.5	192.42	60.673	22.798	12.493	14.884
11.5	160.47	38.858	6.917	13.831	14.344
12.5	168.9	37.599	8.046	9.855	12.568
13.5	167.04	41.61	7.077	7.266	13.088
14.5	170.63	54.139	7.962	5.806	16.798
15.5	154.26	63.196	14.984	6.429	17.65
16.5	126.14	39.811	6.715	0.743	11.161
17.5	1.53	0	0	15.775	4.819
18.5	0	0	0	0.902	-0.192
19.5	0	0	0	0	-0.404
20.5	0	0	0	0	-0.404
21.5	0	0	0	0	-0.404
22.5	0	0	0	0	-0.404
23.5	0	0	0	0	-0.404

10.6.3 Σενάριο 30 MW

Ώρα	Προσπίπτουσα DNI στο ηλιακό πεδίο (MW)	Ενέργεια αποδιδόμενη από το ηλιακό πεδίο (MW)	Ενέργεια προς αποθήκη (MW)	Ενέργεια από αποθήκη (MW)	Καθαρή παραγωγή ηλεκτρισμού (MW)
0.5	0	0	0	0	-0.299
1.5	0	0	0	0	-0.303
2.5	0	0	0	0	-0.303
3.5	0	0	0	0	-0.303
4.5	0	0	0	0	-0.303
5.5	0	0	0	0	-0.303
6.5	0	0	0	0	-0.303
7.5	0	0	0	0	-0.303
8.5	76.19	0	0	0	-0.303
9.5	127.06	28.877	21.837	3.246	2.708
10.5	144.12	45.441	17.051	9.384	11.163
11.5	120.19	29.103	5.172	10.008	10.605
12.5	126.49	28.16	8.71	2.969	7.303
13.5	125.1	31.164	7.269	3.534	8.621
14.5	127.79	40.548	8.792	6.592	12.225
15.5	115.53	47.331	10.106	7.758	14.241
16.5	94.47	29.816	4.145	1.466	8.957
17.5	1.15	0	0	11.754	3.709
18.5	0	0	0	1.445	0.148
19.5	0	0	0	0	-0.303
20.5	0	0	0	0	-0.303
21.5	0	0	0	0	-0.303
22.5	0	0	0	0	-0.303
23.5	0	0	0	0	-0.303

10.6.4 Σενάριο 20 MW

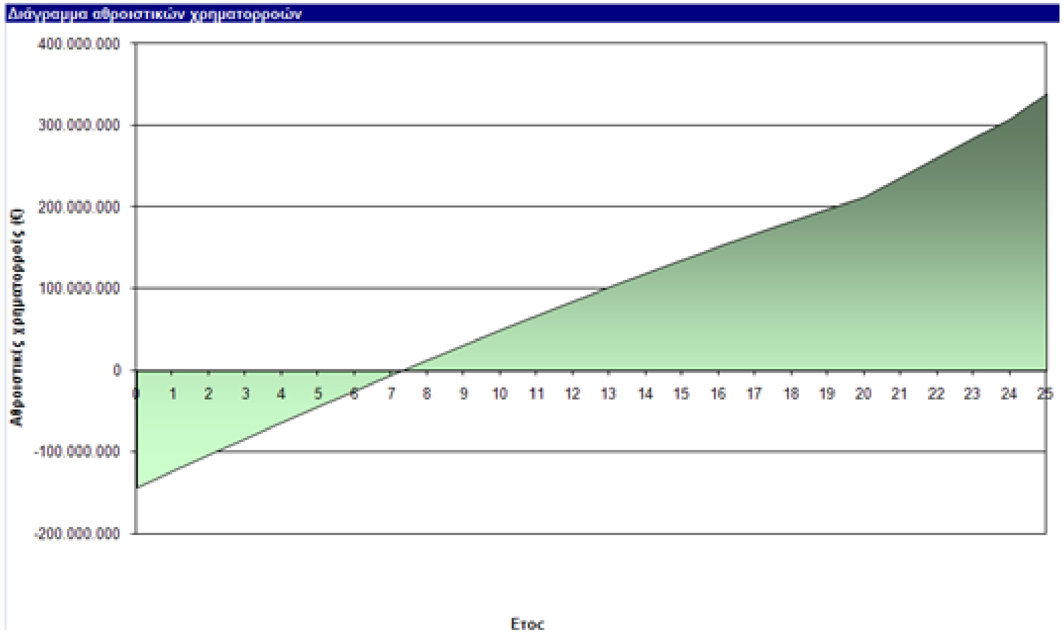
Ώρα	Προσπίπτουσα DNI στο ηλιακό πεδίο (MW)	Ενέργεια αποδιδόμενη από το ηλιακό πεδίο (MW)	Ενέργεια προς αποθήκη (MW)	Ενέργεια από αποθήκη (MW)	Καθαρή παραγωγή ηλεκτρισμού (MW)
0.5	0	0	0	0	-0.1996
1.5	0	0	0	0	-0.2023
2.5	0	0	0	0	-0.2023
3.5	0	0	0	0	-0.2023
4.5	0	0	0	0	-0.2023
5.5	0	0	0	0	-0.2023
6.5	0	0	0	0	-0.2023
7.5	0	0	0	0	-0.2023
8.5	51.08	0	0	0	-0.2023
9.5	85.178	19.359	15.555	0.7598	1.1295
10.5	96.613	30.463	15.263	4.5973	5.8411
11.5	80.572	19.51	4.146	9.154	7.6538
12.5	84.801	18.878	4.542	4.7037	6.0248
13.5	83.868	20.892	5.896	4.0821	5.9835
14.5	85.67	27.183	8.02	1.621	6.7222
15.5	77.453	31.73	8.713	5.2515	8.9642
16.5	63.334	19.989	2.792	2.3812	6.3978
17.5	0.769	0	0	7.4271	2.2354
18.5	0	0	0	0	-0.2023
19.5	0	0	0	0	-0.2023
20.5	0	0	0	0	-0.2023
21.5	0	0	0	0	-0.2023
22.5	0	0	0	0	-0.2023
23.5	0	0	0	0	-0.2023

10.7 Οικονομική μελέτη RETScreen

10.7.1 Σενάρια με επιδότηση

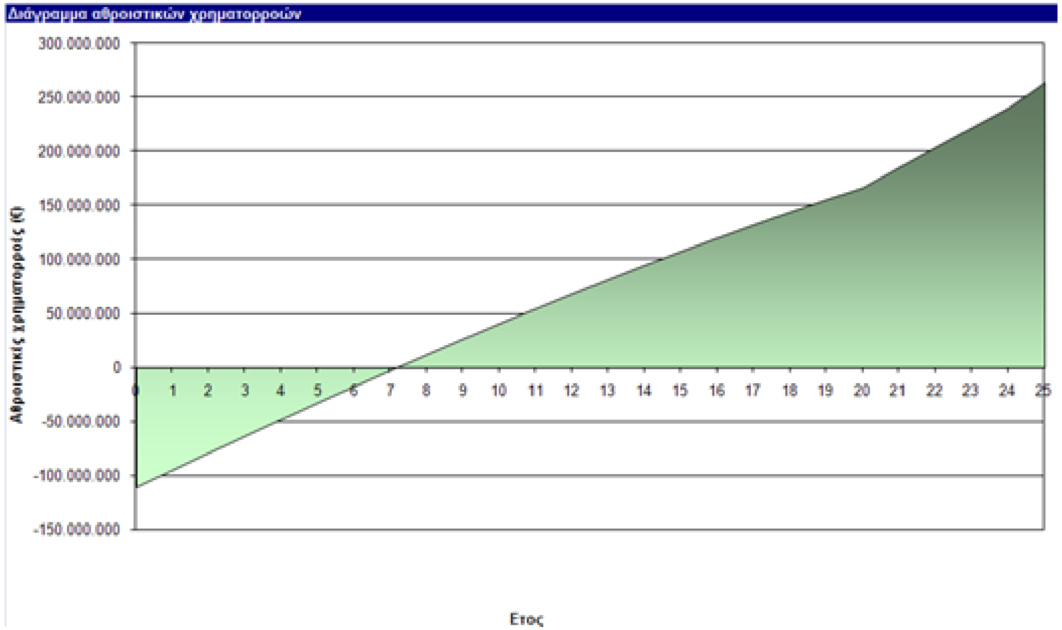
(α) Σενάριο 50 MW

Ετήσια χρηματορροή			
Ετος	Προ-φόρων	Μετά-φόρων	Αθροιστικά
#	€	€	€
0	-130.195.357	-142.723.032	-142.723.032
1	28.114.794	20.269.172	-122.453.860
2	27.924.202	20.077.212	-102.376.648
3	27.725.033	19.875.879	-82.500.768
4	27.516.901	19.664.707	-62.836.062
5	27.299.403	19.443.206	-43.392.856
6	27.072.119	19.210.861	-24.181.995
7	26.834.606	18.967.133	-5.214.862
8	26.586.405	18.711.453	13.496.591
9	26.327.035	18.443.225	31.939.816
10	26.055.994	18.161.820	50.101.636
11	25.772.755	17.866.581	67.968.218
12	25.476.771	17.556.814	85.525.032
13	25.167.468	17.231.791	102.756.822
14	24.844.246	16.890.746	119.647.568
15	24.506.479	16.532.874	136.180.442
16	24.153.513	16.157.330	152.337.772
17	23.784.663	15.763.224	168.100.996
18	23.399.214	15.349.622	183.450.618
19	22.996.421	14.915.539	198.366.157
20	22.575.502	14.459.943	212.826.101
21	32.615.577	24.461.683	237.287.784
22	32.155.923	24.116.942	261.404.726
23	31.675.584	23.756.688	285.161.415
24	31.173.631	23.380.223	308.541.638
25	30.649.089	30.649.089	339.190.726



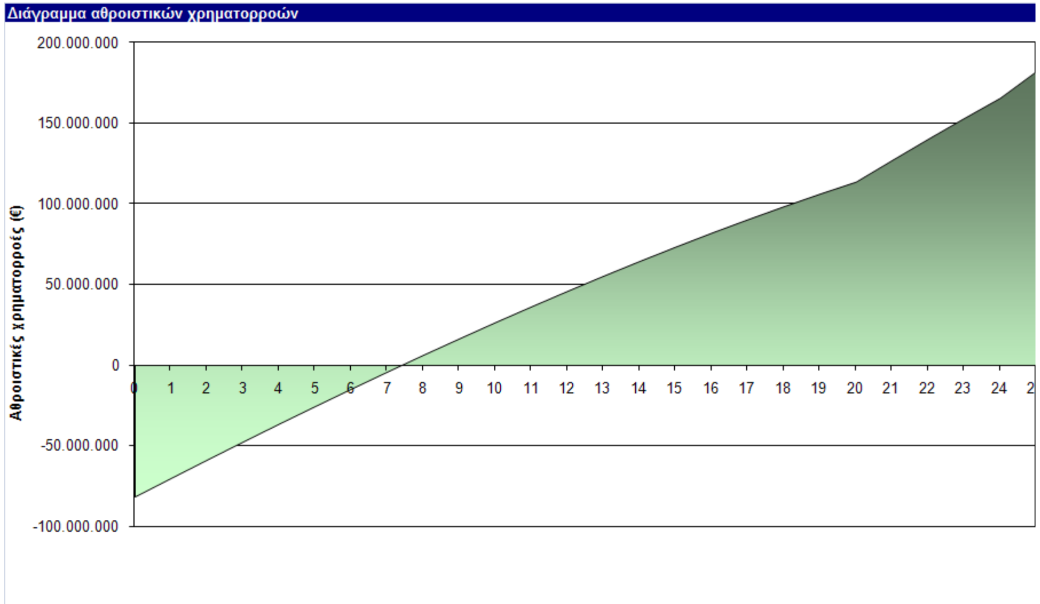
(β) Σενάριο 40 MW

Ετήσια χρηματορροή			
Ετος	Προ-φόρων	Μετά-φόρων	Αθροιστικά
#	€	€	€
0	-99.602.616	-110.238.121	-110.238.121
1	22.134.881	15.957.138	-94.280.984
2	21.967.524	15.792.979	-78.488.005
3	21.792.636	15.620.853	-62.867.152
4	21.609.878	15.440.367	-47.426.785
5	21.418.896	15.251.108	-32.175.678
6	21.219.320	15.052.642	-17.123.036
7	21.010.763	14.844.513	-2.278.523
8	20.792.820	14.626.243	12.347.719
9	20.565.071	14.397.328	26.745.048
10	20.327.072	14.157.241	40.902.288
11	20.078.364	13.905.426	54.807.714
12	19.818.464	13.641.300	68.449.013
13	19.546.868	13.364.250	81.813.263
14	19.263.051	13.073.633	94.886.896
15	18.966.461	12.768.771	107.655.668
16	18.656.525	12.448.955	120.104.623
17	18.332.642	12.113.437	132.218.059
18	17.994.185	11.761.431	143.979.490
19	17.640.496	11.392.112	155.371.601
20	17.270.892	11.004.613	166.376.214
21	25.146.534	18.859.900	185.236.115
22	24.742.917	18.557.188	203.793.302
23	24.321.137	18.240.853	222.034.155
24	23.880.377	17.910.283	239.944.438
25	23.419.783	23.419.783	263.364.221



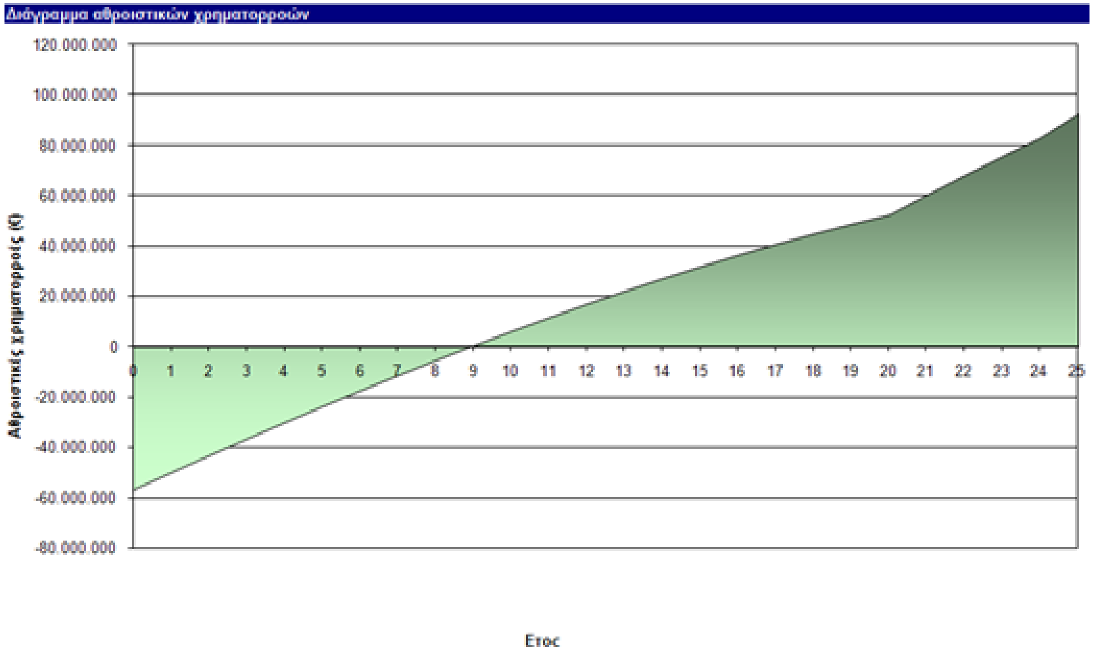
(γ) Σενάριο 30 MW

Ετήσια χρηματορροή			
Ετος	Προ-φόρων	Μετά-φόρων	Αθροιστικά
#	€	€	€
0	-72.565.482	-81.434.323	-81.434.323
1	15.980.247	11.495.678	-69.938.645
2	15.839.606	11.360.827	-58.577.818
3	15.692.635	11.219.466	-47.358.352
4	15.539.052	11.071.278	-36.287.074
5	15.378.557	10.915.926	-25.371.148
6	15.210.839	10.753.059	-14.618.089
7	15.035.575	10.582.306	-4.035.783
8	14.852.423	10.403.280	6.367.496
9	14.661.030	10.215.572	16.583.069
10	14.461.024	10.018.756	26.601.825
11	14.252.017	9.812.380	36.414.205
12	14.033.606	9.595.974	46.010.179
13	13.805.366	9.369.040	55.379.218
14	13.566.855	9.131.057	64.510.276
15	13.317.611	8.881.479	73.391.755
16	13.057.151	8.619.731	82.011.486
17	12.784.970	8.345.207	90.356.693
18	12.500.541	8.057.275	98.413.968
19	12.203.313	7.755.266	106.169.234
20	11.892.710	7.438.480	113.607.714
21	17.847.792	13.385.844	126.993.558
22	17.508.605	13.131.454	140.125.012
23	17.154.155	12.865.616	152.990.628
24	16.783.755	12.587.816	165.578.445
25	16.396.687	16.396.687	181.975.132



(δ) Σενάριο 20 MW

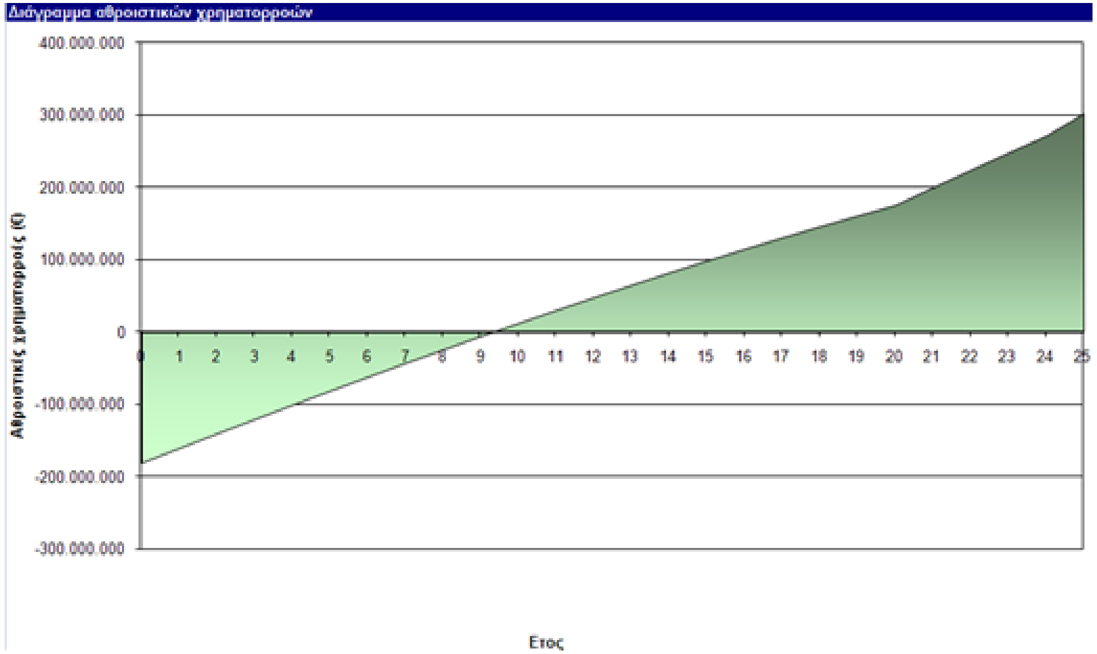
Ετήσια χρηματορροή			
Ετος	Προ-φόρων	Μετά-φόρων	Αθροιστικά
#	€	€	€
0	-49.375.881	-56.904.847	-56.904.847
1	9.612.791	6.849.435	-50.055.412
2	9.498.603	6.742.185	-43.313.227
3	9.379.278	6.629.785	-36.683.442
4	9.254.582	6.511.983	-30.171.460
5	9.124.275	6.388.515	-23.782.944
6	8.988.105	6.259.106	-17.523.838
7	8.845.806	6.123.464	-11.400.375
8	8.697.105	5.981.284	-5.419.091
9	8.541.711	5.832.246	413.156
10	8.379.325	5.676.015	6.089.170
11	8.209.632	5.512.236	11.601.406
12	8.032.302	5.340.539	16.941.945
13	7.846.993	5.160.536	22.102.482
14	7.653.345	4.971.817	27.074.299
15	7.450.982	4.773.954	31.848.253
16	7.239.513	4.566.495	36.414.748
17	7.018.528	4.348.968	40.763.717
18	6.787.599	4.120.876	44.884.592
19	6.546.278	3.881.696	48.766.288
20	6.294.098	3.630.879	52.397.167
21	10.650.871	7.988.153	60.385.320
22	10.375.483	7.781.612	68.166.933
23	10.087.703	7.565.778	75.732.710
24	9.786.973	7.340.230	83.072.940
25	9.472.711	9.472.711	92.545.651



10.7.2 Σενάρια χωρίς επιδότηση

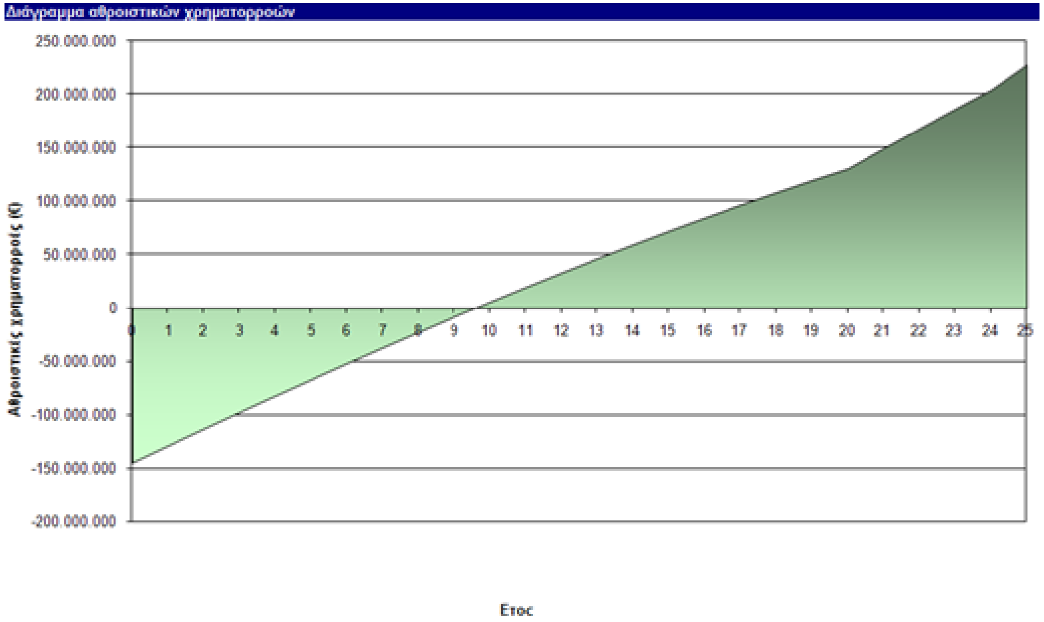
(α) Σενάριο 50 MW

Ετήσια χρηματορροή			
Ετος	Προ-φόρων	Μετά-φόρων	Αθροιστικά
#	€	€	€
0	-180.306.058	-180.306.058	-180.306.058
1	28.114.794	20.269.172	-160.036.886
2	27.924.202	20.077.212	-139.959.674
3	27.725.033	19.875.879	-120.083.794
4	27.516.901	19.664.707	-100.419.087
5	27.299.403	19.443.206	-80.975.882
6	27.072.119	19.210.861	-61.765.021
7	26.834.606	18.967.133	-42.797.888
8	26.586.405	18.711.453	-24.086.434
9	26.327.035	18.443.225	-5.643.210
10	26.055.994	18.161.820	12.518.611
11	25.772.755	17.866.581	30.385.192
12	25.476.771	17.556.814	47.942.006
13	25.167.468	17.231.791	65.173.797
14	24.844.246	16.890.746	82.064.542
15	24.506.479	16.532.874	98.597.416
16	24.153.513	16.157.330	114.754.746
17	23.784.663	15.763.224	130.517.971
18	23.399.214	15.349.622	145.867.592
19	22.996.421	14.915.539	160.783.132
20	22.575.502	14.459.943	175.243.075
21	32.615.577	24.461.683	199.704.758
22	32.155.923	24.116.942	223.821.700
23	31.675.584	23.756.688	247.578.389
24	31.173.631	23.380.223	270.958.612
25	30.649.089	30.649.089	301.607.701



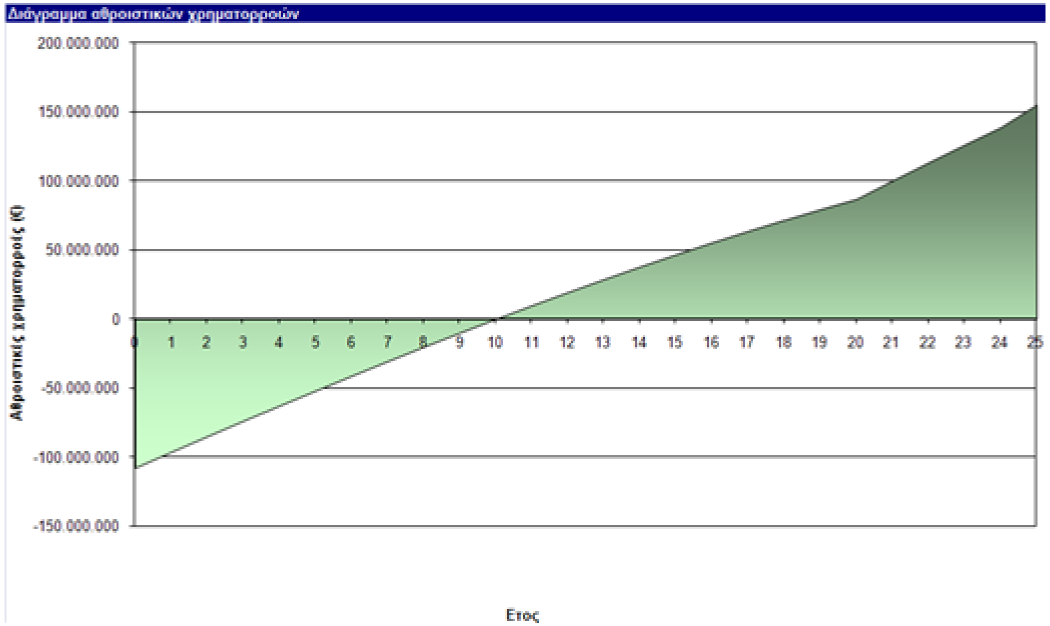
(β) Σενάριο 40 MW

Ετήσια χρηματορροή			
Ετος	Προ-φόρων	Μετά-φόρων	Αθροιστικά
#	€	€	€
0	-144.179.836	-144.179.836	-144.179.836
1	22.016.589	15.859.198	-128.320.639
2	21.849.232	15.694.485	-112.626.153
3	21.674.344	15.521.773	-97.104.380
4	21.491.586	15.340.665	-81.763.715
5	21.300.604	15.150.747	-66.612.967
6	21.101.028	14.951.583	-51.661.384
7	20.892.471	14.742.714	-36.918.671
8	20.674.528	14.523.659	-22.395.012
9	20.446.779	14.293.912	-8.101.100
10	20.208.780	14.052.943	5.951.843
11	19.960.072	13.800.193	19.752.036
12	19.700.172	13.535.076	33.287.113
13	19.428.576	13.256.976	46.544.089
14	19.144.759	12.965.246	59.509.335
15	18.848.169	12.659.205	72.168.540
16	18.538.233	12.338.137	84.506.677
17	18.214.350	12.001.293	96.507.970
18	17.875.893	11.647.881	108.155.851
19	17.522.204	11.277.073	119.432.924
20	17.152.600	10.887.995	130.320.919
21	25.146.534	18.859.900	149.180.820
22	24.742.917	18.557.188	167.738.007
23	24.321.137	18.240.853	185.978.860
24	23.880.377	17.910.283	203.889.143
25	23.419.783	23.419.783	227.308.926



(γ) Σενάριο 30 MW

Ετήσια χρηματορροή			
Ετος	Προ-φόρων	Μετά-φόρων	Αθροιστικά
#	€	€	€
0	-108.040.847	-108.040.847	-108.040.847
1	15.980.247	11.495.678	-96.545.169
2	15.839.606	11.360.827	-85.184.342
3	15.692.635	11.219.466	-73.964.875
4	15.539.052	11.071.278	-62.893.597
5	15.378.557	10.915.926	-51.977.671
6	15.210.839	10.753.059	-41.224.613
7	15.035.575	10.582.306	-30.642.307
8	14.852.423	10.403.280	-20.239.027
9	14.661.030	10.215.572	-10.023.455
10	14.461.024	10.018.756	-4.699
11	14.252.017	9.812.380	9.807.681
12	14.033.606	9.595.974	19.403.655
13	13.805.366	9.369.040	28.772.695
14	13.566.855	9.131.057	37.903.752
15	13.317.611	8.881.479	46.785.231
16	13.057.151	8.619.731	55.404.962
17	12.784.970	8.345.207	63.750.170
18	12.500.541	8.057.275	71.807.444
19	12.203.313	7.755.266	79.562.710
20	11.892.710	7.438.480	87.001.190
21	17.847.792	13.385.844	100.387.034
22	17.508.605	13.131.454	113.518.488
23	17.154.155	12.865.616	126.384.105
24	16.783.755	12.587.816	138.971.921
25	16.396.687	16.396.687	155.368.608



(δ) Σενάριο 20 MW

Ετήσια χρηματορροή			
Ετος	Προ-φόρων	Μετά-φόρων	Αθροιστικά
#	€	€	€
0	-79.491.744	-79.491.744	-79.491.744
1	9.612.791	6.849.435	-72.642.309
2	9.498.603	6.742.185	-65.900.124
3	9.379.278	6.629.785	-59.270.339
4	9.254.582	6.511.983	-52.758.357
5	9.124.275	6.388.515	-46.369.841
6	8.988.105	6.259.106	-40.110.736
7	8.845.806	6.123.464	-33.987.272
8	8.697.105	5.981.284	-28.005.988
9	8.541.711	5.832.246	-22.173.742
10	8.379.325	5.676.015	-16.497.727
11	8.209.632	5.512.236	-10.985.491
12	8.032.302	5.340.539	-5.644.952
13	7.846.993	5.160.536	-484.416
14	7.653.345	4.971.817	4.487.402
15	7.450.982	4.773.954	9.261.356
16	7.239.513	4.566.495	13.827.851
17	7.018.528	4.348.968	18.176.819
18	6.787.599	4.120.876	22.297.695
19	6.546.278	3.881.696	26.179.391
20	6.294.098	3.630.879	29.810.270
21	10.650.871	7.988.153	37.798.423
22	10.375.483	7.781.612	45.580.035
23	10.087.703	7.565.778	53.145.813
24	9.786.973	7.340.230	60.486.043
25	9.472.711	9.472.711	69.958.754