ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ



ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

Ακαδημαϊκό έτος 2011 – 2012

Διπλωματική Εργασία

Μελέτη, προσομοίωση και βελτιστοποίηση λειτουργίας ηλιοθερμικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κεντρική Ελλάδα

Γκοράκης Αντώνιος του Σταύρου

Εξεταστική επιτροπή:

Καθ. Σταυρακάκης Γεώργιος (επιβλέπων)
Καθ. Καλαϊτζάκης Κωνσταντίνος
Διδάσκων ΠΔ 407/80 Τσικαλάκης Αντώνιος

ΜΕΛΕΤΗ, ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΚΑΙ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ....1

ΠΕΡΙΛΗΨΗ....5

1. ΚΕΦΑΛΑΙΟ....6

1.1. Ηλιακη Ενεργεια και αξιοποιηση της....6
1.1.1. Κινηση του ηλιου....6
1.1.2. Ηλιακη ακτινοβολια....8
1.1.3. Συστηματα αξιοποιησης ηλιακης ακτινοβολιας....9
1.1.4. Φωτοβολταϊκα συστηματα....9
1.2. Ηλιακα Θερμικα Συστηματα Παραγωγης Ηλεκτρικης Ενεργειας (CSP)....10
1.2.1. Συστηματα παραβολικων κατοπτρων (Parabolic Trough System)....11
1.2.2. Συστηματα ηλιακου πυργου (Solar Power Tower System)....16
1.2.3. Ηλιακοι δισκοι (Dish Engine System)....17
1.2.4. Ηλιακα αεροηλεκτρικα συστηματα (Solar Aero-Electric Power Plant)....19
1.2.5. Συγκριση ηλιακων θερμικων συστηματων....20
1.3. Ηλιακα θερμικα συστηματα παραγωγης ηλεκτρικης ενεργειας σε διαφορες περιοχες του πλανητη....21
1.4. Οι διαμεσογειακες διασυνδεσεις των χωρων του Maghreb και το προγραμμα Desertec....25
1.4.1. Το προγραμμα Desertec....26
1.5. ΑΛΓΕΡΙΑ....27
1.5.1. Ηλιακο δυναμικο....28
1.5.2. Υβριδικο εργο....29
1.5.3. Το σχεδιο κατασκευης ΟΗΣΚ σταθμου στο Hassi R'Mel....30
1.5.4. Σχεδιο κατασκευης ηλιακου θερμικου πυργου παραγωγης ενεργειας στην Αλγερια....32
1.6. ΜΑΡΟΚΟ....33
1.6.1. Ηλιακο δυναμικο....34
1.6.2. Ηλιοθερμικος σταθμος παραγωγης ηλεκτρισμου στο Beni Mathar(Marocco)....34
1.7. ΑΙΓΥΠΤΟΣ....35
1.7.1. Ηλιακο δυναμικο....36
1.7.2. Ηλιοθερμικες εφαρμογες....36
1.7.3. Ο ηλιακος θερμικος σταθμος στο Kuraymat....37
1.8. Λοιπες χωρες Maghreb....38
1.8.1. Λιβυη....38
1.8.2. Τυνησια....38
1.8.3. Παλαιστινη....38
1.8.4. Ιορδανια....39
1.9. Δομη εργασιας....39

2. ΚΕΦΑΛΑΙΟ....40

2.1. Κριτηρια για την αξιολογηση των αιτησεων απο την Ρυθμιστικης Αρχης Ενεργειας....40
Α.Εισαγωγη....40
Β. Αξιολογηση ενεργειακης αποδοτικοτητας εργου (κριτηριο Δ Ν.3468/2006)....40
Γ. Λοιπα στοιχεια που εξεταζονται κατα την αξιολογηση των αιτησεων για χορηγηση αδειας παραγωγης ηλεκτρικης ενεργειας, ως προς τα κριτηρια Δ' και ΣΤ':....45
Δ. Ειδικα για τα Μη Διασυνδεδεμενα Νησια και ειδικοτερα για την πληροτητα της εξετασης των κριτηριων Γ και Δ εξεταζονται τα ακολουθα στοιχεια:....45
2.2. Αιτησεις για χορηγηση αδειας ηλιοθερμικων σταθμων παραγωγης ηλεκτρικης ενεργειας στην ΡΑΕ....47

2.3. ΑΙΤΗΣΕΙΣ ΓΙΑ ΧΟΡΗΓΗΣΗ ΑΔΕΙΑΣ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΟΙ ΟΠΟΙΕΣ ΕΧΟΥΝ ΕΓΚΡΙΘΕΙ ΑΠΟ ΤΗΝ ΡΑΕ 52

3. ΚΕΦΑΛΑΙΟ 57

3.1. SAM (SYSTEM ADVISOR MODEL) 57
3.2. ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΤΩΝ ΔΙΑΣΤΑΣΕΩΝ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΜΕ ΣΥΣΤΗΜΑ ΠΑΡΑΒΟΛΙΚΩΝ ΚΑΤΟΠΤΡΩΝ (PARABOLIC TROUGH) ΜΕ ΤΗΝ ΧΡΗΣΗ ΤΗΣ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ SAM 58
3.2.1 ΑΝΑΛΥΤΙΚΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΩΝ ΕΙΣΟΔΩΝ (INPUTS) ΠΟΥ ΑΠΑΙΤΟΥΝΤΑΙ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΠΙΛΟΓΗ «NO FINANCIALS» ...59
3.2.2 ΑΝΑΛΥΤΙΚΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΩΝ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΩΝ ΕΞΟΔΩΝ (OUTPUTS) ΤΗΣ ΠΑΡΑΠΑΝΩ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ «NO FINANCIALS» ΚΑΤΑ ΤΗΝ ΕΚΤΕΛΕΣΗ ΤΗΣ 72
3.2.3 ΑΝΑΛΥΤΙΚΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΩΝ ΕΙΣΟΔΩΝ (INPUTS) ΠΟΥ ΑΠΑΙΤΟΥΝΤΑΙ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΠΙΛΟΓΗ «UTILITY MARKET» 80
3.2.4 ΑΝΑΛΥΤΙΚΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΩΝ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΩΝ ΕΞΟΔΩΝ (OUTPUTS) ΤΗΣ ΠΑΡΑΠΑΝΩ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ «UTILITY MARKET» ΚΑΤΑ ΤΗΝ ΕΚΤΕΛΕΣΗ ΤΗΣ 87

4. ΚΕΦΑΛΑΙΟ 94

4.1. ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΤΩΝ ΔΙΑΣΤΑΣΕΩΝ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΜΕ ΣΥΣΤΗΜΑ ΠΑΡΑΒΟΛΙΚΩΝ ΚΑΤΟΠΤΡΩΝ (PARABOLIC TROUGH) ΣΤΑ ΤΡΙΚΑΛΑ 94
4.1.1 ΑΝΑΛΥΤΙΚΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΩΝ ΕΙΣΟΔΩΝ (INPUTS) ΠΟΥ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΘΗΚΑΝ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΠΑΝΩ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΤΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΣΤΑ ΤΡΙΚΑΛΑ 95
4.2. ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΤΩΝ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ ΚΑΙ ΤΩΝ ΤΕΧΝΙΚΩΝ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΩΝ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΜΕ ΣΥΣΤΗΜΑ ΠΑΡΑΒΟΛΙΚΩΝ ΚΑΤΟΠΤΡΩΝ (PARABOLIC TROUGH) ΣΤΑ ΤΡΙΚΑΛΑ 109
4.2.1 ΑΝΑΛΥΤΙΚΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΩΝ ΕΙΣΟΔΩΝ (INPUTS) ΠΟΥ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΘΗΚΑΝ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΠΑΝΩ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΤΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΣΤΑ ΤΡΙΚΑΛΑ 109

5. ΚΕΦΑΛΑΙΟ 117

5.1. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΟΣ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ, ΕΝΟΣ Φ/Β ΧΩΡΙΣ TRACKER ΚΑΙ ΕΝΟΣ Φ/Β ΜΕ TRACKER 2 ΑΞΟΝΩΝ, ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΙΣΧΥΣ 30MW ΤΟ ΚΑΘΕΝΑ, ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΑ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΩΝ ΤΡΙΚΑΛΩΝ 117
5.2. ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΘΕΡΜΙΚΗΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ(TES) ΤΟΥ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΥ ΕΡΓΟΣΤΑΣΙΟΥ ΣΤΑ ΤΡΙΚΑΛΑ ..122
5.3. ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΥΒΡΙΔΙΚΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ, ΧΩΡΙΣ ΘΕΡΜΙΚΗ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ, ΤΟΥ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΥ ΕΡΓΟΣΤΑΣΙΟΥ ΣΤΑ ΤΡΙΚΑΛΑ 127
5.4. ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΥΒΡΙΔΙΚΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ, ΜΕ ΘΕΡΜΙΚΗ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ, ΤΟΥ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΥ ΕΡΓΟΣΤΑΣΙΟΥ ΣΤΑ ΤΡΙΚΑΛΑ 141
5.5. ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΘΕΡΜΙΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΟΛΩΝ ΤΩΝ ΤΜΗΜΑΤΩΝ ΤΟΥ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΥ ΕΡΓΟΣΤΑΣΙΟΥ ΣΤΑ ΤΡΙΚΑΛΑ 151
5.5.1. ΓΡΑΦΗΜΑΤΑ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΘΕΡΜΟΤΗΤΑΣ, ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕ ΘΕΡΜΙΚΗ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ 154
5.5.2. ΓΡΑΦΗΜΑΤΑ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΘΕΡΜΟΤΗΤΑΣ, ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΩΝ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ 158
5.5.3. ΓΡΑΦΗΜΑΤΑ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΘΕΡΜΟΤΗΤΑΣ, ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΩΝ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕ ΘΕΡΜΙΚΗ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ 160
5.6. ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΟΙ ΠΙΝΑΚΕΣ ΜΕ ΤΑ ΤΕΧΝΙΚΑ ΚΑΙ ΤΑ ΟΙΚΟΝΟΜΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΟΛΩΝ ΤΩΝ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΩΝ ΠΟΥ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΑΜΕ 162
5.7. ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΤΟΥ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΥ ΕΡΓΟΣΤΑΣΙΟΥ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΑ ΚΛΙΜΑΤΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ 165
5.8. ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΤΟΥ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΥ ΕΡΓΟΣΤΑΣΙΟΥ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΑ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ..172
5.8.1. ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΣΤΑ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ ΑΠΟ ΤΗΝ ΑΥΞΗΣΗ ΤΟΥ ΕΠΙΤΟΚΙΟΥ ΤΟΥ ΔΑΝΕΙΟΥ 172
5.8.2. ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΤΗΣ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΗΣ ΤΙΜΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΤΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΣΤΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΩΝ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ 173

6. ΚΕΦΑΛΑΙΟ 175

6.1. ΓΕΝΙΚΑ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΓΙΑ ΤΑ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ 175
6.1.1. PARABOLIC TROUGH 175
6.1.2. ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΜΕΤΑΞΥ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΚΑΙ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ 176
6.2. ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ – ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΕΣ ΤΗΣ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ SAM 176
6.2.1. ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΤΗΣ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ 176
6.2.2. ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΤΗΣ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ 177
6.3. ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΑ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ 177
6.4. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ 182
6.4.1. ΈΛΕΓΧΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΕ ΠΕΡΙΟΧΗ ΜΕ «ΚΑΛΥΤΕΡΑ» ΚΛΙΜΑΤΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ(ΑΘΗΝΑ) ..182
6.4.2 ΈΛΕΓΧΟΣ ΕΠΙΠΤΩΣΕΩΝ ΣΤΑ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ ΑΠΟ ΑΛΛΑΓΕΣ ΣΕ ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΜΕΤΑΒΛΗΤΕΣ 184
6.5. ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ ΤΟΥ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΥ ΕΡΓΟΣΤΑΣΙΟΥ ΣΤΑ ΤΡΙΚΑΛΑ 185

7. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 186

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα καθηγητή
κ. Σταυρακάκη Γεώργιο.

Επίσης, ευχαριστώ θερμά τον κ. Τσικαλάκη Αντώνιο
για την πολύτιμη βοήθεια που μου προσέφερε και το χρόνο που διάθεσε
κατά τη διάρκεια εκπόνησης της εργασίας μου.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) ή ήπιες μορφές ενέργειας, είναι μορφές εκμεταλλεύσιμης ενέργειας που προέρχονται από διάφορες φυσικές διαδικασίες (όπως ο ήλιος και ο άνεμος). Ο όρος "ήπιες" αναφέρεται σε δύο βασικά χαρακτηριστικά τους. Πρώτον, γίνεται εκμετάλλευση της ήδη υπάρχουσας ροής ενέργειας στη φύση και δεν απαιτείται κάποια ενεργητική παρέμβαση (όπως καύση και εξόρυξη), όπως απαιτείται για τις συμβατικές πηγές ενέργειας. Δεύτερον, πρόκειται για μορφές ενέργειας πολύ φιλικές προς το περιβάλλον, οι οποίες δεν αποδεσμεύουν τοξικά ή ραδιενεργά απόβλητα, υδρογονάνθρακες ή διοξείδιο του άνθρακα. Οι βασιζόμενες στην ηλιακή ακτινοβολία ήπιες μορφές ενέργειας είναι ανανεώσιμες, διότι δεν πρόκειται να εξαντληθούν όσο υπάρχει ο ήλιος, δηλαδή για μερικά δισεκατομμύρια χρόνια ακόμη.

Ο σκοπός της παρούσας της εργασίας είναι η μελέτη και η προσομοίωση της λειτουργίας ενός ηλιοθερμικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην περιοχή των Τρικάλων, καθώς και πιθανοί τρόποι για την βελτιστοποίηση του. Τα ηλιοθερμικά συστήματα εκμεταλλεύονται την ηλιακή ακτινοβολία για παραγωγή θερμότητας και στη συνέχεια ηλεκτρικής ενέργειας, και μέχρι σήμερα εξελίσσονται τεχνολογικά οδηγώντας στην αύξηση της αποδοτικότητάς τους.

Αρχικά η ηλιακή ακτινοβολία προσπίπτει στο παραβολικό κάτοπτρο (parabolic reflector) και ανακλάται προς τον αποδέκτη (receiver), ο οποίος είναι τοποθετημένος στο σημείο εστίασης της παραβολής. Το μεγαλύτερο μέρος της ανακλώμενης ακτινοβολίας απορροφάται από τον απορροφητή (absorber), ο οποίος είναι εγκατεστημένος στο εσωτερικό του αποδέκτη, με αποτέλεσμα την θέρμανσή του. Η θερμότητα αυτή μεταδίδεται στο θερμικό υγρό (HTF), που ρέει μέσα στον απορροφητή. Στη συνέχεια το θερμό υγρό κατευθύνεται στον εναλλάκτη θερμότητας, όπου "ανταλλάσει" θερμότητα με νερό, με αποτέλεσμα να αλλάζει η φάση του νερού σε ατμό. Ο υπέρθερμος ατμός περιστρέφει έναν στρόβιλο ατμού συνδεδεμένο με ηλεκτρογεννήτρια, με αποτέλεσμα να παράγεται τελικώς ηλεκτρική ενέργεια.

Αρχικά, στην συγκεκριμένη εργασία περιγράψαμε τα χαρακτηριστικά των διάφορων τεχνολογιών ηλιοθερμικών συστημάτων και κάναμε μια σύντομη αναφορά τόσο στα ήδη εγκατεστημένα συστήματα σε όλο τον πλανήτη, όσο και τα σχέδια των χωρών της Βόρειας Αφρικής και της Μέσης Ανατολής. Έπειτα μελετήσαμε τον οδηγό αξιολόγησης της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας ώστε να έχουμε μία πλήρη εικόνα για τις προϋποθέσεις που πρέπει να πληρούν τέτοιου είδους έργα ώστε να είναι σε θέση να αδειοδοτηθούν από την ΡΑΕ. Στην συνέχεια, μέσω της εφαρμογής του System Advisor Model της NREL, προσομοιώσαμε διάφορους πιθανούς τρόπους λειτουργίας του εργοστασίου ώστε να καταγράψουμε τα τεχνικά και τα οικονομικά χαρακτηριστικά κάθε περίπτωσης.

Συνεχίσαμε την μελέτη εξάγοντας και συγκρίνοντας τα αποτελέσματα τόσο για τα τεχνικά χαρακτηριστικά (ετήσια παραγωγή, αιχμή παραγωγής, ώρα αιχμής, ζήτηση ενέργειας, ροή θερμότητας κτλ) όσο και τα οικονομικά χαρακτηριστικά (εσωτερικός ρυθμός απόδοσης-IRR, καθαρά έσοδα ανά έτος, απόδοση ιδίων κεφαλαίων κτλ) κάθε περίπτωσης ώστε να ελέγξουμε ποιές περιπτώσεις είναι οικονομικά βιώσιμες και το κατά πόσο θα ήταν κερδοφόρα μία επένδυση σε αυτές. Οι περιπτώσεις των συστημάτων οι οποίες είναι οικονομικά βιώσιμες όπως επίσης και οι περιπτώσεις οι οποίες είναι υπό προϋποθέσεις βιώσιμες παρατίθενται αναλυτικά στα τελικά συμπεράσματα της εργασίας. Page: 5 [0]Έγινε φανερό ότι αν συνδυάσουμε δύο ανανεώσιμες πηγές βιοαέριο και ηλιακή ενέργεια τα οικονομικά αποτελέσματα είναι ιδιαίτερα ενθαρρυντικά.

Επιπλέον ελέγξαμε τις επιπτώσεις στα διάφορα χαρακτηριστικά του έργου (ετήσια παραγωγή, απαιτούμενη έκταση, κόστος ενέργειας κτλ) από την μεταβολή των κλιματικών δεδομένων των προσομοιώσεων αντικαθιστώντας τα με αυτά της περιοχής των Αθηνών. Τέλος ελέγξαμε την μεταβολή στο κόστος της ενέργειας των συστημάτων αυξάνοντας το επιτόκιο δανεισμού από 1 έως και 3 ποσοστιαίες μονάδες.

1. ΚΕΦΑΛΑΙΟ

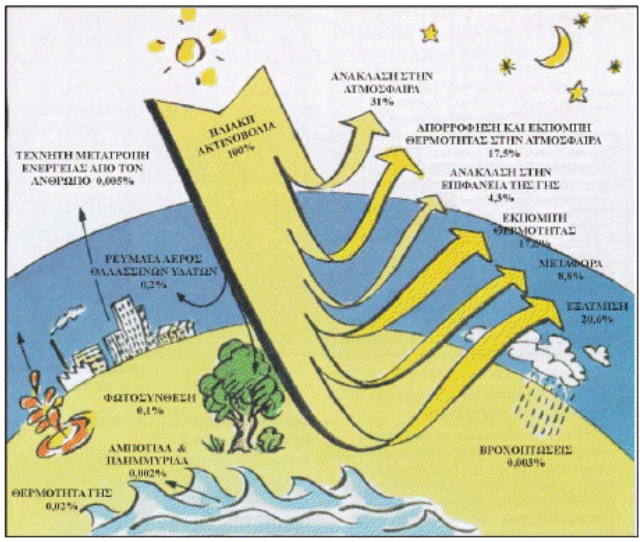
1.1. Ηλιακή Ενέργεια και αξιοποίησή της

Ηλιακή ενέργεια χαρακτηρίζεται το σύνολο των διαφόρων μορφών ενέργειας που προέρχονται από τον Ήλιο. Τέτοιες είναι το φως ή φωτεινή ενέργεια, η θερμότητα ή θερμική ενέργεια καθώς και διάφορες ακτινοβολίες ή ενέργεια ακτινοβολίας. Η ηλιακή ενέργεια στο σύνολό της είναι πρακτικά ανεξάντλητη, αφού προέρχεται από τον ήλιο και ως εκ τούτου δεν υπάρχουν περιορισμοί χώρου και χρόνου για την εκμετάλλευσή της. Από την ενέργεια η οποία φτάνει στα όρια της ατμόσφαιρας:

- Το 31% ανακλάται στα ανώτερα στρώματα της ατμόσφαιρας της γης.
- Το 47% φθάνει μέχρι την επιφάνεια της γης.
- Το 23% συμβάλλει στη δημιουργία των ανέμων, των κυμάτων και γενικά ρυθμίζει το κλίμα.
- Οι ωκεανοί απορροφούν το 33 % της ενέργειας που φθάνει στην επιφάνεια της γης.
- Η ξηρά απορροφά το 14% της ενέργειας που φθάνει στην επιφάνεια της γης.
- Το 0.1% της ηλιακής ενέργειας απορροφάται από τα φυτά.

1.1.1. Κίνηση του ήλιου

Συχνά είναι αναγκαία η γνώση της κίνησης του ήλιου για τους υπολογισμούς που σχετίζονται με την εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας.



Εικόνα 1.1 - Ηλιακή ακτινοβολία

Βασικοί ορισμοί

- *Απόκλιση δ* του ηλίου ορίζεται η γωνία ανάμεσα στην ευθεία ήλιου – γης και την προβολή της στο επίπεδο του ισημερινού.

  -Η μέγιστη τιμή της, κατά το θερινό ηλιοστάσιο, είναι 23,45 ^{o}

  -Η ελάχιστη τιμή της, κατά το χειμερινό ηλιοστάσιο, είναι -23,45 ^{o}

$$\delta = 23,45 \sin \frac{360(284+n)}{365}$$

όπου n: η ημέρα του έτους.

• *Γεωγραφικό πλάτος του τόπου φ:*

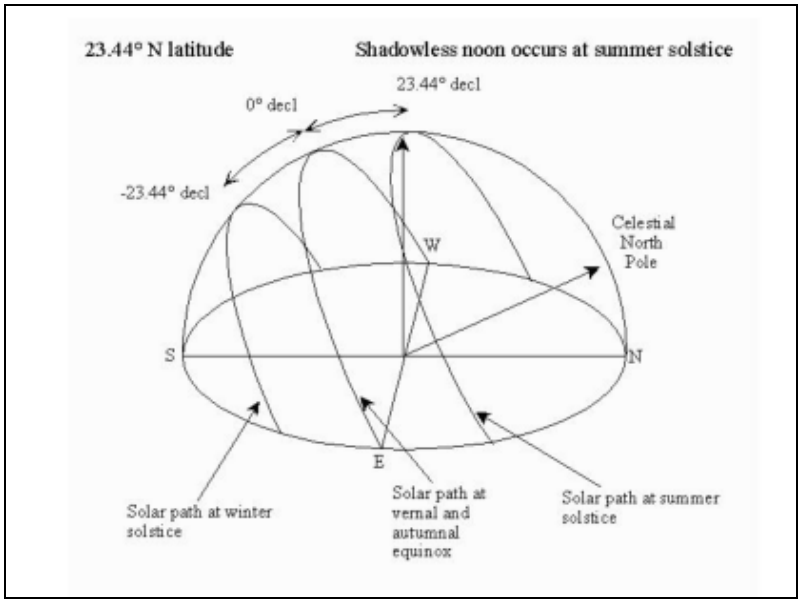
$-90^o \leq \varphi \leq 90^o$

• *Γωνία ζενίθ* θ_z ορίζεται η γωνία που σχηματίζεται από την κατακόρυφο και την ευθεία όρασης του ήλιου.

• *Κλίση β* ορίζεται η κλίση της επιφάνειας ως προς το οριζόντιο επίπεδο.

• *Αζιμούθιο γ* ορίζεται η γωνία που σχηματίζει η προβολή του κάθετου διανύσματος της επιφάνειας στο οριζόντιο επίπεδο με τον άξονα Βορρά – Νότου.

- Για νότιο προσανατολισμό: $\gamma = 0$
- Για γωνίες δυτικά: $\gamma > 0$
- Για γωνίες ανατολικά: $\gamma < 0$



Εικόνα 1.2 - Ορισμός απόκλισης δ

• *Ωριαία γωνία ω* είναι η γωνιακή μετατόπιση του ήλιου ανατολικά ή δυτικά του τοπικού μεσημβρινού λόγω της περιστροφής της γης περί τον άξονά της με ρυθμό 15^o ανά ώρα.

$$\omega = \pm 0.25 \square \text{ (λεπτά από το ηλιακό μεσημέρι)}$$

και:

- έχει θετική τιμή για μμ ώρες.
- αρνητική τιμή για πμ ώρες.
- στο ηλιακό μεσημέρι $\omega = 0$.

• *Γωνία πρόσπτωσης* θ είναι η γωνία που σχηματίζει η ευθεία όρασης του ήλιου με την κατακόρυφο.

– Γενικός τύπος:

$$\cos\theta = \sin\delta * \sin\phi * \cos\beta - \sin\delta * \cos\phi * \sin\beta * \cos\gamma + \cos\delta * \cos\phi * \cos\beta * \cos\omega + \cos\delta * \sin\phi * \sin\beta * \cos\gamma * \cos\omega + \cos\delta * \sin\beta * \sin\gamma * \sin\omega$$

Εξίσωση 1.1

– Κατακόρυφες επιφάνειες (b = 90 ^{o}):

$$\cos\theta = -\sin\delta * \cos\phi * \cos\gamma + \cos\delta * \sin\phi * \cos\gamma * \cos\omega + \cos\delta * \sin\gamma * \sin\omega$$

Εξίσωση 1.2

– Οριζόντιες επιφάνειες (b = 0 ^{o}):

$$\cos\theta_Z = \sin\delta * \sin\phi + \cos\delta * \cos\phi * \cos\omega$$

Εξίσωση 1.3

– Για κεκλιμένες επιφάνειες στο βόρειο ημισφαίριο στραμμένες προς το νότο (γ=0):

$$\cos\theta = \sin\delta * \sin(\phi - \beta) + \cos\delta * \cos(\phi - \beta) * \cos\omega$$

Εξίσωση 1.4

• *Ωριαία γωνία δύσης* ω_s

$$\cos\omega s = -\frac{\sin\varphi * \sin\delta}{\cos\varphi * \cos\delta} = -\tan\varphi * \tan\delta$$

Εξίσωση 1.5

1.1.2. Ηλιακή ακτινοβολία

Βασικοί ορισμοί

• *Άμεση ηλιακή ακτινοβολία* είναι η ηλιακή ακτινοβολία που λαμβάνεται χωρίς να έχει υποστεί σκέδαση στην ατμόσφαιρα.

• *Διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία* είναι η ηλιακή ακτινοβολία που έχει υποστεί σκέδαση στην ατμόσφαιρα.

• *Ολική ηλιακή ακτινοβολία* είναι το άθροισμα της άμεσης και της διάχυτης ηλιακής ακτινοβολίας που λαμβάνεται σε μία επιφάνεια.

• *Πυκνότητα ισχύος ακτινοβολίας* είναι ο ρυθμός με τον οποίο η ενέργεια που ακτινοβολείται πέφτει σε μία επιφάνεια, ανά μονάδα επιφάνειας.

• *Πυκνότητα ενέργειας ακτινοβολίας* είναι η προσπίπτουσα σε μία επιφάνεια ενέργεια ανά μονάδα επιφάνειας και υπολογίζεται με την ολοκλήρωση της πυκνότητας ισχύος σε κάποιο χρονικό διάστημα.

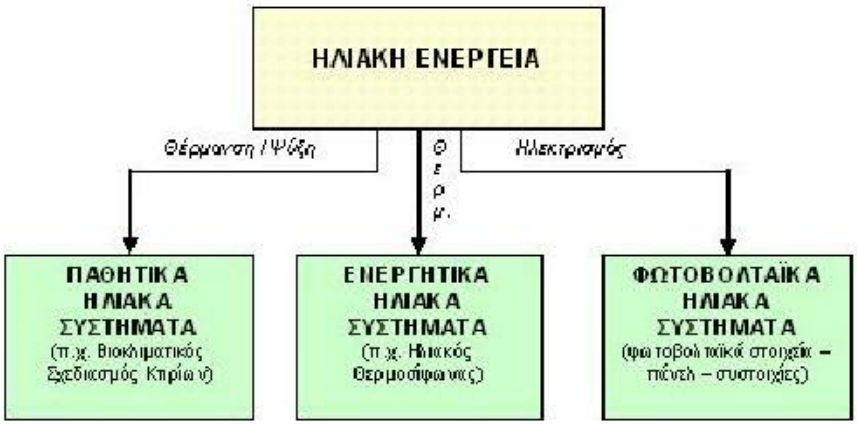
1.1.3. Συστήματα αξιοποίησης ηλιακής ακτινοβολίας

Όσον αφορά την εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας, θα μπορούσαμε να πούμε ότι χωρίζεται σε τρεις κατηγορίες εφαρμογών: τα παθητικά ηλιακά συστήματα, τα ενεργητικά ηλιακά συστήματα, και τα φωτοβολταϊκά συστήματα.

• *Παθητικά Ηλιακά Συστήματα:* Τα παθητικά ηλιακά συστήματα είναι δομικά στοιχεία του κτιρίου, που αξιοποιώντας τους νόμους μεταφοράς θερμότητας, συλλέγουν την ηλιακή ενέργεια, την αποθηκεύουν σε μορφή θερμότητας και τη διανέμουν στο χώρο. Η συλλογή της ηλιακής ενέργειας βασίζεται στο φαινόμενο του θερμοκηπίου και ειδικότερα στην είσοδο της ηλιακής ακτινοβολίας μέσω του γυαλιού ή άλλου διαφανούς υλικού και τον εγκλωβισμό της θερμότητας στο εσωτερικό του χώρου. Τα παθητικά ηλιακά συστήματα συνδυάζονται και με τεχνικές φυσικού φωτισμού καθώς και παθητικά συστήματα και τεχνικές για το φυσικό δροσισμό των κτιρίων το καλοκαίρι. Μπορούν δε να εφαρμοστούν τόσο σε καινούργια, όσο και σε ήδη υπάρχοντα κτίρια.

• *Ενεργητικά Ηλιακά Συστήματα:* Τα ενεργητικά ή θερμικά ηλιακά συστήματα αποτελούν μηχανολογικά συστήματα που συλλέγουν την ηλιακή ενέργεια, τη μετατρέπουν σε θερμότητα, την αποθηκεύουν και τη διανέμουν, χρησιμοποιώντας είτε κάποιο υγρό είτε αέρα ως ρευστό μεταφοράς της θερμότητας. Χρησιμοποιούνται για θέρμανση νερού οικιακής χρήσης, για τη θέρμανση και ψύξη χώρων, για βιομηχανικές διεργασίες, για αφαλάτωση, για διάφορες αγροτικές εφαρμογές, για θέρμανση του νερού σε πισίνες, κλπ. Η πιο απλή και διαδεδομένη μορφή των θερμικών ηλιακών συστημάτων είναι οι γνωστοί σε όλους μας ηλιακοί θερμοσίφωνες.

• *Φωτοβολταϊκά Συστήματα:* Τα φωτοβολταϊκά συστήματα (Φ/Β) μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική, λύνοντας έτσι το πρόβλημα της ηλεκτροδότησης περιοχών που είναι δύσκολο να πάρουν ρεύμα από το ηλεκτρικό δίκτυο (απομονωμένα σπίτια, φάροι, κ.α.). Μικροί υπολογιστές και ρολόγια χρησιμοποιούν τα Φ/Β για την λειτουργία τους.



Εικόνα 1.3 – Εφαρμογές ηλιακής ενέργειας

1.1.4. Φωτοβολταϊκά συστήματα[1]

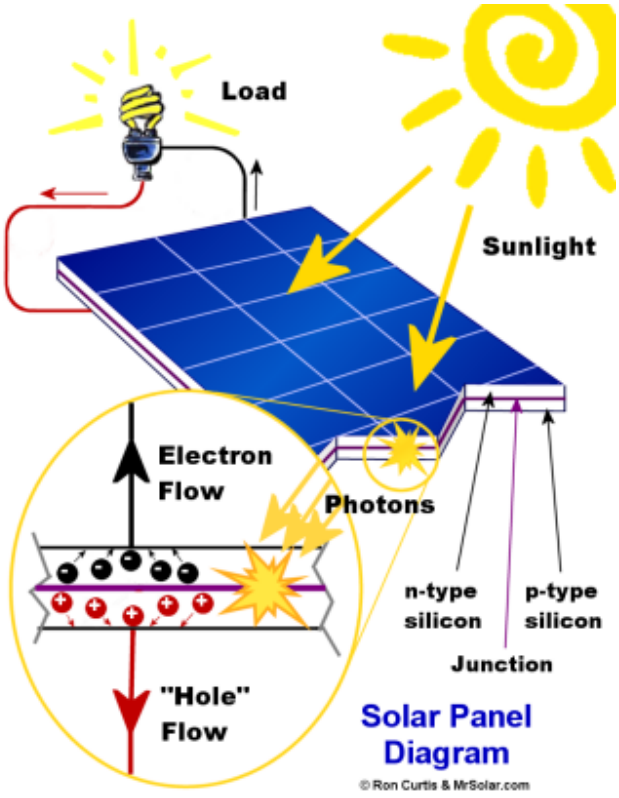
Η εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας είναι αρκετά διαδεδομένη κυρίως με εφαρμογές φωτοβολταϊκών συστημάτων. Τα φωτοβολταϊκά συστήματα βασίζονται στην άμεση μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρισμό, με τη χρήση τεχνολογίας ημιαγώγιμων υλικών τα οποία ενεργοποιούνται στο φάσμα του ηλιακού φωτός. Τέτοια συστήματα χαρακτηρίζονται ως ηλιακοί συσσωρευτές και η λειτουργία τους είναι φιλική προς το περιβάλλον, ενώ η διάρκεια ζωής τους φθάνει τα 25 χρόνια.

Η δομή και η λειτουργία των φωτοβολταϊκών στοιχείων ή ηλιακών κυψελών βασίζεται στους ημιαγωγούς, οι οποίοι συνδέονται σε ζεύγη αρνητικής και θετικής φόρτισης (p-n), ώστε να

διαμορφώσουν μεγάλης επιφάνειας ηλεκτροδιόδους. Η ορθή κατασκευή της ηλεκτροδιόδου αποτελεί βασική προϋπόθεση της επιτυχούς λειτουργίας της φωτοβολταϊκής κυψέλης ως ημιαγωγού.

Με την πρόσπτωση του ηλιακού φωτός στην επιφάνεια του ημιαγωγού τύπου n απελευθερώνονται ηλεκτρόνια, τα οποία συλλέγονται με τη βοήθεια ηλεκτροδίου εφαρμοσμένου στην άνω επιφάνειά του. Στην κάτω επιφάνεια της ηλιακής κυψέλης είναι προσαρμοσμένος ένας ημιαγωγός τύπου p, στον οποίο οδηγούνται τα ηλεκτρόνια μέσω ηλεκτρικού κυκλώματος. Η οπίσθια επιφάνεια της κυψέλης αποτελεί ένα ενιαίο ηλεκτρόδιο, όπως και η εμπρόσθια, η οποία όμως επιπρόσθετα καλύπτεται από στρώση διαφανούς απορροφητικού υλικού για τον περιορισμό της ανακλαστικότητας, καθώς και από διαφανές προστατευτικό υλικό, συνήθως τζάμι ή συνθετικό.

Το ηλεκτρόδιο της εμπρόσθιας επιφάνειας έχει οπωσδήποτε μορφή πλέγματος ή σχάρας, ώστε να μην περιορίζεται η πρόσπτωση του φωτός στην επιφάνεια του ημιαγωγού, ενώ το ηλεκτρόδιο της οπίσθιας επιφάνειας μπορεί να είναι παρόμοιο, αν είναι επιθυμητή η διέλευση φωτός διαμέσου της κυψέλης ή να έχει μορφή συνεχούς λεπτού μεταλλικού φύλλου. Τα ηλεκτρόδια καλύπτουν ολόκληρη την επιφάνεια του ημιαγωγού.



Εικόνα 1.4 - Δομή φωτοβολταϊκού συστήματος

1.2. Ηλιακά Θερμικά Συστήματα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (CSP)[2,3]

Οι ηλιοθερμικές μονάδες εκμεταλλεύονται την ηλιακή ενέργεια για την παραγωγή θερμότητας. Ενώ δηλαδή στα φωτοβολταϊκά η ηλιακή ενέργεια χρησιμοποιείται για να παραχθεί απευθείας ηλεκτρική ενέργεια, μέσω του φωτοβολταϊκού φαινομένου, στα ηλιοθερμικά συστήματα η ενέργεια χρησιμοποιείται για την παραγωγή θερμότητας, που σε χαμηλή ή μέση θερμοκρασία χρησιμοποιούνται για τη θέρμανση πισινών ή την παραγωγή ζεστού νερού κλπ, ενώ σε υψηλή θερμοκρασία χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Πρόκειται δηλαδή για μια φιλική τεχνολογία προς το περιβάλλον καθώς δεν απαιτείται καύση συμβατικών καυσίμων. Απαιτεί όμως μεγάλη επίπεδη έκταση, στην οποία εγκαθίστανται ειδικά

παραβολικά κάτοπτρα τα οποία για να έχουν ικανή απόδοση για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να παρακολουθούν την πορεία του ήλιου σε όλη τη διάρκεια της ημέρας, αλλάζοντας κλίση.

Στις ηλιοθερμικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, η ενέργεια που συγκεντρώνεται θερμαίνει ένα ειδικό λάδι και μετατρέπεται σε θερμική ενέργεια που μεταφέρεται σε ατμοστρόβιλο, ο οποίος με τη σειρά του κινεί την ηλεκτρογεννήτρια. Προκειμένου μάλιστα οι ηλιοθερμικές μονάδες να λειτουργούν ως μονάδες βάσης, απαιτείται να υπάρχει η δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας κάτι που επιτυγχάνεται με τη δημιουργία αποθηκών θερμότητας, που ανάλογα με το μέγεθός τους μπορούν να διασφαλίσουν την απρόσκοπτη λειτουργία του σταθμού έως και 24 ώρες. Για την εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας σταθμών απαιτείται μεγάλη ηλιοφάνεια και μεγάλες εκτάσεις**.** Υπάρχουν 4 κατηγορίες συστημάτων συγκέντρωσης ηλιακής ενέργειας (CSP):

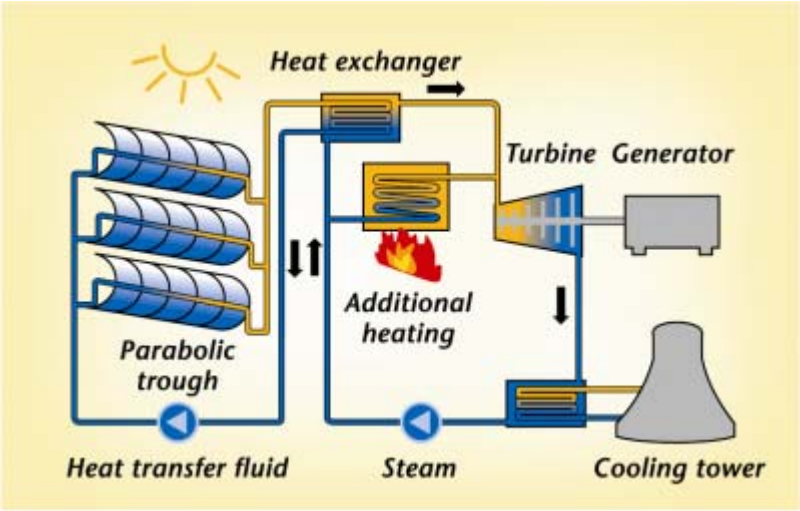
- Συστήματα παραβολικών κατόπτρων (Parabolic Trough System)
- Συστήματα ηλιακού πύργου (Solar Power Tower System)
- Ηλιακοί δίσκοι (Dish Engine System)
- Ηλιακά αεροηλεκτρικά συστήματα (Solar Aero-Electric Power Plant)

1.2.1. Συστήματα παραβολικών κατόπτρων (Parabolic Trough System) [4]

Οι παραβολικοί συλλέκτες χρησιμοποιούνται σε εφαρμογές παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος, καθώς λόγω της μεγάλης συγκέντρωσης της ηλιακής ακτινοβολίας που επιτυγχάνουν, προκαλούν μεταβολές θερμοκρασίας από 50 °C μέχρι και πάνω από 400 °C. Συνδυάζουν μεγάλη θερμική απόδοση και χαμηλό κόστος. Το κόστος επένδυσης ενός συστήματος παραβολικών κατόπτρων πλησιάζει τα 240 ευρώ ανά τετραγωνικό μέτρο, ενώ μπορεί να μειωθεί μέχρι τα 110-130 ευρώ ανά τετραγωνικό μέτρο για μακροπρόθεσμα υψηλή παραγωγή. Το κόστος κεφαλαίου για βραχυπρόθεσμους σταθμούς παραβολικών κατόπτρων κυμαίνεται μεταξύ 3.500-7.500 ευρώ kW_e .

Τα κύρια μέρη ενός παραβολικού ηλιακού συστήματος είναι:

- Τα παραβολικά κάτοπτρα
- Οι σωλήνες μεταφοράς θερμότητας (HCE) που περιέχουν θερμο-απορροφητικό υλικό (HTF)
- Ο ατμοστρόβιλος-γεννήτρια
- Η μονάδα θερμικής αποθήκευσης (*αν υπάρχει*)
- Η τουρμπίνα φυσικού αερίου ή άλλου καυσίμου (*αν το εργοστάσιο έχει υβριδική λειτουργία*)



Εικόνα 1.5 - Μοντέλο λειτουργίας σταθμού ηλεκτροπαραγωγής παραβολικών κατόπτρων

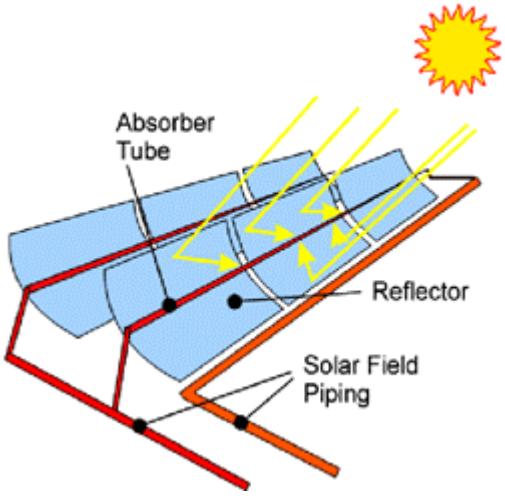
Παραβολικά κάτοπτρα

Ένας παραβολικός συλλέκτης αποτελείται από ένα παραβολικό κάτοπτρο, καθώς και από έναν κυλινδρικό αποδέκτη (HeatCollectionElement), ο οποίος αποτελείται από περίβλημα το οποίο περικλείει έναν επίσης κυλινδρικό απορροφητή, ώστε να μειώνονται οι απώλειες θερμότητας,. Ανάμεσα στο περίβλημα και τον απορροφητή μεσολαβεί κενό αέρος, ώστε να μην έχουμε απώλειες λόγω συναγωγής.[1]

Η ηλιακή ακτινοβολία προσπίπτει στο ανακλαστικό κάτοπτρο(καθρέφτες) και εν συνεχεία ανακλάται προς το σημείο εστίασης (Focal Point), στο οποίο συγκεντρώνεται πολλαπλάσιες φορές (έως 80 φορές περισσότερο), όπου εκεί είναι τοποθετημένος ο αποδέκτης. Οι καθρέφτες έχουν μια ειδική επίστρωση πολλαπλών επιπέδων η οποία προστατεύει το ασημένιο στο πίσω μέρος του καθρέφτη, έτσι η κατοπτρική τους ανακλαστικότητα είναι της τάξης του 93,5%. Κάθε πάνελ έχει καθρέφτη 2 τετραγωνικά μέτρα, περίπου.

Το κάτοπτρο μαζί με τον κυλινδρικό απορροφητή στηρίζονται στον δομικό σκελετό ώστε να διατηρούν την οπτική τους ευθυγράμμιση με τον ήλιο και να μην επηρεάζονται από της δυνάμεις του αέρα που σε μερικές περιπτώσεις είναι αρκετά μεγάλες. Επιπλέον στον σκελετό υπάρχει προσαρμοσμένο σύστημα παρακολούθησης της τροχιάς του ήλιου έτσι ώστε ο συλλέκτης να μετακινείται διαρκώς στην βέλτιστη γωνία προς την ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει επάνω του.

Σκοπός του παραβολικού κατόπτρου είναι να ανακλά προς τον αποδέκτη όσο τον δυνατόν μεγαλύτερη ποσότητα της απευθείας ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει επάνω του. Για τον λόγο αυτό, τα πιο συνηθισμένα υλικά που χρησιμοποιούνται στη βιομηχανία για την επίστρωση της ανακλαστικής επιφάνειας του κατόπτρου είναι ο χάλυβας, το αλουμίνιο και πολύ σπάνια ο χρυσός, ανάλογα με την εταιρία κατασκευής. Το αλουμίνιο παρουσιάζει τη χαμηλότερη ανακλαστικότητα μεταξύ όλων των παραπάνω υλικών, είναι όμως το πιο οικονομικό και αρκετά ανθεκτικό στις περιβαλλοντικές συνθήκες και για αυτό επιλέγεται από πολλές εταιρείες. Όσον αφορά τον άργυρο και τον χρυσό, ο άργυρος παρουσιάζει ελάχιστα μεγαλύτερη ανακλαστικότητα από τον χρυσό αλλά ο χρυσός είναι πιο ανθεκτικός στις καιρικές συνθήκες αλλά σαφέστατα ακριβότερος. Μερικοί από τους πιο εμπορικούς τύπους συλλεκτών είναι οι LuzSystem[5], οι EuroTrough[6] και οι Solargenix[7].



Εικόνα 1.6 - Αρχιτεκτονική παραβολικού συλλέκτη

Σωληνώσεις μεταφοράς θερμότητας (HCE)

Καθοριστικό ρόλο στην απόδοση του συστήματος διαδραματίζουν οι σωληνώσεις μεταφοράς(HCE) του θερμο-απορροφητικού υγρού αλλά και το είδος του υγρού(HTF). Αφενός για λόγους απωλειών θερμότητας και αφετέρου για την διαφορά της ικανότητας των διάφορων υλικών(HCE και HTF) να απορροφήσουν όσο το δυνατόν μεγαλύτερη θερμική ενέργεια.[8]

Ένας τυπικός κυλινδρικός αποδέκτης αποτελείται από σωλήνα 4-μέτρα μήκος, 70-mm διάμετρο, από ανοξείδωτο χάλυβα με ειδικό ηλιακό-επιλεκτική επιφάνεια απορρόφησης, που περιβάλλεται από έναν άδειο αντι-ανακλαστικό γυάλινο σωλήνα διαμέτρου 115-mm. Σε αυτά τα δύο υλικά υπάρχει κενό ανάμεσα για να μειώσει σημαντικά τις απώλειες θερμότητας σε υψηλές θερμοκρασίες λειτουργίας και επιπλέον για να προστατεύει την ηλιακό-επιλεκτική επιφάνεια απορρόφησης από την οξείδωση. Τέλος η επιλεκτική επίστρωση του χαλύβδινου σωλήνα εξυπηρετεί την μείωση των θερμικών απωλειών ακτινοβολίας και η αντί-ανακλαστική επίστρωση του γυάλινου σωλήνα τη μεγιστοποίηση της ηλιακής μετάδοσης.

Θερμό-απορροφητικού υγρό (HTF)

Το ειδικό υγρό μεταφοράς θερμότητας(HTF) είναι ο συνδετικός κρίκος μεταξύ της ενέργειας ακτινοβολία του ήλιου και της ενέργειας του παραγόμενου ατμού που χρησιμοποιείται από τον ατμοστρόβιλο-γεννήτρια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Το υγρό ταξιδεύει μέσα στα διάφορα τμήματα του εργοστασίου, από τους συλλέκτες(όπου θερμαίνεται), στους εναλλάκτες θερμότητας(όπου μεταφέρεται όλη η θερμότητά του σε νερό ώστε να το θερμάνει με σκοπό να το ατμοποιήσει) και πάλι πίσω στους συλλέκτες με μοναδικό σκοπό να μην "παγώσει".

Στην αγορά υπάρχουν διάφορα είδη τα οποία διαφέρουν κυρίως στην ανώτερες και στις κατώτερες θερμοκρασίες που είναι σε θέση να φτάσουν παραμένοντας σε υγρή μορφή. Τα πιο δημοφιλή από αυτά είναι Solar Salt, Caloria, Hitec XL, Therminol VP-1, Hitec, Dowtherm Q, Dowtherm RP.[9]

Ατμοστρόβιλος-γεννήτρια

Τα συστήματα παραβολικών κατόπτρων όπως περιγράφεται και παραπάνω, υπερθερμαίνουν το ειδικό υγρό(HTF) μέσω των παραβολικών συλλεκτών, έπειτα μέσα από μια σειρά εναλλακτών θερμότητας υπερθερμαίνεται νερό που βρίσκεται μέσα σε δεξαμενές το οποίο τελικά ατμοποιείται και υπέρθερμος ατμός υψηλής πίεσης τροφοδοτεί την γεννήτρια. Ο ατμός ο οποίος πηγαίνει στον ατμοστρόβιλο-γεννήτρια βρίσκεται σε θερμοκρασίες από 300°C έως 500°C(ανάλογα με τον ατμοστρόβιλο) και σε πιέσεις 40bar έως 90bar για την για την σωστή του λειτουργία. Επιπλέον οι ατμοστρόβιλοι διαθέτουν ειδικό μηχανισμό ψύξης (με δροσερό νερό). Υπάρχουν βέβαια και τύποι ατμοστροβίλων οι οποίοι είναι αερόψυκτοι ή ακόμη και με ψύξη λαδιού[10]. Ο μηχανισμός που διαθέτουν οι ατμοστρόβιλοι οι οποίο είναι είτε υδρόψυκτοι είτε με ψύξη λαδιού είναι ένας κυκλοφορητής ο οποίος μεταφέρει το υγρό(νερό ή λάδι) από το εσωτερικό του ατμοστροβίλου σε μία δεξαμενή όπου ψύχεται και επιστρέφει πίσω στον ατμοστρόβιλο. Η ιδιοκατανάλωση ενέργειας από αυτή την διαδικασία κυμαίνεται από 0,2 έως 0,5% της συνολικής παραγωγής. Επιπλέον η κατανάλωση νερού για τους υδρόψυκτους ατμοστρόβιλους υπολογίζεται στα 3,1 έως 3,8 m^3 νερό ανά MWh παραγωγής. Οι αερόψυκτοι ατμοστρόβιλοι συνήθως χρησιμοποιούνται σε περιοχές όπου υπάρχει σημαντικό πρόβλημα με το νερό (πχ ερημικές περιοχές). Τέλος οι αποδόσεις των ατμοστροβίλων κυμαίνονται από 30% έως και 40% και ένα μέσω κόστος τους είναι 680 €/kWe.[11]

Θερμική αποθήκευση

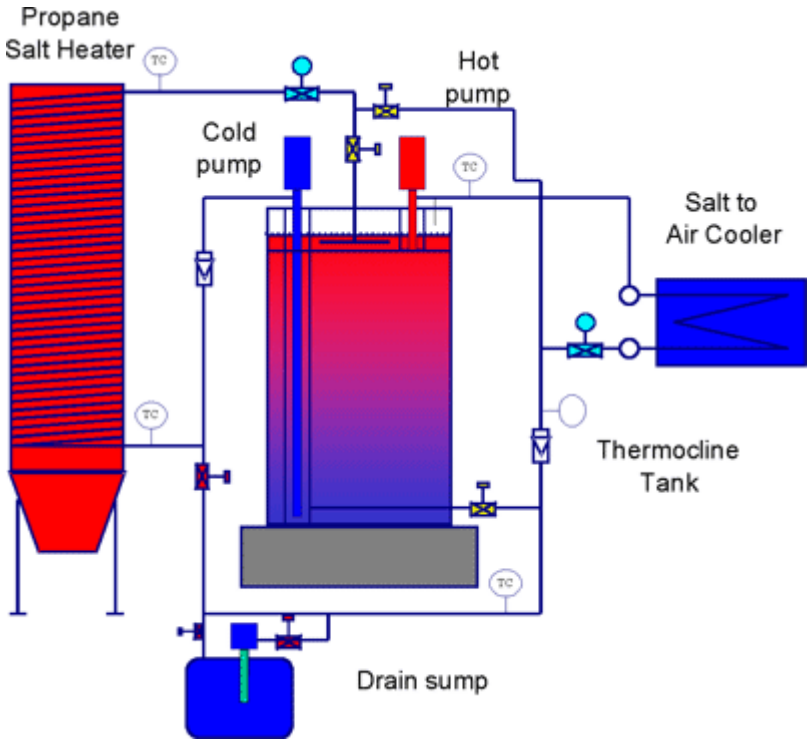
Μία πολύ σημαντική λειτουργία των ηλιοθερμικών εργοστασίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι η θερμική αποθήκευση ενέργειας(Thermal Energy Storage). Αυτή η λειτουργία δεν είναι απαραίτητη να υπάρχει σε κάθε εργοστάσιο αλλά πολλές φορές χρησιμοποιείται διότι μπορεί να αυξήσει την ετήσια απόδοση του εργοστασίου από 25% έως 70% ανάλογα, αλλά και να εξομαλύνει τις διαδικασίες παραγωγής(προσφοράς) και ζήτησης.

Ο τομέας της θερμικής αποθήκευσης σε ένα εργοστάσιο λειτουργεί ως εξής, το θερμο-απορροφητικό υγρό(HTF) πριν καταλήξει στους εναλλάκτες θερμότητας για να ατμοποιήσει το νερό,

εισέρχεται σε μία δεξαμενή η οποία περιέχει και αυτή θερμο-απορροφητικό υγρό με σκοπό να το υπερθερμάνει. Η συγκεκριμένη δεξαμενή είναι πολύ καλά μονωμένη ώστε να μειώνονται δραστικά οι θερμικές απώλειες. Το υγρό που περιέχεται στην δεξαμενή μπορεί να είναι όμοιο με το θερμο-απορροφητικό υγρό των συλλεκτών (άμεση θερμική αποθήκευση) είτε να είναι διαφορετικό (έμμεση θερμική αποθήκευση). Δίπλα από την δεξαμενή με το υγρό υπάρχει μια δεξαμενή με νερό το οποίο μέσω των εναλλακτών θερμότητας θερμαίνεται μέχρι να ατμοποιηθεί και να καταλήξει στον ατμοστρόβιλο.

Το ωριαίο εύρος της θερμικής αποθήκευσης του συστήματος εξαρτάται κυρίως από το μέγεθος των δεξαμενών. Βεβαία ανάλογα με την αύξηση του χρονικού ορίου της θερμικής αποθήκευσης αυξάνεται και το κόστος αφενός λόγω της αύξησης του μεγέθους της εγκατάστασης και αφετέρου λόγου της αύξησης του χώρου που απαιτείται για να γίνει η εγκατάσταση(αγροτεμάχιο). Πολλές φορές η θερμική αποθήκευση άνω των 6 ωρών δεν φέρει την ανάλογη αύξηση στην παραγωγή σε σχέση πάντα με το κόστος. Αυτό συμβαίνει κυρίως σε περιοχές με σχετικά χαμηλή ηλιοφάνεια στις οποίες, από την μία είναι απαραίτητη η θερμική αποθήκευση ώστε να λειτουργεί με ικανοποιητικούς ρυθμούς παραγωγής ηλεκτρισμού το εργοστάσιο. Αλλά, από την άλλη η ποσότητα θερμότητας που παράγεται τις ώρες αιχμής και αφότου "αποθηκευθεί"(μέσω των δεξαμενών θερμικής αποθήκευσης) δεν είναι σε θέση να λειτουργήσει το εργοστάσιο παραπάνω από 4 έως 6 ώρες αφότου η ισχύ της ηλιακής ακτινοβολίας μειώνεται δραστικά, πλησιάζοντας ο ήλιος προς την δύση του. Έτσι μια δεξαμενή 9 ωρών αποθήκευσης στο συγκεκριμένο παράδειγμα θα αύξανε το κόστος χωρίς να αυξάνει δραματικά την παραγωγή ηλεκτρισμού! Αυτό επιβεβαιώνεται και στο κεφάλαιο 5 της παρούσας εργασίας.

Εκτός από το σύστημα θερμικής αποθήκευσης 2-δεξαμενών το οποίο μπορεί να είναι είτε "άμεσης" είτε "έμμεσης" αποθήκευσης, στο εμπόριο υπάρχει και μία εναλλακτική λύση, αυτή του συστήματος Thermocline με βάση την οποία εξοικονομείται αρκετός χώρος. Το συγκεκριμένου είδος θερμικής αποθήκευσης χρησιμοποιεί μία ενιαία δεξαμενή για την αποθήκευση τόσο των ζεστών όσο και κρύων υγρών τα οποία χωρίζονται με μία "ζώνη" ενδιάμεσα η οποία ονομάζεται Thermocline. Το συγκεκριμένο σύστημα εκτός από το ότι συμφέρει χωροταξικά έχει και ένα επιπλέον πλεονέκτημα διότι τα περισσότερα από τα υγρά αποθήκευσης μπορούν να αντικατασταθεί με ένα χαμηλότερου κόστους υγρά χωρίς να μεταβάλλεται ιδιαίτερα η απόδοση του συστήματος.



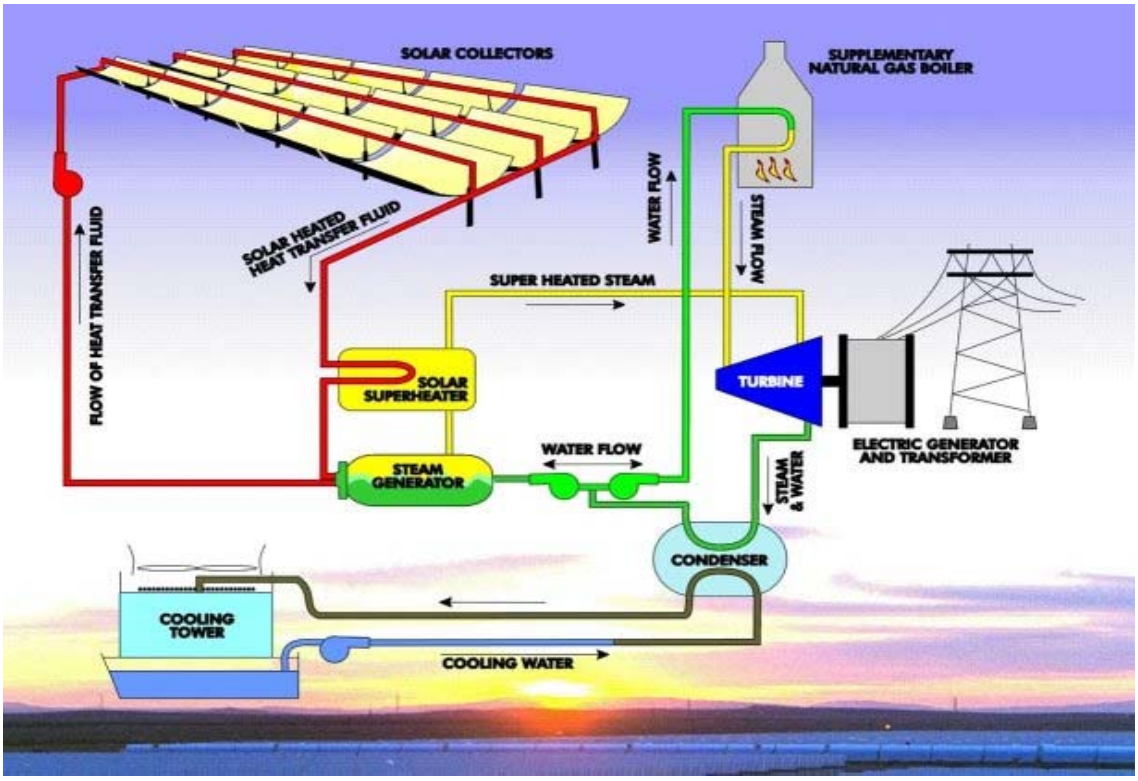
Εικόνα 1.7 - Σύστημα θερμικής αποθήκευσης Thermocline[12]

Υβριδική λειτουργία

Για την αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε πολλά ηλιοθερμικά πάρκα επιλέγεται η λειτουργία τους να είναι υβριδική με την βοήθεια κάποιου ορυκτού καυσίμου (πχ φυσικό αέριο). Αυτό σημαίνει ότι εκτός από την διάταξη του εργοστασίου που περιγράψαμε παραπάνω (παραβολικά κάτοπτρα, σωληνώσεις μεταφοράς θερμικού υγρού, θερμική αποθήκευση, ατμοστρόβιλος-γεννήτρια) παρεμβάλλεται ένας καινούργιος τομέας στο εργοστάσιο ο οποίος περιλαμβάνει έναν καυστήρα-λέβητας που λειτουργεί με φυσικό αέριο (ή οποιοδήποτε άλλο καύσιμο) όπου θερμαίνει νερό σε πολύ υψηλές θερμοκρασίες και παράγει ως έξοδο ατμό ο οποίος με την σειρά του κινεί τον ατμοστρόβιλο-γεννήτρια. Ο παραπάνω καυστήρας εννοείται πως είναι και αυτός συνδεδεμένος μέσω των σωληνώσεων μεταφοράς νερού από τους εναλλάκτες θερμότητας και τις δεξαμενές θερμικής αποθήκευσης (αν υπάρχουν) προς τον ατμοστρόβιλο (όπως φαίνεται και στο παρακάτω σχήμα).

Σε προγενέστερα συστήματα ο καυστήρας λειτουργούσε καθαρά ως εφεδρεία σε περίπτωση που κάτι δεν πήγαινε καλά και σταματούσε την λειτουργία του το εργοστάσιο και όχι για να βελτιώσει τη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Βέβαια λόγω του ότι, η παραγωγή ηλεκτρισμού ενός ηλιοθερμικού πάρκου επηρεάζεται από πολλές παραμέτρους και κυρίως από την ηλιοφάνεια και από την θερμοκρασία περιβάλλοντος (διότι αυξάνονται οι θερμικές απώλειες) και λόγω του ότι ένας λέβητα φυσικού αερίου έχει αρκετά χαμηλό λειτουργικό και κατασκευαστικό κόστος, εμφανίστηκε η ανάγκη να λειτουργεί παράλληλα και βοηθητικά.

Η υβριδική λειτουργία σε συνδυασμό με την θερμική αποθήκευση μπορούν να βελτιώσουν κατά μεγάλο βαθμό την λειτουργία ενός εργοστασίου διότι αφενός αυξάνουν την παραγωγή στις ώρες με χαμηλή ηλιοφάνεια (λόγω της υποβοήθησης) αφετέρου λόγω της αποθήκευσης αυξάνονται και οι ώρες παραγωγής. Η νομοθεσία στην Ελλάδα[13] για τις ΑΠΕ αναφέρει ρητά ότι οι ηλιοθερμικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής και οι ηλιοθερμικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής με σύστημα αποθήκευσης το οποίο εξασφαλίζει τουλάχιστον 2 ώρες λειτουργίας στο ονομαστικό φορτίο επιτρέπεται να χρησιμοποιούν και ενέργεια που προέρχεται από φυσικό αέριο, LPG, βιοντήζελ ή άλλα βιοκαύσιμα, εφόσον η χρήση της ενέργειας αυτής κρίνεται αναγκαία για την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας. Η χρησιμοποιούμενη ενέργεια που προέρχεται από φυσικό αέριο, LPG ή ντήζελ δεν μπορεί να υπερβαίνει το 15% της συνολικής ενέργειας που παράγεται σε ετήσια βάση, από τις μονάδες αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας. Το όριο αυτό μπορεί να προσαυξάνεται κατά 5% εάν χρησιμοποιείται βιοαερίου ή άλλα βιοκαύσιμα (πιο αναλυτικά η νομοθεσία στην παράγραφο 2.1). [14] [15]



Εικόνα 1.8- Δομή λειτουργίας [0]Υβριδικού Θερμοηλεκτρικού Σταθμού

1.2.2. Συστήματα ηλιακού πύργου (Solar Power Tower System)[16]

Τα συστήματα ηλιακού πύργου παράγουν ηλεκτρική ενέργεια από την εστίαση της ηλιακής ακτινοβολίας σε έναν πύργο-εναλλάκτη θερμότητας(δέκτης). Το σύστημα χρησιμοποιεί εκατοντάδες κάτοπτρα (ηλιοστάτες) τα οποία αντικατοπτρίζουν το φως του ήλιου πάνω στο δέκτη. Στην παρακάτω εικόνα απεικονίζεται ένα σύστημα ηλιακού πύργου, το οποίο χρησιμοποιεί ως αποθηκευτικό μέσο της συλλεγόμενης θερμότητας του ηλιακού δέκτη, το λιωμένο άλας. Αυτή η μέθοδος αποθήκευσης θερμότητας θεωρείται ιδιαίτερα αποδοτική, καθώς το αλάτι είναι υγρό σε ατμοσφαιρική πίεση, έχει χαμηλό κόστος και είναι μη τοξικό. Το υγρό αλάτι αντλείται από μια «κρύα» δεξαμενή αποθήκευσης στους 290 ° C έπειτα μέσω του δέκτη όπου θερμαίνεται έως 565 ° C οδεύει σε μια «καυτή» δεξαμενή για την αποθήκευση. Από την «θερμή» δεξαμενή αποθήκευσης το άλας μεταδίδει όλη την θερμότητα του ώστε να ατμοποιήσει νερό το οποίο με την σειρά του θα κατευθυνθεί στην ατμογεννήτρια. Μετά από αυτήν την διαδικασία το αλάτι επιστρέφει στην «ψυχρή» δεξαμενή όπου αποθηκεύεται για να επαναλάβει ξανά την ίδια διαδικασία.

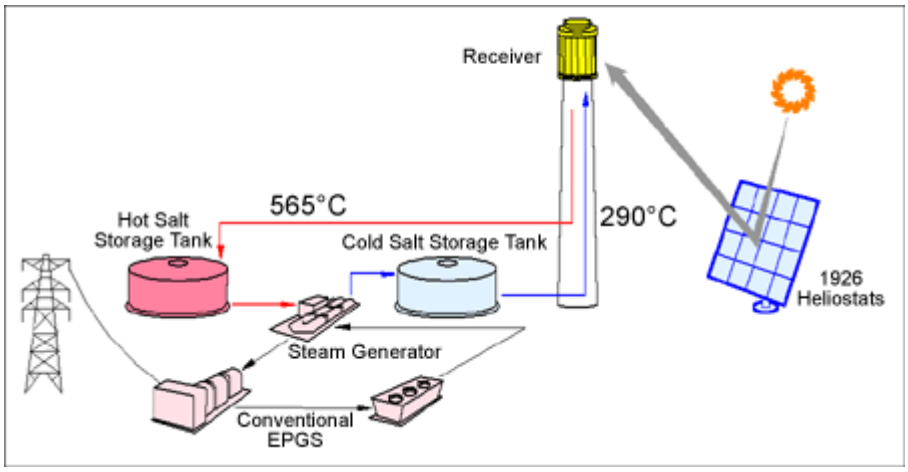
Μια πολύ σημαντική παράμετρος αυτής της τεχνολογίας είναι ο καθορισμός του βέλτιστου μεγέθους των δεξαμενών αποθήκευσης ώστε να υπάρχει κάθε στιγμή πλήρη επάρκεια θερμότητας στην ατμογεννήτρια με αποτέλεσμα να λειτουργεί όσο το δυνατόν πιο κοντά στην αιχμή της. Οι δεξαμενές αποθήκευσης μπορούν να σχεδιαστούν ώστε να είναι σε θέση να τροφοδοτήσουν μια τουρμπίνα σε πλήρη ισχύ έως και 13 ώρες. Το εύρος της ισχύς αυτών των έργων κυμαίνεται από 30-400 MWe.

Επιπλέον βέλτιστη έκταση και ο αριθμός των ηλιοστατών που περιβάλουν τον πύργο περιμετρικά κάθε φορά είναι ανάλογη με τα κλιματικά δεδομένα της περιοχής και την ισχύ της εγκατάστασης. Σε μια τυπική εγκατάσταση, η συλλογή ηλιακής ενέργειας θα πρέπει να γίνεται σε ποσοστό που υπερβαίνει το ανώτατο όριο που απαιτείται για την παροχή ατμού στο στρόβιλο διότι, το σύστημα θερμικής αποθήκευσης θα πρέπει να μπορεί να φορτίσει ταυτόχρονα όταν το εργοστάσιο παράγει ενέργεια σε πλήρη δυναμικότητα. Για να είναι οικονομικά βιώσιμο ένα τέτοιο έργο θα πρέπει η εγκατάσταση να έχει μεγάλη ισχύ και η τοποθεσία που θα επιλεγεί (εκτός από υψηλή ηλιοφάνεια) να παρέχει χαμηλό κόστος γης διότι η συγκεκριμένη τεχνολογία CSP απαιτεί ιδιαίτερα μεγάλες εκτάσεις γης. Για αυτόν τον λόγο η

συγκεκριμένη τεχνολογία θεωρείται λιγότερο αποδοτική εμπορικά από την τεχνολογία παραβολικών κατόπτρων.

Όσον αφορά την κατανάλωση νερού σε τέτοιου είδους έργα ισχύουν ακριβώς τα ίδια πράγματα με τα Parabolic Trough. Η κατανάλωση νερού εξαρτάται από το σύστημα ψύξης της τουρμπίνας. Εάν η τουρμπίνα είναι υδρόψυκτη, η κατανάλωση νερού υπολογίζεται στα 3,1 έως 3,8 m^3 νερό ανά MWh παραγωγής. Οι αερόψυκτοι ατμοστρόβιλοι συνήθως χρησιμοποιούνται σε περιοχές όπου υπάρχει σημαντικό πρόβλημα με το νερό (πχ ερημικές περιοχές).

Για την βελτίωση της αποδοτικότητας τέτοιου είδους έργων συνιστάται και η υβριδική λειτουργία με την προσθήκη ενός καυστήρα συμβατικών καυσίμων. Η έξοδος του καυστήρα μπορεί να χρησιμοποιηθεί είτε ως είσοδο στην ατμογεννήτρια ξεχωριστά από τον θερμικό κύκλο του εργοστασίου είτε ως είσοδος στην δεξαμενή αποθήκευσης του εργοστασίου, ανάλογα με τον σχεδιασμό.



Εικόνα 1.9 - Μοντέλο λειτουργίας σταθμού ηλεκτροπαραγωγής ηλιακού πύργου

Το κόστος κεφαλαίου ενός τέτοιου σταθμού ηλεκτροπαραγωγής πλησιάζει τα 3.000 ευρώ ανά kW_e, το κόστος εγκατάστασης των κατόπτρων κυμαίνεται μεταξύ 140-220 ευρώ ανά kW_e ενώ η απαιτούμενη έκταση για την εγκατάσταση του έργου κυμαίνεται από 5.000 έως 7.000 m^2 ανά kW_e. Τέλος το προβλεπόμενο κόστος λειτουργίας κυμαίνεται μεταξύ 14-20 σεντς ανά kWh.

1.2.3. Ηλιακοί δίσκοι (Dish Engine System)[17]

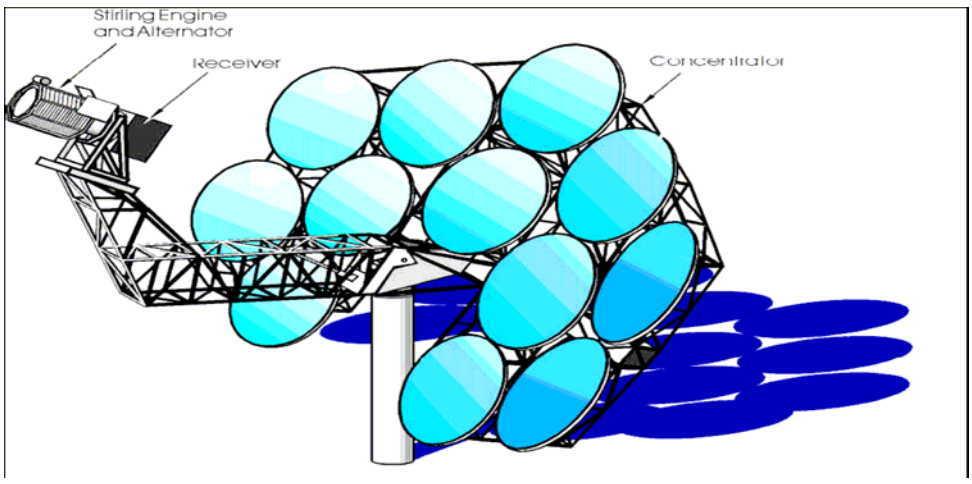
Τα συστήματα ηλιακών δίσκων μετατρέπουν την θερμική ενέργεια της ηλιακής ακτινοβολίας σε μηχανική ενέργεια και στη συνέχεια σε ηλεκτρική ενέργεια ,με τον ίδιο σχεδόν τρόπο που οι συμβατικές εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας μετατρέπουν την θερμική ενέργεια (από την καύση των ορυκτών καυσίμων) σε ηλεκτρικής ενέργειας. Όπως φαίνεται στην παρακάτω εικόνα, χρησιμοποιούνται μεγάλης κλίμακας ηλιακά κάτοπτρα, τα οποία μοιάζουν με δορυφορικά πιάτα μετάδοσης, με σκοπό να αντανακλούν και να συγκεντρώνουν την ηλιακή ακτινοβολία στον δέκτη προκειμένου να επιτευχθεί η απαραίτητη αύξηση θερμοκρασίας ώστε να μετατρέψει αποτελεσματικά την θερμότητα σε έργο. Αυτό προϋποθέτει ότι ο δίσκος παρακολουθεί τον ήλιο με την βοήθεια μηχανισμού (tracking) δύο αξόνων. Η συγκεντρωμένη ηλιακή ακτινοβολία απορροφάται από το δέκτη και μεταφέρονται σε έναν κινητήρα.



Εικόνα 1.10- Συστήματα ηλιακών παραβολικών δίσκων

Τα συστήματα ηλιακών δίσκων χαρακτηρίζονται από υψηλή απόδοση, την ικανότητα της αυτόνομη λειτουργία και της διάσπαρτης χωροθέτησης, και την εγγενή υβριδική τους ικανότητα (μπορούν να λειτουργούν είτε με ηλιακή ενέργεια ή με ορυκτά καύσιμα, ή και με τα δύο). Τα συγκεκριμένα συστήματα έχουν την υψηλότερη απόδοση (30%) μετατροπής από ηλιακή σε ηλεκτρική ενέργεια, από όλες τις ηλιοθερμικές τεχνολογίες και ως εκ τούτου είναι και πιο οικονομικά. Ένα άλλο πολύ σημαντικό πλεονέκτημα είναι ότι μπορούν να αναπτυχθούν χωριστά και διεσπαρμένα ή σε μικρές «ομάδες».

Τα συγκεκριμένα συστήματα συγκεντρώνουν την ηλιακή ακτινοβολία μέσω συλλεκτών(Concentartors) οι οποίοι αποτελούνται από μια ανακλαστική επιφάνεια από μέταλλο γυαλί ή πλαστικό, που αντανακλά την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία σε μια μικρή περιοχή που ονομάζεται το επίκεντρο. Το μέγεθος του ηλιακού συλλέκτη καθορίζεται από τον κινητήρα. Παράδειγμα, σε μία περιοχή με DNI 1000W/m^2, το μέγεθος του ηλιακού συλλέκτη ενός συστήματος 25-kW, έχει διάμετρο περίπου 10 μέτρα. Οι πιο «δημοφιλείς» συλλέκτες αποτελούνται από καθρέφτη παρόμοιο με αυτούς που χρησιμοποιούνται στο σπίτι με επικάλυψη από ασήμι. Για την βελτιστοποίηση τους χρησιμοποιείται γυαλί με χαμηλή περιεκτικότητα σε σίδηρο το οποίο βελτιώνει την ανακλαστική τους ικανότητα. Η αποδοτικότητα των συλλεκτών εξαρτάται ανάλογα με το περιεχόμενο και το πάχος του σιδήρου με εύρος τιμών ανάκλασης της τάξης του 90 έως και 94%. Το ιδανικό σχήμα που πρέπει να έχουν τα κάτοπτρα είναι το παραβολικό.



Εικόνα 1.11 - Σχεδιάγραμμα συστήματος ηλιακών παραβολικών δίσκων

Από την απέναντι μεριά των συλλεκτών βρίσκεται ο δέκτης(Receiver) ο οποίος απορροφά την ακτινοβολία που αντανακλάται από τα κάτοπτρα και την μεταφέρει στον κινητήρα. Υπάρχουν 2 τύποι δεκτών οι Brayton και οι Stirling. Ένας Stirling δέκτης μεταφέρει αποτελεσματικά τη συγκεντρωμένη

ηλιακή ενέργεια σε ένα υψηλής πίεσης αέριο, το οποίο είναι συνήθως ήλιο ή υδρογόνο. Ενώ σε έναν Brayton δέκτη η ροή είναι σταθερή, αλλά σε σχετικά χαμηλές πιέσεις.

Οι ηλιακοί δέκτες Brayton είμαι οι λιγότερο ανεπτυγμένοι σε σχέση με τους Stirling. Επιπλέον, η μεταφορά θερμότητας με χαμηλής πίεσης αέρα σε συνδυασμό με την ανάγκη να ελαχιστοποιηθεί η πίεση στο δέκτη κάνει το σχεδιασμό του δέκτη είναι μια πρόκληση. Στους πιο βελτιωμένους δέκτες Brayton έχει χρησιμοποιηθεί "ογκομετρικής απορρόφησης» στην οποία η συγκεντρωμένη ηλιακή ακτινοβολία περνάει μέσα από ένα παράθυρο τετηγμένο διοξείδιο του πυριτίου "χαλαζία" και απορροφάται από μια πορώδη μήτρα.

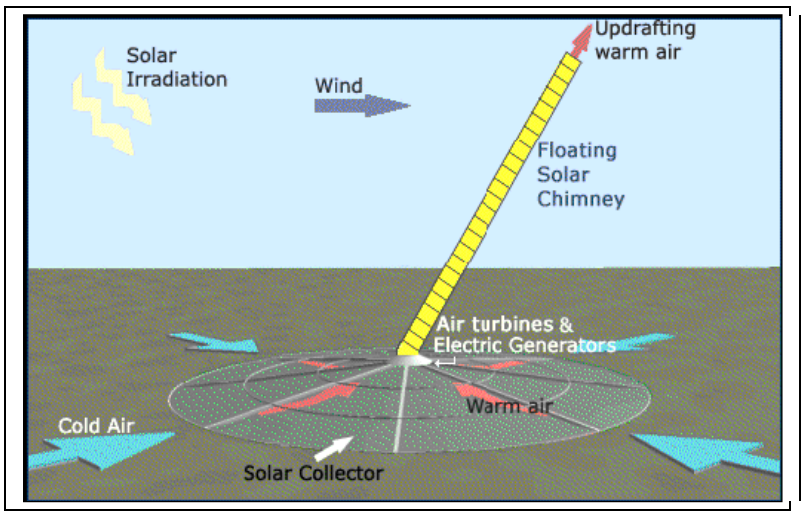
Επιπλέον υπάρχουν δύο γενικοί τύποι Stirling δεκτών, οι δέκτες άμεσου φωτισμού (DIR) και οι δέκτες έμμεσου φωτισμού που χρησιμοποιούν ενδιάμεσο μέσω(υγρό) μεταφοράς θερμότητας. Οι DIR δέκτες Stirling προσαρμόζουν τις σωληνώσεις θέρμανσης του κινητήρα Stirling ώστε να απορροφήσει με την σειρά του την συγκεντρωμένη ηλιακή ροή. Λόγω της υψηλής ικανότητας μεταφοράς θερμότητας, μέσω υψηλής πίεσης ήλιο ή υδρογόνο, οι συγκεκριμένοι δέκτες είναι σε θέση να απορροφήσουν υψηλά επίπεδα ροής ηλιακής ακτινοβολίας (περίπου 75W/cm).

Ο κινητήρας σε ένα τέτοιο σύστημα μετατρέπει τη θερμότητα σε μηχανική ισχύ κατά τρόπο παρόμοιο με τους συμβατικούς κινητήρες εσωτερικής καύσης. Έπειτα η μηχανική ενέργεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια από μία ηλεκτρική γεννήτρια ή δυναμό. Οι κινητήρες των συγκεκριμένων συστημάτων χρησιμοποιούν διάφορους θερμικούς κύκλους (ανάλογα με τον τύπο τους) όπως τον κύκλο Rankine, τον κύκλο Brayton και τον κύκλο Stirling. Η θερμότητα μπορεί επίσης να παράγεται και από συμπληρωματικό καυστήρα αερίου για να επιτρέψουν λειτουργία κατά τη διάρκεια συννεφιά και τη νύχτα. Σε αυτό το σημείο αξίζει να σημειωθεί ότι οι κινητήρες αυτών των συστημάτων δεν έχουν σύστημα ψύξης με νερό επομένως τέτοιου είδους συστήματα δεν απαιτούν υδάτινους πόρους.

Ανάλογα με το σταθμό και την περιοχή εγκατάστασής του, τα παραπάνω συστήματα καλύπτουν έκταση σχεδόν 10.000 m^2 ανά εγκατεστημένο MW_e και κοστίζουν σχεδόν 10.000 ευρώ ανά kW_e για ηλιακά πρωτότυπα ή 1.000 ευρώ ανά kW_e για υβριδικά συστήματα μαζικής παραγωγής. Το κόστος κεφαλαίου ενός ηλιακού δίσκου ισχύος $10kW_e$ είναι 10.000-14.000 ευρώ ανά kW_e, το οποίο ωστόσο μπορεί να μειωθεί μέχρι τα 7.100 ευρώ ανά kW_e για παραγωγή 100 ηλιακών δίσκων ανά έτος. Τέλος, το κόστος λειτουργίας είναι λιγότερο από 15 σεντς ανά kWh.

1.2.4. Ηλιακά αεροηλεκτρικά συστήματα (Solar Aero-Electric Power Plant)[18]

Ένα ηλιακό αεροηλεκτρικό σύστημα αποτελείται από ένα κυκλικό συνήθως «θερμοκήπιο», με διάφανη οροφή που υψώνεται λίγα μέτρα πάνω από το έδαφος. Στο κέντρο της ηλιακής οροφής βρίσκεται μία αιωρούμενη ηλιακή καμινάδα και στην βάση της είναι τοποθετημένοι αεριοστρόβιλοι και ηλεκτρικές γεννήτριες.



Εικόνα 1.12 - Ηλιακό αεροηλεκτρικό σύστημα

Ο αέρας που περιέχεται μέσα στο θερμοκήπιο θερμαίνεται και οδηγείται στην ηλιακή καμινάδα, περνώντας από τον αεριοστρόβιλο και παράγοντας ηλεκτρικό ρεύμα. Η συγκεκριμένη τεχνολογία δημιουργήθηκε στις πρώτες δεκαετίες του 20ου αιώνα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ομάδα διάφορων μηχανικών. Το 1926 ο καθηγητής μηχανικός Bernard Dubos πρότεινε στη Γαλλική Ακαδημία Επιστημών την κατασκευή ενός ηλιακού εργοστασίου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη Βόρεια Αφρική με την ηλιακή καμινάδα του στην πλαγιά του βουνού. Έπειτα και άλλες απόπειρες έγιναν για την κατασκευή τέτοιον εργοστασίων με σημαντικότερη αυτή του του Καθ. Δρ Ing. Jorg Schlaigh ο οποίος με τους συνεργάτες του κατασκεύασε ένα μοντέλο λειτουργίας της SAEPP το 1982 στην Manzaranes (Ισπανία), το οποίο χρηματοδοτήθηκε από τη γερμανική κυβέρνηση. Αυτή η ηλιακή μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είχε ονομαστικής ισχύος 50 kW και λειτούργησε με επιτυχία για περίπου 8 χρόνια.

Ωστόσο οι ηλιακές καμινάδες είναι πολύ ακριβές κατασκευές. Κατά συνέπεια, το κόστος επένδυσης ανά παραγόμενη kWh στον τεχνολογία ηλιακής καμινάδας με συγκεκριμένα καμινάδες είναι υψηλότερο από το ανταγωνιστικό θερμικών ηλιακών τεχνολογιών (πχ 1,5 έως και 2 φορές μεγαλύτερο από το κόστος των παραβολικών συλλεκτών).

1.2.5. Σύγκριση ηλιακών θερμικών συστημάτων

Τα συστήματα παραβολικών κατόπτρων είναι διασυνδεδεμένα στο κεντρικό δίκτυο ηλεκτροδότησης, επεξεργάζονται μέσο με υψηλό επίπεδο θερμοκρασιών και η μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύς μίας μονάδας μέχρι σήμερα φθάνει τα 80MW_e. Τα συστήματα ηλιακού πύργου είναι επίσης συνδεδεμένα στο κεντρικό δίκτυο και επεξεργάζονται υψηλό επίπεδο θερμοκρασιών. Η μεγαλύτερη εγκατεστημένη ηλιακή ισχύς μίας μονάδας μέχρι σήμερα φθάνει τα 10MW_e. Τα συστήματα παραβολικών δίσκων είναι απομονωμένα συστήματα ενέργειας εκτός δικτύου ή αποτελούν μέρη μεγάλων πάρκων παραγωγής το οποίο συνδέεται στο κεντρικό δίκτυο. Η μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύς μονάδας δίσκου μέχρι σήμερα φθάνει τα 25kW_e.

ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ	ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ
ΠΑΡΑΒΟΛΙΚΑ ΚΑΤΟΠΤΡΑ	
• Διαθέσιμα στο εμπόριο, πάνω από 12 δις kWh λειτουργικής εμπειρίας, θερμοκρασία λειτουργίας που φθάνει τους 500ο C • Ποσοστό ετήσιας καθαρής αποδοτικότητας εγκαταστάσεων 14% • Εμπορικά αποδεδειγμένα κόστη κεφαλαίου και λειτουργιών • Διαμορφωσιμότητα • Καλύτερος παράγοντας χρήσης γης • Χαμηλότερη ζήτηση υλικών • Αποδεδειγμένη υβριδική λειτουργία • Αποθηκευτική δυνατότητα	• Η χρήση των βασισμένων στο λάδι μέσων μεταφοράς θερμότητας περιορίζει τις θερμοκρασίες λειτουργίας σε 400^{o} C, με συνέπεια τις μέτριες ιδιότητες του ατμού
ΗΛΙΑΚΟΣ ΠΥΡΓΟΣ	
• Καλές ενδιάμεσες προοπτικές για υψηλή αποδοτικότητα μετατροπής, θερμοκρασία λειτουργίας που ξεπερνά τους 1.000^{o} C • Αποθήκευση σε υψηλές θερμοκρασίες • Δυνατότητα υβριδικής λειτουργίας	• Οι προβαλλόμενες ετήσιες τιμές απόδοσης, επένδυσης και το λειτουργικό κόστος χρειάζεται να αποδειχθεί σε εμπορικές χρήσεις
ΠΑΡΑΒΟΛΙΚΟΣ ΔΙΣΚΟΣ	
• Υψηλή αποδοτικότητα μετατροπής ενέργειας ποσοστού 30% • Διαμορφωσιμότητα • Δυνατότητα υβριδικής λειτουργίας • Μπορούν να τοποθετηθούν διεσπαρμένα • Λειτουργική εμπειρία πρώτων προγραμμάτων επίδειξης	• Χρειάζεται βελτίωση της αξιοπιστίας • Οι προβαλλόμενοι στόχοι δαπανών μαζικής παραγωγής αναμένεται ακόμη να επιτευχθούν

Πίνακας 1.1 - Παρουσίαση πλεονεκτημάτων και μειονεκτημάτων τεχνολογιών CSP

1.3. Ηλιακά θερμικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε διάφορες περιοχές του πλανήτη

Από τα μέσα της δεκαετίας του ’80 στην Αμερική ξεκίνησαν πιλοτικά προγράμματα ηλιοθερμικών εγκαταστάσεων. Στην περιοχή Mojave Desert της Καλιφόρνια, όπου ο μέσος όρος DirectNormalRadiation είναι έως 2727 kWh/m^2/έτος, είχαν δημιουργηθεί από την Luz International Ltd, εγκαταστάσεις συνολικής ισχύος 350MW. Το DNI αποτελεί βαρόμετρο για την απόδοση ενός ηλιοθερμικού συστήματος. Με βάση τον μέχρι τώρα σχεδιασμό για την επόμενη 10-ετία σε πολλές περιοχές της Αμερικής πάνω από το 20% της ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να παράγεται από τέτοιου είδους ΑΠΕ.

Όπως ήταν αναμενόμενο η Ευρώπη δεν θα μπορούσε να μείνει πίσω σε τέτοιου είδους εγκαταστάσεις και ιδιαιτέρως και μετά την ρητή εντολή για την εφαρμογή του πρωτοκόλλου του Κιότο που υποχρεώνει τα κράτη μέλη , το 22,1% της παραγόμενης ενέργειας να προέρχεται από ΑΠΕ και το 12% της ακαθάριστης κατανάλωσης επίσης! Πρωτοπόρες χώρες στον ευρωπαϊκό χώρο σε εγκαταστάσεις CSP είναι η Ισπανία και η Ιταλία, οι οποίες έχουν μέσος όρος DNI που ξεπερνά τα 2000 kWh/m^2/έτος, με πάνω από 1000MW εγκατεστημένη ισχύ η πρώτη (ποσό που θα αυξηθεί αρκετά μέσα στην επόμενη 10-ετία) και πάνω από 750MW η δεύτερη. Στην υπόλοιπη Ευρώπη υποκατασκευή έργα(πολύ μικρότερης συνολικής ισχύος σχετικά με την Ισπανία και την Ιταλία υπάρχουν στην Πορτογαλία και την Ελλάδα.

Επίσης παρόμοια έργα συναντάμε σε χώρες της Μέσης Ανατολής και της Βόρειας Αφρικής, όπως το Μαρόκο, την Αλγερία, το Ισραήλ, την Αίγυπτο, το Ιράν και την Ινδία, στις οποίες ο μέσος όρος DNI που ξεπερνά τα 2100 kWh/m^2 /έτος. Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει την κατάσταση που επικρατεί στις παραπάνω χώρες σχετικά με τα ηλιοθερμικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

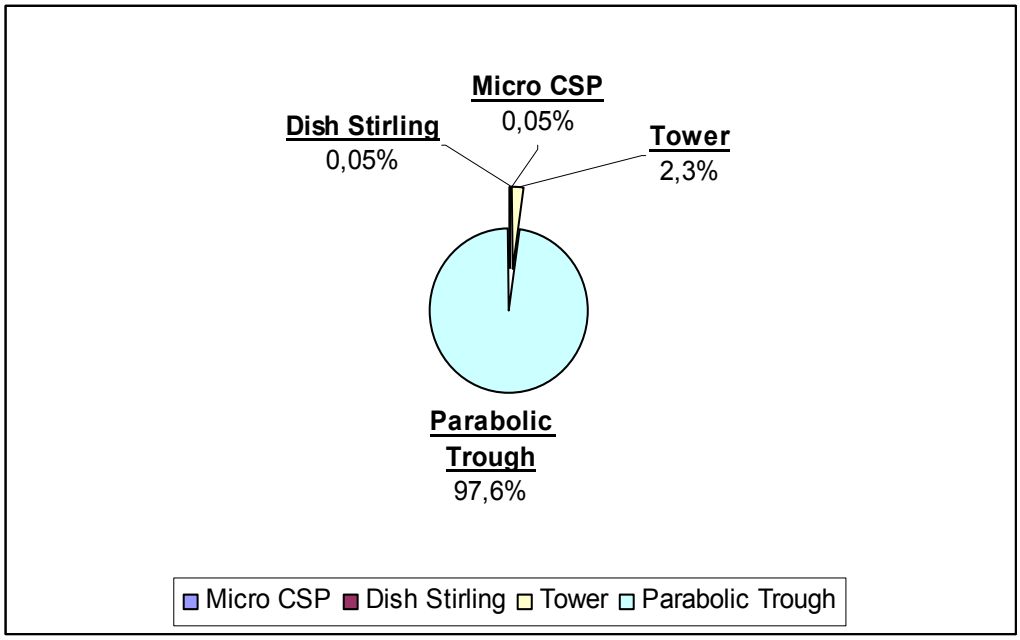
Τοποθεσία	**Εταιρεία χρηματοδότησης**	**Τύπος**	**Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW_e)**	**Ηλιακή ισχύς (MW_e)**
Ισπανία	Solucar PS - 10: Abendgoa Located near Seville.	Tower	11	11
Ισπανία	Anzalcollar TH: Abengoa	Dish Stirling	8x0.01	0.08
Ισπανία	Andasol 1 & 2: Solar Millennium/ ACS Cobra 2 plants of 50 MW each	Trough	100	100
Ισπανία	Andasol 3: Solar Millennium 50 MW, 7.5 h storage	Trough	50	50
Ισπανία	Ibersol: Solar Millennium 50 MW, 7.5 h storage	Trough	50	500
Ισπανία	PS-20: Abengoa.	Tower	20	20
Ισπανία	Solnova Electricidad 1, 3 and 4: Abengoa Three 50 MW plants in construction with more two proposed.	Trough	150	150
Ισπανία	Lebrija: Sacyr, Solel (Valoriza)	Trough	50	50
Ισπανία	Ibersol Ciudad Real: Ibrerdrola	Trough	40	40
Ισπανία	Alvarado 1: Acciona	Trough	50	50
Ισπανία	Palma de Rio 1 & 2: Acciona Two plants of 50 MW each.	Trough	100	100
Ισπανία	Puertollano: Iberdrola	Trough	50	50
Ισπανία	Manchasol 1: ACS Cobra Two plants of 50 MW each	Trough	100	100
Ισπανία	Extresol 1 &2: ACS Cobra Two plants of 50 MW each	Trough	100	100
Ισπανία	Gemasolar (Solar Tres): Sener, Masdar	Tower	50	17
Ισπανία	Badajoz: La Dehesa: SAMCA	Trough	50	50
Ισπανία	Badajoz: La Florida: SAMCA	Trough	50	50

Ισπανία	Majadas 2: Acciona	Trough	50	50
Ισπανία	Andasol 3: Solar Millennium 50 MW, 7.5 h storage	Trough	50	50
Ισπανία	Ibersol: Solar Millennium 50 MW, 7.5 h storage	Trough	50	500
Ισπανία	PS-20: Abengoa	Tower	20	20
ΗΠΑ	SEGS VIII and IX: Luz/Solel 2 plants of 80 MW each	Trough	160	160
ΗΠΑ	SEGS I1-VII: Luz/Solel 6 plants of 30 MW each	Trough	180	180
ΗΠΑ	SEGS I: Luz/Solel	Trough	13.8	13.8
ΗΠΑ	Saguaro APS Plant: Solargenix	Trough	1	1
ΗΠΑ	Nevada Solar One: Acciona	Trough	64	64
ΗΠΑ	Idaho Demonstration plant: Sopogy	Micro CSP	1	0.05
Γερμανία	Solar Tower Julich	Tower	1.5	1.5
Ιταλία	Solar capacity integrated into existing combined cycle plant	Trough	760	5
Ινδία	RREC (Rajasthan Renewable Energy Authority), GEF grant, KfW loan	ISCC/ Trough	140	30
Μαρόκο	Abi Ben Mathar: ONE / Abengoa	ISCC/ Trough	470	20
Αλγερία	Hassi R'mel: Abengoa (GEF Funding)	ISCC/ Trough	150	25
Αίγυπτος	Kuramayat: Iberdola/ Flagsol/OCI	ISCC/ Trough	150	25
Ιράν	Mapna, Iranian Ministry of Energy	ISCC/ Trough	467	17
Κίνα	China Plant Expansion: Solar Millennium	Trough	50	50

Πίνακας 1.2 - Ηλιοθερμικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τα οποία λειτουργούν ανά τον κόσμο

Χώρα	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW_e)
Μαρόκο	470
Ισπανία	971,08
ΗΠΑ	419,8
Αλγερία	150
Γερμανία	1,5
Αίγυπτος	150
Ιταλία	760
Κίνα	50
Ινδία	140
Ιράν	467

Πίνακας 1.3 – Συνολική ισχύς εγκατεσταστημένων ηλιοθερμικών συστημάτων ανά χώρα



Εικόνα 1.13– Γράφημα συνολικής εγκατεστημένης ισχύ ανά τεχνολογία

Τεχνολογία	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW_e)	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (%)
Micro CSP	1	0,05
Dish Stirling	1	0,05
Tower	91,5	2,3
Parabolic Trough	3691,5	97,6

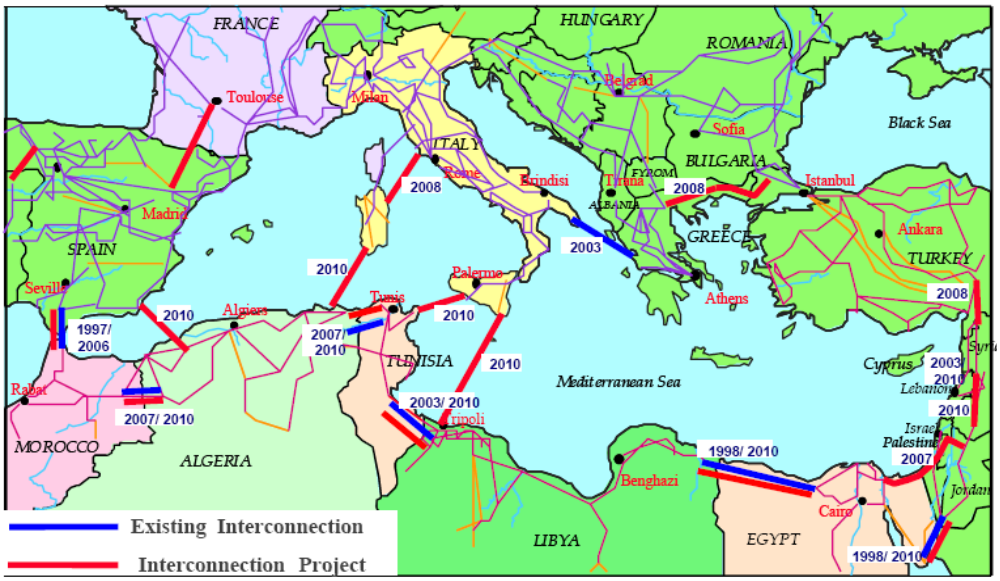
Πίνακας 1.4 – Συνολική εγκατεστημένη ισχύ ανά τεχνολογία

Σημείωση: Στο κεφάλαιο 2 γίνεται εκτενής αναφορά για την κατάσταση στην Ελλάδα για αυτόν δεν συμπεριλαμβάνονται Ελληνικές εγκαταστάσεις (οι οποίες είναι είτε υπό αδειοδότηση είτε έχουν αδειοδοτηθεί) στον παραπάνω πίνακα. Στις παρακάτω ενότητες παρουσιάζονται με περισσότερες λεπτομέρειες τα σχέδια στις χώρες της Βόρεια Αφρικής και της Μέσης Ανατολής τα οποία έχουν μεγάλο ενδιαφέρον.

1.4. Οι διαμεσογειακές διασυνδέσεις των χωρών του Maghreb και το πρόγραμμα Desertec

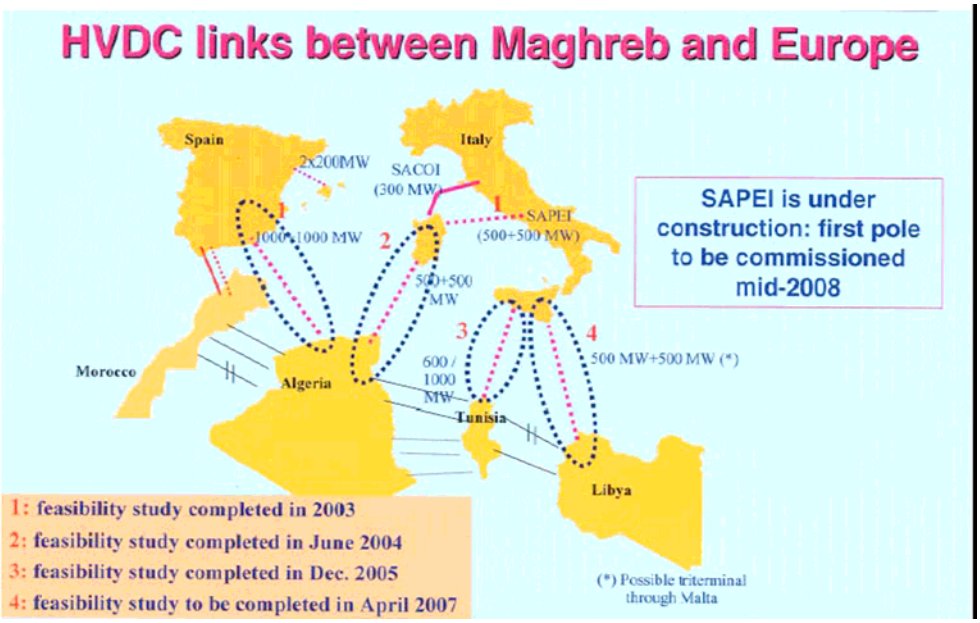
Τα τελευταία χρόνια, οι νότιες και ανατολικές μεσογειακές χώρες (SEMC) έχουν αναλάβει τη διασύνδεση των δικτύων τους προκειμένου να αναπτυχθούν οι ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας. Τα νέα προγράμματα που προβλέπονται, θα επιτρέψουν τη διασύνδεση των χωρών αυτών και με το ευρωπαϊκό δίκτυο. Η Αλγερία, με το Μαρόκο και την Τυνησία, ανήκουν στο νοτιοδυτικό μεσογειακό μπλοκ χωρών (SWMB) το οποίο συνδέεται με το δίκτυο της Ένωσης για το Συντονισμό Μετάδοσης της Ηλεκτρικής Ενέργειας (UCTE), που πλέον αναφέρεται ως ENTSO-E.

Η Αλγερία διαθέτει 2 συνδέσεις με το Μαρόκο (225kV, 640Amp) οι οποίες τέθηκαν σε λειτουργία το 1998. Πρόσφατα προστέθηκε μια νέα διπλή γραμμή ανάμεσα στο Hassi Ameur της Αλγερίας και το Bourdim στο Μαρόκο τάσης 400kV. Η γραμμή αποτελείται από 2 τμήματα, μήκους 200 χιλιομέτρων στην Αλγερία και 50 χιλιομέτρων στο Μαρόκο. Η γραμμή λειτουργεί από το 2007, αρχικά σε τάση 220kV και ισχύ 600MW. Τον Σεπτέμβριο του 2009 προστέθηκε μια νέα γραμμή μεταξύ Hassi Ameur και Bourdim, 400kV. Η γραμμή Hassi Ameur-Bourdim 2 έχει μήκος 250 χιλιόμετρα και ικανότητα μεταφοράς ισχύος 1000MW. Η Αλγερία διαθέτει επίσης 4 συνδέσεις με την Τυνησία (90 kV, 90kV, 150kV, 220kV). Το 2005 συμφωνήθηκε η προσθήκη μιας νέας γραμμής σύνδεσης (400kV) ανάμεσα στο El-Hadjar της Αλγερίας και στο Djendouba της Τυνησίας, η οποία ωστόσο θα λειτουργεί στα 220kV μέχρι το 2010. Παρακάτω φαίνεται χάρτης με τα σχέδια διασυνδέσεων των χωρών της Μεσογείου.



Εικόνα 1.14 - Χάρτης διασυνδέσεων των μεσογειακών χωρών

Μεγάλο ενδιαφέρον για την Αλγερία παρουσιάζει και η High Voltage Direct Current (HVDC) σύνδεση με το ευρωπαϊκό δίκτυο και κυρίως την Ισπανία και την Ιταλία.



Εικόνα 1.15 - Χάρτης HVDC σύνδεσης του Μάγκρεμπ και της Ευρώπης

Τον Νοέμβριο του 2001 η Sonelgaz και η Ισπανική Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Red Eléctrica de España) ανέθεσαν τη μελέτη κατασκευής υποβρύχιας HVDC γραμμής ανάμεσα στην Αλγερία και στην Ισπανία, στην AEC και στο κέντρο έρευνας CESI. Η γραμμή θα έχει μήκος 240 χιλιόμετρα και ισχύ 2000MW και θα συνδέει το Hassi Ameur στην Αλγερία με την Almeria στην νότια Ισπανία. Η μελέτη ολοκληρώθηκε το 2003 και προβλέπει λειτουργία της γραμμής μετά το 2010. Τον Δεκέμβριο του 2001, η Sonelgaz υπέγραψε μια συμφωνία κοινοπραξίας με την Εθνική Επιχείρηση Ηλεκτρισμού της Ιταλίας GRTN (Gestore Rete Trasmissione Nazionale) για την κατασκευή υποβρύχιου καλωδίου που θα εξάγει ηλεκτρισμό στην Ευρώπη μέσω της Σαρδηνίας ή της Σικελίας από το Hadjar της Αλγερίας. Η γραμμή θα είναι HVDC, τάσης 400kV και ισχύος 500 με 1.000MW. Η μελέτη σκοπιμότητας του έργου παραδόθηκε στο κέντρο έρευνας CESI και ολοκληρώθηκε τον Ιούνιο του 2004. Τέλος, το Νοέμβριο του 2007, ο διευθύνων σύμβουλος της NEAL, ανακοίνωσε την κατασκευή ενός ηλεκτρικού καλωδίου 3.000 χιλιομέτρων και 6.000MW που θα συνδέει την πόλη Adrar της Αλγερίας με την Aachen της Γερμανίας. Το σχέδιο, που ονομάζεται «Clean Power from the Desert», θα χρηματοδοτείται από μία κοινοπραξία επενδυτών ανάμεσα στους οποίους περιλαμβάνεται και η ενεργειακή Sonatrach.

1.4.1. Το πρόγραμμα Desertec

Το συγκεκριμένο πρόγραμμα αποτελεί ένα σημαντικό βήμα της Ευρώπης προς την ενεργειακή της απαγκίστρωση. Πρόκειται για μία φιλόδοξη πρωτοβουλία ανάπτυξης μιας αξιόπιστης και βιώσιμης παροχής ηλεκτρικού ρεύματος στην Ευρώπη από τις χώρες της Μέσης Ανατολής (ΜΕ) και της Βορείου Αφρικής (ΝΑ), μέχρι το έτος 2050.



Εικόνα 1.16– Χάρτης προγράμματος Desertec

Στις 30 Οκτωβρίου του 2009, 12 εταιρείες, όπως οι ABB, Siemens, E.ON, RWE, Deutche Bank, Munich Re, Abengoa Solar, Club of Rome και ο αλγερινός όμιλος Cevital, υπέγραψαν το πρωτόκολλο Desertec Industrial Initiative (DII) στο Μόναχο. Η Desertec Industrial Initiative (DII) ξεκινά άμεσα στις ερήμους της Βόρειας Αφρικής, τη δημιουργία πάρκων συγκέντρωσης της ηλιακής θερμικής ενέργειας (CSP), χρησιμοποιώντας εστιακά κάτοπτρα και τη μετατροπή της σε ηλεκτρική. Η ενέργεια θα παράγεται σε μια έκταση που θα εκτείνεται από το Μαρόκο ως τη Σαουδική Αραβία και θα μεταφέρεται στην Ευρώπη με υποθαλάσσια καλώδια υψηλής τάσης (HVDC). Το έργο φιλοδοξεί να τροφοδοτεί την Ευρώπη με το 15% των ενεργειακών της αναγκών μέχρι το 2050. Ο αρχικός προϋπολογισμός είναι 400 δις ευρώ. Εκτιμάται ότι η ενέργεια θα αρχίσει να ρέει προς την Ευρώπη εντός 10 ετών και εγκαταστάσεις θα μπορούν να παράγουν έως και 100GW ηλεκτρισμού, το εκτιμώμενο ισοδύναμο δηλαδή για 100 συμβατικές ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες.

Οι γραμμές μεταφοράς της ενέργειας θα ξεκινούν από την έρημο της Σαχάρας και θα καταλήγουν στην Ευρώπη. Πιο συγκεκριμένα, έχουν επιλεγεί χώρες με φθηνό κόστος γης και υψηλό ηλιακό δυναμικό, όπως η Αλγερία, που καλύπτεται στο μεγαλύτερο μέρος της από έρημο, και οι Λιβύη, Μαρόκο, Ιορδανία, Τυνησία, ενώ οι πρώτες υποστηρικτικές εγκαταστάσεις έχουν ήδη αρχίσει και κτίζονται στην Ισπανία, στην Αίγυπτο και στην Τυνησία. Επομένως έχει ενδιαφέρον να εξετάσουμε τις προσπάθειες αυτών των χωρών στον τομέα αυτό.

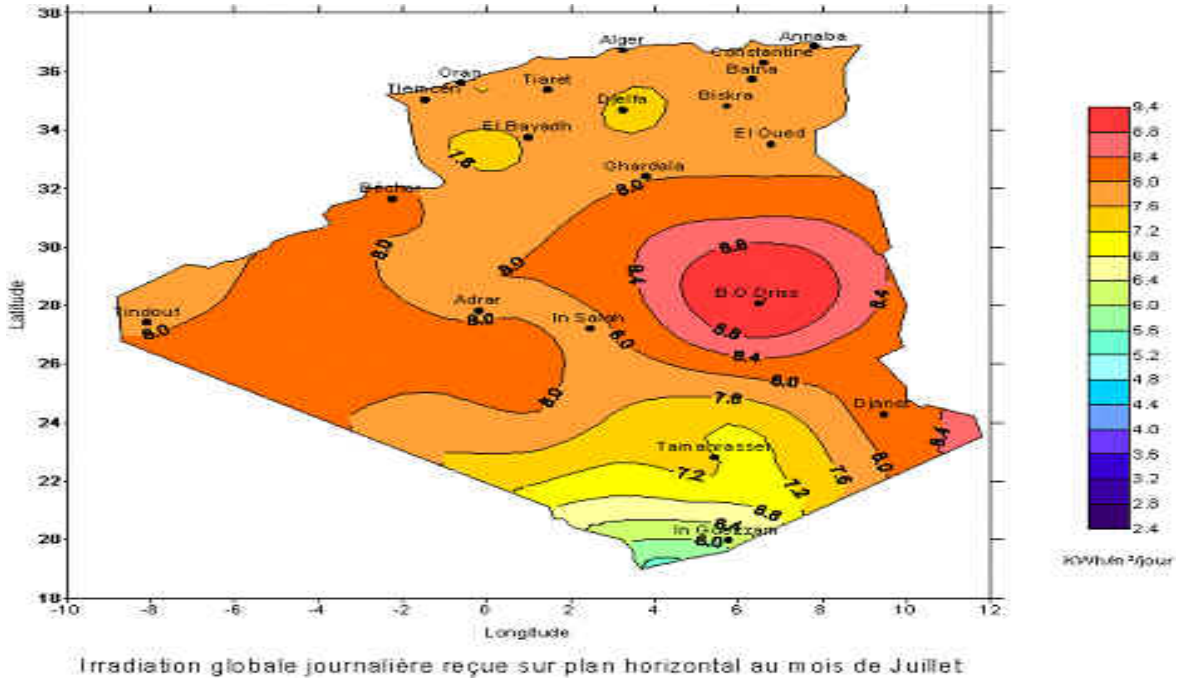
1.5. ΑΛΓΕΡΙΑ

Μελετώντας την εξέλιξη των ηλιοθερμικών σταθμών σε παγκόσμια κλίμακα θα ήταν χρήσιμη μία σύντομη αναφορά στην Αλγερία, η οποία θέλοντας να συνδυάσει τα τεράστια αποθέματα φυσικού αερίου της με την άφθονη ηλιακή ενέργεια, η Αλγερία στράφηκε προς την παραγωγή υβριδικών ηλιακών εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρισμού. Ο υβριδικός σταθμός που κατασκευάζεται στο Hassi R'Mel είναι το πρώτος παγκοσμίως και θα διαθέτει εγκατεστημένη ισχύ 150MW. Το έργο ανέλαβε η ισπανική κατασκευαστική Abener και η αλγερινή NEAL, σε πολύ ευνοϊκά νομικά και χρηματοδοτικά πλαίσια, ενώ μελλοντικός στόχος του σταθμού είναι η εξαγωγή 6.000MW ηλεκτρισμού στην Ευρώπη. Επίσης, πραγματοποιείται μία μελέτη για την κατασκευή ηλιακού θερμικού πύργου παραγωγής ενέργειας ισχύος 1,5-3MW, μια συνεργασία του Ηλιακού Ινστιτούτου του Jülich και της αλγερινής κυβέρνησης.[19] Το πιο

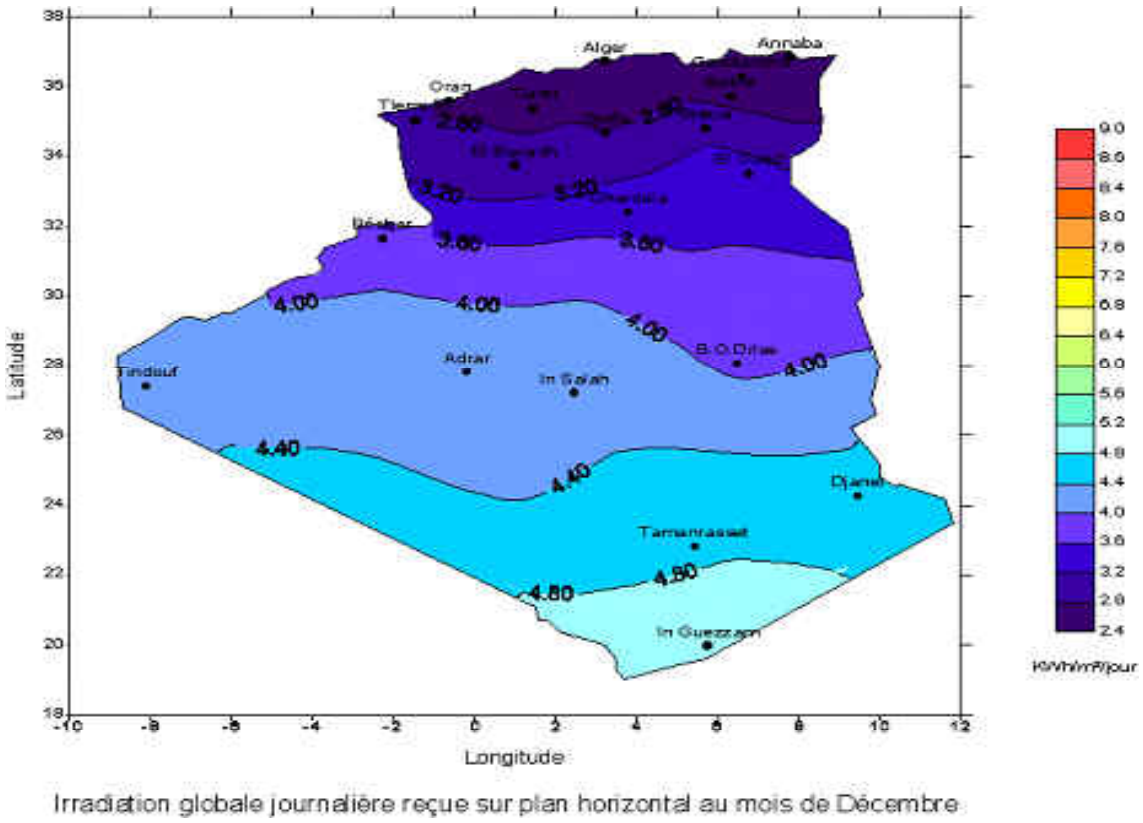
φιλόδοξο πρόγραμμα ηλιακής ενέργειας ωστόσο, το Desertec, αφορά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιώντας εστιακά κάτοπτρα CSP σε χώρες της βορείου Αφρικής και της Μέσης Ανατολής για την εξαγωγή «πράσινης ενέργειας» προς την Ευρώπη και την ικανοποίηση 15% των ενεργειακών της αναγκών μέχρι το 2050.

1.5.1. Ηλιακό δυναμικό

Υπολογίζεται ότι η ηλιακή ενέργεια που δέχεται η Αλγερία ανά έτος είναι 2.537 kWh, η οποία μεταφράζεται σε 3.416 ώρες ηλιοφάνειας. Η κατανομή της ηλιακής ενέργειας ωστόσο, διαφέρει σημαντικά ανάλογα με την περιοχή της χώρας και την εποχή του χρόνου.



Εικόνα 1.17 - Καθημερινή μέση ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντια επιφάνεια τον Ιούλιο



Εικόνα 1.18 Καθημερινή μέση ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντια επιφάνεια τον Δεκέμβριο

Όπως φαίνεται από τους παραπάνω ηλιακούς χάρτες, οι περιοχές με την υψηλότερη ηλιακή ακτινοβολία κατά το μήνα Ιούλιο, διαφέρουν από αυτές κατά το Δεκέμβριο. Στον πίνακα που ακολουθεί φαίνεται η κατανομή ηλιακής ενέργειας ανάλογα με τη μορφολογία της εξεταζόμενης περιοχής.

Περιοχή	**Ποσοστό της Συνολικής Επιφάνειας (%)**	**Μέση Διάρκεια Ηλιοφάνειας (ώρες/έτος)**	**Μέση Λαμβανόμενη ενέργεια (kWh/έτος) ανά m^2**
Παραλιακή	4	2.650	1.700
Υψηλό Οροπέδιο	10	3.000	1.900
Σαχάρα	86	3.500	2.650

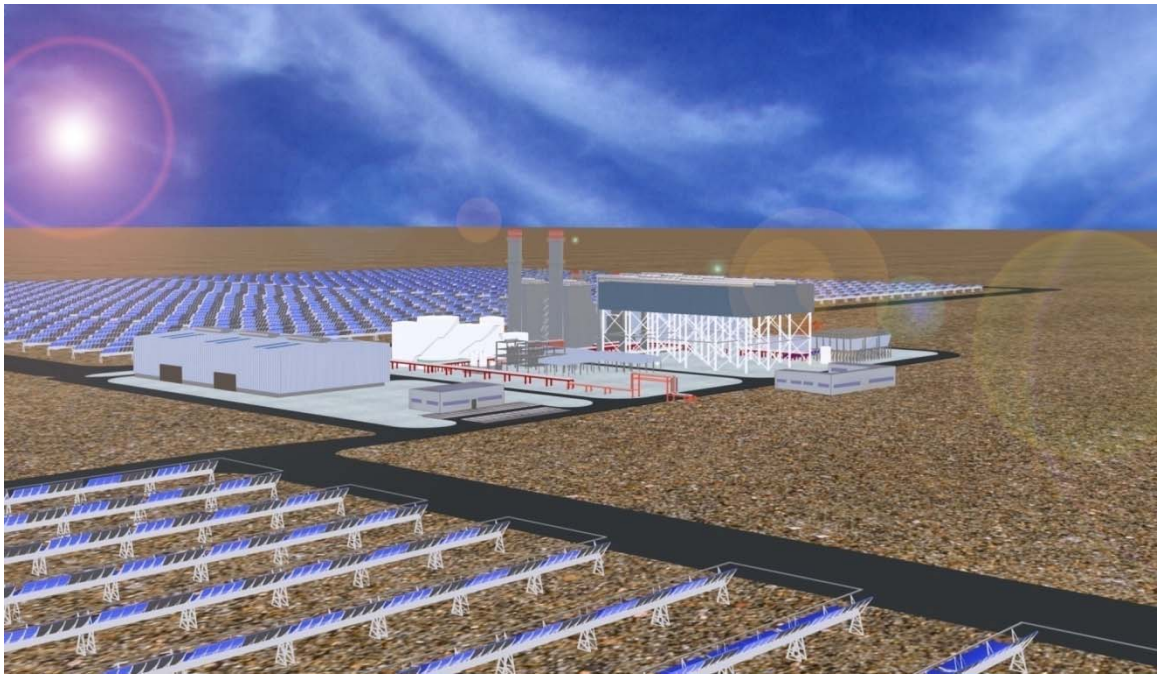
Πίνακας 1.5 - Κατανομή επιφάνειας, ηλιοφάνειας και ηλιακής ενέργειας στην Αλγερία

1.5.2. Υβριδικό έργο

Η Αλγερία επιδιώκοντας να συνδυάσει τα τεράστια αποθέματά της σε φυσικό αέριο με την άφθονη ηλιακή ενέργεια που διαθέτει, στρέφεται προς την κατασκευή υβριδικών εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρισμού, χρησιμοποιώντας συγκεντρωτικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας CSP (Concentrated Solar Power). Πιο συγκεκριμένα, η τεχνολογία CSP χρησιμοποιείται ως εναλλακτική μορφή παραγωγής θερμότητας σε ένα συμβατικό ατμοηλεκτρικό σταθμό φυσικού αερίου. Σύμφωνα με το τρέχον σχέδιο ενεργειακής επέκτασης του Υπουργείου Ενέργειας και Ορυκτού Πλούτου (MEM), ο στόχος της εφαρμογής τεχνολογίας CSP είναι 500MW νέων ISCC (Integrated Solar Combined Cycle-Ολοκληρωμένου Ηλιακού Συνδυασμένου Κύκλου-ΟΗΣΚ) σταθμών μέχρι το έτος 2011.

1.5.3. Το σχέδιο κατασκευής ΟΗΣΚ σταθμού στο Hassi R'Mel

Η περιοχή Hassi R'Mel βρίσκεται στην επαρχία Laghouat και αποτελεί την πρωταρχική πηγή παραγωγής ξηρού φυσικού αερίου της Αλγερίας, με αποθέματα 2,5 τρισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων. Εκεί, κατασκευάζεται ο πρώτος υβριδικός ΟΗΣΚ ατμοηλεκτρικός σταθμός στην Αλγερία και παγκοσμίως.



Εικόνα 1.19 - Υβριδικός σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο Hassi R'Mel

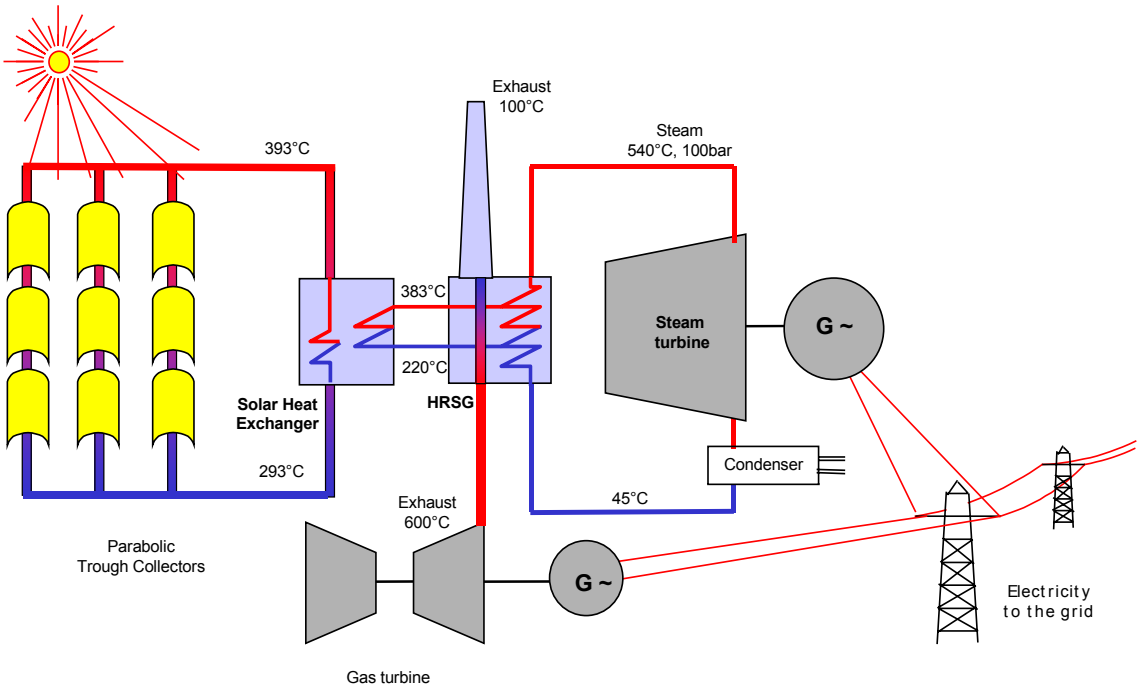
Το έργο αφορά στην κατασκευή ενός ΟΗΣΚ σταθμού, ισχύος 150 MW και ετήσιας συνολικής παραγόμενης ενέργειας 1.250GWh σε έκταση 1,52 τετραγωνικών χιλιομέτρων. Ο σταθμός αποτελείται από ένα συμβατικό ατμοηλεκτρικό σταθμό συνδυασμένου κύκλου CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) συνολικής ισχύος 130MW, με ισχύ αεριοστρόβιλου 80MW και ατμοστρόβιλου 75MW, και από ένα ηλιακό πεδίο 216 παραβολικών συλλεκτών, ισχύος 25MW και συνολικής επιφάνειας 180.000 τετραγωνικών μέτρων. Οι παραβολικοί συλλέκτες οργανώνονται σε 54 βρόχους και θερμαίνουν το συνθετικό ρευστό (Therminol VP-1), το οποίο χρησιμοποιείται για την παραγωγή ατμού.



Εικόνα 1.20 - Παραβολικοί συλλέκτες (Parabolic troughs)

Ο ρόλος της ενσωμάτωσης τεχνολογίας ηλιακών συλλεκτών στο συμβατικό ατμοηλεκτρικό σταθμό φυσικού αερίου είναι για να παρέχει επιπλέον θερμότητα στον ατμοστρόβιλο, αυξάνοντας την αποδοτικότητα του σταθμού και ταυτόχρονα μειώνοντας το κόστος καύσης φυσικού αερίου καθώς και

την παραγωγή διοξειδίου του άνθρακα. Σχηματικό διάγραμμα λειτουργίας του σταθμού φαίνεται παρακάτω εικόνα.



Εικόνα 1.21 - Διάγραμμα λειτουργίας του σταθμού στο Hassi R'Mel

Την κατασκευή του σταθμού ανέλαβε η κοινοπραξία SPP1, η οποία αποτελείται από την Ισπανική κατασκευαστική Abener και την αλγερινή NEAL. Ειδικότερα, η Abener, θυγατρική της Abengoa, κέρδισε τον διαγωνισμό που είχε προκηρύξει η NEAL τον Σεπτέμβριο του 2004 και πλέον κατέχει ποσοστό 66% στην κατασκευή του σταθμού, η οποία ξεκίνησε στις 7 Νοεμβρίου του 2007 και τερματίστηκε στις αρχές του 2011. Το εργοστάσιο έχει αρχίσει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας πό τον Ιούλιο του 2011.[20] Επίσης, η Abengoa λειτουργεί και εκμεταλλεύεται το σταθμό, ενώ η Sonatrach θα αγοράζει την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται για περίοδο 25 ετών. Μελλοντικός στόχος της κατασκευής του σταθμού αποτελεί η εξαγωγή 6.000MW παραγωγής στην Ευρώπη μέχρι το έτος 2020. Το κόστος της κατασκευής ανέρχεται στα 425 εκ. ευρώ ενώ υπογράφηκε και συμβόλαιο EPC (Engineering Procurement Construction) αξίας 260 εκατομμυρίων ευρώ. Η χρηματοδότηση της κατασκευής του σταθμού, προέρχεται σε ποσοστό 20% από μετόχους και σε ποσοστό 80% από τοπικές τράπεζες, συγκεκριμένα τις BEA (54,72%), CPA (20,03%), BNA (25,25%) με την μορφή δανείου με ευνοϊκούς όρους.

Το νομικό πλαίσιο της χρηματοδότησης του υβριδικού έργου βασίζεται στο νόμο ηλεκτρισμού της 5^{ης} Φεβρουαρίου του 2002 που δηλώνει ότι η ηλεκτρική ενέργεια προερχόμενη από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μπορεί είτε να χρηματοδοτηθεί μέσω ειδικών τιμολογίων τροφοδότησης (feed in tariffs) είτε άμεσα από το κράτος. Σύμφωνα με το διάταγμα 04-92 της 25^{ης} Μαρτίου, 2004 σχετικά με το κόστος της διαφοροποίησης της ηλεκτρικής παραγωγής, προβλέπονται διαφορετικά επίπεδα τιμολόγησης για την παραγόμενη ανανεώσιμη ενέργεια που θα προσελκύσουν ιδιωτικούς επενδυτές σε ενσωματωμένες ηλιακές εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής. Ειδικότερα, για ένα 100% ηλιακό έργο η νέα τιμολόγηση της παραγώμενης ενέργειας φθάνει το 300% της τιμής της αγοράς, για υβριδικό ατμοηλεκτρικό σταθμό με ηλιακή συμμετοχή πάνω από 25% φθάνει το 200% και για υβριδικό ατμοηλεκτρικό σταθμό με ηλιακή συμμετοχή λιγότερη από 25% κυμαίνεται από 100%-180%. Προϋποθέσεις ωστόσο για την εφαρμογή του διατάγματος τιμολογίων τροφοδότησης αποτελεί η καθιέρωση χειριστή αγοράς, ο καθορισμός της τιμής και η υποβολή προσφορών από τον ρυθμιστή. Ακόμη, οι όροι χρηματοδότησης προσδιορίζουν ένα δάνειο με ευνοϊκούς όρους, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, η διάρκεια του οποίου είναι 18 έτη, με τόκο 3,75% και

χρόνο αποπληρωμής 15 έτη με περίοδο χάριτος 6 μηνών. Η συμφωνία του δανείου διευκρινίζει το ποσό και το σχέδιο αποπληρωμής καθώς και το επιτόκιο.

Η Αλγερία σκοπεύει να κατασκευάσει άλλους 3 υβριδικούς σταθμούς ισχύος 400MW ο καθένας μέχρι το 2015, με απώτερο στόχο να παράγει ποσοστό 5% του ηλεκτρισμού της από ανανεώσιμες μορφές ενέργειας ή συμπαραγωγή.

1.5.4. Σχέδιο κατασκευής ηλιακού θερμικού πύργου παραγωγής ενέργειας στην Αλγερία[21]

Το Ηλιακό Ινστιτούτο του Jülich (SIJ) του Πανεπιστημίου Εφαρμοσμένων Επιστημών του Aachen σε συνεργασία με το IA Tech GmbH (IAT) της γερμανικής κατασκευαστικής εταιρείας Kraftanlagen München και το Γερμανικό Κέντρο Αεροδιαστημικής (German Aerospace Centre) ξεκίνησαν μια μελέτη για την κατασκευή ενός ηλιακού πύργου παραγωγής ενέργειας στην Αλγερία. Αν και το μέγεθος της πραγματικής κατασκευής θα είναι 5 φορές μεγαλύτερο από το μέγεθος του πιλοτικού σταθμού μελέτης στο Jülich, θα λειτουργεί με τις ίδιες αρχές. Η μελέτη που συγχρηματοδοτείται από το Γερμανικό Υπουργείο BMU έχει ανατεθεί στο SIJ εκ μέρους της αλγερινής κυβέρνησης και στοχεύει στην χρήση της ηλιακής ενέργειας για την περαιτέρω προώθηση της οικονομίας της χώρας. Οι εγκαταστάσεις θα χρησιμοποιούν την αρχή του ανοιχτού ογκομετρικού δέκτη που χρησιμοποιείται πρώτη φορά στο SIJ, όπως φαίνεται και στην παρακάτω εικόνα.



Εικόνα 1.22 -- Πιλοτικός σταθμός μελέτης στο Jülich

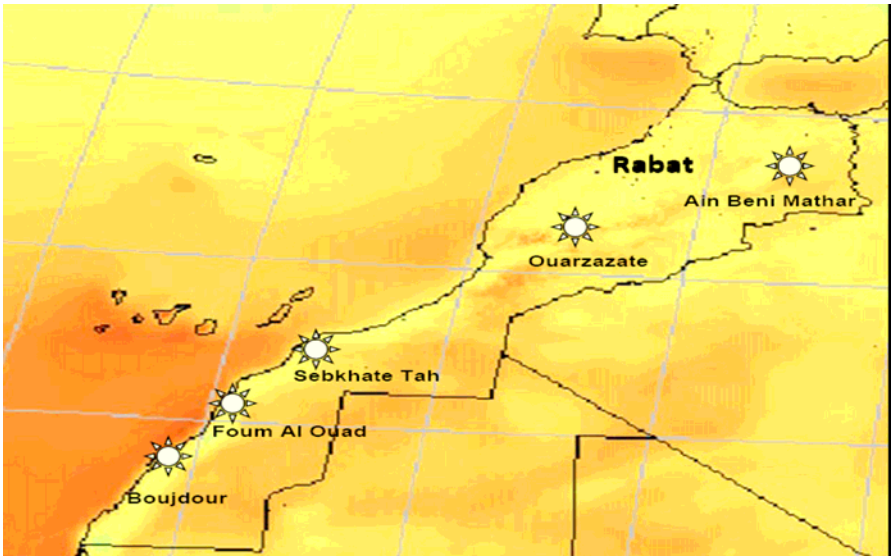
Το έργο θα διαρκέσει από τον Απρίλιο του 2009 μέχρι τον Ιούνιο του 2011 σε συνεργασία με το CDER (Centre de Développement des Energies Renouvelables) στην Αλγερία, με κόστος 932.000 ευρώ, ενώ ο σταθμός θα παρέχει ισχύ 1,5-3MW. Τέλος, η μελέτη θα συμπεριλάβει και άλλες επιλογές χρήσης του ηλιακού πύργου, όπως ηλιακή ψύξη, κατεργασία ύδατος και αφαλάτωση καθώς και απευθείας παραγωγή ενέργειας ενώ μελετάται και η εγκατάσταση ενός κέντρου εκπαίδευσης κοντά στο σταθμό.

Σε ένα σταθμό ηλιακού πύργου, το ηλιακό πεδίο αποτελείται από επίπεδα κάτοπτρα καθένα από τα οποία είναι τοποθετημένο σε ένα διπλό άξονα, ο οποίος επιτρέπει κίνηση σε 3 διαστάσεις, έτσι ώστε να συγκεντρώνονται όσο το δυνατόν μεγαλύτερη ποσότητα ηλιακής ακτινοβολίας στο λέβητα που βρίσκεται στην κορυφή του πύργου. Ο ατμός που παράγεται στο λέβητα του πύργου τροφοδοτείται στον ατμοστρόβιλο. Η τεχνολογία του ηλιακού πύργου, διαθέτει αρκετά λιγότερες σωληνώσεις και αντλήσεις από την υβριδική τεχνολογία ενώ οι υψηλότεροι πύργοι μπορούν να λειτουργήσουν αντίστοιχα σε υψηλότερες θερμοκρασίες ατμού και να επιδείξουν μεγαλύτερη αποδοτικότητα. Εμφανίζουν επίσης μεγάλη παραγωγή σε kWh ετησίως αφού τα κάτοπτρα μπορούν να λειτουργήσουν αποδοτικά και τους χειμερινούς μήνες με επίπεδη κλίση.

1.6. ΜΑΡΟΚΟ [22]

Στην συνέχεια της μελέτης μας για τους ηλιοθερμικούς σταθμούς σε παγκόσμια κλίμακα θα ήταν χρήσιμη μία σύντομη αναφορά στην κατάσταση που επικρατεί στο Μαρόκο όπου έχει σχεδιαστεί ένα από τα μεγαλύτερα προγράμματα εγκατάστασης σταθμών ηλιοθερμικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Το συγκεκριμένο πρόγραμμα, Integrated Solar Energy Generation Project, περιλαμβάνει την δημιουργία σταθμών συνολικής ισχύος 2000MW, που αντιστοιχούν στο 38% της συνολικής τρέχουσας εγκατεστημένης ισχύος με πρόβλεψη ετήσιας παραγωγής 4500GWh, ίσο δηλαδή με το 18% της τρέχουσας παραγωγής. Τα συστήματα θα εγκατασταθούν σε πέντε σημεία, τα οποία θα καταλαμβάνουν συνολική έκταση 100000 στρεμμάτων με το συνολικό τους κόστος να υπολογίζεται σε 9 δισεκατομμύρια $. Η ολοκλήρωση του σχεδίου αναμένεται το 2019.



Εικόνα 1.23 – Χάρτης τοποθεσιών εγκατάστασης των έργων του προγράμματος

Το πρώτο από τα πέντε έργα του σχεδίου, ισχύος 470MW, έχει ολοκληρωθεί ήδη στο Beni Mathar ισχύος 470 MW(γίνεται εκτενής αναφορά στην παράγραφο1.6.2), με την χρηματοδότηση της Abengoa Abener και της ONE.

Επιπλέον στα μέσα του 2011 η Παγκόσμια Τράπεζα ενέκρινε δάνειο ύψους 297 εκατομμυρίων δολαρίων για την χρηματοδότηση του σταθμού στο Ouarzazate[23], σε μία περιοχή όπου το DNI φτάνει στα 2635 kWh/m^2/year. Ο συγκεκριμένος σταθμός υπολογίζεται να καταλαμβάνει μέγεθος 25000 στρεμμάτων με συνολική ισχύ 500MW και προβλεπόμενη ετήσια παραγωγή 1150GWh.

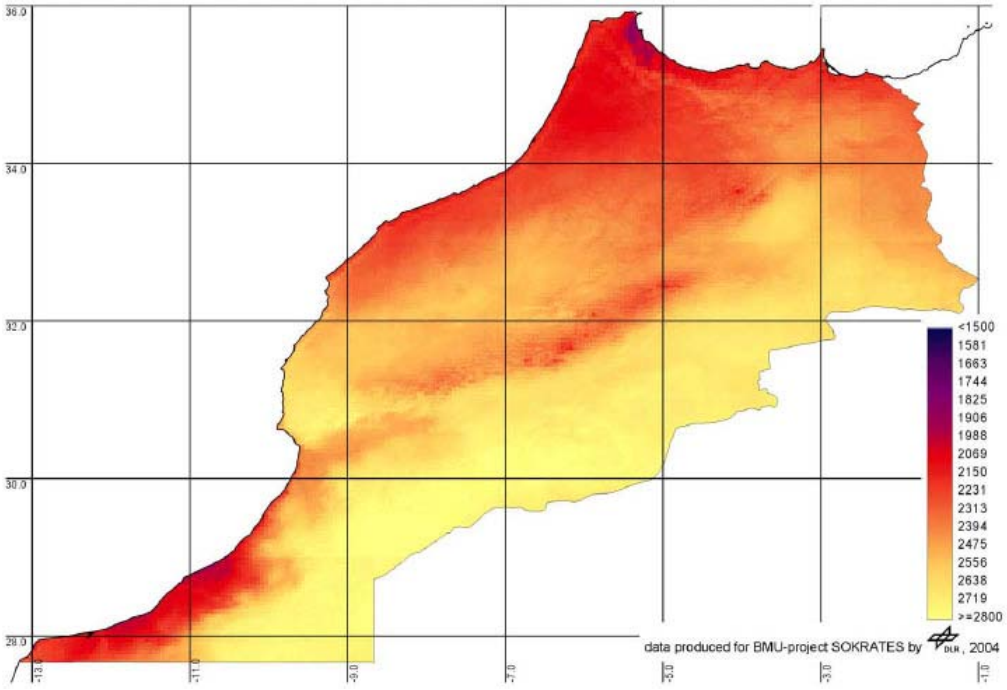
Ο τρίτος σταθμός είναι αυτός στο Foum Al Ouad, σε μία περιοχή όπου το DNI φτάνει στα 2628 kWh/m^2/year. Ο συγκεκριμένος σταθμός υπολογίζεται να καταλαμβάνει μέγεθος 25000 στρεμμάτων με συνολική ισχύ 500MW και προβλεπόμενη ετήσια παραγωγή 1150GWh.

Ο τέταρτος σταθμός είναι αυτός στο Boujdour, σε μία περιοχή όπου το DNI φτάνει στα 2642 kWh/m^2/year. Ο συγκεκριμένος σταθμός υπολογίζεται να καταλαμβάνει μέγεθος 5000 στρεμμάτων με συνολική ισχύ 100MW και προβλεπόμενη ετήσια παραγωγή 230GWh.

Τέλος ο πέμπτος σταθμός θα εγκατασταθεί στην Sebkhate Tah, σε μία περιοχή όπου το DNI φτάνει στα 2140 kWh/m^2/year. Ο συγκεκριμένος σταθμός υπολογίζεται να καταλαμβάνει μέγεθος 25000 στρεμμάτων με συνολική ισχύ 500MW και προβλεπόμενη ετήσια παραγωγή 1140GWh.[24]

1.6.1. Ηλιακό δυναμικό

Το Μαρόκο δέχεται υψηλή ένταση ηλιακής ακτινοβολίας μεγέθους 1.500-2.800 kWh/m^2 ετησίως σε όλη της έκτασής του, και η διάρκεια της ηλιοφάνειας κυμαίνεται από 8 έως 11 ώρες καθημερινώς, ενώ παρατηρούνται ελάχιστες μέρες συννεφιάς κατά την διάρκεια του έτους.



Εικόνα 1.24 - Χάρτης άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας Μαρόκου

1.6.2. Ηλιοθερμικός σταθμός παραγωγής ηλεκτρισμού στο Beni Mathar(Marocco)[25]

Ο ηλιοθερμικός σταθμός στο Beni Mathar βρίσκεται σε μία περιοχή όπου το DNI φτάνει στα 2290 kWh/m^2/year. Ο συγκεκριμένος σταθμός υπολογίζεται να καταλαμβάνει μέγεθος 24000 στρεμμάτων με συνολική ισχύ 470MW και προβλεπόμενη ετήσια παραγωγή 100GWh. Η κατασκευή του ξεκίνησε το 2004, από την Abengoa Abener και την ONE (Office National de l'Electricite), και ολοκληρώθηκε το 2011 όπου ξεκίνησε και την λειτουργία του.

Ο σταθμός χρησιμοποιεί την τεχνολογία Parabolic Trough. Οι ηλιακοί συλλέκτες του σταθμού έχουν κατασκευαστεί από την εταιρία ASTR και οι σωληνώσεις τους από την εταιρία Schott. Ο αριθμός τον συλλεκτών είναι 224. Επιπλέον το θερμό-απορροφητικό υγρό που χρησιμοποιήθηκε είναι το VP-1 το οποίο ,σύμφωνα με τον σχεδιασμό του σταθμού, έχει θερμοκρασία εξόδου από το τμήμα των κατόπτρων 393^{o}C.



Εικόνα 1.25 – Ηλιοθερμικός σταθμός στο Beni Mathar(Marocco)

Ο συγκεκριμένος σταθμός δεν χρησιμοποιεί θερμική αποθήκευση ενώ η κίνηση της ατμογεννήτρια ισχύος 470MWe, εκτός από τα παραβολικά κάτοπτρα, γίνεται και από ορυκτά καύσιμα(ντήζελ και μαζουτ). Επιπλέον για την ψύξη της ατμογεννήτρια υπάρχει εγκατεστημένος ειδικός μηχανισμός ψύξης με δροσερό νερό.

1.7. ΑΙΓΥΠΤΟΣ

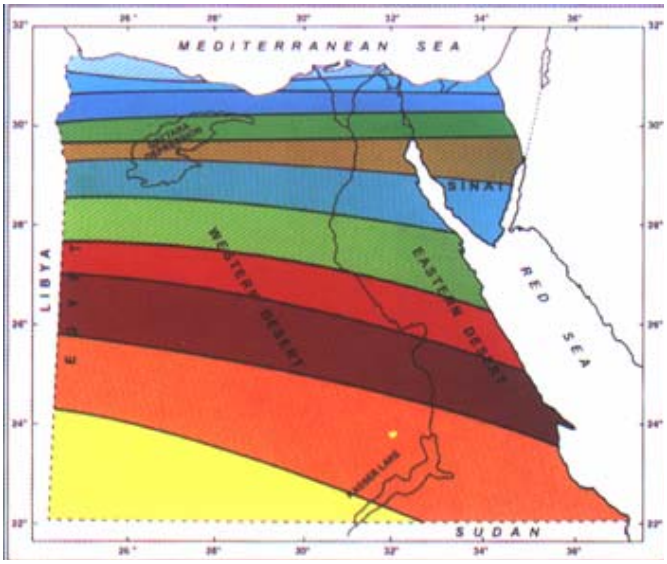
Επίσης μία άλλη χώρα που αξίζει αναφοράς είναι η Αίγυπτος η οποία εξαιτίας της ιδανικής της θέσης στη Μεσόγειο, επιδιώκει να εκμεταλλευτεί το ηλιακό και αιολικό δυναμικό που διαθέτει, για να ικανοποιήσει την αυξανόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας.

Η Αίγυπτος δέχεται υψηλή ένταση ηλιακής ακτινοβολίας μεγέθους 1.970-2.600 kWh/m^2 κάθε χρόνο σε όλη της έκτασή της, και η διάρκεια της ηλιοφάνειας κυμαίνεται από 9 έως 11 ώρες ημερησίως και διαθέτει οικονομική δυνατότητα για ηλιακή θερμική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 73.655TWh ετησίως. Επίσης, υψηλό αιολικό δυναμικό παρατηρείται στην περιοχή του Κόλπου του Σουέζ, όπου η μέση ταχύτητα ανέμων φθάνει τα 7-10,5m/s.

Οι εφαρμογές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και διανεμημένης παραγωγής αφορούν σε ηλιοθερμικά έργα όπως ηλιακά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ηλιακά συστήματα παραγωγής θερμότητας και θέρμανση νερού με ηλιακή ενέργεια. Επιπλέον, έχουν εφαρμοστεί μερικά ενδιαφέροντα προγράμματα απομακρυσμένης ηλεκτροδότησης με φωτοβολταϊκά συστήματα ισχύος 43kW στην περιφέρεια Matrouh. Η Αίγυπτος παρουσιάζει καλές πρακτικές στον τομέα των ΑΠΕ, όπως η υπό κατασκευή ηλιακή θερμική εγκατάσταση στο Kuraymat, με εγκατεστημένη ισχύ 140MW, που αποτελείται από μια «Νησίδα Ηλεκτροπαραγωγής», δηλαδή ένα τυπικό σταθμό παραγωγής συνδυασμένου κύκλου και μια «Ηλιακή Νησίδα», δηλαδή ένα ηλιακό πεδίο 20MW$_e$.

1.7.1. Ηλιακό δυναμικό

Η Αίγυπτος δέχεται υψηλή ένταση ηλιακής ακτινοβολίας μεγέθους 1.970-2.600 kWh/m^2 κάθε χρόνο σε όλη της έκτασή της, και η διάρκεια της ηλιοφάνειας κυμαίνεται από 9 έως 11 ώρες καθημερινώς, ενώ παρατηρούνται ελάχιστες μέρες συννεφιάς όλο το χρόνο.



Εικόνα 1.26 - Χάρτης ηλιοφάνειας της Αιγύπτου

Πρόσφατη έρευνα υπολόγισε τις ηλιακές οικονομικές δυνατότητες για την ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιώντας την ετήσια άμεση κανονική ακτινοβολία με ένα παράγοντα μετατροπής 0,045, ο οποίος λαμβάνει υπόψη ετήσια μέση αποδοτικότητα 15% και παράγοντα χρήσης γης 30% για τεχνολογία συγκεντρωμένης ηλιακής ενέργειας (CSP). Αυτές οι οικονομικές δυνατότητες εξετάζουν κατάλληλες περιοχές με άμεση ηλιακή ακτινοβολία πάνω από 2.000kWh/m^2 ετησίως. Επίσης, η μελέτη προβλέπει την συγκεντρωμένη ηλιακή ενέργεια ως βασική λύση για τις αυξανόμενες ζητήσεις ηλεκτρικού και νερού στην περιοχή αλλά και ως ευκαιρία εξαγωγής «καθαρής» ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη. Για να εισέλθουν ωστόσο οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και ειδικότερα η CSP τεχνολογία, απαιτείται αρχική επένδυση 75 δισεκατομμυρίων δολαρίων, η οποία προβλέπεται να αποσβεσθεί σε 15 έτη συμπεριλαμβάνοντας και τα καύσιμα αυτής της περιόδου. Η μελέτη ωστόσο προϋποθέτει ότι η επένδυση θα διανεμηθεί εξίσου στους κατοίκους της περιοχής, οι οποίοι θα πρέπει να διαθέτουν 10 δολάρια ετησίως για την περίοδο των 15 χρόνων.

1.7.2. Ηλιοθερμικές εφαρμογές

Η Αίγυπτος διαθέτει πλούσιο ηλιακό δυναμικό, το οποίο εκμεταλλεύεται για να επιτύχει τους προγραμματισμένους στόχους ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Οι ηλιοθερμικές εφαρμογές αφορούν σε ένα μεγάλο ποσοστό εκμετάλλευσης του παραπάνω δυναμικού και χωρίζονται σε 3 κύριες κατηγορίες, ηλιακά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ηλιακά συστήματα παραγωγής θερμότητας και ηλιακά συστήματα θέρμανσης νερού.

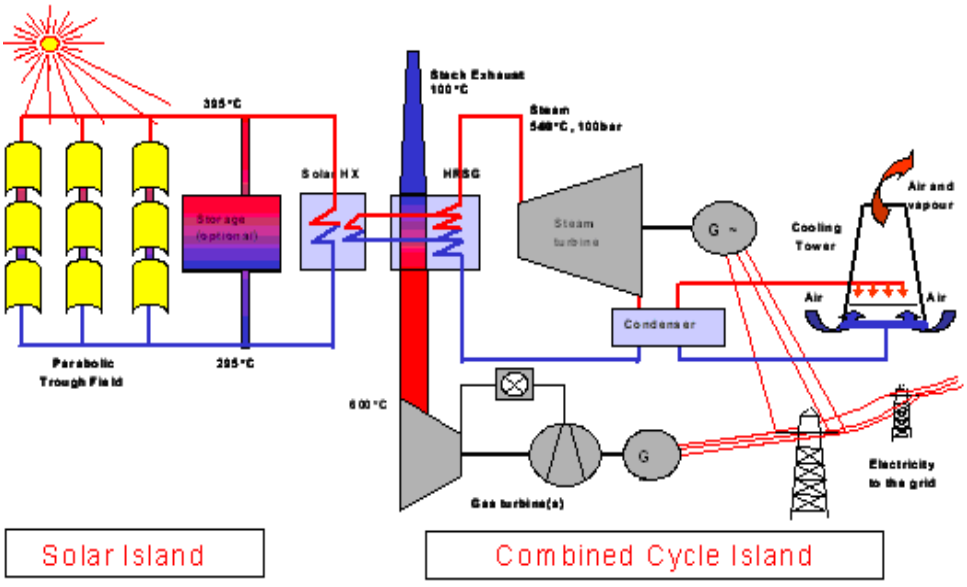
Η οικιακή θέρμανση νερού από ηλιακή ενέργεια (DSWH) είναι από τις πρώτες εφαρμογές εμπορικού επιπέδου στην Αίγυπτο. Οι πρώτες κατασκευαστικές δραστηριότητες ξεκίνησαν την δεκαετία του 80, σε τοπικό επίπεδο και βασίζονται ακόμα και σήμερα σε τοπικούς επενδυτές. Σύμφωνα με εκτιμήσεις της NREA, η θέρμανση νερού από ηλιακή ενέργεια στη χώρα ανέρχεται στα 500.000 τετραγωνικά μέτρα και θεωρείται χαμηλή λόγω της χαμηλής τιμολόγησης του φυσικού αερίου και του ηλεκτρικού ρεύματος από συμβατικές πηγές.

1.7.3. *Ο ηλιακός θερμικός σταθμός στο Kuraymat* [26]

Η πρώτη ηλιακή θερμική εγκατάσταση στην Αίγυπτο βρίσκεται στο Kuraymat, 90 χιλιόμετρα νότια του Κάιρο και άρχισε την λειτουργία της από τα μέσα του 2010, με εγκατεστημένη ισχύ 140MW. Η θέση των εγκαταστάσεων επιλέχθηκε λόγω της επίπεδης και ακατοίκητης ερήμου και της υψηλής έντασης ηλιακής ακτινοβολίας στην περιοχή, που φθάνει τις 2.400kWh ανά τετραγωνικό μέτρο ετησίως. Επιπλέον, οι επεκταμένοι αγωγοί φυσικού αερίου και το δίκτυο ηλεκτροδότησης όπως και η εγγύτητα στον ποταμό Νείλο, αποτελούν τους βασικούς παράγοντες επιλογής της τοποθεσίας.



Εικόνα 1.27 - Η τοποθεσία του σχεδίου στο Kuraymat



Εικόνα 1.28 - Δομή λειτουργίας του σταθμού στο Kuraymat

Η «Νησίδα Ηλεκτροπαραγωγής», είναι ένας τυπικός σταθμός παραγωγής συνδυασμένου κύκλου, που αποτελείται από ένα αεριοστρόβιλο φυσικού αερίου ισχύος 79MW_e, με δυνατότητα χρήσης αποστάγματος πετρελαίου (No.2) σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης και από ένα ατμοστρόβιλο 60MW_e. Ακόμη, περιλαμβάνει μία γεννήτρια ατμού επανάκτησης θερμότητας (HRSG) που χρησιμοποιεί το αέριο εξάτμισης του ατμοστρόβιλου για την παραγωγή υπερθερμασμένου ατμού και ένα σύστημα ψύξης που συμπυκνώνει την εξάτμιση του ατμοστρόβιλου στο συμπυκνωτή και την αντλεί στην HRSG. Η «Ηλιακή

Νησίδα», είναι ένα ηλιακό πεδίο 20MW_e, που αποτελείται από παράλληλες σειρές ηλιακών παραβολικών συλλεκτών (Solar Collector Arrays).

Η Αιγυπτιακή Εταιρεία Περιβαλλοντικών Θεμάτων (EEAA) πραγματοποίησε και ενέκρινε μελέτη εκτίμησης των περιβαλλοντικών επιδράσεων του έργου. Ο σχεδιασμός του έργου ολοκληρώθηκε. Οι στόχοι του προγράμματος, που συμπεριλαμβάνεται σε 4 παρόμοια προγράμματα που πραγματοποιούνται, εκτός από την Αίγυπτο, στο Μαρόκο, την Ινδία και το Μεξικό και χρηματοδοτούνται από την GEF, είναι να συμβάλλει στη βελτίωση της τοπικής δυνατότητας ανάληψης τέτοιων έργων σε τοπικό επίπεδο και στην εκμετάλλευση της άφθονης ηλιακής ενέργειας από τοπικές βιομηχανίες, όπως και στη δημιουργία νέων ευκαιριών απασχόλησης στο τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

1.8. Λοιπές χώρες Maghreb

1.8.1. Λιβύη

Άλλη μία χώρα του Maghreb η οποία έχει πάρα πολύ υψηλό ηλιακό δυναμικό, με DNI 2740 kWh/year και 3500 ώρες ετησίως ηλιοφάνεια, όπως επίσης και πολύ υψηλό αιολικό δυναμικό είναι η Λιβύη. Μέχρι στιγμής παρόλα αυτά τα ενθαρρυντικά στοιχεία υπάρχει σχέδιο εγκατάστασης ηλιοθερμικού συστήματος ισχύος μόνο 100MW έως τα τέλη του 2012. Επίσης στον τομέα της αιολικής ενέργειας υπάρχει προγραμματισμός για την κατασκευή 5 αιολικών έργων συνολικής ισχύος 1000MW με σχέδιο ολοκλήρωσης των εργασιών μέχρι το 2015.[27]

1.8.2. Τυνησία

Το 2009, η κυβέρνηση της Τυνησίας κυκλοφόρησε ένα σχέδιο «Tunisian Solar Plan» το οποίο περιλαμβάνει την εγκατάσταση έργων παραγωγής ηλεκτρισμού από βιομάζα, όπως επίσης την εγκατάσταση αιολικών πάρκων συνολικής ισχύος 1800MW μέχρι το 2020, εκ των οποίων τα 330MW προβλέπεται να εγκατασταθούν μέχρι το 2016. Επιπλέον το συνολικό σχέδιο συμπεριλαμβάνει 3 ηλιοθερμικά έργα συνολικής ισχύος 325MW και ισάριθμα φωτοβολταϊκά έργα συνολικής ισχύος 160MW, ο σχεδιασμός των οποίων προβλέπει την εγκατάστασή τους έως το 2016. Βέβαια σε σύγκριση με τον συνολικό σχεδιασμό του Μαρόκο και της Αλγερίας, ως προς της ηλιακές ΑΠΕ, η Τυνησία έχει αρκετά μικρότερο βαθμό ανάπτυξης.[28]

1.8.3. Παλαιστίνη

Η δημόσια επιχείρηση ηλεκτρισμού της Παλαιστίνης (JDECo) έχει υπογράψει συμφωνία με την αμερικανική εταιρεία (Nanovo) για τη δημιουργία ηλιοθερμικού εργοστασίου στην Ιεριχώ το οποίο όπως φαίνεται θα είναι το πρώτο σύστημα τέτοιου είδους που θα εγκατασταθεί στη Μέση Ανατολή. Σύμφωνα με τη συμφωνία, η JDECo δεσμεύθηκε να αγοράζει το σύνολο της παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης η Nanovo δεσμεύτηκε για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας 24 ώρες το εικοσιτετράωρο και 365 ημέρες το χρόνο. Σε πρώτη φάση θα δημιουργηθεί ένας σταθμός ισχύος 3MW με κόστος έως και 17 εκατομμύρια δολάρια που χρηματοδοτείται από την αμερικανική εταιρεία. Η επόμενη φάση θα επεκταθεί ο σταθμός να παράγει 100 MW με συνολικό κόστος μέχρι και 300 εκατομμύρια δολάρια[29]. Επίσης και στο γειτονικό Ισραήλ είναι υπό κατασκευή ηλιοθερμικό εργοστάσιο παραβολικών συλλεκτών(Parabolic Trough) ισχύος 100MW το οποίο κατασκευάζεται από το υπουργείο υποδομών της χώρας.

1.8.4. Ιορδανία

Η Jordan's BADR Investment sοδηγεί προωθεί μια κοινοπραξίαμε τις ΗΠΑ 425 εκατ. Δολαρίων για την κατασκευή ενός ηλιοθερμικού πάρκου ισχύος 100 MW στο Ma'an της νότιας Ιορδανίας το οποίο διαθέτει DNI ίσο με 2500 kWh/m^2 ανά έτος. Η νεοσύστατη κοινοπραξία, YATAGAN, είναι μια συνεργασία μεταξύ Jordan's BADR Investments, Chescor Capital, maisam αρχιτέκτονες και τους μηχανικούς και τους Parsons Brinckerhoff, καθώς και μια σειρά περιφερειακών και διεθνών εταιρειών.

Το συγκεκριμένο ηλιοθερμικό εργοστάσιο θα μπορεί να καλύπτει περίπου το 4% των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας του Βασιλείου, μειώνοντας την εξάρτηση από τις εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας από γειτονικές χώρες. Επίσης η τυχόν πλεονάζουσα ενέργεια θα μπορούσε στη συνέχεια να πωληθεί στη Συρία, την Αίγυπτο και την Παλαιστίνη, των οποίων τα δίκτυα είναι συνδεδεμένα με την Ιορδανία.[30]

1.9. Δομή εργασίας

Αφού περιγράψαμε τα χαρακτηριστικά των διάφορων τεχνολογιών ηλιοθερμικών συστημάτων και κάναμε μια σύντομη αναφορά τόσο στα ήδη εγκατεστημένα συστήματα σε όλο τον πλανήτη, όσο και τα σχέδια των χωρών της Βόρειας Αφρικής και της Μέσης Ανατολής έχει ενδιαφέρον να δούμε τις προτεινόμενες εφαρμογές στη χώρα μας καθώς και το σχετικό νομοθετικό πλαίσιο. Αυτό αποτελεί και το κεφάλαιο 2. Σε αυτό το κεφάλαιο επεξηγούμε τον οδηγό αξιολόγησης της ΡΑΕ ο οποίος θέτει τα κριτήρια γα την αδειοδότηση των ηλιοθερμικών συστημάτων στην Ελλάδα και στη συνέχεια παραθέτουμε συγκεντρωτικούς πίνακες με τις αιτήσεις που έχουν γίνει προς αδειοδότηση και με αυτές που έχουν εγκριθεί.

Ο σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η μελέτη και η προσομοίωση της λειτουργίας ενός ηλιοθερμικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην περιοχή των Τρικάλων, καθώς και πιθανοί τρόποι για την βελτιστοποίηση της απόδοσής του.

Για το σκοπό αυτό, Στο τρίτο κεφάλαιο περιγράφουμε την εφαρμογή προσομοίωσης που χρησιμοποιήσαμε (SAM) ως προς τις εισόδους που απαιτεί και τις εξόδους που παράγει. Έπειτα στο τέταρτο κεφάλαιο περιγράφουμε αναλυτικά τις εισόδους για κάθε προσομοίωση που υλοποιήσαμε.

Στο πέμπτο κεφάλαιο συγκρίναμε όλες τις περιπτώσεις που προσομοιώσαμε τόσο στα τεχνικά τους χαρακτηριστικά (παραγωγή ηλεκτρισμού, αιχμή παραγωγής, ζήτηση ενέργειας, ροή θερμότητας κτλ) όσο και στα οικονομικά τους στοιχεία, μέσω γραφημάτων και συγκεντρωτικών πινάκων. Τέλος στο έκτος κεφάλαιο παραθέσαμε τα συμπεράσματα και τις προτάσεις μας για την βιωσιμότητα κάθε περίπτωσης που προσομοιώσαμε.

Τα σενάρια λειτουργίας του ηλιοθερμικού εργοστασίου που προσομοιώσαμε είναι τα εξής:

- Σύστημα χωρίς θερμική αποθήκευση
- Σύστημα με θερμική αποθήκευση 3 ωρών
- Σύστημα με θερμική αποθήκευση 6 ωρών
- Σύστημα με θερμική αποθήκευση 9 ωρών
- Σύστημα με θερμική αποθήκευση 12 ωρών
- Υβριδικό σύστημα με καυστήρα φυσικού αερίου, χωρίς θερμική αποθήκευση
- Υβριδικό σύστημα με καυστήρα βιοαερίου, χωρίς θερμική αποθήκευση
- Υβριδικό σύστημα με καυστήρα φυσικού αερίου, με θερμική αποθήκευση 3 ωρών
- Υβριδικό σύστημα με καυστήρα βιοαερίου, με θερμική αποθήκευση 3 ωρών

2. ΚΕΦΑΛΑΙΟ

2.1. Κριτήρια για την αξιολόγηση των αιτήσεων από την Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας[31]

Σε αυτό το σημείο της εργασίας θα ήταν σκόπιμο να παραθέσουμε τον οδηγό αξιολόγησης της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας για την αδειοδότηση των ηλιοθερμικών έργων ώστε να έχουμε μια πιο ξεκάθαρη άποψη για τους περιορισμούς και τους κανόνες στους οποίους θα πρέπει να ευθυγραμμίζονται τέτοιου είδους επενδύσεις.

Α.Εισαγωγή

Η ΡΑΕ εφαρμόζει τον παρακάτω οδηγό για την αξιολόγηση των αιτήσεων για χορήγηση αδειών παραγωγής σε έργα θερμοηλεκτρικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με συγκέντρωση ηλιακής ακτινοβολίας (ΣΗΑ), με βάση τα κριτήρια που παραθέτονται αναλυτικά στις παραγράφους Β, Γ και Δ. Η αξιολόγηση αιτήσεων που αφορούν περιοχές του Διασυνδεδεμένου Δικτύου και Συστήματος (περιλαμβανομένων και των διασυνδεδεμένων νησιών), γίνεται βάσει των παραγράφων Β και Γ, ενώ για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, λαμβάνεται υπόψη και η παράγραφος Δ.

Β. Αξιολόγηση ενεργειακής αποδοτικότητας έργου (κριτήριο δ ν.3468/2006)

Β.1 Γενικές αρχές αξιολόγησης

Κατά την αξιολόγηση, από τη ΡΑΕ των μελετών που τεκμηριώνουν την ενεργειακή αποδοτικότητα των προτεινόμενων έργων και που συνοδεύουν τις αιτήσεις για την έκδοση της άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, λαμβάνονται υπόψη τα ακόλουθα:

α) Το δυναμικό ΑΠΕ, όπως τεκμηριώνεται από ιστορικά δεδομένα άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας που έχουν προκύψει από επεξεργασία εικόνων από δορυφόρους, είτε από επιτόπιες μετρήσεις που έχουν εκτελεσθεί από πιστοποιημένους φορείς σε αντιπροσωπευτική θέση ως προς τον προτεινόμενο σταθμό, όπως αυτή προσδιορίζεται βάσει των παραδοχών και των μεθόδων που ακολουθούνται από τους κανόνες της επιστήμης και της τεχνικής, είτε συνδυαστικά, και είναι τουλάχιστον πενταετούς διάρκειας.

β) Τα οικονομοτεχνικά χαρακτηριστικά τυπικού έργου όπως περιγράφονται στην παράγραφο Β.3, και τις αποκλίσεις των χαρακτηριστικών του έργου από το τυπικό έργο.

γ) Τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της θέσης εγκατάστασης που επηρεάζουν την αποδοτικότητα της λειτουργίας του έργου (συνθήκες ανέμου στην περιοχή, διαθεσιμότητα νερού για ψύξη κλπ) .

Η επάρκεια του δυναμικού ΑΠΕ επιβεβαιώνεται εφόσον μετά από υπολογισμό των χρηματοροών του έργου, σύμφωνα με τη μεθοδολογία που περιγράφεται στην παράγραφο Β4, προκύπτουν οι ακόλουθοι δείκτες απόδοσης του έργου :

− Πραγματικός εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRRr), μετά φόρων, μεγαλύτερος του 5%.

− Λόγος κάλυψης τοκοχρεολυσίου μεγαλύτερος του 1,2.

Προς απλούστευση των διαδικασιών τεκμηρίωσης του δυναμικού από τους αιτούντες, και της αξιολόγησης αυτών από τη ΡΑΕ, χρησιμοποιούμε χαρακτηριστικά τυπικού έργου από σχετική βιβλιογραφία για τον προσδιορισμό εύρους τιμών άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας (DNI), που επιτρέπουν την κατάταξη των έργων σε μία από τις ακόλουθες κατηγορίες :

1.Έργα ικανοποιητικής απόδοσης

2.Έργα κατ' αρχήν αποδεκτής απόδοσης

3.Έργα αμφισβητούμενης απόδοσης

4.Έργα εξ' αρχής απορριπτέα

Η απλοποιημένη αντιμετώπιση των αιτήσεων ανά κατηγορία είναι η ακόλουθη και εφαρμόζεται μόνο για τις τεχνολογίες που ρητά αναφέρονται στον παρόντα οδηγό (Παραβολικά κάτοπτρα και ηλιοστάτες με πύργο):

1. Εφόσον το έργο, με βάση τα τεκμηριωμένα δεδομένα άμεσης ακτινοβολίας, και τη σχεδιαζόμενη δυναμικότητα αποθήκευσης, κατατάσσεται στην κατηγορία Ι, το δυναμικό ΑΠΕ θεωρείται επαρκές και συνεπώς το αντίστοιχο κριτήριο ικανοποιείται. Ο αιτών υποβάλει τα ιδιαίτερα οικονομοτεχνικά χαρακτηριστικά του έργου σύμφωνα με την παράγραφο Β.3 χωρίς να είναι απαραίτητη η εκτέλεση λεπτομερών υπολογισμών σύμφωνα με την παράγραφο Β.4. Η ΡΑΕ μπορεί να ζητήσει την εκτέλεση λεπτομερών υπολογισμών σύμφωνα με την παράγραφο Β.4, προκειμένου να τεκμηριωθεί ότι το σχεδιαζόμενο έργο έχει την απαιτούμενη απόδοση με βάση τους ως άνω δείκτες, εφόσον οι ανεμολογικές συνθήκες στην περιοχή αναμένεται να επιβάλλουν αυξημένη μη διαθεσιμότητα του ηλιακού πεδίου.

2. Εφόσον το έργο, με βάση τα τεκμηριωμένα δεδομένα άμεσης ακτινοβολίας, και τη σχεδιαζόμενη δυναμικότητα αποθήκευσης, κατατάσσεται στην κατηγορία ΙΙ, το δυναμικό ΑΠΕ θεωρείται κατ' αρχήν επαρκές, ωστόσο, ο αιτών οφείλει να υποβάλει τα ιδιαίτερα οικονομοτεχνικά χαρακτηριστικά του έργου σύμφωνα με την παράγραφο Β.3 και να εκτελέσει λεπτομερείς υπολογισμούς, σύμφωνα με την παράγραφο Β.4, προκειμένου να επιβεβαιώσει την εκπλήρωση των κριτηρίων για το συγκεκριμένο έργο. Σε διαφορετική περίπτωση δεν πληρούται το κριτήριο δ.

3. Εφόσον το έργο, με βάση τα τεκμηριωμένα δεδομένα άμεσης ακτινοβολίας, και τη σχεδιαζόμενη δυναμικότητα αποθήκευσης, κατατάσσεται στην κατηγορία ΙΙΙ, το δυναμικό ΑΠΕ δεν θεωρείται κατ' αρχήν επαρκές. Στην περίπτωση αυτή, ο αιτών οφείλει να υποβάλει τα ιδιαίτερα οικονομοτεχνικά χαρακτηριστικά του έργου σύμφωνα με την παράγραφο Β.3, προβάλλοντας επαρκή τεκμηρίωση των ενδεχόμενων αποκλίσεων των χαρακτηριστικών απόδοσης και κόστους του έργου του από το τυπικό έργο, καθώς και να εκτελέσει λεπτομερείς υπολογισμούς σύμφωνα με την παράγραφο Β.4. προκειμένου να αποδείξει ότι το σχεδιαζόμενο έργο έχει την απαιτούμενη απόδοση με βάση τους ως άνω δείκτες .

4. Εφόσον η ετήσια άμεση ακτινοβολία στην θέση εγκατάστασης του έργου είναι μικρότερη από την τιμή 1395 kWh/m^2, κρίνεται εξ' αρχής ότι το δυναμικό ΑΠΕ είναι ανεπαρκές και ως εκ τούτου θεωρείται ότι το αντίστοιχο κριτήριο δεν ικανοποιείται.

Β.2 Έλεγχος δεδομένων ηλιακής ακτινοβολίας

Η ΡΑΕ ελέγχει τα δεδομένα άμεσης ακτινοβολίας που υποβάλλονται από τον αιτούντα, με βάση τα αντίστοιχα δεδομένα που διαθέτει, και είτε ζητά περαιτέρω τεκμηρίωση, είτε χρησιμοποιεί ίδια στοιχεία που διαθέτει για το σκοπό αυτό. Κατά τους υπολογισμούς χρησιμοποιούνται τα δεδομένα που αφορούν οποιοδήποτε από τα τρία έτη με την μικρότερη απόκλιση από τον μέσο όρο ετήσιας άμεσης ακτινοβολίας για την πενταετία. Εξαιρούνται δηλαδή τα δεδομένα του έτους με το υψηλότερο άθροισμα άμεσης ακτινοβολίας, καθώς και του έτους με το ελάχιστο άθροισμα άμεσης ακτινοβολίας. Με βάση τα δεδομένα αυτά το έργο κατατάσσεται στις κατηγορίες 1 έως 4.

Β.3 Οικονομοτεχνικά χαρακτηριστικά τυπικού έργου και χρηματοοικονομικές παραδοχές

Κατά την μοντελοποίηση της αναμενόμενης ηλεκτρικής παραγωγής του τυπικού έργου χρησιμοποιούνται οι δημοσιευμένοι επί μέρους δείκτες απόδοσης για έργα μονού άξονα (παραβολικά κάτοπτρα) ή έργα δύο αξόνων (Πύργος με κεντρικό συλλέκτη) [1],[3],[4]. Ο συνολικός βαθμός απόδοσης προκύπτει από το γινόμενο των επιμέρους δεικτών.

Είδος απωλειών	**Παραβολικά κάτοπτρα**	**Πύργος**
Διαθεσιμότητα ηλιακού πεδίου	0.99	0.99
Μη Διαθεσιμότητα ηλιακού πεδίου λόγω ανέμου [1]	1 [...]	1 [...]
Γωνία πρόσπτωσης (για πεδίο μονού άξονα)	0.873 [2]	-
Αποδοτικότητα επιφανειών ανάκλασης	0.694	0.56 [3] [...]
Αποδοτικότητα συλλεκτών	0.794	0.783
Απώλειες μέσου μεταφοράς	0.966	-
Απώλειες αποθήκης	0.993	0.99
Απόρριψη πλεονάσματος [3]	0.944 [...]	0.944 [...]
Απόδοση στροβίλου(Με / Χωρίς αναθέρμανση) [4]	0.375 /0.33 [...]	0.375 /0.33 [...]
Εκκινήσεις – κρατήσεις	0.983	0.98
Ιδιοκατανάλωση [4]	0.884	0.884
Διαθεσιμότητα	0.94	0.94

Πίνακας 2.1 - Χαρακτηριστικά απόδοσης

[1] Οι υπολογισμοί αναφέρονται σε περιοχή εγκατάστασης με ασθενείς ανέμους. Ο συντελεστής υπολογίζεται από τον αιτούντα για τις ιδιαίτερες συνθήκες της περιοχής εγκατάστασης.

[2] Ενδεικτικό : Υπολογίζεται κατά τον υπολογισμό της DNIeff αναλόγως του γεωγραφικού ύψους της εγκατάστασης.

[3] Ενδεικτικό: Τεκμηριώνεται από τον αιτούντα αναλόγως του σχεδιασμού του σταθμού.

[4] Για ψύξη σε θερμοκρασία υγρής σφαίρας. Αναπροσαρμόζεται καταλλήλως για εναλλακτική ψύξη.

Επιμερισμός κόστους	Παραβολικά κάτοπτρα	Πύργος
Συλλέκτες	200 €/m^2	160 €/m^2
Σύστημα αποθήκευσης θερμότητας	30€/kWhTh	30€/kWhth
Συλλέκτης	-	40 €/kWth-ηλιακής ακτινοβολίας
Μονάδα ισχύος και βοηθητικά	800 €/kW	800 €/kW
Σχεδιασμός – επίβλεψη	10% x EPC	10% x EPC
Κόστος γης	3 k€/1000m^2 [...]	3 k€/1000m^2 [...]

Πίνακας 2.2 - Τυπικό κόστος σε τιμές 2004

Παρατηρήσεις : Για έργα που εντάσσονται στην κατηγορία ΙΙΙ και για τα οποία υποβάλλονται δεδομένα που αποκλίνουν από τα ανωτέρω τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά, υποβάλλεται επαρκής τεκμηρίωση των αποκλίσεων προκειμένου να γίνουν δεκτές.

Τεχνολογίες που δεν περιγράφονται ανωτέρω: Για έργα που βασίζονται σε τεχνολογία Δίσκου-μηχανής ή Fresnel ή άλλης τεχνολογίας που δεν περιγράφεται, ο αιτών συμπληρώνει καταλλήλως τους πίνακες Α και Β με τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του έργου, τα οποία τεκμηριώνει με βάση δημοσιευμένα στοιχεία, ή στοιχεία κατασκευαστών του εξοπλισμού. Στη συνέχεια εκτελεί αναλυτικούς υπολογισμούς, σύμφωνα με την παράγραφο Β4, ώστε να αποδειχθεί η ικανοποίηση των ελάχιστων τιμών των δεικτών απόδοσης του έργου, όπως ορίζονται στην παράγραφο Β1.

Β.4 Μεθοδολογία προσδιορισμού απόδοσης έργου

Για τον προσδιορισμό της απόδοσης του έργου μπορούν να ακολουθηθούν οι εξής 2 τρόποι:

1ος τρόπος: Να χρησιμοποιηθεί ειδικό λογισμικό προσομοίωσης (π.χ. GREENIUS, SAM) δίνοντας όλες τις σχετικές παραμέτρους και τα αποτελέσματα αυτής και υποβάλλοντας σε ηλεκτρονική μορφή τα πρωτογενή δεδομένα (input του προγράμματος) και τα αποτελέσματά του.

2ος τρόπος: Να ακολουθηθούν τα παρακάτω βήματα:

Βήμα 1ο

Τα δεδομένα άμεσης ακτινοβολίας προσπίπτουσας σε επίπεδο κάθετο σε αυτήν, υπόκεινται στην ακόλουθη επεξεργασία, για κάθε ώρα του έτους [5] :

− Σε ηλιακά πεδία ενός άξονα σε διάταξη Β-Ν, υπολογίζεται η άμεση κάθετη προσπίπτουσα ακτινοβολία στο επίπεδο των επιφανειών ανάκλασης (DNIeff). Σε ηλιακά πεδία 2 αξόνων υπολογίζεται η άμεση κάθετη προσπίπτουσα ακτινοβολία στο συλλέκτη.

− Σε ηλιακά πεδία δύο αξόνων μηδενίζονται οι τιμές της DNIeff, οι οποίες υπολείπονται του κατωφλίου που ορίζεται στα 200 W/m^2. Σε ηλιακά πεδία 2 αξόνων μηδενίζονται οι τιμές κατά τις ώρες που η αποδιδόμενη ακτινοβολία στο συλλέκτη είναι χαμηλότερη του 20% της ονομαστικής (μέγιστης σχεδιαζόμενης) ακτινοβολίας. Ενδεχόμενη χρήση χαμηλότερης τιμής κατωφλίου αιτιολογείται επαρκώς, προκειμένου να γίνει δεκτή.

Βήμα 2ο

Τα ωριαία δεδομένα που προκύπτουν κατά το προηγούμενο βήμα χρησιμοποιούνται για την μοντελοποίηση της λειτουργίας του σταθμού και την εκτίμηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά του έργου, με βάση τα δεδομένα και τις παραδοχές της παραγράφου Β.3.

Βήμα 3ο

Υπολογίζεται το κόστος της επένδυσης σύμφωνα με τον Πίνακας 2.3, με αναγωγή των τιμών του 2004 σε τρέχουσες τιμές. Για το σκοπό αυτό χρησιμοποιούνται και δημοσιευμένοι δείκτες εξέλιξης κόστους σχετικού εξοπλισμού [3].

Βήμα 4ο

Καταστρώνονται οι χρηματοροές της επένδυσης και υπολογίζεται ο πραγματικός εσωτερικός βαθμός απόδοσης του έργου μετά φόρων (IRRr), καθώς και ο λόγος κάλυψης του τοκοχρεολυσίου. Οι δείκτες χρηματοοικονομικής απόδοσης υπολογίζονται από τις χρηματοροές του έργου με βάση τις ακόλουθες παραδοχές :

Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων	30%
Επιτόκιο δανεισμού	6.00%
Επιδότηση επένδυσης	0.00%
Δείκτης τιμών καταναλωτή (ΔΤΚ)	3.00%
Ετήσια αύξηση τιμής άρθρου 13 ν.3468	80% του ΔΤΚ
Ρυθμός ετήσιας αύξησης εξόδων	100% του ΔΤΚ
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας	115 €/kW - έτος

Πίνακας 2.3 - Παραδοχές χρηματοοικονομικής ανάλυσης

Β.5 Έλεγχος επάρκειας του δυναμικού ΑΠΕ

Οι κατώτατες τιμές άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας που υπολογίστηκαν κατά την παραμετρική ανάλυση του παραρτήματος, χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση της αίτησης κατά τα αναφερόμενα στην παράγραφο Β.2.

DNI (kWh/m^2)				
Ώρες Θερμικής Αποθήκευσης	I	II	III	IV
		< από στήλη I και		
0	≥1882	≥1720	< στήλη II και ≥ 1395	< 1395
1	≥1802	≥1645	< στήλη II και ≥ 1395	< 1395
2-	≥1755	≥1590	< στήλη II και ≥ 1395	< 1395
2+	≥1632	≥1488	< στήλη II και ≥ 1395	< 1395
3	≥1599	≥1457	< στήλη II και ≥ 1395	< 1395
4	≥1573	≥1432	< στήλη II και ≥ 1395	< 1395
5	≥1552	≥1412	< στήλη II και ≥ 1395	< 1395
6≤	≥1535	≥1395	< στήλη II και ≥ 1395	< 1395

Πίνακας 2.4 - Κατηγοριοποίηση έργων ως προς κριτήριο δ

Η κατηγοριοποίηση των έργων με βάση τις τιμές ετήσιας άμεσης ακτινοβολίας στην θέση εγκατάστασης του έργου και το σχεδιαζόμενο μέγεθος αποθήκης γίνεται σύμφωνα με το γράφημα 3, και τον πίνακα Δ, που περιέχει τις σχετικές αριθμητικές τιμές.

Η οριοθέτηση των κατηγοριών για ενδιάμεσες δυναμικότητες αποθήκευσης γίνεται με γραμμική παρεμβολή. Για τον προσδιορισμό των οριακών τιμών για έργα με δυναμικότητα αποθήκευσης μικρότερης των 2 ωρών χρησιμοποιούνται οι τιμές από την γραμμή 2-, ενώ για έργα με δυναμικότητα αποθήκευσης μεγαλύτερη των 2 ωρών χρησιμοποιούνται οι τιμές από την γραμμή 2+.

Γ. Λοιπά στοιχεία που εξετάζονται κατά την αξιολόγηση των αιτήσεων για χορήγηση άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ως προς τα κριτήρια δ' και στ':

1. Στοιχεία που αφορούν την επάρκεια της έκτασης καθώς και την μορφολογία του εδάφους (κλίση του εδάφους) ώστε να τεκμηριώνεται η χωροθέτηση του ηλιοθερμικού σταθμού με βάση τους κανόνες της τέχνης και της επιστήμης.

2. Στοιχεία που αφορούν τον τύπο του βοηθητικού καυσίμου (συμβατικού ή μη) που θα χρησιμοποιεί ο σταθμός κατά τη λειτουργία του, και τεκμηρίωση της αναγκαιότητάς του.

3. Σχετικά με τη χρησιμοποίηση ενέργειας που προέρχεται από φυσικό αέριο, LPG, ντίζελ, βιοντίζελ ή άλλα βιοκαύσιμα ο αιτών οφείλει σε κάθε περίπτωση να τεκμηριώνει την ποσότητα ενέργειας που παράγεται από αυτά τα καύσιμα σε σχέση με αυτή που παράγεται από τις μονάδες αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας και να αποδεικνύεται επιπρόσθετα η πλήρωση των κριτηρίων σύμφωνα με την εδ. ε της παρ. 1 του άρθρου 13 του ν.3468/2006 όπως έχει τροποποιηθεί και ισχύει, δηλαδή εάν :

$$(H_{\text{συμβ}} / H_{\text{η .π}}) < \text{ΜΠΚ}$$

Όπου:

ΜΠΚ : Μέγιστο ποσοστό καυσίμου, 15% για συμβατικά καύσιμα ή 20% για βιοντίζελ ή άλλα βιοκαύσιμα.

Ησυμβ : Η ετήσια θερμότητα που παράγεται από συμβατικά καύσιμα.

Ηη.π. : Η ετήσια θερμότητα που παράγεται από το ηλιακό πεδίο.

4. Στοιχεία που αφορούν τις απαιτούμενες ποσότητες ύδατος, για τη λειτουργία του σταθμού, και ο τρόπος εξασφάλισής τους.

Δ. Ειδικά για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά και ειδικότερα για την πληρότητα της εξέτασης των κριτηρίων γ και δ εξετάζονται τα ακόλουθα στοιχεία:

1. Οι ετήσιες ωριαίες χρονοσειρές λειτουργίας που υποβάλει ο αιτών, οι οποίες θα περιγράφουν πλήρως τον τρόπο λειτουργίας όλων των μονάδων που αποτελούν τον σταθμό, σε ωριαία βάση, όπως ιδίως θερμική παραγωγή του ηλιακού πεδίου ή θερμική παραγωγή του ηλιακού λέβητα που εισέρχεται στον ατμοστρόβιλο, θερμική παραγωγή του θερμαντή, επίπεδο φόρτισης της μονάδας αποθήκευσης, θερμική ενέργεια που εισέρχεται και εξέρχεται από την αποθήκη, ηλεκτρική παραγωγή της στροβιλογεννήτριας («gross» και «net»), απορρόφηση ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο για κάλυψη ιδίων αναγκών.

2. Το κατάλληλο σύστημα που θα εγκατασταθεί και το οποίο θα εξασφαλίζει την αναγκαία εφεδρεία ώστε να επιτρέπεται η τήρηση του προγράμματος λειτουργίας του σταθμού για περίοδο τουλάχιστον 2 ωρών, από την εμφάνιση τυχαίου γεγονότος που οδηγεί σε μείωση της παραγωγής του. Κατά συνέπεια θα πρέπει να διευκρινίζεται με ποιο τρόπο θα τηρεί αυτή του την υποχρέωση (κάλυψη

εφεδρείας από αποθήκη ή heater ή συνδυασμός) και να τεκμηριώνεται η ικανοποίηση της απαίτησης με βάση τα στοιχεία λειτουργίας του έργου.

3. Εφόσον ο αιτών περιλαμβάνει σύστημα αποθήκευσης, το μέγεθος και το είδος του συστήματος αποθήκευσης και, επαρκής τεκμηρίωση για την ικανότητά του να παρέχει ισχύ ίση με την ονομαστική του σταθμού για περίοδο τουλάχιστον 2 ωρών, για την ικανοποίηση της ως άνω απαίτησης εφεδρείας. Ειδικότερα για ηλιοθερμικούς σταθμούς που εγκαθίστανται σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, η παρουσία του συστήματος αποθήκευσης θα παρέχει πρόσθετα τη δυνατότητα στον ηλιοθερμικό σταθμό να περιορίζει την εγχεόμενη ηλεκτρική ενέργεια στο υφιστάμενο δίκτυο, όποτε παρίσταται ανάγκη λόγω αδυναμίας απορρόφησης του δικτύου. Για το λόγο αυτό, και προκειμένου να επιτευχθεί η βέλτιστη σχεδίαση του συστήματος αποθήκευσης, ο παραγωγός δύναται, στην ως άνω μελέτη, να λαμβάνει υπόψη τη λειτουργία και άλλων σταθμών ΑΠΕ στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα, καθώς και σχετικά δημοσιοποιημένα στοιχεία για την ισχύ των σταθμών ανά τεχνολογία και τον τρόπο λειτουργίας τους.

4. Τον μέγεθος και τον τύπο της μονάδας βοηθητικού καυσίμου που θα χρησιμοποιεί, καθώς και τις ποσότητες αυτού και τις ανάγκες που θα καλύπτει με τη χρήση του. Επιπλέον θα εξετάζεται η ανά ώρα θερμική παραγωγή του ηλιακού πεδίου και του λέβητα, σε συνδυασμό με τις χρονοσειρές λειτουργίας του ηλιοθερμικού σταθμού και θα ελέγχεται η τήρηση του άνω ορίου κατανάλωσης βοηθητικού καυσίμου. Επίσης θα εξετάζεται ο σχεδιασμός του σταθμού ως προς όλα τα απαιτούμενα όργανα μέτρησης και σημεία εγκατάστασής τους, για κάθε μία από τις μονάδες παραγωγής θερμικής ενέργειας και η περιγραφή των σημείων μέτρησης.

5. Την υποχρέωση για περιορισμό της παραγωγής όποτε αυτό είναι αναγκαίο για λόγους ασφάλειας της λειτουργίας του αυτόνομου συστήματος και του δικτύου, βάσει και των σχετικών διατάξεων του Κώδικα Διαχείρισης των ΜΔΝ.

6. Τις δυνατότητες των μονάδων παραγωγής των ηλιοθερμικών σταθμών να παρέχουν επικουρικές υπηρεσίες βάσει και των σχετικών διατάξεων του Κώδικα Διαχείρισης των ΜΔΝ .

Σε αυτό το σημείο εφόσον γνωρίζουμε τις προϋποθέσεις που πρέπει να πληροί μία αίτηση για την αδειοδότηση ηλιοθερμικού πάρκου από την ΡΑΕ, αξίζει να δούμε και την τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από ηλιοθερμικά έργα, όπως προκύπτει από το άρθ. 5 του ν.3851/2010[13]. Ο παρακάτω πίνακας αποτελεί απόσπασμα, του πίνακα τιμολόγησης όλων των έργων ΑΠΕ του νομοσχεδίου.

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	**Τιμή Ενέργειας (€/MWh)**
(ε) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής	264,85
(στ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με σύστημα αποθήκευσης το οποίο εξασφαλίζει τουλάχιστον **2** ώρες λειτουργίας στο ονομαστικό φορτίο	284,85

Πίνακας 2.5 – Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας προερχόμενη από ηλιοθερμικά έργα

2.2. Αιτήσεις για χορήγηση άδειας ηλιοθερμικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ΡΑΕ [32]

Ο παρακάτω πίνακας εμφανίζει τις αιτήσεις που έχουν υποβληθεί στην ΡΑΕ για την αδειοδότηση ηλιοθερμικών εργοστασίων. Οι αιτήσεις εμφανίζονται με χρονολογική σειρά με βάση την οποία υποβλήθηκαν όπως επίσης και από ποιόν φορέα υποβλήθηκαν.

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

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

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

106	ΦΩΤΟΔΙΑΓΝΩΣΗ 4 ΕΕ	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
107	ΦΩΤΟΑΛΜΑ 2	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
108	ALTENAIR Ε.Ε	ΛΑΡΙΣΑΣ	1
109	AN GREEN SOLAR SKY L.T.D δ.τ. ΘΕΡΜΟΓΕΝΕΣΙΣ 1 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
110	AN GREEN SOLAR SKY L.T.D δ.τ. ΘΕΡΜΟΓΕΝΕΣΙΣ 2 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
111	AN GREEN SOLAR SKY L.T.D δ.τ. ΘΕΡΜΟΓΕΝΕΣΙΣ 3 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
112	AN GREEN SOLAR SKY L.T.D δ.τ. ΘΕΡΜΟΓΕΝΕΣΙΣ 4 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
113	GREEN KALMAR LTD ΚΑΙ ΣΙΑ 5 ΕΤΕΡΡΟΡΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ δ.τ. ΠΡΑΣΙΝΟ ΦΩΣ 5 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	1
114	NA GREEN EMPIRE L.T.D δ.τ. ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟ ΤΟΞΟ 5 Ε.Ε.	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
115	AN GREEN SOLAR SKY L.T.D δ.τ. ΘΕΡΜΟΓΕΝΕΣΙΣ 5 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	2
116	INTENERGY ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Ε.Π.Ε	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	1
117	VOLTERRA ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΕΜΠΟΡΙΑΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	19,8
118	ΣΚΟΥΛΟΥΔΗΣ ΜΙΧΑΗΛ ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε.	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	1
119	ΣΚΟΥΛΟΥΔΗ ΧΡΥΣΗ ΚΑΙ ΣΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Ε.Ε.	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	1
120	ΟΣΤΡΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Ε.Π.Ε.	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	1
121	ΣΚΟΥΛΟΥΔΗΣ Γ. ΝΙΚΟΛΑΟΣ ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε.	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	1
122	ΧΡΥΣΗ ΓΕΩΡΓΙΟΥ ΣΚΟΥΛΟΥΔΗ ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε.	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	1
123	Α. ΚΟΥΚΟΥΛΑΚΗ-ΕΝΤΥΠΗ ΕΝΗΜΕΡΩΣΗ Α.Ε. Ο.Ε.	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	2
124	ΒΕΛΕΓΡΑΚΗ ΑΝΝΑ-ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΑΣΤΕΡΟΥΣΙΩΝ ΚΡΗΤΗΣ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΕΠΕ Δ.Τ. ΒΕΛΕΓΡΑΚΗ-ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΜΟΝ. ΕΠΕ	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	1
125	ΒΕΛΕΓΡΑΚΗ ΑΝΝΑ-ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΑΣΤΕΡΟΥΣΙΩΝ ΚΡΗΤΗΣ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΕΠΕ Δ.Τ. ΒΕΛΕΓΡΑΚΗ-ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΜΟΝ. ΕΠΕ	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	1
126	ΒΕΛΕΓΡΑΚΗ ΑΝΝΑ-ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΑΣΤΕΡΟΥΣΙΩΝ ΚΡΗΤΗΣ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΕΠΕ Δ.Τ. ΒΕΛΕΓΡΑΚΗ-ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΜΟΝ. ΕΠΕ	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	1
127	ΒΕΛΕΓΡΑΚΗ ΑΝΝΑ-ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΑΣΤΕΡΟΥΣΙΩΝ ΚΡΗΤΗΣ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΕΠΕ Δ.Τ. ΒΕΛΕΓΡΑΚΗ-ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΜΟΝ. ΕΠΕ	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	1
128	ΗΛΙΟΣ.ΑΕΡΑΣ.ΦΩΣ. ΒΑΣΙΛΑΚΗ ΓΕΩΡΓΙΑ ΚΑΙ ΣΙΑ ΟΜΟΡΡΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ (Δ.Τ. ΗΛΙΟΣ-ΑΕΡΑΣ-ΦΩΣ)	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	3
129	ΗΛΙΟΣ.ΑΕΡΑΣ.ΦΩΣ. ΒΑΣΙΛΑΚΗ ΓΕΩΡΓΙΑ ΚΑΙ ΣΙΑ ΟΜΟΡΡΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ (Δ.Τ. ΗΛΙΟΣ-ΑΕΡΑΣ-ΦΩΣ)	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	2
130	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΚΟΥΡΗΤΩΝ Μ. ΧΑΡΙΤΑΚΗΣ-Γ. ΚΑΡΑΛΑΚΗ ΔΙΟΝΥΣΙΑ ΕΠΕ	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	1
131	ΣΚΑΡΟΣ ΧΡΗΣΤΟΣ ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε. (PHOTOVOLT Ε.Ε.)	ΣΑΜΟΥ	5
132	ΝΤΟΥΡΟΥΝΤΟΥΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΕΠΕ	ΧΑΝΙΩΝ	2
133	CSP DISH SYSTEMS Ε.Π.Ε.	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	1
134	ΔΙΑΣ 2005 Ε.Π.Ε.	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	1
135	ΤΥΛΙΣΣΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε. ΚΑΙ ΣΙΑ Ο.Ε.	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	2
136	ΚΑΠΕΤΑΝΑΚΗ ΑΓΑΠΗ ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε. (ΦΩΤΟΡΑΜΑ Ε.Ε.)	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	1
137	ΑΡΙΣΤΕΙΔΗΣ ΣΙΑΦΑΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ Α.Ε. ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε.	ΚΟΖΑΝΗΣ	2
138	ΗΛΙΑΚΟ ΝΕΦΟΣ 1 Ε.Ε	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	2
139	ΦΩΤΟΑΛΜΑ 1 Ε.Ε	ΚΟΖΑΝΗΣ	4
140	ΗΛΙΟΠΑΡΑΓΩΓΗ 2 Ε.Ε	ΗΜΑΘΙΑΣ	2
141	ΝΗΝΕΜΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Ε.Π.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	1
142	ΗΛΙΑΚΟ ΝΕΦΟΣ 3 Ε.Ε	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	3
143	ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 3 Ε.Ε	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	2
144	ΜΑΥΡΟΜΑΤΙΔΟΥ ΜΑΡΙΑ ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε	ΡΟΔΟΠΗΣ	2
145	ΓΚΑΡΑΝΗΣ ΙΩΑΝΝΗΣ ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε	ΡΟΔΟΠΗΣ	1
146	SOLAR ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΗ	ΛΑΡΙΣΑΣ	1

147	ΠΡΑΣΙΝΟ ΦΩΣ 5 Ε.Ε	ΗΜΑΘΙΑΣ	6
148	ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 5 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	9
149	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΣΤΥΛΙΔΟΣ Μ. ΧΑΡΙΤΑΚΗΣ ΜΟΝ. ΕΠΕ (ΥΠΟ ΙΔΡΥΣΗ)	ΦΘΙΩΤΙΔΑΣ	2
150	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ Μ. ΧΑΡΙΤΑΚΗΣ ΜΟΝ. ΕΠΕ (ΥΠΟ ΙΔΡΥΣΗ)	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	1
151	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΘΗΒΩΝ Μ. ΧΑΡΙΤΑΚΗΣ ΜΟΝ. ΕΠΕ (ΥΠΟ ΙΔΡΥΣΗ)	ΒΟΙΩΤΙΑΣ	2
152	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟ ΤΟΞΟ 5 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	11
153	ΘΕΡΜΟΓΕΝΝΕΣΙΣ 5 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	5
154	ΝΗΝΕΜΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Ε.Π.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	1
155	ΘΕΡΜΟΓΕΝΝΕΣΙΣ 3 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	3
156	ΘΕΡΜΟΓΕΝΝΕΣΙΣ 2 Ε.Ε	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	1
157	ΘΕΡΜΟΓΕΝΝΕΣΙΣ 4 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	3
158	ΠΑΠΑΔΑΚΗΣ Α. & ΣΙΑ Ε.Ε.	ΡΕΘΥΜΝΟΥ	1
159	Ι. & Ε. ΘΕΟΔΩΡΑΚΗΣ Ο.Ε.	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	2
160	ΘΕΟΔΩΡΑΚΗΣ ΑΡΙΣΤΟΤΕΛΗΣ ΚΑΙ ΙΩΑΝΝΗΣ Ο.Ε.	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	2
161	ΙΩΑΝΝΗΣ ΘΕΟΔΩΡΑΚΗΣ & ΣΙΑ Ο.Ε.	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	2
162	ΧΑΡΑΛΑΜΠΟΣ Γ. ΒΑΡΔΑΚΗΣ ΚΑΙ ΣΙΑ ΟΜΟΡΡΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ (Υπό ίδρυση)	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	1
163	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΑΓ. ΓΑΛΗΝΗ Ε.Π.Ε. (Υπό ίδρυση)	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	1
164	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΑ ΑΕΡΑΚΗ ΜΑΡΙΑ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΕΠΕ (Υπό ίδρυση)	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	1
165	ΗΛΙΑΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΚΡΗΤΙΚΟΣ ΗΛΙΟΣ(Υπό σύσταση)	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	33
166	Α. ΖΑΜΑΝΤΑΚΗΣ Α.Ε.	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΟΥ	2,5
167	NUR-MOH A.E	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	38
168	SUSTAINABLE SOLAR THERMAL FUTURE EAST CRETE Ε.Π.Ε	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	60
169	ΣΟΛΑΡ ΠΑΟΥΕΡ ΠΛΑΝΤ ΛΑΣΙΘΙ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Ε.Π.Ε	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	70
170	ΤΡΙΚΑΛΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΟΥ	1
171	ISANIA RODOS SOLAR MON. ΕΠΕ	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΟΥ	1
172	BASANESTA ENTERPRIZES LTD ΚΑΙ ΣΙΑ Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	5,2
173	ΒΟΩΤΗΣ Ε.Π.Ε ΦΘΙΩΤΙΔΑΣ	ΦΘΙΩΤΙΔΑΣ	40
174	ISANIA RODOS SOLAR MON. ΕΠΕ	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΟΥ	1
175	Ι & Ε ΘΕΟΔΩΡΑΚΗΣ Ο.Ε.	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	5
176	ΑΙΚΑΤΕΡΙΝΗ ΜΑΥΡΟΓΙΑΝΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΕΝΗΣ ΕΥΘΥΝΗΣ	ΚΥΚΛΑΔΩΝ	1,2
177	Ι & Ε ΘΕΟΔΩΡΑΚΗΣ Ο.Ε.	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	5

Πίνακας 2.6 - Συγκεντρωτικός πίνακας αιτήσεων για χορήγηση αδειών ηλιοθερμικών πάρκων

Για να έχουμε μια πιο ολοκληρωμένη εικόνα των αιτήσεων ανά περιοχή παραθέτουμε τους παρακάτω πίνακες. Έναν ο οποίος δείχνει το ποσό της συνολικής ισχύς που έχει υποβληθεί προς έγκριση από την ΡΑΕ στην νησιωτική Ελλάδα και το ποσό που έχει υποβληθεί προς έγκριση στην νησιωτική Ελλάδα και έναν ο οποίος δείχνει το ποσό της συνολικής ισχύς, που έχει υποβληθεί προς έγκριση από την ΡΑΕ σε κάθε νομό.

Περιοχή	**Συνολική Ισχύς (MW)**
Νησιωτική Ελλάδα	484,7
Ηπειρωτική Ελλάδα	392,1

Πίνακας 2.7 - Συγκεντρωτικός πίνακας αιτήσεων σε ηπειρωτική και νησιωτική Ελλάδα

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

Πίνακας 2.8 - Συγκεντρωτικός πίνακας αιτήσεων ανά νομό

2.3. Αιτήσεις για χορήγηση άδειας ηλιοθερμικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίες έχουν εγκριθεί από την ΡΑΕ [33]

Στον παρακάτω πίνακα παρατίθενται όλες οι αιτήσεις οι οποίες εγκρίθηκαν από τη ΡΑΕ για την κατασκευή ηλιοθερμικών πάρκων στη Ελλάδα.

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

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

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

66	KALATRAVIA SOLAR L.T.D. και ΣΙΑ 3 Ε.Ε με δ.τ, ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 3 Ε.Ε	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	1,5
67	ERGOSUN L.T.D. και ΣΙΑ 1 Ε.Ε. με δ.τ, ΦΩΤΟΑΛΜΑ 1 Ε.Ε	ΚΟΖΑΝΗΣ	4,3
68	Ν.Α. GREENFOS PARK L.T.D. και ΣΙΑ 3 Ε.Ε., με δ.τ ΗΛΙΑΚΟ ΝΕΦΟΣ 3 Ε.Ε	ΚΑΣΤΟΡΙΑΣ	3,3
69	KALATRAVIA SOLAR L.T.D. και ΣΙΑ 5 Ε.Ε. με δ.τ, ΘΕΡΜΟΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΑ 5 Ε.Ε	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	9,4

Πίνακας 2.9 - Συγκεντρωτικός πίνακας αδειοδοτήσεων ηλιοθερμικών πάρκων

Περιοχή	**Συνολική Ισχύς (MW)**
Νησιωτική Ελλάδα	243
Ηπειρωτική Ελλάδα	170,6

Πίνακας 2.10 - Συγκεντρωτικός πίνακας αδειοδοτήσεων σε ηπειρωτική και νησιωτική Ελλάδα

Σε συνολικό αριθμό 484,7MW , για τα οποία έχουν υποβληθεί αιτήσεις στην ΡΑΕ στην Νησιωτική Ελλάδα, έχουν αδειοδοτηθεί τα 243MW τα οποία θα εγκατασταθούν στην Κρήτη, στο Λασίθι και στα Χανιά. Καμία άλλη άδεια σε νησιωτική περιοχή δεν έχει εγκριθεί μέχρι στιγμής.

Στην ηπειρωτική Ελλάδα έχουν υποβληθεί αιτήσεις για 392,1MW και έχουν αδειοδοτηθεί τα 170,6MW. Οι περιοχές που έχουν λάβει άδειες από την ΡΑΕ για έργα σημαντικής συνολικής ισχύος είναι η Φλώρινα, και η Καστοριά. Από τους άλλους νομούς το σύνολο της αδειοδοτημένης ισχύς κυμαίνεται από 1,6MW έως τα 15MW. Αξίζει να σημειωθεί σε αυτό το σημείο ότι κανένα αδειοδοτημένο εργοστάσιο δεν έχει ξεκινήσει τι εργασίες κατασκευής του ακόμη.

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

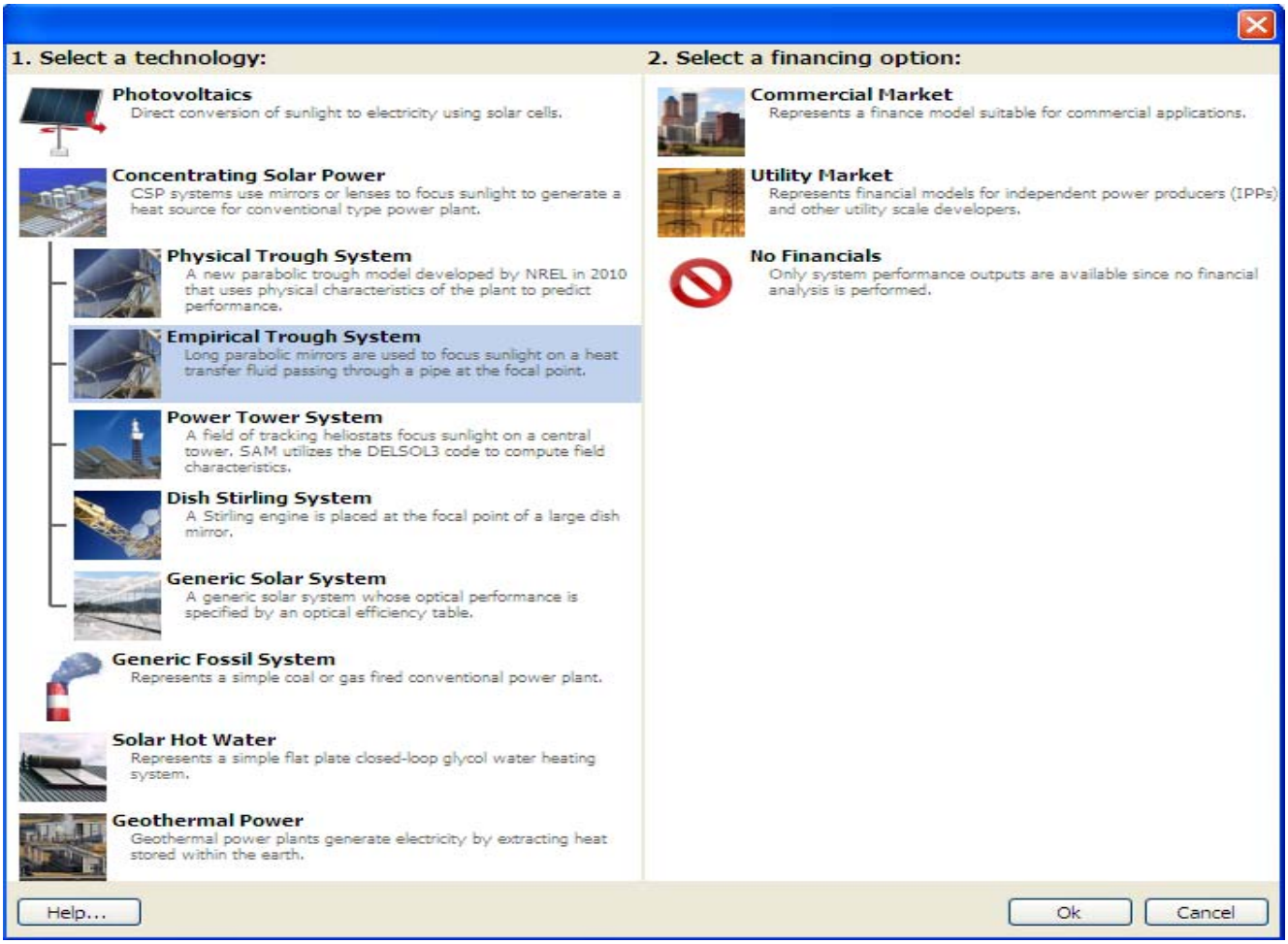
Πίνακας 2.11 – Συγκεντρωτικός πίνακας αδειοδοτήσεων ανά νομό

3. ΚΕΦΑΛΑΙΟ

3.1. SAM (System Advisor Model)

Το SAM (System Advisor Model) σχεδιάστηκε, από την NREL(Εθνικό Εργαστήριο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας ΗΠΑ) σε συνεργασία με την Sandia National Laboratories και με το Υπουργείο Ενέργειας των ΗΠΑ, με σκοπό να αποτελέσει ένα πολύ χρήσιμο εργαλείο για την μοντελοποίηση, το σχεδιασμό και την αξιολόγηση προγραμμάτων έρευνας και ανάπτυξης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Το SAM δίνει την δυνατότητα στους μηχανικούς και τους διαχειριστές ενός έργου να κάνουν έγκυρες εκτιμήσεις για το κόστος και τις επιδόσεις του έργου. Η εφαρμογή είναι σε θέση να προσομοιώσει έργα:

- Φωτοβολταϊκών συστημάτων
- Ηλιοθερμικών συστημάτων όλων των τύπων
  - Παραβολικά κάτοπτρα
  - Ηλιακός πύργος
  - Ηλιακός δίσκος
- Γεωθερμικών συστημάτων
- Μικρών αιολικών συστημάτων
- Συστημάτων θέρμανσης νερού
- Συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τα οποία εκμεταλλεύονται ορυκτούς πόρους (άνθρακας ή φυσικό αέριο)



Εικόνα 3.1 - Παράθυρο επιλογής τεχνολογιών του SAM

Επιπλέον η νέα έκδοση του SAM, που κυκλοφόρησε τον Δεκέμβρη του 2011 είναι σε θέση να προσομοιώσει, εκτός των άλλων, ηλιοθερμικά συστήματα Linear Fresnel και ηλιοθερμικά συστήματα ηλιακού πύργου άμεσου ατμού (Direct Steam Tower Power) με την χρήση λιωμένου άλατος, τα οποία αποτελούν την εξέλιξη της τεχνολογίας των συστημάτων ηλιακού πύργου. Τέλος η νέα έκδοση του SAM δίνει την δυνατότητα της μελέτης και προσομοίωσης συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργεια με την χρήση βιομάζας.

Για τις προσομοιώσεις και τον υπολογισμό της παραγωγής ενέργειας, του ενεργειακού κόστους και των ταμειακών ροών το SAM αλληλεπιδρά με τις επιδόσεις, το κόστος και τα μοντέλα χρηματοδότησης.

Το λογισμικό επίσης είναι σε θέση:

- Να προσομοιώσει την επίδραση των κινήτρων στις ταμειακές ροές του έργου μέσω των επιλογών του για παραμετρικές μελέτες.
- Να χρησιμοποιηθεί για την ανάλυση ευαισθησίας και την βελτιστοποίηση ενός συστήματος.
- Να χρησιμοποιηθεί για τις στατιστικές αναλύσεις, τη διερεύνηση των επιπτώσεων, των διακυμάνσεων και της αβεβαιότητας που αφορούν τις επιδόσεις, το κόστος, και τις οικονομικές παραμέτρους ενός συστήματος.

3.2. Προσομοίωση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και των διαστάσεων ηλιοθερμικού πάρκου με σύστημα παραβολικών κατόπτρων (Parabolic Trough) με την χρήση της εφαρμογής SAM

Στα πλαίσια της προσομοίωσης της παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και των διαστάσεων ενός ηλιοθερμικού πάρκου η εφαρμογή μας δίνει την δυνατότητα της επιλογής ανάμεσα στο Εμπειρικό Μοντέλο (Empirical Trough System) και το Φυσικό μοντέλο (Physical Trough System). Η επιλογή ενός από τα δύο μοντέλα πρέπει να γίνει αποκλειστικά με γνώμονα τον σκοπό για τον οποίο προορίζεται η μελέτη και τα μεγέθη που μας ενδιαφέρουν περισσότερο. Το Εμπειρικό Μοντέλο (Empirical Trough System) υπολογίζει όλα τα δεδομένα βάση μαθηματικών εξισώσεων που στηρίζονται σε εμπειρικές μετρήσεις και συνεπώς είναι αρκετά συγκεκριμένα και αξιόπιστα, σε αντίθεση με το Φυσικό μοντέλο (Physical Trough System) όπου χρησιμοποιεί μαθηματικά μοντέλα τα οποία προσεγγίζουν το έργο από την θερμοδυναμική του σκοπιά και συνεπώς δεν μας παρέχουν τόσο συγκεκριμένα στοιχεία ως προς την παραγωγή ενέργειας, τις διαστάσεις του έργου και τα τεχνικά του χαρακτηριστικά που επιθυμούμε.

Πιο συγκεκριμένα το φυσικό μοντέλο περιλαμβάνει παροδικές επιδράσεις που σχετίζονται με τη θερμική ισχύ του ρευστού μεταφοράς θερμότητας στο πεδίο του ηλιακού σωληνώσεις, κεφαλίδες, και την ισορροπία του συστήματος. Επιπλέον επιτρέπει, τις ευέλικτες προδιαγραφές των ηλιακών στοιχείων πεδίου, (συμπεριλαμβανομένων του πολλαπλασίου δέκτη και το είδος συλλέκτη) και τους σχετικά σύντομους χρόνους προσομοίωσης ώστε να μπορούν να καταστούν δυνατές παραμετρικές και στατιστικές αναλύσεις που απαιτούν πολλαπλές προσομοιώσεις. Το συγκεκριμένο μοντέλο παρέχει περισσότερο αναλυτικά στοιχεία εισόδου και δίνει την δυνατότητα στον χρήστη να προσομοιώσει με ακρίβεια και να ελέγξει διάφορες βελτιστοποιήσεις του συστήματος. Έτσι το φυσικό μοντέλο δεν είναι τόσο αποτελεσματικό στην περίπτωση που δεν έχουμε ιδιαίτερα λεπτομερείς εισόδους για τα διάφορα τμήματα του εργοστασίου και επιθυμούμε μια πιο «μακροσκοπική» ανάλυση. Για αυτό το λόγο και η εφαρμογή μας δίνει την δυνατότητα επιλογής ανάμεσα σε αυτές τις δύο προσεγγίσεις ανάλογα με τον σκοπό της μελέτης μας.

Η εφαρμογή του SAM επιπλέον μας δίνει την δυνατότητα να επιλέξουμε αν επιθυμούμε να γίνουν κατά την προσομοίωση υπολογισμοί των οικονομοτεχνικών στοιχείων του έργου (κόστος εγκατάστασης,

κόστος δανείου, επιτόκια, λειτουργικά κόστη, χρόνος απόσβεσης κτλ) δίνοντας τις επιλογές Utility Market και Commercial Market οι οποίες επικεντρώνονται στα οικονομοτεχνικά στοιχεία περιέχοντας βεβαία και τα τεχνικά χαρακτηριστικά του έργου. Η τρίτη επιλογή No Financials δίνει την δυνατότητα στον χρήστη να ορίσει τον τρόπο και τα μεγέθη, βάση τα οποία, θα κατασκευαστούν τα επιμέρους τμήματα του έργου (Solar Field, Solar Collector Assembly/Heat Collection Element, Power Block, Thermal Storage) όπως επίσης και τις κλιματικές συνθήκες που επικρατούν στην περιοχή (Climate, Parasitics) και να έχει μία πλήρη προσομοίωση της συμπεριφοράς του κάθε κομματιού του έργου αλλά και συνολικότερα (παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, απώλειες, παραγωγή θερμικής ενέργειας, χωροταξικά μεγέθη, ανάγκες σε υδάτινους πόρους, ένταση ακτινοβολίας κτλ) αποκλείοντας βέβαια το κομμάτι της οικονομοτεχνικής ανάλυσης.

3.2.1 Αναλυτική περιγραφή των εισόδων (Inputs) που απαιτούνται για την επιλογή «No Financials»

Climate

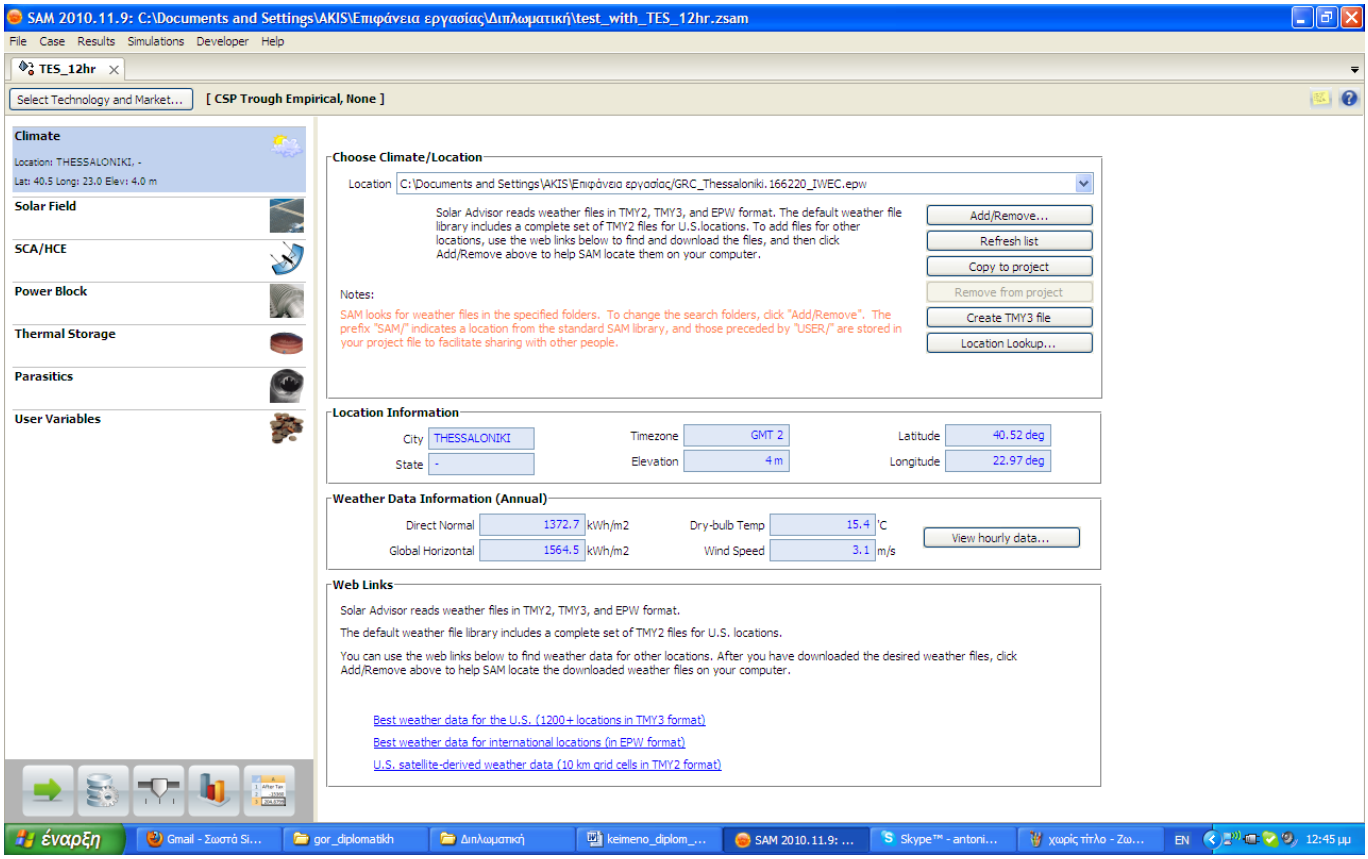
Το Climate πεδίο εισαγωγής δεδομένων περιλαμβάνει όλα τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής στην οποία θα εγκατασταθεί (ή είναι εγκατεστημένο) το έργο. Σε αυτό το σημείο υπάρχουν δύο επιλογές. Η πρώτη είναι να χρησιμοποιήσουμε τις βιβλιοθήκες του SAM οι οποίες έχουν όλα τα κλιματικά δεδομένα περιοχών της Αμερικής ή να "κατεβάσουμε" δεδομένα Ευρωπαϊκών(ή άλλων) χωρών μέσω του Energyplus[34] τα οποία είναι σε μορφή συμβατή (.TMY2 ή .TMY3 ή .EPW) με την εφαρμογή(ή είναι εύκολα μετατρέψιμα). Στην επίσημη ιστοσελίδα του Energy Plus, ο οποίος είναι ένας διεθνής οργανισμός όπου δραστηριοποιείται στον τομέα της ενέργειας και διαθέτει πολλές εφαρμογές προσομοίωσης στο διαδίκτυο για διάφορους τομείς ενεργειακών συστημάτων, εκτός από "έτοιμα" κλιματικά δεδομένα διαφόρων χωρών και πόλεων, μπορούμε να βρούμε και να κατεβάσουμε έτοιμους μετατροπείς αρχείων οι οποίοι μας επιτρέπουν να αλλάξουμε τον τύπο ενός αρχείου ώστε να είναι συμβατό με την εφαρμογή του SAM. Η δεύτερη επιλογή είναι να δημιουργήσουμε αρχείο κλιματικών δεδομένων ωριαίων τιμών έτους (8.760 ώρες) για όλες τις ζητούμενες μεταβλητές (για περιοχές που δεν υπάρχει ήδη έτοιμα). Για να δημιουργηθεί ένα νέο αρχείο χρειάζεται αρχικά να "ανοίξουμε" ένα αρχείο βάσης που παρέχει η εφαρμογή και έπειτα να εισάγουμε τα δεδομένα που "έχουμε" στα αντίστοιχα κελιά. Οι μεταβλητές που πρέπει να συμπληρωθούν με τις ωριαίες τιμές του έτους είναι GHI (W/m^2), DNI (W/m^2), DHI (W/ m^2), Dry-bulb (C), Dew-point (C), RHum (%), Pressure (mbar), Wspd (m/s) και Alb (unitless). Το ποιό δύσκολο κομμάτι σε αυτή την περίπτωση είναι η εύρεση πρόσφατων και "αξιόπιστων" δεδομένων. Λόγω του ότι χρειάζονται όλα αυτά τα δεδομένα σε ωριαίες τιμές έτους εκ των οποίων κάποια, όπως GHI (W/m^2), Dry-bulb (C), Dew-point (C), RHum (%), δεν είναι άμεσα διαθέσιμα από τους κατά τόπους μετεωρολογικούς σταθμούς και πρέπει να παραχθούν βασιζόμενα στα υπόλοιπα κλιματικά δεδομένα με την βοήθεια εξισώσεων, είναι αρκετά δύσκολη και χρονοβόρα η διαδικασία κατασκευής δεδομένων. Τέλος υπάρχει σημαντική πιθανότητα όταν υπάρχουν "τρύπες" στα αρχεία δεδομένων (δηλ. περιόδους που δεν υπάρχει μεγάλη ακρίβεια στον υπολογισμό των δεδομένων), η εφαρμογή να παράγει εντελώς εσφαλμένα νούμερα στις προσομοιώσεις. Μία αρκετά καλή λύση όταν τα κλιματικά δεδομένα της περιοχής που θέλουμε να προσομοιώσουμε την λειτουργία ενός έργου δεν είναι διαθέσιμα είναι να χρησιμοποιήσουμε δεδομένα γειτονικών περιοχών. Βέβαια αν θέλουμε πολύ μεγάλη ακρίβεια ο σωστός δρόμος είναι να αγοράσουμε δεδομένα από την μετεωρολογική υπηρεσία και να κατασκευάσουμε με μεγάλη προσοχή τον μετεωρολογικό πίνακα δεδομένων.

Οι παραπάνω τύποι αρχείων περιέχουν τα ωριαία δεδομένα που μόλις περιγράψαμε σε μορφή κειμένου. Πιο συγκεκριμένα τα αρχεία .TMY2 είναι αρχεία μη οριοθετημένου κείμενου και περιέχουν καιρικά δεδομένα τα οποία έχουν ληφθεί κατά τη διάρκεια μιας σειρά ετών: 1961-1990. Τα αρχεία .TMY3 είναι αρχεία οριοθετημένου κειμένου με κόμματα και περιέχουν καιρικά δεδομένα τα οποία έχουν ληφθεί κατά τη διάρκεια μιας σειρά ετών: 1991-2005. Κάθε αρχείο μπορεί να περιέχει δεδομένα από διαφορετικές περιόδους, εντός του εύρους, για παράδειγμα, ένα .TMY3 αρχείο μπορεί να περιέχει

στοιχεία του 1995 για το μήνα Φεβρουάριο, στοιχεία του 2001 για το Μάρτιο, στοιχεία του 1998 για Απρίλιο κλπ. Τα αρχεία .TMY2 και .TMY3 δημιουργήθηκαν αποκλειστικά για να συγκεντρώσουν κλιματικά δεδομένα των περιοχών των ΗΠΑ. Για τις υπόλοιπες περιοχές εκτός των ΗΠΑ έχουν δημιουργηθεί από την Energyplus τα αρχεία .EPW τα οποία είναι και αυτά αρχεία οριοθετημένου κειμένου με κόμματα που περιέχουν κλιματικά δεδομένα.

Τα αρχεία των μετεωρολογικών δεδομένων δεν περιλαμβάνουν την «θερινή ώρα». Αυτό έχει ως αποτέλεσμα και τα αποτελέσματα που παράγει η εφαρμογή να αγνοούν την μετατόπιση, κατά μια ώρα «εμπρός», της ώρα από τα τέλη του Μάρτη μέχρι και τα τέλη του Οκτώβρη. Αυτό το πρόβλημα μπορούμε να το λύσουμε κάνοντας χειροκίνητα την μετατόπιση(στους συγκεκριμένους μήνες) στα δεδομένα που παίρνουμε από την εφαρμογή. Αυτό δεν επηρεάζει τα οικονομοτεχνικά αποτελέσματα παρά μόνο τις χαρακτηριστικές καμπύλες παραγωγής.

Μετά την εισαγωγή των κλιματικών δεδομένων της τοποθεσία το SAM υπολογίζει αυτόματα τα δεδομένα που προσδιορίζουν την ακριβείς θέση της περιοχή πάνω στον παγκόσμιο χάρτη. Επίσης υπολογίζει και κάποιους ετήσιους μετεωρολογικούς δείκτες που είναι "βαρόμετρο" για τέτοιου είδους έργα. Αυτοί οι δείκτες είναι η άμεση ηλιακή ακτινοβολία (Direct Normal Radiation ή Direct Normal Irradiation (kWh/m^2)), η καθολική οριζόντια ακτινοβολία (Global Horizontal Radiation(kWh/m^2)), η ταχύτητα του ανέμου (Wind Speed(m/s)) και "ξερή" θερμοκρασία (Dry-bulb Temprature (C)).



Εικόνα 3.2 - Πεδίο εισαγωγής δεδομένων Climate

Solar Field

Το παρόν πεδίο εισαγωγής δεδομένων περιέχει 5 υποκατηγορίες πεδίων. Στο σύνολο τους έχουν να κάνουν με την χωροταξία, τις διαστάσεις και την κλίση των ηλιακών συλλεκτών(collectors) όπως επίσης και με το υγρό (HTF) που βρίσκεται στις σωληνώσεις στο κέντρο των κατόπτρων.

Αναλυτικότερα, το πεδίο Field Layout παρέχει στον χρήστη την δυνατότητα να επιλέξει αν θέλει να βάλει τις διαστάσεις του χωραφιού που θα εγκατασταθούν τα κάτοπτρα (Option 2) και να παραχθεί το

Solar Multiple ή SM (μία τιμή που εκφράζει την σχέση ανάμεσα στην Solar Field Area και ExactArea ως πολλαπλάσιο και χρησιμοποιείται από την εφαρμογή για τον υπολογισμό μέγιστης θερμικής ενέργειας αποθήκευσης) ή αν θέλει να επιλέξει το κατάλληλο SM (Option 1) και να υπολογίσει η εφαρμογή τις διαστάσεις του Solar Field Area. Ο υπολογισμός του κατάλληλου SM γίνεται κάνοντας μία προσομοίωση για διάφορες τιμές του (με σταθερά όλα τα δεδομένα εκτός του ThermalStorage το οποίο μεταβάλλει ανάλογα το SM) κοιτώντας παράλληλα την κλιμάκωση του κόστους (Nominal LCOE). Το σημείο που ελαχιστοποιείται το κόστος εκεί βρίσκεται και το βέλτιστο SM. Η ακριβής διαδικασία που ακολουθήσαμε για την εύρεση του βέλτιστου SM είναι:

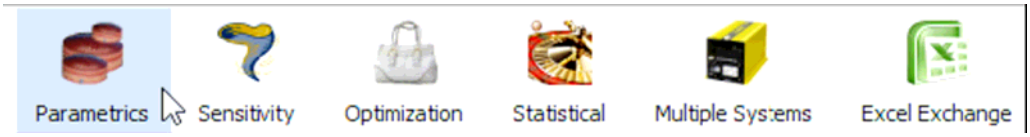
Βελτιστοποίηση SolarMultiple Χωρίς Θερμική Αποθήκευση(No Storage)

Τα βήματα που απαιτούνται κατά σειρά είναι:

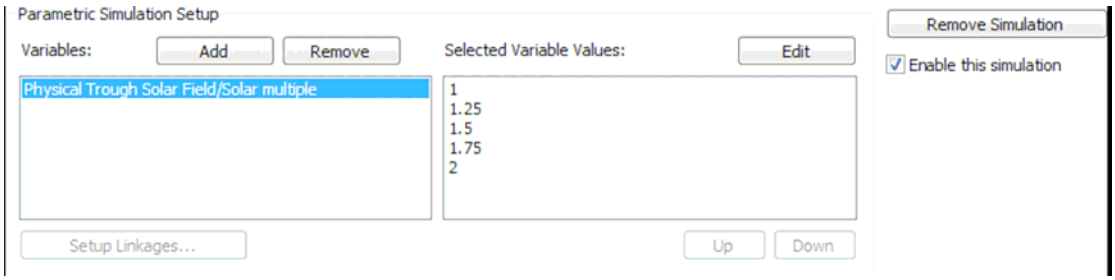
1. Δημιουργούμε ένα νέο project Physical trough, Utility IPP financing.
2. Επιλέγουμε την σωστή τοποθεσία(Location) στην σελίδα Climate Page.
3. Συμπληρώνουμε με τα σωστά δεδομένα το πεδίο Solar Field (βλ. παρακάτω διαδικασία για τον υπολογισμό του Direct Normal)
4. Στα πεδία Collector Tilt και Collector Azimuth τοποθετούμε την τιμή 0.
5. Στην σελίδα Power Cycle τοποθετούμε στο πεδίο Design Gross Output την τιμή 33 αν επιθυμούμε Net Electric Output Capacity 30MW(αντίστοιχα και για άλλες τιμές).
6. Στην σελίδα Thermal Storage στο πεδίο Full Load Hour of TES τοποθετούμε την τιμή 0 (για να απομονώσουμε την θερμική αποθήκευση).
7. Στην σελίδα Solar Field και στο πεδίο Field Layout επιλέγουμε Option 1.
8. Έπειτα κάνουμε κλίκ στο κουμπί Configure Simulation.



9. ΚλίκParametrics.



10. Κλίκ Add Parametric Simulation.
11. Κλίκ Add για να ανοίξει το Choose Parametric Window.
12. Διπλό-κλίκ στο Physical Trough Solar Field category για νε εμφανιστεί στην λίστα.
13. Τσεκάρουμε το Solar Multiple.
14. Κλίκ Edit για να ανοίξει το Edit Parametric Values window.
15. Επιλέγουμε: Start Value = 1, End Value = 2, Increment = 0.25.
16. Κάνουμε κλίκ Update.
17. Κλίκ OK.



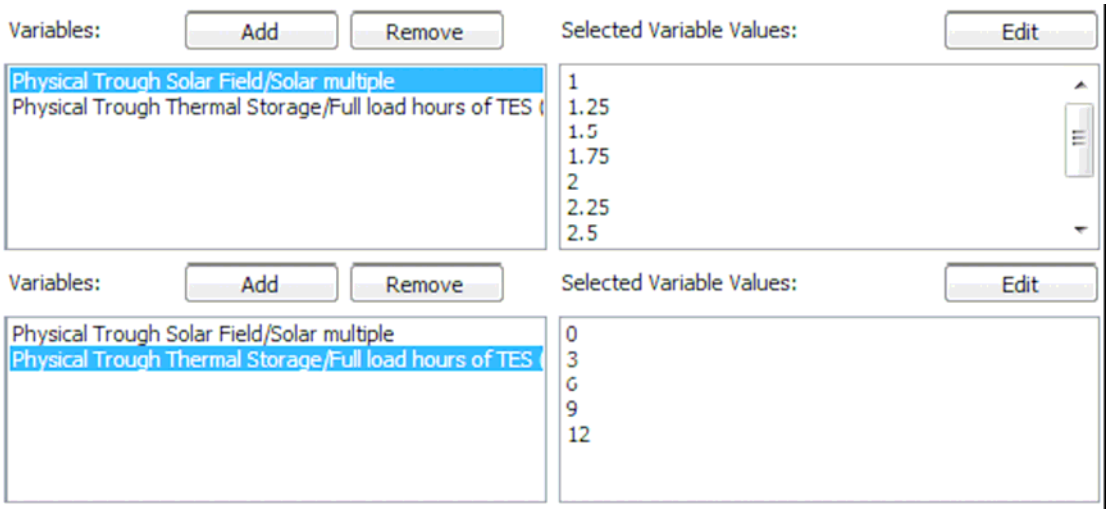
18. Κλίκ Run All Simulation.



19. Στην σελίδα Result Page κάνουμε κλίκ Add a New Graph.
20. Έπειτα θέτουμε: Choose Simulation = Parametric Set 1, X Value = {Solar Multiple}, Y1 Values = LCOE Nominal, Graph Type = Line Plot.
21. Κλίκ Accept.

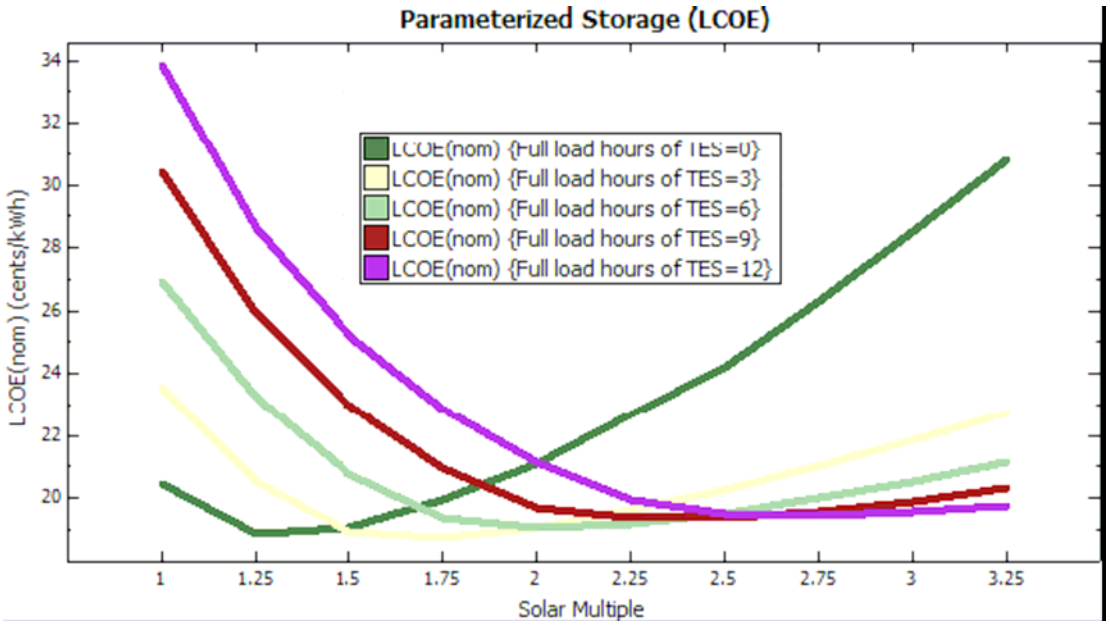
Βελτιστοποίηση SolarMultiple Με Θερμική Αποθήκευση(With Storage)

Για τον υπολογισμό του βέλτιστου SM σε σύστημα με θερμική αποθήκευση ακολουθούμε την παραπάνω διαδικασία απλώς εισάγουμε και την μεταβλητή Full Load Hours of TES στην προσομοίωση με τιμές (3,6,9,12).



Εικόνα 3.3 – Βελτιστοποίηση του Solar Multiple(1)

Έπειτα παρατηρούμε σε ποιο σημείο ελαχιστοποιείται η κάθε γραφική (όπου εκείνο είναι το βέλτιστο SM για την αντίστοιχη του TES). Για παράδειγμα για TES=0 το βέλτιστο SM (με βάση το παρακάτω γράφημα) είναι το 1,25.



Εικόνα 3.4 – Βελτιστοποίηση του Solar Multiple(2)

(σελίδες 159-162 του User Guide του SAM). [35]

Στο πεδίο Solar Multiple (DesignPoint) η εφαρμογή υπολογίζει το SM ή το SolarFieldArea ανάλογα με ποιά επιλογή έχουμε κάνει. Επίσης υπολογίζει την περιοχή των συλλεκτών (ExactArea) και των αριθμό τους (ExactNum SCA) για SM=1, τον συνολικό χώρο μεταξύ των συλλεκτών (Aperture Area per SCA), τις θερμικές απώλειες από τις σωληνώσεις (HCE Heat Losses), την οπτική απόδοση (Optical Efficiency) και την θερμική είσοδο στη τουρμπίνα (Design Turbine Thermal Input). Οι μόνες είσοδοι που χρειάζονται από τον χρήστη είναι η μέση θερμοκρασία (Ambient Temperature), η ταχύτητα του ανέμου (Wind Velocity) της περιοχής που είναι εγκατεστημένο, τα οποία χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό των απωλειών του συστήματος και η άμεση ηλιακή ακτινοβολία (Direct Normal Radiation) η οποία σε αυτό το σημείο χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του SolarFieldArea και έτσι η σωστή τιμή της μεταβλητής δίνεται στο σημείο που μεγιστοποιείται το Q_nipCosTh στην γραφική της CDF του Dview. Ο ακριβής τρόπος υπολογισμού του Direct Normal Radiation είναι:

<u>Υπολογισμός του DirectNormalRadiation</u>

1. Επιλέγουμε την σωστή τοποθεσία(Location) στην σελίδα Climate Page.
2. Στα πεδία Collector Tilt και Collector Azimuth τοποθετούμε την τιμή 0.
3. Κλίκ Run All Simulation.
4. Στο Results Menu κάνουμε κλίκ στο View Hourly Time Series.
5. Στο πρόγραμμα προβολής δεδομένων (DView), κάνουμε κλικ στην καρτέλα **CDF** και επιλέγουμε την μεταβλητή **Q_nipCosTh** στη λίστα για να εμφανιστεί το γράφημα **"**CDF **της Q_nipCosTh".**
6. Η ζητούμενη τιμή, με την οποία θα συμπληρωθεί το πεδίο του Direct Normal Radiation, είναι η μέγιστη τιμή του γραφήματος.

(σελίδες 200-201 του User Guide του SAM)

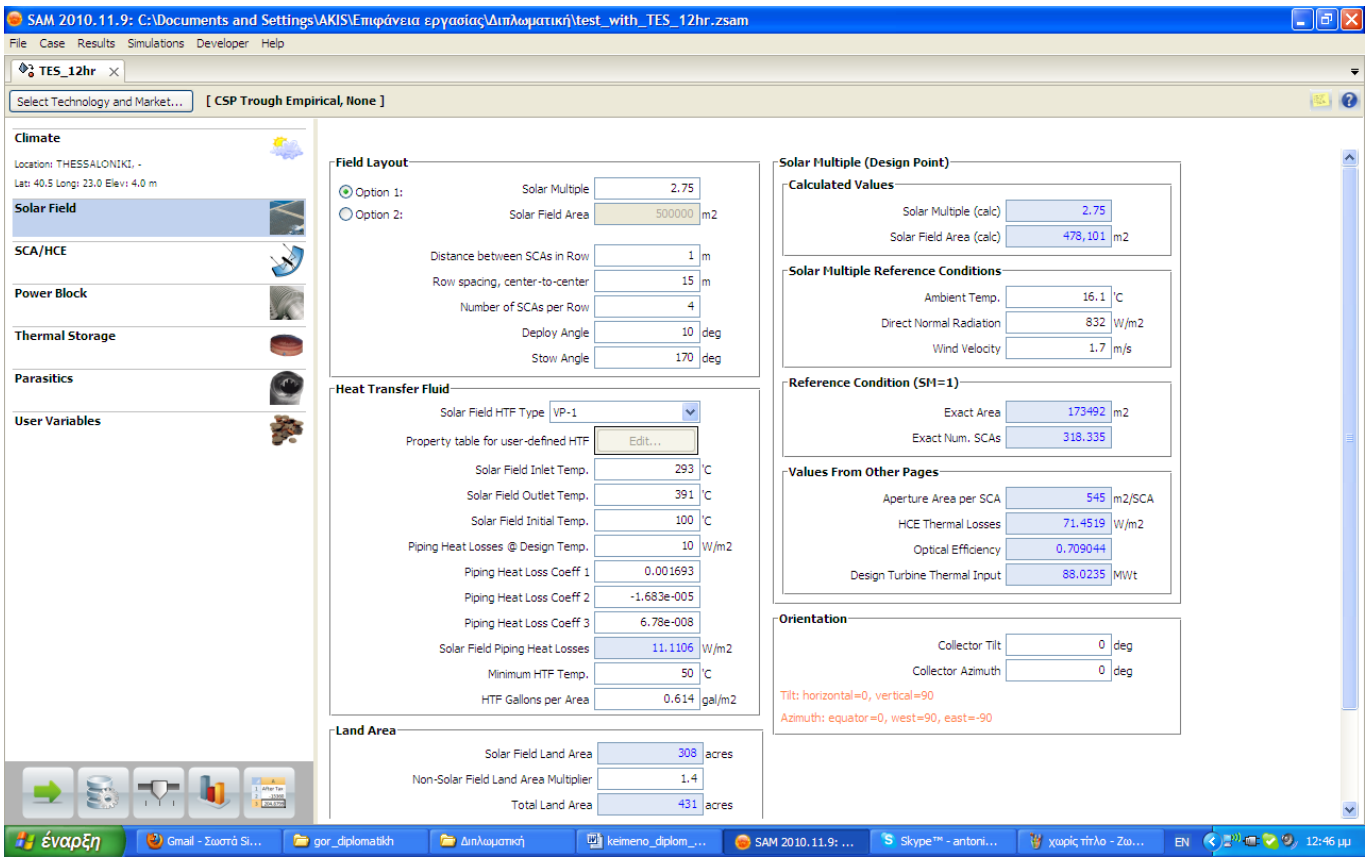
Από το πεδίο Orientation προσαρμόζονται οι κλήσεις που θα έχουμε τα κάτοπτρα. Η επιλογή που κάναμε είναι η οριζόντια θέση (βέλτιστη θέση) οπότε η τιμή που συμπληρώθηκαν τα κελιά ήταν μηδέν μοίρες.

Το πεδίο του Heat Transfer Fluid περιλαμβάνει όλες τις μεταβλητές που σχετίζονται με το HTF. Με την επιλογή από την βιβλιοθήκη ενός συγκεκριμένου υγρού αλλάζουν αυτόματα τα περισσότερα δεδομένα και προσαρμόζονται με αυτά του υγρού. Οι αλλαγές που πρέπει να γίνουν είναι αρχικά ο καθορισμός της ελάχιστης θερμοκρασίας του υγρού (Minimum HTF Temp.), με βάση τα όρια που θέτει ο παρακάτω πίνακας για κάθε υγρό. Επίσης θα πρέπει να καθοριστούν (με βάση το HTF που θα επιλέξουμε) κατά τον σχεδιασμό και οι τιμές των πεδίων Solar Field Inlet Temperature και Solar Field Outlet Temperature τα οποία αντιστοιχίζονται στην θερμοκρασία εισόδου του HTF στο τμήμα των κατόπτρων και στην θερμοκρασία εξόδου του HTF από το τμήμα των κατόπτρων αντίστοιχα. Η θερμοκρασία εξόδου του HTF λειτουργεί ως δείκτης της θερμικής ενέργειας που μπορεί να «κουβαλάει» το HTF και θερμοκρασία εισόδου του, ως δείκτης του ποσού αυτής της θερμικής ενέργειας που «μπορεί» να αφήσει το HTF στο νερό ώστε να το ατμοποιήσει. Η επιλογή του υγρού γίνεται στην φάση σχεδίασης ενός συστήματος και πρέπει να γίνεται με τρόπο τέτοιο ώστε το υγρό που θα επιλέξουμε, αρχικά να μπορεί να εκμεταλλευτεί την ανώτερη θερμοκρασία που είναι σε θέση να το «φτάσουν» (το υγρό) τα κλιματικά μας δεδομένα και να μπορεί να ρήξη αρκετά χαμηλά την θερμοκρασία του (σε σχέση με την μέγιστη) για να μεταφέρει όσο το δυνατόν περισσότερη θερμική ενέργεια στο νερό ώστε να παραχθεί ατμός υψηλής πίεσης. Βέβαια πολλές φορές μπορούμε να έχουμε καλύτερη απόδοση του συστήματος χωρίς να «εξαντλούμε» τα όρια των θερμοκρασιών που θέτει κάθε υγρό. Δηλαδή για παράδειγμα μπορούμε να θέσουμε χαμηλότερη(από αυτήν που είναι σε θέση να φτάσει το υγρό) μέγιστη θερμοκρασία εξόδου του HTF με σκοπό να μειώσουμε τις θερμικές απώλειες.

Name	**Type**	**Min HTF Temp ºC**	**Max Operating Temp ºC**	**Freeze Point**
Solar Salt	Salt	260	600	220
Caloria	mineral hydrocarbon oil	-20	300	-40
Hitec XL	Nitrate salt	150	500	120
Therminol VP-1	mixture of biphenyl and diphenyl oxide	50	400	12
Hitec	Nitrate salt	175	500	140
Dowtherm Q	Synthetic oil	-30	330	-50
Dowtherm RP	Synthetic oil	-20	350	-40

Πίνακας 3.1 - Δεδομένα θερμο-απορροφητικών υγρών-HTF

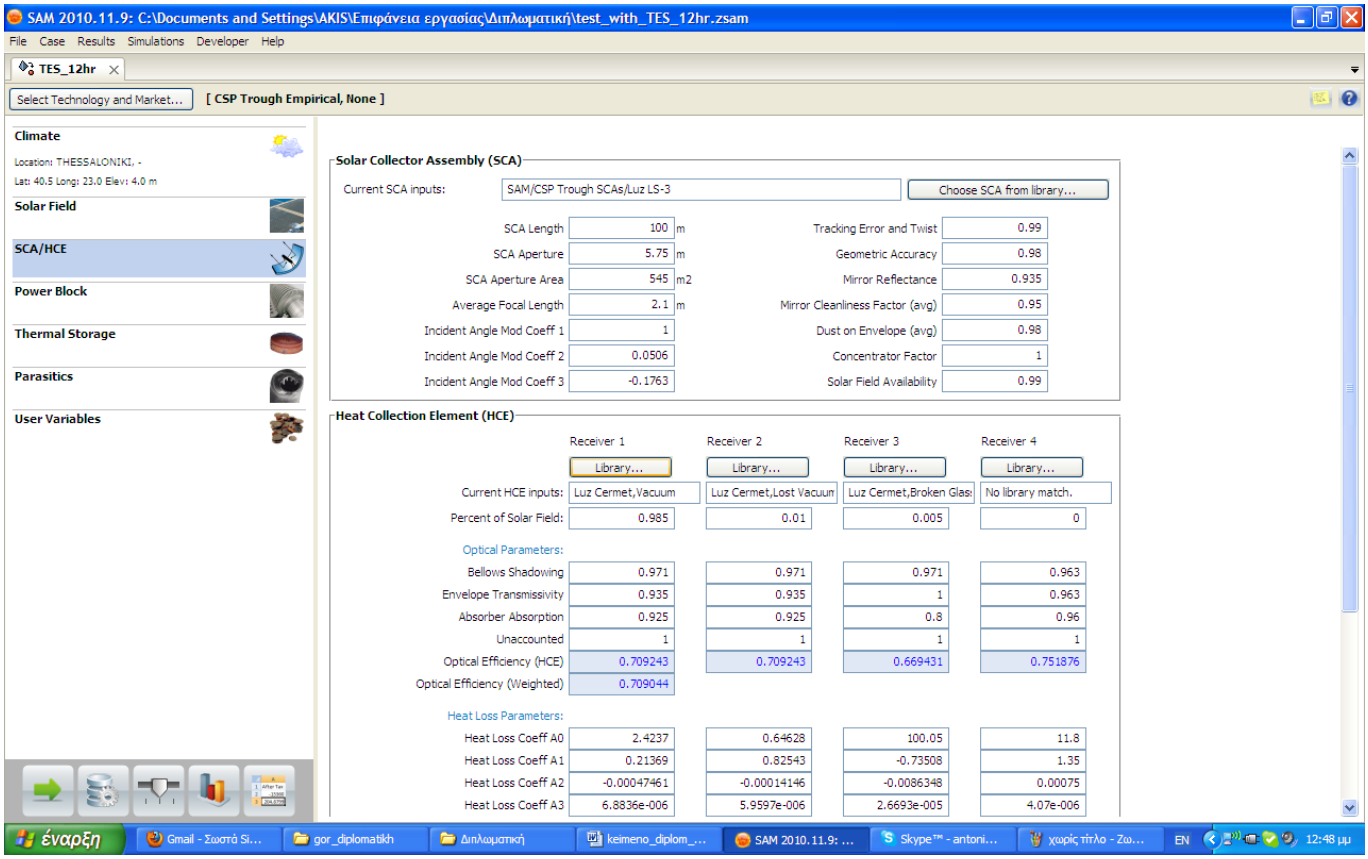
(σελίδα 202 του User Guide του SAM).



Εικόνα 3.5 - Πεδίο εισαγωγής δεδομένων Solar Field

Solar Collector Assembly

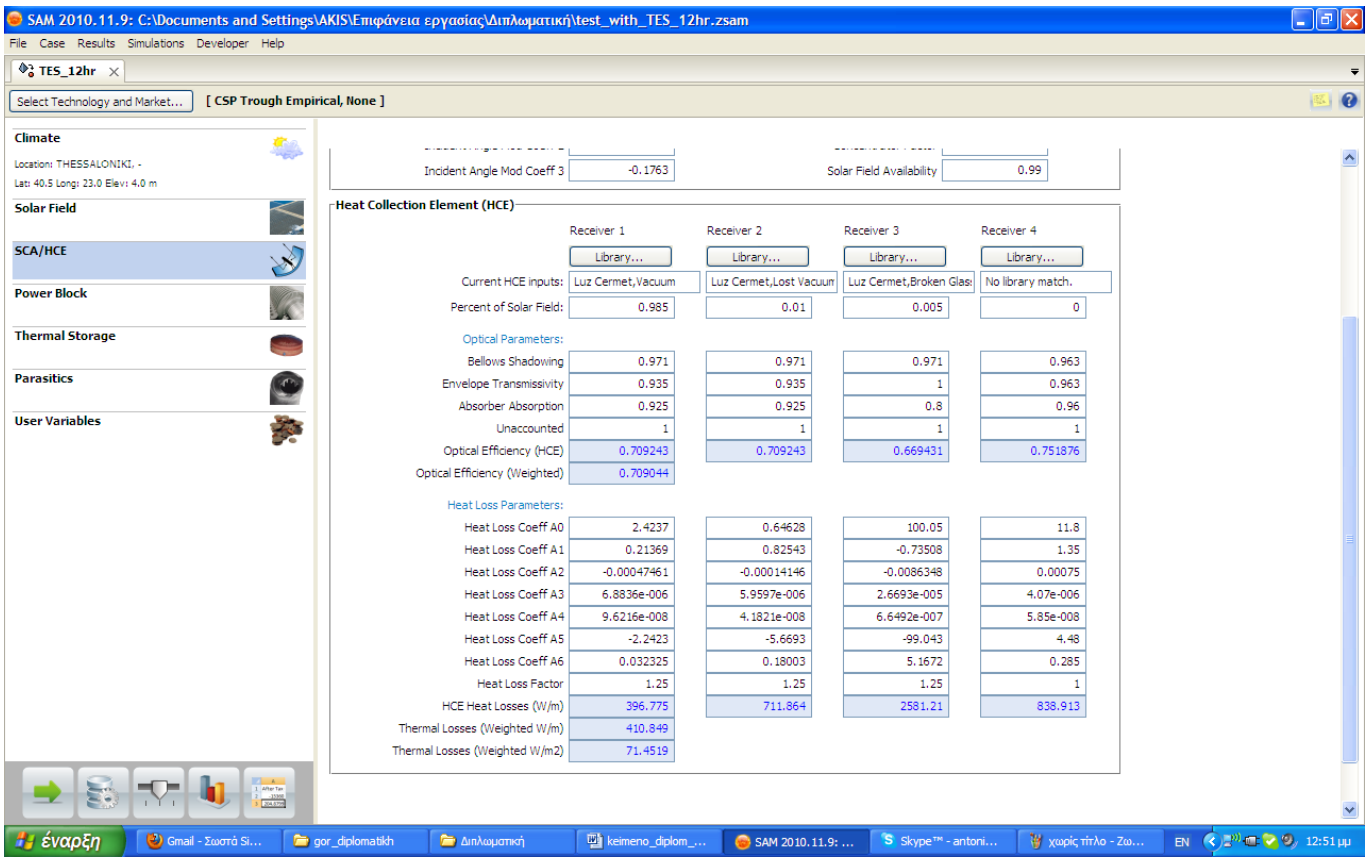
Στο παρόν πεδίο εισάγονται δεδομένα που περιγράφουν τις διαστάσεις, την γεωμετρία, τον μηχανισμό προσανατολισμού (Tracking) και τον "καθρέπτη" (Mirror) των παραβολικών κατόπτρων (CSAs). Τα παραπάνω δεδομένα χρησιμοποιούνται από την εφαρμογή για τον υπολογισμό, των απωλειών, των διαστάσεων του έργου, της ενέργειας που απορροφάται από τον HCE, της αποδοτικότητας του ηλιακού πεδίου και του παράγοντα σφάλματος των CSAs. Οι συγκεκριμένες μεταβλητές μεταβάλλονται ανάλογα με την είσοδο που θα επιλέξει ο χρήστης (από την βιβλιοθήκη) βάση της οποίας διαλέγει ποιο μοντέλο CSAs επιθυμεί να χρησιμοποιηθεί για την προσομοίωση.



Εικόνα 3.6 - Πεδίο εισαγωγής δεδομένων Solar Collector Assembly

Heat Collection Element

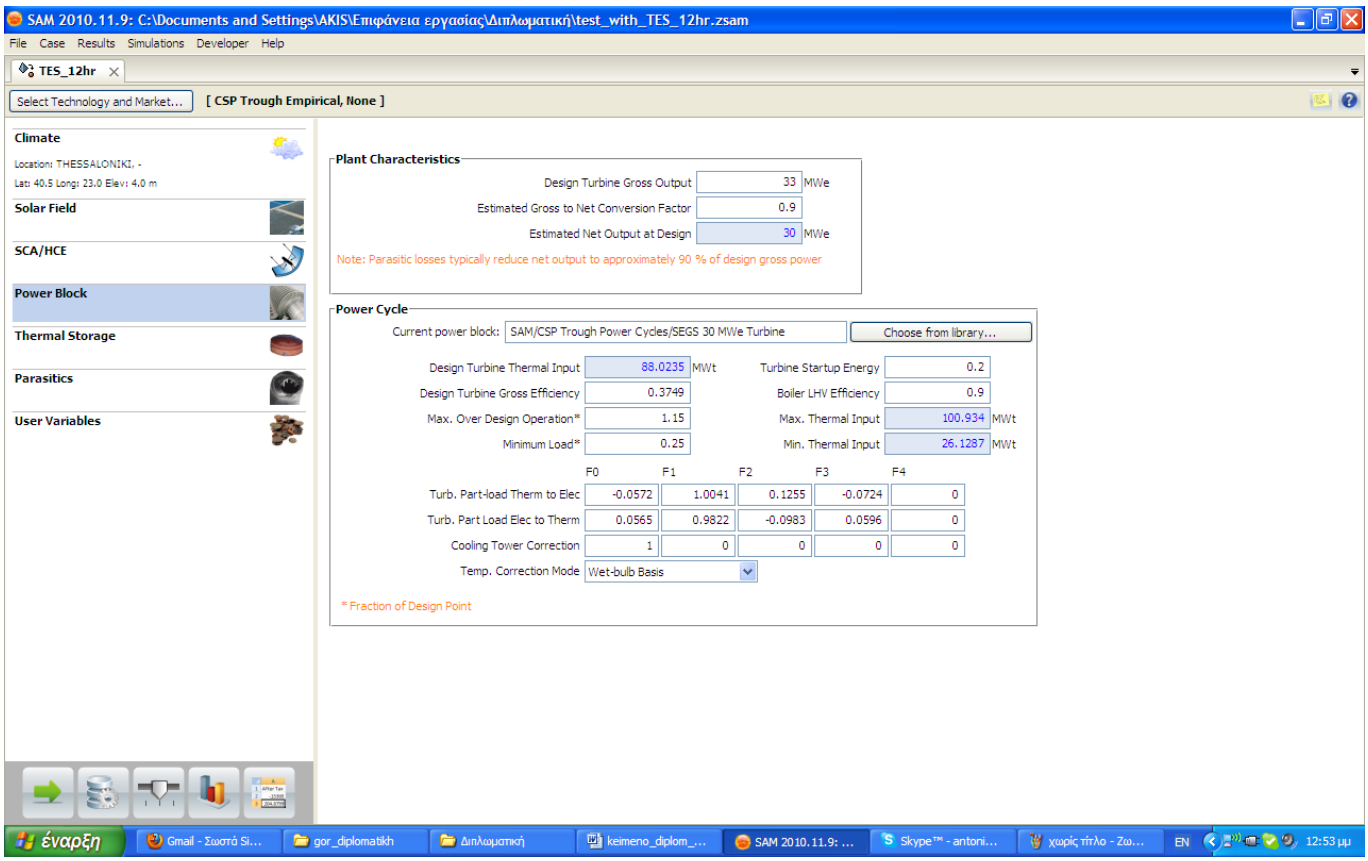
Το πεδίο HCE δέχεται ως είσοδο από τον χρήστη τις τέσσερις καταστάσεις που μπορούν να βρεθούν τα HCE (Vacuum, Lost Vacuum, Broken Glass και Hydrogen) και έναν συντελεστή (Percent of Solar Field) ο οποίος καθορίζει την συχνότητα που θα βρίσκονται στις ανάλογες καταστάσεις τα HCE. Αρκετά αντιπροσωπευτικά ποσοστά για τις καταστάσεις είναι 98.5% να είναι Vacuum, 1% Lost Vacuum και 0.05% Broken Glass(η συγκεκριμένη ποσόστωση είναι και η προεπιλεγμένη και θεωρείται). Τις παραπάνω εισόδους του χρήστη χρησιμοποιεί η εφαρμογή για να υπολογίσει τον παράγοντα σφάλματος HCE και τις απώλειες θερμότητας που προέρχονται από τις σωληνώσεις.



Εικόνα 3.7 - Πεδίο εισαγωγής δεδομένων Heat Collection Element

Power Block

Στο συγκεκριμένο πεδίο εισαγωγής δεδομένων ο χρήστης επιλέγει την τουρμπίνα του ατμοστροβίλου. Η επιλογή της γίνεται με βάση την ισχύ που επιθυμούμε να έχει το σύστημα. Επιπλέον ο χρήστης πρέπει θέσει το Design Turbine Gross Output ίσο με το 110% της επιθυμητής ισχύς διότι η συγκεκριμένη μεταβλητή υπολογίζει την Estimated Net Output at Design. Άρα εάν επιθυμούσαμε Estimated Net Output at Design ίση με 30MWe, θέτουμε το Design Turbine Gross Output ίσο με 33MWe. Στην συνέχεια η εφαρμογή(με βάση την επιλογή μας) θέτει αυτόματα τις ανάλογες τιμές στις μεταβλητές που περιγράφουν τις θερμικές εισόδους (μέγιστες και ελάχιστες), την απαιτούμενη ενέργεια εκκίνησης και τους συντελεστές αποδοτικότητας του ατμοστροβίλου.



Εικόνα 3.8 - Πεδίο εισαγωγής δεδομένων Power Block

Thermal Storage

Ένα από τα σημαντικότερα πεδία εισαγωγής δεδομένων είναι η θερμική αποθήκευση. Η συγκεκριμένη μέθοδος βοηθάει ένα ηλιοθερμικό σταθμό να αποθηκεύει ένα μέρος από την παραγόμενη θερμική ενέργεια του ηλιακού πεδίου (τις ώρες με υψηλή ηλιοφάνεια) σε μεγάλες δεξαμενές που περιέχουν θερμικό υγρό και να το διοχετεύουν στον ατμοστρόβιλο την στιγμή που πέφτει η θερμική απόδοση του ηλιακού πεδίου(λόγω μείωσης της ηλιοφάνειας κατά την διάρκεια της ημέρας). Με αυτή την μέθοδο αυξάνεται σημαντικά η απόδοση του συστήματος όπως επίσης αυξάνεται και τι κόστος κατασκευής και συντήρησης.

Οι συνηθέστερες τιμές που μπορεί να λάβει η θερμικής αποθήκευσης 0,3,6,9 και 12 ώρες. Επιπλέον μία άλλη παράμετρος που επηρεάζει την αποθήκευση είναι το Dispatch Schedule το οποίο δίνει την δυνατότητα κατανομής του ημερολογιακού έτους σε διάφορες περιόδους βάση των οποίων η θερμική αποθήκευση θα λειτουργεί με διαφορετικούς ρυθμούς με στόχο τον εξ'ορθολογισμό της λειτουργίας του εργοστασίου. Υπάρχουν αρκετά Dispatch Schedule στις βιβλιοθήκες τα οποία δημιουργήθηκαν για να καλύπτουν ένα εύρος κλιματικών δεδομένων και ζήτησης κάποιον περιοχών αλλά υπάρχει και η δυνατότητα δημιουργίας κάποιου από την αρχή.

Ποιο συγκεκριμένα αν θέλουμε να κάνουμε μια προσομοίωση χωρίς αποθήκευση το μόνο που χρειάζεται ήταν να μηδενίσουμε το πεδίο Equiv. Full Load Hour of TES. Στις υπόλοιπες προσομοιώσεις εκτός από το προφανή, είναι απαραίτητη η προσαρμογή του πεδίου Equiv. Full Load Hour of TES με τις ανάλογες τιμές (3,6,9 και 12 ώρες) και η ανάλογη προσαρμογή της μεταβλητή του Tank Heat Losses. Η προσαρμογή αυτή γίνεται με βάση του παρακάτω πίνακα.

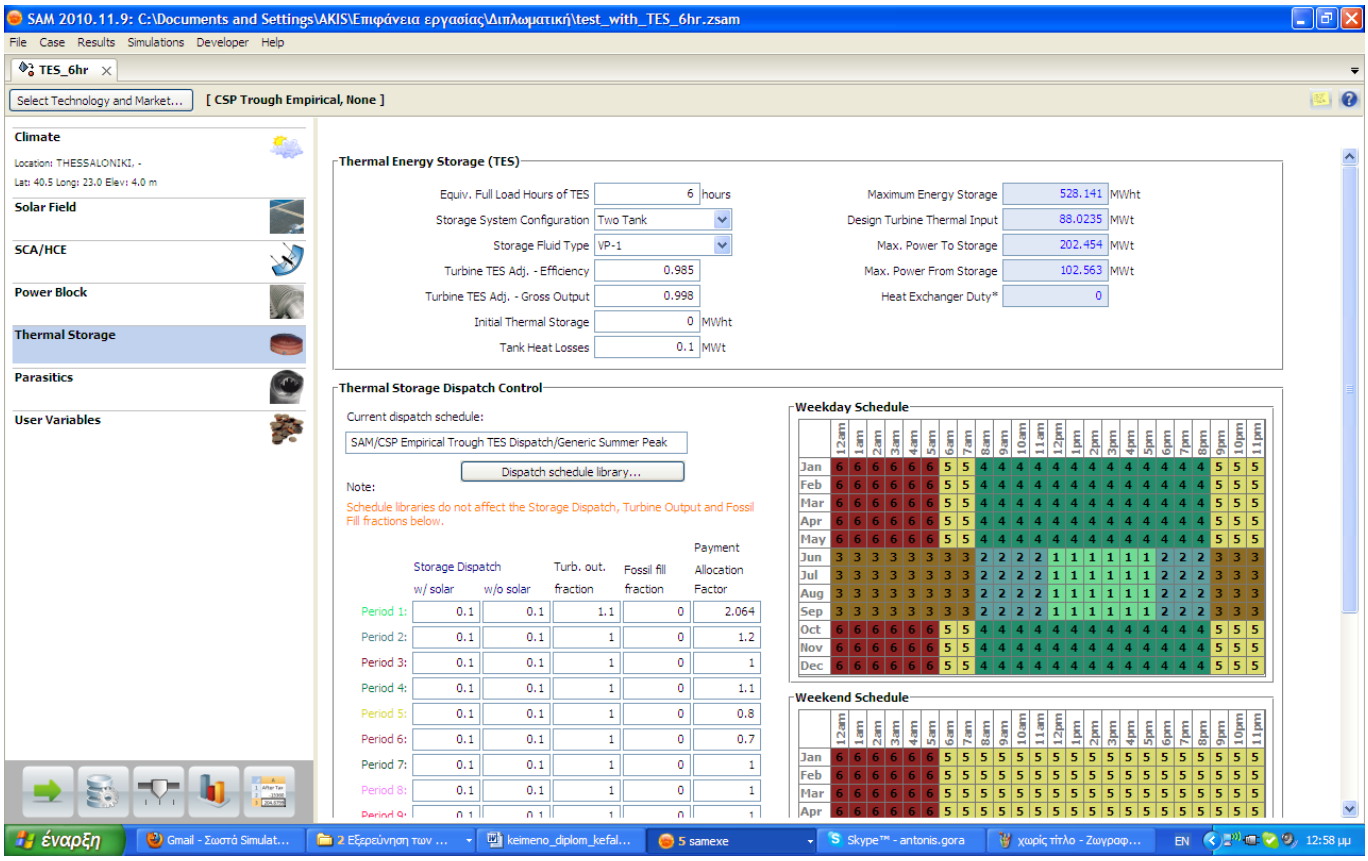
System Description	Hours of Thermal Storage					
	0	3	6	9	12	15
100 MW Two Tank Indirect VP-1/Nitrate Salt	0	0.62	0.96	1.23	1.56	1.87
200 MW Two Tank Indirect VP-1/Nitrate Salt	0	1.0	1.61	2.21	2.81	3.56
200 MW Two Tank Direct Hitec Salt	0	0.34	0.64	0.93	1.24	1.52

Πίνακας 3.2 - Τιμές του Equiv. Full Load Hour of TES με βάση τις ώρες θερμικής αποθήκευσης (TES)

(στην σελίδα 219 του User Guide του SAM)

Έτσι αφού πρώτα ορίσουμε για με το κατάλληλο HTF για να έχουμε άμεσο(direct) ή έμμεσο(indirect) σύστημα και εφόσον έχουμε ορίσει την ισχύ του ατμοστροβίλου κάνουμε τους ανάλογους υπολογισμούς για να υπολογίσουμε το Tank Heat Losses για το αντίστοιχο έργο με βάση τις τιμές του παραπάνω ενδεικτικού πίνακα και δεδομένης της γραμμικότητας των τιμών.

Με δεδομένες τις εισόδους, το SAM υπολογίζει την μέγιστη ενέργεια αποθήκευσης την μέγιστη ισχύ που αποθηκεύτηκε και την μέγιστη ισχύ από την αποθήκευση, τα οποία τα χρησιμοποιεί ως εισόδους στο κομμάτι του Dispatch Schedule το οποίο με βάση αυτά τα δεδομένα και του πίνακα με τις περιόδους διανέμει την αποθηκευμένη ενέργεια στον ατμοστρόβιλο.

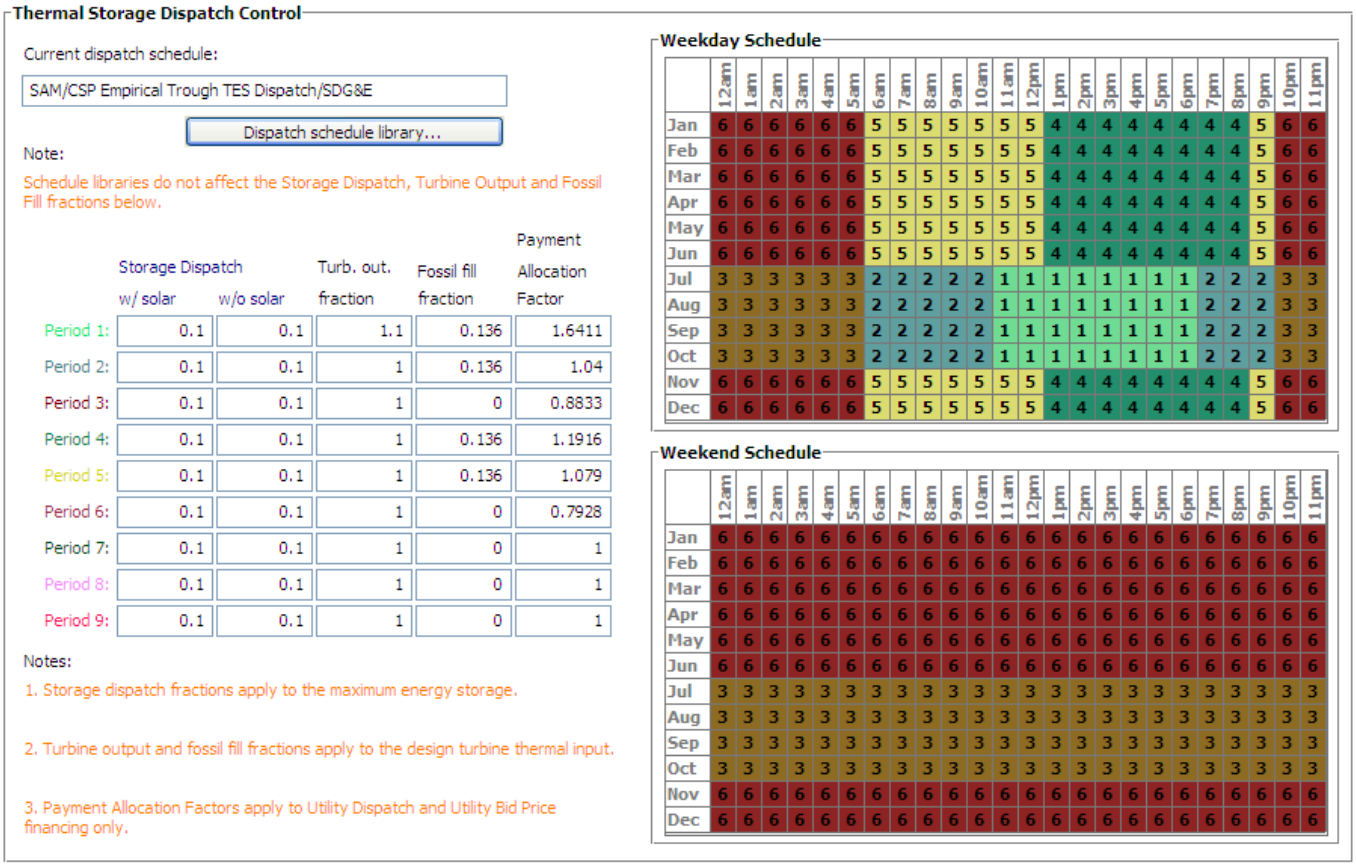


Εικόνα 3.9 - Πεδίο εισαγωγής δεδομένων Thermal Storage

Hybrid

Όπως έχουμε αναφέρει και στο 1ο κεφάλαιο αυτής της εργασία ένας τρόπος για την βελτίωση της παραγωγής ενός ηλιοθερμικού εργοστασίου είναι η υβριδική του λειτουργία με την εγκατάσταση ενός παράλληλου καυστήρα ο οποίος θα λειτουργεί με ορυκτά καύσιμα (φυσικό αέριο, βιοαέριο, diesel κτλ) και θα παράγει ατμό υπό πίεση, με σκοπό την λειτουργία του ατμοστρόβιλου παραγωγής ηλεκτρισμού(ατμογεννήτρια-τουρμπίνα). Η προσθήκη καυστήρα ορυκτών καυσίμων για την υβριδική λειτουργία ενός έργου αυξάνει το συνολικό κόστος εγκατάστασης με βάση ανάλογα με την ισχύ του καυστήρα που θα επιλεγεί ώστε να καλύπτει τις απαιτούμενες ανάγκες. Επιπλέον εκτός από το κόστος εγκατάστασης αυξάνεται και το κόστος λειτουργίας του εργοστασίου καθώς προστίθεται και το κόστος των καυσίμων (φυσικό αέριο, βιοαέριο, ντίζελ κτλ). Έτσι αν τα έσοδα από την επιπλέον αύξηση της παραγωγής ηλεκτρισμού είναι μεγαλύτερα από το κόστος του καυσίμου που καταναλώνει ο καυστήρας συνυπολογίζοντας και την αύξηση στο κόστος εγκατάστασης, η υβριδική λειτουργία της μονάδας ενδείκνυται. Σε αυτό το σημείο πρέπει να δούμε με ποιόν τρόπο προσομοιώνεται η υβριδική λειτουργία ενός έργου ώστε να ελέγχουμε εκ των προτέρων το κατά πόσον θα συνέφερε ή όχι μια τέτοια εκδοχή.

Η εφαρμογή δίνει την δυνατότητα με πολύ εύκολο τρόπο να προσομοιωθεί η υβριδική λειτουργία ενός εργοστασίου αρκεί ο χρήστης να επιλέξει, στα πεδία του Fossil fill fraction (τα οποία βρίσκονται στο Thermal Storage Dispatch Control, βλ. Εικόνα 3.10), το ποσοστό επί τις ονομαστικής ισχύος(του εργοστασίου) το οποίο θα ήθελε για κάθε περίοδο(της οποίας η χρονική διάρκεια ορίζεται με βάση το επιλεγμένο Dispatch Schedule) να είναι η μέγιστη ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τον καυστήρα, όταν βέβαια η θερμότητα που παράγεται από το τμήμα των κατόπτρων είναι μικρότερη από το συγκεκριμένο ποσοστό επί της ονομαστικής του ισχύος.



Εικόνα 3.10 - Υποπεδίο εισαγωγής δεδομένων Dispatch Control

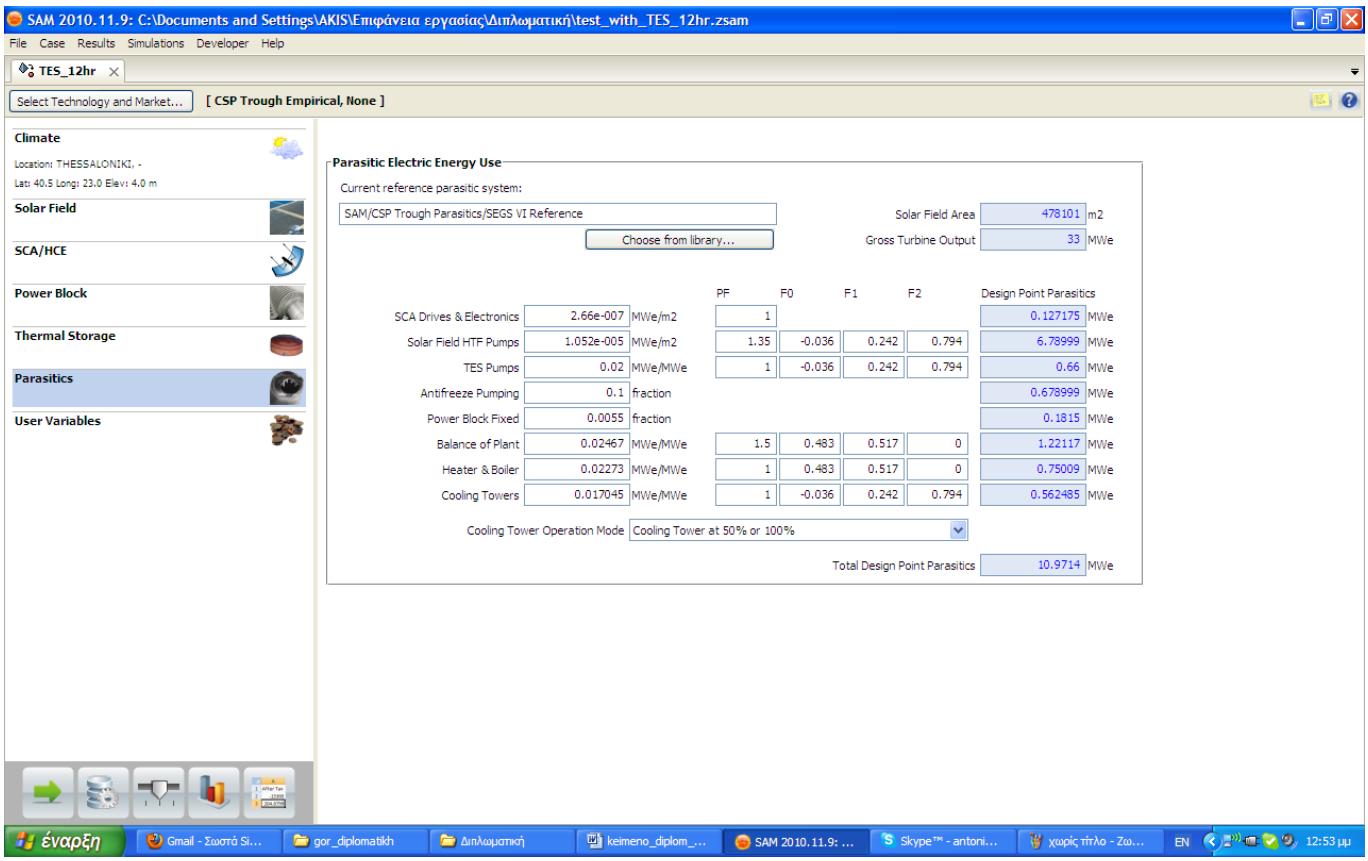
Πιο συγκεκριμένα ο χρήστης αρχικά ορίζει ένα Dispatch Schedule με βάση το οποίο χωρίζει το έτος σε έναν πίνακα(12 επί 24), με τις ώρες τις ημέρας στον οριζόντιο άξονα και τους μήνες του χρόνου στον κάθετο. Εκεί, σύμφωνα με την επιλογή που θα κάνει στο Dispatch Schedule (Uniform, Generic Summer Peak, PG&E κτλ), χωρίζει αυτόν τον πίνακα σε περιόδους από 1 έως και 9, αναγράφοντας σε κάθε κελί του πίνακα (που αντιστοιχεί σε μια συγκεκριμένη ώρα και σε ένα συγκεκριμένο μήνα) μία τιμή(από 1 έως 9 η οποία αντιστοιχεί σε μία περίοδο) έτσι ώστε να έχει την δυνατότητα να διαχειρίζεται την υβριδική λειτουργία του εργοστασίου (με βάση το ποσοστό που εισάγει σε κάθε περίοδο στο πεδίο Fossil fill fraction) με τον τρόπο που επιθυμεί. Σε αυτό το σημείο να επισυμάνουνμε ένα αρνητικό σημείο της εφαρμογής το οποίο είναι η έλλειψη της custom επιλογής στο Dispatch Schedule Library έτσι ώστε να δίνει στον χρήστη την δυνατότητα να διαμορφώσει τον δικό του πίνακα που θα προσαρμόζεται απόλυτα στις ανάγκες του.

Ο καυστήρας ξεκινάει την λειτουργία του όταν η θερμότητα που παράγεται από το τμήμα των κατόπτρων είναι μικρότερη(λόγω μειωμένης ηλιοφάνειας, χαμηλής θερμοκρασίας, νυχτερινής ώρας κτλ) από το ποσοστό επί της ονομαστικής ισχύς του εργοστασίου που ορίζει το πεδίο Fossil fill fraction στην συγκεκριμένη περίοδο και με την συνεισφορά του σταθεροποιεί την παραγωγή στο επίπεδο που ορίζει το παραπάνω πεδίο (εφόσον μέσω του Dispatch Schedule έχουμε ορίσει ότι την συγκεκριμένη χρονική στιγμή επιθυμούμε να λειτουργεί υπό την παραπάνω συνθήκη ο καυστήρας).

Παράδειγμα, έστω ότι έχουμε δηλώσει στο πεδίο Fossil fill fraction στην περίοδο 2 (που αντιστοιχεί στις ώρες 06:00 έως 09:00 των μηνών Ιανουάριο έως Απρίλιο) την τιμή 0.1(10%) και έχουμε σύστημα ονομαστικής ισχύος 30MW. Στις 6 το πρωί τον μήνα Ιανουάριο είναι ακόμη νύχτα οπότε το εργοστάσιο θα έχει ζήτηση (γύρω στα 300-500kW/Hr) για να μην «παγώσει» το HTF, την δεδομένη στιγμή θα ενεργοποιηθεί ο καυστήρας ο οποίος θα παράγει (μέσω της τουρμπίνας) ακαθάριστη ηλεκτρική ενέργεια ισχύος 3MW (το 10% της ονομαστικής ισχύος του εργοστασίου. Άρα εκτιμώντας ότι έχουμε και έναν συντελεστή περίπου 0,8 (ο οποίος μετατρέπει την ακαθάριστη ηλεκτρική ενέργεια σε καθαρή) το συγκεκριμένο εργοστάσιο θα παράγει από τις 6 έως τις 7 το πρωί 1900kWh (3000kW*0,8-500kW).

Parasitics

Το συγκεκριμένο πεδίο περιγράφει τις απώλειες που προέρχονται από παρασιτικά ηλεκτρικά πεδία, όπως τα ηλεκτρικά κυκλώματα και οι αντλίες. Η εφαρμογή υπολογίζει αυτόματα όλα αυτά τα μεγέθη αρκεί ο χρήστης να επιλέξει από την βιβλιοθήκη κάποιο “πακέτο” εμπειρικών δεδομένων που να έχει μία σχετική συνάφεια με το έργο που μοντελοποιεί.



Εικόνα 3.11 - Πεδίο εισαγωγής δεδομένων Parasitics

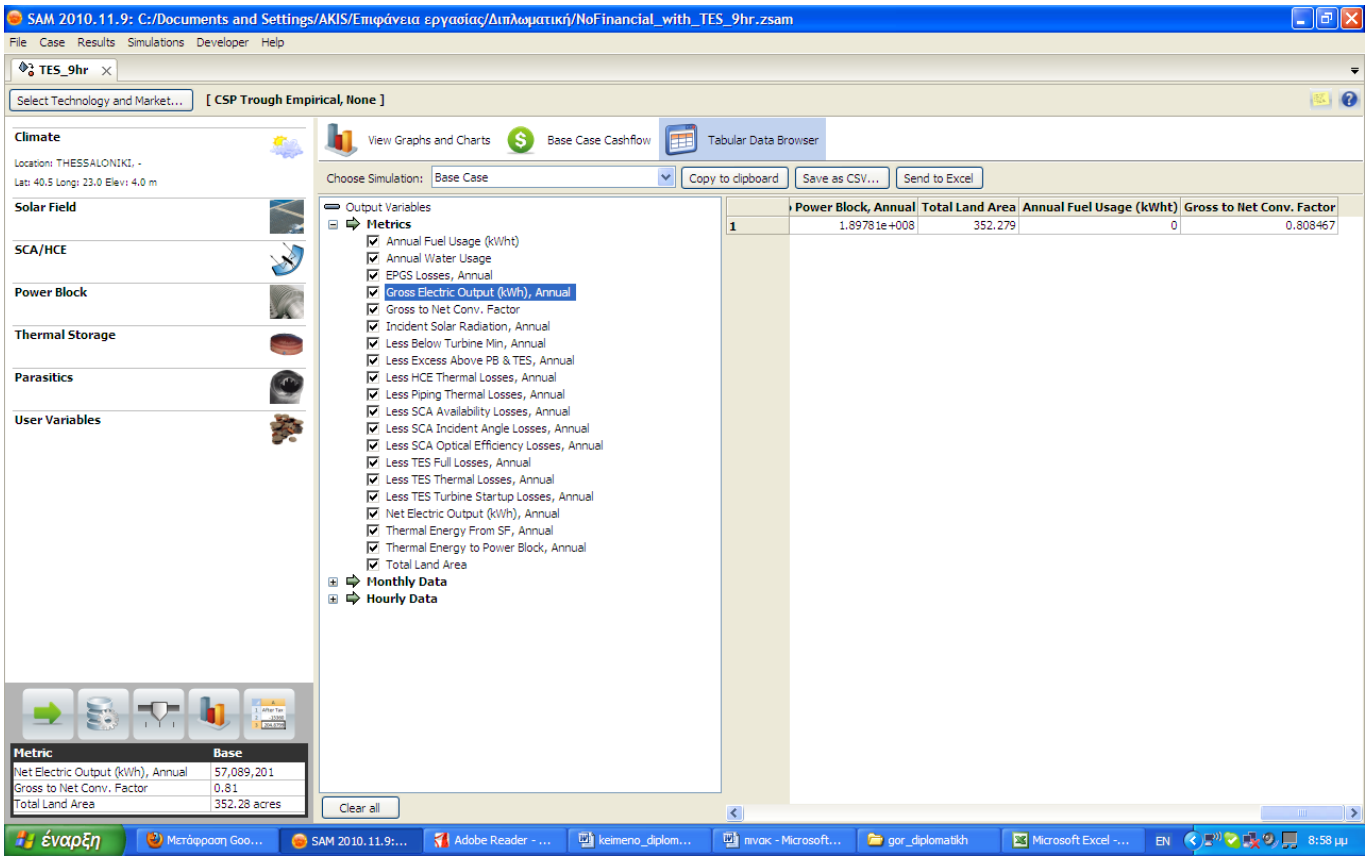
3.2.2 Αναλυτική περιγραφή των παραγόμενων Εξόδων (Outputs) της παραπάνω εφαρμογής «No Financials» κατά την εκτέλεση της

Εφόσον έχουμε ολοκληρώσει την διαδικασία επιλογής των κατάλληλων εισόδων, οι οποίες περιγράφουν το έργο μας, προχωράμε στην "προσομοίωση" και την συλλογή των αποτελεσμάτων. Η εφαρμογή του SAM μας παρέχει μία πληθώρα εξόδων, σε πάρα πολύ μεγάλη ανάλυση, βάση των οποίων μπορούμε να κάνουμε αρκετά ακριβείς προβλέψεις και να έχουμε μία ικανοποιητική εικόνα για όλες τις παραμέτρους του έργου. Όπως αναφέραμε πιο πάνω, αρχικά επιλέξαμε να κάνουμε μία προσομοίωση του έργου χωρίς να εμπλέξουμε οικονομικά μεγέθη (No Financial) για να ελέγξουμε την παραγωγή ενέργειας και τις διαστάσεις του. Ας ρίξουμε λοιπόν μια αναλυτικότερη ματιά στις δυνατότητες τις No Financial εφαρμογής.

Ο παρακάτω πίνακα περιέχει τα δεδομένα εξόδου της εφαρμογής υπολογισμένα σε ετήσια βάση (Annual).

Όνομα Μεταβλητής	Περιγραφή
Gross Electric Output (kWh), Annual	*Ετήσια ακαθάριστη παραγωγή ηλέκτρ.ενέργειας.*
Annual Water Usage(m^3)	*Ετήσια κατανάλωση νερού.*
Annual Fuel Usage (kWht)	*Ετήσια κατανάλωση καυσίμου.*
Gross to Net Conv. Factor	*Συντελεστής ακαθάριστης ηλέκτ.ενέργειας.*
Annual Incident Solar Radiation (W/m^2), Annual	*Ετήσια προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία.*
EPGS Losses, Annual	*Ετήσιες τιμές απωλειών θερμότητας από τα διάφορα τμήματα του εργοστασίου.*
Less Below Turbine Min, Annual	
Less HCE Thermal Losses, Annual	
Less Excess Above PB & TES, Annual	
Less Piping Thermal Losses, Annual	
Less SCA Availability Losses, Annual	
Less SCA Incident Angle Losses, Annual	
Less SCA Optical Efficiency Losses, Annual	
Less TES Full Losses, Annual	
Less TES Thermal Losses, Annual	
Less TES Turbine Startup Losses, Annual	
Net Electric Output (kWh), Annual	*Ετήσια παραγωγή ηλέκτρ.ενέργειας.*
Thermal Energy From SF, Annual	*Ετήσια παραγωγή θερμ.ενέργειας από το τμήμα των κατόπτρων (**Solar Field**).*
Thermal Energy to Power Block, Annual	*Ετήσια παραγωγή θερμ.ενέργειας από την τουρμπίνα.*
Total Land Area	*Συνολική έκταση του έργου.*

Πίνακας 3.3 - Δεδομένα εξόδου της εφαρμογής υπολογισμένα σε ετήσια βάση

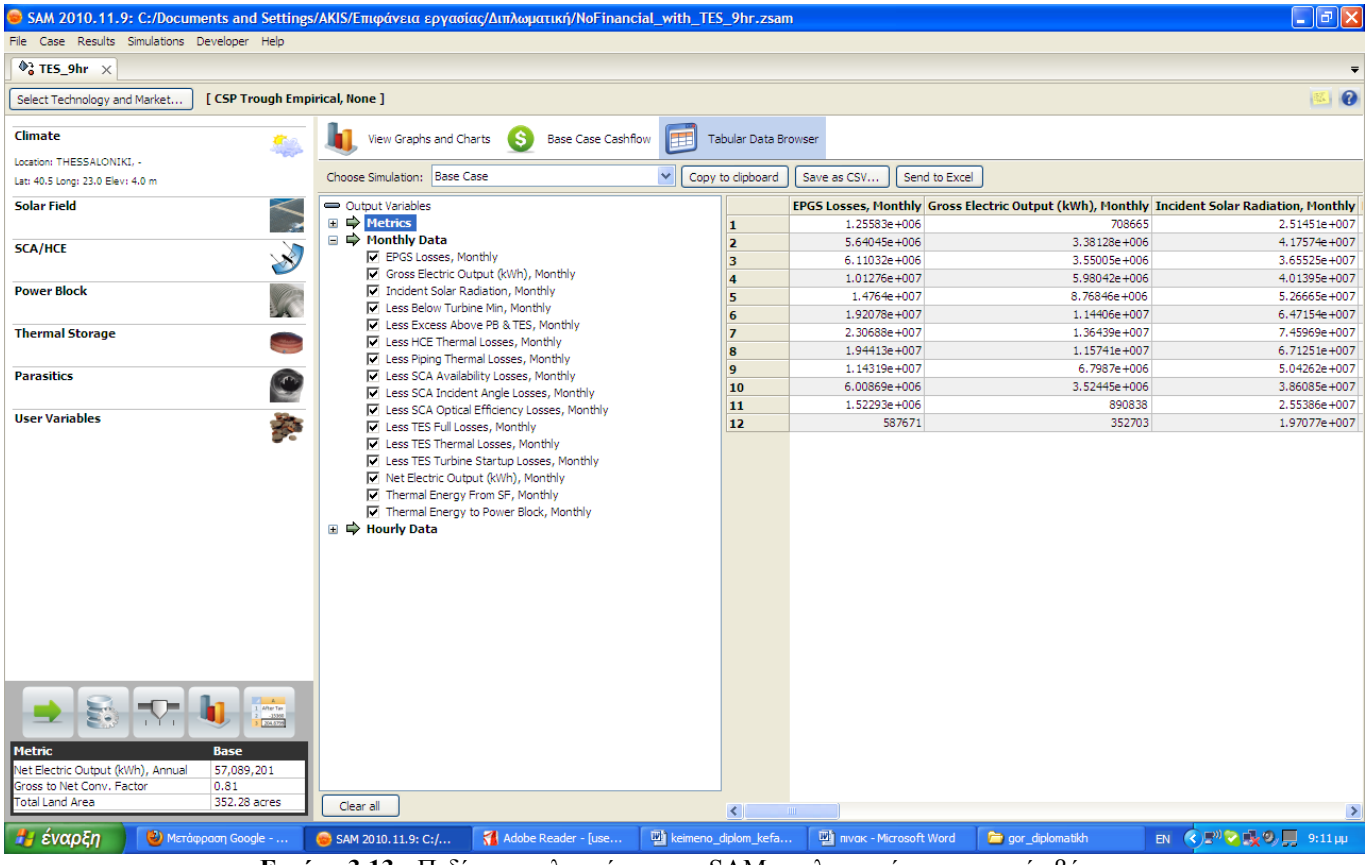


Εικόνα 3.12 - Πεδίο αποτελεσμάτων του SAM υπολογισμένα σε ετήσια βάση

Ο επόμενος πίνακας περιέχει τα δεδομένα εξόδου της εφαρμογής υπολογισμένα σε μηνιαία βάση (Monthly).

Όνομα Μεταβλητής	Περιγραφή
Gross Electric Output (kWh), Monthly	*Μηνιαία ακαθάριστη παραγωγή ηλέκτρ.ενέργειας.*
Incident Solar Radiation(W/m^2), Monthly	*Μηνιαία προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία.*
EPGS Losses, Monthly	*Μηνιαίες τιμές απωλειών θερμότητας από τα διάφορα τμήματα του εργοστασίου.*
Less Below Turbine Min, Monthly	
Less HCE Thermal Losses, Monthly	
Less Excess Above PB & TES, Monthly	
Less Piping Thermal Losses, Monthly	
Less SCA Availability Losses, Monthly	
Less SCA Incident Angle Losses, Monthly	
Less SCA Optical Efficiency Losses, Monthly	
Less TES Full Losses, Monthly	
Less TES Thermal Losses, Monthly	
Less TES Turbine Startup Losses, Monthly	
Net Electric Output (kWh), Monthly	*Μηνιαία παραγωγή ηλέκτρ.ενέργειας.*
Thermal Energy From SF, Monthly	*Μηνιαία παραγωγή θερμ.ενέργειας από το τμήμα των κατόπτρων (**Solar Field**).*
Thermal Energy to Power Block, Monthly	*Μηνιαία παραγωγή θερμ.ενέργειας από την τουρμπίνα.*

Πίνακας 3.4 - Δεδομένα εξόδου της εφαρμογής υπολογισμένα σε μηνιαία βάση

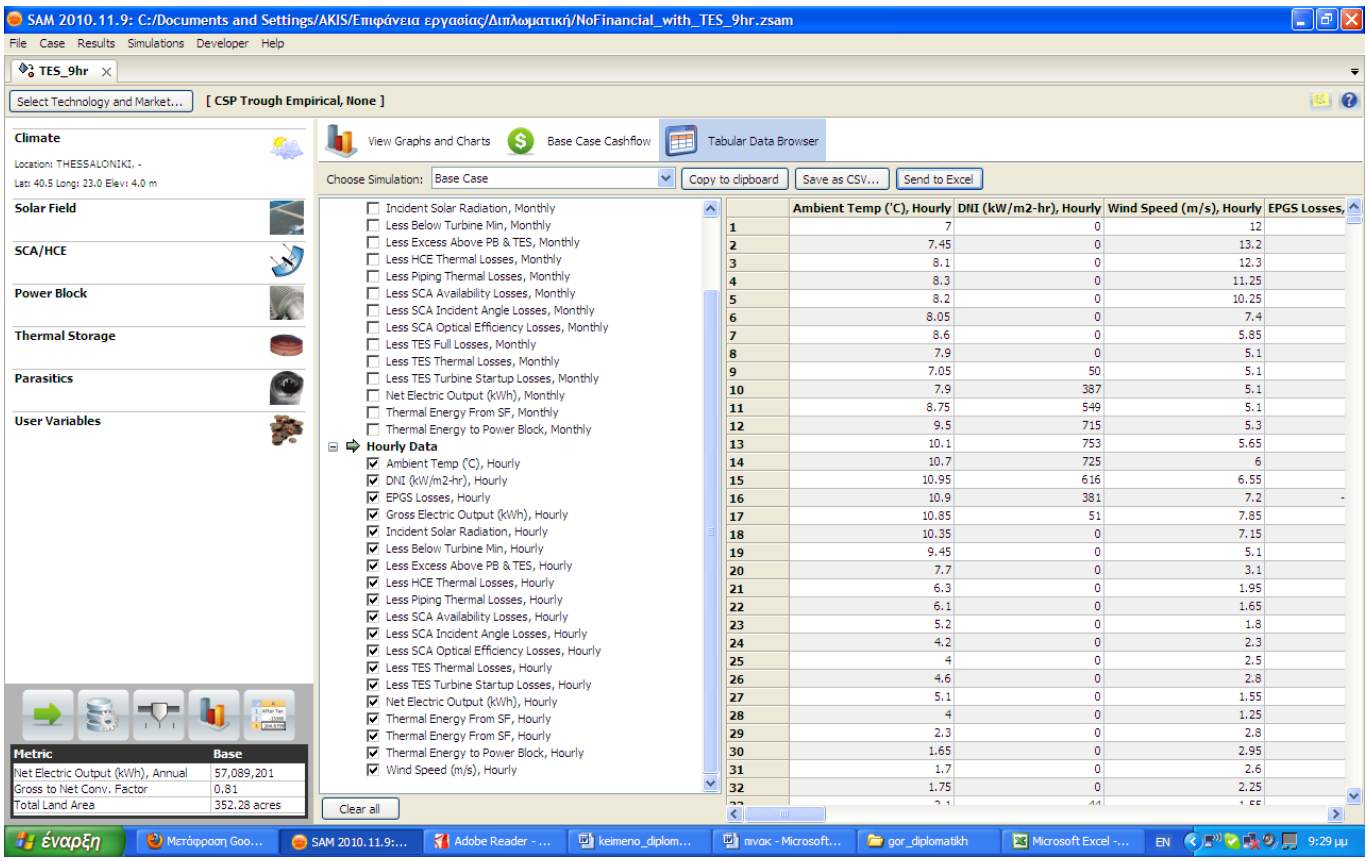


Εικόνα 3.13 - Πεδίο αποτελεσμάτων του SAM υπολογισμένα σε μηνιαία βάση

Ο επόμενος πίνακας περιέχει τα δεδομένα εξόδου της εφαρμογής υπολογισμένα σε ωριαία βάση (Hourly, 8760Hours/Year).

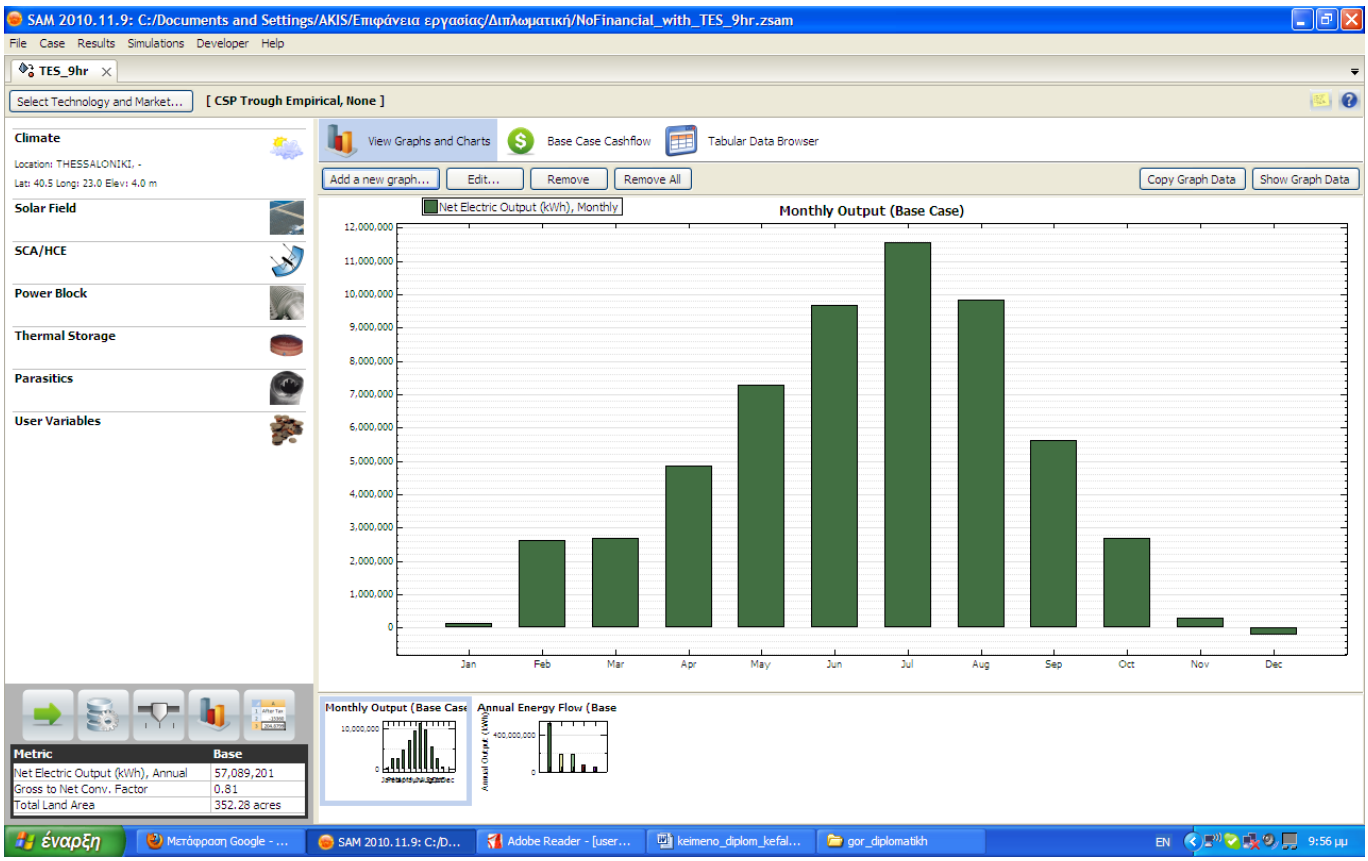
Όνομα Μεταβλητής	**Περιγραφή**
Ambient Temp ('C), Hourly	*Ωριαία θερμοκρασία περιβάλλοντος*
DNI (kW/ m^2-hr), Hourly	*Ωριαία άμεση κανονική ακτινοβολία*
Gross Electric Output (kWh), Hourly	*Ωριαία ακαθάριστη παραγωγή ηλέκτρ.ενέργειας.*
Incident Solar Radiation*(W/m^2), *Hourly	*Ωριαία προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία.*
EPGS Losses, Hourly	*Ωριαίες τιμές απωλειών θερμότητας από τα διάφορα τμήματα του εργοστασίου*
Less Below Turbine Min, Hourly	
Less HCE Thermal Losses, Hourly	
Less Excess Above PB & TES, Hourly	
Less Piping Thermal Losses, Hourly	
Less SCA Availability Losses, Hourly	
Less SCA Incident Angle Losses, Hourly	
Less SCA Optical Efficiency Losses, Hourly	
Less TES Full Losses, Hourly	
Less TES Thermal Losses, Hourly	
Less TES Turbine Startup Losses, Hourly	
Net Electric Output (kWh), Hourly	*Ωριαία παραγωγή ηλέκτρ.ενέργειας.*
Thermal Energy From SF, Hourly	*Ωριαία παραγωγή θερμ.ενέργειας από το τμήμα των κατόπτρων (**Solar Field**).*
Thermal Energy to Power Block, Hourly	*Ωριαία παραγωγή θερμ.ενέργειας από την τουρμπίνα.*
Wind Speed (m/s), Hourly	*Ωριαία ταχύτητα ανέμου*

Πίνακας 3.5 - Δεδομένα εξόδου της εφαρμογής υπολογισμένα σε ωριαία βάση



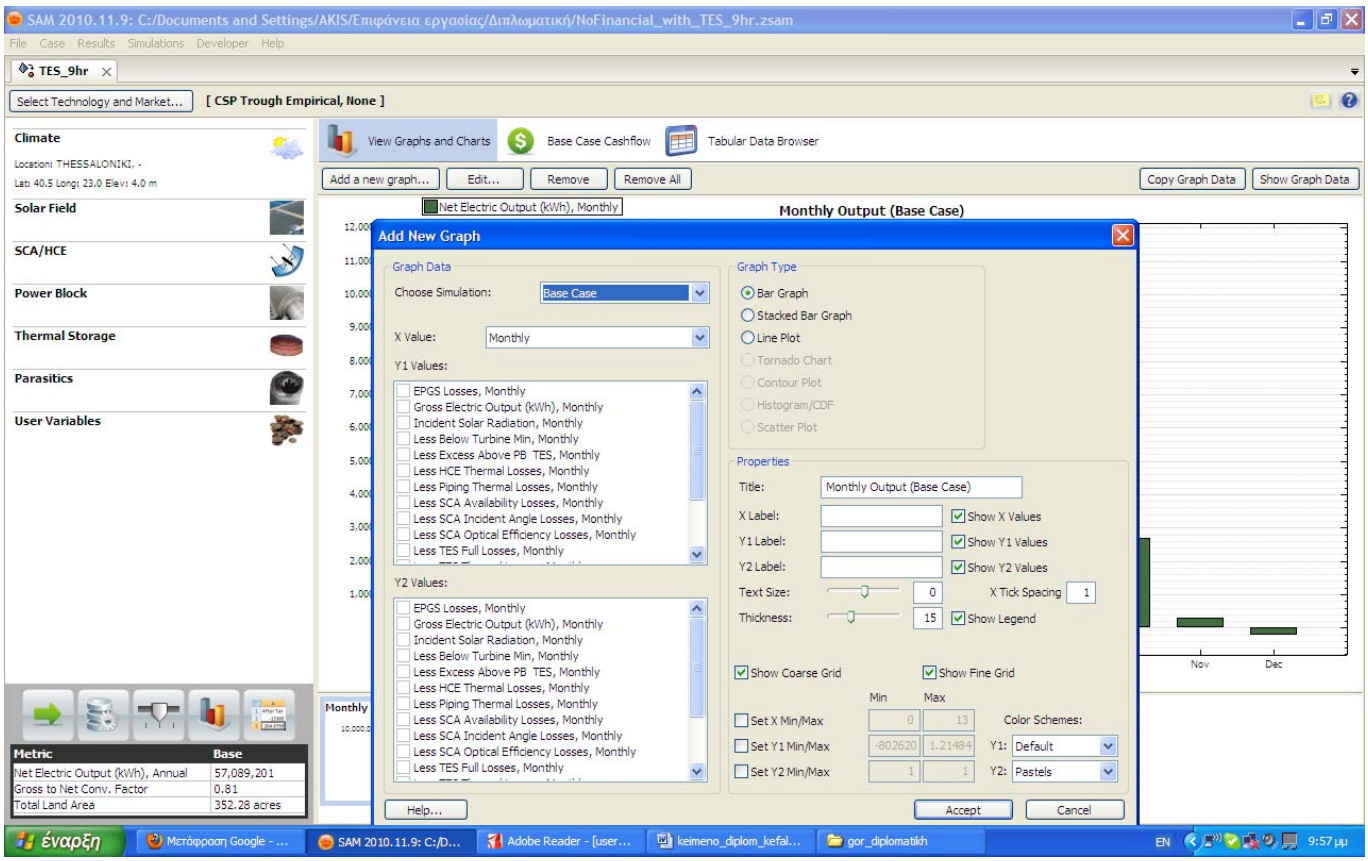
Εικόνα 3.14 - Πεδίο αποτελεσμάτων του SAM υπολογισμένα σε ωριαία βάση

Οι παραπάνω μεταβλητές εξόδου του SAM μπορούν (για λόγους περαιτέρω επεξεργασίας) να γίνουν εξαγωγή σε Πρόχειρο(Clipboard), στο Excel ή σε αρχείο CSV. Επίσης πατώντας την επιλογή View Graphs and Charts έχουμε την δυνατότητα της αναπαράστασης των διαφόρων μεγεθών σε γραφήματα διαφόρων ειδών(Bar Graph, Stacked Bar Graph, Line Plot).

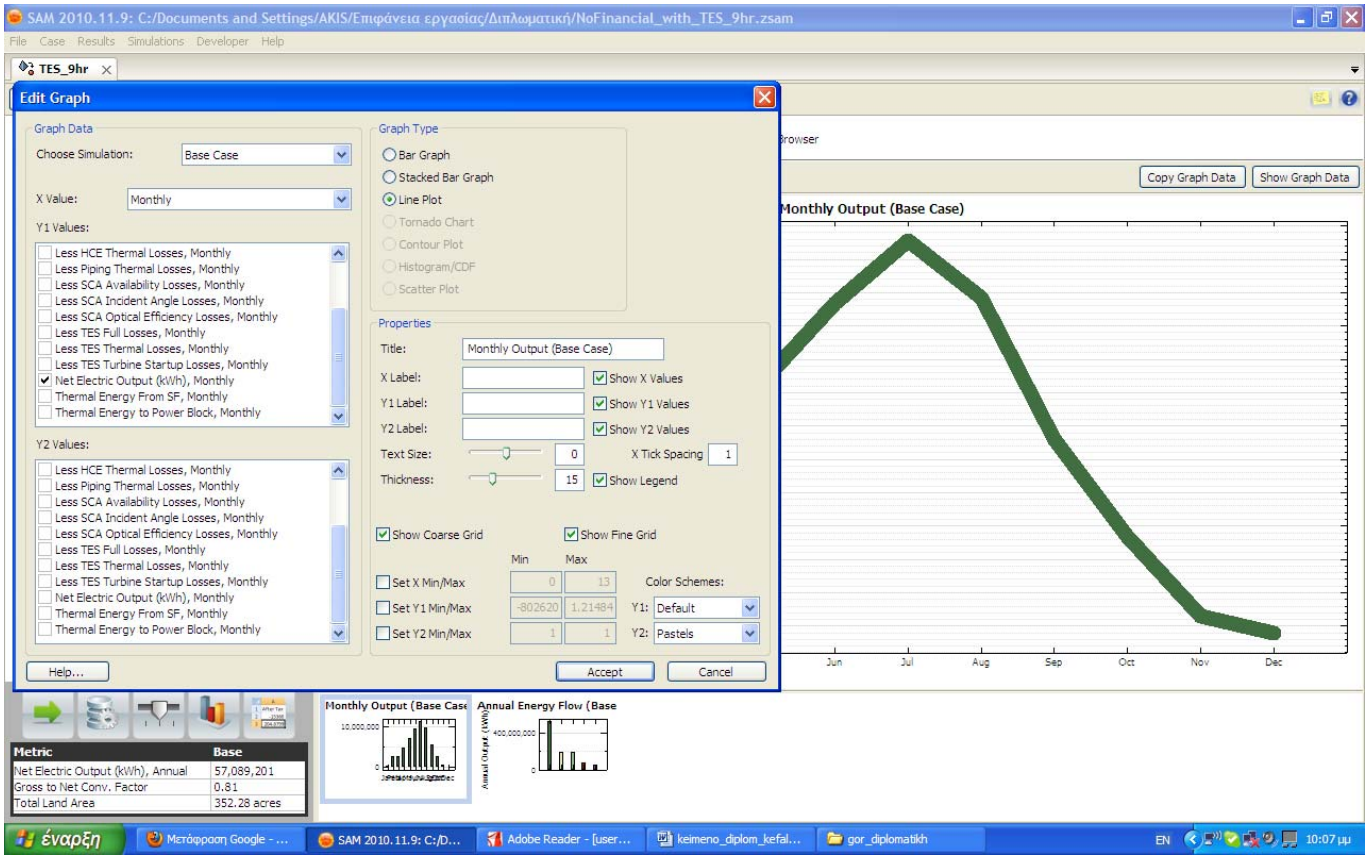


Εικόνα 3.15 - Πεδίο γραφημάτων του SAM

Πατώντας την επιλογή **Add a new graph** όπως φαίνεται παραπάνω μπορούμε να ορίσουμε τις μεταβλητές που επιθυμούμε στους δύο άξονες και το είδος γραφήματος και να έχουμε μία γραφική αναπαράσταση των αποτελεσμάτων που μας ενδιαφέρουν ή μεταβλητών που θέλουμε να συγκρίνουμε. Επιπλέον με την εντολή **Edit** μπορούμε να εισάγουμε σε είδη υπάρχον γραφήματα επιπλέον μεταβλητές ή να κάνουμε αλλαγές στον τύπο τους, στην επικεφαλίδα τους κτλ.



Εικόνα 3.16 - Μεθοδολογία εισαγωγής νέου γραφήματος

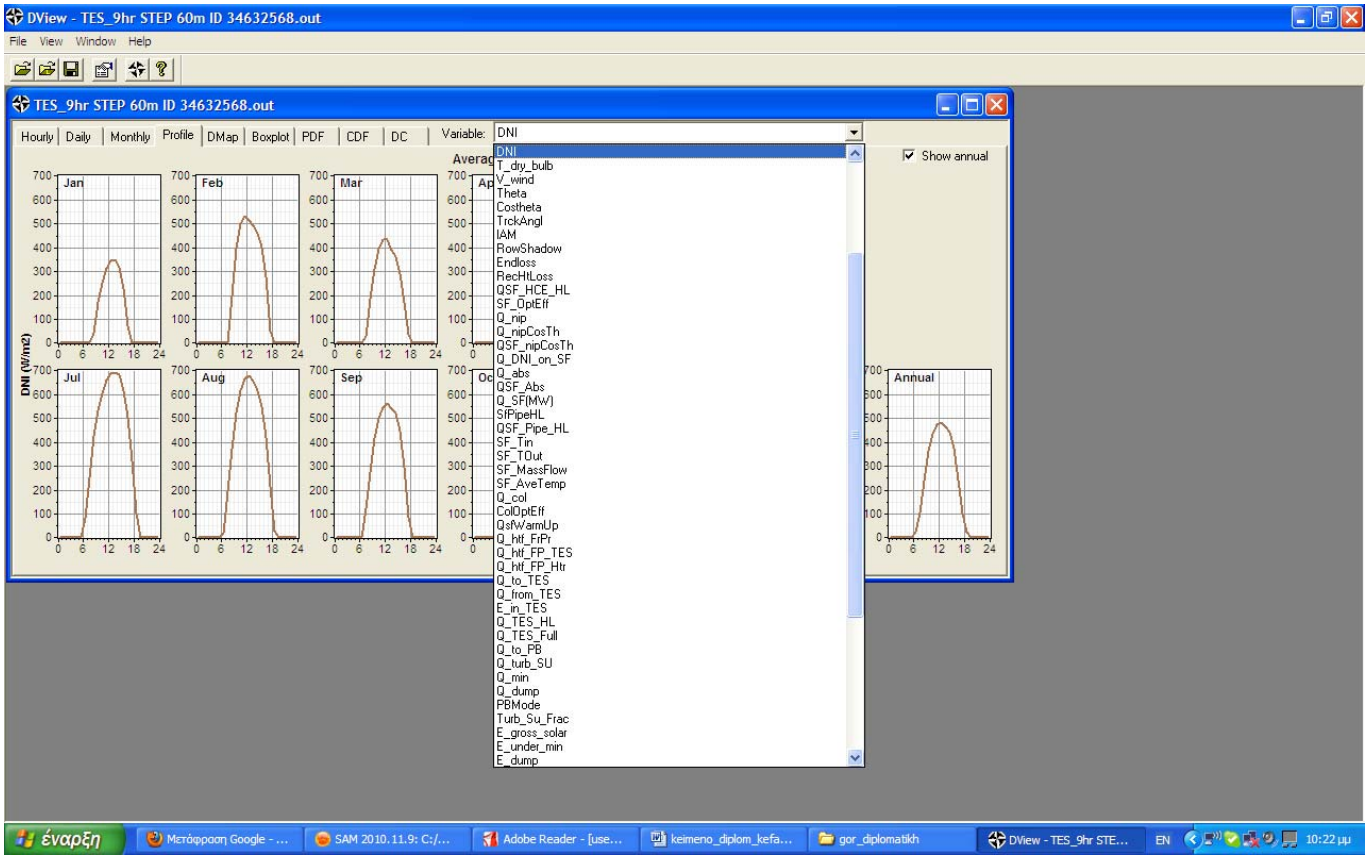


Εικόνα 3.17- Μεθοδολογία εισαγωγής νέου γραφήματος(συνέχεια)

Τέλος ένα πολύ σημαντικό και χρήσιμο εργαλείο του SAM είναι η εφαρμογή DView η οποία χρησιμοποιείται για την επεξεργασία των εξόδων. Η συγκεκριμένη εφαρμογή δίνει την δυνατότητα στον χρήστη ,να επιλέξει τις εξόδους (αλλά και κάποιες εισόδους όπως τα κλιματικά δεδομένα) της προσομοίωσης που θέλει να παρατηρήσει, και να τις επεξεργαστεί σε αρκετά μεγάλο βαθμό. Μέσω του Dview μπορούμε να πάρουμε για όλες τις μεταβλητές του συστήματος γραφήματα με ετήσιες , μηνιαίες, και ωριαίες τιμές, συναρτήσεις PDF, CDF και DC, όπως επίσης και Profile, Dmap και BoxPlot.

Είδος γραφήματος	Περιγραφή
Hourly	*Γραφική παράσταση της επιλεγμένης μεταβλητής με βάση τις ωριαίες τιμές του έτους(8760hr).*
Daily	*Γραφική παράσταση της επιλεγμένης μεταβλητής με βάση τις ημερήσιες τιμές του έτους.*
Monthly	*Γραφική παράσταση της επιλεγμένης μεταβλητής με βάση τις μηνιαίες τιμές του έτους.*
PDF	*Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της επιλεγμένης μεταβλητής.*
CDF	Αθροιστική συνάρτηση κατανομής *της επιλεγμένης μεταβλητής.*
DC	*Καμπύλη διάρκειας της επιλεγμένης μεταβλητής.*
Profile	*Γραφική παράσταση της επιλεγμένης μεταβλητής με τις μέσες τιμές ανά 24ώρο για κάθε μήνα και ετησίως.*
Dmap	*Γραφική παράσταση της επιλεγμένης μεταβλητής η οποία παριστάνει χρωματικά το εύρος το τιμών που λαμβάνει η μεταβλητή κάθε μήνα.*
BoxPlot	*Γραφική παράσταση της επιλεγμένης μεταβλητής η οποία παρουσιάζει το εύρος των τιμών της για κάθε μήνα ξεχωριστά αλλά και ετησίως.*

Πίνακας 3.6 - Επιλογές γραφικών παραστάσεων της εφαρμογής DView



Εικόνα 3.18 - Εφαρμογή Dview

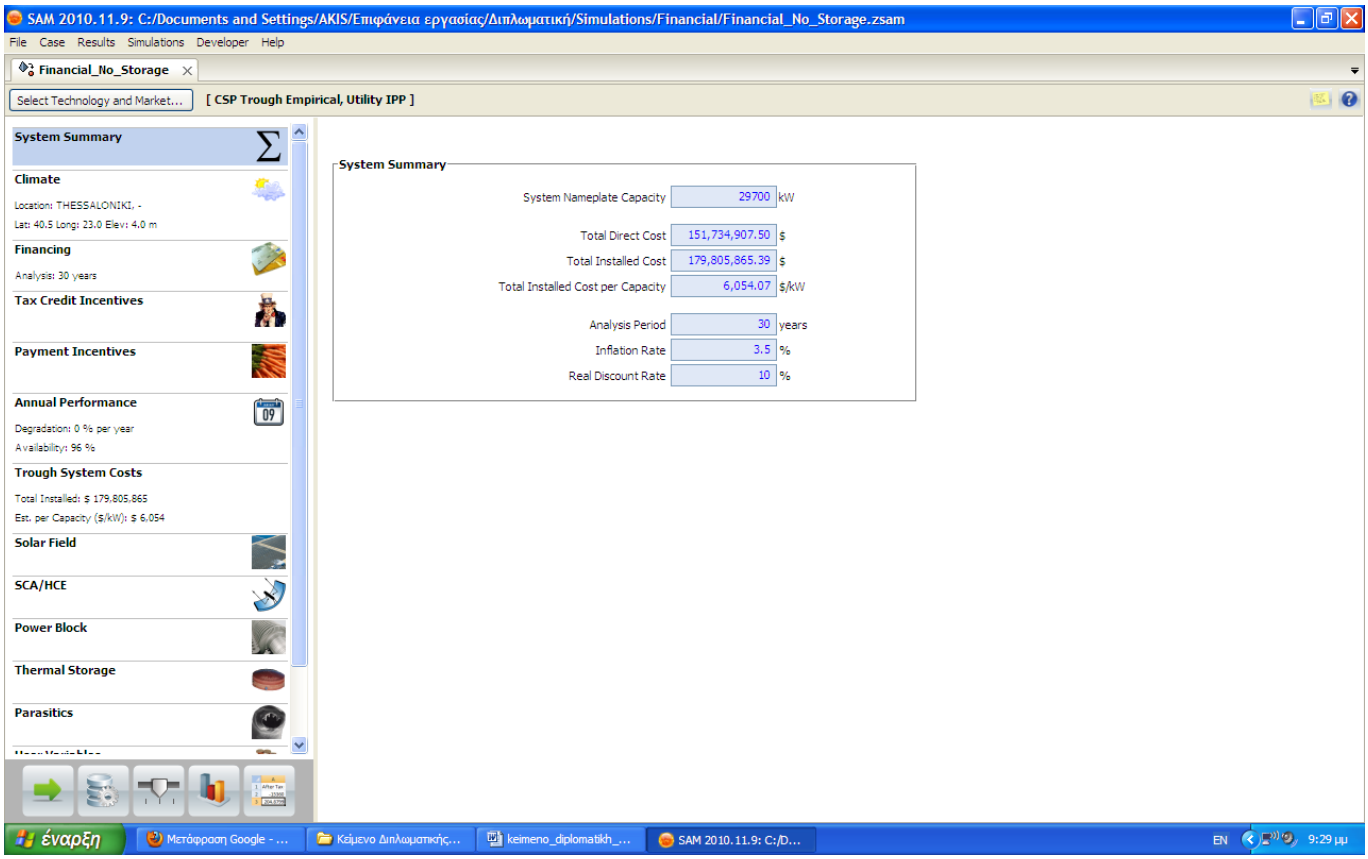
3.2.3 Αναλυτική περιγραφή των εισόδων (Inputs) που απαιτούνται για την επιλογή «Utility Market» [36]

Για να είναι ολοκληρωμένη μία μελέτη προσομοίωσης για ένα έργο εκτός από τις εκτιμήσεις για την παραγωγή, τις διαστάσεις, τις απώλειες κτλ θα πρέπει να περιλαμβάνει και οικονομοτεχνικές εκτιμήσεις για την περίοδο απόσβεσης του έργου, τα κατασκευαστικά και τα λειτουργικά του κόστη, την περίοδο αποπληρωμής του δανείου, τα τυχόν φορολογικές ελαφρύνσεις και τα κίνητρα που μπορεί να υπάρχουν κα. Για αυτό τον λόγο και η εφαρμογή του SAM εκτός από την επιλογή No Financial, η οποία προσομοιώνει μόνο το τεχνικό κομμάτι του έργου περιέχει επιπλέον και την επιλογή η οποία εκτός από τα τεχνικά χαρακτηριστικά του έργου εμπεριέχει και οικονομική ανάλυση.

Η επιλογή Utility Market περιέχει ακριβώς τα ίδια πεδία δεδομένων για τα τεχνικά χαρακτηριστικά (Climate, Solar Field, SCA/HCE, Power Block, Thermal Storage, Parasitics) με την επιλογή No Financial, τα οποία περιγράφονται εκτενώς στην ενότητα 3.2.1. Τα επιπλέον πεδία δεδομένων τα οποία χρησιμοποιούνται για την οικονομοτεχνική μελέτη είναι:

System Summary

Το συγκεκριμένο πεδίο περιλαμβάνει κάποια γενικά στοιχεία για το έργο όπως την ονομαστική ισχύ του, το συνολικό άμεσο κόστος, το κόστος εγκατάστασης, το κόστος ανά kW, την περίοδο της οικονομικής ανάλυσης, τον πληθωρισμό και το ποσοστό των ελαφρύνσεων. Όπως είναι φυσιολογικό όλα τα παραπάνω μεγέθη παράγονται από την εφαρμογή ανάλογα με τις εισόδους των άλλων πεδίων εισαγωγής δεδομένων και δεν είναι διαχειρίσιμα (άμεσα) από τον χρήστη.



Εικόνα 3.19 - Πεδίο εισαγωγής δεδομένων System Summary

Financing

Το συγκεκριμένο πεδίο περιλαμβάνει μεταβλητές που αφορούν την δανειοδότηση του έργου οι οποίες περιλαμβάνουν τα μεγέθη και τον αριθμό των δανείων που έχουν ληφθεί καθώς και τα επιτόκια και ο χρόνος αποπληρωμής τους. Επίσης περιέχει και τους διάφορους φορολογικούς συντελεστές που επιβαρύνουν οικονομικά την λειτουργία του έργου. Όλα τα παραπάνω στοιχεία χρησιμοποιούνται από τη εφαρμογή για τον υπολογισμό του λειτουργικού κόστους, της περιόδου απόσβεσης του έργου, των κερδών κτλ.

Το υποπεδίο General περιλαμβάνει την περίοδο ανάλυσης(Analysis Period) η οποία αντιστοιχεί στον αριθμό των ετών που καλύπτονται από την ανάλυση και συνήθως ισοδυναμεί με την "ζωή" του έργου ή τη των επενδύσεων. Επίσης περιέχει τον δείκτη του πληθωρισμού(Inflation Rate) ο οποίος είναι ο ετήσιος ρυθμός μεταβολής των τιμών, με βάση ένα δείκτη τιμών. Το SAM χρησιμοποιεί το ποσοστό πληθωρισμού για τον υπολογισμό της αξίας των δαπανών από το δεύτερο έτος λειτουργίας του έργου και έπειτα. Τέλος στο συγκεκριμένο υποπεδίο υπάρχει και το πραγματικό προεξοφλητικό επιτόκιο (Real Discount Rate) το οποίο εκφράζεται ως ετήσιο ποσοστό και χρησιμοποιείται από το SAM για τον υπολογισμό του ετήσιου κόστους του έργου.

Το υποπεδίο Taxes and Insurance περιλαμβάνει το ομοσπονδιακό ποσοστό φορολογίας (Federal Tax) και το κρατικό ποσοστό (State Tax). Οι συγκεκριμένοι φορολογικοί συντελεστές εφαρμόζονται επί των εξόδων εγκατάστασης όλων των έργων και προσμετρούνται από την εφαρμογή ως λειτουργικά κόστη. Στην περίπτωση της Ελλάδας, για παράδειγμα, στην οποία δεν υφίσταται ομοσπονδιακή νομοθεσία μπορούμε να μηδενίσουμε το αντίστοιχο ποσοστό. Επίσης σε περίπτωση κατά την οποία θα υπήρχε τυχόν φορολογία (ορισμένοι δήμοι στην Ελλάδα επιβάλουν ένα τέλος 3% επί των εξόδων) από την τοπική αυτοδιοίκηση (δήμο ή περιφέρεια) θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί το πεδίο Federal Tax για την εισαγωγή του συγκεκριμένου φόρου.

Επιπλέον περιέχει τον φόρο ακίνητης περιουσίας (Property Tax) ο οποίος χρησιμοποιείται αρχικά από την εφαρμογή για τον προσδιορισμό του συνολικού κόστους αλλά και για τον υπολογισμό της φορολογίας κάθε έτους. Όπως και τον φόρο επί των πωλήσεων (Sales Tax) ο οποίος εφαρμόζεται επί των πωλήσεων ηλεκτρικής ενέργειας και προσμετράτε από την εφαρμογή ως μεταβλητά λειτουργικά κόστη. Τέλος στο συγκεκριμένο υποπεδίο εμπεριέχεται και η ασφάλιση (Insurance) η οποία εκφράζεται ως ποσοστό στο συνολικό κόστος του έργου και το ετήσιο κόστος της προσμετράτε στα λειτουργικά έξοδα.

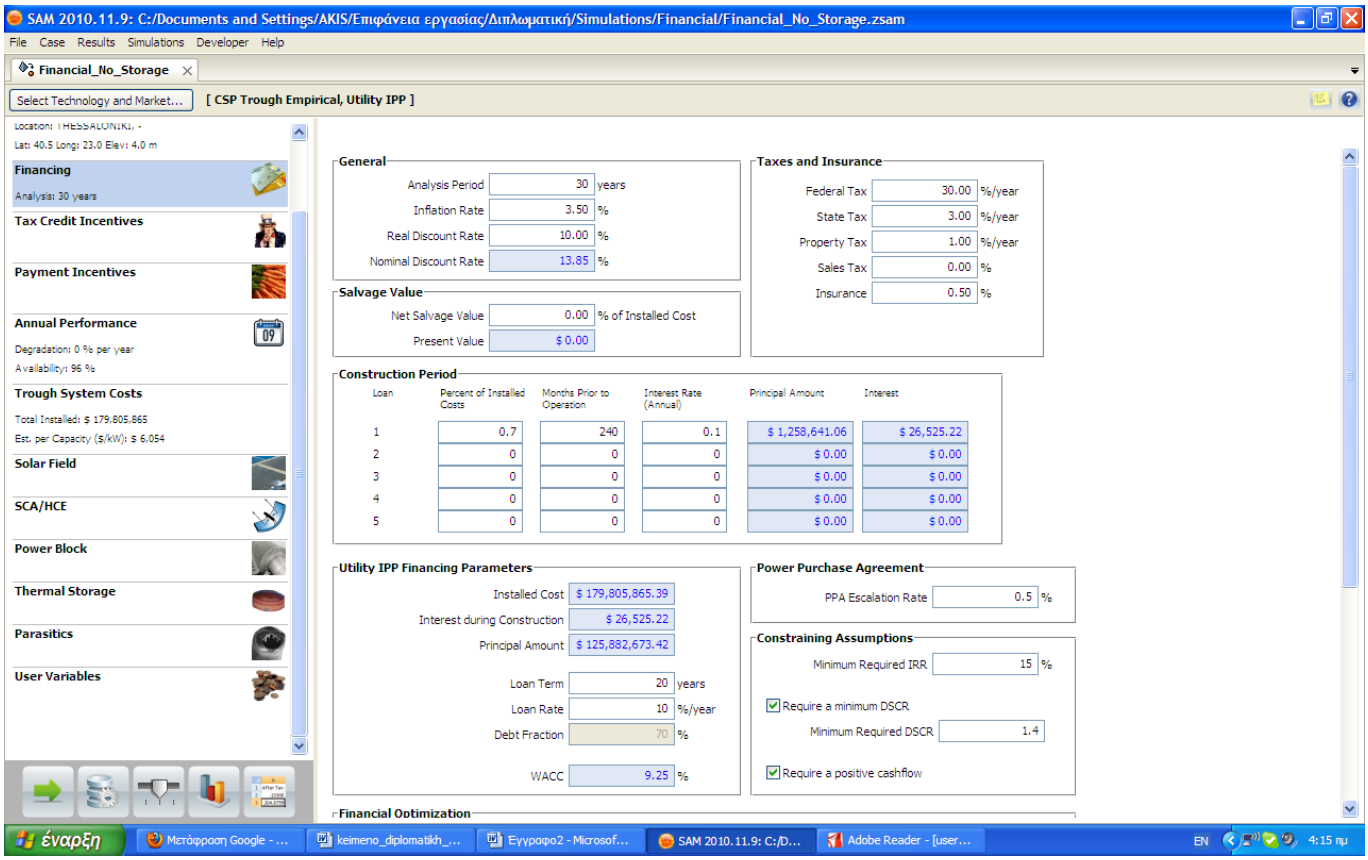
Η εφαρμογή του SAM στο υποπεδίο (Salvage Value) ορίζει την υπολειμματική αξία του έργου (δηλ. τα έσοδα του έργου κατά το τελευταίο έτος της ταμειακής ροής του) και υπολογίζει την τιμή ως ποσοστό της συνολικού κόστους. Το συγκεκριμένο μέγεθος χωρίζεται σε Net Salvage Value ως ποσοστό της συνολικής εγκατεστημένης κόστους του έργου και Real Value η υπολειμματική αξία που εκφράζονται ως απόλυτος αριθμός.

Στο υποπεδίο Construction Period η εφαρμογή μας επιτρέπει να καθορίσουμε τις παραμέτρους για τα δάνεια τα οποία θα χρειαστούν για την κατασκευή του έργου. Ο μέγιστος αριθμός δανείων που υποστηρίζει η εφαρμογή είναι τα 5 δάνεια. Οι τόκοι του δανείου κατασκευής συσσωρεύονται κατά τη διάρκεια της κατασκευής του έργου πριν από την έναρξη της περιόδου ανάλυσης. Το SAM για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους του κεφαλαίου, προσθέτει το σύνολο των τόκων, των δανείων που χρησιμοποιήθηκαν για την εγκατάσταση του έργου. Το ποσοστό κόστους εγκατάστασης (Percent of Installed Cost) επιτρέπει στον χρήστη να ορίσει το ποσό κάθε δάνειου ως ποσοστό του συνολικού κόστους εγκατάστασης. Η μεταβλητή μήνες αποπληρωμής (Months Prior to Operation) καθορίζει την διάρκεια κάθε δανείου σε μήνες και το ετήσιο επιτόκιο (Interest Rate) ορίζει τους τόκους κάθε δανείου ως ετήσιο ποσοστό του αρχικού ποσού. Τέλος η εφαρμογή υπολογίζει αυτόματα το ακριβείς ποσό του δανείου με βάση το ποσοστό που έχει εισάγει ο χρήστης στην μεταβλητή Percent of Installed Cost, το

οποίο παρατίθεται στην μεταβλητή Principal Amount και το σύνολο των τόκων που θα χρειαστεί να καταβάλει για το συγκεκριμένο δάνειο ο επενδυτής το οποίο παρατίθεται στην μεταβλητή Interest.

Η περίοδος αποπληρωμής των δανείων (Loan Term) και το ετήσιο επιτόκιο του (Loan Rate) καθορίζονται και στο υποπεδίο Utility IPP Financing Parameters. Επιπλέον στο συγκεκριμένο υποπεδίο η εφαρμογή υπολογίζει το συνολικό κόστος εγκατάστασης (Installed Cost), το συνολικό ποσό των τόκων του δανείου (Interest during Constructions) και το αρχικό κεφάλαιο (Principal Amount) που χρησιμοποιήθηκε για την κάλυψη των εξόδων εγκατάστασης (το οποίο προέρχεται από δανειοδότηση).

Σε πολλές χώρες ανάλογα και με την εκάστοτε νομοθεσία υπάρχουν κάποιες φορολογικές εκπτώσεις οι οποίες λειτουργούν ως κίνητρα. Η εφαρμογή για την μοντελοποίηση αυτού του κομματιού των κινήτρων παρέχει δύο υποπεδία το Federal Depreciation και το State Depreciation με 4 επιλογές(το καθένα) με κάποιες από τις δημοφιλέστερες εκδοχές φορολογικών κινήτρων που υπάρχουν ανά τον κόσμο και μία επιλογή για την δημιουργία από την αρχή ενός πίνακα με τους συντελεστές των φορολογικών εκπτώσεων. Ο διαχωρισμός σε Federal και State γίνεται κυρίως για να υφίσταται ο διαχωρισμός της τοπική αυτοδιοίκηση από το κεντρικό κράτος σε επίπεδο νομοθεσίας, φορολογίας κτλ. Οι επιλογές αυτές είναι, η No Depreciation με βάση την οποία δεν υπάρχουν φορολογικές εκπτώσεις για το έργο. Η MACRS Mid-Quarter Convention με βάση την οποία υπάρχει έκπτωση φόρου εκφρασμένη ως ποσοστό της συνολικής εγκατεστημένης κόστους, ισχύει και για τα πρώτα χρόνια της ζωής του έργου ως εξής: 35%, 26%, 15,6%, 11,01%, 11,01% και 1,38%. Η MACRS Half-Year Convention με βάση την οποία υπάρχει έκπτωση φόρου εκφρασμένη ως ποσοστό της συνολικής εγκατεστημένης κόστους, ισχύει και για τα πρώτα χρόνια της ζωής του έργου ως εξής: 20%, 32%, 19,2%, 11,52%, 11,52% και 5,76% και η Straight Line επιλογή η οποία παρέχει φορολογική έκπτωση 20% του συνολικού κόστος εγκατάστασης και ισχύει για τον αριθμό των ετών που καθορίζει ο χρήστης, αρχής γενομένης από το πρώτο έτος της ζωής του έργου.



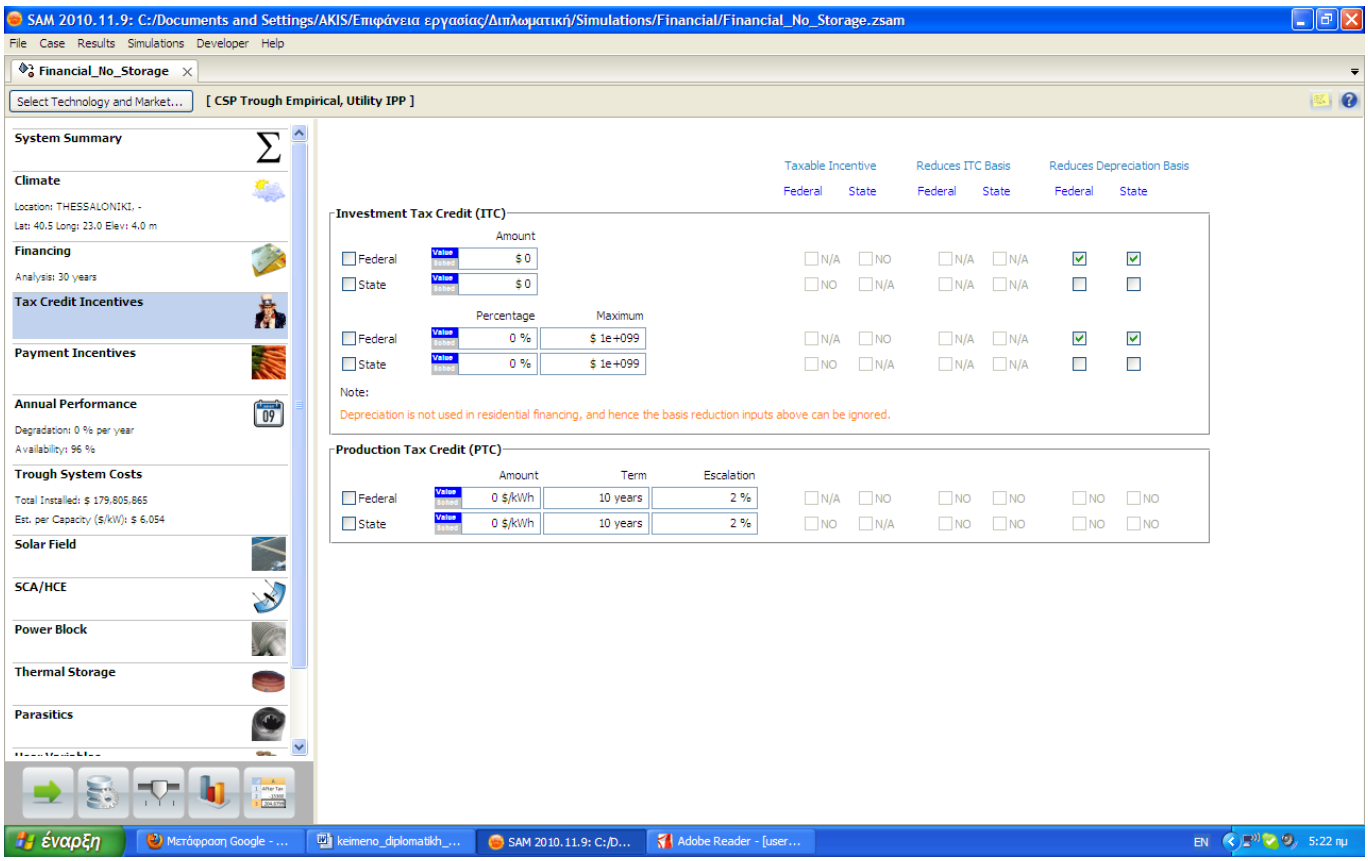
Εικόνα 3.20 - Πεδίο εισαγωγής δεδομένων Financing

Tax Credit Incentives

Στο πεδίο Tax Credit Incentives η εφαρμογή επιτρέπει στον χρήστη να ορίσει τις παραμέτρους για φορολογικές ελαφρύνσεις λόγω επένδυσης(ITC) ή λόγω παραγωγής (PTC)οι οποίες παρέχονται είτε από την ομοσπονδιακή(Federal) κυβέρνηση, είτε από το κεντρικό κράτος(State), ή και από τα δύο. Σε κάθε έκπτωση φόρου που ορίζει ο χρήστης, μπορεί να καθορίσει αν τα ποσά έκπτωσης φόρου φορολογούνται, και πώς η πιστώσεις φόρου επηρεάζουν την απόσβεση. Μια πίστωση φόρου είναι ένα ποσό που αφαιρείται από το φόρο εισοδήματος του έργου. Το SAM εμφανίζει φορολογικές πιστώσεις και πληρωμές φόρου εισοδήματος στην ταμειακή ροή του έργου και στα γραφήματα και τους πίνακες αποτελεσμάτων.

Στο υποπεδίο Investment Tax Credit (ITC) ορίζονται οι φορολογικές ελαφρύνσεις λόγω επενδύσεων. Μια έκπτωση φόρου λόγω επενδύσεων μειώνει την ετήσια φορολογική υποχρέωση του έργου από τον 2ο χρόνο και έπειτα. Το SAM επιτρέπει στην ITC να εκφράζεται είτε ως ένα σταθερό ποσό είτε ως ποσοστό της συνολικού κόστους του έργου. Για κάθε ITC που ισχύει για το έργο πρέπει να καθοριστεί εάν επρόκειτο για ομοσπονδιακή ή κρατική η έκπτωση φόρου και επίσης με ποιόν τρόπο θα είναι εκφρασμένη, ως σταθερό ποσό ή ως ποσοστό επί του συνολικού κόστος εγκατάστασης. Η μεταβλητή Amount αντιπροσωπεύει το σταθερό ποσό της έκπτωσης φόρου σε δολάρια. Η μεταβλητή Percentage αντιπροσωπεύει το ποσό της έκπτωσης φόρου εκφρασμένο ως ποσοστό του συνολικού κόστους εγκατάστασης. Τέλος η μεταβλητή Maximum εκφράζει το ανώτατο όριο της έκπτωσης φόρου σε δολάρια. Για τις εκπτώσεις φόρου χωρίς όρια, θα πρέπει ο χρήστης να πληκτρολογήσει την τιμή 1e+099.

Στο υποπεδίο Production Tax Credit (PTC) ορίζονται οι φορολογικές ελαφρύνσεις λόγω παραγωγής. Μια έκπτωση φόρου λόγω παραγωγής μειώνει την ετήσια φορολογική υποχρέωση του έργου από τον 2ο έτος μέχρι και το έτος το οποίο καθορίζει η μεταβλητή Term. Για κάθε PTC που ισχύει για το έργο πρέπει να καθοριστεί εάν επρόκειτο για ομοσπονδιακή ή κρατική η έκπτωση φόρου και επίσης να καθοριστεί το ποσό της έκπτωσης, το χρονικό διάστημα και το ετήσιο ποσοστό κλιμάκωσης. Η μεταβλητή Amount αντιπροσωπεύει το ποσό της έκπτωσης φόρου παραγωγή ως συνάρτηση της συνολικής ηλεκτρικής ισχύος του συστήματος κατά το πρώτο χρόνο και εκφράζεται σε δολάρια ανά κιλοβατώρα παραγωγής ρεύματος. Η μεταβλητή Term εκφράζει τον αριθμό των ετών, αρχής γενομένης από το έτος 1, που θα ισχύει η έκπτωση φόρου. Τέλος η μεταβλητή Escalation εκφράζει τον ετήσιο ρυθμό κλιμάκωσης που ισχύει για την έκπτωση φόρου. Το SAM εφαρμόζει το ποσοστό κλιμάκωσης από τα 2 έτη και αργότερα στην ταμειακή ροή. Για παράδειγμα, για την έκπτωση φόρου με διάρκεια δέκα χρόνων και δύο τοις εκατό ποσοστό κλιμάκωσης, η πίστωση φόρου στο έτος 2 θα είναι 2% μεγαλύτερος από το έτος 1, και το έτος 3, 2% μεγαλύτερο από το έτος 2, και ούτω καθεξής.



Εικόνα 3.21 - Πεδίο εισαγωγής δεδομένων Tax Credit Incentives

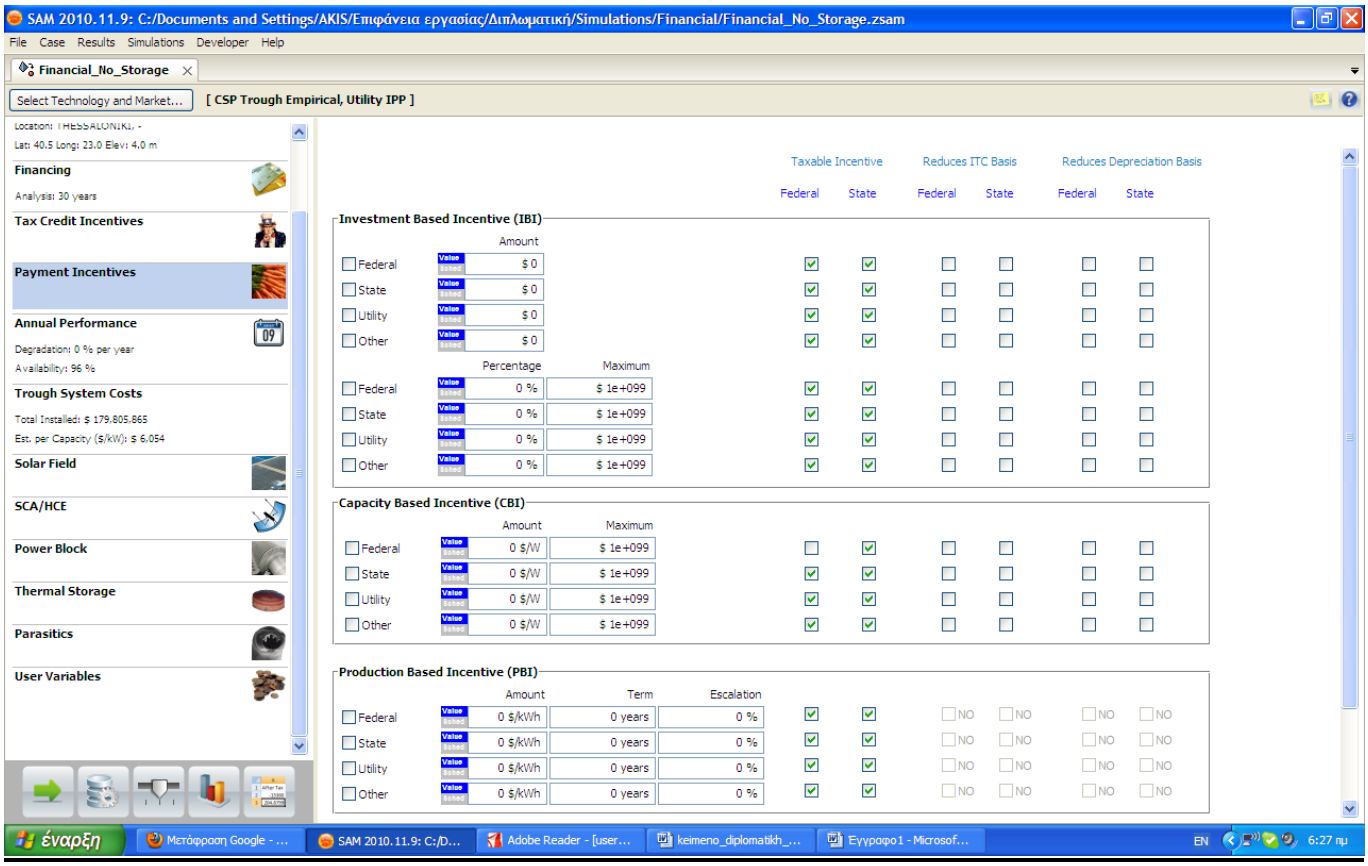
Payment Incentives

Το πεδίο Payment Incentives επιτρέπει στον χρήστη να ορίσει επιπλέον (πέρα από τα φορολογικά) επενδυτικά κίνητρα (IBI), κίνητρα λόγω της ονομαστικής ισχύος του συστήματος σε watt (CBI) και κίνητρα λόγω παραγωγής (PBI) τα οποία παρέχονται είτε από την ομοσπονδιακή κυβέρνηση είτε από το κεντρικό κράτος είτε από μια ηλεκτρική εταιρεία ή άλλο οργανισμό. Ένα κίνητρο είναι ένα ποσό που καταβάλλεται για το έργο και συμβάλλει στα ετήσια έσοδα σε ένα ή περισσότερα έτη της ταμειακής ροής. Το SAM εμφανίζει τα κίνητρα πληρωμών στην ταμειακή ροή του έργου στα γραφήματα στην σελίδα των αποτελεσμάτων.

Στο υποπεδίο Investment Based Incentive (IBI) ορίζονται τα κίνητρα λόγω επενδύσεων στα οποία η εφαρμογή επιτρέπει να εκφράζονται είτε ως ένα σταθερό ποσό είτε ως ποσοστό επί του συνόλου του κόστους εγκατάστασης του έργου. Για κάθε IBI που ισχύει για το έργο πρέπει να καθοριστεί εάν επρόκειτο για ομοσπονδιακή ή κρατική ή επιχορήγηση από τρίτο και επίσης με ποιόν τρόπο θα είναι εκφρασμένη, ως σταθερό ποσό ή ως ποσοστό επί του συνολικού κόστος εγκατάστασης. Η μεταβλητή Amount αντιπροσωπεύει το σταθερό ποσό της επιχορήγησης σε νομισματικές μονάδες. Η μεταβλητή Percentage αντιπροσωπεύει το ποσό της επιχορήγησης εκφρασμένη ως ποσοστό του συνολικού κόστους εγκατάστασης. Τέλος η μεταβλητή Maximum εκφράζει το ανώτατο όριο της επιχορήγησης φόρου σε δολάρια. Για τις επιχορηγήσεις χωρίς όρια, θα πρέπει ο χρήστης να πληκτρολογήσει την τιμή 1e+099.

Στο υποπεδίο Capacity Based Incentive (CBI) ορίζονται τα κίνητρα λόγω της ονομαστικής ισχύος του συστήματος σε watt στα οποία η εφαρμογή επιτρέπει να εκφράζονται ως ένα σταθερό ποσό. Η μεταβλητή Amount αντιπροσωπεύει το σταθερό ποσό της επιχορήγησης σε δολάρια και η μεταβλητή Maximum εκφράζει το ανώτατο όριο της επιχορήγησης φόρου σε δολάρια. Για τις επιχορηγήσεις χωρίς όρια, θα πρέπει ο χρήστης να πληκτρολογήσει την τιμή 1e+099. Στο υποπεδίο Production Based Incentive (PBI) ορίζονται τα κίνητρα λόγω παραγωγής Για κάθε PBI που ισχύει για το έργο πρέπει να

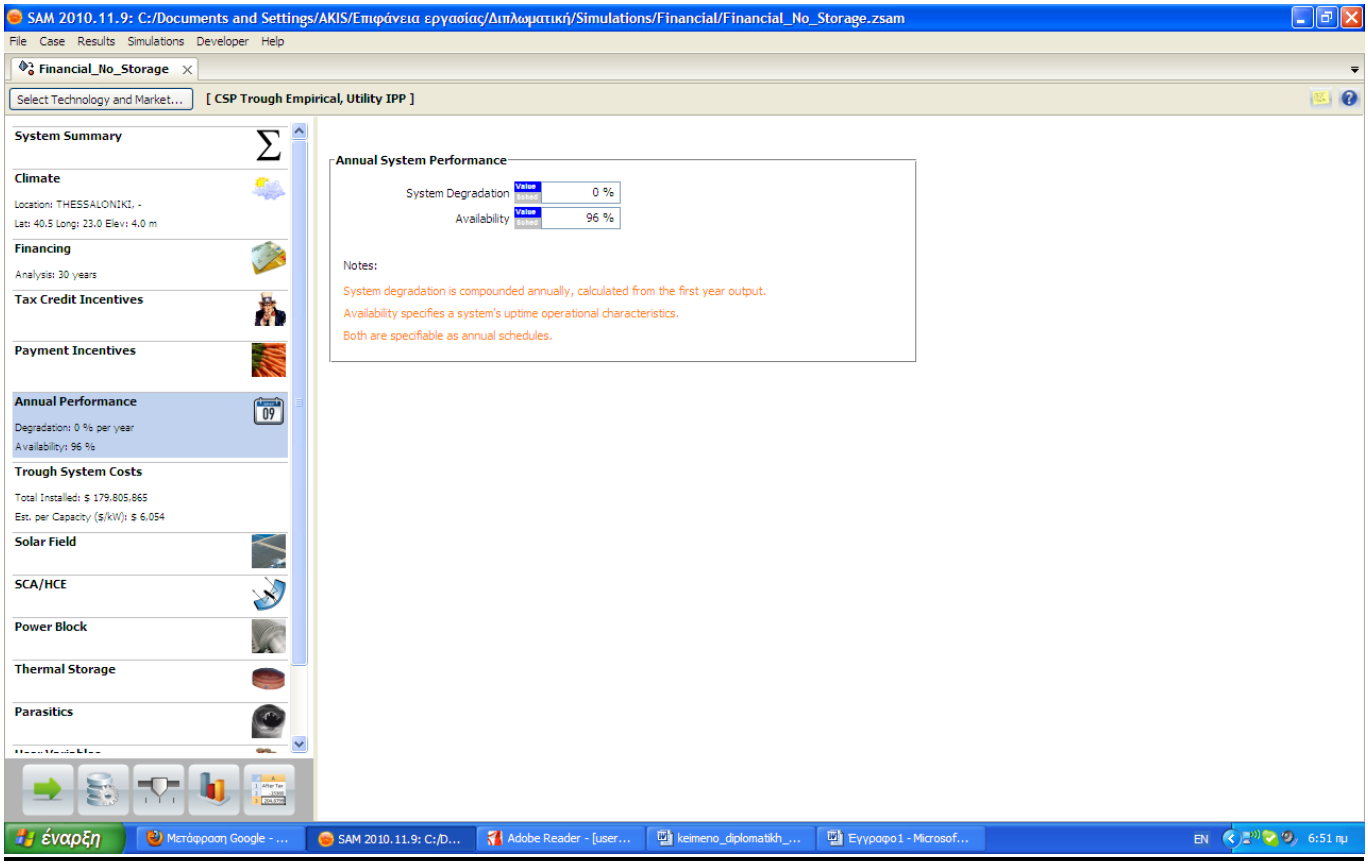
καθοριστεί εάν επρόκειτο για ομοσπονδιακή ή κρατική ή επιχορήγηση από τρίτο και επίσης να καθοριστεί το ποσό της επιχορήγησης, το χρονικό διάστημα και το ετήσιο ποσοστό κλιμάκωσης. Η μεταβλητή Amount αντιπροσωπεύει το ποσό της επιχορήγησης λόγω παραγωγής ως συνάρτηση της συνολικής ηλεκτρικής ισχύος του συστήματος κατά το πρώτο χρόνο και εκφράζεται σε δολάρια ανά κιλοβατώρα παραγωγής ρεύματος. Η μεταβλητή Term εκφράζει τον αριθμό των ετών, αρχής γενομένης από το έτος 1, που θα ισχύει η επιχορήγηση. Τέλος η μεταβλητή Escalation εκφράζει τον ετήσιο ρυθμό κλιμάκωσης που ισχύει για την επιχορήγηση. Το SAM εφαρμόζει το ποσοστό κλιμάκωσης από τα 2 έτη και αργότερα στην ταμειακή ροή. Για παράδειγμα, για την επιχορήγηση με διάρκεια δέκα χρόνων και δύο τοις εκατό ποσοστό κλιμάκωσης, η επιχορήγηση στο έτος 2 θα είναι 2% μεγαλύτερη από το έτος 1, και το έτος 3, 2% μεγαλύτερη από το έτος 2, και ούτω καθεξής.



Εικόνα 3.22 - Πεδίο εισαγωγής δεδομένων Payment Incentives

Annual Performance

Το πεδίο Annual System Performance εμφανίζει μεταβλητές που επηρεάζουν συνολική ετήσια ηλεκτρική απόδοση του συστήματος. Το SAM υπολογίζει τους παράγοντες απόδοσης και την ετήσια συνολική ηλεκτρική απόδοση με το ωριαίο μοντέλο προσομοίωσης. Ο χρήστης μπορεί να εισάγει τους ετήσιους παράγοντες απόδοσης είτε ως μία μόνο τιμή, είτε ως μια σειρά τιμών που ισχύουν για κάθε χρόνο στη ζωή του έργου. Η μεταβλητή System Degradation αντιπροσωπεύει τον ρυθμό υποβάθμισης του συστήματος βάση του οποίου εκφράζεται η ετήσια μείωση στην ηλεκτρική ισχύ του συστήματος. Η εφαρμογή περιλαμβάνει το ποσοστό αποδόμησης του συστήματος στην συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από το έτος 2 και αργότερα. Τέλος η μεταβλητή Availability αντιπροσωπεύει την διαθεσιμότητα για προσωρινή παύση λειτουργίας λόγω των προγραμματισμένεων διακοπών λειτουργίας. Το SAM υπολογίζει κάθε ώρα ηλεκτρικής ισχύος AC από τον παράγοντα διαθεσιμότητας του συστήματος. . Η προεπιλεγμένη τιμή για τα συστήματα συγκέντρωσης ηλιακής ενέργειας είναι 96% ως αποτέλεσμα τη μείωσης κατά 4% της παραγωγής.



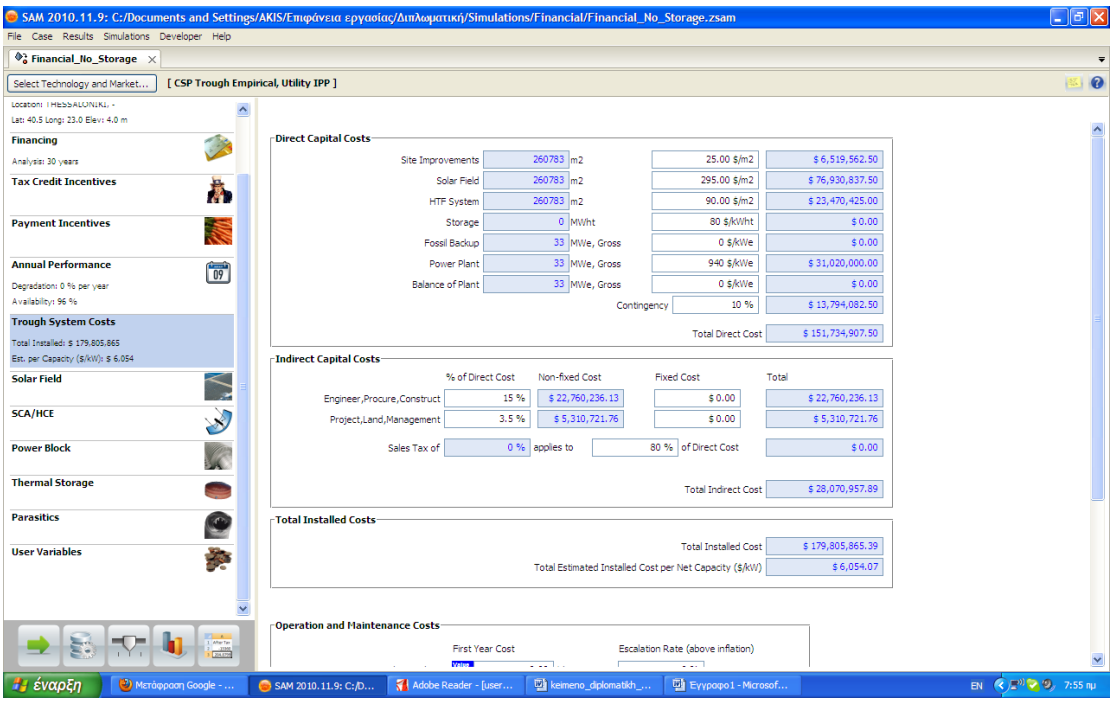
Εικόνα 3.23 - Πεδίο εισαγωγής δεδομένων Annual Performance

Trough System Costs

Το πεδίο Trough System Costs περιλαμβάνει τα κόστη από τα επιμέρους τμήματα του εργοστασίου (Solar Field, HTF, Thermal Storage, Power Plant κτλ). Το υποπεδίο Direct Capital Cost περιλαμβάνει το άμεσο κόστος σε δολάρια ανά τετραγωνικό μέτρο της ηλιακής χρησιμοποιούμενης έκτασης (Site Improvements), του ηλιακού πεδίου (Solar Field), του συστήματος θερμο-απορροφητικού υγρού (HTF).Όπως επίσης το άμεσο κόστος σε δολάρια ανά κιλοβάτ της θερμικής αποθήκευσης (Thermal Storage), των ορυκτών καυσίμων (Fossil Backup), του ατμοστρόβιλου (Power Plant) και (Balance Plant). Με βάση τα παραπάνω στοιχεία και τα δεδομένα τα οποία έχει εκχωρήσει ο χρήστης στο κομμάτι όπου περιγράφονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά(βλ. ενότητα 3.2.1) η εφαρμογή υπολογίζει το κόστος για κάθε ένα από τα παραπάνω τμήματα του εργοστασίου.

Το υποπεδίο Indirect Capital Cost περιλαμβάνει τα έμμεσα κόστη του εργοστασίου. Ένα έμμεσο κόστος είναι συνήθως κάτι που δεν μπορεί να ταυτιστεί με ένα συγκεκριμένο κομμάτι του εξοπλισμού ή της εγκατάστασης. Ποιο συγκεκριμένα αυτό το πεδίο περιλαμβάνει τις δαπάνες οι δαπάνες που συνδέονται με τον σχεδιασμό και την κατασκευή του έργου (Engineer, Procure, Construct), και τις δαπάνες που συνδέονται με την αγορά γης (Project, Land, Miscellaneous) τις οποίες το SAM τις υπολογίζει ως ποσοστό επί του άμεσου κόστους. Επιπλέον εμπεριέχει το ποσοστό φόρου επί των πωλήσεων (Sales Tax) με βάση το οποίο το SAM υπολογίζει το συνολικό φόρο επί των πωλήσεων από τον πολλαπλασιασμό του συντελεστή φόρου επί των πωλήσεων που αναφέρεται στο πεδίο Financing και το συνολικό έμμεσο κόστος (Total Indirect Cost) το οποίο είναι το άθροισμα του EPC κόστους, του PLM, καθώς και του φόρου επί των πωλήσεων.

Τέλος στο υποπεδίο Total Installed Cost η εφαρμογή αθροίζει το άμμεσο και το έμμεσο κόστος και υπολογίζει το συνολικό κόστος εγκατάστασης (Total Installed Cost) και έπειτα το διαιρεί με την ονομαστική ισχύς του συστήματος για να υπολογίσει το συνολικό κόστος εγκατάστασης ανά χωρητικότητα (Total Installed Cost per Capacity).



Εικόνα 3.24 - Πεδίο εισαγωγής δεδομένων Trough System Costs

3.2.4 Αναλυτική περιγραφή των παραγόμενων Εξόδων (Outputs) της παραπάνω εφαρμογής «Utility Market» κατά την εκτέλεση της

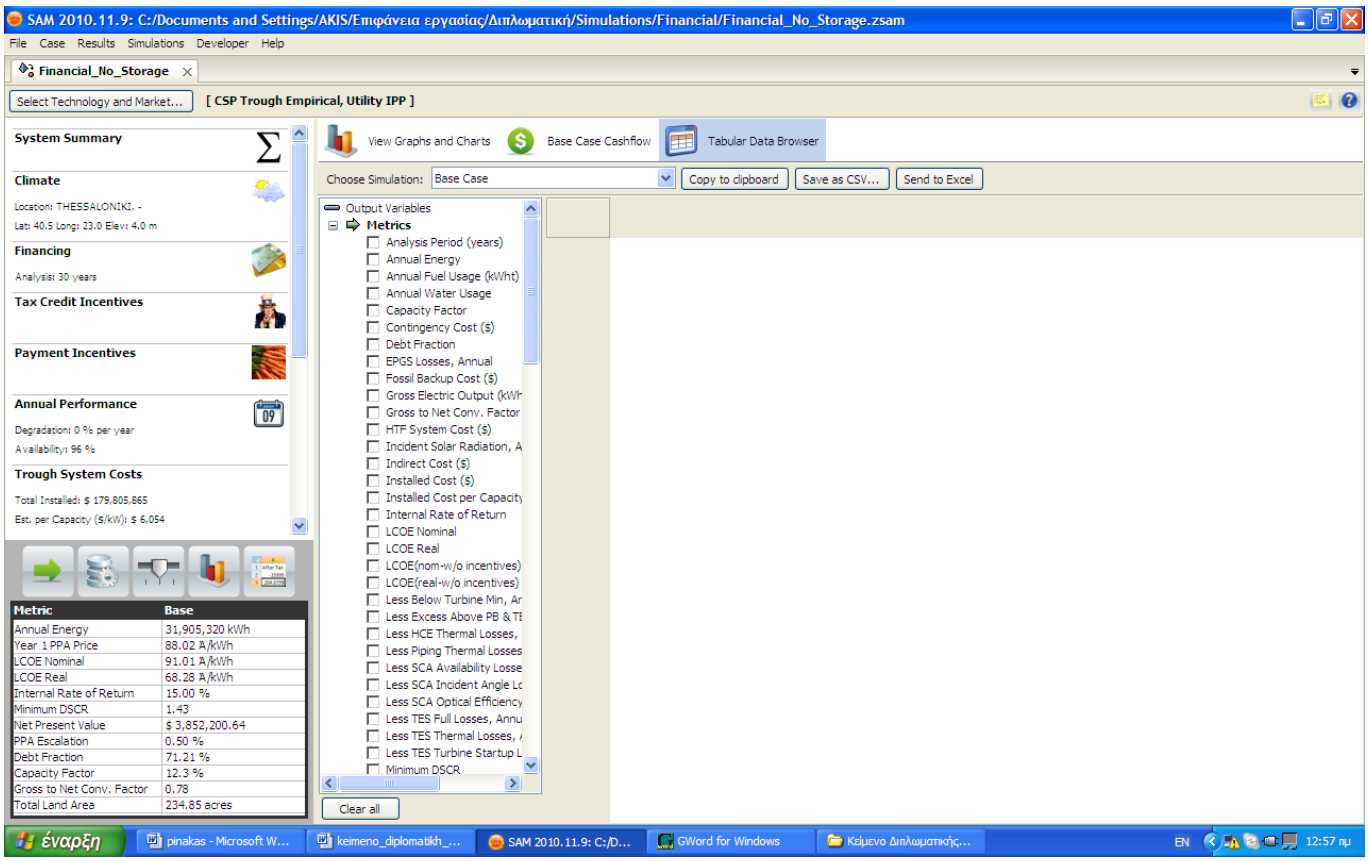
Εφόσον έχουμε ολοκληρώσει την διαδικασία επιλογής των κατάλληλων εισόδων, οι οποίες περιγράφουν το έργο μας στο τεχνικό και το οικονομικό του κομμάτι, προχωράμε στην "προσομοίωση" και την συλλογή των αποτελεσμάτων. Η εφαρμογή του SAM με την επιλογή Utility Market μας παρέχει μία πληθώρα εξόδων, σε πάρα πολύ μεγάλη ανάλυση, βάση τα οποία μπορούμε να κάνουμε αρκετά ακριβείς προβλέψεις και να έχουμε μία ικανοποιητική εικόνα για όλες τις παραμέτρους του έργου συμπεριλαμβανομένου και όλων των οικονομοτεχνικών στοιχείων. Ας ρίξουμε λοιπόν μια αναλυτικότερη ματιά στις εξόδους τις Utility Market εφαρμογής.

Ο παρακάτω πίνακα περιέχει τα δεδομένα εξόδου της εφαρμογής υπολογισμένα σε ετήσια βάση (Annual).

Όνομα Μεταβλητής	**Περιγραφή**
Gross Electric Output (kWh), Annual	*Ετήσια ακαθάριστη παραγωγή ηλέκτρ.ενέργειας(kWh).*
Annual Water Usage	*Ετήσια κατανάλωση νερού(m^3).*
Annual Fuel Usage (kWht)	*Ετήσια κατανάλωση καυσίμου(kWht).*
Gross to Net Conv. Factor	*Συντελεστής ακαθάριστης ηλέκτ.ενέργειας.*
Annual Incident Solar Radiation*(W/m^2), Annual	*Ετήσια προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία.*
EPGS Losses, Annual	*Ετήσιες τιμές απωλειών θερμότητας από τα διάφορα τμήματα του εργοστασίου.*
Less Below Turbine Min, Annual	
Less HCE Thermal Losses, Annual	
Less Excess Above PB & TES, Annual	
Less Piping Thermal Losses, Annual	
Less SCA Availability Losses, Annual	
Less SCA Incident Angle Losses, Annual	

Less SCA Optical Efficiency Losses, Annual	
Less TES Full Losses, Annual	
Less TES Thermal Losses, Annual	
Less TES Turbine Startup Losses, Annual	
Net Electric Output (kWh), Annual	*Ετήσια παραγωγή ηλέκτρ.ενέργειας.*
Thermal Energy From SF, Annual	*Ετήσια παραγωγή θερμ.ενέργειας από το τμήμα των κατόπτρων (**Solar Field**).*
Thermal Energy to Power Block, Annual	*Ετήσια παραγωγή θερμ.ενέργειας από την τουρμπίνα.*
Total Land Area	*Συνολική έκταση του έργου.*
Analysis Period (years)	*Περίοδος οικονομικής ανάλυσης(έτη).*
Capacity Factor	*Συντελεστής ισχύος.*
Contingency Cost ($)	*Απρόβλεπτα κόστη($).*
Debt Fraction	*Λόγος χρέους προς συνολικό κόστος(%).*
Fossil Backup Cost ($)	*Κόστος καυσίμων($).*
Gross Electric Output (kWh), Annual	*Ετήσια ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας(kWh).*
HTF System Cost ($)	*Κόστος θερμο-απορροφητικού υγρού($).*
Indirect Cost ($)	*Έμμεσο κόστος($).*
Installed Cost ($)	*Κόστος εγκατάστασης($).*
Internal Rate of Return	*Συντελεστής εσωτερικής απόδοσης του συστήματος(%).*
Installed Cost per Capacity ($/kW)	*Κόστος εγκατάστασης ανά κιλοβατώρα($/kW).*
LCOE Nominal	*Ονομαστική κλίμακα κόστους της ενέργειας.*
LCOE Real	*Πραγματική κλίμακα κόστους της ενέργειας*
LCOE(nom-w/o incentives)	*Ονομαστική κλίμακα κόστους της ενέργειας χωρίς τα κίνητρα που παρέχονται για την επένδυση.*
LCOE(real-w/o incentives)	*Πραγματική κλίμακα κόστους της ενέργειας χωρίς τα κίνητρα που παρέχονται για την επένδυση.*
Year 1 kWh/kW	Κιλοβατώρα ανά μετρικό κιλοβάτ-έτους είναι η ετήσια ηλεκτρική παραγωγή κατά το πρώτο έτος.
Year 1 PPA Price	Τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας κατά τον πρώτο χρόνο.
Thermal Storage Cost ($)	*Κόστος θερμικής αποθήκευσης($).*
Solar Field Cost ($)	*Κόστος του τμήματος των ηλιακών συλλεκτων($).*
Site Cost ($)	*Κόστος οικοπέδου($).*
Sales Tax Deduction	*Έκπτωση στον φόρο επί των πωλήσεων($).*
Sales Tax	*Φόρος επί των πωλήσεων($).*
Present Value of O and M ($)	*Παρόν κόστος* λειτουργίας και συντήρησης.
Present Value of Ins. and Prop. Tax ($)	Παρόν κόστος της ασφάλισης και του φόρου ακίνητης περιουσίας($).
Power Plant Cost ($)	Κόστος ανά μεγαβάτ της ονομαστικής ισχύος του ατμοστροβίλου συμπεριλαμβανομένου και του κόστους του εξοπλισμού και της εργασίας($).
PPA Escalation	Ποσοστό κλιμάκωσης της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από το πρώτο έτος και έπειτα.
Net Present Value	*Καθαρή παρούσα αξία του έργου.*
Minimum DSCR	Ελάχιστη τιμή του δείκτης κάλυψης του χρέους σε όλη την διάρκεια ζωής του έργου.
Annual Energy	*Ετήσια παραγωγή ενέργειας(kWh).*

Πίνακας 3.7 - Δεδομένα εξόδου της εφαρμογής υπολογισμένα σε ετήσια βάση

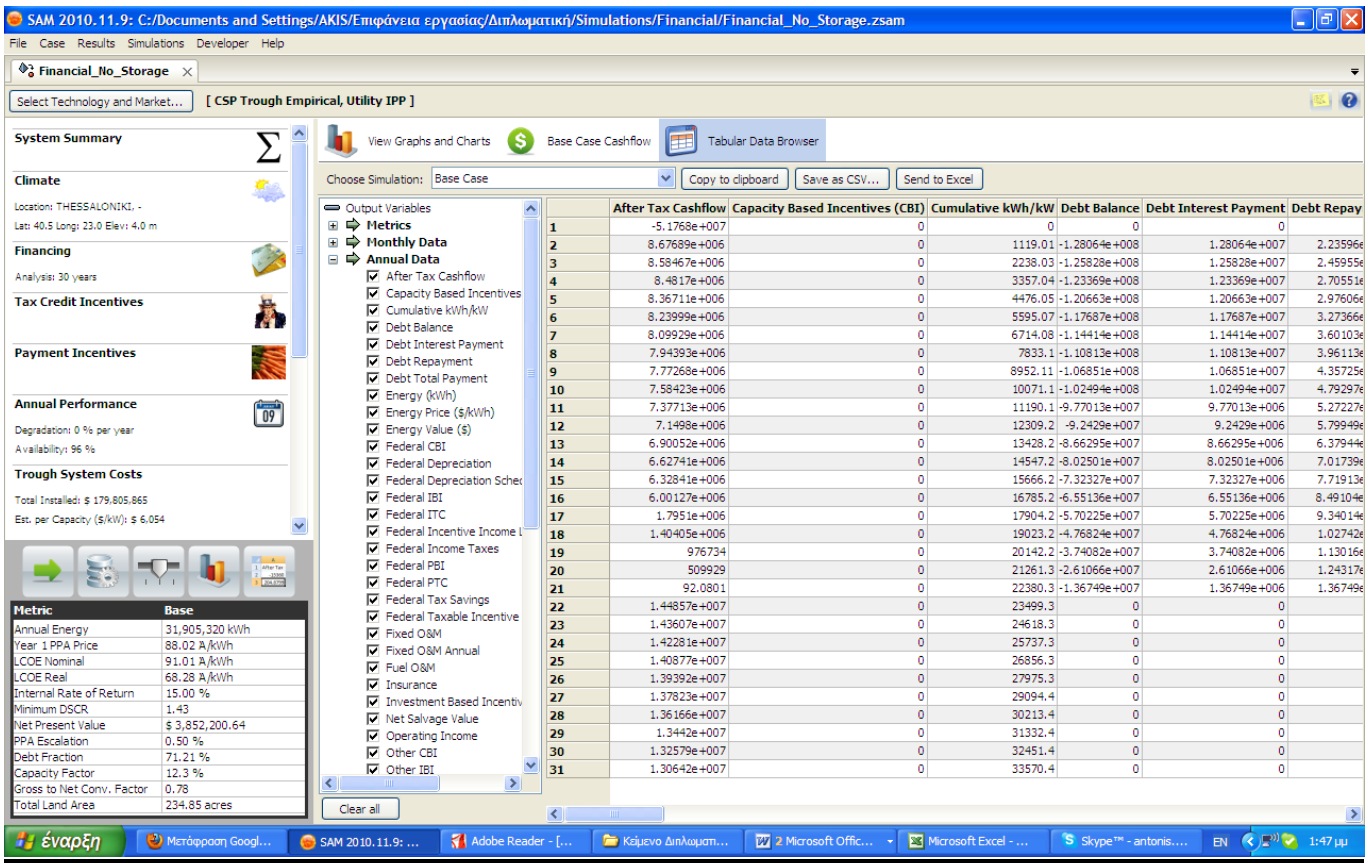


Εικόνα 3.25 - Πεδίο αποτελεσμάτων του SAM υπολογισμένα σε ετήσια βάση

Όνομα Μεταβλητής	Περιγραφή
Less TES Turbine Startup Losses, Annual	Απώλειες λόγω εκκίνησης του ατμοστρόβιλου-γεννήτριας.
After Tax Cashflow	Δείκτης των ταμειακών ροών κάθε έτους.
Capacity Based Incentives (CBI)	Κίνητρα λόγω ονομαστικής ισχύος του συστήματος.
Cumulative kWh/kW	Κιλοβατώρα ανά μετρικό κιλοβάτ-έτους συσσωρευτικά για τα έτη λειτουργία στα μονάδας.
Debt Balance	Το υπόλοιπο του χρέους.
Debt Interest Payment	Το υπόλοιπο του χρέους επί το επιτόκιο του δανείου.
Debt Repayment	Το ετήσιο ποσό για την αποπληρωμή του αρχικού κεφάλαιο.
Debt Total Payment	Το άθροισμα των πληρωμών των τόκων και του κεφαλαίου.
Energy (kWh)	Ετήσια παραγωγή ενέργειας(kWh).
Energy Price ($/kWh)	Κόστος κιλοβατώρας ($/kWh).
Energy Value ($)	Τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας.
Federal CBI	Κίνητρα λόγω ονομαστικής ισχύος του συστήματος τα οποία προέρχονται την ομοσπονδιακή κυβέρνηση.
Federal Depreciation	Έκπτωση φόρου προερχόμενη από την ομοσπονδιακή κυβέρνηση.
Federal Depreciation Schedule (%)	Ποσοστό έκπτωσης φόρου προερχόμενη από την ομοσπονδιακή κυβέρνηση(%).
Federal IBI	Κίνητρα λόγω επένδυσης τα οποία προέρχονται από την ομοσπονδιακή κυβέρνηση.
Federal ITC	Φορολογικές εκπτώσεις λόγω επένδυσης από την ομοσπονδιακή κυβέρνηση.
Federal Incentive Income Less Deductions	Κίνητρα λόγω εισοδήματος από την ομοσπονδιακή κυβέρνηση εκτός των μειώσεων.
Federal Income Taxes	Ομοσπονδιακός φόρος εισοδήματος.
Federal PBI	Κίνητρα λόγω απόδοσης τα οποία προέρχονται από

	την ομοσπονδιακή κυβέρνηση.
Federal PTC	Έκπτωση φόρου λόγω παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προερχόμενη από την ομοσπονδιακή κυβέρνηση.
Federal Tax Savings	Φορολογία των αποταμιεύσεων προερχόμενη από την ομοσπονδιακή κυβέρνηση.
Federal Taxable Incentive Income Less Deductions	Φορολογητέο εισόδημα κινήτρων εκτός των μειώσεων.
Fixed O&M	Πάγια κόστη συντήρησης και λειτουργίας.
Fixed O&M Annual	Ετήσια πάγια κόστη συντήρησης και λειτουργίας.
Fuel O&M	Κόστος καυσίμων για την συντήρηση και λειτουργία του εργοστασίου.
Insurance	Ασφαλιστικές εισφορές.
Investment Based Incentives (IBI)	Κίνητρα βάση των επενδύσεων.
Net Salvage Value	Η υπολειμματική αξία, ως ποσοστό του συνολικού κόστους εγκατάστασης του έργου.
Operating Income	Έσοδα.
Other CBI	Άλλα κίνητρα λόγω ονομαστικής ισχύος του συστήματος.
Other IBI	Άλλα κίνητρα λόγω επένδυσης.
Other PBI	Άλλα κίνητρα λόγω απόδοσης.
Performance Based Incentives (PBI)	Κίνητρα λόγω απόδοσης.
PreTax Debt Service Coverage Ratio	Δείκτης της εξυπηρέτησης του χρέους.
Property Taxes	Φόρος ιδιοκτησίας.
Project Year	Τρέχον έτος έργου.
Recapitalization	Ανακεφαλαιοποίηση.
State CBI	Κίνητρα λόγω ονομαστικής ισχύος του συστήματος από την κεντρική κυβέρνηση.
State Depreciation	Έκπτωση φόρου προερχόμενη από την κεντρική κυβέρνηση.
State Depreciation Schedule (%)	Ποσοστό έκπτωσης φόρου προερχόμενη από την κεντρική κυβέρνηση(%).
State IBI	Κίνητρα λόγω επενδύσεων προερχόμενα από την κεντρική κυβέρνηση.
State ITC	Φορολογικές εκπτώσεις λόγω επένδυσης προερχόμενη από την κεντρική κυβέρνηση.
State Incentive Income Less Deductions	Κίνητρα εισοδήματος από την κεντρική κυβέρνηση εκτός των μειώσεων.
State Income Taxes	Φορολογία εισοδήματος προερχόμενη από την κεντρική κυβέρνηση.
State PBI	Κίνητρα λόγω απόδοσης προερχόμενη από την κεντρική κυβέρνηση.
State PTC	Έκπτωση φόρου λόγω παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προερχόμενη από την κεντρική κυβέρνηση.
State Tax Savings	Φορολογία των αποταμιεύσεων προερχόμενη από την κεντρική κυβέρνηση.
State Taxable Income Less Deductions	Φορολογία εισοδήματος προερχόμενη από την κεντρική κυβέρνηση εκτός των μειώσεων.
Total Operating Expenses	Σύνολο λειτουργικών εξόδων.
Utility CBI	Όφελος από τα κίνητρα λόγω ονομαστικής ισχύος του συστήματος.
Utility IBI	Όφελος από τα κίνητρα λόγω επενδύσεων.
Utility PBI	Όφελος από τα κίνητρα λόγω απόδοσης.

Πίνακας 3.8 - Οικονομικά Δεδομένα εξόδου της εφαρμογής υπολογισμένα σε ετήσια βάση



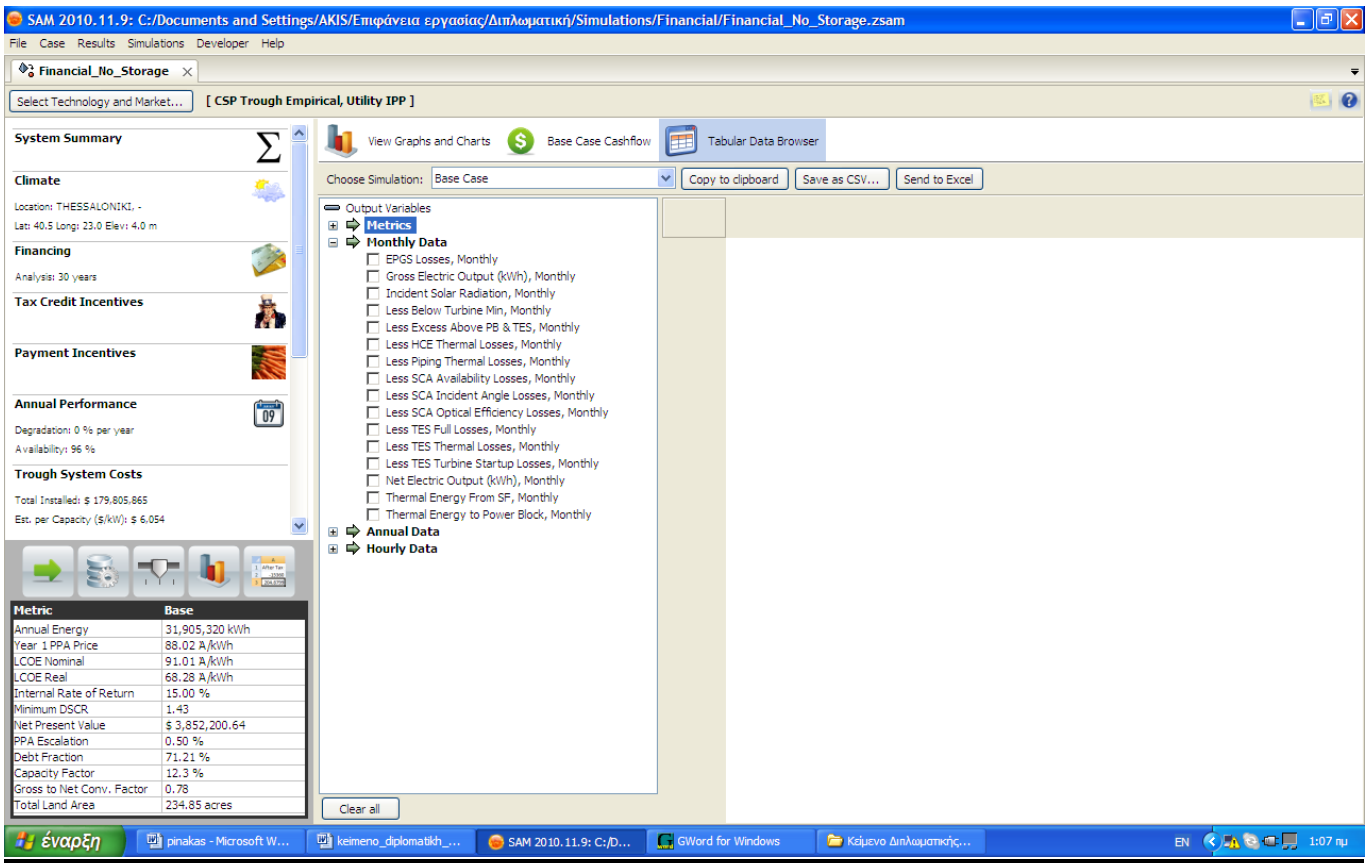
	After Tax Cashflow	Capacity Based Incentives (CBI)	Cumulative kWh/kW	Debt Balance	Debt Interest Payment	Debt Repay
1	-5.1768e+007	0	0	0	0	
2	8.67689e+006	0	1119.01	-1.28064e+008	1.28064e+007	2.23596e
3	8.58467e+006	0	2238.03	-1.25828e+008	1.25828e+007	2.45955e
4	8.4817e+006	0	3357.04	-1.23369e+008	1.23369e+007	2.70551e
5	8.36711e+006	0	4476.05	-1.20663e+008	1.20663e+007	2.97606e
6	8.23999e+006	0	5595.07	-1.17687e+008	1.17687e+007	3.27366e
7	8.09929e+006	0	6714.08	-1.14414e+008	1.14414e+007	3.60103e
8	7.94393e+006	0	7833.1	-1.10813e+008	1.10813e+007	3.96113e
9	7.77268e+006	0	8952.11	-1.06851e+008	1.06851e+007	4.35725e
10	7.58423e+006	0	10071.1	-1.02494e+008	1.02494e+007	4.79297e
11	7.37713e+006	0	11190.1	-9.77013e+007	9.77013e+006	5.27227e
12	7.1498e+006	0	12309.2	-9.2429e+007	9.2429e+006	5.79949e
13	6.90052e+006	0	13428.2	-8.66295e+007	8.66295e+006	6.37944e
14	6.62741e+006	0	14547.2	-8.02501e+007	8.02501e+006	7.01739e
15	6.32841e+006	0	15666.2	-7.32327e+007	7.32327e+006	7.71913e
16	6.00127e+006	0	16785.2	-6.55136e+007	6.55136e+006	8.49104e
17	1.7951e+006	0	17904.2	-5.70225e+007	5.70225e+006	9.34014e
18	1.40405e+006	0	19023.2	-4.76824e+007	4.76824e+006	1.02742e
19	976734	0	20142.2	-3.74082e+007	3.74082e+006	1.13016e
20	509929	0	21261.3	-2.61066e+007	2.61066e+006	1.24317e
21	92.0801	0	22380.3	-1.36749e+007	1.36749e+006	1.36749e
22	1.44857e+007	0	23499.3	0	0	
23	1.43607e+007	0	24618.3	0	0	
24	1.42281e+007	0	25737.3	0	0	
25	1.40877e+007	0	26856.3	0	0	
26	1.39392e+007	0	27975.3	0	0	
27	1.37823e+007	0	29094.4	0	0	
28	1.36166e+007	0	30213.4	0	0	
29	1.3442e+007	0	31332.4	0	0	
30	1.32579e+007	0	32451.4	0	0	
31	1.30642e+007	0	33570.4	0	0	

Εικόνα 3.26 - Πεδίο οικονομικών αποτελεσμάτων του SAM υπολογισμένα σε ετήσια βάση

Ο επόμενος πίνακας περιέχει τα δεδομένα εξόδου της εφαρμογής υπολογισμένα σε μηνιαία βάση (Monthly).

Όνομα Μεταβλητής	**Περιγραφή**
Gross Electric Output (kWh), Monthly	*Μηνιαία ακαθάριστη παραγωγή ηλέκτρ.ενέργειας.*
Incident Solar Radiation(W/m^2), Monthly	*Μηνιαία προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία.*
EPGS Losses, Monthly	*Μηνιαίες τιμές απωλειών θερμότητας από τα διάφορα τμήματα του εργοστασίου.*
Less Below Turbine Min, Monthly	
Less HCE Thermal Losses, Monthly	
Less Excess Above PB & TES, Monthly	
Less Piping Thermal Losses, Monthly	
Less SCA Availability Losses, Monthly	
Less SCA Incident Angle Losses, Monthly	
Less SCA Optical Efficiency Losses, Monthly	
Less TES Full Losses, Monthly	
Less TES Thermal Losses, Monthly	
Less TES Turbine Startup Losses, Monthly	
Net Electric Output (kWh), Monthly	*Μηνιαία παραγωγή ηλέκτρ.ενέργειας.*
Thermal Energy From SF, Monthly	*Μηνιαία παραγωγή θερμ.ενέργειας από το τμήμα των κατόπτρων (**Solar Field**).*
Thermal Energy to Power Block, Monthly	*Μηνιαία παραγωγή θερμ.ενέργειας από την τουρμπίνα.*

Πίνακας 3.9 - Δεδομένα εξόδου της εφαρμογής υπολογισμένα σε μηνιαία βάση

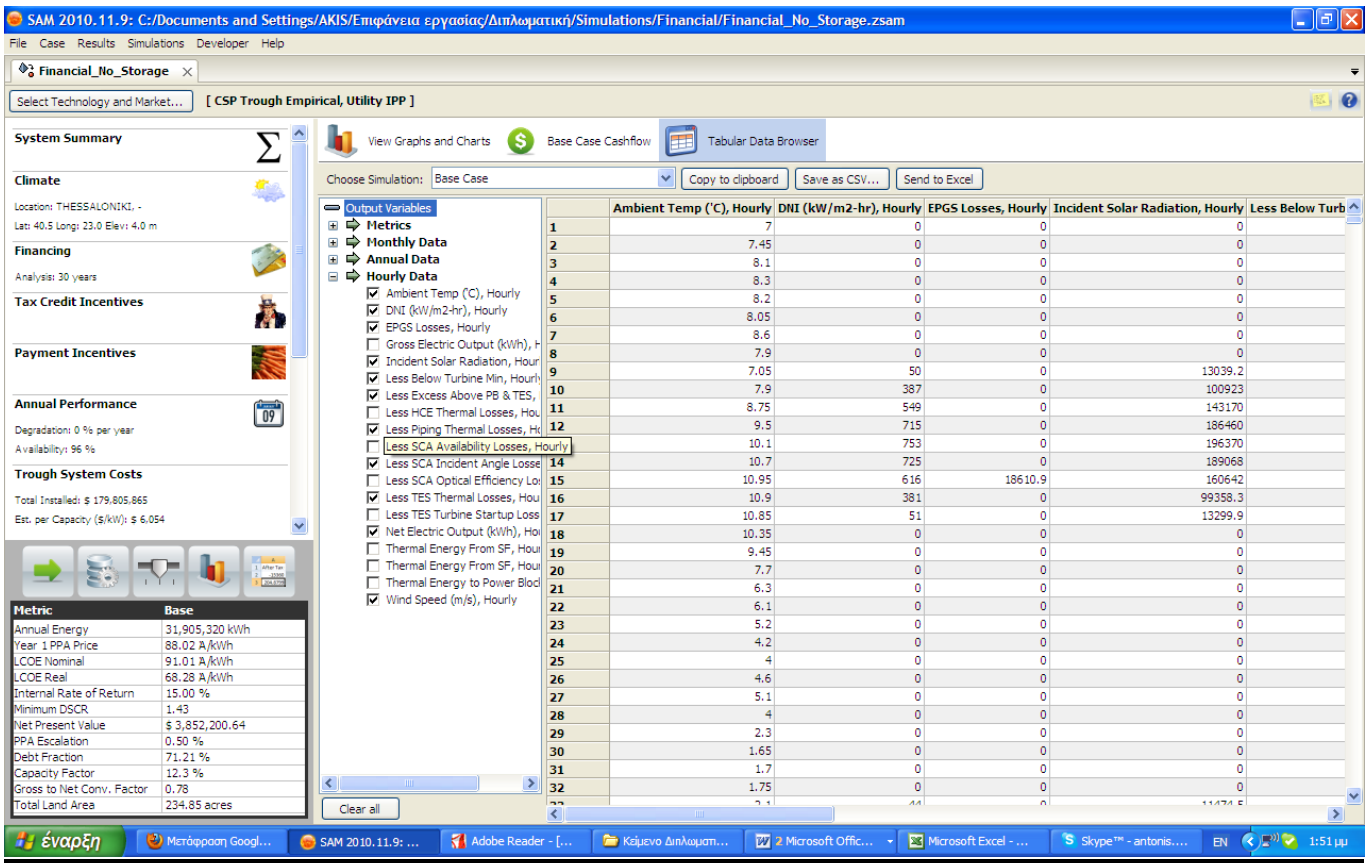


Εικόνα 3.27 - Πεδίο αποτελεσμάτων του SAM υπολογισμένα σε μηνιαία βάση

Ο επόμενος πίνακας περιέχει τα δεδομένα εξόδου της εφαρμογής υπολογισμένα σε ωριαία βάση (Hourly, 8760Hours/Year).

Όνομα Μεταβλητής	**Περιγραφή**
Ambient Temp ('C), Hourly	*Ωριαία θερμοκρασία περιβάλλοντος*
DNI (kW/ m^2-hr), Hourly	*Ωριαία άμεση κανονική ακτινοβολία*
Gross Electric Output (kWh), Hourly	*Ωριαία ακαθάριστη παραγωγή ηλέκτρ.ενέργειας.*
Incident Solar Radiation(W/m^2), Hourly	*Ωριαία προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία.*
EPGS Losses, Hourly	*Ωριαίες τιμές απωλειών θερμότητας από τα διάφορα τμήματα του εργοστασίου*
Less Below Turbine Min, Hourly	
Less HCE Thermal Losses, Hourly	
Less Excess Above PB & TES, Hourly	
Less Piping Thermal Losses, Hourly	
Less SCA Availability Losses, Hourly	
Less SCA Incident Angle Losses, Hourly	
Less SCA Optical Efficiency Losses, Hourly	
Less TES Full Losses, Hourly	
Less TES Thermal Losses, Hourly	
Less TES Turbine Startup Losses, Hourly	
Net Electric Output (kWh), Hourly	*Ωριαία παραγωγή ηλέκτρ.ενέργειας.*
Thermal Energy From SF, Hourly	*Ωριαία παραγωγή θερμ.ενέργειας από το τμήμα των κατόπτρων (**Solar Field**).*
Thermal Energy to Power Block, Hourly	*Ωριαία παραγωγή θερμ.ενέργειας από την τουρμπίνα.*
Wind Speed (m/s), Hourly	*Ωριαία ταχύτητα ανέμου*

Πίνακας 3.10 - Δεδομένα εξόδου της εφαρμογής υπολογισμένα σε ωριαία βάση



Πίνακας 3.11 - Πεδίο αποτελεσμάτων του SAM υπολογισμένα σε ωριαία βάση

4. ΚΕΦΑΛΑΙΟ

4.1. Προσομοίωση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και των διαστάσεων ηλιοθερμικού πάρκου με σύστημα παραβολικών κατόπτρων (Parabolic Trough) στα Τρίκαλα

Στα πλαίσια τις παρούσας εργασίας και λόγω του ότι αρχικό μέλημα μας ήταν να προσομοιώσουμε την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τις διαστάσεις ενός ηλιοθερμικού πάρκου, εγκατεστημένης ισχύος 30 MW, στην περιοχή των Τρικάλων όσο το δυνατόν καλύτερα, χρησιμοποιήσαμε αρχικά την επιλογή του Εμπειρικού Μοντέλου (Empirical Trough System). Επιλέξαμε το συγκεκριμένο μοντέλο διότι υπολογίζει όλα τα δεδομένα βάση μαθηματικών εξισώσεων που στηρίζονται σε εμπειρικές μετρήσεις και συνεπώς είναι αρκετά συγκεκριμένα και αξιόπιστα, σε αντίθεση με το Φυσικό μοντέλο (Physical Trough System) όπου χρησιμοποιεί μαθηματικά μοντέλα τα οποία προσεγγίζουν το έργο από την θερμοδυναμική του σκοπιά και συνεπώς δεν μας παρέχουν τόσο συγκεκριμένα στοιχεία ως προς την παραγωγή ενέργειας που επιθυμούμε. Επίσης η χρήση του φυσικού μοντέλου θα απαιτούσε και πιο πολύπλοκες και λεπτομερείς εισόδους, οι οποίες είναι διαθέσιμες σε περισσότερο ακριβή δεδομένα.

Πιο συγκεκριμένα το φυσικό μοντέλο περιλαμβάνει παροδικές επιδράσεις που σχετίζονται με τη θερμική ισχύ του ρευστού μεταφοράς θερμότητας στο πεδίο του ηλιακού σωληνώσεις, κεφαλίδες, και την ισορροπία του συστήματος. Επιπλέον επιτρέπει, τις ευέλικτες προδιαγραφές των ηλιακών στοιχείων πεδίου, (συμπεριλαμβανομένων του πολλαπλασίου δέκτη και το είδος συλλέκτη) και τους σχετικά σύντομους χρόνους προσομοίωσης ώστε να μπορούν να καταστούν δυνατές παραμετρικές και στατιστικές αναλύσεις που απαιτούν πολλαπλές προσομοιώσεις. Το συγκεκριμένο μοντέλο παρέχει περισσότερο αναλυτικά στοιχεία εισόδου και δίνει την δυνατότητα στον χρήστη να προσομοιώσει με ακρίβεια και να ελέγξει διάφορες βελτιστοποιήσεις του συστήματος. Έτσι το φυσικό μοντέλο δεν είναι τόσο αποτελεσματικό στην περίπτωση που δεν έχουμε ιδιαίτερα λεπτομερείς εισόδους για τα διάφορα τμήματα του εργοστασίου και επιθυμούμε μια πιο «μακροσκοπική» ανάλυση. Για αυτό το λόγο και η εφαρμογή μας δίνει την δυνατότητα επιλογής ανάμεσα σε αυτές τις δύο προσεγγίσεις ανάλογα με τον σκοπό της μελέτης μας.

Σε αυτό το αρχικό στάδιο δεν χρειαζόμασταν υπολογισμούς των οικονομοτεχνικών στοιχείων του έργου (κόστος εγκατάστασης, κόστος δανείου, επιτόκια, λειτουργικά κόστη, χρόνος απόσβεσης κτλ) επιλέξαμε την εφαρμογή No Financials αγνοώντας τις άλλες δύο επιλογές εφαρμογών Utility Market και Commercial Market οι οποίες επικεντρώνονται στα οικονομοτεχνικά στοιχεία. Η επιλογή No Financials δίνει την δυνατότητα στον χρήστη να ορίσει τον τρόπο και τα μεγέθη, βάση τα οποία, θα κατασκευαστούν τα επιμέρους τμήματα του έργου (Solar Field, Solar Collector Assembly/Heat Collection Element, Power Block, Thermal Storage) όπως επίσης και τις κλιματικές συνθήκες που επικρατούν στην περιοχή (Climate, Parasitics) και να έχει μία πλήρη προσομοίωση της συμπεριφοράς του κάθε κομματιού του έργου αλλά και συνολικότερα (παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, απώλειες, παραγωγή θερμικής ενέργειας, χωροταξικά μεγέθη, ένταση ακτινοβολίας κτλ).

Επιπλέον η επιλογή της ισχύς του εργοστασίου στα 30MW έγινε για λόγους που έχουν να κάνουν αφενός με το μέγεθος του χωραφιού που είχαμε στην διάθεσή και αφετέρου διότι όσο ξεπερνάμε αυτή την ισχύ με δεδομένη την σχετικά χαμηλή ηλιοφάνεια της περιοχή αυξάνονται σημαντικά τα κόστη για την βελτίωση της παραγωγής είτε με την είσοδο της θερμικής αποθήκευσης είτε με την υβριδική λειτουργία του εργοστασίου μέσω καυστήρα ορυκτών καυσίμων (φυσικό αέριο) ή βιοκαυσίμων (βιοαέριο) του φυσικού αερίου (ο οποίος εισάγει στην την τουρμπίνα υπέρθερμο ατμό σε περιόδους χαμηλής ηλιοφάνειας). Το κόστος της υβριδικής υποβοήθησεις αυξάνεται ανάλογα με τις ώρες και το ποσοστό της λειτουργίας της (λόγω κατανάλωσης καυσίμων) όπως επίσης το κόστος και η απιτούμενη έκταση για την θερμική αποθήκευση αυξάνεται ανάλογα με την αύξηση των ωρών της.

4.1.1 Αναλυτική περιγραφή των εισόδων (Inputs) που χρησιμοποιήθηκαν για την παραπάνω προσομοίωση του πάρκου στα Τρίκαλα

Climate

Το Climate πεδίο εισαγωγής δεδομένων περιλαμβάνει όλα τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής στην οποία θα εγκατασταθεί (ή είναι εγκατεστημένο) το έργο. Για την συγκεκριμένη εργασία αρχικά "κατεβάσαμε" δεδομένα (από την σελίδα (EnergyPlus[37]) από μετεωρολογικούς σταθμούς στην Ελλάδα, έπειτα επιλέξαμε τα δεδομένα του σταθμού που βρίσκεται στην Θεσσαλονίκη τα οποία ήταν σχεδόν "όμοια" με τα κλιματικά δεδομένα των Τρικάλων ("όμοια" για τον τρόπο που τα επεξεργάζεται η εφαρμογή και με γνώμονα την εγκυρότητα των παραγόμενων αποτελεσμάτων της προσομοίωσης) και τέλος τα μετατρέψαμε στην μορφή .EPW με την βοήθεια της εφαρμογής Weather Statistics and Conversions του Energy Plus Programm V6-0[38].

Η περιοχή των Τρικάλων βρίσκεται στην περιοχή της Θεσσαλίας με γεωγραφικό πλάτος 39,33 και γεωγραφικό μήκος 21,46, μέση θερμοκρασία 16.1^{o}C, μέσω ετήσιο DNI 1400 kWh/m^2 και μέση ταχύτητα ανέμου 1.7 m/s. Τα παραπάνω στοιχεία προέρχονται από την τεχνική οδηγία[39] του Τ.Ε.Ε.

Μετά την εισαγωγή των κλιματικών δεδομένων της τοποθεσία το SAM υπολογίζει αυτόματα τα δεδομένα που προσδιορίζουν την ακριβείς θέση της περιοχή πάνω στον παγκόσμιο χάρτη. Επίσης υπολογίζει και κάποιους ετήσιους μετεορολογικούς δείκτες που είναι "βαρόμετρο" για τέτοιου είδους έργα. Αυτοί οι δείκτες είναι η άμεση ηλιακή ακτινοβολία (Direct Normal Radiation ή Direct Normal Irradiation (kWh/m^2)), η καθολική οριζόντια ακτινοβολία (Global Horizontal Irradiation(kWh/m^2)), η ταχύτητα του ανέμου (Wind Speed(m/s)) και "ξερή" θερμοκρασία (Dry-bulb Temprature (C)).

Σε αυτό το σημείο θα ήταν παράληψη αν δεν κάναμε μία αναφορά στην χρησιμότητα των παραπάνω μεταβλητών "βαρόμετρο" για τα ηλιοθερμικά έργα. Τα μεγέθη της DNI και της GHI είναι πολύ σημαντικά για τον λόγο ότι είναι η πηγή ηλιακής ενέργεια την οποία εκμεταλεύονται τα κάτοπτρα για να θερμάνουν το υγρό (HTF). Σε άλλα παραδείγματα χωρών που έχουν εγκατασταθεί τέτοιου είδους έργα όπως το Μαρόκο, η Αλγερία , η Ισπανία κτλ η DNI κυμαινόταν από 2000-2500kWh/m^2 ετησίως με 9-11 ώρες ηλιοφάνεια. Στην δική μας περίπτωση δεν ξεπερνάει 1400kWh/m^2 ετησίως (πράγμα που εκτός από την απόδοση του συστήματος επηρεάζει κατά πολύ τις πιθανότητες αδειοδότησης του έργου σύμφωνα με την ΡΑΕ βλ. παράγραφο2.1). Οι άλλες δύο μεταβλητές WindSpeed και Dry-bulb Temprature χρησιμοποιούνται κυρίως για τον προσδιορισμό των απωλειών θερμότητας κατά την μεταφορά του υπερθερμασμένου υγρού στους εναλλάκτες θερμότητας και από εκεί του ατμοποιημένου νερού στην τουρμπίνα(ατμοστρόβιλος). Η WindSpeed χρησιμοποιείται και για ένα επιπλέον λόγο, για τον υπολογισμό των απωλειών θερμότητας και των φθορών. Σε περιοχές που υπάρχουν πάρα πολλοί ισχυροί άνεμοι προτιμούνται συλλέκτες μικρότερου "ανοίγματος" ώστε να μην είναι εύκολο να υπάρχουν φθορες (σπάσιμο ή στρέβλωση).

Solar Field

Το παρόν πεδίο εισαγωγής δεδομένων περιέχει 5 υποκατηγορίες πεδίων. Στο σύνολο τους έχουν να κάνουν με την χωροταξία, τις διαστάσεις και την κλίση των ηλιακών συλλεκτών(collectors) όπως επίσης και με το υγρό (HTF) που βρίσκεται στις σωληνώσεις στο κέντρο των κατόπτρων.

Αναλυτικότερα, για το υποπεδίο Field Layout της συγκεκριμένη προσομοίωσης χρησιμοποιήσαμε την επιλογή 1 (Option 1) με βάση την οποία επιλέγοντας το κατάλληλο Solar Multiple η εφαρμογή υπολογίζει αυτόματα την έκταση που απαιτείται για την εγκατάσταση των παραβολικών κατόπτρων. Έπειτα ακολουθώντας την μέθοδο υπολογισμού του βέλτιστου Solar Multiple, για κάθε τιμή της θερμικής αποθήκευσης (TES), που περιγράφεται βήμα-βήμα στην παράγραφο 3.2 και καταλήξαμε στον παρακάτω πίνακα.

Solar Multiple	Hours of TES
1.50	*0*
1.75	*3*
2.25	*6*
2.75	*9*
3.00	*12*

Πίνακας 4.1 - Τιμές του SolarMultiple με βάση τις ώρες θερμικής αποθήκευσης (TES)

Έπειτα στο υποπεδίο Solar Multiple (DesignPoint) η εφαρμογή υπολογίζει το SM ή το SolarFieldArea ανάλογα με ποιά επιλογή έχουμε κάνει. Επίσης υπολογίζει αυτόματα την περιοχή των συλλεκτών (ExactArea) και των αριθμό τους (ExactNum SCA) για SM=1, τον συνολικό χώρο μεταξύ των συλλεκτών (Aperture Area per SCA), τις θερμικές απώλειες από τις σωληνώσεις (HCE Heat Losses), την οπτική απόδοση (Optical Efficiency) και την θερμική είσοδο στη τουρμπίνα (Design Turbine Thermal Input). Οι μόνες είσοδοι που χρειάζονται από τον χρήστη είναι η μέση θερμοκρασία (Ambient Temperature), η ταχύτητα του ανέμου (Wind Velocity) της περιοχής που είναι εγκατεστημένο, τα οποία χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό των απωλειών του συστήματος και η άμεση ηλιακή ακτινοβολία (Direct Normal Radiation) η οποία σε αυτό το σημείο χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του SolarFieldArea και έτσι η σωστή τιμή της μεταβλητής δίνεται στο σημείο που μεγιστοποιείται το Q_nipCosTh στην γραφική της CDF του Dview. Ακολουθώντας την μέθοδο του υπολογισμού του DirectNormalRadiation που περιγράφεται βήμα-βήμα στην παράγραφο 3.2 και από την επιλογή Profile(Annual) της εφαρμογής DView για τις μεταβλητές Ambient Temperature και Wind Velocity καταλήξαμε στα εξής αποτελέσματα.

Μεταβλητή	Τιμή
Ambient Temperature	*16.1 °C*
Wind Velocity	*1.7 m/s*
DirectNormalRadiation	*832 W/m^2*

Πίνακας 4.2 - Δεδομένα εισόδου για το υποπεδίο Solar Multiple (DesignPoint)

Στο υπόπεδίο Orientation επιλέγουμε την κλήση που επιθυμούμε να έχουν τα κάτοπτρα. Η επιλογή που κάναμε είναι η οριζόντια θέση (βέλτιστη θέση, σύμφωνα με το User Guide του SAM[40]) οπότε οι τιμές που χρησιμοποιήθηκαν εκατέρωθεν ήταν μηδέν μοίρες.

Το υπόπεδίο του Heat Transfer Fluid περιλαμβάνει όλες τις μεταβλητές που σχετίζονται με το HTF. Στην συγκεκριμένη εργασία επιλέξαμε να χρησιμοποιήσουμε VP-1 λόγω του ότι είναι αποδοτικότερο και πληροί όλες τις προδιαγραφές για το μέγεθος του έργου και τα κλιματικά δεδομένα των Τρικάλων. Αναλυτικότερα το VP-1 πληροί τις προδιαγραφές για τα όρια της βέλτιστης λειτουργίας του συστήματός μας διότι είναι σε θέση να «φτάσει» σε θερμοκρασία 400^{o}C(αλλά για λόγους βέλτιστου σχεδιασμού η τιμή που ορίσαμε στο πεδίο Solar Field Inlet Temperature ήταν 300 ^{o}C διότι όταν το σύστημά μας έφτανε μέχρι τους 400 ^{o}C αυξανόταν αρκετά οι θερμικές απώλειες με αποτέλεσμα να μην έχουμε την βέλτιστη παραγωγή) και έχει περιθώριο να «πέσει»(σε επίπεδο θερμοκρασίας) μέχρι και τους 50 ^{o}C η οποία είναι και η τιμή που έλαβε το πεδίο Solar Field Inlet Temperature. Τέλος ορίσαμε την ελάχιστη θερμοκρασία του υγρού (Minimum HTF Temp.) και αυτή στους 50 ^{o}C. Για την επιλογή των παραπάνω δεδομένων συμβουλευτήκαμε αρχικά τον πίνακα 3.1 του 3ου κεφαλαίου ο οποίος περιέχει τα δεδομένα για όλα τα είδη των υγρών(HTF) όπως επίσης κάναμε και πάρα πολλές δοκιμές και προσομοιώσεις για να ελέγξουμε την συμπεριφορά του συστήματος για κάθε ένα από τα HTF.

Solar Collector Assembly

Στο παρόν πεδίο εισάγονται δεδομένα που περιγράφουν τις διαστάσεις, την γεωμετρία, τον μηχανισμό προσανατολισμού (Tracking) και τον "καθρέπτη" (Mirror) των παραβολικών κατόπτρων (CSAs). Τα παραπάνω δεδομένα χρησιμοποιούνται από την εφαρμογή για τον υπολογισμό, των απωλειών, των διαστάσεων του έργου, της ενέργειας που απορροφάται από τον HCE, της αποδοτικότητας του ηλιακού πεδίου και του παράγοντα σφάλματος των CSAs. Οι συγκεκριμένες μεταβλητές μεταβάλλονται ανάλογα με την είσοδο που θα επιλέξει ο χρήστης (από την βιβλιοθήκη) βάση της οποίας διαλέγει ποιο μοντέλο CSAs επιθυμεί να χρησιμοποιηθεί για την προσομοίωση. Στην συγκεκριμένη περίπτωση επιλέξαμε το Luz LS-3 διότι σύμφωνα με την βιβλιογραφία[41](Solar Parabolic Trough- NREL) είναι αποδοτικότερο από τις άλλες επιλογές για τα δεδομένα του έργου που καλούμαστε να μοντελοποιήσουμε.

Heat Collection Element

Το πεδίο HCE δέχεται ως είσοδο από τον χρήστη τις τέσσερις καταστάσεις που μπορούν να βρεθούν τα HCE (Vacuum, Lost Vacuum, Broken Glass και Hydrogen) και έναν συντελεστή (Percent of Solar Field) ο οποίος καθορίζει την συχνότητα που θα βρίσκονται στις ανάλογες καταστάσεις τα HCE. Εμείς επιλέξαμε από τις βιβλιοθήκες τα HCE της LUZ (λόγω της επιλογής μας στα SCAs) και για την ποσόστωση της καταστάσεις θεωρήσαμε ότι 98.5% θα είναι Vacuum, 1% Lost Vacuum και 0.05% Broken Glass(Η συγκεκριμένη ποσόστωση είναι η προεπιλεγμένη και θεωρείται αρκετά αντιπροσωπευτική). Τις παραπάνω εισόδους του χρήστη χρησιμοποιεί η εφαρμογή για να υπολογίσει τον παράγοντα σφάλματος HCE και τις απώλειες θερμότητας που προέρχονται από τις σωληνώσεις.

Power Block

Στο συγκεκριμένο πεδίο εισαγωγής δεδομένων ο χρήστης επιλέγει την τουρμπίνα του ατμοστροβίλου. Η επιλογή της γίνεται με βάση την ισχύ που επιθυμούμε να έχει το σύστημα. Στο συγκεκριμένο έργο λόγω του ότι το σύστημα που μοντελοποιούμε θέλουμε να έχει ισχύ 30MW, επιλέξαμε την τουρμπίνα SEGS 30 MWe Turbine από την βιβλιοθήκη. Επίσης θέσαμε το Design Turbine Gross Output ίσο με 33MWe διότι η συγκεκριμένη μεταβλητή υπολογίζει την Estimated Net Output at Design και ισούται με το 110% της δεύτερης. Άρα εφόσον επιθυμούσαμε Estimated Net Output at Design ίση με 30MWe, θέσαμε το Design Turbine Gross Output ίσο με 33MWe. Στην συνέχεια η εφαρμογή(με βάση την επιλογή μας) έθεσε αυτόματα τις ανάλογες τιμές στις μεταβλητές που περιγράφουν τις θερμικές εισόδους (μέγιστες και ελάχιστες), την απαιτούμενη ενέργεια εκκίνησης και τους συντελεστές αποδοτικότητας του ατμοστροβίλου.

Thermal Storage

Ένα από τα σημαντικότερα πεδία εισαγωγής δεδομένων είναι η θερμική αποθήκευση. Η συγκεκριμένη μέθοδος βοηθάει ένα ηλιοθερμικό σταθμό να αποθηκεύει ένα μέρος από την παραγόμενη θερμική ενέργεια του ηλιακού πεδίου (τις ώρες με υψηλή ηλιοφάνεια) και να την χρησιμοποιεί τις χρονικές στιγμές όπου υπάρχει "έλλειμμα" (κατά την ανατολή και την δύση του ηλίου).

Στην συγκεκριμένη εργασία έχουμε δοκιμάσει όλες τις δυνατές προσομοιώσεις για 0,3,6,9 και 12 ώρες θερμικής αποθήκευσης. Όλες οι προσομοιώσεις έγιναν με σταθερό Dispatch Schedule το Summer

Peak της βιβλιοθήκης το οποίο ανταποκρίνεται καλύτερα στα δεδομένα και παραγωγής αλλά και ζήτησης στην Ελλάδα.

Ποιο συγκεκριμένα για την προσομοίωση χωρίς αποθήκευση το μόνο που χρειάστηκε ήταν να μηδενίσουμε το πεδίο Equiv. Full Load Hour of TES. Στις υπόλοιπες προσομοιώσεις εκτός από το προφανή, την προσαρμογή του πεδίου Equiv. Full Load Hour of TES με τις ανάλογες τιμές (3,6,9 και 12 ώρες) προσαρμόσαμε ανάλογα και την μεταβλητή του Tank Heat Losses. Η προσαρμογή έγινε με βάση τον πίνακα 3.2 του 3^{ου} κεφαλαίου.

Έτσι αφού πρώτα ορίσαμε για Storage Fluid Type το VP-1 ώστε να είναι όμοιο με το HTF και να έχουμε "άμεσο" σύστημα (άρα και μειωμένες απώλειες) κάναμε τους ανάλογους υπολογισμούς για να υπολογίσουμε το Tank Heat Losses για άμεσο (direct) σύστημα 30MW (με βάση την τελευταία γραμμή του πίνακα 3.2 και δεδομένης της γραμμικότητας). Οπότε καταλήξαμε στον παρακάτω πίνακα:

Tank Heat Losses (MWt)	**TES (Hours)**
0.05	*3*
0.1	*6*
0.14	*9*
0.19	*12*

Πίνακας 4.3 - Τιμές του Tank Heat Losses με βάση τις ώρες θερμικής αποθήκευσης (TES)

Με δεδομένες τις εισόδους το SAM υπολογίζει την μέγιστη ενέργεια αποθήκευσης την μέγιστη ισχύ που αποθηκεύτηκε και την μέγιστη ισχύ από την αποθήκευση, τα οποία τα χρησιμοποιεί ως εισόδους στο κομμάτι του **Dispatch Schedule** που με βάση αυτά τα δεδομένα και του πίνακα με τις περιόδους διανέμει την αποθηκευμένη ενέργεια στον ατμοστρόβιλο.

Hybrid

Όπως έχουμε αναφέρει σε προηγούμενα κεφάλαια αυτής της εργασίας μια πολύ σημαντική βελτίωση για την παραγωγή ενός ηλιοθερμικού εργοστασίου είναι η υβριδική του λειτουργία με την ενεργοποίηση ενός παράλληλου, με την γεννήτρια παραγωγής ηλεκτρισμού, καυστήρα φυσικού αερίου. Η νομοθεσία αυτή την στιγμή στην Ελλάδα για την υβριδική λειτουργία των ηλιοθερμικών εργοστασίων παραγωγής ηλεκτρισμού, όπως έχουμε αναφέρει εκτενέστερα στην παράγραφο 2.1 και στην ενότητα Υβριδική λειτουργία της παραγράφου 1.2, επιβάλλει το ποσοστό της παραγωγής ηλεκτρισμού που προέρχεται από ορυκτά καύσιμα όπως φυσικό αέριο, LPG ή ντίζελ να μην υπερβαίνει το 15% της συνολικής παραγωγής ενώ αν προέρχεται από καύση βιοαερίου ή άλλου βιοκαυσίμου να μην υπερβαίνει το 20% της συνολικής παραγωγής. Ως σύστημα αναφοράς για τους υπολογισμούς του ορίου της μέγιστης ενέργειας που να παράγουμε, μπορούμε να πάρουμε είτε ένα σύστημα (μη υβριδικό) χωρίς θερμική αποθήκευση είτε ένα σύστημα (μη υβριδικό) με θερμική αποθήκευση άνω των 2 ωρών.

Στην παρούσα προμελέτη προσομοιώσαμε 3 διαφορετικές προσεγγίσεις της υβριδικής λειτουργίας κάνοντας την υπόθεση ότι το καύσιμό μας θα είναι φυσικό αέριο χωρίς να συμπεριληφθούν οι περιπτώσεις της θερμικής αποθήκευσης αρχικά. Στην πρώτη προσέγγιση (SDG&E) ο καυστήρας φυσικού αερίου λειτουργεί, όταν η παραγωγή θερμότητας από το τμήμα των κατόπτρων του εργοστασίου είναι μικρότερη από το 11% επί της ονομαστικής ισχύος του εργοστασίου, για όλες τις ώρες εκτός από το διάστημα (22:00-5:00), καθ' όλη την διάρκεια του χρόνου. Στην δεύτερη προσέγγιση (Uniform) ο καυστήρας φυσικού αερίου λειτουργεί, όταν η παραγωγή θερμότητας από το τμήμα των κατόπτρων του εργοστασίου είναι μικρότερη από το 6.7% επί της ονομαστικής ισχύος του εργοστασίου, καθ' όλη την διάρκεια της ημέρας για όλο τον χρόνο. Τέλος στην τρίτη προσέγγιση (SCE) ο καυστήρας φυσικού αερίου λειτουργεί, όταν η παραγωγή θερμότητας από το τμήμα των κατόπτρων του εργοστασίου είναι μικρότερη από το 7% επί της ονομαστικής ισχύος του εργοστασίου, μόνο τις ώρες (21:00-06:00) καθ' όλη την διάρκεια του χρόνου.

Επίσης προσομοιώσαμε 3 διαφορετικές προσεγγίσεις της υβριδικής λειτουργίας κάνοντας την υπόθεση ότι το καύσιμό μας θα είναι βιοαέριο χωρίς να συμπεριληφθούν οι περιπτώσεις της θερμικής αποθήκευσης αρχικά. Στην πρώτη προσέγγιση (SDG&E) ο καυστήρας βιοαερίου λειτουργεί, όταν η παραγωγή θερμότητας από το τμήμα των κατόπτρων του εργοστασίου είναι μικρότερη από το 13,3% επί της ονομαστικής ισχύος του εργοστασίου, για όλες τις ώρες εκτός από το διάστημα (22:00-5:00), καθ' όλη την διάρκεια του χρόνου. Στην δεύτερη προσέγγιση (Uniform) ο καυστήρας βιοαερίου λειτουργεί, όταν η παραγωγή θερμότητας από το τμήμα των κατόπτρων του εργοστασίου είναι μικρότερη από το 7.7% επί της ονομαστικής ισχύος του εργοστασίου, καθ' όλη την διάρκεια της ημέρας για όλο τον χρόνο. Τέλος στην τρίτη προσέγγιση (SCE) ο καυστήρας βιοαερίου λειτουργεί, όταν η παραγωγή θερμότητας από το τμήμα των κατόπτρων του εργοστασίου είναι μικρότερη από το 8% επί της ονομαστικής ισχύος του εργοστασίου, μόνο τις ώρες (21:00-06:00) καθ' όλη την διάρκεια του χρόνου.

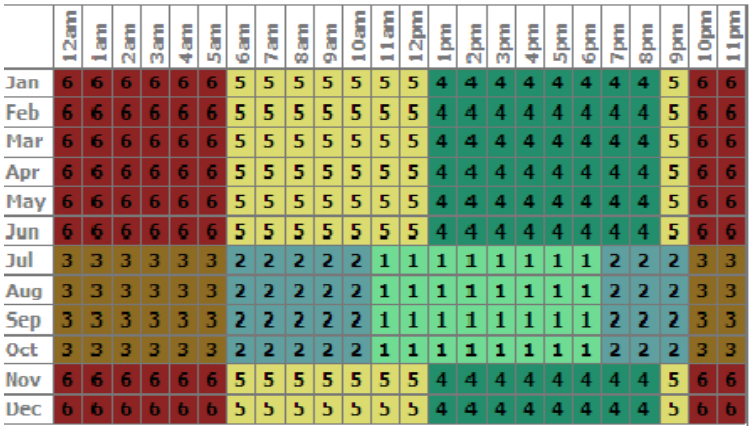
Σε όλες τις περιπτώσεις του φυσικού αερίου αλλά και του βιοαερίου η ετήσια παραγωγή του υβριδικού εργοστασίου δεν ξεπέρασε τα επιτρεπόμενα από τον νόμο όρια. Η επιλογή του κατάλληλου ποσοστού των περιόδων για κάθε περίπτωση έγινε κάνοντας συνεχείς δοκιμές (trial and error) ώστε να να καλύψουμε όλα τα περιθώρια που μας δίνει η νομοθεσία στην αύξηση της παραγωγής χωρίς να την ξεπεράσουμε. Για την πιο εύκολη κατανόηση της παρακάτω παραγράφου καλό θα ήταν να ανατρέξεται πρώτα στην Εικόνα 3.10.

Periods Fossil Fill Fraction και Dispatch Schedule

Καύσιμο	**TES**	**Dispatch Schedule**	**Period 1**	**Period 2**	**Period 3**	**Period 4**	**Period 5**	**Period 6**
Φυσικό Αέριο	*0*	*SDG&E*	*11%*	*11%*	*0%*	*11%*	*11%*	*0%*
Φυσικό Αέριο	*0*	*Uniform*	*6,7%*	-	-	-	-	-
Φυσικό Αέριο	*0*	*SCE*	*0%*	*7%*	*6,9%*	*6,8%*	*6,8%*	*6,7*
Βιοαέριο	*0*	*SDG&E*	*13,3%*	*13,3%*	*0%*	*13,3%*	*13,3%*	*0%*
Βιοαέριο	*0*	*Uniform*	*7,7%*	-	-	-	-	-
Βιοαέριο	*0*	*SCE*	*0%*	*8%*	*7,8%*	*7,8%*	*7,8%*	*7,7*

Πίνακας 4.4 - Είσοδοι όλων των προσομοιώσεων για την υβριδική λειτουργία χωρίς θερμική αποθήκευση

Οι περίοδοι του παραπάνω πίνακα αντιστοιχίζονται με τις παρακάτω εικόνες ανάλογα με το Dispatch Schedule που χρησιμοποιείται κάθε φορά.



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

Εικόνα 4.1 - Χρονική αντιστοιχία περιόδων του Dispatch Schedule SDG&E

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

Εικόνα 4.2- Χρονική αντιστοιχία περιόδων του Dispatch Schedule SCE

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

Εικόνα 4.3 - Χρονική αντιστοιχία περιόδων του Dispatch Schedule Uniform

Επιπλέον προσομοιώσαμε και την περίπτωση κατά την οποία η λειτουργία του εργοστασίου θα είναι υβριδική με θερμική αποθήκευση 3 ωρών. Για την παρούσα περίπτωση προσομοιώσαμε 2 εκδοχές υβριδισμού την μία με καύσιμο φυσικό αέριο και την άλλη με βιοαέριο. Στην πρώτη προσέγγιση (SDG&E) ο καυστήρας φυσικού αερίου λειτουργεί, όταν η παραγωγή θερμότητας από το τμήμα των κατόπτρων του εργοστασίου είναι μικρότερη από το 13,6% επί της ονομαστικής ισχύος του εργοστασίου, για όλες τις ώρες εκτός από το διάστημα (22:00-5:00), καθ' όλη την διάρκεια του χρόνου. Ενώ στην δεύτερη προσέγγιση (SDG&E) ο καυστήρας βιοαερίου λειτουργεί, όταν η παραγωγή θερμότητας από το τμήμα των κατόπτρων του εργοστασίου είναι μικρότερη από το 16,9% επί της ονομαστικής ισχύος του εργοστασίου, για όλες τις ώρες εκτός από το διάστημα (22:00-5:00), καθ' όλη την διάρκεια του χρόνου.

Σε όλες τις περιπτώσεις του φυσικού αερίου αλλά και του βιοαερίου η ετήσια παραγωγή του υβριδικού εργοστασίου δεν ξεπέρασε τα επιτρεπόμενα από τον νόμο όρια.

Καύσιμο	**TES**	**Dispatch Schedule**	**Period 1**	**Period 2**	**Period 3**	**Period 4**	**Period 5**	**Period 6**
Φυσικό Αέριο	*3*	*SDG&E*	*13,6%*	*13,6%*	*0%*	*13,6%*	*13,6%*	*0%*
Βιοαέριο	*3*	*SDG&E*	*16,9%*	*16,9%*	*0%*	*16,9%*	*16,9%*	*0%*

Πίνακας 4.5 - Είσοδοι όλων των προσομοιώσεων για την υβριδική λειτουργία με θερμική αποθήκευση 3 ωρών

Parasitics

Το συγκεκριμένο πεδίο περιγράφει τις απώλειες που προέρχονται από παρασιτικά ηλεκτρικά πεδία, όπως τα ηλεκτρικά κυκλώματα και οι αντλίες. Η εφαρμογή υπολογίζει αυτόματα όλα αυτά τα μεγέθη αρκεί ο χρήστης να επιλέξει από την βιβλιοθήκη κάποιο "πακέτο" εμπειρικών δεδομένων που να έχει μία σχετική συνάφεια με το έργο που μοντελοποιεί. Στην συγκεκριμένη περίπτωση επιλέξαμε το SEGS VI Reference λόγω ομοιότητας μεγεθών ανάμεσα στο έργο SEGS VI και του δικού μας.

Συγκεντρωτικός πίνακας Εισόδων(Inputs) της παραπάνω προσομοίωσης για το εργοστάσιο στα Τρίκαλα

Τα παρακάτω δεδομένα του πίνακα ανήκουν στην προσομοίωση του συστήματος με TES=3Hr .

Climate	
Climate/City {CALC}	*THESSALONIKI*
Climate/Direct Normal (kWh/m^2) {CALC}	*1403.27*
Climate/Dry-bulb Temp ('C) {CALC}	*15.4*
Climate/Elevation {CALC}	*4*
Climate/Global Horizontal (kWh/m^2) {CALC}	*1564.54*
Climate/Latitude {CALC}	*40.52*
Climate/Location	*GRC_Thessaloniki.166220_IWEC.epw*
Climate/Longitude {CALC}	*22.97*
Climate/State {CALC}	-
Climate/Timezone {CALC}	*2*
Climate/Wind Speed (m/s) {CALC}	*3.1*

Πίνακας 4.6 - Κλιματικά δεδομένα

Solar Field	
Empirical Trough Solar Field/Ambient Temp. ('C)	*16.1*
Empirical Trough Solar Field/Aperture Area per SCA (m^2/SCA) {CALC}	*545*
Empirical Trough Solar Field/Collector Azimuth (deg)	*0*
Empirical Trough Solar Field/Collector Tilt (deg)	*0*
Empirical Trough Solar Field/Deploy Angle (deg)	*10*
Empirical Trough Solar Field/Design Turbine Thermal Input (MWt) {CALC}	*88.023*
Empirical Trough Solar Field/Direct Normal Radiation (W/m^2)	*832*
Empirical Trough Solar Field/Distance between SCAs in Row (m)	*1*
Empirical Trough Solar Field/Exact Area (m^2) {CALC}	*154457*
Empirical Trough Solar Field/Exact Num. SCAs {CALC}	*283.407*
Empirical Trough Solar Field/HCE Thermal Losses (W/ m^2) {CALC}	*18.874*
Empirical Trough Solar Field/HTF Gallons per Area (gal/m^2)	*0.614*
Empirical Trough Solar Field/Minimum HTF Temp. ('C)	*50*
Empirical Trough Solar Field/Non-Solar Field Land Area Multiplier	*1.4*
Empirical Trough Solar Field/Number of SCAs per Row	*4*
Empirical Trough Solar Field/Optical Efficiency {CALC}	*0.709044*
Empirical Trough Solar Field/Piping Heat Loss Coeff 1	*0.001693*
Empirical Trough Solar Field/Piping Heat Loss Coeff 2	*-1,68E-02*
Empirical Trough Solar Field/Piping Heat Loss Coeff 3	*6.78e-008*
Empirical Trough Solar Field/Piping Heat Losses @ Design Temp. (W/m^2)	*10*
Empirical Trough Solar Field/Property table for user-defined HTF	-
Empirical Trough Solar Field/Row spacing, center-to-center (m)	*15*
Empirical Trough Solar Field/Solar Field Area (calc) (m^2) {CALC}	*270865*
Empirical Trough Solar Field/Solar Field Area (m^2)	-
Empirical Trough Solar Field/Solar Field HTF Type	*VP-1*
Empirical Trough Solar Field/Solar Field Initial Temp. ('C)	*100*
Empirical Trough Solar Field/Solar Field Inlet Temp. ('C)	*50*
Empirical Trough Solar Field/Solar Field Land Area (acres) {CALC}	*174.238*
Empirical Trough Solar Field/Solar Field Outlet Temp. ('C)	*300*
Empirical Trough Solar Field/Solar Field Piping Heat Losses (W/m^2) {CALC}	*1.16094*

Empirical Trough Solar Field/Solar Multiple	*1.75*
Empirical Trough Solar Field/Solar Multiple (calc) {CALC}	*1.75*
Empirical Trough Solar Field/Stow Angle (deg)	*170*
Empirical Trough Solar Field/Total Land Area (acres) {CALC}	*243.933*
Empirical Trough Solar Field/Wind Velocity (m/s)	*1.7*

Πίνακας 4.7 - Δεδομένα ηλιακού πεδίου

SCA/HCE	
Empirical Trough SCA HCE/Absorption Rec. 1	*0.925*
Empirical Trough SCA HCE/Absorption Rec. 2	*0.925*
Empirical Trough SCA HCE/Absorption Rec. 3	*0.8*
Empirical Trough SCA HCE/Absorption Rec. 4	*0.96*
Empirical Trough SCA HCE/Average Focal Length (m)	*2.1*
Empirical Trough SCA HCE/Bellows Shading Rec. 1	*0.971*
Empirical Trough SCA HCE/Bellows Shading Rec. 2	*0.971*
Empirical Trough SCA HCE/Bellows Shading Rec. 3	*0.971*
Empirical Trough SCA HCE/Bellows Shading Rec. 4	*0.963*
Empirical Trough SCA HCE/Concentrator Factor	*1*
Empirical Trough SCA HCE/Dust on Envelope (avg)	*0.98*
Empirical Trough SCA HCE/Env. Transmissivity Rec. 1	*0.935*
Empirical Trough SCA HCE/Env. Transmissivity Rec. 2	*0.935*
Empirical Trough SCA HCE/Env. Transmissivity Rec. 3	*1*
Empirical Trough SCA HCE/Env. Transmissivity Rec. 4	*0.963*
Empirical Trough SCA HCE/Geometric Accuracy	*0.98*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A0 Rec. 1	*2.4237*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A0 Rec. 2	*0.64628*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A0 Rec. 3	*100.05*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A0 Rec. 4	*11.8*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A1 Rec. 1	*0.21369*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A1 Rec. 2	*0.82543*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A1 Rec. 3	*-0.73508*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A1 Rec. 4	*1.35*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A2 Rec. 1	*-0.00047461*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A2	*-0.00014146*

Rec. 2	
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A2 Rec. 3	*-0.0086348*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A2 Rec. 4	*0.00075*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A3 Rec. 1	*6,88E-02*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A3 Rec. 2	*5,96E-02*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A3 Rec. 3	*2,67E-01*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A3 Rec. 4	*4.07e-006*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A4 Rec. 1	*9,62E-04*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A4 Rec. 2	*4,18E-04*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A4 Rec. 3	*6,65E-03*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A4 Rec. 4	*5.85e-008*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A5 Rec. 1	*-2.2423*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A5 Rec. 2	*-5.6693*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A5 Rec. 3	*-99.043*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A5 Rec. 4	*4.48*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A6 Rec. 1	*0.032325*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A6 Rec. 2	*0.18003*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A6 Rec. 3	*5.1672*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Coeff A6 Rec. 4	*0.285*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Factor Rec. 1	*1.25*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Factor Rec. 2	*1.25*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Factor Rec. 3	*1.25*
Empirical Trough SCA HCE/Heat Loss Factor Rec. 4	*1*
Empirical Trough SCA HCE/Incident Angle Mod Coeff 1	*1*
Empirical Trough SCA HCE/Incident Angle Mod Coeff 2	*0.0506*
Empirical Trough SCA HCE/Incident Angle Mod Coeff 3	*-0.1763*
Empirical Trough SCA HCE/Mirror Cleanliness Factor (avg)	*0.95*
Empirical Trough SCA HCE/Mirror Reflectance	*0.935*
Empirical Trough SCA HCE/SCA Aperture (m)	*5.75*

Empirical Trough SCA HCE/SCA Aperture Area (m^2)	*545*
Empirical Trough SCA HCE/SCA Length (m)	*100*
Empirical Trough SCA HCE/Solar Field Availability	*0.99*
Empirical Trough SCA HCE/Tracking Error and Twist	*0.99*
Empirical Trough SCA HCE/Unaccounted Rec. 1	*1*
Empirical Trough SCA HCE/Unaccounted Rec. 2	*1*
Empirical Trough SCA HCE/Unaccounted Rec. 3	*1*
Empirical Trough SCA HCE/Unaccounted Rec. 4	*1*

Πίνακας 4.8 - *Δεδομένα ηλιακών συλλεκτών*

Power Block	
Empirical Trough Power Block/Boiler LHV Efficiency	*0.9*
Empirical Trough Power Block/Design Turbine Gross Efficiency	*0.3749*
Empirical Trough Power Block/Design Turbine Gross Output (MWe)	*33*
Empirical Trough Power Block/Design Turbine Thermal Input (MWt) {CALC}	*88.023*
Empirical Trough Power Block/Estimated Gross to Net Conversion Factor	*0.9*
Empirical Trough Power Block/Estimated Net Output at Design (MWe) {CALC}	*29.7*
Empirical Trough Power Block/Max. Over Design Operation*	*1.15*
Empirical Trough Power Block/Max. Thermal Input (MWt) {CALC}	*100.934*
Empirical Trough Power Block/Min. Thermal Input (MWt) {CALC}	*26.129*
Empirical Trough Power Block/Minimum Load*	*0.25*
Empirical Trough Power Block/Turbine Startup Energy	*0.2*

Πίνακας 4.9 - Δεδομένα του τμήματος της τουρμπίνας

Thermal Storage	
Empirical Trough Thermal Storage/Design Turbine Thermal Input (MWt) {CALC}	*88.023*
Empirical Trough Thermal Storage/Dispatch Fraction With Solar Period 1	*0.1*
Empirical Trough Thermal Storage/Dispatch Fraction With Solar Period 2	*0.1*
Empirical Trough Thermal Storage/Dispatch Fraction With Solar Period 3	*0.1*
Empirical Trough Thermal Storage/Dispatch Fraction With Solar Period 4	*0.1*
Empirical Trough Thermal Storage/Dispatch Fraction With Solar Period 5	*0.1*
Empirical Trough Thermal Storage/Dispatch Fraction With Solar Period 6	*0.1*
Empirical Trough Thermal Storage/Dispatch Fraction Without Solar Period 1	*0.1*
Empirical Trough Thermal Storage/Dispatch Fraction Without Solar Period 2	*0.1*
Empirical Trough Thermal Storage/Dispatch Fraction Without Solar Period 3	*0.1*
Empirical Trough Thermal Storage/Dispatch Fraction Without Solar Period 4	*0.1*
Empirical Trough Thermal Storage/Dispatch Fraction Without Solar Period 5	*0.1*
Empirical Trough Thermal Storage/Dispatch Fraction Without Solar Period 6	*0.1*
Empirical Trough Thermal Storage/Equiv. Full Load Hours of TES (hours)	*3*
Empirical Trough Thermal Storage/Fossil Fill Fraction Period 1	*0*
Empirical Trough Thermal Storage/Fossil Fill Fraction Period 2	*0*
Empirical Trough Thermal Storage/Fossil Fill Fraction Period 3	*0*
Empirical Trough Thermal Storage/Fossil Fill Fraction Period 4	*0*
Empirical Trough Thermal Storage/Fossil Fill Fraction Period 5	*0*
Empirical Trough Thermal Storage/Fossil Fill Fraction Period 6	*0*
Empirical Trough Thermal Storage/Heat Exchanger Duty* {CALC}	*0*
Empirical Trough Thermal Storage/Initial Thermal Storage (MWht)	*0*
Empirical Trough Thermal Storage/Max. Power From Storage (MWt) {CALC}	*102.563*
Empirical Trough Thermal Storage/Max. Power To Storage (MWt) {CALC}	*177.147*
Empirical Trough Thermal Storage/Maximum Energy Storage (MWht) {CALC}	*264.07*
Empirical Trough Thermal Storage/Storage Fluid Type	*VP-1*
Empirical Trough Thermal Storage/Storage System Configuration	
Empirical Trough Thermal Storage/TOD Factor Period 1	*2.064*
Empirical Trough Thermal Storage/TOD Factor Period 2	*1.2*

Empirical Trough Thermal Storage/TOD Factor Period 3	*1*
Empirical Trough Thermal Storage/TOD Factor Period 4	*1.1*
Empirical Trough Thermal Storage/TOD Factor Period 5	*0.8*
Empirical Trough Thermal Storage/TOD Factor Period 6	*0.7*
Empirical Trough Thermal Storage/Tank Heat Losses (MWt)	*0.05*
Empirical Trough Thermal Storage/Turbine Output Fraction Period 1	*1.1*
Empirical Trough Thermal Storage/Turbine Output Fraction Period 2	*1*
Empirical Trough Thermal Storage/Turbine Output Fraction Period 3	*1*
Empirical Trough Thermal Storage/Turbine Output Fraction Period 4	*1*
Empirical Trough Thermal Storage/Turbine Output Fraction Period 5	*1*
Empirical Trough Thermal Storage/Turbine Output Fraction Period 6	*1*
Empirical Trough Thermal Storage/Turbine TES Adj. - Efficiency	*0.985*
Empirical Trough Thermal Storage/Turbine TES Adj. - Gross Output	*0.998*
Trough Storage/Dispatch Fraction With Solar Period 7	*158.9*
Trough Storage/Dispatch Fraction With Solar Period 8	*0.1*
Trough Storage/Dispatch Fraction With Solar Period 9	*0.1*
Trough Storage/Dispatch Fraction Without Solar Period 7	*0.1*
Trough Storage/Dispatch Fraction Without Solar Period 8	*0.1*
Trough Storage/Dispatch Fraction Without Solar Period 9	*0.1*
Trough Storage/Fossil Fill Fraction Period 7	*0.1*
Trough Storage/Fossil Fill Fraction Period 8	*0*
Trough Storage/Fossil Fill Fraction Period 9	*0*
Trough Storage/Primary Bed Material	*0*
Trough Storage/Secondary Bed Material	*1*
Trough Storage/TOD Factor Period 7	*1*
Trough Storage/TOD Factor Period 8	*1*
Trough Storage/TOD Factor Period 9	*1*
Trough Storage/Thermocline Eff. Adj for TES*	*1*
Trough Storage/Thermocline Output Adj for TES*	*0*

Trough Storage/Thermocline Temp Degradation ('C)	*0*
Trough Storage/Turbine Output Fraction Period 7	*50*
Trough Storage/Turbine Output Fraction Period 8	*1*
Trough Storage/Turbine Output Fraction Period 9	*1*

Πίνακας 4.10 - Δεδομένα της θερμικής αποθήκευσης

Parasitics	
Empirical Trough Parasitics/Antifreeze Pumping (fraction)	*0.1*
Empirical Trough Parasitics/Balance of Plant (MWe/MWe)	*0.02467*
Empirical Trough Parasitics/Balance of Plant PF	*1.5*
Empirical Trough Parasitics/Cooling Tower Operation Mode	-
Empirical Trough Parasitics/Cooling Towers (MWe/MWe)	-
Empirical Trough Parasitics/Cooling Towers PF	-
Empirical Trough Parasitics/Gross Turbine Output (MWe) {CALC}	*33*
Empirical Trough Parasitics/Heater & Boiler (MWe/MWe)	*0.02273*
Empirical Trough Parasitics/Heater & Boiler PF	*1*
Empirical Trough Parasitics/Power Block Fixed (fraction)	*0.0055*
Empirical Trough Parasitics/SCA Drives & Electronics (MWe/ m^2)	*2.66e-007*
Empirical Trough Parasitics/SCA Drives & Electronics PF	*1*
Empirical Trough Parasitics/Solar Field Area (m^2) {CALC}	*270865*
Empirical Trough Parasitics/Solar Field HTF Pumps (MWe/m^2)	*1,05E-02*
Empirical Trough Parasitics/Solar Field HTF Pumps PF	*1.35*
Empirical Trough Parasitics/TES Pumps (MWe/MWe)	*0.02*
Empirical Trough Parasitics/TES Pumps PF	*1*
Empirical Trough Parasitics/Total Design Point Parasitics (MWe) {CALC}	*7.679*

Πίνακας 4.11 - Δεδομένα των παρασιτικών απωλειών

4.2. Προσομοίωση των οικονομικών και των τεχνικών χαρακτηριστικών ηλιοθερμικού πάρκου με σύστημα παραβολικών κατόπτρων (Parabolic Trough) στα Τρίκαλα

Για να είναι ολοκληρωμένη μία μελέτη προσομοίωσης για ένα έργο εκτός από τις εκτιμήσεις για την παραγωγή, τις διαστάσεις, τις απώλειες κτλ θα πρέπει να περιλαμβάνει και οικονομοτεχνικές εκτιμήσεις για την περίοδο απόσβεσης του έργου, τα κατασκευαστικά και τα λειτουργικά του κόστη, την περίοδο αποπληρωμής του δανείου, τις τυχόν φορολογικές ελαφρύνσεις, τα κίνητρα που μπορεί να υπάρχουν κα. Για αυτό τον λόγο στην προμελέτη του εργοστασίου στα Τρίκαλα κάναμε προσομοιώσεις και με τα δύο μοντέλα της εφαρμογής ώστε να έχουμε όσο το δυνατόν καλύτερη εικόνα τόσο των τεχνικών όσο και των οικονομικών στοιχείων του έργου.

Για την προσομοίωση των οικονομικών και των τεχνικών στοιχείων του έργου χρησιμοποιήσαμε την εφαρμογή Utility Market του SAM η οποία περιγράφει τα οικονομικά στοιχεία του έργου στα πεδία (System Summary, Financing, Tax Credit Incentives, Payment Incentives, Annual Performance, Trough System Costs) περιέχει ακριβώς τα ίδια πεδία δεδομένων για τα τεχνικά χαρακτηριστικά (Climate, Solar Field, SCA/HCE, Power Block, Thermal Storage, Parasitics) με την επιλογή No Financial.

4.2.1 Αναλυτική περιγραφή των εισόδων (Inputs) που χρησιμοποιήθηκαν για την παραπάνω προσομοίωση του πάρκου στα Τρίκαλα

System Summary

Το συγκεκριμένο πεδίο περιλαμβάνει κάποια γενικά στοιχεία για το έργο όπως την ονομαστική ισχύ του, το συνολικό άμεσο κόστος, το κόστος εγκατάστασης, το κόστος ανά kW, την περίοδο της οικονομικής ανάλυσης, τον πληθωρισμό και το ποσοστό των ελαφρύνσεων. Όπως είναι φυσιολογικό όλα τα παραπάνω μεγέθη παράγονται από την εφαρμογή ανάλογα με τις εισόδους των άλλων πεδίων εισαγωγής δεδομένων και δεν είναι διαχειρίσιμα (άμεσα) από τον χρήστη.

Financing

Το συγκεκριμένο πεδίο περιλαμβάνει μεταβλητές που αφορούν την δανειοδότηση του έργου οι οποίες περιλαμβάνουν τα μεγέθη και τον αριθμό των δανείων που έχουν ληφθεί καθώς και τα επιτόκια και ο χρόνος αποπληρωμής τους. Επίσης περιέχει και τους διάφορους φορολογικούς συντελεστές που επιβαρύνουν οικονομικά την λειτουργία του έργου. Όλα τα παραπάνω στοιχεία χρησιμοποιούνται από τη εφαρμογή για τον υπολογισμό του λειτουργικού κόστους, της περιόδου απόσβεσης του έργου, των κερδών κτλ.

Το υποπεδίο General περιλαμβάνει την περίοδο ανάλυσης(Analysis Period) η οποία αντιστοιχεί στον αριθμό των ετών που καλύπτονται από την ανάλυση. Στην συγκεκριμένη προσομοίωση επιλέξαμε να κάνουμε μία ανάλυση 30 ετών(η οποία είναι και περίπου ένας μέσος όρος ζωής παρόμοιων έργων). Επίσης περιέχει τον δείκτη του πληθωρισμού(Inflation Rate) ο οποίος είναι ο ετήσιος ρυθμός μεταβολής των τιμών, στην Ελλάδα αυτήν την στιγμή διαμορφώνεται στο 3.5%. Τέλος στο συγκεκριμένο υποπεδίο υπάρχει και το πραγματικό προεξοφλητικό επιτόκιο (Real Discount Rate) το οποίο εκφράζεται ως ετήσιο ποσοστό και χρησιμοποιείται από το SAM για τον υπολογισμό του ετήσιου κόστους του έργου. Σύμφωνα με τον οδηγό αξιολόγησης της ΡΑΕ (βλ. παράγραφος 2.1) το επιτόκιο του δανείου για την χρηματοδότηση του έργου, δεν πρέπει να ξεπερνάει το 6%.

Στην παρούσα προσομοίωση στο υποπεδίο Taxes and Insurance ορίσαμε τον ομοσπονδιακό ποσοστό φορολογίας Federal Tax, ο οποίος αντιστοιχεί στον φόρο εισοδήματος, στο 30% και τον κρατικό φόρο (State Tax) στο 3%. Επιπλέον ορίσαμε τον φόρο μεγάλης(άνω του 1εκ ευρώ) ακίνητης περιουσίας (Property Tax) στο 1% και τέλος τον φόρο επί των πωλήσεων (Sales Tax), ο οποίος εφαρμόζεται επί των πωλήσεων ηλεκτρικής ενέργειας, 0% και το ποσοστό για την ασφάλιση (Insurance) το οποίο διαμορφώνεται στο 0.5% επί του συνολικού κόστους.

Επιπλέον στο υποπεδίο (Salvage Value) ορίσαμε την υπολειμματική αξία του έργου Net Salvage Value (δηλ. τα έσοδα του έργου κατά το τελευταίο έτος της ταμειακής ροής του) 0% επί του συνολικού κόστους του έργου, με αυτόν τον τρόπο βρισκόμαστε στην ασφαλή πλευρά της ανάλυσής μας.

Στο υποπεδίο Construction Period η εφαρμογή μας επιτρέπει να καθορίσουμε τις παραμέτρους για τα δάνεια τα οποία θα χρειαστούν για την κατασκευή του έργου. Για το παρόν έργο ορίσαμε ότι θα δανειοδοτηθεί το 70% είναι του συνολικού κόστους εγκατάστασης (Percent of Installed Cost), δηλαδή το μεγαλύτερο δυνατό ποσοστό δανειοδότησης, το οποίο είναι επιτρεπτό από την PAE (βλ. παράγραφος 2.1), με περίοδο αποπληρωμής (Months Prior to Operation) 240 μήνες (20-ετή) και με ετήσιο επιτόκιο (Interest Rate) 6%.

Η περίοδος αποπληρωμής των δανείων (Loan Term) και το ετήσιο επιτόκιο του (Loan Rate) καθορίζονται και στο υποπεδίο Utility IPP Financing Parameters. Έτσι θέσαμε ξανά στις παραπάνω μεταβλητές το συνολικό ποσοστό της δανειοδότησης στο 70% του συνολικού κόστους με περίοδο αποπληρωμής τα 20 έτη. Η εισαγωγή εκ νέου αυτών των δεδομένων σε αυτό το σημείο γίνεται διότι στο υποπεδίο Construction Period μπορούμε να ορίσουμε έως και 5 διαφορετικά δάνεια τα οποία καλύπτουν τα καθένα κάποιο μέρος του συνολικού κόστους. Στην περίπτωση μας ορίσαμε μόνο ένα δάνειο γι αυτό τον λόγο οι αριθμοί στα δύο υποπεδία συμπίπτουν.

Σε πολλές χώρες ανάλογα και με την εκάστοτε νομοθεσία υπάρχουν κάποιες φορολογικές εκπτώσεις οι οποίες λειτουργούν ως κίνητρα. Η εφαρμογή για την μοντελοποίηση αυτού του κομματιού των κινήτρων παρέχει δύο υποπεδία το Federal Depreciation και το State Depreciation με 4 επιλογές(για το καθένα) με κάποιες από τις δημοφιλέστερες εκδοχές φορολογικών κινήτρων που υπάρχουν ανά τον κόσμο και μία επιλογή για την δημιουργία από την αρχή ενός πίνακα με τους συντελεστές των φορολογικών εκπτώσεων. Ο διαχωρισμός σε Federal και State γίνεται κυρίως για να υφίσταται ο διαχωρισμός της τοπική αυτοδιοίκηση από το κεντρικό κράτος σε επίπεδο νομοθεσίας, φορολογίας κτλ. Οι επιλογές είναι No Depreciation, MACRS Mid-Quarter Convention, MACRS Half-Year Convention, Straight Line. Για τις ανάγκες της συγκεκριμένης προσομοίωσης εισάγαμε την επιλογή Straight Line, στο πεδίο State Depreciation, η οποία αντιπροσωπεύει με τον καλύτερο δυνατό τρόπο την νομοθεσία για τις φοροαπαλλαγές που επικρατεί στην Ελλάδα[42], και παρέχει φορολογική έκπτωση 20% επί του συνολικού κόστος εγκατάστασης για έναν συγκεκριμένο αριθμό ετών (τον οποίο καθορίζει ο χρήστης), όπου στην περίπτωσή μας 20-έτη (όσο και η διάρκεια αποπληρωμής του δανείου για την εγκατάσταση), αρχής γενομένης από το πρώτο έτος της ζωής του έργου. Ενώ στο πεδίο Federal Depreciation εισάγαμε την επιλογή No Depreciation εφόσον δεν προκύπτουν άλλες φοροελαφρύνσεις.

Tax Credit Incentives

Στο πεδίο Tax Credit Incentives η εφαρμογή επιτρέπει στον χρήστη να ορίσει τις παραμέτρους για φορολογικές ελαφρύνσεις λόγω επένδυσης Investment Tax Credit (ITC) ή λόγω παραγωγής Production Tax Credit (PTC)οι οποίες παρέχονται είτε από την ομοσπονδιακή(Federal) κυβέρνηση, είτε από το κεντρικό κράτος(State), ή και από τα δύο.

Στο υποπεδίο (ITC) ορίζονται οι φορολογικές ελαφρύνσεις λόγω επενδύσεων και στο υποπεδίο (PTC) ορίζονται οι φορολογικές ελαφρύνσεις λόγω παραγωγής. Μια έκπτωση φόρου λόγω επενδύσεων ή λόγω παραγωγής μειώνει την ετήσια φορολογική υποχρέωση του έργου από τον 2ο χρόνο και έπειτα. Λόγω του ότι στην Ελλάδα δεν προβλέπονται τέτοιου είδους ελαφρύνσεις ούτε από την τοπική

αυτοδιοίκηση αλλά ούτε και από την κεντρική κυβέρνηση για τα ηλιοθερμικά εργοστάσια, δεν τις συμπεριλάβαμε στην προσομοίωσή μας μηδενίζοντας τα αντίστοιχα πεδία στο ITC και PTC.

Payment Incentives

Το πεδίο Payment Incentives επιτρέπει στον χρήστη να ορίσει επιπλέον επενδυτικά κίνητρα Investment Based Incentive (IBI), κίνητρα λόγω της ονομαστικής ισχύος του συστήματος σε watt Capacity Based Incentive (CBI) και κίνητρα λόγω παραγωγής Production Based Incentive (PBI) τα οποία παρέχονται είτε από την ομοσπονδιακή κυβέρνηση είτε από το κεντρικό κράτος είτε από μια ηλεκτρική εταιρεία ή άλλο οργανισμό. Παρόμοια και με τις φορολογικές ελαφρύνσεις παραπάνω για το παρόν έργο στα Τρίκαλα δεν προκύπτουν κάποιου είδους κίνητρα από τα παραπάνω. Για τον παραπάνω λόγο, αλλά και επειδή θέλαμε να προσδιορίσουμε το κόστος της παραγωγής, κατά την εισαγωγή των δεδομένων μηδενίσαμε τα πεδία στο IBI, στο CBI και στο PBI .

Annual Performance

Το πεδίο Annual System Performance εμφανίζει μεταβλητές που επηρεάζουν συνολική ετήσια ηλεκτρική απόδοση του συστήματος. Το SAM υπολογίζει τους παράγοντες απόδοσης και την ετήσια συνολική ηλεκτρική απόδοση με το ωριαίο μοντέλο προσομοίωσης. Η μεταβλητή System Degradation αντιπροσωπεύει τον ρυθμό υποβάθμισης του συστήματος βάση του οποίου εκφράζεται η ετήσια μείωση στην ηλεκτρική ισχύ του συστήματος. Τα ηλιοθερμικά συστήματα δεν έχουν κάποια πτώση της παραγωγικότητάς τους με την πάροδο του χρόνου έτσι στην προσομοίωσή μας χρησιμοποιήσαμε την προκαθορισμένη τιμή μηδέν σε αυτό το πεδίο. Τέλος η μεταβλητή Availability αντιπροσωπεύει την διαθεσιμότητα για προσωρινή παύση λειτουργίας λόγω των προγραμματισμένων διακοπών λειτουργίας. Το SAM υπολογίζει κάθε ώρα ηλεκτρικής ισχύος AC από τον παράγοντα διαθεσιμότητας του συστήματος. . Η προεπιλεγμένη τιμή για τα συστήματα συγκέντρωσης ηλιακής ενέργειας είναι 96% ως αποτέλεσμα τη μείωσης κατά 4% της παραγωγής.

Trough System Costs

Το πεδίο Trough System Costs περιλαμβάνει τα κόστη από τα επιμέρους τμήματα του εργοστασίου (Solar Field, HTF, Thermal Storage, Power Plant κτλ). Το υποπεδίο Direct Capital Cost περιλαμβάνει το άμεσο κόστος σε δολάρια ανά τετραγωνικό μέτρο της ηλιακής χρησιμοποιούμενης έκτασης (Site Improvements), του ηλιακού πεδίου (Solar Field), του συστήματος θερμό-απορροφητικού υγρού (HTF).Όπως επίσης το άμεσο κόστος σε δολάρια ανά κιλοβάτ της θερμικής αποθήκευσης (Thermal Storage), των ορυκτών καυσίμων (Fossil Backup), του ατμοστρόβιλου (Power Plant) και (Balance Plant). Στις παραπάνω μεταβλητές χρησιμοποιήσαμε τις προκαθορισμένες τιμές που δίνει η εφαρμογή.

Μεταβλητή	Τιμή
Site Improvements	*39.00 $/m^2*
Solar Field	*295.00 $/ m^2*
HTF	*90.00 $/ m^2*
Thermal Storage	*80 $/kWht*
Fossil Backup	*0 $/kWe*
Power Plant	*940 $/kWe*
Balance Plant	*0 $/kWe*

Πίνακας 4.12 - Κλίμακα κόστους των επιμέρους τμημάτων του εργοστασίου

Με βάση τα παραπάνω στοιχεία και τα δεδομένα τα οποία έχει εκχωρήσει ο χρήστης στο κομμάτι όπου περιγράφονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά(βλ. ενότητα 3.2.1) η εφαρμογή υπολογίζει το κόστος για κάθε ένα από τα παραπάνω τμήματα του εργοστασίου.

Συγκεντρωτικός πίνακας Εισόδων(Inputs) της παραπάνω προσομοίωσης για το εργοστάσιο στα Τρίκαλα

Τα παρακάτω δεδομένα ανήκουν στην προσομοίωση με TES=3Hr. Επιπλέον οι παρακάτω πίνακες περιέχουν μόνο τις εισόδους των πεδίων που περιγράφουν τα οικονομικά στοιχεία του έργου. Τα δεδομένα εισόδου που περιγράφουν τα τεχνικά χαρακτηριστικά του έργου βρίσκονται στην ενότητα 4.1. Η εφαρμογή Utility Market, εκτός από τα δεδομένα που περιγράφουν τα οικονομικά στοιχεία του έργου, περιέχει ακριβώς τα ίδια δεδομένα που περιγράφουν τα τεχνικά του χαρακτηριστικά με την εφαρμογή No Financial**.**

System Summary	
System Summary/Analysis Period (years) {CALC}	*30*
System Summary/Inflation Rate (%) {CALC}	*3.5*
System Summary/Real Discount Rate (%) {CALC}	*10*
System Summary/Recapitalization Cost ($) {CALC}	*0*
System Summary/Recapitalization Escalation (above inflation) {CALC}	*0*
System Summary/System Nameplate Capacity (kW) {CALC}	*29700*
System Summary/Time of Dispatch Factor 1 {CALC}	*2.064*
System Summary/Time of Dispatch Factor 2 {CALC}	*1.2*
System Summary/Time of Dispatch Factor 3 {CALC}	*1*
System Summary/Time of Dispatch Factor 4 {CALC}	*1.1*
System Summary/Time of Dispatch Factor 5 {CALC}	*0.8*
System Summary/Time of Dispatch Factor 6 {CALC}	*0.7*
System Summary/Time of Dispatch Factor 7 {CALC}	*1*
System Summary/Time of Dispatch Factor 8 {CALC}	*1*
System Summary/Time of Dispatch Factor 9 {CALC}	*1*
System Summary/Total Direct Cost ($) {CALC}	*1.80E+8*
System Summary/Total Installed Cost ($) {CALC}	*2.13E+8*
System Summary/Total Installed Cost per Capacity ($/kW) {CALC}	*7162.68*
System Summary/Total Sales Tax ($) {CALC}	*0*

Πίνακας 4.13 - Γενική περιγραφή του συστήματος

Financing	
Construction Period/Construction Loan 1 Percent (%)	*0.7*
Construction Period/Construction Loan 2 Percent (%)	*0*
Construction Period/Construction Loan 3 Percent (%)	*0*
Construction Period/Construction Loan 4 Percent (%)	*0*
Construction Period/Construction Loan 5 Percent (%)	*0*
Construction Period/Construction Loan1 Interest {CALC}	*18829.5*
Construction Period/Construction Loan1 Months	*240*
Construction Period/Construction Loan1 Principal {CALC}	*1.49E+6*
Construction Period/Construction Loan1 Rate	*0.06*
Construction Period/Construction Loan2 Interest {CALC}	*0*
Construction Period/Construction Loan2 Months	*0*
Construction Period/Construction Loan2 Principal {CALC}	*0*
Construction Period/Construction Loan2 Rate	*0*
Construction Period/Construction Loan3 Interest {CALC}	*0*
Construction Period/Construction Loan3 Months	*0*
Construction Period/Construction Loan3 Principal {CALC}	*0*
Construction Period/Construction Loan3 Rate	*0*
Construction Period/Construction Loan4 Interest {CALC}	*0*
Construction Period/Construction Loan4 Months	*0*
Construction Period/Construction Loan4 Principal {CALC}	*0*
Construction Period/Construction Loan4 Rate	*0*
Construction Period/Construction Loan5 Interest {CALC}	*0*
Construction Period/Construction Loan5 Months	*0*
Construction Period/Construction Loan5 Principal {CALC}	*0*
Construction Period/Construction Loan5 Rate	*0*
Financing/Analysis Period (years)	*30*
Financing/Debt Fraction (%)	*70*
Financing/Federal Straight Line Depreciation Years	-
Financing/Federal Tax (%/year)	*30*
Financing/Inflation Rate (%)	*3.5*
Financing/Insurance (%)	*0.5*
Financing/Loan Rate (%/year)	*6*
Financing/Loan Term (years)	*20*
Financing/Minimum Required DSCR	*1.2*
Financing/Minimum Required IRR (%)	*15*
Financing/Net Salvage Value (% of Installed	*0*

Cost)	
Financing/Nominal Discount Rate (%) {CALC}	*13.85*
Financing/PPA Escalation Rate (%)	*0.5*
Financing/Present Value {CALC}	*0*
Financing/Principal Amount {CALC}	*1.49E+6*
Financing/Property Tax (%/year)	*1*
Financing/Real Discount Rate (%)	*10*
Financing/Sales Tax (%)	*0*
Financing/State Straight Line Depreciation Years	*20*
Financing/State Tax (%/year)	*3*
Financing/WACC (%) {CALC}	*7.35*
Utility IPP Financing/Installed Cost {CALC}	*2.13E+8*
Utility IPP Financing/Interest during Construction {CALC}	*1882.5*

Πίνακας 4.14 - Δεδομένα για την χρηματοδότηση του έργου

Tax Credits	
Tax Credits/Federal ITC Fixed Amount ($)	*0*
Tax Credits/Federal ITC Maximum Credit Value ($)	*1,00E+99*
Tax Credits/Federal ITC Percentage (%)	*0*
Tax Credits/Federal PTC Amount ($/kWh)	*0*
Tax Credits/Federal PTC Escalation (%)	*2*
Tax Credits/Federal PTC Term (years)	*10*
Tax Credits/State ITC Fixed Amount ($)	*0*
Tax Credits/State ITC Maximum Credit Value	*1,00E+99*
Tax Credits/State ITC Percentage (%)	*0*
Tax Credits/State PTC Amount ($/kWh)	*0*
Tax Credits/State PTC Escalation (%)	*2*
Tax Credits/State PTC Term (years)	*10*

Πίνακας 4.15 - Δεδομένα για τις φορολογικές ελαφρύνσεις του έργου

Payment Incentives	
Incentives/Federal CBI Amount ($/W)	*0*
Incentives/Federal CBI Maximum ($)	*1,00E+99*
Incentives/Federal IBI Amount ($)	*0*
Incentives/Federal IBI Maximum ($)	*1,00E+99*
Incentives/Federal IBI Percentage (%)	*0*
Incentives/Federal PBI Amount ($/kWh)	*0*
Incentives/Federal PBI Escalation (%)	*0*
Incentives/Federal PBI Term (years)	*0*
Incentives/Other CBI Amount ($/W)	*0*
Incentives/Other CBI Maximum ($)	*1,00E+99*
Incentives/Other IBI Amount ($)	*0*
Incentives/Other IBI Maximum ($)	*1,00E+99*
Incentives/Other IBI Percentage (%)	*0*
Incentives/Other PBI Amount ($/kWh)	*0*
Incentives/Other PBI Escalation (%)	*0*
Incentives/Other PBI Term (years)	*0*
Incentives/State CBI Amount ($/W)	*0*
Incentives/State CBI Maximum ($)	*1,00E+99*
Incentives/State IBI Amount ($)	*0*
Incentives/State IBI Maximum ($)	*1,00E+99*
Incentives/State IBI Percentage (%)	*0*

Incentives/State PBI Amount ($/kWh)	*0*
Incentives/State PBI Escalation (%)	*0*
Incentives/State PBI Term (years)	*0*
Incentives/Utility CBI Amount ($/W)	*0*
Incentives/Utility CBI Maximum ($)	*1,00E+99*
Incentives/Utility IBI Amount ($)	*0*
Incentives/Utility IBI Maximum ($)	*1,00E+99*
Incentives/Utility IBI Percentage (%)	*0*
Incentives/Utility PBI Amount ($/kWh)	*0*
Incentives/Utility PBI Escalation (%)	*0*
Incentives/Utility PBI Term (years)	*0*

Πίνακας 4.16 - Δεδομένα για τις τυχόν επιδοτήσεις για το έργο

Annual Performance	
Annual Performance/Availability	*96*
Annual Performance/System Degradation	*0*

Πίνακας 4.17 - Δεδομένα απόδοσης του συστήματος

Trough System Costs	
Empirical Trough Capital Costs/Balance of Plant (MWe, Gross) {CALC}	*33*
Empirical Trough Capital Costs/Contingency	*10*
Empirical Trough Capital Costs/Engineer,Procure,Construct	*15*
Empirical Trough Capital Costs/Fixed EPC Cost ($)	*0*
Empirical Trough Capital Costs/Fixed PLM Cost ($)	*0*
Empirical Trough Capital Costs/Fossil Backup (MWe, Gross) {CALC}	*-*
Empirical Trough Capital Costs/Fossil Backup Cost per kWe ($/kWe)	*0*
Empirical Trough Capital Costs/HTF System (m^2) {CALC}	*270865*
Empirical Trough Capital Costs/HTF System Cost Per m^2 ($/$m^2$)	*90*
Empirical Trough Capital Costs/Power Plant (MWe, Gross) {CALC}	*33*
Empirical Trough Capital Costs/Power Plant Cost per kWe ($/kWe)	*940*
Empirical Trough Capital Costs/Project,Land,Management	*3.5*
Empirical Trough Capital Costs/Sales Tax Percentage of Direct Cost (%)	*80*
Empirical Trough Capital Costs/Sales Tax of {CALC}	*0*
Empirical Trough Capital Costs/Site Improvement Cost per m^2 ($/$m^2$)	*39*
Empirical Trough Capital Costs/Site Improvements (m^2) {CALC}	*270865*
Empirical Trough Capital Costs/Solar Field (m^2) {CALC}	*270865*
Empirical Trough Capital Costs/Solar Field Cost per m^2 ($/$m^2$)	*295*
Empirical Trough Capital Costs/Storage (MWht) {CALC}	*264.07*
Empirical Trough Capital Costs/Storage	*80*

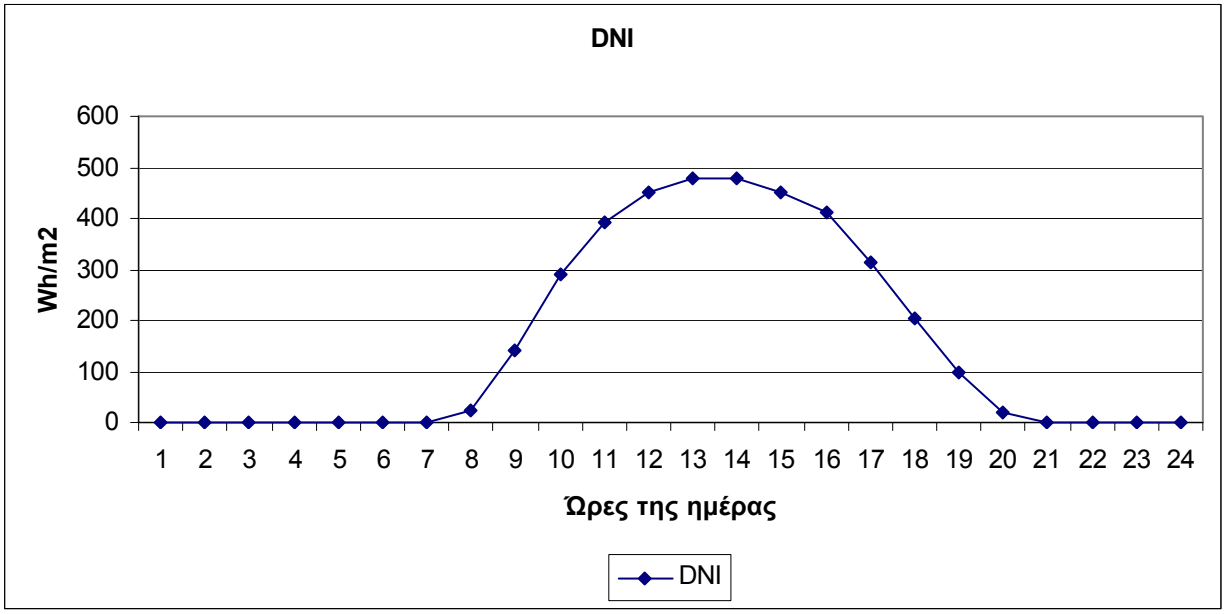
System Cost per kWht ($/kWht)	
Empirical Trough Capital Costs/Total Direct Cost {CALC}	*1,80E+8*
Empirical Trough Capital Costs/Total Estimated Installed Cost per Net Capacity ($/kW) {CALC}	*7162.68*
Empirical Trough Capital Costs/Total Indirect Cost {CALC}	*3,32E+7*
Empirical Trough Capital Costs/Total Installed Cost {CALC}	*2,13E+8*

Πίνακας 4.18 Δεδομένα για το κόστος των επιμέρους τμημάτων του εργοστασίου.

5. ΚΕΦΑΛΑΙΟ

5.1. Σύγκριση και ανάλυση της παραγωγής ενός ηλιοθερμικού συστήματος, ενός Φ/Β χωρίς Tracker και ενός Φ/Β με Tracker 2 αξόνων, συνολικής ισχύς 30MW το καθένα, εγκατεστημένα στην περιοχή των Τρικάλων

Αρχικά θα πρέπει να ρίξουμε μία ματιά στην ετήσια ωριαία καμπύλη της άμεσης ακτινοβολίας(DNI) της περιοχής που κάναμε τις προσομοιώσεις. Παρατηρούμε ότι το μέγιστο χρονικό διάστημα όπου η τιμή του DNI είναι θετική (στην διάρκεια μία ημέρας) είναι 13 ώρες από τις 7:30 έως τις 20:30. Αυτό συμβαίνει τον Ιούνιο και τον Ιούλιο.

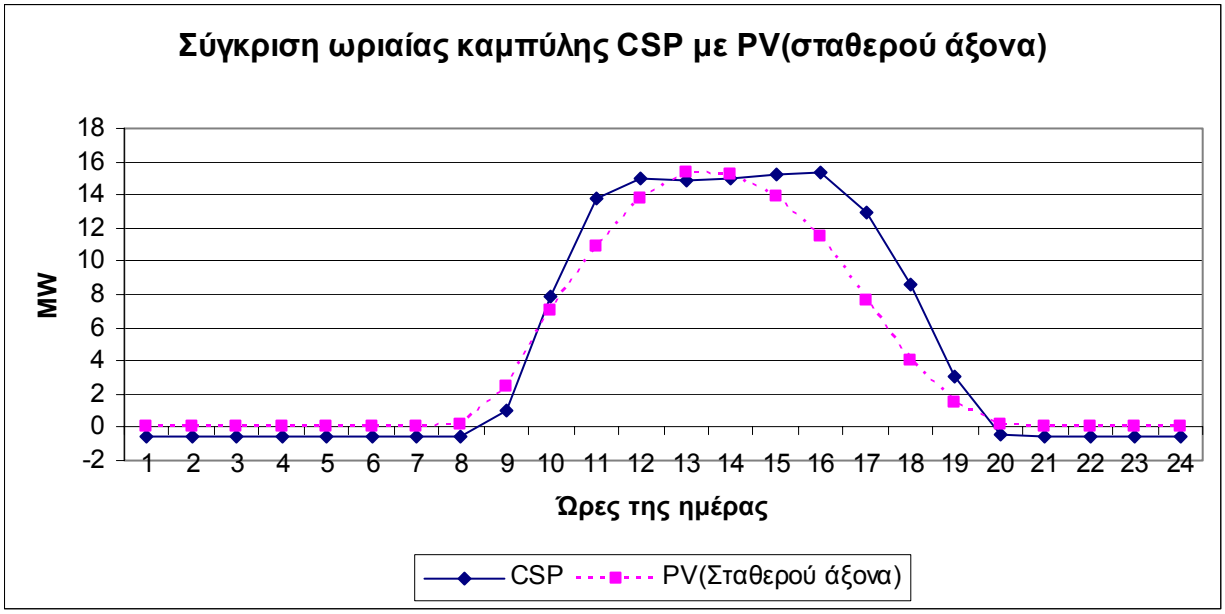


Εικόνα 5.1- Γράφημα μέσων τιμών της άμεσης ακτινοβολίας(DNI)

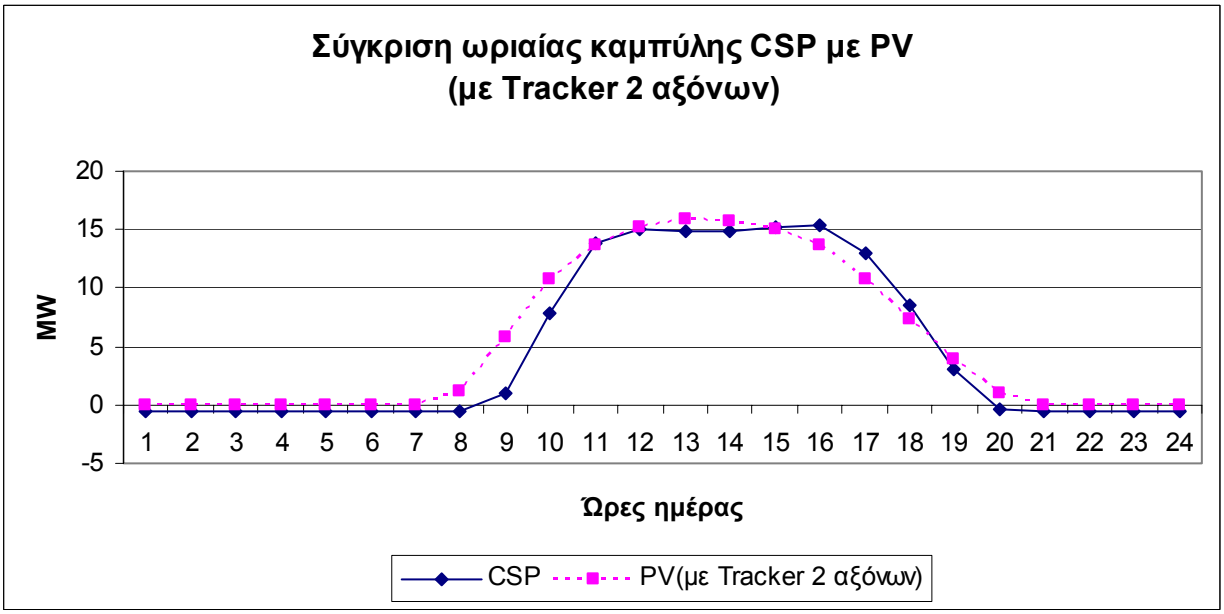
Στα παρακάτω γραφήματα βρίσκονται οι ετήσιες ωριαίες καμπύλες παραγωγής ενός ηλιοθερμικού συστήματος ενός Φ/Β σταθερού άξονα (Εικόνα 5.2) και ενός Φ/Β με Tracker 2 αξόνων (Εικόνα 5.3). Μελετώντας προσεκτικά τα δύο γραφήματα παρατηρούμε ότι τα Φ/Β συστήματα εκκινούν την παραγωγή τους νωρίτερα από το ηλιοθερμικό. Αυτό συμβαίνει διότι για να ξεκινήσει την παραγωγή το ηλιοθερμικό σύστημα θα πρέπει να θερμανθεί αρκετά το θερμο-απορροφητικό του υγρό(HTF) από το τμήμα των κατόπτρων, στην συνέχεια να μπει στους εναλλάκτες θερμότητας ώστε να θερμάνει το νερό, το οποίο θα ατμοποιηθεί με την σειρά και θα λειτουργήσει την γεννήτρια-ατμοστρόβιλο. Για να συμβεί αυτό θα πρέπει να υπάρξει για ένα εύλογο χρονικό διάστημα (ανάλογο με την εξωτερική θερμοκρασία και την τιμή του DNI) με ικανοποιητικό DNI ώστε να μπορέσει να θερμανθεί το υγρό. Σε αυτό το σημείο αξίζει να σημειωθεί ότι κατά τους χειμερινούς μήνες (χαμηλές εξωτερικές θερμοκρασίες) παρόλο που το DNI φτάνει σε ικανοποιητικά επίπεδα το ηλιοθερμικό αδυνατεί να «δώσει» παραγωγή.

Στην αντίπερα όχθη το Φ/Β αρχίζει την παραγωγή σχεδόν αμέσως όταν αρχίσει να υπάρχει ηλιοφάνεια ακόμη και όταν το DNI είναι πολύ χαμηλό διότι μπορεί και εκμεταλλεύεται και την διάχυτη ακτινοβολία, πράγμα που είναι αδύνατο για το ηλιοθερμικό. Επίσης παρατηρούμε ότι το ηλιοθερμικό μηδενίζει την παραγωγή του πιο σύντομα από το Φ/Β. Αυτό συμβαίνει διότι το DNI τις απογευματινές ώρες πέφτει απότομα με αποτέλεσμα όταν το HTF φτάσει πίσω στα κάτοπτρα, αφότου έχει περάσει από τους εναλλάκτες για να «αφήσει» μέρος της θερμικής του ενέργειας ώστε να ατμοποιήσει το νερό, δεν

είναι σε θέση (λόγω ραγδαίας μείωσης του DNI) να αναθερμανθεί σύντομα σε πολύ υψηλές θερμοκρασίες ώστε να ατμοποιήσει το νερό, με αποτέλεσμα, μέσα σε λίγους τέτοιους θερμικούς κύκλους του HTF να μηδενίζεται η παραγωγή.



Εικόνα 5.2 - Γράφημα τυπικών ωριαίων τιμών CSP και PV(σταθερού άξονα)



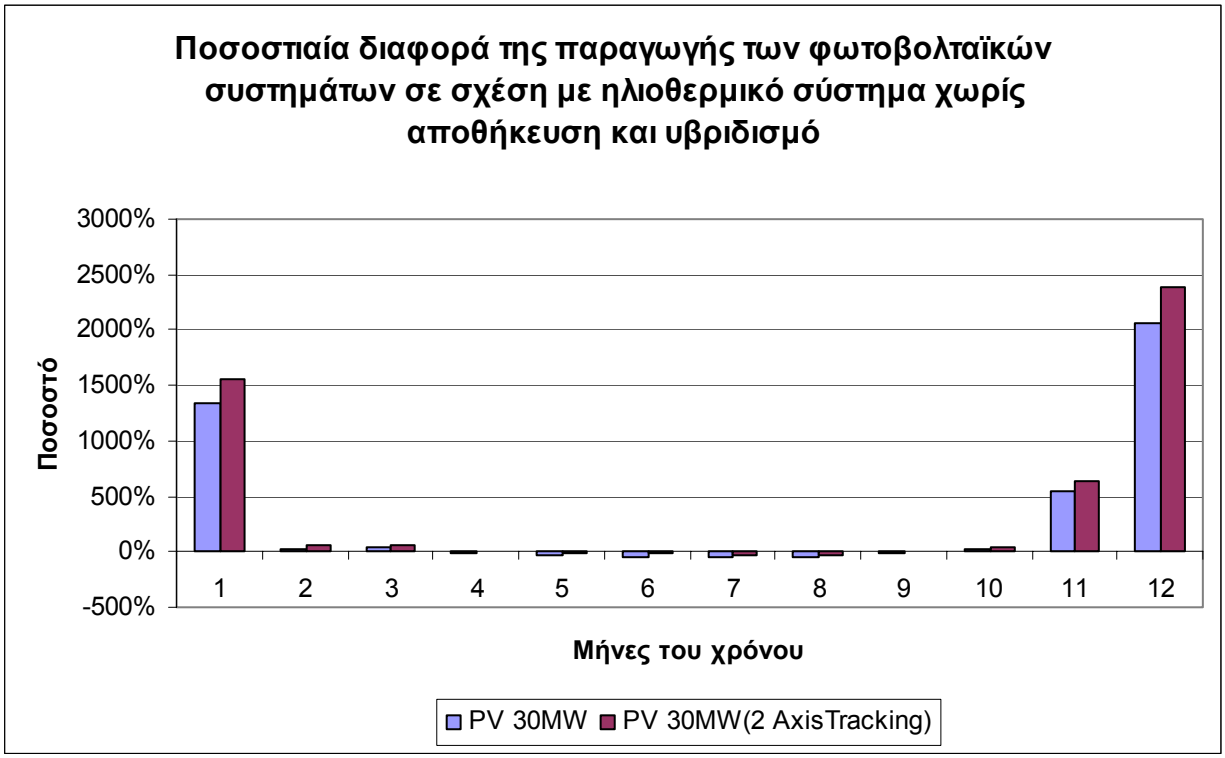
Εικόνα 5.3- Γράφημα τυπικών ωριαίων τιμών CSP και PV(με Tracker 2 αξόνων)

Μια τρίτη παρατήρηση είναι ότι η καμπύλη του ηλιοθερμικού παρουσιάζει μια μικρή υποχώρηση στις μεσημεριανές ώρες και στην συνέχεια ανακάμπτει. Αυτό συμβαίνει για λόγους αστάθειας της παραγωγής κατά τους χειμερινούς μήνες (χαμηλή εξωτερική θερμοκρασία και DNI, ελάχιστες έως καθόλου ώρες θετικής παραγωγής ηλεκτρισμού την ημέρα) και έτσι για τον λόγο του ότι η καμπύλη είναι ετήσια ωριαία αθροιστική η όποια αστάθεια παρατηρείται κατά τους χειμερινούς μήνες εκφράζεται με αυτόν τον τρόπο στην παραπάνω καμπύλη. Επίσης η συγκεκριμένη μορφή της καμπύλης επιβεβαιώνεται και από την βιβλιογραφία[43].

Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει την μηνιαία παραγωγή ηλεκτρισμού για κάθε ένα από τα παρακάτω συστήματα, Ηλιοθερμικό 30MW(*χωρίς αποθήκευση και χωρίς υβριδισμό*), Φ/Β 30MW (*σταθερού άξονα*), Φ/Β 30MW (*με Tracker 2 αξόνων*). Στα Φ/Β συστήματα παρατηρείται μικρότερη διακύμανση σε επίπεδο παραγωγής για όλη την διάρκεια του χρόνου σε αντίθεση με το ηλιοθερμικό το οποίο τους χειμερινούς μήνες (Ιανουάριο, Νοέμβριο και Δεκέμβριο) έχει πολύ χαμηλή παραγωγή. Αφενός διότι, εκείνη την περίοδο, υπάρχει χαμηλή άμεση ακτινοβολία(DNI) και αφετέρου υπάρχουν πολύ χαμηλές εξωτερικές θερμοκρασίες που δεν του επιτρέπουν, ακόμη και σε μέρες με ικανοποιητική ηλιοφάνεια, την παραγωγή ενέργειας.

	CSP_30MW No Storage-No Hybrid (MWh)	***PV_30MW No Tracker (MWh)***	***PV_30MW 2 Axis Tracker (MWh)***
Ιανουάριος	*137,5*	*1980*	*2270*
Φεβρουάριος	*2210*	*2850*	*3400*
Μάρτιος	*2400*	*3340*	*3870*
Απρίλιος	*3720*	*3350*	*4060*
Μάιος	*5260*	*3780*	*5040*
Ιούνιος	*6750*	*3990*	*5620*
Ιούλιος	*7850*	*4160*	*5860*
Αύγουστος	*6990*	*4140*	*5330*
Σεπτέμβριος	*4440*	*3560*	*4320*
Οκτώβριος	*2350*	*2880*	*3340*
Νοέμβριος	*311,3*	*2030*	*2310*
Δεκέμβριος	*76,1*	*1650*	*1890*

Πίνακας 5.1- Μηνιαία παραγωγή ηλεκτρισμού



Εικόνα 5.4 - Γράφημα ποσοστιαίας διαφοράς της παραγωγής ηλεκτρισμού

Αιχμή παραγωγής και ώρα εμφάνισης της:

Το Ηλιοθερμικό 30MW(χωρίς αποθήκευση και χωρίς υβριδισμό) είναι σε θέση να παράγει έως και 33.800 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένοο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 10:00 έως και 16:00.

Το Φ/Β 30MW(σταθερού άξονα) είναι σε θέση να παράγει έως και 23.500kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει ελάχιστες(2 έως 3) φορές όλο των χρόνο και κυρίως σε «κρύους» μήνες. Σε γενικές γραμμές, τις ημέρες με μεγάλη ηλιοφάνεια όπως αυτές του καλοκαιριού από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 11:00 έως και 14:00 η παραγωγή κυμαίνεται από 18.000 έως 20.000 kW ανά ώρα. Βέβαια όχι πολύ μικρότερες παραγωγές εμφανίζονται και στους υπόλοιπους μήνες, τις αντίστοιχες ώρες. Αυτή η συμπεριφορά οφείλεται στο ότι τα Φ/Β συστήματα επηρεάζονται αρνητικά(σε επίπεδο παραγωγής) μόνο από τις υψηλές εξωτερικές θερμοκρασίες και θετικά από τις χαμηλές όπως είδαμε και στην παράγραφο 1.1 του 1^{ου} Κεφαλαίου (όπου γίνεται εκτενέστερη ανάλυση της λειτουργίας των Φ/Β συστημάτων). Επιπλέον το η συγκεκριμένη παρατήρηση δικαιολογείτε διότι τα Φ/Β συστήματα εκμεταλλεύονται και την διάχυτη ακτινοβολία(σε περίπτωση συννεφιάς) σε αντίθεση με τα ηλιοθερμικά που εκμεταλλεύονται μόνο την άμεση ακτινοβολία(DNI).

Το Φ/Β 30MW (με Tracker 2 αξόνων) είναι σε θέση να παράγει έως και 24.300kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει ελάχιστες(2 έως 3) φορές όλο των χρόνο και κυρίως σε «κρύους» μήνες. Σε γενικές γραμμές, τις ημέρες με μεγάλη ηλιοφάνεια όπως αυτές του καλοκαιριού από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 11:00 έως και 14:00 η παραγωγή κυμαίνεται από 20.000 έως 23.000 kW ανά ώρα. Βέβαια όχι πολύ μικρότερες παραγωγές εμφανίζονται και στους υπόλοιπους μήνες, τις αντίστοιχες ώρες για τους λόγους που αναφέραμε στην παραπάνω παράγραφο. Η αυξημένη παραγωγή σε όλες τις ώρες του συγκεκριμένου συστήματος σε σχέση με το Φ/Β (σταθερού άξονα) οφείλεται ξεκάθαρα στην χρήση του Tracker 2 αξόνων με βάση το οποίο τα panel μας ακολουθούν την πορεία του ήλιου από την ανατολή του προς την δύση.

Στον παρακάτω πίνακα απεικονίζονται οι ετήσιες τιμές παραγωγής για κάθε ένα από τα παρακάτω συστήματα, Ηλιοθερμικό 30MW (χωρίς αποθήκευση και χωρίς υβριδισμό), Φ/Β 30MW (σταθερού άξονα), Φ/Β 30MW (με Tracker 2 αξόνων). Παρατηρούμε ότι το Φ/Β(με Tracker 2 αξόνων) μεγαλύτερη παραγωγή και από το Ηλιοθερμικό αλλά και από το Φ/Β(σταθερού άξονα). Αρχικά είναι λογικό το Φ/Β με Tracker να έχει μεγαλύτερη παραγωγή από το «σταθερό» διότι τα panel του πρώτου ακολουθούν την πορεία του ήλιου από την ανατολή του προς την δύση ενώ του δεύτερου είναι σταθερά. Επίσης το Ηλιοθερμικό είναι πιο αποδοτικό από το Φ/Β(σταθερού άξονα) διότι το πρώτο εκμεταλλεύεται πολύ καλύτερα (σε επίπεδο παραγωγής) την υψηλή ηλιοφάνεια κατά τους καλοκαιρινούς μήνες. Τέλος το ηλιοθερμικό έχει χαμηλότερη παραγωγή από το Φ/Β με Tracker διότι το δεύτερο βελτιώνει κατά 25% περίπου την παραγωγή του σε σχέση με το «σταθερό» Φ/Β διότι τα panel δέχονται όσο το δυνατόν περισσότερη ηλιακή ακτινοβολία με τον μηχανισμό του Tracker.

Μια παρατήρηση που αξίζει να ειπωθεί σε αυτό το σημείο είναι ότι το ηλιοθερμικό σύστημά ,έστω και για μικρό χρονικό διάστημα, ξεπερνά την ονομαστική του ισχύ. Αυτό θα πρέπει να ληφθεί σοβαρά υπόψη κατά την υποβολή της αίτησης στην ΡΑΕ ώστε να αδειοδοτηθεί το εργοστάσιο με τη «σωστή» ισχύ.

	CSP_30MW No Storage-No Hybrid	***PV_30MW No Tracker***	***PV_30MW 2 Axis Tracker***
Ετήσια Παραγωγή Ηλεκτρισμού (MWh)	*42500*	*37700*	*47300*
Αιχμή παραγωγής (MW)	*33,8*	*23,5*	*24,3*
Ώρα αιχμής	*10:00 έως 16:00*	*11:00 έως 14:00*	*11:00 έως 14:00*
Capacity Factor(%)	*15,7*	*14,3*	*18*

Πίνακας 5.2 - Ετήσια παραγωγή ηλεκτρισμού, αιχμή παραγωγής και capacity factor

Στον παρακάτω πίνακα απεικονίζονται το συνολικό κόστος εγκατάστασης ανά την ισχύ(€/kW) και το κόστος της ενέργειας ανά κιλοβατώρα(€/kWh) για κάθε ένα από τα παρακάτω συστήματα, Ηλιοθερμικό 30MW (χωρίς αποθήκευση και χωρίς υβριδισμό), Φ/Β 30MW (σταθερού άξονα), Φ/Β 30MW (με Tracker 2 αξόνων).

Λοιπά οικονομικά μεγέθη που χρησιμοποιήθηκαν κατά τους υπολογισμούς

Ο υπολογισμός του κόστους της ενέργειας έγινε αθροίζοντας τα ετήσια λειτουργικά κόστη και τα ετήσια κόστη των δανείων για την εγκατάσταση του κάθε συστήματος και διαιρώντας αυτό το άθροισμα με την ετήσια παραγόμενη ενέργεια. Θεωρήσαμε και στις 3 περιπτώσεις ότι δανειοδοτηθήκαμε το 70% του συνολικού κόστους εγκατάστασης και ότι η περίοδος αποπληρωμής του δανείου θα είναι 20 χρόνια(με σταθερό επιτόκιο και στις 3 περιπτώσεις). Επίσης όλοι οι υπολογισμοί έγιναν για πρώτο έτος λειτουργίας του έργου. Το κόστος της ενέργειας ανά κιλοβατώρα για κάθε χρονιά θα είναι το κόστος που υπολογίσαμε αυξημένο κατά τον πληθωρισμό του κάθε έτους για τα πρώτα 20 χρόνια του έργου κατά τα οποία στα λειτουργικά έξοδα προσθέτουμε και τα έξοδα για την εξυπηρέτηση του δανείου. Έπειτα θα είναι αρκετά μειωμένο εφόσον θα έχουμε δεν θα υπάρχουν οι δανειακές υποχρεώσεις[44]. Για την ακριβέστερη εποπτεία των παραδοχών που κάναμε κατά την προσομοίωση καλό θα ήταν να ανατρέξουμε στην παράγραφο 4.2.1 του 4^{ου} Κεφαλαίου όπου εκεί αναγράφονται αναλυτικά όλες οι είσοδοι της εφαρμογής του SAM που χρησιμοποιήσαμε. Τέλος για την μετατροπή, του κόστους ενέργειας και του κόστους εγκατάστασης ανά κιλοβάτ, από δολάρια ($) ,όπου βγάζει ως έξοδο η εφαρμογή του SAM , σε ευρώ(€) χρησιμοποιήσαμε σταθερή ισοτιμία 1$=0,752€.

Επιπλέον για τον υπολογισμό του κόστους εγκατάστασης στα φωτοβολταϊκά συστήματα, λαμβάνοντας υπόψη και την βιβλιογραφία[45], εισάγαμε στο SAM τις εξής τιμές, 3,7€/WattDC για το σταθερό σύστημα και 4,8€/WattDC για το σύστημα με Tracker 2 αξόνων.

Παρατηρούμε λοιπόν ότι το κόστος εγκατάστασης ανά κιλοβάτ για το ηλιοθερμικό είναι μεγαλύτερο από αυτό του Φ/Β(σταθερού άξονα) αλλά και μικρότερο από αυτό του Φ/Β(με Tracker 2 αξόνων). Επιπλέον βλέπουμε ότι το κόστος της ενέργειας του ηλιοθερμικού συστήματος είναι 20% μεγαλύτερο από αυτό του Φ/Β (σταθερού άξονα) και 22% μεγαλύτερο από αυτό του Φ/Β (με Tracker 2 αξόνων)[43].

	CSP_30MW No Storage-No Hybrid	***PV_30MW No Tracker***	***PV_30MW 2 Axis Tracker***
Κόστος Εγκατάστασης Ισχύος (€/kW)	*4060*	*3577*	*4325*
Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	*0,275*	*0,237*	*0,255*

Πίνακας 5.3 - Συνολικό κόστος εγκατάστασης ανά κιλοβάτ εγκατεστημένης ισχύος και κόστος ενέργειας ανά κιλοβατώρα για κάθε σύστημα

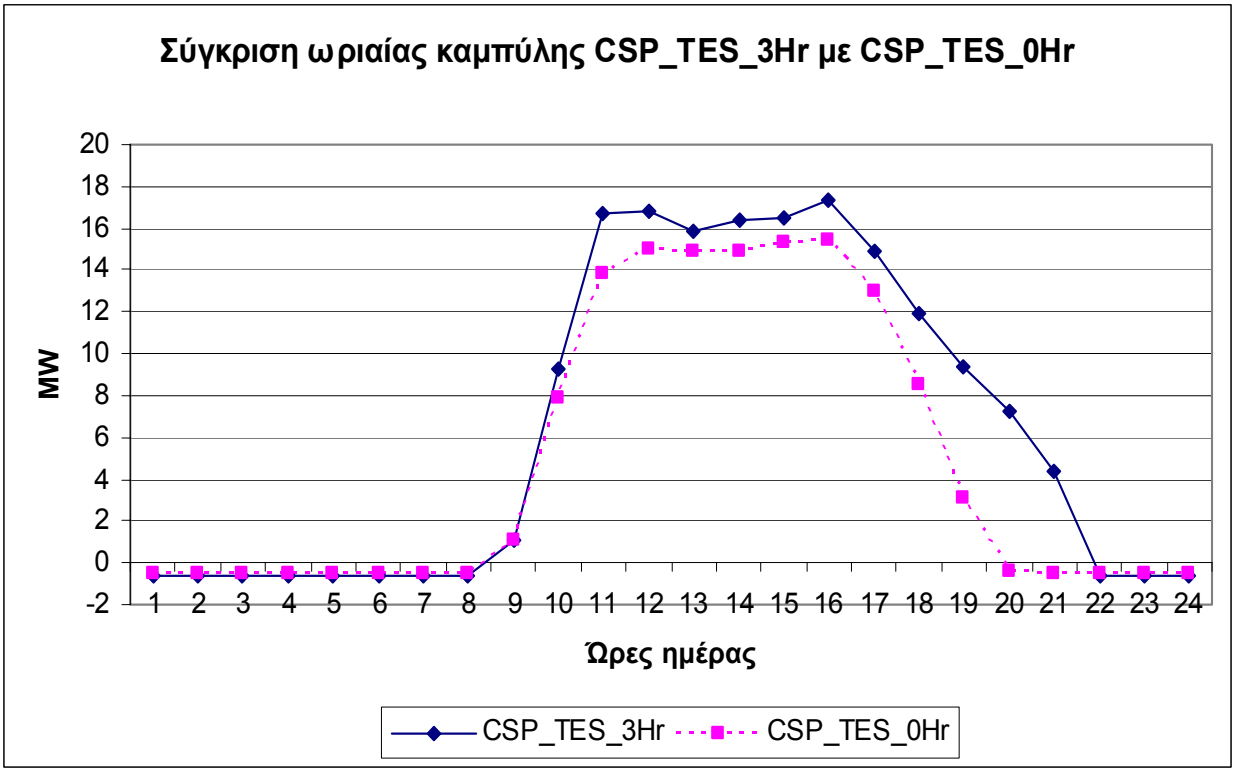
5.2. Ανάλυση της θερμικής αποθήκευσης(TES) του ηλιοθερμικού εργοστασίου στα Τρίκαλα

Στα προηγούμενα κεφάλαια αναλύσαμε την σημασία της θερμικής αποθήκευσης για τα ηλιοθερμικά εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρισμού. Σε αυτό το σημείο θεωρήσαμε σκόπιμο να συγκρίνουμε ορισμένα μεγέθη του έργου τα οποία επηρεάζονται από αυτήν. Ανάλογα με το μέγεθος(ώρες) της θερμικής αποθήκευσης επηρεάζεται η συνολική παραγωγή ηλεκτρισμού, ο χρονισμός της, η απαιτούμενη έκταση του έργου αλλά και το συνολικό του κόστος.

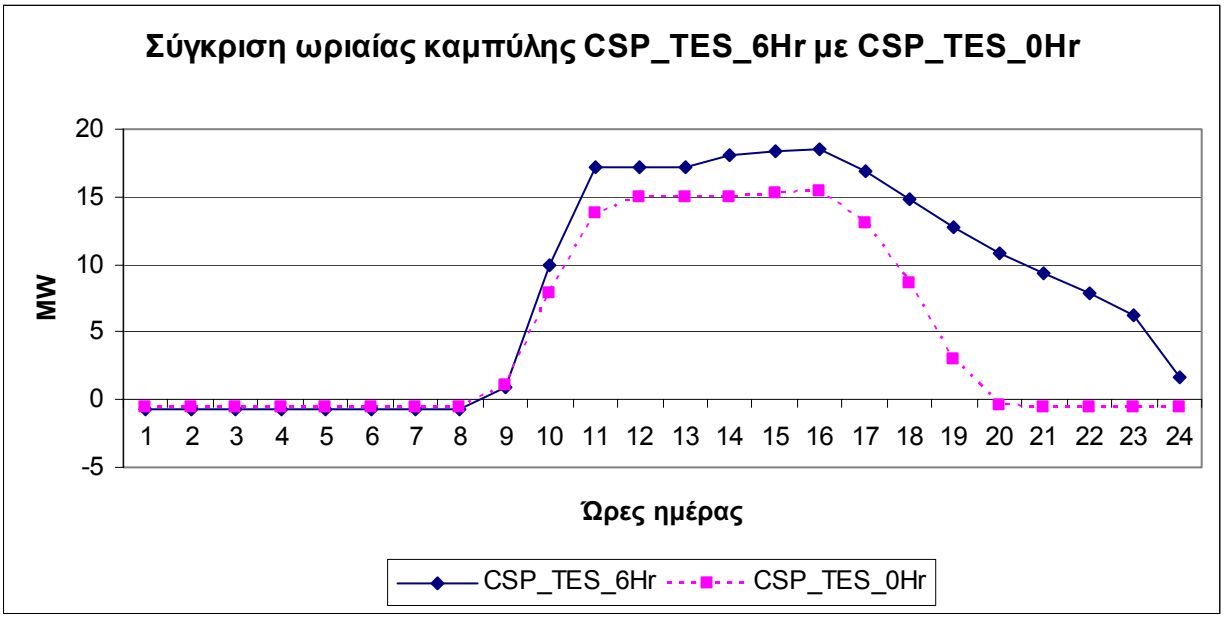
	CSP_TES 3Hr	***CSP_TES 6Hr***	***CSP_TES 9Hr***	***CSP_TES 12Hr***
Παράταση της παραγωγής λόγω θερμικής αποθήκευσης(Hr)	*2 Hr*	*5 Hr*	*7 Hr*	*10 Hr*

Πίνακας 5.4 - Παράταση της παραγωγής λόγω θερμικής αποθήκευσης ηλιοθερμικών συστημάτων με θερμική αποθήκευση 3, 6, 9 και 12 ωρών αντίστοιχα

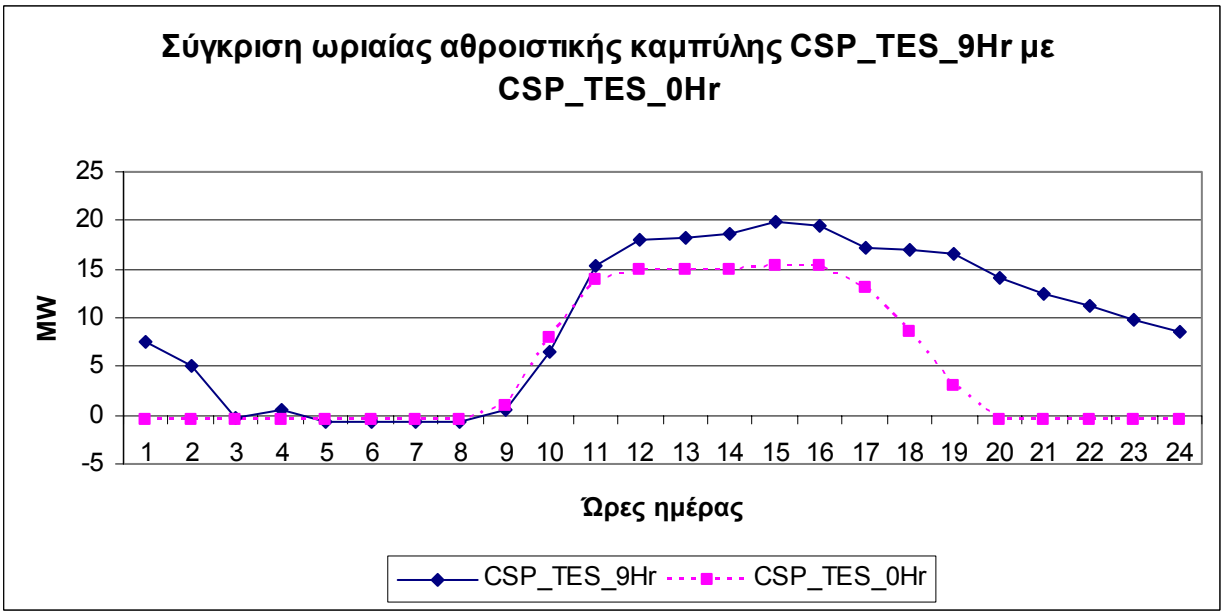
Στα παρακάτω γραφήματα βρίσκονται οι συγκριτικές ωριαίες καμπύλες παραγωγής ανά τύπο ώρα ενός ηλιοθερμικού συστήματος χωρίς θερμική αποθήκευση με ονομαστική ισχύ 30MW, με ηλιοθερμικό σύστημα θερμικής αποθήκευσης 3, 6, 9 και 12 ωρών αντίστοιχα, της ίδιας ονομαστικής ισχύος. Μελετώντας προσεκτικά τα 4 γραφήματα μια πρώτη παρατήρηση είναι η ανάλογη αύξηση των ωρών παραγωγής, κατά την διάρκεια της ημέρας, με την αύξηση των ωρών της θερμικής αποθήκευσης.



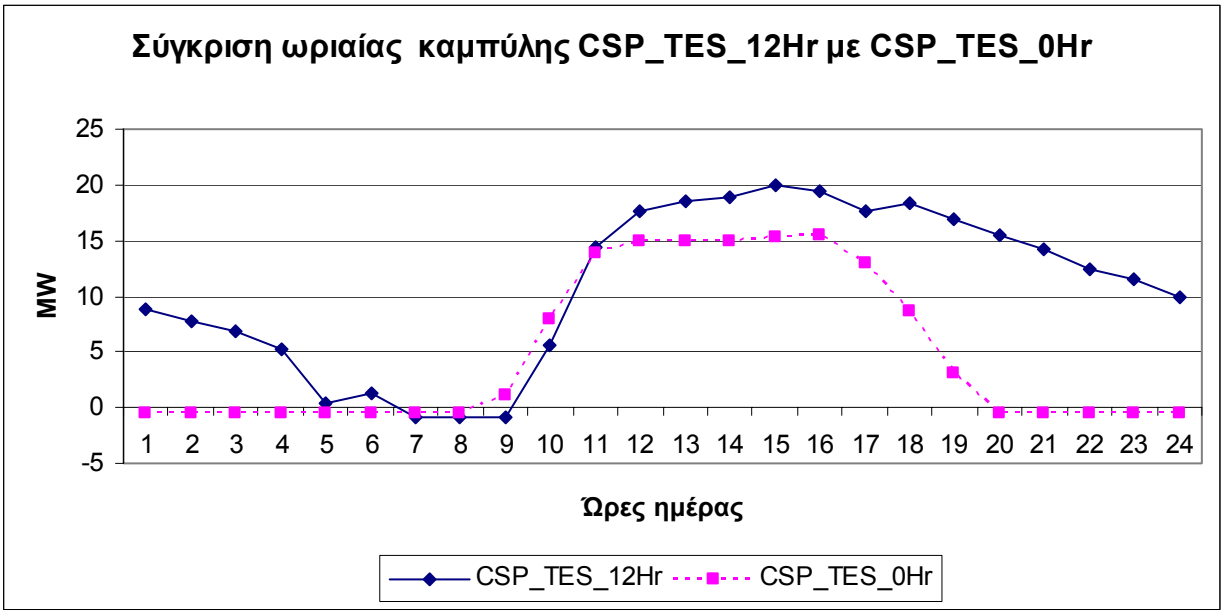
Εικόνα 5.5 - Γράφημα τυπικών ωριαίων τιμών CSP_TES_3Hr και CSP_TES_0Hr



Εικόνα 5.6 - Γράφημα τυπικών ωριαίων τιμών CSP_TES_6Hr και CSP_TES_0Hr



Εικόνα 5.7 - Γράφημα τυπικών ωριαίων τιμών CSP_TES_9Hr και CSP_TES_0Hr



Εικόνα 5.8 - Γράφημα τυπικών ωριαίων τιμών CSP_TES_12Hr και CSP_TES_0Hr

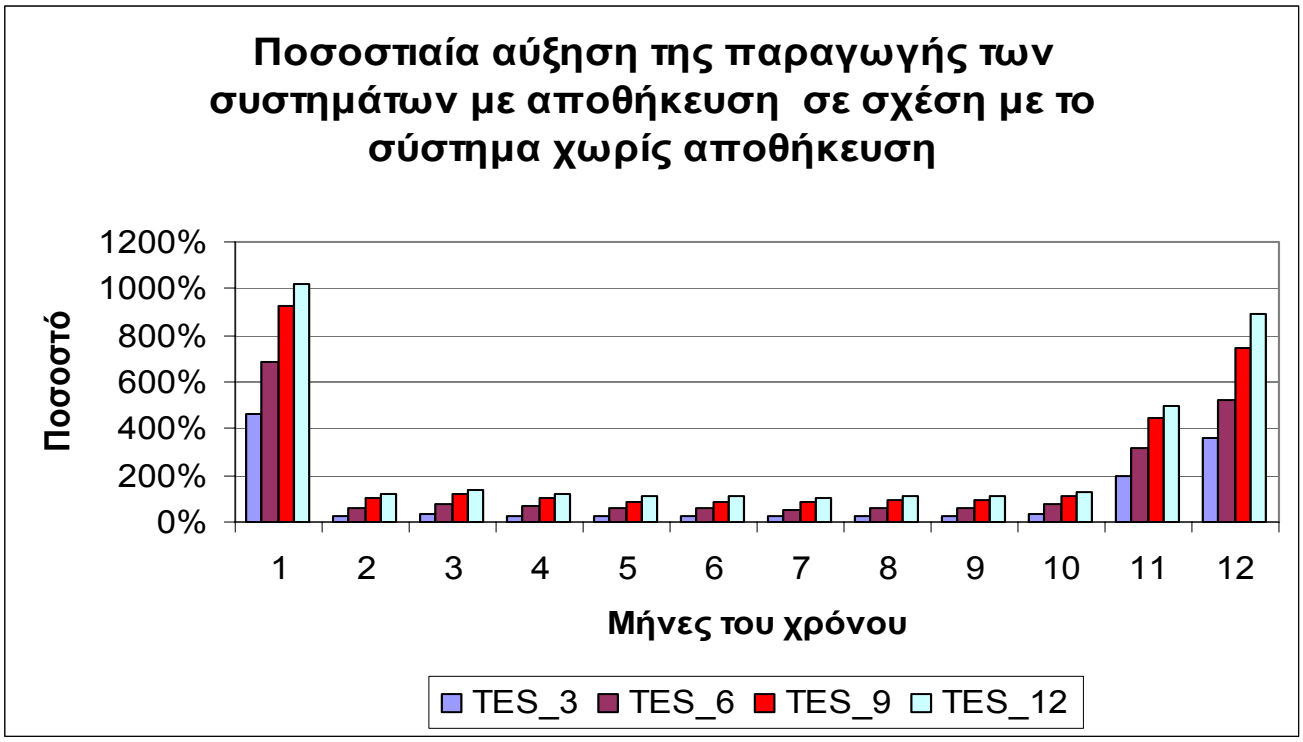
Πιο συγκεκριμένα βλέπουμε ότι τα συστήματα με θερμική αποθήκευση 3 ωρών (Εικόνα 5.5) και 6 ωρών (Εικόνα 5.6) καταφέρνουν να παρατείνουν την παραγωγή τους ,σε σχέση με αυτό με την μηδενική αποθήκευση, κατά 2 και 5 ώρες αντίστοιχα. Κανείς θα περίμενε να παραταθεί η παραγωγή 3 και 6 ώρες αντίστοιχα με βάση το «ακριβές μέγεθος» της αποθήκευση αλλά αυτό δεν είναι ρεαλιστικό σενάριο. Αυτό δεν συμβαίνει για τον λόγο ότι, τις απογευματινές ώρες όπου το DNI μειώνεται ραγδαία με αποτέλεσμα το σύστημά (όταν έχει θερμική αποθήκευση) να μην είναι σε θέση να «γεμίσει» όλη την δεξαμενή αποθήκευσης(μέχρι τις 19:30 περίπου, που σταματάει να παράγει το σύστημά μας χωρίς αποθήκευση) διότι ταυτόχρονα πρέπει να κρατά την παραγωγή σε υψηλά επίπεδα(χρησιμοποιώντας αποθέματα από την δεξαμενή αποθήκευσης) και να την ανατροφοδοτεί την αποθήκευση. Επιπλέον παρατηρούμε ότι τις ώρες αιχμής του συστήματος η παραγωγή αυξάνεται σε μεγάλο βαθμό λόγω της ύπαρξης της αποθήκευσης. Αυτό συμβαίνει διότι το HTF έχει την δυνατότητα να θερμαίνεται και από τις δεξαμενές θερμικής αποθήκευσης (εφόσον έχουν συσσωρεύσει κάποια θερμότητα μετά από μία-δύο ώρες από την αρχή λειτουργίας του συστήματος το πρωί) εκτός από τα κάτοπτρα.

Όσον αφορά τα συστήματα με θερμική αποθήκευση 9 ωρών (Εικόνα 5.7) και 12 ωρών (Εικόνα 5.8) καταφέρνουν να παρατείνουν την παραγωγή για 7 και 10 ώρες αντίστοιχα. Σε αυτές τις δύο περιπτώσεις η μικρότερη παράταση που προκύπτει στην παραγωγή σε σχέση με το «ακριβές μέγεθος» της θερμικής αποθήκευση δεν εξηγείται μόνο λόγω της ραγδαίας μείωσης του DNI τις απογευματινές ώρες και της αδυναμίας του συστήματος να «γεμίσει» όλη την δεξαμενή της αποθήκευσης από την στιγμή που σταματούν τα κάτοπτρα να θερμαίνουν το HTF(λόγω μηδενικού DNI) μετά τις 19:30 περίπου). Αυτή η «περαιτέρω απώλεια στην παράταση της παραγωγής» εξηγείται και από τις θερμικές απώλειες ,που κατά την διάρκεια της νύχτας, αυξάνονται πάρα πολύ λόγω της πτώσης της θερμοκρασίας(ακόμη και τους καλοκαιρινούς μήνες). Τέλος όπως παρατηρήθηκε και παραπάνω, έχουμε αύξηση της παραγωγής στις ώρες αιχμής για τους ίδιους λόγους που εξηγήσαμε στην παραπάνω παράγραφο.

Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει την μηνιαία παραγωγή ηλεκτρισμού για κάθε ένα από τα παρακάτω συστήματα, ηλιοθερμικό χωρίς θερμική αποθήκευση με ονομαστική ισχύ 30MW και ηλιοθερμικό σύστημα με θερμική αποθήκευση 3, 6, 9 και 12 ωρών αντίστοιχα, της ίδιας ονομαστικής ισχύος. Στον συγκεκριμένο πίνακα παρατηρούμε, όπως ήταν αναμενόμενο άλωστε, την ανάλογη αύξηση της θερμικής αποθήκευσης και της παραγωγής, σε όλο το φάσμα των μηνών.

	CSP_TES 0Hr (MWh)	*CSP_TES 3Hr (MWh)*	*CSP_TES 6Hr (MWh)*	*CSP_TES 9Hr (MWh)*	*CSP_TES 12Hr (MWh)*
Ιανουάριος	*137,5*	*775,3*	*1080*	*1410*	*1540*
Φεβρουάριος	*2210*	*2770*	*3630*	*4470*	*4870*
Μάρτιος	*2400*	*3250*	*4290*	*5260*	*5770*
Απρίλιος	*3720*	*4760*	*6170*	*7470*	*8100*
Μάιος	*5260*	*6600*	*8240*	*9930*	*11300*
Ιούνιος	*6750*	*8600*	*10600*	*12700*	*14200*
Ιούλιος	*7850*	*9920*	*12100*	*14300*	*16000*
Αύγουστος	*6990*	*8770*	*11200*	*13600*	*15000*
Σεπτέμβριος	*4440*	*5480*	*7100*	*8740*	*9530*
Οκτώβριος	*2350*	*3110*	*4100*	*4990*	*5430*
Νοέμβριος	*311,3*	*929,9*	*1300*	*1700*	*1860*
Δεκέμβριος	*76,1*	*352,5*	*474,8*	*643,5*	*752,7*

Πίνακας 5.5 - Μηνιαία παραγωγή ηλεκτρισμού



Εικόνα 5.9 - Γράφημα ποσοστιαίας αύξησης της παραγωγής ηλεκτρισμού

Αιχμή παραγωγής και ώρα εμφάνισης της:

Το CSP 30MW(χωρίς αποθήκευση) είναι σε θέση να παράγει έως και 33.800 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 10:00 έως και 16:00.

Το CSP 30MW(TES 3Hr) είναι σε θέση να παράγει έως και 35.000 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 17:00 έως και 19:00.

Το CSP 30MW(TES 6Hr) είναι σε θέση να παράγει έως και 35.100 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 16:00 έως και 19:00.

Το CSP 30MW(TES 9Hr) είναι σε θέση να παράγει έως και 35.100 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 16:00 έως και 19:00.

Το CSP 30MW(TES 12Hr) είναι σε θέση να παράγει έως και 35.100 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 16:00 έως και 19:00.

Από τα παραπάνω δεδομένα βλέπουμε ότι από ένα σημείο και έπειτα(TES>6) δεν μπορούμε να έχουμε αύξηση της αιχμής παραγωγής διότι η τουρμπίνα του εργοστασίου που προσομοιώνουμε είναι ονομαστικής ισχύος 30MW με αποτέλεσμα να μην μπορεί να παρέχει μεγαλύτερη «στιγμιαία» παραγωγή από 35.100 kW ανά ώρα. Επίσης αναμενόμενη ήταν η συμπεριφορά του συστήματος ως προς την χρονική μετατόπιση της αιχμής παραγωγή. Αυτό εξηγείται διότι, για τα συστήματα με θερμική αποθήκευση, στις ώρες 17:00 έως και 19:00 το σύστημα εκμεταλλεύεται στον μεγαλύτερο δυνατό βαθμό όλη την θερμότητα που έχει συσσωρεύσει μέσω των δεξαμενών θερμικής αποθήκευσης τις μεσημεριανές ώρες, στις οποίες υπάρχει πάρα πολύ υψηλό DNI.

Μια παρατήρηση που αξίζει να ειπωθεί σε αυτό το σημείο είναι ότι το σύστημά μας ,έστω και για μικρό χρονικό διάστημα, ξεπερνά την ονομαστική του ισχύ. Αυτό θα πρέπει να ληφθεί σοβαρά υπόψη κατά την υποβολή της αίτησης στην ΡΑΕ ώστε να αδειοδοτηθεί το εργοστάσιο με τη «σωστή» ισχύ.

	CSP_TES 0Hr	***CSP_TES 3Hr***	***CSP_TES 6Hr***	***CSP_TES 9Hr***	***CSP_TES 12Hr***
Ετήσια Παραγωγή Ηλεκτρισμού (MWh)	*42500*	*55300*	*70300*	*85200*	*94400*
Απαιτούμενη Έκταση(m^2)	*831.224,3*	*987.028,3*	*1.269.094,2*	*1.551.160,1*	*1.692.395,4*
Αιχμή παραγωγής (MW)	*33,8*	*35*	*35,1*	*35,1*	*35,1*
Ώρα αιχμής	*10:00 έως 16:00*	*17:00 έως 19:00*	*16:00 έως 19:00*	*16:00 έως 19:00*	*16:00 έως 19:00*
Capacity Factor(%)	*15,7*	*20,4*	*26*	*31,4*	*34,8*

Πίνακας 5.6 - Ετήσια παραγωγή ηλεκτρισμού **,** αιχμή παραγωγής, συνολική απαιτούμενη έκταση και capacity factor

Στον παραπάνω πίνακα απεικονίζονται οι ετήσιες τιμές παραγωγής και η έκταση που απαιτείται για κάθε ένα από τα παρακάτω συστήματα, ηλιοθερμικό χωρίς θερμική αποθήκευση με ονομαστική ισχύ 30MW και ηλιοθερμικό σύστημα με θερμική αποθήκευση 3, 6, 9 και 12 ωρών αντίστοιχα, της ίδιας ονομαστικής ισχύος. Παρατηρούμε μια σημαντική αύξηση της ετήσιας παραγωγής όσο αυξάνεται η θερμική αποθήκευση και ταυτόχρονη αύξηση της απαιτούμενης έκτασης. Χαρακτηριστικό είναι ότι το σύστημα με την 12-ωρη θερμική αποθήκευση έχει παραπάνω από διπλάσια ετήσια παραγωγή και έκταση από αυτό χωρίς θερμική αποθήκευση. Η μεγάλη αύξηση στην απαιτούμενη έκταση του εργοστασίου δεν οφείλεται μόνο στην αύξηση του μεγέθους ή και του πλήθους των δεξαμενών της θερμικής αποθήκευσης(όσο αυτή αυξάνεται). Για να λειτουργήσει ένα σύστημα θερμικής αποθήκευσης σε ένα ηλιοθερμικό εργοστάσιο θα πρέπει να αυξηθεί ο αριθμός τον κατόπτρων(βλ. Εικόνα 3.3 και Εικόνα 3.4), έτσι ώστε, να είναι σε θέση το τμήμα των παραβολικών κατόπτρων να μπορεί να παράγει όση επιπλέον θερμότητα χρειάζεται για να «πληρωθούν» επαρκώς οι δεξαμενές αποθήκευσης χωρίς να υπάρχει παράλληλη μείωση στην παραγωγή του εργοστασίου. Η εφαρμογή του SAM, που χρησιμοποιήσαμε για τις προσομοιώσεις, αυξάνει αυτόματα των αριθμό των κατόπτρων(άρα και το μέγεθος του τμήματος των κατόπτρων) όταν αυξάνουμε τις ώρες θερμικής αποθήκευσης.

Στον παρακάτω πίνακα απεικονίζονται το συνολικό κόστος εγκατάστασης ανά την ισχύ(€/kW) και το κόστος της ενέργειας ανά κιλοβατώρα(€/kWh) για κάθε ένα από τα παρακάτω συστήματα, ηλιοθερμικό χωρίς θερμική αποθήκευση με ονομαστική ισχύ 30MW και ηλιοθερμικό σύστημα με θερμική αποθήκευση 3, 6, 9 και 12 ωρών αντίστοιχα, της ίδιας ονομαστικής ισχύος.

	CSP_TES 0Hr	***CSP_TES 3Hr***	***CSP_TES 6Hr***	***CSP_TES 9Hr***	***CSP_TES 12Hr***
Κόστος Εγκατάστασης Ισχύος (€/kW)	*4060*	*5305*	*7025*	*8740*	*9950*
Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	*0,275*	*0,271*	*0,276*	*0,280*	*0,285*

Πίνακας 5.7 - Συνολικό κόστος εγκατάστασης ανά κιλοβάτ εγκατεστημένης ισχύος και κόστος ενέργειας ανά κιλοβατώρα για κάθε σύστημα

Παρατηρούμε ότι παρότι η ετήσια παραγωγή αυξάνεται όσο αυξάνεται και η θερμική αποθήκευση το κόστος της ενέργειας παραμένει, σχεδόν, σταθερό. Αυτό συμβαίνει διότι μαζί με την θερμική αποθήκευση αυξάνεται και το κόστος εγκατάστασης και το λειτουργικό κόστος του έργου, με αποτέλεσμα να αντισταθμίζεται η αύξηση της παραγωγής.

Λοιπά οικονομικά μεγέθη που χρησιμοποιήθηκαν κατά τους υπολογισμούς

Ο υπολογισμός του κόστους της ενέργειας έγινε αθροίζοντας τα ετήσια λειτουργικά κόστη και τα ετήσια κόστη των δανείων για την εγκατάσταση του κάθε συστήματος και διαιρώντας αυτό το άθροισμα με την ετήσια παραγόμενη ενέργεια. Οι έισοδοι για τα υπόλοιπα οικονομικά μεγέθοι είναι όμοιες με τις παραπάνω(παραγράφος 5.1).

5.3. Ανάλυση της υβριδικής λειτουργίας, χωρίς θερμική αποθήκευση, του ηλιοθερμικού εργοστασίου στα Τρίκαλα

Στον παρακάτω πίνακα παραθέτουμε τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων που κάναμε για την ανάλυση της υβριδικής λειτουργίας του εργοστασίου με την χρήση φυσικού αερίου και βιοαερίου, χωρίς την χρήση θερμικής αποθήκευσης. Όπως έχουμε επισημάνει και σε προηγούμενα κεφάλαια(στο 1^{ο} παρ.1.2.1 και στο 4^{ο} παρ.4.1.1) η νομοθεσία της Ελλάδας για τις ΑΠΕ επιτρέπει την αύξηση μέχρι και 15% της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας με τη βοήθεια ορυκτών καυσίμων όπως το Φ.Α και την αύξηση έως και 20% της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας με τη βοήθεια βιοκαυσίμων όπως το βιοαέριο. Για κάθε μία από τις παραπάνω περιπτώσεις κάναμε 3 διαφορετικές προσεγγίσεις ως προς την υβριδική λειτουργία οι οποίες παρατίθενται στον παρακάτω πίνακα. Για την εύρεση του κατάλληλου ποσοστού για τον υβριδισμό κάναμε συνεχείς δοκιμές (trial and error) ώστε να εξαντλήσουμε όλα τα περιθώρια που μας δίνει η νομοθεσία στην αύξηση της παραγωγής.

Dispatch Scedule	Περιγραφή
SDG&E	*Ο καυστήρας λειτουργεί, όταν η θερμική παραγωγή του τμήματος των κατόπτρων είναι μικρότερη από το **11% και 13,3%** αντίστοιχα, της ονομαστικής ισχύος του εργοστασίου, καθ'όλη την διάρκεια του χρόνου **εκτός** από τις βραδινές ώρες (**22:00-5:00**).*
Uniform	*Ο καυστήρας λειτουργεί, όταν η θερμική παραγωγή του τμήματος των κατόπτρων είναι μικρότερη από το **6,7% και 7,7%** αντίστοιχα, της ονομαστικής ισχύος του εργοστασίου, **καθ' όλη την διάρκεια της ημέρας για όλο τον χρόνο**.*
SCE	*Ο καυστήρας λειτουργεί, όταν η θερμική παραγωγή του τμήματος των κατόπτρων είναι μικρότερη από το **7% και 8%** αντίστοιχα, της ονομαστικής ισχύος του εργοστασίου, καθ'όλη την διάρκεια του χρόνου μόνο τις βραδινές ώρες (**21:00-06:00**).*

Πίνακας 5.8 - Περιγραφή των 3 περιπτώσεων υβριδική λειτουργίας που προσομοιώσαμε

Στον παρακάτω πίνακα παραθέτουμε την ετήσια κατανάλωση καυσίμου και την ετήσια παραγωγή του εργοστασίου για όλες τις εκδοχές υβριδικής λειτουργίας που προσομοιώσαμε. Για τον υπολογισμό της κατανάλωσης καυσίμου σε m^3 διαιρέσαμε την ετήσια κατανάλωση που μας δίνει το SAM , η οποία είναι σε kWh, με την θερμογόνο δύναμη του φυσικού αερίου[46] (μια μέση τιμή είναι 11 kWh/m^3) και με την θερμογόνο δύναμη του βιοαερίου[47] (μια μέση τιμή είναι 6 kWh/m^3) αντίστοιχα. Η παραγωγή ηλεκτρισμού δεν θα μπορούσε να διαφέρει ανάμεσα στις περιπτώσεις με το ίδιο καύσιμο διότι εξαντλήσαμε όλα τα περιθώρια που μας δίνει η νομοθεσία ώστε να αυξήσουμε όσο μπορούμε την παραγωγή.

Καύσιμο	Ετήσιο όριο αύξησης της παραγωγής(%)	Dispatch Schedule	Ώρες λειτουργίας του καυστήρα ετησίως	Ετήσια κατανάλωση καυσίμου(m^3)	Ετήσια παραγωγή ενέργειας (MWh)
Φυσικό Αέριο	*15%*	*SDG&E*	*2800*	*4045450*	*48860*
Φυσικό Αέριο	*15%*	*Uniform*	*6800*	*7424800*	*48860*
Φυσικό Αέριο	*15%*	*SCE*	*6750*	*7347590*	*48860*
Βιοαέριο	*20%*	*SDG&E*	*2800*	*8419720*	*50990*
Βιοαέριο	*20%*	*Uniform*	*6800*	*14555080*	*50990*
Βιοαέριο	*20%*	*SCE*	*6750*	*14510660*	*50990*

Πίνακας 5.9 - Κόστη και επιδόσεις τις υβριδικής λειτουργίας για κάθε μία από τις περιπτώσεις που προσομοιώσαμε

Οι προσομοιώσεις με Dispatch Schedule, Uniform στην οποία ο καυστήρας ενεργοποιείται καθ' όλη την διάρκεια της ημέρας όταν η θερμική παραγωγή του τμήματος των κατόπτρων πέφτει κάτω από το ανάλογο ποσοστό (που ορίσαμε) επί της ονομαστικής ισχύος του συστήματος και SCE στην οποία ο καυστήρας λειτουργεί μόνο τις ώρες (21:00-06:00) για όλη την διάρκεια του χρόνου, απέχουν ελάχιστα μεταξύ τους(περίπου 1%), σε επίπεδο κατανάλωσης καυσίμου, με την περίπτωση του Uniform να κατέχει την μεγαλύτερη (μεταξύ των περιπτώσεων με το ίδιο καύσιμο). Αυτό συμβαίνει διότι, στην περίπτωση του Uniform ο καυστήρας λειτουργεί περισσότερες ώρες από ότι στην περίπτωση του SCE, αλλά και διότι δεν απενεργοποιείται σε καμία περίοδο(του Uniform), διότι τις ώρες που η παραγόμενη θερμότητα από το τμήμα των κατόπτρων είναι υψηλότερη από το ποσοστό που ορίσαμε, ο καυστήρας εισέρχεται σε

κατάσταση αναμονής (κατά την οποία καταναλώνει καύσιμο). Σε αντίθεση με την περίπτωση SCE κατά την οποία απενεργοποιείται όλη την διάρκεια της ημέρας.

Τέλος στην περίπτωση SDG&E, παρατηρούμε την κατανάλωση καυσίμου να μειώνεται κατά 45% ανάμεσα στις περιπτώσεις με το ίδιο καύσιμο. Αυτό συμβαίνει αρχικά διότι στην συγκεκριμένη περίπτωση ο καυστήρας λειτουργεί σχεδόν το 1/3 των ωρών σε σχέση με τις άλλες περιπτώσεις. Όπως επίσης διότι λειτουργεί μόνο τις πρωινές ώρες(όπου υπάρχει θετικό DNI και υψηλότερες θερμοκρασίες) ως υποβοήθηση, με αποτέλεσμα να έχει και τις λιγότερες απώλειες θερμότητας.

Η μεγάλη διαφορά μεταξύ των περιπτώσεων του φυσικού αερίου και του βιοαερίου στην κατανάλωση καυσίμου οφείλεται κυρίως στην διαφορά της θερμογόνου δύναμης μεταξύ των δύο καυσίμων (με μεγαλύτερη αυτή του φυσικού αερίου) αλλά και στο ότι στην περίπτωση του βιοαερίου, μέσω του καυστήρα αυξάνουμε την ετήσια παραγωγή ηλεκτρισμού του εργοστασίου κατά 5% σε σχέση με την ετήσια παραγωγή ηλεκτρισμού όταν για καύσιμο χρησιμοποιούμε φυσικό αέριο.

Το καταλληλότερο μοντέλο υβριδικής λειτουργίας του εργοστασίου, λαμβάνοντας υπόψη μας τις εξής παραμέτρους, την τιμή πώλησης της κιλοβατώρας ανά ώρα(τις ώρες αιχμής είναι ακριβότερη) και την κατανάλωση καυσίμου όπως προκύπτει είναι αυτό της περίπτωσης SDG&E.

Για να έχουμε μια πιο ξεκάθαρη εικόνα για την υβριδική λειτουργία του εργοστασίου θα πρέπει να μελετήσουμε και τις παρακάτω καμπύλες η οποίες συγκρίνουν την παραγωγή θερμότητας από τον καυστήρα με την συνολική παραγωγή ηλεκτρισμού του εργοστασίου κατά την διάρκεια των μηνών του έτους.

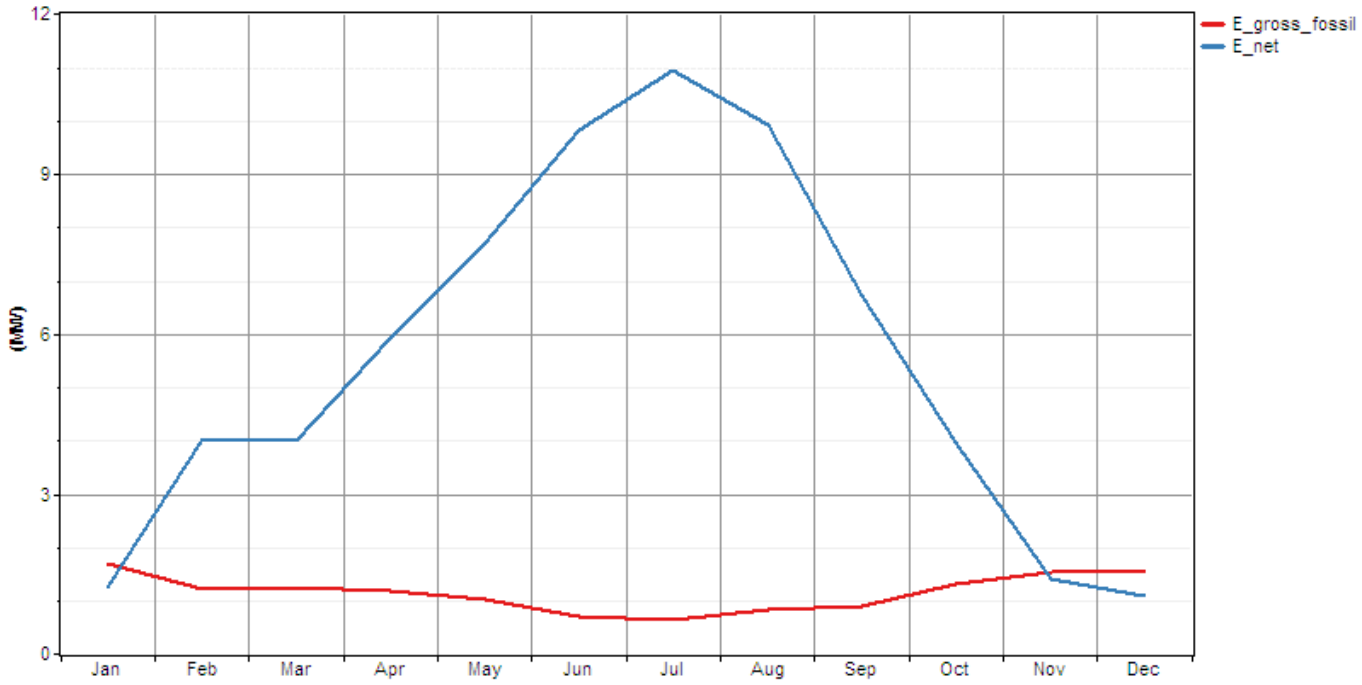
Διευκρινήσεις Γραφημάτων:

E_gross_fossil: Ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρισμού από τον καυστήρα

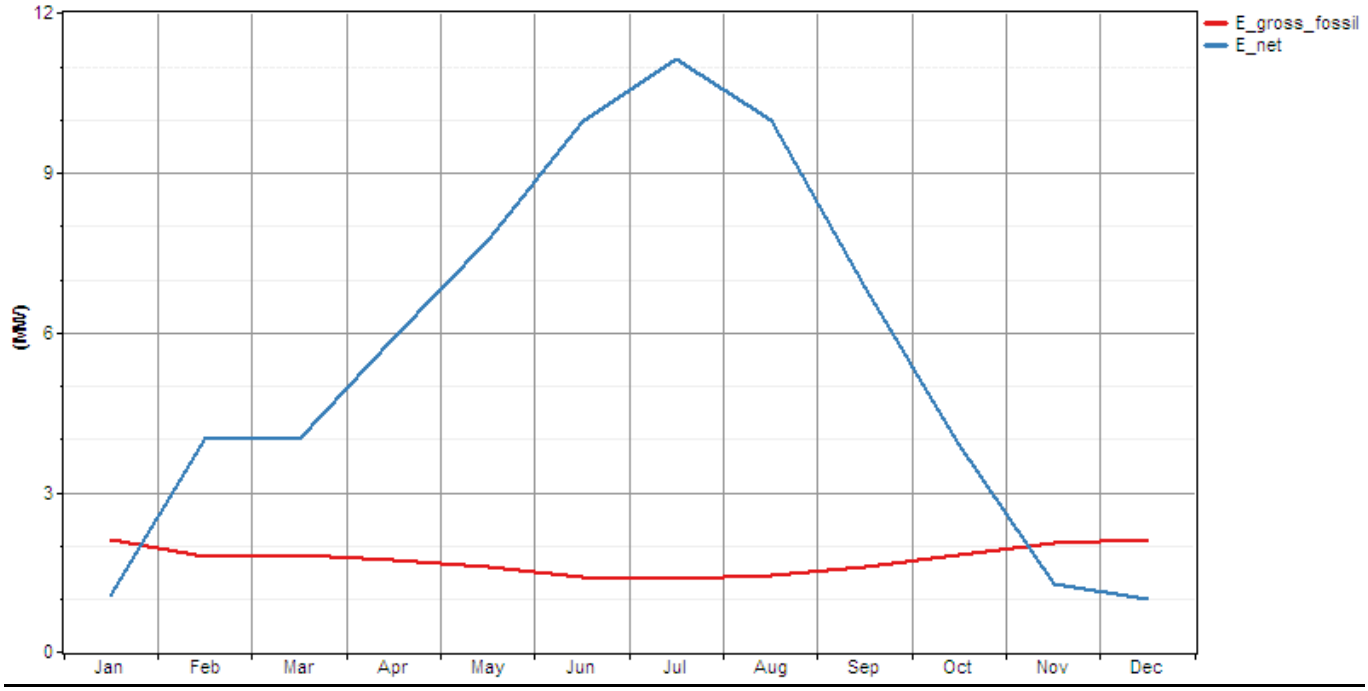
E_net: Συνολική παραγωγή ηλεκτρισμού

Σημείωση: Όλα τα παραπάνω μεγέθη αποτελούν μέσες μηνιαίες τιμές.

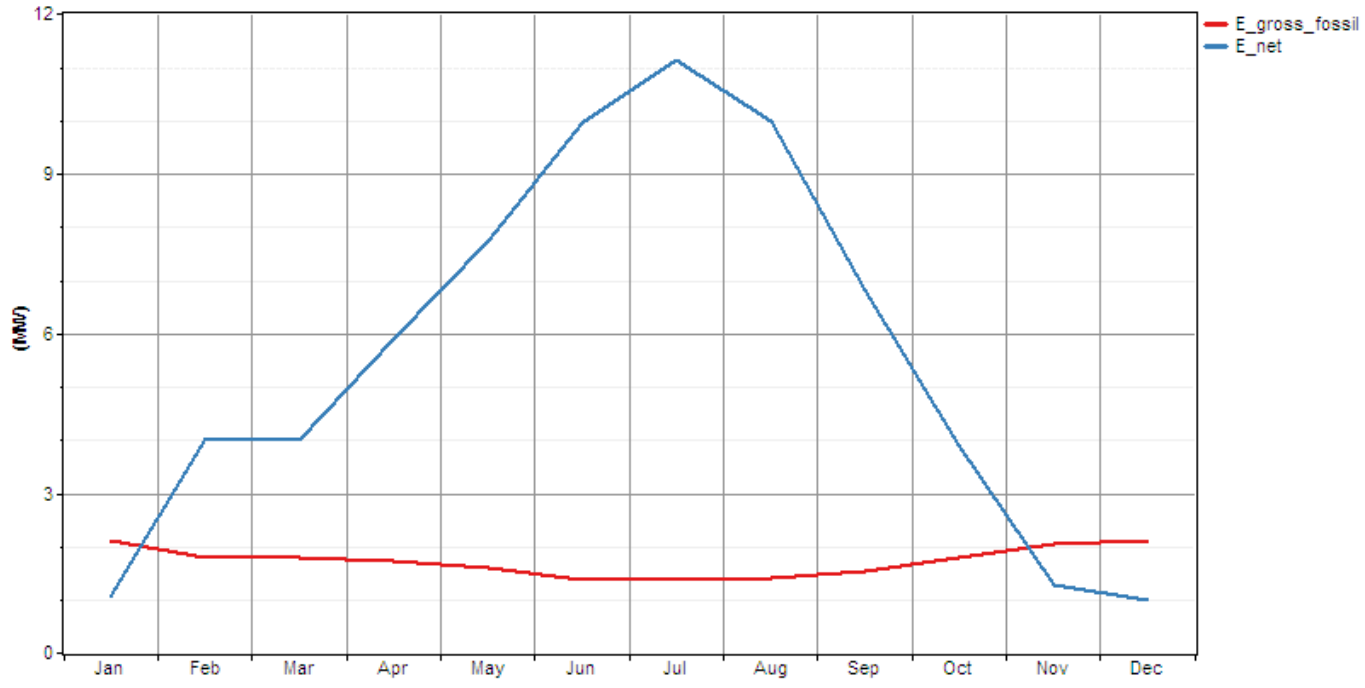
***Καυστήρας:* Φυσικού Αερίου**



Εικόνα 5.10- Σύγκριση της συνολικής παραγωγής ηλεκτρισμού με την που παραγωγή θερμότητας από τον καυστήρα φυσικού αερίου για την περίπτωση με, *Dispatch Schedule*: SDG&E

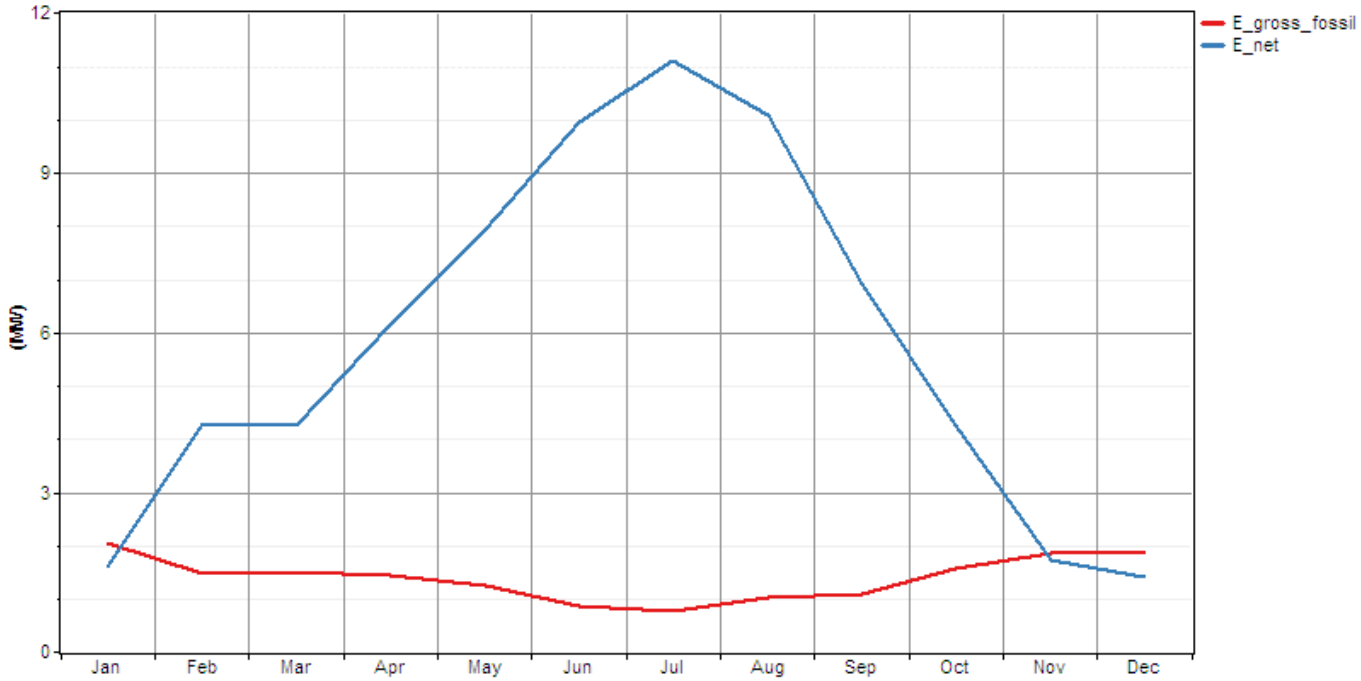


Εικόνα 5.11 - Σύγκριση της συνολικής παραγωγής ηλεκτρισμού με την που παραγωγή θερμότητας από τον καυστήρα φυσικού αερίου για την περίπτωση με, *Dispatch Schedule*: Uniform

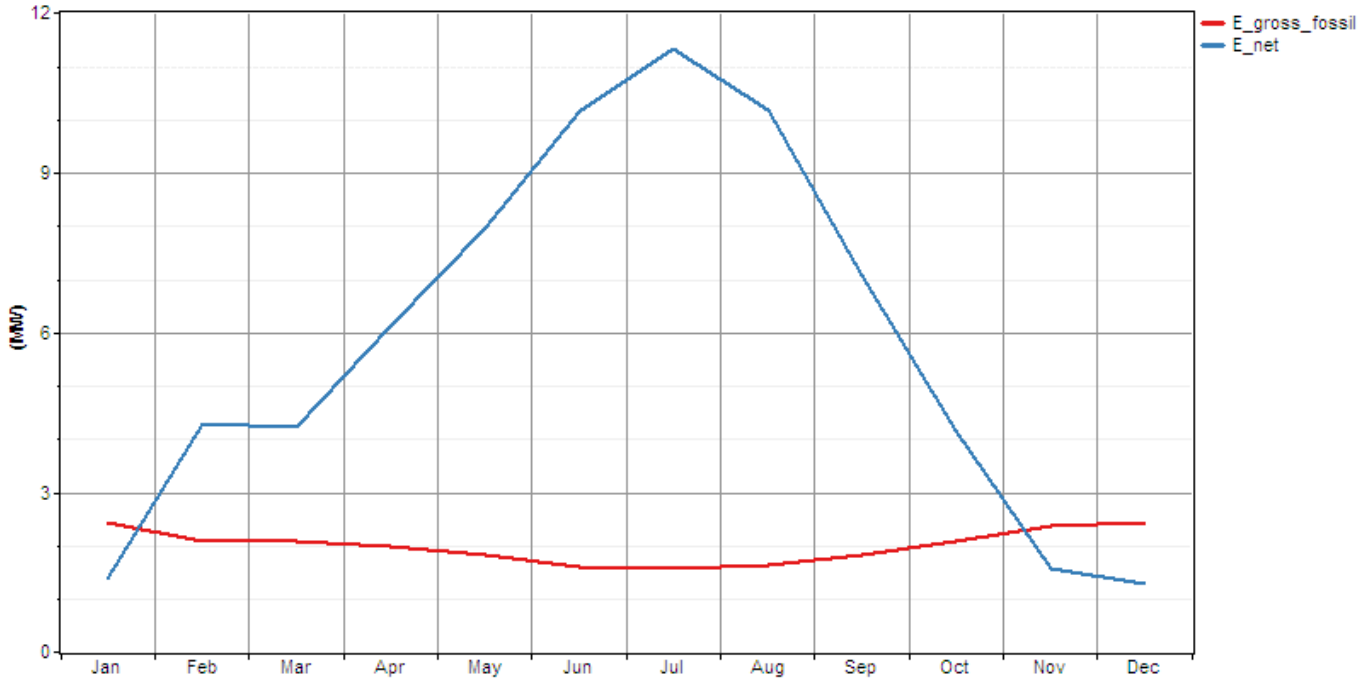


Εικόνα 5.12 - Σύγκριση της συνολικής παραγωγής ηλεκτρισμού με την που παραγωγή θερμότητας από τον καυστήρα φυσικού αερίου για την περίπτωση με, *Dispatch Schedule*: SCE

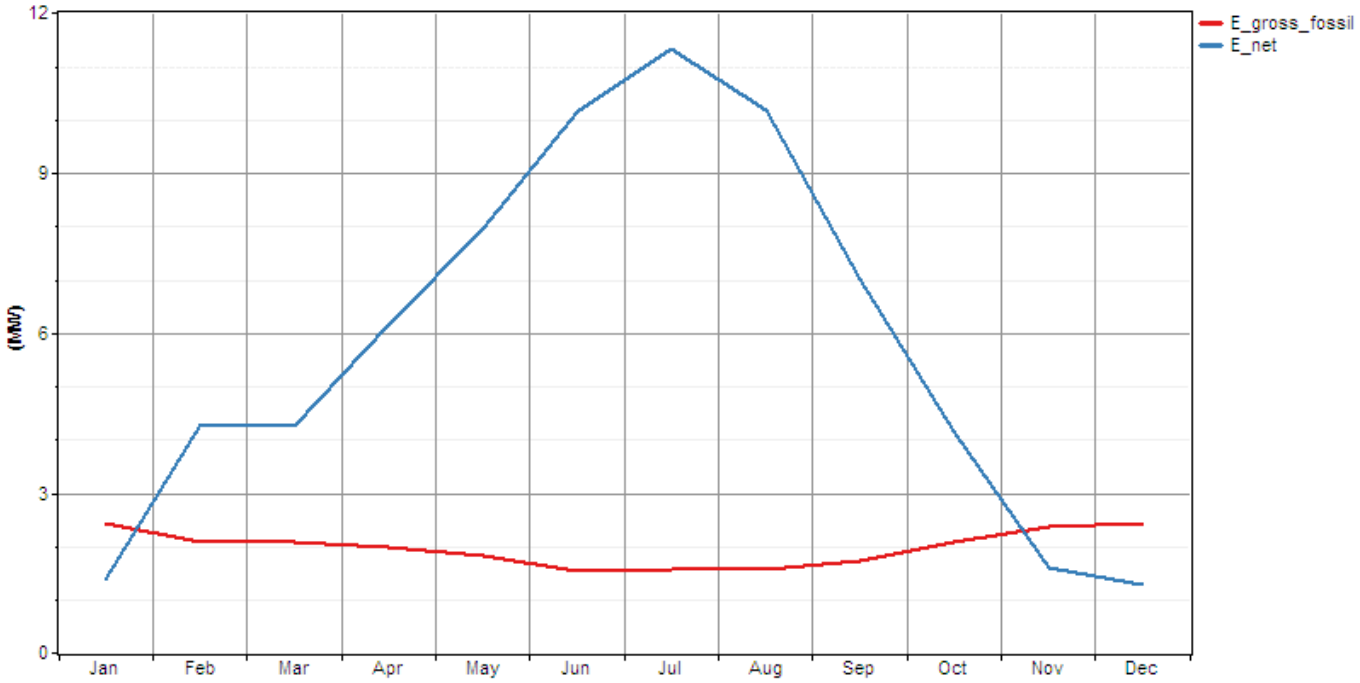
***Καυστήρας:* Βιοαερίου**



Εικόνα 5.13- Σύγκριση της συνολικής παραγωγής ηλεκτρισμού με την που παραγωγή θερμότητας από τον καυστήρα βιοαερίου για την περίπτωση με, *Dispatch Schedule*: SDG&E



Εικόνα 5.14 - Σύγκριση της συνολικής παραγωγής ηλεκτρισμού με την που παραγωγή θερμότητας από τον καυστήρα βιοαερίου για την περίπτωση με, *Dispatch Schedule*: Uniform



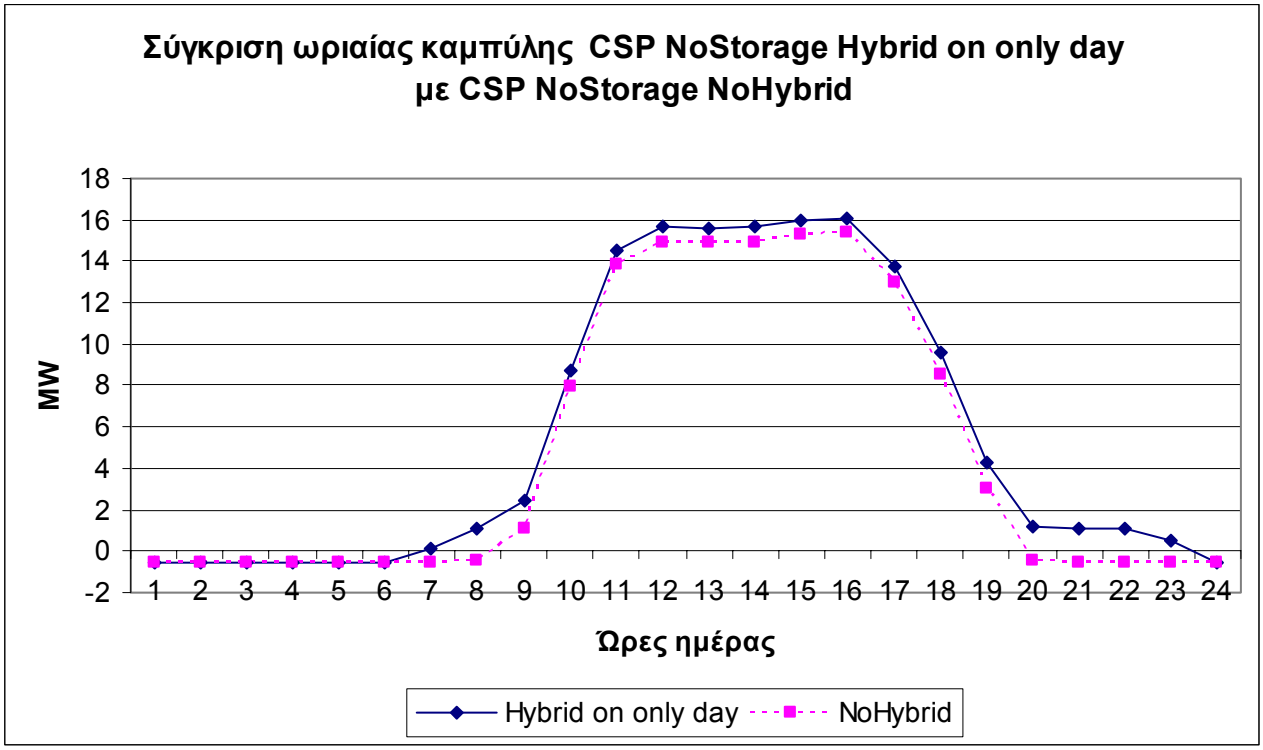
Εικόνα 5.15 - Σύγκριση της συνολικής παραγωγής ηλεκτρισμού με την που παραγωγή θερμότητας από τον καυστήρα βιοαερίου για την περίπτωση με, *Dispatch Schedule*: SCE

Παρατηρώντας τα παραπάνω γραφήματα βγάζουμε τα εξής συμπεράσματα. Πρώτον, η μεγαλύτερη παραγωγή του καυστήρα παρατηρείται τους μήνες με την μικρότερη συνολική παραγωγή και το αντίστροφο. Τους χειμερινούς μήνες ο καυστήρας λειτουργεί τις περισσότερες ώρες από της ημέρας, με αποτέλεσμα το σημαντικότερη κομμάτι της παραγωγής να εξαρτάται από αυτόν. Επίσης τους καλοκαιρινούς μήνες(πχ στην περίπτωση Uniform) ο καυστήρας δεν ενεργοποιείται για τουλάχιστον 10 ώρες την ημέρα διότι είναι δύσκολο το σύστημά μας, εκείνες τις μεσημεριανές ώρες, να πέφτει χαμηλότερα(σε απόδοση) από το 7-8% της ονομαστικής του ισχύος όπου έχουμε ορίσει για την ενεργοποίηση του καυστήρα.

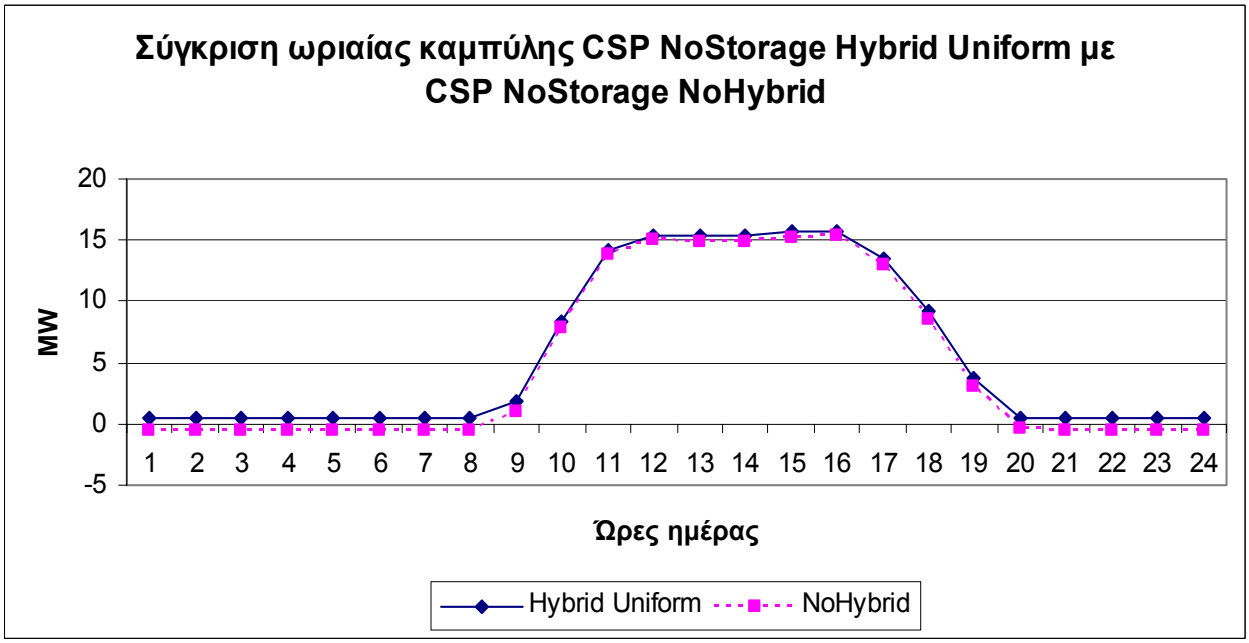
Δεύτερον, παρατηρούμε ότι τους κρύους μήνες (Ιανουάριο, Νοέμβριο και Δεκέμβριο) η μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρισμού του εργοστασίου είναι πολύ μικρότερη από την μέση μηνιαία παραγωγή του καυστήρα. Αυτό συμβαίνει διότι εκείνους τους μήνες η παραγωγή θερμότητας από τους παραβολικούς συλλέκτες είναι πολύ περιορισμένη με αποτέλεσμα τις περισσότερες ώρες τις ημέρας το σύστημά μας όχι μόνο να μην παράγει ηλεκτρισμό αλλά να έχει και ζήτηση ώστε να μην παγώσει το υγρό. Σε αυτό το σημείο είναι απαραίτητη, για την πλήρη κατανόηση της υβριδικής λειτουργίας ενός ηλιοθερμικού συστήματος χωρίς θερμική αποθήκευση, η σύγκριση των ωριαίων καμπυλών παραγωγής ανάμεσα στις διάφορες προσεγγίσεις που προσομοιώσαμε.

Στα παρακάτω γραφήματα βρίσκονται οι συγκριτικές ωριαίες καμπύλες παραγωγής ενός ηλιοθερμικού συστήματος υβριδικής λειτουργίας χωρίς θερμική αποθήκευση. Οι 3 πρώτες καμπύλες (Εικόνα 5.16, Εικόνα 5.17, Εικόνα 5.18) απεικονίζουν τις διαφορετικές προσεγγίσεις μας στην υβριδική λειτουργία του εργοστασίου με δεδομένο ότι το καύσιμό που χρησιμοποιούμε είναι το φυσικό αέριο και οι επόμενες 3 (Εικόνα 5.19, Εικόνα 5.20, Εικόνα 5.21) με δεδομένο ότι το καύσιμο που χρησιμοποιούμε είναι βιοαέριο. Παρατηρούμε στις περιπτώσεις με Dispatch Schedule SDG&E (Εικόνα 5.16, Εικόνα 5.19) σημαντική αύξηση στην παραγωγή τις ώρες (07:00-09:00) και (20:00- 22:00) και μικρή παράταση της παραγωγής πέρα από τις 23:00 οφειλόμενη στην θερμότητα που υπάρχει ακόμη στο σύστημά μας.

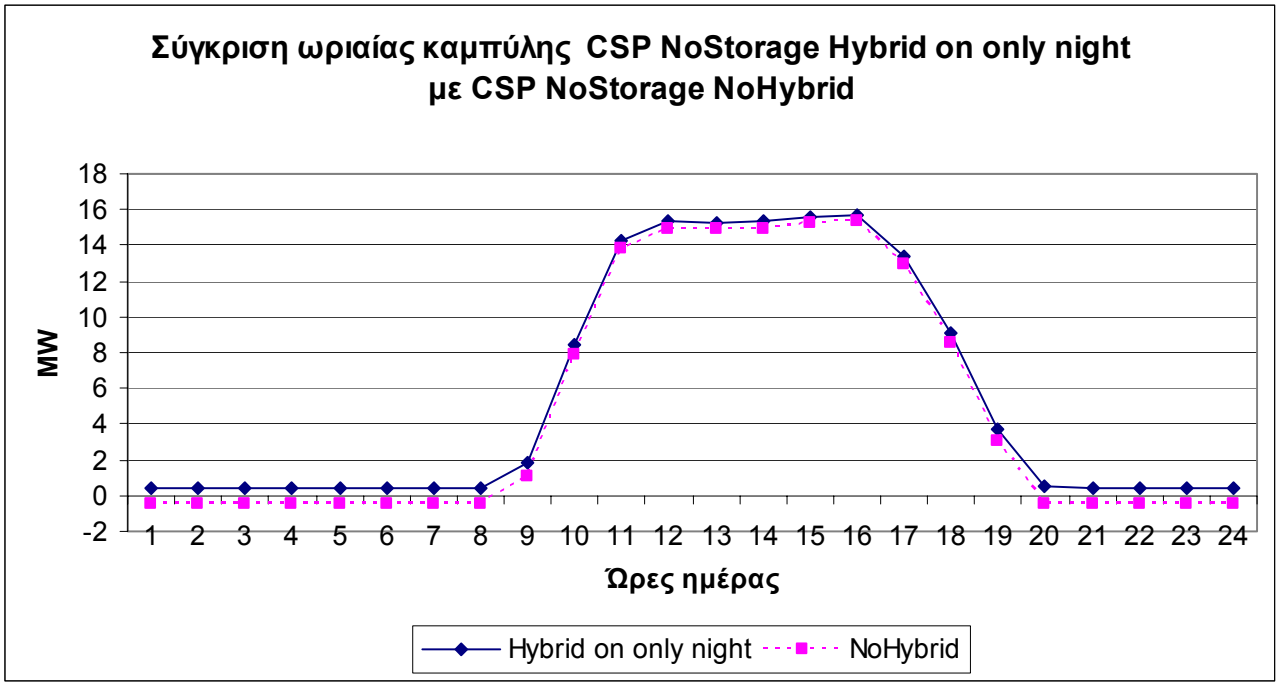
***Καυστήρας:* Φυσικού Αερίου**



Εικόνα 5.16 - Γράφημα τυπικών ωριαίων τιμών CSP_NoStorage_Hybrid και CSP_ NoStorage _ NoHybrid, *Dispatch Schedule*: SDG&E

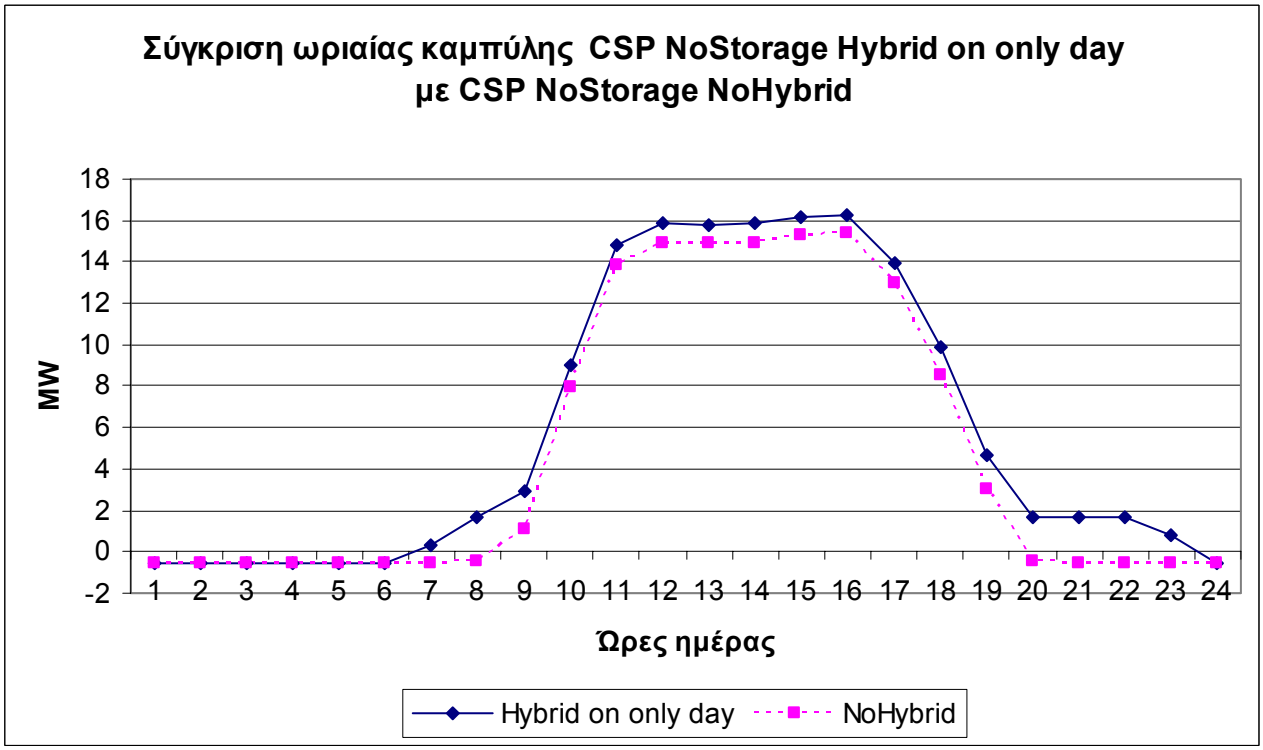


Εικόνα 5.17 - Γράφημα τυπικών ωριαίων τιμών CSP_ NoStorage _Hybrid και CSP_ NoStorage _ NoHybrid, *Dispatch Schedule*: Uniform

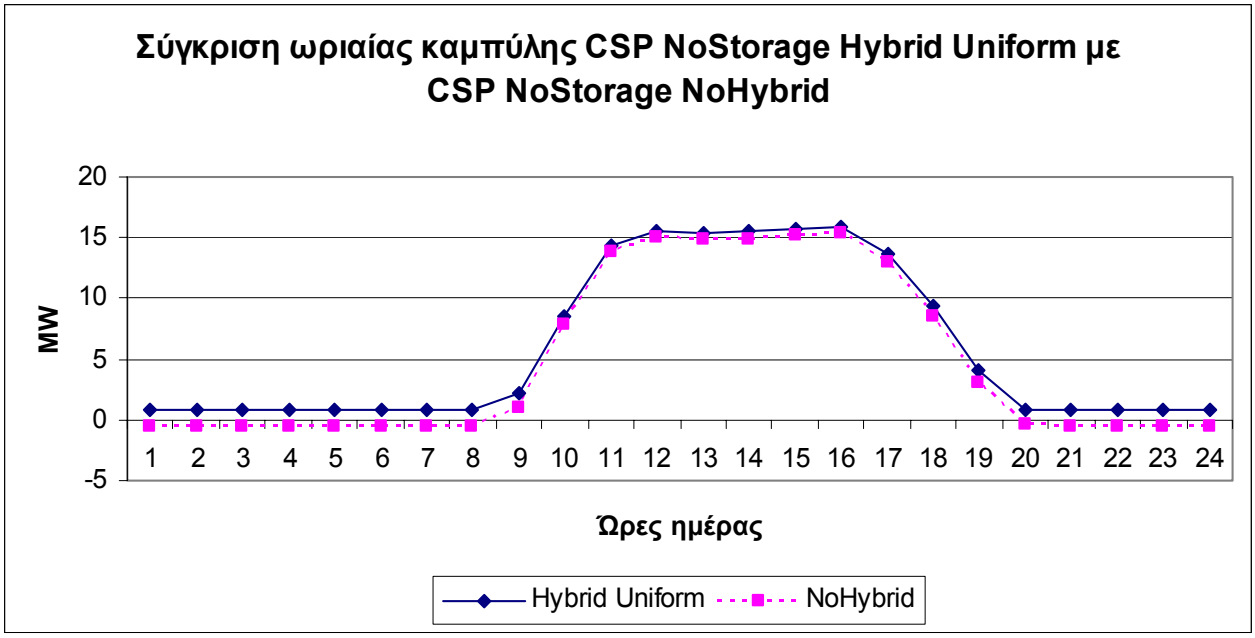


Εικόνα 5.18 - Γράφημα τυπικών ωριαίων τιμών CSP_ NoStorage _Hybrid και CSP_ NoStorage _ NoHybrid, *Dispatch Schedule:* SCE

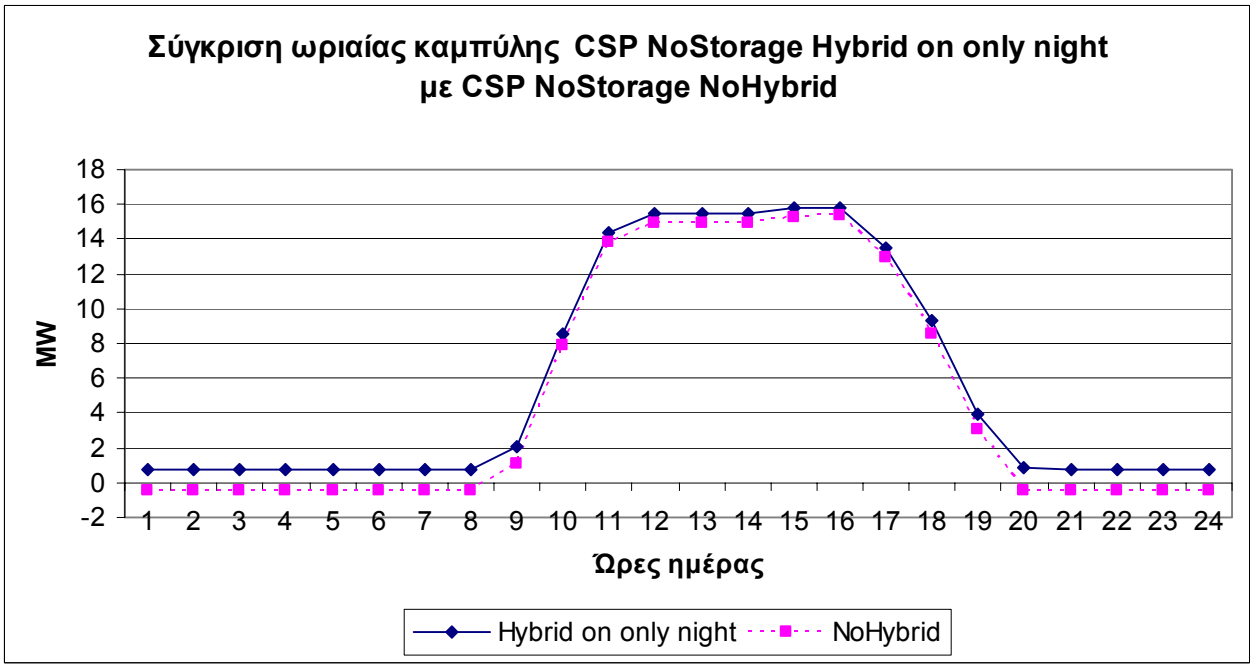
***Καυστήρας*: Βιοαερίου**



Εικόνα 5.19 - Γράφημα τυπικών ωριαίων τιμών CSP_NoStorage_Hybrid και CSP_ NoStorage _ NoHybrid, *Dispatch Schedule*: SDG&E



Εικόνα 5.20 - Γράφημα τυπικών ωριαίων τιμών CSP_ NoStorage _Hybrid και CSP_ NoStorage _ NoHybrid, *Dispatch Schedule*: Uniform

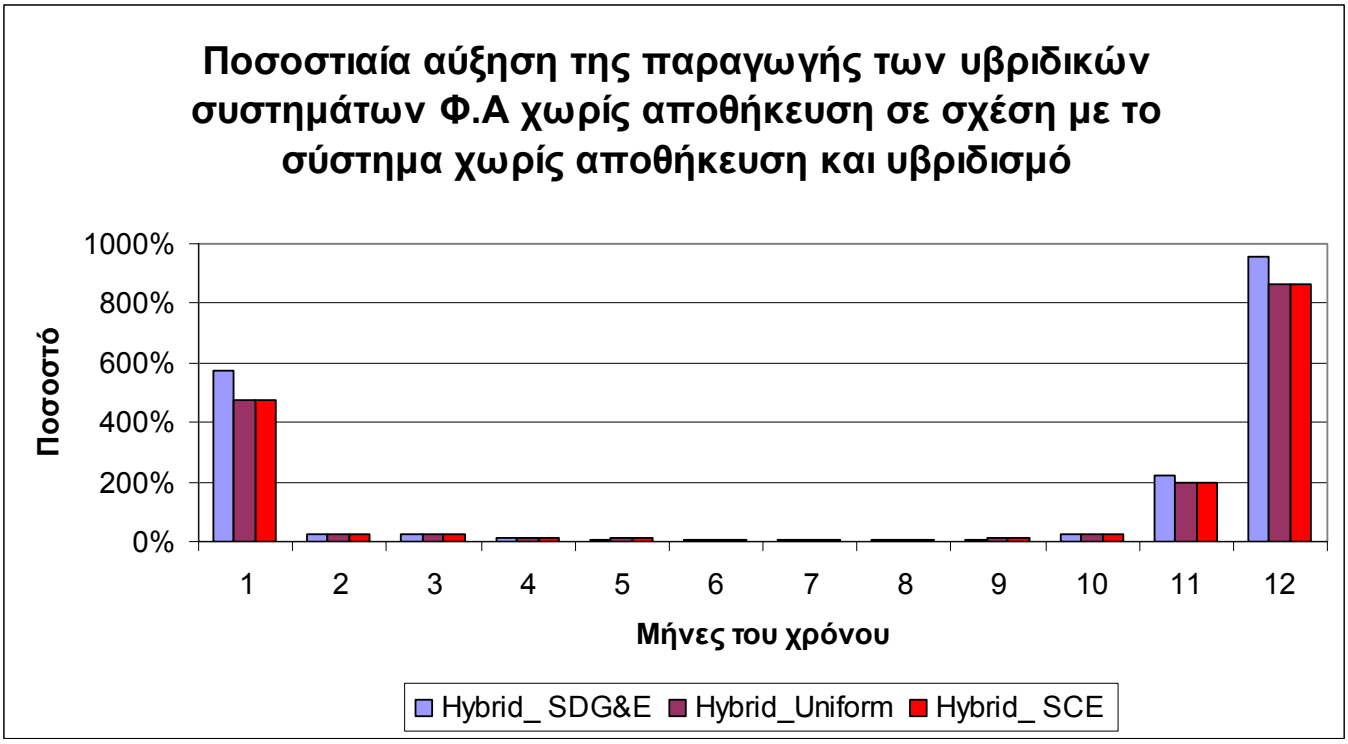


Εικόνα 5.21 - Γράφημα τυπικών ωριαίων τιμών CSP_ NoStorage _Hybrid και CSP_ NoStorage _ NoHybrid, *Dispatch Schedule:* SCE

Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει την μηνιαία παραγωγή ηλεκτρισμού του ηλιοθερμικού συστήματος χωρίς θερμική αποθήκευση με ονομαστική ισχύ 30MW και τις μηνιαίες παραγωγές των τριών προσεγγίσεων του υβριδικού ηλιοθερμικού συστήματος χωρίς θερμικής αποθήκευσης της ίδιας ονομαστικής ισχύος με καυστήρα φυσικού αερίου. Στον συγκεκριμένο πίνακα παρατηρούμε, αρχικά σημαντική αύξηση στην παραγωγή των χειμερινών μηνών λόγω υβριδισμού όπως επίσης βλέπουμε μια αισθητή βελτίωση της παραγωγής και κατά τους καλοκαιρινούς μήνες για τα υβριδικά συστήματα.

	NoHybrid (MWh)	*Hybrid_ SDG&E (MWh)*	*Hybrid_Uniform (MWh)*	*Hybrid_SCE (MWh)*
Ιανουάριος	*137,5*	*927,9*	*794,7*	*793,3*
Φεβρουάριος	*2210*	*2720*	*2720*	*2720*
Μάρτιος	*2400*	*2980*	*2970*	*2960*
Απρίλιος	*3720*	*4260*	*4240*	*4240*
Μάιος	*5260*	*5740*	*5750*	*5750*
Ιούνιος	*6750*	*7070*	*7170*	*7170*
Ιούλιος	*7850*	*8150*	*8280*	*8300*
Αύγουστος	*6990*	*7380*	*7430*	*7430*
Σεπτέμβριος	*4440*	*4840*	*4920*	*4910*
Οκτώβριος	*2350*	*2960*	*2920*	*2910*
Νοέμβριος	*311,3*	*1010*	*932,1*	*930,5*
Δεκέμβριος	*76,1*	*802,6*	*736,2*	*734,8*

Πίνακας 5.10 - Μηνιαία παραγωγή ηλεκτρισμού Φυσικό αέριο

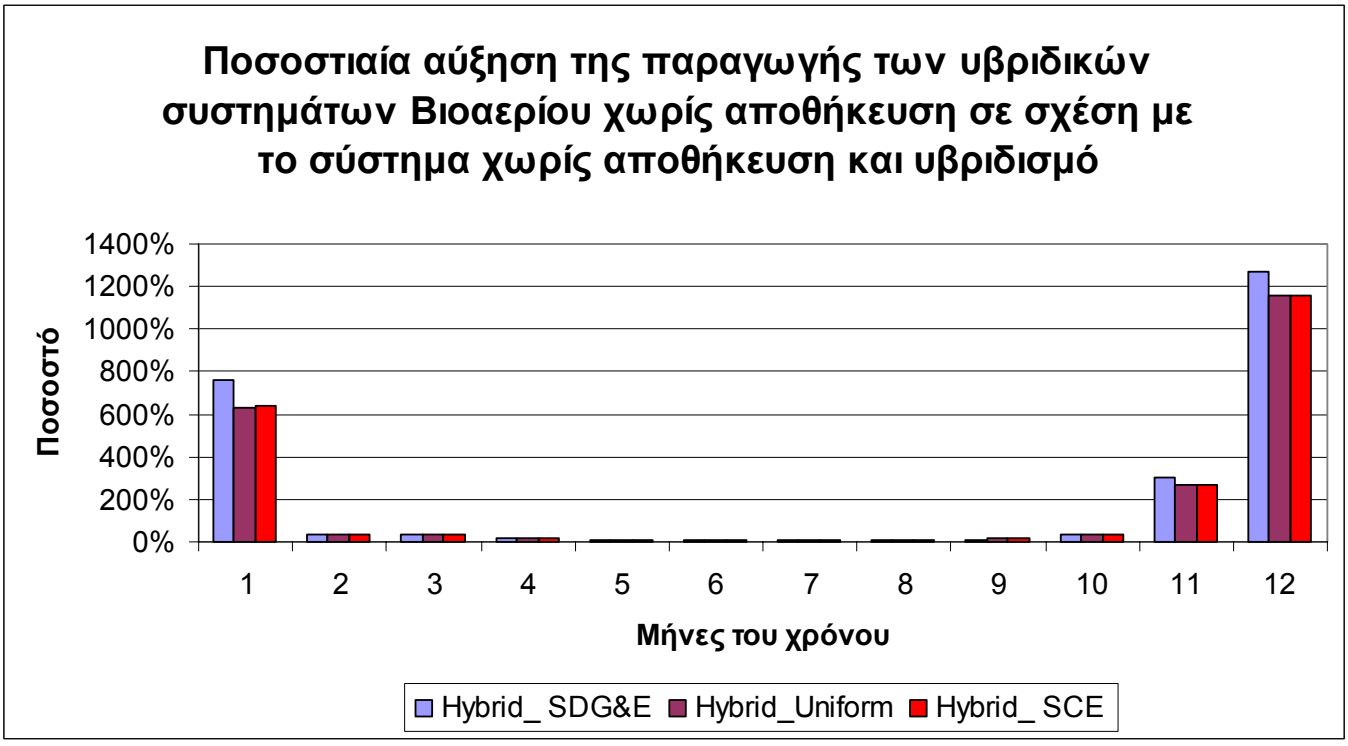


Εικόνα 5.22 - Γράφημα ποσοστιαίας αύξησης της παραγωγής ηλεκτρισμού

Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει την μηνιαία παραγωγή ηλεκτρισμού του ηλιοθερμικού συστήματος χωρίς θερμική αποθήκευση με ονομαστική ισχύ 30MW και τις μηνιαίες παραγωγές των τριών προσεγγίσεων του υβριδικού ηλιοθερμικού συστήματος χωρίς θερμικής αποθήκευσης της ίδιας ονομαστικής ισχύος με καυστήρα βιοαερίου. Στον συγκεκριμένο πίνακα παρατηρούμε, αρχικά σημαντική αύξηση στην παραγωγή των χειμερινών μηνών λόγω υβριδισμού όπως επίσης βλέπουμε μια αισθητή βελτίωση της παραγωγής και κατά τους καλοκαιρινούς μήνες για τα υβριδικά συστήματα.

	NoHybrid (MWh)	*Hybrid_SDG&E (MWh)*	*Hybrid_Uniform (MWh)*	*Hybrid_SCE (MWh)*
Ιανουάριος	*137,5*	*1180*	*1010*	*1020*
Φεβρουάριος	*2210*	*2880*	*2890*	*2890*
Μάρτιος	*2400*	*3170*	*3150*	*3160*
Απρίλιος	*3720*	*4430*	*4410*	*4410*
Μάιος	*5260*	*5890*	*5920*	*5920*
Ιούνιος	*6750*	*7170*	*7310*	*7300*
Ιούλιος	*7850*	*8250*	*8420*	*8430*
Αύγουστος	*6990*	*7510*	*7580*	*7570*
Σεπτέμβριος	*4440*	*4970*	*5080*	*5050*
Οκτώβριος	*2350*	*3160*	*3100*	*3110*
Νοέμβριος	*311,3*	*1240*	*1140*	*1140*
Δεκέμβριος	*76,1*	*1040*	*955,3*	*960,5*

Πίνακας 5.11- Μηνιαία παραγωγή ηλεκτρισμού Βιοαέριο



Εικόνα 5.23 - Γράφημα ποσοστιαίας αύξησης της παραγωγής ηλεκτρισμού

Αιχμή παραγωγής και ώρα εμφάνισης της:

Το CSP 30MW(NoStorage, NoHybrid) είναι σε θέση να παράγει έως και 33.800 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 10:00 έως και 16:00.

Το CSP 30MW(NoStorage, Hybrid SDG&E) με καυστήρα φυσικού αερίου, είναι σε θέση να παράγει έως και 33.800 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 10:00 έως και 16:00.

Το CSP 30MW(NoStorage, Hybrid Uniform) με καυστήρα φυσικού αερίου, είναι σε θέση να παράγει έως και 33.800 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 10:00 έως και 16:00.

Το CSP 30MW(NoStorage, Hybrid SCE) με καυστήρα φυσικού αερίου, είναι σε θέση να παράγει έως και 33.800 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 10:00 έως και 16:00.

Το CSP 30MW(NoStorage, Hybrid SDG&E) με καυστήρα βιοαερίου, είναι σε θέση να παράγει έως και 33.800 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 10:00 έως και 16:00.

Το CSP 30MW(NoStorage, Hybrid Uniform) με καυστήρα βιοαερίου, είναι σε θέση να παράγει έως και 33.800 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 10:00 έως και 16:00.

Το CSP 30MW(NoStorage, Hybrid SCE) με καυστήρα βιοαερίου, είναι σε θέση να παράγει έως και 33.800 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 10:00 έως και 16:00.

Από τα παραπάνω δεδομένα παρατηρούμε ότι με την υβριδική λειτουργία του συστήματος δεν μπορούμε να έχουμε αύξηση της αιχμής παραγωγής. Αυτό είναι πολύ φυσιολογικό διότι ο καυστήρας ενεργοποιείται όταν η παραγωγή του εργοστασίου πέφτει κάτω από ένα κάτω από ένα ποσοστό επί της ονομαστικής ισχύος που ορίζουμε κάθε φορά αναλόγως τις ανάγκες μας. Κατ' επέκταση δεν θα μπορούσε ποτέ να βελτιώσει την αιχμή του συστήματος σε ένα σύστημα χωρίς αποθήκευση. Επίσης παρατηρούμε, ότι δεν είχαμε καμία διαφοροποίηση με την προσθήκη του καυστήρα, ως προς την ώρα εμφάνισής της αιχμής παραγωγής. Μια παρατήρηση που αξίζει να ειπωθεί σε αυτό το σημείο είναι ότι το σύστημά μας ,έστω και για μικρό χρονικό διάστημα, ξεπερνά την ονομαστική του ισχύ. Αυτό θα πρέπει να ληφθεί σοβαρά υπόψη κατά την υποβολή της αίτησης στην ΡΑΕ ώστε να αδειοδοτηθεί το εργοστάσιο με τη «σωστή» ισχύ.

Στον παρακάτω πίνακα απεικονίζονται οι ετήσιες τιμές παραγωγής ενός ηλιοθερμικού συστήματος χωρίς θερμική αποθήκευση και υβριδισμό με ονομαστική ισχύ 30MW, ενός υβριδικού ηλιοθερμικού συστήματος χωρίς θερμική αποθήκευση με καυστήρα φυσικού αερίου και ενός με καυστήρα βιοαερίου, της ίδιας ονομαστικής ισχύος. Με βάση την νομοθεσία η μέγιστη αύξηση στην παραγωγή που μπορούμε να έχουμε σε υβριδικό σύστημα με καυστήρα φυσικού αερίου είναι 15% και με καυστήρα βιοαερίου είναι 20%. Στον Πίνακας 5.13 φαίνεται η μηνιαία κατανάλωση καυσίμου των παραπάνω συστημάτων.

	NoStorage NoHybrid	***NoStorage_Hybrid NaturalGas***	***NoStorage_Hybrid BioGas***
Ετήσια Παραγωγή Ηλεκτρισμού (MWh)	*42500*	*48860*	*50990*
Απαιτούμενη Έκταση(m^2)	*831.224,3*	*831.224,3*	*831.224,3*
Αιχμή παραγωγής (MW)	*33,8*	*33,8*	*33,8*
Ώρα αιχμής	*10:00 έως 16:00*	*10:00 έως 16:00*	*10:00 έως 16:00*
Capacity Factor(%)	*15,7*	*17,6*	*18,3*

Πίνακας 5.12 - Ετήσια παραγωγή ηλεκτρισμού**,** αιχμή παραγωγής, συνολική απαιτούμενη έκταση και capacity factor

	Κατανάλωση Φυσικού αερίου(m^3) NoStorage_Hybrid	***Κατανάλωση Βιοαερίου(m^3) NoStorage_Hybrid***
Ιανουάριος	*499970*	*1040422*
Φεβρουάριος	*322235*	*670561*
Μάρτιος	*365585*	*760771*
Απρίλιος	*341020*	*709652*
Μάιος	*304895*	*634477*
Ιούνιος	*202300*	*420980*
Ιούλιος	*190740*	*396924*
Αύγουστος	*249985*	*520211*
Σεπτέμβριος	*257210*	*535246*
Οκτώβριος	*385815*	*802869*
Νοέμβριος	*443615*	*923149*
Δεκέμβριος	*459510*	*956226*

Πίνακας 5.13 - Μηνιαία κατανάλωση καυσίμου

Λοιπά οικονομικά μεγέθη που χρησιμοποιήθηκαν κατά τους υπολογισμούς

Ο υπολογισμός του κόστους της ενέργειας έγινε αθροίζοντας τα ετήσια λειτουργικά κόστη και τα ετήσια κόστη των δανείων για την εγκατάσταση του κάθε συστήματος και διαιρώντας αυτό το άθροισμα με την ετήσια παραγόμενη ενέργεια. Επιπλέον για την προσομοίωση της υβριδικής λειτουργία του έργου, χρειαστήκαμε να προσθέσουμε στο συνολικό κόστος έναν καυστήρα-λέβητα ισχύος 3MW. Ακολουθήσαμε αυτή την πρακτική διότι το SAM δεν υπολογίζει το κόστος του καυστήρα. Ξέροντας πλέον ποιές είναι οι ανάγκες μας επικοινωνήσαμε με την εταιρία Aalborg CSP[48], η οποία κατασκευάζει τέτοια μηχανήματα για ηλιοθερμικά εργοστάσια, και μας ενημέρωσαν ότι το μέσο κόστος ενός καυστήρα-λέβητα ισχύος 3MW είναι 70.000€.

Επίσης, ξεχωριστά υπολογίσαμε και το κόστος των καυσίμων. Για το φυσικό αέριο υπολογίσαμε το κόστος του λαμβάνοντας υπόψη την μέση τιμή του (για βιομηχανική χρήση), κατά τους πρώτους 10 μήνες του 2011, από την ιστοσελίδα[49] της Εταιρίας Παροχής Αερίου Θεσσαλίας η οποία είναι 0,0462 €/kWh ή 0,50 €/m^3. Ενώ για το βιοαέριο θεωρήσαμε την τιμή του ίση με το 1/10 της τιμής του Φ.Α, 0,00462 €/kWh ή 0,05 €/m^3, διότι το βιοαέριο που θα χρησιμοποιηθεί στο συγκεκριμένο έργο (για το

οποίο γίνεται η προσομοίωση) θα παράγεται από ΧΥΤΑ ο οποίος είναι πολύ κοντά στο σημείο όπου θα εγκατασταθεί το έργο και είναι ιδίων συμφερόντων με τον ηλιοθερμικό σταθμό.

Για όλες τις περιπτώσεις θεωρήσαμε ότι δανειοδοτηθήκαμε το 70% του συνολικού κόστους εγκατάστασης και ότι η περίοδος αποπληρωμής του δανείου θα είναι 20 χρόνια(με σταθερό επιτόκιο και στις 3 περιπτώσεις). Επίσης όλοι οι υπολογισμοί έγιναν για πρώτο έτος λειτουργίας του έργου. Το κόστος της ενέργειας ανά κιλοβατώρα για κάθε χρονιά θα είναι το κόστος που υπολογίσαμε αυξημένο κατά τον πληθωρισμό του κάθε έτους για τα πρώτα 20 χρόνια του έργου κατά τα οποία στα λειτουργικά έξοδα προσθέτουμε και τα έξοδα για την εξυπηρέτηση του δανείου. Έπειτα θα είναι αρκετά μειωμένο εφόσον θα έχουμε δεν θα υπάρχουν οι δανειακές υποχρεώσεις. Για την ακριβέστερη εποπτεία των παραδοχών που κάναμε κατά την προσομοίωση καλό θα ήταν να ανατρέξουμε στην παράγραφο 4.2.1 του 4^{ου} Κεφαλαίου όπου εκεί αναγράφονται αναλυτικά όλες οι είσοδοι της εφαρμογής του SAM που χρησιμοποιήσαμε. Τέλος για την μετατροπή, του κόστους ενέργειας και του κόστους εγκατάστασης ανά κιλοβάτ, από δολάρια ($) ,όπου βγάζει ως έξοδο η εφαρμογή του SAM, σε ευρώ(€) χρησιμοποιήσαμε σταθερή ισοτιμία 1$=0,752€.

Στον παρακάτω πίνακα απεικονίζονται το συνολικό κόστος εγκατάστασης ανά την ισχύ(€/kW) και το κόστος της ενέργειας ανά κιλοβατώρα(€/kWh) ενός ηλιοθερμικού συστήματος χωρίς θερμική αποθήκευση και υβριδισμό με ονομαστική ισχύ 30MW, ενός υβριδικού ηλιοθερμικού συστήματος χωρίς θερμικής αποθήκευσης με καυστήρα φυσικού αερίου και ενός με καυστήρα βιοαερίου, της ίδιας ονομαστικής ισχύος. Οι υπολογισμοί των υβριδικών συστημάτων έγιναν με σύστημα αναφοράς τις περιπτώσεις SDG&E για φυσικό αέριο και βιοαέριο.

	NoStorage NoHybrid	***NoStorage_Hybrid NaturalGas***	***NoStorage_Hybrid BioGas***
Κόστος Εγκατάστασης Ισχύος (€/kW)	*4060*	*4080*	*4080*
Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	*0,275*	*0,293*	*0,243*

Πίνακας 5.14 - Συνολικό κόστος εγκατάστασης ανά κιλοβάτ εγκατεστημένης ισχύος και κόστος ενέργειας ανά κιλοβατώρα για κάθε σύστημα

Ενδεικτικά παραθέτουμε στον παρακάτω πίνακα το κόστος εγκατάστασης ανά κιλοβάτ και το κόστος της ενέργειας για τις περιπτώσεις Uniform και SCE. Η μεταβολή στο κόστος εγκατάστασης ανά κιλοβάτ αυτών των περιπτώσεων, με καυστήρα Φ.Α, σε σχέση με την περίπτωση SDG&E οφείλεται στην χρήση μικρότερου καυστήρα ισχύος 2,2 MW αντί για 3MW(που χρησιμοποιήσαμε στην άλλη περίπτωση). Το κόστος του συγκεκριμένου καυστήρα ανέρχεται περίπου στα 55.000€(αντί για 70.000€ του άλλου καυστήρα). Στις περιπτώσεις με βιοαέριο χρησιμοποιούμε καυστήρα ισχύος 3MW. Επιπλέον η μεταβολή στο κόστος της ενέργειας οφείλεται στην μεγαλύτερη κατανάλωση καυσίμου, των δύο αυτών περιπτώσεων λόγω του ότι ο καυστήρα λειτουργεί πολύ περισσότερες ώρες και σε πολύ πιο «αντίξοες» συνθήκες από άποψη απωλειών θερμότητας (βραδινές ώρες).

	NoStorage_Hybrid NaturalGas Uniform	***NoStorage_Hybrid NaturalGas SCE***	***NoStorage_Hybrid BioGas Uniform***	***NoStorage_Hybrid BioGas SCE***
Κόστος Εγκατάστασης Ισχύος (€/kW)	*4074*	*4074*	*4080*	*4080*
Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	*0,315*	*0,313*	*0,262*	*0,261*

Πίνακας 5.15 - Συνολικό κόστος εγκατάστασης ανά κιλοβάτ εγκατεστημένης ισχύος και κόστος ενέργειας ανά κιλοβατώρα για τις περιπτώσεις Uniform και SCE

Μελετώντας τον παραπάνω πίνακα αρχικά παρατηρούμε την μικρή αύξηση του κόστους εγκατάστασης ανά κιλοβάτ εγκατεστημένης ισχύος του συστήματος υβριδικής λειτουργίας σε σχέση με το σύστημα χωρίς αποθήκευση και υβριδισμό. Αυτό συμβαίνει διότι το κόστος εγκατάστασης του καυστήρα είναι μικρό, σχετικά με αυτό της συνολικής εγκατάστασης, οπότε δεν επηρεάζει αρκετά το κόστος ανά κιλοβάτ εγκατεστημένης ισχύος. Έπειτα παρατηρούμε το κόστος της ενέργειας να αυξάνεται αρκετά στο υβριδικό σύστημα φυσικού αερίου σε σχέση με το σύστημα χωρίς υβριδισμό. Αυτή η αύξηση στο κόστος της ενέργειας συμβαίνει διότι από την μια μπορεί να αυξάνεται κατά 15% η ετήσια παραγωγή ηλεκτρισμού αλλά από την άλλη αυξάνονται σημαντικά και τα λειτουργικά κόστη με την εισαγωγή του κόστους του φυσικού αερίου. Τέλος βλέπουμε στην περίπτωση του υβριδικού συστήματος βιοαερίου το κόστος της ενέργειας να μειώνεται αρκετά σε σχέση με τις άλλες περιπτώσεις. Αυτό συμβαίνει αφενός διότι το συγκεκριμένο σύστημα έχει 20% μεγαλύτερη παραγωγή ενέργειας από το σύστημα χωρίς υβριδισμό και 5% μεγαλύτερη από το υβριδικό σύστημα φυσικού αερίου. Αφετέρου διότι θεωρήσαμε (για λόγους που αναφέρονται παραπάνω) ότι η τιμή του βιοαερίου είναι ίση με το 10% της τιμής του φυσικού αερίου, με αποτέλεσμα την πολύ μεγάλη μείωση στο κόστος του καυσίμου και κατ' επέκταση και στο λειτουργικό κόστος.

5.4. Ανάλυση της υβριδικής λειτουργίας, με θερμική αποθήκευση, του ηλιοθερμικού εργοστασίου στα Τρίκαλα

Σε αυτό το σημείο θα ήταν σκόπιμο να μελετήσουμε την υβριδική λειτουργία του εργοστασίου σε συνδυασμό με την χρήση της θερμικής αποθήκευσης. Όπως είδαμε στην παράγραφο 5.2 η πιο ρεαλιστική προσέγγιση της θερμικής αποθήκευσης, από άποψη κόστους αλλά και από την άποψη της απαιτούμενης έκτασης, είναι αυτή των 3 ωρών (TES=3). Στο πεδίο του Dispatch Schedule εισάγαμε την επιλογή SDG&E διότι με βάση την προηγούμενη ενότητα είναι η βέλτιστη περίπτωση της υβριδικής λειτουργίας του συστήματος που προσομοιώσαμε. Σύμφωνα με την νομοθεσία Όπως έχουμε επισημάνει και σε προηγούμενα κεφάλαια(στο 1ο παρ.1.2.1 και στο 4ο παρ.4.1.1) η νομοθεσία της Ελλάδας για τις ΑΠΕ επιτρέπει την αύξηση μέχρι και 15% της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας με τη βοήθεια ορυκτών καυσίμων όπως το Φ.Α και την αύξηση έως και 20% της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας με τη βοήθεια βιοκαυσίμων όπως το βιοαέριο. Τα παραπάνω ποσοστά προστίθενται είτε θεωρώντας ως βάση την παραγωγή του συστήματος χωρίς αποθήκευση, είτε του συστήματος με αποθήκευση μεγαλύτερη των 2 ωρών. Για τις προσομοιώσεις μας θεωρήσαμε ως βάση την παραγωγή του συστήματος με θερμική αποθήκευση 3-ωρών (βλ.1 παράγραφο 5.2).

Dispatch Scedule	**Περιγραφή**
SDG&E	*Ο καυστήρας λειτουργεί, όταν η θερμική παραγωγή του τμήματος των κατόπτρων είναι μικρότερη από το **13,6% και 16,9%** αντίστοιχα, της ονομαστικής ισχύος του εργοστασίου, καθ'όλη την διάρκεια του χρόνου **εκτός** από τις βραδινές ώρες **(22:00-5:00)**.*

Πίνακας 5.16 - Περιγραφή της υβριδική λειτουργίας που προσομοιώσαμε

Στον παρακάτω πίνακα παραθέτουμε την ετήσια κατανάλωση καυσίμου και την ετήσια παραγωγή του υβριδικού εργοστασίου με θερμική αποθήκευση 3 ωρών, για την περίπτωση που το καύσιμό μας είναι φυσικό αέριο και για την περίπτωση που είναι βιοαέριο. Το Dispatch Schedule που χρησιμοποιήθηκε είναι το SDG&E. Για τον υπολογισμό της κατανάλωσης καυσίμου σε m^3 διαιρέσαμε την ετήσια κατανάλωση που μας δίνει το SAM , η οποία είναι σε kWh, με την θερμογόνο δύναμη του

φυσικού αερίου[50] (μια μέση τιμή είναι 11 kWh/ m^3) και με την θερμογόνο δύναμη του βιοαερίου[51] (μια μέση τιμή είναι 6 kWh/ m^3) αντίστοιχα.

Καύσιμο	**Ετήσιο όριο αύξησης της παραγωγής(%)**	**Ώρες λειτουργίας του καυστήρα ετησίως**	**Ετήσια κατανάλωση καυσίμου(m^3)**	**Ετήσια παραγωγή ενέργειας (MWh)**
Φυσικό Αέριο	*15%*	*2600*	*4414180*	*63600*
Βιοαέριο	*20%*	*2600*	*9448280*	*66380*

Πίνακας 5.17 - Κόστη και επιδόσεις τις υβριδικής λειτουργίας για κάθε μία από τις περιπτώσεις που προσομοιώσαμε

Η μεγάλη διαφορά μεταξύ των περιπτώσεων του φυσικού αερίου και του βιοαερίου στην κατανάλωση καυσίμου οφείλεται κυρίως στην διαφορά της θερμογόνου δύναμης μεταξύ των δύο καυσίμων (με μεγαλύτερη αυτή του φυσικού αερίου) αλλά και στο ότι στην περίπτωση του βιοαερίου, μέσω του καυστήρα αυξάνουμε την ετήσια παραγωγή ηλεκτρισμού του εργοστασίου κατά 5% σε σχέση με την ετήσια παραγωγή ηλεκτρισμού όταν για καύσιμο χρησιμοποιούμε φυσικό αέριο.

Για να έχουμε μια πιο ξεκάθαρη εικόνα για την υβριδική λειτουργία του εργοστασίου θα πρέπει να μελετήσουμε και τις παρακάτω καμπύλες η οποίες συγκρίνουν την παραγωγή θερμότητας από τον καυστήρα με την συνολική παραγωγή ηλεκτρισμού του εργοστασίου κατά την διάρκεια των μηνών του έτους.

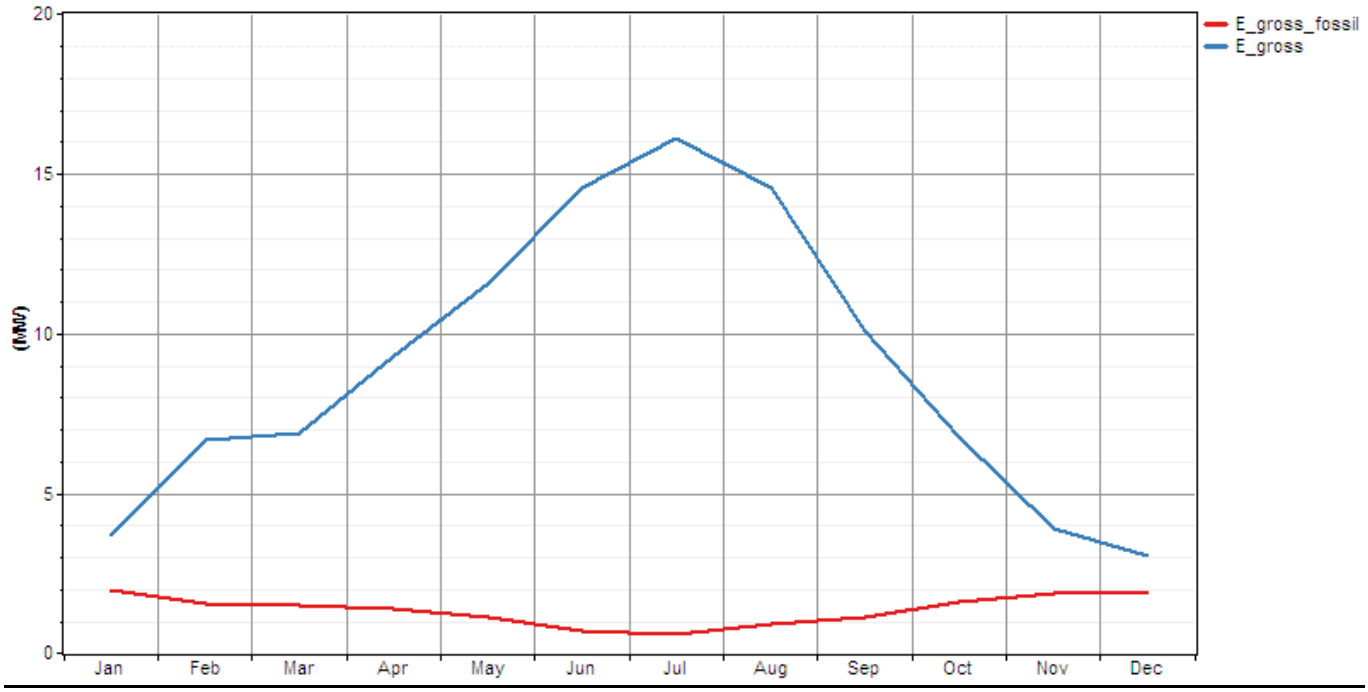
Διευκρινήσεις Γραφημάτων:

E_gross_fossil: Ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρισμού από τον καυστήρα

E_net: Συνολική παραγωγή ηλεκτρισμού

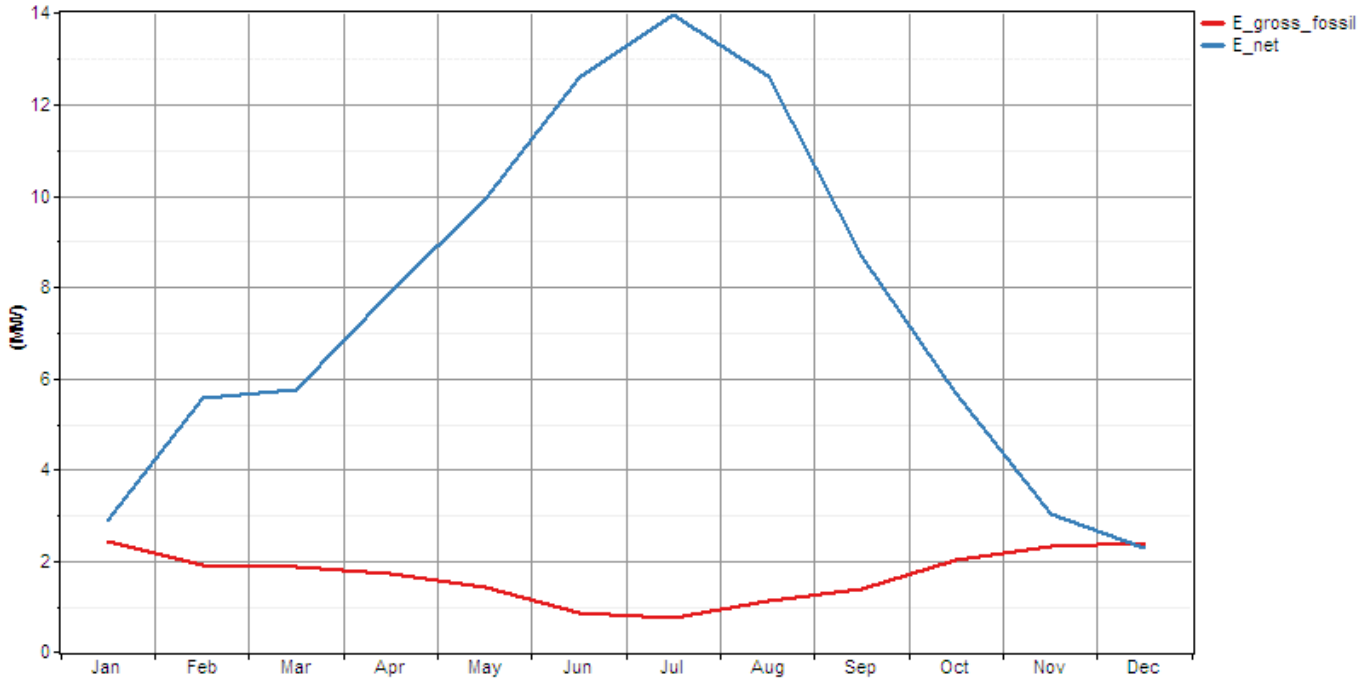
Σημείωση: Όλα τα παραπάνω μεγέθη αποτελούν μέσες μηνιαίες τιμές.

***Καυστήρας:* Φυσικού Αερίου**



Εικόνα 5.24 - Σύγκριση της συνολικής παραγωγής ηλεκτρισμού με την που παραγωγή θερμότητας από τον καυστήρα φυσικού αερίου για την περίπτωση με, *Dispatch Schedule*: SDG&E

***Καυστήρας:* Βιοαερίου**



Εικόνα 5.25 - Σύγκριση της συνολικής παραγωγής ηλεκτρισμού με την που παραγωγή θερμότητας από τον καυστήρα βιοαερίου για την περίπτωση με, *Dispatch Schedule*: SDG&E

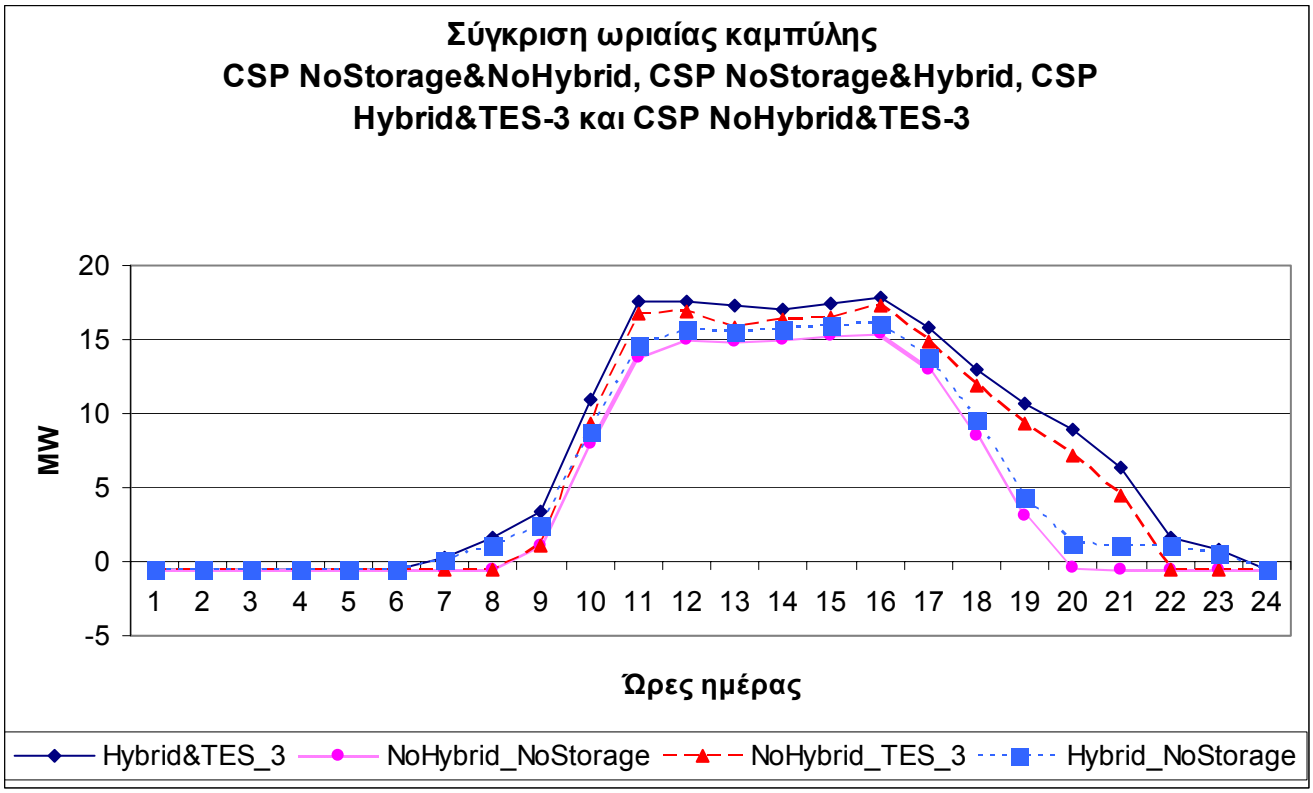
Παρατηρώντας τα παραπάνω γραφήματα βγάζουμε τα εξής συμπεράσματα. Πρώτον, η μεγαλύτερη παραγωγής του καυστήρα παρατηρείται την στιγμή με την μικρότερη συνολική παραγωγή και το αντίστροφο. Τις βραδινές ώρες(το καλοκαίρι δεν θεωρούμε βραδινές ώρες 7-9 διότι εκεί το σύστημά λειτουργεί με την θερμική αποθήκευση) το σύστημα λειτουργεί αποκλειστικά από τον καυστήρα με ισχύ ίση με το ποσοστό, που έχουμε ορίσει, επί της ονομαστικής ισχύος του εργοστασίου. Επίσης τις μεσημεριανές ώρες του καλοκαιριού ο καυστήρας δεν ενεργοποιείται τις περισσότερες φορές διότι είναι δύσκολο το σύστημά μας, εκείνες τις ώρες, να πέφτει χαμηλότερα(σε απόδοση) από το 13,6 ή 16,9% της ονομαστικής του ισχύος όπου έχουμε ορίσει για την ενεργοποίηση του καυστήρα.

Δεύτερον, παρατηρούμε ότι τους κρύους μήνες (Νοέμβριο και Δεκέμβριο) η μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρισμού του εργοστασίου είναι πολύ μικρότερη από την μέση μηνιαία παραγωγή του καυστήρα. Αυτό συμβαίνει διότι εκείνους τους μήνες η παραγωγή θερμότητας από τους παραβολικούς συλλέκτες είναι πολύ περιορισμένη με αποτέλεσμα τις περισσότερες ώρες τις ημέρας το σύστημά μας όχι μόνο να μην παράγει ηλεκτρισμό αλλά να έχει και ζήτηση ώστε να μην παγώσει το υγρό.

Σε αυτό το σημείο είναι απαραίτητη, για την πλήρη κατανόηση της υβριδικής λειτουργίας ενός ηλιοθερμικού συστήματος με θερμική αποθήκευση 3 ωρών, η σύγκριση των ωριαίων καμπυλών παραγωγής ανάμεσα στις διάφορες κομβικές περιπτώσεις που προσομοιώσαμε.

Στα παρακάτω γραφήματα βρίσκονται οι ωριαίες καμπύλες παραγωγής ενός ηλιοθερμικού συστήματος χωρίς αποθήκευση, ενός με αποθήκευση 3 ωρών, ενός υβριδικής λειτουργίας χωρίς θερμική αποθήκευση και ενός υβριδικής λειτουργίας με θερμική αποθήκευση 3 ωρών. Οι καμπύλες του πρώτου γραφήματος (Εικόνα 5.26) που απεικονίζουν τα υβριδικά συστήματα αναφέρονται στις περιπτώσεις κατά τις οποίες χρησιμοποιούμε ως καύσιμο το φυσικό αέριο ενώ οι καμπύλες του δεύτερου γραφήματος (Εικόνα 5.27) αναφέρονται στις περιπτώσεις κατά τις οποίες χρησιμοποιούμε ως καύσιμο το βιοαέριο.

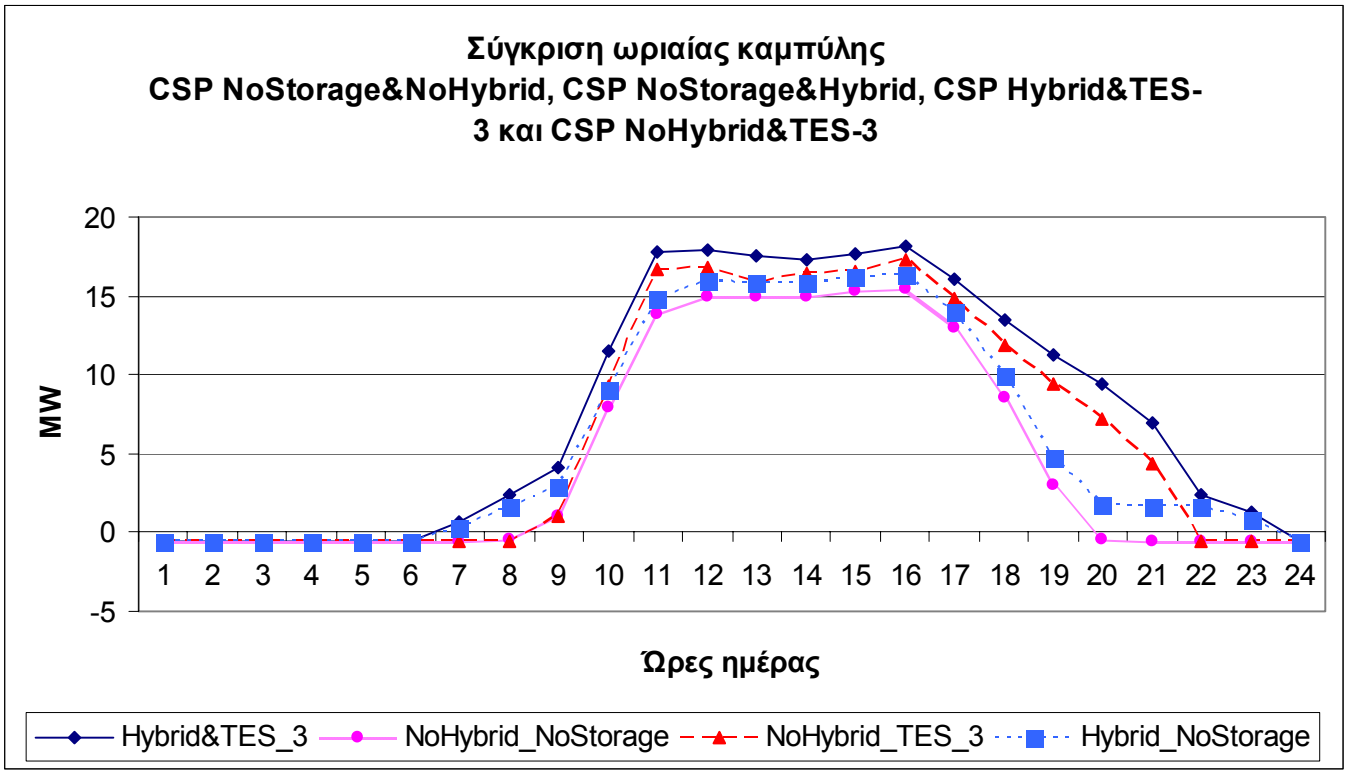
***Καυστήρας:* Φυσικού Αερίου**



Εικόνα 5.26 - Γράφημα τυπικών ωριαίων τιμών CSP_ NoStorage _Hybrid και CSP_ NoStorage _ NoHybrid, *Dispatch Schedule*: SDG&E

Επιπλέον στο παραπάνω γράφημα παρατηρούμε ότι το υβριδικό σύστημα με θερμική αποθήκευση υπερτερεί σε δύο σημεία σε σχέση με το σύστημα με θερμική αποθήκευση. Αρχικά στις πρωινές ώρες (07:00-10:00) βλέπουμε την παραγωγή του υβριδικού συστήματος με αποθήκευση να είναι αισθητά μεγαλύτερη από αυτό που έχει μόνο θερμική αποθήκευση. Αυτό συμβαίνει διότι εκείνη την χρονική στιγμή το σύστημα δαπανά θερμική ενέργεια για «γεμίσει» τις δεξαμενές θερμικής αποθήκευσης, έτσι όπως είναι φυσιολογικό η παραγωγή μειώνεται. Σε εκείνο το σημείο είναι που επεμβαίνει ο καυστήρας και βελτιώνει την παραγωγή. Το δεύτερο σημείο είναι αυτό στις (20:00-23:00) το βράδυ όπου έχει «αδειάσει» σχεδόν η δεξαμενή θερμικής αποθήκευσης(πράγμα που σημαίνει ότι δεν είναι σε θέσει η θερμότητα που έχει απομείνει να δώσει θετική παραγωγή) και εκεί πάλι επεμβαίνει ο καυστήρας και διατηρεί την παραγωγή σε υψηλότερο σημείο από το ελάχιστο (όπου παράγει θερμότητα μόνο ο καυστήρας) για περίπου μισή ώρα.

***Καυστήρας*: Βιοαερίου**



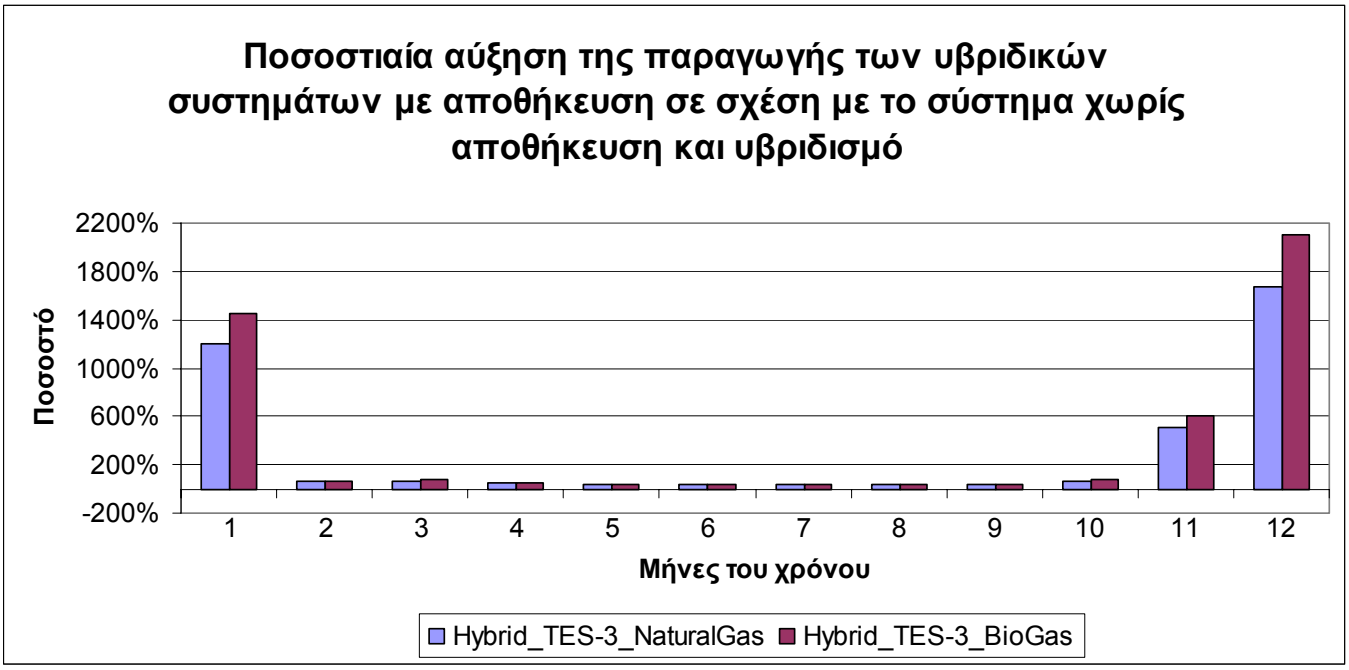
Εικόνα 5.27 - Γράφημα τυπικών ωριαίων τιμών CSP_ NoStorage _Hybrid και CSP_ NoStorage _ NoHybrid, *Dispatch Schedule*: SDG&E

Η ίδια συμπεριφορά(με το γράφημα του Φ.Α), σε λίγο πιο μεγάλη κλίμακα, παρατηρείται και στο παραπάνω γράφημα. Αυτό συμβαίνει διότι το καύσιμο του καυστήρα είναι βιοαέριο, αυτός επιτρέπεται να παράγει 5% περισσότερο σε ετήσια βάση από ότι αν κατανάλωνε φυσικό αέριο. Έτσι όπως και πριν στις πρωινές ώρες (07:00-10:00) βλέπουμε την παραγωγή του υβριδικού συστήματος με αποθήκευση να είναι μεγαλύτερη από αυτό που έχει μόνο θερμική αποθήκευση. Όπως επίσης και στις (20:00-23:00) το βράδυ όπου έχει «αδειάσει» σχεδόν η δεξαμενή θερμικής αποθήκευσης διατηρεί την παραγωγή σε υψηλότερο σημείο από το από το σύστημα που έχει μόνο θερμική αποθήκευση.

Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει την μηνιαία παραγωγή ηλεκτρισμού ενός ηλιοθερμικού συστήματος χωρίς αποθήκευση, ενός με αποθήκευση 3 ωρών με καυστήρα φυσικού αερίου ενός όμοιου με καυστήρα βιοαερίου και ενός υβριδικής λειτουργίας χωρίς θερμική αποθήκευση και ενός υβριδικής λειτουργίας με θερμική αποθήκευση 3 ωρών. Στον συγκεκριμένο πίνακα παρατηρούμε, ότι η παραγωγή των υβριδικών συστημάτων με θερμική αποθήκευση έχουν μια σημαντική αύξηση σε σχέση με υπόλοιπα συστήματα, σε όλο το φάσμα των μηνών. Όπως ήταν αναμενόμενο οι μεγάλες διαφορές εμφανίζονται κατά τους χειμερινούς μήνες όπου το σύστημα χωρίς υβριδισμό έχει αρκετά χαμηλή παραγωγή.

	NoHybrid (MWh)	*NoHybrid TES_3Hr (MWh*	*Hybrid NaturalGas SDG&E (MWh)*	*Hybrid BioGas SDG&E (MWh)*	*Hybrid NaturalGas TES_3Hr (MWh)*	*Hybrid BioGas TES_3Hr (MWh)*
Ιανουάριος	*137,5*	*775,3*	*927,9*	*1180*	*1790*	*2130*
Φεβρουάριος	*2210*	*2770*	*2720*	*2880*	*3490*	*3730*
Μάρτιος	*2400*	*3250*	*2980*	*3170*	*4030*	*4290*
Απρίλιος	*3720*	*4760*	*4260*	*4430*	*5450*	*5680*
Μάιος	*5260*	*6600*	*5740*	*5890*	*7190*	*7380*
Ιούνιος	*6750*	*8600*	*7070*	*7170*	*8950*	*9070*
Ιούλιος	*7850*	*9920*	*8150*	*8250*	*10300*	*10400*
Αύγουστος	*6990*	*8770*	*7380*	*7510*	*9240*	*9400*
Σεπτέμβριος	*4440*	*5480*	*4840*	*4970*	*6040*	*6230*
Οκτώβριος	*2350*	*3110*	*2960*	*3160*	*3940*	*4230*
Νοέμβριος	*311,3*	*929,9*	*1010*	*1240*	*1870*	*2180*
Δεκέμβριος	*76,1*	*352,5*	*802,6*	*1040*	*1350*	*1680*

Πίνακας 5.18 - Μηνιαία παραγωγή ηλεκτρισμού



Εικόνα 5.28 - Γράφημα ποσοστιαίας αύξησης της παραγωγής ηλεκτρισμού

Αιχμή παραγωγής και ώρα εμφάνισης της:

Το CSP 30MW(NoStorage, NoHybrid) είναι σε θέση να παράγει έως και 33.800 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 10:00 έως και 16:00.

Το CSP 30MW(TES 3Hr) είναι σε θέση να παράγει έως και 35.000 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 17:00 έως και 19:00.

Το CSP 30MW(NoStorage, Hybrid SDG&E) με καυστήρα φυσικού αερίου, είναι σε θέση να παράγει έως και 33.800 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 10:00 έως και 16:00.

Το CSP 30MW(NoStorage, Hybrid SDG&E) με καυστήρα βιοαερίου, είναι σε θέση να παράγει έως και 33.800 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 10:00 έως και 16:00.

Το CSP 30MW(TES 3Hr, Hybrid SDG&E) με καυστήρα φυσικού αερίου, είναι σε θέση να παράγει έως και 35.100 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 17:00 έως και 19:00.

Το CSP 30MW(TES 3Hr, SDG&E) με καυστήρα βιοαερίου, είναι σε θέση να παράγει έως και 35.100 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 17:00 έως και 19:00.

Από τα παραπάνω δεδομένα παρατηρούμε ότι με την υβριδική λειτουργία του συστήματος σε συνδυασμό με την θερμική αποθήκευση μπορούμε να έχουμε αύξηση της αιχμής παραγωγής. Αυτό είναι αναμενόμενο διότι ο καυστήρας ενεργοποιείται όταν η παραγωγή του εργοστασίου πέφτει κάτω από ένα συγκεκριμένο ποσοστό επί της ονομαστικής ισχύος, που ορίζουμε κάθε φορά αναλόγως τις ανάγκες μας και έτσι μπορεί να υπάρχει μεγαλύτερη πλήρωση της δεξαμενής θερμικής αποθήκευσης κάποιες στιγμές χωρίς να έχουμε απώλειες από την παραγωγή εφόσον αντισταθμίζεται από τον καυστήρα. Επίσης παρατηρούμε την διαφοροποίηση στην ώρα της αιχμής της παραγωγής πράγμα που οφείλεται εξολοκλήρου στην θερμική αποθήκευση και όχι στην υβριδική λειτουργία. Μια παρατήρηση που αξίζει να ειπωθεί σε αυτό το σημείο είναι ότι το σύστημά μας, έστω και για μικρό χρονικό διάστημα, ξεπερνά την ονομαστική του ισχύ. Αυτό θα πρέπει να ληφθεί σοβαρά υπόψη κατά την υποβολή της αίτησης στην ΡΑΕ ώστε να αδειοδοτηθεί το εργοστάσιο με τη «σωστή» ισχύ.

Στον παρακάτω πίνακα απεικονίζονται οι ετήσιες τιμές παραγωγής ενός ηλιοθερμικού συστήματος χωρίς αποθήκευση, ενός με αποθήκευση 3 ωρών, ενός υβριδικής λειτουργίας χωρίς θερμική αποθήκευση και ενός υβριδικής λειτουργίας με θερμική αποθήκευση 3 ωρών. Με βάση την νομοθεσία η μέγιστη αύξηση στην παραγωγή που μπορούμε να έχουμε σε υβριδικό σύστημα με καυστήρα φυσικού αερίου είναι 15% και με καυστήρα βιοαερίου είναι 20%. Ως βάση για τις μετρήσεις μας έχουμε λάβει την ετήσια παραγωγή του εργοστασίου με θερμική αποθήκευση 3 ωρών, κάτι που μας επιτρέπει ο νόμος. Στον Πίνακας 5.20 φαίνεται η μηνιαία κατανάλωση καυσίμου των παραπάνω συστημάτων.

	NoHybrid	*NoHybrid TES_3Hr*	*Hybrid NaturalGas*	*Hybrid BioGas*	*Hybrid NaturalGas TES_3Hr*	*Hybrid BioGas TES_3Hr*
Ετήσια Παραγωγή Ηλεκτρισμού (MWh)	*42500*	*55300*	*48860*	*50990*	*63620*	*66380*
Απαιτούμενη Έκταση(m^2)	*831.224,3*	*987.028,3*	*831.224,3*	*831.224,3*	*987.028,3*	*987.028,3*
Αιχμή παραγωγής (MW)	*33,8*	*35*	*33,8*	*33,8*	*35,1*	*35,1*
Ώρα αιχμής	*10:00 έως 16:00*	*17:00 έως 19:00*	*10:00 έως 16:00*	*10:00 έως 16:00*	*17:00 έως 19:00*	*17:00 έως 19:00*
Capacity Factor(%)	*15,7*	*20,4*	*17,6*	*18,3*	*23,5*	*24,5*

Πίνακας 5.19 - Ετήσια παραγωγή ηλεκτρισμού**,** αιχμή παραγωγής, συνολική απαιτούμενη έκταση και capacity factor

	Κατανάλωση Φυσικού αερίου(m^3) Hybrid_TES-3Hr	***Κατανάλωση Βιοαερίου(m^3) Hybrid_TES-3Hr***
Ιανουάριος	*552500*	*1179750*
Φεβρουάριος	*392700*	*838530*
Μάρτιος	*425000*	*907500*
Απρίλιος	*375700*	*802230*
Μάιος	*317900*	*678810*
Ιούνιος	*162712*	*395128*
Ιούλιος	*156526*	*385391*
Αύγουστος	*230359*	*533497*
Σεπτέμβριος	*281024*	*639255*
Οκτώβριος	*433867*	*965095*
Νοέμβριος	*503948*	*1087318*
Δεκέμβριος	*534030*	*1153017*

Πίνακας 5.20 - Μηνιαία κατανάλωση καυσίμου

Λοιπά οικονομικά μεγέθη που χρησιμοποιήθηκαν κατά τους υπολογισμούς

Ο υπολογισμός του κόστους της ενέργειας έγινε αθροίζοντας τα ετήσια λειτουργικά κόστη και τα ετήσια κόστη των δανείων για την εγκατάσταση του κάθε συστήματος και διαιρώντας αυτό το άθροισμα με την ετήσια παραγόμενη ενέργεια. Επιπλέον για την προσομοίωση της υβριδικής λειτουργία του συστήματος με θερμική αποθήκευση 3 ωρών, χρειαστήκαμε να προσθέσουμε στο συνολικό κόστος έναν καυστήρα-λέβητα ισχύος 4MW. Ακολουθήσαμε αυτή την πρακτική διότι το SAM δεν υπολογίζει το κόστος του καυστήρα. Ξέροντας πλέον ποιές είναι οι ανάγκες μας επικοινωνήσαμε με την εταιρία Aalborg CSP(βλ.υποσημ.19), η οποία κατασκευάζει τέτοια μηχανήματα για ηλιοθερμικά εργοστάσια, και μας ενημέρωσαν ότι το μέσο κόστος ενός καυστήρα-λέβητα ισχύος 4MW είναι 90.000€.

Επίσης, ξεχωριστά υπολογίσαμε και το κόστος των καυσίμων. Για το φυσικό αέριο υπολογίσαμε το κόστος του λαμβάνοντας υπόψη την μέση τιμή του (για βιομηχανική χρήση), κατά τους πρώτους 10 μήνες του 2011, από την ιστοσελίδα(βλ.υποσημ.20) της Εταιρίας Παροχής Αερίου Θεσσαλίας η οποία είναι 0,0462 €/kWh ή 0,50 €/m^3. Ενώ για το βιοαέριο θεωρήσαμε την τιμή του ίση με το 1/10 της τιμής του Φ.Α, 0,00462 €/kWh ή 0,05 €/m^3, διότι το βιοαέριο που θα χρησιμοποιηθεί στο συγκεκριμένο έργο (για

το οποίο γίνεται η προσομοίωση) θα παράγεται από ΧΥΤΑ ο οποίος είναι πολύ κοντά στο σημείο όπου θα εγκατασταθεί το έργο και είναι ιδίων συμφερόντων με τον ηλιοθερμικό σταθμό.

Για όλες τις περιπτώσεις θεωρήσαμε ότι δανειοδοτηθήκαμε το 70% του συνολικού κόστους εγκατάστασης και ότι η περίοδος αποπληρωμής του δανείου θα είναι 20 χρόνια(με σταθερό επιτόκιο και στις 3 περιπτώσεις). Επίσης όλοι οι υπολογισμοί έγιναν για πρώτο έτος λειτουργίας του έργου. Το κόστος της ενέργειας ανά κιλοβατώρα για κάθε χρονιά θα είναι το κόστος που υπολογίσαμε αυξημένο κατά τον πληθωρισμό του κάθε έτους για τα πρώτα 20 χρόνια του έργου κατά τα οποία στα λειτουργικά έξοδα προσθέτουμε και τα έξοδα για την εξυπηρέτηση του δανείου. Έπειτα θα είναι αρκετά μειωμένο εφόσον θα έχουμε δεν θα υπάρχουν οι δανειακές υποχρεώσεις. Για την ακριβέστερη εποπτεία των παραδοχών που κάναμε κατά την προσομοίωση καλό θα ήταν να ανατρέξουμε στην παράγραφο 4.2.1 του 4ου Κεφαλαίου όπου εκεί αναγράφονται αναλυτικά όλες οι είσοδοι της εφαρμογής του SAM που χρησιμοποιήσαμε. Τέλος για την μετατροπή, του κόστους ενέργειας και του κόστους εγκατάστασης ανά κιλοβάτ, από δολάρια ($) ,όπου βγάζει ως έξοδο η εφαρμογή του SAM, σε ευρώ(€) χρησιμοποιήσαμε σταθερή ισοτιμία 1$=0,752€.

Στον παρακάτω πίνακα απεικονίζονται το συνολικό κόστος εγκατάστασης ανά την ισχύ(€/kW) και το κόστος της ενέργειας ανά κιλοβατώρα(€/kWh) ενός ηλιοθερμικού συστήματος χωρίς αποθήκευση, ενός με αποθήκευση 3 ωρών, ενός υβριδικής λειτουργίας χωρίς θερμική αποθήκευση και ενός υβριδικής λειτουργίας με θερμική αποθήκευση 3 ωρών, 30MW ονομαστική ισχύ το καθένα.

	NoHybrid	***NoHybrid TES_3Hr***	***Hybrid NaturalGas***	***Hybrid BioGas***	***Hybrid NaturalGas TES_3Hr***	***Hybrid BioGas TES_3Hr***
Κόστος Εγκατάστασης Ισχύος (€/kW)	*4060*	*5305*	*4080*	*4080*	*5337*	*5337*
Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	*0,275*	*0,271*	*0,293*	*0,243*	*0,278*	*0,232*

Πίνακας 5.21 - Συνολικό κόστος εγκατάστασης ανά κιλοβάτ εγκατεστημένης ισχύος και κόστος ενέργειας ανά κιλοβατώρα για κάθε σύστημα

Μελετώντας τον παραπάνω πίνακα αρχικά παρατηρούμε την μικρή αύξηση του κόστους εγκατάστασης ανά κιλοβάτ εγκατεστημένης ισχύος των συστημάτων υβριδικής λειτουργίας σε σχέση με τα συστήματα μη υβριδικής λειτουργίας. Αυτό συμβαίνει διότι το κόστος εγκατάστασης του καυστήρα είναι μικρό, σχετικά με αυτό της συνολικής εγκατάστασης, οπότε δεν επηρεάζει αρκετά το κόστος ανά κιλοβάτ εγκατεστημένης ισχύος. Έπειτα παρατηρούμε το κόστος της ενέργειας να αυξάνεται αρκετά στο υβριδικό σύστημα φυσικού αερίου σε σχέση με το σύστημα χωρίς υβριδισμό. Αυτή η αύξηση στο κόστος της ενέργειας συμβαίνει διότι από την μια μπορεί να αυξάνεται κατά 15% η ετήσια παραγωγή ηλεκτρισμού αλλά από την άλλη αυξάνονται δραματικά και τα λειτουργικά κόστη με την εισαγωγή του κόστους του φυσικού αερίου. Τέλος βλέπουμε στις περιπτωσεις των υβριδικών συστημάτων βιοαερίου το κόστος της ενέργειας μειώνεται αρκετά σε σχέση με τις άλλες περιπτώσεις. Αυτό συμβαίνει αφενός διότι αυτά τα συστήματα έχουν 20% μεγαλύτερη παραγωγή ενέργειας από το αντίστοιχο κάθε φορά σύστημα αναφοράς χωρίς υβριδισμό και 5% μεγαλύτερη από το αντίστοιχο υβριδικό σύστημα φυσικού αερίου. Αφετέρου διότι θεωρήσαμε (για λόγους που αναφέρονται παραπάνω) ότι η τιμή του βιοαερίου είναι ίση με το 10% της τιμής του φυσικού αερίου, με αποτέλεσμα την πολύ μεγάλη μείωση στο κόστος του καυσίμου και κατ' επέκταση και στο λειτουργικό κόστος.

5.5. Ανάλυση της θερμικής απόδοσης όλων των τμημάτων του ηλιοθερμικού εργοστασίου στα Τρίκαλα[52]

Για την περαιτέρω εποπτεία του τρόπου λειτουργίας ενός ηλιοθερμικού εργοστασίου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να παρατηρήσουμε την ροή της θερμικής απόδοσης του καθενός ξεχωριστά τμήματος του εργοστασίου. Σε αυτή την αυτή μας την προσπάθεια θα μας βοηθήσουν τα παρακάτω γραφήματα τα οποία δείχνουν την θερμική ροή του εργοστασίου για κάθε μία από τις περιπτώσεις που προσομοιώσαμε.

Μελετώντας το παρακάτω γράφημα (Εικόνα 5.29) της ροής της ενέργειας παρατηρούμε (2 πρώτες μπάρες) την απόδοση του τμήματος των παραβολικών συλλεκτών η οποία είναι λίγο μεγαλύτερη από το 50%. Πιο συγκεκριμένα, η παραγωγή θερμότητας από το τμήμα του εργοστασίου όπου βρίσκονται οι παραβολικοί συλλέκτες (SF) είναι η σχεδόν η μισή από την συνολική ηλιακή ενέργεια.

Διευκρινήσεις γραφημάτος :

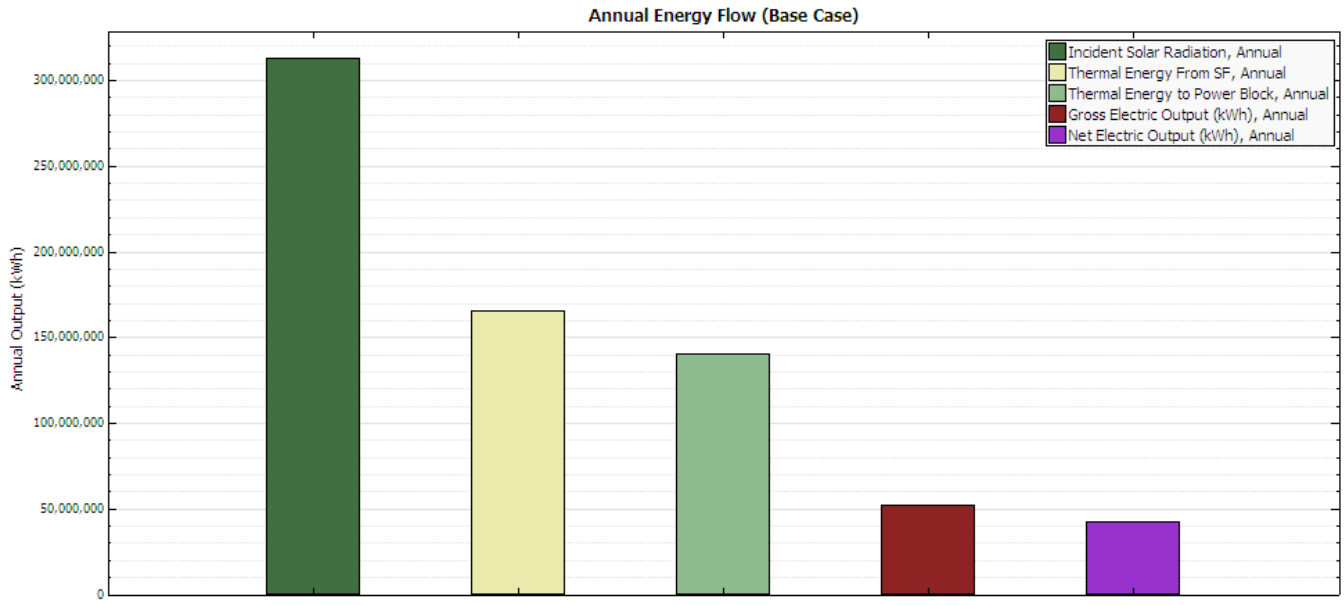
Incident Solar Radiation: Συνολική ετήσια ενέργεια που παράγεται από τον ήλιο.

Thermal Energy from SF: Συνολική ετήσια θερμότητα που παράγεται από τους ηλιακούς συλλέκτες.

Thermal Energy to PB: Συνολική ετήσια θερμότητα που εισρέει στην γεννήτρια-ατμοστρόβιλο.

Gross Electric Output: Ακαθάριστη ετήσια παραγωγή ηλεκτρική ενέργειας.

Net Electric Output: Συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρική ενέργειας



Εικόνα 5.29- Ροή ενέργειας των διάφορων τμημάτων του εργοστασίου για την περίπτωση *TES:* 0, No Hybrid

Στην συνέχεια θα μελετήσουμε την συμπεριφορά κάθε τμήματος του εργοστασίου, για κάθε περίπτωση λειτουργίας που έχουμε προσομοιώσει, μέσω των γραφημάτων ροής της παραγωγής θερμότητας. Όπως επίσης και με συγκριτικά γραφήματα απόδοση μεταξύ των διαφορετικών περιπτώσεων.

Διευκρινήσεις γραφημάτων :

Q_SF: Θερμότητα η οποία παράγεται από το τμήμα των συλλεκτών

Q_from_TES: Θερμότητα η οποία εισρέει στο σύστημα από την θερμική αποθήκευση (όταν υπάρχει).

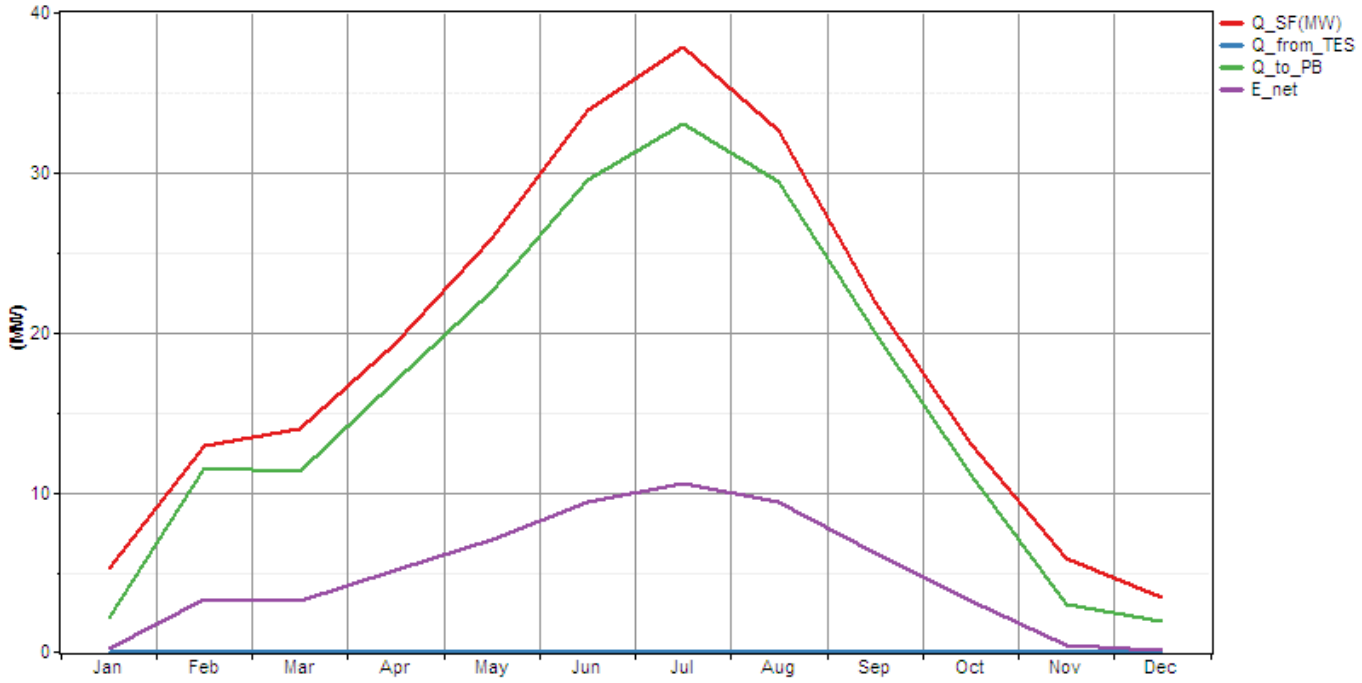
Q_to_PB: Θερμότητα η οποία εισάγεται στην γεννήτρια-ατμοστρόβιλο.

E_gross_fossil: Ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρισμού από τον καυστήρα

E_net: Συνολική παραγωγή ηλεκτρική ενέργειας.

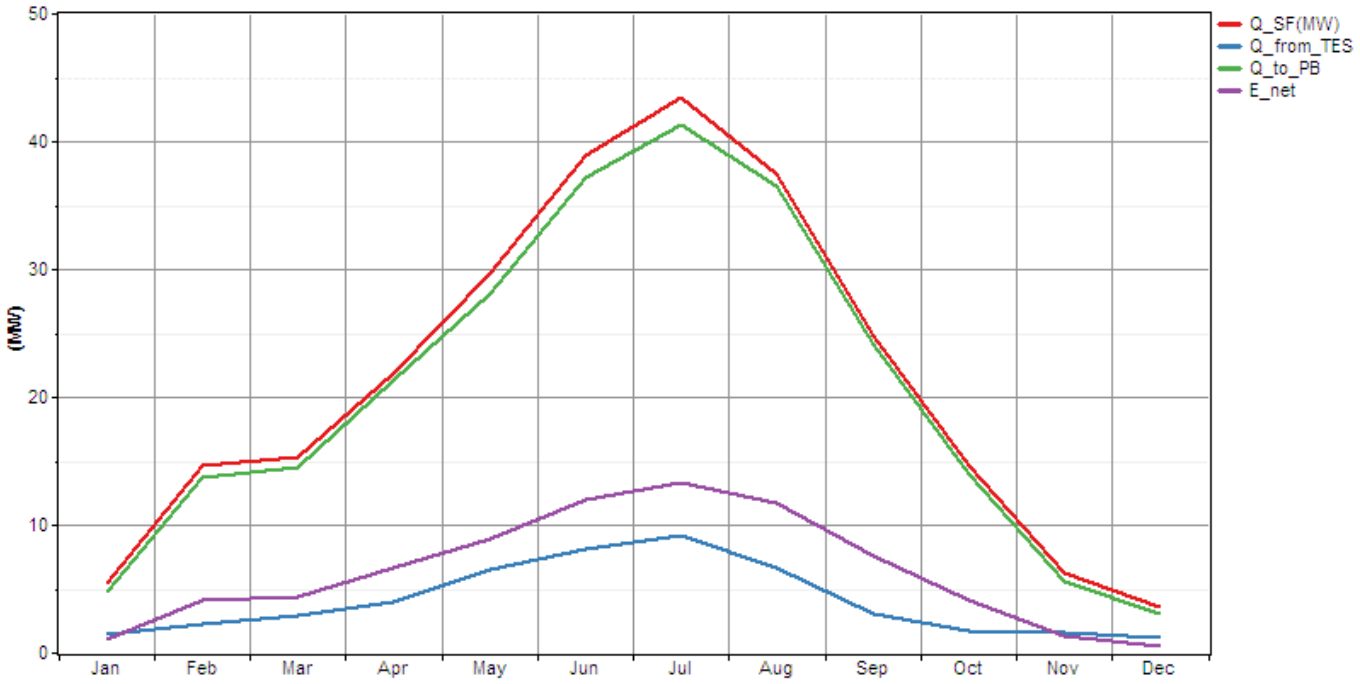
Σημείωση: Όλα τα παραπάνω μεγέθη αποτελούν μέσες μηνιαίες τιμές.

TES: 0, No Hybrid



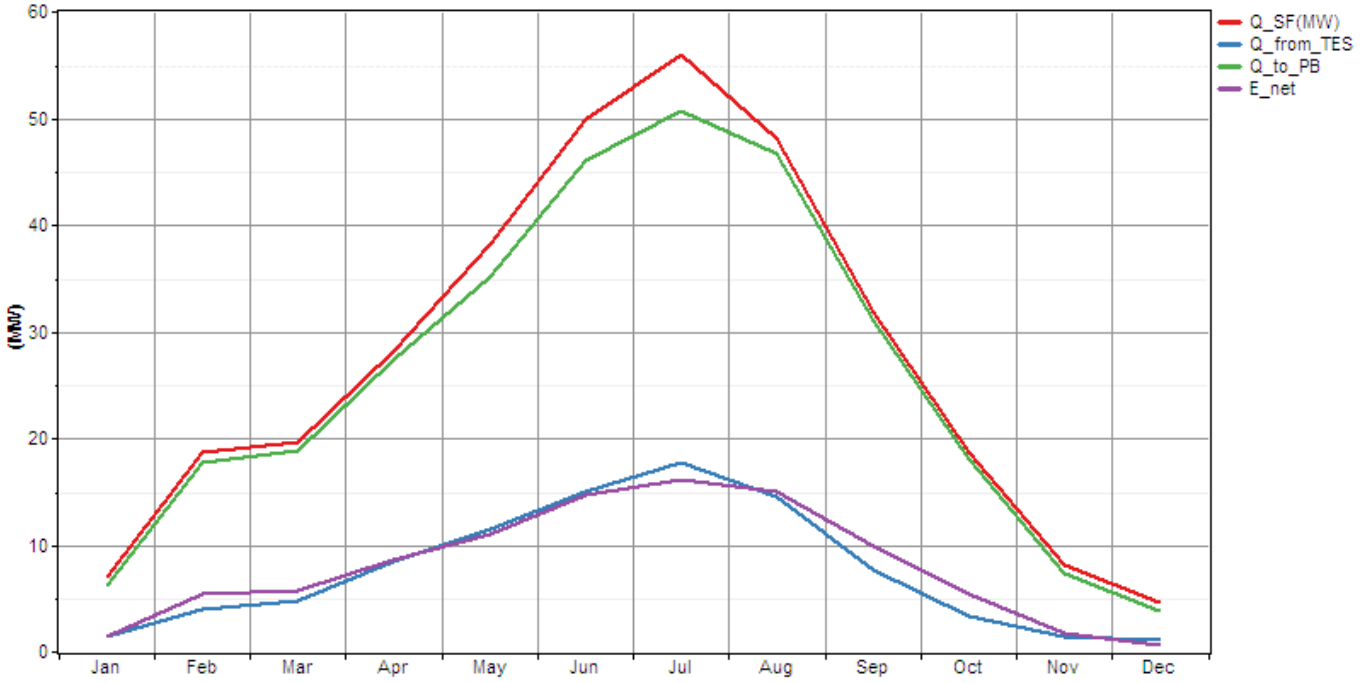
Εικόνα 5.30 - Ροή παραγωγής θερμότητας των διάφορων τμημάτων του εργοστασίου για την περίπτωση *TES*: 0, No Hybrid

TES: 3, No Hybrid



Εικόνα 5.31 -Ροή παραγωγής θερμότητας των διάφορων τμημάτων του εργοστασίου για την περίπτωση *TES:* 3, No Hybrid

TES: 6, No Hybrid

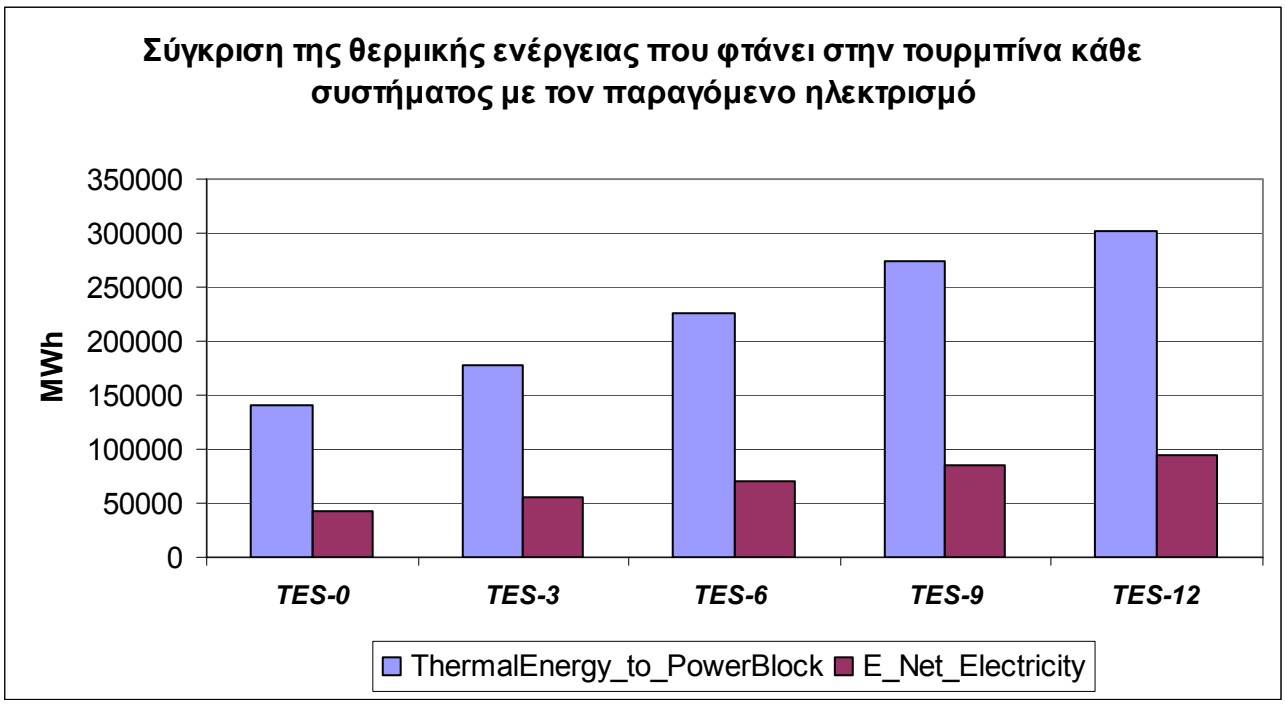


Εικόνα 5.32 - Ροή παραγωγής θερμότητας των διάφορων τμημάτων του εργοστασίου για την περίπτωση *TES:* 6, No Hybrid

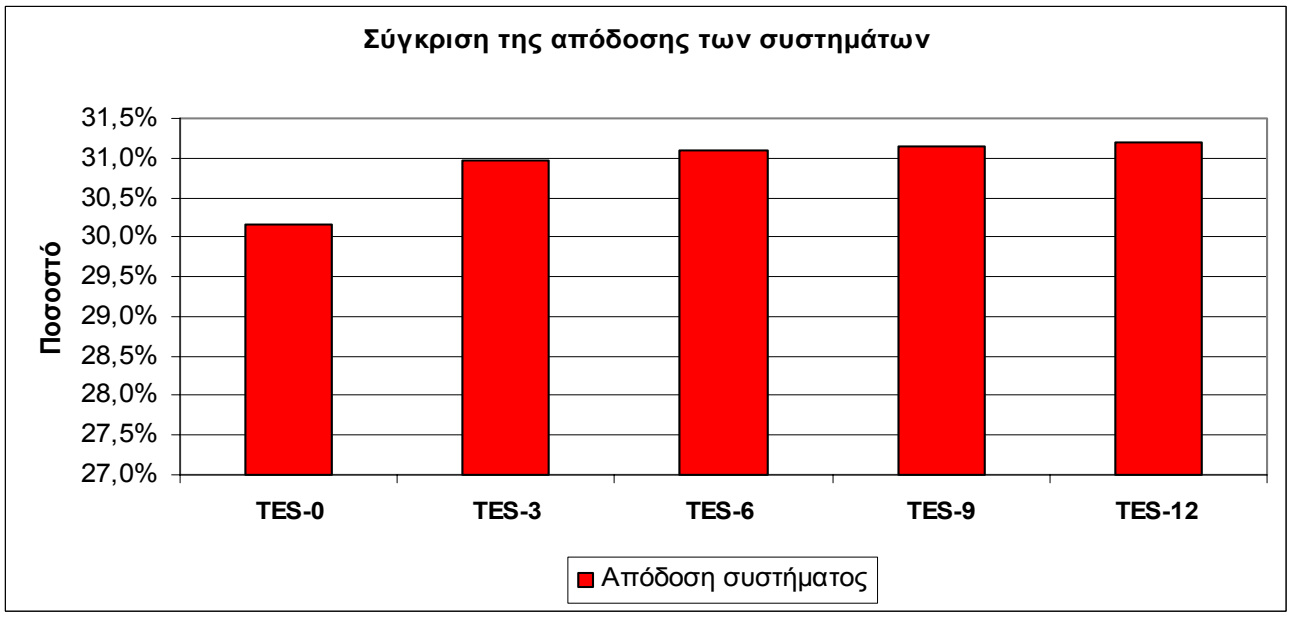
5.5.1. Γραφήματα συνολικής παραγωγής θερμότητας, ηλεκτρισμού και ηλεκτρικής απόδοσης των συστημάτων με θερμική αποθήκευση

Διευκρινήσεις γραφήματος :

Thermal Energy to Power Block: Συνολική θερμότητα που εισρέει στην γεννήτρια-ατμοστρόβιλο
E_Net_Electricity: Συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρική ενέργειας.

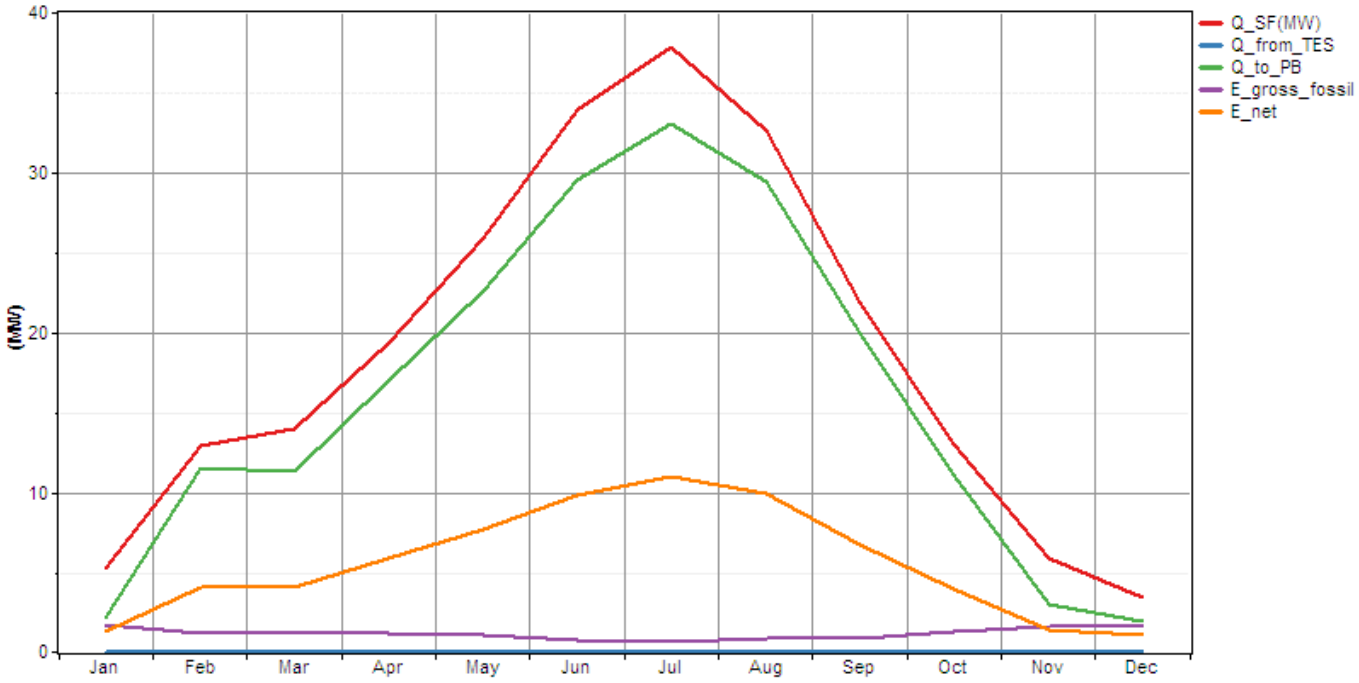


Εικόνα 5.33 – Συγκριτικό γράφημα της θερμικής εισόδου της τουρμπίνας με την ηλεκτρική έξοδο των συστημάτων που προσομοιώσαμε

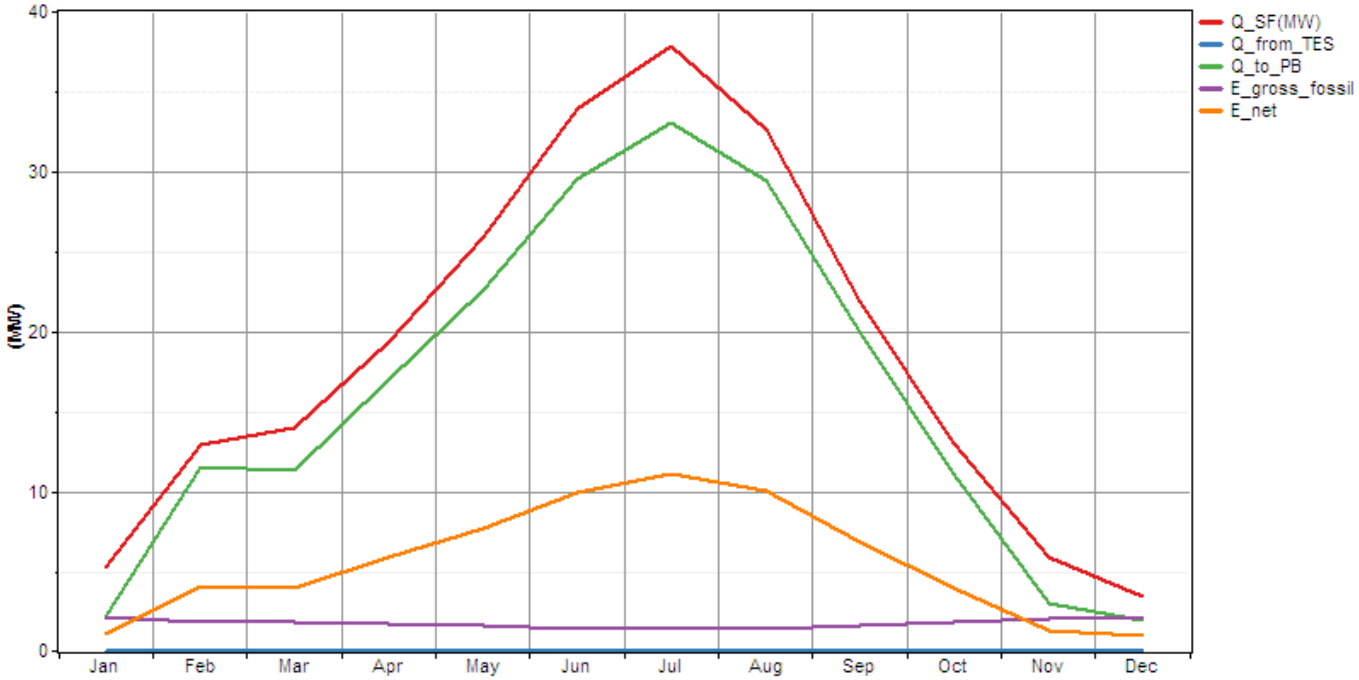


Εικόνα 5.34 – Συγκριτικό γράφημα της απόδοση των συστημάτων που προσομοιώσαμε

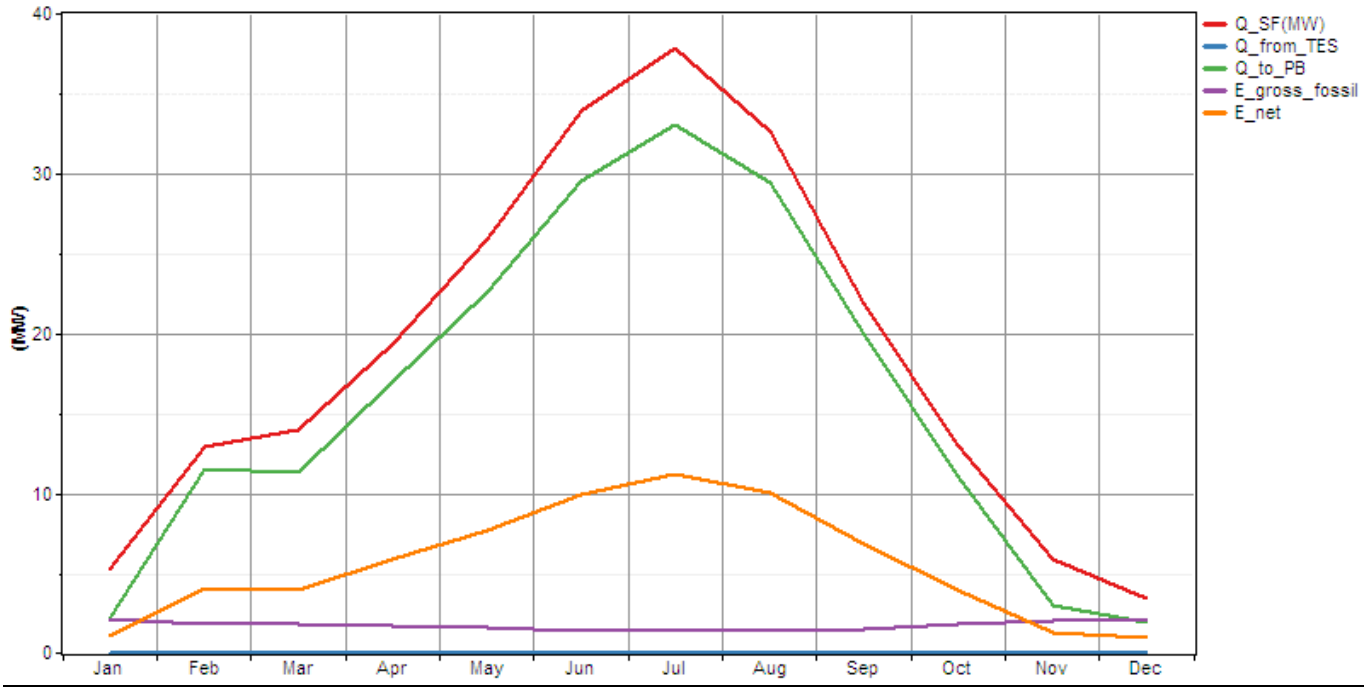
Καυστήρας: Φυσικού Αερίου, TES: 0



Εικόνα 5.35 - Ροή παραγωγής θερμότητας των διάφορων τμημάτων του εργοστασίου για την περίπτωση TES: 0, Καυστήρας: φυσικού αερίου, *Dispatch Schedule*: SDG&E

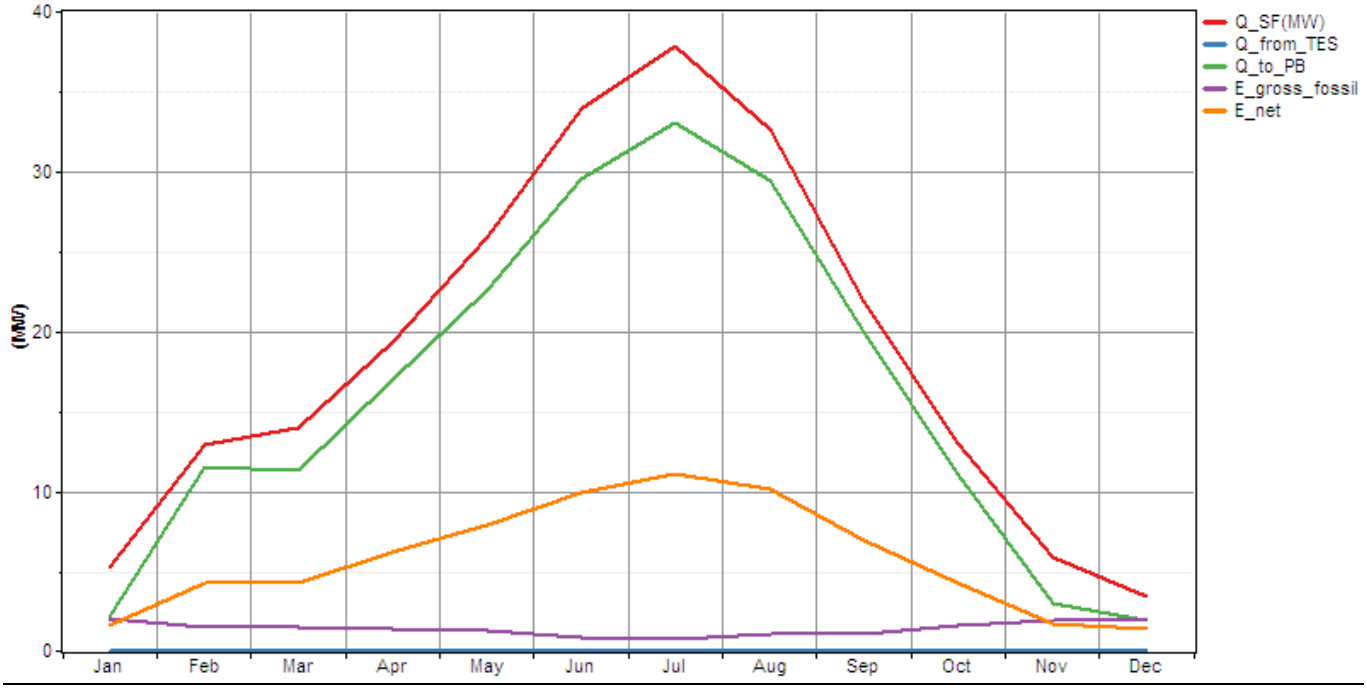


Εικόνα 5.36 - Ροή παραγωγής θερμότητας των διάφορων τμημάτων του εργοστασίου για την περίπτωση TES: 0, Καυστήρας: φυσικού αερίου, *Dispatch Schedule:* Uniform

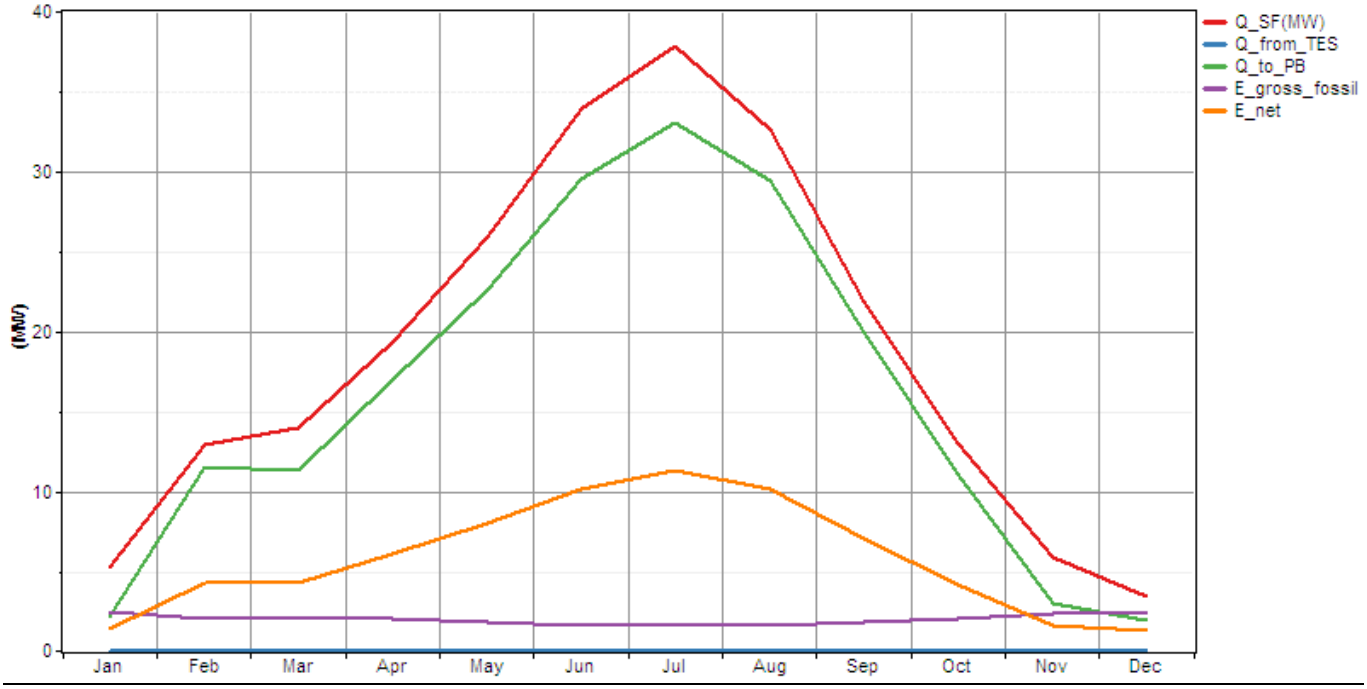


Εικόνα 5.37 - Ροή παραγωγής θερμότητας των διάφορων τμημάτων του εργοστασίου για την περίπτωση TES: 0, Καυστήρας: φυσικού αερίου, *Dispatch Schedule*: SCE

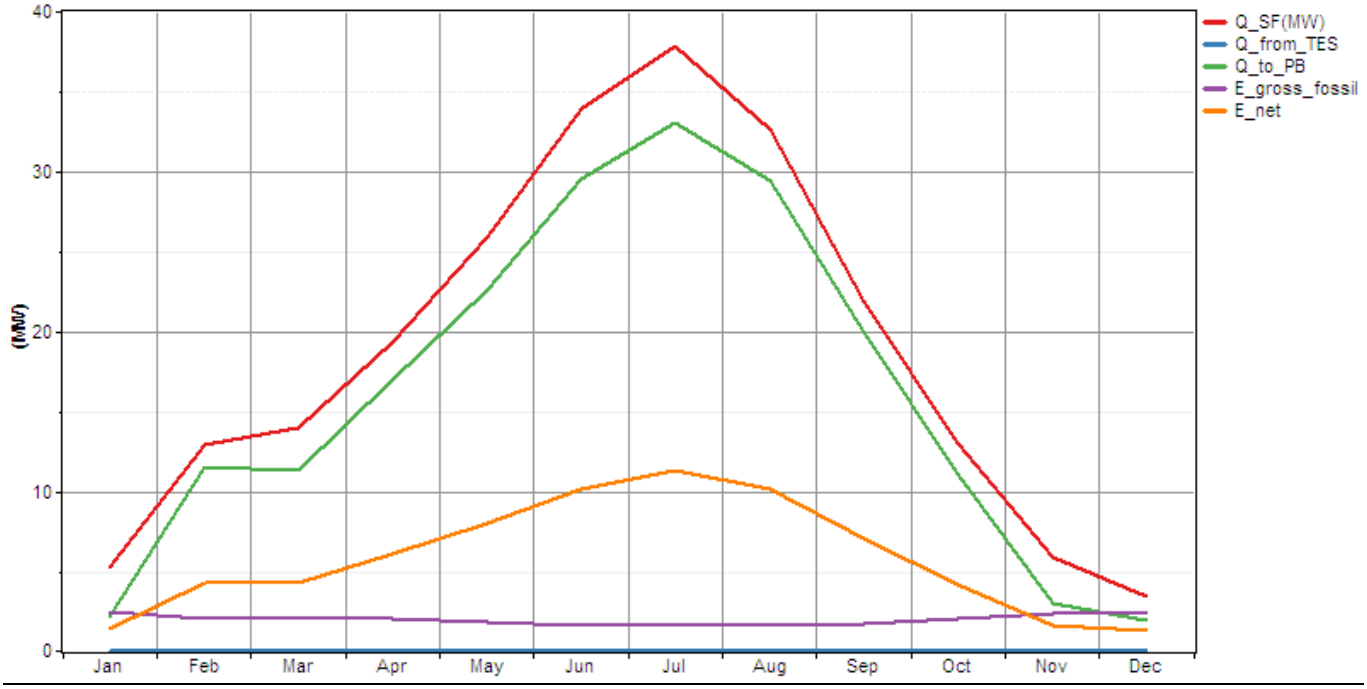
Καυστήρας: Βιοαερίου, TES: 0



Εικόνα 5.38 - Ροή παραγωγής θερμότητας των διάφορων τμημάτων του εργοστασίου για την περίπτωση TES: 0, Καυστήρας: βιοαερίου, *Dispatch Schedule:* SDG&E



Εικόνα 5.39 - Ροή παραγωγής θερμότητας των διάφορων τμημάτων του εργοστασίου για την περίπτωση TES:0, Καυστήρας: βιοαερίου, *Dispatch Schedule:* Uniform

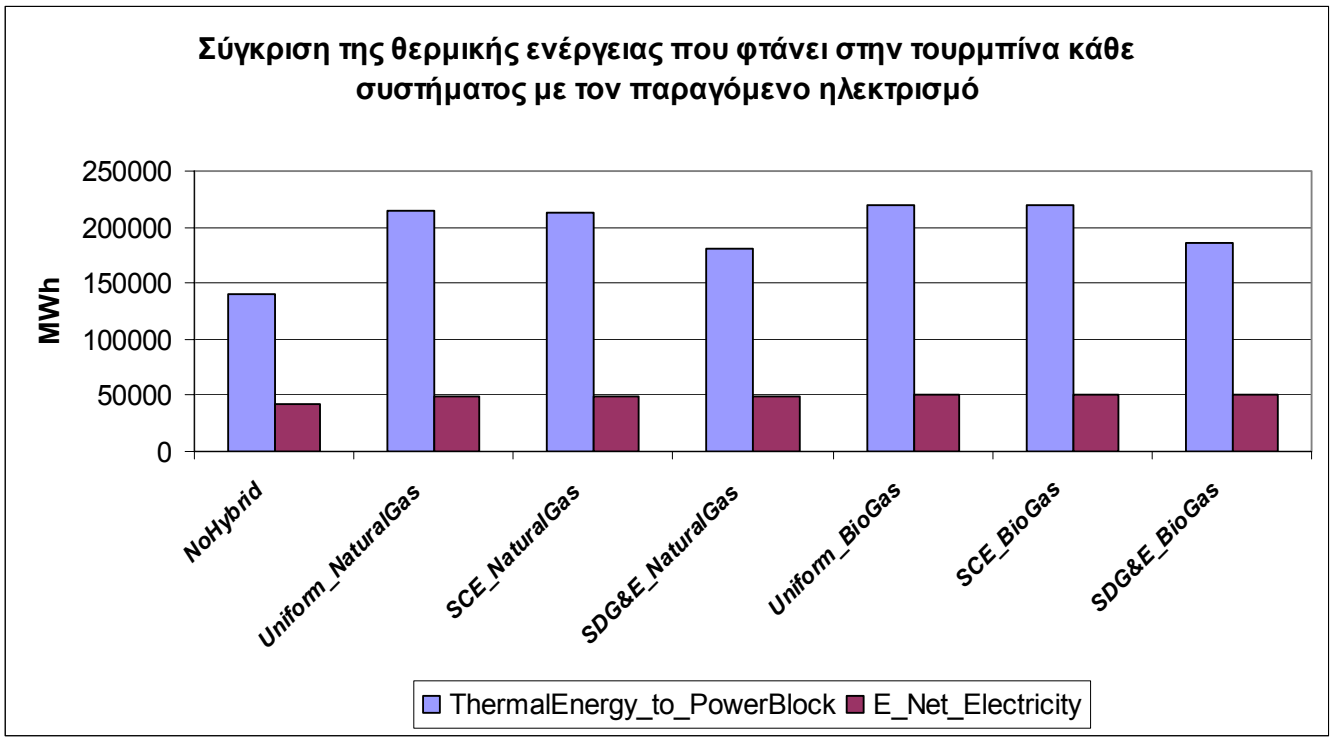


Εικόνα 5.40 - Ροή παραγωγής θερμότητας των διάφορων τμημάτων του εργοστασίου για την περίπτωση TES: 0, Καυστήρας: βιοαερίου, *Dispatch Schedule*: SCE

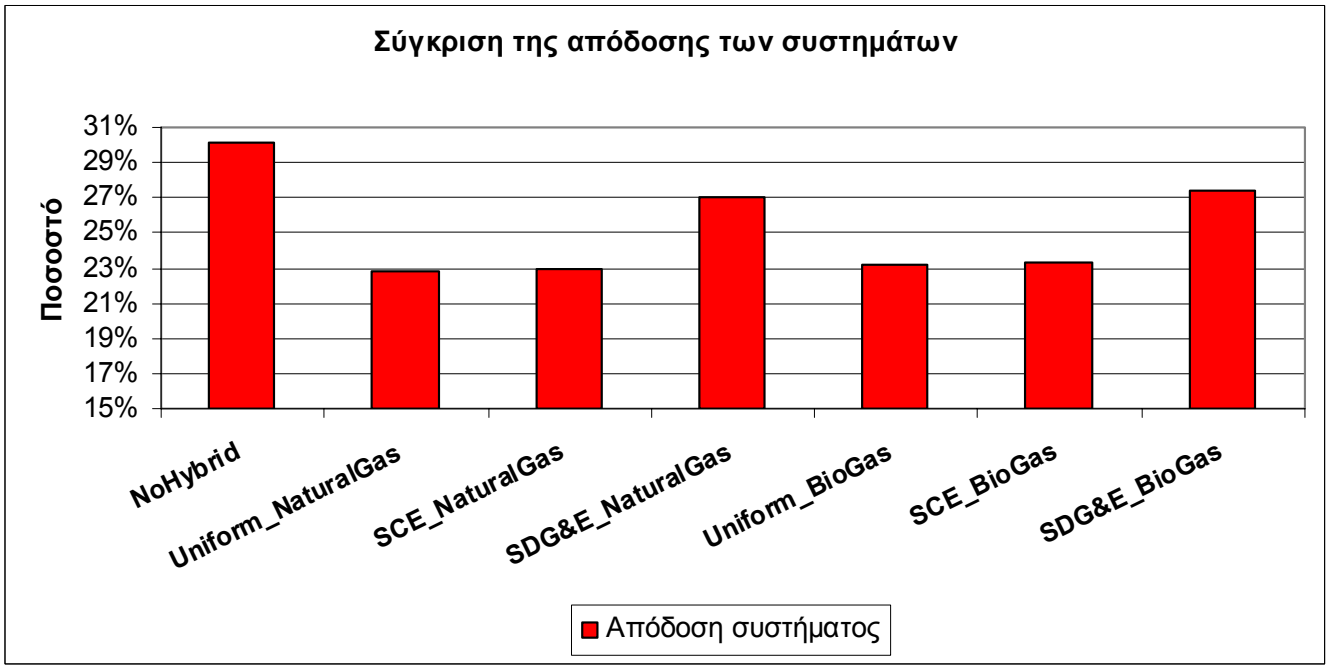
5.5.2. Γραφήματα συνολικής παραγωγής θερμότητας, ηλεκτρισμού και ηλεκτρικής απόδοσης των υβριδικών συστημάτων

Διευκρινήσεις γραφήματος :

Thermal Energy to Power Block: Συνολική θερμότητα που εισρέει στην γεννήτρια-ατμοστρόβιλο
E_Net_Electricity: Συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρική ενέργειας.

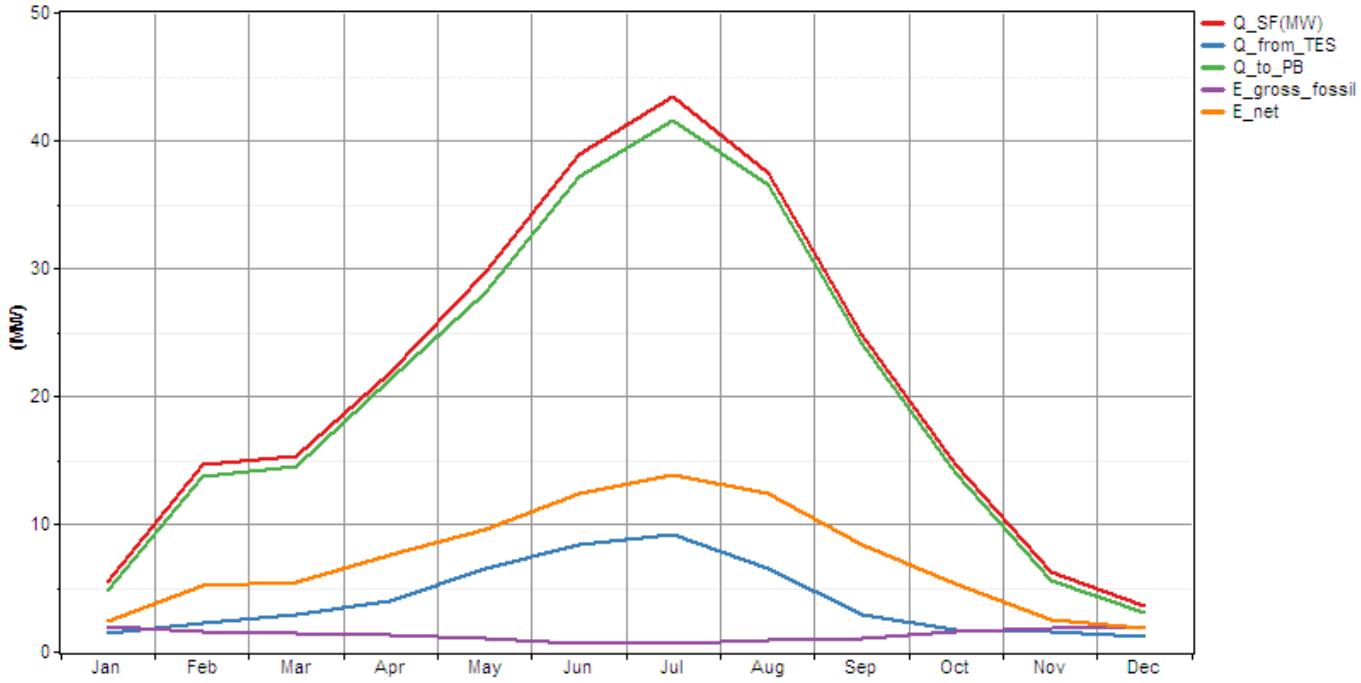


Εικόνα 5.41– Συγκριτικό γράφημα της θερμικής εισόδου της τουρμπίνας με την ηλεκτρική έξοδο των συστημάτων που προσομοιώσαμε



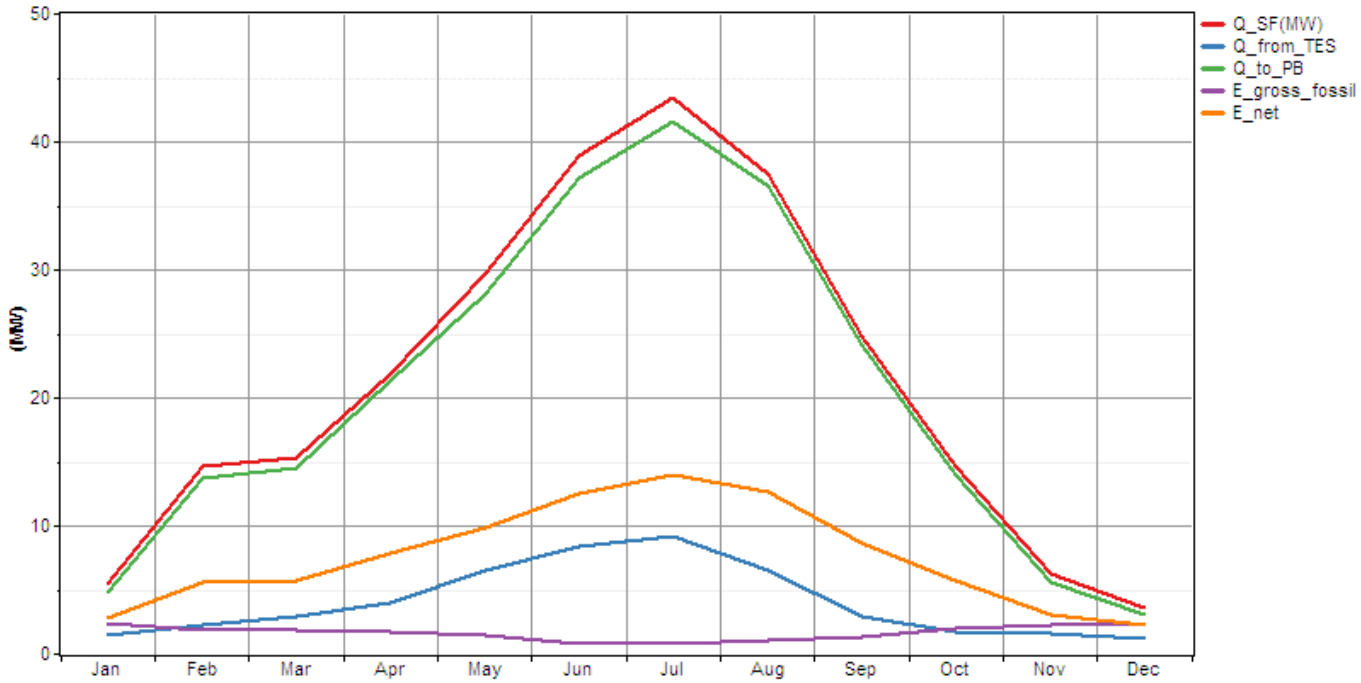
Εικόνα 5.42 – Συγκριτικό γράφημα της απόδοση των συστημάτων που προσομοιώσαμε

Καυστήρας: Φυσικού Αερίου, TES: 3



Εικόνα 5.43 - Ροή παραγωγής θερμότητας των διάφορων τμημάτων του εργοστασίου για την περίπτωση TES:3, Καυστήρας: φυσικού αερίου, *Dispatch Schedule:* SDG&E

Καυστήρας: Βιοαερίου, TES: 3

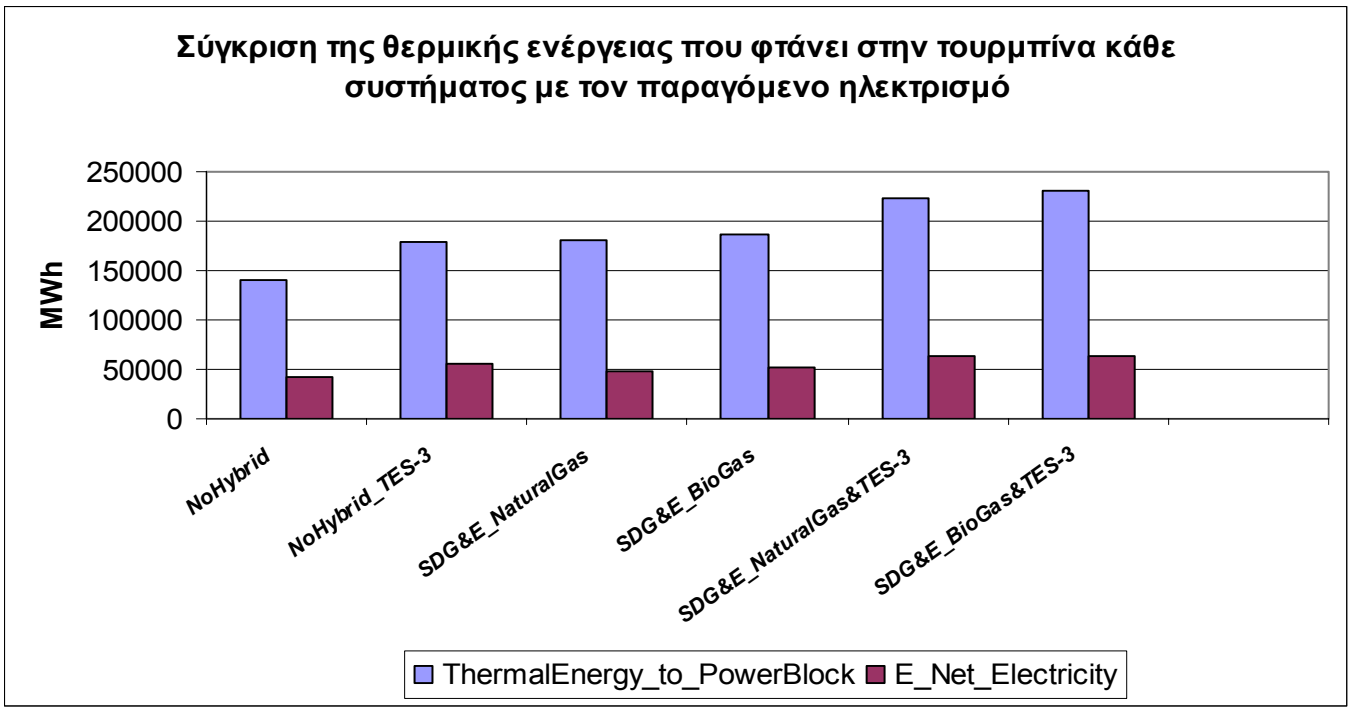


Εικόνα 5.44 - Ροή παραγωγής θερμότητας των διάφορων τμημάτων του εργοστασίου για την περίπτωση TES:3, Καυστήρας: βιοαερίου, *Dispatch Schedule:* SDG&E

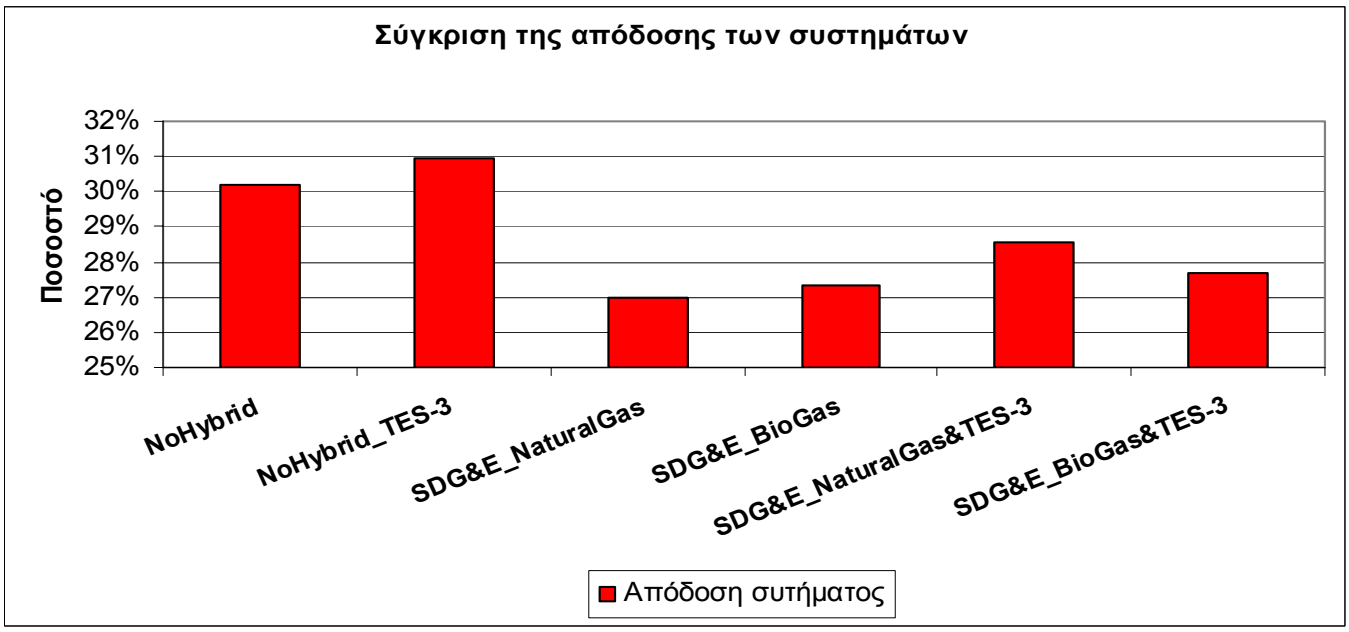
5.5.3. Γραφήματα συνολικής παραγωγής θερμότητας, ηλεκτρισμού και ηλεκτρικής απόδοσης των υβριδικών συστημάτων με θερμική αποθήκευση

Διευκρινήσεις γραφήματος :

Thermal Energy to Power Block: Συνολική θερμότητα που εισρέει στην γεννήτρια-ατμοστρόβιλο
E_Net_Electricity: Συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρική ενέργειας.



Εικόνα 5.45 – Συγκριτικό γράφημα της θερμικής εισόδου της τουρμπίνας με την ηλεκτρική έξοδο των συστημάτων που προσομοιώσαμε



Εικόνα 5.46 - Συγκριτικό γράφημα της απόδοση των συστημάτων που προσομοιώσαμε

Έχοντας μελετήσει προσεκτικά τα παραπάνω γραφήματα όλων των περιπτώσεων λειτουργία του ηλιοθερμικού εργοστασίου που προσομοιώσαμε και αρχικά παρατηρούμε ότι η θερμική ενέργεια που καταλήγει στην γεννήτρια(PB), από το SF και από την θερμική αποθήκευση(όταν υπάρχει), είναι μειωμένη(από το άθροισμα των δύο) διότι υπάρχουν σημαντικές θερμικές απώλειες από τις σωληνώσεις διοχέτευσης του υγρού(HTF) στα διάφορα τμήματα του εργοστασίου και από τις δεξαμενές της θερμικής αποθήκευσης(όταν υπάρχει). Στην περίπτωση όπου το εργοστάσιο λειτουργεί υβριδικά παρατηρούμε ότι οι απώλειες των τμημάτων πριν το PB καλύπτονται και με το παραπάνω από τον καυστήρα Φ.Α με αποτέλεσμα να έχουμε ως είσοδο στον ατμοστρόβιλο περισσότερη θερμότητα και από την έξοδο του SF. Τέλος, οι απώλειες του συστήματος δεν σταματούν στο τμήμα της γεννήτριας-ατμοστρόβιλου αλλά, όπως είναι λογικό και επιβεβαιώνεται και από τα γραφήματα, η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια(E_net) είναι περίπου 40% της ενέργειας που έχει ως είσοδο το PB.

Επιπλέον βλέπουμε την απόδοση του εργοστασίου να ανεβαίνει καθώς αυξάνεται θερμική αποθήκευση. Αυτό συμβαίνει διότι μέσω των δεξαμενών της θερμικής αποθήκευσης καταφέρνουμε να εξομαλύνουμε την ροή της θερμότητας σε όλα τα τμήματα του εργοστασίου και ιδιαίτερα στον ατμοστρόβιλο με αποτέλεσμα με την ίδια ηλιακή είσοδο να πετυχαίνουμε μεγαλύτερη παραγωγή. Ουσιαστικά μέσω της αποθήκευσης καταφέρνουμε και εκμεταλλευόμαστε την παραπάνω θερμική ενέργεια που παράγεται από το τμήμα των κατόπτρων τις ώρες με πολύ υψηλή ηλιοφάνεια.

Επίσης παρατηρούμε ότι τα υβριδικά συστήματα έχουν μικρότερη απόδοση απ’ ότι τα αντίστοιχα μη υβριδικά. Αυτό συμβαίνει κυρίως διότι ο καυστήρας παράγει θερμότητα στο peak του νωρίς το πρωί και από την δύση του ηλίου μέχρι τις 22:00 το βράδυ, πράγμα που σημαίνει ότι οι θερμικές απώλειες στον κύκλο του συστήματος είναι πολύ μεγάλες εκείνες τις χρονικές στιγμές. Ακόμη ορισμένες φορές ενώ παράγεται θερμότητα από τον καυστήρα υβριδισμού δεν είναι σε θέση να υπερκαλύψει της ανάγκες για την εκκίνηση της τουρμπίνας με αποτέλεσμα να έχουμε θερμότητα η οποία παραδίδεται στην τουρμπίνα αλλά δεν μετατρέπεται σε ηλεκτρισμό.

5.6. Συγκεντρωτικοί πίνακες με τα τεχνικά και τα οικονομκά χαρακτηριστικά όλων των περιπτώσεων που προσομοιώσαμε

Πριν παραθέσουμε τις παρατηρήσεις μας για τα οικονομικά και τα τεχνικά στοιχεία όλων των συστημάτων θα πρέπει να υπενθυμίσουμε ότι κατά τις προσομοιώσεις θεωρήσαμε ότι δανειοδοτήθηκε, κάθε φορά, το 70% του συνολικού κόστους εγκατάστασης (με περίοδο αποπληρωμής τα 20 χρόνια) ενώ το υπόλοιπο 30% του συνολικού κόστους χρηματοδοτήθηκε από ίδια κεφάλαια. Επίσης να υπενθυμίσουμε ότι σύμφωνα με τον οδηγό αξιολόγησης της ΡΑΕ απαραίτητη συνθήκη για την αδειοδότηση ενός έργου είναι ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης του (IRR) να είναι μεγαλύτερος από το 5%. Τέλος οι υπολογισμοί για τα ετήσια έσοδα του κάθε συστήματος έγιναν βάση του τιμολογίου της ΡΑΕ για τα ηλιοθερμικά εργοστάσια παραγωγής σύμφωνα με το οποίο η τιμή πώλησης της ενέργειας για ηλιοθερμικούς σταθμούς με σύστημα αποθήκευσης το οποίο εξασφαλίζει τουλάχιστον 2 ώρες λειτουργίας στο ονομαστικό τους φορτίο, διαμορφώνεται στα 0,285 €/kWh ενώ για σταθμούς οι οποίοι δεν διαθέτουν θερμική αποθήκευση η τιμή διαμορφώνεται στα 0,265 €/kWh.

Παρατηρώντας τον Πίνακας 5.23 των οικονομικών στοιχείων των συστημάτων που προσομοιώσαμε, βλέπουμε αρχικά για τα πρώτα είκοσι χρόνια που διαρκεί η αποπληρωμή του δανείου για την εγκατάσταση του έργου, ότι μόνο το υβριδικό σύστημα με καυστήρα βιοαερίου και θερμική αποθήκευση 3 ωρών διαθέτει IRR μεγαλύτερο από το 5%. Έπειτα μελετώντας το IRR στην 30-ετία βλέπουμε ότι τα περισσότερα συστήματα έχουν IRR μεγαλύτερο από το 5% εκτός από το σύστημα χωρίς αποθήκευση και το υβριδικό σύστημα με καυστήρα φυσικού αερίου χωρίς θερμική αποθήκευση.

Στην συνέχεια μελετώντας την απόδοση ιδίων κεφαλαίων στην 20-ετία και στην 30-ετία βλέπουμε ότι θετική απόδοση έχουν μόνο τα υβριδικά συστήματα με καυστήρα βιοαερίου με 3-ωρη θερμική αποθήκευση και χωρίς θερμική αποθήκευση. Επίσης αξίζει να σημειωθεί ότι για το υβριδικό σύστημα με καυστήρα βιοαερίου χωρίς θερμική αποθήκευση η απόδοση των ιδίων κεφαλαίων στην 20-ετία είναι οριακά θετική (0,6%) ενώ στην 30-ετία είναι αρκετά ικανοποιητική(6,87%).

Επιπλέον ελέγχουμε για το ποιό θα έπρεπε να είναι το ποσοστό επί του συνολικού κόστους εγκατάστασης με το οποίο θα πρέπει να επιδοτηθεί κάθε σύστημα ώστε να έχει IRR 5% στην 20-ετία. Για την εύρεση αυτού του ποσοστού αφαιρούμε το συνολικό ποσό αποπληρωμής δανείου με 5,01% επιτόκιο για 20 χρόνια, από το συνολικό κόστος εγκατάστασης του εργοστασίου και έπειτα διαιρούμε το αποτέλεσμα με το συνολικό κόστος εγκατάστασης. Το μόνο σύστημα το οποίο δεν χρειάζεται να επιδοτηθεί για να το πετύχει αυτό είναι το υβριδικό σύστημα με καυστήρα βιοαερίου και θερμική αποθήκευση 3 ωρών. Επιπλέον μικρή επιδότηση χρειάζεται το υβριδικό σύστημα με καυστήρα βιοαερίου χωρίς θερμική αποθήκευση(4,13%). Ενώ όλα τα υπόλοιπα συστήματα, εκτός από το σύστημα χωρίς αποθήκευση και από το υβριδικό σύστημα με καυστήρα φυσικού αερίου χωρίς θερμική αποθήκευση τα οποία χρειάζονται μεγάλη επιδότηση (πάνω από 24%), χρειάζονται σχετικά μικρή επιδότηση από 12 έως 17%.

Έτσι λοιπόν για όλες τις περιπτώσεις μετά την επιδότηση, το IRR όλης της επένδυσης διαμορφώνεται στο 6,965% για τα 30 έτη, ενώ το IRR ιδίων κεφαλαίων στο 2.52% για την 20-έτια και στο 8.44% για την 30-ετία. Αυτό οφείλεται στο γεγονός της προσαρμοσμένης επιδότησης στα πλαίσια του IRR 5.01%, οπότε τα ποσά γίνονται ανάλογα. Φυσικά τα υβριδικά συστήματα με καυστήρα βιοαερίου με 3-ωρη θερμική αποθήκευση και χωρίς θερμική αποθήκευση διατηρούν τα IRR τους..

	No Storage	TES_3	TES_6	TES_9	TES_12	Hybrid_TES_0 Natural Gas	Hybrid_TES_0 BioGas	Hybrid_TES_3 NaturalGas	Hybrid_TES_3 BioGas
Ετήσια Παραγωγή Ηλεκτρισμού (MWh)	*42500*	*55300*	*70300*	*85200*	*94400*	*48860*	*50990*	*63620*	*66380*
Απαιτούμενη Έκταση (Στρέμματα)	*831,2*	*987*	*1269,1*	*1551,2*	*1692,4*	*831,2*	*831,2*	*987*	*987*
Αιχμή παραγωγής (MW)	*33,8*	*35*	*35,1*	*35,1*	*35,1*	*33,8*	*33,8*	*35,1*	*35,1*
Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	*0,275*	*0,271*	*0,276*	*0,280*	*0,285*	*0,293*	*0,243*	*0,278*	*0,232*
Capacity Factor(%)	*15,7*	*20,4*	*26*	*31,4*	*34,8*	*17,6*	*18,3*	*23,5*	*24,5*

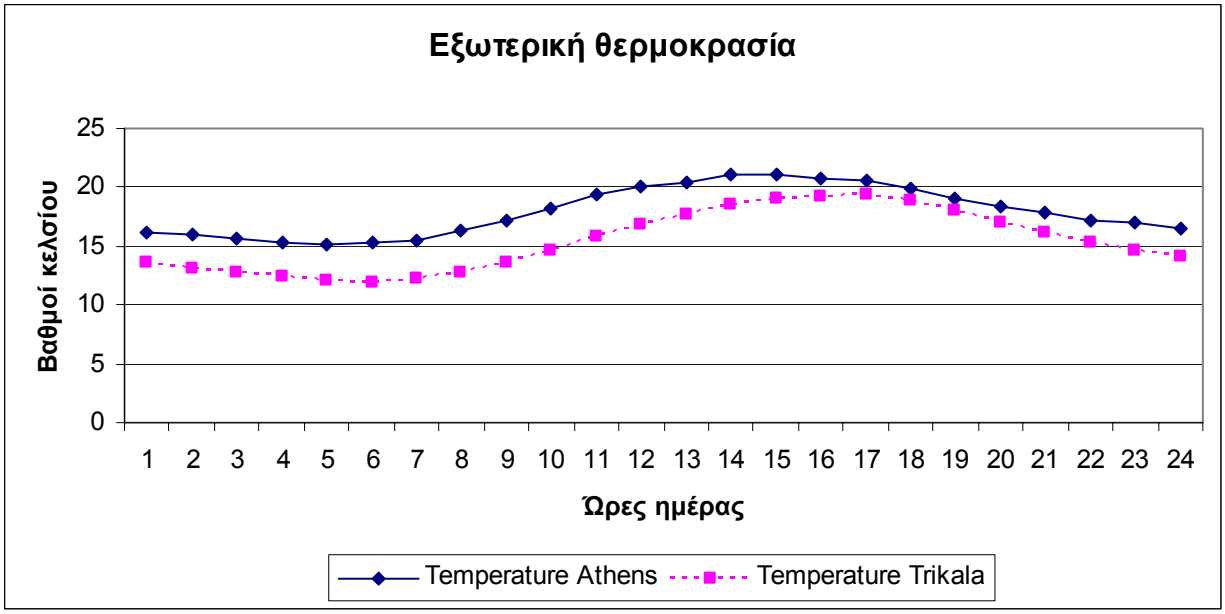
Πίνακας 5.22 – Συγκεντρωτικός πίνακας τεχνικών χαρακτηριστικών όλων των προσομοιώσεων

	No Storage	TES_3	TES_6	TES_9	TES_12	Hybrid_TES_0 Natural Gas	Hybrid_TES_0 BioGas	Hybrid_TES_3 NaturalGas	Hybrid_TES_3 BioGas
Συνολικό Κόστος Εγκατάστασης(€)	125.208.000	163.710.400	216.576.000	269.441.600	299.972.800	125.283.200	125.283.200	163.785.600	163.785.600
Λειτουργικά κόστη και φόροι / Έτος(€)	3.534.400	4.136.000	5.264.000	6.128.800	6.692.800	5.617.440	3.835.200	6.617.600	4.512.000
Συνολικό κόστος Δανείου / Έτος(€)	8.121.600	10.843.840	13.957.120	17.596.800	20.003.200	8.693.120	8.693.120	10.904.000	10.904.000
Ετήσια παραγωγή ηλεκτρισμού(kWh)	42.500.000	55.300.000	70.000.000	85.000.000	94.000.000	48.800.000	50.900.000	63.500.000	66.300.000
Έσοδα Πώλησης Ενέργειας (€)	11.256.125	15.752.205	19.939.500	24.212.250	26.775.900	12.924.680	13.480.865	18.087.975	18.885.555
Καθαρά έσοδα μετά φόρων(€)	7.721.725	11.616.205	14.675.500	18.083.450,00	20.083.100,00	7.307.240	9.645.665	11.470.375	14.373.555
IRR για τα 20 πρώτα έτη(%)	2,09	3,59	3,09	2,98	2,96	1,51	4,52	3,45	6,09
IRR για τα 30 πρώτα έτη(%)	4,54	5,78	5,36	5,28	5,25	4,07	6,55	5,66	7,87
Ετήσια Έσοδα / Ετήσια Δόση δανείου	0,95	1,07	1,05	1,03	1,00	0,84	1,11	1,05	1,32
Καθαρά Έσοδα / Έτος(€)	80.382,19	1.625.091,91	1.458.042,17	1.639.647,43	1.776.003,03	-338.692,20	1.999.732,80	1.474.672,52	4.377.852,52
Απόδοση Ιδίων Κεφαλαίων IRR για τα πρώτα 30 έτη	Never	Never	Never	Never	Never	N/A	6,87	Never	10,50
Απόδοση Ιδίων Κεφαλαίων IRR για τα πρώτα 20 έτη	Never	Never	Never	Never	Never	N/A	0,60	Never	6,27
Κεφάλαιο για IRR 5.01% σε 20 έτη(€)	96.148.220,10	144.640.923,50	182.734.195,28	225.168.797,22	250.067.739,92	90.987.197,79	120.104.448,35	142.825.099,33	178.974.481,70
Απαιτούμενη Επιχορήγηση(% επί του συνολικό κόστος εγκατάστασης)	23,21	11,65	15,63	16,43	16,64	27,37	4,13	12,80	-
Συνολικό Ποσό Δανειοδότησης μετά την Επιδότηση(€)	67.303.754,07	101.248.646,45	127.913.936,70	157.618.158,05	175.047.417,94	63.691.038,45	84.073.113,84	99.977.569,53	125.282.137,19

Πίνακας 5.23 - Συγκεντρωτικός πίνακας οικονομικών χαρακτηριστικών όλων των προσομοιώσεων

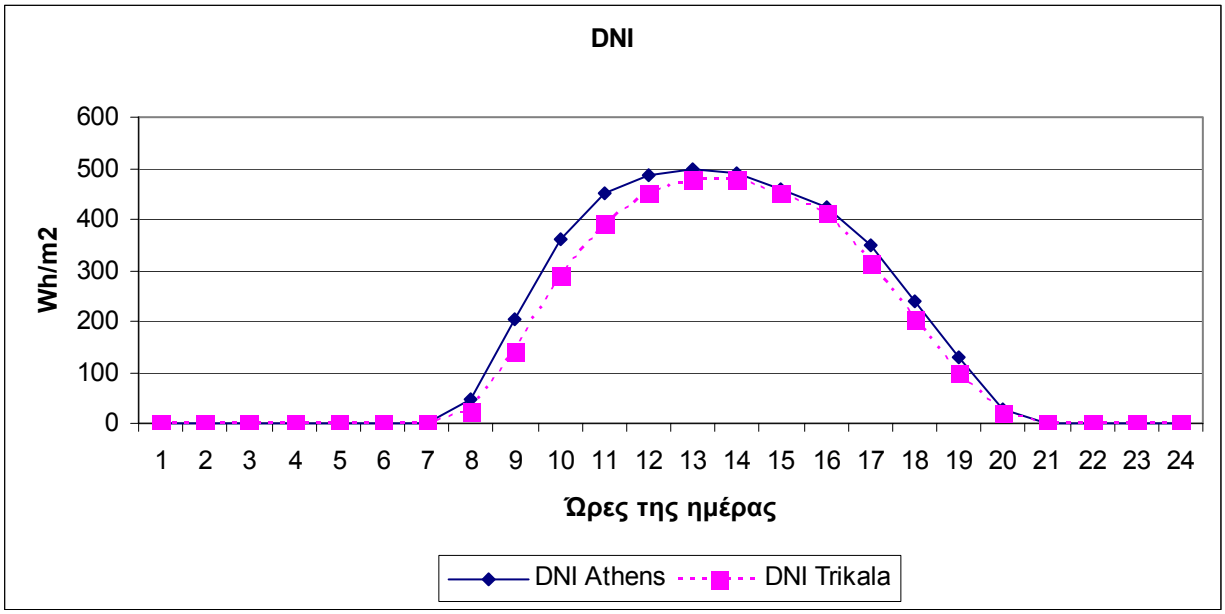
5.7. Ανάλυση ευαισθησίας του ηλιοθερμικού εργοστασίου ως προς τα κλιματικά δεδομένα

Σε αυτό το σημείο της εργασίας μας αναλύουμε τον βαθμό το κατά πόσο επηρεάζουν τα κλιματικά δεδομένα ένα ηλιοθερμικό σύστημα. Για την συγκεκριμένη μελέτη θεωρήσαμε σταθερές όλες τις εισόδους και αντικαταστήσαμε μόνο τα κλιματικά δεδομένα με τα αντίστοιχα από την περιοχή της Αθήνα. Η περιοχή της Αθήνας έχει DNI 1520 kWh/m^2/έτος και μέση θερμοκρασία 17,9 ^{o}C ενώ η περιοχή των Τρικάλων έχει 1400 kWh/m^2/έτος και μέση θερμοκρασία 16,1^{o}C.



Εικόνα 5.47 – Συγκριτικό γράφημα θερμοκρασιών

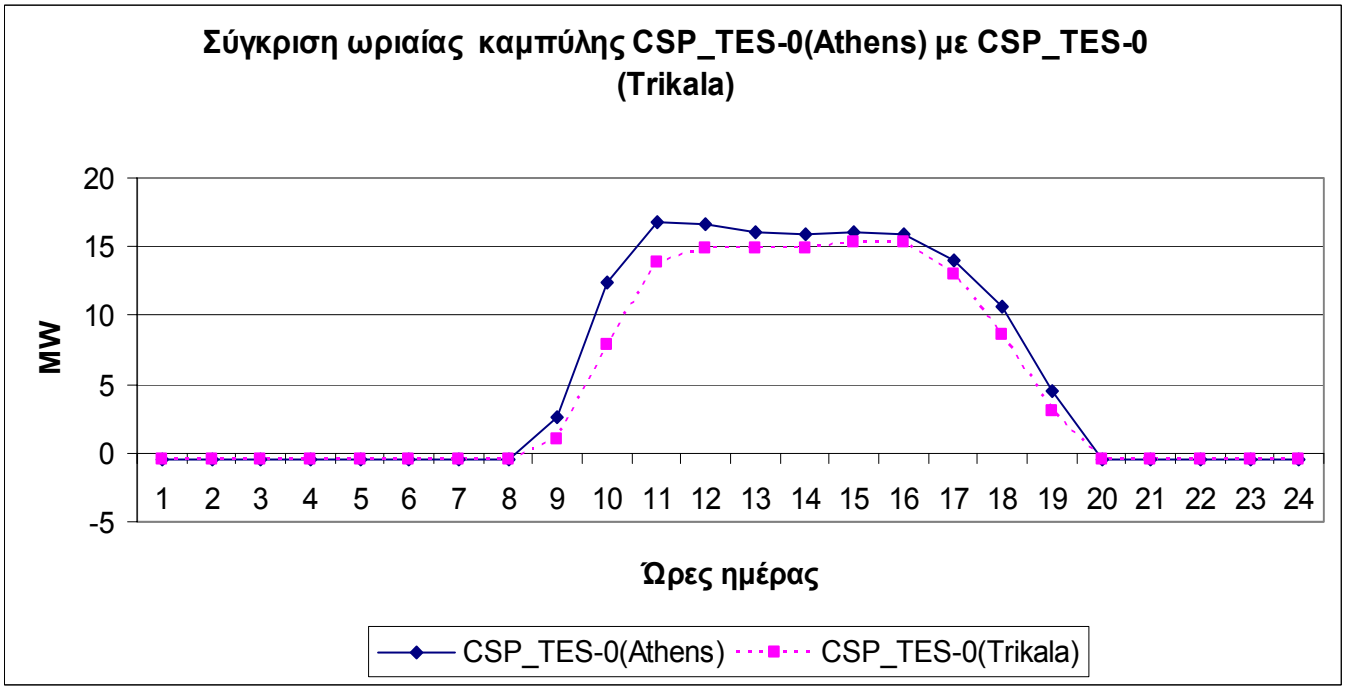
Όπως φαίνεται στο παραπάνω γράφημα η περιοχή της Αθήνας διαθέτει υψηλότερες μέσες θερμοκρασίες, σε σχέση με την περιοχή των Τρικάλων, σε όλη σχεδόν την διάρκεια του χρόνου πράγμα που αναμένεται να βελτιστοποιήσει αρκετά την παραγωγή του συστήματος.



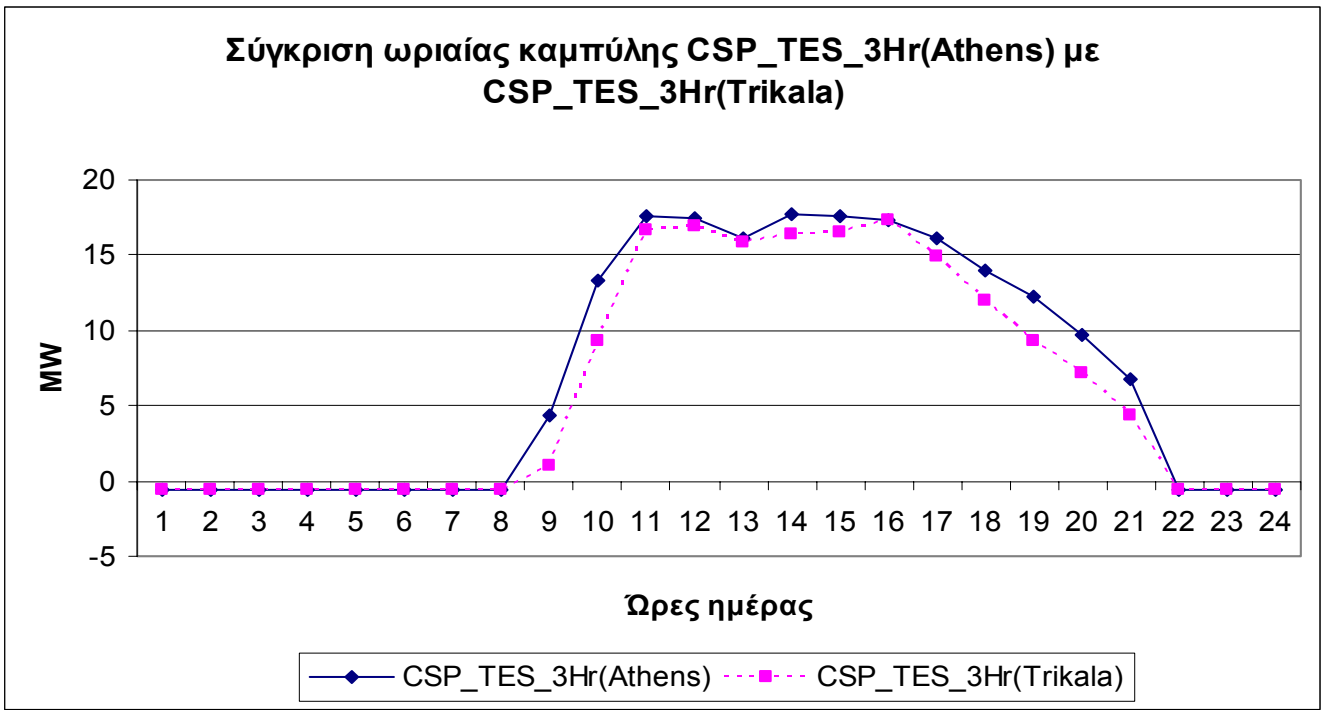
Εικόνα 5.48 – Συγκριτικό γράφημα DNI

Επιπλέον και το μέσο DNI της περιοχής της Αθήνας είναι αυξημένο σε σχέση με αυτό των Τρικάλων (ιδιαίτερα τις πρωινές ώρες). Δύο από τα πιο σημαντικά στοιχεία τα οποία επηρεάζουν την απόδοση ενός ηλιοθερμικού συστήματος είναι αυτές οι δύο μεταβλητές. Θα δούμε στην συνέχεια της ενότητας το ρόλο που διαδραματίζουν παρατηρώντας τα συγκριτικά στοιχεία των προσομοιώσεων.

Για να επιβεβαιώσουμε τις παραπάνω προβλέψεις θα πρέπει να παρατηρήσουμε τις συγκριτικές ωριαίες καμπύλες παραγωγής του συστήματος χωρίς θερμική αποθήκευση και του συστήματος με 3-ωρη θερμική αποθήκευση, με τα δεδομένα των δύο περιοχών.



Εικόνα 5.49- Γράφημα τυπικών ωριαίων τιμών CSP_NoStorage(Athens) και CSP_NoStorage(Trikala)



\

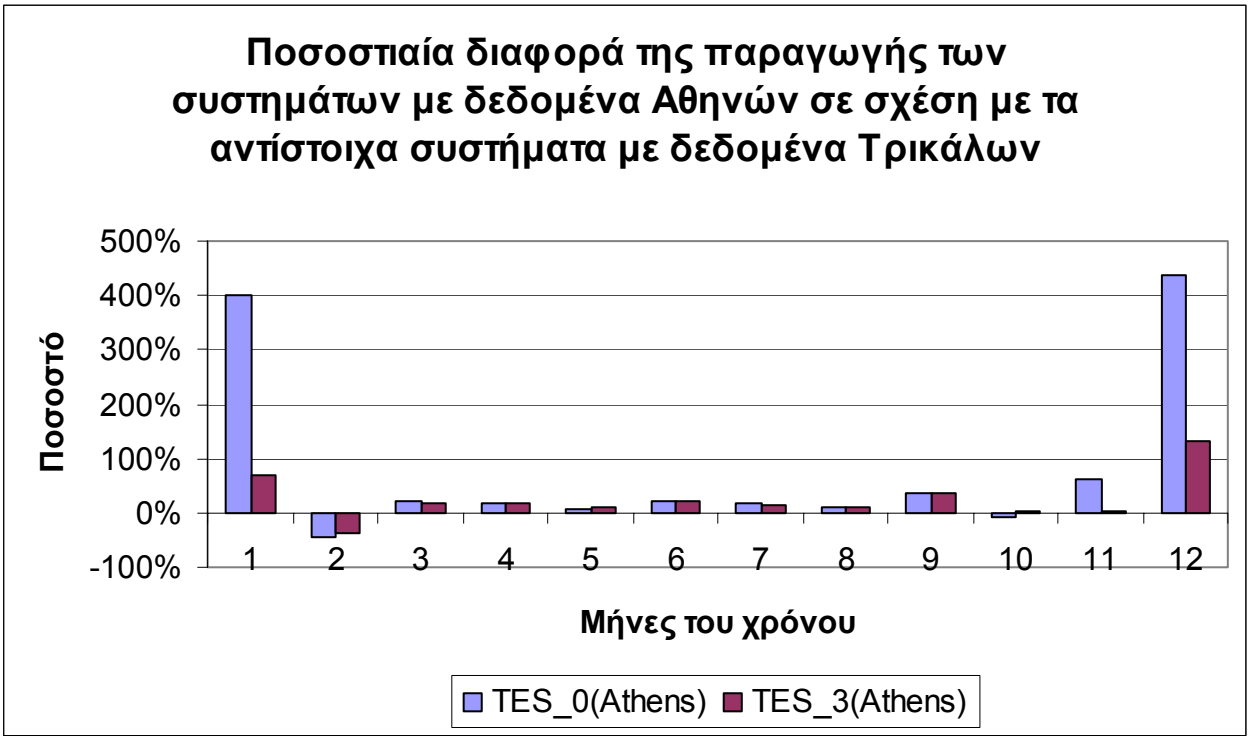
Εικόνα 5.50- Γράφημα τυπικών ωριαίων τιμών CSP_TES_3Hr(Athens) και CSP_TES_3Hr(Trikala)

Παρατηρώντας τις παραπάνω καμπύλες επιβεβαιώνουμε την πρόβλεψή μας για βελτίωση της παραγωγής με την εισαγωγή κλιματικών δεδομένων από περιοχή με μεγαλύτερο DNI και μέση θερμοκρασία. Επιπλέον βλέπουμε τη διαφορά στην παραγωγή των δύο συστημάτων να είναι ανάλογη με την διαφορά στο DNI μεταξύ των δύο περιοχών. Τις πρωινές ώρες(08:00 έως 12:00) που παρατηρείται η μεγάλη διαφορά στο DNI των δυο περιοχών σε εκείνες ακριβώς τις ώρες παρατηρείται και η μεγαλύτερη διαφορά στην παραγωγή τους.

	CSP_TES 0Hr Trikala (MWh)	*CSP_TES 0Hr Athens (MWh)*	*CSP_TES 3Hr Trikala (MWh)*	*CSP_TES 3Hr Athens (MWh)*
Ιανουάριος	*137,5*	*687,2*	*775,3*	*1300*
Φεβρουάριος	*2210*	*1230*	*2770*	*1760*
Μάρτιος	*2400*	*2940*	*3250*	*3840*
Απρίλιος	*3720*	*4380*	*4760*	*5580*
Μάιος	*5260*	*5640*	*6600*	*7180*
Ιούνιος	*6750*	*8200*	*8600*	*10300*
Ιούλιος	*7850*	*9220*	*9920*	*11500*
Αύγουστος	*6990*	*7730*	*8770*	*9750*
Σεπτέμβριος	*4440*	*6100*	*5480*	*7390*
Οκτώβριος	*2350*	*2170*	*3110*	*3220*
Νοέμβριος	*311,3*	*507,7*	*929,9*	*951,5*
Δεκέμβριος	*76,1*	*408,8*	*352,5*	*821,5*

Πίνακας 5.24 - Μηνιαία παραγωγή ηλεκτρισμού

Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει την μηνιαία παραγωγή ηλεκτρισμού για κάθε ένα συστήματα. Παρατηρώντας τον πίνακα καθώς και το ραβδόγραμμα βλέπουμε ότι σε γενικές γραμμές τα συστήματα με τα δεδομένα των Αθηνών έχουν μια μεγαλύτερη μηνιαία παραγωγή της τάξης του 15-30%. Αυτό ισχύει για τους 8 μήνες του χρόνου. Τον Γενάρη και τον Δεκέμβρη παρατηρείται στο σύστημα χωρίς αποθήκευση με τα δεδομένα της Αθήνας, μια αύξηση της τάξης του 400-450% σε σχέση με το σύστημα στα Τρίκαλα, ενώ το ίδιο διάστημα το σύστημα με θερμική αποθήκευση 3 ωρών στην Αθήνα, έχει μια αύξηση στην παραγωγή του της τάξης του 80-120% σε σχέση με το αντίστοιχο στα Τρίκαλα. Τέλος τον Φεβρουάριο η παραγωγή των συστημάτων των Αθηνών είναι μικρότερη κατά 60-80% από τα συστήματα των Τρικάλων ενώ τον Οκτώβριο έχουμε ελάχιστες διαφορές.



Εικόνα 5.51 - Γράφημα ποσοστιαίας διαφοράς της παραγωγής ηλεκτρισμού

Αιχμή παραγωγής και ώρα εμφάνισης της:

Το CSP 30MW(χωρίς αποθήκευση) στα Τρίκαλα είναι σε θέση να παράγει έως και 33.800 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 10:00 έως και 16:00.

Το CSP 30MW(TES 3Hr) στα Τρίκαλα είναι σε θέση να παράγει έως και 35.000 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 17:00 έως και 19:00.

Το CSP 30MW(TES 0Hr) στα Αθήνα είναι σε θέση να παράγει έως και 33.800 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 09:00 έως και 16:00.

Το CSP 30MW(TES 3Hr) στα Αθήνα είναι σε θέση να παράγει έως και 35.100 kW ανά ώρα. Αυτό το άνω όριο παραγωγής, το συγκεκριμένο σύστημα είναι σε θέση να το αγγίξει τους καλοκαιρινούς μήνες, από τα μέσα Μαΐου μέχρι και τα τέλη Αύγουστο τις ώρες από 17:00 έως και 19:00.

Από τα παραπάνω δεδομένα βλέπουμε ότι με την αλλαγή των κλιματικών δεδομένων δεν είχαμε κάποια σημαντική διαφορά στις αιχμές των συστημάτων παρά μόνο μια μικρή αύξηση στην αιχμή του συστήματος με θερμική αποθήκευση 3 ωρών με τα δεδομένα της Αθήνας και ότι το σύστημα χωρίς αποθήκευση σε ορισμένες περιόδους του χρόνου πιάνει την αιχμή της παραγωγής του μία ώρα .

	CSP_TES 0Hr Trikala	***CSP_TES 0Hr Athens***	***CSP_TES 3Hr Trikala***	***CSP_TES 3Hr Athens***
Ετήσια Παραγωγή Ηλεκτρισμού (MWh)	*42500*	*49200*	*55300*	*63580*
Απαιτούμενη Έκταση(m^2)	*831.224,3*	*808.320,7*	*987.028,3*	*949.224,5*
Αιχμή παραγωγής (MW)	*33,8*	*33,8*	*35*	*35,1*
Ώρα αιχμής	*10:00 έως 16:00*	*09:00 έως 16:00*	*17:00 έως 19:00*	*17:00 έως 19:00*
Capacity Factor(%)	*15,7*	*18,2*	*20,4*	*23,5*

Πίνακας 5.25 - Ετήσια παραγωγή ηλεκτρισμού **,** αιχμή παραγωγής, συνολική απαιτούμενη έκταση και capacity factor

Στον παραπάνω πίνακα απεικονίζονται οι ετήσιες τιμές παραγωγής και η έκταση που απαιτείται για κάθε ένα από τα παρακάτω συστήματα. Αυτό που αξίζει να σημειωθεί σε αυτό το σημείο εκτός από την σημαντική αύξηση στην ετήσια παραγωγή των συστημάτων με τα κλιματικά δεδομένα της Αθήνας, είναι η μείωση στην απαιτούμενη έκταση. Αυτό συμβαίνει διότι όσο βελτιώνεται το DNI τόσο λιγότερα κάτοπτρα χρειαζόμαστε για να καλύψουμε με επαρκές τρόπο(σε θερμότητα) μια συγκεκριμένη ισχύ του εργοστασίου.

Στον παρακάτω πίνακα απεικονίζονται το συνολικό κόστος εγκατάστασης ανά την ισχύ(€/kW) και το κόστος της ενέργειας ανά κιλοβατώρα(€/kWh) για κάθε ένα από τα συστήματα. Παρατηρώντας τον πίνακα βλέπουμε μια μείωση τόσο του κόστους της ενέργειας όσο και του κόστους εγκατάστασης ανά κιλοβάτ εγκατεστημένης ισχύος. Αυτό συμβαίνει κυρίως διότι με την εισαγωγή των δεδομένων της περιοχής της Αθήνας είχαμε αύξηση της ετήσιας παραγωγής, με σχεδόν όμοιο κόστος.

	CSP_TES 0Hr Trikala	***CSP_TES 0Hr Athens***	***CSP_TES 3Hr Trikala***	***CSP_TES 3Hr Athens***
Κόστος Εγκατάστασης Ισχύος (€/kW)	*4060*	*4045*	*5305*	*5270*
Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	*0,275*	*0,265*	*0,271*	*0,260*

Πίνακας 5.26 - Συνολικό κόστος εγκατάστασης ανά κιλοβάτ εγκατεστημένης ισχύος και κόστος ενέργειας ανά κιλοβατώρα για κάθε σύστημα

Οικονομικά μεγέθη των συστημάτων τα οποία είναι εγκατεστημένα στην Αθήνα

Πριν παραθέσουμε τις παρατηρήσεις μας για τα οικονομικά και τα τεχνικά στοιχεία όλων των συστημάτων θα πρέπει να υπενθυμίσουμε ότι κατά τις προσομοιώσεις θεωρήσαμε ότι δανειοδοτήθηκε, κάθε φορά, το 70% του συνολικού κόστους εγκατάστασης (με περίοδο αποπληρωμής τα 20 χρόνια) ενώ το υπόλοιπο 30% του συνολικού κόστους χρηματοδοτήθηκε από ίδια κεφάλαια. Επίσης να υπενθυμίσουμε ότι σύμφωνα με τον οδηγό αξιολόγησης της ΡΑΕ απαραίτητη συνθήκη για την αδειοδότηση ενός έργου είναι ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης του (IRR) να είναι μεγαλύτερος από το 5%. Τέλος οι υπολογισμοί για τα ετήσια έσοδα του κάθε συστήματος έγιναν βάση του τιμολογίου της ΡΑΕ για τα ηλιοθερμικά εργοστάσια παραγωγής σύμφωνα με το οποίο η τιμή πώλησης της ενέργειας για ηλιοθερμικούς σταθμούς με σύστημα αποθήκευσης το οποίο εξασφαλίζει τουλάχιστον 2 ώρες λειτουργίας στο ονομαστικό τους φορτίο, διαμορφώνεται στα 0,285 €/kWh ενώ για σταθμούς οι οποίοι δεν διαθέτουν θερμική αποθήκευση η τιμή διαμορφώνεται στα 0,265 €/kWh.

Παρατηρώντας τον παρακάτω πίνακαΠίνακας 5.23 των οικονομικών στοιχείων των συστημάτων που προσομοιώσαμε για την περιοχή της Αθήνας, βλέπουμε αρχικά για τα πρώτα είκοσι χρόνια που διαρκεί η αποπληρωμή του δανείου για την εγκατάσταση του έργου, ότι κανένα από τα δύο συστήματα δεν διαθέτει IRR μεγαλύτερο από το 5%. Έπειτα μελετώντας το IRR στην 30-ετία βλέπουμε ότι και τα δύο συστήματα έχουν IRR μεγαλύτερο από το 5% με το σύστημα με 3-ωρη θερμική αποθήκευση να φτάνει το 6,53%.

Στην συνέχεια μελετώντας την απόδοση ιδίων κεφαλαίων στην 20-ετία και στην 30-ετία βλέπουμε ότι θετική απόδοση και στα δύο διαστήματα έχει μόνο το σύστημα με 3-ωρη θερμική αποθήκευση, για το οποίο μάλιστα κατά την πρώτη εικοσαετία η απόδοση ιδίων κεφαλαίων είναι οριακά θετική (0,5%). Ενώ το σύστημα χωρίς θερμική αποθήκευση παρουσιάζει θετική απόδοση (4,95%) των ιδίων κεφαλαίων μόνο κατά την περίοδο της 30-ετίας.

Επιπλέον βλέπουμε για το ποιό θα έπρεπε να είναι το ποσοστό επί του συνολικού κόστους εγκατάστασης με το οποίο θα πρέπει να επιδοτηθεί κάθε σύστημα ώστε να έχει IRR 5% στην 20-ετία. Το σύστημα χωρίς θερμική αποθήκευση χρειάζεται να επιδοτηθεί το 16,2% του κόστους εγκατάστασης ενώ το σύστημα με 3-ωρη θερμική αποθήκευση χρειάζεται μόνο το 4,33% του συνολικού του κόστους εγκατάστασης.

Τέλος συγκρίνοντας τα οικονομικά στοιχεία των εγκατεστημένων συστημάτων στα Τρίκαλα και στην Αθήνα παρατηρούμε μια σημαντική βελτίωση ως προς το σύνολο των οικονομικών μεγεθών. Με την σημαντικότερη διαφορά να παρατηρείτε στο σύστημα με 3-ωρη θερμική αποθήκευση το οποίο στην περιοχή της Αθήνας είναι βιώσιμο οικονομικά έχοντας θετική απόδοση ιδίων κεφαλαίων ακόμη και κατά τα πρώτα είκοσι χρόνια της επένδυση κατά τα οποία γίνεται η αποπληρωμή του δανείου. Ενώ και το σύστημα χωρίς θερμική αποθήκευση γίνεται βιώσιμο έχοντας θετική απόδοση ιδίων κεφαλαίων για την περίοδο της 30-ετίας .

	No Storage Athens	TES-3 Athens	No Storage Trikala	TES_3 Trikala
Συνολικό Κόστος Εγκατάστασης(€)	124.456.000,00	162.432.000,00	125.208.000	163.710.400
Λειτουργικά κόστη και φόροι / Έτος(€)	4.662.400,00	5.640.000,00	3.534.400	4.136.000
Συνολικό κόστος Δανείου / Έτος(€)	8.084.000,00	10.753.600,00	8.121.600	10.843.840
Ετήσια παραγωγή ηλεκτρισμού(kWh)	49.200.000,00	47.812.160,00	42.500.000	55.300.000
Έσοδα Πώλησης Ενέργειας (€)	13.038.000,00	18.120.300,00	11.256.125	15.752.205
Καθαρά έσοδα μετά φόρων(€)	8.375.600,00	12.480.300,00	7.721.725	11.616.205
IRR για τα 20 πρώτα έτη(%)	3,01	4,49	2,09	3,59
IRR για τα 30 πρώτα έτη(%)	5,3	6,53	4,54	5,78
Ετήσια Έσοδα / Ετήσια Δόση δανείου	1,04	1,16	0,95	1,07
Καθαρά Έσοδα / Έτος(€)	780.151,14	2.567.206,63	80.382,19	1.625.091,91
Απόδοση Ιδίων Κεφαλαίων IRR για τα πρώτα 20 έτη	Never	0,5	Never	Never
Απόδοση Ιδίων Κεφαλαίων IRR για τα πρώτα 30 έτη	4,95	7,49	Never	Never
Κεφάλαιο για IRR 5.01% σε 20 έτη(€)	104.290.043,00	155.400.332,35	96.148.220,10	144.640.923,50
Απαιτούμενη Επιχορήγηση(% επί του συνολικό κόστος εγκατάστασης)	16,20	4,33	23,21	11,65
Συνολικό Ποσό Δανειοδότησης μετά την Επιδότηση(€)	73.003.030,10	108.780.232,64	67.303.754,07	101.248.646,45

Πίνακας 5.27 - Συγκεντρωτικός πίνακας οικονομικών χαρακτηριστικών των προσομοιώσεων για την Αθήνα

5.8. Ανάλυση ευαισθησίας του ηλιοθερμικού εργοστασίου ως προς τα οικονομικά δεδομένα

5.8.1. Επιπτώσεις στα οικονομικά στοιχεία του έργου από την αύξηση του επιτοκίου του δανείου

Σκοπός της συγκεκριμένης ενότητας είναι να ελέγξουμε την μεταβολή στα οικονομικά δεδομένα των επικρατέστερων συστημάτων(από την άποψη της οικονομικής βιωσιμότητας) που προσομοιώσαμε αυξάνοντας κατά μια μονάδα κάθε φορά το επιτόκιο του δανείου. Επιπλέον θέλουμε να ελέγξουμε για ποιά τιμή του επιτοκίου του δανείου γίνονται μη ανταγωνιστικές (το κόστος της κιλοβατώρας να είναι μεγαλύτερο από την τιμή πώλησης της) όλες οι περιπτώσεις που προσομοιώσαμε. Οι τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας προερχόμενης από ηλιοθερμικά συστήματα διαμορφώνονται σύμφωνα με τον παρακάτω πίνακα.

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	**Τιμή Ενέργειας (€/kWh)**
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής	0,265
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με σύστημα αποθήκευσης το οποίο εξασφαλίζει τουλάχιστον **2** ώρες λειτουργίας στο ονομαστικό φορτίο	0,285

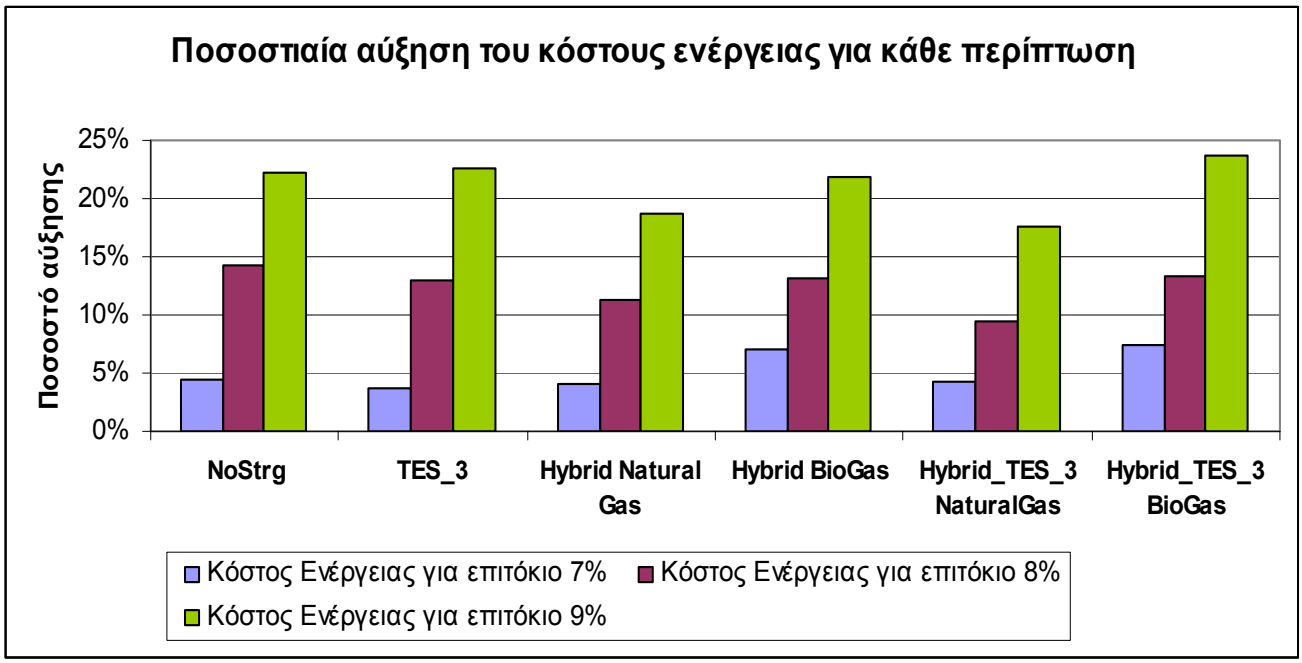
Πίνακας 5.28 - Τιμολόγηση ενέργειας ηλιοθερμικών σταθμών

Όπως φαίνεται και στον παρακάτω πίνακα το κόστος εγκατάστασης ανά κιλοβατ εγκατεστημένης ισχύος δεν επηρεάζεται από την μεταβολή του επιτοκίου. Από την άλλη πλευρά παρατηρούμε μια παράλληλη αύξηση του επιτοκίου με το κόστος της ενέργειας. Αυτό συμβαίνει διότι με την αύξηση του επιτοκίου του δανείου, αυξάνονται και τα ετήσια έξοδα αποπληρωμής του δανείου τα οποία προστίθενται στα ετήσια λειτουργικά έξοδα του εργοστασίου.

	NoHybrid	***NoHybrid TES_3Hr***	***Hybrid NaturalGas***	***Hybrid BioGas***	***Hybrid NaturalGas TES_3Hr***	***Hybrid BioGas TES_3Hr***
Κόστος Εγκατάστασης Ισχύος (€/kW)	*4060*	*5305*	*4080*	*4080*	*5337*	*5337*
Κόστος Ενέργειας για Επιτόκιο Δανείου 6% (€/kWh)	*0,275*	*0,271*	*0,293*	*0,243*	*0,278*	*0,232*
Κόστος Ενέργειας για Επιτόκιο Δανείου 7% (€/kWh)	*0,287*	*0,281*	*0,305*	*0,260*	*0,290*	*0,249*
Κόστος Ενέργειας για Επιτόκιο Δανείου 8% (€/kWh)	*0,314*	*0,306*	*0,326*	*0,275*	*0,304*	*0.260*
Κόστος Ενέργειας για Επιτόκιο Δανείου 9% (€/kWh)	*0,336*	*0,332*	*0,348*	*0,296*	*0,327*	*0,287*

Πίνακας 5.29 - Συγκριτικός πίνακας του κόστους της ενέργειας με διαφορετικό επιτόκιο δανείου

Όπως φαίνεται με βάση τον παραπάνω πίνακα αρχικά με το επιτόκιο στο 6% τα ανταγωνιστικά συστήματα είναι, το σύστημα με θερμική αποθήκευση 3 ωρών, το σύστημα υβριδικής λειτουργίας με καυστήρα βιοαερίου, και τα δύο υβριδικά συστήματα(φυσικό αέριο και βιοαέριο) με θερμική αποθήκευση 3 ωρών. Έπειτα, με την αύξηση του επιτοκίου στο 7% τα ανταγωνιστικά συστήματα είναι, το σύστημα με θερμική αποθήκευση 3 ωρών, το σύστημα υβριδικής λειτουργίας με καυστήρα βιοαερίου και το σύστημα υβριδικής λειτουργίας με καυστήρα βιοαερίου με θερμική αποθήκευση 3 ωρών. Όταν το επιτόκιο του δανείου είναι στο 8% στα ανταγωνιστικά συστήματα συγκαταλέγεται μόνο το σύστημα υβριδικής λειτουργίας με καυστήρα βιοαερίου με θερμική αποθήκευση 3 ωρών ενώ όταν το επιτόκιο φτάνει στο 9% κανένα σύστημα δεν είναι ανταγωνιστικό.



Εικόνα 5.52 – Γράφημα ποσοστιαίας αύξησης του κόστους της ενέργειας

5.8.2. Επιπτώσεις της μείωσης της τιμής αγοράς του Φυσικού Αερίου στο κόστος ενέργειας των υβριδικών συστημάτων

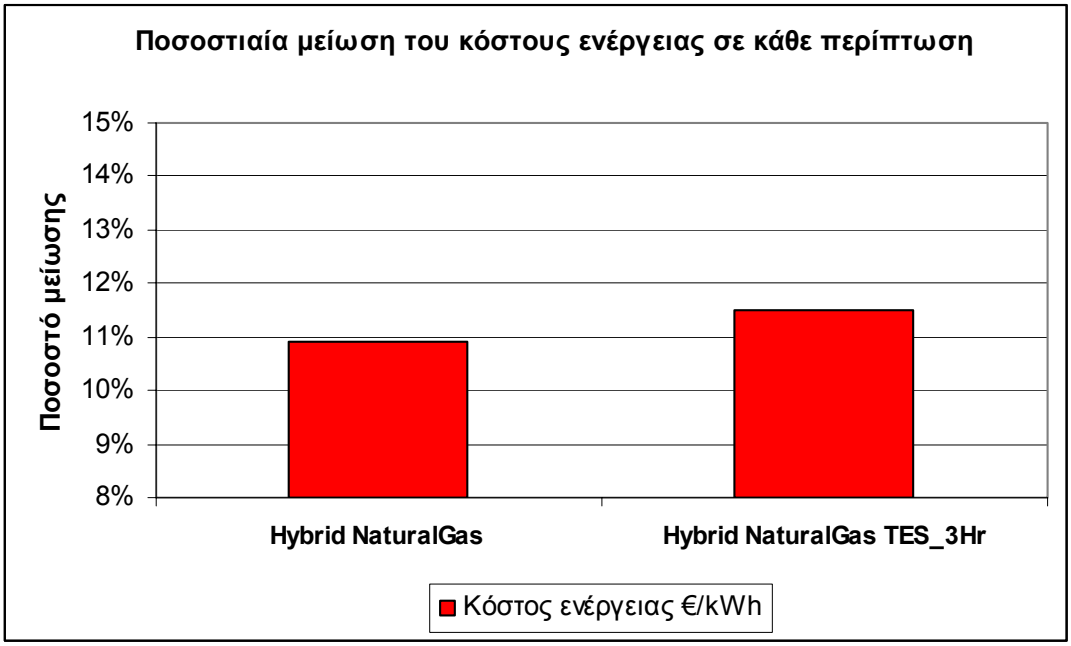
Σκοπός της συγκεκριμένης ενότητας είναι να ελέγξουμε για πια ακριβώς τιμή αγοράς του φυσικού αέριο, το υβριδικό σύστημα με καυστήρα Φ.Α το οποίο δεν διαθέτει θερμική αποθήκευση, γίνεται ανταγωνιστικό οικονομικά με βάση την τιμολόγηση της ενέργειας που φαίνεται στον παρακάτω πίνακα. Η τρέχουσα τιμή του Φ.Α σύμφωνα με την Ε.Π.Α Θεσσαλίας είναι 0,0462 €/kWh ή 0,50 €/m^3, με βάση αυτή, το κόστος της ενέργειας του υβριδικού συστήματος χωρίς αποθήκευση είναι 2,8 cents ανά κιλοβατώρα, υψηλότερο από την τιμή πώλησης της κιλοβατώρας (0,265€, βλ. Πίνακας 5.28). Από την άλλη το υβριδικό σύστημα με θερμική αποθήκευση 3 ωρών είναι οριακά ανταγωνιστικό, ακόμη και με αυτή την τιμή αγοράς του Φ.Α, αφού έχει κόστος ενέργειας μικρότερο κατά 0,7 cents ανά κιλοβατώρα από την τιμή πώλησης της κιλοβατώρας των συστημάτων με θερμική αποθήκευση (0,285€, βλ. Πίνακας 5.28).

Για να γίνει ανταγωνιστικό το υβριδικό σύστημα χωρίς αποθήκευση θα πρέπει η τιμή του φυσικού αερίου να μειωθεί κατά 80%, δηλαδή η τιμή του να διαμορφωθεί 0,00924 €/kWh ή 0,1€/m^3. Με αυτή την τιμή του Φ.Α το κόστος της ενέργειας των δύο υβριδικών συστημάτων διαμορφώνεται ως εξής, 0,261 €/kWh για το σύστημα χωρίς αποθήκευση και 0,246 €/kWh για το σύστημα με αποθήκευση.

Εάν υποθέταμε ότι το υβριδικό σύστημα χωρίς θερμική αποθήκευση με καυστήρα Φ.Α, ήταν εγκατεστημένο στην περιοχή της Αθήνας, θα μπορούσε να είναι ανταγωνιστικό ακόμη και με την αρχική τιμή αγορά του Φ.Α (0,0462 €/kWh ή 0,50 €/m^3), εφόσον το κόστος της ενέργειας του συστήματος διαμορφώνεται στα 0,258 €/kWh.

	Hybrid NaturalGas	***Hybrid NaturalGas TES_3Hr***
Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	*0,293*	*0,278*
Κόστος Ενέργειας με μειωμένη την τιμή του Φ.Α κατά 80% (€/kWh)	*0,261*	*0,246*

Πίνακας 5.30 - Συγκριτικός πίνακας του κόστους της ενέργειας με διαφορετική τιμή του Φ.Α



Εικόνα 5.53 – Γράφημα ποσοστιαίας μείωσης του κόστους της ενέργειας

6. ΚΕΦΑΛΑΙΟ

6.1. Γενικά συμπεράσματα για τα ηλιοθερμικά συστήματα

6.1.1. Parabolic Trough

Η απόδοση της συγκεκριμένη τεχνολογία ΑΠΕ επηρεάζεται από τις παρακάτω παραμέτρους:

- Από την ετήσια άμεση ακτινοβολία (DNI) της περιοχής εγκατάστασης του έργου. Τα συγκεκριμένα συστήματα λόγω του σχεδιασμού των συλλεκτών τους (βλ. παράγραφο 1.2.1) εκμεταλλεύονται αποκλειστικά την άμεση ακτινοβολία και όχι την διάχυτη όπως για παράδειγμα κάνουν τα φωτοβολταϊκά συστήματα. Για αυτό τον λόγο απαιτούν, για την αποδοτική τους λειτουργία, υψηλά επίπεδα DNI. Με τον όρο «υψηλά» θεωρούμε ότι το DNI θα πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο από 1400 kWh/m^2 ανά έτος.
- Από την μέση ετήσια θερμοκρασία της περιοχής εγκατάστασης του έργου. Όσο μειώνεται η εξωτερική θερμοκρασία τόσο αυξάνονται οι θερμικές απώλειες από τα διάφορα τμήματα του εργοστασίου (σωληνώσεις μεταφοράς του θερμό-απορροφητικού υγρού, εναλλάκτες θερμότητας, δεξαμενές θερμικής αποθήκευσης όταν υπάρχουν κτλ) με αποτέλεσμα την μείωση της παραγωγής. Επιπλέον κατά την διάρκεια των ωρών της ημέρας με μηδενικό DNI (νυχτερινές ώρες) όσο μικρότερη είναι η εξωτερική θερμοκρασία τόσο αυξάνεται η ζήτηση ενέργειας του εργοστασίου για την τροφοδότηση του μηχανισμού ο οποίος διασφαλίζει το να μην «παγώσει» το θερμό-απορροφητικό υγρό.
- Από την ταχύτητα του ανέμου της περιοχής εγκατάστασης του έργου. Όσο αυξάνεται η ταχύτητα του ανέμου αυξάνονται οι πιθανότητες για πιθανόν φθορές των συλλεκτών (στρέβλωση ή ακόμα και σπάσιμο) με αποτέλεσμα να χάνουν την αποδοτικότητά τους και να χρειάζονται αντικατάσταση. Επιπλέον η αυξημένη ταχύτητα ανέμου συνεπάγεται και με αυξημένες θερμικές απώλειες.

Επιπλέον για την εγκατάσταση τέτοιου είδους έργων απαιτούνται αρκετά μεγάλες εκτάσεις με ομαλή μορφολογία εδάφους(flat), η οποία υπολογίζεται από 20000 έως 40000 m^2 ανά MW εγκατεστημένης ισχύος. Η απαιτούμενη έκταση για κάθε έργο είναι ανάλογη με την ισχύ του συστήματος και το DNI της περιοχής. Όσο μεγαλύτερο είναι το DNI σε μία περιοχή τόσο λιγότεροι συλλέκτες χρειάζονται για την κάλυψη της απαραίτητης θερμικής ενέργειας που απαιτείται για την κίνηση της ατμογεννήτριας συγκεκριμένης ισχύος. Κατ' επέκταση τόσο λιγότερη είναι και η απαιτούμενη έκταση του εργοστασίου.[53]

Τέλος μία ακόμη σημαντική παράμετρος όπου πρέπει να λάβουμε υπόψη είναι η κατανάλωση νερού κατά την διαδικασία της ψύξης της τουρμπίνας η οποία υπολογίζεται από 3,1 έως 3,8 m^3 νερό ανά MWh παραγωγής. Οι εταιρίες κατασκευή ατμοστροβίλων λαμβάνοντας υπόψη την μεγάλη κατανάλωση νερού καθώς και την έλλειψη υδάτινων πόρων στις περιοχές όπου ενδείκνυται (από κλιματικές και μορφολογικές συνθήκες) η εγκατάσταση τέτοιων συστημάτων (πχ έρημοι) κατασκεύασαν αερόψυκτους ατμοστρόβιλους οι οποίοι μάλιστα έχουν σχεδόν όμοιο κόστος με τους υδρόψυκτους.

6.1.2. Διαφορές μεταξύ φωτοβολταϊκών και ηλιοθερμικών συστημάτων

Οι διαφορές στην λειτουργία και στις απαιτήσεις αυτών των δύο συστημάτων είναι αρκετά μεγάλες. Αρχικά εντοπίζονται στην αξιοποίηση της ηλιακής ακτινοβολίας. Τα Φ/Β συστήματα αξιοποιούν ακόμη και την διάχυτη ακτινοβολία για την παραγωγή ηλεκτρισμού μέσω του φωτοβολταϊκού φαινομένου. Από την άλλη τα ηλιοθερμικά συστήματα αξιοποιούν μόνο την άμεση ακτινοβολία (DNI).

Μία ακόμη πολύ σημαντική διαφορά είναι η επίδραση της εξωτερικής θερμοκρασίας πάνω στα συστήματα. Το Φ/Β λειτουργούν καλύτερα σε χαμηλές θερμοκρασίες ενώ δείχνουν να επηρεάζονται αρνητικά από τις υψηλές. Στα ηλιοθερμικά συστήματα η επίδραση των χαμηλών θερμοκρασιών είναι πολύ μεγάλη καθώς αυξάνονται η θερμικές απώλειες σε βαθμό τέτοιο ώστε ορισμένες χειμερινές μέρες με υψηλή ηλιοφάνεια να έχουν αδυναμία παραγωγής ηλεκτρισμού.

Επίσης δεν θα μπορούσαμε να παραλείψουμε από τον σχολιασμό μας τις διαφορές που παρατηρήσαμε ανάμεσα στα δύο συστήματα ως προς την παραγωγή ηλεκτρισμού, χρονικά αλλά και ποσοτικά. Αρχικά βλέπουμε ότι τα Φ/Β συστήματα εκκινούν νωρίτερα την παραγωγή τους(περίπου μία ώρα) από τα ηλιοθερμικά ενώ σταματούν και αργότερα (περίπου μία ώρα) από τα ηλιοθερμικά(βλ. Εικόνα 5.2 και Εικόνα 5.3). Επιπλέον τα Φ/Β συστήματα έχουν ανάμεσα στους μήνες του χρόνου μία σχετική ομοιομορφία ως προς την παραγωγή, σε αντίθεση με τα ηλιοθερμικά τα οποία έχουν τεράστιες αποκλίσεις ανάμεσα στην μηνιαία παραγωγή των χειμερινών και καλοκαιρινών μηνών. Από την άλλη η συνολική ετήσια παραγωγή και η αιχμή των ηλιοθερμικών συστημάτων είναι μεγαλύτερη από αυτή των αντίστοιχων Φ/Β. Οι παραπάνω παρατηρήσεις έγιναν σε συστήματα ίδιας ισχύς και χρησιμοποιώντας στις προσομοιώσεις τα ίδια κλιματικά δεδομένα.

6.2. Χαρακτηριστικά – Δυνατότητες της εφαρμογής προσομοίωσης SAM

6.2.1. Πλεονεκτήματα της εφαρμογής

Μετά από αρκετή ενασχόληση με την συγκεκριμένη εφαρμογή, μιας και τα κυριότερα τμήματα της παρούσας εργασίας έγιναν εκεί, θα πρέπει να τονίσουμε τα εξής σημεία της. Αρχικά, δίνει την δυνατότητα στον χρήστη να ορίσει λεπτομερώς, μέσα από μία πληθώρα παραμέτρων για όλα τα τμήματα του εργοστασίου(Solar Field, SCA/HCE, Thermal Storage, Power Block κτλ) ξεχωριστά, τον τρόπο λειτουργίας τους. Επίσης εκτός από τις λεπτομερείς εισόδους η εφαρμογή παράγει και λεπτομερείς ετήσιες, μηνιαίες και ωριαίες εξόδους οι οποίες είναι εύκολα εξαγώγιμες για περεταίρω επεξεργασία σε άλλα προγράμματα(πχ Excel).

Μέσω της υπό-εφαρμογής του Dview όλες οι μεταβλητές εξόδου με πολύ απλό τρόπο παρουσιάζονται σε γραφήματα διαφόρων ειδών με τα οποία μπορεί ο χρήστης να κατανοήσει καλύτερα κάποια μεγέθη και να τα συγκρίνει. Ακόμη μέσω τις επιλογής Configure simulation ο χρήστης μπορεί να παρατηρεί εύκολα και γρήγορα την μεταβολή κάποιων τιμών που έχει επιλέξει με βάση την μεταβολή κάποιων άλλων τιμών.

Επιπλέον ιδιαιτέρως θετικό για την εφαρμογή είναι η παραγωγή όλης της οικονομικής ροής (Base Cash Flow) του έργου με πολύ λεπτομερείς, στην επιλογή Financing. Εάν υπάρχει προσεκτική εισαγωγή των εισόδων με πολύ γρήγορο τρόπο έχουμε μια οικονομική ανάλυση για το έργο. Τέλος πολύ χρήσιμο και απλοποιημένο, παρότι είναι λεπτομερές στα περισσότερα από τα τμήματά του, είναι το User Guide της εφαρμογής.

6.2.2. Μειονεκτήματα της εφαρμογής

Στα αρνητικά της εφαρμογής συγκαταλέγεται η έλλειψη αρχείων κλιματικών δεδομένων ευρωπαϊκών πόλεων από την αντίστοιχη βιβλιοθήκη. Επιπλέον περιορισμένη είναι και η ποικιλία σε αρχεία κλιματικών δεδομένων για τις περισσότερες από τις ευρωπαϊκές πόλεις και στην σελίδα του συνεργαζόμενου με την NREL, Energy Plus στου οποίου την ιστοσελίδα υπάρχουν αρχεία μόνο για λίγες(2,3) μεγάλες πόλεις κάθε χώρας. Βέβαια η εφαρμογή δίνει την δυνατότητα κατασκευής custom αρχείων κλιματικών δεδομένων αλλά η συλλογή των στοιχείων-μεταβλητών που απαιτούνται είναι αρκετά δύσκολη. Βέβαια εάν είναι αναγκαίο, πχ για της ανάγκες μίας μελέτης για την αδειοδότηση κάποιου εργοστασίου, θα μπορούσαμε να αγοράσουμε τα δεδομένα που χρειαζόμαστε σε ωριαίες τιμές ανά έτος, από κάποιον μετεωρολογικό σταθμό της περιοχής που θέλουμε να κάνουμε την εγκατάσταση ή και από την ΕΜΥ. Επιπλέον ένα ακόμη αρνητικό στοιχείο της εφαρμογής είναι ότι στα αρχεία κλιματικών δεδομένων δεν λαμβάνεται υπόψη η αλλαγή θερινής και χειμερινής ώρας, πράγμα που δεν έχει προβλεφθεί από την εφαρμογή και έτσι στα ωριαία αποτελέσματα υπάρχει λάθος αντιστοίχηση.

Επίσης η εφαρμογή στερείται αρκετά σε λειτουργικότητα και παραμετροποίηση στο κομμάτι της προσομοίωσης της υβριδικής λειτουργίας του εργοστασίου. Αρχικά δεν επιτρέπει την εισαγωγή του κόστους του καυστήρα στο συνολικό κόστος εγκατάστασης. Έπειτα δεν παίρνει ως είσοδο το είδος του καυσίμου που θέλουμε να χρησιμοποιήσουμε και κατ΄επέκταση δεν παράγει έξοδο κατανάλωσης κάποιου συγκεκριμένου καυσίμου εκτός από το ποσό της θερμικής ενέργειας που καταναλώνει ο καυστήρας. Τέλος δεν δίνει την δυνατότητα να ορίσει ο χρήστης custom Dispatch Schedule(μόνο κάποιες προεπιλεγμένες περιπτώσεις που υπάρχουν στην βιβλιοθήκη) με βάση το οποίο καθορίζεται χρονικά ο τρόπος με το οποίο θα λειτουργεί ο καυστήρας υβριδισμού.

6.3. Συγκεντρωτικά συμπεράσματα προσομοιώσεων

Αρχικά προσομοιώσαμε την λειτουργία του εργοστασίου χωρίς αποθήκευση για να ελέγξουμε την κατώτερη περίπτωση από άποψη κόστους εγκατάστασης και παραγωγής. Έπειτα εισάγαμε στις προσομοιώσεις διάφορες τιμές θερμικής αποθήκευσης για ελέγξουμε πόσο μεταβάλλεται η παραγωγή και πόσο το κόστος με την χρήση αποθήκευσης και για ποιες τιμές αυτής είναι βιώσιμο οικονομικά το εργοστάσιο. Ας υπενθυμίσουμε σε αυτό το σημείο, μέσω του παρακάτω πίνακα, τις τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας η οποία παράγεται από ηλιοθερμικούς σταθμούς.

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	**Τιμή Ενέργειας (€/kWh)**
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής	0,265
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με σύστημα αποθήκευσης το οποίο εξασφαλίζει τουλάχιστον **2** ώρες λειτουργίας στο ονομαστικό φορτίο	0,285

Πίνακας 6.1 - Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας προερχόμενη από ηλιοθερμικά έργα

Στον παρακάτω πίνακα βλέπουμε τον αριθμό των ωρών που παρατίνεται η παραγωγή του εργοστασίου ανάλογα με το μέγεθος της θερμικής αποθήκευσης.

	CSP_TES 3Hr	***CSP_TES 6Hr***	***CSP_TES 9Hr***	***CSP_TES 12Hr***
Παράταση της παραγωγής λόγω θερμικής αποθήκευσης(Hr)	*2 Hr*	*5 Hr*	*7 Hr*	*10 Hr*

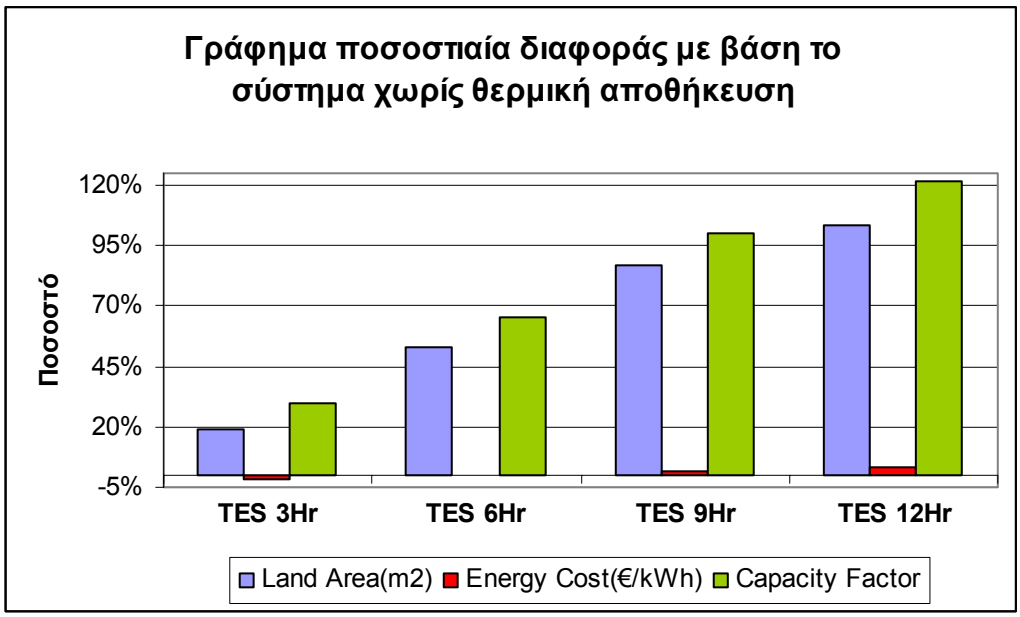
Πίνακας 6.2 - Παράταση της παραγωγής λόγω θερμικής αποθήκευσης ηλιοθερμικών συστημάτων με θερμική αποθήκευση 3, 6, 9 και 12 ωρών αντίστοιχα

Παρατηρώντας τον παρακάτω πίνακα θα λέγαμε ότι οι περιπτώσεις με θερμική αποθήκευση (εκτός από την 12-ωρη) είναι ανταγωνιστικές εάν συγκρίναμε το κόστος της ενέργειας με την τιμή πώλησης της. Όμως εάν παρατηρούσαμε καλύτερα τον πίνακα θα βλέπαμε και τις άλλες παραμέτρους όπως την απαιτούμενη έκταση και το κόστος εγκατάστασης ανά κιλοβάτ και συγκρίναμε και το κόστος τις ενέργειας ανάμεσα στις ανταγωνιστικές περιπτώσεις θα καταλήγαμε στο συμπέρασμα ότι η πιο συμφέρουσα και ρεαλιστική προς υλοποίηση περίπτωση είναι αυτή της 3-ωρης αποθήκευσης.

	CSP_TES 0Hr	***CSP_TES 3Hr***	***CSP_TES 6Hr***	***CSP_TES 9Hr***	***CSP_TES 12Hr***
Ετήσια Παραγωγή Ηλεκτρισμού (MWh)	*42500*	*55300*	*70300*	*85200*	*94400*
Απαιτούμενη Έκταση(Στρέμματα)	*831,2*	*987*	*1.269*	*1.551,2*	*1.692,4*
Αιχμή παραγωγής (MW)	*33,8*	*35*	*35,1*	*35,1*	*35,1*
Κόστος Εγκατάστασης Ισχύος (€/kW)	*4060*	*5305*	*7025*	*8740*	*9950*
Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	*0,275*	*0,271*	*0,276*	*0,280*	*0,285*
Capacity Factor(%)	*15,7*	*20,4*	*26*	*31,4*	*34,8*

Πίνακας 6.3 - Συγκεντρωτικός πίνακας των τεχνικών και των οικονομικών χαρακτηριστικών των συστημάτων με θερμική αποθήκευση από 3 έως και 12 ώρες

Στο παρακάτω γράφημα φαίνεται η ποσοστιαία διαφορά, ορισμένων βασικών μεταβλητών ανάμεσα στις περιπτώσεις των συστημάτων με θερμική αποθήκευση με το σύστημα χωρίς θερμική αποθήκευση.



Εικόνα 6.1 – Γράφημα ποσοστιαίας διαφοράς των χαρακτηριστικων των συστημάτων με θερμική αποθήκευση 3 έως και 12 ωρών σε σχέση με το σύστημα χωρις θερμική αποθήκευση

Έπειτα προσομοιώσαμε την υβριδική λειτουργία του εργοστασίου χωρίς θερμική αποθήκευση και με 3-ωρη θερμική αποθήκευση. Για κάθε μία από αυτές τις περιπτώσεις ελέγξαμε την λειτουργία του εργοστασίου με καυστήρα ο οποίος καταναλώνει φυσικό αέριο και με καυστήρα ο οποίος καταναλώνει βιοαέριο. Στον παρακάτω πίνακα φαίνονται οι κυριότερες μεταβλητές, για τις πιο αποδοτικές από, τις περιπτώσεις που προσομοιώσαμε.

	No Storage	**TES_3**	**Hybrid_TES_0 Natural Gas**	**Hybrid_TES_0 BioGas**	**Hybrid_TES_3 NaturalGas**	**Hybrid_TES_3 BioGas**
Ετήσια Παραγωγή Ηλεκτρισμού (MWh)	*42500*	*55300*	*48860*	*50990*	*63620*	*66380*
Απαιτούμενη Έκταση (Στρέμματα)	*831,2*	*987*	*831,2*	*831,2*	*987*	*987*
Αιχμή παραγωγής (MW)	*33,8*	*35*	*33,8*	*33,8*	*35,1*	*35,1*
Κόστος Εγκατάστασης Ισχύος (€/kW)	*4060*	*5305*	*4080*	*4080*	*5337*	*5337*
Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	*0,275*	*0,271*	*0,293*	*0,243*	*0,278*	*0,232*
Capacity Factor(%)	*15,7*	*20,4*	*17,6*	*18,3*	*23,5*	*24,5*

Πίνακας 6.4 - Συγκεντρωτικός πίνακας των τεχνικών των πιο ανταγωνιστικών συστημάτων που προσομοιώσαμε

Όπως φαίνεται και στον παραπάνω πίνακα η απαιτούμενη έκταση μεταβάλλεται μόνο(όπως) είναι λογικό από την αύξηση των ωρών της θερμικής αποθήκευσης εφόσον για να καλυφθούν θερμικά οι δεξαμενές της αποθήκευσης, χωρίς να μειώνεται η παραγωγή του εργοστασίου κατά την ώρα της φόρτισής τους, απαιτούν την αύξηση του αριθμού των συλλεκτών.

Επιπλέον το ποσό της αύξησης της ετήσιας παραγωγής είναι περιορισμένο από τον νόμο για τις περιπτώσεις της υβριδικής λειτουργίας και ισούται με 15% επιπλέον παραγωγή για τις περιπτώσεις όπου ο καυστήρας καταναλώνει φυσικό αέριο και 20% επιπλέον για τις περιπτώσεις που ο καυστήρας καταναλώνει βιοαέριο. Ως σημείο αναφοράς για το περιθώριο της αύξησης, κάθε φορά μπαίνει η παραγωγή του ίδιου συστήματος χωρίς τον καυστήρα. Δηλαδή για το υβριδικό σύστημα με 3-ωρη αποθήκευση οι υπολογισμοί έγινα με βάση την παραγωγή του συστήματος με αποθήκευση 3 ωρών χωρίς καυστήρα υβριδισμού.

Για την εκτενέστερη περιγραφή και περαιτέρω κατανόηση των οικονομικές μεταβλητών όλων των συστημάτων ανατρέξτε στον Πίνακας 5.23.

	No Storage	**TES_3**	**Hybrid_TES_0 Natural Gas**	**Hybrid_TES_0 BioGas**	**Hybrid_TES_3 NaturalGas**	**Hybrid_TES_3 BioGas**
Συνολικό Κόστος Εγκατάστασης(€)	125.208.000	163.710.400	125.283.200	125.283.200	163.785.600	163.785.600
IRR για τα 20 πρώτα έτη(%)	2,09	3,59	1,51	4,52	3,45	6,09
IRR για τα 30 πρώτα έτη(%)	4,54	5,78	4,07	6,55	5,66	7,87
Ετήσια Έσοδα / Ετήσια Δόση δανείου	0,95	1,07	0,84	1,11	1,05	1,32
Καθαρά Έσοδα / Έτος(€)	80.382,19	1.625.091,91	-338.692,20	1.999.732,80	1.474.672,52	4.377.852,52
Απόδοση Ιδίων Κεφαλαίων IRR για τα πρώτα 30 έτη	Never	Never	N/A	6,87	Never	10,50
Απόδοση Ιδίων Κεφαλαίων IRR για τα πρώτα 20 έτη	Never	Never	N/A	0,60	Never	6,27
Απαιτούμενη Επιχορήγηση(% επί του συνολικό κόστος εγκατάστασης)	23,21	11,65	27,37	4,13	12,80	-

Πίνακας 6.5 - Συγκεντρωτικός πίνακας των οικονομικών χαρακτηριστικών, των πιο ανταγωνιστικών συστημάτων που προσομοιώσαμε

Σύμφωνα με τον παραπάνω πίνακα βλέπουμε ότι τα συστήματα τα οποία είναι οικονομικά βιώσιμα εξ αρχής είναι:

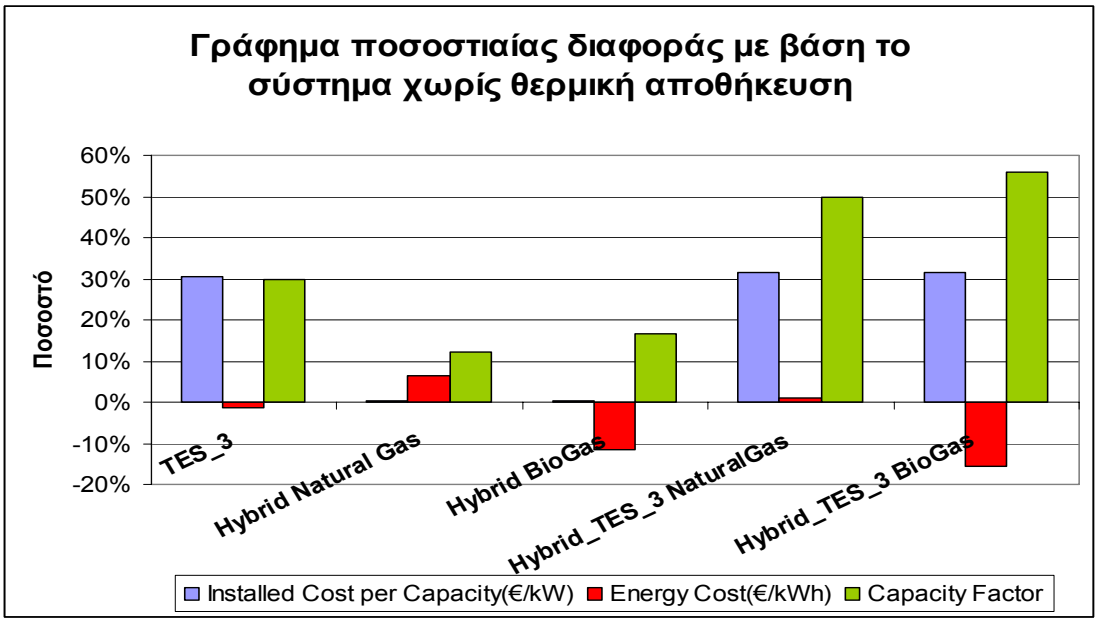
- Το υβριδικό σύστημα με καυστήρα βιοαερίου(Hybrid BioGas)
- Το υβριδικό σύστημα με καυστήρα βιοαερίου και 3-ωρη θερμική αποθήκευση (Hybrid_TES-3_BioGas)

Επιπλέον τα συστήματα που θα γινόταν βιώσιμα με μία επιδότηση της τάξης του 12 έως 13% επί του συνολικού τους κόστους εγκατάστασης είναι:

- Το σύστημα με 3-ωρη θερμική αποθήκευση(TES_3)
- Το υβριδικό σύστημα με καυστήρα φυσικού αερίου και 3-ωρη θερμική αποθήκευση (Hybrid_TES-3_NaturalGas)

Επιπλέον για όλες τις περιπτώσεις μετά την επιδότηση, το IRR όλης της επένδυσης διαμορφώνεται στο 6,965% για τα 30 έτη, ενώ το IRR ιδίων κεφαλαίων στο 2.52% για την 20-έτια και στο 8.44% για την 30-ετία. Αυτό οφείλεται στο γεγονός της προσαρμοσμένης επιδότησης στα πλαίσια του IRR 5.01%, οπότε τα ποσά γίνονται ανάλογα. Φυσικά τα υβριδικά συστήματα με καυστήρα βιοαερίου με 3-ωρη θερμική αποθήκευση και χωρίς θερμική αποθήκευση διατηρούν τα IRR τους.

Στο παρακάτω γράφημα φαίνεται η ποσοστιαία διαφορά, ορισμένων βασικών μεταβλητών, ανάμεσα στα παραπάνω συστήματα με το σύστημα χωρίς θερμική αποθήκευση. Παρατηρώντας το συγκεκριμένο γράφημα βλέπουμε ότι η μεταβολή του κόστους εγκατάστασης ανά κιλοβάτ εγκατεστημένης ισχύος αλλάζει ελάχιστα ανάμεσα στις περιπτώσεις χωρίς θερμική αποθήκευση και ανάμεσα στις περιπτώσεις με 3-ωρη. Αυτό συμβαίνει διότι το κόστος του καυστήρα είναι αρκετά μικρό σε σύγκριση με το συνολικό κόστος του εργοστασίου. Επιπλέον βλέπουμε και στις δύο περιπτώσεις στις οποίες τα συστήματα χρησιμοποιούν καυστήρα Φ.Α το κόστος της ενέργειας να αυξάνεται διότι με δεδομένη την τιμή αγοράς του Φ.Α το κόστος για τα καύσιμα είναι ιδιαίτερα υψηλό, με αποτέλεσμα η επιπλέον παραγωγή που έχουμε λόγο της υβριδικής λειτουργίας να είναι οικονομικά ασύμφορη.



Εικόνα 6.2 - Γράφημα ποσοστιαίας διαφοράς των χαρακτηριστικων των πιο ανταγωνιστικών συστημάτων που προσομοιώσαμε σε σχέση με το σύστημα χωρις θερμική αποθήκευση

6.4. Συμπεράσματα ανάλυσης ευαισθησίας

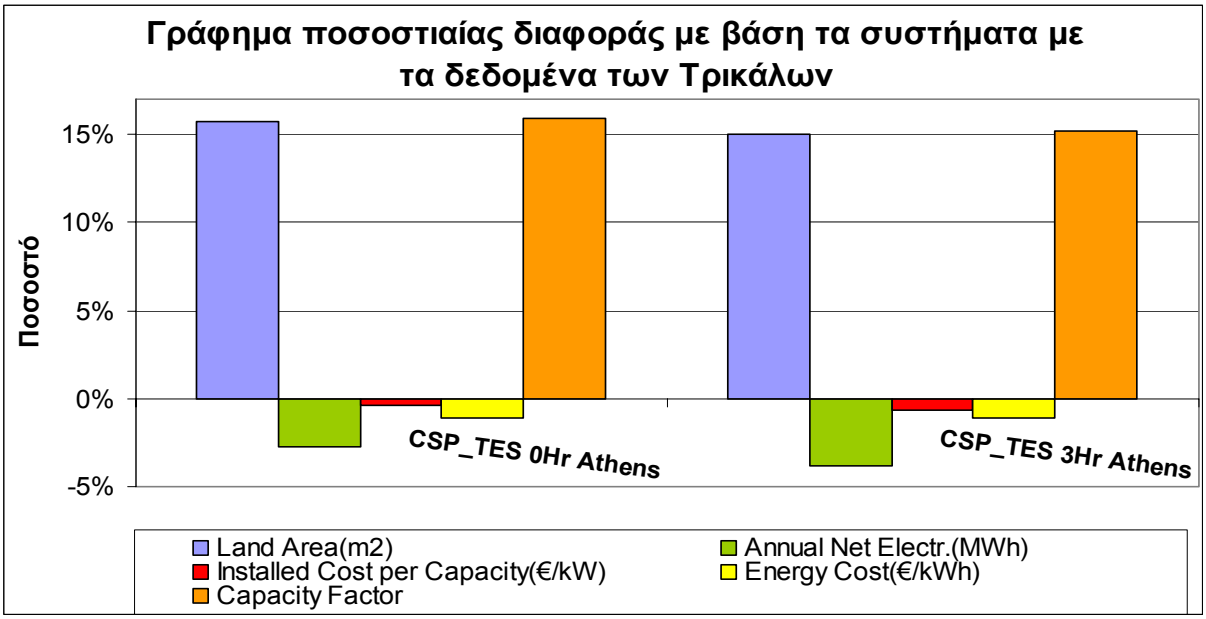
6.4.1. Έλεγχος απόδοσης του συστήματος σε περιοχή με «καλύτερα» κλιματικά δεδομένα(Αθήνα)

Για να ελέγξουμε την συμπεριφορά του συστήματος με την εισαγωγή κλιματικών δεδομένων με μεγαλύτερο μέσο DNI και με μεγαλύτερη μέση θερμοκρασία εισάγαμε κλιματικά δεδομένα Αθηνών. Παρακάτω παραθέτουμε τις αλλαγές που προέκυψαν στην ετήσια παραγωγή, στο κόστος της ενέργειας, στο κόστος εγκατάστασης ανά κιλοβάτ εγκατεστημένης ισχύος όπως επίσης και στην απαιτούμενη έκταση των συστημάτων.

	CSP_TES 0Hr Trikala	***CSP_TES 0Hr Athens***	***CSP_TES 3Hr Trikala***	***CSP_TES 3Hr Athens***
Ετήσια Παραγωγή Ηλεκτρισμού (MWh)	*42500*	*49200*	*55300*	*63580*
Απαιτούμενη Έκταση(Στρέμματα)	*831,2*	*808,3*	*987*	*949,2*
Αιχμή παραγωγής (MW)	*33,8*	*33,8*	*35*	*35,1*
Κόστος Εγκατάστασης Ισχύος (€/kW)	*4060*	*4045*	*5305*	*5270*
Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	*0,275*	*0,265*	*0,271*	*0,260*
Capacity Factor(%)	*15,7*	*18,2*	*20,4*	*23,5*

Πίνακας 6.6 - Συγκεντρωτικός πίνακας των τεχνικών και των οικονομικών χαρακτηριστικών, των συστημάτων χωρίς θερμική αποθήκευση και με 3-ωρη αποθήκευση στα Τρίκαλα και στην Αθήνα

Στον παραπάνω πίνακα βλέπουμε ότι τα συστήματα που είναι εγκατεστημένα στην Αθήνα(λόγω καλύτερου DNI και εξωτερικής θερμοκρασίας) έχουν μεγαλύτερη ετήσια παραγωγή από τα αντίστοιχα συστήματα που βρίσκονται στα Τρίκαλα. Επιπλέον για τα συστήματα που είναι εγκατεστημένα στην Αθήνα βελτιώνονται και οι άλλοι σημαντικοί παράγοντες όπως το κόστος της ενέργειας, το κόστος εγκατάστασης ανά κιλοβάτ εγκατεστημένης ισχύος, το capacity factor και η απαιτούμενη έκταση. Στο παρακάτω γράφημα φαίνονται οι ποσοστιαίες διαφορές σε όλα τα μεγέθη μεταξύ των αντίστοιχων συστημάτων σε Αθήνα και Τρίκαλα.



Εικόνα 6.3 - Γράφημα ποσοστιαίας διαφοράς των χαρακτηριστικων των συστημάτων χωρίς θερμική αποθήκευση και με 3-ωρη αποθήκευση στην Αθήνα από τα αντίστοιχα των Τρικάλων

Επιπλέον με την εγκατάσταση των συστημάτων στην περιοχή της Αθήνας βελτιώνονται σε μεγάλο βαθμό όλα τα οικονομικά τους μεγέθη σε σχέση με την εγκατάσταση των συστημάτων στην περιοχή των Τρικάλων. Όπως βλέπουμε στον παρακάτω πίνακα τα συστήματα που είναι εγκατεστημένα στην Αθήνα είναι οικονομικά βιώσιμα σε σχέση με τα ίδια συστήματα που στην περιοχή των Τρικάλων φαίνεται να είναι βιώσιμα μόνο στην περίπτωση που επιδοτηθεί μέρος του κόστους εγκατάστασής τους.

	No Storage Athens	**TES-3 Athens**	**No Storage Trikala**	**TES_3 Trikala**
Συνολικό Κόστος Εγκατάστασης(€)	124.456.000,00	162.432.000,00	125.208.000	163.710.400
IRR για τα 20 πρώτα έτη(%)	3,01	4,49	2,09	3,59
IRR για τα 30 πρώτα έτη(%)	5,3	6,53	4,54	5,78
Ετήσια Έσοδα / Ετήσια Δόση δανείου	1,04	1,16	0,95	1,07
Απόδοση Ιδίων Κεφαλαίων IRR για τα πρώτα 20 έτη	Never	0,5	Never	Never
Απόδοση Ιδίων Κεφαλαίων IRR για τα πρώτα 30 έτη	4,95	7,49	Never	Never
Απαιτούμενη Επιχορήγηση(% επί του συνολικό κόστος εγκατάστασης)	16,20	4,33	23,21	11,65

Πίνακας 6.7 - Συγκεντρωτικός πίνακας των οικονομικών χαρακτηριστικών, των συστημάτων που είναι εγκατεστημένα στην Αθήνα

6.4.2 Έλεγχος επιπτώσεων στα οικονομικά στοιχεία του έργου από αλλαγές σε διάφορες οικονομικές μεταβλητές

Στην συνέχεια ελέγξαμε τα περιθώρια που έχουν τα συστήματα που προσομοιώσαμε, να είναι ανταγωνιστικά, από οικονομικής απόψεως, σε μια τυχόν αύξηση των επιτοκίων. Στον παρακάτω πίνακα φαίνονται τα σενάρια που προσθέσαμε δηλαδή, αύξηση κατά 1%, κατά 2% και κατά 3% στο επιτόκιο του δανείου, σε σχέση πάντα με την αρχική του τιμή που ήταν 6%.

	NoHybrid	***NoHybrid TES_3Hr***	***Hybrid NaturalGas***	***Hybrid BioGas***	***Hybrid NaturalGas TES_3Hr***	***Hybrid BioGas TES_3Hr***
Κόστος Εγκατάστασης Ισχύος (€/kW)	*4060*	*5305*	*4080*	*4080*	*5337*	*5337*
Κόστος Ενέργειας για Επιτόκιο Δανείου 6% (€/kWh)	*0,275*	*0,271*	*0,293*	*0,243*	*0,278*	*0,232*
Κόστος Ενέργειας για Επιτόκιο Δανείου 7% (€/kWh)	*0,287*	*0,281*	*0,305*	*0,260*	*0,290*	*0,249*
Κόστος Ενέργειας για Επιτόκιο Δανείου 8% (€/kWh)	*0,314*	*0,306*	*0,326*	*0,275*	*0,304*	*0.260*
Κόστος Ενέργειας για Επιτόκιο Δανείου 9% (€/kWh)	*0,336*	*0,332*	*0,348*	*0,296*	*0,327*	*0,287*

Πίνακας 6.8 - Συγκριτικός πίνακας του κόστους της ενέργειας για τις μεταβολές σε επιτόκιο δανείου και IRR

Από τον παραπάνω πίνακα συμπεραίνουμε ότι κατά την πρώτη αύξηση του επιτοκίου στο 7% τα ανταγωνιστικά συστήματα είναι, το σύστημα με θερμική αποθήκευση 3 ωρών, το σύστημα υβριδικής λειτουργίας με καυστήρα βιοαερίου και το σύστημα υβριδικής λειτουργίας με καυστήρα βιοαερίου με θερμική αποθήκευση 3 ωρών. Έπειτα όταν το επιτόκιο του δανείου αυξάνεται στο 8%, στα ανταγωνιστικά συστήματα συγκαταλέγεται μόνο το σύστημα υβριδικής λειτουργίας με καυστήρα βιοαερίου με θερμική αποθήκευση 3 ωρών ενώ όταν το επιτόκιο φτάνει στο 9% κανένα σύστημα δεν είναι ανταγωνιστικό.

Επιπλέον στην παρούσα εργασία θέλαμε να ελέγξουμε για ποιά τιμή πώλησης του Φ.Α θα γινόταν ανταγωνιστικό το υβριδικό σύστημα με καυστήρα Φ.Α χωρίς υβριδισμό. Για να συμβεί αυτό θα πρέπει η τιμή του Φ.Α να μειωθεί κατά 80%, δηλαδή να διαμορφωθεί στα 0,00924 €/kWh ή 0,1€/m^3 από τα 0,0462 €/kWh ή 0,50 €/m^3 που βρίσκεται αυτή την στιγμή. Μετά από αυτή την μείωση στην τιμή του Φ.Α το κόστος της ενέργειας των δύο υβριδικών συστημάτων διαμορφώνεται ως εξής, 0,261 €/kWh για το σύστημα χωρίς αποθήκευση και 0,246 €/kWh για το σύστημα με αποθήκευση.

Επιπλέον εάν υποθέσουμε ότι το υβριδικό σύστημα χωρίς θερμική αποθήκευση με καυστήρα Φ.Α, είναι εγκατεστημένο στην περιοχή της Αθήνας, θα μπορούσε να είναι ανταγωνιστικό ακόμη και με την αρχική τιμή αγορά του Φ.Α (0,0462 €/kWh ή 0,50 €/m^3), εφόσον το κόστος της ενέργειας του συστήματος διαμορφώνεται στα 0,258 €/kWh.

	Hybrid NaturalGas	***Hybrid NaturalGas TES_3Hr***
Κόστος Ενέργειας (€/kWh)	*0,293*	*0,278*
Κόστος Ενέργειας με μειωμένη την τιμή του Φ.Α κατά 80% (€/kWh)	*0,261*	*0,246*

Πίνακας 6.9 - Συγκριτικός πίνακας του κόστους της ενέργειας με διαφορετική τιμή του Φ.Α

6.5. Προτάσεις για την βιωσιμότητα του ηλιοθερμικού εργοστασίου στα Τρίκαλα

Για να είναι βιώσιμο ένα ηλιοθερμικό σύστημα Parabolic Trough, ισχύος 30MW, στην περιοχή των Τρικάλων θα πρέπει:

1. Η λειτουργία του συστήματος να είναι υβριδική με την προσθήκη καυστήρα Βιοαερίου εάν πληρούνται δύο προϋποθέσεις. Πρώτον η τιμή αγοράς του Βιοαερίου να είναι 0,00462 €/kWh ή 0,05 €/m^3 και δεύτερον να είναι δυνατή η παροχή Βιοαερίου έως και 3000 m^3 ανά ώρα, 8.420.000 m^3 ανά έτος και 1.040.422 m^3 ανά μήνα.
2. Η λειτουργία του συστήματος να είναι υβριδική με την προσθήκη καυστήρα Βιοαερίου και το σύστημα να διαθέτει θερμική αποθήκευση, κατά προτίμηση 3 ωρών, εάν πληρούνται δύο προϋποθέσεις. Πρώτον η τιμή αγοράς του Βιοαερίου να είναι 0,00462 €/kWh ή 0,05 €/m^3 και δεύτερον να είναι δυνατή η παροχή Βιοαερίου έως και 3630 m^3 ανά ώρα και 9.448.000 m^3 ανά έτος και 1.179.750 m^3 ανά μήνα.

Ένα υπάρχει επιδότηση για το έργο μεγαλύτερη από το 13% του συνολικού κόστους εγκατάστασης τότε, για να είναι βιώσιμο ένα ηλιοθερμικό σύστημα Parabolic Trough, ισχύος 30MW, στην περιοχή των Τρικάλων θα πρέπει:

1. Το σύστημα να διαθέτει θερμική αποθήκευση, κατά προτίμηση 3 ωρών. Ενώ και τα συστήματα με αποθήκευση 6 και 9 ωρών μπορούν να είναι βιώσιμα(αν και λιγότερο από το 3-ωρο), τρείς επιπλέον λόγοι που προτιμάμε την 3-ωρη αποθήκευση είναι διότι απαιτεί μικρότερη έκταση για την εγκατάστασή του εργοστασίου, μικρότερο κόστος εγκατάστασης(σε σχέση με τις άλλες δύο περιπτώσεις) και μικρότερη επιδότηση σε σχέση με τα άλλα δύο συστήματα(τα οποία χρειάζονται επιδότηση παραπάνω από το 16% του συνολικού τους κόστους) .
2. Η λειτουργία του συστήματος να είναι υβριδική με την προσθήκη καυστήρα Φ.Α και το σύστημα να διαθέτει θερμική αποθήκευση, κατά προτίμηση 3 ωρών, εάν πληρούνται δύο προϋποθέσεις. Πρώτον η τιμή αγοράς του Φ.Α να είναι 0,00924 €/kWh ή 0,1€/m^3(μειωμένη κατά 80% σε σχέση με την τρέχουσα τιμή του) και δεύτερον να είναι δυνατή η παροχή Φ.Α έως και 1700 m^3 ανά ώρα και 4.414.000 m^3 ανά έτος και 552.500 m^3 ανά μήνα.

7. Βιβλιογραφία

[1] Photovoltaic Systems Engineering,Second Edition (Authors: Roger A. Messenger, Jerry Ventre)

[2] Concentrated Solar Thermal Energy (Author: Charles Christopher Newton)

[3] Εφαρμογές Τεχνολογιών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας σε Χώρες της Μεσογείου με Έμφαση στην Ηλιακή Ενέργεια (Διπλωματική Εργασία Ε.Κανατσούλη Ε.Μ.Π)

[4] ***Official Site NREL*** - www.nrel.gov/csp/troughnet

[5] ***Official Site LUZ*** - www.luz2.com/

[6] ***Official Site NREL*** - www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/536m_lupfert.pdf

[7] ***Official Site Solargenix*** - www.solargenix.com/

[8] Αναλυτική μοντελοποίηση παραβολικού συγκεντρωτικού συλλέκτη για εφαρμογές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (Διπλωματική Εργασία Α.Σφοντούρη Π.Κ)

[9] ***Official Site Paratherm CO*** - www.paratherm.com/Paratherm-HE/HEtypecomp.asp

[10] ***Official Site Energy Plus*** - ec.europa.eu/research/energy/pdf/solgate_en.pdf

[11] Parabolic-trough solar collectors and their applications. (Authors: Ferna´ ndez-Garcı´a , E. Zarza , L.Valenzuela, M. Pe´ rez)

[12] ***Official Site NREL*** - www.nrel.gov/csp/troughnet/thermal_energy_storage.html

[13] Ενοποίηση των διατάξεων του ν.3468/2006 όπως τροποποιήθηκαν από τους ν.3734/2009, ν.3851/2010, ν.3889/2010 και λοιπών διατάξεων νόμων

[14] ***Official Site NREL*** - www.nrel.gov/docs/fy11osti/50586.pdf

[15] Thermal Energy Storage Systems And Applications, 2 Edition (Authors: Ibrahim Dinć Eer and Marc A. Rosen)

[16] ***Official Site SolarPaces*** - www.solarpaces.org/CSP_Technology/docs/solar_tower.pdf

[17] ***Official Site SolarPaces*** - www.solarpaces.org/CSP_Technology/docs/solar_dish.pdf

[18] ***Official Site SolarPaces*** - www.solarpaces.org/CSP_Technology/docs/solar_tower.pdf

[19] TheSolar Tower Project in JülichA Milestoneto Commercialisationof Solar Thermal Power Generation Solar-Institut Jülich (Author: FH. Aachen.)

[20] ***Official Site CDER -*** portail.cder.dz/spip.php?article1456

[21] TheSolar Tower Project in JülichA Milestoneto Commercialisationof Solar Thermal Power Generation Solar-Institut Jülich (Author: FH. Aachen.)

[22] Kingdom of Morocco Integrated Solar EnergyGeneration Project

[23] ***Official Site NREL PV-TECH*** - www.pvtech.org

[24] Kingdom of Morocco Integrated Solar EnergyGeneration Project

[25] ***Official Site NREL*** - www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=43

[26] Construction of the ISCC Kurayamat (Authors: G.Brakmann, F.Ameen Mohammad, M.Dolejsi and M.Wiemann)

[27] Renewable Energy in Libya: Present Situation & Future Initiatives

[28] The renewable energy targets of the Maghreb countries:Impact on electricity supply and conventional power markets (Authors: Bernhard Brand n, Jonas Zingerle)

[29] ***Official Site PERC*** - www.perc.ps/news.htm

[30] ***Official Site RenewableEnergyFocus*** - www.renewableenergyfocus.com/view/2041/consortium-seeks-us425-million-for-csp-plant-in-jordan/

[31] ***Official Site Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας*** - www.rae.gr

[32] ***Official Site Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας*** - www.rae.gr/site/categories_new/renewable_power/licence/request.csp

[33] ***Official Site Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας*** - www.rae.gr/site/categories_new/renewable_power/licence/issue.csp

[34] ***Official Site Energy Plus*** - www.energyplus.gov

[35] ***Official Site NREL*** - www.nrel.gov/analysis/sam/

[36] SAM User Guide pg(68-85)

[37]***Official Site Energy Plus*** - www.energyplus.gov

[38] ***Official Site Energy Plus*** - apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/register.cfm?goto=eplus

[39] Τεχνική Οδηγία Τ.Ε.Ε 20701-3/2010 «Κλιματικά δεδομένα Ελληνικών περιοχών»

[40] SAM User Guide pg-199

[41] Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model (SAM)
C. Turchi, Technical Report NREL/TP-550-47605 July 2010

[42] ***Official Site Green Peach*** - stocks.pathfinder.gr/news/175695.html

[43] Global Prospects for Utility-Scale Solar Power: Toward Spatially Explicit Modelling of Renewable Energy Systems, Kevin Ummel

[44] Σημειώσεις μαθήματος ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΙ ΔΙΑΝΟΜΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ του τμήματος Ηλεκτρονικών Μηχανικών και Μηχανικών Η/Υ Πολυτεχνείου Κρήτης, Τσικαλάκης Αντώνιος- Π.Δ. 407/80

[45] ***Official Site WattSun -*** www.wattsun.com/pdf/AC%20EnergyComparison-Madison-WI.pdf

[46]***Official Site ΑΕΡΙΟ ΑΤΤΙΚΗΣ Α.Ε*** - www.aerioattikis.gr/Default.aspx?pid=16&la=1

[47]***Official Site BioFuel.gr*** - www.biofuels.gr/biogas_bacteria_2.html

[48]***Official Site Aalborgcsp*** - www.aalborgcsp.com/eng/

[49]***Official Site Ε.Π.Α Θεσσαλίας*** - www.epathessalia.gr/index.php?lang=el&rm=58&mn=58

[50]***Official Site ΑΕΡΙΟ ΑΤΤΙΚΗΣ Α.Ε*** - www.aerioattikis.gr/Default.aspx?pid=16&la=1

[51] ***Official Site BioFuel.gr*** - www.biofuels.gr/biogas_bacteria_2.html

[52] Solar Advisor Model, DRAFT CSP Reference Manual 2008, SAM version 2.5

[53] ***Official Site NREL*** - www.nrel.gov/csp/troughnet/faqs.html#land