

ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΜΕΣΟΓΕΙΑΚΟ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΦΥΣΙΚΩΝ ΠΟΡΩΝ & ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ



ΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

«Οικονομοτεχνική Μελέτη Φωτοβολταϊκών Σταθμών
σε Υδραυλικές Υποδομές του Ο.Α.Κ. Α.Ε.»

Βασιλείου Χρυσόστομος- Ιάσοντας

Επιβλέπων Καθηγητής: Κατσιγιαννης Ιωάννης

Χανιά, Ιούλιος 2020

Περίληψη

Ο Οργανισμός Ανάπτυξης Κρήτης Α.Ε. (Ο.Α.Κ. Α.Ε.) είναι ο φορέας διαχείρισης των κύριων υποδομών ύδατος και δικτύων άρδευσης/ύδρευσης στην Κρήτη και στόχος του είναι η προστασία του περιβάλλοντος, η συνεχή βελτίωση των εγκαταστάσεών του και η μείωση του κόστους παροχής νερού προς τους καταναλωτές, μέσα από τον στρατηγικό του σχεδιασμό, κατά τον οποίο η ανάπτυξη έργων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας αποτελεί βασικό πυλώνα. Αντικείμενο της παρούσας πτυχιακής εργασίας είναι η τεχνοοικονομική μελέτη επτά υπογεγραμμένων συμβάσεων εγκατάστασης φωτοβολταϊκών σε υποδομές αποθήκευσης, επεξεργασίας και προώθησης νερού του Ο.Α.Κ. Α.Ε. υπό το πλαίσιο αξιοποίησης ενέργειας του Ενεργειακού Συμψηφισμού (Net metering). Στην εργασία γίνεται η διερεύνηση του θεσμικού πλαισίου ενεργειακού συμψηφισμού και εφαρμογή του στον Οργανισμό, η δημιουργία ενεργειακών μοντέλων, ο σχεδιασμός και η χωροθέτηση των έργων σε τεχνικό επίπεδο, η ανάλυση και εφαρμογή (μέσω του λογισμικού PVsyst) μαθηματικών μοντέλων για τον υπολογισμό της καθαρής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, συνυπολογίζοντας όλους τους πιθανούς παράγοντες μείωσής της με την ανάλυση και αξιοποίηση πραγματικών δεδομένων καταναλώσεων των μελετώμενων εγκαταστάσεων που δόθηκαν από την διεύθυνση διαχείρισης υδραυλικών έργων, για τον υπολογισμό του ταυτοχρονισμού παραγωγής κατανάλωσης ενέργειας. Η οικονομική μελέτη και αξιολόγηση των σχεδιασμένων έργων μέσω του ενεργειακού συμψηφισμού γίνεται με τον δείκτη της Καθαρής Παρούσας Αξίας και του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης. Ακόμα υπολογίζεται η αναμενόμενη μείωση εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) που προκύπτει από την εγκατάσταση και λειτουργία των έργων, με βάση το ετήσιο δελτίο εκμετάλλευσης ΣΗΕ της Κρήτης για το έτος 2019 του ΔΕΔΔΗΕ. Τέλος γίνεται εξαγωγή συμπερασμάτων και πρόταση μελλοντικής έρευνας. Τα αποτελέσματα από την κατασκευή και λειτουργία των υπό μελέτη φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων είναι η παραγωγή «πράσινης» ενέργειας συμβάλλοντας στο Εθνικούς και Ευρωπαϊκούς στόχους παραγωγής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, η προστασία του περιβάλλοντος μέσω της μείωσης των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και η εξοικονόμηση ηλεκτρικής ενέργειας η οποία αποφέρει οικονομικά οφέλη στον Ο.Α.Κ. Α.Ε. με άμεσο αντίκτυπο προς τον καταναλωτή .

Λέξεις κλειδιά: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Οικονομοτεχνική Μελέτη Φωτοβολταϊκών, Ενεργειακός συμψηφισμός, ΚαθάρΑ Παρούσα Αξία, Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης, Μείωση CO₂, PVsyst

Abstract

The Organization for the Development of Crete S.A. (O.A.K. A.E.) is the responsible authority for the management and operation of the main hydraulic infrastructure and irrigation / water supply networks in the island of Crete. Its goal is the environment protection, the continuous improvement of its facilities and the water supply and service cost reduction, through its strategic planning, in which the development of Renewable Energy projects is a key pillar. The object of the present dissertation is the techno-economic study of seven signed contracts for the installation of photovoltaics in water storage, treatment and promotion infrastructures of O.A.K. SA under the energy utilization of Net metering. This thesis investigates the institutional framework of energy offset and its application in the Organization, the creation of energy models, the design and location of projects at the technical level, the analysis and application (through PVsyst software) of mathematical models for the calculation of net produced electricity, taking into account all possible factors of its reduction with the analysis and utilization of real consumption data of the studied facilities provided by the management of hydraulic works, for the calculation of the synchronization of energy production. The economic study and evaluation of the planned projects through the energy offset is done with the index of Net Present Value and Internal Rate of Return. The expected reduction of carbon dioxide (CO₂) emissions resulting from the installation and operation of the projects is also calculated, based on the annual exploitation bulletin of the Electricity System of Crete for the year 2019 of Hellenic Electricity Distribution Network Operator. Finally, conclusions are drawn and future research is proposed. The results from the construction and operation of the photovoltaic installations under study are the production of "green" energy contributing to the National and European targets of energy production from Renewable Energy Sources, the protection of the environment through the reduction of carbon dioxide emissions and the saving of electricity which brings financial benefits to O.A.K. SA, as well as a direct positive impact on the consumer.

Key words: Renewable Energy Sources, Photovoltaic Economic and Technical Study, Net metering, Net Present Value, Internal Rate of Return, CO₂ Reduction, PVsyst

Ευχαριστίες

Νοιώθω την ανάγκη να ευχαριστήσω όλους όσους βοήθησαν στην περάτωση της παρούσας πτυχιακής εργασίας.

Ευχαριστώ ιδιαίτερα τον επιβλέποντα καθηγητή μου κ. Κατσίγιαννη Ιωάννη για την ανάθεση της εργασίας, την υποστήριξη και την άψογη συνεργασία.

Θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες στη Διοίκηση του Οργανισμού Ανάπτυξης Κρήτης Α.Ε., που μου έδωσε την ευκαιρία να μελετήσω έργα του και μου παρείχε όλες τις απαραίτητες πληροφορίες και δεδομένα για την εκπόνηση της παρούσας πτυχιακής εργασίας και ιδιαίτερα τον κ. Πατρελάκη Μάρκο, Διευθυντή Υδραυλικών Έργων και τον κ. Μαμαγκάκη Ευάγγελο, Διευθυντή Διαχείρισης Συγκοινωνιακών & Υδραυλικών Έργων του Ο.Α.Κ. Α.Ε..

Ευχαριστώ θερμά την κ. Τριανταφυλλιά Νικολάου, Ειδικό Επιστημονικό Σύμβουλο του Ο.Α.Κ. Α.Ε., για την επιστημονική και διαχειριστική υποστήριξη στην εκπόνηση της παρούσης.

Ακόμα ευχαριστώ την οικογένεια μου για την στήριξη κατά την διάρκεια των σπουδών μου.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω τη Σοφία και τον Ερμή, για την αμέριστη συμπαράσταση και κατανόηση.

Περιεχόμενα

1. Εισαγωγή.....	15
1.1 Αντικείμενο εργασίας.....	15
1.2 Μελέτες Βιωσιμότητας Φωτοβολταϊκών Έργων	15
1.3 Λογισμικό PVsyst	16
2. Θεσμικό Πλαίσιο.....	19
2.1 Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net Metering).....	19
2.2 Ο.Α.Κ. Α.Ε.	19
2.2.1 Όρια Ισχύος Εγκαταστάσεων Φωτοβολταϊκών με Ενεργειακό Συμψηφισμό για Ο.Α.Κ.Α.Ε.	20
2.3 Διενέργεια Ενεργειακού Συμψηφισμού.....	21
2.3.1 Απαιτήσεις Μετρήσεων και Εγκατάστασης-Μετρήσεις Ενέργειας	22
2.3.1.1 Αμφίδρομοι Μετρητές Κατανάλωσης	22
3. Θεωρητικό & Μαθηματικό Υπόβαθρο - Χρησιμοποιούμενα Μοντέλα.....	23
3.1 Το ενεργειακό μοντέλο του φωτοβολταϊκού συστήματος	23
3.2 Αρχή Λειτουργίας Φωτοβολταϊκών Συστημάτων	23
3.2.1 Το Φωτοβολταϊκό Φαινόμενο	23
3.2.2 Αρχή λειτουργίας φωτοβολταϊκής μονάδας.....	24
3.2.2.1 Συνδεσμολογία Φ/Β σε Σειρά και Παράλληλα.....	26
3.2.2.2 Λειτουργία Φωτοβολταϊκών Πλασίων Συναρτήσεως Περιβαλλοντικών Συνθηκών	28
3.2.2.3 Διαστασιολόγηση Κρίσιμων Τιμών Συστήματος I_{sc} & V_{oc}	29
3.3 Φορτίο εγκατάστασης – Ιδιοκατανάλωση	31
3.4 Ηλιακή γεωμετρία	34
3.5 Κλιματικά Δεδομένα.....	37
3.6 Μοντέλα Επεξεργασίας Δεδομένων.....	38
3.6.1 Οριζόντια Ολική Ακτινοβολία (horizontal global irradiance) & Θερμοκρασία (temperature)	38
3.6.2 Διάχυτη ακτινοβολία (diffuse irradiance)	39
3.7 Μοντέλα Υπολογισμού Αποτελεσματικής Προσπίπτουσας Ακτινοβολίας (Effective Incident Irradiation)	39
3.7.1 Μακρινές Σκιάσεις/Οριζοντάς [Far Shadings/Horizon].....	39
3.7.2 Προσπίπτουσα Ενέργεια (Incident Energy) στο Κεκλιμένο Επίπεδο-Μοντέλο Μετατόπισης	41
3.7.3 Κοντινές σκιάσεις (Near shadings)	42

3.7.4 Συντελεστής Τροποποίησης Γωνιακής Πρόσπτωσης (Incidence Angle Modifier factor)[IAM]	44
3.8 Επιλογή εξοπλισμού - Χαρακτηριστικά εξοπλισμού	45
3.8.1 Βαθμός Απόδοσης Φωτοβολταϊκού Πλαισίου	46
3.8.2 Βαθμός απόδοσης αντιστροφέα	47
3.9 Οικονομική αξιολόγηση	49
3.9.1 Ανάλυση Τιμολογίων Ηλεκτρικής Ενέργειας	49
3.9.1.1 Τιμές Τιμολογίων Ηλεκτρικής Ενέργειας	57
3.9.1.1.1 Τιμές Τιμολογίου ΧΤ-Γ22-Επαγγελματικό	57
3.9.1.1.2 Τιμές Τιμολογίου ΜΤ-BY-Εμπορικό	58
3.9.1.1.3 Τιμές Τιμολογίου ΜΤ-ΒΑΓ-Αγροτικό	59
3.9.2 Η Έννοια του Ταυτοχρονισμού	59
3.9.3 Σχόλια τιμολόγησης	60
3.9.4 Δείκτες οικονομικής αξιολόγησης	61
3.9.5 Δεδομένα και Παραδοχές Αξιολόγησης Επενδυτικού Σχεδίου	63
3.10 Μείωση εκπομπών CO ₂	64
4. Δεδομένα – Αποτελέσματα	65
4.1 Επιλεγμένος εξοπλισμός	65
4.2 Περιορισμοί χωροθέτησης για την ασφάλεια και την αισθητική των κτιρίων	67
4.3 Περιπτώσεις Εγκαταστάσεων Φωτοβολταϊκών	67
4.3.1 Δεξαμενές	68
4.3.1.1 Δεξαμενές Μυλωνιανά 260 kW	71
4.3.1.1.1 Σύζευξη του συστήματος	73
4.3.1.1.2 Υπολογισμός Ετήσιας Παραγόμενης Ενέργειας	73
4.3.1.1.3 Οικονομική Αξιολόγηση με Ισοδύναμη Ταρίφα	76
4.3.1.1.4 Μείωση Εκπομπών CO ₂	79
4.3.1.2 Δεξαμενή Μεγάλα Χωράφια 130 kW	79
4.3.1.2.1 Σύζευξη του συστήματος	81
4.3.1.2.2 Υπολογισμός Ετήσιας Παραγόμενης Ενέργειας	82
4.3.1.2.3 Οικονομική Αξιολόγηση με Ισοδύναμη Ταρίφα	84
4.3.1.2.4 Μείωση Εκπομπών CO ₂	87
4.3.1.3 Δεξαμενή Γεράνι 130 kW	87
4.3.1.3.1 Σύζευξη του συστήματος	89

4.3.1.3.2 Υπολογισμός Ετήσιας Παραγόμενης Ενέργειας.....	89
4.3.1.3.3 Οικονομική Αξιολόγηση με Ισοδύναμη Ταρίφα	92
4.3.1.3.4 Μείωση Εκπομπών CO ₂	95
4.3.1.4 Δεξαμενή Δράμια 100 kW	95
4.3.1.4.1 Σύζευξη του συστήματος	96
4.3.1.4.2 Υπολογισμός Ετήσιας Παραγόμενης Ενέργειας.....	97
4.3.1.4.3 Οικονομική Αξιολόγηση με Ισοδύναμη Ταρίφα	101
4.3.1.3.4 Μείωση Εκπομπών CO ₂	103
4.3.2 Αντλιοστάσια	104
4.3.2.1 Αντλιοστάσιο Πατελάρι 20kW	104
4.3.2.1.1 Σύζευξη του συστήματος	105
4.3.2.1.2 Υπολογισμός Ετήσιας Παραγόμενης Ενέργειας.....	106
4.3.2.1.3 Οικονομική Αξιολόγηση με Ισοδύναμη Ταρίφα	110
4.3.2.1.4 Μείωση Εκπομπών CO ₂	113
4.3.2.2 Αντλιοστάσιο Αρμένοι 20kW	113
4.3.2.2.1 Σύζευξη του συστήματος	114
4.3.2.2.2 Υπολογισμός Ετήσιας Παραγόμενης Ενέργειας.....	115
4.3.2.2.4 Μείωση Εκπομπών CO ₂	121
4.3.3 Εγκαταστάσεις Επεξεργασίας Νερού Αποσελέμης 300kW	121
4.3.3.1 Σύζευξη του συστήματος.....	122
4.3.3.2 Υπολογισμός Ετήσιας Παραγόμενης Ενέργειας.....	123
4.3.3.3 Οικονομική Αξιολόγηση με Ισοδύναμη Ταρίφα.....	127
4.3.3.3.1 Κόστος Επένδυσης (CAPEX)	128
4.3.3.3.2 Αποτελέσματα Οικονομικής Αξιολόγησης	129
4.3.3.4 Μείωση Εκπομπών CO ₂	130
4.4 Ανάλυση Αποτελεσμάτων-Σχόλια.....	130
4.4.1 Ενεργειακή & Περιβαλλοντική Απόδοση Έργων	130
4.4.2 Οικονομική Απόδοση Έργων	132
5 Συμπεράσματα και Μελλοντική έρευνα	134
5.1 Συμπεράσματα	134
5.2 Μελλοντική έρευνα.....	135
Βιβλιογραφία	136

Λίστα Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 1 Μεταβολή τιμής ρεύματος συναρτήσει θερμοκρασιακής μεταβολής (Κατσιγιαννης, 2019)	28
Διάγραμμα 2 α) μεταβολή τάσης εξόδου για μεταβολή ηλιακής ακτινοβολίας, β) μεταβολή τάσης εξόδου για θερμοκρασιακές μεταβολές και σταθερή ηλιακή ακτινοβολία (Κατσιγιαννης, 2009).....	29
Διάγραμμα 3 Μοντέλο διαχείρισης ενέργειας σε διασυνδεδεμένα συστήματα, χωρίς μονάδες αποθήκευσης (PVsyst, V6.8.6, physical models used, self consumption).....	32
Διάγραμμα 4 Μοντέλο Erbs για συσχέτιση διάχυτης ακτινοβολίας (PVsyst V6.8.6, Help, physical models used).....	39
Διάγραμμα 5 Στοιχεία τοπικού ανάγλυφου (ορίζοντας) αποτυπωμένος σε γράφημα	40
Διάγραμμα 6 Συντελεστής ανάκλασης συναρτήσει γωνίας πρόσπτωσης ακτίνας(Fresnel and Ashrae)(PVsyst, V6.8.6,physical models used).....	45
Διάγραμμα 7 Χαρακτηριστική καμπύλη I-V φωτοβολταϊκού πλαισίου (Κατσιγιαννης, 2019).....	47
Διάγραμμα 8 Καμπύλη απόδοσης αντιστροφέα.....	48
Διάγραμμα 9 Ορίζοντας Περιοχής Εγκατάστασης Μυλωνιανά (από PVGIS)	74
Διάγραμμα 10 Ειδική Παραγωγή Συστήματος Μυλωνιανά	75
Διάγραμμα 11 βαθμός απόδοσης συστήματος, Μυλωνιανά.	75
Διάγραμμα 12 Απώλειες Συστήματος Μυλωνιανά.....	76
Διάγραμμα 13 ΚΠΑ Μυλωνιανά.....	78
Διάγραμμα 14 Ορίζοντας Περιοχής Εγκατάστασης Μ. Χωράφια(PVGIS).....	82
Διάγραμμα 15 Ειδική Παραγωγή Συστήματος Μ. Χωράφια	83
Διάγραμμα 16 βαθμός απόδοσης συστήματος, Μ. Χωράφια	83
Διάγραμμα 17 Απώλειες Συστήματος Μ. Χωράφια.....	84
Διάγραμμα 18 ΚΠΑ Μ. Χωράφια.....	86
Διάγραμμα 19 Ορίζοντας Περιοχής Εγκατάστασης Γεράνι	90
Διάγραμμα 20 Ειδική Παραγωγή Συστήματος Γεράνι	91
Διάγραμμα 21 Βαθμός Απόδοσης Συστήματος Γεράνι	91
Διάγραμμα 22 Απώλειες Συστήματος Γεράνι	92
Διάγραμμα 23 ΚΠΑ εγκατάστασης Γεράνι.....	94
Διάγραμμα 24 Ορίζοντας Περιοχής Εγκατάστασης Δράμια.....	97
Διάγραμμα 25 Απώλειες Σκιάσεις Κοντινών Αντικειμένων, Δράμια.....	98
Διάγραμμα 26 Ειδική Παραγωγή Συστήματος, Δράμια.....	99
Διάγραμμα 27 Βαθμός Απόδοσης Συστήματος, Δράμια.	100
Διάγραμμα 28 Απώλειες Συστήματος, Δράμια	100
Διάγραμμα 29 Ορίζοντας Περιοχής Εγκατάστασης, Πατελάρι	106
Διάγραμμα 30 Αποτέλεσμα Προσομοίωσης Κοντινών Σκιάσεων, Πατελάρι.	108
Διάγραμμα 31 Ειδική Παραγωγή Συστήματος, Πατελάρι.	109
Διάγραμμα 32 Βαθμός Απόδοσης Συστήματος, Πατελάρι.....	109
Διάγραμμα 33 Απώλειες Συστήματος, Πατελάρι.....	110
Διάγραμμα 34 ΚΠΑ Εγκατάστασης, Πατελάρι.....	112
Διάγραμμα 35 Ορίζοντας Περιοχής Εγκατάστασης, Αρμένιοι	115

Διάγραμμα 36 Απώλειες Κοντινών Σκιάσεων, Αρμένιοι.....	116
Διάγραμμα 37 Ειδική Παραγωγή Συστήματος, Αρμένιοι.	117
Διάγραμμα 38 Ειδική Παραγωγή Συστήματος, Αρμένιοι.	117
Διάγραμμα 39 Απώλειες Συστήματος, Αρμένιοι.....	118
Διάγραμμα 40 ΚΠΑ Εγκατάστασης, Αρμένιοι.....	120
Διάγραμμα 41 Ορίζοντας Περιοχής Εγκατάστασης, Αποσελέμης.	123
Διάγραμμα 42 Σκίαση στην Εγκατάσταση από Περιβάλλοντα Χώρο, Αποσελέμη	125
Διάγραμμα 43 Ειδική Παραγωγή Συστήματος Αποσελέμη	126
Διάγραμμα 44 Βαθμός Απόδοσης, Αποσελέμη.	126
Διάγραμμα 45 Απώλειες Συστήματος, Αποσελέμη	127
Διάγραμμα 46 ΚΠΑ Εγκατάστασης, Αποσελέμη.	129

Λίστα Εικόνων

Εικόνα 1 Ενεργειακό μοντέλο φωτοβολταϊκού συστήματος	23
Εικόνα 2 Οπτική Αναπαράσταση Λειτουργίας Φωτοβολταϊκών Σειρών σε σχέση με περιοχή λειτουργίας αντιστροφή (PVsyst V.6.8.6)	31
Εικόνα 3 Απόκλιση άξονα Γης ως προς το επίπεδο εκλειπτικής τροχιάς (Σταυρακάκης, χ.χ.).....	35
Εικόνα 4 Ηλιακό ύψος(β)(0-90 μοίρες), η γωνία ζενίθ (θ_z) και αζιμούθιο του ηλίου (ϕ_s) (Σταυρακάκης, χ.χ.)	37
Εικόνα 5 Μετεωρολογικοί σταθμοί Meteormm ανά τον κόσμο	37
Εικόνα 6 Στιγμιότυπο από τρισδιάστατη προσομοίωση της EEN Αποσελέμη (PVsyst)	44
Εικόνα 7 Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂ για τιμολόγια MT (ΔΕΗ ΑΕ, 2020)	58
Εικόνα 8 Τεχνικά χαρακτηριστικά αντιστροφέα Kostal piko 10.0	65
Εικόνα 9 Τεχνικά χαρακτηριστικά φωτοβολταϊκών πλαισίων Recom poly 250 w	66
Εικόνα 10 Τομή τμήματος στεγάστρου.	69
Εικόνα 11 Αεροφωτογραφία εγκαταστάσεων στα Μυλωνιανά (Google earth Pro).....	72
Εικόνα 12 Στοιχεία σύζευξης εξοπλισμού συστήματος Μυλωνιανά.....	73
Εικόνα 13 Αεροφωτογραφία Εγκαταστάσεων Μεγάλα Χωράφια (Google Earth Pro) .	80
Εικόνα 14 Σύζευξη Εξοπλισμού Συστήματος Μ. Χωράφια.....	81
Εικόνα 15 Αεροφωτογραφίας Εγκαταστάσεων Γεράνι(Google Earth Pro)	88
Εικόνα 16 Σύζευξη Εξοπλισμού Συστήματος Γεράνι.....	89
Εικόνα 17 Αεροφωτογραφία Εγκαταστάσεων Δράμια (Google Earth Pro)	96
Εικόνα 18 Σύζευξη Εξοπλισμού Συστήματος, Δράμια	96
Εικόνα 19 Οπτική Αναπαράσταση Συνδέσεων Πλαισίων κατά την ηλεκτρολογική σύνδεση των σειρών, Δράμια	97
Εικόνα 20 Τρισδιάστατο Μοντέλο Εγκατάστασης Δεξαμενής, Δράμια.....	98
Εικόνα 21 Αεροφωτογραφία Εγκατάστασης, Πατελάρι (Google Earth Pro).	104
Εικόνα 22 Σύζευξη Εξοπλισμού Συστήματος, Πατελάρι.....	105
Εικόνα 23 Διαμόρφωση Σειρών Πλαισίων, Πατελάρι.....	106
Εικόνα 24 Τρισδιάστατο Μοντέλο Εγκατάστασης, Πατελάρι.	107
Εικόνα 25 Τρισδιάστατο Μοντέλο Εγκατάστασης με Διάταξη Πανελοσειρών, Πατελάρι.....	107
Εικόνα 26 Αεροφωτογραφία Εγκαταστάσεων, Αρμένιοι (Google Earth)	113
Εικόνα 27 Σύζευξη Εξοπλισμού Συστήματος, Αρμένιοι	114
Εικόνα 28 Διάταξη Σειρών Πλαισίων, Αρμένιοι	114
Εικόνα 29 Τρισδιάστατο Μοντέλο Εγκατάστασης, Αρμένιοι	115
Εικόνα 30 Αεροφωτογραφία Εγκαταστάσεων, Αποσελέμης.	122
Εικόνα 31 Σύζευξη Εξοπλισμού Συστήματος, Αποσελέμης.....	122
Εικόνα 32 Οπτική Αναπαράσταση Διάταξης Πανελοσειρών, Αποσελέμης.....	123
Εικόνα 33 Τρισδιάστατο Μοντέλο Εγκατάστασης, Αποσελέμης.	124
Εικόνα 34 Τρισδιάστατο Μοντέλο Εγκατάστασης με Διάταξη Συστοιχιών.....	124

Λίστα Πινάκων

Πίνακας 1 Υποδομές Εγκαταστάσεων Φωτοβολταϊκών και Αδειοδοτημένη Ισχύς.....	15
Πίνακας 2 Δεδομένα λειτουργίας εγκατάστασης (αρχείο Ο.Α.Κ. Α.Ε.).....	33
Πίνακας 3 Μετεωρολογικά δεδομένα που προσφέρονται από Meteonorm (βάση δεδομένων Meteonorm, περιοχή ΕΕΝ Αποσελέμη).....	38
Πίνακας 4 Συντελεστές σκίασης για ύψος και αζιμούθιο ηλίου(από προσομοίωση PVsyst)	43
Πίνακας 5 Τιμολόγια που διέπουν τις ενδιαφερόμενες παροχές.....	49
Πίνακας 6 Τιμές χρεώσεων προμήθειας Γ22 (ΔΕΗ ΑΕ, 2020)	57
Πίνακας 7 Τιμές ρυθμιζόμενων χρεώσεων Γ22 (ΔΕΗ ΑΕ, 2020)	58
Πίνακας 8 Τιμές χρεώσεων προμήθειας ΒΥ (ΔΕΗ ΑΕ, 2020)	58
Πίνακας 9 Τιμές ρυθμιζόμενων χρεώσεων τιμολόγιο ΒΥ (ΔΕΗ ΑΕ, 2020)	58
Πίνακας 10 Τιμές χρέωσης προμήθειας ΒΑΓ (ΔΕΗ, 2020).....	59
Πίνακας 11 Τιμές ρυθμιζόμενων χρεώσεων ΒΑΓ (ΔΕΗ ΑΕ, 2020).....	59
Πίνακας 12 Κόστος εξοπλισμού σε €/Wp	63
Πίνακας 13:Συντελεστές CO ₂ για την Κρήτη 2019 από το Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης ΣΗΕ Της Κρήτης, ΔΕΔΔΗΕ.....	64
Πίνακας 14 Στοιχεία Δεξαμενών Μυλωνιανά	72
Πίνακας 15 Αποτελέσματα Ειδικής Παραγωγής Συστήματος Μυλωνιανά	74
Πίνακας 16 Υπολογισμός Ισοδύναμης Ταρίφας Θεωρητικής Πώλησης για Τιμολόγιο ΒΥ-Εμπορικό με 60% ταυτοχρονισμό	77
Πίνακας 17 Προϋπολογισμός Φωτοβολταϊκής Εγκατάστασης Μυλωνιανά	78
Πίνακας 18 Υπολογισμός ΚΠΑ Μυλωνιανά	79
Πίνακας 19 Στοιχεία Δεξαμενής Μ. Χωράφια	80
Πίνακας 20 Αποτελέσματα Ειδικής Παραγωγής (Μ. Χωράφια).....	82
Πίνακας 21 Υπολογισμός Ισοδύναμης Ταρίφας Θεωρητικής Πώλησης για Τιμολόγιο ΒΑΓ-Αγροτικό με 60% ταυτοχρονισμό	85
Πίνακας 22 Προϋπολογισμός Εγκατάστασης Μ. Χωράφια	86
Πίνακας 23 Υπολογισμός ΚΠΑ Εγκατάστασης Μ. Χωράφια	87
Πίνακας 24 Στοιχεία Δεξαμενής Γεράνι.....	88
Πίνακας 25 Αποτελέσματα Ειδικής Παραγωγής Γεράνι	90
Πίνακας 26 Υπολογισμός Ισοδύναμης Ταρίφας Θεωρητικής Πώλησης Ενέργειας για Τιμολόγιο ΒΑΓ-Αγροτικό με ταυτοχρονισμό 25%	93
Πίνακας 27 Υπολογισμός ΚΠΑ Εγκατάστασης Γερανίου	94
Πίνακας 28 Στοιχεία Δεξαμενής Δράμια	95
Πίνακας 29 Αποτελέσματα Ειδικής Παραγωγής, Δράμια.....	99
Πίνακας 30 Υπολογισμός Ισοδύναμης Ταρίφας Θεωρητικής Πώλησης για Τιμολόγιο ΧΤ-Γ22 με Ταυτοχρονισμό 80%.....	101
Πίνακας 31 Προϋπολογισμός Εγκατάστασης Δράμια	102
Πίνακας 32 ΚΠΑ Εγκατάστασης , Δράμια	103
Πίνακας 33 Αποτελέσματα Ειδικής Παραγωγής, Πατελάρι.	108
Πίνακας 34 Υπολογισμός Ισοδύναμης Ταρίφας Θεωρητικής Πώλησης για Τιμολόγιο ΜΤ-ΒΑΓ Αγροτικό με Ταυτοχρονισμό 35%	111

Πίνακας 35 Προϋπολογισμός Έγκατάστασης, Πατελάρι.....	111
Πίνακας 36 ΚΠΑ εγκατάστασης, Πατελάρι.....	112
Πίνακας 37 Αποτελέσματα Ειδικής Παραγωγής, Αρμένιοι.....	116
Πίνακας 38 Υπολογισμός Ισοδύναμης Ταρίφας Θεωρητικής Πώλησης για Τιμολόγιο ΒΥ-Εμπορικό με Ταυτοχρονισμό 40%.....	119
Πίνακας 39 Προϋπολογισμός Έγκατάστασης, Αρμένιοι.....	119
Πίνακας 40 Υπολογισμός ΚΠΑ Έγκατάστασης, Αρμένιοι.....	120
Πίνακας 41 Αποτελέσματα Ειδικής Παραγωγής, Αποσελέμη.....	125
Πίνακας 42 Υπολογισμός Ισοδύναμης Ταρίφας Θεωρητικής Πώλησης για Τιμολόγιο ΜΤ-ΒΥ-Εμπορικό με Ταυτοχρονισμό 95%.....	128
Πίνακας 43 Προϋπολογισμός Έγκατάστασης, Αποσελέμη.....	128
Πίνακας 44 Υπολογισμός ΚΠΑ Έγκατάστασης, Αποσελέμης.....	129
Πίνακας 45 Συγκεντρωτικά Ενεργειακά & Περιβαλλοντικά Αποτελέσματα Έργων.....	130
Πίνακας 46 Συγκεντρωτικά Οικονομικά Αποτελέσματα Έργων.....	132

Λίστα Σχημάτων

Σχέδιο 1 Τοπολογία σύνδεσης μετρητικής διάταξης αυτοπαραγωγών (ΔΕΔΔΗΕ,χ.χ.).	22
Σχέδιο 2 Μοντέλο φωτοβολταϊκού κελιού "one diode" (PVsyst V6.8.6, physical models used, PV module).....	24
Σχέδιο 3 Σύνδεση φωτοβολταϊκών πλαισίων σε σειρά (Κατσίγιαννης, 2009)	27
Σχέδιο 4 Σύνδεση φωτοβολταϊκών παράλληλα (Κατσίγιαννης, 2019)	28
Σχέδιο 5 Διαστάσεις τμήματος στεγάστρου σε τομή	70
Σχέδιο 6 Θεωρητική μέγιστη δυνατή κάλυψη δεξαμενών με φωτοβολταϊκά συνυπολογίζοντας κανονισμούς χωροθέτησης.....	71

1. Εισαγωγή

1.1 Αντικείμενο εργασίας

Το αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι η διερεύνηση της δυνατότητας ενεργειακής αξιοποίησης του προσπίπτοντος ηλιακού δυναμικού για ηλεκτροπαραγωγή και η μελέτη βιωσιμότητας σε επτά υποδομές επεξεργασίας, αποθήκευσης και προώθησης νερού. Οι επτά μελετώμενες υποδομές έχουν λάβει άδεια φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων, σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία, υπό το πλαίσιο Ενεργειακού Συμψηφισμού (Net Metering) όπως παρατίθενται στον πίνακα 1 αναλυτικά, έργο συνολικού προϋπολογισμού 1.041.811,60 €, πλέον ΦΠΑ.

Πίνακας 1 Υποδομές Εγκαταστάσεων Φωτοβολταϊκών και Αδειοδοτημένη Ισχύς

α / α	ΤΟΠΟΣ	ΧΩΡΟΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ	ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ	ΙΣΧΥΣ (kW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΣΥΜΨΗΦΙΣΜΟΣ (NET METERING)	ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ
1	Αποσελέμη	Εγκαταστάσεις Επεξεργασίας Νερού (ΕΕΝ)	Ηρακλείου	300		
2	Μυλωνιανά	Δεξαμενές	Χανίων	260		
3	Δράμια	Δεξαμενή	Χανίων	100		
4	Μεγάλα Χωράφια	Δεξαμενή	Χανίων	130		
5	Γεράνι	Δεξαμενές	Χανίων	130		
6	Πατελάρι	Αντλιοστάσιο	Χανίων	20		
7	Αρμένοι	Αντλιοστάσιο	Χανίων	20		

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι να σχεδιάσει και να μελετήσει τα ενδιαφερόμενα έργα από ενεργειακή και τεχνική πλευρά ώστε να εξεταστούν τα ενεργειακά και οικονομικά οφέλη καθώς και το περιβαλλοντικό αποτύπωμα, όπως αναμένεται να προκύψουν, από την κατασκευή και λειτουργία τους.

1.2 Μελέτες Βιωσιμότητας Φωτοβολταϊκών Έργων

Η φωτοβολταϊκή ενέργεια αποτελεί μία από τις πιο ώριμες -τεχνολογικά- μορφές Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, με τη παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύς να αναμένεται να αυξηθεί την περίοδο 2019 έως 2024, σύμφωνα με την Διεθνή Οργάνωση Ενέργειας (International Energy Agency, 2020), στη βασική περίπτωση σχεδόν κατά 700 GW αποτελούμενη από μεγάλους φωτοβολταϊκούς σταθμούς και μικρότερα συστήματα.

Θα πρέπει αρχικά να διευκρινισθεί ότι από πλευράς αρχής λειτουργίας, στη μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική, ένα “μικρό” φωτοβολταϊκό σύστημα δεν διαφέρει από ένα “μεγάλο”. Επίσης δεν διαφέρουν ως προς το πλήθος και το είδος των επί μέρους έργων-κατασκευών από τα οποία αποτελούνται.

Οι φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις απαιτούν περιοδικό έλεγχο-συντήρηση των μονάδων τους, για/σε τυχόν βλάβες για την διασφάλιση της ορθής και ομαλής λειτουργίας του συστήματος και σε περιπτώσεις με μικρές κλίσεις συλλεκτών απαιτείται και ο καθαρισμός αυτών, εργασίες που απαιτούν συνήθως εξειδικευμένο προσωπικό και αποτελούν το λειτουργικό κόστος κάθε σταθμού (ΟΡΕΧ).

Η τεχνική και οικονομική βιωσιμότητα κάθε έργου είναι πολύ συγκεκριμένη.

Η παραγωγή ενέργειας εξαρτάται από την ημερήσια ενεργειακή απολαβή από τον ήλιο δηλαδή την ενέργεια ανά m^2 που προσπίπτει στην επιφάνεια της ανά ημέρα. Η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία μεταβάλλεται συναρτήσει πολλών παραγόντων όπως:

- η χρονική στιγμή,
- η γεωγραφική θέση,
- ο περιβάλλον χώρος (ο οποίος αποτελείται από τον τοπικό ορίζοντα και από κοντινά εμπόδια),
- ο προσανατολισμός (αζιμούθιο) της επιφάνειας μελέτης και η κλίση της

καθώς και από τις περιβαλλοντικές συνθήκες όπως η καθαρότητα και οι συγκεντρώσεις των διαφόρων αερίων, υγρών, στερεών συστατικών και αιωρημάτων της ατμόσφαιρας που επηρεάζουν την ροή της ακτινοβολίας, η θερμοκρασία περιβάλλοντος (μεταβλητή που παίζει σημαντικό ρόλο στον σωστό σχεδιασμό του συστήματος) κ.ά..

Δεδομένου ότι η διαστασιολόγηση της ισχύς του κάθε φωτοβολταϊκού συστήματος είναι προκαθορισμένη από την εκάστοτε άδεια που έχει ήδη εκδοθεί για κάθε εγκατάσταση, η παρούσα εργασία θα επικεντρωθεί στον σχεδιασμό του κάθε συστήματος με γνώμονα την μέγιστη δυνατή απόδοση αυτού μειώνοντας κατά το δυνατόν τις απώλειες και τελικά την αξιολόγηση της οικονομικής βιωσιμότητας του. Το κομμάτι του σχεδιασμού είναι αρκετά σύνθετο καθώς υπεισέρχονται διάφορες μεταβλητές όπως αναφέρθηκε και αναλύεται σε επόμενα κεφάλαια.

1.3 Λογισμικό PVsyst

Για τους ενεργειακούς υπολογισμούς χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό PVsyst V.6.8.6 . Πρόκειται για ένα πακέτο λογισμικού υπολογιστή για τη μελέτη και την ανάλυση δεδομένων ολοκληρωμένων φωτοβολταϊκών συστημάτων.

Αντικείμενό του λογισμικού είναι τα: συνδεδεμένα στο δίκτυο, αυτόνομα, αντλητικά και DC-δικτύων φωτοβολταϊκά συστήματα, και περιλαμβάνει εκτεταμένες βάσεις δεδομένων μετεωρολογικών και φωτοβολταϊκών συστημάτων, καθώς και εργαλεία για τους υπολογισμούς ηλιακής ενέργειας. Το λογισμικό είναι προσαρμοσμένο στις ανάγκες μηχανικών και ερευνητών.

Το PVsyst προσφέρει τρία επίπεδα μελέτης φωτοβολταϊκών συστημάτων, που αντιστοιχούν περίπου στα διάφορα στάδια της ανάπτυξης του πραγματικού έργου

και περιγράφονται όπως παρουσιάζονται από το εγχειρίδιο χρήσης του λογισμικού της εταιρίας:

- Προκαταρκτικός σχεδιασμός: προκαταρκτικό βήμα έργου.

Με αυτόν τον τρόπο, οι αξιολογήσεις απόδοσης του συστήματος πραγματοποιούνται πολύ γρήγορα σε μηνιαίες τιμές, χρησιμοποιώντας πολύ λίγα γενικά χαρακτηριστικά ή παραμέτρους συστήματος, χωρίς να προσδιορίζονται τα πραγματικά στοιχεία του συστήματος. Υπάρχει επίσης μια πρόχειρη εκτίμηση του κόστους .

Για αυτόνομα συστήματα αυτό το εργαλείο επιτρέπει τη διαμόρφωση της απαιτούμενης ισχύος ΦΒ και της χωρητικότητας της μπαταρίας, δεδομένου του προφίλ φορτίου και της πιθανότητας ότι ο χρήστης δεν θα είναι ικανοποιημένος.

Για συστήματα άντλησης, δεδομένης της ζήτησης νερού και βάθους άντλησης, καθορίζοντας ορισμένες γενικές τεχνικές επιλογές, αυτό το εργαλείο αξιολογεί την ισχύ της αντλίας και το μέγεθος της φωτοβολταϊκής διάταξης.

- Σχεδιασμός έργου: στοχεύει στην εκτέλεση λεπτομερούς σχεδιασμού συστήματος χρησιμοποιώντας λεπτομερείς ωριαίες προσομοιώσεις.

Στο πλαίσιο κάθε έργου, ο χρήστης μπορεί να συγκρίνει διαφορετικές εκτελέσεις προσομοίωσης συστήματος. Πρέπει να καθορίσει τον προσανατολισμό του επιπέδου (με δυνατότητα παρακολούθησης του ηλίου ή τοποθέτησης σταθερών συλλεκτών) και να επιλέξει τα συγκεκριμένα στοιχεία του συστήματος (φωτοβολταϊκές μονάδες και αντιστροφείς). Υπάρχει δυνατότητα στο σχεδιασμό της φωτοβολταϊκής συστοιχίας (αριθμός φωτοβολταϊκών μονάδων σε σειρά και παράλληλα), δεδομένου ενός επιλεγμένου μοντέλου μετατροπέα, μπαταρίας ή αντλίας.

Σε ένα δεύτερο βήμα, ο χρήστης μπορεί να καθορίσει πιο λεπτομερείς παραμέτρους και να αναλύσει τις λεπτές επιδράσεις όπως θερμική συμπεριφορά, καλωδίωση, ποιότητα μονάδας, απώλεια γωνίας ανάκλασης και εμφάνιση, τοπικό ορίζοντα (μακρινές σκιάσεις) ή μερικές σκιές κοντινών αντικειμένων στη συστοιχία.

Τα αποτελέσματα περιλαμβάνουν αρκετές δεκάδες μεταβλητές προσομοίωσης, οι οποίες μπορεί να εμφανίζονται σε μηνιαίες, ημερήσιες ή ωριαίες τιμές, ακόμη και να μεταφέρονται σε άλλο λογισμικό. Όλες οι απώλειες αποτυπώνονται σε ένα "Διάγραμμα απώλειας" το οποίο είναι ιδιαίτερα χρήσιμο για τον εντοπισμό των αδυναμιών του σχεδιασμού του συστήματος.

Μπορεί να εκτυπωθεί μια αναφορά μηχανικού για κάθε εκτέλεση προσομοίωσης, συμπεριλαμβανομένων όλων των παραμέτρων που χρησιμοποιούνται για την προσομοίωση, και τα κύρια αποτελέσματα. Ακόμα μια λεπτομερής οικονομική αξιολόγηση μπορεί να πραγματοποιηθεί χρησιμοποιώντας πραγματικές τιμές συνιστωσών, τυχόν πρόσθετο κόστος και επενδυτικές συνθήκες.

- Βάσεις δεδομένων: διαχείριση των βάσεων δεδομένων - για μετεωρολογικά δεδομένα και φωτοβολταϊκά στοιχεία.

Δημιουργία και διαχείριση γεωγραφικών τοποθεσιών, παραγωγή ωριαίων μετεωρολογικών δεδομένων, εισαγωγή μετεωρολογικών δεδομένων από διάφορες προκαθορισμένες πηγές ανάμεσά τους το Meteonorm και το PVGIS (τα οποία και χρησιμοποιηθήκαν) ή από προσαρμοσμένα αρχεία ASCII.

Διαχείριση βάσεων δεδομένων κατασκευαστών και φωτοβολταϊκών στοιχείων, συμπεριλαμβανομένων φωτοβολταϊκών μονάδων, μετατροπών, ρυθμιστών, γεννητριών, αντλιών κ.λπ.

- Ακόμα υπάρχουν εργαλεία:

Η ανάλυση μετρημένων δεδομένων για ένα φωτοβολταϊκό σύστημα οδηγεί στο να λειτουργεί και παρακολουθείται προσεκτικά. Αυτό το μέρος του λογισμικού (βρίσκεται στο τμήμα "Εργαλεία") και επιτρέπει την εισαγωγή μετρημένων δεδομένων (σε σχεδόν οποιαδήποτε μορφή ASCII), για τη προβολή πινάκων και γραφημάτων των πραγματικών επιδόσεων και δίνεται η δυνατότητα να πραγματοποιηθούν στενές συγκρίσεις με τις προσομοιωμένες μεταβλητές. Αυτό δίνει ένα μέσο ανάλυσης των πραγματικών παραμέτρων λειτουργίας του συστήματος και εντοπίζει ακόμη και πολύ μικρές παρατυπίες.

Περιλαμβάνονται επίσης ορισμένα ειδικά εργαλεία, χρήσιμα για το σχεδιασμό συστημάτων ηλιακής ενέργειας όπως: πίνακες και γραφήματα μετεωρολογικών δεδομένων ή παραμέτρων ηλιακής γεωμετρίας, ακτινοβολία κάτω από ορισμένο μοντέλο ημέρας, συμπεριφορά φωτοβολταϊκής συστοιχίας υπό μερικές σκιές ή κάποια αναντιστοιχία μονάδας, εργαλεία βελτιστοποίησης για τον προσανατολισμό, την παρεχόμενη τάση εξόδου, κ.ά..

2. Θεσμικό Πλαίσιο

Η Υπουργική Απόφαση (ΥΑ) ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.175067 που ορίζεται με το ΦΕΚ Β' 1547/5.5.2017, αφορά τους (όπως ορίζει το εδάφιο γ της δεύτερης(2) παραγράφου του άρθρου 1):«... φωτοβολταϊκούς σταθμούς με σταθερά συστήματα έδρασης που εγκαθίστανται επί εδάφους, επί κτιρίων ή επί άλλων κατασκευών (περιλαμβανομένων και αυτών του πρωτογενούς τομέα) καθώς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς με συστήματα ηλιακής ιχνηλάτησης που εγκαθίστανται επί εδάφους, οι οποίοι εμπίπτουν εντός των ορίων ισχύος του άρθρου 2» για την κάλυψη ιδίων αναγκών από καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας με εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού. Η εφαρμογή αυτή όπως ορίζεται από την δεύτερη(2) παράγραφο στα εδάφια α και β του άρθρου ένα (1) διαχωρίζεται ως εξής: ο ενεργειακός συμψηφισμός (net metering) και ο εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός (virtual net metering).

2.1 Ενεργειακός Συμψηφισμός (Net Metering)

Όπως ορίζεται στο ίδιο ΦΕΚ: «(2.α.) Ως ενεργειακός συμψηφισμός νοείται ο συμψηφισμός της παραχθείσας από το φωτοβολταϊκό σταθμό ενέργειας με την καταναλωθείσα ενέργεια στις εγκαταστάσεις του αυτοπαραγωγού. Αφορά σε φωτοβολταϊκό σταθμό ο οποίος εγκαθίσταται στον ίδιο ή όμορο χώρο με την εγκατάσταση κατανάλωσης, που συνδέεται στο Δίκτυο μέσω της αυτής παροχής.»

2.2 Ο.Α.Κ. Α.Ε.

Ο Ο.Α.Κ. Α.Ε. είναι φορέας που ασχολείται στην Κρήτη με την διαχείριση των μεγαλύτερων υποδομών ύδατος όπως φράγματα, εγκαταστάσεις επεξεργασίας νερού, δεξαμενές κατασκευάζοντας μεγάλα έργα υποδομών.

Σύμφωνα με την ΚΥΑ με αριθμό ΦΕΚ Β' 1473/2013 όπου ορίζει τη συγχώνευση του πρώην Οργανισμού Ανάπτυξης Ανατολικής Κρήτης (Ο.ΑΝ.Α.Κ.) και του πρώην Οργανισμού Ανάπτυξης Δυτικής Κρήτης (Ο.Α.ΔΥ.Κ), ιδρύθηκε ο Οργανισμός Ανάπτυξης Κρήτης Α.Ε.(Ο.Α.Κ. Α.Ε.). Το Δημόσιο κατέχει την πλειοψηφία των μετοχών (51%), με την Περιφέρεια Κρήτης (22%), την Περιφερειακή Ένωση Δήμων Κρήτης (22%) και τις Ενώσεις Αγροτικών/Γεωργικών Συνεταιρισμών (5%) να κατέχουν το λοιπό 49%. Ο Ο.Α.Κ. Α.Ε. λειτουργεί προς όφελος του δημόσιου συμφέροντος, είναι επιχείρηση κοινής ωφέλειας αφού παρέχει αγαθά και υπηρεσίες που εξυπηρετούν άμεσα δημόσιους σκοπούς σε όλη την Κρήτη, ενώ εποπτεύεται από το Υπουργείο Υποδομών και Μεταφορών. Τα παραπάνω κατηγοριοποιούν την εταιρία ως Νομικό Πρόσωπο Ιδιωτικού Δικαίου (Ν.Π.Ι.Δ.).

Ακόμα σύμφωνα με το ΦΕΚ Β/940/20.3.2020 ο Ο.Α.Κ.Α.Ε. κατατάσσεται στην ομάδα Γ προτεραιότητας χορήγηση οριστικών Προσφορών Σύνδεσης για σταθμούς ΑΠΕ από τον Διαχειριστή του Δικτύου κατά παρέκκλιση κάθε άλλης γενικής ή ειδικής διάταξης.

2.2.1 Όρια Ισχύος Εγκαταστάσεων Φωτοβολταϊκών με Ενεργειακό Συμψηφισμό για Ο.Α.Κ.Α.Ε.

Για την εγκατάσταση ενός φωτοβολταϊκού σταθμού υπάρχουν κριτήρια που ορίζονται στο ΦΕΚ Β' 1547/5.5.2017 ανάμεσα στα οποία στο άρθρο 2 θεσμοθετείται και το επιτρεπτό όριο εγκατεστημένης ισχύος ενός φωτοβολταϊκού σταθμού μέσω κατηγοριοποίησης του προσώπου που πραγματοποιεί την υλοποίηση του σταθμού (φύση του προσώπου π.χ. φυσικό, Ν.Π.Ι.Δ., Ν.Π.Δ.Δ., κ.ά.), την περιοχή εγκατάστασης αυτού, το δίκτυο στο οποίο σχεδιάζεται να συνδεθεί ο σταθμός (διασυνδεδεμένο δίκτυο-μη διασυνδεδεμένο νησιωτικό δίκτυο). Δεδομένου ότι ο Ο.Α.Κ. Α.Ε. είναι Ν.Π.Ι.Δ. με περιοχή αρμοδιότητας την Κρήτη, της οποίας το δίκτυο αποτελεί μη διασυνδεδεμένο με την υπόλοιπη Ελλάδα η περίπτωση των έργων παραγωγής ενέργειας μέσω φωτοβολταϊκών σταθμών εμπίπτει στην δεύτερη(2) παράγραφο του άρθρου 2 του ΦΕΚ Β' 1547/5.5.2017 για Δίκτυο των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών και ισχύουν τα εξής όπως φαίνεται στα αποσπάσματα α για τον ενεργειακό συμψηφισμό και γ σε κάθε περίπτωση που παρατίθενται αντίστοιχα :

«α. Στην περίπτωση του ενεργειακού συμψηφισμού στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, η ισχύς των συστημάτων που εγκαθίστανται στο πλαίσιο της παρούσας μπορεί να ανέρχεται μέχρι 10 kWp, και ειδικά για την Κρήτη μέχρι 20 kWp, ή μέχρι το 50% της συμφωνημένης ισχύος κατανάλωσης (Ισχύς φωτοβολταϊκού σταθμού (kWp) \leq 0,5x Συμφωνημένη Ισχύ Κατανάλωσης (kVA)), εφόσον η τιμή αυτή είναι μεγαλύτερη του ως άνω ορίου των 10 kWp ή των 20 kWp αντίστοιχα. Ειδικά για νομικά πρόσωπα, δημοσίου ή ιδιωτικού δικαίου, που επιδιώκουν κοινωφελείς ή άλλους δημόσιου ενδιαφέροντος σκοπούς, γενικής ή τοπικής εμβέλειας, η ανώτατη ισχύς κάθε φωτοβολταϊκού σταθμού μπορεί να ανέρχεται έως και το 100% της συμφωνημένης ισχύος κατανάλωσης».

«γ. Σε κάθε περίπτωση, η ισχύς των φωτοβολταϊκών σταθμών της παρούσας που θα εγκατασταθεί σε κάθε ηλεκτρικό σύστημα των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, θα προσμετράτε στο εκάστοτε ισχύον περιθώριο ισχύος του Συστήματος ΜΔΝ για φωτοβολταϊκούς σταθμούς του συστήματος αυτού, σύμφωνα με τις σχετικές αποφάσεις της ΡΑΕ. Η ισχύς ενός φωτοβολταϊκού σταθμού που θα εγκατασταθεί στο πλαίσιο της παρούσας στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά εκτός της Κρήτης δεν μπορεί να υπερβαίνει το ανώτατο όριο των 20 kWp, και ειδικά για την Κρήτη δεν μπορεί να υπερβαίνει το ανώτατο όριο των 50 kWp. Εξαιρέση αποτελούν οι περιπτώσεις εγκατάστασης φωτοβολταϊκών σταθμών από νομικά πρόσωπα δημοσίου ή ιδιωτικού δικαίου, που επιδιώκουν κοινωφελείς ή άλλους δημόσιου ενδιαφέροντος σκοπούς, γενικής ή τοπικής εμβέλειας, στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά εκτός της Κρήτης, όπου η ισχύς δεν μπορεί να υπερβαίνει το ανώτατο όριο των 100 kWp, και ειδικά για την Κρήτη, δεν μπορεί να υπερβαίνει το ανώτατο όριο των 300 kWp»

Από τα παραπάνω εδάφια εξάγεται το συμπέρασμα ότι ο Οργανισμός με βάση τις εξαιρέσεις του νόμου λόγω της φύσης του και της περιοχής δικαιοδοσίας του, έχει το δικαίωμα να εγκαταστήσει έως το 100% της συμφωνημένης ισχύος κατανάλωσης της εγκατάστασης και ανώτατο όριο ισχύος τα 300 kWp.

2.3 Διενέργεια Ενεργειακού Συμψηφισμού

Στο τέταρτο (4) άρθρο της Υ.Α., στην παράγραφο 1.α. αυτού, γίνεται ανάλυση της διενέργειας του ενεργειακού συμψηφισμού όπως παρουσιάζεται παρακάτω :

«Στην περίπτωση του ενεργειακού συμψηφισμού, ο συμψηφισμός διενεργείται στους εκκαθαριστικούς λογαριασμούς κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας που εκδίδει ο προμηθευτής με τον οποίο έχει συμβληθεί ο αυτοπαραγωγός για την προμήθεια ηλεκτρικού ρεύματος στην εγκατάσταση κατανάλωσής του, βάσει πραγματικών δεδομένων καταμέτρησης που παρέχονται από τον Διαχειριστή του Δικτύου (ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.). Στον πρώτο εκκαθαριστικό λογαριασμό κατανάλωσης μετά την ενεργοποίηση του φωτοβολταϊκού σταθμού, η εγχυθείσα στο Δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια αφαιρείται από την απορροφηθείσα από το Δίκτυο ενέργεια και το αποτέλεσμα, εφόσον είναι θετικό, αποδίδει την καθαρή ενέργεια που θα πρέπει να καταλογιστεί από τον προμηθευτή ως χρεωστέα ενέργεια στο ανταγωνιστικό σκέλος του λογαριασμού. Εάν το αποτέλεσμα είναι αρνητικό, δεν προκύπτει χρεωστέα ενέργεια και το αποτέλεσμα αυτό (πλεονάζουσα ποσότητα εγχυθείσας ενέργειας) μεταφέρεται πιστώνεται) στον επόμενο εκκαθαριστικό λογαριασμό, ως εγχυθείσα ενέργεια. Σε κάθε περίπτωση ο αυτοπαραγωγός είναι υπόχρεος για την εξόφληση του συνολικού καταλογιζόμενου ποσού κάθε εκδιδόμενου εκκαθαριστικού λογαριασμού, ανεξαρτήτως ενδεχόμενου αναμενόμενου πλεονάσματος εγχυθείσας ενέργειας σε επόμενες χρονικές περιόδους, ισχυουσών των διατάξεων του Κώδικα προμήθειας περί εξόφλησης του λογαριασμού κατανάλωσης και ληξιπρόθεσμων οφειλών σε προμηθευτές. Σε περίπτωση που στο τιμολόγιο κατανάλωσης του αντισυμβαλλόμενου αυτοπαραγωγού προβλέπεται κλιμακούμενη χρέωση, στο ανταγωνιστικό σκέλος του, ο συμψηφισμός πραγματοποιείται με τρόπο που να προκύπτουν οι χαμηλότερες χρεώσεις για τον αυτοπαραγωγό, στο επίπεδο του εκάστοτε εκκαθαριστικού λογαριασμού. Σε περίπτωση πολυζωνικού τιμολογίου, ο συμψηφισμός πραγματοποιείται κατά φθίνουσα αξία του ανταγωνιστικού σκέλους κάθε χρονικής ζώνης στο επίπεδο του εκάστοτε εκκαθαριστικού λογαριασμού.»

Κατά την ετήσια εκκαθάριση τυχόν πλεόνασμα ενέργειας συμψηφίζεται με την χρεωστέα ενέργεια προηγούμενων περιόδων, για την οποία γίνεται αντιλογισμός. Τυχόν παραμένον μετά τον ετήσιο αντιλογισμό πλεόνασμα δεν πιστώνεται στον επόμενο λογαριασμό.

Ακόμα αντλούνται πληροφορίες σχετικά με τον τρόπο υπολογισμού των ρυθμιζόμενων χρεώσεων από τον ιστότοπο της (ΔΕΗ Α.Ε., 2020) και ισχύει ότι:

- Η χρέωση για το Δίκτυο Μεταφοράς και το Δίκτυο Διανομής υπολογίζεται βάσει της απορροφώμενης ενέργειας (A), επί την χρέωση.
- Το ΕΤΜΕΑΡ λογίζεται βάσει της απορροφώμενης ενέργειας (A), επί την αντίστοιχη χρέωση.
- Η χρέωση για ΥΚΩ (υπηρεσίες κοινής ωφέλειας) υπολογίζεται βάσει της καταναλισκόμενης ενέργειας ($K=A+Π-E$), επί την αντίστοιχη χρέωση.

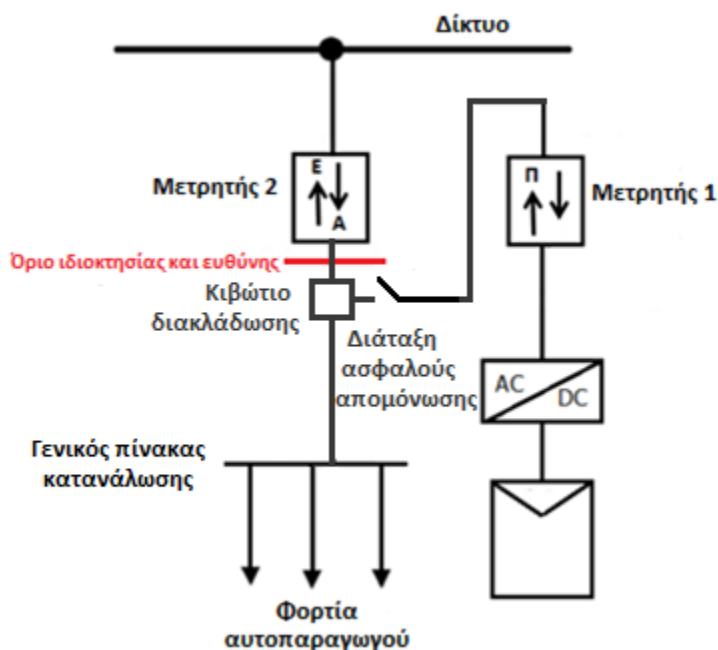
2.3.1 Απαιτήσεις Μετρήσεων και Εγκατάστασης-Μετρήσεις Ενέργειας

Για τον συμψηφισμό λαμβάνονται υπόψη τα πραγματικά δεδομένα καταμέτρησης του δικτύου τα οποία αποτελούνται όπως ορίζει στον ιστότοπό της η ΔΕΗ Α.Ε.(2020) από:

- την Απορροφώμενη Ενέργεια (A): η ενέργεια που απορροφήθηκε από το Δίκτυο και καταναλώθηκε, η οποία εμφανίζεται με τους κωδικούς 11 ή 12, 21, 31 ανάλογα με το είδος του μετρητή
- την Παραγόμενη Ενέργεια (Π): η συνολική ενέργεια που παράχθηκε από το Φ/Β σύστημα, ανεξαρτήτως εάν αυτή εγχύθηκε στο Δίκτυο ή απευθείας κάλυψε ίδιες ανάγκες (κωδικός Π)
- την Εγχεόμενη ενέργεια (E): η ενέργεια που παράχθηκε από το Φ/Β και εγχύθηκε στο Δίκτυο (κωδικός E)

2.3.1.1 Αμφίδρομοι Μετρητές Κατανάλωσης

Για την λήψη των παραπάνω δεδομένων απαιτείται η ύπαρξη δύο μετρητών ηλεκτρικής ενέργειας στην εγκατάσταση εκ των οποίων αυτός που καταγράφει την εγχεόμενη και την απορροφώμενη ενέργεια είναι ο ίδιος και πρέπει να έχει την δυνατότητα διπλής κατεύθυνσης – καταγραφής (αμφίδρομος μετρητής). Σε περίπτωση όπου ο υφιστάμενος μετρητής της παροχής Η/Ε δεν πληροί την προϋπόθεση αυτή αντικαθίσταται με νέο αμφίδρομο μετρητή. Ο δεύτερος μετρητής εγκαθίσταται στο όριο ιδιοκτησίας του αυτοπαραγωγού για τη μέτρηση της παραγόμενης από το ΦΒ σύστημα ενέργειας. Η διάταξη που περιγράφεται παρουσιάζεται στο μονογραμμικό σχέδιο (σχέδιο 1) όπως έχει καθορίσει η ΔΕΔΔΗΕ σε τεχνικό εγχειρίδιο ο (ΔΕΔΔΗΕ,χ.χ.).



Σχέδιο 1 Τοπολογία σύνδεσης μετρητικής διάταξης αυτοπαραγωγών (ΔΕΔΔΗΕ,χ.χ.)

3. Θεωρητικό & Μαθηματικό Υπόβαθρο - Χρησιμοποιούμενα Μοντέλα

3.1 Το ενεργειακό μοντέλο του φωτοβολταϊκού συστήματος



Εικόνα 1 Ενεργειακό μοντέλο φωτοβολταϊκού συστήματος

Στην παρούσα εργασία όλα τα συστήματα σχεδιάζονται ως διασυνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο με παρουσία εσωτερικού φορτίου υπό πλαίσιο “αξιοποίησης ηλεκτροπαραγωγής” ενεργειακού συμψηφισμού (Net metering). Όπως έχει ήδη αναφερθεί τα μέρη από τα οποία αποτελούνται δεν διαφέρουν παρά μόνον ποσοτικά λόγω διαφοράς ονομαστικής εγκατεστημένης ισχύος κάθε συστήματος. Κάθε σταθμός λοιπόν επιγραμματικά μπορεί να ειπωθεί ότι -από ηλεκτρολογική πλευρά- αποτελείται από σειρές φωτοβολταϊκών πλαισίων και τους αντιστροφείς στους οποίους συνδέονται οι στοιχειοσειρές, τις καλωδιώσεις DC με τις οποίες γίνονται οι συνδέσεις μεταξύ τους και τις καλωδιώσεις AC οι οποίες παραλαμβάνουν την μετατρεπόμενη ενέργεια και την οδηγούν στο κεντρικό δίκτυο με περιπτώσεις όπου παρεμβάλετε και μετασχηματιστής.

3.2 Αρχή Λειτουργίας Φωτοβολταϊκών Συστημάτων

3.2.1 Το Φωτοβολταϊκό Φαινόμενο

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το φωτοβολταϊκό στοιχείο βασίζεται στην απορρόφηση ηλεκτρομαγνητικής ακτινοβολίας από την ύλη. Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια αποτελούνται από ημιαγωγούς τύπου p-n (δίοδοι) τοποθετημένοι σε διατάξεις κυρίως σε σειρά και παράλληλα, υλικά με συγκεκριμένη φωτοαγωγιμότητα,

οι οποίοι διεγείρονται κατά την έκθεσή τους στην ηλιακή ακτινοβολία καθώς δημιουργείται ηλεκτρικό πεδίο ή αλλιώς το φωτοβολταϊκό φαινόμενο.

Πιο συγκεκριμένα ο Φραγκιαδάκης (2009,σ.168) αναφέρει:

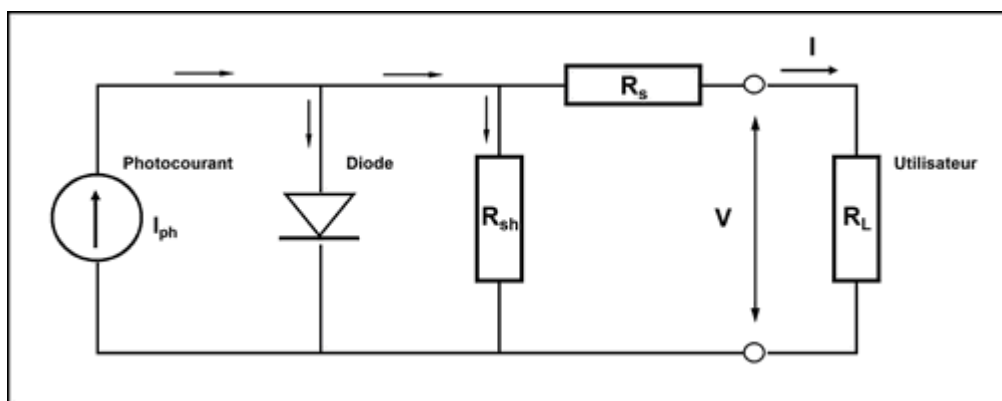
«ένα φωτοβολταϊκό στοιχείο είναι μία επαφή υλικών (συνηθέστερα ημιαγωγών), στην οποία, η απορροφούμενη ηλεκτρομαγνητική ακτινοβολία, μετατρέπεται απευθείας σε ηλεκτρική ενέργεια» και διατυπώνει περιληπτικά το φαινόμενο ως εξής:

«Το φως, παράγει "ελεύθερα" ηλεκτρόνια και οπές, σ' όλη την έκταση των δύο σε επαφή ημιαγωγών. Όσα απ' αυτά δημιουργούνται μέσα και κοντά στην επαφή των υλικών, προωθούνται από το εσωτερικό ηλεκτρικό πεδίο της επαφής, στα δύο άκρα της διάταξης, αντίστοιχα. Ο ρυθμός που παράγονται, οι ελεύθεροι φορείς είναι τέτοιος ώστε, το ηλεκτρικό ρεύμα καθώς και η ηλεκτρική τάση στα άκρα του ΦΒ στοιχείου να διατηρούνται σε πρακτικά αξιοποιήσιμα επίπεδα, όσον αφορά την αποδιδόμενη σ' έναν καταναλωτή ηλεκτρική ισχύ. Συνεπώς, το ΦΒ στοιχείο εμφανίζει χαρακτηριστικά πηγής ενέργειας, κατάλληλης για τροφοδοσία τυπικών ηλεκτρικών εφαρμογών. Συμπερασματικά, η συνεργασία των δύο αναφερθέντων παραγόντων, του ενδογενούς ηλεκτρικού πεδίου των δύο σε επαφή φωτοαγωγίμων υλικών και του φωτός, παράγει το φωτοβολταϊκό φαινόμενο.»

3.2.2 Αρχή λειτουργίας φωτοβολταϊκής μονάδας

Στην παρούσα εργασία, δεδομένου ότι χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό PVsyst, παρουσιάζεται η θεωρία και τα μοντέλα που χρησιμοποιούνται από αυτό.

Για την περιγραφή της λειτουργία μιας φωτοβολταϊκής μονάδας (ένα μεμονωμένο κελί), χρησιμοποιείται το απλό μοντέλο "one diode" του Shockley, όπως περιγράφεται από τους (Duffie and Beckman,1991). Αυτό το μοντέλο βασίζεται στο ακόλουθο ισοδύναμο κύκλωμα που παρουσιάζεται στο σχέδιο 2 (PVsyst V6.8.6) για την ανάλυση του φωτοβολταϊκού κυττάρου.



Σχέδιο 2 Μοντέλο φωτοβολταϊκού κελιού "one diode" (PVsyst V6.8.6, physical models used, PV module)

Το μοντέλο αναπτύχθηκε για ένα μόνο κελί. Η γενίκευσή του σε ολόκληρη τη μονάδα σημαίνει ότι γίνεται παραδοχή ότι όλα τα κελιά θεωρούνται αυστηρά πανομοιότυπα

ως προς τις ιδιότητές τους. Η κύρια έκφραση που περιγράφει το γενικό μοντέλο «one-diode» περιγράφεται με την εξίσωση (PVsyst V6.8.6, physical models, PV module):

$$I = I_{ph} - I_o \left[\exp \left(q * \frac{V + I * R_s}{N_{cs} * Gamma * k * T_c} \right) - 1 \right] - \frac{V + I * R_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

Όπου:

- I (A) : Το ρεύμα εξόδου του πλαισίου
- V (Volts): Η τάση εξόδου του πλαισίου
- I_{ph} : Φωτόρευμα σε (A) είναι ανάλογο της ολικής ακτινοβολίας, με διόρθωση που εξαρτάται από την θερμοκρασία T_c
- I_o : Το ρεύμα διόδου το οποίο είναι παράγωγο που προκύπτει από :

$$I_o * [\exp() - 1] \quad (2)$$

- I_o : Ανάστροφο ρεύμα της διόδου που επίσης εξαρτάται από την θερμοκρασία
- R_s : Σε σειρά αντίσταση σε (Ohm)
- R_{sh} : Παράλληλη αντίσταση σε (Ohm)
- q : Το φορτίο του ηλεκτρονίου $q = 1.602 \times 10^{-19}$ Coulomb
- K : Σταθερά Boltzmann $K = 1.381 \times 10^{-23}$ J/K
- $Gamma$: Παράγοντας της ποιότητας της διόδου μεταξύ 1-2 για κρυσταλλικά πλαίσια
- N_{cs} : Αριθμός κυττάρων εν σειρά
- T_c : Θερμοκρασία κυττάρων σε (K)

Το παραγόμενο φωτόρευμα ποικίλλει ανάλογα με την ακτινοβολία και τη θερμοκρασία. Το μοντέλο one-diode υποθέτει ότι είναι απόλυτα ανάλογο με την ακτινοβολία. Η μεταβολή της τιμής σε σχέση με τη θερμοκρασία λειτουργίας του κελιού είναι χαμηλή και θετική (παράμετρος mu_{ISC} , της τάξης $+0,05\%/^{\circ}C$). Επομένως για οποιαδήποτε συνθήκη, το παραγόμενο φωτόρευμα (I_{ph}) κελιού καθορίζεται σε σχέση με τις τιμές που δίνονται για τις συνθήκες αναφοράς (G_{ref} , T_{ref}) (PVsyst V6.8.6, physical models, PV module):

$$I_{ph} = \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) * [I_{ph\ ref} + mu_{ISC}(T_c - T_{ref})] \quad (3)$$

Όπου:

- G and G_{ref} : ακτινοβολία λειτουργίας και ακτινοβολία αναφοράς (υπό STC*) [W/m^2].
- T_c and $T_{c\ ref}$: θερμοκρασία λειτουργίας και αναφοράς κελιού (υπό STC) [$^{\circ}K$].
- mu_{ISC} : συντελεστής θερμοκρασίας φωτορεύματος (ή συντελεστής ρεύματος βραχυκύκλωσης I_{sc}) ($\%/^{\circ}C$).

*ο όρος STC (Standard Test Conditions) αναφέρεται σε κανονικοποιημένες συνθήκες λειτουργίας του φωτοβολταϊκού πλαισίου με βάση τις οποίες παρέχονται

χαρακτηριστικές τιμές για την λειτουργία αυτού από τον κατασκευαστή. Οι συνθήκες αυτές αφορούν:

- Οριζόντια Ακτινοβολία=1000W/m²
- Θερμοκρασία λειτουργίας φωτοβολταϊκού πλαισίου=25°C +/- 2°C
- **A.M.= 1,5

**Ο όρος A.M.(Air Mass) σύμφωνα με (Φραγκιαδάκης, 2009, σ.43) «...δηλώνει πόσες φορές χωράει το πάχος της Γήινης ατμόσφαιρας, στο μήκος που διανύει το φως μέσα στην ατμόσφαιρα, τη δεδομένη χρονική στιγμή. Με άλλα λόγια εκφράζει την απόσταση που διανύει η απευθείας ακτινοβολία μέσα στην ατμόσφαιρα, με μονάδα μήκους το πάχος της γήινης ατμόσφαιρας.»

Το αντίστροφο ρεύμα κόρου της διόδου ποικίλλει ανάλογα με τη θερμοκρασία και εκφράζεται με τη βοήθεια της εξίσωσης (4) (PVsyst V6.8.6, physical models, PV module) :

$$I_o = I_{oref} \left(\frac{T_c}{T_{cref}} \right)^3 * \exp \left[\left(q * \frac{EGap}{Gamma * k} \right) * \left(\frac{1}{T_{cref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \quad (4)$$

Όπου:

E_{Gap} = Ενέργεια Gap του υλικού (1,12 eV για κρυσταλλικό Si, 1,03 eV για CIS, 1,7 eV για άμορφο πυρίτιο, 1,5 eV για CdTe)

3.2.2.1 Συνδεσμολογία Φ/Β σε Σειρά και Παράλληλα

Για να επιτευχθούν οι επιθυμητές τιμές τάσης και ρεύματος εισόδου στον αντιστροφέα θα πρέπει να δημιουργηθούν κατάλληλα σειρές (strings) φ/β ώστε να μην υπερβαίνουν κρίσιμες τιμές για την ασφάλεια της διάταξης και το σύστημα να αποδίδει βέλτιστα.

Βασική προϋπόθεση αποτελεί οι μονάδες να είναι πανομοιότυπες ως προς τα χαρακτηριστικά τους, χωρίς διαφοροποιήσεις στις τιμές τους (όσο αυτό είναι πρακτικά εφικτό). Αυτό πρέπει να συμβαίνει καθώς σε ένα κύκλωμα σε σειρά η τιμή εξόδου του προσδιορίζεται από την μονάδα με την μικρότερη τιμή ρεύματος κάτι που καθιστά μειωμένη την απόδοσή του.

Η συνδεσμολογία των πλαισίων ακολουθεί τις δύο βασικές αρχές σύνδεσης της ηλεκτρολογίας, σύνδεση σε σειρά και παράλληλα. (Φραγκιαδάκης, 2009, σ.202-204),(Κατσίγιαννης, 2019)

Όταν τα πλαίσια συνδέονται σε σειρά (βλ. σχέδιο 3) η τιμή της τάσης στην έξοδο της σειράς είναι ίση με το άθροισμα των τιμών των τάσεων των επιμέρους μονάδων (εξίσωση 5):

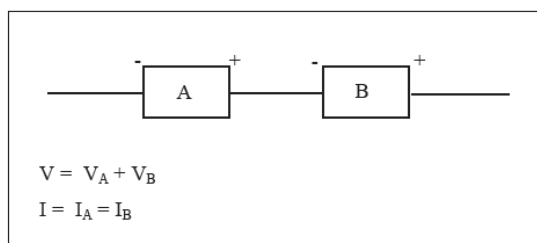
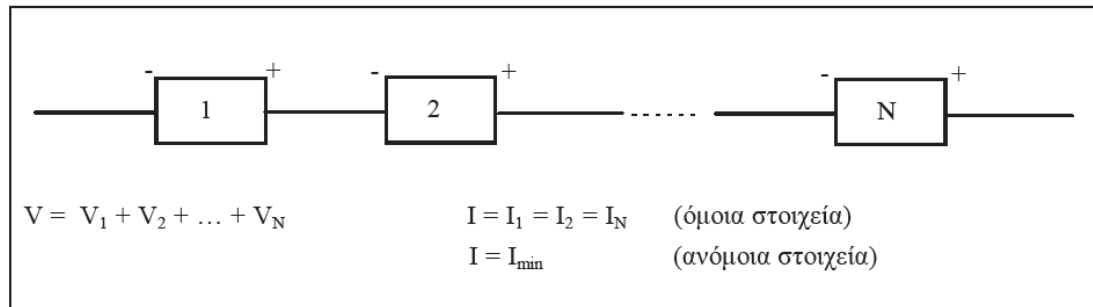
$$V = V1 + V2 + \dots Vn \quad (5)$$

ενώ η τιμή του ρεύματος παραμένει ίδια για τα όμοια στοιχεία (εξίσωση 6),

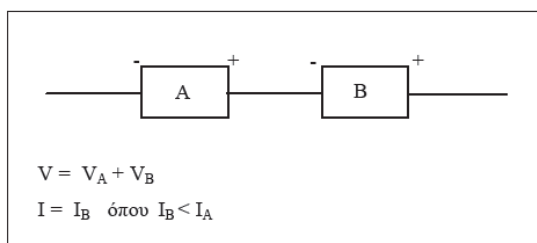
$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (6)$$

καθώς για ανόμοια προσδιορίζεται από την μικρότερη τιμή ρεύματος μονάδας (εξίσωση 7):

$$I = I_{\min} \quad (7)$$



Όμοια στοιχεία



Ανόμοια στοιχεία

Σχέδιο 3 Σύνδεση φωτοβολταϊκών πλαισίων σε σειρά (Κατσιγιάννης, 2009)

Όταν τα πλαίσια συνδέονται παράλληλα (βλ. σχέδιο 4) ισχύει για την τιμή της τάσης για όμοια στοιχεία ότι (εξίσωση 8):

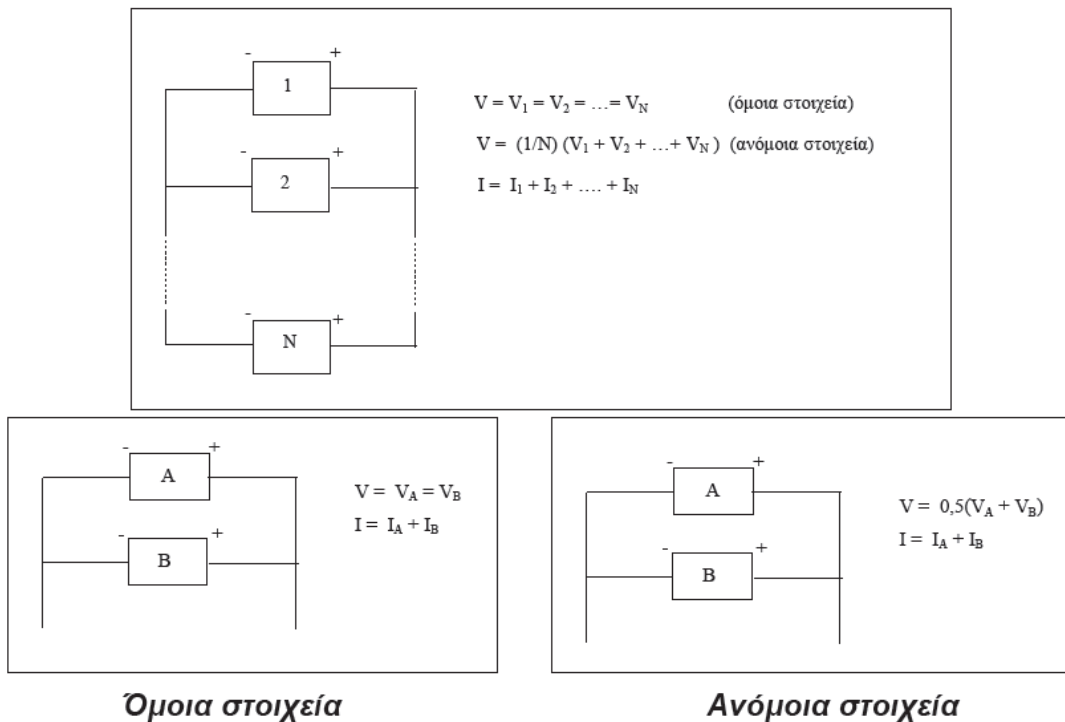
$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (8)$$

Ενώ για ανόμοια στοιχεία ισχύει (εξίσωση 9):

$$V = \left(\frac{1}{n}\right) (V_1 + V_2 + \dots + V_n) \quad (9)$$

Το ρεύμα στην παράλληλη σύνδεση ισούται με το άθροισμα των επιμέρους τιμών των μονάδων (εξίσωση 10):

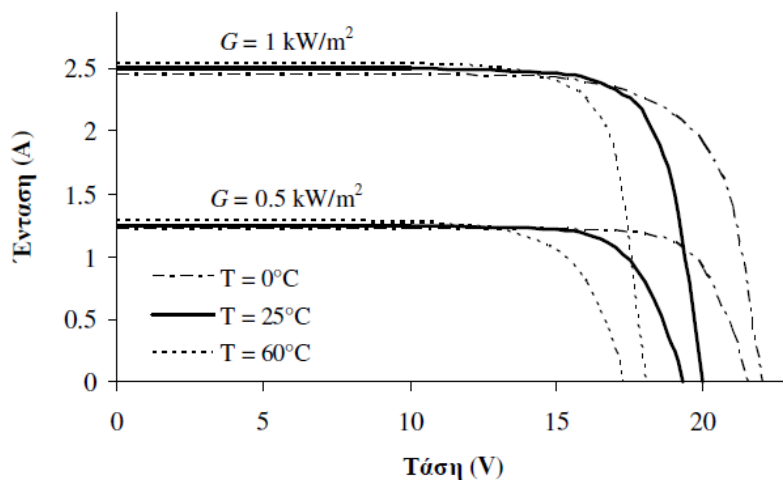
$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (10)$$



Σχέδιο 4 Σύνδεση φωτοβολταϊκών παράλληλα (Κατσιγιάννης, 2019)

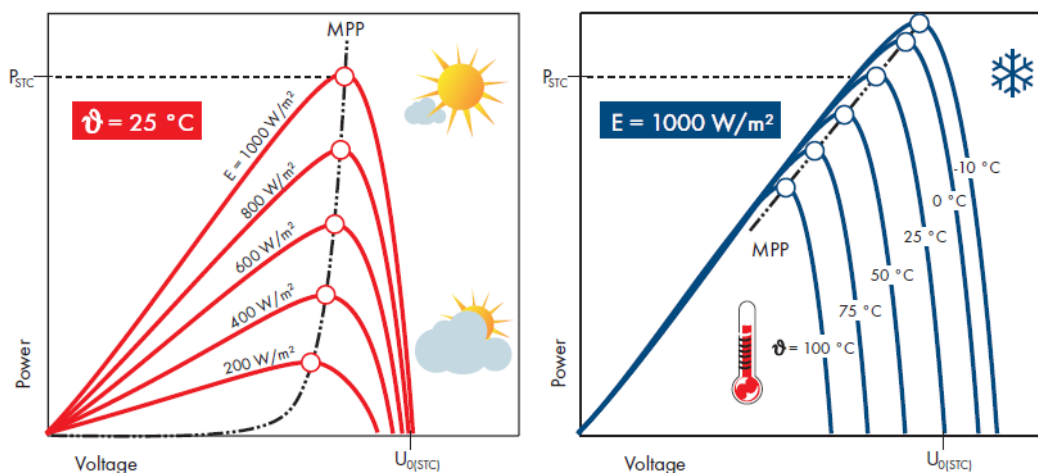
3.2.2.2 Λειτουργία Φωτοβολταϊκών Πλαισίων Συναρτήσεως Περιβαλλοντικών Συνθηκών

Το φωτοβολταϊκά στοιχεία μεταβάλλουν τις τιμές τάσης και ρεύματος ανάλογα με τις περιβαλλοντικές συνθήκες στις οποίες τίθενται σε λειτουργία όπως έχει αναφερθεί. Για σταθερή τιμή ηλιακής ακτινοβολίας το ρεύμα εξόδου ενός στοιχείου έχει την τάση να αυξάνεται ελαφρώς με την άνοδο της θερμοκρασίας λειτουργίας του και αντίστροφα ακολουθεί μια μικρή πτωτική πορεία παράλληλα με τη μείωση της θερμοκρασίας. Η μεταβολή αυτή εκφράζεται με έναν συντελεστή που δηλώνει το ποσοστό αύξησης του ρεύματος ανά βαθμό Κελσίου και είναι της μορφής $[+... \%/^{\circ}\text{C}]$ (δίνεται από τον κατασκευαστή). Στο διάγραμμα 1 παρατηρείται η παραπάνω συμπεριφορά.



Διάγραμμα 1 Μεταβολή τιμής ρεύματος συναρτήσεως θερμοκρασιακής μεταβολής (Κατσιγιάννης, 2019)

Αντίθετα η τιμή τάσης εξόδου του φωτοβολταϊκού στοιχείου, για σταθερή ποσότητα προσπίπτουσας ακτινοβολίας, παρουσιάζει υψηλή άνοδο καθώς η περιβαλλοντική θερμοκρασία μειώνεται και αντίστροφα μείωση με την αύξησή της. Η τιμή μεταβολής αυτή εκφράζεται με συντελεστή που δίνει το ποσοστό μείωσης της τιμής τάσεως ανά βαθμό Κελσίου και είναι της μορφής [-...%/°C]. Επίσης σημαντικό χαρακτηριστικό της αποτελεί η σχεδόν σταθερή τιμή της καθώς μεταβάλλεται η ακτινοβολία υπό σταθερή θερμοκρασία. Τα χαρακτηριστικά αυτά είναι εύκολα διακρίτὰ στο διαγραμμα 2. (Φραγκιαδάκης, 2009, σ.216-224),(Κατσιγιαννης, 2019)



Διάγραμμα 2 α) μεταβολή τάσης εξόδου για μεταβολή ηλιακής ακτινοβολίας, β) μεταβολή τάσης εξόδου για θερμοκρασιακές μεταβολές και σταθερή ηλιακή ακτινοβολία (Κατσιγιαννης, 2009)

3.2.2.3 Διαστασιολόγηση Κρίσιμων Τιμών Συστήματος I_{sc} & V_{oc}

Κατά τον σχεδιασμό του συστήματος απαραίτητος είναι ο προσδιορισμός του αριθμού των φωτοβολταϊκών πλαισίων συνδεδεμένων σε σειρά ώστε να μελετηθούν κρίσιμες μεταβαλλόμενες τιμές (V_{oc} , I_{sc}) αλλά και η περιοχή τιμών λειτουργίας κάθε σειράς. Δεδομένου ότι η τάση του φ/β πλαισίου έχει άμεση σύνδεση με την θερμοκρασία λειτουργίας αυτού, όπως αναλύθηκε, ο σχεδιασμός πρέπει να είναι ανάλογος.

Σημειώνεται ότι η μέγιστη τάση που μπορεί να εμφανίσει το πλαίσιο είναι αυτή του ανοιχτού κυκλώματος για διάφορες περιβαλλοντικές συνθήκες, σε αντίθεση με την τάση βραχυκύκλωσης η οποία τείνει να μηδενίζει την τιμή της.

Μία προσέγγιση σύμφωνα με (Φραγκιαδάκης, 2009, σ.219) αναλύεται ως εξής :

«Οι σχέσεις για την εξάρτηση του ρεύματος βραχυκύκλωσης I_{sc} και της τάσης ανοικτού κυκλώματος V_{oc} από τη θερμοκρασία για το ΦΒ στοιχείο ισχύουν και στην περίπτωση του ΦΒ πλαισίου, με την παρατήρηση ότι η V_{oc} του πλαισίου προκύπτει ως άθροισμα των αντίστοιχων τάσεων των επιμέρους ΦΒ στοιχείων, συνδεδεμένων σε σειρά. Οι σχέσεις για την εξάρτηση του ρεύματος και της τάσεως του ΦΒ πλαισίου όταν αυτό λειτουργεί στο σημείο μέγιστης ισχύος του, από τη θερμοκρασία

κυψελίδας, θ_c και την πυκνότητα ισχύος της ΗΜ ακτινοβολίας E , στην επιφάνεια του πλαισίου (ή G_t , όταν αναφερόμαστε στην ηλιακή ακτινοβολία), προκύπτει ότι έχουν γενικές εκφράσεις (11) και (12):

$$I_m(\theta_c, E) = \frac{E}{E_{stc}} * I_{m,STC} * [1 + \alpha(I_m) * (\theta_c - \theta_{STC})] + C_0 \quad (11)$$

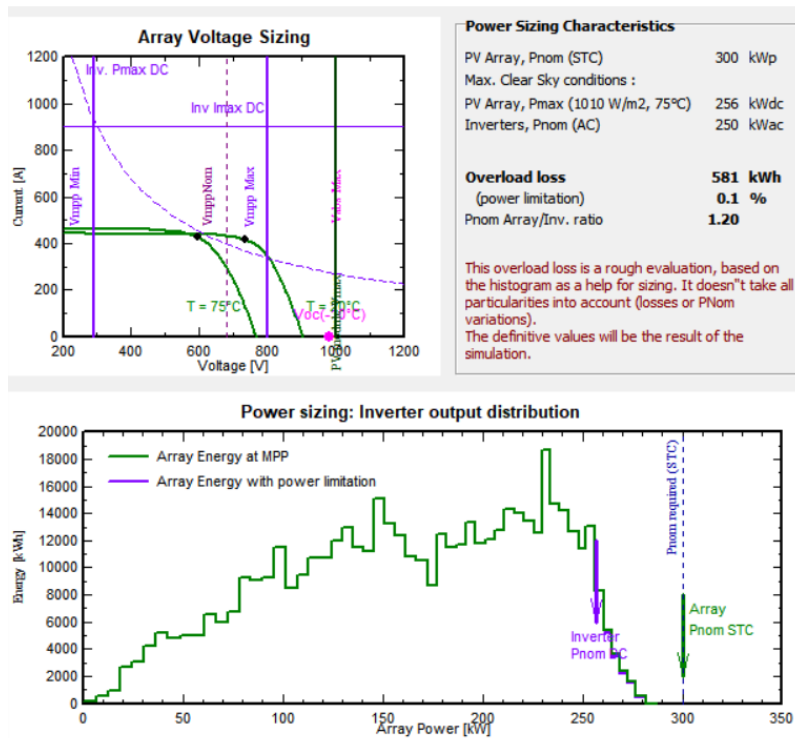
$$V_m(\theta_c, E) = V_{m,stc} * (1 + \beta V_m * (\theta_c - \theta_{stc})) + C_1 * \ln\left(\frac{E}{E_{stc}}\right) + C_2 * \left(\ln\left(\frac{E}{E_{stc}}\right)\right)^2 \quad (12)$$

Όπου αI_m και βV_m , οι θερμικοί συντελεστές ρεύματος και τάσης στην κατάσταση του ΣΜΙ και $I_{m,STC}$, $V_{m,STC}$, το ρεύμα και η τάση μέγιστης ισχύος σε πρότυπες συνθήκες. C_0 , C_1 και C_2 , εμπειρικοί συντελεστές προσαρμογής στα πειραματικά δεδομένα. Οι θερμικοί συντελεστές ρεύματος και τάσης εξαρτώνται από την θερμοκρασία, την πυκνότητα ισχύος και το υλικό των ΦΒ στοιχείων.»

Σύμφωνα με τα παραπάνω λοιπόν αλλά και με (PVsyst, V6.8.6) κατά τον σχεδιασμό του συστήματος πρέπει υπολογίζονται όλοι οι παρακάτω παράμετροι:

1. Η ελάχιστη τάση λειτουργίας συστοιχίας (δηλ. Στη μέγιστη θερμοκρασία λειτουργίας της μονάδας, 75 ° C για την Κρήτη) πρέπει να είναι πάνω από την ελάχιστη τάση λειτουργίας του μετατροπέα (V_{min} εύρους MPPT) ώστε το σύστημα να λειτουργεί σε κάθε περίπτωση.
2. Η μέγιστη τάση λειτουργίας συστοιχίας (δηλ. Σε ελάχιστη θερμοκρασία λειτουργίας μονάδας, 20 ° C) πρέπει να παραμείνει κάτω από τη μέγιστη τάση λειτουργίας του μετατροπέα (V_{max} εύρους MPPT).
3. Η μέγιστη απόλυτη τάση συστοιχίας (δηλ. V_{oc} σε ελάχιστη θερμοκρασία, -10 ° C για το κλίμα της Μέσης Ευρώπης (και όχι σε υψόμετρο), πρέπει να παραμείνει κάτω από την απόλυτη μέγιστη τάση εισόδου του μετατροπέα καθώς αντιστοιχεί σε απαίτηση ασφάλειας. Η τιμή μπορεί να περιγραφεί με την έκφραση:
4. Η μέγιστη απόλυτη τάση συστοιχίας (δηλ. V_{oc} σε ελάχιστη θερμοκρασία, -10 ° C) δεν πρέπει να υπερβαίνει τη μέγιστη τάση συστήματος που καθορίζεται για τη φωτοβολταϊκή μονάδα (1000V για την Ευρώπη).

Στην εικόνα 2 παρουσιάζεται το εργαλείο οπτικοποίησης του PVsyt για τις τιμές (V_{oc}, I_{sc}) στις κρίσιμες περιοχές λειτουργίας του συστήματος κατά την δημιουργία των σειρών (strings) και πως συσχετίζονται αυτές με την περιοχή λειτουργίας του επιλεγμένου αντιστροφέα.



Εικόνα 2 Οπτική Αναπαράσταση Λειτουργίας Φωτοβολταϊκών Σειρών σε σχέση με περιοχή λειτουργίας αντιστροφέα (PVsyst V.6.8.6)

3.3 Φορτίο εγκατάστασης – Ιδιοκατανάλωση

Έως πρόσφατα, τα ενσωματωμένα διασυνδεδεμένα συστήματα συνδέονταν πλήρως ανεξάρτητα σε σχέση με την εσωτερική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας εντός του κτιρίου. Η σύνδεση γίνονταν απευθείας στο δίκτυο μέσω ενός συγκεκριμένου μετρητή ηλεκτρικής ενέργειας ειδικά για την παραγωγή των φωτοβολταϊκών με στόχο την ολική πώληση της παραγωγής. Οι λόγοι που είχε επικρατήσει αυτό είναι κυρίως ότι:

- για μεσαία ή μεγάλα συστήματα σε κάποιο συλλογικό κτίριο, ο ιδιοκτήτης του φωτοβολταϊκού συστήματος δεν εμπλέκεται με την κατανάλωση του κτιρίου.
- για οικιακά (εγχώρια) συστήματα, το πλαίσιο feed-in tariff παρείχε πολύ ευνοϊκές τιμές για την πώληση της παραγωγής από φωτοβολταϊκά ενέργειας.

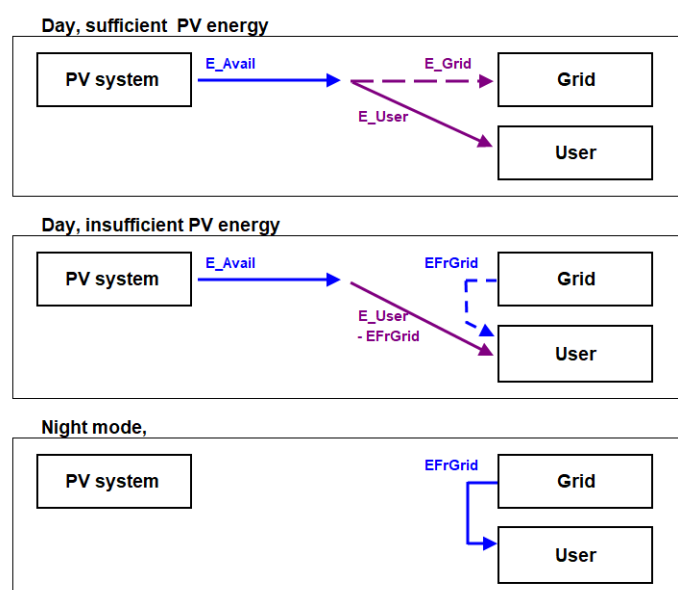
Πλέον με τη μείωση (ή εξαφάνιση) των τιμολογίων feed-in tariff, ή ακόμα και τη σημαντική μείωση της τιμής της εγχεόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, η αγορά στρέφεται ολοένα και περισσότερο στην λογική της ιδιοκατανάλωσης της παραγωγής. Καθώς ισχύουν τα παραπάνω, θεωρείται πιο συμφέρον να καταναλώνεται το μέγιστο δυνατό της παραγόμενης φωτοβολταϊκής ενέργειας επιτόπου χωρίς να εγχέεται στο δίκτυο. Η βελτιστοποίηση της ιδιοκατανάλωσης απαιτεί κάποιες στρατηγικές διαχείρισης από την πλευρά της ζήτησης [Demand Side Management (DSM)], όπως για παράδειγμα τη μετατόπιση ορισμένων καταναλώσεων σε χρονικές περιόδους που υπάρχει διαθέσιμη ηλεκτρική ενέργεια από φωτοβολταϊκή παραγωγή. Η παραπάνω λογική διαχείρισης βασίζεται στα

διασυνδεδεμένα φωτοβολταϊκά συστήματα όπου η εκμετάλλευση της παραγωγής γίνεται με το πλαίσιο του ενεργειακού συμψηφισμού.

Σύμφωνα με (PVsyst, V6.8.6) όταν η τιμή της εγχυθείσας ηλεκτρικής ενέργειας είναι ίση με την τιμή της απορροφώμενης, αυτές οι εγκαταστάσεις μπορεί απλά να περιλαμβάνουν έναν μόνο μετρητή (αμφίδρομο), λαμβάνοντας υπόψη το ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας από και προς το δίκτυο. Αυτό ορίζει το λογισμικό ως μοντέλο ενεργειακού συμψηφισμού. Με αυτό το μοντέλο κατά την προσομοίωση αξιολογούνται και συμψηφίζονται:

- E_Avail : Η φωτοβολταϊκή ενέργεια που παράγεται (έξοδος του μετατροπέα, μετά από ενδεχόμενες απώλειες AC).
- E_User : Οι ενεργειακές ανάγκες (κατανάλωση ενέργειας από το χρήστη-φορτίο εγκατάστασης).
- E_Grid : Η περίσσεια ενέργειας που εισάγεται στο δίκτυο.
- E_{FrGrid} : Η ενέργεια που αντλείται από το δίκτυο για εσωτερική κατανάλωση (όταν η φωτοβολταϊκή ενέργεια δεν επαρκεί ή/και κατά τη διάρκεια της νύχτας).
- $E_Solar = E_User - E_{FrGrid}$: Η φωτοβολταϊκή ενέργεια που καταναλώνεται εσωτερικά.
- $SolFrac = E_Solar / E_User$: Αναλογία της κατανάλωσης του χρήστη που καλύπτεται από την ηλιακή παραγωγή (το ποσοστό ταυτοχρονισμού της παραγωγής με την κατανάλωση ενέργειας).

Αυτή η διαδικασία αξιολόγησης πραγματοποιείται για κάθε ώρα του έτους, καθώς οι ανταλλαγές ενέργειας είναι στιγμιαίες. Για να επιτευχθεί αυτό απαιτείται ο ορισμός του ωριαίου προφίλ των αναγκών της εγκατάστασης στο λογισμικό.



Διάγραμμα 3 Μοντέλο διαχείρισης ενέργειας σε διασυνδεδεμένα συστήματα, χωρίς μονάδες αποθήκευσης (PVsyst, V6.8.6, physical models used, self consumption)

Κατά την ενεργειακή προσομοίωση, ο υπολογισμός της ιδιοκατανάλωση ενεργοποιείται μόλις οριστεί ένα προφίλ φορτίου. Κατά τη διάρκεια της προσομοίωσης το λογισμικό ακολουθεί το μοντέλο που παρουσιάζεται στο διάγραμμα 3 για διασυνδεδεμένα συστήματα με εσωτερικό φορτίο, χωρίς μονάδες αποθήκευσης.

Στην παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκαν για την πλειοψηφία των εγκαταστάσεων, μετρημένα ωριαία δεδομένα λειτουργίας για ολόκληρο το έτος του 2017.

Τα δεδομένα δόθηκαν από την Διεύθυνση Διαχείρισης Υδραυλικών Έργων του Ο.Α.Κ. Α.Ε. σε αρχείο EXCEL. Τα δεδομένα αυτά συλλέγονται από σύστημα απομακρυσμένης παρακολούθησης και διαχείρισης δικτύων SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) και αποτελούνται από το χρόνο εκκίνησης, την διάρκεια λειτουργίας και τον αριθμό εκκινήσεων των αντλιών για κάθε εγκατάσταση. Ενδεικτικά παρατίθεται απόκομμα αρχείου της μορφής τους στον πίνακα 2.

Πίνακας 2 Δεδομένα λειτουργίας εγκατάστασης (αρχείο Ο.Α.Κ. Α.Ε.)

Ημερομηνία	Ώρες:Λεπτά	Εκκινήσεις	Ώρες Σύνολο
31/12/2017 00:00:00	3:03:00	1	3.05
30/12/2017 00:00:00	13:50:00	0	13.8333
29/12/2017 00:00:00	6:53:00	1	6.8833
28/12/2017 00:00:00	13:22:00	1	13.3667
27/12/2017 00:00:00	21:07:00	0	21.1167
26/12/2017 00:00:00	7:39:00	1	7.65
25/12/2017 00:00:00	9:00:00	2	9
24/12/2017 00:00:00	8:25:00	1	8.4167
23/12/2017 00:00:00	12:01:00	2	12.0167
22/12/2017 00:00:00	21:52:00	0	21.8667
21/12/2017 00:00:00	24:00:00	0	24
20/12/2017 00:00:00	8:50:00	1	8.8333
19/12/2017 00:00:00	24:00:00	0	24
18/12/2017 00:00:00	8:10:00	1	8.1667
17/12/2017 00:00:00	14:42:00	1	14.7

Επιπλέον συλλέχθηκαν δεδομένα τεχνικών χαρακτηριστικών των ενδιαφερόμενων αντλιών ώστε να προσδιοριστεί η ισχύς κάθε μίας.

Έπειτα από κατάλληλη επεξεργασία και κατανομή των δεδομένων ωρών λειτουργίας για κάθε εγκατάσταση, προέκυψε διαμόρφωση ωριαίου βήματος κατανάλωσης ισχύος. Σε συνέχεια δημιουργήθηκε αρχείο ASCII CSV (Comma Separated Values), με τα δεδομένα κάθε εγκατάστασης, για την εισαγωγή τους στο περιβάλλον του PVsyst. Το αρχείο ASCII αποτελείται από δύο στήλες εκ των οποίων η πρώτη αναλύει το χρονικό βήμα για ένα ολόκληρο έτος, όπου στην περίπτωση αυτή λόγω της αναλυτικής πληροφορίας που παρέχεται το βήμα είναι ωριαίο ενώ η δεύτερη στήλη παρέχει πληροφορία σχετικά με την απορροφώμενη ισχύ σε αντιστοιχία με το χρονικό βήμα (ωριαίο).

Ως αποτέλεσμα των παραπάνω δημιουργήθηκαν τα ωριαία προφίλ κατανάλωσης ολόκληρου έτους για κάθε μελετώμενη εγκατάσταση.

Σε δύο από τις μελετώμενες περιπτώσεις (EEN Αποσελέμη & Δράμια) δεν υπήρχε καταγραφή δεδομένων ωριαίας κατανάλωσης. Για την δημιουργία των προφίλ των εν λόγω εγκαταστάσεων χρησιμοποιήθηκαν μηνιαίες μετρήσεις από λογαριασμούς ηλεκτρικού ρεύματος ολόκληρου έτους (2017). Οι πληροφορίες δόθηκαν από την οικονομική διαχείριση του Ο.Α.Κ. Α.Ε. Έτσι δημιουργήθηκαν μηνιαία προφίλ φορτίων μικρότερης ακρίβειας.

3.4 Ηλιακή γεωμετρία

Για τον υπολογισμό της ημερήσιας προσπίπτουσας ακτινοβολίας στη επιφάνεια μελέτης απαραίτητη προϋπόθεση είναι ο προσδιορισμός των γεωμετρικών σχέσεων μεταξύ Γης και ηλίου. Οι υπολογισμοί του (PVsyst, V.6.8.6) χρησιμοποιούν απλοποιημένες εκφράσεις με ακρίβεια μερικά λεπτά του τόξου και διατυπώνονται μέσα από τους εξής ορισμούς, παραδοχές και εξισώσεις:

Κλίση του άξονα της γης σε σχέση με το εκλειπτικό επίπεδο (εκλειπτική γωνία (Ecl)) = $23^{\circ} 26'$ (ή 23.433°). (βλ.εικόνα3)

Η Γωνία απόκλισης (Decl) είναι η γωνία μεταξύ του άξονα περιστροφής της γης και της γραμμής γης-ήλιου.

Η γωνία απόκλισης υπολογίζεται χρησιμοποιώντας :

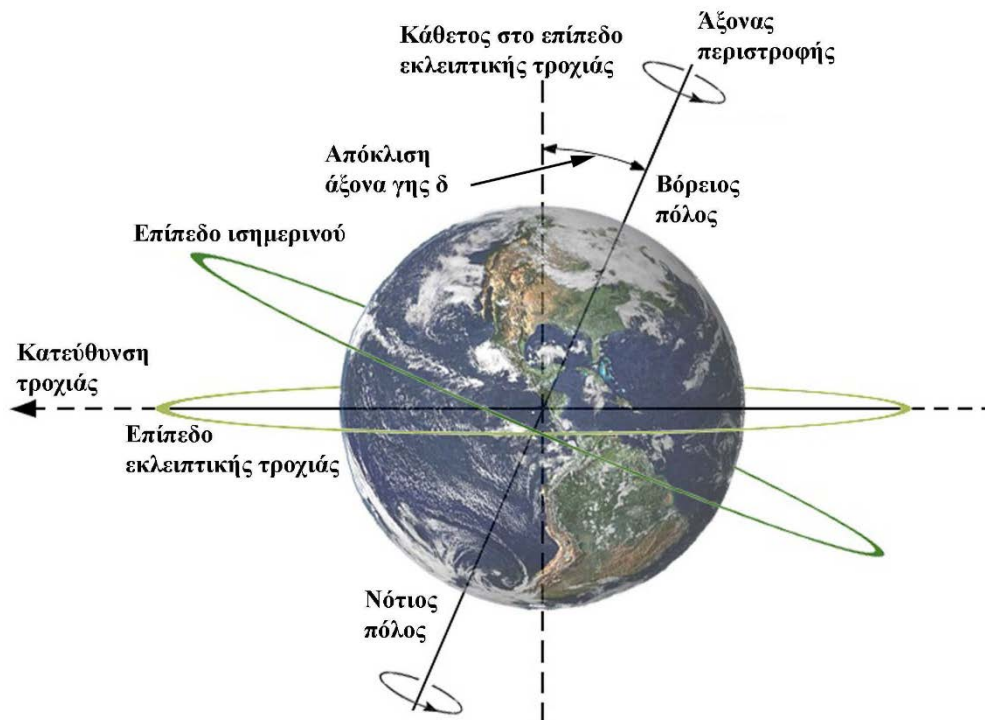
- NoDay = Ημέρα του έτους από την 1η Ιανουαρίου
- Ορίζοντας την αρχή του έτους (περίπου 21 Μαρτίου): NoDayOrig = $79 + (\text{Έτος MOD } 4) / 4$ (δηλ. 79, 79.25, 79.5, 79.75) και τον αριθμό ημερών του έτους NDaysY (365 ή 366 δίσεκτα έτη)

Με την εξίσωση (13):

$$\text{Decl} = \text{ArcSin} (\sin (\text{Ecl}) * \sin (2 * \pi * (\text{NoDay} - \text{NoDayOrig})/\text{NDaysY}) \quad (13)$$

Ενώ εάν (NoDay > 172) τότε ισχύει (εξίς.14) :

$$\text{Decl} = \text{Decl} + 1,5 * \sin (2 * \pi * (\text{NoDay} - 173) / \text{NDaysY}) \quad (14)$$



Εικόνα 3 Απόκλιση άξονα Γης ως προς το επίπεδο εκλειπτικής τροχιάς (Σταυρακάκης, χ.χ.)

Η Εξίσωση χρόνου [Equation of Time (TE)] αποτελεί Διόρθωση μεταξύ Ηλιακού Χρόνου και «σταθερού» χρόνου, λόγω της ελλειπτικότητας της τροχιάς της γης και της κλίσης του άξονα της (εκλειπτική γωνία). Εκφράζεται μέσω τις σχέσης(15) :

$$\begin{aligned} \text{TE} = & 0.0072 * \text{Cos} (\text{YAngle}) - 0.0528 * \text{Cos} (2 * \text{YAngle}) - 0.0012 * \text{Cos} (3 * \text{YAngle}) \\ & - 0.1229 * \text{Sin} (\text{YAngle}) - 0.1565 * \text{Sin} (2 * \text{YAngle}) - 0.0041 \\ & * \text{Sin} (3 * \text{YAngle}) \quad (15) \end{aligned}$$

όπου η γωνία του έτους YAngle προκύπτει από (εξίς.16):

$$\text{YAngle} = 2 * \pi * \text{NoDay} \quad (16)$$

Και χρησιμοποιείται από το πρόγραμμα για τον υπολογισμό της διαφοράς μεταξύ ηλιακής (HSol) και πολιτικής ώρας (HLeg) με την έκφραση(17) :

$$\text{DHLegHSol} = \text{TimeZone} - \text{Longitude}[\text{°}] / 15 - \text{TE} \quad [\text{hours}] \quad (17)$$

Δεδομένου ότι η πολιτική διαφέρει από την ηλιακή ώρα [SolarTime(ST)], η δεύτερη υπολογίζεται ως εξής (εξίς.18) :

$$ST = \text{Legal Time [hour of day]} - DH_{\text{LegHSol}} \quad (18)$$

Για την προβολή στο επίπεδο του ισημερινού της κατεύθυνσης του ήλιου σε σχέση με το γεωγραφικό πλάτος της τοποθεσίας (ήλιος το μεσημέρι) χρησιμοποιείται ο όρος Ωριαία Γωνία [Hourly Angle(HA)] (γωνία σε σχέση με το μεσημέρι) και ερμηνεύεται με την έκφραση (19) :

$$HA = 15^\circ * (ST - 12) \quad (19)$$

Το Ύψος ηλίου [Sun's Height (HSun)] (βλ. εικόνα 4) είναι η γωνία μεταξύ της διεύθυνσης του ήλιου και του οριζόντιου επιπέδου που μελετάτε και υπολογίζεται με την εξίσωση (20):

$$\begin{aligned} \text{Sin (HSun)} &= \text{Sin (Lat)} * \text{Sin (Decl)} + \text{Cos (Lat)} * \text{Cos (Decl)} \\ &* \text{Cos (HA)} \end{aligned} \quad (20)$$

Για το αζιμούθιο ηλίου [Sun's azimuth (AzSun)](βλ. εικόνα 4) όσον αφορά το νότο στο νότιο ημισφαίριο και το Βορρά στο βόρειο ημισφαίριο ισχύει η έκφραση (21):

$$\text{Sin (AzSun)} = \text{Cos (Decl)} * \text{Sin(HA)} / \text{Cos (HSun)} \quad (21)$$

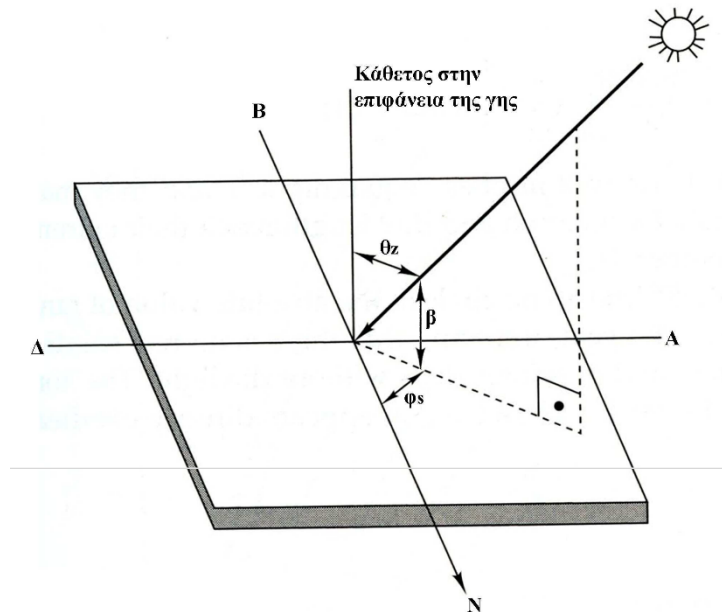
Τέλος η γωνία πρόσπτωσης [Incidence Angle(IA)] αναφέρεται στη γωνία μεταξύ της ακτίνας του ήλιου και του οριζοντίου επιπέδου και εκφράζεται μέσω της εξίσωσης (22):

$$\begin{aligned} \text{cos(IA)} &= \text{cos (AzSun - AzimPl)} * \text{cos (HSun)} * \text{sin (InclPl)} + \text{sin (HSun)} * \\ &\text{cos (InclPl)} \end{aligned} \quad (22)$$

Όπου:

InclPl = κλίση επιφάνειας (plane tilt)

AzimPl = αζιμούθιο επιφάνειας (plane azimuth)



Εικόνα 4 Ηλιακό ύψος(β)(0-90 μοίρες), η γωνία ζενίθ (θ_z) και αζιμούθιο του ηλίου (φ_s) (Σταυρακάκης, χ.χ.)

3.5 Κλιματικά Δεδομένα

Στην παρούσα μελέτη τα κλιματικά δεδομένα με τα οποία έγιναν οι προσομοιώσεις αντλήθηκαν από τη βάση δεδομένων (Meteonorm,2020) ενώ τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για την μοντελοποίηση της σκίασης που προέρχεται από τον τοπικό ορίζοντα (μακρινές σκιάσεις) για κάθε περιοχή προέρχονται από βάσεις δεδομένων του (PVGIS, 2020).

Το PVsyst δίνει την δυνατότητα μεταφόρτωσης μετεωρολογικών δεδομένων, προσδιορίζοντας τις συντεταγμένες ενδιαφερόμενων περιοχών, από πληθώρα βάσεων δεδομένων μεταξύ τους και το Meteonorm. Το Meteonorm παρέχει όλα τα βασικά ωριαία ή μηνιαία μετεωρολογικά δεδομένα για οποιαδήποτε τοποθεσία στη γη μέσω 8.325 επίγειων μετεωρολογικών σταθμών (βλ.εικόνα 5) που απαιτούνται για την μελέτη του συστήματος. Η πληθώρα των βάσεων και η αξιοπιστία των μετρήσεων οδήγησαν στην επιλογή του Meteonorm ανάμεσα στα υπόλοιπα.



Εικόνα 5 Μετεωρολογικοί σταθμοί Meteonorm ανά τον κόσμο

Τα δεδομένα που παρέχονται καλύπτουν χρήσιμες πληροφορίες, όπως φαίνεται και στον πίνακα 3:

- Παγκόσμια οριζόντια ακτινοβολία (GHI ή GlobHor)
- Διάχυτη οριζόντια ακτινοβολία (DiffHor)
- ταχύτητα ανέμου
- Θερμοκρασία κ.ά.

Πίνακας 3 Μετεωρολογικά δεδομένα που προσφέρονται από Meteonorm (βάση δεδομένων Meteonorm, περιοχή EEN Αποσελέμη)

Monthly Meteo Values														Source
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
Hor. global	73.6	82.7	141.4	175.0	218.0	237.7	242.6	219.6	162.6	115.5	84.2	66.9	1819.8	kWh/m ² .mth
Hor. diffuse	38.8	44.1	56.5	68.3	69.4	60.4	62.2	58.6	53.1	50.3	35.3	30.3	627.3	kWh/m ² .mth
Extraterrestrial	157.1	182.8	255.3	299.0	344.0	346.5	351.6	323.9	267.9	221.0	164.0	144.0	3057.1	kWh/m ² .mth
Clearness Index	0.468	0.452	0.554	0.585	0.634	0.686	0.690	0.678	0.607	0.523	0.513	0.465	0.595	
Amb. temper.	11.8	11.4	13.8	15.8	19.4	23.4	26.4	26.2	23.2	20.3	16.4	13.5	18.5	°C
Wind velocity	5.1	5.3	4.8	4.5	3.8	4.3	5.0	5.1	4.4	4.5	4.4	5.0	4.7	m/s

Το (PVGIS,2020) (Φωτοβολταϊκό Γεωγραφικό Σύστημα Πληροφοριών), είναι ένα εργαλείο έρευνας, επίδειξης και υποστήριξης πολιτικής για πόρους ηλιακής ενέργειας, μέρος της δράσης SOLAREC, για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας των Ευρωπαϊκών Κοινοτήτων .

3.6 Μοντέλα Επεξεργασίας Δεδομένων

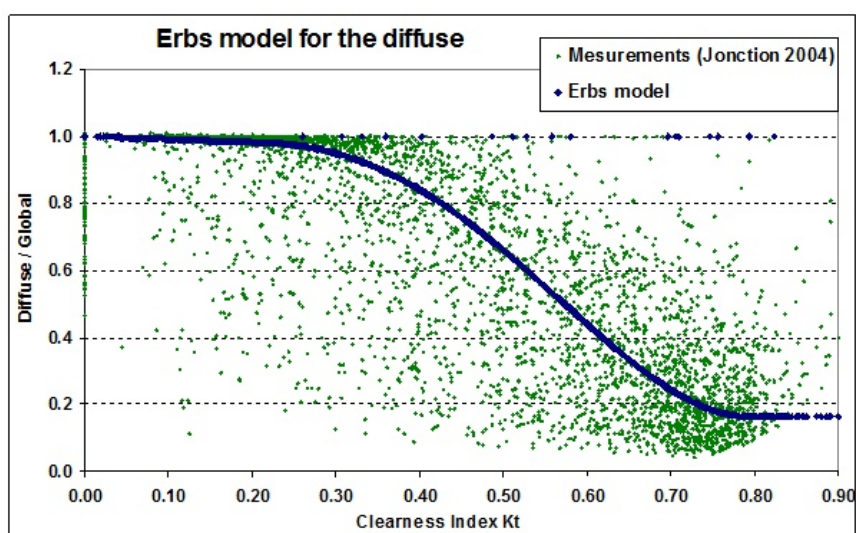
Το PVsyst δημιουργεί συνθετικά ωριαία δεδομένα όπου δεν είναι διαθέσιμα (μετρημένα) με διάφορα μοντέλα ανάλογα το ζητούμενο όπως και αναλύεται παρακάτω. Αυτό απαιτείται επειδή πολλές διαδικασίες προσομοίωσης πρέπει να υπολογίζονται ως στιγμιαίες τιμές (ή ως ωριαίες μέσες τιμές). Αυτό συμβαίνει, για παράδειγμα, με το “μοντέλο μετατόπισης” (βλ. 3.7.2) που εξαρτάται στενά από την ηλιακή γεωμετρία.

3.6.1 Οριζόντια Ολική Ακτινοβολία (horizontal global irradiance) & Θερμοκρασία (temperature)

Εάν διατίθενται μόνο μηνιαία μετεωρολογικά δεδομένα γίνεται δημιουργία ωριαίων συνθετικών μετεωρολογικών δεδομένων οριζόντιας ολικής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας. Η παραγωγή των τιμών πραγματοποιείται χρησιμοποιώντας τον αλγόριθμο Meteonorm 7.2, ο οποίος περιλαμβάνεται στο PVsyst, που χρησιμοποιεί ως βάση το μοντέλο που προτείνουν οι (Collares-Pereira and Aguiar, 1992, pp 167-174) για οριζόντια ακτινοβολία και (Scartezzini et.al., 1990) για θερμοκρασίες.

3.6.2 Διάχυτη ακτινοβολία (diffuse irradiance)

Εάν δεν υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα μετρημένης διάχυτης ακτινοβολίας χρησιμοποιείται ένα μοντέλο διάχυτης ακτινοβολίας των (Liu and Jordan, 1960, pp1-19) που βασίζεται στον συσχετισμός Erbs (Erbs et al, 1982),(βλ. διάγρ.4), η ανάλυση του οποίου ξεφεύγει από τα πλαίσια της εργασίας. Όταν εφαρμόζεται στα δεδομένα SIG (η μόνη ταυτόχρονη μέτρηση ολικών και διάχυτων ακτινοβολιών που διαθέτει το λογισμικό), αυτή η συσχέτιση δίνει καλά αποτελέσματα σύμφωνα το (PVsyst, V6.8.6).



Διάγραμμα 4 Μοντέλο Erbs για συσχέτιση διάχυτης ακτινοβολίας (PVsyst V6.8.6, Help, physical models used)

Ακόμα χρησιμοποιείται ένα πιο εξελιγμένο μοντέλο που λαμβάνει υπόψη την ωριαία ακολουθία δεδομένων των (Perez, Ineichen et al., 1992) που δεν θα αναλυθεί παραπάνω.

3.7 Μοντέλα Υπολογισμού Αποτελεσματικής Προσπίπτουσας Ακτινοβολίας (Effective Incident Irradiation)

Το PVsyst για τον υπολογισμό της "αποτελεσματική προσπίπτουσα ακτινοβολία" (effective incident irradiation) όπως την ονομάζει, χρησιμοποιεί ένα μοντέλο υπολογισμού το οποίο αναλύεται παρακάτω. Το μοντέλο στοχεύει στον υπολογισμό της πραγματικά προσπίπτουσας ακτινοβολίας συνυπολογίζοντας όλες τις πιθανές παραμέτρους που προκαλούν την μείωση και εξασθένησή της.

3.7.1 Μακρινές Σκιάσεις/Ορίζοντας [Far Shadings/Horizon]

Αν υπάρχει τοπικός ορίζοντας που περιορίζει την ηλιακή πρόσπτωση (μακρινές σκιάσεις που εξαρτώνται από το τοπικό ανάγλυφο) και πρέπει να προσδιοριστεί, γίνεται υπολογισμός του αποτελεσματικού μέρους ακτινοβολίας όπως προκύπτει

μετά την μείωση. Σημειώνεται ότι σε αυτήν την έκδοση του προγράμματος, η διάχυση της ακτινοβολίας θεωρείται ότι δεν επηρεάζεται από τον ορίζοντα. Για αυτό το στάδιο, χρησιμοποιούνται τα οριζόντια στοιχεία: ολικής, διάχυτης και απευθείας ακτινοβολίας, με τη σχέση (23):

$$Gh = Dh + Bh \quad (23)$$

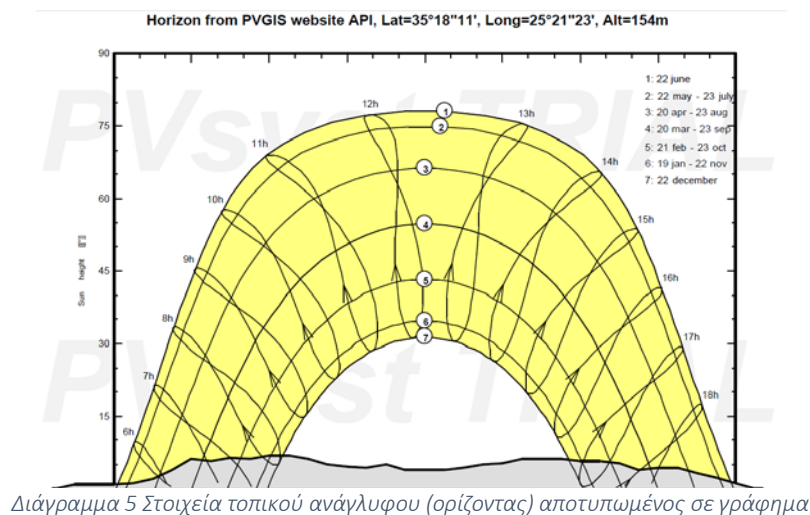
Όπου:

Gh: Global horizon-ολική οριζόντια ακτινοβολία

Dh: Diffuse horizon-διάχυτη ακτινοβολία

Bh: Beam Horizon-απευθείας ακτινοβολία

Ο ορίζοντας που προκαλεί τις σκιάσεις είναι ο απλούστερος τρόπος για τον ορισμό τους στο PVsyst. Το εργαλείο αυτό είναι κατάλληλο μόνο για τη μελέτη σκιών αντικειμένων αρκετά μακριά (από τοπικό ανάγλυφο, π.χ. λόφοι, πρανή κ.ά.). Μπορούμε να θεωρήσουμε ότι επιδρά στο φωτοβολταϊκό πεδίο με απόλυτο τρόπο, δηλαδή σε μια δεδομένη στιγμή, ο ήλιος είναι ή δεν είναι ορατός στο πεδίο μελέτης. Συνήθως, η απόσταση αυτών των αντικειμένων σκίασης πρέπει να είναι μεγαλύτερη από, για παράδειγμα, δέκα φορές το μέγεθος του φωτοβολταϊκού πεδίου. Ο καθορισμός ενός προφίλ ορίζοντα είναι μια πολύ απλή λειτουργία με το εργαλείο γραφικών του προγράμματος. Ο ορίζοντας είναι μια σπασμένη γραμμή η οποία τοποθετείται στο διάγραμμα "μονοπατιών" του ήλιου. Το διάγραμμα έχει τη δυνατότητα να κρατήσει οποιονδήποτε αριθμό σημείων ύψους & αζιμουθίου ήλιου. Το προφίλ μπορεί να διαμορφωθεί από επιτόπιες μετρήσεις (π.χ. με κάποιο κλισίμετρο) είτε από βάσεις δεδομένων όπως και έγινε στην περίπτωση της παρούσας μελέτης από το (PVGIS,2020) μέσω χαρτών. Καθότι σε μια δεδομένη στιγμή, ο ήλιος είναι ή δεν είναι ορατός στην επιφάνεια μελέτης και δεδομένου ότι η προσομοίωση καταγράφεται σε ωριαία βήματα, το πρόγραμμα καθορίζει τον ακριβή χρόνο κατά τον οποίο ο ήλιος διασχίζει τη γραμμή ορίζοντα (εμπόδιο) και σταθμίζει την ωριαία τιμή της προσπίπτουσας δέσμης πριν από την εκτέλεση της μετατόπισης του. Τα στοιχεία αυτά αποτυπώνονται σε διαγράμματα (βλ.διαγρ.5).



3.7.2 Προσπίπτουσα Ενέργεια (Incident Energy) στο Κεκλιμένο Επίπεδο-Μοντέλο Μετατόπισης

Η προσπίπτουσα ενέργεια στο κεκλιμένο επίπεδο (κεκλιμένο συλλέκτη) υπολογίζεται μέσω ενός “μοντέλου μετατόπισης” όπως το ονομάζει το (PVsyst V6.8.6). Στο μοντέλο αυτό, η ακτινοβολία συνυπολογίζονται τα ολικά, διάχυτα, απευθείας (δέσμη ακτινών) και albedo στοιχεία ακτινοβολίας. Ο συσχετισμός γίνεται με τη σχέση(24):

$$Gp = Dp + Bp + Ap \quad (24)$$

Όπου:

Gp: ολική ακτινοβολία(global plane)

Dp: διάχυτη ακτινοβολία (diffuse plane)

Bp: απευθείας ακτινοβολία (δέσμης ακτινών)(Beam plane)

Ap: Albedo plane

Για τους υπολογισμούς προσφέρονται δύο μοντέλα :

- Το μοντέλο Hay, ένα κλασικό μοντέλο που δίνει καλά αποτελέσματα ακόμα και όταν η γνώση της διάχυτης ακτινοβολίας δεν είναι ακριβής και υπολογίζεται αναλυτικά η κάθε συνιστώσα ως εξής:

Το αποτέλεσμα της απευθείας προσπίπτουσας ακτινοβολίας (BeamInc) με έναν καθαρό γεωμετρικό μετασχηματισμό (χωρίς ενδογενές σφάλμα) με τη σχέση (25):

$$\text{BeamInc} = \text{BeamHor} * \sin \text{Hsoli} / \sin \text{Hsol} \quad (25)$$

Η συνιστώσα διάχυσης υποτίθεται ότι αποτελείται κυρίως από μια ιστροπική κατανομή και μια περιφερειακή ηλιακή συνεισφορά ανάλογη με το δείκτη καθαρότητας (Kb) και εκφράζεται με τη σχέση (26):

$$\text{DiffInc} = \text{DiffHor} * [(1 - Kb) * (1 + \cos i) / 2 + Kb * \sin \text{Hsol} / \sin \text{Hsol}] \quad (26)$$

Η ακτινοβολία Albedo είναι αυτή που αντανακλάται από το έδαφος και απορροφάτε από την επιφάνεια. Ο συντελεστής Albedo εξαρτάται από το υλικό του εδάφους και παίρνει ανάλογες τιμές που ορίζονται από πίνακες (π.χ. για δρόμο, για αγρό ξηρικό, για αγρό πράσινο κ.ά.)(PVsyst, V6.8.6). Η σχέση με την οποία ορίζεται η albedo ακτινοβολία είναι(27):

$$\text{AlbInc} = \rho * \text{GlobHor} * (1 - \cos i) / 2 \quad (27)$$

Όπου:

Η έκφραση $(1 + \cos i) / 2$ είναι το μαθηματικό αποτέλεσμα της ολοκλήρωσης μιας σταθερής ακτινοβολίας, που προέρχεται από όλες τις κατευθύνσεις που "βλέπει" το επίπεδο .

BeamInc: Incident beam irradiation in the collector plane

i = Κλίση επιφάνειας

Hsol = Ύψος ήλιου σε οριζόντιο επίπεδο

Hsol_i = Ύψος ήλιου στο επίπεδο (= 90 ° - γωνία πρόσπτωσης)

Kb = Δείκτης καθαρότητας δέσμης = BeamHor / (I_o * Sin Hsol)

I_o = Ηλιακή σταθερά (εξαρτάται από την ημέρα του έτους)

ρ = συντελεστής Albedo (συνηθισμένη τιμή 0,2)

DiffHor = Horizontal diffuse irradiation,

- Το μοντέλο Perez, είναι ένα πιο εξελιγμένο μοντέλο που απαιτεί καλά μετρημένα οριζόντια δεδομένα ακτινοβολίας. Κατά την εκτέλεσή του εισάγει την "οριζόντια ζώνη" ως ένα τρίτο διάχυτο στοιχείο. Χωρίζει τον ουρανό σε τομείς και παραμετροποιεί τους μετασχηματισμούς της περιμετρικής και της οριζόντιας ζώνης σύμφωνα με συσχετισμούς που βασίζονται σε δεδομένα αρκετών δεκάδων τοποθεσιών μέτρησης, κατανεμημένων σε όλο τον κόσμο (Perez et al., 1990, pp271-289).

3.7.3 Κοντινές σκιάσεις (Near shadings)

Η εφαρμογή των κοντινών σκιάσεων (συντελεστής σκίασης απευθείας (beam), διάχυτης (diffuse) και albedo ακτινοβολίες, δίνει αποτελέσματα είτε γραμμικά είτε σύμφωνα με τις διαμόρφωση των συνδέσεων των ηλεκτρικών συστοιχιών για τους υπολογισμούς ηλεκτρικών απωλειών. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω ενός τρισδιάστατου μοντέλου σκίασης που ο χρήστης σχεδιάζει στο περιβάλλον του λογισμικού και έχει την δυνατότητα να αποτυπώσει όλα τα επικείμενα και κοντινά αντικείμενα στην επιφάνεια μελέτης που αναμένεται να προκαλέσουν σκίαση στο σύστημα.

Οι γραμμικές απώλειες σκίασης υπολογίζονται από τους συντελεστές σκίασης που περιγράφονται παρακάτω και αντιπροσωπεύουν το έλλειμμα ακτινοβολίας στη φωτοβολταϊκή συστοιχία.

Οι ηλεκτρικές απώλειες συστήματος λόγω σκίασης (σύμφωνα με τη διάταξη των συστοιχιών) προκύπτουν από ηλεκτρικές αναντιστοιχίες (διαφοροποιήσεις τάσεων λόγω σκιασμένων κελιών) κατά τη διασύνδεση των φωτοβολταϊκών μονάδων ως συστοιχίας. Ο υπολογισμός "σύμφωνα με τη διάταξη των συστοιχιών", είναι μια

προσέγγιση που δίνει το ανώτερο όριο της πιθανής απώλειας αναντιστοιχίας. Αυτό πραγματοποιείται με τη βοήθεια ενός εργαλείου που ονομάζεται "Διάταξη συστοιχιών-Module Layout", το οποίο δίνει μια ακριβέστερη αξιολόγηση που περιλαμβάνει την ακριβή θέση κάθε φωτοβολταϊκής μονάδας μέσω της κατασκευής 3D μοντέλου και στο ηλεκτρικό της σύστημα. Για τα αποτελέσματα της προσομοίωσης υπάρχει η δυνατότητα οπτικοποίησής τους ώστε να μπορέσει ο χρήστης να διαμορφώσει τη διάταξη-χωροθέτηση των συστοιχιών, εκ' των υστέρων, με στόχο την αποφυγή των κοντινών σκιάσεων όπου αυτό είναι δυνατό.

Για να αξιολογήσει τις απώλειες σκίασης κατά τη διάρκεια της προσομοίωσης, πρέπει να αντιμετωπιστεί καθένα από τα τρία στοιχεία ακτινοβολίας των δεδομένων μετεωρολογικής εισόδου με τον κατάλληλο τρόπο:

- Για τη συνιστώσα απευθείας ακτινοβολίας (beam irradiance), καθορίζεται ένας συντελεστής σκίασης που εξαρτάται από τη θέση του ήλιου.

Με τις κοντινές σκιάσεις, ορίζεται ο συντελεστής σκίασης ως το σκιασμένο κλάσμα του φωτοβολταϊκού πεδίου (αποτυπώνονται με οπτικές αποχρώσεις) σε σχέση με την πλήρη ευαίσθητη περιοχή του φωτοβολταϊκού, για μια δεδομένη θέση του ήλιου. Η γεωμετρική διαμόρφωση των σκιών που πέφτουν στο πεδίο και ο προσδιορισμός του συντελεστή σκίασης, πραγματοποιούνται με καθαρά γεωμετρικό και αναλυτικό τρόπο. Επομένως, αυτός είναι ένας ακριβής υπολογισμός, ο οποίος δεν περιλαμβάνει καμία υπόθεση ή προσέγγιση καθώς για κάθε μια δεδομένη ηλιακή θέση, το πρόγραμμα πραγματοποιεί έναν μετασχηματισμό των συντεταγμένων ολόκληρου του συστήματος.

Στη συνέχεια, σε κάθε ευαίσθητο στοιχείο του φωτοβολταϊκού πεδίου προβάλλονται τα εμπόδια του περιβάλλοντα χώρου επάνω τους. Έπειτα υπολογίζεται η τομή κάθε εμποδίου με την ευαίσθητη περιοχή που πλήττεται. Η επανένωση αυτών των στοιχειωδών σκιών σχηματίζει ένα πολύγωνο που αντιπροσωπεύει την ολική σκίαση στο πλαίσιο που εξετάζεται. Ο συντελεστής απώλειας σκίασης που προκύπτει, είναι ο λόγος της περιοχής του πολύγωνου σκιάς προς εκείνη του ευαίσθητου στοιχείου. Αυτή η διαδικασία επαναλαμβάνεται για κάθε στοιχείο ευαίσθητου πεδίου. Κατά αυτόν τον τρόπο προκύπτει πίνακας (βλ.πίνακα 4) συντελεστών σκίασης που χρησιμοποιείται για τους υπολογισμούς,

Πίνακας 4 Συντελεστές σκίασης για ύψος και αζιμούθιο ηλίου(από προσομοίωση PVsyst)

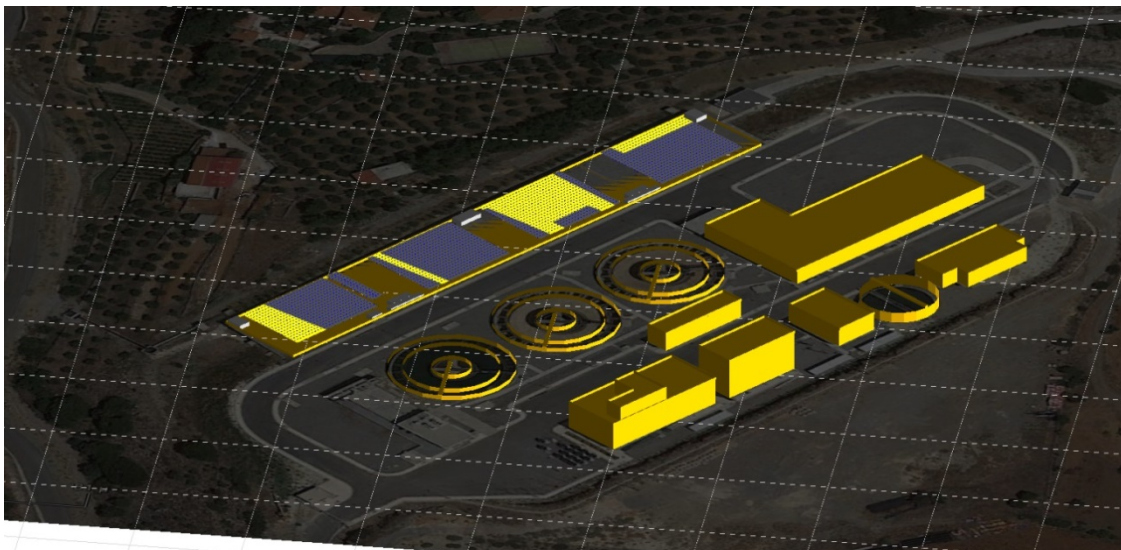
Shading factor table (linear), for the beam component, Orient. #1

Azimuth	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2°	0.000	0.000	0.000	0.041	0.535	0.947	0.878	0.729	0.505	0.178	0.000	0.000	0.112	0.084	0.042	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Shading factor for diffuse: 0.002 and for albedo: 0.000

- Για τη συνιστώσα διάχυσης, ορίζεται ένας συντελεστής ως αναπόσπαστο μέρος όλων των κατευθύνσεων του ουρανού. Αυτό οδηγεί σε έναν συντελεστή σκίασης για τη διάχυτη ακτινοβολία, ο οποίος είναι ανεξάρτητος από τη θέση του ήλιου, και εξαρτάται μόνο από τη γεωμετρία του συστήματος. Είναι συνεπώς σταθερό καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, και ανεξάρτητο από το γεωγραφικό πλάτος. Υπολογίζεται μία φορά στην αρχή της προσομοίωσης και εφαρμόζεται στη διάχυτη ακτινοβολία σε κάθε χρονικό βήμα της προσομοίωσης.
- Για το στοιχείο Albedo, εκτελείται ένα ολοκλήρωμα σύμφωνα με τα κοντινά εμπόδια στο έδαφος. Αυτό θα οδηγήσει σε έναν συντελεστή σκίασης για το albedo, ανεξάρτητο από τη θέση του ήλιου.

Η διαδικασία υπολογισμού των κοντινών σκιάσεων οπτικοποιείται και δίνεται η δυνατότητα στο χρήστη να μελετήσει και να αντιληφθεί με μεγάλη ακρίβεια από πού προκύπτουν οι σκιάσεις στην εγκατάστασή του μέσω διαφόρων οπτικών γωνιών ως προς την επιφάνεια μελέτης. Τα αποτελέσματα της συνολικής διαδικασίας φαίνονται στην εικόνα 6.



Εικόνα 6 Στιγμιότυπο από τρισδιάστατη προσομοίωση της EEN Αποσελέμη (PVsyst)

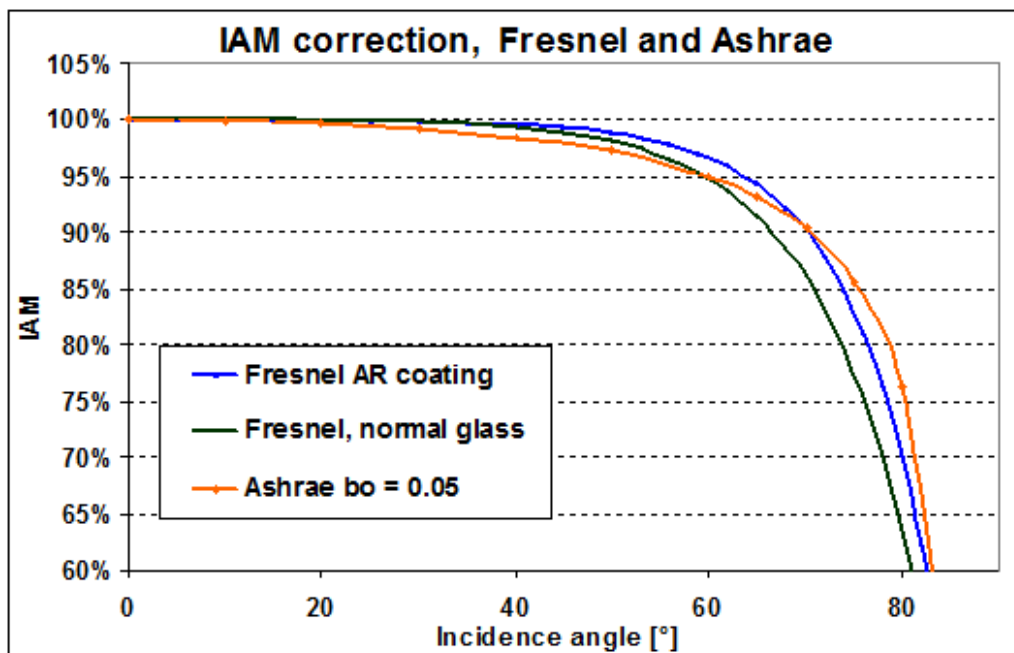
3.7.4 Συντελεστής Τροποποίησης Γωνιακής Πρόσπτωσης (Incidence Angle Modifier factor)[IAM]

Από την εφαρμογή του IAM-συντελεστής τροποποίησης γωνιακής πρόσπτωσης, προκύπτει η ακτινοβολία G_{eff} , δηλαδή τη ροή ακτινών που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για φωτοβολταϊκή μετατροπή (παραγωγή). Ο συντελεστής αφορά το φαινόμενο σκέδαση της ηλιακής ακτινοβολίας όταν τελικά αυτή φτάνει στην επιφάνεια του πλαισίου.

Το φαινόμενο σκέδασης προκαλεί μείωση της ακτινοβολίας που φτάνει πραγματικά στην επιφάνεια των φωτοβολταϊκών κυττάρων. Αυτή η μείωση οφείλεται κυρίως σε

αντανάκλασεις στο γυάλινο κάλυμμα, η οποία αυξάνεται με την εκάστοτε γωνία πρόσπτωσης. Η απώλεια μετάδοσης είναι ένα γενικό φαινόμενο, λόγω της αντανάκλασης και της μετάδοσης της ακτίνας του ήλιου σε κάθε διεπαφή υλικού (π.χ. γυαλί αέρα ,κ.ά.), καθώς και κάποια απώλεια απορρόφησης από το γυαλί. Φυσιολογικά η ανάκλαση αυτή είναι της τάξεως του 5% και συμπεριλαμβάνεται κατά τις μετρήσεις STC. Για τον υπολογισμό χρησιμοποιείται μια συνάρτηση η οποία περιγράφει το έλλειμμα μετάδοσης ως συνάρτηση της γωνίας πρόσπτωσης (βλ. διάγρ.6). Το φαινόμενο αυτό υπακούει στους νόμους του Fresnel που περιγράφουν τη μετάδοση και τις αντανάκλασεις στη διεπαφή δύο διαφανών υλικών διαφορετικών δεικτών διάθλασης n_1 και n_2 και εκφράζονται με την εξίσωση (28):

$$FIAM = 1 - b_0 \cdot \left(\frac{1}{\cos i - 1} \right) \quad (28)$$



Διάγραμμα 6 Συντελεστής ανάκλασης συναρτήσει γωνίας πρόσπτωσης ακτίνας(Fresnel and Ashrae)(PVsyst, V6.8.6,physical models used).

όπου i = γωνία πρόσπτωσης στο επίπεδο.

3.8 Επιλογή εξοπλισμού - Χαρακτηριστικά εξοπλισμού

Κατά τον σχεδιασμό του συστήματος στο PVsyst δίνεται η δυνατότητα επιλογής, από βάση δεδομένων, του πραγματικού εξοπλισμού (όπως και έγινε) αλλά και η αλλαγή τεχνικών παραμέτρων σε περίπτωση που υπάρχουν διαφορές σε σχέση με τα τεχνικά χαρακτηριστικά που δίνονται από τον κατασκευαστή στο σχετικό τεχνικό φυλλάδιο.

Καθ' αυτό τον τρόπο η ακρίβεια στους υπολογισμούς απόδοσης του συστήματος ακολουθεί λεπτομερώς τα δεδομένα του κατασκευαστή

Η επιλογή του εξοπλισμού είναι πολύκριτηριακή. Κατά την διαδικασία επιλογής λαμβάνεται υπόψη η ονομαστική ισχύς της εγκατάστασης. Ο τρόπος σύνδεσης των σειρών (strings)(συμμετρικές ή ασύμμετρες στοιχειοσειρές) και οι απαιτήσεις για τα δεδομένα τηλεμετρίας και επικοινωνίας είναι τα κύρια χαρακτηριστικά για την επιλογή της κατάλληλης οικογένειας και μοντέλου αντιστροφών που θα χρησιμοποιηθεί. Οι αποδόσεις του εξοπλισμού στις εκάστοτε περιβαλλοντικές συνθήκες, κυρίως θερμοκρασία, είναι αυτές που οδηγούν στην επιλογή του φωτοβολταϊκού πλαισίου .

Ακόμα σημαντική είναι η έρευνα σχετικά με το ποια μοντέλα εξοπλισμού είναι διαθέσιμα στην ελληνική αγορά αλλά και την ποιότητα εξυπηρέτησης κάθε εταιρίας όπως ο χρόνος απόκρισης υπηρεσιών service αλλά και το κόστος αυτών συγκριτικά με την απόδοσή τους. Όλα τα παραπάνω συνυπολογίζονται ώστε να προκύψει η ενεργειακά αποδοτικότερη επιλογή για κάθε τόπο και τελικά η βέλτιστη οικονομικά βιώσιμη λύση.

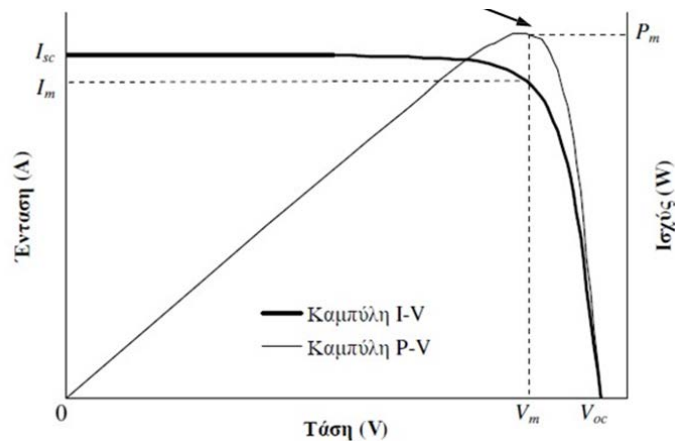
Στην παρούσα μελέτη ο εξοπλισμός με βάση του οποίου θα γίνουν οι υπολογισμοί απόδοσης των συστημάτων είναι προκαθορισμένος από τις υπογεγραμμένες συμβάσεις με την ΔΕΔΔΗΕ και αφορά συγκεκριμένο μοντέλο πολυκρυσταλλικού πυριτίου (poly-Si). Ως εκ' τούτου θεωρείται δεδομένο και δεν έχει γίνει σχετική έρευνα αγοράς.

3.8.1 Βαθμός Απόδοσης Φωτοβολταϊκού Πλαισίου

Το εύρος λειτουργίας ενός φωτοβολταϊκού πλαισίου αποτυπώνεται με μία χαρακτηριστική (τυπική) καμπύλη I-V η οποία δίνεται από τον κατασκευαστή και εμπεριέχονται χρήσιμες πληροφορίες για την συμπεριφορά κατά την λειτουργία του . Η καμπύλη αυτή συνήθως αναφέρεται σε πρότυπες συνθήκες λειτουργίας (STC) στις οποίες και έχουν γίνει οι μετρήσεις στο εργοστάσιο παραγωγής.

Οι σημαντικότερες τιμές αυτής είναι οι τιμές τάσης(V) και ρεύματος (I) για της οποίες μεγιστοποιείται η παρεχόμενη ισχύς (Pmax).Το σημείο μέγιστης ισχύος [Max Power Point(MPP)] στο διάγραμμα ονομάζεται γόνατο καμπύλης(βλ.διάγρ.7).

Το Φ/Β στοιχείο έχει μια αρκετά ασυνήθιστη συμπεριφορά ως πηγή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αντίθεση με τις περισσότερες ηλεκτρικές πηγές, οι οποίες διατηρούν σταθερή περίπου τάση στην περιοχή της κανονικής τους λειτουργίας, η τάση των Φ/Β στοιχείων μεταβάλλεται ριζικά (και μη γραμμικά) σε συνάρτηση με την ένταση του ρεύματος που δίνουν στο κύκλωμα, ακόμα και εάν η ακτινοβολία που δέχονται παραμένει σταθερή. (Κατσιγιαννης, 2019)



Διάγραμμα 7 Χαρακτηριστική καμπύλη I-V φωτοβολταϊκού πλαισίου (Κατσίγιαννης, 2019)

Η απόδοση ενός φωτοβολταϊκού πλαισίου είναι συνάρτηση πολλών παραμέτρων όπως η προσπίπτουσα σε αυτό ηλιακή ακτινοβολία, η θερμοκρασία λειτουργίας του (βλ. υποκεφάλαιο 3.2.2.2), η καθαρότητα της ατμόσφαιρας, τα επικαθίμενα σωματίδια στην συλλεκτική του επιφάνεια, οι εσωτερικές ωμικές απώλειες κ.ά.

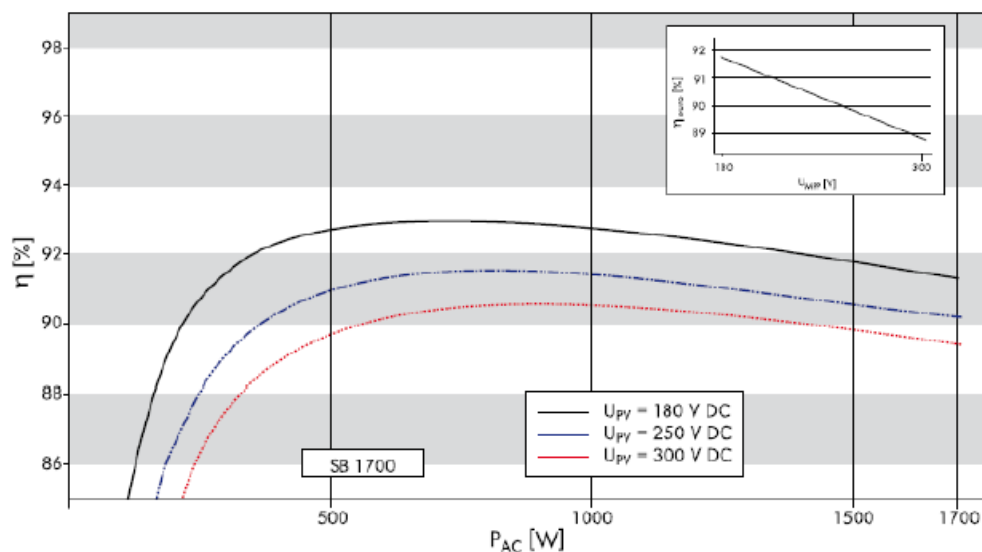
3.8.2 Βαθμός απόδοσης αντιστροφέα

Οι αντιστροφείς (inverters) μετατρέπουν το συνεχές ρεύμα (DC), σε εναλλασσόμενο ρεύμα (AC). Μέσα στην ίδια συσκευασία μπορεί να περιέχεται και μετασχηματιστής ο οποίος στόχο έχει την προσαρμογή της τάσης στα επίπεδα του εναλλασσόμενου ρεύματος που επιθυμούμε (π.χ. 400V). Επίσης, στους αντιστροφείς για Φ/Β, είναι δυνατόν να περιλαμβάνεται διάταξη ανίχνευσης της μέγιστης παραγωγής από την πηγή (Maximum Power Point Tracker (MPPT)).(Κατσίγιαννης, 2019)

Οι αντιστροφείς έχουν μεγάλο εύρος λειτουργίας τάσεων και ρεύματος με αποτέλεσμα να μπορούν να αποδίδουν -για ένα σωστά σχεδιασμένο σύστημα- στο δίκτυο συνεχώς εκτός των ακραίων συνθηκών. Για την έναρξη λειτουργίας τους και παροχή ενέργεια στο δίκτυο απαιτείται μία ελάχιστη τιμή τάσης (ελάχιστη τάση εισόδου) από τις στοιχοσειρές με τις οποίες είναι συνδεδεμένος. Όταν ανιχνευθεί τιμή μεγαλύτερη από την ελάχιστη εισόδου στιγμιαία αρχίζει να λειτουργεί και να τροφοδοτεί το δίκτυο. Εκτός του κατώτατου ορίου εκκίνησης υπάρχει και το αντίστοιχο μέγιστο όριο κατά το οποίο ο αντιστροφέας τίθεται εκτός λειτουργίας για να μην προκληθεί καταστροφή στις εσωτερικές του διατάξεις, το σημείο αυτό είναι κρίσιμο.

Πλέον η συντριπτική πλειοψηφία των αντιστροφέων που υπάρχουν στο εμπόριο είναι εφοδιασμένοι με MPPT για την ανίχνευση του μέγιστου σημείου ισχύος λειτουργίας της συστοιχίας. Ο MPPT έχει την δυνατότητα ανίχνευσης και μεταβολής των τιμών τάσης και ρεύματος, εντός ενός συγκεκριμένου εύρους, με τρόπο τέτοιο ώστε η έξοδος αυτού να κινείται πάντοτε στο βέλτιστο. Κατά τον τρόπο λειτουργίας αυτόν, στο εύρος MPP, επιτυγχάνονται πολύ υψηλές αποδόσεις. Για να αποδίδει

κατά αυτόν τον τρόπο το σύστημα θα πρέπει κατά τον σχεδιασμό να γίνει σωστός υπολογισμός των αριθμών σε σειρά πλαισίων συνυπολογίζοντας περιβαλλοντικές συνθήκες όπως οι ακραίες θερμοκρασίες οι οποίες οδηγούν σε μεγάλες αυξομειώσεις τάσεων όπως και αναλύθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο. Ο βαθμός απόδοσης του αντιστροφέα μπορεί να εκφράζεται με διαφορετικούς τρόπους όπως ο μέγιστος βαθμός απόδοσης, ο ευρωπαϊκός βαθμός απόδοσης κ.ά. συντελεστές οι οποίοι διαφέρουν κατά τον τρόπο υπολογισμού τους. Ο βαθμός απόδοσης ορίζεται ως ο λόγος της ισχύος εξόδου (AC) προς την ισχύ εισόδου (DC) του αντιστροφέα. Ο βαθμός απόδοσης εξαρτάται από την ισχύ και την τάση λειτουργίας του αντιστροφέα (βλ.διάγ.8).



Διάγραμμα 8 Καμπύλη απόδοσης αντιστροφέα

Ο ευρωπαϊκός διαβαθμισμένος βαθμός απόδοσης, που αξιολογεί τη συμπεριφορά ενός αντιστροφέα σε διάφορα συγκεκριμένα σημεία της καμπύλης απόδοσής του (βλ.διάγ.8) και υπολογίζεται σύμφωνα με τη σχέση (29):

$$n(euro) = 0.03 * n(5\%P_m) + 0.06 * n(10\%P_m) + 0.13 * n(20\%P_m) * 0.10 * n(30\%P_m) + 0.48 * n(50\%P_m) + 0.20 * n(100\%P_m) \quad (29)$$

Οι συνηθισμένες τιμές πλέον υπερβαίνουν το 90% και σε κάποιες περιπτώσεις μεγαλύτερων μετατροπών αγγίζουν το 97%-98%. Γενικά συνίσταται το μέγεθος του αντιστροφέα να είναι στο 95-110% της ονομαστικής ισχύος του Φ/Β. Η υπερδιαστασιολόγηση του οδηγεί σε χαμηλό βαθμό απόδοσης ενώ η πολύ χαμηλή ισχύς σε σχέση με την εγκαταστημένη ισχύ του Φ/Β θα οδηγεί σε μερική μη εκμετάλλευση της παραγωγής του ΦΒ. (Κατσιγιαννης, 2019)

3.9 Οικονομική αξιολόγηση

Για να γίνει η εκτίμηση της οικονομικής απόδοσης του κάθε έργου θα πρέπει να θεωρηθεί μία ισοδύναμη ταρίφα (τιμή kWh) για την παραγόμενη από τις εγκαταστάσεις ηλεκτρική ενέργεια. Η ισοδύναμη ταρίφα αυτή θα αντικατοπτρίζει την θεωρητική τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Η τιμή εξαρτάται από το εκάστοτε τιμολόγιο, την μέθοδο συμψηφισμού παραγόμενης-καταναλισκόμενης ηλεκτρική ενέργειας (βλ.υποκ.2.3) και το ποσοστό ταυτοχρονισμού της παραγωγής με τη κατανάλωση όπως αναλύονται αντίστοιχα (βλ. υποκ.3.9.2 & 3.9.3). Για τον υπολογισμό της κάθε τιμής είναι απαραίτητη η ανάλυση των τιμολογίων βάση των οποίων γίνεται η χρέωση ενέργειας σε κάθε ενδιαφερόμενη εγκατάσταση. Στον πίνακα 5 παρατίθενται τα τιμολόγια κάθε εγκαταστάσεις πάροχος των οποίων είναι η Δ.Ε.Η. Α.Ε.

Πίνακας 5 Τιμολόγια που διέπουν τις ενδιαφερόμενες παροχές

A/A	Θέση	Χώρος εγκατάστασης	Εγκατεστημένη Ονομαστική Ισχύς Φ/Β (kW)	Τιμολόγιο
1	ΕΕΝ Αποσελέμη	Δεξαμενή	300	ΜΤ-ΒΥ-Εμπορικό
2	Μυλωνιανά	Δεξαμενές	260	ΜΤ-ΒΥ-Εμπορικό
3	Δράμια	Δεξαμενή	100	ΧΤ-Γ22-Επαγγελματικό
4	Γεράνι	Δεξαμενή	130	ΜΤ-ΒΑΓ-Αγροτικό
5	Μ. Χωράφια	Δεξαμενή	130	ΜΤ-ΒΑΓ-Αγροτικό
6	Πατελάρι	Αντλιοστάσιο	20	ΜΤ-ΒΑΓ-Αγροτικό
7	Αρμένιοι	Αντλιοστάσιο	20	ΜΤ-ΒΥ-Εμπορικό

3.9.1 Ανάλυση Τιμολογίων Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στο παρόν υποκεφάλαιο γίνεται ανάλυση των ενδιαφερόμενων τιμολογίων με τις πληροφορίες που παρέχονται από την (ΔΕΗ ΑΕ, 2020). Τα τιμολόγια αποτελούνται από τρεις χρεώσεις: τις Χρεώσεις Προμήθειας, της Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις και επιπρόσθετες χρεώσεις υπέρ τρίτων όπως αναλύεται παρακάτω. Στο παρόν υποκεφάλαιο παρατίθενται παράλληλα τα τμήματα των τιμολογίων που διαφέρουν. Παρακάτω επεξηγούνται όλες οι χρησιμοποιούμενες συντομογραφίες:

- ΜΠΧ: Μοναδιαία Πάγια Χρέωση
- ΜΜΧ: Μοναδιαία Μεταβλητή Χρέωση
- kWh: Καταμετρηθείσα ενέργεια από τον αρμόδιο διαχειριστή κατά την περίοδο κατανάλωσης
- ΚΜΖ: Καταγραφείσα Μέγιστη Ζήτηση ισχύος (kW), οποιαδήποτε ώρα της ημέρας ή νύχτας
- ΜΖ: ορίζεται η μέγιστη απορρόφηση ισχύος στις εργάσιμες μέρες 07:00-23:00
- ΧΜΖ / ΧΖ: Χρεωστέα Μέγιστη Ζήτηση ισχύος/ Χρεωστέα Ζήτηση ισχύος
- ΜΖΑ: Μέγιστη Ζήτηση Αιχμής(11:00-14:00)
- Ημέρες: Αριθμός ημερών περιόδου κατανάλωσης
- ΣΙΠ(kVA): Συμφωνημένη Ισχύς Παροχής: είναι η ισχύς που έχει συμφωνηθεί και δικαιούται να απορροφά ο καταναλωτής από το Δίκτυο η οποία αναγράφεται στο Συμβόλαιο Προμήθειας ηλεκτρικού ρεύματος
- συνφ: μέση τιμή του συντελεστή ισχύος κατά την περίοδο κατανάλωσης Υπολογίζεται από τις καταναλώσεις ενεργού(kW) και άεργου(kVahr) ισχύος (εξίσωση 30).

$$\text{συνφ} = \left[\frac{1}{1 + \left(\frac{\text{Άεργος}}{\text{Ενεργός}} \right)^2} \right]^{1/2} \quad (30)$$

- Συντελεστής A: Αφορά την περίοδο κατανάλωσης και υπολογίζεται με τον τύπο (31):

$$A = \frac{\text{Ημέρες Περιόδου Κατανάλωσης}}{30} \quad (31)$$

- Συντελεστής Χρησιμοποίησης(Σ.ΧΡΣ.) (εξίσωση 32):

$$\Sigma.ΧΡΣ. = \frac{\text{Κατανάλωση Περιόδου}(kWh)}{24 * \text{ημέρες περιόδου κατανάλωσης} * ΚΜΖ} \quad (32)$$

1. Χρέωση Προμήθειας Ρεύματος (ανταγωνιστικές χρεώσεις)

Σε αυτό το σκέλος περιλαμβάνεται το κόστος και οι λοιπές δαπάνες για την παραγωγή και την προμήθεια (διάθεση) της ηλεκτρικής ενέργειας στους πελάτες. Η χρέωση προμήθειας προκύπτει προσθέτοντας τις παρακάτω χρεώσεις που προκύπτουν από τους αντίστοιχους τύπους για κάθε τιμολόγιο.

- Πάγια χρέωση

Τιμολόγιο ΧΤ-Γ22-Επαγγελματικό

Επιβάλλετε χρέωση στο τιμολόγιο Γ22 (€/μήνα)

Τιμολόγιο ΜΤ-ΒΥ-Εμπορικό & ΒΑΓ Αγροτικό

Σε αυτά τα τιμολόγια δεν επιβάλλετε πάγιο.

- Χρέωση Ενέργειας

Τιμολόγιο ΧΤ-Γ22-Επαγγελματικό

υπολογίζεται με τον παρακάτω τύπο και έχει μία τιμή(μέρα-νύκτα):

$$\Sigma kWh * ΜΠΧ \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \quad (33)$$

Τιμολόγιο ΜΤ-ΒΥ-Εμπορικό

στο τιμολόγιο αυτό διαχωρίζεται η απορροφώμενη ενέργεια ημέρας και νύχτας με διαφορετική τιμή.

Ως ενέργεια ημέρας θεωρούνται οι καταναλώσεις τις ώρες 07:00-23:00 όλες τις εργάσιμες ημέρες όλο το έτος

Ως ενέργεια νύχτας θεωρούνται οι καταναλώσεις τις ώρες 23:00-07:00 όλες τις εργάσιμες ημέρες, όλες οι ώρες του Σαββατοκύριακου και των Αργιών,

υπολογίζεται με τον παρακάτω τύπο:

$$kWh * ΜΠΧ \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \quad (34)$$

Τιμολόγιο ΜΤ-ΒΑΓ-Αγροτικό

υπολογίζεται με τον παρακάτω τύπο και έχει μία τιμή για όλες τις ζώνες (μέρα-νύκτα):

$$\Sigma kWh * ΜΠΧ \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \quad (35)$$

- Χρέωση Ισχύος:

Τιμολόγιο ΧΤ-Γ22-Επαγγελματικό

υπολογίζεται βάση του τύπου:

$$XZ(kW) * ΜΠΧ \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) \quad (36)$$

Η ΧΖ (Χρεωστέα Ζήτηση)(kW) στο παρόν τιμολόγιο προκύπτει από τους παρακάτω ειδικούς όρους όπως:

Ειδικοί όροι τιμολογίου Γ22:

Αν $\Sigma.XP\Sigma < 0,2$ τότε :

$$XZ = 2 * KMZ * A \quad (37)$$

Ενώ εάν $\Sigma.XP\Sigma \geq 0,2$

$$XZ = KMZ * A \quad (38)$$

Όπου:

KMZ (kW): Καταμετρηθείσα Μέγιστη Ζήτηση, οποιαδήποτε ώρα ημέρας ή νύχτας

Ακόμα ισχύει για το συγκεκριμένο τιμολόγιο:

1. ελάχιστη χρεωστέα ζήτηση: 18 kW
2. ελάχιστη χρέωση: το πάγιο και η ισχύς των 18 kW

Τιμολόγιο ΜΤ-ΒΥ-Εμπορικό

$$XZ(kW) * ΜΠΧ \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) \quad (39)$$

Όπου:

Χρεωστέα Ζήτηση (XZ)

$$XZ(kW) = MZ * A \quad (40)$$

Ως Μέγιστη Ζήτηση (MZ) ορίζεται η μέγιστη απορρόφηση ισχύος στις εργάσιμες μέρες 07:00-23:00 .

Τιμολόγιο ΜΤ-ΒΑΓ-Αγροτικό

Στο αγροτικό μέσης τάσης τιμολόγιο δεν χρεώνετε η ισχύς.

- Ρήτρα αναπροσαρμογής CO₂

Μεθοδολογία υπολογισμού της μοναδιαίας χρέωσης του Κόστους Εκπομπών Διοξειδίου του Άνθρακα CO₂ .

Η μοναδιαία χρέωση εκπομπών CO₂ στον πελάτη υπολογίζεται με τον παρακάτω τύπο:

$$TCO_{2n} = P(n-1) * Q(n-1)E(n-1) \quad (41)$$

Όπου :

- n: ο μήνας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας
- Tco_{2n}: Μοναδιαία χρέωση εκπομπών CO₂ για κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας του μηνός n (€/kWh).
- P(n-1): Μέσος όρος τιμών κλεισίματος του συμβολαίου μελλοντικής εκπλήρωσης (Future) EUA, όπως αυτές διαμορφώθηκαν στο χρηματιστήριο εκπομπών (ICE) με μήνα ωρίμανσης τον Δεκέμβριο του έτους χρήσης (€/tn) κατά τον προηγούμενο της κατανάλωσης μήνα.
- Q(n-1): Μηνιαία απολογιστικά στοιχεία (προσωρινά) για τις συνολικές εκπομπές CO₂ των Σταθμών Παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε. στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα κατά τον προηγούμενο της κατανάλωσης μήνα.
- E(n-1): Μηνιαία απολογιστική εκκαθαρισμένη ενέργεια της ΔΕΗ Α.Ε. στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα κατά τον προηγούμενο της κατανάλωσης μήνα.

Τιμολόγιο ΧΤ-Γ22-Επαγγελματικό

Στην περίπτωση του Γ22 δεν έχει ενεργοποιηθεί η ρήτρα αναπροσαρμογής CO2.

Τιμολόγιο ΜΤ-ΒΥ-Εμπορικό & ΒΑΓ-Αγροτικό

Υπολογίζονται με τον ίδιο τρόπο με τον τύπο:

$$\Sigma kWh * ΜΠΧ \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \quad (42)$$

2.Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις

Βάσει των Νόμων 2773/99, 4001/11 και του Κώδικα Προμήθειας σε Πελάτες, όπως ισχύουν, προβλέπεται η διακριτή αναγραφή των παρακάτω χρεώσεων επί των τιμολογίων παροχής υπηρεσιών προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας. Οι χρεώσεις αυτές εγκρίνονται από την Πολιτεία και εφαρμόζονται σε όλους τους πελάτες που κάνουν χρήση του Εθνικού Ηλεκτρικού Συστήματος, ανεξαρτήτως του προμηθευτή που έχουν επιλέξει. Οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις αναλύονται ως εξής:

- Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Η/Ε

Η χρέωση αυτή καλύπτει τις δαπάνες λειτουργίας, συντήρησης και ανάπτυξης του Δικτύου Μεταφοράς Υψηλής Τάσης (Σύστημα Μεταφοράς). Διακρίνεται σε πάγια χρέωση (βάσει της συμφωνημένης ισχύος παροχής) και σε μεταβλητή χρέωση (βάσει της κατανάλωσης). Οι αντίστοιχες μοναδιαίες χρεώσεις, Μοναδιαία Πάγια Χρέωση (ΜΠΧ) και Μοναδιαία Μεταβλητή Χρέωση (ΜΜΧ), εκφράζονται σε €/kVA/έτος και σε €/kWh αντίστοιχα.

Τιμολόγιο ΧΤ-Γ22-Επαγγελματικό

Τύπος:

$$\begin{aligned} & [\Sigma IIP(\text{kVA}) \times \text{Ημέρες} / 365 \times \text{ΜΠΧ}(\text{€/kVA}\&\acute{\epsilon}\text{τος})] \\ & + \left[\Sigma kWh \times \text{ΜΜΧ} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \right] \quad (43) \end{aligned}$$

Τιμολόγιο-ΜΤ-ΒΥ-Εμπορικό

Τύπος:

$$MZA * A * ΜΠΧ \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) \quad (44)$$

Όπου:

MZA: η Μέγιστη Ζήτηση Αιχμής (kW) (τις ώρες που ορίζονται ως αιχμή : 11:00-14:00)

Τιμολόγιο ΜΤ-ΒΑΓ-Αγροτικό

Δεν χρεώνεται σε αυτό το τιμολόγιο

- Ελληνικό Δίκτυο Διανομής Η/Ε

Η χρέωση αυτή καλύπτει τις δαπάνες λειτουργίας, συντήρησης και ανάπτυξης του Δικτύου Διανομής, Μέσης και Χαμηλής Τάσης. Διακρίνεται σε πάγια χρέωση (βάσει της συμφωνημένης ισχύος παροχής) και σε μεταβλητή χρέωση (βάσει της κατανάλωσης). Οι αντίστοιχες μοναδιαίες χρεώσεις, Μοναδιαία Πάγια Χρέωση (ΜΠΧ) και Μοναδιαία Μεταβλητή Χρέωση (ΜΜΧ), εκφράζονται σε €/kVA/έτος και σε €/kWh αντίστοιχα. Σε ορισμένες κατηγορίες πελατών με μεγάλη συμφωνημένη ισχύ, στη μεταβλητή χρέωση υπεισέρχεται και ο συντελεστής ισχύος (συνφ). Για τους λοιπούς πελάτες ο συντελεστής ισχύος λαμβάνεται ίσος με τη μονάδα (συνφ=1).

Τύποι υπολογισμού:

Τιμολόγιο ΧΤ-Γ22-Επαγγελματικό

$$[\Sigma I P(kVA) \times \text{Ημέρες} / 365 \times \text{ΜΠΧ}(\text{€/kVA}\&\text{έτος})] + \{[\Sigma kWh \times \text{ΜΜΧ}(\frac{\text{€}}{kWh})] / \text{συνφ}\} \quad (45)$$

Τιμολόγιο ΜΤ-ΒΥ-Εμπορικό

$$\left[\text{ΜΠΧ} \left(\frac{\text{€}}{\frac{kW}{\text{μήνα}}} \right) * \text{MZA} * A \right] + [\Sigma kWh * \text{ΜΜΧ} \left(\frac{\text{€}}{kWh} \right) / \text{συνφ}] \quad (46)$$

Τιμολόγιο ΜΤ-ΒΑΓ-Αγροτικό

Δεν χρεώνεται σε αυτό το τιμολόγιο

Σημείωση: Οι παρακάτω χρεώσεις δεν διαφέρουν ως προς τον τρόπο υπολογισμού τους σε κανένα από τα ενδιαφερόμενα τιμολόγια.

- Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ)

Ως ΥΚΩ έχουν χαρακτηρισθεί, σύμφωνα με σχετικές Υπουργικές Αποφάσεις (ΦΕΚ Β' 1040/07 και ΦΕΚ Β' 1614/2010) οι υπηρεσίες: α) παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές των μη διασυνδεδεμένων νησιών, με τιμολογήσεις ίδιες ανά κατηγορία πελατών με αυτές της ηπειρωτικής χώρας β) παροχή ηλεκτρικής ενέργειας με ειδικό τιμολόγιο στους πολύτεκνους καταναλωτές, όπως αυτοί προσδιορίζονται βάσει της κείμενης νομοθεσίας και γ) παροχή ηλεκτρικής ενέργειας με ειδικό Κοινωνικό Οικιακό Τιμολόγιο (Κ.Ο.Τ.) σε ευπαθείς καταναλωτές, όπως αυτοί προσδιορίζονται βάσει σχετικής Υπουργικής Απόφασης. Οι μοναδιαίες χρεώσεις για τις ΥΚΩ βασίζονται στην εκάστοτε ισχύουσα νομοθεσία και ο τύπος υπολογισμού είναι:

$$\left[\text{kWh} \times \text{Μοναδιαία χρέωση} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \right] \quad (47)$$

- Ειδικό Τέλος Για Τη Μείωση Εκπομπών Αέριων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ)

Σύμφωνα με την κείμενη νομοθεσία, το τέλος αυτό προορίζεται για την αποζημίωση των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές (ΑΠΕ). Αποτελεί τη συνεισφορά όλων μας στη μείωση εκπομπών αερίων ρύπων μέσω προώθησης των ΑΠΕ. Οι μοναδιαίες χρεώσεις για το ΕΤΜΕΑΡ βασίζονται στην εκάστοτε ισχύουσα νομοθεσία. Τύπος υπολογισμού:

$$\left[\text{kWh} \times \text{Μοναδιαία χρέωση} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \right] \quad (48)$$

- Λοιπές Χρεώσεις

Είναι χρεώσεις που επιβάλλονται από την κείμενη νομοθεσία για την εύρυθμη λειτουργία της αγοράς, (Ετήσια Ανταποδοτικά Τέλη υπέρ ΡΑΕ κ.λ.π.). Τύπος:

$$\left[\text{kWh} \times \text{Μοναδιαία χρέωση} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \right] \quad (49)$$

Σημείωση: Η χρέωση Προμήθειας Ρεύματος και οι Ρυθμιζόμενες χρεώσεις υπόκεινται σε ΦΠΑ.

3. Χρεώσεις Υπέρ Τρίτων

- Ειδικός Φόρος Κατανάλωσης (ΕΦΚ)

Βάσει του υφιστάμενου Θεσμικού Πλαισίου, η ΔΕΗ είναι υποχρεωμένη να συνεισπράττει με τους λογαριασμούς ρεύματος τον Ειδικό Φόρο Κατανάλωσης (ΕΦΚ). Ο ΕΦΚ χρεώνεται μόνο στους εκκαθαριστικούς λογαριασμούς, υπολογίζεται επί της κατανάλωσης και υπόκειται σε ΦΠΑ. Τύπος:

$$\left[\text{kWh} \times \text{Μοναδιαία χρέωση} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \right] \quad (50)$$

- Ειδικό Τέλος 5%

Βάσει του Νόμου 2093/92 άρθρο 9 παρ. 5, 6 & 7, η ΔΕΗ είναι υποχρεωμένη να συνεισπράττει με τους λογαριασμούς ρεύματος το Ειδικό Τέλος 5% (ΕΙΔ. ΤΕΛ 5%). Το ΕΙΔ.ΤΕΛ 5% υπολογίζεται στους εκκαθαριστικούς λογαριασμούς επί της αξίας του καταναλισκόμενου ρεύματος προσαυξημένης με τη χρέωση του Ειδικού Φόρου Κατανάλωσης. Ο υπολογισμός γίνεται με τον ακόλουθο τύπο:

$$(\text{Αξία Ηλεκτρικού Ρεύματος} - \text{ΕΤΜΕΑΡ} + \text{ΕΦΚ}) \times 5\% \quad (51)$$

3.9.1.1 Τιμές Τιμολογίων Ηλεκτρικής Ενέργειας

Οι τιμές που παρατίθενται έχουν ισχύ από την 1.09.2019 και είναι οι τελευταίες διαμορφώσεις (έως 7.2020) όπως προέκυψαν και έχουν εγκριθεί από την πολιτεία. Ο Φ.Π.Α. είναι ίσος με 6% σε όλα τα τιμολόγια.

3.9.1.1.1 Τιμές Τιμολογίου ΧΤ-Γ22-Επαγγελματικό

Οι χρεώσεις Προμήθειας του Γ22 αναγράφονται στον πίνακα,

Πίνακας 6 Τιμές χρεώσεων προμήθειας Γ22 (ΔΕΗ ΑΕ, 2020)

Ζώνη	Ισχύς (€/kW/μήνα)	Ενέργεια (€/kWh)	Πάγιο (€/μήνα)
Όλο το έτος	1,23	0,10158	0,60

Οι Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις αναγράφονται στον πίνακα 7

Πίνακας 7 Τιμές ρυθμιζόμενων χρεώσεων Γ22 (ΔΕΗ ΑΕ, 2020)

Είδος παροχής	Σύστημα Μεταφοράς		Δίκτυο Διανομής		Λοιπές Χρεώσεις (€/kWh)	ΕΤΜΕΑΡ (€/kWh)	ΥΚΩ (€/kWh)
	Ισχύς (ΜΠΧ) €/kVA*ΣΙ/έτος	Ενέργεια (ΜΜΧ) €/kWh	Ισχύς (ΜΠΧ) €/kVA*ΣΙ/έτος	Ενέργεια (ΜΜΧ) €/kWh			
χωρίς μέτρηση αέργου ισχύος	0,53	0,00477	3,17	0,0190	0,00007	0,017	0,01824
με μέτρηση αέργου ισχύος	0,53	0,00477	3,78	0,0167	0,00007	0,017	0,01824

3.9.1.1.2 Τιμές Τιμολογίου MT-BY-Εμπορικό

Χρεώσεις Προμήθειας του παρόντος τιμολογίου αναγράφονται στο πίνακα 8.

Πίνακας 8 Τιμές χρεώσεων προμήθειας BY (ΔΕΗ ΑΕ, 2020)

Ζώνη	Χρέωση Ισχύος (€/kW/μήνα)	Χρέωση Ενέργειας (€/kWh)
7:00-23:00 τις εργάσιμες μέρες όλο το έτος	8,88	
7:00 - 23:00 τις εργάσιμες μέρες όλο το έτος		0,06470
23:00-7:00 τις εργάσιμες μέρες και όλες τις ώρες του Σαβ/κου και των αργιών του έτους		0,05057

Οι ρυθμιζόμενες Χρεώσεις του BY τιμολογίου αναγράφονται στον πίνακα 9 και το

Πίνακας 9 Τιμές ρυθμιζόμενων χρεώσεων τιμολόγιο BY (ΔΕΗ ΑΕ, 2020)

	Σύστημα Μεταφοράς	Δίκτυο Διανομής		Λοιπές Χρεώσεις (€/kWh)	ΕΤΜΕΑΡ (€/kWh)	ΥΚΩ (€/kWh)
	Χρέωση Ισχύος (€/kW/μήνα)	Χρέωση Ισχύος (Μοναδιαία Πάγια Χρέωση) (€/kW/μήνα)	Χρέωση Ενέργειας (Μοναδιαία Μεταβλητή Χρέωση) (€/kWh)			
Εμπορικό	1,197	1,097	0,0028	0,00007	0,00878	0,01790
Βιομηχανικό	1,197	1,097	0,0028	0,00007	0,00878	0,00691

Ενεργοποίηση Μηχανισμού Αναπροσαρμογής CO₂:

Ορίζεται ως αρχική τιμή αναφοράς $T_{CO_2,ref}$ η μοναδιαία χρέωση εκπομπών CO₂ που ισχύει για τις καταναλώσεις Ιουλίου 2013 και ανέρχεται σε:

- Στα Τιμολόγια Μέσης Τάσης : 3,56 €/MWh
- Τιμή $P_{ref} = 4,289$ €/tn

Σε περίπτωση που η τιμή $P(n-1)$ παρουσιάζει μεταβολή που κυμαίνεται μεταξύ $\pm 10\%$ σε σχέση με την τιμή P_{ref} τότε η τιμολόγηση γίνεται με την τιμή $T_{CO_2,ref}$.

Σε περίπτωση που η τιμή $P(n-1)$ παρουσιάζει μεταβολή μεγαλύτερη του $\pm 10\%$ σε σχέση με την τιμή P_{ref} τότε ενεργοποιείται η Ρήτρα Αναπροσαρμογής CO₂ και η τιμολόγηση γίνεται με την νέα τιμή $T_{CO_2,n}$.

Στην περίπτωση αυτή η νέα τιμή $T_{CO_2,n}$ αποτελεί τη νέα τιμή αναφοράς $T_{CO_2,ref}$.

Εικόνα 7 Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ για τιμολόγιο MT (ΔΕΗ ΑΕ, 2020)

κόστος εκπομπών στην εικόνα 7.

3.9.1.1.3 Τιμές Τιμολογίου MT-BAΓ-Αγροτικό

Οι Χρέωση Προμήθειας **Χρέωση Προμήθειας (με ισχύ από την 01.09.2019)**

Περιλαμβάνει το κόστος και τις λοιπές δαπάνες της ΔΕΗ για την παραγωγή και την προμήθεια της ηλεκτρικής ενέργειας στους πελάτες.

Ζώνη	Χρέωση Ενέργειας (€/kWh)
Όλο το έτος	0,06503

στην παραπάνω χρέωση προστίθεται χρέωση CO₂, κατά τον ίδιο τρόπο και χρέωση με το τιμολόγιο MT-BY.

Οι Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις του ΒΑΓ αναγράφονται στον πίνακα 11.

Πίνακας 11 Τιμές ρυθμιζόμενων χρεώσεων ΒΑΓ (ΔΕΗ ΑΕ, 2020)

Σύστημα Μεταφοράς	Δίκτυο Διανομής		Λοιπές Χρεώσεις (€/kWh)	ΕΤΜΕΑΡ (€/kWh)	ΥΚΩ (€/kWh)
Χρέωση Ισχύος (€/kW/μήνα)	Χρέωση Ισχύος (Μοναδιαία Πάγια Χρέωση) (€/kW/μήνα)	Χρέωση Ενέργειας (Μοναδιαία Μεταβλητή Χρέωση) (€/kWh)			
0,000	0,000	0,000	0,00007	0,00860	0,00546

3.9.2 Η Έννοια του Ταυτοχρονισμού

Ταυτοχρονισμός παραγωγής-κατανάλωσης είναι το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας που καταναλώνεται απευθείας για ίδια ανάγκη φορτίου του αυτοπαραγωγού (πριν την διοχέτευση της στο δίκτυο). Για την ακριβέστερη οικονομική αποτίμηση του έργου είναι απαραίτητο να συνυπολογιστεί η παράμετρος αυτή καθώς υψηλότερος ταυτοχρονισμός έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του λογαριασμού ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό συμβαίνει καθώς καταναλώνοντας ο αυτοπαραγωγός την παραγόμενη ενέργεια σε ίδιο χρόνο, ελαφρύνετε από ρυθμιζόμενες χρεώσεις των τιμολογίων κοστολόγησης της ηλεκτρικής ισχύος και ενέργειας, οι οποίες επί το πλείστον υπολογίζονται βάση της απορροφώμενης ενέργειας από το δίκτυο που διαφέρουν ανάλογα το τιμολόγιο όπως αναλύθηκε (βλ. υποκ. 3.9.2). Μία ακόμα σημαντική παράμετρος που υπεισέρχεται στην τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας είναι οι ώρες μέσα στην ημέρα κατά τις οποίες γίνεται η απορρόφησή της ενέργειας από το δίκτυο, καθώς η τιμή της kWh διαφοροποιείται ανάλογα με την ζώνη ισχύος κάτι που αφορά ένα από τα τιμολόγια, όπως

διαμορφώνονται από την αρμόδια υπηρεσία. (ΔΕΔΔΗΕ, 2020) (Helarco, 2020) (ΔΕΗ ΑΕ, 2020)

3.9.3 Σχόλια τιμολόγησης

Στο σημείο αυτό αξίζει να σημειωθεί, έχοντας αναλύσει τα τιμολόγια ηλεκτρικής ενέργειας και εξηγήσει τον τρόπο συμψηφισμού αλλά και την έννοια του ταυτοχρονισμού, ότι η ισοδύναμη ταρίφα που υπολογίζεται για την οικονομική ανάλυση, αφορά μόνον την τιμή της kWh που υπόκειται σε χρεώσεις. Αυτό σημαίνει ότι δεν συμπεριλαμβάνεται σε αυτήν την ταρίφα η χρέωση ισχύος που υπεισέρχεται στις ανταγωνιστικές χρεώσεις αλλά και στις χρεώσεις δικτύου μεταφοράς και δικτύου διανομής.

Αναλυτικότερα σημειώνεται ότι στο τιμολόγιο χαμηλής τάσης Γ22 (επαγγελματικό), η χρέωση ισχύος στο ανταγωνιστικό σκέλος γίνεται βάση της χρεωστέας ζήτησης (ΧΖ) τιμή που μεταβάλλεται ανάλογα με τις ανάγκες του φορτίου ενώ στις ρυθμιζόμενες χρεώσεις από αυτό δεν θα πρόκυπτε κάποια διαφοροποίηση στην εξοικονόμηση καθώς η χρέωση ισχύος σε αυτό το σκέλος γίνεται βάση της Συμφωνημένης Ισχύς Παροχής (ΣΙΠ) κάτι που παραμένει σταθερό ανεξαρτήτως στιγμιαίας απορρόφησης.

Στο τιμολόγιο μέσης τάσης ΒΥ (εμπορικό), όπως έχει αναλυθεί λεπτομερώς, η χρέωση ισχύος σε όλα τα τμήματα του τιμολογίου γίνεται βάση στιγμιαίων μετρήσεων απορρόφησης ισχύος (είτε σε ώρα αιχμής είτε σε οποιαδήποτε ώρα ημέρας ή νύκτας ανάλογα το σκέλος) και η τελική διαμόρφωση γίνεται σε συνδυασμό με κάποιες μεταβλητές.

Στο τιμολόγιο μέσης τάσης ΒΑΓ (Αγροτικό) δεν γίνεται χρέωση ισχύος και άρα δεν παίζει κανέναν ρόλο.

Συνοψίζοντας, στην πραγματικότητα στα τιμολόγια και τα τμήματά τους όπου η χρέωση ισχύος γίνεται βάση πραγματικών μετρήσεων, είναι πολύ πιθανό να υπάρξουν επιπλέον ελαφρύσεις για τον χρήστη (οι οποίες δεν θα υπολογιστούν). Κάτι τέτοιο αναμένεται λόγω του τρόπου σύνδεσης του φωτοβολταϊκού με το δίκτυο μέσω της ίδιας παροχής με αυτή της κατανάλωσης (βλ.υποκ. 2.3.1.1), η οποία επιτρέπει την στιγμιαία ανταλλαγή ισχύος με το σύστημα ανάλογα τις ανάγκες του καταναλωτή. Εάν δηλαδή επαρκεί η παραγόμενη ισχύς του φωτοβολταϊκού και υπάρχει περίσσεια, αυτή εγχέεται στο δίκτυο ενώ εάν δεν επαρκεί ο καταναλωτής απορροφά την υπολειπόμενη ισχύ που χρειάζεται για την πλήρωση των αναγκών από το δίκτυο. Εν λειτουργία λοιπόν το φωτοβολταϊκό μπορεί να καλύπτει ανάλογα την εγκατάσταση σε μεγάλο βαθμό την παραγωγή ισχύος η οποία ως αποτέλεσμα των παραπάνω θα παρέχεται κατευθείαν στον χρήστη μειώνοντας έτσι της στιγμιαίες απορροφήσεις από το δίκτυο. Μία καλή διαχείριση του φορτίου από τον χρήστη θα

είχε ως αποτέλεσμα σημαντικές μειώσεις στην χρέωση ισχύος ιδιαίτερα στο τιμολόγιο μέσης τάσης ΒΥ εμπορικό σε όλα τα σκέλη του.

Σημειώνεται ότι για το τιμολόγιο ΒΥ-Εμπορικό που διέπετε από δύο τιμές kWh γίνεται η παραδοχή ότι χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της ισοδύναμης ταρίφας αυτή της ημέρας καθώς το φωτοβολταϊκό λειτουργεί μόνον ημέρα, παρόλο που η ενέργεια νύκτας απευθύνεται και στις ώρες του Σαββατοκύριακου και των αργιών, δηλαδή ώρες που το φωτοβολταϊκό μπορεί να είναι παραγωγικό.

3.9.4 Δείκτες οικονομικής αξιολόγησης

Η εκτίμηση της οικονομικής απόδοσης των έργων θα γίνει με την χρήση των οικονομικών δεικτών της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ) και του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (ΕΒΑ) και αναλύονται παρακάτω:

- **Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)**

είναι το συνολικό καθαρό όφελος μιας επένδυσης, που προκύπτει ως διαφορά μεταξύ του λειτουργικού οφέλους και του συνόλου των δαπανών κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής της επένδυσης. (Παπαθανασίου, 2012) Η Κ.Π.Α προσδιορίζεται από τη σχέση:

$$Κ.Π.Α. = \sum_{i=1}^N \frac{ΚΤΡ}{(1+r)^i} - Κ \quad (52)$$

όπου:

- Κ (€), συνολικό κόστος επένδυσης
- ΚΤΡ (€), οι καθαρές ταμειακές ροές, δηλαδή η διαφορά μεταξύ των εσόδων από τις πωλήσεις και των πληρωμών για τους διάφορους συντελεστές παραγωγής
- r, το επιτόκιο προεξόφλησης
- Ν ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης (διαχειριστική περίοδος) σε έτη.

Η αξιολόγηση του επενδυτικού σχεδίου αξιολογείται ως εξής:

- Εάν ΚΠΑ>0 έχουμε επιλογή του επενδυτικού σχεδίου.
 - Εάν ΚΠΑ<0 έχουμε απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου.
 - Εάν ΚΠΑ=0 (οριακή κατάσταση) έχουμε αδιαφορία του επενδυτή ως προς την αποδοχή ή απόρριψη.
- **Καθαρές Ταμειακές Ροές (€)(ΚΤΡ)**

$$ΚΤΡ = \text{Έσοδα από αξιοποίηση παραγωγής} - \text{Λειτουργικά έξοδα} \quad (53)$$

Όπου:

$$\begin{aligned} \text{Έσοδα(€)} &= \text{Παραγόμενη Ενέργεια} \\ & * \text{τιμή θεωρητικής πώλησης} \end{aligned} \quad (54)$$

Τα έσοδα λοιπόν προκύπτουν από την ενέργεια, και τις χρεώσεις στις οποίες υπόκειται, την οποία ο χρήστης δεν αγοράζει. Η ενέργεια μετριέται σε MWh και η τιμή θεωρητικής πώλησης σε €/MWh

Για τη σύγκριση περισσότερων επενδυτικών σχεδίων των ιδίων χαρακτηριστικών και του ίδιου οικονομικού κύκλου ζωής, επιλέγεται ως αποδοτικότερο αυτό με την μεγαλύτερη ΚΠΑ στον οικονομικό κύκλο ζωής.

▪ **Λειτουργικό Κόστος [Operating Expenses (OPEX) (€/year)]**

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης είναι ετήσιο και αποτελείται από εργασίες καθαρισμού των πλαισίων για την απομάκρυνση σωματιδίων σκόνης και άλλων αντικειμένων που επηρεάζουν αρνητικά την παραγωγή ενέργειας. Ο καθαρισμός των επιφανειών με μηδενική κλίση είναι απαραίτητος καθώς δεν είναι δυνατόν με φυσικό τρόπο να απομακρυνθούν όλα τα επικαθίμενα και να πραγματοποιηθεί ο αυτοκαθαρισμός τους. Συμπεριλαμβάνεται τυχόν ασφάλιση της εγκατάστασης. Ακόμα, το κόστος εμπεριέχει περιοδικούς ελέγχους στις ηλεκτρικές διατάξεις για την διασφάλιση της ομαλής και ασφαλούς λειτουργίας και όπου χρειαστεί η αποκατάσταση βλαβών. Επίσης έλεγχος διενεργείται σε όλα τα μηχανικά μέρη στήριξης και συγκράτησης των πλαισίων για τυχόν χαλάρωση των συσφίξεων από θερμοκρασιακές μεταβολές και από τις δυνάμεις ανεμοπιέσης. Το λειτουργικό κόστος επένδυσης θεωρείται ως 5% επί της αξίας της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας.

▪ **Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (EBA)(IRR – Internal Rate of Return)**

Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (EBA) αποτελεί την τιμή του επιτοκίου αναγωγής, δηλαδή του βαθμού απόδοσης του κεφαλαίου της επένδυσης κατά την οποία μηδενίζεται η ΚΠΑ (Παπαθανασίου, 2012) και προσδιορίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$-K_0 + \sum_{t=1}^n \frac{KTP_t}{(1+EBA)^t} = 0 \quad (55)$$

Βασική προϋπόθεση για την ισχύ του κριτηρίου είναι να προκύπτει ένας EBA, δηλαδή οι KTP κάθε έτους να είναι μεγαλύτερες του μηδενός. Τότε τα αποτελέσματα που προκύπτουν είναι όμοια με αυτά του κριτηρίου της καθαρής παρούσας αξίας.

Στην περίπτωση κατά την οποία έχουμε δύο επενδυτικά σχέδια όπου η επιλογή του ενός αποκλείει την επιλογή του άλλου, επιλέγεται το σχέδιο εκείνο με το μεγαλύτερο

EBA. Η εφαρμογή του κριτηρίου αυτού όμως απαιτεί την ίδια διάρκεια ζωής για τα δύο επενδυτικά σχέδια.

Στην περίπτωση κατά την οποία έχουμε επενδυτικά σχέδια που η επιλογή του ενός δεν εμποδίζει την επιλογή του άλλου, επιλέγονται εκείνα στα οποία ο EBA είναι μεγαλύτερος της ελάχιστης απόδοσης. Αν επιπλέον ισχύει και περιορισμός ως προς το συνολικά διατιθέμενο ποσό για επενδύσεις, επιλέγονται εκείνα με το μεγαλύτερο EBA και τα οποία ταυτόχρονα πληρούν το χρηματοδοτικό περιορισμό.

3.9.5 Δεδομένα και Παραδοχές Αξιολόγησης Επενδυτικού Σχεδίου

Τα δεδομένα και οι παραδοχές που λαμβάνουμε υπόψη στην αξιολόγηση του επενδυτικού σχεδίου παρουσιάζονται παρακάτω:

- Το επιτόκιο προεξόφλησης (ή επιτόκιο αναγωγής) χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της σημερινής (ή παρούσας) αξίας ενός μελλοντικού ποσού. Ο προσδιορισμός του επιτοκίου προεξόφλησης, δηλαδή της ελάχιστης αποδεκτής απόδοσης των κεφαλαίων που επενδύονται, εξαρτάται από τον πληθωρισμό, από το κόστος ευκαιρίας του κεφαλαίου και από τον επιχειρηματικό κίνδυνο που ενέχει η συγκεκριμένη επένδυση. Συνήθως στηρίζεται σε υποκειμενική κρίση, με βάση την εμπειρία του επενδυτή. Ένας αντικειμενικός δείκτης εκτίμησης, σύμφωνα με την Τράπεζα Ελλάδας, είναι η θεώρηση του προεξοφλητικού επιτοκίου ίση με το μέσο επιτόκιο των υφιστάμενων δανείων σε ευρώ με διάρκεια άνω των πέντε ετών, όπως αυτό δημοσιεύεται κάθε μήνα στο διαδικτυακό τόπο της (Τράπεζας της Ελλάδας, 2020). Το μέσο σταθμισμένο επιτόκιο των υφιστάμενων δανείων για το έτος 2020 σημειώνεται στο 3,9%.
- Στην οικονομική ανάλυση θεωρείται ετήσια πτώση απόδοσης των φ/β ίση με 1%, ποσοστό που αντιστοιχεί στην ετήσια παραγόμενη ενέργεια.
- Επίσης θεωρούμε μέση ετήσια αύξηση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος ίση με 2%.
- Ο κύκλος ζωής του έργου είναι ίσος με 25 έτη και ορίζεται από την διάρκεια σύμβασης ενεργειακού συμπληψισμού που υπογράφετε με ΔΕΔΔΗΕ ΑΕ.
- Για την χρηματοδότηση των έργων θεωρούμε 100% επιδότηση.
- Η κοστολόγηση όλων των έργων γίνεται με τα δεδομένα του πίνακα 12 και αντίστοιχων έργων.

Πίνακας 12 Κόστος εξοπλισμού σε €/Wp

Περιγραφή	€/Wp
Φ/Β	0,47
Inverter	0,12
Βάσεις	0,08-0,1

3.10 Μείωση εκπομπών CO₂

Στην παρούσα εργασία υπολογίζεται η ετήσια μείωση των εκπομπών CO₂, ως αποτέλεσμα της εγκατάστασης και λειτουργίας των φωτοβολταϊκών έργων που μελετώνται.

Η μεθοδολογία υπολογισμού ακολουθείται σύμφωνα με τους (Νικολαου et. Al., 2020). Για τον υπολογισμό αυτό είναι αναγκαίος ο προσδιορισμός της εκλυόμενης ποσότητας CO₂ ανά MWh παραγόμενης ενέργειας, συσχετισμένη με τις ειδικές εκπομπές ανά τύπο καυσίμου, από τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Κρήτης (ΜΔΣ). Οι σταθμοί αυτοί βρίσκονται στις περιοχές: Χανιά, Λινοπεράματα και Αθερινόλακος και χρησιμοποιούν ως καύσιμο Diesel και Mazut. Στον πίνακα 13 παρουσιάζονται δεδομένα εκπομπών από το Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης ΣΗΕ της Κρήτης από (ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε., 2019). Βάση αυτών γίνονται οι υπολογισμοί.

Πίνακας 13: Συντελεστές CO₂ για την Κρήτη 2019 από το Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης ΣΗΕ Της Κρήτης, ΔΕΔΔΗΕ.

ΘΕΡΜΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	ΕΙΔΟΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ	ΕΙΔΙΚΕΣ ΕΚΠΟΜΠΕΣ (ton CO ₂ /MWh)	ΠΟΣΟΣΤΙΑΙΑ ΣΥΝΕΙΣΦΟΡΑ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΣΤΙΣ ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΕΚΠΟΜΠΕΣ CO ₂	ΔΕΙΚΤΗΣ CO ₂ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΡΗΤΗ (ton /MWh)
Χανιά	Diesel oil	0.82	0.29	0.72
Αθερινόλακος	Mazut(S≤1% cubic measure)	0.589	0.41	
Λινοπεράματα	Diesel oil	0.835	0.02	
	Mazut(S≤1% cubic measure)	0.812	0.27	

4. Δεδομένα – Αποτελέσματα

4.1 Επιλεγμένος εξοπλισμός

Ο εξοπλισμός βάση του οποίου έχει γίνει ο σχεδιασμός, σε όλες τις μελετώμενες εγκαταστάσεις, αφορά τα φωτοβολταϊκά πλαίσια της RECOM πολυκρυσταλλικού πυριτίου των 250W με ονομασία μοντέλου RECOM POLY 250 και αντιστροφείς της εταιρίας Kostal με ονομασία μοντέλου PIKO 10.0. Στις εικόνες 8 και 9 παρατίθενται τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους .

Ο εξοπλισμός θεωρείται ως δεδομένο στην παρούσα εργασία .

PVSYST V6.86		05/07/20		Page 1/1	
Characteristics of a grid inverter					
Manufacturer, model :		Kostal, Piko 10			
Availability :		Prod. Since 2014			
Data source :		Manufacturer 2014			
290					
Operating mode		MPPT			
Minimum MPP Voltage	Vmin	N/A V		Nominal PV Power	Pnom DC 10.0 kW
Maximum MPP Voltage	Vmax	800 V		Maximum PV Power	Pmax DC 10.8 kW
Absolute max. PV Voltage	Vmax array	1000 V		Maximum PV Current	Imax DC N/A A
Min. Voltage for PNom	Vmin PNom	290 V		Power Threshold	Pthresh. 40 W
Multi MPPT capability		Number of MPPT inputs		2	
Behaviour at Vmin/Vmax		Limitation		Behaviour at Pnom	
Limitation		Limitation		Limitation	
Output characteristics (AC grid side)					
Grid Voltage	Unom	400 V		Nominal AC Power	Pnom AC 10.0 kWac
Grid frequency	Freq	50 Hz		Maximum AC Power	Pmax AC 10.0 kWac
		Triphased		Nominal AC current	Inom AC 14.8 A
				Maximum AC current	Imax AC 16.2 A
Efficiency defined for 3 voltages		345 V	680 V	800 V	
Maximum efficiency		96.0 %	97.7 %	97.3 %	
European average efficiency		95.3 %	96.9 %	96.3 %	
Remarks and Technical features				Sizes:	
Output Voltage disconnect adjustment, ENS protection,				Width 580 mm	
Technology: IGBT				Height 445 mm	
Protection: IP 55				Depth 248 mm	
Control: LCD - Full Grafik				Weight 37.50 kg	
complete monitoring included					
PIKO Solar Portal, Data logger, S0 In/Out, 2x RJ45, RS485 etc.					
Input/output diagram					
<p>The diagram is a line graph with 'P In (DC) [kW]' on the x-axis (0 to 12) and 'P Out (AC) [kW]' on the y-axis (0 to 12). Three lines represent different grid voltages: 800 V (blue), 680 V (green), and 345 V (red). All three lines start at the origin (0,0) and rise linearly to a point where P Out is approximately 10 kW. Beyond this point, the lines become horizontal, indicating that the inverter's output power is limited to 10 kW regardless of the input power. The 800 V line reaches the 10 kW output at approximately 10.5 kW input, the 680 V line at approximately 10.2 kW, and the 345 V line at approximately 10.1 kW.</p>					

Εικόνα 8 Τεχνικά χαρακτηριστικά αντιστροφέα Kostal piko 10.0

Characteristics of a PV module

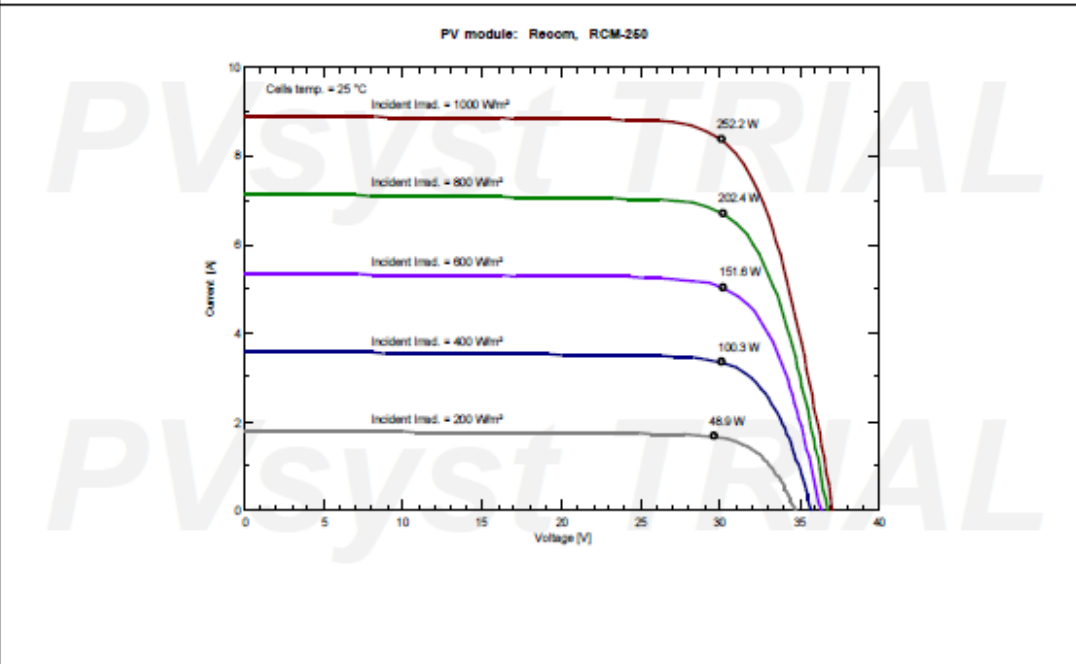
Manufacturer, model : **Recom, RCM-250**

Availability : Prod. Since 2018

Data source :

STC power (manufacturer)	Pnom 250 Wp	Technology	Si-poly
Module size (W x L)	0.992 x 1.640 m ²	Rough module area	Amodule 1.63 m ²
Number of cells	1 x 60	Sensitive area (cells)	Acells N/A m ²
Specifications for the model (manufacturer or measurement data)			
Reference temperature	TRef 25 °C	Reference irradiance	GRef 1000 W/m ²
Open circuit voltage	Voc 37.1 V	Short-circuit current	Isc 8.92 A
Max. power point voltage	Vmpp 30.2 V	Max. power point current	Impp 8.35 A
=> maximum power	Pmpp 252.2 W	Isc temperature coefficient	mulsc 7.1 mA/°C
One-diode model parameters			
Shunt resistance	Rshunt 250 ohm	Diode saturation current	IoRef 0.082 nA
Series resistance	Rserie 0.31 ohm	Voc temp. coefficient	MuVoc -103 mV/°C
		Diode quality factor	Gamma 0.95
Specified Pmax temper. coeff.	muPMaxR -0.32 %/°C	Diode factor temper. coeff.	muGamma 0.000 1/°C
Reverse Bias Parameters, for use in behaviour of PV arrays under partial shadings or mismatch			
Reverse characteristics (dark)	BRev 3.20 mA/V ²	(quadratic factor (per cell))	
Number of by-pass diodes per module	3	Direct voltage of by-pass diodes	-0.7 V

Model results for standard conditions (STC: T=25°C, G=1000 W/m², AM=1.5)			
Max. power point voltage	Vmpp 30.1 V	Max. power point current	Impp 8.37 A
Maximum power	Pmpp 252.2 Wc	Power temper. coefficient	muPmpp -0.32 %/°C
Efficiency(/ Module area)	Eff_mod 15.5 %	Fill factor	FF 0.762
Efficiency(/ Cells area)	Eff_cells N/A %		



Εικόνα 9 Τεχνικά χαρακτηριστικά φωτοβολταϊκών πλαισίων Recom poly 250 w

4.2 Περιορισμοί χωροθέτησης για την ασφάλεια και την αισθητική των κτιρίων

Κατά τον σχεδιασμό και την χωροθέτηση όλων των διατάξεων όπως προκύπτουν, ακολουθήθηκαν οι οδηγίες και οι διαμορφώσεις που περιγράφονται στα σχετικά Φ.Ε.Κ. αλλά και οι τροποποιήσεις τους με Υ.Α. που παρουσιάζονται επιγραμματικά και δεν γίνεται περεταίρω ανάλυση:

- ΦΕΚ:(1079B στις 4.6.2009, 1557B στις 29.9.2010, Ν. 3851 το 2010, 2464B στις 3.12.2008, 583B στις 14.4.2011)
- Υ.Α.: Τροποποιήσεις ειδικών όρων για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών και ηλιακών συστημάτων σε γήπεδα, οικόπεδα και κτίρια (Αριθ. 9154, ΦΕΚ Β 583, 14-04-2011), Τροποποιήσεις ειδικών όρων για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών και ηλιακών συστημάτων σε γήπεδα, οικόπεδα και κτίρια

Μεταξύ των παραπάνω διακρίνονται οι εξής βασικές οδηγίες:

- Δεν επιτρέπεται η τοποθέτηση των φωτοβολταϊκών πάνω από την απόληξη του κλιμακοστασίου, του φρεατίου ανελκυστήρα ή όποιας άλλης κατασκευής.
- Σε περίπτωση τοποθέτησης σε υπάρχουσα στέγη, αυτή θα πρέπει να γίνεται εντός της επιφανείας της στέγης, ακολουθώντας την κλίση της και απέχοντας τουλάχιστον μισό μέτρο (0,5m) από τις άκρες της.
- Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία που τοποθετούνται στο δώμα του κτιρίου θα πρέπει να οριοθετούνται περιμετρικά με στηθαίο συμπαγές μέγιστου ύψους 1,20 μ., για αισθητικούς λόγους και για την προστασία της εγκατάστασης. Η απόσταση από το στηθαίο του δώματος πρέπει να είναι εσωτερικά αυτού 1 μέτρο, για λόγους ασφάλειας.
- Το ολικό ύψος της εγκατάστασης δεν θα πρέπει να ξεπερνά τα 2,5 μέτρα

Εκτός των παραπάνω κανόνων ασφαλείας και αισθητικής τοποθέτησης θα πρέπει να υπάρξει πρόβλεψη για την επίσκεψη του χώρου εγκατάστασης των πλαισίων για συντήρηση, καθαρισμούς και τυχόν επισκευές βλαβών που μπορεί να προκύψουν κατά τη διάρκεια ζωής του έργου.

Όσον αφορά λοιπόν τις εγκαταστάσεις επί στεγάστρων δεξαμενών για τους παραπάνω λόγους προτείνεται ανά τρεις σειρές φωτοβολταϊκών να υπάρχει διάκενο 0,6m το οποίο θα σχηματίζει και θα λειτουργεί ως διάδρομος επισκεψιμότητας, ώστε να μπορεί να εργαστεί ανθρώπινο δυναμικό για τις προαναφερθείσες εργασίες.

4.3 Περιπτώσεις Εγκαταστάσεων Φωτοβολταϊκών

Στα παρακάτω υποκεφάλαια παρουσιάζονται όλα τα δεδομένα και αποτελέσματα κατηγοριοποιημένα ανάλογα με τον τύπο της εγκατάστασης σε δεξαμενές, αντλιοστάσια ή την Εγκατάσταση Επεξεργασίας Νερού.

Σε κάθε περίπτωση για να προκύψει τελικά ο αριθμός φωτοβολταϊκών πλαισίων ($N_{modules}$) που απαιτείται για την κάλυψη ονομαστικής ισχύος (kW) προς εγκατάσταση, αρκεί η διαίρεση της ονομαστικής ισχύος του έργου προς την ονομαστική ισχύ του επιλεγμένου πλαισίου:

$$\left[N_{modules} = \frac{P_{nom}}{P_{nom, module}} \right] \quad (56)$$

Κατά την χωροθέτηση στο PVsyst συνυπολογίζονται οι απαραίτητες αποστάσεις μεταξύ των φωτοβολταϊκών για την ψύξη τους αλλά και οι διαστάσεις των βάσεων στήριξης. Αυτό βοηθάει σε μία αρκετά ρεαλιστική εικόνα χωροθέτησης του έργου.

4.3.1 Δεξαμενές

Στην παρούσα εργασία εξετάζονται τέσσερις εγκαταστάσεις δεξαμενών σε διάφορα σημεία της Κρήτης που χρησιμοποιούνται για την αποθήκευση και προώθηση του αντλούμενου νερού. Σε όλες τις εγκαταστάσεις τα φωτοβολταϊκά πλαίσια προτείνεται να εγκατασταθούν στις στέγες των δεξαμενών ακολουθώντας την κλίση των στεγαστρων και όλους τους απαραίτητους κανονισμούς χωροθέτησης.

Κάποιες από αυτές είναι ήδη στεγασμένες ενώ σε άλλες έχουν τοποθετηθεί μόνο οι μεταλλικοί φορείς (ζευκτά) όπου θα εδραστεί η λαμαρίνα επικάλυψης. Ακόμα σε κάποιες δεξαμενές δεν έχει κατασκευαστεί καμία υποδομή του στεγαστρου. Για τις δεξαμενές στις οποίες υπάρχει στέγαστρο ή τμήμα του θεωρείται ως δεδομένο ότι έχουν την στατική επάρκεια για να δεχθούν το φορτίο των πλαισίων. Ακόμα στις δεξαμενές όπου χρειάζεται να τοποθετηθεί η επικάλυψη λαμαρίνας για να ολοκληρωθεί το στέγαστρο ή να κατασκευαστεί εξ' ολοκλήρου, δίνονται ενδεικτικά οι τιμές υλοποίησής τους (που προκύπτουν από αντίστοιχα έργα, από αρχείο Ο.Α.Κ. Α.Ε) χωρίς αυτό να συμπεριλαμβάνεται στον υπολογισμό του συνολικού κόστους του έργου των φωτοβολταϊκών. Η οικονομική αξιολόγηση δεν συμπεριλαμβάνει το έξοδο αυτό καθώς θεωρείται ότι είναι ένα έργο υποδομής το οποίο θα υλοποιηθεί σε κάθε περίπτωση ανεξάρτητα από τις εγκαταστάσεις των φωτοβολταϊκών. Μία τέτοια κατασκευή έχει χρόνο ζωής τουλάχιστον 40 χρόνια (όπως θεωρείται για τα περισσότερα έργα πολιτικού μηχανικού) και θα επιφέρει επιπλέον μερικό όφελος από την ελαχιστοποίηση της εξάτμισης του νερού που διαχειρίζεται ο οργανισμός. Κάτι τέτοιο έχει ως αποτέλεσμα την πλήρη αξιοποίηση του νερού για το οποίο έχει δαπανηθεί ενέργεια κατά την μεταφορά του.

Σε κάθε περίπτωση οι δεξαμενές που μελετώνται είναι ίδιων διαστάσεων όπως και τα στέγαστρα αυτών. Όλα τα στέγαστρα αποτελούνται από δύο τμήματα κλίσης 8 μοιρών, όπου το κάθε ένα "κοιτάζει" διαφορετικό προσανατολισμό όπως θα

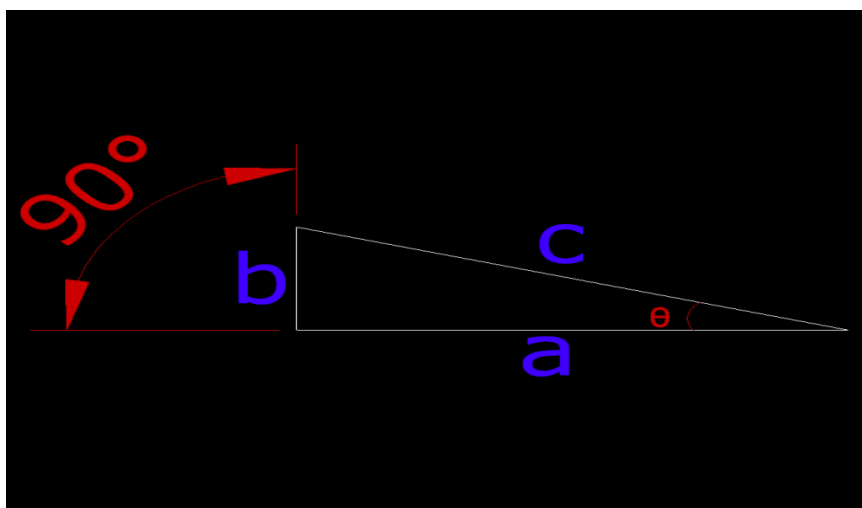
αναλυθεί. Δεδομένου ότι κάθε τμήμα έχει διαφορετικό προσανατολισμό δηλαδή γωνία αζιμουθίου αναμένεται διαφορετική ηλιακή πρόσπτωση και άρα ενεργειακή απολαβή. Για τον λόγω αυτό μελετήθηκαν τα τμήματα κάθε στεγάστρου ξεχωριστά, ώστε να γίνει κατά το δυνατόν η εγκατάσταση του μεγαλύτερου μέρους των πλαισίων στα ενεργειακά αποδοτικότερα τμήματα αυτών, γνωρίζοντας ότι ο βέλτιστος προσανατολισμός είναι ο πλησιέστερος στον νότιο. Κατά την μοντελοποίηση το PVsyst δίνει την δυνατότητα ορισμού έως οκτώ διαφορετικούς προσανατολισμούς όπως και χρησιμοποιήθηκε ανάλογα με την κάθε εγκατάσταση.

Όλες οι διαστάσεις που θα χρησιμοποιηθούν για τους υπολογισμούς εμβαδού και κλίσεων προκύπτουν από σχέδια του δόθηκαν από τον Οργανισμό για την παρούσα μελέτη.

Ανάλυση Στεγάστρων δεξαμενών

Οι δεξαμενές έχουν εξωτερική διάμετρο ίση με 40m πράγμα που σημαίνει ότι η ακτίνα r της δεξαμενής άρα και η πλευρά a του παρακάτω τριγώνου της εικόνας 10, ισούται με 20m ($r=20m$), η κατακόρυφη πλευρά b είναι ίση με 3m. Ακόμα ισχύει από το σχέδιο ότι το στέγαστρο εκτείνεται 0,4m εκτός της διαμέτρου της δεξαμενής.

Από τα παραπάνω και με απλή εφαρμογή του πυθαγόρειου θεωρήματος προκύπτει ότι η υποτείνουσα (πλευρά c) ισούται με 20,22 m. Συμπεριλαμβανομένης της προέκτασης της στέγης προκύπτει συνολικό μήκος υποτείνουσας του κάθε τμήματος της στέγης 20,62m. Δεδομένου ότι η κλίση(tilt) του ηλιακού συλλέκτη είναι



Εικόνα 10 Τομή τμήματος στεγάστρου.

καθοριστικός παράγοντας για την ενεργειακή απόδοσή του και ότι αυτός ακολουθεί απόλυτα την κλίση του στεγάστρου για την ενεργειακή μελέτη απαραίτητη είναι η γνώση της τιμής της .

Ισχύει για ορθογώνιο τρίγωνο ότι το τόξο του ημιτόνου (\arcsin), μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να υπολογιστεί η γωνία θ από το μήκος της απέναντι πλευράς και το μήκος της υποτείνουσας με την βοήθεια της τριγωνομετρικής συνάρτησης:

$$\gamma\omega\nu\acute{\iota}\alpha(ac) = \arcsin\left(\frac{\text{απέναντι κάθετης}}{\text{υποτείνουσα}}\right) \quad (57)$$

και για την συγκεκριμένη περίπτωση ισχύει ότι:

$$\gamma\omega\nu\acute{\iota}\alpha(ac) = \arcsin\left(\frac{b}{c}\right) \quad (58)$$

Με την αντικατάσταση προκύπτει ότι η γωνία θ ισούται με $8,53^\circ$. Κατά τους ενεργειακούς υπολογισμούς η γωνία λαμβάνεται ίση με 9° .

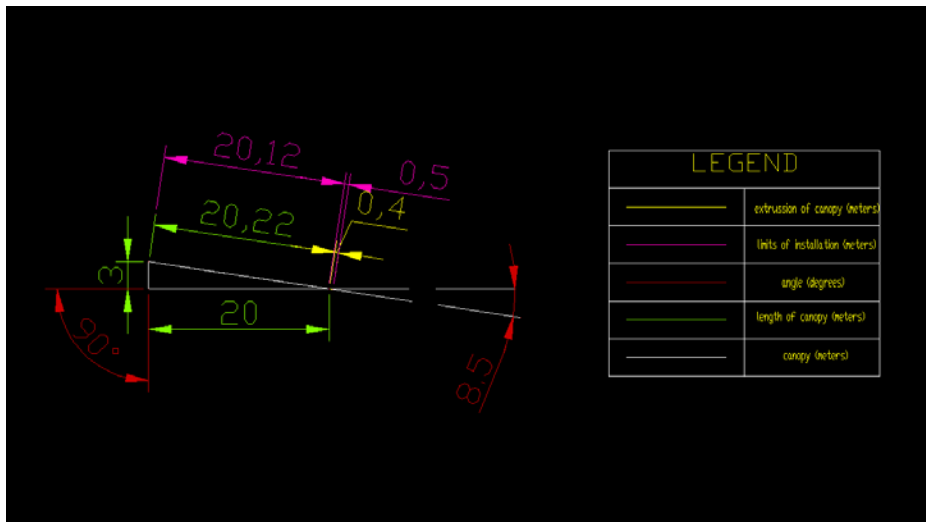
Ορίζοντας την υποτείνουσα $C=0,4\text{m}$ (προέκταση στέγης) ως ακτίνα r του ενδιαφερόμενου κύκλου και από την εφαρμογή του τύπου εμβαδού του κύκλου :

$$A = \pi r^2 \quad (59)$$

Προκύπτει επιφάνεια στεγάστρου δεξαμενής ίση με $1335,08 \text{ m}^2$.

Σύμφωνα με τον κανονισμό ισχύει ότι η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών πλαισίων σε στέγες πρέπει να απέχει τουλάχιστον $0,5\text{m}$ περιμετρικά από τα άκρα της στέγης για λόγους ασφάλειας και αισθητικής. Από αυτό συνεπάγετε ότι το διαθέσιμο εμβαδόν προς εγκατάσταση υπολογίζεται βάση του παραπάνω ορίου με ακτίνα $r = 20,12\text{m} \approx 20,1\text{m}$. (βλ. σχέδιο5)

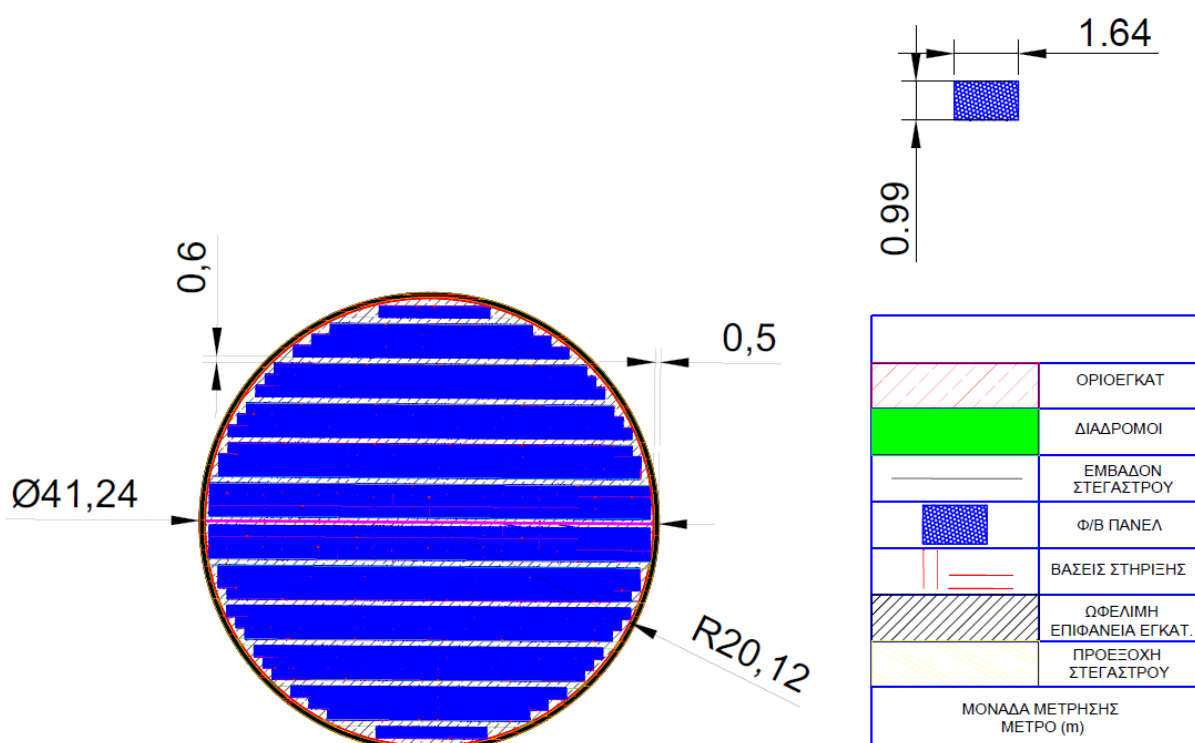
Το διαθέσιμο εμβαδόν στέγης προς εγκατάσταση ισούται με $1268,6\text{m}^2$.



Σχέδιο 5 Διαστάσεις τμήματος στεγάστρου σε τομή

Για τον ρεαλιστικό σχεδιασμό του συστήματος και την μέγιστη εκμετάλλευση της ωφέλιμης επιφάνειας έγινε προκαταρκτικό σχέδιο αντιπροσωπευτικών διαστάσεων των επιφανειών σε περιβάλλον AutoCAD όπου προκύπτει ότι με την παρακάτω διάταξη σε κάθε τμήμα μπορούν (θεωρητικά) χωροταξικά να εγκατασταθούν 302 πάνελ το μέγιστο, αριθμός πλαισίων που αντιστοιχεί σε $75,5\text{kW}$ (βλ. σχέδιο 6). Αυτό είναι χρήσιμο ώστε να μην ξεπεραστεί κατά τον σχεδιασμό ο μέγιστος εφικτός αριθμός πάνελ που μπορεί να δεχθεί κάθε τμήμα.

Κατά την τελική χωροθέτηση των φωτοβολταϊκών πλαισίων στις δεξαμενές δόθηκε βαρύτητα στο να μην χωριστεί καμία σειρά (string) σε 2 τμήματα στεγάστρου καθώς κάτι τέτοιο δημιουργεί ανομοιομορφία τάσης στην έξοδό της λόγω του διαφορετικού προσανατολισμού αλλά και της απόστασης μεταξύ των συνδεδεμένων πλαισίων για να αποφευχθούν επιπλέον ωμικές απώλειες. Ακόμα τοποθετήθηκαν οι σειρές κάθε τμήματος δεξαμενής να είναι άρτιες ώστε να συνδέονται μόνο σειρές ίδιου προσανατολισμού σε κάθε αντιστροφή. Με τα παραπάνω επιτυγχάνεται η καλύτερη λειτουργία του συστήματος χωρίς να βγαίνει καμία σειρά και αντιστροφέας εκτός λειτουργίας κατά την διάρκεια μιας φυσιολογικής ημέρας.



Σχέδιο 6 Θεωρητική μέγιστη δυνατή κάλυψη δεξαμενών με φωτοβολταϊκά συνυπολογίζοντας κανονισμούς χωροθέτησης.

4.3.1.1 Δεξαμενές Μυλωνιανά 260 kW

Στην περιοχή των Μυλωνιανών, στην Δ.Ε. Θερίσου στο Βαρύπετρο Κυδωνίας στην Π.Ε. Χανίων βρίσκεται εγκατάσταση υδροληπτικού κέντρου, η οποία αποτελείται από δύο κυλινδρικές στεγασμένες δεξαμενές και αντλιοστάσιο (βλ. εικόνα11), προσωρινής αποθήκευσης νερού που περιλαμβάνουν τρεις προωθητικές αντλίες αυτού 441,3 kW έκαστη οι οποίες αποτελούν το φορτίο της εγκατάστασης και αξιοποιούν το νερό από τρεις κυρίως γεωτρήσεις των 950m³/h που βρίσκονται στην ευρύτερη περιοχή καθώς και το νερό από τις πηγές των Μεσκλών. Οι εγκαταστάσεις αρδεύουν την περιοχή του κάμπου Χανίων, την περιοχή Βαρυπέτρου και

συμπληρώνουν το αρδευτικό δίκτυο του Φουρνέ, την ύδρευση των Δήμων Χανίων, Μουρνιών, Σούδας, καθώς και των κοινοτήτων Αγ. Μαρίνας, Πλατανιά, Περιβολίων, Τσικαλαριών και της ΔΕΥΑ Ακρωτηρίου. (Πυπερίδης, 2017).

Η εγκατάσταση των πλαισίων προτείνεται να γίνει επί των στεγάστρων των δεξαμενών ακολουθώντας την κλίση τους σύμφωνα με τους κανονισμούς (βλ.4.2). Τα ειδικά χαρακτηριστικά κάθε στεγάστρου που χρησιμοποιήθηκαν κατά τους ενεργειακούς υπολογισμούς παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα 14.



Εικόνα 11 Αεροφωτογραφία εγκαταστάσεων στα Μυλωνιάνα (Google earth Pro)

Πίνακας 14 Στοιχεία Δεξαμενών Μυλωνιάνα

Στοιχεία Δεξαμενών Μυλωνιάνα		
Δεξαμενή	Βόρεια	Νότια
Κλίση (θ) (°)	8,5	
Τμήμα στεγάστρου	Βόρειο	Δυτικό
Αζιμούθιο (°)	-170	85
Τμήμα στεγάστρου	Νότιο	Ανατολικό
Αζιμούθιο(°)	10	-95

4.3.1.1.1 Σύζευξη του συστήματος

Στην εικόνα 12 παρουσιάζονται αναλυτικά τα δεδομένα σύνδεσης των φωτοβολταϊκών και αντιστροφών. Προκύπτουν τέσσερις υποσυστοιχίες διαφορετικού προσανατολισμού όπου αυτές με τον βέλτιστο προσανατολισμό αναλαμβάνουν και την μεγαλύτερη δυνατή εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος. Το σύστημα αποτελείται από 1040 πλαίσια και 26 αντιστροφείς συνολικά.

PV Arrays Characteristics (4 kinds of array defined)			
PV module	Si-poly	Model	RCM-250
Custom parameters definition		Manufacturer	Recom
Sub-array "Sub-array #1"		Orientation	#1
Number of PV modules		In series	20 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	240
Array global power		Nominal (STC)	60.0 kWp
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	548 V
		Tilt/Azimuth	9°/-170°
		In parallel	12 strings
		Unit Nom. Power	250 Wp
		At operating cond.	55.7 kWp (50°C)
		I mpp	102 A
Sub-array "Sub-array #2"		Orientation	#2
Number of PV modules		In series	20 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	280
Array global power		Nominal (STC)	70.0 kWp
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	548 V
		Tilt/Azimuth	9°/10°
		In parallel	14 strings
		Unit Nom. Power	250 Wp
		At operating cond.	64.9 kWp (50°C)
		I mpp	119 A
Sub-array "Sub-array #3"		Orientation	#3
Number of PV modules		In series	20 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	280
Array global power		Nominal (STC)	70.0 kWp
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	548 V
		Tilt/Azimuth	9°/85°
		In parallel	14 strings
		Unit Nom. Power	250 Wp
		At operating cond.	64.9 kWp (50°C)
		I mpp	119 A
Sub-array "Sub-array #4"		Orientation	#4
Number of PV modules		In series	20 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	240
Array global power		Nominal (STC)	60.0 kWp
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	548 V
		Tilt/Azimuth	9°/-95°
		In parallel	12 strings
		Unit Nom. Power	250 Wp
		At operating cond.	55.7 kWp (50°C)
		I mpp	102 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	260 kWp
		Module area	1692 m²
		Total	1040 modules
Inverter		Model	Piko 10
Custom parameters definition		Manufacturer	Kostal
Characteristics		Operating Voltage	290-800 V
		Unit Nom. Power	10.00 kWac

PVSYST V6.86		24/05/20	Page 2/11
--------------	--	----------	-----------

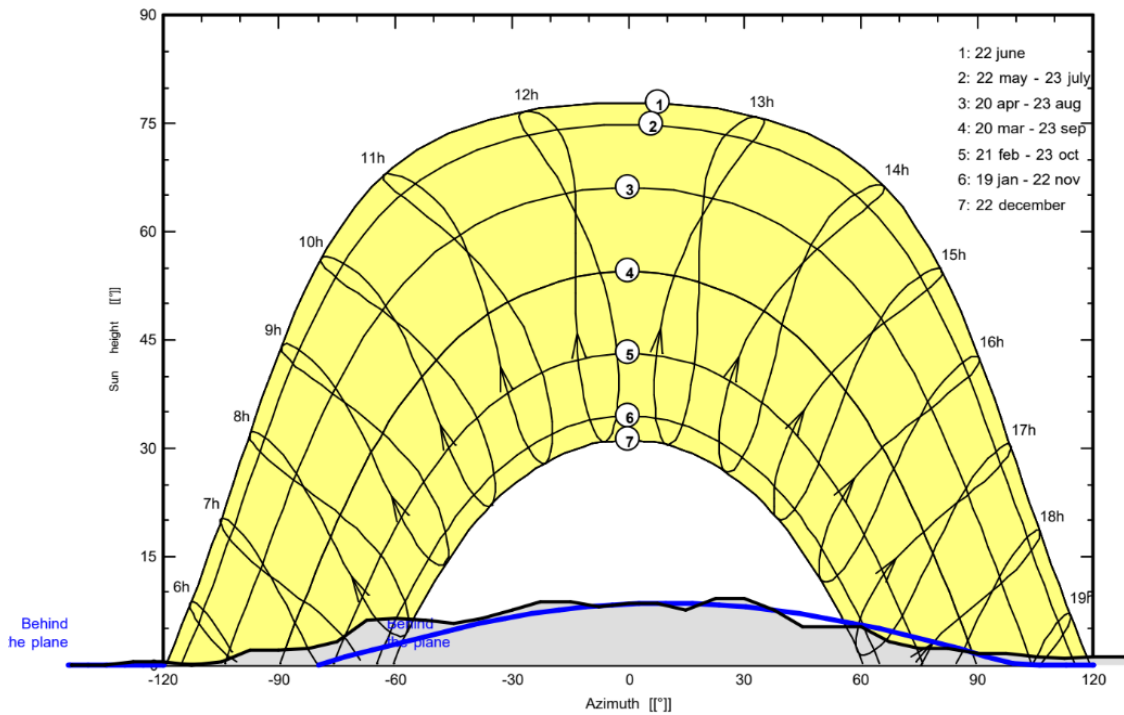
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Sub-array "Sub-array #1"	Nb. of inverters	6 units	Total Power 60 kWac
			Pnom ratio 1.00
Sub-array "Sub-array #2"	Nb. of inverters	7 units	Total Power 70 kWac
			Pnom ratio 1.00
Sub-array "Sub-array #3"	Nb. of inverters	7 units	Total Power 70 kWac
			Pnom ratio 1.00
Sub-array "Sub-array #4"	Nb. of inverters	6 units	Total Power 60 kWac
			Pnom ratio 1.00
Total	Nb. of inverters	26	Total Power 260 kWac

Εικόνα 12 Στοιχεία σύζευξης εξοπλισμού συστήματος Μυλωνιανά

4.3.1.1.2 Υπολογισμός Ετήσιας Παραγόμενης Ενέργειας

Κατά την μοντελοποίηση του συστήματος λαμβάνονται υπόψη μόνο σκιάσεις που προκαλούνται από τον τοπικό ορίζοντα (μακρινές σκιάσεις) όπως και παρουσιάζεται στο διάγραμμα 9 καθώς δεν υπάρχει αντικείμενο στο χώρο που να προκαλεί το φαινόμενο.

Horizon from PVGIS website API, Lat=35°27'51", Long=23°56'30", Alt=130m

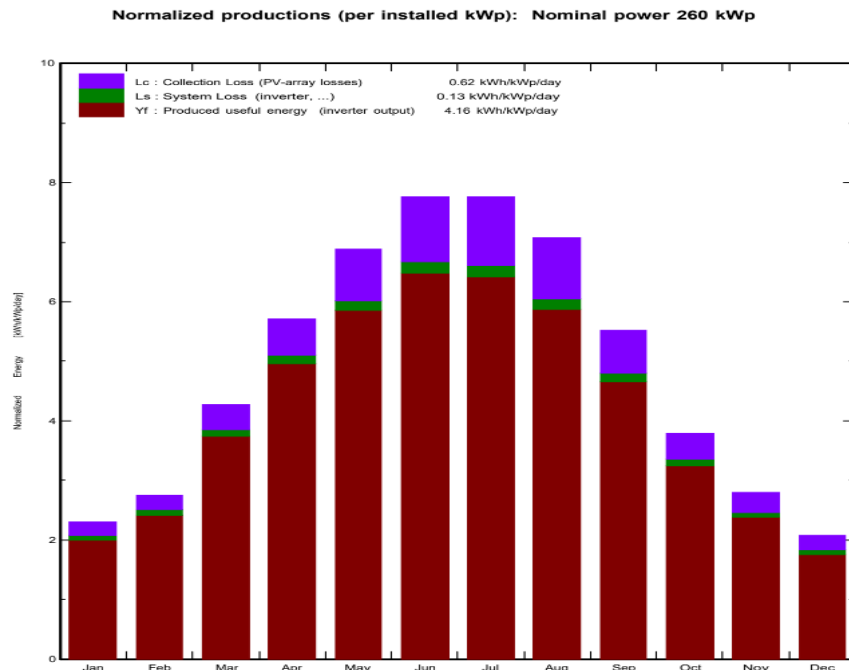


Διάγραμμα 9 Ορίζοντας Περιοχής Εγκατάστασης Μυλωνιανά (από PVGIS)

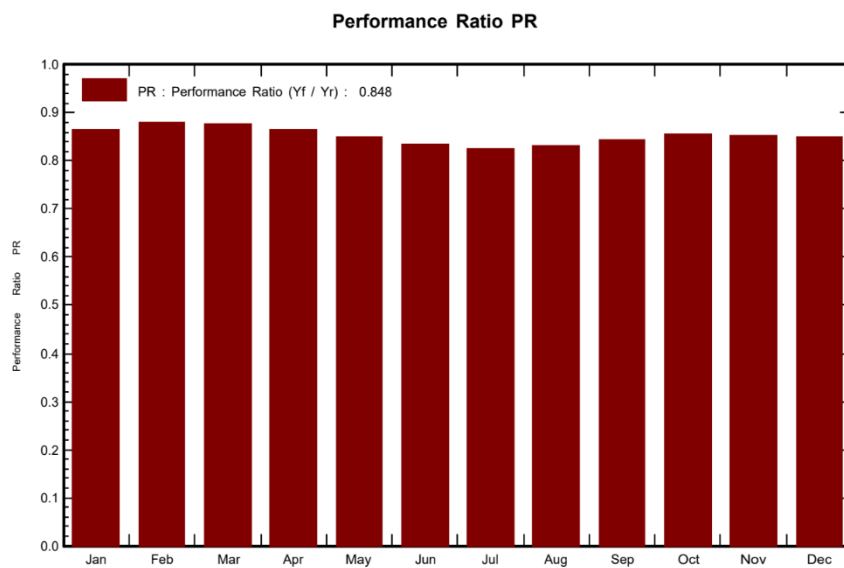
Η ειδική μηνιαία παραγωγή (normalized production), παρουσιάζεται στο διάγραμμα 10 και εμπεριέχει τα αποτελέσματα της απώλειας συλλογής, των συνολικών απωλειών συστήματος και τις τελικά αξιοποιούμενης παραγόμενης ενέργειας (πίνακα 15). Ο ετήσιος βαθμός απόδοσης (Performance Ratio) είναι ίσος με 0,848 και προβάλλεται αναλυτικότερα στο διάγραμμα 11.

Πίνακας 15 Αποτελέσματα Ειδικής Παραγωγής Συστήματος Μυλωνιανά

Δείκτες	Τιμές (kWh/kWp/day)
Απώλειες Συλλογής	0.62
Απώλειες Συστήματος	0.13
Παραγόμενη Αξιοποιήσιμη Ενέργεια	4.16



Διάγραμμα 10 Ειδική Παραγωγή Συστήματος Μυλωνιανά

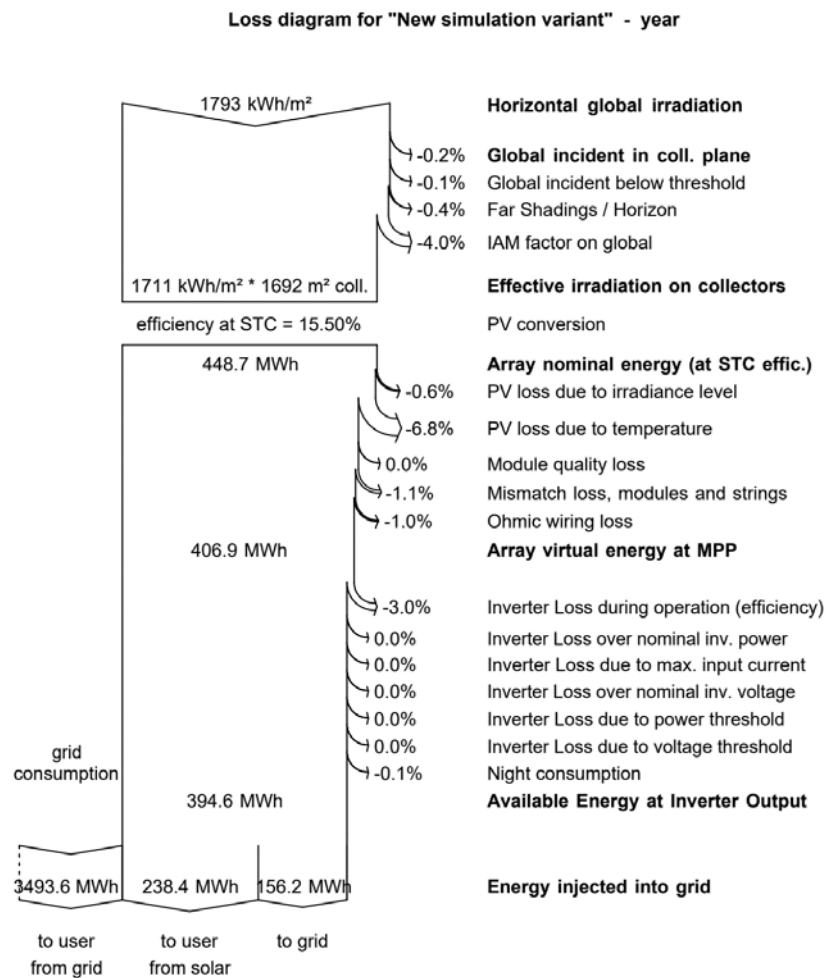


Διάγραμμα 11 βαθμός απόδοσης συστήματος, Μυλωνιανά.

Εδώ αξίζει να γίνει η παρατήρηση ότι κατά τους καλοκαιρινούς μήνες όπου κατά κανόνα οι θερμοκρασίες είναι υψηλότερες προκύπτει και η μικρότερη απόδοση του φωτοβολταϊκού παρά τις υψηλότερες τιμές ακτινοβολίας.

Στο διάγραμμα 12 παρατίθενται στοιχεία για την παραγωγή ενέργειας από το αρχικό στάδιο της διαθέσιμης προσπίπτουσας ηλιακής ενέργειας στην περιοχή συντεταγμένων έως την τελικά διατιθέμενη στον χρήστη ενέργεια. Από το σχήμα αντλούνται και τα δεδομένα βάση των οποίων γίνεται η οικονομική αξιολόγηση.

Από το διάγραμμα 12 φαίνεται ότι η συνολικά παραγόμενη ενέργεια ετησίως ισούται με **394,6 MWh** εκ των οποίων οι 238,3 ιδιοκαταναλώνονται από το φορτίο την ίδια χρονική στιγμή της παραγωγής ενώ οι 156,2MWh εγχέονται στο δίκτυο ώστε να απορροφηθούν σε ύστερο χρόνο. Σημειώνεται ότι το αποτέλεσμα αυτό προκύπτει από την ωριαία σύγκριση του φορτίου που έχει καταχωρηθεί στο πρόγραμμα σε σχέση με την στιγμιαία παραγωγή. Ακόμα για να πληρωθούν οι ανάγκες του χρήστη απορροφά 3.493,6 MWh ετησίως.



Διάγραμμα 12 Απώλειες Συστήματος Μυλωνιανά

Από τα παραπάνω διεξάγεται το συμπέρασμα ότι έχουμε ταυτοχρονισμό της παραγωγής με την κατανάλωση σε ποσοστό ίσο με 60,39%. Για την οικονομική αποτίμηση θα ληφθεί ο **ταυτοχρονισμός ίσος με 60 %**.

4.3.1.1.3 Οικονομική Αξιολόγηση με Ισοδύναμη Ταρίφα

Με βάση το ποσοστό ταυτοχρονισμού και την μεθοδολογία συμψηφισμού διαμορφώνεται, για το τιμολόγιο μέσης τάσης εμπορικό που διέπει τις εγκαταστάσεις των Μυλωνιανών, ο πίνακας 16 με την ισοδύναμη ταρίφα θεωρητικά

πωλούμενης ενέργειας. Η τιμή των ΥΚΩ μηδενίζεται λόγω της χρέωσης της στην συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια (βλ. 2.3).

Πίνακας 16 Υπολογισμός Ισοδύναμης Ταρίφας Θεωρητικής Πώλησης για Τιμολόγιο ΒΥ-Εμπορικό με 60% ταυτοχρονισμό

	ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΤΙΜΟΛΟΓΙΟΥ ΒΥ	ΤΙΜΟΛΟΓΙΟ 2019	ΤΑΡΙΦΑ ΝΕΜ ΜΕ 60% ΤΑΥΤΟΧΡΟΝΙΣΜΟ
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	ΧΡΕΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ημέρας)	0,0647	0,0647
	ΚΟΣΤΟΣ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO ₂	0,00356	0,002136
ΡΥΘΜΙΖΟΜΕΝΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	ΧΡΕΩΣΗ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	0,0028	0,00168
	ΕΤΜΕΑΡ	0,00878	0,005268
	ΥΚΩ	0,0179	0
	ΛΟΙΠΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	0,00007	0,000042
	ΣΥΝΟΛΟ ΠΡΟ ΦΠΑ	0,09781	0,073826
	ΕΦΚ	0,005	0,003
	ΦΠΑ	0,0061686	0,00460956
	ΕΙΔΙΚΟ ΤΕΛΟΣ 5‰	0,00047015	0,00035779
Σ	ΙΣΟΔΥΝΑΜΗ ΤΙΜΗ	0,10944875	0,08179335

Τα ετήσια έσοδα που αναμένονται από την θεωρητική πώληση της ενέργειας προκύπτουν από το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας ανά έτος επί την υπολογισμένη ταρίφα ως εξής:

$$\text{Έσοδα (€)} = \text{Παραγόμενη ενέργεια (MWh)} * \text{τιμή (ταρίφα) €/MWh}$$

Όπου με αντικατάσταση προκύπτει το έσοδο των **32.274,33€ ετησίως**.

4.3.1.1.3.1 Κόστος Επένδυσης (CAPEX)

Ο προϋπολογισμός της εγκατάστασης βασίζεται στις παραδοχές που έχουν γίνει και προκύπτει ο πίνακας 17.

Πίνακας 17 Προϋπολογισμός Φωτοβολταϊκής Εγκατάστασης Μυλωνιανά

Μυλωνιανά	Ισχύς kW	260	Προϋπολογισμός
	Κόστος	Εργ. Όφελος	
Φ/Β Πλαίσια	122.200,00	10%	134.420,00
Inverter	31.210,00	10%	34.331,00
Βάσεις	20.000,00	10%	22.000,00
Καλώδια DC & επικ.	8.000,00	10%	8.800,00
Καλώδια AC	2.000,00	10%	2.200,00
Γειώσεις	6.000,00	10%	6.600,00
Βοηθητικά έργα	6.000,00	20%	7.200,00
Παρελκόμενα	4.000,00	20%	4.800,00
Εγκατάσταση	18.000,00	20%	21.600,00
Εργολαβικά Έξοδα	15.000,00	20%	18.000,00
Μελέτη-Επίβλεψη	10.000,00	20%	12.000,00
Σύνολο	242.410,00		271.951,00
Σύνολο (€/W)	0,93		1,05

4.3.1.1.3.2 Αποτελέσματα Οικονομικής Αξιολόγησης

Για την οικονομική αξιολόγηση ισχύουν τα δεδομένα και οι παραδοχές που έχουν προαναφερθεί (βλ.υποκ.3.9.5).



Διάγραμμα 13 ΚΠΑ Μυλωνιανά

Από τον πίνακα 18 φαίνεται το έργο να αποσβένεται στο 11^ο έτος λειτουργίας του. Τα αποτελέσματα αποτυπώνονται και στο διάγραμμα 13.

Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) κατά τον οποίο μηδενίζεται η καθαρά παρούσα αξία είναι ίσος με **11,254%**. Από τον ΕΒΑ προκύπτει ότι το έργο είναι βιώσιμο για πολύ μεγάλη μεταβολή του επιτοκίου προεξόφλησης (r), από το ποσοστό του 3,9 έως το 11,254%.

Πίνακας 18 Υπολογισμός ΚΠΑ Μυλωνιανά

CAPEX [€]	ΕΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ [MWh]	ΤΑΡΙΦΑ NET METERING [€/MWh]	ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ [€/year]	ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΑ ΕΞΟΔΑ -ΟΡΕΧ [€/year]	ΚΤΡ [€/year]	ΚΤΡΙ[€/year]	ΚΠΑ [€]
271.951,00	1	394,60	81,79000	32.274,33	1.613,72	30.660,62	29.509,74	-242.441
r [%]	2	390,65	83,42580	32.590,62	1.629,53	30.961,09	28.680,40	-213.761
0,039	3	386,75	85,09432	32.910,01	1.645,50	31.264,51	27.874,37	-185.886
	4	382,88	86,79620	33.232,53	1.661,63	31.570,90	27.090,99	-158.796
	5	379,05	88,53213	33.558,21	1.677,91	31.880,30	26.329,62	-132.466
	6	375,26	90,30277	33.887,08	1.694,35	32.192,72	25.589,66	-106.876
	7	371,51	92,10882	34.219,17	1.710,96	32.508,21	24.870,49	-82.006
	8	367,79	93,95100	34.554,52	1.727,73	32.826,79	24.171,53	-57.834
	9	364,12	95,83002	34.893,15	1.744,66	33.148,50	23.492,21	-34.342
	10	360,47	97,74662	35.235,11	1.761,76	33.473,35	22.831,99	-11.510
	11	356,87	99,70155	35.580,41	1.779,02	33.801,39	22.190,32	10.680
	12	353,30	101,69558	35.929,10	1.796,45	34.132,64	21.566,68	32.247
	13	349,77	103,72950	36.281,20	1.814,06	34.467,14	20.960,57	53.208
	14	346,27	105,80409	36.636,76	1.831,84	34.804,92	20.371,50	73.579
	15	342,81	107,92017	36.995,80	1.849,79	35.146,01	19.798,98	93.378
	16	339,38	110,07857	37.358,36	1.867,92	35.490,44	19.242,55	112.621
	17	335,99	112,28014	37.724,47	1.886,22	35.838,25	18.701,76	131.322
	18	332,63	114,52575	38.094,17	1.904,71	36.189,46	18.176,17	149.499
	19	329,30	116,81626	38.467,49	1.923,37	36.544,12	17.665,34	167.164
	20	326,01	119,15259	38.844,47	1.942,22	36.902,25	17.168,88	184.333
	21	322,75	121,53564	39.225,15	1.961,26	37.263,89	16.686,36	201.019
	22	319,52	123,96635	39.609,56	1.980,48	37.629,08	16.217,41	217.236
	23	316,32	126,44568	39.997,73	1.999,89	37.997,84	15.761,64	232.998
	24	313,16	128,97459	40.389,71	2.019,49	38.370,22	15.318,67	248.317
	25	310,03	131,55408	40.785,53	2.039,28	38.746,25	14.888,16	263.205
							535.155,97	263.205

4.3.1.1.4 Μείωση Εκπομπών CO₂

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του έργου και την τιμή εκπομπών που έχει προκύψει (βλ.υποκ.3.10), η ετήσια μείωση των εκπομπών CO₂ υπολογίζεται σε:

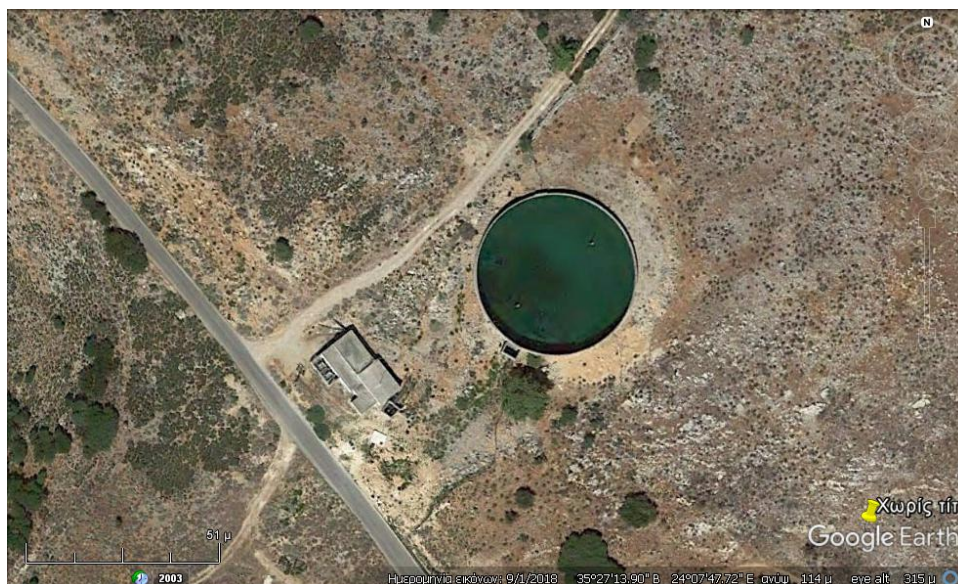
$$394,6 \text{ [MWh/y]} * 0,72 \text{ [ton CO}_2\text{/MWh]} = \mathbf{284,112 \text{ ton CO}_2\text{/y}}$$

4.3.1.2 Δεξαμενή Μεγάλα Χωράφια 130 kW

Στην περιοχή του Αποκόρωνα , στην Δ.Ε. Αρμένων της Π.Ε. Χανίων, στα Μ. Χωράφια βρίσκεται αντλιοστάσιο και δεξαμενή (βλ.εικόνα13). Το φορτίο διαμορφώνεται από 6

αντλίες προώθησης νερού, 75kW η κάθε μία. Οι αντλίες δουλεύουν σε συνδυασμούς αλλά ποτέ όλες μαζί, ανάλογα τις ανάγκες.

Η εγκατάσταση των πλαισίων προτείνεται να γίνει επί της δεξαμενής σύμφωνα με τους χωροταξικούς κανονισμούς. Για να γίνει αυτό απαραίτητη είναι η κατασκευή στεγάστρου κάλυψης της δεξαμενής για την στήριξη των πλαισίων, πράγμα που θα επιφέρει επιπλέον όφελος καθώς θα περιοριστεί το φαινόμενο της εξάτμισης του



Εικόνα 13 Αεροφωτογραφία Εγκαταστάσεων Μεγάλα Χωράφια (Google Earth Pro)

περιεχόμενου νερού απ' όπου και προκύπτει εξοικονόμηση ενέργειας. Το κόστος αυτού βάση μελέτης κατασκευής ανέρχεται στα 150.000€. Στην δεξαμενή υπάρχουν είδη κατασκευασμένοι οι πυλώνες στήριξης του στεγάστρου όπως είναι διακριτό και στην αεροφωτογραφία(εικόνα13). Το σχέδιο κατασκευής αυτού είναι ίδιο με τα υπόλοιπα και αφορά επίσης στέγαστρο δύο τμημάτων. Ως αποτέλεσμα των παραπάνω είναι προκαθορισμένη η κλίση και ο προσανατολισμός των τμημάτων που θα ακολουθήσουν τα φωτοβολταϊκά πλαίσια και συνοψίζονται στον πίνακα 19.

Πίνακας 19 Στοιχεία Δεξαμενής Μ. Χωράφια

Στοιχεία Δεξαμενής Μ. Χωράφια	
Βορειοδυτικό τμήμα στεγάστρου	
Κλίση (θ) (°)	8,5
Αζιμούθιο(°)	135
Νοτιοανατολικό τμήμα στεγάστρου	
Αζιμούθιο (°)	-45

4.3.1.2.1 Σύζευξη του συστήματος

Στην εικόνα 14 παρουσιάζεται η διάταξη του εξοπλισμού όπως προκύπτει από το PVSyst βάση των θερμοκρασιακών δεδομένων και των χαρακτηριστικών των πλαισίων .

PV Arrays Characteristics (3 kinds of array defined)					
PV module	Si-poly	Model	RCM-250		
Custom parameters definition	Manufacturer	Recom			
Sub-array "Sub-array #1"	Orientation	#1	Tilt/Azimuth	9°/-45°	
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel	12 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules	240	Unit Nom. Power	250 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	60.0 kWp	At operating cond.	55.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	548 V	I mpp	102 A	
Sub-array "Sub-array #2"	Orientation	#2	Tilt/Azimuth	9°/135°	
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel	12 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules	240	Unit Nom. Power	250 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	60.0 kWp	At operating cond.	55.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	548 V	I mpp	102 A	
Sub-array "Sub-array #3"	Mixed orient.	#1/2: 1/1 strings	Tilt/Azimuth	9°/-45°, 9°/135°	
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel	2 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules	40	Unit Nom. Power	250 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	10.00 kWp	At operating cond.	9.28 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	548 V	I mpp	17 A	
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	130 kWp	Total	520 modules
		Module area	846 m²		
Inverter		Model	Piko 10		
Custom parameters definition	Manufacturer	Kostal			
Characteristics	Operating Voltage	290-800 V	Unit Nom. Power	10.00 kWac	
Sub-array "Sub-array #1"	Nb. of inverters	6 units	Total Power	60 kWac	
			Pnom ratio	1.00	
Sub-array "Sub-array #2"	Nb. of inverters	6 units	Total Power	60 kWac	
			Pnom ratio	1.00	

PVSYST V6.86		24/05/20	Page 2/10
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Sub-array "Sub-array #3"	Nb. of inverters	1 units	Total Power 10.0 kWac Pnom ratio 1.00
Total	Nb. of inverters	13	Total Power 130 kWac

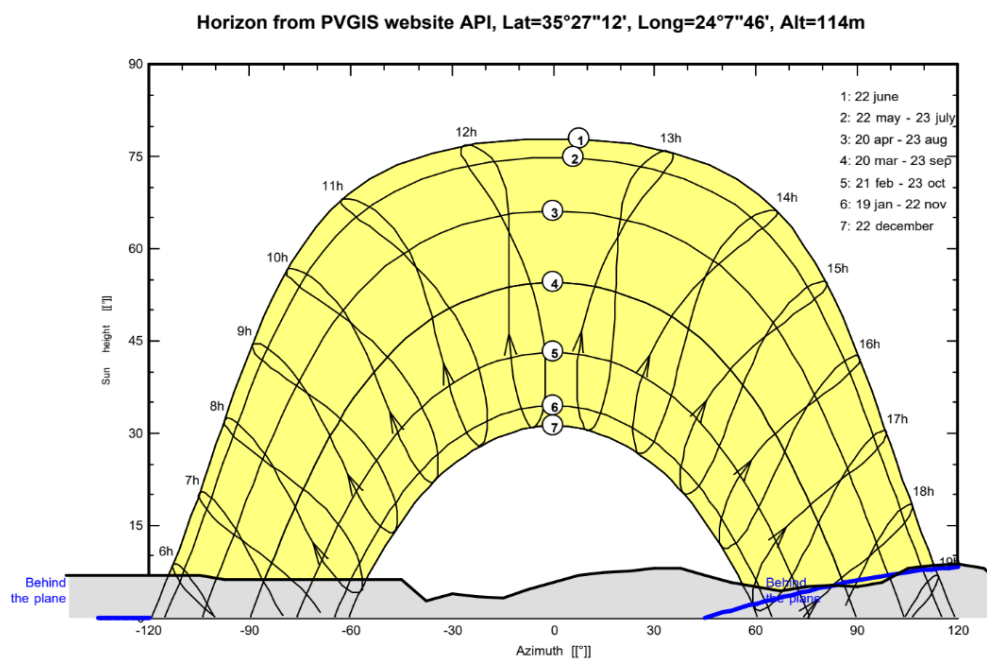
Εικόνα 14 Σύζευξη Εξοπλισμού Συστήματος Μ. Χωράφια

Ορίζονται τρεις υποσυστοιχίες με τρόπο τέτοιο ώστε κάθε αντιστροφέας να συνδέεται με σειρές ίδιου προσανατολισμού. Αυτό θα έχει σαν αποτέλεσμα την καλύτερη απόδοση του συστήματος

Το σύστημα αποτελείται από 13 αντιστροφέεις και 520 πλαίσια.

4.3.1.2.2 Υπολογισμός Ετήσιας Παραγόμενης Ενέργειας

Στη συγκεκριμένη εγκατάσταση δεν έχει γίνει τρισδιάστατη απεικόνιση και μοντελοποίηση των κοντινών σκιών καθώς δεν κρίθηκε απαραίτητο όπως μπορεί να γίνει εύκολα διακριτό από την αεροφωτογραφία. Λαμβάνεται υπόψη ο τοπικός ορίζοντας για την συγκεκριμένη γεωγραφική θέση, όπως παρουσιάζεται στο διάγραμμα 14.



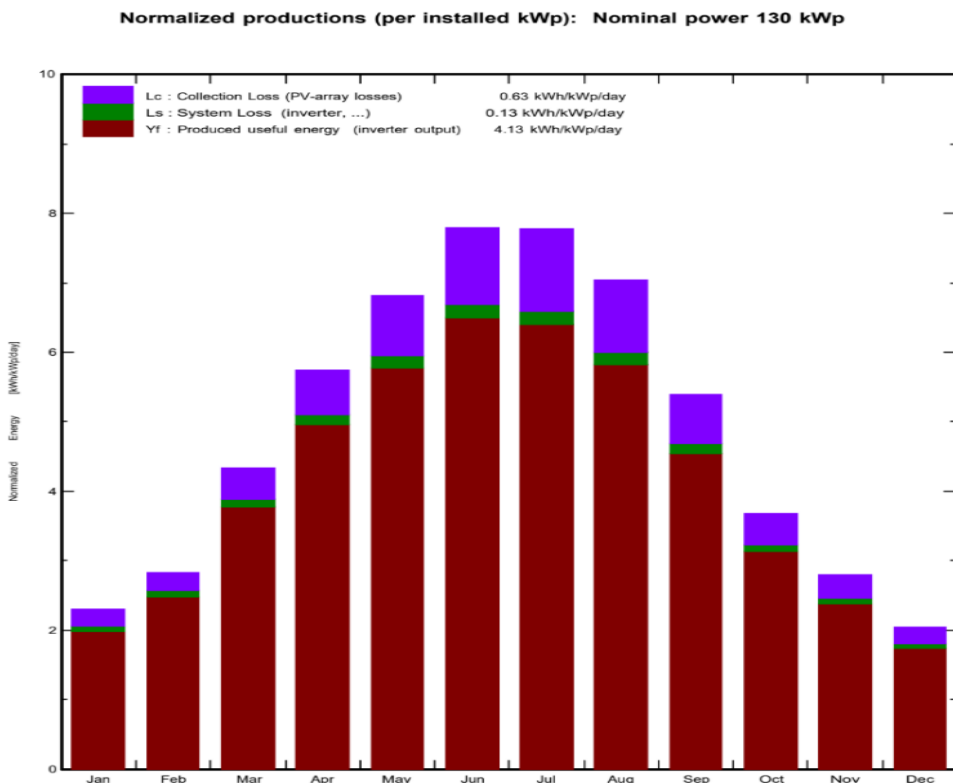
Διάγραμμα 14 Ορίζοντας Περιοχής Εγκατάστασης Μ. Χωράφια(PVGIS)

Η ειδική μηνιαία παραγωγή (normalized production), παρουσιάζεται στο διάγραμμα 15 και εμπεριέχει τα αποτελέσματα που αναγράφονται στον πίνακα 20. Ο ετήσιος βαθμός απόδοσης (Performance Ratio) είναι ίσος με 0,845 και προβάλλεται αναλυτικότερα στο διάγραμμα 16.

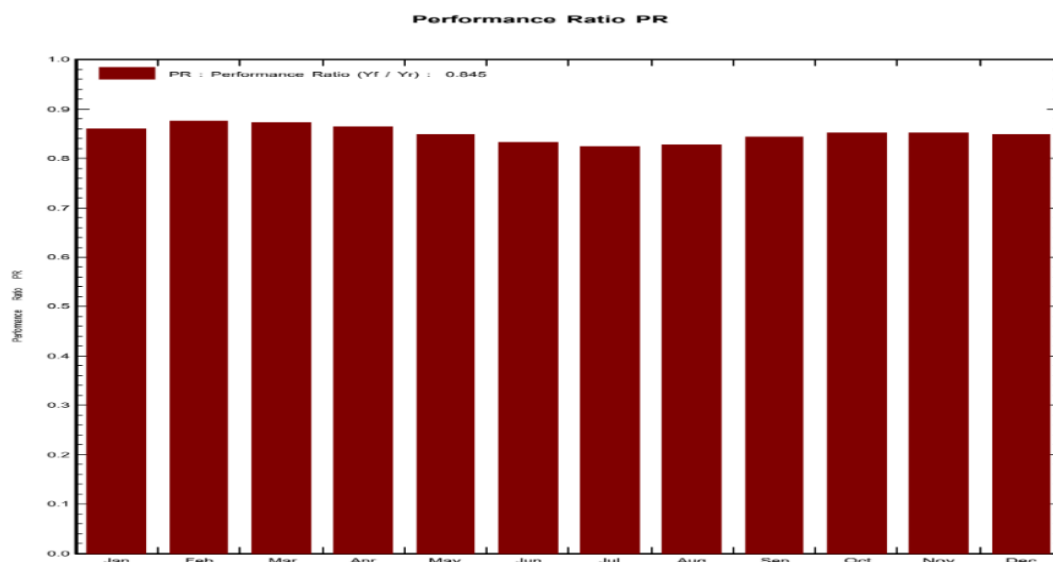
Πίνακας 20 Αποτελέσματα Ειδικής Παραγωγής (Μ. Χωράφια)

Δείκτες	Τιμές (kWh/kWp/day)
Απώλειες Συλλογής	0.63
Απώλειες Συστήματος	0.13
Παραγόμενη Αξιοποιήσιμη Ενέργεια	4.13

Μέρος των απωλειών συλλογής που παρατηρούνται στον συντελεστή οφείλονται στον ορίζοντα, άλλες στην απόκλιση του νότιου αζιμουθίου και τέλος οφείλονται στην κλίση που δεν είναι η ιδανική.



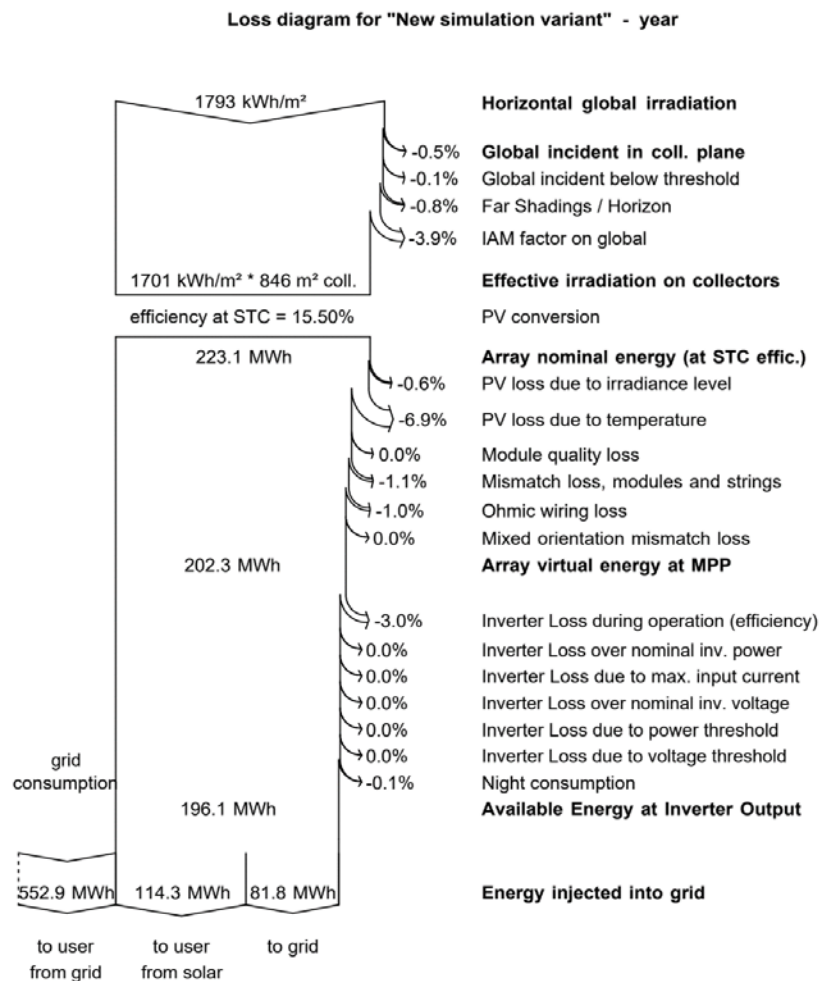
Διάγραμμα 15 Ειδική Παραγωγή Συστήματος Μ. Χωράφια



Διάγραμμα 16 βαθμός απόδοσης συστήματος, Μ. Χωράφια

Στο ακόλουθο διάγραμμα 17 είναι εμφανή όλα τα στάδια της ενέργειας από την ηλιακή συλλογή μέχρι την παρεχόμενη και διανεμομένη παραχθείσα ενέργεια συνυπολογίζοντας όλες τις καθορισμένες απώλειες του συστήματος. Οι

αναγραφόμενες πληροφορίες παραγωγής χρησιμοποιούνται για την οικονομική αποτίμηση. Παρατηρείται λοιπόν συνολική παραγωγή **196,1MWh ετήσια καθαρή παραγωγή**, διαθέσιμη προς εκμετάλλευση. Από αυτήν οι 114,3 MWh ιδιοκαταναλώνονται ενώ οι υπόλοιπες 81,8MWh παραδίδονται στο δίκτυο για αργότερη αξιοποίηση. Επιπλέον απορροφώνται 552,9MWh για την ολική κάλυψη των αναγκών. Προκύπτει ποσοστό ταυτοχρονισμού 58,29%. Για την οικονομική αξιολόγηση λαμβάνεται λοιπόν **ταυτοχρονισμός ίσος με 60%**.



Διάγραμμα 17 Απώλειες Συστήματος Μ. Χωράφια

4.3.1.2.3 Οικονομική Αξιολόγηση με Ισοδύναμη Ταρίφα

Με βάση το ποσοστό ταυτοχρονισμού 60% και την μεθοδολογία συμψηφισμού διαμορφώνεται, για το τιμολόγιο μέσης τάσης-ΒΑΓ-Αγροτικό, που διέπει τις εγκαταστάσεις στα Μεγάλα Χωράφια, ο πίνακας 21 με την ισοδύναμη ταρίφα θεωρητικά πωλούμενης ενέργειας. Η τιμή των ΥΚΩ μηδενίζεται λόγω της χρέωσης της στην συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια ($K = \Pi + A - E$).

Πίνακας 21 Υπολογισμός Ισοδύναμης Ταρίφας Θεωρητικής Πώλησης για Τιμολόγιο ΒΑΓ-Αγροτικό με 60% ταυτοχρονισμό

	ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΤΙΜΟΛΟΓΙΟΥ ΜΤ-ΒΑΓ [€/kWh]	ΤΙΜΟΛΟΓΙΟ 2019 [€/kWh]	ΤΑΡΙΦΑ ΝΕΜ ΜΕ 60% ΤΑΥΤΟΧΡΟΝΙΣΜΟ [€/kWh]
ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	ΧΡΕΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ημέρας)	0,06503	0,06503
	ΚΟΣΤΟΣ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO ₂	0,00356	0,002136
ΡΥΘΜΙΖΟΜΕΝΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	ΧΡΕΩΣΗ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	0	0
	ΕΤΜΕΑΡ	0,0086	0,00516
	ΥΚΩ	0,00546	0
	ΛΟΙΠΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	0,00007	0,000042
	ΣΥΝΟΛΟ ΠΡΟ ΦΠΑ	0,08272	0,072368
	ΕΦΚ	0,005	0,003
	ΦΠΑ	0,0052632	0,00452208
	ΕΙΔΙΚΟ ΤΕΛΟΣ 5‰	0,0003956	0,00035104
Σ	ΙΣΟΔΥΝΑΜΗ ΤΙΜΗ	0,0933788	0,08024112

Τα ετήσια έσοδα που αναμένονται από την θεωρητική πώληση της ενέργειας, δηλαδή την εξοικονόμηση, προκύπτουν από το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας ανά έτος επί την υπολογισμένη ταρίφα . Με εφαρμογή του τύπου προκύπτει το έσοδο των **15.735,06€ ετησίως**.

4.3.1.2.3.1 Κόστος Επένδυσης (CAPEX)

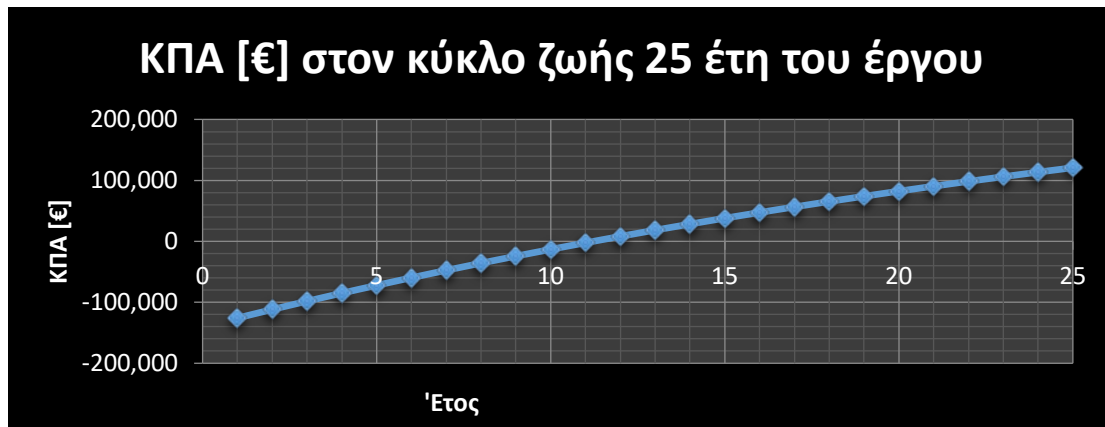
Ο προϋπολογισμός της εγκατάστασης βασίζεται στις παραδοχές που έχουν γίνει (3.9.5) και διαμορφώνει τον πίνακα 22 ως εξής:

Πίνακας 22 Προϋπολογισμός Εγκατάστασης Μ. Χωράφια

Μ. Χωράφια	Ισχύς kW	260	Προϋπολογισμός
	Κόστος	Εργ. Όφελος	
Φ/Β Πλαίσια	61,100.00	10%	67,210.00
Inverter	15,605.00	10%	17,165.50
Βάσεις	10,000.00	10%	11,000.00
Καλώδια DC & επικ.	4,000.00	10%	4,400.00
Καλώδια AC	1,000.00	10%	1,100.00
Γειώσεις	3,000.00	10%	3,300.00
Βοηθητικά έργα	4,000.00	20%	4,800.00
Παρελκόμενα	3,000.00	20%	3,600.00
Εγκατάσταση	10,000.00	20%	12,000.00
Εργολαβικά Έξοδα	8,000.00	20%	9,600.00
Μελέτη-Επίβλεψη	5,000.00	20%	6,000.00
Σύνολο	124,705.00		140,175.50
Σύνολο (€/W)	0,96		1,08

4.3.1.2.3.2 Αποτελέσματα Οικονομικής Αξιολόγησης

Για την οικονομική αξιολόγηση ισχύουν τα δεδομένα και οι παραδοχές που έχουν προαναφερθεί (βλ.υποκ.3.9.5) και υπολογίζεται η ΚΠΑ του έργου ως εξής:



Διάγραμμα 18 ΚΠΑ Μ. Χωράφια

Από τον πίνακα 23 φαίνεται η απόσβεση του έργου να γίνεται στα 12 χρόνια λειτουργίας του καθώς η καμπύλη της ΚΠΑ φαίνεται στο διάγραμμα 18. Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) κατά τον οποίο μηδενίζεται η καθαρά παρούσα αξία προκύπτει για προεξοφλητικό επιτόκιο **10,53%**.

Πίνακας 23 Υπολογισμός ΚΠΑ Εγκατάστασης Μ. Χωράφια

CAPEX [€]	ΕΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ [MWh]	ΤΑΡΙΦΑ ΝΕΤ ΜΕΤΕΡΙΝΓ [€/MWh]	ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ [€/year]	ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΑ ΕΞΟΔΑ - ΟΡΕΧ [€/year]	ΚΤΡ [€/year]	ΚΤΡi[€/year]	ΚΠΑ [€]
140.175,50	1	196,10	80,24000	15.735,06	786,75	14.948,31	14.387,21	-
r [%]	2	194,14	81,84480	15.889,27	794,46	15.094,80	13.982,87	111.805
0,039	3	192,20	83,48170	16.044,98	802,25	15.242,73	13.589,90	-98.216
	4	190,28	85,15133	16.202,22	810,11	15.392,11	13.207,97	-85.008
	5	188,37	86,85436	16.361,01	818,05	15.542,95	12.836,77	-72.171
	6	186,49	88,59144	16.521,34	826,07	15.695,28	12.476,01	-59.695
	7	184,62	90,36327	16.683,25	834,16	15.849,09	12.125,38	-47.569
	8	182,78	92,17054	16.846,75	842,34	16.004,41	11.784,61	-35.785
	9	180,95	94,01395	17.011,85	850,59	16.161,25	11.453,42	-24.331
	10	179,14	95,89423	17.178,56	858,93	16.319,63	11.131,53	-13.200
	11	177,35	97,81211	17.346,91	867,35	16.479,57	10.818,69	-2.381
	12	175,58	99,76835	17.516,91	875,85	16.641,07	10.514,64	8.134
	13	173,82	101,76372	17.688,58	884,43	16.804,15	10.219,14	18.353
	14	172,08	103,79900	17.861,93	893,10	16.968,83	9.931,94	28.285
	15	170,36	105,87498	18.036,97	901,85	17.135,12	9.652,82	37.937
	16	168,66	107,99248	18.213,73	910,69	17.303,05	9.381,53	47.319
	17	166,97	110,15232	18.392,23	919,61	17.472,62	9.117,88	56.437
	18	165,30	112,35537	18.572,47	928,62	17.643,85	8.861,63	65.298
	19	163,65	114,60248	18.754,48	937,72	17.816,76	8.612,58	73.911
	20	162,01	116,89453	18.938,28	946,91	17.991,36	8.370,53	82.282
	21	160,39	119,23242	19.123,87	956,19	18.167,68	8.135,29	90.417
	22	158,79	121,61707	19.311,29	965,56	18.345,72	7.906,65	98.324
	23	157,20	124,04941	19.500,54	975,03	18.525,51	7.684,45	106.008
	24	155,63	126,53040	19.691,64	984,58	18.707,06	7.468,48	113.476
	25	154,07	129,06100	19.884,62	994,23	18.890,39	7.258,59	120.735
							260.910,53	120.735

4.3.1.2.4 Μείωση Εκπομπών CO₂

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της ενεργειακής προσομοίωσης και την τιμή εκπομπών που έχει οριστεί (βλ.υποκ.3.10), η μείωση των εκπομπών CO₂ ετησίως υπολογίζεται σε:

$$196,1 \text{ [MWh/y]} * 0.72 \text{ [ton CO}_2\text{/MWh]} = 141,192 \text{ ton CO}_2\text{/y}$$

4.3.1.3 Δεξαμενή Γεράνι 130 kW

Στην περιοχή της Δ.Ε. Πλατανιά της Π.Ε. Χανίων στο Γεράνι βρίσκονται εγκατεστημένες δύο δεξαμενές νερού πλησίον αντλιοστασίου όπως φαίνεται στην αεροφωτογραφία (εικόνα15). Οι κύριες καταναλώσεις των εγκαταστάσεων διαμορφώνονται από τρεις αντλίες των 160 kW έκαστη. Η εγκατάσταση προτείνεται

να γίνει στην ανατολική (εκ των δύο δεξαμενή για να αποφευχθούν σκιάσεις από την όμοια στην άλλη περίπτωση).



Εικόνα 15 Αεροφωτογραφίας Εγκαταστάσεων Γεράνι(Google Earth Pro)

Το στέγαστρο προς εγκατάσταση είναι όμοιο και τα μεγέθη του αζιμουθίου και η κλίση, την οποία θα ακολουθήσουν τα πλαίσια σύμφωνα με του χωροταξικούς κανονισμούς, προκαθορίζονται από τα ήδη εγκατεστημένα υποστυλώματα στήριξης αυτού. Το κόστος κατασκευής τους στεγάστρου είναι ομοίως στα 150.000€ και θα επιφέρει επιπλέον ενεργειακά οφέλη εξοικονόμησης. Στον πίνακα 24 δίνονται τα ειδικά χαρακτηριστικά της ανατολικής δεξαμενής που χρησιμοποιούνται κατά την μοντελοποίηση.

Πίνακας 24 Στοιχεία Δεξαμενής Γεράνι

Στοιχεία Δεξαμενής Γεράνι	
Κλίση (θ) (°)	8,5
Νοτιοανατολικό Τμήμα Στεγάστρου	
Αζιμούθιο(°)	-80
Βορειοδυτικό Τμήμα Στεγάστρου	
Αζιμούθιο (°)	100

4.3.1.3.1 Σύζευξη του συστήματος

Οι διαμορφώσεις των τριών υποσυστοιχιών που απεικονίζονται στην εικόνα 16 ακολουθούν ίδια λογική με αυτή που έχει εφαρμοστεί και στις προηγούμενες περιπτώσεις κατά την οποία κάθε αντιστροφέας δέχεται μόνο όμοιου προσανατολισμού σειρές για την ομαλή και βέλτιστη λειτουργία του.

PV Arrays Characteristics (3 kinds of array defined)			
PV module	Si-poly	Model	RCM-250
Custom parameters definition	Manufacturer	Recom	
Sub-array "Sub-array #1"	Orientation	#1	Tilt/Azimuth 9°/100°
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel 12 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	240	Unit Nom. Power 250 Wp
Array global power	Nominal (STC)	60.0 kWp	At operating cond. 55.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	548 V	I mpp 102 A
Sub-array "Sub-array #2"	Orientation	#2	Tilt/Azimuth 9°/-80°
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel 12 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	240	Unit Nom. Power 250 Wp
Array global power	Nominal (STC)	60.0 kWp	At operating cond. 55.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	548 V	I mpp 102 A
Sub-array "Sub-array #3"	Mixed orient.	#1/2: 1/1 strings	Tilt/Azimuth 9°/100°, 9°/-80°
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel 2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	40	Unit Nom. Power 250 Wp
Array global power	Nominal (STC)	10.00 kWp	At operating cond. 9.28 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	548 V	I mpp 17 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	130 kWp
		Module area	846 m ²
Inverter		Model	Piko 10
Custom parameters definition		Manufacturer	Kostal
Characteristics		Operating Voltage	290-800 V
		Unit Nom. Power	10.00 kWac
Sub-array "Sub-array #1"	Nb. of inverters	6 units	Total Power 60 kWac
			Pnom ratio 1.00
Sub-array "Sub-array #2"	Nb. of inverters	6 units	Total Power 60 kWac
			Pnom ratio 1.00

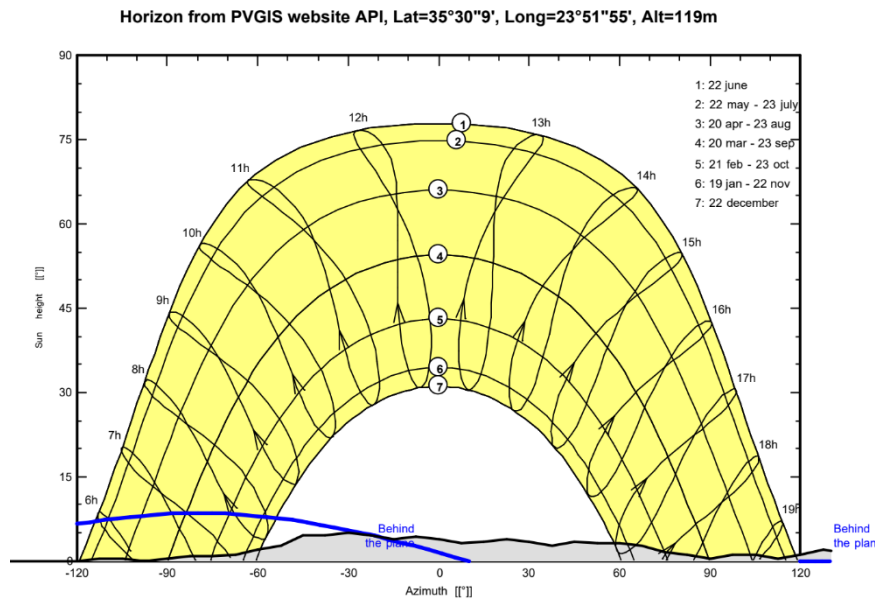
PVSYST V6.86		24/05/20	Page 2/10
--------------	--	----------	-----------

Grid-Connected System: Simulation parameters			
Sub-array "Sub-array #3"	Nb. of inverters	1 units	Total Power 10.0 kWac
			Pnom ratio 1.00
Total	Nb. of inverters	13	Total Power 130 kWac

Εικόνα 16 Σύζευξη Εξοπλισμού Συστήματος Γεράνι

4.3.1.3.2 Υπολογισμός Ετήσιας Παραγόμενης Ενέργειας

Στην περίπτωση της παρούσας εγκατάστασης, λαμβάνεται υπόψη ο τοπικός ορίζοντας για την συγκεκριμένη γεωγραφική θέση για την τελικά προσιπύουσα ακτινοβολία στο χώρο, όπως παρουσιάζεται στο διάγραμμα 19.



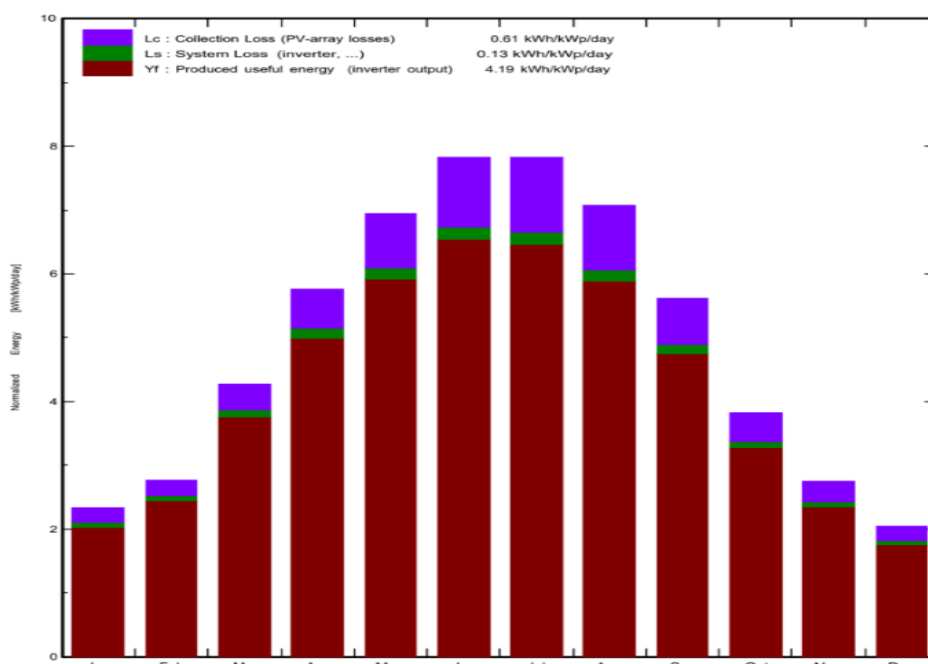
Διάγραμμα 19 Ορίζοντας Περιοχής Εγκατάστασης Γεράνι

Η ειδική μηνιαία παραγωγή (normalized production), παρουσιάζεται στο διάγραμμα 20 και εμπεριέχει τα αποτελέσματα που αναγράφονται στον πίνακα 25. Ο ετήσιος βαθμός απόδοσης (Performance Ratio) είναι ίσος με 0,85 και προβάλλεται αναλυτικότερα στο διάγραμμα 21.

Πίνακας 25 Αποτελέσματα Ειδικής Παραγωγής Γεράνι

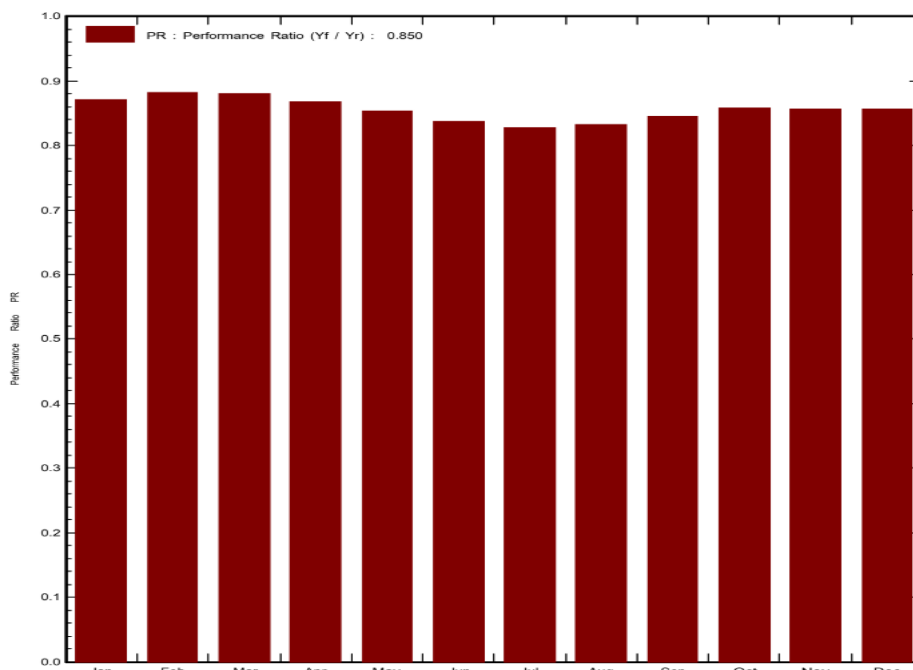
Δείκτες	Τιμές (kWh/kWp/day)
Απώλειες Συλλογής	0.61
Απώλειες Συστήματος	0.13
Παραγώμενη Αξιοποιήσιμη Ενέργεια	4.19

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 130 kWp



Διάγραμμα 20 Ειδική Παραγωγή Συστήματος Γεράνι

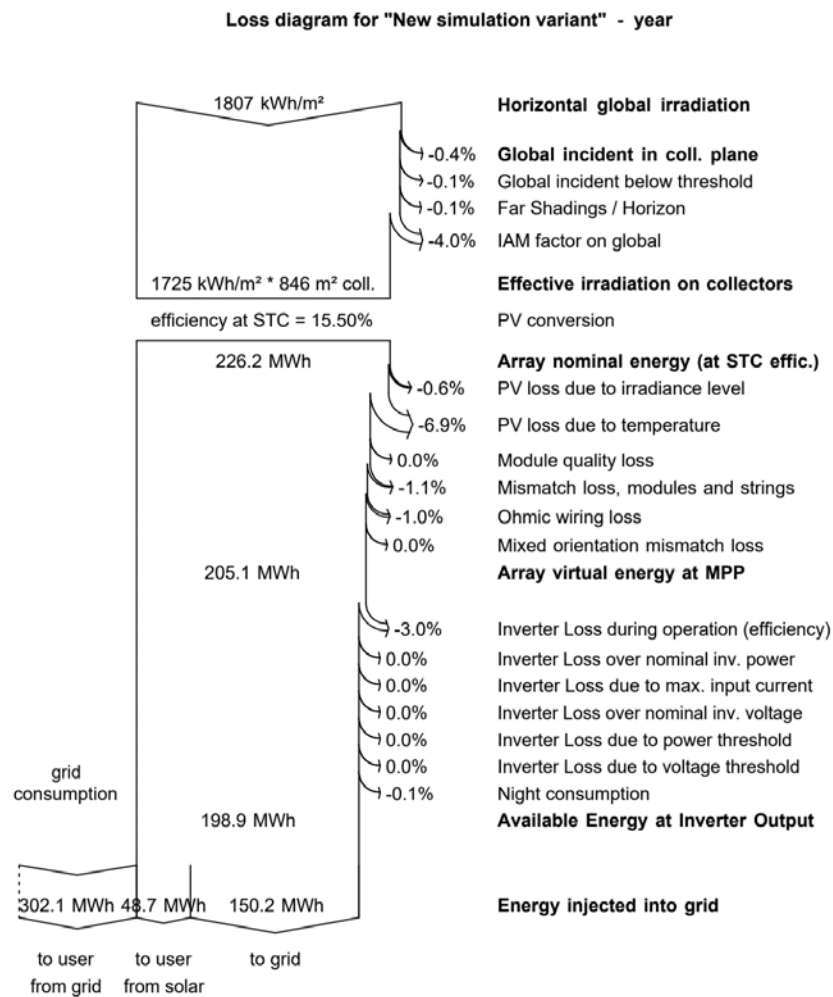
Performance Ratio PR



Διάγραμμα 21 Βαθμός Απόδοσης Συστήματος Γεράνι

Στο ακόλουθο διάγραμμα 22 είναι εμφανή όλα τα στάδια της ενέργειας από την ηλιακή συλλογή μέχρι την παρεχόμενη και διανεμομένη παραχθείσα ενέργεια συνυπολογίζοντας όλες τις καθορισμένες απώλειες του συστήματος. Οι αναγραφόμενες πληροφορίες παραγωγής χρησιμοποιούνται για την οικονομική αποτίμηση. Προκύπτει συνολική παραγωγή **198,9MWh ετήσια καθαρή παραγωγή**, διαθέσιμη προς εκμετάλλευση. Από αυτήν οι 48,7 MWh ιδιοκαταναλώνονται ενώ οι

υπόλοιπες 150,2MWh παραδίδονται στο δίκτυο για αξιοποίηση σε δεύτερο χρόνο. Επιπλέον απορροφώνται 302,1MWh για την ολική κάλυψη των αναγκών.



Διάγραμμα 22 Απώλειες Συστήματος Γεράνι

Προκύπτει ποσοστό ταυτοχρονισμού 24,48%. Για την οικονομική αξιολόγηση θεωρείται **ταυτοχρονισμός ίσος με 25%**.

4.3.1.3.3 Οικονομική Αξιολόγηση με Ισοδύναμη Ταρίφα

Με βάση το ποσοστό ταυτοχρονισμού 25% και την μεθοδολογία συμψηφισμού διαμορφώνεται, για το τιμολόγιο μέσης τάσης-ΒΑΓ-Αγροτικό, που διέπει τις εγκαταστάσεις του Γερανίου, ο πίνακας 26 με την ισοδύναμη ταρίφα θεωρητικά πωλούμενης ενέργειας. Η τιμή των ΥΚΩ μηδενίζεται λόγω της χρέωσης της στην συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια ($K=P+A-E$). Τα ετήσια έσοδα που αναμένονται από την θεωρητική πώληση της ενέργειας, δηλαδή την εξοικονόμηση, προκύπτουν από το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας ανά έτος επί την υπολογισμένη ταρίφα. Με εφαρμογή του τύπου προκύπτει το έσοδο των **14.684,79 € ετησίως**.

Πίνακας 26 Υπολογισμός Ισοδύναμης Ταρίφας Θεωρητικής Πώλησης Ενέργειας για Τιμολόγιο ΒΑΓ-Αγροτικό με ταυτοχρονισμό 25%

	ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΤΙΜΟΛΟΓΙΟΥ ΜΤ-ΒΑΓ [€/kWh]	ΤΙΜΟΛΟΓΙΟ 2019 [€/kWh]	ΤΑΡΙΦΑ ΝΕΜ ΜΕ 25% ΤΑΥΤΟΧΡΟΝΙΣΜΟ [€/kWh]
ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	ΧΡΕΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ημέρας)	0,06503	0,06503
	ΚΟΣΤΟΣ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO ₂	0,00356	0,00089
ΡΥΘΜΙΖΟΜΕΝΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	ΧΡΕΩΣΗ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	0	0
	ΕΤΜΕΑΡ	0,0086	0,00215
	ΥΚΩ	0,00546	0
	ΛΟΙΠΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	0,00007	0,0000175
	ΣΥΝΟΛΟ ΠΡΟ ΦΠΑ	0,08272	0,0680875
	ΕΦΚ	0,005	0,00125
	ΦΠΑ	0,0052632	0,00416025
	ΕΙΔΙΚΟ ΤΕΛΟΣ 5‰	0,0003956	0,000335938
Σ	ΙΣΟΔΥΝΑΜΗ ΤΙΜΗ	0,0933788	0,07383369

4.3.1.3.3.1 Κόστος Επένδυσης (CAPEX)

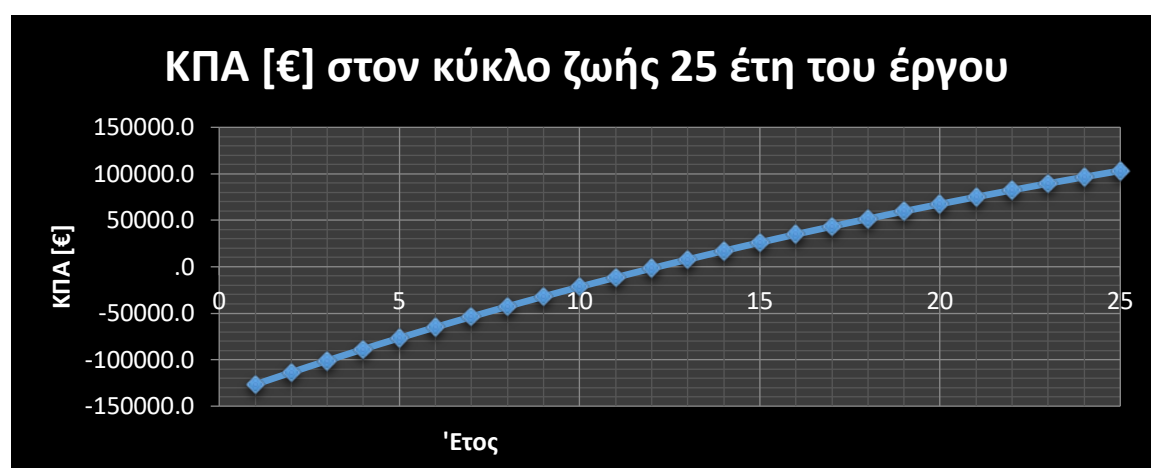
Ο προϋπολογισμός της εγκατάστασης λόγω του μεγέθους της εγκατάστασης το κόστος είναι ίδιο με αυτό στα Μ. Χωράφια. , **140.175.50 €**

4.3.1.3.3.2 Αποτελέσματα Οικονομικής Αξιολόγησης

Για την οικονομική αξιολόγηση ισχύουν τα δεδομένα και οι παραδοχές που έχουν προαναφερθεί (βλ.υποκ.3.9.5) και προκύπτει ο πίνακας 27 με την ΚΠΑ του έργου.

Πίνακας 27 Υπολογισμός ΚΠΑ Εγκατάστασης Γερανίου

CAPEX [€]	ΕΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ [MWh]	ΤΑΡΙΦΑ ΝΕΤ METERING [€/MWh]	ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ [€/year]	ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΑ ΕΞΟΔΑ - ΟΡΕΧ [€/year]	ΚΤΡ [€/year]	ΚΤΡi[€/year]	ΚΠΑ [€]
140.175,50	1	198,90	73,83000	14.684,79	734,24	13.950,55	13.426,90	-126.749
r [%]	2	196,91	75,30660	14.828,70	741,43	14.087,26	13.049,55	-113.699
0,039	3	194,94	76,81273	14.974,02	748,70	14.225,32	12.682,81	-101.016
	4	192,99	78,34899	15.120,76	756,04	14.364,73	12.326,37	-88.690
	5	191,06	79,91597	15.268,95	763,45	14.505,50	11.979,95	-76.710
	6	189,15	81,51429	15.418,58	770,93	14.647,65	11.643,27	-65.067
	7	187,26	83,14457	15.569,69	778,48	14.791,20	11.316,04	-53.751
	8	185,39	84,80746	15.722,27	786,11	14.936,16	10.998,02	-42.753
	9	183,53	86,50361	15.876,35	793,82	15.082,53	10.688,93	-32.064
	10	181,70	88,23368	16.031,94	801,60	15.230,34	10.388,53	-21.675
	11	179,88	89,99836	16.189,05	809,45	15.379,60	10.096,57	-11.579
	12	178,08	91,79833	16.347,70	817,39	15.530,32	9.812,82	-1.766
	13	176,30	93,63429	16.507,91	825,40	15.682,51	9.537,04	7.771
	14	174,54	95,50698	16.669,69	833,48	15.836,20	9.269,01	17.040
	15	172,79	97,41712	16.833,05	841,65	15.991,40	9.008,51	26.049
	16	171,07	99,36546	16.998,01	849,90	16.148,11	8.755,34	34.804
	17	169,35	101,35277	17.164,59	858,23	16.306,36	8.509,28	43.313
	18	167,66	103,37982	17.332,81	866,64	16.466,17	8.270,14	51.584
	19	165,98	105,44742	17.502,67	875,13	16.627,53	8.037,71	59.621
	20	164,32	107,55637	17.674,19	883,71	16.790,48	7.811,82	67.433
	21	162,68	109,70750	17.847,40	892,37	16.955,03	7.592,28	75.025
	22	161,05	111,90165	18.022,31	901,12	17.121,19	7.378,90	82.404
	23	159,44	114,13968	18.198,92	909,95	17.288,98	7.171,53	89.576
	24	157,85	116,42247	18.377,27	918,86	17.458,41	6.969,98	96.546
	25	156,27	118,75092	18.557,37	927,87	17.629,50	6.774,10	103.320
							243.495,39	103.320



Διάγραμμα 23 ΚΠΑ εγκατάστασης Γεράνι

Από τον πίνακα 27 φαίνεται η απόσβεση του έργου να γίνεται στα 13 χρόνια λειτουργίας του. Η ΚΠΑ αποτυπώνεται στο διάγραμμα 23. Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) κατά τον οποίο τείνει να μηδενίζεται η καθαρά παρούσα αξία προκύπτει για προεξοφλητικό επιτόκιο **9,67%**.

4.3.1.3.4 Μείωση Εκπομπών CO₂

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της ενεργειακής προσομοίωσης και την τιμή εκπομπών που έχει οριστεί (βλ.υποκ.3.10), η μείωση των εκπομπών CO₂ ετησίως υπολογίζεται σε:

$$198,9 \text{ [MWh/y]} * 0.72 \text{ [ton CO}_2\text{/MWh]} = \mathbf{143,208 \text{ ton CO}_2\text{/y}}$$

4.3.1.4 Δεξαμενή Δράμια 100 kW

Στα Δράμια, στην περιοχή του ανατολικού Αποκόρωνα, της Δ.Ε. Γεωργιούπολης στη Π.Ε. Χανίων υπάρχει ταχυδιυλιστήριο και δεξαμενή για την αξιοποίηση των υδάτων της λίμνης Κουρνά, για την περιστασιακή κάλυψη των αναγκών της πόλης του Ρεθύμνου. Η κατανάλωση προκύπτει από την λειτουργία προωθητικών αντλιών των οποίων τα τεχνικά χαρακτηριστικά αλλά και τα δεδομένα λειτουργίας (ωριαίο φορτίο) δεν είναι διαθέσιμα. Για τους ενεργειακούς υπολογισμούς έχει δημιουργηθεί αρχείο μηνιαίας κατανάλωσης βάση των λογαριασμών της ΔΕΗ για το έτος 2017 και ως αποτέλεσμα αυτού ο υπολογισμός ανταλλαγής ενέργειας (κατανάλωσης-παραγωγής) δεν είναι απόλυτα ακριβής αλλά αρκετά προσεγγιστικός. Αυτό συμβαίνει, καθώς το PVSyst δημιουργεί συνθετικό αρχείο για τις ωριαίες τιμές από τις μηνιαίες μετρήσεις σχετικής ακρίβειας.

Η δεξαμενή όπως φαίνεται στην αεροφωτογραφία (εικόνα 17) δεν έχει ολοκληρωμένη κατασκευή κάλυψης της, αλλά υπάρχουν είδη εγκατεστημένοι οι πυλώνες στήριξης και οι μεταλλικοί φορείς στην οποία στηρίζονται τα ελάσματα επικάλυψης. Θεωρείται ο μεταλλικός φορέας υγιής και ως εκ τούτου προκαθορισμένες τιμές προσανατολισμού και κλίσεων των τμημάτων, καθώς η κατασκευή του στεγάστρου είναι ίδια με τις υπόλοιπες. Η περάτωση της κατασκευής ανέρχεται στα 100.000€. Επί του στεγάστρου προτείνεται να γίνει η εγκατάσταση του φωτοβολταϊκού.

Η σύμβαση που έχει υπογραφεί υπό το πλαίσιο Net metering με τη ΔΕΔΔΗΕ ανέρχεται στα 100 kW (μέγιστη ισχύ, καθώς υπάρχει περιορισμός της εισερχόμενης ενέργειας σε δίκτυο χαμηλής τάσης) . Τα ειδικά χαρακτηριστικά της δεξαμενής που χρησιμοποιούνται κατά την προσομοίωση παρατίθενται στον πίνακα 28 .

Πίνακας 28 Στοιχεία Δεξαμενής Δράμια

Στοιχεία Δεξαμενής Δράμια	
Κλίση (θ) (°)	8,5
Ανατολικό Τμήμα Στεγάστρου	
Αζιμούθιο(°)	-83
Δυτικό Τμήμα Στεγάστρου	
Αζιμούθιο (°)	97



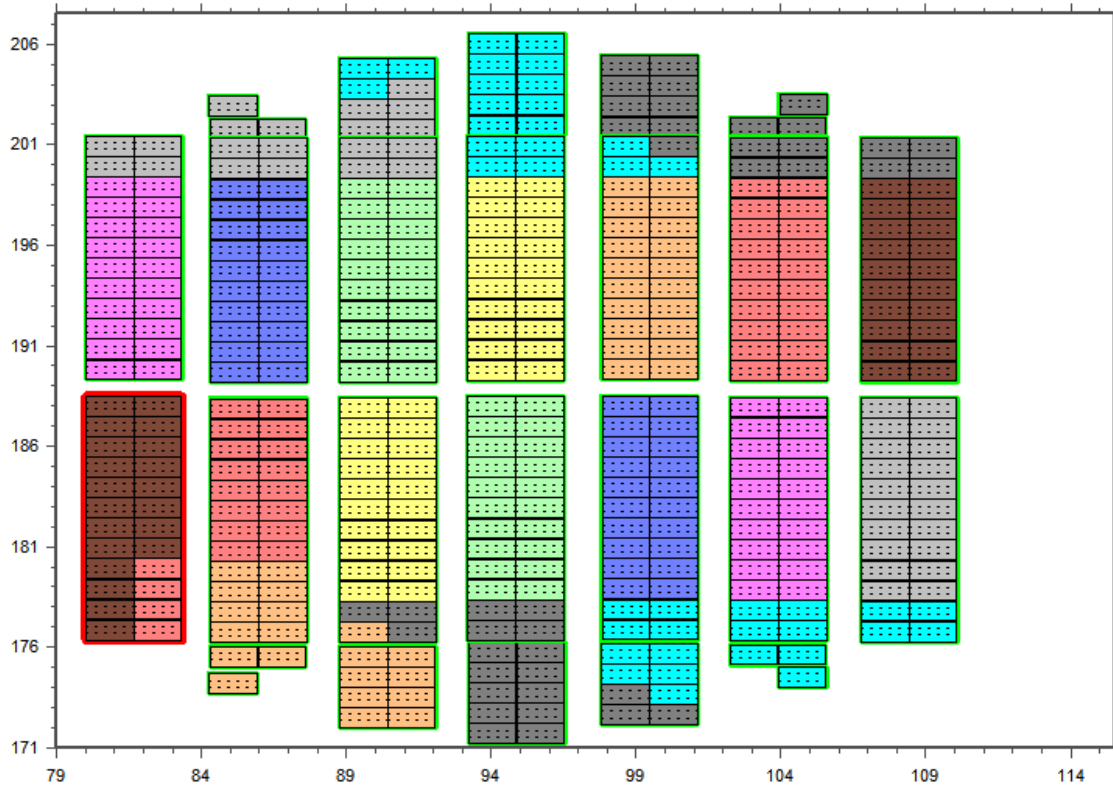
Εικόνα 17 Αεροφωτογραφία Εγκαταστάσεων Δράμια (Google Earth Pro)

4.3.1.4.1 Σύζευξη του συστήματος

Οι διαμορφώσεις των δύο υποσυστοιχιών που απεικονίζονται στην εικόνα 18 ακολουθούν ίδια λογική με αυτή που έχει εφαρμοστεί και στις προηγούμενες περιπτώσεις κατά την οποία κάθε αντιστροφέας δέχεται μόνο όμοιου προσανατολισμού σειρές για την ομαλή και βέλτιστη λειτουργία του. Στην εικόνα 18 οπτικοποιείται το αποτέλεσμα της σύζευξης στο εργαλείο σχεδιασμού ηλεκτρικής σύνδεσης των πλαισίων. Κάθε χρώμα αποτελεί μία σειρά (string). Το αποτέλεσμα της εικόνας 19 είναι ενδεικτικό.

PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)			
PV module	Si-poly	Model	RCM-250
Custom parameters definition		Manufacturer	Recom
Sub-array "Sub-array #1"		Orientation	#1
Number of PV modules		In series	20 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	200
Array global power		Nominal (STC)	50.0 kWp
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	548 V
Sub-array "Sub-array #2"		Orientation	#2
Number of PV modules		In series	20 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	200
Array global power		Nominal (STC)	50.0 kWp
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	548 V
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	100 kWp
		Module area	651 m²
			Total 400 modules
Inverter		Model	Piko 10
Custom parameters definition		Manufacturer	Kostal
Characteristics		Operating Voltage	290-800 V
			Unit Nom. Power 10.00 kWac
Sub-array "Sub-array #1"		Nb. of inverters	5 units
			Total Power 50 kWac
			Pnom ratio 1.00
Sub-array "Sub-array #2"		Nb. of inverters	5 units
			Total Power 50 kWac
			Pnom ratio 1.00
Total		Nb. of inverters	10
			Total Power 100 kWac

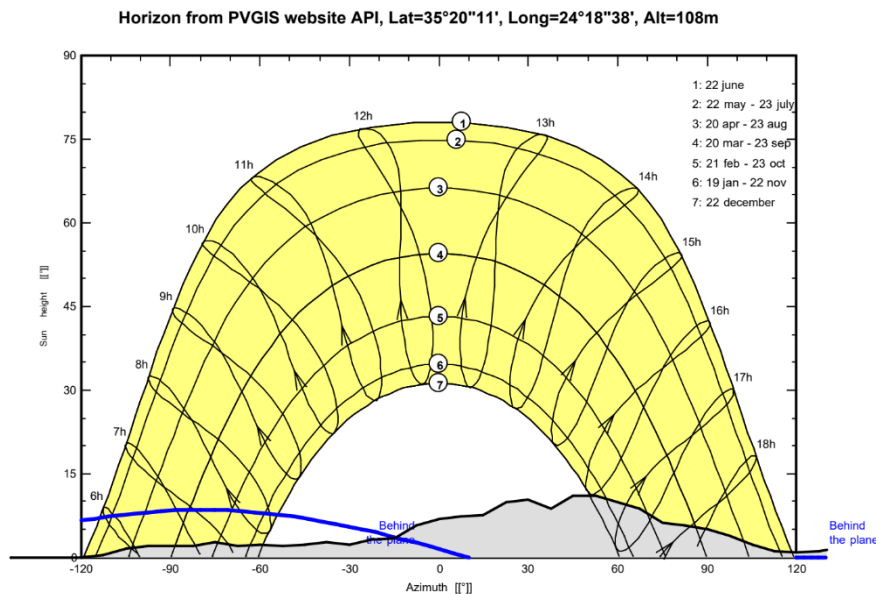
Εικόνα 18 Σύζευξη Εξοπλισμού Συστήματος, Δράμια



Εικόνα 19 Οπτική Αναπαράσταση Συνδέσεων Πλαισίων κατά την ηλεκτρολογική σύνδεση των σειρών, Δράμια

4.3.1.4.2 Υπολογισμός Ετήσιας Παραγόμενης Ενέργειας

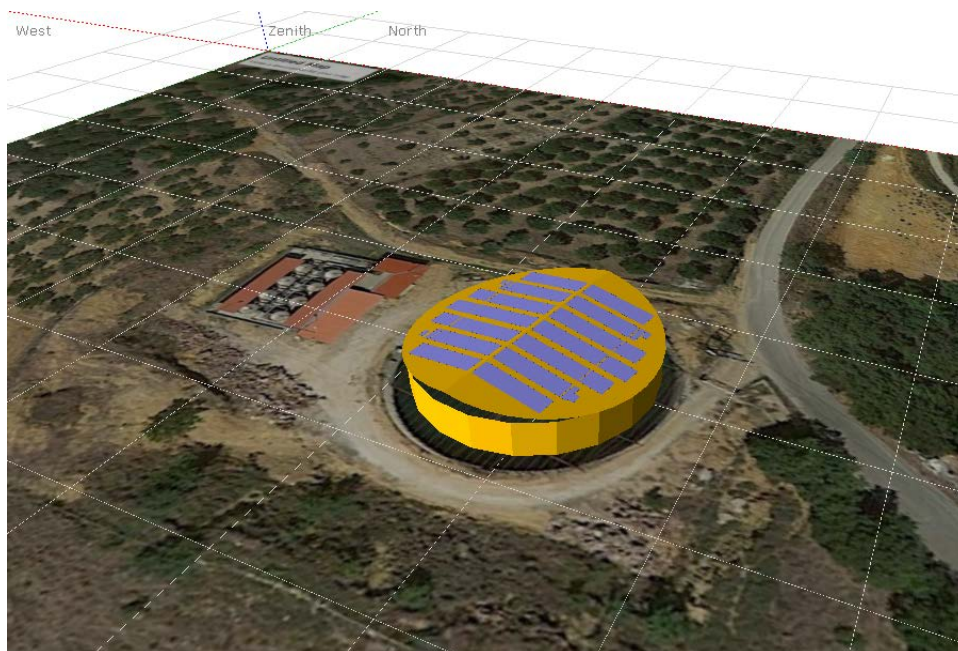
Στη συγκεκριμένη εγκατάσταση λαμβάνεται υπόψη ο τοπικός ορίζοντας για την συγκεκριμένη γεωγραφική θέση, όπως αποτυπώνεται στο διάγραμμα 24, για τον υπολογισμό των απωλειών από αυτόν.



Διάγραμμα 24 Ορίζοντας Περιοχής Εγκατάστασης Δράμια

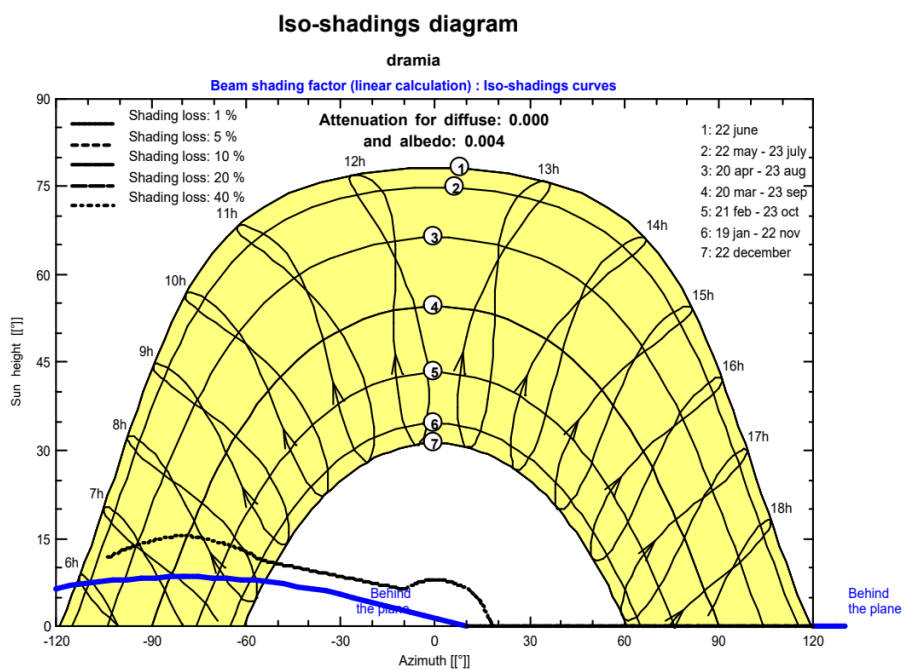
Πειραματικά έγινε σχεδιασμός της δεξαμενής σε τρισδιάστατη σκηνή για τον υπολογισμό των απωλειών σκιάσεων από το ένα τμήμα στεγάστρου στο άλλο.

Στην εικόνα 20 παρουσιάζεται το τρισδιάστατο μοντέλο.



Εικόνα 20 Τρισδιάστατο Μοντέλο Εγκατάστασης Δεξαμενής, Δράμια

Ενώ στο διάγραμμα 25 αποτυπώνονται οι απώλειες σκιάσης για τα πλαίσια κατά την προσομοίωση που εκτελείται.



Διάγραμμα 25 Απώλειες Σκιάσεις Κοντινών Αντικειμένων, Δράμια

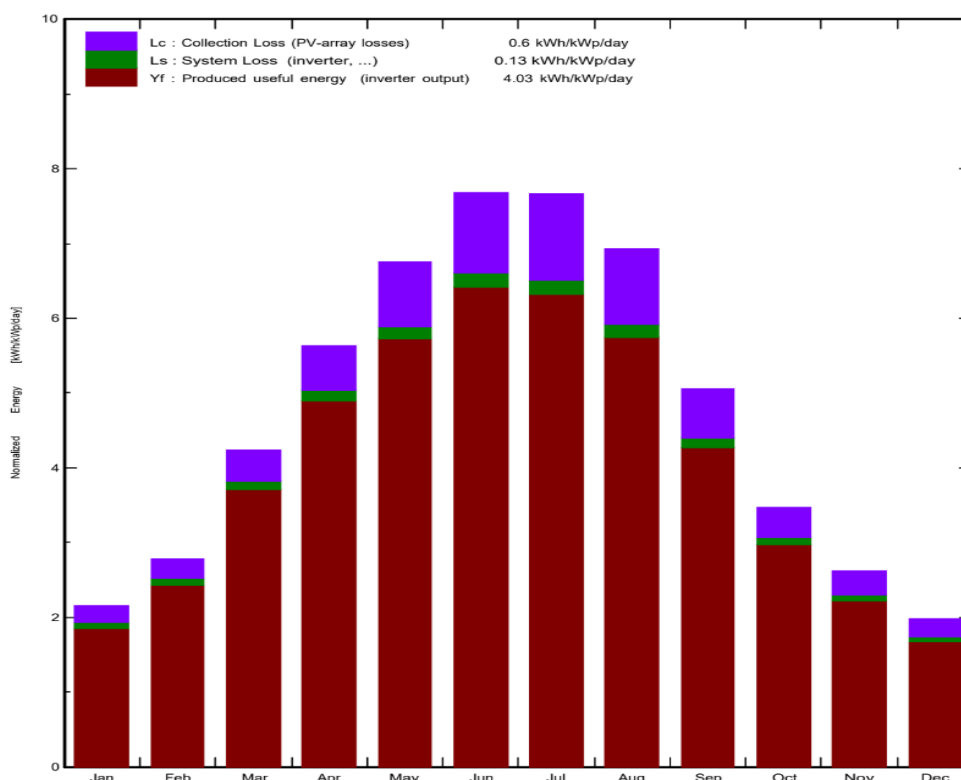
Παρατηρούνται κυρίως πρωινές ώρες κάποιες σκιάσεις κατά την ανατολή του ηλίου, όπου η θέση αυτού βρίσκεται κάτω από τις 15°, στο δυτικό στέγαστρο λόγω της κλίσης του και του δυτικού προσανατολισμού του.

Η ειδική μηνιαία παραγωγή (normalized production), παρουσιάζεται στο διάγραμμα 26 και εμπεριέχει τα αποτελέσματα που αναγράφονται στον πίνακα 29. Ο ετήσιος βαθμός απόδοσης (Performance Ratio) είναι ίσος με 0,847 και προβάλλεται αναλυτικότερα ανά μήνα στο διάγραμμα 27.

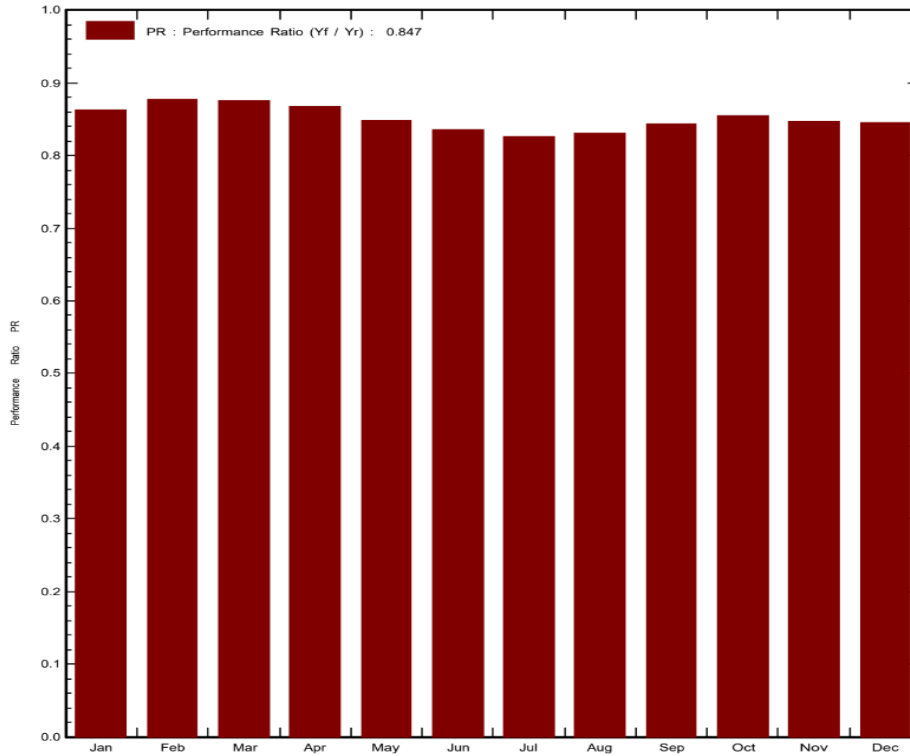
Πίνακας 29 Αποτελέσματα Ειδικής Παραγωγής, Δράμια

Δείκτες	Τιμές (kWh/kWp/day)
Απώλειες Συλλογής	0.60
Απώλειες Συστήματος	0.13
Παραγόμενη Αξιοποιήσιμη Ενέργεια	4.03

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 100 kWp

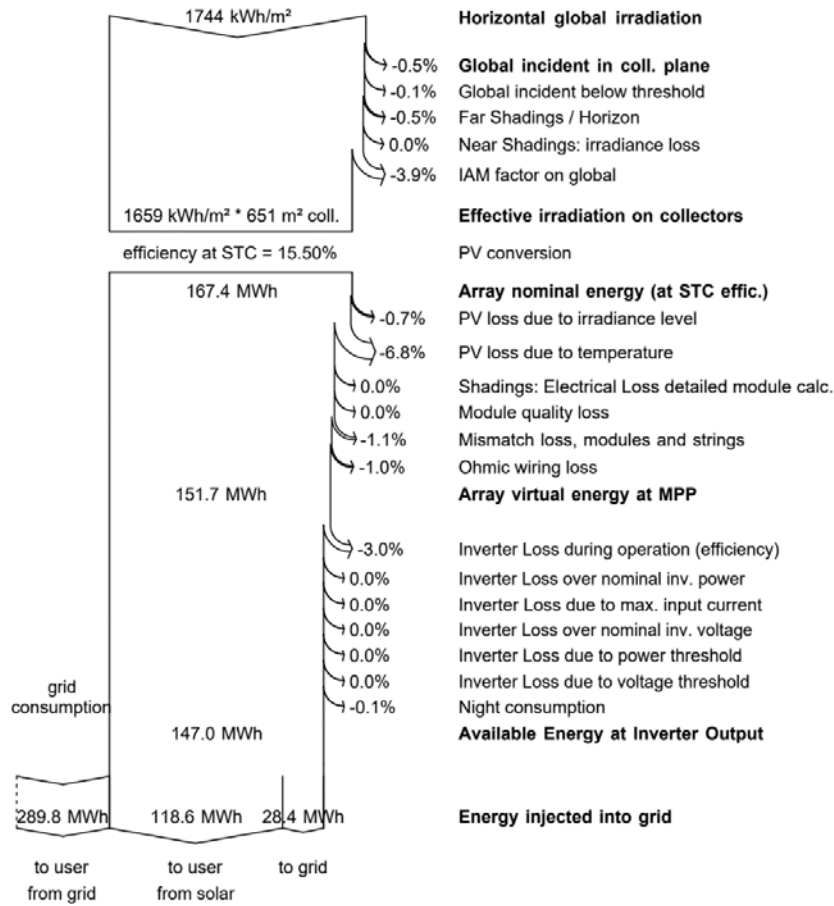


Διάγραμμα 26 Ειδική Παραγωγή Συστήματος, Δράμια



Διάγραμμα 27 Βαθμός Απόδοσης Συστήματος, Δράμια.

Loss diagram for "New simulation variant" - year



Διάγραμμα 28 Απώλειες Συστήματος, Δράμια

Στο διάγραμμα 28 είναι εύκολα διακριτά όλα τα στάδια της ενέργειας από την ηλιακή

συλλογή μέχρι την παρεχόμενη και διανεμομένη παραχθείσα ενέργεια συνυπολογίζοντας όλες τις καθορισμένες απώλειες του συστήματος. Οι αναγραφόμενες πληροφορίες παραγωγής χρησιμοποιούνται για την οικονομική αποτίμηση. Προκύπτει **συνολική αξιοποιήσιμη παραγωγή 147 MWh ετησίως**, διαθέσιμη προς εκμετάλλευση. Από αυτήν οι 118,6 MWh ιδιοκαταναλώνονται ενώ οι υπόλοιπες 28,4MWh παραδίδονται στο δίκτυο για απορρόφηση σε άλλο χρόνο. Επιπλέον απορροφώνται 289,8MWh για την πλήρωση των αναγκών. Προκύπτει **ποσοστό ταυτοχρονισμού 80,68%**.

Για την οικονομική αξιολόγηση θεωρείται **ταυτοχρονισμός ίσος με 80%**.

4.3.1.4.3 Οικονομική Αξιολόγηση με Ισοδύναμη Ταρίφα

Με βάση το ποσοστό ταυτοχρονισμού 80% και την μεθοδολογία συμψηφισμού διαμορφώνεται, για το τιμολόγιο χαμηλής τάσης Γ22 επαγγελματικό, που διέπει την εγκατάσταση στα Δράμα, ο πίνακας 30 με την ισοδύναμη ταρίφα θεωρητικά πωλούμενης ενέργειας. Η τιμή των ΥΚΩ μηδενίζεται λόγω της χρέωσης της στην συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια ($K=P+A-E$).

Πίνακας 30 Υπολογισμός Ισοδύναμης Ταρίφας Θεωρητικής Πώλησης για Τιμολόγιο ΧΤ-Γ22 με Ταυτοχρονισμό 80%

	ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΤΙΜΟΛΟΓΙΟΥ ΧΤ-Γ22 [€/kWh]	ΤΙΜΟΛΟΓΙΟ 2019 [€/kWh]	ΤΑΡΙΦΑ ΝΕΜ ΜΕ 80% ΤΑΥΤΟΧΡΟΝΙΣΜΟ [€/kWh]
ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	ΧΡΕΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ημέρας)	0.10158	0.10158
	ΚΟΣΤΟΣ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO ₂	0	0
ΡΥΘΜΙΖΟΜΕΝΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	ΧΡΕΩΣΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	0.00477	0.003816
	ΧΡΕΩΣΗ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	0.019	0.0152
	ΕΤΜΕΑΡ	0.017	0.0136
	ΥΚΩ	0.01824	0
	ΛΟΙΠΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	0.00007	0.000056
	ΣΥΝΟΛΟ ΠΡΟ ΦΠΑ	0.16066	0.134252
	ΕΦΚ	0.005	0.004
	ΦΠΑ	0.0099396	0.00829512
	ΕΙΔΙΚΟ ΤΕΛΟΣ 5%	0.0007433	0.00062326
Σ	ΙΣΟΔΥΝΑΜΗ ΤΙΜΗ	0.1763429	0.14717038

Τα ετήσια έσοδα που αναμένονται από την θεωρητική πώληση της ενέργειας, δηλαδή την εξοικονόμηση, προκύπτουν από το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας ανά έτος επί την υπολογισμένη ταρίφα. Με εφαρμογή του τύπου προκύπτει το έσοδο των **21.633,99€ ετησίως**.

4.3.1.4.3.1 Κόστος Επένδυσης (CAPEX)

Ο προϋπολογισμός της εγκατάστασης βασίζεται στα δεδομένα και στις παραδοχές που έχουν γίνει (3.9.5) και προκύπτει ο πίνακας 31.

Πίνακας 31 Προϋπολογισμός Εγκατάστασης Δράμια

Δράμια	Ισχύς kW	100	Προϋπολογισμός
	Κόστος	Εργ. Όφελος	
Φ/Β Πλαίσια	47,000.00	10%	51,700.00
Inverter	12,484.00	10%	13,732.40
Βάσεις	7,000.00	10%	7,700.00
Καλώδια DC & επικ.	3,000.00	10%	3,300.00
Καλώδια AC	1,000.00	10%	1,100.00
Γειώσεις	3,000.00	10%	3,300.00
Βοηθητικά έργα	4,000.00	20%	4,800.00
Παρελκόμενα	3,000.00	20%	3,600.00
Εγκατάσταση	8,000.00	20%	9,600.00
Εργολαβικά Έξοδα	6,000.00	20%	7,200.00
Μελέτη-Επίβλεψη	4,000.00	20%	4,800.00
Σύνολο	98,484.00		110,832.40
Σύνολο (€/W)	0,98		1.11

4.3.1.4.3.2 Αποτελέσματα Οικονομικής Αξιολόγησης

Για την οικονομική αξιολόγηση ισχύουν τα δεδομένα και οι παραδοχές που έχουν προαναφερθεί (βλ.υποκ.3.9.5) και υπολογίζετε η ΚΠΑ της εγκατάστασης.

Πίνακας 32 ΚΠΑ Εγκατάστασης, Δράμα

CAPEX [€]	ΕΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ [MWh]	ΤΑΡΙΦΑ ΝΕΤ ΜΕΤΕΡΙΝΓ [€/MWh]	ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ [€/year]	ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΑ ΕΞΟΔΑ - ΟΡΕΧ [€/year]	ΚΤΡ [€/year]	ΚΤΡi[€/year]	ΚΠΑ [€]
110,832.40	1	147.00	147.17000	21,633.99	1,081.70	20,552.29	19,780.84	-91,052
r [%]	2	145.53	150.11340	21,846.00	1,092.30	20,753.70	19,224.92	-71,827
0.039	3	144.07	153.11567	22,060.09	1,103.00	20,957.09	18,684.62	-53,142
	4	142.63	156.17798	22,276.28	1,113.81	21,162.47	18,159.51	-34,983
	5	141.21	159.30154	22,494.59	1,124.73	21,369.86	17,649.16	-17,333
	6	139.80	162.48757	22,715.04	1,135.75	21,579.29	17,153.15	-180
	7	138.40	165.73732	22,937.64	1,146.88	21,790.76	16,671.07	16,491
	8	137.01	169.05207	23,162.43	1,158.12	22,004.31	16,202.55	32,693
	9	135.64	172.43311	23,389.43	1,169.47	22,219.95	15,747.20	48,441
	10	134.29	175.88177	23,618.64	1,180.93	22,437.71	15,304.64	63,745
	11	132.94	179.39941	23,850.10	1,192.51	22,657.60	14,874.52	78,620
	12	131.61	182.98740	24,083.84	1,204.19	22,879.64	14,456.48	93,076
	13	130.30	186.64714	24,319.86	1,215.99	23,103.86	14,050.20	107,126
	14	129.00	190.38009	24,558.19	1,227.91	23,330.28	13,655.33	120,782
	15	127.71	194.18769	24,798.86	1,239.94	23,558.92	13,271.57	134,053
	16	126.43	198.07144	25,041.89	1,252.09	23,789.80	12,898.58	146,952
	17	125.16	202.03287	25,287.30	1,264.37	24,022.94	12,536.08	159,488
	18	123.91	206.07353	25,535.12	1,276.76	24,258.36	12,183.77	171,672
	19	122.67	210.19500	25,785.36	1,289.27	24,496.09	11,841.36	183,513
	20	121.45	214.39890	26,038.06	1,301.90	24,736.15	11,508.57	195,022
	21	120.23	218.68688	26,293.23	1,314.66	24,978.57	11,185.13	206,207
	22	119.03	223.06062	26,550.90	1,327.55	25,223.36	10,870.78	217,078
	23	117.84	227.52183	26,811.10	1,340.56	25,470.55	10,565.27	227,643
	24	116.66	232.07226	27,073.85	1,353.69	25,720.16	10,268.35	237,911
	25	115.49	236.71371	27,339.18	1,366.96	25,972.22	9,979.77	247,891
							358,723.40	247,891

Από τον πίνακα 32 προκύπτει ότι η εγκατάσταση αποσβένετε στο 7^ο έτος λειτουργίας της. Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) κατά τον οποίο τείνει να μηδενίζεται η καθαρά παρούσα αξία προκύπτει για προεξοφλητικό επιτόκιο κοντά στο **19,23%**.

4.3.1.3.4 Μείωση Εκπομπών CO₂

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της ενεργειακής προσομοίωσης και την τιμή εκπομπών που έχει οριστεί (βλ.υποκ.3.10), η μείωση των εκπομπών CO₂ ετησίως υπολογίζεται σε:

$$147 \text{ [MWh/y]} * 0.72 \text{ [ton CO}_2\text{/MWh]} = 105,84 \text{ ton CO}_2\text{/y}$$

4.3.2 Αντλιοστάσια

Σε αυτό το υποκεφάλαιο μελετώνται δύο εγκαταστάσεις αντλιοστασίων. Τα αντλιοστάσια προωθούν νερό όπου δεν είναι δυνατόν με φυσική ροή να γίνει. Το φορτίο τους αποτελείται από μεγάλες αντλίες νερού όπως θα αναλυθεί για κάθε εγκατάσταση. Οι εγκαταστάσεις των φωτοβολταϊκών προτείνεται να γίνει στις οροφές των κτιριακών υποδομών με μηδενική κλίση για λόγους διαθεσιμότητας χώρου. Συνυπολογίζονται και τα αντικείμενα του περιβάλλοντα χώρου στο ένα εξ αυτών, καθώς υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα και μετρήσεις.

4.3.2.1 Αντλιοστάσιο Πατελάρι 20kW



Εικόνα 21 Αεροφωτογραφία Εγκατάστασης, Πατελάρι (Google Earth Pro).

Στην περιοχή των Βρυσών Κυδωνίας στην Δ.Ε. Πλατανιά της Π.Ε. Χανίων στο Πατελάρι βρίσκεται προωθητικό αντλιοστάσιο (εικόνα 21) το οποίο αρδεύει τον ΤΟΕΒ Αγιάς-Κολυμβαρίου, τον ΤΟΕΒ Αγ. Μαρίνας – Πλατανιά, τον Μάλεμε, την υψηλή ζώνη Χανίων και συμπληρώνει την άρδευση Κοντομαρί και Ξαμουδοχωρίου (Πιπερίδης,2017). Αξιοποιεί το νερό κυρίως των πηγών Καλαμιώνα, την υπερχειλίση της λίμνης Αγουιάς και από τον Κερίτη δια μέσου φρεατίων στο Πατελάρι. Στο χώρο είναι εγκατεστημένες έξι αντλίες των 710 kW η κάθε μία από αυτές. Το κύριο φορτίο διαμορφώνεται από αυτές.

Με τη βοήθεια του τοπογραφικού διαγράμματος και λήψη κάποιων επιπλέον μετρήσεων υψομέτρων των επιπέδων του αντλιοστασίου όπου μελετάτε η εγκατάσταση προκύπτουν τα παρακάτω αποτελέσματα.

Η κτιριακή υποδομή αποτελείται από δύο επίπεδα όπως φαίνεται και στην παραπάνω αεροφωτογραφία. Από το τοπογραφικό υπάρχει πληροφορία απόλυτου υψομέτρου εδάφους το οποίο είναι ίσο με 23,04m. Καθώς η μία επιφάνεια είναι σε

χαμηλότερο επίπεδο από την άλλη και γνωρίζοντας το απόλυτο υψόμετρο της μίας ότι είναι ίσο με 30m το ύψος της από το έδαφος ισούται με 7m (ύψος κύριου κτιρίου). Περιμετρικά της μίας επιφάνειας υπάρχει τοίχιο ύψους 1m πράγμα που σημαίνει ότι το ανώτερο σημείο είναι ίσο με 8m. Η δεύτερη επιφάνεια έχει απόλυτο υψόμετρο 27,49m άρα ύψος ίσο με 4,45m και ομοίως με την πρώτη επιφάνεια έχει περιμετρικά κατασκευασμένο στηθαίο, αυτή τη φορά ύψους 0,43m. Από τα παραπάνω βρίσκεται η διαφορά ανάμεσα στο υψηλότερο σημείο της πρώτης, και της δεύτερης. Τα παραπάνω αποτελέσματα αξιοποιούνται για τον σχεδιασμό του τρισδιάστατου μοντέλου στο PVsyst όπως παρουσιάζεται σε επόμενη υπόενοτητα. Το σύστημα προτείνεται να εγκατασταθεί στην οροφή των κτιρίων υπερυψωμένο κατά ένα μέτρο για να αποφευχθούν σκιάσεις από τα περιμετρικά στηθαία, πληρώντας τους κανονισμούς χωροθέτησης (βλ.υποκ.4.2).

4.3.2.1.1 Σύζευξη του συστήματος

Καθώς το σύστημα αφορά μηδενική κλίση δεν έχει νόημα ο ορισμός του προσανατολισμού του συστήματος. Αυτό οδηγεί στον ορισμό μίας υποσυστοιχίας πλαισίων. Τα πλαίσια συσχετίζονται σύμφωνα με τα στοιχεία της εικόνα 22 .

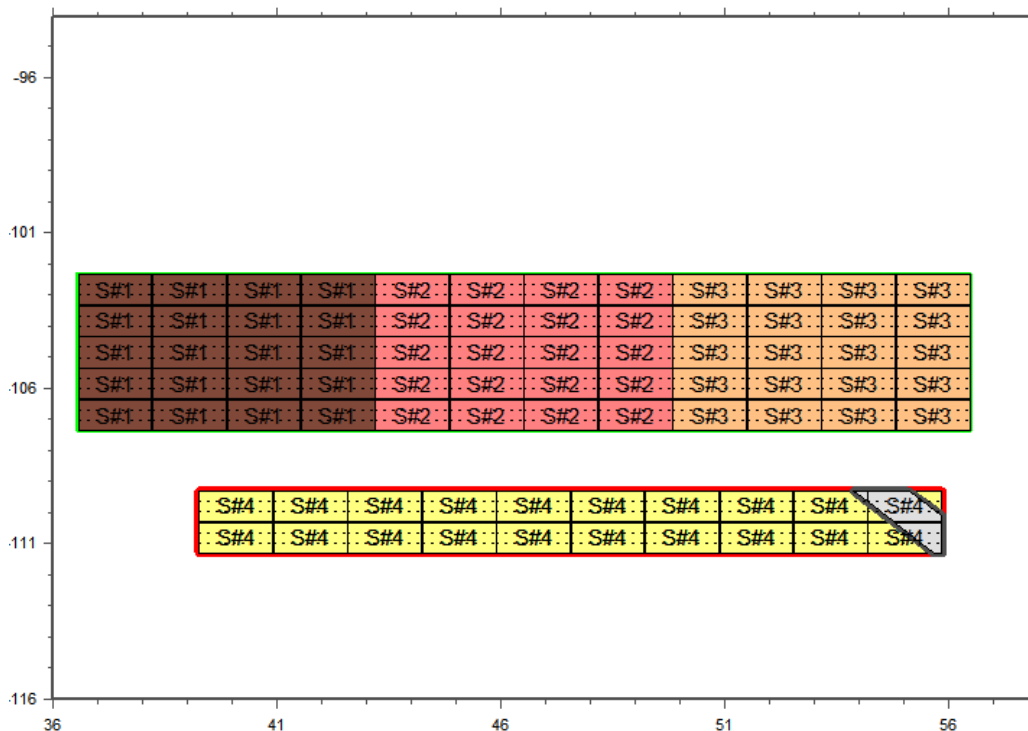
PV Array Characteristics					
PV module	Si-poly	Model	RCM-250		
Custom parameters definition	Manufacturer		Recom		
Number of PV modules	In series		20 modules	In parallel	4 strings
Total number of PV modules	Nb. modules		80	Unit Nom. Power	250 Wp
Array global power	Nominal (STC)		20.00 kWp	At operating cond.	18.56 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp		548 V	I mpp	34 A
Total area	Module area		130 m²	Cell area	115 m ²
Inverter		Model	Piko 10		
Custom parameters definition	Manufacturer		Kostal		
Characteristics	Operating Voltage		290-800 V	Unit Nom. Power	10.00 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters		2 units	Total Power	20 kWac
				Pnom ratio	1.00

Εικόνα 22 Σύζευξη Εξοπλισμού Συστήματος, Πατελάρι.

Το αποτέλεσμα σύζευξης των σειρών αναπαρίσταται στην εικόνα 23.

Η χωροθέτηση των πλαισίων έγινε με τρόπο τέτοιο ώστε να μην διαχωρίζεται καμία εκ των τεσσάρων σειρών σε δύο κτίρια για την αποφυγή ωμικών απωλειών καλωδιώσεων και μεγάλης διαφοροποίησης τάσεων μέσα στην ίδια σειρά από τις απώλειες αυτές.

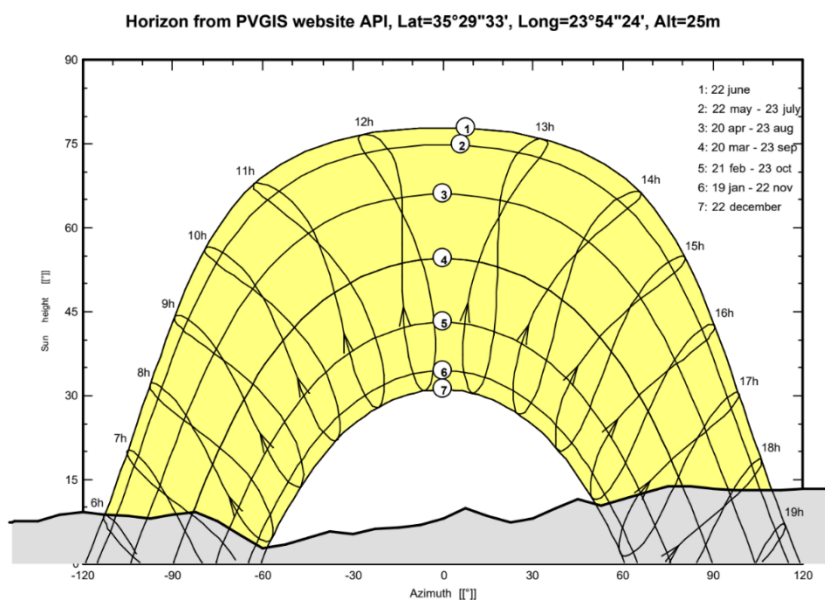
Έτσι προκύπτει τελικά η βέλτιστη διάταξη σύνδεσης για τον αντιστροφέα που αποφέρει την καλύτερη απόδοση καθώς και ασφάλεια της διάταξης.



Εικόνα 23 Διαμόρφωση Σειρών Πλαισίων, Πατελάρι

4.3.2.1.2 Υπολογισμός Ετήσιας Παραγόμενης Ενέργειας

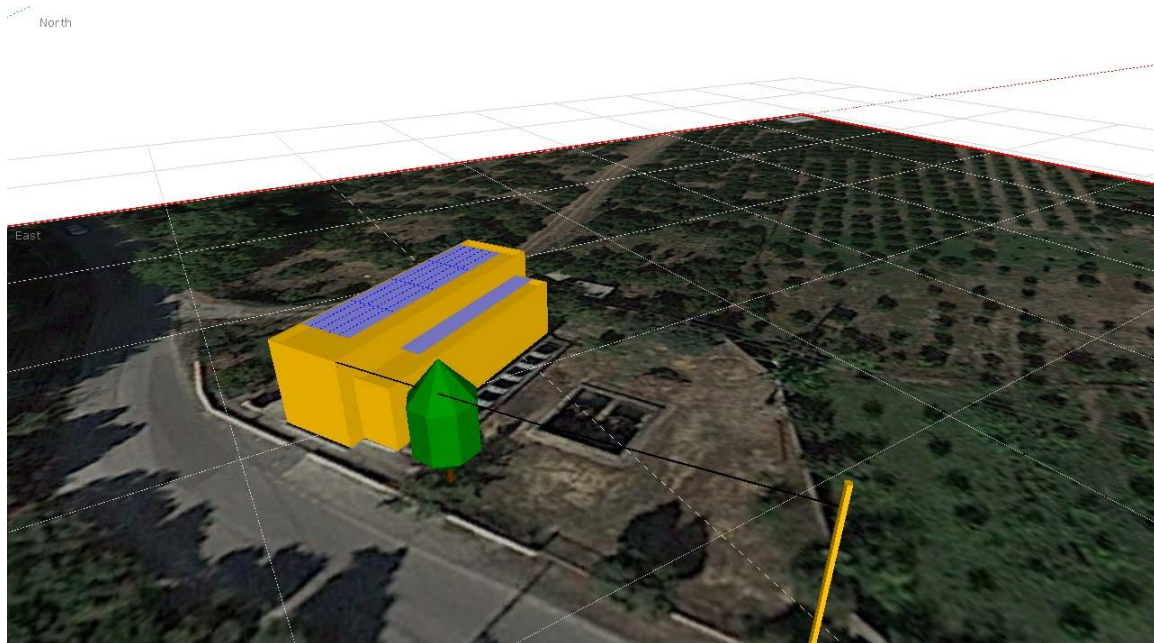
Στην εγκατάσταση λαμβάνεται υπόψη ο τοπικός ορίζοντας για την συγκεκριμένη γεωγραφική θέση, όπως αποτυπώνεται στο διάγραμμα 29.



Διάγραμμα 29 Ορίζοντας Περιοχής Εγκατάστασης, Πατελάρι

Λόγω αντικειμένων στον περιβάλλοντα χώρο εγκατάστασης, όπως τα στηθαία του κτιρίου, καλώδιο ηλεκτρικού ρεύματος με εναέρια όδευση και ενός δέντρου πλησίον

του κτιρίου κρίθηκε σημαντική η αποτύπωση της εγκατάστασης σε τρισδιάστατη σκηνή. Αυτό έγινε ώστε να διαμορφωθεί η εγκατάσταση σύμφωνα με τα αντικείμενα του χώρου για ελαχιστοποίηση απωλειών από κοντινές σκιάσεις που δημιουργούν θέματα (φαινόμενο θερμής κηλίδας) με αποτέλεσμα να βγαίνει εκτός λειτουργία ολόκληρη σειρά ή και να υπάρξει καταστροφή κάποιας μονάδας. Για τους παραπάνω λόγους σχεδιάστηκε η σκηνή που παρουσιάζεται στην εικόνα 24 και εικόνα 25 (με



Εικόνα 24 Τρισδιάστατο Μοντέλο Εγκατάστασης, Πατελάρι.

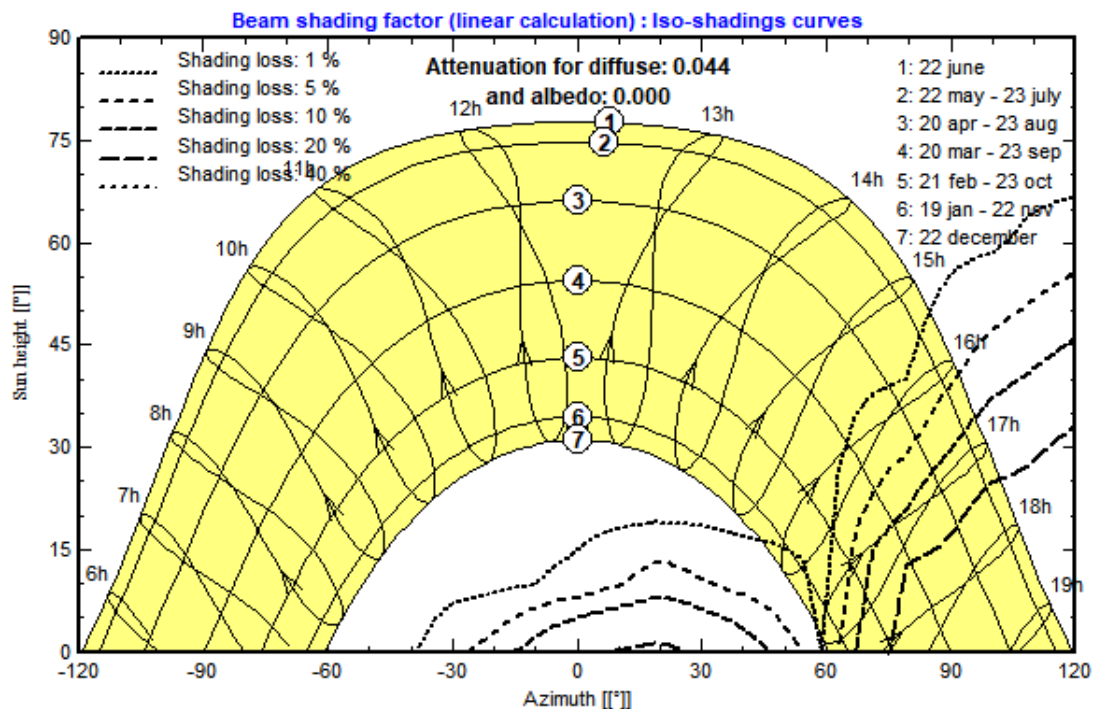


Εικόνα 25 Τρισδιάστατο Μοντέλο Εγκατάστασης με Διάταξη Πανελοσειρών, Πατελάρι

καθορισμένη διάταξη των σειρών).

Από την προσομοίωση της ηλιακής τροχιάς για ένα έτος στον συγκεκριμένο χώρο προκύπτει το ακόλουθο διάγραμμα 30 που παρέχει την πληροφορία των σκιάσεων από αντικείμενα κοντά στο χώρο για την εγκατάσταση για κάθε στιγμή ενός έτους. Η

επιρροή αυτών των σκιάσεων ως προς τη συλλογή ενέργειας και τελικά την ηλεκτρική απόδοση του συστήματος αποτυπώνεται στο διάγραμμα απωλειών ως "Near shadings: irradiance loss" παρακάτω και ισούται με 2,1%.



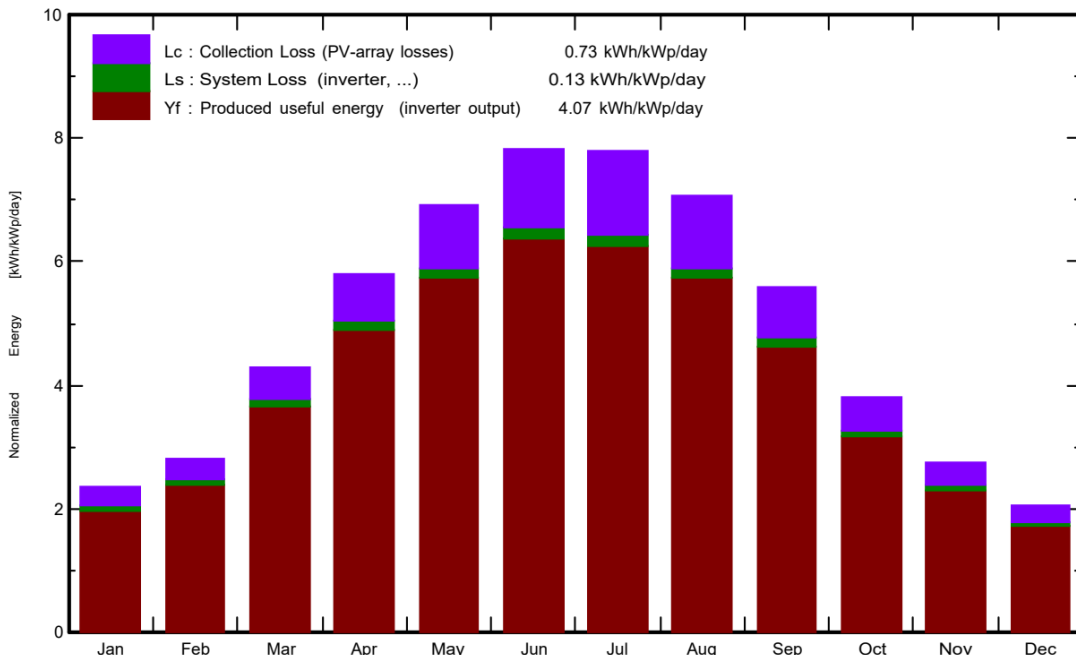
Διάγραμμα 30 Αποτέλεσμα Προσομοίωσης Κοντινών Σκιάσεων, Πατελάρι.

Η ειδική μηνιαία παραγωγή (normalized production), όπως διαμορφώνεται για την συγκεκριμένη εγκατάσταση σχεδιάζεται στο διάγραμμα 31 και εμπεριέχει τα αποτελέσματα που αναγράφονται στον πίνακα 33. Ο ετήσιος βαθμός απόδοσης (Performance Ratio) είναι ίσος με 0,825 και προβάλλεται αναλυτικότερα στο διάγραμμα 32.

Πίνακας 33 Αποτελέσματα Ειδικής Παραγωγής, Πατελάρι.

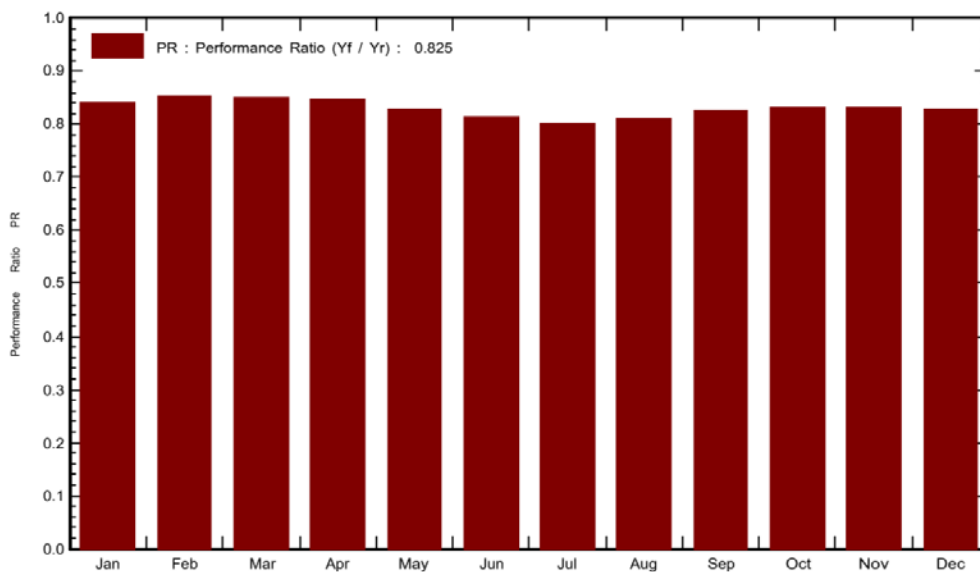
Δείκτες	Τιμές (kWh/kWp/day)
Απώλειες Συλλογής	0.73
Απώλειες Συστήματος	0.13
Παραγώμενη Αξιοποιήσιμη Ενέργεια	4.07

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 20.00 kWp



Διάγραμμα 31 Ειδική Παραγωγή Συστήματος, Πατελάρι.

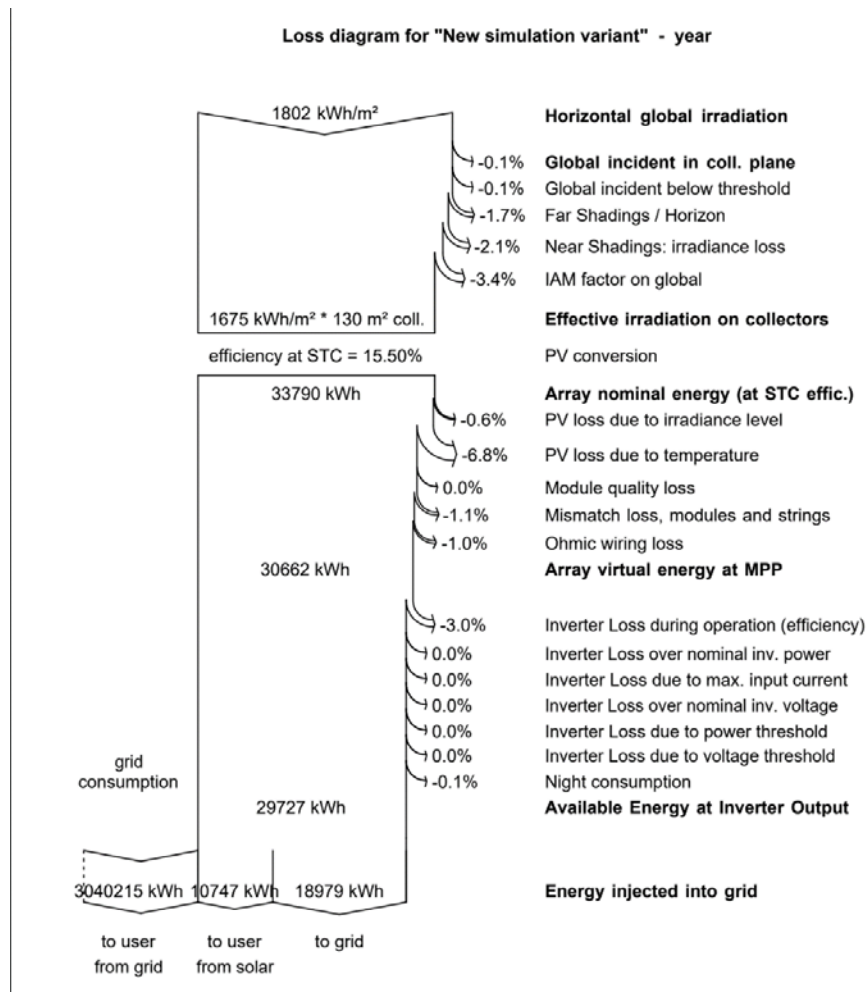
Performance Ratio PR



Διάγραμμα 32 Βαθμός Απόδοσης Συστήματος, Πατελάρι

Στο διάγραμμα 33 είναι εύκολα διακριτά όλα τα στάδια της ενέργειας από την ηλιακή συλλογή μέχρι την παρεχόμενη και διανεμομένη παραχθείσα ενέργεια συνυπολογίζοντας όλες τις καθορισμένες απώλειες του συστήματος. Οι αναγραφόμενες πληροφορίες παραγωγής χρησιμοποιούνται για την οικονομική αποτίμηση. Προκύπτει **συνολική παραγωγή 29,73MWh ετησίως**, διαθέσιμη προς

εκμετάλλευση. Από αυτήν οι 10,75MWh ιδιοκαταναλώνονται ενώ οι υπόλοιπες 18,98MWh παραδίδονται στο δίκτυο για απορρόφηση σε άλλο χρόνο. Επιπλέον απορροφώνται 3040,22MWh για την πλήρωση των αναγκών. Προκύπτει **ποσοστό**



Διάγραμμα 33 Απώλειες Συστήματος, Πατελάρι

ταυτοχρονισμού 36,16%. Για την οικονομική αξιολόγηση θεωρείται ταυτοχρονισμός ίσος με 35% μειωμένος από τον πραγματικό κατά 1,16% .

4.3.2.1.3 Οικονομική Αξιολόγηση με Ισοδύναμη Ταρίφα

Με βάση το ποσοστό ταυτοχρονισμού 35% και την μεθοδολογία συμψηφισμού διαμορφώνεται, για το τιμολόγιο μέσης τάσης ΒΓ αγροτικό, που διέπει την εγκατάσταση στο Πατελάρι, ο πίνακας 34 με την ισοδύναμη ταρίφα θεωρητικά πωλούμενης ενέργειας. Η τιμή των ΥΚΩ μηδενίζεται λόγω της χρέωσης της στην συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια ($K=P+A-E$).

Πίνακας 34 Υπολογισμός Ισοδύναμης Ταρίφας Θεωρητικής Πώλησης για Τιμολόγιο ΜΤ-ΒΑΓ Αγροτικό με Ταυτοχρονισμό 35%

	ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΤΙΜΟΛΟΓΙΟΥ ΜΤ-ΒΑΓ [€/kWh]	ΤΙΜΟΛΟΓΙΟ 2019 [€/kWh]	ΤΑΡΙΦΑ ΝΕΜ ΜΕ 35% ΤΑΥΤΟΧΡΟΝΙΣΜΟ [€/kWh]
ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤ ΙΚΕΣ ΥΠΕΡΒΕΙΣ	ΧΡΕΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ημέρας)	0.06503	0.06503
	ΚΟΣΤΟΣ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO ₂	0.00356	0.001246
ΡΥΘΜΙΖΟΜΕ ΝΕΣ ΥΠΕΡΒΕΙΣ	ΧΡΕΩΣΗ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	0	0
	ΕΤΜΕΑΡ	0.0086	0.00301
	ΥΚΩ	0.00546	0
	ΛΟΙΠΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	0.00007	0.0000245
	ΣΥΝΟΛΟ ΠΡΟ ΦΠΑ	0.08272	0.0693105
	ΕΦΚ	0.005	0.00175
	ΦΠΑ	0.0052632	0.00426363
	ΕΙΔΙΚΟ ΤΕΛΟΣ 5%	0.0003956	0.000340253
Σ	ΙΣΟΔΥΝΑΜΗ ΤΙΜΗ	0.0933788	0.075664383

Τα ετήσια έσοδα που αναμένονται από την θεωρητική πώληση της ενέργειας, δηλαδή την εξοικονόμηση, προκύπτουν από το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας ανά έτος επί την υπολογισμένη ταρίφα . Με εφαρμογή του τύπου προκύπτει το έσοδο των **2.249,37€ ετησίως**.

4.3.2.1.3.1 Κόστος Επένδυσης (CAPEX)

Ο προϋπολογισμός της εγκατάστασης βασίζεται στα δεδομένα και τις παραδοχές που έχουν γίνει (3.9.5) και προκύπτει ο πίνακας 35 διαμορφώνεται σύμφωνα με τα παραπάνω.

Πίνακας 35 Προϋπολογισμός Έγκατάστασης, Πατελάρι

Πατελάρι	Ισχύς kW	20	Προϋπολογισμός
	Κόστος	Εργ. Όφελος	
Φ/Β Πλαίσια	9,400.00	10%	10,340.00
Inverter	3,000.00	10%	3,300.00
Βάσεις	3,000.00	10%	3,300.00
Καλώδια DC & επικ.	1,000.00	10%	1,100.00
Καλώδια AC	500.00	10%	550.00
Γειώσεις	500.00	10%	550.00
Βοηθητικά έργα	1,000.00	20%	1,200.00
Παρελκόμενα	1,000.00	20%	1,200.00
Εγκατάσταση	3,000.00	20%	3,600.00
Εργολαβικά Έξοδα	2,000.00	20%	2,400.00
Μελέτη-Επίβλεψη	2,000.00	20%	2,400.00
Σύνολο	26,400.00		29,940.00
Σύνολο (€/W)	1.32		1.5

4.3.2.1.3.2 Αποτελέσματα Οικονομικής Αξιολόγησης

Για την οικονομική αξιολόγηση υπολογίζεται η ΚΠΑ του έργου στον πίνακα 36 όπως ισχύουν τα δεδομένα και οι παραδοχές που έχουν προαναφερθεί (βλ.υποκ.3.9.5).

Πίνακας 36 ΚΠΑ εγκατάστασης, Πατελάρι.

CAPEX [€]	ΕΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ [MWh]	ΤΑΡΙΦΑ NET METERING [€/MWh]	ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ [€/year]	ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΑ ΕΞΟΔΑ - ΟΡΕΧ [€/year]	ΚΤΡ [€/year]	ΚΤΡi[€/year]	ΚΠΑ [€]
29,940.00	1	29.73	75.66000	2,249.37	112.47	2,136.90	2,056.69	-27,883
r [%]	2	29.43	77.17320	2,271.42	113.57	2,157.84	1,998.89	-25,884
0.039	3	29.14	78.71666	2,293.68	114.68	2,178.99	1,942.71	-23,942
	4	28.85	80.29100	2,316.15	115.81	2,200.35	1,888.12	-22,054
	5	28.56	81.89682	2,338.85	116.94	2,221.91	1,835.05	-20,219
	6	28.27	83.53475	2,361.77	118.09	2,243.68	1,783.48	-18,435
	7	27.99	85.20545	2,384.92	119.25	2,265.67	1,733.36	-16,702
	8	27.71	86.90956	2,408.29	120.41	2,287.88	1,684.64	-15,017
	9	27.43	88.64775	2,431.89	121.59	2,310.30	1,637.30	-13,380
	10	27.16	90.42070	2,455.72	122.79	2,332.94	1,591.28	-11,788
	11	26.89	92.22912	2,479.79	123.99	2,355.80	1,546.56	-10,242
	12	26.62	94.07370	2,504.09	125.20	2,378.89	1,503.10	-8,739
	13	26.35	95.95517	2,528.63	126.43	2,402.20	1,460.86	-7,278
	14	26.09	97.87428	2,553.41	127.67	2,425.74	1,419.80	-5,858
	15	25.83	99.83176	2,578.44	128.92	2,449.51	1,379.90	-4,478
	16	25.57	101.82840	2,603.70	130.19	2,473.52	1,341.12	-3,137
	17	25.31	103.86497	2,629.22	131.46	2,497.76	1,303.43	-1,834
	18	25.06	105.94227	2,654.99	132.75	2,522.24	1,266.79	-567
	19	24.81	108.06111	2,681.01	134.05	2,546.96	1,231.19	664
	20	24.56	110.22233	2,707.28	135.36	2,571.92	1,196.59	1,861
	21	24.32	112.42678	2,733.81	136.69	2,597.12	1,162.96	3,024
	22	24.07	114.67532	2,760.60	138.03	2,622.57	1,130.28	4,154
	23	23.83	116.96882	2,787.66	139.38	2,648.27	1,098.51	5,253
	24	23.59	119.30820	2,814.98	140.75	2,674.23	1,067.64	6,320
	25	23.36	121.69436	2,842.56	142.13	2,700.43	1,037.64	7,358
							37,297.90	7,358



Διάγραμμα 34 ΚΠΑ Εγκατάστασης, Πατελάρι.

Από τον πίνακα 36 προκύπτει ότι η εγκατάσταση αποσβένετε στο 19^ο έτος λειτουργίας της. Τα αποτελέσματα αποτυπώνονται και στο διάγραμμα 34.

Σημειώνεται ότι το ποσοστό ταυτοχρονισμού έχει ληφθεί λίγο μικρότερο από το πραγματικό. Μία καλύτερη διαχείριση της τάξης του 80% ταυτοχρονισμού θα είχε ως αποτέλεσμα το έργο να αποσβένεται στα 17 χρόνια λειτουργίας.

Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) κατά τον οποίο τείνει να μηδενίζεται η καθαρά παρούσα αξία προκύπτει για προεξοφλητικό επιτόκιο κοντά στο **5,99%**.

4.3.2.1.4 Μείωση Εκπομπών CO₂

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της ενεργειακής προσομοίωσης και την τιμή εκπομπών που έχει οριστεί (βλ.υποκ.3.10), η μείωση των εκπομπών CO₂ ετησίως υπολογίζεται σε:

$$29,73 \text{ [MWh/y]} * 0.72 \text{ [ton CO}_2\text{/MWh]} = \mathbf{21,41 \text{ ton CO}_2\text{/y}}$$

4.3.2.2 Αντλιοστάσιο Αρμένιοι 20kW

Η εγκαταστάσεις του αντλιοστασίου βρίσκονται στην περιοχή των Αρμένων Αποκορώνου της Δ.Ε. Αρμένων της Π.Ε. Χανίων. Το φορτίο της εγκατάστασης προκύπτει από την λειτουργία τεσσάρων αντλιών 200 kW η κάθε μία. Η προσομοίωση έγινε με πραγματικά ωριαία στοιχεία καταναλώσεων και ως εκ τούτου οι ανταλλαγές ενέργειας είναι αρκετά ακριβής.



Εικόνα 26 Αεροφωτογραφία Εγκαταστάσεων, Αρμένιοι (Google Earth)

Το κτίριο του αντλιοστασίου είναι όμοιο με αυτό που μελετήθηκε στην περιοχή του Πατελαρίου, όπως φαίνεται και στην παραπάνω αεροφωτογραφία (βλ.εικόνα 26) (οι

διαστάσεις λαμβάνονται ίδιες). Από αυτά τα στοιχεία πραγματοποιείται ο σχεδιασμός του τρισδιάστατου μοντέλου στο PVsyst όπως παρουσιάζεται σε επόμενη ενότητα. Το σύστημα προτείνεται να εγκατασταθεί στην οροφή των κτιρίων υπερυψωμένο κατά ένα μέτρο για να αποφευχθούν σκιάσεις από τα περιμετρικά στηθαία και την υψομετρική διαφορά μεταξύ των επιπέδων του κτιρίου, πληρώνοντας τους κανονισμούς χωροθέτησης (βλ.υποκ.4.2).

4.3.2.2.1 Σύζευξη του συστήματος

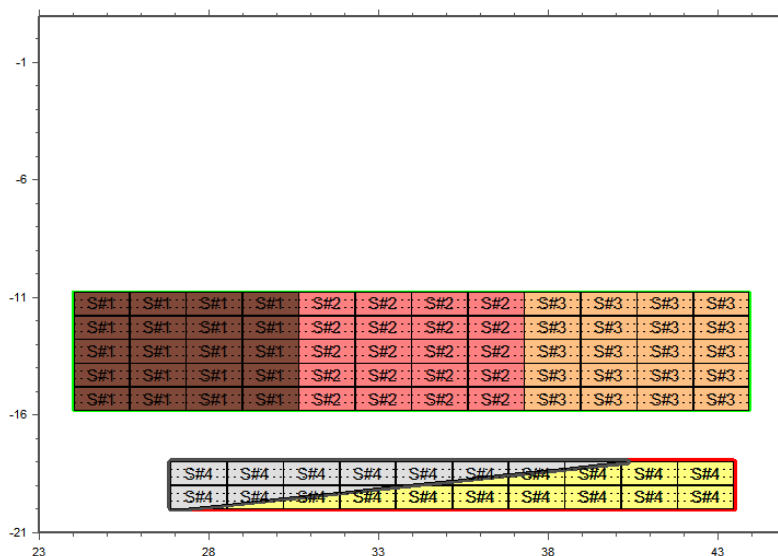
Λόγο της μηδενικής κλίσης δεν προκύπτουν διάφοροι προσανατολισμοί, πράγμα που οδηγεί στον ορισμό μίας υποσυστοιχίας πλαισίων.

PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	RCM-250
Custom parameters definition	Manufacturer	Recom	
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel 4 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	80	Unit Nom. Power 250 Wp
Array global power	Nominal (STC)	20.00 kWp	At operating cond. 18.56 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	548 V	I mpp 34 A
Total area	Module area	130 m²	Cell area 115 m ²
Inverter			
Custom parameters definition	Manufacturer	Model Piko 10 Kostal	
Characteristics	Operating Voltage	290-800 V	Unit Nom. Power 10.00 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	4 * MPPT 50 %	Total Power 20 kWac Pnom ratio 1.00

Εικόνα 27 Σύζευξη Εξοπλισμού Συστήματος, Αρμένιοι.

Τα πλαίσια συσχετίζονται σύμφωνα με τα στοιχεία της εικόνα 27 ενώ το αποτέλεσμα σύζευξης των σειρών οπτικοποιείται στην εικόνα 28.

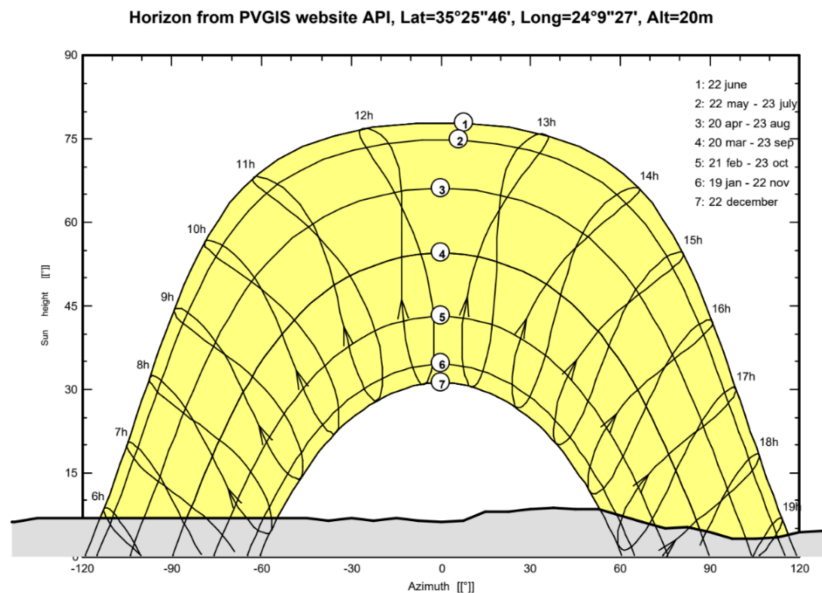
Τα πλαίσια μοιράστηκαν με τρόπο τέτοιο ώστε να μην διαχωρίζεται καμία εκ των τεσσάρων σειρών σε δύο τμήματα του κτιρίου για την αποφυγή ωμικών απωλειών καλωδιώσεων και την επίτευξη βέλτιστης λειτουργίας των αντιστροφών.



Εικόνα 28 Διάταξη Σειρών Πλαισίων, Αρμένιοι

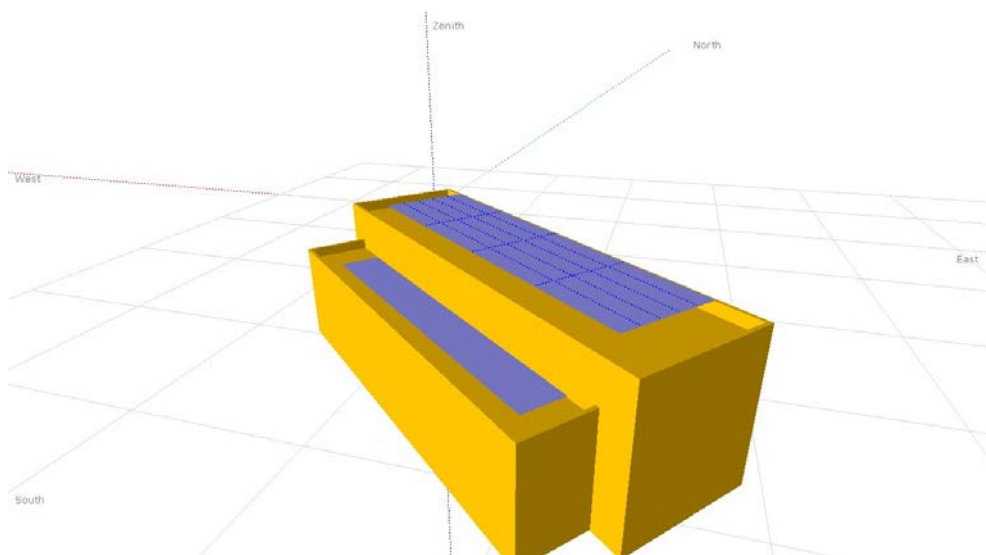
4.3.2.2.2 Υπολογισμός Ετήσιας Παραγόμενης Ενέργειας

Στην εγκατάσταση συμπεριλαμβάνεται ο τοπικός ορίζοντας για τον υπολογισμό της επίδρασης της τελικά προσπίπτουσας ακτινοβολίας, για την συγκεκριμένη γεωγραφική θέση, όπως αποτυπώνεται στο διάγραμμα 35.



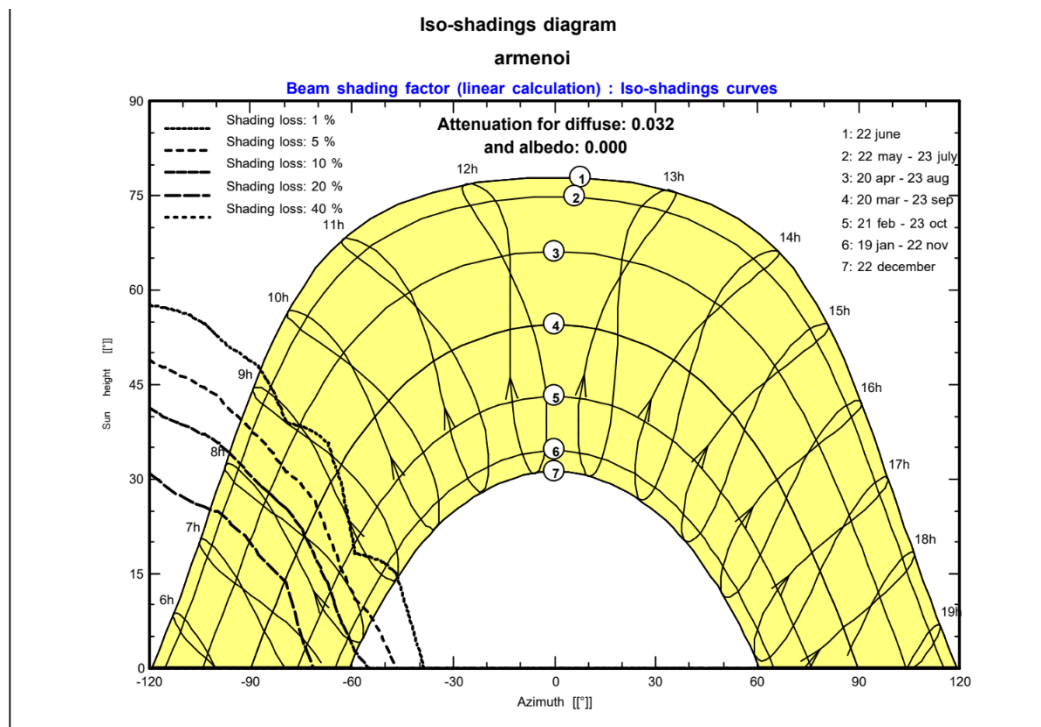
Διάγραμμα 35 Ορίζοντας Περιοχής Εγκατάστασης, Αρμένιοι

Λόγω του προσανατολισμού του κτιρίου και της διάταξής του (επίπεδα κτιρίου και στηθαία) κρίθηκε χρήσιμη η κατασκευή τρισδιάστατου μοντέλου για την βέλτιστη χωροθέτηση των πλαισίων και υπολογισμό τυχόν απωλειών που προκύπτουν από τα παραπάνω. Η σκηνή παρουσιάζεται στην εικόνα 29.



Εικόνα 29 Τρισδιάστατο Μοντέλο Εγκατάστασης, Αρμένιοι

Από την προσομοίωση της ηλιακής τροχιάς για ένα έτος στον συγκεκριμένο χώρο προκύπτει το διάγραμμα 36 που παρέχει την πληροφορία των κοντινών σκιάσεων.



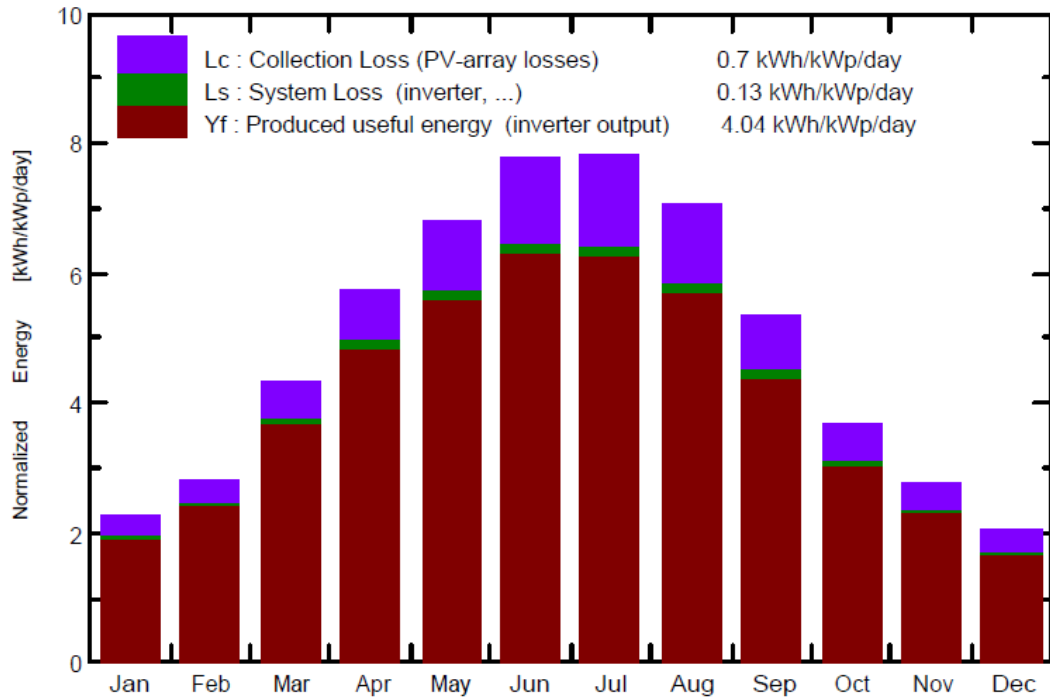
Διάγραμμα 36 Απώλειες Κοντινών Σκιάσεων, Αρμένιοι

Τα αποτελέσματα του πίνακα 37 της ειδικής μηνιαίας παραγωγής (normalized production) αποτυπώνονται στο διάγραμμα 37. Ο ετήσιος Βαθμός (Performance Ratio) απόδοσης της εγκατάστασης είναι 0,829 και παρουσιάζεται αναλυτικά στο διάγραμμα 38.

Πίνακας 37 Αποτελέσματα Ειδικής Παραγωγής, Αρμένιοι.

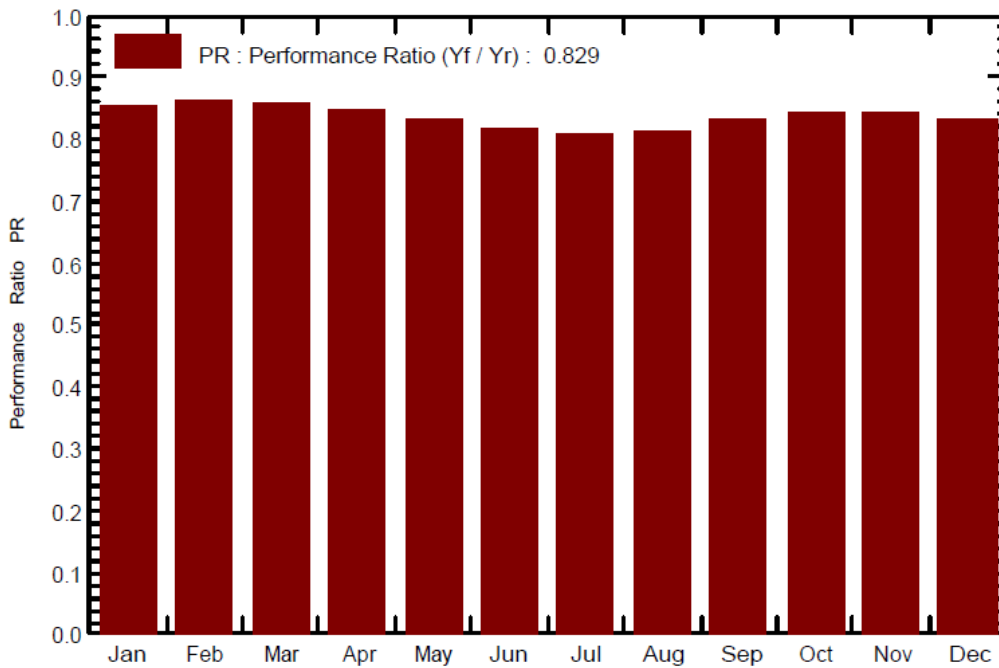
Δείκτες	Τιμές (kWh/kWp/day)
Απώλειες Συλλογής	0.7
Απώλειες Συστήματος	0.13
Παραγώμενη Αξιοποιήσιμη Ενέργεια	4.04

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 20.00 kWp



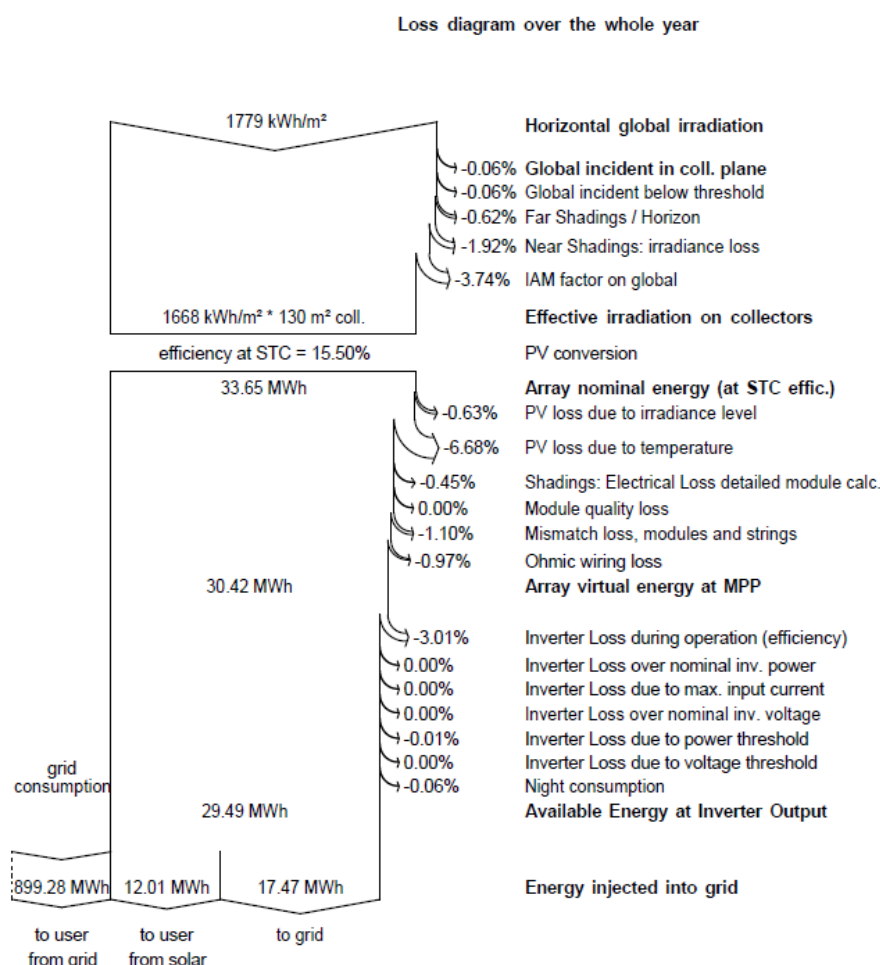
Διάγραμμα 37 Ειδική Παραγωγή Συστήματος, Αρμένιοι.

Performance Ratio PR



Διάγραμμα 38 Ειδική Παραγωγή Συστήματος, Αρμένιοι.

Στο διάγραμμα 39 είναι εύκολα διακριτά όλα τα στάδια της ενέργειας από την ηλιακή συλλογή μέχρι την παρεχόμενη και διανεμομένη παραχθείσα ενέργεια συνυπολογίζοντας όλες τις καθορισμένες απώλειες του συστήματος. Οι



Διάγραμμα 39 Απώλειες Συστήματος, Αρμένιοι.

αναγραφόμενες πληροφορίες παραγωγής χρησιμοποιούνται για την οικονομική αξιολόγηση. Προκύπτει **συνολική παραγωγή 29,49MWh ετησίως**, διαθέσιμη προς εκμετάλλευση. Από αυτήν οι 12,01MWh ιδιοκαταναλώνονται ενώ οι υπόλοιπες 17,47MWh παραδίδονται στο δίκτυο για απορρόφηση σε άλλο χρόνο. Επιπλέον απορροφώνται 899,28MWh για την πλήρωση των αναγκών.

Προκύπτει ποσοστό ταυτοχρονισμού 40,73%. Για την οικονομική αξιολόγηση θεωρείται **ταυτοχρονισμός ίσος με 40%**.

4.3.2.2.3 Οικονομική Αξιολόγηση με Ισοδύναμη Ταρίφα

Με βάση το ποσοστό ταυτοχρονισμού 40% και την μεθοδολογία συμψηφισμού διαμορφώνεται, για το τιμολόγιο μέσης τάσης ΒΥ εμπορικό, που διέπει την εγκατάσταση στους Αρμένους, ο πίνακας 38 με την ισοδύναμη ταρίφα θεωρητικά

πωλούμενης ενέργειας. Η τιμή των ΥΚΩ μηδενίζεται λόγω της χρέωσης της στην συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια ($K=P+A-E$).

Πίνακας 38 Υπολογισμός Ισοδύναμης Ταρίφας Θεωρητικής Πώλησης για Τιμολόγιο ΒΥ-Εμπορικό με Ταυτοχρονισμό 40%.

	ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΤΙΜΟΛΟΓΙΟΥ ΒΥ [€/kWh]	ΤΙΜΟΛΟΓΙΟ 2019 [€/kWh]	ΤΑΡΙΦΑ ΝΕΜ ΜΕ 40% ΤΑΥΤΟΧΡΟΝΙΣΜΟ [€/kWh]
ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙ ΚΕΣ ΥΠΕΡΟΣΕΙΣ	ΧΡΕΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ημέρας)	0.0647	0.0647
	ΚΟΣΤΟΣ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO ₂	0.00356	0.001424
ΡΥΘΜΙΖΟΜΕ ΝΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	ΧΡΕΩΣΗ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	0.0028	0.00112
	ΕΤΜΕΑΡ	0.00878	0.003512
	ΥΚΩ	0.0179	0
	ΛΟΙΠΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	0.00007	0.000028
	ΣΥΝΟΛΟ ΠΡΟ ΦΠΑ	0.09781	0.070784
	ΕΦΚ	0.005	0.002
	ΦΠΑ	0.0061686	0.00436704
	ΕΙΔΙΚΟ ΤΕΛΟΣ 5%	0.00047015	0.00034636
Σ	ΙΣΟΔΥΝΑΜΗ ΤΙΜΗ	0.10944875	0.0774974

Τα ετήσια έσοδα που αναμένονται από την θεωρητική πώληση της ενέργειας, δηλαδή την εξοικονόμηση, προκύπτουν από το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας ανά έτος επί την υπολογισμένη ταρίφα. Με εφαρμογή του τύπου προκύπτει το έσοδο των **2296,33€ ετησίως**.

4.3.2.2.3.1 Κόστος Επένδυσης (CAPEX)

Ο προϋπολογισμός της εγκατάστασης βασίζεται στα δεδομένα και τις παραδοχές του υποκεφαλαίου 3.9.5. Ο πίνακας 39 διαμορφώνεται σύμφωνα με τα παραπάνω:

Πίνακας 39 Προϋπολογισμός Εγκατάστασης, Αρμένιοι.

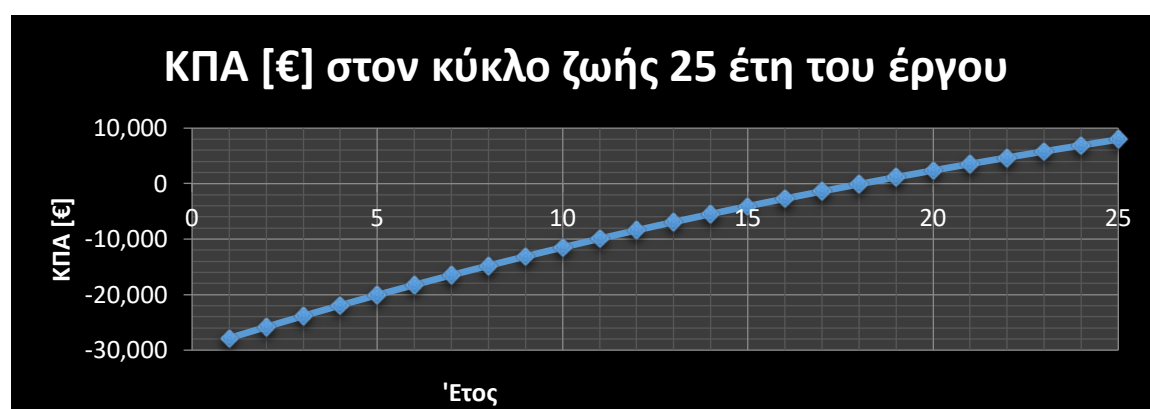
Αρμένιοι	Ισχύς kW	20	Προϋπολογισμός
	Κόστος	Εργ. Όφελος	
Φ/Β Πλαίσια	9,400.00	10%	10,340.00
Inverter	3,000.00	10%	3,300.00
Βάσεις	3,000.00	10%	3,300.00
Καλώδια DC & επικ.	1,000.00	10%	1,100.00
Καλώδια AC	500.00	10%	550.00
Γειώσεις	500.00	10%	550.00
Βοηθητικά έργα	1,000.00	20%	1,200.00
Παρελκόμενα	1,000.00	20%	1,200.00
Εγκατάσταση	3,000.00	20%	3,600.00
Εργολαβικά Έξοδα	2,000.00	20%	2,400.00
Μελέτη-Επίβλεψη	2,000.00	20%	2,400.00
Σύνολο	26,400.00		29,940.00
Σύνολο (€/W)	1.32		1.5

4.3.2.2.3.2 Αποτελέσματα Οικονομικής Αξιολόγησης

Για την οικονομική αξιολόγηση ισχύουν τα δεδομένα και οι παραδοχές που έχουν προαναφερθεί (βλ.υποκ.3.9.5) και βάση αυτών υπολογίζεται στον πίνακα 40 η ΚΠΑ.

Πίνακας 40 Υπολογισμός ΚΠΑ Εγκατάστασης, Αρμένιοι.

CAPEX [€]	ΕΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ [MWh]	ΤΑΡΙΦΑ NET METERING [€/MWh]	ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ [€/year]	ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΑ ΕΞΟΔΑ - ΟΡΕΧ [€/year]	ΚΤΡ [€/year]	ΚΤΡi[€/year]	ΚΠΑ [€]
29,940.00	1	29.49	77.50000	2,285.48	114.27	2,171.20	2,089.70	-27,850
r [%]	2	29.20	79.05000	2,307.87	115.39	2,192.48	2,030.97	-25,819
0.039	3	28.90	80.63100	2,330.49	116.52	2,213.97	1,973.90	-23,845
	4	28.61	82.24362	2,353.33	117.67	2,235.66	1,918.42	-21,927
	5	28.33	83.88849	2,376.39	118.82	2,257.57	1,864.51	-20,063
	6	28.04	85.56626	2,399.68	119.98	2,279.70	1,812.11	-18,250
	7	27.76	87.27759	2,423.20	121.16	2,302.04	1,761.18	-16,489
	8	27.49	89.02314	2,446.94	122.35	2,324.60	1,711.68	-14,778
	9	27.21	90.80360	2,470.92	123.55	2,347.38	1,663.58	-13,114
	10	26.94	92.61967	2,495.14	124.76	2,370.38	1,616.82	-11,497
	11	26.67	94.47207	2,519.59	125.98	2,393.61	1,571.39	-9,926
	12	26.40	96.36151	2,544.28	127.21	2,417.07	1,527.22	-8,399
	13	26.14	98.28874	2,569.22	128.46	2,440.76	1,484.30	-6,914
	14	25.88	100.25451	2,594.40	129.72	2,464.68	1,442.59	-5,472
	15	25.62	102.25960	2,619.82	130.99	2,488.83	1,402.05	-4,070
	16	25.36	104.30480	2,645.50	132.27	2,513.22	1,362.64	-2,707
	17	25.11	106.39089	2,671.42	133.57	2,537.85	1,324.35	-1,383
	18	24.86	108.51871	2,697.60	134.88	2,562.72	1,287.13	-95
	19	24.61	110.68908	2,724.04	136.20	2,587.84	1,250.95	1,155
	20	24.36	112.90287	2,750.73	137.54	2,613.20	1,215.80	2,371
	21	24.12	115.16092	2,777.69	138.88	2,638.81	1,181.63	3,553
	22	23.88	117.46414	2,804.91	140.25	2,664.67	1,148.42	4,701
	23	23.64	119.81342	2,832.40	141.62	2,690.78	1,116.14	5,817
	24	23.40	122.20969	2,860.16	143.01	2,717.15	1,084.78	6,902
	25	23.17	124.65389	2,888.19	144.41	2,743.78	1,054.29	7,957
							37,896.54	7,957



Διάγραμμα 40 ΚΠΑ Εγκατάστασης, Αρμένιοι

Προκύπτει ότι η εγκατάσταση αποσβένετε στο 19^ο έτος λειτουργίας της. Τα αποτελέσματα φαίνονται και στο διάγραμμα 40.

Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) κατά τον οποίο τείνει να μηδενίζεται η καθαρά παρούσα αξία προκύπτει για προεξοφλητικό επιτόκιο κοντά στο **6,2%**.

4.3.2.2.4 Μείωση Εκπομπών CO₂

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της ενεργειακής προσομοίωσης και την τιμή εκπομπών που έχει οριστεί (βλ.υποκ.3.10), η μείωση των εκπομπών CO₂ ετησίως υπολογίζεται σε:

$$29,49 \text{ [MWh/y]} * 0.72 \text{ [ton CO}_2\text{/MWh]} = \mathbf{21,233 \text{ ton CO}_2\text{/y}}$$

4.3.3 Εγκαταστάσεις Επεξεργασίας Νερού Αποσελέμης 300kW

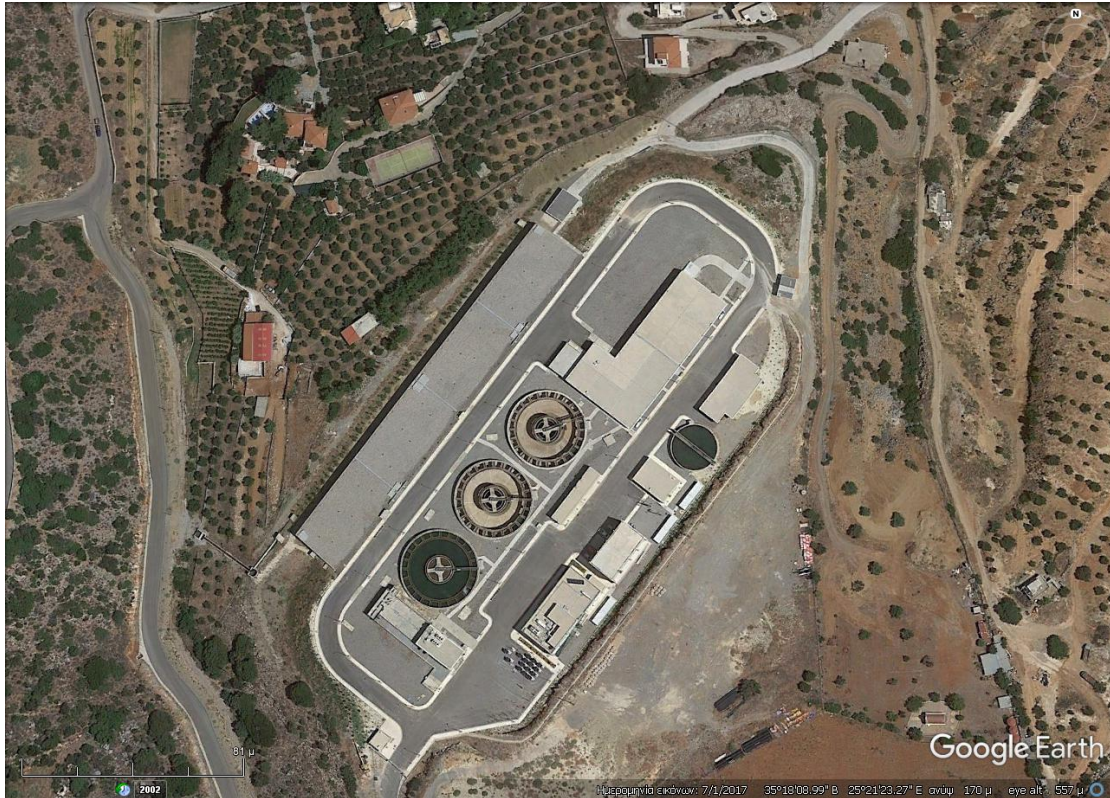
Στην περιοχή του Αποσελέμη, στην Δ.Ε. Χερσονήσου της Π.Ε. Ηρακλείου βρίσκεται στα Αγριανά Εγκατάσταση Επεξεργασίας Νερού (EEN) του Ο.Α.Κ. Α.Ε. η οποία φαίνεται στην παρακάτω αεροφωτογραφία (εικόνα 30).

Από σχέδια των κτιριακών υποδομών, προκύπτουν οι διαστάσεις με τις οποίες πραγματοποιείται σχεδιασμός τρισδιάστατου μοντέλου στο PVsyst όπως παρουσιάζεται σε επόμενη υποενότητα για μελέτη σκιάσεων από τα γειτονικά κτίρια. Ακόμα κατά την σχεδίαση συνυπολογίζονται επικείμενα αντικείμενα όπως εξαιριστικά και ηλεκτρολογικές μονάδες.

Η δεξαμενή εγκατάστασης βρίσκεται σε μηδενικό υψόμετρο σε σχέση με τις άλλες υποδομές. Η εγκατάσταση προτείνεται να γίνει στη συγκεκριμένη περίπτωση επί της δεξαμενής από σκυρόδεμα που διαθέτει το διυλιστήριο πληρώντας τους κανονισμούς χωροθέτησης (βλ.υποκ.4.2), υπερυψωμένα κατά ένα μέτρο, χωρίς κλίση.

Ο λόγος που επιλέχθηκε η λύση της μηδενικής κλίσης, προκύπτει από σύγκριση της εγκατάστασης που μελετάτε με ένα σενάριο κατά το οποίο θα είχε 30 μοίρες κλίση πλαισίου και αζιμούθιο νότιο. Κατά τον σχεδιασμό λοιπόν του δεύτερου σεναρίου, χρειάστηκε οι κάλυψη όλων των κτιρίων κάτι που πρακτικά είναι δύσκολο και ασύμφορο κατά την κατασκευή αλλά και κατά την συντήρηση του έργου, καθώς και το αισθητικό αποτέλεσμα δεν θεωρείται αποδεκτό. Ακόμη η ετήσια παραγωγή δεν έχει σημαντική διαφορά από τα αποτελέσματα της επιλεχθείσας άποψης εγκατάστασης.

Στην ενεργειακή προσομοίωση χρησιμοποιηθήκαν μηνιαία δεδομένα φορτίου από τιμολόγια ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2017. Κατά συνέπεια ο υπολογισμός των στιγμιαίων ανταλλαγών ισχύος είναι προσεγγιστικό καθώς προκύπτει από συνθετικά ωριαία δεδομένα βασισμένα στα μηνιαία που δόθηκαν στο λογισμικό.



Εικόνα 30 Αεροφωτογραφία Εγκαταστάσεων, Αποσελέμης.

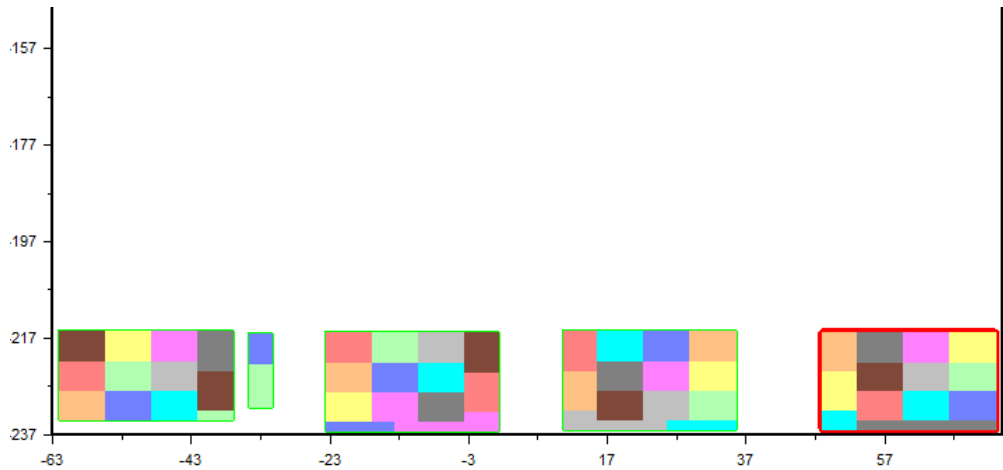
4.3.3.1 Σύζευξη του συστήματος

Λόγο της μηδενικής κλίσης δεν προκύπτουν διάφοροι προσανατολισμοί, πράγμα που οδηγεί στον ορισμό ενός τύπου υποσυστοιχίων πλαισίων. Τα πλαίσια συσχετίζονται σύμφωνα με τα στοιχεία της εικόνα 31 ενώ το αποτέλεσμα σύζευξης των σειρών οπτικοποιείται στην εικόνα 32, όπου κάθε χρώμα αποτελεί διαμορφωμένη υποσυστοιχία.

PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	RCM-250
Custom parameters definition	Manufacturer	Recom	
Number of PV modules	In series	24 modules	In parallel 50 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	1200	Unit Nom. Power 250 Wp
Array global power	Nominal (STC)	300 kWp	At operating cond. 278 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	657 V	I mpp 423 A
Total area	Module area	1952 m²	Cell area 1718 m ²
Inverter			
Custom parameters definition	Model	Piko 10	
Characteristics	Manufacturer	Kostal	
Inverter pack	Operating Voltage	290-800 V	Unit Nom. Power 10.00 kWac
	Nb. of inverters	25 units	Total Power 250 kWac
			Pnom ratio 1.20

Εικόνα 31 Σύζευξη Εξοπλισμού Συστήματος, Αποσελέμης.

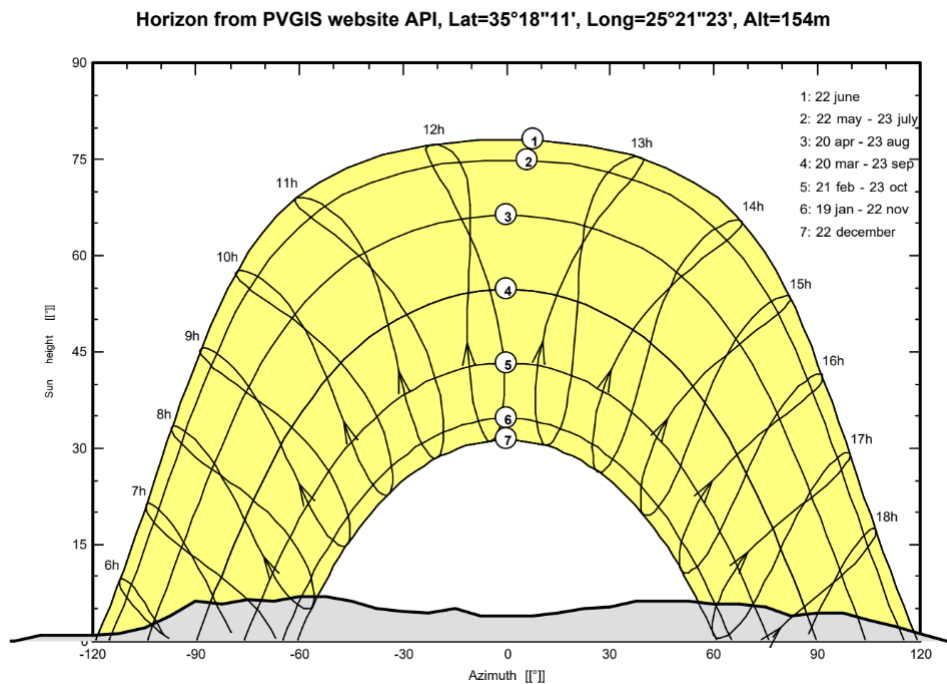
Τα πλαίσια μοιράστηκαν με τρόπο τέτοιο ώστε να μην διαχωρίζεται κατά το δυνατόν καμία σειρά (διαφορετική απόσταση μεταξύ πλαισίων ίδιας σειράς) για αποφυγή ωμικών απωλειών καλωδιώσεων και ανομοιομορφία τάσεων εξόδου σειρών ώστε να επιτυγχάνεται βέλτιστη λειτουργία των αντιστροφέων και τελικά μέγιστη απόδοση.



Εικόνα 32 Οπτική Αναπαράσταση Διάταξης Πανελοσειρών, Αποσελέμης

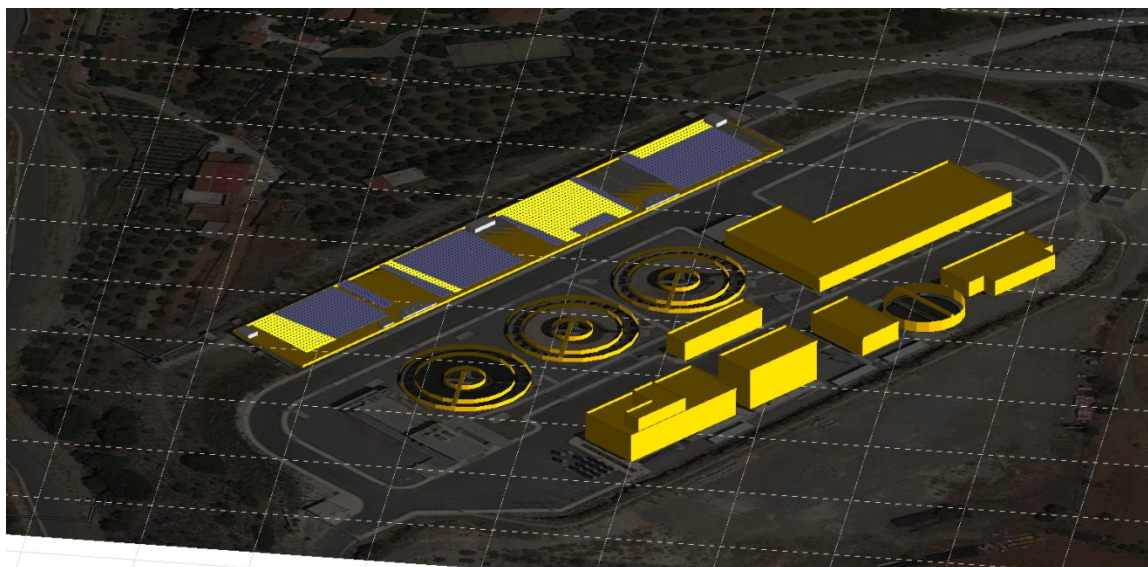
4.3.3.2 Υπολογισμός Ετήσιας Παραγόμενης Ενέργειας

Στην εγκατάσταση συνυπολογίζεται η μείωση της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας που διαμορφώνεται από τον τοπικό ορίζοντα για την συγκεκριμένη γεωγραφική θέση, όπως αποτυπώνεται στο διάγραμμα 41.

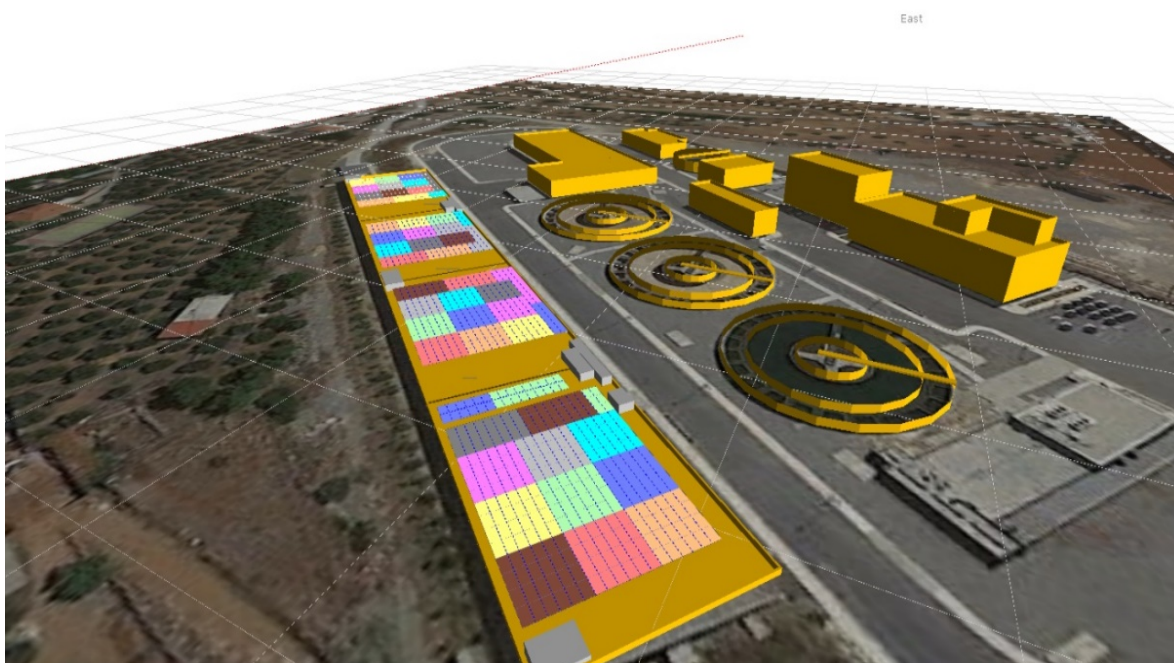


Διάγραμμα 41 Ορίζοντας Περιοχής Εγκατάστασης, Αποσελέμης.

Λόγω της διάταξης των κτιριακών υποδομών (συγκρότημα κτιρίων επικείμενα αντικείμενα στην επιφάνεια μελέτης) πραγματοποιήθηκε κατασκευή τρισδιάστατου μοντέλου για την βέλτιστη χωροθέτηση των πλαισίων και υπολογισμό απωλειών που προκύπτουν από τα παραπάνω. Η σκηνή παρουσιάζεται στην εικόνα 33. Στην εικόνα34 παρουσιάζεται η προτεινόμενη διάταξη των φωτοβολταϊκών σειρών πάνω στο κτίριο.

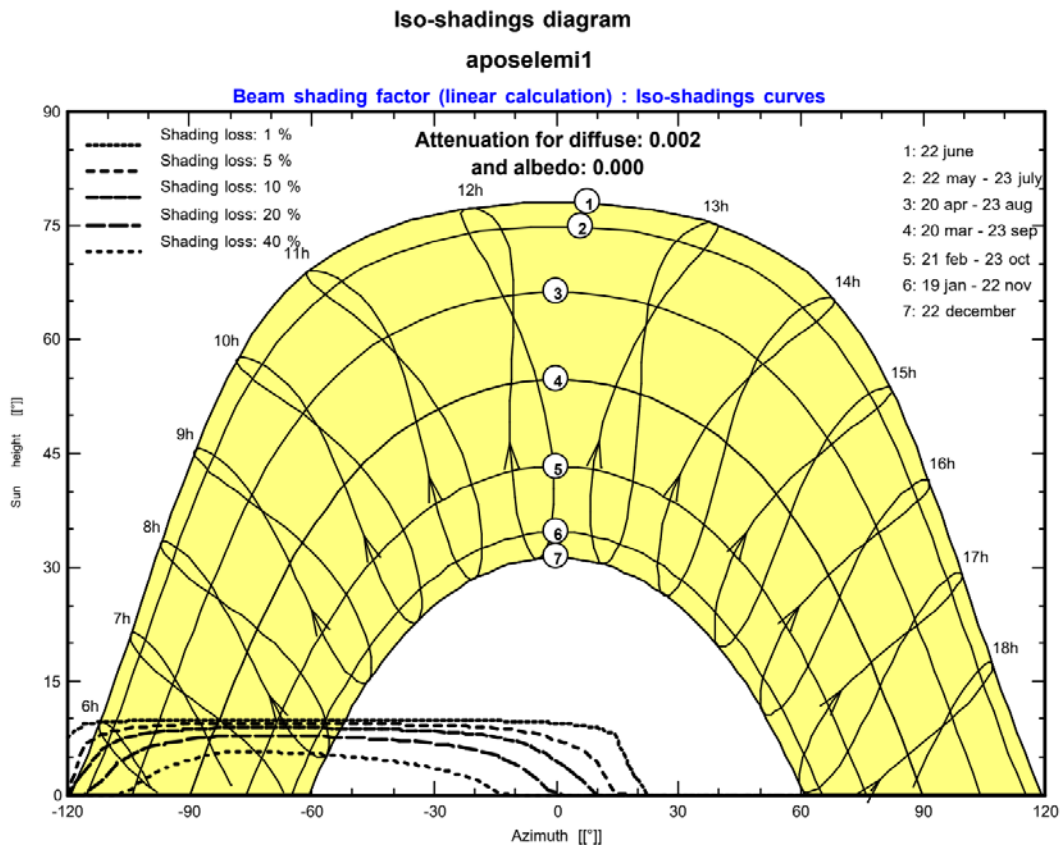


Εικόνα 33 Τρισδιάστατο Μοντέλο Εγκατάστασης, Αποσελέμης.



Εικόνα 34 Τρισδιάστατο Μοντέλο Εγκατάστασης με Διάταξη Συστοιχιών

Από την προσομοίωση της ηλιακής τροχιάς για ένα έτος στον συγκεκριμένο χώρο προκύπτει το διάγραμμα 42 που παρέχει την πληροφορία των σκιάσεων που προκύπτουν από τον περιβάλλοντα χώρο στην επιφάνεια μελέτης. Η απώλειες του συστήματος από αυτές είναι ελάχιστη 0,02% μετά από την κατάλληλη χωροθέτηση σύμφωνα με τον περιβάλλοντα χώρο.



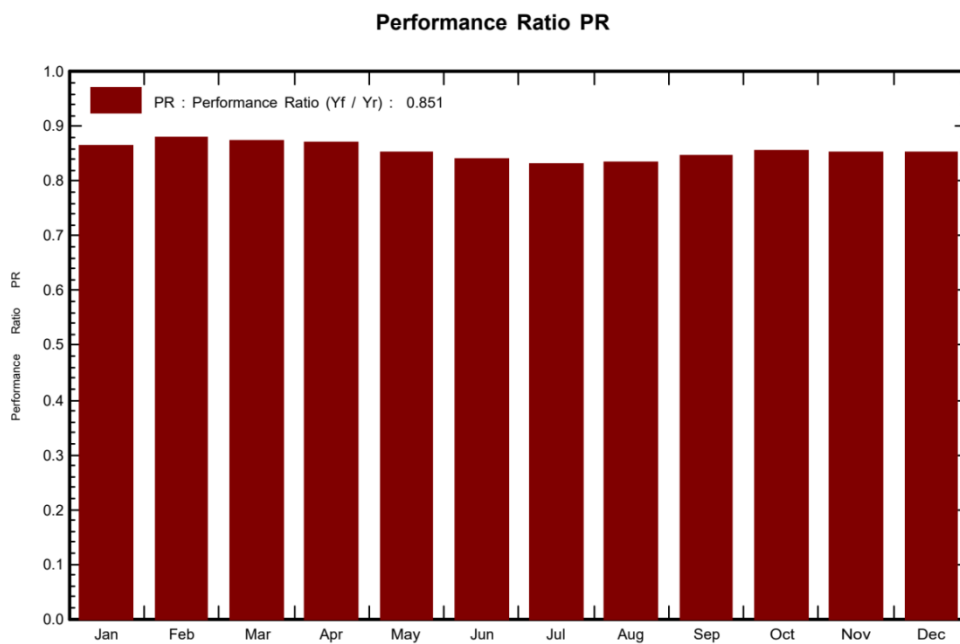
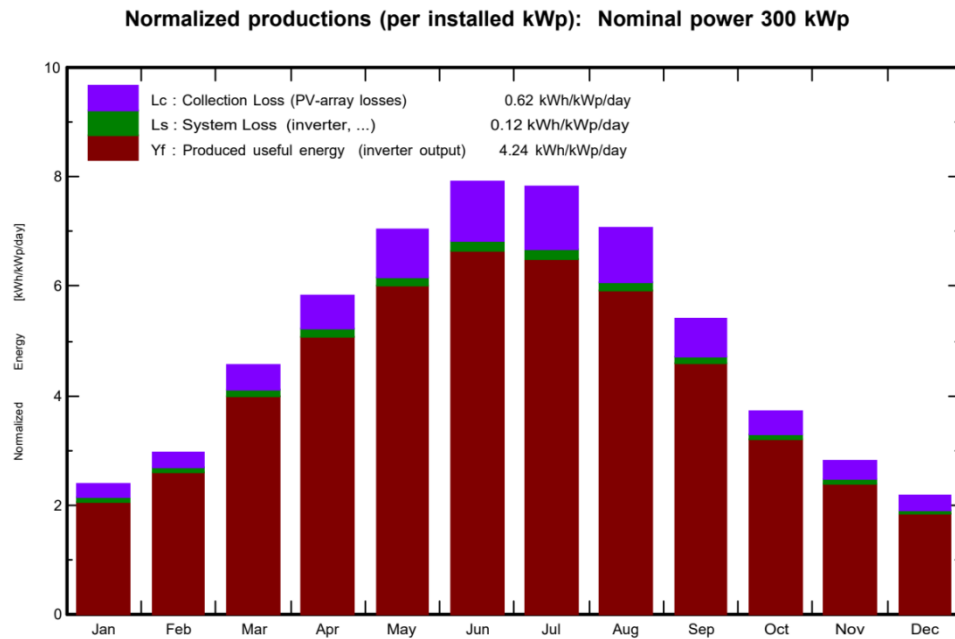
Διάγραμμα 42 Σκίαση στην Εγκατάσταση από Περιβάλλοντα Χώρο, Αποσελέμη

Η ειδική παραγωγή (normalised production) παρουσιάζεται στον πίνακα 41 τα στοιχεία του οποίου προκύπτουν από το διάγραμμα 43 αυτής .

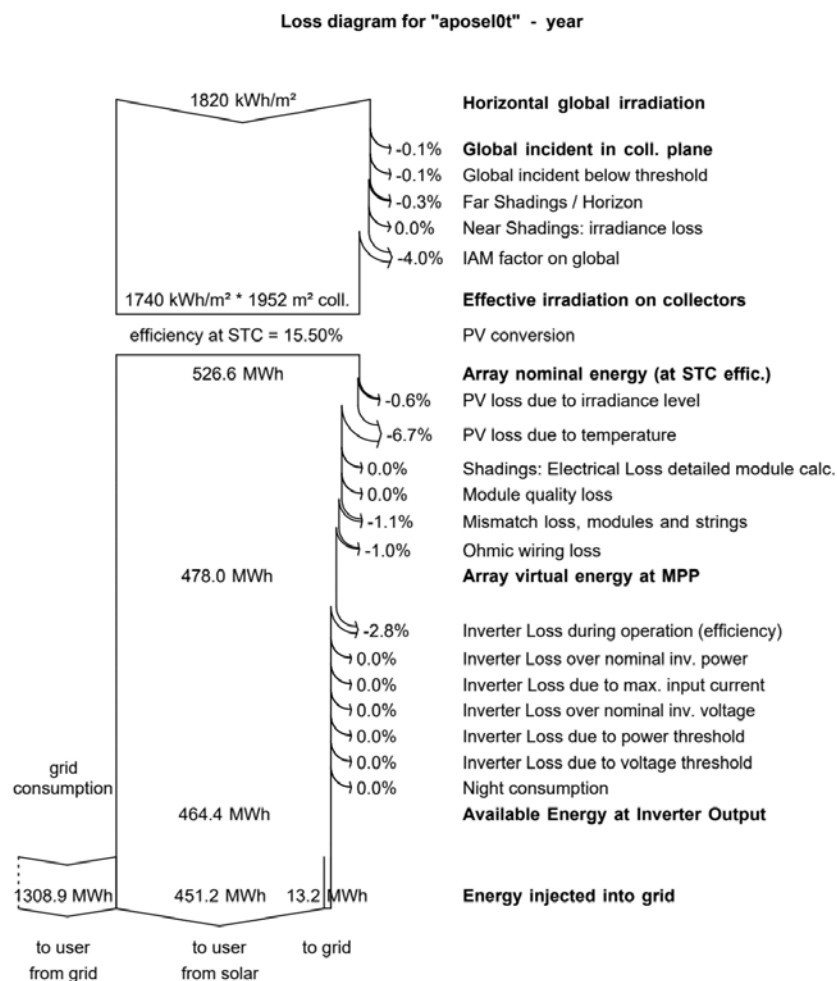
Πίνακας 41 Αποτελέσματα Ειδικής Παραγωγής, Αποσελέμη.

Δείκτες	Τιμές (kWh/kWp/day)
Απώλειες Συλλογής	0.62
Απώλειες Συστήματος	0.12
Παραγώμενη Αξιοποιήσιμη Ενέργεια	4.24

Ο ετήσιο βαθμός απόδοσης ισούται με 0,851 και παρουσιάζεται αναλυτικότερα ανά μήνα στο διάγραμμα 44.



Στο διάγραμμα απωλειών 45 είναι ευδιάκριτα όλα τα στάδια της ενέργειας από την ηλιακή συλλογή μέχρι την παρεχόμενη και διανεμομένη παραχθείσα ενέργεια συνυπολογίζοντας όλες τις καθορισμένες απώλειες του συστήματος. Οι αναγραφόμενες πληροφορίες παραγωγής χρησιμοποιούνται για την οικονομική αξιολόγηση. Προκύπτει **συνολική παραγωγή 464,4 MWh ετησίως**, διαθέσιμη προς εκμετάλλευση. Από αυτήν οι 451,2MWh ιδιοκαταναλώνονται ενώ οι υπόλοιπες 13,2MWh παραδίδονται στο δίκτυο για απορρόφηση σε επόμενο χρόνο. Επιπλέον απορροφώνται 1.308,9MWh για την πλήρωση των αναγκών. Προκύπτει ποσοστό ταυτοχρονισμού 97,16%.



Διάγραμμα 45 Απώλειες Συστήματος, Αποσελέμη

Για την οικονομική αξιολόγηση θεωρείται **ταυτοχρονισμός ίσος με 95%**.

4.3.3.3 Οικονομική Αξιολόγηση με Ισοδύναμη Ταρίφα

Με βάση το ποσοστό ταυτοχρονισμού 95% και την μεθοδολογία συμψηφισμού διαμορφώνεται, για το τιμολόγιο μέσης τάσης ΒΥ εμπορικό, που διέπει την EEN του Αποσελέμη, ο πίνακας 42 με την ισοδύναμη ταρίφα θεωρητικά πωλούμενης

ενέργειας. Η τιμή των ΥΚΩ μηδενίζεται λόγω της χρέωσης της στην συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια ($K=P+A-E$).

Πίνακας 42 Υπολογισμός Ισοδύναμης Ταρίφας Θεωρητικής Πώλησης για Τιμολόγιο MT-BY-Εμπορικό με Ταυτοχρονισμό 95%

	ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΤΙΜΟΛΟΓΙΟΥ MT-BY [€/kWh]	ΤΙΜΟΛΟΓΙΟ 2019 [€/kWh]	ΤΑΡΙΦΑ ΝΕΜ ΜΕ 95% ΤΑΥΤΟΧΡΟΝΙΣΜΟ [€/kWh]
ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	ΧΡΕΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ημέρας)	0,0647	0,0647
	ΚΟΣΤΟΣ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO ₂	0,00356	0,003382
ΡΥΘΜΙΖΟΜΕΝΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	ΧΡΕΩΣΗ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	0,0028	0,00266
	ΕΤΜΕΑΡ	0,00878	0,008341
	ΥΚΩ	0,0179	0
	ΛΟΙΠΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ	0,00007	0,0000665
	ΣΥΝΟΛΟ ΠΡΟ ΦΠΑ	0,09781	0,0791495
	ΕΦΚ	0,005	0,00475
	ΦΠΑ	0,0061686	0,00503397
	ΕΙΔΙΚΟ ΤΕΛΟΣ 5%	0,00047015	0,000377793
Σ	ΙΣΟΔΥΝΑΜΗ ΤΙΜΗ	0,10944875	0,08931126

Τα ετήσια έσοδα που αναμένονται από την θεωρητική πώληση της ενέργειας, δηλαδή την εξοικονόμηση, προκύπτουν από το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας ανά έτος επί την υπολογισμένη ταρίφα. Με εφαρμογή του τύπου προκύπτει το έσοδο των **41.475,56€** ετησίως.

4.3.3.3.1 Κόστος Επένδυσης (CAPEX)

Ο προϋπολογισμός της εγκατάστασης βασίζεται στα δεδομένα και τις παραδοχές του υποκεφαλαίου 3.9.5 και διαμορφώνει των πίνακα 43 ως εξής:

Πίνακας 43 Προϋπολογισμός Εγκατάστασης, Αποσελέμη.

Αποσελέμη	Ισχύς kW	300	Προϋπολογισμός
	Κόστος	Εργ. Όφελος	
Φ/Β Πλαίσια	141.000,00	10%	155.100,00
Inverter	37.452,00	10%	41.197,20
Βάσεις	28.000,00	10%	30.800,00
Καλώδια DC & επικ.	6.000,00	10%	6.600,00
Καλώδια AC	10.000,00	10%	11.000,00
Γειώσεις	3.000,00	10%	3.300,00
Βοηθητικά έργα	8.000,00	20%	9.600,00
Παρελκόμενα	6.000,00	20%	7.200,00
Εγκατάσταση	20.000,00	20%	24.000,00
Εργολαβικά Έξοδα	15.000,00	20%	18.000,00
Μελέτη-Επίβλεψη	10.000,00	20%	12.000,00
Σύνολο	284.452,00		318.797,20
Σύνολο (€/W)	0,95		1,06

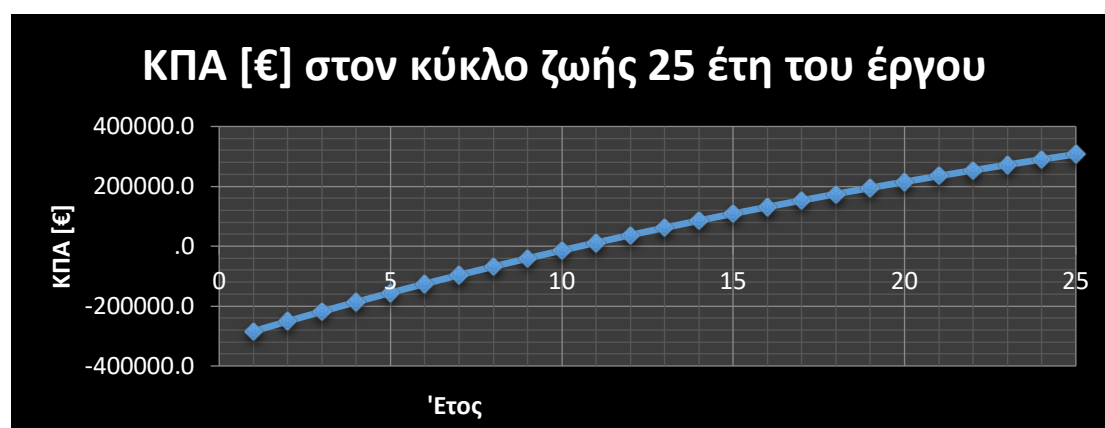
4.3.3.3.2 Αποτελέσματα Οικονομικής Αξιολόγησης

Για την οικονομική αξιολόγηση ισχύουν τα δεδομένα και οι παραδοχές που έχουν προαναφερθεί (βλ.υποκ.3.9.5) και βάση αυτών υπολογίζεται παρακάτω η ΚΠΑ του έργου στον πίνακα 44.

Πίνακας 44 Υπολογισμός ΚΠΑ Εγκατάστασης, Αποσελέμης.

CAPEX [€]	ΕΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ [MWh]	ΤΑΡΙΦΑ NET METERING [€/MWh]	ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ [€/year]	ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΑ ΕΞΟΔΑ - OPEX [€/year]	ΚΤΡ [€/year]	ΚΤΡi[€/year]	ΚΠΑ [€]
318.797,20	1	464,40	81,31000	37.760,36	1.888,02	35.872,35	34.525,84	-284.271
r [%]	2	459,76	82,93620	38.130,42	1.906,52	36.223,89	33.555,53	-250.716
0,039	3	455,16	84,59492	38.504,09	1.925,20	36.578,89	32.612,48	-218.103
	4	450,61	86,28682	38.881,43	1.944,07	36.937,36	31.695,94	-186.407
	5	446,10	88,01256	39.262,47	1.963,12	37.299,35	30.805,16	-155.602
	6	441,64	89,77281	39.647,24	1.982,36	37.664,88	29.939,42	-125.663
	7	437,22	91,56827	40.035,79	2.001,79	38.034,00	29.098,00	-96.565
	8	432,85	93,39963	40.428,14	2.021,41	38.406,73	28.280,23	-68.285
	9	428,52	95,26762	40.824,33	2.041,22	38.783,12	27.485,45	-40.799
	10	424,24	97,17298	41.224,41	2.061,22	39.163,19	26.713,00	-14.086
	11	420,00	99,11644	41.628,41	2.081,42	39.546,99	25.962,26	11.876
	12	415,80	101,09877	42.036,37	2.101,82	39.934,55	25.232,61	37.109
	13	411,64	103,12074	42.448,33	2.122,42	40.325,91	24.523,48	61.632
	14	407,52	105,18316	42.864,32	2.143,22	40.721,10	23.834,27	85.466
	15	403,45	107,28682	43.284,39	2.164,22	41.120,17	23.164,43	108.631
	16	399,41	109,43255	43.708,58	2.185,43	41.523,15	22.513,42	131.144
	17	395,42	111,62121	44.136,92	2.206,85	41.930,07	21.880,71	153.025
	18	391,46	113,85363	44.569,46	2.228,47	42.340,99	21.265,77	174.291
	19	387,55	116,13070	45.006,24	2.250,31	42.755,93	20.668,12	194.959
	20	383,67	118,45332	45.447,30	2.272,37	43.174,94	20.087,26	215.046
	21	379,84	120,82238	45.892,69	2.294,63	43.598,05	19.522,73	234.569
	22	376,04	123,23883	46.342,44	2.317,12	44.025,31	18.974,07	253.543
	23	372,28	125,70361	46.796,59	2.339,83	44.456,76	18.440,82	271.984
	24	368,55	128,21768	47.255,20	2.362,76	44.892,44	17.922,56	289.906
	25	364,87	130,78203	47.718,30	2.385,92	45.332,39	17.418,87	307.325
							626.122,42	307.325

Προκύπτει ότι η εγκατάσταση αποσβένετε στο 11^ο έτος λειτουργίας της. Τα αποτελέσματα αποτυπώνονται και στο διάγραμμα 46.



Διάγραμμα 46 ΚΠΑ Εγκατάστασης, Αποσελέμη.

Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) κατά τον οποίο τείνει να μηδενίζεται η καθαρά παρούσα αξία προκύπτει για προεξοφλητικό επιτόκιο κοντά στο **11,228%**, κάτι που χαρακτηρίζει την επένδυση ασφαλή για μεγάλη μεταβολή του επιτοκίου.

4.3.3.4 Μείωση Εκπομπών CO₂

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της ενεργειακής προσομοίωσης και την τιμή εκπομπών που έχει οριστεί (βλ.υποκ.3.10), η μείωση των εκπομπών CO₂ ετησίως υπολογίζεται σε:

$$464,4 \text{ [MWh/y]} * 0.72 \text{ [ton CO}_2\text{/MWh]} = \mathbf{334,368 \text{ ton CO}_2\text{/y}}$$

4.4 Ανάλυση Αποτελεσμάτων-Σχόλια

Τα αποτελέσματα που αναλύθηκαν για κάθε εγκατάσταση σε προηγούμενο κεφάλαιο, παρουσιάζονται παρακάτω συγκεντρωτικά σε πίνακες.

4.4.1 Ενεργειακή & Περιβαλλοντική Απόδοση Έργων

Όσον αφορά στην ενεργειακή και περιβαλλοντική απόδοση των έργων τα αποτελέσματα παρουσιάζονται συνοπτικά στον πίνακα 45.

Πίνακας 45 Συγκεντρωτικά Ενεργειακά & Περιβαλλοντικά Αποτελέσματα Έργων.

Υποδομή Υδάτος	Περιοχή Εγκατάστασης	Εγκατεστημένη Ισχύς (kW)	Ειδική Παραγωγή (kWh/kWp/day)	Βαθμός Απόδοσης (%)	Ετήσια Παραγόμενη Ενέργεια (MWh/year)	Ποσοστό Κάλυψης Αναγκών Εγκατάστασης (%)	Ετήσια Μείωση Εκπομπών CO ₂ (ton CO ₂ /year)
Δεξαμενές	Μυλωνιανά	260	4,16	0,848	394,60	10,57	284,11
	Μεγάλα Χωράφια	130	4,13	0,845	196,10	29,39	141,19
	Γεράνι	130	4,19	0,850	198,90	56,70	143,21
	Δράμια	100	4,03	0,847	147,00	35,99	105,84
Αντλιοσ τάσια	Πατελάρι	20	4,07	0,825	29,73	0,97	21,41
	Αρμένοι	20	4,04	0,829	29,49	3,24	21,23
ΕΕΝ	Αποσελέμη	300	4,24	0,851	464,4	26,39	334,37
Συνολικά Αποτελέσματα		960			1.460,36	13,42	1.051,46

Στην εγκατάσταση δεξαμενών των Μυλωνιανών παρατηρείται μία καλή απόδοση του συστήματος, οι απώλειες του οποίου οφείλονται κυρίως στις θερμοκρασίες λειτουργίας του αλλά και στη συλλογή προσπίπτουσας ακτινοβολίας λόγω οριζοντα και ανάκλασης της από την επιφάνεια του πλαισίου. Θα μπορούσε λοιπόν το σύστημα να μελετηθεί με διαφορετικό εξοπλισμό για την μείωση των

θερμοκρασιακών απωλειών. Το ποσοστό κάλυψης της κατανάλωσης ενέργειας ετησίως ανέρχεται στο 10,57%, κάτι που αποφέρει μεγάλα περιβαλλοντικά οφέλη όπως υπολογίζονται στη μείωση εκπομπών CO₂ κατά 284,11 τόνους το χρόνο, αλλά και εξοικονόμηση δεδομένου ότι πρόκειται για μία ιδιαίτερα υψηλής κατανάλωσης ενέργειας εγκατάσταση.

Συγκρίνοντας τα δύο σχεδόν όμοια έργα στις περιοχές Μεγάλα Χωράφια και Γεράνι, παρατηρείται μία διαφοροποίηση ως προς την απόδοση των εγκαταστάσεων και την τελική παραγωγή τους. Αυτό εξηγείται από τον διαφορετικό ορίζοντα κάθε περιοχής εγκατάστασης και τον διαφορετικό προσανατολισμό κάθε περίπτωσης, προκαλώντας έτσι μείωση της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας, κάτι που εξαρτάται απόλυτα από την γεωγραφική θέση. Οι κύριες απώλειες και των δύο εγκαταστάσεων οφείλονται στις θερμικές απώλειες του εξοπλισμού. Όσον αφορά την κάλυψη των αναγκών, στην περίπτωση του Γερανίου έχουμε πάνω από το 50% κάτι που αποφέρει μεγάλο περιβαλλοντικό αλλά και οικονομικό όφελος. Στην περίπτωση στα Μ. Χωράφια έχουμε μικρότερη κάλυψη των αναγκών, ποσοστό σχεδόν 30%.

Στην Δεξαμενή στα Δράμια προκύπτουν απώλειες κυρίως από τον εξοπλισμό, αλλά και από το τοπικό ανάγλυφο. Όσον αφορά την πειραματική προσομοίωση κοντινών σκιάσεων που προκύπτουν από το διαφορετικό προσανατολισμό και κλίση των στεγάστρων, αυτός δεν απέφερε σημαντικές απώλειες, ίσες με 0,02%. Στην συγκεκριμένη εγκατάσταση καλύπτετε η ανάγκη του φορτίου κατά σχεδόν 36%.

Οι δύο εγκαταστάσεις αντλιοστασίων που μελετήθηκαν, στο Πατελάρι και στους Αρμένους, έχουν παρόμοια αποτελέσματα καθώς η εγκατεστημένη ισχύς είναι ίδια. Η κάλυψη των αναγκών είναι χαμηλή και στις δυο περιπτώσεις, 0,97 για το Πατελάρι & 3,24 % για τους Αρμένους, καθώς οι υποδομές καταναλώνουν πολύ μεγάλες ποσότητες ενέργειας ετησίως, ποσότητες όπου η εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών δεν είναι σε θέση να καλύψει. Το σύστημα των Αρμένων έχει ελαφρώς καλύτερη απόδοση που οφείλετε στην επιρροή των αντικειμένων που προκαλούν σκίαση, όπου στο Πατελάρι δημιουργείται εντονότερο το φαινόμενο, καθώς και στον τοπικό ορίζοντα που περιορίζει την ηλιακή πρόσπτωση σε μεγαλύτερο βαθμό ίσο με 1,7% σε αντίθετα με την εγκατάσταση Αρμένων που η μείωση λόγω του ορίζοντα ισούται με 0,62%.

Στις Εγκαταστάσεις Επεξεργασίας Νερού του Αποσελέμη έχει επιτευχθεί η μεγαλύτερη απόδοση του συστήματος ίση με 85,1% και ειδική παραγωγή 4,24 kWh/kWp/day, όπου οι απώλειες αυτού οφείλονται κατά κύριο λόγο σε απώλειες του εξοπλισμού. Η καταναλώσεις της εγκατάστασης καλύπτονται στο 26,39%, ποσοστό μεγάλο, το οποίο αντικατοπτρίζει την παραγωγή των 464,4 MWh το χρόνο. Ακόμα σημαντικό είναι το περιβαλλοντικό αποτύπωμα του έργου καθότι μειώνονται οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα κατά 334,37 τόνους ετησίως καταναλώνοντας ενέργεια από ΑΠΕ.

Σε κάθε περίπτωση, οι απώλειες ενέργειας που προκαλούνται από τις θερμοκρασιακές συνθήκες που οριστήκαν (μέγιστη θερμοκρασία λειτουργίας περιβάλλοντος 75°C), είναι οι σημαντικότερες. Θα μπορούσε να μελετηθεί το σύστημα με εξοπλισμό, όπου η επιρροή της θερμοκρασίας στα πλαίσια να μικρότερη. Για την μεγαλύτερη κάλυψη των αναγκών απαιτείται εγκατάσταση μεγαλύτερων συστημάτων φωτοβολταϊκών κάτι που εξαρτάται από την νομοθεσία και τα τιμολόγια που κοστολογούν τις εγκαταστάσεις, αλλά και από τον διαθέσιμο χώρο εγκατάστασης.

4.4.2 Οικονομική Απόδοση Έργων

Όσον αφορά την οικονομική απόδοση των έργων που έχει υπολογιστεί αναλυτικά σε προηγούμενο κεφάλαιο, τα συνοπτικά αποτελέσματα αυτών παρατίθενται στον πίνακα 46.

Πίνακας 46 Συγκεντρωτικά Οικονομικά Αποτελέσματα Έργων.

Περιοχή	Εγκατεστημένη Ισχύς (kW)	Τιμολόγιο Ηλεκτρικής Ενέργειας	Ποσοστό Ταυτοχρονισμού (%)	Κόστος Εγκατάστασης (€)	ΚΠΑ Έργου	Έτος Απόσβεσης Επένδυσης	ΕΒΑ (%)
Μυλωνιανά	260	ΜΤ-ΒΥ-Εμπορικό	60	271.951,00	263.205	11°	11,25
Μεγάλα Χωράφια	130	ΜΤ-ΒΑΓ-Αγροτικό	60	140.175,50	120.735	12°	10,53
Γεράνι	130	ΜΤ-ΒΑΓ-Αγροτικό	25	140.175,50	103.320	13°	9,67
Δράμια	100	ΧΤ-Γ22-Επαγγελματικό	80	110.832,40	247.891	7°	19,23
Πατελάρι	20	ΜΤ-ΒΑΓ-Αγροτικό	35	29.940,00	7.358	19°	5,99
Αρμένιοι	20	ΜΤ-ΒΥ-Εμπορικό	40	29.940,00	7,959	19°	6,20
Αποσελέμη	300	ΜΤ-ΒΥ-Εμπορικό	95	318.797,20	307.325	11°	11,23
Σύνολο	960			1.041.811,6	1.057.793		

Όλα τα έργα θεωρούνται οικονομικά βιώσιμα με την αξιοποίηση της παραγωγής υπό πλαίσιο Ενεργειακού Συμψηφισμού. Αξίζει να σημειωθεί ότι με το πλαίσιο αυτό οποιαδήποτε άνοδος των τιμολογίων ηλεκτρικής ενέργειας (όπως και έχει συμπεριληφθεί στους υπολογισμούς της ΚΠΑ κάθε έργου, 2% ετήσια αύξηση τιμών) δεν μπορεί να έχει αρνητική επίδραση στην οικονομική απόδοση του έργου. Αντίθετα προκύπτει ότι θα εξοικονομούνται περισσότερα χρήματα σε τέτοια περίπτωση εξασφαλίζοντας την βιωσιμότητα του. Αυτό συμβαίνει καθώς από την εξοικονόμηση μίας υψηλότερης τιμής ενέργειας προκύπτει μεγαλύτερο όφελος. Παράδειγμα αποτελεί η εγκατάσταση στα Δράμια, η οποία διέπετε από το ακριβότερο τιμολόγιο ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά κάνει απόσβεση στον 7° χρόνο.

Επίσης συγκρίνοντας τα αποτελέσματα οικονομικής απόδοσης των δύο όμοιων εγκαταστάσεων, στα Μεγάλα Χωράφια και στο Γεράνι, στα οποία η κοστολόγηση της ενέργειας γίνεται με το ίδιο τιμολόγιο, το σύστημα εγκατάστασης είναι ίδιας ισχύος και η παραγωγή του Γερανίου είναι λίγο μεγαλύτερη από αυτή στα Μ. Χωράφια προκύπτει μεγαλύτερη ΚΠΑ και γρηγορότερη απόσβεση του έργου στο ενεργειακά λιγότερο αποδοτικό (Μ. Χωράφια). Αυτό συμβαίνει λόγω του ποσοστού ταυτοχρονισμού της παραγωγής με την κατανάλωση ενέργειας όπου στη δεύτερη περίπτωση είναι αρκετά υψηλότερο ίσο με 60% έναντι του 25 % στο Γεράνι. Τα οφέλη του ταυτοχρονισμού λοιπόν είναι σημαντικά.

Ακόμα υπενθυμίζεται ότι δεν έχει συμπεριληφθεί στην οικονομική αξιολόγηση η χρέωση ισχύος, της οποίας το κόστος μεταβάλετε, όπως έχει αναλυθεί, ανάλογα με την στιγμιαία απορρόφηση της σε κάποια σκέλη τιμολογίων, κάτι που ενδέχεται να αποφέρει επιπλέον όφελος σε κάποιες περιπτώσεις.

5 Συμπεράσματα και Μελλοντική έρευνα

5.1 Συμπεράσματα

Η παρούσα πτυχιακή εργασία μελετά τα οφέλη και την βιωσιμότητα επτά εγκαταστάσεων φωτοβολταϊκών, προκαθορισμένης ισχύος, στις υποδομές διαχείρισης υδάτων του Ο.Α.Κ. Α.Ε..

Η κατανάλωση ενέργειας για την προώθηση του νερού αποτελεί το μεγαλύτερο έξοδο του Οργανισμού, παρόλο που το μεγαλύτερο μέρος των δικτύων λειτουργεί με φυσική ροή. Κατά την εκπόνηση της εργασίας προκύπτει ποσοστό κάλυψης των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας των επτά εγκαταστάσεων ίσο με 13,42% από την υλοποίηση των έργων συνολικής ισχύος 960 kW. Η συνολική παραγωγή ανέρχεται στις 1.460,36 MWh ετησίως.

Η αξιοποίηση της παραγωγής με το πλαίσιο ενεργειακού συμψηφισμού οδηγεί σε θετικά αποτελέσματα ως προς την οικονομική βιωσιμότητα των έργων, καθώς όλες οι εγκαταστάσεις πραγματοποιούν την απόσβεσή τους μέσα στο πέρας της 25ετίας (διάρκεια ζωής των έργων). Τα αποτελέσματα της οικονομικής ανάλυσης δείχνουν (όπως αναγράφεται στον πίνακα 47), στο τέλος διάρκειας ζωής του έργου στα Μυλωνιανά η ΚΠΑ να ισούται με έσοδα ίσα με 263.205 €, στα Μεγάλα Χωράφια είναι ίση με 120.735, στο Γεράνι 103.320 €, στα Δράμια η ΚΠΑ ανέρχεται στα 247.891 και στις ΕΕΝ του Αποσελέμη 307.325€. Στα δύο μελετώμενα αντλιοστάσια του Πατελαρίου και των Αρμένων η ΚΠΑ είναι μειωμένη συγκριτικά με τις προηγούμενες η ΚΠΑ των οποίων ανέρχεται στα 7.358 και 7.959€ αντιστοίχως, παρόλα αυτά θεωρούνται βιώσιμες επενδύσεις με μικρότερη απόδοση κεφαλαίου. Η μειωμένη απόδοση του κεφαλαίου σχετίζεται με τα κόστη των εγκαταστάσεων τα οποία δεν είναι ανάλογα τον προηγούμενων σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ των συστημάτων. Το συνολικό όφελος που προκύπτει από το σύνολο των ΚΠΑ των επιμέρους έργων ανέρχεται στα 1.057.793 € στο τέλος της εικοσιπενταετίας ενώ το συνολικό αρχικό κόστος υλοποίησης για την εγκατάστασή τους ισούται με 1.041.811,6 €.

Σημαντικό είναι και το περιβαλλοντικό όφελος από την λειτουργία των σταθμών όπου προκύπτει ετήσια συνολική μείωση των εκπομπών 1.051,46 τόνων διοξειδίου του άνθρακα με βάση τα στοιχεία που μελετήθηκαν.

Ακόμα ως αποτέλεσμα του έργου θα προκύψει μείωση των λειτουργικών εξόδων των εγκαταστάσεων η οποία έχει πρόσθετη κοινωνική αξία, μειώνοντας την τιμή παροχής νερού στους κατοίκους της περιοχής.

5.2 Μελλοντική έρευνα

Δεδομένου ότι η παρούσα εργασία απευθύνεται σε εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών σε υποδομές διαχείρισης ύδατος, όπου ο διαθέσιμος κτιριακός χώρος δεν είναι πάντοτε διαθέσιμος ή δεν επαρκεί για την κάλυψη των αναγκών, όπως προέκυψε από την μελέτη κάποιων περιπτώσεων (κυρίως όπως αυτές των αντλιοστασίων), θα μπορούσαν να μελετηθούν νέες τεχνολογίες αξιοποίησης ηλιακής ενέργειας. Συγκεκριμένα προτείνεται η μελέτη πλωτών φωτοβολταϊκών (όπως αναφέρεται σε ξένη βιβλιογραφία float solar/photovoltaic systems) σε φράγματα, ταμιευτήρες και λιμνοδεξαμενές όπου υπάρχει διαθέσιμη έκταση με το πλαίσιο αξιοποίησης εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού ή ενεργειακού συμψηφισμού όπου αυτό είναι εφικτό. Μια τέτοια εγκατάσταση μπορεί να έχει ιδιαίτερα πλεονεκτήματα καθώς έχει διαπιστωθεί αυξημένη απόδοση αυτών των πλαισίων λόγω της ψύξης τους από το υδάτινο περιβάλλον στο οποίο τοποθετούνται. Επιπλέον αναμένονται πρόσθετα οφέλη από την μείωση της ανάπτυξης φυκιών/αλγών για τον καθαρισμό των οποίων δαπανούνται χημικά, αλλά και από την μείωση εξάτμισης του περιεχόμενου νερού.

Ένα άλλο θέμα που προτείνεται να μελετηθεί είναι η διαχείριση του φορτίου κατανάλωσης από την πλευρά της ζήτησης (Demand Sides Management), καθώς πετυχαίνοντας ένα μεγάλο ποσοστό ταυτοχρονισμού της κατανάλωσης ισχύος με τις τυχόν παραγωγές αυτής από εγκαταστάσεις ΑΠΕ, σε συνδυασμό με την απορρόφηση της υπολειπόμενης ισχύος για την πλήρωση των αναγκών σε ώρες όπου αυτή κοστολογείται φθηνότερα θα επέφερε σημαντική μείωση των εξόδων ηλεκτρικής ενέργειας. Τα αποτελέσματα μιας τέτοιας μελέτης θα μπορούσαν να αξιοποιηθούν για την εξαγωγή συμπερασμάτων διαχείρισης των καταναλώσεων σε ορθούς χρόνους και να αποτελέσουν γραμμή για τη χάραξη ενός στρατηγικού σχεδιασμού της κάλυψης των αναγκών.

Βιβλιογραφία

A. Διεθνής βιβλιογραφία

- B.Y.H. Liu and R.C. Jordan :*The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation*. Solar Energy, Vol. 4, N°3, pp. 1-19, 1960.
- D.G. Erbs, S.A. Klein, J.A. Duffie :*Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation*. Solar Energy, Vol.18, N°4, pp. 293-302,1982
- Duffie, John A. et. Beckman, William A. (1991). *Solar Engineering of thermal process*. 2nd N-Y: John Wiley and Sons.
- J.-L. Scartezzini, M.-N. Ferguson, F. Bochud. LESO-EPFL Lausanne. Compression of Multi-Year Meteorological Data. OFEN, 3003 Bern, Final Report, 1990.
- T. Nikolaou, G. Stravarakakis. K. Tsamoudalis (2020). Modeling and Optimal Dimensioning of a Pumped Hydro Energy Storage System for the Exploitation of the Rejected Wind Energy in the Non-Interconnected Electrical Power System of the Crete Island, Greece, *Energies* 2020, 13, 2705; doi:10.3390/en13112705.
- PVsyst V6.8.6, Help
- R.J. Aguiar, M. Collares-Pereira. TAG : *a Time-dependent, Autoregressive, Gaussian Model for Generating Synthetic Hourly Radiation*. Solar Energy Vol 49, No 3, pp 167-174, 1992.
- R.R. Perez, P. Ineichen, E.L. Maxwell, R.D. Seals, A. Zelenka :*Dynamic Global to Direct Irradiance Conversion Models*. ASHRAE Transactions, Vol 98, Part I, #3578, 1992.
- R. Perez, P.Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, R. Stewart. *Modeling Daylight Availability and Irradiance Component from Direct and Global Irradiance*. Solar Energy 44, no 5, pp 271-289, 1990.

B. Ελληνική βιβλιογραφία

- ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε., (2019).*Ετήσιο δελτίο εκμετάλλευσης ΣΗΕ της Κρήτης, 2019*.
- ΔΕΔΔΗΕ,(χ.χ.). *Τεχνικό εγχειρίδιο για την εγκατάσταση της μετρητικής διάταξης παραγωγής στις εσωτερικές εγκαταστάσεις αυτοπαραγωγών με ενεργειακό συμψηφισμό (net metering)*. Αναρτήθηκε από:
<https://www.deddie.gr/Documents2/net%20metering/%CE%A4%CE%B5%CF%87%CE%BD%CE%B9%CE%BA%CF%8C%20%CE%95%CE%B3%CF%87%CE%B5%CE%B9%CF%81%CE%AF%CE%B4%CE%B9%CE%BF%20MT.pdf>

Κατσιγιαννης, Ι. (2019). *Τεχνολογία σύζευξης ενεργειακών συστημάτων*

[Πανεπιστημιακές Σημειώσεις]. Ελληνικό Μεσογειακό Πανεπιστήμιο, Σχολή Μηχανικών, Τμήμα Φυσικών Πόρων & Περιβάλλοντος. Αναρτήθηκε από:
<https://eclass.chania.hmu.gr/>

Παπαθανασίου Στ. (2012). *Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας* [Πανεπιστημιακές σημειώσεις]. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών, Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος. Αναρτήθηκε από:
<https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiSk4nimNXqAhWLLewKHUq4BycQFjAAegQIARAB&url=http%3A%2F%2Fecourses.dbnet.ntua.gr%2Ffsr%2F19122%2FShmeivseis%2520Oikonomikvn-1.pdf&usg=AOvVaw3sTj-m7c77lelNEORqEsmS>

Πιπερίδης Γ. Π. (2017). *Υδροστρόβιλοι σε αγωγούς υδάτων: μελέτη εφαρμογής σε δίκτυο του Οργανισμού Ανάπτυξης Κρήτης Α.Ε.* Μεταπτυχιακή εργασία. Χανιά: Πολυτεχνείο Κρήτης.

Σταυρακάκης, Γ.(χ.χ.). *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας* [Πανεπιστημιακές Σημειώσεις]. Πολυτεχνείο Κρήτης, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών

Φραγκιαδάκης, Ι.Ε.(2009) *Φωτοβολταϊκά συστήματα*. 3^η εκδ. Θεσσαλονίκη: Ζήτη

Γ. Διαδικτυακή Βιβλιογραφία

Διαδικτυακοί τόποι(wepsites)

ΔΕΔΔΗΕ(2020). Διαθέσιμο στο: <https://www.deddie.gr/> [Πρόσβαση 15 Ιουλίου 2020]

ΔΕΗ ΑΕ(2020). Διαθέσιμο στο: <https://www.dei.gr/el>

Τράπεζα της Ελλάδος, (2020). Διαθέσιμο στο:

<https://www.bankofgreece.gr/enimerosi/> [Πρόσβαση 18 Ιουνίου 2020]

Helapco,(2020). Διαθέσιμο στο: <https://helapco.gr/> [Πρόσβαση 15 Ιουλίου 2020]

Meteonorm(2020), Διαθέσιμο στο :<https://meteonorm.com/> [Πρόσβαση 15 Ιουλίου 2020]

PVGIS (2020), PhotoVoltaic Geographic Information Systems. Διαθέσιμο στο:

<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> [Πρόσβαση 15 Ιουλίου 2020]

Ιστοσελίδες(webpages)

Δ.Ε.Η. Α.Ε. (2020), Δ.Ε.Η. Α.Ε.: *πως γίνεται ο συμψηφισμός της καταναλισκόμενης με την παραγόμενη από το Φ.Β σύστημα ενέργειας και πως..* Διαθέσιμο στο:

<https://www.dei.gr/el/oikiakoi-pelates/xrisimes-plirofories-gia-to-logariasmosas/net-metering/pws-ginetai-o-sumpsifismos-tis-katanaliskomenis> [Πρόσβαση 15 Ιουλίου 2020]

International Energy Agency (2020). *International Energy Agency: fuels and technologies, renewables*. Διαθέσιμο στο:

<https://www.iea.org/fuels-and-technologies/renewables> [Πρόσβαση 15 Απριλίου 2020]

Ε. Πρόσθετη βιβλιογραφία

Λυμπέρης Κ.(2015). *Αξιολόγηση της κοστολόγησης διεσπαρμένης παραγωγής με τη μέθοδο net metering. Διπλωματική εργασία*. Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.

ΤΕΕ(2011). Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδος: *Οδηγός Μελέτης και Υλοποίησης φ/β Έργων*. Διαθέσιμο στο: tee.gr.

Καλδέλης Κ. Ι., Καββαδίας Α. Κ.(2005), *Υπολογιστικές εφαρμογές ήπιων μορφών ενέργειας*. Σταμούλης.

Μπιτζιώτης Δ. Β., Μπιτζιώτης Β. Δ. (2010), *Εναλλακτικές μορφές ενέργειας*. Τζιόλας.