

**Διπλωματική Εργασία Προπτυχιακών Σπουδών**

**Μελέτη Αξιοποίησης του Ηλιακού Δυναμικού της Νήσου Ψερίμου με Σκοπό την Βέλτιστη Κάλυψη των Ηλεκτρικών Καταναλώσεών της με τη Χρήση του Λογισμικού PVsyst**

**Study Regarding the Exploitation of the Island of Pserimos's Solar Potential Energy Aiming at the Optimum Coverage of its Electrical Consumption with the Use of the PVsyst Software**

Αντώνιος Ρούσσος, mc18049

Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο

Καθηγητής Χρήστος Τζιβανίδης

Ημερομηνία Παράδοσης: 16/06/2023

## Περιεχόμενα

ΣΥΝΟΨΗ.....	4
ABSTRACT .....	6
1. ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ .....	7
1.1. ΙΣΤΟΡΙΚΗ ΑΝΑΔΡΟΜΗ .....	7
1.2. ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ.....	9
1.3. ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ .....	10
1.4. ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΝΗΣΙΩΝ.....	12
2. ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ .....	15
2.1. ΒΑΣΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΗΛΙΑΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ .....	15
2.2. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΠΛΑΙΣΙΑ .....	18
2.3. ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ .....	20
2.4. ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ .....	21
3. ΝΗΣΟΣ ΨΕΡΙΜΟΣ.....	23
3.1. ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ.....	23
3.2. ΠΑΡΟΝ ΔΙΚΤΥΟ .....	25
4. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΗΝ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΚΑΙ ΠΡΟΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ .....	26
4.1. ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ.....	26
4.2. ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΙ ΕΠΙΛΥΣΗΣ.....	28
4.2.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΒΑΣΙΚΩΝ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ .....	28
4.2.2. ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΠΡΟΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗΣ .....	28
4.2.3. ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΤΕΛΙΚΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ.....	28
4.3. ΒΑΣΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ .....	29
4.3.1. ΓΕΩΓΡΑΦΙΑ .....	30
4.3.2. ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ: ORIENTATION .....	33
4.3.3. ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ: HORIZON.....	37
4.4. ΠΡΟΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ .....	39
4.4.1. ΣΥΣΤΗΜΑ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΩΝ ΠΛΑΙΣΙΩΝ ΚΑΙ ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΕΩΝ.....	39
4.4.2. ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΚΟΝΤΙΝΩΝ ΣΚΙΑΣΕΩΝ.....	50
4.4.3. ΑΝΑΛΥΤΙΚΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ .....	57
4.4.4. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΩΝ .....	69
4.4.5. ΓΕΝΙΚΑ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ .....	75
4.4.6. ΣΥΝΤΟΜΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΤΗΣ ΠΡΟΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗΣ.....	79
5. ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΧΩΡΙΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ.....	81
5.1. ΣΚΟΠΟΣ ΚΑΙ ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ .....	81
5.2. ΜΕΛΕΤΗ ΤΕΛΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ .....	82
5.2.1. ΑΝΑΛΛΟΙΩΤΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ .....	82

5.2.2.	ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΠΟΣΟΣΤΟΥ ΚΑΛΥΨΗΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ .....	83
5.2.3.	ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ LCOE.....	84
5.2.4.	ΕΠΙΛΟΓΗ ΤΕΛΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ.....	86
5.2.5.	ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΚΟΝΤΙΝΩΝ ΣΚΙΑΣΕΩΝ ΤΟΥ ΤΕΛΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ .....	88
5.2.6.	ΩΜΙΚΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΤΟΥ ΤΕΛΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ .....	90
5.3.	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΕΛΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ .....	92
5.4.	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΕΛΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ.....	94
6.	ΤΕΛΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ.....	100
6.1.	ΜΕΛΕΤΗ ΒΕΛΤΙΣΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΥΤΟΝΟΜΙΑΣ .....	100
6.1.1.	ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΚΑΙ ΕΠΙΛΟΓΗ ΤΟΥ ΑΠΟΘΗΚΕΥΤΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ.....	100
6.1.2.	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ.....	109
6.1.3.	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ .....	112
6.2.	ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΩΝ ΠΟΣΟΣΤΩΝ ΚΑΛΥΨΗΣ ΤΗΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ .....	116
	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ .....	120
A.	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α: ΤΡΙΣΔΙΑΤΑΤΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΟΙΚΙΣΜΟΥ ΨΕΡΙΜΟΥ ΚΑΙ ΚΙΝΗΣΗΣ ΗΛΙΟΥ ΜΕΣΩ SketchUp.....	121
B.	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β: ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ SketchUp: Skelion .....	124
Γ.	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ: ΤΕΧΝΙΚΟ ΦΥΛΛΑΔΙΟ ΤΟΥ ΕΠΙΛΕΓΜΕΝΟΥ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΥ ΠΛΑΙΣΙΟΥ	131
	ΑΝΑΦΟΡΕΣ .....	133

## ΣΥΝΟΨΗ

Η παρούσα μελέτη αποτελεί την διπλωματική εργασία για την ολοκλήρωση των προπτυχιακών σπουδών της σχολής των Μηχανολόγων Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου. Επικεντρώνεται στην έρευνα της βέλτιστης αξιοποίησης του ηλιακού δυναμικού της Νήσου Ψερίμου, η οποία ανήκει στον δήμο Καλύμνου, με σκοπό την όσο μεγαλύτερη γίνεται κάλυψη των ηλεκτρικών καταναλώσεων του μοναδικού οικισμού της μέσω της χρήσης φωτοβολταϊκών πλαισίων και συσσωρευτών.

Στην παρούσα κατάσταση οι καταναλώσεις της Νήσου Ψερίμου τροφοδοτούνται από το εργοστάσιο ΑΣΠ Κω με τη χρήση υποβρύχιων καλωδίων. Το εργοστάσιο αυτό αξιοποιεί συμβατικά καύσιμα, όπως ντίζελ και μαζούτ. Ως αποτέλεσμα, παράγονται αρκετοί τόνοι ρυπογόνων ουσιών βλάπτοντας το τοπικό περιβάλλον στην Κω και επίσης η Ψερίμος χαρακτηρίζεται ως ενεργειακά εξαρτημένη από τα συμβατικά καύσιμα. Η ονομαστική ισχύς του εργοστασίου αυτού είναι συγκεκριμένη και κρίνεται ανεπαρκής όταν για κάποιες μέρες της θερινής περιόδου εν μέσω τουρισμού η ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια ξεπερνά την δυναμικότητά του.

Τα δύο αυτά σημαντικά προβλήματα μπορούν να λυθούν μέσω τόσο της εγκατάστασης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας όσο και της δυνατότητας διασύνδεσης των νησιών της Δωδεκανήσου με την ηπειρωτική Ελλάδα. Η διασύνδεση των νησιών της Ελλάδας αποτελεί ένα τεράστιο έργο σε σημασία, το οποίο ωθεί όλα τα νησιά στην τοποθέτηση ΑΠΕ και στην συνεργασία τους όταν υπάρχει τοπική ανάγκη σε περίπτωση που σε κάποιο άλλο νησί η παραγόμενη ενέργεια περισσεύει. Το έργο αυτό εν έτει 2023 βρίσκεται σε προχωρημένο στάδιο κυρίως για τα νησιά των Κυκλάδων και της Κρήτης και προγραμματίζεται μέχρι το τέλος της δεκαετίας να έχει διασυνδέσει όλα τα νησιά της Δωδεκανήσου.

Με την παρούσα εργασία εξετάζονται δύο βασικές περιπτώσεις. Αφού ολοκληρωθεί η προδιαστασιολόγηση του συστήματος με χρήση της ισχύος αιχμής μέσω του λογισμικού PVsyst, υπολογίζεται ένα σύστημα χωρίς συσσωρευτές ονομαστικής τάσης 604 KW. Για τον υπολογισμό του συστήματος αυτού γίνεται αναλυτική επεξήγηση των κλιματικών δεδομένων της Ψερίμου, της επιλογής της τοποθεσίας εγκατάστασης των φωτοβολταϊκών πλαισίων και όλων των παραμέτρων του λογισμικού PVsyst. Οι παράμετροι αυτές περιλαμβάνουν τον προσανατολισμό και την κλίση των πλαισίων, την εισαγωγή του είδους και πλήθους των πλαισίων και των inverter, καθώς και της διάταξής τους στο χώρο, την περιγραφή των καταναλώσεων του οικισμού, τον υπολογισμό των αναλυτικών απωλειών του συστήματος και των σκιάσεων και τέλος την οικονομική ανάλυση του συστήματος. Στη συνέχεια, στο σύστημα αυτό τοποθετούνται συσσωρευτές με σκοπό την αύξηση του ποσοστού κάλυψης των ηλεκτρικών καταναλώσεων του οικισμού. Εξετάζεται το είδος, το πλήθος και η διάταξη των συσσωρευτών στο χώρο και τον τρόπο που επιδρά στα ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα. Στο τέλος γίνεται μία παραμετρική έρευνα στην οποία συγκρίνονται για κάποια βασικά ενεργειακά και οικονομικά μεγέθη τα δύο συστήματα, καθώς και επιπλέον τρία διαφορετικής χωρητικότητας μπαταριών. Το σύστημα χωρίς μπαταρίες υπολογίζεται τελικά στα 604 kW ονομαστικής, εγκατεστημένης ισχύος όντας η φθηνότερη δυνατή λύση με υψηλό ποσοστό κάλυψης της κατανάλωσης, ενώ για το σύστημα με μπαταρίες αν και υπολογίστηκε ένα σύστημα 604 kW με 414 μπαταρίες που προσφέρει 94% κάλυψη τελικά πραγματοποιήθηκε παραμετρική ανάλυση, ώστε να προκύψει η βέλτιστη λύση μετά από σύγκριση. Η οικονομικά αποδοτικότερη λύση με μπαταρίες που προσφέρει και υψηλό ποσοστό κάλυψης προέκυψε το σύστημα με τις 20 μπαταρίες και το 51% του ποσοστού κάλυψης της κατανάλωσης.

Για τη μελέτη αυτή χρησιμοποιήθηκαν τα λογισμικά PVsyst, SketchUp και διάφορων εξωτερικών επεκτάσεών του, SketchUp Layout και Excel. Δεν υπήρχε η δυνατότητα συλλογής δεδομένων των ηλεκτρικών καταναλώσεων από την ΔΕΗ και για αυτόν το λόγο τα δεδομένα αυτά παραχωρήθηκαν από ιδιώτες της Ψερίμου και μετά από έρευνα στο διαδίκτυο.

## ABSTRACT

This research is the thesis for the completion of the NTUA's Bachelor of Mechanical Engineering. It aims on the study of the optimum way the island of Pserimos's potential solar energy can be exploited in order to gain maximum coverage of the sole settlement's electrical consumption with the use of PV panels and batteries.

Currently, Pserimos's coverage of its consumption is the responsibility of the local power station of Kos using underwater wiring. The station's fuel consists of diesel and mazut. As a result a vast amount of pollutants are unleashed into the local environment and also Pserimos is restricted to being energy-dependent on conventional fuels. The station's nominal capacity is fixed and is considered inadequate when for a few days per year, mainly during summer when tourism peaks, the electrical needs far outweigh the electrical production.

It is imperative that these 2 problems of great significance are solved. The solution consists of the installation of renewable energy technologies and the completion of the Greek islands interconnection. Island interconnections promotes the exploitation of renewable energy resources and the exchange of energy when there is surplus in some islands and a deficit in others. As in 2023 the islands of Cyclades and Crete are in an advanced level of interconnection and is estimated that by the end of 2030 the vast majority of the Greek islands will be fully interconnected.

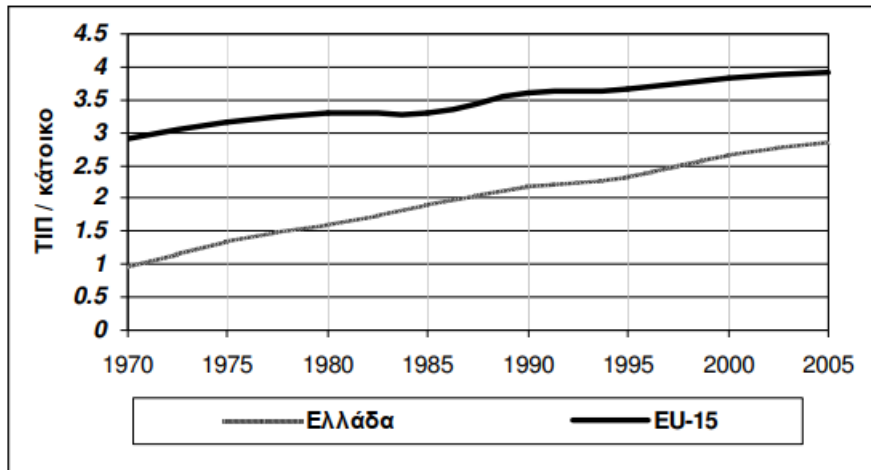
In this study 2 scenarios are tested. After the presetting of the main system is completed with a nominal capacity of the estimated peak power using the PVsyst software, a final system is calculated at a nominal capacity of 604 kW without batteries. As a first step in preparing the final simulation the local weather is analyzed and inserted in PVsyst and the appropriate location for the installation is chosen. Then, various PVsyst parameters are adjusted such as the definition of the azimuth angle and inclination of the PV modules, the choice of the suitable model and number of PV modules and inverters and their layout on the field, the analysis of the local electrical consumption, the computation of the analytical losses and shading factor and the economical evaluation of the system. The next scenario involves the inclusion of batteries within the system in order to increase the percentage of the electrical consumption's coverage. The model, number and layout of the batteries is studied as well as their effect on the energy and economical aspects of the system. In the end, a comparison between the 2 scenarios in addition to 3 more of disparate battery capacity is analyzed involving energy and financial differences.

For this study the used softwares are: PVsyst, SketchUp and its external extensions, SketchUp Layout and Excel. The island of Pserimos's electrical consumption values could not be obtained by ΔΕΗ, the local energy producer, and therefore they were collected with the help of local resident's enterprises and the internet.

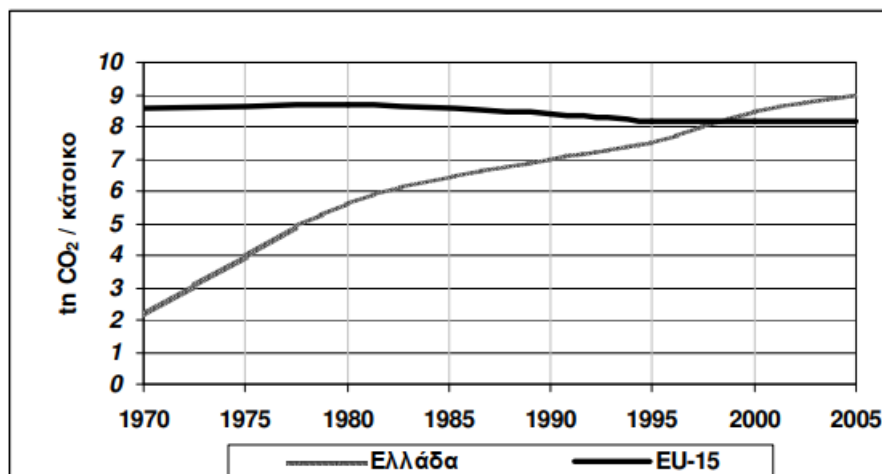
## 1. ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

### 1.1. ΙΣΤΟΡΙΚΗ ΑΝΑΔΡΟΜΗ

Μέχρι και τις αρχές του 21<sup>ου</sup> αιώνα οι εκπομπές CO<sub>2</sub> στην Ελλάδα ήταν ανοδικές. Η ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα ήταν μέχρι και τα τελευταία χρόνια πλήρως εξαρτημένη με τα εθνικά αποθέματα λιγνίτη, ένα ενεργειακά φτωχό και άκρως ρυπογόνο καύσιμο. Παράλληλα λόγω της εκθετικής προόδου της τεχνολογίας και της βελτίωσης των συνθηκών ζωής η ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια αυξανόταν συνεχώς. Συνεπώς, η ανάγκη της πρωτογενούς ενέργειας του λιγνίτη εντεινόταν οδηγώντας σε ολοένα και μεγαλύτερη άνοδο των ρύπων [1].



Διάγραμμα 1-1: Ανά κάτοικο κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας κατά τα τέλη του 20<sup>ου</sup> και τις αρχές του 21<sup>ου</sup> αιώνα



Διάγραμμα 1-2: Παραγωγή CO<sub>2</sub> ανά κάτοικο κατά τα τέλη του 20<sup>ου</sup> και τις αρχές του 21<sup>ου</sup> αιώνα

Ήταν προφανής λοιπόν η ανάγκη για τη λήψη των απαραίτητων μέτρων που θα αντιμετώπιζαν την ανοδική πορεία της έκλυσης του CO<sub>2</sub>, ώστε να καταπολεμηθεί η κλιματική αλλαγή που ήδη είχε αρχίσει να αφήνει το στίγμα της. Τα μέτρα αυτά απαρτίζονται κατά κύριο λόγο από την ένταξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) στον ελληνικό χάρτη ενέργειας.

Η πρώτη, πραγματική απόπειρα ένταξης των ΑΠΕ πραγματοποιήθηκε το 1994 μέσω του νόμου 2244/94, ο οποίος επιτρέπει στους επενδυτές να αποκτήσουν κερδοφόρα αποτελέσματα μέσω της αξιοποίησης των ΑΠΕ. Χάρη στον νόμο αυτόν ξεκίνησαν επενδυτικές απόπειρες για μικρά υδροηλεκτρικά και αιολικά έργα από ιδιωτικές εταιρίες. Συγκεκριμένα, ρυθμίστηκαν τα τιμολόγια σε αποδεκτές τιμές και εμφανίστηκαν οι βάσεις για μία ισχυρή σχέση μεταξύ των ιδιωτών και της ΔΕΗ, καθώς

και οι δύο πλευρές θα γνωρίζουν εκ των προτέρων τους όρους συνεργασίας και παράλληλα θα υπογράφονται συμβόλαια 10ετους διάρκειας, αρκετά για να προκύψει οικονομικό όφελος για τον ιδιώτη. Τέλος, ορίστηκε και τιμή πώλησης της πλεονάζουσας ενέργειας στο δίκτυο [1].

Ο νόμος 2773/1999 απελευθερώνει την αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας. Ο νόμος αυτός προβλέπει τη σύσταση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) υπό την επίβλεψη του Υπουργείου Ανάπτυξης, του Διαχειριστή του ηλεκτρικού ρεύματος υπό την επίβλεψη της ΡΑΕ, την απελευθέρωση της παραγωγής και της εκμετάλλευσης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τις ΑΠΕ και τη μετατροπή της ΔΕΗ σε ανώνυμη εταιρία [2].

Ο νόμος 2941/2001 πραγματοποίησε βελτιώσεις στους ήδη υπάρχοντες νόμους και διευκόλυνε ακόμα περισσότερο τη γραφειοκρατία της κατασκευής των ΑΠΕ. Οι ΑΠΕ πλέον θεωρούνται μεγάλα έργα υποδομής δημοσίου συμφέροντος, καταργεί την έκδοση άδειας οικοδομής για την εγκατάσταση ηλιακών και αιολικών συστημάτων (εξαιρουμένου των απαραίτητων έργων του πολιτικού μηχανικού) και βελτιώνει την διαδικασία περιβαλλοντικής αδειοδότησης [1].

Ο νόμος 3468/2006 εισήγαγε στο ελληνικό δίκαιο τις οδηγίες (Οδηγία 2001/77/ΕΚ) του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των ΑΠΕ, όρισε συμφέρουσες για τους ιδιώτες τιμές €/MWh εγκατεστημένη για τα φωτοβολταϊκά συστήματα και επέτρεψε τις επιδοτήσεις για ανάπτυξη των συστημάτων αυτών από ιδιώτες [1].

Ο νόμος 2323/2009 εκκινεί ένα δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης μικρών φωτοβολταϊκών σε κτήρια [3].

Ο νόμος 3851/2010 τοποθέτησε το ελληνικό κράτος πλήρως στο παιχνίδι των ΑΕΠ λόγω της αλματώδους επίδρασης της κλιματικής αλλαγής στο περιβάλλον και στην κοινωνία. Ο νόμος αυτός όρισε δεσμευτικούς στόχους μέχρι το 2020, οι οποίοι αναφέρουν 20% συμμετοχή των ΑΠΕ στο εθνικό δίκτυο, 40% συμμετοχή των ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, 20% συμμετοχή για ψύξη και θέρμανση και 10% συμμετοχή για μεταφορές. Βελτιώθηκαν τα τιμολόγια για τη γεωθερμία και την βιομάζα. Αξίζει να σημειωθεί ότι πλέον έχει γίνει αντιληπτή η συνεισφορά των ΑΠΕ στην αντιμετώπιση των σύγχρονων περιβαλλοντικών ζητημάτων και για αυτό το λόγο οι ΑΠΕ πλέον θεωρούνται απολύτως απαραίτητη προτεραιότητα ενεργειακά και περιβαλλοντικά. Παράλληλα, απλοποιήθηκε η διαδικασία κατασκευής μικρών εγκαταστάσεων ΑΠΕ από ιδιώτες πολίτες. Ιδιαίτερα για τα φωτοβολταϊκά ορίστηκε η σταδιακή μείωση των τιμολογίων όπως φαίνεται στον πίνακα 1-1 (ο πίνακας αυτός αποτελεί την τελική μορφή, καθώς διορθώθηκε το 2013):

	Διασυνδεδεμένο		Μη Διασυνδεδεμένο
	A	B	Γ
	>100kW	≤100kW	(ανεξαρτήτως ισχύος)
2013 Φεβρουάριος	95,00	120,00	100,00
2013 Αύγουστος	95,00	120,00	100,00
2014 Φεβρουάριος	90,00	115,00	95,00
2014 Αύγουστος	90,00	115,00	95,00
Για κάθε έτος ν από το 2015 και μετά	1,1κμΟΤΣ <sub>ν-1</sub>	1,2κμΟΤΣ <sub>ν-1</sub>	1,1κμΟΤΣ <sub>ν-1</sub>

Πίνακας 1-1: Τιμολόγηση φωτοβολταϊκών πάρκων για κάθε έτος σύμφωνα με τον νόμο 3851/2010 (διόρθωση του 2013)



Ο νόμος 24461/2015 καθορίζει τους όρους και τις προϋποθέσεις για την αυτοπαραγωγή με ενεργειακό συμψηφισμό (net-metering) [3].

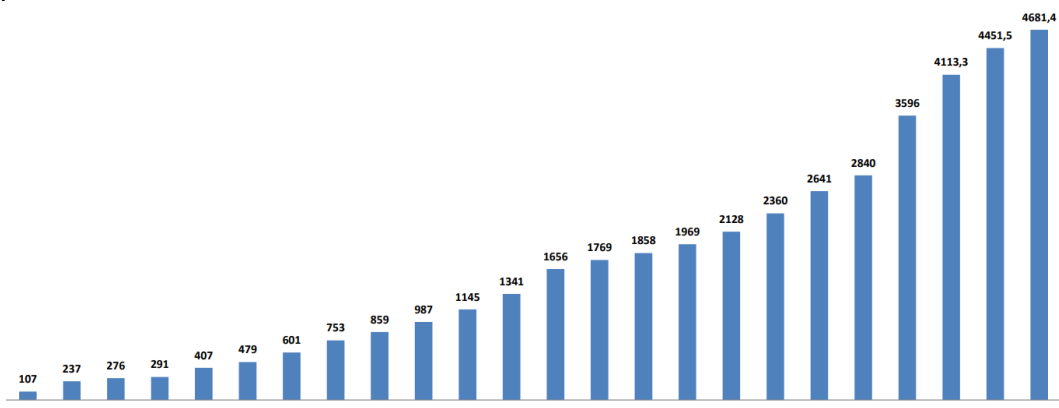
Ο νόμος 4414/2016 [4] ενσωμάτωσε περαιτέρω τις ΑΠΕ στη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με απώτερο σκοπό το κέρδος τόσο της κοινωνίας όσο και του καταναλωτή. Ορίστηκε Τιμή Αναφοράς ανά τυπικό έργο κάθε τεχνολογίας ΑΠΕ συναρτήσει του κόστους κατασκευής και λειτουργίας και του συντελεστή χωρητικότητα. Η Τιμή Αναφοράς για τα ανεπτυγμένα αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα προκύπτει μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας με στόχο τη μείωση του κόστους για τους καταναλωτές. Οι επιτυχημένες προσπάθειες στην διαδικασία θα λαμβάνουν λειτουργική ενίσχυση.

Ο νόμος 4643/2019 δίνει την δυνατότητα στους σταθμούς ΑΠΕ να διαχειρίζονται άμεσα την χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρισμού.

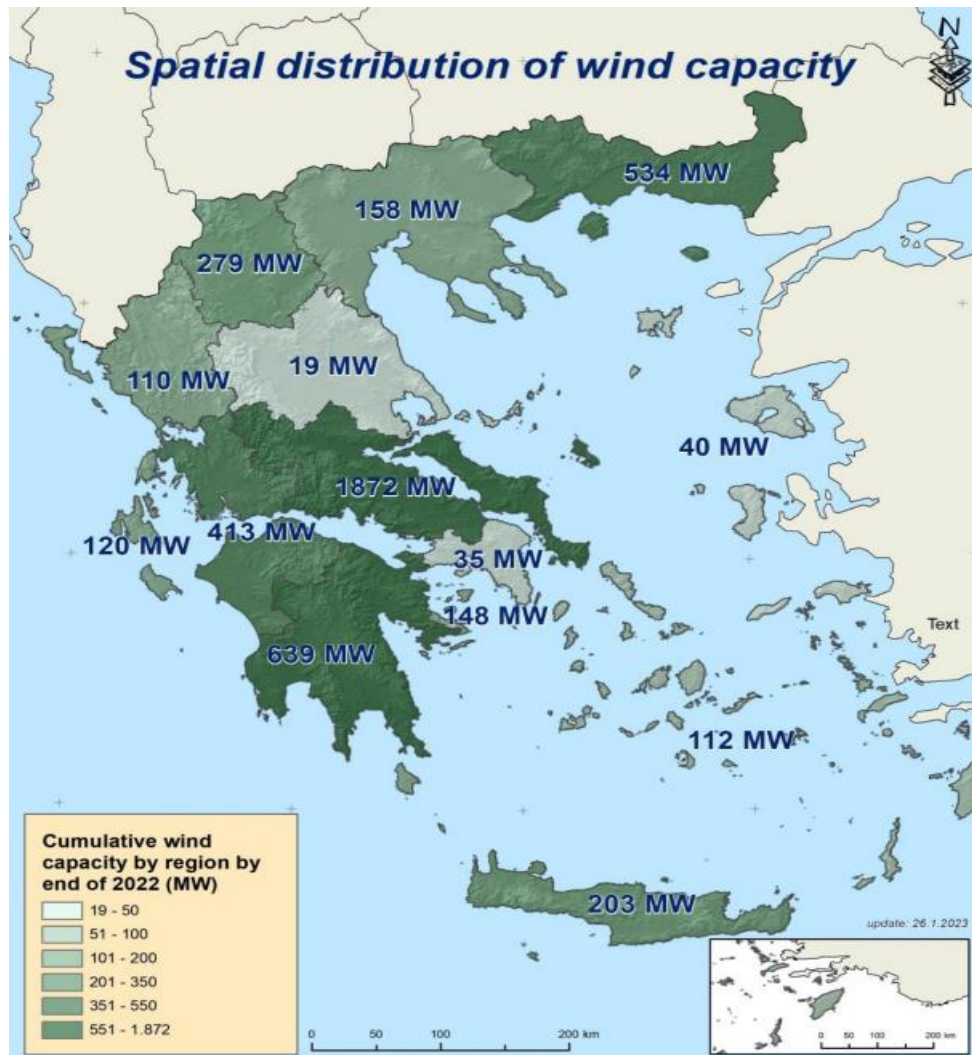
Εν έτη 2022 το ελληνικό κράτος έχει εισάγει πλήρως τη συμμετοχή των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο [5]. Το 2022 παράχθηκαν 23667 GWh από ΑΠΕ ξεπερνώντας την παραγωγή από τα συμβατικά καύσιμα όπως ορυκτό έλαιο και λιγνίτη (23534 GWh). Στατιστικά, καλύφθηκε το 46,7% της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από τις ΑΠΕ, 35,4% από το φυσικό αέριο και 11% από λιγνίτη. Η εγκατεστημένη ισχύ για το 2022 έφτασε τα 10340 MW από τα οποία τα 4570 MW είναι αιολικά και τα 4895 MW φωτοβολταϊκά. Η αυξημένη παραγωγή λόγω φωτοβολταϊκών ανέβασε την Ελλάδα στην δεύτερη θέση πανευρωπαϊκά με 12,6% πίσω από την Ολλανδία και κατά την περίοδο 2018-2022 η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών στη χώρα αυξήθηκε κατά 110% και των αιολικών κατά 70%, ποσοστά σημαντικά μεγαλύτερα από το μέσο όρο στην ΕΕ με 92% και 30% αντίστοιχα. Αξίζει να σημειωθεί ότι για 5 ώρες εντός μίας ημέρας (7/10/2022) σύμφωνα με τον ΑΔΜΗΕ η κατανάλωση καλύφθηκε πλήρως με 100% από ΑΠΕ μαρτυρώντας την σταδιακή πρόοδο προς ανεξαρτητοποίηση από τα συμβατικά καύσιμα [5].

## 1.2. ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Το 1999 η συνεισφορά της αιολικής ενέργειας στο δίκτυο ήταν τελείως ασήμαντη με μόλις 107 MW, ενώ μέχρι το 2022 η εγκατεστημένη ισχύς έφτασε τα 4570 MW. Στο διάγραμμα 1-3 φαίνεται η προσεγγιστική εγκατεστημένη ισχύς ανά έτος για το χρονικό ορίζοντα 1999-2022. Η HWEA Wind Energy Statistics λαμβάνει υπόψιν και την αιολική ισχύ, η οποία βρίσκεται σε δοκιμαστική φάση και για αυτό προκύπτει για το 2022 για παράδειγμα τιμή (4681 MW) μεγαλύτερη από τα 4570 MW που αναλύθηκαν παραπάνω [6].



Διάγραμμα 1-3: Προσεγγιστική εγκατεστημένη αιολική ισχύς ανά έτος για την περίοδο 1999-2022



Εικόνα 1-1: Κατανομή εγκατεστημένης αιολικής ενέργειας ανά περιοχή για το έτος 2022

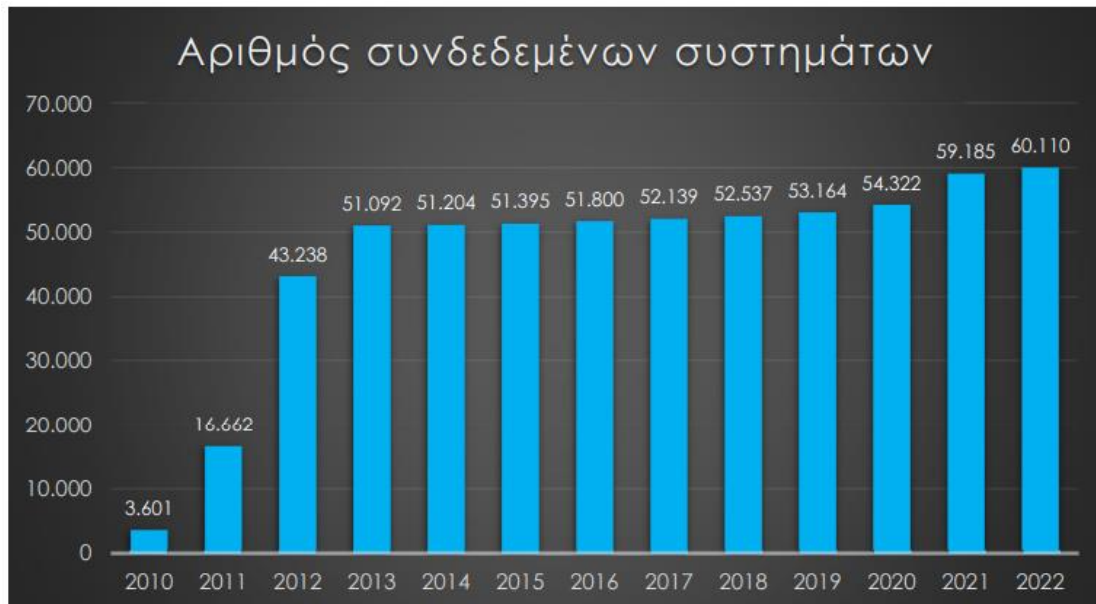
Παρατηρείται ότι η Στερεά Ελλάδα, η Πελοπόννησος και η Θράκη διαθέτουν τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη αιολική ισχύ με τα νησιά του Αιγαίου και του Ιονίου να λαμβάνουν αρκετά μικρότερη.

### 1.3. ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Στο διάγραμμα 1-4 φαίνεται πώς αυξήθηκε η ετήσια εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών ανά έτος για την περίοδο 2010-2022 σύμφωνα με την HELAPCO [3]. Ομοίως με τα αιολικά τις χρονιές πλησιέστερα στο 2000 η συνεισφορά των ηλιακών είναι ασήμαντη, ενώ παρουσιάζεται μια δραματική άνοδος αμέσως μετά το 2010 λόγω της απλουστευμένης διαδικασίας απόκτησης άδειας που όρισε ο νόμος 3851/2010 και ουσιαστικά επέτρεψε την εκκίνηση της αγοράς φωτοβολταϊκών.

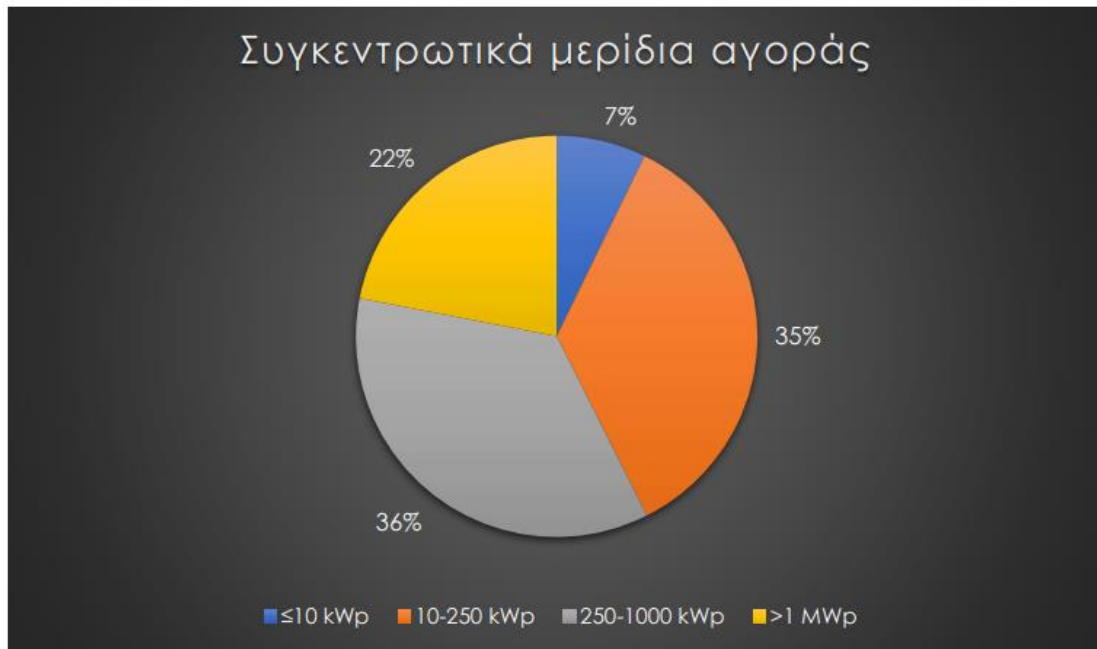


Διάγραμμα 1-4: Ετήσια εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών για την περίοδο 2010-2022



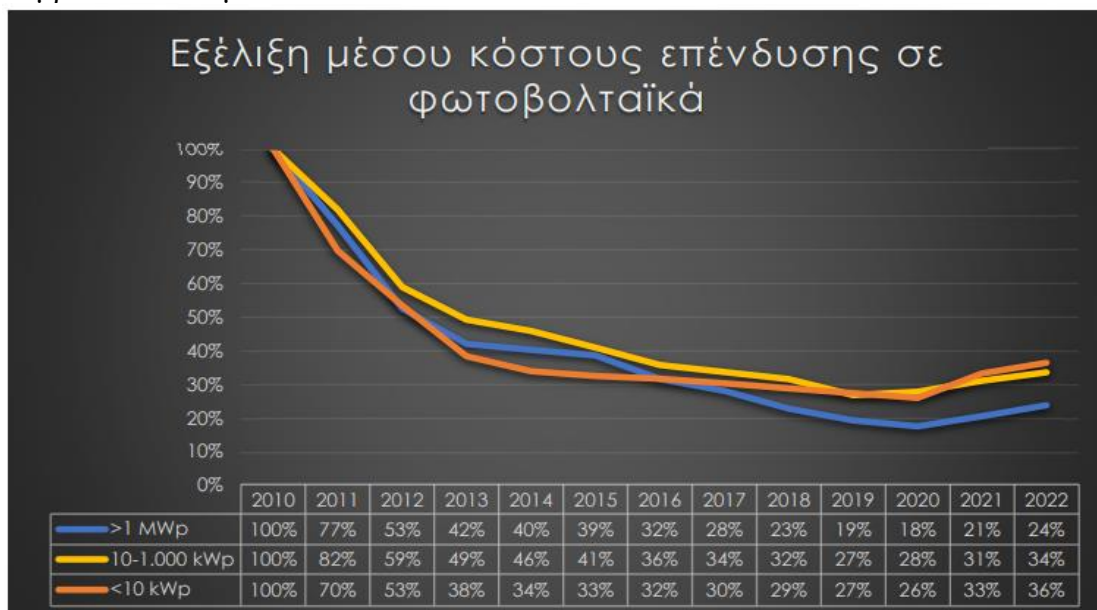
Διάγραμμα 1-5: Πλήθος διαφορετικών συστημάτων ανά έτος για την περίοδο 2010-2022

Παρατηρείται ένα πολύ μεγάλο πλήθος διαφορετικών φωτοβολταϊκών συστημάτων σε κάθε έτος. Αυτό γιατί τα φωτοβολταϊκά αποτελούν την φτηνότερη και χωροταξικά προτιμητέα επιλογή από μικρούς ιδιώτες και πολίτες, οι οποίοι έχουν την δυνατότητα να εγκαταστήσουν ένα φωτοβολταϊκό σύστημα ακόμα και στην οροφή της οικίας τους.



Διάγραμμα 1-6: Κατανομή μεγέθους εγκατεστημένης φωτοβολταϊκής ισχύος για το 2022

Παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος για το 2022 το λαμβάνουν συστήματα μεγάλου μεγέθους. Το ποσοστό αυτό αποτελεί δείγμα ότι η πολιτεία αποσκοπεί να ανεξαρτητοποιήσει συλλογικά την ελληνική κοινωνία από τα συμβατικά καύσιμα.



Διάγραμμα 1-7: Εξέλιξη του μέσου κόστους επένδυσης σε φωτοβολταϊκά για την περίοδο 2010-2022

Εν έτη 2022 το κόστος επένδυσης στα φωτοβολταϊκά έχει ελαχιστοποιηθεί στο 24% της αρχικής τιμής του 2010. Η πρόσφατη αύξηση τα τελευταία 2 χρόνια οφείλεται στην εμφάνιση των οικονομικών επιπτώσεων της πανδημίας COVID-19 που έπληξε ολόκληρο τον πλανήτη.

#### 1.4. ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΝΗΣΙΩΝ

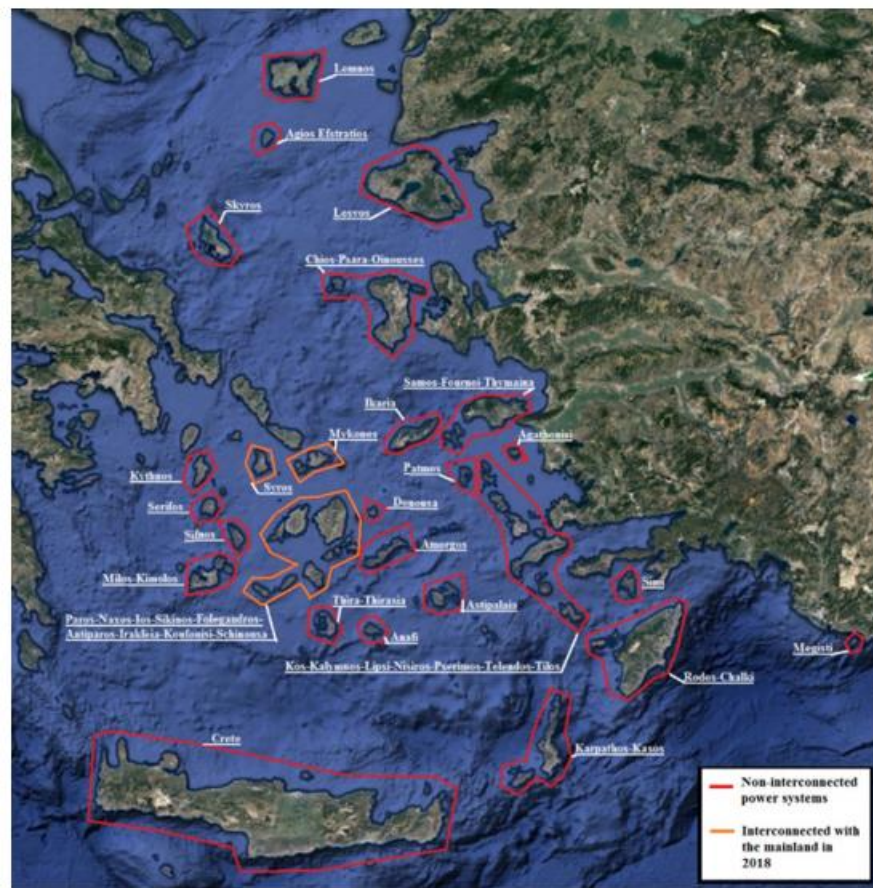
Προκειμένου τα ελληνικά νησιά να αποκτήσουν ουσιαστική ενεργειακή αυτονομία δεν αρκεί μόνο η διευρυμένη τοποθέτηση ΑΠΕ, αλλά και η διασύνδεση μεταξύ τους

σε ένα ενιαίο ηλεκτρικό δίκτυο μέσω του οποίου η περίσσεια παραγόμενης ενέργειας από ένα νησί θα μπορεί να μεταφέρεται στο τοπικό δίκτυο ενός άλλου νησιού, το οποίο εκείνη τη στιγμή χρειάζεται ενέργεια.

Ως Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) χαρακτηρίζονται τα ελληνικά νησιά των οποίων το Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας δεν συνδέεται με το κεντρικό δίκτυο της ηπειρωτικής χώρας [7]. Στην παρούσα φάση έχουν ολοκληρωθεί οι 3 φάσεις διασύνδεσης των νησιών των Κυκλάδων, της Κρήτης και της Σκιάθου. Σε κάθε φάση της διασύνδεσης των Κυκλάδων προστίθενται νέα νησιά στα Διασυνδεδεμένα [8]:

- Α' φάση: σύνδεση Σύρου με το Λαύριο και διασύνδεση Πάρου, Μυκόνου και Τήνου
- Β' φάση: Σύνδεση Πάρου με την Νάξο και Νάξου με την Μύκονο
- Γ' φάση: Δεύτερη σύνδεση Σύρου με το Λαύριο

Τα εναπομείναντα ΜΔΝ συνεχίζουν να τροφοδοτούνται με ηλεκτρικό ρεύμα από συμβατικούς, τοπικούς σταθμούς παραγωγής με χρήση πετρελαίου, μαζούτ και ντίζελ. Υπάρχουν βέβαια και οι τοπικές εγκαταστάσεις ΑΠΕ, οι οποίες απλά δεν έχουν διασυνδεθεί. Τα ΜΔΝ αποτελούνται από 29 αυτόνομα συστήματα εκ των οποίων τα 19 έχουν αιχμή ζήτησης 10 MW, τα 8 έχουν 10 MW με 100 MW και τα 2 μεγαλύτερα (Κρήτη και Ρόδος) έχουν άνω των 100 MW.



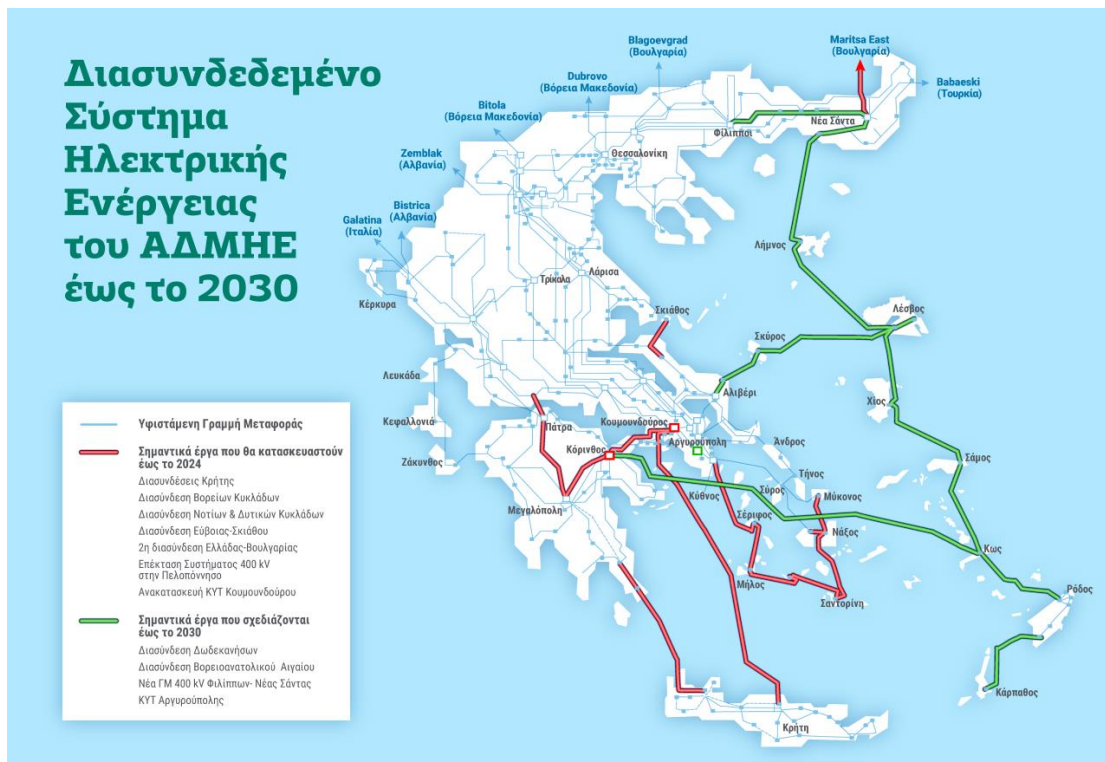
Εικόνα 1-2: Διασυνδεδεμένα (μέχρι το 2018) και Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

Η διασύνδεση των νησιών αποσκοπεί:

- στην βελτιστοποίηση της ενεργειακής σταθερότητας και του εφοδιασμού
- στη σταδιακή απεξάρτηση από τα συμβατικά καύσιμα και τη μείωση των ρυπογόνων μονάδων καύσης τους και των παραγόντων καυσαερίων
- στη μείωση του τρέχοντος υψηλού κόστους παραγωγής ενέργειας

- στην πλήρη αξιοποίηση των τοπικών δυναμικών των ΑΠΕ, τα οποία λόγω χωροταξικών, νομοθετικών κτλ περιορισμών αδυνατούν να συνεισφέρουν 100% στην παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος
- στην δημιουργία νέων θέσεων εργασίας και του περιθωρίου ανάπτυξης νέων, καινοτόμων τεχνολογιών
- στην ικανοποίηση των στόχων που έχει ορίσει το Εθνικό Σχέδιο Δράσης και η Ε.Ε. μέχρι το τέλος του 2030 και του 2050
- στην ικανοποίηση των όλο και αυξανόμενων αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια λόγω της συνεχούς ανόδου της τουριστικής βιομηχανίας

Τα μελλοντικά σχέδια του ελληνικού κράτους για τα ΜΔΝ αφορούν το ήδη προχωρημένο πλάνο για τις Κυκλάδες και την Κρήτη. Στην Κρήτη θα πραγματοποιηθούν 2 διαφορετικές διασυνδέσεις: η πρώτη έχει ήδη ολοκληρωθεί και αφορά τη σύνδεσή της με την Πελοπόννησο και η δεύτερη αφορά τη σύνδεσή της με την Αττική. Σε εξέλιξη βρίσκεται και η διασύνδεση των νησιών του Ιονίου και του Βορειοανατολικού Αιγαίου.



Εικόνα 1-3: Σχέδιο διασύνδεσης των ΜΔΝ έως το 2030

Ένα μεγάλο έργο λαμβάνει χώρα και για την διασύνδεση της Δωδεκανήσου σε 2 φάσεις με βλέψη ολοκλήρωσης το 2027 και 2028 αντίστοιχα. Συγκεκριμένα όλα τα νησιά του Νοτιοανατολικού Αιγαίου, τα οποία αποτελούν τα 6 αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα του νομού (Καρπάθου-Κάσου, Ρόδου – Χάλκης, Σύμης, Κως – Καλύμνου – Ψερίμου – Τελένδου – Νισύρου – Τήλου – Λέρου – Λειψών – Γυαλιού, Πάτμου και Αρκιών – Μαραθιού) θα διασυνδεθούν μέσω υποβρύχιων καλωδίων στο σταθμό μετατροπής στην Κω στο Μαστιχάρι πλησίον του τωρινού ηλεκτρικού σταθμού ΑΣΠ Κω και στη συνέχεια ολόκληρο το δίκτυο θα διασυνδεθεί με σταθμό μετατροπής στο ΚΥΤ Κορίνθου.

Στον πίνακα 1-2 φαίνεται το εκτιμώμενο κόστος του κάθε έργου διασύνδεσης [9]:

Έργο Διασύνδεσης	Κόστος [εκ. €]
Κρήτης – Πελοποννήσου	350
Κρήτης – Αττικής	1000
Κυκλάδων (Δ' φάση)	389
Δωδεκανήσου	1500
Βορειοανατολικού Αιγαίου	885

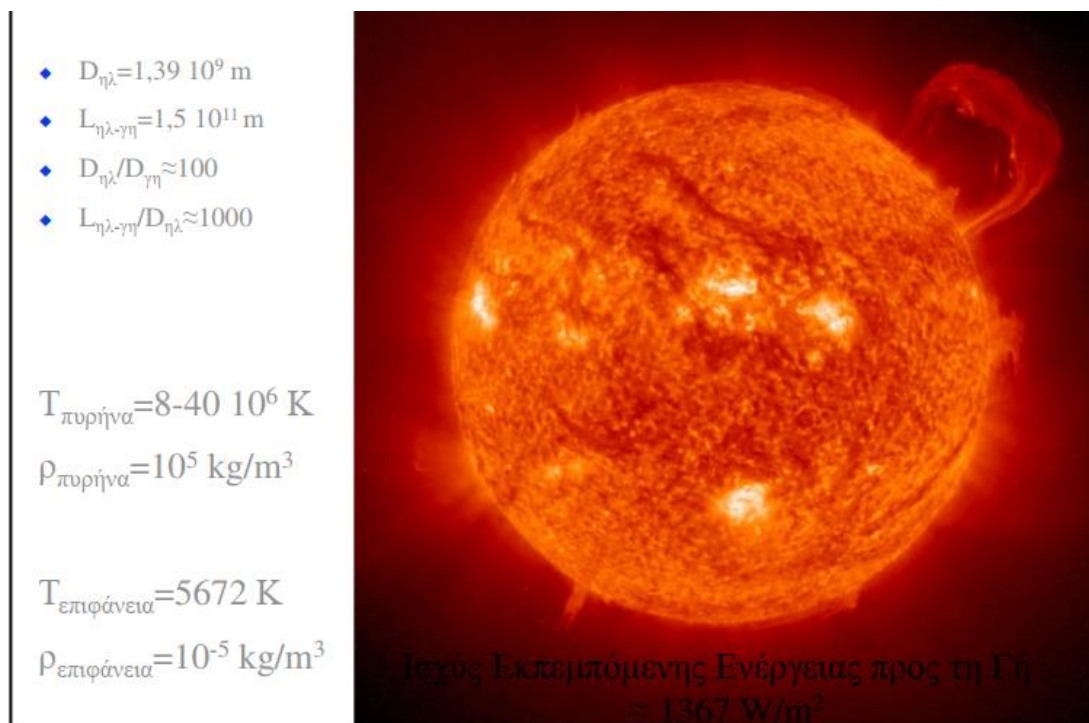
Πίνακας 1-2: Προϋπολογισμός των έργων διασύνδεσης των ΜΑΝ

Αξίζει να σημειωθεί ότι η διασύνδεση Κρήτης – Πελοποννήσου ολοκληρώθηκε το 2020 και συγχρηματοδοτήθηκε από την Ελλάδα και την Ε.Ε. Η Δ' φάση της διασύνδεσης των Κυκλάδων θα ολοκληρωθεί εντός των ετών 2023 και 2024 με συγχρηματοδότηση και πάλι της Ελλάδος και της Ε.Ε.. Η διασύνδεση του Βορειοανατολικού Αιγαίου θα ολοκληρωθεί το 2029 και περιλαμβάνει τα νησιά Σκύρο, Λέσβο, Λήμνο, Χίο, Σάμο με την Εύβοια στα δυτικά, την Θράκη στα βόρεια και την Κω στα νότια.

## 2. ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

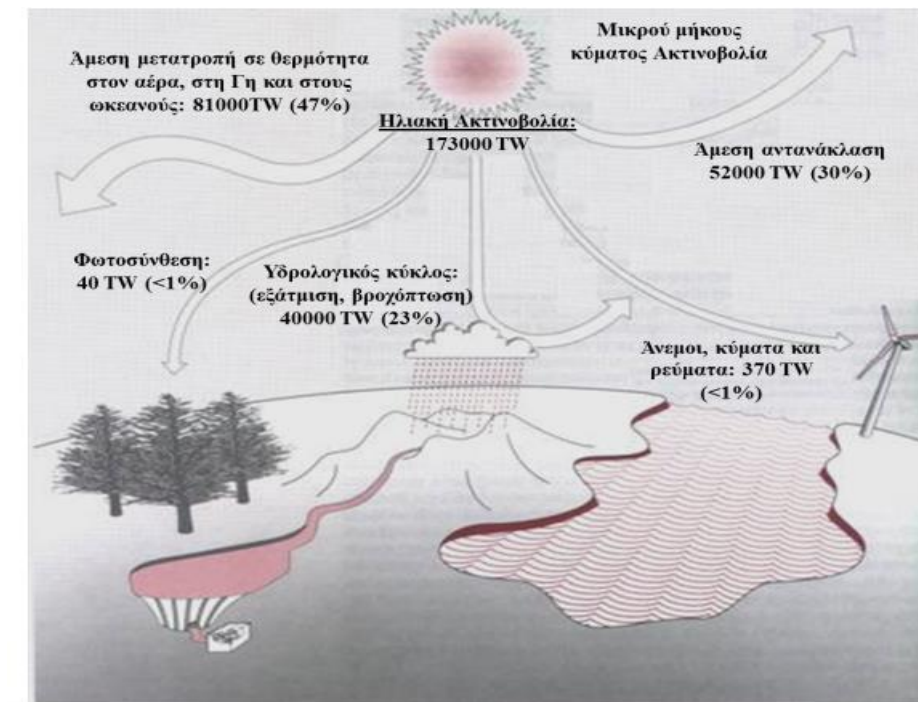
### 2.1. ΒΑΣΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΗΛΙΑΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ

Η πηγή της ηλιακής ενέργειας στην Γη προέρχεται από τον Ήλιο, έναν αστέρα του ηλιακού συστήματος και το λαμπρότερο αντικείμενο στον γήινο ουρανό. Η διάμετρός του είναι έως και 100 φορές μεγαλύτερη από αυτήν της Γης, η θερμοκρασία του πυρήνα του φτάνει τους  $13,6 \cdot 10^6$  K και στην επιφάνειά του τους 5672 K:



Εικόνα 2-1: Βασικά στοιχεία για τον Ήλιο

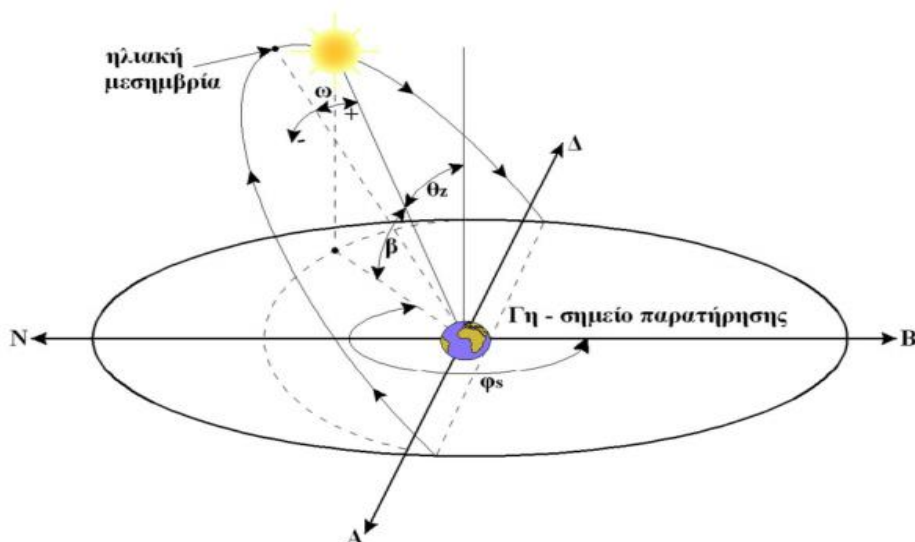
Η ποσότητα της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει στην επιφάνεια της Γης είναι  $1,73 \cdot 10^5$  TW εκ των οποίων το 47% αποδίδεται ως θερμότητα στον αέρα, στο έδαφος και στους ωκεανούς, το 30% αντανακλάται πίσω στο διάστημα, το 1% χρησιμοποιείται για τη φωτοσύνθεση, το 23% για την ολοκλήρωση του υδρολογικού κύκλου και λιγότερο από το 1% για την κίνηση των ανέμων, των κυμάτων και των ρεμάτων.



Εικόνα 2-2: Επίδραση της ηλιακής ακτινοβολίας στο γήινο περιβάλλον

Η ποσότητα της ηλιακής ενέργειας που προσπίπτει πάνω στην επιφάνεια της Γης ανά μονάδα επιφάνειας και χρόνου ονομάζεται irradiance, ισχύς ακτινοβολίας. Ως ηλιακή σταθερά ορίζεται η ενέργεια ανά μονάδα χρόνου που δέχεται εκτός ατμόσφαιρας από τον ήλιο η μονάδα επιφάνειας κάθετης στην διεύθυνση διάδοσης της ακτινοβολίας όταν η απόσταση μεταξύ Γης και Ηλίου λαμβάνει τη μέση τιμή της και είναι:  $G_{sc} = 1353 \text{ W/m}^2$  [10].

Για την κατάλληλη αξιοποίηση της ηλιακής ακτινοβολίας ορίζονται ορισμένα γεωμετρικά μεγέθη σε σχέση με την κίνηση του ήλιου [10]:



Εικόνα 2-3: Αποτύπωση μερικών γεωμετρικών μεγεθών που συσχετίζονται με τον ήλιο

- Γωνία ζενίθ ( $\theta_z$ ): γωνία μεταξύ της κατακορύφου και ευθείας όρασης του ηλίου
- Ηλιακό ύψος ( $90^\circ - \theta_z$ ): γωνία μεταξύ της ευθείας όρασης του ηλίου και της προβολής της στο οριζόντιο επίπεδο

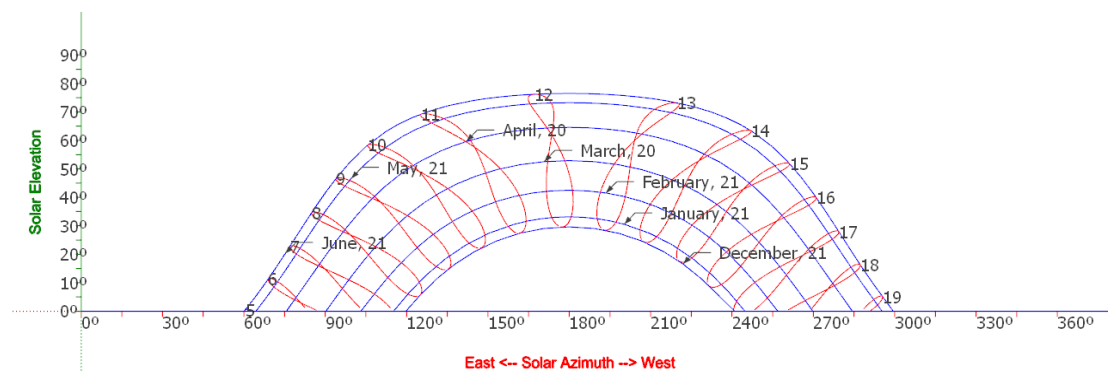


- Αζιμουθιακή κατεύθυνση ( $\gamma$ ): γωνία μεταξύ της προβολής της καθέτου της επιφάνειας πάνω στο οριζόντιο επίπεδο και τη νότια κατεύθυνση
- Κλίση επιπέδου ( $\beta$ ): γωνία μεταξύ μίας επίπεδης επιφάνειας κα του οριζόντιου επιπέδου
- Ωριαία γωνία ( $\omega$ ): γωνιακή μετατόπιση του ήλιου ως προς το μεσημβρινό λόγω της περιστροφής της γης γύρω από τον άξονά της
- Ηλιακή απόκλιση ( $\delta$ ): γωνιακή θέση του ήλιου στο ηλιακό μεσημέρι ως προς το επίπεδο του ισημερινού και λαμβάνει τιμές όπως φαίνεται στον πίνακα 2-1 ανάλογα με τη χαρακτηριστική ημέρα κάθε μήνα:

μήνας	ημέρα μήνα	τιμές μέσης ημέρας μήνα		
		ημέρα	ημέρα έτους	ηλιακή απόκλιση $\delta$
Ιανουάριος	i	17	17	-20.9
Φεβρουάριος	31 + i	16	47	-13.0
Μάρτιος	59 + i	16	75	-2.4
Απρίλιος	90 + i	15	105	9.4
Μάιος	120 + i	15	135	18.8
Ιούνιος	151 + i	11	162	23.1
Ιούλιος	181 + i	17	198	21.2
Αύγουστος	212 + i	16	228	13.5
Σεπτέμβριος	243 + i	15	258	2.2
Οκτώβριος	273 + i	15	288	-9.6
Νοέμβριος	304 + i	14	318	-18.9
Δεκέμβριος	334 + i	10	344	-23.0

Πίνακας 2-1: Ηλιακή απόκλιση ανά μήνα

Η θέση του ήλιου ως προς μία συγκεκριμένη γεωγραφική τοποθεσία αποτυπώνεται σε ηλιακούς χάρτες:



Διάγραμμα 2-1: Ηλιακός χάρτης νήσου Ψερίμου (εξαγωγή από το εργαλείο Skelion του λογισμικού SketchUp)

Κατά την παρούσα μελέτη θα παρουσιαστούν αναλυτικότεροι ηλιακοί χάρτες και τρισδιάστατοι μέσω SketchUp.

Η ακτινοβολία χωρίζεται σε 2 κατηγορίες, την άμεση και την διάχυτη. Η άμεση ακτινοβολία είναι το τμήμα της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει στη Γη χωρίς να διασκορπιστεί εντός της ατμόσφαιρας. Για τις ωριαίες τιμές χρησιμοποιείται το σύμβολο I και για τις ημερήσιες το H και συμβολίζεται η άμεση με τον δείκτη b.

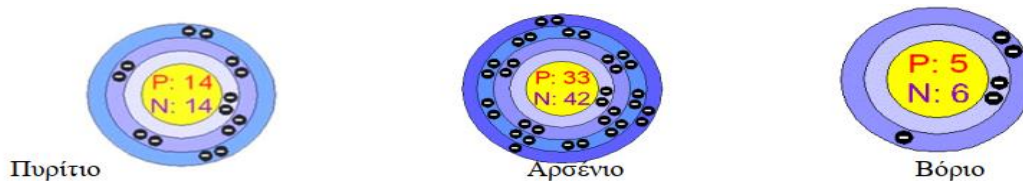
Η διάχυτη ακτινοβολία είναι το μέρος της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει στην Γη μετά από τον διασκορπισμό της στην ατμόσφαιρα και συμβολίζεται με το δείκτη d.

Η ολική ακτινοβολία είναι το άθροισμα της άμεσης και της διάχυτης και η ακτινοβολία κάθετης επιφάνειας ορίζεται ως την ακτινοβολία που δέχεται επίπεδο κάθετο στις ηλιακές ακτίνες.

## 2.2. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΠΛΑΙΣΙΑ

Η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από την ηλιακή μέσω των κελιών που περιέχονται στα φωτοβολταϊκά πλαίσια αξιοποιώντας το φαινόμενο του ζωνικού χάσματος. Το χάσμα ζώνης είναι η ενεργειακή διαφορά μεταξύ της ζώνης σθένους, στην οποία τα ηλεκτρόνια λαμβάνουν μέρος στο σχηματισμό ενώσεων και της ζώνης αγωγιμότητας, στην οποία τα ηλεκτρόνια μεταπηδούν όταν αποκτήσουν την κατάλληλη ενέργεια και μπορούν πλέον να κινηθούν ελεύθερα. Το μέγεθος του χάσματος ζώνης διαφέρει ανά υλικό.

Ένα φωτοβολταϊκό στοιχείο (κελί) αποτελείται από το συνδυασμό 2 λεπτών στρωμάτων διαφορετικών ημιαγωγών, τους p-type και n-type κατασκευαζόμενοι συνήθως από πυρίτιο. Οι n-type δομούνται από κρυσταλλικό πυρίτιο με μικρές ποσότητες προσμίξεων όπως φωσφόρου με σκοπό να υπάρχει περίσσεια ηλεκτρονίων. Οι p-type δομούνται και αυτοί με κρυσταλλικό πυρίτιο αλλά με περισσότερο ποσοστό προσμίξεων συνήθως βορίου με σκοπό να υπάρχει έλλειμα ηλεκτρονίων.

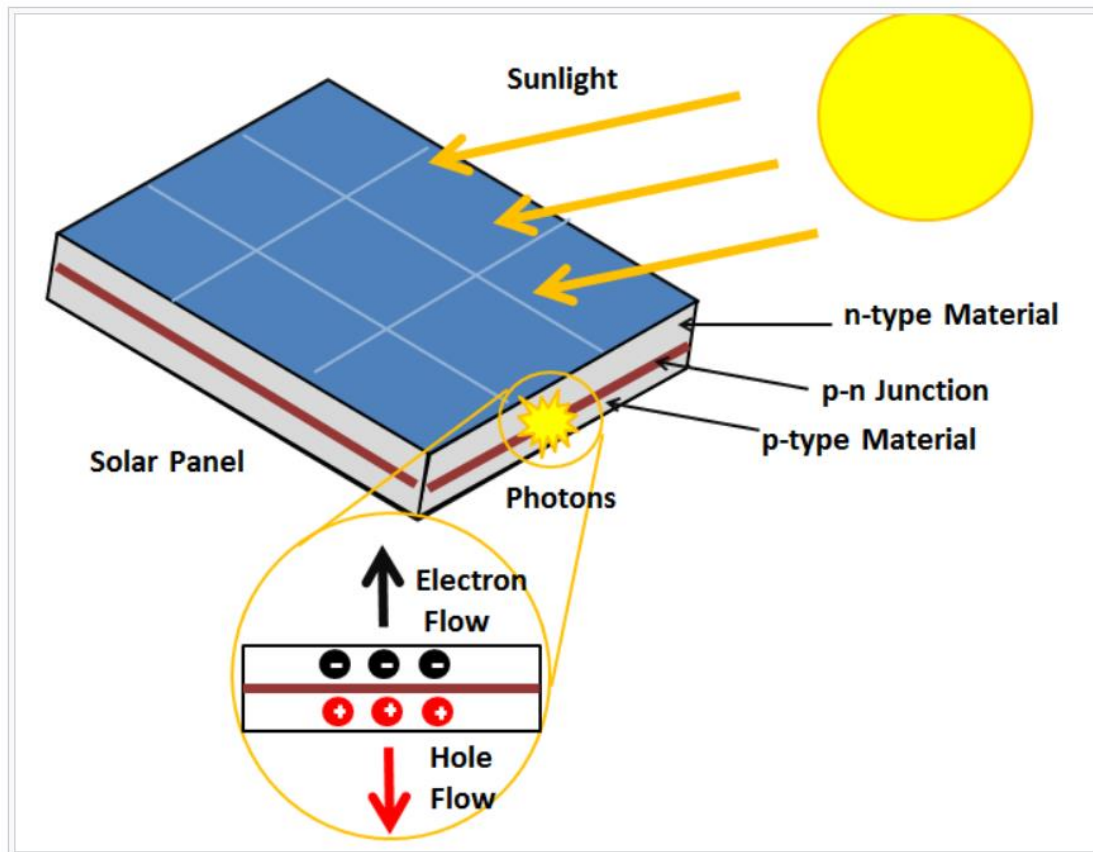


Εικόνα 2-4: Προσθήκη προσμίξεων στο πυρίτιο

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των φωτοβολταϊκών πλαισίων βασίζεται στο φωτοβολταϊκό φαινόμενο κατά το οποίο παράγεται ηλεκτρική τάση ή ρεύμα σε ένα φωτοβολταϊκό κελί όταν αυτό εκτίθεται στην ηλιακή ακτινοβολία. Μέσω της ένωσης των ημιαγωγών n-type και p-type δημιουργείται μεταξύ τους ένα ηλεκτρικό πεδίο εντός του οποίου τα ηλεκτρόνια μπορούν κινηθούν προς το θετικά φορτισμένο p-type και οι οπές προς το αρνητικά φορτισμένο n-type.

Όταν προσκρούουν στην επιφάνεια του πλαισίου φωτόνια κατάλληλης συχνότητας η ενέργειά τους μεταφέρεται από αυτά προς τα ηλεκτρόνια των ημιαγωγών που σχηματίζουν την ένωση p-n. Η πρόσδοση αυτή ενέργειας εξωθεί τα ηλεκτρόνια σε νέα ενεργειακή κατάσταση αφήνοντας μία οπή στον ημιαγωγό και δημιουργώντας έτσι 2 φορτισμένους φορείς, το ηλεκτρόνιο και την οπή. Με αυτόν τον τρόπο δημιουργούνται όλο και περισσότεροι φορείς παράγοντας τελικά μία διαφορά δυναμικού που επιτρέπει την κίνηση του ηλεκτρικού ρεύματος. Γενικά, ημιαγωγοί με ενεργειακή διαφορά από 1 έως και 1,5eV είναι κατάλληλοι για την κατασκευή φωτοβολταϊκών στοιχείων.

Θεωρητικά, η μέγιστη απόδοση που μπορεί να επιτευχθεί σε μία απλή ένωση φωτοβολταϊκού στοιχείου από πυρίτιο υπολογίζεται στο 30%. Πρακτικά, οι βαθμοί απόδοσης που μπορούν να επιτευχθούν είναι πιο χαμηλοί.



Εικόνα 2-5: Φωτοβολταϊκό φαινόμενο

Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία κατασκευάζονται σε 3 βασικά, διαφορετικά είδη: μονοκρυσταλλικά, πολυκρυσταλλικά και λεπτής μεμβράνης:

- Μονοκρυσταλλικά στοιχεία πυριτίου

Το τυπικό, ηλιακό στοιχείο αποτελείται από ένα λεπτό στρώμα κρυσταλλικού πυριτίου πάχους 200-400μm. Πάνω του τοποθετείται ένα μεταλλικό πλέγμα που λειτουργεί ως ηλεκτρική επαφή. Τα στοιχεία αυτά παρουσιάζουν την υψηλότερη απόδοση και ταυτόχρονα το υψηλότερο κόστος από όλα τα στοιχεία πυριτίου. Κόβονται σε τετράγωνη μορφή για εύκολη τοποθέτηση στα πλαίσια.

- Πολυκρυσταλλικά στοιχεία πυριτίου

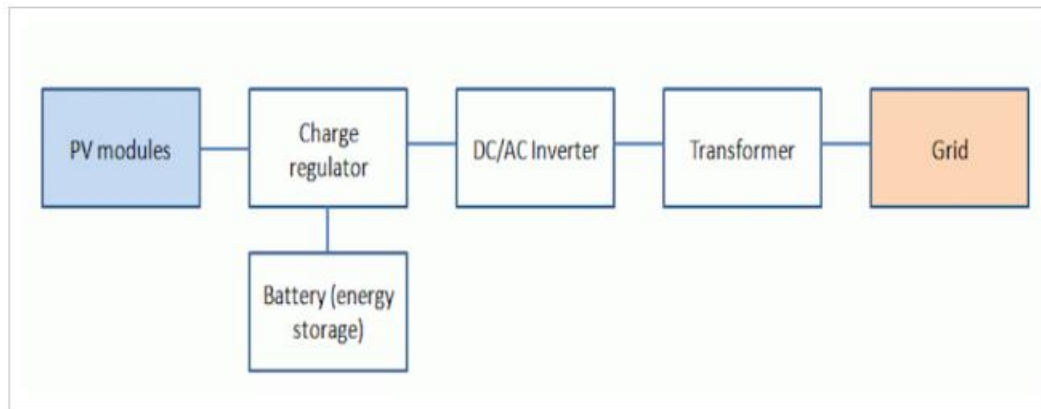
Το τυπικό, ηλιακό στοιχεία αποτελείται από μεγάλες ορθογώνιες ράβδους καθαρού πυριτίου που επεξεργάζονται σε ειδικούς κλιβάνους όπου και ψύχεται μετά τήγμα πυριτίου για την δημιουργία μεγάλων κρυστάλλων. Είναι τετράγωνης μορφής και μεγαλύτερου μεγέθους από τα μονοκρυσταλλικά. Διαθέτουν χαμηλότερη απόδοση και κόστος από τα μονοκρυσταλλικά.

- Φωτοβολταϊκά στοιχεία λεπτής μεμβράνης

Για τα στοιχεία αυτά χρησιμοποιούνται πολύ λεπτά στρώματα του ημιαγωγού με αποτέλεσμα τη μείωση του κόστους. Η πιο γνωστή μορφή των στοιχείων αυτών παράγεται από άμορφο πυρίτιο. Τα στοιχεία αυτά έχουν χαμηλότερη απόδοση από τα στοιχεία καθαρού κρυστάλλου με προϋποθέσεις όμως βελτίωσης.

### 2.3. ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ

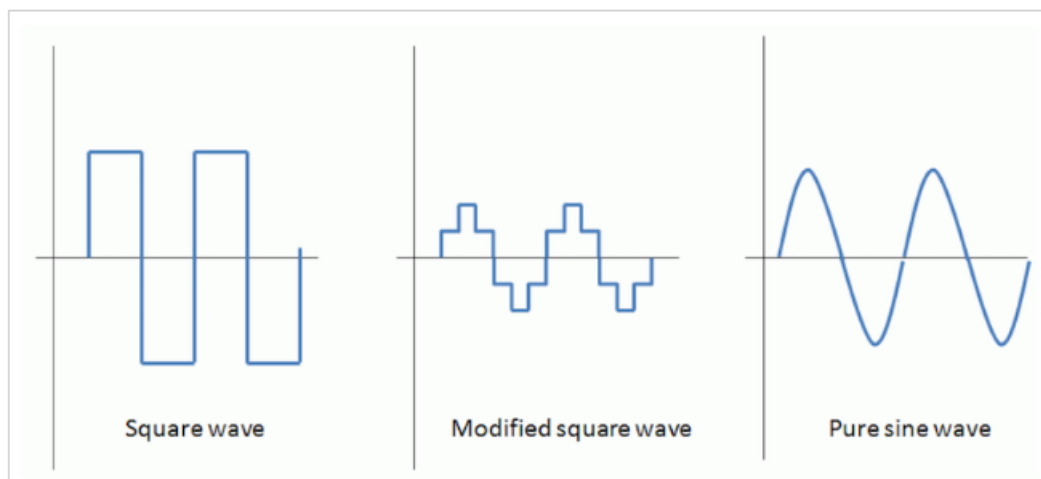
Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά πλαίσια διέρχεται από διάφορα στάδια πριν την εισαγωγή της στο δίκτυο, όπως ρυθμίσεις ρεύματος και τάσης, εναλλαγής από DC σε AC και διανομή ενέργειας προς τους συσσωρευτές ή το δίκτυο. Για την επίτευξη των διεργασιών αυτών αξιοποιούνται συσκευές όπως inverters, controllers, transformers, καλωδιώσεις, connector boxes, μετρητικές συσκευές, συσσωρευτές κτλ [11]. Η γενική αλληλουχία της πορείας της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας φαίνεται στην εικόνα 2-6:



Εικόνα 2-6: Πορεία της ενέργειας σε έναν φωτοβολταϊκό σταθμό

Ο charge controller ρυθμίζει την πορεία του ηλεκτρισμού μεταξύ των πλαισίων, των συσσωρευτών και του δικτύου. Αποσκοπεί στην προστασία των μπαταριών από καταστροφή και στην αποτροπή υπερφόρτωσης ή ακραίας εξαγωγής ενέργειας από τις μπαταρίες. Δέχεται το DC ρεύμα τάσης και έντασης από τα πλαίσια και εξάγει ένα φιλτραρισμένο ρεύμα τάσης των μπαταριών ή του φορτίου και ανάλογης έντασης. Τυπικά λειτουργεί σε μορφή on – off κατά την οποία αν η τάση των πλαισίων αυξηθεί πάνω από κάποιο συγκεκριμένο όριο, τότε το σύστημα αποσυνδέεται.

Ο inverter (αντιστροφέας) μετατρέπει το DC ρεύμα των πλαισίων σε AC ρεύμα (50Hz/60Hz) που απαιτεί η μεταφορά στο δίκτυο. Διαθέτουν έναν τυπικό βαθμό απόδοσης 90%. Το φιλτραρισμένο ρεύμα δύναται να αποκτήσει κυματομορφή modified sine ή pure sine, εκ των οποίων η δεύτερη εξάγει την πιο ποιοτικά αξιοποιήσιμη ισχύ αλλά σε υψηλότερο κόστος. Η modified sine χρησιμοποιείται σε απλές και λίγες εφαρμογές και μπορεί να βλάψει τις συνδεδεμένες συσκευές. Επίσης, ο inverter γειώνεται με σκοπό την ελαχιστοποίηση του ηλεκτρομαγνητικού θορύβου.



Εικόνα 2-7: Διαφορετικά είδη κυματομορφών εξαγόμενου ρεύματος από τον inverter

Ο inverter λειτουργεί εν αρμονία με το δίκτυο: αν υπάρξει κάποια βλάβη και το σύστημα σταματήσει να λειτουργεί ή υπολειτουργεί, τότε η συσκευή αποσυνδέεται για να προστατέψει το σύστημα. Η δυνατότητα αυτή ονομάζεται anti-islanding.

Ο transformer (μετασχηματιστής) αυξάνει ή μειώνει την τάξη μεγέθους της τάσης του συστήματος. Μεταξύ του inverter και των καλωδιώσεων του δικτύου κατασκευάζεται ένας υποσταθμός μεσαίας τάσης, ο οποίο μετατρέπει την τάση του ρεύματος που εξέρχεται από τον inverter σε τάση απαραίτητη για τη μεταφορά του ρεύματος σε μεγάλες αποστάσεις.

Οι συσσωρευτές περιγράφονται στην παράγραφο 2.4..

## 2.4. ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ

Προκειμένου η παραγόμενη από τον ήλιο ενέργεια να αξιοποιηθεί τις ώρες της ημέρας στις οποίες δεν υπάρχει ηλιοφάνεια (χάραμα, απόγευμα, βράδυ) απαιτείται μία μέθοδος αποθήκευσης, αλλιώς όλη η ενέργεια που δεν χρησιμοποιήθηκε εντός μίας ημέρας θα απορριφθεί περιορίζοντας και το performance ratio (PR) σε χαμηλές τιμές. Η μέθοδος αποθήκευσης αυτή αποτελούν οι ηλιακές μπαταρίες (συσσωρευτές), οι οποίες είναι μία εναλλακτική λύση στην παροχή ενέργειας στο τοπικό δίκτυο αξιοποιώντας την ήδη παραχθείσα ενέργεια. Η κατάλληλη εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς σε συνδυασμό με το απαραίτητο είδος και πλήθος μπαταριών είναι ικανά να προσφέρουν στο τοπικό δίκτυο υψηλή ενεργειακή αυτονομία.

Τα πιο σημαντικά μεγέθη μίας μπαταρίας αποτελούν η τάση [V], η χωρητικότητα σε ενέργεια [Wh] και οι αμπερώρες [Ah]. Οι αμπερώρες αξιοποιούνται σε συνδυασμό με την τάση, ώστε να προσδιοριστεί η χωρητικότητα της μπαταρίας. Μία μπαταρία οφείλει να συνδέεται με ένα σύστημα της ίδιας περίπου τάσης για λόγους λειτουργικότητας και προστασίας.

Ανάλογα με την ενεργειακή χωρητικότητα της μπαταρίας και το μέγεθος του φορτίου ο ρυθμός με τον οποίο η μπαταρία φορτίζει και εκφορτίζεται μεταβάλλεται. Ο ρυθμός με τον οποίο μία μπαταρία φορτίζεται και εκφορτίζεται με ηλεκτρικό ρεύμα χαρακτηρίζεται με το C rating, μία μέθοδο κατηγοριοποίησης ανάλογα με τον διερχόμενο ρεύμα. Επίσης, μία μπαταρία δεν μπορεί να εκφορτιστεί ποτέ πλήρως, αλλά ούτε και να φορτιστεί πλήρως. Τα όρια αυτά ονομάζονται DOD και κυμαίνονται στα 20% και 90% αντίστοιχα της πλήρους χωρητικότητας.

Για παράδειγμα, έστω μία μπαταρία BAT412025081 AGM κλειστού τύπου της εταιρίας Victron. Η μπαταρία αυτή διαθέτει 12 V και 25 Ah. Άρα, διαθέτει χωρητικότητα 300 Wh: μπορούν να αποθηκευτούν σε αυτή μέχρι και 300 Wh. Έστω ότι ο χρήστης διαθέτει ονομαστική ισχύ πλαισίων 400 W. Λαμβάνοντας υπόψιν τυπικό  $PR = 0,7$  η αξιοποιήσιμη ισχύς είναι 280W. Τότε, η μπαταρία αυτή θα φορτιστεί πλήρως σε  $300Wh/280W = 1$  ώρα και 4 λεπτά.

Έστω ότι ο χρήστης επιθυμεί να φορτίσει έναν λαμπτήρα 50 W, ο οποίος έχει 12 V. Τότε, δεδομένου ότι η μπαταρία είναι πλήρως φορτισμένη ο λαμπτήρας σε σύνδεση με την μπαταρία θα προσφέρει φωτεινή ενέργεια για  $300Wh/50W = 6$  ώρες, ενώ αν ήταν 100 W για 3 ώρες.

Στην μπαταρία συνδέεται ένας charge controller ή inverter με ενσωματωμένο στο κύκλωμά του έναν charge controller με σκοπό να φιλτράρεται το ρεύμα που παρέχεται από τα πλαίσια και να ρυθμίζεται στην τάση και στο ρεύμα λειτουργίας του τοπικού δικτύου. Για παράδειγμα, ένα οικιακό φωτοβολταϊκό σύστημα μπορεί να παράγει ρεύμα έντασης 20 A και τάσης 100 V, αλλά η μπαταρία ή οι οικιακές συσκευές να λειτουργούν με 12 V. Οι charge controller/inverter αναλαμβάνουν να πραγματοποιήσουν την αλλαγή αυτή. Κάθε charge controller διαθέτει στο κατασκευαστικό φυλλάδιο μία rated τιμή της έντασης. Το ρεύμα στην έξοδο του charge

controller οφείλει να είναι μικρότερο από την τιμή αυτή, ώστε να αποφευχθούν βλάβες στην συνδεδεμένη μπαταρία ή συσκευή. Το εξερχόμενο ρεύμα του charge controller περιγράφεται από τη σχέση 2-1:

$$I_{ch,cont} = \frac{P_{PV}}{V_{battery}} < I_{rated} \quad \text{Εξίσωση 2-1}$$

**Low internal resistance**

The internal resistance is also slightly lower compared to our standard deep cycle AGM batteries.

**Recommended charge voltage:**

	Float Service	Cycle service Normal	Cycle service Fast recharge
Absorption		14,2 - 14,6 V	14,6 - 14,9 V
Float	13,5 - 13,8 V	13,5 - 13,8 V	13,5 - 13,8 V
Storage	13,2 - 13,5 V	13,2 - 13,5 V	13,2 - 13,5 V

**Specifications**

Article number	V	Ah C5 (10,8V)	Ah C10 (10,8V)	Ah C20 (10,8V)	l x w x h mm	Weight kg	CCA @0°F	RES CAP @80°F	Terminals
BAT412015080	12	13	14	15	151 x 100 x 103	4,1			Faston
BAT412025081	12	22	24	25	181 x 77 x 175	6,5			M5 insert
BAT412038081	12	34	36	38	267 x 77 x 175	9,5			M5 insert
BAT412060081	12	52	56	60	224 x 135 x 178	14	300	90	M5 insert
BAT412110081	12	82	90	100	260 x 168 x 215	26	500	170	M6 insert
BAT412112081	12	105	114	125	330 x 171 x 214	33	550	220	M8 insert
BAT412117081	12	145	153	170	336 x 172 x 280	45	600	290	M8 insert
BAT412123081	12	200	210	230	532 x 207 x 226	57	700	400	M8 insert

**Cycle life**

≥ 300 cycles @ 100% DoD (discharge to 10,8V with I = 0,2C<sub>20</sub>, followed by approximately two hours rest in discharged condition, and then a recharge with I = 0,2C<sub>20</sub>)  
 ≥ 700 cycles @ 60% DoD (discharge during three hours with I = 0,2C<sub>20</sub>, immediately followed by recharge at I = 0,2C<sub>20</sub>)  
 ≥ 1000 cycles @ 40% DoD (discharge during two hours with I = 0,2C<sub>20</sub>, immediately followed by recharge at I = 0,2C<sub>20</sub>)



Super Cycle Battery 12V 230Ah

Εικόνα 2-8: Μπαταρία BAT412025081 AGM της εταιρίας Victron. Χρησιμοποιείται στο παραπάνω παράδειγμα. Δεν αποτελεί μέρος της βασικής μελέτης

Υπάρχουν 4 είδη μπαταριών: lead-acid, lithium ion, cadmium και flow batteries:

- Lead acid

Οι μπαταρίες lead-acid είναι οι πιο ευρέως χρησιμοποιούμενες μπαταρίες και χρησιμοποιούνται στην αγορά ενέργειας για αρκετά χρόνια. Διαθέτουν χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα περιορίζοντας με αυτόν τον τρόπο το ποσό ενέργειας που θα μπορούν να αποθηκεύσουν ανά κιλό, αλλά αποτελούν μία οικονομικά βιώσιμη επένδυση και χαρακτηρίζονται από υψηλή αξιοπιστία. Τα τελευταία χρόνια η πρόοδος της τεχνολογίας έχει βελτιώσει την διάρκεια ζωής των μπαταριών αυτών. Μία μπαταρία lead-acid μπορεί να αποφορτίσει μόνο το 50% της αποθηκευμένης ενέργειας. Άρα, μία μπαταρία με χωρητικότητα 300 Wh θα μπορεί να προσφέρει στο σύστημα μέχρι 150 Wh.

- Lithium ion

Η τεχνολογία αυτή είναι πιο νέα σε σχέση με τις υπόλοιπες. Διαθέτουν υψηλή ενεργειακή πυκνότητα σε πιο ελαφριά πακέτα. Σε σχέση με τις μπαταρίες lead acid επιτρέπουν μεγαλύτερη πρόσβαση στην αποθηκευμένη ενέργεια μέχρι να χρειαστούν επαναφόρτιση, καθιστώντας τες ιδανικές για μικρές οικιακές συσκευές. Παρόλα αυτά, τα προτερήματα αυτά έρχονται με υψηλό κόστος και με μεγαλύτερη πιθανότητα ατυχήματος κατά τη λειτουργία.

- Cadmium

Οι μπαταρίες αυτές προτιμώνται σε βιομηχανικές εφαρμογές παρά σε οικιακές λόγω της υψηλής ανθεκτικότητας και της ικανότητας να λειτουργούν κανονικά σε ακραίες συνθήκες θερμοκρασίας και παράλληλα χρειάζονται χαμηλό κόστος συντήρησης. Είναι, όμως, αρκετά ρυπογόνες για το περιβάλλον σε περίπτωση που δεν αποβληθούν με τις κατάλληλες μεθόδους.

- Flow

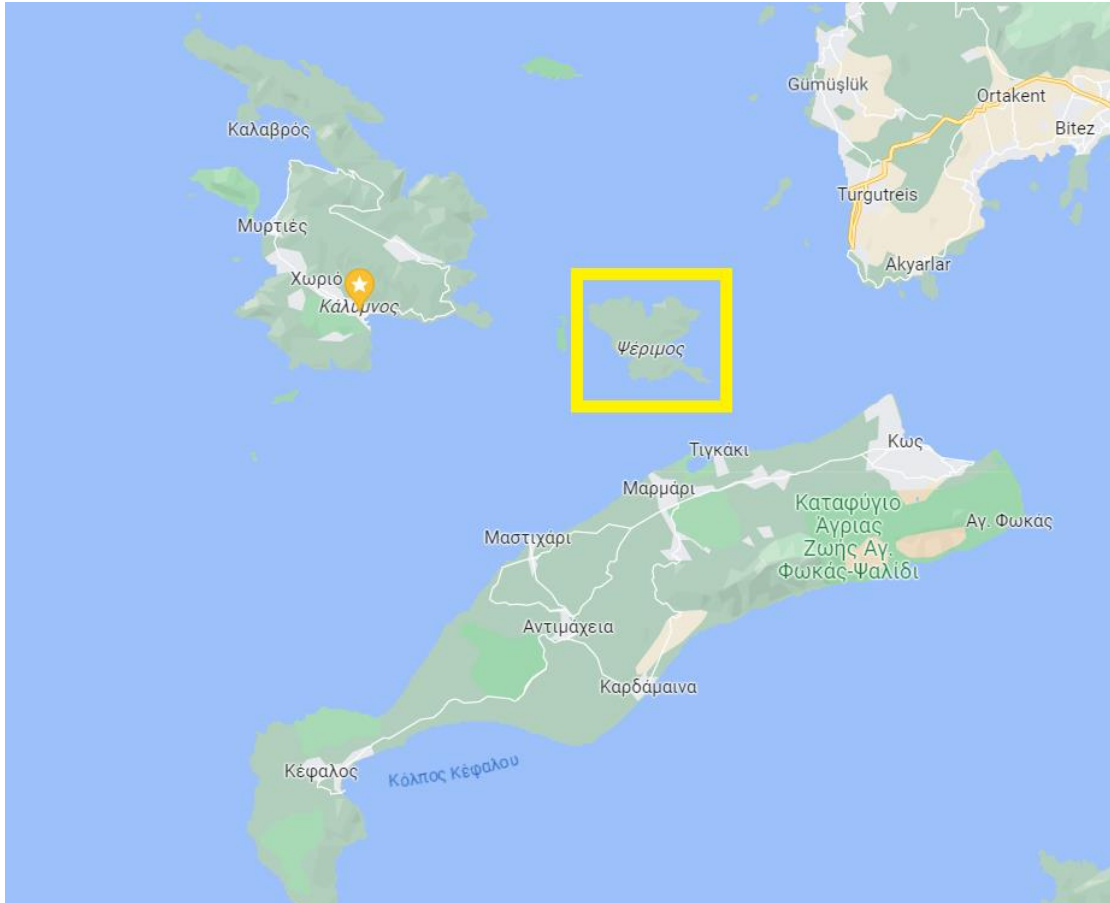
Στις μπαταρίες αυτές η ενέργεια επαναπαράγεται από κατάλληλους ηλεκτρολύτες με υγρό που κινείται μεταξύ 2 δοχείων. Έχουν υψηλή απόδοση κοντά στο 100%, αλλά με χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα με αποτέλεσμα να χρειάζεται μεγάλο μέγεθος μπαταρία για να αποθηκευτούν υψηλά ποσά ενέργειας κοστίζοντας και ακριβά.

Οι μπαταρίες μπορούν να αποτελέσουν το πιο κοστοβόρο τμήμα μίας φωτοβολταϊκής εγκατάστασης. Βέβαια το κόστος αυτό εξαρτάται από το είδος και το πλήθος των επιλεγμένων μπαταριών. Μία τυπική μπαταρία lead acid μπορεί να κοστίζει μέχρι και 700€, αλλά σε μεγάλες εφαρμογές το κόστος αυτό αυξάνεται. Ενδεικτικά, για μία οικιακή εφαρμογή θα χρειαστούν τυπικά γύρω στα 10.000€ μπαταριών για πλήρη ενεργειακή ανεξαρτησία.

### **3. ΝΗΣΟΣ ΨΕΡΙΜΟΣ**

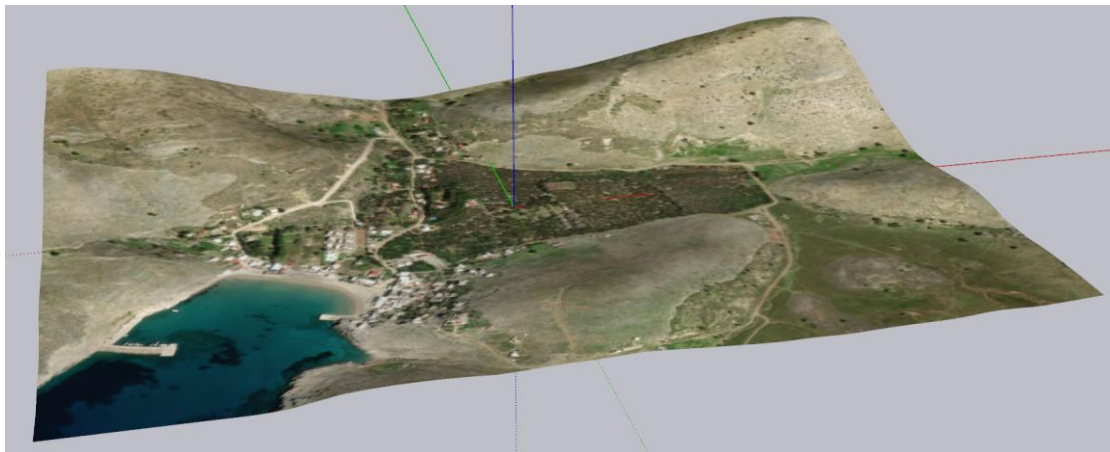
#### **3.1. ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ**

Η νήσος Ψέριμος αποτελεί ένα μικρό νησί του συμπλέγματος της Δωδεκανήσου, το οποίο ανήκει στον δήμο Καλύμνου. Βρίσκεται βόρεια της νήσου Κω και ανατολικά της νήσου Καλύμνου πλησίον στα σύνορα με την Τουρκία. Διαθέτει έκταση 14,6km<sup>2</sup> και μέγιστο υψόμετρο 268m. Επιχειρηματικά αξιοποιείται για κτηνοτροφικούς και τουριστικούς λόγους, ενώ οι μόνιμοι κάτοικοι είναι ελάχιστοι καθώς οι περισσότεροι είναι εποχικοί λόγω της τουριστικής περιόδου.



Εικόνα 3-1: Γεωγραφική θέση νήσου Ψερίμου (με χρήση του εργαλείου Google Maps)

Διαθέτει ένα μόνο οικισμό στα δυτικά του νησιού. Σύμφωνα με την τοπική λίστα κατοίκων διαθέτει κατά τη χειμερινή περίοδο περίπου 10 κατοικημένες οικίες, ενώ κατά την θερινή περίοδο 100 κατοικημένες οικίες και εν λειτουργία 2 ξενοδοχεία και 5 εστιατόρια. Κατά την ανάλυση των ηλεκτρικών καταναλώσεων λαμβάνεται υπόψιν και ο δημοτικός φωτισμός. Η ανάλυση των καταναλώσεων πραγματοποιείται στην παράγραφο 4.4.4.



Εικόνα 3-2: Ο μοναδικός οικισμός της νήσου Ψερίμου (με χρήση του SketchUp)



Χειμερινή περίοδος		Θερινή περίοδος	
Καταναλωτής	Πλήθος	Καταναλωτής	Πλήθος
Οικίες	10	Οικίες	100
Δημοτικός φωτισμός - Λαμπτήρες	60	Δημοτικός φωτισμός - Λαμπτήρες	60
Εστιατόρια	0	Εστιατόρια	5
Ξενοδοχεία	0	Ξενοδοχεία	2

Πίνακας 3-1: Πλήθος καταναλωτών στην Ψέριμο στη χειμερινή και στην θερινή περίοδο

Η Ψέριμος αποτελεί ένα κυρίως τουριστικό και κτηνοτροφικό νησί. Το μεγαλύτερο ποσοστό της ετήσιας κατανάλωσης εντοπίζεται το καλοκαίρι λόγω της υψηλής προσέλευσης τουριστών από την Κω και την Κάλυμνο. Οι σχετικά μικρές τιμές της κατανάλωσης και η γεωγραφική της θέση καθιστούν το νησί αυτό κατάλληλο για την εφαρμογή και δοκιμή νέων τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας. Λαμβάνοντας υπόψιν και τα μελλοντικά σχέδια του ελληνικού κράτους για τη διασύνδεση των ελληνικών νησιών, η πλεονάζουσα παραγόμενη ενέργεια θα μπορέσει κάλλιστα να μεταφερθεί σε γειτνιάζοντα νησιά.

### 3.2. ΠΑΡΟΝ ΔΙΚΤΥΟ

Το ηλεκτρικό ρεύμα της Ψέριμου παρέχεται και διαχειρίζεται από το εργοστάσιο της ΑΣΠ ΔΕΗ στην Κω. Σύμφωνα με την ετήσια τεχνική έκθεση της ΑΣΠ ΔΕΗ Κω για το 2021 [11] το εργοστάσιο αυτό αξιοποιεί μαζούτ και diesel, καθώς και λιπαντικά. Η γεννήτριες μηχανές συντελούνται από τα 6 ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη του σταθμού, τα 19 εφεδρικά ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη και τον 1 αεριοστρόβιλο συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 188,995 MWe. Ανά έτος καταναλώνονται περίπου 49000t μαζούτ, 3400kt diesel και 770t λιπαντικών για την παραγωγή 262300 MWh/year, ενέργεια η οποία διανέμεται στην Κω, Κάλυμνο, Λέρο, Λειψούς και Ψέριμο. Αξίζει να σημειωθεί ότι για το έτος 2019 η αντίστοιχη παραγωγή ενέργειας σύμφωνα με την αντίστοιχη τεχνική περιβαλλοντική έκθεση είναι 306360 MWh/year, ποσότητα που καταδεικνύει την άνοδο της επίδρασης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας θεωρώντας ότι η κατανάλωση έχει παραμείνει σταθερή ή έχει αυξηθεί.



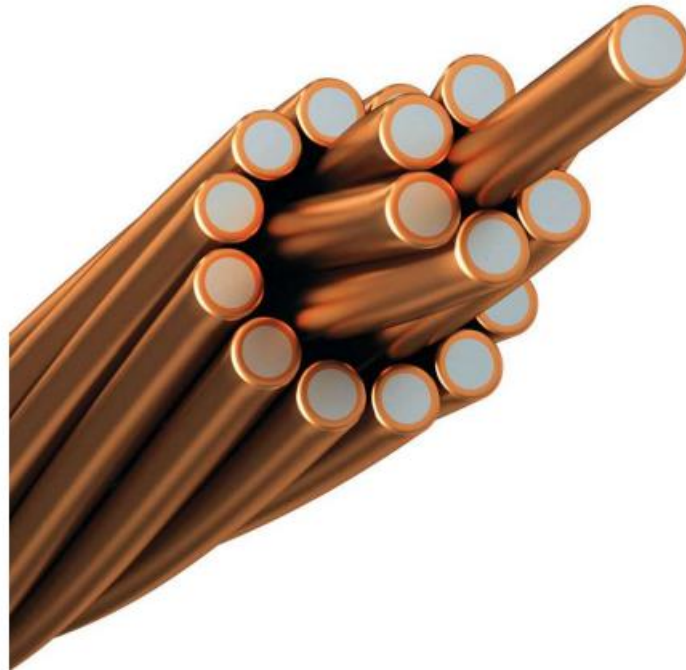
Εικόνα 3-3: ΑΣΠ ΔΕΗ Κω

Η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από το εργοστάσιο ΑΣΠ ΔΕΗ της Κω και μεταφέρεται με μέση τάση ως A/C ρεύμα από το δίκτυο μεταφοράς μέσω υποθαλάσσιων καλωδίων [12]. Κατά την άφιξη στην Ψέριμο η τάση υποβαθμίζεται με

τη χρήση step-down μετασχηματιστών, ώστε να παραδοθεί το ρεύμα αποδοτικά και με ασφάλεια στους καταναλωτές. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των υποβρύχιων καλωδίων μέσης τάσης, τα οποία αξιοποιούνται από την ΔΕΗ, φαίνονται στον πίνακα 3-2:

Χαρακτηριστικό	Περιγραφή
Σχηματισμός συρμάτων	19 x 2,64mm
1 <sup>ο</sup> στρώμα συρμάτων	1+6, δεξιόστροφα
2 <sup>ο</sup> στρώμα συρμάτων	12, αριστερόστροφα
Διάμετρος αγωγού	Min: 11,2mm <sup>2</sup> , Max: 11,8mm <sup>2</sup>
Βάρος αγωγού	848 gr/m
Αντίσταση αγωγού	0,191 Ω/m
Βάρος υλικού στεγανοποίησης	12 gr/m
Βάρος ημιαγωγίμων ταινιών water blocking	13,7 gr/m
Τελική διάμετρος αγωγού	12,5 mm

Πίνακας 3-2: Τεχνικά χαρακτηριστικά υποβρύχιων καλωδίων της ΔΕΗ



Εικόνα 3-4: Μορφή υποβρύχιου αγωγού

## 4. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΗΝ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΚΑΙ ΠΡΟΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ

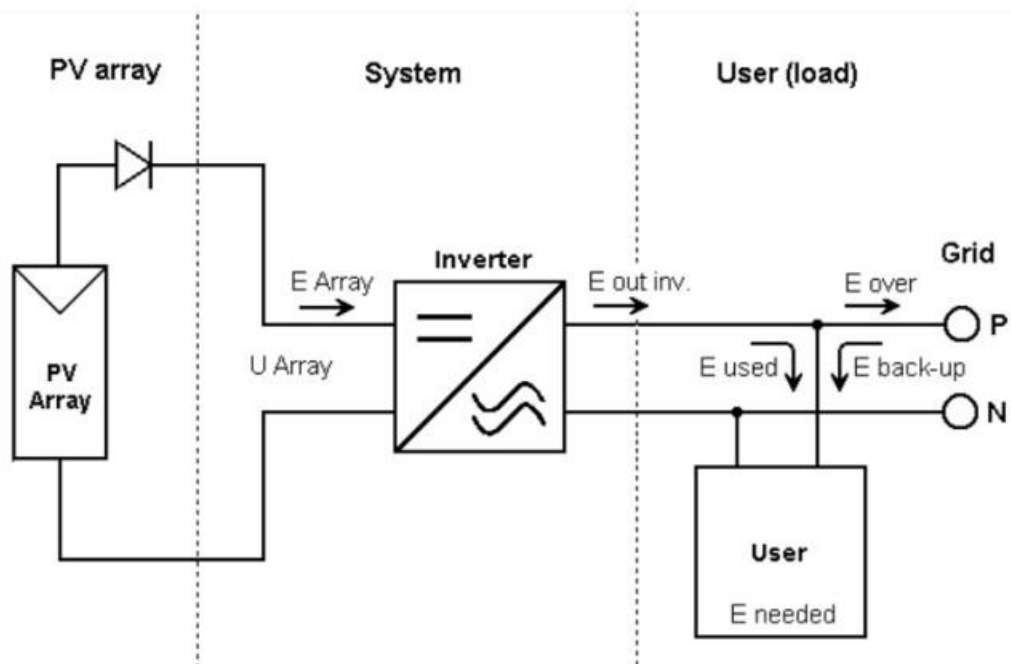
### 4.1. ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ

Η παρούσα μελέτη επικεντρώνεται στο σχεδιασμό ενός διασυνδεδεμένου συστήματος παραγωγής ενέργειας με τη χρήση σύγχρονων φωτοβολταϊκών πλαισίων αποσκοπώντας στην ενεργειακή αυτοδυναμία της νήσου Ψερίμου. Η Ψερίμος φιλοξενεί ένα σημαντικό πλήθος ηλεκτρικών καταναλώσεων τους θερινούς μήνες, το οποίο τροφοδοτείται από το κεντρικό δίκτυο της ΔΕΗ μέσω του υποσταθμού στην νήσο Κω. Μέσω των λογισμικών PVsyst και SketchUp πραγματοποιείται μία σειρά από προσομοιώσεις με στόχο την εύρεση της εγκατάστασης ηλιακής ενέργειας, η οποία θα

μπορεί να καλύψει τις απαιτήσεις της Ψερίμου κατά την διάρκεια της ημέρας και της νύκτας.

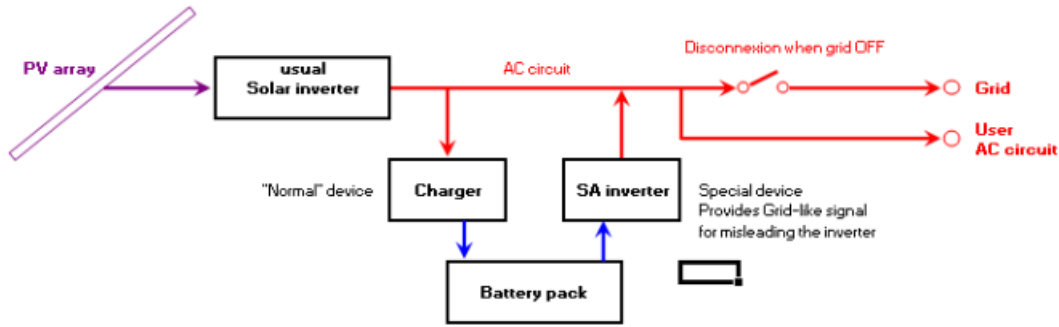
Αρχικά αναλύεται η γεωγραφική θέση και η κλιματική κατάσταση της Ψερίμου. Έχοντας συλλέξει τα απαραίτητα κλιματικά δεδομένα και θέση επιλέγεται η κλίση και η αζιμουθιακή κατεύθυνση των φωτοβολταϊκών πλαισίων. Στη συνέχεια, εισάγεται από την αγορά ο κατάλληλος τύπος φωτοβολταϊκού πλαισίου και αντιστροφέα DC-AC και καθορίζεται η βέλτιστη διαμόρφωση της διάταξης των πλαισίων σε συνδυασμό με τους αντιστροφείς, ώστε να καλυφθεί η κατανάλωση αιχμής. Έπειτα, ορίζονται πιο συγκεκριμένα οι απώλειες όλου του συστήματος, οι επιπτώσεις της πιθανής σκίασης των πλαισίων και οι καταναλώσεις.

Στο πρώτο στάδιο της μελέτης η παραγόμενη ενέργεια κατευθύνεται αποκλειστικά στις καταναλώσεις χωρίς να αποθηκεύεται, ενώ το περισσευούμενο ποσό κατευθύνεται στο δίκτυο. Υπολογίζεται συνεπώς η διάταξη, η οποία δύναται να επιτύχει όσο μεγαλύτερο ποσοστό ενεργειακής αυτονομίας της νήσου κατά την διάρκεια της ημέρας γίνεται. Κατά την διάρκεια της νύκτας οι απαιτήσεις της Ψερίμου καλύπτονται από το εθνικό δίκτυο. Παρακάτω (Εικόνα 4-1) φαίνεται ένα απλουστευμένο σχέδιο της εγκατάστασης του πρώτου συστήματος, “Pserimos-No Storage”:



Εικόνα 4-1: Απλουστευμένο σχέδιο της διασυνδεδεμένης εγκατάστασης χωρίς αποθήκευση: “Pserimos-No Storage”

Στο δεύτερο στάδιο εισάγεται και αποθήκευση μέσω μπαταριών, στις οποίες ένα ποσοστό της περισσευούμενης ενέργειας αποθηκεύεται για βραδινή αξιοποίηση. Πλέον, η δυνατότητα 100% ενεργειακής αυτοδυναμίας είναι πιθανή με γνώμονα βέβαια τη μεγαλύτερη οικονομική επιβάρυνση λόγω των απαιτούμενων μπαταριών, του DC-DC control charger και του επιπλέοντος DC-AC αντιστροφέα των μπαταριών. Φυσικά, η 100% είναι θεωρητική, καθώς το κόστος θα φανεί απαγορευτικό. Θα εξεταστούν διάφορες εναλλακτικές λύσεις. Παρακάτω (Εικόνα 4-2) φαίνεται ένα απλουστευμένο σχέδιο της εγκατάστασης του δεύτερου συστήματος, “Pserimos-Storage”:



Εικόνα 4-2: Απλοστευμένο σχέδιο της διασυνδεδεμένης εγκατάστασης με αποθήκευση: “Pserimos-Storage”

## 4.2. ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΙ ΕΠΙΛΥΣΗΣ

Για κάθε σύστημα θα εφαρμοστεί ο ακόλουθος αλγόριθμος επίλυσης: Εφαρμόζεται 1 προσεγγιστική προσομοίωση, η οποία περιγράφει και τα 2 συστήματα και έπειτα 1 τελική για κάθε ένα. Προηγείται η εισαγωγή των βασικών στοιχείων της προσομοίωσης.

### 4.2.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΒΑΣΙΚΩΝ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ

Πριν το σχεδιασμό της προσεγγιστικής προσομοίωσης εισάγεται η γεωγραφία και τα κλιματικά δεδομένα της περιοχής σχεδιασμού του φωτοβολταϊκού πάρκου, ο προσανατολισμός των φωτοβολταϊκών πλαισίων μέσω της παραμέτρου “Orientation” και η επίδραση των περιβάλλοντων λόφων στο προφίλ κίνησης του ήλιου μέσω της παραμέτρου “Horizon”. Η εισαγωγή των δεδομένων αυτών προηγείται των προσομοιώσεων, καθώς παραμένουν αναλλοίωτα και αποτελούν την βάση του σχεδιασμού.

### 4.2.2. ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΠΡΟΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗΣ

Έχοντας εισάγει τα βασικά στοιχεία των προσομοιώσεων, αρχικά υπολογίζεται το μέγεθος του συστήματος, το οποίο προσεγγιστικά καλύπτει τις υψηλότερες ανάγκες του οικισμού εντός ενός μήνα (π.χ. Ιούλιος). Διαθέτοντας μία γενική εικόνα του μεγέθους του συστήματος ορίζεται το είδος και ο αριθμός των απαιτούμενων φωτοβολταϊκών πλαισίων και αντιστροφών DC-AC. Στην πρώτη αυτήν προσομοίωση μελετάται η επίδραση των κοντινών σκιάσεων (“Near Shadings”), ενώ υπολογίζονται προσεγγιστικά οι εξειδικευμένες απώλειες για το παρόν σύστημα (“Detailed Losses”). Στο τέλος, ορίζονται και οι μηνιαίες καταναλώσεις του συστήματος (“Consumption”). Ο προσεγγιστικός αυτός υπολογισμός αφορά το “Pserimos-No Storage” και το “Pserimos-Storage”.

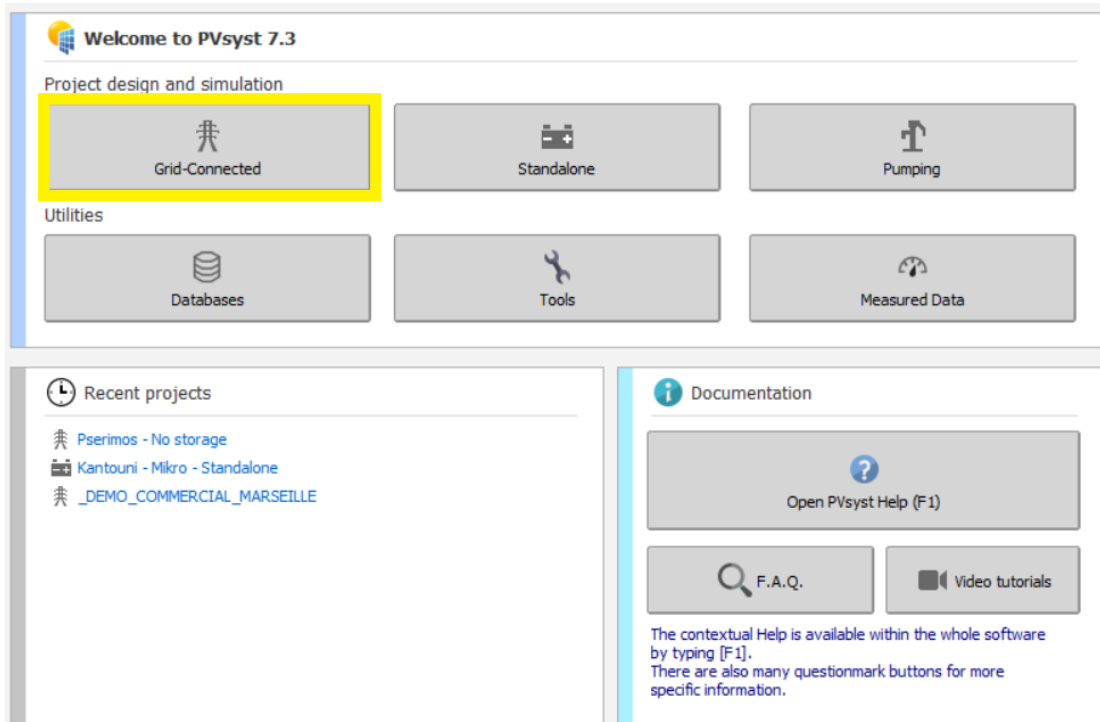
### 4.2.3. ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΤΕΛΙΚΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

Έχοντας αποκτήσει μία γενική εικόνα των χαρακτηριστικών και του μεγέθους του συστήματος ρυθμίζεται το πλήθος των φωτοβολταϊκών πλαισίων, των αντιστροφών και για το “Pserimos-Storage” των μπαταριών έτσι, ώστε κατά το “Pserimos-No Storage”, στο οποίο δεν είναι δυνατή η αποθήκευση ενέργειας, να μεγιστοποιηθεί όσο περισσότερο γίνεται η κάλυψη των ηλεκτρικών καταναλώσεων από τον φωτοβολταϊκό σταθμό και κατά το “Pserimos-Storage”, όπου υπάρχει αποθήκευση ενέργειας μέσω μπαταριών, να ελαχιστοποιηθεί η εξάρτηση του οικισμού από το εθνικό δίκτυο και να καλύπτεται βασικά από τον εν λόγω σταθμό. Στη συνέχεια, κατασκευάζεται σε περιβάλλον SketchUp η κάθε διάταξη και εισάγεται στο PVsyst, ώστε να

πραγματοποιηθεί ανάλυση κοντινών σκιάσεων: “Near Shadings”. Έπειτα, υπολογίζονται οι αναλυτικότερα οι εξειδικευμένες απώλειες.

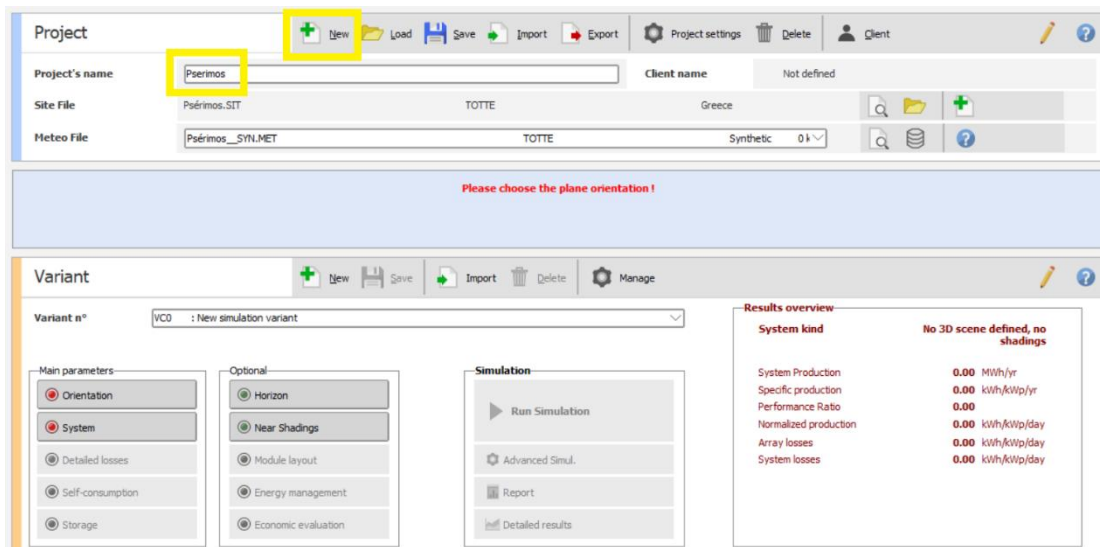
### 4.3. ΒΑΣΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Για την εκκίνηση του σχεδιασμού της προσομοίωσης επιλέγεται στον τομέα “Project design and simulation” το “Grid-Connected” όπως φαίνεται παρακάτω (Εικόνα 4-3):



Εικόνα 4-3: Εισαγωγή στην προσομοίωση

Έπειτα, επιλέγεται “New” και ονομάζεται η προσομοίωση “Pserimos”:



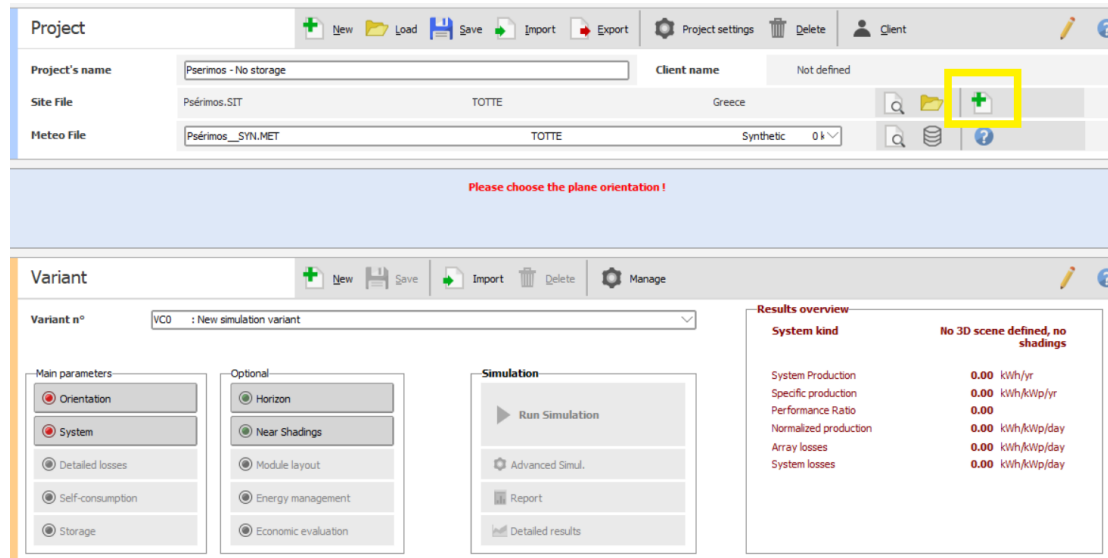
Εικόνα 4-4: Δημιουργία και ονοματοδότηση νέας προσομοίωσης

### 4.3.1. ΓΕΩΓΡΑΦΙΑ

#### 4.3.1.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΚΑΙΜΑΤΙΚΩΝ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ ΣΤΟ PVsyst

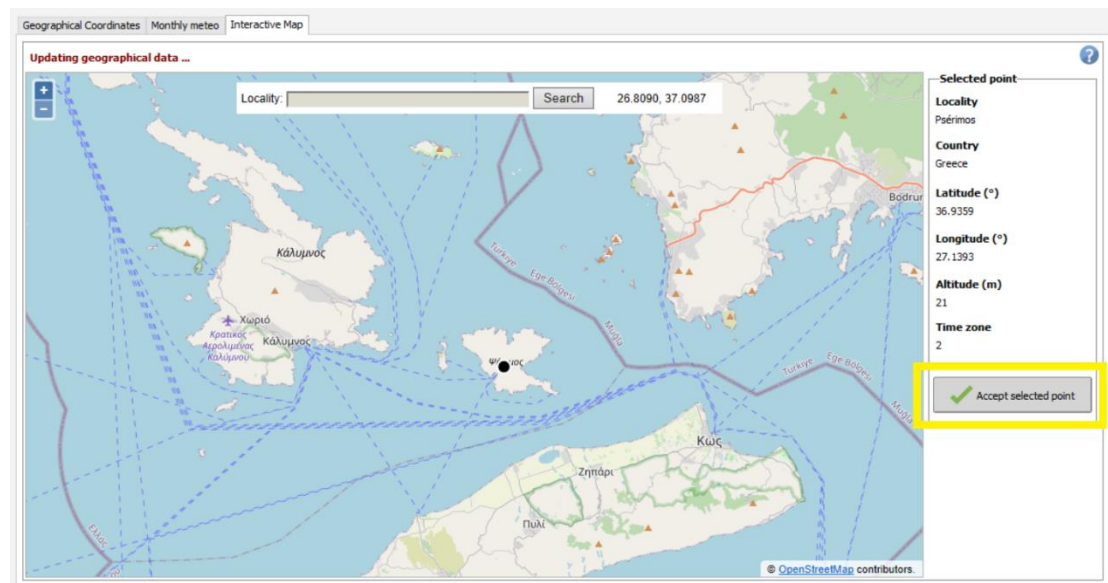
Όπως αναφέρθηκε στην παράγραφο 3 η νήσος Ψέριμος ανήκει στα Δωδεκάνησα και πιο συγκεκριμένα στον δήμο Καλύμνου. Από τον TOTEE [13] λαμβάνεται η θερμοκρασία, υγρασία και ταχύτητα ανέμου της νήσου Κω και η ολική και διάχυτη ακτινοβολία οριζόντιου επιπέδου της νήσου Ρόδου, καθώς στο έγγραφο αυτό οι προαναφερθείσες τοποθεσίες είναι οι κοντινότερες στην Ψέριμο. Λόγω της μικρής εγγύτητας με την εξεταζόμενη περιοχή τα δεδομένα θεωρούνται αξιόπιστα.

Για την εισαγωγή των δεδομένων αυτών στο PVsyst πρέπει να δημιουργηθεί νέο αρχείο “Site File”. Στο τομέα “Site File” επιλέγεται το “New Site” (Εικόνα 4-5):



Εικόνα 4-5: Επιλογή “New Site”

Στην καρτέλα “Interactive Map” επιλέγεται η τοποθεσία της εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού σταθμού και στη συνέχεια το “Accept Selected Point” (Εικόνα 4-6). Η ενέργεια αυτή εισάγει στο λογισμικό τα βασικά γεωγραφικά μεγέθη όπως συντεταγμένες και υψόμετρο (Εικόνα 4-7):



Εικόνα 4-6: Εισαγωγή τοποθεσίας στο λογισμικό

Εικόνα 4-7: Βασικά γεωγραφικά μεγέθη

Στη συνέχεια, εισάγονται στην καρτέλα “Monthly meteo” τα κλιματικά δεδομένα από TOTEE (Εικόνα 4-8). Σημειώνεται ότι το TOTEE υπολογίζει την μετρούμενη ακτινοβολία σε kWh/m<sup>2</sup>/month.

	Global horizontal irradiation kWh/m <sup>2</sup> /mth	Horizontal diffuse irradiation kWh/m <sup>2</sup> /mth	Temperature °C	Wind Velocity m/s	Relative humidity %
January	69.9	27.1	11.0	5.10	71.3
February	85.1	33.9	10.5	5.80	71.2
March	130.8	52.2	12.1	5.00	72.4
April	164.0	66.5	15.4	4.70	69.9
May	203.0	81.7	19.5	4.50	67.1
June	217.2	84.8	23.8	4.90	60.8
July	225.1	84.7	25.9	6.00	58.8
August	204.3	73.9	25.4	5.60	63.6
September	158.9	56.6	23.2	5.00	64.5
October	120.2	41.9	19.4	4.50	68.4
November	79.2	28.5	15.0	4.90	71.5
December	61.2	23.9	12.4	5.20	73.9
<b>Year</b>	<b>1718.9</b>	<b>655.7</b>	<b>17.8</b>	<b>5.1</b>	<b>67.8</b>

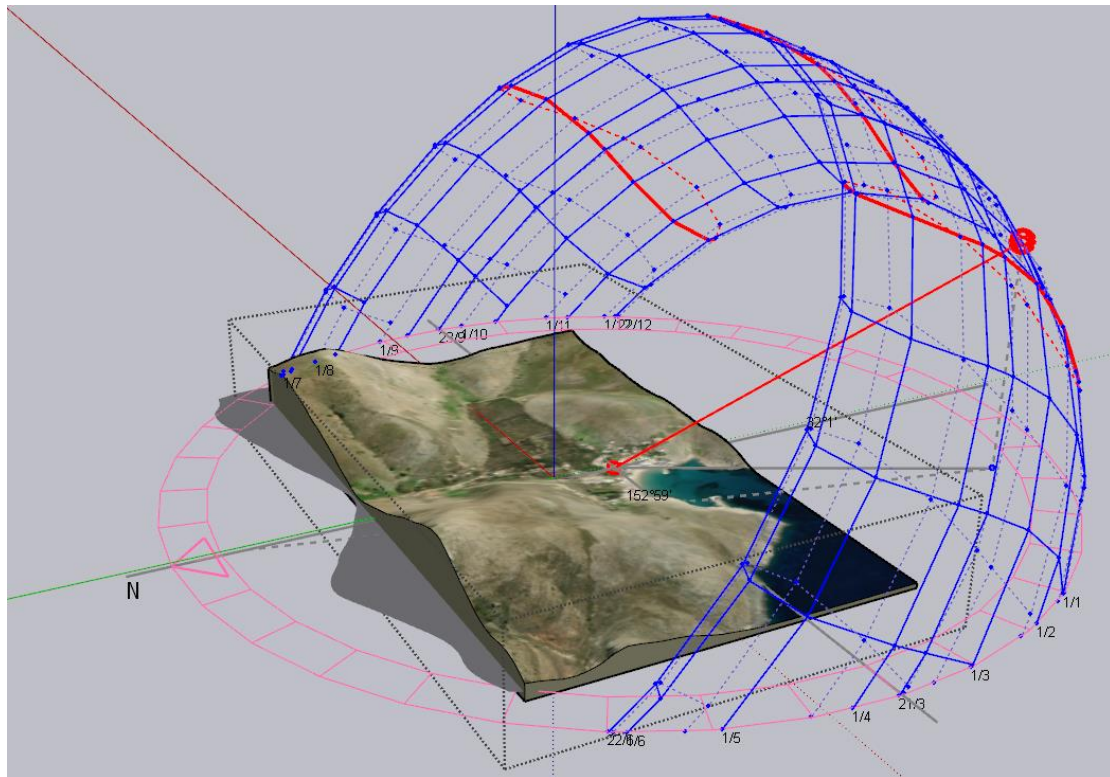
Εικόνα 4-8: Κλιματικά Δεδομένα νήσου Ψερίμου από TOTEE

Παρατηρείται ότι κάθε χρόνο προσπίπτει ετησίως στην εξεταζόμενη περιοχή 1718,9 kWh/m<sup>2</sup> απόλυτης ακτινοβολίας οριζόντιου επιπέδου εκ των οποίων οι 655,7 kWh/m<sup>2</sup> είναι διάχυτης. Η μέση ετήσια θερμοκρασία είναι 17,8°C, η μέση ταχύτητα ανέμου 5,1m/s και μέση σχετική υγρασία 67,8%.

#### 4.3.1.2. ΕΠΙΛΟΓΗ ΤΟΠΟΘΕΣΙΑΣ ΤΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ

Η Ψέριμος διαθέτει τα τυπικά χαρακτηριστικά ενός ελληνικού νησιού: αραιή και χαμηλού ύψους βλάστηση και ύπαρξη πλήθους χαμηλών, ξερών λόφων. Συνεπώς, πρόβλημα λόγω σκίασης υπάρχει κυρίως λόγω της πολυπλοκότητας του εδάφους και όχι τόσο λόγω των γειτνιαζόντων δέντρων. Εξάγεται το τρισδιάστατο μοντέλο του

οικισμού της Ψερίμου και της κοντινότερης γεωγραφίας μέσω του λογισμικού Sketch-up και παρουσιάζεται μέσω της επέκτασης Curic Sun η πορεία του ήλιου όλες τις μέρες ενός έτους (Εικόνα 4-9). Περισσότερες πληροφορίες για την εξαγωγή του μοντέλου αυτού παρουσιάζονται στο Παράρτημα Α.



Εικόνα 4-9: Τρισδιάστατο μοντέλο του οικισμού της Ψερίμου και της κοντινής γεωμετρίας και κίνηση του ήλιου κατά την διάρκεια του έτους

Η κατεύθυνση ορίζεται εντός του λογισμικού με την ένδειξη “N” για τον βορρά.

Παρατηρείται ότι κοντά στον οικισμό υπάρχει ένας αρκετά χαμηλός λόφος στα νοτιοανατολικά, 2 υψηλότεροι στα βορειοδυτικά και βορειοανατολικά και ένα μικρό άλσος ελιών στα ανατολικά. Το άλσος αυτό, αν και ιδανικό για την εγκατάσταση του φωτοβολταϊκού σταθμού λόγω της δημοτικής ιδιοκτησίας, της μικρής εγγύτητας με τον οικισμό, της ανυπαρξίας πολυπλοκότητας του εδάφους και του αποδεκτού πλάτους του οικοπέδου κατά την κατεύθυνση ανατολής-δύσης, δεν μπορεί να αξιοποιηθεί, καθώς θα επηρεάσει αρνητικά την φύση και την αισθητική του οικισμού.

Ο λοφίσκος στα νοτιοανατολικά κρίνεται ακατάλληλος, καθώς η εγκατάσταση των φωτοβολταϊκών πλαισίων θα πραγματοποιηθεί είτε σε έντονα βορειοδυτική κατεύθυνση  $290^\circ$  είτε σε έντονα νοτιοανατολική  $130^\circ$ . Και στις δύο περιπτώσεις η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας θα είναι ιδιαίτερα χαμηλή, καθώς τα φωτοβολταϊκά δεν τοποθετούνται με αζιμουθιακή κατεύθυνση πλησίον των  $180^\circ$ .

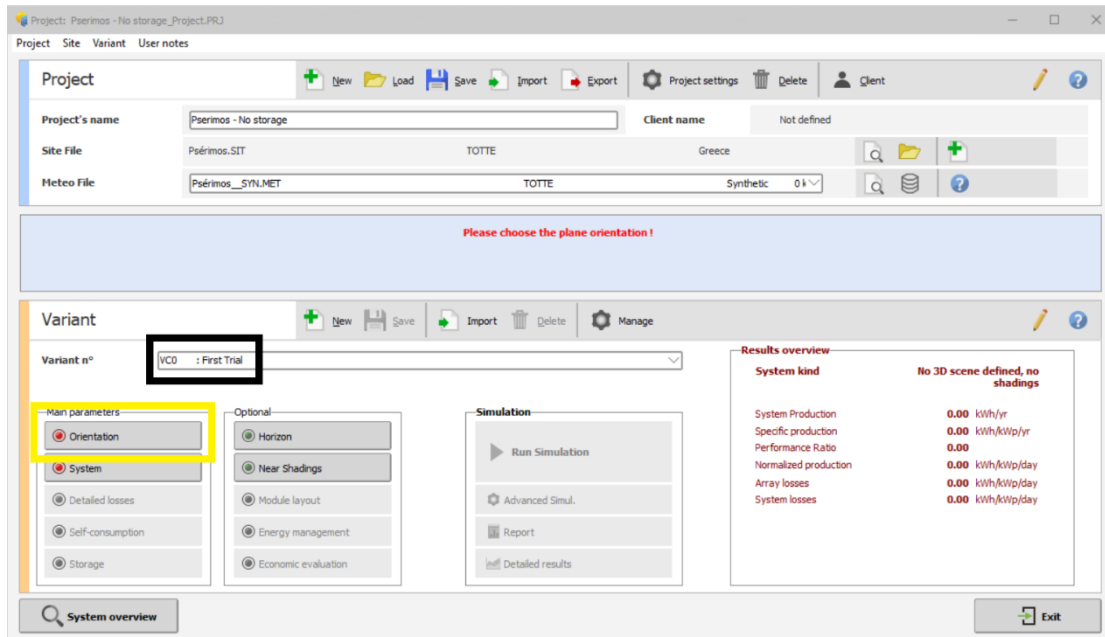
Στον βορειοδυτικό και βορειοανατολικό λόφο μπορεί να τοποθετηθεί ο ίδιος αριθμός φωτοβολταϊκών λόγω της μεγάλης επιφάνειάς τους. Επίσης, η σκίαση λόγω των γειτνιάζουσας ανωμαλίας του εδάφους είναι ασήμαντη και στις 2 περιπτώσεις, καθώς όπως φαίνεται στο μοντέλο Curic Sun η ακτινοβολία του ήλιου αποκόπτεται τις πολύ πρωινές και απογευματινές ώρες σε κάθε στιγμή του έτους, στις οποίες η έντασή της είναι ιδιαίτερα χαμηλή. Ο βορειοανατολικός, όμως, επιτρέπει την εγκατάσταση με αζιμουθιακή κατεύθυνση πλησίον των  $180^\circ$  σε σχέση με τον βορειοδυτικό, ενώ διαθέτει και λιγότερη πολυπλοκότητα εδάφους. Συνεπώς, ο φωτοβολταϊκός σταθμός θα σχεδιαστεί στο λόφο βορειοανατολικά του οικισμού της Ψερίμου.



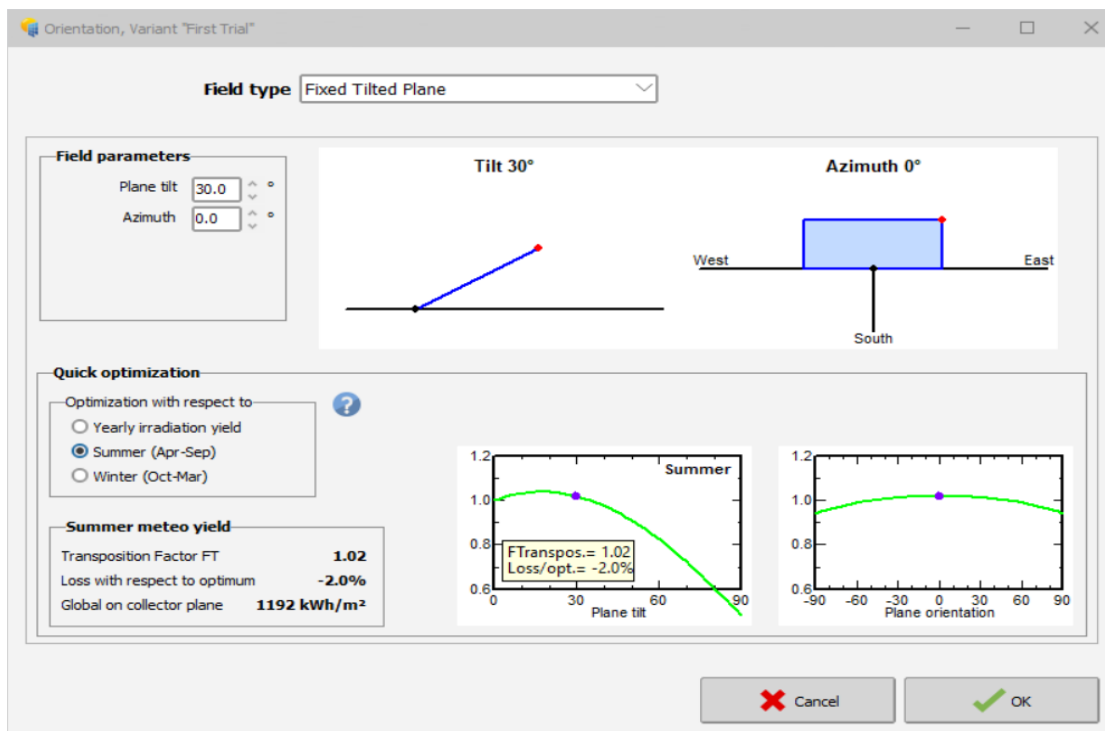
### 4.3.2. ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ: ORIENTATION

Έχοντας εισάγει τα κλιματικά δεδομένα στο PVsyst και έχοντας επιλέξει την περιοχή της εγκατάστασης των φωτοβολταϊκών πλαισίων η επόμενη πληροφορία που χρειάζεται το λογισμικό είναι η κατεύθυνση και η κλίση τους. Στην περιοχή “Variant” ονομάζεται η πρώτη προσομοίωση ως “First Trial” (Εικόνα 4-10), ενώ σε περίπτωση περισσότερων από μία προσομοιώσεων του ίδιου προβλήματος κατασκευάζονται νέα “Variants”, στα οποία όμως η κατεύθυνση των πλαισίων θα παραμείνει η ίδια που θα υπολογιστεί παρακάτω σε αυτήν την παράγραφο. Το “First Trial” θα αποτελέσει το Variant: VC0 του “Pserimos-No Storage” και του “Pserimos-Storage”.

Επιλέγεται η παράμετρος “Orientation”:



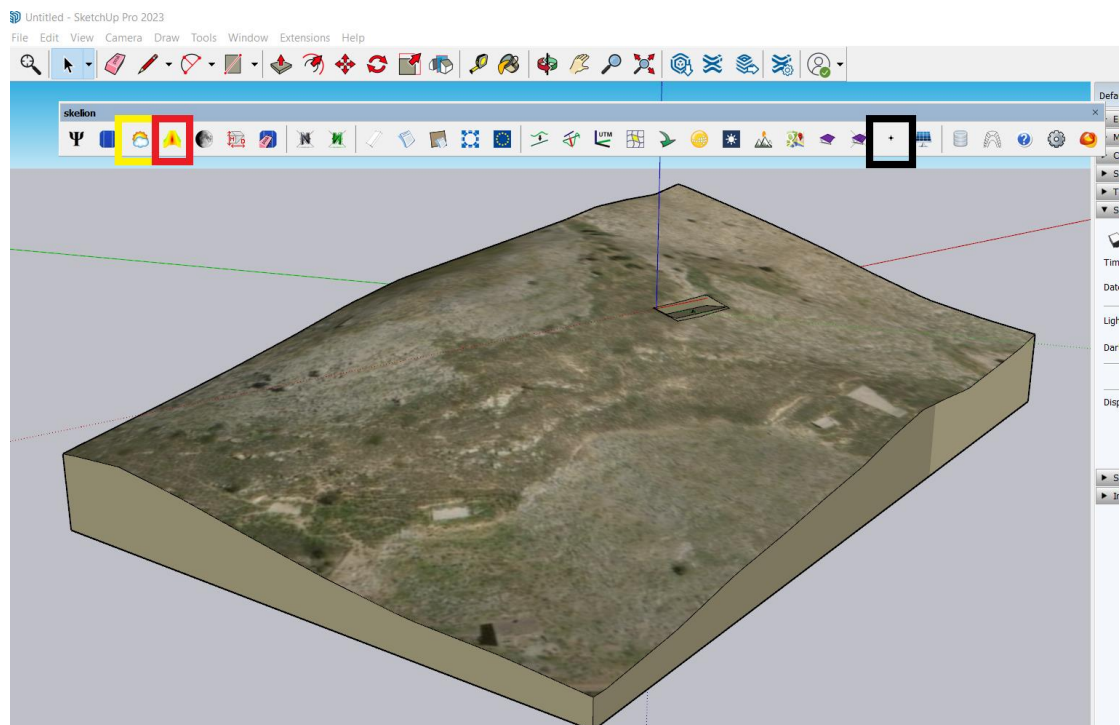
Εικόνα 4-10: Ονοματοδοσία πρώτης προσομοίωσης και επιλογή της παραμέτρου “Orientation”



Εικόνα 4-11: Επεξεργασία παραμέτρου “Orientation”

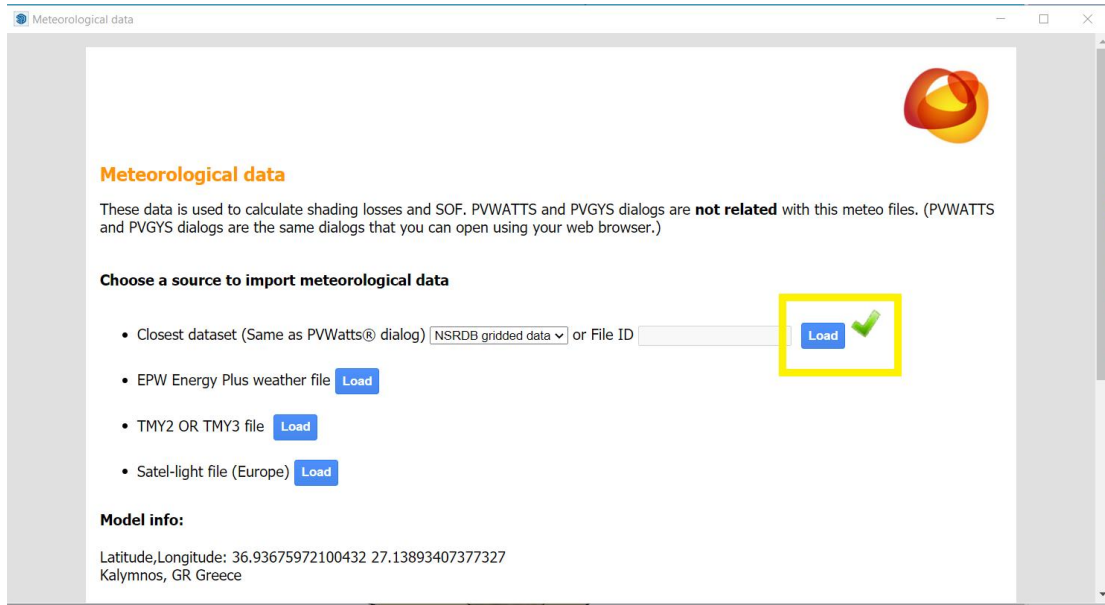
Στην παράμετρο “Orientation” δίνεται η δυνατότητα της εισαγωγής της κλίσης και της αξιμουθιακής κατεύθυνσης των φωτοβολταϊκών. Για την επιλογή των δεδομένων αυτών αξιοποιείται η επέκταση Skelion του SketchUp. Το Skelion επιτρέπει την τοποθέτηση φωτοβολταϊκών πλαισίων σε τρισδιάστατα κτήρια ή γεωγραφίες παρέχοντας με αυτόν τον τρόπο μία οπτική αναπαράσταση της εξεταζόμενης εγκατάστασης καθώς και την δυνατότητα μελέτης της βέλτιστης τοποθέτησης ως προς την κατεύθυνση και τη σκίαση των πλαισίων. Επίσης, εξάγει και αναφορές στις οποίες αναγράφονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά, η ισχύς και η επίδραση της σκίασης των φωτοβολταϊκών πλαισίων που χρησιμοποιήθηκαν. Στο παρόν κεφάλαιο ενδιαφέρει μόνο η μελέτη της βέλτιστης κατεύθυνσης και κλίσης των πλαισίων. Θα εφαρμοστούν φωτοβολταϊκά πλαίσια σταθερής κλίσεως. Περισσότερες πληροφορίες για τον τρόπο χρήσης της επέκτασης αυτής και της δημιουργίας του τρισδιάστατου μοντέλου παρουσιάζονται στο παράρτημα Β.

Παρακάτω απεικονίζεται τρισδιάστατα ο βορειοανατολικός λόφος που επιλέχθηκε στην παράγραφο 4.3.1.2.. Στο λόφο αυτόν έχει σχεδιαστεί μία επίπεδη γεωμετρία πάνω στην οποία μπορούν να τοποθετηθούν τα φωτοβολταϊκά πλαίσια. Στην πραγματικότητα, το επίπεδο αυτό θα είναι αρκετά μικρότερου πλάτους και μεγαλύτερου πλήθους, καθώς κάθε ένα θα στεγάζει μία εν σειρά τοποθέτηση πλαισίων. Η υπερβολή στις διαστάσεις του επιπέδου οφείλεται στην προσπάθεια βέλτιστης απεικόνισής του για τους σκοπούς του κεφαλαίου αυτού. Τα παρακάτω αποτελέσματα στην κλίση και στην κατεύθυνση των πλαισίων δεν εξαρτώνται από το επίπεδο, αλλά από τη μικροσκοπική και μακροσκοπική σκίαση και την τοποθεσία μελέτης.



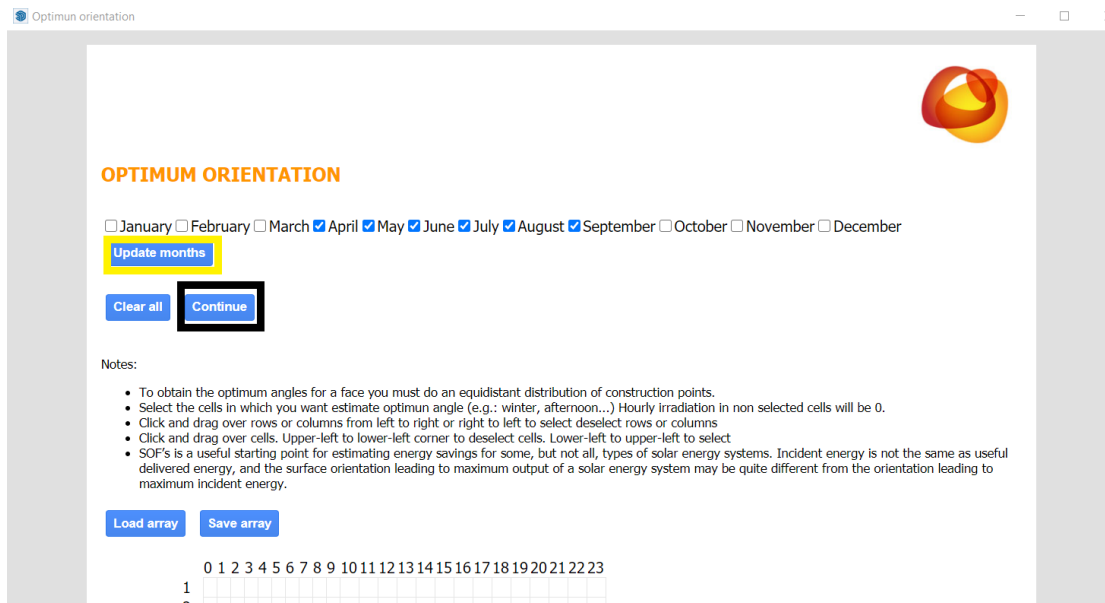
Εικόνα 4-12: Τρισδιάστατη απεικόνιση βορειοανατολικού λόφου με σχεδιασμένη επίπεδη γεωμετρία

Στη μπάρα εργαλείων του Skelion επιλέγεται το “Meteorological Data” (Εικόνα 4-12, κίτρινο πλαίσιο). Στην καρτέλα που ανοίγει επιλέγεται το “Load”, το οποίο εισάγει στο Skelion τα απαραίτητα κλιματικά δεδομένα για τη μελέτη φωτοβολταϊκών πλαισίων με βάση την περιοχή που επιλέχθηκε στο “Geolocation” και τον κοντινότερο μετεωρολογικό σταθμό της βιβλιοθήκης του SketchUp.

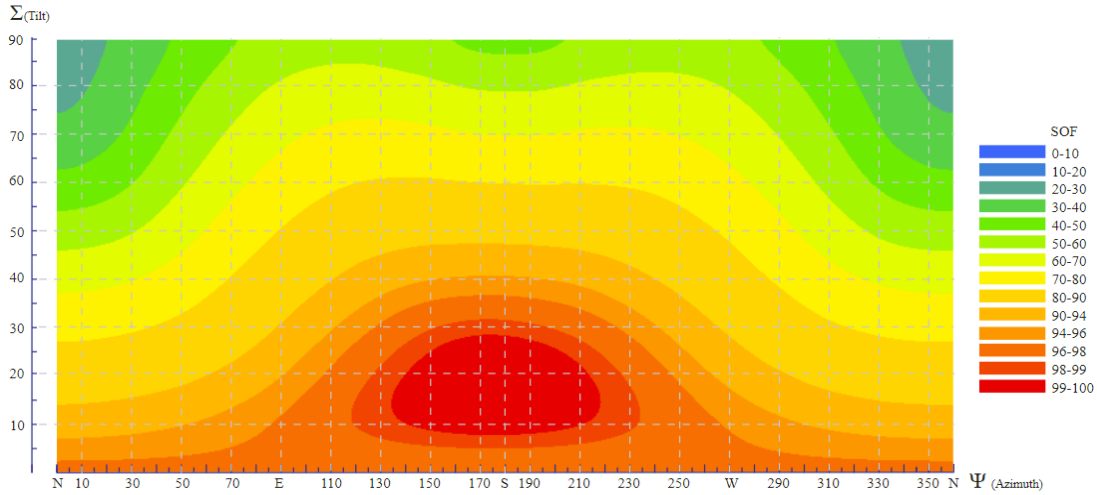


Εικόνα 4-13: Εισαγωγή κλιματικών δεδομένων στην επέκταση Skelion

Στη συνέχεια, στη μπάρα εργαλείων του Skelion επιλέγεται το “Construction Point” (Εικόνα 4-12, μαύρο πλαίσιο) και τοποθετείται οπουδήποτε πάνω στην επίπεδη γεωμετρία. Έχοντας επιλεγμένο το σημείο αυτό ανοίγεται η καρτέλα “Optimum Orientation” (Εικόνα 4-12, κόκκινο πλαίσιο). Με γνώμονα ότι ο σχεδιασμός του φωτοβολταϊκού σταθμού πραγματοποιείται ως προς την βελτιστοποίηση της παραγωγής κατά τους θερινούς μήνες, στους οποίους η κατανάλωση μεγιστοποιείται, αποεπιλέγονται οι μήνες Ιανουάριος, Φεβρουάριος, Μάρτιος, Οκτώβριος, Νοέμβριος και Δεκέμβριος. Στη συνέχεια, επιλέγεται “Update Months” και “Continue”. Παράγεται το διάγραμμα τιμών SOF ανά ζεύγος κλίσεως και αζιμουθιακής κατεύθυνσης των φωτοβολταϊκών πλαισίων (Διάγραμμα 4-1).



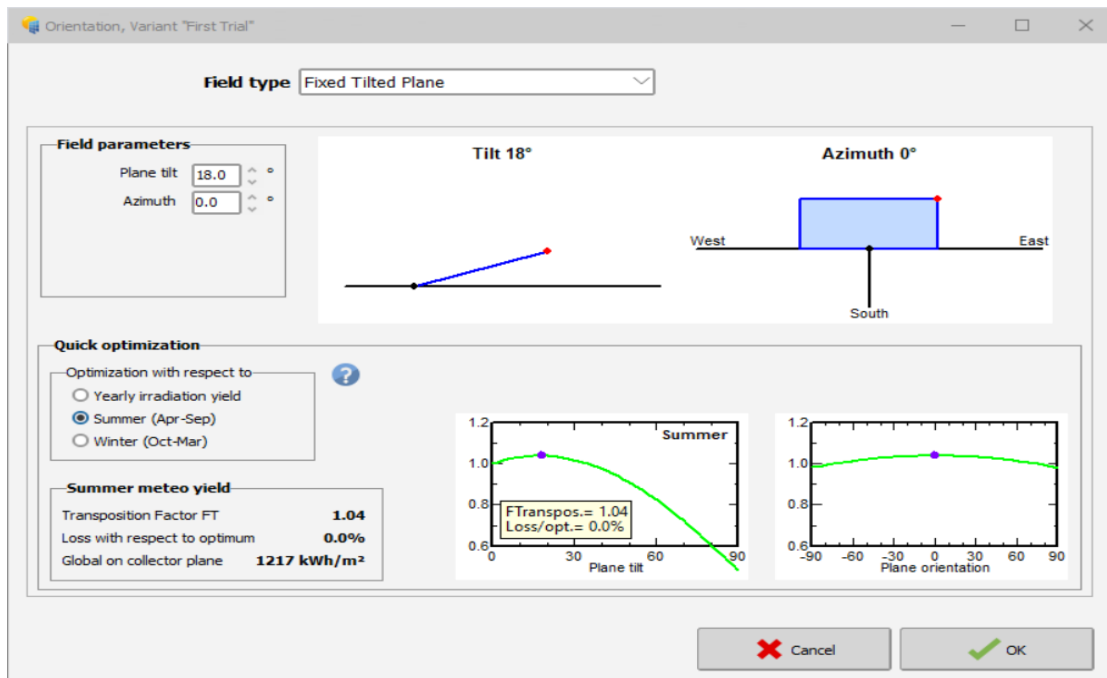
Εικόνα 4-14: Εισαγωγή μηνών θερινής βελτιστοποίησης



Διάγραμμα 4-1: Τιμές παράγοντα SOF σε σχέση με την κλίση και την αζιμουθιακή κατεύθυνση των φωτοβολταϊκών πλαισίων

Ο παράγοντας SOF εκφράζει το λόγο της ετήσιας προσπίπτουσας ακτινοβολίας ενός συγκεκριμένου ζεύγους κλίσεως και αζιμουθιακής κατεύθυνσης προς την βέλτιστη ετήσια προσπίπτουσα ακτινοβολία. Επομένως, η ιδανική εκλογή ζεύγους εντοπίζεται στην κόκκινη περιοχή του διαγράμματος. Ο λόγος αυτός προσεγγίζει τη μονάδα με μέγιστη απόκλιση 1% σε σχέση με τον βέλτιστο. Παρατηρείται ότι για πολύ υψηλές τιμές της κλίσεως ο λόγος αυτός προσεγγίζει αναμενόμενα τιμές της τάξεως του 15%. Η ίδια παρατήρηση πραγματοποιείται και για τιμές αζιμουθιακής κατεύθυνσης κοντά στον βορρά, καθώς η ακτινοβολία αδυνατεί να προσκρούσει στην επιφάνεια του πλαισίου.

Η επέκταση Skelion προτείνει βέλτιστη αζιμουθιακή κατεύθυνση: 176,32° (νότια κατά το Skelion) και κλίση: 17,63°. Το λογισμικό PVsyst έχει ορισμένη την νότια αζιμουθιακή κατεύθυνση ως 0° και, άρα, εισάγεται σε αυτό αζιμουθιακή κατεύθυνση: -4° και κλίση: 18°. Για λόγους απλοποίησης της διαδικασίας τοποθέτησης της διάταξης των πλαισίων στο λόφο θεωρούμε αζιμουθιακή κατεύθυνση 0°.

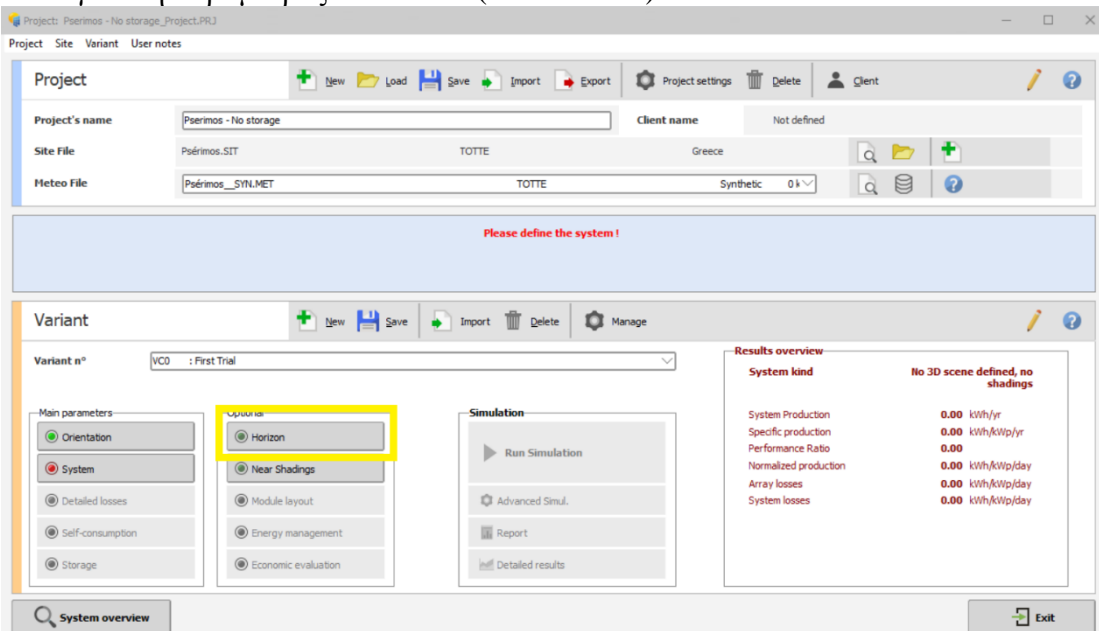


Εικόνα 4-15: Εισαγωγή όλων των απαραίτητων δεδομένων της παραμέτρου "Orientation"

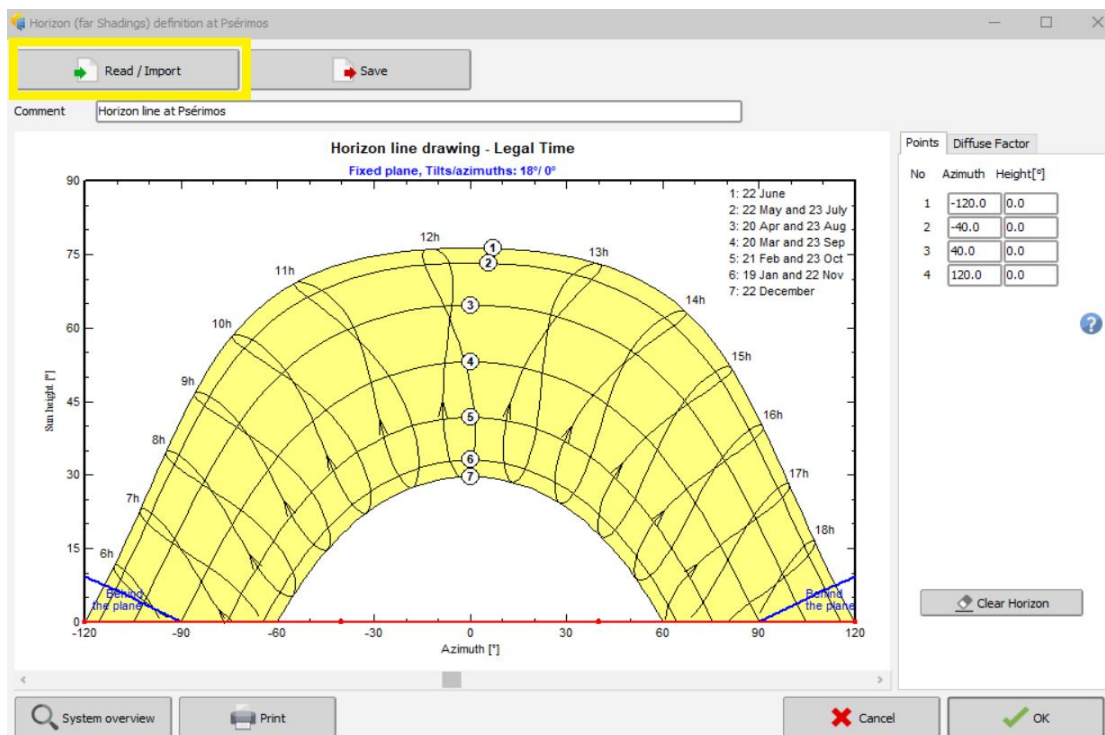
Παρατηρείται ότι πραγματικά οι απώλειες απορρόφησης ηλιακής ενέργειας σε σχέση με την βέλτιστη δυνατή απορρόφηση με βελτιστοποίηση ως προς τους θερινούς μήνες είναι αναμενόμενα 0%. Η μεταβολή της αζιμουθιακής κατεύθυνσης κατά 4° δεν επηρεάζει το ποσοστό αυτό. Για τις συγκεκριμένες ρυθμίσεις κλίσεως και αζιμουθιακής κατεύθυνσης ο λόγος ολικής ακτινοβολίας είναι:  $FT = 1,04$  και η ετήσια προσπίπτουσα ακτινοβολία στο επίπεδο των πλαισίων είναι:  $1217 \text{ kWh/m}^2$ .

### 4.3.3. ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ: HORIZON

Η παράμετρος αυτή εξετάζει την επίδραση της σκίασης αντικειμένων γύρω από το φωτοβολταϊκό πάρκο, τα οποία διαθέτουν διαστάσεις δεκαπλάσιες αυτών του πάρκου. Επιλέγεται η παράμετρος “Horizon” (Εικόνα 4-16):

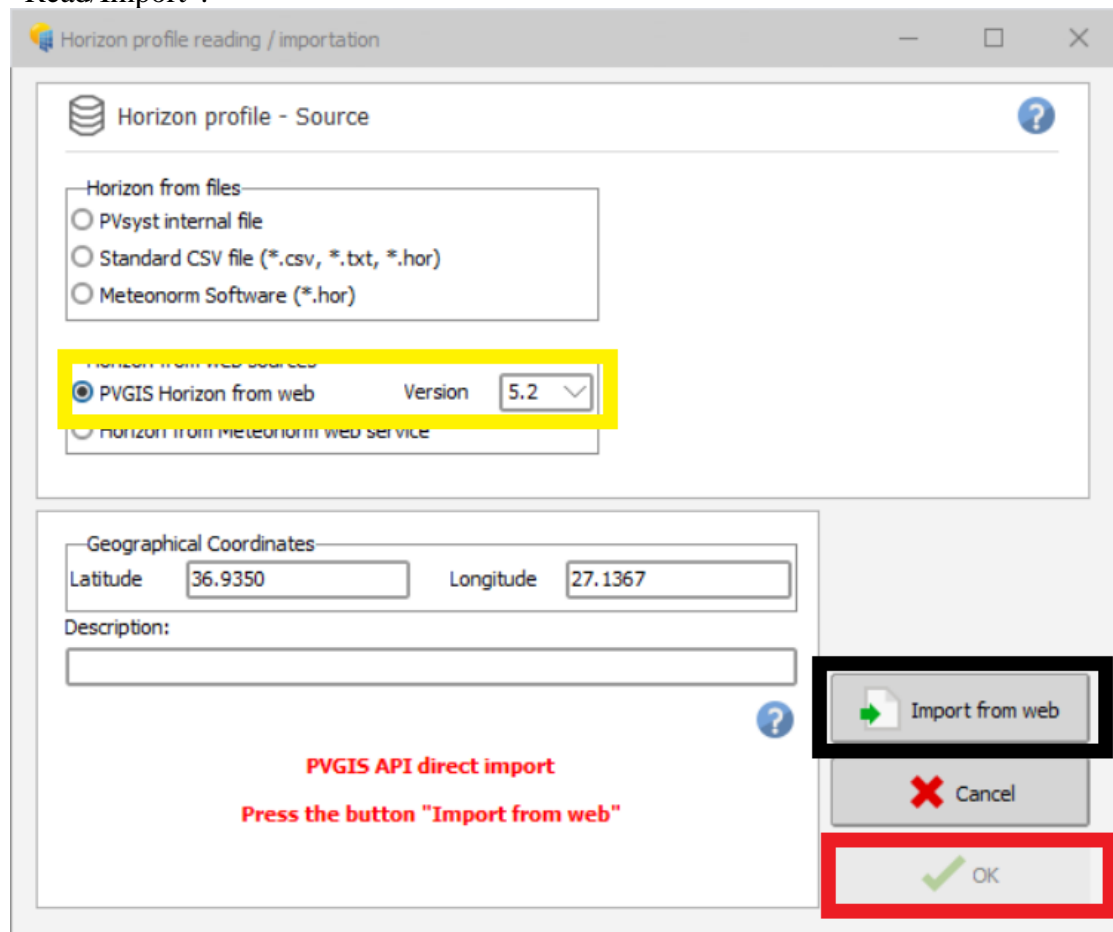


Εικόνα 4-16: Επιλογή παραμέτρου: "Horizon"



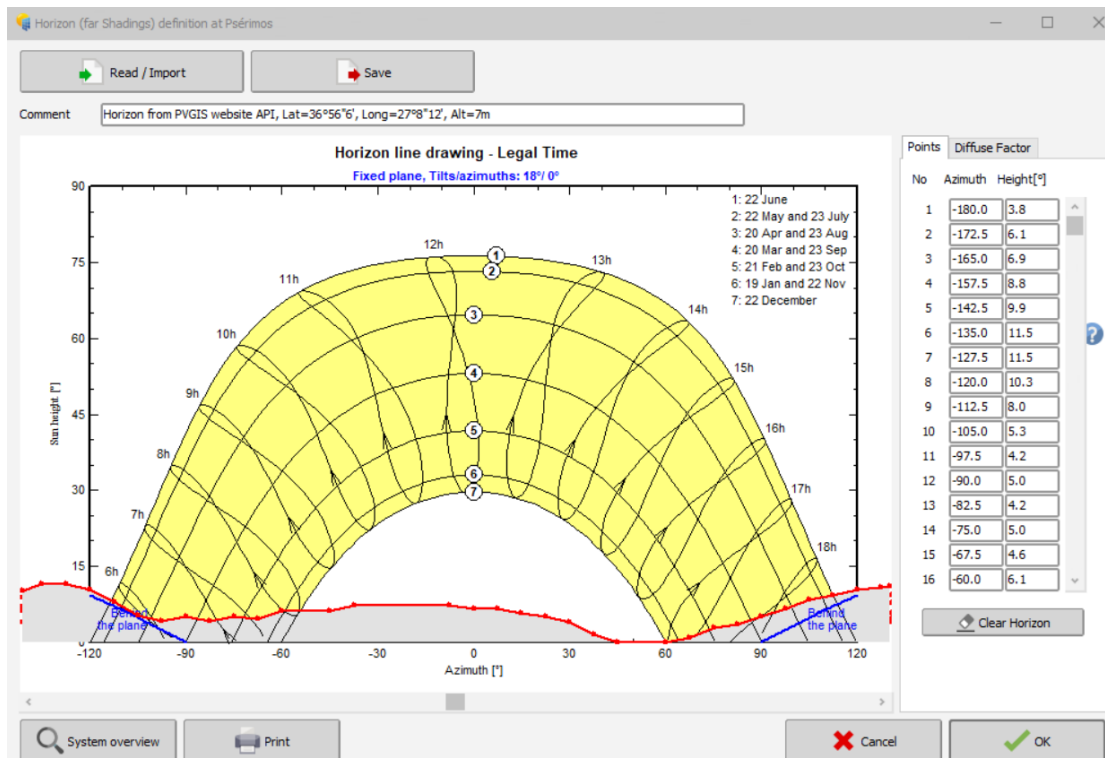
Διάγραμμα 4-2: Απεικόνιση ηλιακής κίνησης με επίκεντρο τον οικισμό της Ψερίμου

Η καρτέλα που εμφανίζεται αναπαριστά την κίνηση του ήλιου κατά την διάρκεια όλων των ημερών ενός έτους με επίκεντρο τον οικισμό της Ψερίμου (Διάγραμμα 4-2). Προκειμένου να γίνουν γνωστές οι ημέρες στις οποίες οι ηλιακές ακτίνες προσπίπτουν πάνω στα φωτοβολταϊκά (της ορισμένης, σταθερής κλίσεως και κατεύθυνσης) πρέπει να προσδιοριστεί στην καρτέλα αυτήν η τοποθεσία σχεδιασμού. Επιλέγεται: “Read/Import”.



Εικόνα 4-17: Φόρτωση δεδομένων κίνησης ήλιου με επίκεντρο τον οικισμό της Ψερίμου

Επιλέγεται το “PVGIS Horizon from web” στην τελευταία έκδοσή του, στη συνέχεια “Import from web” και τελικά “Ok”. Παράγεται το ακόλουθο διάγραμμα 4-3:



Διάγραμμα 4-3: Απεικόνιση ηλιακής κίνησης με επίκεντρο τον οικισμό της Ψερίμου και επίδραση των γειτονικών λόφων στην προσπίπτουσα ακτινοβολία στο επίκεντρο (“far shadings”)

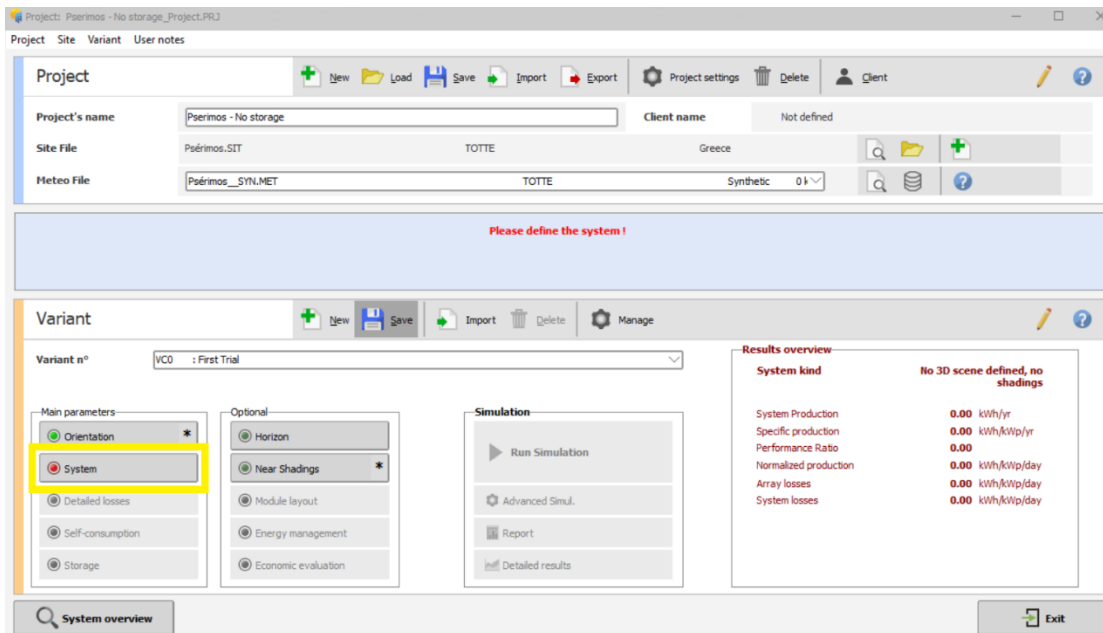
Το διάγραμμα κίνησης του ήλιου παραμένει το ίδιο με αυτό του διαγράμματος 4-2. Οι μπλε ευθείες γραμμές στο διάγραμμα 4-3 απεικονίζουν τα όρια της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει στα φωτοβολταϊκά πλαίσια, τα οποία οφείλονται στην αζιμουθιακή κατεύθυνσή τους ( $0^\circ$ ). Η κόκκινη, τεθλασμένη γραμμή απεικονίζει τα όρια της ίδιας ακτινοβολίας, τα οποία οφείλονται στο ύψος των γειτνιαζόντων λόφων. Παρατηρείται ότι η επίδραση των λόφων περιορίζει το αξιοποιήσιμο διάγραμμα κίνησης ηλίου περισσότερο από την αζιμουθιακή κατεύθυνση στην ανατολική και στην δυτική κατεύθυνση, δηλαδή κατά την αρχή και κατά το τέλος της ημέρας, ενώ σε οποιαδήποτε άλλη κατεύθυνση η ακτινοβολία προσπίπτει κανονικά στα πλαίσια. Συνεπώς, η επιλογή της αζιμουθιακής κατεύθυνσης ως  $0^\circ$  στη συγκεκριμένη γεωγραφική θέση δεν αποτέλεσε περιοριστικός παράγοντας λόγω σκίασης. Πρακτικά, το διάγραμμα 4-3 αποτελεί δισδιάστατη απεικόνιση της κίνησης του ήλιου καθ’ όλο το έτος της εικόνας 4-9 (βλ. και Παράρτημα Α)

#### 4.4. ΠΡΟΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ

Η πρώτη προσομοίωση που θα εφαρμοστεί στο PVsyst θα είναι προσεγγιστική, ώστε ο χρήστης να αποκτήσει μία γενική εικόνα της τάξης της παραγόμενης ενέργειας από τον φωτοβολταϊκό σταθμό, της σχέσης της με την κατανάλωση του οικισμού της Ψερίμου και του μεγέθους του συστήματος. Η προσομοίωση αυτή θα αποτελέσει την βάση για το σχεδιασμό των 2 συστημάτων, “Pserimos-No Storage” και “Pserimos-Storage”.

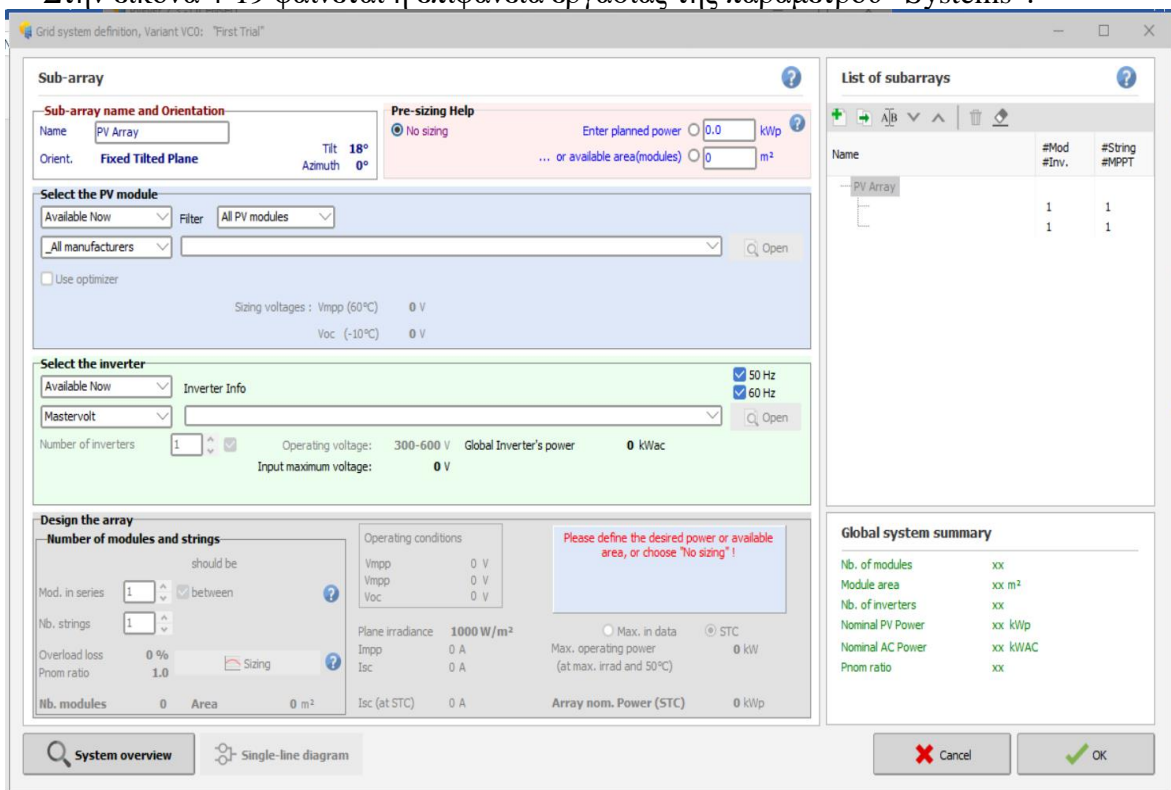
##### 4.4.1. ΣΥΣΤΗΜΑ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΩΝ ΠΛΑΙΣΙΩΝ ΚΑΙ ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΕΩΝ

Επιλέγεται η παράμετρος “Systems”:



Εικόνα 4-18: Επιλογή παραμέτρου “Systems”

Στην εικόνα 4-19 φαίνεται η επιφάνεια εργασίας της παραμέτρου “Systems”:



Εικόνα 4-19: Επιφάνεια εργασίας παραμέτρου: “Systems”

Στην επιφάνεια αυτή ορίζεται το μέγεθος της εγκατεστημένης ισχύος, το είδος του φωτοβολταϊκού πλαισίου, το είδος του αντιστροφέα DC-AC και ο τρόπος διάταξης της εγκατάστασης.

#### 4.4.1.1. ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΙΧΜΗΣ

Στον πίνακα 4-16 της παραγράφου 4.4.4 φαίνονται οι μηνιαίες καταναλώσεις ολόκληρου του οικισμού της Ψερίμου. Παρατηρείται ότι η υψηλότερη κατανάλωση



εντοπίζεται τον μήνα Αύγουστο με 97145,44 kWh. Προκειμένου να υπολογιστεί η προσεγγιστική εγκατεστημένη ισχύς για την κάλυψη της μέγιστης αυτής μηνιαίας κατανάλωσης αξιοποιείται η σχέση 4-1:

$$P_{PEAK} = \frac{E_{month,peak}}{DPM \cdot PSH} \quad \text{Εξίσωση 4-1}$$

Όπου:  $E_{month,peak} = 97145,44 \text{ kWh}$

$DPM = 31$  μέρες Αυγούστου (Days Per Month)

$PSH = 6\text{h}$  (Peak Sun Hours): μέσο πλήθος ωρών στις οποίες υπάρχει μέγιστη αξιοποίηση της ηλιοφάνειας

Προκύπτει:  $P_{PEAK} = 522 \text{ kW}$ : προσεγγιστική, εγκατεστημένης ισχύος για να καλυφθούν οι ανάγκες το μήνα Αύγουστο. Η ισχύς αυτή, λοιπόν, καλύπτει και τις ηλεκτρικές ανάγκες του οικισμού για κάθε μήνα του έτους, αφού μπορεί να καλύψει τις μέγιστες δυνατές του Αυγούστου.

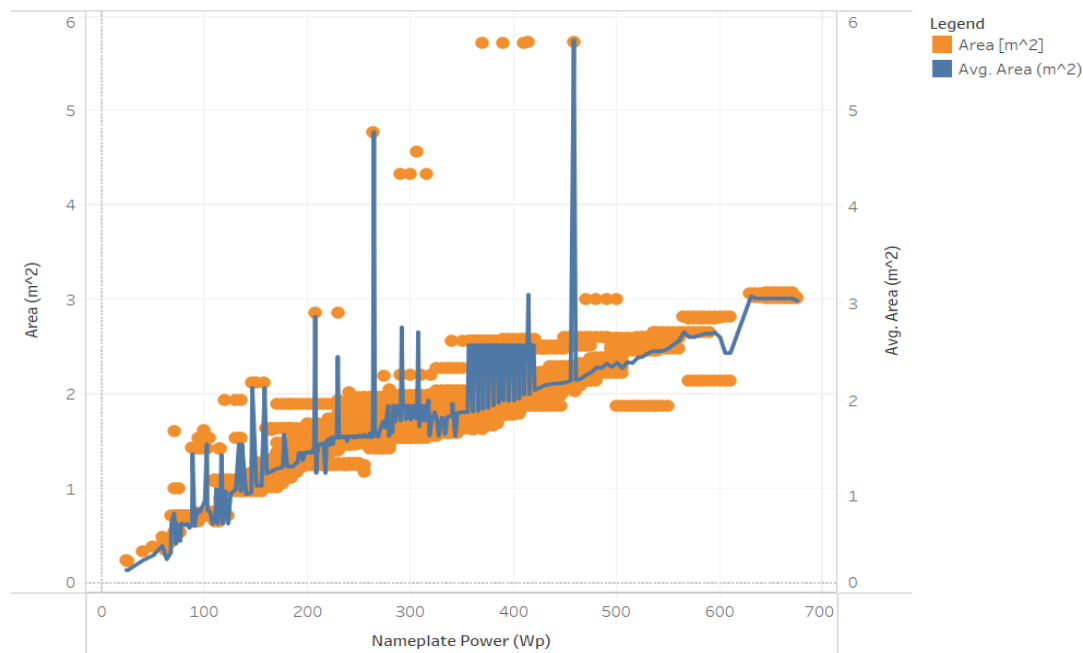
#### 4.4.1.2. ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ

##### 4.4.1.2.1. ΕΠΙΛΟΓΗ ΕΙΔΟΥΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΟΥ ΠΛΑΙΣΙΟΥ ΚΑΙ ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΠΡΟΣΩΡΙΝΟΥ ΠΛΗΘΟΥΣ

Οι βασικές παράμετροι για την επιλογή φωτοβολταϊκού αποτελούν η σύγχρονη τεχνολογία του, η οποία ελαχιστοποιεί τις ενεργειακές απώλειες λόγω σκίασης, βαθμού απόδοσης, θερμοκρασίας κτλ και η όσο τον δυνατόν μικρότερη αξιοποίηση γης λόγω της περιορισμένης, διαθέσιμης, αξιοποιήσιμης γης.

Στο διάγραμμα 4-4 απεικονίζεται η σχέση της επιφάνειας με την ονομαστική ισχύ φωτοβολταϊκών πλαισίων όπως εξήχθησαν από τον κατάλογο χρησιμοποιούμενων φωτοβολταϊκών στις Ηνωμένες Πολιτείες της Αμερικής σύμφωνα με την Ενεργειακή Επιτροπή της Καλιφόρνιας [15].

Επιφάνεια φωτοβολταϊκού πλαισίου σε σχέση με την ονομαστική του ισχύ



The trends of Area (m<sup>2</sup>) and Avg. Area (m<sup>2</sup>) for Nameplate Power (Wp). Color shows details about Avg. Area (m<sup>2</sup>).

Διάγραμμα 4-4: Μέγεθος φωτοβολταϊκών πλαισίων μίας βάσης δεδομένων από την Καλιφόρνια, ΗΠΑ

Παρατηρείται ότι όσο αυξάνεται η ονομαστική ισχύς του φωτοβολταϊκού, τείνει να αυξάνεται και η επιφάνειά του. Μεγαλύτερη επιφάνεια φωτοβολταϊκού σε συνδυασμό με την εισαγωγή κλίσεως οδηγεί σε μικρότερη ανάγκη σε επιφάνεια αξιοποιήσιμης γης. Συνεπώς, απαιτείται πάνελ υψηλής ονομαστικής ισχύος, ώστε να ελαχιστοποιηθεί η επιφάνεια γης που θα καλύψει η συνολική ποσότητα.

Το φωτοβολταϊκό πάνελ, το οποίο θα χρησιμοποιηθεί για την εγκατάσταση είναι το ECO DELTA 550W Mono Half-cell (ECO-550M-72LHC Black frame) της εταιρίας Eco Delta το τεχνικό φυλλάδιο του οποίου είναι διαθέσιμο στην ελληνική αγορά μετά από έρευνα στο διαδίκτυο (Παράρτημα Γ). Το πάνελ αυτό των 550W χαρακτηρίζεται από:

- κελιά βελτιωμένης θερμικής συμπεριφοράς αποφεύγοντας την δημιουργία θερμών σημείων
- νέα μορφή εσωτερικού κυκλώματος κελιών, το οποίο μειώνει τις απώλειες ρεύματος.
- Εφαρμογή τεχνολογίας PERC για αυξημένη απόδοση και παραγόμενης ισχύος
- Μειωμένη επίδραση σκίασης λόγω ημικυψέλων
- Αντοχή σε ακραίες καιρικές συνθήκες
- Υψηλή αντοχή PID (Potential induced degradation)

Τα βασικά χαρακτηριστικά του πλαισίου αυτού φαίνονται στον πίνακα 4-1:

ECO DELTA 550W Mono Half-cell (ECO-550M-72LHC black frame)			
Ονομαστική Ισχύς [Wp]	550	Αριθμός Κυψελών	144 (ημικυψέλες)
Βαθμός Απόδοσης [%]	21,31	Τύπος Κυψελών	Μονοκρυσταλλικό
$I_{MPP}$ [A]	12,95	Ύψος x Πλάτος x Μήκος [mm]	2278 x 1133 x 35mm
$V_{OC}$ [V]	50,15	Καθαρό βάρος [kg]	27,3

Πίνακας 4-1: Βασικά χαρακτηριστικά του φωτοβολταϊκού πλαισίου ECO DELTA 550W Mono Half-cell (ECO-550M-72LHC black frame)

Το πλήθος των φωτοβολταϊκών πλαισίων ECO-550M-72LHC που χρειάζεται για να ικανοποιήσει την ισχύ αιχμής δίνεται από τη σχέση 4-2:

$$N_{PV} = \frac{P_{PEAK}}{P_{NOM}} \quad \text{Εξίσωση 4-2}$$

Όπου:  $P_{PEAK} = 522 \text{ kW}$ : προσεγγιστική ισχύς αιχμής

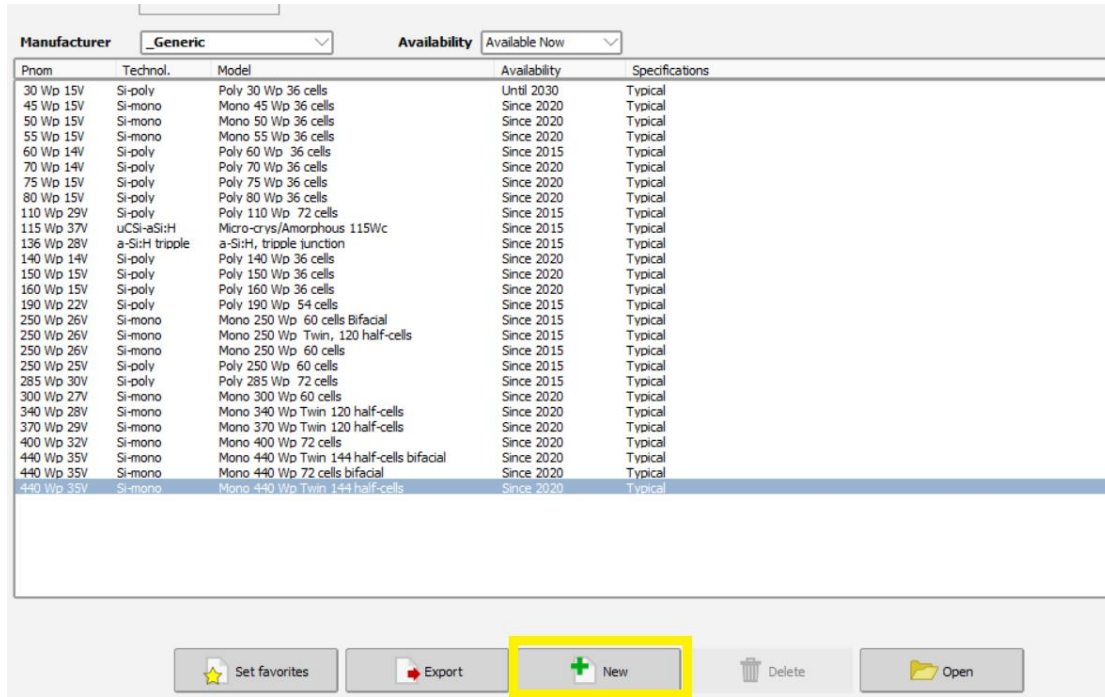
$P_{NOM} = 550\text{W}$ : ονομαστική ισχύς ECO-550M-72LHC

Προκύπτει:  $N_{PV} = 949,09$ . Άρα, στην φάση της προδιαστασιολόγησης θα τοποθετηθούν προσωρινά 950 φωτοβολταϊκά πλαίσια ECO-550M-72LHC.

#### 4.4.1.2.2. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΤΟΥ ΝΕΟΥ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΥ ΠΛΑΙΣΙΟΥ ΣΤΟ PVsyst

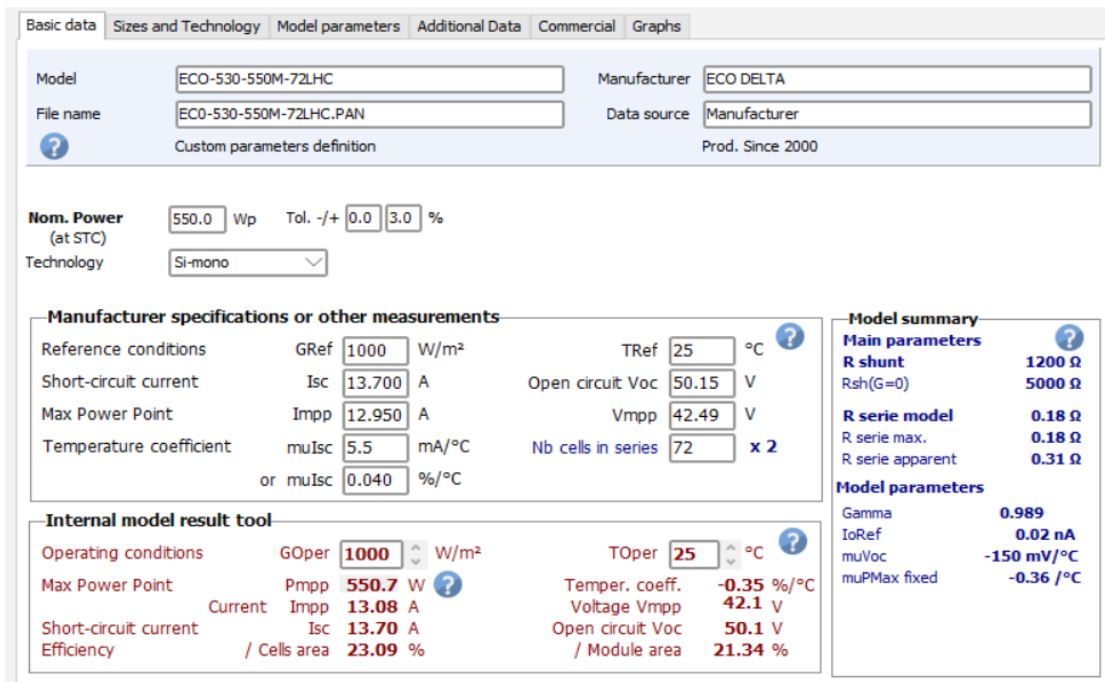
Το εν λόγω πλαίσιο δεν υπάρχει στην βιβλιοθήκη του PVsyst. Η εισαγωγή νέου φωτοβολταϊκού πλαισίου πραγματοποιείται στην επιλογή: Database > PV modules > New όπως φαίνεται στις εικόνες 4-20, 4-21, 4-22:





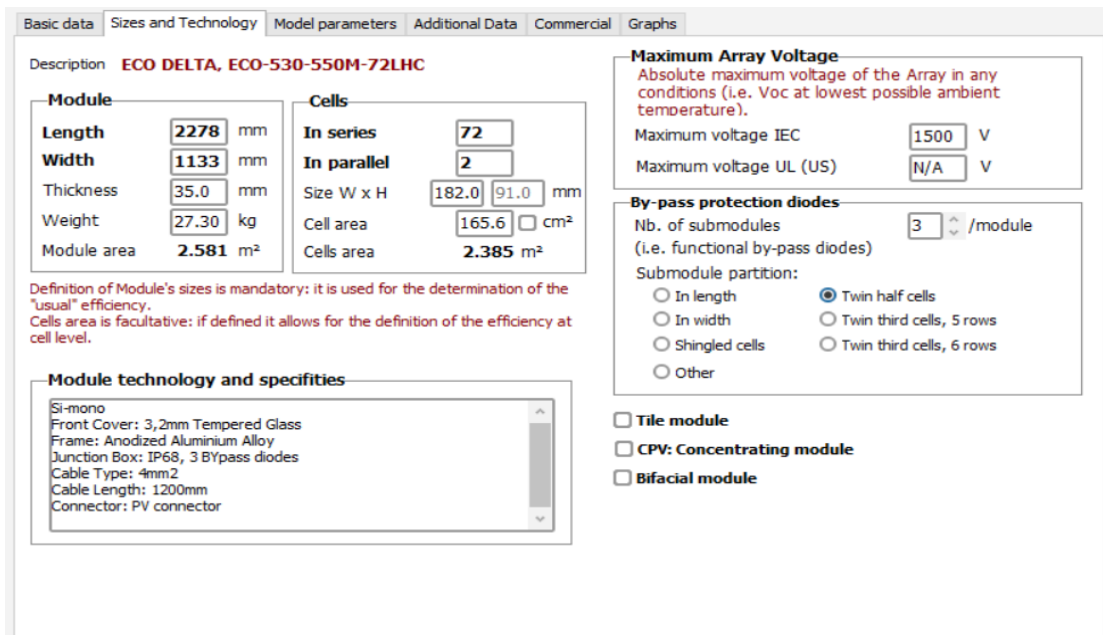
Εικόνα 4-22: Επιλογή για δημιουργία νέου φωτοβολταϊκού πλαισίου

Μέσω του διαθέσιμου τεχνικού φυλλαδίου (Παράρτημα Γ) εισάγονται όλα τα απαραίτητα στοιχεία του νέου φωτοβολταϊκού όπως φαίνεται στις εικόνες:



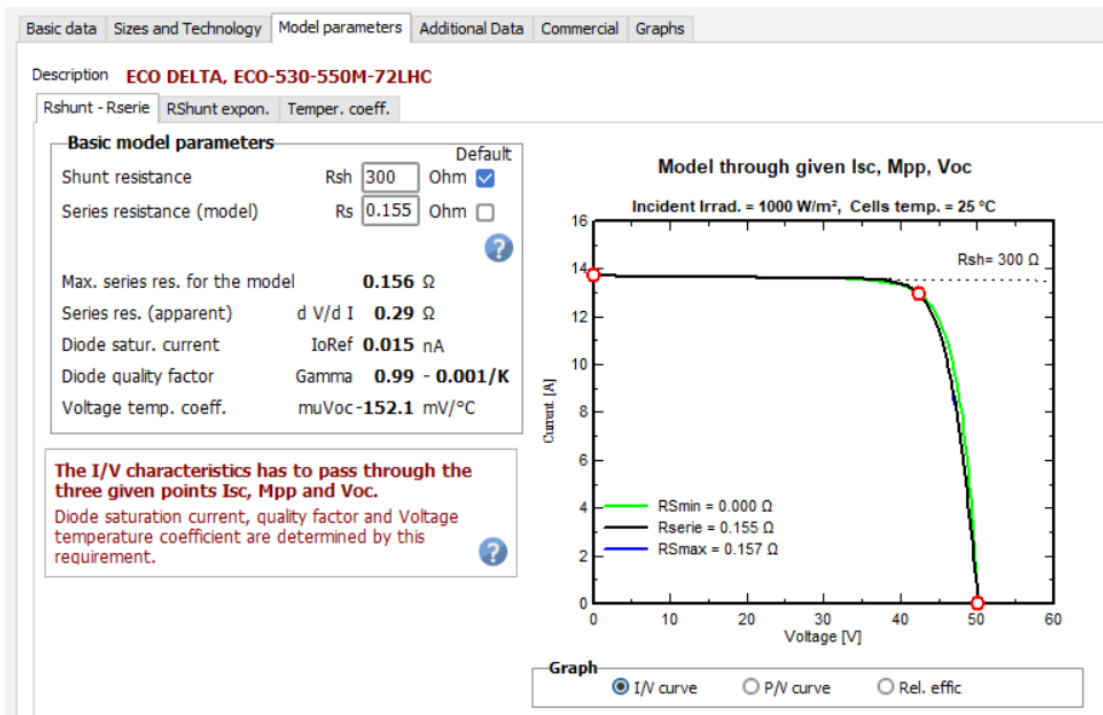
Εικόνα 4-23: Βασικά δεδομένα νέου φωτοβολταϊκού πλαισίου

Στην εικόνα 4-23, “Basic data”, καταχωρούνται τα βασικά ηλεκτρικά μεγέθη του πλαισίου. Στην επιλογή “Nb cells in series” ορίζονται 72 κυψέλες εν σειρά, καθώς το πλαίσιο διαθέτει 144 ημικυψέλες. Ο όρος “x2” θα εισαχθεί από την επόμενη σελίδα της εικόνας 4-24, “Sizes and Technology”.

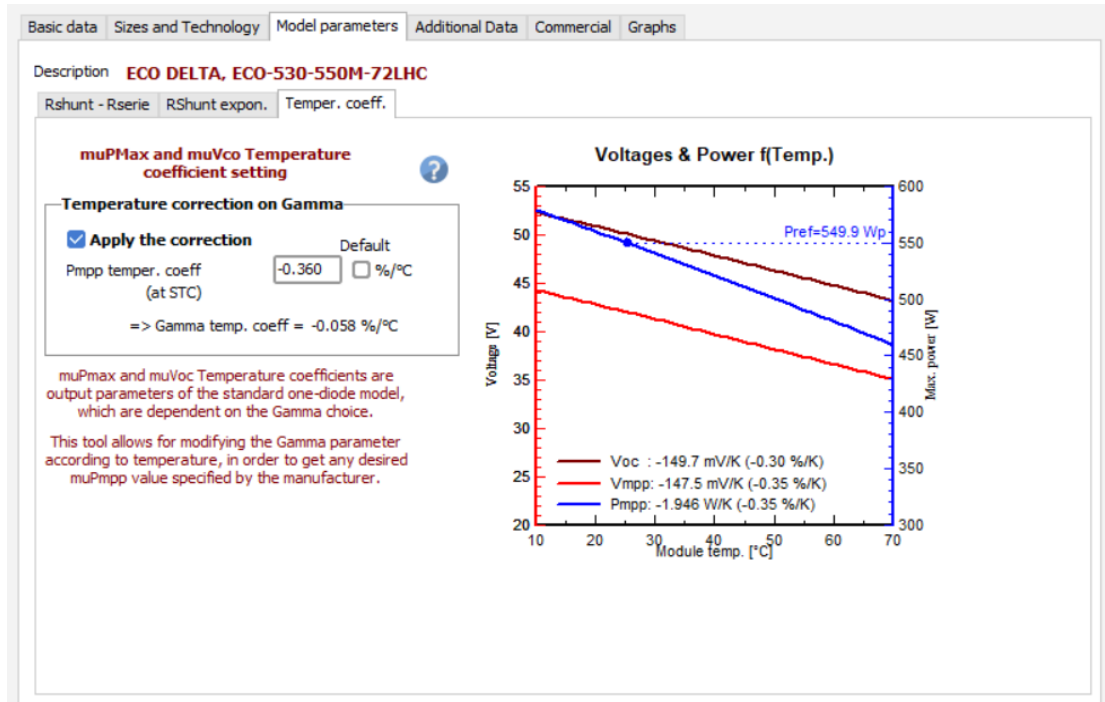


Εικόνα 4-24: Γεωμετρικά χαρακτηριστικά του νέου φωτοβολταϊκού πλαισίου

Στην εικόνα 5, “SIZES and Technology”, ορίζονται τα βασικά γεωμετρικά χαρακτηριστικά του πλαισίου και των κυψελών. Σημειώνεται ότι επιλέγεται ως μέγιστη τάση εν σειρά πλαισίων τα 1500V, ώστε να υπάρχει μεγαλύτερη ευχέρεια στο σχεδιασμό του συστήματος. Το τεχνικό φυλλάδιο ορίζει 3 διόδους by-pass.



Εικόνα 4-25: Εισαγωγή εσωτερικών αντιστάσεων του νέου φωτοβολταϊκού πλαισίου



Εικόνα 4-26: Εισαγωγή συντελεστή επίδρασης της θερμοκρασίας στη μέγιστη ισχύ  $P_{MPP}$

Το τεχνικό φυλλάδιο δεν ορίζει τιμές για τις 2 εν λόγω αντιστάσεις. Η “shunt resistance” καθορίζει την μικρή κλίση του τμήματος της καμπύλης από το  $I_{SC}$  μέχρι και το MPP, ενώ η “series resistance” καθορίζει την κλίση από το MPP μέχρι το  $V_{OC}$ . Επιλέγεται η προεπιλογή της “shunt resistance”.

#### 4.4.1.3. INVERTER DC-AC

Οι inverters που θα τοποθετηθούν οφείλουν να είναι ικανοί να διαχειρίζονται τα 520 kW της εγκατάστασης προδιαστασιολόγησης. Στο παρόν κεφάλαιο θα επιλεγεί το είδος του inverter, ενώ το πλήθος του ενδεχομένως να μεταβληθεί στην τελική εγκατάσταση, καθώς η ισχύς της εγκατάστασης θα διαφοροποιηθεί.

Ένας inverter 500 kW θα μπορούσε να αξιοποιηθεί στην δεδομένη εγκατάσταση, αλλά παρουσιάζει ένα σημαντικό μειονέκτημα: σε περίπτωση βλάβης και ανάγκης επισκευής του ολόκληρο το φωτοβολταϊκό σύστημα θα τεθεί ανενεργό, καθώς το συνεχές ρεύμα που παράγουν τα πλαίσια δεν θα μπορεί να μεταβληθεί σε εναλλασσόμενο, αξιοποιήσιμο από το τοπικό δίκτυο. Ολόκληρη η κοινότητα θα στερηθεί την πρόσβαση σε ηλεκτρικό ρεύμα κατά την διάρκεια βλάβης και επισκευής, ενώ παράλληλα δεν θα τροφοδοτείται από το εθνικό δίκτυο λόγω προσωρινής απώλειας του inverter. Συνεπώς, συνιστάται η τοποθέτηση ενός πλήθους inverters, η ισχύς των οποίων να αθροίζεται στην ισχύ της εγκατάστασης, δηλαδή 520 kW περίπου.

Επιλέγεται η χρήση 5 inverters 100 kW ο καθένας. Η επιλογή του συγκεκριμένου είδους του inverter εξαρτάται από τα ακόλουθα κριτήρια:

- Ονομαστική ισχύς: 100 kW, τριφασικός
- Διαθεσιμότητα ρυθμιστή MPPT: συντονίζει συνεχώς το σημείο λειτουργίας με το σημείο λειτουργίας μέγιστη τάσης.
- Διαθεσιμότητα του αντιστροφέα στην ελληνική αγορά, ώστε να είναι πιο εύκολη η προμήθειά του
- Οικονομική τιμή
- Υψηλή μέγιστη τάση εισόδου: η τιμή τάσης ανοικτού κυκλώματος  $V_{OC}$  της συστοιχίας των πλαισίων στη χειρίστη θερμοκρασία των  $-10^{\circ}\text{C}$  (προεπιλογή

του PVsyst) οφείλει να μην ξεπερνά την μέγιστη τάση εισόδου στον inverter. Συνεπώς, για μεγαλύτερη άνεση στην τοποθέτηση πλαισίων σε σειρά συνιστάται υψηλή τιμή της τάσης αυτής.

- Για εγκαταστάσεις άνω των 10kWp όπως η παρούσα προτείνεται εύρος τάσεως λειτουργίας inverter: 400 V – 700 V [16]. Βέβαια, το εύρος αυτό μπορεί να είναι και υποσύνολο ενός μεγαλύτερου. Η τάση λειτουργίας του inverter ταυτίζεται με την τάση της συνδεδεμένης φωτοβολταϊκής συστοιχίας.

Η αναζήτηση του κατάλληλου inverter με βάση τα ανωτέρω κριτήρια πραγματοποιείται μέσω της βιβλιοθήκης του PVsyst. Τελικά, επιλέγεται ο inverter DC-AC: SUN2000-100KTL-INMO-480Vac της εταιρίας Huawei Technologies, τα τεχνικά χαρακτηριστικά του οποίου φαίνονται στην εικόνα 4-27:

SUN2000-100KTL-M1  
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M1
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
European efficiency	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
<b>Input</b>	
Max. Input Voltage <sup>1</sup>	1,100 V
Max. Current per MPPT	25 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>	200 V – 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of MPP trackers	10
Max. number of inputs	20
<b>Output</b>	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading.. 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
<b>Protection</b>	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
<b>Communication</b>	
Display	LED Indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)
<b>General Data</b>	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	90 kg
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W
<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11, DEWA , G99, NRS 097-2-1

<sup>1</sup> The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.  
<sup>2</sup> Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter abnormal operation.

Εικόνα 4-27: Τεχνικά χαρακτηριστικά αντιστροφέα τάσεως SUN2000-100KTL-INMO-480Vac

#### 4.4.1.4. ΣΥΝΔΕΣΜΟΛΟΓΙΑ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΠΛΑΙΣΙΩΝ ΚΑΙ ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΕΩΝ ΚΑΤΑ ΤΗΝ ΠΡΟΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ

Η εγκατάσταση προς διασύνδεση εμπεριέχει 945 φωτοβολταϊκά πλαίσια ECO-550M-72LHC συνολικής εγκατεστημένης ονομαστικής ισχύος 520 kW και 5 inverters DC-AC SUN2000-100KTL-INMO-480Vac. Συνεπώς, κάθε inverter επωμίζεται ενός συγκεκριμένου πλήθους φωτοβολταϊκών πλαισίων: οι 4 συνδέονται με 190 πλαίσια συνολικής ισχύος 104,5 kW έκαστος, ενώ ο πέμπτος με 185 πλαίσια συνολικής ισχύος 101,75. Η εξακρίβωση του αριθμού των string και των πλαισίων ανά string πραγματοποιείται αυτόματα από το PVsyst. Δεν απαιτείται η δια χειρός ρύθμισή τους, καθώς η διαθέσιμη προς αξιοποίηση γη είναι μεγάλης επιφάνειας.

Στην παράμετρο Systems κατασκευάζονται 5 διαφορετικά sub arrays και εισάγεται σε κάθε ένα η αντίστοιχη ισχύς, το επιλεγμένο φωτοβολταϊκό πλαίσιο και ο επιλεγμένος inverter (Εικόνα 4-28), ονομαστικά τα “SUB-1”, “SUB-2”, “SUB-3”, “SUB-4” και “SUB-5”. Σε κάθε ένα από τα 4 πρώτα ορίζονται 104,5 kW, ενώ στο πέμπτο 101,74 kW. Υπάρχει η δυνατότητα να κατασκευαστούν και 2 sub arrays, όπου στο ένα θα οριστούν οι 4 όμοιες συνδεσμολογίες των 190 πλαισίων και στο άλλο η συνδεσμολογία των 185 πλαισίων, αλλά επιλέγονται τα 5 sub arrays, ώστε να διακρίνεται εμφανώς το πλήθος των strings που συνδέονται σε κάθε αντιστροφέα. Στην παρούσα φάση δεν αξιοποιείται η δυνατότητα των ρυθμιστών MPPT και του power sharing, καθώς κάθε sub array διαθέτει περίπου τον ίδιο αριθμό των ίδιων πλαισίων.

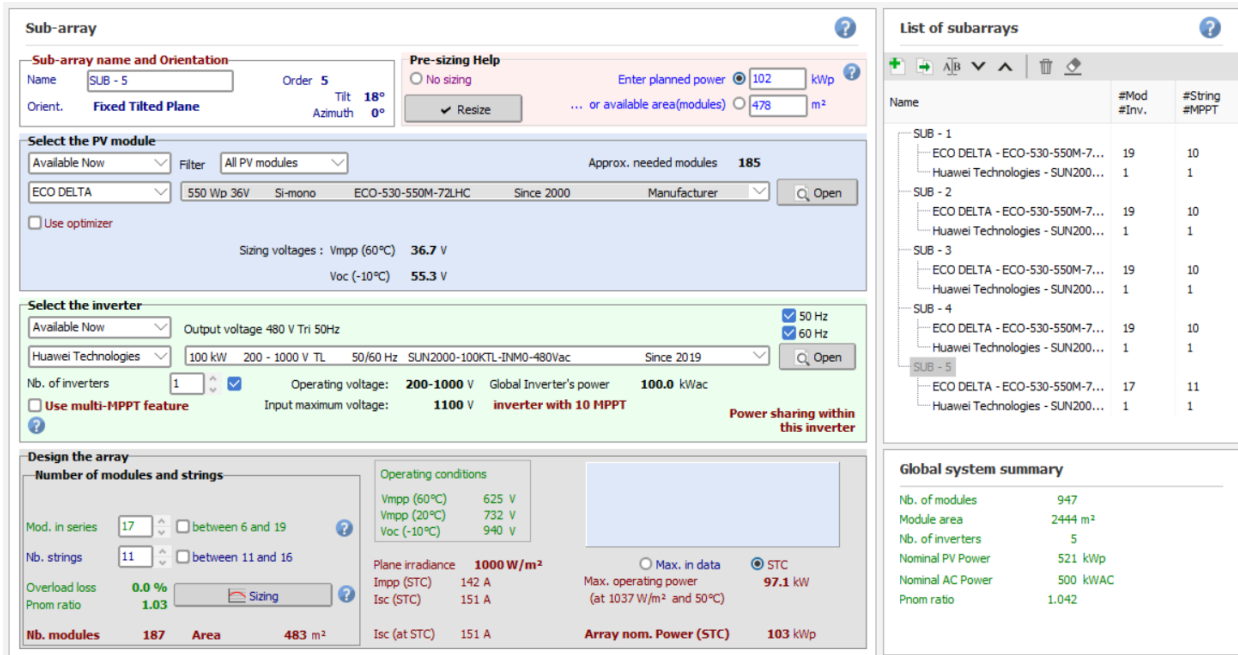
Name	#Mod	#Inv.	#String	#MPPT
SUB - 1	ECO DELTA - ECO-530-550M-7...	19	10	
	Huawei Technologies - SUN200...	1	1	
SUB - 2	ECO DELTA - ECO-530-550M-7...	19	10	
	Huawei Technologies - SUN200...	1	1	
SUB - 3	ECO DELTA - ECO-530-550M-7...	19	10	
	Huawei Technologies - SUN200...	1	1	
SUB - 4	ECO DELTA - ECO-530-550M-7...	19	10	
	Huawei Technologies - SUN200...	1	1	
SUB - 5	ECO DELTA - ECO-530-550M-7...	17	11	
	Huawei Technologies - SUN200...	1	1	

Nb. of modules	947
Module area	2444 m <sup>2</sup>
Nb. of inverters	5
Nominal PV Power	521 kWp
Nominal AC Power	500 kWAC
Pnom ratio	1.042

Εικόνα 4-28: Κατασκευή των 4 όμοιων sub arrays: "SUB -1", "SUB - 2", "SUB - 3" και "SUB - 4" για το προδιαστασιοποιημένο σύστημα. Παρουσιάζεται μόνο το "SUB - 1", καθώς τα υπόλοιπα 3 είναι ίδια.



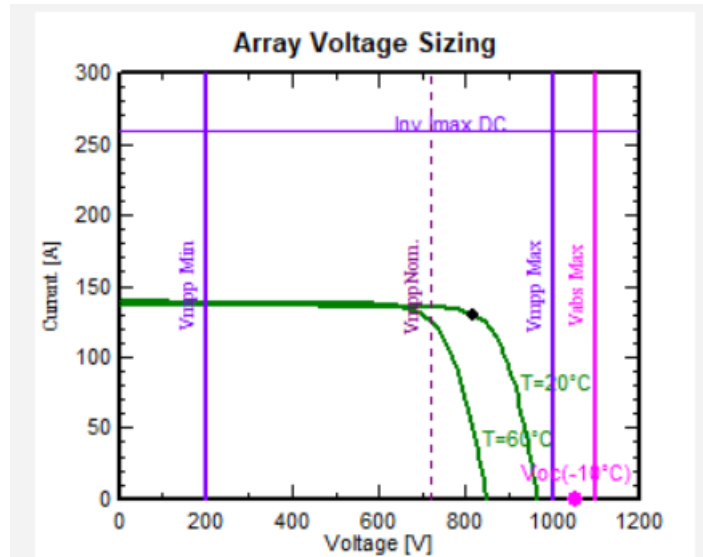


Εικόνα 4-29: Κατασκευή του πέμπτου sub array “SUB – 5” για το προδιαστασιολογημένο σύστημα

Subarray	Ονομαστική ισχύς πλαισίων [kW]	Αριθμός πλαισίων	P <sub>nom</sub> [%]	Αριθμός strings	Αριθμός πλαισίων/string
SUB-1	104,5	190	1,05	10	19
SUB-2	104,5	190	1,05	10	19
SUB-3	104,5	190	1,05	10	19
SUB-4	104,5	190	1,05	10	19
SUB-5	101,75	187	1,03	11	17

Πίνακας 4-2: Βασικά χαρακτηριστικά των 5 subarrays του προδιαστασιολογημένου συστήματος

Η οργάνωση των πλαισίων σε strings και σε πλαίσια/string προτείνεται από το PVsyst, αλλά ο ίδιος ο χρήστης έχει την δυνατότητα ρύθμισης της διάταξης. Αρχικά, ορίζεται ο αριθμός των πλαισίων σε σειρά, ο οποίος καθορίζει την τάση του συστήματος. Η τάση  $V_{MPP}$  οφείλει να βρίσκεται μεταξύ των τιμών 200-1100 V για ασφαλή λειτουργία του inverter και, ειδικότερα, μεταξύ 400 V – 700 V [16]. Επίσης, η τάση  $V_{OC}$  στους -10°C οφείλει να μην ξεπερνά την μέγιστη τάση εισόδου στον inverter, δηλαδή τα 1100 V. Έχοντας ορίσει τον αριθμό των πλαισίων σε σειρά, επιλέγεται τώρα ο αριθμός των string, ώστε να ικανοποιηθεί η απαιτούμενη ισχύς με γνώμονα ότι το συνολικό συνεχές ρεύμα δεν πρέπει να υπερβαίνει το όριο λειτουργίας του inverter, 260 A. Με βάση την επιλογή του πλήθους των πλαισίων ορίζεται ο λόγος  $P_{nom}$ , ο οποίος εκφράζει το λόγο της ονομαστικής ισχύος των πλαισίων προς την ονομαστική ισχύ του inverter πρέπει να διαθέτει τιμές 0,75-1,25. Όλοι αυτοί οι περιορισμοί που ορίζει ο inverter αποτυπώνονται στο διάγραμμα της επιλογής “Sizing”:



Διάγραμμα 4-5: Καμπύλη λειτουργίας κάθε subarray. Θεωρείται ότι η καμπύλη του SUB-5 ταυτίζεται με την αντίστοιχη των υπολοίπων.

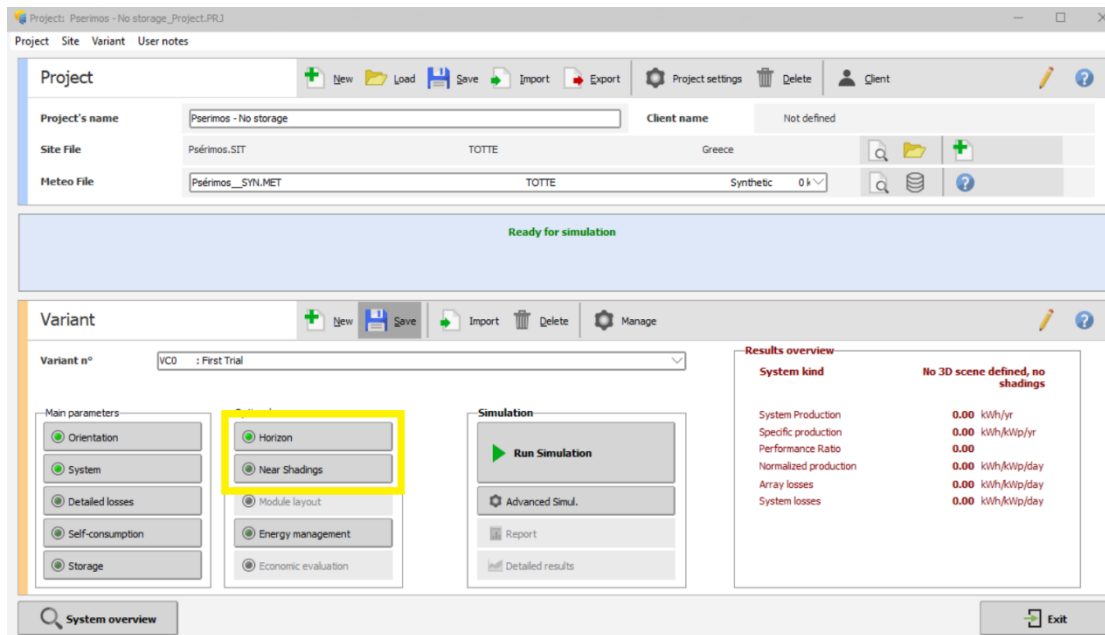
V <sub>MPP</sub> (20°C) [V]	732
I <sub>MPP</sub> (20°C) [A]	142
Αριθμός αντιστροφών	5
Συνολική επιφάνεια πλαισίων [m <sup>2</sup> ]	2444
Αριθμός πλαισίων	947
Ονομαστική ισχύς πλαισίων [kW <sub>p</sub> ]	521
Ονομαστική ισχύς αντιστροφών [kW <sub>ac</sub> ]	500
Συνολικό P <sub>nom</sub> [%]	1,042

Πίνακας 4-3: Χαρακτηριστικά του προδιαστασιοποιημένου φωτοβολταϊκού συστήματος

#### 4.4.2. ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΚΟΝΤΙΝΩΝ ΣΚΙΑΣΕΩΝ

Οι απώλειες σκίασης ορίζονται με τις παραμέτρους “Horizon” και “Near Shadings”. Η παράμετρος “Horizon” αφορά τις απώλειες ψηλών αντικειμένων όπως λόφων, διαθέτει όμοιες ρυθμίσεις σε κάθε προσομοίωση της παρούσας μελέτης και παρουσιάστηκε στην παράγραφο 4.3.3.

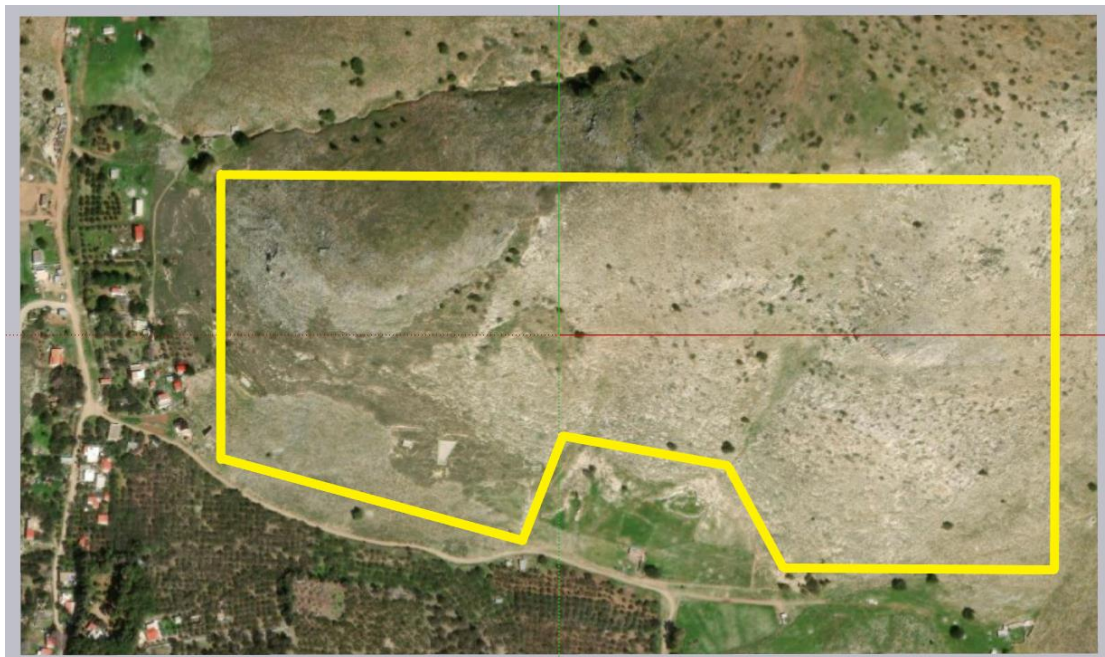
Η παράμετρος “Near Shadings” αφορά τις απώλειες σκίασης λόγω κοντινών, σχετικά μικρών αντικειμένων όπως κτήρια, δέντρα, τοίχοι και ακόμα γειτνιάζοντα φωτοβολταϊκά πλαίσια. Η τοποθεσία που επιλέχθηκε για την εγκατάσταση των φωτοβολταϊκών πλαισίων χαρακτηρίζεται από χαμηλή, αραιή βλάστηση και δεν έχει κτιστεί κάποιο κτήριο πάνω στο λόφο. Συνεπώς, η μοναδική απώλεια σε ένα πλαίσιο λόγω κοντινής σκίασης μπορεί να οφείλεται μόνο στα διπλανά πλαίσια.



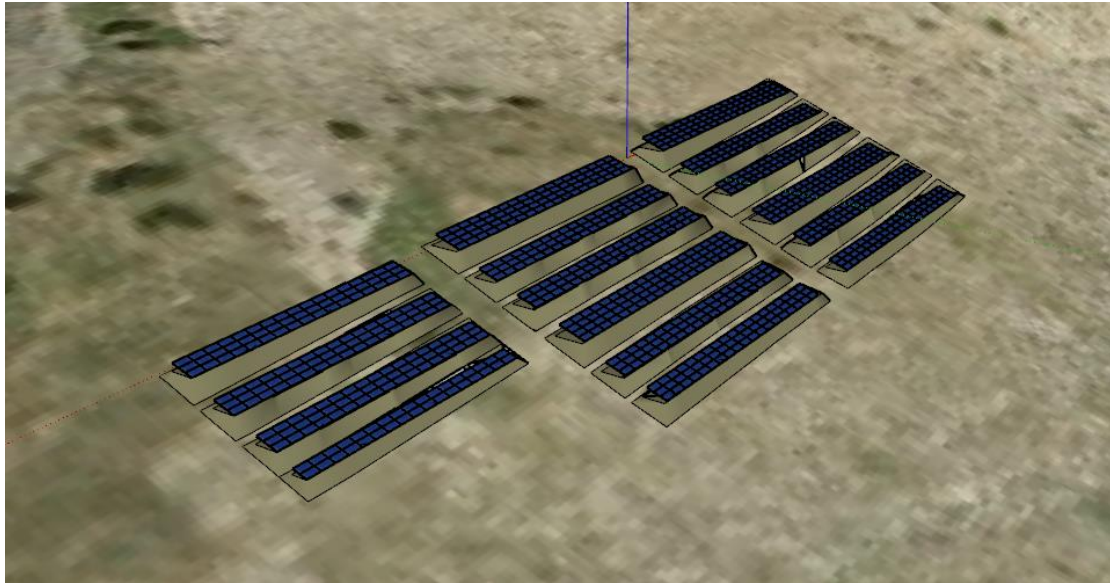
Εικόνα 4-30: Επιλογές “Horizon” και “Near Shadings”

Για τη μελέτη των κοντινών σκιάσεων σχεδιάζεται το προδιαστασιοποιημένο σύστημα πλαίσιων στο λογισμικό SketchUp, ακολουθώντας τις οδηγίες των παραρτημάτων Β και Γ όπως φαίνεται στην εικόνα 4-32. Για λόγους εκμετάλλευσης λιγότερης γης και αποφυγής χωροταξικών προβλημάτων τοποθετούνται πολλαπλά πλαίσια σε κάθε σειρά: 2, 3 και 4 πλαίσια ανά σειρά. Το σύνολο των strings που οργανώνονται με αυτόν τον τρόπο ονοματίζεται ως συστοιχία.

Τα πλαίσια τοποθετούνται ψηλά στο λόφο. Η αξιοποιήσιμη γη του υπό μελέτη λόφου φαίνεται στην εικόνα 4-31. Οι μη αξιοποιήσιμες περιοχές αφορούν τον ίδιο τον οικισμό, ιδιωτικές περιουσίες, ανώμαλο έδαφος και ρεματιές.



Εικόνα 4-31: Αξιοποιήσιμη γη του υπό μελέτη λόφου



Εικόνα 4-32: Εγκατάσταση φωτοβολταϊκών πλαισίων του προδιαστασιοποιημένου συστήματος

Οι συστοιχίες έχουν οργανωθεί σε 3 ομάδες. Η ομάδα 1 (εικόνα 4-32, δεξιά) αποτελείται από τα υποσυστήματα SUB-1 και SUB-2, η ομάδα 2 (εικόνα 4-32, μέση) από τα υποσυστήματα SUB-3 και SUB-4 και η ομάδα 3 από το υποσύστημα SUB-5. Οι ομάδες 1 και 2 εμπεριέχουν 6 συστοιχίες εκάστη, οι οποίες συνιστούν αντίστοιχα συνολικά 20 strings εκάστη, 10 για κάθε υποσύστημα όπως περιγράφεται στον πίνακα 4-2. Η ομάδα 3 εμπεριέχει 4 συστοιχίες, η οποία συνιστά τα 11 strings του υποσυστήματος SUB-5 (πίνακας 4-2).

Οι σειρές των πλαισίων πρέπει να απέχουν ικανοποιητική απόσταση  $a$ , ώστε να μην σκιάζει το ένα πλαίσιο το άλλο. Ο υπολογισμός της απόστασης αυτής πραγματοποιείται με τη μέθοδο του βιβλίου «Φωτοβολταϊκές Εγκαταστάσεις» του κ. Σταμάτη Πέρδιου [16]. Καθώς το αποτέλεσμα εξαρτάται από το ύψος της συστοιχίας, ο υπολογισμός θα πραγματοποιηθεί 3 φορές για κάθε ύψος συστοιχίας πολλαπλών πλαισίων των 2, 3 και 4 πλαισίων. Αξίζει να σημειωθεί ότι η μεθοδολογία αυτή αφορά σειρές πλαισίων σε επίπεδο έδαφος. Στην παρούσα μελέτη η εγκατάσταση πραγματοποιείται σε λόφο. Συνεπώς, η πραγματική, ελάχιστη, απαιτούμενη απόσταση  $a$  είναι μικρότερη της υπολογιζόμενης.

Για τους ακόλουθους υπολογισμούς χρησιμοποιούνται τα μεγέθη:

- $N_{\pi}$ : αριθμός στοιβαγμένων πλαισίων (2,3 ή 4)
- $N_{\sigma}$ : αριθμός πλαισίων σε σειρά (17 ή 19)
- $L_{\pi} = 2,278\text{m}$ : μήκος πλαισίου σε διάταξη landscape (η μεγαλύτερη διάσταση του πλαισίου είναι παράλληλη του εδάφους)
- $\gamma = 1,133\text{m}$ : ύψος ενός πλαισίου σε διάταξη landscape
- $\beta = 18^{\circ}$ : κλίση πλαισίων
- $\delta = 0$ : υψομετρική διαφορά ανάμεσα στα στηρίγματα των σειρών πλαισίων. Θεωρείται αμελητέα λόγω της μικρής κλίσης των  $18^{\circ}$ .
- $\Pi_{\sigma}$ : ελάχιστο πλάτος της επιφάνειας τοποθέτησης των συστοιχιών
- $a$ : ελάχιστη, οριζόντια απόσταση 2 συστοιχιών

Η επικάλυψη του ύψους της κατασκευής στήριξης δίνεται από τη σχέση 4-3:

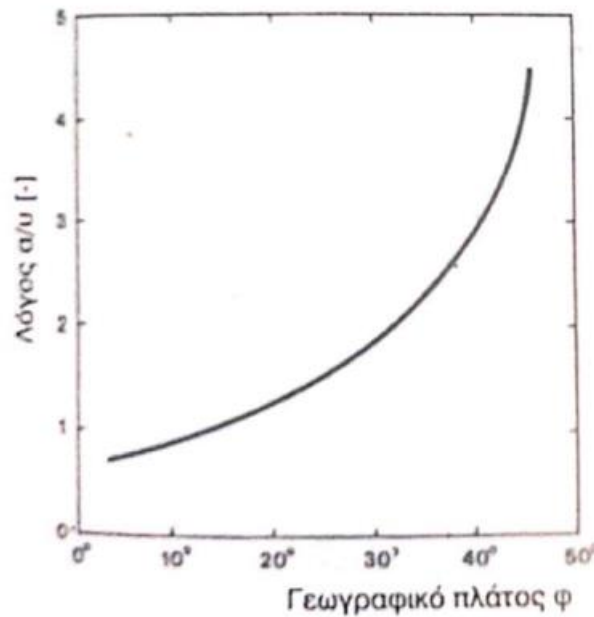
$$u = N_{\pi} \cdot \gamma \cdot \sin \beta - \delta \quad \text{Εξίσωση 4-3}$$

Το ελάχιστο πλάτος της επιφάνειας τοποθέτησης των συστοιχιών δίνεται από τη σχέση 4-4 και το μήκος από τη σχέση 4-5:

$$\Pi_{\sigma} = N_{\pi} \cdot \gamma \cdot \cos\beta \quad \text{Εξίσωση 4-4}$$

$$L_{\sigma} = N_{\sigma} \cdot L_{\pi} \quad \text{Εξίσωση 4-5}$$

Για τον υπολογισμό της ελάχιστης, οριζόντιας απόστασης  $\alpha$  μεταξύ 2 συστοιχιών γίνεται χρήση του διαγράμματος 4-6, το οποίο συσχετίζει το λόγο της απόστασης  $\alpha$  με την επικάλυψη  $\nu$  και το γεωγραφικό πλάτος  $\varphi$ . Για  $\varphi = 36,93^{\circ}$  προκύπτει  $\alpha/\nu = 2,5$ .



Διάγραμμα 4-6: Συσχέτιση λόγου απόστασης συστοιχιών με την επικάλυψή τους και του γεωγραφικού πλάτους

Τα αποτελέσματα για τα όμοια υποσυστήματα SUB-1, SUB-2, SUB-3 και SUB-4 φαίνονται στον πίνακα 4-4 και για το SUB-5 στον πίνακα 4-5:

Συστοιχία	$\nu$ [m]	$\alpha$ [m]	$L_{\sigma}$ [m]	$\Pi_{\sigma}$ [m]
3 πλαισίων	1,05	3	45	3,5
4 πλαισίων	1,4	3,5	45	4,5

Πίνακας 4-4: Επικάλυψη και διαστάσεις συστοιχιών των υποσυστημάτων SUB-1, SUB-2, SUB-3 και SUB-4

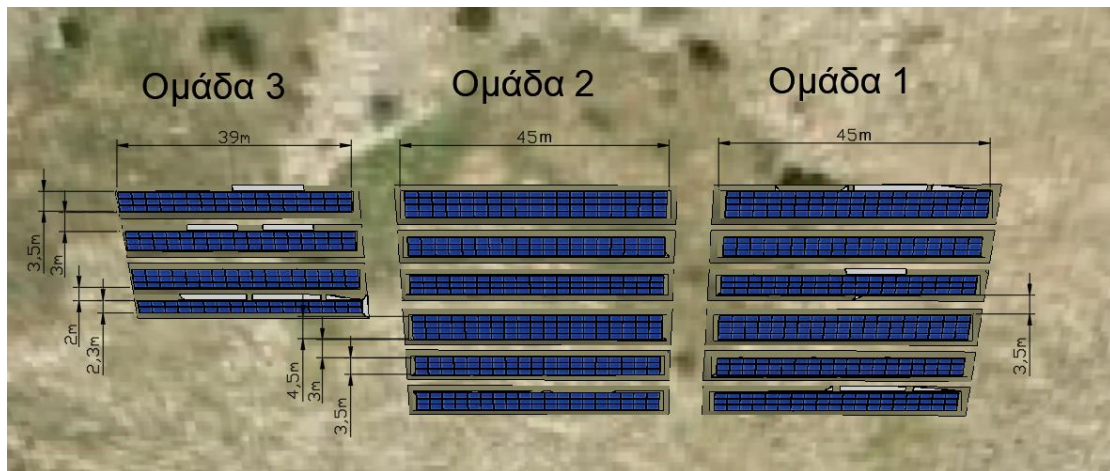
Συστοιχία	$\nu$ [m]	$\alpha$ [m]	$L_{\sigma}$ [m]	$\Pi_{\sigma}$ [m]
2 πλαισίων	0,7	2	39	2,3
3 πλαισίων	1,05	3	39	3,5

Πίνακας 4-5: Επικάλυψη και διαστάσεις συστοιχιών του υποσυστήματος SUB-5

Σημειώνεται ότι η απόσταση  $\alpha$  μίας συστοιχίας στους πίνακες 4-4, 4-5 αφορά την απόσταση της εν λόγω συστοιχίας με τη συστοιχία ακριβώς πίσω της (και υψομετρικά ανώτερης λόγω της κλίσης του λόφου).

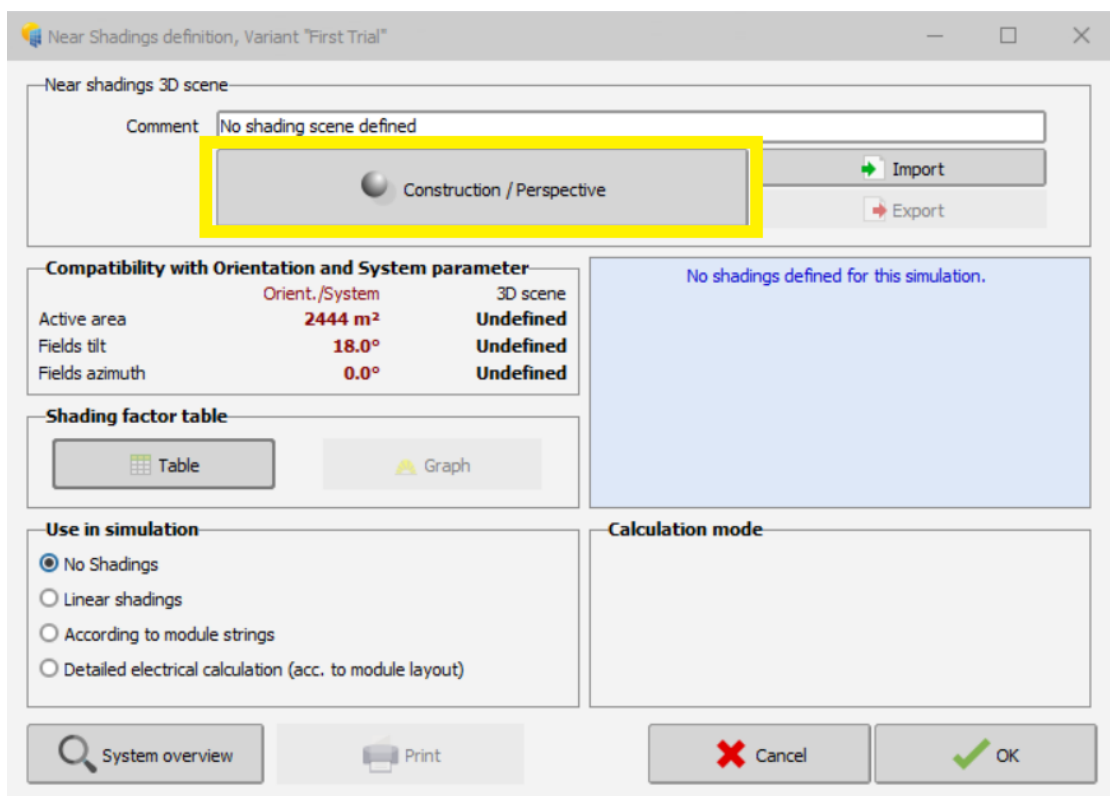
Κάθε πλαίσιο απέχει από τα γειτονικά του κατά 5cm.

Οι υπολογιζόμενες διαστάσεις φαίνονται στην εικόνα 4-33:



Εικόνα 4-33: Χωροθέτηση προδιαστασιολογημένου συστήματος με τη χρήση SketchUp Layout

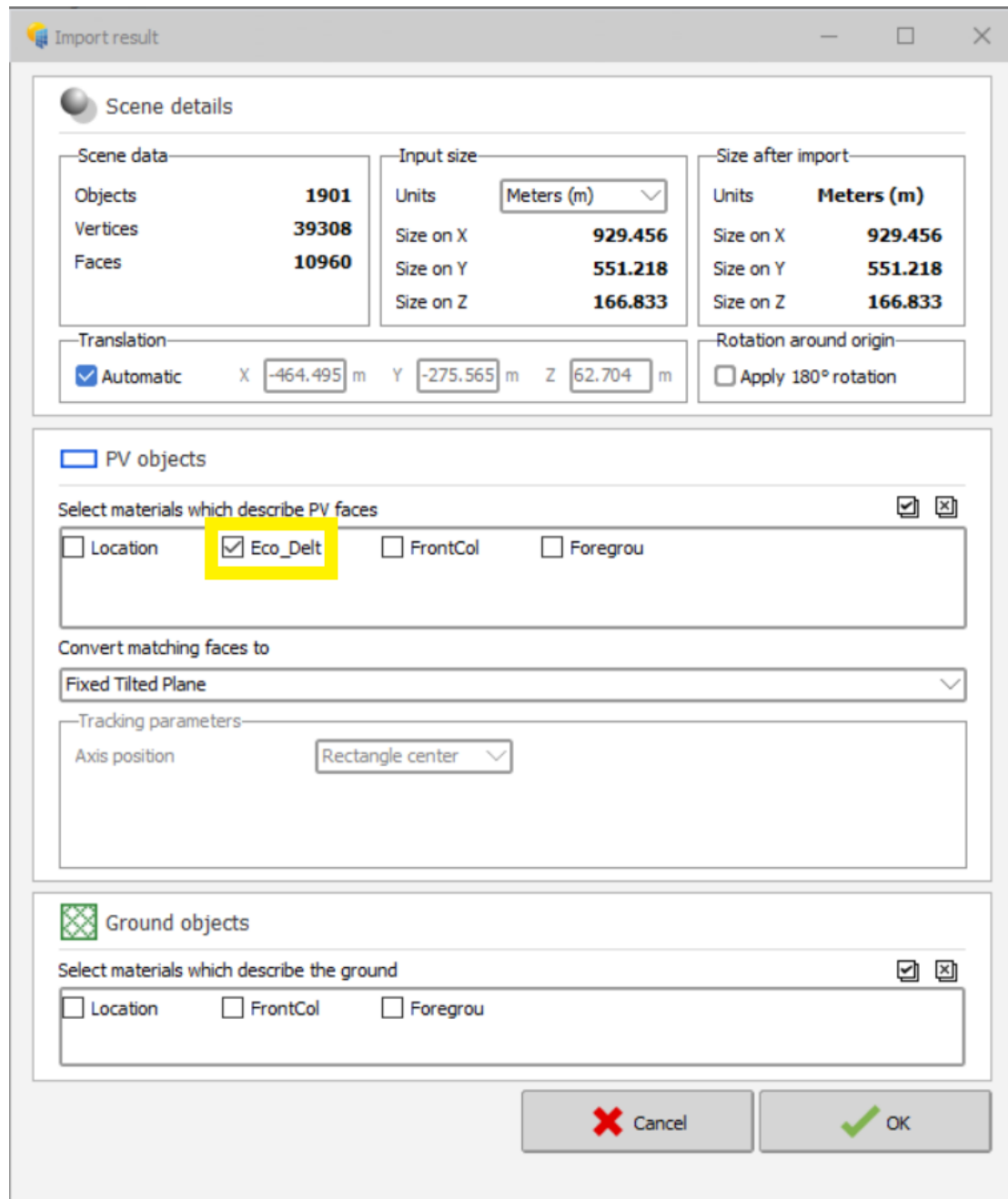
Έχοντας κατασκευάσει και χωροθετήσει το τρισδιάστατο σύστημα, αυτό εξάγεται σε αρχείο \*.3ds μέσω του File => Export => 3D Model. Το αρχείο αυτό αποθηκεύεται σε φάκελο της προτίμησης του χρήστη και θα αξιοποιηθεί από το PVsyst. Στο λογισμικό PVsyst και στην παράμετρο “Near Shadings” επιλέγεται “Construction / Perspective”. Στην καρτέλα αυτή ο χρήστης έχει την δυνατότητα να σχεδιάσει επί τόπου ή να εισάγει το τρισδιάστατο μοντέλο του υπό μελέτη συστήματος, προκειμένου να πραγματοποιήσει μελέτη σκίασης.



Εικόνα 4-34: Επιλογή “Construction / Perspective”

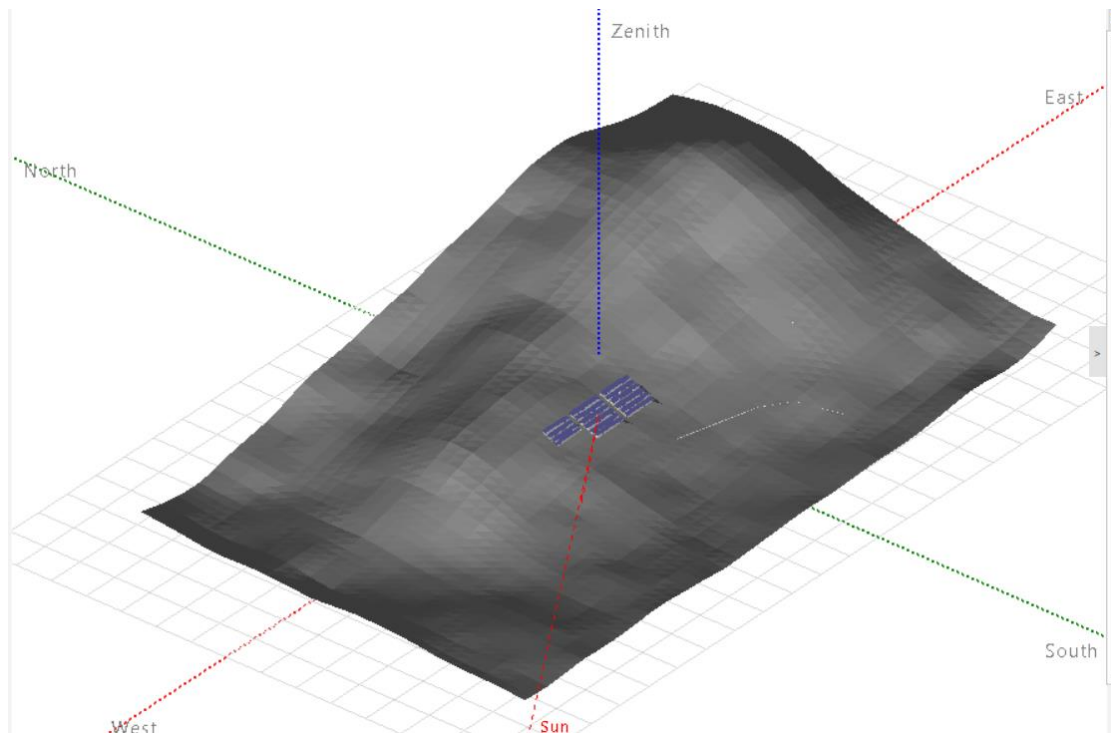
Στην νέα καρτέλα επιλέγεται File => Import => Import a 3D scene (3DS, DAE, PVS) και εντοπίζεται το αρχείο \*.3ds που κατασκευάστηκε παραπάνω. Στη συνέχεια, στην καρτέλα “Import results” που εμφανίζεται επιλέγεται κάτω από το “PV objects” το μοντέλο των φωτοβολταϊκών, ώστε το PVsyst να αναγνωρίσει τις επιφάνειες του τρισδιάστατου μοντέλου, οι οποίες θα αναπαραστήσουν τα πλαίσια (εικόνα 4-33).

Σημειώνεται ότι κάτω από το “Input size” ο χρήστης οφείλει να έχει επιλεγμένες διαστάσεις σε μέτρα, ώστε να απεικονισθεί το τοπίο πιο ρεαλιστικά. Επιλέγεται “OK”.



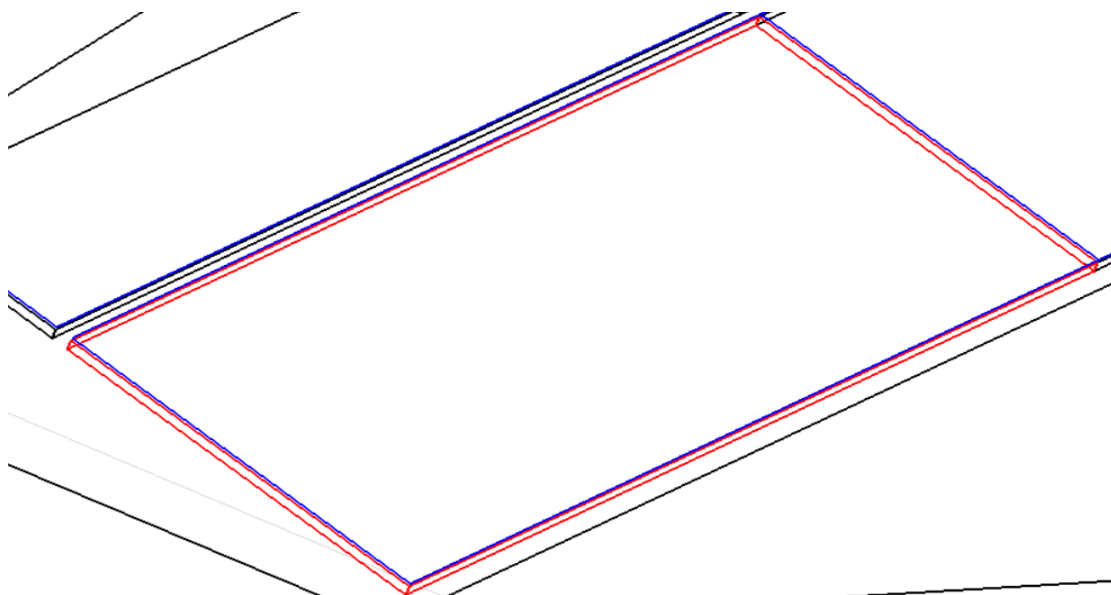
Εικόνα 4-35: Αναγνώριση του φωτοβολταϊκού πλαισίου του SketchUp από το PVsyst

Ενδέχεται το τοπίο να διαθέτει λάθος προσανατολισμό λόγω των προεπιλεγμένων ρυθμίσεων του PVsyst. Δηλαδή, τα φωτοβολταϊκά να έχουν βόρεια αντί για νότια κατεύθυνση. Τότε, επιλέγεται όλο το τοπίο (με το “selection”) => Move and rotate => Azimuth: 180°, Around: Scene origin. Επίσης με την εντολή Move μετακινείται το τοπίο στο κέντρο του περιβάλλοντος εργασίας. Το τοπίο διαθέτει τώρα το σωστό προσανατολισμό και θέση.



Εικόνα 4-36: Εισαγωγή και στροφή τοπίου στο PVsyst

Κάθε φωτοβολταϊκό πλαίσιο εισάγεται στην καρτέλα αυτή του PVsyst με 2 στοιχεία (εικόνα 4-37). Το πρώτο είναι το φυσικό περίγραμμα του πλαισίου (εικόνα 4-37, κόκκινο) και το δεύτερο είναι ένα ορθογώνιο των διαστάσεων του πλαισίου (εικόνα 4-37, μπλε), το οποίο το PVsyst αναγνωρίζει ως συλλεκτική επιφάνεια. Συχνά, λόγω της εγγύτητας των 2 στοιχείων εμφανίζονται σφάλματα και το λογισμικό αδυνατεί να ολοκληρώσει τον υπολογισμό της σκίασης. Για αυτόν το λόγο και δεδομένου ότι τα φυσικά περιγράμματα δεν είναι απαραίτητα για τους υπολογισμούς όλα τα περιγράμματα διαγράφονται (οι συλλεκτικές επιφάνειες περιγράφονται ως  $ecodelta\#faceX$ , ενώ τα φυσικά περιγράμματα ως  $ecodeltaX$ , όπου X η αρίθμηση που έχει ορίσει το PVsyst αυτόματα στα στοιχεία) και παραμένουν μόνο οι συλλεκτικές επιφάνειες.



Εικόνα 4-37: Αποτύπωση ενός φωτοβολταϊκού πλαισίου στο PVsyst προερχόμενο από το SketchUp



Επιλέγεται close scene. Στην παράμετρο Near Shadings το PVsyst συγκρίνει το σύστημα, το οποίο έχει εισάγει ο χρήστης στην παράμετρο Systems με αυτό που σχεδιάστηκε στο SketchUp και εισήχθη στο PVsyst. Αν ο σχεδιασμός έγινε σωστά, τα εμφανιζόμενα μεγέθη ταυτίζονται. Επίσης, αν δεν υπάρχουν σφάλματα το PVsyst τότε αναφέρει ότι το μητρώο του παράγοντα σκίασης δεν έχει υπολογιστεί. Επιλέγεται Ok, ο υπολογισμός εκκινεί και μετά από λίγα δευτερόλεπτα το μητρώο είναι έτοιμο και καταχωρείται στο λογισμικό.

Ο παράγοντας σκίασης (shading factor) ορίζεται ως το κλάσμα της σκιασμένης επιφάνειας όλων των φωτοβολταϊκών πλαισίων προς την συνολική επιφάνειά τους. Επίσης, επιλέγεται “Linear Shading”.

**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°	0.068	0.033	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	0.033	0.068
20°	0.786	0.757	0.448	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	0.275	0.723	0.786	0.000
10°	1.000	1.000	0.897	1.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.691	0.550	1.000	1.000	0.000
2°	Behind	Behind	Behind	1.000	1.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	1.000	Behind	Behind	Behind

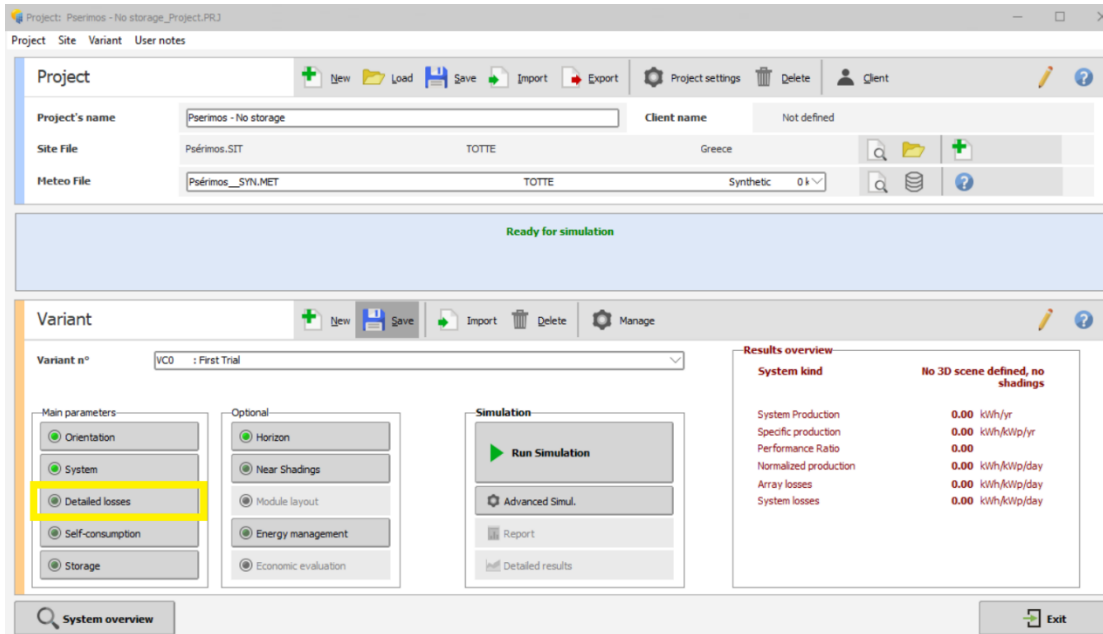
**Shading factor for diffuse: 0.010 and for albedo: 0.011**

Πίνακας 4-6: Παράγοντας σκίασης για όλα τα ηλιακά ύψη και τις αζιμουθιακές κατευθύνσεις ηλίου

Σημειώνεται ότι ο πίνακας 4-6 περιγράφει τον παράγοντα σκίασης λόγω κοντινών σκιάσεων και, άρα, μεγάλων διαστάσεων αντικείμενα όπως οι λόφοι δεν λαμβάνονται υπόψιν. Η διαφορά φαίνεται στις διαφορετικές τιμές του παράγοντα σκίασης μεταξύ του πίνακα 4-6 και του διαγράμματος κίνησης ηλίου 4-3 τις πρωινές και απογευματινές ώρες. Παρατηρείται ότι, αναμενόμενα, ο παράγοντας σκίασης είναι 0 σχεδόν για όλες τις αζιμουθιακές θέσεις και ηλιακά ύψη, καθώς δεν υπάρχουν άλλα εμπόδια μικρών διαστάσεων που να παρεμβάλλονται μεταξύ του ήλιου και των πλαισίων εκτός από πιθανώς άλλα πλαίσια. Λαμβάνει μη μηδενική τιμή όσο το ηλιακό ύψος είναι χαμηλό και, άρα, ο ήλιος είναι τοποθετημένος πιο χαμηλά από τα πλαίσια. Όταν ο ήλιος κατευθύνεται πίσω από τα πλαίσια ο παράγοντας σκίασης περιγράφεται με την λέξη “Behind”.

#### 4.4.3. ΑΝΑΛΥΤΙΚΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ

Οι αναλυτικές απώλειες μέσω της παραμέτρου “Detailed Losses” περιγράφουν τις απώλειες του συστήματος λόγω θερμικής συναγωγής, ωμικών απωλειών, ποιότητας πλαισίου, σκόνης, αντανάκλασης στον υαλοπίνακα του πλαισίου, βοηθητικών συστημάτων, γήρανσης, μη διαθεσιμότητας συστήματος και μεταβολές στο ηλιακό φάσμα λόγω διασκορπισμού. Επιλέγεται η παράμετρος “Detailed Losses”:



Εικόνα 4-38: Επιλογή παραμέτρου “Detailed Losses”

#### 4.4.3.1. ΘΕΡΜΙΚΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ

Επιλέγεται η καρτέλα “Thermal parameter”. Όπως φαίνεται στην εικόνα 4-32 το ίδιο λογισμικό παροτρύνει τον χρήστη να χρησιμοποιήσει τη μέθοδο του “Field Thermal Loss Factor” κι όχι του “NOCT equivalent factor”, καθώς η δεύτερη παρουσιάζει παραπάνω πολυπλοκότητα.

Η θερμική συμπεριφορά του πεδίου γύρω από το πλαίσιο καθορίζεται μέσω του ενεργειακού συλλογισμού μεταξύ του περιβάλλοντος και της θερμοκρασίας των κελιών του πλαισίου, η οποία κατά την ομαλή λειτουργία του πλαισίου συνεχώς αυξάνεται και επηρεάζει δυσμενώς τις ηλεκτρικές ιδιότητες του πλαισίου. Το φαινόμενο αυτό περιγράφεται από τη σχέση 4-6:

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{1}{U} \cdot \text{Alpha} \cdot G_{inc} \cdot (1 - \text{Effic}) \quad \text{Εξίσωση 4-6}$$

4-6

Όπου:  $T_{cell}$ : θερμοκρασία κελιού

$T_{amb}$ : μέση θερμοκρασία περιβάλλοντος

Alpha = 0,9: απορροφητικότητα ναλοπίνακα (προτείνει το PVsyst)

Effic = 21,32%: απόδοση πλαισίου σε κανονικές συνθήκες σε σχέση με την επιφάνειά του

Ο συντελεστής θερμοπερατότητας δίνεται από τη σχέση 4-7:

$$U = U_c + U_v \cdot v \quad \text{Εξίσωση 4-7}$$

Όπου:  $U_c$ : σταθερά, [W/m<sup>2</sup>K]

$U_v$ : συντελεστής ταχύτητας ανέμου [Ws/mK]

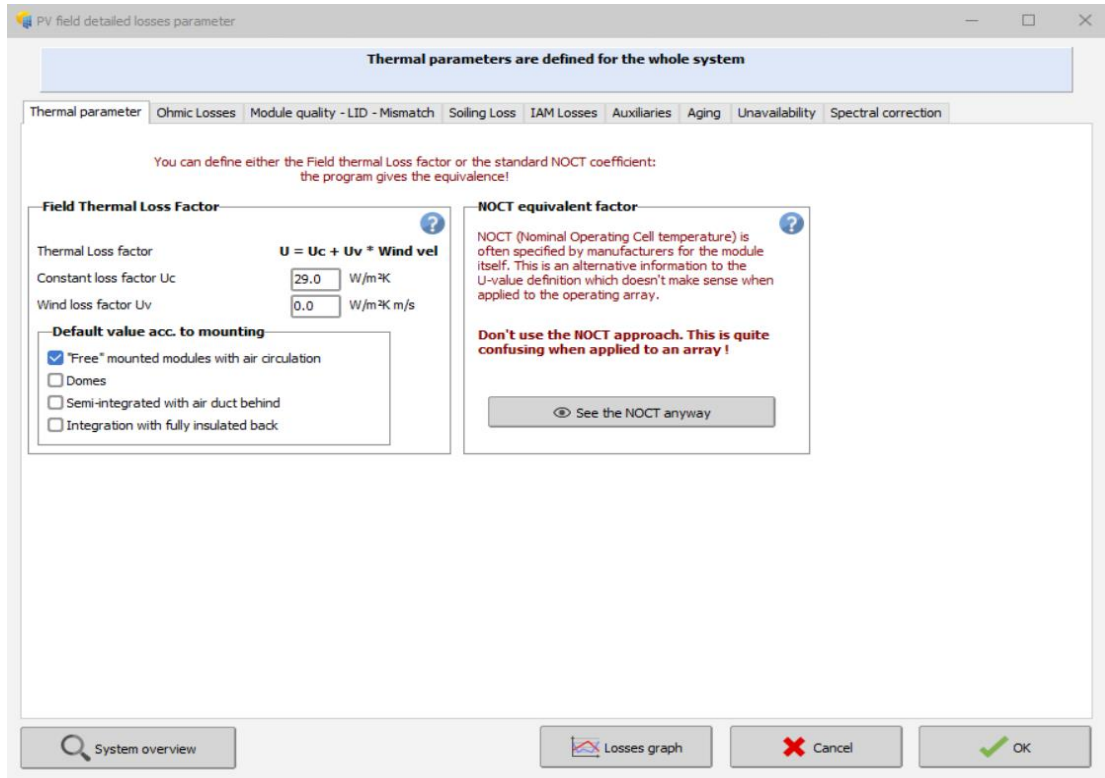
$v$ : ταχύτητα ανέμου [m/s]

Οι τιμές U εξαρτώνται από το είδος της βάσης στήριξης των πλαισίων.

Ο προσδιορισμός της τιμής του  $U_v$  είναι αρκετά δύσκολος, καθώς οι τιμές του ανέμου που χρησιμοποιεί το PVsyst είναι συνθετικές, δηλαδή έχουν εξαχθεί τυχαία με

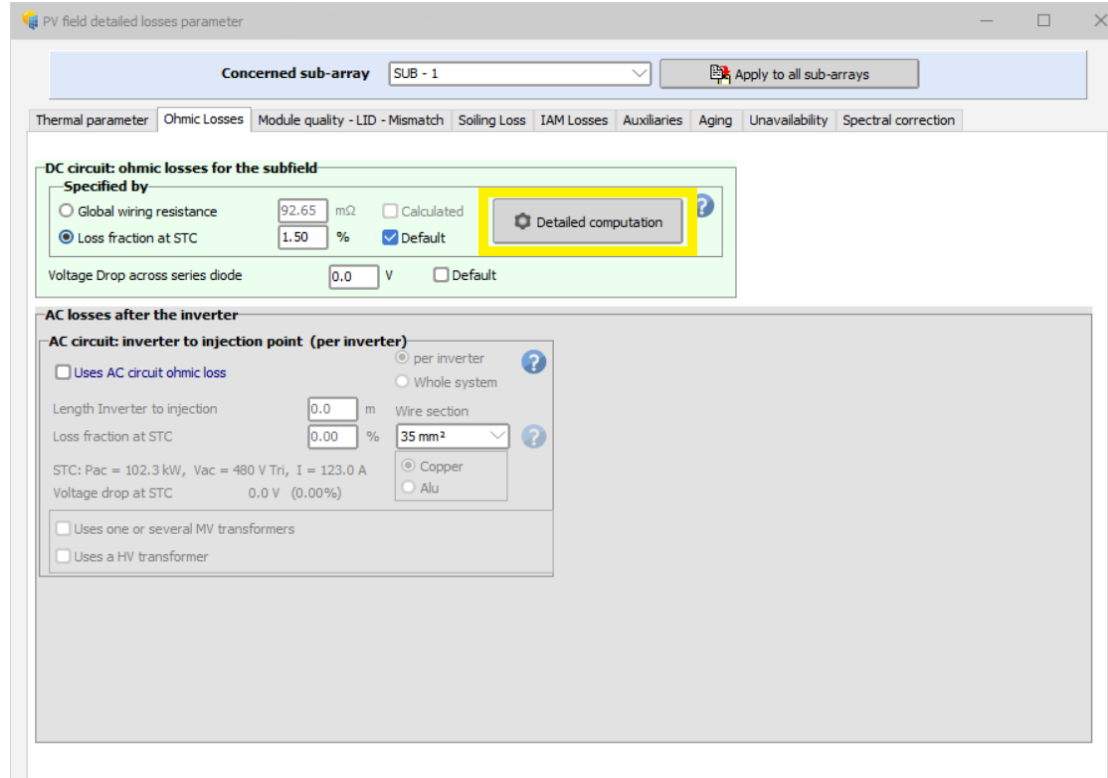
βάση τις μηνιαίες τιμές που εισήγαγε ο χρήστης. Συνεπώς, λόγω της αδυναμίας προσδιορισμού ακριβούς τιμής του  $U_v$  θεωρείται:  $U_v = 0 \text{ W/m}^2\text{K}$  (Εικόνα 4-39).

Για συστήματα free-standing όπως το υπό μελέτη, στο οποίο ο αέρας κυκλοφορεί γύρω από τα πλαίσια το PVsyst προτείνει τιμή για το  $U_c$ :  $U_c = 29 \text{ W/m}^2\text{K}$  (Εικόνα 4-39).



Εικόνα 4-39: Προσδιορισμός συντελεστή θερμικών απωλειών

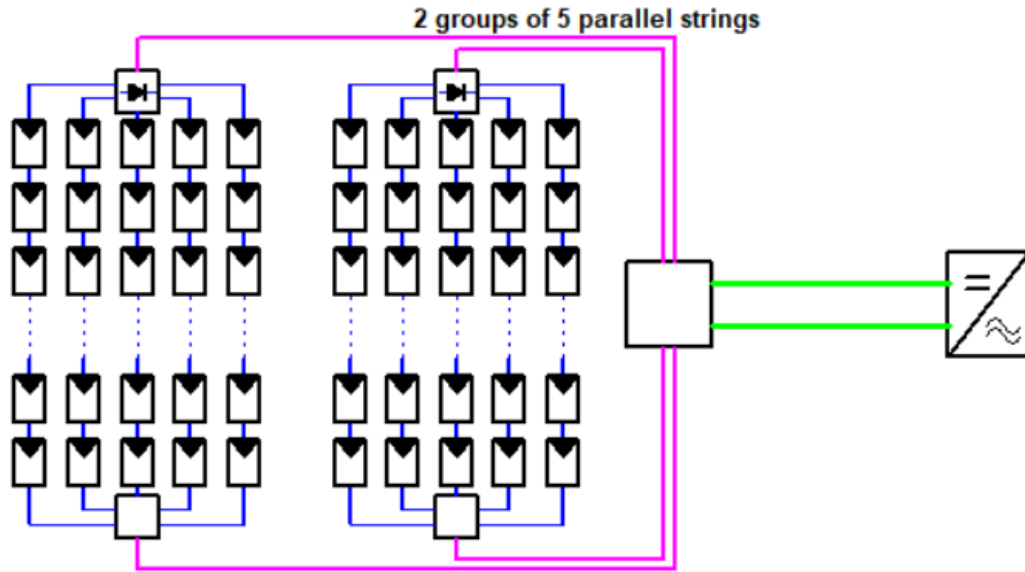
#### 4.4.3.2. ΩΜΙΚΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ



Εικόνα 4-40: Περιβάλλον εργασίας ωμικών απωλειών

Οι ωμικές απώλειες εκφράζουν τις απώλειες ενέργειας όσο το ηλεκτρικό ρεύμα που παράγεται από τα πλαίσια κινείται στα διάφορα καλώδια του συστήματος. Καθώς δεν υπάρχει η γνώση της ολικής αντίστασης των καλωδιώσεων, αυτή πρέπει να υπολογιστεί αναλυτικά. Για αυτό το λόγο είναι απαραίτητη η μέτρηση του μήκους και της διατομής των χάλκινων καλωδίων σε κάθε sub-array, μεταξύ των sub-arrays και των inverter και μεταξύ των inverter και των transformer. Η μελέτη αυτή πραγματοποιείται μέσω του Detailed computation.

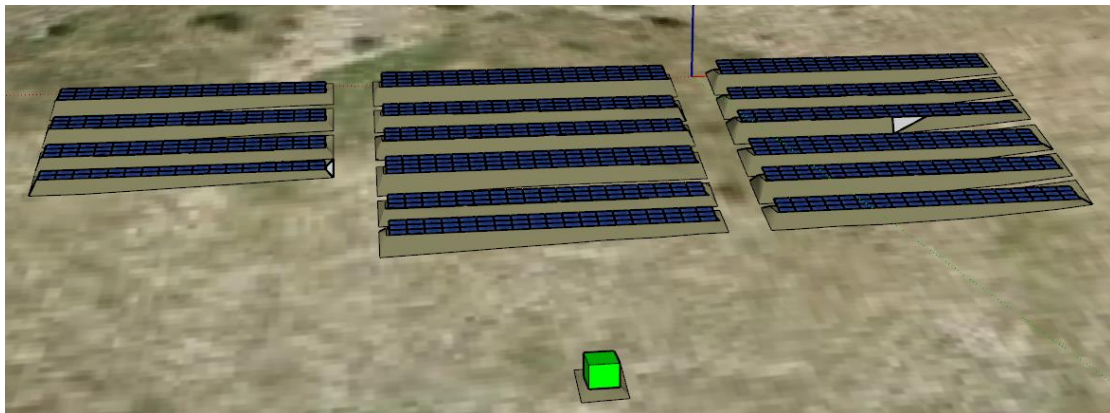
Για τη σύνδεση μεταξύ 2 πλαισίων ενός string εκτιμάται ότι απαιτείται 0,3m ενός καλωδίου. Συνεπώς, λαμβάνοντας υπόψιν το πλήθος των πλαισίων ανά string εκτιμάται ότι κάθε string διαθέτει 5,5m/string. Στο μήκος αυτό προστίθεται επίσης μέσο μήκος 0,5m καλωδίου για τη σύνδεση του κυκλώματος κάθε string με σύνδεσμο (connector) καλωδίων (σύνολο: 6m). Κάθε sub-array αποτελείται από 10 strings (το sub-array 5 με 11) και, τότε, τα strings αυτά διακρίνονται σε 2 groups (όπως το ορίζει το PVsyst) των 5 strings έκαστο. Το sub-array 5 διαθέτει και αυτό 2 group αν και αποτελείται από 11 strings. Τα strings κάθε group συνδέονται στον ίδιο σύνδεσμο και οι σύνδεσμοι στη συνέχεια κατευθύνονται προς έναν ολικό σύνδεσμο και στη συνέχεια προς τους inverters. Η εικόνα 4-41 προσφέρει μία γραφική αναπαράσταση της συνδεσμολογίας του συστήματος κάθε sub-array (δεν αναπαριστά το sub-array 5). Η μπλε καλωδίωση αναπαριστά τη σύνδεση των πλαισίων με το σύνδεσμο κάθε group, η μωβ τη σύνδεση των συνδέσμων κάθε group με τον ολικό και η πράσινη τη σύνδεση του ολικού με τον inverter.



Εικόνα 4-41: Συνδεσμολογία καλωδιώσεων

Οι σύγχρονοι inverter ενσωματώνουν τον ολικό αυτό σύνδεσμο στο σύστημά τους. Επομένως, γίνεται η λογική παραδοχή ότι ο σύνδεσμος και ο inverter ταυτίζονται και, άρα, η πράσινη καλωδίωση αμελείται.

Το μήκος της καλωδίωσης μεταξύ των συνδέσμων και του inverter καθορίζεται μέσω του SketchUp, αφού τοποθετηθεί σε επιλεγμένη θέση το δωμάτιο (εικόνα 4-42, πράσινο), το οποίο θα στεγάζει τους inverters:



Εικόνα 4-42: Δωμάτιο στέγασης των inverters

Πίνακας 4-7: Μήκος καλωδίωσης μεταξύ συνδέσμων και inverter

Sub-arrays	Καλωδίωση μωβ απόχρωσης (στο PVsyst) [m]
1	100
2	60
3	60
4	30
5	100

Η διατομή της καλωδίωσης σύνδεσης των πλαισίων δίνεται από τη σχέση 4-8 και της καλωδίωσης συνδέσμων – inverter από τη σχέση 4-9 [16]:

$$S_{\text{panel}} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_w \cdot I_{MPP,MAX}}{\frac{\Delta V}{V} \cdot V_{MPP,MAX}} \quad \text{Εξίσωση 4-8}$$

$$S_{\text{inv}} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_w \cdot I_{in,inv}}{\frac{\Delta V}{V} \cdot V_{string,max}} \quad \text{Εξίσωση 4-9}$$

Όπου:  $\rho = 0,017 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ : ειδική αντίσταση χάλκινου ηλεκτρικού αγωγού  
 $L_w$  [m]: μήκος καλωδίωσης  
 $I_{MPP,MAX} = 12,95 \text{ A}$ : μέγιστη ένταση ηλεκτρικού ρεύματος πλαισίου  
 $\frac{\Delta V}{V} = 0,01$ : επιτρεπόμενη πτώση τάσεως  
 $V_{MPP,MAX} = 50,15 \text{ V}$ : μέγιστη τάση πλαισίου  
 $I_{in,inv} = 130 \text{ A}$ : ρεύμα εισόδου στον inverter (sub-array 5: 142 A)  
 $V_{string,max} = 818 \text{ V}$ : μέγιστη τάση των strings (sub-array 5: 732 V)

Η υπολογιζόμενη διατομή της καλωδίωσης συνδέσμων – inverter μεταβάλλεται ανάλογα με το μήκος της. Οι διαθέσιμες, πιθανές διατομές παρέχονται από το PVsyst. Ως τελική επιλέγεται η διαθέσιμη διατομή, η οποία είναι ακριβώς μεγαλύτερη από την υπολογιζόμενη.

Καλωδίωση πλαισίων			Καλωδίωση συνδέσμων - inverter			
Μήκος [m]	$S_{\text{panel}}$ [mm <sup>2</sup> ]	Τελική διατομή [mm <sup>2</sup> ]	Sub-array	Μήκος [m]	$S_{\text{inv}}$ [mm <sup>2</sup> ]	Τελική διατομή [mm <sup>2</sup> ]
6	5,268	6	1	100	54,034	70
			2	60	32,421	35
			3	60	32,421	35
			4	30	16,211	25
			5	100	65,956	70

Πίνακας 4-8: Υπολογισμός διατομών καλωδιώσεων

Στις εικόνες 4-43, 4-44 εισάγονται οι καλωδιώσεις του sub-array 1 και του sub-array 5 όπως αναλύθηκε. Τα υπόλοιπα 3 sub-arrays συμπληρώνονται αναλόγως.

Εικόνα 4-43: Εισαγωγή καλωδιώσεων του sub-array 1

**Wiring layout**

One string : 17 modules

String module connections: 1 m/circuit, 6 mm<sup>2</sup>

Connections to main box: 100 m/circuit, 70 mm<sup>2</sup>

Main box to inverter: 0 m/circuit, 50 mm<sup>2</sup>

Please specify the total wire length for each circuit ("Sketch" button)

**Per circuit**

Current A	Resistance mΩ
13.0	4
71.6	27
143	0

**Global array**

Resistance mΩ
11 strings : 0.342
2 groups : 13.4
0.000

**Wiring layout**

Number of groups (global): 2.0

Number of strings per group: 5.5

**Field global wiring resistance**: 13.8 mΩ

**MPP loss fraction at STC**: 0.3 %

**Total copper mass**: 111 kg

**Total wire cost**: 0 EUR

**Wiring layout**

Parallel strings

Groups of parallel strings

**Optimization**

Target loss fraction: 1.5 %

Minimize copper mass

Minimize cost

Buttons: Sketch, Wires

Εικόνα 4-44: Εισαγωγή καλωδιώσεων του sub-array 5

Τελικά, για κάθε sub-array προκύπτει η ολική αντίσταση όπως φαίνεται στον πίνακα 4-9 μέσω των οποίων προσδιορίζονται οι ωμικές απώλειες:

Sub-array	Global wiring resistance [mΩ]
1	15,31
2	17,99
3	17,99
4	13,16
5	13,77

Πίνακας 4-9: Global wiring resistance ανά sub-array

Μετά τους inverter η ισχύς μεταφέρεται στους μετασχηματιστές μεσαίας τάσης, οι οποίοι θα ανυψώσουν την τάση του παραγόμενου ηλεκτρικού ρεύματος για διανομή στο τοπικό δίκτυο και στη συνέχεια στους καταναλωτές. Οι μετασχηματιστές μεσαίας τάσης θεωρούνται στην προσομοίωση ως το injection point. Οι μετασχηματιστές απέχουν 7m από τους inverter και η διασύνδεση τους πραγματοποιείται με ηλεκτρικό αγωγό διατομής σύμφωνα με τη σχέση 4-10:

$$S_{\text{tran}} = \frac{L_{\text{tran}} \cdot P_{\text{peak}}}{\frac{\Delta V}{V} \cdot \kappa \cdot V_{\pi}^2} \quad \text{Εξίσωση 4-10}$$

Όπου:  $L_{\text{tran}} = 7\text{m}$ : απόσταση inverters - μετασχηματιστών  
 $P_{\text{peak}} = 522 \text{ kW}$ : ισχύς αιχμής  
 $\kappa = 49,3$ : αγωγιμότητα του χάλκινου ηλεκτρικού αγωγού στην θερμοκρασία λειτουργίας 50°C  
 $V_{\pi} = 380 \text{ V}$ : πολική τάση

Προκύπτει:  $S_{\text{tran}} = 51,328\text{mm}^2$ . Συνεπώς, επιλέγεται διατομή 70mm<sup>2</sup>.

The screenshot shows the 'Concerned sub-array' dropdown set to 'SUB - 1' and an 'Apply to all sub-arrays' button. Below this are several tabs: 'Thermal parameter', 'Ohmic Losses', 'Module quality - LID - Mismatch', 'Soiling Loss', 'IAM Losses', 'Auxiliaries', 'Aging', 'Unavailability', and 'Spectral correction'. The 'Ohmic Losses' tab is active, displaying two main sections:

- DC circuit: ohmic losses for the subfield**:
  - Specified by**:
    - Global wiring resistance: 15.31 mΩ,  Calculated,  Default. A 'Detailed computation' button is visible.
    - Loss fraction at STC: 0.25 %,  Default.
  - Voltage Drop across series diode: 0.0 V,  Default.
- AC losses after the inverter**:
  - AC circuit: inverter to injection point (per inverter)**:
    - Uses AC circuit ohmic loss.
    - per inverter,  Whole system.
    - Length Inverter to injection: 7.0 m.
    - Loss fraction at STC: 0.08 %.
    - Wire section: 70 mm<sup>2</sup>.
    - Material:  Copper,  Alu.
    - STC: Pac = 102.3 kW, Vac = 480 V Tri, I = 123.0 A.
    - Voltage drop at STC: 0.4 V (0.08%).
    - Uses one or several MV transformers.
    - Uses a HV transformer.

Εικόνα 4-45: Καλωδίωση inverters – μετασχηματιστή

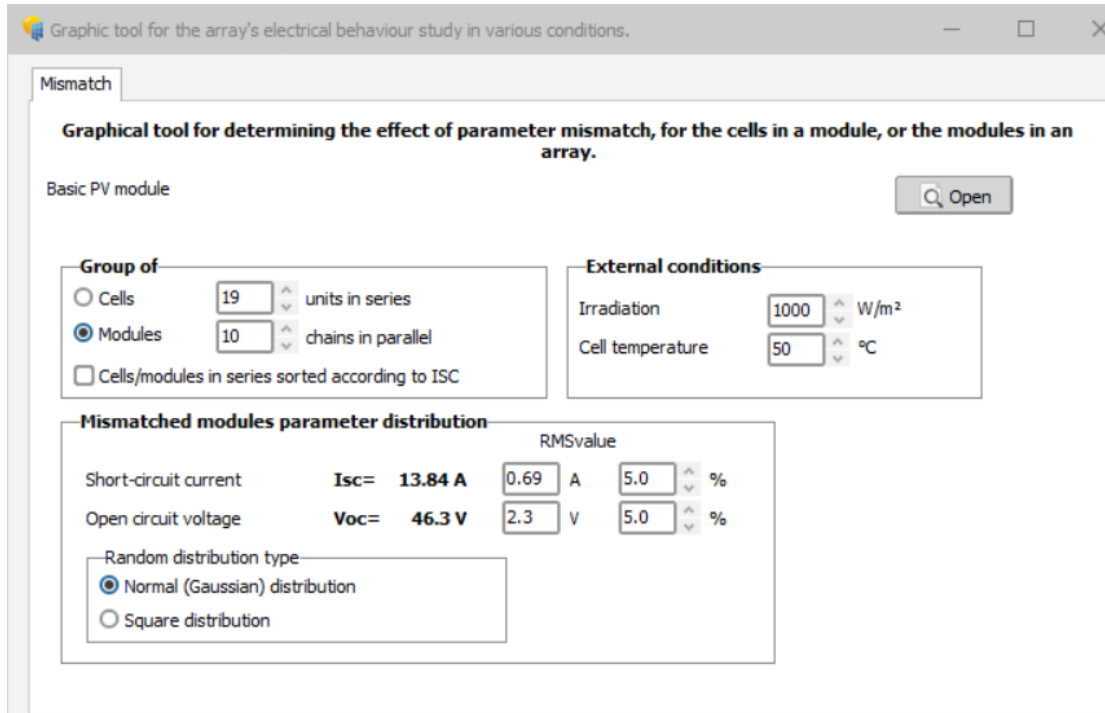
#### 4.4.3.3. ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΠΟΙΟΤΗΤΑΣ ΠΛΑΙΣΙΩΝ

Οι απώλειες ποιότητας πλαισίου αφορούν:

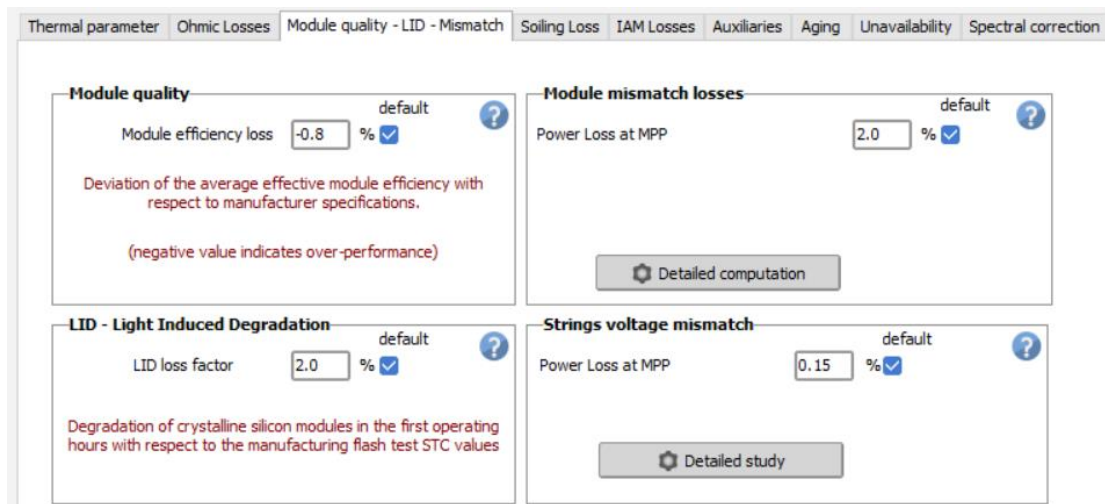
- Module efficiency loss: τις απώλειες απόδοσης λόγω απόκλισης από την μέση ιδανική που έχουν ορίσει οι κατασκευαστές,
- Module mismatch loss: τις απώλειες λόγω ελάχιστα ανόμοιων ηλεκτρικών χαρακτηριστικών των συνδεδεμένων πλαισίων
- LID loss factor: απώλειες λόγω υποβάθμισης της σιλικόνης των πλαισίων κατά τις πρώτες ώρες στις οποίες τα πλαίσια υποδέχονται την ηλιακή ακτινοβολία
- Strings voltage mismatch: τις απώλειες λόγω μικρών διαφορών στην τάση των strings

Η εταιρία εγκατάστασης φωτοβολταϊκών συστημάτων InSolare προτείνει τιμές: 0,5% - 1% για το module efficiency loss (αρνητική τιμή), 2% - 2,5% για τον LID loss factor όταν το υλικό του πλαισίου είναι πολυκρυσταλλικό ή μονοκρυσταλλικό και 1,1% για το strings voltage mismatch όταν είναι διαθέσιμος ένας κεντρικός inverter ή 0,6% για ένα string inverter ανά string. Καθώς δεν εγκαθίσταται κανένα από τα 2 είδη inverter ο υπολογισμός του strings voltage mismatch πραγματοποιείται αυτόματα από το PVsyst και προκύπτει 0,15% ανά sub-array. Για το module mismatch loss το PVsyst εισάγει αυτόματα τα απαραίτητα δεδομένα στην καρτέλα της εικόνας 4-46 και εξάγει άμεσα την αντίστοιχη τιμή 2%. Οι απώλειες ποιότητας φαίνονται στην εικόνα 4-47:





Εικόνα 4-46: Υπολογισμός module mismatch loss



Εικόνα 4-47: Απώλειες ποιότητας πλαισίων για κάθε sub-array

#### 4.4.3.4. ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΛΟΓΩ ΣΚΟΝΙΜΕΝΩΝ ΕΠΙΦΑΝΕΙΩΝ

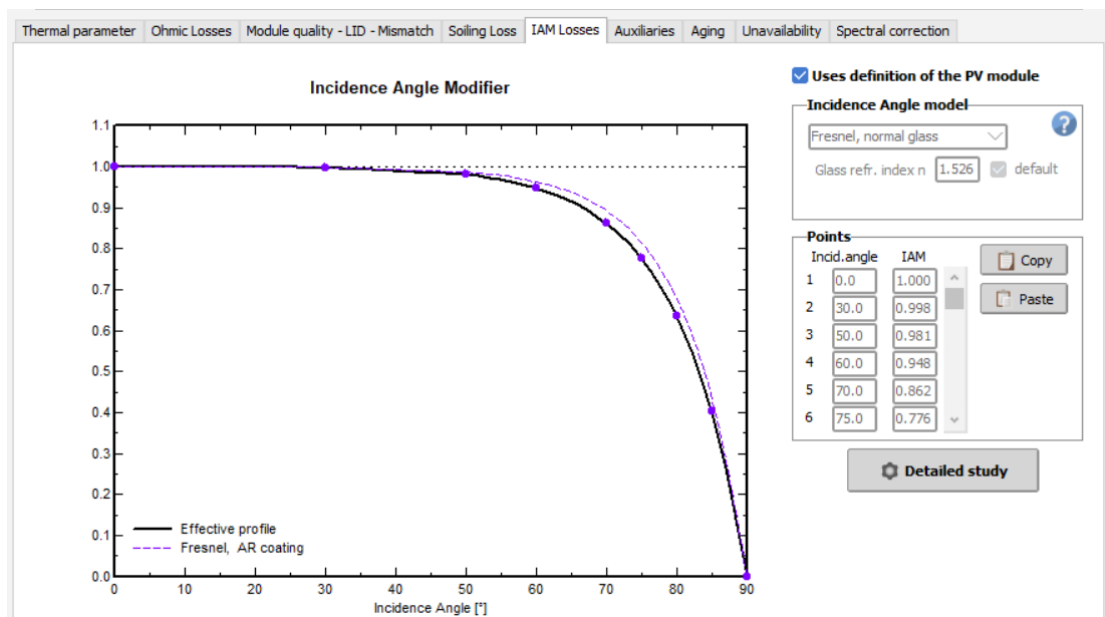
Οι απώλειες λόγω σκονισμένων επιφανειών (soiling losses) αναφέρονται στη μειωμένη ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει στα κελιά των πλαισίων λόγω της συσσώρευσης σκόνης στον υαλοπίνακά τους. Η επίδραση του παράγοντα αυτού θεωρείται ιδιαίτερα επισφαλής και εξαρτάται ισχυρά από τις καιρικές συνθήκες και τον περιβάλλοντα χώρο. Η τοποθεσία εγκατάστασης θεωρείται ως ένα περιβάλλον υψηλής περιεκτικότητας σε σκόνη, ενώ το σύστημα δεν θα διαθέτει αυτόματο, ρομποτικό καθαρισμό. Για αυτούς τους λόγους η InSolare προτείνει απώλειες λόγω σκόνης 3%-4%. Το PVsyst παρέχει την δυνατότητα εισαγωγής μηνιαίων ποσοστών απωλειών λόγω σκόνης, αλλά ο προσδιορισμός τους είναι ιδιαίτερα αυθαίρετος.



Εικόνα 4-48: Απώλειες λόγω σκονισμένων επιφανειών

#### 4.4.3.5. ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΛΟΓΩ ΑΝΤΑΝΑΚΛΑΣΗΣ

Οι απώλειες λόγω αντανάκλασης στον υαλοπίνακα του πλαισίου περιγράφονται από το συντελεστή IAM (Incidence Angle Modifier) και εκφράζει το ποσοστό της ηλιακής ακτινοβολίας που τελικά προσπίπτει στα κελιά των πλαισίων για μία κλίση τους σε σχέση με την ηλιακή ακτινοβολία αν δεν υπήρχε ο υαλοπίνακας. Ο συντελεστής αυτός εξαρτάται από την κλίση των πλαισίων. Η μείωση αυτή της ακτινοβολίας οφείλεται κατά κύριο λόγο στην εξωτερική επιφάνεια του υαλοπίνακα. Χωρίς βλάβη της γενικότητας επιλέγεται το μοντέλο του Fresnel για την περιγραφή του φαινομένου αυτού.



Διάγραμμα 4-7: Σχέση του συντελεστή IAM με την κλίση των πλαισίων

Παρατηρείται ότι για κλίση  $18^\circ$  η ηλιακή ακτινοβολία δεν επιδέχεται αξιοσημείωτη μείωση λόγω αντανάκλασης.

#### 4.4.3.6. ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΒΟΗΘΗΤΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ

Οι απώλειες βοηθητικών συστημάτων (auxiliary losses) αφορούν την απαραίτητη ενέργεια που εξάγεται από την παραγόμενη του φωτοβολταϊκού συστήματος, για να λειτουργήσουν τα υποσυστήματα του φωτοβολταϊκού σταθμού όπως ανεμιστήρες, φώτα, κλιματισμός κτλ. Στην παρούσα μελέτη οι απώλειες αυτές αμελούνται.

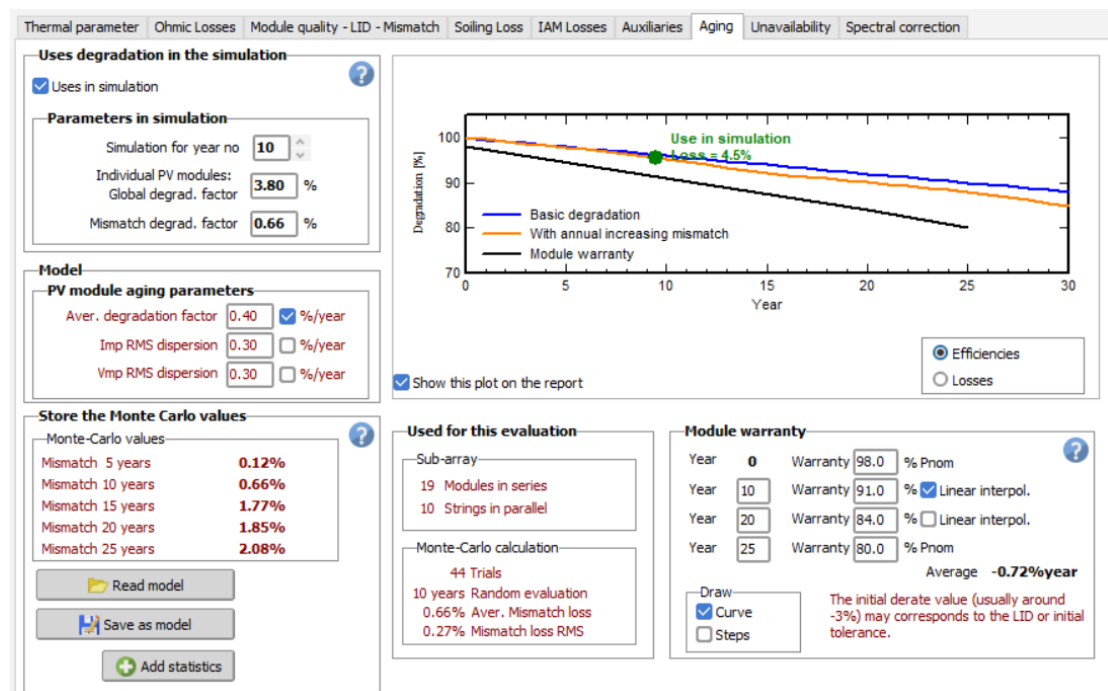
#### 4.4.3.7. ΓΗΡΑΝΣΗ

Τα κύρια τμήματα του συστήματος, τα οποία επηρεάζονται αισθητά σε βάθος χρόνου από τη γήρανση είναι τα φωτοβολταϊκά πλαίσια και οι απώλειες που οφείλονται στις διαφορετικές, μικρές κατασκευαστικές και ηλεκτρικές ιδιότητες των πλαισίων, οι

οποίες εντείνονται με την πάροδο του χρόνου (mismatch losses). Η γήρανση επιφέρει μείωση της απόδοσης του συστήματος, καθώς κατά την πάροδο του χρόνου και με τη συνεχή χρήση του, τα τμήματά του φθείρονται και υπολειτουργούν.

Η υποβάθμιση των φωτοβολταϊκών πλαισίων λόγω γήρανσης περιγράφεται από το global degradation factor και η ενίσχυση του mismatch από το mismatch degradation factor. Η επίδραση της γήρανσης θα εξεταστεί για το 10<sup>ο</sup> έτος της λειτουργίας του συστήματος. Ο ρυθμός με τον οποίο το σύστημα επηρεάζεται από τη γήρανση εξετάζεται από το average degradation factor: 0,4%/year για τεχνολογία σιλικόνης. Το global degradation factor λαμβάνει υπόψιν τα χρόνια για τα οποία εξετάζεται η γήρανση του συστήματος και τον ρυθμό με τον οποίο αυτή επιδρά και, άρα, αποτελεί συνάρτηση των 2 αυτών παραγόντων.

Χαμηλές τιμές RMS καταδεικνύουν ότι τα φωτοβολταϊκά πλαίσια επιδέχονται γήρανσης με τον ίδιο τρόπο και ρυθμό, ενώ υψηλές τιμές RMS με ανομοιογενές τρόπο και ρυθμό. Ορίζεται 0,3%/year για την ένταση ηλεκτρικού ρεύματος και την τάση: χαμηλές τιμές, καθώς υπάρχει ελάχιστη έως ανύπαρκτη σκίαση και, άρα, δεδομένου ότι τα κατασκευαστικά και ηλεκτρικά χαρακτηριστικά των πλαισίων είναι όμοια, τότε η γήρανση επηρεάζει τα πλαίσια ομοιογενώς. Μεταβάλλοντας τις τιμές RMS επηρεάζεται και το mismatch degradation factor.



Εικόνα 4-49: Επίδραση γήρανσης

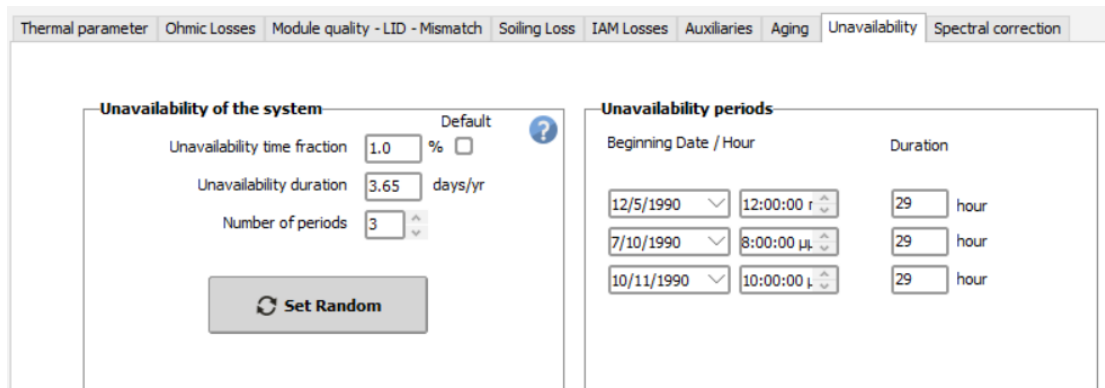
Οι τιμές Monte-Carlo παρουσιάζουν τιμές της αύξησης της ανομοιογένειας της υποβάθμισης λόγω γήρανσης για σταθερές χρονικές στιγμές χρησιμοποιώντας τον αλγόριθμο Monte-Carlo. Παρατηρείται ότι για 25 χρόνια η ανομοιογένεια αυτή έχει αυξηθεί μόνο 2,08%. Στο πλαίσιο «Used for this evaluation» δίνονται τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την εκτέλεση του αλγόριθμου Monte-Carlo. Στο πλαίσιο «Module Warranty» εισάγονται από το χρήστη τα χειρίστα ποσοστά της αρχικής ονομαστικής ισχύος, η οποία επηρεάζεται από τη γήρανση του συστήματος.

Στο διάγραμμα της εικόνας 4-49 η μπλε γραμμή εκφράζει την τυπική υποβάθμιση λόγω γήρανσης, η πορτοκαλί την υποβάθμιση λόγω γήρανσης λαμβάνοντας υπόψιν και το mismatch και η μαύρη την ελάχιστη δυνατή που ορίστηκε στο «Module Warranty».

Πρέπει, η μπλε και η πορτοκαλί γραμμή να ξεπερνούν πάντα τη μαύρη, για να παραμείνει το σύστημα λειτουργικό.

#### 4.4.3.8. ΠΟΣΟΣΤΟ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ

Μέσα στο χρόνο το σύστημα ενδεχομένως να χρειαστεί να αποσυνδεθεί για λόγους συντήρησης ή βλαβών. Η έλλειψη διαθεσιμότητας εκφράζεται ως ποσοστό των ωρών εντός του έτους. Για τις ώρες αυτές το PVsyst θα θεωρεί ότι το σύστημα είναι αποσυνδεδεμένο. Το PVsyst προτείνει ποσοστό έλλειψης διαθεσιμότητας 1%.

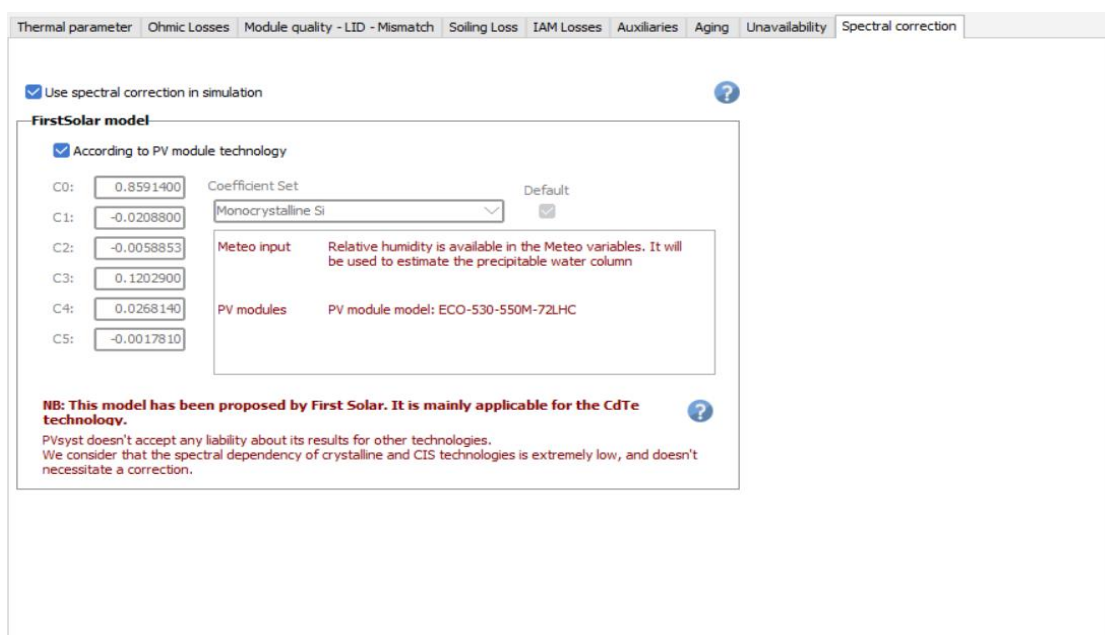


Εικόνα 4-50: Μη διαθεσιμότητα συστήματος

Παρατηρείται ότι το σύστημα θα αποτελεί μη διαθέσιμο για 3,65 μέρες το έτος. Οι μέρες στις οποίες θα είναι μη διαθέσιμο ορίζονται τυχαία με την επιλογή “Set Random”.

#### 4.4.3.9. ΔΙΑΣΚΟΡΠΙΣΜΟΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ

Το φάσμα της ηλιακής ακτινοβολίας μεταβάλλεται λόγω του διασκορπισμού ή της απορρόφησης της στην ατμόσφαιρα. Οι αλλαγές αυτές εξαρτώνται από την υγρασία του εξεταζόμενου χώρου, την περιεκτικότητα του τοπικού περιβάλλοντος σε ουσίες και την απόσταση του ήλιου από το χώρο. Οι μεταβολές αυτές του ηλιακού φάσματος εισάγονται αυτόματα στο PVsyst μέσω του μοντέλου FirstSolar.



Εικόνα 4-51: Μεταβολή ηλιακού φάσματος

**4.4.4. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΩΝ**

Στην παράμετρο “Self-consumption” ο χρήστης μπορεί να εισάγει τις καταναλώσεις των πολιτών του οικισμού της Ψερίμου. Όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3 ο οικισμός της Ψερίμου διαθέτει 2 μεγάλα ξενοδοχεία, 5 εστιατόρια, 100 οικίες και δημοτικό φωτισμό.

Οι μηνιαίες τιμές των καταναλώσεων φαίνονται στον πίνακα 4-16. Οι μηνιαίες τιμές των καταναλώσεων του ξενοδοχείου “VILLAS” προμηθεύτηκαν από τον ιδιοκτήτη. Οι τιμές των καταναλώσεων του ξενοδοχείου “NAMMOS” αν και δόθηκαν από τον αντίστοιχο ιδιοκτήτη δεν εκφράζονται μηνιαίως, αλλά σε 2 περιόδους: Ιούνιος-Σεπτέμβριος (4957 kWh) και Οκτώβριος-Μάιος (1266 kWh). Και για τα 2 ξενοδοχεία δόθηκαν καταναλώσεις για τα έτη 2020,2021 και 2022 από τα οποία εξήχθησαν οι υψηλότερες τιμές κάθε μήνα για το “VILLAS” και κάθε περιόδου για το “NAMMOS”, προκειμένου να εξεταστούν οι χειρίστες περιπτώσεις.

Για τη σωστή εισαγωγή των καταναλώσεων πρέπει οι τιμές καταναλώσεων ανά περίοδο του “NAMMOS” να μεταφραστούν σε μηνιαίες. Για το λόγο αυτό γίνεται η ορθή παραδοχή ότι κάθε μήνα τα 2 ξενοδοχεία χαρακτηρίζονται από το ίδιο ποσοστό κατανάλωσης. Συνεπώς, αν και τα 2 ξενοδοχεία στεγάζουν μηνιαίως διαφορετικό πλήθος ατόμων το μηνιαίο ποσοστό ενέργειας που θα καταναλώνουν και τα 2 θα είναι το ίδιο. Ο πίνακας 4-10 παρουσιάζει τις μηνιαίες καταναλώσεις του “VILLAS” και ανά περίοδο Ιούνιο-Σεπτέμβριο, Οκτώβριο-Μάιο:

Μήνας	Κατανάλωση [kWh]
Ιανουάριος	320
Φεβρουάριος	360
Μάρτιος	180
Απρίλιος	200
Μάιος	250
Ιούνιος	1280
Ιούλιος	7338
Αύγουστος	13360
Σεπτέμβριος	4100
Οκτώβριος	440
Νοέμβριος	120
Δεκέμβριος	120
Ιούνιος – Σεπτέμβριος	26078
Οκτώβριος - Μάιος	1990

Πίνακας 4-10: Καταναλώσεις του ξενοδοχείου “VILLAS”

Για κάθε μήνα εξάγεται το ποσοστό της κατανάλωσης  $W$ , το οποίο αποτελεί το λόγο ενός μήνα  $M_i$  ( $i=1,2,\dots,12$  για Ιανουάριο, Φεβρουάριο κτλ αντίστοιχα) προς την περίοδο  $P_j$  στην οποία ανήκει (Ιούνιος -Σεπτέμβριος:  $j=1$  ή Οκτώβριος -Μάιος:  $j=2$ ).

$$W_{ij} = \frac{M_i}{P_j} \qquad \text{Εξίσωση 4-11}$$

Συνεπώς, οι καταναλώσεις των μηνών Ιούνιο, Ιούλιο, Αύγουστο και Σεπτέμβριο θα διαιρεθούν με την αθροιστική κατανάλωση της περιόδου Ιούνιος – Σεπτέμβριος: 26078 kWh, ενώ οι καταναλώσεις των μηνών Οκτώβριο, Νοέμβριο, Δεκέμβριο, Ιανουάριο, Φεβρουάριο, Μάρτιο, Απρίλιο και Μάιο με την αθροιστική κατανάλωση της περιόδου

Οκτώβριος – Μάιος: 1990 kWh. Προκύπτουν τα ποσοστά της κατανάλωσης ανά μήνα και των 2 ξενοδοχείων ως προς κάθε μία από τις 2 περιόδους:

Περίοδος	Κατανάλωση “VILLAS” [kWh]
Ιούνιος - Σεπτέμβριος	26078
<b>Μήνας</b>	
Ιούνιος	1280
Ιούλιος	7338
Αύγουστος	13360
Σεπτέμβριος	4100

Πίνακας 4-11: Ποσοστό κατανάλωσης των 2 ξενοδοχείων για την περίοδο Ιούνιος - Σεπτέμβριος

Περίοδος	Κατανάλωση “VILLAS” [kWh]
Οκτώβριος - Μάιος	1990
<b>Μήνας</b>	
Οκτώβριος	440
Νοέμβριος	120
Δεκέμβριος	120
Ιανουάριος	320
Φεβρουάριος	360
Μάρτιος	180
Απρίλιος	200
Μάιος	250

Πίνακας 4-12: Ποσοστό κατανάλωσης των 2 ξενοδοχείων για την περίοδο Οκτώβριος - Μάιος

Προφανώς, η κατανάλωση της περιόδου Ιούνιος – Σεπτέμβριος είναι αισθητά μεγαλύτερη της περιόδου Οκτώβριος – Μάιος λόγω των θερινών διακοπών. Φαίνεται η μεγαλύτερη επισκεψιμότητα να πραγματοποιείται τον Αύγουστο.

Διαθέτοντας πλέον το ποσοστό κατανάλωσης ανά μήνα για το “NAMMOS” αξιοποιείται η σχέση 4-11 για τον υπολογισμό της κατανάλωσης ανά μήνα. Πολλαπλασιάζεται το ποσοστό κατανάλωσης ενός μήνα με την περίοδο στην οποία ανήκει.

Περίοδος	Κατανάλωση “NAMMOS” [kWh]
Ιούνιος - Σεπτέμβριος	4957
<b>Μήνας</b>	
Ιούνιος	4,9
Ιούλιος	28,13
Αύγουστος	51,23
Σεπτέμβριος	15,72

Πίνακας 4-13: Μηνιαίες καταναλώσεις του ξενοδοχείου “NAMMOS” για την περίοδο Ιούνιος – Σεπτέμβριος

Περίοδος	Κατανάλωση “NAMMOS” [kWh]	
Οκτώβριος - Μάιος	1266	
Μήνας	Ποσοστό κατανάλωσης W [%]	Κατανάλωση [kWh]
Οκτώβριος	22,11	279,92
Νοέμβριος	6,03	76,342
Δεκέμβριος	6,03	76,342
Ιανουάριος	16,08	203,578
Φεβρουάριος	18,09	229,025
Μάρτιος	9,04	114,513
Απρίλιος	10,05	127,236
Μάιος	12,56	159,045

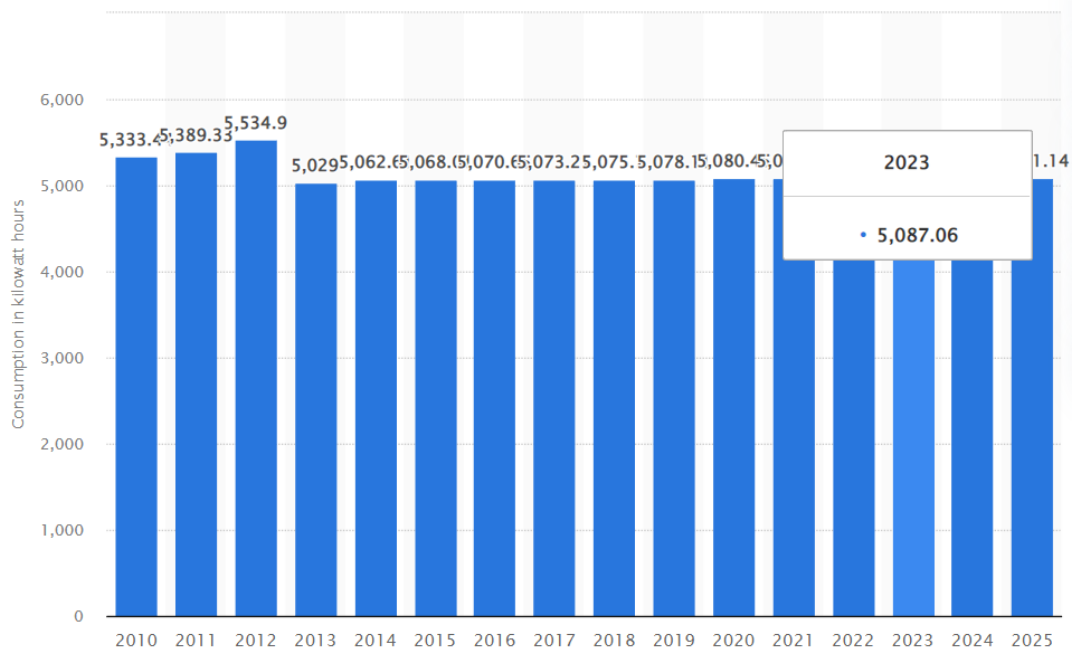
Πίνακας 4-14: Μηνιαίες καταναλώσεις του ξενοδοχείου “NAMMOS” για την περίοδο Οκτώβριος – Μάιος

Οι τιμές ενός εστιατορίου παρήχθησαν από τον αντίστοιχο ιδιοκτήτη για την περίοδο Ιούνιος – Σεπτέμβριος: 20000 kWh. Ο οικισμός της Ψερίμου διαθέτει 5 εστιατόρια και, άρα, η θερινή κατανάλωση υπολογίζεται στις 100000 kWh. Για τη μετάφραση της κατανάλωσης από την θερινή περίοδο σε μηνιαίες τιμές επεκτείνεται η παραδοχή του ίδιου ποσοστού κατανάλωσης των 2 ξενοδοχείων, ώστε να εμπεριέχει και τα εστιατόρια με τη λογική ότι όλο το νησί διαθέτει την ίδια επισκεψιμότητα από τουρίστες. Άρα, πολλαπλασιάζεται το ποσοστό κατανάλωσης κάθε μήνα με την θερινή κατανάλωση των 100000 kWh ώστε να υπολογιστεί η μηνιαία κατανάλωση κάθε εστιατορίου. Για τη χειμερινή περίοδο τα εστιατόρια αυτά σταματούν τη λειτουργία τους και η κατανάλωσή τους μηδενίζεται.

Περίοδος	Κατανάλωση εστιατορίων [kWh]	
Ιούνιος - Σεπτέμβριος	100000	
Μήνας	Ποσοστό κατανάλωσης W [%]	Κατανάλωση [kWh]
Ιούνιος	4,9	4908,352
Ιούλιος	28,13	28138,661
Αύγουστος	51,23	51230,923
Σεπτέμβριος	15,72	15722,065

Πίνακας 4-15: Μηνιαίες καταναλώσεις των εστιατορίων για την περίοδο Ιούνιος - Σεπτέμβριος

Ο οικισμός της Ψερίμου αποτελείται από 100 οικίες από τις οποίες μόνο 10 λειτουργούν κανονικά τη χειμερινή περίοδο, ενώ την θερινή περίοδο λειτουργούν όλα. Σύμφωνα με το Statista, την διαδικτυακή πλατφόρμα προσφοράς στατιστικών στοιχείων και αναφορών και εξειδικευμένη σε δεδομένα αγοράς και καταναλωτών [17], το μεγαλύτερο ποσοστό των ελληνικών οικιών προβλέπεται εν έτη 2023 να καταναλώνει ετησίως 5087 kWh. Συνεπώς, γίνεται η παραδοχή ότι κάθε οικία στον οικισμό καταναλώνει προσεγγιστικά κάθε μήνα 425 kWh.



Διάγραμμα 4-8: Ετήσια κατά κεφαλήν ηλεκτρική κατανάλωση για το μέσο ελληνικό νοικοκυριό

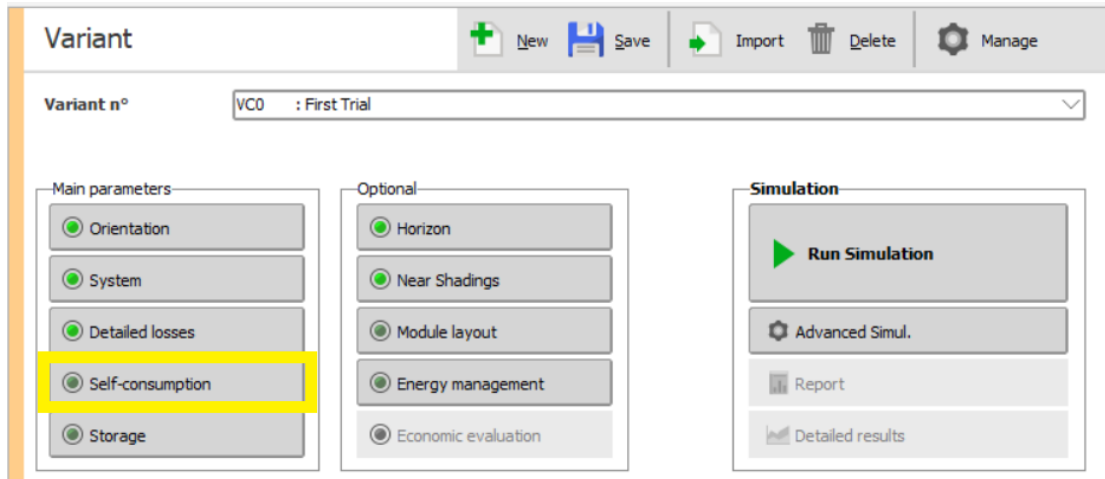
Ο δημοτικός φωτισμός αποτελείται από 60 λαμπτήρες. Σύμφωνα με την έρευνα των Ozadowicz και Grela [18] οι λαμπτήρες που χρησιμοποιούνται για τον δημοτικό φωτισμό καταναλώνουν 70 W/λαμπτήρα. Λειτουργούν όλοι καθ’ όλη την διάρκεια του έτους για 8 ώρες κάθε βράδυ.

Μήνας/Καταναλωτής	NAMMOS	VILLAS	Εστιατόρια	Σπίτια	Φωτισμός	Σύνολο
Ιανουάριος	203,578	320	0	4300,000	1008,000	5831,578
Φεβρουάριος	229,025	360	0	4300,000	1008,000	5897,025
Μάρτιος	114,513	180	0	4300,000	1008,000	5602,513
Απρίλιος	127,236	200	0	4300,000	1008,000	5635,236
Μάιος	159,045	250	0	4300,000	1008,000	5717,045
Ιούνιος	243,307	1280	4908,3519	43000,000	1008,000	50439,659
Ιούλιος	1394,833	7338	28138,661	43000,000	1008,000	80879,494
Αύγουστος	2539,517	13360	51230,923	43000,000	1008,000	111138,439
Σεπτέμβριος	779,343	4100	15722,065	43000,000	1008,000	64609,407
Οκτώβριος	279,920	440	0	4300,000	1008,000	6027,920
Νοέμβριος	76,342	120	0	4300,000	1008,000	5504,342
Δεκέμβριος	76,342	120	0	4300,000	1008,000	5504,342

Πίνακας 4-16: Μηνιαίες καταναλώσεις του οικισμού της Ψερίμου σε kWh

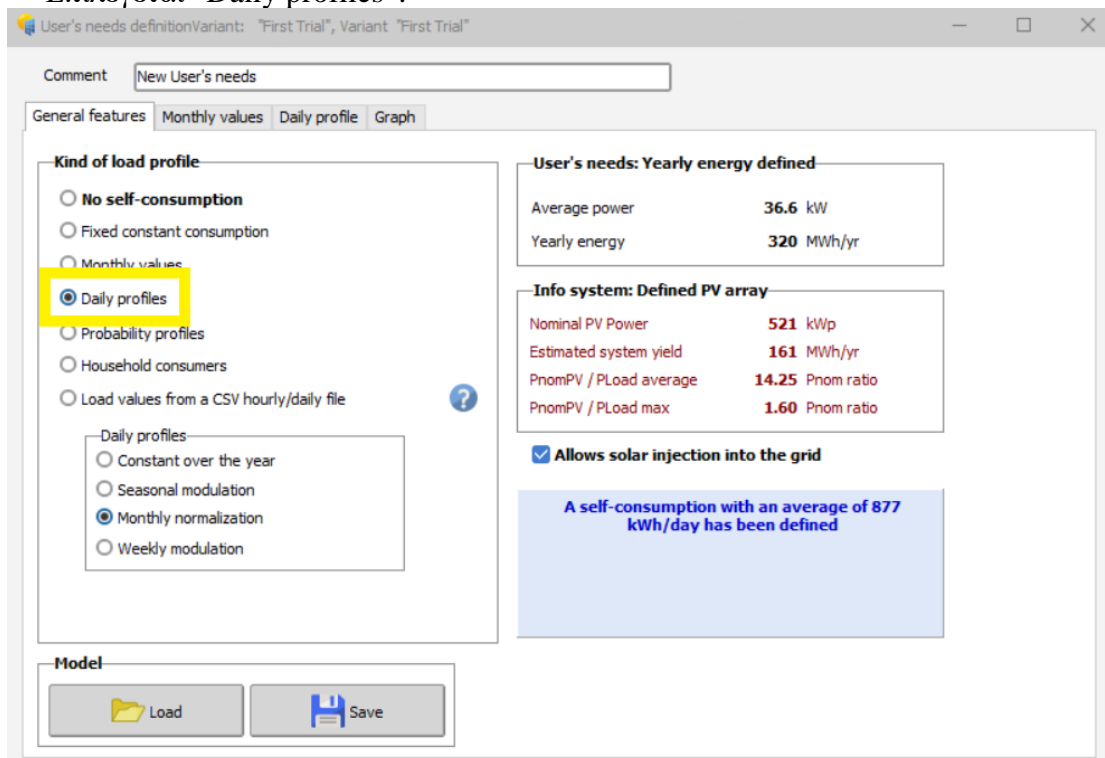
Συνολικά, ο οικισμό της Ψερίμου διαθέτει ετήσια κατανάλωση 352,787 MWh. Για την εισαγωγή των καταναλώσεων στο PVsyst επιλέγεται η παράμετρος “Self-consumption”:





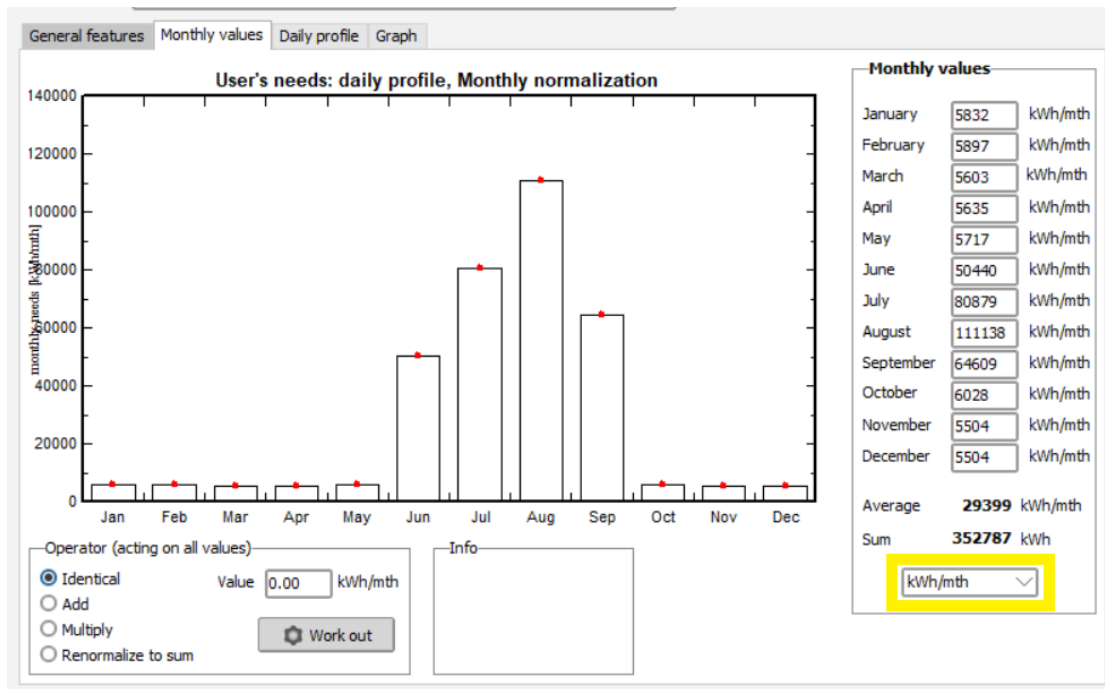
Εικόνα 4-52: Επιλογή παραμέτρου "Self-consumption"

Επιλέγεται "Daily profiles":



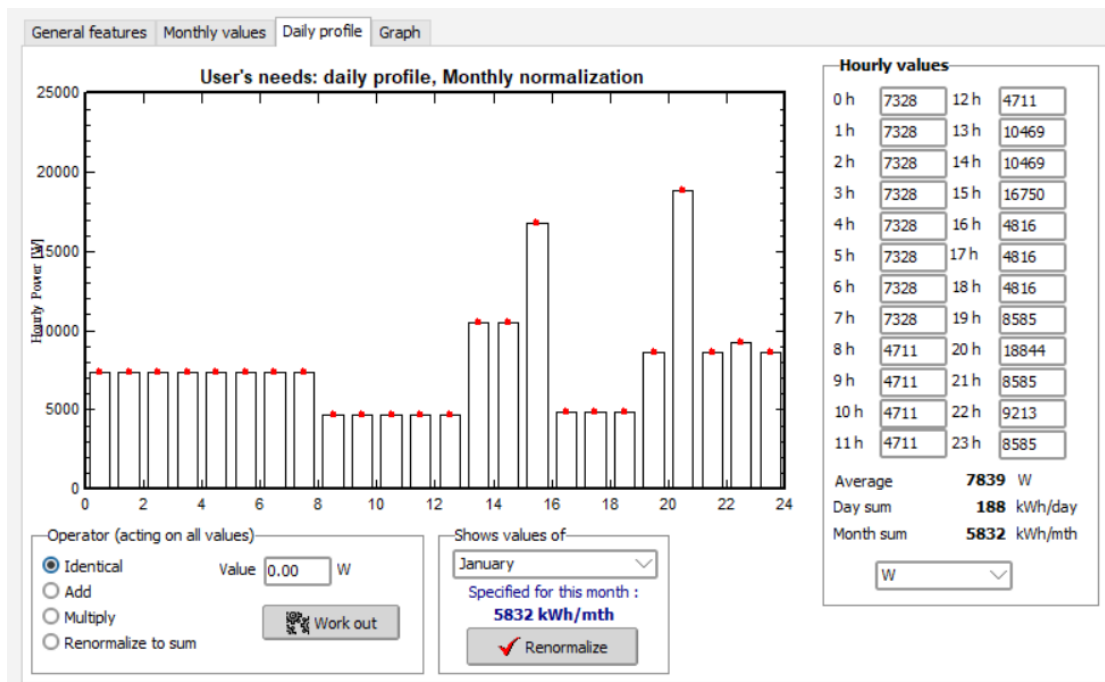
Εικόνα 4-53: Επιλογή "Monthly values"

Στη συνέχεια, εισάγονται οι συνολικές, μηνιαίες καταναλώσεις του οικισμού όπως παρουσιάζονται στον πίνακα 4-16. Ο χρήστης πρέπει να επιλέξει ως μονάδα μέτρησης τις kWh/mth.



Διάγραμμα 4-9: Εισαγωγή μέσω μηνιαίων καταναλώσεων του οικισμού της Ψερίμου

Για την βέλτιστη ανάλυση των καταναλώσεων και της επιλογής του κατάλληλου φωτοβολταϊκού συστήματος είναι απαραίτητη η εισαγωγή της μέσης ανά ώρα κατανάλωσης εντός μίας μέρας. Μελετάται η ενεργειακή συμπεριφορά της κατανάλωσης για το μήνα Ιανουάριο.

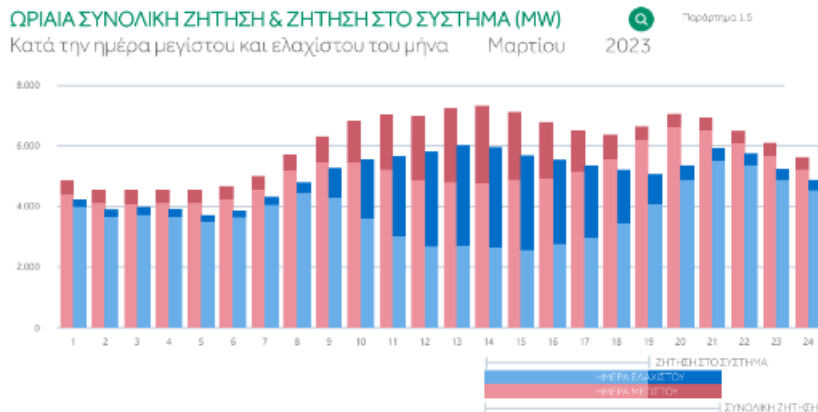


Διάγραμμα 4-10: Εισαγωγή μέσω ωριαίων καταναλώσεων για τον οικισμό της Ψερίμου το μήνα Ιανουάριο

Η κατανάλωση του Ιανουαρίου βασίζεται εξ ολοκλήρου στον δημοτικό φωτισμό και στη μέση κατανάλωση των 10 κατοικημένων οικιών του νησιού με σύνολο 5832 kWh. Καθώς δεν είναι δυνατή η παροχή ωριαίων μετρήσεων ηλεκτρικής κατανάλωσης ο χρήστης οφείλει να εντοπίσει την ηλεκτρική ισχύ των διάφορων συσκευών εντός μίας οικίας και να εκτιμήσει την ώρα και το ποσό χρήσης τους κατά

την διάρκεια μίας ημέρας. Οι συσκευές είναι: ψυγείο (300 W), split κλιματιστικό (2 KW), λαμπτήρες (5 x 60 W), πλυντήριο ρούχων (1kW), τηλεόραση (60 W) και διάφορες άλλες όπως φορτιστές κινητών, μικροσυσκευές κουζίνας ή υπολογιστές (100 W, είναι αδύνατη η γνώση λειτουργίας τους και για αυτό ορίζονται 100 W λοιπών συσκευών σε κάθε ώρα της ημέρας). Μετά την εισαγωγή των μέσων ωριαίων καταναλώσεων το PVsyst ρυθμίζει ελάχιστα τις τιμές, ώστε το άθροισμά τους να ταυτιστεί με τη μέση μηνιαία που εισάχθηκε προηγουμένως. Παρατηρείται ότι η κατανάλωση μεγιστοποιείται στις 15:00 και στις 20:00, καθώς τις ώρες αυτές εκτιμάται ότι όλοι οι κάτοικοι χρησιμοποιούν τις συσκευές του σπιτιού, χρησιμοποιούν το πλυντήριο και την κουζίνα (μέγιστη κατανάλωση). Ιδιαίτερα στις 20:00 λαμβάνεται υπόψιν και ο δημοτικός φωτισμός επιβαρύνοντας περαιτέρω το σύστημα.

Γίνεται η παραδοχή ότι η μορφή του διαγράμματος πρέπει να είναι κοινή σε κάθε μήνα και για κάθε είδος καταναλωτή (οικία, εστιατόριο, ξενοδοχείο). Παρατηρείται ότι η μορφή του προκύπτοντος διαγράμματος σχεδόν ταυτίζεται με το αντίστοιχο της εγχώριας ωριαίας συνολικής ζήτησης για τον μήνα Μάρτιο.

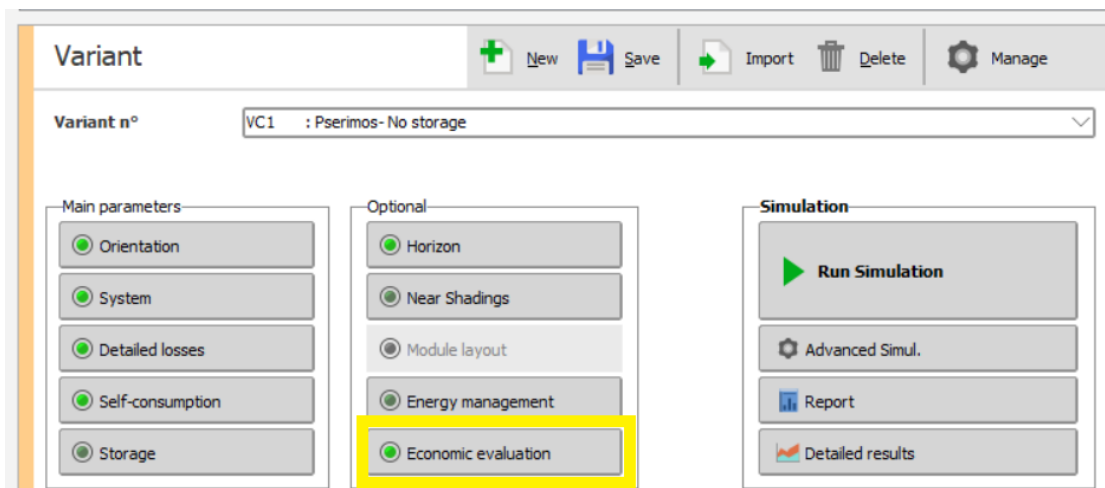


Διάγραμμα 4-11: Εγχώρια μέση μηνιαία ζήτηση για τον μήνα Μάρτιο

Στη συνέχεια, το PVsyst λαμβάνει τη μορφή του διαγράμματος και τις μέσες καταναλώσεις ανά μήνα και δημιουργεί αυτόματα την κατανομή των μέσω ωριαίων καταναλώσεων σε κάθε μήνα.

#### 4.4.5. ΓΕΝΙΚΑ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ

Επιλέγεται η παράμετρος Economic Evaluation:



Εικόνα 4-54: Επιλογή παραμέτρου Economic Evaluation

Στην παράμετρο αυτή εισάγονται όλα τα οικονομικά χαρακτηριστικά της εγκατάστασης με σκοπό να αποφασιστεί αν θα αποτελέσει μία επικερδή επένδυση. Σημειώνεται ότι για να αποκτήσει ο χρήστης πρόσβαση στην παράμετρο Economic Evaluation θα πρέπει να εκτελέσει πρώτα την προσομοίωση.

**Values**

Global  
  by Wp  
  by m<sup>2</sup>

**Currency**

EUR - Euro Rates

**Installation costs**

Description	Quantity	Unit price	Total		
<b>PV modules</b>			364.595.00		EUR
ECO-530-550M-72LHC	947.00	295.00	279.365.00		EUR
Supports for modules	947.00	90.00	85.230.00		EUR
<b>Inverters</b>			33.500.00		EUR
SUN2000-100KTL-INM0-415...	5.00	6.700.00	33.500.00		EUR
<b>Other components</b>			0.00		EUR
<b>Studies and analysis</b>			0.00		EUR
<b>Installation</b>			0.00		EUR
<b>Insurance</b>			0.00		EUR
<b>Land costs</b>			0.00		EUR
<b>Loan bank charges</b>	0.00	0.00	0.00		EUR
<b>Taxes</b>			0.00		EUR
<b>Total installation cost</b>			<b>398.095.00</b>		<b>EUR</b>
Depreciable asset			398.095.00		EUR

Εικόνα 4-55: CAPEX προδιαστασιολογημένου συστήματος

Αρχικά, υπολογίζεται το αρχικό κόστος της εγκατάστασης, το CAPEX. Ο χρήστης επιλέγει Global, ώστε τα διάφορα χαρακτηριστικά της εγκατάστασης να αξιολογούνται με μονάδα μέτρησης την οικονομική μονάδα, το ευρώ (EUR – Euro). Στη συνέχεια, εισάγονται οι τιμές των στοιχείων της εγκατάστασης ανά τεμάχιο όπως ορίζεται στην αγορά. Κάθε επιλεγμένο πλαίσιο κοστίζει 295 €/τμχ, κάθε βάση στήριξης ανά πλαίσιο 90€/τμχ και κάθε inverter 6700 €/τμχ. Το other components αφορά μικρότερου μεγέθους, πλήθους και κόστους στοιχεία όπως καλωδιώσεις, κοχλίες και μετρητικά συστήματα, τα οποία θεωρούνται αμελητέα στο συνολικό κόστος και παραβλέπονται. Η ανάλυση του συστήματος (Studies and analysis) πραγματοποιείται από τον ίδιο το χρήστη χωρίς κόστος αμοιβής. Για φωτοβολταϊκά συστήματα της τάξεως των 500 kW εκτιμάται για την ηλεκτρομηχανολογική εγκατάσταση των πλαισίων και των inverter απαιτούνται 100.000€. Η ασφάλεια (Insurance) και οι φόροι (Taxes) αμελούνται και ο χώρος (Land costs) παρέχεται από τον δήμο Καλυμνίων. Προκύπτει συνολικό αρχικό κόστος του προδιαστασιολογημένου συστήματος: 498.095€.

Description	Yearly cost	
<b>Maintenance</b>	30.500.00	EUR
Provision for inverter re...	0.00	EUR
Salaries	25.000.00	EUR
Repairs	5.000.00	EUR
Cleaning	500.00	EUR
Security fund	0.00	EUR
<b>Land rent</b>	0.00	EUR
<b>Insurance</b>	0.00	EUR
<b>Bank charges</b>	0.00	EUR
<b>Administrative, accounti...</b>	0.00	EUR
<b>Taxes</b>	0.00	EUR
<b>Subsidies</b>	- 0.00	EUR
<b>Operating costs (OPEX)</b>	<b>30.500.00</b>	<b>EUR/year</b>

Εικόνα 4-56: OPEX προδιαστασιοποιημένου συστήματος

Στη συνέχεια, υπολογίζεται το OPEX του προδιαστασιοποιημένου συστήματος. Ορίζονται ετήσια κόστη μόνο για τη συντήρηση του συστήματος: 25.000€ για τους ετήσιους μισθούς 2 επιβλεπόντων υπαλλήλων, 5.000€ για επισκευές και 500€ για καθαρισμό. Προκύπτει το ετήσιο λειτουργικό κόστος του προδιαστασιοποιημένου συστήματος: 30.500€/έτος.

Εικόνα 4-57: Διάρκεια λειτουργίας και πηγή εσόδων

Το σύστημα σχεδιάζεται με χρονικό ορίζοντα λειτουργίας τα 20 έτη με έτος εκκίνησης το 2024. Η χρηματοδότηση του έργου πραγματοποιείται μέσω της περιφέρειας Καλύμνου και ευρωπαϊκών προγραμμάτων όπως το LIFE [19], το οποίο αποσκοπεί για την περίοδο 2021-2027 στην ενεργειακή μετάβαση από συμβατικές μεθόδους παραγωγής ενέργειας σε ανανεώσιμες.

The screenshot shows the 'Self-consumption saving' tab with the following settings:

- Pricing type:**
  - Fixed tariff
  - Variable tariff
  - Hourly peak/off-peak tariff
  - Seasonal tariff
  - Tariff from CSV file
  - Import button
  - Help icon
- Feed-in tariff:**
  - Fixed feed-in tariff: 0.0650 EUR/kWh

Εικόνα 4-58: Ορισμός fixed-in tariff

Το feed-in tariff ορίζεται να είναι σταθερός στα 0,065€/kWh όπως επικρατεί τον Μάιο του 2023. Η τιμή αυτή εκφράζει την τιμή πώλησης του ηλεκτρικού ρεύματος στο δίκτυο την εν λόγω περίοδο. Συνεπώς, γνωρίζοντας ότι το προδιαστασιοποιημένο σύστημα παράγει 808 MWh/έτος εκ των οποίων οι 145 MWh προσφέρονται στον οικισμό της Ψερίμου, τότε περίπου οι 663 MWh πωλούνται στο δίκτυο αποφέροντας κέρδη περίπου 43,095€/έτος.

The screenshot shows the 'Self-consumption saving' tab with the following settings:

- Pricing type:**
  - Fixed tariff
  - Variable tariff
  - Hourly peak/off-peak tariff
  - Seasonal tariff
  - Tariff from CSV file
  - Import button
  - Help icon
- Consumption tariff:**
  - Fixed consumption tariff: 0.1500 EUR/kWh
  - Annual tariff variation: 0.00 %/year

Εικόνα 4-59: Ορισμός consumption tariff

Το consumption tariff αποτελεί το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας ανά kWh που πληρώνει ο καταναλωτής. Τον Μάιο του 2023 κυμαίνεται μεταξύ 0,12€/kWh και 0,19€/kWh. Επιλέγεται να είναι σταθερό στα 0,15€/kWh.

Για την περίπτωση του προδιαστασιοποιημένου συστήματος το PVsyst υπολογίζει αυτόματα το LCOE στα 0,0686€/kWh με περίοδο αποπληρωμής στα 14,5 χρόνια και με κέρδος 188.580€ μετά από 20 χρόνια. Στον πίνακα 4-17 φαίνονται οι χρηματοροές:

Detailed economic results (EUR)

Year	Electricity sale	Own funds	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amort.
0	0	498.095	0	0	0	0	0	0	-498.095	0.0%
1	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	-463.761	6.9%
2	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	-429.427	13.8%
3	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	-395.094	20.7%
4	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	-360.760	27.6%
5	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	-326.426	34.5%
6	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	-292.092	41.4%
7	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	-257.759	48.3%
8	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	-223.425	55.1%
9	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	-189.091	62.0%
10	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	-154.757	68.9%
11	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	-120.424	75.8%
12	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	-86.090	82.7%
13	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	-51.756	89.6%
14	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	-17.422	96.5%
15	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	16.911	103.4%
16	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	51.245	110.3%
17	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	85.579	117.2%
18	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	119.913	124.1%
19	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	154.246	131.0%
20	43.112	0	30.500	19.905	0	0	12.612	21.722	188.580	137.9%

Πίνακας 4-17: Χρηματοροές προδιαστασιοποιημένου συστήματος

**4.4.6. ΣΥΝΤΟΜΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΤΗΣ ΠΡΟΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗΣ**

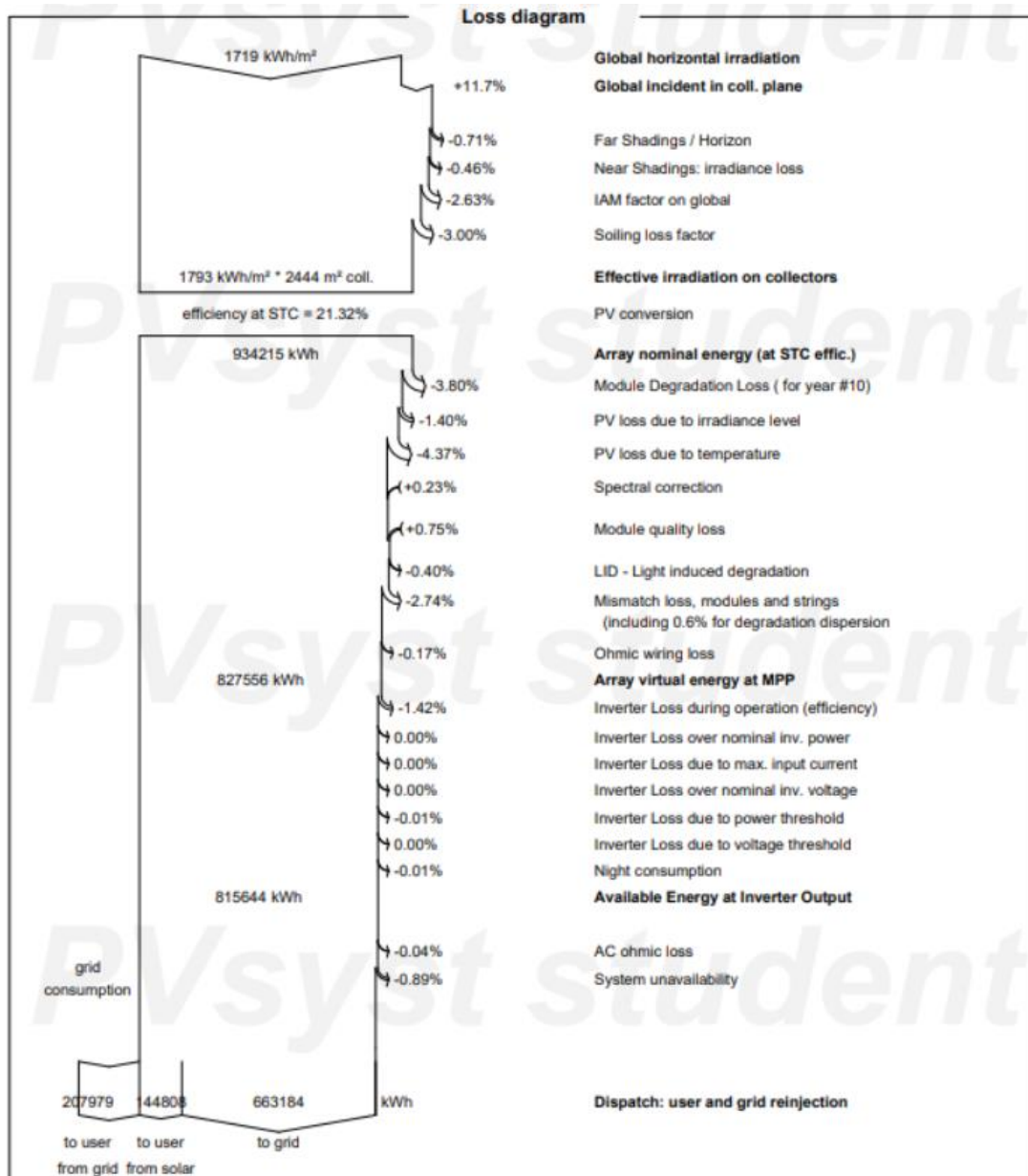
Εκτελείται η προσομοίωση μέσω της επιλογής “Run Simulation”. Κατά την ολοκλήρωση παράγονται διαγράμματα και χρήσιμα αποτελέσματα, τα οποία περιγράφουν τη συμπεριφορά του συστήματος. Στην παρούσα φάση της προδιαστασιολόγησης ενδιαφέρει το χρήστη μόνο ο ακόλουθος πίνακας από την αναφορά (“Report”):

Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	69.9	27.10	11.00	98.4	91.2	44372	5832	1971	40043	3861
February	85.1	33.90	10.50	109.1	101.9	49260	5897	2249	46292	3648
March	130.8	52.20	12.10	152.6	142.7	67927	5603	2337	64615	3266
April	164.0	66.50	15.40	176.4	164.9	76909	5635	2461	70803	3174
May	203.0	81.70	19.50	205.3	191.7	87586	5717	2847	83436	2870
June	217.2	84.80	23.80	213.7	199.5	89523	50440	23133	65037	27306
July	225.1	84.70	25.90	224.1	209.1	92716	80879	34515	56750	46365
August	204.3	73.90	25.40	215.1	201.2	89919	111138	43309	45235	67829
September	158.9	56.60	23.20	179.6	168.1	76233	64609	25717	49376	38892
October	120.2	41.90	19.40	149.2	139.8	65045	6028	2280	58798	3748
November	79.2	28.50	15.00	108.8	101.0	48363	5504	2084	45585	3421
December	61.2	23.90	12.40	88.1	81.7	39702	5504	1905	37216	3600
Year	1718.9	655.70	17.84	1920.5	1792.9	827556	352787	144808	663184	207979

Πίνακας 4-18: Ενεργειακό ισοζύγιο προδιαστασιοποιημένου συστήματος

Κάτω από τον πίνακα περιγράφονται τα μεγέθη του πίνακα. Τα μεγέθη που ενδιαφέρουν το χρήστη στην παρούσα φάση είναι το EFrGrid, το οποίο απεικονίζει την ενέργεια που προσέλυσε ο inverter όταν οι καταναλώσεις υπερέβαιναν την παραγόμενη ενέργεια όπως σε θερινές μέρες αιχμής ή τις βραδινές ώρες και η συνολική παραγόμενη ενέργεια, η οποία φαίνεται στο διάγραμμα απωλειών (διάγραμμα 4-12):



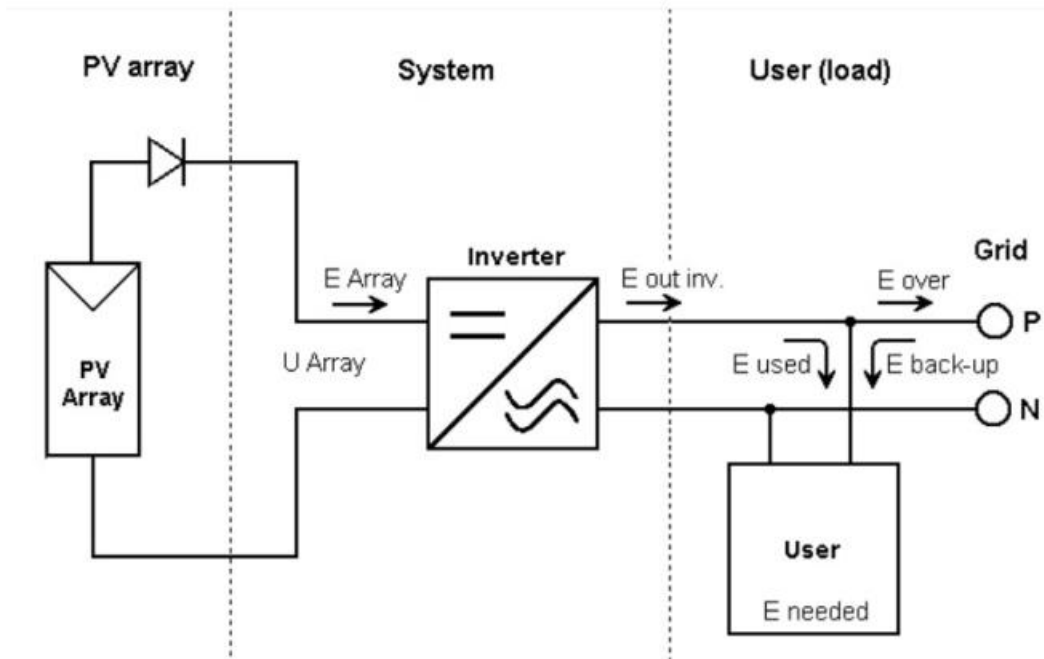
Διάγραμμα 4-12: Διάγραμμα απωλειών προδιαστασιολογημένου συστήματος

Από το διάγραμμα 4-12 φαίνεται ότι μέσα στο έτος ο οικισμός (“user”) δέχεται 207,979 MWh από το εθνικό δίκτυο, 144,808 MWh από την ηλιακή ακτινοβολία, ενώ 662,362 MWh παρήχθησαν επιπλέον σε στιγμές τις οποίες το σύστημα δεν είχε ανάγκη από τόσο υψηλή παροχή ενέργειας. Συνεπώς, το προδιαστασιολογημένο σύστημα καλύπτει το 41,05% της συνολικής κατανάλωσης. Κατά το σχεδιασμό χωρίς αποθήκευση σε μπαταρίες ο χρήστης αποσκοπεί να ελαχιστοποιήσει το EFrGrid αυξάνοντας τα φωτοβολταϊκά πλαίσια και ενδεχομένως τους inverters, ενώ κατά το σχεδιασμό με αποθήκευση αποσκοπεί να το μηδενίσει μέσω της εισαγωγής συσσωρευτών, ώστε ο οικισμός να αποκτήσει πλήρη ενεργειακή αυτονομία



## 5. ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΧΩΡΙΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ

### 5.1. ΣΚΟΠΟΣ ΚΑΙ ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ



Εικόνα 5-1: Σχηματική αναπαράσταση φωτοβολταϊκού συστήματος χωρίς συσσωρευτές

Το φωτοβολταϊκό σύστημα χωρίς αποθήκευση αποσκοπεί να ελαχιστοποιήσει την παροχή ηλεκτρικού ρεύματος προερχόμενο από το εθνικό δίκτυο αξιοποιώντας το ήδη υπάρχον σύστημα της προδιαστασιολόγησης και με αυτόν τον τρόπο να αποκτήσει ο οικισμός της Ψερίμου μεγαλύτερη αυτονομία. Το σύστημα αυτό θα ονομάζεται “Pserimos-No storage”.

Αναμένεται η προσφερόμενη από το δίκτυο ενέργεια να μειώνεται με την αύξηση των φωτοβολταϊκών πλαισίων μέχρι μία σταθερή τιμή. Πέρα από αυτήν την τιμή η τοποθέτηση περισσότερων πλαισίων δεν επιφέρει καρποφόρα αποτελέσματα, καθώς η τιμή αυτή θα περιγράφει τις ενεργειακές ανάγκες του οικισμού τις βραδινές ώρες, στις οποίες το φωτοβολταϊκό σύστημα δεν λειτουργεί. Το βέλτιστο σύστημα θα αποτελέσει το μικρότερο δυνατό που θα επιτύχει τη σταθερή αυτήν τιμή. Σε περίπτωση που προκύψει ότι το προδιαστασιολογημένο σύστημα έχει επιτύχει περίπου τη σταθερή αυτή την τιμή, τότε θα εισαχθούν λιγότερα πλαίσια μέχρι να ευρεθεί ο ελάχιστος αριθμός πλαισίων που

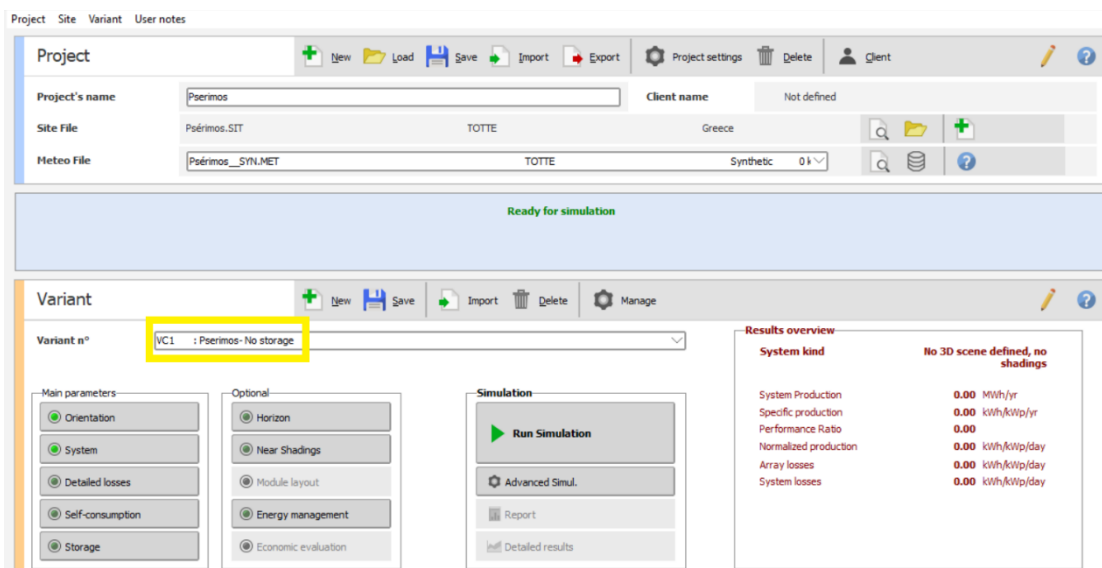
Ουσιαστικά το “Pserimos-No storage” αποτελεί επέκταση της προδιαστασιολόγησης, καθώς τα μόνα δεδομένα που θα μεταβληθούν είναι αυτά των παραμέτρων Systems, Near Shadings και Detailed Losses. Στην παράμετρο Systems θα διαφορετικού πλήθους φωτοβολταϊκά πλαίσια και ενδεχομένως περισσότεροι ή λιγότεροι inverters (όχι απαραίτητα). Στην παράμετρο Near Shadings θα σχεδιαστεί το νέο τρισδιάστατο μοντέλο του φωτοβολταϊκού συστήματος με τη χρήση του λογισμικού SketchUp, το οποίο θα εμπεριέχει τα προστιθέμενα πλαίσια, ώστε να γίνει η ανάλυση σκίασης. Στην παράμετρο Detailed Losses ανανεώνονται τα νέα μήκη των καλωδιώσεων μετά την επέκταση του συστήματος με τα νέα πλαίσια. Οι υπόλοιπες παράμετροι παραμένουν αναλλοίωτες για τους εξής λόγους:

- Orientation: η χρήση της κλίσεως των  $18^\circ$  και της αζιμουθιακής κατεύθυνσης των  $0^\circ$  δικαιολογήθηκε και αναλύθηκε στην παράγραφο 4-3-2 της

προδιαστασιολόγησης. Τα εισαγόμενα δεδομένα της παραμέτρου αυτής μεταφέρονται αναλλοίωτα σε κάθε στάδιο.

- **Horizon:** η τοποθεσία για την οποία πραγματοποιείται η μελέτη είναι ο λόφος βορειοανατολικά του οικισμού της Ψερίμου (παράγραφος: 4-3-1) Τα εισαγόμενα δεδομένα της παραμέτρου αυτής μεταφέρονται αναλλοίωτα σε κάθε στάδιο.
- **Detailed losses:** οι αναλυτικές απώλειες που περιεγράφηκαν και εισήχθησαν στο σύστημα αφορούν και τα 2 στάδια της μελέτης: “Pserimos-No storage” και “Pserimos-Storage” (παράγραφος: 4-4-3). Τα εισαγόμενα δεδομένα της παραμέτρου αυτής μεταφέρονται αναλλοίωτα σε κάθε στάδιο με εξαίρεση της καρτέλας των ωμικών απωλειών.
- **Self-consumption:** οι ενεργειακές ανάγκες των διάφορων καταναλωτών της Ψερίμου περιεγράφηκαν στην παράγραφο 4-4-4. Τα εισαγόμενα δεδομένα της παραμέτρου αυτής μεταφέρονται αναλλοίωτα σε κάθε στάδιο.

Συνεπώς, αρχικά ο χρήστης αντιγράφει τα δεδομένα που εισήγαγε στις παραμέτρους Orientation, Horizon, Detailed losses και Self-Consumption. Έπειτα, πραγματοποιεί δοκιμές τοποθετώντας διαφορετικά πλήθη φωτοβολταϊκών πλαισίων και πιθανώς inverters μέχρι να επιτύχει την ελάχιστη δυνατή εξάρτηση από το εθνικό δίκτυο σε συνδυασμό το μικρότερο δυνατό αριθμό πλαισίων. Έπειτα, σχεδιάζεται το νέο τρισδιάστατο μοντέλο του φωτοβολταϊκού συστήματος και εισάγεται στην παράμετρο Near Shadings για να ολοκληρωθεί η μελέτη κοντινών σκιάσεων. Τέλος, πραγματοποιείται οικονομική μελέτη. Για την νέα αυτή έρευνα δημιουργείται νέο Variant με την ονομασία “Pserimos-No storage”.



Εικόνα 5-2: Ονομασία του νέου Variant

## 5.2. ΜΕΛΕΤΗ ΤΕΛΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ

### 5.2.1. ΑΝΑΛΛΟΙΩΤΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ

Όπως εξηγήθηκε στην παράγραφο 5.1 οι αναλλοίωτες παράμετροι στο “Pserimos-No storage” σε σχέση με το σύστημα της προδιαστασιολόγησης είναι η Orientation, η Detailed Losses εξαιρουμένου της καρτέλας των ωμικών απωλειών, η Self-consumption και η Horizon. Τα δεδομένα των παραπάνω παραμέτρων μεταφέρονται αυτούσια στο νέο Variant.

### 5.2.2. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΠΟΣΟΣΤΟΥ ΚΑΛΥΨΗΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ

Ο χρήστης αυξάνει το πλήθος των φωτοβολταϊκών πλαισίων όσο ισχύει  $P_{\text{rom}} \leq 1,25$  για κάθε sub-array και όσο η τάση κάθε string παραμένει εντός των επιτρεπτών ορίων. Αξιοποιούνται οι ίδιοι τύποι φωτοβολταϊκών πλαισίων και inverter: ECO-550M-72LHC και SUN2000-100KTL-INMO-480Vac αντίστοιχα.

Σε κάθε sub-array έχουν εισαχθεί 10 strings των 19 πλαισίων έκαστο με εξαίρεση το sub-array 5, το οποίο διαθέτει 11 strings των 17 πλαισίων έκαστο. Όπως φαίνεται στο διάγραμμα 4-5 και στον πίνακα 4-3 ο αριθμός των πλαισίων που τοποθετήθηκαν κατά την φάση της προδιαστασιολόγησης δημιουργεί τάση ανοικτού κυκλώματος  $V_{\text{oc}}$  στους 20°C σε κάθε string σε κοντινή εγγύτητα με το ανώτατο αποδεκτό όριο του  $V_{\text{MPP,MAX}} = 1000\text{V}$ . Με άλλα λόγια, διατηρώντας τα συγκεκριμένα πλαίσια και inverter είναι αδύνατη η τοποθέτηση περισσότερων από 19 πλαισίων ανά string. Συνεπώς, ο χρήστης αυξάνει τα strings ικανοποιώντας τον περιορισμό του λόγου  $P_{\text{nom}}$  που αναφέρθηκε παραπάνω.

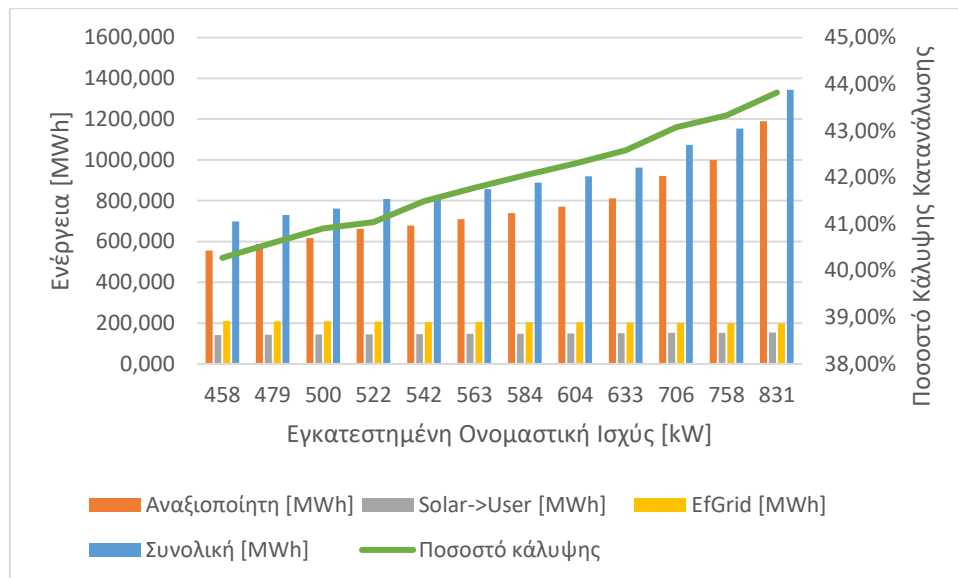
Πραγματοποιούνται δοκιμές. Σε κάθε δοκιμή ο χρήστης αυξάνει τον αριθμό των πλαισίων (ειδικότερα των strings) και ενδεχομένως των inverters. Ο αριθμός των πλαισίων θα αυξάνεται σταδιακά από ένα μόνο sub-array. Όταν ο λόγος  $P_{\text{nom}}$  του εν λόγω sub-array πλησιάζει την τιμή 1,25, τότε ο χρήστης αυξάνει τα πλαίσια σε επόμενο sub-array. Ο χρήστης εργάζεται αναλόγως και κατά τη μελέτη της συμπεριφοράς λιγότερων πλαισίων με όριο  $P_{\text{nom}} = 0,75$  ανά sub-array. Επίσης, ο χρήστης θα πρέπει σε κάθε δοκιμή να σχεδιάζει το τρισδιάστατο μοντέλο του συστήματος σε περιβάλλον SketchUp και να το εισάγει στο PVsyst για ανάλυση κοντινών σκιάσεων και να ανανεώνει το μήκος των καλωδιώσεων στην καρτέλα των ωμικών απωλειών. Αλλά στο διάγραμμα απωλειών 4-12 του προδιαστασιολογημένου συστήματος φαίνεται ότι οι ωμικές απώλειες αφαιρούν μόνο το 0,17% της παραγόμενης ενέργειας και χάνεται μόνο το 0,46% της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας λόγω των κοντινών σκιάσεων. Τα ποσοστά αυτά λογίζονται ως ασήμαντα. Επομένως, κατά την διαδικασία των δοκιμών και μόνο η παράμετρος Near Shadings αμελείται και ο χρήστης εισάγει το ίδιο μήκος καλωδιώσεων στην ανάλυση ωμικών απωλειών με το προδιαστασιολογημένο σύστημα, καθώς το ποσοστό επιρροής των καλωδιώσεων είναι ανεπαίσθητα χαμηλό. Τα δεδομένα αυτά θα εισαχθούν με το σωστό τρόπο μετά την επιλογή του τελικού συστήματος.

Δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί το παλιό τρισδιάστατο σύστημα στην παράμετρο Near Shadings ενώ έχουν εισαχθεί διαφορετικού πλήθους πλαίσια σε σχέση με το προδιαστασιολογημένο σύστημα, καθώς το PVsyst αναγνωρίζει ότι η νέα συνολική επιφάνεια που ορίστηκε στην παράμετρο Systems δεν ταυτίζεται με την επιφάνεια που τοποθετήθηκε από το SketchUp.

Για κάθε δοκιμή χρησιμοποιείται διαφορετικό variant στο PVsyst και καταγράφονται το πλήθος των χρησιμοποιούμενων πλαισίων, η εγκατεστημένη ονομαστική ισχύς, η προσφερόμενη ενέργεια στον οικισμό, η συνολική παραγόμενη ενέργεια, η ενέργεια που παρέχει το φωτοβολταϊκό σύστημα στο εθνικό δίκτυο (η αναξιοποίητη από τον οικισμό ενέργεια δηλαδή), το ποσοστό κάλυψης των καταναλώσεων του οικισμού και η ενέργεια που προσφέρεται από το δίκτυο, ώστε να καλυφθούν οι απαιτήσεις του οικισμού όταν το φωτοβολταϊκό σύστημα δεν παράγει αρκετή.

Παρατηρείται από το 4-10 ότι στη μέση ετήσια μέρα το 52% της ημερήσιας ενέργειας καταναλώνεται τις βραδινές ώρες 19:00 – 06:00, το 27,7% τις μεσημεριανές ώρες 11:00 – 17:00 και το 20,3% τις πρωινές και απογευματινές ώρες. Συνεπώς, η εγκαταστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς δίχως συσσωρευτές δύναται να καλύψει ιδανικά

έως και το 48% της ημερήσιας κατανάλωσης και προσεγγιστικά της ετήσιας κατανάλωσης. Όμως, η ηλιακή ακτινοβολία είναι αποδυναμωμένη τις πρωινές και απογευματινές ώρες σε σχέση με την αντίστοιχη κατά τις μεσημεριανές. Αυτό σημαίνει ότι από ένα ποσοστό κάλυψης της κατανάλωσης από τα πλαίσια και μετά ο χρήστης θα πρέπει να εισάγει ακόμα περισσότερη εγκατεστημένη ισχύ ώστε να επιτύχει προσοδοφόρα άνοδο της κάλυψης οδηγώντας παράλληλα σε αυξημένο κόστος. Το προδιαστασιοποιημένο σύστημα προσφέρει ποσοστό κάλυψης 41,05% με περιθώριο ανάπτυξης +6,95%. Στο διάγραμμα 5-1 φαίνεται η συναλλαγή ενέργειας για κάθε δοκιμαστικό σύστημα, καθώς και το αντίστοιχο ποσοστό κάλυψης:



Διάγραμμα 5-1: Συναλλαγή ενέργειας και ποσοστό κάλυψης δοκιμαστικών συστημάτων

Το προδιαστασιοποιημένο σύστημα αποτελείται από 522 kW εγκατεστημένης ισχύος. Για συστήματα μικρότερης ισχύος παρατηρείται ότι η κάλυψη της κατανάλωσης μειώνεται ελαφρώς. Για συστήματα υψηλότερης ισχύος παρατηρείται ότι για προσθήκη 82 kW (τελική εγκατεστημένη ισχύς: 604 kW) το ποσοστό κάλυψης αυξάνεται κατά 1,25%, ενώ για προσθήκη 227 kW στα 604 kW (τελική εγκατεστημένη ισχύς: 831 kW) το ποσοστό κάλυψης αυξάνεται κατά 1,52%. Άρα, για αυξανόμενη εγκατεστημένη ισχύ το σύστημα αντιμετωπίζει όλο και περισσότερες δυσκολίες να ικανοποιήσει τις ανάγκες του οικισμού, καθώς έχει καλυφθεί ήδη η κατανάλωση στις ώρες πλήρους ηλιοφάνειας (μεσημέρι) και συνεπώς οι νέες προσθήκες στην ισχύ επιδιώκουν να καλύψουν την κατανάλωση τις πρωινές και απογευματινές ώρες, στις οποίες η ηλιακή ακτινοβολία είναι ασθενέστερη. Κρίνεται ότι η εγκατεστημένη ισχύς άνω των 604 KW με 42,3% κάλυψη προσφέρει ελάχιστη επιπλέον κάλυψη και, άρα, αποφεύγεται.

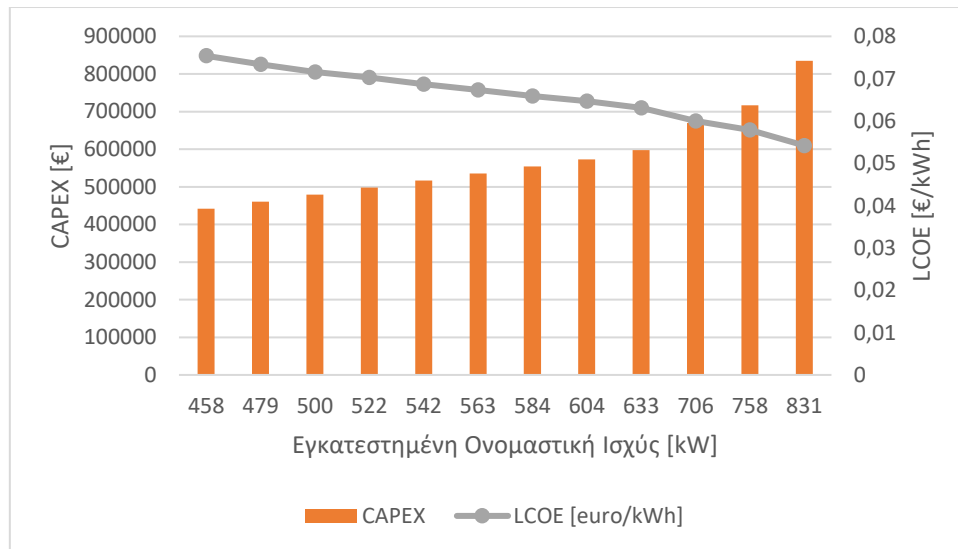
Η αναξιοποίητη ενέργεια είναι η πρόσθετη ενέργεια που δεν καταναλώθηκε από τον οικισμό της Ψερίμου και πωλείται στο εθνικό δίκτυο, ώστε να επωφεληθεί οικονομικά την εγκατάσταση και να μπορέσει να δικαιολογηθεί η επένδυση. Καθώς το ποσοστό κάλυψης αυξάνεται ελάχιστα δεν παρατηρείται ιδιαίτερη διαφορά στην ενέργεια που τροφοδοτείται από το εθνικό δίκτυο.

### 5.2.3. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ LCOE

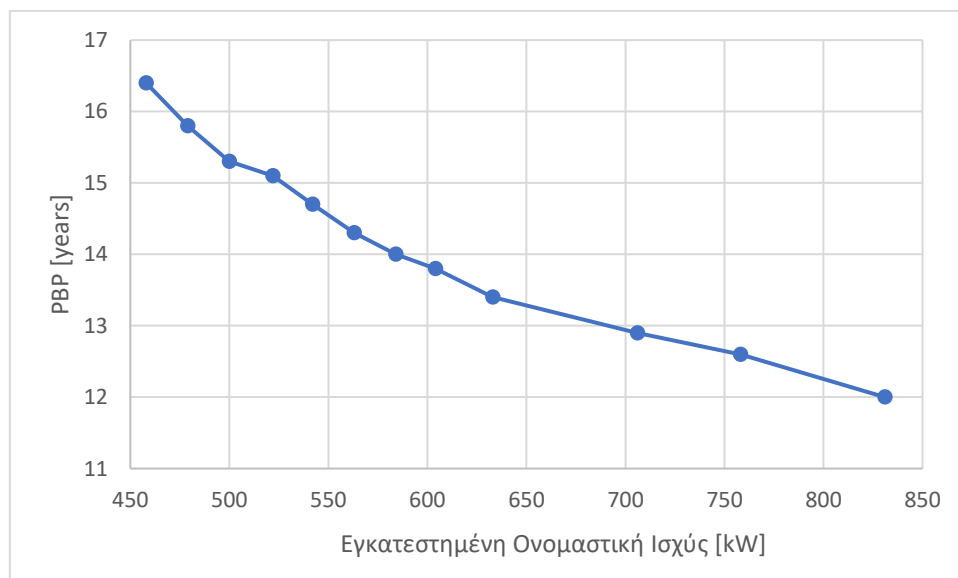
Το LCOE (Levelized Cost of Energy) αποτελεί έναν δείκτη μέσω του οποίου αναλύονται και συγκρίνονται διαφορετικοί μέθοδοι παραγωγής ενέργειας. Εκφράζει τη μέση ελάχιστη τιμή στην οποία ο παραγόμενος από μία εγκατάσταση ηλεκτρισμός

πρέπει να πωληθεί, ώστε να καλύψει τα έξοδα παραγωγής καθ' όλο το χρονικό διάστημα λειτουργίας της εγκατάστασης.

Το PVsyst δύναται να υπολογίσει αυτόματα το LCOE για την υπό μελέτη εγκατάσταση. Η δυνατότητα αυτή προσφέρεται στην παράμετρο Economic Evaluation, η οποία αναλύθηκε στην παράγραφο 4-4-5. Υπενθυμίζεται ότι για το προδιαστασιοποιημένο σύστημα επιλέχθηκαν 100.000€ ως κόστος της ηλεκτρομηχανικής εγκατάστασης και, άρα, προσεγγιστικά 190€/kW. Ο χρήστης μεταβάλλει το κόστος εγκατάστασης του CAPEX ανάλογα με το μέγεθος του συστήματος. Στο διάγραμμα 5-2 φαίνεται η μεταβολή του CAPEX και του LCOE για κάθε σύστημα που εξετάστηκε στο PVsyst:



Διάγραμμα 5-2: Συμπεριφορά του CAPEX και του LCOE για τα δοκιμασμένα συστήματα



Διάγραμμα 5-3: Συμπεριφορά της περιόδου αποπληρωμής για τα δοκιμασμένα συστήματα

Παρατηρείται ότι για αύξηση του μεγέθους του συστήματος το CAPEX προφανώς αυξάνεται λόγω αυξημένου πλήθους πλαισίων και βάσεων. Παράλληλα το LCOE μειώνεται, καθώς όσο το σύστημα μεγαλώνει παράγεται όλο και περισσότερη ενέργεια που υπερκαλύπτεται από το κόστος της εγκατάστασης και η περίοδος αποπληρωμής

(PBP: Pay-Back Period), δηλαδή τα χρόνια που απαιτούνται για να αποβεί κερδοφόρα η επένδυση, σταδιακά ελαχιστοποιείται. Τα μειωμένα LCOE και PBP οφείλονται στην παραδοχή ότι η πρόσθετη ενέργεια που δεν αξιοποιείται από τον οικισμό της Ψερίμου πωλείται στο εθνικό δίκτυο με χρήση του feed-in tariff. Συνεπώς, το ιδανικό σύστημα ως προς τα οικονομικά της μελέτης θα ήταν ένα όσο το δυνατόν μεγαλύτερο σύστημα και, άρα, το σύστημα των 831 kW στην εν λόγω παραμετροποίηση. Βέβαια, στην πραγματικότητα το τελικό σύστημα θα είναι μικρότερο όπως αναλύεται στην παράγραφο 5.2.4.

#### 5.2.4. ΕΠΙΛΟΓΗ ΤΕΛΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ

Το τελικό σύστημα χωρίς συσσωρευτές πρέπει να ικανοποιεί 2 προϋποθέσεις: να έχει όσο το δυνατόν υψηλότερο ποσοστό κάλυψης της κατανάλωσης και να χαρακτηρίζεται από σχετικά χαμηλό LCOE, ώστε να μπορεί να σταθεί ως μία κερδοφόρα επένδυση. Όπως εξηγήθηκε στην παράγραφο 5.2.2. στον οικισμό της Ψερίμου προτείνεται μέγιστο ποσοστό κάλυψης 42,3% με χρήση 604 kW εγκατεστημένης ηλιακής ισχύος. Παράλληλα, κατά την μελέτη του δείκτη LCOE παρατηρήθηκε η γνησίως φθίνουσα συμπεριφορά του όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς υποδεικνύοντας τις προϋποθέσεις για μία οικονομικότερη λύση. Άρα, επιλέγεται ως τελικό σύστημα χωρίς συσσωρευτές τα 604 kW εγκατεστημένης ισχύος με πλαίσια και inverters του ίδιου τύπου με το προδιαστασιοποιημένο σύστημα. Το σύστημα αυτό διαθέτει τα εξής χαρακτηριστικά όπως φαίνεται στον πίνακα 5-1:

Ονομαστική εγκατεστημένη ισχύς	604 kW
Αριθμός πλαισίων	1099
Αριθμός inverters	5
Ονομαστική ισχύς inverters	500 kW
Αριθμός strings	59
$V_{MPP}$ (20°C)	818 V
$I_{MPP}$ (20°C)	155 A
Συνολική επιφάνεια πλαισίων	2836 m <sup>2</sup>
Συνολικό $P_{nom}$ [%]	1,209

Πίνακας 5-1: Χαρακτηριστικά τελικού συστήματος χωρίς συσσωρευτές

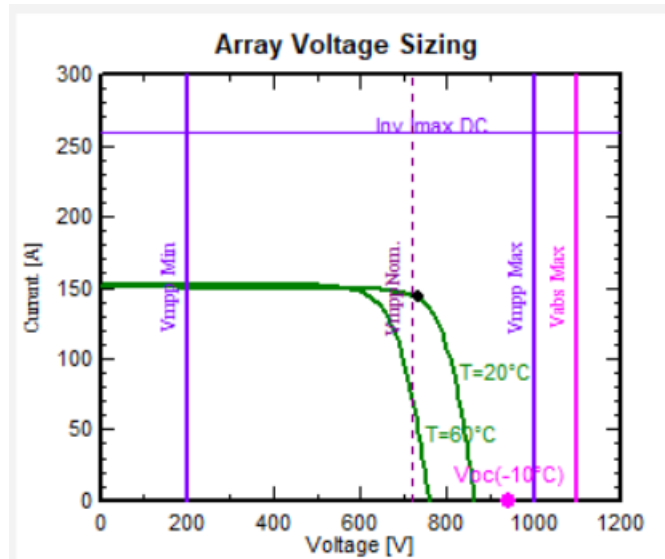
Η εγκατάσταση προς διασύνδεση εμπεριέχει 1099 φωτοβολταϊκά πλαίσια ECO-550M-72LHC συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 604 KW και 5 inverters SUN2000-100KTL-INMO-480ac. Οι 4 inverters συνδέονται με 228 πλαίσια συνολικής ονομαστικής ισχύος 125 kWp έκαστος, ενώ ο πέμπτος με 187 πλαίσια συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 103 kWp. Ομοίως με το προδιαστασιοποιημένο σύστημα κατασκευάζονται 5 διαφορετικά sub-arrays και εισάγεται σε κάθε ένα η αντίστοιχη ισχύς, το επιλεγμένο πλαίσιο και ο επιλεγμένος inverter: “SUB-1”, “SUB-2”, “SUB-3”, “SUB-4” και “SUB-5”. Στα 4 πρώτα εισάγονται 125 kWp και στο τελευταίο 103 kWp.

Το τελικό σύστημα διαθέτει 83 kW και 152 πλαίσια παραπάνω, τα οποία συμπλήρωσαν τα sub-arrays του προδιαστασιοποιημένου μέχρι το ανώτατο επιτρεπτό όριο των 12 strings για τα πρώτα 4 (βλ. εικόνα 5-3), καθώς για αυτόν τον αριθμό τα sub-arrays λειτουργούν με  $P_{nom} = 1,25$  που είναι και το άνω όριο για τον δείκτη αυτόν. Τα υψηλά  $P_{nom}$  στα πρώτα 4 sub-arrays οφείλονται και για το υψηλό συνολικό  $P_{nom} = 1,209$ . Ο δείκτης αυτός καταδεικνύει ότι το σύστημα θα μπορεί να εισάγει έναν αρκετά περιορισμένο αριθμό νέων πλαισίων ως επεκτάσεις (σε περίπτωση αύξησης της μέσης

ζήτησης) και μόνο στο SUB-5, το οποίο διαθέτει  $P_{nom} = 1,03$ . Για να εγκατασταθούν παραπάνω πλαίσια θα πρέπει να συνδεθεί ένας νέος inverter.

Εικόνα 5-3: Κατασκευή των 4 όμοιων sub-arrays: "SUB - 1", "SUB - 2", "SUB - 3" και "SUB - 4" για το τελικό σύστημα χωρίς συσσωρευτές. Παρουσιάζεται μόνο το "SUB - 1", καθώς τα υπόλοιπα 3 είναι ίδια.

Εικόνα 5-4: Κατασκευή του πέμπτου sub-array "SUB - 5" για το τελικό σύστημα



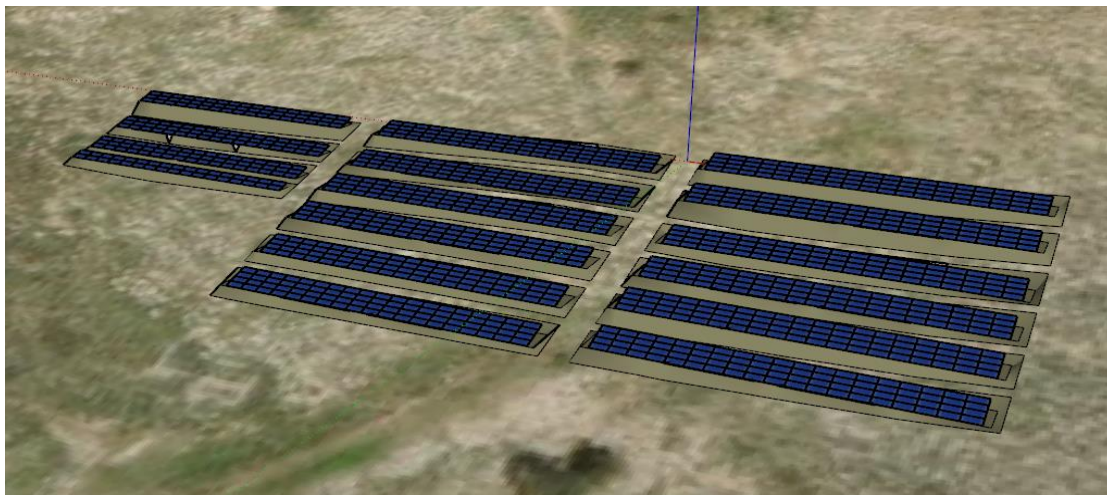
Διάγραμμα 5-4: Καμπύλη λειτουργίας κάθε sub-array. Θεωρείται ότι η καμπύλη λειτουργίας του SUB-5 ταυτίζεται με των υπολοίπων

Subarray	Ονομαστική ισχύς πλαισίων [kW]	Αριθμός πλαισίων	$P_{nom}$ [%]	Αριθμός strings	Αριθμός πλαισίων/string
SUB-1	125	228	1,25	12	19
SUB-2	125	228	1,25	12	19
SUB-3	125	228	1,25	12	19
SUB-4	125	228	1,25	12	19
SUB-5	103	187	1,03	11	17

Πίνακας 5-2: Βασικά χαρακτηριστικά των 5 sub-arrays του τελικού συστήματος

### 5.2.5. ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΚΟΝΤΙΝΩΝ ΣΚΙΑΣΕΩΝ ΤΟΥ ΤΕΛΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ

Για τη μελέτη των κοντινών σκιάσεων σχεδιάζεται το προδιαστασιοποιημένο σύστημα πλαισίων στο λογισμικό SketchUp, ακολουθώντας τις οδηγίες των παραρτημάτων Β και Γ όπως φαίνεται στην εικόνα 4-32. Για λόγους εκμετάλλευσης λιγότερης γης και αποφυγής χωροταξικών προβλημάτων τοποθετούνται πολλαπλά πλαίσια σε κάθε σειρά: 2, 3 και 4 πλαίσια ανά σειρά όπως ακριβώς και στο προδιαστασιοποιημένο σύστημα.

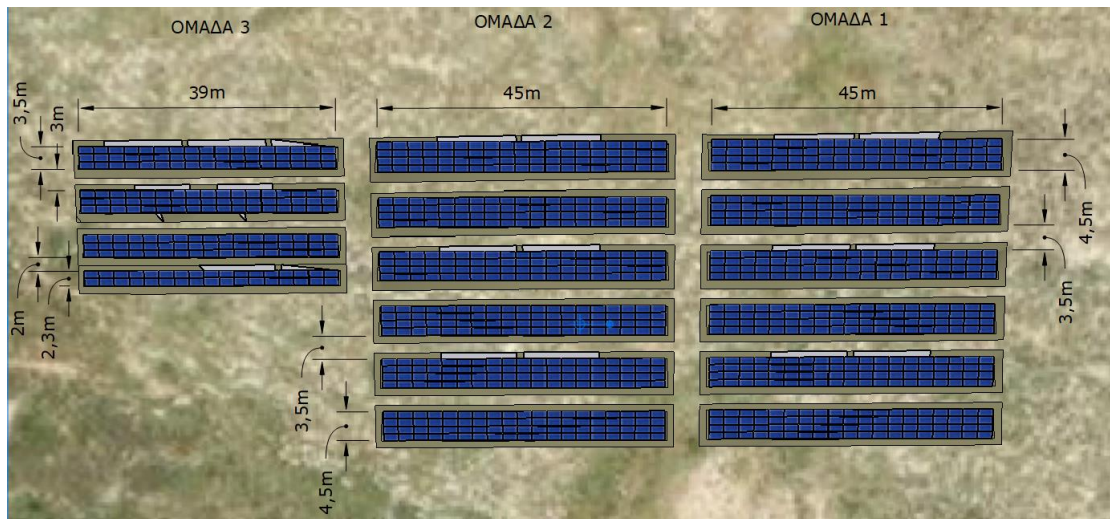


Εικόνα 5-5: Εγκατάσταση φωτοβολταϊκών πλαισίων του τελικού συστήματος



Όπως και στο προδιαστασιοποιημένο σύστημα οι συστοιχίες έχουν οργανωθεί σε 3 ομάδες. Η ομάδα 1 (εικόνα 5-4, δεξιά) αποτελείται από τα υποσυστήματα SUB-1 και SUB-2, η ομάδα 2 (εικόνα 5-4, μέση) από τα υποσυστήματα SUB-3 και SUB-4 και η ομάδα 3 (εικόνα 5-4, αριστερά) από το υποσύστημα SUB-5. Οι ομάδες 1 και 2 διαθέτουν 6 συστοιχίες εκάστη με 4 σειρές 19 πλαισίων ανά συστοιχία. Η ομάδα 3 εμπεριέχει 4 συστοιχίες, η οποία συνιστά τα 11 strings του υποσυστήματος SUB-5.

Η απόσταση α μεταξύ των πλαισίων για την αποφυγή σκίασης υπολογίζεται σύμφωνα με τη μέθοδο που παρουσιάστηκε στην παράγραφο 4-4-2.



Εικόνα 5-6: Χωροθέτηση τελικού συστήματος με τη χρήση του SketchUp Layout

Το σχέδιο των πλαισίων εξάγεται σε 3d αρχείο από το SketchUp και εισάγεται στο PVsyst προκειμένου να ολοκληρωθεί η ανάλυση των σκιάσεων. Εξάγεται ο πίνακας 5-3, ο οποίος περιγράφει την επίδραση της σκίασης των γειτνιαζόντων πλαισίων.

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°	0.224	0.372	0.540	0.001	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	0.016	0.224
10°	0.447	0.744	1.000	1.000	1.000	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.093	0.001	0.033	0.447
2°	Behind	Behind	Behind	1.000	1.000	1.000	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.185	Behind	Behind	Behind

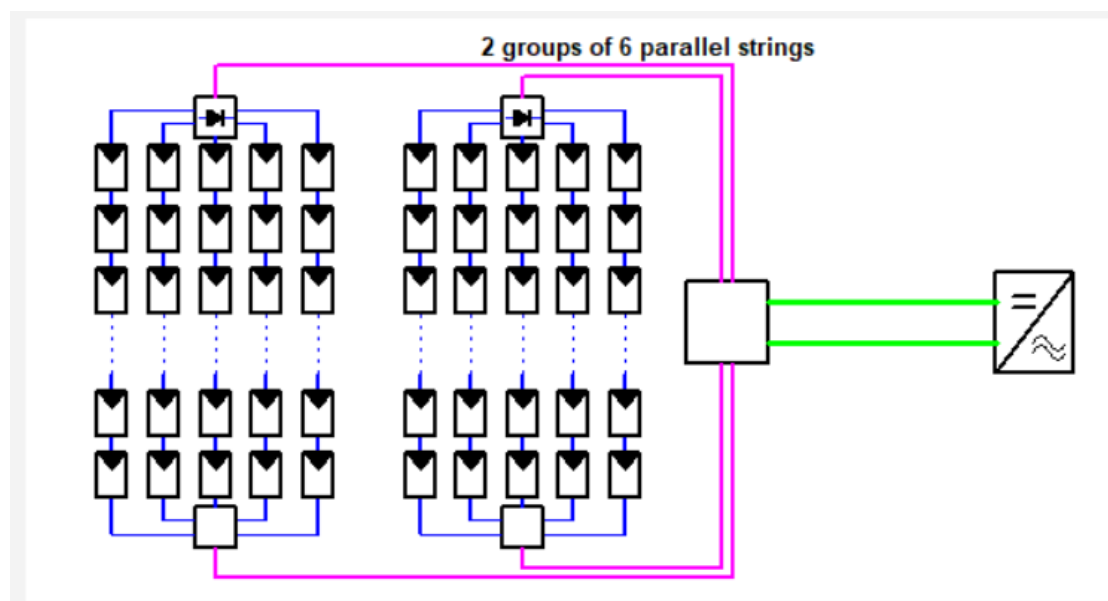
Shading factor for diffuse: 0.006 and for albedo: 0.011

Πίνακας 5-3: Παράγοντας σκίασης του τελικού συστήματος

Παρατηρείται ότι κατά την διάρκεια της ημέρας υπάρχει μηδαμινή σκίαση και η ακτινοβολία απορροφάται χωρίς εμπόδια. Εξάιρεση προφανώς αποτελούν οι περιπτώσεις νωρίς το πρωί και αργά το βράδυ στις οποίες ο ήλιος είτε θα έχει πολύ χαμηλό ηλιακό ύψος, είτε ανατολικό-δυτικό αζιμούθιο είτε θα βρίσκεται ακόμα και πίσω από τα πλαίσια.

### 5.2.6. ΩΜΙΚΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΤΟΥ ΤΕΛΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ

Για τη σύνδεση μεταξύ 2 πλαισίων εκτιμάται ότι απαιτείται 0,3m καλωδίου και, άρα, περίπου 5,5m/string λαμβάνοντας υπόψιν το πλήθος των πλαισίων ανά string. Στο μήκος αυτό προστίθεται επίσης μέσο μήκος 0,5m καλωδίου για τη σύνδεση του κυκλώματος κάθε string με cable connector, δηλαδή τελικά 6m/string για τις συνδέσεις των πλαισίων ενός string. Κάθε sub-array αποτελείται από 12 strings (SUB-5: 11) και τότε τα strings αυτά διακρίνονται σε 2 groups των 6 strings έκαστο (όπως το ορίζει το PVsyst). Το SUB-6 αποτελείται από 11 strings, αλλά χωρίζεται και αυτό σε 2 κατηγορίες. Η εικόνα 5-7 προσφέρει μία γραφική αναπαράσταση της συνδεσμολογίας του συστήματος κάθε sub-array (δεν αναπαριστά το SUB-5). Η μπλε καλωδίωση αναπαριστά τη σύνδεση των πλαισίων με το connector κάθε group, η μωβ τη σύνδεση των connector κάθε group με τον ολικό και η πράσινη τη σύνδεση του ολικού με τον inverter.



Εικόνα 5-7: Συνδεσμολογία του κάθε sub-array (πλην του SUB-5, το οποίο έχει 11 strings)

Η πράσινη καλωδίωση αμελείται με την παραδοχή ότι ο connector και ο inverter ταυτίζονται, καθώς οι σύγχρονοι inverter ενσωματώνουν τον ολικό connector στο ηλεκτρικό κύκλωμά τους.

Το μήκος της καλωδίωσης μεταξύ των συνδέσμων και του inverter καθορίζεται μέσω του SketchUp, αφού τοποθετηθεί σε επιλεγμένη θέση το δωμάτιο που θα στεγάσει τους inverter (βλ. εικόνα 4-42).

Sub-arrays	Καλωδίωση μωβ απόχρωσης (στο PVsyst) [m]
1	100
2	60
3	60
4	30
5	100

Πίνακας 5-4: Μήκος καλωδίωσης μεταξύ connectors και inverters

Ακολουθείται στη συνέχεια η μέθοδος υπολογισμού των διατομών των καλωδίσεων των πλαισίων, των connector-inverters και των inverters-transformers

όπως ακριβώς αναλύθηκε στην παράγραφο 4-4-3 για την περίπτωση του προδιαστασιοποιημένου συστήματος:

Καλωδίωση πλαισίων			Καλωδίωση συνδέσεων - inverter			
Μήκος [m]	S <sub>panel</sub> [mm <sup>2</sup> ]	Τελική διατομή [mm <sup>2</sup> ]	Sub-array	Μήκος [m]	S <sub>inv</sub> [mm <sup>2</sup> ]	Τελική διατομή [mm <sup>2</sup> ]
6	5,268	6	1	100	54,034	70
			2	60	32,421	35
			3	60	32,421	35
			4	30	16,211	25
			5	100	65,956	70

Πίνακας 5-5: Χαρακτηριστικά καλωδιώσεων

Στις εικόνες 5-5 και 5-6 εισάγονται οι καλωδιώσεις του sub-array 1 και του sub-array 5 όπως αναλύθηκε. Τα υπόλοιπα 3 sub-arrays συμπληρώνονται αναλόγως.

**Wiring layout**

One string : 19 modules

String module connections: 6 m/circuit, 6 mm<sup>2</sup>

Connections to main box: 100 m/circuit, 70 mm<sup>2</sup>

Main box to inverter: 0 m/circuit, 70 mm<sup>2</sup>

Please specify the total wire length for each circuit ("Sketch" button)

**Per circuit**

Current A	Resistance mΩ
13.0	19
78.1	27
156	0

**Global array**

Resistance mΩ
12 strings : 1.57
2 groups : 13.4
0.000

**Wiring layout**

Number of groups (global): 2.0

Number of strings per group: 6.0

**Field global wiring resistance**: 15.0 mΩ

**MPP loss fraction at STC**: 0.3 %

**Total copper mass**: 114 kg

**Total wire cost**: 0 EUR

**Wiring layout**

Parallel strings

Groups of parallel strings

**Optimization**

Target loss fraction: 1.5 %

Minimize copper mass

Minimize cost

Buttons: Sketch, Wires

Εικόνα 5-8: Εισαγωγή καλωδιώσεων στο SUB-1

**Wiring layout**

One string : 17 modules

String module connections: 6 m/circuit, 6 mm<sup>2</sup>

Connections to main box: 100 m/circuit, 70 mm<sup>2</sup>

Main box to inverter: 0 m/circuit, 70 mm<sup>2</sup>

Please specify the total wire length for each circuit ("Sketch" button)

**Per circuit**

Current A	Resistance mΩ
13.0	19
71.6	27
143	0

**Global array**

Resistance mΩ
11 strings : 1.71
2 groups : 13.4
0.000

**Wiring layout**

Number of groups (global): 2.0

Number of strings per group: 5.5

**Field global wiring resistance**: 15.1 mΩ

**MPP loss fraction at STC**: 0.3 %

**Total copper mass**: 113 kg

**Total wire cost**: 0 EUR

**Wiring layout**

Parallel strings

Groups of parallel strings

**Optimization**

Target loss fraction: 1.5 %

Minimize copper mass

Minimize cost

Buttons: Sketch, Wires

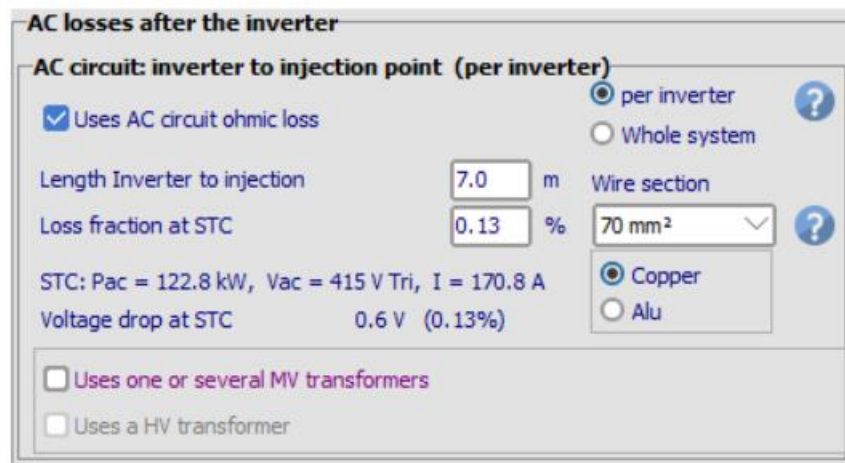
Εικόνα 5-9: Εισαγωγή καλωδιώσεων στο SUB-5

Τελικά, για κάθε sub-array προκύπτει η ολική αντίσταση όπως φαίνεται στον πίνακα 5-7 μέσω των οποίων προσδιορίζονται οι ωμικές απώλειες:

Sub-array	Global wiring resistance [mΩ]
1	15,00
2	17,68
3	17,68
4	12,85
5	15,14

Πίνακας 5-6: Ολική ωμική αντίσταση κάθε sub-array

Μετά τους inverters η ισχύς μεταφέρεται στους μετασχηματιστές μεσαίας τάσης, οι οποίοι θα ανυψώσουν την τάση του παραγόμενου ηλεκτρικού ρεύματος για διανομή στο τοπικό δίκτυο και στη συνέχεια στους καταναλωτές. Οι μετασχηματιστές μεσαίας τάσης θεωρούνται στην προσομοίωση ως το injection point. Οι μετασχηματιστές απέχουν 7m από τους inverter και η διασύνδεση τους πραγματοποιείται με ηλεκτρικό αγωγό διατομής.



Εικόνα 5-10: Καλωδίωση inverters - μετασχηματιστών

### 5.3. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΕΛΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ

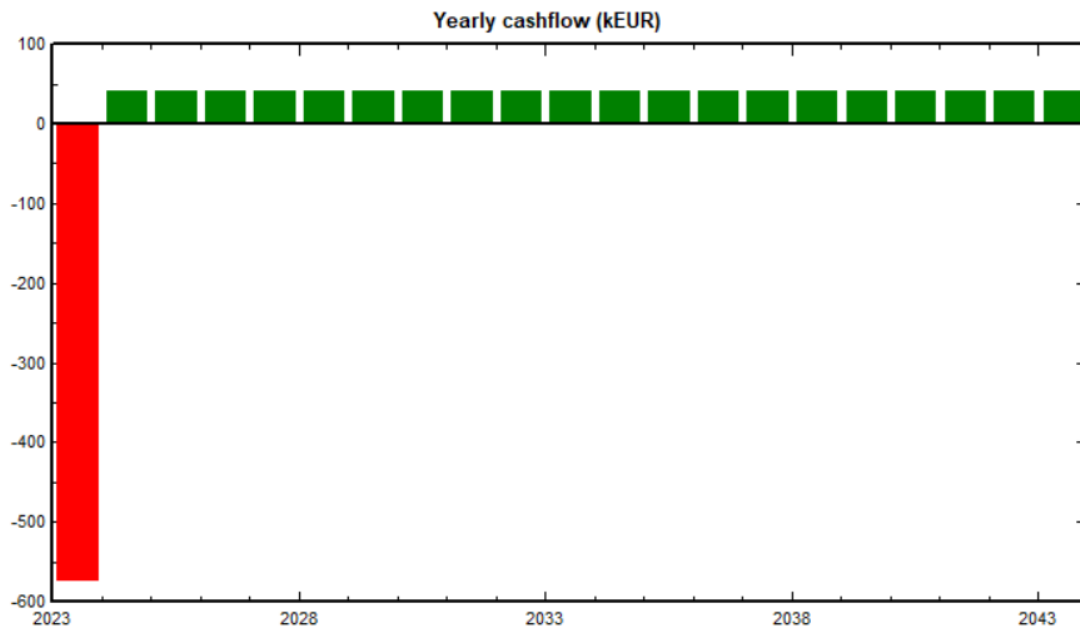
Το σύστημα αυτό των 604 kW χωρίς συσσωρευτές διαθέτει αρχικό κόστος (CAPEX) 572.665 € με ετήσια λειτουργικά κόστη 30.800€. Στο αρχικό κόστος προσμετρώνται τα φωτοβολταϊκά πλαίσια, οι βάσεις τους, οι inverters και τα κόστη εγκατάστασης, ενώ στα λειτουργικά κόστη οι μισθοί των υπαλλήλων και η συντήρηση του συστήματος.

Το fixed feed-in tariff ορίζεται στα 0,065€/kWh και παρέχονται στο εθνικό δίκτυο 769 MWh ανά έτος. Ο καταναλωτής πληρώνει 0,015€/kWh. Άρα, ετησίως το φωτοβολταϊκό πάρκο κερδίζει περίπου 50.000 € από την πώληση στο δίκτυο και 22.000€ από τους καταναλωτές, κέρδος το οποίο λαμβάνοντας υπόψιν και τα λειτουργικά κόστη συνεπάγεται περιόδου αποπληρωμής στα 13,8 έτη. Θεωρώντας εκτιμώμενη διάρκεια του έργου στα 20 χρόνια αυτό σημαίνει ότι για 6,2 έτη το πάρκο θα παράγει καθαρά έσοδα και μάλιστα της τάξης των 255.000€ (Net Present Value). Δηλαδή, στα 20 έτη θα υπάρξει κέρδος 44.5% (Return of Investment) του αρχικού κόστους της επένδυσης με δείκτη IRR = 3,8% (Internal Rate of Return) και LCOE = 0,0649€/kWh. Στον πίνακα 5-8 φαίνεται ο οικονομικός ισολογισμός στην διάρκεια των 20 ετών:

Detailed economic results (EUR)

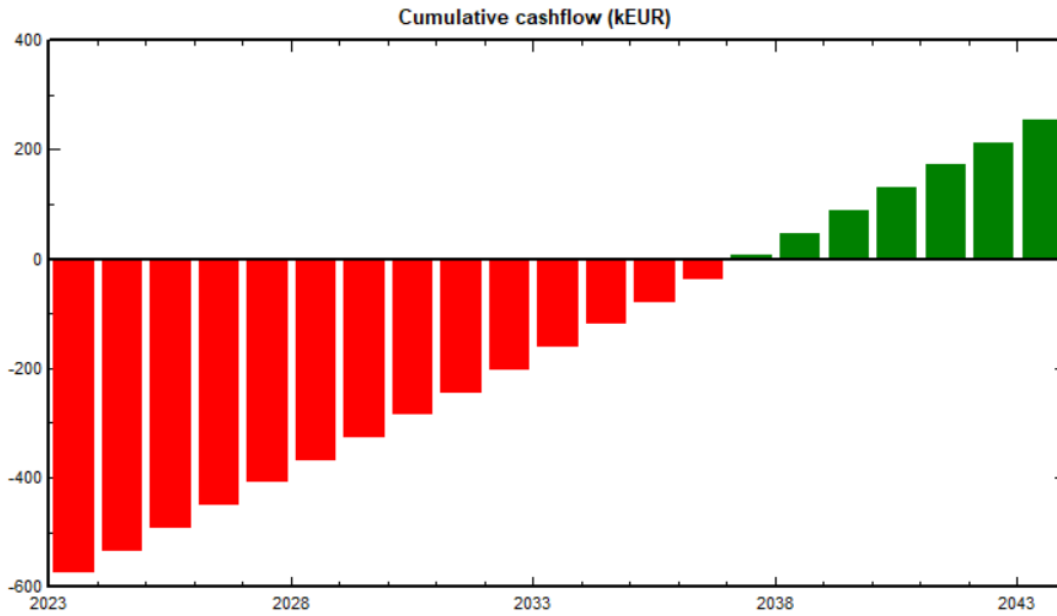
Year	Electricity sale	Own funds	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
1	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	-531.297	7.2%
2	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	-489.928	14.4%
3	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	-448.559	21.7%
4	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	-407.190	28.9%
5	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	-365.821	36.1%
6	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	-324.452	43.3%
7	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	-283.084	50.6%
8	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	-241.715	57.8%
9	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	-200.346	65.0%
10	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	-158.977	72.2%
11	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	-117.608	79.5%
12	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	-76.239	86.7%
13	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	-34.870	93.9%
14	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	6.498	101.1%
15	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	47.887	106.4%
16	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	89.236	116.6%
17	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	130.605	122.8%
18	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	171.974	130.0%
19	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	213.343	137.3%
20	49.980	0	30.835	22.831	0	0	19.145	22.224	254.712	144.5%
Total	999.592	572.666	616.700	456.615	0	0	382.892	444.485	254.712	144.5%

Πίνακας 5-7: Οικονομικά αποτελέσματα του τελικού συστήματος των 604 KW

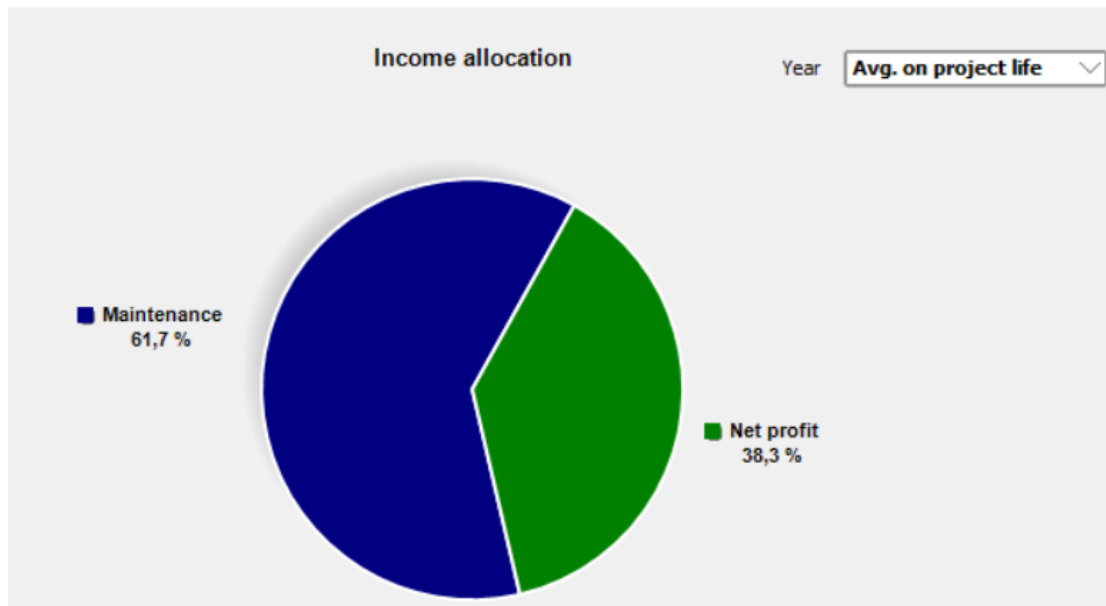


Διάγραμμα 5-5: Χρηματορροή του έργου για τα 20 έτη

Παρατηρείται στο πρώτο έτος η παροχή του αρχικού κεφαλαίου των 572.000€ και στη συνέχεια η ετήσια επιστροφή της τάξης των 42.000€ (feed-in tariff + consumption tariff – OPEX). Κατά το 2037 έχουν επιστραφεί όλα τα χρήματα του αρχικού κεφαλαίου και η επένδυση διαθέτει πλέον κέρδος όπως φαίνεται στο διάγραμμα 5-6:



Διάγραμμα 5-6: Σωρευτική χρηματοροή

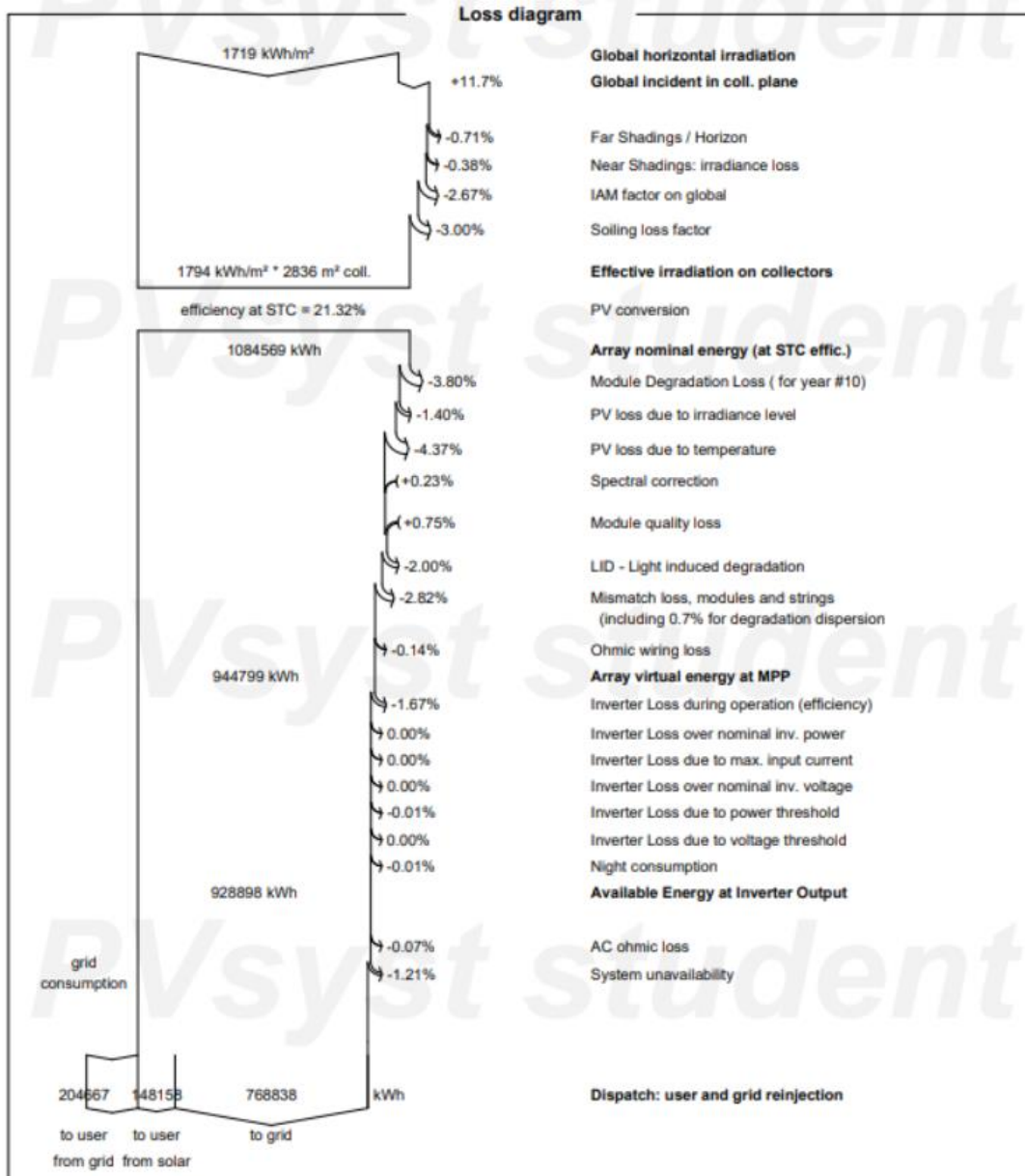


Διάγραμμα 5-7: Αξιοποίηση των ετήσιων εσόδων

Το 61,7% των ετήσιων εσόδων για τα πρώτα 13,8 έτη αποδίδεται στα λειτουργικά κόστη, ενώ το υπόλοιπο 38,3% αποτελεί ετήσιο κέρδος που για το διάστημα αυτό χρησιμοποιείται για να καλύψει το κόστος του αρχικού κεφαλαίου.

#### 5.4. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΕΛΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ

Στο διάγραμμα 5-8 φαίνεται ο ενεργειακός ισολογισμός του συστήματος των 604 KW:

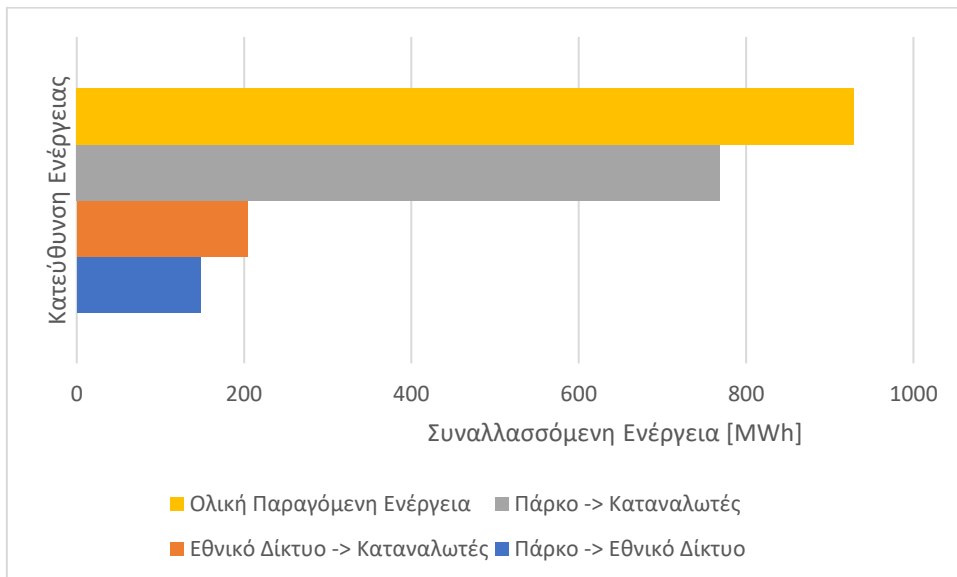


Διάγραμμα 5-8: Διάγραμμα απολειών τελικού συστήματος

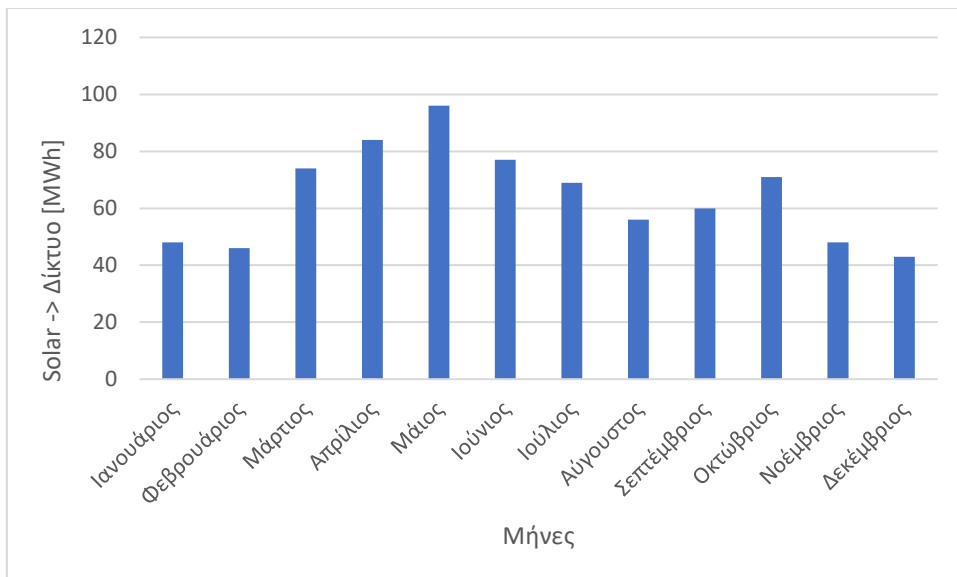
Τελικά παράγονται ετησίως 928,898 MWh εκ των οποίων 204,667 MWh αποδίδονται από το εθνικό δίκτυο στους καταναλωτές, 148,158 MWh από το φωτοβολταϊκό πάρκο στους καταναλωτές ( κάλυψη ετήσιας κατανάλωσης: 42,3%) και οι υπόλοιπες 768,838 MWh πωλούνται στο εθνικό δίκτυο.



Διάγραμμα 5-9: Κατανομή αξιοποίησης παραγόμενης ενέργειας



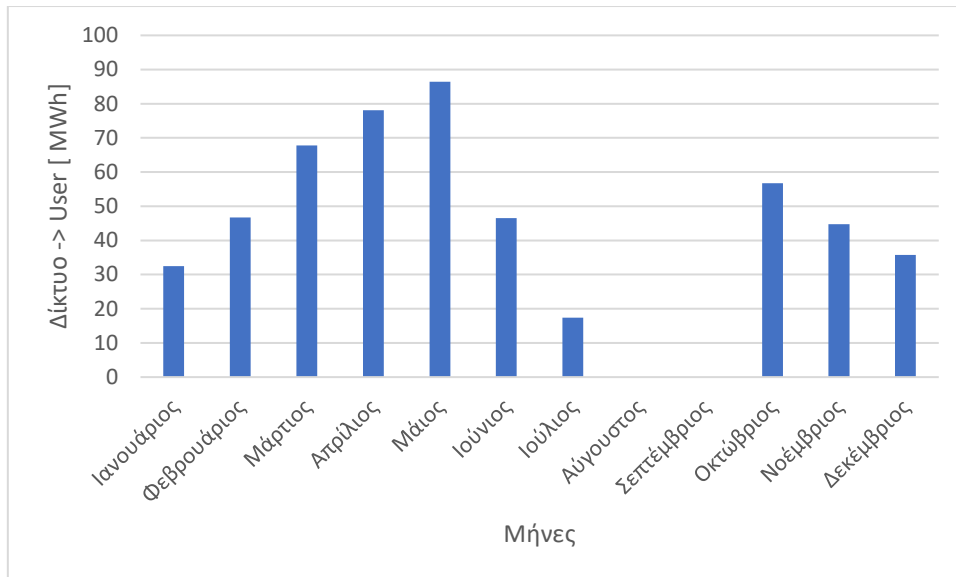
Διάγραμμα 5-10: Ισολογισμός ενέργειας στο σύστημα





Διάγραμμα 5-11: Αποδιδόμενη ενέργεια από τα πλαίσια στο εθνικό δίκτυο

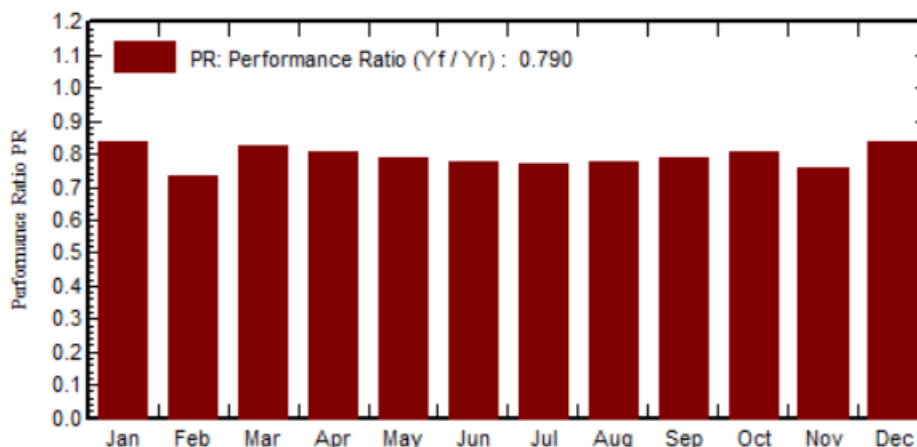
Η ποσότητα ενέργειας που παρέχεται στο δίκτυο είναι υψηλή, καθώς αξιοποιείται μεγάλη εγκατεστημένη, ονομαστική ισχύς πλαισίων, ώστε να επιτευχθεί το επιθυμητό ποσοστό κάλυψης της κατανάλωσης 42,3%. Το υψηλότερο πλεόνασμα εντοπίζεται στις αρχές του καλοκαιριού όπου η κατανάλωση είναι σχετικά μικρότερη σε σχέση με τους αμέσως επόμενους μήνες, ενώ η ηλιακή ακτινοβολία είναι πλέον ισχυρή (διάγραμμα 5-14).



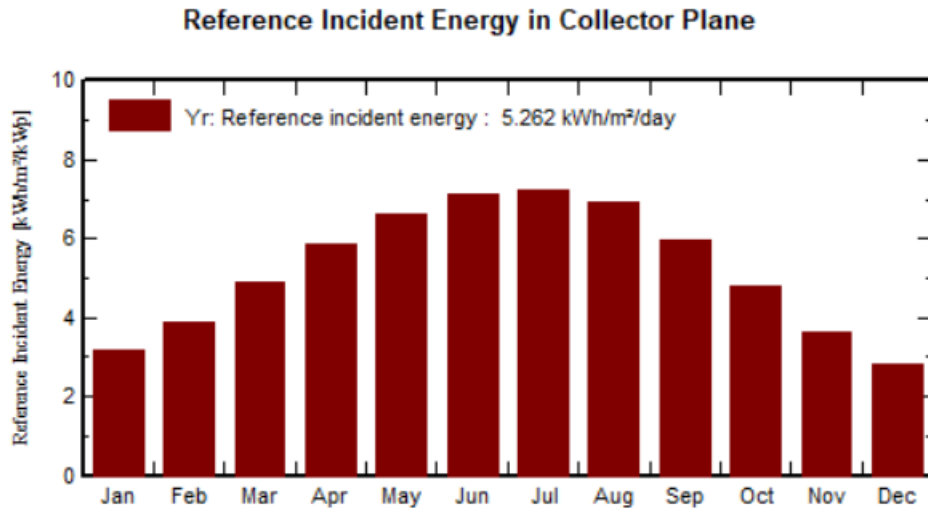
Διάγραμμα 5-12: Αποδιδόμενη ενέργεια από το εθνικό δίκτυο στους καταναλωτές

Το εθνικό δίκτυο παρέχει ασήμαντο ποσό ενέργειας τους χειμερινούς μήνες, καθώς η κατανάλωση στο νησί της Ψερίμου τους μήνες αυτούς περιορίζεται στον δημοτικό φωτισμό και στις 10 κατοικημένες οικίες. Η παραγωγή ηλιακής ενέργειας κρίνεται ικανοποιητική για τους μήνες αυτούς. Το καλοκαίρι, όμως, θέτονται σε λειτουργία όλες οι οικίες, τα ξενοδοχεία και τα εστιατόρια κορυφώνοντας την κατανάλωση. Η παραγωγή ενέργειας είναι υψηλή με αξιοσημείωτο πλεόνασμα. Η τοποθέτηση μπαταριών σχεδιάζεται ουσιαστικά για τους μήνες αυτούς, αφού ο κύριος όγκος τους θα μπορέσει να εξασφαλίσει πλήρως το πλεόνασμα αυτό με σκοπό την 100% ενεργειακή αυτονομία.

**Performance Ratio PR**

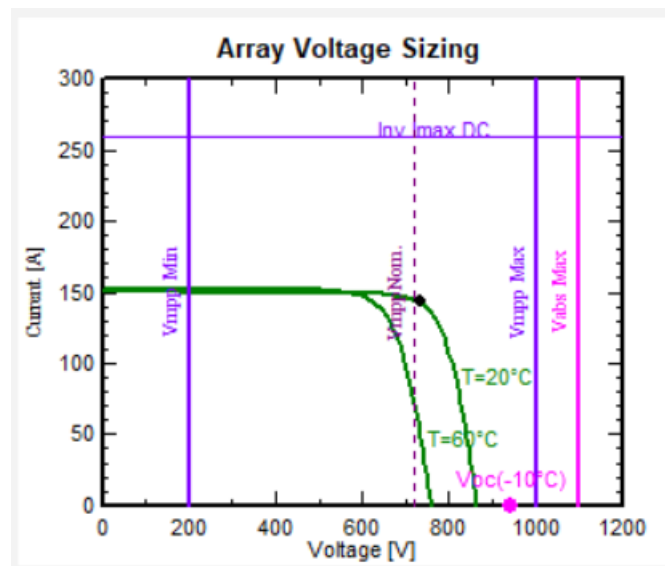


Διάγραμμα 5-13: Μηνιαίο Performance Ratio



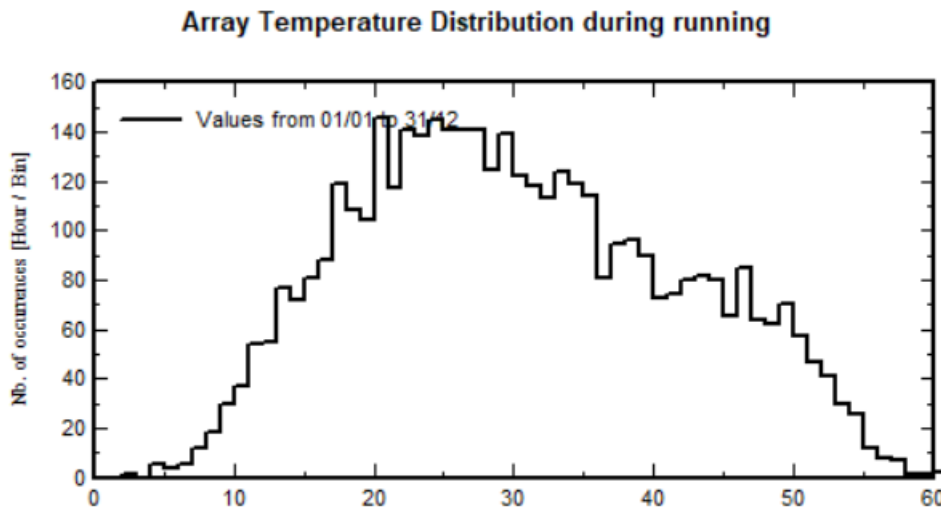
Διάγραμμα 5-14: Προσπίπτουσα ενέργεια στα πλαίσια

Το Performance Ratio αποτελεί το λόγο της τελικά παραγόμενης ενέργειας από το σύστημα στην έξοδο των inverters ( $Y_f$ ) προς την εκτιμώμενη ιδανική (προσπίπτουσα ενέργεια στα πλαίσια,  $Y_r$ ). Ετησίως, το σύστημα χαρακτηρίζεται από  $PR = 79\%$ . Να σημειωθεί ότι το PR λαμβάνει τόσο υψηλές τιμές χάρη στην αξιοποίηση της περισσευούμενης ενέργειας με το να πωλείται στο εθνικό δίκτυο αντί να απορριφθεί. Ουσιαστικά, το διάγραμμα 5-13 περιγράφει και τη συμπεριφορά των απωλειών ανά μήνα του έτους. Παρατηρείται ότι το μέγιστο PR εντοπίζεται τους χειμερινούς μήνες όπου επικρατούν χαμηλές θερμοκρασίες στο εξωτερικό περιβάλλον, επιτρέποντας στο σύστημα να λειτουργήσει σε πιο ευνοϊκές συνθήκες. Η αυξημένη θερμοκρασία αυξάνει ελάχιστα το διερχόμενο ρεύμα από τα πλαίσια, αλλά μειώνει δραστικά την εφαρμοζόμενη τάση όπως φαίνεται στο διάγραμμα 5-15:



Διάγραμμα 5-15: Επίδραση της θερμοκρασίας στην καμπύλη λειτουργίας των πλαισίων του συστήματος

Παρατηρείται ότι το σημείο MPP όπου εντοπίζεται η μέγιστη ισχύς του πλαισίου βρίσκεται αρκετά πιο αριστερά στο διάγραμμα στους 60°C σε σχέση με την αντίστοιχη στους 20°C αναγκάζοντας το πλαίσιο να παράγει λιγότερη ενέργεια.

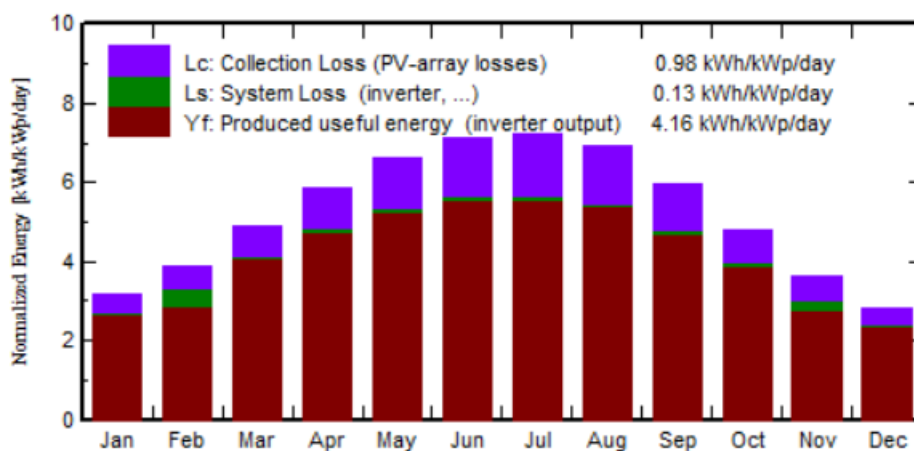


Διάγραμμα 5-16: Κατανομή θερμοκρασίας ανά πλήθος ωρών εντός ενός έτους

Το μεγαλύτερο ποσοστό των τιμών της θερμοκρασίας κυμαίνεται μεταξύ των 20°C και 30°C, αλλά με ένα αρκετά υψηλό μέρος να απευθύνεται σε θερμοκρασίες άνω των 40°C επιβαρύνοντας το σύστημα. Οι θερμοκρασίες αυτές εντοπίζονται τους θερινούς μήνες.

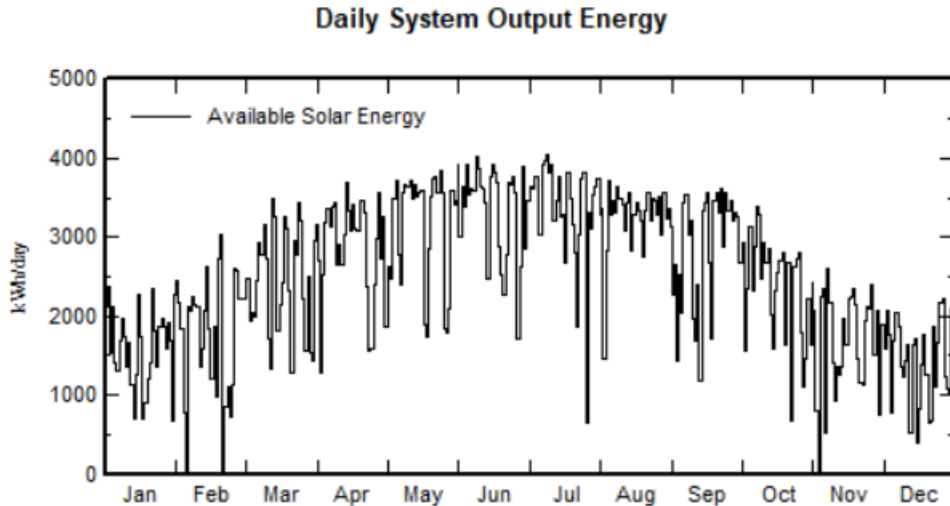
Οι απώλειες του συστήματος ανά κατηγορία φαίνονται και στο διάγραμμα 5-17:

**Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 604 kWp**



Διάγραμμα 5-17: Κανονικοποιημένη παραγόμενη και απορριπτόμενη ενέργεια ανά εγκατεστημένη ισχύ και ανά ημέρα

Τυπικά εντός μίας ημέρας του έτους και για 1 kWp του συστήματος παράγονται 4,16 kWh χρήσιμης ενέργειας, ενώ απορρίπτονται 0,13 kWh λόγω απωλειών του συστήματος (ωμικές, είσοδος σε inverter κτλ) και 0,98 kWh κατά τη συλλογή της ακτινοβολίας στα πλαίσια (σκόνη, σκίαση κτλ). Η μεγαλύτερη παραγόμενη ενέργεια εντοπίζεται τους θερινούς μήνες όπου η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία είναι ισχυρότερη.



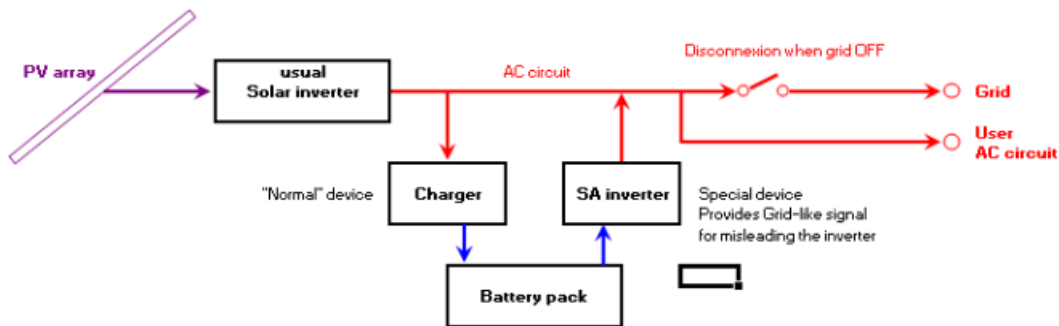
Διάγραμμα 5-18: Παραγόμενη ηλιακή ενέργεια ανά ημέρα εντός ενός έτους

Η μέση παραγωγή ηλιακής ενέργειας είναι προφανώς υψηλότερη τους θερινούς μήνες. Παρατηρούνται 3 ημέρες στις οποίες η παραγωγή είναι μηδενική. Οι ημέρες αυτές είναι οι τυχαίες ημέρες, στις οποίες το σύστημα ορίστηκε να μην είναι διαθέσιμο κατά τη μελέτη των αναλυτικών απωλειών.

## 6. ΤΕΛΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ

### 6.1. ΜΕΛΕΤΗ ΒΕΛΤΙΣΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΥΤΟΝΟΜΙΑΣ

#### 6.1.1. ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΚΑΙ ΕΠΙΛΟΓΗ ΤΟΥ ΑΠΟΘΗΚΕΥΤΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ



Εικόνα 6-1: Σχηματική αναπαράσταση φωτοβολταϊκού συστήματος με συσσωρευτές

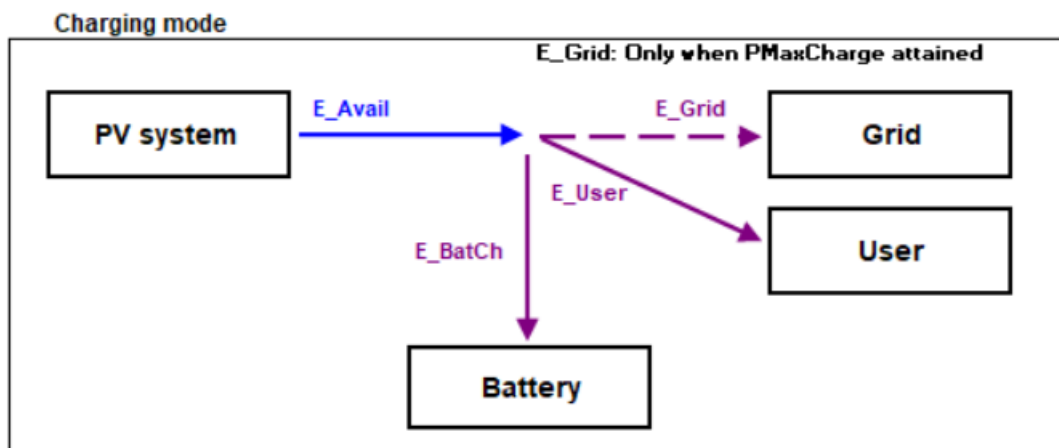
Κατά την βελτιστοποίηση του προδιαστασιοποιημένου συστήματος προέκυψε το τελικό σύστημα των 604 KW. Το σύστημα αυτό όπως αναλύθηκε παράγει 929 MWh ανά έτος εκ των οποίων 204,367 MWh αποδίδονται από το εθνικό δίκτυο στους καταναλωτές, 148,158 MWh από το φωτοβολταϊκό πάρκο στους καταναλωτές (κάλυψη ετήσιας κατανάλωσης: 42,3%) και οι υπόλοιπες 768,838 MWh πωλούνται στο εθνικό δίκτυο. Με την εισαγωγή των συσσωρευτών υπάρχει η φιλοδοξία να περιοριστεί όσο γίνεται η παροχή ενέργειας από το δίκτυο κατά τις βραδινές ώρες και μέρος της ενέργειας που πωλείται στο δίκτυο αυτό να αποθηκεύεται ώστε να χρησιμοποιηθεί τις ώρες αυτές επιτυγχάνοντας ποσοστό κάλυψης της ετήσιας κατανάλωσης έως και 90%.

Αξίζει να σημειωθεί ότι οι μπαταρίες είναι πολύ ακριβά τεμάχια και αυξάνουν αισθητά το CAPEX της εγκατάστασης. Παράλληλα, λόγω της δυνατότητας αποθήκευσης πλέον παράγεται αρκετά λιγότερη αναξιόποιγη από τον οικισμό

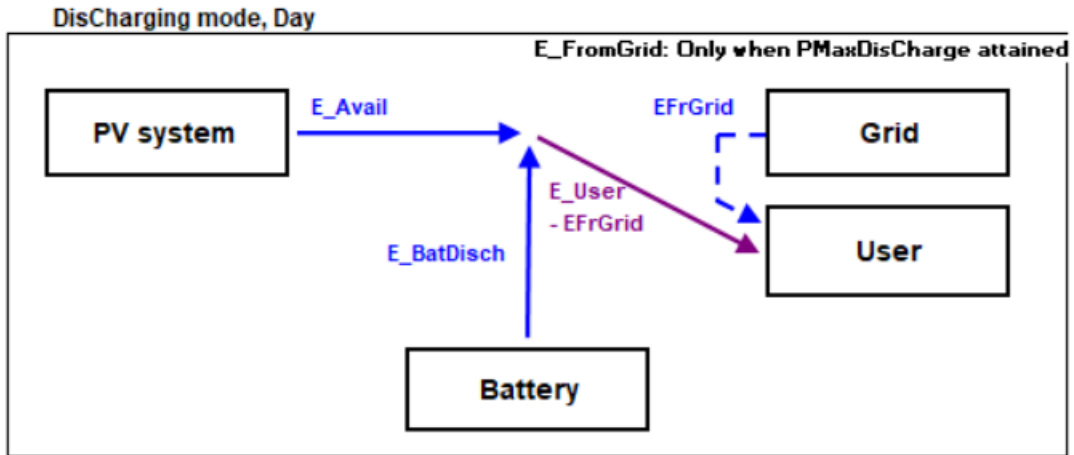
ενέργεια, μειώνοντας τα έσοδα που θα είχε η εγκατάσταση κατά την πώληση της περισσευούμενης αυτής ενέργειας. Άρα, τελικά θα προκύψει μία εγκατάσταση που δεν είναι οικονομικά συμφέρουσα ή τουλάχιστον θα προκαλεί οικονομική ζημιά, αλλά θα προσφέρει την επιθυμητή αυτονομία στον οικισμό. Στο πλαίσιο της μελέτης αυτής η οικονομική βιωσιμότητα της εγκατάστασης αμελείται εν μέρει, αποσκοπώντας στην όσο τον δυνατόν βέλτιστη ενεργειακή ανεξαρτησία χωρίς να επιφέρει σοβαρά οικονομικά προβλήματα.

Υπάρχει η επιλογή της δημιουργίας ενός αυτόνομου συστήματος από το PVsyst (Stand-alone). Η επιλογή αυτή όμως του PVsyst δεν παρέχει την δυνατότητα της εισαγωγής inverters παρά μόνο charge controllers, δεν επιτρέπει την αναλυτική επεξεργασία όλων των απωλειών και περιορίζει την ελευθερία διαχείρισης και οργάνωσης των πλαισίων στην παράμετρο “Systems”. Για αυτούς τους λόγους η αποθήκευση ενέργειας θα μελετηθεί μέσα από την επιλογή “Grid” όπως έχει προχωρήσει έως το σημείο αυτό.

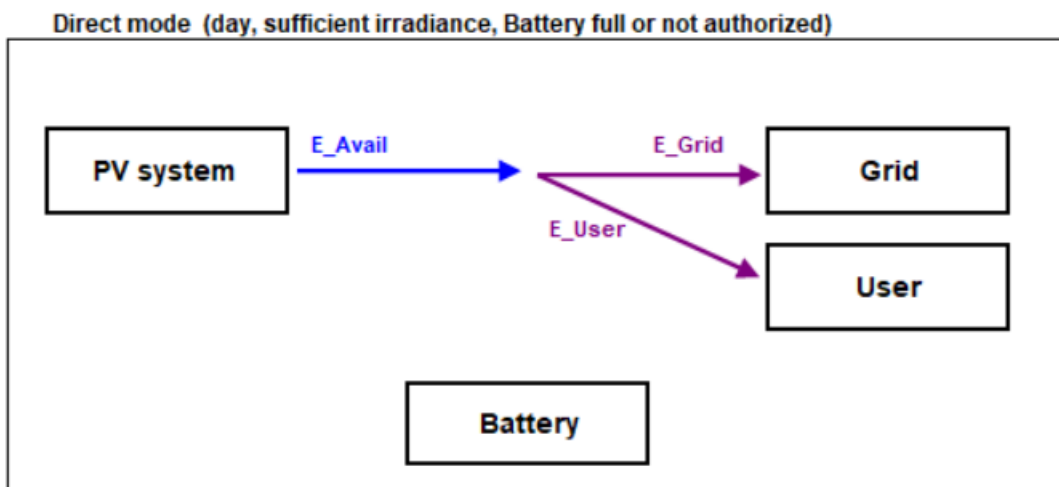
Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια κινείται από τα πλαίσια στους inverter. Οι σύγχρονοι inverters διαθέτουν στο εσωτερικό τους κύκλωμα ενσωματωμένο ένα charge controller για το φιλτράρισμα και την διαχείριση του ρεύματος των πλαισίων. Το PVsyst δεν έχει δημιουργήσει ακόμα μία βάση δεδομένων με αυτά τα είδη inverters και για αυτό κάνει την παραδοχή ότι κάθε inverter που εισάγεται στην μελέτη μπορεί να φιλοξενήσει και έναν charge controller. Ο ισολογισμός της ενέργειας κατά τη λειτουργία του συστήματος θα γίνει με τη στρατηγική “Self-consumption”, η οποία χρησιμοποιεί πλήρως την παραγόμενη και αποθηκευμένη ενέργεια για την κάλυψη της κατανάλωσης και απορροφά από το εθνικό δίκτυο όποτε χρειάζεται περισσότερη ανεξαρτητως του κόστους. Η αποθήκευση στις μπαταρίες, η παροχή από τα πλαίσια στο τοπικό δίκτυο και η απορρόφηση από το εθνικό δίκτυο γίνεται ταυτόχρονα κατά την διάρκεια της ημέρας. Παρακάτω φαίνονται οι διάφορες φάσεις του συστήματος:



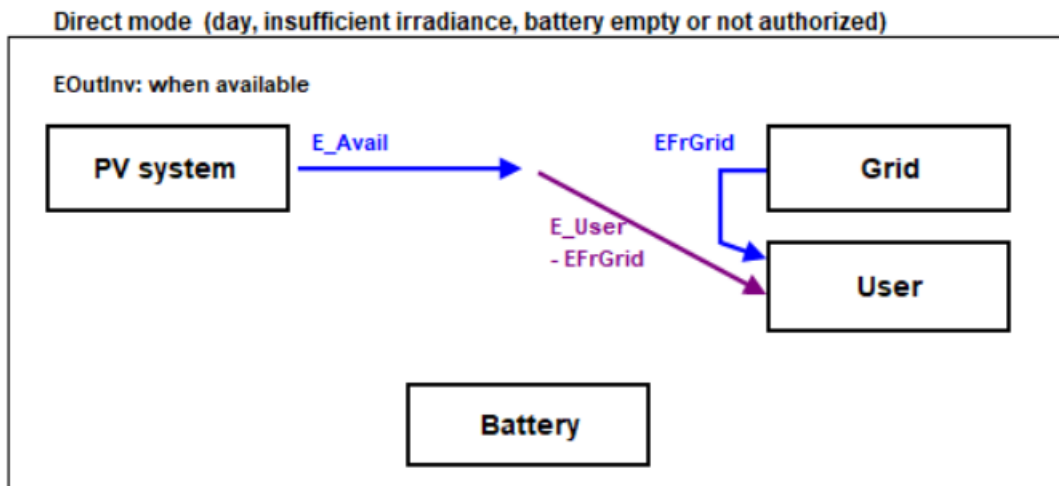
Εικόνα 6-2: Φάση φόρτισης κατά την διάρκεια της ημέρας



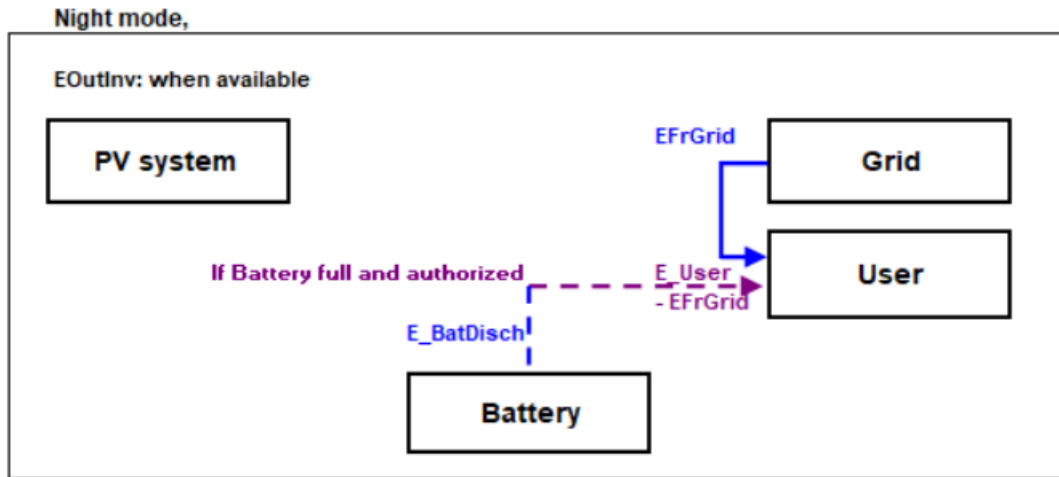
Εικόνα 6-3: Φάση αποφόρτισης κατά την διάρκεια της ημέρας



Εικόνα 6-4: Φάση φόρτισης κατά την διάρκεια της ημέρας όταν υπάρχει αρκετή ηλιοφάνεια και η μπαταρία έχει φορτίσει πλήρως



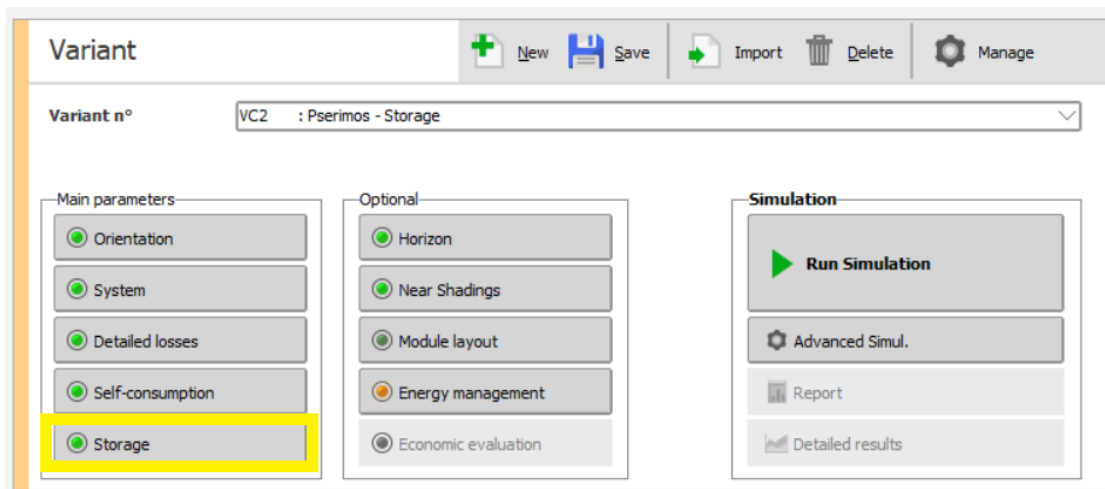
Εικόνα 6-5: Φάση φόρτισης κατά την διάρκεια της ημέρας όταν η ηλιοφάνεια δεν είναι αρκετή και η μπαταρία έχει φορτίσει πλήρως



Εικόνα 6-6: Φάση εκφόρτωσης κατά την διάρκεια της νύκτας

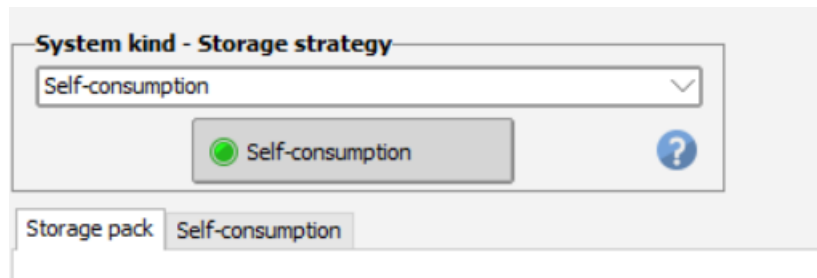
Σε πρώτη φάση κατασκευάζεται στο PVsyst ένα νέο Variant, το “Pserimos – Storage”. Στο “Pserimos – Storage” καταχωρούνται όλα τα δεδομένα του “Pserimos – No Storage”, καθώς το σύστημα των 604 KW με συσσωρευτές θα αποτελέσει αναβάθμιση του ήδη σχεδιασμένου. Όλοι οι παράμετροι (Orientation, System, Detailed Losses, Self-Consumption, Horizon, και Near Shadings) παραμένουν αμετάβλητες με την διαφορά ότι στο σημείο αυτό της μελέτης θα αξιοποιηθεί και η παράμετρος “Storage”, στην οποία θα εισαχθούν οι μπαταρίες, και θα πραγματοποιηθεί επεξεργασία της παραμέτρου “Economic Evaluation”, ώστε να ολοκληρωθεί η εκ νέου οικονομική ανάλυση του συστήματος.

Επιλέγεται η παράμετρος “Storage”:



Εικόνα 6-7: Επιλογή παραμέτρου "Storage"

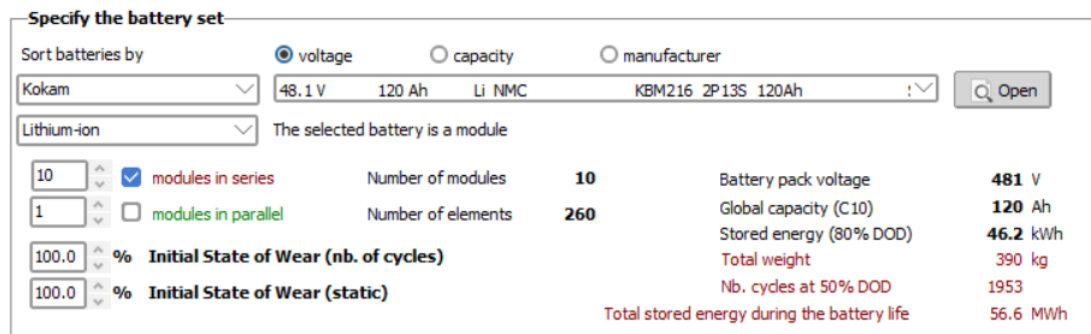
Εισάγονται οι καταναλώσεις όπως περιεγράφηκαν στην παράγραφο 4-4-4, ώστε το PVsyst να γνωρίζει την πορεία της ενέργειας στα διάφορα υποσυστήματα όπως παρουσιάζεται στις εικόνες 6-2 με 6-6.



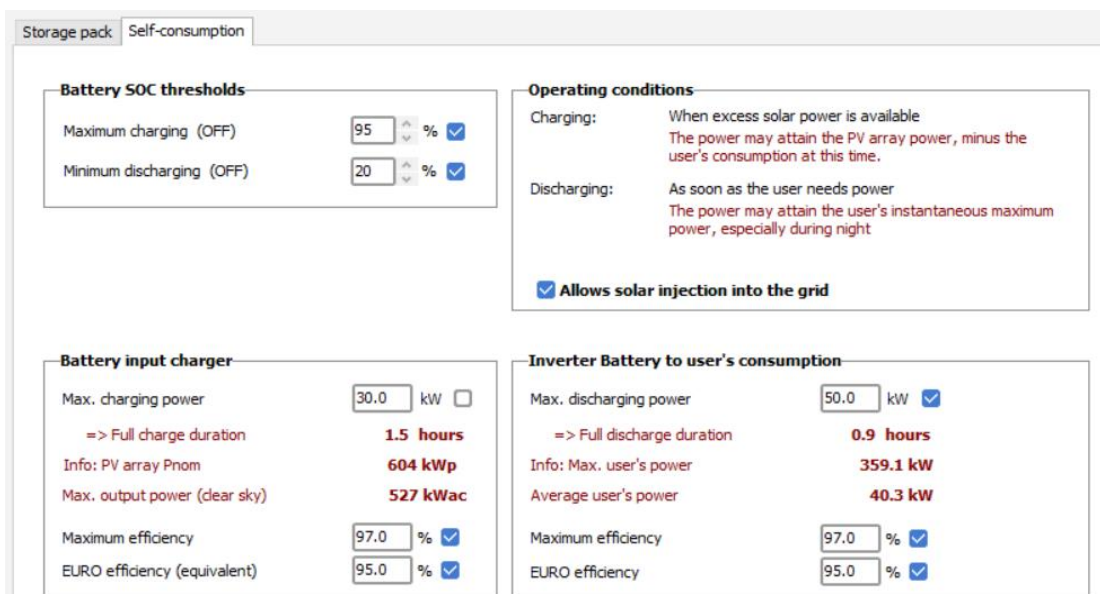
Εικόνα 6-8: Εισαγωγή καταναλώσεων στην παράμετρο “Storage”

Επιλέγονται οι μπαταρίες. Το σύνολο των μπαταριών που θα εισαχθεί θα πρέπει να διαθέτει τάση όση και η τάση που εξάγουν οι inverters: 480V. Επιλέγεται η μπαταρία KBM216 2P13S της εταιρίας Kokam τεχνολογίας Lithium ion, η οποία διαθέτει 48 V και 120 Ah με χωρητικότητα 4600 Wh (80% DOD), καθώς είναι η μεγαλύτερη από την βάση δεδομένων του PVsyst, η οποία μπορεί με το απαραίτητο πλήθος σε εν σειρά σύνδεση να αποδώσει 480 V του inverter. Η επιλογή της μπαταρίας αυτής έγινε αποκλειστικά για την τάση και τις αμπερώρες που προσφέρει, καθώς ήταν η καταλληλότερη διαθέσιμη στην βάση δεδομένων του λογισμικού. Θεωρείται ότι το πραγματικό σύστημα θα χρησιμοποιήσει μία μπαταρία των ίδιων ηλεκτρικών χαρακτηριστικών με διάρκεια ζωής 20 έτη.

Προκειμένου να επιτευχθεί η επιθυμητή τάση των 480 V θα τοποθετηθούν 10 μπαταρίες σε σειρά. Το πλήθος των μπαταριών σε παράλληλη διάταξη θα καθοριστεί από το ποσοστό κάλυψης της κατανάλωσης. Σαν πρώτη δοκιμή εισάγονται 10.



Εικόνα 6-9: Εισαγωγή μπαταριών στο PVsyst



Εικόνα 6-10: Χαρακτηριστικά συστήματος μπαταριών



Ο συντελεστής SOC (State Of Charge) εκφράζει τα άνω και κάτω όρια της αποθηκευμένης ενέργειας που μπορεί να έχει η μπαταρία. Όπως φαίνεται στην εικόνα 6-10 η μπαταρία αυτή δεν μπορεί να αποφορτίσει ενέργεια όταν βρίσκεται στο 20% της συνολικής χωρητικότητας και δεν μπορεί να φορτιστεί περισσότερο από το 95% της συνολικής χωρητικότητας.

Για χαμηλό πλήθος μπαταριών (μέχρι περίπου 100) δεν μπορεί να αξιοποιηθεί όλη η ισχύς των φωτοβολταϊκών πλαισίων σε περίπτωση που πλησιάσει τη μέγιστη δυνατή των 520 kW, καθώς οι μπαταρίες φορτίζονται και αποφορτίζονται με πολύ γρήγορο ρυθμό και το PVsyst εμφανίζει σφάλμα, καθώς ο γρήγορος αυτός ρυθμός τις βλάπτει. Συνεπώς, για τις πρώτες δοκιμές κάθε φορά ρυθμίζεται η μέγιστη ισχύς φόρτισης και αποφόρτισης μέχρι να μην εμφανίζει σφάλμα.

Σε συστήματα υψηλότερα των 100 μπαταριών μπορεί να οριστεί η μέγιστη ισχύς φόρτισης 520 kW προσεγγίζοντας την μέγιστη, στιγμιαία ισχύ που προσφέρουν τα πλαίσια 527 kWac (μετά τον inverter) κατά την λειτουργία τους και η μέγιστη ισχύς αποφόρτισης 360 kW, όση και η μέγιστη, στιγμιαία ισχύς των καταναλωτών με σκοπό ακόμα και στην ακραία περίπτωση που η κατανάλωση φτάνει στη μέγιστη ισχύς της το σύστημα να μπορεί να διαχειριστεί το φορτίο. Με την παραδοχή ότι το σύστημα φορτίζεται και αποφορτίζεται στις μέγιστες αυτές ισχύεις, τότε η φόρτιση και η αποφόρτιση ολοκληρώνονται σε 0,1 ώρες και τα 2 (λόγω μικρού πλήθους, για περισσότερες, ο χρόνος αυξάνεται). Στην πραγματικότητα, όμως, η φόρτιση γίνεται με πολύ πιο αργό ρυθμό ακόμα και στο θέρος με συνθήκες πλήρους ηλιοφάνειας λόγω της ταυτόχρονης ζήτησης σε ενέργεια από τους καταναλωτές. Ομοίως, η αποφόρτιση γίνεται πιο αργά, καθώς σπάνια θα συμβεί σε μέγιστο φορτίο, αλλά στο μέσο φορτίο με αποτέλεσμα να μπορεί να προσφέρει αυτονομία έως και 1,1 ώρες σε περίπτωση βλάβης του συστήματος.

The screenshot displays the 'Storage pack' configuration interface in PVsyst. It is divided into several sections:

- Specify the battery set:**
  - Sort batteries by:  voltage,  capacity,  manufacturer
  - Selected battery: Kokam, 48.1 V, 120 Ah, Li NMC, KBM216 2P13S 120Ah
  - Configuration: 10 modules in series, 1 module in parallel.
  - Summary table:

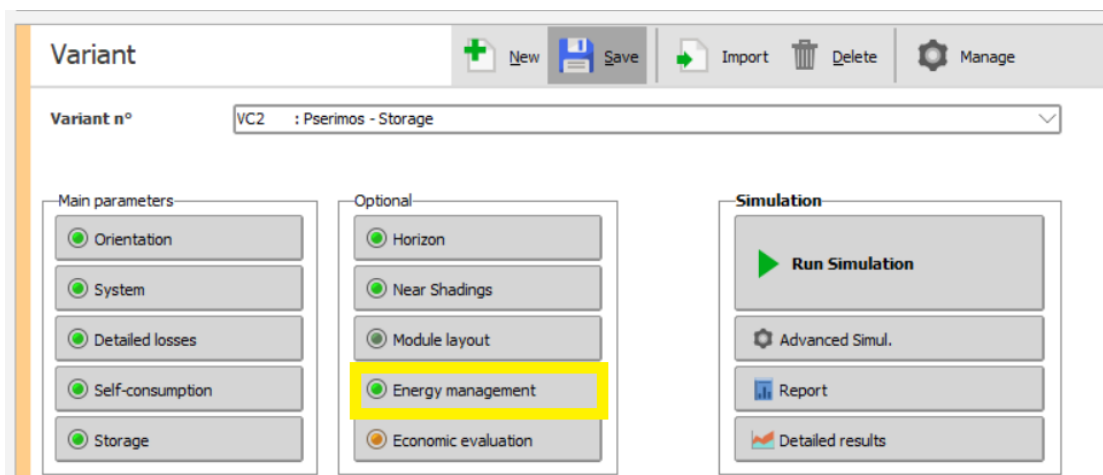
Battery pack voltage	481 V
Global capacity (C10)	120 Ah
Stored energy (80% DOD)	46.2 kWh
Total weight	390 kg
Nb. cycles at 50% DOD	1953
Total stored energy during the battery life	56.6 MWh
- Operating battery temperature:**
  - Temper. mode: Fixed (air-conditioned)
  - Fixed temperature: 20 °C
  - Note: The battery temperature is important for the aging of the battery. An increase of 10 °C divides the "static" battery life by a factor of two.
- System information:**
  - PV array Pnom: 604 kWp
  - PV array daily production (summer clear day): 4.12 MWh
  - Maximum user's power: 359 kW
  - Average daily user's needs: 0.97 MWh
  - This battery pack represent about:

Charging Time during full sun conditions	0.1 hours
Discharging under average load	1.1 hours
Discharging under maximum load	0.1 hours

Εικόνα 6-11: Ανασκόπηση του συστήματος των μπαταριών

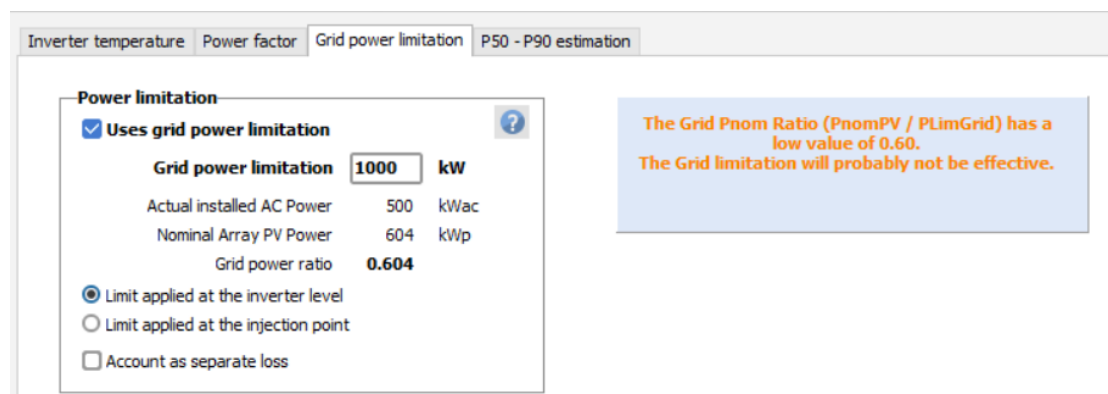
Απαιτείται ο περιορισμός της εισαγόμενης από το σύστημα ενέργειας, καθώς για μεγιστοποίηση της ετήσιας παραγωγής το σύστημα έχει υπερδιαστασιολογηθεί. Ως αποτέλεσμα, αρκετή ενέργεια και ειδικά στις θερινές μέρες πλήρους ηλιοφάνειας δεν αξιοποιείται από το σύστημα και πωλείται. Θα μπορούσε να είχε αποβληθεί ως απώλεια θερμότητας. Ο περιορισμός αυτός της ενέργειας εκτελείται από τους inverter

μετατοπίζοντας το σημείο λειτουργίας των πλαισίων σε σημείο χαμηλής ισχύος ή και μηδενική ισχύος. Για την προσομοίωση ο περιορισμός αυτός ορίζεται στην παράμετρο “Energy Management”:



Εικόνα 6-12: Επιλογή παραμέτρου "Energy Management"

Επιλέγεται η καρτέλα “Grid power limitation”. Το PVsyst αναγνωρίζει αυτόματα το κατάλληλο όριο ισχύος αξιοποιώντας τα δεδομένα που εισάγει ο χρήστης. Αν το επιλεγμένο όριο είναι πολύ χαμηλό ή υψηλό το PVsyst θα εμφανίσει ειδοποίηση σφάλματος.

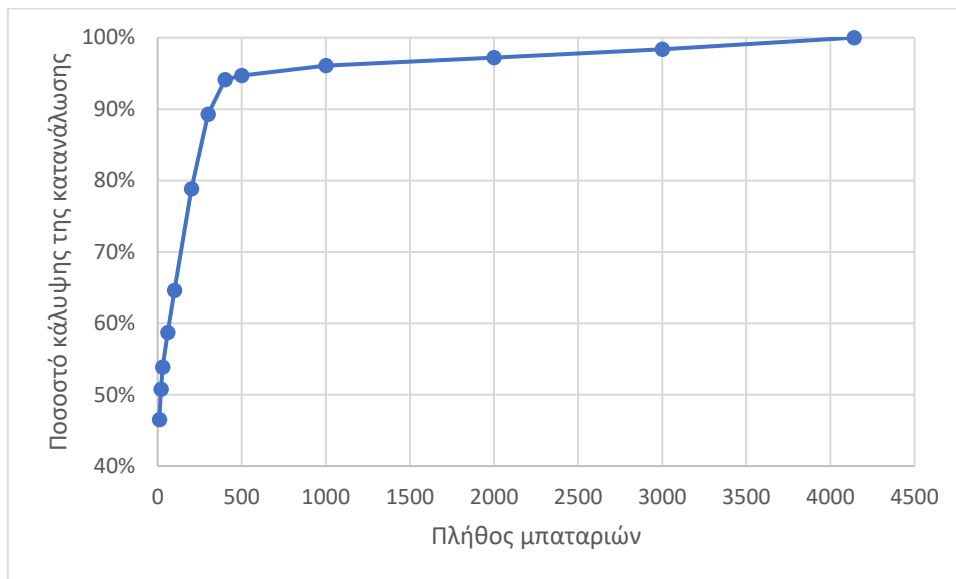


Εικόνα 6-13: Περιορισμός παραγόμενης ενέργειας

Θεωρητικά όταν η παραγόμενη ισχύς των πλαισίων ξεπεράσει τα 500 KW οι inverters θα το αναγνωρίσουν και θα αποκόψουν την παραγόμενη ενέργεια. Στην πράξη τα πλαίσια διαθέτουν ονομαστική ισχύ 604 KW και, άρα, δεν υπάρχει καμία περίπτωση να πραγματοποιηθεί αποκοπή της παραγόμενης ενέργειας. Η επιλογή αυτή έγινε, καθώς είναι επιθυμητή η παραγόμενη ενέργεια που δεν αποθηκεύεται και που δεν τροφοδοτείται στον οικισμό της Ψερίμου, για να πουληθεί στο εθνικό δίκτυο και να συνεισφέρει στα γειτνιάζοντα νησιά. Άλλωστε, το ίδιο το PVsyst αναφέρει ότι πιθανότατα ο περιορισμός της παρεχόμενης ισχύος να μην είναι αποδοτικός.

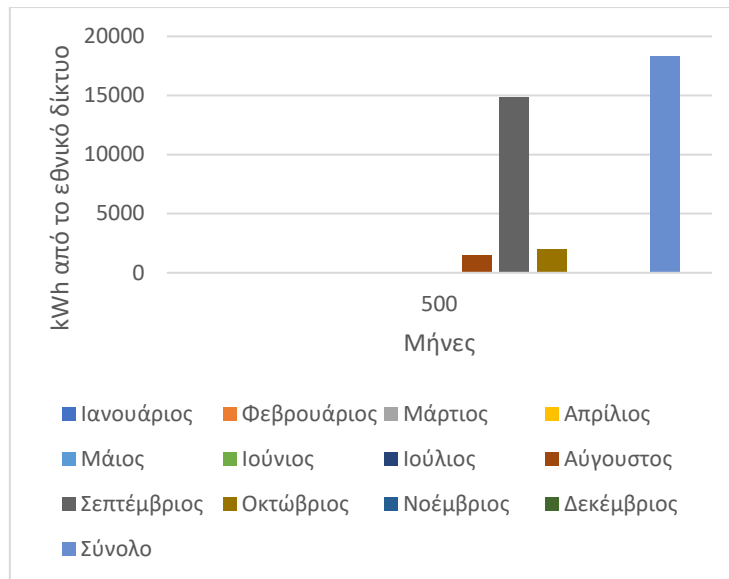
Προκειμένου να εντοπιστεί αν υπάρχει το φωτοβολταϊκό σύστημα αυτό, το οποίο θα επιτρέπει την εισαγωγή μπαταριών χωρίς να προκαλεί οικονομικές απώλειες πραγματοποιείται μία παραμετρική μελέτη στην οποία εξετάζονται διαφορετικά συστήματα, το κάθε ένα με ξεχωριστό ποσοστό κάλυψης της ηλεκτρικής κατανάλωσης του οικισμού. Υπενθυμίζεται ότι το ποσοστό κάλυψης χωρίς συσσωρευτές υπολογίστηκε στο 42,3%.

Αρχικά, εντοπίζεται η χωρητικότητα των μπαταριών που επιτρέπει την επίτευξη των επιθυμητών ποσοστών κάλυψης. Πραγματοποιούνται δοκιμές κάθε φορά με διαφορετικό πλήθος μπαταριών και εξετάζεται το ποσοστό κάλυψης.



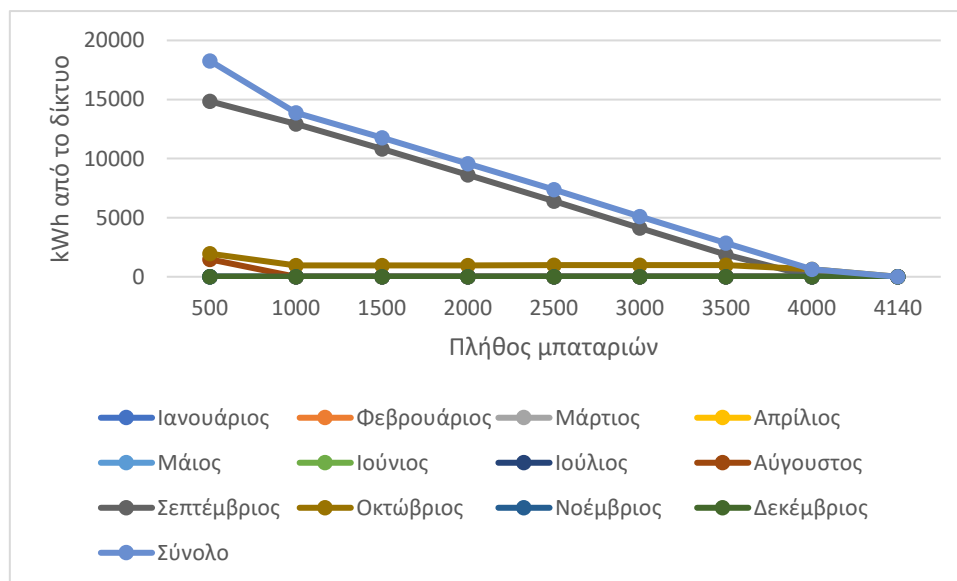
Διάγραμμα 6-1: Συμπεριφορά του ποσοστού κάλυψης της κατανάλωσης σε σχέση με τη μεταβολή του πλήθους των μπαταριών στο σύστημα των 604 KW

Παρατηρείται ότι η κατανάλωση του οικισμού της Ψερίμου καλύπτεται όλο και περισσότερο με υψηλό και σχεδόν σταθερό ρυθμό μέχρι το πλήθος των μπαταριών να φτάσει τις 400 με ποσοστό 94% (περίπου 95%). Αμέσως μετά το ποσοστό κάλυψης αυξάνεται και πάλι, αλλά με πολύ πιο αργό ρυθμό. Αξίζει να σημειωθεί ότι για αύξηση των μπαταριών από 10 σε 400 (+390) το ποσοστό κάλυψης αυξήθηκε κατά +51,7%, ενώ όσο το πλήθος κινούταν από τις 400 στις 4.140 όπου και έχουμε 100% ενεργειακή αυτονομία (+3.740) το ποσοστό κάλυψης αυξήθηκε κατά 6%. Η απότομη μείωση του ρυθμού αύξησης της κάλυψης της κατανάλωσης οφείλεται στο γεγονός ότι με λίγες μπαταρίες ικανοποιείται το σύστημα για τους 9 από τους 12 μήνες του έτους και απομένουν οι 3 μήνες (Αύγουστος, Σεπτέμβριος και Οκτώβριος) στους οποίους επικρατεί υψηλή κατανάλωση για τον Αύγουστο και υψηλή κατανάλωση σε συνδυασμό με μειωμένη έντασης ηλιακής ακτινοβολίας τον Σεπτέμβριο και τον Οκτώβριο. Προκειμένου να καλυφθούν οι ηλεκτρικές ανάγκες στους 3 αυτούς μήνες εισάγεται ένας μεγάλος αριθμός μπαταριών, ο οποίος αποσκοπεί στην εξυπηρέτηση της βραδινής κατανάλωσης των μηνών αυτών και όχι όλων. Μέχρι τις 400 μπαταρίες αποθηκευόταν ενέργεια όλο το έτος, ενώ ό,τι παραπάνω μπαταρία εγκατασταθεί εξυπηρετεί αποκλειστικά τους 3 μήνες αυτούς. Άρα, μετά τις 400 μπαταρίες υπάρχει πολύ μικρότερο περιθώριο αποθήκευσης ενέργειας, αφού η συντριπτική πλειοψηφία καλύπτεται από τις 400.



Εικόνα 6-14: Ενέργεια που δέχτηκε ο οικισμός από το εθνικό δίκτυο

Παρατηρείται ότι για τους 9 από τους 12 μήνες του έτους έχει επιτευχθεί ενεργειακή αυτονομία 500 μπαταρίες. Στους μήνες Αύγουστος, Σεπτέμβριος και Οκτώβριος το εγκατεστημένο σύστημα δεν ήταν αρκετό με αποτέλεσμα να απορροφηθεί ενέργεια από το δίκτυο (1478 kWh, 14848 kWh και 1952 kWh αντίστοιχα, ετησίως: 18278 kWh). Οι χειμερινοί μήνες έχουν πολύ χαμηλή μηνιαία κατανάλωση, ενώ στους καλοκαιρινούς η κατανάλωση αν και είναι υψηλή υπερκαλύπτεται λόγω της ισχυρής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που προσφέρει η έντονη, θερινή ηλιοφάνεια.



Διάγραμμα 6-2: Επίδραση της αύξησης του πλήθους των μπαταριών στην προσφερόμενη ενέργεια από το εθνικό δίκτυο

Η συνεισφορά του εθνικού δικτύου στην τοπική κοινότητα της Ψερίμου εκμηδενίζεται για τοποθέτηση 4.140 μπαταριών KBM216 2P13S, αλλά είναι οικονομικά ασύμφορο λόγω του υψηλού κόστους (1.500€/τμχ) και του πλήθους των μπαταριών. Επιλέγεται το πλήθος των μπαταριών, στο οποίο ο ρυθμός αύξησης του ποσοστού κάλυψης παρουσιάζει την έντονη καμπή, δηλαδή οι 400 μπαταρίες με 94% κάλυψης της ετήσιας κατανάλωσης. Το πλήθος αυτό χαρακτηρίζεται από συνολική τάση 480 V, χωρητικότητα 4800 Ah (1847 kWh στο 80% της μέγιστης χωρητικότητας)

και μάζα 15,6 τόνους. Κατά την διάρκεια ζωής των μπαταριών θα αποθηκεύσουν 2263,3 MWh ηλεκτρικής ενέργειας.

**Specify the battery set**

Sort batteries by:  voltage  capacity  manufacturer

Kokam 48.1 V 120 Ah Li NMC KBM216 2P13S 120Ah

Lithium-ion The selected battery is a module

10 modules in series Number of modules: 400 Battery pack voltage: 481 V

40 modules in parallel Number of elements: 10400 Global capacity (C10): 4800 Ah

100.0% Initial State of Wear (nb. of cycles) Stored energy (80% DOD): 1847 kWh

100.0% Initial State of Wear (static) Total weight: 15600 kg

Nb. cycles at 50% DOD: 1953

Total stored energy during the battery life: 2263.3 MWh

Εικόνα 6-15: Τελική κατάσταση συστήματος μπαταριών

Είδος μπαταρίας	KBM216 2P13S (Lithium ion)
Χωρητικότητα	1847 kWh
Πλήθος	400
Συνολική τάση	481 V
Αμπερώρες	4800 Ah
Μάζα	15,6 tn
Τελική αποθηκευμένη ενέργεια	2263,3 MWh

Πίνακας 6-1: Χαρακτηριστικά συστήματος μπαταριών

### 6.1.2. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Εισάγονται στην παράμετρο “Economic Evaluation” τα κόστη των μπαταριών. Το CAPEX και το OPEX διαμορφώνονται ως εξής:

Description	Quantity	Unit price	Total	
<b>PV modules</b>			423.115.00	EUR
ECO-530-550M-72LHC	1099.00	295.00	324.205.00	EUR
Supports for modules	1099.00	90.00	98.910.00	EUR
<b>Inverters</b>			33.500.00	EUR
<b>Batteries</b>	400.00	1.300.00	520.000.00	EUR
<b>Other components</b>			0.00	EUR
<b>Studies and analysis</b>			0.00	EUR
<b>Installation</b>			100.000.00	EUR
<b>Insurance</b>			0.00	EUR
<b>Land costs</b>			0.00	EUR
<b>Loan bank charges</b>	0.00	0.00	0.00	EUR
<b>Taxes</b>			n nn	EUR
<b>Total installation cost</b>			<b>1.076.615.00</b>	<b>EUR</b>
Depreciable asset			976.615.00	EUR

Εικόνα 6-16: CAPEX τελικού συστήματος με συσσωρευτές

**Operating costs (yearly)**

Description	Yearly cost	
<b>Maintenance</b>	35.500.00	EUR
Provision for inverter re...	0.00	EUR
Salaries	25.000.00	EUR
Repairs	10.000.00	EUR
Cleaning	500.00	EUR
Provision for battery re...	0.00	EUR
Security fund	0.00	EUR
<b>Land rent</b>	0.00	EUR
<b>Insurance</b>	0.00	EUR
<b>Bank charges</b>	0.00	EUR
<b>Administrative, accounti...</b>	0.00	EUR
<b>Taxes</b>	0.00	EUR
<b>Subsidies</b>	0.00	EUR
<b>Operating costs (OPEX)</b>	<b>35.500.00</b>	<b>EUR/year</b>

Εικόνα 6-17: Ετήσιο OPEX για το τελικό σύστημα με συσσωρευτές

Το CAPEX παρουσίασε σημαντική αύξηση περίπου 450.000€ λόγω του μεγάλου πλήθους και κόστους των μπαταριών, ενώ το OPEX μικρότερη και αυτό λόγω της αύξησης των ετήσιων εξόδων συντήρησης των μπαταριών.

**Detailed economic results**

**Detailed economic results (EUR)**

Year	Electricity sale	Own funds	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
1	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-1.026.758	4.6%
2	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-976.900	9.3%
3	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-927.043	13.9%
4	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-877.185	18.5%
5	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-827.328	23.2%
6	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-777.470	27.8%
7	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-727.613	32.4%
8	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-677.756	37.0%
9	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-627.898	41.7%
10	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-578.041	46.3%
11	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-528.183	50.9%
12	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-478.326	55.6%
13	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-428.468	60.2%
14	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-378.611	64.8%
15	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-328.754	69.5%
16	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-278.896	74.1%
17	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-229.039	78.7%
18	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-179.181	83.4%
19	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-129.324	88.0%
20	35.573	0	35.500	48.831	0	0	73	49.785	-79.466	92.6%
<b>Total</b>	<b>711.458</b>	<b>1.076.615</b>	<b>710.000</b>	<b>976.615</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.458</b>	<b>995.690</b>	<b>-79.466</b>	<b>92.6%</b>

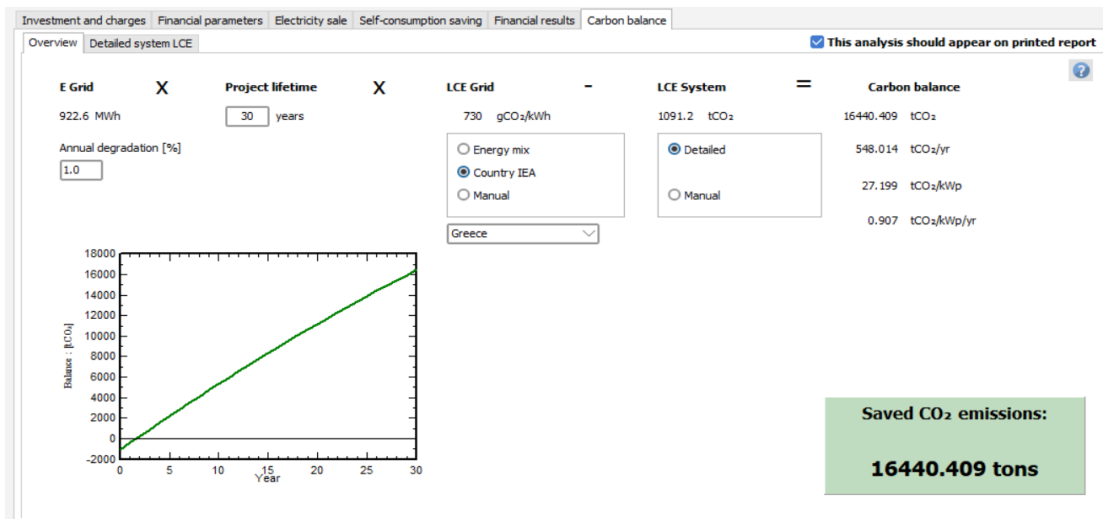
Εικόνα 6-18: Χρηματοροή τελικού συστήματος με συσσωρευτές

Τα feed-in και consumption tariff διατηρήθηκαν τα ίδια. Σε βάθος εικοσαετίας συλλέγονται ξεχρεώνεται σχεδόν η εγκατάσταση με χρόνο αποπληρωμής 20,3 έτη και

με μία μικρή ζημιά της τάξης του  $ROI = -7\%$  του αρχικού κόστους. Το τελικό LCOE είναι: 0,1016 €/kWh.

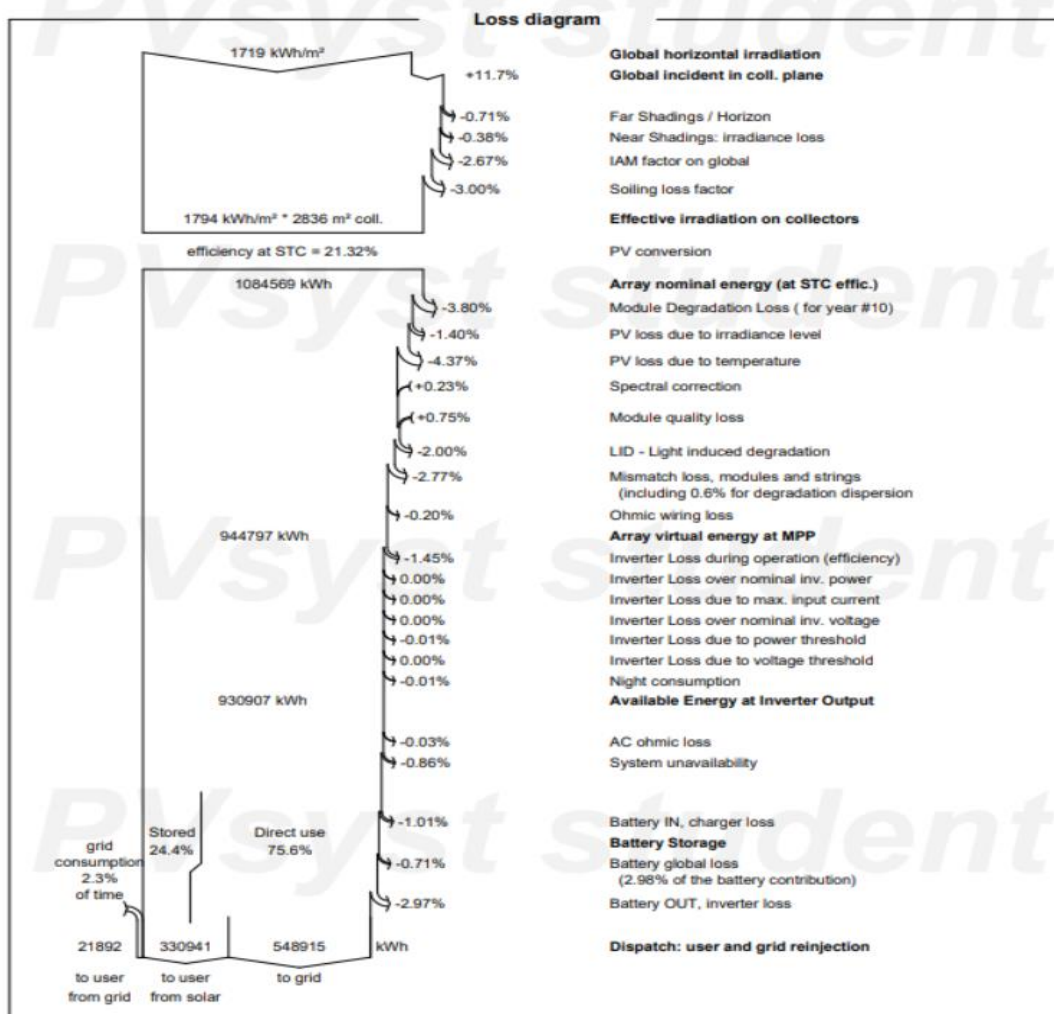
Όπως προαναφέρθηκε δεν ενδιαφέρει στην επένδυση αυτή το κέρδος, αλλά η όσο το δυνατόν υψηλότερη αυτονομία του νησιού. Η επένδυση οικονομικά αποτυγχάνει λόγω του υψηλού κόστους των μπαταριών και της μειωμένης ενέργειας που πωλείται στο δίκτυο (549 MWh αντί 769 MWh του συστήματος των 604 kW χωρίς συσσωρευτές), αλλά περιβαλλοντικά έχει σχεδόν ανεξαρτητοποιήσει το νησί της Ψερίμου από το εργοστάσιο ηλεκτρικής ενέργειας με συμβατικά καύσιμα, αποφεύγοντας την εκπομπή προσεγγιστικά 16.440 τόνων CO<sub>2</sub>.

Για μηδενική οικονομική ζημιά θα μπορούσαν να τοποθετηθούν γύρω στις 320 μπαταρίες, όπου και θα υπάρχει αλλά το ποσοστό κάλυψης θα μειωθεί αρκετά στο 89% (-5%), το οποίο δεν προτιμάται μιας και η επίτευξη κέρδους είναι πρακτικά αδύνατη από τη στιγμή που ο βασικός στόχος είναι η υψηλότερη ενεργειακή αυτονομία (βλ. παράγραφο 6.2.).



Εικόνα 6-19: Περιβαλλοντικό αντίκτυπο

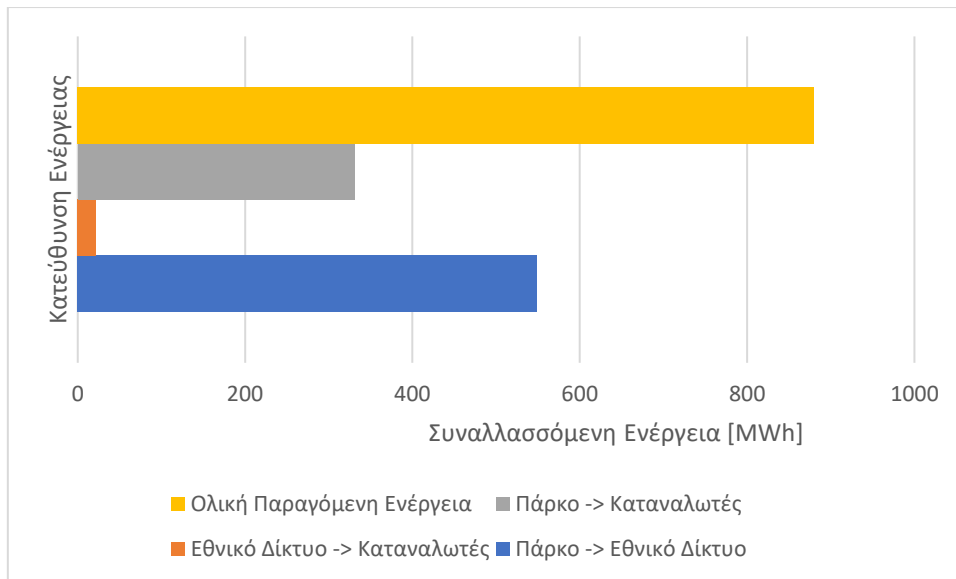
### 6.1.3. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ



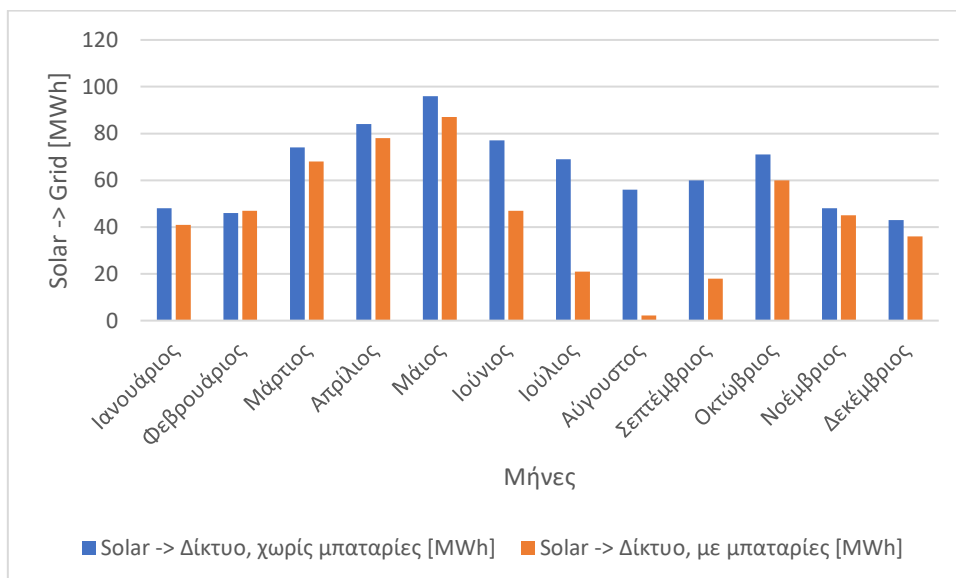
Διάγραμμα 6-3: Διάγραμμα απωλειών τελικού συστήματος με συσσωρευτές

Εντός ενός τυπικού έτους παράγονται 880 MWh από τα πλαίσια εκ των οποίων οι 330 MWh αξιοποιούνται για να καλύψουν το 94% της ετήσιας ζήτησης της Ψερίμου σε ηλεκτρικό ρεύμα και οι 549 MWh κατευθύνονται προς το εθνικό δίκτυο. Το εθνικό δίκτυο παρέχει ενέργεια στο σύστημα μόνο τους μήνες Αύγουστος, Σεπτέμβριος και Οκτώβριος, καθώς η ζήτηση για όλους τους υπόλοιπους μήνες σε ώρες ανεπαρκούς ή ανύπαρκτης ηλιοφάνειας καλύφθηκε από τις εγκατεστημένες μπαταρίες. Οι μπαταρίες παρείχαν το 24,4% της ετήσιας, παραχθείσας ενέργειας στον οικισμό, ενώ το 75,6% αποδόθηκε άμεσα από τα πλαίσια. Στους καταναλωτές το 56% (185 MWh) της ζήτησης εκπληρώθηκε από τις μπαταρίες και η παροχή του υπολοίπου (44%, 146 MWh) καλύφθηκε άμεσα από τα πλαίσια.



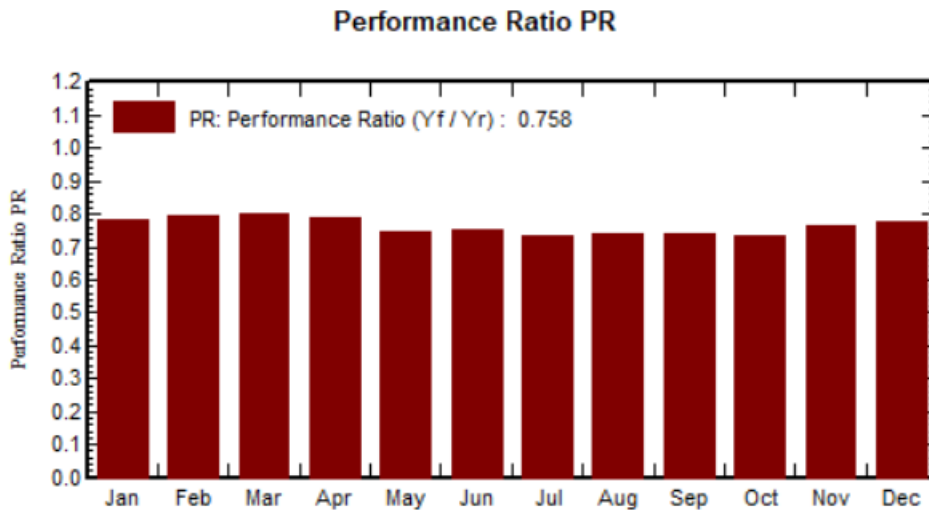


Διάγραμμα 6-4: Ισολογισμός ενέργειας στο τελικό σύστημα με συσσωρευτές



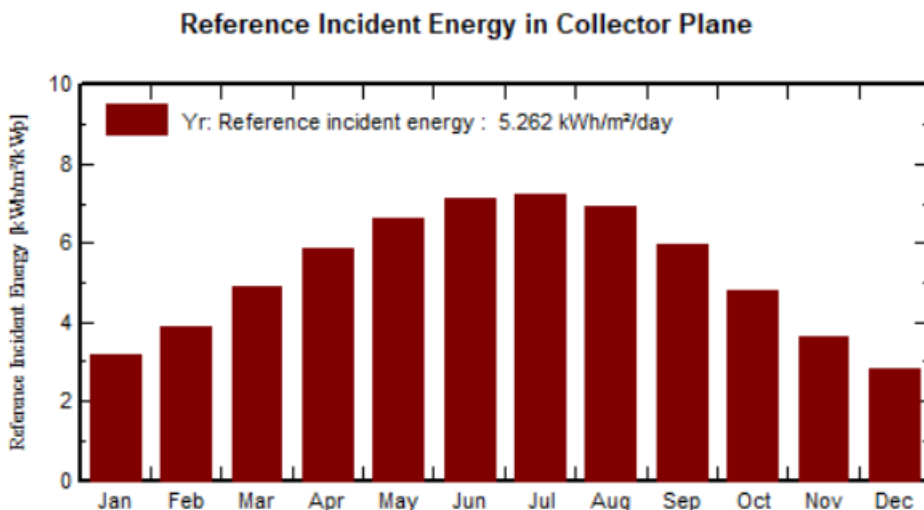
Διάγραμμα 6-5: Σύγκριση ποσού ενέργειας που αποδόθηκε από το σύστημα στο δίκτυο για τα 2 τελικά συστήματα

Το σύστημα των 604 kW με μπαταρίες παρέχει λιγότερη ενέργεια στο δίκτυο, καθώς η τελική ενέργεια είναι κατά 40 MWh λιγότερη (920 MWh – 880 MWh) λόγω των απωλειών εξαιτίας των μπαταριών αλλά και επειδή ένα σημαντικό μέρος της ενέργειας πλέον αποθηκεύεται, ώστε να αξιοποιηθεί για τις ανάγκες του οικισμού αντί να πωληθεί. Μάλιστα, για τους μήνες Αύγουστο και Σεπτέμβριο το δίκτυο δεν δέχεται καθόλου ενέργεια, καθώς δεν υπάρχει πλεονάζουσα από το σύστημα.



Διάγραμμα 6-6: Μηνιαίο Performance Ratio του τελικού συστήματος με συσσωρευτές

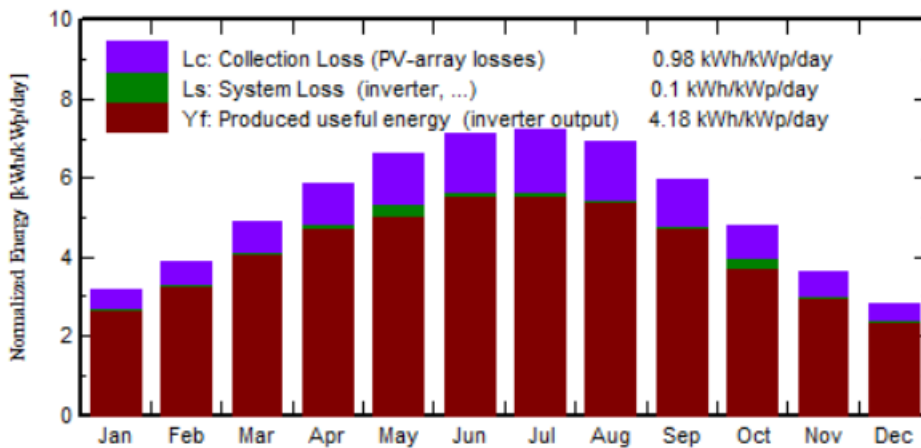
Το PR αυτού του συστήματος μηνιαίως και ετησίως είναι ελαφρώς χαμηλότερο του αντίστοιχου του τελικού συστήματος χωρίς συσσωρευτές λόγω της εισαγωγή των συσσωρευτών. Ο λόγος PR ορίζεται ως ο λόγος  $Y_f/Y_r$ , όπου  $Y_f$ : η ενέργεια στην έξοδο των inverters και  $Y_r$ : η ενέργεια που προσπίπτει στα πλαίσια:



Διάγραμμα 6-7: Προσπίπτουσα ενέργεια στα πλαίσια

Η προσπίπτουσα ενέργεια στα πλαίσια είναι η ίδια, αλλά διαφέρει η ενέργεια που εξέρχεται από τους inverters, καθώς στο σύστημα με συσσωρευτές ένα ποσό ενέργεια δεν κατευθύνεται προς τους καταναλωτές, αλλά προς τις μπαταρίες.

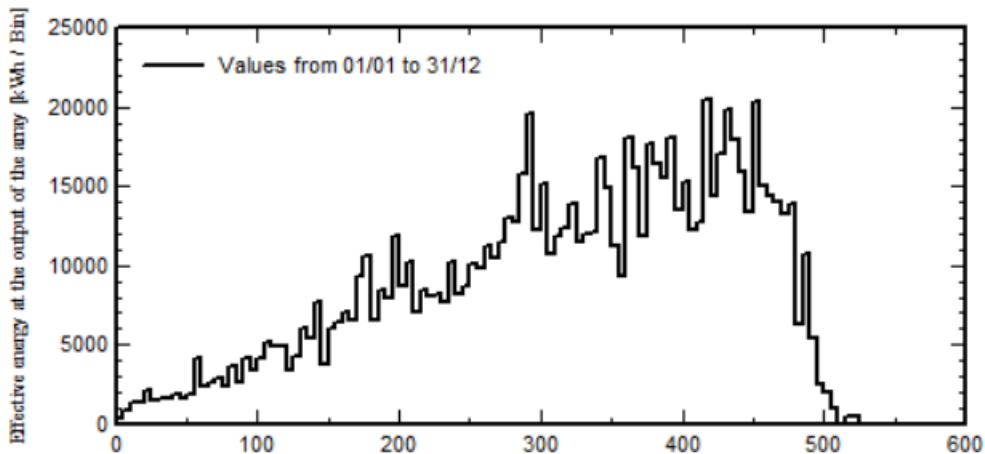
**Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 604 kWp**



Διάγραμμα 6-8: Κανονικοποιημένη παραγωγή και απώλεια ενέργειας σε kWh/kWp/ημέρα

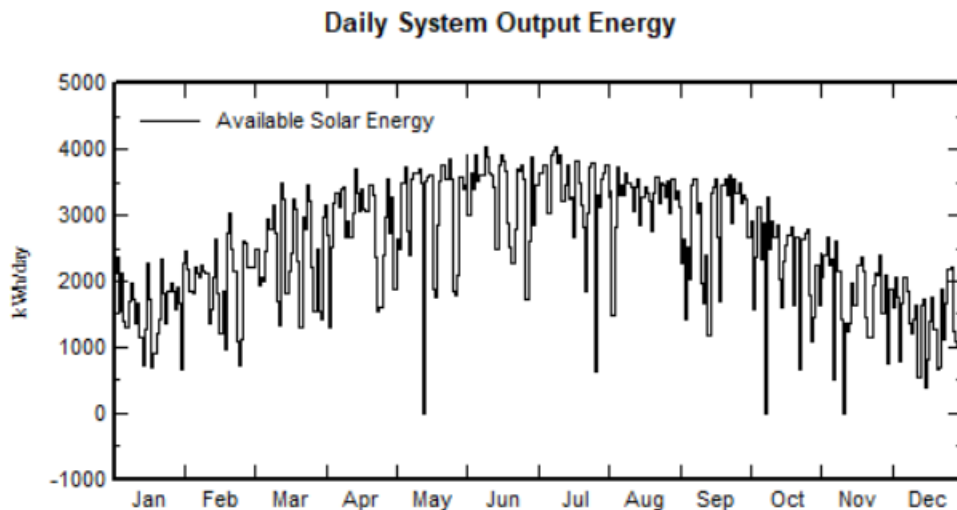
Παράγεται ετησίως χρήσιμη ενέργεια 4,18 kWh/kWp/day (+0,02 σε σχέση με το σύστημα χωρίς συσσωρευτές), ενώ οι απώλειες συστήματος είναι 0,1 kWh/kWp/day (-0,03) και οι απώλειες συλλογής 0,98 kWh/kWp/day (+0).

**Array Power Distribution**



Διάγραμμα 6-9: Κατανομή παραγωγής ενέργειας σε σχέση με την αντίστοιχη ισχύ του συστήματος

Το διάγραμμα 6-8 περιγράφει την ενέργεια που παράγει κάθε βαθμίδα ισχύος λειτουργίας των πλαισίων κατά την ετήσια λειτουργία τους. Παρατηρείται ότι όταν τα πλαίσια βρίσκονταν σε λειτουργία ισχύος 300 – 400 kW παρήγαγαν την περισσότερη ενέργεια. Οι χαμηλότερες ισχύεις δεν είναι ικανές να παράγουν μεγάλα ποσά ενέργειας, ενώ οι υψηλότερες είναι πιο σπάνιες, καθώς απαιτούν ισχυρή ηλιοφάνεια (εμφάνιση μόνο το καλοκαίρι).



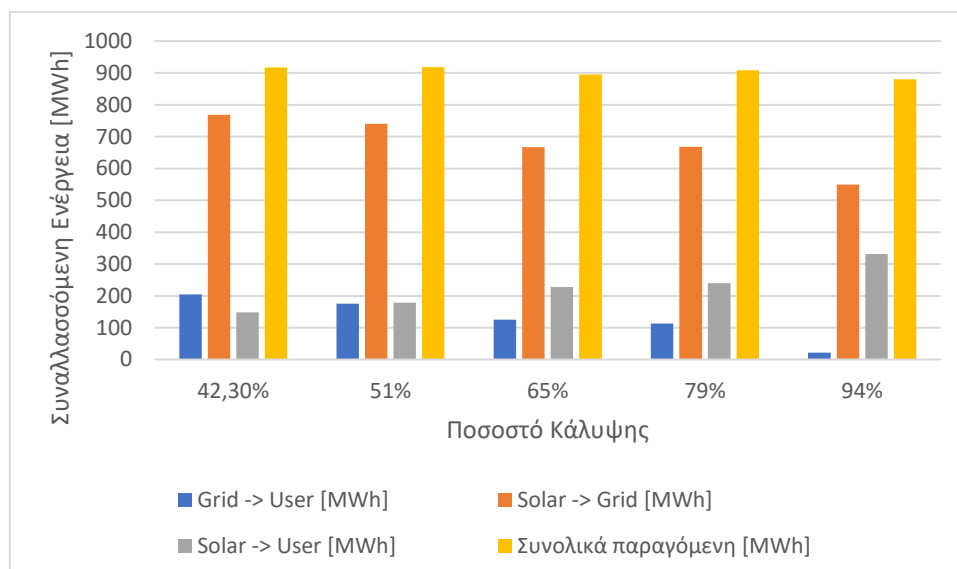
Διάγραμμα 6-10: Παραγωγή ηλιακής ενέργειας ανά ημέρα εντός ενός έτους

### 6.2. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΩΝ ΠΟΣΟΣΤΩΝ ΚΑΛΥΨΗΣ ΤΗΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ

Θα εξεταστούν 3 επιπλέον συστήματα με συσσωρευτές, τα οποία υπολογίζονται με τον ίδιο τρόπο όπως την παράγραφο 6.1.1. Τα 3 αυτά συστήματα επιλέγονται από το διάγραμμα 6.1. και είναι: ποσοστό κάλυψης 51% (20 μπαταρίες), ποσοστό κάλυψης 65% (100 μπαταρίες) και ποσοστό κάλυψης 79% (200 μπαταρίες). Τα αποτελέσματα των 3 συστημάτων θα συγκριθούν μεταξύ τους και με τα αντίστοιχα του επιλεγμένου των 400 μπαταριών και του συστήματος χωρίς συσσωρευτές με σκοπό μία συγκριτική ανάλυση.

Χαρακτηριστικά/Κάλυψη	42,30%	51%	65%	79%	94%
Πλήθος	0	20	100	200	400
Αμπερώρες [Ah]	-	240	1200	2400	4800
Χωρητικότητα (80% DOD) [kWh]	-	92,4	462	924	1847
Μάζα [tn]	-	0,78	3,9	7,8	15,6
Εικοσαετής αποθηκευμένη ενέργεια [MWh]	-	113	566	1132	2263

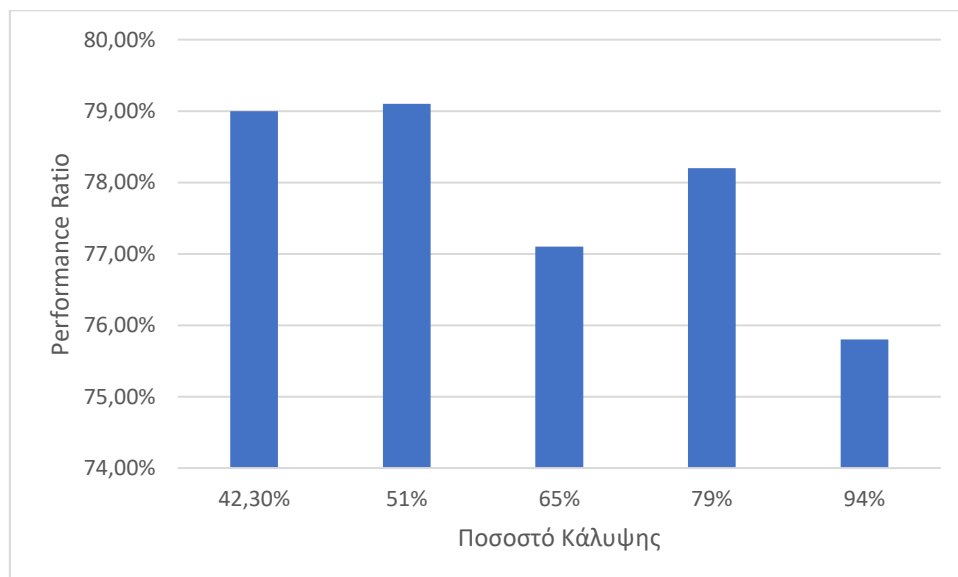
Πίνακας 6-2: Δεδομένα μπαταριών των 5 συστημάτων



Πίνακας 6-3: Τιμές μεταφερόμενης ενέργειας ανά σύστημα

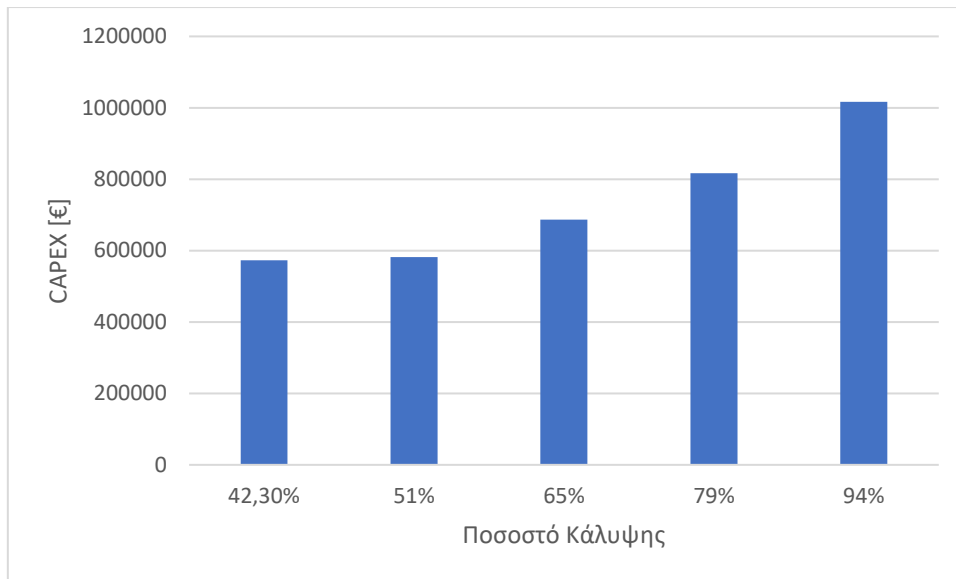
Η ενέργεια που μεταφέρεται από τα πλαίσια άμεσα στον οικισμό και στο δίκτυο μειώνεται όσο βελτιώνεται η κάλυψη της κατανάλωσης, καθώς σημαντικά ποσά αποθηκεύονται στις μπαταρίες για μετέπειτα χρήση αντί να καταναλωθούν άμεσα ή να αποδοθούν στο δίκτυο. Αντίθετα, προφανώς με την αύξηση της κάλυψης η συνολική ενέργεια που δέχεται ο οικισμός (άμεσα από τα πλαίσια μαζί με την αποθηκευμένη στις μπαταρίες) αυξάνεται, αφού μπορεί κάθε φορά να αποθηκευτεί όλο και περισσότερη ενέργεια, για να χρησιμοποιηθεί σε ώρες χαμηλής ή ανύπαρκτης ηλιοφάνειας, ενώ μειώνεται και η εξάρτηση από το δίκτυο. Η συνολικά παραγόμενη ηλιακή ενέργεια παρουσιάζει αυξομειώσεις με την τάση να μειώνεται λόγω των πολλαπλών απωλειών που εισάγουν οι μπαταρίες κατά τη μεταφορά.

Παρατηρείται ότι το σύστημα με ποσοστό κάλυψης 65% διαθέτει την ίδια ενέργεια που μεταφέρθηκε από τα πλαίσια στο δίκτυο με την αντίστοιχη του συστήματος του 79%, αλλά η εξάρτηση από το δίκτυο είναι ασθενέστερη στο 2<sup>ο</sup>. Αυτό συμβαίνει, γιατί το 1<sup>ο</sup> σύστημα με τις λιγότερες μπαταρίες δέχτηκε έντονες περικοπές ισχύος φόρτισης των μπαταριών λόγω του μικρού πλήθους τους, με αποτέλεσμα να αποθηκευτεί λιγότερη ενέργεια σε αυτές από το αναμενόμενο, αναγκάζοντας στο σύστημα να ωθήσει στο δίκτυο όση ενέργεια θα αποθηκευόταν.



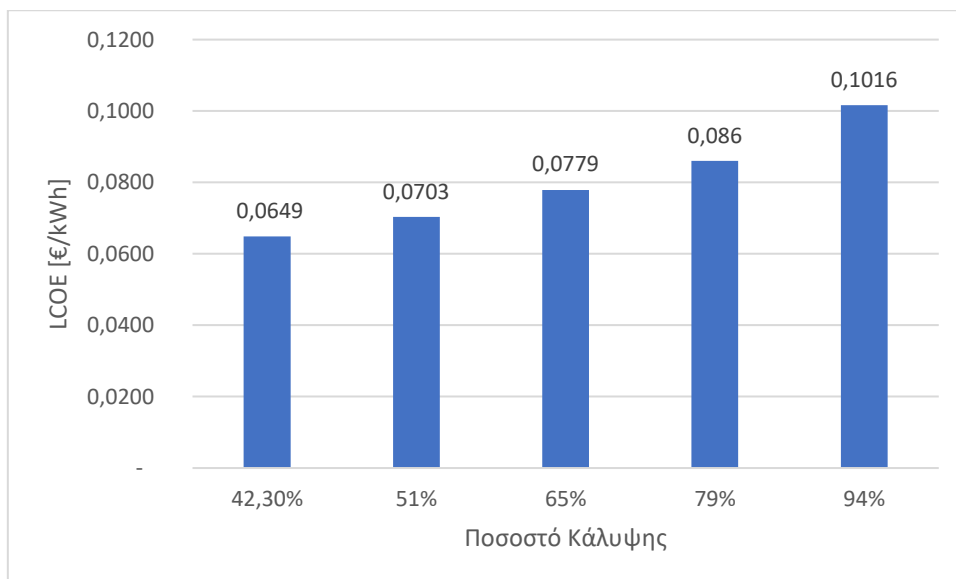
Πίνακας 6-4: Συμπεριφορά του Performance Ratio ανάλογα με την αύξηση του πλήθους των μπαταριών

Το Performance Ratio παρουσιάζει αυξομειώσεις με την τάση να μειώνεται με την αύξηση του πλήθους των μπαταριών λόγω αυξημένων απωλειών.



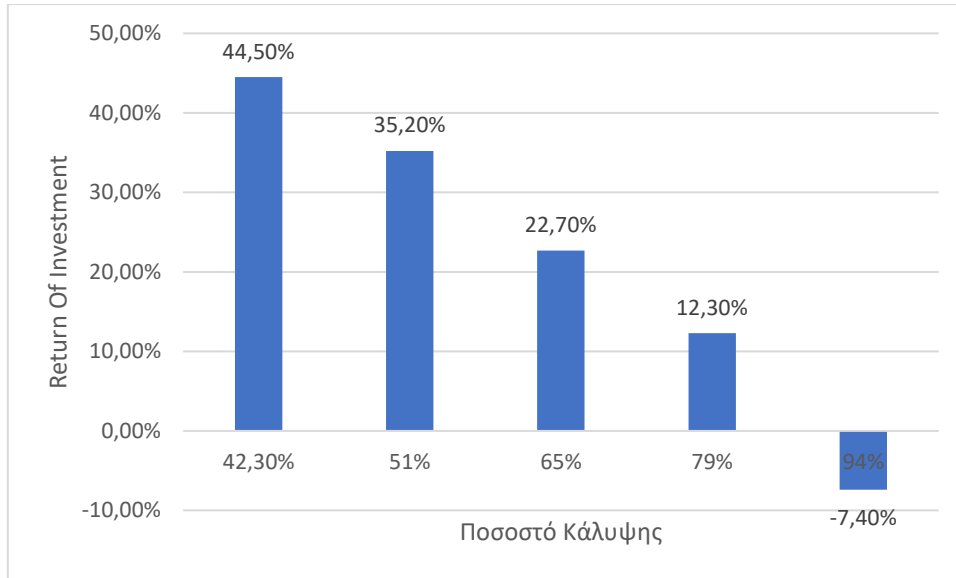
Πίνακας 6-5: Συμπεριφορά του CAPEX με την αύξηση του πλήθους των μπαταριών

Το CAPEX περιλαμβάνει τα κόστη των πλαισίων, των βάσεων τους, των inverter, των μπαταριών (εκτός από το σύστημα με την κάλυψη 42,3%, το οποίο δεν διαθέτει μπαταρίες) και του κόστους εγκατάστασης. Οι μπαταρίες αποτελούν ακριβά τεμάχια, τα οποία εξυψώνουν το αρχικό κόστος του έργου και, άρα, εύλογα το CAPEX αυξάνεται σημαντικά, ξεπερνώντας και το 1.000.000 κατά την τοποθέτηση των 400 μπαταριών.



Πίνακας 6-6: Συμπεριφορά του LCOE με την αύξηση του πλήθους των μπαταριών

Το LCOE φαίνεται να αυξάνεται σταδιακά λόγω του ανοδικού CAPEX και της όλο και λιγότερης ολικά παραγόμενης ενέργειας όπως φαίνεται στο διάγραμμα 6-3.



Πίνακας 6-7: Συμπεριφορά του συντελεστή ROI με την αύξηση του πλήθους των μπαταριών

Παρατηρείται ότι όσο πιο χαμηλό είναι το LCOE τόσο πιο συμφέρουσα η επένδυση με την φθηνότερη λύση να αποτελεί το σύστημα χωρίς μπαταρίες λόγω της έλλειψης των ακριβών μπαταριών και της υψηλότερης διαθέσιμης ενέργειας που πωλείται στο δίκτυο.

## ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Για την σωστή ολοκλήρωση της μελέτης αυτής ο χρήστης οφείλει να γνωρίζει τις ορθές τιμές της μηνιαίας και αν γίνεται και της ημερήσιας κατανάλωσης. Στο πλαίσιο της μελέτης αυτής οι ηλεκτρικές καταναλώσεις λήφθηκαν προσεγγιστικά οδηγώντας σε ένα τελικό σύστημα χωρίς συσσωρευτές ονομαστικής εγκατεστημένης ισχύος 604 kW με πλαίσια σταθερού προσανατολισμού και κλίσης και σε παραμετρικές λύσεις για συστήματα 604 kW με συσσωρευτές.

Ο κύριος όγκος της μελέτης αυτής εκπονήθηκε στην φάση της προδιαστασιολόγησης, στην οποία ο χρήστης εισάγει όλα τα απαραίτητα δεδομένα στο PVsyst και σχεδιάζει χονδρικά το σύστημα στο SketchUp. Από την προδιαστασιολόγηση μεταβαίνει στη συνέχεια στο τελικό σύστημα 604 kW χωρίς συσσωρευτές μεταβάλλοντας ελάχιστα δεδομένα. Αυτό γίνεται γιατί κατά την προδιαστασιολόγηση ο χρήστης γνώριζε την εγκατεστημένη ονομαστική ισχύ (522 kW), αφού έλαβε ως δεδομένη την ισχύ αιχμής του οικισμού. Η τοποθέτηση αυτής της ισχύος πραγματοποιήθηκε με σκοπό να εισαχθούν όλα τα απαραίτητα δεδομένα και να αποκτηθεί μία γενικότερα εικόνα για τη συμπεριφορά των επιλεγμένων πλαισίων και inverters κατά την εφαρμογή τους για τις ανάγκες του οικισμού της Ψερίμου. Το προκύπτον σύστημα των 604 kW αποτελεί μία οικονομική λύση αποδίδοντας κέρδη στο πέρας των 20 ετών με την επιστροφή χρημάτων να κυμαίνεται κοντά στο 45% (IRR) του αρχικού κόστους της επένδυσης με περίοδο αποπληρωμής στα 14 έτη και επιτυγχάνοντας ένα υψηλό ποσοστό κάλυψης 42,3% με γνώμονα ότι το μέγιστο που μπορεί να επιτευχθεί χωρίς συσσωρευτές κυμαίνεται στο 48% λόγω της ημερήσιας κατανομής κατανάλωσης ενέργειας του οικισμού.

Έχοντας ως βάση το σύστημα των 604 kW τοποθετούνται μπαταρίες στο σύστημα με σκοπό την επίτευξη ενός ποσοστού κάλυψης της κατανάλωσης στα 94%. Ο λόγος της επιλογής του ποσοστού αυτού αναλύεται στην παράγραφο 6. Προκύπτει ένα σύστημα ονομαστικής ισχύος 604 kW με εγκατεστημένες 414 μπαταρίες. Εξαιτίας όμως του αυξημένου κόστους των μπαταριών (1500€/τμχ) η επένδυση αυτή δεν είναι οικονομικά βιώσιμη, καθώς η επιστροφή των χρημάτων επιτυγχάνεται στα 20,5 έτη περίπου, μισό έτος παραπάνω από το εκτιμώμενο χρόνο διάρκειας ζωής επένδυσης. Για το λόγο αυτό εξετάστηκαν επιπλέον 3 περιπτώσεις με διαφορετικά ποσοστά κάλυψης έκαστο (51%, 65% και 79%) και συγκρίθηκαν με τα 2 ήδη υπολογισμένα με σκοπό να αποτυπωθεί η συμπεριφορά κάποιων βασικών ενεργειακών και οικονομικών μέγεθος σε συνάρτηση με το επιθυμητό ποσοστό κάλυψης. Η οικονομικότερη λύση, η οποία συνδυάζει σχετικά υψηλό ποσοστό κάλυψης και οικονομική βιωσιμότητα είναι το σύστημα του 50% ποσοστού κάλυψης με 20 μπαταρίες, η οποία διαθέτει επιστροφή χρημάτων 35% με αποδεκτή περίοδο αποπληρωμής (περίπου 16 έτη).

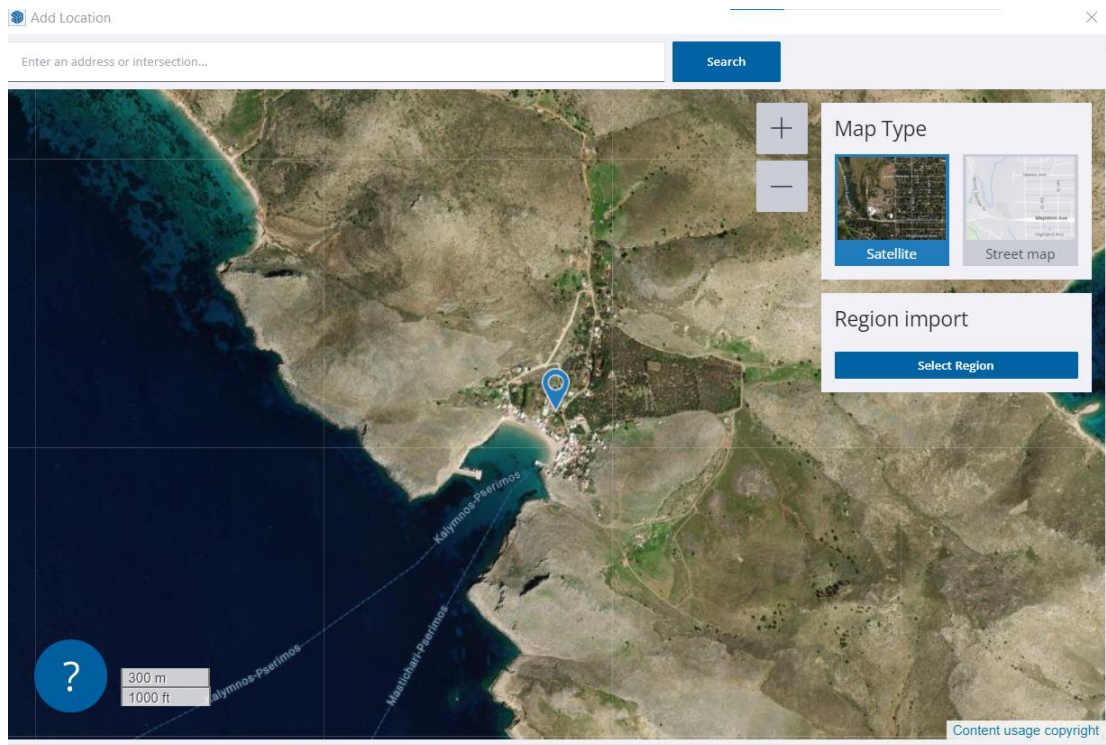
Σαν μελλοντικά σχέδια μελέτης θα μπορούσε να εκπονηθεί μία ολοκληρωμένη έρευνα για τον εντοπισμό των σωστών ηλεκτρικών καταναλώσεων του οικισμού, ώστε να υπολογιστεί το σύστημα σε μεγαλύτερη ακρίβεια. Επίσης, υπάρχει η δυνατότητα εξέτασης του ποσοστού κάλυψης όταν τοποθετηθούν διαφορετικών ειδών πλαίσια όπως μεταβλητού προσανατολισμού με χρήση tracker και διπλής όψης ή και διαφορετικών τεχνολογιών όπως πολυκρυσταλλικά, thin film και άμορφης σιλικόνης (A-Si). Τέλος, θα μπορούσε να προστεθούν στο σύστημα ανεμογεννήτριες ή ένας μικρός σταθμός καύσης απορριμμάτων με σκοπό να εξεταστεί αν τελικά συμφέρει ο συνδυασμός του προκύπτοντος ποσοστού κάλυψης και του συνολικού LCOE σε σχέση με το σύστημα των 604 kW με και χωρίς μπαταρίες που εξετάστηκε στην παρούσα μελέτη. Η προσθήκη των νέων αυτών τεχνολογιών δεν μπορεί να υποστηριχθεί από το PVsyst και θα πρέπει να γίνει χρήση νέου λογισμικού που θα μπορεί να συνδυάσει διαφορετικές πηγές παραγωγής ενέργειας, όπως το HOMER.



## A. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α: ΤΡΙΣΔΙΑΤΑΤΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΟΙΚΙΣΜΟΥ ΨΕΡΙΜΟΥ ΚΑΙ ΚΙΝΗΣΗΣ ΗΛΙΟΥ ΜΕΣΩ SketchUp

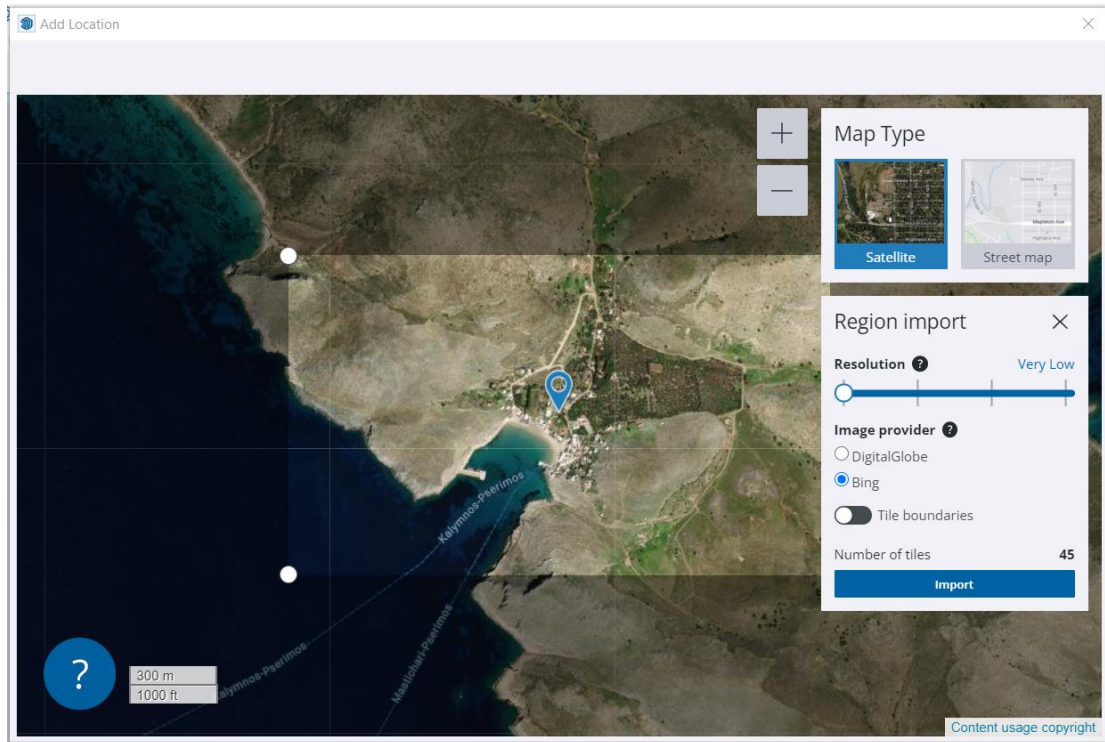
Στην παράγραφο 4.3.1.2. παρουσιάστηκε μέσω της εικόνας 4-9 η τρισδιάστατη απεικόνιση του οικισμού της Ψερίμου και της κοντινής γεωγραφίας, καθώς και η κίνηση του ήλιου στην περιοχή αυτή με κέντρο το κέντρο του οικισμού. Η εξαγωγή του μοντέλου αυτού πραγματοποιήθηκε μέσω του λογισμικού SketchUp, ενώ η περιγραφή της κίνησης του ήλιου μέσω της επέκτασης Curic Sun.

Για την εισαγωγή της γεωγραφίας της εξεταζόμενης περιοχής επιλέγεται η δυνατότητα “File” > “Geolocation” > “Add Location”. Στην εμφανιζόμενη καρτέλα επιλέγεται το “Satellite” και αφού βρεθεί η εξεταζόμενη περιοχή με τη χρήση του κέρσορα επιλέγεται “Select Region”. Στη μελέτη αυτή η εξεταζόμενη περιοχή είναι το κέντρο του οικισμού της Ψερίμου:

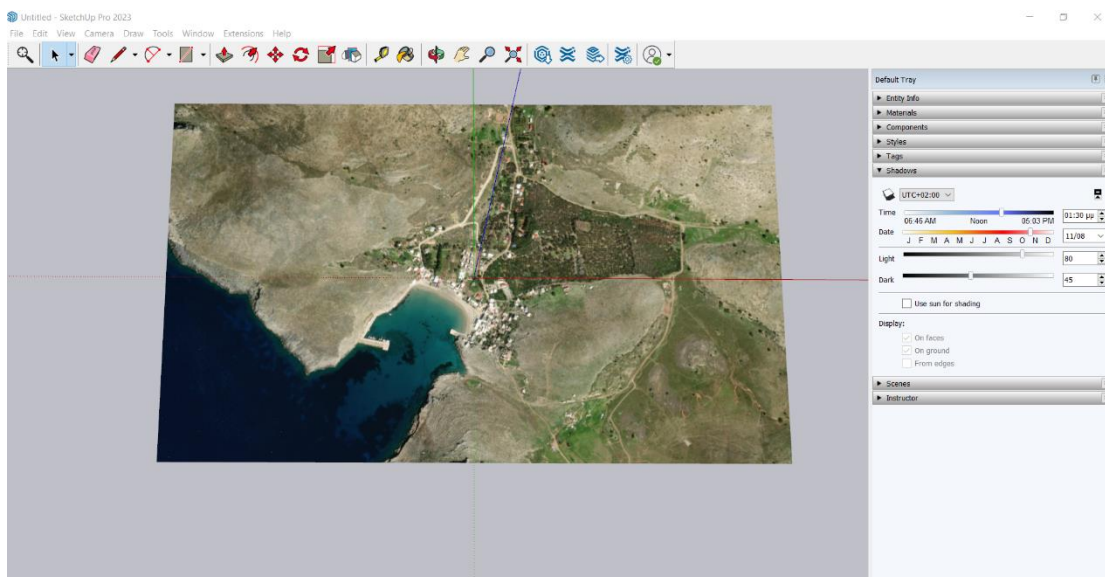


Εικόνα A-1: Εισαγωγή γεωγραφίας στο SketchUp

Στη συνέχεια επιλέγεται το “Select Region”, το οποίο παραπέμπει το χρήστη στην εισαγωγή του πλήθους των ψηφίδων της εικόνας και της πηγής τροφοδότησής τους με σκοπό την εκλογή της ανάλυσης της εικόνας. Επιλέγεται ο χαμηλότερος δυνατός αριθμός και αυθαίρετα η πηγή “Bing”, αφού ο στόχος προς το παρόν είναι η απλή παρουσίαση της γεωγραφίας και όχι η κατασκευή γεωμετριών. Σημειώνεται ότι ο χρήστης έχει την δυνατότητα να ρυθμίσει τα όρια της περιοχής. Επιλέγεται “Import” και η δισδιάστατη γεωγραφία εισάγεται στο SketchUp:

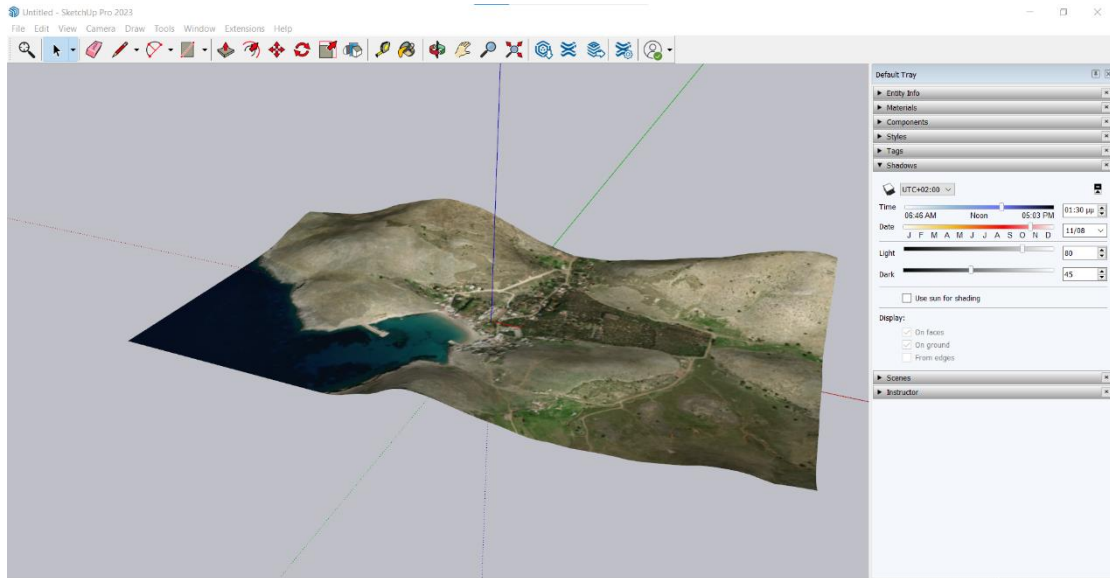


Εικόνα Α-2: Ρύθμιση της ανάλυσης και των ορίων της εξεταζόμενης περιοχής



Εικόνα Α-3: Δισδιάστατη εμφάνιση της εξεταζόμενης περιοχής στο SketchUp

Για την βέλτιστη μελέτη της γεωμετρίας πρέπει η δισδιάστατη γεωγραφία να μετατραπεί σε τρισδιάστατη. Αυτό γίνεται με την δυνατότητα “File” > “Geolocation” > “Show Terrain”:

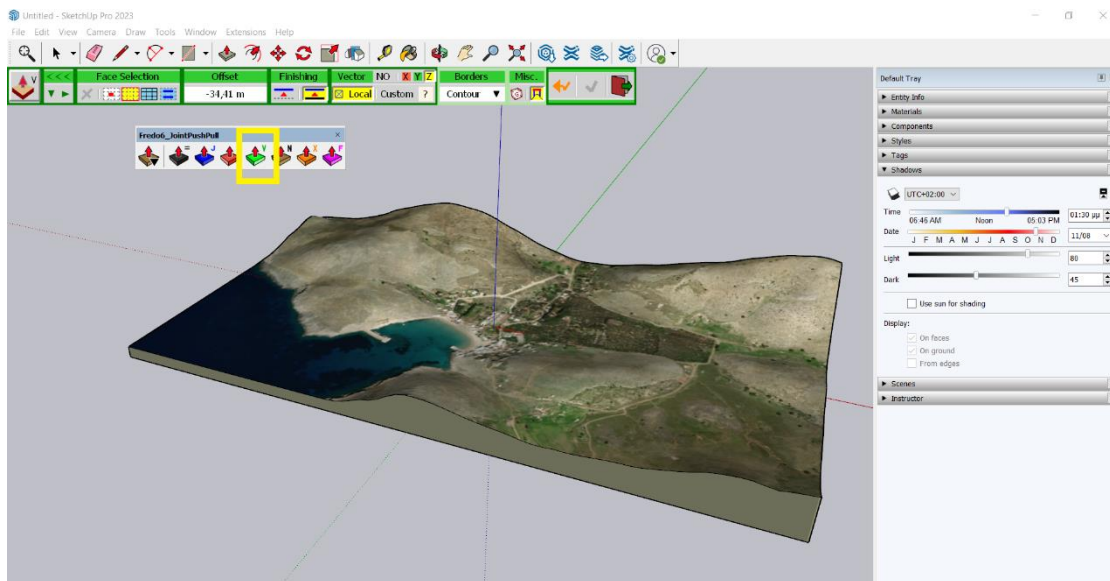


Εικόνα Α-4: Τρισδιάστατη εμφάνιση της εξεταζόμενης περιοχής στο SketchUp

Οι σωστές αναλογίες των υψών των λόφων της Α-4 σε σχέση με την πραγματικότητα επιβεβαιώνονται με χρήση του εργαλείου “Tape measure” για την μέτρηση των υψών και τη σύγκρισή τους με τα αντίστοιχα ύψη του διαδικτυακού εργαλείου “Google Earth”.

Προκειμένου το ύψος των λόφων να είναι πιο εμφανές πρέπει να εισαχθεί πάχος στη γεωγραφία μέσω της επέκτασης Fredo6\_JointPushPull. Σημειώνεται ότι η επέκταση αυτή δεν είναι διαθέσιμη στο “Extension Warehouse” του SketchUp και, συνεπώς, ο χρήστης οφείλει να βρει τις οδηγίες εγκατάστασης στο διαδίκτυο.

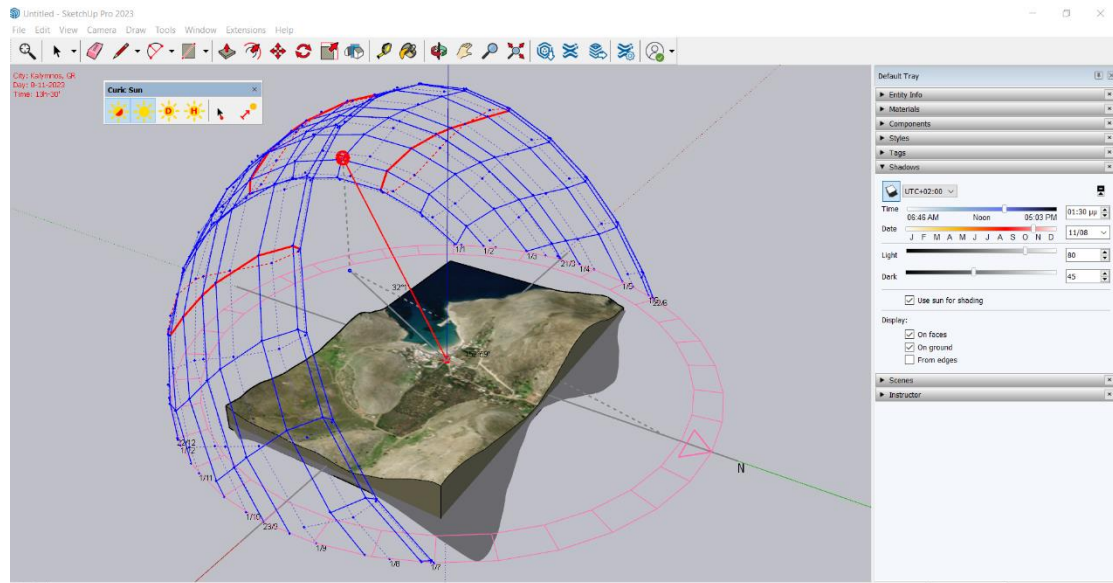
Για την επεξεργασία της γεωγραφίας επιλέγεται αρχικά η γεωγραφία και στη συνέχεια: δεξί κλικ > “Unlock” και “Edit Group”. Έπειτα, επιλέγεται το πράσινο εικονίδιο όπως φαίνεται στην Α-5 και πραγματοποιείται η εισαγωγή πάχους με τη χρήση του κέρσορα:



Εικόνα Α-5: Χρήση της επέκτασης Fredo6\_JointPushPull για εισαγωγή πάχους στην τρισδιάστατη γεωγραφία

Η τρισδιάστατη γεωγραφία είναι πλέον έτοιμη. Για την εισαγωγή της κίνησης του ήλιου καθ’ όλη την διάρκεια του έτους χρησιμοποιείται η επέκταση Curic Sun, η οποία είναι διαθέσιμη στο “Extension Warehouse” του SketchUp. Στην καρτέλα Curic Sun

επιλέγεται “Dome Size”: 0,6 για πιο εύκολη σύγκριση της κίνησης του ήλιου σε σχέση με την τρισδιάστατη γεωγραφία:

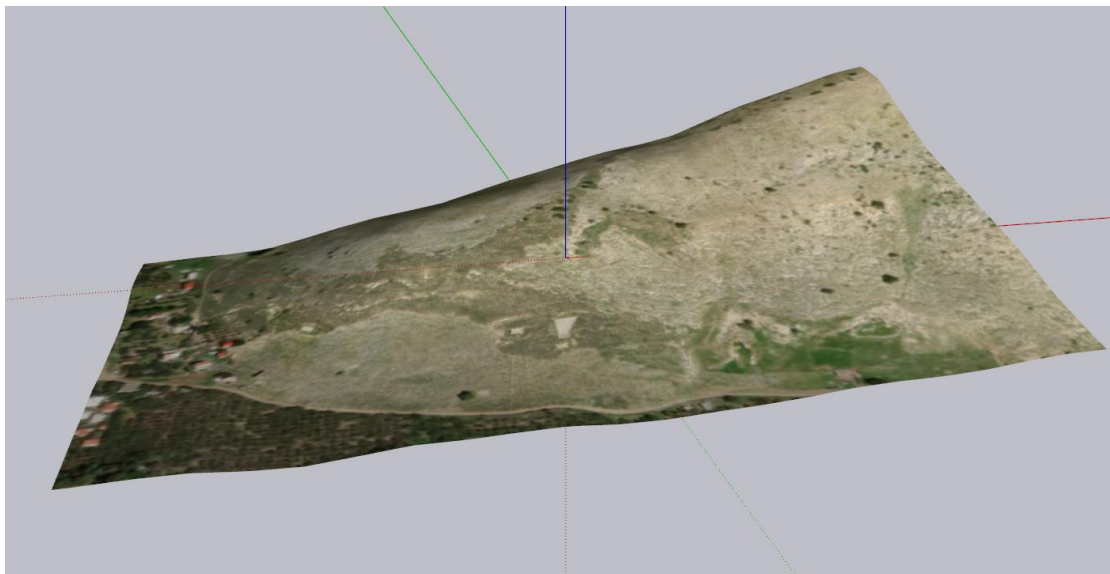


Εικόνα Α-6: Εισαγωγή κίνησης του ήλιου στο SketchUp μέσω της επέκτασης Curik Sun

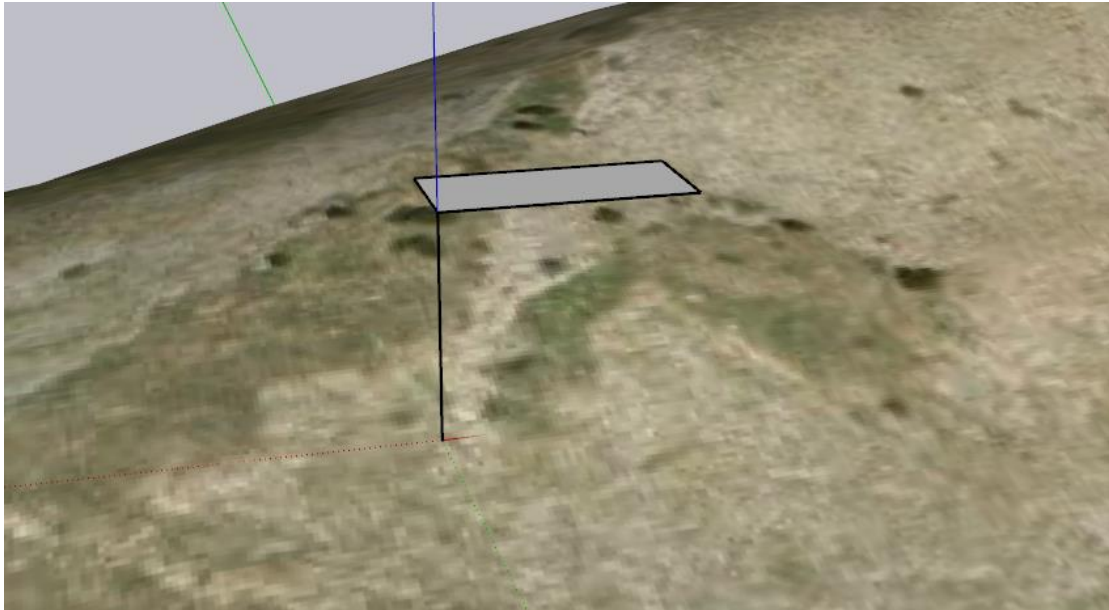
## **B. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β: ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ SketchUp: Skelion**

Το Skelion αποτελεί εξωτερική επέκταση του SketchUp και, συνεπώς, δεν εντοπίζεται στο extension warehouse και οι οδηγίες εγκατάστασης πρέπει να αναζητηθούν στο διαδίκτυο. Για την παρουσίαση του Skelion χρησιμοποιείται το τρισδιάστατο μοντέλο του υπό μελέτη βορειοανατολικού λόφου (εικόνα Β-1, χωρίς την χρήση της επέκτασης Fredob\_JointPushPull).

Σε λοφώδη περιβάλλοντα όπως η Ψέριμος πρέπει να δημιουργηθεί μία τεχνητή επιφάνεια, στην οποία θα μπορούν να τοποθετηθούν φωτοβολταϊκά πλαίσια. Αρχικά σχεδιάζεται η γεωμετρία της εικόνας Β-2:



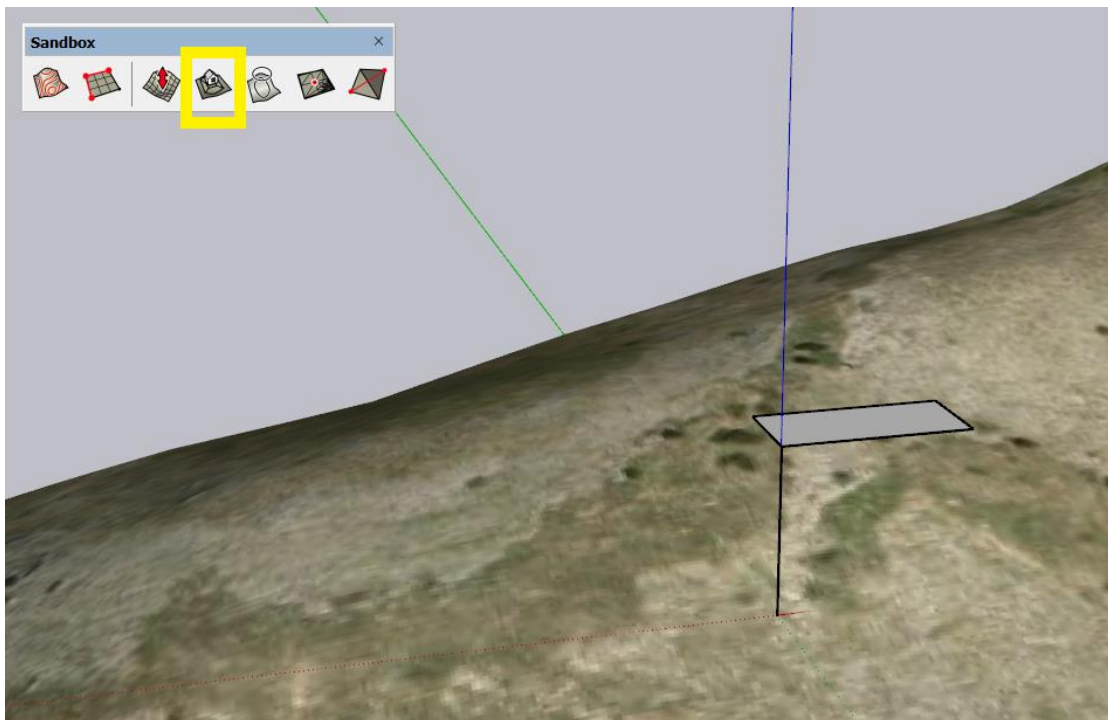
Εικόνα Β-1: Βορειοανατολικός του οικισμού λόφος



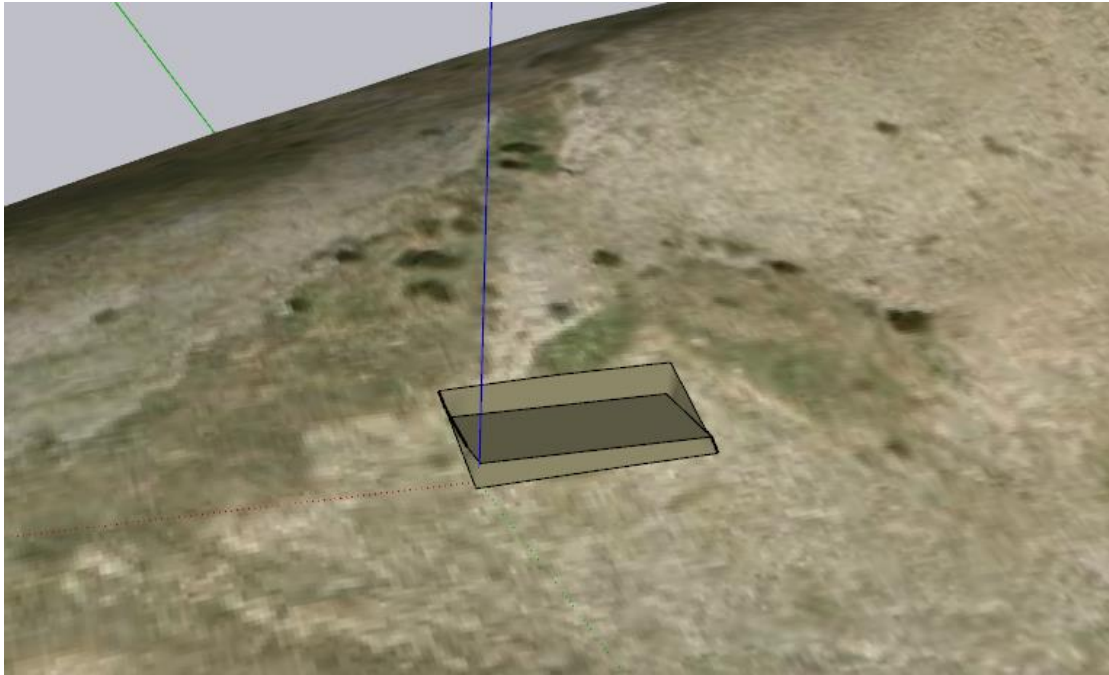
Εικόνα Β-2: Γεωμετρία για σχεδιασμό επίπεδης επιφάνειας

Στη συνέχεια, επιλέγεται στο λόφο: unlock. Χρησιμοποιείται η εικονιζόμενη εντολή της επέκτασης Sandbox (εικόνα Β-3) για την αποτύπωση της γεωμετρίας αυτής στον τρισδιάστατο λόφο. Σημειώνεται ότι η επέκταση Sandbox ανήκει στο extension warehouse.

Αφού σχεδιαστεί η επιφάνεια, η γεωμετρία διαγράφεται.



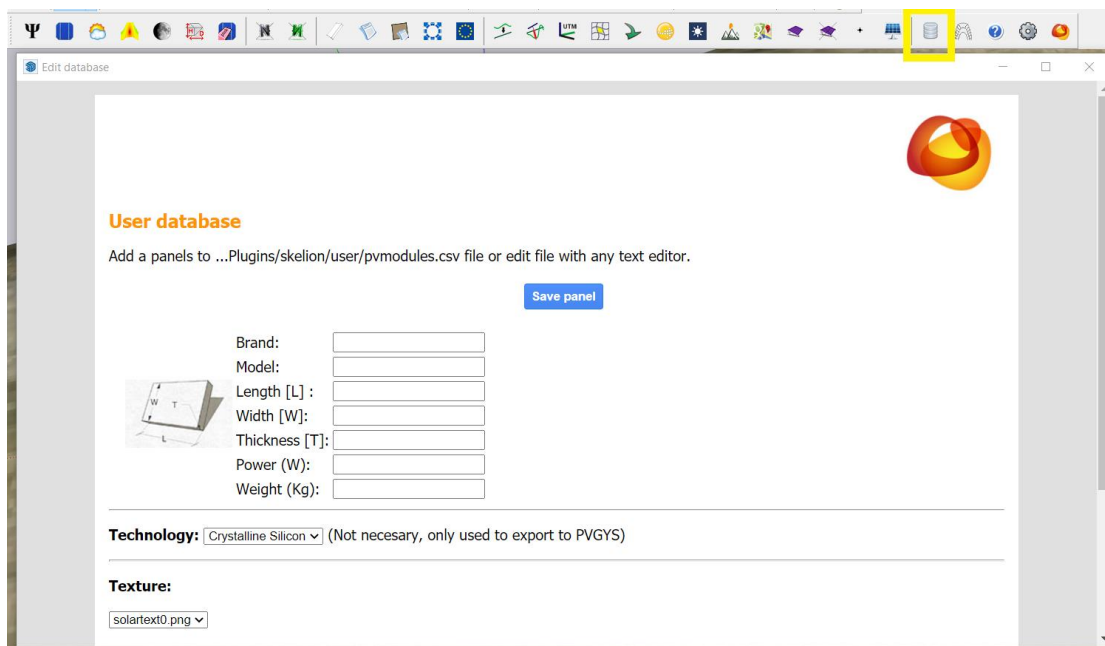
Εικόνα Β-3: Χρήση εργαλείου: Sandbox



Εικόνα B-4: Τεχνητή επιφάνεια πάνω στον τρισδιάστατο λόφο

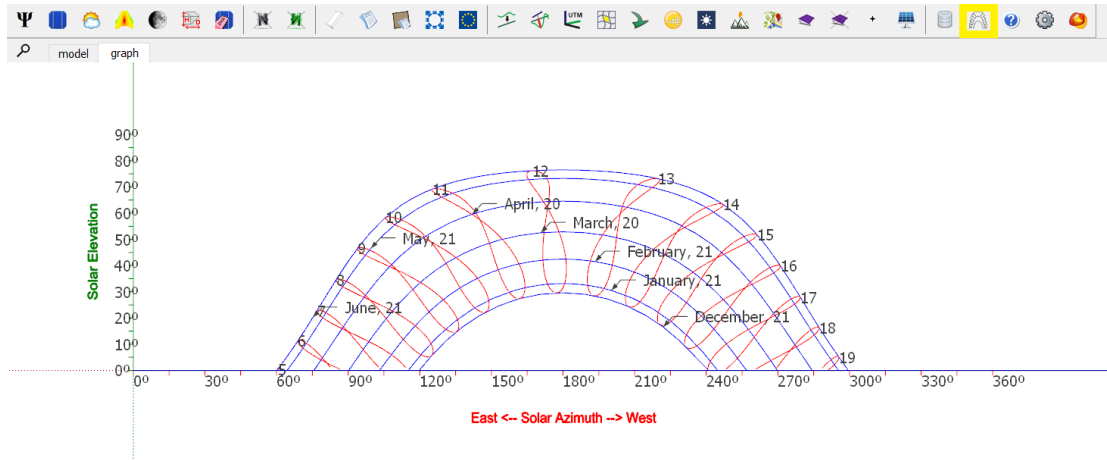
Πλέον, ο χρήστης είναι έτοιμος να χρησιμοποιήσει το εργαλείο Skelion. Στην παράγραφο 4.3.2. (Παράμετρος: Orientation) παρουσιάζεται η ικανότητα του Skelion να εντοπίζει τις βέλτιστες κατευθύνσεις των φωτοβολταϊκών πλαισίων, ώστε να απορροφούν τη μέγιστη δυνατή ενέργεια. Στην παρούσα παράγραφο παρουσιάζεται ο τρόπος με τον οποίο τοποθετούνται πλαίσια στο SketchUp, καθώς και άλλα συμπληρωματικά στοιχεία. Σημειώνεται ότι ο χρήστης πρέπει πρώτα να επιλέξει στην σχεδιασμένη επιφάνεια Edit Group.

- 1) User Database: ο χρήστης μπορεί να εισάγει τα βασικά στοιχεία ενός φωτοβολταϊκού πλαισίου, το οποίο δεν υπάρχει στην βιβλιοθήκη του Skelion:



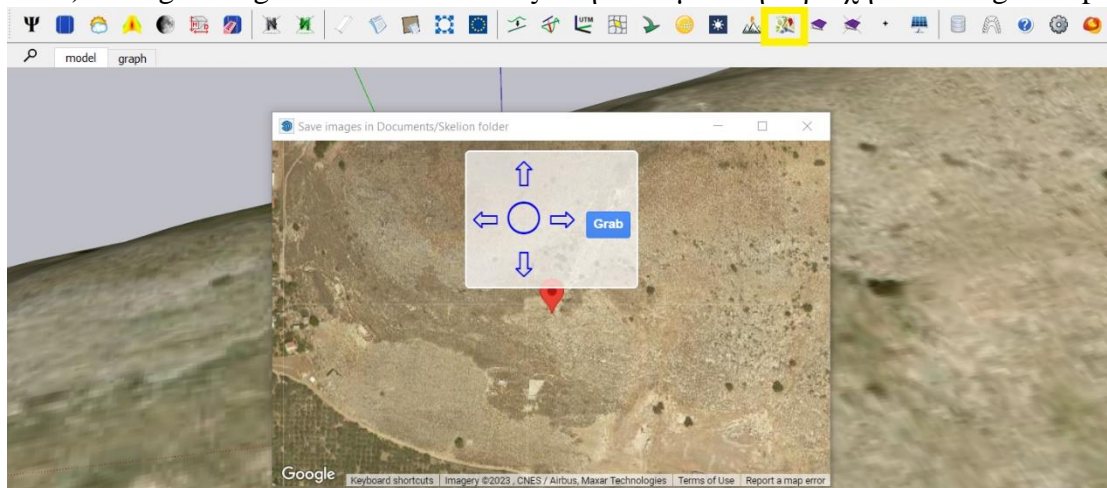
Εικόνα B-5: Εντολή Skelion - User Database

- 2) Sun Path Chart: σχεδιάζεται ο ηλιακός χάρτης της περιοχής για επιλεγμένες από το χρήστη περιόδους, αφού εισαχθούν τα μετεωρολογικά δεδομένα όπως περιγράφεται στην παράγραφο 4.3.2.



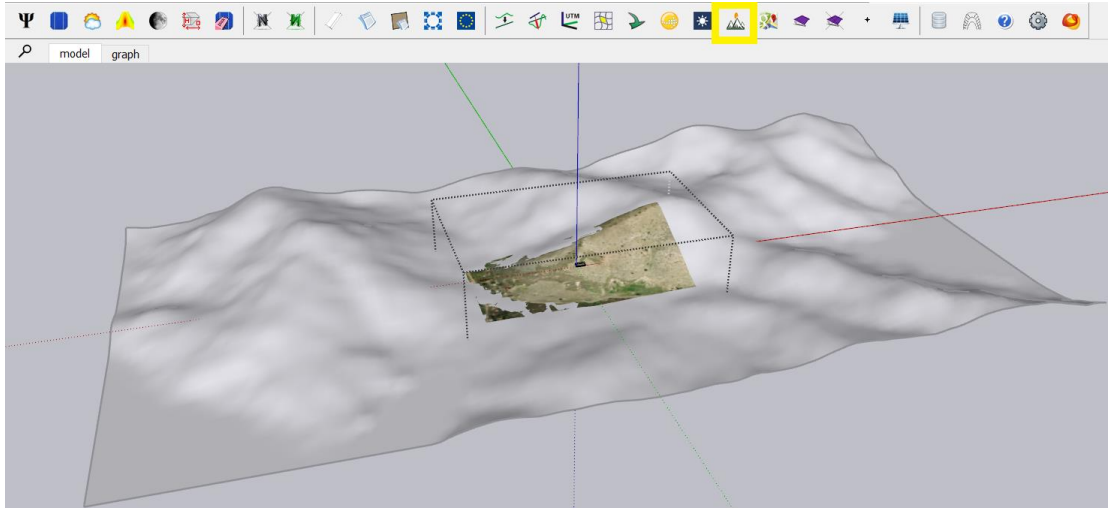
Εικόνα B-6: Εντολή Skelion - Sun Path Chart

- 3) Google image: το Skelion εντοπίζει την υπό μελέτη περιοχή στο Google Maps



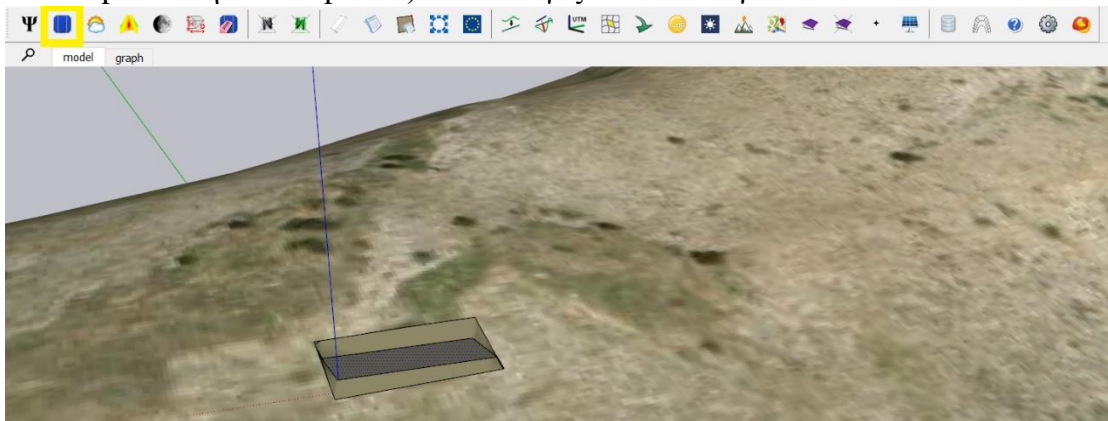
Εικόνα B-7: Εντολή Skelion - Google image

- 4) Relief: Το Skelion συμπληρώνει περαιτέρω την τρισδιάστατη γεωγραφία της περιοχής για μελέτη σκίασης μέσω του ίδιου. Οι προστιθέμενες, γκρι περιοχές δεν μπορούν να υποστούν επεξεργασία



Εικόνα B-8: Εντολή Skelion – Relief

- 5) Insert solar components: ο χρήστης εισάγει φωτοβολταϊκά πλαίσια μέσα από την βιβλιοθήκη του Skelion ή μέσα από αυτά που έχει εισάγει ο ίδιος. Προτού επιλεγθεί η εντολή πρέπει να επιλεγθεί και η επιφάνεια προς αξιοποίηση. Στην καρτέλα που εμφανίζεται ο χρήστης εισάγει το επιθυμητό πλαίσιο, το πλήθος του, τα χωροταξικά στοιχεία του (αποστάσεις μεταξύ strings, πλαισίων, επιλογή portrait ή landscape κτλ). Οι επιλογές στο Pitch αγνοούνται.

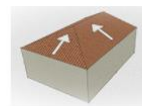
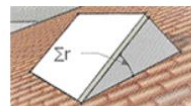


Εικόνα B-9: Εντολή Skelion - Insert solar components

## Orientation

(360 convention)

- Azimuth ( $\Psi$ ):  Tilt( $\Sigma$ ):   
 Tilt ( $\Sigma$ ):  ( $\Psi = \Psi_{\text{face}}$ )  
 Relative tilt ( $\Sigma_r$ ):  ( $\Psi = \Psi_{\text{face}}$ ) ( $\Sigma_r = 0 \rightarrow$  coplanar)



## Component



Selected: Eco Delta:ECO-530-550M-72LHC

Length:

Width:  Eco Delta:ECO-530-550M-72LHC (User pvmodules.csv)

Thickness:  [Change database](#)

Power (W):


Weight (Kg):

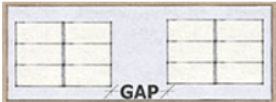



Εικόνα B-10: Εντολή Skelion - Insert solar components: Επιλογή κατεύθυνσης και πλαισίου



Στο change database επιλέγεται το user database, για να επιλεγθεί το πλαίσιο του χρήστη.


Maximum num. of panels inserted.(If you use stack then is aprox.)

 Vertical gap  each  rows.

 Horizontal gap  each  panels.

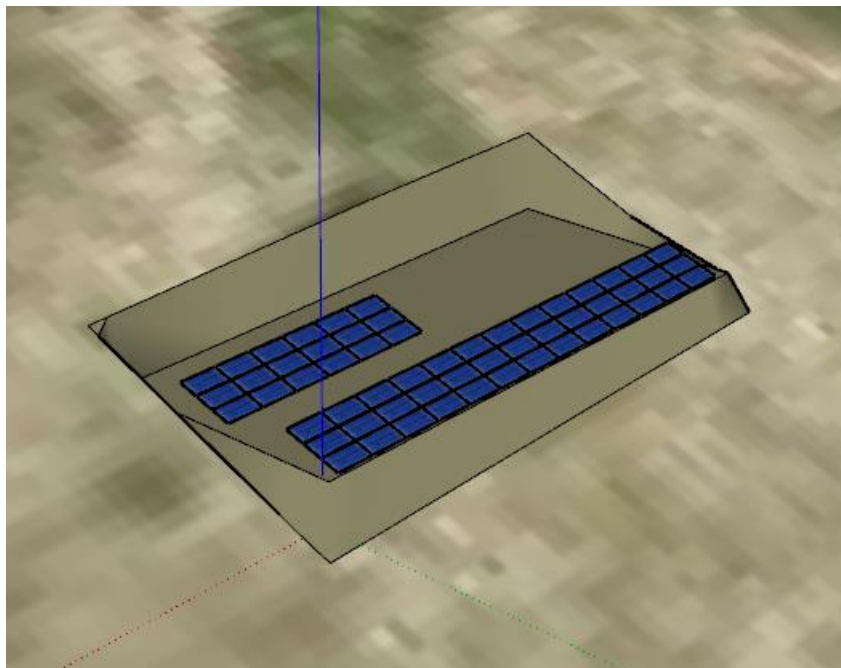
 Space between panels [S]:

  Portrait   Landscape

 Stack components :  Stack space [K]:

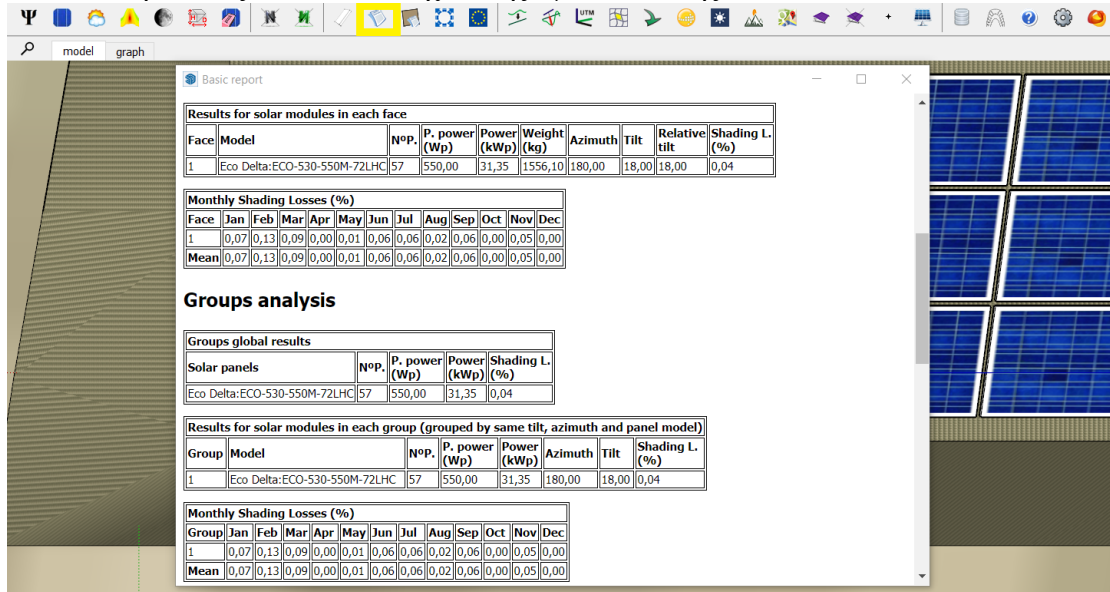
Εικόνα B-11: Εντολή Skelion - Insert solar components: Χωροταξία πλαισίων

Στην εικόνα B-11 φαίνεται η διάταξη μίας συστοιχίας. Η εν λόγω συστοιχία αποτελείται από 57 πλαίσια με ενδιάμεσο κενό μεταξύ τους 5cm οριζόντια και 5cm μεταξύ των 3 σειρών. Σε περίπτωση που απαιτούνται 2 σειρές αυτές θα απέχουν 2m.



Εικόνα B-12: Εντολή Skelion - Insert Solar Components - Αναπαράσταση φωτοβολταϊκών πλαισίων

6) Report: το Skelion εκτελεί μελέτη σκίασης και εξάγει μηνιαία αποτελέσματα. Παρουσιάζει όλα τα στοιχεία της εγκατάστασης.










Εικόνα Β-13: Εντολή Skelion – Report

## Γ. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ: ΤΕΧΝΙΚΟ ΦΥΛΛΑΔΙΟ ΤΟΥ ΕΠΙΛΕΓΜΕΝΟΥ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΥ ΠΛΑΙΣΙΟΥ

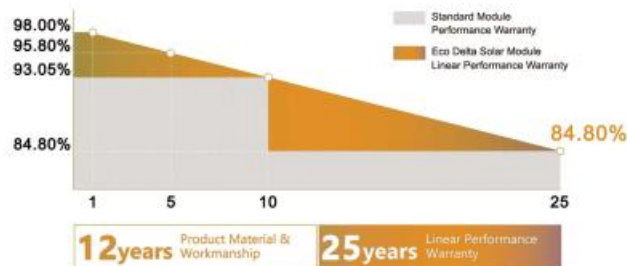
### ECO DELTA MBB Mono Half-cut 182 Cell PV Module ECO-530-550M-72LHC



- 
**INNOVATIONAL HALF-CELL TECHNOLOGY**  
 Half cut cell technology can reduce the internal power loss and improve component overall power. Excellent heat dissipation avoids hot spot production.
- 
**OPTIMIZED BUSBAR NUMBER**  
 New circuit design  
 Lower internal current, lower internal loss
- 
**INNOVATIVE PERC CELL TECHNOLOGY**  
 Excellent cell efficiency and output.
- 
**REDUCE SHADOW LOSS**  
 Effectively reduces the effect of shadow on the module surface.
- 
**REDUCE INTERNAL MISMATCH LOSS**  
 Reduces mismatch loss and improves output.
- 
**PASSED HAIL TEST**  
 Certified to hail resistance: ice ball size (d=45mm) and ice ball velocity (v=30.7m/s).
- 
**PID RESISTANCE**  
 Excellent PID resistance at 96 hours (@85°C/85%) test, and also can be improved to meet higher standards for the particularly harsh environment.



#### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



#### QUALITY WARRANTY

Eco Delta guarantees that defects will not appear in materials and workmanship defined by IEC61215 or IEC61730 under normal installation, use and maintenance as specified in Eco Delta's installation manual for 12 years from the warranty starting date.

Εικόνα Γ-1: Τεχνικό φυλλάδιο επιλεγμένου φωτοβολταϊκού πλαισίου – 1

**ECO DELTA MBB Mono Half-cut 182 Cell PV Module**  
**ECO-530-550M-72LHC**



ELECTRICAL DATA @ STC		ECO-530M-72 LHC	ECO-535M-72 LHC	ECO-540M-72 LHC	ECO-545M-72 LHC	ECO-550M-72 LHC
Peak Power(Pmax)	(W)	530	535	540	545	550
Maximum Power Voltage (Vmp)	(V)	41.57	41.80	42.03	42.26	42.49
Maximum Power Current(Imp)	(A)	12.75	12.80	12.85	12.90	12.95
Open-circuit Voltage (Voc)	(V)	49.63	49.76	49.89	50.02	50.15
Short-circuit Current(Isc)	(A)	13.50	13.55	13.60	13.65	13.70
Module Efficiency (%)		20.53	20.73	20.92	21.12	21.31
Operating Temperature		-40°C~+85°C				
Maximum System Voltage		□1000V □1500V				
Maximum Series Fuse Rating		20A				
Power Tolerance		0~+3%				

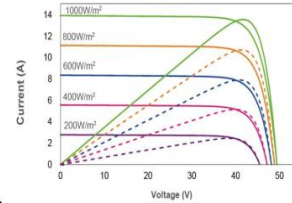
\*STC (Standard Test Condition); Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Module Temperature 25°C, AM 1.5

ELECTRICAL DATA @ NMOT		ECO-530M-72 LHC	ECO-535M-72 LHC	ECO-540M-72 LHC	ECO-545M-72 LHC	ECO-550M-72 LHC
Peak Power(Pmax)	(W)	401	405	409	413	417
MPP Voltage (Vmp)	(V)	38.45	38.65	38.88	39.07	39.27
MPP Current(Imp)	(A)	10.43	10.48	10.52	10.57	10.62
Open Circuit Voltage (Voc)	(V)	46.16	46.28	46.40	46.52	46.64
Short Circuit Current(Isc)	(A)	11.05	11.09	11.13	11.17	11.21

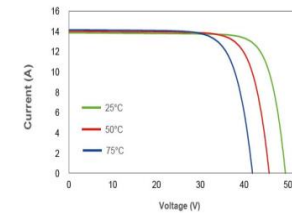
\*Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), Irradiance of 800W/m<sup>2</sup>, Spectrum AM 1.5, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s

TEMPERATURE CHARACTERISTICS		
Temperature coefficient of Pmax		-0.36%/k
Temperature coefficient of Voc		-0.26%/k
Temperature coefficient of Isc		0.04%/k
NMOT		41±3°C

Current-Voltage Curve under different irradiance



Current-Voltage Curve under different working temperatures



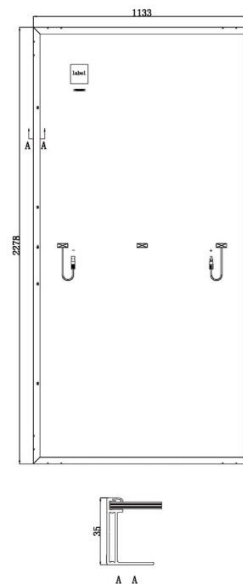
Εικόνα Γ-2: Τεχνικό φυλλάδιο επιλεγμένου φωτοβολταϊκού πλαισίου – 2

MECHANICAL DATA		
Cell Type		Mono-Crystalline, 182*91mm
Cell Arrangement		144pcs (2 (6*12))
Dimension (L*W*H)		2278 x 1133 x 35 mm
Weight		27.3kg
Front Cover		3.2mm Tempered Glass
Frame		Anodized Aluminium Alloy
Junction Box		IP68, 3 Bypass Diodes
Cable Type		4mm <sup>2</sup>
Length of Cable		1200mm
Connector		PV Connector

OPTIONAL		
Frame		□Black
Backsheet		□Black
Connector		□Original MC4
Cable		□400mm □1250mm
Module Size		□Customized

PACKING MANNER		
Packing Type		40'HQ
Piece/Pallet		30
Piece/Container		600

\*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, ECO DELTA POWER CO., LTD Reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.



Εικόνα Γ-3: Τεχνικό φυλλάδιο επιλεγμένου φωτοβολταϊκού πλαισίου – 3

## ΑΝΑΦΟΡΕΣ

- [1] Ζ. Α., ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ, ΑΘΗΝΑ: ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ, 2018.
- [2] «Ν. 2773/99 (Τεύχος ΦΕΚ Α' 286/22-12-99),» ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.
- [3] «Μια "ακτινογραφία" της ελληνικής αγοράς φωτοβολταϊκών 2010-2022,» ΣΥΝΔΕΣΜΟΣ ΕΤΑΙΡΙΩΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ, 2022.
- [4] «Ν. 4416/2016 (ΦΕΚ 149 Α'),» ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.
- [5] «Έννέα ρεκόρ έσπασε η ενεργειακή αγορά το 2022,» *Η ΚΑΘΗΜΕΡΙΝΗ*, 2023.
- [6] HWEA, «HWEA Wind Energy Statistics - 2022,» 2022.
- [7] «Μη Διασυνδεδ. Νησιά,» Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας.
- [8] «Διασύνδεση Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα Υψηλής Τάσης,» ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.
- [9] «The map of interconnections to be completed by 2030,» ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.
- [10] Α. ΚΙΜΩΝΑΣ, ΘΕΡΜΙΚΑ - ΗΛΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ, ΑΘΗΝΑ: ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ, 2015.
- [11] F. Mark, «Main Components of Large PV Systems,» College of Earth and Mineral Sciences, Penn State University.
- [12] «Περιβαλλοντική έκθεση ΑΣΠ Κω,» ΑΣΠ Κω, Κως, 2022.
- [13] Σ. Παναγιώτης, «Υποβρύχια Καλώδια Μέσης Τάσης ΔΕΗ,» Πάτρα, 2020.
- [14] «Τεχνική Οδηγία Τεχνικού Επιμελητηρίου Ελλάδος 20701-3/2010,» Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδος, Αθήνα, 2012.
- [15] «PV Module Full List Data,» California Energy Commission, California.
- [16] Π. Σταμάτης, ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΕΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ, ΣΕΛΚΑ - 4Μ ΕΠΕ, 2011.
- [17] «Forecast of the average electric power consumption per capita in Greece from 2010 to 2025,» Statista.
- [18] J. G. Andrzej Ożadowicz, «Energy saving in the street lighting control system—a new,» CrossMark, 2016.
- [19] «EU funding possibilities in the energy sector,» European Union.