



ΔΠΜΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΙ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ



ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ

ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΕΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

2021

ΟΝΟΜΑΤΕΠΩΝΥΜΟ
ΔΕΛΗΔΗΜΟΣ ΧΡΗΣΤΟΣ
ΑΡΙΘΜΟΣ ΜΗΤΡΩΟΥ
03300873
ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ
ΤΖΙΒΑΝΙΔΗΣ ΧΡΗΣΤΟΣ

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ:

ΠΕΡΙΛΗΨΗ	3
ABSTRACT	4
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 - ΠΑΓΚΟΣΜΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΓΙΓΝΕΣΘΑΙ	
1.1 Ιστορική Αναδρομή	5
1.2 Παγκόσμιες ενεργειακές καταναλώσεις	6
1.3 Ενεργειακό μίγμα ανά πηγή ενέργειας	7
1.4 Εκπεμπόμενοι ρύποι	9
1.5 Διεθνής περιβαλλοντική πολιτική	11
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 – ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	
2.1 Ο ήλιος ως πηγή ενέργειας	12
2.2 Σύγχρονοι μέθοδοι ηλεκτροπαραγωγής μέσω ηλιακής ακτινοβολίας	13
2.2.1 Σταθμοί συγκέντρωσης ηλιακής ισχύος (CSP)	13
2.2.2 Ενσωμάτωση ηλιακών σταθμών στην παραγωγή ενέργειας	15
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 - ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ	
3.1 Αρχή λειτουργίας φωτοβολταϊκών σταθμών	16
3.2 Τεχνολογίες φωτοβολταϊκών και βασικά χαρακτηριστικά	17
3.3 Εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς, προοπτικές και εφαρμογές	19
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 - ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	
4.1 Εισαγωγή	23
4.2 Γεωγραφική θέση μελέτης και προσανατολισμός	24
4.3 Επιλογή παραμέτρων συστήματος	26
4.4 Υπολογισμός απωλειών	35
4.5 Έλεγχος σκίασης	39
4.6 Αποτελέσματα προσομοίωσης	45
4.7 Παραμετρικές μελέτες και αξιολόγηση επένδυσης	48
4.8 Περιβαλλοντικές επιπτώσεις	59
4.9 Συμπεράσματα	61
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 - ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΑΥΤΟΝΟΜΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ	
5.1 Εισαγωγή	62
5.2 Γεωγραφική θέση και προσανατολισμός	63
5.3 Ενεργειακές καταναλώσεις	65
5.4 Προδιαστασιολόγηση	70
5.5. Επιλογή συσσωρευτών	73
5.6 Επιλογή φωτοβολταϊκών πλαισίων και ρυθμιστών φόρτισης	77
5.7 Επιλογή μετατροπών τάσεως DC-AC (inverter)	83
5.8 Επιλογή εφεδρικής γεννήτριας	84
5.9 Επιλογή μέσων προστασίας	84
5.10 Απώλειες και σκίαση	86
	1

5.11 Αποτελέσματα προσομοίωσης	86
5.12 Παραμετρικές μελέτες και αποτελέσματα	94
5.13 Οικονομική ανάλυση παραμετρικών μελετών	106
5.14 Συμπεράσματα	115
Βιβλιογραφία	117
Ιστοσελίδες	119

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε στα πλαίσια του Διατμηματικού Μεταπτυχιακού Προγράμματος Σπουδών «Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας» του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου. Θέμα της είναι η εφαρμογή φωτοβολταϊκών συστημάτων ισχύος έως 500kW συνδεδεμένων με το δίκτυο, καθώς και η εφαρμογή αυτόνομου συστήματος φωτοβολταϊκών με αποθήκευση ενέργειας για την κάλυψη ενεργειακών αναγκών συγκροτήματος κατοικιών.

Παραδοσιακά μέχρι σήμερα το μεγαλύτερο ποσοστό παραγωγής ενέργειας προκύπτει από την αξιοποίηση ορυκτών καυσίμων. Όμως η ραγδαία ανάπτυξη της βιομηχανικής παραγωγής και οι ολοένα αυξανόμενες ενεργειακές απαιτήσεις των ανεπτυγμένων χωρών καθιστούν τη χρήση τέτοιων πόρων εξαιρετικά αντιοικονομικούς αλλά και καταστρεπτικούς για το περιβάλλον λόγω των εκπεμπόμενων ρύπων από την καύση των ορυκτών καυσίμων.

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται παγκοσμίως η στροφή προς εναλλακτικές πηγές ενέργειας με έμφαση στις ανανεώσιμες. Στον ελλαδικό χώρο η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας βασίζεται πρωτίστως σε λιγνιτικές μονάδες. Το 2019 η ελληνική κυβέρνηση δεσμεύτηκε σε πλήρη «απολιγνιτοποίηση» του εθνικού ενεργειακού συστήματος έως το έτος 2028. Έκτοτε κυρώθηκε το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) το οποίο έρχεται να συμβάλει στη νέα Πράσινη Συμφωνία που προωθείται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή. Με αυτό θέτονται στόχοι για το έτος 2030 η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε πάνω από 56% σε σχέση με τις εκπομπές του έτους 2005, η συμμετοχή των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση σε ποσοστό 35% και η βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης ώστε η τελική κατανάλωση ενέργειας το έτος 2030 να είναι χαμηλότερη από αυτή που καταγράφηκε το έτος 2017.

Παρατηρείται λοιπόν ένα αυξανόμενο επιχειρηματικό ενδιαφέρον προς την εγκατάσταση μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ΑΠΕ, ενώ ταυτόχρονα προωθείται η ενεργειακή αναβάθμιση υφισταμένων κτιριακών εγκαταστάσεων μέσω κρατικών επιχορηγήσεων.

Με την παρούσα διπλωματική εργασία εξετάζεται η οικονομική βιωσιμότητα τέτοιων επενδύσεων για φωτοβολταϊκούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας. Με τη βοήθεια λογισμικού προγράμματος PVsyst γίνεται προσομοίωση των φωτοβολταϊκών σταθμών στα οποία επιλέγονται τα φωτοβολταϊκά πλαίσια, οι αντιστροφείς, η χωροθέτηση και ο τρόπος σύνδεσης. Για παραμετρικές λύσεις υπολογίζεται η τελική παραγωγή ενέργειας, οι απώλειες που παρατηρούνται για κάθε λύση και η οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης. Στη συνέχεια γίνεται προσομοίωση για αυτόνομο σύστημα φωτοβολταϊκών με παραμετρικές λύσεις για το επίπεδο τάσης και τις επιθυμητές μέρες αυτονομίας όσον αφορά την επιλογή των συσσωρευτών. Κατά την προσομοίωση επιλέγονται το πλήθος των συσσωρευτών, τα φωτοβολταϊκά πλαίσια και οι ρυθμιστές φόρτισης και όμοια με τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς παίρνουμε σαν αποτέλεσμα την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τις απώλειες για κάθε λύση που προτείνεται και γίνεται οικονομική αξιολόγηση.

ABSTRACT

This thesis is a part of MSc program “Energy Production and Management” of National Technical University of Athens. Its subject is the implementation of grid connected photovoltaic systems of power up to 500kW, as well as the implementation of autonomous system of photovoltaics with energy storage able to supply the energy needs of a residential complex up to four households.

To this day, the largest percentage of energy production results from the exploitation of fossil fuels. However, the rapid growth of industrial production along with the growing energy requirements of developed countries make the use of such resources extremely uneconomical and more importantly destructive to the environment due to the pollutants emitted from the burning of fossil fuels.

In recent years there has been a worldwide shift towards alternative energy resources with an emphasis on renewables. Greece is a country where the production of electricity is based primarily on lignite plants. In 2019, the Greek government committed itself to a complete “de-ligation” of the national energy system until the year 2028. Since then, the National Energy and Climate Plan (NECP) has been ratified, which comes to contribute to the new Green Agreement promoted by the European Commission. This sets target goals for the year 2030 to reduce greenhouse gas emissions by over 56% compared to 2005 emissions, increase the share of RES in gross final consumption by 35% and the improvement of energy efficiency so that the final energy consumption in the year 2030 to be lower than that recorded in the year 2017.

Therefore, there is a growing business interest in the installation of RES electricity generation units, while at the same time the government promotes energy class upgrades of existing building facilities through state subsidies.

This thesis examines the financial viability of such investments for photovoltaic power plants. With the help of software program, the photovoltaic stations are simulated. For the simulation the photovoltaic panels, the inverters the geographical location and the means of connection are selected. For parametric solutions, the final energy production, the losses observed for each solution and the economic evaluation of the investment are calculated. Then a simulation is performed for an autonomous photovoltaic system with parametric solutions for the voltage level and the desired days of autonomy regarding the choice of batteries. During the simulation, the number of batteries, the photovoltaic panels and the charge controllers are selected. Similar to the photovoltaic stations mentioned above, the output results are the energy production, the losses and an economic evaluation for each solution that is proposed.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 – ΠΑΓΚΟΣΜΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΓΙΓΝΕΣΘΑΙ

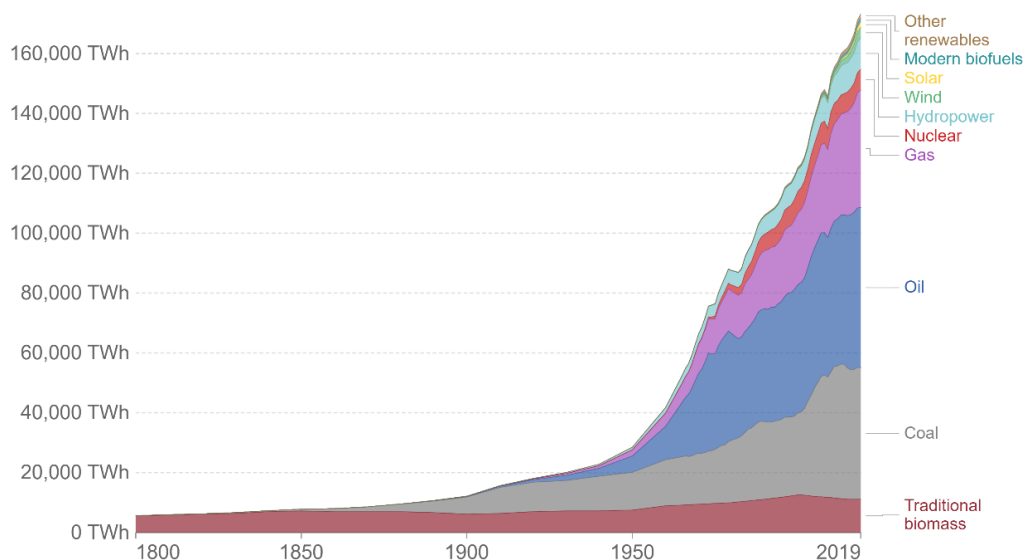
1.1 Ιστορική αναδρομή

Με την συνεχόμενη εξέλιξη της τεχνολογίας, την αναβάθμιση του βιοτικού επιπέδου των κοινωνιών και τη συνεχή ανάγκη των βιομηχανιών για μεγιστοποίηση της παραγωγής παρατηρείται διαχρονικά σχετικά σταθερή αύξηση της κατανάλωσης ενέργειας σε παγκόσμιο επίπεδο. Πράγματι, η ανθρώπινη δραστηριότητα συνδέεται από τα πρώτα χρόνια της ύπαρξής της με την αξιοποίηση φυσικών πόρων για την παραγωγή ενέργειας ώστε να εξασφαλίσει τις ανάγκες της. Η σχέση αυτή ξεκινά με την ανακάλυψη της φωτιάς και την καύση ξύλου. Έπειτα περί το 4.000 π.Χ. παρατηρείται η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας από τον άνθρωπο με την εμφάνιση των πρώτων ιστιοφόρων και ανεμόμυλων και στη συνέχεια η εκμετάλλευση του νερού με την κατασκευή νερόμυλων και συστημάτων άρδευσης με αποτέλεσμα να αυξάνεται ραγδαία ο ρυθμός πολιτιστικής ανάπτυξης. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ηλιακή, αιολική, ενέργεια νερού και βιομάζα) ήταν για αρκετές χιλιάδες χρόνια πρωταγωνιστές στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών. Η εκμετάλλευση ορυκτών καυσίμων για την παραγωγή ενέργειας παρατηρείται για πρώτη φορά με τη βιομηχανική επανάσταση (1760-1860). Τη χρονική περίοδο αυτή έγινε δυνατή η μετατροπή της θερμότητας σε κινητική ενέργεια, μέσω της καύσης άνθρακα, γεγονός που οδήγησε σε δραματική βιομηχανική ανάπτυξη. Επόμενο στάδιο της εκμετάλλευσης στερεών ορυκτών καυσίμων, ήταν η εκμετάλλευση κοιτασμάτων πετρελαίου και μετέπειτα φυσικού αερίου. Επιπλέον, μόλις πριν μισό αιώνα ξεκίνησε η αξιοποίηση της πυρηνικής ενέργειας. Τέλος, η αύξηση των εκπομπών των αερίων θερμοκηπίου και διοξειδίου του άνθρακα που παρατηρήθηκε από την καύση των ορυκτών καυσίμων είχε σαν επακόλουθο τη μετάβαση εκ νέου της ανθρωπότητας στην εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας με διάφορους τρόπους. [4]

Global primary energy consumption by source

Primary energy is calculated based on the 'substitution method' which takes account of the inefficiencies in fossil fuel production by converting non-fossil energy into the energy inputs required if they had the same conversion losses as fossil fuels.

Our World
in Data



Source: Vaclav Smil (2017) & BP Statistical Review of World Energy

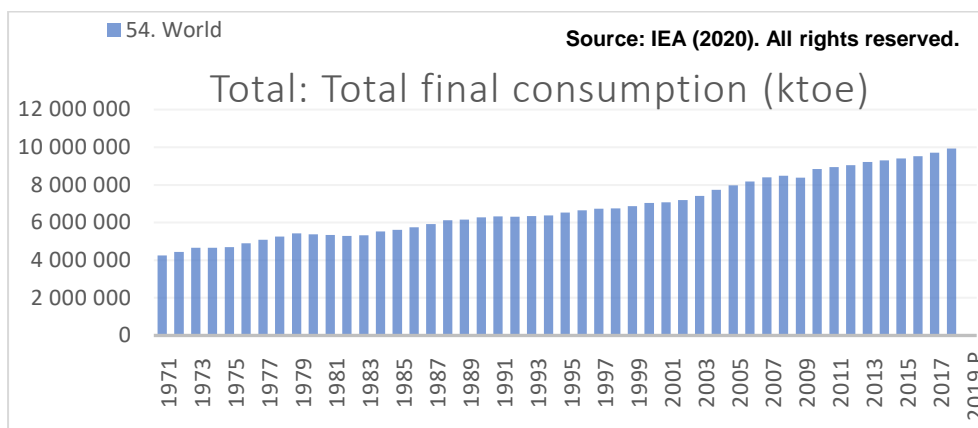
OurWorldInData.org/energy • CC BY

Διάγραμμα 1-1 Παγκόσμια κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας ανά πηγή

Πηγή: <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>

1.2. Παγκόσμιες ενεργειακές καταναλώσεις

Ως ενεργειακές καταναλώσεις νοούνται οι καταναλώσεις πρωτογενούς ενέργειας. Αυτό σημαίνει ενέργεια που προκύπτει από φυσικούς πόρους (ορυκτά καύσιμα, ηλιακή ενέργεια, κτλ.) χωρίς να υπάρξει κάποια διεργασία σε άλλη μορφή ενέργειας όπως κινητική ή μηχανική. Σχετικά με τα ορυκτά καύσιμα, όπως προαναφέρθηκε, η παραγόμενη ενέργεια προκύπτει από την καύση τους για την εκμετάλλευση της παραγόμενης θερμότητας. Η περισσότερη διαθέσιμη ενέργεια όμως από την καύση των ορυκτών καυσίμων παραμένει ανεκμετάλλευτη σε ποσοστό περίπου 70% [4]. Απώλειες βέβαια προκύπτουν και από την εκμετάλλευση ΑΠΕ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε παρόμοιο ποσοστό. Συνεπώς, γίνονται συνεχείς προσπάθειες για την όλο και περισσότερη ποιοτική εκμετάλλευση των διαθέσιμων φυσικών πόρων. Σε συνδυασμό με τις αυξανόμενες ενεργειακές απαιτήσεις ετησίως παρατηρείται συνεχόμενη αύξηση της καταναλισκόμενης ενέργειας (Διάγραμμα 1-2).

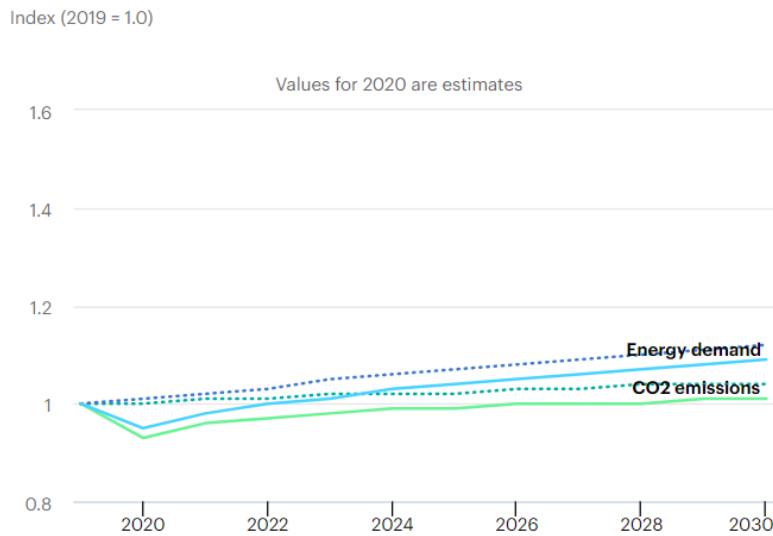


Διάγραμμα 1-2 Συνολική κατανάλωση ενέργειας ετησίως σε ktoe

Πηγή: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-products?filter=balances%2Fstatistics>

Από τα στατιστικά δεδομένα του οργανισμού International Energy Agency επιβεβαιώνεται ο παραπάνω ισχυρισμός για την περίοδο 1971 - 2019 με μοναδική εξαίρεση το έτος 2009. Η μείωση ενεργειακής κατανάλωσης το συγκεκριμένο έτος οφείλεται στην παγκόσμια χρηματοπιστωτική κρίση της εποχής (2007-2009) [5]. Αντίστοιχη μείωση καταναλισκόμενης ενέργειας παρατηρήθηκε κατά το έτος 2020 λόγω έξαρσης της πανδημίας Covid-19, ενώ για τα επόμενα έτη εκτιμάται επάνοδος στην ενεργειακή ζήτηση με συνεπακόλουθη την αύξηση εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (Διάγραμμα 1-3). Στο παρακάτω διάγραμμα η ενεργειακή ζήτηση αντιπροσωπεύεται με δείκτη όπου για το έτος 2019 θεωρείται ίση με 1. Παράλληλα, παρουσιάζεται για την ίδια χρονική περίοδο η εκτιμώμενη ενεργειακή ζήτηση σε περίπτωση που δεν είχε προκύψει η υγειονομική κρίση όπου και παρατηρούμε πως αναμενόταν ακόμα μεγαλύτερη αύξηση της ζήτησης στην επόμενη δεκαετία.

Global energy demand and CO2 emissions trends in the Stated Policies Scenario, 2019-2030



IEA. All Rights Reserved

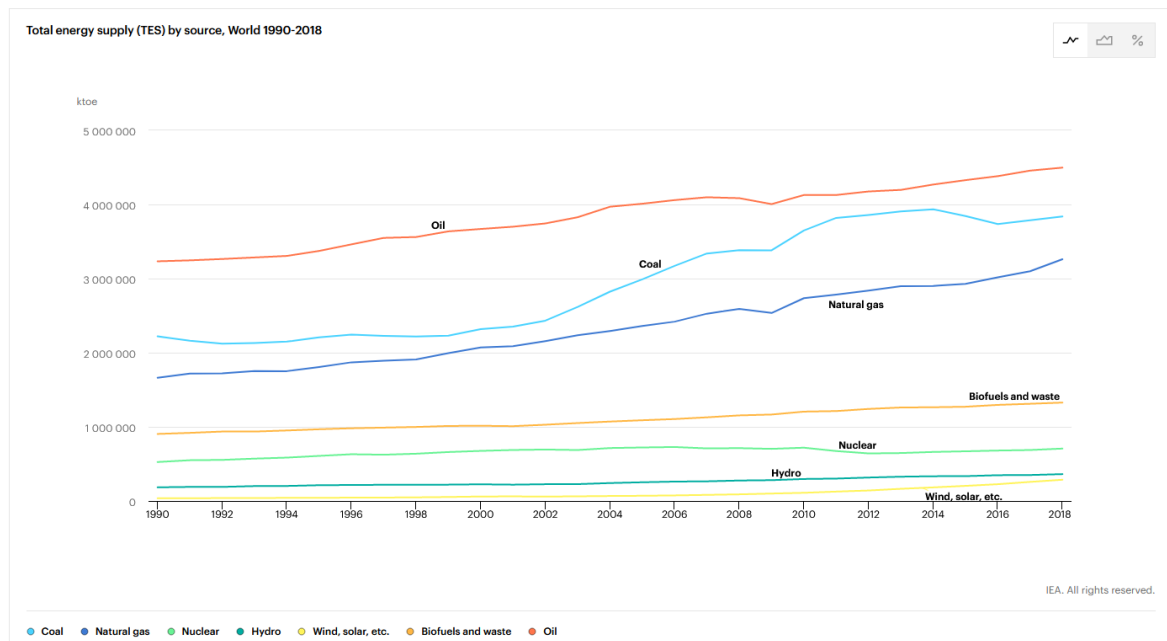
- Energy demand
- Pre-crisis energy demand trajectory
- CO2 emissions
- Pre-crisis CO2 emissions trajectory

Διάγραμμα 1-3 Εκτιμήσεις ζήτησης σε ενέργεια και εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (2020 - 2030)

Πηγή: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-energy-demand-and-co2-emissions-trends-in-the-stated-policies-scenario-2019-2030>

1.3 Ενεργειακό μίγμα ανά πηγή ενέργειας

Το ποσοστό συμμετοχής των πηγών ενέργειας στο συνολικό ενεργειακό μίγμα για την κάλυψη των αναγκών ανά τα χρόνια είναι διαρκώς μεταβαλλόμενο και εξαρτάται από παράγοντες όπως ο βαθμός απόδοσης της εκάστοτε πηγής ενέργειας, τα διαθέσιμα τεχνολογικά μέσα για την αξιοποίησή της και οι εκπεμπόμενοι ρύποι. Όπως περιεγράφηκε συνοπτικά κατά την ιστορική αναδρομή, από τις αρχές της βιομηχανικής επανάστασης πρωταρχικό ρόλο στην παραγωγή ενέργειας αποτελούσαν τα ορυκτά καύσιμα και συγκεκριμένα ο άνθρακας και το πετρέλαιο. Οι συγκεκριμένες πηγές ενέργειας όμως δεν είναι διαθέσιμες επ' αορίστου και η συνεχής αύξηση της ζήτησης ελλοχεύει τον κίνδυνο της εξάντλησής τους. Ταυτόχρονα, μετά από αλλεπάλληλες διακρατικές συμφωνίες περί μείωσης των περιβαλλοντικών επιπτώσεων από την καύση ορυκτών καυσίμων, παρατηρείται ολοένα και περισσότερη διεύθυνση των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα αν και με βραδείς ρυθμούς (Διάγραμμα 1-4). Αυτό οφείλεται στη στοχαστικότητα της ηλεκτρικής ισχύος που παράγουν, ανάλογη της στοχαστικής μηχανικής ισχύος εισόδου που προσφέρεται σε αυτές (π.χ. αιολική ισχύς στην περίπτωση των ανεμογεννητριών) [6]. Σε συνδυασμό λοιπόν με την ήδη στοχαστική φύση του συνεχώς μεταβαλλόμενου φορτίου σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο δημιουργούνται προκλήσεις για την απορρόφηση των ΑΠΕ.



Διάγραμμα 1-4 Συνολική προσφορά ενέργειας ανά πηγή ενέργειας (1990-2018)

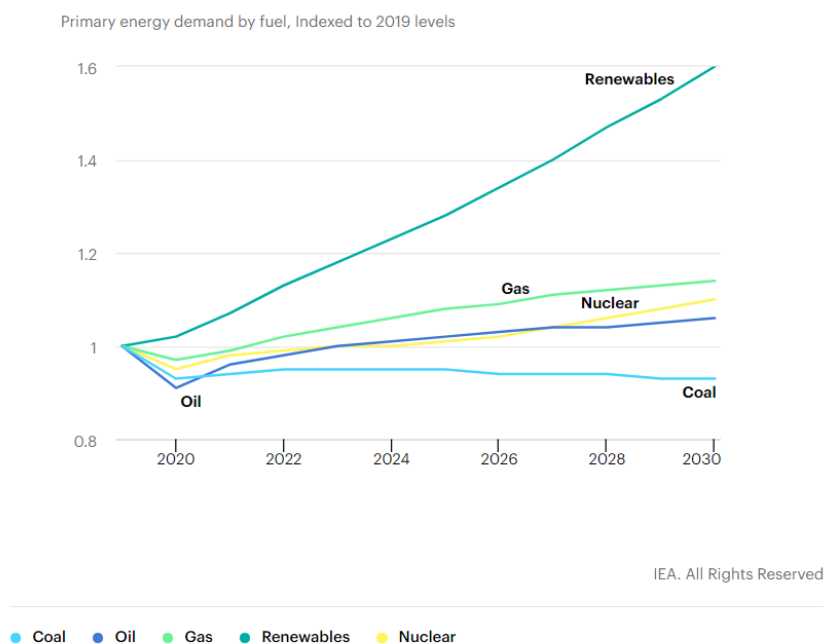
Πηγή: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy-consumption&indicator=TFCSHareBySector>

Με βάση τα στατιστικά στοιχεία της ΙΕΑ, παρά τις προσπάθειες μείωσης των εκπεμπόμενων ρύπων τα ορυκτά καύσιμα παραμένουν μέχρι σήμερα η κύρια πηγή για την παραγωγή ενέργειας με πρωταγωνιστές τα προϊόντα πετρελαίου. Παρατηρούμε επίσης πως το φυσικό αέριο παραμένει σε επίπεδα εκμετάλλευσης χαμηλότερα από τον άνθρακα. Ο λόγος για όλα τα παραπάνω είναι πως για την επίτευξη χαμηλότερων επιπέδων ρύπων καταβλήθηκαν προσπάθειες για την ανάπτυξη τεχνολογιών που εστιάζουν στην παγίδευση των εκπεμπόμενων ρύπων. Έτσι για ίδια την ίδια κατανάλωση ορυκτών καυσίμων επιτυγχάνεται μικρότερο ποσό εκπεμπόμενων ρύπων ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας. Στο αμέσως επόμενο χαμηλότερο επίπεδο εκμετάλλευσης διαχρονικά παρατηρείται η παραγωγή ενέργειας από βιομάζα και από την καύση σκουπιδιών. Η βιομάζα ανήκει στην οικογένεια των ΑΠΕ και δε συμβάλει στην επιδείνωση του φαινομένου του θερμοκηπίου [21]. Από την άλλη γίνονται συνεχώς αυξανόμενες προσπάθειες για τη διαχείριση αποβλήτων και η καύση σκουπιδιών αποτελεί μια τέτοια διαχείριση. Προϋπόθεση όμως για την καύση σκουπιδιών αποτελεί η κατάλληλη επεξεργασία τους για την αποφυγή εκπομπής διοξινών η οποία αποδεικνύεται αρκετά κοστοβόρα. Τέτοια επεξεργασία για παράδειγμα γίνεται σε Χώρους Υγειονομικής Ταφής Υπολειμμάτων (Χ.Υ.Τ.Υ.) [22]. Η ανάπτυξη όμως της τεχνολογίας αυτής δε βρίσκει ακόμα ευρεία κοινωνική αποδοχή. Σχετικά με την πυρηνική ενέργεια παρατηρείται σταθερή ανάπτυξή της μέχρι το έτος 2011 κατά το οποίο συνέβη το ατύχημα του πυρηνικού αντιδραστήρα της Φουκοσίμα. Έκτοτε οι καταστρεπτικές συνέπειές του αποτέλεσαν ανάχωμα για την εξέλιξη της συγκεκριμένης τεχνολογίας αν και από το 2017 παρατηρείται μια ελάχιστη αύξηση σε προσφορά ενέργειας. Τέλος η υδροηλεκτρική ενέργεια μαζί με την αιολική και την ηλιακή έχουν το μικρότερο μερίδιο συμμετοχής στο συνολικό ενεργειακό μίγμα. Η στοχαστικότητα αυτών των πηγών ενέργειας έχει σαν αποτέλεσμα όμως την ανάπτυξη τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας. Προς το παρόν οι περισσότερες προσπάθειες εστιάζονται στην αποθήκευση ενέργειας μέσω αντλησιοταμίευσης, συστημάτων LAES (liquid air energy storage), συστημάτων ACAES (Adiabatic Compressed Air Energy Storage), συσσωρευτών και υβριδικών συστημάτων (Power to power). Αναμενόμενη

όμως είναι και η ανάπτυξη τεχνολογιών Power to Heat (θερμική αποθήκευση) και Power to Fuel (επεξεργασία υδρογόνου, μεθανίου, μεθανόλης, κτλ.). [7]

Συνεπώς οι αντίστοιχες εκτιμήσεις για το ενεργειακό μίγμα στην επόμενη δεκαετία δείχνουν μια εντελώς διαφορετική εικόνα σύμφωνα με τα δεδομένα της IEA (Διάγραμμα 1-5).

Key fuel trends in the Stated Policies Scenario, 2019-2030



Διάγραμμα 1-5 Ζήτηση πρωτογενούς ενέργειας ανά καύσιμο - Εκτιμήσεις μέχρι το έτος 2030

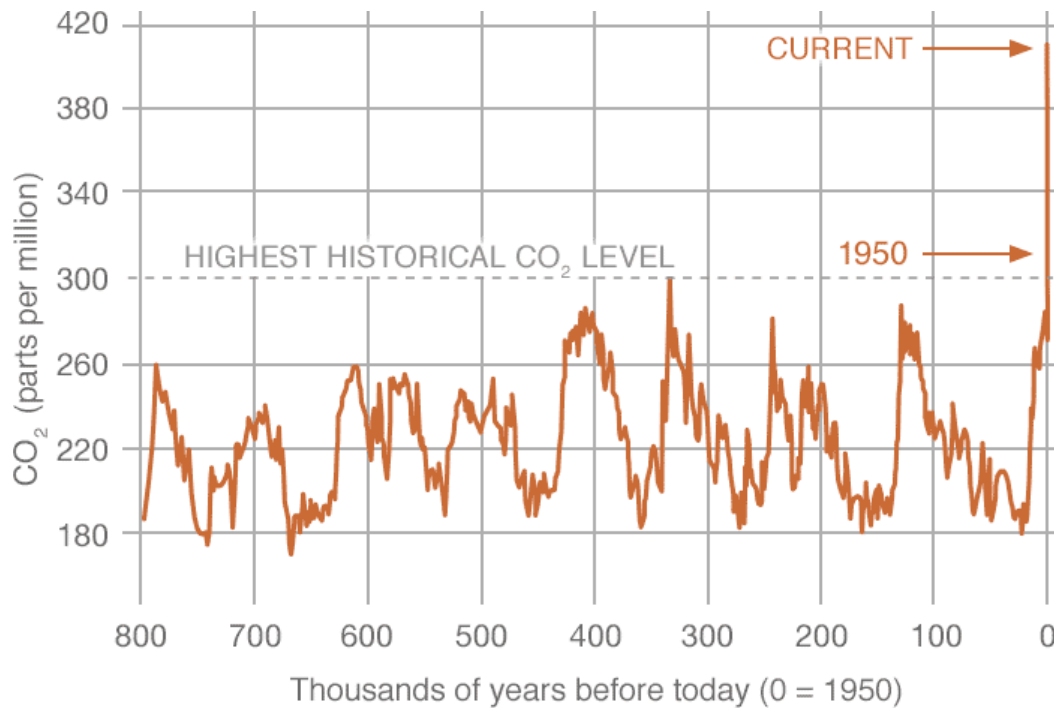
Πηγή: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020/outlook-for-energy-demand>

Αναμένεται λοιπόν ραγδαία ανάπτυξη των ΑΠΕ έως το έτος 2030, γεγονός που επαληθεύεται και στον ελλαδικό χώρο με τη δέσμευση για «απολιγνιτοποίηση» της χώρας έως το έτος 2028 [8]

1.4. Εκπεμπόμενοι ρύποι

Όπως προαναφέρθηκε, από την καύση ορυκτών πόρων προκύπτουν αυξημένες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και διοξειδίου του άνθρακα. Απόρροια αυτού είναι η επιδείνωση του φαινομένου της κλιματικής αλλαγής. Ενδείξεις του φαινομένου αυτού αποτελούν [20] :

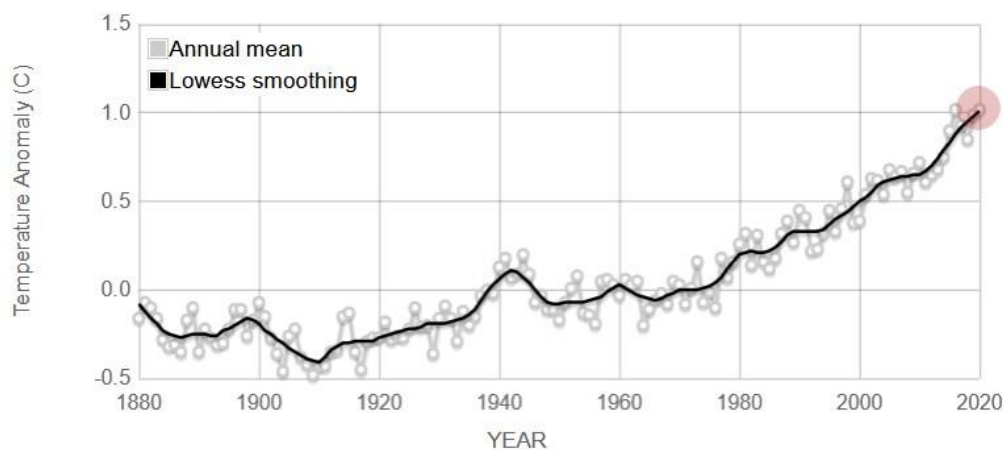
1. Η συνολική αύξηση της θερμοκρασίας του πλανήτη τα τελευταία έτη (global warming)
2. Η όξυνση των ωκεανών
3. Η πιο συχνή εμφάνιση ακραίων καιρικών φαινομένων (κύμα καύσωνα, δυνατοί τυφώνες, υπερβολικά χαμηλές θερμοκρασίες)
4. Αύξηση όξινων ουσιών στο περιβάλλον (SO_x, NO_x, NH₃)
5. Επιτάχυνση του φαινομένου του θερμοκηπίου λόγω αύξησης εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα
6. Οι συχνές πλημμύρες αλλά και φαινόμενα ερημοποίησης λόγω της αλλαγής των μοτίβων βροχόπτωσης



Εικόνα 1-1 Εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα προ βιομηχανικής επανάστασης
 Πηγή: <https://climate.nasa.gov/vital-signs/carbon-dioxide/>

Από την Εικόνα 1-1 είναι ολοφάνερη η συμβολή της καύσης ορυκτών καυσίμων στην αύξηση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Συγκεκριμένα παρατηρήθηκε αύξηση περίπου 40% σε σχέση με τα επίπεδα διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα της εποχής πριν τη βιομηχανική επανάσταση.

Αξιοσημείωτη επίσης είναι η παρατήρηση πως την τελευταία δεκαετία έχουν καταγραφεί οι υψηλότερες θερμοκρασίες διαχρονικά. (Εικόνα 1-2).



Εικόνα 1-2 Διακύμανση θερμοκρασίας ανά έτος Πηγή: <https://climate.nasa.gov/vital-signs/global-temperature/>

1.5 Διεθνής περιβαλλοντική πολιτική

Οι σημαντικότερες από τις συμφωνίες που τέθηκαν σε ισχύ αναφέρονται επιγραμματικά:

1. Πρωτόκολλο του Μόντρεαλ – 1987. [9] Τέθηκε με σκοπό τη μείωση εκπομπών χλωροφθορανθράκων (CFCs), κύριοι υπαίτιοι για την καταστροφή της στοιβάδας του όζοντος. Με την εφαρμογή του πρωτοκόλλου επιτεύχθηκε μείωση των εκπομπών CFCs σε ποσοστό 99%. [10]
2. Πρωτόκολλο του Κυότο -1997 [11]. Στόχος της συμφωνίας είναι η μείωση των εκπομπών έξι αερίων του θερμοκηπίου (ΑΕΘ) (CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs, SF₆) κατά 5,2% σε σχέση με τα επίπεδα του έτους βάσης για την περίοδο 2008-2012.
3. Συμφωνία των Παρισίων – 2015 [12]. Στόχευση της συγκεκριμένης συμφωνίας αποτελεί η σταθεροποίηση της ανόδου της θερμοκρασίας σε επίπεδα κάτω των 2 βαθμών κελσίου συγκριτικά με τα προβιομηχανικά επίπεδα, μέσω της μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, από τις χώρες- μέλη της συμφωνίας.

Κύριοι άξονες γύρω από τους οποίους διαμορφώνονται τα διάφορα πρωτόκολλα και συμφωνίες είναι τρεις. Ο πρώτος είναι η ρύπανση και η κλιματική αλλαγή και αποτελείται από μέτρα που αποσκοπούν στη μείωση της μόλυνσης του οικοσυστήματος. Δεύτερος άξονας είναι η προστασία των φυσικών πόρων ώστε να διασφαλιστεί η επάρκειά τους σε βάθος χρόνου και να αποφευχθεί η εξάντληση τους. Ο τρίτος άξονας περιστρέφεται αποκλειστικά γύρω από την πυρηνική ενέργεια και περιλαμβάνει μέτρα για τη χρήση πυρηνικών όπλων. [13]

Τέλος, αξίζει να σημειωθεί για τον ελλαδικό χώρο η πρωτοβουλία που πάρθηκε με την κύρωση του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) βάσει του οποίου τέθηκαν σχετικοί στόχοι τόσο βραχυπρόθεσμα για το έτος 2030, αλλά και πιο μακροπρόθεσμα έως το έτος 2050. Οι στόχοι αυτοί έχουν να κάνουν αρχικά με θέματα κλιματικής αλλαγής και συγκεκριμένα επιδιώκεται η μείωση των εκπομπών CO₂ κατά 56% σε σχέση με το έτος 2005 και κατά 42% σε σχέση με το έτος 1990 έως το 2030, ενώ προβλέπεται η μετάβαση σε κλιματικά ουδέτερη οικονομία έως το έτος 2050. Παράλληλα, το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας τίθεται σε 35%, υψηλότερο και από τον Ευρωπαϊκό στόχο που είναι το 32%. Τέλος τίθεται στόχος σχετικά με τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης ώστε η τελική κατανάλωση ενέργειας το 2030 να είναι χαμηλότερη από αυτή που είχε καταγραφεί το 2017. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει επίσης η δέσμευση μέσω του ΕΣΕΚ για πλήρη απένταξη του μεριδίου του λιγνίτη από το εγχώριο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το έτος 2028, καθώς η Ελλάδα είναι μια χώρα που στηρίζει την ηλεκτροπαραγωγή της στις λιγνιτικές μονάδες παραγωγής ενέργειας [8].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ - 2 ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

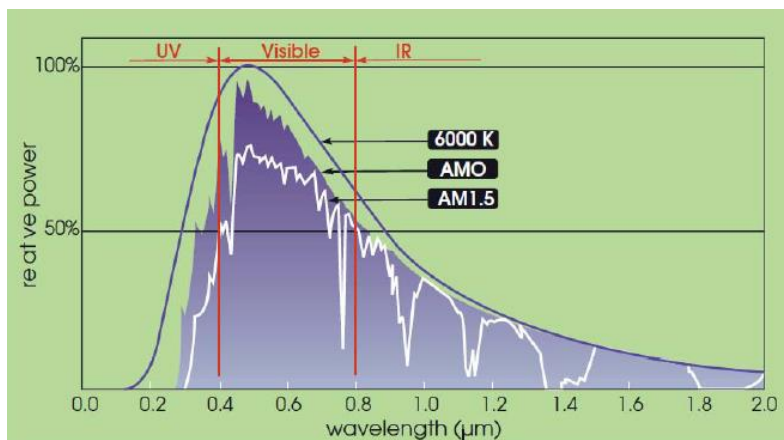
2.1 Ο ήλιος ως πηγή ενέργειας

Ο ήλιος είναι μια ανεξάντλητη πηγή ενέργειας η οποία μπορεί να μετατραπεί είτε άμεσα είτε έμμεσα σε ηλεκτρική ενέργεια. Το ποσό ενέργειας που στέλνει προς τη Γη είναι περίπου 10^{17} W. Το ποσό αυτό αντιστοιχεί στην παραγωγή περίπου εκατό εκατομμυρίων σύγχρονων σταθμών ορυκτών καυσίμων. Για να γίνει περισσότερο το ποσό της ανεκμετάλλευτης ηλιακής ενέργειας, έχει τη δυνατότητα να παρέχει σε μία ώρα τις ενεργειακές ανάγκες του παγκόσμιου πληθυσμού για ολόκληρο το χρόνο. Όμως το μεγαλύτερο ποσοστό ηλιακής ακτινοβολίας προσπίπτει στην επιφάνεια των ωκεανών, ενώ άλλο ποσοστό διακόπτεται λόγω συννεφιάς. Για μια χώρα με μεγάλη ηλιοφάνεια όπως η Ελλάδα, η ηλιακή ενέργεια αποτελεί ανεξάντλητο ενεργειακό πόρο. Βασικό μέγεθος της ηλιακής ακτινοβολίας είναι η ηλιακή σταθερά G_{sc} . Ορίζεται ως η ενέργεια ανά μονάδα χρόνου που δέχεται εκτός ατμόσφαιρας από τον ήλιο, η μονάδα επιφάνειας κάθετης στη διεύθυνση διάδοσης της ακτινοβολίας, όταν η απόσταση γης-ηλίου λαμβάνει τη μέση τιμή της. Η τιμή της ηλιακής σταθεράς είναι $G_{sc} = 1353 \text{ W/m}^2$. [1]

Άλλα σημαντικά μεγέθη για τον υπολογισμό της ηλιακής ακτινοβολίας είναι [1]:

- Άμεσος ακτινοβολία: είναι το μέρος της ηλιακής ακτινοβολίας που φθάνει στη γη κατευθείαν από τον ήλιο χωρίς να μεσολαβήσει διασκορπισμός μέσα στην ατμόσφαιρα. Η στιγμιαία τιμή (σε W/m^2) της αμέσου ακτινοβολίας που δέχεται το οριζόντιο επίπεδο συμβολίζεται με G_b ενώ για κεκλιμένο επίπεδο με G_{bT} .
- Διάχυτος ακτινοβολία: είναι το μέρος της ηλιακής ακτινοβολίας που φθάνει στη γη ύστερα από διασκορπισμό και αλλαγή κατεύθυνσης κατά τη διαδρομή μέσα στην ατμόσφαιρα. Συμβολίζεται με G_d για οριζόντιο και G_{dT} για κεκλιμένο επίπεδο.
- Ολική ακτινοβολία: είναι το άθροισμα της αμέσου και της διάχυτου ηλιακής ακτινοβολίας, συμπεριλαμβανομένης και της ανακλώμενης ακτινοβολίας από παρακείμενες επιφάνειες. Συμβολίζεται αντίστοιχα με τις προηγούμενες με G και G_T .
- Ακτινοβολία καθέτου επιπέδου (ή κάθετος ακτινοβολία): είναι η ακτινοβολία που δέχεται επίπεδο κάθετο στις ηλιακές ακτίνες.

Το εύρος και η ένταση των μηκών κύματος της εκπεμπόμενης ηλιακής ακτινοβολίας αποτελούν την ηλιακή φασματική κατανομή. (Εικόνα 2-1)



Εικόνα 2-1 Ηλιακή Φασματική κατανομή

Η υπεριώδης, η ορατή και η υπέρυθρος ακτινοβολία αντιστοιχούν στις περιοχές μηκών κύματος $\lambda < 0.38 \mu\text{m}$, $0.38 \mu\text{m} < \lambda < 0.78 \mu\text{m}$ και $\lambda > 0.78 \mu\text{m}$ με αντίστοιχη ενέργεια σε κάθε περιοχή 95 W/m^2 , 640 W/m^2 και 618 W/m^2 ($95 + 640 + 618 = 1353 \text{ W/m}^2$). Το ηλιακό φάσμα είναι όμοιο με αυτό ενός τέλει εκπομπού, γνωστό και ως μέλαν σώμα, σε θερμοκρασία περίπου 6000 K. Η λεία καμπύλη της Εικόνας 1-3 δείχνει πως συνολικά τέτοια ακτινοβολία εκτείνεται μεταξύ μήκος κύματος 0,2 και 2,0 μm και με κορυφή περίπου στα 0,5 μm . Οι καμπύλες AM0 και AM1.5 αντιπροσωπεύουν τις πραγματικές ηλιακές φασματικές κατανομές που φθάνουν στη Γη. Η AM0 αφορά ηλιακό φως έξω από την ατμόσφαιρα (χρησιμοποιείται για ΦΒ σε δορυφόρους). Για επίγειες εγκαταστάσεις εκμετάλλευσης ηλιακής ενέργειας χρησιμοποιείται η καμπύλη AM1 όταν ο ήλιος είναι ακριβώς κατακόρυφος. Οι παραπάνω έννοιες λαμβάνονται υπόψιν πλέον κατά τις προσομοιώσεις συστημάτων για τον προσδιορισμό απόδοσης εγκαταστάσεων με πηγή ενέργειας την ηλιακή ακτινοβολία.

2.2. Σύγχρονοι μέθοδοι ηλεκτροπαραγωγής μέσω ηλιακής ακτινοβολίας

Υπάρχουν δύο κύριες τεχνολογίες ηλιακών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής.

1. Σταθμοί συγκέντρωσης ηλιακής ισχύος (Concentrated Solar Power, CSP)
2. Φωτοβολταϊκοί σταθμοί (Photovoltaic Plants, PV)

Οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί αναλύονται εκτενώς σε επόμενο κεφάλαιο

2.2.1 Σταθμοί συγκέντρωσης ηλιακής ισχύος (CSP)

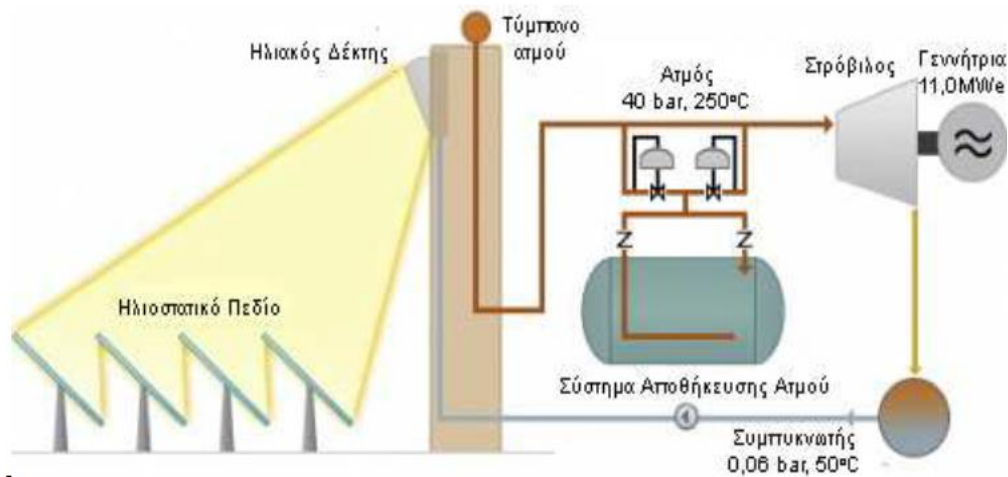
Οι σταθμοί CSP ακολουθούν δύο προσεγγίσεις ως προς τον τρόπο συγκέντρωσης της ηλιακής ισχύος. Την προσέγγιση μέσω πύργου ισχύος (Power Tower) (Εικόνα 2-2) και την προσέγγιση με τη χρήση παραβολικών καθρεπτών (Parabolic Trough). Πρόκειται για εγκαταστάσεις μεγάλης ισχύος με υψηλό βαθμό απόδοσης και με δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας [23].

Στις εγκαταστάσεις με χρήση πύργου ισχύος, τα βασικά του υποσυστήματα είναι το ηλιοστατικό πεδίο, ο κεντρικός ηλιακός δέκτης και το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Συνοδεύονται συχνά από σύστημα αποθήκευσης θερμότητας και από σύστημα εφεδρικής καύσης.



Εικόνα 2-2: Διάταξη τυπικού σταθμού CSP Πηγή: <https://skepticalscience.com/Zero-Carbon-Australia-2020.html>

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να γίνει από σύστημα ατμοπαραγωγής είτε άμεσα με παραγωγή ατμού στην έξοδο του ηλιακού δέκτη (Εικόνα 2-3) είτε με τη χρήση δεξαμενών αποθήκευσης τετηγμένων αλάτων (Εικόνα 2-2).



Εικόνα 2-3 Διάταξη CSP με σύστημα άμεσης ατμοπαραγωγής [14]

Στην περίπτωση των δεξαμενών τετηγμένων αλάτων το σύστημα λειτουργεί ως εξής: Η ηλιακή ακτινοβολία συγκεντρώνεται και κατευθύνεται από ένα μεγάλο πεδίο με ηλιοστάτες σε δέκτη που βρίσκεται σε ψηλό πύργο. Το σύστημα διαθέτει δεξαμενή αποθήκευσης τετηγμένων αλάτων χαμηλής θερμοκρασίας και αντίστοιχη υψηλής θερμοκρασίας. Από τη δεξαμενή χαμηλής θερμοκρασίας, τα τετηγμένα άλατα περνάνε μέσω αντλίας στον δέκτη του πύργου όπου θερμαίνονται έως τη θερμοκρασία των 839 K. Τα θερμαινόμενα από τον δέκτη άλατα αποθηκεύονται στη δεξαμενή αποθήκευσης τετηγμένων αλάτων υψηλής θερμοκρασίας. Από εκεί οδηγούνται με αντλία προς γεννήτρια ατμού μέσω της θερμότητας από τα άλατα γίνεται παραγωγή ατμού. Ο παραγόμενος ατμός περιστρέφει τον ατμοστρόβιλο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα, τα άλατα επιστρέφουν στη δεξαμενή τετηγμένων αλάτων χαμηλής θερμοκρασίας σε θερμοκρασία περίπου 561 K [15].

Παρόμοια λειτουργία έχουν και οι εγκαταστάσεις που χρησιμοποιούν παραβολικούς καθρέπτες (Εικόνα 2-4). Οι παραβολικοί καθρέπτες ελεγχόμενοι από υπολογιστή στρέφονται συνεχώς προς τον ήλιο. Συγκεντρώνουν τις ακτίνες του ήλιου και τις μετατρέπουν σε θερμότητα. Οι ελαφρώς καμπύλοι καθρέπτες εκτείνονται σε ύψος άνω των 10 μέτρων. Ενδιάμεσα του πεδίου των καθρεπτών τρέχουν αγωγοί, στους οποίους κυκλοφορεί θερμικό λάδι. Αυτό το συνθετικό υγρό, που μπορεί να θερμανθεί στους 666 βαθμούς K, τροφοδοτείται σε γεννήτρια παραγωγής ατμού στο κέντρο του πεδίου των καθρεπτών, όπου παράγεται ατμός για να λειτουργήσει ο ατμοστρόβιλος του σταθμού παραγωγής ενέργειας. Για να είναι επίσης διαθέσιμη η ηλεκτρική ενέργεια μετά το ηλιοβασίλεμα, γίνεται εγκατάσταση μονάδων αποθήκευσης θερμότητας [16].



Εικόνα 2-4 Parabolic Trough CSP Πηγή: <https://www.basf.com/gr/el/who-we-are/core-topics/smart-energy/storing-sunshine.html>

2.2.2 Ενσωμάτωση ηλιακών σταθμών στην παραγωγή ενέργειας

Όπως προκύπτει από τα παραπάνω οι ηλιακοί σταθμοί μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τη δημιουργία υβριδικών σταθμών για την παραγωγή ενέργειας. Οι κύριοι τρόποι με τους οποίους μπορεί να γίνει αυτό είναι οι εξής [24]:

1. Η ενσωμάτωσή τους για την υποβοήθηση της προθέρμανσης νερού στον κύκλο του ατμού
2. Η ενσωμάτωσή τους με σκοπό την παράλληλη παραγωγή ατμού σε επιθυμητά επίπεδα πίεσης
3. Η ενσωμάτωσή τους ώστε να βοηθούν στην αναμόρφωση του καυσίμου (όπως στην περίπτωση της αποσύνθεσης μεθανόλης)

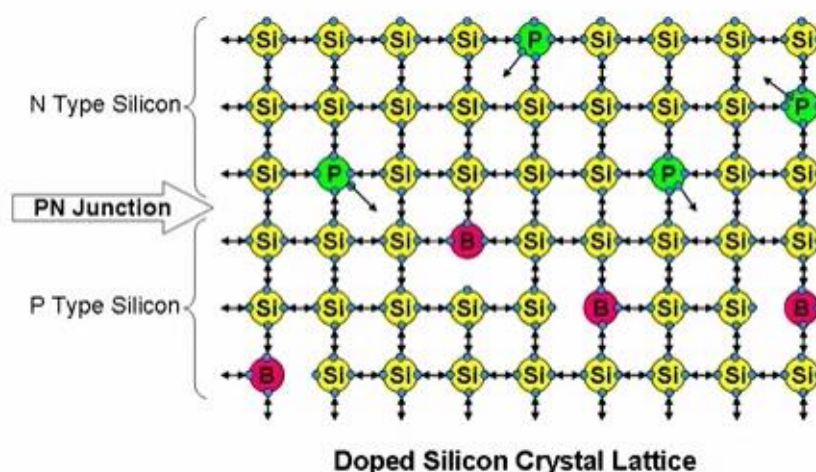
Ο συνδυασμός ηλιακών θερμικών σταθμών παραγωγής ατμού με σταθμό υψηλής απόδοσης συνδυασμένου κύκλου αερίου έχει σαν αποτέλεσμα τη δημιουργία μιας νέας κλάσης παραγωγής ενέργειας, του ολοκληρωμένου ηλιακού συνδυασμένου κύκλου (Integrated Solar Combined Cycle, ISCC). Η υψηλή αποδοτικότητα του συνδυασμένου κύκλου μπορεί να χρησιμοποιηθεί σαν εφεδρική για τον ηλιακό σταθμό σε περιπτώσεις που δεν υπάρχει ηλιοφάνεια. Με τη συνδρομή της ηλιακής ακτινοβολίας είναι δυνατή η εξοικονόμηση κατανάλωσης φυσικού αερίου, χαμηλώνοντας περαιτέρω το περιβαλλοντικό αποτύπωμα της εγκατάστασης. Επιπλέον, σε περιόδους υψηλής ζήτησης, ο παραγόμενος ατμός μπορεί να ενισχύσει την ηλεκτροπαραγωγή. Συγκεντρωτικά λοιπόν ο κύκλος ISCC έχει τα εξής πλεονεκτήματα:

- Επιτυγχάνεται βαθμός απόδοσης της εγκατάστασης μεγαλύτερος το 70%
- Μειώνονται οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα κατά 230-250 g/kWh
- Εξοικονομείται καύσιμο έως και 40% αφού γίνεται μερική αντικατάσταση του φυσικού αερίου από την ηλιακή ενέργεια
- Ομαλοποιείται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τον ηλιακό σταθμό καθώς δεν διακόπτεται η λειτουργία του
- Χρησιμοποιείται ο ίδιος εξοπλισμός με αυτόν που χρησιμοποιεί ο συνδυασμένος κύκλος (ατμοστρόβιλος, γεννήτρια κτλ.) και οι υπάρχουσες εγκαταστάσεις (πρόσβαση στο υπάρχον δίκτυο)

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 – ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ

3.1 Αρχή λειτουργίας φωτοβολταϊκών

Η πλέον διαδεδομένη τεχνολογία εκμετάλλευσης της ηλιακής ενέργειας είναι μέσω φωτοβολταϊκών σταθμών. Αποτελούνται από πληθώρα φωτοβολταϊκών (Φ/Β) κυψελών ή αλλιώς φωτοβολταϊκά στοιχεία (photovoltaic cells) τα οποία μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια (άμεση, διάχυτη και ανακλώμενη) σε ηλεκτρική. Τα στοιχεία αυτά κατασκευάζονται από ημιαγωγία υλικά με συνηθέστερο το πυρίτιο και η λειτουργία τους βασίζεται στο φωτοβολταϊκό φαινόμενο. Όταν δηλαδή η ηλιακή ακτινοβολία προσπίπτει στην επιφάνεια του στοιχείου, μέρος της απορροφάται από το ημιαγωγίο υλικό με αποτέλεσμα τη δημιουργία μιας περίσσειας από ζεύγη φορέων (ηλεκτρόνια και οπές) με αποτέλεσμα την εκδήλωση διαφοράς δυναμικού ανάμεσα στους ακροδέκτες του στοιχείου. Εξετάζοντας την κρυσταλλική δομή ημιαγωγού πυριτίου (Si), αποτελείται από δύο στρώματα, τον ημιαγωγό τύπου n και τον ημιαγωγό τύπου p (Εικόνα 3-1) [18].



Εικόνα 3-1 Κρυσταλλική δομή ημιαγωγού Si Πηγή:

<https://science.fandom.com/el/wiki/%CE%97%CE%BC%CE%B9%CE%B1%CE%B3%CF%89%CE%B3%CF%8C%CF%82>

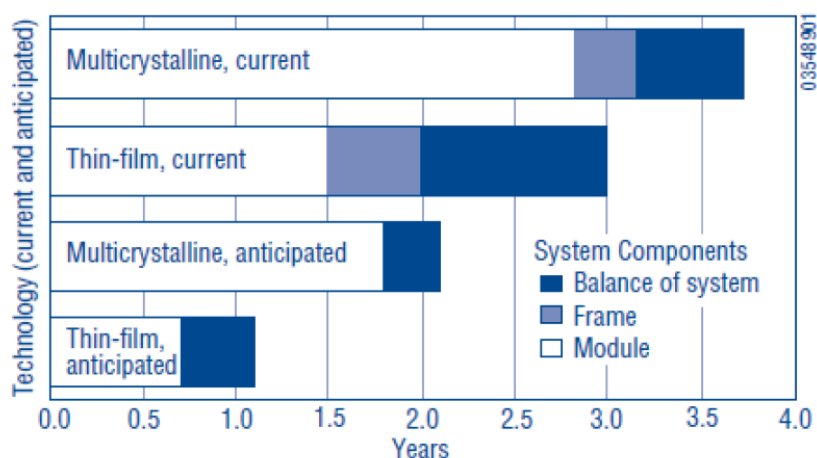
Το πυρίτιο έχει στην εξωτερική του στοιβάδα τέσσερα ηλεκτρόνια. Τα πεντασθενή στοιχεία όπως το P που παρατηρούνται στην κρυσταλλική δομή, αποτελούν δότες. Τέσσερα ηλεκτρόνια της εξωτερικής στοιβάδας συνθέτουν τον δεσμό P-Si στο κρυσταλλικό πλέγμα. Το πέμπτο ηλεκτρόνιο μεταβαίνει στη ζώνη αγωγιμότητας με ενέργεια περίπου 0.1 eV και για θερμοκρασία μεγαλύτερη των 150 K περίπου ολοκληρώνεται ο ιοντισμός των δοτών. Από την άλλη τα τρισθενή στοιχεία όπως το B αποτελούν τους δέκτες. Τρία ηλεκτρόνια της εξωτερικής στοιβάδας συνθέτουν τον δεσμό B-Si στο κρυσταλλικό πλέγμα. Η απουσία όμως του τέταρτου ηλεκτρονίου προκαλεί τη δημιουργία «οπής» στο κρυσταλλικό πλέγμα. Η ενεργοποίηση γειτονικού ηλεκτρονίου στη θέση της οπής απαιτεί επίσης ενέργεια περίπου 0.1 eV. Συνεπώς γίνονται προσμίξεις με δότες και αποδέκτες παραπλήσιων ατομικών διαστάσεων. Φέρνοντας σε επαφή ημιαγωγούς πυριτίου τύπου n και τύπου p τον έναν απέναντι από τον άλλο, δημιουργείται ηλεκτρικό πεδίο (δίοδος) στην επαφή τους το οποίο επιτρέπει την κίνηση ηλεκτρονίων προς μια μόνο κατεύθυνση. Τα επιπλέον ηλεκτρόνια της επαφής n έλκονται από τις οπές της επαφής p και αυτά τα ζεύγη των δύο υλικών αποτελούν τα δομικά στοιχεία της φωτοβολταϊκής κυψέλης.

3.2 Τεχνολογίες φωτοβολταϊκών και βασικά χαρακτηριστικά

Οι διάφορες τεχνολογίες φωτοβολταϊκών που έχουν αναπτυχθεί εξαρτώνται από τους εξής παράγοντες:

1. Το κρυσταλλικό πυρίτιο
Τα περισσότερα Φ/Β στοιχεία κατασκευάζονται από δίσκια μονοκρυσταλλικού ή πολυκρυσταλλικού πυριτίου.
2. Τα λεπτά υμένια (thin film)
Περιλαμβάνει υλικά όπως CdTe, CIGS (Copper-Indium-Gallium-Selenide), CIS (Copper-Indium-Selenide), άμορφο πυρίτιο (a-Si), μειώνοντας το πάχος των στοιχείων σε μερικά μm που σημαίνει χαμηλότερο κόστος κατασκευής αλλά μικρότερη απόδοση μετατροπής.
3. Η απόδοση
Το ποσοστό δηλαδή της ηλιακής ενέργειας που μετατρέπεται σε ηλεκτρική.

Αξίζει να σημειωθεί πως το χρονικό διάστημα λειτουργίας στο οποίο η ενέργεια που παράγεται αντισταθμίζει τη συνολική καταναλωθείσα ενέργεια για την παραγωγή των Φ/Β στοιχείων και πλαισίων είναι μικρότερη από τέσσερα έτη. Το χρονικό διάστημα αυτό λέγεται Energy Payback Time (EPBT) (Εικόνα 2-2).



Πηγή: NREL PV FAQ, Energy Payback for PV

Εικόνα 3-2 Energy Payback time for PV

Τα Φ/Β στοιχεία λοιπόν συνδέονται μεταξύ τους σε σειρά κατά 30 έως και 70 στοιχεία περίπου και στην αγορά διατίθενται σαν Φ/Β πλαίσια. Τα πλαίσια αυτά μετά από αντίστοιχη μελέτη συνδέονται σε σειρά και παράλληλα για να συνθέσουν ένα Φ/Β πάρκο.

Σχετικά με την τεχνολογία των πλαισίων [19]:

- Τα πλαίσια μονοκρυσταλλικού πυριτίου έχουν το υψηλότερο κόστος και την πιο ενεργοβόρα κατασκευή σε σχέση με τις υπόλοιπες τεχνολογίες. Ο βαθμός απόδοσης τους κυμαίνεται μεταξύ 16 -18% και παρουσιάζουν χαμηλότερο ρυθμό γήρανσης και μείωσης απόδοσης με την θερμοκρασία
- Τα πλαίσια πολυκρυσταλλικού πυριτίου έχουν χαμηλότερο κόστος κατασκευής και βαθμό απόδοσης μεταξύ 14 – 16%

- Τα πλαίσια άμορφου πυριτίου έχουν το χαμηλότερο κόστος κατασκευής. Παρουσιάζουν μικρότερη μείωση της απόδοσης σε αυξημένες θερμοκρασίες. Ο βαθμός απόδοσής τους όμως είναι περίπου μισός του κρυσταλλικού.

Γενικά τα Φ/Β πλαίσια έχουν εύρος ισχύος 100 – 550 Wp και διαστάσεις 2.0 x 1.0 m. Μερικοί συχνά χρησιμοποιούμενοι συντελεστές για τη σύγκριση μεταξύ των πλαισίων είναι :

- Απόδοση μετατροπής ενέργειας (η) [26]
Είναι ο λόγος της μέγιστης παραγόμενης ισχύος (P_{mpp}) προς την ισχύ της προσπίπτουσας ακτινοβολίας ($G \cdot A$)

$$\eta = \frac{P_{mpp}}{G \cdot A} \quad (3.1)$$

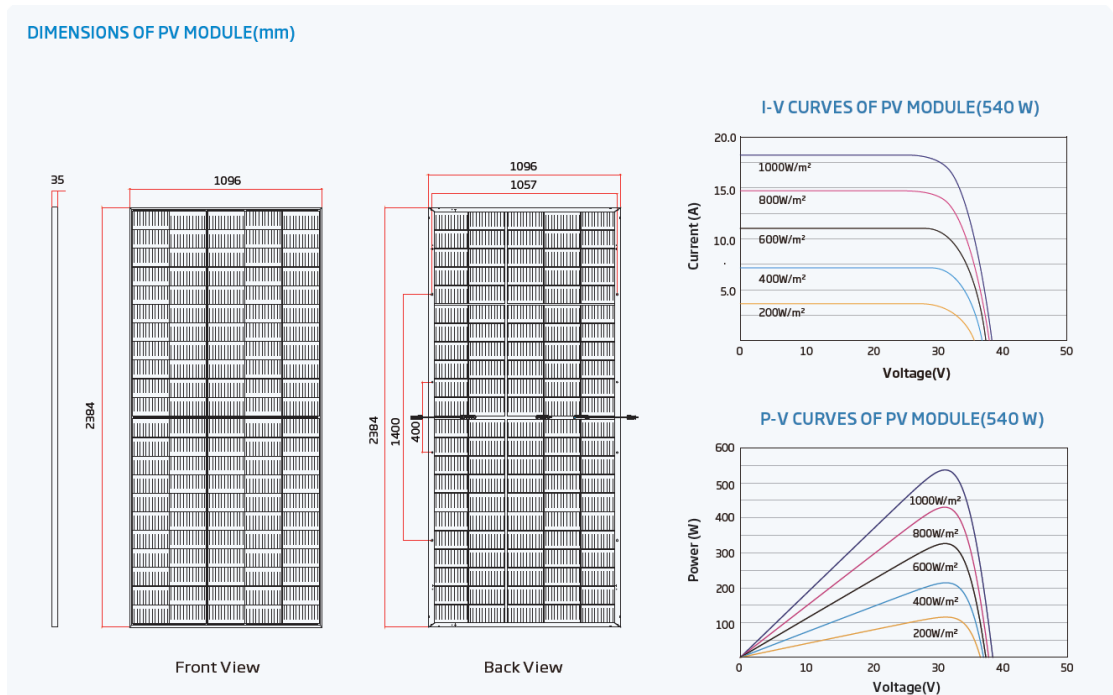
- Συντελεστής πλήρωσης (Fill factor, FF) [25]
Είναι ο λόγος της μέγιστης ισχύος (P_{mpp}) προς το γινόμενο του ρεύματος βραχυκύκλωσης επί την τάση ανοικτοκύκλωσης ($V_{oc} \cdot I_{sc}$). Περιγράφει τις απώλειες του πλαισίου

$$FF = \frac{P_{mpp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (3.2)$$

- Packing Factor [27]

Είναι ο λόγος της ενεργής επιφάνειας των Φ/Β πλαισίων, δηλαδή της επιφάνειας των Φ/Β στοιχείων προς τη συνολική επιφάνεια του πλαισίου

Επιπλέον χρήσιμες για τον έλεγχο των Φ/Β συστοιχιών είναι οι χαρακτηριστικές καμπύλες P-V και I-V (Εικόνα 2-3). Συγκεκριμένα από την καμπύλη P-V γίνεται έλεγχος των συστοιχιών στο βέλτιστο σημείο λειτουργίας του (Maximum Power Point, MPP). Η μορφή της είναι γνησίως αύξουσα έως το MPP και στη συνέχεια γνησίως φθίνουσα. Σε περίπτωση που στη συστοιχία έχουμε μερική σκίαση, παρουσιάζονται άνω του ενός τοπικά μέγιστα.



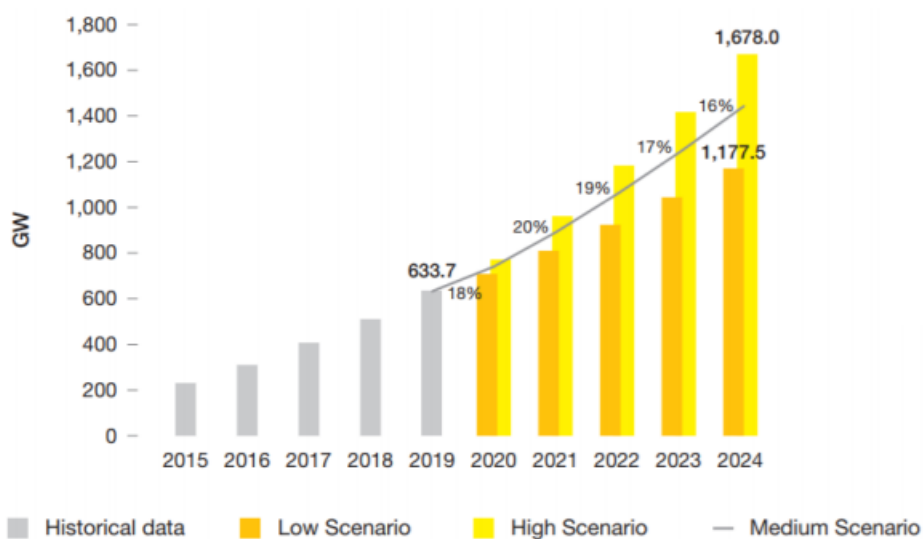
Εικόνα 3-3 Χαρακτηριστική καμπύλη P-V, I-V και διαστάσεις τυπικού Φ/Β πλαισίου Πηγή: <https://www.trinasolar.com/en-glb/product/VERTEX-DE19>

Συμπληρωματικά τα Φ/Β πλαίσια διαθέτουν διόδους παράκαμψης οι οποίες προστατεύουν ομάδες στοιχείων στο εσωτερικό του πλαισίου. Αυτό γιατί για ρεύμα μεγαλύτερο του ρεύματος βραχυκύκλωσης το Φ/Β στοιχείο πολώνεται ανάστροφα και καταναλώνει ισχύ παράγοντας θερμότητα. Ανάλογα λοιπόν με τις συνθήκες ψύξης των πλαισίων, αν δηλαδή υπάρχει αερισμός των πλαισίων ή είναι εκτεθειμένα στην θερμοκρασία του περιβάλλοντος, όταν η θερμοκρασία αυξάνεται υπάρχει κίνδυνος ανάπτυξης θερμών κηλίδων και ανεπανόρθωτης βλάβης. Συνδέοντας δίοδο παράκαμψης αντιπαράλληλα στα Φ/Β στοιχεία, όταν το ρεύμα είναι μεγαλύτερο από το ρεύμα βραχυκύκλωσης, ρέει μέσω της διόδου παράκαμψης και όχι από τα Φ/Β στοιχεία που βραχυκυκλώνονται [28]. Τέλος τα ΦΒ πλαίσια εδράζονται επί εδάφους είτε σε σταθερές βάσεις με συγκεκριμένη κλίση ως προς τον ορίζοντα, είτε σε trackers μονού ή διπλού άξονα. Στην περίπτωση του μονού άξονα, υπάρχει κίνηση των πλαισίων στον άξονα Ανατολής – Δύσης ενώ στην περίπτωση διπλού άξονα υπάρχει η δυνατότητα ρύθμισης της κλίσης των πλαισίων ως προς τον ορίζοντα για βελτιστοποίηση της εκμετάλλευσης της ηλιακής ακτινοβολίας [17].

Κλείνοντας, τα τελευταία χρόνια γίνονται όλο και περισσότερο εμπορικά διαδεδομένα τα διφασικά φωτοβολταϊκά πλαίσια (bifacial photovoltaic modules). Μέχρι στιγμής έχει γίνει αναφορά στα μονοφασικά πλαίσια (monofacial photovoltaic modules) τα οποία εκμεταλλεύονται την ηλιακή ενέργεια από την ακτινοβολία που προσπίπτει στην επάνω επιφάνειά τους. Τα bifacial πλαίσια έχουν τη δυνατότητα να εκμεταλλεύονται και την ανακλώμενη ηλιακή ακτινοβολία από την κάτω πλευρά του πλαισίου, αυξάνοντας έτσι τη συνολική παραγόμενη ενέργεια για κάθε πλαίσιο. Αξίζει να σημειωθεί πως σημαντική επίδραση για την απόδοσή τους έχει το έδαφος στο οποίο εγκαθίστανται. Παράγοντες που την επηρεάζουν είναι η ανακλαστικότητα του εδάφους και η θερμοκρασία του, ειδικά όταν πρόκειται για εγκαταστάσεις σε σκυρόδεμα, όπως για παράδειγμα σε κατοικίες, που η θερμοκρασίες μπορούν να φτάσουν και τους 60°C σε ακραίες περιπτώσεις. Οι παράγοντες αυτοί μπορούν να επηρεάσουν τη θερμοκρασία λειτουργίας του φωτοβολταϊκού πλαισίου και συνεπώς την απόδοσή του [32].

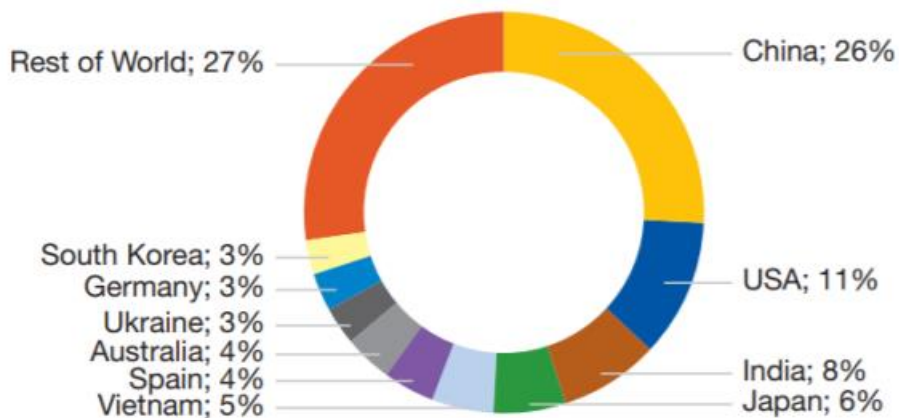
3.3 Εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς, προοπτικές και εφαρμογές

Από τις στατιστικές αναλύσεις για τη συμμετοχή κάθε πηγής ενέργειας στο συνολικό μίγμα παραγωγής ενέργειας παρατηρήθηκε πως η εγκατάσταση ηλιακών σταθμών παρουσιάζει μέχρι τα τελευταία έτη ανάπτυξη με αργούς ρυθμούς. Ωστόσο αναμένεται οι ΑΠΕ να αναλάβουν το μεγαλύτερο ποσοστό του μίγματος μέσα στην επόμενη δεκαετία. Συγκεκριμένα για τα φωτοβολταϊκά, αναμένεται επίσης τρομερή ανάπτυξη μέσα στα επόμενα χρόνια (Εικόνα 2-4). Σύμφωνα με στατιστικά της ΕΡΙΑ παρατηρείται ετησίως αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος κατά 18 – 20%. Το έτος 2019 καταγράφηκε εγκατεστημένη ισχύς παγκοσμίως 633,7 GW ενώ το έτος 2024 αναμένεται να αυξηθεί από 1.177,5 έως και 1.678,0 GW.



Εικόνα 3-4 Εξέλιξη και πρόβλεψη Φ/Β ισχύος παγκοσμίως Πηγή: EPIA - Global Outlook for Photovoltaics 2020-2024 <https://www.solarpowereurope.org/global-market-outlook-2020-2024/>

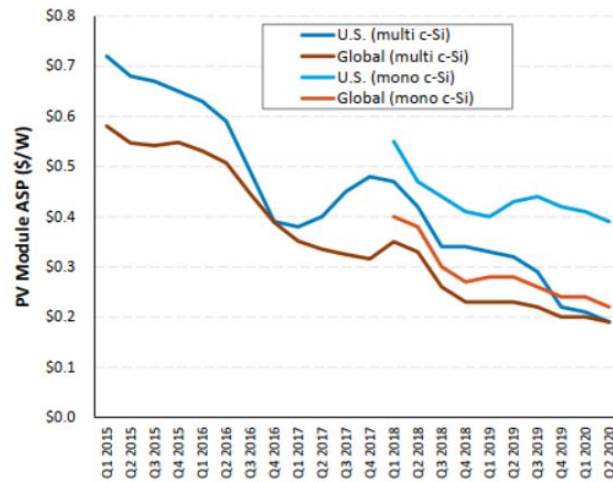
Από την ίδια πηγή, η χώρα με το μεγαλύτερο μερίδιο εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος είναι η Κίνα, ενώ σημαντικά μερίδια έχουν ΗΠΑ και Ιαπωνία (Εικόνα 2-5). Επιπλέον η χώρα με τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ κατά κεφαλήν είναι η Αυστραλία (682 Watt/capita) και ακολουθούν Γερμανία (595 Watt/capita) και Ιαπωνία (496 Watt/capita). Η Ελλάδα κατέχει την όγδοη θέση σε αυτή την κατάταξη με 270 Watt/capita [29].



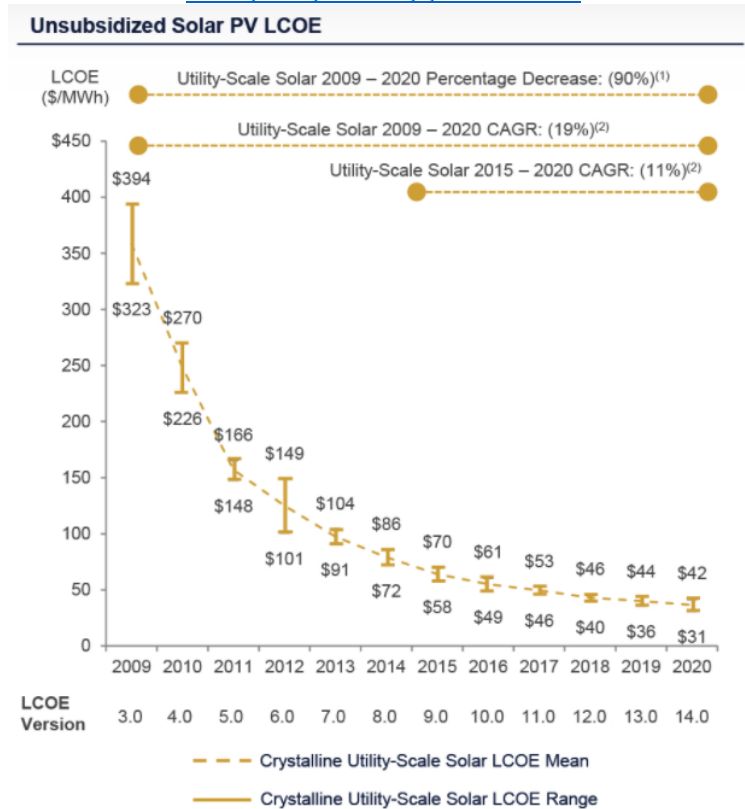
Εικόνα 3-5 Global share of energy production 2020 Πηγή: <https://www.solarpowereurope.org/global-market-outlook-2020-2024/>

Από την άλλη πλευρά παρατηρείται φθίνουσα τάση σχετικά με το κόστος των Φ/Β σταθμών τόσο σχετικά με το κόστος των πλαισίων (Εικόνα 2-6) όσο και στο σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας LCOE (Εικόνα 2-7).

Κόστος Φ/Β πλαισίων



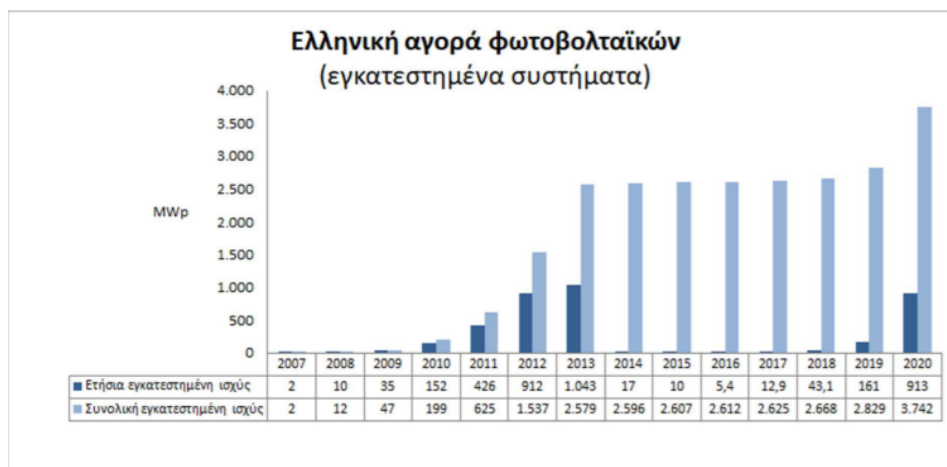
Εικόνα 3-6 Κόστος Φ/Β πλαισίων Πηγή: NREL Q2/Q3 2020 Solar Industry Update http://nrel-primo.hosted.exlibrisgroup.com/primo_library/libweb/action/search.do?menuitem=0&fromTop=true&fromPreferences=false&fromEshelf=false&vid=Pubs



Εικόνα 3-7 LCOE παραγωγής ενέργειας από Φ/Β Πηγή: Lazard's levelised cost of energy analysis <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen/>

Στον ελληνικό χώρο η εγκατάσταση Φ/Β ξεκίνησε ουσιαστικά το έτος 2006 με την εφαρμογή του Ν. 3468/2006 ο οποίος έδωσε ώθηση στην ανάπτυξη των ΑΠΕ. Εκείνη την περίοδο κατατέθηκαν περίπου 8000 αιτήσεις για εγκατάσταση Φ/Β ισχύος περίπου 3,7 GW. Με τον νόμο αυτό οι τιμές της ταρίφας που είχαν καθιερωθεί (Feed in Tariff) ήταν υψηλές με

αποτέλεσμα να τροποποιηθεί από μια σειρά επόμενων νόμων (Ν. 3851/2010, Ν. 4001/2011, Ν. 4254/2014) μειώνοντας τις τιμές για Φ/Β ενέργεια με συνέπεια να μειωθεί ο ρυθμός εγκατάστασης νέων σταθμών. Ο αρχικός στόχος που τέθηκε από την Ελλάδα το 2010 ήταν να πετύχει 1,5 GW εγκατεστημένα Φ/Β έως το 2014 και 2,2 GW έως το 2020 χωρίς να προσμετρώνται τα οικιακά Φ/Β. Ο στόχος αυτός υπερκαλύφθηκε το 2013 και έκτοτε υπήρξε ύφεση στην αγορά έως ότου την κύρωση του Ν. 4414/2016. Η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β επικράτειας στην Ελλάδα την 1/2021 καταγράφηκε σε 3,3 GW (Εικόνα 2-8). Με τη θέσπιση του ΕΣΕΚ που αναφέρθηκε προηγουμένως αναμένεται συνολική ισχύς 7,7 GW έως το έτος 2030 [29] [30].



Εικόνα 3-8 Ελληνική αγορά φωτοβολταϊκών Πηγή: <https://helapco.gr/statistika-ellhnikhs-agoras-fwtovoltaiawn/>

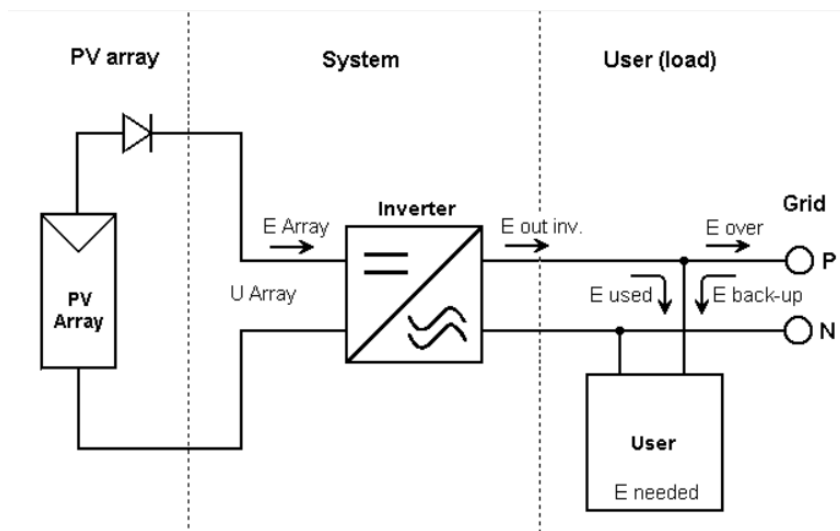
Ένας από τους λόγους που είναι εύκολη η χρήση Φ/Β είναι ότι μπορούν να εφαρμοστούν τόσο σε επίπεδα μεγάλης ισχύος με τη μορφή Φ/Β πάρκων ή υβριδικών συστημάτων ISCC που αναλύθηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο, αλλά και σε μικρότερα επίπεδα ισχύος για οικιακή χρήση ή για μικρές βιομηχανικές χρήσεις με τη μορφή net metering. Επιπλέον για εγκαταστάσεις απομακρυσμένες από το υπάρχον ηλεκτρικό δίκτυο, μπορεί να εφαρμοσθεί αυτόνομο σύστημα Φ/Β για αποφυγή του μεγάλου κόστους έργων σύνδεσης. Η εφαρμογή τέτοιου συστήματος προϋποθέτει κάποια μέθοδο αποθήκευσης ενέργειας για εξασφάλιση αυτονομίας. Στην παρούσα εργασία θα προσομοιωθεί τόσο ένα σύστημα διασυνδεδεμένου Φ/Β πάρκου για παραγωγή ενέργειας και πώληση στην τιμή ταρίφας, όσο και ένα αυτόνομο σύστημα για οικιακή χρήση.

Τέλος λόγω της στοχαστικότητας των ΑΠΕ παρατηρούνται παγκοσμίως προσπάθειες για ανάπτυξη των τεχνολογιών αποθήκευσης και ανάπτυξη αντίστοιχων ρυθμιστικών πλαισίων. Ως αποθήκευση ενέργειας στο περιβάλλον των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας ορίζεται «η αναβολή της τελικής χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας σε χρονική στιγμή μεταγενέστερη από αυτή της παραγωγής της ή η μετατροπή ηλεκτρικής ενέργειας σε μορφή ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί, η αποθήκευση της εν λόγω ενέργειας, και η μεταγενέστερη εκ νέου μετατροπή της εν λόγω ενέργειας σε ηλεκτρική ενέργεια ή η χρήση σε διαφορετικό φορέα ενέργειας.» Αξιοσημείωτη προς αυτή την κατεύθυνση στον ελλαδικό χώρο είναι η εισήγηση της ΟΔΕ «Διαμόρφωση του θεσμικού και ρυθμιστικού πλαισίου για την ανάπτυξη και συμμετοχή μονάδων αποθήκευσης στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και σε μηχανισμούς ισχύος», 2021. [33]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 – ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ

4.1 Εισαγωγή

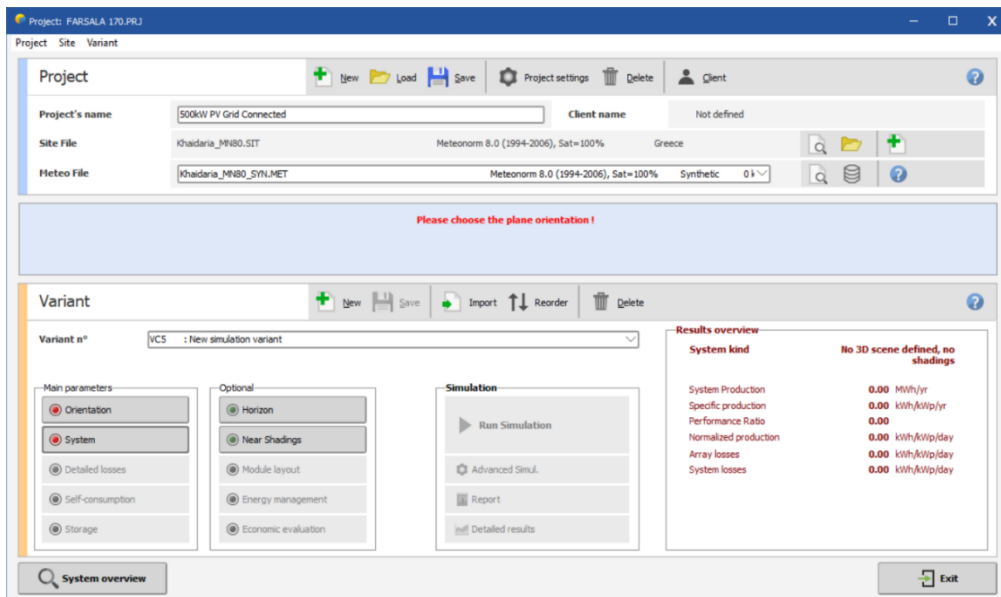
Στο παρόν κεφάλαιο θα γίνει παρουσίαση της διαδικασίας προσομοίωσης φωτοβολταϊκών συστημάτων διασυνδεδεμένων στο δίκτυο με τη χρήση του λογισμικού PVsyst. Η προσομοίωση αφορά σύστημα ισχύος 500kW. Βασίζεται σε πραγματικό έργο που βρίσκεται στη περιοχή της Θεσσαλίας και συγκεκριμένα στην κοντά στην περιοχή των Φαρσάλων. Αρχικά θα αναλυθεί ο τρόπος εισαγωγής των δεδομένων στο λογισμικό και οι βασικές έννοιες που λαμβάνονται υπόψιν κατά τον υπολογισμό του συστήματος. Στη συνέχεια θα εξετασθεί η χωροθέτηση της μελέτης ως προς τη σκίαση των πλαισίων. Με το τρέξιμο της προσομοίωσης ο χρήστης παίρνει την παραγόμενη ενέργεια ανά μήνα μπορεί να εξετάσει το σύστημά του ως προς τις απώλειες. Βάσει των αποτελεσμάτων αυτών το λογισμικό δίνει τη δυνατότητα διεξαγωγής οικονομικών αναλύσεων. Πέραν της συγκεκριμένης μελέτης θα γίνει και προσομοίωση με παραμετρικές μελέτες για σύγκριση των αποτελεσμάτων. Παρακάτω φαίνεται ένα απλοποιημένο σκίτσο του διασυνδεδεμένου συστήματος (Εικόνα 4.1).



Εικόνα 4-1 Απλοποιημένο σκίτσο ΦΒ συστήματος διασυνδεδεμένου στο δίκτυο

Για την προσομοίωση ο χρήστης καλείται αρχικά να ορίσει το είδος των βάσεων στήριξης των ΦΒ πλαισίων και τον προσανατολισμό τους. Στη συνέχεια γίνεται επιλογή του τύπου πλαισίων και αντιστροφέν που επιθυμεί καθώς και ορισμός της συνδεσμολογίας τους. Ακολουθεί προαιρετικά εισαγωγή στοιχείων για τον ακριβή υπολογισμό απωλειών του συστήματος. Τέλος, ο χρήστης ελέγχει τη σκίαση της χωροθέτησης με σχεδιασμό της είτε με τη βοήθεια τρίτου λογισμικού είτε μέσα στο ίδιο το PVsyst.

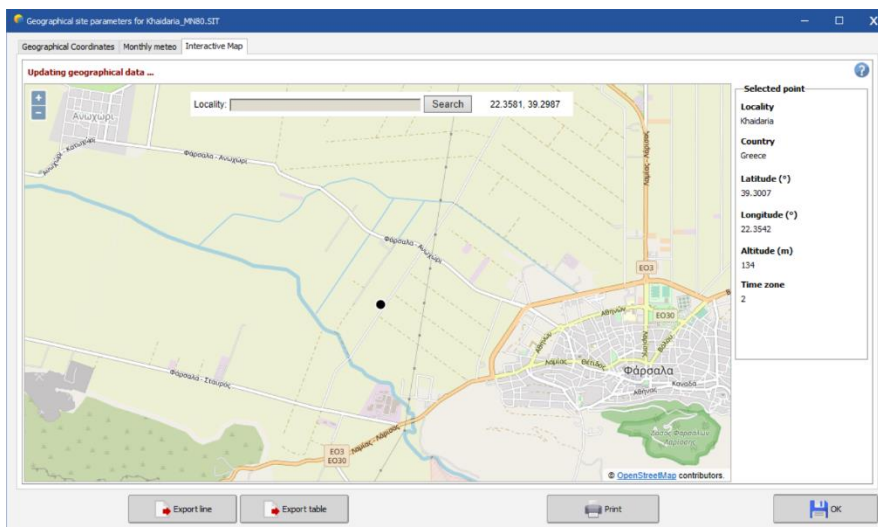
Το γραφικό περιβάλλον του λογισμικού στο οποίο δουλεύει ο χρήστης παρουσιάζεται παρακάτω (Εικόνα 4-2). Όπως φαίνεται ο προσανατολισμός, η περιγραφή του συστήματος και οι απώλειες βρίσκονται στις κύριες παραμέτρους για την διεξαγωγή της προσομοίωσης και ο υπολογισμός των σκιάσεων στις προαιρετικές. Επιπλέον ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να ορίσει παραμέτρους σε περίπτωση που αποθηκεύει ενέργεια και σε περίπτωση που θέλει να συμπεριληφθούν στην προσομοίωση οι ιδιοκαταναλώσεις του συστήματος. Στην παρούσα μελέτη δεν θα ασχοληθούμε με αυτές τις επιλογές.



Εικόνα 4-2 Γραφικό περιβάλλον PVsyst για διασυνδεδεμένο σύστημα

4.2 Γεωγραφική θέση μελέτης και προσανατολισμός

Αρχικά ορίζεται η γεωγραφική θέση της μελέτης ώστε να ορισθούν τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής. Ο χρήστης μπορεί να επιλέξει την περιοχή αυτή είτε μέσα από χάρτη του λογισμικού (Εικόνα 4-3), είτε εισάγοντας τις συντεταγμένες του έργου. Μπορεί επίσης να αποθηκεύει σε βιβλιοθήκες του λογισμικού την τοποθεσία που χρησιμοποιεί ώστε να έχει γρήγορη πρόσβαση σε αυτήν για μετέπειτα προσομοιώσεις.



Εικόνα 4-3 Επιλογή γεωγραφικής θέσης μελέτης στο λογισμικό PVsyst

Με την εισαγωγή της γεωγραφικής τοποθεσίας της μελέτης, τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής φορτώνονται αυτόματα από βιβλιοθήκες του λογισμικού. Ο χρήστης έχει πρόσβαση σε αυτά και μπορεί να τα εξαγάγει σε πίνακες excel. Το έργο βρίσκεται στη θέση με γεωγραφικό πλάτος 39,3007° και γεωγραφικό μήκος 22,3542°. Τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής παρατίθενται στον Πίνακα 4-1.

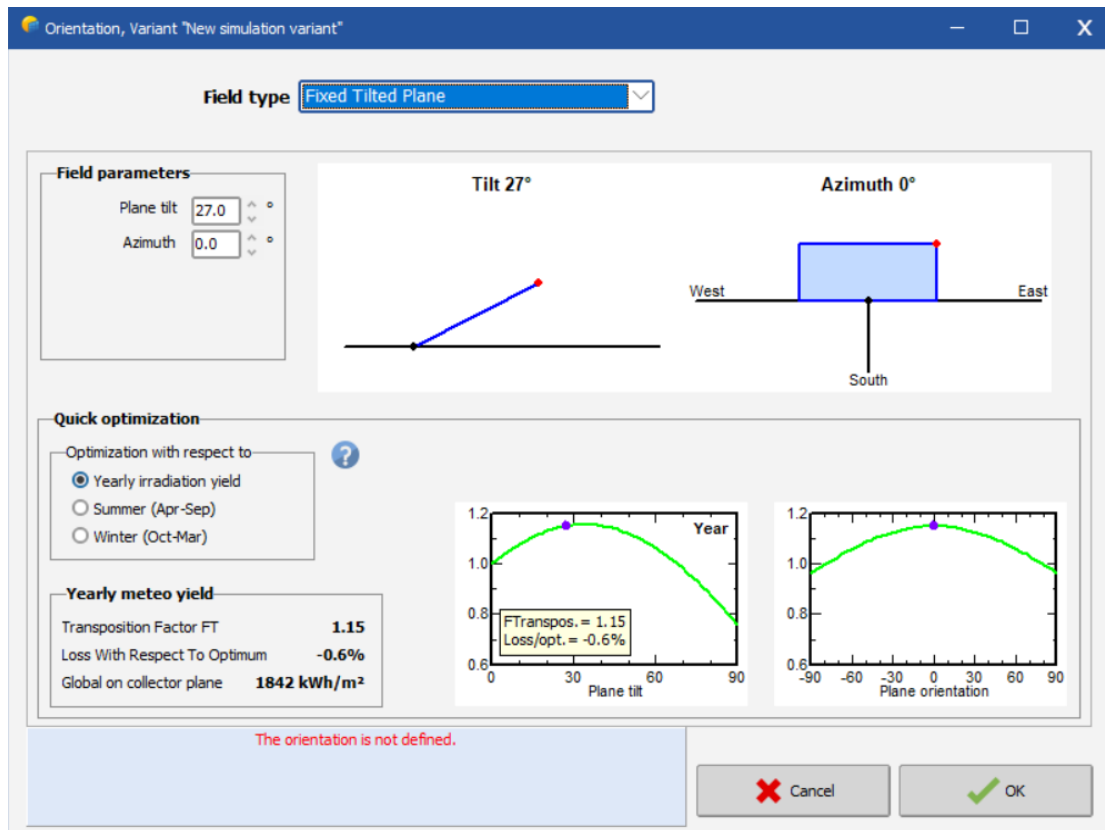
Site	Khaidaria				
Country	Greece				
Region	Europe				
Source	Meteonorm 8.0 (1994-2006), Sat=100%				
Latitude	39.3007 °				
Longitude	22.3542 °				
Altitude	134 m				
Time Zone	2 GMT				
Albedo	0.2				
Values	Global Horizontal Irradiation	Horizontal Diffuse Irradiation	Temperature	Wind Velocity	Relative Humidity
Month	kWh/m ² /month	kWh/m ² /month	°C	m/s	%
January	63.2	28.9	6	1.90	78.1
February	77.2	36.6	7.7	2.19	75.5
March	125.7	60.3	11.1	2.3	68.7
April	160.5	72.5	14.6	2.39	67.4
May	199.5	72.7	20.2	2.5	58
June	207.9	85.3	25	2.6	51.5
July	215.1	85.2	27.9	2.7	46.6
August	197	70.3	27.3	2.51	48.3
September	143.9	49.8	21.8	2.2	63.4
October	98.1	48.4	17	1.71	71.6
November	63.8	29.8	11.7	1.41	80.7
December	52	29.1	7.2	1.69	79.5
Year	1603.9	668.9	16.4	2.17	65.8

Πίνακας 4-1 Μετεωρολογικά δεδομένα γεωγραφικής θέσης μελέτης από λογισμικό PVsyst

Τα δεδομένα του πίνακα όπως παρουσιάζονται κατά στήλη είναι η οριζόντια ηλιακή ακτινοβολία, η οριζόντια διάχυτη ακτινοβολία, η μέση θερμοκρασία ανά μήνα, η μέση ταχύτητα του ανέμου και η σχετική υγρασία.

Ακολουθεί η επιλογή προσανατολισμού των ΦΒ πλαισίων. Ο χρήστης καλείται να ορίσει το αζιμούθιο των πλαισίων που επιθυμεί, το είδος των βάσεων στήριξης των πλαισίων (σταθερές βάσεις ή tracker) και τη γωνία κλίσης των πλαισίων σε περίπτωση σταθερών βάσεων.

Η γεωγραφική τοποθεσία του έργου βρίσκεται στο βόρειο ημισφαίριο της γης. Συνεπώς το αζιμούθιο για τη βέλτιστη εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας είναι ίσο με $\gamma=0^\circ$ [1]. Το γεγονός αυτό επαληθεύεται και από γράφημα που παρουσιάζει το λογισμικό κατά τον εισαγωγή του αζιμούθιου όπως φαίνεται στη δεξιά πλευρά της Εικόνας 4-4.



Εικόνα 4-4 Επιλογή προσανατολισμού και γωνίας κλίσης ΦΒ πλαισίων στο PVsyst

Για τη συγκεκριμένη μελέτη επιλέχθηκαν σταθερές βάσεις. Η κλίση των πλαισίων ορίστηκε στις 27°. Η επιλογή αυτή σύμφωνα με το λογισμικό απέχει από το βέλτιστο δυνατό αποτέλεσμα κατά 0,6%. Κατά το στάδιο αυτό όμως το λογισμικό δεν λαμβάνει υπόψιν το είδος των πλαισίων που θα χρησιμοποιηθούν. Όπως θα δούμε στη συνέχεια στη συγκεκριμένη μελέτη επιλέγονται ΦΒ πάνελ Bifacial. Τα πλαίσια αυτά εκμεταλλεύονται την ηλιακή ενέργεια και από τις δύο πλευρές του πλαισίου. Με παρότρυνση λοιπόν του κατασκευαστή, η κλίση των πλαισίων για την βέλτιστη εκμετάλλευση της τεχνολογίας αυτής ορίστηκε στις 27°. Αξίζει να σημειωθεί πως η βελτιστοποίηση του συστήματος γίνεται με γνώμονα τη λειτουργία σε όλο το έτος. Ο χρήστης έχει την επιλογή για οποιοδήποτε λόγο να ορίσει σαν προεπιλογή τη βελτιστοποίηση της απόδοσης του συστήματος μόνο κατά τους θερινούς (Απρίλιο έως Σεπτέμβριο) ή τους χειμερινούς μήνες (Οκτώβριο έως Μάρτιο). Με την εισαγωγή των δεδομένων αυτών το λογισμικό επιστρέφει σαν αποτέλεσμα την εκμεταλλεύσιμη ηλιακή ενέργεια ίση με 1842 kWh/m².

4.3 Επιλογή παραμέτρων συστήματος

Οι παράμετροι που απαιτούνται για το τρέξιμο της προσομοίωσης είναι ο τύπος των ΦΒ πλαισίων, ο τύπος των αντιστροφένων, το πλήθος αυτών και ο τρόπος συνδεσμολογίας του.

Η διαδικασία για τον υπολογισμό ενός αυτόνομου συστήματος είναι η εξής [2]:

Αρχικά καθορίζεται η ισχύς αιχμής της φωτοβολταϊκής συστοιχίας. Όπως έχει προαναφερθεί η ισχύς αυτή είναι 500kW. Έπειτα καθορίζεται ο αριθμός των ΦΒ πλαισίων. Στη συγκεκριμένη μελέτη επιλέχθηκαν πάνελ τύπου Trina Solar 535W 26V TSM-DEG19C.20 Bifacial.

Παρατίθενται τα τεχνικά χαρακτηριστικά του συγκεκριμένου πλαισίου (Εικόνα 4-5).

ELECTRICAL DATA (STC)					
Peak Power Watts- P_{max} (Wp)*	530	535	540	545	550
Power Tolerance- P_{max} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	31.0	31.2	31.4	31.6	31.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.11	17.16	17.21	17.24	17.29
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	18.19	18.24	18.30	18.35	18.39
Module Efficiency η_m (%)	20.3	20.5	20.7	20.9	21.0

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)					
Total Equivalent power - P_{max} (Wp)	567	573	578	583	589
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	31.0	31.2	31.4	31.6	31.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.31	18.36	18.41	18.45	18.50
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	19.46	19.52	19.58	19.63	19.68
Irradiance ratio (rear/front)	10%				

Power Bifaciality 70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)					
Maximum Power- P_{max} (Wp)	401	405	409	413	416
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	28.8	29.0	29.2	29.4	29.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.93	13.97	14.02	14.08	14.10
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	35.1	35.3	35.5	35.7	35.9
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	14.66	14.70	14.75	14.79	14.82

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA	
Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	110 cells
Module Dimensions	2384×1096×35 mm (93.86×43.15×1.38 inches)
Weight	32.6 kg (71.9 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm (11.02/11.02 inches), Landscape: 1400/1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2/ TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS		MAXIMUM RATINGS	
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)	Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.34%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.25%/°C		1500V DC (UL)
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/°C	Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY		PACKAGING CONFIGURATION	
12 year Product Workmanship Warranty		Modules per box:	31 pieces
30 year Power Warranty		Modules per 40' container:	558 pieces
2% first year degradation			
0.45% Annual Power Attenuation			

(Please refer to product warranty for details)

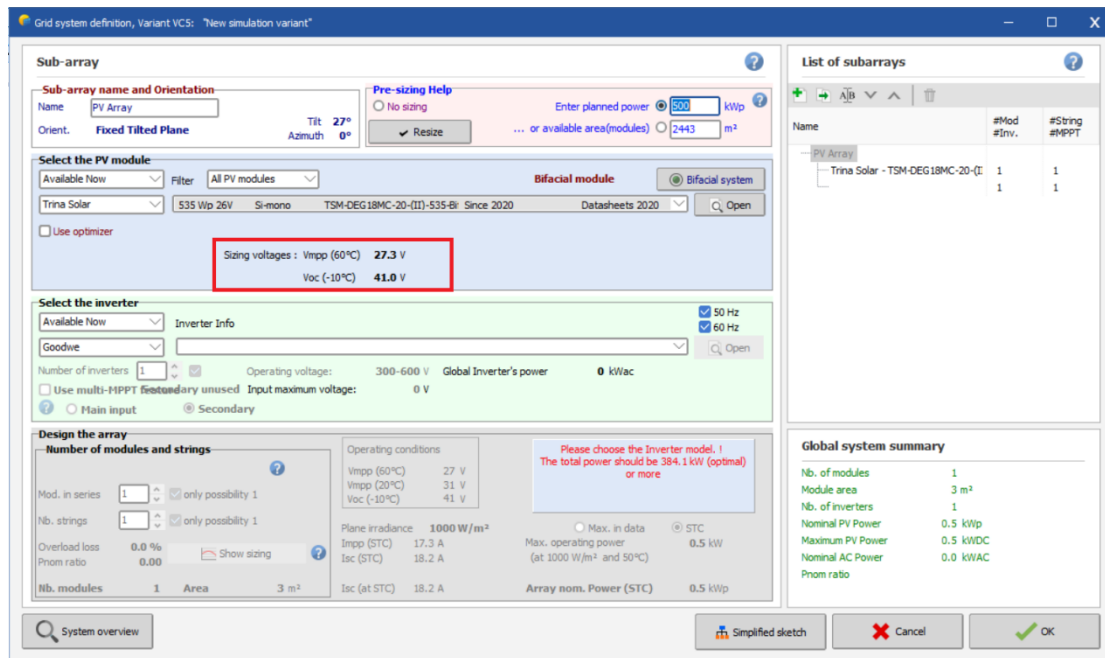
Εικόνα 4-5 Data sheet ΦΒ πάνελ Trina Solar 535W Bifacial, Πηγή: <https://www.trinasolar.com/en-gb/product/VERTEX-DE19>

Πρόκειται για πλαίσια μονοκρυσταλλικά ονομαστικής ισχύος $P_{max} = 535 \text{ W}_p$, διφασικά.

Άρα ο αριθμός πλαισίων που θα χρειαστεί για την κάλυψη της ισχύος αιχμής είναι $N = P_{αιχμής} / P_{πλαίσιο} = 500.000 / 535 = 934.58$ πλαίσια. Άρα επιλέγονται 934 πλαίσια και η εγκατεστημένη ισχύς ορίζεται σε $P = 934 \times 535 \text{ W} = 499,69 \text{ kW}$.

Στη συνέχεια καθορίζεται ο αριθμός ΦΒ πλαισίων σε σειρά και των παράλληλων κλάδων.

Τα μεγέθη αυτά εξαρτώνται από την τάση των ΦΒ πλαισίων που έχουμε επιλέξει. Γενικά η μέγιστη τάση ρεύματος ΦΒ συστοιχίας για συστήματα ισχύος μεγαλύτερης των 10kWp επιλέγεται από 400 V έως 700 V [2]. Επίσης σε περίπτωση που ο τύπος του αντιστροφέα έχει επιλεγεί ήδη πριν την διαστασιολόγηση του συστήματος, ο χρήστης πρέπει να λάβει υπόψη πως η τάση ανοιχτού κυκλώματος στην χαμηλότερη θερμοκρασία (-10°C) των ΦΒ πλαισίων που συνδέονται σε σειρά δεν πρέπει να ξεπερνά την μέγιστη τάση εισόδου του μετατροπέα τάσεως DC-AC. Αφού ορισθεί ο αριθμός πλαισίων σε σειρά, αποφασίζεται και ο αριθμός παράλληλων κλάδων που απαιτούνται για την κάλυψη της καθορισμένης εγκατεστημένης ισχύος.



Εικόνα 4-6 Υπολογισμός τάσης ανοιχτού κυκλώματος $V_{oc}(-10^{\circ}C)$ από το PVsyst

Επόμενο βήμα είναι η επιλογή των αντιστροφένων (inverter). Όπως προαναφέρθηκε η επιλογή αυτή εξαρτάται από την τάση ανοιχτού κυκλώματος στη χαμηλότερη θερμοκρασία ($-10^{\circ}C$) του πλαισίου. Η τάση αυτή παρέχεται αυτόματα από το λογισμικό χωρίς να χρειαστεί ο χρήστης να κάνει υπολογισμούς (Εικόνα 4-6). Σε επόμενο κεφάλαιο (5.6) δίνονται οι σχέσεις υπολογισμού της τάσης αυτής με τις οποίες ο χρήστης μπορεί να επαληθεύσει τα αποτελέσματα του λογισμικού. Δεύτερο κριτήριο είναι η ισχύς εξόδου του μετατροπέα. Η ισχύς εξόδου μετατροπέα P_{inv} δίνεται από τη σχέση:

$$P_{inv} \geq \frac{P_{p\Sigma}}{1,3} \quad [kW_p] \quad (4.1)$$

όπου $P_{p\Sigma}$ [kWp] η ισχύς αιχμής ΦΒ συστοιχίας

Η επιλογή του μετατροπέα τάσεως γίνεται παράλληλα με γνώμονα την ομαλή λειτουργία του συστήματος σε περίπτωση που υπάρξει πρόβλημα στο ηλεκτρικό δίκτυο. Είναι προτιμότερο δηλαδή να μην επιλέγεται μόνο ένας μετατροπέας μεγάλης ισχύος αλλά περισσότεροι με αθροιστικά την απαιτούμενη ισχύ, ώστε όταν κάποιος παρουσιάσει βλάβη να μπορεί να διακόψει τη λειτουργία του και οι υπόλοιποι να λειτουργούν κανονικά. Επιπλέον πρέπει να διαθέτει ρυθμιστή ισχύος MPPT (Maximum Power Point Tracking) ώστε να προσαρμόζεται το σημείο λειτουργίας του συστήματος στο σημείο μέγιστης ισχύος. Σε εγκαταστάσεις 100 – 500 kWp συνήθως επιλέγονται έως πέντε τριφασικοί inverters.

Τέλος, η τάση εισόδου inverter πρέπει να είναι ίση με τη μέγιστη τάση ρεύματος της ΦΒ συστοιχίας και η τάση εξόδου να είναι ίση με την φασική αν ο inverter είναι μονοφασικός, ή με την πολική αν ο inverter είναι τριφασικός.

Στη συγκεκριμένη μελέτη είχε γίνει ήδη επιλογή των inverter που θα χρησιμοποιηθούν. Ο τύπος inverter είναι Solis GW 100KHT της Ginlong Technologies με τεχνικά χαρακτηριστικά που παρατίθενται παρακάτω (Εικόνα 4-7).

Model Name	Solis-100K-5G	Solis-110K-5G
Input DC		
Max. input voltage	1100 V	
Rated voltage	600 V	
Start-up voltage	195 V	
MPPT voltage range	180-1000 V	
Max. input current	10*26 A	
Max. short circuit current	10*40 A	
MPPT number/Max. input strings number	10/20	
Output AC		
Rated output power	100 kW	110 kW
Max. apparent output power	110 kVA	121 kVA
Max. output power	110 kW	121 kW
Rated grid voltage	3/N/PE, 220 V / 380 V, 230 V / 400 V	
Rated grid frequency	50 Hz / 60 Hz	
Rated grid output current	152.0 A / 144.3 A	167.1 A / 158.8 A
Max. output current	167.1 A	183.8 A
Power Factor	>0.99 (0.8 leading - 0.8 lagging)	
THDI	<3%	
Efficiency		
Max. efficiency	98.7%	
EU efficiency	98.3%	
Protection		
DC reverse-polarity protection	Yes	
Short circuit protection	Yes	
Output over current protection	Yes	
Surge protection	DC Type II / AC Type II (AC Type I optional)	
Grid monitoring	Yes	
Anti-islanding protection	Yes	
Strings monitoring	Yes	
I/V Curve scanning	Yes	
Integrated PID recovery	Optional	
Integrated AFCI (DC arc-fault circuit protection)	Yes ⁽¹⁾	
Integrated DC switch	Yes	
Integrated AC switch	Optional	

Εικόνα 4-7a Data sheet inverter Solis GW100K-HT Πηγή: <https://www.ginlong.com/uk/downloadcenter.html>

General Data	
Dimensions (W*H*D)	1065*567*344.5 mm
Weight	84 kg
Topology	Transformerless
Self consumption (night)	<2 W
Operating ambient temperature range	-25 ~ +60°C
Relative humidity	0-100%
Ingress protection	IP66
Cooling concept	Intelligent redundant fan-cooling
Max. operation altitude	4000 m
Grid connection standard	VDE-AR-N 4105, VDE V 0124, VDE V 0126-1-1, UTE C15-712-1, NRS 097-1-2, G98, G99, EN 50549-1/-2, RD 1699, UNE 206006, UNE 206007-1, IEC61727, DEWA
Safety/EMC standard	IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-2/-4
Features	
DC connection	MC4 connector
AC connection	OT terminal (max. 185 mm ²)
Display	LCD
Communication	RS485, Optional: Wi-Fi, GPRS, PLC

Εικόνα 4-7b Data sheet inverter Solis GW100K-HT Πηγή: <https://www.ginlong.com/uk/downloadcenter.html>

Η συνδεσμολογία των παραμέτρων που έχουν επιλεγθεί πραγματοποιήθηκε ως εξής. Χρησιμοποιήθηκαν 5 inverter τάσεως 100kW. Στον πρώτο inverter συνδέθηκαν 5 παράλληλοι κλάδοι (strings) των 20 πλαισίων σε σειρά και 5 string των 21 πλαισίων σε σειρά (συνολικά 205 πλαίσια). Στον δεύτερο συνδέθηκαν 9 string των 21 πλαισίων σε σειρά (συνολικά 189 πλαίσια). Σε καθένα από τους υπόλοιπους τρεις συνδέθηκαν 9 string των 20 πλαισίων (συνολικά 180 πλαίσια). Επαληθεύοντας το πλήθος των πλαισίων έχουμε $n=205+189+3 \times 180=934$ πλαίσια.

Ο τύπος πάνελ που έχει επιλεγθεί, καθώς είναι πρόσφατης τεχνολογίας, δεν είχε περαστεί στις βιβλιοθήκες του λογισμικού PVsyst. Ο χρήστης έχει τη δυνατότητα όμως να προσθέσει μόνος του στη βιβλιοθήκη όποια παράμετρο επιθυμεί. Αυτό γίνεται με δύο τρόπους. Πρώτον μπορεί να επικοινωνήσει με την κατασκευαστική εταιρεία της παραμέτρου που ενδιαφέρεται για να του σταλεί αρχείο ZIP με τα τεχνικά χαρακτηριστικά το οποίο μπορεί να εισάγει στο λογισμικό. Δεύτερον, εφόσον έχει διαθέσιμο το data sheet για την παράμετρο που επιθυμεί μπορεί να εισάγει χειροκίνητα τα δεδομένα στο σύστημα. Η εισαγωγή του πλαισίου στην περίπτωση αυτή έγινε με τον χειροκίνητο τρόπο βάσει data sheet. Ο τρόπος εισαγωγής των δεδομένων παρουσιάζεται παρακάτω (Εικόνα 4-8, Εικόνα 4-9, Εικόνα 4-10).

The screenshot shows the 'Definition of a PV module' window in PVsyst. The 'Basic data' tab is selected, displaying the following information:

- Model:** TSM-DEG18MC-20-(II)-535-Bifacial
- Manufacturer:** Trina Solar
- File name:** Trina_TSM_DEG19C_20_535_Bifacial.PAN
- Data source:** Datasheets 2020
- Prod. Since:** 2020

Below the basic data, the 'Nom. Power (at STC)' is set to 535.0 Wp with a tolerance of +/- 0.0 to 5.0%. The technology is 'Si-mono'.

The 'Manufacturer specifications or other measurements' section includes:

- Reference conditions: GRef 1000 W/m², TRef 25 °C
- Short-circuit current: Isc 18.240 A, Open circuit Voc 37.50 V
- Max Power Point: Imp 17.160 A, Vmpp 31.20 V
- Temperature coefficient: muIsc 5.2 mA/°C, or muIsc 0.029 %/°C
- Nb cells: 55 x 2

The 'Internal model result tool' section shows operating conditions and calculated parameters:

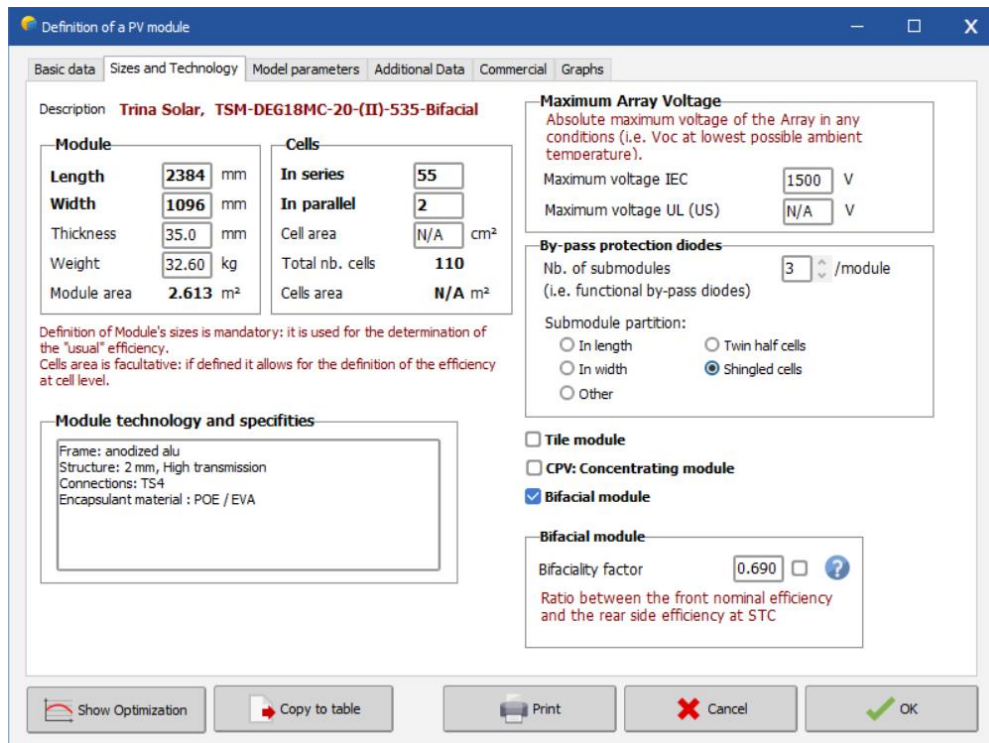
- Operating conditions: GOper 1000 W/m², TOper 25 °C
- Max Power Point: Pmpp 535.5 W, Imp 17.30 A
- Short-circuit current: Isc 18.24 A
- Efficiency: / Cells area N/A %, / Module area 20.50 %
- Temper. coeff. -0.34 %/°C
- Voltage Vmpp 31.0 V
- Open circuit Voc 37.5 V

The 'Model summary' section lists:

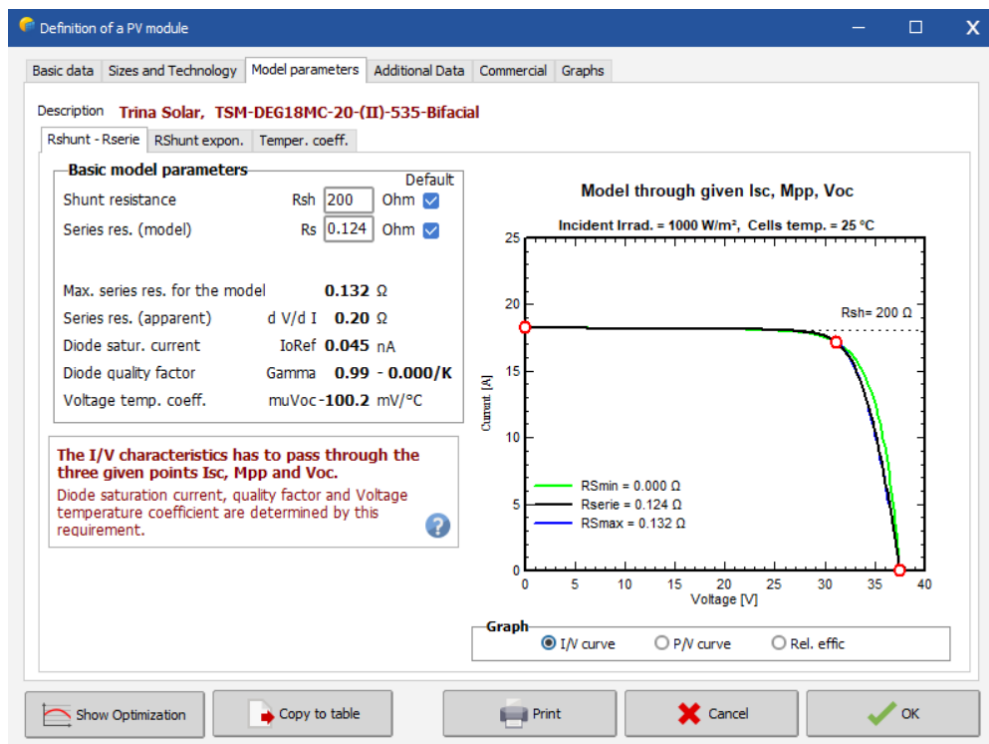
- Main parameters: R shunt 200 Ω, Rsh(G=0) 800 Ω
- R serie model: 0.12 Ω
- R serie max.: 0.13 Ω
- R serie apparent: 0.20 Ω
- Model parameters: Gamma 0.994, IoRef 0.05 nA, muVoc -100 mV/°C, muPMax fixed -0.34 /°C

At the bottom, there are buttons for 'Show Optimization', 'Copy to table', 'Print', 'Cancel', and 'OK'.

Εικόνα 4-8 Εισαγωγή βασικών δεδομένων ΦΒ πλαισίου στο PVsyst βάσει Data Sheet



Εικόνα 4-9 Εισαγωγή δεδομένων μεγέθους και τεχνολογίας ΦΒ πλαισίου στο PVsyst βάσει Data Sheet



Εικόνα 4-10 Εισαγωγή παραμέτρων μοντέλου ΦΒ πλαισίου στο PVsyst βάσει Data Sheet

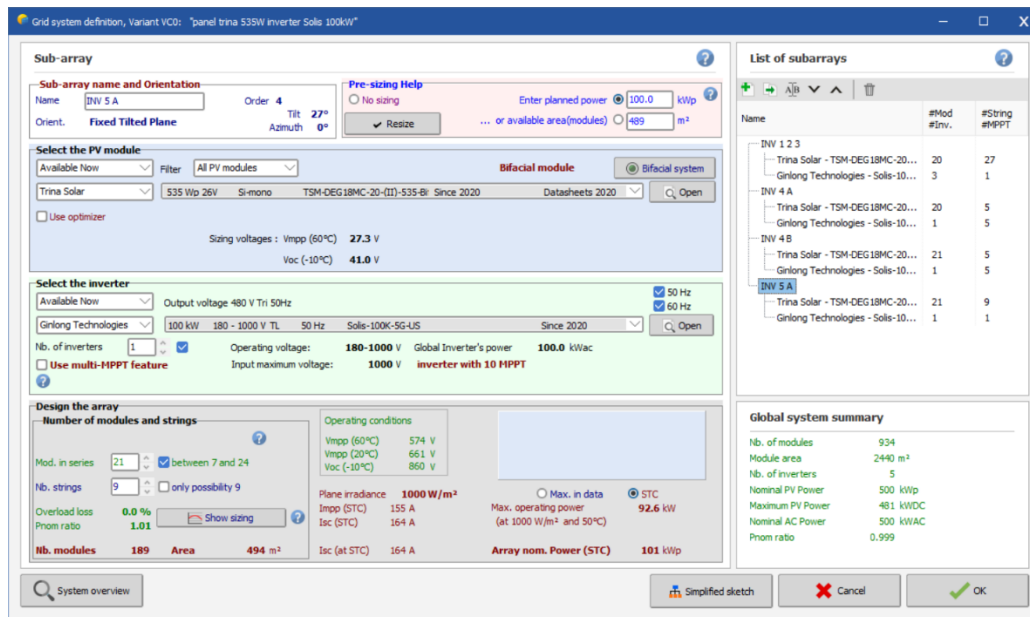
Στην Εικόνα 4-9 παρατηρούμε επίσης, πως το λογισμικό λαμβάνει υπόψιν στην προσομοίωση το διφασικό (bifacial) ΦΒ πλαίσιο. Αυτό γίνεται μέσω ενός παράγοντα που το PVsyst ονομάζει Bifaciality factor το οποίο έχουμε καθορίσει σε 0,69 και εκφράζει τον λόγο μεταξύ της ονομαστικής απόδοσης της εμπρόσθιας και οπίσθιας πλευράς του πλαισίου σε Κανονικές Συνθήκες Ελέγχου.

Αφού έχει καταχωρισθεί στο σύστημα ο τύπος πλαισίου προχωράμε στην συνδεσμολογία. Καθώς δεν δέχονται όλοι οι inverter τον ίδιο συνδυασμό string και πλαισίων σε σειρά το σύστημα θα χωριστεί σε 3 ομάδες. Μία ομάδα θα αντιστοιχεί στους 3 inverter με τα 9 string των 20 πλαισίων. Άρα θέτω αριθμό inverter 3, αριθμό string 27 και αριθμό πλαισίων σε σειρά 20 (Εικόνα 4-11). Η δεύτερη ομάδα αντιστοιχεί στον inverter με τα 9 string των 20 πλαισίων σε σειρά (Εικόνα 4-12). Ο τελευταίος inverter έχει όμως έχει 5 string των 20 πλαισίων και 5 string των 21 πλαισίων. Το PVsyst δίνει τη δυνατότητα να ορισμού τέτοιων διατάξεων μέσω του συστήματος Power Sharing. Αυτό γίνεται με τον εξής τρόπο. Ορίζονται άλλες 2 υποομάδες. Στις υποομάδες αυτές δεν επιλέγεται το πλήθος των inverter αλλά το πλήθος των MPPT που χρησιμοποιεί η κάθε ομάδα. Κάθε MPPT αντιστοιχεί σε 10kW ισχύος του inverter όπως είναι ήδη καθορισμένο από τη βιβλιοθήκη του λογισμικού. Συνεπώς στην μία υποομάδα εισάγω 5 MPPT για τον inverter και 5 string των 20 πλαισίων (Εικόνα 4-13) και στην άλλη 5 MPPT για τον inverter και 5 string των 21 πλαισίων (Εικόνα 4-14). Ο χρήστης για να ορίσει πως οι υποομάδες αυτές αντιστοιχούν στον ίδιο inverter επιλέγει την επιλογή Power Sharing που ενεργοποιείται όταν θέτει MPPT inputs. Από εκεί μπορεί να επιλέξει να συνδέσει τις υποομάδες που επιθυμεί στους αντίστοιχους inverter (Εικόνα 4-15).

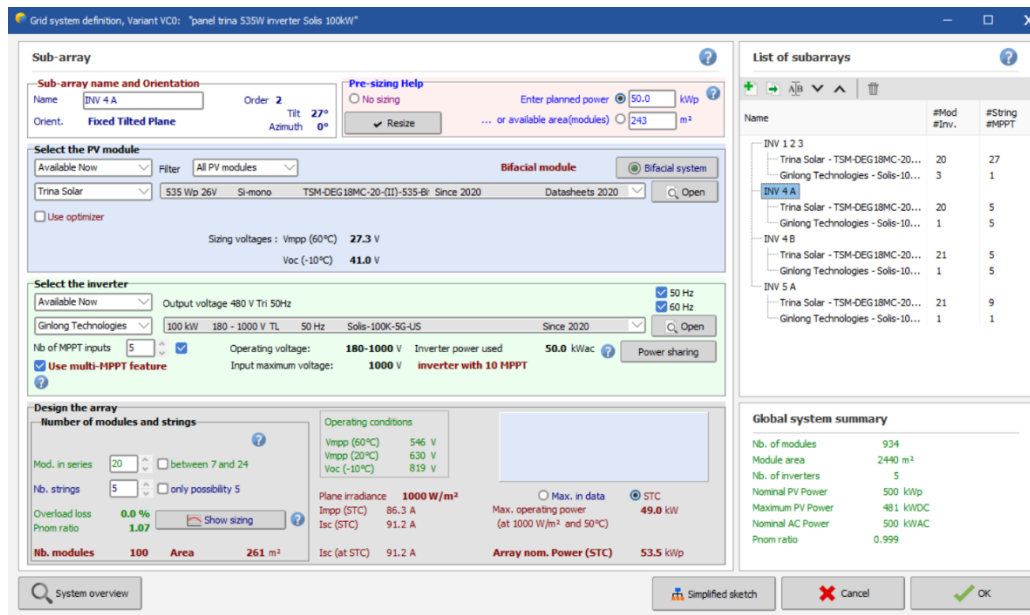
Name	#Mod #Inv.	#String #MPPT
INV 1 2 3		
Trina Solar - TSM-DEG18MC-20...	20	27
Ginlong Technologies - Sols-10...	3	1
INV 4 A		
Trina Solar - TSM-DEG18MC-20...	20	5
Ginlong Technologies - Sols-10...	1	5
INV 4 B		
Trina Solar - TSM-DEG18MC-20...	21	5
Ginlong Technologies - Sols-10...	1	5
INV 5 A		
Trina Solar - TSM-DEG18MC-20...	21	9
Ginlong Technologies - Sols-10...	1	1

Nb. of modules	934
Module area	2440 m²
Nb. of inverters	5
Nominal PV Power	500 kWp
Maximum PV Power	481 kWDC
Nominal AC Power	500 kWAC
Pnom ratio	0.999

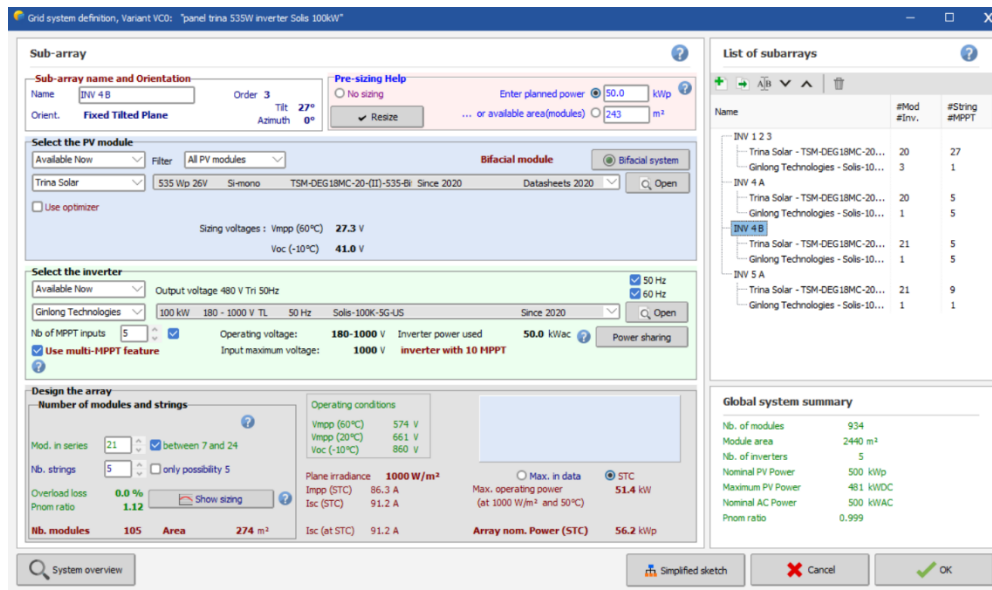
Εικόνα 4-11 Εισαγωγή παραμέτρων ομάδας με 3 Inverter των 9 string και 20 πλαισίων σε σειρά στο PVsyst



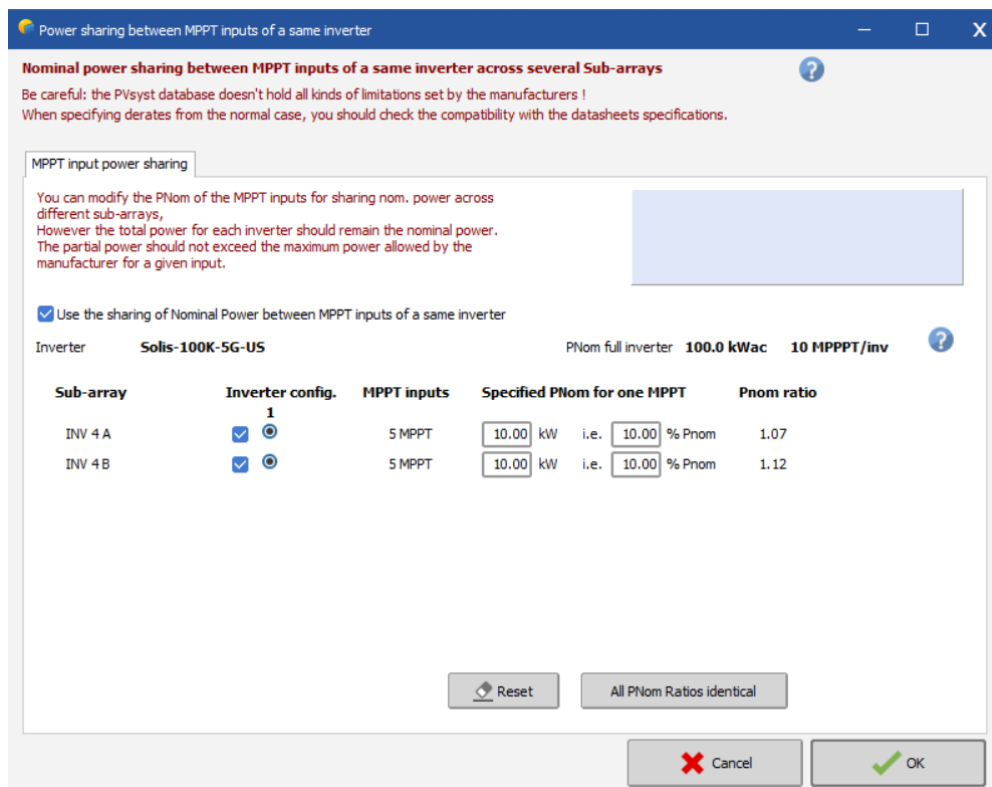
Εικόνα 4-12 Εισαγωγή παραμέτρων ομάδας με 1 inverter των 9 sting 21 πλαισίων σε σειρά στο PVsyst



Εικόνα 4-13 Υποομάδα power sharing με 5 string των 20 πλαισίων στο PVsyst



Εικόνα 4-14 Υποομάδα power sharing με 5 string των 21 πλαισίων στο PVsyst



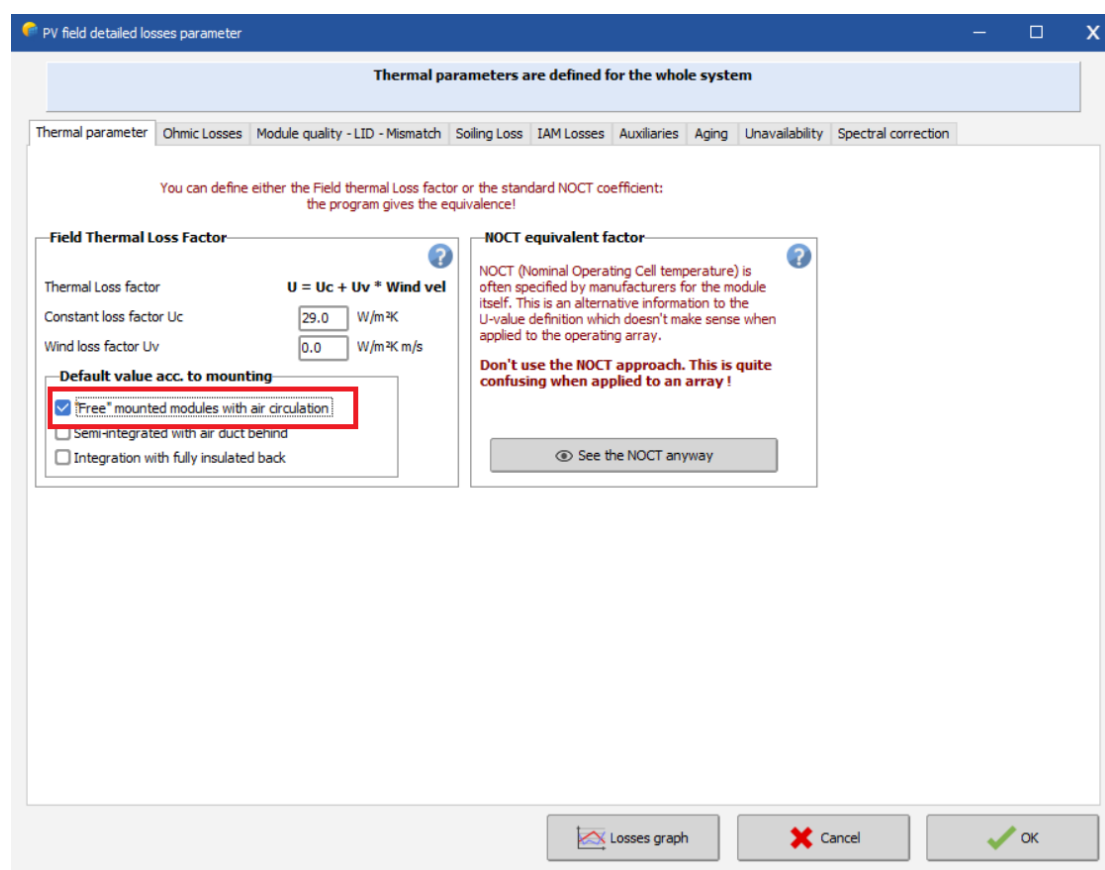
Εικόνα 4-15 Αντιστοίχιση υποομάδων power sharing στον ίδιο inverter στο PVsyst

Κατ' αυτόν τον τρόπο ολοκληρώνεται η εισαγωγή των παραμέτρων που χρειάζονται για την προσομοίωση. Το λογισμικό μπορεί σε αυτό το σημείο να θέσει προκαθορισμένες τιμές για τις απώλειες του συστήματος και να τρέξει την προσομοίωση με την παραδοχή πως δεν υπάρχει σκίαση. Σημειώνεται επίσης πως σε περίπτωση λάθους σχεδιασμού του συστήματος το λογισμικό δεν επιτρέπει το τρέξιμο της προσομοίωσης και δίνει ένδειξη για το που έχει γίνει σφάλμα. Για την προσομοίωση επίσης δεν απαιτείται ο ορισμός του μετασχηματιστή

που χρησιμοποιείται. Αναφέρεται για λόγους πληρότητας πως στη συγκεκριμένη μελέτη επιλέχθηκε μετασχηματιστής διανομής ελαίου της εταιρείας ABB.

4.4 Υπολογισμός απωλειών

Όπως προαναφέρθηκε, η προσομοίωση μπορεί να τρέξει και χωρίς να ορίσουμε τις απώλειες. Για να έχουμε όμως ακριβέστερη εικόνα της παραγωγής ενέργειας αυτές θα οριστούν ως εξής. Αρχικά ορίζονται οι θερμικές απώλειες βάσει του συντελεστή συνεχών απωλειών U_c . Για τον συντελεστή αυτόν δεν γίνεται κάποιος υπολογισμός από τον χρήστη. Αρκεί να επιλέξει τον τρόπο που τοποθετούνται τα πλαίσια στις βάσεις. Αν δηλαδή λαμβάνεται κάποια μέριμνα για τη συναγωγή τους με το περιβάλλον. Στη συγκεκριμένη μελέτη δεν έχει ληφθεί κάποια τέτοια μέριμνα οπότε επιλέγουμε την πρώτη επιλογή που μας δίνεται (Εικόνα 4-16).



Εικόνα 4-16 Εισαγωγή απωλειών συστήματος στο PVsyst - Θερμικές παράμετροι

Συνεχίζουμε με τον υπολογισμό ωμικών απωλειών. Για τον υπολογισμό τους ο χρήστης καλείται να δώσει τη διάμετρο, το μέσο μήκος και το υλικό κατασκευής των καλωδίων των πλαισίων που αποτελούν ένα string, των καλωδίων των string που συνδέονται με τους inverter (Εικόνα 4-17), των καλωδίων που συνδέουν τους inverter με τον μετασχηματιστή και τον καλωδίων που συνδέουν τον μετασχηματιστή με το δίκτυο μέσης τάσης (Εικόνα 4-18). Από κάτοψη της μελέτης που θα παρουσιαστεί στη συνέχεια βρίσκονται τα μήκη των καλωδίων. Σχετικά με τα υλικά κατασκευής, όλα τα καλώδια που χρησιμοποιήθηκαν είναι χαλκού. Όσο για τις διαμέτρους τους αυτά που χρησιμοποιήθηκαν είναι 6 mm² για τη σύνδεση των πλαισίων ενός κλάδου, 70 mm² για τα καλώδια σύνδεσης των string με τους inverter, 70 mm² για τα καλώδια inverter – Μ/Σ. Για τα καλώδια Μ/Σ – δίκτυο μέσης τάσης

δεν είναι γνωστό τι έχει επιλεχθεί. Για την προσομοίωση επιλέγεται ενδεικτικά διατομή 25 mm². Αν επιλεγόταν διατομή 35 mm² το λογισμικό δείχνει ένδειξη πως η διατομή των καλωδίων αυτών είναι υπερδιαστασιολογημένη.

Εικόνα 4-17 Εισαγωγή δεδομένων ηλεκτρικών αγωγών σύνδεσης ΦΒ πλαισίων μεταξύ τους και string με inverter στο PVsyst

Εικόνα 4-18 Εισαγωγή δεδομένων ηλεκτρικών αγωγών σύνδεσης inverter με Μ/Σ και σύνδεσης Μ/Σ με δίκτυο μέσης τάσης

Μπορούμε να επαληθεύσουμε τις τιμές των διατομών που επιλέχθηκαν από τις εξής σχέσεις [2]:

- Για τους ηλεκτρικούς αγωγούς σύνδεσης των ΦΒ πλαισίων των string.

$$S = \frac{2\rho \cdot l \cdot I_{m\Pi}}{\left(\frac{\Delta V}{V}\right) \cdot V_{m\Pi}} \text{ [mm}^2\text{]} \quad (4.2)$$

όπου:

ρ [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$]: ειδική αντίσταση ηλεκτρικού (0,017 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ για τον χαλκό)

l [m] : μήκος ηλεκτρικού αγωγού σύνδεσης

$I_{m\Pi}$ [A] : μέγιστη ένταση ρεύματος πλαισίου

$\Delta V/V$: επιτρεπόμενη πτώση τάσεων (1%)

$V_{m\Pi}$ [V] : μέγιστη τάση ρεύματος πλαισίου

$$\text{άρα έχουμε } S = \frac{2 \times 0.017 \times 17.16 \text{ A} \times 2.21 \text{ m}}{0.01 \times 31.20 \text{ V}} = 4.114 \text{ mm}^2$$

συνεπώς σωστή η επιλογή της μεγαλύτερης διατομής των 6mm².

- Για τους ηλεκτρικούς αγωγούς σύνδεσης των string με τον inverter

$$S = \frac{2\rho \cdot l \cdot I_{m\Sigma}}{\left(\frac{\Delta V}{V}\right) \cdot V_{m\Sigma}} \text{ [mm}^2\text{]} \quad (4.3)$$

όπου:

$I_{m\Sigma}$ [A] : το ρεύμα εισόδου στον μετατροπέα

$V_{m\Sigma}$ [V] : η μέγιστη τάση ρεύματος ΦΒ συστοιχίας

$$\text{άρα έχουμε } S = \frac{2 \times 0.017 \times 155 \text{ A} \times 65 \text{ m}}{0.01 \times 661 \text{ V}} = 51.82 \text{ mm}^2$$

συνεπώς σωστή η επιλογή των 70 mm².

- Για τους ηλεκτρικούς αγωγούς σύνδεσης τριφασικού μετατροπέα τάσεως DC – AC με τον μετασχηματιστή

$$S = \frac{l \cdot P_{p\Sigma}}{\left(\frac{\Delta V}{V}\right) \cdot \kappa \cdot V_{\Pi}^2} \text{ [mm}^2\text{]} \quad (4.4)$$

όπου:

$P_{p\Sigma}$ [W] : η ισχύς αιχμής της ΦΒ συστοιχίας

$\Delta V/V$: η επιτρεπόμενη πτώση τάσεως ($\Delta V/V = 2\%$)

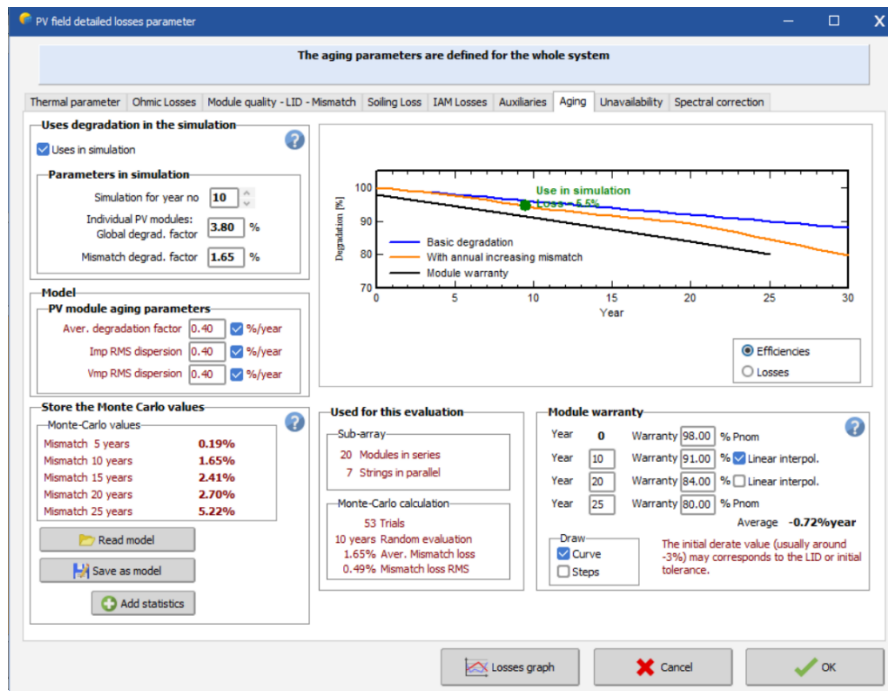
V_{Π} [V] : η πολική τάση (380 V)

κ : η αγωγιμότητα ηλεκτρικού αγωγού στη θερμοκρασία λειτουργίας ($\theta=40-60^\circ\text{C}$)

$$\kappa = 56[1 - 0,004(\theta - 20)] = 49.28$$

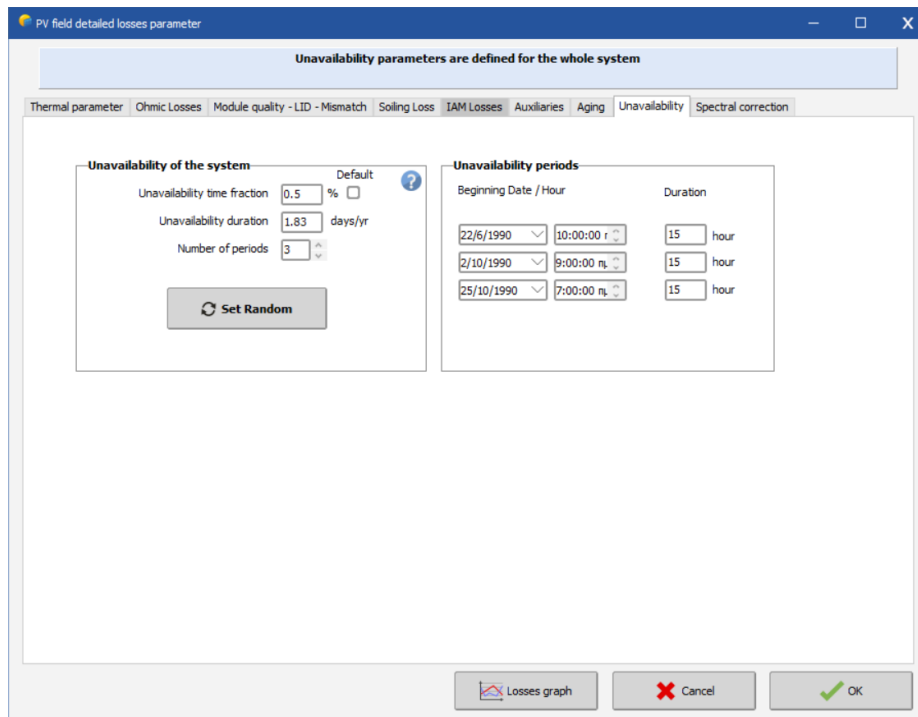
$$\text{άρα έχουμε } S = \frac{101115 \text{ W} \times 80 \text{ m}}{0.02 \times 380^2 \text{ V} \times 49.28} = 56.83 \text{ mm}^2 \text{ συνεπώς σωστή η επιλογή των } 70 \text{ mm}^2.$$

Στις απώλειες συμπεριλαμβάνεται και η μείωση της απόδοσης των ΦΒ πλαισίων από τη γήρανσή τους με το χρόνο. Η γήρανση εισάγεται ενδεικτικά σε 0,4% το χρόνο (Εικόνα 4-19).



Εικόνα 4-19 Απώλειες λόγω γήρανσης ΦΒ πλαισίων στο PVsyst

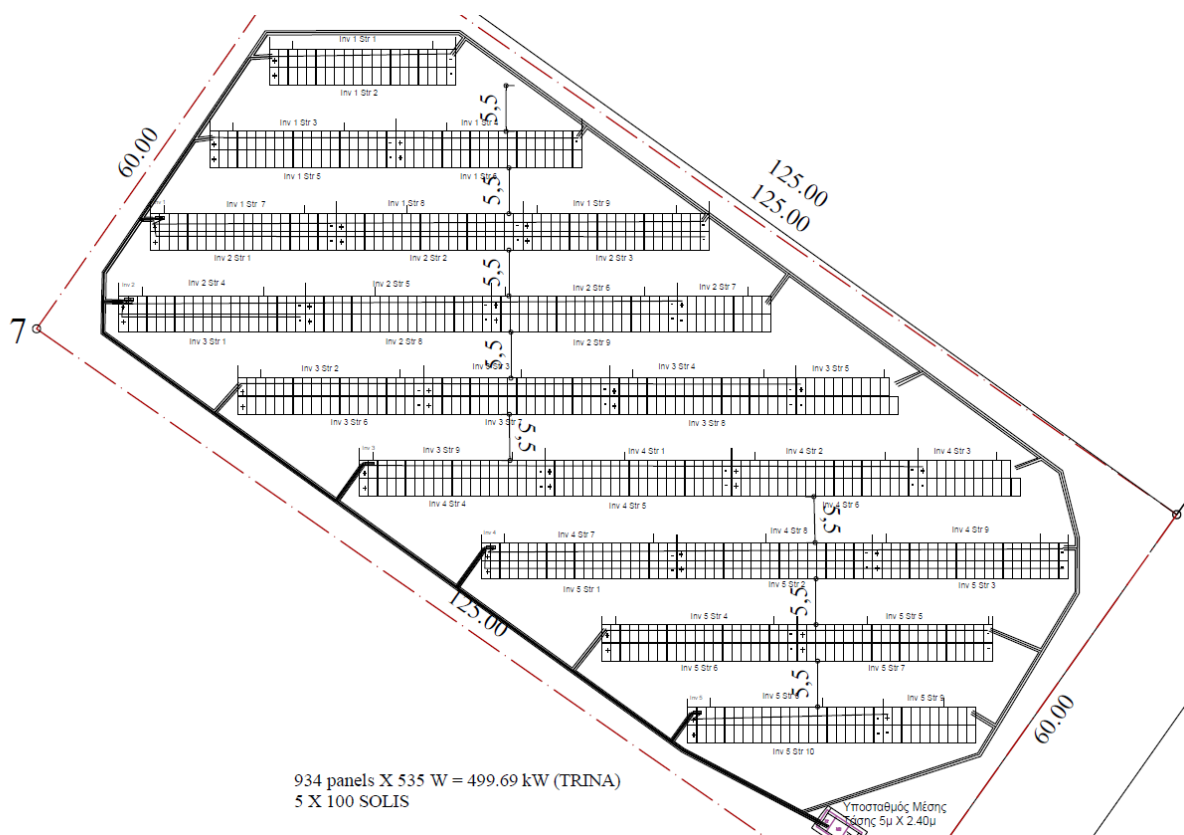
Τέλος για την προσομοίωση υπολογίζονται οι απώλειες από πιθανές βλάβες που καθιστούν το σύστημα να μη λειτουργεί. Το μέγεθος των απωλειών αυτών εξαρτάται από τις μέρες που το σύστημα εκτιμάται πως δεν θα λειτουργεί μέσα στο χρόνο. Το ποσό αυτό εκτιμάται ως 0,5% του χρόνου δηλαδή 1,83 μέρες στο χρόνο (Εικόνα 4-20).



Εικόνα 4-20 Απώλειες λόγω μη λειτουργίας του συστήματος μέσα στο χρόνο

4.5 Έλεγχος σκίασης

Είναι προφανές πως για να έχουμε τη μέγιστη απόδοση των ΦΒ πλαισίων θα πρέπει να είναι χωροθετημένα έτσι ώστε να μην δημιουργούν σκίαση μεταξύ τους. Παρακάτω παρουσιάζεται η χωροθέτηση του ΦΒ πάρκου της μελέτης σε κάτοψη (as built) (Εικόνα 4-21).



Εικόνα 4-21 Κάτοψη ΦΒ πάρκου ισχύος 499,69 kW

Οι βάσεις των ΦΒ πλαισίων έχουν τοποθετηθεί σε ελεύθερη απόσταση 5,50 μ μεταξύ τους. Επίσης όπως βλέπουμε η χωροθέτηση έχει γίνει σε σειρές των 2 πλαισίων. Ο υπολογισμός της ελάχιστης απόστασης μεταξύ των βάσεων ΦΒ πλαισίων γίνεται ως εξής:

Υπολογίζεται η επικάλυψη του ύψους της κατασκευής στήριξης από τη σχέση

$$u = \gamma \cdot \eta \mu \beta - \delta \text{ [m]} \quad (4.5)$$

όπου γ [m] : το μήκος των ΦΒ πλαισίων

β [°] : η γωνία κλίσης των ΦΒ πλαισίων

δ [m] : υψομετρική διαφορά ανάμεσα στα στηρίγματα δύο σειρών ΦΒ πλαισίων

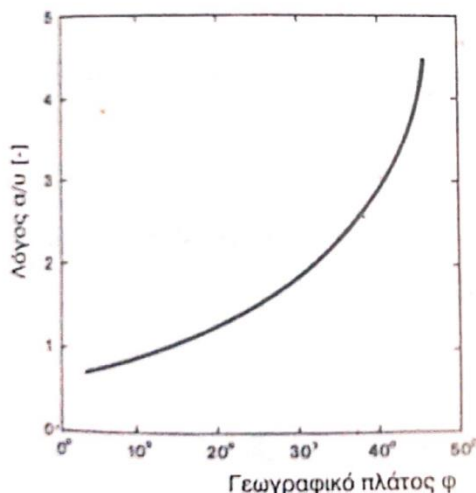
Από το τεχνικό φυλλάδιο του πλαισίου το μήκος του είναι 2,384 m (Εικόνα 4-5). Στη μελέτη έχω 2 πλαίσια σε κάθε σειρά άρα $\gamma = 2 \times 2.384 = 4.768 \text{ m}$.

Η γωνία κλίσης έχει ήδη οριστεί σε $\beta=27^\circ$.

Η υψομετρική διαφορά του γηπέδου είναι αμελητέα άρα $\delta=0$.

Συνεπώς $u = 4,768 \times \eta \mu 27^\circ = 2,165 \text{ m}$

Στη συνέχεια υπολογίζεται η ελεύθερη απόσταση α μεταξύ δύο γειτονικών σειρών ΦΒ πλαισίων. Η απόσταση αυτή υπολογίζεται από το διάγραμμα της Εικόνας 4-22



Σχήμα 59: Καμπύλη του λόγου της ελεύθερης απόστασης α μεταξύ δύο γειτονικών σειρών ΦΒ πλαισίων προς την επικάλυψη του ύψους u , σε συνάρτηση με το γεωγραφικό πλάτος ϕ του τόπου.

Εικόνα 4-22 Καμπύλη του λόγου της ελεύθερης απόστασης α μεταξύ δύο γειτονικών σειρών ΦΒ πλαισίων προς την επικάλυψη του ύψους u , σε συνάρτηση με το γεωγραφικό πλάτος του τόπου [2]

Το γεωγραφικό πλάτος της μελέτης όπως έχει προαναφερθεί είναι $\phi=39,3007^\circ$

Άρα $\alpha/u = 2,50 \Leftrightarrow \alpha = 2,165 \times 2.5 = 5.4125 \text{ m} \leq 5,50 \text{ m}$. Άρα η χωροθέτηση είναι σωστή βάσει των παραπάνω σχέσεων.

Η συνολική απόσταση μεταξύ των γειτονικών σειρών ΦΒ πλαισίων (από την αρχή του ενός έως την αρχή του άλλου) υπολογίζεται από τη σχέση

$$\varepsilon = \alpha + \gamma \cdot \text{συν}\beta \text{ [m]} \quad (4.6)$$

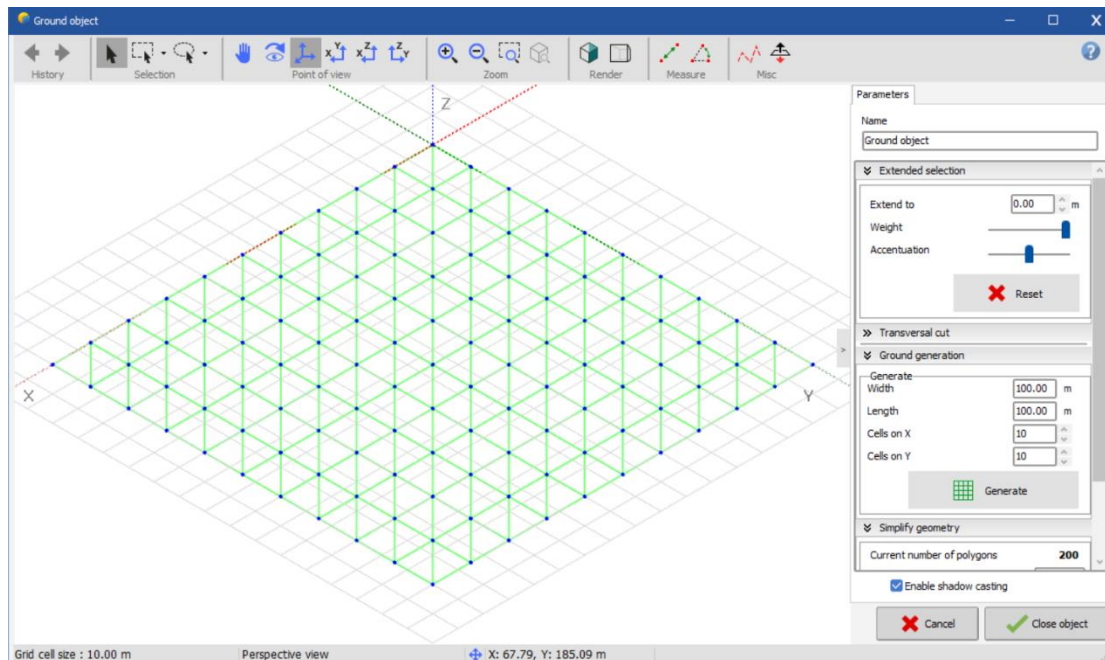
οπότε $\varepsilon = 5,4125 + 4,768 \cdot \text{συν}27^\circ = 9,66 \text{ m}$.

Στη μελέτη η απόσταση αυτή είναι ίση με $\varepsilon = 9,86 \text{ m}$.

Βάσει θεωρίας η χωροθέτηση δεν έχει θέμα σκιάσεων. Χρησιμοποιώντας την προσομοίωση σκίασης του λογισμικού μπορούμε να έχουμε μια πιο πραγματική εικόνα καθώς παίρνουμε αποτελέσματα για όλες τις πιθανές θέσεις του ήλιου.

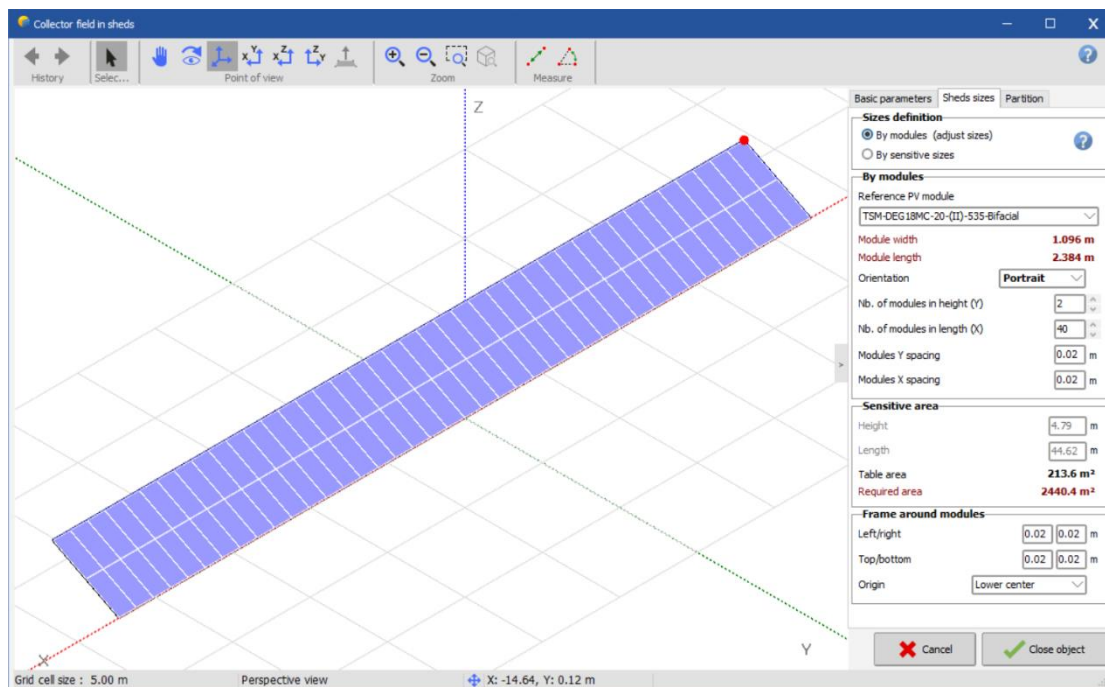
Αρχικά γίνεται ο σχεδιασμός της χωροθέτησης στο λογισμικό PVsyst. Όπως προαναφέρθηκε, ο σχεδιασμός μπορεί να γίνει και με τη βοήθεια τρίτου λογισμικού τρισδιάστατου σχεδιασμού. Στην παρούσα μελέτη έγινε με τα σχεδιαστικά εργαλεία του PVsyst ως εξής:

Αρχικά έγινε ορισμός του εδάφους με την παραδοχή πως δεν υπάρχει κλίση (Εικόνα 4-23). Το έδαφος που ορίζεται έχει και την ιδιότητα του κανάβου ώστε να βοηθά τον χρήστη στη μέτρηση αποστάσεων αν το επιθυμεί.



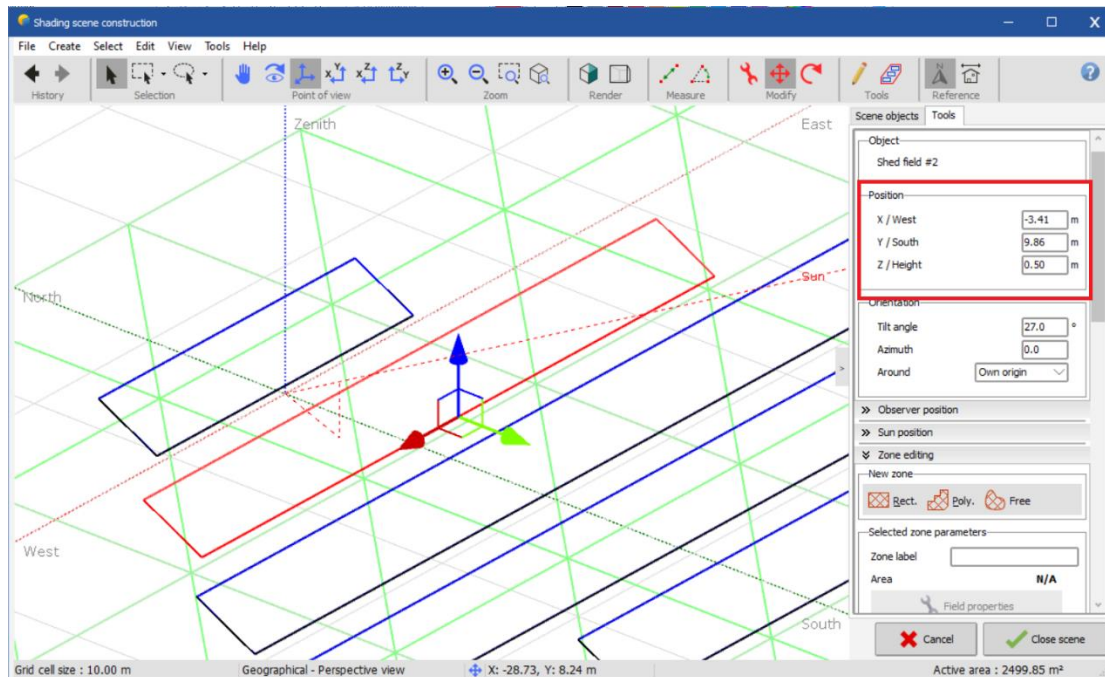
Εικόνα 4-23 Εισαγωγή εδάφους για υπολογισμό σκιάσεων στο PVsyst

Στη συνέχεια ορίζονται οι σειρές των ΦΒ πλαισίων ανάλογα με τον προσανατολισμό των πλαισίων (portrait, landscape), τη γωνία κλίσης, τον αριθμό πλαισίων σε σειρά και τον αριθμό πλαισίων παράλληλα (Εικόνα 4-24). Όσον αφορά τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά του πλαισίου, αυτά φορτώνονται αυτόματα από την επιλογή παραμέτρων του συστήματος. Ο χρήστης μπορεί να ορίσει επίσης την απόσταση του κενού μεταξύ των πλαισίων. Στη συγκεκριμένη αυτή ορίστηκε σε 0,02μ.



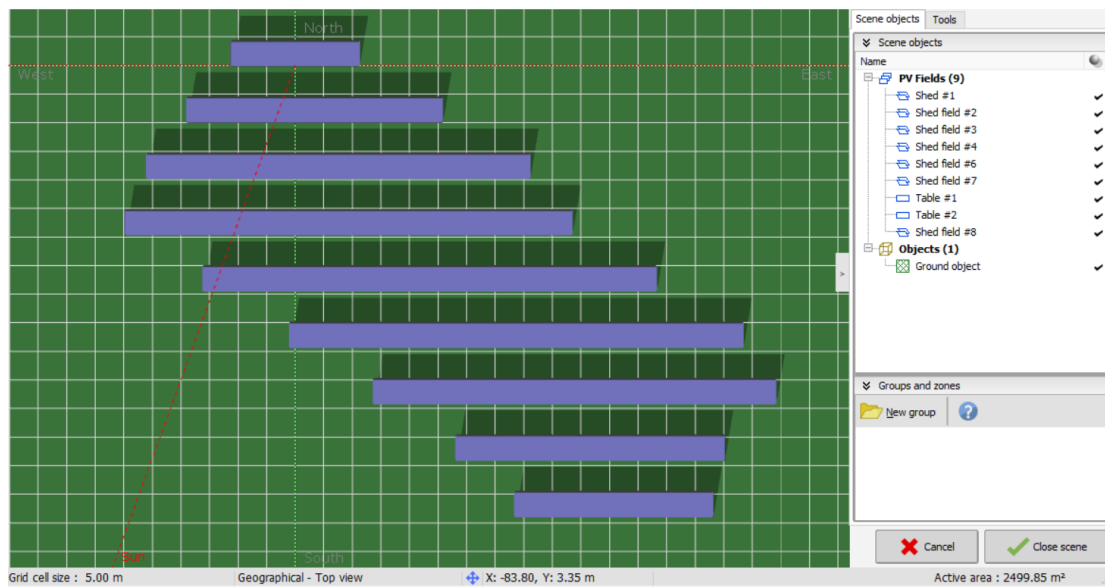
Εικόνα 4-24 Εισαγωγή ΦΒ πλαισίων σε σειρά για υπολογισμό σκιάσης στο PVsyst

Οι σειρές των ΦΒ πλαισίων μπορούν να περαστούν στο λογισμικό και σαν ομάδες αν είναι πανομοιότυπες. Αφού περαστούν πρέπει να μετακινηθούν στην απόσταση που επιθυμεί ο χρήστης. (Εικόνα 4-25)

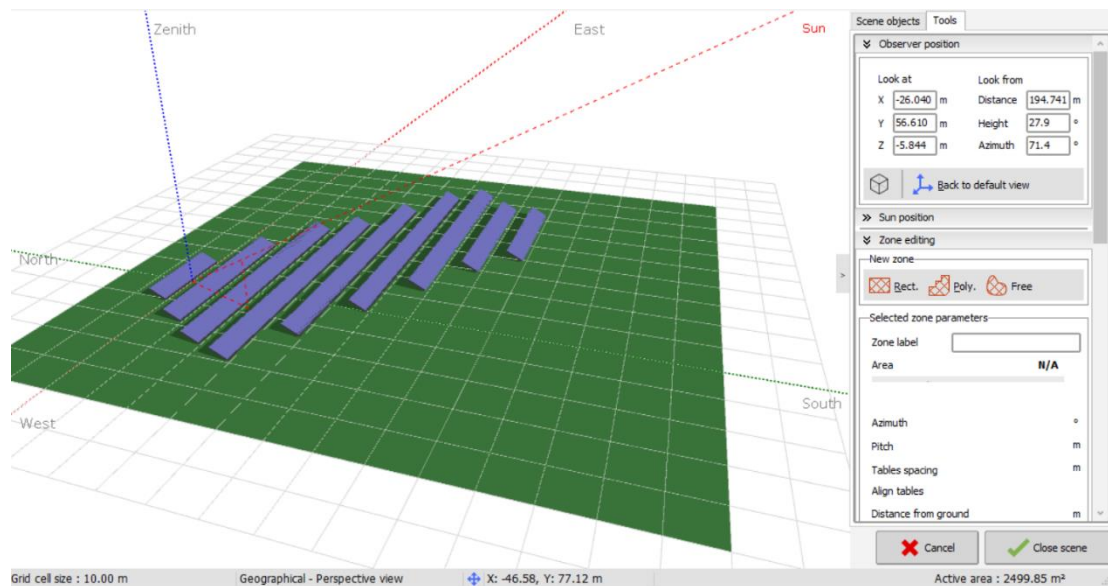


Εικόνα 4-25 Μετακίνηση πλαισίων στην επιθυμητή θέση για προσομοίωση στο PVsyst

Σημειώνεται πως όλες οι σειρές ΦΒ πλαισίων ορίστηκαν σε απόσταση 0,50 μ από το έδαφος. Παρακάτω φαίνεται η τελική εικόνα από τον σχεδιασμό της συστοιχίας σε κάτοψη (Εικόνα 4-26) και σε προοπτικό σχέδιο (Εικόνα 4-27).



Εικόνα 4-26 Κάτοψη χωροθέτησης συστοιχίας στο PVsyst



Εικόνα 4-27 Προοπτική άποψη χωροθέτησης συστοιχίας στο PVsyst

Έτσι ολοκληρώνεται ο σχεδιασμός της χωροθέτησης και το λογισμικό τρέχει προσομοίωση για να δώσει αναφορά που παρουσιάζεται παρακάτω (Πίνακα 4-2).

Near shadings parameter

Shading factor table

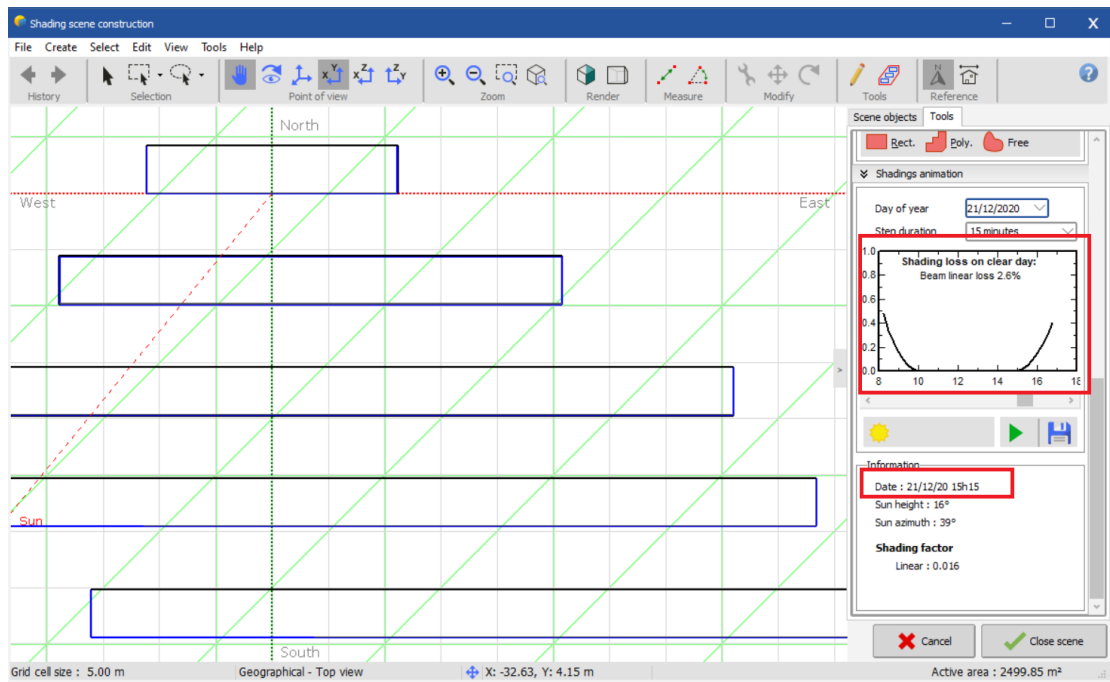
Shading factor table (linear), for the beam component, Orient. #1

Azimuth	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Height																				
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.005	0.032	0.005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10°	Behind	Behind	Behind	0.000	0.000	0.000	0.049	0.232	0.305	0.321	0.293	0.211	0.040	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2°	Behind	Behind	Behind	Behind	0.000	0.156	0.596	0.670	0.679	0.670	0.646	0.588	0.442	0.088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

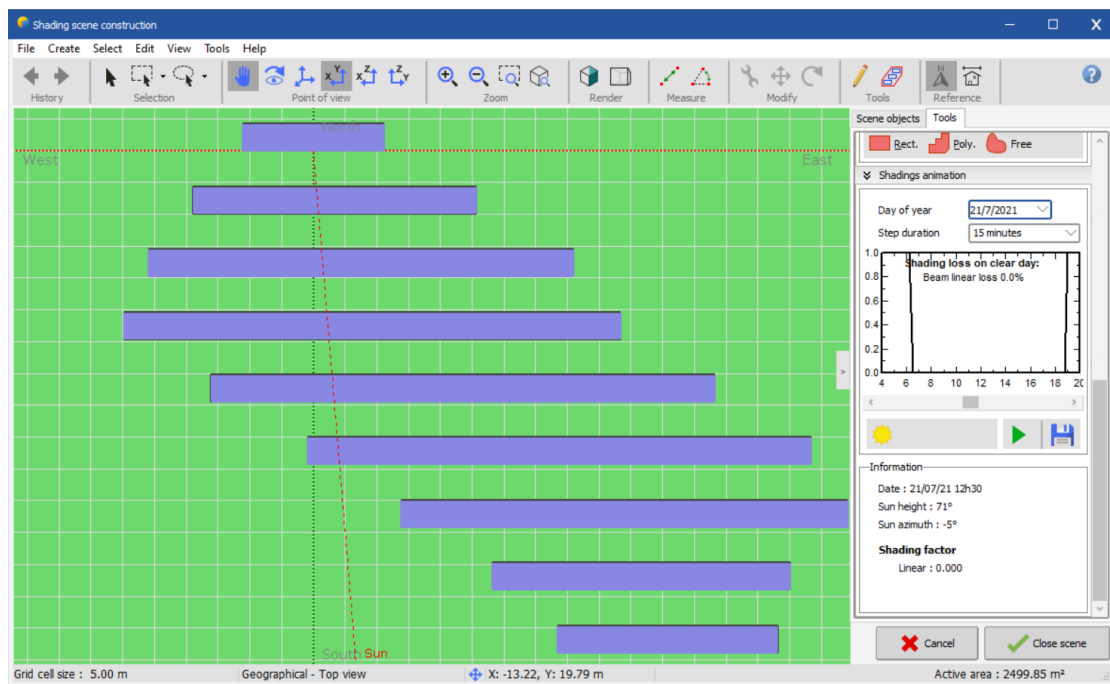
Shading factor for diffuse: 0.034 and for albedo: 0.626

Πίνακας 4-2 Αποτελέσματα προσομοίωσης σκίασης από λογισμικό PVsyst

Όπως παρατηρούμε για χαμηλό ύψος ήλιου (2° έως 20°) και για αζιμούθιο από -80° έως 80° έχουμε σκίαση των πλαισίων. Τα αποτελέσματα αυτά αντιστοιχούν σε χειμερινούς μήνες. Ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να δει την ανάπτυξη των σκιάσεων σε πραγματικό χρόνο για όποια περίοδο επιθυμεί πάνω στο τρισδιάστατο σχέδιο που έχει σχεδιάσει. Στις παρακάτω εικόνες φαίνεται η γραφική απεικόνιση των σκιάσεων για μια τυχαία χειμερινή (Εικόνα 4-28) και μία τυχαία καλοκαιρινή (Εικόνα 4-29) ημερομηνία. Συγκεκριμένα στην Εικόνα 4-28 παρατηρούμε πως στις 21-12-2020 είχαμε σκίαση των πλαισίων από τις 8:00 έως τις 10:00 και από τις 15:15 παρουσιάστηκε ξανά σκίαση. Για τη συγκεκριμένη μέρα οι γραμμικές απώλειες ακτινοβολίας υπολογίζονται στο 2,6%. Αντιθέτως για την καλοκαιρινή ημερομηνία έχουμε μηδενικές απώλειες λόγω σκίασης.



Εικόνα 4-28 Γραφική απεικόνιση σκιάσεων τυχαίας χειμερινής ημέρας στο PVsyst



Εικόνα 4-29 Γραφική απεικόνιση σκίασης τυχαίας καλοκαιρινής ημερομηνίας

Συμπερασματικά λοιπόν δίνεται ένα εύχρηστο εργαλείο στο χρήστη για να μπορεί να υπολογίσει τις ανάγκες του σε έκταση γης και την αποφυγή σκιάσεων κατά τη χωροθέτηση ΦΒ πάρκων.

4.6 Αποτελέσματα προσομοίωσης

Με το τρέξιμο της προσομοίωσης ο χρήστης παίρνει τα αποτελέσματα σε μορφή αναφοράς. Στις πρώτες σελίδες περιγράφεται το παραμετρικό σύστημα (Εικόνα 4-30). Έπειτα περιγράφονται οι απώλειες (Εικόνα 4-31). Στη συνέχεια παρουσιάζεται η χωροθέτηση όπως ορίστηκε προηγουμένως και αναφέρονται οι απώλειες λόγω σκίασης. Τέλος αναλύεται η παραγωγή ενέργειας διαγραμματικά και σε πίνακα συνολικά και ανά μήνα για ένα έτος (Εικόνα 4-32) και δίνεται διάγραμμα απωλειών (Εικόνα 4-33).

General parameters			
Grid-Connected System	Sheds on ground		
PV Field Orientation	Sheds configuration	Models used	
Orientation	Nb. of sheds	9 units	Transposition Perez
Fixed plane	Sizes		Diffuse Perez, Meteorom separate
Tilt/Azimuth	Sheds spacing	9.88 m	
	Collector width	4.79 m	
	Ground Cov. Ratio (GCR)	48.8 %	
	Shading limit angle		
	Limit profile angle	21.2 °	
Horizon	Near Shadings	User's needs	
Free Horizon	Linear shadings	Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics			
PV module	Inverter		
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-DEG18MC-20-(II)-535-Bifacial	Model	Solis-100K-5G-US
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	535 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	934 units	Number of inverters	5 units
Nominal (STC)	500 kWp	Total power	500 kWac
Array #1 - INV 1 2 3			
Number of PV modules	540 units	Number of inverters	3 unit
Nominal (STC)	289 kWp	Total power	300 kWac
Modules	27 Strings x 20 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	180-1000 V
Pmpp	265 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.98
U mpp	568 V		
I mpp	466 A		
Array #2 - INV 4 A			
Number of PV modules	100 units	Number of inverters	5 * MPPT 10% 0.5 units
Nominal (STC)	53.5 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	5 Strings x 20 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	180-1000 V
Pmpp	49.0 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.07
U mpp	568 V		
I mpp	86 A		
Array #3 - INV 4 B			
Number of PV modules	105 units	Number of inverters	5 * MPPT 10% 0.5 units
Nominal (STC)	56.2 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	5 Strings x 21 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	180-1000 V
Pmpp	51.4 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	598 V		
I mpp	86 A		

PV Array Characteristics			
Array #4 - INV 5 A			
Number of PV modules	189 units	Number of inverters	1 units
Nominal (STC)	101 kWp	Total power	100 kWac
Modules	9 Strings x 21 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	180-1000 V
Pmpp	92.8 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.01
U mpp	598 V		
I mpp	155 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	500 kWp	Total power	500 kWac
Total	934 modules	Nb. of inverters	5 units
Module area	2440 m ²	Pnom ratio	1.00

Εικόνα 4-30 Περιγραφή παραμέτρων συστήματος – Αναφορά PVsyst

Array losses								
Thermal Loss factor			Module Quality Loss			Module mismatch losses		
Module temperature according to irradiance			Loss Fraction			Loss Fraction		
Uc (const) 29.0 W/m ² K			-1.3 %			2.0 % at MPP		
Uv (wind) 0.0 W/m ² K/m/s								
Strings Mismatch loss			Module average degradation					
Loss Fraction 0.1 %			Year no 10					
			Loss factor 0.4 %/year					
			Mismatch due to degradation					
			Imp RMS dispersion 0.4 %/year					
			Vmp RMS dispersion 0.4 %/year					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

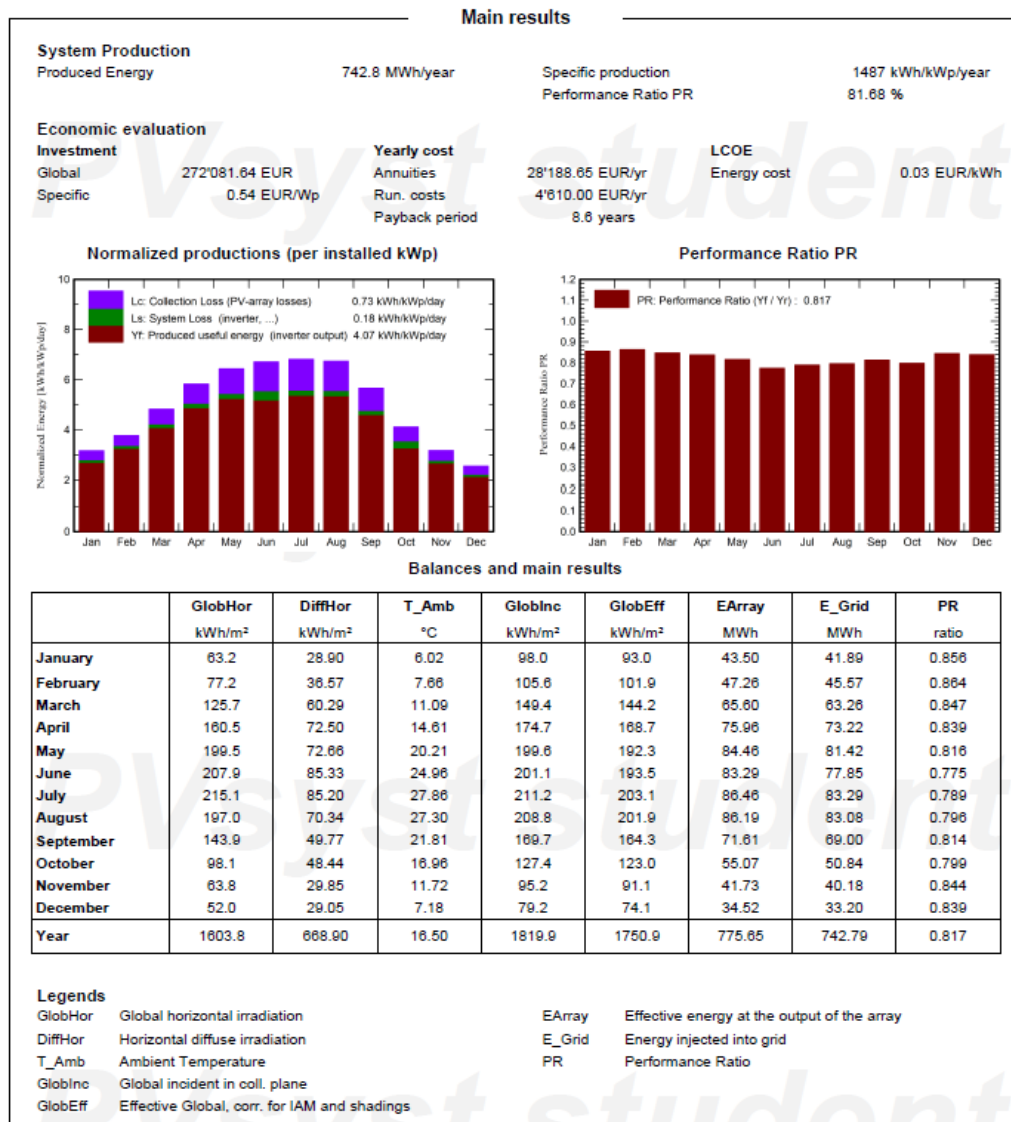
DC wiring losses			
Global wiring resistance	3.6 mΩ		
Loss Fraction	0.5 % at STC		
Array #1 - INV 1 2 3		Array #2 - INV 4 A	
Global array res.	6.1 mΩ	Global array res.	32 mΩ
Loss Fraction	0.5 % at STC	Loss Fraction	0.5 % at STC
Array #3 - INV 4 B		Array #4 - INV 5 A	
Global array res.	34 mΩ	Global array res.	19 mΩ
Loss Fraction	0.5 % at STC	Loss Fraction	0.5 % at STC

System losses	
Unavailability of the system	
Time fraction	0.5 %
	1.8 days,
	3 periods

AC wiring losses	
Inv. output line up to MV transfo	
Inverter voltage	480 Vac tri
Loss Fraction	0.01 % at STC
Inverter: Solis-100K-5G-US	
Wire section (5 Inv.)	Copper 5 x 3 x 70 mm ²
Average wires length	80 m
MV line up to Injection	
MV Voltage	20 kV
Wires	Copper 3 x 25 mm ²
Length	50 m
Loss Fraction	0.00 % at STC

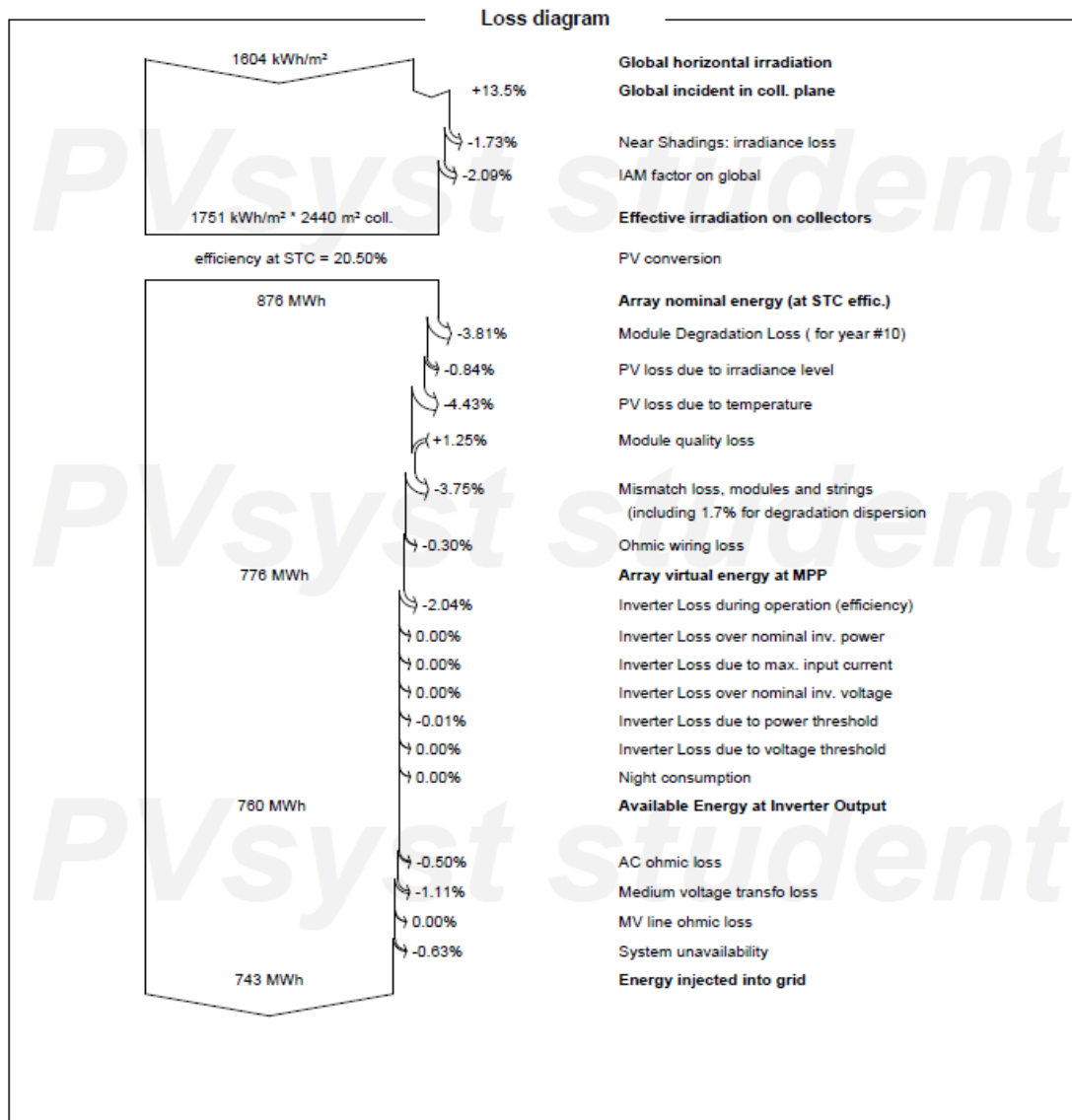
AC losses in transformers	
MV transfo	
Grid voltage	20 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC	489 kVA
Iron loss (24/24 Connexion)	0.49 kW
Loss Fraction	0.10 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 4.72 mΩ
Loss Fraction	1.00 % at STC

Εικόνα 4-31 Περιγραφή απωλειών συστήματος - Αναφορά PVsyst



Εικόνα 4-32 Παραγόμενη ενέργεια συστήματος - Αναφορά PVsyst

Από την αναφορά παραγόμενης ενέργειας προκύπτει συνολική παραγόμενη ενέργεια 742,8 MWh/year και βαθμός απόδοσης εγκατάστασης 81,68%. Στην ανά μήνα παραγωγή παρατηρούμε διπλάσια παραγωγή κατά τους θερινούς μήνες σε σχέση με τους χειμερινούς. Στη σελίδα αυτή φαίνεται και το κόστος της επένδυσης (272.081 €) και η περίοδος αποπληρωμής (8,6 χρόνια). Ο τρόπος εξαγωγής αυτών των αποτελεσμάτων αναλύεται σε επόμενη ενότητα.



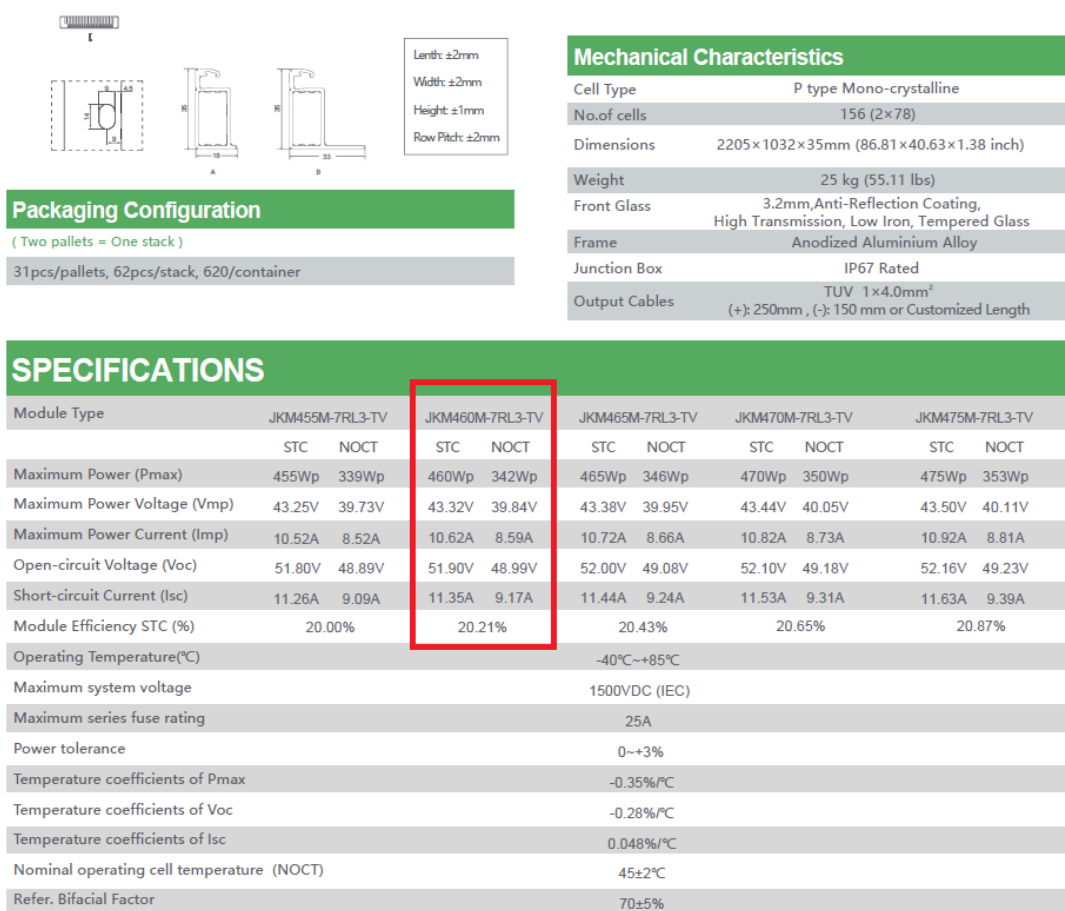
Εικόνα 4-33 Διάγραμμα απωλειών συστήματος - Αναφορά PVsyst

4.7 Παραμετρικές μελέτες και αξιολόγηση επένδυσης

Για τη μελέτη που περιεγράφηκε θα πραγματοποιηθεί αξιολόγηση επένδυσης δια του λογισμικού PVsyst. Παράλληλα πραγματοποιήθηκαν δύο παραμετρικές μελέτες για να συγκριθούν τα αποτελέσματα από την προσομοίωση και την οικονομική αξιολόγηση.

Η πρώτη παραμετρική μελέτη έγινε με επιλογή διαφορετικών παραμέτρων συστήματος για ίδια ισχύ αιχμής. Πιο συγκεκριμένα χρησιμοποιήθηκαν ΦΒ πλαίσια τύπου JKM 460M-7RL3-TV, ισχύος 460W, Bifacial της εταιρείας Jinko Solar (Εικόνα 4-34), και inverter τύπου GW 120K-HT ονομαστικής ισχύος 100kW της εταιρείας GoodWe (Εικόνα 4-35). Για τη συνδεσμολογία του συστήματος ορίστηκαν 26 sting των 19 πλαισίων σε σειρά που αντιστοιχίζονται σε 2 inverter και 33 string των 18 πλαισίων σε σειρά που αντιστοιχίζονται σε 2 inverter. Συνολικά λοιπόν η ισχύ αιχμής της συστοιχίας είναι 1088 panel x 460W = 500,48 kW. Σε κανονική μελέτη που η άδεια εγκατάστασης ΦΒ πάρκου θα ήταν για ισχύ $P \leq 500\text{kW}$, η μελέτη θα γινόταν με συνολικό αριθμό πλαισίων 1086 ώστε να πλησιάζει περισσότερο στην ισχύ των 500kW (1086 x 460W = 499.56 Kw). Για απλοποίηση της

προσομοίωσης επιλέχθηκε η προαναφερθείσα συνδεσμολογία. Στον υπολογισμό του κόστους όμως της επένδυσης θα θεωρηθεί πως έχουν εγκατασταθεί 1086 πάνελ. Οι απώλειες συστήματος θεωρήθηκαν ίδιες με την αρχική μελέτη. Επίσης θεωρείται πως από την χωροθέτηση του παραπάνω συστήματος δεν δημιουργείται σκίαση.

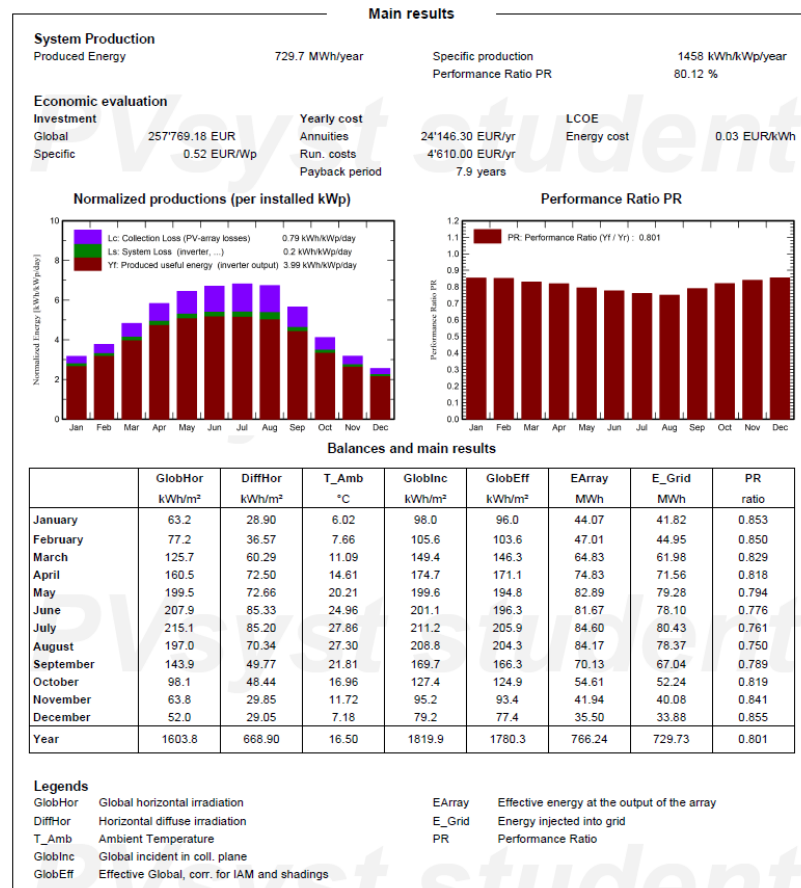


Εικόνα 4-34 Data sheet Panel Jinko Solar Bifacial 460W Πηγή:<https://www.jinkosolar.com/en/site/dwparameters>

Από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης (Εικόνα 4-36) προκύπτει συνολική παραγόμενη ενέργεια τον χρόνο 729,7 MWh/year και βαθμός απόδοσης εγκατάστασης 80,12%. Συγκριτικά λοιπόν με τη μελέτη εφαρμογής η παραγωγή είναι μειωμένη κατά 13,1 MWh. Το ποσό αυτό δεν είναι πολύ σημαντικό. Επίσης η συνολική επιφάνεια που καλύπτουν τα ΦΒ πλαίσια της παραμετρικής μελέτης είναι 2476 m² σε σχέση με τα 2440 m² της μελέτης εφαρμογής. Φυσικά τα μεγέθη αυτά είναι ένας πρώτος δείκτης για την έκταση γης που θα απαιτούσε η εγκατάσταση ώστε να τα συγκρίνουμε και απέχουν πολύ από τη συνολική απαιτούμενη έκταση. Παρατηρούμε όμως πως αυτή η αρχική εκτίμηση έχει αμελητέα διαφορά.

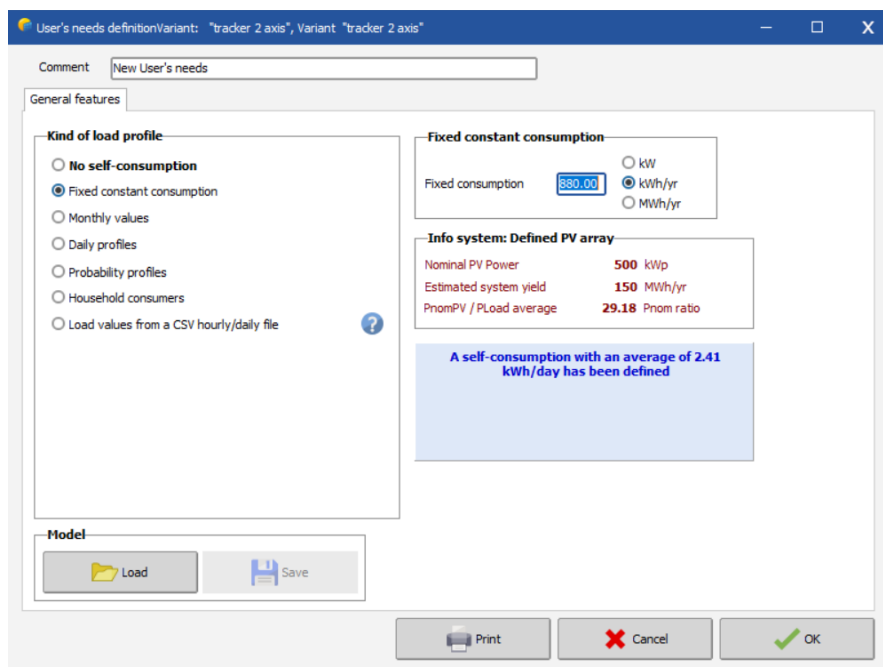
Technical Data		GW120K-HT	
PV String Input Data			
Max. DC Input Power (kW)	180	Protection	
Max. DC Input Voltage (V)	1100	PV String Current Monitoring	Integrated
MPPT Range (V)	180~1000	Internal Humidity Detection	Integrated
Min. Start-up Voltage (V)	200	Insulation Resistor Detection	Integrated
Nominal DC Input Voltage (V)	600	Residual Current Monitoring	Integrated
Max. Input Current (A)	12*30A	Anti-islanding Protection	Integrated
Max. Short Current (A)	12*45A	Input Reverse Polarity Protection	Integrated
No. of MPP Trackers	12	DC SPD Protection	Type II (Type I optional)
No. of Input Strings per Tracker	2	AC SPD Protection	Type II (Type I optional)
AC Output Data			
Nominal Output Power (kW)	120	Output Over Current Protection	Integrated
Max. Output Power (kW)	132	Output Short Protection	Integrated
Max. Output Apparent Power (kVA)	132	Output Over Voltage Protection	Integrated
Nominal Output Voltage (V)	400, 3L/N/PE or 3L/PE	Arc Fault Protection	Optional
Nominal Output Frequency (Hz)	50/60	Emergency Power off	Optional
Max. Output Current (A)	191.3	AC Terminal Over-temperature Protection	Optional
Output Power Factor	~1 (Adjustable from 0.8 leading to 0.8 lag)	PID Recovery	Optional
Output THDi (@Nominal Output)	<3%	General Data	
Efficiency		Operating Temperature Range (°C)	-30~60
Max. Efficiency	98.6%	Relative Humidity	0~100%
European Efficiency	98.3%	Operating Altitude (m)	≤4000
		Cooling	Fan Cooling
		Display	LED(Standard), LCD(Optional), Bluetooth+APP
		Communication	RS485 or PLC or WiFi
		Weight (kg)	98.5
		Dimension (Width*Height*Depth mm)	1005*676*340
		Protection Degree	IP66
		Night Self Consumption (W)	<2
		Topology	Transformerless

Εικόνα 4-35: Data sheet Inverter GoodWe 120kW GW 120K-HT, Πηγή: <https://www.goodwe.com/news/167-goodwe-introduces-the-most-powerful---intelligent-string-inverters---ht-series-100-136kw.asp>



Εικόνα 4-36 Αποτελέσματα προσομοίωσης παραμετρικής μελέτης σε ίδιο επίπεδο ισχύος με διαφορετικές παραμέτρους συστήματος από το PVsyst

Η δεύτερη παραμετρική μελέτη έγινε με τις ίδιες παραμέτρους συστήματος και για το ίδιο επίπεδο ισχύος με την μελέτη εφαρμογής. Χρησιμοποιήθηκαν όμως σαν βάσεις στήριξης, tracker διπλού άξονα. Για την προσομοίωση θεωρήθηκε πως χρησιμοποιήθηκαν 22 tracker με κατανάλωση ανά έτος 40 kWh/year. Επομένως θεωρήθηκε ιδιοκατανάλωση συστήματος 880kWh/year (Εικόνα 4-37). Οι απώλειες θεωρήθηκαν ίδιες με την μελέτη εφαρμογής. Από την χωροθέτηση του συστήματος θεωρείται πως δεν δημιουργείται σκίαση.



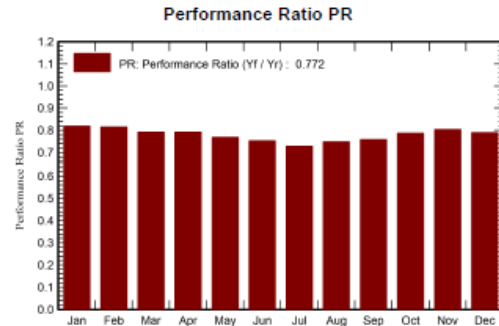
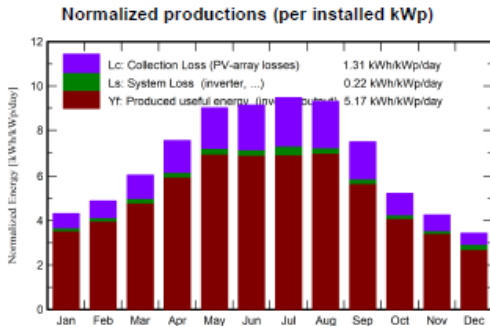
Εικόνα 4-37 Εισαγωγή ιδιοκαταναλώσεων λόγω λειτουργίας tracker διπλού άξονα στο PVsyst

Εικόνα 4-37 Εισαγωγή ιδιοκαταναλώσεων λόγω λειτουργίας tracker διπλού άξονα στο PVsyst

Από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης (Εικόνα 4-38) έχουμε παραγόμενη ενέργεια 944,6 MWh/year σε σύγκριση με τις 742.8 MWh/year της μελέτης εφαρμογής. Παρατηρούμε λοιπόν αρκετά σημαντική διαφορά στην παραγόμενη ενέργεια. Ο βαθμός απόδοσης της εγκατάστασης είναι 72,7%. Δεν υπάρχουν στοιχεία για τη γεωμετρικά χαρακτηριστικά των tracker οπότε δεν μπορεί να γίνει ανάλογη σύγκριση της απαιτούμενης έκτασης γης όπως στην προηγούμενη παραμετρική μελέτη.

Main results

System Production			
Produced Energy	944.6 MWh/year	Specific production	1890 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	77.22 %
		Solar Fraction SF	47.10 %
Economic evaluation			
Investment		Yearly cost	
Global	458'952.20 EUR	Annuities	45'267.72 EUR/yr
Specific	0.92 EUR/Wp	Run. costs	6'410.00 EUR/yr
		Payback period	9.1 years
		LCOE	
		Energy cost	0.04 EUR/kWh



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	63.2	28.90	6.02	134.0	133.3	57.1	0.074	0.027	54.9	0.047
February	77.2	36.57	7.66	137.0	136.2	57.9	0.067	0.028	55.8	0.039
March	125.7	60.29	11.09	187.9	186.5	77.6	0.074	0.033	74.3	0.041
April	160.5	72.50	14.61	226.2	224.8	92.8	0.072	0.037	89.4	0.035
May	199.5	72.66	20.21	279.6	278.1	111.5	0.074	0.045	107.4	0.030
June	207.9	85.33	24.96	274.2	272.7	108.9	0.072	0.039	103.1	0.033
July	215.1	85.20	27.86	293.8	292.2	113.2	0.074	0.040	106.9	0.034
August	197.0	70.34	27.30	288.6	287.2	111.9	0.074	0.040	108.0	0.034
September	143.9	49.77	21.81	224.5	223.4	88.4	0.072	0.037	85.1	0.035
October	98.1	48.44	16.96	161.9	160.8	66.1	0.074	0.032	63.7	0.042
November	63.8	29.85	11.72	127.8	127.1	53.4	0.072	0.029	51.3	0.043
December	52.0	29.05	7.18	106.5	105.8	45.4	0.074	0.025	42.0	0.049
Year	1603.8	668.90	16.50	2442.0	2428.1	982.1	0.876	0.413	941.9	0.483

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Εικόνα 4-38 Αποτελέσματα προσομοίωσης παραμετρικής μελέτης ΦΒ συστοιχίας με χρήση tracker διπλού άξονα στο PVsyst

Απομένει η οικονομική αξιολόγηση των μελετών. Αυτή θα γίνει μέσα από το λογισμικό. Η ανάλυση θα γίνει για συμμετοχή ιδίων κεφαλαίων κατά 20% και δανειοδότηση κατά 80% του συνολικού κόστους με επιτόκιο δανεισμού 4% και διάρκεια δανείου 10 χρόνια. Η διάρκεια ζωής της επένδυσης θεωρείται 20 χρόνια. Ο τρόπος που γίνεται η εισαγωγή των δεδομένων για τον υπολογισμό του αρχικού και λειτουργικού κόστους εξηγείται εκτενώς στην ενότητα 5.12 της παρούσας εργασίας (Εικόνα 5-35, 5-36, 5-37). Και για τις τρεις περιπτώσεις μελέτης η τιμή πώλησης της kWh στο δίκτυο ορίζεται σταθερή σε 0,070 €/kWh. Επιπλέον ορίζεται φόρος εισοδήματος του επενδυτή 20%. Σημειώνεται επίσης πως στα λειτουργικά κόστη κάθε μελέτης περιλαμβάνονται το εκτιμώμενο κόστος συντήρησης, το κόστος φύλαξης του χώρου, το κόστος ενοικίασης γης, το ετήσιο κόστος ασφάλισης, χρεώσεις τραπεζών και το ετήσιο κόστος λογιστικής διαχείρισης. Σαν δείκτες αξιολόγησης των τριών σεναρίων χρησιμοποιούνται:

I. Το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (Levelized Cost of Energy, LCOE)

$$LCOE = \frac{K_0 + \sum_{t=1}^N \frac{I_t + AK_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_{gen,t}}{(1+k)^t}} \quad (4.7)$$

όπου:

K_0 : το αρχικό κόστος της επένδυσης

I_t : τα επενδυόμενα κεφάλαια στο εξεταζόμενο έτος, εάν υπάρχουν τέτοια

AK_t : το λειτουργικό κόστος της εγκατάστασης (μισθοδοσίες, συντηρήσεις κ.α.)

E_{gen} : η συνολικά παραγόμενη ενέργεια για την καθορισμένη διάρκεια ζωής της επένδυσης.

k : το επιτόκιο αναγωγής

N : η διάρκεια της επένδυσης σε χρόνια

t : το έτος

Εκφράζει το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ως το λόγο του συνολικού κόστους της επένδυσης (αρχικού και λειτουργικού) προς την παραγόμενη ενέργεια, σε €/kWh. Χρησιμοποιείται σαν οικονομικός δείκτης σύγκρισης σεναρίων.

II. Η περίοδος αποπληρωμής της επένδυσης

Εκφράζει τη χρονική στιγμή (σε έτη) που γίνεται ανάκτηση του αρχικού κόστους της επένδυσης. Στην περίπτωση μας που εξετάζουμε σενάρια με δανειοδότηση, το λογισμικό υπολογίζει την περίοδο αποπληρωμής με βάση όχι μόνο το αρχικό κόστος αλλά και την κάλυψη του δανείου συμπεριλαμβανομένων και των τόκων, από τις εισροές της επένδυσης. Από τη χρονική στιγμή αυτή και μετά, ο επενδυτής έχει καθαρά κέρδη.

III. Η Καθαρά Παρούσα Αξία, ΚΠΑ (Net Present Value, NPV)

$$ΚΠΑ = -K_0 + \sum_{t=1}^n \frac{KTP_t}{(1+k)^t} \quad (4.8)$$

όπου:

KTP_t : οι Καθαρές Ταμειακές Ροές ανά έτος t

k, K_0 : ως προηγουμένως

είναι η διαφορά του αρχικού κόστους της επένδυσης με το άθροισμα του λόγου καθαρών ταμειακών ροών ανά έτος προς το επιτόκιο αναγωγής.

Για $ΚΠΑ > 0$ η επένδυση αποδίδει κέρδη και συμφέρει.

Για $ΚΠΑ = 0$ η επένδυση οριακά καλύπτει το κόστος της και πιθανώς απορρίπτεται.

Για $ΚΠΑ < 0$ η επένδυση δεν αποδίδει κέρδη και δεν συμφέρει να προχωρήσει.

IV. Απόδοση επένδυσης (Return of Investment, ROI)

Εκφράζει την αποτελεσματικότητα με την οποία ο επενδυτής χρησιμοποιεί τα κεφάλαια του για την παραγωγή κέρδους. Ο υπολογισμός του από το PVsyst γίνεται με τον λόγο των συνολικών κερδών στο τέλος της διάρκειας ζωής της επένδυσης προς το αρχικό κόστος.

Ακολουθούν τα αποτελέσματα από την οικονομική αξιολόγηση κάθε μελέτης.

- Μελέτη εφαρμογής – 934 ΦΒ πλαίσια Trina Solar Bifacial 535W, 5 inverter Solis 100kW, σταθερές βάσεις – Ετήσια παραγόμενη ενέργεια 742,8 MWh/year

Αρχικό κόστος επένδυσης: 270.601,64 €

Λειτουργικό κόστος : 4.610,00 €

LCOE : 0,03 €/kWh

Περίοδος αποπληρωμής : 8,5 χρόνια

Καθαρά Παρούσα Αξία : 407.292,09 €

Απόδοση Επένδυσης ROI : 150.5%

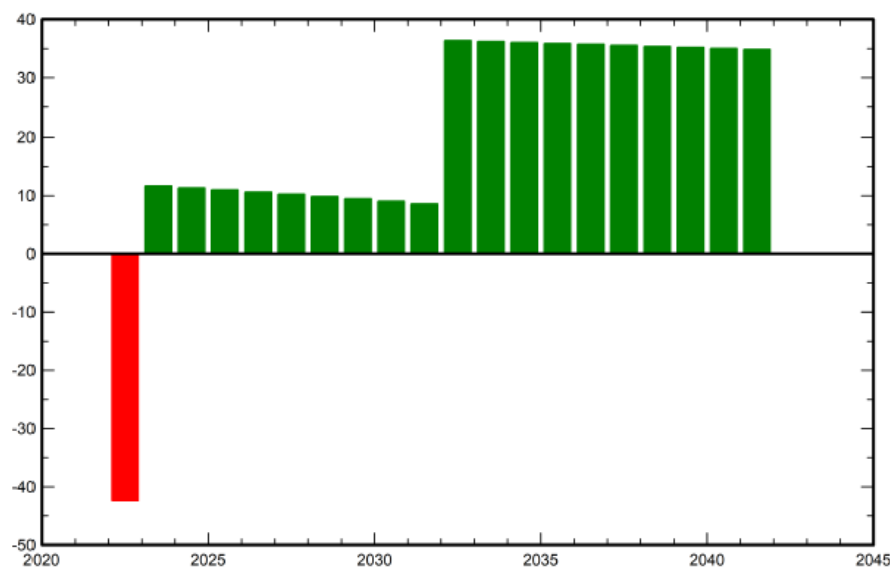
Detailed economic results (EUR)

	Electricity sale	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
2022	52'154	17'211	10'824	4'810	0	38'720	7'344	12'165	-41'966	10.9%
2023	51'945	18'072	9'984	4'810	0	37'372	7'474	11'828	-30'130	21.9%
2024	51'737	18'975	9'080	4'810	0	38'087	7'613	11'478	-18'652	33.2%
2025	51'528	19'924	8'111	4'810	0	38'807	7'761	11'121	-7'531	44.6%
2026	51'319	20'920	7'115	4'810	0	39'594	7'919	10'755	3'224	56.3%
2027	51'111	21'966	6'089	4'810	0	40'432	8'086	10'379	13'603	68.3%
2028	50'902	23'065	4'971	4'810	0	41'322	8'264	9'992	23'596	80.5%
2029	50'693	24'218	3'817	4'810	0	42'266	8'453	9'595	33'191	93.0%
2030	50'485	25'429	2'606	4'810	0	43'268	8'654	9'186	42'376	105.8%
2031	50'276	26'700	1'335	4'810	0	44'331	8'866	8'765	51'141	118.0%
2032	50'068	0	0	4'810	0	45'458	9'092	8'366	87'507	132.3%
2033	49'859	0	0	4'810	0	45'249	9'050	8'199	123'706	145.7%
2034	49'650	0	0	4'810	0	45'040	9'008	8'032	159'739	159.0%
2035	49'442	0	0	4'810	0	44'832	8'966	8'865	195'604	172.3%
2036	49'233	0	0	4'810	0	44'623	8'925	8'699	231'303	185.5%
2037	49'025	0	0	4'810	0	44'415	8'883	8'532	268'834	198.6%
2038	48'816	0	0	4'810	0	44'206	8'841	8'365	302'199	211.7%
2039	48'607	0	0	4'810	0	43'997	8'799	8'198	337'397	224.7%
2040	48'399	0	0	4'810	0	43'789	8'758	8'031	372'428	237.6%
2041	48'190	0	0	4'810	0	43'580	8'716	8'864	407'292	250.5%
Total	1'003'439	216'481	63'872	92'200	0	847'367	169'473	461'412	407'292	250.5%

Πίνακας 4-3 Χρηματορτές μελέτης εφαρμογής

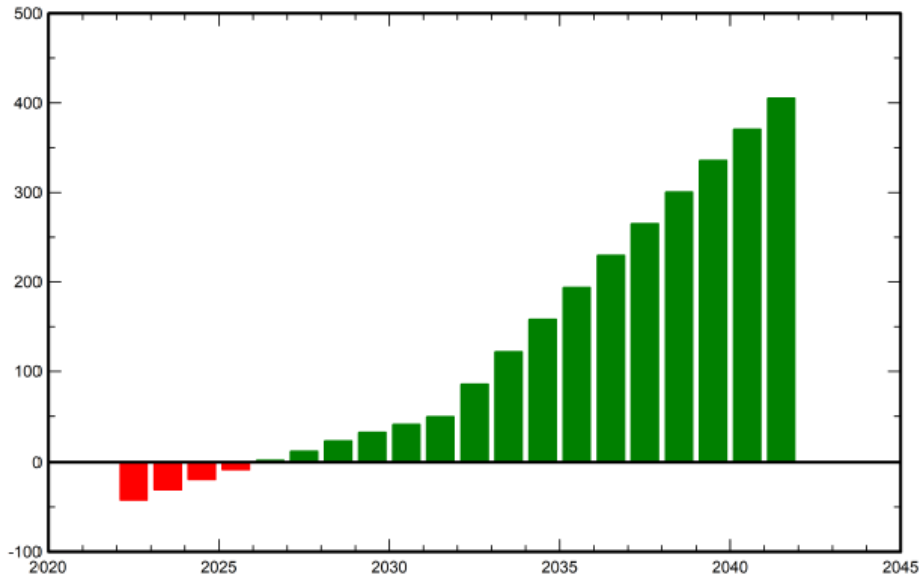
Παρατηρείται απόσβεση ιδίων κεφαλαίων σε 4 χρόνια.

Yearly net profit (kEUR)



Διάγραμμα 4-1 Ετήσια καθαρά κέρδη μελέτης εφαρμογής

Cumulative cashflow (kEUR)



Διάγραμμα 4-2 Διαγραμματική απεικόνιση χρηματοροών μελέτης εφαρμογής

- 1^η παραμετρική μελέτη – 1088 ΦΒ πλαίσια Jinko Solar Bifacial 460 W, 4 inverter GoodWe 120 kW, σταθερές βάσεις - Ετήσια παραγόμενη ενέργεια 729,7 MWh/year
 Αρχικό κόστος επένδυσης: 257.769,18 €
 Λειτουργικό κόστος : 4.610,00 €
 LCOE : 0,03 €/kWh
 Περίοδος αποπληρωμής : 8,2 χρόνια
 Καθαρά Παρούσα Αξία : 410.054,98 €
 Απόδοση Επένδυσης ROI : 159.1%

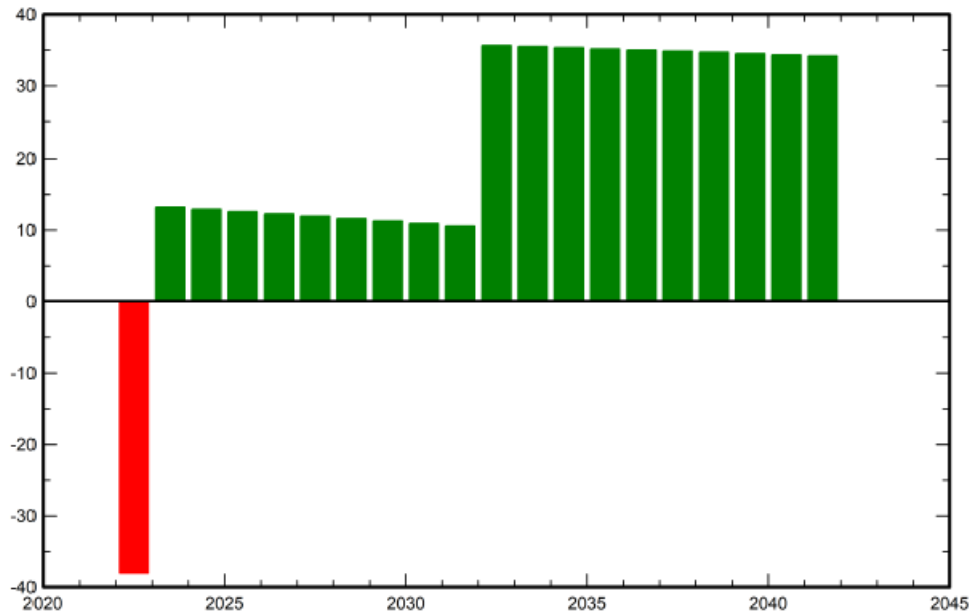
Detailed economic results (EUR)

	Electricity sale	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
2022	51'238	17'176	8'249	4'610	0	38'379	7'676	13'528	-38'026	11.9%
2023	51'033	17'863	7'562	4'610	0	38'861	7'772	13'226	-24'800	24.0%
2024	50'828	18'577	6'847	4'610	0	39'371	7'874	12'919	-11'881	36.2%
2025	50'623	19'321	6'104	4'610	0	39'909	7'982	12'607	726	48.6%
2026	50'418	20'093	5'331	4'610	0	40'477	8'095	12'288	13'014	61.1%
2027	50'213	20'897	4'527	4'610	0	41'076	8'215	11'963	24'978	73.9%
2028	50'008	21'733	3'692	4'610	0	41'707	8'341	11'632	36'610	86.8%
2029	49'803	22'602	2'822	4'610	0	42'371	8'474	11'295	47'904	100.0%
2030	49'598	23'506	1'918	4'610	0	43'070	8'614	10'950	58'854	113.3%
2031	49'393	24'447	978	4'610	0	43'805	8'761	10'598	69'452	126.9%
2032	49'188	0	0	4'610	0	44'578	8'916	35'663	105'115	140.8%
2033	48'983	0	0	4'610	0	44'373	8'875	35'499	140'613	154.6%
2034	48'778	0	0	4'610	0	44'168	8'834	35'335	175'948	168.3%
2035	48'574	0	0	4'610	0	43'964	8'793	35'171	211'119	181.9%
2036	48'369	0	0	4'610	0	43'759	8'752	35'007	246'126	195.5%
2037	48'164	0	0	4'610	0	43'554	8'711	34'843	280'969	209.0%
2038	47'959	0	0	4'610	0	43'349	8'670	34'679	315'648	222.5%
2039	47'754	0	0	4'610	0	43'144	8'629	34'515	350'163	235.8%
2040	47'549	0	0	4'610	0	42'939	8'588	34'351	384'614	249.2%
2041	47'344	0	0	4'610	0	42'734	8'547	34'187	418'701	262.4%
Total	985'817	206'215	48'030	92'200	0	845'587	169'117	470'254	418'701	262.4%

Πίνακας 4-4 Χρηματοροές 1ης παραμετρικής μελέτης

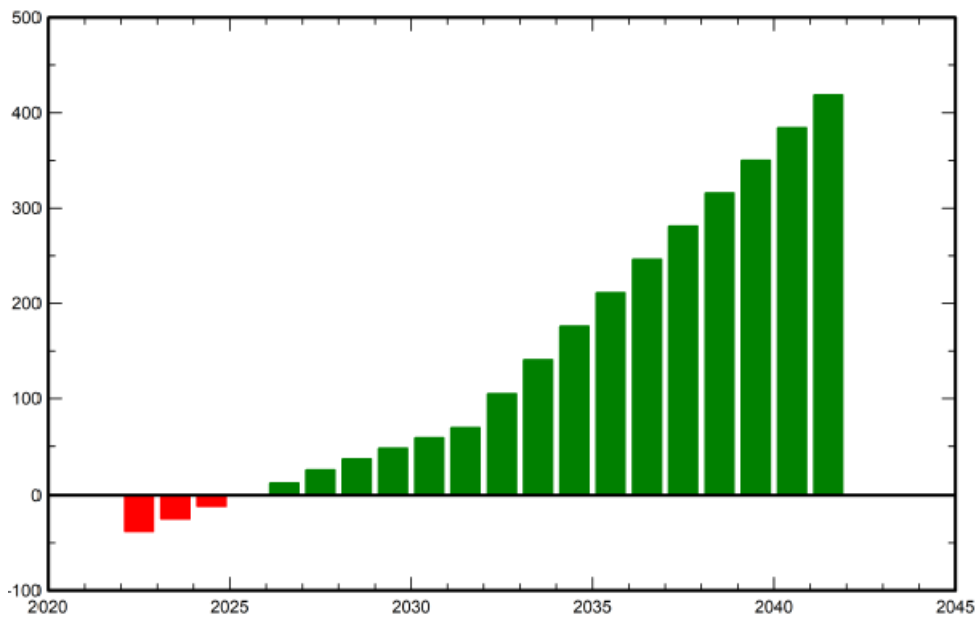
Για την 1^η παραμετρική μελέτη παρατηρούμε απόσβεση ιδίων κεφαλαίων στα 3 χρόνια.

Yearly net profit (kEUR)



Διάγραμμα 4-2 Ετήσια καθαρά κέρδη 1ης παραμετρικής μελέτης

Cumulative cashflow (kEUR)



Διάγραμμα 4-4 Διαγραμματική απεικόνιση χρηματοροών 1ης παραμετρικής μελέτης

- 2^η παραμετρική μελέτη - 934 ΦΒ πλαίσια Trina Solar Bifacial 535W, 5 inverter Solis 100kW, tracker διπλού άξονα – Ετήσια παραγόμενη ενέργεια 944,6 MWh/year

Αρχικό κόστος επένδυσης: 457.752,20 €

Λειτουργικό κόστος : 6.410,00 €

LCOE : 0,04 €/kWh

Περίοδος αποπληρωμής : 11.3 χρόνια

Καθαρά Παρούσα Αξία : 390.183,56 €

Απόδοση Επένδυσης ROI : 85.2%

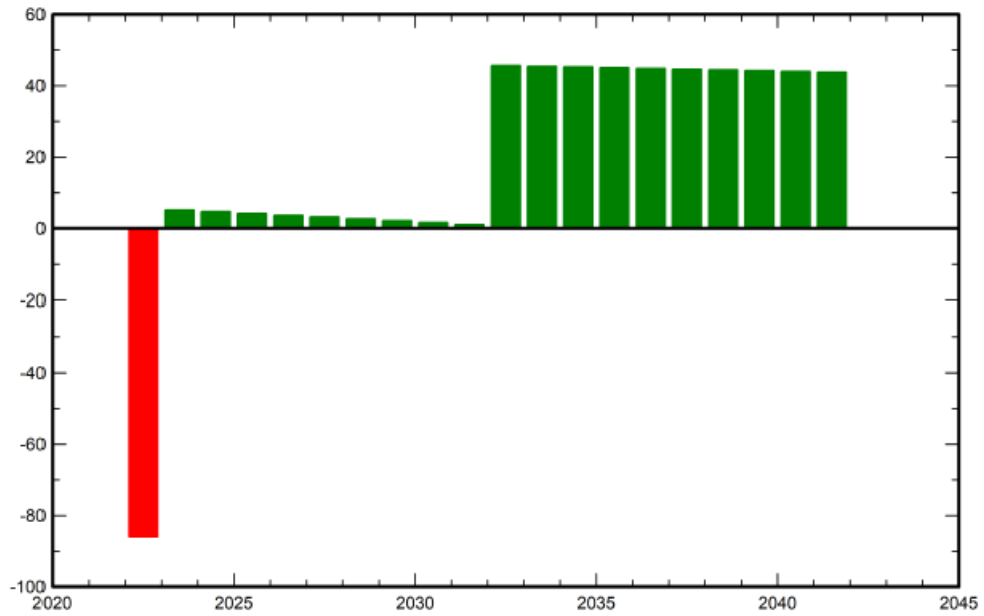
Detailed economic results (EUR)

	Electricity sale	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2022	68'091	30'496	14'646	6'410	0	45'035	9'007	5'532	73	-88'008	7.9%
2023	65'826	31'716	13'426	6'410	0	45'990	9'198	5'076	73	-80'857	15.9%
2024	65'562	32'985	12'157	6'410	0	46'995	9'399	4'611	73	-76'174	24.2%
2025	65'297	34'304	10'838	6'410	0	48'050	9'610	4'136	73	-71'966	32.6%
2026	65'033	35'676	9'466	6'410	0	49'157	9'831	3'650	73	-68'243	41.2%
2027	64'769	37'103	8'039	6'410	0	50'320	10'064	3'153	73	-65'018	50.0%
2028	64'504	38'588	6'554	6'410	0	51'540	10'308	2'644	73	-62'301	59.0%
2029	64'240	40'131	5'011	6'410	0	52'819	10'564	2'124	73	-60'104	68.3%
2030	63'976	41'736	3'406	6'410	0	54'160	10'832	1'592	73	-58'440	77.8%
2031	63'711	43'406	1'736	6'410	0	55'565	11'113	1'046	73	-57'321	87.5%
2032	63'447	0	0	6'410	0	57'037	11'407	45'630	73	-11'619	97.5%
2033	63'183	0	0	6'410	0	58'773	11'355	45'418	73	33'872	107.4%
2034	62'918	0	0	6'410	0	58'508	11'302	45'207	73	79'151	117.3%
2035	62'654	0	0	6'410	0	58'244	11'249	44'995	73	124'219	127.1%
2036	62'389	0	0	6'410	0	55'979	11'196	44'784	73	169'075	136.9%
2037	62'125	0	0	6'410	0	55'715	11'143	44'572	73	213'720	146.7%
2038	61'861	0	0	6'410	0	55'451	11'090	44'361	73	258'153	156.4%
2039	61'596	0	0	6'410	0	55'186	11'037	44'149	73	302'375	166.1%
2040	61'332	0	0	6'410	0	54'922	10'984	43'938	73	346'385	175.7%
2041	61'068	0	0	6'410	0	54'658	10'932	43'726	73	390'184	185.2%
Total	1'271'582	366'142	85'278	128'200	0	1'058'104	211'621	480'342	1'452	390'184	185.2%

Πίνακας 4-5 Χρηματοροές 2ης παραμετρικής μελέτης

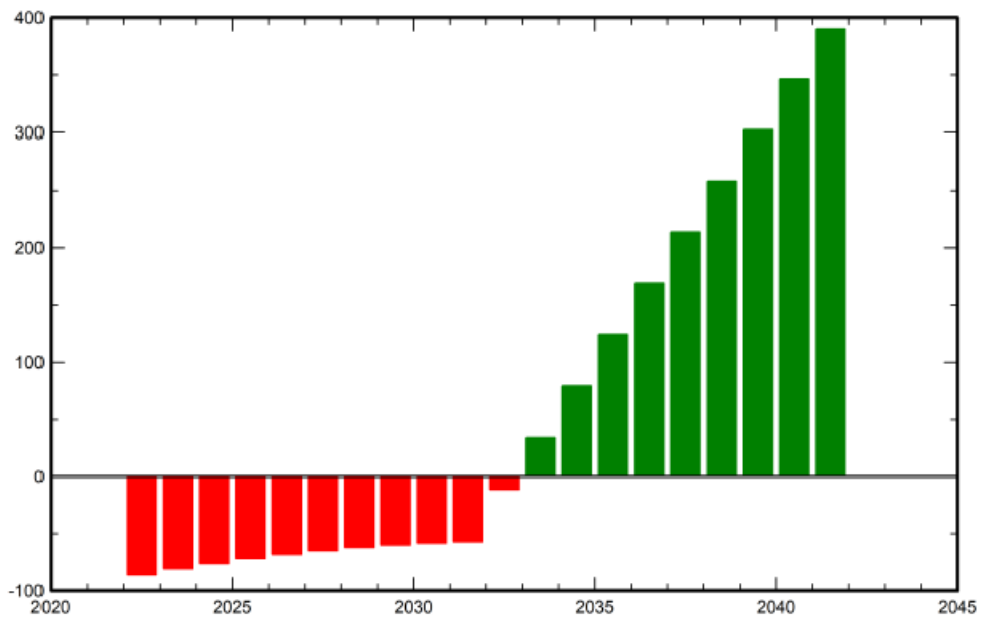
Για την 2^η παραμετρική μελέτη η αποπληρωμή ιδίων κεφαλαίων γίνεται στα 11 χρόνια μαζί με την αποπληρωμή του δανεισμού.

Yearly net profit (kEUR)



Διάγραμμα 4-5 Καθαρά κέρδη ανά έτος 2ης παραμετρικής μελέτης

Cumulative cashflow (kEUR)



Διάγραμμα 4-6 Διαγραμματική απεικόνιση χρηματοροών 2ης παραμετρικής μελέτης

4.8 Περιβαλλοντικές επιπτώσεις

Από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης το PVsyst μπορεί να δώσει και στοιχεία για την ποσότητα εκπομπών CO₂ που μειώνεται από τη παραγωγή ενέργειας μέσω της εγκατάστασης. Για την εξαγωγή των αποτελεσμάτων αυτών ο χρήστης δίνει στο λογισμικό στοιχεία για τη χώρα προέλευσης των παραμέτρων του συστήματος (ΦΒ πλαίσια, inverter, βάσεις στήριξης), και την ποσότητά τους (Εικόνα 4-39)

System summary
 Project: 500kW PV Grid Connected
 PV Array, Phom = 500 kWp
 Produced Energy: 743 MWh/year

Financial summary
 Installation costs: 270'601.64 EUR
 Total yearly cost: 18'627.66 EUR/year
 LCOE: 0.030 EUR/kWh
 Payback period: 8.5 years

Detailed system LCE

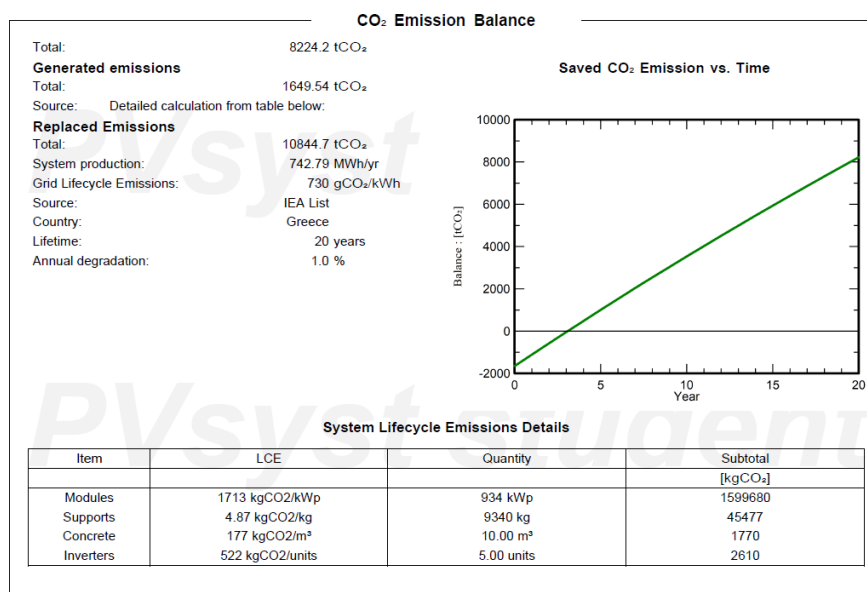
Item	Quantity	Unit	Grey energy	LCE	Total
PV modules					
Modules	934	kWp	2168.0 kWh/kWp	1713 kgCO ₂ /kWp	1599680 kgCO ₂
Transport 1	0	km		35 gCO ₂ /km	0 kgCO ₂
Transport 2	0	km		60 gCO ₂ /km	0 kgCO ₂
Balance of System (BoS)					
Supports/Trackers					
Concrete	9340	kg	6.67 kWh/kg	4.87 kgCO ₂ /kg	45477 kgCO ₂
Inverters	5	units	660.80 kWh/units	522 kgCO ₂ /units	2610 kgCO ₂
Wiring	0	kg	18.70 kWh/kg	7.44 kgCO ₂ /kg	0 kgCO ₂
Additional					
Maintenance	0	year		0 kgCO ₂ /year	0 kgCO ₂
Dismantling	0	modules		0 kgCO ₂ /modules	0 kgCO ₂
Other	0			0 kgCO ₂	0 kgCO ₂
Grey energy conversion factors					
Item	Country of origin	Use country	Factor		
PV cells	China	790	gCO ₂ /kWh		
Supports	Greece	730	gCO ₂ /kWh		
Inverters	China	790	gCO ₂ /kWh		
Wiring	Chile	398	gCO ₂ /kWh		
				Sum	1649.54 tCO ₂

Saved CO₂ emissions: 8224.217 tons

Εικόνα 4-39 Εισαγωγή δεδομένων για εκτίμηση ποσότητας εκπομπών CO₂ που εξοικονομείται

Τα αποτελέσματα από τις τρεις περιπτώσεις μελέτης παρουσιάζονται παρακάτω:

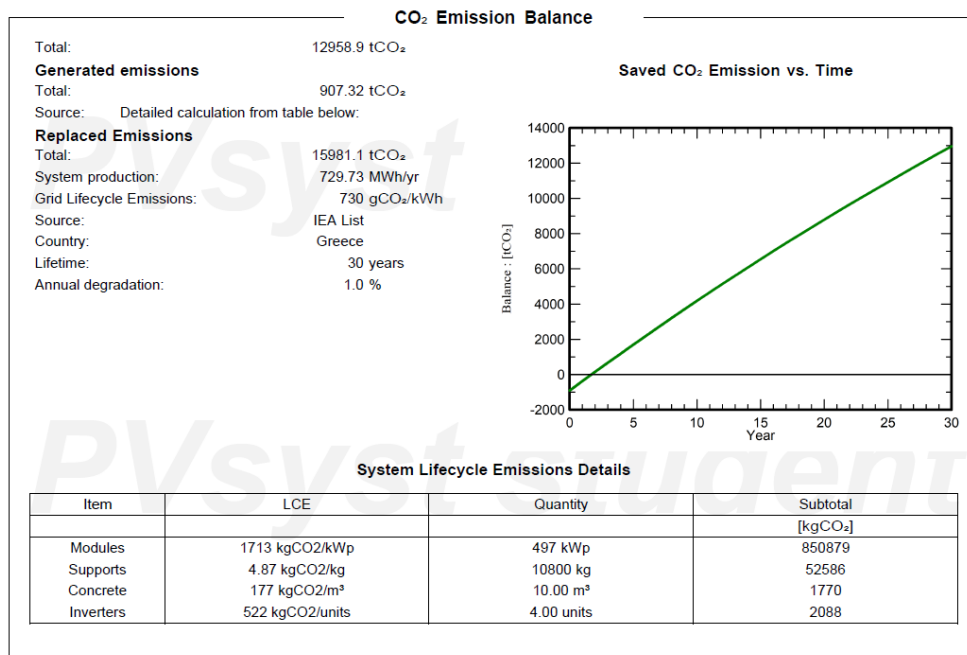
- Μελέτη εφαρμογής – 934 ΦΒ πλαίσια Trina Solar Bifacial 535W, 5 inverter Solis 100kW, σταθερές βάσεις – Ετήσια παραγόμενη ενέργεια 742,8 MWh/year



Εικόνα 4-40 Εξοικονόμηση εκπομπών CO₂ για τη μελέτη εφαρμογής

Από την κατασκευή της εγκατάστασης εκπέμπονται 1649,54 τόνοι CO₂
 Συνολικά εξοικονομούνται από τη λειτουργία της εγκατάστασης 8224.2 τόνοι CO₂.

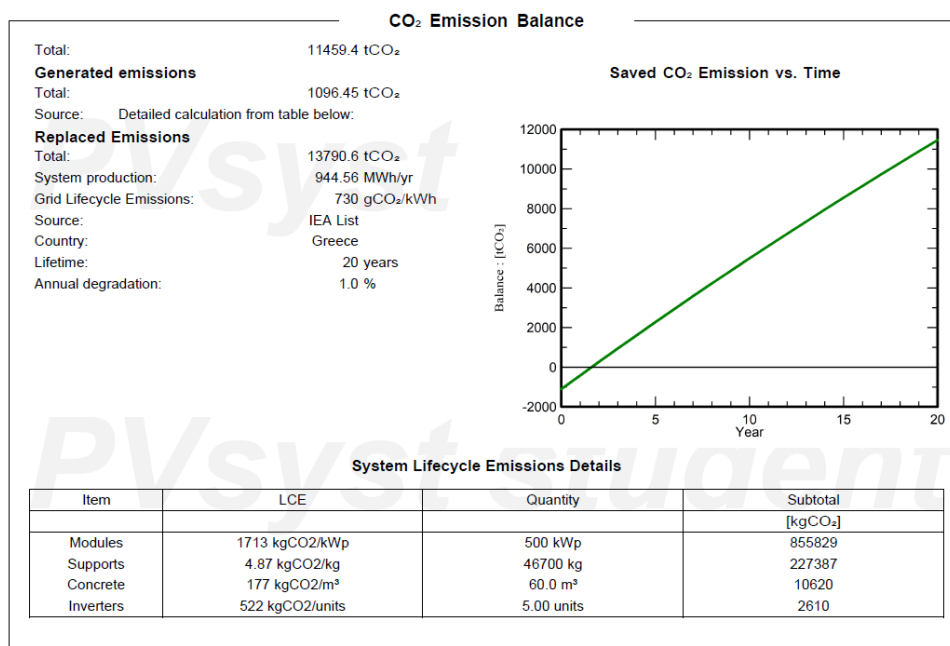
- 1^η παραμετρική μελέτη – 1088 ΦΒ πλαίσια Jinko Solar Bifacial 460 W, 4 inverter GoodWe 120 kW, σταθερές βάσεις - Ετήσια παραγόμενη ενέργεια 729,7 MWh/year



Εικόνα 4-41 Εξοικονόμηση εκπομπών CO₂ για την 1η παραμετρική μελέτη

Από την κατασκευή της εγκατάστασης εκπέμπονται 907,32 τόνοι CO₂
 Συνολικά εξοικονομούνται από τη λειτουργία της εγκατάστασης 12958,9 τόνοι CO₂.

- 2^η παραμετρική μελέτη - 934 ΦΒ πλαίσια Trina Solar Bifacial 535W, 5 inverter Solis 100kW, tracker διπλού άξονα – Ετήσια παραγόμενη ενέργεια 944,6 MWh/year



Εικόνα 4-42 Εξοικονόμηση εκπομπών CO₂ για τη 2η παραμετρική μελέτη

Από την κατασκευή της εγκατάστασης εκπέμπονται 1096,45 τόνοι CO₂
Συνολικά εξοικονομούνται από τη λειτουργία της εγκατάστασης 11459,4 τόνοι CO₂.

4.9 Συμπεράσματα

Συμπερασματικά ο υπολογισμός ΦΒ συστημάτων συνδεδεμένων στο δίκτυο συνίσταται από ένα σύνολο παραμετρικών επιλογών που μπορούν να διαφοροποιηθούν αρκετά ανάλογα με τις προτιμήσεις του επενδυτή.

Η χρήση λογισμικού προσομοίωσης αποδεικνύεται απαραίτητο εργαλείο για την χωροθέτηση και την επιλογή των παραμέτρων αυτών.

Σχετικά με τη χωροθέτηση παρατηρείται πως χρειάζεται ιδιαίτερη προσοχή για την αποφυγή πιθανών σκιάσεων.

Γενικά η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών πάρκων αποδεικνύεται μια ικανοποιητικά κερδοφόρα επένδυση με αποδεκτές περιόδους αποπληρωμής και σχετικά χαμηλό επενδυτικό ρίσκο. Πιο συγκεκριμένα, στο σενάριο της δανειοδότησης κατά 80% του αρχικού κόστους, η απόσβεση των ιδίων κεφαλαίων σε 5 έτη καθιστά την επένδυση ιδιαίτερα ελκυστική.

Συγκρίνοντας την μελέτη εφαρμογής με την 1^η παραμετρική μελέτη παρατηρούμε πως με λιγότερο αρχικό κόστος στην περίπτωση της παραμετρικής μελέτης (διαφορά περίπου 13.000) οδηγούμαστε σε περισσότερο κερδοφόρα αποτελέσματα. Συνολικά δεν υπάρχει μεγάλη διαφορά στην περίοδο της αποπληρωμής, όμως η απόσβεση των ιδίων κεφαλαίων πραγματοποιείται νωρίτερα κατά ένα έτος. Επίσης παρόλο που η παραγόμενη ενέργεια ανά έτος της παραμετρικής μελέτης είναι λιγότερη της μελέτης εφαρμογής, η Καθαρά Παρούσα Αξία της παραμένει μεγαλύτερη στο τέλος της 20ετίας. Κρίνεται λοιπόν σημαντική η εξέταση διαφόρων περιπτώσεων συστημάτων πριν την τελική εφαρμογή για το βέλτιστο αποτέλεσμα.

Συγκρίνοντας από την άλλη την εγκατάσταση ΦΒ συστήματος ίδιας ισχύος για σταθερές βάσεις και για trackers παρατηρούμε αρχικά την τρομερή αύξηση του αρχικού κόστους με διαφορά περίπου 200.000 €. Αυξημένο είναι επίσης και το λειτουργικό κόστος του συστήματος λόγω πιθανών μηχανικών φθορών και βλαβών των tracker. Περαιτέρω συμπεραίνουμε πως για τη σταθερή τιμή των 0,07 €/kWh οδηγούμαστε σε αρκετά μεγάλη περίοδο αποπληρωμής (11,3 έτη) και ακόμα χαμηλότερη Καθαρά Παρούσα Αξία σε σχέση με τη μελέτη εφαρμογής των σταθερών βάσεων στο τέλος της 20ετίας. Με βάσει λοιπόν τις συγκεκριμένες επιλογές συστήματος και για τη συγκεκριμένη σταθερή τιμή ταρίφας, οι σταθερές βάσεις υπερτερούν από κάθε άποψη σε σχέση με την εγκατάσταση tracker.

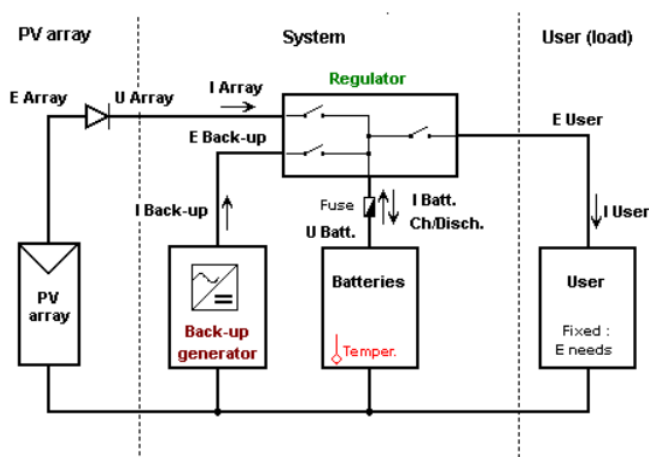
Τέλος οι εγκαταστάσεις ΦΒ αποτελούν επενδύσεις φιλικές προς το περιβάλλον με μεγάλες ποσότητες σε τόνους εκπομπών CO₂ που εξοικονομούνται από τη λειτουργία τους.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 - ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΑΥΤΟΝΟΜΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΩΝ

5.1 Εισαγωγή

Όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο, η στοχαστικότητα της ηλιακής ενέργειας μας οδηγεί στην ανάπτυξη τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας για αποτελεσματικότερη αξιοποίηση της. Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται προσομοίωση ενός αυτόνομου συστήματος φωτοβολταϊκών για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών ενός συγκροτήματος κατοικιών τεσσάρων κατοικιών. Θα αναφερθούν αναλυτικά οι παράμετροι που χρειάζονται για την προσομοίωση και ο τρόπος με τον οποίο υπολογίζονται. Επιπλέον αναφέρονται επιμέρους παράγοντες οι οποίοι δεν επηρεάζουν την προσομοίωση και επομένως δεν ζητούνται από το λογισμικό, αποτελούν όμως απαραίτητα στοιχεία για την ολοκληρωμένη εγκατάσταση του συστήματος. Η προσομοίωση θα γίνει για διάφορες τεχνικές παραμέτρους και στα αποτελέσματα θα δούμε συγκριτικά την απόδοση της κάθε λύσης σε παραγωγή ενέργειας και την οικονομική της βιωσιμότητα. Στο απλοποιημένο σχέδιο της παρακάτω εικόνας φαίνονται τα απαραίτητα στοιχεία που αποτελούν ένα αυτόνομο σύστημα φωτοβολταϊκών.

Typical layout of a stand-alone system

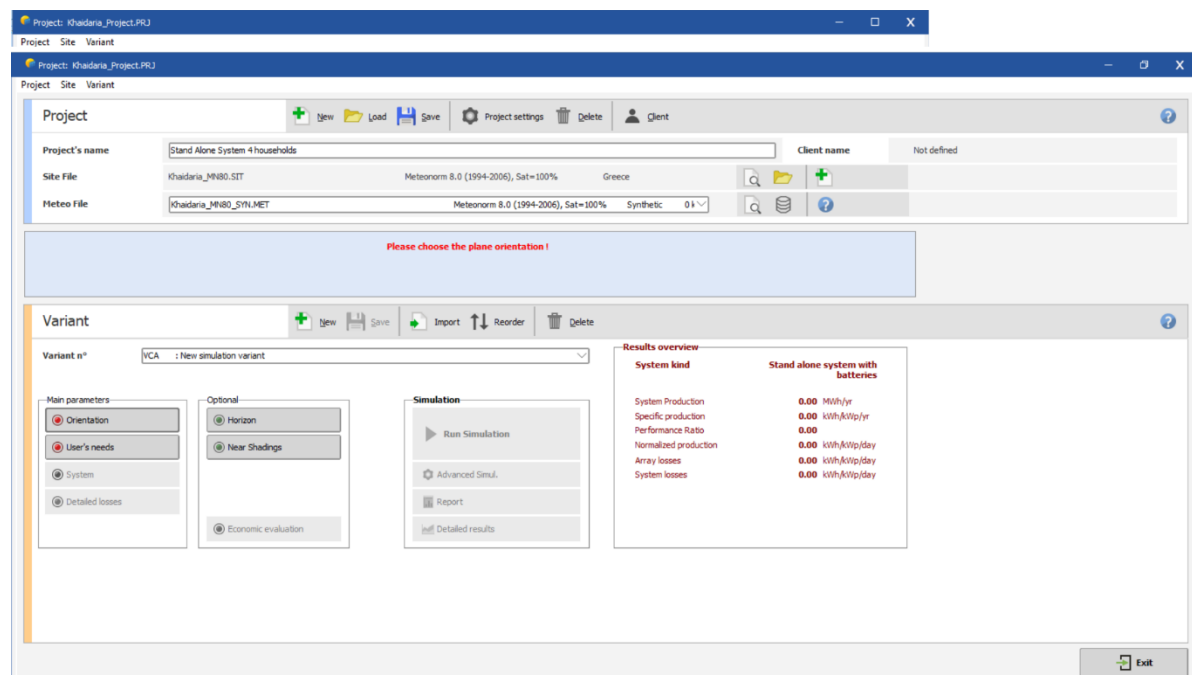


Εικόνα 5-1 Απλοποιημένο σκίτσο αυτόνομου συστήματος

Για την προσομοίωση αρχικά πρέπει να ορίσουμε τις ενεργειακές καταναλώσεις του χρήστη. Στη συνέχεια γίνεται επιλογή των συσσωρευτών και των ΦΒ πλαισίων ώστε να καλύπτουν τις ανάγκες του χρήστη. Τέλος επιλέγεται κατάλληλο πλήθος ρυθμιστών φόρτισης ανάλογα με τα μεγέθη που έχουμε επιλέξει.

5.2 Γεωγραφική θέση μελέτης και προσανατολισμός

Η προσομοίωση αφορά συγκρότημα κατοικιών τεσσάρων νοικοκυριών. Το πρώτο στοιχείο που πρέπει να δοθεί στο σύστημα είναι η γεωγραφική θέση του έργου ώστε να καθοριστούν οι κλιματολογικές συνθήκες. Η μελέτη γίνεται στη Θεσσαλία και συγκεκριμένα στην περιοχή των Φαρσάλων. Στην παρακάτω εικόνα παρουσιάζεται το γραφικό περιβάλλον του λογισμικού PVsyst για αυτόνομο σύστημα.



Εικόνα 5 2 Γραφικό περιβάλλον λογισμικού

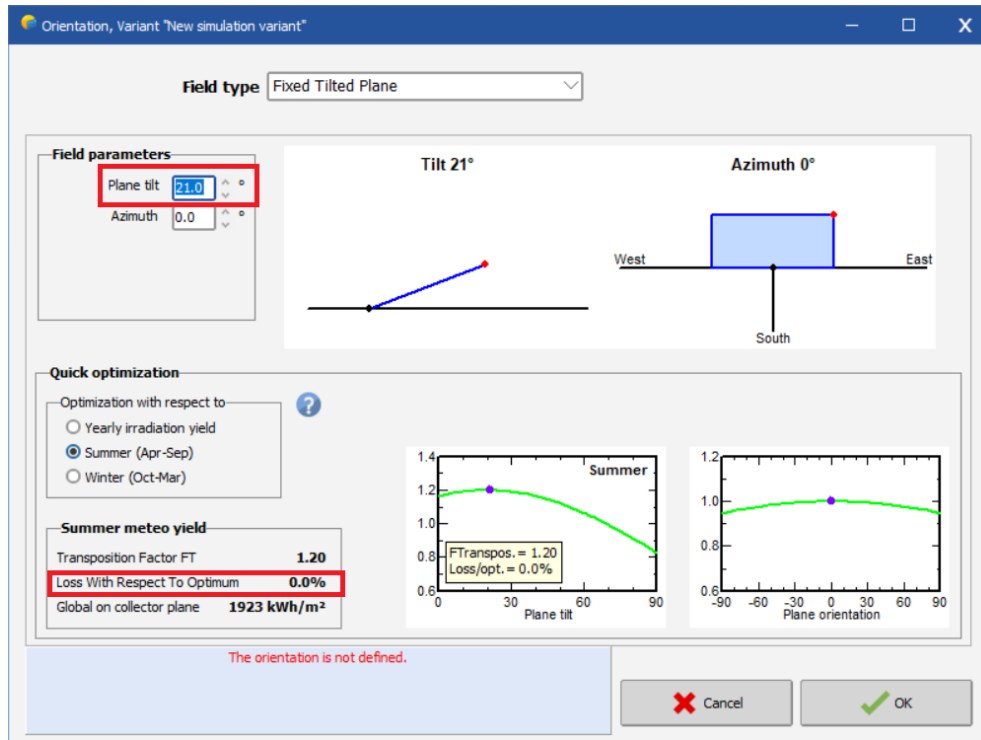
Η διαφορά με το γραφικό περιβάλλον στο συνδεδεμένο δίκτυο είναι ότι προστίθεται η καρτέλα των αναγκών του χρήστη "User's needs" όπως φαίνεται κάτω αριστερά.

Όμοια με την προσομοίωση του φωτοβολταϊκού σταθμού προηγουμένως, από τον χάρτη επιλέγουμε την τοποθεσία του έργου και οι κλιματολογικές συνθήκες περνούν αυτόματα από τη βάση δεδομένων του λογισμικού.

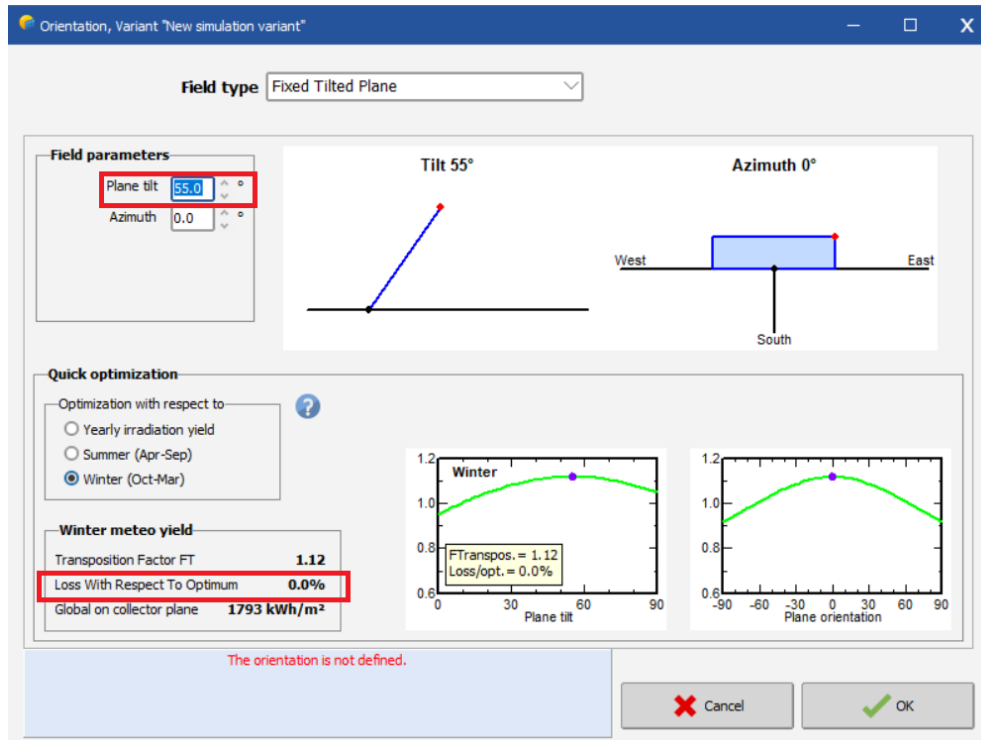
Επόμενο βήμα είναι η επιλογή προσανατολισμού (αζιμούθιο) των φωτοβολταϊκών πλαισίων. Καθώς η Ελλάδα βρίσκεται στο βόρειο ημισφαίριο, το βέλτιστο αζιμούθιο είναι ίσο με 0° [1].

Συνεχίζουμε με την επιλογή του είδος των βάσεων τους (trackers ή σταθερές βάσεις). Επιπλέον ο χρήστης επιλέγει την περίοδο για την οποία το λογισμικό θα κάνει βελτιστοποίηση ως προς τις προτάσεις του. Η επιλογή μπορεί να γίνει για τον χειμώνα, για το καλοκαίρι ή για όλο το χρόνο. Στην περίπτωση μας τα φωτοβολταϊκά πλαίσια θα τοποθετηθούν σε σταθερές βάσεις. Επομένως πρέπει να δοθεί στο σύστημα η γωνία κλίσης των πλαισίων. Το συγκρότημα θεωρείται κατοικήσιμο καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Για το λόγο αυτό η προσομοίωση θα γίνει με γνώμονα τη δυσμενέστερη από τις δύο περιόδους από άποψη ενεργειακών καταναλώσεων και ηλιακής ενέργειας. Μεταβάλλοντας την κλίση των πλαισίων, το πρόγραμμα μας δίνει την απόκλιση που έχουμε από τη βέλτιστη απόδοση για την κάθε περίοδο. Όπως φαίνεται στις παρακάτω εικόνες, η βέλτιστη κλίση πλαισίων για τη συγκεκριμένη γεωγραφική περιοχή κατά την εαρινή περίοδο είναι 21° , ενώ για την χειμερινή

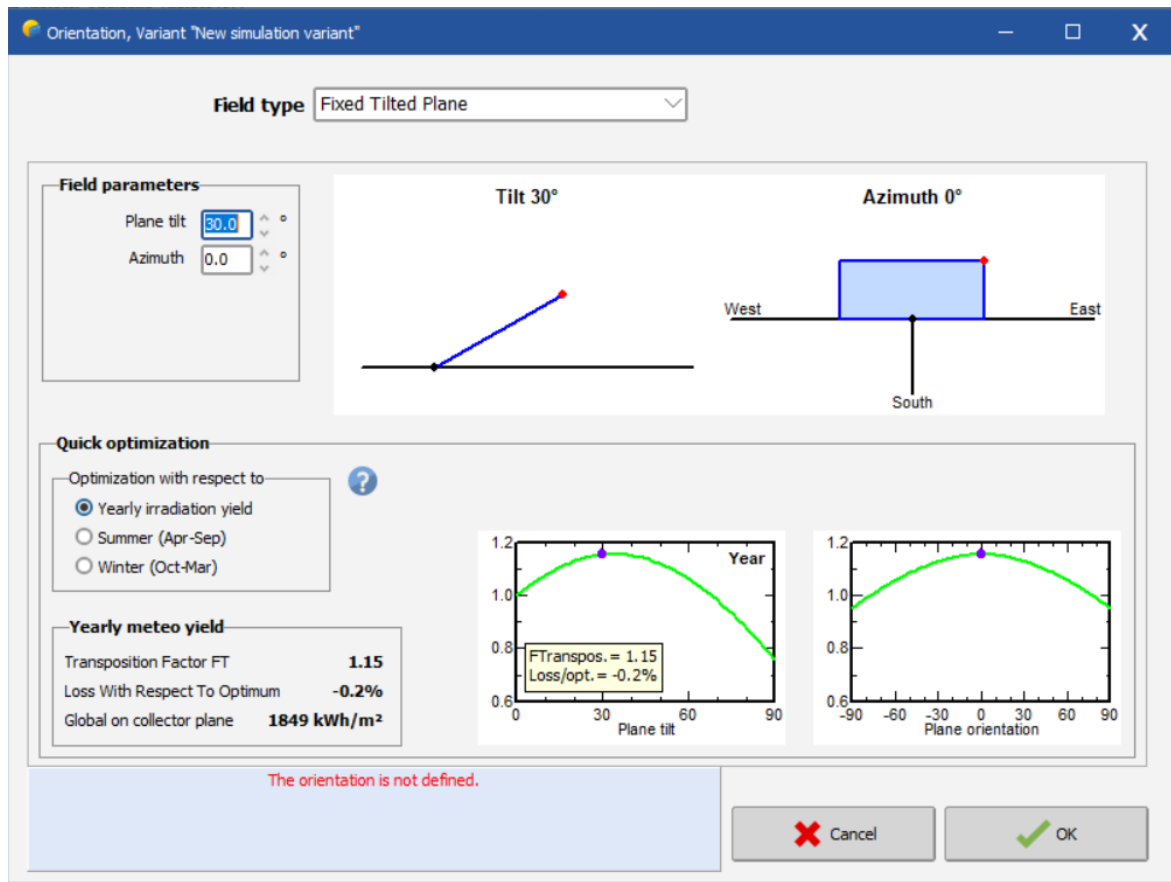
55°. Εφόσον το συγκρότημα κατοικείται όλη τη διάρκεια του έτους επιλέγεται κλίση πλαισίων 30°.



Εικόνα 5 3 Γωνία κλίσης πλαισίων κατά την εαρινή περίοδο για βέλτιστη απόδοση



Εικόνα 5 4 Γωνία κλίσης πλαισίων κατά την χειμερινή περίοδο για βέλτιστη απόδοση



Εικόνα 5-5 Γωνία κλίσης πλαισίων για βέλτιστη απόδοση σε όλο το έτος

Το πρόγραμμα παρουσιάζει επίσης διαγραμματικά τη μεταβολή της απόδοσης των πλαισίων ανάλογα με την κλίση τους και το αζιμούθιο, όπως φαίνεται στις παραπάνω εικόνες στην κάτω δεξιά πλευρά. Επαληθεύεται λοιπόν και από το λογισμικό πως το βέλτιστο αζιμούθιο είναι στις 0°.

5.3 Ενεργειακές καταναλώσεις

Για τον ορθό υπολογισμό του αυτόνομου συστήματος είναι απαραίτητη η καταγραφή των ενεργειακών καταναλώσεων του συγκροτήματος. Στην περίπτωση μας οι καταναλώσεις θα εισαχθούν στο πρόγραμμα με παραδοχές που πλησιάζουν στις απαιτήσεις ενός τυπικού νοικοκυριού. Έτσι τα τέσσερα νοικοκυριά θα θεωρηθούν πανομοιότυπα ως προς τις καταναλώσεις τους. Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται συνοπτικά οι ηλεκτρικές συσκευές για ένα νοικοκυριό.

ΗΛΕΚΤΡΙΚΕΣ ΣΥΣΚΕΥΕΣ ΤΥΠΙΚΟΥ ΝΟΙΚΟΚΥΡΙΟΥ			
<u>ΕΙΔΟΣ</u>	<u>ΤΕΜΑΧΙΑ</u>	<u>ΙΣΧΥΣ ΑΝΑ ΤΕΜΑΧΙΟ</u>	<u>ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ</u>
Λάμπες LED	10	10 W	100 W
Τηλεόραση	1	100 W	100 W
Ηλεκτρονικός Υπολογιστής	1	100 W	100 W
Οικιακές συσκευές (σκούπες, φούρνοι, τοστιέρες, κλπ.)	4	500 W (κατά μέσο όρο)	2000 W
Ψυγείο/καταψύκτης	2	0,8 kWh/μέρα	1,6 kWh/μέρα
Πλυντήριο ρούχων/πιάτων	2	1000 W	2000 W
Εξαερισμός	1	100 W	100 W
Κλιματιστικό	1	1000 W	1000 W

Πίνακας 5.1 Ηλεκτρικές συσκευές τυπικού νοικοκυριού

Αυτές οι συσκευές εισάγονται στο πρόγραμμα και για τα τέσσερα νοικοκυριά ώστε η προσομοίωση να γίνει συνολικά για όλο το συγκρότημα. Επομένως κατά την εισαγωγή τους όλες οι ποσότητες είναι τετραπλάσιες. Επιπλέον λαμβάνεται υπόψιν και ο ετεροχρονισμός της χρήσης τους. Σε καμία περίπτωση κατά τη διάρκεια της ημέρας δεν χρησιμοποιούνται όλες οι συσκευές ταυτόχρονα. Όπως φαίνεται στις παρακάτω εικόνες, δίνονται στο λογισμικό οι ώρες για τις οποίες χρησιμοποιείται η κάθε συσκευή κατά τη διάρκεια της ημέρας. Τέλος, αφού οι κατοικίες είναι ενεργές όλο το χρόνο, η διαδικασία αυτή επαναλαμβάνεται για τις τέσσερις εποχές του χρόνου. Από το πρόγραμμα, δίνεται η δυνατότητα να τοποθετηθούν οι καταναλώσεις ανά μήνα. Εφόσον όμως δεν έχουμε πραγματικά στοιχεία, επιλέγεται η προσέγγιση ανά εποχή.

Daily use of energy, variant "Lead Acid Battery 1 day autonomy 2V 24V"

Definition of daily household consumptions for Summer (Jun-Aug).

Consumption Hourly distribution

Daily consumptions

Number	Appliance	Power	Daily use	Hourly distrib.	Daily energy
40	Lamps (LED or fluo)	10 W/lamp	5.0 h/day	OK	2000 Wh
8	TV / PC / Mobile	100 W/app	5.0 h/day	OK	4000 Wh
4	Domestic appliances	500 W/app	4.0 h/day	OK	8000 Wh
8	Fridge / Deep-freeze	0.80 kWh/day	24.0	OK	6394 Wh
8	Dish- & Cloth-washers	1000.0 W aver.	2.0 h/day	OK	16000 Wh
4	Ventilation	100 W/app	24.0 h/day	OK	9600 Wh
4	Air conditioning	1000 W/app	8.0 h/day	OK	32000 Wh
Stand-by consumers		6 W tot	24 h/day		144 Wh
Total daily energy					78138 Wh/day
Monthly energy					2344.1 kWh/mth

Appliances info

Consumption definition by:
 Years
 Seasons
 Months

Week-end or Weekly use:
 Use only during
 7 days in a week

Show values of:
 Summer
 Autumn
 Winter
 Spring

Model: Load Save Other profile Cancel OK

Εικόνα 5-6 Ενεργειακές καταναλώσεις το καλοκαίρι (Ιούνιος – Αύγουστος)

Daily use of energy, variant "Lead Acid Battery 1 day autonomy 2V 24V"

Definition of daily household consumptions for Winter (Dec-Feb).

Consumption Hourly distribution

Daily consumptions

Number	Appliance	Power	Daily use	Hourly distrib.	Daily energy
40	Lamps (LED or fluo)	10 W/lamp	6.0 h/day	OK	2400 Wh
8	TV / PC / Mobile	100 W/app	6.0 h/day	OK	4800 Wh
4	Domestic appliances	500 W/app	6.0 h/day	OK	12000 Wh
8	Fridge / Deep-freeze	0.80 kWh/day	24.0	OK	6394 Wh
8	Dish- & Cloth-washers	1000.0 W aver.	2.0 h/day	OK	16000 Wh
4	Ventilation	100 W/app	24.0 h/day	OK	9600 Wh
0	Other uses	0 W/app	0.0 h/day		0 Wh
Stand-by consumers		6 W tot	24 h/day		144 Wh
Total daily energy					51338 Wh/day
Monthly energy					1540.1 kWh/mth

Appliances info

Consumption definition by:
 Years
 Seasons
 Months

Week-end or Weekly use:
 Use only during
 7 days in a week

Show values of:
 Summer
 Autumn
 Winter
 Spring

Model: Load Save Other profile Cancel OK

Εικόνα 5-7 Ενεργειακές καταναλώσεις το χειμώνα (Δεκέμβριος – Φεβρουάριος)

Daily use of energy, variant "Lead Acid Battery 1 day autonomy 2V 24V"

Definition of daily household consumptions for Autumn (Sep-Nov).

Consumption: Hourly distribution

Number	Appliance	Power	Daily use	Hourly distrib.	Daily energy
40	Lamps (LED or fluo)	10 W/lamp	5.0 h/day	OK	2000 Wh
8	TV / PC / Mobile	100 W/app	5.0 h/day	OK	4000 Wh
4	Domestic appliances	500 W/app	5.0 h/day	OK	10000 Wh
8	Fridge / Deep-freeze	0.80 kWh/day	24.0	OK	6394 Wh
8	Dish- & Cloth-washers	1000.0 W aver.	2.0 h/day	OK	16000 Wh
4	Ventilation	100 W/app	24.0 h/day	OK	9600 Wh
0	Other uses	0 W/app	0.0 h/day		0 Wh
Stand-by consumers		6 W tot	24 h/day		144 Wh
Total daily energy					48138 Wh/day
Monthly energy					1444.1 kWh/mth

Appliances info

Consumption definition by:

- Years
- Seasons
- Months

Week-end or Weekly use:

- Use only during
- 7 days in a week

Show values of:

- Summer
- Autumn
- Winter
- Spring

Model: Load Save Other profile Cancel OK

Εικόνα 5-8 Ενεργειακές καταναλώσεις το φθινόπωρο (Σεπτέμβριος - Νοέμβριος)

Daily use of energy, variant "Lead Acid Battery 1 day autonomy 2V 24V"

Definition of daily household consumptions for Spring (Mar-May).

Consumption: Hourly distribution

Number	Appliance	Power	Daily use	Hourly distrib.	Daily energy
40	Lamps (LED or fluo)	10 W/lamp	5.0 h/day	OK	2000 Wh
8	TV / PC / Mobile	100 W/app	5.0 h/day	OK	4000 Wh
4	Domestic appliances	500 W/app	5.0 h/day	OK	10000 Wh
8	Fridge / Deep-freeze	0.80 kWh/day	24.0	OK	6394 Wh
8	Dish- & Cloth-washers	1000.0 W aver.	2.0 h/day	OK	16000 Wh
4	Ventilation	100 W/app	24.0 h/day	OK	9600 Wh
0	Other uses	0 W/app	0.0 h/day		0 Wh
Stand-by consumers		6 W tot	24 h/day		144 Wh
Total daily energy					48138 Wh/day
Monthly energy					1444.1 kWh/mth

Appliances info

Consumption definition by:

- Years
- Seasons
- Months

Week-end or Weekly use:

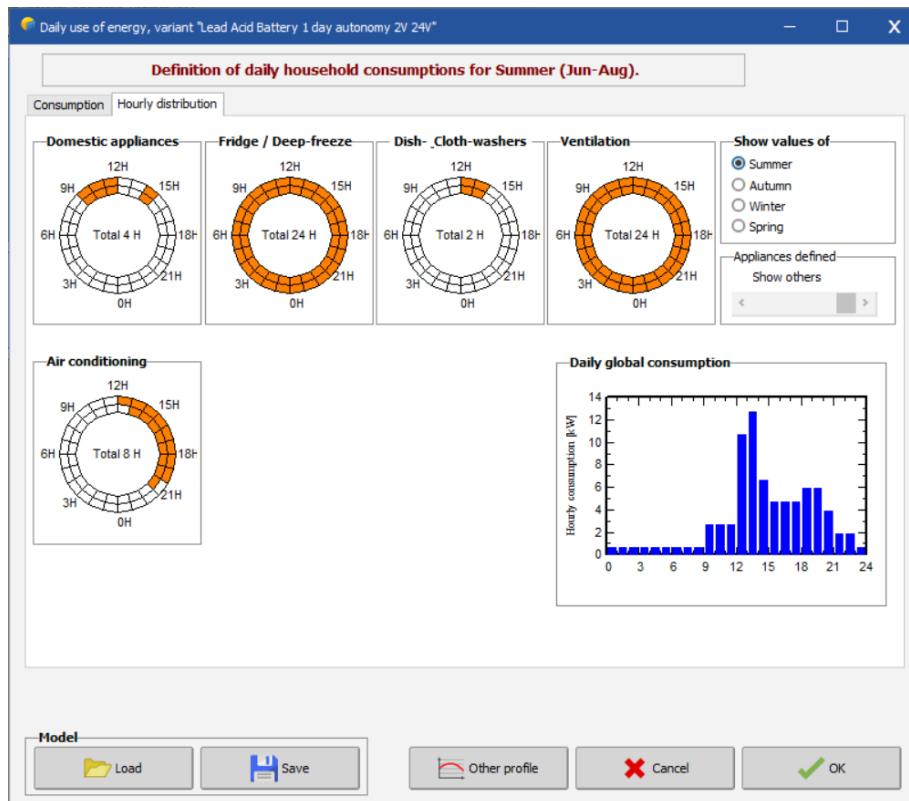
- Use only during
- 7 days in a week

Show values of:

- Summer
- Autumn
- Winter
- Spring

Model: Load Save Other profile Cancel OK

Εικόνα 5-9 Ενεργειακές καταναλώσεις την άνοιξη (Μάρτιος - Μάιος)



Εικόνα 5-10 Καθορισμός ωρών χρήσης ηλεκτρικών συσκευών

Σαν αποτέλεσμα από την εισαγωγή των δεδομένων παίρνουμε τη μέση ενεργειακή κατανάλωση ανά ημέρα σε Wh και ανά μήνα σε kWh. Επιπλέον, κατά τον καθορισμό των ωρών χρήσης των ηλεκτρικών συσκευών παρουσιάζονται διαγραμματικά οι καταναλώσεις για κάθε ώρα ανά ημέρα όπως φαίνεται στην Εικόνα 5-9.

Στον Πίνακα 5-2 παρουσιάζονται συνοπτικά οι ενεργειακές απαιτήσεις του συγκροτήματος για κάθε εποχή ανά ημέρα και ανά μήνα.

Περίοδος	Κατανάλωση ανά ημέρα (Wh/day)	Κατανάλωση ανά μήνα (kWh/month)
Ιανουάριος - Φεβρουάριος	51338.00	1540.10
Μάρτιος - Μάιος	48138.00	1444.10
Ιούνιος - Αύγουστος	78138.00	2344.10
Σεπτέμβριος - Δεκέμβριος	48138.00	1444.10

Πίνακας 5-2 Ενεργειακές απαιτήσεις ανά ημέρα και ανά μήνα για κάθε περίοδο του χρόνου

Παρατηρούμε πως μέγιστη απαίτηση σε ενέργεια έχουμε κατά την εαρινή περίοδο. Όπως θα δούμε όμως παρακάτω η ηλιακή ακτινοβολία κατά την χειμερινή περίοδο είναι σημαντικά μειωμένη σε σχέση με την εαρινή. Άρα η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών θα πρέπει να καλύπτει τις ανάγκες της εαρινής περιόδου, παρόλο που για τις υπόλοιπες περιόδους οι απαιτήσεις μας είναι μειωμένες και ταυτόχρονα να επαρκή ώστε να παράγεται η απαιτούμενη ενέργεια κατά τη χειμερινή περίοδο που η ηλιακή ακτινοβολία είναι περιορισμένη. Σε περίπτωση όμως που το συγκρότημα κατοικούνταν μόνο το καλοκαίρι για

παράδειγμα, οικονομικά θα σύμφερε περισσότερο να υπολογίσω το σύστημα σύμφωνα με τις καταναλώσεις του καλοκαιριού χωρίς να εξετάσω το σενάριο για την επάρκεια της εγκατάστασης το χειμώνα.

5.4 Προδιαστασιολόγηση

Εφόσον έχουμε καταγράψει τις καταναλώσεις προχωράμε στην επιλογή των παραμέτρων του συστήματος. Το λογισμικό λαμβάνοντας υπόψιν τις καταναλώσεις που έχουμε εισάγει, ζητά κάποια επιπλέον στοιχεία ώστε να γίνει μία προδιαστασιολόγηση του συστήματος. Τα στοιχεία που δίνουμε είναι οι μέρες αυτονομίας που θέλουμε να έχει το σύστημα μας, η επιθυμητή τάση των συσσωρευτών και η πιθανότητα PLOL (Loss of Load Probability). Αυτή η τιμή είναι η πιθανότητα να μην μπορούν να καλυφθούν οι ανάγκες του χρήστη (λ.χ. το κλάσμα του χρόνου όταν η μπαταρία αποσυνδέεται λόγω ένδειξης «χαμηλής φόρτισης» από τον ρυθμιστή). Σαν αποτέλεσμα της προδιαστασιολόγησης το λογισμικό μας προτείνει τη χωρητικότητα των συσσωρευτών σε Ah και την ισχύ αιχμής της φωτοβολταϊκής συστοιχίας που θα χρειαστεί το σύστημά μας για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών.

Σχετικά με την PLOL, την εισάγουμε τυπικά σε πιθανότητα 5%. Στην παρούσα μελέτη θα εξετασθούν δύο επίπεδα τάσεων. Αρχικά θα εξετασθεί διαστασιολόγηση συστήματος για επίπεδο τάσης συσσωρευτών 24 V και στη συνέχεια 48 V. Επίσης θα γίνει παραμετρική ανάλυση για μία ημέρα αυτονομίας και για τρεις σε καθένα από τα δύο επίπεδα τάσης. Η επεξήγηση της διαδικασίας διαστασιολόγησης του συστήματος θα γίνει για επίπεδο τάσης 24 V και μία ημέρα αυτονομίας. Στο τέλος θα παρουσιαστούν συγκριτικά τα αποτελέσματα για κάθε παραμετρική μελέτη.

Stand-alone system definition, Variant "New simulation variant", Variant "New simulation variant"

Av. daily needs: 56.4 kWh/day
Enter accepted PLOL: 5.0 %
Enter requested autonomy: 1.0 day(s)
Battery (user) voltage: 24 V
Suggested capacity: 3830 Ah
Suggested PV power: 21893 Wp (nom.)

Storage | PV Array | Back-Up | Simplified sketch

Procedure

1. - Pre-sizing: Define the desired Pre-sizing conditions (PLOL, Autonomy, Battery voltage)
2. - Storage: Define the battery pack (default checkboxes will approach the pre-sizing)
3. - PV Array design: Design the PV array (PV module) and the control mode. You are advised to begin with a universal controller.
4. - Back-Up: Define an eventual Genset

Specify the Battery set

Sort batteries by: voltage capacity manufacturer

Rolls: [dropdown] [Open]

All technol. [dropdown]

12	batteries in series	Number of batteries	468	Battery pack voltage	24 V
39	batteries in parallel	Number of elements	468	Global capacity	3900 Ah
100.0	% Initial State of Wear (nb. of cycles)			Stored energy (80% DOD)	74.9 kWh
100.0	% Initial State of Wear (static)			Total weight	0 kg
				Nb. cycles at 80% DOD	800
				Total stored energy during the battery life	66 MWh

Operating battery temperature

Temper. mode: Fixed (air-conditioned)

Fixed temperature: 20 °C

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.

Please choose a battery model!

User's needs	Household	Aver. power	2.36 kW
	Night ratio	Daily energy	57 kWh
Battery pack	39 in parallel, 24 V	Capacity	3900 Ah
	Autonomy	Stored energy	75 kWh
PV Array	1 str. of 1 modules	Nom. Power	Wp
	PV/PLoad	Av. daily energy	0 kWh
Controller	Universal, direct coupling		
	Max. PV current	A	Thresholds acc. to volta

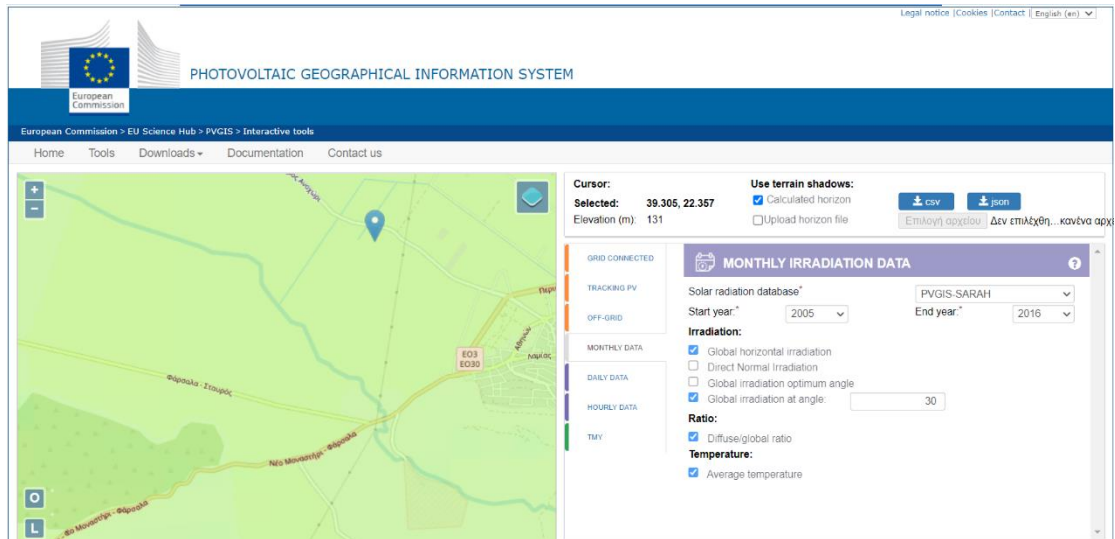
Cancel OK

Εικόνα 5-11 Προδιαστασιολόγηση αυτόνομου συστήματος

Σαν αποτέλεσμα για τα συγκεκριμένα δεδομένα το λογισμικό προτείνει χωρητικότητα συσσωρευτών **3830 Ah** και ισχύ αιχμής ΦΒ συστοιχίας **21893 Wp**. Προχωράμε σε επαλήθευση αυτών των αποτελεσμάτων ώστε να σιγουρευτούμε για την αξιοπιστία των μεγεθών αυτών. Για την επαλήθευση θα χρειαστούμε αναλυτικά μετεωρολογικά δεδομένα για την περιοχή της εγκατάστασης. Τα δεδομένα αυτά θα τα πάρω από το PVGIS (Photovoltaic

Geographical Information System) (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>). Φυσικά υπάρχουν διαθέσιμες πολλές βάσεις μετεωρολογικών δεδομένων και σίγουρα θα υπάρχουν αποκλίσεις των τιμών που παίρνουμε από την κάθε μία.

Από τη βάση δεδομένων αυτή επιλέγεται η τοποθεσία της εγκατάστασης στον χάρτη και ζητάμε να μας δώσει την ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο, την ακτινοβολία σε επίπεδο 30°, τον λόγο της διάχυτης προς την ολική ακτινοβολία και την μέση ημερήσια θερμοκρασία όπως φαίνεται στην Εικόνα 5-11.

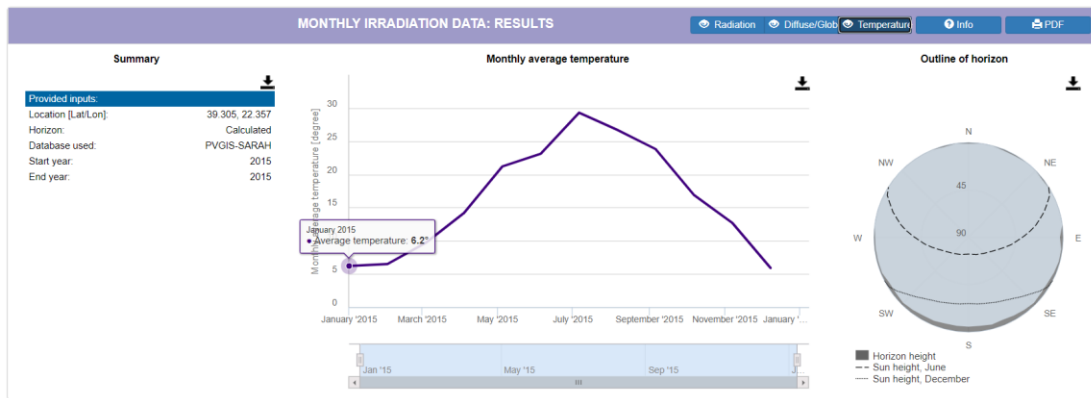


Εικόνα 5-12 Γραφικό περιβάλλον βάσης μετεωρολογικών δεδομένων PGIS

Από τα αποτελέσματα προκύπτει πως η δυσμενέστερη περίπτωση είναι κατά τον μήνα Ιανουάριο όπου η ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο είναι $E_{HA} = 65.49 \text{ kWh/m}^2$, ακτινοβολία σε επίπεδο 30° $H_{30} = 105.57 \text{ kWh/m}^2$, λόγος διάχυτης προς την ολική ακτινοβολία $d/g = 0.43$ και μέση θερμοκρασία $T = 6,2^\circ\text{C}$.



Εικόνα 5-13 Διαγραμματική απεικόνιση ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο και σε επίπεδο 30ο για το έτος 2015



Εικόνα 5-14 Διαγραμματική απεικόνιση μέσης θερμοκρασίας ανά μήνα για το έτος 2015

Ο υπολογισμός της ισχύος αιχμής της ΦΒ συστοιχίας προκύπτει από την τύπο [2]:

$$P_{p\Sigma} = \frac{E_K \cdot P_{STC} \cdot m}{E_{HA} \cdot \sigma_{AS} \cdot \sigma_{\mu}} \cdot \frac{N}{N-n} \quad (5.1)$$

Όπου:

$E_K = 51,338 \text{ kWh/day}$ οι ενεργειακές καταναλώσεις ανά ημέρα για τον μήνα Ιανουάριο

$E_{HA} = 105.57/30 = 3.405 \text{ kWh/day/m}^2$ η ακτινοβολία στο επίπεδο των 30°

$P_{STC} = 1 \text{ Kw/m}^2$ ισχύς προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας στις πρότυπες συνθήκες ελέγχου STC

$\sigma_{AS} = 0,77\sigma_{\theta}$ συντελεστής απωλειών συστοιχίας για πλαίσια ελαφρώς σκονισμένα
Συντελεστής θερμοκρασίας

$$\sigma_{\theta} = 1 - [(t_a + 30) - 25] \cdot 0,04 = 1 - [(6.2 + 30) - 25] \cdot 0,04 = 0.552$$

$t_a = 6.2^\circ\text{C}$ μέση μηνιαία θερμοκρασία αέρα τον Ιανουάριο

$m = 1,2$ συντελεστής περιθωρίου ενεργειακών καταναλώσεων

$$\text{Τελικά, } \sigma_{AS} = 0,77 \cdot 0,552 = 0,425$$

$\sigma_{\mu} = 0,85$ συντελεστής απωλειών μεταφοράς ενέργειας της εγκατάστασης, η οποία περιλαμβάνει ηλεκτρικό συσσωρευτή, ελεγκτή φόρτισης και μετατροπέα τάσεως DC-AC

$N = 31$ ημέρες χρονική περίοδος αναφοράς

$n = 1$ ημέρες αριθμός ημερών αυτονομίας

Άρα $P_{p\Sigma} = 20,12 \text{ kWp}$ πολύ κοντά με την εκτίμηση του λογισμικού

Αντίστοιχα για επαλήθευση της χωρητικότητας μετατρέπω τις ενεργειακές καταναλώσεις σε αμπερώρια A_h από τον τύπο:”

$$C = \frac{n \cdot E_k \cdot m}{\sigma_{\gamma B} \cdot \sigma_{\epsilon k} \cdot \beta_{\epsilon k} \cdot V_B} \quad (5.2)$$

$n = 1$	ημέρες αυτονομίας
$m = 1,2$	συντελεστής περιθωρίου ενεργειακών καταναλώσεων
$V_B = 24V$	τάση συσσωρευτών σε σειρά
$\sigma_{\gamma B} = 0,8$	συντελεστής γήρανσης συσσωρευτών
$\sigma_{\epsilon k} = 0,91$	συντελεστής απωλειών μεταφοράς ενέργειας στο κύκλωμα εκφόρτισης
$\beta_{\epsilon k}$	βάθος εκφόρτισης (εξαρτάται από το είδος του συσσωρευτή που επιλέγουμε, δεν το λαμβάνουμε υπόψιν για την προδιαστασιολόγηση)

προκύπτει $C = 3525.96 \text{ Ah}$ που είναι ελαφρώς διαφορετικό της διαστασιολόγησης του λογισμικού καθώς αυτό υπολογίζει βάσει του μέσου όρου των ενεργειακών αναγκών ανά ημέρα για όλο το χρόνο που στην περίπτωση μας είναι $56,4 \text{ kWh/day}$.

Συμπερασματικά η προδιαστασιολόγηση του λογισμικού είναι αξιόπιστη και μπορούμε να την λάβουμε υπόψιν για τη τάξη μεγέθους των παραμέτρων που χρησιμοποιούμε.

5.5 Επιλογή συσσωρευτών

Προχωράμε με την επιλογή των συσσωρευτών που θα χρειαστούμε για την κάλυψη των ενεργειακών μας αναγκών σε χωρητικότητα. Το πιο σημαντικό κριτήριο που καθορίζει το μέγεθος της χωρητικότητας που χρειαζόμαστε είναι η τάση της συστοιχίας των συσσωρευτών. Όπως προκύπτει από τη σχέση (5.2) όσο μεγαλύτερη είναι η τάση των συσσωρευτών που επιλέγουμε τόσο μειώνεται το μέγεθος της απαιτούμενης χωρητικότητας. Το δεύτερο κριτήριο που επηρεάζει σημαντικά την απαιτούμενη χωρητικότητα είναι οι μέρες αυτονομίας που θέλουμε να έχουμε. Είναι προφανές από την σχέση (5.2) πως όσο πιο πολλές ημέρες αυτονομίας επιλέγουμε να έχουμε τόσο περισσότερο αυξάνονται και οι απαιτήσεις σε χωρητικότητα. Εύκολα επίσης οδηγούμαστε και στο συμπέρασμα πως περισσότερες ημέρες αυτονομίας σημαίνει και αύξηση του αρχικού κόστους της εγκατάστασης. Η επιλογή των ημερών αυτονομίας, ή αλλιώς μη ηλιοφανείς ημέρες, μπορεί να διαφέρει από τόπο σε τόπο ανάλογα με τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής. Συνηθίζεται να επιλέγεται στις 3 με 6 ημέρες. Όπως έχει προαναφερθεί, για τη διαδικασία της διαστασιολόγησης θα προχωρήσουμε με μία ημέρα αυτονομίας και στη συνέχεια θα συγκρίνουμε τη διαφορά σε κόστος που έχει η εγκατάσταση για επιλογή τριών ημερών αυτονομίας.

Όπως προέκυψε από την προδιαστασιολόγηση για τάση $24V$ και μία ημέρα αυτονομίας θα χρειαστώ χωρητικότητα $C = 3830 \text{ Ah}$. Ο χρήστης μπορεί να επιλέξει οποιονδήποτε από τους διαθέσιμους τύπους συσσωρευτών που είναι διαθέσιμοι στη βάση δεδομένων του λογισμικού ώστε να καλύψει της ανάγκες του συστήματός του. Θα χρησιμοποιήσω τους συσσωρευτές UPN 2000 της Newmax τάσεως $2V$ και χωρητικότητας 2000 Ah . Πρόκειται για συσσωρευτές μόλυβδου – οξέος κλειστού τύπου με υγρά. Τα χαρακτηριστικά του συγκεκριμένου συσσωρευτή φαίνονται στην εικόνα παρακάτω.

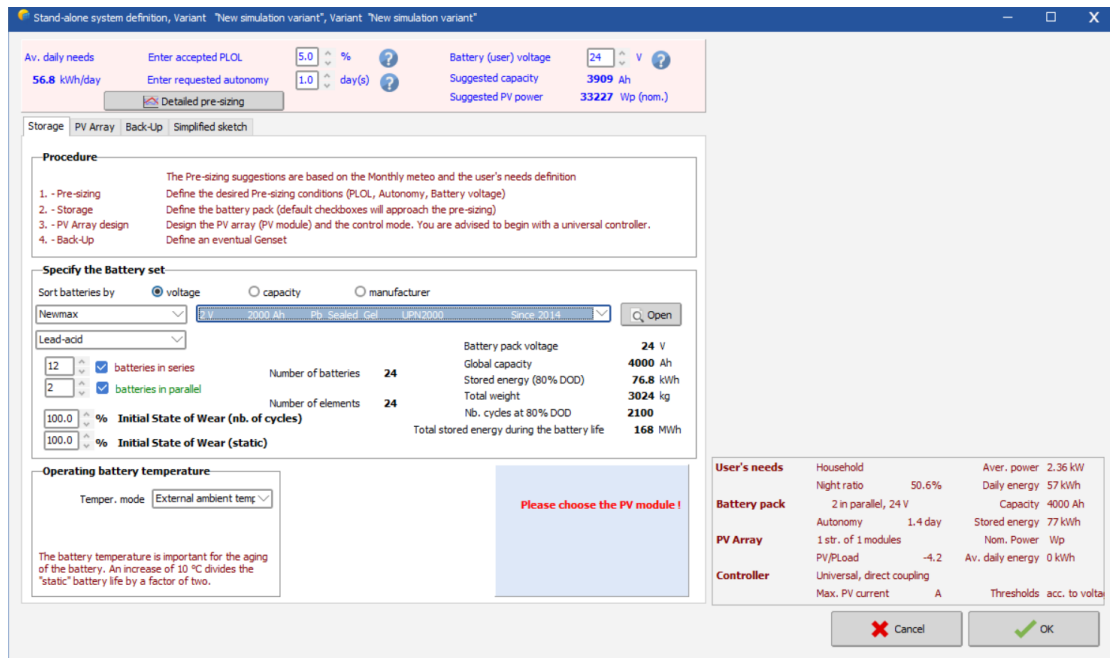
2 Voltage UPN Series Battery Specifications

Battery Type	Nominal Voltage	Capacity(AH)				Dimension								Approx. Weight		Terminal type	
		10HR	5HR	3HR	1HR	Length		Width		Height		T.Height		(Lb)	(kg)	(S)	(S)
		Final V. P.C (1.80)	(1.70)	(1.65)	(1.60)	(mm)	(inch)	(mm)	(inch)	(mm)	(inch)	(mm)	(inch)				
UPN 150	2	150	139	130	103	106	4.17	170	6.69	326	12.83	364	14.33	25.1	11.4	I	P
UPN 200	2	200	185	173	137	106	4.17	170	6.69	326	12.83	364	14.33	29.8	13.5	I	P
UPN 250	2	250	231	216	172	195	7.68	170	6.69	326	12.83	364	14.33	38.6	17.5	I	P
UPN 300	2	300	278	259	206	195	7.68	170	6.69	326	12.83	364	14.33	45.0	20.4	I	P
UPN 400	2	400	370	346	274	195	7.68	170	6.69	326	12.83	364	14.33	56.2	25.5	I	P
UPN 500	2	500	463	432	343	289	11.38	171	6.73	326	12.83	364	14.33	71.7	32.5	I	P
UPN 600	2	600	555	518	412	289	11.38	171	6.73	326	12.83	364	14.33	84.9	38.5	I	P
UPN 700	2	700	648	605	480	382	15.04	171	6.73	326	12.83	364	14.33	102.5	46.5	I	P
UPN 800	2	800	740	691	549	382	15.04	171	6.73	326	12.83	364	14.33	112.0	50.8	I	P
UPN 900	2	900	833	778	617	471	18.54	171	6.73	326	12.83	364	14.33	130.1	59.0	I	P
UPN 1000	2	1000	925	864	686	471	18.54	171	6.73	326	12.83	364	14.33	143.7	65.2	I	P
UPN 1400	2	1400	1295	1210	960	472	18.58	335	13.19	329	12.95	366	14.41	209.4	95.0	I	
UPN 1600	2	1600	1480	1382	1098	472	18.58	335	13.19	329	12.95	366	14.41	231.5	105	I	
UPN 1800	2	1800	1665	1555	1235	472	18.58	335	13.19	329	12.95	366	14.41	255.7	116	I	
UPN 2000	2	2000	1850	1728	1372	472	18.58	335	13.19	329	12.95	366	14.41	277.8	126	I	

Εικόνα 5-15 Τεχνικά χαρακτηριστικά συσσωρευτή Newmax UPN 2000 Πηγή:

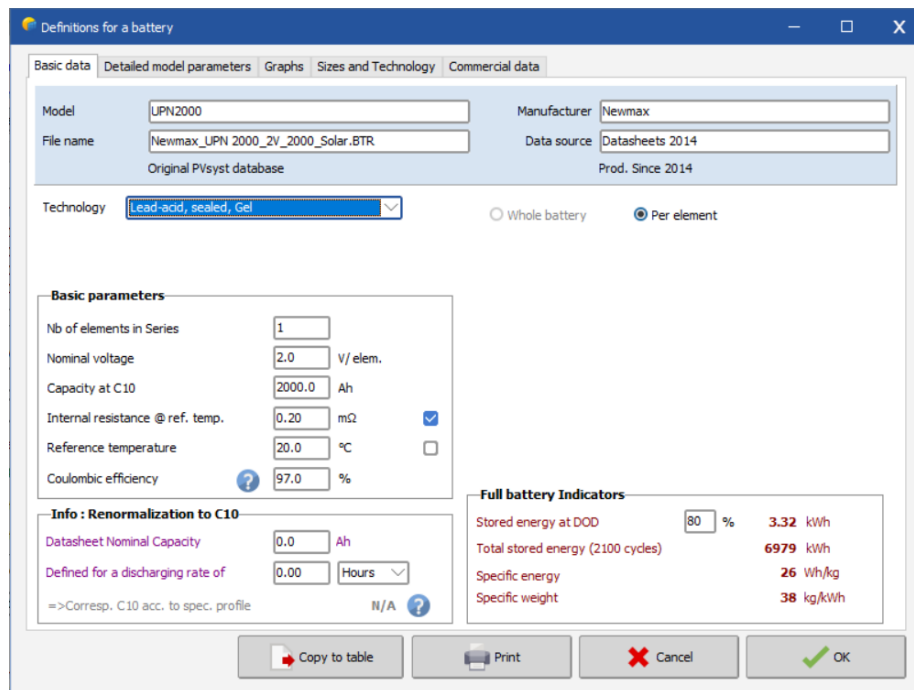
<http://www.newmaxbattery.co.kr/page/pro05>

Για να καλύψω την επιθυμητή τάση των 24V θα πρέπει να συνδέσω $24V/2V=12$ συσσωρευτές σε σειρά, ενώ για να έχω την επιθυμητή χωρητικότητα θα πρέπει να συνδέσω σε παράλληλη σύνδεση $3830Ah/2000Ah= 1,915$ άρα 2 συστοιχίες. Συνολικά λοιπόν στο σύστημά μου έχω $12 \times 2 = 24$ συσσωρευτές των 2V και 2000 Ah, τάση συστοιχίας συσσωρευτών 24V και χωρητικότητα 4000Ah. Στην Εικόνα 5-16 φαίνεται ο τρόπος που εισάγουμε τα δεδομένα στο λογισμικό. Πέρα από τον τρόπο σύνδεσης ο χρήστης καλείται να ορίσει την θερμοκρασία στην οποία βρίσκονται σε λειτουργία οι συσσωρευτές, γεγονός που μπορεί να επηρεάσει σημαντικά τη διάρκεια ζωής τους. Ο χρήστης μπορεί να ορίσει μία σταθερή θερμοκρασία σε περίπτωση κλιματισμού των συσσωρευτών, να επιλέξει διαφορετική μέση θερμοκρασία ανά μήνα ή να θεωρήσει πως οι συσσωρευτές βρίσκονται σε συναγωγή με τη θερμοκρασία του περιβάλλοντος. Στη συγκεκριμένη μελέτη θα θεωρήσουμε πως οι συσσωρευτές βρίσκονται σε συναγωγή με το περιβάλλον. Επιπλέον ο χρήστης μπορεί να ορίσει την αρχική κατάσταση φθοράς των συσσωρευτών σε περίπτωση που τοποθετηθούν μεταχειρισμένοι συσσωρευτές. Εδώ θα θεωρήσουμε πως οι συσσωρευτές είναι καινούργιοι.

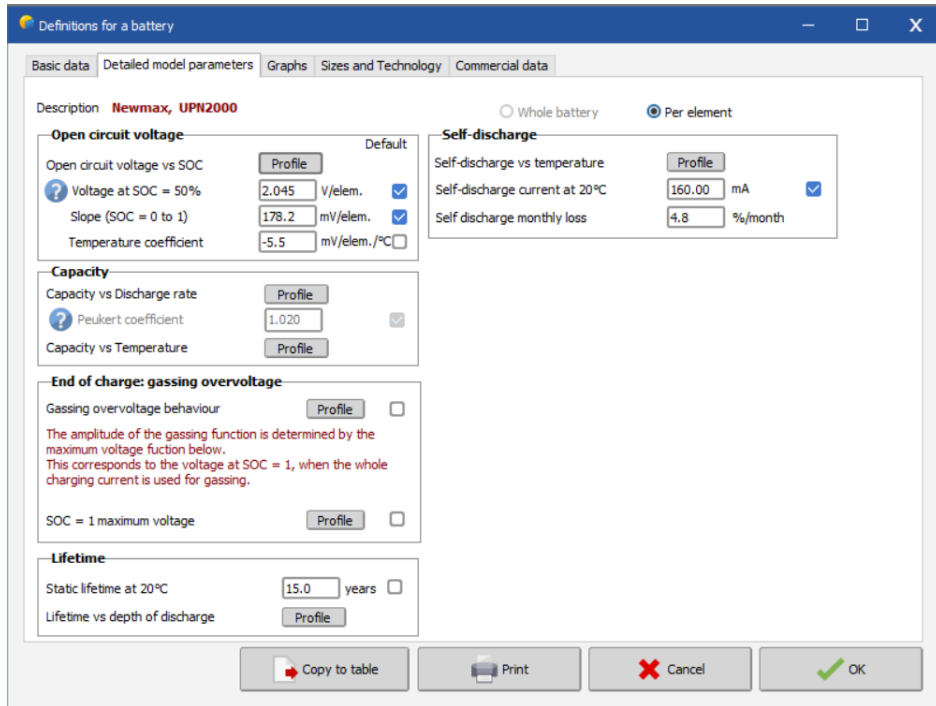


Εικόνα 5-16 Εισαγωγή τύπου συσσωρευτή και τρόπου σύνδεσης στο PVsyst

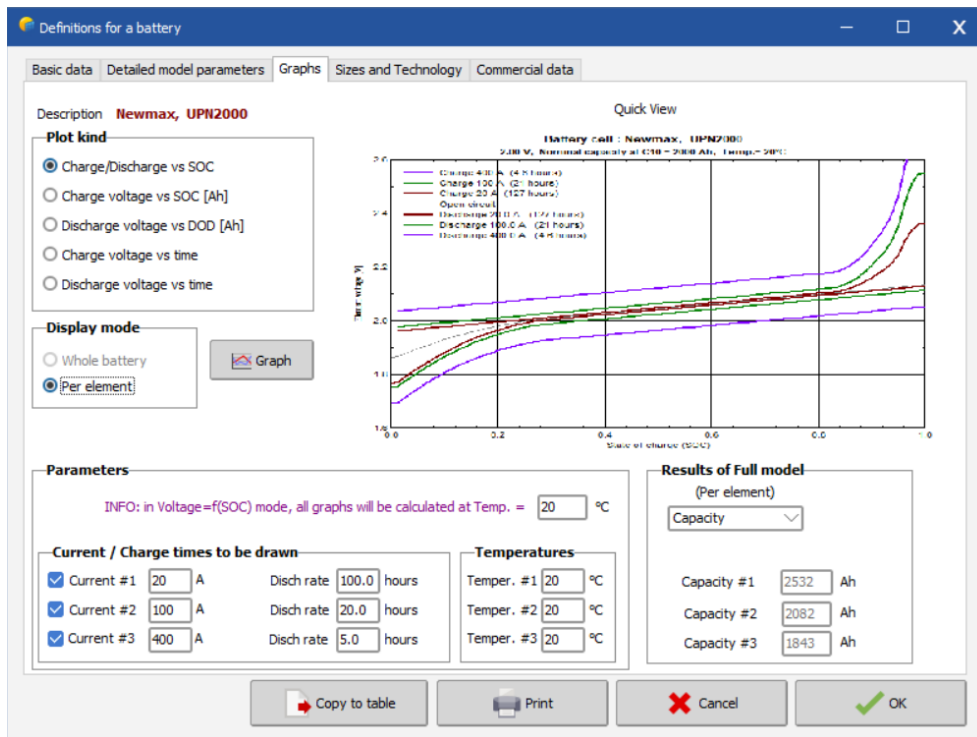
Από την εισαγωγή των δεδομένων το λογισμικό μας επιστρέφει τη συνολική ενέργεια που μπορούμε να αποθηκεύσουμε κατά την διάρκεια ζωής των συσσωρευτών που είναι 168 MWh και τους κύκλους φόρτισης εκφόρτισης έως να φτάσουν σε βάθος εκφόρτισης 80% που είναι 2100. Στις εικόνες 5-17, 5-18, 5-19 παρουσιάζονται ο τρόπος με τον οποίο είναι περασμένα στο σύστημα τα χαρακτηριστικά του συγκεκριμένου τύπου συσσωρευτή.



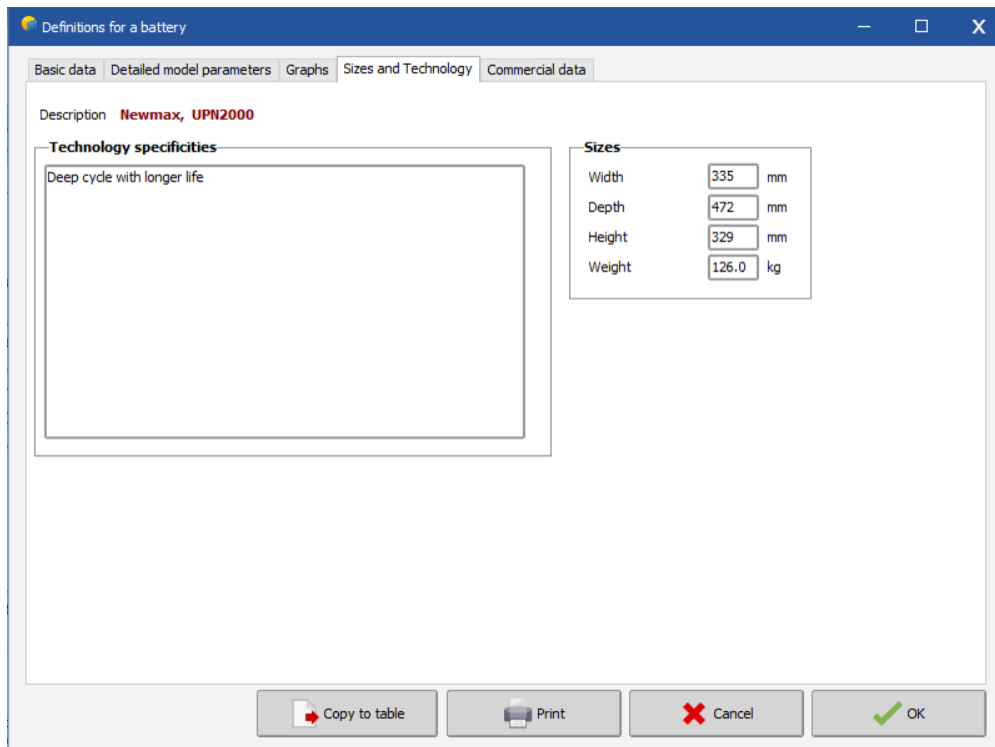
Εικόνα 5-17 Βασικά στοιχεία συσσωρευτή Newmax UPN 2000 στο PVsyst



Εικόνα 5-18 Αναλυτικά παραμετρικά στοιχεία συσσωρευτή Newmax UPN 2000 στο PVsyst



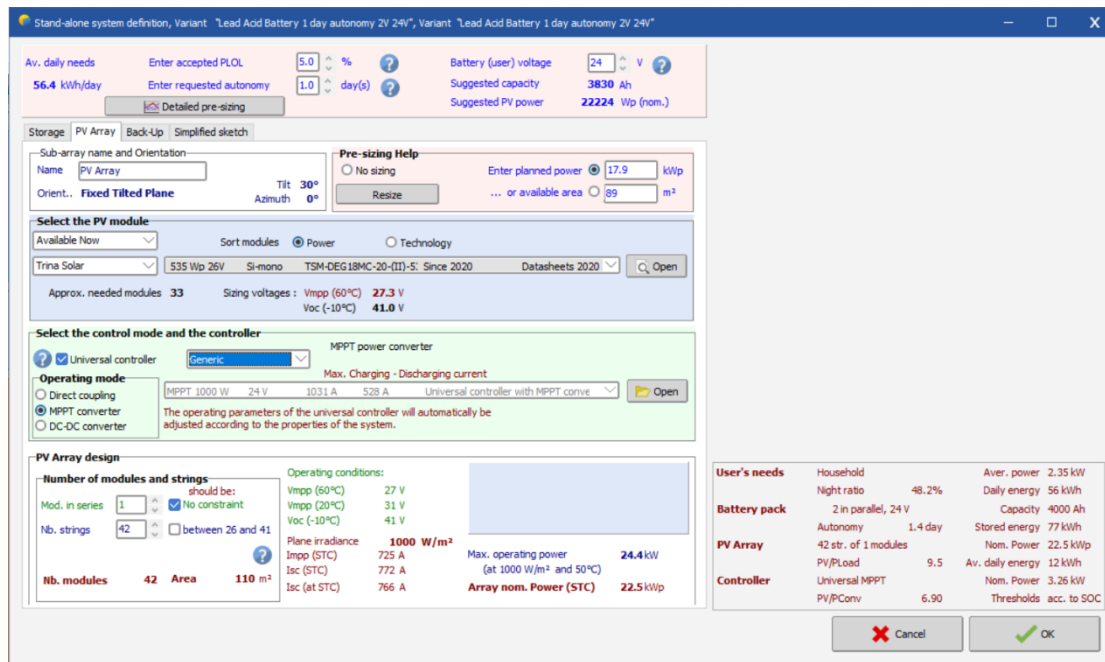
Εικόνα 5-19 Διαγραμματικά δεδομένα συσσωρευτή Newmax UPN2000 στο PVsyst



Εικόνα 5-20 Γεωμετρικά χαρακτηριστικά συσσωρευτή Newmax UPN2000 στο PVsyst

5.6 Επιλογή ΦΒ πλαισίων και ρυθμιστών φόρτισης

Από την προδιαστασιολόγηση έχουμε ορίσει την ισχύ αιχμής της ΦΒ συστοιχίας σε $P=22 \text{ kWp}$. Επιλέγω να χρησιμοποιήσω τα ΦΒ πλαίσια Trina Solar TSM-DEG19C.20 535W Bifacial. Είναι τα πλαίσια που χρησιμοποιήθηκαν και στην προηγούμενη ενότητα. Ως προς τον τρόπο σύνδεσης αρχικά θα πρέπει η τάση V_{mp} των πλαισίων που συνδέω σε σειρά να είναι μεγαλύτερη από την τάση 24V των συσσωρευτών. Το συγκεκριμένο πλαίσιο έχει τάση $V_{mp}=31,20V > 24V$ άρα δεν χρειάζεται να συνδέσω ΦΒ πάνελ σε σειρά για να ξεπεράσω την τάση των συσσωρευτών. Επομένως για να καλύψω την ισχύ αιχμής που έχω ορίσει θα χρειαστώ $22000Wp/535W = 41,12$ δηλαδή 42 ΦΒ πλαίσια σε παράλληλη σύνδεση. Επομένως η συνολική εγκατεστημένη μου ισχύς είναι $535 \times 42 = 22.47 \text{ kW}$. Ο τρόπος σύνδεσης όμως των ΦΒ πλαισίων εξαρτάται και από τους ρυθμιστές φόρτισης. Για το PVsyst ο χρήστης καλείται να επιλέξει τον τύπο ΦΒ πλαισίου που επιθυμεί και στη συνέχεια των αριθμό πλαισίων σε παράλληλη σύνδεση εφόσον η τάση των πλαισίων είναι μεγαλύτερη από την τάση των συσσωρευτών. Στη συνέχεια το λογισμικό ορίζει το συνολικό μέγεθος σε ρεύμα A και τάση V των ρυθμιστών φόρτισης που απαιτείται για να είναι ολοκληρωμένο το σύστημα όπως φαίνεται στην Εικόνα 5-21. Τα μεγέθη αυτά όμως δεν ανταποκρίνονται σε ρυθμιστές φόρτισης που είναι διαθέσιμοι στην αγορά. Ο χρήστης λοιπόν με βάση τα συνολικά μεγέθη που του παρουσιάζονται θα πρέπει να επιλέξει το επιθυμητό μοντέλο ρυθμιστή φόρτισης από τη βάση δεδομένων του λογισμικού και να ορίσει το πλήθος τους. Παράλληλα πρέπει να διαμορφώσει τον τρόπο σύνδεσης των πλαισίων ώστε το σύστημα να είναι λειτουργικό όπως θα δούμε στη συνέχεια.



Εικόνα 5-21 Αρχική εισαγωγή ΦΒ πλαισίων στο PVsyst για την κάλυψη ισχύος αιχμής της εγκατάστασης

Ο αριθμός των ΦΒ πλαισίων που θα συνδέσουμε σε σειρά θα πρέπει να είναι εντός των ορίων της τάσης λειτουργίας του φορτιστή και μέγιστης DC τάσης εισόδου του φορτιστή.

Ο μέγιστος αριθμός των ΦΒ πλαισίων σε σειρά εξαρτάται από την τάση του πλαισίου στη χαμηλότερη θερμοκρασία (-10). Αυτό διότι κατά την χειμερινή περίοδο, σε περίπτωση που ο αντιστροφέας που χρησιμοποιούμε βγει εκτός λειτουργίας, τα πλαίσια θα αποκτήσουν θερμοκρασία -10°C και τάση ανοικτού κυκλώματος Voc(-10°C) μεγαλύτερη από τη μέγιστη τάση τους Vmpp.

Αντίστοιχα ο ελάχιστος αριθμός ΦΒ πλαισίων σε σειρά εξαρτάται από την τάση του πλαισίου στη μέγιστη θερμοκρασία Vmpp (60°C). Αυτό γιατί την εαρινή περίοδο με πλήρη ηλιοφάνεια ένα ΦΒ σύστημα θα έχει χαμηλότερη τάση από τις πρότυπες συνθήκες STC λόγω θερμοκρασίας. Αν η τάση λειτουργίας του συστήματος πέσει σε κάτω από την ελάχιστη τάση εισόδου του αντιστροφέα τότε δεν θα μπορέσει να δεχθεί τη μέγιστη δυνατή ισχύ σε αυτές τις συνθήκες και θα σταματήσει να λειτουργεί.

Επιπλέον πρέπει να καθοριστεί ο αριθμός των πλαισίων που μπορούν να συνδεθούν στον αντιστροφέα. Αυτό εξαρτάται από την μέγιστη ένταση ρεύματος εισόδου του αντιστροφέα και τη συνολική ένταση της σειράς των πλαισίων Isc(60°C).

Η τάση ανοικτού κυκλώματος για τους -10°C υπολογίζεται από τις σχέσεις:

$$\bullet V_{oc-10oc} = (1 - 35^{\circ}C \cdot \frac{\Delta V}{100}) \cdot V_{oc(STC)} \quad (5.3)$$

σε περίπτωση που γνωρίζουμε την ΔV σε % ανά °C από τα τεχνικά φυλλάδια του πλαισίου

$$\bullet V_{oc-10oc} = V_{oc(STC)} - 35^{\circ}C \cdot \Delta V \quad (5.4)$$

σε περίπτωση που γνωρίζουμε τη ΔV σε mV ανά °C από τα τεχνικά φυλλάδια του πλαισίου

Η τάση μέγιστης ισχύος Vmpp για τους 60°C υπολογίζεται από τις σχέσεις:

$$\bullet V_{mp\text{p}60\text{oC}} = (1 + 45^{\circ}\text{C} \cdot \Delta V / 100) \cdot V_{mp\text{p}(\text{STC})} \quad (5.5)$$

σε περίπτωση που γνωρίζουμε την ΔV σε % ανά $^{\circ}\text{C}$ από τα τεχνικά φυλλάδια του πλαισίου

$$\bullet V_{mp\text{p}60\text{oC}} = V_{mp\text{p}(\text{STC})} + 45^{\circ}\text{C} \cdot \Delta V \quad (5.6)$$

σε περίπτωση που γνωρίζουμε τη ΔV σε mV ανά $^{\circ}\text{C}$ από τα τεχνικά φυλλάδια του πλαισίου

Το ρεύμα βραχυκύκλωσης $I_{sc60\text{oC}}$ υπολογίζεται από τις σχέσεις:

$$\bullet I_{sc60\text{oC}} = (1 + 45^{\circ}\text{C} \cdot \Delta I / 100) \cdot I_{sc(\text{STC})} \quad (5.7)$$

σε περίπτωση που γνωρίζουμε την ΔI σε % ανά $^{\circ}\text{C}$ από τα τεχνικά φυλλάδια του πλαισίου

$$\bullet I_{sc60\text{oC}} = I_{sc(\text{STC})} + 45^{\circ}\text{C} \cdot \Delta I \quad (5.8)$$

σε περίπτωση που γνωρίζουμε τη ΔI σε mA ανά $^{\circ}\text{C}$ από τα τεχνικά φυλλάδια του πλαισίου

Το PVsyst κάνει αυτόματα τους παραπάνω υπολογισμούς και δίνει το αποτέλεσμα άμεσα με την επιλογή του ΦΒ πλαισίου. Τα αποτελέσματα φαίνονται και στην Εικόνα 5-21 και είναι:

$$V_{mp\text{p}60\text{C}} = 27.3 \text{ V}$$

$$V_{oc-10\text{C}} = 41.0 \text{ V}$$

$$I_{sc60\text{C}} = 18.48 \text{ A}$$

Επίσης σε περίπτωση που ο χρήστης κάνει λάθος στον τρόπο σύνδεσης της ΦΒ συστοιχίας και ξεπεράσει τα όρια, το λογισμικό δίνει ένδειξη σφάλματος και δεν επιτρέπει να ολοκληρωθεί η προσομοίωση.

[3]Σχετικά με τους ρυθμιστές φόρτισης, πρόκειται για ηλεκτρονικές συσκευές που ελέγχουν την ομαλή και ορθή φόρτιση των συσσωρευτών. Όταν ο συσσωρευτής κατά την φόρτιση φτάνει την μέγιστη κατάσταση φόρτισης, ο ρυθμιστής σταματάει τη διαδικασία φόρτισης ειδάλλως υπάρχει κίνδυνος να έχουμε υπερτάσεις στον συσσωρευτή με αποτέλεσμα την μείωση των ορίων φόρτισης του (SOC – State of Charge). Παράλληλα, κατά την εκφόρτιση του συσσωρευτή ο ρυθμιστής ελέγχει τη διαδικασία ώστε να αποφευχθεί υπερεκφόρτιση που μπορεί να προκαλέσει νέκρωση της μπαταρίας. Στην ουσία οι βασικές λειτουργίες ενός ρυθμιστή φόρτισης είναι:

- η βέλτιστη φόρτιση των μπαταριών και η προστασία από υπερφόρτιση
- η πρόληψη της εκτός ορίων εκφόρτισης
- οι γενικές πληροφορίες σχετικά με την κατάσταση φόρτισης των μπαταριών (SOC).

Υπάρχουν τρία στάδια φόρτισης συσσωρευτών:

- Φόρτιση όγκου (Bulk): όπου η τάση αυξάνεται έως το μεγαλύτερο δυνατό επίπεδο (επίπεδο bulk) ενώ οι συσσωρευτές απορροφούν το μέγιστο δυνατό ρεύμα. Το στάδιο αυτό συνεχίζεται μέχρι το 80-90% της φόρτισης των συσσωρευτών.
- Φόρτιση απορρόφησης (Absorption): κατά το στάδιο αυτό η τάση διατηρείται στην μέγιστη τάση της φάσης Bulk ενώ μειώνεται η ένταση καθώς αρχίζει να αυξάνεται η εσωτερική αντίσταση.
- Φόρτιση Float: λέγεται και στιγμιαία φόρτιση ή φόρτιση συντήρησης, όπου η τάση μειώνεται για να εξασφαλιστεί η επιμήκυνση της ζωής της μπαταρίας. Οι συσσωρευτές απορροφούν ρεύμα σε χαμηλά επίπεδα για τη συντήρησή τους.

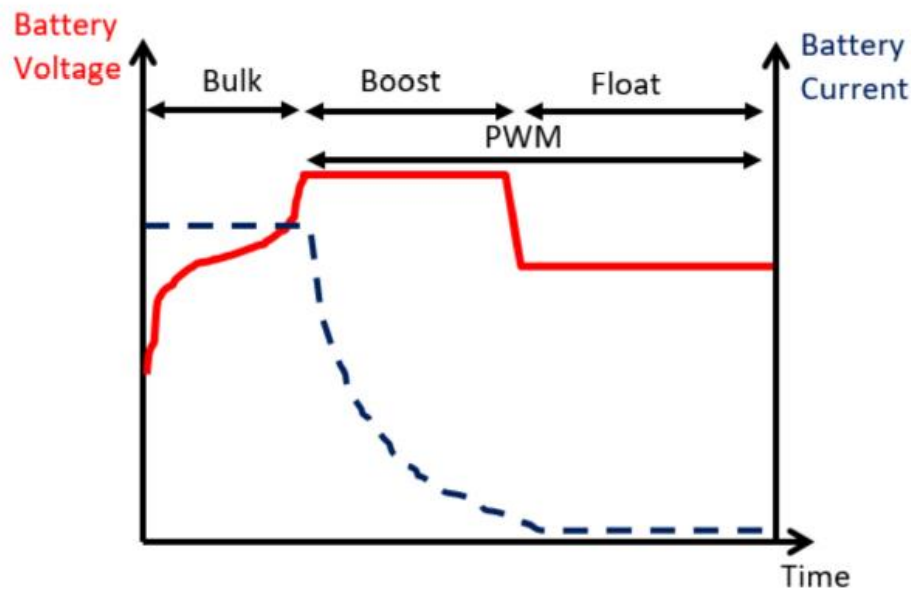


Figure 2. Charge controller charging stages.

Εικόνα 5-22 Σχέση τάσης - έντασης κατά τα στάδια φόρτισης συσσωρευτών.

Πηγή: Comparison of Lead-Acid and Li-Ion Batteries Lifetime Prediction Models in Stand-Alone Photovoltaic Systems

Υπάρχουν δύο τύποι ρυθμιστών φόρτισης:

1. Ρυθμιστές φόρτισης πολλαπλών σταδίων Pulse Width Modulation (PWM)
2. Maximum Power Point Tracking (MPPT)

Στην παρούσα μελέτη θα ασχοληθούμε με τους MPPT ρυθμιστές φόρτισης ως πιο σύγχρονους και πλέον διαδεδομένους. Αυτοί ταιριάζουν την παραγόμενη τάση των ΦΒ πλαισίων με την τάση των συσσωρευτών εξασφαλίζοντας έτσι τη μέγιστη φόρτιση σε αμπέρ. Στη χαρακτηριστική καμπύλη του ΦΒ, το σημείο λειτουργίας του το ορίζει η τάση του συσσωρευτή, με αποτέλεσμα τα πλαίσια να μην λειτουργούν συνεχώς στο μέγιστο σημείο λειτουργίας τους (Maximum Power Point MPP) και να μην έχουμε βέλτιστη εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας. Οι ρυθμιστές MPPT έχουν ανιχνευτές που ανά διαστήματα περίπου πέντε λεπτών παρακολουθούν το ρεύμα και την τάση από τη χαρακτηριστική καμπύλη των ΦΒ και καθορίζουν την ισχύ του MPP. Ο ρυθμιστής ορίζεται ώστε να παίρνει τη βέλτιστη ισχύ από τα ΦΒ πλαίσια και να προσαρμόζει την τάση φόρτισης της μπαταρίας, σύμφωνα με τα στάδια που περιεγράφηκαν παραπάνω.

Για την επιλογή κατάλληλου ρυθμιστή φόρτισης έχουμε τα εξής κριτήρια:

- Ο ρυθμιστής δεν πρέπει να είναι μεγαλύτερος από το 20% της χωρητικότητας των συσσωρευτών
- Πρέπει να υπερκαλύπτει τη συνολική ένταση σε Ampere των φωτοβολταϊκών.
- Πρέπει να είναι κατάλληλος για την τάση του ΦΒ συστήματος
- Πρέπει να έχει περίπου ίδια τάση με την τάση συσσωρευτών
- Η συνολική ισχύς των ρυθμιστών να προσεγγίζει την εγκατεστημένη ισχύ των ΦΒ

Στη μελέτη μας προς το παρόν έχω συνδέσει 18 ΦΒ πλαίσια παράλληλα άρα έχω

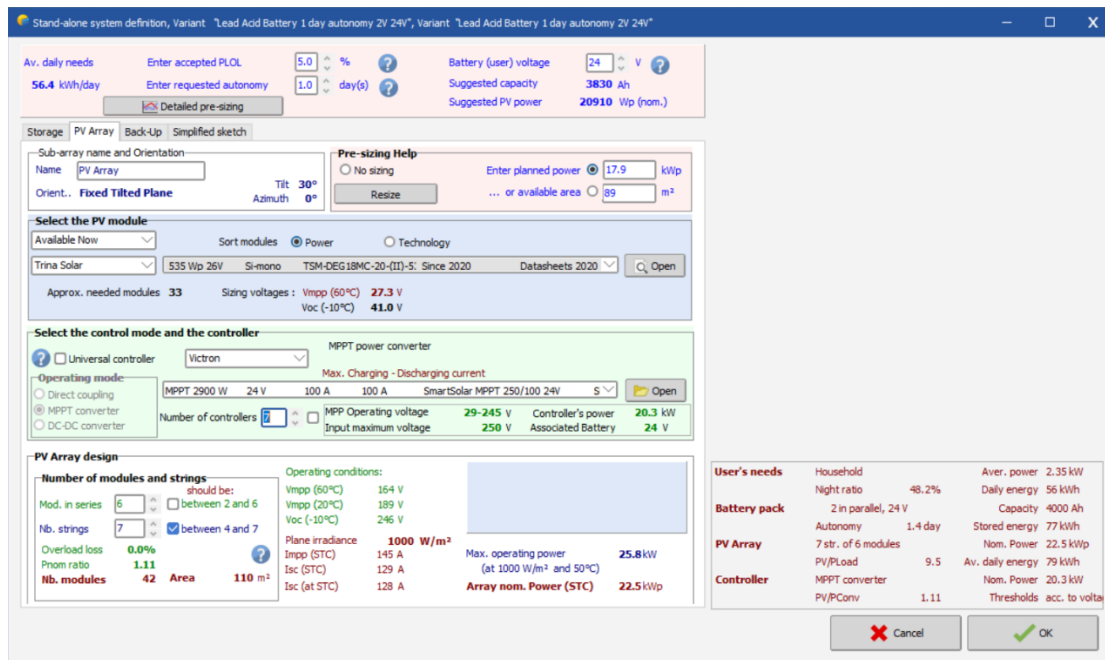
$$I_{sc60C} = 18.48 \text{ A} \times 42 = 776.16 \text{ A.}$$

Στην πράξη δεν υπάρχει τέτοιος εμπορικά διαθέσιμος ρυθμιστής, οπότε θα πρέπει να συνδέσω περισσότερα πλαίσια σε σειρά για να έχω λιγότερα σε παράλληλη σύνδεση. Επίσης ο ρυθμιστής θα πρέπει σίγουρα να έχει ονομαστική τάση 24V ώστε να είναι συμβατός με τους συσσωρευτές.

SmartSolar Charge Controller with VE.Can interface	250/70	250/85	250/100
Battery voltage	12/24/48 V Auto Select (36 V: manual)		
Rated charge current	70 A	85 A	100 A
Nominal PV power, 12 V 1a,b)	1000 W	1200 W	1450 W
Nominal PV power, 24 V 1a,b)	2000 W	2400 W	2900 W
Nominal PV power, 36 V 1a,b)	3000 W	3600 W	4350 W
Nominal PV power, 48 V 1a,b)	4000 W	4900 W	5800 W
Max. PV short circuit current 2)	35 A (max 30 A per MC4 conn.) / 70 A (max 30 A per MC4 conn.)		
Maximum PV open circuit voltage	250 V absolute maximum coldest conditions 245 V start-up and operating maximum		
Maximum efficiency	99 %		
Self-consumption	Less than 35 mA @ 12 V / 20 mA @ 48 V		
Charge voltage 'absorption'	Default setting: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (adjustable with: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)		
Charge voltage 'float'	Default setting: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (adjustable: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)		
Charge voltage 'equalization'	Default setting: 16,2 V / 32,4 V / 48,6 V / 64,8 V (adjustable)		
Charge algorithm	multi-stage adaptive (eight pre-programmed algorithms) or user defined algorithm		
Temperature compensation	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C		
Protection	PV reverse polarity / Output short circuit / Over temperature		
Operating temperature	-30 to +60 °C (full rated output up to 40 °C)		
Humidity	95 %, non-condensing		
Maximum altitude	5000m (full rated output up to 2000m)		
Environmental condition	Indoor, unconditioned		
Pollution degree	PD3		
Data communication	VE.Can, VE.Direct and Bluetooth		
Remote on/off	Yes (2 pole connector)		
Programmable relay	DPST AC rating: 240 VAC / 4 A DC rating: 4 A up to 35 VDC, 1 A up to 60 VDC		
Parallel operation	Yes, parallel synchronised operation with VE.Can (max. 25 units) or Bluetooth (max. 10 units)		

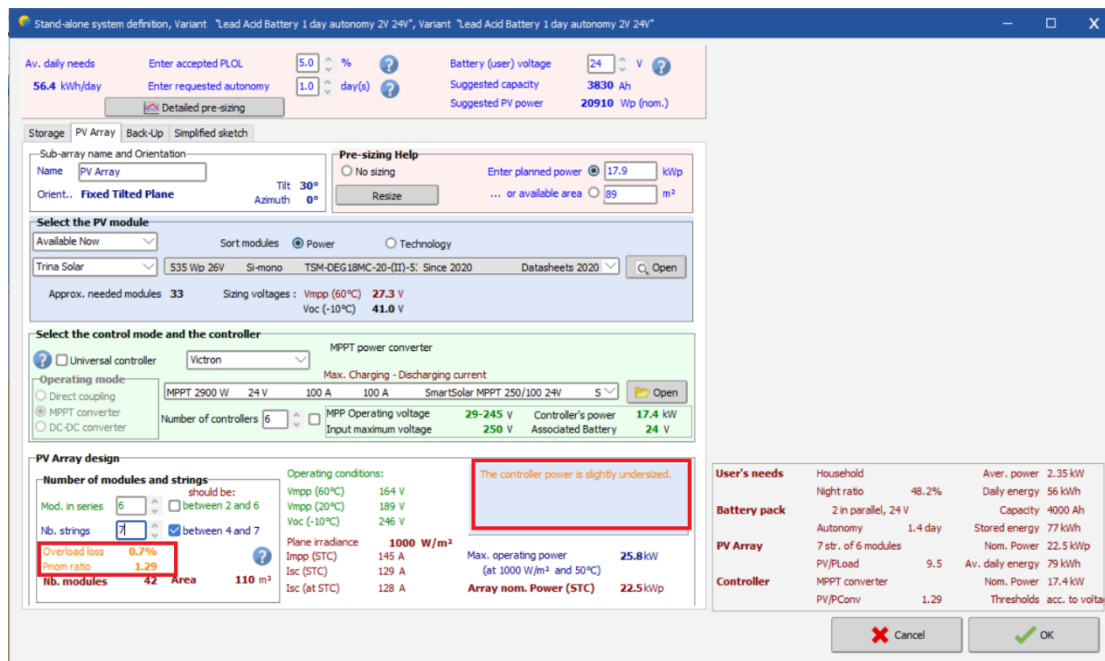
Εικόνα 5-23 Data Sheet Victron SmartSolar Charge Controller 250/100 24V

Για ρυθμιστή φόρτισης θα επιλέξω να χρησιμοποιήσω το μοντέλο Victron SmartSolar MPPT 250/100 24V. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά του ρυθμιστή φαίνονται αναλυτικά στην Εικόνα 5-23. Ο συγκεκριμένος ρυθμιστής έχει μέγιστη τάση εισόδου 250 V. Όπως είπαμε προηγουμένως τα ΦΒ που έχω επιλέξει έχουν $V_{oc-10c} = 41.0$ V άρα μπορώ να συνδέσω έως έξι πλαίσια σε σειρά για να είμαι εντός των ορίων λειτουργίας του ρυθμιστή ($6 \times 41V = 246V < 250V$). Επομένως χωρίζω το σύστημά μου σε $42/6 = 7$ string των 6 πλαισίων σε σειρά. Μένει να ορίσω το πλήθος των ρυθμιστών που έχω επιλέξει. Ο συγκεκριμένος ρυθμιστής έχει ισχύ 2900W οπότε επιλέγω να τοποθετήσω 7 ρυθμιστές φόρτισης για να προσεγγίσω την ισχύ του συστήματος ΦΒ ($7 \times 2900W = 20.30kW$ σε σχέση με τα 22,47kW του συστήματος ΦΒ). Στην Εικόνα 5-24 φαίνεται ο τρόπος που έχουν εισαχθεί τα παραπάνω δεδομένα στο PVsyst. Κάτω δεξιά της εικόνας φαίνονται συνολικά οι καταναλώσεις που έχω ορίσει για το σύστημα, το πλήθος συσσωρευτών με την τάση και τη χωρητικότητά τους, η εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ και η εγκατεστημένη ισχύς ρυθμιστών φόρτισης.



Εικόνα 5-24 Τελική εικόνα εισαγωγής δεδομένων στο PVsyst

Με 7 ρυθμιστές φόρτισης των 100 Α έχω συνολικό ρεύμα 700 Α που είναι λιγότερο του 20% της χωρητικότητας των συσσωρευτών ($0,20 \times 4000 \text{ Ah} = 800 \text{ A}$). Σε περίπτωση που επέλεγα για λόγους οικονομίας να χρησιμοποιήσω 6 ρυθμιστές, το λογισμικό δείχνει ένδειξη πως η ισχύς των ρυθμιστών είναι ελαφρώς υποδιαστασιολογημένη ($6 \times 2900 \text{ W} = 17.40 \text{ kW}$ σε σχέση με τα $22,47 \text{ kW}$ της ισχύος των ΦΒ) (Εικόνα 5-25).



Εικόνα 5-25 Undersized Controller Power

Όλα τα παραπάνω στοιχεία είναι τα απαραίτητα για τρέξουμε την προσομοίωση και να δούμε την παραγωγή ενέργειας που έχουμε και τις απώλειες. Για να ολοκληρωθεί όμως το

αυτόνομο σύστημα θα πρέπει να επιλέξουμε και τις παραμέτρους που ακολουθούν στις επόμενες ενότητες του κεφαλαίου.

5.7 Επιλογή μετατροπέων τάσεως DC-AC (inverter)

Για την επιλογή Inverter πρέπει να καλύπτουμε τα εξής κριτήρια:

- Ονομαστική τάση inverter ίση με την ονομαστική τάση των συσσωρευτών
- Ισχύς εξόδου inverter ίση με τη μέγιστη ηλεκτρική ισχύ φορτίων
- Ισχύς εξόδου inverter ίση με τη μέγιστη τάση των φορτίων κατανάλωσης

Δεν υπάρχει λόγος να ελέγχουμε αν η τάση εισόδου του inverter ξεπεράσει την αποδεκτή τιμή καθώς τροφοδοτείται από τους συσσωρευτές με σταθερή τάση.

Στην παρούσα μελέτη έχουμε τάση συσσωρευτών 24 V. Η ισχύς εξόδου θα πρέπει να είναι συνολικά ίση τουλάχιστον με 18000 W. Πρώτη σκέψη είναι να επιλέξουμε διαφορετικό inverter για κάθε νοικοκυριό. Άρα $18000 \text{ W} / 4 = 4500 \text{ W}$ μέγιστη ισχύς εξόδου inverter για κάθε νοικοκυριό. Επειδή σε περίπτωση βλάβης ενός inverter η κατοικία δεν θα μπορούσε να τροφοδοτηθεί με ρεύμα έως αποκατάστασης της βλάβης, είναι σκόπιμο να χωρίσουμε της ηλεκτρικές συσκευές σε ομάδες ώστε να καλυφθούν τουλάχιστον οι βασικές ανάγκες κάθε νοικοκυριού. Χονδρικά λοιπόν χωρίζουμε την ισχύ των ηλεκτρικών συσκευών που λειτουργούν ταυτόχρονα σε δύο ομάδες των 2250 W. Σε αυτήν την περίπτωση χρειαζόμαστε 8 inverter ισχύος τουλάχιστον 2250 W και τάσης 24V. **Επιλέγω 8 inverter Victron Energy Phoenix 24/3000.** Τα τεχνικά χαρακτηριστικά του φαίνονται στην Εικόνα 5-26.

Phoenix Inverter	C12/1200 C24/1200	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000
Parallel and 3-phase operation	Yes				
INVERTER					
Input voltage range (V DC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Output	Output voltage: 230 VAC ± 2% Frequency: 50 Hz ± 0,1% (1)				
Cont. output power at 25°C (VA) (2)	1200	1600	2000	3000	5000
Cont. output power at 25°C (W)	1000	1300	1600	2400	4000
Cont. output power at 40°C (W)	900	1200	1450	2200	3700
Cont. output power at 65°C (W)	600	800	1000	1700	3000
Peak power (W)	2400	3000	4000	6000	10000
Max. efficiency 12/ 24 / 48V (%)	92 / 94 / 94	92 / 94 / 94	92 / 92	93 / 94 / 95	94 / 95
Zero load power 12 / 24 / 48V (W)	8 / 10 / 12	8 / 10 / 12	9 / 11	20 / 20 / 25	30 / 35
Zero load power in AES mode (W)	5 / 8 / 10	5 / 8 / 10	7 / 9	15 / 15 / 20	25 / 30
Zero load power in Search mode (W)	2 / 3 / 4	2 / 3 / 4	3 / 4	8 / 10 / 12	10 / 15
GENERAL					
Programmable relay (3)	Yes				
Protection (4)	a - g				
VE.Bus communication port	For parallel and three phase operation, remote monitoring and system integration				
Remote on-off	Yes				
Common Characteristics	Operating temperature range: -40 to +65°C (fan assisted cooling) Humidity (non-condensing): max 95%				
ENCLOSURE					
Common Characteristics	Material & Colour: aluminium (blue RAL 5012) Protection category: IP21				
Battery-connection	battery cables of 1.5 meter included		M8 bolts	2+2 M8 bolts	
230 V AC-connection	G-ST18i plug		Spring-clamp	Screw terminals	
Weight (kg)	10		12	18	30
Dimensions (h x w x d in mm)	375 x 214 x 110		520 x 255 x 125	362 x 258 x 218	444 x 328 x 240

Εικόνα 5-26 Data Sheet Inverter Victron Energy Phoenix 24/3000

Παρατηρούμε πως η επιλογή των Inverter εξαρτάται αποκλειστικά από την τάση συσσωρευτών και από τα φορτία για τα οποία διαστασιοποιούμε το σύστημα. Συνεπώς, για κάθε παραμετρική μελέτη που θα γίνει στη συνέχεια για συσσωρευτές τάσεως 24V, το σύστημα θα χρησιμοποιεί τους ίδιους inverter. Από την άλλη, για τις παραμετρικές μελέτες

που χρησιμοποιούν συσσωρευτές τάσεως 48V θα επιλέξω αντίστοιχα 8 inverter Victron Energy Phoenix 48/3000.

5.8 Επιλογή εφεδρικής γεννήτριας

Η χρήση γεννήτριας είναι προαιρετική για το σύστημα και έρχεται να το συμπληρώσει σαν βοηθητική πηγή ενέργειας σε περίπτωση ακραίων συνθηκών, πχ σε περίπτωση μεγάλης βλάβης ή σε περίπτωση συννεφιάς για περισσότερες ημέρες από αυτές για τις οποίες έχουμε υπολογίσει την αυτονομία του συστήματος μας. Το μέγεθός της εξαρτάται από το βαθμό στον οποίο θέλουμε να ικανοποιήσουμε τις ανάγκες της εγκατάστασης.

Στη συγκεκριμένη μελέτη θα χρησιμοποιήσω 4 γεννήτριες (μία για κάθε νοικοκυριό) της τάξεως των 3,5 kW.

Τέτοια γεννήτρια είναι ενδεικτικά η RYOBI RYi4022X 4000-Watt Gasoline Powered Digital Inverter Generator (<https://generatorbible.com/generators/ryobi/ryi4022x/>). Η επιλογή αυτή ισχύει για όλες τις παραμετρικές μελέτες που θα παρουσιαστούν στη συνέχεια.

5.9 Επιλογή μέσων προστασίας

Για την ολοκλήρωση της μελέτης μένει να επιλεγούν τα μέσα προστασίας που εξασφαλίζουν την ομαλή λειτουργία του συστήματος. Αυτά αναφέρονται συνοπτικά παρακάτω και ως προς το αποτέλεσμα συμπεριλαμβάνονται κοστολογικά στην οικονομική ανάλυση. Τα μέσα προστασίας αυτά είναι:

- **Διακόπτης φορτίου κυκλώματος συνεχούς τάσης για τη ζεύξη ή την απόζευξη του κυκλώματος.** Τοποθετείται μεταξύ κάθε ομάδας ρυθμιστή φόρτισης και ΦΒ πλαϊσίων που έχουμε ορίσει στο σύστημα. Χρησιμοποιούνται ώστε να μπορεί να απομονωθεί με ασφάλεια το κύκλωμα συνεχούς τάσης (DC). Οι διακόπτες φορτίου επιλέγονται ώστε να αντέχουν το μέγιστο ρεύμα που περνά από τα string που έχουμε ορίσει (I_{sc600C}). Σε αυτή τη μελέτη το ρεύμα όπως υπολογίστηκε παραπάνω είναι $I_{sc600C} = 1 \text{ string} \times 18.48 \text{ A} = 18.48 \text{ A}$. Επιλέγω διακόπτη της SCHNEIDER-ELECTRIC 3P 25A. Τα χαρακτηριστικά του φαίνονται στην Εικόνα 5-27.
- Για κάθε καλώδιο τοποθετούμε **απαγωγούς υπερτάσεων**. Προστατεύουν τα ΦΒ πλαίσια και τους αντιστροφείς από μεταβατικές υπερτάσεις και στιγμιαία κρουστικά ρεύματα (λόγω πχ κεραυνών). Επίσης περιορίζουν την τιμή υπέρτασης σε αποδεκτά πλαίσια για την ομαλή λειτουργία του συστήματος.
- Στα καλώδια μεταξύ συσσωρευτών και ρυθμιστών φόρτισης υπάρχει κίνδυνος να δημιουργηθούν υπερφορτίσεις λόγω βλάβης στον αντιστροφή ή εμφάνισης ανάστροφων ρευμάτων. Για το λόγο αυτό τοποθετούμε **μικροαυτόματο** που μπορεί να διακόψει τη λειτουργία ενός κυκλώματος υπό πλήρες φορτίο.
- Αντίστοιχα μεταξύ ρυθμιστή φόρτισης και αντιστροφέα χρειάζεται **μικροαυτόματος** βάσει της μέγιστης ισχύος εξόδου του ρυθμιστή (2900 W).



Γενικός

Range	TeSys
Product Name	TeSys VARIO
Device Short Name	VCF
Product Type	Αποζεύκτης - διακόπτης επείγουσας παύσης

Συμπληρωματικός

Device Composition	Διακόπτης Χειριστήριο
Mounting Support	Χειριστήριο: πόρτα Διακόπτης: πόρτα
Mounting Method	Με 4 βίδες για χειριστήριο
Performance Level	Υψηλή απόδοση
Number of Poles	3Π
Contact Type and Composition	3 NO
[Ue] IEC Rated Operational Voltage	690 V AC 50/60 Hz
IEC Rated Operational Power in W	11 kW σε 500 V (AC-23A) 11 kW σε 690 V (AC-3) 15 kW σε 690 V (AC-23A) 4 kW σε 230...240 V (AC-3) 5,5 kW σε 400...415 V (AC-3) 7,5 kW σε 500 V (AC-3) 5,5 kW σε 230...240 V (AC-23A) 7,5 kW σε 400...415 V (AC-23A)
[Ie] Rated Operational Current	14,5 A AC-23 Ue: 400 V
[Ith] Conventional Free Air Thermal Current	25 A
[Ithe] Conventional Enclosed Thermal Current	20 A
Making Capacity (I Rms)	250 A σε 400 V AC-21A 250 A σε 400 V AC-22A

Εικόνα 5-27 Data Sheet Διακόπτη φορτίου TeSys VARIO 3P 25A Πηγή:
<https://www.se.com/gr/el/product/VCD0/tesys-vario---%CE%B4%CE%B9%CE%B1%CE%BA%CF%8C%CF%80%CF%84%CE%B7%CF%82-%CF%86%CE%BF%CF%81%CF%84%CE%AF%CE%BF%CF%85-%CE%B5%CF%80%CE%B5%CE%AF%CE%B3%CE%BF%CF>

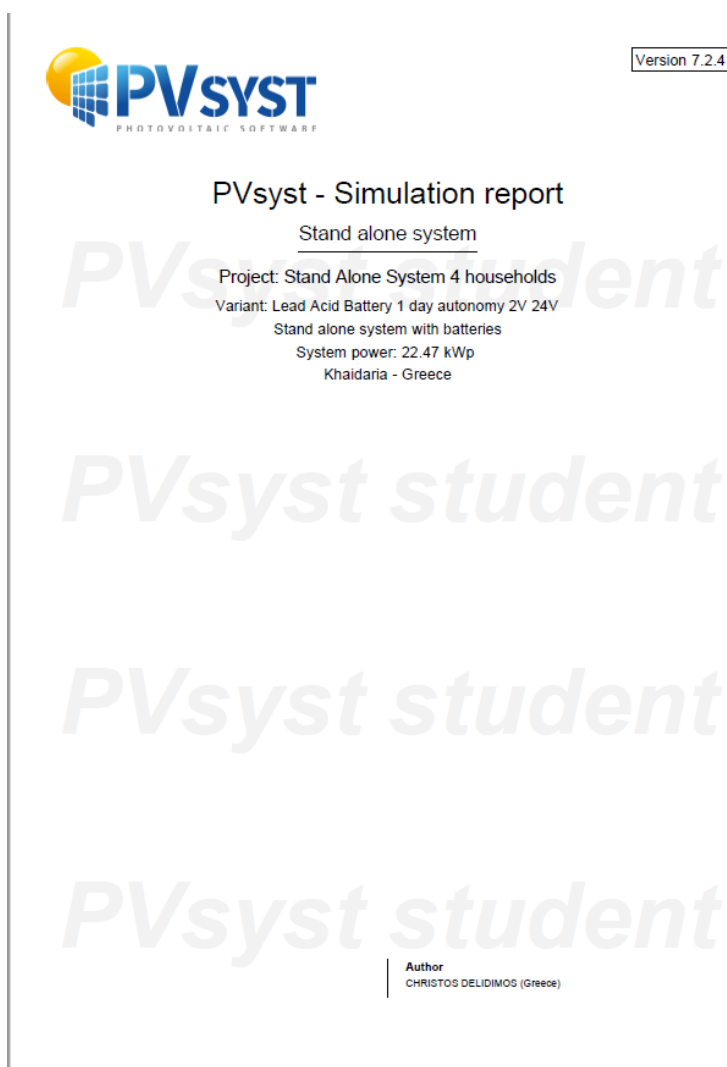
- Μεταξύ αντιστροφέα και γεννήτριας απαιτείται επίσης **μικροαυτόματος**. Υπολογίζεται βάσει του μέγιστου ρεύματος που μπορεί να δώσει η γεννήτρια δηλαδή $4000W/120V= 33.33 A$.
- **Διακόπτης ροής (ρελέ)** μεταξύ αντιστροφένων και υποπίνακα. Τον τοποθετούμε για αποφυγή ατυχημάτων από ηλεκτροπληξία ή πυρκαγιά που οφείλονται στην διαρροή ρεύματος προς τη γη. Επιλέγεται βάσει του μέγιστου ρεύματος καλωδίων που υπολογίζεται από τη μέγιστη ισχύ αιχμής των φορτίων.

5.10 Απώλειες και σκίαση

Προκειμένου να έχουμε ακριβέστερη εικόνα των απωλειών από την προσομοίωση το PVsyst δίνει τη δυνατότητα εισαγωγής δεδομένων που αφορούν το μήκος και τη διατομή των καλωδίων που θα χρησιμοποιηθούν. Επιπλέον μπορούμε να ορίσουμε τη γεωμετρία του περιβάλλοντος χώρου για να συμπεριληφθούν ή να αποφευχθούν από το σχεδιασμό πιθανές σκιάσεις. Καθώς δεν υπάρχουν ακριβή δεδομένα για τη μελέτη ως προς το που θα γίνει η τοποθέτηση του συστήματος και των αποστάσεων που θα χρειαζόταν να καλύψουν τα καλώδια, η προσομοίωση θα γίνει με τις προκαθορισμένες τυπικές τιμές του λογισμικού ενώ θα θεωρηθεί πως δεν γίνεται σκίαση των ΦΒ πλαισίων. Επόμενο βήμα λοιπόν είναι να τρέξει η προσομοίωση και να δούμε τα αποτελέσματα.

5.11 Αποτελέσματα προσομοίωσης

Από το τρέξιμο της προσομοίωσης το λογισμικό επιστρέφει μια αναφορά με τα αποτελέσματα όπως φαίνεται στις Εικόνες παρακάτω.



Εικόνα 5-28 Εξώφυλλο αναφοράς προσομοίωσης PVsyst



PVsyst V7.2.4
 VC3, Simulation date:
 17/08/21 19:25
 with v7.2.4

Project: Stand Alone System 4 households

Variant: Lead Acid Battery 1 day autonomy 2V 24V

CHRISTOS DELIDIMOS (Greece)

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Khaldaria		Latitude	39.30 °N	Albedo	0.20
Greece		Longitude	22.35 °E		
		Altitude	134 m		
		Time zone	UTC+2		
Meteo data					
Khaldaria					
Meteonorm 6.0 (1994-2006), Sat=100% - Synthetic					

System summary

Stand alone system		Stand alone system with batteries			
PV Field Orientation		User's needs			
Fixed plane		Daily household consumers			
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Seasonal modulation			
		Average			
		56 kWh/Day			
System information		Battery pack			
PV Array		Technology			
Nb. of modules	42 units	Lead-acid, sealed, Gel			
Pnom total	22.47 kWp	Nb. of units			
		24 units			
		Voltage			
		24 V			
		Capacity			
		4000 Ah			

Results summary

Available Energy	35677 kWh/year	Specific production	1588 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	49.90 %
Used Energy	20458 kWh/year			Solar Fraction SF	99.24 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Detailed User's needs	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8
Cost of the system	9

Εικόνα 5-29 Συνοπτικά δεδομένα και αποτελέσματα αναφοράς PVsyst



PVsyst V7.2.4
VC3, Simulation date:
17/08/21 19:25
with v7.2.4

Project: Stand Alone System 4 households
Variant: Lead Acid Battery 1 day autonomy 2V 24V

CHRISTOS DELIDIMOS (Greece)

General parameters

Stand alone system	Stand alone system with batteries	
PV Field Orientation	Sheds configuration	Models used
Orientation	No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane		Diffuse Perez, Meteorom
Tilt/Azimuth		Circumsolar separate
User's needs		
Daily household consumers		
Seasonal modulation		
Average	56 kWh/Day	

PV Array Characteristics

PV module		Battery	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-DEG18MC-20-(II)-535-Bifacial	Model	UPN2000
(Custom parameters definition)		Technology	Lead-acid, sealed, Gel
Unit Nom. Power	535 Wp	Nb. of units	2 in parallel x 12 in series
Number of PV modules	42 units	Discharging min. SOC	20.0 %
Nominal (STC)	22.47 kWp	Stored energy	77.6 kWh
Modules	7 Strings x 6 in series	Battery Pack Characteristics	
At operating cond. (50°C)		Voltage	24 V
Pmpp	20.58 kWp	Nominal Capacity	4000 Ah (C10)
U mpp	170 V	Temperature	External ambient temperature
I mpp	121 A		
Controller		Battery Management control	
Manufacturer	Generic	Threshold commands as	Battery voltage
Model	SmartSolar MPPT 250/100 24V	Charging	27.6 / 25.1 V
Nb. units	7 units	Corresp. SOC	0.90 / 0.75
Technology	MPPT converter	Discharging	22.8 / 24.4 V
Temp coeff.	-2.7 mV/°C/Elem.	Corresp. SOC	0.15 / 0.45
Converter			
Maxi and EURO efficiencies	99.0 / 97.0 %		
Total PV power			
Nominal (STC)	22 kWp		
Total	42 modules		
Module area	110 m ²		

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Serie Diode Loss	
Module temperature according to Irradiance		Global array res.	23 mΩ	Voltage drop	0.7 V
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	0.4 % at STC
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s				
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss	
Loss Fraction	-1.3 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %

Εικόνα 5-30 Αναλυτικά παραμετρικά στοιχεία προσομοίωσης PVsyst



PVsyst V7.2.4
 VC3, Simulation date:
 17/08/21 19:25
 with v7.2.4

Project: Stand Alone System 4 households
 Variant: Lead Acid Battery 1 day autonomy 2V 24V

CHRISTOS DELIDIMOS (Greece)

Detailed User's needs

Daily household consumers, Seasonal modulation, average = 56 kWh/day

Summer (Jun-Aug)

	Number	Power		Use		Energy	
		W	Hour/day	Hour/day	Wh/day		
Lamps (LED or fluo)	40	10W/lamp	5.0	2000			
TV / PC / Mobile	8	100W/app	5.0	4000			
Domestic appliances	4	500W/app	4.0	8000			
Fridge / Deep-freeze	8		24	6394			
Dish- & Cloth-washers	8		2	16000			
Ventilation	4	100W tot	24.0	9600			
Air conditioning	4	1000W tot	8.0	32000			
Stand-by consumers			24.0	144			
Total daily energy							76138Wh/day

Autumn (Sep-Nov)

	Number	Power		Use		Energy	
		W	Hour/day	Hour/day	Wh/day		
Lamps (LED or fluo)	40	10W/lamp	5.0	2000			
TV / PC / Mobile	8	100W/app	5.0	4000			
Domestic appliances	4	500W/app	5.0	10000			
Fridge / Deep-freeze	8		24	6394			
Dish- & Cloth-washers	8		2	16000			
Ventilation	4	100W tot	24.0	9600			
Stand-by consumers			24.0	144			
Total daily energy							48138Wh/day

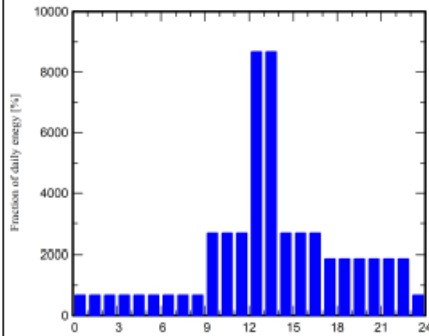
Winter (Dec-Feb)

	Number	Power		Use		Energy	
		W	Hour/day	Hour/day	Wh/day		
Lamps (LED or fluo)	40	10W/lamp	6.0	2400			
TV / PC / Mobile	8	100W/app	6.0	4800			
Domestic appliances	4	500W/app	6.0	12000			
Fridge / Deep-freeze	8		24	6394			
Dish- & Cloth-washers	8		2	16000			
Ventilation	4	100W tot	24.0	9600			
Stand-by consumers			24.0	144			
Total daily energy							51338Wh/day

Spring (Mar-May)

	Number	Power		Use		Energy	
		W	Hour/day	Hour/day	Wh/day		
Lamps (LED or fluo)	40	10W/lamp	5.0	2000			
TV / PC / Mobile	8	100W/app	5.0	4000			
Domestic appliances	4	500W/app	5.0	10000			
Fridge / Deep-freeze	8		24	6394			
Dish- & Cloth-washers	8		2	16000			
Ventilation	4	100W tot	24.0	9600			
Stand-by consumers			24.0	144			
Total daily energy							48138Wh/day

Hourly distribution



Εικόνα 5-31 Παρουσίαση καταναλώσεων για κάθε περίοδο από PVsyst



PVsyst V7.2.4
VC3, Simulation date:
17/08/21 19:25
with v7.2.4

Project: Stand Alone System 4 households
Variant: Lead Acid Battery 1 day autonomy 2V 24V

CHRISTOS DELIDIMOS (Greece)

Main results

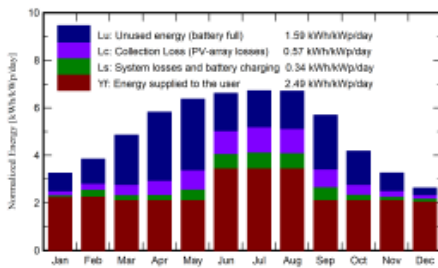
System Production

Available Energy	35677 kWh/year	Specific production	1588 kWh/kWp/year
Used Energy	20458 kWh/year	Performance Ratio PR	49.90 %
Excess (unused)	13007 kWh/year	Solar Fraction SF	99.24 %
Loss of Load		Battery aging (State of Wear)	
Time Fraction	1.1 %	Cycles SOW	88.3 %
Missing Energy	157 kWh/year	Static SOW	93.0 %
		Battery lifetime	8.5 years

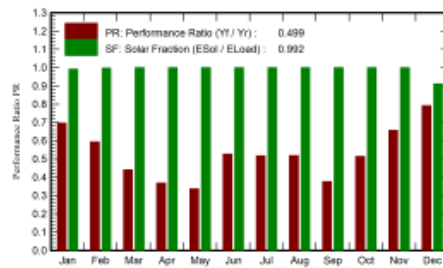
Economic evaluation

Investment		Yearly cost		LCOE	
Global	38'129.85 EUR	Annuites	3'950.39 EUR/yr	Energy cost	0.32 EUR/kWh
Specific	1.70 EUR/Wp	Run. costs	2'540.00 EUR/yr		
		Payback period	Unprofitable		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avall kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	63.2	99.1	2099	517	12.3	1579	1591	0.992
February	77.2	105.8	2224	647	2.7	1434	1437	0.998
March	125.7	147.5	3039	1446	0.0	1492	1492	1.000
April	160.5	170.9	3484	1936	0.0	1444	1444	1.000
May	199.5	192.6	3820	2070	0.0	1492	1492	1.000
June	207.9	193.3	3725	1051	0.0	2344	2344	1.000
July	215.1	203.2	3869	1057	0.0	2422	2422	1.000
August	197.0	203.4	3886	1089	0.0	2422	2422	1.000
September	143.9	167.4	3283	1526	0.0	1444	1444	1.000
October	98.1	127.0	2577	973	0.0	1492	1492	1.000
November	63.8	95.1	1991	500	0.0	1444	1444	1.000
December	52.0	79.8	1680	196	141.6	1450	1591	0.911
Year	1603.8	1786.1	35677	13007	156.6	20458	20615	0.992

Legends

GlobHor	Global horizontal Irradiation	E_User	Energy supplied to the user
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E_Load	Energy need of the user (Load)
E_Avall	Available Solar Energy	SolFrac	Solar fraction (E _{User} / E _{Load})
EUnused	Unused energy (battery full)		
E_Miss	Missing energy		

Εικόνα 5-32 Διαγραμματική απεικόνιση παραγόμενης ενέργειας ανά μήνα και παρουσίαση δεδομένων σε πίνακα από PVsyst

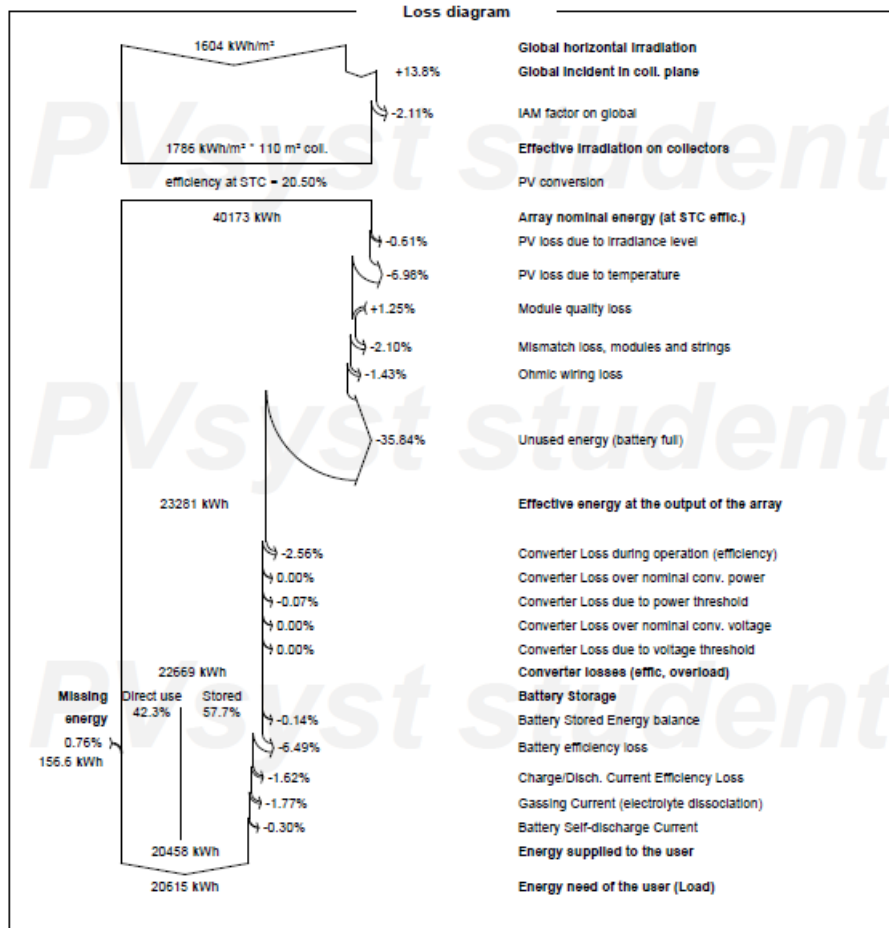


PVsyst V7.2.4
VC3, Simulation date:
17/08/21 19:25
with v7.2.4

Project: Stand Alone System 4 households

Variant: Lead Acid Battery 1 day autonomy 2V 24V

CHRISTOS DELIDIMOS (Greece)



19/08/21

PVsyst Student License for CHRISTOS DELIDIMOS (Greece)

Page 7/9

Εικόνα 5-33 Διάγραμμα απωλειών από PVsyst

Από τα αποτελέσματα προκύπτει (Εικόνα 5-32) πως κατά τους χειμερινούς μήνες το σύστημα δεν μπορεί να καλύψει το σύνολο των ενεργειακών απαιτήσεων των χρηστών του συγκροτήματος κατά ένα μικρό ποσοστό. Σε αυτή την περίπτωση είτε πρέπει να αυξήσουμε την εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών είτε να καλυφθούν οι ανάγκες του χρήστη από την συμπληρωματική γεννήτρια.

Θα επιλέξουμε να αυξήσουμε την ισχύ των ΦΒ κατά ένα string των 6 πλαισίων σε σειρά οπότε η συνολική εγκατεστημένη ισχύς θα αυξηθεί σε 25,68 kWp. Όλες οι υπόλοιπες παράμετροι παραμένουν ίδιες. Η προσομοίωση τρέχει ξανά και τα αποτελέσματα παραγόμενης ενέργειας παρατίθενται στην Εικόνα 5-33.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	63.2	99.1	2403	778	0.00	1591	1591	1.000
February	77.2	105.8	2542	966	0.00	1437	1437	1.000
March	125.7	147.5	3440	1828	0.00	1492	1492	1.000
April	160.5	170.9	3972	2377	0.00	1444	1444	1.000
May	199.5	192.6	4355	2506	0.00	1492	1492	1.000
June	207.9	193.3	4255	1261	0.00	2344	2344	1.000
July	215.1	203.2	4417	1271	0.00	2422	2422	1.000
August	197.0	203.4	4440	1381	0.00	2422	2422	1.000
September	143.9	167.4	3729	1846	0.00	1444	1444	1.000
October	98.1	127.0	2951	1321	0.00	1492	1492	1.000
November	63.8	96.1	2284	777	0.00	1444	1444	1.000
December	52.0	79.8	1928	373	87.73	1504	1591	0.945
Year	1603.8	1786.1	40717	16686	87.73	20530	20618	0.996

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

E_Avail Available Solar Energy

EUnused Unused energy (battery full)

E_Miss Missing energy

E_User Energy supplied to the user

E_Load Energy need of the user (Load)

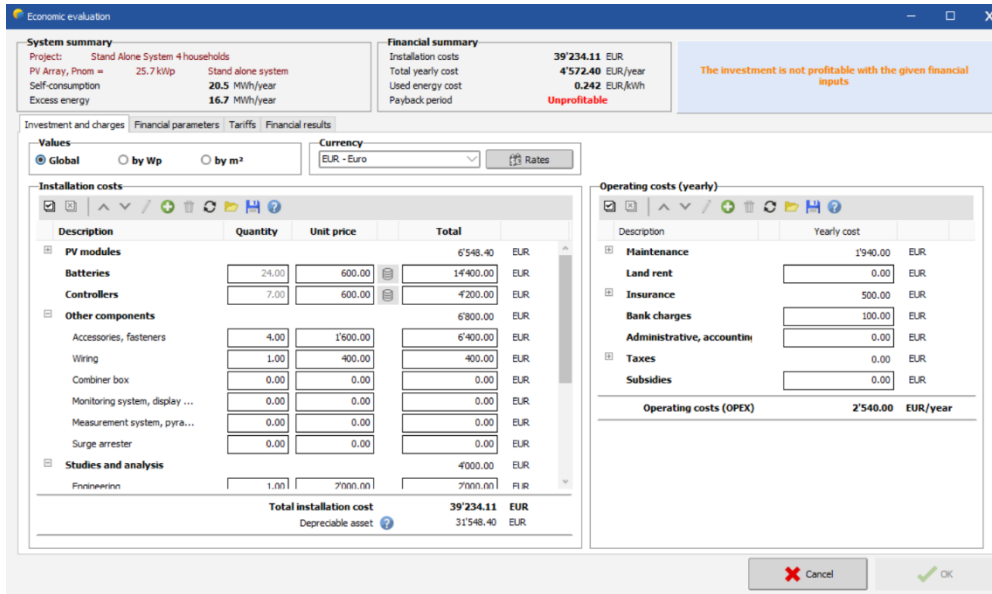
SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

Εικόνα 5-34 Παραγόμενη ενέργεια μετά από αύξηση της ισχύος των ΦΒ

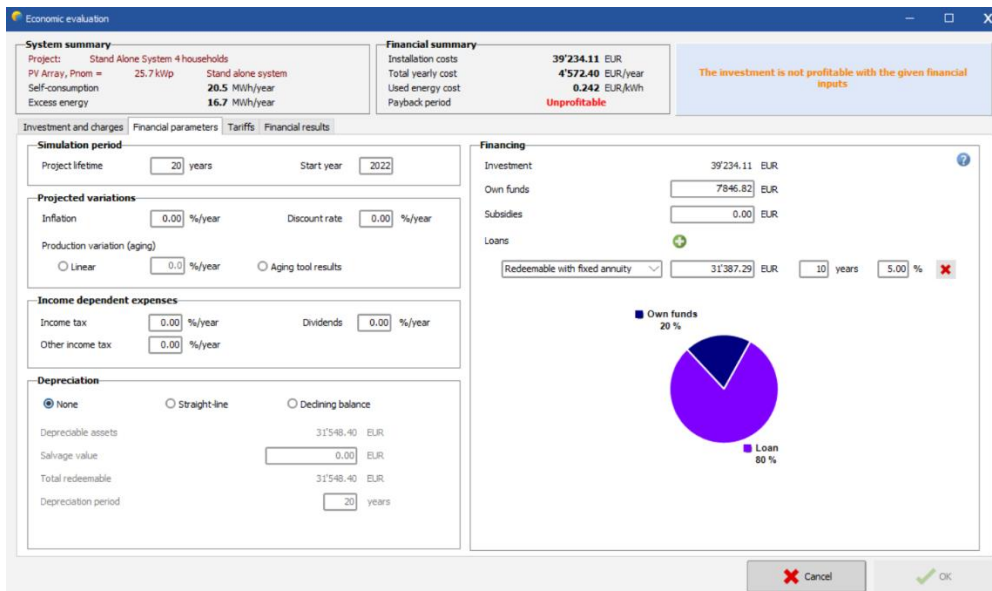
Πλέον τα φορτία δεν καλύπτονται μόνο κατά τον μήνα Δεκέμβριο και για μία μικρή ποσότητα την οποία επιλέγω να καλυφθεί από τις γεννήτριες για να μην αυξηθεί περαιτέρω το κόστος του συστήματος.

Με την ίδια λογική γίνεται η διαστασιολόγηση για όλες τις παραμετρικές μελέτες που θα παρουσιαστούν συνοπτικά σε επόμενη ενότητα του κεφαλαίου.

Με την ολοκλήρωση της προσομοίωσης ο χρήστης μπορεί να κάνει οικονομική ανάλυση της επένδυσης μέσα από το πρόγραμμα. Για να γίνει αυτό τοποθετούνται τα κόστη των παραμέτρων που έχουν χρησιμοποιηθεί (Εικόνα 5-35), επιλέγει τον τρόπο πληρωμής της επένδυσης για όποιο σενάριο θέλει (ίδια κεφάλαια, δανειοδότηση ή επιδότηση) (Εικόνα 5-36), ορίζεται η τιμή του ρεύματος που θα πλήρωνε σε €/kWh (Εικόνα 5-37) και άμεσα παρουσιάζεται η χρηματοροή της επένδυσης. Στη συγκεκριμένη περίπτωση επιλέγεται συμμετοχή ιδίων κεφαλαίων στο 20% της επένδυσης και δανειοδότηση κατά 80% με επιτόκιο σταθερό 5%. Η διάρκεια ζωής της επένδυσης ορίζεται στα 20 χρόνια. Η τιμή της kWh που εισάγω στο σύστημα βάση της οποίας υπολογίζεται το ποσό που εξοικονομεί ο χρήστης από το αυτόνομο σύστημα τίθεται σε 0,22€/kWh. Αναλυτικότερα οικονομικά αποτελέσματα θα παρουσιαστούν συνοπτικά σε επόμενη ενότητα του κεφαλαίου για όλες τις παραμετρικές μελέτες και για διάφορα σενάρια χρηματοδότησης.



Εικόνα 5-35 Εισαγωγή κόστους παραμέτρων αυτόνομου συστήματος στο PVsyst



Εικόνα 5-36 Εισαγωγή τρόπου πληρωμής του αρχικού κόστους

Economic evaluation

System summary

Project: Stand Alone System 4 households

PV Array, Pnom = 25.7 kWp Stand alone system

Self-consumption 20.5 MWh/year

Excess energy 16.7 MWh/year

Financial summary

Installation costs 39'234.11 EUR

Total yearly cost 4'572.40 EUR/year

Used energy cost 0.242 EUR/kWh

Payback period **Unprofitable**

The investment is not profitable with the given financial inputs

Investment and charges Financial parameters Tariffs Financial results

Pricing strategy (microgrid)

No sale Fixed tariff Variable tariff

Hourly peak/off-peak tariff

Seasonal tariff

Self-consumption saving

Consumption tariff EUR/kWh

Tariff evolution %/year

This analysis should appear on printed report

Εικόνα 5-37 Εισαγωγή τιμής ρεύματος σε EUR/kWh

Economic evaluation

System summary

Project: Stand Alone System 4 households

PV Array, Pnom = 25.7 kWp Stand alone system

Self-consumption 20.5 MWh/year

Excess energy 16.7 MWh/year

Financial summary

Installation costs 39'234.11 EUR

Total yearly cost 4'572.40 EUR/year

Used energy cost 0.242 EUR/kWh

Payback period **Unprofitable**

The investment is not profitable with the given financial inputs

Investment and charges Financial parameters Tariffs Financial results

Installation costs (CAPEX)

Total installation cost 39'234.11 EUR

Depreciable asset 31'548.40 EUR

Financing

Own funds 7846.82 EUR

Subsidies 0.00 EUR

Loans 31'387.29 EUR

Total 39'234.11 EUR

Expenses

Operating costs(OPEX) 2'540.00 EUR/year

Loan annuities 4064.80 EUR/year

Total 4'572.40 EUR/year

LCOE 0.24 EUR/kWh

Return on investment

Net present value (NPV) -8'962.22 EUR

Payback period **Unprofitable**

Return on investment (ROI) -22.8 %

This analysis should appear on printed report

Detailed economic results

Detailed results Yearly cashflow Cumulative cashflow Income allocation

Detailed economic results (EUR)

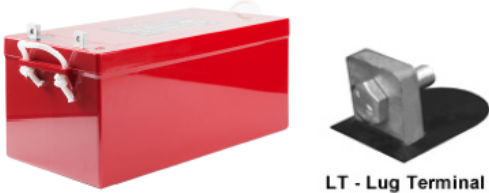
	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amort.
2022	2'495	1'569	2'540	4'517	-9'935	1.0%
2023	2'620	1'445	2'540	4'517	-12'023	2.4%
2024	2'751	1'314	2'540	4'517	-14'111	4.1%
2025	2'889	1'176	2'540	4'517	-16'199	6.1%
2026	3'033	1'032	2'540	4'517	-18'288	8.5%
2027	3'185	880	2'540	4'517	-20'376	11.3%
2028	3'344	721	2'540	4'517	-22'464	14.5%
2029	3'511	553	2'540	4'517	-24'552	18.2%
2030	3'687	378	2'540	4'517	-26'640	22.2%
2031	3'871	194	2'540	4'517	-28'729	26.8%
2032	0	0	2'540	4'517	-26'752	31.8%
2033	0	0	2'540	4'517	-24'775	36.9%
2034	0	0	2'540	4'517	-22'799	41.9%
2035	0	0	2'540	4'517	-20'822	46.9%
2036	0	0	2'540	4'517	-18'845	52.0%
2037	0	0	2'540	4'517	-16'869	57.0%
2038	0	0	2'540	4'517	-14'892	62.0%
2039	0	0	2'540	4'517	-12'915	67.1%
2040	0	0	2'540	4'517	-10'939	72.1%
2041	0	0	2'540	4'517	-8'962	77.2%
Total	31'387	9'261	50'800	90'333	-8'962	77.2%

Εικόνα 5-38 Αποτέλεσμα οικονομικής ανάλυσης - Χρηματοροή

5.12 Παραμετρικές μελέτες και αποτελέσματα

Οι παραμετρικές μελέτες που διεξήχθησαν θα παρουσιαστούν σύμφωνα με το πλήθος των ημερών αυτονομίας για τις οποίες έγιναν. Συγκεκριμένα έγιναν παραμετρικές μελέτες για μία ημέρα αυτονομίας και για τρεις. Ο διαχωρισμός αυτός θα γίνει για να έχουμε περισσότερο συγκρίσιμα οικονομικά μεγέθη μεταξύ τους, αφού περισσότερες ημέρες αυτονομίας συνεπάγονται μεγαλύτερες ανάγκες σε χωρητικότητα και άρα μεγαλύτερο πλήθος συσσωρευτών. Το κόστος των συσσωρευτών όπως θα δούμε παίζει καθοριστικό ρόλο για το αρχικό κόστος της επένδυσης. Ορισμένες περιπτώσεις εξετάστηκαν για συσσωρευτές

τάσεως 12V τύπου Rolls 12V 234Ah Pb Sealed Gel AGM και για συσσωρευτές λιθίου τάσεως 25,6 V τύπου Victron Energy 25,6V 180Ah Li LFP λίθου-CB 25.6V/180Ah. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συσσωρευτών αυτών παρουσιάζονται παρακάτω (Εικόνα 5-39, Εικόνα 5-40).



LT - Lug Terminal

Series	AGM-S	Warranty	See Warranty Terms				
Volts	12	BCI	8D				
Cells	6						
Terminal Type	LT						
Included Hardware	Stainless Steel Nuts & Bolts						
Size & Thread	LT						
Charge							
Charge Voltage Range	14.7V @ 25°C (77°F)						
Float Voltage Range	13.8V @ 25°C (77°F)						
Recommended Charge Current	50 A						
Maximum Charge Current	80 A						
Self-Discharge Rate	Less than 2% per month at 25°C (77°F)						
Internal Resistance	1.8 mΩ						
Capacity							
Cold Crank Amps (CCA) 0°F / -18°C	1525						
Marine Crank Amps (MCA) 32°F / 0°C	1830						
Reserve Capacity (RC @ 25A)	578 Minutes						
Reserve Capacity (RC @ 75A)	145 Minutes						
Capacity Affect by Temperature	40°C (104°F)	25°C (77°F)	0°C (32°F)	-15°C (5°F)			
	102%	100%	85%	65%			
Hour Rate	Capacity / AMP Hour		Current / AMPS				
@ 100 Hour Rate	290 AH		2.9 A				
@ 20 Hour Rate	260 AH		13 A				
@ 10 Hour Rate	234 AH		23.4 A				
@ 5 Hour Rate	214 AH		42.8 A				
Cut Off Voltage		Constant Current Discharge					
VPC		1 hr	2 hr	3 hr	5 hr	8 hr	10 hr
		148	78.3	58.9	42.3	28.3	23.4

Εικόνα 5-39 Data sheet Rolls S12-290AGM-RE Πηγή: <https://rollsbattery.com/battery/s12-290agm-re/>

Battery specification										
VOLTAGE AND CAPACITY	LFP-Smart 12,8/50	LFP-Smart 12,8/60	LFP-Smart 12,8/100	LFP-Smart 12,8/160	LFP-Smart 12,8/200	LFP-Smart 12,8/300	LFP-Smart 12,8/330	LFP-Smart 25,6/100	LFP-Smart 25,6/200	LFP-Smart 25,6/200-a
Nominal voltage	12,8V	12,8V	12,8V	12,8V	12,8V	12,8V	12,8V	25,6V	25,6V	25,6V
Nominal capacity @ 25°C*	50Ah	60Ah	100Ah	160Ah	200Ah	300Ah	330Ah	100Ah	200Ah	200Ah
Nominal capacity @ 0°C*	40Ah	48Ah	80Ah	130Ah	160Ah	240Ah	260Ah	80Ah	160Ah	160Ah
Nominal capacity @ -20°C*	25Ah	30Ah	50Ah	80Ah	100Ah	150Ah	160Ah	50Ah	100Ah	100Ah
Nominal energy @ 25°C*	640Wh	768Wh	1280Wh	2048Wh	2560Wh	3840Wh	4220Wh	2560Wh	5120Wh	5120Wh
*Discharge current ≤1C										
CYCLE LIFE (capacity ≥ 80% of nominal)										
80% DoD	2500 cycles									
70% DoD	3000 cycles									
50% DoD	5000 cycles									
DISCHARGE										
Maximum continuous discharge current	100A	120A	200A	320A	400A	600A	400A	200A	400A	400A
Recommended continuous discharge current	≤50A	≤60A	≤100A	≤160A	≤200A	≤300A	≤300A	≤100A	≤200A	≤200A
End of discharge voltage	11,2V	11,2V	11,2V	11,2V	11,2V	11,2V	11,2V	22,4V	22,4V	22,4V
OPERATING CONDITIONS										
Operating temperature	Discharge: -20°C to +50°C Charge: +5°C to +50°C									
Storage temperature	-45°C to +70°C									
Humidity (non-condensing)	Max. 95%									
Protection class	IP 22									
CHARGE										
Charge voltage	Between 14V/28V and 14,4V/28,8V (14,2V/28,4V recommended)									
Float voltage	13,5V/27V									
Maximum charge current	100A	120A	200A	320A	400A	600A	400A	200A	400A	400A
Recommended charge current	≤30A	≤30A	≤50A	≤80A	≤100A	≤150A	≤150A	≤50A	≤100A	≤100A
OTHER										
Max storage time @ 25°C*	1 year									
BMS connection	Male + female cable with M8 circular connector, length 50cm									
Power connection (threaded inserts)	M8	M8	M8	M8	M8	M10	M10	M8	M8	M8
Dimensions (hwxwd) mm	199 x 188 x 147	239 x 286 x 132	197 x 321 x 152	237 x 321 x 152	237 x 321 x 152	347 x 425 x 274	265 x 359 x 206	197 x 650 x 163	317 x 631 x 208	237 x 650 x 163
Weight	7kg	12kg	14kg	18kg	20kg	51kg	30kg	28kg	56kg	39kg
*When fully charged										

Εικόνα 5-40 Data sheet 12,8 & 25,6 Volt Lithium-Iron-Phosphate Batteries Smart Πηγή:
<https://www.victronenergy.gr/batteries/lithium-battery-12-8v>

1. Τάση συσσωρευτών 24V με συσσωρευτές 2V – Μία ημέρα αυτονομίας

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Συσσωρευτές

Τύπος: Newmax 2V 2000Ah Pb Sealed Gel UPN 2000

Συνδεσμολογία: 12 σε σειρά, 2 παράλληλα

Πλήθος συσσωρευτών: 24

Χωρητικότητα: 4000Ah

ΦΒ πλαίσια

Τύπος: Trina Solar 535Wp TSM-DEG18MC-20 Bifacial

Συνδεσμολογία: 8 string των 6 πλαισίων σε σειρά

Πλήθος πλαισίων: 48

Ονομαστική ισχύς: 25,68kWp

Ρυθμιστές Φόρτισης

Τύπος: Victron MPPT 2900 W 24V 100A SmartSolar MPPT 250/100

Πλήθος ρυθμιστών: 7

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

Διαθέσιμη Ενέργεια: 40717 kWh/year

Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια: 20527 kWh/year

Πλεονάζουσα Ενέργεια: 16686 kWh/year

Διάρκεια ζωής συσσωρευτών: 7,7 χρόνια

Κόστος Επένδυσης: 40.348,30 €

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	63.2	99.1	2403	778	0.00	1591	1591	1.000
February	77.2	105.8	2542	966	0.00	1437	1437	1.000
March	125.7	147.5	3440	1828	0.00	1492	1492	1.000
April	160.5	170.9	3972	2377	0.00	1444	1444	1.000
May	199.5	192.6	4356	2506	0.00	1492	1492	1.000
June	207.9	193.3	4255	1261	0.00	2344	2344	1.000
July	215.1	203.2	4417	1271	0.00	2422	2422	1.000
August	197.0	203.4	4440	1381	0.00	2422	2422	1.000
September	143.9	167.4	3729	1846	0.00	1444	1444	1.000
October	98.1	127.0	2951	1321	0.00	1492	1492	1.000
November	63.8	96.1	2284	777	0.00	1444	1444	1.000
December	52.0	79.8	1928	373	87.71	1503	1591	0.945
Year	1603.8	1786.1	40717	16686	87.71	20527	20615	0.996

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

E_Avail Available Solar Energy

EUnused Unused energy (battery full)

E_Miss Missing energy

E_User Energy supplied to the user

E_Load Energy need of the user (Load)

SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

Πίνακας 5-3 Αποτελέσματα παραγωγής ενέργειας συστήματος 1 ανά μήνα

2. Τάση συσσωρευτών 24V με συσσωρευτές 12V – Μία ημέρα αυτονομίας **ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ**

Συσσωρευτές

Τύπος: Rolls 12V 234Ah Pb Sealed Gel AGM

Συνδεσμολογία: 2 σε σειρά, 17 παράλληλα

Πλήθος συσσωρευτών: 34

Χωρητικότητα: 3978Ah

ΦΒ πλαίσια

Τύπος: Trina Solar 535Wp TSM-DEG18MC-20 Bifacial

Συνδεσμολογία: 8 string των 6 πλαισίων σε σειρά

Πλήθος πλαισίων: 48

Ονομαστική ισχύς: 25,68kWp

Ρυθμιστές Φόρτισης

Τύπος: Victron MPPT 2900 W 24V 100A SmartSolar MPPT 250/100 24V

Πλήθος ρυθμιστών: 7

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

Διαθέσιμη Ενέργεια: 40765 kWh/year

Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια: 20672 kWh/year

Πλεονάζουσα Ενέργεια: 17181 kWh/year

Διάρκεια ζωής συσσωρευτών: 3,5 χρόνια

Κόστος επένδυσης: 53.348,64 €

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	63.2	99.1	2402	654	0.00	1591	1591	1.000
February	77.2	105.8	2541	891	0.00	1437	1437	1.000
March	125.7	147.5	3438	1686	0.00	1492	1492	1.000
April	160.5	170.9	3971	2239	0.00	1444	1444	1.000
May	199.5	192.6	4360	2573	0.00	1492	1492	1.000
June	207.9	193.3	4269	1569	0.00	2392	2392	1.000
July	215.1	203.2	4433	1653	0.00	2472	2472	1.000
August	197.0	203.4	4455	1666	0.00	2472	2472	1.000
September	143.9	167.4	3736	2009	0.00	1444	1444	1.000
October	98.1	127.0	2950	1215	0.00	1492	1492	1.000
November	63.8	96.1	2282	668	0.00	1444	1444	1.000
December	52.0	79.8	1928	358	90.48	1501	1591	0.943
Year	1603.8	1786.1	40765	17181	90.48	20672	20763	0.996

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

E_Avail Available Solar Energy

EUnused Unused energy (battery full)

E_Miss Missing energy

E_User Energy supplied to the user

E_Load Energy need of the user (Load)

SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

Πίνακας 5-4 Αποτελέσματα παραγωγής ενέργειας συστήματος 2 ανά μήνα

3. Τάση συσσωρευτών 25,Υ με συσσωρευτές 25,6Υ λιθίου – Μία ημέρα αυτονομίας **ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ**

Συσσωρευτές

Τύπος: Victron Energy 25,6Υ 180Ah Li LFP LFP-CB 25.6Υ/180Ah

Συνδεσμολογία: 1 σε σειρά, 18 παράλληλα

Πλήθος συσσωρευτών: 18

Χωρητικότητα: 3240 Ah

ΦΒ πλαίσια

Τύπος: Trina Solar 535Wp TSM-DEG18MC-20 Bifacial

Συνδεσμολογία: 20 string των 2 πλαισίων σε σειρά

Πλήθος πλαισίων: 40

Ονομαστική ισχύς: 21.40 kWp

Ρυθμιστές Φόρτισης

Τύπος: Morningstar MPPT 1100W 24V 40A ProStar MPPT PS MPPT-40M @24V

Πλήθος ρυθμιστών: 15

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

Διαθέσιμη Ενέργεια: 34209 kWh/year

Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια: 20615 kWh/year

Πλεονάζουσα Ενέργεια: 13594 kWh/year

Διάρκεια ζωής συσσωρευτών: 5 χρόνια

Κόστος επένδυσης: 80.957,20 €

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	63.2	99.1	2024	2024	0.000	1591	1591	1.000
February	77.2	105.8	2135	2135	0.000	1437	1437	1.000
March	125.7	147.5	2884	2884	0.000	1492	1492	1.000
April	160.5	170.9	3322	3322	0.000	1444	1444	1.000
May	199.5	192.6	3646	3646	0.000	1492	1492	1.000
June	207.9	193.3	3587	3587	0.000	2344	2344	1.000
July	215.1	203.2	3721	3721	0.000	2422	2422	1.000
August	197.0	203.4	3734	3734	0.000	2422	2422	1.000
September	143.9	167.4	3128	3128	0.000	1444	1444	1.000
October	98.1	127.0	2474	2474	0.000	1492	1492	1.000
November	63.8	96.1	1923	1923	0.000	1444	1444	1.000
December	52.0	79.8	1632	1632	0.000	1591	1591	1.000
Year	1603.8	1786.1	34209	34209	0.000	20615	20615	1.000

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

E_Avail Available Solar Energy

EUnused Unused energy (battery full)

E_Miss Missing energy

E_User Energy supplied to the user

E_Load Energy need of the user (Load)

SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

Πίνακας 5-5 Αποτελέσματα παραγωγής ενέργειας συστήματος 3 ανά μήνα

4. Τάση συσσωρευτών 48V με συσσωρευτές 2V – Μία ημέρα αυτονομίας **ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ**

Συσσωρευτές

Τύπος: Newmax 2V 2000Ah Pb Sealed Gel UPN 2000

Συνδεσμολογία: 24 σε σειρά, 1 παράλληλα

Πλήθος συσσωρευτών: 24

Χωρητικότητα: 2000Ah

ΦΒ πλαίσια

Τύπος: Trina Solar 535Wp TSM-DEG18MC-20 Bifacial

Συνδεσμολογία: 8 string των 6 πλαισίων σε σειρά

Πλήθος πλαισίων: 48

Ονομαστική ισχύς: 25,68kWp

Ρυθμιστές Φόρτισης

Τύπος: Victron MPPT 5800 W 48V 100A SmartSolar MPPT 250/100 48V

Πλήθος ρυθμιστών: 4

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

Διαθέσιμη Ενέργεια: 40853 kWh/year

Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια: 20512 kWh/year

Πλεονάζουσα Ενέργεια: 18549 kWh/year

Διάρκεια ζωής συσσωρευτών: 8,9 χρόνια

Κόστος επένδυσης: 38.948,64 €

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	63.2	99.1	2400	721	7.07	1584	1591	0.996
February	77.2	105.8	2544	916	0.00	1437	1437	1.000
March	125.7	147.5	3477	1829	0.00	1492	1492	1.000
April	160.5	170.9	3986	2388	0.00	1444	1444	1.000
May	199.5	192.6	4380	2740	0.00	1492	1492	1.000
June	207.9	193.3	4266	1729	0.00	2344	2344	1.000
July	215.1	203.2	4431	1802	0.00	2422	2422	1.000
August	197.0	203.4	4451	1824	0.00	2422	2422	1.000
September	143.9	167.4	3764	2165	0.00	1444	1444	1.000
October	98.1	127.0	2951	1340	0.00	1492	1492	1.000
November	63.8	96.1	2280	744	0.00	1444	1444	1.000
December	52.0	79.8	1923	352	95.77	1495	1591	0.940
Year	1603.8	1786.1	40853	18549	102.84	20512	20615	0.995

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

E_Avail Available Solar Energy

EUnused Unused energy (battery full)

E_Miss Missing energy

E_User Energy supplied to the user

E_Load Energy need of the user (Load)

SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

Πίνακας 5-6 Αποτελέσματα παραγωγής ενέργειας συστήματος 4 ανά μήνα

5. Τάση συσσωρευτών 48V με συσσωρευτές 12V – Μία ημέρα αυτονομίας

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Συσσωρευτές

Τύπος: Rolls 12V 234Ah Pb Sealed Gel AGM

Συνδεσμολογία: 4 σε σειρά, 8 παράλληλα

Πλήθος συσσωρευτών: 32

Χωρητικότητα: 1872Ah

ΦΒ πλαίσια

Τύπος: Trina Solar 535Wp TSM-DEG18MC-20 Bifacial

Συνδεσμολογία: 8 string των 6 πλαισίων σε σειρά

Πλήθος πλαισίων: 48

Ονομαστική ισχύς: 25,68kWp

Ρυθμιστές Φόρτισης

Τύπος: Victron MPPT 5800 W 48V 100A SmartSolar MPPT 250/100 48V

Πλήθος ρυθμιστών: 4

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

Διαθέσιμη Ενέργεια: 40869 kWh/year

Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια: 20473 kWh/year

Πλεονάζουσα Ενέργεια: 19569 kWh/year

Διάρκεια ζωής συσσωρευτών: 5,3 χρόνια

Κόστος επένδυσης: 50.148,64 €

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	63.2	99.1	2402	791	20.6	1571	1591	0.987
February	77.2	105.8	2546	1013	0.0	1437	1437	1.000
March	125.7	147.5	3478	1926	0.0	1492	1492	1.000
April	160.5	170.9	3988	2490	0.0	1444	1444	1.000
May	199.5	192.6	4383	2833	0.0	1492	1492	1.000
June	207.9	193.3	4269	1854	0.0	2344	2344	1.000
July	215.1	203.2	4433	1907	0.0	2422	2422	1.000
August	197.0	203.4	4453	1928	0.0	2422	2422	1.000
September	143.9	167.4	3765	2248	0.0	1444	1444	1.000
October	98.1	127.0	2950	1383	0.0	1492	1492	1.000
November	63.8	96.1	2279	785	0.0	1444	1444	1.000
December	52.0	79.8	1924	411	121.2	1470	1591	0.924
Year	1603.8	1786.1	40869	19569	141.9	20473	20615	0.993

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

E_Avail Available Solar Energy

EUnused Unused energy (battery full)

E_Miss Missing energy

E_User Energy supplied to the user

E_Load Energy need of the user (Load)

SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

Πίνακας 5-7 Αποτελέσματα παραγωγής ενέργειας συστήματος 5 ανά μήνα

6. Τάση συσσωρευτών 24V με συσσωρευτές 2V – Τρείς ημέρες αυτονομίας

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Συσσωρευτές

Τύπος: Newmax 2V 2000Ah Pb Sealed Gel UPN 2000

Συνδεσμολογία: 12 σε σειρά, 5 παράλληλα

Πλήθος συσσωρευτών: 60

Χωρητικότητα: 10.000Ah

ΦΒ πλαίσια

Τύπος: Trina Solar 535Wp TSM-DEG18MC-20 Bifacial

Συνδεσμολογία: 7 string των 6 πλαισίων σε σειρά

Πλήθος πλαισίων: 42

Ονομαστική ισχύς: 22.47 kWp

Ρυθμιστές Φόρτισης

Τύπος: Victron MPPT 2900 W 24V 100A SmartSolar MPPT 250/100

Πλήθος ρυθμιστών: 7

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

Διαθέσιμη Ενέργεια: 35683 kWh/year

Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια: 20615 kWh/year

Πλεονάζουσα Ενέργεια: 13610 kWh/year

Διάρκεια ζωής συσσωρευτών: 14,2 χρόνια

Κόστος επένδυσης: 61.539,85 €

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	63.2	99.1	2098	455	0.000	1591	1591	1.000
February	77.2	105.8	2223	641	0.000	1437	1437	1.000
March	125.7	147.5	3038	1426	0.000	1492	1492	1.000
April	160.5	170.9	3487	1982	0.000	1444	1444	1.000
May	199.5	192.6	3822	2172	0.000	1492	1492	1.000
June	207.9	193.3	3727	1179	0.000	2344	2344	1.000
July	215.1	203.2	3871	1208	0.000	2422	2422	1.000
August	197.0	203.4	3888	1213	0.000	2422	2422	1.000
September	143.9	167.4	3285	1712	0.000	1444	1444	1.000
October	98.1	127.0	2573	982	0.000	1492	1492	1.000
November	63.8	96.1	1991	459	0.000	1444	1444	1.000
December	52.0	79.8	1680	182	0.000	1591	1591	1.000
Year	1603.8	1786.1	35683	13610	0.000	20615	20615	1.000

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

E_Avail Available Solar Energy

EUnused Unused energy (battery full)

E_Miss Missing energy

E_User Energy supplied to the user

E_Load Energy need of the user (Load)

SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

Πίνακας 5-8 Αποτελέσματα παραγωγής ενέργειας συστήματος 6 ανά μήνα

7. Τάση συσσωρευτών 24V με συσσωρευτές 12V – Τρείς ημέρες αυτονομίας **ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ**

Συσσωρευτές

Τύπος: Rolls 12V 234Ah Pb Sealed Gel AGM

Συνδεσμολογία: 2 σε σειρά, 45 παράλληλα

Πλήθος συσσωρευτών: 90

Χωρητικότητα: 10530 Ah

ΦΒ πλαίσια

Τύπος: Trina Solar 535Wp TSM-DEG18MC-20 Bifacial

Συνδεσμολογία: 7 string των 6 πλαισίων σε σειρά

Πλήθος πλαισίων: 42

Ονομαστική ισχύς: 22,47 kWp

Ρυθμιστές Φόρτισης

Τύπος: Victron MPPT 2900 W 24V 100A SmartSolar MPPT 250/100 24V

Πλήθος ρυθμιστών: 7

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

Διαθέσιμη Ενέργεια: 35689 kWh/year

Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια: 20763 kWh/year

Πλεονάζουσα Ενέργεια: 13835 kWh/year

Διάρκεια ζωής συσσωρευτών: 9,5 χρόνια

Κόστος επένδυσης: 97.130,06 €

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	63.2	99.1	2099	493	0.000	1591	1591	1.000
February	77.2	105.8	2223	643	0.000	1437	1437	1.000
March	125.7	147.5	3039	1452	0.000	1492	1492	1.000
April	160.5	170.9	3486	1997	0.000	1444	1444	1.000
May	199.5	192.6	3821	2194	0.000	1492	1492	1.000
June	207.9	193.3	3727	1185	0.000	2392	2392	1.000
July	215.1	203.2	3871	1209	0.000	2472	2472	1.000
August	197.0	203.4	3889	1230	0.000	2472	2472	1.000
September	143.9	167.4	3286	1730	0.000	1444	1444	1.000
October	98.1	127.0	2575	1019	0.000	1492	1492	1.000
November	63.8	96.1	1992	486	0.000	1444	1444	1.000
December	52.0	79.8	1680	197	0.000	1591	1591	1.000
Year	1603.8	1786.1	35689	13835	0.000	20763	20763	1.000

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

E_Avail Available Solar Energy

EUnused Unused energy (battery full)

E_Miss Missing energy

E_User Energy supplied to the user

E_Load Energy need of the user (Load)

SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

Πίνακας 5-9 Αποτελέσματα παραγωγής ενέργειας συστήματος 7 ανά μήνα

8. Τάση συσσωρευτών 48V με συσσωρευτές 2V – Τρεις ημέρες αυτονομίας

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Συσσωρευτές

Τύπος: Newmax 2V 2000Ah Pb Sealed Gel UPN 2000

Συνδεσμολογία: 24 σε σειρά, 2 παράλληλα

Πλήθος συσσωρευτών: 48

Χωρητικότητα: 4000Ah

ΦΒ πλαίσια

Τύπος: Trina Solar 535Wp TSM-DEG18MC-20 Bifacial

Συνδεσμολογία: 7 string των 6 πλαισίων σε σειρά

Πλήθος πλαισίων: 42

Ονομαστική ισχύς: 22,47 kWp

Ρυθμιστές Φόρτισης

Τύπος: Victron MPPT 4900 W 48V 85A SmartSolar MPPT 250/85 48V

Πλήθος ρυθμιστών: 4

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

Διαθέσιμη Ενέργεια: 35696 kWh/year

Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια: 20606 kWh/year

Πλεονάζουσα Ενέργεια: 12506 kWh/year

Διάρκεια ζωής συσσωρευτών: 13,3 χρόνια

Κόστος επένδυσης: 52.250,06 €

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	63.2	99.1	2097	396	0.00	1591	1591	1.000
February	77.2	105.8	2223	562	0.00	1437	1437	1.000
March	125.7	147.5	3037	1346	0.00	1492	1492	1.000
April	160.5	170.9	3483	1816	0.00	1444	1444	1.000
May	199.5	192.6	3829	2081	0.00	1492	1492	1.000
June	207.9	193.3	3731	1055	0.00	2344	2344	1.000
July	215.1	203.2	3874	1098	0.00	2422	2422	1.000
August	197.0	203.4	3889	1109	0.00	2422	2422	1.000
September	143.9	167.4	3289	1647	0.00	1444	1444	1.000
October	98.1	127.0	2574	847	0.00	1492	1492	1.000
November	63.8	96.1	1991	425	0.00	1444	1444	1.000
December	52.0	79.8	1680	125	13.38	1578	1591	0.992
Year	1603.8	1786.1	35696	12506	13.38	20605	20618	0.999

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

E_Avail Available Solar Energy

EUnused Unused energy (battery full)

E_Miss Missing energy

E_User Energy supplied to the user

E_Load Energy need of the user (Load)

SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

Πίνακας 5-10 Αποτελέσματα παραγωγής ενέργειας συστήματος 8 ανά μήνα

9. Τάση συσσωρευτών 48V με συσσωρευτές 12V – Τρεις ημέρες αυτονομίας

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Συσσωρευτές

Τύπος: Rolls 12V 234Ah Pb Sealed Gel AGM

Συνδεσμολογία: 4 σε σειρά, 22 παράλληλα

Πλήθος συσσωρευτών: 88

Χωρητικότητα: 5148Ah

ΦΒ πλαίσια

Τύπος: Trina Solar 535Wp TSM-DEG18MC-20 Bifacial

Συνδεσμολογία: 7 string των 6 πλαισίων σε σειρά

Πλήθος πλαισίων: 42

Ονομαστική ισχύς: 25,68kWp

Ρυθμιστές Φόρτισης

Τύπος: Victron MPPT 4900 W 48V 85A SmartSolar MPPT 250/85 48V

Πλήθος ρυθμιστών: 4

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

Διαθέσιμη Ενέργεια: 35721 kWh/year

Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια: 20615 kWh/year

Πλεονάζουσα Ενέργεια: 14181 kWh/year

Διάρκεια ζωής συσσωρευτών: 10 χρόνια

Κόστος επένδυσης: 93.850,06 €

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	63.2	99.1	2099	455	0.000	1591	1591	1.000
February	77.2	105.8	2224	648	0.000	1437	1437	1.000
March	125.7	147.5	3039	1474	0.000	1492	1492	1.000
April	160.5	170.9	3486	1963	0.000	1444	1444	1.000
May	199.5	192.6	3832	2256	0.000	1492	1492	1.000
June	207.9	193.3	3733	1300	0.000	2344	2344	1.000
July	215.1	203.2	3875	1276	0.000	2422	2422	1.000
August	197.0	203.4	3893	1418	0.000	2422	2422	1.000
September	143.9	167.4	3290	1738	0.000	1444	1444	1.000
October	98.1	127.0	2577	988	0.000	1492	1492	1.000
November	63.8	96.1	1992	473	0.000	1444	1444	1.000
December	52.0	79.8	1681	190	0.000	1591	1591	1.000
Year	1603.8	1786.1	35721	14181	0.000	20615	20615	1.000

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

E_Avail Available Solar Energy

EUnused Unused energy (battery full)

E_Miss Missing energy

E_User Energy supplied to the user

E_Load Energy need of the user (Load)

SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

Πίνακας 5-12 Αποτελέσματα παραγωγής ενέργειας συστήματος 10 ανά μήνα

Από τα αποτελέσματα για όλες τις παραμετρικές μελέτες που έγιναν, τα φορτία καλύπτονται στον ίδιο βαθμό ενώ η διαθέσιμη και πλεονάζουσα ενέργεια είναι περίπου ίδιες. Αυτό που παρατηρούμε όμως είναι η μεγάλη διαφορά στο κόστος της επένδυσης ανάλογα με τις παραμέτρους που επιλέγουμε και ιδίως από το είδος των συσσωρευτών. Πέραν όμως του αρχικού κόστους σημασία έχει και η διάρκεια ζωής των συσσωρευτών καθώς με το πέρας αυτής ο χρήστης θα χρειαστεί να τις αντικαταστήσει. Με βάση τα δύο αυτά κριτήρια λοιπόν, πιο οικονομικά συμφέρουσες λύσεις είναι οι περιπτώσεις για τις οποίες επιλέγονται συσσωρευτές τάσεως 2V.

5.13 Οικονομική ανάλυση παραμετρικών μελετών

Εφόσον στις περιπτώσεις που επιλέγω συσσωρευτές τάσης 2V παρατηρώ χαμηλότερο κόστος επένδυσης (διαφορά περίπου 35.000€ σε σύγκριση με συσσωρευτές τάσης 12V) και μεγαλύτερη διάρκεια ζωής συσσωρευτών, θα γίνει αξιολόγηση των επενδύσεων μόνο για αυτές. Πρώτα θα εξεταστεί το σενάριο με συμμετοχή ιδίων κεφαλαίων κατά 20% και δανειοδότησης κατά 80%. Στη συνέχεια θα εξεταστεί το σενάριο συμμετοχή ιδίων κεφαλαίων κατά 25%, δανειοδότησης κατά 25% και επιδοτήσεως κατά 50%. Το επιτόκιο δανεισμού θεωρείται 5% και η διάρκεια ζωής της επένδυσης ορίζεται στα 20 χρόνια. Η τιμή της kWh ορίζεται στα 0,22€/kWh. Στο κόστος συντήρησης κατά την οικονομική αξιολόγηση δεν υπολογίζεται το κόστος αντικατάστασης των συσσωρευτών μετά τη λήξη της διάρκειας ζωής τους. Στη συνέχεια παρατίθενται τα αποτελέσματα των οικονομικών αξιολογήσεων από το λογισμικό PVsyst.

Σενάριο 1 – Δανειοδότηση 80%, Ίδια κεφάλαια 20%

- Τάση συσσωρευτών 24V, 1 ημέρα αυτονομίας
Διάρκεια ζωής συσσωρευτών 7,7 χρόνια

Κόστος Επένδυσης: 40.348,30 €

Περίοδος αποπληρωμής: 14,6 χρόνια

Καθαρά Παρούσα Αξία: 18445,71 €

Απόδοση Επένδυσης ROI: 45.7%

Financial analysis						
Simulation period						
Project lifetime	20 years	Start year	2022			
Income variation over time						
Inflation				0.00 %/year		
Production variation (aging)				0.00 %/year		
Discount rate				0.00 %/year		
Financing						
Own funds				8'069.48 EUR		
Loan - Redeemable with fixed annuity - 10 years				32'278.92 EUR		Interest rate: 5.00%/year
Self-consumption						
Consumption tariff				0.22 EUR/kWh		
Tariff evolution				0.0 %/year		
Return on investment						
Payback period				14.6 years		
Net present value (NPV)				18'445.71 EUR		
Return on investment (ROI)				45.7 %		
Detailed economic results (EUR)						
	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2022	2'566	1'614	1'100	4'516	-8'834	4.5%
2023	2'695	1'486	1'100	4'516	-9'598	9.2%
2024	2'829	1'351	1'100	4'516	-10'363	14.4%
2025	2'971	1'209	1'100	4'516	-11'127	19.8%
2026	3'119	1'061	1'100	4'516	-11'891	25.7%
2027	3'275	905	1'100	4'516	-12'656	31.9%
2028	3'439	741	1'100	4'516	-13'420	38.5%
2029	3'611	569	1'100	4'516	-14'184	45.6%
2030	3'792	389	1'100	4'516	-14'949	53.1%
2031	3'981	199	1'100	4'516	-15'713	61.1%
2032	0	0	1'100	4'516	-12'297	69.5%
2033	0	0	1'100	4'516	-8'881	78.0%
2034	0	0	1'100	4'516	-5'466	86.5%
2035	0	0	1'100	4'516	-2'050	94.9%
2036	0	0	1'100	4'516	1'366	103.4%
2037	0	0	1'100	4'516	4'782	111.9%
2038	0	0	1'100	4'516	8'198	120.3%
2039	0	0	1'100	4'516	11'614	128.8%
2040	0	0	1'100	4'516	15'030	137.3%
2041	0	0	1'100	4'516	18'446	145.7%
Total	32'279	9'524	22'000	90'318	18'446	145.7%

Πίνακας 5-13 Αξιολόγηση επένδυσης: Σενάριο 1 - Τάση 24 V, Αυτονομία μίας ημέρας

- Τάση συσσωρευτών 48V, 1 ημέρα αυτονομίας
Διάρκεια ζωής συσσωρευτών 8,9 χρόνια

Κόστος επένδυσης: 38.948,64 €

Περίοδος αποπληρωμής: 14,4 χρόνια

Καθαρά Παρούσα Αξία: 20.109.34 €

Απόδοση Επένδυσης ROI: 51.6 %

Financial analysis						
Simulation period						
Project lifetime	20 years	Start year	2022			
Income variation over time						
Inflation			0.00 %/year			
Production variation (aging)			0.00 %/year			
Discount rate			0.00 %/year			
Financing						
Own funds			7'789.73 EUR			
Loan - Redeemable with fixed annuity - 10 years			31'158.91 EUR		Interest rate: 5.00%/year	
Self-consumption						
Consumption tariff			0.22 EUR/kWh			
Tariff evolution			0.0 %/year			
Return on investment						
Payback period			14.1 years			
Net present value (NPV)			20'109.34 EUR			
Return on investment (ROI)			51.6 %			
Detailed economic results (EUR)						
	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2022	2'477	1'558	1'100	4'513	-8'412	4.8%
2023	2'601	1'434	1'100	4'513	-9'035	9.8%
2024	2'731	1'304	1'100	4'513	-9'658	15.3%
2025	2'868	1'167	1'100	4'513	-10'280	21.0%
2026	3'011	1'024	1'100	4'513	-10'903	27.2%
2027	3'162	874	1'100	4'513	-11'526	33.7%
2028	3'320	715	1'100	4'513	-12'148	40.6%
2029	3'486	549	1'100	4'513	-12'771	47.9%
2030	3'660	375	1'100	4'513	-13'394	55.7%
2031	3'843	192	1'100	4'513	-14'016	64.0%
2032	0	0	1'100	4'513	-10'604	72.8%
2033	0	0	1'100	4'513	-7'191	81.5%
2034	0	0	1'100	4'513	-3'779	90.3%
2035	0	0	1'100	4'513	-366	99.1%
2036	0	0	1'100	4'513	3'047	107.8%
2037	0	0	1'100	4'513	6'459	116.6%
2038	0	0	1'100	4'513	9'872	125.3%
2039	0	0	1'100	4'513	13'284	134.1%
2040	0	0	1'100	4'513	16'697	142.9%
2041	0	0	1'100	4'513	20'109	151.6%
Total	31'159	9'193	22'000	90'251	20'109	151.6%

Πίνακας 5-14 Αξιολόγηση επένδυσης: Σενάριο 1 - Τάση 48 V, Αυτονομία μίας ημέρας

- Τάση συσσωρευτών 24V, 3 ημέρες αυτονομίας
Διάρκεια ζωής συσσωρευτών 14,2 χρόνια

Κόστος επένδυσης: 61.539,85 €

Περίοδος αποπληρωμής: Δεν γίνεται αποπληρωμή

Καθαρά Παρούσα Αξία: -7360.93 €

Απόδοση Επένδυσης ROI: -12.0 %

Financial analysis						
Simulation period						
Project lifetime	20 years	Start year	2022			
Income variation over time						
Inflation			0.00 %/year			
Production variation (aging)			0.00 %/year			
Discount rate			0.00 %/year			
Financing						
Own funds			12'307.97 EUR			
Loan - Redeemable with fixed annuity - 10 years			49'231.88 EUR		Interest rate: 5.00%/year	
Self-consumption						
Consumption tariff			0.22 EUR/kWh			
Tariff evolution			0.0 %/year			
Return on investment						
Payback period			Unprofitable			
Net present value (NPV)			-7'360.93 EUR			
Return on investment (ROI)			-12.0 %			
Detailed economic results (EUR)						
	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2022	3'914	2'462	1'100	4'535	-15'248	1.6%
2023	4'110	2'266	1'100	4'535	-18'189	3.5%
2024	4'315	2'060	1'100	4'535	-21'130	5.7%
2025	4'531	1'845	1'100	4'535	-24'070	8.3%
2026	4'758	1'618	1'100	4'535	-27'011	11.3%
2027	4'996	1'380	1'100	4'535	-29'951	14.6%
2028	5'245	1'130	1'100	4'535	-32'892	18.3%
2029	5'508	868	1'100	4'535	-35'832	22.5%
2030	5'783	593	1'100	4'535	-38'773	27.1%
2031	6'072	304	1'100	4'535	-41'713	32.2%
2032	0	0	1'100	4'535	-38'278	37.8%
2033	0	0	1'100	4'535	-34'843	43.4%
2034	0	0	1'100	4'535	-31'408	49.0%
2035	0	0	1'100	4'535	-27'972	54.5%
2036	0	0	1'100	4'535	-24'537	60.1%
2037	0	0	1'100	4'535	-21'102	65.7%
2038	0	0	1'100	4'535	-17'667	71.3%
2039	0	0	1'100	4'535	-14'231	76.9%
2040	0	0	1'100	4'535	-10'796	82.5%
2041	0	0	1'100	4'535	-7'361	88.0%
Total	49'232	14'526	22'000	90'705	-7'361	88.0%

Πίνακας 5-15 Αξιολόγηση επένδυσης: Σενάριο 1 - Τάση 24 V, Αυτονομία τριών ημερών

- Τάση συσσωρευτών 48V, 3 ημέρες αυτονομίας
Διάρκεια ζωής συσσωρευτών 13,3 χρόνια

Κόστος επένδυσης: 52.250,06 €

Περίοδος αποπληρωμής: 18,8 χρόνια

Καθαρά Παρούσα Αξία: 4.076,74 €

Απόδοση Επένδυσης ROI: 7.8 %

Financial analysis						
Simulation period						
Project lifetime	20 years	Start year	2022			
Income variation over time						
Inflation				0.00 %/year		
Production variation (aging)				0.00 %/year		
Discount rate				0.00 %/year		
Financing						
Own funds				10'450.01 EUR		
Loan - Redeemable with fixed annuity - 10 years				41'800.05 EUR		Interest rate: 5.00%/year
Self-consumption						
Consumption tariff				0.22 EUR/kWh		
Tariff evolution				0.0 %/year		
Return on investment						
Payback period				18.8 years		
Net present value (NPV)				4'076.74 EUR		
Return on investment (ROI)				7.8 %		
Detailed economic results (EUR)						
	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2022	3'323	2'090	1'100	4'533	-12'430	2.6%
2023	3'489	1'924	1'100	4'533	-14'411	5.5%
2024	3'664	1'749	1'100	4'533	-16'391	8.7%
2025	3'847	1'566	1'100	4'533	-18'371	12.3%
2026	4'039	1'374	1'100	4'533	-20'352	16.2%
2027	4'241	1'172	1'100	4'533	-22'332	20.5%
2028	4'454	960	1'100	4'533	-24'312	25.3%
2029	4'676	737	1'100	4'533	-26'293	30.4%
2030	4'910	503	1'100	4'533	-28'273	36.0%
2031	5'156	258	1'100	4'533	-30'253	42.1%
2032	0	0	1'100	4'533	-26'820	48.7%
2033	0	0	1'100	4'533	-23'387	55.2%
2034	0	0	1'100	4'533	-19'954	61.8%
2035	0	0	1'100	4'533	-16'521	68.4%
2036	0	0	1'100	4'533	-13'088	75.0%
2037	0	0	1'100	4'533	-9'655	81.5%
2038	0	0	1'100	4'533	-6'222	88.1%
2039	0	0	1'100	4'533	-2'789	94.7%
2040	0	0	1'100	4'533	644	101.2%
2041	0	0	1'100	4'533	4'077	107.8%
Total	41'800	12'333	22'000	90'660	4'077	107.8%

Πίνακας 5-16 Αξιολόγηση επένδυσης: Σενάριο 1 - Τάση 48 V, Αυτονομία τριών ημερών

Σενάριο 2 – Δανειοδότηση 25%, Ίδια κεφάλαια 25%, επιδότηση 50%

- Τάση συσσωρευτών 24V, 1 ημέρα αυτονομίας
Διάρκεια ζωής συσσωρευτών 7,7 χρόνια

Κόστος Επένδυσης: 40.348,30 €

Περίοδος αποπληρωμής: 6,6 χρόνια

Καθαρά Παρούσα Αξία: 45.167.51 €

Απόδοση Επένδυσης ROI: 111.9%

Financial analysis						
Simulation period						
Project lifetime	20 years	Start year	2022			
Income variation over time						
Inflation				0.00 %/year		
Production variation (aging)				0.00 %/year		
Discount rate				0.00 %/year		
Financing						
Own funds				10'087.10 EUR		
Subsidies				20'174.20 EUR		
Loan - Redeemable with fixed annuity - 10 years				10'087.10 EUR Interest rate: 5.00%/year		
Self-consumption						
Consumption tariff				0.22 EUR/kWh		
Tariff evolution				0.0 %/year		
Return on investment						
Payback period				6.6 years		
Net present value (NPV)				45'167.51 EUR		
Return on investment (ROI)				111.9 %		
Detailed economic results (EUR)						
	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2022	802	504	1'100	4'516	-7'978	14.4%
2023	842	464	1'100	4'516	-5'868	29.1%
2024	884	422	1'100	4'516	-3'758	43.9%
2025	928	378	1'100	4'516	-1'649	59.0%
2026	975	332	1'100	4'516	461	74.2%
2027	1'024	283	1'100	4'516	2'570	89.8%
2028	1'075	232	1'100	4'516	4'680	105.6%
2029	1'128	178	1'100	4'516	6'789	121.6%
2030	1'185	121	1'100	4'516	8'899	137.9%
2031	1'244	62	1'100	4'516	11'009	154.6%
2032	0	0	1'100	4'516	14'424	171.5%
2033	0	0	1'100	4'516	17'840	188.4%
2034	0	0	1'100	4'516	21'256	205.4%
2035	0	0	1'100	4'516	24'672	222.3%
2036	0	0	1'100	4'516	28'088	239.2%
2037	0	0	1'100	4'516	31'504	256.2%
2038	0	0	1'100	4'516	34'920	273.1%
2039	0	0	1'100	4'516	38'336	290.0%
2040	0	0	1'100	4'516	41'752	307.0%
2041	0	0	1'100	4'516	45'168	323.9%
Total	10'087	2'976	22'000	90'318	45'168	323.9%

Πίνακας 5-17 Αξιολόγηση επένδυσης: Σενάριο 2 - Τάση 24 V, Αυτονομία μίας ημέρας

- Τάση συσσωρευτών 48V, 1 ημέρα αυτονομίας
Διάρκεια ζωής συσσωρευτών 8,9 χρόνια

Κόστος επένδυσης: 38.948,64 €

Περίοδος αποπληρωμής: 6,4 χρόνια

Καθαρά Παρούσα Αξία: 45.904.06 €

Απόδοση Επένδυσης ROI: 117.9 %

Financial analysis						
Simulation period						
Project lifetime	20 years	Start year	2022			
Income variation over time						
Inflation				0.00 %/year		
Production variation (aging)				0.00 %/year		
Discount rate				0.00 %/year		
Financing						
Own funds				9'737.16 EUR		
Subsidies				19'474.32 EUR		
Loan - Redeemable with fixed annuity - 10 years				9'737.16 EUR		Interest rate: 5.00%/year
Self-consumption						
Consumption tariff				0.22 EUR/kWh		
Tariff evolution				0.0 %/year		
Return on investment						
Payback period				6.4 years		
Net present value (NPV)				45'904.06 EUR		
Return on investment (ROI)				117.9 %		
Detailed economic results (EUR)						
	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amort.
2022	774	487	1'100	4'513	-7'586	15.0%
2023	813	448	1'100	4'513	-5'434	30.2%
2024	853	408	1'100	4'513	-3'282	45.7%
2025	896	365	1'100	4'513	-1'131	61.3%
2026	941	320	1'100	4'513	1'021	77.2%
2027	988	273	1'100	4'513	3'172	93.3%
2028	1'037	224	1'100	4'513	5'324	109.7%
2029	1'089	172	1'100	4'513	7'475	126.3%
2030	1'144	117	1'100	4'513	9'627	143.3%
2031	1'201	60	1'100	4'513	11'778	160.5%
2032	0	0	1'100	4'513	15'191	178.0%
2033	0	0	1'100	4'513	18'604	195.5%
2034	0	0	1'100	4'513	22'016	213.1%
2035	0	0	1'100	4'513	25'429	230.6%
2036	0	0	1'100	4'513	28'841	248.1%
2037	0	0	1'100	4'513	32'254	265.6%
2038	0	0	1'100	4'513	35'666	283.1%
2039	0	0	1'100	4'513	39'079	300.7%
2040	0	0	1'100	4'513	42'491	318.2%
2041	0	0	1'100	4'513	45'904	335.7%
Total	9'737	2'873	22'000	90'251	45'904	335.7%

Πίνακας 5-18 Αξιολόγηση επένδυσης: Σενάριο 2 - Τάση 48 V, Αυτονομία μίας ημέρας

- Τάση συσσωρευτών 24V, 3 ημέρες αυτονομίας
Διάρκεια ζωής συσσωρευτών 14,2 χρόνια

Κόστος επένδυσης: 61.539,85 €

Περίοδος αποπληρωμής: 10,3 χρόνια

Καθαρά Παρούσα Αξία: 33.395.39 €

Απόδοση Επένδυσης ROI: 54.3%

Financial analysis						
Simulation period						
Project lifetime	20 years	Start year	2022			
Income variation over time						
Inflation			0.00 %/year			
Production variation (aging)			0.00 %/year			
Discount rate			0.00 %/year			
Financing						
Own funds			15'384.97 EUR			
Subsidies			30'769.93 EUR			
Loan - Redeemable with fixed annuity - 10 years			15'384.95 EUR		Interest rate: 5.00%/year	
Self-consumption						
Consumption tariff			0.22 EUR/kWh			
Tariff evolution			0.0 %/year			
Return on investment						
Payback period			10.3 years			
Net present value (NPV)			33'395.39 EUR			
Return on investment (ROI)			54.3 %			
Detailed economic results (EUR)						
	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amort.
2022	1'223	769	1'100	4'535	-13'942	8.7%
2023	1'284	708	1'100	4'535	-12'499	17.5%
2024	1'349	644	1'100	4'535	-11'057	26.6%
2025	1'416	576	1'100	4'535	-9'614	35.9%
2026	1'487	506	1'100	4'535	-8'171	45.4%
2027	1'561	431	1'100	4'535	-6'728	55.2%
2028	1'639	353	1'100	4'535	-5'285	65.2%
2029	1'721	271	1'100	4'535	-3'843	75.5%
2030	1'807	185	1'100	4'535	-2'400	86.0%
2031	1'898	95	1'100	4'535	-957	96.9%
2032	0	0	1'100	4'535	2'478	108.1%
2033	0	0	1'100	4'535	5'914	119.2%
2034	0	0	1'100	4'535	9'349	130.4%
2035	0	0	1'100	4'535	12'784	141.5%
2036	0	0	1'100	4'535	16'219	152.7%
2037	0	0	1'100	4'535	19'654	163.9%
2038	0	0	1'100	4'535	23'090	175.0%
2039	0	0	1'100	4'535	26'525	186.2%
2040	0	0	1'100	4'535	29'960	197.4%
2041	0	0	1'100	4'535	33'395	208.5%
Total	15'385	4'539	22'000	90'705	33'395	208.5%

Πίνακας 5-19 Αξιολόγηση επένδυσης: Σενάριο 2 - Τάση 24 V, Αυτονομία τριών ημερών

- Τάση συσσωρευτών 48V, 3 ημέρες αυτονομίας
Διάρκεια ζωής συσσωρευτών 13,3 χρόνια

Κόστος επένδυσης: 52.250,06 €

Περίοδος αποπληρωμής: 8,7 χρόνια

Καθαρά Παρούσα Αξία: 38.680.65 €

Απόδοση Επένδυσης ROI: 74.0%

Financial analysis						
Simulation period						
Project lifetime	20 years	Start year	2022			
Income variation over time						
Inflation				0.00 %/year		
Production variation (aging)				0.00 %/year		
Discount rate				0.00 %/year		
Financing						
Own funds				13'062.52 EUR		
Subsidies				26'125.03 EUR		
Loan - Redeemable with fixed annuity - 10 years				13'062.52 EUR		Interest rate: 5.00%/year
Self-consumption						
Consumption tariff				0.22 EUR/kWh		
Tariff evolution				0.0 %/year		
Return on investment						
Payback period				8.7 years		
Net present value (NPV)				38'680.65 EUR		
Return on investment (ROI)				74.0 %		
Detailed economic results (EUR)						
	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amort.
2022	1'039	653	1'100	4'533	-11'321	10.6%
2023	1'090	601	1'100	4'533	-9'580	21.5%
2024	1'145	547	1'100	4'533	-7'839	32.5%
2025	1'202	489	1'100	4'533	-6'097	43.8%
2026	1'262	429	1'100	4'533	-4'356	55.3%
2027	1'325	366	1'100	4'533	-2'615	67.0%
2028	1'392	300	1'100	4'533	-873	79.0%
2029	1'461	230	1'100	4'533	868	91.3%
2030	1'534	157	1'100	4'533	2'609	103.8%
2031	1'611	81	1'100	4'533	4'351	116.7%
2032	0	0	1'100	4'533	7'784	129.8%
2033	0	0	1'100	4'533	11'217	142.9%
2034	0	0	1'100	4'533	14'650	156.1%
2035	0	0	1'100	4'533	18'083	169.2%
2036	0	0	1'100	4'533	21'516	182.4%
2037	0	0	1'100	4'533	24'949	195.5%
2038	0	0	1'100	4'533	28'382	208.6%
2039	0	0	1'100	4'533	31'815	221.8%
2040	0	0	1'100	4'533	35'248	234.9%
2041	0	0	1'100	4'533	38'681	248.1%
Total	13'063	3'854	22'000	90'660	38'681	248.1%

Πίνακας 5-20 Αξιολόγηση επένδυσης: Σενάριο 2 - Τάση 48 V, Αυτονομία τριών ημερών

5.14 Συμπεράσματα

Ο υπολογισμός ενός αυτόνομου συστήματος είναι πολυσύνθετος και εξαρτάται από πολλές παραμέτρους ώστε να είναι λειτουργικό και οικονομικά αποδοτικό. Η χρήση λογισμικών προσομοίωσης αποτελεί απαραίτητο εργαλείο για τον υπολογισμό τέτοιων συστημάτων ώστε να υπάρχει ξεκάθαρη εικόνα για το τελικό αποτέλεσμα της εγκατάστασης.

Διαστασιολογώντας ένα αυτόνομο σύστημα για λειτουργία καθ' όλη τη διάρκεια του έτους συνεπάγεται σε μεγάλες ποσότητες ανεκμετάλλευτης ενέργειας κατά τους θερινούς μήνες, λόγω περισσότερης ηλιοφάνειας και άρα μεγαλύτερης απόδοσης της ΦΒ συστοιχίας. Το γεγονός αυτό οδηγεί σε σημαντική αύξηση του κόστους της εγκατάστασης αφού κατά τους χειμερινούς μήνες, λόγω των χαμηλών θερμοκρασιών και της χαμηλής ηλιοφάνειας υπάρχει μεγαλύτερη απαίτηση σε εγκατεστημένη ισχύ αιχμής φωτοβολταϊκών. Αν για παράδειγμα το συγκεκριμένο συγκρότημα κατοικιών λειτουργούσε σαν εξοχικές κατοικίες για το καλοκαίρι, δεν θα λαμβάνονταν υπόψιν τα μετεωρολογικά δεδομένα και οι καταναλώσεις των χειμερινών μηνών και θα οδηγούμασταν σε διαφορετικό και φθηνότερο σύστημα.

Αυξάνοντας την τάση συσσωρευτών οδηγούμαστε σε αισθητά οικονομικότερες λύσεις. Το αποτέλεσμα αυτό προκύπτει από το γεγονός για δεδομένη ισχύ αιχμής ΦΒ μειώνεται ο αριθμός των ρυθμιστών φόρτισης που απαιτούνται. Επίσης στην περίπτωση των μελετών για τρεις ημέρες αυτονομίας παρατηρούμε πως για τάση συσσωρευτών 48 V, τα φορτία καλύπτονται στον ίδιο βαθμό με την περίπτωση της τάσης 24 V αλλά με λιγότερο πλήθος συσσωρευτών. Επιπλέον, θέτοντας τάση συσσωρευτών 48 V σημαίνει «γρηγορότερη» ικανοποίηση των φορτίων, διευκολύνοντας περισσότερο τον χρήστη του συστήματος.

Παρατηρούμε επίσης πως ακόμα και όταν έχουν ορισθεί τα βασικά μεγέθη για τον υπολογισμό του συστήματος (χωρητικότητα, τάση συσσωρευτών, ημέρες αυτονομίας, ισχύ αιχμής ΦΒ), οι παράμετροι που επιλέγονται για να ικανοποιήσουν αυτά τα μεγέθη μπορεί να οδηγήσουν σε εντελώς διαφορετικά αποτελέσματα. Συγκεκριμένα, στις περιπτώσεις που επιλέχθηκαν συσσωρευτές τάσεως 12V ο καθένας, το κόστος της επένδυσης αυξάνεται περίπου κατά 35.000 €. Αντίστοιχα αυξάνεται και το κόστος συντήρησης της εγκατάστασης αφού προκύπτει σημαντικά μειωμένη διάρκεια ζωής συσσωρευτών σε σχέση με αυτούς τάσης 2V. Εδώ φαίνεται και το μεγάλο πλεονέκτημα από τη χρήση λογισμικών καθώς ο χρήστης εύκολα μπορεί να αλλάζει παραμέτρους και να παίρνει αποτελέσματα.

Κατά τις παραμετρικές μελέτες για τρεις ημέρες αυτονομίας παρατηρείται γενικότερα μεγαλύτερη διάρκεια ζωής συσσωρευτών. Λόγω των μεγαλύτερων απαιτήσεων σε χωρητικότητα οδηγούμαστε σε μεγαλύτερο πλήθος συσσωρευτών. Έτσι, υπό κανονικές συνθήκες οι συσσωρευτές έχουν πιο ομαλούς κύκλους φόρτισης - εκφόρτισης που συνδράμει θετικά στην εξασφάλιση μεγαλύτερης διάρκειας ζωής.

Συγκρίνοντας τα συστήματα ανάλογα με τις ημέρες αυτονομίας, παρατηρείται διαφορά περίπου 20.000€. Το μέγεθος αυτό είναι αρκετά σημαντικό και θα ήταν προφανώς ακόμα μεγαλύτερο για περισσότερες ημέρες αυτονομίας. Κατά τον υπολογισμό λοιπόν των αυτόνομων συστημάτων είναι πολύ σημαντική η γνώση των καιρικών συνθηκών της περιοχής που γίνεται η εγκατάσταση ώστε να αποφευχθούν περιττά κόστη.

Σαν επένδυση το αυτόνομο σύστημα αποδεικνύεται εξαιρετικά κοστοβόρο. Αρχικά, διαπιστώνουμε πως χωρίς χρηματοδότηση από επιδοτήσεις προκύπτουν υπερβολικά μεγάλες περίοδοι αποπληρωμής. Μάλιστα για τα συστήματα τριών ημερών αυτονομίας δεν

γίνεται ποτέ αποπληρωμή της επένδυσης μέσα στα 20 χρόνια βιωσιμότητας του έργου. Από την άλλη, με επιδότηση κατά 50% του αρχικού κόστους έχουμε περίοδο αποπληρωμής 8,7 χρόνια για την καλύτερη περίπτωση (τάση 48V, 3 ημέρες αυτονομίας) και απόδοση επένδυσης 74%. Για το αποτέλεσμα αυτό δεν έχει ληφθεί υπόψιν όμως και το κόστος που θα προκύψει από την αντικατάσταση των συσσωρευτών μετά το πέρας της διάρκειας ζωής τους. Αν γινόταν χρήση συσσωρευτών λιθίου πιθανώς να μην χρειαζόταν αντικατάσταση των συσσωρευτών στα 20 χρόνια. Όπως προκύπτει όμως, στην παρούσα φάση της αγοράς, το κόστος τέτοιων συσσωρευτών είναι ακόμα απαγορευτικό. Συνεπώς η χρήση αυτόνομων συστημάτων προτείνεται κυρίως για περιπτώσεις που η σύνδεση με το δίκτυο είναι αδύνατη.

Βιβλιογραφία

- [1] ΚΙΜΩΝΟΣ Α. ΑΝΤΩΝΟΠΟΥΛΟΥ ΚΑΘΗΓΗΤΗ Ε.Μ. ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟΥ «ΘΕΡΜΙΚΑ-ΗΛΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ», 2011
- [2] ΣΤΑΜΑΤΗΣ Δ. ΠΕΡΔΙΟΣ «ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΕΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ», 2011
- [3] Rodolfo Dufo-López, Tomás Cortés-Arcos, Jesús Sergio Artal-Sevil and José L. Bernal Agustín “Comparison of Lead-Acid and Li-Ion Batteries Lifetime Prediction Models in Stand-Alone Photovoltaic Systems”, 2021
- [4] Ιωάννης Τρυπαναγνωστόπουλος, «Συμβατικές και Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και περιβάλλον», 2013
- [5] The Financial Crisis of 2007–2009: Why Did It Happen and What Did We Learn? Anjan V. Thakor, 2015
- [6] “Home | Εργαστήριο Ατμοκινητήρων & Λεβήτων,” Σημειώσεις μαθήματος “Περιβαλλοντική Τεχνολογία και Διαχείριση.” <http://www.lsbtp.mech.ntua.gr/el>
- [7] Εργαστήριο Ατμοκινητήρων & Λεβήτων, Σημειώσεις μαθήματος «ΘΕΡΜΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΙΙ» Ομάδα εργασίας της Επιτροπής Ενέργειας της Ακαδημίας Αθηνών, 6 Οκτωβρίου 2017 «Ενεργειακές Προοπτικές της Ελλάδας το 2030 με την προοπτική του 2050» Καθ. Εμμανουήλ Κακάρας, Εθνικό Κέντρο Έρευνας και τεχνολογικής Ανάπτυξης CPERI
- [8] υπ’ αριθμ. 4/23.12.2019 Απόφαση του Κυβερνητικού Συμβουλίου Οικονομικής Πολιτικής (ΦΕΚ Β΄4893), Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) [National Energy and Climate Plan (NECP)]
- [9] “Montreal protocol on substances that deplete the Ozone layer final act 1987,” J. Environ. Law, vol. 1, no. 1, pp. 128–136, 1989, doi: 10.1093/jel/1.1.128.
- [10] L. Maizland, “Global Climate Agreements: Successes and Failures | Council on Foreign Relations,” 2021. <https://www.cfr.org/backgrounder/paris-global-climate-change-agreements>
- [11] T. Gerden, “The adoption of the kyoto protocol of the united nations framework convention on climate change,” Prisp. za Novejso Zgodovino, vol. 58, no. 2, 2018, doi: 10.51663/pnz.58.2.07.
- [12] United Nations, “What is the Kyoto Protocol? | UNFCCC,” United Nations Climate Change. 2019, Available: https://unfccc.int/kyoto_protocol.
- [13] R. B. Mitchell et al., “What we know (and could know) about international environmental agreements,” Glob. Environ. Polit., vol. 20, no. 1, pp. 103–121, Feb. 2020, doi: 10.1162/glep_a_00544.
- [14] “Home | Εργαστήριο Ατμοκινητήρων & Λεβήτων,” Σημειώσεις μαθήματος “Θερμικοί Σταθμοί ΙΙ” <http://www.lsbtp.mech.ntua.gr/el>
- [15] Zero Carbon Australia: We can do it, Posted on 19 March 2011 by James Wight <https://skepticalscience.com/Zero-Carbon-Australia-2020.html>

- [16] <https://www.basf.com/gr/el/who-we-are/core-topics/smart-energy/storing-sunshine.html>
- [17] «Σύγκριση σταθερών βάσεων με tracker διπλού άξονα σε Φ/Β πάρκο», Των Ευσταθίου Αλούκου και Ελευθέριου Αμοιράλη, Ιούνιος 2012
- [18] Jordan Hanania, Kailyn Stenhouse, Jason Donev, “Photovoltaic Effect”, 2015.
https://energyeducation.ca/encyclopedia/Photovoltaic_effect
- [19] Ulrich Stutenbaeumer, Belayneh Mesfin, “Equivalent model of monocrystalline, polycrystalline and amorphous silicon solar cells”, 1999
- [20] J. Hanania and J. Donev, “Primary energy - Energy Education,” Energy Education, 2020
https://energyeducation.ca/encyclopedia/Primary_energy
- [21] Helena L. Chum Ralph P. Overend, “Biomass and renewable fuels”, 2001
- [22] Guilin Piao, Shigeru Aono, Motohiro Kondoh, Ryohei Yamazaki, Shigekatsu Mori “Combustion test of refuse derived fuel in a fluidized bed”, 2000
- [23] Εργαστήριο Ατμοκινητήρων & Λεβήτων, Σημειώσεις μαθήματος «ΘΕΡΜΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΙΙ» Ηλιακοί Θερμικοί Σταθμοί, Σ. Καρέλλας, 2020
- [24] Bandar Jubran Alqahtani, Dalia Patiño-Echeverri, «Integrated Solar Combined Cycle Power Plants: Paving the way for thermal solar», 2016
- [25] <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/fill-factor>
- [26] Σταύρος Παπαθανασίου, Σημειώσεις μαθήματος «Ηλιακή Ενέργεια»,
<http://mycourses.ntua.gr/document/document.php>, Presentation_PV_2020, 2020
- [27] Md Meraj; M. Emran Khan; G.N. Tiwari; Md Istiyaque, “Packing Factor Effects on the Performance of Photovoltaic Module for a Given Module Area”, 2018
- [28] S. Silvestre, A. Boronat, A. Chouder, “Study of bypass diodes configuration on PV modules”, 2009
- [29] <https://helapco.gr/statistika-agoras-fwtovoltaikwn/statistika-ellinikis-agoras-2020/>
- [30] Νομοθετικό πλαίσιο από ιστοσελίδα της ΠΑΕ, <https://www.rae.gr/>
- [31] Εισήγηση της ΟΔΕ «Διαμόρφωση του θεσμικού και ρυθμιστικού πλαισίου για την ανάπτυξη και συμμετοχή μονάδων αποθήκευσης στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και σε μηχανισμούς ισχύος», 2021
- [32] Zhen Zhang, Minyan Wu, Yue Lu c, Chuanjia Xu, Lei Wang, Yunfei Hu, Fei Zhang, “The mathematical and experimental analysis on the steady-state operating temperature of bifacial photovoltaic modules”, 2020

Ιστοσελίδες:

1. <https://www.trinasolar.com/en-glb/product/VERTEX-DE19>
2. <https://www.jinkosolar.com/en/site/dwparametere>
3. https://www.ginlong.com/5g_3p_inverter4/33629.html
4. <https://www.goodwe.com/news/167-goodwe-introduces-the-most-powerful---intelligent-string-inverters---ht-series-100-136kw.asp>
5. <http://www.newmaxbattery.co.kr/page/pro05>
6. <https://rollsbattery.com/battery/s12-290agm-re>
7. <https://www.victronenergy.gr/batteries/lithium-battery-12-8v>
8. <https://www.victronenergy.gr/inverters/phoenix-inverter-12v-24v-48v-800va-3kva>
9. <https://generatorbible.com/generators/ryobi/ryi4022x/>
10. <https://www.se.com/gr/el/product/VCD0/tesys-vario---%CE%B4%CE%B9%CE%B1%CE%BA%CF%8C%CF%80%CF%84%CE%B7%CF%82-%CF%86%CE%BF%CF%81%CF%84%CE%AF%CE%BF%CF%85-%CE%B5%CF%80%CE%B5%CE%AF%CE%B3%CE%BF%CF%85%CF%83%CE%B1%CF%82-%CF%80%CE%B1%CF%8D%CF%83%CE%B7%CF%82-%CE%B3%CE%B9%CE%B1-%CF%80%CF%8C%CF%81%CF%84%CE%B1-%CF%80%CE%AF%CE%BD%CE%B1%CE%BA%CE%B1-25a/>
11. <https://www.iea.org/subscribe-to-data-services/world-energy-balances-and-statistics>
12. <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>
13. <http://www.lsbtp.mech.ntua.gr/el>
14. <https://ypen.gov.gr/energeia/esek/>
15. <https://climate.nasa.gov/vital-signs/carbon-dioxide/>
16. <https://climate.nasa.gov/vital-signs/global-temperature/>
17. <https://skepticalscience.com/Zero-Carbon-Australia-2020.html>
18. https://unfccc.int/kyoto_protocol
19. <https://www.basf.com/gr/el/who-we-are/core-topics/smart-energy/storing-sunshine.html>
20. <https://science.fandom.com/el/wiki/%CE%97%CE%BC%CE%B9%CE%B1%CE%B3%CF%89%CE%B3%CF%8C%CF%82>
21. https://energyeducation.ca/encyclopedia/Photovoltaic_effect
22. https://energyeducation.ca/encyclopedia/Primary_energy
23. <https://www.solarpowereurope.org/global-market-outlook-2020-2024/>
24. <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen/>
25. http://nrel-primo.hosted.exlibrisgroup.com/primo_library/libweb/action/search.do?menuitem=0&fromTop=true&fromPreferences=false&fromEshelf=false&vid=Pubs
26. <https://helapco.gr/statistika-agoras-fwtovoltaikwn/statistika-ellinikis-agoras-2020/>
27. <https://www.rae.gr/>