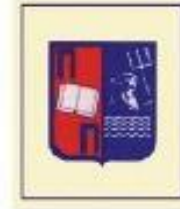


**ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ
ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ**
Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών
και Μηχανικών Υπολογιστών



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ
Σχολή Ναυτιλίας & Βιομηχανίας
Τμήμα Βιομηχανικής Διοίκησης και
Τεχνολογίας



ΔΙΑΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ

ΤΕΧΝΟ – ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ

Μεταπτυχιακή Εργασία

**Οικονομοτεχνική μελέτη εγκατάστασης φωτοβολταϊκού συστήματος παραγωγής
ηλεκτρικής ενέργειας στις εγκαταστάσεις της βιομηχανικής μονάδας
ιχθυοτροφείου.**

ΧΑΡΑΛΑΜΠΟΣ ΓΕΡ. ΣΚΑΦΙΔΑΣ

**Επιβλέπων: Χρυσόστομος Δούκας
Καθηγητής ΕΜΠ**

Αθήνα, Οκτώβριος 2023

**ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ
ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ**
Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών
και Μηχανικών Υπολογιστών

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ
Σχολή Ναυτιλίας & Βιομηχανίας
Τμήμα Βιομηχανικής Διοίκησης και
Τεχνολογίας



ΔΙΑΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ

ΤΕΧΝΟ – ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ

Μεταπτυχιακή Εργασία

**Οικονομοτεχνική μελέτη εγκατάστασης φωτοβολταϊκού συστήματος παραγωγής
ηλεκτρικής ενέργειας στις εγκαταστάσεις της βιομηχανικής μονάδας
ιχθυοτροφείου.**

ΧΑΡΑΛΑΜΠΟΣ ΓΕΡ. ΣΚΑΦΙΔΑΣ

**Επιβλέπων: Χρυσόστομος Δούκας
Καθηγητής ΕΜΠ**

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 18-10-2023

.....
Χ. Δούκας
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Ι. Ψαρράς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Ε. Μαρινάκης
Επ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2023

.....

Χαράλαμπος Γερ. Σκαφιδάς

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός & Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π

Copyright © Χαράλαμπος Γερ. Σκαφιδάς, 2023.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς το συγγραφέα. Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν το συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η παρούσα διπλωματική εργασία πραγματεύεται αφενός την μελέτη της εγκατάστασης φωτοβολταϊκής μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στις εγκαταστάσεις βιομηχανικής μονάδας από τεχνικής πλευράς και αφετέρου την οικονομική αξιολόγηση αυτής.

Η τεχνική μελέτη που διενεργείται στοχεύει στην διαστασιολόγηση ενός φωτοβολταϊκού συστήματος που προσβλέπει στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη των αναγκών της μονάδας σε ηλεκτρική ενέργεια, και υπακούει στους ισχύοντες κανονισμούς για την εφαρμογή του ενεργειακού συμψηφισμού στην Ελλάδα. Έτσι, το πρώτο κεφάλαιο αφορά εισαγωγικά στοιχεία, ενώ στο δεύτερο παρέχονται πληροφορίες για την φωτοβολταϊκή τεχνολογία, αναφέρονται τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματά της καθώς και η μέχρι τώρα εφαρμογή της στην ελληνική αγορά. Το επόμενο κεφάλαιο αναφέρεται στη σημασία που έχει η γεωγραφική θέση της εγκατάστασης σε ένα τέτοιο έργο καθώς τα κλιματολογικά χαρακτηριστικά που την χαρακτηρίζουν επηρεάζουν τόσο τον τρόπο εγκατάστασης όσο και την τελική παραγόμενη ενέργεια. Στο κεφάλαιο τέσσερα γίνεται εκτενής αναφορά στον ενεργειακό συμψηφισμό καθώς οι διατάξεις και διαδικασίες του καθορίζουν σε σημαντικό βαθμό τον τρόπο υλοποίησης ενός τέτοιου έργου. Έπειτα ακολουθεί το πέμπτο κεφάλαιο όπου εκπονείται η τεχνική μελέτη, κατά την οποία αρχικά επιλέγεται ο ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός που θα χρησιμοποιηθεί (φωτοβολταϊκά panel, αντιστροφείς, AC και DC καλώδια, βάσεις στήριξης), χωροθετείται στις διαθέσιμες επιφάνειες και ολοκληρώνεται με τη διαστασιολόγηση των στοιχειοσειρών. Κλείνοντας, στο κεφάλαιο έξι, γίνεται αναφορά στις επενδύσεις και σε βασικούς παράγοντες που τις επηρεάζουν. Παρουσιάζονται συνοπτικά οι βασικότερες μέθοδοι αξιολόγησης επενδύσεων και εφαρμόζονται στα οικονομικά δεδομένα του έργου που μελετάται. Τέλος, η εργασία αυτή ολοκληρώνεται με ένα κεφάλαιο αφιερωμένο στα συμπεράσματα και τις προοπτικές που δημιουργούνται μετά την ολοκλήρωση αυτής.

Λέξεις Κλειδιά:

Φωτοβολταϊκά, φωτοβολταϊκό σύστημα, ενεργειακός συμψηφισμός, επένδυση

ABSTRACT

This thesis deals with the study of the installation of a photovoltaic power generation unit in the facilities of an industrial unit from a technical point of view and with its economic evaluation.

The technical study carried out aims at the dimensioning of a photovoltaic system that anticipates the production of electricity to cover the unit's needs and obeys the current policy for the implementation of that kind of renewable energy sources in Greece. Thus, the first chapter deals with introductory information, while the second chapter provides information on photovoltaic technology, its advantages and disadvantages, as well as its application so far in the Greek market. The next chapter refers to the importance of the geographical location of the installation in such a project as the climatic characteristics that follow it affect both the installation method and the final energy produced. In chapter four, extensive reference is made to the regulation of net metering as its procedures determine the way in which such a project is implemented. Then follows the fifth chapter where the technical study is conducted, during which the electromechanical equipment to be used is selected (photovoltaic panels, inverters, AC and DC cables, support bases), placed on the available surfaces and completed with the dimensioning of the strings. Finally, in chapter six, investments and key factors that affect them are considered. The basic investment evaluation methods are briefly presented and applied to the financial data of the project being studied. Finally, this work concludes with a chapter dedicated to the conclusions and perspectives created after its completion.

Keywords:

Photovoltaics, PV System, net metering, investment

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα να ευχαριστήσω τον καθηγητή της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Ηλεκτρονικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου κ. Χρυσόστομο Δούκα για τη δυνατότητα που μου έδωσε να ασχοληθώ με αυτό το καίριο ζήτημα, εκπονώντας την παρούσα διπλωματική εργασία.

Ακόμα, ευχαριστώ όλους όσους ενεπλάκησαν από πλευράς της βιομηχανικής μονάδας για το ενδιαφέρον που υπέδειξαν εξ αρχής και την άμεση ανταπόκριση τους κατά τη συλλογή δεδομένων και πληροφοριών απαραίτητων για την εκπόνηση της μελέτης.

Επίσης θα ήθελα να εκφράσω την αγάπη μου και να ευχαριστήσω στη γυναίκα μου, που στέκεται πάντοτε στο πλευρό μου και στηρίζει κάθε μου επιλογή.

Επιπλέον, ένα μεγάλο ευχαριστώ οφείλω στους γονείς μου και τα αδέρφια μου για όσα μου έχουν προσφέρει και για τη στήριξη σε κάθε πτυχή της ζωής μου.

Σας ευχαριστώ πολύ!

Χαράλαμπος

Περιεχόμενα

ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....	6
ABSTRACT.....	8
ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ	10
Ευρετήριο Εικόνων	13
Ευρετήριο Πινάκων.....	14
Ευρετήριο Διαγραμμάτων	14
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	16
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2. ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ.....	17
2.1 ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΑΙ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	17
2.2 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΦΑΙΝΟΜΕΝΟ	18
2.3 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ & ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ.....	21
2.4 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΑΓΟΡΑ	22
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ.....	25
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3. ΚΛΙΜΑΤΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ	26
3.1 ΚΛΙΜΑΤΙΚΕΣ ΖΩΝΕΣ ΚΑΙ ΠΕΡΙΟΧΕΣ	26
3.2 ΚΛΙΜΑΤΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΠΕΡΙΟΧΗΣ	29
3.2.1 ΜΕΤΕΟΝΟΡΜ.....	29
3.2.2 ΡVGIS	33
3.2.3 ΡVSYST	36
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ.....	36
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΣΥΜΨΗΦΙΣΜΟΣ.....	37
4.1 ΓΕΝΙΚΑ	37
4.2 ΒΑΣΙΚΟΙ ΟΡΙΣΜΟΙ.....	40
4.3 ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΕΣ	41
4.3.1 Δικαίωμα ένταξης – όροι	41
4.3.2 Διενέργεια ενεργειακού συμψηφισμού	41
4.3.3 Εγκατάσταση και λειτουργία του σταθμού παραγωγής.....	42
4.3.4 Μετρητές και όρια διαχωρισμού	44
4.3.5 Μη έγχυση ενέργειας στο Δίκτυο	47
4.3.6 Όρια Ισχύος	48
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ.....	49
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5. ΤΕΧΝΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ	50
5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ	50
5.2 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΠΑΝΕΛ.....	51
5.3 ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΕΑΣ (INVERTER).....	55

5.4 ΚΑΛΩΔΙΩΣΕΙΣ	61
5.4.1 DC	61
5.4.2 AC	65
5.5 ΒΑΣΕΙΣ ΣΤΗΡΙΞΗΣ	68
5.6 ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗ	71
5.7 ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΣΤΟΙΧΕΙΟΣΕΙΡΩΝ ΚΑΙ ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΕΩΝ.....	72
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ.....	80
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ	81
6.1 ΠΕΡΙ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ.....	81
6.2 ΜΕΘΟΔΟΙ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ	83
6.2.1 Περίοδος Επανάκτησης Κεφαλαίου (Payback Period).....	83
6.2.2 Μέση ετήσια απόδοση της επένδυσης (Average Annual Rate of Return). 84	
6.2.3 Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value)	85
6.2.4 Επανάκτηση του Κεφαλαίου σε συνδυασμό με την Παρούσα Αξία	88
6.2.5 Δείκτης Αποδοτικότητας (Profitability Index)	88
6.2.6 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return)	89
6.3 ΜΕΣΟ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ (Weighted Average Cost of Capital – WACC).....	91
6.4 Η ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΟΥ ΠΛΗΘΩΡΙΣΜΟΥ	92
6.5 ΔΥΝΗΤΙΚΕΣ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ.....	93
6.6 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ.....	95
6.7 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ.....	100
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ.....	100
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ & ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ	101
Παράρτημα	102

Ευρετήριο Εικόνων

Εικόνα 1. Φωτοβολταϊκό Πάρκο.	16
Εικόνα 2. Σχηματική απεικόνιση φωτοβολταϊκού φαινομένου.[4]	18
Εικόνα 3. Δομή ηλιακού κελιού.[5]	19
Εικόνα 4. Σχηματική απεικόνιση φωτοβολταϊκής συστοιχίας.[6].....	20
Εικόνα 5. Σχηματική απεικόνιση των κλιματικών ζωνών της ελληνικής επικράτειας.[2]	26
Εικόνα 6. Κλιματικές περιοχές της Ελλάδας.[3]	28
Εικόνα 7. Ετήσιο άθροισμα παγκόσμιας οριζόντιας ακτινοβολίας.[4]	29
Εικόνα 8. Ετήσια ακτινοβολία και παραγόμενη ενέργεια ανά εγκατεστημένο kW σε πάνελ οριζόντια τοποθετημένα.[5].....	34
Εικόνα 9. Ετήσια ακτινοβολία και παραγόμενη ενέργεια ανά εγκατεστημένο kW σε πάνελ οριζόντια τοποθετημένα.[5].....	34
Εικόνα 10. Σχηματική αναπαράσταση τρόπου σύνδεσης σταθμών παραγωγής.	43
Εικόνα 11. Τύποι μετρητών αυτοπαραγωγών με ενεργειακό συμψηφισμό.[5].....	44
Εικόνα 12. Απλοποιημένο μονογραμμικό διάγραμμα εσωτερικής ηλεκτρικής εγκατάστασης XT (α) και MT (β,γ,δ) όπως διαμορφώνεται μετά τη σύνδεση του σταθμού παραγωγής.[2].....	47
Εικόνα 13. Απλοποιημένο μονογραμμικό διάγραμμα εσωτερικής ηλεκτρικής εγκατάστασης XT όπως διαμορφώνεται μετά τη σύνδεση του σταθμού παραγωγής που λειτουργεί χωρίς να εγγχεί ενέργεια στο Δίκτυο.[2]	48
Εικόνα 14. Τεχνικά χαρακτηριστικά πάνελ Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 585 Watt (1).[2].....	53
Εικόνα 15. Τεχνικά χαρακτηριστικά πάνελ Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 585 Watt (2).[2].....	54
Εικόνα 16. Τεχνικά χαρακτηριστικά αντιστροφέα HUAWEI SUN2000-100KTL-M1 (1).[4].....	57
Εικόνα 17. Τεχνικά χαρακτηριστικά αντιστροφέα HUAWEI SUN2000-100KTL-M1 (2).[4].....	58
Εικόνα 18. Τεχνικά χαρακτηριστικά αντιστροφέα HUAWEI SUN2000-50KTL-M0 (1).[4].....	59
Εικόνα 19. Τεχνικά χαρακτηριστικά αντιστροφέα HUAWEI SUN2000-50KTL-M0 (2).[4].....	60
Εικόνα 20. Ιδιότητες καλωδίου ENERGYFLEX®.[5]	62
Εικόνα 21. Χαρακτηριστικά καλωδίου ENERGYFLEX® (1).[5]	63
Εικόνα 22. Χαρακτηριστικά καλωδίου ENERGYFLEX® (2).[5]	64
Εικόνα 23. Απλοποιημένο μονογραμμικό διάγραμμα διασύνδεσης φωτοβολταϊκού σταθμού.[6].....	65
Εικόνα 24. Ιδιότητες και χαρακτηριστικά καλωδίου E1 VVR 95mm ² (1).[5].....	66
Εικόνα 25. Ιδιότητες και χαρακτηριστικά καλωδίου E1 VVR 95mm ² (2).[5]	67
Εικόνα 26. Τεχνικά χαρακτηριστικά βάσεων στήριξης Helios 2400 AS410.[7]	69
Εικόνα 27. Τεχνικά χαρακτηριστικά βάσεων στήριξης Helios 2400 AS 415.[7].....	70
Εικόνα 28. Χωροθέτηση πάνελ και διαχωρισμός ανά αντιστροφέα.	71
Εικόνα 29. Αναφορά PVSyst (1).[8]	73
Εικόνα 30. Αναφορά PVSyst (2).[8]	74
Εικόνα 31. Αναφορά PVSyst (3).[8]	75
Εικόνα 32. Αναφορά PVSyst (4).[8]	76
Εικόνα 33. Αναφορά PVSyst (5).[8]	77
Εικόνα 34. Αναφορά PVSyst (6).[8]	78
Εικόνα 35. Αναφορά PVSyst (7).[8]	79

Ευρετήριο Πινάκων

Πίνακας 1. Κατηγοριοποίηση φωτοβολταϊκών έργων.	23
Πίνακας 2. Κατανομή νομών σε κλιματικές ζώνες.[2]	27
Πίνακας 3. Παράδειγμα υπολογισμού χρεωστέας ενέργειας.[1]	42
Πίνακας 4. Κόστος σύνδεσης ΦΒ σταθμού παραγωγής με ενεργειακό συμψηφισμό.[1]	43
Πίνακας 5. Μέγιστη επιτρεπτή εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκού σταθμού στο διασυνδεδεμένο σύστημα.[2]	48
Πίνακας 6. Μέγιστη επιτρεπτή εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκού σταθμού στα μη διασυνδεδεμένα νησιά.[2].....	49
Πίνακας 7. Υπολογισμός Καθαρής Παρούσας Αξίας.....	97
Πίνακας 8. Υπολογισμός Payback Period	99
Πίνακας 9. Σχέση τιμής Η.Ε. και Περιόδου Επανεξοπλισμού Κεφαλαίου.	100

Ευρετήριο Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 1. Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα.[8].....	22
Διάγραμμα 2. Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών συστημάτων αυτοκατανάλωσης.[8].....	23
Διάγραμμα 3. Μεριδίο αγοράς ανά κατηγορία.[8].....	24
Διάγραμμα 4. Εξέλιξη μέσου κόστους επένδυσης σε φωτοβολταϊκά.[8]	24
Διάγραμμα 5. Μεριδίο φωτοβολταϊκών στην εγχώρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.[8]	25
Διάγραμμα 6. Ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία στη θέση εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού σταθμού.[4].....	30
Διάγραμμα 7. Ηλιακή ακτινοβολία σε σχέση με τη διάχυτη ακτινοβολία στη θέση εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού σταθμού.[4]	30
Διάγραμμα 8. Κατανομή της θερμοκρασίας στη θέση εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού σταθμού.[4].....	31
Διάγραμμα 9. Ημερήσια θερμοκρασία στη θέση εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού σταθμού.[4].....	31
Διάγραμμα 10. Δείκτης βροχόπτωσης στη θέση εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού σταθμού.[4].....	32
Διάγραμμα 11. Διάρκεια ηλιακής ακτινοβολίας στη θέση εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού σταθμού.[4].....	32
Διάγραμμα 12. Μηνιαία εκτίμηση παραγωγής ενέργειας ανά 1KW εγκατεστημένης ισχύος.[5].....	35
Διάγραμμα 13. Μηνιαία εκτίμηση ηλιακής ακτινοβολίας σε πάνελ τοποθετημένα σε βέλτιστη κλίση.[5].....	35
Διάγραμμα 14. Καθαρές Ταμειακές Ροές.....	96
Διάγραμμα 15. Ανηγμένες Καθαρές Ταμειακές Ροές.	96
Διάγραμμα 16. Σωρευτικές Ταμειακές Ροές.....	98
Διάγραμμα 17. Ανηγμένες Σωρευτικές Ταμειακές Ροές.....	98
Διάγραμμα 18. Ανάλυση Ευαισθησίας.	100

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Παρακολουθώντας τις τεχνολογικές εξελίξεις της εποχής πολλές επιχειρήσεις έχουν προβεί σε αξιοποίηση νέων τεχνολογιών και εκσυγχρονισμό πολλών σταδίων της παραγωγικής τους διαδικασίας. Έτσι, αφενός ηλεκτρικά μηχανήματα έχουν προστεθεί στην παραγωγική διαδικασία και αφετέρου μηχανές καύσης έχουν αντικατασταθεί από ηλεκτρικές. Εύκολα γίνεται αντιληπτό ότι με αυτές τις αλλαγές οι ανάγκες για ηλεκτρική ενέργεια ολοένα αυξάνονται. Παράλληλα τα τελευταία χρόνια παρατηρείται σημαντική αύξηση στις τιμές αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό το ζήτημα, έχει στρέψει όλο και περισσότερες εταιρείες διαφόρων δραστηριοτήτων στην εκπόνηση επενδυτικών σχεδίων για την ιδιοπαραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε με αυτό τον τρόπο να καλύψουν σημαντικό μέρος των εξόδων τους για ηλεκτρική ενέργεια. Ως επί το πλείστον πρόκειται για έργα σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα που εγκαθίστανται στις εγκαταστάσεις των επιχειρήσεων. Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι να ερευνηθεί αν μια τέτοια επένδυση είναι συμφέρουσα για μια βιομηχανική μονάδα.

Αρχικά γίνεται εισαγωγή στη φωτοβολταϊκή τεχνολογία, εκκινώντας από την ηλιακή ενέργεια και το φωτοβολταϊκό φαινόμενο. Παρουσιάζονται τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της τεχνολογίας καθώς και η ενσωμάτωση των φωτοβολταϊκών στην ελληνική αγορά. Στο επόμενο κεφάλαιο, ειδική αναφορά γίνεται στα κλιματολογικά δεδομένα και την σημασία που έχουν στη μελέτη των φωτοβολταϊκών σταθμών. Παρουσιάζονται πακέτα λογισμικού που χρησιμοποιούνται από τους μελετητές και παρέχουν σημαντική υποστήριξη. Στη συνέχεια, αναλύονται οι βασικές πτυχές του ενεργειακού συμψηφισμού και το ρυθμιστικό πλαίσιο κάτω από το οποίο εφαρμόζεται. Αμέσως μετά, στο κεφάλαιο που ακολουθεί παρουσιάζεται ο εξοπλισμός που έχει επιλεγεί και πραγματοποιείται η τεχνική μελέτη και η διαστασιολόγηση του συστήματος. Στο επόμενο κεφάλαιο, αναφέρονται βασικές αρχές των επενδύσεων καθώς και των μεθόδων αξιολόγησης τους. Οι μέθοδοι αυτοί εφαρμόζονται στα δεδομένα της περίπτωσης που μελετάται για να προκύψει η πρόκριση ή μη του επενδυτικού σχεδίου. Στο τελευταίο κεφάλαιο, γίνεται απολογισμός της μελέτης παρουσιάζοντας τα αποτελέσματα, ενώ επιπρόσθετα αναφέρονται θέματα που εκτιμάται από το μελετητή της παρούσας ότι μπορούν να διερευνηθούν σε μελλοντικές εργασίες.



Εικόνα 1. Φωτοβολταϊκό Πάρκο.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2. ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ

2.1 ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΑΙ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ

Με τον όρο ηλιακή ενέργεια αναφερόμαστε στο σύνολο των διαφόρων μορφών ενέργειας που προέρχονται από τον ήλιο. Είναι πρακτικά ανεξάντλητη, δεδομένου ότι προέρχεται από τον ήλιο, και ως εκ τούτου δεν υπάρχουν περιορισμοί χώρου και χρόνου για την εκμετάλλευσή της. Για την εκμετάλλευσή της μπορούμε να διακρίνουμε τρεις περιπτώσεις εφαρμογών. Αυτές είναι:

- τα παθητικά ηλιακά συστήματα,
- τα ενεργητικά ηλιακά συστήματα και
- τα φωτοβολταϊκά ηλιακά συστήματα.

Τα δύο πρώτα εκμεταλλεύονται τη θερμότητα που εκπέμπεται μέσω της ηλιακής ακτινοβολίας. Αντίθετα, τα φωτοβολταϊκά συστήματα βασίζονται στη λειτουργία τους στο φωτοβολταϊκό φαινόμενο για τη μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρικό ρεύμα. Παραδείγματος χάριν ο βιοκλιματικός σχεδιασμός κτιρίων αποτελεί παθητικό ηλιακό σύστημα, ο ηλιακός θερμοσίφωνας ενεργητικό ηλιακό σύστημα και οι συστοιχίες φωτοβολταϊκών πάνελ φωτοβολταϊκά ηλιακά συστήματα.

Η Γη δέχεται 174 PW (10^{15} W) ηλιακή ακτινοβολία στην ανώτερη ατμόσφαιρα. Περίπου το 30% αντανακλάται πίσω στο διάστημα, ενώ το υπόλοιπο, 122 PW , απορροφάται από τα σύννεφα, τους ωκεανούς και τις χερσαίες μάζες. Καθώς οι ωκεανοί θερμαίνονται, ο θερμός αέρας που περιέχει το εξατμισμένο νερό ανεβαίνει προκαλώντας ατμοσφαιρική κυκλοφορία. Όταν ο αέρας φτάσει σε μεγάλο υψόμετρο, όπου η θερμοκρασία είναι χαμηλή, οι υδρατμοί συμπυκνώνονται σε σύννεφα για να πέσουν με τη μορφή βροχής στην επιφάνεια της γης ολοκληρώνοντας τον κύκλο του νερού.

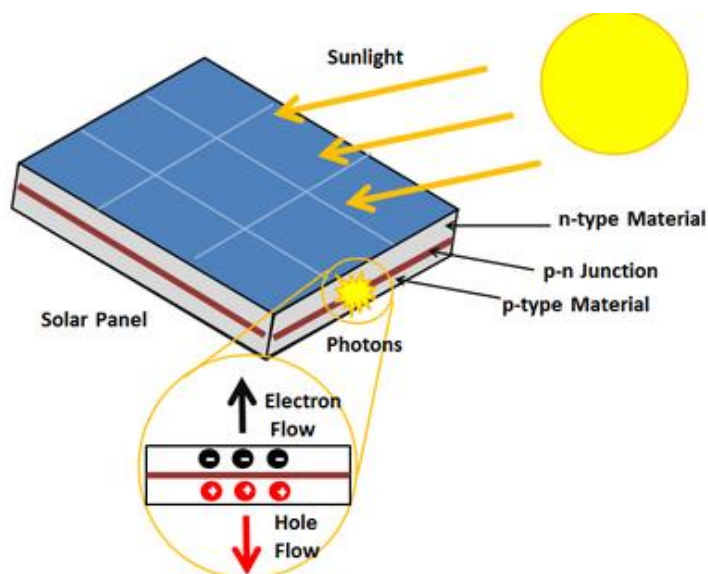
Η συνολική ηλιακή ενέργεια που απορροφάται από την ατμόσφαιρα, τους ωκεανούς και τις χερσαίες μάζες της γης είναι περίπου $122 \text{ PW} \cdot \text{έτος} = 3.850.000 \text{ EJ}$ (10^{18} J) ετησίως. Το 2002 και το 2019 η συνολική ηλιακή ενέργεια που απορροφήθηκε σε μια ώρα και μια ώρα και εικοσιπέντε λεπτά αντίστοιχα, ήταν περισσότερη από όση καταναλώθηκε παγκοσμίως καθ' όλη τη διάρκεια του κάθε έτους.

Η δυνητική ηλιακή ενέργεια που θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί από τον άνθρωπο διαφέρει από την ποσότητα της ηλιακής ενέργειας που απορροφάται από την επιφάνεια του πλανήτη επειδή παράγοντες όπως η γεωγραφία, η χρονική διακύμανση, η νεφοκάλυψη και η διαθέσιμη γη περιορίζουν την εκμεταλλεύσιμη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας. Το 2021, μετά από μελέτη της Carbon Tracker Initiative εκτιμήθηκε ότι η χερσαία έκταση που απαιτούνταν για την παραγωγή όλης της απαιτούμενης ενέργειας μόνο από ηλιακή ενέργεια ήταν 450000 km^2 , 0,3% της συνολικής έκτασης της γης, που αντιστοιχεί σε έκταση περίπου ίδια με τη Σουηδία ή το Μαρόκο ή την Καλιφόρνια.[1]

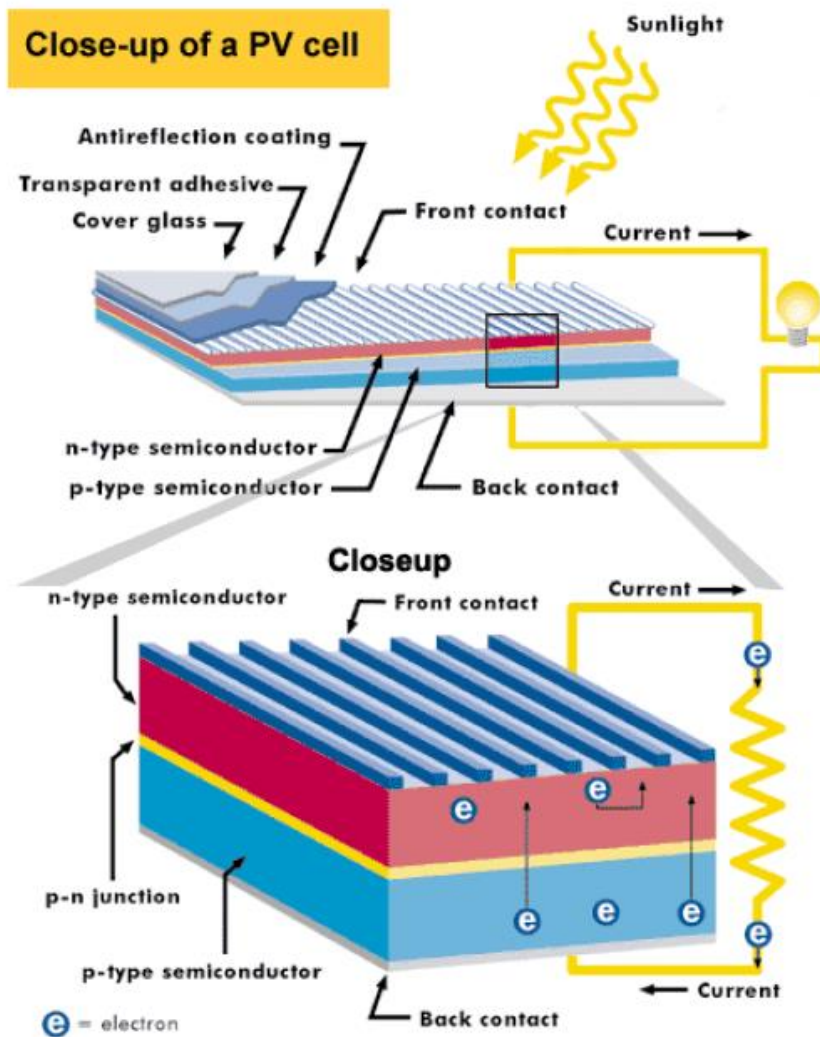
2.2 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΦΑΙΝΟΜΕΝΟ

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω τα φωτοβολταϊκά συστήματα βασίζονται στη λειτουργία τους στη μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρικό ρεύμα μέσω του φωτοβολταϊκού φαινομένου. Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο περιγράφεται ως η πόλωση των ηλεκτρικών φορτίων που συμβαίνει σε συγκεκριμένα υλικά όταν αυτά εκτεθούν σε φωτεινή ακτινοβολία. Αυτό παρατηρείται συχνά στα φυσικά στοιχεία που ανήκουν στην ομάδα των ημιαγωγών καθώς και στις τεχνητές ημιαγωγικές διατάξεις. Η πόλωση των ηλεκτρικών φορτίων προκαλεί διαφορά δυναμικού μεταξύ των δημιουργούμενων πόλων.

Ένα μεμονωμένο φωτοβολταϊκό στοιχείο καλείται ηλιακό κελί (solar cell) και είναι κατασκευασμένο χρησιμοποιώντας τέτοια διάταξη υλικών ώστε όταν το φως εισέρχεται στο κελί δημιουργείται ροή ελεύθερων ηλεκτρονίων, δηλαδή ηλεκτρικού ρεύματος. [2,3]



Εικόνα 2. Σχηματική απεικόνιση φωτοβολταϊκού φαινομένου.[4]

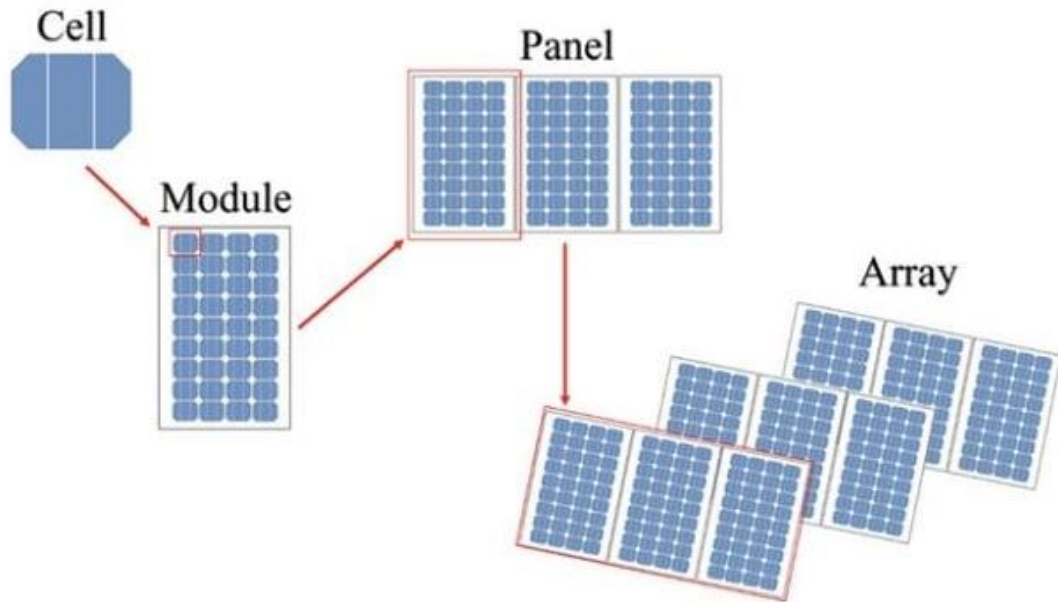


Εικόνα 3. Δομή ηλιακού κελιού.[5]

Όπως απεικονίζεται στην εικόνα 2 και εικόνα 3, όταν φως εισέρχεται στο κελί, η ενέργεια του ελευθερώνει ηλεκτρόνια και στα δύο στρώματα. Τα ελεύθερα ηλεκτρόνια εξαιτίας των διαφορετικών φορτίσεων των δύο στρωμάτων προσπαθούν να μετακινηθούν από το στρώμα τύπου-n στο στρώμα τύπου-p, αλλά εμποδίζονται από το ηλεκτρικό πεδίο στην επαφή p-n. Η απαραίτητη διαδρομή για τη μεταφορά ηλεκτρονίων από το ένα στρώμα στο άλλο δημιουργείται μέσω εξωτερικού κυκλώματος.

Τα ηλιακά κελιά έχουν το σχήμα που φαίνεται στην εικόνα 4 που ακολουθεί. Η ισχύς που παράγει ένα μεμονωμένο ηλιακό κελί είναι πολύ μικρή. Για το λόγο αυτό περισσότερα κελιά συνδέονται μεταξύ τους εν σειρά ή εν παραλλήλω. Με τον τρόπο αυτό δημιουργούνται τα φωτοβολταϊκά πλαίσια τα οποία παράγουν υψηλότερες τάσεις, ρεύματα και επίπεδα ισχύος. Τα πλαίσια σφραγίζονται ώστε να παραμένουν περιβαλλοντικά προστατευμένα και με τον τρόπο αυτό προκύπτει το φωτοβολταϊκό πάνελ, που αποτελεί την πιο γνωστή έννοια. Ακολούθως, φωτοβολταϊκά πάνελ συνδέονται μεταξύ τους για να προκύψει μια φωτοβολταϊκή συστοιχία που αποτελεί

μια πλήρη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η παραπάνω ανάλυση παρουσιάζεται σχηματικά στην εικόνα 4 που ακολουθεί.



Εικόνα 4. Σχηματική απεικόνιση φωτοβολταϊκής συστοιχίας.[6]

2.3 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ & ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα εκμεταλλεύονται την ηλιακή ενέργεια, η οποία είναι ανεξάντλητη και ανανεώσιμη και προσφέρει πλήθος πλεονεκτημάτων τα οποία συνοπτικά παρουσιάζονται παρακάτω.

- Μηδενικό κόστος πρώτης ύλης αφού δεν καταναλώνουν κάποιο καύσιμο για τη λειτουργία τους.
- Αθόρυβη λειτουργία χωρίς κινούμενα μέρη.
- Μηδενική ρύπανση του περιβάλλοντος με αέρια και άλλα κατάλοιπα.
- Αυτόνομη και αξιόπιστη λειτουργία με διάρκεια ζωής που ξεπερνά τα 30 έτη.
- Μπορούν να εγκατασταθούν και να λειτουργήσουν σε απομακρυσμένες και απομονωμένες περιοχές, οι οποίες μπορούν να απεξαρτηθούν από τη μεταφορά και χρήση καυσίμων.
- Μπορούν να λειτουργήσουν παράλληλα με άλλα συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
- Χρήζουν ελάχιστης συντήρησης.
- Προσφέρουν δυνατότητα επέκτασης ανάλογα με τις ανάγκες και δυνατότητα αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας είτε στο δίκτυο είτε σε συσσωρευτές.
- Περιβαλλοντικά οφέλη αφού υπολογίζεται ότι η παραγωγή μιας κιλοβατώρας ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συνεπάγεται την αποφυγή έκλυσης ενός περίπου κιλού διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) στην ατμόσφαιρα που θα εκλυόταν από τη χρήση ορυκτών καυσίμων.

Αναφορικά με τα μειονεκτήματα, κατά τα πρώτα στάδια ανάπτυξης της τεχνολογίας των φωτοβολταϊκών τα σημαντικότερα εξ αυτών ήταν το αρχικό κόστος επένδυσης ιδίως για μια άγνωστη έως τότε τεχνολογία, ο μικρός βαθμός απόδοσης και οι μεγάλες επιφάνειες που απαιτούνταν για την εγκατάστασή τους.

Καθώς η τεχνολογία αναπτύσσεται, τα παραπάνω έχουν βελτιωθεί σημαντικά και πλέον δεν αποτελούν αποθαρρυντικό παράγοντα για κάποιον επενδυτή. Σημειώνεται όμως ότι η τεχνολογία συνεχίζει να εξελίσσεται και παράλληλα να βελτιώνονται ακόμη περισσότερο οι παράγοντες αυτοί.[7]

2.4 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΑΓΟΡΑ

Η ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα ξεκίνησε το 2006, με τη θέσπιση θεσμικού πλαισίου που καθόριζε τιμές πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά, οι οποίες έμειναν γνωστές ως feed-in-tariffs. Τα πρώτα έργα αφορούσαν την ανάπτυξη μικρών φωτοβολταϊκών σε κτιριακές εγκαταστάσεις. Αργότερα, το 2015 με Υπουργική Απόφαση, καθορίστηκαν οι όροι και προϋποθέσεις για την αυτοπαραγωγή με ενεργειακό συμψηφισμό (net metering) και το επόμενο έτος άλλαξε το καθεστώς ενίσχυσης και θεσπίστηκαν οι διαγωνιστικές διαδικασίες. Το 2018 καθορίστηκαν οι προϋποθέσεις για δημιουργία Ενεργειακών Κοινοτήτων, ενώ το 2022 ορίστηκε το ρυθμιστικό πλαίσιο για την αποθήκευση ενέργειας.

Στη συνέχεια, παρουσιάζονται διαγράμματα που απεικονίζουν στατιστικά στοιχεία της ελληνικής αγοράς φωτοβολταϊκών.

Το πρώτο εξ αυτών απεικονίζει τις ετήσιες και συνολικές συνδέσεις φωτοβολταϊκών στο δίκτυο τα έτη 2010 έως 2022 (σε MWp).



Διάγραμμα 1. Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα. [8]

Αξιοσημείωτο είναι ότι το 2022 εγκαταστάθηκαν περισσότερα MWp από κάθε άλλη τεχνολογία. Συγκεκριμένα, αποτέλεσαν το 85% όλης της εγκατεστημένης ισχύος από ΑΠΕ για τη χρονιά αυτή. Χαρακτηριστικό του τεράστιου επενδυτικού ενδιαφέροντος που υπάρχει για την τεχνολογία είναι το γεγονός ότι το 2022 εγκαταστάθηκε το 25,2% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος από φωτοβολταϊκά, ενώ τις χρονιές 2021-2022 το αντίστοιχο ποσοστό αγγίζει το 40,5%.

Παράλληλα, γίνεται εμφανές ότι μεταξύ 2014 και 2019 υπήρξε στασιμότητα στην αγορά των φωτοβολταϊκών. Το γεγονός αυτό αποτελεί απόρροια της αναστολής της αδειοδοτικής διαδικασίας που εφαρμόστηκε με νόμο που ψηφίστηκε το 2013.

Όσον αφορά την πορεία εγκατάστασης συστημάτων αυτοκατανάλωσης με ενεργειακό συμψηφισμό, οι προϋποθέσεις του οποίου θεσπίστηκαν όπως προαναφέρθηκε το 2015, φαίνεται στο επόμενο διάγραμμα ότι κυρίως κατά τα έτη 2021 και 2022 υπήρξε μεγάλη

ανάπτυξη. Χαρακτηριστικά κατά το έτος 2022 εγκαταστάθηκε το 53,8% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών συστημάτων αυτοκατανάλωσης.



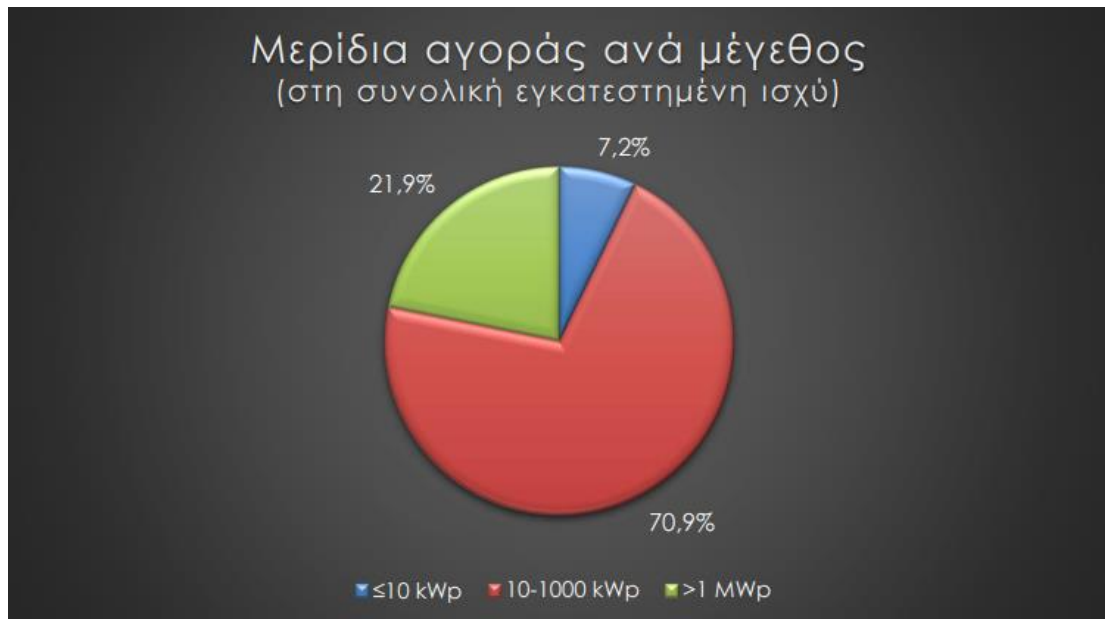
Διάγραμμα 2. Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών συστημάτων αυτοκατανάλωσης. [8]

Είναι σύνηθες τα έργα φωτοβολταϊκών συστημάτων να διακρίνονται σε μικρά, μεσαία και μεγάλα με βάση την εγκατεστημένη ισχύ τους, όπως παρουσιάζεται στον Πίνακα 1.

Πίνακας 1. Κατηγοριοποίηση φωτοβολταϊκών έργων.

Εγκατεστημένη ισχύς	Κατηγοριοποίηση
$\leq 10 \text{ kWp}$	Μικρά
$10 < P < 1000 \text{ kWp}$	Μεσαία
$\geq 1000 \text{ kWp}$	Μεγάλα

Στο διάγραμμα που ακολουθεί, γίνεται εμφανές ότι τα μεσαία έργα, 10 – 1000 kWp, έχουν το μεγαλύτερο μερίδιο στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ. Το γεγονός αυτό αποτελεί απόρροια αφ' ενός του κόστους επένδυσης, το οποίο σε έργα τέτοιας κλίμακας παραμένει σε επίπεδα που κεντρίζει το επενδυτικό ενδιαφέρον, και αφετέρου των κινήτρων που έχουν δοθεί από την πολιτεία σε τέτοιου είδους επενδύσεις.



Διάγραμμα 3. Μερίδιο αγοράς ανά κατηγορία. [8]

Όπως αναφέρθηκε νωρίτερα, κατά τη φάση ανάπτυξης της τεχνολογίας των φωτοβολταϊκών, το κόστος επένδυσης αποτελούσε σημαντικό ανασταλτικό παράγοντα για πολλούς επενδυτές. Στο Διάγραμμα 4 γίνεται εμφανές πώς το κόστος επένδυσης μειώνεται καθώς η τεχνολογία ωριμάζει, αλλά και πώς επηρεάστηκε από την πανδημία και την ενεργειακή κρίση των τελευταίων ετών.



Διάγραμμα 4. Εξέλιξη μέσου κόστους επένδυσης σε φωτοβολταϊκά. [8]

Αν αναλογιστεί κανείς την συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, παρατηρεί ότι η συνεισφορά των φωτοβολταϊκών σε αυτή είναι ιδιαίτερα σημαντική τα τελευταία χρόνια. Αποκορύφωμα αποτελεί το έτος 2022, κατά τη διάρκεια του οποίου το 13,6% της εγχώριας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προήλθε από φωτοβολταϊκά συστήματα. Αυτό φαίνεται στο Διάγραμμα 5, όπου παρουσιάζεται η

αυξητική τάση των τελευταίων ετών. Με το ποσοστό του 2022 η Ελλάδα κατατάσσεται τρίτη στην Ευρώπη σε ότι αφορά το ποσοστό της εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής που παράγεται από φωτοβολταϊκά, με ποσοστό τριπλάσιο από το μέσο όρο.



Διάγραμμα 5. Μερίδιο φωτοβολταϊκών στην εγχώρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. [8]

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

- [1] Wikipedia, The free encyclopaedia, «Solar energy», https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_energy
- [2] Εμμανουήλ Σπανάκης, «Φ/Β Φαινόμενο, Τύποι φ/β κυψελίδων», ebook, Πανεπιστήμιο Κρήτης
- [3] pveducation.org
- [4] https://energyeducation.ca/encyclopedia/Photovoltaic_effect
- [5] Μωσής Δαμιανίδης, Γεώργιος Κατσαρός, Ματθαίος Τόλης, Φώτιος Στεργιόπουλος, «Οδηγός Μελέτης και Υλοποίησης Φωτοβολταϊκών Έργων», Πόρισμα Ομάδας Εργασίας, Θεσσαλονίκη, 2011
- [6] Al-Waeli, A.H.A., Kazem, H.A., Chaichan, M.T., Sopian, K., «Introduction. In: Photovoltaic/Thermal (PV/T) Systems», Springer, 2019
- [7] Καραθανασοπούλου Μαρία, «Φωτοβολταϊκά Συστήματα, Εφαρμογές στον Κτιριακό Τομέα», Εργασία,
- [8] Σύνδεσμος Εταιρειών Φωτοβολταϊκών, «Στατιστικά στοιχεία αγοράς φωτοβολταϊκών για το 2022», Έκθεση 2023, Αθήνα, 2023

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3. ΚΛΙΜΑΤΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ

3.1 ΚΛΙΜΑΤΙΚΕΣ ΖΩΝΕΣ ΚΑΙ ΠΕΡΙΟΧΕΣ

Με στόχο την βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης των κτηρίων έχει θεσπιστεί ο κανονισμός ενεργειακής απόδοσης κτηρίων, ο οποίος συχνά αναφέρεται ως ΚΕΝΑΚ. Για την εφαρμογή του, η ελληνική επικράτεια έχει διαιρεθεί σε τέσσερις κλιματικές ζώνες, με κάθε νομό να κατατάσσεται σε κάποια από αυτές. Στην κλιματική ζώνη Α βρίσκονται οι θερμότερες περιοχές και στην κλιματική ζώνη Δ οι ψυχρότερες. Στην εικόνα που ακολουθεί φαίνεται αυτός ο διαχωρισμός και στον παρακάτω πίνακα αναφέρονται οι νομοί που ανήκουν σε κάθε κλιματική ζώνη. Σημειώνεται ότι σε κάθε νομό, οι περιοχές που βρίσκονται σε υψόμετρο πάνω από 600 μέτρα από την επιφάνεια της θάλασσα εντάσσονται στην επόμενη ψυχρότερη κλιματική ζώνη από εκείνη στην οποία ανήκουν σύμφωνα με τα παραπάνω.[1]

Με βάση τα ανωτέρω, η Κεφαλονιά, στην οποία εδρεύει η επιχείρηση, κατατάσσεται στην κλιματική ζώνη Α.



Εικόνα 5. Σχηματική απεικόνιση των κλιματικών ζωνών της ελληνικής επικράτειας.[2]

Πίνακας 2. Κατανομή νομών σε κλιματικές ζώνες.[2]

ΚΛΙΜΑΤΙΚΗ ΖΩΝΗ	ΝΟΜΟΙ
ΖΩΝΗ Α	Ηράκλειο, Χανιά, Ρέθυμνο, Λασιθί, Κυκλάδες, Δωδεκάνησα, Σάμος, Μεσσηνία, Λακωνία, Αργολίδα, Ζάκυνθος, Κεφαλονιά, Ιθάκη
ΖΩΝΗ Β	Κορινθία, Ηλεία, Αχαΐα, Αιτωλοακαρνανία, Φθιώτιδα, Φωκίδα, Βοιωτία, Αττική, Εύβοια, Μαγνησία, Σποράδες, Λέσβος, Χίος, Κέρκυρα, Λευκάδα, Θεσπρωτία, Πρέβεζα, Άρτα
ΖΩΝΗ Γ	Αρκαδία, Ευρυτανία, Ιωάννινα, Λάρισα, Καρδίτσα, Τρίκαλα, Πιερία, Ημαθία, Πέλλα, Θεσσαλονίκη, Κιλκίς, Χαλκιδική, Σέρρες, Καβάλα, Δράμα, Θάσος, Σαμοθράκη, Ξάνθη, Ροδόπη, Έβρος
ΖΩΝΗ Δ	Γρεβενά, Κοζάνη, Καστοριά, Φλώρινα

Εκτός των ανωτέρω, η ελληνική επικράτεια χωρίζεται και σε τέσσερις κατηγορίες ανάλογα με το κλίμα της κάθε περιοχής. Οι τέσσερις πιθανές κατηγορίες είναι οι εξής:

- 1) Κλίμα ορεινό με ψυχρούς χειμώνες, δροσερά καλοκαίρια και βροχές όλες τις εποχές.
- 2) Κλίμα με χειμώνες πιο ψυχρούς από ότι στις ακτές και ξηρά καλοκαίρια.
- 3) Κλίμα υγρό με πολλές βροχές, ήπιους χειμώνες και δροσερά καλοκαίρια.
- 4) Κλίμα με μέτριες βροχές, ήπιους χειμώνες και ξηρά καλοκαίρια.

Βάσει αυτής της κατηγοριοποίησης και όπως προκύπτει από την παρακάτω εικόνα, στην οποία γίνεται σαφής η διάκριση που αναφέρεται, η Κεφαλονιά ανήκει στην κατηγορία με υγρό κλίμα με πολλές βροχές, ήπιους χειμώνες και δροσερά καλοκαίρια.



Εικόνα 6. Κλιματικές περιοχές της Ελλάδας. [3]

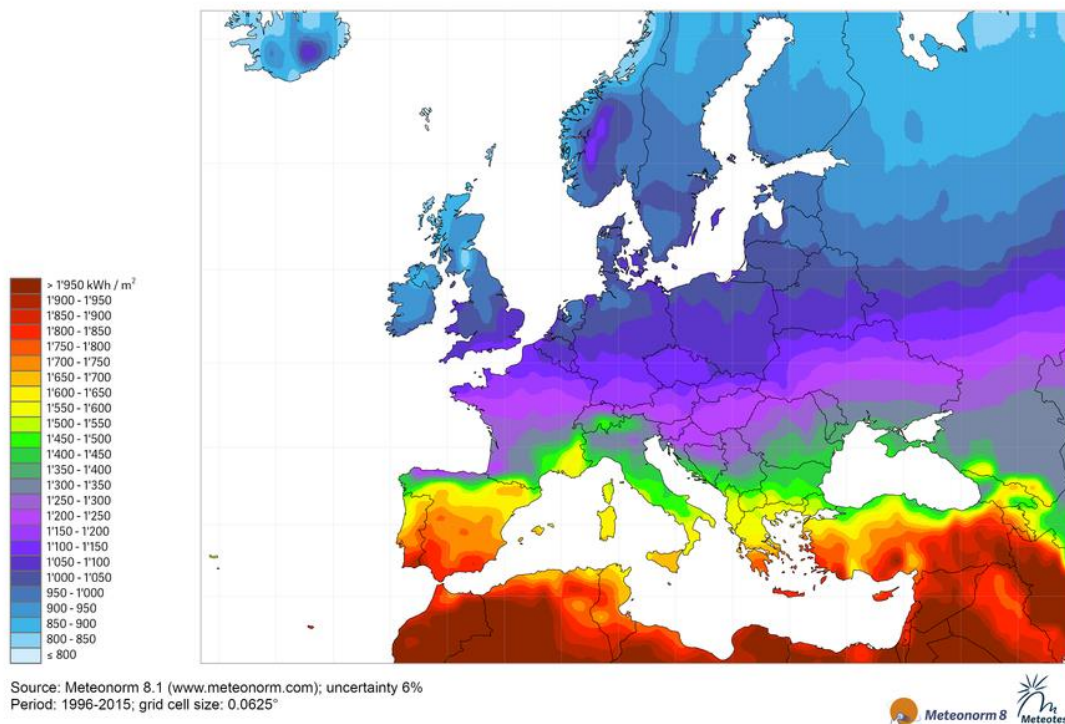
3.2 ΚΛΙΜΑΤΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΠΕΡΙΟΧΗΣ

Η κατηγοριοποίηση που παρουσιάστηκε παραπάνω μας δίνει την γενική εικόνα του κλίματος κάθε περιοχής. Είναι προφανές ότι όλες οι περιοχές εντός της ίδιας κλιματικής ζώνης ή κλιματικής περιοχής δεν έχουν ακριβώς τα ίδια κλιματολογικά δεδομένα. Όσον αφορά την παρούσα ανάλυση, αυτό συνεπάγεται ότι ένα πάνελ του ίδιου κατασκευαστή, τοποθετημένο με τον ίδιο ακριβώς τρόπο θα έχει διαφορετική απόδοση αν εγκατασταθεί στην Ιεράπετρα Κρήτης και στην Κεφαλονιά.

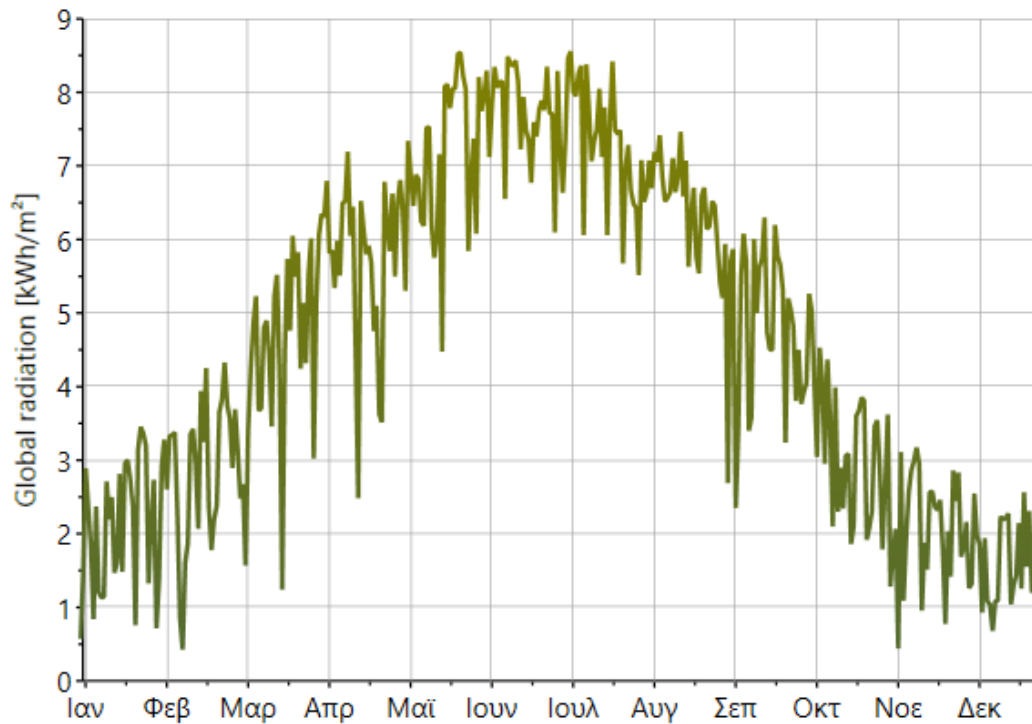
3.2.1 METEONORM

Η πλατφόρμα κλιματολογικών δεδομένων METEONORM παρέχει παγκόσμιες ιστορικές ωριαίες τιμές ακτινοβολίας, θερμοκρασίας, υγρασίας, ανέμου και βροχοπτώσεων από το 2010 έως σήμερα, με συνεχή ενημέρωση. Αντλεί δεδομένα από περισσότερους από 8.000 μετεωρολογικούς σταθμούς παγκοσμίως και πέντε γεωστατικούς δορυφόρους και με αξιοποίηση εξελιγμένων εργαλείων υπολογισμού παρέχει ικανοποιητικά ακριβή κλιματολογικά δεδομένα για οποιοδήποτε μέρος στη Γη. Στην εικόνα 7 που ακολουθεί απεικονίζεται το ετήσιο άθροισμα της παγκόσμιας οριζόντιας ακτινοβολίας, ενώ στα διαγράμματα 6-11 απεικονίζονται διαγραμματικά κλιματικοί παράγοντες στη θέση εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού σταθμού. Το σύνολο αυτών προέρχεται από το Meteonorm, έκδοση 8.1.[4]

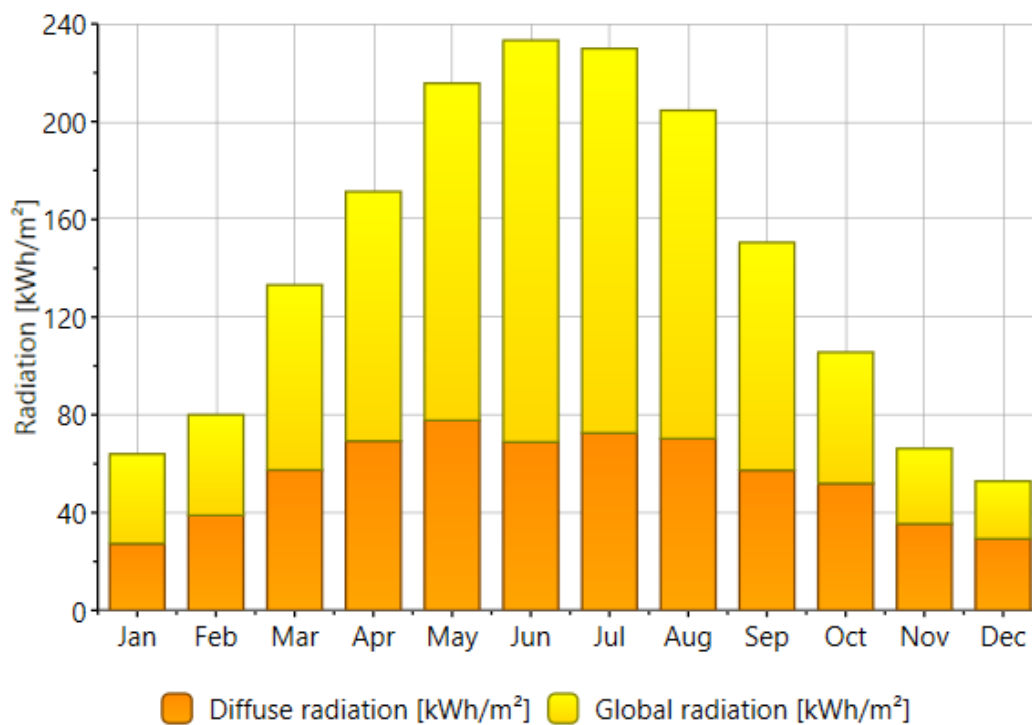
Yearly sum of Global Horizontal Irradiation (GHI)



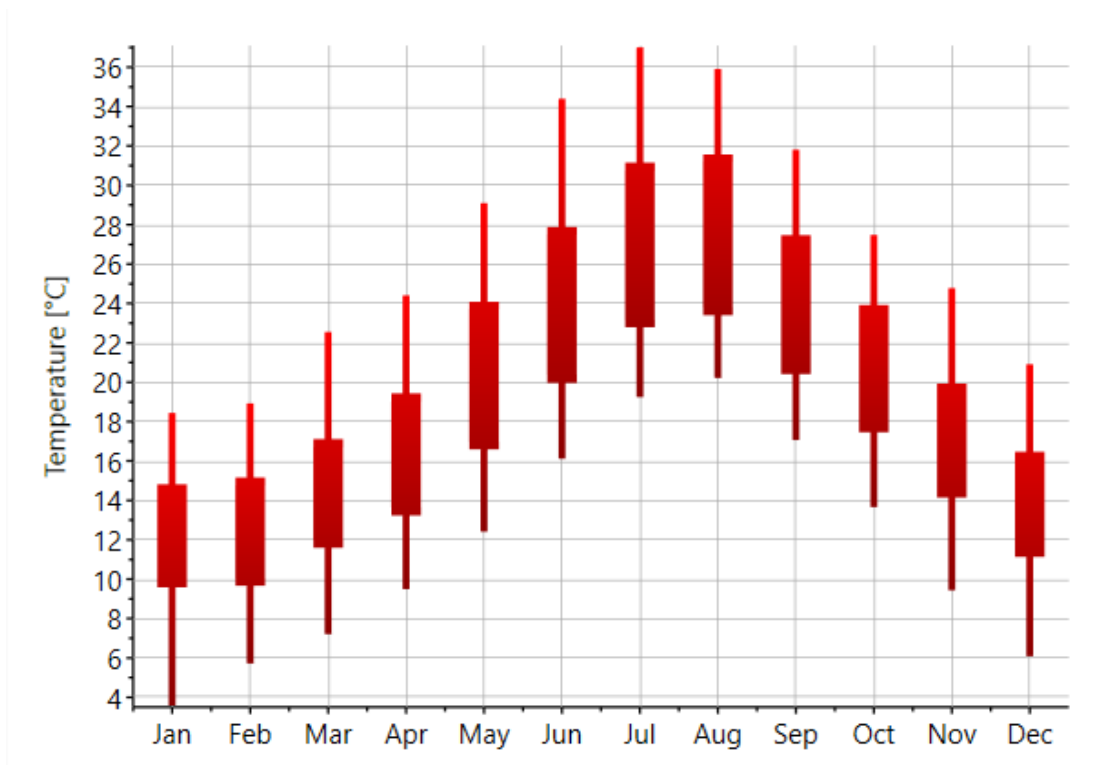
Εικόνα 7. Ετήσιο άθροισμα παγκόσμιας οριζόντιας ακτινοβολίας.[4]



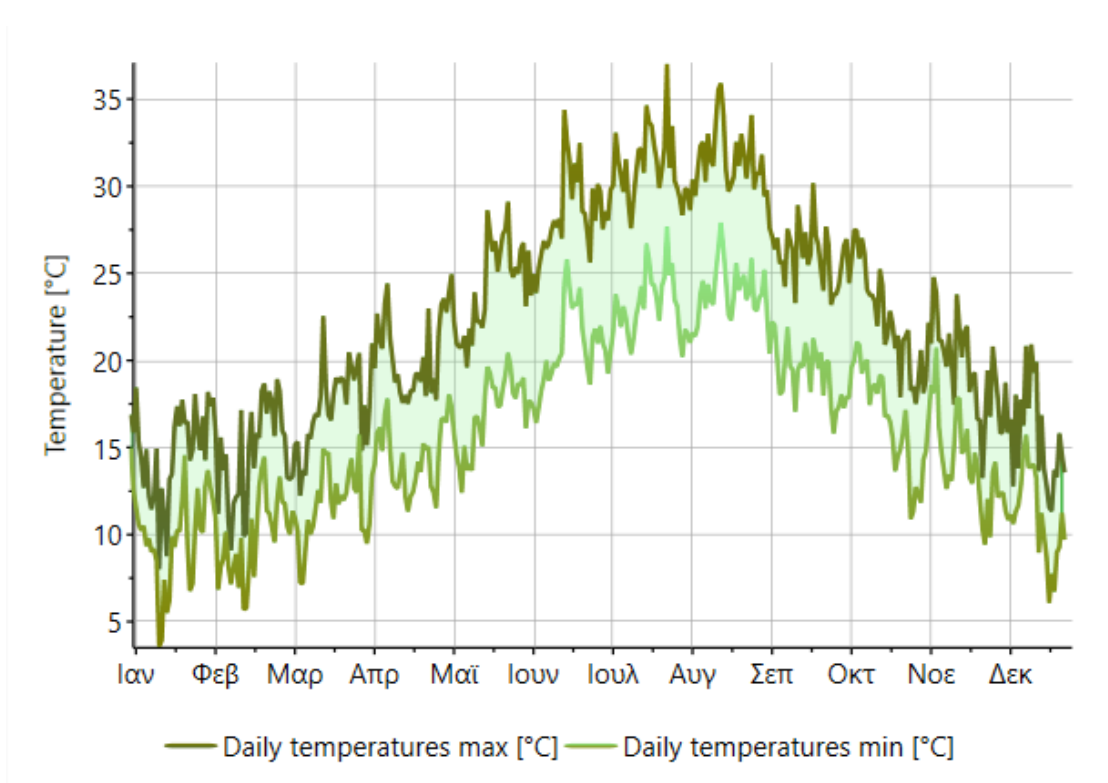
Διάγραμμα 6. Ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία στη θέση εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού σταθμού. [4]



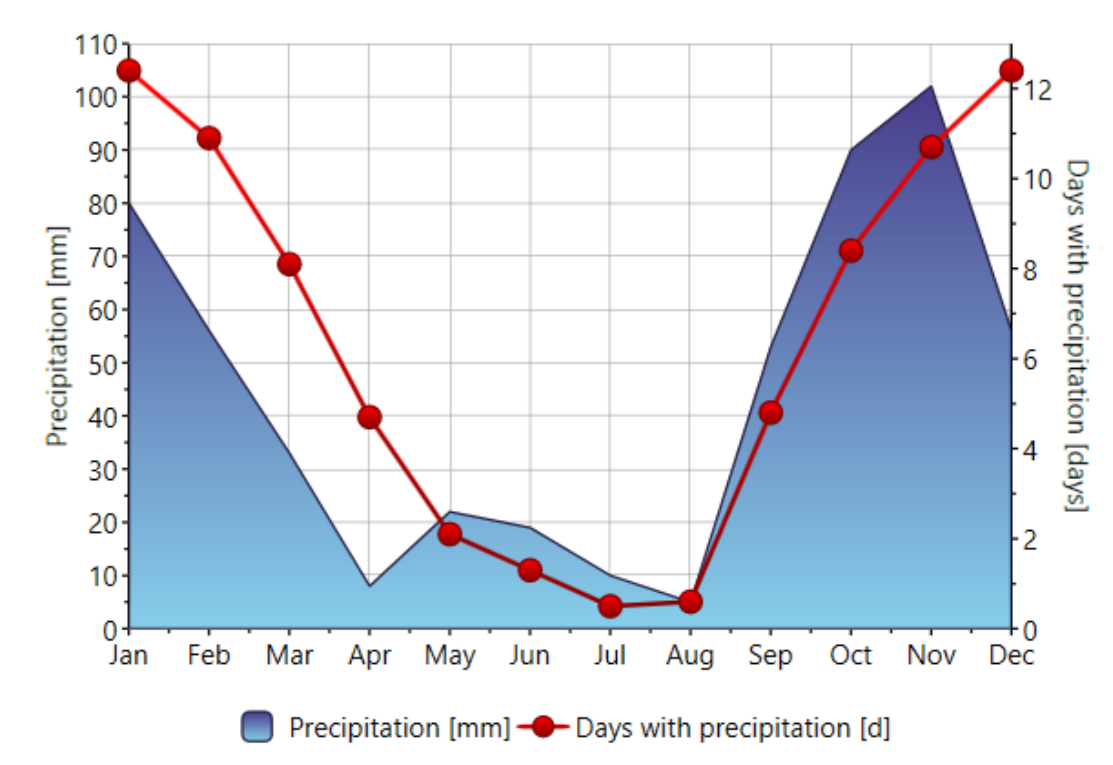
Διάγραμμα 7. Ηλιακή ακτινοβολία σε σχέση με τη διάχυτη ακτινοβολία στη θέση εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού σταθμού. [4]



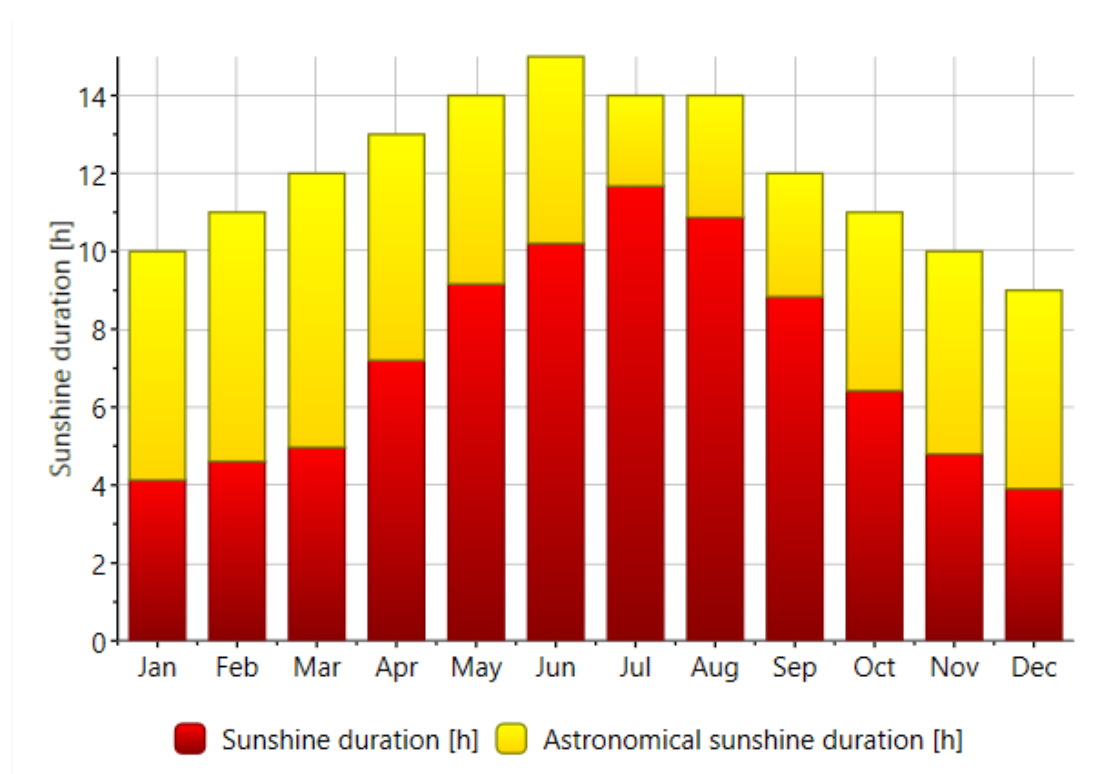
Διάγραμμα 8. Κατανομή της θερμοκρασίας στη θέση εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού σταθμού.[4]



Διάγραμμα 9. Ημερήσια θερμοκρασία στη θέση εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού σταθμού.[4]



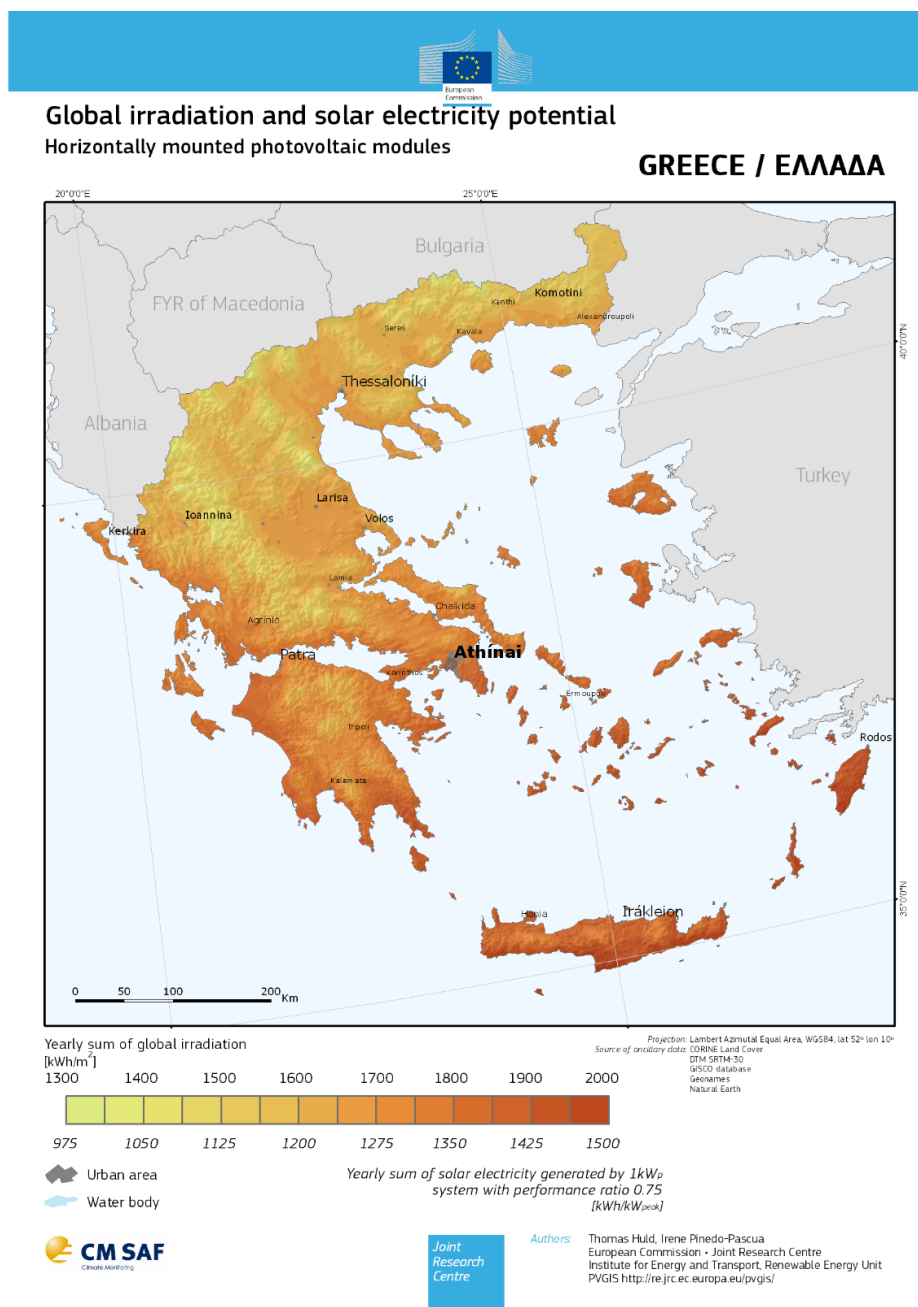
Διάγραμμα 10. Δείκτης βροχόπτωσης στη θέση εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού σταθμού.[4]



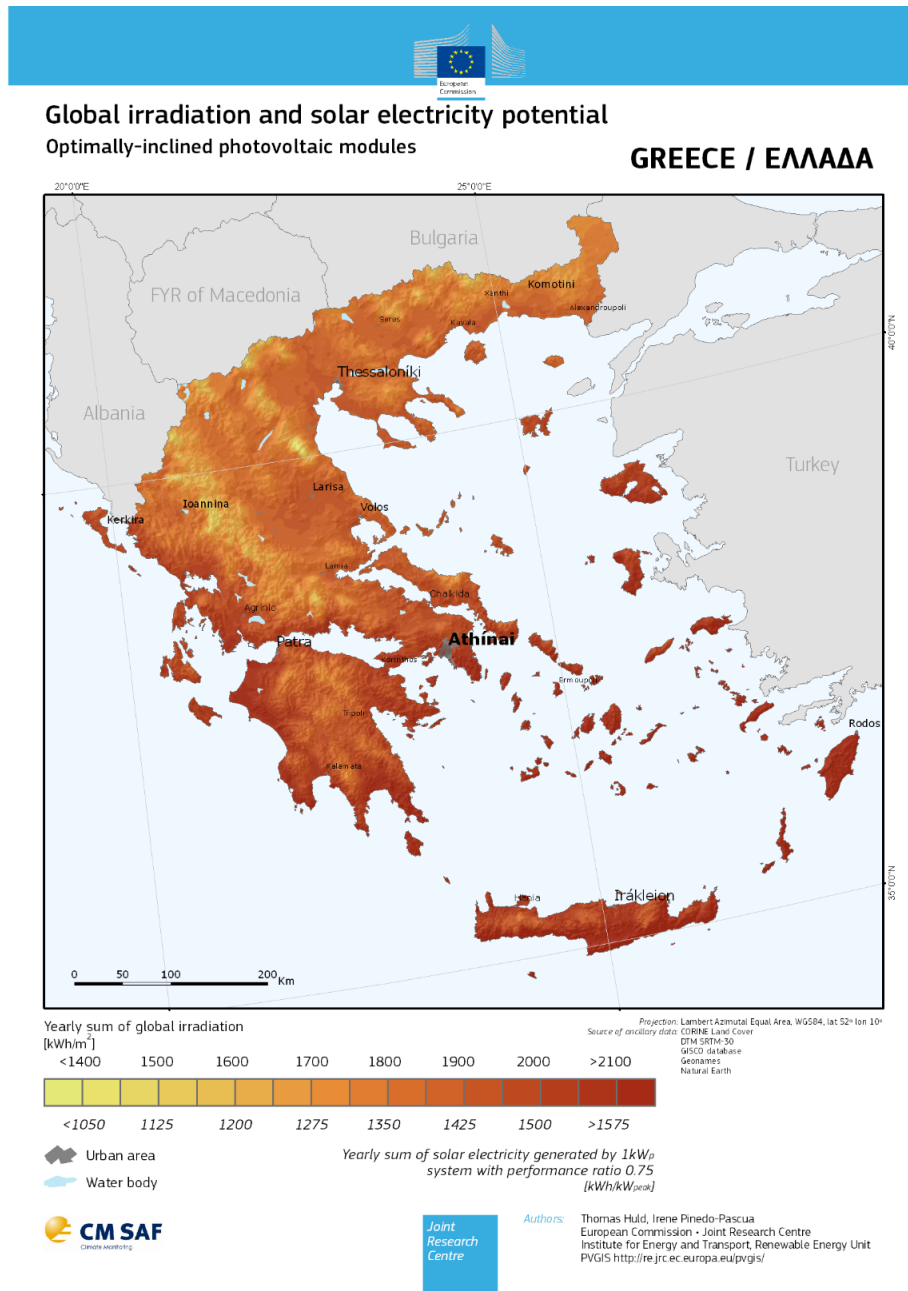
Διάγραμμα 11. Διάρκεια ηλιακής ακτινοβολίας στη θέση εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού σταθμού.[4]

3.2.2 PVGIS

Το PVGIS αποτελεί πλατφόρμα της Ευρωπαϊκής Ένωσης, η οποία αναπτύχθηκε από το Joint Research Center (JRC) ώστε να συνδράμει στην έρευνα σχετικά με την αξιολόγηση ηλιακών πόρων, σε μελέτες απόδοσης φωτοβολταϊκών και στη διάδοση γνώσεων και δεδομένων σχετικά με την ηλιακή ακτινοβολία. Παρέχει πληροφορίες για την απόδοση της ηλιακής ακτινοβολίας και των φωτοβολταϊκών συστημάτων για οποιαδήποτε τοποθεσία στην Ευρώπη και την Αφρική, καθώς και σε μεγάλο μέρος της Ασίας και της Αμερικής. Στις εικόνες 8 και 9 που ακολουθούν παρουσιάζεται σχηματικά η ετήσια ακτινοβολία και το ετήσιο δυναμικό της ηλιακής ενέργειας τόσο σε φωτοβολταϊκά πλαίσια τοποθετημένα οριζόντια, όσο και τοποθετημένα με βέλτιστη κλίση.[6]

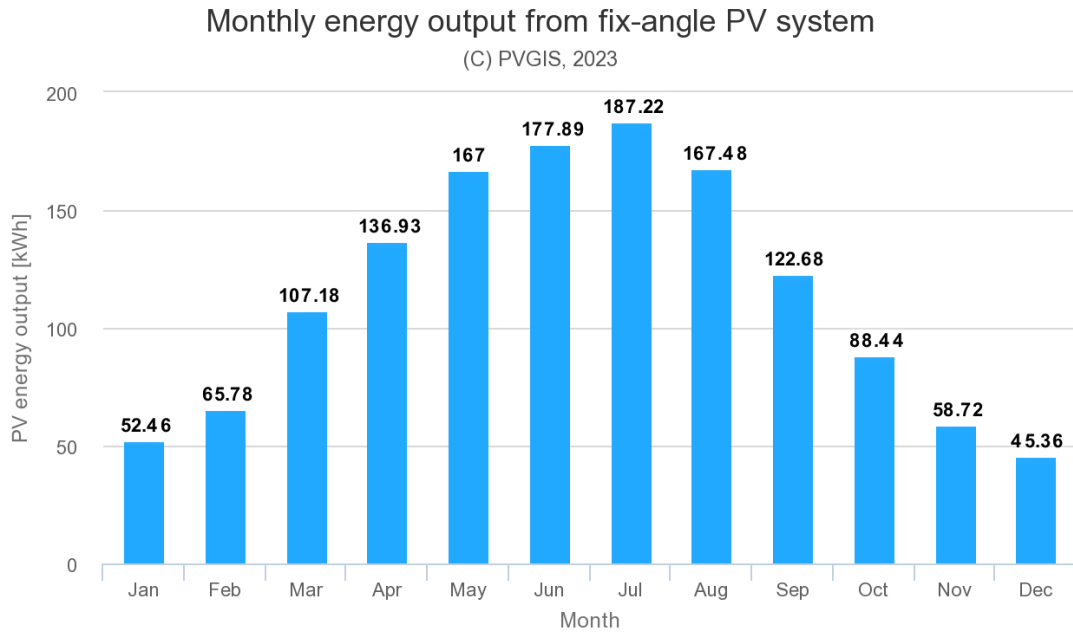


Εικόνα 8. Ετήσια ακτινοβολία και παραγόμενη ενέργεια ανά εγκατεστημένο kW σε πάνελ οριζόντια τοποθετημένα. [5]

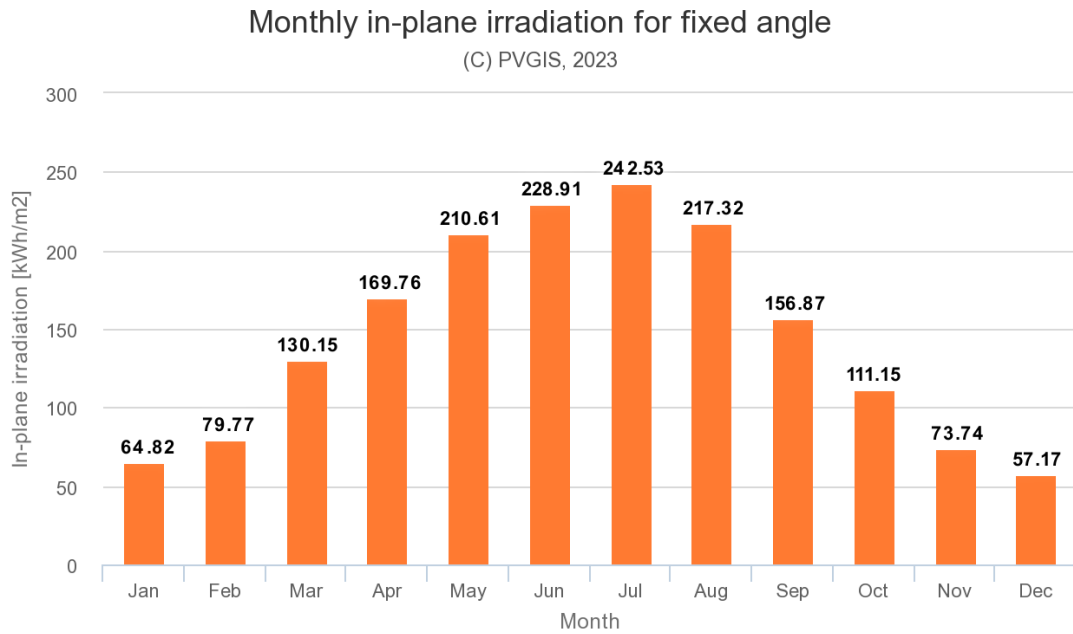


Εικόνα 9. Ετήσια ακτινοβολία και παραγόμενη ενέργεια ανά εγκατεστημένο kW σε πάνελ οριζόντια τοποθετημένα. [5]

Στη συνέχεια ακολουθούν τα διαγράμματα 12 και 13, τα οποία έχουν προκύψει επίσης από το PVGIS για την τοποθεσία εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού σταθμού. Το πρώτο απεικονίζει την εκτίμηση της μηνιαίας παραγωγής ενέργειας ανά εγκατεστημένο kW. Διευκρινίζεται ότι η εκτίμηση αυτή αφορά σταθερά συστήματα. Το δεύτερο, επίσης αναφέρεται στο σημείο εγκατάστασης του σταθμού, απεικονίζει την μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία που απορροφούν πάνελ τοποθετημένα με τη βέλτιστη γωνία κλίσης.



Διάγραμμα 12. Μηνιαία εκτίμηση παραγωγής ενέργειας ανά 1KW εγκατεστημένης ισχύος. [5]



Διάγραμμα 13. Μηνιαία εκτίμηση ηλιακής ακτινοβολίας σε πάνελ τοποθετημένα σε βέλτιστη κλίση. [5]

3.2.3 PVSYST

Το PVsyst είναι ένα πακέτο λογισμικού που εστιάζει στην πλήρη και ακριβή μελέτη φωτοβολταϊκών συστημάτων. Διατηρεί ακριβείς βάσεις κλιματικών δεδομένων για κάθε περιοχή σε συνεργασία με την πλατφόρμα Meteonorm καθώς επίσης και βάσεις δεδομένων φωτοβολταϊκών συστημάτων. Ασχολείται με κάθε είδους φωτοβολταϊκό σύστημα είτε πρόκειται για συνδεδεμένο στο δίκτυο είτε για αυτόνομο σύστημα. Επιπρόσθετα, δίνεται η δυνατότητα στο χρήστη να κατασκευάσει το σύστημα που τον ενδιαφέρει, να επιλέξει την περιοχή που πρόκειται αυτό να εγκατασταθεί, να σχεδιάσει την περιοχή προσομοιάζοντας τις σκιάσεις που πιθανόν να υπάρχουν κατά τη διάρκεια της ημέρας και να «τρέξει» πλήρη προσομοίωση του φωτοβολταϊκού του συστήματος με λεπτομερείς αναλύσεις και αναφορές. Στην προσομοίωση λαμβάνονται υπόψη πιθανές σκιάσεις όπως αναφέρθηκε παραπάνω, καθώς επίσης και κάθε είδους απώλεια που μπορεί να εμφανίζει το σύστημα. Το PVSyst θεωρείται αναμφίβολα ένα από τα καλύτερα και πιο αξιόπιστα προγράμματα διαστασιολόγησης φωτοβολταϊκών συστημάτων και είναι αυτό που θα χρησιμοποιηθεί στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας για την μελέτη της εγκατάστασης. Εκτενής αναφορά θα γίνει σε επόμενο κεφάλαιο.[7]

BIBΛΙΟΓΡΑΦΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

- [1] Υ.Π.Ε.Κ.Α., «Κλιματικά δεδομένα ελληνικών περιοχών», Τ.Ο.Τ.Ε.Ε., Αθήνα, 2010
- [2] <https://www.monodomiki.gr/ell/blog-details/klimatikes-zones-kai-oria-syntelesti-thermoperatotitas>
- [3] https://physiclessons.blogspot.com/2012/04/blog-post_22.html
- [4] <https://meteonorm.com/en/>
- [5] https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en
- [6] Φώτης Μαυροματάκης, «Πακέτα λογισμικού μελέτης Φ/Β συστημάτων», ebook, Πανεπιστήμιο Κρήτης
- [7] <https://www.pvsyst.com/>

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΣΥΜΨΗΦΙΣΜΟΣ

4.1 ΓΕΝΙΚΑ

Ο ενεργειακός συμψηφισμός αποτελεί εργαλείο πολιτικής που στόχο έχει την προώθηση της ανάπτυξης συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με ανανεώσιμες πηγές. Η παραγόμενη ενέργεια προορίζεται για ιδιοκατανάλωση από τον παραγωγό. Για το λόγο αυτό συχνά αναφέρεται και ως αυτοπαραγωγή με ενεργειακό συμψηφισμό. Έτσι, ο παραγωγός – καταναλωτής, prosumer όπως χαρακτηριστικά αναφέρεται διεθνώς, έχει τη δυνατότητα να αναπτύξει ένα, φιλικό προς το περιβάλλον, σύστημα παραγωγής ενέργειας ώστε καλύψει μέρος των ιδιοκαταναλώσεων του, ενώ παράλληλα του δίνεται η δυνατότητα να χρησιμοποιήσει το δίκτυο για έμμεση αποθήκευση της "πράσινης" ενέργειας.

Πρακτικά κάθε χρονική στιγμή συμβαίνει κάποιο απ' τα παρακάτω σενάρια.

i) Παραγωγή > Κατανάλωση

Στην περίπτωση που η παραγωγή του συστήματος είναι μεγαλύτερη από την κατανάλωση της εγκατάστασης με την οποία αυτό συνδέεται, τότε η παραγόμενη ενέργεια χρησιμοποιείται για να καλύψει την κατανάλωση και η περίσσεια ενέργειας διοχετεύεται στο δίκτυο και δύναται να συμψηφιστεί με την εισρέουσα ενέργεια κάποια άλλη χρονική στιγμή που η παραγωγή δεν θα είναι ικανή να καλύψει τη ζήτηση.

Όσον αφορά τα φωτοβολταϊκά συστήματα, το σενάριο αυτό συμβαίνει συνήθως τις μεσημβρινές ώρες όπου είναι μεγαλύτερη η ηλιακή ακτινοβολία και συνεπώς και η παραγόμενη ενέργεια.

ii) Παραγωγή < Κατανάλωση

Στην περίπτωση που η παραγωγή του συστήματος είναι μικρότερη από την κατανάλωση της εγκατάστασης με την οποία συνδέεται, τότε η παραγόμενη ενέργεια χρησιμοποιείται εξ ολοκλήρου για να καλύψει μέρος της ζήτησης και η υπόλοιπη απαιτούμενη ενέργεια απορροφάται από το δίκτυο.

Σε ένα φωτοβολταϊκό σύστημα αυτό παρατηρείται κατά τις απογευματινές και βραδινές ώρες όπου είτε η παραγωγή είναι χαμηλή εξαιτίας της χαμηλής ηλιοφάνειας είτε δεν υπάρχει καθόλου παραγωγή ενέργειας κατά τη διάρκεια της νύχτας.

iii) Παραγωγή = Κατανάλωση

Στην περίπτωση που η παραγωγή του συστήματος ισούται με την κατανάλωση της εγκατάστασης με την οποία συνδέεται τότε το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας είναι ικανό να καλύψει τη ζήτηση και δεν υπάρχει ανταλλαγή ενέργειας με το δίκτυο. Αυτό το σενάριο παρόλο που αναπαριστά την βασική αρχή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, στα πλαίσια ενός συστήματος ενεργειακού συμψηφισμού είναι πρακτικά πολύ δύσκολο να συμβεί.

Στην Υ.Α. Αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382 (ΦΕΚ Β' 759/05.03.2019) και στις τροποποιήσεις αυτής όπως ορίζονται στις Υ.Α. Αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/74999/3024 (ΦΕΚ Β' 3971/30.08.2021) και Υ.Α. Αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/121503/5016 (ΦΕΚ Β' 6287/29.12.2021) καθορίζονται οι όροι και προϋποθέσεις ανάπτυξης σταθμών παραγωγής με εφαρμογή ενεργειακού και εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού ή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού από Ενεργειακές Κοινότητες. Η παραπάνω απόφαση αντικατέστησε την Υ.Α. ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.175067 (ΦΕΚ Β' 1547/5.5.2017), η οποία είχε αντικαταστήσει την αρχική Υ.Α. ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.24461 (ΦΕΚ Β' 3583/31.12.2014) η οποία αποτελεί τη βάση του ενεργειακού συμψηφισμού.[1]

Αξίζει να αναφερθεί ότι όσα ορίζονται στις παραπάνω αποφάσεις δεν αφορούν μόνο τους σταθμούς παραγωγής μέσω φωτοβολταϊκών συστημάτων, που μας απασχολεί στα πλαίσια της παρούσης διπλωματικής εργασίας, αλλά και άλλες τεχνολογίες που είναι οι μικρές ανεμογεννήτριες, το βιοαέριο, η βιομάζα και τα βιορευστά, οι σταθμοί ΣΗΘΥΑ και τα μικρά υδροηλεκτρικά. Η συμπερίληψη των παραπάνω τεχνολογιών έγινε με το Ν.4414/2016 (ΦΕΚ 149Α/9.8.2016).

Άλλη μια σημαντική αλλαγή σε σχέση με την αρχική υλοποίηση είναι ότι πλέον είναι δυνατή και η εγκατάσταση μονάδων αποθήκευσης σε συνδυασμό με συστήματα αυτοπαραγωγής. Αυτό ορίζεται στο Ν.4513/2018 (ΦΕΚ 9Α/23.1.2018) και την Υ.Α. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382 (ΦΕΚ 759Β/5.3.2019).

Η εγκατάσταση μονάδων αποθήκευσης αποτελεί σημαντική εξέλιξη αφού όπως αναφέρθηκε παραπάνω στον έως τώρα σχεδιασμό το δίκτυο χρησιμοποιείτο για έμμεση αποθήκευση ενέργειας τις ώρες που η αυτοπαραγωγή ήταν μεγαλύτερη από την ιδιοκατανάλωση. Σε αυτή την περίπτωση η περίσσεια ενέργειας πρέπει να καταναλωθεί την ίδια χρονική στιγμή από κάποιον άλλο χρήστη του δικτύου και ίση ποσότητα επιστρέφεται στον αυτοπαραγωγό κάποια άλλη χρονική στιγμή.

Σε καθεστώς περιορισμένης ανάπτυξης ΑΠΕ, η "πράσινη" αυτή ενέργεια θα χρησιμοποιηθεί σε κάποιο άλλο σημείο του δικτύου και θα περιορίσει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μορφές που δεν είναι φιλικές προς το περιβάλλον. Με αυτό τον τρόπο το δίκτυο παίζει το ρόλο του μέσου αποθήκευσης "πράσινης" ενέργειας.

Ωστόσο αν θεωρήσουμε ότι στο δίκτυο η διείσδυση συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ είναι αυξημένη θα υπάρχουν στιγμές όπου θα έχουμε περισσότερη παραγόμενη από καταναλισκόμενη ενέργεια, όπως παραδείγματος χάριν κατά τις μεσημβρινές ώρες όπου τα φωτοβολταϊκά παράγουν στο μέγιστο βαθμό. Αυτό θα οδηγεί σε διακοπή της λειτουργίας ορισμένων σταθμών επειδή η παραγωγή κάθε στιγμή πρέπει να ταυτοχρονίζεται με τη ζήτηση. Αντίθετα τις βραδινές ώρες που τα φωτοβολταϊκά δεν παράγουν, για να καλυφθεί η ζήτηση απαιτείται να υπάρξει παραγωγή από ρυπογόνες πηγές.

Ως εκ τούτου κρίνεται σημαντικό οι σταθμοί παραγωγής να διαθέτουν και μονάδα αποθήκευσης ιδιαίτερα στις περιπτώσεις που η παραγωγή και η κατανάλωση συμβαίνουν με σημαντική χρονική διαφορά. Έτσι βελτιώνεται η συνολική λειτουργία του συστήματος, το δίκτυο γίνεται πιο σταθερό και απελευθερώνεται ηλεκτρικός χώρος για νέα συστήματα παραγωγής από ΑΠΕ χωρίς σημαντικά έργα δικτύου. Επίσης, το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που θα κληθεί να πληρώσει τελικά ο καταναλωτής

μειώνεται αφού μειώνεται η χρήση του δικτύου βάσει της οποίας υπολογίζονται οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις στους λογαριασμούς ρεύματος.

Στα πλαίσια της παρούσης διπλωματικής εργασίας θα ασχοληθούμε με την εφαρμογή του ενεργειακού συμψηφισμού σε φωτοβολταϊκά συστήματα αυτοπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και όσα αναλύονται παρακάτω αφορούν αυτή την κατηγορία.[1,2]

4.2 ΒΑΣΙΚΟΙ ΟΡΙΣΜΟΙ

Στη συνέχεια δίνονται σημαντικοί ορισμοί, όπως αυτοί ορίζονται στην Υ.Α., και οι οποίοι θα πρέπει να είναι ξεκάθαροι στην μελέτη και εφαρμογή του ενεργειακού συμψηφισμού.

Με τον όρο ενεργειακός συμψηφισμός νοείται ο συμψηφισμός της παραχθείσας από τον σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με την καταναλωθείσα ηλεκτρική ενέργεια στην εγκατάσταση κατανάλωσης του αυτοπαραγωγού, η οποία βρίσκεται στον ίδιο ή όμορο χώρο με τον σταθμό παραγωγής ή βρίσκεται σε άλλο χώρο, αλλά συνδέεται ηλεκτρικά με αποκλειστική γραμμή διασύνδεσης. Ο σταθμός παραγωγής συνδέεται στο δίκτυο μέσω της παροχής της εγκατάστασης κατανάλωσης.

Παραχθείσα ενέργεια είναι η ηλεκτρική ενέργεια που εξέρχεται από τη εγκατάσταση του σταθμού παραγωγής προς το δίκτυο διανομής ή προς την κατανάλωση με την οποία συνδέεται ηλεκτρικά. Για την μέτρηση της, ειδικός μετρητής εγκαθίσταται στο εσωτερικό της εγκατάστασης.

Εγχυθείσα ενέργεια αποτελεί το μέρος της παραχθείσας ηλεκτρικής ενέργειας που εισέρχεται στο δίκτυο διανομής στο οποίο συνδέεται ο σταθμός παραγωγής. Η μέτρηση της γίνεται με ειδικό μετρητή διπλής κατεύθυνσης που εγκαθίσταται από το Διαχειριστή και μετρά τόσο την εγχυθείσα όσο και την απορροφηθείσα ενέργεια.

Απορροφηθείσα ενέργεια είναι η ηλεκτρική ενέργεια που εισέρχεται στην εγκατάσταση κατανάλωσης από το δίκτυο διανομής και καταναλώνεται σε αυτήν. Για τη μέτρηση χρησιμοποιείται ο μετρητής διπλής κατεύθυνσης που αναφέρθηκε παραπάνω.

Καταναλωθείσα ενέργεια είναι η ηλεκτρική ενέργεια που αντιστοιχεί στο άθροισμα της απορροφηθείσας από παροχή προς συμψηφισμό που συνδέεται ηλεκτρικά με την εγκατάσταση του σταθμού παραγωγής (και το σύστημα αποθήκευσης, εφόσον υπάρχει) και της παραχθείσας από το σταθμό παραγωγής ενέργειας, από το οποίο αφαιρείται η εγχυθείσα ενέργεια κατά την ίδια περίοδο καταμέτρησης.[1,2]

4.3 ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΕΣ

4.3.1 Δικαίωμα ένταξης – όροι

Σύμφωνα με το θεσμικό πλαίσιο για να αποκτήσει κανείς το δικαίωμα εγκατάστασης σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με ενεργειακό συμφηφισμό απαιτείται να έχει την κυριότητα του χώρου στον οποίο θα γίνει η εγκατάσταση. Σε περίπτωση μη κυριότητας δύναται να πραγματοποιηθεί εγκατάσταση αφού πρώτα αποδειχθεί η νόμιμη χρήση αυτού. Επίσης βασική προϋπόθεση αποτελεί η ύπαρξη παροχής ρεύματος η οποία είναι ενεργοποιημένη στο όνομα του εν δυνάμει αυτοπαραγωγού. Η παροχή αυτή πρέπει να τροφοδοτεί την εγκατάσταση τις καταναλώσεις της οποίας προβλέπεται να καλύψει το σύστημα αυτοπαραγωγής.[2]

4.3.2 Διενέργεια ενεργειακού συμφηφισμού

Ιδιαίτερη σημασία για τον μελετητή ενός τέτοιου συστήματος έχει ο τρόπος με τον οποίο διενεργείται ο συμφηφισμός. Κάθε εκκαθαριστικός λογαριασμός που εκδίδεται από τον προμηθευτή με τον οποίο έχει συνάψει συμφωνία ο αυτοπαραγωγός παρουσιάζει τα δεδομένα καταμέτρησης της αντίστοιχης περιόδου βάσει των οποίων απορρέουν οι χρεώσεις. Πρακτικά σε κάθε εκκαθαριστικό αφαιρείται η εγχυθείσα ενέργεια στο δίκτυο από την απορροφηθείσα από αυτό. Αν η διαφορά είναι θετική, τότε αποτελεί την ενέργεια που χρεώνεται ο καταναλωτής στο ανταγωνιστικό σκέλος του τιμολογίου. Αν είναι αρνητική πιστώνεται στον επόμενο λογαριασμό σαν εγχυθείσα ενέργεια και η χρεωστέα ενέργεια του ανταγωνιστικού σκέλους είναι μηδενική. Η πίστωση ενέργειας που αναφέρεται μπορεί να διενεργείται σε βάθος κάθε τριετίας, ενώ με την παρέλευση της τριετίας οποιοδήποτε πιστωτικό υπόλοιπο μηδενίζεται χωρίς να αποζημιώνεται ο αυτοπαραγωγός για αυτή την ενέργεια. Έτσι, είναι ιδιαίτερα σημαντικό η διαστασιολόγηση τέτοιων συστημάτων να γίνεται με μεθοδολογία που λαμβάνει υπόψιν την ετήσια κατανάλωση του αυτοπαραγωγού, ώστε να μην οδηγεί σε υπερδιαστασιολογημένα συστήματα στα οποία σημαντικές ποσότητες ενέργειας εγγέονται στο δίκτυο χωρίς καμία αποζημίωση.

Το τιμολόγιο κάθε προμηθευτή περιλαμβάνει το ανταγωνιστικό σκέλος καθώς και τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις. Η χρεωστέα ενέργεια για το ανταγωνιστικό σκέλος υπολογίζεται όπως αναφέρθηκε παραπάνω μέσω της διαφοράς Απορροφηθείσας μείον Εγχυθείσας Ενέργειας, εφόσον η τιμή που προκύπτει είναι θετική. Στον πίνακα 3 που ακολουθεί δίνεται ένα παράδειγμα υπολογισμού.

Πίνακας 3. Παράδειγμα υπολογισμού χρεωστέας ενέργειας.[1]

Έτος	Τετράμηνο	Ποσότητες ενέργειας (kWh)						
		Απορροφώμενη (Α)	Εγχεόμενη (Ε)	Συμψηφιζόμενη (Ν=Α-Ε)	Χρεωστέα	Πιστούμενη διαφορά	Παραγόμενη (Π)	Κατανάλωση (Κ= Α+Π-Ε)
1 ^ο	A	1500	900	600	600	0	1500	2100
	B	700	1500	-800	0	800	2300	1500
	Γ	1000	800	200	0	600	1300	1500
2 ^ο	A	1200	1000	200	0	400	1400	1600
	B	800	1500	-700	0	1100	2400	1700
	Γ	1100	900	200	0	900	1300	1500
3 ^ο	A	1300	1000	300	0	600	1500	1800
	B	1000	1400	-400	0	1000	2500	2100
	Γ	1200	900	300	0	700	1400	1700
ΤΡΙΕΤΙΑ		9800	9900	-100	0	0	15600	15500

 Μετρούμενα μεγέθη

Αναφορικά με τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις, αυτές διακρίνονται στις παρακάτω χρεώσεις:

- χρέωση για τις Υπηρεσίες Κοινής Ωφελείας (ΥΚΩ),
- χρέωση για τις πλην ΥΚΩ που περιλαμβάνουν ΕΤΜΕΑΡ, Χρέωση Χρήσης Συστήματος, Χρέωση Χρήσης Δικτύου, λοιπές ρυθμιζόμενες χρεώσεις και
- χρεώσεις για τον Ειδικό Φόρο Κατανάλωσης, το Ειδικό Τέλος 5%, τον ΦΠΑ.

Η χρέωση για τις ΥΚΩ υπολογίζονται με βάση την κατανάλωση της εγκατάστασης, επομένως στην ενέργεια που προκύπτει ως εξής:

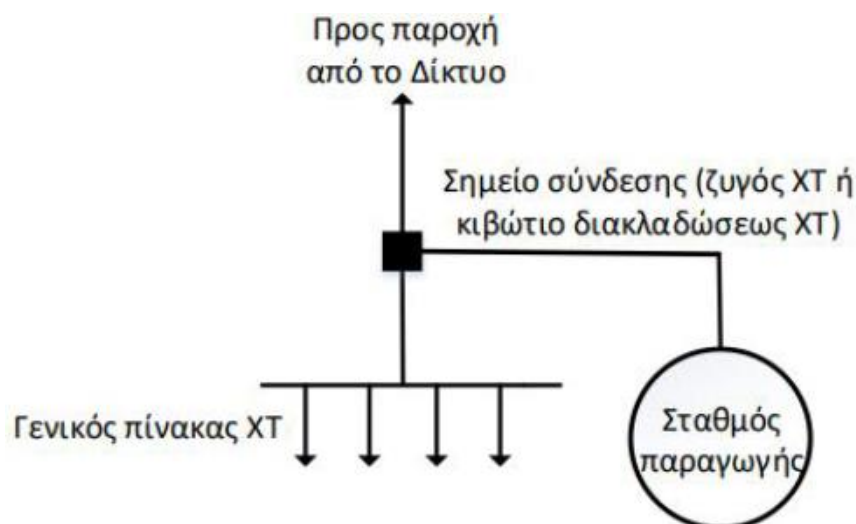
$$\text{Απορροφηθείσα} + \text{Παραχθείσα} - \text{Εγχυθείσα}$$

Η χρέωση για τις πλην ΥΚΩ υπολογίζονται με βάση την Απορροφηθείσα ενέργεια από το δίκτυο.

Η χρέωση για τον Ειδικό Φόρο Κατανάλωσης, το Ειδικό Τέλος 5%, τον ΦΠΑ υπολογίζονται όπως ορίζεται κάθε φορά από τις ισχύουσες διατάξεις.[1,2]

4.3.3 Εγκατάσταση και λειτουργία του σταθμού παραγωγής

Η παροχή μέσω της οποίας τροφοδοτείται η εγκατάσταση κατανάλωσης όπου εγκαθίσταται ο σταθμός παραγωγής χρησιμοποιείται για τη σύνδεση από τον αρμόδιο Διαχειριστή του δικτύου, όταν αυτό είναι τεχνικά δυνατό. Σε περίπτωση που απαιτείται επαύξηση ισχύος της παροχής ο αυτοπαραγωγός επιβαρύνεται τα έξοδα της δαπάνης. Ο αυτοπαραγωγός είναι υπεύθυνος για την εγκατάσταση μετρητή παραγωγής στο εσωτερικό της εγκατάστασης. Ο μετρητής αυτός πρέπει να συμμορφώνεται στις απαιτήσεις που έχουν καθοριστεί από το Διαχειριστή. Επίσης ο αυτοπαραγωγός οφείλει να προβεί στις απαραίτητες ενέργειες ώστε να είναι δυνατή η τοποθέτηση του μετρητή απορροφηθείσας – εγχυθείσας ενέργειας από συνεργείο του Διαχειριστή. Στο σχήμα που ακολουθεί αναπαρίστανται σχηματικά ο τρόπος σύνδεσης του σταθμού παραγωγής.



Εικόνα 10. Σχηματική αναπαράσταση τρόπου σύνδεσης σταθμών παραγωγής.

Ο αυτοπαραγωγός για τη σύνδεση του σταθμού παραγωγής του με το δίκτυο, καταθέτει στον Διαχειριστή αίτηση δηλώνοντας τα στοιχεία του, τα στοιχεία της εγκατάστασης και στοιχεία κυριότητας και νόμιμης χρήσης του χώρου εγκατάστασης.

Στη συνέχεια και μέσα σε διάστημα ενός μήνα ο Διαχειριστής αφού εξετάσει το αίτημα διατυπώνει προσφορά σύνδεσης προς τον ενδιαφερόμενο αυτοπαραγωγό η οποία μεταξύ άλλων περιλαμβάνει την περιγραφή και τη δαπάνη των έργων που απαιτούνται για τη σύνδεση. Στον Πίνακα 4 παρουσιάζεται το κόστος σύνδεσης για διάφορες κατηγορίες σταθμών παραγωγής με ενεργειακό συμπληρωσισμό.

Πίνακας 4. Κόστος σύνδεσης ΦΒ σταθμού παραγωγής με ενεργειακό συμπληρωσισμό. [1]

Επίπεδο τάσης σύνδεσης των εγκαταστάσεων των Χρηστών	Είδος παροχής	Ισχύς ΦΒ σταθμού παραγωγής (kWp)	Κόστος σύνδεσης (€)	
			Χωρίς αντικατάσταση του υφιστάμενου μετρητή κατανάλωσης	Με αντικατάσταση του υφιστάμενου μετρητή κατανάλωσης
ΧΤ	Μονοφασική (03, 05)	≤ 5	300	370
	Τριφασική	≤ 55	300	390
	Τριφασική	>55 και ≤ 100	520	
	Τριφασική	>100 και ≤ 250	800	
ΜΤ	Τριφασική	≤ 100	520	
		>100 και ≤ 1000	800	
		>1000 και ≤ 3000	1500	

Ο ενδιαφερόμενος έχει στη διάθεση του τρεις μήνες ώστε να προβεί σε αποδοχή της προσφοράς σύνδεσης και σε περίπτωση που προχωρήσει σε αποδοχή, υπογράφεται η σύμβαση σύνδεσης μεταξύ του αυτοπαραγωγού και του αρμόδιου Διαχειριστή. Εντός ενός μήνα σε περίπτωση που δεν απαιτούνται έργα δικτύου ο Διαχειριστής ολοκληρώνει την κατασκευή των έργων σύνδεσης.

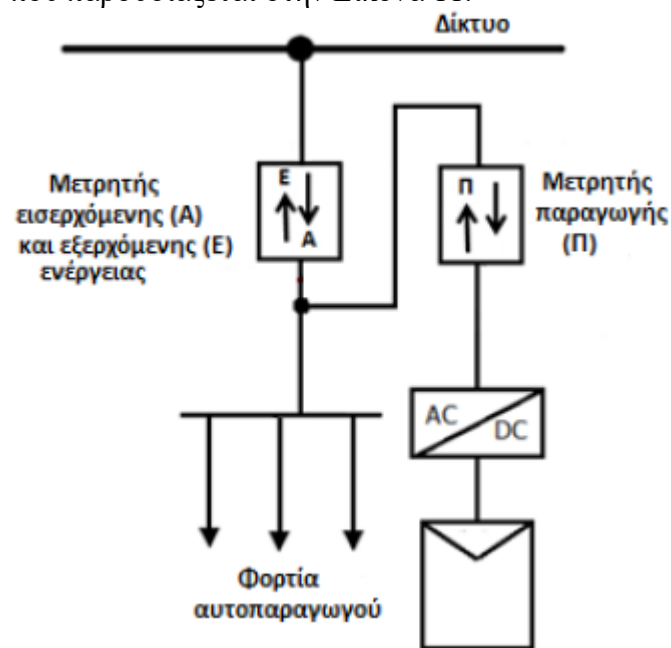
Αφού ολοκληρωθούν τα παραπάνω, υποβάλλεται αίτηση από τον αυτοπαραγωγό προς τον προμηθευτή με τον οποίο είναι συμβεβλημένος για την εγκατάσταση του, για την σύναψη σύμβασης ενεργειακού συμφηφισμού (Σ.Ε.Σ.). Η υπογραφή της ολοκληρώνεται εντός δεκαπέντε ημέρων από την παραλαβή του αιτήματος και έχει διάρκεια ισχύος 25 έτη, με έναρξη ισχύος την ημερομηνία ενεργοποίησης της σύνδεσης του φωτοβολταϊκού συστήματος.

Τέλος, για την ενεργοποίηση της σύνδεσης του σταθμού παραγωγής υποβάλλεται προς τον αρμόδιο Διαχειριστή του δικτύου, αίτηση ενεργοποίησης της σύνδεσης μέσω της οποίας ο αυτοπαραγωγός δηλώνει την ετοιμότητα της εγκατάστασης.

Μετά τον έλεγχο των ανωτέρω, ολοκληρώνονται οι απαιτούμενες εργασίες από την πλευρά του Διαχειριστή και διεξάγονται οι απαιτούμενοι έλεγχοι της εγκατάστασης παραγωγής με στόχο να διασφαλισθεί η ασφαλής σύνδεση στο δίκτυο.[1,2,3]

4.3.4 Μετρητές και όρια διαχωρισμού

Για την καταγραφή των διαφόρων ποσοτήτων ενέργειας που απαιτούνται για την εφαρμογή του ενεργειακού συμφηφισμού, έχει καθορισθεί ένα σχήμα δύο μετρητών που παρουσιάζεται στην Εικόνα 11.

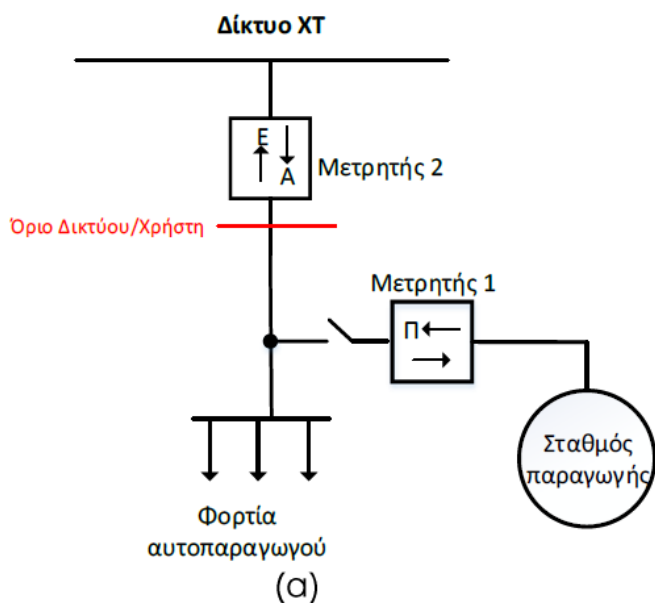


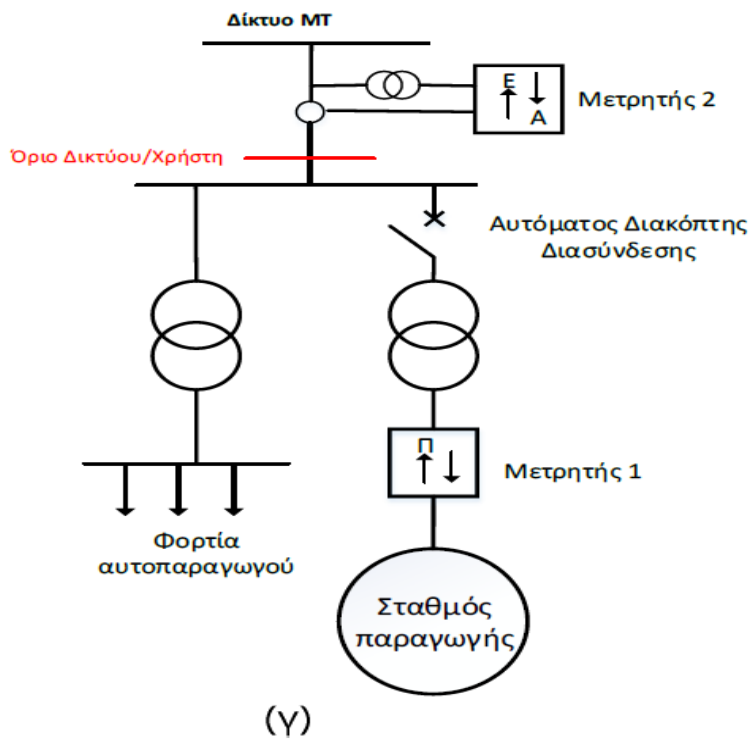
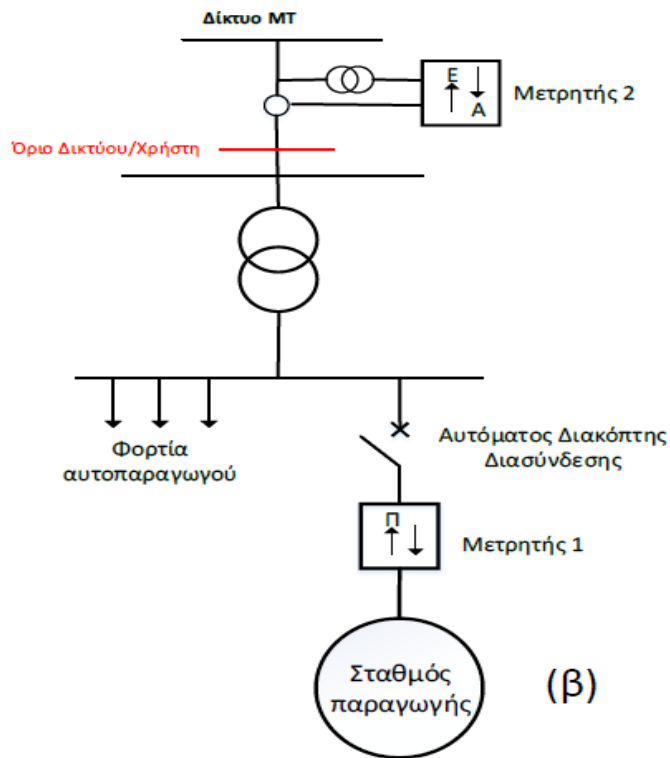
Εικόνα 11. Τύποι μετρητών αυτοπαραγωγών με ενεργειακό συμφηφισμό.[5]

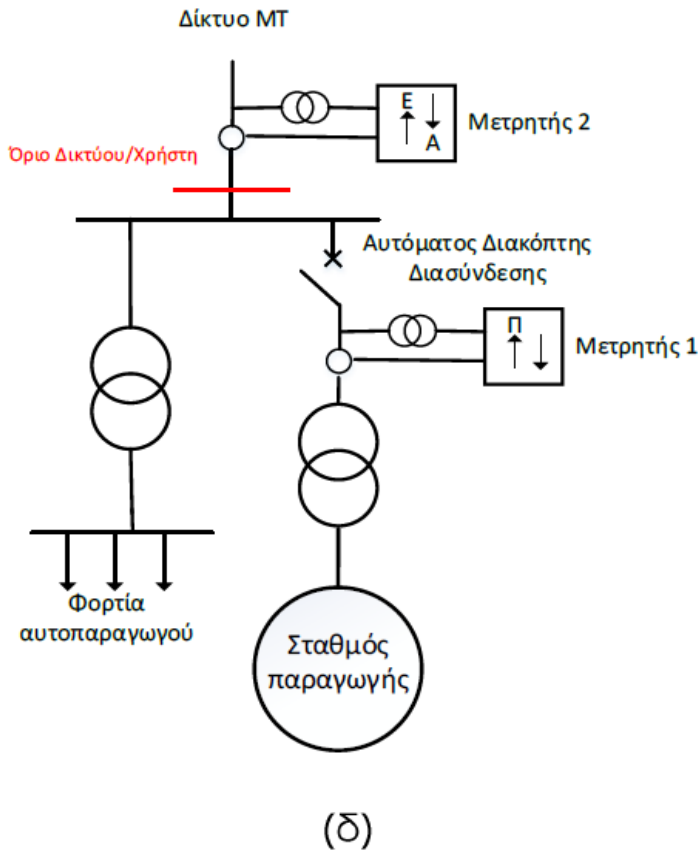
Σύμφωνα με αυτό, ο υφιστάμενος μετρητής, αν δεν έχει τη δυνατότητα μέτρησης τόσο της απορροφηθείσας όσο και της εγχυθείσας ενέργειας, αντικαθίσταται από μετρητή διπλής κατεύθυνσης. Επίσης εγκαθίσταται δεύτερος μετρητής στο εσωτερικό της

εγκατάστασης με ευθύνη του αυτοπαραγωγού, ο οποίος είναι επιφορτισμένος με την καταγραφή της παραχθείσας ενέργειας.
Με αυτό τον τρόπο είναι δυνατή η καταγραφή όλων των ποσοτήτων που απαιτούνται για τον υπολογισμό των επιμέρους χρεώσεων που αναφέρθηκαν παραπάνω.

Στα επόμενα σχήματα διακρίνονται οι μετρητές καθώς και τα όρια διαχωρισμού ιδιοκτησίας και ευθύνης μεταξύ Δικτύου και αυτοπαραγωγού για εγκαταστάσεις που συνδέονται στο επίπεδο ΧΤ και ΜΤ του Δικτύου. Ως Μετρητής 1 αναφέρεται ο μετρητής Παραγόμενης ενέργειας και ως Μετρητής 2 ο μετρητής Απορροφηθείσας – Εγχυθείσας Ενέργειας.



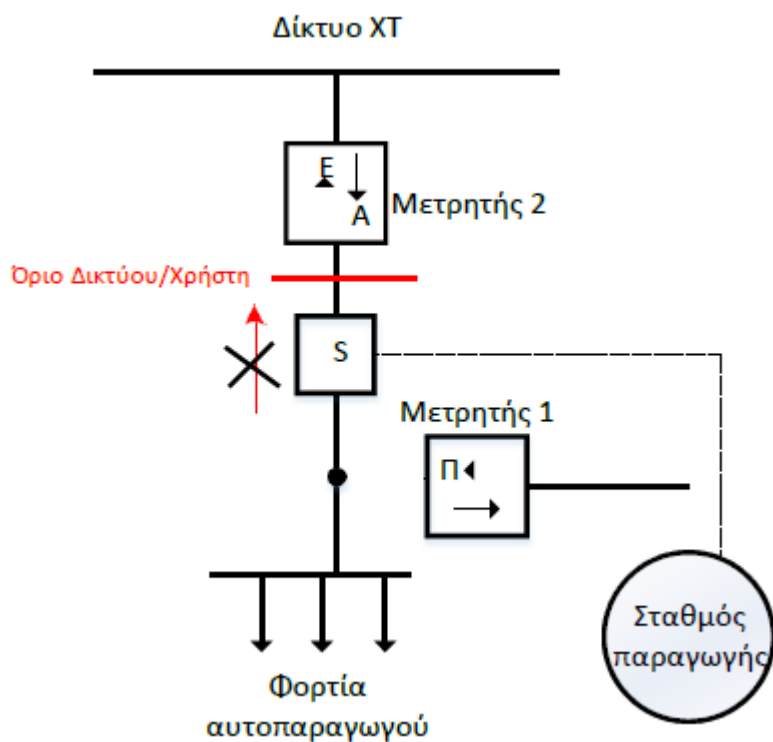




Εικόνα 12. Απλοποιημένο μονογραμμικό διάγραμμα εσωτερικής ηλεκτρικής εγκατάστασης ΧΤ (α) και ΜΤ (β,γ,δ) όπως διαμορφώνεται μετά τη σύνδεση του σταθμού παραγωγής.[2]

4.3.5 Μη έγχυση ενέργειας στο Δίκτυο

Σε ορισμένες περιπτώσεις, ενδέχεται στη σύμβαση σύνδεσης να ορίζεται ότι η παραγόμενη ενέργεια διατίθεται μόνο για την τροφοδότηση των φορτίων του αυτοπαραγωγού και απαγορεύεται η έγχυση ενέργειας στο δίκτυο. Η περίπτωση αυτή είναι γνωστή ως zero feed-in και συναντάται σε δίκτυα τα οποία χαρακτηρίζονται κορεσμένα. Η υλοποίηση του είναι δυνατή με την εγκατάσταση ενός αισθητήρα κατεύθυνσης, ο οποίος σε περιπτώσεις περίσσειας παραγόμενης ενέργειας στέλνει σήμα για μείωση ή και διακοπή της παραγωγής του σταθμού. Στην εικόνα που ακολουθεί απεικονίζεται η διάταξη που περιγράφεται. Ο αισθητήρας κατεύθυνσης που ενδεικτικά μπορεί να είναι energy flow direction sensor ή smart energy meter παρουσιάζεται με το γράμμα S.



Εικόνα 13. Απλοποιημένο μονογραμμικό διάγραμμα εσωτερικής ηλεκτρικής εγκατάστασης ΧΤ όπως διαμορφώνεται μετά τη σύνδεση του σταθμού παραγωγής που λειτουργεί χωρίς να εγχέει ενέργεια στο Δίκτυο.[2]

4.3.6 Όρια Ισχύος

Σχετικά με την ισχύ κάθε σταθμού παραγωγής ισχύουν οι ακόλουθοι περιορισμοί που αφορούν τόσο το διασυνδεδεμένο όσο και το μη διασυνδεδεμένο δίκτυο.

4.3.6.1 Διασυνδεδεμένο Σύστημα (συμπεριλαμβανομένης της Κρήτης)

Πίνακας 5. Μέγιστη επιτρεπτή εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκού σταθμού στο διασυνδεδεμένο σύστημα.[2]

Διασυνδεδεμένο Σύστημα (συμπεριλαμβανομένης της Κρήτης)

Επίπεδο τάσης	Τυποποιημένο μέγεθος παροχής	Συμφωνημένη Ισχύς (Σ.Ι.) παροχής (kVA)	Μέγιστη επιτρεπτή ισχύς φωτοβολταϊκού σταθμού (kW _p)
Χαμηλή Τάση	03	8	5
	05	12	5
	1	15	15
	2	25	25
	3	35	35
	4	55	55
	5	85	85
	6	135	135
7	250	250	
Μέση Τάση	-	-	100% της Συμφωνημένης Ισχύος και μέχρι 3.000 kW _p *

Ο περιορισμός των 3.000kW_p δεν ισχύει για το νομικό πρόσωπο του κράτους καθώς και για νομικά πρόσωπα που έχουν δημοσίου συμφέροντος σκοπούς.

4.3.6.2 Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)

Όσον αφορά τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, η ισχύς ενός σταθμού παραγωγής δεν μπορεί να υπερβαίνει τα παρακάτω ανώτατα όρια ανά αυτόνομο νησιωτικό σύστημα.

Πίνακας 6. Μέγιστη επιτρεπτή εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκού σταθμού στα μη διασυνδεδεμένα νησιά. [2]

Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)

Επίπεδο τάσης	Τυποποιημένο μέγεθος παροχής	Συμφωνημένη Ισχύς (Σ.Ι.) παροχής (kVA)	Μέγιστη επιτρεπτή ισχύς φωτοβολταϊκού σταθμού (kW _p)				
			Φυσικά ή νομικά πρόσωπα			ΝΠΙΔ ή ΝΠΔΔ, κοινωφελούς ή άλλου δημοσίου συμφέροντος σκοπού	
			Ρόδος	Κως, Λέσβος, Θήρα, Χίος, Σάμος	Λουπά ΜΔΝ	Ρόδος	Λουπά ΜΔΝ
Χαμηλή Τάση	03	8	5	5	5	5	5
	05	12	5	5	5	5	5
	1	15	15	15	15	15	15
	2	25	25	25	20	25	25
	3	35	35	35	20	35	35
	4	55	55	50	20	55	55
	5	85	85	50	20	85	85
	6	135	100	50	20	135	100
7	250	100	50	20	250	100	
Μέση Τάση	-	-	100	50	20	100% της Συμφωνημένης Ισχύος και μέχρι 500 kW _p (οι Ε.ΚΟΙΝ στη Ρόδο μπορούν να εγκαταστήσουν ως 1000 kW _p)	100

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

- [1] Σύνδεσμος Εταιρειών Φωτοβολταϊκών, «Ένας πρακτικός τεχνικός οδηγός», Έκθεση 2013, Αθήνα, 2013
- [2] ΔΕΔΔΗΕ, «Εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού (net metering) από αυτοπαραγωγούς σύμφωνα με την ΥΑ Αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382/19.2.2019 (ΦΕΚ Β' 759/5.3.2019)», Τομέας Ρυθμιστικών θεμάτων, Διεύθυνση Χρηστών Δικτύου», Αθήνα, 2022
- [3] Σύνδεσμος Εταιρειών Φωτοβολταϊκών, «Αυτοπαραγωγή με ενεργειακό συμψηφισμό και εικονικό ενεργειακό συμψηφισμό για ιδιώτες, επιχειρήσεις και ενεργειακές κοινότητες με ή χωρίς αποθήκευση», Έκθεση 2022, Αθήνα, 2022
- [4] ΔΕΔΔΗΕ, «Ενημερωτικό σημείωμα για τον τρόπο εγκατάστασης των μετρητών στους αυτοπαραγωγούς με ενεργειακό συμψηφισμό»
- [5] ΔΕΔΔΗΕ, «Ενημερωτικό σημείωμα για τη σύνδεση ΦΒ συστημάτων αυτοπαραγωγής με ενεργειακό συμψηφισμό σε εγκαταστάσεις χρηστών του Δικτύου ΜΤ»

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5. ΤΕΧΝΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ

5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Για την εκπόνηση της τεχνικής μελέτης, υπάρχουν ορισμένοι παράγοντες που διαδραματίζουν καθοριστικό ρόλο και πρέπει να ληφθούν υπόψη. Τα κλιματολογικά δεδομένα της περιοχής και η γεωγραφική της θέση αποτελούν τον σημαντικότερο παράγοντα καθώς καθορίζουν την διαθέσιμη ηλιακή ενέργεια ανά τετραγωνικό μέτρο. Ο προσανατολισμός των εγκαταστάσεων της επιχείρησης, οι διαστάσεις και τα χαρακτηριστικά των επιφανειών κάλυψης αλλά και παράγοντες που προκαλούν σκίαση στη διαθέσιμη επιφάνεια είναι επίσης καθοριστικής σημασίας. Η νομοθεσία και το πλαίσιο στο οποίο θα υπογραφεί σύμβαση με το Διαχειριστή Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας πρέπει επίσης να ληφθούν υπόψη. Από τα τελευταία σημαντικό ρόλο στην υλοποίηση της τεχνικής μελέτης αποτελεί το γεγονός ότι στα πλαίσια του ενεργειακού συμψηφισμού, ως ανώτατο όριο εγκατεστημένης ισχύος της μονάδας παραγωγής ορίζεται το μέγεθος της συμφωνημένης ισχύος της εγκατάστασης. Τέλος, ένας ακόμη παράγοντας που λαμβάνεται υπόψη είναι η ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της επιχείρησης. Με βάσει τα παραπάνω, μπορεί να επιλεγεί ο απαραίτητος εξοπλισμός και να ακολουθήσει η ορθή τοποθέτησή του.

Μελετώντας τα σχέδια της εγκατάστασης ορίστηκε ο ωφέλιμος χώρος στον οποίο θα πραγματοποιηθεί η εγκατάσταση του φ/β σταθμού. Πρόκειται για επιφάνεια στέγης (βιομηχανικού τύπου και λαμαρίνας) κλίσης περίπου 10 μοιρών και συνολικής επιφάνειας 2300 τ.μ.. Παρότι ο νότιος προσανατολισμός θεωρείται ιδανικός για την συγκεκριμένη γεωγραφική θέση, η εγκατάσταση των πλαισίων θα γίνει με ανατολικό προσανατολισμό και κλίση δέκα μοιρών αφού υπάρχει εκ των πραγμάτων περιορισμός εξαιτίας του προσανατολισμού των κτιριακών υποδομών της επιχείρησης. Εξαιτίας του γεγονότος ότι όλα τα φωτοβολταϊκά πάνελ θα τοποθετηθούν με την ίδια κλίση και προσανατολισμό δεν απαιτείται διαχωρισμός σε επιμέρους τμήματα.

Αναλύοντας τους υπόλοιπους παράγοντες που θα μας απασχολήσουν με τη βοήθεια του διαδικτυακού εργαλείου PVGIS Online tool (<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>) προκύπτει ότι για τη συγκεκριμένη γεωγραφική θέση η μέση ετήσια απόδοση ανέρχεται σε 1330 kWh/kW_p.

Η συμφωνημένη ισχύς της εγκατάστασης, που όπως προαναφέρθηκε μας απασχολεί διότι αποτελεί και το άνω όριο στην εγκατεστημένη ισχύ του φωτοβολταϊκού σταθμού είναι 600kVA. Επίσης, η ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στις εγκαταστάσεις της επιχείρησης ανέρχεται σε 2.000.000 kWh.

Από τα παραπάνω στοιχεία προκύπτει ότι είναι αδύνατο να καλυφθεί το σύνολο της ετήσιας κατανάλωσης από την παραγόμενη από το φωτοβολταϊκό σύστημα ηλεκτρική ενέργεια και επίσης ότι βάσει του διαθέσιμου χώρου και των φωτοβολταϊκών πάνελ που υπάρχουν στην αγορά δεν δύναται να ξεπεραστεί ούτε το άνω όριο των 600kVA. Ως εκ τούτου η μελέτη επικεντρώνεται στη βέλτιστη αξιοποίηση του διαθέσιμου χώρου για την παραγωγή καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας και μείωσης του λειτουργικού κόστους της επιχείρησης μέσω της εξοικονόμησης χρημάτων για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

5.2 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΠΑΝΕΛ

Τα φωτοβολταϊκά πάνελ αποτελούν τη γεννήτρια ενός φωτοβολταϊκού συστήματος αφού είναι υπεύθυνα για την μετατροπή της ηλιακής σε ηλεκτρική ενέργεια. Τα βασικότερα χαρακτηριστικά που λαμβάνονται υπόψη για την επιλογή του κατάλληλου πάνελ είναι η απόδοση, η ποιότητα, η ανθεκτικότητα, το έτος κατασκευής και οι εγγυήσεις και πιστοποιήσεις που διαθέτει.

- Βαθμός απόδοσης πάνελ.

Ο βαθμός απόδοσης ενός πάνελ χαρακτηρίζει την αποτελεσματικότητά του στο να μετατρέπει το φωτεινή ακτινοβολία σε ηλεκτρική ενέργεια. Συγκρίνοντας πάνελ με διαφορετικό βαθμό απόδοσης προτιμάται αυτό με την υψηλότερη τιμή.

- Συντελεστής θερμοκρασίας.

Αποτελεί σημαντικό παράγοντα που πρέπει να ληφθεί υπόψη στο σχεδιασμό καθώς η απόδοση και τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά του πάνελ μεταβάλλονται με τη θερμοκρασία. Για να υπάρχει κοινή μεθοδολογία μεταξύ κατασκευαστών και σύγκριση προϊόντων τα χαρακτηριστικά των πάνελ παρουσιάζονται μετά από δοκιμή σε συγκεκριμένες συνθήκες (STC, Standard Test Conditions) οι οποίες διαφέρουν από τις πραγματικές συνθήκες λειτουργίας. Ο εκάστοτε μελετητής καλείται με βάση τα κλιματολογικά δεδομένα του πεδίου στο οποίο πραγματοποιείται ένα έργο, να διορθώσει τις τιμές με τη βοήθεια του συντελεστή θερμοκρασίας, ο οποίος επίσης γνωστοποιείται από τον κατασκευαστή. Ο συντελεστής αυτός δείχνει ουσιαστικά πώς μειώνεται / αυξάνεται η απόδοση του πάνελ κατά τη διάρκεια των ζεστών καλοκαιρινών / κρύων χειμερινών ημερών. Όσο χαμηλότερη είναι η τιμή του συντελεστή τόσο το καλύτερο αφού τόσο λιγότερο επηρεάζεται από τις αλλαγές θερμοκρασίας.

- Εγγύηση αντοχής.

Οι κατασκευαστές των φωτοβολταϊκών πάνελ προσφέρουν εγγύηση για τα προϊόντα τους που προστατεύει τον επενδυτή από κατασκευαστικά και περιβαλλοντικά προβλήματα, και περιπτώσεις μειωμένης πέραν το φυσιολογικό απόδοσης. Οι σπουδαιότερες εταιρείες του κλάδου προσφέρουν περισσότερα από 10 έτη εγγύησης.

- Πιστοποιήσεις.

Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια, θα πρέπει να πληρούν τις παρακάτω προδιαγραφές πιστοποιημένες από αναγνωρισμένο φορέα (ή αντίστοιχες):

- IEC 61215
- EN-61215:2005 για τα πολυκρυσταλλικά ή μονοκρυσταλλικά πλαίσια
- IEC 61646 για τα Φ/Β πλαίσια λεπτού υμενίου (thin film)
- IEC 61701
- Διαδικασίες παραγωγής πιστοποιημένες κατά ISO 9001 και ISO 14001.

- Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια θα πρέπει ακόμη να διαθέτουν «Declaration of conformity CE» του κατασκευαστή σύμφωνα με την 2004/108/EC (ή 93/97/EC ή 89/336/EC) «Electromagnetic compatibility directive» και την 2006/95/EC (ή 93/68/EC ή 73/23/EC) «Low voltage directive».

Για να διασφαλιστεί ότι το φωτοβολταϊκό πάνελ που θα επιλεγεί ικανοποιεί τις παραπάνω προδιαγραφές και διαθέτει τις απαιτούμενες πιστοποιήσεις, χρησιμοποιήθηκε πλατφόρμα κατηγοριοποίησης κατασκευαστών πάνελ, που τελεί υπό την αιγίδα του ερευνητικού οργανισμού BloombergNEF (Bloomberg New Energy Finance). Λαμβάνοντας υπ' όψιν ένα εύρος παραμέτρων κατηγοριοποιεί τους κατασκευαστές, με την ανώτερη κατηγορία να ορίζεται ως Tier 1.[1]

Το πάνελ που επιλέχθηκε αποτελεί κατασκευή της εταιρείας Jinko Solar, η οποία είναι εδραιωμένη στον τομέα της κατασκευής φωτοβολταϊκών πάνελ και έχει συνεχή παρουσία στην κατηγορία Tier 1 για σχεδόν μια δεκαετία. Συγκεκριμένα επιλέχθηκε το πάνελ Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 585 Watt. Τα χαρακτηριστικά του παρουσιάζονται παρακάτω, όπως δημοσιεύονται από τον κατασκευαστή.[2]

www.jinkosolar.com



Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 565-585 Watt MONO-FACIAL MODULE

N-Type

Positive power tolerance of 0- +3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

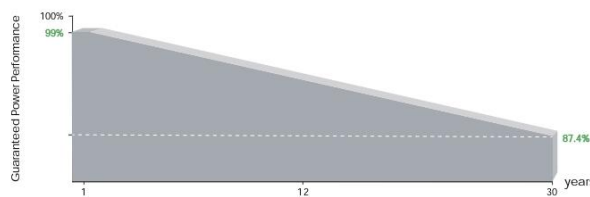


Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



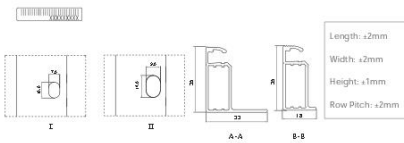
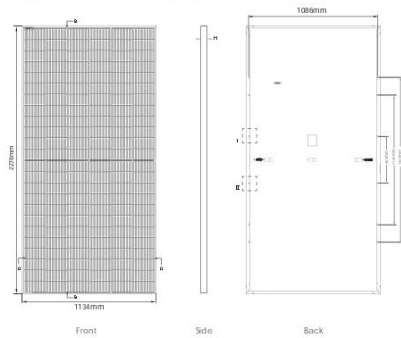
12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

Εικόνα 14. Τεχνικά χαρακτηριστικά πάνελ Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 585 Watt (1).[2]

Engineering Drawings

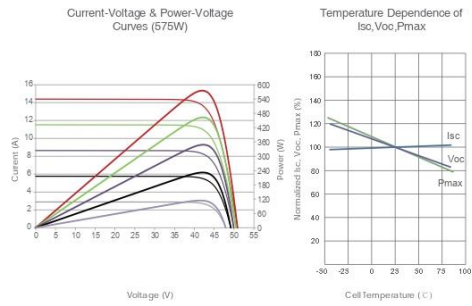


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×35mm (89.69×44.65×1.38 inch)
Weight	28 kg (61.73 lbs)
Front Glass	3.2mm Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module type	JKM565N-72HL4		JKM570N-72HL4		JKM575N-72HL4		JKM580N-72HL4		JKM585N-72HL4	
	JKM565N-72HL4-V	JKM570N-72HL4-V	JKM575N-72HL4-V	JKM580N-72HL4-V	JKM585N-72HL4-V	JKM565N-72HL4-V	JKM570N-72HL4-V	JKM575N-72HL4-V	JKM580N-72HL4-V	JKM585N-72HL4-V
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp	580Wp	436Wp	585Wp	440Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.92V	39.38V	42.07V	39.51V	42.22V	39.60V	42.37V	39.69V	42.52V	39.81V
Maximum Power Current (Imp)	13.48A	10.79A	13.55A	10.85A	13.62A	10.92A	13.69A	10.99A	13.76A	11.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.60V	48.06V	50.74V	48.20V	50.88V	48.33V	51.02V	48.46V	51.16V	48.60V
Short-circuit Current (Isc)	14.23A	11.49A	14.31A	11.55A	14.39A	11.62A	14.47A	11.68A	14.55A	11.75A
Module Efficiency STC (%)	21.87%		22.07%		22.26%		22.45%		22.65%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.045%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

©2022 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

JKM565-585N-72HL4-(V)-F3-EN

Εικόνα 15. Τεχνικά χαρακτηριστικά πάνελ Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 585 Watt (2).[2]

5.3 ANΤΙΣΤΡΟΦΕΑΣ (INVERTER)

Η επιλογή του αντιστροφέα είναι εξίσου σημαντική με αυτή των πάνελ αφού είναι ουσιαστικά επιφορτισμένος με την διασύνδεση του φωτοβολταϊκού συστήματος με το δίκτυο. Αποτελείται από διακοπτικό υλικό και ηλεκτρονικά ισχύος διατεταγμένα με τέτοιο τρόπο ώστε να μετατρέπουν τη συνεχή τάση των φωτοβολταϊκών πάνελ σε εναλλασσόμενη τάση συγκεκριμένων χαρακτηριστικών. Για την Ελλάδα, αυτά είναι 230V τάση ανα φάση και 50 Hz συχνότητα. Ο Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας θέτει συγκεκριμένες προδιαγραφές ώστε ένας αντιστροφέας να είναι αποδεκτός για την διασύνδεση του φωτοβολταϊκού συστήματος με το ηλεκτρικό δίκτυο της χώρας.

Οι προδιαγραφές αυτές αναλύονται με σαφήνεια παρακάτω:

- Οι αντιστροφείς πρέπει να είναι κατηγορίας στεγανότητας τουλάχιστον IP 65, καθώς η λειτουργία τους προβλέπεται τόσο για εσωτερικούς όσο και για εξωτερικούς χώρους. Η κατηγορία στεγανότητας IP 65 παρέχει προστασία σε συνθήκες αυξημένης θερμοκρασίας, υγρασίας, ηλιακής ακτινοβολίας κ.α.
- Τίθενται όρια για την τιμή της τάσης στην έξοδο του αντιστροφέα η οποία αφ' ενός πρέπει να μην πέφτει κάτω από το -20% της ονομαστικής τιμής και αφ' ετέρου να μην υπερβαίνει το +15% αυτής. Η ονομαστική τιμή της τάσης είναι 230 V.
- Εκτός από την τάση και η συχνότητα υπόκειται σε περιορισμό. Σύμφωνα με αυτόν, η μέγιστη διακύμανση της συχνότητας στην έξοδο του αντιστροφέα έχει καθοριστεί σε +/- 0,5Hz. Επισημαίνεται ότι σε περιπτώσεις υπέρβασης πρέπει να γίνεται αυτόματη απόζευξη σε 0,5 δευτερόλεπτα και επανάζευξη μετά από 3 λεπτά.
- Προβλέπεται επίσης ότι ο αντιστροφέας πρέπει να παρέχει προστασία έναντι του φαινομένου νησιδοποίησης κατά το πρότυπο VDE 0126-1-1
- Ο βαθμός απόδοσης του κάθε αντιστροφέα θα πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος από 98%.

Επίσης οι αντιστροφείς θα πρέπει να συμμορφώνονται στα παρακάτω:

- Να είναι multi-string, που συνεπάγεται τη δυνατότητα σύνδεσης πολλαπλών στοιχειοσειρών.
- Να διαθέτει ενσωματωμένο διακόπτη απόζευξης DC.
- Να έχουν δυνατότητα συμμετρικής τροφοδοσίας των φάσεων.
- Να έχουν γαλβανική Απομόνωση Εξόδου.
- Να έχουν συντελεστή συνολικής αρμονικής παραμόρφωσης <3%,
- Να έχουν εύρος λειτουργίας σε θερμοκρασίες περιβάλλοντος από -20oC έως +55oC τουλάχιστον. Πρέπει να διαθέτει κατάλληλες διατάξεις ελέγχου της θερμοκρασίας ώστε να διασφαλίζεται η απρόσκοπτη λειτουργία του σε περιπτώσεις αυξημένης θερμοκρασίας περιβάλλοντος.
- Να μπορεί να επικοινωνεί με άλλα συστήματα παρακολούθησης, ρύθμισης και ελέγχου διαφόρων παραμέτρων όποτε κρίνεται απαραίτητο, μέσω διαφόρων διεπαφών επικοινωνίας, όπως RS232, RS485, θύρα USB.

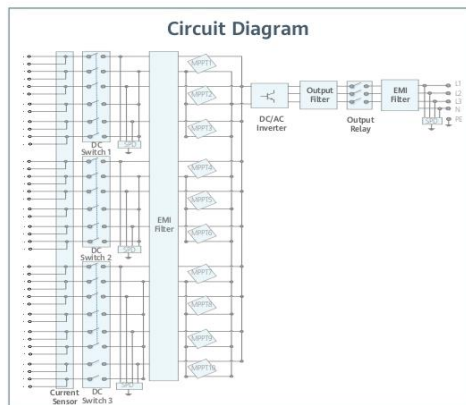
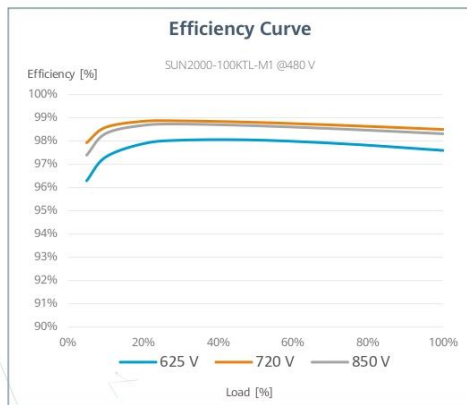
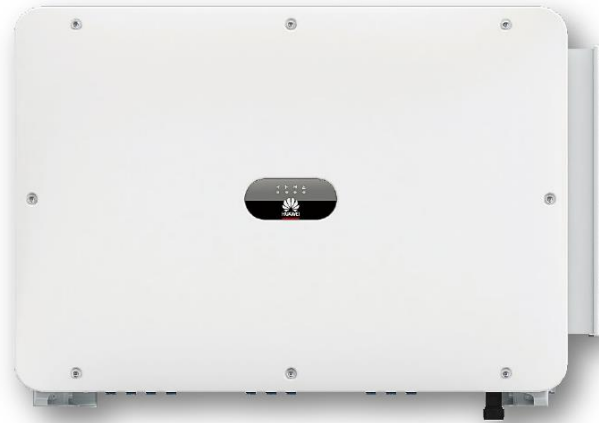
- Να έχει πιστοποίηση κατά CE και να αποδεικνύεται ανάλογα.
- Να πληρεί τα διεθνή πρότυπα και προδιαγραφές
 - IEC 61727
 - DIN VDE 0126-1-1
 - IEC 61209-1
 - IEC 61209-2
 - IEC-62103 (EN50178)
 - CE [3]

Βάσει της τεχνικής μελέτης επιλέχθηκε να χρησιμοποιηθούν οι αντιστροφείς SUN2000-100KTL-M1 και SUN2000-50KTL-M0 της HUAWEI, ο βαθμός απόδοσης των οποίων είναι 98,6% και 98,7% αντίστοιχα και ικανοποιούν όλες τις παραπάνω προϋποθέσεις. Η HUAWEI έχει εδραιωθεί ως μία εκ των κορυφαίων εταιρειών στον τομέα των αντιστροφέων προσφέροντας ένα αξιόπιστο σύστημα που εκμεταλλεύεται τεχνολογίες πληροφοριών και επικοινωνιών (ICT) για τη βελτιστοποίησή του.[4]

Αξιίζει να αναφερθεί ότι η εγκατάσταση των αντιστροφέων θα πραγματοποιηθεί σε εσωτερικό χώρο, πλησίον του πίνακα χαμηλής τάσης της εγκατάστασης. Με αυτόν τον τρόπο μειώνεται σημαντικά το μήκος της AC καλωδίωσης που θα απαιτηθεί αλλά και η πτώση τάσης. Επίσης, με αυτόν τον τρόπο ο εξοπλισμός αυτός θα είναι προστατευμένος από τα καιρικά φαινόμενα και τις ιδιαίτερες συνθήκες της εγκατάστασης η οποία βρίσκεται πολύ κοντά στη θάλασσα. Αν κριθεί αναγκαίο, ενδέχεται να εγκατασταθεί και ανεμιστήρας που θα διασφαλίζει την ροή του αέρα ώστε να μην εμφανιστούν προβλήματα υπερθέρμανσης.

Τα λεπτομερή χαρακτηριστικά των αντιστροφέων παρουσιάζονται στις εικόνες που ακολουθούν.

SUN2000-100KTL-M1
Smart PV Controller



SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

Εικόνα 16. Τεχνικά χαρακτηριστικά αντιστροφέα HUAWEI SUN2000-100KTL-M1 (1).[4]

SUN2000-100KTL-M1
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M1
Efficiency	
Max. efficiency	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
European efficiency	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of MPP trackers	10
Max. input number per MPP tracker	2
Output	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Optional
Communication	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Smart Dongle-4G	4G / 3G / 2G via Smart Dongle - 4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)
General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	90 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11
<small>*1 The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter. *2 Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating. Version No.:D4-(20201006) SOLAR.HUAWEI.COM/EU/</small>	

Εικόνα 17. Τεχνικά χαρακτηριστικά αντιστροφέα HUAWEI SUN2000-100KTL-M1 (2).[4]

SUN2000-50KTL-M0
Smart String Inverter



Smart

Smart I-V Curve Diagnosis supported



Efficient

Max. efficiency 98.7%



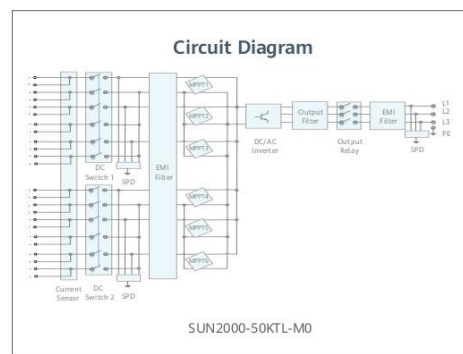
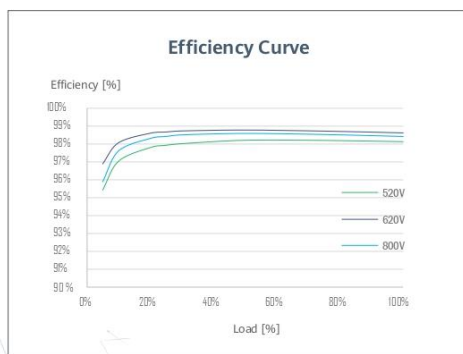
Safe

Fuse free design



Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



SOLAR.HUAWEI.COM

Εικόνα 18. Τεχνικά χαρακτηριστικά αντιστροφέα HUAWEI SUN2000-50KTL-M0 (1).[4]

SUN2000-50KTL-M0
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-50KTL-M0
Efficiency	
Max. Efficiency	98.7%
European Efficiency	98.5%
Input	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6
Output	
Rated AC Active Power	50,000 W
Max. AC Apparent Power	55,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	55,000 W
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	76 A @380 V / 72.2 A @400 V
Max. Output Current	83.6 A @380 V / 79.4 A @400 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes
General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 inch)
Weight (with mounting plate)	74 kg (163.1 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 62910, IEC 60068, IEC 61683, IRR-DCC-MV, G99
Grid Code	IEC 61727, G59/3, DEWA, NRS 097-2-1, IEEE 1547, SASO, DEWA



Version No.: 03 (20190619)

SOLAR.HUAWEI.COM

Εικόνα 19. Τεχνικά χαρακτηριστικά αντιστροφέα HUAWEI SUN2000-50KTL-M0 (2).[4]

5.4 ΚΑΛΩΔΙΩΣΕΙΣ

5.4.1 DC

Η ηλεκτρολογική σύνδεση μεταξύ των φωτοβολταϊκών πλαισίων κάθε στοιχειοσειράς (string) θα γίνει με τη σύνδεση των ενσωματωμένων στα πάνελ καλωδίων επομένως δεν θα απαιτηθεί επιπλέον αγωγός. Για τη σύνδεση κάθε στοιχειοσειράς με την είσοδο του inverter έχει επιλεγεί ειδικός τύπος καλωδίου με τα χαρακτηριστικά και τις πιστοποιήσεις που απαιτούνται βάσει προτύπων. Το καλώδιο που θα χρησιμοποιηθεί είναι της κατασκευάστριας εταιρείας Nexans και πρόκειται για το ENERGYFLEX® 1x4mm², τα χαρακτηριστικά του οποίου παρουσιάζονται παρακάτω.

Για την επιλογή της κατάλληλης διατομής καλωδίου λαμβάνουμε υπ' όψιν το μέγιστο ρεύμα που πρόκειται να διαρρέει τον αγωγό. Στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών πλαισίων που έχουν επιλεγεί αυτό καθορίζεται από το ρεύμα βραχυκύκλωσης, το οποίο προσαυξάνουμε κατά 25%. Από αυτό προκύπτει ρεύμα έντασης $1,25 \times 14,55 \text{ A} = 18,2 \text{ A}$. Το καλώδιο που επιλέχθηκε έχει μέγιστη ένταση ρεύματος 39 A επομένως είναι αποδεκτό για την χρήση αυτή.

Ένας ακόμη παράγοντας που λαμβάνεται υπόψη είναι οι απώλειες ισχύος που προκύπτουν στη γραμμή. Υπολογίζονται με τον εξής τύπο, $P_{\text{losses}} = I^2 \times R = (I^2 \times \rho \times 2 \times l) / s = (13,76^2 \times 0,0175 \times 2 \times 0,03) / 4 = 0,05 \text{ W}$ και συμπεραίνεται ότι η απώλεια ισχύος με το εν λόγω καλώδιο είναι μηδαμινή συγκριτικά με την παραγόμενη ισχύ της στοιχειοσειράς.

ENERGYFLEX® : καλώδια για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις

ENERGYFLEX® 1x4mm²

Κωδ. αναφοράς Nexans: 10189494

EAN 13: 3427640017927

Energyflex® cables are designed to comply with the international standards of the solar plants.

They are dedicated to the photovoltaic system direct current (D.C.) side with a nominal D.C. voltage of 1.5 kV and a maximum D.C. voltage of 1.8 kV. These cables are suitable for permanent outdoor long-term use, under variable and harsh climate conditions. They are designed and tested to operate at a normal maximum conductor temperature of 90°C and for 20,000 hours up to 120°C. Therefore, the expected period use is 30 to 40 years under normal usage conditions (lifetime acc. to Arrhenius-Diagram).

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ

Χρήση

Το καλώδιο **ENERGYFLEX®** προορίζεται για χρήση σε φωτοβολταϊκά συστήματα, για σύνδεση των φωτοβολταϊκών πανέλων μεταξύ τους και των πανέλων με τον inverter. Χρησιμοποιείται για εσωτερικές και εξωτερικές εγκαταστάσεις.

Δομή

1. Αγωγός:

Εύκαμπτος επικασιτερωμένος χαλκός κλάση 5 σύμφωνα με IEC 60228.

2. Μόνωση:

- Πολυολεφίνη ελεύθερη αλογόνων

3. Εξωτερικός μανδύας:

- Πολυολεφίνη ελεύθερη αλογόνων

- Χρώμα μαύρο*

* μπλε ή κόκκινη επισήμανση κατόπιν ζήτησεως

- Άλλα χρώματα κατόπιν ζήτησεως

Επισήμανση

ENERGYFLEX® PV1-F PV1000-F 1x s mm² 0.6/1kV Nexans 326 Photovoltaic

Επισήμανση FG21M21 (IMQ) κατόπιν ζήτησεως



DECLARATION OF PERFORMANCE

Dca-s2,d2,a1

ΠΡΟΤΥΠΑ

Διεθνές EN 50618; IEC 62930



Ευκαμψία αγωγού
Εύκαμπτος, κλάση
5



Ελεύθερο
αλογόνων
IEC 60754-1/IEC
60754-2



Ονομαστική τάση
Uo/U
1.0/1.0 (1.2) kV AC
- 1.5/1.5 (1.8) kV
DC



Μηχανική αντίσταση
σε κρούση
Condition AG 2
(medium severity)
acc.to HD
60364-5-52



Εύρος
θερμοκρασίας
λειτουργίας
-40 - 90 °C



Μέγιστη
θερμοκρασία
αγωγού
120 °C



Διαβρωτικότητα
αερίων
IEC 60754-2



Τοξικότητα αερίων
IEC 60754

All drawings, designs, specifications, plans and particulars of weights, size and dimensions contained in the technical or commercial documentation of Nexans is indicative only and shall not be binding on Nexans or be treated as constituting a representation on the part of Nexans.
Generated 11/3/2023 www.nexans.gr Page 1 / 6

Nexans

Εικόνα 20. Ιδιότητες καλωδίου ENERGYFLEX®.[5]

**ENERGYFLEX® : καλώδια για φωτοβολταϊκές
εγκαταστάσεις**
ENERGYFLEX® 1x4mm²

ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ

Κατασκευαστικά Χαρακτηριστικά	
Υλικό Αγωγού	Tin Coated Copper Class 5 acc. To EN 60228
Ευκαμψία αγωγού	Εύκαμπτος, κλάση 5
Μόνωση	Cross-linked halogen free rubber
Εξωτερικός μανδύας	Cross-linked halogen free rubber
Χρώμα μανδύα	Black (blue or red stripe on request)
Χρώμα	Μαύρο
Ελεύθερο αλογόνων	IEC 60754-1/IEC 60754-2
Σχήμα αγωγού	κυκλικό
Διαστασιολογικά Χαρακτηριστικά	
Αριθμός πόλων	1
Διατομή Αγωγού	4 mm ²
Ονομαστική εξωτερική διάμετρος	5,6 mm
Καθαρό βάρος (περίπου)	61 kg/km
Ελάχιστη εξωτερική διάμετρος	5,3 mm
Μέγιστη εξωτερική διάμετρος	5,9 mm
Διάμετρος αγωγού	2,5 mm
Εξωτερική διάμετρος	- mm
Ονομαστικό πάχος μόνωσης	0,7 mm
Πάχος εξωτερικού μανδύα, ονομαστικό	0,8 mm
Ηλεκτρολογικά Χαρακτηριστικά	
Μέγιστη επιτρεπόμενη ένταση ρεύματος	39 A
Ονομαστική τάση U ₀ /U	1.0/1.0 (1.2) kV AC - 1.5/1.5 (1.8) kV DC
Μέγιστη αντίσταση αγωγού σε συνεχές ρεύμα, 20° C	5,09 Ohm/km
Maximum DC resistance of the conductor at 90°C	5,880 Ohm/km
Perm current rating in air 30°C	- A
Permissible current rating in air 60°C	55 A
Permissible current rating on a tray 60°C	52 A
Permissible short circuit current conductor 1s	0,5 kA
Μηχανικά Χαρακτηριστικά	
Bending	100 000 cycles in reverse bending
Frequent torsion	100 000 cycles
Tensile strength	60 N
Μηχανική αντίσταση σε κρούση	Condition AG 2 (medium severity) acc.to HD 60364-5-52
Χαρακτηριστικά Χρήσης	
Εύρος θερμοκρασίας λειτουργίας	-40 - 90 °C
Μέγιστη θερμοκρασία αγωγού	120 °C
Συσκευασία	στροφέιο
Μέγιστη θερμοκρασία βραχυκυκλώματος	250 °C
Διαβρωτικότητα αερίων	IEC 60754-2
Τοξικότητα αερίων	IEC 60754

All drawings, designs, specifications, plans and particulars of weights, size and dimensions contained in the technical or commercial documentation of Nexans is indicative only and shall not be binding on Nexans or be treated as constituting a representation on the part of Nexans.
Generated 11/3/2023 www.nexans.gr Page 2 / 6

 Nexans

Εικόνα 21. Χαρακτηριστικά καλωδίου ENERGYFLEX® (1),[5]

**ENERGYFLEX® : καλώδια για φωτοβολταϊκές
εγκαταστάσεις**
ENERGYFLEX® 1x4mm²

Χαρακτηριστικά Χρήσης		
Πυκνότητα καπνού		IEC 61034-1-2
Αντίσταση στο Οζόν		EN 50396:2005
Αντίσταση στις καιρικές συνθήκες		Άριστη
Βραδύκαυστο/Μη διάδοση φλόγας		IEC 60332-1
Corrosive or Polluting Substances	Condition AF 3 (intermittent accidental) acc. to HD 60364-5-52	
Minimum Bend Radius - Installed		17,7 mm
Outdoor Use	Condition AN 3 (high solar radiation), permanent acc. to EN 50565-1:2014	
Resistance to vibrations	Condition AH 3 (sever industrial conditions) acc. to HD 60364-5-52	
RoHS conform		RoHS 2011/65/EU
Thermal endurance		IEC 60216-1-2
U.V resistance	EN 50289-4-17 method A, for 720h. Nexans prestige test 4000h	
Μήκος		- m
Στεγανότητα	Passed 100 days 50°C water immersion test of EN 50525-2-21 annex D and E	

CURRENT RATING TEMPERATURE

Ambient temperature = 60°C

Maximum conductor temperature = 120°C

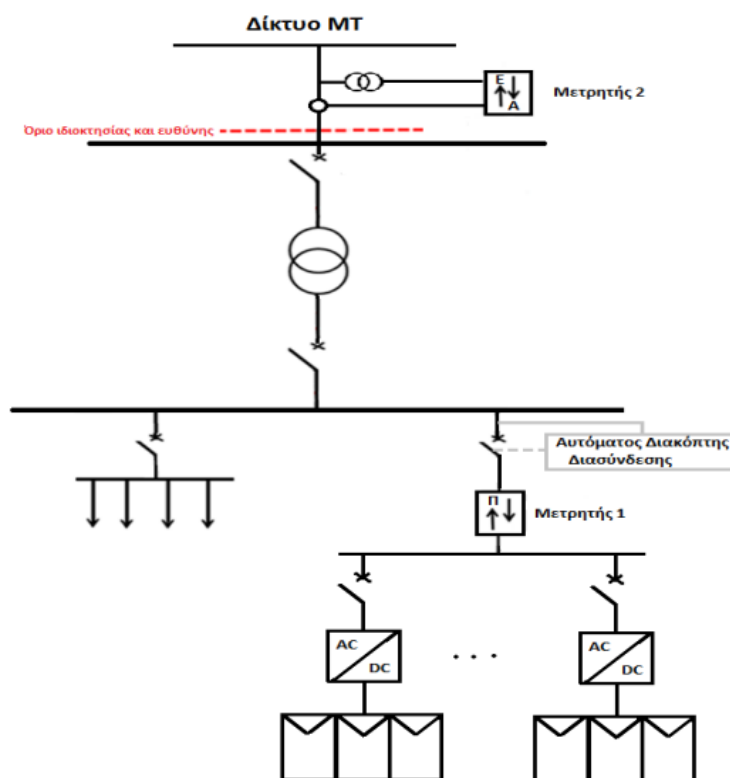
All drawings, designs, specifications, plans and particulars of weights, size and dimensions contained in the technical or commercial documentation of Nexans is indicative only and shall not be binding on Nexans or be treated as constituting a representation on the part of Nexans.
Generated 11/3/2023 www.nexans.gr Page 3 / 6

 Nexans

Εικόνα 22. Χαρακτηριστικά καλωδίου ENERGYFLEX® (2),[5]

5.4.2 AC

Όσον αφορά τα καλώδια εναλλασσόμενου ρεύματος που θα χρησιμοποιηθούν πρέπει να αναλογιστούμε το παρακάτω σχήμα, όπου φαίνεται πώς γίνεται η διασύνδεση του φωτοβολταϊκού συστήματος με το δίκτυο. Από αυτό προκύπτει ότι η AC καλωδίωση μπορεί να χωριστεί σε τρία τμήματα. Στο πρώτο τμήμα έχουμε τη σύνδεση του κάθε αντιστροφέα με το γενικό πίνακα χαμηλής τάσης του φωτοβολταϊκού συστήματος. Στη συνέχεια ακολουθεί το δεύτερο τμήμα στο οποίο συνδέεται ο γενικός πίνακας χαμηλής τάσης με τον μετρητή ενέργειας του φωτοβολταϊκού συστήματος. Τέλος, ακολουθεί η σύνδεση του μετρητή με την χαμηλή τάση του μετασχηματιστή της εγκατάστασης.



Εικόνα 23. Απλοποιημένο μονογραμμικό διάγραμμα διασύνδεσης φωτοβολταϊκού σταθμού.[6]

Για την επιλογή του AC καλωδίου χρησιμοποιούμε το μέγιστο ρεύμα εξόδου του αντιστροφέα προσαυξημένο κατά 25%. Υπολογίζοντας το, προκύπτει $1,25 * 160,4 \text{ A} = 200,5 \text{ A}$. Επιλέγεται το καλώδιο E1 VVR 95mm² της NEXANS, το οποίο σύμφωνα με τα ηλεκτρολογικά του χαρακτηριστικά του έχει μέγιστη επιτρεπόμενη ένταση ρεύματος σε περίπτωση τοποθέτησης στο έδαφος 286 A και στον αέρα 258 A.

E1VV-U, E1VV-R, E1VV-S

E1VVR 1X 95 #D

International Designation: CU/PVC/PVC, type NYY, Type YKY

Κωδ. αναφοράς Nexans: 13000226

Κωδ. αναφοράς χώρας: 13000226

EAN 13: 5204609002266

E1VVR 1X 95 #D

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ

Καλώδιο μονοπολικό ή πολυπολικό με χάλκινους μονόκλωνους ή πολύκλωνους αγωγούς, μόνωση και μανδύας από PVC

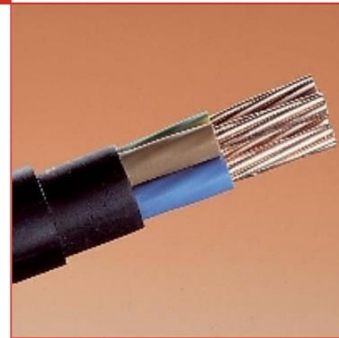
Χρήση

Σε σταθερές εγκαταστάσεις σε υγρούς ή ξηρούς χώρους, στον αέρα ή στο έδαφος

Δομή

1. Αγωγός (-οι) χαλκού
2. μόνωση PVC
3. εξωτερικός μανδύας PVC

Σημείωση: Κατόπιν ζήτησεως το καλώδιο μπορεί να παραχθεί με υψηλότερη επίδοση μη διάδοσης της φωτιάς σύμφωνα με τα πρότυπα BS/EN 50266 cat C, IEC 60322-3-24 cat C



DECLARATION OF PERFORMANCE

E_{ca}

ΠΡΟΤΥΠΑ

Διεθνές IEC 60332-1;
IEC 60502-1

Εθνικός ELOT 843

ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ

Κατασκευαστικά Χαρακτηριστικά

Υλικό Αγωγού	Χαλκός
Μόνωση	PVC
Εξωτερικός μανδύας	PVC
Χρώμα μανδύα	Μαύρο
Χωρίς μολύβι	Ναι
Τύπος Αγωγού	R
Ευκαμψία αγωγού	πολύκλωνος, κλάση 2
Σχήμα αγωγού	κυκλικό
Κίτρινο-πράσινο πόλο	Όχι



Χωρίς μολύβι
Ναι



Ευκαμψία αγωγού
πολύκλωνος,
κλάση 2



Ονομαστική τάση
Uo/U
0.6/1 (1.2) kV



Ευκαμψία καλωδίου
Συμπταγής



Μηχανική αντίσταση
σε κρούση
Καλή



Μέγιστη
θερμοκρασία
αγωγού
70 °C



Αντίσταση στις
καυκές συνθήκες
Πολύ καλή



Βραδύκαυστο/Μη
διάδοση φλόγας
Ναι

All drawings, designs, specifications, plans and particulars of weights, size and dimensions contained in the technical or commercial documentation of Nexans is indicative only and shall not be binding on Nexans or be treated as constituting a representation on the part of Nexans.
Generated 11/3/2023 www.nexans.gr Page 1 / 2

Nexans

Εικόνα 24. Ιδιότητες και χαρακτηριστικά καλωδίου E1 VVR 95mm² (1).[5]

E1VV-U, E1VV-R, E1VV-S

E1VVR 1X 95 #D

Κατασκευαστικά Χαρακτηριστικά	
Μειωμένος ουδέτερος αγωγός	-
Διαστασιολογικά Χαρακτηριστικά	
Αριθμός πόλων	1
Διατομή Αγωγού	95 mm ²
Phase Conductor Cross Section	95 mm ²
Neutral conductor section (when smaller)	- mm ²
Διατομή αγωγού γείωσης	- mm ²
Ονομαστικό πάχος μόνωσης	1,6 mm
Πάχος εξωτερικού μανδύα, ονομαστικό	1,5 mm
Ονομαστική εξωτερική διάμετρος	17,0 mm
Βάρος (περίπου)	1019 kg/km
Ηλεκτρολογικά Χαρακτηριστικά	
Ονομαστική τάση U ₀ /U	0.6/ 1 (1.2) kV
Μέγιστη αντίσταση αγωγού σε συνεχές ρεύμα, 20° C	0,193 Ohm/km
Επιτρεπόμενη ένταση ρεύματος στο έδαφος	286 A
Επιτρεπόμενη ένταση ρεύματος στον αέρα	258 A
Πτώση τάσης, 3 φάσεις	0,41 V/A.km
Πτώση τάσης, μια φάση	- V/A.km
Μηχανικά Χαρακτηριστικά	
Ευκαμψία καλωδίου	Συμπαγής
Μηχανική αντίσταση σε κρούση	Καλή
Χαρακτηριστικά Χρήσης	
Μέγιστη θερμοκρασία αγωγού	70 °C
Μέγιστη θερμοκρασία βραχυκυκλώματος	160 °C
Αντίσταση στις καιρικές συνθήκες	Πολύ καλή
Βραδύκαυστο/Μη διάδοση φλόγας	Ναι

ΠΩΛΗΣΗ & ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ ΑΠΟΣΤΟΛΗΣ

Σημείωση: U:μονόκλωνος αγωγός, R:πολύκλωνος κυκλικός αγωγός, S:πολύκλωνος τριγωνικός αγωγός

Χωρίς μολύβι Ναι	Ευκαμψία αγωγού πολύκλωνος, κλάση 2	Ονομαστική τάση U ₀ /U 0.6/ 1 (1.2) kV	Ευκαμψία καλωδίου Συμπαγής	Μηχανική αντίσταση σε κρούση Καλή	Μέγιστη θερμοκρασία αγωγού 70 °C	Αντίσταση στις καιρικές συνθήκες Πολύ καλή	Βραδύκαυστο/Μη διάδοση φλόγας Ναι

All drawings, designs, specifications, plans and particulars of weights, size and dimensions contained in the technical or commercial documentation of Nexans is indicative only and shall not be binding on Nexans or be treated as constituting a representation on the part of Nexans.
Generated 11/3/2023 www.nexans.gr Page 2 / 2

Nexans

Εικόνα 25. Ιδιότητες και χαρακτηριστικά καλωδίου E1 VVR 95mm² (2).[5]

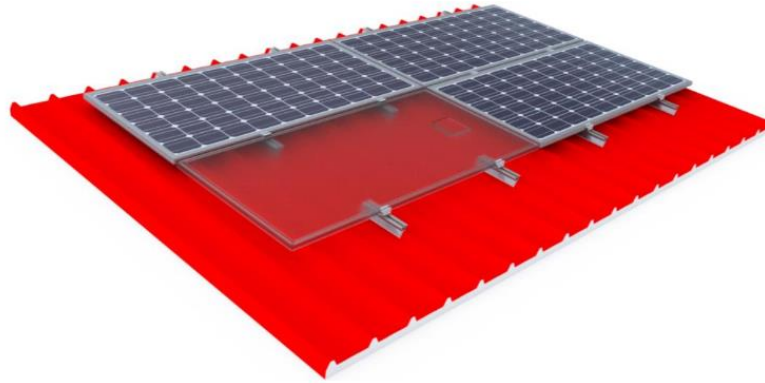
5.5 ΒΑΣΕΙΣ ΣΤΗΡΙΞΗΣ

Για τη στήριξη των φωτοβολταϊκών πάνελ θα χρησιμοποιηθούν βάσεις στήριξης αλουμινίου της ALUMIL Solar. Η όμιλος Alumil αντιλαμβάνομενος από νωρίς την δυναμική των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και την ανάγκη της αγοράς για συστήματα στήριξης ίδρυσε την Alumil Solar η οποία δραστηριοποιείται στο σχεδιασμό και παραγωγή συστημάτων στήριξης φωτοβολταϊκών πάνελ για εγκατάσταση σε φωτοβολταϊκά πάρκα, κεραμοσκεπές, δώματα, και στέγες βιομηχανικού τύπου. Τα προϊόντα της εταιρείας προσφέρουν εύκολη και γρήγορη συναρμολόγηση, προσαρμογή σε διάφορους τύπους βιομηχανικών πάνελ, δυνατότητα διάταξης των φωτοβολταϊκών πλαισίων σε κατακόρυφη ή οριζόντια διάταξη (portrait ή landscape) για τη μέγιστη κάλυψη στέγης. Ακόμη εξαιτίας του ύψους του προφίλ των βάσεων, τα φωτοβολταϊκά πάνελ ψύχονται καλύτερα με αποτέλεσμα να έχουν καλύτερες επιδόσεις σε υψηλές θερμοκρασίες.

Πιο συγκεκριμένα, θα χρησιμοποιηθούν δύο τύποι, Helios 2400 AS410 και Helios 2400 AS 415. Ο πρώτος για το τμήμα επιφανείας βιομηχανικού τύπου και ο δεύτερος για το τμήμα στέγης λαμαρίνας.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι τεχνικές προδιαγραφές τους όπως έχουν δημοσιευτεί από την εταιρεία.

AS410L - H2400 HELIOS Industrial Roof



Materials

- Aluminum Alloy 6005
- Inox A2 Screws

Technical characteristics

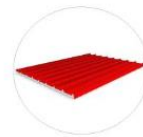
- Series: H2400
- Type: AS410L
- Application: Industrial Roof
- Alignment: Landscape
- Inclination: Tangent to the industrial roof
- Foundation: Self drilling rivets or self drilling screws

Certification

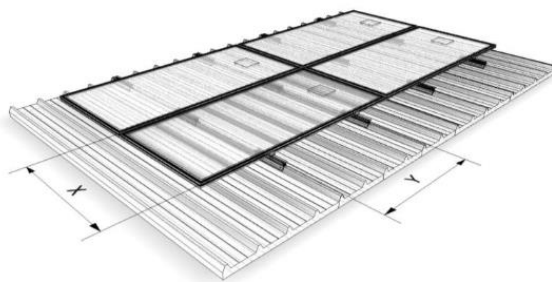
- Static Analysis According Eurocodes 1,3,9
- ISO 9001 / ISO 14001 / ISO 50001
- CE
- Technical Manual
- Alumil 20 Year Guarantee

Alumil, recognizing its installers' need for quick and safe structures, improved the PV mounting system on industrial roofs considerably, by offering an innovative solution bearing numerous advantages.

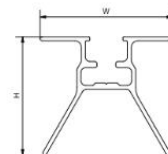
- ✓ Quick installation
- ✓ Light weight mounting system
- ✓ Adaption to various types of industrial roofs



TECHNICAL DETAILS



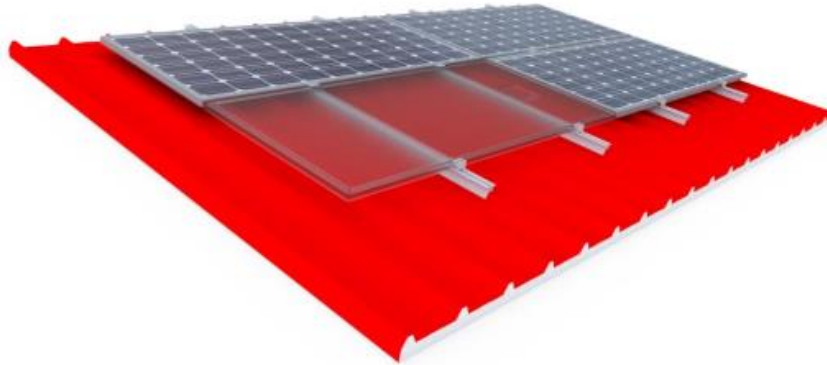
Profile	H2409
W = width (mm)	60
H = Height (mm)	53,6
Weight (kg/m)	1,064
Lengths (mm)	300



20 YEARS
GUARANTEE

Εικόνα 26. Τεχνικά χαρακτηριστικά βάσεων στήριξης Helios 2400 AS410.[7]

AS415L - H2400 HELIOS Industrial Roof



Materials

- Aluminum Alloy 6005
- Inox A2 Screws

Technical characteristics

- Series: H2400
- Type: AS415L
- Application: Industrial Roof
- Alignment: Landscape
- Inclination: Tangent to the industrial roof
- Foundation: Self drilling rivets or self drilling screws

Certification

- Static Analysis According Eurocodes 1,3,9
- ISO 9001 / ISO 14001 / ISO 50001
- CE
- Technical Manual
- Alumil 20 Year Guarantee

Alumil, recognizing its installers' need for quick and safe structures, improved the PV mounting system on industrial roofs considerably, by offering an innovative solution bearing numerous advantages:

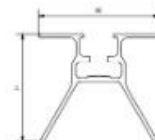
- ✓ Quick installation
- ✓ Light weight mounting system
- ✓ Adaption to various types of industrial roofs



TECHNICAL DETAILS



Profile	H2409
W = width (mm)	60
H = Height (mm)	53,6
Weight (kg/m)	1,064
Lengths (m)	2,1 / 3,15 / 4,2 / 6,2

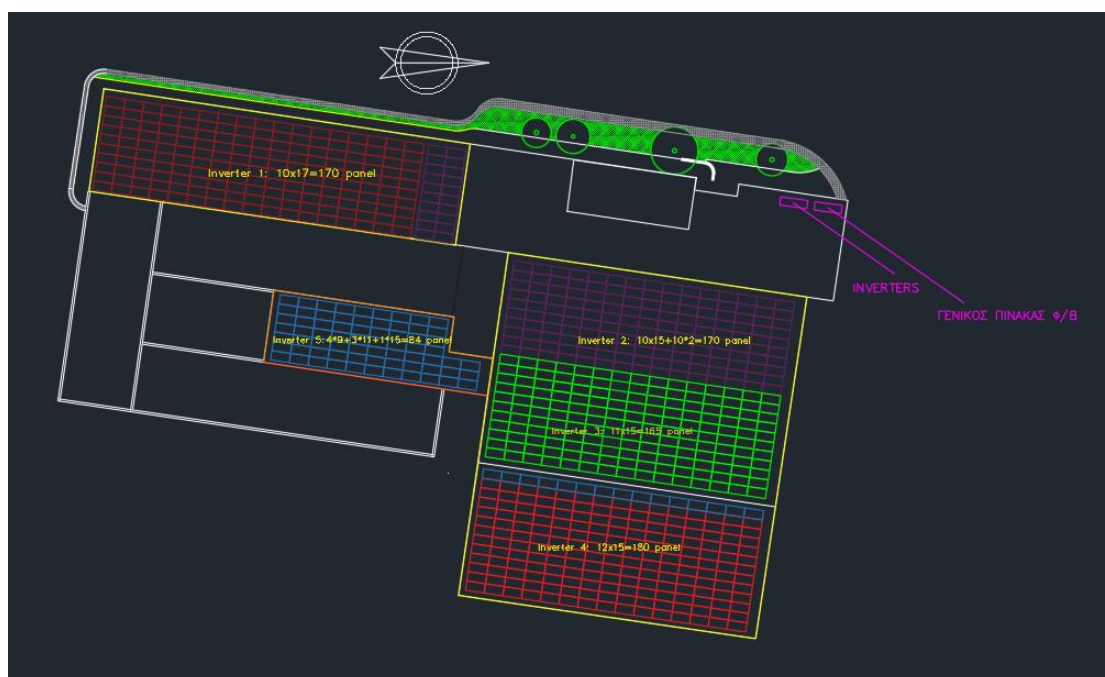


20 YEARS
GUARANTEE

Εικόνα 27. Τεχνικά χαρακτηριστικά βάσεων στήριξης Helios 2400 AS 415.[7]

5.6 ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗ

Αφού παρουσιάστηκε ο βασικός εξοπλισμός που θα χρησιμοποιηθεί ακολουθεί η χωροθέτηση των φωτοβολταϊκών πάνελ στις διαθέσιμες επιφάνειες. Με τη βοήθεια του λογισμικού σχεδίασης AutoCAD υπολογίζεται ότι δύναται να εγκατασταθούν 770 πάνελ διαμορφώνοντας την συνολική εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος στα 450,450kW. Ακολούθως, υπολογίζονται οι αντιστροφείς που απαιτούνται για την μετατροπή της συνεχούς τάσης σε εναλλασσόμενη. Βάσει της εγκατεστημένης ισχύος, επιλέγονται τέσσερις αντιστροφής 100kW και ένας αντιστροφέας 50kW. Ο επιμερισμός των πάνελ στους αντιστροφείς παρουσιάζεται στην εικόνα που ακολουθεί και αναλύεται περαιτέρω στο επόμενο κεφάλαιο.



Εικόνα 28. Χωροθέτηση πάνελ και διαχωρισμός ανά αντιστροφέα.

5.7 ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΣΤΟΙΧΕΙΟΣΕΙΡΩΝ ΚΑΙ ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΕΩΝ

Για την ορθή διαστασιολόγηση του συστήματος και την αξιοπιστία των αποτελεσμάτων χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό PVSyst και συγκεκριμένα η έκδοση 7.3.2. Το PVSyst αποτελεί εργαλείο που δημιουργεί, προσομοιώνει και αναλύει διασυνδεδεμένα ή αυτόνομα συστήματα ηλιακής ενέργειας.

Στα πλαίσια της παρούσης δεν κρίνεται σκόπιμο να γίνει θεωρητικός υπολογισμός σχετικά με τη διαστασιολόγηση ωστόσο οι σημαντικότεροι παράμετροι που πρέπει να ληφθούν υπ' όψιν σε μια τέτοια ανάλυση είναι οι εξής:

- Η μέγιστη τάση ανοικτού κυκλώματος (Voc) ανά στοιχειοσειρά (string) δεν πρέπει να ξεπερνά τη μέγιστη τάση εισόδου του αντιστροφέα.
- Ο αριθμός εισόδων και ανιχνευτών μέγιστης ισχύος ανά αντιστροφή (Maximum Power Point Tracker).
- Η μέγιστη επιτρεπόμενη ένταση ρεύματος αντιστροφέα ανά είσοδο και MPPT.
- Η σύνδεση σε κάθε MPPT πλαισίων ίδιας κλίσης και προσανατολισμού.
- Σε περίπτωση παράλληλης σύνδεσης στοιχειοσειρών σε ένα MPPT, απαιτείται ίδιος αριθμός πλαισίων ανά στοιχειοσειρά.
- Ο λόγος της εγκατεστημένης ισχύος των πάνελ προς την ονομαστική ισχύ του αντιστροφέα στον οποίο συνδέονται πρέπει να είναι κοντά στο 1.

Όπως προαναφέρθηκε η θερμοκρασία ανάλογα με το γεωγραφικό μήκος και πλάτος επηρεάζει τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά των πάνελ. Το λογισμικό PVSyst είναι εφοδιασμένο με βάση δεδομένων που περιέχει κλιματολογικά δεδομένα πολλών περιοχών και πραγματοποιεί τους απαραίτητους υπολογισμούς για τη διαστασιολόγηση λαμβάνοντας υπ' όψιν τις ακραίες τιμές θερμοκρασίας για το συγκεκριμένο σημείο εγκατάστασης. Επιπρόσθετα, με την αξιοποίηση των δεδομένων αυτών πραγματοποιεί προσομοίωση κατά την οποία εκτιμάται η ετήσια παραγόμενη ενέργεια του συστήματος.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται στοιχεία από την αναφορά που συντάσσεται μετά την ολοκλήρωση της προσομοίωσης. Όπως φαίνεται σε αυτή, αρχικά αναφέρονται βασικά στοιχεία του έργου, όπως αυτά έχουν οριστεί από το χρήστη. Τα στοιχεία αυτά περιλαμβάνουν τις συντεταγμένες της τοποθεσίας εγκατάστασης του έργου καθώς και την πηγή κλιματολογικών δεδομένων για τη συγκεκριμένη τοποθεσία. Αναγράφονται επίσης η γωνία κλίσης των πάνελ και το αζιμούθιο, καθώς και πιθανές σκιάσεις που ενδέχεται να επηρεάζουν την εγκατάσταση. Στη συνέχεια, με βάση τα χαρακτηριστικά του πάνελ και του αντιστροφέα που έχουν επιλεγεί από το χρήστη, το πρόγραμμα κατανέμει βέλτιστα τα πάνελ σε στοιχειοσειρές και τα συνδέει με τους αντιστροφείς, ώστε να υλοποιήσει την προσομοίωση. Η προσομοίωση πέραν της εκτίμησης της παραγόμενης ενέργειας, υπολογίζει και τις απώλειες του συστήματος. Η αναφορά περιλαμβάνει επίσης διάγραμμα μονοπατιών του ήλιου, το οποίο δείχνει πώς ο ήλιος επηρεάζει το σημείο εγκατάστασης καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Αμέσως μετά παρουσιάζονται τα βασικά αποτελέσματα και διαγράμματα που αφορούν την παραγόμενη ενέργεια, η οποία για το εν λόγω σύστημα ανέρχεται σε 563757 kWh

ετησίως, καθώς και η αναγωγή σε παραγόμενη ενέργεια ανά εγκατεστημένο kW, το οποίο είναι 1252 kWh/kW_p ετησίως. Επίσης δίνονται περαιτέρω λεπτομέρειες που προσδιορίζουν τη μηνιαία εγχεόμενη ενέργεια στο δίκτυο. Τέλος, η αναφορά εμπεριέχει διάγραμμα απωλειών στο οποίο γίνεται αναλυτική απεικόνιση της μετατροπής της διαθέσιμης ηλιακής ακτινοβολίας σε ενέργεια εγχεόμενη στο δίκτυο.



Version 7.3.2

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Test

Variant: PV simulation

No 3D scene defined, no shadings

System power: 450 kWp

Livádi - Greece

Project summary

Geographical Site Livádi Greece	Situation Latitude 38.25 °N Longitude 20.43 °E Altitude 0 m Time zone UTC+2	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Livádi Meteonorm 8.1 (1991-2006), Sat=100% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 10 / -80 °	Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information PV Array Nb. of modules 770 units Pnom total 450 kWp	Inverters Nb. of units 5 units Pnom total 450 kWac Pnom ratio 1.001	

Results summary

Produced Energy 563757 kWh/year	Specific production 1252 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 72.90 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Εικόνα 29. Αναφορά PVsyst (1).[8]

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation			
Orientation		Sheds configuration	Models used
Fixed plane		No 3D scene defined	Transposition Perez
Tilt/Azimuth	10 / -80 °		Diffuse Perez, Meteonorm Circumsolar separate
Horizon		Near Shadings	User's needs
Average Height 4.1 °		No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM585M-7RL4-V	Model	SUN2000-100KTL-M1-400Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	585 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	680 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	398 kWp	Total power	400 kWac
Array #1 - Inverter 1 (100kW)			
Number of PV modules	170 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	99.5 kWp	Total power	100 kWac
Modules	10 Strings x 17 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	
Pmpp	90.7 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U mpp	685 V	Max. power (=>33°C)	110 kWac
I mpp	133 A	Pnom ratio (DC:AC)	0.99
		Power sharing within this inverter	
Array #2 - Inverter 2 (100kW)			
Number of PV modules	180 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	105 kWp	Total power	100 kWac
Modules	12 Strings x 15 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	
Pmpp	96.1 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U mpp	604 V	Max. power (=>33°C)	110 kWac
I mpp	159 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.05
		Power sharing within this inverter	
Array #3 - Inverter 3 (100kW)			
Number of PV modules	165 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	96.5 kWp	Total power	100 kWac
Modules	11 Strings x 15 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	
Pmpp	88.1 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U mpp	604 V	Max. power (=>33°C)	110 kWac
I mpp	146 A	Pnom ratio (DC:AC)	0.97
		Power sharing within this inverter	
Array #4 - Sub-array #4			
Number of PV modules	165 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	96.5 kWp	Total power	100 kWac
Modules	11 Strings x 15 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	
Pmpp	88.1 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U mpp	604 V	Max. power (=>33°C)	110 kWac
I mpp	146 A	Pnom ratio (DC:AC)	0.97
		Power sharing within this inverter	

Εικόνα 30. Αναφορά PVsyst (2).[8]

PV Array Characteristics

Array #5 - Sub-array #5			
PV module			
Manufacturer	Jinkosolar	Inverter	Manufacturer
Model	JKM585M-7RL4-V	Model	Huawei Technologies
			SUN2000-50KTL-M3-400V
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	585 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	90 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	52.7 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	6 Strings x 15 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	48.0 kWp	Max. power ($\Rightarrow 35^\circ\text{C}$)	55.0 kWac
U mpp	604 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.05
I mpp	80 A	Power sharing within this inverter	
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	450 kWp	Total power	450 kWac
Total	770 modules	Max. power	495 kWac
Module area	2105 m ²	Number of inverters	5 units
		Pnom ratio	1.00

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		LID - Light Induced Degradation	
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	1.6 %
		Uc (const)	20.0 W/m ² K		
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s		
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss	
Loss Fraction	0.0 %	Loss Fraction	1.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %
IAM loss factor					
ASHRAE Param.: IAM = 1 - bo (1/cosi - 1)					
bo Param. 0.04					

DC wiring losses

Global wiring resistance	8.7 mΩ		
Loss Fraction	0.8 % at STC		
Array #1 - Inverter 1 (100kW)		Array #2 - Inverter 2 (100kW)	
Global array res.	28 mΩ	Global array res.	42 mΩ
Loss Fraction	0.5 % at STC	Loss Fraction	1.0 % at STC
Array #3 - Inverter 3 (100kW)		Array #4 - Sub-array #4	
Global array res.	46 mΩ	Global array res.	46 mΩ
Loss Fraction	1.0 % at STC	Loss Fraction	1.0 % at STC
Array #5 - Sub-array #5			
Global array res.	84 mΩ		
Loss Fraction	1.0 % at STC		

System losses

Auxiliaries loss	
Proportionnal to Power	4.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

Εικόνα 31. Αναφορά PVsyst (3).[8]

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo
 Inverter voltage 400 Vac tri
 Loss Fraction 23.61 % at STC
Inverters: SUN2000-100KTL-M1-400Vac, SUN2000-50KTL-M3-400V
 Wire section (5 Inv.) Copper 5 x 3 x 185 mm²
 Average wires length 4196 m

AC losses in transformers

MV transfo
 Medium voltage 20 kV
Transformer parameters
 Nominal power at STC 442 kVA
 Iron Loss (24/24 Connexion) 0.45 kVA
 Iron loss fraction 0.10 % at STC
 Copper loss 3.98 kVA
 Copper loss fraction 0.90 % at STC
 Coils equivalent resistance 3 x 3.26 mΩ

Horizon definition

Horizon from Meteornorm web service, lat=38,2506, lon=20,4298

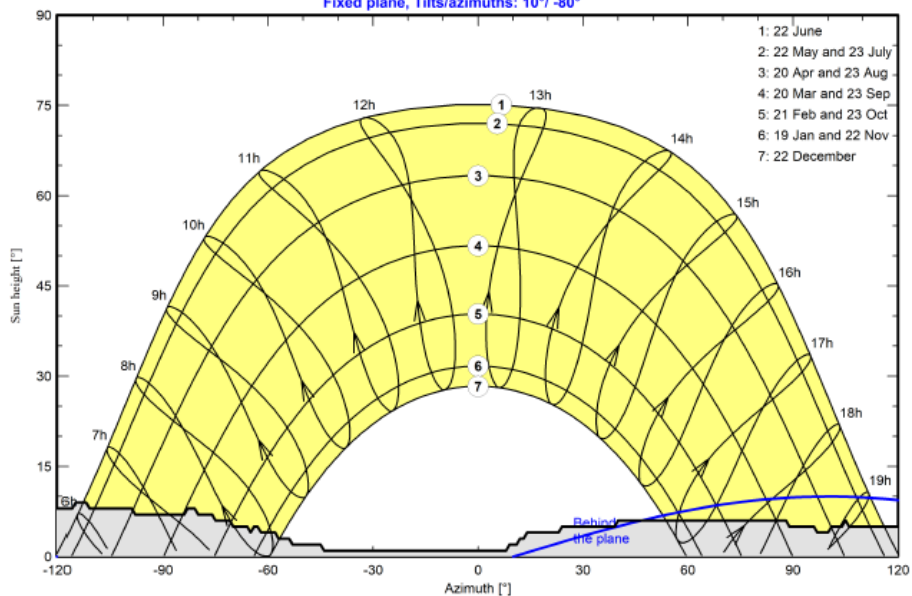
Average Height 4.1 ° Albedo Factor 0.74
 Diffuse Factor 0.99 Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-177	-164	-163	-155	-154	-150	-148	-144	-141	-136	-134	-130	-129
Height [°]	3.0	3.0	2.0	3.0	4.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	5.0	6.0	6.0
Azimuth [°]	-126	-116	-115	-111	-99	-98	-83	-81	-80	-75	-71	-70	-65	-64
Height [°]	8.0	8.0	9.0	8.0	8.0	7.0	8.0	8.0	7.0	6.0	6.0	5.0	4.0	5.0
Azimuth [°]	-63	-62	-58	-54	-53	-45	8	9	11	13	14	23	39	40
Height [°]	5.0	4.0	4.0	3.0	2.0	2.0	1.0	2.0	2.0	3.0	4.0	4.0	5.0	6.0
Azimuth [°]	88	96	97	100	105	106	123	130	131	172	173	175	178	179
Height [°]	6.0	5.0	4.0	4.0	6.0	5.0	4.0	4.0	3.0	2.0	3.0	4.0	4.0	3.0

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilts/azimuths: 10°/-80°



Εικόνα 32. Αναφορά PVSystem (4).[8]

Main results

System Production

Produced Energy

563757 kWh/year

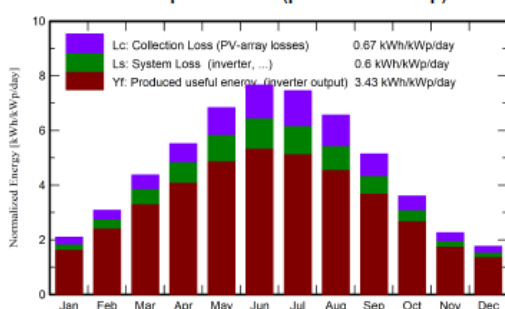
Specific production

1252 kWh/kWp/year

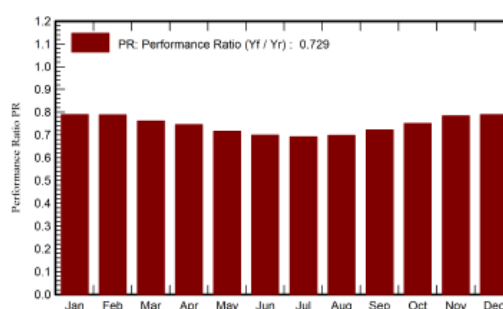
Performance Ratio PR

72.90 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



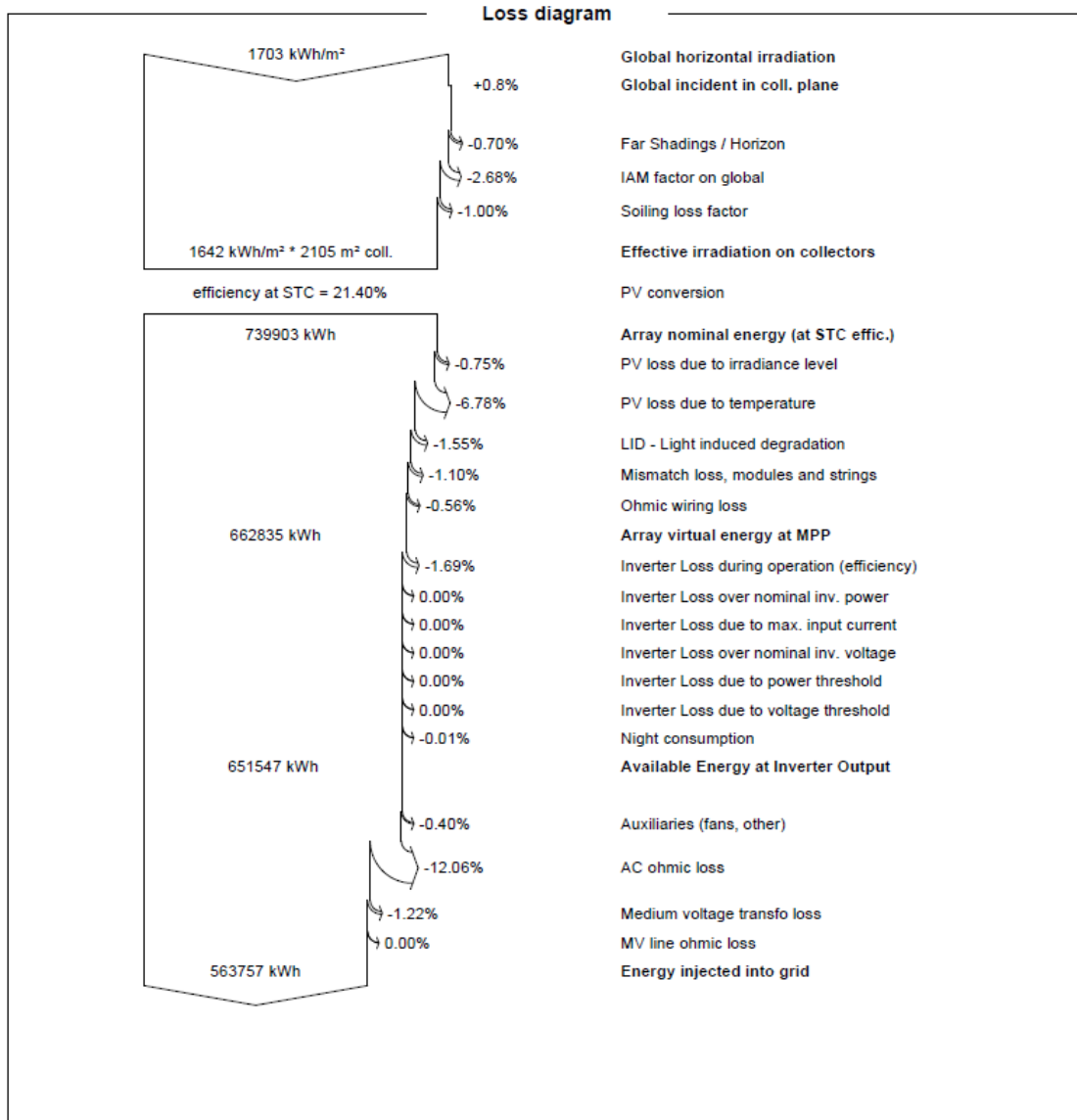
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	63.1	32.02	12.05	64.9	60.3	25813	23065	0.789
February	84.6	42.31	12.28	86.4	81.9	34893	30686	0.788
March	133.9	60.41	14.26	135.5	129.1	54056	46474	0.762
April	163.4	73.59	16.31	165.4	159.1	65594	55548	0.745
May	212.0	79.64	20.38	211.8	203.7	81815	68327	0.716
June	230.3	72.64	24.11	230.1	222.2	87350	72434	0.699
July	231.3	74.13	27.25	231.1	222.5	86394	71975	0.691
August	203.8	69.12	27.68	203.5	195.7	76239	64010	0.698
September	151.9	53.10	23.89	154.0	147.8	58980	50148	0.723
October	109.3	46.85	20.54	111.7	105.8	43355	37768	0.750
November	66.9	35.94	16.93	67.8	63.7	26771	23931	0.784
December	52.8	29.48	13.65	54.5	50.7	21574	19392	0.789
Year	1703.3	669.24	19.15	1716.7	1642.3	662835	563757	0.729

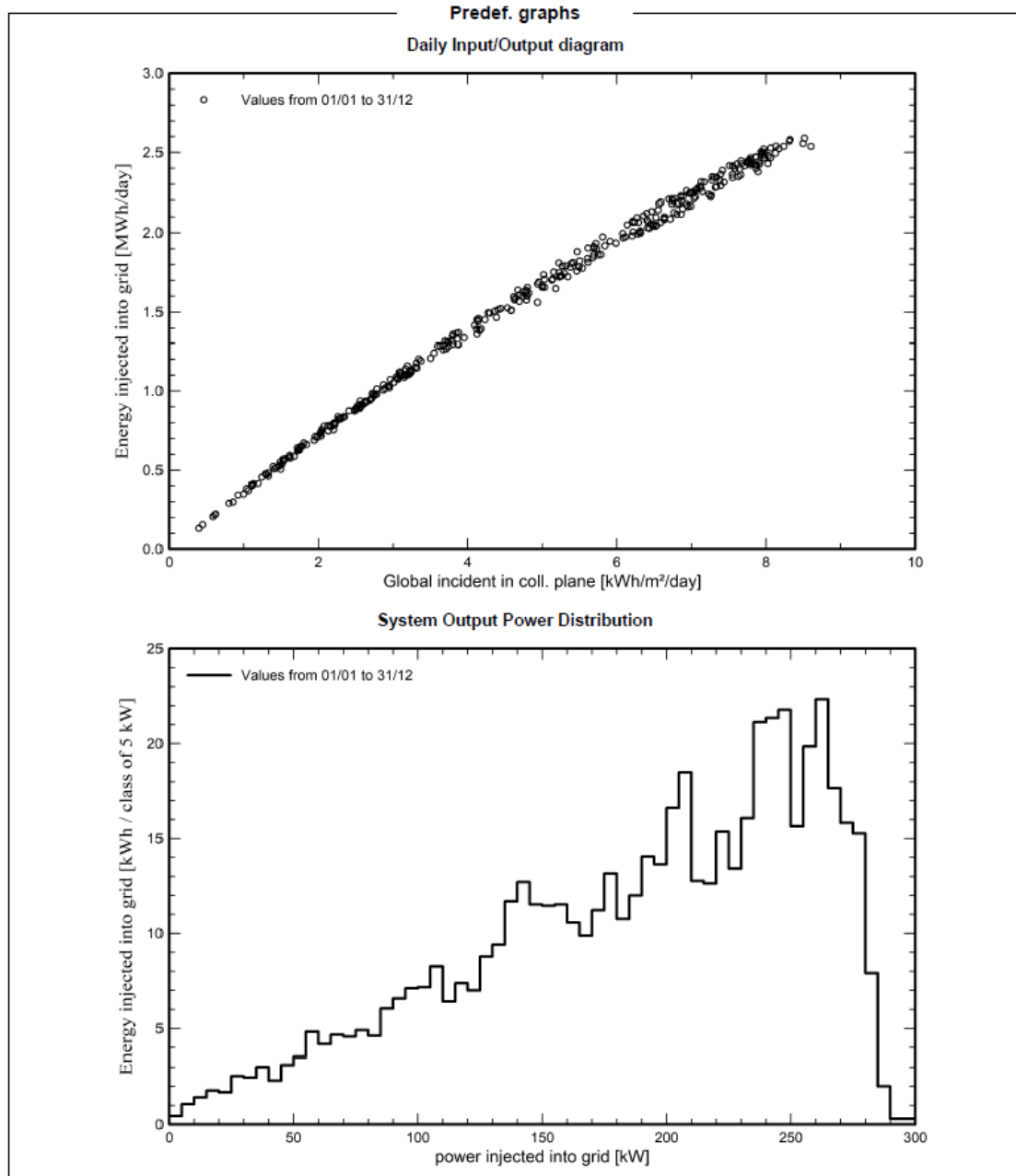
Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Εικόνα 33. Αναφορά PVSystem (5).[8]



Εικόνα 34. Αναφορά PVSystem (6).[8]



Εικόνα 35. Αναφορά PVSystem (7).[8]

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

- [1] <https://solaranalytica.com/>
- [2] <https://www.jinkosolar.com/en/>
- [3] Μπαράτσας Αλέξανδρος, «Οικονομοτεχνική Μελέτη Εφαρμογής Ενεργειακού Συμψηφισμού στο Γ.Ν. Ιωαννίνων ‘Χατζηκώστα’», Διπλωματική Εργασία, Θεσσαλονίκη, 2020
- [4] <https://solar.huawei.com/en/>
- [5] <https://www.nexans.com/en/>
- [6] ΔΕΔΔΗΕ, «Εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού (net metering) από αυτοπαραγωγούς σύμφωνα με την ΥΑ Αριθμ.ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382/19.2.2019 (ΦΕΚ Β’ 759/5.3.2019)», Τομέας Ρυθμιστικών θεμάτων, Διεύθυνση Χρηστών Δικτύου», Αθήνα, 2022
- [7] <https://www.alumilsolar.com/?lang=en>
- [8] <https://www.pvsyst.com/>

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ

6.1 ΠΕΡΙ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ

Με τον όρο επένδυση νοείται η διαδικασία κατά την οποία χρησιμοποιούνται πόροι με στόχο να αποφέρουν όφελος σε αυτόν που την πραγματοποιεί. Οι χρησιμοποιούμενοι πόροι αποτελούν το κόστος της επένδυσης, ενώ η διαδικασία μετατροπής τους σε αγαθά ή υπηρεσίες καλείται παραγωγική διαδικασία. Η εκμετάλλευση των τελικών αγαθών ή υπηρεσιών συνιστά τα οφέλη της επένδυσης.

Πρακτικά αποτελεί μια ακολουθία Καθαρών Ταμειακών Ροών (ΚΤΡ), που αντιστοιχούν στη διαφορά μεταξύ της ταμειακής εισροής (εισπράξεις) και της ταμειακής εκροής (πληρωμές) που απορρέει από μια επενδυτική πρόταση.

Συνήθως μια επένδυση ξεκινά με κάποια αρχική εκροή K_0 , το αρχικό κόστος επένδυσης που πραγματοποιείται τη χρονική στιγμή T_0 και στη συνέχεια ακολουθούν τα χρονικά σημεία T_i που επιδεικνύουν το τέλος της i περιόδου με θετικές ή αρνητικές καθαρές ταμειακές ροές X_i .

K_0 = αρχικές εκροές – αρχικές εισροές

X_i = καθαρή ταμειακή ροή περιόδου i

ΚΤΡ = ταμειακές εισροές – ταμειακές εκροές

Η διαμόρφωση της αρχικού κόστους επένδυσης, όπως φαίνεται παραπάνω, υπολογίζεται ως η διαφορά μεταξύ αρχικών εκροών και αρχικών εισροών.

Στις αρχικές εκροές συνεισφέρουν μεταξύ άλλων τα παρακάτω:

- Το κόστος που προκύπτει από την αγορά, τη μεταφορά και την εγκατάσταση νέου εξοπλισμού.
- Το κόστος κτήσης κάποιας νέας υπηρεσίας που θα χρησιμοποιηθεί.
- Το κόστος που διαμορφώνεται από την ανάγκη εκπαίδευσης του προσωπικού στη χρήση των νέων μηχανημάτων ή τεχνολογιών.
- Πιθανή αύξηση στο Μόνιμο Κεφάλαιο Κίνησης της εταιρείας.
- Το κόστος που προκύπτει από τη φορολογία εσόδων που προέκυψαν από την πώληση υπαρχόντων μηχανημάτων που αντικαταστάθηκαν.

Αντίστοιχα, στις αρχικές εισροές περιλαμβάνονται:

- Τα έσοδα που προέκυψαν από την πώληση υπαρχόντων μηχανημάτων
- Πιθανή φορολογική εξοικονόμηση που προέκυψε.

Οι ταμειακές ροές X_i αποτελούνται από το άθροισμα των αυξημένων εσόδων πέραν των αυξημένων δαπανών, την εξοικονόμηση εργατικών, πρώτων υλών και λοιπών δαπανών και τη φορολογική εξοικονόμηση από την αύξηση της απόσβεσης.

Η τελική ταμειακή ροή X_n περιλαμβάνει την υπολειμματική αξία της επένδυσης, την καταβολή μετρητών που συνδέονται με τον τερματισμό της και την ανάκτηση καταβολής μετρητών που πραγματοποιήθηκαν στην αρχή της επένδυσης και δεν προορίζονταν για δαπάνες αλλά για την αύξηση του μονίμου κεφαλαίου κίνησης.[1]

Οι Καθαρές Ταμειακές Ροές (ΚΤΡ) διακρίνονται ως εξής:

- Ταμειακή εισροή:
Πωλήσεις, εξοικονόμηση πρώτων υλών και εργατικών, υπολειμματική αξία
- Ταμειακή εκροή:
Λειτουργικά Έξοδα, Κεφαλαιουχικές Δαπάνες, Κεφάλαιο Κίνησης, Φόροι, Κόστος Ευκαιρίας Παραγωγικών Συντελεστών.

Η επένδυση που εξετάζεται αφορά επένδυση σε πάγια στοιχεία ενεργητικού γεγονός που συνεπάγεται τη δέσμευση κεφαλαίου για μεγάλο χρονικό διάστημα, σε στοιχεία που δεν ρευστοποιούνται εύκολα. Παρολαυτά η επένδυση κρίνεται ιδιαίτερα σημαντική αφού συμβάλλει στον εκσυγχρονισμό των εγκαταστάσεων και τη μείωση του κόστους παραγωγής.

Τα βασικότερα χαρακτηριστικά των επενδύσεων σε πάγια ενεργητικά στοιχεία είναι τα εξής:

- δεσμεύουν μεγάλα χρηματικά ποσά τα οποία αφ' ενός πρέπει να εξασφαλίζονται πριν από την επένδυση και αφ' ετέρου επενδύονται σε ένα μακροχρόνιο έργο δεσμεύοντας τα για πολλά χρόνια. Επομένως οι συνέπειες μιας τέτοιας επένδυσης θα επηρεάζουν την επιχείρηση για πολλά χρόνια στο μέλλον,
- η επανάκτηση των ποσών που δεσμεύονται απαιτεί μεγάλο χρονικό διάστημα και συνεπάγεται αβεβαιότητες, μεταξύ των οποίων ο κίνδυνος της πρόωρης οικονομικής απαξίωσης τους, και
- κάθε επένδυση σε πάγια ενεργητικά στοιχεία προξενεί αύξηση των σταθερών δαπανών της επιχείρησης όπως αποσβέσεις, ασφάλιστρα, χρηματοπιστωτικά έξοδα, πρόσθετοι μισθοί.[1]

6.2 ΜΕΘΟΔΟΙ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ

Στη συνέχεια περιγράφονται οι παρακάτω μέθοδοι αξιολόγησης:

1. Περίοδος επανάκτησης του κεφαλαίου (Payback period)
2. Μέση ετήσια απόδοση της επένδυσης (Average annual rate of return ή Accounting rate of return)
3. Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value)
4. Επανάκτηση του κεφαλαίου σε συνδυασμό με την Παρούσα Αξία (Present Value payback period)
5. Δείκτης Αποδοτικότητας (Profitability Index)
6. Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return)

Για την εφαρμογή κάθε μεθόδου είναι απαραίτητος ο προσδιορισμός των καθαρών ταμειακών ροών αφού βάσει αυτών θα κριθεί η πρόκριση ή μη του επενδυτικού σχεδίου. Σημειώνεται επίσης ότι λαμβάνονται υπόψιν και οι εξής υποθέσεις:

- α) οι ΚΤΡ είναι γνωστές με βεβαιότητα και
- β) δεν αναμένονται αυξήσεις στις τιμές των προϊόντων διαχρονικά.[1]

6.2.1 Περίοδος Επανάκτησης Κεφαλαίου (Payback Period)

Η μέθοδος αυτή υπολογίζει τον αριθμό των ετών που απαιτούνται ώστε οι καθαρές ταμειακές ροές να καλύπτουν το ύψος του επενδύμενου κεφαλαίου. Καλείται αλλιώς περίοδος αποπληρωμής κεφαλαίου (recoupment period) ή περίοδος επανείσπραξης της επένδυσης (play-off period).

Υπολογίζεται ως εξής :

Περίπτωση 1: σταθερή καθαρή ταμειακή ροή για κάθε περίοδο

$$\text{Χρόνος αποπληρωμής (έτη)} = \text{επένδυση} / \text{καθαρές εισροές περιόδου}$$

Περίπτωση 2: μεταβλητή καθαρή ταμειακή ροή ανά περίοδο

Προστίθενται οι καθαρές ταμειακές ροές ξεκινώντας από την πρώτη περίοδο, έως ότου το σύνολό τους καλύψει την αρχική επένδυση.

Κατά την επιλογή αυτής της μεθόδου αξιολόγησης για την πρόκριση ή μη πρόκριση μιας επένδυσης, καθορίζεται αρχικά ένα μέγιστο επιθυμητό χρονικό όριο επανάκτησης και στη συνέχεια γίνεται εκτίμηση του πραγματικού χρόνου ανάκτησης βάσει της μεθοδολογίας που παρουσιάστηκε παραπάνω. Στη συνέχεια γίνεται σύγκριση των τιμών αυτών και αν η τιμή εκτίμησης είναι μικρότερη από την μέγιστη τιμή που έχει καθοριστεί τότε η επένδυση προκρίνεται, ενώ σε αντίθετη περίπτωση δεν θεωρείται αποδεκτή.

Το μέγιστο επιθυμητό χρονικό όριο επανάκτησης αποτελεί σημαντικό παράγοντα που τίθεται από τον επενδυτή αφού εμμέσως ορίζεται μέσω αυτού το χρονικό διάστημα μετά το οποίο ο επενδυτής επιθυμεί να εξασφαλίσει τη ρευστότητα της επιχείρησης,

αποδεδειγμένα τα κεφάλαια που επενδύθηκαν τα οποία στη συνέχεια είναι διαθέσιμα να επανεπενδυθούν σε άλλα επενδυτικά σχέδια.

Το σημαντικότερο πλεονέκτημα της μεθόδου είναι ότι με πολύ απλό υπολογισμό, παρουσιάζει ένα δείκτη που αντανακλά το χρονικό διάστημα για το οποίο τα κεφάλαια της επιχείρησης βρίσκονται σε καθεστώς κίνδυνου. Ως εκ τούτου, αποτελεί σημαντικό εργαλείο για επιχειρήσεις που αντιμετωπίζουν προβλήματα ρευστότητας και επιθυμούν γρήγορη ανάκτηση κεφαλαίου. Ακόμα το γεγονός ότι δίνει έμφαση στις εισροές του άμεσου μέλλοντος, καθιστά τη μέθοδο αυτή χρήσιμη σε περιόδους αυξημένης αβεβαιότητας για την οικονομική συγκυρία ή περιόδους ταχείας τεχνολογικής προόδου, που δημιουργεί ανάγκες για ταχεία αντικατάσταση του μηχανολογικού εξοπλισμού.

Όσον αφορά τα μειονεκτήματα, δεδομένου ότι εξετάζεται μόνο ο χρόνος επανείσπραξης της επένδυσης, αγνοούνται οι ταμειακές ροές που πραγματοποιούνται μετά την περίοδο αυτή. Ακόμη βασίζεται στην ικανότητα αποπληρωμής σε μετρητά και δεν εκτιμά την αποδοτικότητα του επενδύμενου κεφαλαίου. Ένα ακόμη μειονέκτημα είναι ότι δεν λαμβάνεται υπόψη η διαχρονική αξία του χρήματος αφού στον υπολογισμό δεν υπεισέρχεται ο χρόνος πραγματοποίησης των ταμειακών ροών. Εξαιτίας των μειονεκτημάτων που παρουσιάστηκαν, στις περισσότερες περιπτώσεις η μέθοδος αυτή χρησιμοποιείται ως συμπληρωματικός δείκτης αποδοτικότητας και μεγαλύτερη βαρύτητα δίνεται σε κριτήρια που συνυπολογίζουν τη χρονική διάσταση και την αποδοτικότητα της επένδυσης.[1]

6.2.2 Μέση ετήσια απόδοση της επένδυσης (Average Annual Rate of Return)

Με αυτό το δείκτη γίνεται δυνατή η ποσοτικοποίηση της αποδοτικότητας μιας επένδυσης. Υπολογίζεται ως ο λόγος του κέρδους μιας περιόδου προς την αρχική συνολική επένδυση ή το κεφάλαιο, εκφρασμένο επί τις εκατό. Εξαιτίας του γεγονότος ότι εξαρτάται από τα μεγέθη κέρδος και κεφάλαιο, τα οποία μπορούν να εκφραστούν από διαφορετικές οπτικές, υπάρχουν και διάφοροι ορισμοί για τον δείκτη αυτό.

Όσον αφορά το κέρδος, χωρίζεται σε

- α) μικτό κέρδος = έσοδα – κόστος παραγωγής και
- β) καθαρό κέρδος = μικτό κέρδος – φόροι.

Αναφορικά με το κεφάλαιο, αυτό μπορεί να προέρχεται είτε από ίδια κεφάλαια του επενδυτή είτε από δανειακά κεφάλαια. Στα ίδια κεφάλαια δύναται επίσης να περιλαμβάνεται μόνο το μετοχικό κεφάλαιο ή/και τα αποθεματικά ή/και τα αδιανέμητα κέρδη.

Έτσι, ο κάθε αναλυτής μπορεί να προχωρήσει σε διαφορετικό υπολογισμό του δείκτη αυτού, αλλά και να οδηγήσει σε ασάφειες σχετικά με την αξιολόγηση της επένδυσης.

Με βάση τα παραπάνω μπορούν να υπολογιστούν οι παρακάτω λόγοι αποδοτικότητας:

α) Αποδοτικότητα συνολικού κεφαλαίου.

$$\text{Αποδοτικότητα επένδυσης} = \frac{\text{καθαρό κέρδος} + \text{τόκοι δανειακών κεφαλαίων}}{\text{ιδία κεφάλαια} + \text{δανειακά κεφάλαια}} * 100\%$$

β) Αποδοτικότητα ιδίου κεφαλαίου

$$\text{Αποδοτικότητα επένδυσης} = \frac{\text{καθαρό κέρδος}}{\text{ίδια κεφάλαια}} * 100\%$$

γ) Αποδοτικότητα κύκλου εργασιών

$$\text{Αποδοτικότητα επένδυσης} = \frac{\text{καθαρό κέρδος}}{\text{έσοδα πωλήσεων}} * 100\%$$

δ) Μέση ετήσια απόδοση κεφαλαίου

$$\text{Αποδοτικότητα επένδυσης} = \frac{\text{μέσο καθαρό εισόδημα}}{\text{αρχική επένδυση}} * 100\%$$

Αφού αποτυπώθηκαν οι δυνατοί τρόποι υπολογισμού, στη συνέχεια αναφέρονται τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της μεθόδου. Όπως και η προηγούμενη μέθοδος που αναφέρθηκε, είναι και αυτή αρκετά απλή, εύκολη και γρήγορη στον υπολογισμό, ενώ γίνεται εύκολα κατανοητή ως κέρδος ή απόδοση επί τοις εκατό με βάση την επένδυση ή το επενδύόμενο κεφάλαιο. Επίσης, ως πλεονέκτημα λαμβάνεται και το γεγονός ότι στηρίζεται σε λογιστικά δεδομένα με τα οποία τα στελέχη των επιχειρήσεων είναι εξοικειωμένα. Όσον αφορά τα μειονεκτήματα, το βασικότερο εξ αυτών είναι ότι αγνοεί τη διάσταση του χρόνου. Αυτό συνεπάγεται το καθαρό εισόδημα που προκύπτει στο τελευταίο έτος του ωφέλιμου βίου της επένδυσης, να έχει την ίδια αξία με το εισόδημα που προκύπτει το πρώτο έτος. Σημαντικό επίσης είναι ότι βασίζεται στην έννοια του εισοδήματος που προσδιορίζεται λογιστικώς και όχι στην έννοια των ταμειακών ροών και των εισροών που αντανακλούν το κόστος ευκαιρίας της επένδυσης. Άλλα μειονεκτήματα είναι η πιθανή εξάρτηση των κερδών από τις διακυμάνσεις των πωλήσεων αλλά και το γεγονός ότι όπως αναφέρθηκε και παραπάνω γίνεται δυνατή η χρησιμοποίηση πολλών ορισμών για τις έννοιες κέρδος και κεφάλαιο κι ως εκ τούτου προκύπτουν διαφορετικά μετρούμενα μεγέθη που παρουσιάζονται με την ίδια ορολογία.[1]

6.2.3 Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value)

6.2.3.1 Διαχρονική Αξία του Χρήματος

Η μέθοδος της Καθαρής Παρούσας Αξίας και του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης αποτελούν τα βασικότερα κριτήρια αποδοτικότητας στην ανάλυση σχεδίων επένδυσης. Αμφότερες οι μέθοδοι θεμελιώνονται στην διαχρονική αξία του χρήματος (time value of money), στο γεγονός δηλαδή ότι λαμβάνουν υπόψιν το χρόνο πραγματοποίησης των χρηματικών εκροών – εισροών του σχεδίου επένδυσης. Στις περισσότερες περιπτώσεις τα επενδυτικά σχέδια διαθέτουν πόρους στην αρχή, με στόχο να αποκομίσουν ταμειακές εισροές σε μελλοντικές περιόδους, δηλαδή κατά τη φάση της παραγωγικής λειτουργίας τους. Οι διαφορετικές χρονικές στιγμές που πραγματοποιούνται οι ταμειακές ροές, καθιστά το απόλυτο άθροισμά τους ανακριβές. Για να γίνει σύγκριση μεταξύ ταμειακών ροών, πρέπει να προηγηθεί μετατροπή σε αξίες ενιαίας χρονικής

βάσης σε ένα ορισμένο έτος και στη συνέχεια να υπολογιστεί το άθροισμα. Για τη μετατροπή των μελλοντικών αξιών σε παρούσες αξίες, χρησιμοποιείται η τεχνική της προεξόφλησης (discounting). Αντιθέτως, για τη αναγωγή σημερινής αξίας σε ισοδύναμη μελλοντική, εφαρμόζεται η μέθοδος του ανατοκισμού (compounding). Για τον υπολογισμό στις μεθόδους αυτές είναι απαραίτητο να είναι ορισμένο το επιτόκιο με βάση το οποίο θα γίνει η προεξόφληση ή ο ανατοκισμός αντίστοιχα.

Γενικά, μια (1) μονάδα χρήματος την παρούσα χρονική στιγμή, είναι ισοδύναμη με

$$1 + i \text{ μονάδες μετά από ένα χρόνο,}$$

όπου i είναι το επιτόκιο που κάνει ισοδύναμες τις δυο αξίες με διαφορετική χρονική βάση.

Επομένως, αν έχουμε:

A = αρχική επένδυση στο παρόν

i ή r = η χρονική αξία του χρήματος ή το δεδομένο επιτόκιο (%)

t = τον αριθμό των χρονικών περιόδων

S_t = η συνολική μελλοντική αξία του A μετά την t χρονική περίοδο,

η επένδυση του A για μια χρονική περίοδο (πχ. ένα έτος) με απόδοση i , θα αποφέρει:

$$S_t = A + A * i = A * (1+i)$$

η επένδυση του A μετά από δύο χρονικές περιόδους με απόδοση i , θα αποφέρει:

$$S_t = A * (1+i) + [A * (1+i) * i] = A * (1+i)^2$$

η επένδυση του A μετά από t χρονικές περιόδους με απόδοση i , θα αποφέρει:

$$S_t = A * (1+i)^t$$

Ο όρος $(1+i)^t$ που χρησιμοποιείται στην παραπάνω σχέση καλείται συντελεστής κεφαλαιοποίησης ή ανατοκισμού. Το i αναφέρεται στο επιτόκιο, ενώ ο δείκτης t αναφέρεται στη χρονική περίοδο. Έτσι, το S_t δείχνει τη μελλοντική αξία μιας αρχικής επένδυσης A .

Αντίστροφα, αναφορικά με την παρούσα αξία μιας χρηματικής μονάδας η οποία πρόκειται να αποκτηθεί μετά από κάποια χρόνια, αυτή θα είναι μικρότερη καθώς δεν εμπεριέχει την πρόσθετη αμοιβή του επιτοκίου. Ως εκ τούτου, οι μελλοντικές αξίες όταν μετατρέπονται σε παρούσες, μειώνονται. Στην περίπτωση αυτή συμβαίνει το αντίθετο του ανατοκισμού, δηλαδή γίνεται προεξόφληση με βάση κάποιο επιτόκιο, διαμορφώνοντας το συντελεστή αναγωγής ή προεξόφλησης που παρουσιάζεται στην επόμενη σχέση:

$$1 / (1+i)^t = (1+i)^{-t}$$

Όπως προαναφέρθηκε, η μέθοδος της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ), είναι το συνηθέστερο κριτήριο ελέγχου της αποδοτικότητας μιας επένδυσης και προκύπτει αν γίνει προεξόφληση στο παρόν, των καθαρών ταμειακών ροών κάθε έτους, για ολόκληρο το χρόνο ζωής του επενδυτικού σχεδίου, με βάση κάποιο συντελεστή προεξόφλησης.[1]

6.2.3.2 Υπολογισμός ΚΠΑ

Για τον υπολογισμό της ΚΠΑ ακολουθείται η παρακάτω διαδικασία:

1. Γίνεται καταγραφή των αρχικών μεγεθών των ταμειακών ροών και στη συνέχεια υπολογίζεται η καθαρή ταμειακή ροή (ΚΤΡ), ως η διαφορά μεταξύ εισροών και εκροών.
2. Στη συνέχεια, επιλέγεται το κατάλληλο προεξοφλητικό επιτόκιο ανάλογα με τις συνθήκες της αγοράς και υπολογίζονται βάση αυτού οι παρούσες αξίες των παραπάνω καθαρών ταμειακών ροών.

$$ΚΠΑ = \sum_{t=0}^n \frac{\text{Ταμειακές εισροές} - \text{Ταμειακές εκροές}}{(1+i)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{ΚΤΡ_t}{(1+i)^t} - K_0$$

Όπου:

i = επιτόκιο προεξόφλησης

t = περίοδος προεξόφλησης

n = περίοδος ζωής της επένδυσης

K_0 = αρχική επένδυση

ΚΤΡ = καθαρή ταμειακή ροή

- Αν η ΚΠΑ είναι θετική ($ΚΠΑ > 0$), το σχέδιο επένδυσης γίνεται αποδεκτό.
- Αν η ΚΠΑ είναι αρνητική ($ΚΠΑ < 0$), το σχέδιο επένδυσης απορρίπτεται.
- Αν η ΚΠΑ ισούται με μηδέν ($ΚΠΑ = 0$), το σχέδιο της επένδυσης γίνεται αποδεκτό αν δεν υπάρχει καλύτερη εναλλακτική επένδυση.

6.2.3.3 Πλεονεκτήματα & Μειονεκτήματα

Στην ενότητα αυτή θα γίνει αναφορά στα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα που παρουσιάζει η μέθοδος της Καθαρής Παρούσας Αξίας.

Το βασικότερο πλεονέκτημα έναντι άλλων μεθόδων αξιολόγησης είναι το γεγονός ότι η ΚΠΑ λαμβάνει υπόψη τη διαχρονική αξία του χρήματος μετατρέποντας ταμειακές ροές που πραγματοποιούνται στο μέλλον σε παρούσες αξίες. Επίσης, για την προεξόφληση των καθαρών ταμειακών ροών χρησιμοποιείται το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου της επιχείρησης που αντανακλά το κόστος χρηματοδότησης και την αποδοτικότητα στην οποία προσβλέπουν οι μέτοχοι. Ένα ακόμα πλεονέκτημα αποτελεί το γεγονός ότι το αποτέλεσμα δεν εκφράζεται ποσοστιαία αλλά σε πραγματικές χρηματικές μονάδες. Επιπλέον, δίνει τη δυνατότητα στον αξιολογητή να λάβει απόφαση για περισσότερες επενδυτικές προτάσεις αθροίζοντας τις επιμέρους ΚΠΑ. Τέλος, υπολογίζοντας τις ΚΠΑ διαφόρων επενδυτικών προτάσεων γίνεται εύκολη η

επιλογή αυτών που προκρίνονται καθώς αυτές που παρουσιάζουν την υψηλότερη ΚΠΑ μεγιστοποιούν και την αξία της επιχείρησης.

Όσον αφορά τα μειονεκτήματα της μεθόδου, το σημαντικότερο εξ αυτών είναι ότι με βάση αυτή τη μέθοδο υποτίθεται ότι τα κεφάλαια που αποδεδυμούνται επανεπενδύονται με αποδοτικότητα ίση με το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου. Αυτό ωστόσο οδηγεί σε λανθασμένο υπολογισμό αφού η επανεπένδυση μπορεί να γίνει με χαμηλότερη απόδοση. Ακόμη, μια επένδυση μπορεί να έχει διάρκεια 25 ή και περισσότερα έτη. Σύμφωνα με την ΚΠΑ το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου παραμένει σταθερό καθ' όλη αυτή τη διάρκεια. Αυτό στην πραγματικότητα είναι πιθανόν να μην συμβαίνει. Ένα ακόμα μειονέκτημα είναι ότι σε περιπτώσεις προτάσεων με σημαντική διαφορά στο αρχικό κόστος επένδυσης, το αποτέλεσμα της μεθόδου δεν είναι εύκολα ερμηνευσιμό.[1]

6.2.4 Επανάκτηση του Κεφαλαίου σε συνδυασμό με την Παρούσα Αξία

Η περίοδος επανάκτησης κεφαλαίου μπορεί να υπολογιστεί από τις παρούσες αξίες των καθαρών ταμειακών ροών της επένδυσης λαμβάνοντας υπόψη την επίδραση του χρόνου. Εκ των πραγμάτων με βάση αυτό τον υπολογισμό η ο χρόνος επανάκτησης κεφαλαίου θα είναι αυξημένος σε σχέση με την παραδοσιακή μέθοδο, ωστόσο και σε αυτή την περίπτωση δεν υπολογίζεται η συνολική αποδοτικότητα της επένδυσης. Στη συγκεκριμένη μέθοδο ισχύει η σχέση:

$$I = \sum_{t=0}^{n=p} F_t + D_t$$

Όπου:

I = συνολικό κόστος επένδυσης

p = περίοδος επανάκτησης κεφαλαίου

F_t = καθαρά κέρδη περιόδου t, μετά από φόρους

D_t = αποσβέσεις περιόδου t

F_t + D_t = καθαρές ταμειακές ροές της επένδυσης στην περίοδο t

Υποθέτοντας ότι p_{\max} είναι η τιμή - όριο που έχει οριστεί από τον αξιολογητή της επένδυσης τότε:

αν $p < p_{\max}$ η επένδυση γίνεται αποδεκτή.[1]

6.2.5 Δείκτης Αποδοτικότητας (Profitability Index)

Ο δείκτης αποδοτικότητας αποτελεί παραλλαγή της μεθόδου της καθαρής παρούσας αξίας. Προκύπτει από το πηλίκο της παρούσας αξίας των μελλοντικών καθαρών εισροών προς την αξία της αρχικής επένδυσης. Ο δείκτης αυτός ονομάζεται Μικτός Δείκτης Αποδοτικότητας.

$$\Delta.A = \sum_{t=1}^n \frac{KTP_t}{K_0} \text{ (Μικτός Δείκτης Αποδοτικότητας)}$$

Αν ο δείκτης αποδοτικότητας είναι μεγαλύτερος ή ίσος της μονάδας, η επενδυτική πρόταση γίνεται αποδεκτή.

Παρόμοια ορίζεται και ο Καθαρός Δείκτης Αποδοτικότητας ως εξής:

$$\Delta.A = \sum_{t=1}^n \frac{\frac{KTP_t}{(1+i)^t} - K_0}{K_0} = \frac{KΠΑ}{K_0} \text{ (Καθαρός Δείκτης Αποδοτικότητας).}$$

Στην περίπτωση αυτή η επένδυση προκρίνεται αν ο δείκτης αποδοτικότητας είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός.

Όπως γίνεται αντιληπτό από τον τρόπο υπολογισμού τους, οι μέθοδοι του δείκτη αποδοτικότητας και της καθαρής παρούσας αξίας, οδηγούν σε παρόμοια συμπεράσματα. Ωστόσο μπορεί να οδηγήσουν σε διαφορετικά αποτελέσματα όταν συγκρίνονται πολλές εναλλακτικές προτάσεις. Σε τέτοιες περιπτώσεις όταν το ζητούμενο για την επιχείρηση είναι η μεγιστοποίηση του πλούτου των μετοχών της και η συνολική αύξηση στην αξία του μετοχικού της κεφαλαίου, η προτιμότερη κατά ΚΠΑ επένδυση προκρίνεται. Αντιθέτως όταν η επιχείρηση αντιμετωπίζει περιορισμούς στα κεφάλαια που μπορεί να διαθέσει, επιλέγεται ο Δ.Α. αφού οδηγεί στην επιλογή επενδύσεων με τη μέγιστη δυνατή αποδοτικότητα ανά μονάδα κεφαλαίου.[1]

6.2.6 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return)

Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης μιας επένδυσης ορίζεται το προεξοφλητικό επιτόκιο r , με το οποίο η παρούσα αξία των ταμειακών εισροών ισούται με την παρούσα αξία των ταμειακών εκροών του επενδυτικού σχεδίου. Με άλλα λόγια ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης προσδιορίζει το επιτόκιο δηλαδή που μηδενίζει την ΚΠΑ της επένδυσης και υπολογίζεται ως εξής:

$$\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t} = 0$$

Αλγεβρικά, σύμφωνα με τον παρακάτω τύπο:

$$\sum_{t=1}^n \frac{KTP_t}{(1+r)^t} - K_0 = 0 \Rightarrow \sum_{t=1}^n \frac{KTP_t}{(1+r)^t} = K_0$$

Όπου $r = EBA$

Για την πρόκριση ή μη πρόκριση ενός επενδυτικού σχεδίου, ο επενδυτής καθορίζει εκ των προτέρων κάποιο επιτόκιο, έστω κ , το οποίο θεωρεί ως ελάχιστο αποδεκτό και το συγκρίνει με τον υπολογισμένο EBA.

Με βάση αυτό,

- Όταν $r > \kappa$, το επενδυτικό σχέδιο προκρίνεται
- Όταν $r = \kappa$, το επενδυτικό σχέδιο θεωρείται οριακό
- Όταν $r < \kappa$, το επενδυτικό σχέδιο απορρίπτεται

Το επιτόκιο κ που αναφέρθηκε παραπάνω δεν καθορίζεται αυθαίρετα αλλά πρέπει να αντανακλά το κόστος ευκαιρίας του χρησιμοποιούμενου κεφαλαίου. Αυτό συνεπάγεται

ότι μια επένδυση με $r > \kappa$ θα οδηγήσει σε αύξηση του μετοχικού κεφαλαίου της επιχείρησης, δεδομένου ότι θα πραγματοποιηθεί μια επένδυση που προσφέρει μεγαλύτερη απόδοση από αυτήν που απαιτείται ώστε οι μετοχές της να διατηρήσουν την τρέχουσα τιμή τους.[1]

6.2.6.1 Πλεονεκτήματα & Μειονεκτήματα του EBA

Όπως κάθε μέθοδος αξιολόγησης, η μέθοδος του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης παρουσιάζει πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα.

Το βασικότερο πλεονέκτημα είναι ότι όπως και η ΚΠΑ, ο EBA λαμβάνει υπόψη τη διαχρονική αξία του χρήματος υπολογίζοντας τι παρούσες αξίες των ταμειακών ροών. Επίσης, προσδιορίζει το συντελεστή εσωτερικής αποδοτικότητας, που μπορεί άμεσα να συγκριθεί με το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου.

Όσον αφορά τα μειονεκτήματα, αναφέρεται ότι κάτω από ορισμένες συνθήκες, επιλύοντας την εξίσωση υπολογισμού, δύναται να προκύψουν πολλαπλοί συντελεστές εσωτερικής απόδοσης. Επίσης σε αντίθεση με την ΚΠΑ της οποίας το αποτέλεσμα είναι σε χρηματικές μονάδες, το αποτέλεσμα του EBA εκφράζεται σε ποσοστιαία τιμή επιτοκίου το οποίο δεν εκφράζει την οικονομική συνεισφορά επενδυτικών προτάσεων.[1]

6.2.6.2 Σύγκριση της ΚΠΑ με τον EBA

Στην ενότητα αυτή γίνεται σύγκριση μεταξύ των δύο μεθόδων και παρουσιάζονται περιπτώσεις που προτιμάται η εφαρμογή της μίας έναντι της άλλης.

Σε πολλές περιπτώσεις οι δύο μέθοδοι οδηγούν σε παρόμοια αποτελέσματα αναφορικά με την πρόκριση ή όχι κάποιας επένδυσης. Ωστόσο, όταν μελετώνται αμοιβαία αποκλειόμενες επενδυτικές προτάσεις, πράγμα που σημαίνει ότι θα πρέπει να γίνει επιλογή μόνο της μιας εκ των δύο, είναι πολύ πιθανό οι δύο μέθοδοι να οδηγούν σε διαφορετικά αποτελέσματα. Πιο συγκεκριμένα αυτό μπορεί να συμβεί στις παρακάτω περιπτώσεις:

- Διαφορετικό μέγεθος επενδύσεων
 - o Προτιμάται η μέθοδος ΚΠΑ.
- Διαφορετική διάρκεια ζωής επένδυσης
 - o Προτιμάται ΚΠΑ με τις δυνατότητες που παρέχει το Ισοδύναμο Ετήσιο Κόστος.

6.3 ΜΕΣΟ ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ (Weighted Average Cost of Capital – WACC)

Το Μέσο Σταθμισμένο Κόστος Κεφαλαίου αποτελεί το συνολικό κόστος των κεφαλαίου μιας επιχείρησης. Για τον προσδιορισμό του υπολογίζεται το κόστος κάθε πηγής χρηματοδότησης και εν συνεχεία γίνεται στάθμιση με κατάλληλο ποσοστό. Αποτελεί πολύ σημαντικό δείκτη για μια επιχείρηση, καθώς διαμορφώνει το προεξοφλητικό επιτόκιο με το οποίο αξιολογούνται πιθανές επενδύσεις.

Οι πηγές χρηματοδότησης που αναφέρθηκαν μπορεί να είναι μακροπρόθεσμος δανεισμός, προνομιούχο μετοχικό κεφάλαιο και ιδία κεφάλαια. Αυτές οι πηγές συνιστούν την κεφαλαιακή διάρθρωση (capital structure). Στόχος κάθε επιχείρησης είναι η διατήρηση άριστης κεφαλαιακής διάρθρωσης (optimal capital structure) κατά την οποία το συνολικό κόστος χρηματοδότησης της επιχείρησης ελαττώνεται, ενώ η τιμή της μετοχής στο χρηματιστήριο αυξάνεται.[1]

Μεθοδολογία υπολογισμού:

- 1) Οριστικοποίηση πηγών χρηματοδότησης επενδυτικού σχεδίου μέσω της διαμόρφωσης χρηματοδοτικού σχήματος.
- 2) Υπολογισμός του κόστους της κάθε πηγής χρηματοδότησης.
- 3) Στάθμιση του κόστους της κάθε πηγής χρηματοδότησης με το αντίστοιχο ποσοστό συμμετοχής της στη χρηματοδότηση του επενδυτικού σχεδίου και εκτίμηση του συνολικού κόστους κεφαλαίου της επιχείρησης.

Με βάση την παραπάνω μεθοδολογία, προκύπτει ο τύπος:

$$\text{ΜΣΚΚ} = \frac{(\text{Κόστος δανεισμού} \times \text{Ύψος} + (\text{Κόστος ιδίων} \times \text{Ύψος ιδίων κεφαλαίων} \text{ κεφαλαίων)})}{\text{Ποσό δανείου} + \text{Ποσό Ιδίων κεφαλαίων}}$$

$$\text{WACC} = \frac{(\text{Cost of debt after tax} \times \text{debt}) + (\text{Cost of equity} \times \text{equity})}{\text{Debt} + \text{Equity}}$$

6.4 Η ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΟΥ ΠΛΗΘΩΡΙΣΜΟΥ

Ο πληθωρισμός αποτελεί αποθαρρυντικό παράγοντα για τις επιχειρήσεις όσον αφορά την επένδυση κεφαλαίων. Αυτό προκύπτει από το γεγονός ότι οι επενδυτικές προτάσεις παρουσιάζουν μικρότερη ΚΠΑ με πληθωρισμένες τιμές έναντι σταθερών τιμών.

Παρακάτω παρουσιάζεται η μεθοδολογία που ακολουθείται για να ληφθεί υπόψη η επίδραση του πληθωρισμού στην αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων.[1]

1. Αποπληθωρισμός Καθαρών Ταμειακών Ροών

$$KTP'_n = \frac{KTP_n}{(1 + \pi)^n}$$

Έτσι προκύπτει:

2. Προσδιορισμός πραγματικού ή αποπληθωρισμένου επιτοκίου r'
Υπολογισμός με τον τύπο του Irvin Fischer:

$$(1 + r) = (1 + r')(1 + \pi)$$

$$\frac{1 + r}{1 + \pi} = (1 + r') \rightarrow \frac{1 + r}{1 + \pi} - 1 = r'$$

$$r' = \frac{r - \pi}{1 + \pi}$$

Όπου: r' = πραγματικό επιτόκιο
 r = ονομαστικό επιτόκιο
 π = πληθωρισμός

3. Υπολογισμός ΚΠΑ με βάση το επιτόκιο r'

$$ΚΠΑ = K_0 + \frac{KTP'_1}{1 + r'} + \frac{KTP'_2}{(1 + r')^2} + \dots + \frac{KTP'_n}{(1 + r')^n}$$

6.5 ΔΥΝΗΤΙΚΕΣ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται πιθανές περιπτώσεις αξιολόγησης επενδύσεων και γίνεται αναφορά στην μέθοδο που προτιμάται σε καθεμία.

A) Ανεξάρτητες επενδυτικές προτάσεις.

Σε αυτή την περίπτωση δεν γίνεται σύγκριση μεταξύ επενδυτικών προτάσεων αλλά κρίνεται ξεχωριστά η πρόκριση ή μη κάθε μεμονωμένης επενδυτικής πρότασης. Σε αυτή την περίπτωση προτιμάται η μέθοδος ΚΠΑ, με την μέθοδο ΕΒΑ να είναι εξίσου σωστή.

B) Αμοιβαία αποκλειόμενες επενδύσεις

Σε αυτή την περίπτωση ζητούμενο είναι η σύγκριση των επενδυτικών προτάσεων ώστε να προκριθεί υποσύνολο αυτών. Και πάλι προτείνεται η μέθοδος ΚΠΑ.

Γ) Επενδύσεις με συμβατικές ροές

Σε αυτή την περίπτωση η αρχική εκροή K_0 ακολουθείται διαχρονικά μόνο από θετικές ταμειακές ροές. Συνίσταται η χρησιμοποίηση των μεθόδων ΚΠΑ και ΕΒΑ, οι οποίες οδηγούν στο ίδιο αποτέλεσμα.

Δ) Επενδύσεις με μη συμβατικές ροές

Σε αυτή την περίπτωση που η αρχική εκροή ακολουθείται από θετικές και αρνητικές ροές, η μέθοδος της ΚΠΑ είναι η πλέον αξιόπιστη.

Ε) Επενδυτικές προτάσεις υποχρεωτικές

Οι επενδυτικές αυτές προτάσεις συνήθως οδηγούν σε εκταμίευση ωστόσο πραγματοποιούνται επειδή επιβάλλεται δια νόμου είτε για κοινωνικούς λόγους. Συνίσταται να εφαρμόζεται ΚΠΑ και να προκρίνεται αυτή που δημιουργεί τη μικρότερη δυνατή εκταμίευση.

ΣΤ) Επενδύσεις διαφορετικής διάρκειας

Σε αυτή την περίπτωση επιλέγεται η μέθοδος του ΙΕΚ (Ισοδύναμου Ετήσιου Κόστους) βάσει του οποίου προσδιορίζεται το Ισοδύναμο Ετήσιο Κόστος για κάθε επενδυτικό σχέδιο και γίνεται σύγκριση.

Z) Περιορισμός στο Κεφάλαιο (Capital Rationing)

Σε αυτή την περίπτωση, γίνεται ιεράρχηση με βάση το Δείκτη Αποδοτικότητας και γίνεται επιλογή επενδύσεων λαμβάνοντας παράλληλα υπόψιν τον περιορισμό στα κεφάλαια.

H) Επενδύσεις σε νέα τεχνολογία (high-tech investments)

Σε αυτή την περίπτωση προτείνεται η μέθοδος της επανείσπραξης κεφαλαίου και η ΚΠΑ. Στη εφαρμογή της ΚΠΑ επιλέγεται υψηλό προεξοφλητικό επιτόκιο λόγω

του κινδύνου. Εξαιτίας της ιδιαιτερότητας τους είναι δύσκολο να ποσοτικοποιηθούν τα οφέλη μιας τέτοιας επένδυσης.

Θ) Επενδύσεις σε καθεστώς πληθωρισμού

Συνίσταται η προσέγγιση των ΚΤΡ σε σταθερές τιμές και προεξόφληση με το πραγματικό επιτόκιο. Διαφορετικά χρησιμοποιείται ένας ενιαίος ετήσιος προσαρμοσμένος ρυθμός πληθωρισμού για τις ΚΤΡ και γίνεται προεξόφληση με το ονομαστικό επιτόκιο.[1]

6.6 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ

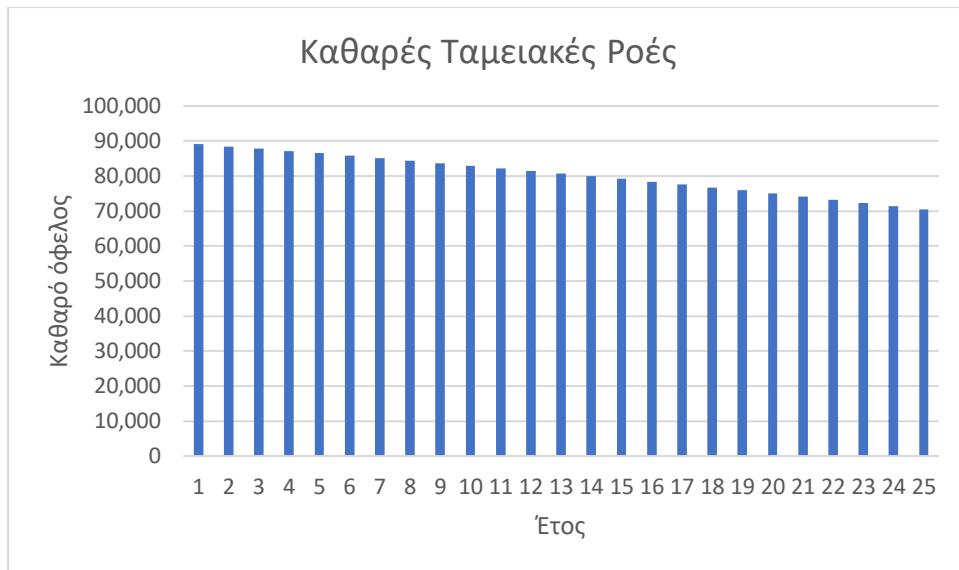
Στην ενότητα αυτή γίνεται αναφορά στα οικονομικά δεδομένα που επηρεάζουν την επένδυση που εξετάζεται, ώστε να πραγματοποιηθεί στη συνέχεια η οικονομική της αξιολόγηση. Αρχικά αναφέρονται άμεσα κόστη που αφορούν το αρχικό κόστος της επένδυσης καθώς και τα ετήσια κόστη για συντήρηση και ασφάλιστρα. Στη συνέχεια, παράγοντες που επηρεάζουν την επένδυση μέσω της εξοικονόμησης που προκαλούν. Αμέσως μετά, με βάση τα παραπάνω και παράγοντες ρυθμιζόμενους από την αγορά (προεξοφλητικό επιτόκιο) εφαρμόζονται μέθοδοι αξιολόγησης για να τεκμηριωθεί αν προκρίνεται ή όχι η επενδυτική πρόταση.

Το αρχικό κόστος επένδυσης, έχει υπολογιστεί ότι ανέρχεται σε 360.000 €, το οποίο συνεπάγεται 800 € ανά εγκατεστημένο kW. Το ετήσιο κόστος συντήρησης υπολογίζεται ως το 1% της επένδυσης, τουτέστιν 3.600 € για το 1^ο έτος, αυξανόμενο 5% κάθε χρόνο λόγω των έκτακτων συμβάντων που κρίνεται ότι μπορεί να προκύψουν με το πέρασμα των ετών. Αναφορικά με το κόστος ασφαλίσεων, αυτό θεωρείται σταθερό καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης και ανέρχεται σε 0,5% της αρχικής επένδυσης, που ισούται με 1.800 € ετησίως. Το οικονομικό όφελος για την επιχείρηση από αυτή την επένδυση θα προκύψει από την εξοικονόμηση χρημάτων που θα αποφέρει η ιδιοπαραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αφού η επιχείρηση θα καλείται να πληρώσει για σημαντικά λιγότερη κατανάλωση. Τα στοιχεία που ακολουθούν απαιτούνται για τον υπολογισμό αυτής της εξοικονόμησης. Αρχικά αναφέρεται ότι η ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην επιχείρηση είναι 2.000.000 kWh ετησίως. Οι χρεώσεις ηλεκτρικής ενέργειας χωρίζονται σε δυο σκέλη που περιλαμβάνουν την ανταγωνιστική χρέωση και τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις. Οι υπολογισμοί έχουν γίνει με κόστος 0,15 € ανά kWh για την ανταγωνιστική χρέωση και 0,02356 € ανά kWh για τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις. Όπως προέκυψε από την προσομοίωση μέσω του PVSyst η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια κατά το πρώτο έτος λειτουργίας του σταθμού θα είναι 563.757 kWh και θα μειώνεται 0,5% ετησίως εξαιτίας της φθοράς των πάνελ. Για τον υπολογισμό της τελικής χρέωσης, σημαντικό ρόλο παίζει ο ταυτοχρονισμός της παραγόμενης με την καταναλισκόμενη ενέργεια, αφού η ταυτόχρονη κατανάλωση της παραχθείσας ενέργειας δεν δημιουργεί καμία συναναστροφή με το δίκτυο και ως εκ τούτου δεν υπόκειται σε ρυθμιζόμενες χρεώσεις. Με βάση τις ημέρες εργασίας και το ωράριο της βιομηχανικής μονάδας, ο συντελεστής ταυτοχρονισμού λαμβάνεται κατ' εκτίμηση 0,75.

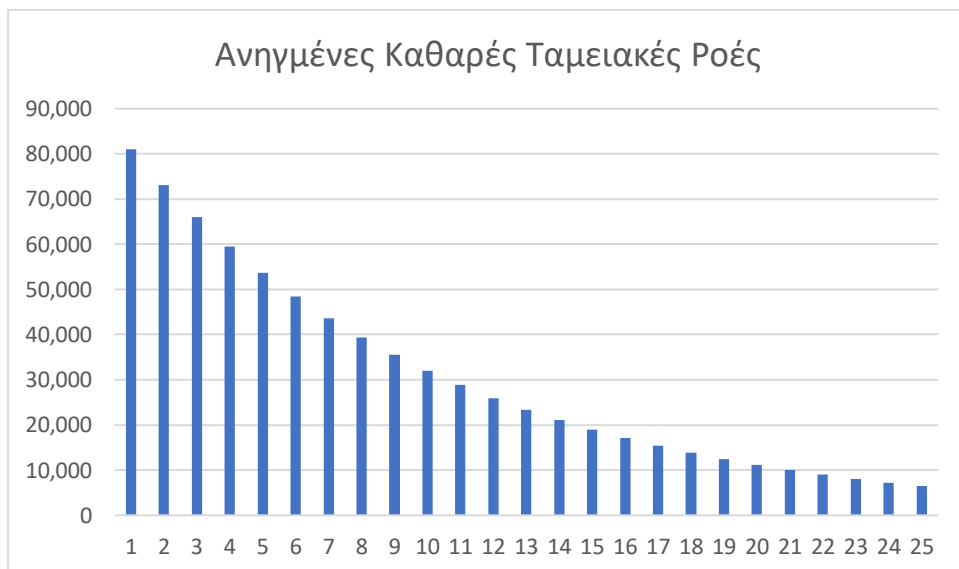
Ακόμη διευκρινίζεται ότι για τον υπολογισμό της Καθαρής Παρούσας Αξίας έχει θεωρηθεί προεξοφλητικό επιτόκιο βάσει συνθηκών αγοράς, ίσο με 10%.

Στο Παράρτημα που ακολουθεί, περιλαμβάνονται όλα τα στοιχεία που αναφέρονται παραπάνω καθώς και οι ποσοτικές τους μεταβολές καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης.

Στη συνέχεια ακολουθούν διαγράμματα όπου παρουσιάζονται οι ετήσιες Καθαρές Ταμειακές Ροές, τόσο πριν όσο και μετά την αναγωγή βάσει προεξοφλητικού επιτοκίου, καθώς και πίνακας για τον υπολογισμό την Καθαρής Παρούσας Αξίας της επένδυσης.



Διάγραμμα 14. Καθαρές Ταμειακές Ροές.



Διάγραμμα 15. Ανηγμένες Καθαρές Ταμειακές Ροές.

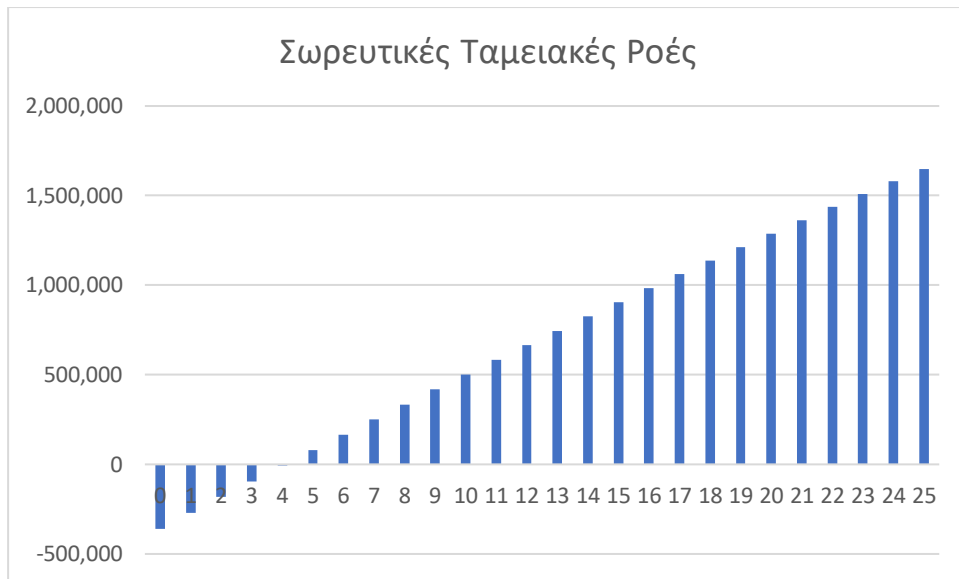
Από τα παραπάνω διαγράμματα, πέραν των ποσοτικών χαρακτηριστικών της επένδυσης, γίνεται εμφανές πώς διαμορφώνονται οι καθαρές ταμειακές ροές λαμβάνοντας υπόψιν τη διάσταση του χρόνου.

Πίνακας 7. Υπολογισμός Καθαρής Παρούσας Αξίας.

Υπολογισμός NPV & IRR				
Έτος	ΚΤΡ	Προεξοφλητικό		
		επιτόκιο $i=0,10$	ΚΤΡ i	
0	-360.000,00	1,000	-360.000,00	
1	89.125,14	0,909	81.022,85	
2	88.472,51	0,826	73.117,78	
3	87.813,25	0,751	65.975,39	
4	87.146,89	0,683	59.522,50	
5	86.472,94	0,621	53.692,89	
6	85.790,91	0,564	48.426,73	
7	85.100,25	0,513	43.669,88	
8	84.400,41	0,467	39.373,41	
9	83.690,80	0,424	35.493,07	
10	82.970,81	0,386	31.988,84	
11	82.239,79	0,350	28.824,55	
12	81.497,07	0,319	25.967,48	
13	80.741,94	0,290	23.388,06	
14	79.973,65	0,263	21.059,56	
15	79.191,43	0,239	18.957,80	
16	78.394,44	0,218	17.060,91	
17	77.581,84	0,198	15.349,15	
18	76.752,72	0,180	13.804,65	
19	75.906,14	0,164	12.411,26	
20	75.041,10	0,149	11.154,38	
21	74.156,56	0,135	10.020,82	
22	73.251,42	0,123	8.998,64	
23	72.324,54	0,112	8.077,07	
24	71.374,72	0,102	7.246,36	
25	70.400,68	0,092	6.497,70	
			NPV	401.101,75

Όπως φαίνεται από τον Πίνακα 7, η Καθαρή Παρούσα Αξία ισούται με 401.101,75 € γεγονός που καθιστά την επένδυση ιδιαίτερα ελκυστική για την επιχείρηση.

Στη συνέχεια με βάση τις σωρευτικές ταμειακές ροές που απεικονίζονται διαγραμματικά στα επόμενα δυο διαγράμματα, υπολογίζονται η περίοδος επανάκτησης κεφαλαίου και η περίοδος επανάκτησης κεφαλαίου σε συνδυασμό με την παρούσα αξία. Τα αποτελέσματα των υπολογισμών παρουσιάζονται στον Πίνακα 8, από τον οποίο προκύπτει ότι η επιχείρηση επανεισπράττει το κεφάλαιο που επενδύθηκε μετά από 5,6 έτη. Διευκρινίζεται ότι στον πίνακα αυτό παρουσιάζονται οι σωρευτικές ταμειακές ροές μόλις 10 ετών αφού για τον υπολογισμό δεν απαιτούνται πληροφορίες από τα επόμενα έτη.



Διάγραμμα 16. Σωρευτικές Ταμειακές Ροές.



Διάγραμμα 17. Ανηγμένες Σωρευτικές Ταμειακές Ροές.

Πίνακας 8. Υπολογισμός Payback Period

Υπολογισμός Payback Period		
Έτος	Σωρευτικές Ταμειακή Ροή	Σωρευτικές Ταμειακή Ροή i
0	-360000,00	-360000,00
1	-270874,86	-278977,15
2	-182402,35	-205859,37
3	-94589,11	-139883,98
4	-7442,22	-80361,48
5	79030,72	-26668,59
6	164821,63	21758,14
7	249921,88	65428,03
8	334322,29	104801,44
9	418013,09	140294,51
10	500983,90	172283,35
Payback Period	4,1	5,6

Τέλος, γίνεται υπολογισμός του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης της επένδυσης. Όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο, ο προσδιορισμός του δεν αποτελεί εύκολη υπόθεση αφού αφορά στη λύση ενός πολυωνύμου n βαθμού. Είναι δυνατός ο προσεγγιστικός προσδιορισμός του με την χρήση διαφόρων τιμών r . Ωστόσο στα πλαίσια της παρούσης διπλωματικής εργασίας, ο προσδιορισμός του έγινε από ηλεκτρονικό υπολογιστή με τη βοήθεια της συνάρτησης IRR του excel.

Η τιμή του EBA που προέκυψε ισούται με 23,87% και είναι σημαντικά μεγαλύτερη από την τιμή του προεξοφλητικού επιτοκίου που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό της Καθαρής Παρούσας Αξίας.

IRR function	23,87%
--------------	---------------

Όπως γίνεται αντιληπτό και με τις τέσσερις παραπάνω μεθόδους που υπολογίστηκαν, η επένδυση είναι ιδιαίτερα συμφέρουσα για την επιχείρηση.

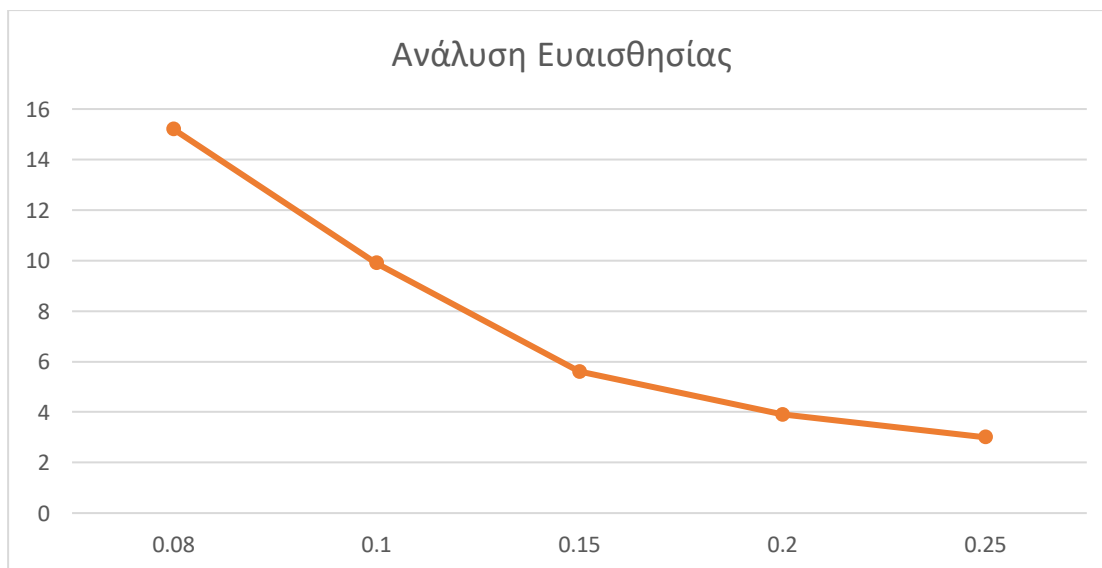
6.7 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ

Δεδομένης της μεγάλης αβεβαιότητας που επικρατεί παγκοσμίως όσον αφορά τα ενεργειακά ζητήματα, κρίνεται σκόπιμο να πραγματοποιηθεί ανάλυση ευαισθησίας στην οικονομική αξιολόγηση που προηγήθηκε. Συγκεκριμένα θα μελετηθεί πώς μεταβάλλεται η Περίοδος Αποπληρωμής Κεφαλαίου ανάλογα με το κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον Πίνακα 9 και απεικονίζονται διαγραμματικά στο Διάγραμμα 18. Χαρακτηριστικά αναφέρεται ότι σε περίπτωση που η τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας μειωθεί σημαντικά στα 0,08 €/kWh, η περίοδος αποπληρωμής αυξάνει σημαντικά και η επένδυση παύει να είναι το ίδιο ελκυστική για την επιχείρηση. Αντίθετα σε περίπτωση αύξησης της τιμής στα 0,20 €/kWh ή 0,25 €/kWh τότε το κεφάλαιο που επενδύεται επανεισπράττεται σε πολύ μικρό χρονικό διάστημα.

Πίνακας 9. Σχέση τιμής Η.Ε. και Περιόδου Επανείσπραξης Κεφαλαίου.

Κόστος αγοράς Η.Ε. (€/kWh)	Περίοδος επανείσπραξης Κεφαλαίου (έτη)
0,08	15,2
0,1	9,9
0,15	5,6
0,2	3,9
0,25	3



Διάγραμμα 18. Ανάλυση Ευαισθησίας.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

[1] Ιωάννης Ν. Αποστολόπουλος, «Ειδικά Θέματα Χρηματοδοτικής Διοικήσεως», Αθήνα, 2007

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ & ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ

Εν κατακλείδι, το επενδυτικό σχέδιο που εξετάζεται στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας κρίνεται ιδιαίτερος ελκυστικό αφού αφ' ενός συνεισφέρει στον εκσυγχρονισμό της βιομηχανικής μονάδας και αφ' ετέρου δημιουργεί σημαντικό οικονομικό όφελος κατά τη διάρκεια ζωής του. Ακόμη, συνεισφέρει σε μεγάλο βαθμό στον περιορισμό των επιπτώσεων που προκύπτουν από διακυμάνσεις στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αυτές που έχει προκαλέσει η ενεργειακή κρίση. Επιπρόσθετα, αξιοποιεί βέλτιστα τις διαθέσιμες εγκαταστάσεις της και επηρεάζει θετικά την εικόνα της επιχείρησης προς τους καταναλωτές αφού γίνεται πιο φιλική προς το περιβάλλον, περιορίζοντας σημαντικά τον αντίκτυπο των δραστηριοτήτων της στο περιβάλλον. Αξίζει να σημειωθεί ότι έμμεσα αυτό μπορεί να προκαλέσει επιπλέον οικονομικό όφελος από την πώληση εμπορευμάτων, δεδομένου ότι πλέον οι καταναλωτές επιδεικνύουν προτίμηση σε αγαθά από επιχειρήσεις που προχωρούν σε φιλικές προς το περιβάλλον επενδύσεις και μειώνουν τον περιβαλλοντικό τους αντίκτυπο.

Η παρούσα διπλωματική εργασία δύναται να επεκταθεί με την μελέτη εγκατάστασης μονάδας αποθήκευσης. Όπως αναφέρθηκε και στο κυρίως μέρος, τούτο κρίνεται ιδιαίτερα σημαντικό, συνεισφέροντας στο οικονομικό όφελος της επιχείρησης μέσω της επιπλέον εξοικονόμησης που προκαλεί, αλλά κυρίως στην καλή λειτουργία του δικτύου, το οποίο αντιμετωπίζει σημαντικά προβλήματα όταν η αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ δεν συνοδεύεται από αύξηση των μονάδων αποθήκευσης.

Ακόμη, σε επόμενη έρευνα μπορεί να μελετηθεί η αντικατάσταση των οχημάτων της επιχείρησης με ηλεκτρικά οχήματα καθώς και η εγκατάσταση φορτιστών εντός των εγκαταστάσεων. Με μια τέτοια επένδυση, περιορίζεται ακόμη περισσότερο ο περιβαλλοντικός αντίκτυπος της επιχείρησης και ενισχύεται η κοινωνική της εικόνα.

Έτος	0	1	2	3	4	5	6	7
Αρχικό Κόστος Επένδυσης	360000							
Κατανάλωση ΗΕ (kWh)	200000	200000	200000	200000	200000	200000	200000	200000
Παραγωγή ΗΕ (kWh)	563757	560938	558134	555343	552566	549803	547054	547054
Ανταγωνιστική Χρέωση ΗΕ (ευρώ/kWh)	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις ΗΕ (ευρώ/kWh)	0,02356	0,02356	0,02356	0,02356	0,02356	0,02356	0,02356	0,02356
Συντελεστής Ταυτοχρονισμού	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Συνολικό Κόστος ΗΕ χωρίς PV	347120	347120	347120	347120	347120	347120	347120	347120
Συνολικό Κόστος ΗΕ με PV	252594,86	253067,49	253537,75	254005,66	254471,23	254934,48	255395,41	255395,41
Συνολική εξοικονόμηση Κόστους ΗΕ (ευρώ)	94525,14	94052,51	93582,25	93114,34	92648,77	92185,52	91724,59	91724,59
Κόστος Συντήρησης (ευρώ)	3600	3780	3969,00	4167,45	4375,82	4594,61	4824,34	4824,34
Κόστος Ασφάλιστρων (ευρώ)	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
KTP	89125,14	88472,51	87813,25	87146,89	86472,94	85790,91	85100,25	85100,25
Ποσοστό εξοικονόμησης	27,2%	27,1%	27,0%	26,8%	26,7%	26,6%	26,6%	26,4%
Συμμετρική Ταμειακή Ροή	-360000	-270874,86	-182402,35	-94589,11	-7442,22	79030,72	164821,63	249921,88

Παράρτημα

	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	2000000	2000000	2000000	2000000	2000000	2000000	2000000	2000000	2000000
	544319	541597	538889	536195	533514	530846	528192	525551	522923
	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
	0,02356	0,02356	0,02356	0,02356	0,02356	0,02356	0,02356	0,02356	0,02356
	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
	347120	347120	347120	347120	347120	347120	347120	347120	347120
	255854,03	256310,36	256764,41	257216,19	257665,70	258112,98	258558,01	259000,82	259441,42
	91265,97	90809,64	90355,59	89903,81	89454,30	89007,02	88561,99	88119,18	87678,58
	5065,56	5318,84	5584,78	5864,02	6157,22	6465,08	6788,34	7127,75	7484,14
	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
	84400,41	83690,80	82970,81	82239,79	81497,07	80741,94	79973,65	79191,43	78394,44
	26,3%	26,2%	26,0%	25,9%	25,8%	25,6%	25,5%	25,4%	25,3%
	334322,29	418013,09	500983,90	583223,70	664720,77	745462,71	825436,36	904627,79	983022,23

	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	2000000	2000000	2000000	2000000	2000000	2000000	2000000	2000000	2000000
	520309	517707	515119	512543	509980	507431	504893	502369	499857
	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
	0,02356	0,02356	0,02356	0,02356	0,02356	0,02356	0,02356	0,02356	0,02356
	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
	347120	347120	347120	347120	347120	347120	347120	347120	347120
	259879,81	260316,01	260750,03	261181,88	261611,57	262039,11	262464,52	262887,80	263308,96
	87240,19	86803,99	86369,97	85938,12	85508,43	85080,89	84655,48	84232,20	83811,04
	7858,35	8251,27	8663,83	9097,02	9551,87	10029,47	10530,94	11057,49	11610,36
	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
	77581,84	76752,72	75906,14	75041,10	74156,56	73251,42	72324,54	71374,72	70400,68
	25,1%	25,0%	24,9%	24,8%	24,6%	24,5%	24,4%	24,3%	24,1%
1060604,07	1137356,80	1213262,94	1288304,03	1362460,59	1435712,01	1508036,56	1579411,28	1649811,96	