



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΩΝ, ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΗΣ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΚΗΣ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ:

Μελέτη Φωτοβολταϊκού Πάρκου

του Δημήτριου Γ. Μίταλα

Επιβλέπων Καθηγητής : Χριστοφόρου Ευάγγελος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

ΑΘΗΝΑ, ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ 2025



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΩΝ, ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΗΣ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΚΗΣ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ:

Μελέτη Φωτοβολταϊκού Πάρκου

του Δημήτριου Γ. Μίταλα

Επιβλέπων Καθηγητής : Χριστοφόρου Ευάγγελος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 5η Δεκεμβρίου 2022.

.....

Ιωάννης Γκόνος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Χρήστος Χριστοδούλου
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Ευάγγελος Χριστοφόρου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

ΑΘΗΝΑ, ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ 2025

.....

Δημήτριος Γ. Μίταλας

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Δημήτριος Μίταλας, 2025

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 τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Περίληψη

Η παρούσα διπλωματική εργασία εξετάζει τη δυνατότητα εγκατάστασης φωτοβολταϊκών συστημάτων στις λατομικές μονάδες, εξετάζοντας τη περίπτωση του λατομείου των Παραδεισίων Αρκαδίας, αναλύοντας τις τεχνικές, οικονομικές και περιβαλλοντικές παραμέτρους που σχετίζονται με τη βιωσιμότητα αυτής της επένδυσης. Η μελέτη εστιάζει στη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας και στην επίτευξη ενεργειακής αυτονομίας μέσω της αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαίτερες συνθήκες λειτουργίας των λατομείων.

Στο θεωρητικό μέρος της εργασίας, παρουσιάζονται οι βασικές αρχές του φωτοβολταϊκού φαινομένου, οι διαθέσιμες τεχνολογίες φωτοβολταϊκών συστημάτων, καθώς και οι μέθοδοι ενεργειακού συμψηφισμού (Net Metering) και ταυτοχρονισμένου συμψηφισμού (Net Billing) που εφαρμόζονται στο ελληνικό και ευρωπαϊκό ρυθμιστικό πλαίσιο. Παράλληλα, διερευνώνται οι παράγοντες που επηρεάζουν την απόδοση των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων, όπως η ηλιακή ακτινοβολία, η γωνία πρόσπτωσης, οι ατμοσφαιρικές επιδράσεις και η σκίαση.

Το πρακτικό μέρος περιλαμβάνει μια ολοκληρωμένη ενεργειακή και τεχνική μελέτη με χρήση προσομοιώσεων στο λογισμικό PVsyst, προκειμένου να αξιολογηθεί η απόδοση ενός φωτοβολταϊκού συστήματος σε μια πραγματική λατομική μονάδα. Παράλληλα, εκπονείται οικονομική ανάλυση της επένδυσης, η οποία λαμβάνει υπόψη το κόστος εγκατάστασης, την περίοδο απόσβεσης και τα οικονομικά οφέλη που προκύπτουν από τη μείωση του ενεργειακού κόστους.

Τα αποτελέσματα της έρευνας έδειξαν ότι η χρήση φωτοβολταϊκών σε λατομεία μπορεί να μειώσει σημαντικά τη συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο, μειώνοντας παράλληλα το λειτουργικό κόστος και τις εκπομπές CO₂. Η μελέτη καταλήγει στο συμπέρασμα ότι τα φωτοβολταϊκά συστήματα αποτελούν μια τεχνολογικά και οικονομικά βιώσιμη λύση για τις λατομικές μονάδες, συμβάλλοντας στη μετάβαση του βιομηχανικού κλάδου σε ένα πιο βιώσιμο ενεργειακό μέλλον.

Λέξεις κλειδιά:

Φωτοβολταϊκά Συστήματα, Λατομείο, Ενεργειακός Συμψηφισμός, Net Metering, Ταυτοχρονισμένος Συμψηφισμός, Net Billing, Ενεργειακή Απόδοση, Βιώσιμη Ανάπτυξη, Οικονομική Ανάλυση, PVsyst, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Abstract

This thesis examines the feasibility of installing photovoltaic (PV) systems in quarrying facilities, focusing on the case of the Paradisia quarry in Arcadia, Greece, analyzing the technical, economic, and environmental parameters that affect the viability of such an investment. The study focuses on improving energy efficiency and achieving energy autonomy through the utilization of solar energy, considering the specific operating conditions of quarries.

The theoretical part of the thesis presents the fundamental principles of the photovoltaic effect, the available PV system technologies, and the energy compensation methods (Net Metering, Net Billing) applied within the Greek and European regulatory frameworks. Additionally, factors affecting the performance of PV installations, such as solar radiation, angle of incidence, atmospheric effects, and shading, are examined.

The practical part includes a comprehensive energy and technical study, utilizing PVsyst software simulations to evaluate the performance of a PV system in a real-world quarrying facility. Furthermore, an economic analysis is conducted, considering installation costs, payback period, and financial benefits resulting from the reduction of energy expenses.

The research findings indicate that implementing PV systems in quarries can significantly reduce total electricity consumption from the grid, while also lowering operational costs and CO₂ emissions. The study concludes that PV systems provide a technologically and economically viable solution for quarrying operations, contributing to the industrial sector's transition toward a more sustainable energy future.

Keywords:

Photovoltaic Systems, Quarrying Facilities, Energy Compensation, Net Metering, Net Billing, Energy Efficiency, Sustainable Development, Economic Analysis, PVsyst, Renewable Energy Sources

Πίνακας Περιεχομένων

Περίληψη	6
Abstract	8
Πίνακας Περιεχομένων	10
Πίνακας Διαγραμμάτων	14
Πίνακας Εικόνων	15
Περιεχόμενο Πινάκων	16
Πρόλογος	17
Κεφάλαιο 1 – Εισαγωγή	19
1.1 Ενεργειακή κρίση και σύγχρονες προκλήσεις	19
1.1.1 Παγκόσμια ενεργειακή κατάσταση	19
1.1.2 Επιπτώσεις στην οικονομία	20
1.1.3 Περιβαλλοντικές επιπτώσεις	21
1.2 Στροφή στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας	21
1.2.1 Πλεονεκτήματα ΑΠΕ	21
1.2.2 Στόχοι Ευρωπαϊκής Ένωσης	22
1.2.3 Εθνικοί στόχοι	23
1.3 Βιομηχανικός κλάδος και ενεργειακές ανάγκες	23
1.3.1 Ενεργειακό αποτύπωμα λατομείων	23
1.3.2 Προκλήσεις και ευκαιρίες	24
1.3.3 Ανάγκη για ενεργειακή αυτονομία	25
1.4 Σκοπός και στόχοι της εργασίας	25
Κεφάλαιο 2 – Θεωρητικό Υπόβαθρο	28
2.1 Ηλιακή ακτινοβολία	28
2.1.1 Χαρακτηριστικά ηλιακής ακτινοβολίας	28
2.1.2 Γωνία πρόσπτωσης	29
2.1.3 Ατμοσφαιρικές επιδράσεις	29
2.2 Φωτοβολταϊκό φαινόμενο	30

2.2.1	Αρχή λειτουργίας	30
2.2.2	Ημιαγωγοί και p-n επαφή	31
2.2.3	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	31
2.3	Τεχνολογίες φωτοβολταϊκών στοιχείων	32
2.3.1	Μονοκρυσταλλικά	32
2.3.2	Πολυκρυσταλλικά	33
2.3.3	Λεπτού υμενίου	33
2.4	Δομή φωτοβολταϊκού συστήματος	34
2.4.1	Πάνελ	34
2.4.2	Αντιστροφείς	34
2.4.3	Συστήματα στήριξης	35
2.4.4	Καλωδιώσεις και προστασία	35
2.5	Παράγοντες απόδοσης	36
2.5.1	Θερμοκρασία	37
2.5.2	Σκίαση	37
2.5.3	Προσανατολισμός και κλίση	37
2.5.4	Συντήρηση	38
Κεφάλαιο 3 - Βιβλιογραφική Ανασκόπηση		40
3.1	Ιστορική εξέλιξη	40
3.1.1	Ανακάλυψη και πρώτες εφαρμογές	40
3.1.2	Τεχνολογική πρόοδος	41
3.1.3	Σύγχρονες εξελίξεις	41
3.2	Εφαρμογές σε κτιριακές εγκαταστάσεις	42
3.2.1	Τύποι εγκαταστάσεων	42
3.2.2	Μελέτες περίπτωσης	43
3.2.3	Βέλτιστες πρακτικές	44
3.3	Φωτοβολταϊκά σε λατομικές μονάδες	45
3.3.1	Διεθνή παραδείγματα	45
3.3.2	Ελληνικές εφαρμογές	46
3.3.3	Αποτελέσματα και οφέλη	46
3.4	Νομοθετικό πλαίσιο	47

3.4.1	Ευρωπαϊκή νομοθεσία	47
3.4.2	Εθνικό πλαίσιο	48
3.4.3	Κίνητρα και επιδοτήσεις	48
Κεφάλαιο 4 – Συστήματα Ενεργειακού Συμψηφισμού		51
4.1	Net Metering	51
4.1.1	Αρχή λειτουργίας	51
4.1.2	Τεχνικές προδιαγραφές	52
4.1.3	Πλεονεκτήματα και περιορισμοί	52
4.2	Net Billing	53
4.2.1	Αρχή λειτουργίας	53
4.2.2	Τεχνικές προδιαγραφές	54
4.2.3	Πλεονεκτήματα και περιορισμοί	55
4.3	Σύγκριση συστημάτων	55
4.3.1	Τεχνική σύγκριση	55
4.3.2	Οικονομική σύγκριση	56
4.3.3	Καταλληλότητα ανά περίπτωση	57
4.4	Διαδικασία υλοποίησης	58
4.4.1	Απαιτούμενες άδειες	58
4.4.2	Βήματα εγκατάστασης	61
4.4.3	Παρακολούθηση και συντήρηση	61
Κεφάλαιο 5 – Ενεργειακή Μελέτη		64
5.1	Προφίλ Κατανάλωσης	64
5.1.1	Συνολικά Μεγέθη και Βασικοί Δείκτες	65
5.1.2	Ημερήσια Διακύμανση Φορτίου	65
5.1.3	Εβδομαδιαίο Προφίλ Κατανάλωσης	66
5.1.4	Εποχιακή Διακύμανση	68
5.2	Προσομοίωση PVsyst	69
5.3	Σενάρια Ταυτοχρονισμού	71
5.3.1	Ανάλυση Ταυτοχρονισμού για το έτος 2022	72
5.3.2	Ανάλυση Ταυτοχρονισμού για το έτος 2023	75

5.4	Επιλογή Συστήματος	77
Κεφάλαιο 6 – Τεχνική Μελέτη		80
6.1	Χωροθέτηση Έργου	80
6.2	Διαστασιολόγηση Εξοπλισμού	81
6.3	Χωρική Διάταξη Panel	83
6.4	Υπολογισμός Πτώσης Τάσης Καλωδίων	85
Κεφάλαιο 7 – Εξοπλισμός		89
7.1	Panel	89
7.2	Inverter	91
7.3	Βάσεις Στήριξης Panel	93
7.4	Υποσταθμός Μέσης Τάσης	95
7.4.1	Γενική Περιγραφή	95
7.4.2	Εξοπλισμός Μέσης Τάσης	96
7.4.3	Εξοπλισμός Χαμηλής Τάσης	99
7.4.4	Μετασχηματιστής Ισχύος	102
7.5	Καλωδίωση	104
7.5.1	Καλώδια Φωτοβολταϊκών Πλαισίων	104
7.5.2	Υπόγεια Όδευση Καλωδίων DC	105
7.5.3	Υπόγεια Όδευση Καλωδίων AC Μέσης Τάσης	107
7.5.4	Υπόγεια Όδευση Καλωδίων AC Χαμηλής Τάσης	108
7.5.5	Συστήματα Προστασίας	108
7.6	Περίφραξη	109
7.7	Διαδικασία Εγκατάστασης	110
Κεφάλαιο 8 – Οικονομική Ανάλυση		113
8.1	Κόστος Επένδυσης	113
8.2	Χρηματορροές Δανεισμού	114
8.3	Ετήσια Εξοικονόμηση	116
8.4	Ταμειακές Ροές και Απόδοση Επένδυσης	118

8.5	Χρονοδιάγραμμα Κατασκευής	119
Κεφάλαιο 9 – Συμπεράσματα		122
9.1	Σύνοψη Αποτελεσμάτων	122
9.1.1	Τεχνικά συμπεράσματα	122
9.1.2	Οικονομικά συμπεράσματα	123
9.1.3	Περιβαλλοντικά οφέλη	124
9.2	Προτάσεις για Μελλοντική Έρευνα	125
9.2.1	Τεχνολογικές βελτιώσεις	125
9.2.2	Επεκτάσεις του συστήματος	125
9.2.3	Νέες εφαρμογές	126
Κεφάλαιο 10 – Βιβλιογραφία		128
Κεφάλαιο 11 – Παραρτήματα		146
11.1	Ακρωνύμια – Συντομογραφίες	146
11.1.1	Αγγλικά Ακρωνύμια – Συντομογραφίες	146
11.1.2	Ελληνικά Ακρωνύμια – Συντομογραφίες	147
11.2	Ξενόγλωσσοι Όροι	148

Πίνακας Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 1	Ετήσιος μέσος όρος κατανάλωσης του λατομείου ανά ώρα της ημέρας σε kWh.	66
Διάγραμμα 2.	Ετήσια μέση κατανάλωση του λατομείου ανά ημέρα της εβδομάδας.	67
Διάγραμμα 3	Απεικόνιση ωριαίας κατανάλωσης της επιχείρησης την εβδομάδα 05/02/2024-11/02/2024 (Δευτέρα-Κυριακή) που δεν περιέχει αργία πέρα του Σαββατοκύριακου.	67
Διάγραμμα 4.	Συνολική κατανάλωση του λατομείου σε μηνιαία βάση	69
Διάγραμμα 5.	Κανονικοποιημένες παραγωγές ενέργειας (ανά εγκατεστημένο kWp) και ο λόγος απόδοσης του συστήματος.	69
Διάγραμμα 6.	Διάγραμμα απωλειών του συστήματος, περιλαμβάνοντας όλες τις πηγές απωλειών.	71

Διάγραμμα 7. Μέση (πάνω) και συνολική (κάτω) ετήσια παραγωγή ενέργειας από το Φ/Β σύστημα για δεδομένα προσομοίωσης με βάση τη κατανάλωση του λατομείου το 2022. _	73
Διάγραμμα 8.Μηνιαία σύγκριση κατανάλωσης, παραγωγής και πώλησης ενέργειας της επιχείρησης με βάση τη κατανάλωση του 2022. _____	73
Διάγραμμα 9.Ταυτοχρονισμός παραγωγής-κατανάλωσης - Αντιπροσωπευτικό τετράημερο Φεβρουαρίου 2022. _____	74
Διάγραμμα 10. Ταυτοχρονισμός παραγωγής-κατανάλωσης - Αντιπροσωπευτικό τετράημερο Ιουλίου 2022. _____	74
Διάγραμμα 11. Μέση (πάνω) και συνολική (κάτω) ετήσια παραγωγή ενέργειας από το Φ/Β σύστημα για δεδομένα προσομοίωσης με βάση τη κατανάλωση του λατομείου το 2023. _	75
Διάγραμμα 12. Μηνιαία σύγκριση κατανάλωσης, παραγωγής και πώλησης ενέργειας της επιχείρησης με βάση τη κατανάλωση του 2022. _____	76
Διάγραμμα 13. Ταυτοχρονισμός παραγωγής-κατανάλωσης - Αντιπροσωπευτικό τετράημερο Φεβρουαρίου 2023 _____	77
Διάγραμμα 14. Ταυτοχρονισμός παραγωγής-κατανάλωσης - Αντιπροσωπευτικό τετράημερο Ιουλίου 2023. _____	77
Διάγραμμα 15. Προεξόφληση ταμειακών ροών σε βάθος χρόνου. _____	119

Πίνακας Εικόνων

Εικόνα 1. Το τοπογραφικό του γηπέδου, όπως μελετήθηκε το 2021 (αριστερά). _____	80
Εικόνα 2. Η θέση του γηπέδου σε σχέση με το λατομείο. _____	81
Εικόνα 3. Κάτοψη χωροθέτησης φωτοβολταϊκών πλαισίων _____	84
Εικόνα 4. Δορυφορική απεικόνιση χωροθέτησης με επισήμανση συστοιχιών. _____	85
Εικόνα 5. Λεπτομέρειες του πλαισίου όπως τις προσφέρει ο κατασκευαστής. _____	90
Εικόνα 6. Ο αντιστροφέας SG350HX. _____	91
Εικόνα 7. Χαρακτηριστικά του αντιστροφέα από το εγχειρίδιο που δίνει ο κατασκευαστής Sungrow _____	93
Εικόνα 8. Σύστημα στήριξης SS189 όπως το παρουσιάζει η Alumil Solar στο φύλλο δεδομένων προϊόντος. _____	94
Εικόνα 9. Τεχνικά χαρακτηριστικά του SS189 από το φύλλο δεδομένων του προϊόντος __	94
Εικόνα 10. Μπροστά/πλάγια (αριστερά) και πίσω όψη (δεξιά) του συστήματος στήριξης με	

Φ/Β πλαίσια	95
Εικόνα 11. Τεχνικά χαρακτηριστικά του μετασχηματιστή από το φύλλο δεδομένων προϊόντος που παρέχει ο κατασκευαστής.	103
Εικόνα 12. Φωτοβολταϊκό καλώδιο Solar H1Z2Z2-K της εταιρίας Eland Cables.	104
Εικόνα 13. Τεχνικά χαρακτηριστικά του H1Z2Z2-K όπως αναγράφονται στο φύλλο δεδομένων του προϊόντος.	105
Εικόνα 14. Σωλήνες προστασίας καλωδίων διπλού τοιχώματος CAVIDOTTO από πολυαιθυλένιο υψηλής πυκνότητας (HDPE). Χρησιμοποιούνται σε υπόγειες ηλεκτρικές και τηλεπικοινωνιακές εγκαταστάσεις.	106
Εικόνα 15. Ταινία (λάμα) χαλύβδινη επιψευδαργυρωμένη (St/Zn) για χρήση κυρίως σε συστήματα γειώσεων (θεμελιακή - περιμετρική). Επίσης χρησιμοποιείται και σε συστήματα αντικεραυνικής προστασίας για ισοδυναμικές συνδέσεις.	109
Εικόνα 16. Σχέδιο περίφραξης.	110

Περιεχόμενο Πινάκων

Πίνακας 1. Ισοζύγια και κύρια αποτελέσματα της ενεργειακής παραγωγής και απόδοσης για κάθε μήνα του έτους.	70
Πίνακας 2. Αναλυτικός πίνακας απωλειών του DC τμήματος	86
Πίνακας 3. Αναλυτικός πίνακας απωλειών του AC τμήματος	86
Πίνακας 4. Τεχνικά χαρακτηριστικά πίνακα μέσης τάσης	97
Πίνακας 5. Αναλυτικός πίνακας υλικών των πεδίων μέσης τάσης.	99
Πίνακας 6. Τεχνικά χαρακτηριστικά πίνακα χαμηλής τάσης.	100
Πίνακας 7. Αναλυτικός πίνακας υλικών των πεδίων χαμηλής τάσης	102
Πίνακας 8. Χαρακτηριστικά του σωλήνα CAVIDOTTO.	106
Πίνακας 9. Χρηματοοικονομικές παράμετροι επένδυσης.	114
Πίνακας 10. Παράμετροι φωτοβολταϊκού πάρκου	114
Πίνακας 11. Ετήσιες ταμειακές ροές	115
Πίνακας 12. Ετήσια παραγωγή και εξοικονόμηση.	117

Πρόλογος

Η παρούσα διπλωματική εργασία είναι αποτέλεσμα έρευνας στον τομέα Επικοινωνιών, Ηλεκτρονικής και Συστημάτων Πληροφορικής.

Ο στόχος της εργασίας είναι η μελέτη και η ανάλυση της βιωσιμότητας της εγκατάστασης φωτοβολταϊκών συστημάτων σε λατομικές μονάδες, με ιδιαίτερη έμφαση στην περίπτωση του λατομείου των Παραδεισίων Αρκαδίας.

Η εργασία εστιάζει στη τεχνική, οικονομική και περιβαλλοντική αξιολόγηση αυτής της επένδυσης, καθώς και στη διερεύνηση των δυνατοτήτων ενεργειακού συμψηφισμού (Net Metering) και του ταυτοχρονισμένου συμψηφισμού (Net Billing) για τη βελτιστοποίηση της απόδοσης και του κόστους λειτουργίας. Μέσω προσομοιώσεων στο λογισμικό PVsyst, αναλύονται οι συνθήκες απόδοσης του συστήματος και τα οφέλη που προκύπτουν από τη μετάβαση σε ένα πιο βιώσιμο ενεργειακό μοντέλο.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή κ. Ευάγγελο Χριστοφόρου για την καθοδήγηση και τη συνεχή υποστήριξή του κατά την εκπόνηση αυτής της διπλωματικής εργασίας. Επιπλέον, εκφράζω την ευγνωμοσύνη μου σε όλους όσους συνέβαλαν στην υλοποίηση αυτής της μελέτης, προσφέροντάς μου πολύτιμες γνώσεις και εμπειρίες στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και της ενεργειακής αποδοτικότητας.

Μίταλας Δημήτριος

1

Εισαγωγή

Κεφάλαιο 1 – Εισαγωγή

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζεται το πλαίσιο της τρέχουσας ενεργειακής κατάστασης στην Ευρώπη και την Ελλάδα, με έμφαση στις προκλήσεις που αντιμετωπίζει ο βιομηχανικός κλάδος και ειδικότερα οι λατομικές μονάδες. Αναλύονται οι επιπτώσεις της ενεργειακής κρίσης στην οικονομία και το περιβάλλον, εξετάζεται η στροφή προς τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας ως απάντηση στις τρέχουσες προκλήσεις, και διερευνώνται οι ιδιαίτερες ενεργειακές ανάγκες των βιομηχανικών μονάδων. Τέλος, παρουσιάζονται ο σκοπός και οι στόχοι της παρούσας διπλωματικής εργασίας, η οποία επικεντρώνεται στη μελέτη και εφαρμογή φωτοβολταϊκών συστημάτων στις λατομικές μονάδες, με στόχο την ενεργειακή αυτονομία και τη βιώσιμη ανάπτυξη του κλάδου.

1.1 Ενεργειακή κρίση και σύγχρονες προκλήσεις

Η ενεργειακή κρίση αποτελεί μία από τις σημαντικότερες προκλήσεις που αντιμετωπίζει η Ευρώπη σήμερα, με άμεσο αντίκτυπο στην οικονομική σταθερότητα και την περιβαλλοντική βιωσιμότητα. Ιδιαίτερα μετά τις πρόσφατες γεωπολιτικές εξελίξεις, η ανάγκη για επαναπροσδιορισμό της ενεργειακής στρατηγικής και μείωση της εξάρτησης από συμβατικές πηγές ενέργειας έχει καταστεί επιτακτική.

1.1.1 Παγκόσμια ενεργειακή κατάσταση

Η παγκόσμια ενεργειακή κρίση, και ιδιαίτερα η κατάσταση στην Ευρώπη, έχει διαμορφωθεί σημαντικά από τις γεωπολιτικές εντάσεις και τις διαταραχές στην εφοδιαστική αλυσίδα των τελευταίων ετών. Η εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία το 2022 επέφερε σημαντικές διαταραχές στην προμήθεια φυσικού αερίου, επηρεάζοντας ιδιαίτερα τις ευρωπαϊκές χώρες που εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από το ρωσικό αέριο [1], [2]. Η κατάσταση αυτή έχει αναδείξει τις ευπάθειες που δημιουργεί η υψηλή εξάρτηση από συγκεκριμένες πηγές ενέργειας και έχει οδηγήσει σε επανεξέταση των ενεργειακών πολιτικών σε ευρωπαϊκό επίπεδο.

Η κρίση έχει προκαλέσει έντονες διακυμάνσεις στις τιμές του φυσικού αερίου, με σημαντικές επιπτώσεις στην οικονομική σταθερότητα της Ευρώπης. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η Γερμανία, η οποία βιώνει σημαντικές οικονομικές επιπτώσεις λόγω

της εξάρτησής της από το ρωσικό αέριο [3]. Η αστάθεια αυτή συνδέεται τόσο με τις διαταραχές στην εφοδιαστική αλυσίδα όσο και με την αυξημένη ζήτηση, ενώ έχει επιταχύνει τις προσπάθειες για διαφοροποίηση των πηγών ενέργειας, συμπεριλαμβανομένης της αύξησης των εισαγωγών υγροποιημένου φυσικού αερίου (Liquified Natural Gas – LNG) [1], [4].

Η τρέχουσα κατάσταση έχει αναδείξει ιδιαίτερες ευπάθειες σε συγκεκριμένες περιοχές της Ευρώπης. Για παράδειγμα, στη Λετονία και την ευρύτερη περιοχή της Βαλτικής, οι διακοπές στην προμήθεια φυσικού αερίου θέτουν σοβαρούς κινδύνους για τις εθνικές οικονομίες και την ενεργειακή ασφάλεια [5], [6]. Ως αποτέλεσμα, πολλές χώρες επαναξιολογούν τα νομικά τους πλαίσια και τις διαδικασίες έκτακτης ανάγκης για την αντιμετώπιση αυτών των ευπαθειών, ενώ παράλληλα επιταχύνουν τη μετάβαση προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ως μακροπρόθεσμη λύση για την ενίσχυση της ενεργειακής ασφάλειας [2].

1.1.2 Επιπτώσεις στην οικονομία

Ενώ η γεωπολιτική αστάθεια έχει προκαλέσει σημαντικές διαταραχές στην προμήθεια ενέργειας, οι οικονομικές επιπτώσεις της κρίσης είναι εξίσου σοβαρές. Η ενεργειακή κρίση έχει επιφέρει σημαντικές οικονομικές επιπτώσεις στα ευρωπαϊκά νοικοκυριά, με το κόστος διαβίωσης να σημειώνει αύξηση περίπου 7% λόγω της εκτίναξης των τιμών των ορυκτών καυσίμων. Η επίδραση αυτή έχει αποδειχθεί ιδιαίτερα επιβαρυντική για τα νοικοκυριά χαμηλότερου εισοδήματος, οδηγώντας σε όξυνση του φαινομένου της ενεργειακής φτώχειας και αναστέλλοντας τις αναμενόμενες βελτιώσεις στην ενεργειακή προσιτότητα που είχαν προβλεφθεί μετά την πανδημία COVID-19 [7], [8].

Παράλληλα, ο επιχειρηματικός τομέας έχει υποστεί σημαντικό πλήγμα, με πολλές εταιρείες να αντιμετωπίζουν αυξημένο κίνδυνο αρνητικής κερδοφορίας. Συγκριτικά με το 2018, σημαντικός αριθμός επιχειρήσεων κατέγραψε μηδενικά ή αρνητικά κέρδη το 2022, με τις μικρότερες και νεότερες επιχειρήσεις να πλήττονται περισσότερο. Η επίδραση στην κερδοφορία παρουσιάζει διακυμάνσεις ανάλογα με τον τομέα δραστηριότητας, με τις ενεργοβόρες βιομηχανίες να αντιμετωπίζουν τις σοβαρότερες προκλήσεις [9]. Οι κυβερνήσεις έχουν προχωρήσει στην εφαρμογή μέτρων στήριξης, όπως επιδοτήσεις και φορολογικές ελαφρύνσεις, ωστόσο αυτά θεωρούνται προσωρινές λύσεις, με την έμφαση να μετατοπίζεται στην ανάγκη για μακροπρόθεσμες, βιώσιμες ενεργειακές πολιτικές [7].

1.1.3 Περιβαλλοντικές επιπτώσεις

Πέρα από τις οικονομικές επιπτώσεις, η αυξημένη κατανάλωση ενέργειας έχει σημαντικό περιβαλλοντικό αντίκτυπο. Η ενεργειακή κατανάλωση στην Ευρωπαϊκή Ένωση συνεχίζει να επιβαρύνει σημαντικά το περιβαλλοντικό αποτύπωμα, με τις εκπομπές CO₂ από την καύση φυσικού αερίου να παρουσιάζουν αύξηση σε όλα τα κράτη μέλη. Παρά το γεγονός ότι το φυσικό αέριο θεωρείται λιγότερο ρυπογόνο σε σύγκριση με το πετρέλαιο, η αυξανόμενη εξάρτηση από αυτό συμβάλλει σημαντικά στις συνολικές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα [10]. Η μετάβαση από το πετρέλαιο στο φυσικό αέριο, αν και προωθείται ως προσωρινό μέτρο μείωσης των εκπομπών, απέχει από τον τελικό στόχο της πλήρους μετάβασης σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας [11].

Στην περίπτωση της Ελλάδας, η διείσδυση του φυσικού αερίου στο ενεργειακό σύστημα έχει αποτελέσει καθοριστικό παράγοντα αύξησης των εκπομπών CO₂. Ιδιαίτερα ανησυχητικό είναι το γεγονός ότι η αύξηση της ενεργειακής κατανάλωσης συμβαδίζει στενά με την οικονομική ανάπτυξη, χωρίς να παρατηρείται αποσύνδεση μεταξύ τους, υποδηλώνοντας ότι η οικονομική μεγέθυνση συνεχίζει να συνεπάγεται αύξηση των εκπομπών [12]. Ωστόσο, η αυξανόμενη παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές έχει συμβάλει στη μείωση των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας και προσφέρει μια ελπιδοφόρα προοπτική για τη μείωση του περιβαλλοντικού αποτυπώματος [13].

1.2 Στροφή στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Ως απάντηση στις τρέχουσες ενεργειακές προκλήσεις, οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) αναδεικνύονται ως η βιώσιμη λύση για την ενεργειακή μετάβαση της Ευρώπης. Τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του μεσογειακού κλίματος προσφέρουν εξαιρετικές δυνατότητες για την ανάπτυξη της ηλιακής ενέργειας, δημιουργώντας προοπτικές για την επίτευξη των φιλόδοξων ευρωπαϊκών στόχων.

1.2.1 Πλεονεκτήματα ΑΠΕ

Η αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας στις μεσογειακές χώρες παρουσιάζει σημαντικά τεχνικά πλεονεκτήματα, κυρίως λόγω των ευνοϊκών κλιματολογικών συνθηκών της περιοχής. Συγκεκριμένα, τα προηγμένα φωτοβολταϊκά συστήματα, όπως τα ηλιακά κύτταρα ετεροδιασταύρωσης (Heterojunction Solar Cells – HJT), επιτυγχάνουν βελτίωση της ενεργειακής

απόδοσης κατά 3% έως 6% σε σύγκριση με τις παραδοσιακές μονάδες PERC (Passivated Emitter Rear Contact), ιδιαίτερα υπό συνθήκες υψηλής ηλιακής ακτινοβολίας που χαρακτηρίζουν το μεσογειακό κλίμα [14]. Επιπλέον, η υψηλή ηλιοφάνεια της περιοχής καθιστά ιδιαίτερα αποδοτικά τα συστήματα ηλιακής θέρμανσης νερού και τις αντλίες θερμότητας, προσφέροντας σημαντική εξοικονόμηση ενέργειας και οικονομικά οφέλη, ειδικά σε κτίρια υψηλής πληρότητας [15].

Παράλληλα, η ενσωμάτωση των φωτοβολταϊκών συστημάτων στην υπάρχουσα υποδομή προσφέρει σημαντικές δυνατότητες για την αύξηση του μεριδίου της ηλιακής ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα και τη μείωση της εξάρτησης από εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα [16]. Ιδιαίτερα σημαντική είναι η συμβολή των συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων (Concentrated Solar Power – CSP), και συγκεκριμένα των παραβολικών συλλεκτών, τα οποία είναι ιδανικά για τη Μεσόγειο λόγω της υψηλής ηλιακής ακτινοβολίας και των διαθέσιμων πόρων. Τα συστήματα αυτά μπορούν να προσφέρουν υψηλή απόδοση και δυνητικά χαμηλότερο κόστος σε σύγκριση με άλλες περιοχές, καθιστώντας τα βιώσιμη επιλογή για παραγωγή ενέργειας μεγάλης κλίμακας [17].

1.2.2 Στόχοι Ευρωπαϊκής Ένωσης

Η Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ), μέσω της πρωτοβουλίας "Fit for 55", έχει θέσει φιλόδοξους στόχους για τη μείωση των καθαρών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 55% έως το 2030, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990 [18], [19]. Παράλληλα, στοχεύει στην αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο 27% του ενεργειακού μείγματος έως το 2030, αν και αυτός ο στόχος δεν είναι νομικά δεσμευτικός για τα κράτη μέλη [20], [21]. Ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στην ηλιακή ενέργεια, με το σχέδιο REPowerEU να θέτει στόχο για αύξηση της φωτοβολταϊκής δυναμικότητας σε περισσότερα από 320 GW έως το 2025 και σχεδόν 600 GW έως το 2030 [18].

Το σχέδιο REPowerEU, ως απάντηση στην τρέχουσα ενεργειακή κρίση, εστιάζει στη μείωση της εξάρτησης από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα, στοχεύοντας στην επίτευξη ενεργειακής ουδετερότητας από τη Ρωσία πριν από το 2030 [22], [23]. Η επίτευξη αυτών των στόχων απαιτεί ένα αποτελεσματικό και ευέλικτο ενεργειακό σύστημα, υποστηριζόμενο από απλοποιημένες διαδικασίες αδειοδότησης και διοικητικές διαδικασίες [24]. Η ΕΕ εφαρμόζει ένα πλαίσιο διακυβέρνησης που ενθαρρύνει τα κράτη μέλη να συνεισφέρουν στους συνολικούς στόχους μέσω της Ανοικτής Μεθόδου Συντονισμού, αν και αυτή η προσέγγιση

ενδέχεται να χρειάζεται ενίσχυση για τη διασφάλιση της συμμόρφωσης [25], [26].

1.2.3 Εθνικοί στόχοι

Παράλληλα με τους ευρωπαϊκούς στόχους, η Ελλάδα έχει αναπτύξει το δικό της φιλόδοξο πλαίσιο για την ενεργειακή μετάβαση. Το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) της Ελλάδας για την περίοδο 2020-2030 θέτει φιλόδοξους στόχους για την υιοθέτηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και τη μείωση των εκπομπών άνθρακα. Το σχέδιο προβλέπει επενδύσεις συνολικού ύψους 35 δισεκατομμυρίων ευρώ έως το 2030, με σημαντικό μέρος αυτών να κατευθύνεται στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και την ενεργειακή αποδοτικότητα [27]. Κεντρικός στόχος του σχεδίου είναι η πλήρης απεξάρτηση από τον άνθρακα στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας έως το 2030, μια προσέγγιση που αναμένεται να έχει θετικό αντίκτυπο τόσο στο ΑΕΠ (Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν) όσο και στο εισόδημα των νοικοκυριών [28].

Παράλληλα, το ΕΣΕΚ δίνει ιδιαίτερη έμφαση στην απανθρακοποίηση του βιομηχανικού τομέα, προωθώντας την ηλεκτροδότηση και τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ως κύριες στρατηγικές για τη μείωση των εκπομπών στις ενεργοβόρες βιομηχανίες [28], [29]. Το σχέδιο υποστηρίζει την υιοθέτηση καινοτόμων τεχνολογιών, όπως η δέσμευση, αξιοποίηση και αποθήκευση άνθρακα (Carbon Capture, Utilisation and Storage – CCUS) και η χρήση πράσινου υδρογόνου, ιδιαίτερα σε βιομηχανίες όπως ο χάλυβας, το τσιμέντο και οι χημικές [30]. Η επιτυχία του σχεδίου στηρίζεται στην κινητοποίηση συνεπενδύσεων δημόσιου και ιδιωτικού τομέα, ένα μοντέλο που θεωρείται εφικτό για την κάλυψη των χρηματοδοτικών απαιτήσεων του ΕΣΕΚ [31].

1.3 Βιομηχανικός κλάδος και ενεργειακές ανάγκες

Ο βιομηχανικός κλάδος χαρακτηρίζεται από υψηλή ενεργειακή κατανάλωση και ιδιαίτερες προκλήσεις στη διαχείριση της ενέργειας. Οι απομακρυσμένες τοποθεσίες των μονάδων σε συνδυασμό με τις αυξημένες απαιτήσεις ισχύος καθιστούν επιτακτική την ανάγκη για εύρεση καινοτόμων λύσεων ενεργειακής διαχείρισης.

1.3.1 Ενεργειακό αποτύπωμα λατομείων

Ο κλάδος των λατομείων στην Ελλάδα αποτελεί έναν από τους πιο ενεργοβόρους τομείς της βιομηχανίας, με σημαντική εξάρτηση από τις εισαγωγές ενέργειας και τα ορυκτά

καύσιμα. Σύμφωνα με πρόσφατες μελέτες, ο τομέας εξόρυξης και λατομείων επηρεάζεται άμεσα από τις διακυμάνσεις των τιμών ενέργειας, καθώς η διαμόρφωση των τιμών στον ενεργειακό τομέα επηρεάζεται σημαντικά από τα κέρδη και τις εισαγωγές, ιδιαίτερα στα προϊόντα εξόρυξης και λατομείων [32]. Επιπλέον, ο ελληνικός εξορυκτικός τομέας αντιμετωπίζει σημαντικούς οικονομικούς κινδύνους λόγω της κλιματικής αλλαγής, με τις πιθανές απώλειες να εκτιμώνται σε 0,8 δισεκατομμύρια δολάρια [33].

Τα λατομεία χαρακτηρίζονται από διακριτά μοτίβα φορτίου αιχμής και ιδιαίτερα χαρακτηριστικά ενεργειακής ζήτησης λόγω της φύσης των λειτουργιών τους. Ο εξοπλισμός λατομείων, όπως τα μηχανήματα εκσκαφής, λειτουργεί με κυκλικά φορτία που περιλαμβάνουν υψηλές απαιτήσεις ισχύος αιχμής, συχνά φτάνοντας έως και το διπλάσιο της μέσης ζήτησης. Αξιοσημείωτο είναι ότι κατά τη διάρκεια αυτών των κύκλων παράγεται αναγεννητική ενέργεια που μπορεί να φτάσει έως και το 60% της μέγιστης κινητήριας ισχύος [34].

Σε αντίθεση με άλλους βιομηχανικούς τομείς, όπως η μεταποίηση, που έχουν επιδείξει κάποια ευελιξία στην υποκατάσταση διαφορετικών τύπων ενέργειας με κεφάλαιο και εργασία, ο τομέας των λατομείων παρουσιάζει μεγαλύτερη ευαισθησία στις μεταβολές του ενεργειακού κόστους [35]. Ωστόσο, υπάρχει σημαντικό δυναμικό για βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης μέσω της εφαρμογής προηγμένων συστημάτων διαχείρισης ενέργειας και της αξιοποίησης της μεταβλητότητας των μοτίβων φορτίου για τη συμμετοχή σε προγράμματα απόκρισης ζήτησης [36].

1.3.2 Προκλήσεις και ευκαιρίες

Παρά το σημαντικό ενεργειακό αποτύπωμα των λατομείων, υπάρχουν σημαντικές ευκαιρίες για βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας. Οι λατομικές μονάδες στην Ελλάδα αντιμετωπίζουν σημαντικές προκλήσεις λόγω της απομακρυσμένης τοποθεσίας τους και των υψηλών ενεργειακών απαιτήσεων τους. Η απόσταση από τα κεντρικά δίκτυα ηλεκτροδότησης οδηγεί σε αυξημένο κόστος και αναποτελεσματικότητες στη διανομή ενέργειας, ενώ η υψηλή ενεργειακή ζήτηση για τη λειτουργία βαρέων μηχανημάτων και εξοπλισμού επεξεργασίας μπορεί να επιβαρύνει σημαντικά τους τοπικούς ενεργειακούς πόρους, ιδιαίτερα σε περιοχές που δεν εξυπηρετούνται επαρκώς από το εθνικό δίκτυο. Επιπλέον, καθώς η Ελλάδα κινείται προς ένα μέλλον ανθεκτικό στην κλιματική αλλαγή, υπάρχει επιτακτική ανάγκη για ενσωμάτωση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στις λατομικές δραστηριότητες, ώστε να ευθυγραμμιστούν με την Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία και να

μειώσουν την εξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα.

Ωστόσο, υπάρχουν σημαντικές ευκαιρίες για βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας μέσω της βελτιστοποίησης του εξοπλισμού και της ενσωμάτωσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η εφαρμογή προηγμένων συστημάτων διαχείρισης ενέργειας που ενσωματώνουν Τεχνητή Νοημοσύνη και το Internet of Things (IoT) μπορεί να βελτιστοποιήσει την απόδοση του εξοπλισμού και τη χρήση ενέργειας [37]. Παράλληλα, η ανάπτυξη μοντέλων για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας των ενεργειακών συστημάτων υπό μεταβλητές συνθήκες, συμπεριλαμβανομένης της χρήσης ολοκληρωμένων μηχανισμών απόκρισης ζήτησης, μπορεί να οδηγήσει σε σημαντική εξοικονόμηση κόστους και βελτίωση της αποδοτικότητας [38].

1.3.3 Ανάγκη για ενεργειακή αυτονομία

Η ενεργειακή αυτονομία αποτελεί κρίσιμη παράμετρο για τις λατομικές μονάδες, ιδιαίτερα λόγω της απομακρυσμένης τοποθεσίας τους και της ανάγκης για αξιόπιστη παροχή ενέργειας. Οι απομακρυσμένες λατομικές εγκαταστάσεις συχνά αντιμετωπίζουν προβλήματα με αναξιόπιστες συνδέσεις δικτύου ή βρίσκονται εντελώς εκτός δικτύου, καθιστώντας την ενεργειακή αυτονομία ζωτικής σημασίας για τη συνεχή λειτουργία τους. Τα υβριδικά συστήματα εκτός δικτύου, όπως οι συνδυασμοί φωτοβολταϊκών-μπαταριών-γεννητριών ντίζελ, ενισχύουν την αξιοπιστία και μειώνουν την εξάρτηση από εξωτερικές πηγές ενέργειας [39], [40].

Τα οφέλη της ενεργειακής αυτονομίας για τις λατομικές μονάδες είναι πολλαπλά και εκτείνονται τόσο στο λειτουργικό όσο και στο οικονομικό επίπεδο. Η ενσωμάτωση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μπορεί να μειώσει σημαντικά τα λειτουργικά κόστη, καθώς οι δαπάνες ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν σημαντικό στοιχείο κόστους στις λατομικές δραστηριότητες. Επιπλέον, η ανάπτυξη έργων ανανεώσιμης ενέργειας στις περιοχές εξόρυξης μπορεί να δημιουργήσει νέες θέσεις εργασίας, τόσο άμεσα στην κατασκευή και λειτουργία των ενεργειακών εγκαταστάσεων όσο και έμμεσα μέσω του ευρύτερου οικονομικού αντίκτυπου [41], [42]. Ενδεικτικά, μόνο τα έργα κυματικής ενέργειας στην Ελλάδα έχουν τη δυνατότητα να δημιουργήσουν έως και 1.400 άμεσες θέσεις εργασίας [42].

1.4 Σκοπός και στόχοι της εργασίας

Η παρούσα διπλωματική εργασία έχει ως κύριο σκοπό τη μελέτη και εφαρμογή

φωτοβολταϊκών συστημάτων στον βιομηχανικό κλάδο, με ιδιαίτερη έμφαση στις λατομικές μονάδες. Η έρευνα προσεγγίζει το θέμα υπό το πρίσμα της τρέχουσας ενεργειακής κρίσης στην Ευρώπη και των περιβαλλοντικών προκλήσεων που αντιμετωπίζει ο κλάδος, εστιάζοντας στην περίπτωση του λατομείου των Παραδεισίων της Αρκαδίας ως χαρακτηριστικό παράδειγμα μελέτης.

Βασικός στόχος της εργασίας είναι η ανάλυση των τεχνολογιών φωτοβολταϊκών συστημάτων και των μεθόδων ενεργειακού συμψηφισμού (Net Metering) και ταυτοχρονισμένου συμψηφισμού (Net Billing), καθώς και η διερεύνηση των παραγόντων που επηρεάζουν την απόδοσή τους στο μεσογειακό κλίμα. Ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στην τεχνική και οικονομική διάσταση της εγκατάστασης τέτοιων συστημάτων σε λατομικές μονάδες, λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαίτερες προκλήσεις που αντιμετωπίζουν λόγω της απομακρυσμένης τοποθεσίας τους και των υψηλών ενεργειακών απαιτήσεών τους.

Το πρακτικό μέρος της εργασίας επικεντρώνεται στην εκπόνηση μιας ολοκληρωμένης ενεργειακής και τεχνικής μελέτης. Αυτή περιλαμβάνει προσομοιώσεις στο λογισμικό PVsyst, λεπτομερή διαστασιολόγηση του απαραίτητου εξοπλισμού και εμπεριστατωμένη οικονομική ανάλυση της επένδυσης. Η μελέτη στοχεύει στην αξιολόγηση της βιωσιμότητας τέτοιων επενδύσεων και στην ανάδειξη των βέλτιστων πρακτικών για την επίτευξη ενεργειακής αυτονομίας στις λατομικές μονάδες.

Τέλος, η εργασία φιλοδοξεί να συμβάλει στη βιβλιογραφία προτείνοντας συγκεκριμένες λύσεις για τη μετάβαση των λατομικών μονάδων προς ένα πιο βιώσιμο ενεργειακό μέλλον. Μέσω της λεπτομερούς ανάλυσης πραγματικών δεδομένων και της εξέτασης των τεχνικών, οικονομικών και περιβαλλοντικών παραμέτρων, η έρευνα στοχεύει στην παροχή ενός ολοκληρωμένου οδηγού για την υλοποίηση παρόμοιων έργων στον κλάδο, συμβάλλοντας παράλληλα στους ευρύτερους στόχους της Ευρωπαϊκής Ένωσης για μείωση των εκπομπών άνθρακα και αύξηση της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

2

Θεωρητικό Υπόβαθρο

Κεφάλαιο 2 – Θεωρητικό Υπόβαθρο

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζεται το θεωρητικό υπόβαθρο των φωτοβολταϊκών συστημάτων, με έμφαση στις τεχνικές πτυχές που είναι κρίσιμες για βιομηχανικές εφαρμογές. Εξετάζονται διεξοδικά τα χαρακτηριστικά της ηλιακής ακτινοβολίας στη Μεσόγειο, οι αρχές του φωτοβολταϊκού φαινομένου και οι διαθέσιμες τεχνολογίες φωτοβολταϊκών στοιχείων. Ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στη δομή των φωτοβολταϊκών συστημάτων και στους παράγοντες που επηρεάζουν την απόδοσή τους στο μεσογειακό περιβάλλον, παρέχοντας το απαραίτητο θεωρητικό υπόβαθρο για την κατανόηση των τεχνικών προκλήσεων στην εφαρμογή τους σε λατομικές μονάδες.

2.1 Ηλιακή ακτινοβολία

Η μελέτη της ηλιακής ακτινοβολίας και των παραγόντων που την επηρεάζουν αποτελεί θεμέλιο λίθο για τη βελτιστοποίηση της απόδοσης των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Η διακύμανση της έντασης και της διάρκειάς της στο μεσογειακό περιβάλλον, καθώς και οι επιδράσεις των ατμοσφαιρικών συνθηκών, καθορίζουν τις παραμέτρους σχεδιασμού των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων.

2.1.1 Χαρακτηριστικά ηλιακής ακτινοβολίας

Η ηλιακή ακτινοβολία στη Μεσόγειο χαρακτηρίζεται από έντονη εποχική διακύμανση, με τις τιμές του καλοκαιριού να είναι έως και τρεις φορές υψηλότερες σε σύγκριση με αυτές του χειμώνα [43]. Αυτό το φαινόμενο οφείλεται κυρίως στις ιδιαίτερες κλιματολογικές συνθήκες της περιοχής, με τους καθαρούς ουρανούς και τις υψηλές γωνίες πρόσπτωσης της ηλιακής ακτινοβολίας κατά τη θερινή περίοδο. Η άμεση και διάχυτη ακτινοβολία παίζουν εξίσου σημαντικό ρόλο, με τη διάχυτη να αποτελεί τουλάχιστον το 50% της συνολικής υπεριώδους ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο, ακόμη και υπό συνθήκες σκίασης [44].

Η παρουσία αερολυμάτων στην ατμόσφαιρα της Μεσογείου επηρεάζει σημαντικά την ηλιακή ακτινοβολία, προκαλώντας αύξηση της ατμοσφαιρικής απορρόφησης και μείωση της επιφανειακής ηλιακής ακτινοβολίας [45]. Συγκεκριμένα, τα αερολύματα και η σκόνη μπορούν να μειώσουν την ολική οριζόντια ακτινοβολία (Global Horizontal Irradiation – GHI)

κατά 1-13% και την άμεση κανονική ακτινοβολία (Direct Normal Irradiation – DNI) κατά 5-47%, με τη σκόνη μόνο να προκαλεί εξασθένηση 2-10% για GHI και 9-37% για DNI [46]. Αυτή η επίδραση είναι ιδιαίτερα έντονη σε περιοχές με υψηλό οπτικό βάθος αερολυμάτων.

2.1.2 Γωνία πρόσπτωσης

Πέρα από τα βασικά χαρακτηριστικά της ηλιακής ακτινοβολίας, η γωνία πρόσπτωσης αποτελεί καθοριστικό παράγοντα για την απόδοση των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Η γωνία πρόσπτωσης ορίζεται ως η γωνία μεταξύ της κάθετης στην επιφάνεια του φωτοβολταϊκού πάνελ και της διεύθυνσης των ηλιακών ακτίνων. Η γωνία αυτή μεταβάλλεται κατά τη διάρκεια της ημέρας και του έτους, καθώς η θέση του ήλιου στον ουρανό αλλάζει, επηρεάζοντας άμεσα την ποσότητα της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει στην επιφάνεια του πάνελ και κατ' επέκταση την απόδοση του συστήματος [47]. Η κατανόηση της επίδρασης της γωνίας πρόσπτωσης είναι θεμελιώδης για τον προσδιορισμό της βέλτιστης κλίσης εγκατάστασης των φωτοβολταϊκών πάνελ.

Η βέλτιστη γωνία κλίσης για σταθερές φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις στην Ελλάδα, με προσανατολισμό προς το νότο, κυμαίνεται μεταξύ 25° και 30° για τη μέγιστη ετήσια απόδοση [48]. Ωστόσο, η βέλτιστη γωνία παρουσιάζει εποχιακές διακυμάνσεις, με τις μικρότερες κλίσεις περίπου 15° να είναι καταλληλότερες για τους καλοκαιρινούς μήνες [49], ενώ για τη χειμερινή περίοδο προτείνονται μεγαλύτερες κλίσεις της τάξης των 60° για τη βελτιστοποίηση της ενεργειακής απόδοσης [50].

Η γωνία πρόσπτωσης επηρεάζει σημαντικά τον συντελεστή ανάκλασης των φωτοβολταϊκών πάνελ. Για γωνίες έως 30°, η ανάκλαση είναι ελάχιστη, επιτρέποντας την απορρόφηση πάνω από το 95% της προσπίπτουσας ακτινοβολίας. Αντίθετα, καθώς η γωνία αυξάνεται στις 70° ή 80°, η ανάκλαση αυξάνεται σημαντικά, μειώνοντας την απόδοση του συστήματος [47]. Η εποχιακή προσαρμογή της κλίσης μπορεί να οδηγήσει σε βελτίωση της συλλογής ηλιακής ακτινοβολίας κατά 3.6% σε σύγκριση με μια σταθερή γωνία, αν και αυτό συνεπάγεται πρόσθετο κόστος συντήρησης [51].

2.1.3 Ατμοσφαιρικές επιδράσεις

Ενώ η βέλτιστη γωνία πρόσπτωσης είναι κρίσιμη, οι ατμοσφαιρικές συνθήκες επηρεάζουν εξίσου σημαντικά την απόδοση των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Οι

ατμοσφαιρικές συνθήκες στην περιοχή της Μεσογείου επηρεάζουν σημαντικά την απόδοση των φωτοβολταϊκών συστημάτων μέσω διαφόρων μηχανισμών. Τα αερολύματα, ιδιαίτερα αυτά ανθρωπογενούς προέλευσης, διαδραματίζουν καθοριστικό ρόλο στη μείωση της επιφανειακής ηλιακής ακτινοβολίας και την αύξηση της ατμοσφαιρικής απορρόφησης, οδηγώντας σε ατμοσφαιρική θέρμανση και επιφανειακή ψύξη [52]. Η συσσώρευση σκόνης στην επιφάνεια των πάνελ μπορεί να μειώσει την απόδοση έως και 5.6% σε περιπτώσεις έντονης ρύπανσης, ενώ η επίδραση του καπνού είναι ακόμη πιο σημαντική από τη σκόνη [53], [54].

Η υψηλή υγρασία και θερμοκρασία αποτελούν επίσης σημαντικούς παράγοντες που επηρεάζουν την απόδοση των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Συγκεκριμένα, η αυξημένη σχετική υγρασία μπορεί να οδηγήσει σε μείωση της απόδοσης έως και 32.24%, ενώ συμβάλλει επίσης στη συσσώρευση σκόνης [55]. Όσον αφορά τη θερμοκρασία, στην Ελλάδα ο θερμοκρασιακός συντελεστής για τα φωτοβολταϊκά συστήματα κυμαίνεται από $-0.30\%/^{\circ}\text{C}$ έως $-0.45\%/^{\circ}\text{C}$, με τα συστήματα που διαθέτουν εξαερισμό να παρουσιάζουν μικρότερη μείωση της απόδοσης [56].

2.2 Φωτοβολταϊκό φαινόμενο

Η μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική πραγματοποιείται μέσω του φωτοβολταϊκού φαινομένου, μιας πολύπλοκης φυσικής διαδικασίας που εκμεταλλεύεται τις ιδιότητες των ημιαγωγικών υλικών. Η εμβάθυνση στους μηχανισμούς αυτής της διαδικασίας είναι καθοριστική για την εξέλιξη και βελτιστοποίηση των φωτοβολταϊκών τεχνολογιών.

2.2.1 Αρχή λειτουργίας

Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο αποτελεί τη βασική διαδικασία μετατροπής της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική μέσω των ηλιακών κυψελών. Η διαδικασία ξεκινά όταν το ηλιακό φως προσπίπτει στην επιφάνεια του ημιαγωγού υλικού, όπως το πυρίτιο, το οποίο έχει επιλεγεί για την ικανότητά του να απορροφά αποτελεσματικά το φως και να το μετατρέπει σε ηλεκτρισμό [57], [58]. Η απορροφούμενη ενέργεια διεγείρει τα ηλεκτρόνια του ημιαγωγού, δημιουργώντας ζεύγη ηλεκτρονίων-οπών, επιτρέποντας στα ηλεκτρόνια να κινηθούν ελεύθερα εντός του υλικού [58], [59].

Στη συνέχεια, ένα ενσωματωμένο ηλεκτρικό πεδίο εντός του ηλιακού κυττάρου, το οποίο δημιουργείται από μια ένωση p-n, διαχωρίζει αυτά τα ελεύθερα ηλεκτρόνια και τις

οπές. Η ένωση p-n αποτελεί το όριο μεταξύ δύο τύπων ημιαγώγιμου υλικού, ένα με περίσσεια ηλεκτρονίων (τύπου n) και ένα με έλλειψη (τύπου p) [60]. Τα διαχωρισμένα ηλεκτρόνια ρέουν μέσω του υλικού για να παράγουν ηλεκτρικό ρεύμα, το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την τροφοδοσία συσκευών ή να διοχετευθεί στο ηλεκτρικό δίκτυο [58], [61].

2.2.2 Ημιαγωγοί και p-n επαφή

Η κατανόηση της αρχής λειτουργίας οδηγεί στην ανάγκη εμβάθυνσης στους ημιαγωγούς και την p-n επαφή, που αποτελούν τη βάση του φωτοβολταϊκού φαινομένου. Το πυρίτιο αποτελεί τον πλέον διαδεδομένο ημιαγωγό στην κατασκευή φωτοβολταϊκών κυψελών, λόγω της αφθονίας του στη φύση και του σχετικά χαμηλού κόστους παραγωγής [62], [63]. Οι ημιαγωγικές του ιδιότητες του επιτρέπουν να απορροφά αποτελεσματικά την ηλιακή ακτινοβολία και να τη μετατρέπει σε ηλεκτρική ενέργεια, καθιστώντας το τη βάση για τις παραδοσιακές ηλιακές κυψέλες με επαφή p-n, οι οποίες αποτελούν την πιο επιτυχημένη τεχνολογία ηλιακής ενέργειας μέχρι σήμερα [64].

Η επαφή p-n είναι κρίσιμη για τη λειτουργία των φωτοβολταϊκών κυψελών, καθώς δημιουργεί ένα ηλεκτρικό πεδίο που διαχωρίζει τα φωτογενή ζεύγη ηλεκτρονίων-οπών, επιτρέποντας τη ροή του ηλεκτρικού ρεύματος [63], [65]. Ο διαχωρισμός αυτός των φορέων φορτίου είναι θεμελιώδης για τη μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική, με τα ηλεκτρόνια να κινούνται προς την περιοχή τύπου n και τις οπές προς την περιοχή τύπου p, δημιουργώντας έτσι ροή ηλεκτρικού ρεύματος [66]. Η απόδοση αυτής της διαδικασίας επηρεάζεται από διάφορους παράγοντες, όπως οι οπτικές απώλειες (ανάκλαση και απορρόφηση) και οι ηλεκτρικές απώλειες (επανασύνδεση και αντίσταση) [67].

2.2.3 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Η μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική στα φωτοβολταϊκά κύτταρα πραγματοποιείται μέσω μιας καλά καθορισμένης διαδικασίας πολλαπλών σταδίων. Το πρώτο στάδιο περιλαμβάνει την απορρόφηση του ηλιακού φωτός από το ημιαγώγιμο υλικό, συνήθως πυρίτιο, όπου η ενέργεια των φωτονίων διεγείρει τα ηλεκτρόνια, ανυψώνοντάς τα από μια χαμηλότερη ενεργειακή κατάσταση σε μια υψηλότερη, δημιουργώντας έτσι ζεύγη ηλεκτρονίων-οπών [68]. Στη συνέχεια, το εσωτερικό ηλεκτρικό πεδίο που δημιουργείται από την επαφή p-n οδηγεί στο διαχωρισμό αυτών των ζευγών, με τα ηλεκτρόνια να κινούνται

προς το στρώμα τύπου n και τις οπές προς το στρώμα τύπου p [60].

Τα διαχωρισμένα ηλεκτρόνια και οπές συλλέγονται από μεταλλικές επαφές στο πάνω και κάτω μέρος του ηλιακού κυττάρου, σχηματίζοντας ηλεκτρικό ρεύμα [69]. Η ροή των ηλεκτρονίων μέσω του εξωτερικού κυκλώματος παράγει την τελική ηλεκτρική ενέργεια, με την απόδοση της μετατροπής να εξαρτάται από τις ιδιότητες των υλικών και το σχεδιασμό του ηλιακού κυττάρου, συμπεριλαμβανομένων παραγόντων όπως η ποιότητα του ημιαγωγού και η διαμόρφωση της επαφής p-n [61], [70]. Σε προηγμένα συστήματα, τεχνικές όπως η πολλαπλή παραγωγή εξιτονίων μπορούν να παράγουν περισσότερα από ένα ζεύγη ηλεκτρονίων-οπών ανά απορροφούμενο φωτόνιο, αυξάνοντας δυνητικά την απόδοση [71].

2.3 Τεχνολογίες φωτοβολταϊκών στοιχείων

Η ραγδαία εξέλιξη των φωτοβολταϊκών τεχνολογιών έχει οδηγήσει στην ανάπτυξη διαφορετικών τύπων στοιχείων, καθένας με τα δικά του χαρακτηριστικά και πεδία εφαρμογής. Από τα παραδοσιακά μονοκρυσταλλικά έως τα καινοτόμα λεπτού υμενίου, η επιλογή της κατάλληλης τεχνολογίας αποτελεί κρίσιμο παράγοντα για την επιτυχία μιας φωτοβολταϊκής εγκατάστασης.

2.3.1 Μονοκρυσταλλικά

Τα μονοκρυσταλλικά φωτοβολταϊκά κύτταρα διακρίνονται για την υψηλή τους απόδοση, επιτυγχάνοντας ποσοστά μετατροπής της ηλιακής ενέργειας έως και 24,4%, σημαντικά υψηλότερα από το 19,8% των πολυκρυσταλλικών κυττάρων [72]. Αυτή η υψηλή απόδοση οφείλεται στην τέλεια κρυσταλλική δομή και την υψηλή καθαρότητα του υλικού, που οδηγούν σε χαμηλή ενέργεια ορίων κόκκων και ασθενή εσωτερική αντίσταση [73]. Επιπλέον, τα μεγάλα κρυσταλλικά σωματίδια και η ομοιόμορφη επιφανειακή μορφολογία ενισχύουν τη μεταφορά φορτίου και μειώνουν τις απώλειες επανασύνδεσης [74].

Η υπεροχή των μονοκρυσταλλικών κυττάρων ενισχύεται περαιτέρω με την εφαρμογή προηγμένων τεχνολογιών, όπως το PERC και το Tunnel Oxide Passivated Contact (TOPCon), που βελτιώνουν την απόδοση και την οικονομική αποδοτικότητά τους [75], [76]. Οι εξελίξεις στην τεχνολογία των υλικών πυριτίου και των δισκίων (wafers) έχουν καταστήσει τα μονοκρυσταλλικά προϊόντα πιο οικονομικά αποδοτικά, επιταχύνοντας την υιοθέτησή τους έναντι των πολυκρυσταλλικών προϊόντων στην αγορά φωτοβολταϊκών συστημάτων [75].

2.3.2 Πολυκρυσταλλικά

Ενώ τα μονοκρυσταλλικά πάνελ προσφέρουν υψηλή απόδοση, τα πολυκρυσταλλικά παρουσιάζουν ένα διαφορετικό συνδυασμό πλεονεκτημάτων στη σχέση κόστους-απόδοσης, με το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (Levelized Cost Of Electricity – LCOE) να κυμαίνεται μεταξύ 0,073 και 0,10 USD/kWh, σημαντικά χαμηλότερο από τα μονοκρυσταλλικά πάνελ [77], [78]. Παρά το γεγονός ότι παρουσιάζουν χαμηλότερη απόδοση και ταχύτερο ρυθμό υποβάθμισης σε σύγκριση με τα μονοκρυσταλλικά, το χαμηλότερο αρχικό κόστος τους συχνά οδηγεί σε πιο ελκυστική περίοδο αποπληρωμής σε συγκεκριμένα σενάρια [78], [79].

Σε ό,τι αφορά την καταλληλότητά τους για το μεσογειακό κλίμα, τα πολυκρυσταλλικά πάνελ παρουσιάζουν ικανοποιητική απόδοση σε συνθήκες υψηλής θερμοκρασίας και ηλιακής ακτινοβολίας, με χαμηλότερο θερμοκρασιακό συντελεστή σε σύγκριση με τα μονοκρυσταλλικά [80]. Ωστόσο, οι υψηλές θερμοκρασίες μπορούν να οδηγήσουν σε μείωση της ημερήσιας παραγωγής ενέργειας κατά 3,3-6,5%, γεγονός που καθιστά απαραίτητη την εφαρμογή τεχνικών παθητικής ψύξης, όπως η χρήση διάτρητων περυγίων αλουμινίου, που μπορούν να βελτιώσουν την απόδοση έως και 5% [81], [82].

2.3.3 Λεπτού υμενίου

Τα φωτοβολταϊκά λεπτού υμενίου προσφέρουν μοναδικές δυνατότητες στις κτιριακές εγκαταστάσεις, ιδιαίτερα στα συστήματα ενσωματωμένα σε κτίρια (Building-Integrated Photovoltaics – BIPV). Η δυνατότητα δημιουργίας διάφανων ή ημιδιάφανων πάνελ επιτρέπει την ενσωμάτωσή τους σε παράθυρα και προσόψεις χωρίς να εμποδίζουν το φυσικό φως ή τη θέα [83], [84]. Επιπλέον, η ευελιξία στο σχεδιασμό τους επιτρέπει την προσαρμογή σε διάφορα σχήματα, μεγέθη και χρώματα, καθιστώντας τα ιδανικά για ποικίλες αρχιτεκτονικές εφαρμογές [85].

Το χαμηλό βάρος και η ευελιξία των φωτοβολταϊκών λεπτού υμενίου διευκολύνουν την ενσωμάτωσή τους σε δομικά υλικά όπως στέγες και τοίχους [86], [87]. Το κόστος παραγωγής τους είναι χαμηλότερο λόγω της μικρότερης χρήσης υλικών και των απλούστερων διαδικασιών παραγωγής, με το κόστος να μπορεί να πέσει κάτω από 1\$/W σε μεγάλη κλίμακα παραγωγής [88], [89]. Επιπλέον, έχουν επιδείξει υψηλότερη παραγωγή ενέργειας ανά εγκατεστημένη ισχύ σε σύγκριση με τα κρυσταλλικά πάνελ, ιδιαίτερα σε συνθήκες διάχυτου φωτισμού που είναι συνήθεις σε αστικά περιβάλλοντα [88], [90].

2.4 Δομή φωτοβολταϊκού συστήματος

Ένα φωτοβολταϊκό σύστημα αποτελείται από διασυνδεδεμένα στοιχεία που συνεργάζονται για τη μετατροπή και διαχείριση της ηλιακής ενέργειας. Από τα πάνελ και τους αντιστροφείς έως τα συστήματα στήριξης και προστασίας, κάθε στοιχείο επιτελεί συγκεκριμένο ρόλο στη συνολική απόδοση και αξιοπιστία της εγκατάστασης.

2.4.1 Πάνελ

Η επιλογή των φωτοβολταϊκών πάνελ για βιομηχανικές εγκαταστάσεις στην ευρωπαϊκή αγορά βασίζεται σε συγκεκριμένα τεχνικά κριτήρια και μετρικές απόδοσης. Τα βασικότερα κριτήρια περιλαμβάνουν την απόδοση και αξιοπιστία των πάνελ, την ανθεκτικότητα στις περιβαλλοντικές συνθήκες, και τη σχέση κόστους-αποτελεσματικότητας [91]. Ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στην ενεργειακή απόδοση των πάνελ, καθώς αυτή καθορίζει την ποσότητα της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από την ηλιακή ακτινοβολία, ενώ σημαντικό ρόλο παίζει και η ικανότητά τους να αντέχουν σε διακυμάνσεις θερμοκρασίας, άνεμο και σκόνη [92].

Στην ευρωπαϊκή αγορά κυριαρχούν τρεις βασικοί τύποι φωτοβολταϊκών πάνελ: τα πάνελ πυριτίου, τα πάνελ λεπτού υμενίου και τα υβριδικά θερμό-φωτοβολταϊκά συστήματα (Photovoltaic Thermal – PV/T). Τα πάνελ πυριτίου αποτελούν την πιο διαδεδομένη επιλογή λόγω της ώριμης τεχνολογίας παραγωγής τους, του χαμηλού κόστους και της υψηλής απόδοσής τους, καθιστώντας τα ιδανικά για μεγάλης κλίμακας βιομηχανικές εφαρμογές [93]. Τα πάνελ λεπτού υμενίου, συμπεριλαμβανομένων των τεχνολογιών CdTe (Cadmium Telluride) και CIGS (Copper Indium Gallium Selenide), κερδίζουν έδαφος λόγω της ευελιξίας τους και της δυνατότητας ενσωμάτωσής τους σε κτιριακές εφαρμογές [94].

2.4.2 Αντιστροφείς

Οι αντιστροφείς αποτελούν κρίσιμο στοιχείο των φωτοβολταϊκών συστημάτων, καθώς είναι υπεύθυνοι για τη μετατροπή του συνεχούς ρεύματος (Direct Current – DC) που παράγεται από τα φωτοβολταϊκά πάνελ σε εναλλασσόμενο ρεύμα (Alternating Current – AC) κατάλληλο για το δίκτυο. Οι σύγχρονοι αντιστροφείς ενσωματώνουν προηγμένες λειτουργίες όπως την παρακολούθηση του σημείου μέγιστης ισχύος (Maximum Power Point Tracking – MPPT), τον συγχρονισμό με το δίκτυο και τη διαχείριση της ποιότητας ισχύος [95]. Η

απόδοσή τους επηρεάζει άμεσα τη συνολική απόδοση του συστήματος, με τις σύγχρονες σχεδιάσεις να εστιάζουν στη μείωση της αρμονικής παραμόρφωσης και τη βελτίωση της σταθερότητας του δικτύου [96].

Στην αγορά διατίθενται τρεις βασικοί τύποι αντιστροφών: οι κεντρικοί, οι αντιστροφείς στοιχειοσειράς και οι μικροαντιστροφείς, με κάθε τύπο να προσφέρει διαφορετικά πλεονεκτήματα για βιομηχανικές εφαρμογές. Οι μικροαντιστροφείς παρέχουν υψηλή απόδοση και αξιοπιστία, ιδιαίτερα σε συνθήκες μερικής σκίασης, επιτρέποντας την ανεξάρτητη λειτουργία κάθε πάνελ [97]. Οι αντιστροφείς στοιχειοσειράς προσφέρουν καλή ισορροπία μεταξύ κόστους και απόδοσης, ενώ οι κεντρικοί αντιστροφείς είναι πιο οικονομικοί για μεγάλες, ομοιόμορφες εγκαταστάσεις [98].

2.4.3 Συστήματα στήριξης

Μετά την επιλογή του κατάλληλου αντιστροφέα, εξίσου σημαντική είναι η σωστή επιλογή και εγκατάσταση των συστημάτων στήριξης, που εξασφαλίζουν τη μηχανική σταθερότητα της εγκατάστασης. Διακρίνονται σε τρεις βασικές κατηγορίες: τα συστήματα εδάφους, τα συστήματα στέγης και τα συστήματα παρακολούθησης της τροχιάς του ήλιου. Τα συστήματα εδάφους με σταθερή κλίση είναι τα πιο διαδεδομένα σε βιομηχανικές εφαρμογές λόγω της απλότητας και του χαμηλού κόστους συντήρησης, ενώ τα συστήματα παρακολούθησης, παρότι προσφέρουν αυξημένη απόδοση κατά περίπου 10%, συνεπάγονται υψηλότερη πολυπλοκότητα και κόστος συντήρησης [99].

Η αντοχή στις ανεμοπιέσεις αποτελεί κρίσιμη παράμετρο στο σχεδιασμό των συστημάτων στήριξης. Η γωνία κλίσης και η απόσταση μεταξύ των πάνελ επηρεάζουν σημαντικά τα φορτία ανέμου, με τις υψηλότερες γωνίες κλίσης να αυξάνουν τους συντελεστές φορτίου ανέμου [100]. Οι σύγχρονες σχεδιάσεις ενσωματώνουν ευέλικτα συστήματα στήριξης που ανταποκρίνονται καλύτερα στα φορτία ανέμου σε σύγκριση με τις παραδοσιακές άκαμπτες κατασκευές, ενώ η προσθήκη ενισχυτικών δοκών στο μέσο του ανοίγματος έχει αποδειχθεί αποτελεσματική στη μείωση των ταλαντώσεων που προκαλούνται από τον άνεμο [101].

2.4.4 Καλωδιώσεις και προστασία

Οι καλωδιώσεις σε ένα φωτοβολταϊκό πάρκο διακρίνονται σε δύο βασικές κατηγορίες: τα καλώδια συνεχούς ρεύματος και τα καλώδια εναλλασσόμενου ρεύματος. Τα

DC καλώδια είναι υπεύθυνα για τη σύνδεση των φωτοβολταϊκών πάνελ με τους αντιστροφείς, ενώ η σωστή διαστασιολόγηση και διάταξή τους είναι κρίσιμη για την ελαχιστοποίηση των απωλειών τάσης και τη βελτιστοποίηση της απόδοσης του συστήματος [102]. Ιδιαίτερη προσοχή απαιτείται στη σχεδίαση των συνδέσεων σειράς-παραλληλίας των πάνελ, ώστε να εξασφαλίζεται η λειτουργία του αντιστροφέα εντός του βέλτιστου εύρους λειτουργίας του [103].

Η προστασία του συστήματος καλωδίωσης από κεραυνούς αποτελεί σημαντική παράμετρο σχεδιασμού, καθώς οι κεραυνοί μπορούν να προκαλέσουν υπερτάσεις που ενδέχεται να καταστρέψουν τους αντιστροφείς. Σύγχρονες τεχνικές, όπως η διασταυρούμενη καλωδίωση, μπορούν να μετριάσουν αυτούς τους κινδύνους χωρίς την ανάγκη πρόσθετων προστατευτικών διατάξεων [104], [105]. Επιπλέον, η ανάλυση των επαγόμενων τάσεων και η βελτιστοποίηση της διάταξης των καλωδίων είναι απαραίτητες για την αποτελεσματική αντικεραυνική προστασία [106].

Τα ευρωπαϊκά πρότυπα, όπως το IEC (International Electrotechnical Commission) 63027, θεσπίζουν αυστηρές προδιαγραφές για την προστασία από τόξα και την πυρασφάλεια στις φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις. Τα πρότυπα αυτά καθορίζουν τις απαιτήσεις και τις διαδικασίες δοκιμών για την πιστοποίηση του προστατευτικού εξοπλισμού, διασφαλίζοντας την ασφάλεια από σφάλματα τόξου που αποτελούν σημαντικό κίνδυνο στα φωτοβολταϊκά συστήματα [107]. Επιπρόσθετα, το πρότυπο IEC 60364 παρέχει κατευθυντήριες γραμμές για την καλωδίωση σε εγκαταστάσεις χαμηλής τάσης, συμπεριλαμβανομένων των φωτοβολταϊκών συστημάτων [108].

Η βελτιστοποίηση της επιλογής καλωδίων είναι καθοριστική για τη μακροπρόθεσμη αξιοπιστία και την ελαχιστοποίηση των απωλειών ισχύος. Η υπερδιαστασιολόγηση των ηλιακών καλωδίων μπορεί να μειώσει τις ενεργειακές απώλειες και να προσφέρει μακροπρόθεσμη εξοικονόμηση κόστους, λαμβάνοντας υπόψη τόσο το κόστος των απωλειών όσο και το κόστος επένδυσης κατά τη διάρκεια ζωής του καλωδίου [109]. Ιδιαίτερη σημασία έχει η επιλογή της κατάλληλης διατομής για τα καλώδια DC, καθώς μπορεί να μειώσει σημαντικά τις απώλειες ισχύος κατά τη διάρκεια λειτουργίας της εγκατάστασης [103].

2.5 Παράγοντες απόδοσης

Η απόδοση των φωτοβολταϊκών συστημάτων επηρεάζεται από ένα σύνολο αλληλεπιδρώντων παραγόντων, από τη θερμοκρασία και τη σκίαση έως τον προσανατολισμό και τη συντήρηση. Η συστηματική διαχείριση αυτών των παραγόντων αποτελεί κλειδί για τη

μεγιστοποίηση της ενεργειακής παραγωγής και τη διασφάλιση της μακροπρόθεσμης βιωσιμότητας της επένδυσης.

2.5.1 Θερμοκρασία

Η επίδραση της θερμοκρασίας στην απόδοση των φωτοβολταϊκών συστημάτων αποτελεί καθοριστικό παράγοντα, ιδιαίτερα σε μεσογειακά κλίματα όπου παρατηρούνται υψηλές θερμοκρασίες. Συγκεκριμένα, η αύξηση της θερμοκρασίας λειτουργίας των πάνελ οδηγεί σε μείωση της ηλεκτρικής απόδοσης κατά 2.5% έως 4.5% λόγω δυσμενών θερμικών προφίλ [110], ενώ η μακροχρόνια έκθεση σε υψηλές θερμοκρασίες μπορεί να προκαλέσει ετήσια υποβάθμιση της απόδοσης κατά περίπου 1.48% [111]. Για την αντιμετώπιση αυτού του προβλήματος, εφαρμόζονται διάφορες τεχνικές ψύξης, όπως η παθητική ψύξη με απαγωγείς θερμότητας ή υλικά αλλαγής φάσης (Pulse-Code Modulation – PCM), οι οποίες μπορούν να μειώσουν τη θερμοκρασία λειτουργίας έως και 26.6°C και να αυξήσουν την ετήσια παραγωγή ενέργειας κατά 5.7% [112].

2.5.2 Σκίαση

Πέρα από τη θερμοκρασιακή επίδραση, η σκίαση αποτελεί έναν ακόμη κρίσιμο παράγοντα που επηρεάζει την απόδοση των φωτοβολταϊκών συστημάτων, με τις επιπτώσεις της να είναι ιδιαίτερα έντονες σε βιομηχανικές εγκαταστάσεις μεγάλης κλίμακας. Συγκεκριμένα, η σκίαση του 25% ενός φωτοβολταϊκού πάνελ μπορεί να μειώσει την ισχύ κατά 33.7%, ενώ η σκίαση των τριών τετάρτων του πάνελ μπορεί να οδηγήσει σε μείωση της ισχύος έως και 92.6% [113]. Για την αντιμετώπιση αυτού του προβλήματος, εφαρμόζονται διάφορες τεχνικές όπως η χρήση διόδων παράκαμψης (bypass diodes) που επιτρέπουν στο ρεύμα να παρακάμπτει τα σκιασμένα κύτταρα, διατηρώντας έτσι την απόδοση των υπόλοιπων [114]. Επιπλέον, η κατάλληλη διαμόρφωση των συστοιχιών, με έμφαση στις παράλληλες συνδέσεις έναντι των εν σειρά, μπορεί να μειώσει σημαντικά τις απώλειες από σκίαση, καθώς οι εν σειρά συνδέσεις είναι πιο ευαίσθητες στη σκίαση με τη σκίαση ενός πάνελ να επηρεάζει ολόκληρη τη συστοιχία [114].

2.5.3 Προσανατολισμός και κλίση

Εκτός από τη διαχείριση της σκίασης, ο βέλτιστος προσανατολισμός και η κατάλληλη κλίση των φωτοβολταϊκών πάνελ είναι καθοριστικοί παράγοντες για τη μεγιστοποίηση της

ενεργειακής απόδοσης, ιδιαίτερα στα ευρωπαϊκά γεωγραφικά πλάτη. Η βέλτιστη γωνία κλίσης υπολογίζεται συνήθως ως συνάρτηση του γεωγραφικού πλάτους της τοποθεσίας εγκατάστασης, με τα πάνελ να προσανατολίζονται προς το νότο στο βόρειο ημισφαίριο [115]. Μελέτες έχουν δείξει ότι η εποχιακή προσαρμογή της γωνίας κλίσης μπορεί να αυξήσει την παραγωγή ενέργειας έως και 7%, με τις μηνιαίες προσαρμογές να είναι οι πιο αποτελεσματικές [116]. Για τις περισσότερες ευρωπαϊκές τοποθεσίες, ο νότιος προσανατολισμός με γωνία αζιμούθιου μεταξύ -4° και $+2^{\circ}$ αποδίδει τη μέγιστη παραγωγή ενέργειας, ενώ οι ακραίες γωνίες, όπως 87° , οδηγούν στη χαμηλότερη απόδοση [117].

2.5.4 Συντήρηση

Τέλος, η συστηματική συντήρηση του φωτοβολταϊκού συστήματος είναι απαραίτητη για τη διατήρηση της υψηλής απόδοσης και τη μεγιστοποίηση της διάρκειας ζωής του εξοπλισμού. Τα προηγμένα συστήματα παρακολούθησης και ελέγχου παίζουν καθοριστικό ρόλο στην έγκαιρη ανίχνευση αποκλίσεων απόδοσης και πιθανών αστοχιών, επιτρέποντας την έγκαιρη παρέμβαση [118]. Τα συστήματα υποστήριξης λήψης αποφάσεων (Decision Support System – DSS) χρησιμοποιούνται για τη βελτιστοποίηση τόσο της προληπτικής όσο και της διορθωτικής συντήρησης, αναλύοντας δεδομένα πεδίου για την πρόταση ενεργειών που βελτιώνουν τα οικονομικά αποτελέσματα και μειώνουν το χρόνο διακοπής λειτουργίας [119]. Επιπλέον, η εφαρμογή τεχνικών όπως η ηλεκτροφωταύγεια (Electroluminescence – EL) και η θερμογραφία υπερύθρων (Infrared Thermography – IRT) είναι πολύτιμη για τον εντοπισμό ελαττωμάτων στα φωτοβολταϊκά πάνελ, ενώ η καθιέρωση και παρακολούθηση βασικών δεικτών απόδοσης (Key Performance Indicators – KPIs) βοηθά στην αξιολόγηση και βελτίωση της απόδοσης της εγκατάστασης [120], [121].

3

Βιβλιογραφική Ανασκόπηση

Κεφάλαιο 3 - Βιβλιογραφική Ανασκόπηση

Η ιστορική αναδρομή και βιβλιογραφική ανασκόπηση της εξέλιξης των φωτοβολταϊκών συστημάτων αποτελεί καθοριστικό παράγοντα για την κατανόηση της σημερινής τους κατάστασης και των μελλοντικών προοπτικών τους. Η μετάβαση από την πρώτη ανακάλυψη του φωτοβολταϊκού φαινομένου έως τις σύγχρονες εφαρμογές σε λατομικές μονάδες χαρακτηρίζεται από σημαντικές τεχνολογικές καινοτομίες, πρωτοποριακές εφαρμογές και συνεχή βελτίωση της αποδοτικότητας. Παράλληλα, η εξέταση επιτυχημένων παραδειγμάτων εγκατάστασης φωτοβολταϊκών συστημάτων σε βιομηχανικές και λατομικές μονάδες, τόσο διεθνώς όσο και στην Ελλάδα, παρέχει πολύτιμα διδάγματα για τη βελτιστοποίηση μελλοντικών εφαρμογών, ενώ το υφιστάμενο νομοθετικό πλαίσιο διαμορφώνει το απαραίτητο ρυθμιστικό περιβάλλον για την περαιτέρω ανάπτυξή τους.

3.1 Ιστορική εξέλιξη

Η διαδρομή των φωτοβολταϊκών συστημάτων από την αρχική ανακάλυψη του φωτοβολταϊκού φαινομένου έως τις σύγχρονες εφαρμογές αντικατοπτρίζει την τεχνολογική πρόοδο στον τομέα της ηλιακής ενέργειας. Η ευρωπαϊκή συμβολή στην εξέλιξη αυτή υπήρξε καταλυτική, διαμορφώνοντας τις τεχνολογικές και εμπορικές εξελίξεις που οδήγησαν στη σημερινή ωριμότητα του κλάδου.

3.1.1 Ανακάλυψη και πρώτες εφαρμογές

Η ιστορία των φωτοβολταϊκών συστημάτων ξεκινά το 1839, όταν ο Γάλλος φυσικός Alexandre Edmond Becquerel ανακάλυψε το φωτοβολταϊκό φαινόμενο, θέτοντας τα θεμέλια για την έρευνα της ηλιακής ενέργειας [122]. Η επόμενη σημαντική εξέλιξη ήρθε τη δεκαετία του 1950 με την ανάπτυξη των πρώτων πρακτικών ηλιακών κυψελών πυριτίου, οι οποίες αποτέλεσαν την πρώτη γενιά ηλιακών κυψελών που χρησιμοποιούνται ακόμη και σήμερα [123]. Η Ευρώπη διαδραμάτισε καθοριστικό ρόλο στην εξέλιξη των τεχνολογιών κρυσταλλικού πυριτίου και λεπτού υμενίου, συμβάλλοντας σημαντικά στη βελτίωση της απόδοσης και τη μείωση του κόστους παραγωγής [124].

Η ευρωπαϊκή συνεισφορά στην ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών ενισχύθηκε περαιτέρω μέσω στρατηγικών χρηματοδοτήσεων και διεθνών συνεργασιών. Το πρόγραμμα Horizon

2020 αποτέλεσε σημαντική πηγή δημόσιων επενδύσεων, ενώ παράλληλα οι ιδιωτικές επενδύσεις συνέβαλαν καθοριστικά στην εξέλιξη του τομέα [125]. Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή υποστήριξε συστηματικά την ανάπτυξη φωτοβολταϊκών συστημάτων, διαθέτοντας σημαντικούς προϋπολογισμούς για έργα επίδειξης και περιφερειακή ολοκλήρωση, με έμφαση σε εφαρμογές όπως η ηλεκτροδότηση απομονωμένων κατοικιών, τα ενσωματωμένα φωτοβολταϊκά σε κτίρια και οι μεγάλης κλίμακας σταθμοί παραγωγής ενέργειας [126].

3.1.2 Τεχνολογική πρόοδος

Παράλληλα με τις πρώτες εφαρμογές, η τεχνολογική πρόοδος στα φωτοβολταϊκά συστήματα έχει σημειώσει αλματώδη ανάπτυξη, με σημαντικές καινοτομίες στις δομές των κυψελών και τα υλικά κατασκευής. Ιδιαίτερα σημαντική είναι η ανάπτυξη προηγμένων δομών όπως τα PERC, Interdigitated Back Contact (IBC) και HIT/HJT, που έχουν βελτιώσει σημαντικά την απόδοση των φωτοβολταϊκών κυψελών μειώνοντας τις απώλειες ενέργειας [127]. Παράλληλα, η χρήση νέων υλικών όπως οι περοβσκίτες και τα οργανικά φωτοβολταϊκά (Organic Photovoltaic – OPV), καθώς και οι τεχνολογίες λεπτού υμενίου (CdTe, CIGS), έχουν οδηγήσει σε υψηλότερη απόδοση και χαμηλότερο κόστος παραγωγής [128], [129].

Σημαντική πρόοδος έχει επιτευχθεί και στις μεθόδους κατασκευής, με την εισαγωγή τεχνικών όπως η εκτύπωση οθόνης και οι διαδικασίες χωρίς κενό, οι οποίες έχουν μειώσει το κόστος και αυξήσει τη δυνατότητα κλιμάκωσης της παραγωγής [130], [131]. Ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στη βιωσιμότητα και την αποδοτικότητα, με την ανάπτυξη τεχνολογιών όπως το TOPcon και τα αμφίπλευρα κύτταρα, που στοχεύουν στην ελαχιστοποίηση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων κατά την παραγωγή και τη βελτίωση της συνολικής απόδοσης των συστημάτων [132], [133].

3.1.3 Σύγχρονες εξελίξεις

Αξιοποιώντας αυτή την τεχνολογική πρόοδο, οι σύγχρονες εξελίξεις στην ευρωπαϊκή αγορά φωτοβολταϊκών χαρακτηρίζονται από ακόμη πιο καινοτόμες προσεγγίσεις. Ιδιαίτερα αξιοσημείωτη είναι η ανάπτυξη των πολυστρωματικών ηλιακών κυψελών και της τεχνολογίας PERC, που έχουν επιτύχει αποδόσεις μετατροπής άνω του 40% υπό συγκεντρωμένο ηλιακό φως [134]. Παράλληλα, τα αμφίπλευρα φωτοβολταϊκά πάνελ, που συλλέγουν φως και από τις δύο πλευρές τους, έχουν συμβάλει σημαντικά στην αύξηση της

συνολικής απόδοσης των συστημάτων, ενώ η τεχνολογία των περοβσκιτών αναδεικνύεται ως μια πολλά υποσχόμενη εναλλακτική λύση λόγω του χαμηλού κόστους παραγωγής και της ευελιξίας στην κατασκευή [135].

Σημαντική πρόοδος παρατηρείται επίσης στην ενσωμάτωση των BIPV και στην ανάπτυξη φωτοβολταϊκών κεραμιδιών, που επιτρέπουν την αρμονική ένταξη των ηλιακών συστημάτων στον αρχιτεκτονικό σχεδιασμό [124]. Επιπλέον, η χρήση ψηφιακών τεχνικών και μηχανικής μάθησης αποκτά όλο και μεγαλύτερη σημασία για τη βελτιστοποίηση των φωτοβολταϊκών συστημάτων, βελτιώνοντας την αξιοπιστία και ενισχύοντας τον χαρακτηρισμό της απόδοσής τους [136], [137]. Αυτές οι καινοτομίες είναι καθοριστικές για την επίτευξη των στόχων βιωσιμότητας της ΕΕ και τη μετάβαση σε ένα μέλλον βασισμένο στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

3.2 Εφαρμογές σε κτιριακές εγκαταστάσεις

Η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων σε βιομηχανικές μονάδες απαιτεί προσεκτικό σχεδιασμό και εξειδικευμένη προσέγγιση. Η μελέτη επιτυχημένων εφαρμογών και η υιοθέτηση βέλτιστων πρακτικών παρέχουν πολύτιμη καθοδήγηση για τη μεγιστοποίηση της απόδοσης και την επίτευξη των επιθυμητών ενεργειακών στόχων.

3.2.1 Τύποι εγκαταστάσεων

Οι εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών συστημάτων σε βιομηχανικούς χώρους διακρίνονται σε δύο βασικές κατηγορίες: τα επίγεια φωτοβολταϊκά πάρκα μεγάλης κλίμακας και τα συστήματα στέγης. Τα επίγεια συστήματα, που εγκαθίστανται σε ανοιχτούς χώρους, σχεδιάζονται με στόχο τη μεγιστοποίηση της ηλιακής ακτινοβολίας μέσω της βελτιστοποίησης της κλίσης των πάνελ και της απόστασης μεταξύ των σειρών για τη μείωση της σκίασης. Ωστόσο, απαιτούν σημαντική έκταση γης, γεγονός που μπορεί να αυξήσει το συνολικό κόστος της επένδυσης [138].

Τα συστήματα στέγης είναι ιδιαίτερα διαδεδομένα σε αστικές και βιομηχανικές περιοχές όπου ο διαθέσιμος χώρος είναι περιορισμένος. Προσφέρουν σημαντικά πλεονεκτήματα, όπως το μειωμένο κόστος γης και τη δυνατότητα μείωσης των ψυκτικών φορτίων του κτιρίου μέσω της σκίασης που παρέχουν στη στέγη. Μπορούν να διαμορφωθούν με διάφορους τρόπους, συμπεριλαμβανομένων των εγκαταστάσεων σε επίπεδες και κεκλιμένες στέγες, με την επιλογή της διαμόρφωσης να εξαρτάται από παράγοντες όπως ο

τύπος της στέγης, η διαθέσιμη επιφάνεια και οι δομικοί περιορισμοί [139].

Ένας άλλος τύπος εγκατάστασης που κερδίζει έδαφος είναι τα PV/T, τα οποία συνδυάζουν φωτοβολταϊκά και ηλιοθερμικά στοιχεία. Αυτά τα συστήματα ενισχύουν την ενεργειακή απόδοση παρέχοντας ταυτόχρονα ηλεκτρική ενέργεια και θερμότητα, καθιστώντας τα ιδιαίτερα χρήσιμα για βιομηχανικές εφαρμογές που απαιτούν θερμότητα μέσης θερμοκρασίας. Για την βελτιστοποίηση της τοποθέτησης και της απόδοσης των εγκαταστάσεων στέγης, χρησιμοποιούνται Γεωγραφικά Συστήματα Πληροφοριών (Geographic Information System – GIS) και τεχνικές μηχανικής μάθησης, λαμβάνοντας υπόψη παράγοντες όπως ο προσανατολισμός της στέγης, η σκίαση και η ηλιακή ακτινοβολία [140], [141].

3.2.2 Μελέτες περίπτωσης

Η κατανόηση των διαφορετικών τύπων εγκατάστασης αποκτά ιδιαίτερη αξία όταν εξετάζονται συγκεκριμένες μελέτες περίπτωσης από ενεργοβόρες βιομηχανίες της Ευρώπης. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η υλοποίηση κατανεμημένων φωτοβολταϊκών συστημάτων στο ευρωπαϊκό ενεργειακό δίκτυο, τα οποία έχουν επιτύχει σημαντική μείωση του κόστους μέσω της ελάττωσης των αιχμών ζήτησης και των αναγκών σε χωρητικότητα διανομής. Η ενσωμάτωση αυτή ενισχύει την ενεργειακή αυτάρκεια, ιδιαίτερα όταν συνδυάζεται με άλλες τεχνολογίες όπως οι αντλίες θερμότητας και οι μπαταρίες ηλεκτρικών οχημάτων [142].

Στην Πολωνία, ο συνδυασμός αντλιών θερμότητας αέρα με φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις έχει αποδείξει τη δυνατότητα σημαντικής αύξησης της ιδιοκατανάλωσης της παραγόμενης ενέργειας. Αυτή η ολοκληρωμένη προσέγγιση είναι καθοριστική για τη μεγιστοποίηση της χρήσης ανανεώσιμης ενέργειας σε βιομηχανικές εφαρμογές, όπως έχει αποδειχθεί από την επιτυχημένη εφαρμογή της σε βιομηχανικές μονάδες της χώρας [143]. Παράλληλα, η εφαρμογή έξυπνων μικροδικτύων, όπως αυτό στη μαρίνα Ballen της Δανίας, καταδεικνύει την αποτελεσματική χρήση φωτοβολταϊκών πάνελ σε συνδυασμό με συστήματα αποθήκευσης ενέργειας μπαταριών. Τα συστήματα αυτά βελτιστοποιούν τη χρήση ενέργειας και μειώνουν το κόστος μέσω προηγμένων στρατηγικών ενεργειακού προγραμματισμού και διαχείρισης [144].

Στην Ιταλία, βιομηχανικά κτίρια έχουν ανακαινιστεί με φωτοβολταϊκές λύσεις ενσωματωμένες στις προσόψεις τους, χρησιμοποιώντας μια καινοτόμο προσέγγιση γενετικού σχεδιασμού. Αυτή η μέθοδος βελτιστοποιεί την παραγωγή ενέργειας και βελτιώνει την

περιβαλλοντική βιωσιμότητα, αποδεικνύοντας τη δυνατότητα για σημαντική εξοικονόμηση ενέργειας και βελτιωμένη απόδοση των κτιρίων. Τα αποτελέσματα από αυτές τις εφαρμογές δείχνουν ότι η ενσωμάτωση φωτοβολταϊκών συστημάτων μπορεί να συμβάλει σημαντικά στη μείωση του ενεργειακού κόστους και στην επίτευξη των στόχων βιωσιμότητας [145].

3.2.3 Βέλτιστες πρακτικές

Οι βέλτιστες πρακτικές για τη μεγιστοποίηση της αυτοκατανάλωσης σε βιομηχανικές εφαρμογές φωτοβολταϊκών συστημάτων περιλαμβάνουν διάφορες στρατηγικές βελτιστοποίησης. Η βέλτιστη διαστασιολόγηση και σχεδίαση του συστήματος είναι καθοριστικής σημασίας, με τις μεσαίου μεγέθους εγκαταστάσεις να παρουσιάζουν γενικά καλύτερη οικονομική απόδοση, ενώ οι μεγαλύτερες εγκαταστάσεις εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από την τιμή πώλησης της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας [146], [147]. Παράλληλα, η ενσωμάτωση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες (Battery Energy Storage Systems – BESS) μπορεί να ενισχύσει σημαντικά την αυτοκατανάλωση αποθηκεύοντας την πλεονάζουσα ενέργεια για μεταγενέστερη χρήση, μειώνοντας έτσι την εξάρτηση από το δίκτυο [148].

Η συλλογική αυτοκατανάλωση αποτελεί μια σημαντική στρατηγική, όπου πολλαπλοί χρήστες μοιράζονται ένα φωτοβολταϊκό σύστημα, αυξάνοντας τα οικονομικά οφέλη και τα ποσοστά αυτοκατανάλωσης. Οι δυναμικοί συντελεστές κατανομής έχουν αποδειχθεί πιο ευνοϊκοί από τους στατικούς για τα κοινόχρηστα συστήματα [147], [149]. Επιπλέον, η διαχείριση της ζήτησης μέσω του συντονισμού μετατοπιζόμενων φορτίων χρησιμοποιώντας μια προσέγγιση πολλαπλών πρακτόρων μπορεί να ευθυγραμμίσει την κατανάλωση με την παραγωγή, βελτιώνοντας την αποδοτικότητα της αυτοκατανάλωσης [150].

Οι κανονιστικές και οικονομικές παράμετροι διαδραματίζουν επίσης σημαντικό ρόλο στην επιτυχή εφαρμογή αυτών των πρακτικών. Νέοι κανονισμοί, όπως αυτοί στην Ισπανία, έχουν βελτιώσει την κερδοφορία των συστημάτων αυτοκατανάλωσης φωτοβολταϊκών απλοποιώντας τις διαδικασίες και επιτρέποντας την κοινή κατανάλωση, γεγονός που μπορεί να αυξήσει σημαντικά τους εσωτερικούς συντελεστές απόδοσης [151]. Η επιτυχής υλοποίηση αυτών των πρακτικών απαιτεί προσεκτικό σχεδιασμό και συνεχή παρακολούθηση για τη διασφάλιση της βέλτιστης απόδοσης και της μακροπρόθεσμης βιωσιμότητας των συστημάτων.

3.3 Φωτοβολταϊκά σε λατομικές μονάδες

Τα λατομεία, ως ενεργοβόρες βιομηχανικές μονάδες, αποτελούν ιδανικό πεδίο εφαρμογής φωτοβολταϊκών συστημάτων. Η εμπειρία από διεθνείς και ελληνικές εφαρμογές αναδεικνύει τις δυνατότητες των φωτοβολταϊκών για την επίτευξη ενεργειακής αυτονομίας και τη μείωση του περιβαλλοντικού αποτυπώματος του κλάδου.

3.3.1 Διεθνή παραδείγματα

Τα διεθνή παραδείγματα επιτυχημένων εγκαταστάσεων φωτοβολταϊκών συστημάτων σε λατομεία και μονάδες εξόρυξης καταδεικνύουν την αυξανόμενη τάση υιοθέτησης της ηλιακής ενέργειας στον κλάδο. Ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι το έργο στην περιοχή Quadrilátero Ferrífero της Βραζιλίας, όπου ανενεργά ορυχεία μετατράπηκαν σε ταμιευτήρες για αντλησιοταμίευση (Pumped-Storage Hydroelectricity – PSH) και οι παρακείμενες υποβαθμισμένες περιοχές σε φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Το έργο αυτό στοχεύει στη μετατροπή των μεταλλευτικών υποχρεώσεων σε βιώσιμες πηγές ενέργειας, με δυνατότητα παροχής περίπου 234,3 MW [152].

Στο χρυσωρυχείο Newmont του Σουρινάμ, πραγματοποιήθηκε μελέτη για τη βελτιστοποίηση της διείσδυσης φωτοβολταϊκών σε ένα αυτόνομο σύστημα. Χρησιμοποιώντας λογισμικό HOMER και ETAP για το σχεδιασμό και την επικύρωση της βέλτιστης ενσωμάτωσης φωτοβολταϊκών συστημάτων, το έργο στόχευε στη μείωση της εξάρτησης από τα ορυκτά καύσιμα και τη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου [153]. Παράλληλα, σε μεταλλεία της Κίνας, έχει αναπτυχθεί ο μεγαλύτερος πλωτός φωτοβολταϊκός σταθμός στον κόσμο πάνω σε ένα κατεστραμμένο ανθρακωρυχείο, με ισχύ 70 MW, επιδεικνύοντας καινοτόμες προσεγγίσεις στην ανάπτυξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας [154].

Σημαντική είναι και η περίπτωση μιας εταιρείας εξόρυξης πλατίνας στη Νότια Αφρική, η οποία εγκατέστησε φωτοβολταϊκό σταθμό ισχύος 54 MW, με δυνατότητα παραγωγής 2.439.753 MWh καθαρής ενέργειας σε διάστημα 20 ετών. Η μετάβαση αυτή οδήγησε σε σημαντική εξοικονόμηση κόστους, συμπεριλαμβανομένης της μείωσης του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας και της εξοικονόμησης φόρου άνθρακα, ενώ παράλληλα ενίσχυσε τις περιβαλλοντικές δεσμεύσεις και δημιούργησε νέες θέσεις εργασίας [155].

3.3.2 Ελληνικές εφαρμογές

Ενώ τα διεθνή παραδείγματα δείχνουν τον δρόμο, οι ελληνικές εφαρμογές φωτοβολταϊκών συστημάτων σε λατομικές και μεταλλευτικές επιχειρήσεις παρουσιάζουν τη δική τους δυναμική. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η ΔΕΗ (Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού), η οποία έχει δρομολογήσει την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σταθμών συνολικής ισχύος 849,8 MW σε περιοχές ορυχείων. Συγκεκριμένα, στους Δήμους Εορδαίας και Κοζάνης, προχωρά η κατασκευή των Φ/Β Σταθμών ΠΤΕΛΕΩΝΑΣ 1, ΠΤΕΛΕΩΝΑΣ 2, ΧΑΡΑΥΓΗ 1 και ΧΑΡΑΥΓΗ 5 συνολικής ισχύος 94,98 MW, με ιχνηλάτες μονού άξονα και επέκταση του Υποσταθμού 150kV, συνολικού προϋπολογισμού 68,6 εκατ. ευρώ [156].

Επίσης, σημαντικό έργο αποτελεί ο Φ/Β Σταθμός ΟΡΥΧΕΙΟ ΔΕΗ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ συνολικής ισχύος 550 MW, με συνολικό προϋπολογισμό 353 εκατ. ευρώ, ενώ προγραμματίζονται επιπλέον δύο σταθμοί στην περιοχή: ο Φ/Β Σταθμός "Ακρινή" ισχύος 80 MW με προϋπολογισμό 38,5 εκατ. ευρώ και ο Φ/Β Σταθμός στις θέσεις Καταρράχια και Τριπόταμος ισχύος 125 MW με προϋπολογισμό 62,9 εκατ. ευρώ. Τα έργα αυτά εντάσσονται στο πλαίσιο του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα και στοχεύουν στην αξιοποίηση των υπαρχουσών υποδομών [156].

Παράλληλα, εταιρείες του κλάδου όπως η Ικτίνος Ελλάς εξετάζουν την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών στα λατομεία τους, στο πλαίσιο της στρατηγικής για εξοικονόμηση ενέργειας και μείωση του λειτουργικού κόστους. Η εταιρεία έχει ήδη εφαρμόσει καινοτόμες τεχνολογίες για τη βελτιστοποίηση της ενεργειακής κατανάλωσης, όπως το σύστημα INSPIRER που αναπτύχθηκε σε συνεργασία με το Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, ενώ υιοθετεί και την υπόγεια εξόρυξη ως πιο φιλική προς το περιβάλλον μέθοδο [157].

3.3.3 Αποτελέσματα και οφέλη

Τα αποτελέσματα και τα οφέλη από την εφαρμογή των φωτοβολταϊκών συστημάτων, τόσο στις διεθνείς όσο και στις ελληνικές περιπτώσεις, καταδεικνύουν τη σημαντική συμβολή τους στην οικονομική και περιβαλλοντική βιωσιμότητα των λατομικών επιχειρήσεων. Σύμφωνα με μελέτες περίπτωσης, τα φωτοβολταϊκά συστήματα μπορούν να προσφέρουν σημαντική Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value – NPV), με χαρακτηριστικό παράδειγμα την περίπτωση ενός πλωτού φωτοβολταϊκού συστήματος σε λίμνη ορυχείου στην Κορέα που παρουσίασε NPV 897.000 δολαρίων ΗΠΑ, με περίοδο αποπληρωμής περίπου 12,3 ετών [158]. Αντίστοιχα, σε μεταλλείο σιδήρου στο

Ουζμπεκιστάν, το φωτοβολταϊκό σύστημα έδειξε ακόμη υψηλότερη καθαρή παρούσα αξία, φτάνοντας τα 2,217 εκατομμύρια δολάρια ΗΠΑ [159].

Από πλευράς ενεργειακής απόδοσης και εξοικονόμησης κόστους, τα αποτελέσματα είναι εξίσου εντυπωσιακά. Η περίπτωση της Κορέας κατέγραψε ετήσια παραγωγή ενέργειας 971,57 MWh, ενώ η μελέτη στο Ουζμπεκιστάν ανέφερε ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας περίπου 1.685 MWh [158], [159]. Αυτά τα επίπεδα παραγωγής συμβάλλουν σημαντικά στη μείωση του λειτουργικού κόστους ενέργειας των επιχειρήσεων, καθιστώντας τες πιο ανταγωνιστικές στην αγορά.

Όσον αφορά την περιβαλλοντική συμμόρφωση, τα φωτοβολταϊκά συστήματα συμβάλλουν ουσιαστικά στη μείωση του ανθρακικού αποτυπώματος των λατομικών επιχειρήσεων. Το αποτύπωμα άνθρακα των φωτοβολταϊκών συστημάτων κυμαίνεται από 14-73 g CO₂-eq/kWh, σημαντικά χαμηλότερο από την ενέργεια που βασίζεται στο πετρέλαιο (742 g CO₂-eq/kWh) [160]. Επιπλέον, η ενσωμάτωση των φωτοβολταϊκών συστημάτων στην οικολογική αποκατάσταση των μεταλλευτικών περιοχών μπορεί να ενισχύσει τις δυνατότητες δέσμευσης άνθρακα, συμβάλλοντας περαιτέρω στους περιβαλλοντικούς στόχους των επιχειρήσεων [161].

3.4 Νομοθετικό πλαίσιο

Η επιτυχής υλοποίηση των φωτοβολταϊκών έργων και η μεγιστοποίηση των οφελών τους προϋποθέτει την κατανόηση και συμμόρφωση με το ισχύον νομοθετικό πλαίσιο, τόσο σε ευρωπαϊκό όσο και σε εθνικό επίπεδο. Ιδιαίτερη σημασία για την ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων έχουν τα συστήματα ενεργειακού συμψηφισμού, τα οποία αναλύονται διεξοδικά στο επόμενο κεφάλαιο.

3.4.1 Ευρωπαϊκή νομοθεσία

Το νομοθετικό πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τις φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις εστιάζει στη βιωσιμότητα, τη διαχείριση αποβλήτων και την ενεργειακή αποδοτικότητα. Η Οδηγία Οικολογικού Σχεδιασμού (2009/125/EK) θέτει όρια για το ανθρακικό αποτύπωμα των φωτοβολταϊκών πλαισίων, στοχεύοντας στην απομάκρυνση των λιγότερο βιώσιμων επιλογών από την αγορά, ενώ η Οδηγία για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (RED II) θέτει δεσμευτικό στόχο 32% για την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας έως το 2030, ενθαρρύνοντας την επέκταση των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων [162], [163].

Παράλληλα, η Οδηγία για τα Απόβλητα Ηλεκτρικού και Ηλεκτρονικού Εξοπλισμού (2012/19/ΕΕ) ρυθμίζει τη διαχείριση των φωτοβολταϊκών πλαισίων στο τέλος του κύκλου ζωής τους, με έμφαση στην ανακύκλωση και την επεξεργασία αποβλήτων. Επιπλέον, η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία, που εγκρίθηκε το 2020, θέτει φιλόδοξους στόχους για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και υποστηρίζει την ανάπτυξη της αγοράς φωτοβολταϊκών, στοχεύοντας στην αναζωογόνηση της ευρωπαϊκής βιομηχανίας ηλιακής ενέργειας και τη διασφάλιση μιας ανταγωνιστικής αλυσίδας αξίας [164], [165].

3.4.2 Εθνικό πλαίσιο

Σε εναρμόνιση με το ευρωπαϊκό νομοθετικό πλαίσιο, το ελληνικό θεσμικό περιβάλλον έχει προσαρμοστεί για να υποστηρίξει την ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Το εθνικό νομοθετικό πλαίσιο για τα φωτοβολταϊκά συστήματα έχει πρόσφατα τροποποιηθεί με το Ν.5106/2024 (ΦΕΚ 63Α/1.5.2024), ο οποίος εισάγει σημαντικές αλλαγές στην αγορά. Συγκεκριμένα, το άρθρο 110 προβλέπει τη διάθεση περιθωρίου απορρόφησης ισχύος 10 MW ανά Υποσταθμό αποκλειστικά για την εγκατάσταση σταθμών ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού-Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης) από αυτοπαραγωγούς, με το περιθώριο αυτό να κατανέμεται 6 MW για οικιακούς καταναλωτές και αγροτικές εγκαταστάσεις και 4 MW για τον δευτερογενή και τριτογενή τομέα καθώς και τις Ενεργειακές Κοινότητες.

Επιπλέον, ο νόμος θεσπίζει νέες απαιτήσεις για την εγκατάσταση συστημάτων τηλεπικοινωνίας και τηλεδιαχείρισης σε σταθμούς ΑΠΕ με ισχύ άνω των 400 kW, ενώ εισάγει και υποχρεώσεις για την εγκατάσταση κατάλληλων υποδομών περιορισμού της εγχεόμενης ισχύος για σταθμούς άνω του 1 MW. Σημαντικές είναι επίσης οι διατάξεις του άρθρου 123 που αφορούν την προστασία έναντι αποκλίσεων τάσης και συχνότητας για σταθμούς συνδεδεμένους στη Μέση και Υψηλή Τάση, με υποχρέωση συμμόρφωσης εντός τριών μηνών από την έκδοση των σχετικών τεχνικών προδιαγραφών.

3.4.3 Κίνητρα και επιδοτήσεις

Πέρα από το κανονιστικό πλαίσιο, η ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών συστημάτων υποστηρίζεται ενεργά από ένα εύρος οικονομικών κινήτρων και επιδοτήσεων. Τα κίνητρα και οι επιδοτήσεις για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων σε επιχειρήσεις έχουν ενισχυθεί σημαντικά μέσω του νέου προγράμματος "Συστήματα Αποθήκευσης στις

Επιχειρήσεις". Συγκεκριμένα, το πρόγραμμα προβλέπει επιδότηση 30-50% του κόστους του συστήματος αποθήκευσης για φωτοβολταϊκά συστήματα net billing με μπαταρίες, με το ποσοστό να διαφοροποιείται ανάλογα με το μέγεθος της επιχείρησης - 50% για μικρές, 40% για μεσαίες και 30% για μεγάλες επιχειρήσεις. Ο συνολικός προϋπολογισμός του προγράμματος ανέρχεται σε 154 εκατομμύρια ευρώ, εκ των οποίων τα 100 εκατομμύρια προορίζονται για μικρές επιχειρήσεις και τα 54 εκατομμύρια για μεσαίες και μεγάλες [166].

Το πρόγραμμα καλύπτει επίσης επιλέξιμες δαπάνες που περιλαμβάνουν το κόστος του συστήματος αποθήκευσης, το λογισμικό διαχείρισης ενέργειας, καθώς και υποστηρικτικές υπηρεσίες όπως αμοιβές μηχανικών-μελετητών και συμβούλων για τη διαχείριση του προγράμματος. Η μέγιστη επιδότηση ανέρχεται σε 400.000€ ανά ΑΦΜ, ενώ βασική προϋπόθεση είναι η ολοκλήρωση της εγκατάστασης και ηλεκτρίσης του σταθμού εντός 12 μηνών από την έγκριση, με καταληκτική ημερομηνία υποβολής αιτήματος για καταβολή της ενίσχυσης την 30η Απριλίου 2026 [166].

4

Συστήματα Ενεργειακού Συμψηφισμού

Κεφάλαιο 4 – Συστήματα Ενεργειακού Συμψηφισμού

Τα συστήματα ενεργειακού συμψηφισμού (net metering και net billing) αποτελούν δύο εναλλακτικούς μηχανισμούς που επιτρέπουν στους καταναλωτές-παραγωγούς να αξιοποιήσουν την παραγόμενη ενέργεια από φωτοβολταϊκά συστήματα για την κάλυψη των ενεργειακών τους αναγκών. Η επιλογή μεταξύ των δύο συστημάτων εξαρτάται από διάφορους παράγοντες, όπως το προφίλ κατανάλωσης, το μέγεθος της εγκατάστασης, το ρυθμιστικό πλαίσιο και τις τοπικές συνθήκες του δικτύου. Το net metering βασίζεται στον ενεργειακό συμψηφισμό σε επίπεδο κιλοβατώραν (kWh), ενώ το net billing εφαρμόζει χρηματικό συμψηφισμό με διαφορετική αποτίμηση της εισερχόμενης και εξερχόμενης ενέργειας. Η κατανόηση των τεχνικών χαρακτηριστικών, των απαιτήσεων εγκατάστασης και των οικονομικών παραμέτρων κάθε συστήματος είναι απαραίτητη για την επιλογή της βέλτιστης λύσης ανά περίπτωση.

4.1 Net Metering

Ως net metering (ενεργειακός συμψηφισμός) ορίζεται το σύστημα καταμέτρησης και συμψηφισμού ηλεκτρικής ενέργειας που επιτρέπει στους καταναλωτές να παράγουν και να αποθηκεύουν την ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ, κυρίως φωτοβολταϊκά συστήματα, για ίδια χρήση. Το σύστημα χρησιμοποιεί έναν αμφίδρομο μετρητή που καταγράφει τόσο την ενέργεια που καταναλώνεται από το δίκτυο όσο και την περίσσεια ενέργεια που διοχετεύεται σε αυτό, πραγματοποιώντας έναν συμψηφισμό μεταξύ εισερχόμενης και εξερχόμενης ενέργειας σε προκαθορισμένη χρονική βάση (μηνιαία ή ετήσια). Η διαφορά μεταξύ της ενέργειας που έχει καταναλωθεί και αυτής που έχει παραχθεί αποτελεί τη βάση για την τιμολόγηση του καταναλωτή-παραγωγού, επιτρέποντας έτσι τη σημαντική μείωση του ενεργειακού κόστους και την προώθηση της αποκεντρωμένης παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ.

4.1.1 Αρχή λειτουργίας

Το σύστημα ενεργειακού συμψηφισμού (net metering) στην Ελλάδα εφαρμόζεται με σκοπό την προώθηση των φωτοβολταϊκών συστημάτων, επιτρέποντας στους καταναλωτές-παραγωγούς (prosumers) να αντισταθμίζουν την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας με την

παραγωγή από τις δικές τους εγκαταστάσεις. Σύμφωνα με τους Πίππη και ό.π. [167], η λειτουργία του συστήματος βασίζεται στην καταγραφή και τον συμψηφισμό των ενεργειακών ανταλλαγών μεταξύ των καταναλωτών-παραγωγών και του δικτύου, όπου η πλεονάζουσα ενέργεια πιστώνεται στον λογαριασμό του καταναλωτή.

Οι καταναλωτές-παραγωγοί μπορούν να λειτουργούν σε διαφορετικές καταστάσεις ανάλογα με τα επίπεδα παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας. Όπως αναφέρουν οι Alahmed και Tong [168], διακρίνονται τρεις βασικές καταστάσεις λειτουργίας: καθαρής κατανάλωσης, καθαρής παραγωγής και μηδενικού ενεργειακού ισοζυγίου, οι οποίες καθορίζονται από συγκεκριμένα όρια παραγωγής ενέργειας σε σχέση με την κατανάλωση. Η μέθοδος συμψηφισμού μπορεί να γίνεται είτε στιγμιαία ανά φάση είτε με ωριαία άθροιση, επηρεάζοντας σημαντικά τα ποσοστά αυτοκατανάλωσης και τα οικονομικά οφέλη [169].

4.1.2 Τεχνικές προδιαγραφές

Η εγκατάσταση ενός συστήματος net metering απαιτεί τη χρήση δύο διακριτών μετρητικών διατάξεων - ενός μετρητή διπλής κατεύθυνσης (Μετρητής 2) για την καταγραφή της απορροφώμενης και εγγεόμενης ενέργειας από και προς το δίκτυο, καθώς και ενός δεύτερου πιστοποιημένου μετρητή (Μετρητής 1) για την καταγραφή της παραγόμενης ενέργειας από το φωτοβολταϊκό σύστημα. Ο Μετρητής 2 εγκαθίσταται από τον ΔΕΔΔΗΕ (Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας) στο όριο Δικτύου/Χρήστη, ενώ ο Μετρητής 1 τοποθετείται από τον αυτοπαραγωγό εντός της εσωτερικής ηλεκτρικής του εγκατάστασης, με την επιλογή του να γίνεται από τους εγκεκριμένους τύπους μετρητών του ΔΕΔΔΗΕ.

Οι τεχνικές προδιαγραφές περιλαμβάνουν επίσης συγκεκριμένες απαιτήσεις για την εγκατάσταση του εξοπλισμού. Συγκεκριμένα, η μετρητική διάταξη παραγωγής πρέπει να εγκατασταθεί σε χώρο ασφαλή, κατά κανόνα ακριβώς δίπλα ή πλησίον του Μετρητή 2 και σε σημείο ελεύθερα και αυτοδυνάμως προσβάσιμο από το τεχνικό προσωπικό του ΔΕΔΔΗΕ. Για εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών συστημάτων ισχύος μεγαλύτερης των 55 kWp, απαιτείται επιπλέον η εγκατάσταση τριών μετασχηματιστών έντασης και κιβωτίου δοκιμών με συγκεκριμένες τεχνικές προδιαγραφές που ορίζονται από τον ΔΕΔΔΗΕ.

4.1.3 Πλεονεκτήματα και περιορισμοί

Τα συστήματα net metering προσφέρουν σημαντικά οικονομικά και τεχνικά

πλεονεκτήματα στις βιομηχανικές εφαρμογές. Σύμφωνα με τους Zahid και ό.π. [170], τα κύρια οφέλη περιλαμβάνουν τη σημαντική μείωση του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του συμψηφισμού της καταναλισκόμενης με την παραγόμενη ενέργεια, καθώς και τη βελτίωση της απόδοσης του δικτύου μέσω της μείωσης των απωλειών μεταφοράς και διανομής. Επιπλέον, όπως επισημαίνουν οι Aleksiejuk-Gawron και ό.π. [171], το σύστημα παρέχει ευελιξία στη διαχείριση της ενέργειας, επιτρέποντας τη χρήση του δικτύου ως "εικονική μπαταρία" χωρίς την ανάγκη για δαπανηρές λύσεις αποθήκευσης ενέργειας στις εγκαταστάσεις.

Ωστόσο, το σύστημα αντιμετωπίζει και σημαντικούς περιορισμούς που πρέπει να ληφθούν υπόψη. Όπως αναφέρουν οι Badr και ό.π. [172], υπάρχουν τεχνικές προκλήσεις όπως η ανάγκη για προηγμένη υποδομή μέτρησης και ο κίνδυνος επιθέσεων με ψευδείς μετρήσεις στα έξυπνα συστήματα μέτρησης, που μπορούν να οδηγήσουν σε οικονομικές απώλειες και υποβάθμιση της απόδοσης του δικτύου. Επιπρόσθετα, οι Rehman και ό.π. [173] επισημαίνουν ότι η αποτελεσματικότητα του συστήματος εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από το υποστηρικτικό ρυθμιστικό πλαίσιο, το οποίο μπορεί να διαφέρει σημαντικά μεταξύ διαφορετικών περιοχών, επηρεάζοντας την οικονομική βιωσιμότητα των εγκαταστάσεων.

4.2 *Net Billing*

Ο νόμος 5106/2024 (ΦΕΚ 63Α, 1.5.2024), επέφερε σημαντικές αλλαγές σε ότι αφορά την αυτοκατανάλωση. Συγκεκριμένα, περιόρισε τις κατηγορίες καταναλωτών που μπορούν να αξιοποιήσουν το θεσμικό εργαλείο του net metering που ίσχυε μέχρι πρόσφατα, προκρίνοντας ως κύριο θεσμικό εργαλείο για την αυτοκατανάλωση τον ταυτοχρονισμένο συμψηφισμό (net billing). Στις αρχές Σεπτεμβρίου 2024 δημοσιεύτηκε η εφαρμοστική του νόμου υπουργική απόφαση (Αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/93976/2772, ΦΕΚ 5074Β/5.9.2024), ενώ, με νέες ρυθμίσεις, περιορίζονται και άλλο οι νέες εφαρμογές net metering, και αφορούν πλέον μόνο σε επαγγελματίες αγρότες οι οποίοι εγκαθιστούν συστήματα έως 30 kWp.

4.2.1 *Αρχή λειτουργίας*

Το net billing αποτελεί ένα σύστημα ταυτοχρονισμένου συμψηφισμού, όπου η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από το φωτοβολταϊκό σύστημα συμψηφίζεται με την

καταναλισκόμενη ενέργεια της εγκατάστασης σε χρονικό παράθυρο ίσο με την Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, δηλαδή ανά 15 λεπτά. Σε αντίθεση με το net metering που πραγματοποιεί ενεργειακό συμψηφισμό σε επίπεδο κιλοβατώραν (kWh), το net billing λειτουργεί με χρηματικό συμψηφισμό, όπου η πλεονάζουσα ενέργεια που εγχέεται στο δίκτυο αποζημιώνεται για μια εικοσαετία με βάση την τιμή της χονδρεμπορικής αγοράς κατά τις ώρες της έγχυσης.

Το σύστημα προβλέπει δύο βασικές παραλλαγές εφαρμογής: τον ταυτοχρονισμένο συμψηφισμό, όπου η παροχή κατανάλωσης βρίσκεται στον ίδιο ή όμορο χώρο με τον σταθμό παραγωγής, και τον εικονικό ταυτοχρονισμένο συμψηφισμό, όπου οι εγκαταστάσεις κατανάλωσης δε συνδέονται ηλεκτρικά με την εσωτερική ηλεκτρική εγκατάσταση του σταθμού παραγωγής. Στην περίπτωση του εικονικού ταυτοχρονισμένου συμψηφισμού, οι σταθμοί παραγωγής μπορούν να εγκαθίστανται σε οποιαδήποτε Περιφέρεια της χώρας, με την προϋπόθεση ότι τόσο ο σταθμός όσο και οι εγκαταστάσεις κατανάλωσης βρίσκονται στο ίδιο ηλεκτρικό σύστημα.

4.2.2 Τεχνικές προδιαγραφές

Με δεδομένη την αρχή λειτουργίας του net billing, είναι απαραίτητο να εξεταστούν οι ειδικές τεχνικές προδιαγραφές που διέπουν την εφαρμογή του. Στην περίπτωση του ταυτοχρονισμένου συμψηφισμού και μηδενικής έγχυσης, η ισχύς κάθε φωτοβολταϊκού σταθμού παραγωγής μπορεί να ανέρχεται μέχρι και στο εκατό τοις εκατό (100%) της συμφωνημένης ισχύος κατανάλωσης. Αντίστοιχα, στην περίπτωση του εικονικού ταυτοχρονισμένου συμψηφισμού, η ισχύς κάθε σταθμού παραγωγής μπορεί να φτάνει το 100% της εγκατεστημένης ισχύος του συνόλου των συμψηφιζόμενων καταναλώσεων. Τα φωτοβολταϊκά συστήματα μπορούν να εγκατασταθούν είτε επί κτιρίων (στο δώμα ή τη στέγη), σε στέγαστρα, πέργκολες και προσόψεις, είτε σε βοηθητικούς χώρους του κτιρίου, όπως αποθήκες και χώρους στάθμευσης, καθώς και επί εδάφους.

Για την εγκατάσταση των φωτοβολταϊκών σταθμών σε κτίρια με ισχύ μέχρι 100 kW δεν απαιτείται οικοδομική άδεια ή έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας. Ωστόσο, για σταθμούς με ισχύ μεγαλύτερη από 100 kW, είναι απαραίτητη η έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας καθώς και μελέτη στατικής επάρκειας του κτιρίου, υπογεγραμμένη από διπλωματούχο πολιτικό μηχανικό. Αντίστοιχα, στην περίπτωση εγκατάστασης επί εδάφους, οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί με ισχύ μικρότερη ή ίση του 1 MWp απαλλάσσονται από περιβαλλοντική αδειοδότηση, εφόσον δεν χωροθετούνται σε περιοχές Natura 2000 ή σε

παράκτιες θέσεις που απέχουν λιγότερο από 100 μέτρα από την οριογραμμή του αιγιαλού.

4.2.3 Πλεονεκτήματα και περιορισμοί

Το σύστημα net billing προσφέρει σημαντικά οικονομικά οφέλη στους συμμετέχοντες καθώς επιτρέπει την αποζημίωση της πλεονάζουσας ενέργειας με βάση την τιμή της χονδρεμπορικής αγοράς για διάστημα είκοσι ετών. Το μοντέλο αυτό παρέχει αυξημένη οικονομική διαφάνεια και προβλεψιμότητα, καθώς ο αυτοπαραγωγός μπορεί να συνάπτει διμερείς συμβάσεις πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας (Power Purchase Agreements – PPAs) για την πλεονάζουσα ενέργεια ή να λαμβάνει εγγυημένη σταθερή τιμή πώλησης από τον Προμηθευτή ή τον Φορέα Σωρευτικής εκπροσώπησης. Επιπλέον, για τους οικιακούς αυτοκαταναλωτές προβλέπεται ότι δεν θεωρούνται επιτηδευματίες και δεν υπόκεινται σε φορολογικές υποχρεώσεις για τη διάθεση της παραγόμενης και εγχυθείσας ενέργειας.

Ωστόσο, το σύστημα παρουσιάζει και ορισμένους περιορισμούς. Η απαίτηση για συμψηφισμό σε χρονικό παράθυρο 15 λεπτών καθιστά αναγκαία την εγκατάσταση προηγμένων συστημάτων μέτρησης και ελέγχου, αυξάνοντας το αρχικό κόστος επένδυσης. Επιπλέον, η εξάρτηση της αποζημίωσης από τις τιμές της χονδρεμπορικής αγοράς εισάγει ένα στοιχείο αβεβαιότητας στην οικονομική απόδοση του συστήματος, ιδιαίτερα σε περιόδους έντονης μεταβλητότητας των τιμών ενέργειας. Στην περίπτωση των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ), όπου δεν υπάρχει οργανωμένη αγορά, η πλεονάζουσα ενέργεια αποζημιώνεται με βάση την Ειδική Τιμή Αγοράς (Ε.Τ.Α.) τεχνολογιών ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ, γεγονός που μπορεί να επηρεάσει την οικονομική ελκυστικότητα της επένδυσης.

4.3 Σύγκριση συστημάτων

Τα συστήματα net metering και net billing παρουσιάζουν διακριτές διαφορές σε τεχνικό και οικονομικό επίπεδο, με την επιλογή μεταξύ τους να εξαρτάται από τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά κάθε εγκατάστασης. Η συγκριτική ανάλυση των δύο συστημάτων αποκαλύπτει τα πλεονεκτήματα και τους περιορισμούς τους, επιτρέποντας την επιλογή της βέλτιστης λύσης για κάθε περίπτωση.

4.3.1 Τεχνική σύγκριση

Τα συστήματα net metering και net billing διαφέρουν σημαντικά ως προς την τεχνική τους υλοποίηση και τις απαιτήσεις λειτουργίας τους. Το net metering χρησιμοποιεί έναν

αμφίδρομο μετρητή για την καταμέτρηση τόσο της ενέργειας που καταναλώνεται από το δίκτυο όσο και της πλεονάζουσας ενέργειας που διοχετεύεται σε αυτό, με τον καταναλωτή να χρεώνεται για την "καθαρή" ενέργεια που χρησιμοποιεί. Όπως επισημαίνουν οι Sultana [174] και Miah και ό.π. [175], η υποδομή αυτή είναι σχετικά απλή, απαιτώντας ελάχιστο εξοπλισμό όπως έναν μονό αντιστροφέα, καθιστώντας το σύστημα οικονομικά αποδοτικό και ευκολότερο στην εφαρμογή.

Αντίθετα, το σύστημα net billing απαιτεί πιο σύνθετη υποδομή καθώς πραγματοποιεί ξεχωριστή λογιστική καταγραφή για την καταναλισκόμενη και την εξαγόμενη στο δίκτυο ενέργεια. Σύμφωνα με τους Chen και ό.π. [176], το σύστημα αυτό χρειάζεται πιο εξελιγμένα συστήματα παρακολούθησης για την καταγραφή των διαφορετικών τιμών που εφαρμόζονται στην εισαγόμενη και εξαγόμενη ενέργεια, καθώς και πιο σύνθετο λογισμικό τιμολόγησης για τη διαχείριση των οικονομικών συναλλαγών. Επιπλέον, απαιτεί προηγμένη υποδομή μέτρησης (Advanced Metering Infrastructure – AMI) και τεχνολογίες έξυπνου δικτύου για τη διαχείριση των διαφορετικών χρεώσεων και τη διασφάλιση της σταθερότητας του δικτύου.

4.3.2 Οικονομική σύγκριση

Ενώ οι τεχνικές διαφορές είναι σημαντικές, η οικονομική σύγκριση των δύο συστημάτων αποκαλύπτει επιπλέον κρίσιμες παραμέτρους για την επιλογή τους. Η οικονομική απόδοση των δύο συστημάτων παρουσιάζει σημαντικές διαφορές, με το net metering να προσφέρει γενικά πιο ευνοϊκά οικονομικά αποτελέσματα για τις φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις. Σύμφωνα με τους Alaboodi & Alharbi [177], η περίοδος αποπληρωμής για ένα σύστημα net metering ήταν περίπου 7,9 έτη, σε σύγκριση με τα 87 έτη για το σύστημα net billing σε συγκεκριμένη εφαρμογή. Επιπλέον, όπως επισημαίνουν οι Trela & Dubel [178], το net metering παρουσιάζει υψηλότερη κερδοφορία για συστήματα φωτοβολταϊκών, καθώς επιτρέπει τον αποτελεσματικότερο ενεργειακό συμψηφισμό με ελάχιστες απαιτήσεις σε υποδομές.

Ωστόσο, το σύστημα net billing μπορεί να οδηγήσει σε μεγαλύτερο συνολικό κοινωνικό όφελος, ιδιαίτερα όταν συνδυάζεται με συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, καθώς αποφεύγει την υπερεπένδυση σε φωτοβολταϊκά συστήματα, όπως υποστηρίζουν οι Ito και ό.π. [179]. Το σύστημα θεωρείται πιο αποδοτικό σε συγκεκριμένα ρυθμιστικά περιβάλλοντα, κυρίως λόγω της καλύτερης ευθυγράμμισης με τις τιμές της αγοράς και της μειωμένης εξάρτησης από την υποδομή του δικτύου. Επιπρόσθετα, οι εσωτερικοί δείκτες απόδοσης (Internal Rate of Return – IRR) και η NPV είναι συνήθως υψηλότεροι στο net metering,

καθιστώντας το πιο ελκυστική οικονομική επιλογή σε διάφορα πλαίσια εφαρμογής.

4.3.3 Καταλληλότητα ανά περίπτωση

Η επιλογή μεταξύ των συστημάτων net metering και net billing εξαρτάται από διάφορους παράγοντες, με κυριότερο την εναρμόνιση του προφίλ κατανάλωσης με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Όταν υπάρχει υψηλή συσχέτιση μεταξύ του φορτίου και των ωρών αιχμής της ηλιακής παραγωγής, το net metering προσφέρει καλύτερη οικονομική απόδοση λόγω της αυξημένης ιδιοκατανάλωσης. Επιπλέον, το μέγεθος της εγκατάστασης παίζει σημαντικό ρόλο, καθώς οι μικρότερες οικιακές εγκαταστάσεις επωφελούνται περισσότερο από το net metering λόγω της απλότητάς του και της δυνατότητας άμεσου συμψηφισμού της ενέργειας, ενώ οι μεγαλύτερες εμπορικές ή βιομηχανικές εγκαταστάσεις ενδέχεται να βρουν το net billing πιο συμφέρον λόγω των καλύτερων οικονομικών αποδόσεων από την πώληση της πλεονάζουσας ενέργειας στο δίκτυο.

Το τοπικό ρυθμιστικό πλαίσιο και οι συνθήκες του δικτύου αποτελούν επίσης καθοριστικούς παράγοντες στην επιλογή του κατάλληλου συστήματος. Όπως επισημαίνουν οι Κουμπάρου και ό.π. [180], σε περιοχές όπου έχει επιτευχθεί η ισοτιμία δικτύου (grid parity), το net metering μπορεί να είναι πιο ελκυστικό καθώς επιτρέπει στους χρήστες να αντισταθμίσουν αποτελεσματικά το κόστος ενέργειάς τους. Ωστόσο, σε περιπτώσεις όπου υπάρχουν περιοριστικοί κανονισμοί αυτοκατανάλωσης ή ειδικές χρεώσεις δικτύου, όπως συμβαίνει σε ορισμένες περιοχές της Ισπανίας σύμφωνα με τους Prol & Steininger [181], το net billing μπορεί να αποτελεί πιο βιώσιμη επιλογή παρά τις χαμηλότερες αποδόσεις του.

Σύμφωνα με το τρέχον ρυθμιστικό πλαίσιο στην Ελλάδα, οι επιχειρήσεις δεν έχουν τη δυνατότητα να ενταχθούν σε καθεστώς net metering και μπορούν να αξιοποιήσουν μόνο το net billing. Η δυνατότητα εφαρμογής του συστήματος net billing για επιχειρήσεις καθορίζεται από την Υπουργική Απόφαση με αριθμό ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/93976/2772, η οποία δημοσιεύθηκε στο ΦΕΚ 5074/Β/5-9-2024. Αυτή η απόφαση τροποποιεί και αντικαθιστά την προηγούμενη Υπουργική Απόφαση ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382/19.02.2019 (ΦΕΚ Β' 759) και εισάγει το πλαίσιο για την αυτοκατανάλωση ενέργειας μέσω του συστήματος net billing.

Σύμφωνα με την απόφαση αυτή, οι επιχειρήσεις μπορούν να εγκαθιστούν σταθμούς Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) για την κάλυψη των ενεργειακών τους αναγκών μέσω του συστήματος net billing. Στο πλαίσιο αυτό, η παραγόμενη ενέργεια από τον σταθμό ΑΠΕ χρησιμοποιείται άμεσα για την κάλυψη της ζήτησης της επιχείρησης σε πραγματικό χρόνο. Εάν η παραγωγή υπερβαίνει την κατανάλωση, η πλεονάζουσα ενέργεια εγχέεται στο

δίκτυο και αποζημιώνεται με βάση την Τιμή Εκκαθάρισης Αγοράς Επόμενης Ημέρας. Αντίστοιχα, όταν η κατανάλωση υπερβαίνει την παραγωγή, η επιπλέον ενέργεια αντλείται από το δίκτυο.

Επιπλέον, το νέο πλαίσιο επιτρέπει τη δυνατότητα εικονικού net billing (virtual net billing), όπου η εγκατάσταση παραγωγής και η εγκατάσταση κατανάλωσης μπορούν να βρίσκονται σε διαφορετικές τοποθεσίες. Αυτό παρέχει ευελιξία στις επιχειρήσεις να επιλέγουν την καταλληλότερη τοποθεσία για την εγκατάσταση των σταθμών ΑΠΕ, ανεξάρτητα από την τοποθεσία των εγκαταστάσεων κατανάλωσης.

Συνολικά, το ισχύον ρυθμιστικό πλαίσιο στην Ελλάδα επιτρέπει στις επιχειρήσεις να αξιοποιήσουν το σύστημα net billing για την αυτοπαραγωγή και κατανάλωση ενέργειας, συμβάλλοντας στη μείωση του ενεργειακού τους κόστους και στην ενίσχυση της βιωσιμότητάς τους.

4.4 Διαδικασία υλοποίησης

Η εγκατάσταση και λειτουργία ενός συστήματος ενεργειακού συμψηφισμού απαιτεί την τήρηση συγκεκριμένων διαδικασιών αδειοδότησης, τεχνικών προδιαγραφών και προτύπων, καθώς και την εφαρμογή ενός ολοκληρωμένου πλαισίου παρακολούθησης και συντήρησης, προκειμένου να διασφαλιστεί η ασφαλής και αποδοτική λειτουργία του συστήματος καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του.

4.4.1 Απαιτούμενες άδειες

Η εγκατάσταση ενός συστήματος ενεργειακού συμψηφισμού απαιτεί την εξασφάλιση μιας σειράς αδειών και εγκρίσεων, οι οποίες διαφοροποιούνται ανάλογα με τον τύπο του συστήματος (net metering ή net billing), την ισχύ της εγκατάστασης, και τη θέση εγκατάστασης (κτίριο ή έδαφος):

⇒ **Υπογραφή Σύμβασης Ταυτοχρονισμένου Συμψηφισμού**

Στην περίπτωση Ταυτοχρονισμένου συμψηφισμού με δυνατότητα έγχυσης της παραγόμενης ενέργειας στο Δίκτυο ή το Σύστημα, συνάπτεται Σύμβαση Ταυτοχρονισμένου Συμψηφισμού (Σ.Τ.Σ.) μεταξύ του αυτοκαταναλωτή, του προμηθευτή και του Φορέα Σωρευτικής Εκπροσώπησης με τους οποίους έχει συμβληθεί ο

αυτοκαταναλωτής, για την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας στην παροχή κατανάλωσής του και για την εκπροσώπηση του σταθμού ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αντίστοιχα, για είκοσι (20) έτη με έναρξη ισχύος την ημερομηνία ενεργοποίησης της σύνδεσης του σταθμού παραγωγής. Για τη σύναψη Σ.Τ.Σ. πρέπει να έχει προηγηθεί Σύμβαση Σύνδεσης για το σταθμό παραγωγής με τον αρμόδιο Διαχειριστή. Προϋπόθεση για την ενεργοποίηση του σταθμού παραγωγής είναι η ύπαρξη ενεργού παροχής κατανάλωσης προς συμψηφισμό στον χώρο όπου το σύστημα εγκαθίσταται.

Στην περίπτωση Εικονικού ταυτοχρονισμένου συμψηφισμού συνάπτεται Σύμβαση Εικονικού Ταυτοχρονισμένου Συμψηφισμού (Σ.Ε.Τ.Σ) μεταξύ του αυτοκαταναλωτή, του προμηθευτή, του Φορέα Σωρευτικής Εκπροσώπησης με τους οποίους έχει συμβληθεί ο αυτοκαταναλωτής, για την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας στην παροχή κατανάλωσής του και για την εκπροσώπηση του σταθμού ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αντίστοιχα, για είκοσι (20) έτη με έναρξη ισχύος την ημερομηνία ενεργοποίησης της σύνδεσης του σταθμού παραγωγής. Για την σύναψη Σ.Ε.Τ.Σ. πρέπει να έχει προηγηθεί Σύμβαση Σύνδεσης για τον σταθμό παραγωγής με τον αρμόδιο Διαχειριστή. Προϋπόθεση για την ενεργοποίηση του σταθμού παραγωγής είναι η ύπαρξη μίας ή περισσότερων ενεργών παροχών κατανάλωσης στις προς συμψηφισμό εγκαταστάσεις κατανάλωσης. Σε περίπτωση μεταβολής των στοιχείων (ενδεικτικά ονοματεπώνυμο/επωνυμία καταναλωτή παροχής, ΑΦΜ καταναλωτή παροχής κ.λπ.) ή του πλήθους των προς συμψηφισμό παροχών κατανάλωσης (ενδεικτικά συμφωνηθείσα ισχύς, ποσοστό (%) επιμερισμού εγχυθείσα ενέργειας κ.λπ.), τροποποιείται η Σ.Ε.Τ.Σ. ως προς τα στοιχεία αυτά και κοινοποιείται στον αρμόδιο Διαχειριστή.

Στην περίπτωση Ταυτοχρονισμένου Συμψηφισμού, ο εκάστοτε νόμιμος χρήστης της παροχής υπεισέρχεται αυτοδίκαια στα δικαιώματα και τις υποχρεώσεις που απορρέουν από τη Σ.Τ.Σ, εφόσον στο πρόσωπο του συντρέχουν διαρκώς οι προϋποθέσεις δυνάμει των οποίων συνήφθη η Σ.Τ.Σ. Σε περίπτωση αλλαγής του νόμιμου χρήστη της παροχής, τροποποιείται η Σ.Τ.Σ ως προς τα στοιχεία του νέου αυτοκαταναλωτή.

Στην περίπτωση Εικονικού Ταυτοχρονισμένου Συμψηφισμού, σε περίπτωση μεταβίβασης της κυριότητας του χώρου όπου βρίσκεται εγκατεστημένος ο σταθμός παραγωγής, λύεται αυτοδικαίως η Σ.Ε.Τ.Σ. εκτός εάν ο νέος κύριος του χώρου ή ο αποκτών τη νόμιμη χρήση αυτού, μετά από έγγραφη συμφωνία μεταξύ αυτού και του νέου κυρίου (π.χ. μέσω μίσθωσης, δωρεάν παραχώρησης κ.λπ.), έχει δικαίωμα ένταξης στις διατάξεις του εικονικού ταυτοχρονισμένου συμψηφισμού. Στην περίπτωση αυτή, τροποποιείται η Σ.Ε.Τ.Σ., ως προς τα στοιχεία του νέου αυτοκαταναλωτή και τα στοιχεία

της σύνδεσης, και ο νέος κύριος ή ο αποκτών τη νόμιμη χρήση από αυτόν υπεισέρχεται αυτοδίκαια στα δικαιώματα και τις υποχρεώσεις του μεταβιβάζοντος ή του παραχωρούντος τη χρήση νέου κυρίου που απορρέουν από τη Σ.Ε.Τ.Σ.

Σε περίπτωση ταυτοχρονισμένου συμψηφισμού χωρίς δυνατότητα έγχυσης της παραγόμενης ενέργειας στο Δίκτυο ή το Σύστημα, ο αυτοκαταναλωτής δεν συνάπτει Σ.Τ.Σ.

⇒ Περιβαλλοντική και πολεοδομική αδειοδότηση για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σταθμών σε κτίρια

Σύμφωνα με την παρ. 13 του άρθρου 8 του Ν. 3468/2006 όπως ισχύει, φωτοβολταϊκοί σταθμοί που εγκαθίστανται σε κτίρια ή και άλλες δομικές κατασκευές ή εντός οργανωμένων υποδοχέων βιομηχανικών δραστηριοτήτων, εξαιρούνται από την υποχρέωση έκδοσης απόφασης έγκρισης περιβαλλοντικών όρων (Ε.Π.Ο.) και την υπαγωγή σε Πρότυπες Περιβαλλοντικές Δεσμεύσεις (Π.Π.Δ.) και για την απαλλαγή από Ε.Π.Ο. και Π.Π.Δ. δεν απαιτείται χορήγηση βεβαίωσης. Για την τοποθέτηση των φωτοβολταϊκών σταθμών σε κτίρια και για ισχύ μέχρι 100 kW δεν απαιτείται οικοδομική άδεια ή έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας. Για φωτοβολταϊκούς σταθμούς με ισχύ μεγαλύτερη από 100 kW, απαιτείται έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας καθώς και μελέτη στατικής επάρκειας του κτιρίου πάνω στο οποίο θα γίνει η εγκατάσταση, υπογεγραμμένη από διπλωματούχο πολιτικό μηχανικό.

⇒ Περιβαλλοντική και πολεοδομική αδειοδότηση για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σταθμών στο έδαφος

Οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί με ισχύ μικρότερη ίση του 1 MWp που εγκαθίστανται σε γήπεδα απαλλάσσονται από περιβαλλοντική αδειοδότηση εφόσον δεν χωροθετούνται σε περιοχή του δικτύου Natura 2000 ή σε παράκτια θέση που απέχει λιγότερο από 100μ από την οριογραμμή του αιγιαλού εκτός βραχονησίδων. Σε αντίθετη περίπτωση οι σταθμοί κατατάσσονται στην Κατηγορία Β σύμφωνα με την Υ.Α. υπ' αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΙΠΑ/53510/3616 (ΦΕΚ 3327 Β/19.5.2023) και υπάγονται σε Π.Π.Δ. Σε κάθε περίπτωση για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σταθμών σε γήπεδα απαιτείται έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας.

4.4.2 Βήματα εγκατάστασης

Μετά την εξασφάλιση των απαραίτητων αδειών, η διαδικασία συνεχίζεται με τα συγκεκριμένα βήματα εγκατάστασης του συστήματος, ξεκινώντας από τη μελέτη σκοπιμότητας και καταλήγοντας στην τελική υλοποίηση. Αρχικά, πραγματοποιείται η προκαταρκτική μελέτη που περιλαμβάνει την ανάλυση του ενεργειακού προφίλ κατανάλωσης της εγκατάστασης, την αξιολόγηση του διαθέσιμου χώρου και του ηλιακού δυναμικού, καθώς και την εκτίμηση του μεγέθους του απαιτούμενου συστήματος. Ακολουθεί η τεχνική μελέτη που περιλαμβάνει τον ακριβή σχεδιασμό του συστήματος, την επιλογή του εξοπλισμού, τη διαστασιολόγηση των καλωδιώσεων και των συστημάτων προστασίας, καθώς και τη μελέτη στατικής επάρκειας όπου απαιτείται.

Μετά την ολοκλήρωση των μελετών, ακολουθεί η διαδικασία αδειοδότησης που περιλαμβάνει την υποβολή αίτησης σύνδεσης στον Διαχειριστή του δικτύου, την έκδοση των απαραίτητων οικοδομικών και περιβαλλοντικών αδειών, και την υπογραφή των συμβάσεων σύνδεσης και συμψηφισμού. Η φάση της υλοποίησης ξεκινά με την προμήθεια του εξοπλισμού και συνεχίζεται με την εγκατάσταση των φωτοβολταϊκών πλαισίων, των βάσεων στήριξης, των αντιστροφών και του υπόλοιπου ηλεκτρολογικού εξοπλισμού. Τέλος, πραγματοποιούνται οι απαραίτητοι έλεγχοι και δοκιμές του συστήματος, η διασύνδεση με το δίκτυο, και η θέση σε λειτουργία, που συνοδεύεται από την εκπαίδευση του προσωπικού στη λειτουργία και συντήρηση του συστήματος.

4.4.3 Παρακολούθηση και συντήρηση

Η επιτυχής ολοκλήρωση της εγκατάστασης απαιτεί τη θέσπιση ενός ολοκληρωμένου συστήματος παρακολούθησης και συντήρησης για τη διασφάλιση της μακροπρόθεσμης απόδοσης της επένδυσης. Η συστηματική παρακολούθηση περιλαμβάνει τη συνεχή καταγραφή της παραγόμενης και καταναλισκόμενης ενέργειας μέσω του συστήματος τηλεμετρίας, την ανάλυση των δεδομένων απόδοσης, και την έγκαιρη ανίχνευση τυχόν αποκλίσεων από την αναμενόμενη λειτουργία. Ιδιαίτερη προσοχή πρέπει να δίνεται στην παρακολούθηση των μετρητικών διατάξεων και των συστημάτων επικοινωνίας, καθώς τυχόν σφάλματα μπορούν να επηρεάσουν σημαντικά την ακρίβεια του ενεργειακού συμψηφισμού.

Όσον αφορά τη συντήρηση, απαιτείται η εφαρμογή ενός ολοκληρωμένου προγράμματος προληπτικής συντήρησης που περιλαμβάνει τακτικούς οπτικούς ελέγχους των φωτοβολταϊκών πλαισίων για τυχόν φθορές ή ρύπανση, περιοδικό καθαρισμό των επιφανειών

για τη διατήρηση της μέγιστης απόδοσης, έλεγχο των ηλεκτρικών συνδέσεων και των συστημάτων προστασίας, καθώς και τακτική βαθμονόμηση των οργάνων μέτρησης. Επιπλέον, είναι σημαντική η άμεση αντιμετώπιση τυχόν βλαβών ή δυσλειτουργιών μέσω ενός αποτελεσματικού συστήματος διορθωτικής συντήρησης, με στόχο την ελαχιστοποίηση του χρόνου εκτός λειτουργίας και των απωλειών παραγωγής. Για όλες αυτές τις εργασίες συνιστάται η τήρηση αναλυτικού ημερολογίου συντήρησης και η συνεργασία με εξειδικευμένους τεχνικούς.

5

Ενεργειακή Μελέτη

Κεφάλαιο 5 – Ενεργειακή Μελέτη

Έχοντας αναλύσει το θεωρητικό υπόβαθρο των φωτοβολταϊκών συστημάτων και εξετάσει τα διαθέσιμα συστήματα ενεργειακού συμψηφισμού, το παρόν κεφάλαιο εγκαινιάζει το πρακτικό μέρος της διπλωματικής εργασίας, εστιάζοντας στη μελέτη περίπτωσης του ενεργού λατομείου των Παραδεισίων Αρκαδίας.

Η ενεργειακή μελέτη αποτελεί το πρώτο και θεμελιώδες βήμα για τον σχεδιασμό ενός φωτοβολταϊκού συστήματος που θα ανταποκρίνεται στις πραγματικές ανάγκες της μονάδας. Μέσα από την ανάλυση του προφίλ κατανάλωσης του λατομείου, τη χρήση εξειδικευμένου λογισμικού προσομοίωσης (PVsyst) και την εξέταση διαφορετικών σεναρίων ταυτοχρονισμού παραγωγής-κατανάλωσης, θα προσδιοριστούν τα βέλτιστα χαρακτηριστικά του προτεινόμενου συστήματος.

Η προσέγγιση που ακολουθείται στο κεφάλαιο αυτό συνδυάζει την ανάλυση πραγματικών δεδομένων κατανάλωσης με προηγμένες τεχνικές προσομοίωσης, με στόχο τη διαστασιολόγηση ενός συστήματος που θα μεγιστοποιεί την ενεργειακή αυτονομία του λατομείου, διασφαλίζοντας παράλληλα την οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης.

5.1 Προφίλ Κατανάλωσης

Για τη βέλτιστη διαστασιολόγηση του φωτοβολταϊκού συστήματος, είναι απαραίτητη η λεπτομερής ανάλυση του προφίλ κατανάλωσης του λατομείου Παραδεισίων. Η μελέτη βασίζεται σε πραγματικά δεδομένα κατανάλωσης που αντλήθηκαν μέσω της διαδικτυακής πλατφόρμας του ΔΕΔΔΗΕ, η οποία παρέχει στους πελάτες Μέσης Τάσης πρόσβαση στις Καμπύλες Ενεργού Ενέργειας με ανάλυση 15λέπτου ή ώρας. Το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα εκτείνεται από 01/01/2023 έως 31/12/2023 με τη χρήση ωριαίας ανάλυσης, προσφέροντας έτσι μια πλήρη εικόνα των εποχιακών διακυμάνσεων και των μοτίβων κατανάλωσης της μονάδας.

Η ανάλυση του προφίλ κατανάλωσης αποτελεί θεμελιώδες βήμα για την κατανόηση των ενεργειακών αναγκών του λατομείου, καθώς επιτρέπει τον προσδιορισμό των περιόδων αιχμής, των ελάχιστων φορτίων και των ημερήσιων διακυμάνσεων. Τα στοιχεία αυτά είναι καθοριστικά για την επιλογή της βέλτιστης ισχύος του φωτοβολταϊκού συστήματος και την εκτίμηση του βαθμού ταυτοχρονισμού παραγωγής-κατανάλωσης.

5.1.1 Συνολικά Μεγέθη και Βασικοί Δείκτες

Η ανάλυση των μετρητικών δεδομένων του λατομείου Παραδεισίων για το χρονικό διάστημα Ιανουάριος 2023 – Δεκέμβριος 2023 αποκαλύπτει ένα ιδιαίτερα ενεργοβόρο προφίλ κατανάλωσης, χαρακτηριστικό της έντονης βιομηχανικής δραστηριότητας της μονάδας. Συγκεκριμένα, η συνολική ετήσια κατανάλωση ανήλθε σε 943.405 kWh, με μέση ωριαία κατανάλωση 107,90 kWh.

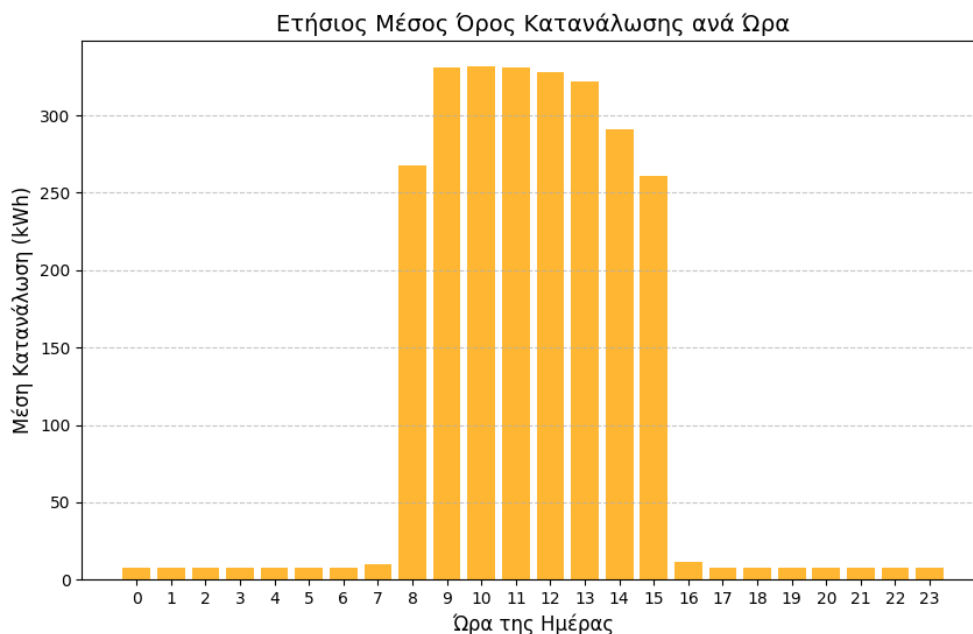
Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει το εύρος των καταγεγραμμένων τιμών κατανάλωσης. Η μέγιστη ωριαία κατανάλωση καταγράφηκε στις 18 Δεκεμβρίου 2023 (Δευτέρα) στις 12:00, φθάνοντας τις 909 kWh, τιμή που αντιστοιχεί σε περίοδο πλήρους παραγωγικής δραστηριότητας του λατομείου. Αντίθετα, καταγράφηκαν περίοδοι μηδενικής κατανάλωσης, με χαρακτηριστικό παράδειγμα την 26η Μαρτίου 2024 (Κυριακή) στις 04:00. Οι μηδενικές τιμές κατανάλωσης συμπίπτουν με προγραμματισμένες διακοπές λειτουργίας της μονάδας, είτε λόγω Σαββατοκύριακου είτε λόγω αργιών.

Η μεγάλη διαφορά μεταξύ μέγιστης και ελάχιστης κατανάλωσης υποδεικνύει την έντονη διακύμανση στη λειτουργία του λατομείου και αποτελεί κρίσιμη παράμετρο για τη διαστασιολόγηση του φωτοβολταϊκού συστήματος. Η μέση ωριαία κατανάλωση των 107,9 kWh αντιπροσωπεύει περίπου το 11,87% της μέγιστης καταγεγραμμένης τιμής, γεγονός που υποδηλώνει ότι οι περίοδοι αιχμής είναι σχετικά περιορισμένες χρονικά και δεν αντιπροσωπεύουν τη συνήθη λειτουργία της μονάδας.

Τα παραπάνω μεγέθη αποτελούν τη βάση για την περαιτέρω ανάλυση των χρονικών μοτίβων κατανάλωσης και την κατανόηση της ενεργειακής συμπεριφοράς του λατομείου σε ημερήσια, εβδομαδιαία και εποχιακή βάση.

5.1.2 Ημερήσια Διακύμανση Φορτίου

Η ανάλυση του Ετήσιου Μέσου Όρου Κατανάλωσης ανά ώρα αποκαλύπτει ένα σαφώς καθορισμένο μοτίβο λειτουργίας του λατομείου, με τρεις διακριτές περιόδους κατά τη διάρκεια του 24ώρου. Η κύρια περίοδος λειτουργίας εκτείνεται από τις 08:00 έως τις 15:00, όπου παρατηρούνται οι υψηλότερες καταναλώσεις. Συγκεκριμένα, η μέγιστη μέση ωριαία κατανάλωση καταγράφεται στις 10:00 (331,56 kWh), ενώ καθ' όλη τη διάρκεια αυτού του διαστήματος η κατανάλωση διατηρείται σε υψηλά επίπεδα, κυμαινόμενη μεταξύ 261 και 332 kWh. Αυτό το διάστημα αντιστοιχεί στην πρωινή βάρδια, όπου πραγματοποιείται το μεγαλύτερο μέρος της παραγωγικής δραστηριότητας του λατομείου.



Διάγραμμα 1 Ετήσιος μέσος όρος κατανάλωσης του λατομείου ανά ώρα της ημέρας σε kWh.

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η απότομη μετάβαση στην κατανάλωση κατά την έναρξη και λήξη του ωραρίου λειτουργίας. Συγκεκριμένα, παρατηρείται μια δραματική αύξηση της κατανάλωσης μεταξύ 07:00 (9,77 kWh) και 08:00 (267,83 kWh), που αντιστοιχεί στην εκκίνηση του εξοπλισμού. Αντίστοιχα, στις 16:00 η κατανάλωση μειώνεται απότομα στα 11,61 kWh, σηματοδοτώντας τη λήξη της παραγωγικής διαδικασίας.

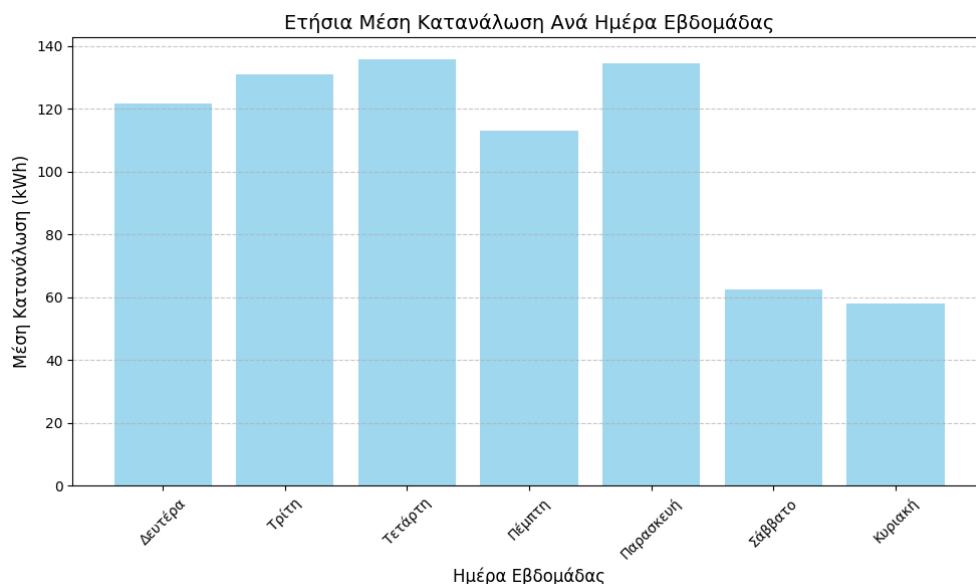
Κατά τις νυχτερινές ώρες (17:00-07:00), η κατανάλωση σταθεροποιείται σε ιδιαίτερα χαμηλά επίπεδα, με μέσες τιμές που κυμαίνονται μεταξύ 7,5 και 7,8 kWh. Αυτή η βασική κατανάλωση αντιστοιχεί στα φορτία που παραμένουν σε λειτουργία για λόγους ασφαλείας και συντήρησης των εγκαταστάσεων (φωτισμός ασφαλείας, συστήματα παρακολούθησης, κλπ.).

Το συγκεκριμένο προφίλ κατανάλωσης, με την έντονη συγκέντρωση της ζήτησης στις πρωινές και μεσημβρινές ώρες, παρουσιάζει σημαντική συσχέτιση με την αναμενόμενη παραγωγή ενός φωτοβολταϊκού συστήματος, γεγονός που ευνοεί την αξιοποίηση της παραγόμενης ενέργειας για ιδιοκατανάλωση.

5.1.3 Εβδομαδιαίο Προφίλ Κατανάλωσης

Η ανάλυση της μέσης κατανάλωσης ανά ημέρα της εβδομάδας αναδεικνύει ένα χαρακτηριστικό μοτίβο που αντικατοπτρίζει το τυπικό πρόγραμμα λειτουργίας του λατομείου, με σαφή διαφοροποίηση μεταξύ εργάσιμων και μη εργάσιμων ημερών.

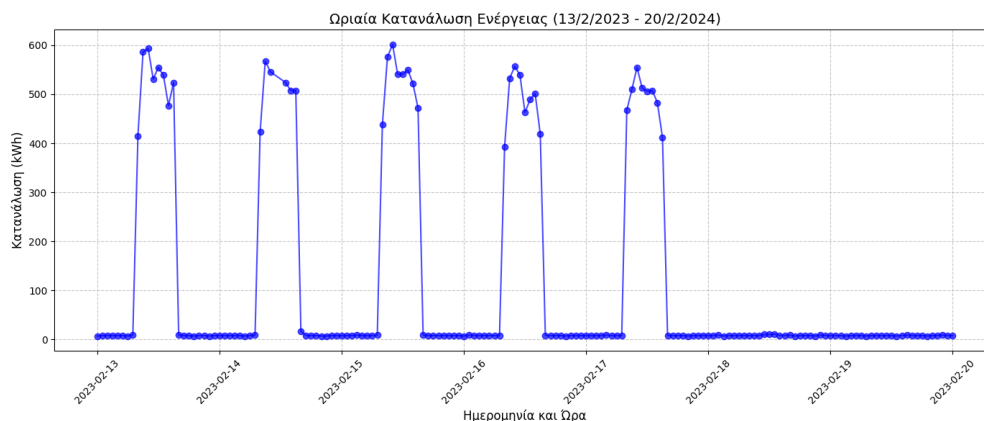
Κατά τις εργάσιμες ημέρες, η μέση ημερήσια κατανάλωση κυμαίνεται μεταξύ 113 και 136 kWh, με την υψηλότερη τιμή να καταγράφεται την Τετάρτη (135,82 kWh) και τη χαμηλότερη την Πέμπτη (113 kWh). Αξιοσημείωτη είναι η σχετικά σταθερή κατανάλωση από Δευτέρα έως Παρασκευή, με τιμές που κυμαίνονται γύρω από τα 130 kWh, υποδηλώνοντας μια συστηματική παραγωγική διαδικασία.



Διάγραμμα 2. Ετήσια μέση κατανάλωση του λατομείου ανά ημέρα της εβδομάδας.

Η μετάβαση στο Σαββατοκύριακο χαρακτηρίζεται από δραματική μείωση της κατανάλωσης. Το Σάββατο η μέση κατανάλωση πέφτει στις 62,54 kWh, ενώ την Κυριακή μειώνεται περαιτέρω στις 58,11 kWh, τιμές που αντιστοιχούν στα ελάχιστα φορτία συντήρησης και ασφαλείας των εγκαταστάσεων.

Για την καλύτερη κατανόηση του εβδομαδιαίου προφίλ, αναλύθηκε λεπτομερώς μια αντιπροσωπευτική εβδομάδα του Φεβρουαρίου 2024 (13-20/2/2023), χωρίς αργίες ή άλλες ιδιαιτερότητες.



Διάγραμμα 3 Απεικόνιση ωριαίας κατανάλωσης της επιχείρησης την εβδομάδα 05/02/2024-11/02/2024 (Δευτέρα-Κυριακή) που δεν περιέχει αργία πέρα του Σαββατοκύριακου.

Η εξέταση των λεπτομερών δεδομένων της αντιπροσωπευτικής εβδομάδας επιβεβαιώνει το τυπικό μοτίβο λειτουργίας και αναδεικνύει τις διακυμάνσεις μεταξύ των εργάσιμων ημερών. Συγκεκριμένα, η εβδομάδα χαρακτηρίζεται από:

- Σταθερή και έντονη δραστηριότητα τις καθημερινές με παρόμοιο προφίλ ωριαίας κατανάλωσης
- Πλήρη διακοπή της παραγωγικής διαδικασίας το Σαββατοκύριακο
- Προβλέψιμες ώρες έναρξης και λήξης της ημερήσιας λειτουργίας

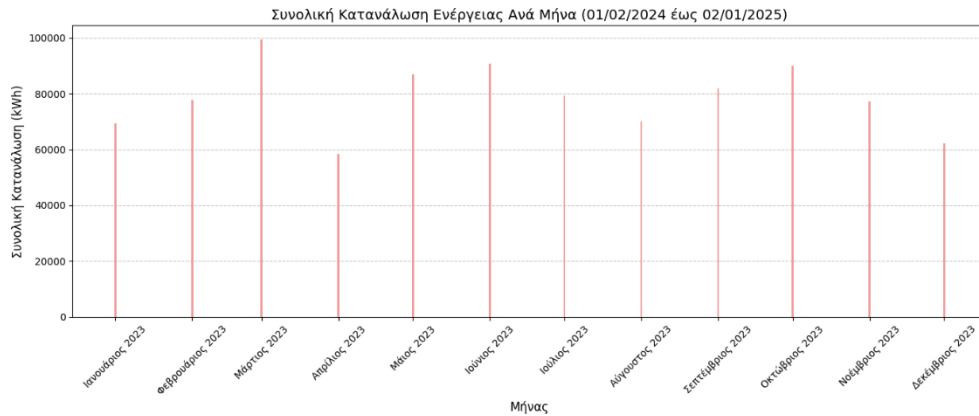
5.1.4 Εποχιακή Διακύμανση

Η ανάλυση της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας ανά μήνα για την περίοδο Ιανουάριος 2023 – Δεκέμβριος 2023 αποκαλύπτει σημαντικές εποχιακές διακυμάνσεις στη λειτουργία του λατομείου. Παρατηρείται ένα μοτίβο που επηρεάζεται τόσο από τις καιρικές συνθήκες όσο και από τον προγραμματισμό της παραγωγικής δραστηριότητας.

Το πρώτο τετράμηνο του έτους παρουσιάζει υψηλά επίπεδα κατανάλωσης, με τον Μάρτιο να καταγράφει τη πρώτη υψηλότερη μηνιαία κατανάλωση (99.499 kWh). Ο Απρίλιος εμφανίζει μια σχετική μείωση στις 58.251 kWh, πιθανώς λόγω των αργιών του Πάσχα (16 Απριλίου 2023) και του μειωμένου αριθμού εργάσιμων ημερών.

Κατά τους θερινούς μήνες παρατηρείται μια αξιοσημείωτη διακύμανση. Ο Ιούνιος παρουσιάζει υψηλή κατανάλωση (90.794 kWh), ενώ ο Αύγουστος εμφανίζει σημαντική μείωση (70.140 kWh), γεγονός που πιθανότατα οφείλεται στην προγραμματισμένη μείωση της παραγωγής λόγω θερινών αδειών. Ο Ιούλιος κυμαίνεται σε μεσαία επίπεδα με 79.214 kWh.

Το φθινόπωρο χαρακτηρίζεται από σχετικά σταθερή κατανάλωση, με τον Σεπτέμβριο και τον Οκτώβριο να καταγράφουν 81.915 kWh και 90.121 kWh αντίστοιχα. Ωστόσο, από τον Νοέμβριο παρατηρείται μια έντονη πτωτική τάση, με την κατανάλωση να μειώνεται στις 77.239 kWh και να φτάνει στο ετήσιο ελάχιστο τον Δεκέμβριο με 62.237 kWh. Η δραματική μείωση των τελευταίων μηνών του έτους μπορεί να αποδοθεί στον συνδυασμό των δυσμενών καιρικών συνθηκών, των εορταστικών περιόδων και πιθανών προγραμματισμένων διακοπών λειτουργίας για συντήρηση.

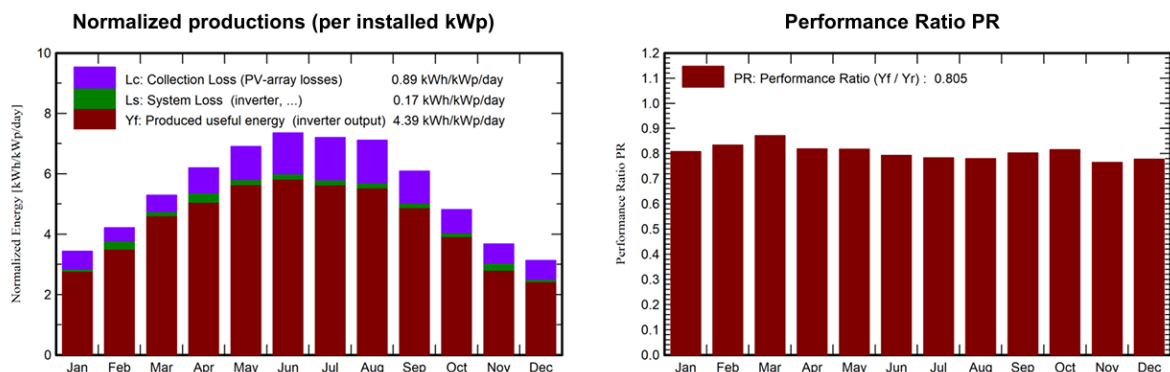


Διάγραμμα 4. Συνολική κατανάλωση του λατομείου σε μηνιαία βάση

5.2 Προσομοίωση PVsyst

Για την ακριβή πρόβλεψη της παραγωγής του φωτοβολταϊκού συστήματος και την αξιολόγηση της απόδοσής του, χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό PVsyst [182], το οποίο αποτελεί διεθνώς ένα από τα πλέον αξιόπιστα εργαλεία προσομοίωσης φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων. Το λογισμικό επιτρέπει τη λεπτομερή μοντελοποίηση του συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη όλες τις τεχνικές παραμέτρους των επιμέρους στοιχείων (πάνελ, αντιστροφείς, καλωδιώσεις) καθώς και τις περιβαλλοντικές συνθήκες της τοποθεσίας εγκατάστασης.

Για το λατομείο Παραδεισιών, η προσομοίωση πραγματοποιήθηκε για ένα σύστημα ισχύος 767 kWp, χρησιμοποιώντας μετεωρολογικά δεδομένα από τη βάση Meteonorm 8.1 για την περίοδο 2004-2010. Το σύστημα σχεδιάστηκε με προσανατολισμό προς το νότο (αζιμούθιο 0°) και κλίση 25°, που αποτελούν τις βέλτιστες παραμέτρους για τη γεωγραφική θέση του λατομείου (γεωγραφικό πλάτος 37,31°B, γεωγραφικό μήκος 22,10°A, υψόμετρο 515m).



Διάγραμμα 5. Κανονικοποιημένες παραγωγές ενέργειας (ανά εγκατεστημένο kWp) και ο λόγος απόδοσης του συστήματος.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της προσομοίωσης, η ετήσια παραγωγή ενέργειας εκτιμάται στις 1.230.002 kWh, με ειδική παραγωγή 1.604 kWh/kWp/έτος. Ο συντελεστής απόδοσης (Performance Ratio - PR) του συστήματος υπολογίζεται στο 80,54%, μια ιδιαίτερα ικανοποιητική τιμή που υποδηλώνει την υψηλή αποδοτικότητα του σχεδιασμού.

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	71.4	30.27	4.67	106.4	90.0	68038	65918	0.808
February	88.3	39.23	5.93	118.0	107.9	81375	75434	0.833
March	136.9	54.94	9.22	164.1	150.0	113083	109671	0.872
April	172.0	61.21	12.29	185.7	164.6	123733	116601	0.818
May	216.4	64.96	17.45	214.0	185.1	138398	134203	0.817
June	230.8	64.64	21.76	220.4	186.3	138214	134069	0.793
July	228.8	69.36	25.15	223.1	188.7	138166	134115	0.784
August	209.7	60.16	25.05	220.3	187.2	135724	131754	0.780
September	158.4	55.09	19.72	182.6	158.4	115837	112393	0.802
October	114.5	42.83	15.19	149.1	131.2	96221	93320	0.816
November	76.5	29.97	10.37	110.2	94.9	70165	64626	0.764
December	62.0	24.11	6.05	97.0	79.7	59858	57898	0.778
Year	1765.5	596.77	14.45	1991.0	1724.1	1278812	1230002	0.805

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

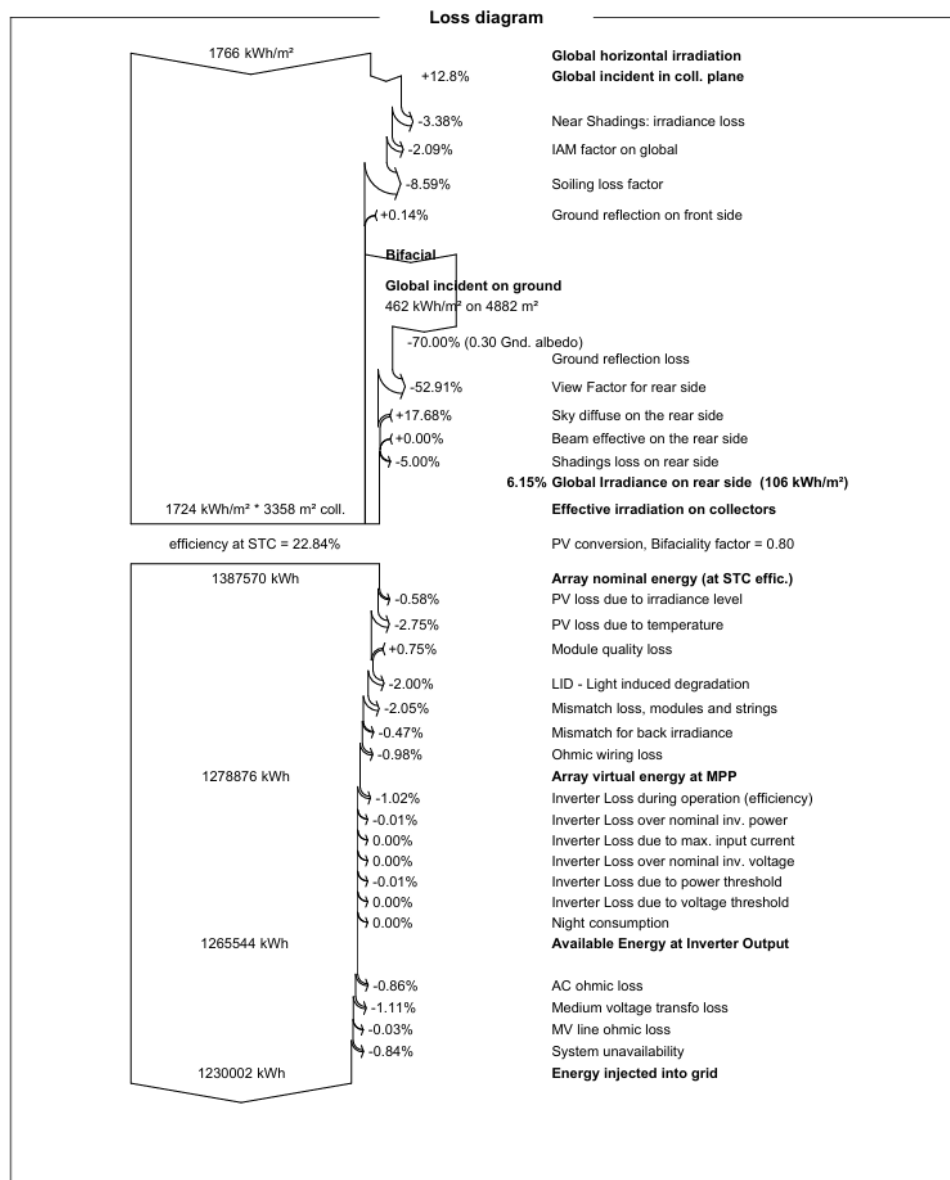
E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

Πίνακας 1. Ισοζύγια και κύρια αποτελέσματα της ενεργειακής παραγωγής και απόδοσης για κάθε μήνα του έτους.

Η μηνιαία κατανομή της παραγωγής παρουσιάζει την αναμενόμενη εποχική διακύμανση, με τις υψηλότερες τιμές να καταγράφονται κατά τους θερινούς μήνες. Συγκεκριμένα, η μέγιστη μηνιαία παραγωγή προβλέπεται για τον Ιούλιο με 134.115 kWh, ενώ η ελάχιστη για τον Δεκέμβριο με 57.898 kWh.

Το διάγραμμα απωλειών του συστήματος αποκαλύπτει τις κύριες πηγές μείωσης της απόδοσης, με σημαντικότερες τις απώλειες λόγω θερμοκρασίας (-2,75%), τις απώλειες λόγω σκόνης και ρύπανσης (-8,59%), και τις οπτικές απώλειες IAM (Incidence Angle Modifier losses) (-2,09%). Η κατανόηση αυτών των παραγόντων είναι κρίσιμη για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος.



Διάγραμμα 6. Διάγραμμα απωλειών του συστήματος, περιλαμβάνοντας όλες τις πηγές απωλειών.

5.3 Σενάρια Ταυτοχρονισμού

Η μελέτη των σεναρίων ταυτοχρονισμού μέσω των δυνατοτήτων του PVsyst αποτελεί κρίσιμο στάδιο στον σχεδιασμό ενός φωτοβολταϊκού συστήματος net billing, καθώς προσδιορίζει το βαθμό αξιοποίησης της παραγόμενης ενέργειας για την κάλυψη των άμεσων αναγκών της εγκατάστασης. Ο ταυτοχρονισμός (simultaneity) αναφέρεται στη χρονική σύμπτωση μεταξύ της παραγωγής ενέργειας από το φωτοβολταϊκό σύστημα και της κατανάλωσης της μονάδας.

Στο πλαίσιο αυτής της ανάλυσης, πραγματοποιείται προσομοίωση στο PVsyst, λαμβάνοντας υπόψη το πραγματικό προφίλ κατανάλωσης και την εκτιμώμενη παραγωγή του

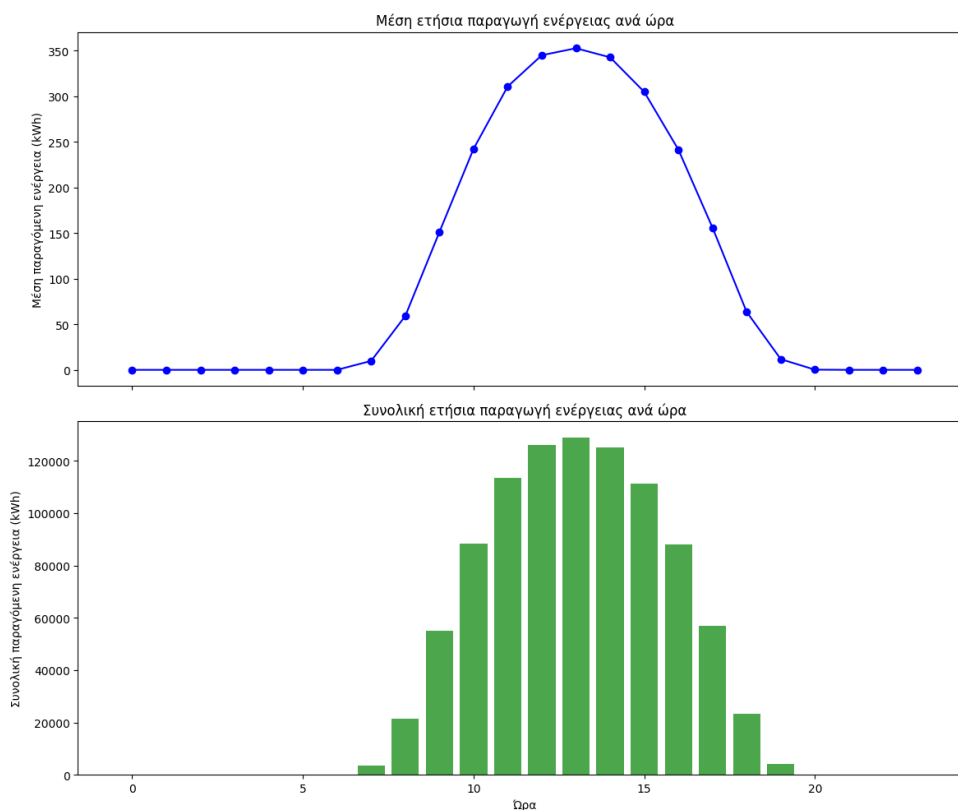
φωτοβολταϊκού συστήματος, όπως αυτή υπολογίζεται από το λογισμικό. Με αυτόν τον τρόπο, είναι δυνατή η λεπτομερής αξιολόγηση της επίδρασης της ημερήσιας και εποχιακής διακύμανσης τόσο της παραγωγής όσο και της ζήτησης, παρέχοντας μια πιο ακριβή εκτίμηση του βαθμού ταυτοχρονισμού.

Η ανάλυση διαφορετικών σεναρίων ταυτοχρονισμού επιτρέπει την αξιολόγηση της αποτελεσματικότητας του συστήματος υπό διαφορετικές συνθήκες λειτουργίας και καταναλωτικές συμπεριφορές. Στην περίπτωση μας, η μελέτη επικεντρώνεται σε δύο διακριτές χρονικές περιόδους (2022 και 2023) επιτρέποντας τη σύγκριση της πραγματικής κατανάλωσης με την εκτιμώμενη παραγωγή του Φ/Β και τη διαμόρφωση μιας πιο ολοκληρωμένης εικόνας της αλληλεπίδρασης παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας

5.3.1 Ανάλυση Ταυτοχρονισμού για το έτος 2022

Η ανάλυση του ταυτοχρονισμού για το έτος 2022 αποκαλύπτει ένα ικανοποιητικό επίπεδο συσχέτισης μεταξύ της εκτιμώμενης παραγωγής του φωτοβολταϊκού συστήματος και της κατανάλωσης του λατομείου. Με συνολική ετήσια παραγωγή 945.901,06 kWh και μέση ημερήσια κατανάλωση 2.826,49 kWh, το σύστημα κατάφερε να καλύψει το 36,59% των ενεργειακών αναγκών της μονάδας μέσω άμεσης ιδιοκατανάλωσης.

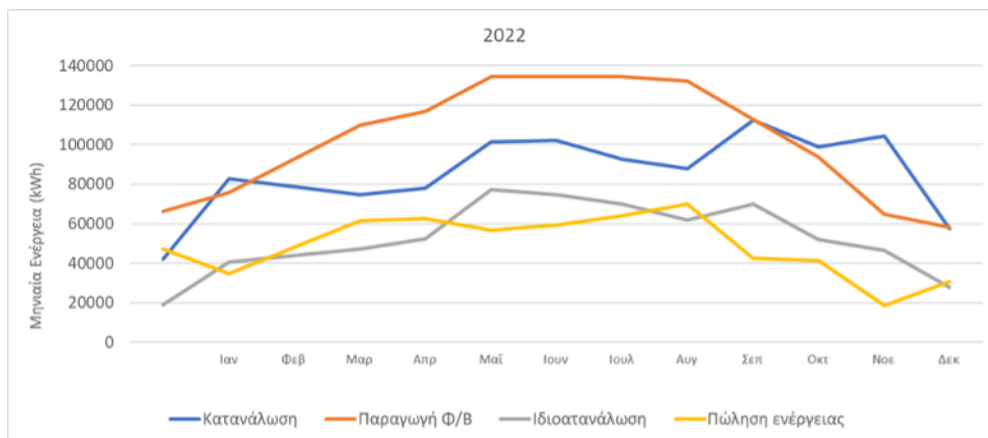
Το ωριαίο προφίλ παραγωγής παρουσιάζει την τυπική κατανομή ενός φωτοβολταϊκού συστήματος, με την παραγωγή να ξεκινά στις 06:00 και να ολοκληρώνεται στις 20:00. Η μέγιστη παραγωγή παρατηρείται κατά τις μεσημβρινές ώρες, με αιχμή στις 13:00 (μέση ωριαία παραγωγή 352,70 kWh), ακολουθούμενη από τις 12:00 (345,09 kWh) και τις 14:00 (342,73 kWh).



Διάγραμμα 7. Μέση (πάνω) και συνολική (κάτω) ετήσια παραγωγή ενέργειας από το Φ/Β σύστημα για δεδομένα προσομοίωσης με βάση τη κατανάλωση του λατομείου το 2022.

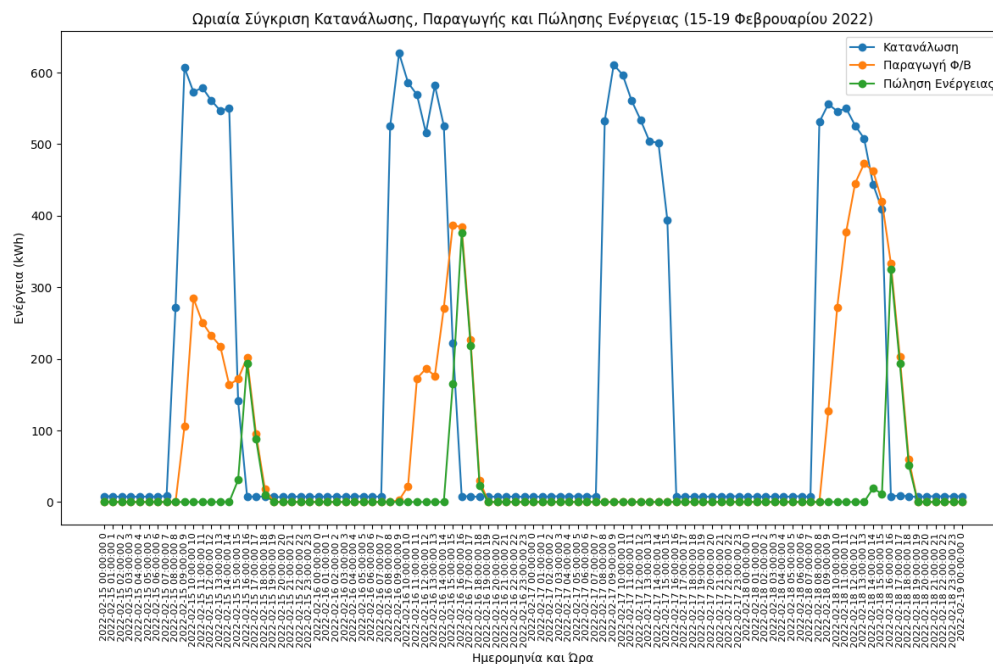
Η εποχική ανάλυση αναδεικνύει σημαντικές διακυμάνσεις τόσο στην παραγωγή όσο και στην κατανάλωση. Χαρακτηριστικά:

- Το καλοκαίρι (Ιούνιος-Αύγουστος) παρατηρείται η υψηλότερη παραγωγή, με τον Αύγουστο να σημειώνει την κορυφαία μηνιαία παραγωγή (94.388,56 kWh)
- Η χειμερινή περίοδος (Νοέμβριος-Ιανουάριος) χαρακτηρίζεται από μειωμένη παραγωγή, με ελάχιστη τον Δεκέμβριο (57.077,73 kWh)
- Η υψηλότερη κατανάλωση καταγράφεται τον Σεπτέμβριο (106.894 kWh) και η χαμηλότερη τον Δεκέμβριο (57.077,73 kWh)

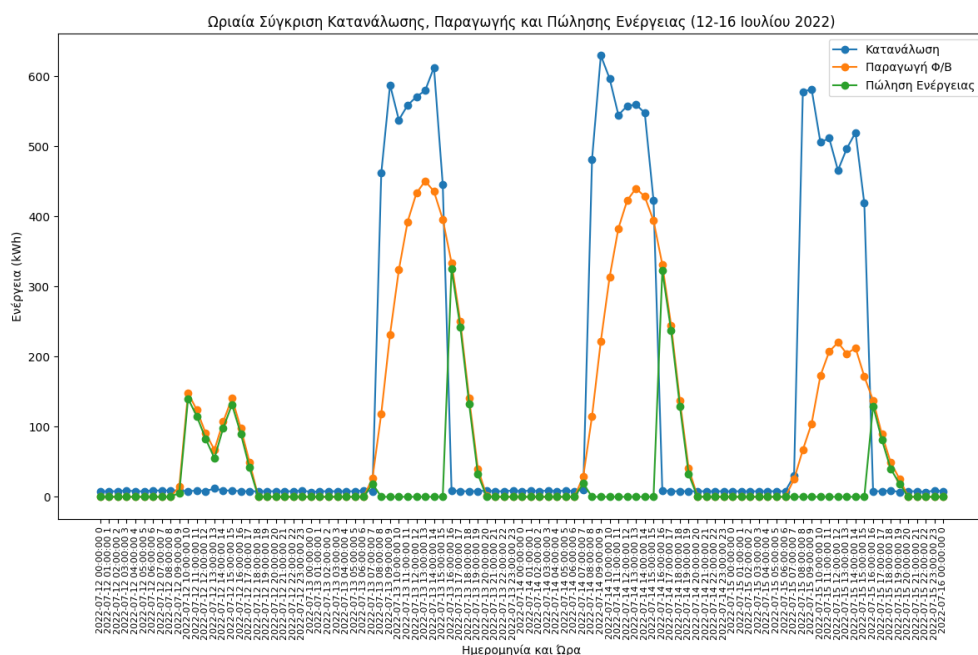


Διάγραμμα 8. Μηνιαία σύγκριση κατανάλωσης, παραγωγής και πώλησης ενέργειας της επιχείρησης με βάση τη κατανάλωση του 2022.

Για την καλύτερη κατανόηση της δυναμικής του ταυτοχρονισμού, μελετήθηκαν δύο αντιπροσωπευτικά τετράημερα του έτους 2022, ένα χειμερινό (Φεβρουάριος) και ένα θερινό (Ιούλιος).



Διάγραμμα 9. Ταυτοχρονισμός παραγωγής-κατανάλωσης - Αντιπροσωπευτικό τετράημερο Φεβρουαρίου 2022.



Διάγραμμα 10. Ταυτοχρονισμός παραγωγής-κατανάλωσης - Αντιπροσωπευτικό τετράημερο Ιουλίου 2022.

Η αναλογία μεταξύ της ενέργειας που διοχετεύεται στο δίκτυο προς αυτή που αγοράζεται είναι 0,83, υποδεικνύοντας μια σχετικά ισορροπημένη ανταλλαγή ενέργειας με το δίκτυο. Από τη συνολική παραγωγή των φωτοβολταϊκών, 517.495,78 kWh (54,71%) αξιοποιούνται άμεσα από το λατομείο, ενώ το υπόλοιπο διοχετεύεται στο δίκτυο και

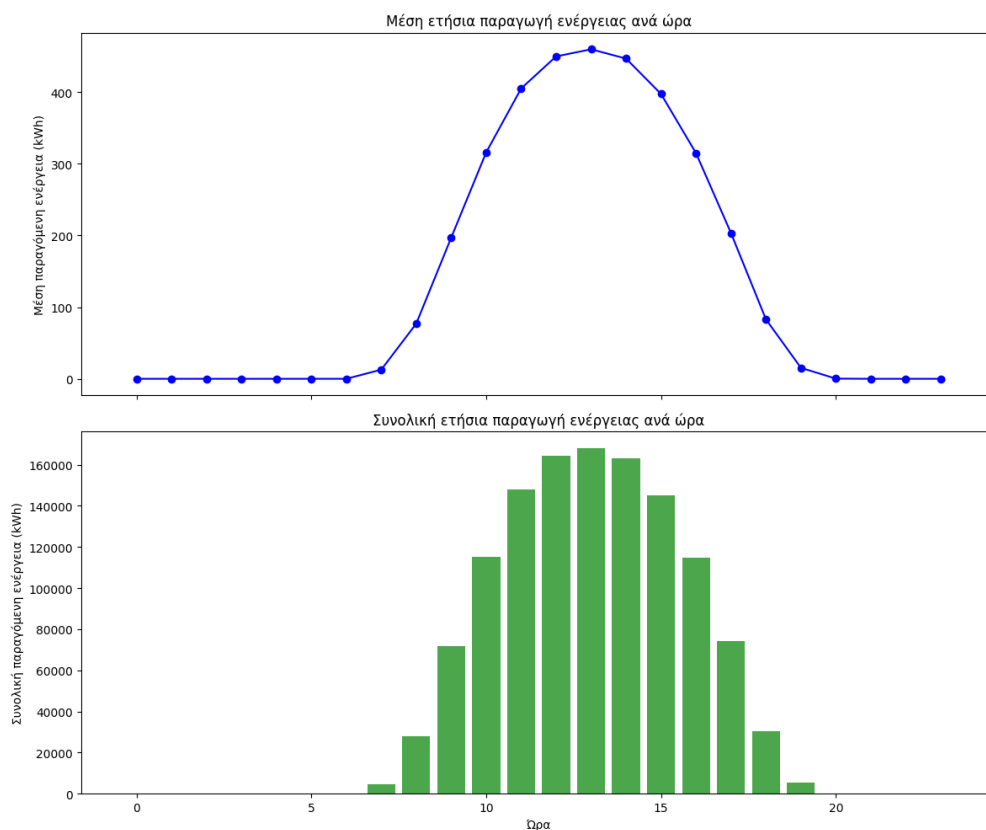
αποζημιώνεται με την τιμή της χονδρεμπορικής τιμής ενέργειας μέσω του καθεστώτος του ταυτοχρονισμένου συμψηφισμού.

5.3.2 Ανάλυση Ταυτοχρονισμού για το έτος 2023

Η ανάλυση του 2023 παρουσιάζει σημαντική βελτίωση στους δείκτες ταυτοχρονισμού σε σύγκριση με το προηγούμενο έτος. Με συνολική ετήσια παραγωγή 1.233.247,98 kWh και μέση ημερήσια κατανάλωση 2.591,17 kWh, το σύστημα πετυχαίνει αυξημένο ποσοστό κάλυψης της κατανάλωσης, φτάνοντας το 40,03% έναντι 36,59% του 2022.

Το ημερήσιο προφίλ παραγωγής παρουσιάζει παρόμοια χαρακτηριστικά με το προηγούμενο έτος, αλλά με σημαντικά υψηλότερες τιμές παραγωγής:

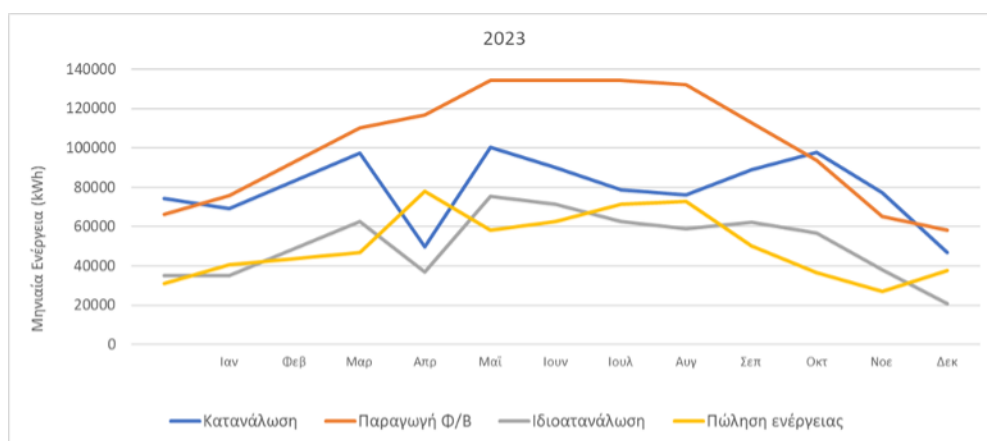
- Η παραγωγική περίοδος εκτείνεται από τις 06:00 έως τις 20:00
- Το διάστημα αιχμής μετατοπίζεται ελαφρώς, με μέγιστη παραγωγή στις 13:00 (μέση ωριαία παραγωγή 459,84 kWh)
- Υψηλή παραγωγή διατηρείται για μεγαλύτερο διάστημα της ημέρας, με τέσσερις συνεχόμενες ώρες (11:00-14:00) να ξεπερνούν τα 400 kWh μέσης ωριαίας παραγωγής



Διάγραμμα 11. Μέση (πάνω) και συνολική (κάτω) ετήσια παραγωγή ενέργειας από το Φ/Β σύστημα για δεδομένα προσομοίωσης με βάση τη κατανάλωση του λατομείου το 2023.

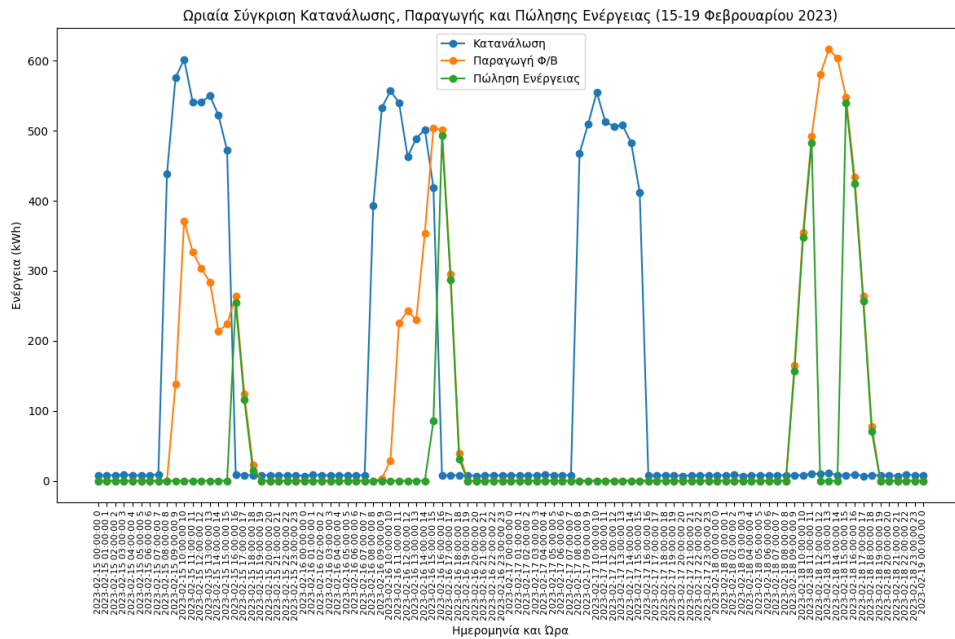
Η μηνιαία ανάλυση αποκαλύπτει μια πιο ομοιόμορφη κατανομή της παραγωγής και κατανάλωσης:

- Οι θερινοί μήνες διατηρούν την υπεροχή στην παραγωγή, με τον Ιούνιο να σημειώνει την υψηλότερη μηνιαία παραγωγή (124.177,92 kWh)
- Η χειμερινή περίοδος εμφανίζει βελτιωμένη απόδοση σε σχέση με το 2022, με τον Δεκέμβριο να παράγει 74.416,80 kWh
- Ο Μάρτιος εμφανίζει την υψηλότερη κατανάλωση (99.515 kWh), ενώ ο Απρίλιος τη χαμηλότερη (58.251 kWh)

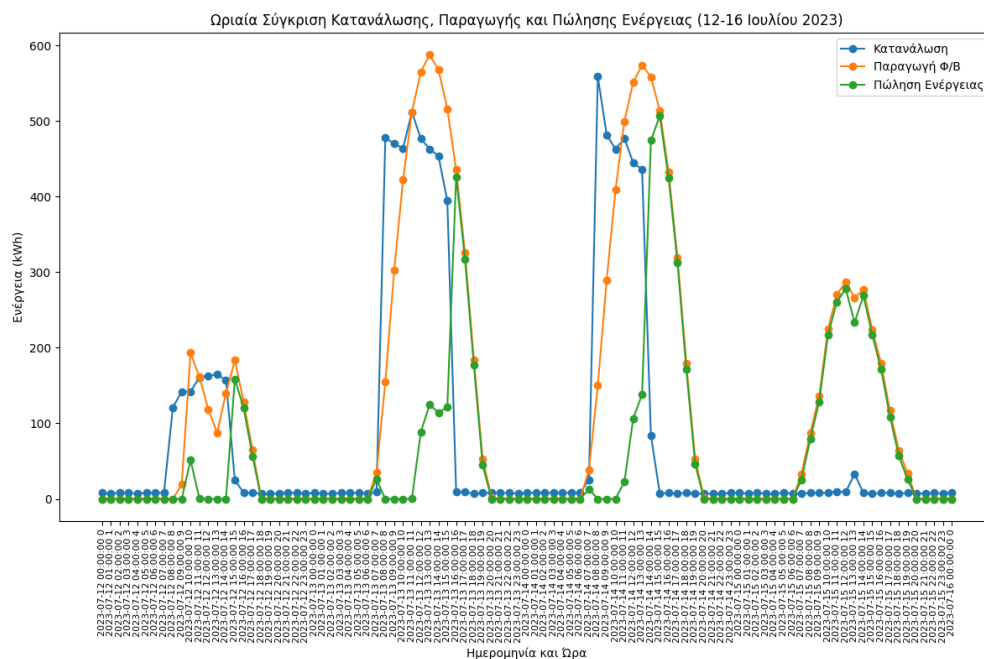


Διάγραμμα 12. Μηνιαία σύγκριση κατανάλωσης, παραγωγής και πώλησης ενέργειας της επιχείρησης με βάση τη κατανάλωση του 2022.

Ιδιαίτερα σημαντική βελτίωση παρατηρείται στην ενεργειακή ανταλλαγή με το δίκτυο. Η αναλογία μεταξύ της ενέργειας που διοχετεύεται στο δίκτυο προς αυτή που αγοράζεται σχεδόν διπλασιάζεται, φτάνοντας το 1,62 από 0,83 του προηγούμενου έτους. Από τη συνολική παραγωγή, 615.277,73 kWh (49,89%) καταναλώνονται άμεσα από το λατομείο, ενώ το πλεόνασμα διοχετεύεται στο δίκτυο και αποζημιώνεται με την τιμή της χονδρεμπορικής τιμής ενέργειας μέσω του καθεστώτος του ταυτοχρονισμένου συμψηφισμού..



Διάγραμμα 13. Ταυτοχρονισμός παραγωγής-κατανάλωσης - Αντιπροσωπευτικό τετραήμερο Φεβρουαρίου 2023



Διάγραμμα 14. Ταυτοχρονισμός παραγωγής-κατανάλωσης - Αντιπροσωπευτικό τετραήμερο Ιουλίου 2023.

Σημειώνεται ότι το προφίλ παραγωγής Φ/Β παραμένει ίδιο μεταξύ των δύο ετών (2022 και 2023), καθώς προέρχεται από προσομοίωση ενός τυπικού έτους. Η βελτίωση στο ποσοστό αυτοκατανάλωσης το 2023 οφείλεται αποκλειστικά σε αλλαγές στο πραγματικό προφίλ κατανάλωσης της μονάδας, το οποίο παρουσιάζει καλύτερη χρονική αντιστοίχιση με την ημερήσια παραγωγή του Φ/Β συστήματος.

5.4 Επιλογή Συστήματος

Κατόπιν της παραπάνω ανάλυσης, επιλέγεται τελικά φωτοβολταϊκό σύστημα εγκατεστημένης ισχύος 767kWp, το οποίο θα καλύπτει σε σημαντικό βαθμό τις ενεργειακές ανάγκες του λατομείου, με ποσοστό αυτοκατανάλωσης γύρω στο 50%. Η εγκατάσταση αυτή προσαρμόζεται στις συγκεκριμένες ανάγκες λειτουργίας της επιχείρησης, η οποία δεν δραστηριοποιείται τα Σαββατοκύριακα, ενώ η ενέργεια που δεν αξιοποιείται θα πωλείται σε τιμή χονδρεμπορικής αγοράς. Με αυτόν τον τρόπο, επιτυγχάνεται τόσο η μείωση του κόστους ενέργειας όσο και η δυνατότητα κερδοφορίας από την πώληση της πλεονάζουσας ενέργειας, εξασφαλίζοντας την οικονομική βιωσιμότητα και την περιβαλλοντική συνείδηση του έργου.

6

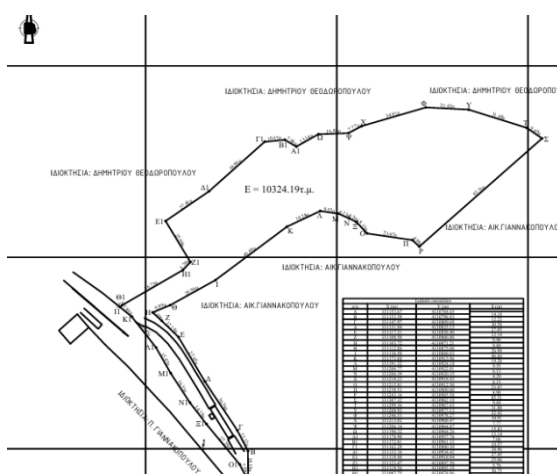
Τεχνική Μελέτη

Κεφάλαιο 6 – Τεχνική Μελέτη

Το παρόν κεφάλαιο παρουσιάζει την αναλυτική τεχνική μελέτη για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκού πάρκου ισχύος 767 kWp στην περιοχή Παραδείσια του Δήμου Μεγαλόπολης. Η μελέτη περιλαμβάνει την αναλυτική χωροθέτηση της εγκατάστασης, τη διαστασιολόγηση του απαραίτητου εξοπλισμού, τη χωρική διάταξη των φωτοβολταϊκών πλαισίων και τον υπολογισμό των ηλεκτρικών απωλειών του συστήματος. Ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στη βελτιστοποίηση της διάταξης των πάνελ και στην επιλογή του κατάλληλου εξοπλισμού, με στόχο τη μεγιστοποίηση της ενεργειακής απόδοσης και την ελαχιστοποίηση των απωλειών. Η μελέτη έχει πραγματοποιηθεί σύμφωνα με τα διεθνή πρότυπα και τις βέλτιστες πρακτικές σχεδιασμού φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων.

6.1 Χωροθέτηση Έργου

Το φωτοβολταϊκό πάρκο πρόκειται να χωροθετηθεί στην περιοχή Παραδείσια του Δήμου Μεγαλόπολης, στη θέση "Αη Γιώργης" του Νομού Αρκαδίας. Συγκεκριμένα, το έργο θα αναπτυχθεί σε γήπεδο συνολικής έκτασης 10.324,19 τ.μ., το οποίο βρίσκεται στο βόρειο τμήμα ενός ενεργού λατομείου.



Εικόνα 1. Το τοπογραφικό του γηπέδου, όπως μελετήθηκε το 2021 (αριστερά).

Εικόνα 1. Το τοπογραφικό του γηπέδου, όπως μελετήθηκε το 2021 (αριστερά). Δορυφορική φωτογραφία του σημείου τραβηγμένη από τους χάρτες της Google (δεξιά).

Η τοποθεσία χαρακτηρίζεται από τις ακόλουθες γεωγραφικές συντεταγμένες:

- Γεωγραφικό πλάτος: 37.31°B
- Γεωγραφικό μήκος: 22.10°A
- Υψόμετρο: 515 μέτρα

Το γήπεδο εγκατάστασης έχει ακανόνιστο πολυγωνικό σχήμα και οριοθετείται από 43 κορυφές (από Α έως Π1). Στο βόρειο και ανατολικό τμήμα του συνορεύει με ιδιοκτησία Δημητρίου Θεοδωρόπουλου, ενώ στο νότιο και δυτικό τμήμα με ιδιοκτησία Αικατερίνης Γιαννακοπούλου. Η θέση του γηπέδου σε σχέση με το λατομείο είναι ιδιαίτερα πλεονεκτική, καθώς βρίσκεται σε διαμορφωμένο πλάτωμα στο βόρειο άκρο της λατομικής δραστηριότητας, γεγονός που εξασφαλίζει σταθερότητα εδάφους και εύκολη πρόσβαση.



Εικόνα 2. Η θέση του γηπέδου σε σχέση με το λατομείο.

6.2 Διαστασιολόγηση Εξοπλισμού

Για τη βέλτιστη διαστασιολόγηση του φωτοβολταϊκού συστήματος επιλέχθηκαν υψηλής απόδοσης πάνελ και αντιστροφεείς τελευταίας τεχνολογίας. Συγκεκριμένα, το σύστημα θα αποτελείται από φωτοβολταϊκά πλαίσια (panels) τύπου JKM590N-72HL4-BDV

της Jinko Solar και αντιστροφείς (inverters) SG350HX της Sungrow. Η αναλυτική περιγραφή του εξοπλισμού που θα χρησιμοποιηθεί παρουσιάζεται στο επόμενο κεφάλαιο.

Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια είναι διπλής όψης (bifacial) με τεχνολογία N-type και διπλό γυαλί, προσφέροντας ονομαστική ισχύ 590Wp με απόδοση 22,84%. Οι αντιστροφείς SG350HX της Sungrow είναι τριφασικοί με ονομαστική ισχύ 350kW AC και μέγιστη απόδοση 99,02%.

Η διαστασιολόγηση του συστήματος πραγματοποιήθηκε λαμβάνοντας υπόψη τις ακόλουθες βασικές παραμέτρους που διασφαλίζουν την αξιόπιστη και αποδοτική λειτουργία της εγκατάστασης:

- Η μέγιστη τάση ανοικτού κυκλώματος κάθε στοιχειοσειράς δεν πρέπει να υπερβαίνει τη μέγιστη τάση εισόδου των αντιστροφέων (1500V)
- Η κανονική ισχύς λειτουργίας και μέγιστη ισχύς αντιστροφέων στο συνεχές ρεύμα
- Η μέγιστη επιτρεπόμενη τάση των Φ/Β πλαισίων (1500V)
- Το μέγιστο ρεύμα κάθε στοιχειοσειράς
- Ο αριθμός εισόδων και ανιχνευτών MPPT κάθε αντιστροφέα
- Η μέγιστη επιτρεπόμενη ένταση ρεύματος αντιστροφέα ανά είσοδο (40A) και ανά MPPT (60A)
- Το εύρος τάσης εισόδου συνεχούς ρεύματος αντιστροφέα (500-1500V)
- Το εύρος τάσης εισόδου για λειτουργία MPPT
- Η καμπύλη απόδοσης του αντιστροφέα ως συνάρτηση της τάσης εισόδου
- Τα πλαίσια που συνδέονται σε κάθε MPPT πρέπει να έχουν ίδια κλίση και προσανατολισμό
- Στην παράλληλη σύνδεση περισσότερων στοιχειοσειρών σε ένα MPPT, αυτές πρέπει να αποτελούνται από τον ίδιο αριθμό πάνελ
- Ο λόγος ονομαστικής ισχύος του αντιστροφέα προς την ονομαστική ισχύ των συνδεδεμένων στοιχειοσειρών πρέπει να είναι 95-105%

Για τον υπολογισμό του μέγιστου αριθμού πλαισίων (N) ανά στοιχειοσειρά, λαμβάνουμε υπόψη:

$$V_{oc} \cdot (1 + \Delta T \cdot \beta) \cdot N < VDC_{max}$$

Όπου:

- V_{oc} : τάση ανοικτού κυκλώματος πάνελ (51,86V)
- ΔT : διαφορά θερμοκρασίας για -10°C , $\Delta T = 25 - (-10) = 35^{\circ}\text{C}$
- β : θερμοκρασιακός συντελεστής τάσης ($-0,25\%/^{\circ}\text{C}$)

- $V_{DC_{max}}$: μέγιστη DC τάση εισόδου του αντιστροφέα

Επομένως:

$$51,86 \cdot (1 + 35 \cdot 0,0025) \cdot N < 1500V \rightarrow N < 26,597$$

Άρα ο μέγιστος αριθμός πάνελ ανά στοιχειοσειρά είναι 26.

Για τον ελάχιστο αριθμό πάνελ ανά στοιχειοσειρά:

$$V_{mpp,min} = 42,88 \cdot (1 + (70 - 25) \cdot 0,0025) = 37,3V$$

$$M = \text{Ελάχιστη τάση MPP}(500V)/37,3V = 13,4$$

Συνεπώς, ο ελάχιστος αριθμός πάνελ ανά στοιχειοσειρά είναι 14.

Με βάση όλα τα παραπάνω και τις προσομοιώσεις στο PVsyst, η βέλτιστη διαστασιολόγηση του συστήματος περιλαμβάνει:

- 1300 φωτοβολταϊκά πλαίσια συνολικής ισχύος 767 kWp
- 50 στοιχειοσειρές των 26 πλαισίων
- 2 αντιστροφέις SG350HX συνολικής ισχύος 700 kW AC

Ο λόγος DC/AC είναι 1,096, εντός του επιτρεπτού εύρους 95-105%. Η μικρή υπερδιαστασιολόγηση της DC πλευράς είναι επιθυμητή καθώς τα 767 kWp μπορούν να επιτευχθούν μόνο υπό ιδανικές συνθήκες, ενώ η τυπική παραγωγή είναι σημαντικά χαμηλότερη λόγω απωλειών και περιβαλλοντικών συνθηκών.

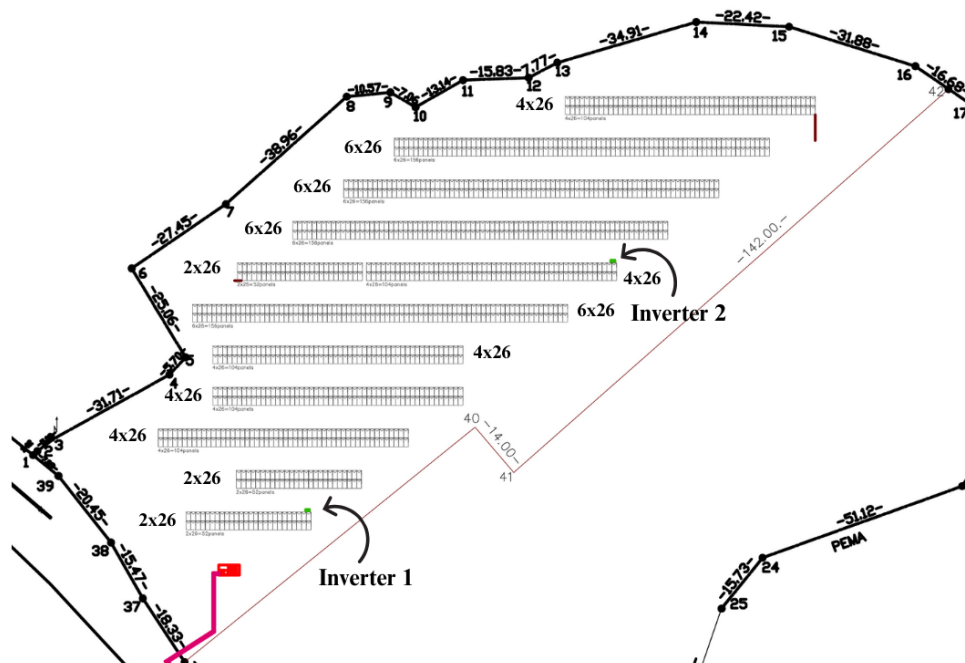
6.3 Χωρική Διάταξη Panel

Η χωροθέτηση των φωτοβολταϊκών πλαισίων πραγματοποιήθηκε στο βόρειο τμήμα του λατομείου, σε μια διαμορφωμένη επίπεδη έκταση που εξασφαλίζει την βέλτιστη εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας. Η συνολική διάταξη του συστήματος περιλαμβάνει 11 συστοιχίες φωτοβολταϊκών πλαισίων με κλιμακωτό μήκος, προσαρμοσμένες στη διαθέσιμη έκταση.

Συγκεκριμένα, η χωροθέτηση των panels ακολουθεί τα εξής χαρακτηριστικά:

- Διάταξη: 11 παράλληλες συστοιχίες μεταβαλλόμενου μήκους
- Απόσταση μεταξύ σειρών: 6,60m για αποφυγή σκιάσεων
- Συνολικό μήκος εγκατάστασης: περίπου 200m
- Συνολικό πλάτος εγκατάστασης: περίπου 70m
- Τριών μεγεθών συστοιχίες:
 - Μικρού μεγέθους συστοιχία: 2 στοιχειοσειρών από 26 panels η κάθε μια
= 52 panels

- Μεσαίου μεγέθους συστοιχία: 4 στοιχειοσειρών από 26 panels η κάθε μια = 102 panels
- Μεγάλου μεγέθους συστοιχία: 6 στοιχειοσειρών από 26 panels η κάθε μια = 154 panels



Εικόνα 3. Κάτοψη χωροθέτησης φωτοβολταϊκών πλαισίων

Η τοποθεσία επιλέχθηκε λαμβάνοντας υπόψη:

- Την απουσία εμποδίων που θα μπορούσαν να προκαλέσουν σκιάσεις
- Την εύκολη πρόσβαση για εργασίες συντήρησης
- Την εγγύτητα με το σημείο διασύνδεσης στο δίκτυο
- Τη διαμορφωμένη επίπεδη επιφάνεια που ελαχιστοποιεί τις απαιτούμενες χωματουργικές εργασίες

Οι συστοιχίες έχουν διαταχθεί με κλιμακωτό τρόπο, με τις μεγαλύτερες σε μήκος να βρίσκονται στο κέντρο της εγκατάστασης και τις μικρότερες στα άκρα, προσαρμοζόμενες στα όρια του διαθέσιμου χώρου. Η διάταξη αυτή επιτρέπει τη μέγιστη αξιοποίηση της διαθέσιμης έκτασης, διατηρώντας παράλληλα τις απαραίτητες αποστάσεις μεταξύ των σειρών για την αποφυγή αλληλοσκιάσεων.



Εικόνα 4. Δορυφορική απεικόνιση χωροθέτησης με επισήμανση συστοιχιών.

6.4 Υπολογισμός Πτώσης Τάσης Καλωδίων

Η ανάλυση πτώσης τάσης διαχωρίζεται σε δύο βασικά τμήματα: το DC τμήμα των καλωδιώσεων και το AC τμήμα. Το σύστημα αποτελείται από δύο αντιστροφείς (SG350HX και SG50CX-P2), με 25 στοιχειοσειρές (strings) ο καθένας. Κάθε στοιχειοσειρά περιλαμβάνει 26 πάνελ συνδεδεμένα εν σειρά, με τάση λειτουργίας στο σημείο μέγιστης ισχύος (V_{mpp}) 1107,3V.

Τα καλώδια DC που χρησιμοποιούνται είναι:

- Διατομής 6mm² για τις στοιχειοσειρές 1-19
- Διατομής 10mm² για τις στοιχειοσειρές 20-25

Τα αποτελέσματα των υπολογισμών έδειξαν:

- Μέγιστη πτώση τάσης: 1,45% (στις στοιχειοσειρές 8 και 9)
- Ελάχιστη πτώση τάσης: 0,44% (στις στοιχειοσειρές 20-25)
- Μέση πτώση τάσης DC τμήματος: 0,81%

DC CABLES																			
TMHMA	STRING No	Panels in series	Vmp (V)	CROSS SECTION (mm2)	CURRENT RATING (A)	f	MAX CURRENT (A)	R 20°C (Ω/km)	R 70°C (Ω/km)	Plus (m)	Minus (m)	Real length (m)	ΔL (km)	ΔV (V)	ΔV (%)	Rating	PA (W)	EPA (W)	PA (%)
Inverter 1 SG350HX	1	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	110	120	240	0,24	13,26	1,20%	1,2	180,6	3.047,30	0,81%
	2	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	100	110	220	0,22	12,15	1,10%	1,1	165,5		
	3	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	90	100	200	0,2	11,05	1,00%	1	150,5		
	4	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	85	95	190	0,19	10,5	0,95%	0,95	143		
	5	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	85	175	0,175	9,67	0,87%	0,87	131,7		
	6	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	90	80	180	0,18	9,94	0,90%	0,9	135,4		
	7	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	95	90	195	0,195	10,77	0,97%	0,97	146,7		
	8	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	140	140	290	0,29	16,02	1,45%	1,45	218,2		
	9	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	140	140	290	0,29	16,02	1,45%	1,45	218,2		
	10	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	55	75	140	0,14	7,73	0,70%	0,7	105,3		
	11	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	12	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	13	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	14	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	15	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	16	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	17	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	18	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	19	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	20	26	1107,3	10	75	0,45	33,75	1,95	2,33	80	65	155	0,155	4,93	0,44%	0,44	67,1		
	21	26	1107,3	10	75	0,45	33,75	1,95	2,33	80	65	155	0,155	4,93	0,44%	0,44	67,1		
	22	26	1107,3	10	75	0,45	33,75	1,95	2,33	80	65	155	0,155	4,93	0,44%	0,44	67,1		
	23	26	1107,3	10	75	0,45	33,75	1,95	2,33	80	65	155	0,155	4,93	0,44%	0,44	67,1		
	24	26	1107,3	10	75	0,45	33,75	1,95	2,33	80	65	155	0,155	4,93	0,44%	0,44	67,1		
	25	26	1107,3	10	75	0,45	33,75	1,95	2,33	80	65	155	0,155	4,93	0,44%	0,44	67,1		
Inverter 2 SG50CK-P2	1	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	110	120	240	0,24	13,26	1,20%	1,2	180,6	3.047,30	0,81%
	2	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	100	110	220	0,22	12,15	1,10%	1,1	165,5		
	3	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	90	100	200	0,2	11,05	1,00%	1	150,5		
	4	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	85	95	190	0,19	10,5	0,95%	0,95	143		
	5	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	85	175	0,175	9,67	0,87%	0,87	131,7		
	6	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	90	80	180	0,18	9,94	0,90%	0,9	135,4		
	7	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	95	90	195	0,195	10,77	0,97%	0,97	146,7		
	8	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	140	140	290	0,29	16,02	1,45%	1,45	218,2		
	9	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	140	140	290	0,29	16,02	1,45%	1,45	218,2		
	10	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	55	75	140	0,14	7,73	0,70%	0,7	105,3		
	11	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	12	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	13	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	14	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	15	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	16	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	17	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	18	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	19	26	1107,3	6	55	0,45	24,75	3,39	4,06	80	65	155	0,155	8,56	0,77%	0,77	116,6		
	20	26	1107,3	10	75	0,45	33,75	1,95	2,33	80	65	155	0,155	4,93	0,44%	0,44	67,1		
	21	26	1107,3	10	75	0,45	33,75	1,95	2,33	80	65	155	0,155	4,93	0,44%	0,44	67,1		
	22	26	1107,3	10	75	0,45	33,75	1,95	2,33	80	65	155	0,155	4,93	0,44%	0,44	67,1		
	23	26	1107,3	10	75	0,45	33,75	1,95	2,33	80	65	155	0,155	4,93	0,44%	0,44	67,1		
	24	26	1107,3	10	75	0,45	33,75	1,95	2,33	80	65	155	0,155	4,93	0,44%	0,44	67,1		
	25	26	1107,3	10	75	0,45	33,75	1,95	2,33	80	65	155	0,155	4,93	0,44%	0,44	67,1		
ΣΥΝΟΛΟ	50	1300								4.370	4.020	8.890	8,89	8,95			6.094,60	6.094,60	0,81%

Πίνακας 2. Αναλυτικός πίνακας απωλειών του DC τμήματος

Η AC καλωδίωση χωρίζεται σε τρία βασικά τμήματα:

- ΓΠΧΤ - Πίνακας Φ/Β: 2×240mm², μήκος 5m, πτώση τάσης 0,03%
- Πίνακας Φ/Β - Inverter 1: 1×120mm², μήκος 15m, πτώση τάσης 0,21%
- Πίνακας Φ/Β - Inverter 2: 1×120mm², μήκος 50m, πτώση τάσης 0,69%

Η συνολική πτώση τάσης στο AC τμήμα ανέρχεται σε 0,48%.

Οι συνολικές απώλειες ισχύος του συστήματος υπολογίστηκαν ως εξής:

- Απώλειες DC τμήματος: 6.094,60W (0,81%)
- Απώλειες AC τμήματος: 3.562,60W (0,48%)
- Συνολικές απώλειες: 9.657,23W (1,29%)

AC CABLES																		
ΤΜΗΜΑ			No. of cables	CROSS SECTION (mm2)	CURRENT RATING (A)	ε	MAX. CURRENT (A)	R 20°C (Ω/km)	R 70°C (Ω/km)	X 70°C (Ω/km)	Real length (m)	P (W)	Q (W)	ΔV (%)	Rating	PA (W)	ZPA (W)	PA (%)
ΓΠΧΤ - ΠΙΝΑΚΑΣ Φ/Β			2	240	1078	0.87	937.9	0.0377	0.045	0.032	5	739.017	321.472	0.03%	0.03	251.1		
ΠΙΝΑΚΑΣ Φ/Β - Inverter 1			1	120	371	0.87	322.8	0.153	0.183	0.128	15	369.508	160.736	0.21%	0.21	764.2	3.562.60	0.48%
ΠΙΝΑΚΑΣ Φ/Β - Inverter 2			1	120	371	0.87	322.8	0.153	0.183	0.128	50	369.508	160.736	0.69%	0.69	2.547.30		
ΣΥΝΟΛΟ											70					3.562.60	3.562.60	0.48%

Πίνακας 3. Αναλυτικός πίνακας απωλειών του AC τμήματος

Οι υπολογισθείσες πτώσεις τάσης βρίσκονται εντός των επιτρεπτών ορίων (<1% για

το DC τμήμα και $<1\%$ για το AC τμήμα) σύμφωνα με τα διεθνή πρότυπα και καλές πρακτικές. Η επιλογή των διατομών των καλωδίων έγινε με γνώμονα τη βελτιστοποίηση του κόστους εγκατάστασης και της ελαχιστοποίησης των ηλεκτρικών απωλειών. Ιδιαίτερη μέριμνα δόθηκε στις μεγαλύτερες διατομές (10mm^2) για τις απομακρυσμένες στοιχειοσειρές 20-25, επιτυγχάνοντας έτσι σημαντική μείωση των απωλειών.

Οι συνολικές μέγιστες απώλειες του συστήματος καλωδίωσης, που ανέρχονται σε $1,29\%$ κρίνονται ιδιαίτερα ικανοποιητικές για εγκατάσταση αυτού του μεγέθους, επιβεβαιώνοντας την ορθότητα του σχεδιασμού και της επιλογής των υλικών.

7

Εξοπλισμός

Κεφάλαιο 7 – Εξοπλισμός

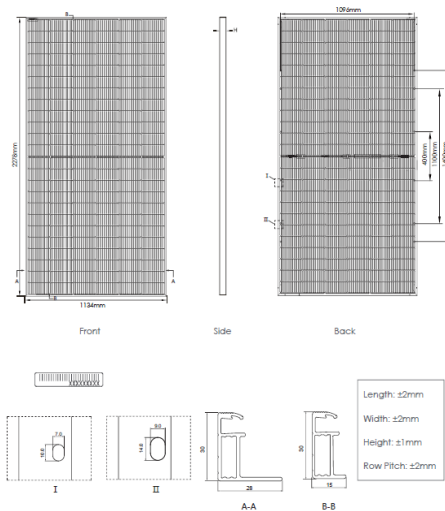
Μετά την ολοκλήρωση της τεχνικής μελέτης και των απαραίτητων υπολογισμών για τη διαστασιολόγηση του συστήματος, το παρόν κεφάλαιο εστιάζει στην αναλυτική παρουσίαση του επιλεγμένου εξοπλισμού της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης. Παρουσιάζονται λεπτομερώς τα τεχνικά χαρακτηριστικά και οι προδιαγραφές όλων των βασικών στοιχείων του συστήματος, από τα φωτοβολταϊκά πλαίσια και τους αντιστροφείς μέχρι τις βάσεις στήριξης και τον υποσταθμό μέσης τάσης. Ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στην ποιότητα και αξιοπιστία του εξοπλισμού, καθώς και στη συμβατότητα των επιμέρους στοιχείων μεταξύ τους, με στόχο τη μεγιστοποίηση της απόδοσης και τη διασφάλιση της μακροχρόνιας αξιόπιστης λειτουργίας της εγκατάστασης.

Ο σταθμός αποτελείται από 1.300 φωτοβολταϊκά πλαίσια υψηλής απόδοσης τύπου Jinko Solar JKM-590N-72HL4-BDV, με ονομαστική ισχύ 590 Wp το καθένα, τα οποία εδράζονται σε σταθερό διπάσσαλο σύστημα στήριξης σε διάταξη 2-Portrait. Για τη μετατροπή του συνεχούς ρεύματος σε εναλλασσόμενο χρησιμοποιούνται δύο αντιστροφείς Sungrow SG350-HX ονομαστικής ισχύος 350 kW έκαστος, ενώ η σύνδεση με το δίκτυο μέσης τάσης γίνεται μέσω υποσταθμού με μετασχηματιστή ανύψωσης τάσης 20 kV κλειστού τύπου. Η εγκατάσταση συμπληρώνεται από το απαραίτητο δίκτυο καλωδιώσεων, το σύστημα γείωσης και αντικεραυνικής προστασίας, καθώς και από ένα ολοκληρωμένο σύστημα ελέγχου και μετρήσεων για την παρακολούθηση της λειτουργίας του σταθμού.

7.1 Panel

Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια που επιλέχθηκαν για την εγκατάσταση είναι μονοκρυσταλλικού πυριτίου τύπου N-type υψηλής ποιότητας, διπλής όψεως με διπλό γυαλί, κατασκευασμένα από τη Jinko Solar, έναν από τους κορυφαίους κατασκευαστές φωτοβολταϊκών παγκοσμίως. Συγκεκριμένα, θα χρησιμοποιηθεί το μοντέλο JKM590N-72HL4-BDV της σειράς Tiger Neo, το οποίο διαθέτει μια σειρά από καινοτόμα χαρακτηριστικά που εξασφαλίζουν υψηλή απόδοση και αξιοπιστία.

Engineering Drawings

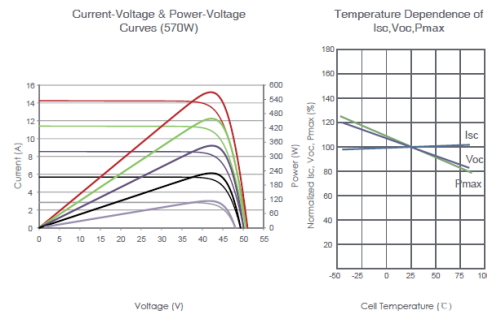


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (2×72)
Dimensions	2278×1134×30mm (89.69×44.65×1.18 inch)
Weight	32 kg (70.55 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM570N-72HL4-BDV		JKM575N-72HL4-BDV		JKM580N-72HL4-BDV		JKM585N-72HL4-BDV		JKM590N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp	580Wp	436Wp	585Wp	440Wp	590Wp	444Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42.29V	39.65V	42.44V	39.78V	42.59V	39.87V	42.74V	40.03V	42.88V	40.15V
Maximum Power Current (Imp)	13.48A	10.81A	13.55A	10.87A	13.62A	10.94A	13.69A	10.99A	13.76A	11.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.07V	48.51V	51.27V	48.70V	51.47V	48.89V	51.67V	49.08V	51.86V	49.26V
Short-circuit Current (Isc)	14.25A	11.50A	14.31A	11.55A	14.37A	11.60A	14.43A	11.65A	14.49A	11.70A
Module Efficiency STC (%)	22.07%		22.26%		22.45%		22.65%		22.84%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficient of Pmax	-0.29%/°C									
Temperature coefficient of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficient of Isc	0.045%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

5%	Maximum Power (Pmax)	599Wp	604Wp	609Wp	614Wp	620Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.17%	23.37%	23.57%	23.78%	23.98%
15%	Maximum Power (Pmax)	656Wp	661Wp	667Wp	673Wp	679Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.37%	25.60%	25.82%	26.04%	26.27%
25%	Maximum Power (Pmax)	713Wp	719Wp	725Wp	731Wp	738Wp
	Module Efficiency STC (%)	27.58%	27.82%	28.07%	28.31%	28.55%

*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

Εικόνα 5. Λεπτομέρειες του πλαισίου όπως τις προσφέρει ο κατασκευαστής.

Πηγή: [JKM560-580N-72HL4-BDV-F3-EN.ai](#)

Το πλαίσιο αποτελείται από 144 κυψέλες (2×72) και προσφέρει ονομαστική ισχύ

590Wp με εξαιρετική απόδοση 22,84% σε συνθήκες STC. Διαθέτει τεχνολογία SMBB (Smart Multi Busbar - κυψελών Πολλαπλών Διαύλων) για βελτιωμένη συλλογή ρεύματος και Hot 2.0 για μειωμένη υποβάθμιση απόδοσης (LID/LETID – Light-Induced Degradation/Light and Elevated Temperature-Induced Degradation). Οι διαστάσεις του είναι 2278×1134×30mm και το βάρος του 32kg, ενώ το πλαίσιο περιβάλλεται από ανοδιωμένο πλαίσιο αλουμινίου που προσφέρει αυξημένη μηχανική αντοχή σε φορτία ανέμου (2400 Pascal) και χιονιού (5400 Pascal).

Ιδιαίτερα σημαντικά είναι τα χαρακτηριστικά αξιοπιστίας και εγγύησης του πλαισίου. Συγκεκριμένα, προσφέρεται εγγύηση προϊόντος 12 ετών και γραμμική εγγύηση απόδοσης 30 ετών με εξαιρετικά χαμηλή ετήσια υποβάθμιση 0,40%. Το πλαίσιο διαθέτει επίσης πιστοποίηση IP68 για το κυτίο διασύνδεσης και είναι πιστοποιημένο κατά IEC61215:2016 και IEC61730:2016, ενώ η παραγωγή του ακολουθεί τα πρότυπα ISO9001:2015, ISO14001:2015 και ISO45001:2018.

7.2 *Inverter*

Για τη μετατροπή του συνεχούς ρεύματος των φωτοβολταϊκών πλαισίων σε εναλλασσόμενο επιλέχθηκαν οι μετατροπείς SG350HX της Sungrow, ενός από τους κορυφαίους κατασκευαστές inverter παγκοσμίως. Πρόκειται για μετατροπείς στεγανού τύπου (βαθμός προστασίας IP66) κατάλληλους για εξωτερική εγκατάσταση, με εξαιρετικά μεγάλο εύρος θερμοκρασίας λειτουργίας από -30°C έως +60°C.



Εικόνα 6. Ο αντιστροφέας SG350HX.

Πηγή: [Multi Mppt String Inverter | SG350HX - Sungrow](#)

Τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά των μετατροπέων περιλαμβάνουν:

- Μέγιστη απόδοση 99,02% και ευρωπαϊκή απόδοση 98,8%
- 12 ανεξάρτητες εισόδους MPPT με δυνατότητα επέκτασης σε 14 ή 16
- Δυνατότητα σύνδεσης 2 στοιχειοσειρών ανά είσοδο MPPT
- Μέγιστη τάση εισόδου DC 1500V και εύρος τάσης MPPT 500-1500V
- Ονομαστική ισχύς εξόδου AC 352kVA στους 30°C (320kVA στους 40°C)
- Ενσωματωμένη προστασία από υπερτάσεις τύπου II τόσο στην DC όσο και στην AC πλευρά

Οι μετατροπείς είναι πλήρως εναρμονισμένοι με τις απαιτήσεις του ΔΕΔΔΗΕ και διαθέτουν όλες τις απαραίτητες πιστοποιήσεις για την αποφυγή του φαινομένου της νησιδοποίησης σύμφωνα με τα πρότυπα DIN VDE 0126-1-1 και EN 50549-1. Επιπλέον, διαθέτουν προηγμένες λειτουργίες όπως η αντιστάθμιση άεργου ισχύος κατά τη διάρκεια της νύχτας (Q at night), έξυπνη διάγνωση καμπυλών I-V και δυνατότητα επικοινωνίας μέσω RS485 ή PLC για την απομακρυσμένη παρακολούθηση και έλεγχο της λειτουργίας τους.

Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12 (Optional: 14 / 16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency / CEC	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch/ AC switch	Yes / No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1136*870*361 mm (44.7" * 34.3" * 14.2")
Weight	≤110 kg (≤242.5 lbs)
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66 (NEMA 4X)
Night power consumption	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C (-22 to 140 °F)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating) / 13123 ft (> 9843 ft derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ² / Max. 10AWG, optional 8AWG)
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ² / 789 Kcmil)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B
Grid support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud

Εικόνα 7. Χαρακτηριστικά του αντιστροφέα από το εγχειρίδιο που δίνει ο κατασκευαστής Sungrow

Πηγή: [Datasheet-Sungrow-SG350HX_V1.1.pdf](#)

7.3 Βάσεις Στήριξης Panel

Για τη στήριξη των φωτοβολταϊκών πλαισίων επιλέχθηκε το σύστημα SS189 της Aluamil, ένα εξειδικευμένο σύστημα σταθερών βάσεων για εγκαταστάσεις ελεύθερου πεδίου. Το σύστημα υιοθετεί διπάσσαλη διάταξη με τα πλαίσια τοποθετημένα σε διαμόρφωση 2-Portrait, με νότιο προσανατολισμό (μηδενικό αζιμούθιο) και κλίση 25°. Η εγκατάσταση έχει σχεδιαστεί ώστε τα πλαίσια να διατηρούν ελάχιστη απόσταση 0,8m από το έδαφος, ενώ η απόσταση μεταξύ διαδοχικών σειρών είναι 5,8m για την αποφυγή σκιάσεων.

SS189 Portrait - H2100 HELIOS Free Field



Εικόνα 8. Σύστημα στήριξης SS189 όπως το παρουσιάζει η Alupil Solar στο φύλλο δεδομένων προϊόντος.

Πηγή: [PDS-SS189.Landscape-1.pdf](https://pds-ss189.landscape-1.pdf)

Η κατασκευή βασίζεται σε δύο βασικά δομικά στοιχεία:

- Πασσάλους από γαλβανισμένο εν θερμώ χάλυβα που εγκαθίστανται με τη μέθοδο της πασσαλόμπτυξης
- Κεκλιμένες δοκούς από γαλβανισμένο εν θερμώ χάλυβα που διαμορφώνουν τα τρίγωνα στήριξης

TECHNICAL DETAILS		Profile	H2055	H2060	H2070	H2080	H2090
	W = width (mm)	52					
	H = Height (mm)	60	60	70	80	90	
	Weight (kg/m)	1,370	1,486	1,641	1,804	1,973	
	Lengths (m)	Engineered to order					

Εικόνα 9. Τεχνικά χαρακτηριστικά του SS189 από το φύλλο δεδομένων του προϊόντος

Πηγή: [PDS-SS189.Landscape-1.pdf](https://pds-ss189.landscape-1.pdf)

Το σύστημα διαθέτει ειδική επικάλυψη κατά της διάβρωσης σύμφωνα με το πρότυπο ISO 1461, ενώ περιλαμβάνει και ειδικά εξαρτήματα από πολυαμίδιο για την αποφυγή άμεσης επαφής μεταξύ χάλυβα και αλουμινίου, προστατεύοντας από ηλεκτροχημική διάβρωση. Το σύστημα έχει σχεδιαστεί για να ακολουθεί το φυσικό ανάγλυφο του εδάφους, ελαχιστοποιώντας την ανάγκη για χωματουργικές εργασίες.



Εικόνα 10. Μπροστά/πλάγια (αριστερά) και πίσω όψη (δεξιά) του συστήματος στήριξης με Φ/Β πλαίσια

Η κατασκευή συνοδεύεται από 20ετή εγγύηση και είναι πιστοποιημένη σύμφωνα με τους Ευρωκώδικες 1, 3 και 9, διαθέτοντας επίσης πιστοποιήσεις ISO 9001, ISO 14001 και ISO 50001. Η εγκατάσταση θα πραγματοποιηθεί από εξειδικευμένο συνεργείο, τηρώντας όλες τις προδιαγραφές ασφαλείας και τις απαιτήσεις της ισχύουσας νομοθεσίας.

7.4 Υποσταθμός Μέσης Τάσης

Για τη διασύνδεση του φωτοβολταϊκού σταθμού με το δίκτυο Μέσης Τάσης του ΔΕΔΔΗΕ και τη μετατροπή της παραγόμενης τάσης από τα 800V AC στα 20kV, απαιτείται η εγκατάσταση ενός υποσταθμού ανύψωσης τάσης. Ο υποσταθμός στεγάζεται σε προκατασκευασμένο οικίσκο διαστάσεων 5,00×2,5×2,5m (Μ×Π×Υ) και περιλαμβάνει όλο τον απαραίτητο εξοπλισμό μέσης και χαμηλής τάσης για την ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του σταθμού, συμπεριλαμβανομένων των πεδίων προστασίας, του μετασχηματιστή ισχύος και των συστημάτων ελέγχου.

7.4.1 Γενική Περιγραφή

Ο υποσταθμός θα στεγαστεί σε ειδικά σχεδιασμένο προκατασκευασμένο οικίσκο, κατάλληλο για την εγκατάσταση ηλεκτρολογικού εξοπλισμού μέσης και χαμηλής τάσης. Ο χώρος θα διαιρείται σε τρία ανεξάρτητα διαμερίσματα: έναν χώρο για τον εξοπλισμό χαμηλής τάσης (Χ.Τ.), έναν για τον εξοπλισμό μέσης τάσης (Μ.Τ.) και έναν για τον μετασχηματιστή (Μ/Σ).

Ο οικίσκος θα διαθέτει χαλύβδινο σκελετό, κατάλληλα διαστασιολογημένο ώστε να παραλαμβάνει με ασφάλεια όλα τα φορτία κατά τη μεταφορά και λειτουργία. Η περιμετρική

τοιχοποιία θα αποτελείται από θερμομονωτικά πάνελ πολυουρεθάνης πάχους 50mm, ενώ η οροφή θα είναι κατασκευασμένη από τραπεζοειδούς διατομής πάνελ πολυουρεθάνης ίδιου πάχους, εξασφαλίζοντας άριστη θερμομόνωση και πλήρη στεγανότητα. Στα σημεία σύνδεσης μεταξύ οροφής και τοιχωμάτων θα τοποθετείται ειδικό στεγανοποιητικό υλικό υψηλής αντοχής στις θερμοκρασιακές μεταβολές (SIKAFLEX AT FAÇADE).

Η πρόσβαση στον εξοπλισμό θα γίνεται μέσω τριών δίφυλλων μεταλλικών θυρών διαστάσεων 2000×2150mm, μία για κάθε διαμέρισμα. Οι θύρες θα διαθέτουν στόμια αερισμού διαστάσεων 400×400mm, με τα στόμια του χώρου Χαμηλής Τάσης να φέρουν επιπλέον φίλτρο αέρα και χειροκίνητο κλείστρο. Το δάπεδο θα αποτελείται από κόντρα πλακέ πάχους 18mm με επίστρωση πλαστικού δαπέδου, ενώ στην κάτω πλευρά του θα έχει επιστρωθεί με μονωτικό πίσσας ή γαλβανισμένη λαμαρίνα πάχους 0,8mm.

Ο οικίσκος θα τοποθετηθεί σε προκατασκευασμένη βάση από οπλισμένο σκυρόδεμα, όπου και θα πακτωθεί με κατάλληλα βύσματα. Η μεταφορά του θα γίνει με ειδικά σημεία ανάρτησης που θα προβλεφθούν στη βάση του και θα είναι σχεδιασμένα να παραλαμβάνουν όλα τα φορτία κατά τη διάρκεια της φόρτωσης και εκφόρτωσης.

7.4.2 Εξοπλισμός Μέσης Τάσης

Ο πίνακας Μέσης Τάσης θα αποτελείται από τυποποιημένα πεδία τύπου UniSec της ABB, κατάλληλα για εσωτερική εγκατάσταση, με ονομαστική τάση λειτουργίας 24kV. Συγκεκριμένα, θα περιλαμβάνει δύο πεδία: το πεδίο εισόδου από ΔΕΗ και το πεδίο προστασίας του μετασχηματιστή.

Το πεδίο εισόδου ΔΕΗ (τύπου UniSec SDC) θα έχει διαστάσεις 500×1070×1700mm και θα περιλαμβάνει:

- Τρεις μπάρες χαλκού 630A
- Διακόπτη φορτίου SF6 τύπου GSec/T1 (24kV/630A/16kA) με γειωτή
- Τρεις χωρητικούς καταμεριστές τάσης με ενδεικτικές λυχνίες
- Τρία αλεξικέραυνα γραμμής (21kV/10kA)
- Τρεις αισθητήρες τάσης KEVA 24B21 με αντίστοιχους μετατροπείς σήματος

Το πεδίο προστασίας Μ/Σ (τύπου UniSec SBC) θα έχει διαστάσεις 750×1180×1700mm και θα περιλαμβάνει:

- Τρεις μπάρες χαλκού 630A
- Διακόπτη φορτίου SF6 τύπου GSec/IB (24kV/630A/16kA) με γειωτή
- Αυτόματο διακόπτη ισχύος SF6 τύπου HD4/R-230 (24kV/630A/16kA)

- Ηλεκτρονόμο δευτερογενούς προστασίας REF 615 με προστασίες υπερέντασης, βραχυκυκλώματος και σφάλματος γης
- Τρεις αισθητήρες έντασης 250A κλάσης 0.5

Ονομαστική τάση	24 kV
Τάση λειτουργίας	20 kV
Ονομαστική συχνότητα	50 Hz
Αντοχή σε τάση βιομηχανικής συχνότητας (50/60 Hz x 1min)	50 kV
Ονομαστική αντοχή κρουστικής τάσης	125 kV
Ονομαστικό ρεύμα αντοχής βραχέως χρόνου Peak current	16 / 20 kA (3s) 40 / 52,5 kA
Ονομαστικό ρεύμα αντοχής σε εσωτερικό τόξο (IAC – AFL) ή (IAC – AFLR)	12,5 kA 16 ή 21 KA (1s)
Ονομαστική ένταση κύριων ζυγών (40°C)	630 A
Περιοχή θερμοκρασίας λειτουργίας	-5 to +40°C
Σχετική υγρασία εγκατάστασης	95%
Υψόμετρο εγκατάστασης	max 1000 m
Βαθμός προστασίας έναντι επαφής εξωτ. περιβλήματος	IP 3X
Βαθμός προστασίας μηχανικών χειριστηρίων	IP 3X
Βαθμός προστασίας μεταξύ εσωτερικών διαμερισμάτων έναντι επαφής	IP 2X
Βοηθητική τάση ελέγχου & σημάνσεων	220 VAC

Πίνακας 4. Τεχνικά χαρακτηριστικά πίνακα μέσης τάσης

Τα πεδία θα ικανοποιούν τις απαιτήσεις του προτύπου IEC 62271-200 και θα διαθέτουν βαθμό προστασίας IP3X για το εξωτερικό περίβλημα και IP2X για τα εσωτερικά διαμερίσματα. Η θερμοκρασία λειτουργίας θα είναι από -5°C έως +40°C, ενώ το μέγιστο υψόμετρο εγκατάστασης θα είναι 1000m. Ο εξοπλισμός θα συνοδεύεται από πλήρη

τεκμηρίωση που θα περιλαμβάνει μονογραμμικά σχέδια, οδηγίες χρήσης και συντήρησης, καθώς και πρωτόκολλα δοκιμών.

A/A	ΠΕΔΙΟ ΜΕΣΗΣ ΤΑΣΗΣ	ΤΥΠΟΣ ΔΙΑΚΟΠΤΙΚΟΥ ΜΕΣΟΥ	TEM
1	Πεδίο άφιξης Δ.Ε.Η. & Μέτρησης Κυψέλη UniSec SDC	Ενδεικτικές λυχνίες Τάσης <u>Τύπος : (VPIS)</u>	3
		Αλεξικέραυνα γραμμής 21 KV/10 KA <u>Τύπος : (PBP-21/10/C 10KA)</u>	3
		<u>Διακόπτη φορτίου</u> 3x630 A 24 KV με διαφράγματα και μηχανικά μανδαλωμένο γειωτή στο κάτω μέρος . <u>Τύπος : (GSec/T1 24.06.16)</u>	1
		Αισθητήρες Τάσης για μέτρηση και προστασία <u>Τύπος : (KEVA 24B21)</u>	3
		Μετατροπέας Σήματος Αισθητήρων Τάσης KEVA 24B21 για μέτρηση και προστασία <u>Τύπος : (AR4)</u>	3
		Αντίσταση συμπυκνωμάτων G-Sec <u>Τύπος : (HEATER G-Sec)</u>	1
	Πεδίο αναχώρησης - Προστασίας Μ/Σ	Ενδεικτικές λυχνίες Τάσης <u>Τύπος : (VPIS)</u>	3
		<u>Διακόπτη φορτίου</u> 3x630 A 24 KV με διαφράγματα και μηχανικά μανδαλωμένο γειωτή στο κάτω μέρος . <u>Τύπος : (GSec/T1 24.06.16)</u>	1
		<u>Αυτόματο διακόπτη ισχύος SF6</u> 24 KV/630 A/ <u>12.5KA</u> , με πηνίο εργασίας 220V , βοηθητικές επαφές , κλειδαριά στην θέση off .	1

3	με Α/Δ και ηλεκτρονική δευτερογενή μέσω του οργάνου <u>REF 615</u> Κυψέλη UniSec SBC _REF 615_Keca	<u>Τύπος : (HD4/R-Sec)</u>	
		Κινητήρας τάνυσης ελατηρίων HD4 <u>Τύπος : (M/HD4-HD/R)</u>	1
		Πηνίο ζεύξης HD4 <u>Τύπος : (YC/HD4-HD4/R)</u>	1
		Αισθητήρας έντασης 250Α Κλάση 05 συνεργαζόμενος με τον ηλεκτρονόμο REF 601 H50 100-240V <u>Τύπος : (KECA250B1)</u>	3
		Προγραμματιζόμενο ηλεκτρονόμο συρταρωτού τύπου , κατάλληλο για Πίνακες Μ.Τ.(Φ/Β Πάρκα), με Modbus TCP και οθόνη μετρήσεων . Προστασίες : 50/51P , 50N/51N, 68, 59, 59G,27, 49F, 51BF, 62BF, 81, 79, 25 . <u>Τύπος : (REF 615 100-240V – Web Browser)</u>	1
		Αντίσταση συμπυκνωμάτων G-Sec <u>Τύπος : (HEATER G-Sec)</u>	1

Πίνακας 5. Αναλυτικός πίνακας υλικών των πεδίων μέσης τάσης.

Ιδιαίτερη έμφαση θα δοθεί στα συστήματα προστασίας και αυτοματισμού, με τον ηλεκτρονόμο REF 615 να παρέχει εκτεταμένες δυνατότητες προστασίας και μετρήσεων, συμπεριλαμβανομένης της δυνατότητας απομακρυσμένης παρακολούθησης και ελέγχου μέσω πρωτοκόλλου επικοινωνίας Modbus TCP.

7.4.3 Εξοπλισμός Χαμηλής Τάσης

Ο πίνακας Χαμηλής Τάσης θα είναι μεταλλικός, αυτοστήρικτος, με δυνατότητα επίσκεψης του εξοπλισμού από εμπρός και θα αποτελείται από δύο τυποποιημένα πεδία διαστάσεων 1,4×2,0×0,6m (Μ×Υ×Β). Η κατασκευή θα είναι σύμφωνη με το πρότυπο IEC 439 και θα διαθέτει πιστοποιητικά δοκιμών τύπου.

Το πρώτο πεδίο θα περιλαμβάνει:

- Γενικό διακόπτη εισόδου από τον Μ/Σ τύπου T6L800R800PR221DS-LS/I 3P

- Μετασχηματιστές έντασης 1000/5A
- Ηλεκτρονικό πολυόργανο μέτρησης (A, V, Hz, kW)
- Αυτοματισμό προστασίας M/Σ
- Αντικεραυνική προστασία με απαγωγούς υπερτάσεων OVR T1+T2
- Δύο αυτόματους διακόπτες T5L 400 για την είσοδο των inverters

Ονομαστική τάση	24 kV
Τάση λειτουργίας	20 kV
Ονομαστική συχνότητα	50 Hz
Αντοχή σε τάση βιομηχανικής συχνότητας (50/60 Hz x 1min)	50 kV
Ονομαστική αντοχή κρουστικής τάσης	125 kV
Ονομαστικό ρεύμα αντοχής βραχέως χρόνου Peak current	16 / 20 kA (3s) 40 / 52,5 kA
Ονομαστικό ρεύμα αντοχής σε εσωτερικό τόξο (IAC – AFL)ή (IAC – AFLR)	12,5 kA 16 ή 21 KA (1s)
Ονομαστική ένταση κύριων ζυγών (40°C)	630 A
Περιοχή θερμοκρασίας λειτουργίας	-5 to +40°C
Σχετική υγρασία εγκατάστασης	95%
Υψόμετρο εγκατάστασης	max 1000 m
Βαθμός προστασίας έναντι επαφής εξωτ. περιβλήματος	IP 3X
Βαθμός προστασίας μηχανικών χειριστηρίων	IP 3X
Βαθμός προστασίας μεταξύ εσωτερικών διαμερισμάτων έναντι επαφής	IP 2X
Βοηθητική τάση ελέγχου & σημάτων	220 VAC

Πίνακας 6. Τεχνικά χαρακτηριστικά πίνακα χαμηλής τάσης.

Το δεύτερο πεδίο, που θα εξυπηρετεί τις βοηθητικές καταναλώσεις, θα περιλαμβάνει:

- Βοηθητικό M/Σ 10kVA 800/400V
- Διακόπτες προστασίας τύπου μικροαυτόματων για τα κυκλώματα φωτισμού και ρευματοδοτών

- Εξοπλισμό για την τροφοδοσία των κυκλωμάτων ελέγχου
- Χώρο για τον εξοπλισμό τηλεμετρίας

Η διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας θα γίνεται μέσω χάλκινων ζυγών κατάλληλης διατομής, με ονομαστική τάση 660V/50Hz. Τα υλικά θα είναι κατάλληλα για λειτουργία σε τάση 800V AC, ενώ η εσωτερική συρμάτωση θα γίνει με καλώδια H07V-K, με διατομές:

- 2,5mm² για κυκλώματα ρεύματος
- 1,5mm² για κυκλώματα τάσης και αυτοματισμού

Στο κάτω μέρος του πίνακα θα διαμορφωθεί χώρος για την είσοδο των καλωδίων, ενώ θα υπάρχει και ζυγός γείωσης για τη σύνδεση όλων των γειώσεων της εγκατάστασης. Ο πίνακας θα έχει βαθμό προστασίας IP43 και θα διαθέτει κατάλληλο σύστημα αερισμού για την απαγωγή της θερμότητας.

A / A	Π Ε Δ Ι Ο	Τ Υ Π Ο Σ Δ Ι Α Κ Ο Π Τ Ι Κ Ο Υ Μ Ε Σ Ο Υ	Τ Ε Μ.
1	Π ε δ ί ο ε ι σ ό δ ο υ Μ / Σ	T6L800R800PR221DS-LS/I 3P FF 1000VAC	1
		Μετασχηματιστές έντασης 1000/5	3
		Ηλεκτρονικό Πολυόργανο (A,V,HZ,KW)	1
		Ασφάλειες ηλεκτρονικού πολυοργάνου	3
		Ασφάλειες αυτοματισμού - φωτισμού	2
	Π ε δ ί ο α υ τ ο μ α τ ι σ μ ο ύ	Αυτοματισμός Προστασίας Μ/Σ 1000KVA	1
	Α ν τ ι κ ε ρ α υ ν ι κ ή π ρ ο σ τ α σ ί α	Ασφαλειοαποξεύκτης XLP- 000 100A	1
		Αντικεραυνικά OVR T1+T2	3
	Είσοδοι Inverter	T5L 400 PR221DS-LS/I In=400 3p F F 11000VAC 1000VACAYTOM.ΔΙΑΚ 1000VAC1000VAC	2
2	Χώρος Βοηθητικού Μ/Σ aq1480/400v15kva	Μ/Σ 10KVA 800/400V	1
		Μικροαυτόματος S203-C32 3P 6KA	1
		Μικροαυτόματος S203-C32 4P 6KA	1

	Πεδίο διανομής Ιδιοκαταναλώσεων	Ενδεικτικές λυχνίες παρουσίας τάσης	3
		Ασφάλειες λυχνιών	3
		Μικροαυτόματος S203-C10 3P 6KA	2
		Μικροαυτόματος S203-C16 3P 6KA	2
		Μικροαυτόματος S201-C10 1P 6KA	2
		Μικροαυτόματος S201-C16 1P 6KA	2
		Κλέμμες σύνδεσης καλωδίων	3 5
	Χώρος υλικών Τηλεμετρίας	Χώρος ηλεκτρονικού εξοπλισμού	1

Πίνακας 7. Αναλυτικός πίνακας υλικών των πεδίων χαμηλής τάσης

7.4.4 Μετασχηματιστής Ισχύος

Για την ανύψωση της τάσης από τα 800V στα 20kV θα εγκατασταθεί ένας τριφασικός μετασχηματιστής ξηρού τύπου (cast resin) του κατασκευαστικού οίκου IMEFY, ονομαστικής ισχύος 800kVA. Ο μετασχηματιστής θα είναι σχεδιασμένος σύμφωνα με τους κανονισμούς UE 548/2014 και 2019/1783, καθώς και τα πρότυπα EN 50588-1 και EN 50708-1÷3.

Τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά του μετασχηματιστή περιλαμβάνουν:

- Ονομαστική τάση πρωτεύοντος: 20kV $\pm 2 \times 2,5\%$
- Ονομαστική τάση δευτερεύοντος εν κενώ: 800V
- Συχνότητα λειτουργίας: 50Hz
- Ομάδα ζεύξης: Dyn11
- Σύνδεση πρωτεύοντος: Τρίγωνο
- Σύνδεση δευτερεύοντος: Αστέρας με ουδέτερο
- Τάση βραχυκύκλωσης: 6%
- Στάθμη θορύβου: 54-63 dBA
- Κλάση μόνωσης: F/F
- Διαστάσεις (Μ×Π×Υ): 1580×800×1720mm
- Βάρος: 2.400kg

Ο μετασχηματιστής θα διαθέτει υψηλή ενεργειακή απόδοση με συντελεστή απόδοσης (PEI) σύμφωνα με τους ευρωπαϊκούς κανονισμούς και συγκεκριμένα:

- Απόδοση στο 100% του φορτίου ($\cos\phi=1$): 98,854%
- Απώλειες εν κενώ: 1.170W

- Απώλειες υπό φορτίο: 8.000W

Ο μετασχηματιστής θα διαθέτει τις ακόλουθες πιστοποιήσεις περιβαλλοντικών συνθηκών:

- Περιβαλλοντική κλάση: E3
- Κλιματική κλάση: C2
- Κλάση συμπεριφοράς στη φωτιά: F1

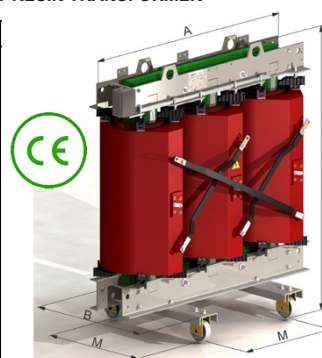
Ο βασικός εξοπλισμός του μετασχηματιστή θα περιλαμβάνει:

- Τρεις αισθητήρες θερμοκρασίας PT100
- Μπάρες σύνδεσης για τους ακροδέκτες MT και XT
- Κρίκους ανύψωσης
- Αμφίδρομους τροχούς
- Μεταγωγή τάσης για λειτουργία εκτός φορτίου
- Ακροδέκτες γείωσης
- Βοηθητικό κιβώτιο ακροδεκτών

Η ψύξη του μετασχηματιστή θα γίνεται με φυσικό αερισμό (AN) και θα είναι κατάλληλος για εσωτερική εγκατάσταση με μέγιστη θερμοκρασία περιβάλλοντος 40°C και μέγιστο υψόμετρο εγκατάστασης 1000m.

RATED CHARACTERISTICS - THREE PHASE CAST RESIN TRANSFORMER

Description		A
Quantity	N°	--
Application - THD		Distribution - < 5%
Regulation UE 548/2014 and 2019/1783		AA0AK
Mode code		800-AA-24
Environmental, Climatic, Fire Behaviour Classes - CECI cert. B0005487		E3 - C2 - F1
Rated power	kVA	800
Rated frequency	Hz	50
HV rating	V	20.000
HV tapping	%	± 2 x 2,5
No - load LV rating	V	800
Conductor material (HV / LV)		Al / Al
Windings protection (HV / LV)		Casted / Impregnated
Installation location		Indoor
Cooling system		AN
HV winding insulation level	kV	24 - 50 - 125
LV winding insulation level	kV	1,1 - 3
Vector group		Dyn11
HV connection		Delta
LV connection		Star + Neutral
HV - LV winding insulation class		F - F
Maximum ambient temperature	°C	40
Max temperature rise	K	100 - 100 - 100
Installation altitude	m	≤ 1000
Values guaranteed at voltage ratio of	kV	20 / 0,8
Partial discharge	pC	≤ 10
No - load losses at Vn	Toll. +0% W	1.170
Load losses (120°C)	Toll. +0% W	8.000
Uk (120°C)	%	6
No - load current at Vn	%	0,9
Sound level (LpA - LwA)	Toll. +0 dBA	54 - 63
Transformer dimensions (L x W x H)	mm	1580 x 800 x 1720
Transformer weight :	Kg	2.400
Enclosure protection degree	IP	
Enclosure colour	RAL	
Enclosure dimensions (L x W x H)	mm	
Enclosure weight :	Kg	
Distance between wheels (M x M)	mm	670 x 670



Peak Efficiency Index (PEI)

Heat Disposal (m³/60s)

Efficiency				
Load (%)	100%	75%	50%	25%
Cos φ 1	98,854	99,055	99,208	99,165
Cos φ 0,95	98,793	99,005	99,166	99,121
Cos φ 0,9	98,726	98,950	99,119	99,072
Cos φ 0,8	98,567	98,819	99,009	98,956

Voltage Regulation				
Load (%)	100%	75%	50%	25%
Cos φ 1	1,175	0,848	0,544	0,261
Cos φ 0,95	2,938	2,177	1,434	0,708
Cos φ 0,9	3,598	2,676	1,769	0,877
Cos φ 0,85	4,068	3,032	2,009	0,998
Cos φ 0,8	4,435	3,310	2,196	1,093

Εικόνα 11. Τεχνικά χαρακτηριστικά του μετασχηματιστή από το φύλλο δεδομένων προϊόντος που παρέχει ο κατασκευαστής.

7.5 Καλωδίωση

Η διασύνδεση του φωτοβολταϊκού σταθμού απαιτεί ένα εκτενές δίκτυο καλωδιώσεων, τόσο για τη συλλογή της παραγόμενης ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά πλαίσια (DC), όσο και για τη μεταφορά της στο δίκτυο μετά τη μετατροπή της σε AC. Η εγκατάσταση των καλωδίων θα γίνει σύμφωνα με τους ισχύοντες κανονισμούς και πρότυπα, με ιδιαίτερη μέριμνα για την προστασία τους και την ελαχιστοποίηση των απωλειών.

7.5.1 Καλώδια Φωτοβολταϊκών Πλαισίων

Για τη διασύνδεση των φωτοβολταϊκών πλαισίων θα χρησιμοποιηθούν ειδικά καλώδια τύπου Solar Cable, κατάλληλα για χρήση σε φωτοβολταϊκά συστήματα. Τα καλώδια θα έχουν ελάχιστη διατομή 6mm^2 , εκτός από τις συνδέσεις των εν σειρά πλαισίων όπου θα χρησιμοποιούνται τα εργοστασιακά καλώδια DC που παρέχει ο κατασκευαστής των φωτοβολταϊκών πλαισίων.

Photovoltaic Solar H1Z2Z2-K Cable



Εικόνα 12. Φωτοβολταϊκό καλώδιο Solar H1Z2Z2-K της εταιρίας Eland Cables.

Πηγή: [photovoltaic-solar-h1z2z2-k-cable.pdf](#)

Η όδευση των καλωδίων θα γίνει κατά μήκος του συστήματος στήριξης, όπου αυτό είναι εφικτό. Τα καλώδια θα στερεώνονται με κατάλληλα δεματικά UV-resistant στις μεταλλικές κατασκευές, εξασφαλίζοντας:

- Προστασία του εξωτερικού περιβλήματος του καλωδίου από φθορές
- Αποφυγή φαινομένων σκίασης των φωτοβολταϊκών πλαισίων
- Επαρκή στήριξη για την αποφυγή μηχανικών καταπονήσεων
- Εύκολη πρόσβαση για επιθεώρηση και συντήρηση

Όλες οι συνδέσεις των καλωδίων θα πραγματοποιηθούν με τους εργοστασιακούς συνδέσμους (connectors) που διαθέτουν τα πλαίσια, διασφαλίζοντας την απόλυτη στεγανότητα και αξιοπιστία των συνδέσεων. Οι σύνδεσμοι θα είναι του ίδιου τύπου και κατασκευαστή για την

αποφυγή προβλημάτων συμβατότητας.

DIMENSIONS

ELAND PART NO.	NO. OF CORES	NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	NOMINAL OVERALL DIAMETER mm	NOMINAL WEIGHT kg/km	TENSILE STRENGTH IN OPERATION N
E6S10015BK000	1	1.5	4.6	36	22
E6S10025BK000	1	2.5	5.0	46	37
E6S10040BK000	1	4	5.6	62	60
E6S10060BK000	1	6	6.1	82	90
E6S10100BK000	1	10	7.1	125	150
E6S10160BK000	1	16	8.5	190	240
E6S10250BK000	1	25	10.4	285	375
E6S10350BK000	1	35	11.5	385	525
E6S10500BK000	1	50	13.7	540	750
E6S10700BK000	1	70	15.8	740	1050
E6S10950BK000	1	95	17.3	965	1350
E6S11200BK000	1	120	19.1	1210	1800
E6S11500BK000	1	150	21.4	1495	2250
E6S11850BK000	1	185	24.9	1885	2775
E6S12400BK000	1	240	27.3	2395	3600

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	MAXIMUM DC RESISTANCE OF CONDUCTOR AT 20°C ohms/km	MAXIMUM DC RESISTANCE OF CONDUCTOR AT 90°C ohms/km	CURRENT CARRYING CAPACITY Amps		
			Single Cable In Air	Single Cable On Surface	Two Cables Adjacent On Surface
1.5	13.70	17.468	30	29	24
2.5	8.21	10.468	41	39	33
4	5.09	6.490	55	52	44
6	3.39	4.322	70	67	57
10	1.95	2.486	98	93	79
16	1.24	1.581	132	125	107
25	0.795	1.013	176	167	142
35	0.565	0.720	218	207	176
50	0.393	0.501	276	262	221
70	0.277	0.353	347	330	278
95	0.21	0.267	416	395	333
120	0.164	0.209	488	464	390
150	0.132	0.168	566	538	453
185	0.108	0.137	644	612	515
240	0.0817	0.104	775	736	620

DE-RATING FACTORS

AIR TEMPERATURE	UP TO 60°C	70°C	80°C	90°C	100°C	110°C
DE-RATING FACTOR	1.00	0.91	0.82	0.71	0.58	0.41

Εικόνα 13. Τεχνικά χαρακτηριστικά του H1Z2Z2-K όπως αναγράφονται στο φύλλο δεδομένων του προϊόντος.

Πηγή: photovoltaic-solar-h1z2z2-k-cable.pdf

7.5.2 Υπόγεια Όδευση Καλωδίων DC

Η μεταφορά της παραγόμενης ενέργειας από τις φωτοβολταϊκές συστοιχίες προς τους αντιστροφεείς θα γίνει με υπόγεια όδευση των καλωδίων DC σε ειδικά διαμορφωμένα χαντάκια. Τα χαντάκια θα έχουν ελάχιστο βάθος 0,60m και ελάχιστο πλάτος 0,40m για την ασφαλή εγκατάσταση των καλωδίων.

Η εγκατάσταση των καλωδίων στα χαντάκια θα ακολουθεί την εξής διαστρωμάτωση:

- Διάστρωση στρώματος άμμου λατομείου στον πυθμένα του χαντακιού
- Τοποθέτηση των καλωδίων εντός κυματοειδών σωλήνων HDPE (High-Density Polyethylene) για επιπλέον μηχανική προστασία



Εικόνα 14. Σωλήνες προστασίας καλωδίων διπλού τοιχώματος CAVIDOTTO από πολυαιθυλένιο υψηλής πυκνότητας (HDPE). Χρησιμοποιούνται σε υπόγειες ηλεκτρικές και τηλεπικοινωνιακές εγκαταστάσεις.

Πηγή: [ΣΩΛΗΝΕΣ CAVIDOTTO - BAVELEC](#)

- Κάλυψη των καλωδίων με στρώμα άμμου συνολικού πάχους 0,30m
- Τοποθέτηση πλαστικού πλέγματος σήμανσης για προειδοποίηση
- Επιχωμάτωση με κατάλληλα υλικά εκσκαφής
- Συμπίεση και αποκατάσταση της επιφάνειας του εδάφους

Για την προστασία των καλωδίων και τη διευκόλυνση μελλοντικών επεμβάσεων:

- Όλα τα καλώδια DC θα εγκατασταθούν εντός κυματοειδών σωλήνων HDPE

ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ	
Αντοχή θερμοκρασίας	-25°C / +60°C
Ελάχιστη ακτίνα καμπυλότητας	8 φορές την εξωτερική διάμετρο
Αντοχή παραμόρφωσης	450 N με παραμόρφωση της εσωτερικής διαμέτρου ίση με 5% (σύμφωνη με την διάταξη EN 50086-2-4 CEI. 23-46)
Μέγιστη αντοχή ελαστικότητας οδηγού καλωδίου	> 650 N
Διηλεκτρική αντοχή	> 800 kv/cm
Ηλεκτρική αντοχή απομόνωσης	> 100 M Ω
Σύνθεση	Πολυαιθυλένιο: 97%, χρωστικές: 2%, πρόσμικτα (UV προστασία): 1%

Πίνακας 8. Χαρακτηριστικά του σωλήνα CAVIDOTTO.

Πηγή: [ΣΩΛΗΝΕΣ CAVIDOTTO - BAVELEC](#)

- Οι σωλήνες θα έχουν επαρκή διάμετρο για εύκολη έλξη των καλωδίων
- Θα προβλεφθούν φρεάτια επίσκεψης στις αλλαγές κατεύθυνσης και σε κατάλληλες

αποστάσεις για τη διευκόλυνση της έλξης των καλωδίων

Η όδευση των χαντακιών έχει σχεδιαστεί ώστε να ελαχιστοποιείται το μήκος των καλωδιώσεων, λαμβάνοντας υπόψη τις απαιτούμενες αποστάσεις ασφαλείας από άλλα δίκτυα και την ανάγκη για εύκολη πρόσβαση κατά τη συντήρηση.

7.5.3 Υπόγεια Όδευση Καλωδίων AC Μέσης Τάσης

Η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας σε επίπεδο Μέσης Τάσης θα πραγματοποιηθεί μέσω καλωδίων 20kV, τα οποία θα εγκατασταθούν σε υπόγεια χαντάκια με συγκεκριμένες προδιαγραφές για τη διασφάλιση της μέγιστης δυνατής προστασίας και αξιοπιστίας του συστήματος.

Τα χαντάκια Μέσης Τάσης θα έχουν τις ακόλουθες προδιαγραφές:

- Ελάχιστο βάθος: 1,10m από τη φυσική επιφάνεια του εδάφους
- Ελάχιστο πλάτος: 0,40m
- Ελάχιστη απόσταση του ανώτερου καλωδίου από την επιφάνεια: 1,0m

Η διάταξη των καλωδίων θα ακολουθεί τα εξής:

- Τα καλώδια θα τοποθετηθούν σε διάταξη τριγώνου
- Στην περίπτωση πολλαπλών στρώσεων, θα διατηρείται η ελάχιστη απόσταση του 1,0m από την επιφάνεια για το ανώτερο καλώδιο
- Δεν θα συνυπάρχουν άλλα στρώματα υποδομής (π.χ. οδικής κατασκευής) πάνω από τα καλώδια

Η εγκατάσταση θα περιλαμβάνει:

- Στρώση άμμου στον πυθμένα του χαντακιού
- Τοποθέτηση των καλωδίων στην προβλεπόμενη διάταξη
- Κάλυψη με στρώμα άμμου
- Τοποθέτηση προστατευτικών πλακών
- Ταινία σήμανσης
- Επίχωση με κατάλληλα προϊόντα εκσκαφής

Έχουμε προβλεφθεί φρεάτια επίσκεψης σε κατάλληλες θέσεις για:

- Έλξη καλωδίων
- Αλλαγές κατεύθυνσης
- Συνδέσεις καλωδίων
- Μελλοντική επιθεώρηση και συντήρηση

7.5.4 Υπόγεια Όδευση Καλωδίων AC Χαμηλής Τάσης

Τα καλώδια Χαμηλής Τάσης θα εγκατασταθούν σε υπόγεια χαντάκια, ακολουθώντας κατά το δυνατόν τις οδούς πρόσβασης του φωτοβολταϊκού πάρκου για την ευκολότερη συντήρηση και επισκευή τους. Η εγκατάσταση θα γίνει σύμφωνα με το πρότυπο EN 60502-1 και τις λοιπές σχετικές προδιαγραφές.

Βασικά χαρακτηριστικά χαντακιών:

- Ελάχιστο βάθος: 0,80m
- Ελάχιστο πλάτος: 0,40m

Ελάχιστες αποστάσεις ασφαλείας:

- Μεταξύ καλωδίων DC και AC: 150mm (από άκρη σε άκρη αγωγού)
- Μεταξύ καλωδίων σημάτων και καλωδίων XT: 200mm
- Για καλώδια οπτικών ινών: επιτρέπεται απόσταση μικρότερη των 150mm από τα καλώδια MT και XT

Η εγκατάσταση θα γίνει με την ακόλουθη διαστρωμάτωση:

- Στρώση άμμου λατομείου στον πυθμένα
- Τοποθέτηση καλωδίων με τις προβλεπόμενες αποστάσεις
- Κάλυψη με στρώμα άμμου
- Τοποθέτηση πλέγματος σήμανσης
- Επίχωση και συμπίεση με κατάλληλα υλικά
- Αποκατάσταση της επιφάνειας

Ιδιαίτερη προσοχή θα δοθεί στη διατήρηση των αποστάσεων ασφαλείας μεταξύ των διαφόρων τύπων καλωδίων για την αποφυγή ηλεκτρομαγνητικών παρεμβολών και τη διευκόλυνση μελλοντικών επεμβάσεων.

7.5.5 Συστήματα Προστασίας

Για την ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του φωτοβολταϊκού σταθμού, θα εγκατασταθούν ολοκληρωμένα συστήματα προστασίας των καλωδιώσεων, σύμφωνα με τα πρότυπα EN 50164-1, EN 50164-2, IEC 61024-1, και DIN 57185/VDE0185.

Αντικεραυνική Προστασία:

- Τοποθέτηση αντικεραυνικών διατάξεων στην είσοδο και έξοδο των αντιστροφών
- Προστασία των ηλεκτρικών εγκαταστάσεων DC και AC του φωτοβολταϊκού πεδίου
- Προστασία του συστήματος μετάδοσης δεδομένων

Σύστημα Γείωσης:

- Εγκατάσταση χαλύβδινου επιχαλκωμένου αγωγού γείωσης Φ10 για το σύστημα στήριξης
- Τοποθέτηση του αγωγού γείωσης σε βάθος τουλάχιστον 0,5m
- Δημιουργία ενιαίου συστήματος γείωσης με ταινία StZn (30x3) σε βάθος 0,6m
- Περιμετρική γείωση στον υποσταθμό με διασύνδεση στο κεντρικό σύστημα γείωσης



Εικόνα 15. Ταινία (λάμα) χαλύβδινη επιψευδαργυρωμένη (St/Zn) για χρήση κυρίως σε συστήματα γειώσεων (θεμελιακή - περιμετρική). Επίσης χρησιμοποιείται και σε συστήματα αντικεραυνικής προστασίας για ισοδυναμικές συνδέσεις.

Πηγή: [ΤΑΙΝΙΑ ΓΕΙΩΣΗΣ 30X3,00 ST/ZN](#)

Στόχοι του συστήματος γείωσης:

- Ελαχιστοποίηση της συνολικής αντίστασης γείωσης
- Βελτιστοποίηση του κόστους υλικών
- Ευκολία εγκατάστασης και συντήρησης
- Συμμόρφωση με τους ισχύοντες κανονισμούς και πρότυπα

Όλα τα συστήματα προστασίας θα συνοδεύονται από την απαραίτητη τεκμηρίωση και τα πιστοποιητικά συμμόρφωσης με τα σχετικά πρότυπα.

7.6 Περίφραξη

Για την ασφάλεια και προστασία του φωτοβολταϊκού σταθμού προβλέπεται η κατασκευή περιμετρικής περίφραξης στα όρια του γηπέδου εγκατάστασης. Η περίφραξη θα κατασκευαστεί από τα ακόλουθα υλικά και με τις εξής προδιαγραφές:

Πάσσαλοι στήριξης:

- Υλικό: Γαλβανισμένος μορφοσίδηρος διατομής Φ48 (1½")
- Πάχος τοιχώματος: 2mm
- Συνολικό μήκος: 3m
- Βάθος πάκτωσης: 0,50m
- Απόσταση μεταξύ πασσάλων: 2,5m

- Θεμελίωση: Σκυρόδεμα διαμέτρου και βάθους 0,50m

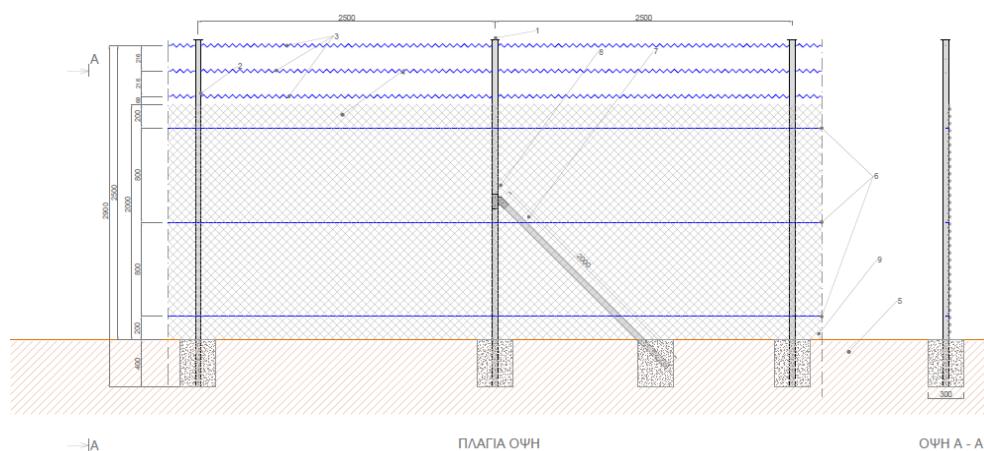
Πλέγμα περιφράξης:

- Τύπος: Δικτυωτό πλέγμα Νο 13/2,20mm
- Διαστάσεις βροχίδας: 55×55mm
- Ύψος: 2m
- Ενίσχυση: 3 σειρές σύρματος γαλβανιζέ Νο 16 (2,7-2,8mm)
- Πρόσθετη προστασία: 3 σειρές αγκυρωτού σύρματος Νο 11 στο ανώτερο τμήμα

Πύλες εισόδου:

- Πλήθος: 50 τεμάχια
- Τύπος: Δίφυλλες γαλβανιζέ με ενσωματωμένη μονόφυλλη θύρα
- Διαστάσεις κεντρικής πύλης: 5×2m
- Διαστάσεις ενσωματωμένης θύρας: 0,90m πλάτος

Το συνολικό μήκος της περιφράξης ανέρχεται στα 59 χιλιόμετρα, καλύπτοντας πλήρως την περίμετρο του γηπέδου εγκατάστασης. Η κατασκευή θα εξασφαλίζει την απαιτούμενη ασφάλεια των εγκαταστάσεων, ενώ παράλληλα θα επιτρέπει την εύκολη πρόσβαση για εργασίες συντήρησης μέσω των στρατηγικά τοποθετημένων πυλών.



Εικόνα 16. Σχέδιο περίφραξης.

7.7 Διαδικασία Εγκατάστασης

Η κατασκευή του φωτοβολταϊκού σταθμού θα πραγματοποιηθεί σε διαδοχικές φάσεις, ξεκινώντας από τις προκαταρκτικές εργασίες και καταλήγοντας στη διασύνδεση και δοκιμαστική λειτουργία.

Η χωροθέτηση των φωτοβολταϊκών πλαισίων εντός του γηπέδου εγκατάστασης θα γίνει από τοπογράφο με χρήση κατάλληλου τοπογραφικού εξοπλισμού. Στόχος είναι η επίτευξη μέγιστης ακρίβειας τόσο στις αποστάσεις όσο και στον προσανατολισμό του

συστήματος στήριξης, λαμβάνοντας υπόψη τυχόν περιορισμούς, όπως οι γραμμές πλημμύρας του ρέματος.

Αρχικά θα πραγματοποιηθούν εργασίες κατασκευής της περίφραξης του γηπέδου εγκατάστασης. Τα έργα υποδομής περιλαμβάνουν την αφαίρεση των φυτών και φυτικών γαιών (τοπικά όπου είναι απαραίτητο), την εξομάλυνση των προσβάσεων με 3A, και την επιφανειακή εξομάλυνση του οικοπέδου μέχρι το όριο της περίφραξης χωρίς μεταβολή του ανάγλυφου του γηπέδου. Επιπλέον, θα πραγματοποιηθεί καθαρισμός οποιωνδήποτε ξένων υλικών βρίσκονται εντός του γηπέδου.

Τα προϊόντα των εκσκαφών και τα ξένα υλικά θα φορτωθούν με μηχανικά μέσα σε φορτηγά αυτοκίνητα και θα μεταφερθούν σε κατάλληλες θέσεις απόθεσης. Το σύνολο των πλεοναζόντων υλικών θα διαχειριστεί ως Απόβλητα Εκσκαφών, Κατασκευών και Κατεδαφίσεων (ΑΕΚΚ) και θα οδηγηθεί σε αδειοδοτημένους χώρους. Στη συνέχεια θα γίνει επιπεδοποίηση των χώρων με χρήση μηχανικού προωθητήρα και συμπύκνωση του διαμορφωμένου εδάφους με δονητικό οδοστρωτήρα.

Μετά την προετοιμασία του εδάφους, θα ακολουθήσει η έμπηξη των πασσάλων, η εγκατάσταση των κυκλωμάτων γείωσης και της ανωδομής του συστήματος στήριξης. Παράλληλα, θα πραγματοποιηθεί η εγκατάσταση των αντιστροφών και των υποσταθμών ανύψωσης του φωτοβολταϊκού σταθμού. Στη συνέχεια θα γίνει η τοποθέτηση των φωτοβολταϊκών πλαισίων και των καλωδιώσεων, ακολουθούμενη από τις συνδέσεις των πλαισίων με τα combiner boxes και των combiner boxes με τους αντιστροφείς.

Παράλληλα με τις χωματουργικές εργασίες, σύμφωνα με το χρονοδιάγραμμα, θα εκκινήσουν οι εργασίες κατασκευής του KYT (Κέντρου Υψηλής Τάσης) και της Μονάδας Αποθήκευσης Ενέργειας Τετηγμένων Αλάτων (ΜΑΕΤΑ). Οι τελευταίες εργασίες που προβλέπονται είναι η σύνδεση του φωτοβολταϊκού σταθμού και της ΜΑΕΤΑ με το KYT και η δοκιμαστική λειτουργία αυτών.

8

Οικονομική Ανάλυση

Κεφάλαιο 8 – Οικονομική Ανάλυση

Το παρόν κεφάλαιο εστιάζει στην οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης εγκατάστασης φωτοβολταϊκού συστήματος στο λατομείο. Η ανάλυση περιλαμβάνει λεπτομερή εξέταση του αρχικού κόστους επένδυσης, των χρηματοδοτικών εργαλείων και του πλάνου δανεισμού, καθώς και την εκτίμηση της ετήσιας εξοικονόμησης που επιτυγχάνεται μέσω του ενεργειακού συμψηφισμού. Μέσω της ανάλυσης των ταμειακών ροών και των βασικών δεικτών αξιολόγησης επενδύσεων (NPV, IRR, Περίοδος Αποπληρωμής), αξιολογείται η οικονομική βιωσιμότητα του έργου και τεκμηριώνεται η επενδυτική απόφαση. Παράλληλα, παρουσιάζεται το χρονοδιάγραμμα κατασκευής και υλοποίησης του έργου, συμπεριλαμβάνοντας όλα τα κρίσιμα ορόσημα από την έναρξη μέχρι την παράδοση της εγκατάστασης σε πλήρη λειτουργία.

8.1 Κόστος Επένδυσης

Η συνολική επένδυση για την εγκατάσταση του φωτοβολταϊκού συστήματος ισχύος 767 kWp ανέρχεται στα 613.600€. Το κόστος αυτό αντιστοιχεί σε περίπου 800€/kWp, το οποίο βρίσκεται εντός των τυπικών ορίων κόστους για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις αντίστοιχης κλίμακας στην Ελλάδα κατά το 2024-2025.

Η χρηματοδοτική διάρθρωση της επένδυσης προβλέπει συνδυασμό ιδίων κεφαλαίων και τραπεζικού δανεισμού. Συγκεκριμένα:

- Ίδια Κεφάλαια: 184.080€ (30% της συνολικής επένδυσης)
- Τραπεζικός Δανεισμός: 429.520€ (70% της συνολικής επένδυσης)

Το τραπεζικό δάνειο έχει διάρκεια 10 ετών με επιτόκιο 6,00%, το οποίο αντανakλά τις τρέχουσες συνθήκες της αγοράς για έργα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η επιλογή του ποσοστού δανεισμού στο 70% της επένδυσης αποτελεί μια ισορροπημένη προσέγγιση μεταξύ της μόχλευσης των ιδίων κεφαλαίων και της διατήρησης ενός διαχειρίσιμου επιπέδου δανειακών υποχρεώσεων.

ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ

Συνολικό ύψος επένδυσης		613.600 €
Ίδια κεφάλαια	30,0%	184.080 €
Διάρκεια δανείου (έτη)		10
Επιτόκιο δανεισμού		6,00%
Ύψος δανεισμού		429.520 €
Προεξοφλητικό επιτόκιο για ΚΠΑ		5,00%

Πίνακας 9. Χρηματοοικονομικές παράμετροι επένδυσης.

Στο λειτουργικό κόστος της εγκατάστασης περιλαμβάνονται τα ετήσια έξοδα συντήρησης και λειτουργίας, τα οποία υπολογίζονται σε 8.000€/MWp, που μεταφράζεται σε 6.136€ ετησίως για το συγκεκριμένο έργο. Το κόστος αυτό περιλαμβάνει:

- Προγραμματισμένη συντήρηση και επιθεώρηση του εξοπλισμού
- Καθαρισμό των φωτοβολταϊκών πάνελ
- Κόστος ασφάλισης της εγκατάστασης
- Διοικητικά έξοδα και έξοδα παρακολούθησης της λειτουργίας

ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ Φ/Β ΣΤΑΘΜΩΝ

Ισχύς σταθμών (MWp)		0,767
Ετήσια Ενέργεια (MWh/MWp)		1.604
Ετήσια πώση απόδοσης		0,40%
Συντελεστής Ταυτοχρονισμού		49,9%
Ετήσια λειτουργικά κόστη σταθμών	8000 €/MWp	6.136 €

Πίνακας 10. Παράμετροι φωτοβολταϊκού πάρκου

Τα παραπάνω κόστη έχουν υπολογιστεί με βάση τα τρέχοντα δεδομένα της αγοράς και τις ιδιαίτερες συνθήκες λειτουργίας της λατομικής μονάδας, λαμβάνοντας υπόψη τις αυξημένες απαιτήσεις συντήρησης λόγω της σκόνης που χαρακτηρίζει το περιβάλλον λειτουργίας.

8.2 Χρηματορροές Δανεισμού

Με βάση τα δεδομένα της χρηματοδότησης, το δάνειο ύψους 429.520€ αποπληρώνεται σε διάστημα 10 ετών με σταθερή ετήσια δόση. Η ετήσια δόση του δανείου υπολογίζεται στα 57.223€, η οποία περιλαμβάνει τόσο το κεφάλαιο (χρεολύσιο) όσο και τους τόκους. Η εξέλιξη της αποπληρωμής του δανείου παρουσιάζει τα εξής χαρακτηριστικά:

⇒ **Πρώτο έτος (2026):**

- Τόκοι: 24.892€
- Χρεολύσιο: 32.331€
- Συνολική δόση: 57.223€

⇒ **Πέμπτο έτος (2030):**

- Τόκοι: 16.147€
- Χρεολύσιο: 41.076€
- Συνολική δόση: 57.223€

⇒ **Τελευταίο έτος (2035):**

- Τόκοι: 1.817€
- Χρεολύσιο: 55.405€
- Συνολική δόση: 57.223€

Παρατηρείται η σταδιακή μείωση του ποσού των τόκων και η αντίστοιχη αύξηση του χρεολυσίου στην ετήσια δόση, καθώς το υπόλοιπο του δανείου μειώνεται. Συγκεκριμένα:

- Το συνολικό ποσό των τόκων κατά τη διάρκεια της δεκαετίας ανέρχεται σε 142.706€
- Η αναλογία τόκων προς κεφάλαιο στην πρώτη δόση είναι περίπου 43,5% προς 56,5%
- Στην τελευταία δόση η αναλογία αυτή διαμορφώνεται σε 3,2% προς 96,8%

ΠΙΝΑΚΑΣ ΕΤΗΣΙΩΝ ΤΑΜΕΙΑΚΩΝ ΡΟΩΝ									
Α/Α ΕΤΟΥΣ	ΕΤΟΣ	ΕΣΟΔΑ Φ/Β ΣΤΑΘΜΩΝ (€)	ΚΑΘΑΡΗ ΕΞΟΙΚΟΝ. (€)	ΔΟΣΗ ΔΑΝΕΙΟΥ (€)	ΧΡΕΟΛΥΣΙΟ (€)	ΤΟΚΟΙ (€)	ΚΑΘΑΡΗ ΕΞΟΙΚΟΝ. ΜΕΤΑ ΑΠΟ ΔΑΝΕΙΟ (€)	ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ (€)	ΠΡΟΕΞΟΦΛ. ΤΑΜ. ΡΟΕΣ (€)
0	2025						-184.080	-184.080	-184.080
1	2026	-6.136	141.139	-57.223	-32.331	-24.892	83.916	79.920	-104.160
2	2027	-6.136	137.983	-57.223	-34.325	-22.898	80.761	73.252	-30.908
3	2028	-6.136	134.900	-57.223	-36.442	-20.781	77.677	67.101	36.193
4	2029	-6.136	131.887	-57.223	-38.690	-18.533	74.664	61.426	97.619
5	2030	-6.136	128.942	-57.223	-41.076	-16.147	71.719	56.194	153.813
6	2031	-6.136	126.064	-57.223	-43.610	-13.613	68.841	51.370	205.183
7	2032	-6.136	123.251	-57.223	-46.299	-10.923	66.028	46.925	252.108
8	2033	-6.136	120.502	-57.223	-49.155	-8.068	63.280	42.830	294.939
9	2034	-6.136	117.816	-57.223	-52.187	-5.036	60.594	39.059	333.998
10	2035	-6.136	115.191	-57.223	-55.405	-1.817	57.968	35.588	369.585
11	2036	-6.136	112.625	0	0	0	112.625	65.850	435.435
12	2037	-6.136	110.118	0	0	0	110.118	61.318	496.753
13	2038	-6.136	107.668	0	0	0	107.668	57.098	553.851
14	2039	-6.136	105.273	0	0	0	105.273	53.170	607.021
15	2040	-6.136	102.932	0	0	0	102.932	49.512	656.533
16	2041	-6.136	100.645	0	0	0	100.645	46.107	702.640
17	2042	-6.136	98.410	0	0	0	98.410	42.936	745.576
18	2043	-6.136	96.225	0	0	0	96.225	39.983	785.559
19	2044	-6.136	94.089	0	0	0	94.089	37.234	822.793
20	2045	-6.136	92.003	0	0	0	92.003	34.675	857.468
21	2046	-6.136	89.963	0	0	0	89.963	32.292	889.760
22	2047	-6.136	87.970	0	0	0	87.970	30.072	919.832
23	2048	-6.136	86.021	0	0	0	86.021	28.006	947.838
24	2049	-6.136	84.117	0	0	0	84.117	26.082	973.920
25	2050	-6.136	82.256	0	0	0	82.256	24.290	998.211
		-153.412	2.727.989	-572.226	-429.520	-142.706	1.971.683	998.211	

Πίνακας 11. Ετήσιες ταμειακές ροές

Η επιλογή του συγκεκριμένου χρηματοδοτικού σχήματος με σταθερή ετήσια δόση

επιτρέπει τον καλύτερο προγραμματισμό των ταμειακών ροών της επιχείρησης, καθώς η υποχρέωση παραμένει σταθερή καθ' όλη τη διάρκεια του δανείου. Επιπλέον, το επιτόκιο 6% κρίνεται ανταγωνιστικό για τη συγκεκριμένη χρονική περίοδο και τον τύπο της επένδυσης, λαμβάνοντας υπόψη τις τρέχουσες συνθήκες της αγοράς και το προφίλ κινδύνου του έργου.

8.3 Ετήσια Εξοικονόμηση

Η ανάλυση της ετήσιας εξοικονόμησης βασίζεται στην παραγωγή ενέργειας του φωτοβολταϊκού συστήματος και στον τρόπο αξιοποίησής της. Συγκεκριμένα:

⇒ **Παραγωγή και Ταυτοχρονισμός:**

- Η ετήσια παραγωγή του πρώτου έτους (2026) εκτιμάται σε 1.230 MWh.
- Ο συντελεστής ταυτοχρονισμού είναι 49,9%, που σημαίνει ότι 614 MWh καταναλώνονται άμεσα από τη λατομική μονάδα.
- Η υπόλοιπη ενέργεια (616 MWh) εγχέεται στο δίκτυο και αποζημιώνεται με βάση το καθεστώς net billing.

⇒ **Οικονομικά Οφέλη:**

- Λαμβάνεται ως μέση ετήσια τιμή αναφοράς προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας για το 2025 η τιμή των 115 €/MWh [183].
- Οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις ανέρχονται σε 15 €/MWh.
- Γίνεται η παραδοχή ότι η τιμή προμήθειας κατά τις ώρες παραγωγής του φωτοβολταϊκού συστήματος είναι μειωμένη κατά 35% σε σχέση με τη μέση ετήσια τιμή προμήθειας. Επομένως το 2025 εκτιμάται στα 74,8 €/MWh.
- Επομένως, η συνολική εξοικονόμηση από την ιδιοκατανάλωση το πρώτο έτος ανέρχεται σε 110.417€.
- Γίνεται η παραδοχή πως η τιμή πώλησης της ενέργειας μέσω net billing είναι μειωμένη κατά 20% σε σχέση με την τιμή προμήθειας από τον πάροχο, λόγω των επιπλέον επιβαρύνσεων που σχετίζονται με το κόστος προμήθειας, όπως τα περιθώρια κέρδους των προμηθευτών και λοιπά κόστη. Επομένως το 2025 εκτιμάται στα 59,84 €/MWh.
- Τα έσοδα από την πώληση της πλεονάζουσας ενέργειας είναι 36.859€.

⇒ **Διαχρονική Εξέλιξη:**

- Ετήσια μείωση της απόδοσης των πάνελ κατά 0,40%.
- Ετήσια μείωση της τιμής ενέργειας κατά 2%.

Η συνολική καθαρή εξοικονόμηση για το πρώτο έτος λειτουργίας (2026), αφαιρώντας τα λειτουργικά έξοδα των 6.136€, διαμορφώνεται στα 141.139€. Η εξοικονόμηση παρουσιάζει πτωτική τάση στα επόμενα έτη λόγω:

- Της σταδιακής μείωσης της απόδοσης των πάνελ
- Της προβλεπόμενης μείωσης των τιμών ενέργειας
- Της γήρανσης του εξοπλισμού

ΠΙΝΑΚΑΣ ΕΤΗΣΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΗΣΗΣ

Α/Α ΕΤΟΥΣ	ΕΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh)	ΤΑΥΤΟΧΡ. ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh)	ΧΡΕΩΣΗ ΠΡΟΜΗΘ. (€/MWh)	ΡΥΘΜ. ΧΡΕΩΣΕΙΣ (€/MWh)	ΕΞΟΙΚΟΝΟΜ. (€)	ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ (€/MWh)	ΠΩΛΗΣΗ (€)
0	2025							
1	2026	1.230	614	74,8	15,0	110.417	59,8	36.859
2	2027	1.225	611	73,3	15,0	108.143	58,6	35.977
3	2028	1.220	609	71,8	15,0	105.921	57,4	35.116
4	2029	1.216	607	70,4	15,0	103.748	56,3	34.275
5	2030	1.211	604	68,9	15,0	101.625	55,2	33.453
6	2031	1.206	602	67,6	15,0	99.549	54,1	32.651
7	2032	1.201	599	66,2	15,0	97.520	53,0	31.867
8	2033	1.196	597	64,9	15,0	95.537	51,9	31.102
9	2034	1.191	594	63,6	15,0	93.598	50,9	30.354
10	2035	1.186	592	62,3	15,0	91.703	49,9	29.624
11	2036	1.181	589	61,1	15,0	89.850	48,9	28.912
12	2037	1.176	587	59,9	15,0	88.039	47,9	28.215
13	2038	1.171	584	58,7	15,0	86.269	46,9	27.535
14	2039	1.166	582	57,5	15,0	84.538	46,0	26.871
15	2040	1.161	580	56,3	15,0	82.846	45,1	26.223
16	2041	1.156	577	55,2	15,0	81.192	44,2	25.589
17	2042	1.152	575	54,1	15,0	79.575	43,3	24.971
18	2043	1.147	572	53,0	15,0	77.994	42,4	24.367
19	2044	1.142	570	52,0	15,0	76.449	41,6	23.777
20	2045	1.137	567	50,9	15,0	74.938	40,7	23.201
21	2046	1.132	565	49,9	15,0	73.461	39,9	22.639
22	2047	1.127	562	48,9	15,0	72.017	39,1	22.089
23	2048	1.122	560	47,9	15,0	70.605	38,3	21.553
24	2049	1.117	557	47,0	15,0	69.224	37,6	21.029
25	2050	1.112	555	46,0	15,0	67.875	36,8	20.518
		29.280				2.182.635		698.767

Πίνακας 12. Ετήσια παραγωγή και εξοικονόμηση.

Ενδεικτικά, η καθαρή εξοικονόμηση για το έτος 2035 (10ο έτος) προβλέπεται να είναι 115.191€, σημειώνοντας μείωση περίπου 18,4% σε σχέση με το πρώτο έτος λειτουργίας. Παρά τη μείωση αυτή, τα οικονομικά οφέλη παραμένουν σημαντικά καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης, συμβάλλοντας ουσιαστικά στη μείωση του λειτουργικού κόστους της λατομικής μονάδας.

8.4 Ταμειακές Ροές και Απόδοση Επένδυσης

Η ανάλυση των ταμειακών ροών και της απόδοσης της επένδυσης καταδεικνύει την ισχυρή οικονομική βιωσιμότητα του έργου. Παρουσιάζονται αναλυτικά τα βασικά οικονομικά μεγέθη και δείκτες:

⇒ **Ταμειακές Ροές:** Η εξέλιξη των καθαρών ταμειακών ροών διακρίνεται σε δύο περιόδους:

Περίοδος Δανεισμού (2025-2035):

- Αρχική εκροή (2025): -184.080€ (ίδια κεφάλαια)
- Πρώτο έτος λειτουργίας (2026): 83.916€
- Μέση ετήσια ταμειακή ροή: 71.545€
- Σταδιακή μείωση λόγω της δόσης δανείου (57.223€ ετησίως)

Περίοδος μετά την αποπληρωμή (2036-2050):

- Πρώτο έτος χωρίς δάνειο (2036): 112.625€
- Μέση ετήσια ταμειακή ροή: 94.380€
- Σταδιακή μείωση λόγω απομείωσης απόδοσης και τιμών

⇒ **Δείκτες Αξιολόγησης:** Η επένδυση αξιολογείται με βάση δύο χρονικούς ορίζοντες:

20ετής περίοδος:

- IRR: 42,62%
- ΚΠΑ: 857.468€
- Περίοδος αποπληρωμής: 2,7 έτη

25ετής περίοδος:

- IRR: 42,66%
- ΚΠΑ: 998.211€
- Σωρευτικά καθαρά έσοδα: 1.971.683€

⇒ **Ανάλυση Ευαισθησίας:** Οι βασικές παράμετροι που επηρεάζουν την απόδοση της επένδυσης είναι:

- Το προεξοφλητικό επιτόκιο (5% στους υπολογισμούς)
- Η ετήσια μεταβολή της τιμής ενέργειας (-2%)
- Ο συντελεστής ταυτοχρονισμού (49,9%)



Διάγραμμα 15. Προεξόφληση ταμειακών ροών σε βάθος χρόνου.

Η υψηλή τιμή του IRR (42,62% για 20 έτη) υποδεικνύει την ισχυρή ανθεκτικότητα της επένδυσης σε πιθανές αρνητικές μεταβολές των παραμέτρων αυτών. Η θετική ΚΠΑ, ακόμη και με το συντηρητικό προεξοφλητικό επιτόκιο του 5%, επιβεβαιώνει τη δημιουργία σημαντικής προστιθέμενης αξίας για την επιχείρηση.

Η ανάλυση καταδεικνύει ότι η επένδυση όχι μόνο είναι οικονομικά βιώσιμη, αλλά προσφέρει και εξαιρετικές αποδόσεις, με την περίοδο αποπληρωμής να είναι ιδιαίτερα σύντομη (2,7 έτη). Η επέκταση της ανάλυσης στα 25 έτη δείχνει ότι τα οφέλη συνεχίζονται με σημαντικό ρυθμό και μετά την εικοσαετία, προσθέτοντας επιπλέον αξία στην επένδυση.

8.5 Χρονοδιάγραμμα Κατασκευής

Η συνολική διάρκεια υλοποίησης εκτιμάται σε επτά μήνες, διακρινόμενη σε φάση προετοιμασίας και φάση κατασκευής.

Η φάση προετοιμασίας, διάρκειας τριών μηνών, περιλαμβάνει την εκπόνηση της τελικής μελέτης εφαρμογής και την προετοιμασία των τευχών δημοπράτησης κατά τον πρώτο μήνα. Ακολουθεί η διαγωνιστική διαδικασία και η αξιολόγηση των προσφορών στο δεύτερο μήνα, ενώ ο τρίτος μήνας αφιερώνεται στην υπογραφή των συμβάσεων με προμηθευτές και εργολάβους.

Η φάση κατασκευής εκτείνεται σε τέσσερις μήνες. Ο τέταρτος μήνας του έργου περιλαμβάνει τη διαμόρφωση του χώρου εγκατάστασης, την κατασκευή της περίφραξης και την έναρξη των εργασιών θεμελίωσης. Κατά τον πέμπτο μήνα ολοκληρώνονται οι θεμελιώσεις, εγκαθίστανται οι βάσεις στήριξης και ξεκινά η τοποθέτηση των φωτοβολταϊκών πλαισίων.

Στον έκτο μήνα του έργου ολοκληρώνεται η εγκατάσταση των φωτοβολταϊκών πλαισίων, τοποθετούνται οι αντιστροφείς και κατασκευάζεται ο υποσταθμός Μέσης Τάσης.

Ο έβδομος και τελευταίος μήνας αφιερώνεται στην ολοκλήρωση των ηλεκτρολογικών εργασιών, την εγκατάσταση του συστήματος παρακολούθησης και τη διεξαγωγή των απαραίτητων δοκιμών για τη θέση σε λειτουργία.

Το χρηματοδοτικό σχήμα των πληρωμών προβλέπει τρεις δόσεις: προκαταβολή 30% (184.080€) με την υπογραφή των συμβάσεων, ενδιάμεση πληρωμή 40% (245.440€) με την παράδοση του εξοπλισμού και τελική πληρωμή 30% (184.080€) με την ολοκλήρωση του έργου. Ιδιαίτερη προσοχή δίνεται στους χρόνους παράδοσης του εξοπλισμού (6-8 εβδομάδες), στη διάρκεια των εργασιών διασύνδεσης με το δίκτυο (2-3 εβδομάδες) και στην περίοδο δοκιμαστικής λειτουργίας (2 εβδομάδες).

Το χρονοδιάγραμμα έχει σχεδιαστεί με στόχο την ελαχιστοποίηση του χρόνου κατασκευής για ταχύτερη έναρξη αποδόσεων, τον βέλτιστο συντονισμό των διαφόρων συνεργειών, την εξασφάλιση ποιοτικής εκτέλεσης των εργασιών και την αποτελεσματική διαχείριση των χρηματοροών. Η έναρξη των εργασιών προγραμματίζεται για τις αρχές του 2025, με στόχο την ολοκλήρωση και έναρξη λειτουργίας εντός του πρώτου εξαμήνου του ίδιου έτους, ώστε να επιτευχθεί πλήρης εκμετάλλευση της υψηλής ηλιοφάνειας των καλοκαιρινών μηνών.

9

Συμπεράσματα

Κεφάλαιο 9 – Συμπεράσματα

Η παρούσα διπλωματική εργασία ανέλυσε τη δυνατότητα εφαρμογής φωτοβολταϊκών συστημάτων στον βιομηχανικό κλάδο, με ιδιαίτερη έμφαση στις λατομικές μονάδες. Μελετήθηκαν αναλυτικά οι τεχνολογικές, οικονομικές και περιβαλλοντικές παράμετροι που επηρεάζουν την εγκατάσταση και λειτουργία τέτοιων συστημάτων, λαμβάνοντας υπόψη το ευρύτερο πλαίσιο της ενεργειακής κρίσης και της ανάγκης για μετάβαση σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Στο παρόν κεφάλαιο, συνοψίζονται τα βασικά ευρήματα της έρευνας, παρουσιάζονται τα τεχνικά και οικονομικά συμπεράσματα, και προτείνονται μελλοντικές κατευθύνσεις για την περαιτέρω ανάπτυξη του πεδίου. Η αξιολόγηση των αποτελεσμάτων αναδεικνύει τη βιωσιμότητα των φωτοβολταϊκών συστημάτων ως μια αποτελεσματική λύση για την ενεργειακή αυτονομία των λατομικών εγκαταστάσεων, συμβάλλοντας τόσο στη μείωση του κόστους όσο και στη βελτίωση του περιβαλλοντικού τους αποτυπώματος.

9.1 Σύνοψη Αποτελεσμάτων

Η ανάλυση που πραγματοποιήθηκε στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας κατέδειξε τη σημασία της αξιοποίησης φωτοβολταϊκών συστημάτων στον βιομηχανικό κλάδο, με έμφαση στις λατομικές μονάδες. Η μελέτη επικεντρώθηκε στη διερεύνηση της τεχνικής και οικονομικής βιωσιμότητας τέτοιων εφαρμογών, αναλύοντας τόσο τις δυνατότητες βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας όσο και τα οφέλη που προκύπτουν από τη μετάβαση σε ένα πιο βιώσιμο ενεργειακό μοντέλο. Στην ενότητα αυτή, παρουσιάζονται συνοπτικά τα βασικά ευρήματα της έρευνας, εστιάζοντας στα τεχνικά, οικονομικά και περιβαλλοντικά συμπεράσματα που προκύπτουν από την εφαρμογή φωτοβολταϊκών συστημάτων στις λατομικές εγκαταστάσεις.

9.1.1 Τεχνικά συμπεράσματα

Από την τεχνική ανάλυση της εργασίας προέκυψε ότι η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων σε λατομικές μονάδες μπορεί να επιφέρει σημαντική βελτίωση στην ενεργειακή αυτονομία και απόδοση των εγκαταστάσεων. Η προσομοίωση στο λογισμικό PVsyst κατέδειξε ότι, υπό τις βέλτιστες συνθήκες σχεδιασμού και χωροθέτησης, η απόδοση των

φωτοβολταϊκών πλαισίων μπορεί να φτάσει επίπεδα υψηλής αποδοτικότητας, μειώνοντας τη συνολική εξάρτηση από το δημόσιο δίκτυο ηλεκτροδότησης.

Ειδικότερα, η διαστασιολόγηση του εξοπλισμού και η βελτιστοποίηση της κλίσης και προσανατολισμού των φωτοβολταϊκών πλαισίων συνέβαλαν στη βέλτιστη εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας, μεγιστοποιώντας την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια.

Τέλος, η ανάλυση των δεδομένων κατέδειξε ότι η απόδοση του συστήματος επηρεάζεται σημαντικά από παράγοντες όπως η θερμοκρασία, η σκίαση και η συσσώρευση ρύπων στις επιφάνειες των φωτοβολταϊκών πάνελ. Η συστηματική συντήρηση και ο καθαρισμός των εγκαταστάσεων αποδεικνύονται κρίσιμες πρακτικές για τη διατήρηση της μέγιστης δυνατής απόδοσης του συστήματος.

9.1.2 Οικονομικά συμπεράσματα

Η οικονομική ανάλυση που πραγματοποιήθηκε στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας ανέδειξε τη βιωσιμότητα της επένδυσης σε φωτοβολταϊκά συστήματα για λατομικές μονάδες. Παρά το αρχικό κόστος εγκατάστασης, η μείωση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο και η αξιοποίηση των μηχανισμών ενεργειακού συμψηφισμού (Net Metering και Net Billing) καθιστούν την επένδυση ιδιαίτερα συμφέρουσα σε βάθος χρόνου.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της οικονομικής προσομοίωσης, η απόσβεση του κόστους εγκατάστασης επιτυγχάνεται κατά μέσο όρο σε 7-10 έτη, ανάλογα με την κλίμακα της επένδυσης, το ισχύον ρυθμιστικό πλαίσιο και τις δυνατότητες αξιοποίησης κρατικών επιδοτήσεων. Οι ταμειακές ροές δείχνουν ότι μετά την απόσβεση, το σύστημα μπορεί να αποφέρει καθαρό οικονομικό όφελος, μειώνοντας σημαντικά τα λειτουργικά έξοδα της επιχείρησης.

Επιπλέον, η σύγκριση των δύο βασικών μοντέλων ενεργειακού συμψηφισμού έδειξε ότι:

- Το Net Metering προσφέρει τη δυνατότητα μέγιστης αυτοκατανάλωσης και άμεσης μείωσης του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας.
- Το Net Billing επιτρέπει την πώληση της πλεονάζουσας ενέργειας στο δίκτυο, προσφέροντας ένα σταθερό έσοδο, αλλά με μεγαλύτερη εξάρτηση από τις εκάστοτε τιμές αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Συμπερασματικά, η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων αποτελεί μια οικονομικά αποδοτική λύση για λατομικές μονάδες, παρέχοντας σημαντική μείωση του

ενεργειακού κόστους και μακροπρόθεσμα οικονομικά οφέλη. Η επιλογή μεταξύ Net Metering και Net Billing εξαρτάται από τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά κατανάλωσης της εκάστοτε επιχείρησης, ενώ η ενσωμάτωση αποθηκευτικών λύσεων μπορεί να ενισχύσει την απόδοση της επένδυσης σε συνθήκες ασταθούς αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

9.1.3 Περιβαλλοντικά οφέλη

Η αξιοποίηση φωτοβολταϊκών συστημάτων στις λατομικές μονάδες δεν προσφέρει μόνο οικονομικά οφέλη αλλά συμβάλλει επίσης στη μείωση του περιβαλλοντικού αποτυπώματος των βιομηχανικών εγκαταστάσεων. Η αντικατάσταση της ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές πηγές, όπως ο λιγνίτης και το φυσικό αέριο, με ανανεώσιμες πηγές οδηγεί σε σημαντική μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO_2), συνεισφέροντας στην επίτευξη των εθνικών και ευρωπαϊκών στόχων για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

Σύμφωνα με τις υπολογισμένες εκπομπές άνθρακα που αντιστοιχούν στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας ενός τυπικού λατομείου, η εγκατάσταση ενός φωτοβολταϊκού συστήματος ισχύος 500 kWp μπορεί να μειώσει τις ετήσιες εκπομπές CO_2 κατά 450-600 τόνους, ανάλογα με τον ενεργειακό συμψηφισμό και το ποσοστό αυτοκατανάλωσης. Σε βάθος 20ετίας, η συνολική εξοικονόμηση εκπομπών μπορεί να ξεπεράσει τους 10.000 τόνους CO_2 , συμβάλλοντας ουσιαστικά στη βιωσιμότητα του κλάδου.

Εκτός από τη μείωση των εκπομπών, τα φωτοβολταϊκά συστήματα συμβάλλουν στη μείωση της εξάρτησης από τα ορυκτά καύσιμα, προωθώντας τη σταδιακή μετάβαση προς ένα πιο βιώσιμο ενεργειακό μοντέλο. Η ενεργειακή αυτονομία που επιτυγχάνεται μέσω της αξιοποίησης ηλιακής ενέργειας περιορίζει την ανάγκη για εισαγόμενα καύσιμα, συμβάλλοντας στην ενεργειακή ασφάλεια της χώρας.

Επιπλέον, η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σε λατομικές μονάδες μπορεί να αποτελέσει μέρος μιας στρατηγικής περιβαλλοντικής αποκατάστασης των εκτάσεων που έχουν ήδη υποστεί εκμετάλλευση. Σε ορισμένες περιπτώσεις, τα παλιά τμήματα των λατομείων μπορούν να μετατραπούν σε ενεργειακά πάρκα, προσφέροντας μια περιβαλλοντικά βιώσιμη λύση για την αξιοποίηση των εκτάσεων που δεν χρησιμοποιούνται πλέον για εξόρυξη.

9.2 Προτάσεις για Μελλοντική Έρευνα

Η παρούσα μελέτη, αν και προσέφερε σημαντικά συμπεράσματα για την εφαρμογή φωτοβολταϊκών συστημάτων σε λατομικές μονάδες, ανέδειξε παράλληλα νέα πεδία έρευνας που χρήζουν περαιτέρω διερεύνησης. Οι ακόλουθες προτάσεις για μελλοντική έρευνα στοχεύουν στην περαιτέρω βελτιστοποίηση και διεύρυνση των εφαρμογών των φωτοβολταϊκών συστημάτων στον κλάδο των λατομείων.

9.2.1 Τεχνολογικές βελτιώσεις

Η μελλοντική έρευνα θα μπορούσε να επικεντρωθεί σε τεχνολογικές βελτιώσεις που αντιμετωπίζουν τις ιδιαίτερες προκλήσεις των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων σε λατομικά περιβάλλοντα. Συγκεκριμένα, προτείνεται η διερεύνηση της ανάπτυξης ειδικών επικαλύψεων για τα φωτοβολταϊκά πάνελ που θα είναι ανθεκτικές στη σκόνη και τα μικροσωματίδια που παράγονται κατά τη λατομική δραστηριότητα. Επιπλέον, σημαντική κρίνεται η έρευνα για την ανάπτυξη προηγμένων συστημάτων καθαρισμού και συντήρησης που θα λειτουργούν αυτόματα, μειώνοντας την ανάγκη για συχνές χειροκίνητες παρεμβάσεις στο απαιτητικό περιβάλλον του λατομείου.

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει επίσης η μελέτη νέων τεχνολογιών αντιστροφών με ενσωματωμένα συστήματα προστασίας από τη σκόνη και τους κραδασμούς, καθώς και η ανάπτυξη έξυπνων αλγορίθμων πρόβλεψης της απόδοσης που θα λαμβάνουν υπόψη τις ιδιαίτερες συνθήκες λειτουργίας των λατομείων. Η έρευνα θα μπορούσε επίσης να εστιάσει στη βελτιστοποίηση των συστημάτων στήριξης ώστε να αντέχουν καλύτερα στις δονήσεις που προκαλούνται από τη χρήση βαρέων μηχανημάτων και τις εκρήξεις στο λατομείο.

9.2.2 Επεκτάσεις του συστήματος

Σημαντικό πεδίο μελλοντικής έρευνας αποτελεί η διερεύνηση πιθανών επεκτάσεων του φωτοβολταϊκού συστήματος για την περαιτέρω βελτιστοποίηση της ενεργειακής διαχείρισης των λατομικών μονάδων. Η ενσωμάτωση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, όπως μπαταρίες νέας γενιάς ή συστήματα αντλησιοταμίευσης σε εγκαταλελειμμένα τμήματα του λατομείου, θα μπορούσε να αποτελέσει αντικείμενο εκτενούς μελέτης. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η διερεύνηση της δυνατότητας αξιοποίησης των κατακόρυφων επιφανειών των λατομείων για την εγκατάσταση κάθετων φωτοβολταϊκών συστημάτων,

μεγιστοποιώντας έτσι την αξιοποίηση του διαθέσιμου χώρου.

Επιπλέον, προτείνεται η μελέτη ολοκληρωμένων συστημάτων ενεργειακής διαχείρισης που θα συνδυάζουν τα φωτοβολταϊκά με άλλες μορφές ΑΠΕ, όπως μικρές ανεμογεννήτριες στις υψηλότερες περιοχές του λατομείου. Η ανάπτυξη έξυπνων συστημάτων διαχείρισης φορτίου που θα προσαρμόζουν τη λειτουργία του βαρέως εξοπλισμού στη διαθεσιμότητα της ηλιακής ενέργειας θα μπορούσε επίσης να αποτελέσει σημαντικό πεδίο έρευνας, στοχεύοντας στη μεγιστοποίηση της αυτοκατανάλωσης και τη βελτιστοποίηση του ενεργειακού συμψηφισμού.

9.2.3 Νέες εφαρμογές

Μια σημαντική κατεύθυνση έρευνας θα μπορούσε να είναι η μελέτη της δυνατότητας αξιοποίησης των φωτοβολταϊκών συστημάτων για την τροφοδότηση ηλεκτρικών οχημάτων και μηχανημάτων λατομείου, συμβάλλοντας στον εξηλεκτρισμό του εξοπλισμού και τη μείωση του περιβαλλοντικού αποτυπώματος. Παράλληλα, προτείνεται η διερεύνηση της δυνατότητας ανάπτυξης υβριδικών συστημάτων που θα συνδυάζουν την ηλιακή ενέργεια με την αξιοποίηση της θερμότητας που παράγεται από τον εξοπλισμό του λατομείου.

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει επίσης η μελέτη της δυνατότητας μετατροπής εξαντλημένων λατομείων σε φωτοβολταϊκά πάρκα, συμβάλλοντας στην περιβαλλοντική αποκατάσταση και την οικονομική αξιοποίηση των χώρων μετά το πέρας της εξορυκτικής δραστηριότητας. Η έρευνα θα μπορούσε να επεκταθεί και στη διερεύνηση καινοτόμων μοντέλων συνεργασίας μεταξύ λατομικών επιχειρήσεων για τη δημιουργία ενεργειακών κοινοτήτων και τη βελτιστοποίηση της διαχείρισης της παραγόμενης ενέργειας σε επίπεδο βιομηχανικής περιοχής.

Συνολικά, το πεδίο εφαρμογής των φωτοβολταϊκών συστημάτων στις λατομικές μονάδες παρουσιάζει σημαντικές προοπτικές εξέλιξης και καινοτομίας. Η συνεχής έρευνα και ανάπτυξη στους προτεινόμενους τομείς μπορεί να συμβάλει καθοριστικά στην ενεργειακή μετάβαση του κλάδου, προσφέροντας παράλληλα πρότυπες λύσεις για την ευρύτερη βιομηχανία. Η επιτυχής υλοποίηση τέτοιων καινοτόμων εφαρμογών θα απαιτήσει τη συνεργασία μεταξύ ακαδημαϊκών ιδρυμάτων, ερευνητικών κέντρων και της βιομηχανίας, δημιουργώντας ένα γόνιμο πεδίο για μελλοντική έρευνα και ανάπτυξη.

10

Βιβλιογραφία

Κεφάλαιο 10 – Βιβλιογραφία

- [1] X. Xing, Y. Cong, Y. Wang, and X. Wang, “The Impact of COVID-19 and War in Ukraine on Energy Prices of Oil and Natural Gas,” *Sustainability*, vol. 15, no. 19, p. 14208, Sep. 2023, doi: 10.3390/su151914208.
- [2] H. Rojas-Romagosa, “Medium-term Macroeconomic Effects of Russia’s War in Ukraine and How it Affects Energy Security and Global Emission Targets,” *IMF Working Papers*, vol. 2024, no. 039, p. 1, Mar. 2024, doi: 10.5089/9798400269172.001.
- [3] C. Halser and F. Paraschiv, “Pathways to Overcoming Natural Gas Dependency on Russia—The German Case,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 14, p. 4939, Jul. 2022, doi: 10.3390/en15144939.
- [4] E. Fazelianov, “ENERGY CRISIS IN EUROPE AND RUSSIA’S GAS SUPPLIES,” *Scientific and Analytical Herald of IE RAS*, vol. 28, no. 4, pp. 133–142, Aug. 2022, doi: 10.15211/vestnikieran42022133142.
- [5] L. Zemite *et al.*, “The Natural Gas Supply of the Latvian Municipality during the Local Energy Crisis,” *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, vol. 58, no. 3, pp. 186–200, Jun. 2021, doi: 10.2478/lpts-2021-0025.
- [6] E. Nevercika, E. Dzelzitis, A. Jasevics, I. Laube, and I. Bode, “Procedures for the Supply of Energy Users during Energy Crisis,” in *2019 IEEE 7th IEEE Workshop on Advances in Information, Electronic and Electrical Engineering (AIEEE)*, IEEE, Nov. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/AIEEE48629.2019.8976958.
- [7] O. Celasun *et al.*, “Surging Energy Prices in Europe in the Aftermath of the War: How to Support the Vulnerable and Speed up the Transition Away from Fossil Fuels,” *IMF Working Papers*, vol. 2022, no. 152, p. 1, Jul. 2022, doi: 10.5089/9798400214592.001.
- [8] A. Carfora and G. Scandurra, “Forecasting Energy Poverty in European Countries: The Effect of Increasing Energy Commodities Prices,” *Energies (Basel)*, vol. 17, no. 5, p. 1224, Mar. 2024, doi: 10.3390/en17051224.
- [9] R. Herman, C. Nistor, and N. M. Jula, “The Influence of the Increase in Energy Prices on the Profitability of Companies in the European Union,” *Sustainability*, vol. 15, no. 21, p. 15404, Oct. 2023, doi: 10.3390/su152115404.
- [10] S. Paraschiv and L. S. Paraschiv, “Trends of carbon dioxide (CO₂) emissions from fossil fuels combustion (coal, gas and oil) in the EU member states from 1960 to 2018,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 237–242, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.egy.2020.11.116.
- [11] M. Belucio, R. Santiago, J. A. Fuinhas, L. Braun, and J. Antunes, “The Impact of Natural

- Gas, Oil, and Renewables Consumption on Carbon Dioxide Emissions: European Evidence,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 14, p. 5263, Jul. 2022, doi: 10.3390/en15145263.
- [12] N. M. Christodoulakis, S. C. Kalyvitis, D. P. Lalas, and S. Pesmajoglou, “Forecasting energy consumption and energy related CO₂ emissions in Greece,” *Energy Econ*, vol. 22, no. 4, pp. 395–422, Aug. 2000, doi: 10.1016/S0140-9883(99)00040-7.
- [13] C. Bentsos, D. Koursaros, K. G. Louka, K. D. Melas, and N. A. Michail, “Liquefied Natural Gas Prices and Their Relationship with a Country’s Energy Mix: A Case Study for Greece,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 22, p. 7554, Nov. 2023, doi: 10.3390/en16227554.
- [14] G. Malgaroli, A. Ciocia, F. Spertino, S. Casagrande, and L. Saglietti, “Comparative Analysis of Energy Yield between PERC and HJT Modules Tested in Experimental Campaigns Carried out in Northern Italy,” in *2024 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, IEEE, Sep. 2024, pp. 1–6. doi: 10.1109/SEST61601.2024.10694633.
- [15] A. Mizzi and C. Yousif, “Optimizing Energy Yield and Economic Benefit of Renewable Energy Technologies for Urban Mediterranean Dwellings,” *Sustainability*, vol. 16, no. 20, p. 9082, Oct. 2024, doi: 10.3390/su16209082.
- [16] I. Kougias *et al.*, “The potential of water infrastructure to accommodate solar PV systems in Mediterranean islands,” *Solar Energy*, vol. 136, pp. 174–182, Oct. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.07.003.
- [17] I. A. S. Ehtiwesh, F. Neto Da Silva, and A. C. M. Sousa, “Deployment of parabolic trough concentrated solar power plants in North Africa – a case study for Libya,” *Int J Green Energy*, vol. 16, no. 1, pp. 72–85, Jan. 2019, doi: 10.1080/15435075.2018.1533474.
- [18] I. Oja Acik, “5GSOLAR: The next generation of photovoltaics,” *Open Access Government*, vol. 40, no. 1, pp. 486–487, Oct. 2023, doi: 10.56367/OAG-040-11117.
- [19] J. Brożyna, W. Strielkowski, and A. Zpěvák, “Evaluating the Chances of Implementing the ‘Fit for 55’ Green Transition Package in the V4 Countries,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 6, p. 2764, Mar. 2023, doi: 10.3390/en16062764.
- [20] A. Bürgin, “National binding renewable energy targets for 2020, but not for 2030 anymore: why the European Commission developed from a supporter to a brakeman,” *J Eur Public Policy*, vol. 22, no. 5, pp. 690–707, May 2015, doi: 10.1080/13501763.2014.984747.
- [21] A. Shivakumar, A. Dobbins, U. Fahl, and A. Singh, “Drivers of renewable energy deployment in the EU: An analysis of past trends and projections,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 26, p. 100402, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.100402.
- [22] V. Dinu, “Clean, Diversified, and Affordable Energy for the European Union in the Context of the REPowerEU Plan,” *Amfiteatru Economic*, vol. 25, no. 64, p. 654, Aug. 2023, doi:

10.24818/EA/2023/64/654.

- [23] B. Pérez de las Heras, “EU Green Transition in Times of Geopolitical Pressures: Accelerating or Slowing the Pace Towards Climate Neutrality?,” *European Journal of Sustainable Development*, vol. 13, no. 2, p. 1, Jun. 2024, doi: 10.14207/ejsd.2024.v13n2p1.
- [24] S. Nies, “The EU’s Plan to Scale Up Renewables by 2030 Implications for the Power System,” 2022. [Online]. Available: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:248980583>
- [25] K. Veum and D. Bauknecht, “How to reach the EU renewables target by 2030? An analysis of the governance framework,” *Energy Policy*, vol. 127, pp. 299–307, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2018.12.013.
- [26] M. Knodt, R. Müller, S. Schlacke, and M. Ringel, “(Un)fit for 55! Ohne eine verschärfte Governance-Verordnung sind die Klimaziele 2030 nicht zu erreichen,” *integration*, vol. 44, no. 4, pp. 287–300, 2021, doi: 10.5771/0720-5120-2021-4-287.
- [27] N. Vasilakos, “Energy Transition Challenges and Development Priorities for the Greek Energy Sector in the Coming Decade,” *SSRN Electronic Journal*, 2019, doi: 10.2139/ssrn.3393561.
- [28] D. Koutsandreas, E. Spiliotis, H. Doukas, and J. Psarras, “What Is the Macroeconomic Impact of Higher Decarbonization Speeds? The Case of Greece,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 8, p. 2235, Apr. 2021, doi: 10.3390/en14082235.
- [29] A. Nurdiawati and F. Urban, “Towards Deep Decarbonisation of Energy-Intensive Industries: A Review of Current Status, Technologies and Policies,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 9, p. 2408, Apr. 2021, doi: 10.3390/en14092408.
- [30] A. A. Carmona-Martínez *et al.*, “Charting the Course: Navigating Decarbonisation Pathways in Greece, Germany, The Netherlands, and Spain’s Industrial Sectors,” *Sustainability*, vol. 16, no. 14, p. 6176, Jul. 2024, doi: 10.3390/su16146176.
- [31] N. Gkonis, A. Arsenopoulos, A. Stamatiou, and H. Doukas, “Multi-perspective design of energy efficiency policies under the framework of national energy and climate action plans,” *Energy Policy*, vol. 140, p. 111401, May 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111401.
- [32] N. Rodousakis, G. Soklis, and T. Tsekeris, “A Supply and Use Model for Estimating the Contribution of Costs to Energy Prices,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 19, p. 6878, Sep. 2022, doi: 10.3390/en15196878.
- [33] D. Damigos, “Monetizing the impacts of climate change on the Greek mining sector,” *Mitig Adapt Strateg Glob Chang*, vol. 17, no. 8, pp. 865–878, Dec. 2012, doi: 10.1007/s11027-011-9349-z.

- [34] D. Das, J. Mazumdar, and W. Koellner, “Energy Budget Reduction by Using Ultracapacitors in Mining Converters,” in *2008 IEEE Energy 2030 Conference*, IEEE, Nov. 2008, pp. 1–6. doi: 10.1109/ENERGY.2008.4781066.
- [35] D. K. Christopoulos, “The demand for energy in Greek manufacturing,” *Energy Econ*, vol. 22, no. 5, pp. 569–586, Oct. 2000, doi: 10.1016/S0140-9883(99)00041-9.
- [36] D. Jang, J. Eom, M. Jae Park, and J. Jeung Rho, “Variability of electricity load patterns and its effect on demand response: A critical peak pricing experiment on Korean commercial and industrial customers,” *Energy Policy*, vol. 88, pp. 11–26, Jan. 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2015.09.029.
- [37] P. Y. Liew, P. S. Varbanov, A. Foley, and J. J. Klemeš, “Smart energy management and recovery towards Sustainable Energy System Optimisation with bio-based renewable energy,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 135, p. 110385, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110385.
- [38] Y. Zhang, X. Wu, H. Hu, X. Sun, and D. Gong, “Modeling and operation optimization of mine integrated energy system under variable conditions of typical equipment,” *Energy Sci Eng*, vol. 10, no. 12, pp. 4411–4430, Dec. 2022, doi: 10.1002/ese3.1305.
- [39] M. Bortolini, M. Gamberi, A. Graziani, and F. Pilati, “Economic and environmental bi-objective design of an off-grid photovoltaic–battery–diesel generator hybrid energy system,” *Energy Convers Manag*, vol. 106, pp. 1024–1038, Dec. 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.10.051.
- [40] S. G. R. Muniraj, K. J. and T. Jarin, “Implementation Of Optimized Controller For PV Fed High Gain Converter For Off-Grid Applications,” in *2024 7th International Conference on Circuit Power and Computing Technologies (ICCPCT)*, IEEE, Aug. 2024, pp. 1593–1598. doi: 10.1109/ICCPCT61902.2024.10673097.
- [41] M. Magdziarczyk, A. Chmiela, W. Su, and A. Smolinski, “Green Transformation of Mining towards Energy Self-Sufficiency in a Circular Economy—A Case Study,” *Energies (Basel)*, vol. 17, no. 15, p. 3771, Jul. 2024, doi: 10.3390/en17153771.
- [42] G. Lavidas, “Energy and socio-economic benefits from the development of wave energy in Greece,” *Renew Energy*, vol. 132, pp. 1290–1300, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.09.007.
- [43] G. Alexandri *et al.*, “A high resolution satellite view of surface solar radiation over the climatically sensitive region of Eastern Mediterranean,” *Atmos Res*, vol. 188, pp. 107–121, May 2017, doi: 10.1016/j.atmosres.2016.12.015.
- [44] M. J. Marín, V. Estellés, J. L. Gómez-Amo, and M. P. Utrillas, “Diffuse and Direct UV Index

- Experimental Values,” *Atmosphere (Basel)*, vol. 14, no. 8, p. 1221, Jul. 2023, doi: 10.3390/atmos14081221.
- [45] C. D. Papadimas, N. Hatzianastassiou, C. Matsoukas, M. Kanakidou, N. Mihalopoulos, and I. Vardavas, “The direct effect of aerosols on solar radiation over the broader Mediterranean basin,” *Atmos Chem Phys*, vol. 12, no. 15, pp. 7165–7185, Aug. 2012, doi: 10.5194/acp-12-7165-2012.
- [46] K. Papachristopoulou *et al.*, “15-Year Analysis of Direct Effects of Total and Dust Aerosols in Solar Radiation/Energy Over the Mediterranean Basin,” Feb. 01, 2022. doi: 10.20944/preprints202202.0002.v1.
- [47] B. P. Ganthia *et al.*, “Machine Learning Strategy to Achieve Maximum Energy Harvesting and Monitoring Method for Solar Photovoltaic Panel Applications,” *International Journal of Photoenergy*, vol. 2022, pp. 1–9, Oct. 2022, doi: 10.1155/2022/4493116.
- [48] H. D. Kambezidis and B. E. Psiloglou, “Estimation of the Optimum Energy Received by Solar Energy Flat-Plate Convertors in Greece Using Typical Meteorological Years. Part I: South-Oriented Tilt Angles,” *Applied Sciences*, vol. 11, no. 4, p. 1547, Feb. 2021, doi: 10.3390/app11041547.
- [49] J. Kaldellis and D. Zafirakis, “Experimental investigation of the optimum photovoltaic panels’ tilt angle during the summer period,” *Energy*, vol. 38, no. 1, pp. 305–314, Feb. 2012, doi: 10.1016/j.energy.2011.11.058.
- [50] J. Kaldellis, K. Kavadias, and D. Zafirakis, “Experimental validation of the optimum photovoltaic panels’ tilt angle for remote consumers,” *Renew Energy*, vol. 46, pp. 179–191, Oct. 2012, doi: 10.1016/j.renene.2012.03.020.
- [51] O. Dominic Ekanem, “Determination of Optimal Tilt Angle for Biannual Seasonally Adjusted Flat-Plate Photovoltaic Modules Based on Perez Transposition Model,” *American Journal of Software Engineering and Applications*, vol. 6, no. 3, p. 85, 2017, doi: 10.11648/j.ajsea.20170603.15.
- [52] C. D. Papadimas, N. Hatzianastassiou, C. Matsoukas, M. Kanakidou, N. Mihalopoulos, and I. Vardavas, “The direct effect of aerosols on solar radiation over the broader Mediterranean basin,” *Atmos Chem Phys*, vol. 12, no. 15, pp. 7165–7185, Aug. 2012, doi: 10.5194/acp-12-7165-2012.
- [53] E. Roumpakias and T. Stamatelos, “Surface Dust and Aerosol Effects on the Performance of Grid-Connected Photovoltaic Systems,” *Sustainability*, vol. 12, no. 2, p. 569, Jan. 2020, doi: 10.3390/su12020569.
- [54] D. Kouklaki, S. Kazadzis, I.-P. Raptis, K. Papachristopoulou, I. Fountoulakis, and K.

- Eleftheratos, “Photovoltaic Spectral Responsivity and Efficiency under Different Aerosol Conditions,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 18, p. 6644, Sep. 2023, doi: 10.3390/en16186644.
- [55] H. A. Kazem and M. T. Chaichan, “Effect of environmental variables on photovoltaic performance-based on experimental studies,” *International Journal of Civil, Mechanical and Energy Science (IJCMES)*, vol. 2, no. 4, pp. 1–8, 2016.
- [56] J. K. Kaldellis, M. Kapsali, and K. A. Kavadias, “Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations. Experience obtained from outdoor measurements in Greece,” *Renew Energy*, vol. 66, pp. 612–624, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.12.041.
- [57] P. Rappaport, “The photovoltaic effect and its utilization,” *Solar Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 8–18, Dec. 1959, doi: 10.1016/0038-092X(59)90002-7.
- [58] A. A. Bayod-Rújula, “Solar photovoltaics (PV),” in *Solar Hydrogen Production*, Elsevier, 2019, pp. 237–295. doi: 10.1016/B978-0-12-814853-2.00008-4.
- [59] W. Wei, B. Huang, and Y. Dai, “Photoexcited charge carrier behaviors in solar energy conversion systems from theoretical simulations,” *WIREs Computational Molecular Science*, vol. 10, no. 3, May 2020, doi: 10.1002/wcms.1441.
- [60] W. Tress, “Photovoltaic Energy Conversion,” 2014, pp. 15–65. doi: 10.1007/978-3-319-10097-5_2.
- [61] A. S. Al-Ezzi and M. N. M. Ansari, “Photovoltaic Solar Cells: A Review,” *Applied System Innovation*, vol. 5, no. 4, p. 67, Jul. 2022, doi: 10.3390/asi5040067.
- [62] S. B. Kang *et al.*, “Catalysis-Free Growth of III-V Core-Shell Nanowires on p-Si for Efficient Heterojunction Solar Cells with Optimized Window Layer,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 5, p. 1772, Feb. 2022, doi: 10.3390/en15051772.
- [63] X. Zou, L. Ji, X. Yang, T. Lim, E. T. Yu, and A. J. Bard, “Electrochemical Formation of a *p*–*n* Junction on Thin Film Silicon Deposited in Molten Salt,” *J Am Chem Soc*, vol. 139, no. 45, pp. 16060–16063, Nov. 2017, doi: 10.1021/jacs.7b09090.
- [64] X. Zhang, C. W. Pinion, J. D. Christesen, C. J. Flynn, T. A. Celano, and J. F. Cahoon, “Horizontal Silicon Nanowires with Radial *p*–*n* Junctions: A Platform for Unconventional Solar Cells,” *J Phys Chem Lett*, vol. 4, no. 12, pp. 2002–2009, Jun. 2013, doi: 10.1021/jz400533v.
- [65] M. Buscema, D. J. Groenendijk, G. A. Steele, H. S. J. van der Zant, and A. Castellanos-Gomez, “Photovoltaic effect in few-layer black phosphorus PN junctions defined by local electrostatic gating,” *Nat Commun*, vol. 5, no. 1, p. 4651, Aug. 2014, doi: 10.1038/ncomms5651.

- [66] T. Soga, “Fundamentals of Solar Cell,” in *Nanostructured Materials for Solar Energy Conversion*, Elsevier, 2006, pp. 3–43. doi: 10.1016/B978-044452844-5/50002-0.
- [67] E. S. Rittner, “An improved theory of the silicon p-n junction solar cell,” in *1976 International Electron Devices Meeting*, IRE, 1976, pp. 69–70. doi: 10.1109/IEDM.1976.188987.
- [68] C.-F. Lin, “Solar Cells,” 2015, pp. 237–259. doi: 10.1007/978-94-017-9392-6_9.
- [69] S. Agarwal, V. Sharma, A. K. Maurya, P. Sen, and A. Mishra, “A Review of Solar Cells and their Applications,” Dec. 2023, pp. 230–240. doi: 10.21467/proceedings.161.26.
- [70] P. K. Tawalare, “Optimizing photovoltaic conversion of solar energy,” *AIP Adv*, vol. 11, no. 10, Oct. 2021, doi: 10.1063/5.0064202.
- [71] J. B. Sambur, T. Novet, and B. A. Parkinson, “Multiple Exciton Collection in a Sensitized Photovoltaic System,” *Science (1979)*, vol. 330, no. 6000, pp. 63–66, Oct. 2010, doi: 10.1126/science.1191462.
- [72] J. Zhao, A. Wang, M. A. Green, and F. Ferrazza, “19.8% efficient ‘honeycomb’ textured multicrystalline and 24.4% monocrystalline silicon solar cells,” *Appl Phys Lett*, vol. 73, no. 14, pp. 1991–1993, Oct. 1998, doi: 10.1063/1.122345.
- [73] L. Jiang, S. Cui, P. Sun, Y. Wang, and C. Yang, “Comparison of Monocrystalline and Polycrystalline Solar Modules,” in *2020 IEEE 5th Information Technology and Mechatronics Engineering Conference (ITOEC)*, IEEE, Jun. 2020, pp. 341–344. doi: 10.1109/ITOEC49072.2020.9141722.
- [74] W. Kong *et al.*, “Ultrathin Perovskite Monocrystals Boost the Solar Cell Performance,” *Adv Energy Mater*, vol. 10, no. 34, Sep. 2020, doi: 10.1002/aenm.202000453.
- [75] J. Mao, “Enhancement of efficiency in monocrystalline silicon solar cells,” *Theoretical and Natural Science*, vol. 25, no. 1, pp. 173–180, Dec. 2023, doi: 10.54254/2753-8818/25/20240953.
- [76] Y. Lv *et al.*, “Towards high-efficiency industrial p-type mono-like Si PERC solar cells,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 204, p. 110202, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.solmat.2019.110202.
- [77] A. Ameer, A. Berrada, K. Loudiyi, and M. Aggour, “Forecast modeling and performance assessment of solar PV systems,” *J Clean Prod*, vol. 267, p. 122167, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.122167.
- [78] A. Allouhi, R. Saadani, T. Kousksou, R. Saidur, A. Jamil, and M. Rahmoune, “Grid-connected PV systems installed on institutional buildings: Technology comparison, energy analysis and economic performance,” *Energy Build*, vol. 130, pp. 188–201, Oct. 2016, doi:

10.1016/j.enbuild.2016.08.054.

- [79] A. Bouaichi, A. El Amrani, M. Ouhadou, A. Lfakir, and C. Messaoudi, “In-situ performance and degradation of three different photovoltaic module technologies installed in arid climate of Morocco,” *Energy*, vol. 190, p. 116368, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116368.
- [80] M. Benghanem *et al.*, “Evaluation of the Performance of Polycrystalline and Monocrystalline PV Technologies in a Hot and Arid Region: An Experimental Analysis,” *Sustainability*, vol. 15, no. 20, p. 14831, Oct. 2023, doi: 10.3390/su152014831.
- [81] N. Soares, J. J. Costa, A. R. Gaspar, T. Matias, P. N. Simões, and L. Durães, “Can movable PCM-filled TES units be used to improve the performance of PV panels? Overview and experimental case-study,” *Energy Build*, vol. 210, p. 109743, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.enbuild.2019.109743.
- [82] F. Grubišić Čabo, S. Nižetić, E. Giama, and A. Papadopoulos, “Techno-economic and environmental evaluation of passive cooled photovoltaic systems in Mediterranean climate conditions,” *Appl Therm Eng*, vol. 169, p. 114947, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2020.114947.
- [83] J.-H. Yoon, J. Song, and S.-J. Lee, “Practical application of building integrated photovoltaic (BIPV) system using transparent amorphous silicon thin-film PV module,” *Solar Energy*, vol. 85, no. 5, pp. 723–733, May 2011, doi: 10.1016/j.solener.2010.12.026.
- [84] C.-Y. Tsai and C.-Y. Tsai, “See-through, light-through, and color modules for large-area tandem amorphous/microcrystalline silicon thin-film solar modules: Technology development and practical considerations for building-integrated photovoltaic applications,” *Renew Energy*, vol. 145, pp. 2637–2646, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.08.029.
- [85] N. Neugebohrn *et al.*, “Flexible design of building integrated thin-film photovoltaics,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 30, no. 10, pp. 1188–1197, Oct. 2022, doi: 10.1002/pip.3568.
- [86] Z. Wang *et al.*, “Flexible Semiconductor Technologies with Nanoholes-Provided High Areal Coverages and Their Application in Plasmonic-Enhanced Thin Film Photovoltaics,” *Sci Rep*, vol. 7, no. 1, p. 13155, Oct. 2017, doi: 10.1038/s41598-017-13655-y.
- [87] N. Yan, C. Zhao, S. You, Y. Zhang, and W. Li, “Recent progress of thin-film photovoltaics for indoor application,” *Chinese Chemical Letters*, vol. 31, no. 3, pp. 643–653, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.ccllet.2019.08.022.
- [88] S. Hegedus, “Thin film solar modules: the low cost, high throughput and versatile alternative to Si wafers,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 14, no. 5, pp. 393–

411, Aug. 2006, doi: 10.1002/pip.704.

- [89] Y. Chen *et al.*, “From Laboratory to Production: Learning Models of Efficiency and Manufacturing Cost of Industrial Crystalline Silicon and Thin-Film Photovoltaic Technologies,” *IEEE J Photovolt*, vol. 8, no. 6, pp. 1531–1538, Nov. 2018, doi: 10.1109/JPHOTOV.2018.2871858.
- [90] A. V. Shah *et al.*, “Thin-film silicon solar cell technology,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 12, no. 2–3, pp. 113–142, Mar. 2004, doi: 10.1002/pip.533.
- [91] P. Rani, A. R. Mishra, A. Mardani, F. Cavallaro, D. Štreimikienė, and S. A. R. Khan, “Pythagorean Fuzzy SWARA–VIKOR Framework for Performance Evaluation of Solar Panel Selection,” *Sustainability*, vol. 12, no. 10, p. 4278, May 2020, doi: 10.3390/su12104278.
- [92] F. Ouchani, O. Jbahi, M. Maaroufi, and A. Ghennioui, “Identification of suitable sites for large-scale photovoltaic installations through a geographic information system and analytical hierarchy process combination: A case study in Marrakesh-Safi region, Morocco,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 29, no. 7, pp. 714–724, Jul. 2021, doi: 10.1002/pip.3357.
- [93] Y. Chen, Z. Wei, and G. Jiang, “Discussion on the application prospects of the third-generation solar cell,” in *7th International Symposium on Advances in Electrical, Electronics, and Computer Engineering*, T. Zhang, Ed., SPIE, Oct. 2022, p. 229. doi: 10.1117/12.2641181.
- [94] P. Kwaśnicki, A. Gronba-Chyła, A. Generowicz, J. Ciula, A. Makara, and Z. Kowalski, “Characterization of the TCO Layer on a Glass Surface for PV IInd and IIIrd Generation Applications,” *Energies (Basel)*, vol. 17, no. 13, p. 3122, Jun. 2024, doi: 10.3390/en17133122.
- [95] S. Gada, A. Fekik, M. Mahdal, S. Vaidyanathan, A. Maidi, and A. Bouhedda, “Improving Power Quality in Grid-Connected Photovoltaic Systems: A Comparative Analysis of Model Predictive Control in Three-Level and Two-Level Inverters,” *Sensors*, vol. 23, no. 18, p. 7901, Sep. 2023, doi: 10.3390/s23187901.
- [96] M. Y. Ali Khan, H. Liu, Z. Yang, and X. Yuan, “A Comprehensive Review on Grid Connected Photovoltaic Inverters, Their Modulation Techniques, and Control Strategies,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 16, p. 4185, Aug. 2020, doi: 10.3390/en13164185.
- [97] J. Yuan, F. Blaabjerg, Y. Yang, A. Sangwongwanich, and Y. Shen, “An Overview of Photovoltaic Microinverters: Topology, Efficiency, and Reliability,” in *2019 IEEE 13th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-*

- POWERENG*), IEEE, Apr. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/CPE.2019.8862334.
- [98] A. Desai, I. Mukhopadhyay, and A. Ray, “Performance Analysis of String and Central Inverter based Ideally Designed Utility scale Solar PV Plant,” in *2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, IEEE, Jun. 2020, pp. 2412–2417. doi: 10.1109/PVSC45281.2020.9300494.
- [99] S. Martín-Martínez, M. Cañas-Carretón, A. Honrubia-Escribano, and E. Gómez-Lázaro, “Performance evaluation of large solar photovoltaic power plants in Spain,” *Energy Convers Manag*, vol. 183, pp. 515–528, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2018.12.116.
- [100] J. Zhang and Y. Lou, “Study of Wind Load Influencing Factors of Flexibly Supported Photovoltaic Panels,” *Buildings*, vol. 14, no. 6, p. 1677, Jun. 2024, doi: 10.3390/buildings14061677.
- [101] Y. Lou, J. Zhang, and Y. Pan, “Static and Dynamic Response Analysis of Flexible Photovoltaic Mounts,” *Buildings*, vol. 14, no. 7, p. 2037, Jul. 2024, doi: 10.3390/buildings14072037.
- [102] I.-H. Hwang, E.-H. Kim, and K.-S. Ahn, “A Study on the Optimal Design of Large-scale Photovoltaic Array,” *Journal of the Korean Solar Energy Society*, vol. 31, no. 1, pp. 8–14, Feb. 2011, doi: 10.7836/kses.2011.31.1.008.
- [103] A. Akšamović, S. Odžak, A. Tihak, S. Grebović, and S. Konjicija, “DC cable cross-section selection for PV plants,” *J Phys Conf Ser*, vol. 2339, no. 1, p. 012001, Sep. 2022, doi: 10.1088/1742-6596/2339/1/012001.
- [104] Q. Sun, X. Zhong, L. Huang, and L. Yao, “A Novel Crossover Wiring of DC Cable for Photovoltaic System Against Lightning-Induced Overvoltage,” *IEEE Trans Electromagn Compat*, vol. 65, no. 2, pp. 475–485, Apr. 2023, doi: 10.1109/TEMC.2022.3227365.
- [105] Y. Zhang, H. Chen, and Y. Du, “Considerations of Photovoltaic System Structure Design for Effective Lightning Protection,” *IEEE Trans Electromagn Compat*, vol. 62, no. 4, pp. 1333–1341, Aug. 2020, doi: 10.1109/TEMC.2020.2990930.
- [106] I. Hetita, D.-E. A. Mansour, Y. Han, P. Yang, C. Wang, and A. S. Zalhaf, “Investigation of Induced Overvoltages on DC Cables of PV System Subjected to Lightning Strikes Using FDTD Method,” *IEEE Trans Electromagn Compat*, vol. 65, no. 4, pp. 1124–1132, Aug. 2023, doi: 10.1109/TEMC.2023.3281536.
- [107] J. L. Putzke, L. Michels, and L. V. Bellinaso, “Electric Arcs in Photovoltaic Systems: A Comparative Analysis of IEC 63027, UL 1699B, and GB-t 39750 Standards,” in *2023 IEEE 8th Southern Power Electronics Conference and 17th Brazilian Power Electronics Conference (SPEC/COBEP)*, IEEE, Nov. 2023, pp. 1–5. doi: 10.1109/SPEC56436.2023.10407946.
- [108] J. C. Hernandez and P. G. Vidal, “Guidelines for Protection Against Electric Shock in PV

- Generators,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, no. 1, pp. 274–282, Mar. 2009, doi: 10.1109/TEC.2008.2008865.[109] A. D. Mosheer and C. K. Gan, “Optimal solar cable selection for photovoltaic systems,” *International Journal of Renewable Energy Resources*, vol. 5, no. 2, pp. 28–37, 2015.[110] S. Nižetić, F. Grubišić- Čabo, I. Marinić-Kragić, and A. M. Papadopoulos, “Experimental and numerical investigation of a backside convective cooling mechanism on photovoltaic panels,” *Energy*, vol. 111, pp. 211–225, Sep. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.05.103.
- [111] M. Malvoni, A. Leggieri, G. Maggiotto, P. M. Congedo, and M. G. De Giorgi, “Long term performance, losses and efficiency analysis of a 960 kW P photovoltaic system in the Mediterranean climate,” *Energy Convers Manag*, vol. 145, pp. 169–181, Aug. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.04.075.
- [112] N. Savvakis and T. Tsoutsos, “Theoretical design and experimental evaluation of a PV+PCM system in the mediterranean climate,” *Energy*, vol. 220, p. 119690, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2020.119690.
- [113] R. J. Mustafa, M. R. Gomaa, M. Al-Dhaifallah, and H. Rezk, “Environmental Impacts on the Performance of Solar Photovoltaic Systems,” *Sustainability*, vol. 12, no. 2, p. 608, Jan. 2020, doi: 10.3390/su12020608.
- [114] S. Bana and R. P. Saini, “Experimental investigation on power output of different photovoltaic array configurations under uniform and partial shading scenarios,” *Energy*, vol. 127, pp. 438–453, May 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.03.139.
- [115] M. Chinchilla, D. Santos-Martín, M. Carpintero-Rentería, and S. Lemon, “Worldwide annual optimum tilt angle model for solar collectors and photovoltaic systems in the absence of site meteorological data,” *Appl Energy*, vol. 281, p. 116056, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116056.
- [116] D. Machidon and M. Istrate, “Tilt Angle Adjustment for Incident Solar Energy Increase: A Case Study for Europe,” *Sustainability*, vol. 15, no. 8, p. 7015, Apr. 2023, doi: 10.3390/su15087015.
- [117] M. Dhimish and S. Silvestre, “Estimating the impact of azimuth-angle variations on photovoltaic annual energy production,” *Clean Energy*, vol. 3, no. 1, pp. 47–58, Feb. 2019, doi: 10.1093/ce/zky022.
- [118] G. Di Lorenzo, R. Araneo, M. Mitolo, A. Niccolai, and F. Grimaccia, “Review of O&M Practices in PV Plants: Failures, Solutions, Remote Control, and Monitoring Tools,” *IEEE J Photovolt*, vol. 10, no. 4, pp. 914–926, Jul. 2020, doi: 10.1109/JPHOTOV.2020.2994531.
- [119] A. Livera, M. Theristis, L. Micheli, E. F. Fernandez, J. S. Stein, and G. E. Georghiou,

- “Operation and Maintenance Decision Support System for Photovoltaic Systems,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 42481–42496, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3168140.
- [120] J. Ballestín-Fuertes *et al.*, “Novel Utility-Scale Photovoltaic Plant Electroluminescence Maintenance Technique by Means of Bidirectional Power Inverter Controller,” *Applied Sciences*, vol. 10, no. 9, p. 3084, Apr. 2020, doi: 10.3390/app10093084.
- [121] G. Rediske, L. Michels, J. Cezar Mairesse Siluk, P. Donaduzzi Rigo, C. Brum Rosa, and R. Jochann Franceschi Bortolini, “Management of operation and maintenance practices in photovoltaic plants: Key performance indicators,” *Int J Energy Res*, vol. 46, no. 6, pp. 7118–7136, May 2022, doi: 10.1002/er.7737.
- [122] M. H. Shubbak, “Advances in solar photovoltaics: Technology review and patent trends,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 115, p. 109383, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.109383.
- [123] M. A. Green, “Recent developments in photovoltaics,” *Solar Energy*, vol. 76, no. 1–3, pp. 3–8, Jan. 2004, doi: 10.1016/S0038-092X(03)00065-3.
- [124] R. P. Kenny, “Photovoltaics in 2021,” *Solar RRL*, vol. 6, no. 5, May 2022, doi: 10.1002/solr.202200288.
- [125] J. F. De Negri, S. Pezzutto, S. Gantioler, D. Moser, and W. Sparber, “A Comprehensive Analysis of Public and Private Funding for Photovoltaics Research and Development in the European Union, Norway, and Turkey,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 11, p. 2743, May 2020, doi: 10.3390/en13112743.
- [126] W. PALZ, “THE NEEDS AND PROSPECTS OF PHOTOVOLTAIC SYSTEM TECHNOLOGY—A EUROPEAN PERSPECTIVE,” *International Journal of Solar Energy*, vol. 16, no. 1, pp. 41–47, May 1994, doi: 10.1080/01425919408914265.
- [127] M. H. Alaaeddin, S. M. Sapuan, M. Y. M. Zuhri, E. S. Zainudin, and F. M. AL- Oqla, “Photovoltaic applications: Status and manufacturing prospects,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 102, pp. 318–332, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.12.026.
- [128] L. Huang and Z. Ge, “Simple, Robust, and Going More Efficient: Recent Advance on Electron Transport Layer-Free Perovskite Solar Cells,” *Adv Energy Mater*, vol. 9, no. 24, Jun. 2019, doi: 10.1002/aenm.201900248.
- [129] J. A. Luceño-Sánchez, A. M. Díez-Pascual, and R. Peña Capilla, “Materials for Photovoltaics: State of Art and Recent Developments,” *Int J Mol Sci*, vol. 20, no. 4, p. 976, Feb. 2019, doi: 10.3390/ijms20040976.
- [130] L. Ma, S. Zhang, J. Wang, Y. Xu, and J. Hou, “Recent advances in non-fullerene organic solar cells: From lab to fab,” *Chemical Communications*, vol. 56, no. 92, pp. 14337–14352, 2020.

- [131] B. F. Gonçalves *et al.*, “Towards All-Non-Vacuum-Processed Photovoltaic Systems: A Water-Based Screen-Printed Cu(In,Ga)Se₂ Photoabsorber with a 6.6% Efficiency,” *Nanomaterials*, vol. 13, no. 13, p. 1920, Jun. 2023, doi: 10.3390/nano13131920.
- [132] M. Bošnjaković, “Advance of Sustainable Energy Materials: Technology Trends for Silicon-Based Photovoltaic Cells,” *Sustainability*, vol. 16, no. 18, p. 7962, Sep. 2024, doi: 10.3390/su16187962.
- [133] E. K. Solak and E. Irmak, “Advances in organic photovoltaic cells: a comprehensive review of materials, technologies, and performance,” *RSC Adv*, vol. 13, no. 18, pp. 12244–12269, 2023, doi: 10.1039/D3RA01454A.
- [134] Olorunshogo Benjamin Ogundipe, Azubuike Chukwudi Okwandu, and Sanni Ayinde Abdulwaheed, “Recent advances in solar photovoltaic technologies: Efficiency, materials, and applications,” *GSC Advanced Research and Reviews*, vol. 20, no. 1, pp. 159–175, Jul. 2024, doi: 10.30574/gscarr.2024.20.1.0259.
- [135] A. Alberti *et al.*, “Perovskite solar cells from the viewpoint of innovation and sustainability,” *Physical Chemistry Chemical Physics*, vol. 24, no. 36, pp. 21549–21566, 2022, doi: 10.1039/D2CP02891C.
- [136] R. Kenny, “A Snapshot of Photovoltaics in 2022,” *Solar RRL*, vol. 7, no. 8, Apr. 2023, doi: 10.1002/solr.202300180.
- [137] H. Alghamdi *et al.*, “Latest Advancements in Solar Photovoltaic-Thermoelectric Conversion Technologies: Thermal Energy Storage Using Phase Change Materials, Machine Learning, and 4E Analyses,” *Int J Energy Res*, vol. 2024, no. 1, Jan. 2024, doi: 10.1155/2024/1050785.
- [138] A. B. Awan, M. Alghassab, M. Zubair, A. R. Bhatti, M. Uzair, and G. Abbas, “Comparative Analysis of Ground-Mounted vs. Rooftop Photovoltaic Systems Optimized for Interrow Distance between Parallel Arrays,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 14, p. 3639, Jul. 2020, doi: 10.3390/en13143639.
- [139] H. R. Iskandar, E. Taryana, and Y. B. Zainal, “Modelling and analysis of rooftop PV as an energy optimization of flat roof and gable roof mounting system,” *SINERGI*, vol. 28, no. 1, p. 1, Dec. 2023, doi: 10.22441/sinergi.2024.1.001.
- [140] O. M. Bany Mousa and R. A. Taylor, “A Broad Comparison of Solar Photovoltaic and Thermal Technologies for Industrial Heating Applications,” *J Sol Energy Eng*, vol. 141, no. 1, Feb. 2019, doi: 10.1115/1.4040840.
- [141] D. Assouline, N. Mohajeri, and J.-L. Scartezzini, “Large-scale rooftop solar photovoltaic technical potential estimation using Random Forests,” *Appl Energy*, vol. 217, pp. 189–211, May 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.02.118.

- [142] P. Rahdan, E. Zeyen, C. Gallego-Castillo, and M. Victoria, “Distributed photovoltaics provides key benefits for a highly renewable European energy system,” *Appl Energy*, vol. 360, p. 122721, Apr. 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.122721.
- [143] S. Pater, “Increasing Energy Self-Consumption in Residential Photovoltaic Systems with Heat Pumps in Poland,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 10, p. 4003, May 2023, doi: 10.3390/en16104003.
- [144] R. Carli, M. Dotoli, J. Jantzen, M. Kristensen, and S. Ben Othman, “Energy scheduling of a smart microgrid with shared photovoltaic panels and storage: The case of the Ballen marina in Samsø,” *Energy*, vol. 198, p. 117188, May 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117188.
- [145] N. Banti, C. Ciacci, F. Bazzocchi, and V. Di Naso, “Enhancing Industrial Buildings’ Performance through Informed Decision Making: A Generative Design for Building-Integrated Photovoltaic and Shading System Optimization,” *Solar*, vol. 4, no. 3, pp. 401–421, Jul. 2024, doi: 10.3390/solar4030018.
- [146] A. Allouhi, “Solar PV integration in commercial buildings for self-consumption based on life-cycle economic/environmental multi-objective optimization,” *J Clean Prod*, vol. 270, p. 122375, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.122375.
- [147] J. Pedrero, P. Hernández, and Á. Martínez, “Economic Evaluation of PV Installations for Self-Consumption in Industrial Parks,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 3, p. 728, Jan. 2021, doi: 10.3390/en14030728.
- [148] R. Ahmadihangar *et al.*, “Analytical approach for maximizing self-consumption of nearly zero energy buildings- case study: Baltic region,” *Energy*, vol. 238, p. 121744, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.121744.
- [149] A. Ogando-Martínez, X. García-Santiago, S. Díaz García, F. Echevarría Camarero, G. Blázquez Gil, and P. Carrasco Ortega, “Optimization of Energy Allocation Strategies in Spanish Collective Self-Consumption Photovoltaic Systems,” *Sustainability*, vol. 15, no. 12, p. 9244, Jun. 2023, doi: 10.3390/su15129244.
- [150] G. P. Luz, M. C. Brito, J. M. C. Sousa, and S. M. Vieira, “Coordinating shiftable loads for collective photovoltaic self-consumption: A multi-agent approach,” *Energy*, vol. 229, p. 120573, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.120573.
- [151] J. López Prol and K. W. Steininger, “Photovoltaic self-consumption is now profitable in Spain: Effects of the new regulation on prosumers’ internal rate of return,” *Energy Policy*, vol. 146, p. 111793, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111793.
- [152] A. de A. B. Guimarães, A. S. Bastos, E. M. de Faria Viana, V. F. Mendesc, and C. B. Martineza, “Implementation of pumped hydro/photovoltaic systems in mining-degraded

- areas: a case study in Quadrilátero Ferrífero, Minas Gerais, Brazil,” *International Journal of Renewable Energy Development*, vol. 13, no. 4, pp. 639–653, 2024.
- [153] A. Agustinus and B. Sudiarto, “Optimization and short-circuit analysis of photovoltaic penetration in off-grid system – A case study in newmont suriname gold mine,” *Jurnal Pendidikan Teknologi Kejuruan*, vol. 6, no. 2, pp. 113–119, May 2023, doi: 10.24036/jptk.v6i2.32023.
- [154] H. M. Pouran, “From collapsed coal mines to floating solar farms, why China’s new power stations matter,” *Energy Policy*, vol. 123, pp. 414–420, Dec. 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2018.09.010.
- [155] S. S. S. Barnard, A. M. Smit, S. L. Middelberg, and M. J. Botha, “A cost-benefit analysis of implementing a 54 MW solar PV plant in a South African platinum mining company: A case study,” *Journal of Energy in Southern Africa*, vol. 32, no. 3, Sep. 2021, doi: 10.17159/2413-3051/2021/v32i3a11604.
- [156] Μ. Μαστοράκης, “Οι 4+2 εν εξελίξει επενδύσεις της ΔΕΗ σε φωτοβολταϊκά και αιολικά με ορίζοντα ολοκλήρωσης εντός διετίας – Αναλυτικά οι λεπτομέρειες των έργων,” *energy press*, Aug. 26, 2024. Accessed: Jan. 24, 2025. [Online]. Available: <https://energypress.gr/news/oi-42-en-exelixe-ependyseis-tis-dei-se-fotovoltaika-kai-aiolika-me-orizonta-oloklirosis-entos>
- [157] Newsroom, “Σκέψεις για φωτοβολταϊκά στα λατομεία της Ικτίνας,” *energy game*, Apr. 10, 2024. Accessed: Jan. 24, 2025. [Online]. Available: <https://www.energygame.gr/epicheiriseis/376045/skepseis-gia-fotovoltaika-sta-latomeia-tis-iktinos/>
- [158] J. Song and Y. Choi, “Analysis of the Potential for Use of Floating Photovoltaic Systems on Mine Pit Lakes: Case Study at the Ssangyong Open-Pit Limestone Mine in Korea,” *Energies (Basel)*, vol. 9, no. 2, p. 102, Feb. 2016, doi: 10.3390/en9020102.
- [159] M. Mardonova and Y. Choi, “Assessment of Photovoltaic Potential of Mining Sites in Uzbekistan,” *Sustainability*, vol. 11, no. 10, p. 2988, May 2019, doi: 10.3390/su11102988.
- [160] M. Tawalbeh, A. Al-Othman, F. Kafiah, E. Abdelsalam, F. Almomani, and M. Alkasrawi, “Environmental impacts of solar photovoltaic systems: A critical review of recent progress and future outlook,” *Science of The Total Environment*, vol. 759, p. 143528, Mar. 2021, doi: 10.1016/j.scitotenv.2020.143528.
- [161] R. Zhong *et al.*, “Assessment of carbon reduction and sink enhancement potential of photovoltaic+ mining ecological restoration model,” *Ying Yong Sheng Tai Xue Bao*, vol. 35, no. 5, pp. 1379–1387, 2024.

- [162] A. A. Khan *et al.*, “The European Union’s Ecodesign Directive – Analysis of Carbon Footprint Assessment Methodology and Implications for Photovoltaic Module Manufacturers,” *Solar RRL*, vol. 8, no. 10, May 2024, doi: 10.1002/solr.202301011.
- [163] M. Franz and G. Piringer, “Market development and consequences on end-of-life management of photovoltaic implementation in Europe,” *Energy Sustain Soc*, vol. 10, no. 1, p. 31, Dec. 2020, doi: 10.1186/s13705-020-00263-4.
- [164] R. Włodarczyk, “Analysis of the Photovoltaic Waste-Recycling Process in Polish Conditions—A Short Review,” *Sustainability*, vol. 14, no. 8, p. 4739, Apr. 2022, doi: 10.3390/su14084739.
- [165] A. Jäger-Waldau, A. Chatzipanagi, G. Kakoulaki, and S. Szábo, “The European Solar Communication Will it Strengthen the Photovoltaic Industry in the European Union,” in *2023 IEEE 50th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, IEEE, Jun. 2023, pp. 1–4. doi: 10.1109/PVSC48320.2023.10359729.
- [166] gov.gr, “Go Beyond Solar Battery,” Πλατφόρμα για Συστήματα Αποθήκευσης στις Επιχειρήσεις.
- [167] K. D. Pippi, G. C. Kryonidis, and T. A. Papadopoulos, “Methodology for the Techno-Economic Assessment of Medium-Voltage Photovoltaic Prosumers Under Net-Metering Policy,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 60433–60446, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3073780.
- [168] A. S. Alahmed and L. Tong, “On Net Energy Metering X: Optimal Prosumer Decisions, Social Welfare, and Cross-Subsidies,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 14, no. 2, pp. 1652–1663, Mar. 2023, doi: 10.1109/TSG.2022.3158951.
- [169] C. Ziras, L. Calearo, and M. Marinelli, “The effect of net metering methods on prosumer energy settlements,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 27, p. 100519, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.segan.2021.100519.
- [170] H. Zahid, F. Umer, Z. Rashid, A. Raheem, R. Shakoor, and G. A. Hussain, “Critical Analysis and Application of Net-Metering Practice in MEPCO,” *International Journal of Photoenergy*, vol. 2020, pp. 1–13, Jun. 2020, doi: 10.1155/2020/4135860.
- [171] J. Aleksiejuk-Gawron *et al.*, “Net-Metering Compared to Battery-Based Electricity Storage in a Single-Case PV Application Study Considering the Lithuanian Context,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 9, p. 2286, May 2020, doi: 10.3390/en13092286.
- [172] M. M. Badr, M. I. Ibrahim, M. Mahmoud, M. M. Fouda, F. Alsolami, and W. Alasmay, “Detection of False-Reading Attacks in Smart Grid Net-Metering System,” *IEEE Internet Things J*, vol. 9, no. 2, pp. 1386–1401, Jan. 2022, doi: 10.1109/JIOT.2021.3087580.
- [173] W. U. Rehman *et al.*, “The Penetration of Renewable and Sustainable Energy in Asia: A State-

- of-the-Art Review on Net-Metering,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 170364–170388, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3022738.
- [174] F. Sultana, “Net Metering,” *Int J Res Appl Sci Eng Technol*, vol. 7, no. 4, pp. 2436–2440, Apr. 2019, doi: 10.22214/ijraset.2019.4443.
- [175] M. A. R. Miah, S. R. Rahman, and R. Kabir, “Techno-Economic Assessment of Net Energy Metering Implementation for Rooftop Solar PV in a Commercial Building in Bangladesh,” in *2020 4th International Conference on Green Energy and Applications (ICGEA)*, IEEE, Mar. 2020, pp. 95–99. doi: 10.1109/ICGEA49367.2020.239712.
- [176] Y. Chen, M. Tanaka, and R. Takashima, “Energy Expenditure Incidence in the Presence of Prosumers: Can a Fixed Charge Lead Us to the Promised Land?,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 2, pp. 1591–1600, Mar. 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3104770.
- [177] A. S. Alaboodi and S. J. Alharbi, “A Study on the Techno-Economics Feasibility of a 19.38 KWp Rooftop Solar Photovoltaic System at Al-Abrar Mosque, Saudi Arabia,” *Energies (Basel)*, vol. 17, no. 10, p. 2325, May 2024, doi: 10.3390/en17102325.
- [178] M. Trela and A. Dubel, “Net-Metering vs. Net-Billing from the Investors Perspective—Impacts of Changes in RES Financing in Poland on the Profitability of a Joint Photovoltaic Panels and Heat Pump System,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 1, p. 227, Dec. 2021, doi: 10.3390/en15010227.
- [179] K. Ito, M. Tanaka, Y. Chen, and R. Takashima, “Price-Responsive Prosumers in Transmission-Constrained Power Markets: Pricing, Investment, and Social Welfare,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 39, no. 2, pp. 2984–2997, Mar. 2024, doi: 10.1109/TPWRS.2023.3282600.
- 10.3390/en16083564.
- [180] I. Koumparou, G. C. Christoforidis, V. Efthymiou, G. K. Papagiannis, and G. E. Georghiou, “Configuring residential PV net-metering policies – A focus on the Mediterranean region,” *Renew Energy*, vol. 113, pp. 795–812, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.06.051.
- [181] J. López Prol and K. W. Steininger, “Photovoltaic self-consumption regulation in Spain: Profitability analysis and alternative regulation schemes,” *Energy Policy*, vol. 108, pp. 742–754, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.06.019.
- [182] PVsyst SA, “PVsyst – Photovoltaic software.”
- [183] European Energy Exchange, “Power Futures.” Accessed: Feb. 13, 2025. [Online]. Available: <https://www.eex.com/en/markets/power/power-futures>

11

Παραρτήματα

Κεφάλαιο 11 – Παραρτήματα

11.1 Ακρωνύμια – Συντομογραφίες

11.1.1 Αγγλικά Ακρωνύμια – Συντομογραφίες

AC	Alternating Current
AMI	Advanced Metering Infrastructure
BESS	Battery Energy Storage System
BIPV	Building-Integrated Photovoltaics
CCUS	Carbon Capture, Utilisation and Storage
CdTe	Cadmium Telluride
CIGS	Copper Indium Gallium Selenide
CSP	Concentrated Solar Power
DC	Direct Current
DNI	Direct Normal Irradiation
DSS	Decision Support System
EL	Electroluminescence
GHI	Global Horizontal Irradiation
GIS	Geographic Information System
HDPE	High-Density Polyethylene
HJT	Heterojunction Solar Cells
IAM	Incidence Angle Modifier
IBC	Interdigitated Back Contact
IEC	International Electrotechnical Commission
IoT	Internet of Things
IRR	Internal Rate of Return
IRT	Infrared Thermography
KPI	Key Performance Indicator
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LID/LETID	Light-Induced Degradation/Light and Elevated Temperature-Induced Degradation

LNG	Liquefied Natural Gas
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NPV	Net Present Value
OPV	Organic Photovoltaic
PCM	Pulse-Code Modulation
PERC	Passivated Emitter Rear Contact
PPA	Power Purchase Agreement
PR	Performance Ratio
PSH	Pumped-Storage Hydroelectricity
PV/T	Photovoltaic Thermal
SMBB	Smart Multi Busbar
TOPCon	Tunnel Oxide Passivated Contact

11.1.2 Ελληνικά Ακρωνύμια – Συντομογραφίες

ΑΕΚΚ	Απόβλητα Εκσκαφών, Κατασκευών και Κατεδαφίσεων
ΑΕΠ	Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Ένωση
Ε.Π.Ο.	Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων
ΕΣΕΚ	Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα
Ε.Τ.Α.	Ειδική Τιμή Αγοράς
ΚΥΤ	Κέντρο Υψηλής Τάσης
ΜΑΕΤΑ	Μονάδας Αποθήκευσης Ενέργειας Τετηγμένων Αλάτων
ΜΔΝ	Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών
Μ/Σ	Μετασχηματιστής
Μ.Τ.	Μέση Τάση
Π.Π.Δ.	Πρότυπες Περιβαλλοντικές Δεσμεύσεις
ΣΗΘΥΑ	Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού-Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης
Σ.Ε.Τ.Σ	Σύμβαση Εικονικού Ταυτοχρονισμένου Συμψηφισμού
Σ.Τ.Σ.	Σύμβαση Ταυτοχρονισμένου Συμψηφισμού
Χ.Τ.	Χαμηλή Τάση

11.2 Ξενόγλωσσοι Όροι

Advanced Metering Infrastructure	Προηγμένη Υποδομή Μέτρησης
Alternating Current	Εναλλασσόμενο Ρεύμα
Battery Energy Storage System	Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας με Μπαταρίες
Bifacial	Διπλής όψης
Building-Integrated Photovoltaics	Φωτοβολταϊκά Συστήματα Ενσωματωμένα σε Κτήρια
Bypass diode	Δίοδος παράκαμψης
Cadmium Telluride	Τελλουριούχο Κάδμιο
Carbon Capture, Utilisation and Storage	Δέσμευση, Αξιοποίηση και Αποθήκευση Ανθρακα
Cast resin	Χυτή ρητίνη
Concentrated Solar Power	Συγκεντρωμένη Ηλιακή Ενέργεια
Connector	Σύνδεσμος
Copper Indium Gallium Selenide	Σεληνίδιο Γαλλίου Ίνδιου Χαλκού
Decision Support System	Σύστημα Υποστήριξης Λήψης Αποφάσεων
Direct Current	Συνεχές Ρεύμα
Direct Normal Irradiation	Άμεση Κανονική Ακτινοβολία
Electroluminescence	Ηλεκτροφωταύγεια
Geographic Information System	Γεωγραφικό Σύστημα Πληροφοριών
Global Horizontal Irradiation	Ολική Ηλιακή Ακτινοβολία
Grid parity	Ισοτιμία δικτύου
Heterojunction solar cells	Ηλιακά κύτταρα ετερο-διασταύρωσης
High-density polyethylene	Πολυαιθυλένιο υψηλής πυκνότητας
Infrared Thermography	Θερμογραφία Υπερύθρων
Interdigitated Back Contact	Ενδιάμεση Πίσω Επαφή
Internal Rate of Return	Εσωτερικός Δείκτης Απόδοσης
International Electrotechnical Commission	Διεθνής Ηλεκτροτεχνική Επιτροπή
Incidence Angle Modifier	Διαμορφωτής Γωνίας Πρόσπτωσης

Internet of Things	Διαδίκτυο των Πραγμάτων
Inverter	Αντιστροφέας
Key Performance Indicator	Βασικός Δείκτης Απόδοσης
Levelized Cost Of Electricity	Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας
Liquefied Natural Gas	Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο
Maximum Power Point Tracking	Παρακολούθηση του Σημείου Μέγιστης Ισχύος
Net Billing	Ταυτοχρονισμένος Συμψηφισμός
Net Metering	Ενεργειακός Συμψηφισμός
Net Present Value	Καθαρή Παρούσα Αξία
Organic Photovoltaic Panel	Οργανικά Φωτοβολταϊκά Πλαίσιο
Passivated Emitter Rear Contact	Πίσω Επαφή Παθητικοποιημένου Πομπού
Performance Ratio	Συντελεστής Απόδοσης
Photovoltaic Thermal	Θερμό-Φωτοβολταϊκά
Power Purchase Agreement	Διμερής Σύμβαση Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας
Prosumer	Καταναλωτής-παραγωγός
Pulse-Code Modulation	Παλμοκωδική Διαμόρφωση
Pumped-Storage Hydroelectricity	Αντλησιοταμίευση Υδροηλεκτρικής Ενέργειας
Q at night	Άεργου ισχύος κατά τη διάρκεια της νύχτας
Simultaneity	Ταυτοχρονισμός
Smart Multi Busbar	Τεχνολογία Κυψελών Πολλαπλών Διαύλων
String	Στοιχειοσειρά
Tunnel Oxide Passivated Contact	Επαφή Παθητικοποιημένου Οξειδίου Σήραγγας
UV-resistant	Ανθεκτικό στην υπεριώδη ακτινοβολία
Wafer	Δισκίο