



Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών
Τομέας Ρευστών

**Βελτιστοποίηση προσανατολισμού πάνελ διπλής όψης
για την εξομάλυνση του Duck Curve**

Διπλωματική Εργασία

Αγγελάκος Ιωάννης

Επιβλέπων:
Γεώργιος Κάραλης, ΕΔΙΠ ΕΜΠ

Αθήνα, Φεβρουάριος 2024



National Technical University of Athens
School of Mechanical Engineering
Fluids Section

**Optimization of bifacial panel's orientation to flatten the
Duck Curve**

Diploma Thesis

Angelakos Ioannis

Supervisor:
Georgios Caralis, Laboratory Teaching Staff NTUA

Athens, February 2024

Υπεύθυνη Δήλωση

Έχω διαβάσει και κατανοήσει τους κανόνες για τη λογοκλοπή και τον τρόπο σωστής αναφοράς των πηγών που περιέχονται στον οδηγό συγγραφής Διπλωματικών Εργασιών. Δηλώνω ότι, από όσα γνωρίζω, το περιεχόμενο της παρούσας Διπλωματικής Εργασίας είναι προϊόν δικής μου εργασίας και υπάρχουν αναφορές σε όλες τις πηγές που χρησιμοποίησα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτή τη Διπλωματική εργασία είναι του συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις της Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών ή του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Αγγελάκος Ιωάννης

Περίληψη

Στη συνεχή προσπάθεια για την επίτευξη μηδενικού αποτυπώματος άνθρακα, ο ενεργειακός τομέας υιοθετεί ενεργά τη χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και συγκεκριμένα της ηλιακής ενέργειας. Μάλιστα, στον ενεργειακό χάρτη της Ελλάδας, η ηλιακή ενέργεια έχει γίνει αναπόσπαστο στοιχείο, γεγονός που την κατατάσσει στην πέμπτη θέση της Ευρωπαϊκής Ένωσης σε παραγόμενη ενέργεια από φωτοβολταϊκά ανά κάτοικο. Καθώς η υιοθέτησή της βιώνει μια ταχύτατη άνοδο, προκύπτει ένα πολύπλοκο πρόβλημα, αυτό του φαινομένου του Duck Curve, αποκαλύπτοντας ένα σύνολο δυσκολιών στη διαχείριση του ηλεκτρικού δικτύου και πιθανών ανισορροπιών μεταξύ προσφοράς και ζήτησης. Ως άμεση ανταπόκριση σε αυτήν την πρόκληση, η παρούσα διατριβή έχει σκοπό να βελτιώσει την ενσωμάτωση της ηλιακής ενέργειας και να εξομαλύνει τις επιπτώσεις του Duck Curve. Η μελέτη εκτυλίσσεται με την εισαγωγή ενός μοντέλου που δημιουργήθηκε στο MATLAB, το οποίο λειτουργεί ως πυρήνας της διατριβής και εξετάζει τον βέλτιστο προσανατολισμό των φωτοβολταϊκών πλαισίων, αξιοποιώντας τις δυνατότητες που προσφέρει η τεχνολογία φωτοβολταϊκών διπλής όψης. Μέσω αυτού, υπολογίζεται ένα μεγάλο πλήθος πιθανών διατάξεων, με στόχο την εύρεση του βέλτιστου προφίλ ωριαίας παραγωγής ισχύος από φωτοβολταϊκά συστήματα. Η προσέγγιση αυτή παρέχει διάφορες πληροφορίες και λύσεις στο ζήτημα, ανοίγοντας το δρόμο για περαιτέρω έρευνα.

Λέξεις Κλειδιά: *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Ηλιακή Ενέργεια, Σχήμα της Πάπιας, Πάνελ Διπλής Όψης*

Abstract

In the relentless pursuit of carbon neutrality, the energy industry is actively embracing the utilization of Renewable Energy Sources (*RES*) and specifically solar energy. Notably, within the energy landscape of Greece, solar energy has become an integral part, a fact that ranks the country fifth in the European Union in terms of energy generated from photovoltaics per capita. As its adoption experiences a rapid surge, a complex challenge emerges in the form of the Duck Curve phenomenon, presenting a unique set of difficulties in power grid management and potential mismatches between supply and demand. In direct response to this challenge, this thesis undertakes a mission to refine the integration of solar power and effectively mitigate the impact of the Duck Curve. The study unfolds with the introduction of a model created in MATLAB, which serves as the backbone of the thesis, and explores the optimal orientation of photovoltaic panels, employing the capabilities of bifacial technology. Through this model, a large number of possible configurations are calculated, aiming to find the optimal hourly power production profile from photovoltaic systems. This approach provides various insights and solutions to the issue, paving the way for further research on the subject.

Keywords: *Renewable Energy Sources, Solar Energy, Duck Curve, Bifacial Panels*

Περιεχόμενα

Υπεύθυνη Δήλωση	i
Περίληψη	iii
Abstract	iv
Κατάλογος Σχημάτων	3
Κατάλογος Πινάκων	5
1. Εισαγωγή	7
1.1. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας	7
1.2. Οι ΑΠΕ στην Ελλάδα	13
1.3. Σημαντικότητα Ηλιακής Ενέργειας και Προκλήσεις	16
1.4. Δομή της Εργασίας	18
2. Το Φαινόμενο του Duck Curve	19
2.1. Εισαγωγή	19
2.2. Το φαινόμενο του Duck Curve στην Ελλάδα	22
2.3. Σχετικές μελέτες	25
3. Θεωρητικό Υπόβαθρο	27
3.1. Εισαγωγή	27
3.2. Φ/Β πάνελ διπλής όψευς	28
3.2.1. Εισαγωγή στην τεχνολογία Φ/Β διπλής όψης	28
3.2.2. Τεχνικά χαρακτηριστικά Φ/Β πάνελ διπλής όψης	29
3.3. Ηλιακή Ακτινοβολία	31
3.3.1. Άμεση Ακτινοβολία	33
3.3.2. Διάχυτη Ακτινοβολία	33
3.3.3. Ανακλώμενη Ακτινοβολία	34
3.4. Υπολογισμός Ηλιακού Χρόνου	35
3.4.1. Η Εξίσωση του Χρόνου	35
3.4.2. Διόρθωση Λόγω Γεωγραφικού Μήκους	36

3.5. Γεωγραφικό και Γεωμετρικό Μοντέλο του Ηλίου	37
3.5.1. Ηλιακή Απόκλιση	37
3.5.2. Ωριαία γωνία του ήλιου	38
3.5.3. Γωνία Ηλιακού Ύψους	39
3.5.4. Ηλιακό Αζιμούθιο	40
3.5.5. Ηλιακή Γωνία Πρόσπτωσης	40
4. Αποτελέσματα	43
4.1. Δεδομένα	43
4.1.1. Μετεωρολογικά Δεδομένα	43
4.1.2. Δεδομένα Φωτοβολταϊκού Πάνελ	45
4.2. Μεθοδολογία Επιλογής Διατάξεων	47
4.2.1. Προφίλ Παραγωγής	47
4.2.2. Υπολογισμός Bifaciality Gain	52
4.2.3. Υπολογισμός Παραγόμενης Ενέργειας	53
4.2.4. Επιλογή Διατάξεων	54
4.3. Σύγκριση Επιλεγμένων Διατάξεων	55
4.4. Κίνητρα και Πολιτική Τιμολόγησης	59
5. Συμπεράσματα	61
5.1. Επισκόπηση	61
5.2. Προτάσεις για μελλοντικές έρευνες	63
Κατάλογος Αναφορών	65
Παράρτημα Α	69

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1.1: Γράφημα εκτιμώμενης κατανάλωσης ενέργειας, ανά πηγή. (Πηγή: Statista)	7
Σχήμα 1.2: Χάρτης διείσδυσης των ΑΠΕ στην Ευρώπη. (Πηγή: ENTSO- E)	9
Σχήμα 1.3: Εγκατεστημένη ισχύς ανά τύπο παραγωγής στην Ελλάδα	13
Σχήμα 1.4: Παραγόμενη ενέργεια από Φ/Β ανά έτος παγκοσμίως (Πηγή: OurWorldInData)	16
Σχήμα 2.1: Διάγραμμα του καθαρού φορτίου για το δίκτυο της Καλιφόρνιας με διάφορα σενάρια διείσδυσης Φ/Β . . .	19
Σχήμα 2.2: Το Duck curve της CAISO	20
Σχήμα 2.3: Σύγκριση εκτιμώμενης παραγωγής ενέργειας από Φ/Β μεταξύ 2017-2023	22
Σχήμα 2.4: Σύγκριση φορτίου του δικτύου μεταξύ 2017-2023 . . .	23
Σχήμα 2.5: Σύγκριση Duck Curve μεταξύ 2017-2023	24
Σχήμα 3.1: Σχηματική αναπαράσταση της δομής ενός bifacial πάνελ (a) και ενός mono-facial (b)	28
Σχήμα 3.2: Διάγραμμα ροής υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας σε κεκλιμένη επιφάνεια	31
Σχήμα 3.3: Οι συνιστώσες της ηλιακής ακτινοβολίας	32
Σχήμα 3.4: Γραφική αναπαράσταση της εξίσωσης του χρόνου . . .	36
Σχήμα 3.5: Σχηματική αναπαράσταση της ηλιακής απόκλισης . . .	37
Σχήμα 3.6: Ηλιακή Απόκλιση μέσα στο έτος	38
Σχήμα 3.7: Σχηματική αναπαράσταση της γωνίας ηλιακού ύψους	39
Σχήμα 3.8: Σχηματική αναπαράσταση της ηλιακής γωνίας πρόσπτωσης	41
Σχήμα 4.1: Ωριαία ολική ακτινοβολία για τις ημέρες που μελετήθηκαν.	44
Σχήμα 4.2: Ωριαία διάχυτη ακτινοβολία για τις ημέρες που μελετήθηκαν	44

Σχήμα 4.3: Εμπρός και πίσω όψη του πάνελ που επιλέχθηκε	45
Σχήμα 4.4: Προφίλ παραγωγής για κλίση πάνελ 90° για τη 31 ^η Μαρτίου.	48
Σχήμα 4.5: Προφίλ παραγωγής για κλίση πάνελ 80° για τη 31 ^η Μαρτίου.	48
Σχήμα 4.6: Προφίλ παραγωγής για κλίση πάνελ 70° για τη 31 ^η Μαρτίου.	49
Σχήμα 4.7: Προφίλ παραγωγής για κλίση πάνελ 60° για τη 31 ^η Μαρτίου.	49
Σχήμα 4.8: Προφίλ παραγωγής για κλίση πάνελ 50° για τη 31 ^η Μαρτίου.	50
Σχήμα 4.9: Προφίλ παραγωγής για κλίση πάνελ 40° για τη 31 ^η Μαρτίου.	50
Σχήμα 4.10: Προφίλ παραγωγής για κλίση πάνελ 30° για τη 31 ^η Μαρτίου.	51
Σχήμα 4.11: Προφίλ παραγωγής για κλίση πάνελ 20° για τη 31 ^η Μαρτίου.	51
Σχήμα 4.12: Διάγραμμα Bifaciality Gain ανάλογα με τη γωνία αζιμουθίου για τη 31 ^η Μαρτίου.	52
Σχήμα 4.13: Διάγραμμα παραγωγής ενέργειας ανάλογα με τη γωνία αζιμουθίου για τη 31 ^η Μαρτίου.	53
Σχήμα 4.14: Ωριαίο διάγραμμα ισχύος για την 25 ^η Δεκεμβρίου . .	55
Σχήμα 4.15: Ωριαίο διάγραμμα ισχύος για την 31 ^η Μαρτίου.	56
Σχήμα 4.16: Ωριαίο διάγραμμα ισχύος για την 28 ^η Ιουνίου	56

Κατάλογος Πινάκων

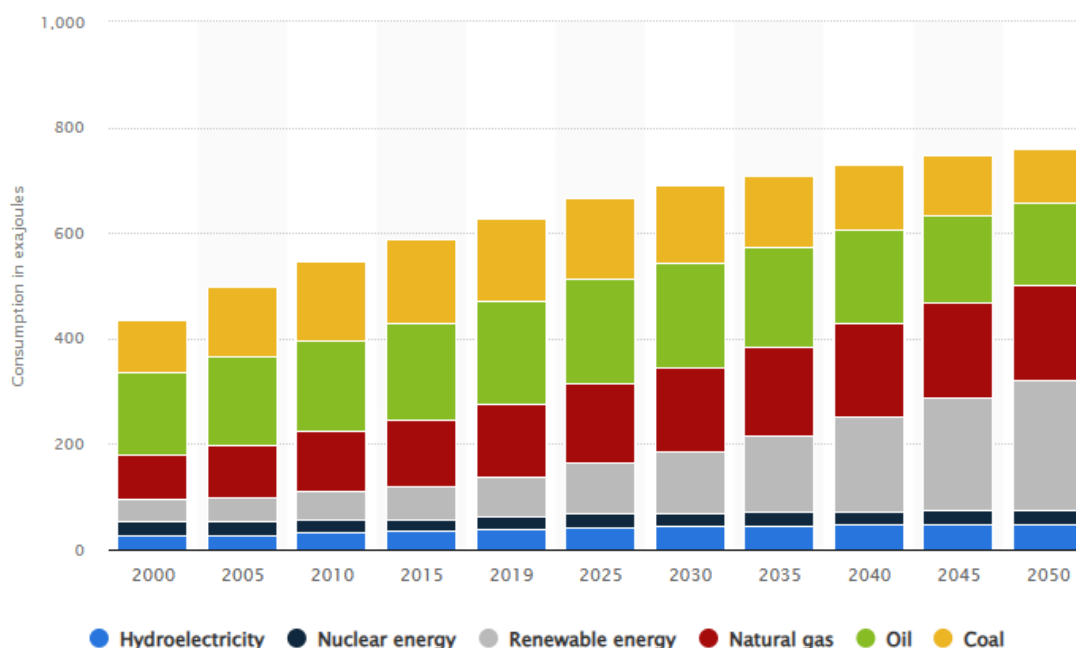
Πίνακας 1.1: Εγκατεστημένη ισχύς ανά τύπο παραγωγής στην Ελλάδα.....	14
Πίνακας 2.1: Επιστημονικά άρθρα γύρω από το φαινόμενο του Duck Curve.	25
Πίνακας 4.1: Δεδομένα του πάνελ.	46
Πίνακας 4.2: Επιλεγμένες Διατάξεις Πάνελ.	54
Πίνακας 4.3: Παραγόμενη ημερήσια ενέργεια των διατάξεων ανά εποχή.	57
Πίνακας 4.4: Ποσοστό μείωσης της παραγωγής σε σχέση με τη τυπική διάταξη..	58
Πίνακας 4.5: Προτεινόμενη τιμή πώλησης κιλοβατώρας.	60

1. Εισαγωγή

1.1. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Οι τεχνολογικές εξελίξεις του τελευταίου αιώνα, έχουν οδηγήσει τη σύγχρονη κοινωνία σε μια πραγματικότητα στην οποία η εξάρτηση των ανθρώπων από την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας είναι αναπόφευκτη και βαθιά ριζωμένη. Η χρήση του ηλεκτρισμού έχει ενσωματωθεί σε κάθε πτυχή της καθημερινότητας, από τον φωτισμό και την θέρμανση, μέχρι και τις ηλεκτρονικές συσκευές και την μετακίνηση. Η εξάρτηση αυτή, βέβαια, εκτείνεται πέρα από τα οικιακά πλαίσια. Οι βιομηχανίες, οι υπηρεσίες ακόμα και ο αγροτικός τομέας συνδέονται πλέον άμεσα με την διαθεσιμότητα σταθερής και αξιόπιστης παροχής ρεύματος.

Ωστόσο, παρόλη τη θετική επίδραση και την ανάπτυξη που έχει επιφέρει η ηλεκτρική ενέργεια, η εξάρτηση από αυτή επιφέρει και προκλήσεις. Η αύξηση της ζήτησής της^[1], οδηγεί αναγκαστικά σε περισσότερη παραγωγή, η οποία ως επί το πλείστον προέρχεται από αξιοποίηση μη βιώσιμων πηγών όπως ο λιγνίτης, το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο. Παρακάτω, στο Σχήμα 1.1 φαίνεται η πρόβλεψη κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή παραγωγής παγκοσμίως, από το 2000 έως το 2050.



Σχήμα 1.1: Γράφημα εκτιμώμενης κατανάλωσης ενέργειας, ανά πηγή. (Πηγή: [Statista](#))

Η καύση αυτών των ορυκτών καυσίμων συνιστά έναν από τους κύριους παράγοντες που συμβάλλουν στις ανθρώπινες εκπομπές επιβλαβών ουσιών στο περιβάλλον. Οι κυριότερες συνέπειες χρήσης ορυκτών καυσίμων περιλαμβάνουν^[2]:

- **Εκπομπές Αερίων του Θερμοκηπίου:**

Κατά την εξόρυξη και την καύση των ορυκτών καυσίμων, εκπέμπονται μεγάλες ποσότητες διοξειδίου του άνθρακα (CO_2), και μεθανίου (CH_4). Λόγω της εξάτμισης ή της ατελούς καύσης των ορυκτών καυσίμων, εκπέμπονται επίσης, πτητικές οργανικές ενώσεις ($VOCs$). Όλες οι προαναφερθείσες ενώσεις αποτελούν τα κύρια αίτια του φαινομένου του θερμοκηπίου, και συνεπώς της υπερθέρμανσης του πλανήτη.

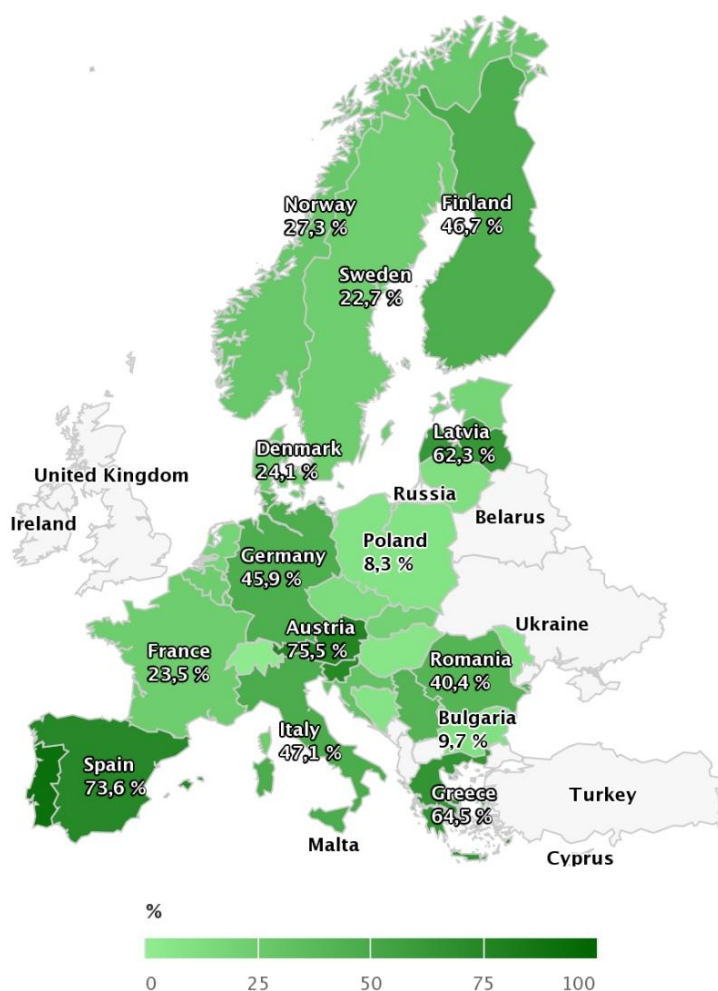
- **Ατμοσφαιρική Ρύπανση:**

Η καύση των ορυκτών καυσίμων έχει ως αποτέλεσμα την εκπομπή ουσιών που συμβάλλουν στην ρύπανση της ατμόσφαιρας, όπως αιωρούμενα σωματίδια (PM), διοξείδιο του θείου (SO_2) και οξείδια του αζώτου (NO_x). Επιπροσθέτως, η καύση τους απελευθερώνει στην ατμόσφαιρα βαρέα μέταλλα όπως αρσενικό (As), κάδμιο (Cd), χρώμιο (Cr), νικέλιο (Ni) και μαγγάνιο (Mn).

Για να αντιμετωπιστούν τα πολυάριθμα ζητήματα που προκύπτουν από την χρήση των μη βιώσιμων καυσίμων, είναι αναγκαία η προαγωγή καινοτόμων τεχνολογιών και ο μετασχηματισμός των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας στο πλαίσιο της μείωσης του ανθρακικού αποτυπώματος του ενεργειακού συστήματος, με την υιοθέτηση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.

Οι ΑΠΕ ή αλλιώς οι ήπιες μορφές ενέργειας, είναι μορφές εκμεταλλεύσιμης ενέργειας που προέρχονται από διάφορες αιφόρες πηγές, όπως ο άνεμος, η ηλιακή ακτινοβολία, η ροή υδάτινων σωμάτων και άλλες. Ο όρος «ήπιες» χρησιμοποιείται καθώς για την αξιοποίησή τους δεν απαιτείται κάποια επέμβαση στην φύση όπως απαιτείται για τις υπόλοιπες συμβατικές μορφές παραγωγής ενέργειας, παρά μόνο η εκμετάλλευση της ήδη υπάρχουσας ροής ενέργειας στη φύση. Επιπροσθέτως, πρόκειται για καθαρές μορφές ενέργειας, φιλικές προς το περιβάλλον, οι οποίες δεν αποδεσμεύουν στο περιβάλλον διοξείδιο του άνθρακα ή άλλες ρυπογόνες ουσίες.

Πολλοί θεωρούν τις ΑΠΕ ως κρίσιμο στοιχείο για την αντιμετώπιση των οικολογικών προκλήσεων που αντιμετωπίζει ο πλανήτης και έχουν εξεταστεί ως λύση στο πρόβλημα της αναμενόμενης εξάντλησης των ορυκτών καυσίμων. Μάλιστα, η Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) και πολλά κράτη έχουν υιοθετήσει νέες πολιτικές για την αναγκαιότητα της χρήσης ανανεώσιμων πηγών, προωθώντας εσωτερικές πολιτικές για τα κράτη μέλη^[3]. Οι ΑΠΕ αποτελούν το θεμέλιο του μοντέλου οικονομικής ανάπτυξης στο πλαίσιο της πράσινης οικονομίας. Είναι κεντρικός πυλώνας που εστιάζει το ενδιαφέρον του κλάδου των οικολογικών οικονομικών, επιδρώντας σημαντικά στο οικολογικό κίνημα. Σύμφωνα με τα δεδομένα που προέρχονται από το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς ([ENTSO-E](#)), παρουσιάζεται στο Σχήμα 1.2, ο χάρτης της διείσδυσης των ΑΠΕ στις χώρες της Ευρώπης για το 2023.



Σχήμα 1.2: Χάρτης διείσδυσης των ΑΠΕ στην Ευρώπη. (Πηγή: [ENTSO-E](#))

Μερικές από τις κύριες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας περιγράφονται παρακάτω:

- **Ηλιακή ενέργεια:** Πρόκειται για έναν από τους σημαντικότερους και πλέον βιώσιμους πόρους ενέργειας που είναι διαθέσιμοι για την ανθρωπότητα. Προέρχεται από την ακτινοβολία που εκπέμπει ο ήλιος, η οποία είναι ικανή να αξιοποιηθεί θερμικά, με ηλιακούς συλλέκτες και να παράγει ηλεκτρισμό, μέσω φωτοβολταϊκών κελιών.
- **Αιολική Ενέργεια:** Πρόκειται για την κινητική ενέργεια που παράγεται από την δύναμη του ανέμου και μετατρέπεται μέσω ανεμογεννητριών, σε μηχανική και κατ' επέκταση σε ηλεκτρική ενέργεια. Χρησιμοποιείται από τα αρχαία χρόνια για την άντληση νερού από πηγάδια καθώς και για εφαρμογές όπως άλεση σε ανεμόμυλους.
- **Υδροηλεκτρική Ενέργεια:** Η αξιοποίηση του νερού για την παραγωγή ηλεκτρισμού βασίζεται στην κινητική ενέργεια ρέοντος νερού, το οποίο θα διοχετευτεί από αγωγούς σε έναν στρόβιλο μέσω του οποίου θα μετατραπεί σε ηλεκτρική ενέργεια.
- **Γεωθερμική Ενέργεια:** Πρόκειται για μια μορφή ανανεώσιμης ενέργειας που προέρχεται από τη θερμότητα που υπάρχει στο εσωτερικό της Γης όταν αυτή βρίσκει τρόπο να ανέβει στην επιφάνεια, π.χ. στους θερμοπίδακες ή στις πηγές ζεστού νερού. Εκμεταλλεύεται τη θερμότητα που προκαλείται από την ραδιενεργό αποσύνθεση των πετρωμάτων της Γης.
- **Βιομάζα:** Η ενέργεια από βιομάζα προέρχεται από την καύση οργανικών υλικών ή τη βιολογική διαμόρφωση των υλικών για την παραγωγή θερμότητας ή ηλεκτρικής ενέργειας. Περιλαμβάνει ευρεία γκάμα οργανικών υλικών, όπως το ξύλο, απόβλητα καλλιεργειών, απόβλητα τροφίμων και άλλα βιολογικά υποπροϊόντα.

Αναλόγως, λοιπόν, με τις δυνατότητες της κοινότητας που θέλει να στραφεί σε μία πιο βιώσιμη παραγωγή ενέργειας, υπάρχει και η αντίστοιχη πηγή ενέργειας που μπορεί να χρησιμοποιήσει. Τα οφέλη που προκύπτουν τόσο σε μικρή κλίμακα (οικιακή χρήση, ιδιώτες) όσο και σε μεγάλη (τοπικές κοινωνίες, πάροχοι ενέργειας) είναι ποικίλα και εξαπλώνονται σε διάφορους τομείς.

- **Τοπικές Κοινωνίες και Οικονομική Σταθερότητα**

Στον οικονομικό τομέα, η επένδυση στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ενθαρρύνει την τοπική αυτάρκεια, δημιουργώντας ένα ισχυρό και βιώσιμο οικονομικό περιβάλλον σε τοπικό επίπεδο. Οι επενδύσεις σε ΑΠΕ δημιουργούν νέες θέσεις εργασίας και προωθούν την τοπική οικονομία. Οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί, τα αιολικά πάρκα και άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μπορούν να προμηθεύσουν την τοπική κοινότητα με φθηνή και βιώσιμη ενέργεια, μειώνοντας την εξάρτηση από εξωτερικές πηγές. Με λίγα λόγια, η τοπική αυτάρκεια μέσω των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας βοηθά στη δημιουργία ανθεκτικών κοινοτήτων που μπορούν να αντιμετωπίσουν πιο αποτελεσματικά προκλήσεις, όπως η ενεργειακή ασφάλεια και η αλλαγή του κλίματος.

Ένα από τα κυριότερα οφέλη είναι η σταθεροποίηση των τιμών ενέργειας, καθώς οι ανανεώσιμες πηγές, όπως ο ήλιος και ο αέρας, παρέχουν δωρεάν και απεριόριστη πρόσβαση στην ενέργεια. Επιπλέον, οι εγκαταστάσεις ΑΠΕ συχνά έχουν χαμηλότερο κόστος συντήρησης σε σύγκριση με αυτές των παραδοσιακών πηγών ενέργειας, καθώς αντιμετωπίζουν λιγότερες φθορές. Επιπροσθέτως, τα προγράμματα ενίσχυσης από το κράτος αυξάνουν την προσιτότητα της τεχνολογίας, μειώνοντας τα κόστη εγκατάστασης. Κατά κανόνα, λοιπόν, παρουσιάζουν χαμηλό λειτουργικό κόστος που παραμένει σταθερό ανεξαρτήτως των διακυμάνσεων στη διεθνή οικονομία, ιδίως όσον αφορά τις τιμές των ορυκτών καυσίμων που χρησιμοποιούνται.

- **Δίκτυο Διανομής**

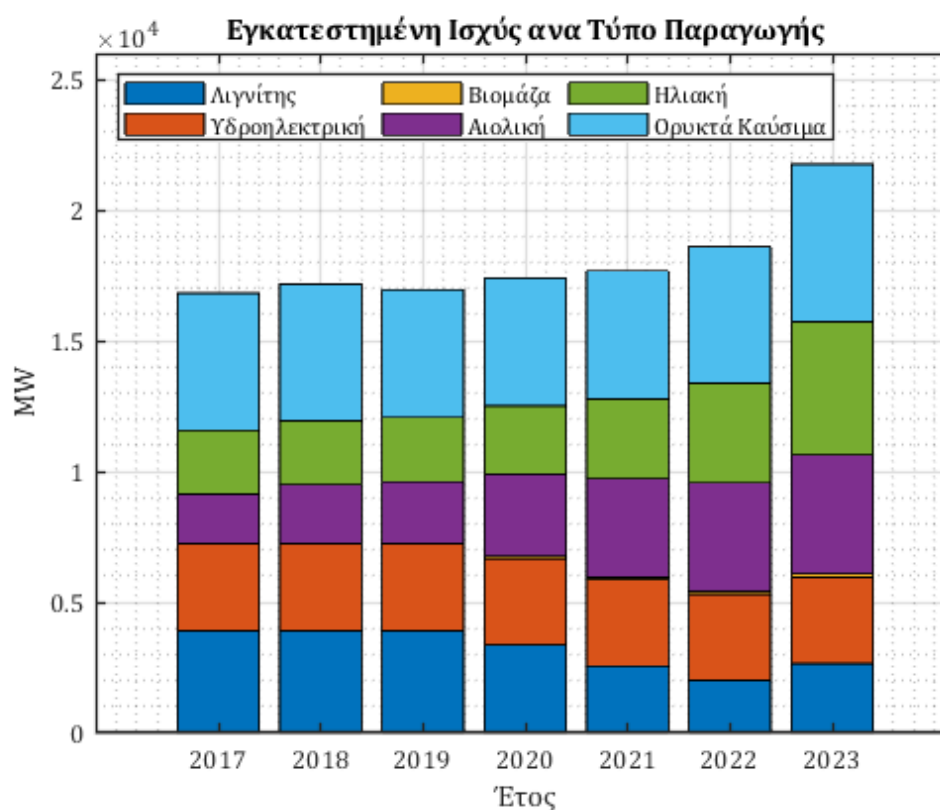
Η ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ενδέχεται να αναδειχθεί ως ισχυρό εργαλείο για την ανακούφιση του δικτύου διανομής ενέργειας και τη μείωση των απωλειών που συνήθως συμβαίνουν κατά τη μεταφορά ενέργειας μέσα από μεγάλες αποστάσεις^[4].

Συνοψίζοντας, είναι ξεκάθαρο πως οι ΑΠΕ αντιπροσωπεύουν μια κρίσιμη και αποφασιστική διέξοδο προς ένα βιώσιμο και αποδοτικό ενεργειακό μέλλον. Τα πλεονεκτήματά τους εκτείνονται από τη μείωση των εκπομπών θερμοκηπίου και την ανεξαρτησία από πεπερασμένες πηγές ενέργειας έως τη δημιουργία θέσεων εργασίας, την αποκεντρωμένη παραγωγή ενέργειας, τη μείωση του κόστους ενέργειας και την ανάπτυξη της οικονομίας. Με τη διαρκή υποστήριξη και επένδυση σε αυτές τις πρωτοποριακές τεχνολογίες, τίθενται οι βάσεις για ένα μέλλον όπου η βιωσιμότητα, η οικονομική αποδοτικότητα και η προστασία του περιβάλλοντος συνυπάρχουν εναρμονισμένα.

1.2. Οι ΑΠΕ στην Ελλάδα

Εδώ και πολλές δεκαετίες τα ορυκτά καύσιμα αποτελούν το κύριο συστατικό του συνολικού ενεργειακού μίγματος της Ελλάδας. Συγκεκριμένα, η χώρα εξαρτάται ισχυρά από τον λιγνίτη και το φυσικό αέριο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, κάτι το οποίο έχει σοβαρές επιπτώσεις στο περιβάλλον και θέτει εμπόδια στο στόχο της μείωσης των εκπομπών CO_2 . Ωστόσο, τα τελευταία χρόνια, σημειώνονται βήματα προόδου προς το μετασχηματισμό του ενεργειακού χάρτη της χώρας με αύξηση της ενσωμάτωσης ΑΠΕ.

Στο Σχήμα 1.3 παρουσιάζεται γραφικά η συνολική εγκατεστημένη ισχύς της Ελλάδας και το ποσοστό που καταλαμβάνει κάθε ένας από τους τύπους παραγωγής ενέργειας για τις χρονιές από το 2017 έως και το 2023, σύμφωνα με τα στοιχεία του [ENTSO-E](#).



Σχήμα 1.3: Εγκατεστημένη ισχύς ανά τύπο παραγωγής στην Ελλάδα.

Πιο αναλυτικά, στον Πίνακα 1.1 αναγράφονται οι αριθμητικές τιμές της εγκατεστημένης ισχύος ανά τύπο παραγωγής για κάθε έτος στο διάστημα μεταξύ 2017 και 2023.

Πίνακας 1.1: Εγκατεστημένη ισχύς ανά τύπο παραγωγής στην Ελλάδα.

Τύπος Παραγωγής	Εγκατεστημένη ισχύς σε MW						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Λιγνίτης	3912	3912	3912	3362	2561	2001	2650
Υπόλοιπα Ορυκτά Καύσιμα	5245	5245	4902	4902	4902	5213	6030
Βιομάζα	51	51	51	86	95	106	127
Υδροηλεκτρική	3301	3301	3301	3301	3301	3301	3301
Αιολική	1875	2228	2355	3153	3755	4150	4547
Ηλιακή	2441	2441	2441	2606	3055	3820	5100

Από τα παραπάνω, παρατηρείται πως τις χρονιές 2017-2019, το ενεργειακό μίγμα της χώρας ήταν σχετικά σταθερό, με μικρές μεταβολές, όπως αυτή της αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών κατά 480 MW και τη μείωση της ισχύος από ορυκτά καύσιμα κατά 343 MW. Το 2020 έγινε το πρώτο μεγάλο βήμα απολιγνητοποίησης, μειώνοντας την ισχύ κατά 550 MW, ενώ παράλληλα αυξήθηκε σημαντικά η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών, κατά 798 MW. Έκτοτε παρατηρείται σταθερή αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος της αιολικής ενέργειας, ενώ εκθετική αύξηση παρατηρείται σε αυτή των Φ/Β. Συνολικά, μέσα στην τριετία αυτή, η ισχύς των αιολικών αυξήθηκε κατά 1394 MW ενώ των Φ/Β κατά 2494 MW.

Αναδεικνύεται, λοιπόν, η συμβολή των ΑΠΕ στο συνολικό ενεργειακό μίγμα, καθώς η Ελλάδα επεκτείνει τις εγκαταστάσεις της. Λόγω της πολυπλοκότητας της γεωμορφολογίας της χώρας, αυτές οι εγκαταστάσεις εντοπίζονται διάσπαρτα. Πιο αναλυτικά, παρατίθενται οι τοποθεσίες των εγκαταστάσεων ανάλογα με τον τύπο της εκμεταλλευόμενης ενέργειας.

- Οι εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών υπάρχουν σε διάφορες περιοχές. Οι κυριότερες περιφερειακές ενότητες με εκτεταμένες εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών συστημάτων σύμφωνα με το χάρτη της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας ([ΡΑΕ](#)) είναι το Κιλκίς, η Φθιώτιδα, η Κοζάνη και η ευρύτερη περιοχή της Θεσσαλίας.
- Τα αιολικά πάρκα αξιοποιούν τα ισχυρά ρεύματα ανέμων που χαρακτηρίζουν τον ελληνικό χώρο σε διάφορες περιοχές. Οι κύριες περιοχές με σημαντική εγκατάσταση αιολικών πάρκων σύμφωνα με την Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας ([ΕΛΕΤΑΕΝ](#)) περιλαμβάνουν τη Στερεά Ελλάδα, την Πελοπόννησο, την Ανατολική Μακεδονία και Θράκη, καθώς και

νησιά (Κρήτη, Ιόνιο, Βόρειο Αιγαίο). Αυτές οι περιοχές επιλέγονται για τις αιολικές εγκαταστάσεις λόγω της κατάλληλης κλιματολογικής και γεωγραφικής τους θέσης, επιτρέποντας την αποδοτική παραγωγή αιολικής ενέργειας.

- Οι υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις κατανέμονται κυρίως σε περιοχές με ποτάμια και λίμνες, όπου η ροή του νερού μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ενέργειας. Ορισμένες από τις κύριες περιοχές με μεγάλους υδροηλεκτρικούς σταθμούς σύμφωνα με την [ΔΕΗ](#), περιλαμβάνουν τη Θεσσαλία (λίμνη Ν. Πλαστήρα), την Κεντρική Ελλάδα (ποταμός Αχελώος), την Κεντρική και Ανατολική Μακεδονία (ποταμός Αλιάκμονας, ποταμός Νέστος) και την Πελοπόννησο (ποταμός Λάδωνας).
- Οι εγκαταστάσεις αξιοποίησης βιομάζας στην Ελλάδα κατανέμονται σε περιοχές της χώρας, όπου είναι δυνατή η εκμετάλλευση διάφορων πηγών βιομάζας για την παραγωγή ενέργειας. Η επέκταση των εγκαταστάσεων αυτών ανταποκρίνεται στην αυξανόμενη ζήτηση για βιώσιμες πηγές ενέργειας και ταυτόχρονα στην αξιοποίηση των αποβλήτων. Παραδείγματα τέτοιων εγκαταστάσεων είναι το Κέντρο Επεξεργασίας Λυμάτων της Ψυττάλειας και η Δημοτική Επιχείρηση Τηλεθέρμανσης ευρύτερης περιοχής Αμυνταίου.

1.3. Σημαντικότητα Ηλιακής Ενέργειας και Προκλήσεις

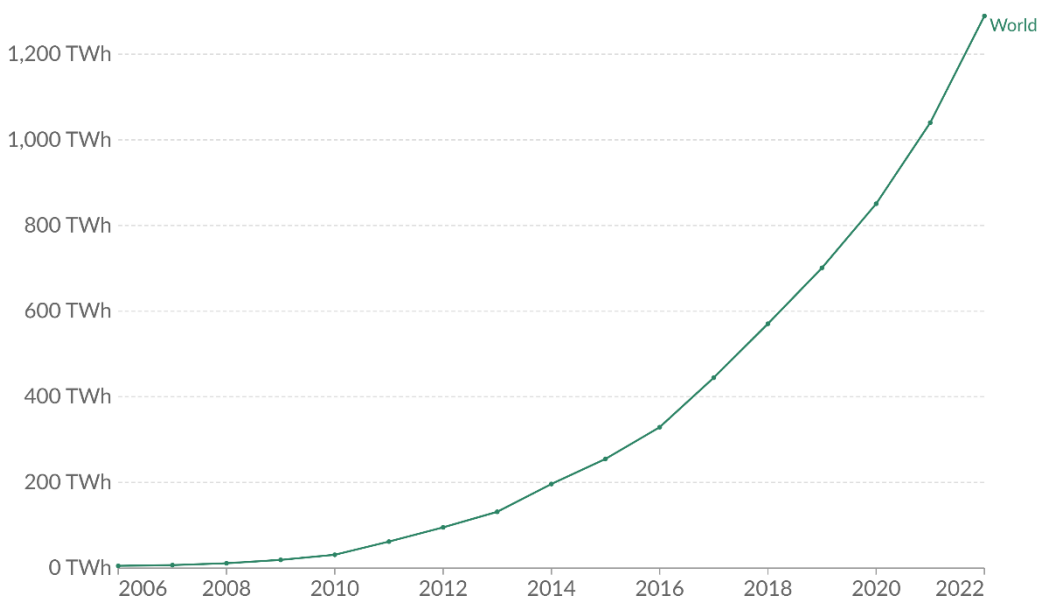
Ανάμεσα στις ΑΠΕ, η αιολική και η ηλιακή ενέργεια ξεχωρίζουν ως οι πιο ευρέως διαδεδομένες και ευνοϊκές προς χρήση. Οφείλουν τη δημοτικότητά τους στο υψηλό δυναμικό παραγωγής και τη σταθερή τους διαθεσιμότητα. Συνεπώς, αποτελούν την κυρίαρχη επιλογή στην αγορά ενέργειας, καταγράφοντας το υψηλότερο ποσοστό ενσωμάτωσης.

Όσον αφορά την ηλιακή, οι ανάγκες για ενέργεια σε παγκόσμιο επίπεδο είναι σημαντικά μικρότερες από την ποσότητα ενέργειας που λαμβάνει η Γη από τον ήλιο. Δεδομένου ότι η ανάπτυξη κατάλληλων τεχνολογιών για την αξιοποίηση αυτής της άφθονης και αναντικατάστατης πηγής ενέργειας θα μπορούσε να καλύψει τις παγκόσμιες ανάγκες, η ηλιακή ενέργεια έχει κερδίσει ευρεία αναγνώριση από επενδυτές, κυβερνήσεις και διεθνείς οργανισμούς τα τελευταία είκοσι χρόνια, υποστηριζόμενη από πολλά πλεονεκτήματα, συμπεριλαμβανομένων των περιβαλλοντικών και οικονομικών οφελών.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά, η οποία θα απασχολήσει την παρούσα εργασία, εμφανίζει έντονη εισροή στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως, με σημαντικούς ρυθμούς ανάπτυξης στην εγκατεστημένη ισχύ, σε παγκόσμια κλίμακα. Στο Σχήμα 1.4 παρουσιάζεται η παραγόμενη ενέργεια από Φ/Β παγκοσμίως για το διάστημα από 2006 έως και 2022.

Solar power generation

Electricity generation from solar, measured in terawatt-hours (TWh) per year.



Σχήμα 1.4: Παραγόμενη ενέργεια από Φ/Β ανά έτος παγκοσμίως. (Πηγή: [OurWorldInData](https://ourworldindata.org))

Παρατηρείται πως από το 2006, όπου η παραγωγή ενέργειας από Φ/Β ήταν σχεδόν μηδενική, το 2022 ξεπέρασε τις 1200 TWh παγκοσμίως, αποδεικνύοντας τον εκθετικό ρυθμό υιοθέτησης της Φ/Β τεχνολογίας.

Παρά την αξιοσημείωτη εξέλιξη και τη συνεχή εξάπλωση των συστημάτων αξιοποίησης ηλιακής ενέργειας, αναδύεται μια σημαντική πρόκληση που απαιτεί ειδική προσοχή: το ανεξέλεγκτο ζήτημα της μεταβλητότητας στην παραγωγή ενέργειας από Φ/Β. Αυτή η αναπόφευκτη μεταβλητότητα επιδρά στη σταθερότητα και την αξιοπιστία της ενεργειακής παραγωγής. Πιο συγκεκριμένα, η ενέργεια από Φ/Β επηρεάζεται από μετεωρολογικά φαινόμενα όπως οι συννεφιασμένες ημέρες, η πυκνότητα των σωματιδίων στην ατμόσφαιρα καθώς και από την κίνηση της Γης γύρω από τον ήλιο. Αυτοί οι παράγοντες καθορίζουν την ποσότητα της ηλιακής ακτινοβολίας που φθάνει στα φωτοβολταϊκά κύτταρα με αποτέλεσμα να μεταβάλλεται αισθητά η παραγωγή ενέργειας, κάτι το οποίο έχει σημαντικό αντίκτυπο στο δίκτυο, ιδίως τώρα, που τα επίπεδα διείσδυσης των Φ/Β είναι υψηλά.

1.4. Δομή της Εργασίας

Μετά το εισαγωγικό κεφάλαιο, η παρούσα διατριβή δομείται κατά τον εξής τρόπο:

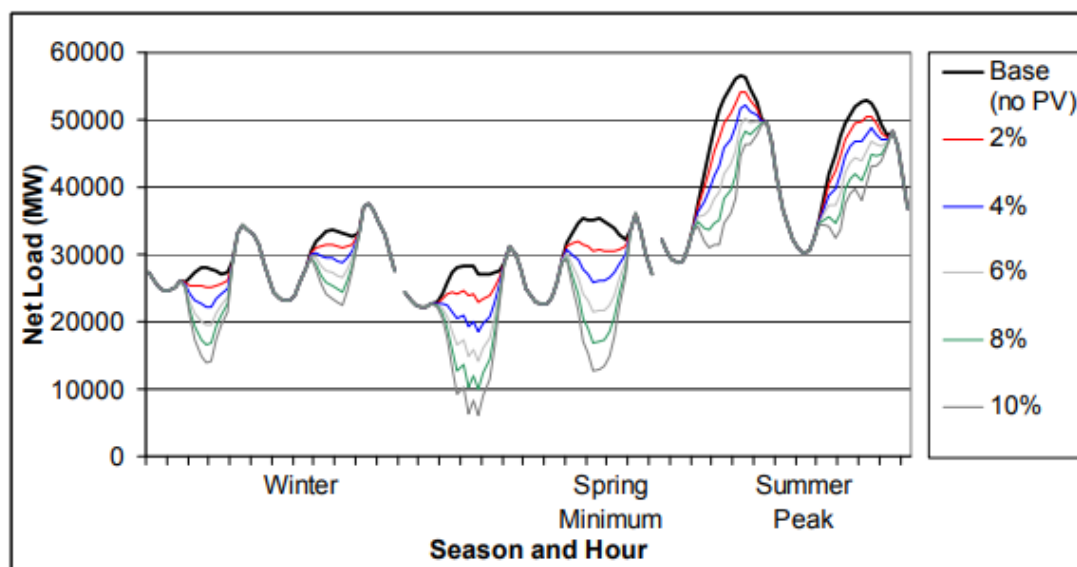
- **Κεφάλαιο 2:** Εστιάζει στην εισαγωγή του κύριου προβλήματος που αναδύεται λόγω της υψηλής διείσδυσης των φωτοβολταϊκών συστημάτων στο ενεργειακό δίκτυο, γνωστού ως Duck Curve ή φαινόμενο του σχήματος της πάπιας. Το κεφάλαιο αναλύει την ιστορική εξέλιξη αυτού του φαινομένου, προσφέροντας μια επισκόπηση των αιτιών που το προκαλούν και αναδεικνύοντας την τάση που εμφανίζεται κατά τη διάρκεια των χρόνων. Επιπλέον, πραγματοποιείται μια διεξοδική εξέταση του φαινομένου στο ενεργειακό δίκτυο της Ελλάδας, εστιάζοντας στα τελευταία χρόνια. Τέλος, παρέχεται μια συνοπτική επισκόπηση της σχετικής βιβλιογραφίας, περιλαμβάνοντας ποικίλες προτεινόμενες λύσεις για αντιμετώπιση του εν λόγω προβλήματος.
- **Κεφάλαιο 3:** Εξετάζεται εκτενώς το θεωρητικό υπόβαθρο που απαιτείται για την μοντελοποίηση της ωριαίας παραγωγής ενέργειας ενός φωτοβολταϊκού πάνελ διπλής όψευς. Συγκεκριμένα, αναλύονται τα χαρακτηριστικά ενός bifacial πάνελ και παρουσιάζεται μια αναλυτική μεθοδολογία για τον υπολογισμό της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας σε κεκλιμένη επιφάνεια. Για την υλοποίηση αυτής της μεθοδολογίας, περιλαμβάνονται το χρονικό μοντέλο υπολογισμού του ηλιακού χρόνου και το γεωγραφικό μοντέλο της κίνησης του ηλίου.
- **Κεφάλαιο 4:** Παρουσιάζονται εκτενώς τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για τη μελέτη, καθώς και η προκαταρκτική ανάλυση των υπό διερεύνηση διατάξεων με βάση το κριτήριο της εξομάλυνσης του φαινομένου. Ακολουθεί μια λεπτομερής σύγκριση των επιλεγμένων διατάξεων μεταξύ τους καθώς και με μια τυπική διάταξη, αναδεικνύοντας τα πλεονεκτήματα και τις περιορισμένες δυνατότητες καθεμίας. Με βάση αυτήν τη συγκριτική ανάλυση, προτείνεται μια πρακτική εφαρμογή που πηγάζει από τη συνολική αξιολόγηση των αποτελεσμάτων και επιτρέπει την αύξηση εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β ελαχιστοποιώντας τις επιπτώσεις του Duck Curve.

2. Το Φαινόμενο του Duck Curve

2.1. Εισαγωγή

Το 2009, ο P. Denholm και συνεργάτες^[5] δημοσίευσαν ένα άρθρο, στο οποίο εξέτασαν τον τρόπο με τον οποίο επηρεάζουν το ηλεκτρικό δίκτυο διάφορα ποσοστά διείσδυσης των Φ/Β, με σκοπό την ομαλή υιοθέτηση της τεχνολογίας σε μεγάλη κλίμακα. Παρατηρήθηκε τότε για πρώτη φορά, η αλλαγή που προκύπτει στο σχήμα του καθαρού ηλεκτρικού φορτίου (δηλαδή το πραγματικό φορτίο του δικτύου μείον τη παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκά πάρκα και άλλες μεταβλητές παραγωγές ενέργειας), όταν αυξάνεται η ενσωμάτωση των Φ/Β στο δίκτυο.

Στο Σχήμα 2.1, παρατίθεται το διάγραμμα του καθαρού φορτίου για το δίκτυο της Καλιφόρνιας, που προέκυψε από τη συγκεκριμένη μελέτη. Στο διάγραμμα αυτό απεικονίζεται το καθαρό φορτίο για τρία αντιπροσωπευτικά διήμερα του 2007 (χειμώνα, άνοιξη και καλοκαίρι), προσομοιώνοντας σενάρια διείσδυσης Φ/Β από 0 έως και 10%.

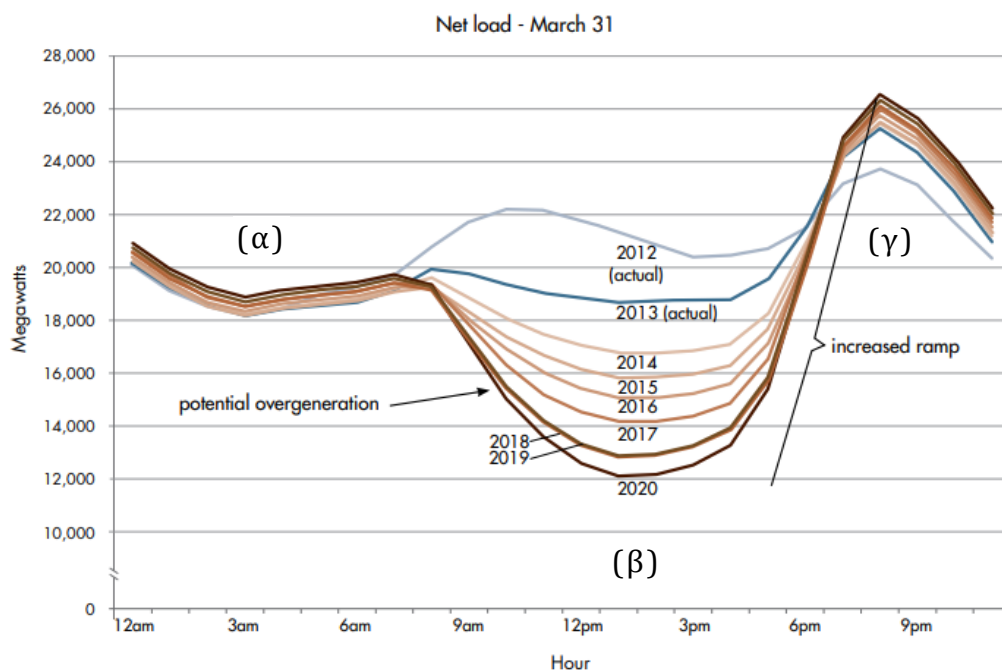


Σχήμα 2.1: Διάγραμμα του καθαρού φορτίου για το δίκτυο της Καλιφόρνιας με διάφορα σενάρια διείσδυσης Φ/Β^[5].

Το παραπάνω σχήμα, αποτέλεσε την πρώτη πρόβλεψη για το πως μπορεί να επηρεάσει η παραγωγή ενέργειας από Φ/Β το δίκτυο και κατέληξε στο συμπέρασμα ότι η διείσδυση της τάξεως των 10% μπορεί να οδηγήσει σε ανάγκη για μείωση της παραγωγής των Φ/Β.

Τα επόμενα χρόνια, καθώς τα Φ/Β συστήματα ξεκίνησαν να υιοθετούνται με ραγδαίους ρυθμούς, οι υπεύθυνες αρχές για τον χειρισμό των δικτύων άρχισαν να ανησυχούν σχετικά με τον τρόπο που η ηλιακή ενέργεια θα μπορούσε να επηρεάσει το δίκτυο, καθώς φαινόταν πως η διείσδυσή τους θα ξεπερνούσε τις έως τότε προβλέψεις. Με αφορμή αυτή την ανησυχία, το 2013, η Ανεξάρτητη Αρχή Διαχείρισης του Συστήματος της Καλιφόρνιας (CAISO), δημοσίευσε ένα διάγραμμα, παρόμοιο με αυτό του Denholm, το οποίο ονόμασε Duck Curve ή αλλιώς Duck Chart λόγω της μορφής της καμπύλης του, με σκοπό να αναδείξει τον κίνδυνο της υπερπαραγωγής που ενέχει η αυξημένη διείσδυση των Φ/Β [6].

Το εν λόγω διάγραμμα, παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.2 και αποτυπώνει το καθαρό φορτίο για το δίκτυο της Καλιφόρνιας τη 31^η Μαρτίου. Το διάγραμμα περιέχει το πραγματικό καθαρό φορτίο για τις χρονιές 2012 και 2013, ενώ παρέχει πρόβλεψη για το διάστημα από 2014 έως και 2020.



Σχήμα 2.2: Το Duck curve της CAISO [6].

Η κοιλιά της «πάπιας», δηλαδή η ζώνη (β), αντιπροσωπεύει τη περίοδο του χαμηλότερου καθαρού φορτίου, όπου η παραγωγή από τα φωτοβολταϊκά είναι η μέγιστη (δηλαδή κατά τις μεσημεριανές ώρες). Παρατηρείται, ότι η κοιλιά αυξάνεται με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β μεταξύ του 2012 και του 2020. Ενώ το ποσοστό των Φ/Β το 2020 δεν φαίνεται άμεσα από το διάγραμμα, προκύπτει συγκρίνοντας την καμπύλη με αυτή του 2012. Σε αυτή τη περίπτωση, το κανονικό φορτίο (δηλαδή, χωρίς Φ/Β) γύρω στις 13:00-14:00 φαίνεται να είναι περίπου 22000 MW, ενώ η παραγωγή

από Φ/Β είναι περίπου 10000 MW αφήνοντας περίπου 12000 MW να καλυφθούν από άλλους πόρους. Σε αυτή τη περίπτωση τα Φ/Β παρέχουν περίπου το 45% της συνολικής ζήτησης σε αυτή τη μία ώρα.

Στη ζώνη (α), δηλαδή από τις 12 το βράδυ μέχρι τις 7 το πρωί, η κατάσταση είναι σταθερή, καθώς η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας δεν παρουσιάζει μεγάλες αυξομειώσεις, κυμαίνεται από 18000 MW έως και 21000 MW και ταυτόχρονα η παραγωγή από Φ/Β είναι μηδενική.

Κατά το τέλος της ημέρας, η ζώνη (γ) είναι η χρονική περίοδος όπου οι συμβατικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας αντιμετωπίζουν τη μεγαλύτερη «πίεση». Εκείνες τις ώρες, καθώς πέφτει ο ήλιος, η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια εκτοξεύεται έως τις 26000 MW και έπειτα καθώς πλησιάζει τα μεσάνυχτα παρουσιάζει φθίνουσα πορεία. Σε αυτή τη ζώνη, το φορτίο πρέπει να καλυφθεί εξ' ολοκλήρου από συμβατικούς σταθμούς καθώς και τότε δεν υπάρχει ηλιοφάνεια, άρα η παραγωγή των Φ/Β μηδενίζεται.

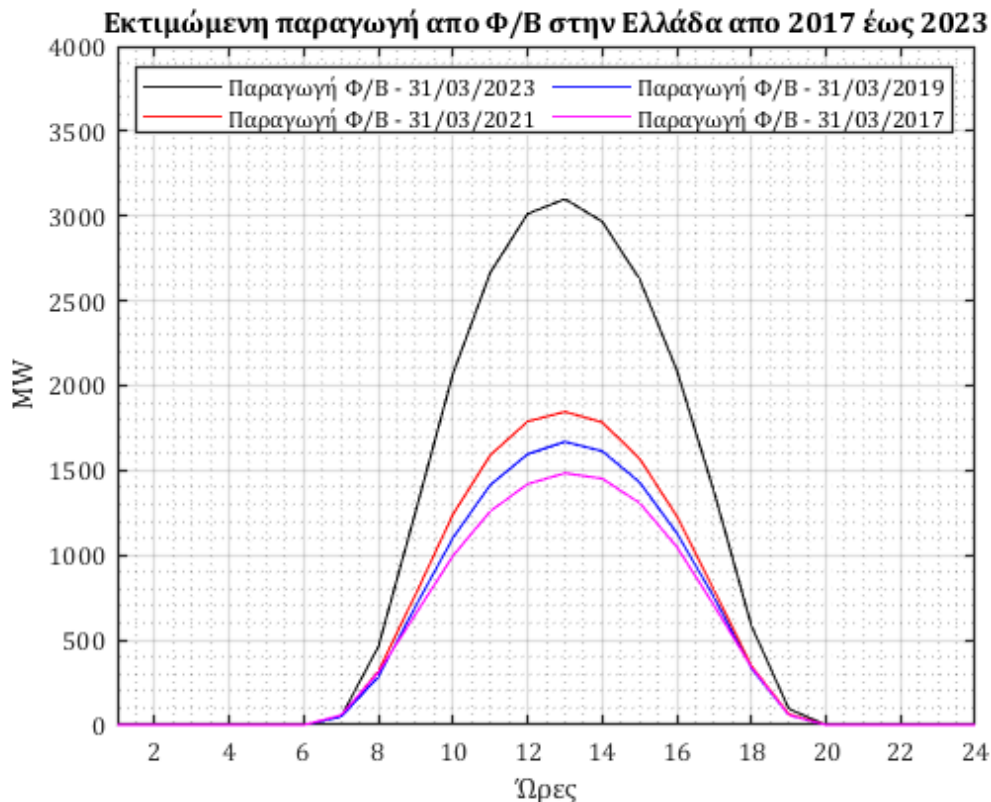
Φαίνεται, λοιπόν, από το διάγραμμα της CAISO, πως με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β, η προσφορά ηλεκτρικής ενέργειας τείνει να ξεπεράσει την ζήτηση των καταναλωτών κατά τις μεσημεριανές ώρες. Για να αποφευχθεί η υπερπαραγωγή, οι χειριστές του συστήματος ισορροπούν προσεκτικά την προσφορά με τη ζήτηση, αυξάνοντας και μειώνοντας την παραγωγή από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής.

Το ρίσκο υπερπαραγωγής, όμως, προκύπτει όταν οι συμβατικοί σταθμοί δεν μπορούν να μειώσουν περαιτέρω την παραγωγή ώστε να υπάρχει αρκετός «χώρος» για την παραγόμενη ενέργεια των Φ/Β. Τότε αναγκαστικά, η υπερπαραγωγή πρέπει να αντιμετωπιστεί με περικοπή (*curtailment*). Η περικοπή συμβαίνει όταν ένας χειριστής συστήματος μειώνει την παραγωγή από ένα Φ/Β πάρκο κάτω από το επίπεδο που θα παρήγαγε κανονικά. Η παραγωγή περικόπτεται είτε μειώνοντας την έξοδο από τον αντιστροφέα (*inverter*) είτε αποσυνδέοντας εντελώς το πάρκο. Ενώ η περικοπή είναι τεχνικά εύκολη, έχει το προφανές μειονέκτημα της μείωσης των οικονομικών και περιβαλλοντικών οφελών των ΑΠΕ. Καθώς η ποσότητα περικοπής αυξάνεται, τα συνολικά οφέλη της επιπλέον ηλιακής ενέργειας μπορεί να μειωθούν στο σημείο όπου οι επιπλέον εγκαταστάσεις δεν αξίζουν το κόστος^[7].

2.2. Το φαινόμενο του Duck Curve στην Ελλάδα

Όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενη ενότητα, οι ΑΠΕ αποκτούν όλο και μεγαλύτερη έκταση στον ενεργειακό χάρτη, με αποτέλεσμα το Duck Curve να αποτελεί πραγματική πρόκληση για τη χώρα, με πιθανές κρίσιμες επιπτώσεις. Είναι επιβεβλημένη, επομένως, η διερεύνηση του Duck Curve στο πλαίσιο της ενεργειακής πραγματικότητας της Ελλάδας, λαμβάνοντας υπόψη τα χαρακτηριστικά της ενεργειακής κατάστασης της χώρας. Η κατανόηση του φαινομένου θα προσφέρει τη δυνατότητα ανάπτυξης πρακτικών λύσεων για τη διασφάλιση της σταθερής και αποτελεσματικής λειτουργίας του ενεργειακού συστήματος.

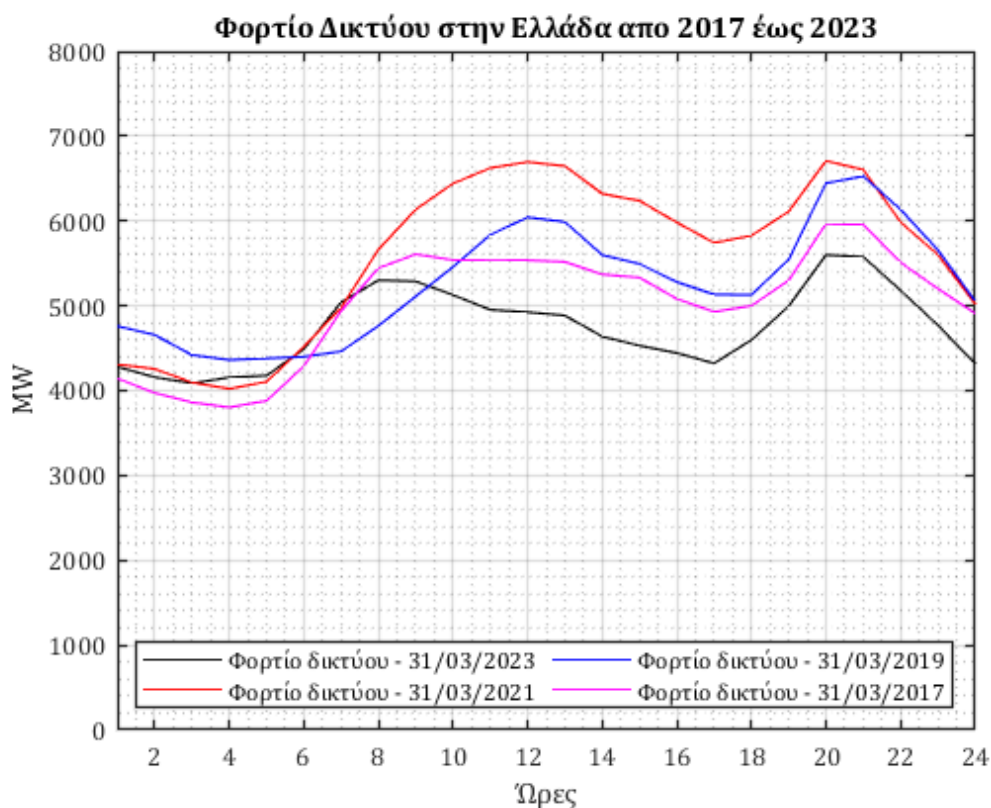
Για την διερεύνηση, αξιοποιήθηκαν δεδομένα που προέρχονται από τον φορέα ENTSO-E. Συγκεκριμένα, τα δεδομένα περιλάμβαναν πληροφορίες σχετικές με την παραγωγή ηλεκτρισμού από φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, καθώς και το φορτίο του ενεργειακού δικτύου. Η διερεύνηση πραγματοποιήθηκε για τέσσερις διαφορετικές χρονιές, το 2017, το 2019, το 2021 και το 2023. Η ημέρα που επιλέχθηκε είναι η 31^η Μαρτίου καθώς βρίσκεται κοντά στην ισημερία και ταυτοχρόνως έχει ισορροπημένα μετεωρολογικά δεδομένα.



Σχήμα 2.3: Σύγκριση εκτιμώμενης παραγωγής ενέργειας από Φ/Β μεταξύ 2017-2023.

Στο Σχήμα 2.3, παρουσιάζεται γραφικά η σύγκριση της εκτιμώμενης ωριαίας παραγωγής από Φ/Β στην Ελλάδα για τη 31^η Μαρτίου με βάση την εγκατεστημένη ισχύ, για τα τελευταία έξι χρόνια. Παρατηρείται, πως η παραγωγή δεν εμφανίζει μεγάλη απόκλιση από το 2017 έως το 2021, ενώ παρουσιάζει μια απότομη αύξηση το 2023 όπου η παραγωγή σχεδόν διπλασιάζεται. Αυτή η ραγδαία αύξηση στην παραγωγή, επιβεβαιώνεται και από τα δεδομένα που παρατίθενται στον Πίνακα 1.1, καθώς στο διάστημα μεταξύ 2021 και 2023 υπήρξε αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος κατά 2045 MW. Όσον αφορά το προφίλ παραγωγής, δηλαδή τη μορφή της καμπύλης που παρουσιάζει η ισχύς μέσα σε ένα εικοσιτετράωρο, προβλέπεται σταθερό για όλες τις χρονιές, και έχει το τυπικό σχήμα καμπάνας.

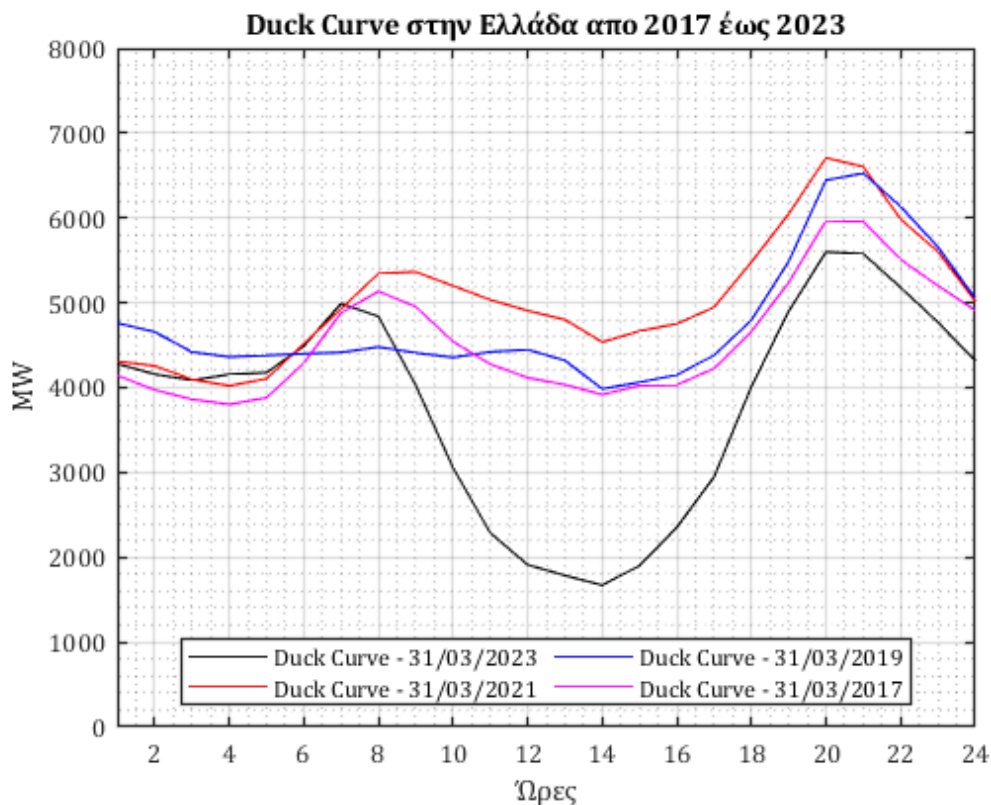
Παρακάτω, στο Σχήμα 2.4 έχουν συγκεντρωθεί τα φορτία του δικτύου για την 31^η Μαρτίου, πάλι για το διάστημα μεταξύ του 2017 έως το 2023.



Σχήμα 2.4: Σύγκριση φορτίου του δικτύου μεταξύ 2017-2023.

Σε αντίθεση με την παραγωγή, η μορφή της καμπύλης του φορτίου μεταβάλλεται έντονα, χωρίς να ακολουθεί κάποιο μοτίβο αύξησης ή μείωσης της συνολικής κατανάλωσης ανά τα χρόνια. Φαίνεται, λοιπόν, από το διάγραμμα η απρόβλεπτη φύση του φορτίου που καθιστά τον προγραμματισμό του χειρισμού του δικτύου ιδιαίτερα δύσκολο.

Τέλος, σύμφωνα με τα στοιχεία που συλλέχθηκαν και παρουσιάστηκαν παραπάνω, έγινε η σύνθεση του Duck Curve αφαιρώντας την παραγωγή των Φ/Β από το φορτίο για κάθε χρονιά. Τα αποτελέσματα που προέκυψαν αποτυπώνονται στο Σχήμα 2.5.



Σχήμα 2.5: Σύγκριση Duck Curve μεταξύ 2017-2023.

Παρατηρείται πως τις χρονιές 2017, 2019 και 2021, μεταξύ των οποίων η παραγωγή από Φ/Β εγκαταστάσεις είχε μικρή απόκλιση (καθώς η εγκατεστημένη ισχύς την περίοδο εκείνη δεν μεταβλήθηκε), το «βύθισμα» του Duck Curve παραμένει σχετικά σταθερό, με το περιθώριο μέχρι τον κίνδυνο υπερπαραγωγής να κυμαίνεται από τα 4000 έως τα 4500 MW. Η επίδραση του φαινομένου, γίνεται αντιληπτή το έτος 2023, όπου η χαμηλή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας σε σύγκριση με τα προηγούμενα χρόνια, σε συνδυασμό με την απότομη αύξηση παραγωγής από Φ/Β, έφτασε το περιθώριο στα 1700 MW.

Η Ελλάδα έχει βρεθεί σε μια κατάσταση στην οποία η εγκατεστημένη ισχύς συνεχώς αυξάνεται. Μάλιστα, με βάση τα στοιχεία του [OurWorldInData](#), έχει βρεθεί στην 5^η θέση της Ευρωπαϊκής Ένωσης σε παραγόμενη ενέργεια από Φ/Β ανά κάτοικο. Ωστόσο, η εγχώρια ζήτηση σύντομα θα αδυνατεί να απορροφήσει την αυξημένη παραγωγή κατά τις μεσημεριανές ώρες. Είναι βέβαιο, πως αν συνεχιστεί η αύξηση των Φ/Β εγκαταστάσεων τα επόμενα χρόνια, με δεδομένο τις ελλειπείς υποδομές διασύνδεσης με γειτονικές χώρες, θα προκύψει η ανάγκη για σημαντικά ποσοστά περικοπής στην παραγωγή τους.

2.3. Σχετικές μελέτες

Η επιστημονική κοινότητα έχει επικεντρωθεί στην ανάλυση και την αντιμετώπιση του Duck Curve, με πληθώρα μελετών που έχουν διεξαχθεί για την εξομάλυνση αυτού του ενεργειακού φαινομένου. Οι μελέτες επικεντρώνονται κυρίως, στο να βρεθούν αποδοτικοί τρόποι με τους οποίους μπορεί να αξιοποιηθεί η περίσσεια προσφορά και στην κατάστροση στρατηγικών διαχείρισης του φορτίου. Τέτοια παραδείγματα προσφάτων ερευνών παρατίθενται συνοπτικά στον Πίνακα 2.1.

Πίνακας 2.1: Επιστημονικά άρθρα γύρω από το φαινόμενο του Duck Curve.

Ερευνητές	Έτος	Αντικείμενο Μελέτης
C. Le Floch και συνεργάτες [8]	2016	Πρότειναν έναν αλγόριθμο, μέσω του οποίου θα γίνεται η βέλτιστη κατανομή φόρτισης οχημάτων με ηλεκτρικό κινητήρα, για να ελαχιστοποιηθεί το πρόβλημα της μεταβλητότητας του καθαρού φορτίου.
Schoenung και Keller [9]	2017	Υποστήριξαν ότι το ενεργειακό πλεόνασμα από Φ/Β αποτελεί ιδανική πηγή για την παραγωγή υδρογόνου με μηδενικές εκπομπές ρύπων μέσω ηλεκτρόλυσης για τα οχήματα που λειτουργούν με κυψέλες καυσίμων, καθώς δύναται να μειώσει κατά πολλούς τόνους το ανθρακικό αποτύπωμα.
Chaudhary και Rizwan [10]	2018	Παρουσίασαν μια μέθοδο διαχείρισης ενέργειας η οποία αξιοποιεί προηγμένα συστήματα πρόβλεψης της ισχύος των Φ/Β και Αναστρέψιμα Υδροηλεκτρικά Έργα με σκοπό την εξομάλυνση του Duck Curve.

Isomura και συνεργάτες [11]	2020	Πρότειναν τη μέθοδο Προηγμένου Άμεσου Ελέγχου του Φορτίου (ADLC), με την οποία ρυθμίζεται το φορτίο αποσυνδέοντας από το δίκτυο για κάποιο μικρό χρονικό διάστημα «καταναλωτές» που έχουν στην κατοχή τους εγκατεστημένα φωτοβολταϊκά συστήματα.
-----------------------------	------	--

Φαίνεται, λοιπόν, ότι υπάρχουν διάφορες τεχνικές που μπορούν να αντιμετωπίσουν τις προκλήσεις που δημιουργεί το Duck Curve. Ωστόσο, οι περισσότερες από αυτές είναι πρακτικές μόνο σε συγκεκριμένες περιπτώσεις, καθώς απαιτούν εγκαταστάσεις υψηλού κόστους ή υποδομές που δεν υπάρχουν στην Ελλάδα. Επομένως, είναι ουσιώδες να εξεταστούν λύσεις που είναι άμεσα διαθέσιμες για εφαρμογή, προκειμένου να διατηρηθεί η αυξητική πορεία της ενσωμάτωσης των φωτοβολταϊκών συστημάτων χωρίς σοβαρά εμπόδια.

Το 2018, ο Doroshenko και συνεργάτες^[12], εξέτασαν την ευελιξία στον προσανατολισμό των ηλιακών πάνελ κατά την εγκατάσταση και πώς αυτή μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την εξομάλυνση του Duck Curve. Τα αποτελέσματα της μελέτης έδειξαν πως ο φιλικός προς το δίκτυο προσανατολισμός μπορεί πράγματι να μειώσει τις απότομες μεταβολές κατά 25-30%, μειώνοντας την υπερπαραγωγή κατά τις μεσημεριανές ώρες.

Με αφορμή την εν λόγω έρευνα, θα πραγματοποιηθεί στη παρούσα εργασία διερεύνηση της βέλτιστης διάταξης Φ/Β πάνελ σταθερής κλίσης, αξιοποιώντας την τεχνολογία των πάνελ διπλής όψης (*bifacial*) έτσι ώστε η παραγωγή να διαμοιραστεί κατά τη διάρκεια της μέρας, χωρίς να θυσιαστεί σημαντικό μέρος της απόδοσης.

3. Θεωρητικό Υπόβαθρο

3.1. Εισαγωγή

Στο παρόν κεφάλαιο, θα γίνει η κατάστρωση των εξισώσεων, οι οποίες είναι αναγκαίες για τη μοντελοποίηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ενός φωτοβολταϊκού πάνελ διπλής όψης μέσα σε ένα εικοσιτετράωρο.

Για την περάτωση των υπολογισμών, αρχικά πραγματοποιείται εισαγωγή στην τεχνολογία των φωτοβολταϊκών πάνελ διπλής όψης. Γίνεται ανάλυση των τεχνικών χαρακτηριστικών τους ώστε να είναι εφικτός ο υπολογισμός της παραγόμενης ενέργειας.

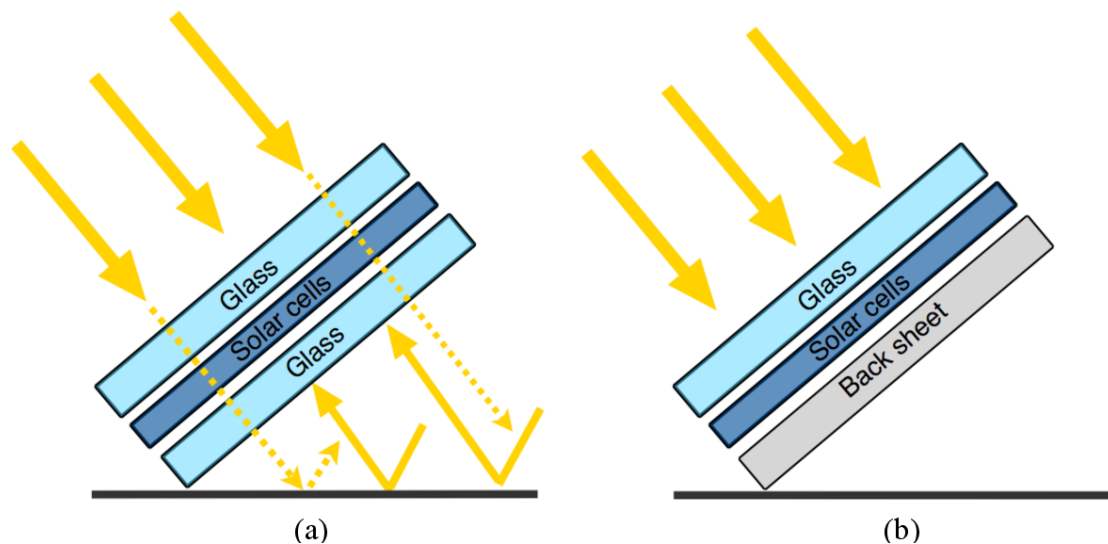
Στη συνέχεια, εξετάζονται αναλυτικά οι διάφορες συνιστώσες της ηλιακής ακτινοβολίας που απαιτούνται για τον υπολογισμό της ολικής ακτινοβολίας που προσπίπτει σε μια κεκλιμένη επιφάνεια. Επιλέγονται και παρουσιάζονται τα κατάλληλα μοντέλα υπολογισμού για κάθε μία από αυτές, με σκοπό την επίτευξη μεγαλύτερης ακρίβειας στις μετρήσεις της ηλιακής ακτινοβολίας. Τα μοντέλα αυτά, ωστόσο, απαιτούν και την κατάστρωση των εξής:

- Το μοντέλο υπολογισμού του ηλιακού χρόνου και την ανάλυση των βασικών αρχών και των παραγόντων που τον επηρεάζουν.
- Το γεωγραφικό και γεωμετρικό μοντέλο που χρησιμοποιείται για να περιγράψει την κίνηση του ηλίου, περιλαμβάνοντας αναλυτική επεξήγηση για τις σχετικές γωνίες.

3.2. Φ/B πάνελ διπλής όψεως

3.2.1. Εισαγωγή στην τεχνολογία Φ/B διπλής όψης

Τα φωτοβολταϊκά πάνελ διπλής όψεως είναι σχεδιασμένα για να απορροφούν το ηλιακό φως τόσο στην εμπρός όσο και στην πίσω πλευρά, επιτρέποντας του να εκμεταλλεύεται πλήρως και την ανακλώμενη ακτινοβολία από τις περιβάλλουσες επιφάνειες. Η κύρια δομική διαφορά μεταξύ ενός bifacial και ενός mono-facial πάνελ, βρίσκεται στον σχεδιασμό της πίσω πλευράς. Ενώ ένα mono-facial πάνελ έχει ένα ειδικό φύλλο προστασίας στο πίσω μέρος, το bifacial έχει την ίδια στρώση γυαλιού που έχει και στο μπροστά μέρος. Στο παρακάτω σχήμα φαίνονται απλοποιημένες οι μορφές των δύο τύπων πάνελ.



Σχήμα 3.1: Σχηματική αναπαράσταση της δομής ενός bifacial πάνελ (a) και ενός mono-facial (b).

Οι bifacial κυψέλες μελετώνται από την δεκαετία του 1960 και παρουσιάστηκαν αρχικά στην επιστημονική βιβλιογραφία από τον Luque το 1980^[13]. Ακολούθησε δύο χρόνια αργότερα, η έρευνα του Cuevas^[14] όπου έδειξε ότι μπορεί να επιτευχθεί αύξηση 50% στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας συλλέγοντας ταυτόχρονα άμεση και ανακλώμενη ακτινοβολία, αξιοποιώντας συσκευές αύξησης της ανακλασιμότητας. Ως εκ τούτου, εδραιώθηκε ότι οι bifacial ηλιακές κυψέλες μπορούν να αυξήσουν τη πυκνότητα ισχύος των Φ/B πάνελ σε σύγκριση με τις mono-facial. Το κύριο μειονέκτημα τους, ήταν το μεγάλο κόστος τους λόγω της χρήσης περισσότερων υλικών για την κατασκευή τους. Ωστόσο, τα τελευταία χρόνια παράλληλα με την μείωση των τιμών των Φ/B, παρατηρείται και μείωση της διαφοράς μεταξύ των mono-facial και bifacial πάνελ. Έτσι, έχουν εδραιώσει τη θέση τους ως πρώτη επιλογή για μεγάλα Φ/B πάρκα.

Οι δύο κατηγορίες πάνελ διαφοροποιούνται και ως προς τη μοντελοποίησή τους καθώς στα φωτοβολταϊκά διπλής όψης πρέπει να συμπεριληφθεί η παραγωγή ισχύος λόγω της πίσω πλευράς. Επομένως, πρέπει να εισαχθούν στο μοντέλο περαιτέρω τεχνικά χαρακτηριστικά ώστε να είναι δυνατός ο υπολογισμός της παραγόμενης ισχύος.

3.2.2. Τεχνικά χαρακτηριστικά Φ/B πάνελ διπλής όψης

Ο λόγος παραγωγής ισχύος μεταξύ της πίσω και της μπροστά πλευράς καθορίζεται ως Bifaciality (BF) σύμφωνα με το πρότυπο IEC606904-7. Η πίσω πλευρά μπορεί να εξάγει περίπου από 70% έως και 97% της ισχύος που παράγεται από την εμπρός πλευρά. Το Bifaciality δίνεται από την σχέση:

$$BF = \frac{P_{Rear,max}}{P_{front,max}} \quad (3.1)$$

Όπου $P_{Rear,max}$ και $P_{front,max}$ είναι η παραγόμενη ισχύς στο πίσω και το μπροστά μέρος αντίστοιχα.

Η αύξηση στην παραγωγή ισχύος ορίζεται ως Bifaciality Gain (BG) και είναι ένας δείκτης που υποδηλώνει ότι η πραγματικά παραγόμενη ισχύς έχει αυξηθεί σε σύγκριση με την παραγωγή ισχύος από ένα mono-facial πάνελ. Υπολογίζεται από τον τύπο της Εξ. 3.2.

$$BG = \frac{Y_{bi} - Y_{mono}}{Y_{mono}} \cdot 100\% \quad (3.2)$$

Όπου Y_{bi} και Y_{mono} είναι η ενεργειακή απόδοση του bifacial και του mono-facial πάνελ αντίστοιχα μετρημένη σε κιλοβατώρες ανά κιλοβάτ εγκατεστημένης ισχύος (kWh/kWp). Η απόδοση της παραγωγής ισχύος διακυμαίνεται συνήθως από -15% έως 60%, ανάλογα με τον προσανατολισμό της εγκατάστασης (αζιμούθιο, κλίση, κλπ.) και τις καιρικές συνθήκες.

Η παραγόμενη ισχύς υπολογίζεται ως το άθροισμα τις ηλιακής ακτινοβολίας στο εμπρός και πίσω μέρος του πάνελ επί την απόδοση του, όπως φαίνεται στην Εξ. 3.3.

$$P_{PV} = (I_{Front} + BF \cdot I_{Rear}) \cdot n \quad (3.3)$$

Όπου P_{PV} είναι η συνολική παραγόμενη ισχύς από ένα bifacial πάνελ ανά τετραγωνικό μέτρο (Wp/m^2), n είναι η απόδοση του πάνελ και τέλος I_{Front} και I_{Rear} είναι η συνολική ακτινοβολία που φτάνει στο εμπρός και πίσω μέρος αντίστοιχα (Wp/m^2).

Για την απόδοση του φωτοβολταϊκού πάνελ, χρησιμοποιείται η εξίσωση του Evans^[15] που αναγράφεται παρακάτω:

$$n(T_M) = n_{STC} \cdot [1 + b \cdot (T_M - 25 \text{ }^\circ\text{C})] \quad (3.4)$$

Εδώ, η παράμετρος b , είναι ο θερμικός συντελεστής σε μονάδες μέτρησης (%/K), ενώ το n_{STC} είναι η απόδοση του πάνελ σε συνθήκες STC. Οι δύο παράμετροι αυτοί, δίνονται από τον κατασκευαστή του πάνελ στο τεχνικό φυλλάδιο. Τέλος, ο συντελεστής T_M είναι η θερμοκρασία του πάνελ, η οποία δίνεται από την Εξ. 3.5^[16].

$$T_M = T_{amb} + (I_{Front} + I_{Rear}) \cdot \frac{NOCT_{Bi} - 20}{800} \quad (3.5)$$

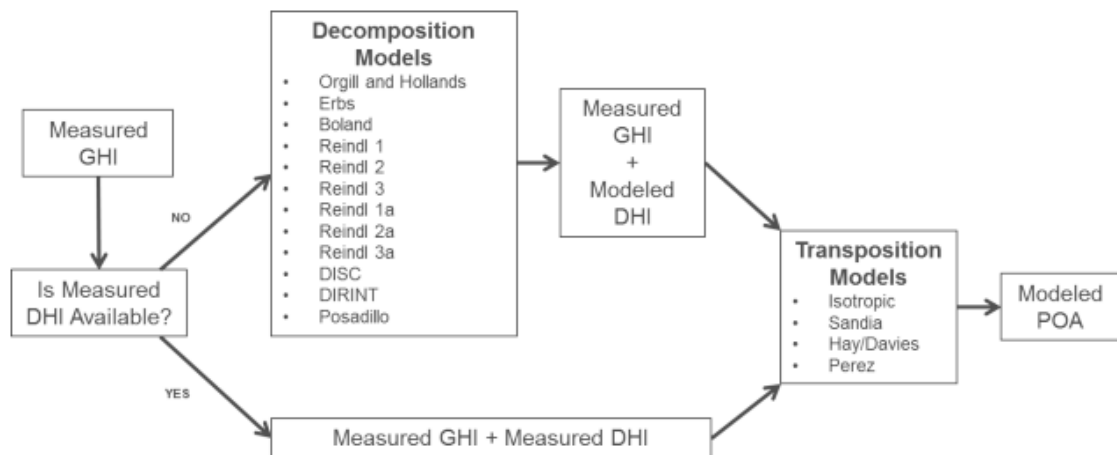
Όπου T_{amb} είναι η θερμοκρασία περιβάλλοντος και $NOCT_{Bi}$ αναφέρεται στην θερμοκρασία λειτουργίας χωρίς φορτίο (Nominal Operating Cell Temperature) του πάνελ.

3.3. Ηλιακή Ακτινοβολία

Για τον υπολογισμό της έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας σε μία κεκλιμένη επιφάνεια (*Plane of Array Irradiation, POA* ή I_{POA}), είναι απαραίτητα τα παρακάτω δεδομένα:

1. Η ολική ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει σε μία οριζόντια επιφάνεια (*Global Horizontal Irradiation, GHI* ή I_{GHI}).
2. Η διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει σε μία οριζόντια επιφάνεια (*Diffuse Horizontal Irradiation, DHI* ή I_{DHI}).
3. Η άμεση ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει σε μία επιφάνεια (*Direct Normal Irradiance, DNI* ή I_{DNI}).

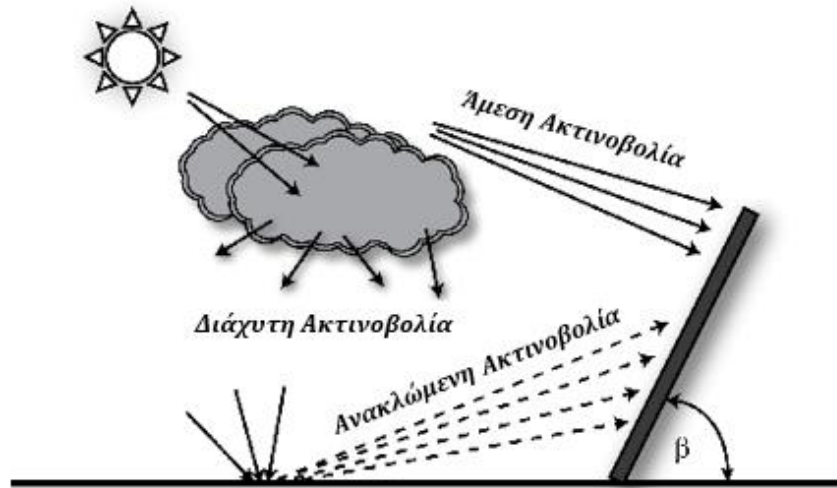
Στο Σχήμα 3.2, παρατίθεται το διάγραμμα ροής υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας σε κεκλιμένη επιφάνεια. Ανάλογα τα διαθέσιμα δεδομένα, είναι δυνατό να υπολογιστεί απευθείας μέσω μοντέλων υπολογισμού της *POA* (*Transposition Models*), είτε σε συνδυασμό με μοντέλα υπολογισμού της *DHI* (*Decomposition Models*).



Σχήμα 3.2: Διάγραμμα ροής υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας σε κεκλιμένη επιφάνεια [17].

Στην παρούσα μελέτη, θα αξιοποιηθούν μετεωρολογικά στοιχεία από το πρόγραμμα [Meteonorm Version 8.2](#), το οποίο δίνει ως δεδομένες τις *GHI* και *DHI*. Επομένως, θα γίνει αξιοποίηση μόνο των κατάλληλων *Transposition* μοντέλων.

Οι συνιστώσες που χρειάζονται για τον υπολογισμό της ηλιακής ακτινοβολίας σε μία κεκλιμένη επιφάνεια, μπορούν να κατηγοριοποιηθούν με βάση τις κατευθύνσεις τους και τις επιδράσεις τους στην επιφάνεια. Οι συνιστώσες περιλαμβάνουν την άμεση ακτινοβολία, την διάχυτη και την ανακλώμενη, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.3.



Σχήμα 3.3: Οι συνιστώσες της ηλιακής ακτινοβολίας.

Η εξίσωση που περιγράφει τη συνολική ακτινοβολία που φτάνει στη κεκλιμένη επιφάνεια για την εμπρός και πίσω πλευρά είναι η παρακάτω:

$$I_{POA} = \begin{cases} I_{Direct_f} + I_{Diffuse_f} + I_{Reflected_f}, & \text{Front Side} \\ I_{Direct_r} + I_{Diffuse_r} + I_{Reflected_r}, & \text{Rear Side} \end{cases} \quad (3.6)$$

Όπου I_{Direct} είναι η άμεση ακτινοβολία, $I_{Diffuse}$ είναι η διάχυτη ακτινοβολία, $I_{Reflected}$ είναι η ανακλώμενη ακτινοβολία.

3.3.1. Άμεση Ακτινοβολία

Η άμεση ακτινοβολία προέρχεται απευθείας από τον ήλιο σε μία ευθεία γραμμή χωρίς διασπορά και ανακλάσεις. Είναι κάθετη στις ακτίνες του ηλίου και μεγιστοποιείται όταν η επιφάνεια είναι αντικριστά με τον ήλιο. Σύμφωνα με τον Iqbal^[18] η μαθηματική εξίσωση που περιγράφει την άμεση ακτινοβολία είναι η εξής:

$$I_{Direct} = \begin{cases} (I_{GHI} - I_{DHI}) \cdot \frac{\cos \theta_f}{\cos \theta_z}, & \text{Front Side} \\ (I_{GHI} - I_{DHI}) \cdot \frac{\cos \theta_r}{\cos \theta_z}, & \text{Rear Side} \end{cases} \quad (3.7)$$

Όπου θ_f και θ_r είναι οι γωνίες πρόσπτωσης στην κεκλιμένη επιφάνεια για την μπροστά και τη πίσω πλευρά αντίστοιχα και θ_z είναι η γωνία ηλιακού ζενίθ. Όπως φαίνεται από την Εξ. 3.7, η άμεση ακτινοβολία εξαρτάται από την γωνία πρόσπτωσης, τις ατμοσφαιρικές συνθήκες, δηλαδή τα μετεωρολογικά δεδομένα και από τη γωνία του ηλιακού ζενίθ.

3.3.2. Διάχυτη Ακτινοβολία

Η διάχυτη ακτινοβολία προκύπτει από τη διασπορά του ηλιακού φωτός από ατμοσφαιρικά μόρια και σωματίδια. Προέρχεται από ολόκληρο τον ουρανό, όχι μόνο από τον ήλιο. Σύμφωνα με τον E.D. Mehleri^[19], το ισοτροπικό μοντέλο του Tian^[20] παρέχει την μεγαλύτερη ακρίβεια για το γεωγραφικό πλάτος της Αθήνας. Θεωρώντας πως το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής που θα μελετηθεί είναι παραπλήσιο, θα χρησιμοποιηθεί το εν λόγω μοντέλο, το οποίο περιγράφεται από την Εξ. 3.8.

$$I_{Diffuse} = \begin{cases} I_{DHI} \cdot \left(1 - \frac{\beta_f}{180}\right), & \text{Front Side} \\ I_{DHI} \cdot \left(1 - \frac{\beta_r}{180}\right), & \text{Rear Side} \end{cases} \quad (3.8)$$

Όπου β είναι η κλίση του πάνελ.

Αυτή η συνιστώσα δεν εξαρτάται από τη γωνία πρόσπτωσης και είναι σημαντική τις ημέρες που ο ουρανός είναι συννεφιασμένος ή όταν η ηλιακή ακτινοβολία διασκορπίζεται σε διάφορες κατευθύνσεις λόγω ατμοσφαιρικών συνθηκών.

3.3.3. Ανακλώμενη Ακτινοβολία

Αυτή η συνιστώσα είναι η ηλιακή ακτινοβολία που ανακλάται από επιφάνειες της Γης προς τα πίσω. Περιλαμβάνει την ανάκλαση από το έδαφος, κοντινά κτήρια ή άλλες επιφάνειες. Η εξίσωση που περιγράφει την ανακλώμενη ακτινοβολία σύμφωνα με τον Hay είναι η παρακάτω^[21]:

$$I_{\text{Reflected}} = \begin{cases} I_{GHI} \cdot \rho \cdot \frac{(1 - \cos \beta_f)}{2}, & \text{Front Side} \\ I_{GHI} \cdot \rho \cdot \frac{(1 - \cos \beta_r)}{2}, & \text{Rear Side} \end{cases} \quad (3.9)$$

Όπου ρ είναι ο συντελεστής ανακλασιμότητας.

Από την Εξ. 3.9, φαίνεται πως η ανακλώμενη ακτινοβολία εξαρτάται από τον συντελεστή ανακλασιμότητας της επιφάνειας του περιβάλλοντος χώρου, την γωνία τοποθέτησης του πάνελ και τα μετεωρολογικά δεδομένα.

3.4. Υπολογισμός Ηλιακού Χρόνου

Στην διαδικασία του υπολογισμού της ηλιακής ενέργειας, για λόγους ακρίβειας, ο χρόνος που χρησιμοποιείται είναι Πραγματικός Ηλιακός Χρόνος (*Apparent Solar Time, AST*), ο οποίος διαφέρει από τον Μέσο Ηλιακό Χρόνο (*Mean Solar Time, MST*) που χρησιμοποιείται για τις καθημερινές ανάγκες.

Ο *AST* είναι βασισμένος στην πραγματική θέση του ηλίου στον ουρανό, λαμβάνοντας υπόψη την ελλειπτική τροχιά της Γης και την κλίση ως προς τον άξονά της. Για την μετατροπή του *MST* σε *AST*, εφαρμόζονται δύο διορθώσεις, η εξίσωση του χρόνου και η διόρθωση λόγω γεωγραφικού μήκους. Επιπροσθέτως πρέπει να ληφθεί υπόψη αν είναι εν ενεργεία η θερινή ώρα (*DST*). Η εξίσωση με την οποία συσχετίζονται αναγράφεται παρακάτω^[18]:

$$AST = MST + L_{correction} + EoT - DST \quad (3.10)$$

Όπου:

$$DST = \begin{cases} 0 \text{ min,} & \text{από Νοέμβριο έως Μάρτιο} \\ 60 \text{ min,} & \text{από Μάρτιο έως Νοέμβριο} \end{cases} \quad (3.11)$$

3.4.1. Η Εξίσωση του Χρόνου

Η Εξίσωση του Χρόνου (*Equation Of Time, EoT*) υπολογίζει τα λεπτά που χρειάζεται να προστεθούν ή να αφαιρεθούν από τον *MST* για να μετατραπεί σε *AST*, λόγω των αυξομειώσεων που παρουσιάζει η ταχύτητα της τροχιάς της Γης γύρω από τον ήλιο.

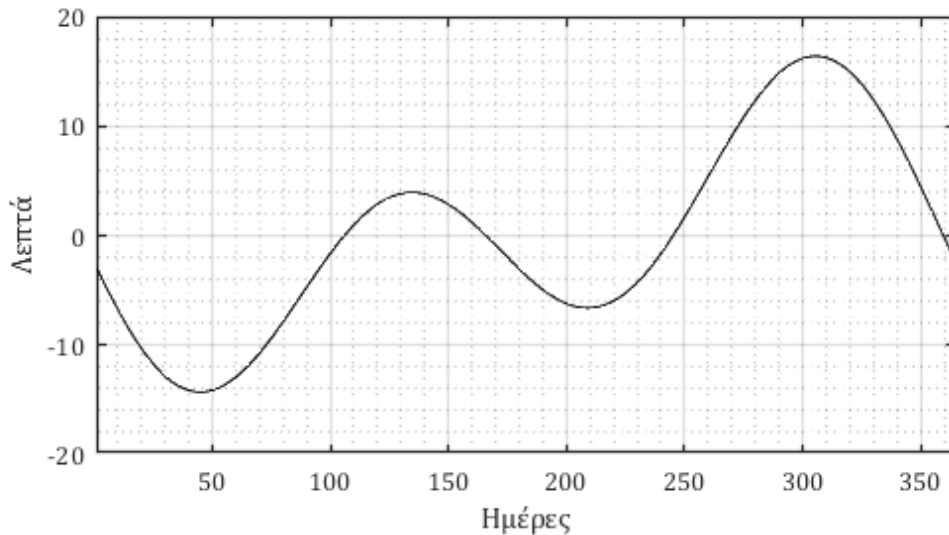
Οι τιμές της *EoT* είναι εξαρτώμενες από την Ημέρα του Χρόνου (*N*) και μετριοούνται σε λεπτά. Υπολογίζονται σύμφωνα με την Εξ. 3.12^[18]:

$$EoT = 229.2 \cdot (0.000075 + 0.001868 \cdot \cos B - 0.032077 \cdot \sin B - 0.014615 \cdot \cos 2B - 0.04089 \cdot \sin 2B) \quad (3.12)$$

Όπου:

$$B = (N - 1) \cdot \frac{360}{365} \quad (3.13)$$

Η γραφική αναπαράσταση της Εξ. 3.12 φαίνεται παρακάτω, στο Σχήμα 3.4, μέσω του οποίου η τιμή της εξίσωσης του χρόνου μπορεί να επιλεχθεί απευθείας.



Σχήμα 3.4: Γραφική αναπαράσταση της εξίσωσης του χρόνου.

3.4.2. Διόρθωση Λόγω Γεωγραφικού Μήκους

Η διόρθωση που γίνεται στην εξίσωση του χρόνου λόγω του γεωγραφικού μήκους ($L_{correction}$), λαμβάνει υπόψη τη διαφορά μεταξύ του γεωγραφικού μήκους της περιοχής, με τον μεσημβρινό για την τοπική ζώνη ώρας.

Ο ήλιος χρειάζεται 4 λεπτά για να μετακινηθεί κατά 1° ως προς το γεωγραφικό του μήκος. Επομένως, προκύπτει η γενική εξίσωση^[18] που περιγράφει την $L_{correction}$, η οποία είναι σταθερή για δεδομένο γεωγραφικό μήκος:

$$L_{correction} = \pm 4 \cdot (L_{loc} - L_{st}) \quad (3.14)$$

Όπου:

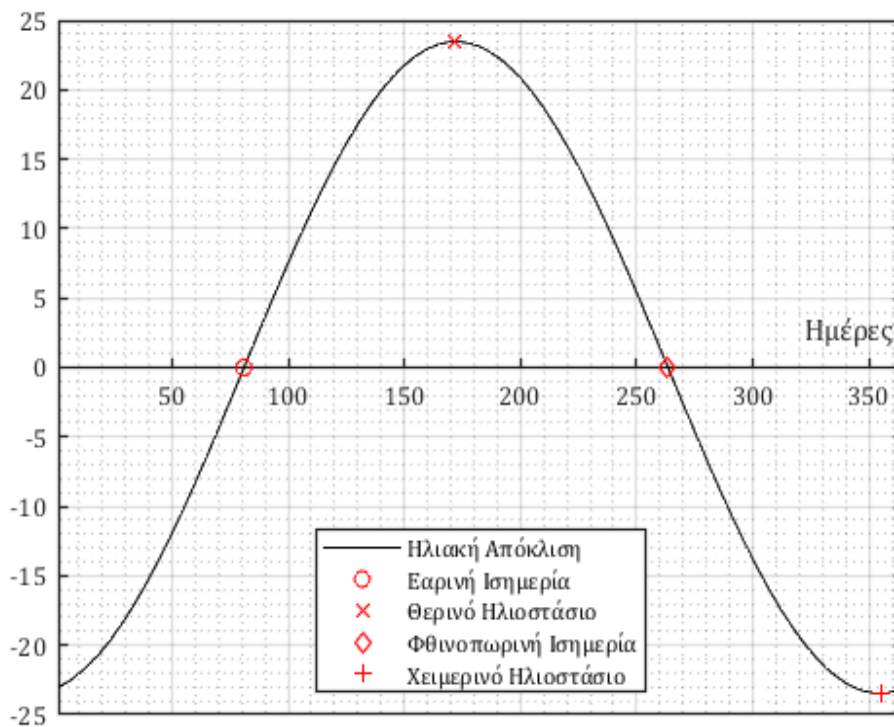
- L_{loc} = Το γεωγραφικό μήκος της περιοχής
- L_{st} = Ο μεσημβρινός για την τοπική ζώνη ώρας

Αν η περιοχή βρίσκεται Ανατολικά του Γκρίνουιτς, τότε το πρόσημο στην Εξ. 3.14 είναι θετικό (+), ενώ αν η περιοχή βρίσκεται στα Δυτικά του, τότε είναι αρνητικό (-).

υπολογιστεί σύμφωνα με την εξίσωση του Cooper^[22] που αναγράφεται παρακάτω:

$$\delta = 23.45 \cdot \sin\left(\frac{360}{365} \cdot (284 + N)\right) \quad (3.15)$$

Για υπολογισμούς που γίνονται σε ωριαία βάση, η ηλιακή απόκλιση μπορεί να θεωρηθεί σταθερή και ίση με αυτή της εκάστοτε μέρας. Στο Σχήμα 3.6 φαίνεται η καμπύλη που προκύπτει για κάθε μέρα του χρόνου, ενώ επισημαίνονται οι ισημερίες και τα ηλιοστάσια



Σχήμα 3.6: Ηλιακή Απόκλιση μέσα στο έτος.

3.5.2. Ωριαία γωνία του ήλιου

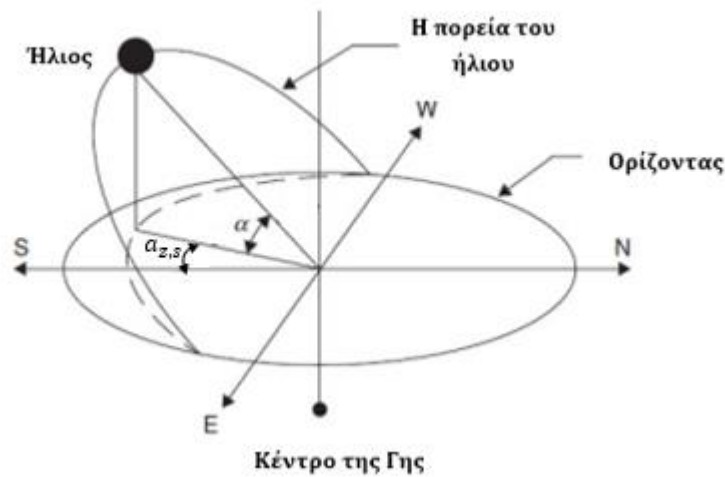
Η ωριαία γωνία του ήλιου (*Solar Hour Angle, h*), ορίζεται ως η γωνία μεταξύ της θέσης ενός σημείου στην επιφάνεια της Γης, σε μια συγκεκριμένη χρονική στιγμή και της θέση του ίδιου σημείου κατά το ηλιακό μεσημέρι. Επειδή η Γη περιστρέφεται με ρυθμό 15° την ώρα, προκύπτει η μαθηματική έκφραση^[23] που περιγράφεται από την Εξ.3.16.

$$h = 15 \cdot (AST - 12) \quad (3.16)$$

Να σημειωθεί ότι η ωριαία γωνία μηδενίζεται κατά το ηλιακό μεσημέρι, έχει θετικές τιμές για τις απογευματινές ώρες, ενώ για τις πρωινές αρνητικό.

3.5.3. Γωνία Ηλιακού Ύψους

Η γωνία του ύψους του ηλίου (*Solar Elevation Angle*, a), ορίζεται ως η γωνία που σχηματίζεται ανάμεσα στις ακτίνες του ηλίου και ενός οριζόντιου επιπέδου όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.7.



Σχήμα 3.7: Σχηματική αναπαράσταση της γωνίας ηλιακού ύψους.

Η μαθηματική έκφραση της γωνίας^[23] εξαρτάται από το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής, την γωνία της απόκλισης του ηλίου και την ωριαία γωνία του ηλίου, όπως φαίνεται παρακάτω.

$$a = \arcsin (\sin \delta \cdot \sin \varphi + \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos h) \quad (3.17)$$

Για τις περιοχές βόρεια από τον ισημερινό η τιμή της γωνίας είναι θετική, ενώ για τις νότιες περιοχές αρνητική.

3.5.4. Ηλιακό Αζιμούθιο

Στο σφαιρικό σύστημα συντεταγμένων, το Ηλιακό Αζιμούθιο (*Solar Azimuth*, $a_{z,s}$), είναι μια μορφή γωνιακής μέτρησης. Ορίζεται ως η γωνία μεταξύ της προβολής των ηλιακών ακτινών στην επιφάνεια της Γης και μιας ευθείας από το κέντρο της Γης με κατεύθυνση τον βορρά ή τον νότο, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.7.

Γενικά, υπάρχουν δύο κανόνες με τους οποίους μετριέται η γωνία όσον αφορά την φορά της· την ωρολογιακή και την αντίστροφη ως προς τη φορά του ρολογιού. Για την εν λόγω διερεύνηση θα χρησιμοποιηθεί η αντιωρολογιακή φορά, δηλαδή Δύση 270°, Βορράς 180°, Ανατολή 90°.

Η μαθηματική έκφραση που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του ηλιακού αζιμουθίου ^[18] περιγράφεται από την Εξ. 3.18, η οποία εξαρτάται από την ηλιακή απόκλιση, την ηλιακή ανύψωση και το γεωγραφικό πλάτος.

$$\cos(a_{z,s}) = \text{sign}(h) \left[\frac{\sin a \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos a \cdot \cos \varphi} \right] \quad (3.18)$$

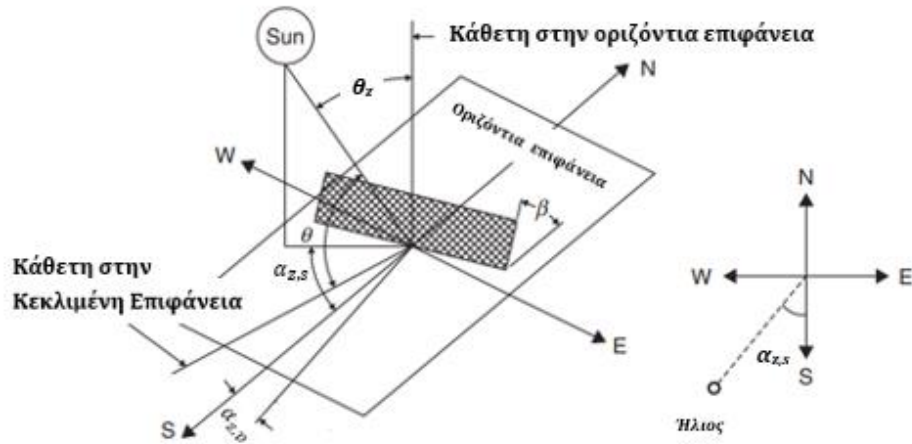
Επομένως, η παραπάνω εξίσωση μπορεί να γραφτεί ξεχωριστά κατά περίπτωση όπως παρακάτω:

$$a_{z,s} = \begin{cases} \arccos\left(\frac{\sin a \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos a \cdot \cos \varphi}\right), & h < 0 \\ 360 - \arccos\left(\frac{\sin a \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos a \cdot \cos \varphi}\right), & h \geq 0 \end{cases} \quad (3.19)$$

Δηλαδή, το πρωί και πριν το ηλιακό μεσημέρι, η γωνία παίρνει τιμές από 0 έως και 180°, ενώ το απόγευμα και μετά το ηλιακό μεσημέρι, κυμαίνεται από 180° και 360°.

3.5.5. Ηλιακή Γωνία Πρόσπτωσης

Η ηλιακή γωνία πρόσπτωσης (*Solar Incidence Angle*, θ), ορίζεται ως η γωνία μεταξύ των ηλιακών ακτινών και του άξονα ο οποίος είναι κάθετος στην κεκλιμένη επιφάνεια που μελετάται, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.8.



Σχήμα 3.8: Σχηματική αναπαράσταση της ηλιακής γωνίας πρόσπτωσης.

Η μαθηματική έκφραση που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της γωνίας πρόσπτωσης των ηλιακών ακτινών σε μια επιφάνεια περιγράφεται από την Εξ. 3.20^[21], η οποία εξαρτάται από την ηλιακή απόκλιση, την ηλιακή ανύψωση και το γεωγραφικό πλάτος.

$$\cos\theta = \begin{cases} \cos\beta_f \cdot \cos\theta_z + \sin\beta_f \cdot \sin\theta_z \cdot \cos(\alpha_{z,s} - \alpha_{z,p_f}), & \text{Front} \\ \cos\beta_r \cdot \cos\theta_z + \sin\beta_r \cdot \sin\theta_z \cdot \cos(\alpha_{z,s} - \alpha_{z,p_r}), & \text{Rear} \end{cases} \quad (3.20)$$

Όπου $\alpha_{z,p}$ είναι η γωνία αζιμουθίου που τοποθετείται το πάνελ και θ_z η γωνία του ηλιακού ζενίθ (*Solar Zenith Angle*).

Για ένα bifacial πάνελ, η γωνία κλίσης του πάνελ και η γωνία αζιμουθίου της πίσω πλευράς δίνονται από τις παρακάτω σχέσεις.

$$\beta_r = 180^\circ - \beta_f \quad (3.21)$$

$$\alpha_{z,p_r} = \alpha_{z,p_f} + 180^\circ \quad (3.22)$$

Ενώ η γωνία του ηλιακού αζιμουθίου δίνεται σύμφωνα με τον Hay^[21], από τη σχέση:

$$\cos\theta_z = \sin\delta \cdot \sin\varphi + \cos\varphi \cdot \cos\delta \cdot \cos h \quad (3.23)$$

4. Αποτελέσματα

4.1. Δεδομένα

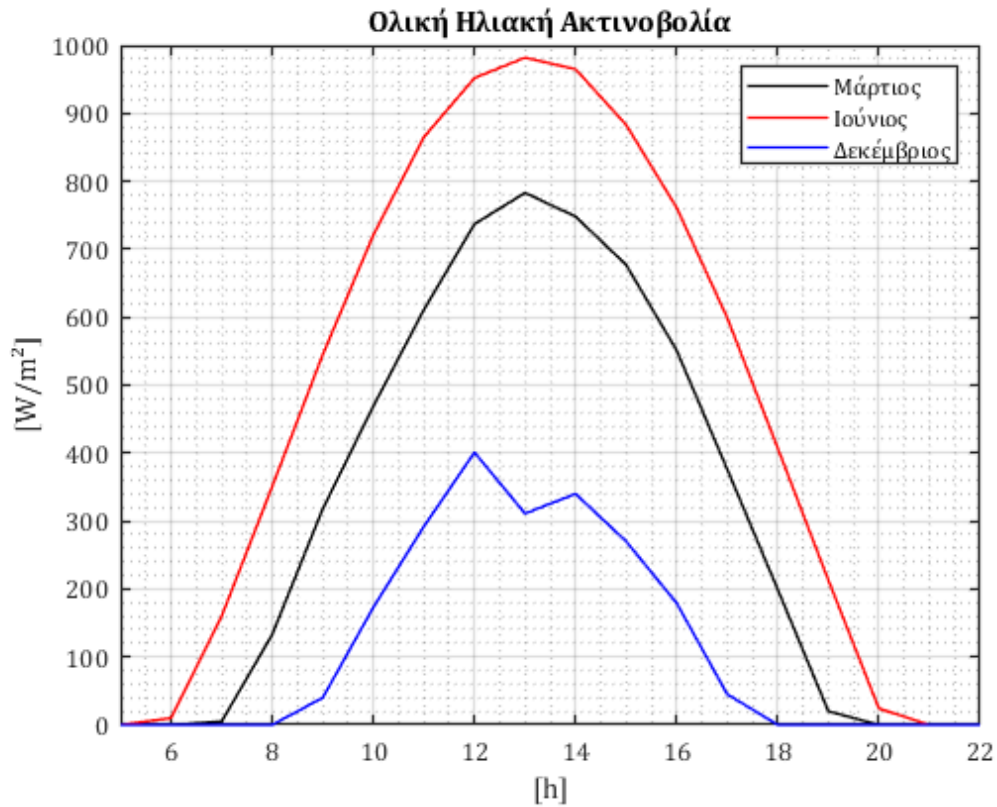
Κατά τη διερεύνηση που πραγματοποιήθηκε, αναπτύχθηκε κώδικας στο MATLAB που συμμορφώνεται με το θεωρητικό υπόβαθρο που αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 3. Η εκτέλεση του κώδικα απαιτούσε την οριοθέτηση ορισμένων επιπλέον παραμέτρων, όπως τη τοποθεσία της μελέτης, τα μετεωρολογικά δεδομένα και τα χαρακτηριστικά του φωτοβολταϊκού πάνελ. Με αυτόν τον τρόπο, δημιουργήθηκε ένα περιβάλλον προσομοίωσης που επιτρέπει την αξιολόγηση της απόδοσης του συστήματος υπό διάφορες συνθήκες. Σε αυτό το κεφάλαιο, τα τελικά αποτελέσματα παρουσιάζονται και σχολιάζονται, ενώ παράλληλα αξιολογείται η επίδραση των παραμέτρων αυτών στην απόδοση του φωτοβολταϊκού συστήματος.

4.1.1. Μετεωρολογικά Δεδομένα

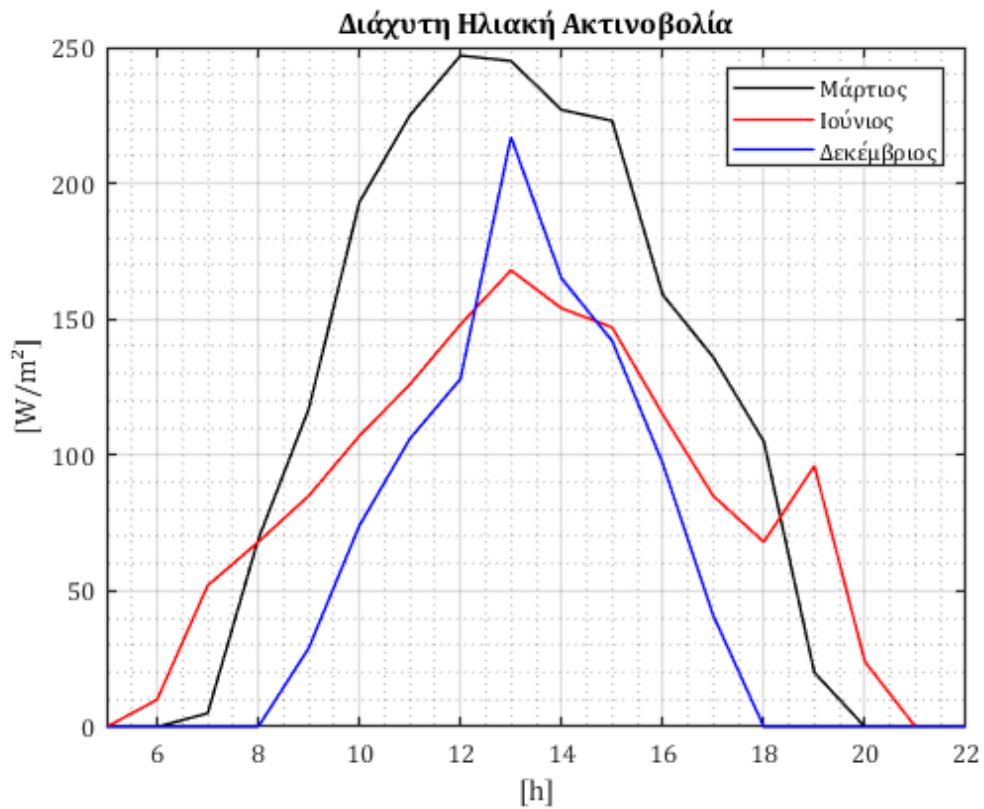
Η τοποθεσία για την οποία θα γίνει διερεύνηση βρίσκεται στην Αμφιλοχία στην περιφερειακή ενότητα της Αιτωλοακαρνανίας. Συγκεκριμένα, ορίστηκε γεωγραφικό πλάτος ίσο με $\varphi = 38.87^\circ$ και γεωγραφικό μήκος ίσο με $L_{loc} = 21.20^\circ$.

Στο πλαίσιο της παρούσας εφαρμογής, η επιλογή του συντελεστή ανακλασιμότητας έγινε χωρίς να είναι δεδομένο το είδος εγκατάστασης (σε ταράτσα / σε χωράφι). Γι' αυτό το λόγο, έγινε η επιλογή μιας μέσης τιμής $\rho = 0.25$, ώστε να παραχθεί μια γενική εικόνα.

Τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής, όπως προαναφέρθηκε, παράχθηκαν από το λογισμικό [Meteonorm Version 8.2](#) με χρονικό βήμα μίας ώρας. Έγινε επιλογή μίας μέρας για κάθε εποχή, με επαρκή ηλιοφάνεια, έτσι ώστε να παραχθούν αντιπροσωπευτικά αποτελέσματα. Τελικά, οι ημερομηνίες που χρησιμοποιήθηκαν είναι η 31^η Μαρτίου, η 28^η Ιουνίου και η 25^η Δεκεμβρίου. Παρακάτω στο *Σχήμα 4.1* και *Σχήμα 4.2* παρουσιάζεται η ολική ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει σε μία οριζόντια επιφάνεια και η διάχυτη ακτινοβολία που προσπίπτει σε μία οριζόντια επιφάνεια αντίστοιχα, για τις ημερομηνίες τις οποίες θα γίνει η διερεύνηση.



Σχήμα 4.1: Ωριαία ολική ακτινοβολία για τις ημέρες που μελετήθηκαν.



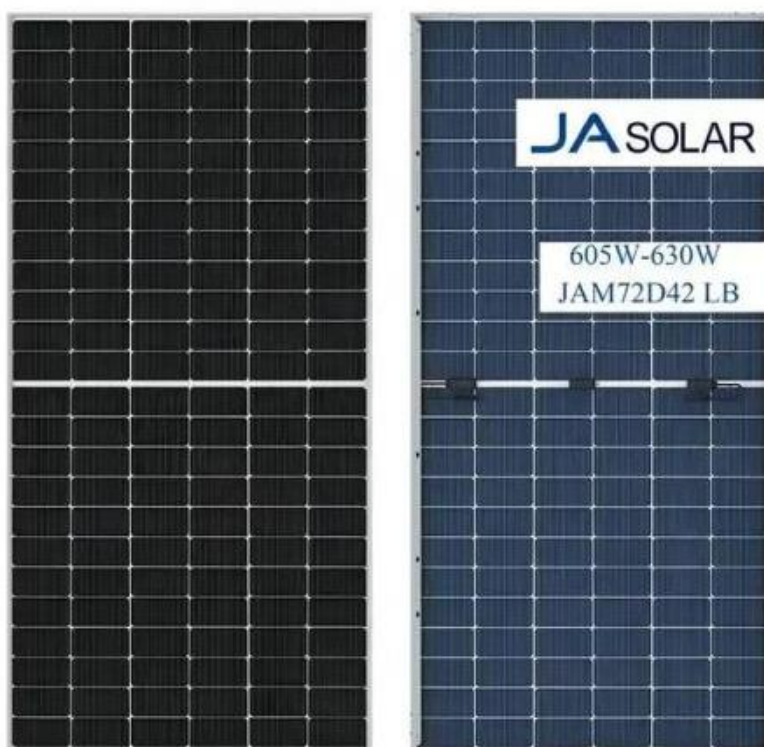
Σχήμα 4.2: Ωριαία διάχυτη ακτινοβολία για τις ημέρες που μελετήθηκαν.

Από το Σχήμα 4.1, παρατηρείται πως η ολική ηλιακή ακτινοβολία είναι μέγιστη τον Ιούνιο, ακολουθεί ο Μάρτιος και είναι ελάχιστη τον Δεκέμβριο, όπως ήταν αναμενόμενο καθώς είναι ανάλογη με την ηλιοφάνεια κάθε εποχής. Τον Δεκέμβρη, παρατηρείται, επίσης, μια ανομοιομορφία κατά τις 13:00 η οποία πιθανότατα οφείλεται σε έντονα φαινόμενα σκίασης λόγω συννεφιάς.

Στο Σχήμα 4.2, παρατηρείται πως ο Μάρτιος έχει την μέγιστη διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία, ενώ ο Ιούνιος και ο Δεκέμβριος βρίσκονται πολύ κοντά. Κατά κανόνα, η διάχυτη ακτινοβολία επηρεάζεται από την ύπαρξη νεφών. Μέρη στις οποίες υπάρχουν διάσπαρτα σύννεφα, η διάχυτη ακτινοβολία είναι μεγαλύτερη από όταν ο ουρανός είναι «καθαρός». Επομένως, γίνεται αντιληπτό ότι σημαντικό ρόλο στη μορφή του διαγράμματος διαδραμάτισε η νέφωση την εκάστοτε μέρα.

4.1.2. Δεδομένα Φωτοβολταϊκού Πάνελ

Για την παρούσα μελέτη, θα χρησιμοποιηθεί το bifacial πάνελ της [JA Solar](#), JAM72D42-630/LB, του οποίου το τεχνικό φυλλάδιο υπάρχει αναλυτικά στο Παράρτημα Α. Στο παρακάτω σχήμα, παρουσιάζεται η εμπρός και η πίσω πλευρά του εν λόγω πάνελ



Σχήμα 4.3: Εμπρός και πίσω όψη του πάνελ που επιλέχθηκε.

Συνοπτικά, τα στοιχεία που θα χρησιμοποιηθούν παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

Πίνακας 4.1: Δεδομένα του πάνελ.

Παράμετρος	Τιμή
n_{STC}	22.5 %
b	-0.30 %/°C
$NOCT$	45 °C
BF	80 %

4.2. Μεθοδολογία Επιλογής Διατάξεων

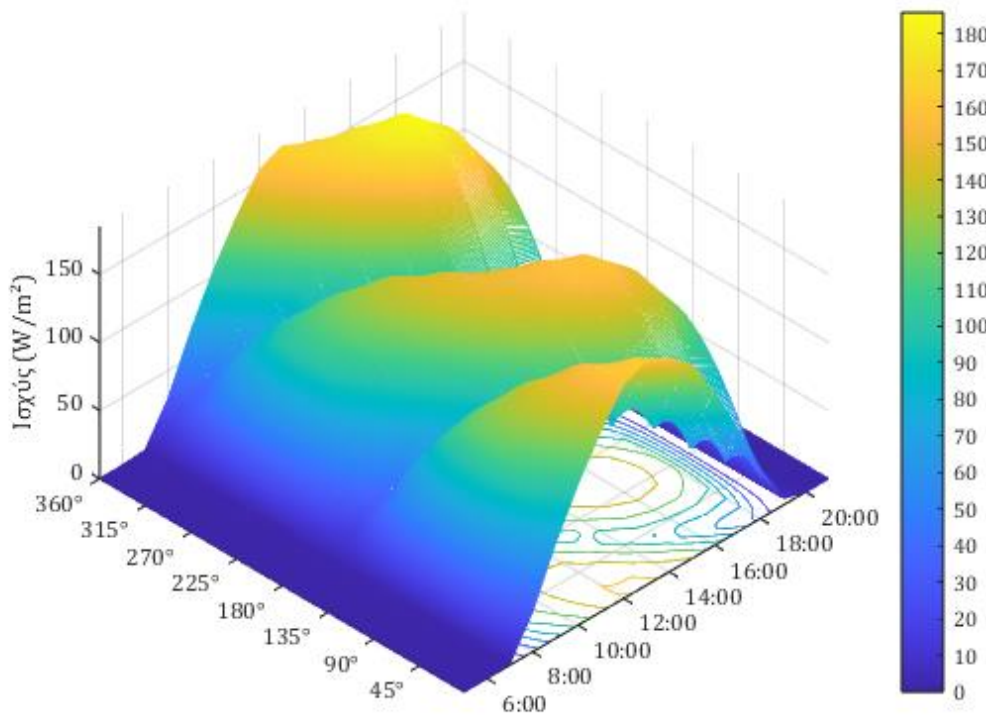
Όπως έχει προαναφερθεί, σκοπός είναι να εξομαλυνθεί η παραγωγή των Φ/Β μέσα στη μέρα. Πρέπει, δηλαδή να βρεθεί μια διάταξη, η οποία θα παρέχει ισορροπημένη παραγωγή καθ' όλες τις ώρες ηλιοφάνειας. Για να επιτευχθεί αυτό, πρέπει να αυξηθεί η παραγωγή κατά τις πρωινές και απογευματινές ώρες με ταυτόχρονη μείωση κατά τις μεσημεριανές. Επομένως, αποφεύγεται το τυπικό σχήμα καμπάνας που παρατηρήθηκε στο Σχήμα 2.3 και επιδιώκεται ένα προφίλ παραγωγής με καμπύλη τύπου «M». Για διευκόλυνση της επιλογής των διατάξεων, βοηθητικοί δείκτες είναι οι εξής:

- **Bifaciality Gain:** Συνήθως, το υψηλό ποσοστό της αξιοποίησης της πίσω πλευράς ενός Φ/Β διπλής όψης, δηλαδή ο δείκτης *BG*, υποδεικνύει ότι υπάρχει διαμοιρασμός των ωρών ηλιοφάνειας στις δύο πλευρές του πάνελ. Αποτέλεσμα αυτού, είναι πως η παραγωγή χωρίζεται σε δύο διαφορετικά χρονικά διαστήματα της μέρας, κάτι που είναι αναγκαίο για το προφίλ «M».
- **Παραγόμενη Ενέργεια:** Πέρα από το προφίλ παραγωγής, είναι εξίσου σημαντικό το συνολικό ποσό παραγόμενης ενέργειας, ώστε η προτεινόμενη λύση να είναι οικονομικά βιώσιμη.

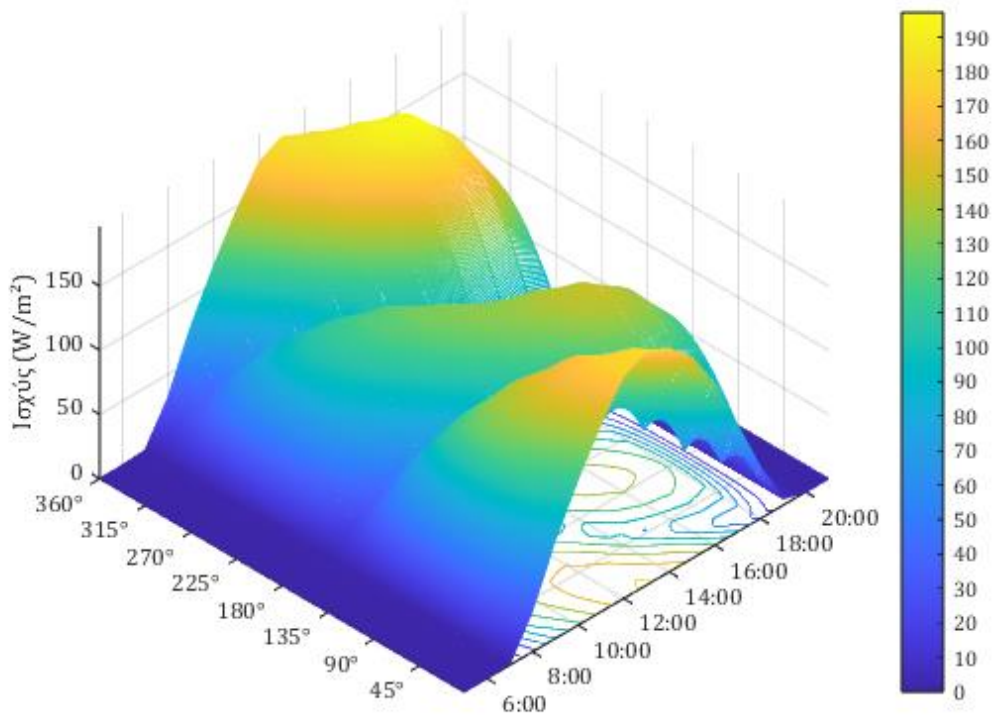
4.2.1. Προφίλ Παραγωγής

Θα γίνει μια προκαταρκτική διερεύνηση της παραγόμενης ισχύος ανά τετραγωνικό μέτρο (W/m^2) για όλες τις γωνίες αζιμουθίου, με σταθερή κλίση του πάνελ, με σκοπό τον αποκλεισμό περιπτώσεων που είναι εμφανώς ακατάλληλες να εξομαλύνουν του Duck Curve. Η κλίση θα κυμαίνεται από 20 έως και 90° με βήμα 10°. Η ημέρα που επιλέγεται είναι η 31^η Μαρτίου, καθώς όπως προαναφέρθηκε βρίσκεται κοντά στην ισημερία και έχει «ισορροπημένα» μετεωρολογικά δεδομένα.

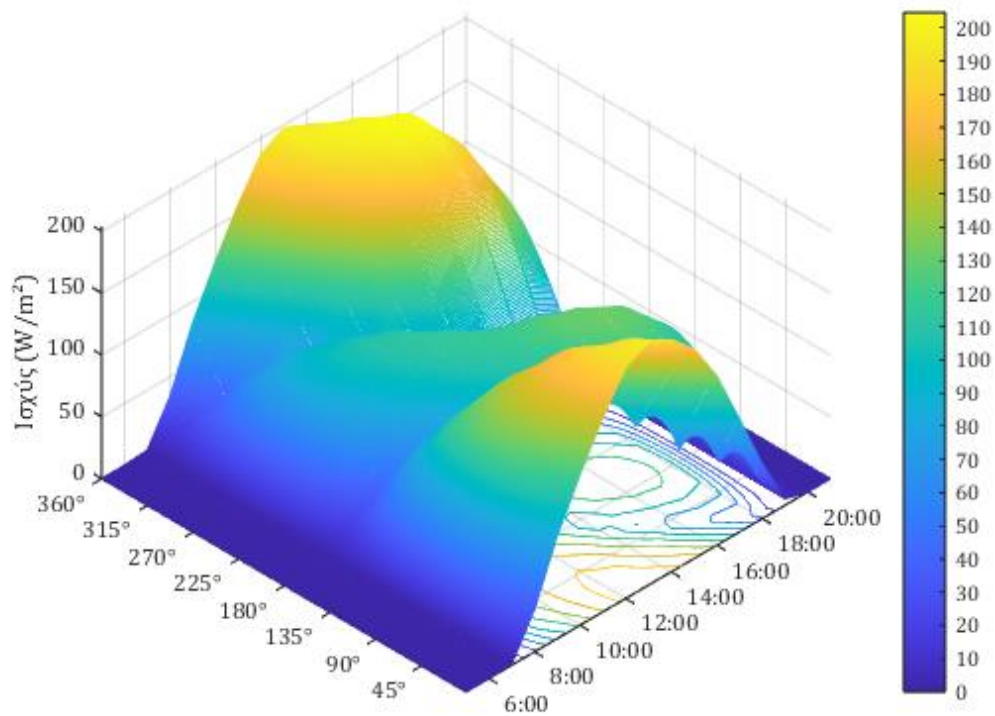
Τα γραφικά αποτελέσματα των διατάξεων παρουσιάζονται από το Σχήμα 4.4 έως και το Σχήμα 4.11. Στον άξονα x, αναγράφονται οι ώρες της ημέρας, από 5:00 έως 22:00, στον άξονα y οι γωνίες αζιμουθίου, από 0 έως 360°, και τέλος στον άξονα z η παραγόμενη ισχύς ανά τετραγωνικό μέτρο. Στα σχήματα επίσης φαίνονται οι ισοϋψείς καμπύλες του τρισδιάστατου διαγράμματος.



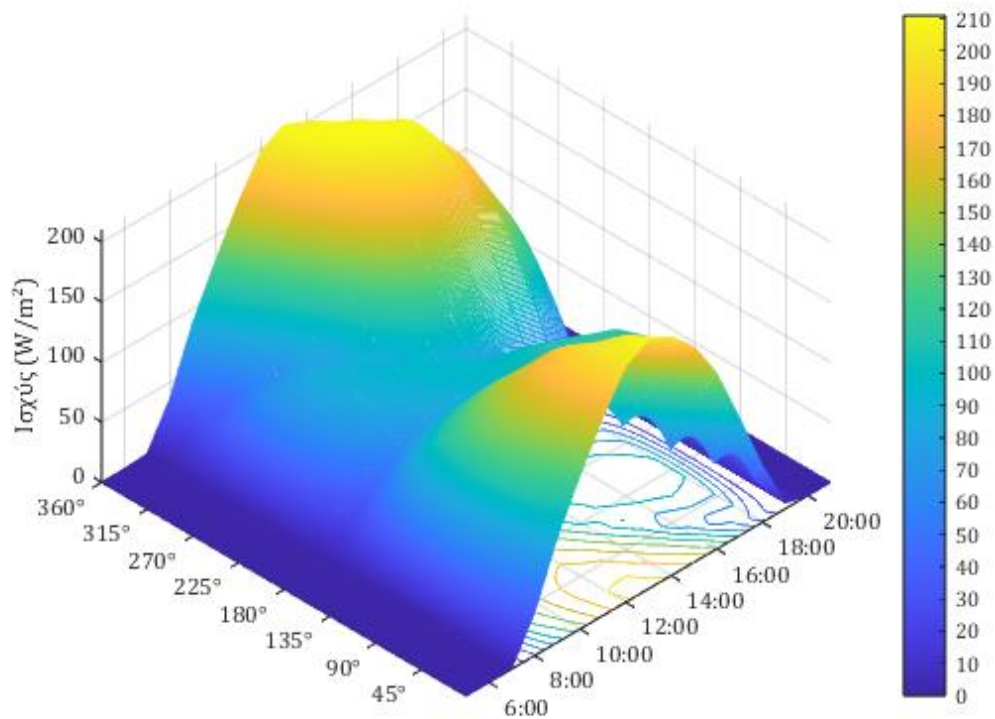
Σχήμα 4.4: Προφίλ παραγωγής για κλίση πάνελ 90° για τη 31^η Μαρτίου.



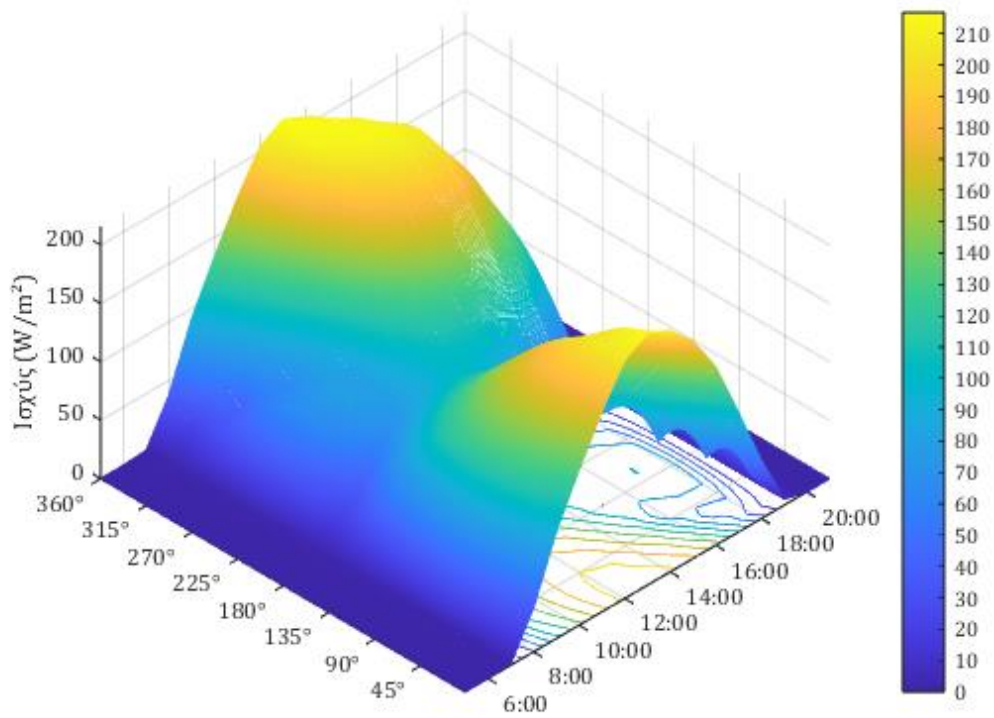
Σχήμα 4.5: Προφίλ παραγωγής για κλίση πάνελ 80° για τη 31^η Μαρτίου.



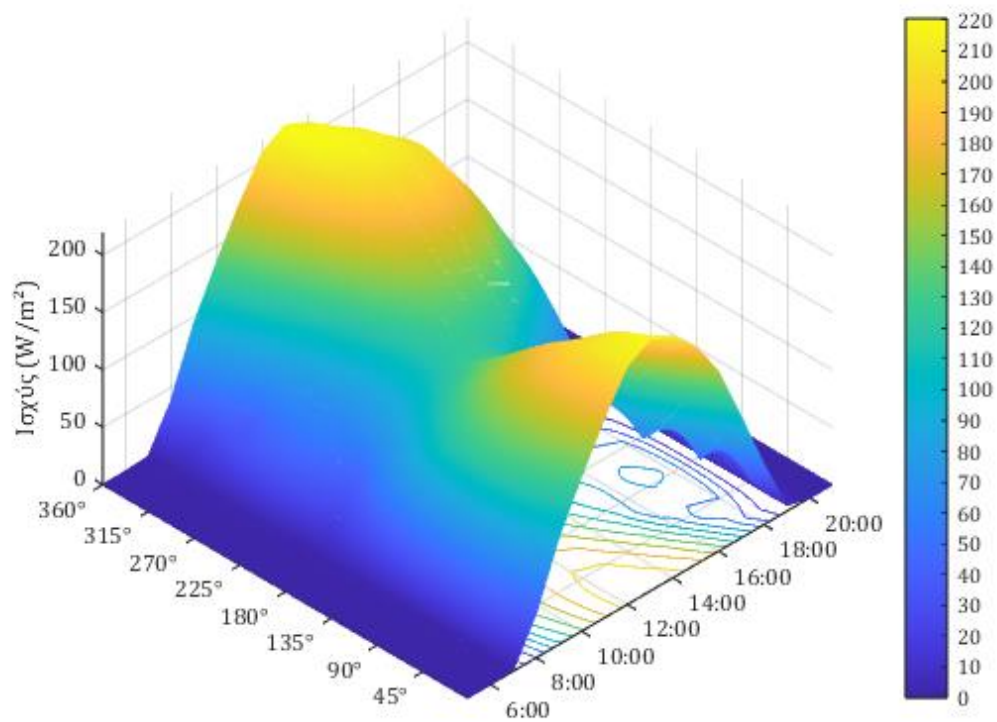
Σχήμα 4.6: Προφίλ παραγωγής για κλίση πάνελ 70° για τη 31^η Μαρτίου.



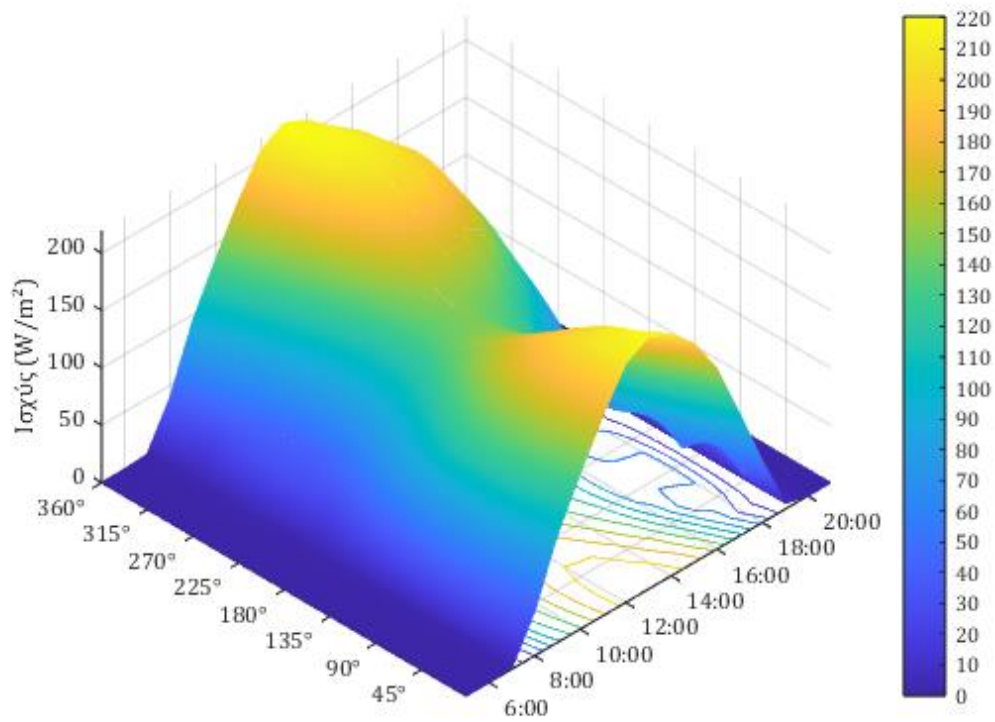
Σχήμα 4.7: Προφίλ παραγωγής για κλίση πάνελ 60° για τη 31^η Μαρτίου.



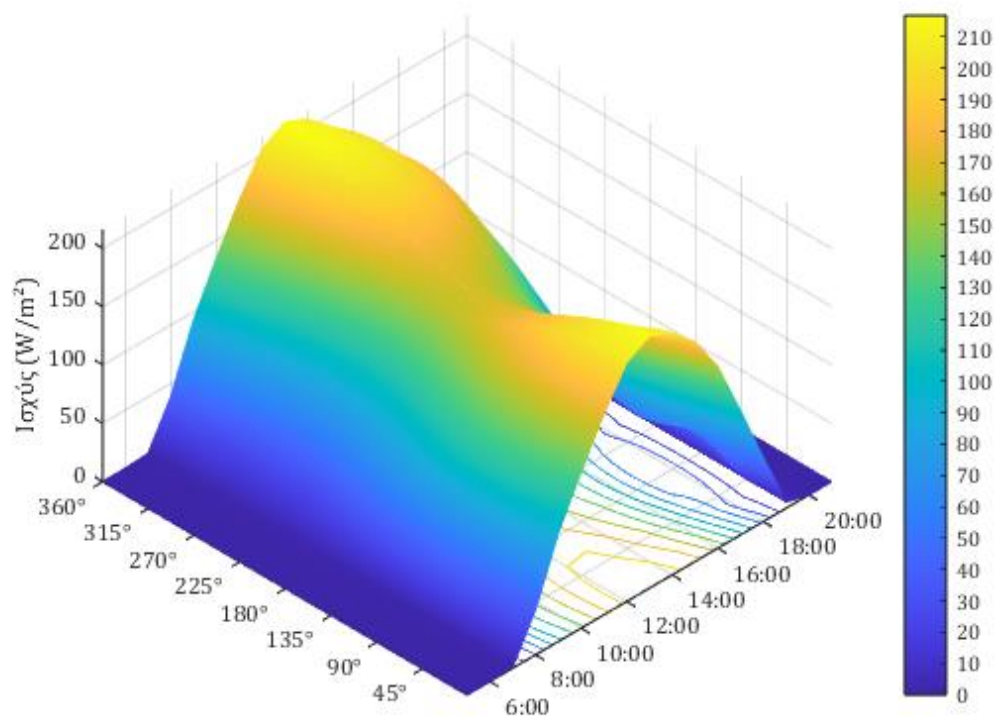
Σχήμα 4.8: Προφίλ παραγωγής για κλίση πάνελ 50° για τη 31^η Μαρτίου.



Σχήμα 4.9: Προφίλ παραγωγής για κλίση πάνελ 40° για τη 31^η Μαρτίου.



Σχήμα 4.10: Προφίλ παραγωγής για κλίση πάνελ 30° για τη 31^η Μαρτίου.

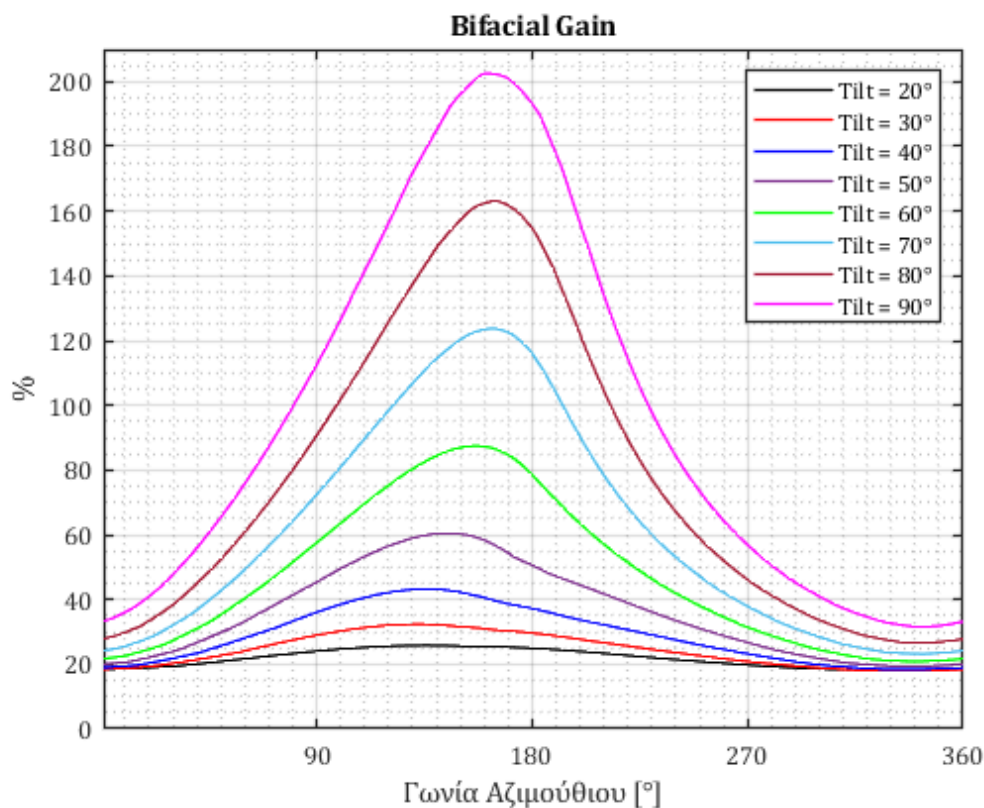


Σχήμα 4.11: Προφίλ παραγωγής για κλίση πάνελ 20° για τη 31^η Μαρτίου.

Ξεκινώντας την αξιολόγηση των διαγραμμάτων από την περίπτωση της κλίσης των 20° , παρατηρείται ότι για κάθε γωνία αζιμουθίου, η προκύπτουσα καμπύλη έχει σχήμα καμπάνας. Στη συνέχεια, έως και τη κλίση των 50° , δεν παρατηρείται αλλαγή στη μορφή της καμπύλης, πέρα από τη ραγδαία μείωση στην παραγωγή με προσανατολισμό τον βορρά. Η αλλαγή στο σχήμα φαίνεται για πρώτη φορά για κλίση 60° , όπου το τρισιδιάστατο γράφημα χωρίζεται σε τρεις ζώνες, με την μεσαία να παρουσιάζει χαμηλή παραγωγή ισχύος. Η τομή ενός τέτοιου τρισιδιάστατου διαγράμματος, στις κατάλληλες γωνίες αζιμουθίου, αντί για καμπάνα, παράγει ένα σχήμα τύπου «Μ». Τέλος, για τις περιπτώσεις των κλίσεων 70° έως και 90° , παρατηρείται σταδιακή αύξηση της μεσαίας ζώνης. Στη περίπτωση των 90° , οι τρεις ζώνες φαίνεται να έχουν παρόμοια επίπεδα παραγόμενης ισχύος.

4.2.2. Υπολογισμός Bifaciality Gain

Στη συνέχεια της διερεύνησης, υπολογίστηκε για κάθε κλίση πάνελ, το Bifaciality Gain σε όλο το εύρος των γωνιών αζιμουθίου, για την 31^η Μαρτίου, το οποίο παρουσιάζεται παρακάτω στο Σχήμα 4.12.



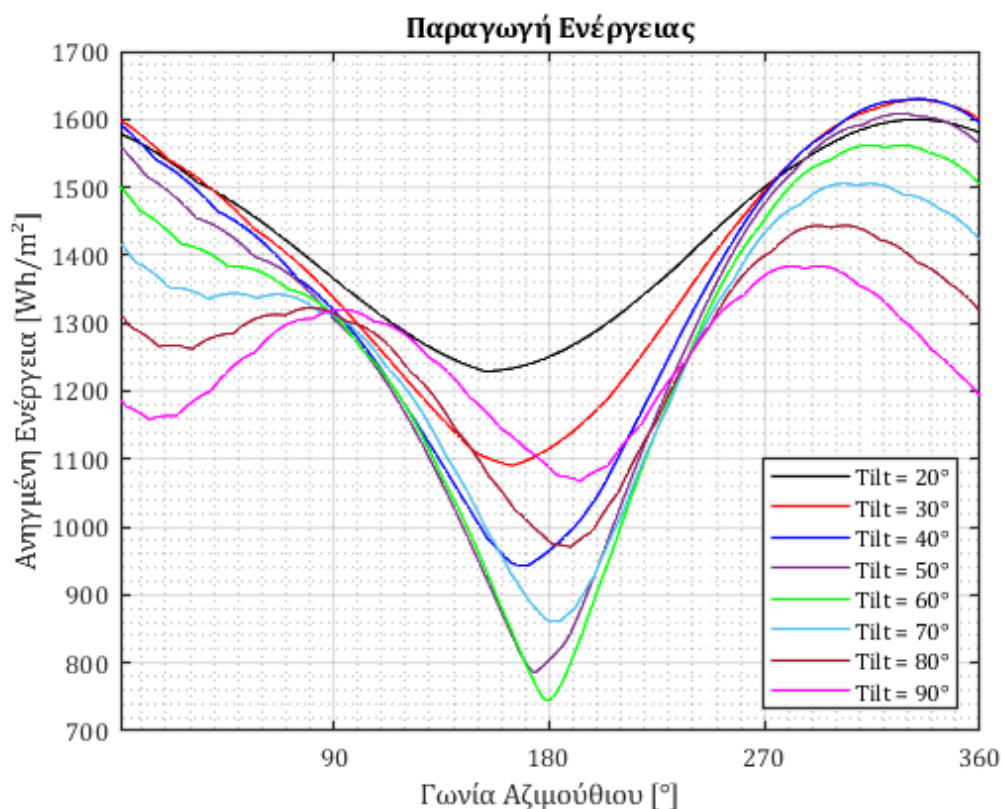
Σχήμα 4.12: Διάγραμμα Bifaciality Gain ανάλογα με τη γωνία αζιμουθίου για τη 31^η Μαρτίου.

Παρατηρείται, πως όσο αυξάνεται η κλίση, το BG αυξάνεται για όλο το εύρος των γωνιών αζιμουθίου, κάτι το οποίο είναι αναμενόμενο καθώς αυξάνεται η επιφάνεια που έρχεται σε επαφή με την ηλιακή ακτινοβολία.

Όσον αφορά τις κλίσεις πάνελ μεγαλύτερες από 60° , το BG παρουσιάζει ανωμαλία καθώς εκτοξεύεται πάνω από το 100% και φτάνει για τις 90° μέχρι και 210%. Αυτό συμβαίνει στις περιπτώσεις όπου η μπροστινή πλευρά του πάνελ είναι προσανατολισμένη προς τον βορρά, και δέχεται μηδαμινή ηλιακή ακτινοβολία.

4.2.3. Υπολογισμός Παραγόμενης Ενέργειας

Στο Σχήμα 4.13 παρουσιάζεται το διάγραμμα της ημερήσιας παραγόμενης ενέργειας, ανά τετραγωνικό μέτρο για κάθε γωνία αζιμουθίου, για την 31^η Μαρτίου.



Σχήμα 4.13: Διάγραμμα παραγωγής ενέργειας ανάλογα με τη γωνία αζιμουθίου για τη 31^η Μαρτίου.

Από το διάγραμμα, διαπιστώνεται ότι η παραγωγή ενέργειας παρουσιάζει μέγιστο για κλίση ανάμεσα στις 20° και 30° . Επομένως, φαίνεται ότι δεν υπάρχει εναλλακτική διάταξη που να υπερτερεί της τυπικής από άποψη παραγωγής.

4.2.4. Επιλογή Διατάξεων

Σύμφωνα με τα κριτήρια που αναφέρθηκαν παραπάνω, θα γίνει η επιλογή των βέλτιστων περιπτώσεων που θα εξεταστούν, δηλαδή τα βέλτιστα ζεύγη Ημερήσιας Παραγόμενης Ενέργειας και Bifaciality Gain που ανήκουν στα προφίλ παραγωγής τύπου «M». Προφανώς, λοιπόν, απορρίπτονται από την διερεύνηση όλες οι διατάξεις με κλίσεις πάνελ από 20 έως 50°, καθώς από τα Σχήματα 4.8-4.11 διαπιστώθηκε ότι έχουν ανεπιθύμητο προφίλ παραγωγής. Ωστόσο, για μέτρο σύγκρισης θα χρησιμοποιηθεί μια τυπική διάταξη με κλίση πάνελ 20° και αζιμούθιο 0°. Στον Πίνακα 4.2 αναγράφονται οι επιλεγμένες διατάξεις συνοδευμένες από το BG και την ημερήσια παραγόμενη ενέργεια για τη 31^η Μαρτίου.

Πίνακας 4.2: Επιλεγμένες Διατάξεις Πάνελ.

Κλίση Πάνελ	Γωνία Αζιμουθίου	Bifaciality Gain	Ημερήσια Παραγόμενη Ενέργεια ανά τετραγωνικό
90°	270°	56.87 %	1370 Wh/m ²
90°	90°	112.50 %	1319 Wh/m ²
80°	270°	46.12 %	1399 Wh/m ²
70°	270°	37.92 %	1433 Wh/m ²
60°	270°	31.40 %	1452 Wh/m ²
20°	0°	18.40 %	1579 Wh/m ²

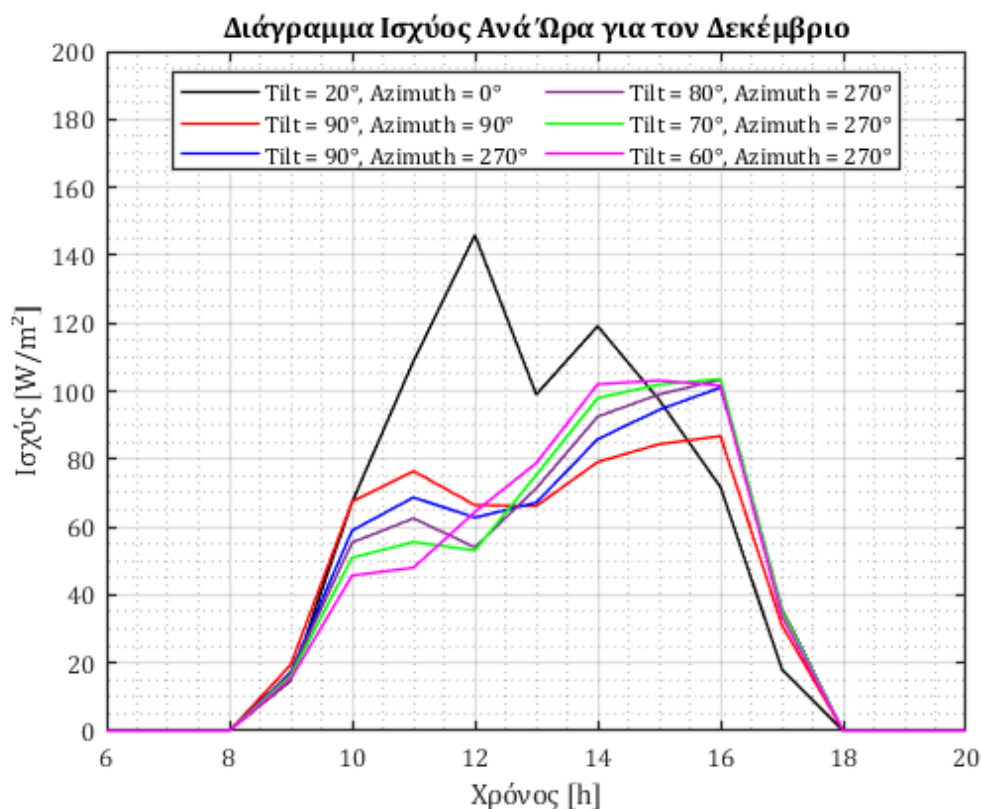
Κατά κανόνα, τα μέγιστα ποσά ημερήσιας παραγόμενης ενέργειας των εναλλακτικών διατάξεων προκύπταν για γωνίες αζιμουθίου γύρω στις 90° και 270°. Όμως, για πρακτικούς λόγους που αφορούν την εγκατάσταση, οι γωνίες στρογγυλοποιούνται.

Για προσανατολισμό προς τα δυτικά, δηλαδή 270° αζιμούθιο, υπήρχαν διάφορες διατάξεις που είχαν παρόμοια παραγωγή ενέργειας χωρίς μεγάλη απόκλιση στο BG, επομένως επιλέχθηκαν όλες για περαιτέρω διερεύνηση. Αντιθέτως, για προσανατολισμό προς την ανατολή, ενώ μεν οι παραγωγές ήταν παραπλήσιες, υπήρχε δε απόκλιση στο BG της τάξεως των 20% από την αμέσως επόμενη και γι' αυτό επιλέχθηκε μόνο η διάταξη με κλίση πάνελ 90° .

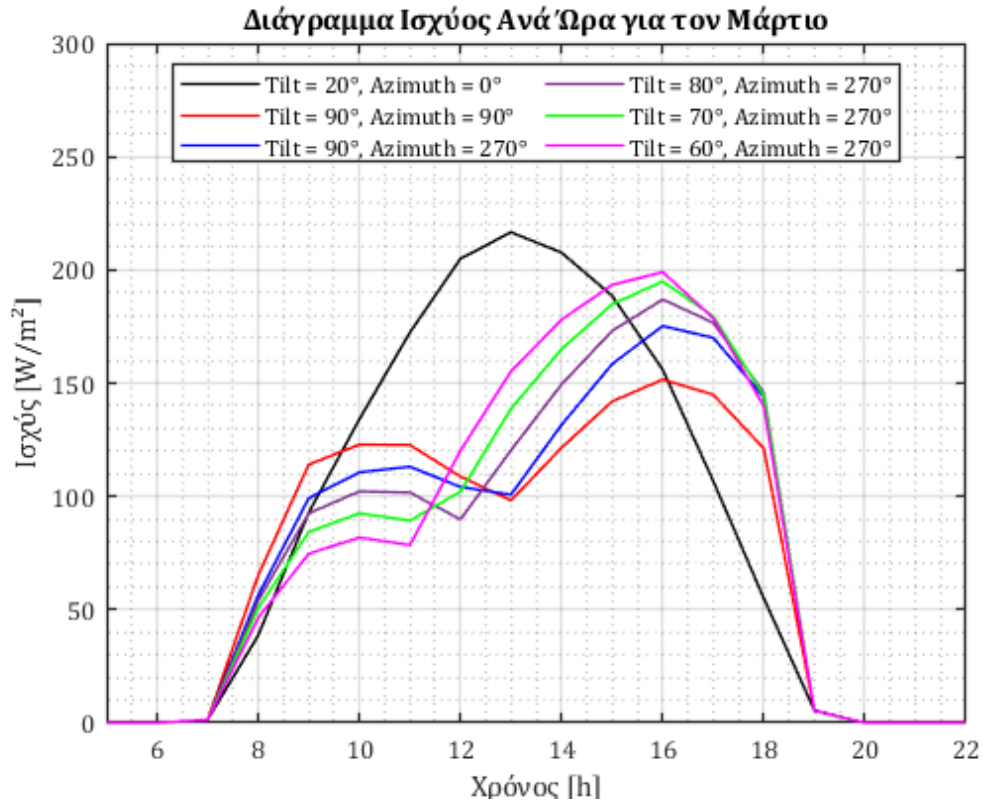
4.3. Σύγκριση Επιλεγμένων Διατάξεων

Από τη διερεύνηση της προηγούμενης ενότητας, προέκυψαν συνολικά 2880 πιθανές διατάξεις, οι οποίες αξιολογήθηκαν προκαταρκτικά, και απορρίφθηκαν οι εμφανώς ακατάλληλες. Οι αποδεκτές διατάξεις, θα τεθούν σε περαιτέρω ανάλυση, για αντιπροσωπευτικές ημέρες από κάθε εποχή. Συγκεκριμένα, για κάθε μία, θα γίνει διερεύνηση για την παραγόμενη ισχύ μέσα σε ένα εικοσιτετράωρο, ώστε να αποτυπωθεί το προφίλ παραγωγής, και να προκύψει το ποσό της παραγόμενης ενέργειας σε κάθε περίπτωση.

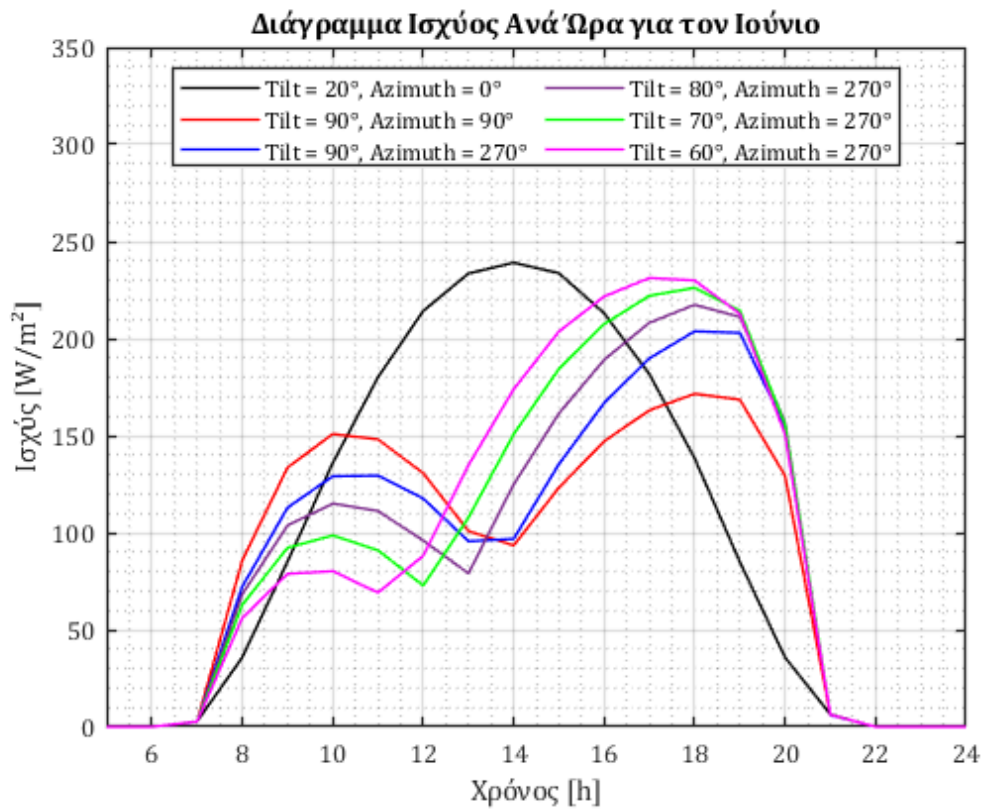
Στη συνέχεια, παρατίθενται τα Σχήματα 4.14-4.16, στα οποία παρουσιάζεται η ωριαία ισχύς ανά τετραγωνικό μέτρο για κάθε μία από τις 6 επιλεγμένες διατάξεις, για την 25^η Δεκεμβρίου, την 31^η Μαρτίου και την 28^η Ιουνίου αντιστοίχως.



Σχήμα 4.14: Ωριαίο διάγραμμα ισχύος για την 25^η Δεκεμβρίου.



Σχήμα 4.15: Ωριαίο διάγραμμα ισχύος για την 31^η Μαρτίου.



Σχήμα 4.16: Ωριαίο διάγραμμα ισχύος για την 28^η Ιουνίου.

Από τα παραπάνω διαγράμματα ισχύος, λαμβάνονται αρκετές σημαντικές πληροφορίες. Συγκεκριμένα:

- Παρατηρείται πως η καμπύλη της διάταξης ($\beta = 90^\circ$ & $a_{z,s} = 90^\circ$) έχει το βέλτιστο σχήμα, καθώς παρουσιάζει ίσα τοπικά μέγιστα κατά τις πρωινές και απογευματινές ώρες, με τοπικό ελάχιστο το μεσημέρι. Η περίπτωση αυτή, δηλαδή, παράγει το καλύτερο δυνατό αποτέλεσμα όσον αφορά το προφίλ παραγωγής.
- Η διάταξη ($\beta = 90^\circ$ & $a_{z,s} = 270^\circ$) ακολουθεί παρόμοιο προφίλ παραγωγής, ωστόσο έχει μειωμένη παραγωγή το πρωί και αυξημένη το απόγευμα.
- Για τις υπόλοιπες διατάξεις, φαίνεται πως όσο μειώνεται η κλίση του πάνελ, τόσο μετατοπίζεται η παραγωγή προς το απόγευμα, φτάνοντας οριακά τη μέγιστη ισχύ που παρουσιάζεται και στη τυπική διάταξη ($\beta = 20^\circ$ & $a_{z,s} = 0^\circ$). Ωστόσο, η έντονη μετατόπιση της παραγωγής προς το απόγευμα δυσχεραίνει το φαινόμενο, καθώς δημιουργεί μεγαλύτερη διαφορά μεταξύ της ζώνης (β) και (γ) του Duck Curve.

Στον Πίνακα 4.3, αναγράφονται συγκεντρωτικά οι τιμές της παραγόμενης ημερήσιας ενέργειας για κάθε διάταξη και κάθε εποχή.

Πίνακας 4.3: Παραγόμενη ημερήσια ενέργεια των διατάξεων ανά εποχή.

Κλίση Πάνελ	Γωνία Αζιμουθίου	Ημερομηνία	Ημερήσια Παραγόμενη Ενέργεια ανά τετραγωνικό
20°	0°	25 ^η Δεκεμβρίου	742 Wh/m ²
		31 ^η Μαρτίου	1580 Wh/m ²
		28 ^η Ιουνίου	2020 Wh/m ²
90°	90°	25 ^η Δεκεμβρίου	578 Wh/m ²
		31 ^η Μαρτίου	1319 Wh/m ²
		28 ^η Ιουνίου	1755 Wh/m ²
90°	270°	25 ^η Δεκεμβρίου	592 Wh/m ²
		31 ^η Μαρτίου	1370 Wh/m ²
		28 ^η Ιουνίου	1816 Wh/m ²
80°	270°	25 ^η Δεκεμβρίου	591 Wh/m ²
		31 ^η Μαρτίου	1399 Wh/m ²
		28 ^η Ιουνίου	1851 Wh/m ²
70°	270°	25 ^η Δεκεμβρίου	590 Wh/m ²
		31 ^η Μαρτίου	1433 Wh/m ²
		28 ^η Ιουνίου	1895 Wh/m ²
60°	270°	25 ^η Δεκεμβρίου	593 Wh/m ²
		31 ^η Μαρτίου	1452 Wh/m ²
		28 ^η Ιουνίου	1940 Wh/m ²

Από τον πίνακα, προκύπτει με σαφήνεια ότι οι διατάξεις που τείνουν να πάρουν το επιθυμητό σχήμα «M» επιδεικνύουν τάση για μείωση της παραγωγής.

Για να γίνει ξεκάθαρη σύγκριση μεταξύ των εναλλακτικών διατάξεων με την τυπική, υπολογίστηκε το ποσοστό μείωσης στην παραγωγή ενέργειας των τριών ημερών. Επιπροσθέτως, υπολογίστηκε ο μέσος όρος του ποσοστού μείωσης παραγωγής συνολικά για κάθε διάταξη. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.4.

Πίνακας 4.4: Ποσοστό μείωσης της παραγωγής σε σχέση με τη τυπική διάταξη.

Κλίση Πάνελ	Γωνία Αζιμουθίου	Ημερομηνία	Ποσοστό Μείωσης Ημερήσιας Παραγωγής	Μέσος Όρος
20°	0°	25 ^η Δεκεμβρίου	-	0%
		31 ^η Μαρτίου	-	
		28 ^η Ιουνίου	-	
90°	90°	25 ^η Δεκεμβρίου	-22%	-17%
		31 ^η Μαρτίου	-17%	
		28 ^η Ιουνίου	-13%	
90°	270°	25 ^η Δεκεμβρίου	-20%	-15%
		31 ^η Μαρτίου	-13%	
		28 ^η Ιουνίου	-10%	
80°	270°	25 ^η Δεκεμβρίου	-20%	-13%
		31 ^η Μαρτίου	-11%	
		28 ^η Ιουνίου	-8%	
70°	270°	25 ^η Δεκεμβρίου	-20%	-12%
		31 ^η Μαρτίου	-9%	
		28 ^η Ιουνίου	-6%	
60°	270°	25 ^η Δεκεμβρίου	-20%	-11%
		31 ^η Μαρτίου	-8%	
		28 ^η Ιουνίου	-4%	

Γίνεται η παραδοχή ότι ο μέσος όρος του ποσοστού μείωσης παραγωγής των ημερών των τριών εποχών, μπορεί να χρησιμοποιηθεί προσεγγιστικά ως η συνολική μείωση της παραγωγής σε βάθος χρόνου, για ευκολία της σύγκρισης. Φαίνεται, επομένως, και σε ποσοστιαία μορφή, πως η προσέγγιση του σχήματος «M» είναι αντιστρόφως ανάλογη με την παραγωγή.

4.4. Κίνητρα και Πολιτική Τιμολόγησης

Εκ πρώτης όψεως, φαίνεται πως οι διατάξεις που προτείνονται για την εξομάλυνση του φαινομένου του Duck Curve, παρουσιάζουν μειωμένη απόδοση. Μάλιστα, η διάταξη με το βέλτιστο σχήμα για την αντιμετώπιση του φαινομένου παρουσιάζει μειωμένη παραγωγή κατά 17%. Είναι λογικό, λοιπόν, υπό τις παρούσες συνθήκες, οι επενδυτές να διστάζουν να δεσμευτούν σε διατάξεις που δεν υπόσχονται επαρκή κέρδη.

Συνεπώς, είναι επιτακτική η ανάγκη για ένα κατάλληλο νομοθετικό πλαίσιο που θα διαμορφώσει καταλληλότερες συνθήκες για τους επενδυτές. Αυτό το πλαίσιο θα πρέπει να δημιουργήσει ένα θετικό οικονομικό κλίμα, προσφέροντας κίνητρα που θα καθιστούν ανταγωνιστικές και βιώσιμες τις εν λόγω επενδύσεις. Έτσι, αυτή η αλλαγή μπορεί να ενθαρρύνει τους επενδυτές να εξετάσουν και να υιοθετήσουν πιο φιλικές για το δίκτυο διατάξεις, συμβάλλοντας στην περαιτέρω αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β.

Μια πιθανή λύση είναι να διαμορφωθεί μια νέα πολιτική τιμολόγησης για τις εναλλακτικές διατάξεις σε φωτοβολταϊκά πάρκα ή οικιακά συστήματα. Για την τελική επιλογή της τιμής πώλησης της κιλοβατώρας, προτείνεται η ζημιά λόγω της μειωμένης παραγωγής να αντισταθμίζεται εξ' ολοκλήρου στη τιμή. Η μαθηματική έκφραση μέσω της οποίας θα υπολογίζεται η προτεινόμενη τιμή παρουσιάζεται παρακάτω.

$$T\Pi_{\text{εναλλακτικής}} = T\Pi_{\Phi/B} \cdot (1 + |\Pi M|) \quad (4.1)$$

Όπου $T\Pi_{\text{εναλλακτικής}}$ είναι η προτεινόμενη τιμή πώλησης μιας εναλλακτικής διάταξης, $T\Pi_{\Phi/B}$ είναι η υπάρχουσα τιμή πώλησης της κιλοβατώρας για Φ/Β και ΠM είναι το ποσοστό μείωσης της παραγόμενης ενέργειας της εναλλακτικής διάταξης στο βάθος έτους.

Οι τιμές που προέκυψαν για τις επιλεγμένες διατάξεις, παρουσιάζονται συνοπτικά στον Πίνακα 4.5.

Πίνακας 4.5: Προτεινόμενη τιμή πώλησης κιλοβατώρας.

Κλίση Πάνελ	Γωνία Αζιμουθίου	Προτεινόμενη Τιμή Πώλησης Κιλοβατώρας
20°	0°	0.065* €/kWh
90°	90°	0.076 €/kWh
90°	270°	0.074 €/kWh
80°	270°	0.074 €/kWh
70°	270°	0.073 €/kWh
60°	270°	0.072 €/kWh

* Η τυπική τιμή πώλησης κιλοβατώρας Φ/Β.

Η προτεινόμενη λύση μέσω μιας νέας πολιτικής τιμολόγησης αποτελεί ένα πρώτο βήμα προς την αντιμετώπιση του προβλήματος. Παρότι η πρόταση αυτή είναι ενδεικτική, είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι με τα υπάρχοντα δεδομένα δεν είναι δυνατή μια αναλυτική οικονομική αξιολόγηση της επίδρασης αυτής της πολιτικής. Παρ' όλα αυτά, η πρόταση αυτή δείχνει το δρόμο προς την επίλυση του προβλήματος και εκφράζει την πρόθεση για δράση και βελτίωση.

5. Συμπεράσματα

5.1. Επισκόπηση

Στην παρούσα Διπλωματική Εργασία, παρουσιάστηκε και αξιολογήθηκε η αξιοποίηση εναλλακτικών προσανατολισμών πάνελ, με σκοπό την εξομάλυνση των επιπτώσεων του φαινομένου του Duck Curve. Για την επίτευξη του στόχου αυτού, έγινε η επιλογή της χρήσης φωτοβολταϊκών διπλής όψης και δημιουργήθηκε ένα μοντέλο στο MATLAB, στο οποίο γίνεται η επεξεργασία των μετεωρολογικών δεδομένων ώστε να καταστεί δυνατός ο υπολογισμός της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας και κατ' επέκταση η ισχύς ανά ώρα σε διάφορες διατάξεις.

Μετά την ολοκλήρωση της υπολογιστικής διαδικασίας και την ανάλυση διάφορων μελετών περιπτώσεων στο πλαίσιο αυτής της εργασίας, προκύπτουν τα εξής συμπεράσματα:

- Το πρόβλημα του Duck Curve έχει ήδη κάνει την εμφάνισή του στην Ελλάδα και μάλιστα τα στοιχεία δείχνουν ότι επιδεινώνεται τα τελευταία χρόνια παράλληλα με την ραγδαία αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β. Επομένως, είναι επιτακτική η ανάγκη για στρατηγικές που θα εξισορροπήσουν την κατάσταση, προκειμένου να διατηρηθεί η σταθερότητα του ηλεκτρικού δικτύου.
- Η τεχνολογία των πάνελ διπλής όψης έχει ευρεία χρήση λόγω της αυξημένης απόδοσης που μπορούν προσφέρουν. Ωστόσο, στις συμβατικές διατάξεις, δεν αξιοποιούνται πλήρως οι δυνατότητες της. Στην παρούσα έρευνα, διαπιστώθηκε ότι με εναλλακτικές διατάξεις μπορεί η παραγωγή να διαμοιραστεί κατά τη διάρκεια της μέρας στις δύο πλευρές, αυξάνοντας το Bifaciality Gain από το 10-20%, που παρατηρείται στις τυπικές διατάξεις με κλίση 20-30° με προσανατολισμό στον νότο, στο 112% για την διάταξη με κλίση 90° και προσανατολισμό στην ανατολή.

- Η επίτευξη προφίλ παραγωγής με αυξημένη την παραγωγή κατά τις πρωινές και απογευματινές ώρες είναι εφικτή, αλλά με μειωμένη παραγωγή ενέργειας σε σχέση με μια τυπική διάταξη. Μάλιστα, όσο πιο ισορροπημένη είναι η παραγωγή μέσα σε ένα εικοσιτετράωρο, τόσο μεγαλύτερη απώλεια ισχύος προκύπτει. Συγκεκριμένα, το βέλτιστο προφίλ παραγωγής (της διάταξης με κλίση 90° και προσανατολισμό προς την ανατολή) παρουσιάζει μείωση στην ημερήσια παραγωγή (σε σύγκριση με την τυπική διάταξη των 20° και προσανατολισμού στον νότο) κατά 22% τον Δεκέμβριο, 17% τον Μάρτιο και 13% τον Ιούνιο. Ωστόσο, είναι ενδεχομένως ένας αναγκαίος συμβιβασμός αν ο σκοπός είναι η συνεχής αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β χωρίς να επιδεινώνεται περαιτέρω το φαινόμενο του Duck Curve.

5.2. Προτάσεις για μελλοντικές έρευνες

Οι διατάξεις των πάνελ με κλίση 90° και προσανατολισμό προς τη δύση και την ανατολή, λύνουν μεν το θέμα που απασχολεί την παρούσα μελέτη, είναι δε πολύ καινούρια και διαφορετική ιδέα σε σύγκριση με τις εγκαταστάσεις που υπάρχουν αυτή τη στιγμή. Γι' αυτό το λόγο, απαιτείται περαιτέρω διερεύνηση σε διάφορους τομείς, ώστε να καταστεί δυνατή η τοποθέτηση των Φ/Β πάνελ με τις επιθυμητές διατάξεις.

- Ένα σημαντικό στάδιο μελέτης είναι η δημιουργία ενός υπολογιστικού μοντέλου το οποίο θα βελτιστοποιεί τη χωροθέτηση ενός πάρκου με μεγάλες κλίσεις πάνελ, ιδιαιτέρως της διάταξης με 90° . Αυτό θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη το ύψος της κατασκευής, καθώς και το απαιτούμενο κενό (*row clearance*) για να αποφεύγεται η σκίαση με ταυτόχρονη αξιοποίηση του διαθέσιμου χώρου με τον καλύτερο δυνατό τρόπο.
- Αναγκαίο πεδίο μελέτης είναι και ο υπολογισμός των αεροδυναμικών φορτίων που δέχονται τα Φ/Β πάνελ τα οποία είναι τοποθετημένα σε διατάξεις όπως αυτές που αναλύθηκαν στο 4^ο Κεφάλαιο. Μέσω μοντέλων *CFD*, θα πρέπει να προσδιοριστούν οι συντελεστές άνωσης (C_L) και ο συντελεστής οπισθέλκουσας (C_D) για μεγάλες γωνίες κλίσης πάνελ, σε διάφορα ύψη από το έδαφος και για κάθε κατεύθυνση του ανέμου.
- Άλλη μια ενδιαφέρουσα εφαρμογή, που έπεται του υπολογισμού των φορτίσεων, θα ήταν η δημιουργία των κατάλληλων κατασκευών στήριξης για τα πάνελ. Σαφώς, η κάθε διάταξη χαρακτηρίζεται από διαφορετικό προφίλ φορτίσεων και η στήριξη που θα καλύψει την κάθε περίπτωση θα διαφέρει είτε ως προς τη γεωμετρία είτε ως προς το υλικό.

Κατάλογος Αναφορών

- [1] Zhenya Liu, *Chapter 1 - Global Energy Development: The Reality and Challenges*, Global Energy Interconnection, Academic Press, 2015, Pages 1-64.
- [2] İlhami Yıldız, *1.12 Fossil Fuels*, Comprehensive Energy Systems, Elsevier, Oxford, 2018, Pages 521-567.
- [3] Commission. *Stepping up Europe's 2030 climate ambition Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people*, COM (2020) 562 Final.
- [4] Lakervi E., Holmes EJ., *Electricity distribution network design*, 2nd ed. London: The Institution of Engineering and Technology, 2003.
- [5] Denholm, Paul & Margolis, Robert & Milford, J., *Production Cost Modeling for High Levels of Photovoltaics Penetration*, Renewable Energy Grid Interaction: The Business of Photovoltaics, 2009.
- [6] *Demand response and energy efficiency roadmap: maximizing preferred resources*, Folsom, California: California Independent System Operator, 2013.
- [7] Cochran, Jaquelin, Denholm, Paul, Speer, Bethany, and Miller, Mackay. *Grid Integration and the Carrying Capacity of the U.S. Grid to Incorporate Variable Renewable Energy*. United States, 2015.
- [8] C. Le Floch, F. Belletti and S. Moura, *Optimal Charging of Electric Vehicles for Load Shaping: A Dual-Splitting Framework With Explicit Convergence Bounds*, in IEEE Transactions on Transportation Electrification, Volume 2, Issue 2, 2016, Pages 190-199.
- [9] Susan M. Schoenung, Jay O. Keller, *Commercial potential for renewable hydrogen in California*, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 42, Issue 19, 2017, Pages 13321-13328.
- [10] Priyanka Chaudhary, M. Rizwan, *Energy management supporting high penetration of solar photovoltaic generation for smart grid using solar forecasts and pumped hydro storage system*, Renewable Energy, Volume 118, 2018, Pages 928-946.

- [11] R. Isomura, T. Yabiku, K. Tamashiro, H. E. Massingue and T. Senjyu, *Unit Commitment Using Advanced Direct Load Control*, 2020 12th IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Nanjing, China, 2020, Pages 1-5.
- [12] Doroshenko, M., Keshav, S., & Rosenberg, C., *Flattening the duck curve using grid-friendly solar panel orientation*, Proceedings of the 9th ACM International Conference on Future Energy Systems, 2018, Pages 375-377.
- [13] A. Luque, A. Cuevas, J.M. Ruiz, *Double-sided n+-p-n+ solar cell for bifacial concentration*, Solar Cells, Volume 2, Issue 2, 1980, Pages 151-166.
- [14] A. Cuevas, A. Luque, J. Eguren, J. del Alamo, *50 Per cent more output power from an albedo-collecting flat panel using bifacial solar cells*, Solar Energy, Volume 29, Issue 5, 1982, Pages 419-420.
- [15] D.L. Evans, *Simplified method for predicting photovoltaic array output*, Solar Energy, Volume 27, Issue 6, 1981, Pages 555-560.
- [16] Leonardi, Marco & Corso, Roberto & Milazzo, R. & Conelli, Carmelo & Foti, Marina & Gerardi, Cosimo & Bizzarri, Fabrizio & Privitera, Stefania & Lombardo, Salvatore, *The Effects of Module Temperature on the Energy Yield of Bifacial Photovoltaics: Data and Model*, Energies, 2021.
- [17] M. Lave, W. Hayes, A. Pohl, C. Hansen. *Evaluation of Global Horizontal Irradiance to Plane-of-Array Irradiance Models at Locations Across the United States*, IEEE Journal of Photovoltaics, 2015, Pages 1-10.
- [18] Iqbal, M., *An Introduction to Solar Radiation*, Academic Press, Toronto, 1983.
- [19] E.D. Mehleri, P.L. Zervas, H. Sarimveis, J.A. Palyvos, N.C. Markatos, *A new neural network model for evaluating the performance of various hourly slope irradiation models: Implementation for the region of Athens*, Renewable Energy, Volume 35, Issue 7, 2010, Pages 1357-1362.

- [20] Tian, Yong & Davies-Colley, Robert & Gong, P & Thorrold, B.W., *Estimating Solar Radiation on Slopes of Arbitrary Aspect*, Agricultural and Forest Meteorology 109, 2001, Pages 67-74.
- [21] John E. Hay, *Calculating solar radiation for inclined surfaces: Practical approaches*, Renewable Energy, Volume 3, Issues 4-5, 1993, Pages 373-380.
- [22] Cooper, P. I., *The Absorption of Solar Radiation in Solar Stills*, Solar Energy, Volume 12, Issue 3, 1969.
- [23] Duffie, J.A., Beckman, W.A., *Solar Engineering of Thermal Processes*, John Wiley & Sons, NJ, USA, 2013, Pages 3-42.

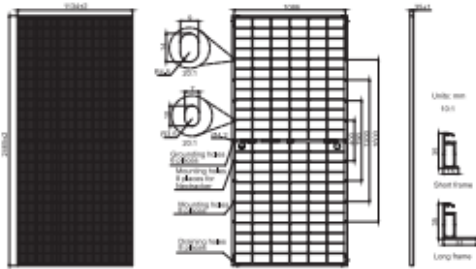
Παράρτημα Α



www.jasolar.com
Specifications subject to technical changes and tests.
JA Solar reserves the right of final interpretation.



630W 605-630 LB Series JAM72D42



Remark: customized frame color and cable length available upon request

Cell	Mono-16BB
Weight	34.6kg
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-35I/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); 800mm(+)/800mm(-)(Leapfrog) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 496pcs/40HQ Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D42 -605/LB	JAM72D42 -610/LB	JAM72D42 -615/LB	JAM72D42 -620/LB	JAM72D42 -625/LB	JAM72D42 -630/LB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	605	610	615	620	625	630
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	51.27	51.47	51.67	51.86	52.05	52.24
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	42.91	43.11	43.31	43.51	43.71	43.90
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.83	14.88	14.93	14.98	15.03	15.08
Maximum Power Current(Imp) [A]	14.10	14.15	14.20	14.25	14.30	14.35
Module Efficiency (%)	21.6	21.8	22.0	22.2	22.4	22.5
Power Tolerance	0→+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.046%/ °C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.260%/ °C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.300%/ °C					

STC Irradiance 1000W/m², cell temperature 25 °C, AM1.5G

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

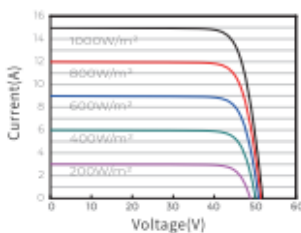
ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM72D42 -605/LB	JAM72D42 -610/LB	JAM72D42 -615/LB	JAM72D42 -620/LB	JAM72D42 -625/LB	JAM72D42 -630/LB
Rated Max Power(Pmax) [W]	653	659	664	670	675	680
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	51.27	51.47	51.67	51.86	52.05	52.24
Max Power Voltage(Vmp) [V]	42.91	43.11	43.31	43.51	43.71	43.90
Short Circuit Current(Isc) [A]	16.01	16.07	16.12	16.18	16.23	16.29
Max Power Current(Imp) [A]	15.23	15.28	15.34	15.39	15.44	15.50
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

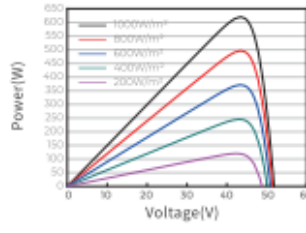
*For Nextracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and Nextracker for reference.
**Bifaciality=Pmax, rear/Rated Pmax, front

CHARACTERISTICS

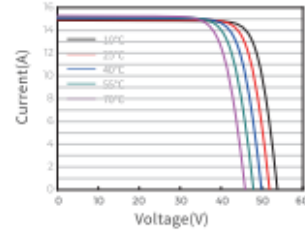
Current-Voltage Curve JAM72D42-620/LB



Power-Voltage Curve JAM72D42-620/LB

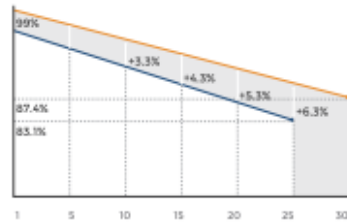


Current-Voltage Curve JAM72D42-620/LB



Superior Warranty

1% 1st-year Degradation
0.4% Annual Degradation Over 30 years



n-type Bifacial Double Glass Module Linear Performance Warranty
Standard Module Linear Performance Warranty

OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40 °C ~+85 °C
Maximum Series Fuse Rating	30A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2 °C
Bifaciality**	80%±10%
Fire Performance	UL Type 29