



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Οφέλη και Βέλτιστη Διαστασιολόγηση Συστημάτων Αυτοπαραγωγής από
ΑΠΕ και Αποθήκευση Ηλεκτρικής Ενέργειας για Βιομηχανικούς
Καταναλωτές**

Διπλωματική Εργασία

του

Παναγιώτη - Μενελάου Κ. Ναστούλη

Επιβλέπων: Σταύρος Παπαθανασίου,
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2024



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Οφέλη και Βέλτιστη Διαστασιολόγηση Συστημάτων Αυτοπαραγωγής από
ΑΠΕ και Αποθήκευση Ηλεκτρικής Ενέργειας για Βιομηχανικούς
Καταναλωτές**

Διπλωματική Εργασία

του

Παναγιώτη - Μενελάου Κ. Ναστούλη

Επιβλέπων: Σταύρος Παπαθανασίου,
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 22/10/2024.

.....

Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Παύλος Γεωργιάκης
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2024

.....
Παναγιώτης - Μενέλαος Κ. Ναστούλης

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

Copyright © Παναγιώτης – Μενέλαος Ναστούλης, 2024

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

Το σύγχρονο ενεργειακό τοπίο μετασχηματίζεται διαρκώς, ως απόρροια τεχνολογικών και οικονομικών εξελίξεων, ώστε να προσαρμοστεί στις νέες περιβαλλοντικές και κοινωνικές απαιτήσεις. Η ταχεία υιοθέτηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή, σε συνδυασμό με την έντονη μεταβλητότητα των ηλεκτρικών αγορών, έχει συντελέσει στην ανάδειξη του φαινομένου της αυτοπαραγωγής, τουτέστιν, την επί τόπου παραγωγή της καταναλισκόμενης ενέργειας από τους ίδιους τους καταναλωτές. Η πλειοψηφία των εφαρμογών αυτοπαραγωγής αφορά οικιακές εγκαταστάσεις χαμηλής τάσης, επομένως, παρουσιάζεται ένα κενό στη μελέτη ανάλογων συστημάτων για καταναλώσεις Βιομηχανικής και Εμπορικής Κλίμακας, που εντάσσονται στη Μέση Τάση.

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η διερεύνηση της ωφέλειας και η διαστασιολόγηση ενός συστήματος αυτοπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, σε συνδυασμό με σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, για βιομηχανικούς καταναλωτές. Για την επίτευξη του στόχου αυτού, αναπτύχθηκε ένα μοντέλο γραμμικού προγραμματισμού στο περιβάλλον GAMS (General Algebraic Modeling System), το οποίο προσδιορίζει το βέλτιστο μέγεθος συστημάτων παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, με κριτήριο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους της εγκατάστασης και της κατανάλωσης, σε ορίζοντα είκοσι ετών.

Η μονάδα παραγωγής ενέργειας αποτελείται από Φωτοβολταϊκό σύστημα (Photovoltaic - PV), ενώ η μονάδα αποθήκευσης συνίσταται από Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας από Μπαταρίες (Battery Energy Storage System – BESS). Ο βιομηχανικός καταναλωτής, στον οποίο προσαρμόζεται το σύστημα PV&BESS, λειτουργεί υπό καθεστώς ταυτοχρονισμένου συμψηφισμού, σύμφωνα με το ελληνικό θεσμικό πλαίσιο. Το μοντέλο ελαχιστοποιεί το συνολικό κόστος κάλυψης των ενεργειακών αναγκών, συνυπολογίζοντας το κόστος προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο, τα έσοδα από πώληση ενέργειας, τις λειτουργικές και κεφαλαιακές δαπάνες, καθώς και την υπολειμματική αξία των συστημάτων στο τέλος της περιόδου μελέτης.

Με σκοπό την αξιολόγηση του αλγορίθμου που αναπτύχθηκε, χρησιμοποιούνται δυο βιομηχανικά φορτία, με διαφορετική ημερήσια κατανομή ζήτησης. Παράλληλα, για κάθε φορτίο, εξετάζονται σενάρια με μια δυναμικά κυμαινόμενη μέθοδο τιμολόγησης της προμηθευόμενης ενέργειας, καθώς και με μια στατική. Επιπροσθέτως, θεωρούνται διάφορα ποσοστά επιδότησης του BESS, ενώ μελετάται και το βήμα λήψης της επενδυτικής απόφασης, είτε αποκλειστικά στην αρχή της περιόδου μελέτης, είτε ετησίως.

Για το σύνολο των διαμορφωμένων σεναρίων, παρουσιάζεται η συνδυαστική λειτουργία του συστήματος PV&BESS, ο τρόπος χρησιμοποίησής του, η κατανομή της πλήρωσης της ζήτησης του φορτίου και η αλληλεπίδραση με το δίκτυο. Αξιολογείται, στη συνέχεια, η οικονομική αποδοτικότητα της εκάστοτε επένδυσης με τη χρήση χρηματοοικονομικών δεικτών, όπως ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης και το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας. Τέλος, αποτυπώνονται τα συμπεράσματα και οι παρατηρήσεις που εξάγονται από το σύνολο των αποτελεσμάτων.

Λέξεις Κλειδιά: ΑΠΕ, Αυτοπαραγωγή, Βελτιστοποίηση, Βιομηχανικό Φορτίο, Γραμμικός Προγραμματισμός, Διαστασιολόγηση, Ελαχιστοποίηση Κόστους, Μέση Τάση, Μπαταρία, Σύστημα Αποθήκευσης, Ταυτοχρονισμένος Συμψηφισμός, Φωτοβολταϊκό Σύστημα, Φ/Β

Abstract

The modern energy landscape is constantly transforming, as a result of technological and economic developments, with pressure to adapt to new environmental and social requirements. The rapid deployment of Renewable Energy Sources in electricity generation, combined with the high volatility of electricity markets, has contributed to the emergence of self-generation, i.e. the on-site production of energy consumed by consumers. The majority of self-generation applications concern low-voltage residential installations, therefore, there is a gap in the study of similar systems for industrial and commercial scale, which typically adhere to Medium Voltage.

The purpose of this thesis is to investigate the benefits and determine the sizing of a self-generation system that utilizes renewable energy, combined with an energy storage system, targeted to industrial consumers. To achieve this objective, a linear programming model in the GAMS (General Algebraic Modeling System) environment was developed, which calculates the optimal size of the generation and storage systems, with the criterion of minimizing the total cost of supplying the load, over a twenty-year horizon.

The power generation unit consists of a Photovoltaic (PV) system, while the storage unit consists of a Battery Energy Storage System (BESS). The industrial consumer, to which the PV&BESS system is adapted, operates under a net billing scheme, in accordance with the Greek institutional framework. The model minimizes the total cost of meeting the consumers energy needs, taking into account the cost of supplying electricity from the grid, the revenue from the sale of energy produced, the operating and capital costs, as well as the residual value of the investment at the end of the study period.

To evaluate the developed algorithm, two industrial loads with different daily demand distribution are used. At the same time, for each load, scenarios with a dynamic and a flat electricity tariff are considered, as well as different BESS subsidy rates. In addition, the investment decision step is also studied, occurring either once at the beginning of the study period or reexamined annually.

For all formulated scenarios, the operation of the PV&BESS system and its utilization, the supply scheme of load demand and the interaction with the grid are depicted. The economic efficiency of each investment is then evaluated, using financial indicators such as the Internal Rate of Return (IRR) and the Levelized Cost of Energy (LCOE). Finally, the conclusions and observations drawn from all the results are presented.

Keywords: BESS, Cost minimization, Electricity Tariff, Energy Storage, Industrial Consumer, IRR, Li – Ion Battery, Linear Programming, LCOE, LP, Medium Voltage, Net Billing, Optimization, Prosumer, PV, Real Time Pricing, Renewable Energy, RES, Self – Generation, Sizing Algorithm, Solar Energy

Ευχαριστίες

Καταρχάς, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον κ. Καθηγητή Σταύρο Παπαθανασίου, επιβλέποντα της διπλωματικής μου εργασίας, για την εμπιστοσύνη, το ενδιαφέρον και την καθοδήγηση που μου προσέφερε κατά τη διάρκεια της εκπόνησης της εργασίας, αλλά και για τις πολύτιμες γνώσεις που μου μετέδωσε.

Έπειτα, ευχαριστώ την κ. Όλγα Σχίνα και τον κ. Γιώργο Ψαρρό για την υποστήριξή τους στην περαίωση της εργασίας.

Ακόμα, μεγάλο ευχαριστώ οφείλω σε όλο το εκπαιδευτικό προσωπικό της σχολής ΗΜΜΥ για όσα μου προσέφεραν κατά τη διάρκεια των σπουδών μου.

Τέλος, είμαι ευγνώμων προς κάθε άτομο που ήταν δίπλα μου σε όλη την ακαδημαϊκή και μη πορεία μου, τους φίλους μου, τους συγγενείς και πάνω απ' όλα τους γονείς μου.

Περιεχόμενα

Περίληψη	5
Abstract.....	6
Κεφάλαιο 1 Εισαγωγή	17
1.1 Γενικά	17
1.2 Αντικείμενο της Εργασίας	18
1.3 Δομή Εργασίας	18
Κεφάλαιο 2 Παραγωγή, Μεταφορά και αποθήκευση ενέργειας	19
2.1 Εισαγωγή	19
2.2 Μεταφορά Ηλεκτρικής Ενέργειας	19
2.2.1 Σύστημα Μεταφοράς	20
2.2.2 Σύστημα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας	21
2.3 Παραγωγή Ενέργειας.....	23
2.3.1 Ιστορική Αναδρομή	23
2.3.2 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ).....	23
2.3.3 Ηλιακή Ενέργεια	27
2.4 Αποθήκευση Ενέργειας	29
2.4.1 Χρήσεις και Χαρακτηριστικά Αποθήκευσης	29
2.4.2 Κατηγορίες Αποθηκευτικών Συστημάτων	30
2.4.3 Li-Ion.....	33
2.4.4 Εκφυλισμός Μπαταρίας – Battery Degradation.....	34
Κεφάλαιο 3 Λειτουργία της Ενεργειακής Αγοράς	39
3.1 Προκλήσεις και στόχοι των ενεργειακών αγορών.....	39
3.2 Δομή και σύσταση των ενεργειακών αγορών:.....	41
3.2.1 Ανασκόπηση.....	41
3.2.2 Χονδρική Αγορά Ηλεκτρισμού - Wholesale Market.....	41
3.2.3 Λιανική Αγορά Ηλεκτρισμού - Retail Market.....	43
3.2.4 Απελευθέρωση Ηλεκτρικών Αγορών	44
3.2.5 Target Model:	44
3.2.6 Market Coupling	47

3.3	Τιμολόγηση Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	48
3.3.1	Σύνοψη	48
3.3.2	Ανταγωνιστικό Σκέλος Τιμολόγησης Ηλεκτρικής Ενέργειας	48
3.3.3	Ρυθμιζόμενο Σκέλος Τιμολόγησης Ηλεκτρικής Ενέργειας:	50
3.3.4	Αρμόδιες Ρυθμιστικές Αρχές	50
3.4	Σχήματα Αυτοπαραγωγής.....	51
3.4.1	Net Metering	51
3.4.2	Net Billing.....	54
Κεφάλαιο 4	Μοντελοποίηση αλγορίθμου.....	57
4.1	Μεθοδολογία	57
4.2	Μεικτός Ακέραιος Προγραμματισμός (MIP)	57
4.3	Ονοματολογία Συμβόλων – Nomenclature	58
4.4	Εξισώσεις περιγραφής Μοντέλου	61
4.4.1	Αντικειμενική συνάρτηση – Objective Function.....	61
4.4.2	Μεταβλητές συστήματος PV&BESS.....	61
4.4.3	Κόστος συστήματος PV&BESS	62
4.4.4	Κόστος Προμήθειας και ανταλλαγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με το δίκτυο	63
4.4.5	Εξισώσεις ισοζυγίου ισχύος	64
4.4.6	Περιορισμοί – Constraints.....	65
Κεφάλαιο 5	Δεδομένα Εισόδου	67
5.1	Χρονοσειρές Παραγωγής & Ζήτησης	67
5.1.1	Φορτία Κατανάλωσης	67
5.1.2	Φωτοβολταϊκή Παραγωγή	68
5.2	Επενδυτικά Κόστη.....	69
5.2.1	Φωτοβολταϊκό Σύστημα – PV.....	69
5.2.2	Σύστημα Αποθήκευσης με Μπαταρίες – BESS	70
5.3	Εκφυλισμός PV&BESS.....	73
5.3.1	PV Degradation.....	73
5.3.2	Bess Degradation	73
5.4	Τιμολόγηση Ενέργειας.....	74
5.4.1	Ανταγωνιστικό Σκέλος Προμήθειας Ηλεκτρισμού	74
5.4.2	Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις	77
5.4.3	Net Billing.....	78

5.5	Τεχνοοικονομικές Παράμετροι.....	78
Κεφάλαιο 6	Σενάρια και Αποτελέσματα.....	79
6.1	Σενάρια – Test Cases	79
6.2	Αποτελέσματα Μοντέλου.....	80
6.2.1	Διαστάσεις εγκατάστασης PV & BESS	80
6.2.2	Κατανομή Φ/B παραγωγής και Ζήτησης Φορτίου.....	84
6.2.3	Κατανομή Απορροφώμενης και Εγχεόμενης Ενέργειας	90
6.2.4	Equivalent Annual Cost Πλήρωσης Φορτίου.....	93
6.2.5	BESS State of Charge – SoC.....	97
6.2.6	Συνολική Λειτουργία του Συστήματος.....	104
Κεφάλαιο 7	Οικονομική Ανάλυση	115
7.1	Εισαγωγή.....	115
7.2	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης – IRR.....	116
7.2.1	Υπολογισμός IRR.....	116
7.2.2	Βιομηχανικό Φορτίο.....	118
7.2.3	Εμπορικό Φορτίο.....	120
7.3	Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας – LCOE.....	121
7.3.1	LCOE PV&BESS.....	121
7.3.2	LCOE Συστήματος.....	125
Κεφάλαιο 8	Επίλογος.....	129
8.1	Συμπεράσματα.....	129
8.2	Επεκτάσεις:.....	130
Κεφάλαιο 9	Βιβλιογραφία	131

Σχήμα 5.1 Μέση Ημερήσια Καμπύλη Φορτίου α) Βιομηχανικού Καταναλωτή και β) Εμπορικού Καταναλωτή.....	67
Σχήμα 5.2 Ετήσια Καμπύλη α) Βιομηχανικού Φορτίου και β) Εμπορικού Φορτίου	67
Σχήμα 5.3 Ετήσια Κατανομή ανά μονάδας Φ/Β παραγωγής.....	68
Σχήμα 5.4 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ ανά μονάδα Φ/Β παραγωγής.....	68
Σχήμα 5.5 Προβλέψεις CapEx, σύμφωνα με ETIP – PV [91].....	70
Σχήμα 5.6 Χρονοσειρά ετήσιου OpEx.....	70
Σχήμα 5.7 Προβλέψεις επί μέρους κόστους των τμημάτων του BESS	72
Σχήμα 5.8 Ετήσια χρονοσειρά OpEx BESS	72
Σχήμα 5.9 Ημερήσια Διακύμανση MCP	75
Σχήμα 5.10 Μέση Ετήσια MCP.....	75
Σχήμα 5.11 Ημερήσια Κατανομή RTP.....	76
Σχήμα 5.12 Σύνθεση Flat Ταρίφας.....	76
Σχήμα 5.13 Σύγκριση Ημερήσιων Προφίλ RTP και Flat.....	77
Σχήμα 6.1 Εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς, Βιομηχανικό Φορτίο.....	80
Σχήμα 6.2 Ονομαστική α)Ισχύς και β)Χωρητικότητα BESS για Βιομηχανικό Φορτίο	81
Σχήμα 6.3 Διάρκεια BESS για Βιομηχανικό Φορτίο	82
Σχήμα 6.4 Εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς, Εμπορικό Φορτίο.....	82
Σχήμα 6.5 Ονομαστική Ισχύς και Χωρητικότητα BESS για Εμπορικό Φορτίο	83
Σχήμα 6.6 Διάρκεια BESS για Εμπορικό Φορτίο	83
Σχήμα 6.7 Ποσοστιαία και Απόλυτη Κατανομή Φ/Β ισχύος και Κάλυψης Φορτίου, Ind RTP S = 90% ...	84
Σχήμα 6.8 Ποσοστιαία και Απόλυτη Κατανομή Φ/Β ισχύος και Κάλυψης Φορτίου, Ind Flat S = 90%	85
Σχήμα 6.9 Ποσοστιαία και Απόλυτη Κατανομή Φ/Β ισχύος και Κάλυψης Φορτίου, Ind Arbitrage RTP S = 90%	86
Σχήμα 6.10 Ποσοστιαία και Απόλυτη Κατανομή Φ/Β ισχύος και Κάλυψης Φορτίου, Com RTP S = 90%.....	87
Σχήμα 6.11 Ποσοστιαία και Απόλυτη Κατανομή Φ/Β ισχύος και Κάλυψης Φορτίου, Com Flat S = 90%	88
Σχήμα 6.12 Ποσοστιαία και Απόλυτη Κατανομή Φ/Β ισχύος και Κάλυψης Φορτίου, Com Arbitrage RTP S = 90%.....	88
Σχήμα 6.13 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ α) Εισαγόμενης - Εξαγόμενης Ενέργειας, β) Φόρτισης – Εκφόρτισης BESS, για Ind RTP S=90%.....	90
Σχήμα 6.14 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ α) Εισαγόμενης - Εξαγόμενης Ενέργειας, β) Φόρτισης – Εκφόρτισης BESS, για Ind Flat S=90%.....	90
Σχήμα 6.15 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ α) Εισαγόμενης - Εξαγόμενης Ενέργειας, β) Φόρτισης – Εκφόρτισης BESS, για Ind Arbitrage RTP S=90%.....	91
Σχήμα 6.16 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ α) Εισαγόμενης - Εξαγόμενης Ενέργειας, β) Φόρτισης – Εκφόρτισης BESS, για Com RTP S=90%	91
Σχήμα 6.17 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ α) Εισαγόμενης - Εξαγόμενης Ενέργειας, β) Φόρτισης – Εκφόρτισης BESS, για Com Flat S=90%	92
Σχήμα 6.18 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ α) Εισαγόμενης - Εξαγόμενης Ενέργειας, β) Φόρτισης – Εκφόρτισης BESS, για Com Arbitrage RTP S=90%	92

Σχήμα 6.19 α) Ποσοστιαία, β) Απόλυτη, Κατανομή του EAC, Ind RTP S = 90%.....	93
Σχήμα 6.20 Ποσοστιαία, β) Απόλυτη, Κατανομή του EAC, Ind Flat S = 90%	94
Σχήμα 6.21 Ποσοστιαία, β) Απόλυτη, Κατανομή του EAC, Ind RTP arbitrage S = 90%	94
Σχήμα 6.22 α) Ποσοστιαία, β) Απόλυτη, Κατανομή του EAC, Com RTP S = 90%	95
Σχήμα 6.23 Ποσοστιαία, β) Απόλυτη, Κατανομή του EAC, Com Flat S = 90%.....	95
Σχήμα 6.24 Ποσοστιαία, β) Απόλυτη, Κατανομή του EAC, Com RTP arbitrage S = 90%.....	95
Σχήμα 6.25, Μέσο Ημερήσιο Προφίλ SoC ανά τρίμηνο στο σενάριο Ind RTP S = 90%	97
Σχήμα 6.26 Μέσο ημερήσιο προφίλ SoC α) για το σύνολο της περιόδου και β) για επιλεγμένη έτη, Ind RTP, S = 90%.....	98
Σχήμα 6.27 Μέσο Ετήσιο Προφίλ SoC και RTP Ταρίφας Ηλεκτρικής Ενέργειας	98
Σχήμα 6.28 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ SoC ανά τρίμηνο, στο σενάριο Ind Arbitrage RTP, s=90%.....	99
Σχήμα 6.29 Μέσο ημερήσιο προφίλ SoC α) για το σύνολο της περιόδου και β) για επιλεγμένη έτη, Ind RTP Arbitrage S = 90%	99
Σχήμα 6.30 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ SoC ανά τρίμηνο, στο σενάριο Ind Flat, S = 90%	100
Σχήμα 6.31 Μέσο ημερήσιο προφίλ SoC α) για το σύνολο της περιόδου και β) για επιλεγμένη έτη, Ind Flat, S = 90%	100
Σχήμα 6.32 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ SoC ανά τρίμηνο, στο σενάριο Com RTP, S = 90%	101
Σχήμα 6.33 Μέσο ημερήσιο προφίλ SoC α) για το σύνολο της περιόδου και β) για επιλεγμένη έτη, Com RTP, S = 90%.....	101
Σχήμα 6.34 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ SoC ανά τρίμηνο, στο σενάριο Com Arbitrage RTP, S = 90%.....	102
Σχήμα 6.35 Μέσο ημερήσιο προφίλ SoC α) για το σύνολο της περιόδου και β) για επιλεγμένη έτη, Com RTP Arbitrage, S = 90%	102
Σχήμα 6.36 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ SoC ανά τρίμηνο, στο σενάριο Com Flat, S=90%.....	103
Σχήμα 6.37 Μέσο ημερήσιο προφίλ SoC α) για το σύνολο της περιόδου και β) για επιλεγμένη έτη, Com Flat, S = 90%	103
Σχήμα 6.38 Operational Snapshot, 2025, Ind RTP S = 0%.....	104
Σχήμα 6.39 Operational Snapshot 2025, Ind RTP S = 90%.....	105
Σχήμα 6.40 Operational Snapshot 2035, Ind RTP S = 90%.....	105
Σχήμα 6.41 Operational Snapshot 2044, Ind RTP S = 90%.....	106
Σχήμα 6.42 Operational Snapshot 2025, Ind Flat S = 90%	107
Σχήμα 6.43 Operational Snapshot 2035, Ind Flat S = 90%	107
Σχήμα 6.44 Operational Snapshot 2044, Ind Flat S = 90%	108
Σχήμα 6.45 Operational Snapshot 2025, Ind RTP Arbitrage S = 90%.....	109
Σχήμα 6.46 Operational Snapshot 2035, Ind RTP Arbitrage S = 90%.....	109
Σχήμα 6.47 Operational Snapshot 2044, Ind RTP Arbitrage S = 90%.....	110
Σχήμα 6.48 Operational Snapshot 2025, Com RTP S = 90%	111
Σχήμα 6.49 Operational Snapshot 2035, Com RTP S = 90%	112
Σχήμα 6.50 Operational Snapshot 2044, Com RTP S = 90%	112
Σχήμα 6.51 Operational Snapshot 2025, Com Flat S = 90%.....	113
Σχήμα 6.52 Operational Snapshot 2044, Com Flat S = 90%.....	113
Σχήμα 6.53 Operational Snapshot 2025, Com Arbitrage RTP S = 90%	114
Σχήμα 6.54 Operational Snapshot 2044, Com Arbitrage S = 90%	114
Σχήμα 7.1 Βιομηχανικό Φορτίο, IRR ανά μορφή τιμολόγησης α) Flat, β) RTP	118
Σχήμα 7.2 Βιομηχανικό Φορτίο, IRR ανά % επιδότησης α) Flat ταρίφα, β) RTP ταρίφα.....	118

Σχήμα 7.3 Βιομηχανικό Φορτίο, IRR ανά σενάριο Arbitrage ή Μη.....	119
Σχήμα 7.4 Εμπορικό Φορτίο, IRR όλα τα σενάρια.....	120
Σχήμα 7.5 Βιομηχανικό Φορτίο PV&BESS LCOE ανά a) RTP και b) Flat τιμολόγηση	122
Σχήμα 7.6 Βιομηχανικό Φορτίο PV&BESS LCOE ανά % Επιδότησης για a) RTP και b) Flat τιμολόγηση	122
Σχήμα 7.7 Βιομηχανικό Φορτίο, PV&BESS LCOE ανά σενάριο Arbitrage η Μη	123
Σχήμα 7.8 PV&BESS LCOE , εμπορικό φορτίο	124
Σχήμα 7.9 Βιομηχανικό Φορτίο, LCOE ανά a) RTP και b) Flat τιμολόγηση	125
Σχήμα 7.10 Βιομηχανικό Φορτίο, LCOE ανά % επιδότησης για a) RTP και b) Flat τιμολόγηση	126
Σχήμα 7.11 Βιομηχανικό Φορτίο, LCOE ανά Arbitrage η Μη.....	127
Σχήμα 7.12 Εμπορικό Φορτίο, LCOE για όλα τα σενάρια	128

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 2.1 Βασική Δομή του Ηλεκτρικού Δικτύου [1]	19
Εικόνα 2.2 Αναπαράσταση Δικτύων Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, καθώς και των καταναλωτών που εξυπηρετούν[6].....	21
Εικόνα 2.3 Συνολική Αποτύπωση του Ηλεκτρικού Δικτύου, από την Παραγωγή, στην Μεταφορά, την Διανομή και την Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας [7]	22
Εικόνα 2.4 Αποτύπωση Δημιουργίας και μετακίνησης Ζευγών Ηλεκτρονίων και Οπών εντός του Ηλιακού Κυττάρου [29].....	27
Εικόνα 2.5 Λειτουργία Αντλιοσταμείωσης [44].....	31
Εικόνα 2.6 Τυπική Δομή Μπαταρίας Li Ion [47].....	33
Εικόνα 2.7 Δομή Μπαταρίας Λιθίου Σιδήρου Φωσφαλτίου LiFePO_4 [47].....	34
Εικόνα 2.8 Αναμενόμενος αριθμός κύκλων εκφόρτισης στην διάρκεια ζωής της μπαταρίας Li Ion, ως συνάρτηση του DoD [52].....	35
Εικόνα 2.9 DoD ως συνάρτηση του αριθμού των κύκλων, για διάφορες τεχνολογίες ηλεκτροχημικών μπαταριών [52]	35
Εικόνα 2.10 Μεταβολή Διαθέσιμης Ισχύος Μπαταρίας ως προς τον χρόνο, για διαφορετικά επίπεδα θερμοκρασίας και SoC [53].....	36
Εικόνα 2.11 Μεταβολή Διαθέσιμων Κύκλων Εκφόρτισης ως προς την Θερμοκρασία της μπαταρίας Li Ion [55].....	36
Εικόνα 2.12 Μεταβολή Χωρητικότητας ως προς αριθμό κύκλων εκφόρτισης για διάφορες θερμοκρασίες [56].....	36
Εικόνα 2.13 Σχέση Έντασης και Πτώσης Τάσεως σε μπαταρία Li- ion [48]	37
Εικόνα 2.14 Μεταβολή Χωρητικότητας στην διάρκεια ζωής της [60].....	38
Εικόνα 3.1 Θεμελιακά Στοιχεία Ηλεκτρικής Αγοράς[61]	39
Εικόνα 3.2 Μονοπωλιακή Δομή Ηλεκτρικής Αγοράς [64]	41
Εικόνα 3.3 Διαμόρφωση Τιμής Εκκαθάρισης Χονδρικής Αγοράς [65]	42
Εικόνα 3.4 Παράδειγμα Οργάνωσης Απελευθερωμένης Χονδρικής Αγοράς [64]	42
Εικόνα 3.5 Συνδυαστικό Παράδειγμα Οργάνωσης Απελευθερωμένης Χονδρικής και Λιανικής Αγοράς [61]	43
Εικόνα 3.6 Χρονική Οργάνωση Υπό - Αγορών Εντός του Target Model [61]	45
Εικόνα 3.7 Διαρρύθμιση Αγοράς Εξισορρόπησης [61].....	47
Εικόνα 3.8 Παράδειγμα SPT τιμολόγησης [76].....	49
Εικόνα 3.9 Σύγκριση Παραδειγμάτων ToU και RTP τιμολόγησης [76].....	49
Εικόνα 3.10 Σύνδεση στο Δίκτυο και Μέτρηση Ενέργειας Καταναλωτή XT με Net Metering [81].....	51
Εικόνα 3.11 Σύνδεση στο Δίκτυο και Μέτρηση Ενέργειας Καταναλωτή MT με Net Metering [81].....	51
Εικόνα 3.12 Διαδικασία Net Metering [82]	52
Εικόνα 3.13 Διαδικασία Net Billing [82].....	54

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1: Μοναδιαίες Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις.....	77
Πίνακας 2 Τεχνοοικονομικές Παράμετροι.....	78
Πίνακας 3 Σενάρια προς Εξέταση.....	80

Κεφάλαιο 1 Εισαγωγή

1.1 Γενικά

Η συνεχής εξέλιξη των ενεργειακών απαιτήσεων της σύγχρονης κοινωνίας, καθώς και η διαρκής τεχνολογική πρόοδος, συντελούν στον διαρκή μετασχηματισμό του ενεργειακού τοπίου, τόσο σε επίπεδο παραγωγής και διαχείρισης της ενέργειας όσο και σε επίπεδο κατανάλωσης. Σημαντική συνιστώσα στα παραπάνω αποτελούν οι παγκόσμιοι στόχοι περί μείωσης των εκπομπών αερίων, θερμοθετημένων και αναθεωρημένων πολλάκις τις τελευταίες δεκαετίες, παρέχοντας γενικές κατευθυντήριες γραμμές αλλά και καθορίζοντας, σε μεγάλο βαθμό, νέους νομοθετικούς άξονες σε πολλές χώρες του κόσμου. Κεντρική παρουσία στα πλαίσια αυτά, έχει ο εξηλεκτρισμός της παραγωγής ενέργειας και συνάμα η αύξηση της διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) στην ηλεκτροπαραγωγή, πληρώντας αρχές βιωσιμότητας και περιβαλλοντικού σχεδιασμού.

Η πραγματικότητα αυτή έχει οδηγήσει σε ραγδαία υιοθέτηση των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό μίγμα, ειδικά τις τελευταίες δύο δεκαετίες, και με συνεχώς αυξανόμενο ρυθμό, λόγω της πτώσης του κόστους των εν λόγω τεχνολογιών καθώς και εξαιτίας των σχετιζόμενων κρατικών επιδοτήσεων. Η νέα αυτή κατάσταση που διαμορφώνεται στο ηλεκτρικό σύστημα, έχει πυροδοτήσει σαφείς ανάγκες μετασχηματισμού τόσο της ενεργειακής αγοράς, όσο και προσαρμογής των δικτύων μεταφοράς ενέργειας, στις απαιτήσεις ενός αποκεντρωμένου ηλεκτρικού μοντέλου, στο οποίο η παραγωγή ηλεκτρισμού ανακατανέμεται σε πολλαπλούς κόμβους του δικτύου, αντί σε ορισμένα κεντρικά σημεία. Η αποκεντρωμένη παραγωγή ηλεκτρισμού (distributed generation -DG), στη συντριπτική πλειοψηφία της, υποστηριζόμενη από ΑΠΕ, έχει επιφέρει μεταστροφή στην ευρύτερη φιλοσοφία σχεδιασμού των ηλεκτρικών δικτύων λόγω των προκλήσεων περί επάρκειας, εφειδρείων, ρύθμιση συχνότητας καθώς και εξυπηρέτησης αμφίδρομων ροών ενέργειας. Παράλληλα, ως απόρροια των ανωτέρω, και σε συνάρτηση με την ευρύτερη ανασφάλεια γύρω από το μέλλον των ορυκτών καυσίμων, αλλά και προβλημάτων στον εφοδιασμό τους, οι ενεργειακές αγορές τείνουν να γίνουν πιο ασταθείς και πολύπλοκες.

Εξαιτίας των ανωτέρω, έχει καταστεί ιδιαίτερα θελκτική η προοπτική της αυτοπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τους καταναλωτές, προκειμένου να ενισχύσουν την ευελιξία τους απέναντι σε σύνθετα και απρόβλεπτα σχήματα τιμολόγησης και να απεγκλωβιστούν από φαινόμενα συμφόρησης δικτύων και περικοπής φορτίου σε περιόδους αιχμής, ή και αδυναμίας επαρκούς κάλυψης των ενεργειακών τους αναγκών ανά περιπτώσεις. Η επί τόπου παραγωγή και κατανάλωση ενέργειας, που ανάγει τους καταναλωτές σε αυτοπαραγωγούς - Prosumers, εξασφαλίζει σημαντικά πλεονεκτήματα για τους ίδιους, ενώ παράλληλα συνεισφέρει στην ενεργειακή μετάβαση και την απανθρακοποίηση, δεδομένου ότι σχεδόν εξολοκλήρου τα συστήματα αυτοπαραγωγής βασίζονται σε ΑΠΕ, συχνά δε, βρίσκονται και σε συνεργία με μονάδες αποθήκευσης ενέργειας. Αναγνωρίζοντας τη σημαντική συνεισφορά της αυτοπαραγωγής, πολλές κυβερνήσεις παγκοσμίως, και ιδιαίτερα η Ευρωπαϊκή Ένωση, υποστηρίζουν έμπρακτα την υιοθέτησή της, μέσω κατάλληλων προγραμμάτων, επιδοτήσεων ή φορολογικών κινήτρων.

Καταναλωτές όλων των βαθμίδων δύνανται να εκμεταλλευτούν τις προοπτικές αυτές, από οικιακούς έως και μεγάλες επιχειρήσεις και βιομηχανίες υψηλής τάσης. Η συνηθέστερη εφαρμογή συστημάτων αυτοπαραγωγής και κατανάλωσης εντοπίζεται σε οικιακούς πελάτες χαμηλής τάσης, με τοποθέτηση κυρίως φωτοβολταϊκών διατάξεων και, κατά περιπτώσεις, συστήματος αποθήκευσης. Εντούτοις, υπάρχει σημαντικό περιθώριο εξερεύνησης των δυνατοτήτων ανάπτυξης τέτοιων συστημάτων, που θα είναι

προσαρμοσμένα στις απαιτήσεις καταναλωτών μέσης και υψηλής τάσης, οι οποίοι διαφέρουν σημαντικά ως προς την κατανομή του προς εξυπηρέτηση φορτίου αλλά και ως προς τις μεθόδους τιμολόγησης του ενεργειακού τους κόστους, σε σχέση με τη χαμηλή τάση.

1.2 Αντικείμενο της Εργασίας

Για τον σκοπό αυτό, στην παρούσα διπλωματική εργασία, αναπτύσσεται ένα μοντέλο γραμμικού προγραμματισμού στο περιβάλλον GAMS (General Algebraic Modeling System), που στοχεύει στη βέλτιστη διαστασιολόγηση ενός συστήματος παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας για ένα βιομηχανικό καταναλωτή μέσης τάσης, με κριτήριο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους κάλυψης των ενεργειακών αναγκών, σε μια περίοδο 20ετών. Αποφασίζεται, ξεχωριστά, η εγκατάσταση ή μη των διατάξεων παραγωγής και αποθήκευσης, και υπολογίζεται το συνολικό ενεργειακό κόστος, λαμβάνοντας υπόψιν τη χρέωση προμήθειας ηλεκτρισμού από το δίκτυο, τα έσοδα πώλησης ενέργειας σε αυτό, το λειτουργικό κόστος των εγκατεστημένων συστημάτων, το κεφαλαιακό κόστος και τυχόν υπολειπόμενη αξία τους. Ο αλγόριθμος εξετάζεται υπό διάφορες παραμέτρους ελέγχου, υπό το πρίσμα των οποίων, αναλύονται τα αποτελέσματα του μοντέλου. Επιπλέον, παρουσιάζονται συγκριτικά οικονομικά κριτήρια και αξιολογούνται καταλλήλως τα προαναφερθέντα αποτελέσματα.

1.3 Δομή Εργασίας

Η υπόλοιπη εργασία χωρίζεται στα ακόλουθα κεφάλαια:

- Στο **Κεφάλαιο 2** παρατίθεται το τεχνικό υπόβαθρο γύρω από την παραγωγή, τη μεταφορά και την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, με εμβάθυνση στην παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκές διατάξεις και στα συστήματα αποθήκευσης με συστοιχίες μπαταριών, τα οποία θα αποτελέσουν στη συνέχεια τις προτιμητέες τεχνολογίες στη μοντελοποίηση του αλγορίθμου.
- Στο **Κεφάλαιο 3** παρουσιάζονται βασικές έννοιες και η δομή της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, μέθοδοι και σχήματα τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας και το πλαίσιο λειτουργίας των κυριότερων σχημάτων αυτοπαραγωγής στην Ελλάδα, με έμφαση στον ταυτοχρονισμένο συμψηφισμό ή Net Billing, ο οποίος θα εφαρμοστεί στον αλγόριθμο.
- Στο **Κεφάλαιο 4** εισάγεται η ονοματολογία των συμβόλων που περιέχονται στη μοντελοποίηση, καθώς και το σύνολο των εξισώσεων και της μεθοδολογίας που διέπουν τη λειτουργία του μοντέλου.
- Στο **Κεφάλαιο 5** γίνεται αναφορά στα δεδομένα εισόδου που χρησιμοποιήθηκαν για την εκτέλεση του αλγορίθμου.
- Στο **Κεφάλαιο 6** διαμορφώνονται τα σενάρια που εξετάστηκαν και παρουσιάζεται το σύνολο των τεχνικών αποτελεσμάτων.
- Στο **Κεφάλαιο 7** εμπεριέχεται η οικονομική ανάλυση επί των προαναφερθέντων σεναρίων
- Στο **Κεφάλαιο 8** γίνεται σύνοψη της εργασίας, παράθεση συμπερασμάτων και επεκτάσεων επί του αντικειμένου και της μεθόδου μελέτης.
- Στο **Κεφάλαιο 9** παρατίθεται η βιβλιογραφία της εργασίας.

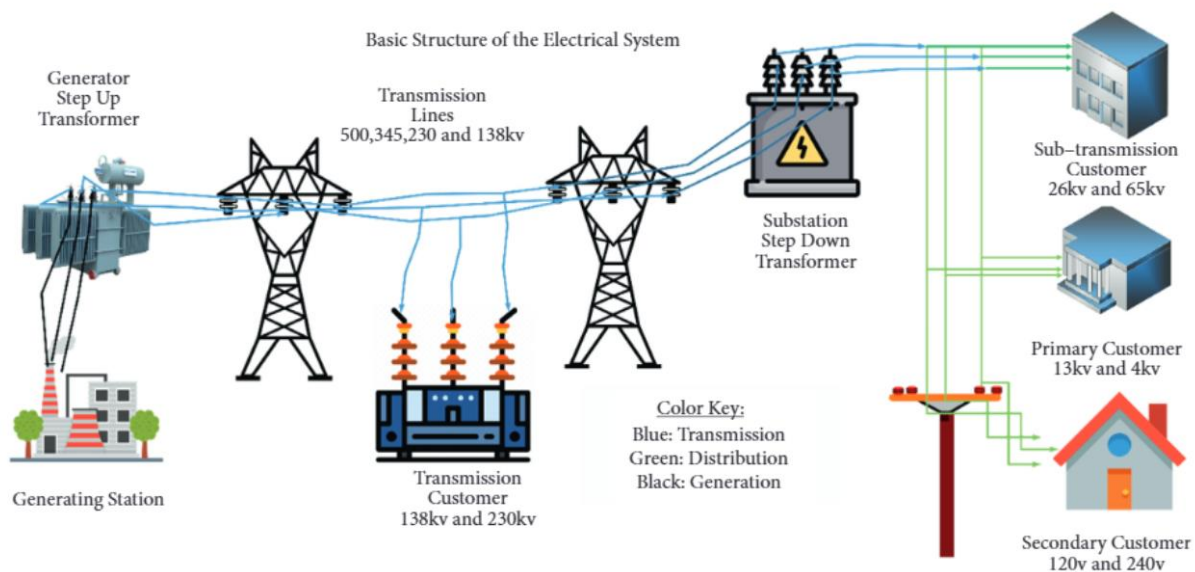
Κεφάλαιο 2 Παραγωγή, Μεταφορά και αποθήκευση ενέργειας

2.1 Εισαγωγή

Ιστορικά, τα διασυνδεδεμένα δίκτυα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δομούνται ως τοπολογίες κόμβου-ακτίνας (hub and spoke), με κεντρικούς σταθμούς παραγωγής, παραδοσιακά ατμοηλεκτρικούς, θερμοηλεκτρικούς ή υδροηλεκτρικούς, να αποτελούν τους κόμβους, και τα φορτία να είναι οι ακτίνες. Η μεταφορά της ενέργειας πραγματοποιείται μέσω πολυεπίπεδων δικτύων μεταφοράς και διανομής. Το Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας εξυπηρετεί τη διασύνδεση των σταθμών παραγωγής, είτε συμβατικών μονάδων, είτε ΑΠΕ, με το Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, και συνεπακόλουθα με τα σημεία κατανάλωσης ηλεκτρισμού.

2.2 Μεταφορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Σε ένα ηλεκτρικό σύστημα εμφανίζονται τα εξής επίπεδα τάσης, το καθένα με ξεχωριστές εφαρμογές: Η χαμηλή τάση (XT), που χρησιμοποιείται στην τροφοδότηση των τυπικών οικιακών και εμπορικών καταναλωτών, η μέση τάση (MT) που εξυπηρετεί τη διανομή της ηλεκτρικής ισχύος στους καταναλωτές χαμηλής τάσης καθώς και την απευθείας τροφοδότηση ορισμένων ενεργειακών καταναλωτών, όπως βιομηχανίες και μεγάλες επιχειρήσεις, η υψηλή τάση (YT) που υποστηρίζει τη μαζική μεταφορά ηλεκτρικών φορτίων από τα σημεία παραγωγής στα σημεία αναδιανομής της, και, τέλος, την υπερύψηλή τάση (YYT) η οποία, παρόμοια με την YT, επιτρέπει τη μεταφορά ενέργειας σε πολύ μεγάλες αποστάσεις και με υψηλότερη απόδοση, καλύπτοντας μεγάλης κλίμακας σταθμούς παραγωγής (ΘΗΣ, ΥΗΣ, αιολικά ή φωτοβολταϊκά clusters κλπ.) καθώς και αντίστοιχα ευμεγέθεις καταναλώσεις (βιομηχανικές περιοχές, μητροπολιτικές περιοχές κλπ.).



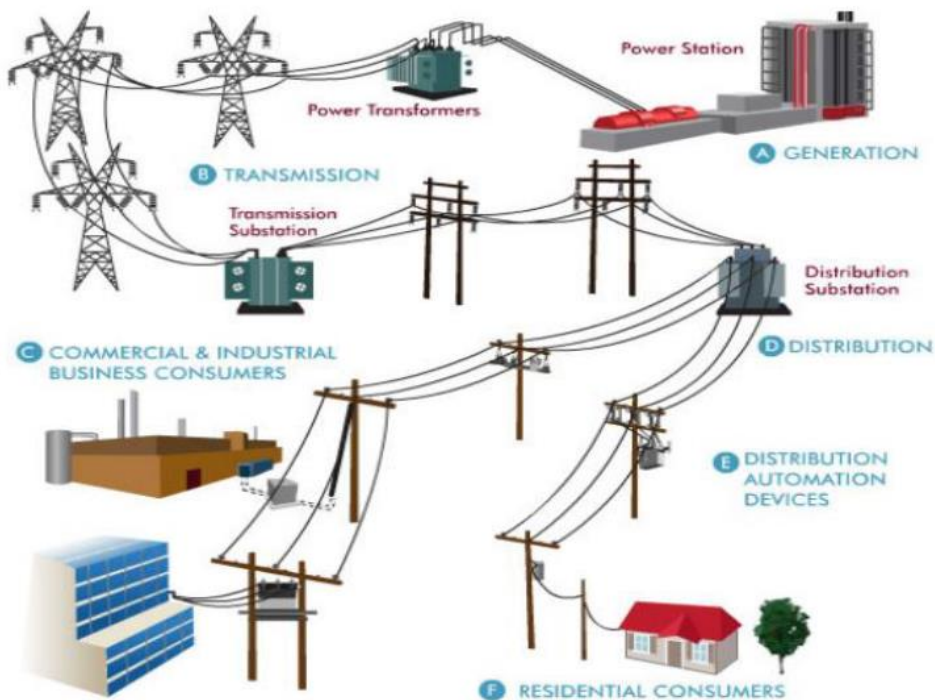
Εικόνα 2.1 Βασική Δομή του Ηλεκτρικού Δικτύου [1]

2.2.1 Σύστημα Μεταφοράς

Η παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια μετασχηματίζεται στους υποσταθμούς ανύψωσης σε υψηλή ή υπερυψηλή τάση και κατόπιν, μέσω των γραμμών μεταφοράς, οδηγείται στους υποσταθμούς (Υ/Σ) υποβιβασμού, όπου υποβιβάζεται σε μέση τάση, προκειμένου να διαμοιραστεί περαιτέρω στα προς εξυπηρέτηση φορτία, χρησιμοποιώντας το σύστημα διανομής [2]. Ορισμένες βιομηχανίες με ιδιαίτερες υψηλές ενεργειακές απαιτήσεις, όπως χαλυβουργίες, ορυχεία, διυλιστήρια κλπ., δύνανται να συνδεθούν απευθείας, μέσω κατάλληλων Υ/Σ, στο σύστημα μεταφοράς. Οι καταναλωτές που εμπίπτουν στην περίπτωση αυτή, αποτελούν πελάτες υψηλής τάσης, κατά κύριο λόγο, και δευτερευόντως, μέσης τάσης.

Η ανύψωση της τάσης με σκοπό τη μεταφορά της παραχθείσας ηλεκτρικής ισχύος σε μεγάλες αποστάσεις, εξυπηρετεί την ελαχιστοποίηση των απωλειών και την αύξηση της διακινούμενης ισχύος [3]. Αν και η πλειοψηφία των γραμμών μεταφοράς χρησιμοποιεί εναλλασσόμενο ρεύμα (HVAC), το υψηλής τάσης συνεχές ρεύμα (HVDC) βρίσκει σημαντικές εφαρμογές. Οι κυριότερες εξ αυτών εντοπίζονται σε υποθαλάσσιες διασυνδέσεις, όπου η υλοποίηση υποθαλάσσιων καλωδίων εναλλασσόμενου ρεύματος σε μεγάλες αποστάσεις είναι συνήθως απαγορευτική, όπως και σε ιδιαίτερα μεγάλου μήκους χερσαίες γραμμές μεταφοράς, καθώς οι απώλειες παραμένουν σχετικά σταθερές ανεξάρτητα της απόστασης, σε αντίθεση με τις HVAC γραμμές μεταφοράς[4]. Οι HVDC γραμμές, αν και έχουν ακόμα χαμηλότερες απώλειες από τις HVAC, επιφορτίζονται το σημαντικό επιπλέον κόστος των σταθμών μετατροπής του ρεύματος από εναλλασσόμενο σε συνεχές, γ' αυτό και καθίστανται αποδοτικές κυρίως στις άνωθεν περιπτώσεις [5].

Δύο βασικές κατηγορίες ηλεκτρικών υποσταθμών αποτελούν τμήμα ενός συστήματος μεταφοράς, οι Υ/Σ YT-MT, που περιλαμβάνουν τους υποσταθμούς ανύψωσης και υποβιβασμού τάσης, Υ/Σ σύνδεσης πελατών YT με το σύστημα, και τα Κέντρα Υπερύψηλης Τάσης (KYT). Τα KYT χωροθετούνται σε περιοχές με υψηλές συγκεντρώσεις παραγωγής ή κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και εξυπηρετούν τη μετάβαση από την YYT στην YT και τη MT, και αντίστροφα, αξιοποιώντας κατάλληλους αυτομετασχηματιστές. Η διαχείριση, η επίβλεψη και ο έλεγχος των υποσταθμών διαμοιράζεται στους συμβαλλόμενους χρήστες που συνδέονται σε αυτόν, δηλαδή παραγωγούς ηλεκτρικής ισχύος, διαχειριστές δικτύου ή και καταναλωτές ηλεκτρισμού.



Εικόνα 2.2 Αναπαράσταση Δικτύων Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, καθώς και των καταναλωτών που εξυπηρετούν[6]

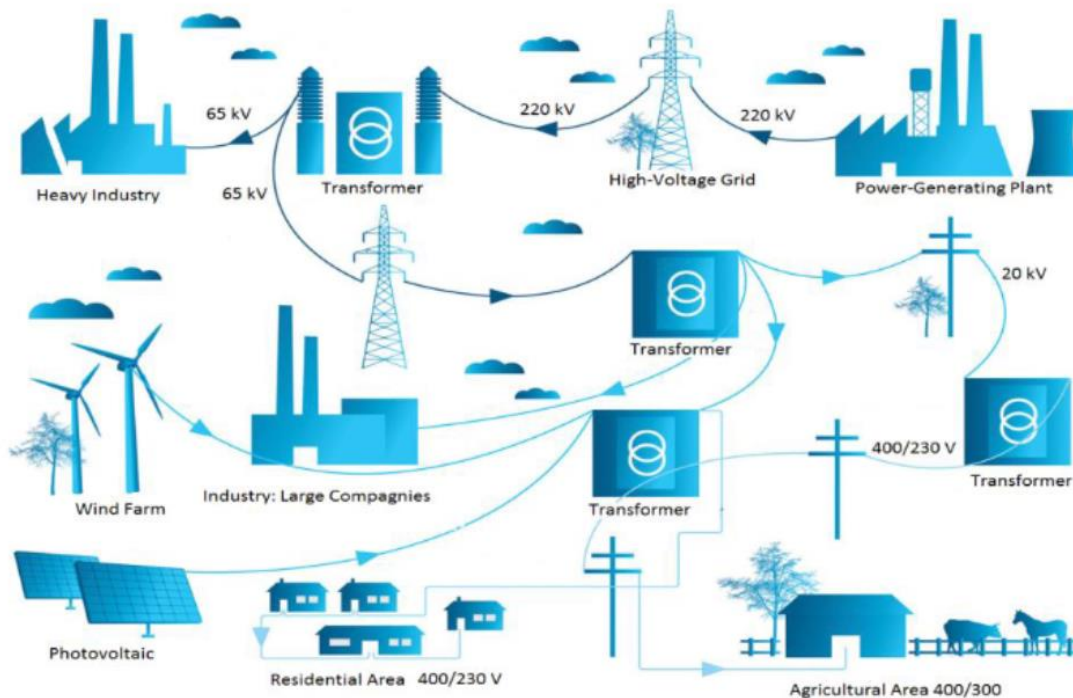
2.2.2 Σύστημα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η δεύτερη βαθμίδα στα ηλεκτρικά δίκτυα, έπειτα από το σύστημα μεταφοράς, αποτελείται από τα συστήματα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας [6]. Η βασική λειτουργία ενός δικτύου διανομής συνιστά την τροφοδότηση της πλειονότητας των καταναλωτών μέσης και χαμηλής τάσης με ηλεκτρική ισχύ, συνδέοντάς τους, ανάλογα με το επίπεδο της εξυπηρετούμενης τάσης, σε Μ/Σ και Υ/Σ διανομής. Στα σημεία σύνδεσης του συστήματος μεταφοράς με το δίκτυο διανομής, τα λεγόμενα κέντρα διανομής, γίνεται υποβίβασμός της τάσης από Υ/T (ή και ΥΥΤ) σε Μ/T.

Έπειτα, οι πρωτεύουσες γραμμές διανομής μεταφέρουν την ηλεκτρική ισχύ, σε επίπεδο Μ/T, μέχρι κατάλληλους μετασχηματιστές (Μ/Σ) διανομής, στους οποίους πραγματοποιείται και η υποβίβαση τάσης στα τελικά επίπεδα (Χ/T) που χρησιμοποιούν οι καταναλωτές. Από τους εν λόγω Μ/Σ διανομής, οι δευτερεύουσες γραμμές διανομής τροφοδοτούν απευθείας τις εγκαταστάσεις των πελατών. Ένας αριθμός πελατών Μ/T μπορεί να τροφοδοτηθεί απευθείας από κάποιο κέντρο διανομής ή από κάποια πρωτεύουσα γραμμή, δίχως να απαιτείται προηγουμένως κάποιος άλλος μετασχηματισμός.

Στο σύστημα διανομής συνδέονται επίσης στην πλειοψηφία τους, οι περισσότεροι σταθμοί ΑΠΕ, αν και η σταδιακή αύξηση της ισχύος ανά σταθμό, συντελεί στην ολοένα και συνηθέστερη σύνδεσή τους απευθείας στο σύστημα μεταφοράς. Συγκεκριμένα, για την περίπτωση της αυτοπαραγωγής όμως, η συντριπτική πλειοψηφία των σταθμών ΑΠΕ, καθώς και των σχετικών καταναλώσεων, υπάγονται σε επίπεδο Μ/T και κάτωθεν, επομένως βρίσκονται υπό την αρμοδιότητα των δικτύων διανομής.

Εξαιτίας της αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ, καθώς και αποθηκευτικών διατάξεων, στα δίκτυα διανομής, αυτά καλούνται να εξελιχθούν τάχιστα, ώστε να εξυπηρετήσουν τις αμφίδρομες ροές ενέργειας και να αντιμετωπίσουν προβλήματα συμφόρησης, ευστάθειας, ρύθμισης τάσης και συχνότητας και ευρύτερα ελέγχου.



Εικόνα 2.3 Συνολική Αποτύπωση του Ηλεκτρικού Δικτύου, από την Παραγωγή, στη Μεταφορά, τη Διανομή και την Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας [7]

2.3 Παραγωγή Ενέργειας

2.3.1 Ιστορική Αναδρομή

Στο ξεκίνημά της, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας βασιζόταν στην περιστροφή γεννητριών με τη χρήση ατμού ή νερού. Βασικός παράγοντας στην εξέλιξη της ηλεκτροπαραγωγικής διαδικασίας ήταν η προσπάθεια εύρεσης αποδοτικότερων και οικονομικότερων μεθόδων για τη θέρμανση νερού και τη μετατροπή του σε ατμό, ώστε να περιστρέφουν τις ηλεκτρογεννήτριες. Με την εξάπλωση της βιομηχανικής επανάστασης, ο άνθρακας αποτέλεσε το κυρίαρχο καύσιμο, εξαιτίας της αφθονίας του και της δυνατότητας κατασκευής εργοστασίων κοντά σε αστικούς ιστούς και βιομηχανικές ζώνες, γεγονός που αποτελούσε σημαντική τροχοπέδη των υδροηλεκτρικών σταθμών, λαμβάνοντας υπόψιν τις περιορισμένες δυνατότητες των δικτύων μεταφοράς ενέργειας την εποχή εκείνη. Τον 20^ο αιώνα, το πετρέλαιο, το φυσικό αέριο καθώς και η πυρηνική σύντηξη αύξησαν σταδιακά τη συμμετοχή τους στο ενεργειακό μίγμα, αξιοποιώντας καινοτομίες στην τεχνολογία των αεριοστρόβιλων και των πυρηνικών αντιδραστήρων. Εντούτοις, από το δεύτερο μισό του 20^{ου} αιώνα, ξεκίνησαν συντεταγμένες προσπάθειες διεθνώς, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, ως απόρροια διεθνών οικονομικών και πολιτικών κρίσεων που κατέστησαν δυσκολότερη την προμήθεια και διακίνηση ορυκτών καυσίμων, αλλά και εξαιτίας καταστροφικών ατυχημάτων με εκτεταμένες συνέπειες που κλόνισαν την εμπιστοσύνη σε συγκεκριμένες τεχνολογίες. Παράλληλα, οι διαρκώς συσσωρευόμενες επιστημονικές έρευνες σχετικά με την επίδραση των ορυκτών καυσίμων στην κλιματική αλλαγή έδωσε νέα ώθηση, από τις αρχές του 21^{ου} αιώνα, στην απανθρακοποίηση του ηλεκτρικού δικτύου – όπως και ευρύτερα της παραγωγής ενέργειας-, γεγονός που συντέλεσε στην ταχεία ανάπτυξη των ΑΠΕ. Καταλήγοντας, στη σημερινή εποχή, το τοπίο της ηλεκτροπαραγωγής διέπεται από ανάγκες περιβαλλοντικής και οικονομικής βιωσιμότητας, με συνέπεια την ολοένα και αυξανόμενη συνεισφορά ανανεώσιμων ενεργειακών πηγών στην παραγωγή ηλεκτρισμού.

2.3.2 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)

Στην κατηγορία των ΑΠΕ εμπίπτει μια πληθώρα τεχνολογιών, με κοινή βάση την αξιοποίηση γεωφυσικών πόρων ή φαινομένων, τα οποία αναπληρώνονται δίχως ανθρώπινη παρέμβαση, σε εύλογο -συγκριτικά με τον ορίζοντα των ανθρώπινων δραστηριοτήτων- χρονικό ορίζοντα, ή εναλλακτικά, με ρυθμό μεγαλύτερο ή ίσο από εκείνον με τον οποίο καταναλώνονται [8]. Αν και απουσιάζει μια σαφής κατηγοριοποίηση όλων των ΑΠΕ από τη διεθνή ενεργειακή κοινότητα, οι πιο διαδεδομένες τεχνολογίες συνοψίζονται εν γένει στα εξής: Βιομάζα, Γεωθερμία, Υδροηλεκτρική Ενέργεια, Κυματική Ενέργεια, Ηλιακή Ενέργεια και Αιολική Ενέργεια [9], [10]. Οι άνωθεν ΑΠΕ δύναται να διαχωριστούν σε μεταβλητές (ή στοχαστικές) και σε ελεγχόμενες, με βάση τις ιδιότητες και τους μηχανισμούς αξιοποίησης των εκάστοτε φαινομένων στα οποία βασίζονται για την παραγωγή ηλεκτρισμού. Ο διαχωρισμός αυτός είναι κρίσιμος, διότι η δυνατότητα ελεγχόμενης και στιγμιαίας παραγωγής ενέργειας έχει σημαντικό αντίκτυπο τόσο στον οικονομικό σχεδιασμό και τους όρους συμμετοχής στην ενεργειακή αγορά ενός ηλεκτροπαραγωγού, όσο και σε ζητήματα επάρκειας, εφεδρειών και διατήρησης συχνότητας από τη μεριά του δικτύου.

Η ηλιοφάνεια, η ταχύτητα και ο προσανατολισμός του ανέμου εμφανίζουν μη ντετερμινιστικά προβλέψιμες μεταβολές, και ως εκ τούτου, οι τεχνολογίες που στηρίζονται σε αυτά τα φαινόμενα - ως επί το πλείστον η ηλιακή και η αιολική ενέργεια- υστερούν στη δυνατότητα άμεσης και κατά παραγγελία απόδοσης ενέργειας. Επομένως, καθίσταται αναγκαίος ο συνδυασμός τους με κατάλληλες αποθηκευτικές διατάξεις και η διατήρηση ενός βασικού επιπέδου παραγωγής ενέργειας από ντετερμινιστικές πηγές ώστε να επιτυγχάνεται η σωστή λειτουργία του ηλεκτρικού δικτύου. Παρ' όλα αυτά, η υψηλή διαθεσιμότητα του

ήλιου και του ανέμου, σε συνάφεια με την ευελιξία στη χωροθέτησή τους, έχουν συνεισφέρει στην ανάδειξη της ηλιακής και αιολικής ενέργειας σε εξαιρετικά ελκυστικές λύσεις στον χώρο της ηλεκτροπαραγωγής.

2.3.2.1 Ελεγχόμενες ΑΠΕ

Οι ελεγχόμενες ΑΠΕ, αποτελούνται κατά κύριο λόγο από την υδροηλεκτρική ενέργεια και δευτερευόντως από τη βιομάζα, και διαθέτουν την ικανότητα άμεσης παραγωγής ενέργειας, εφόσον αυτό ζητηθεί. Η καύση βιομάζας προσεγγίζει σε μεγάλο βαθμό το μοντέλο λειτουργίας των συμβατικών μονάδων ορυκτών καυσίμων, ενώ η δομή των υδροηλεκτρικών σταθμών (ΥΗΣ), επιτρέπει την ελεγχόμενη παροχή νερού από τον ταμιευτήρα προς την τουρμπίνα και, κατά συνέπεια, τη λειτουργία της ηλεκτρογεννήτριας. Η καύση βιομάζας, όμως, παρουσιάζει προβληματισμούς παρόμοιους με τη χρήση ορυκτών καυσίμων, τόσο ως προς τη βιωσιμότητα της, όσο και ως προς τις περιβαλλοντικές της επιπτώσεις. Οι ΥΗΣ εμφανίζουν περιορισμούς ως προς τη χωροθέτησή τους, διότι απαιτούν την ύπαρξη αξιόλογης παροχής υδάτινου στοιχείου σε συνδυασμό με κατάλληλη φυσική ή τεχνητή υψομετρική διαφορά, ενώ δεν είναι αμελητέες οι μόνιμες και μεγάλης έκτασης επιπτώσεις στο φυσικό τοπίο, τη χλωρίδα και πανίδα, αλλά και στην ανθρώπινη κοινωνική και οικονομική δραστηριότητα.

Οι παραπάνω ιδιότητες των εκάστοτε τεχνολογιών εντυπώνονται στις διεθνείς τάσεις και μελλοντικές προβλέψεις της εξέλιξης της εγκατεστημένης ισχύος τους. Για παράδειγμα, η ανάπτυξη υδροηλεκτρικής ισχύος, βρίσκεται σε στασιμότητα λόγω πρακτικών περιορισμών στην περαιτέρω δημιουργία μεγάλης κλίμακας ΥΗΣ, αφού η πλειονότητα των κατάλληλων θέσεων έχει ήδη αξιοποιηθεί ή παρουσιάζει αξεπέραστες τεχνικές, περιβαλλοντικές και κοινωνικές προκλήσεις [11]. Η υδροηλεκτρική ενέργεια παρά ταύτα, διατηρεί εξέχουσα σημασία σε ηλεκτρικά δίκτυα που κυριαρχούνται ολοένα και περισσότερο από ΑΠΕ, καθώς παρέχουν ένα σημαντικό επίπεδο βασικής ισχύος (baseload power), ενώ παράλληλα μπορούν να ικανοποιήσουν άμεσα ανάγκες σε στρεφόμενη εφεδρεία και κορύφωση φορτίου (peak load).

2.3.2.2 Στοχαστικές ΑΠΕ

Αντιθέτως, η αιολική και η ηλιακή ενέργεια ακολουθούν πορεία ραγδαίας και μάλιστα επιταχυνόμενης ανάπτυξης την τελευταία δεκαετία. Ενώ ο μέσος ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης της υδροηλεκτρικής ισχύος τη δεκαετία 2013-2023 περιορίστηκε στο 1,1% [12] , η φωτοβολταϊκή ισχύς αναπτύχθηκε με 25,9% ενώ η αιολική με 13% [13].

Με γνώμονα λοιπόν, την ευκολία ανάπτυξης, εγκατάστασης, συντήρησης και διαχείρισης, η επικρατέστερη επιλογή επένδυσης σε ΑΠΕ είναι η ηλιακή και η αιολική ενέργεια. Ειδικότερα μεταξύ των αυτοπαραγωγών, οι οποίοι λειτουργούν σε χαμηλότερα επίπεδα ισχύος, και επωφελούνται από την ευελιξία των μονάδων αυτών να λειτουργήσουν οικονομικά και αποδοτικά σε ανάλογες κλίμακες, η ηλιακή ενέργεια παρουσιάζει συγκριτικά πλεονεκτήματα λόγω της ευκολίας στη χωροθέτηση και εγκατάσταση, σε σχέση με την αιολική. Για τον λόγο αυτό, κρίνεται σκόπιμο, στο πλαίσιο της εργασίας, να εξεταστούν περαιτέρω χαρακτηριστικά της ηλιακής ενέργειας.

2.3.2.3 Χαρακτηριστικά Στοχαστικών ΑΠΕ

Επιπρόσθετα στοιχεία των στοχαστικών ΑΠΕ, επομένως και της ηλιακής ενέργειας, αποτελούν η διακύμανση (intermittence), η κατανομή (dispatch), η προβλεψιμότητα (predictability) και ο συντελεστής χωρητικότητας (capacity factor -CF).

- Η διακύμανση της παραγωγής ενός σταθμού ΑΠΕ αφορά στη συχνότητα και στο εύρος της μεταβολής της παραχθείσας ισχύος [14] και συμπεριλαμβάνει τόσο προβλέψιμες μεταβολές, όπως ο κύκλος της ημέρας, όσο και μη προβλέψιμες, όπως καιρικές συνθήκες. Η έννοια της διακύμανσης εκτείνεται τόσο χωρικά όσο και χρονικά, αναλόγως με τους παράγοντες που επιδρούν στην ηλεκτροπαραγωγή. Η άμβλυνση της διακύμανσης των ΑΠΕ επιτυγχάνεται σε μεγάλο βαθμό με την αύξηση της γεωγραφικής διασποράς αλλά και του πλήθους των εν λόγω σταθμών, καθώς τα μετεωρολογικά φαινόμενα τείνουν να συγκλίνουν σε πιο προβλέψιμη μέση κατάσταση όταν αυξάνεται η περιοχή μελέτη τους, κάτι που υποστηρίζεται από θεωρητικές εκτιμήσεις και εμπειρικές παρατηρήσεις [15], [16]. Το φαινόμενο αυτό καλείται εξομάλυνση της παραγωγής (smoothing effect) [17], και επιτρέπει τη μείωση των αναγκών εφεδρειών για την υποστήριξη της σταθερότητας ενός ηλεκτρικού δικτύου με σημαντική διείσδυση στοχαστικών ΑΠΕ.
- Η κατανομή ενός σταθμού ΑΠΕ αφορά τη δυνατότητά του να τροποποιήσει την απόδοση ισχύος του προς το δίκτυο ή προς κάποιο φορτίο κατά παραγγελία (on demand) του δικτύου ή του φορτίου. Οι αιολικοί και ηλιακοί σταθμοί έχουν μεν τη δυνατότητα να περικλύουν ισχύ σε περιπτώσεις συμφόρησης του δικτύου ή περίσσειας παραγωγής, αδυνατούν, όμως, να αποδώσουν ισχύ μεγαλύτερη απ' ό,τι επιτρέπουν οι επικρατούσες περιβαλλοντικές συνθήκες τη δεδομένη χρονική στιγμή. Για τον λόγο αυτό, η υψηλή διείσδυση μεταβλητών ΑΠΕ σε ένα ηλεκτρικό σύστημα απαιτεί την παρουσία εφεδρειών και αποθήκευσης, ώστε να αξιοποιείται, ετεροχρονισμένα, μεγαλύτερο ποσοστό της παραχθείσας ανανεώσιμης ισχύος και να αποφεύγονται φαινόμενα επιβλαβή προς την ορθή λειτουργία του δικτύου.
- Ο συντελεστής χρησιμοποίησης ή χωρητικότητας (CF) ορίζεται ως η πραγματική παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια ενός σταθμού, προς τη μέγιστη θεωρητική παραγωγή του, σε ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα. Όλοι οι ηλεκτροπαραγωγικοί σταθμοί αδυνατούν να λειτουργούν στο 100% της ονομαστικής τους ισχύος, τόσο για λόγους προγραμματισμένης ή έκτακτης συντήρησης, όσο και για λόγους βέλτιστου προγραμματισμού κατανομής ισχύος στο δίκτυο (base load plants / peak load plants) [18]. Ο CF για αιολική και ιδιαίτερα για ηλιακή ενέργεια κυμαίνεται χαμηλότερα από τις περισσότερες ανανεώσιμες και μη πηγές, εξαιτίας της υψηλής εξάρτησής τους από ευμετάβλητα καιρικά φαινόμενα.
- Παράλληλα με τον CF, ορίζεται και ο συντελεστής διαθεσιμότητας (availability factor), που υποδεικνύει το ποσοστό ενός χρονικού διαστήματος, εντός του οποίου η ηλεκτροπαραγωγός μονάδα δύναται να παράγει ισχύ, χωρίς απαραίτητα να λειτουργεί στα ονομαστικά μεγέθη της. Οι αιολικές και ηλιακές μονάδες έχουν συντελεστές διαθεσιμότητας που προσεγγίζουν τη μονάδα, καθώς, όταν υπάρχει ηλιακή ακτινοβολία και άνεμος αντίστοιχα, λειτουργούν αδιάλειπτα, με την εξαίρεση περικοπών, είτε λόγω τεχνικής αναγκαιότητας (υψηλή ταχύτητα ανέμου, υψηλή θερμοκρασία), είτε λόγω συμφόρησης του δικτύου.
- Ιδιαίτερα κρίσιμη παράμετρος για την ενσωμάτωση μεταβλητών ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα είναι η δυνατότητα πρόβλεψης της παραγωγής τους (forecasting), η οποία είναι άμεσα συνδεδεμένη με τις ικανότητες πρόβλεψης των σχετιζόμενων μετεωρολογικών συνθηκών. Οι

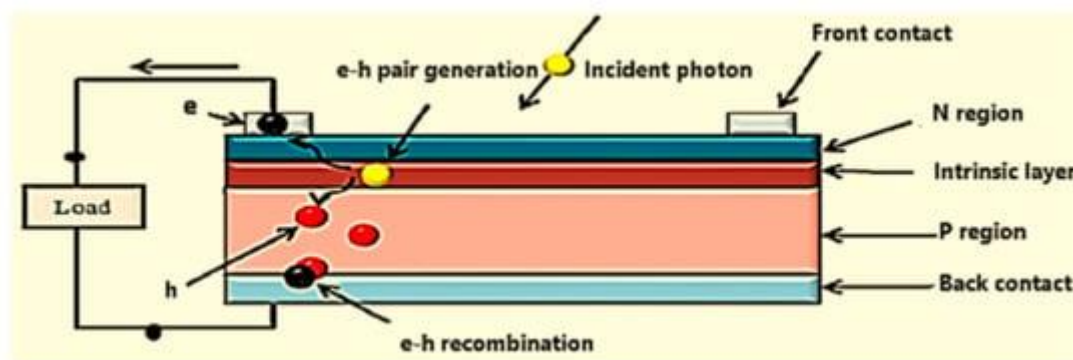
βασικοί παράγοντες που μελετώνται είναι η ταχύτητα του ανέμου, η ηλιακή ακτινοβολία, η θερμοκρασία, η πίεση και η νεφοκάλυψη. Ως γενική αρχή, η δυνατότητα ακριβούς πρόβλεψης είναι αρνητικά συνδεδεμένη με τη μεταβλητότητα του προς εξέταση μεγέθους. Ο αναγκαίος χρονικός ορίζοντας πρόβλεψης για τη σχεδίαση και τον προγραμματισμό ενεργειακών συστημάτων και αγορών, όπως το πρόβλημα ένταξης μονάδων (unit commitment problem) κυμαίνεται μεταξύ 1 με 72 ωρών [14]. Η ακρίβεια των προβλέψεων αξιολογείται με ποικίλες μεθόδους μέτρησης, συνηθέστερη εκ των οποίων είναι το μέσο τετραγωνικό σφάλμα (root mean square error- RMSE) και η τυπική απόκλιση, μεταξύ άλλων.

- Τα μοντέλα πρόβλεψης χωρίζονται σε δύο ευρύτερες κατηγορίες, τα στατιστικά μοντέλα [19], [20], [21], τα οποία χρησιμοποιούν ιστορικά δεδομένα και τα μετεωρολογικά μοντέλα, τα οποία επιχειρούν την αναλυτική προσομοίωση των ατμοσφαιρικών συνθηκών, με τη χρήση numerical weather prediction (NWP). Τα στατιστικά μοντέλα δεν κάνουν ρητή χρήση μετεωρολογικών εξισώσεων, αλλά βασίζονται σε πιθανοτικές μεθοδολογίες και μηχανισμούς μηχανικής μάθησης, προσπαθούν να διαπιστώσουν στατιστικό συσχετισμό μεταξύ χρονοσειρών με δεδομένα αιολικού/ηλιακού δυναμικού και καιρικών συνθηκών. Η ακρίβεια των στατιστικών μοντέλων είναι μεγαλύτερη σε βραχυπρόθεσμες προβλέψεις, με διάρκεια μερικών ωρών, και μειώνεται σημαντικά με την αύξηση του μελετητικού ορίζοντα [22]. Συνηθισμένα στατιστικά μοντέλα περιλαμβάνουν μοντέλα χρονοσειρών, όπως το ARMA (Auto Regressive Moving Average) και νευρωνικά δίκτυα ANN (Artificial Neural Network). Τα μετεωρολογικά μοντέλα εμπεριέχουν μια αναλυτική μαθηματική περιγραφή γεωμορφολογικών και καιρικών συνθηκών, ώστε να καθορίσουν την αναμενόμενη ταχύτητα του ανέμου/ηλιακή ακτινοβολία οι οποίες συσχετίζονται έπειτα με την αντίστοιχη παραγόμενη αιολική/ηλιακή ισχύ. Τα μοντέλα αυτής της κατηγορίας παρουσιάζουν καλά αποτελέσματα σε μεσοπρόθεσμες και μακροπρόθεσμες αναλύσεις, με σημαντικό μειονέκτημα την υψηλή υπολογιστική πολυπλοκότητά τους [23]. Τέλος, υβριδικά μοντέλα που συνδυάζουν πτυχές και των δύο κατηγοριών έχουν κάνει την εμφάνισή τους με θετικές προοπτικές, ενώ ταχεία είναι και η διεξόδυση της τεχνητής νοημοσύνης και στο πεδίο αυτό.

Είναι προφανές, πως η δυνατότητα ασφαλούς πρόβλεψης της παραγωγής ενός σταθμού ΑΠΕ διευκολύνει σημαντικά τον βραχυπρόθεσμο σχεδιασμό της κατανομής και διασφάλισης κάλυψης φορτίου σε ένα ενεργειακό σύστημα, και μακροπρόθεσμα επιτρέπει την ολοκληρωμένη μετάβαση του δικτύου σε καθεστώς κυριαρχίας των ΑΠΕ. Παράλληλα, παρέχει σαφή προοπτική για την αύξηση του βαθμού αυτονομίας των καταναλωτών εκείνων που επιλέγουν τη συν-εγκατάσταση ΑΠΕ, σε συνάφεια με κάποιο αποθηκευτικό σύστημα ή και με ενδεχόμενη ταυτόχρονη υποστήριξη από το δίκτυο. Δεδομένης μάλιστα της αδυναμίας των μεμονωμένων αυτοπαραγωγών να εκμεταλλευτούν φαινόμενα εξομάλυνσης, η εκ των προτέρων γνώση της αναμενόμενης παραγωγικής ικανότητας ενός ανανεώσιμου σταθμού στον χρόνο και στον χώρο, παρουσιάζει εξέχουσα κρισιμότητα στη διαστασιολόγηση της εγκατάστασης και στην οικονομική αξιολόγηση της σχετικής επένδυσης.

2.3.3 Ηλιακή Ενέργεια

Η ηλιακή ενέργεια εκμεταλλεύεται ως επί το πλείστον το φωτοβολταϊκό φαινόμενο, δηλαδή την ιδιότητα ορισμένων υλικών να αναπτύσσουν διαφορά δυναμικού μετά από έκθεση σε ηλιακή ακτινοβολία [24]. Θεμέλιος λίθος της ηλιακής ενέργειας είναι το ηλιακό κύτταρο ή κυψέλη (Solar Cell), μια φωτοηλεκτρική διάταξη, της οποίας τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά, όπως το ρεύμα, η τάση και η αντίστασή της, μεταβάλλονται με την έκθεσή της στο φως [25]. Το ηλιακό κύτταρο συνίσταται σε μια ένωση τύπου p-n, αποτελούμενη από στρώσεις ημιαγωγικών υλικών, με κατάλληλες προσμίξεις, ώστε να δημιουργούνται θετικά και φορτισμένα σωματίδια (ηλεκτρόνια και οπές). Οι φορείς φορτίου αυτοί, διαχέονται και καταλήγουν σε θερμοδυναμική ισορροπία στο σημείο διεπαφής των υλικών αυτών, που καλείται περιοχή απομόνωσης (depletion zone), σχηματίζοντας ηλεκτρικό πεδίο [26], [27]. Όταν προσπίπτουν φωτόνια στην επιφάνεια του κυττάρου, η ενέργειά τους αποδίδεται σε ηλεκτρόνια που μετακινούνται από τη ζώνη σθένους του ημιαγωγού στη ζώνη αγωγιμότητας, παράγοντας ζεύγη ηλεκτρονίων και οπών. Υπό την επίδραση του ηλεκτρικού πεδίου στην περιοχή απομόνωσης, οι φορείς που δημιουργήθηκαν, διαχωρίζονται και κατευθύνονται προς τα αντίστοιχα υποστρώματα του ημιαγωγού, τα οποία διαπερνούν, με αποτέλεσμα τη ροή ρεύματος μεταξύ της επιφάνειας των ημιαγωγών [28], [29]. Η διαδικασία αποτυπώνεται στην Εικόνα 2.4.



Εικόνα 2.4 Αποτύπωση Δημιουργίας και μετακίνησης Ζευγών Ηλεκτρονίων και Οπών εντός του Ηλιακού Κυττάρου [29]

Η ένταση του ρεύματος που παράγεται εξαρτάται από την ένταση και το μήκος κύματος της προσπίπτουσας ακτινοβολίας, την ικανότητα απορρόφησής της από το υλικό, τη θερμοκρασία του περιβάλλοντος, τις ιδιότητες και τη δομή των υλικών κατασκευής των ηλιακών κυττάρων [28]. Συνηθέστερα για την κατασκευή ηλιακών κυψελών χρησιμοποιείται κρυσταλλικό πυρίτιο, σε μονοκρυσταλλική, πολυκρυσταλλική ή άμορφη διάταξη, ενώ ακόμα, υπάρχουν τεχνολογίες λεπτού υμενίου (thin film), multijunction, και dye sensitized που χρησιμοποιούνται για διάφορες εφαρμογές [25], [30], [31]. Για τη βελτίωση της απόδοσης του κυττάρου χρησιμοποιούνται αντανάκλαστικές επιστρώσεις, ώστε να περιοριστούν οι απώλειες από ανάκλαση φωτός [29], [32]. Πολλαπλές ηλιακές κυψέλες συνδυάζονται για τη δημιουργία ενός φωτοβολταϊκού πλαισίου, συνδεδεμένες εν σειρά για να αποδώσουν μεγαλύτερη τάση ή παράλληλα ώστε να αυξηθεί η ένταση του ρεύματος [26], [29]. Τα ηλιακά πλαίσια συμπεριλαμβάνουν ακόμα, στρώσεις γυαλιού, προστατευτική επικάλυψη, τον μεταλλικό σκελετό και λοιπά εξαρτήματα, για λόγους στήριξης, στεγάνωσης, μόνωσης και προστασίας από υγρασία, ρύπους, φθορές και λοιπούς περιβαλλοντικούς παράγοντες [31].

Άλλες ηλιακές διατάξεις, όπως τα συγκεντρωτικά ηλιακά συστήματα (concentrated solar systems) αξιοποιούν διαρρυθμίσεις ηλιακών κατόπτρων, ώστε να συγκεντρώσουν ηλιακές ακτίνες σε ένα σημείο και να θερμάνουν ατμό, ο οποίος χρησιμοποιείται για την κίνηση ατμογεννήτριας [25]. Λόγω του μεγέθους και του μηχανισμού λειτουργίας έχουν αρκετά κοινά με τους συμβατικούς θερμοηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής και είναι πρακτικά μη εφαρμόσιμες λύσεις για μεσαίας και χαμηλής έκτασης ηλιακές εγκαταστάσεις, όσον αφορά την παραγωγή ηλεκτρισμού [33].

2.3.3.1 Εκφυλισμός Φωτοβολταϊκών συστημάτων

Σημαντική παράμετρος για τη λειτουργία μιας εγκατάστασης ηλιακής ενέργειας είναι η εμφάνιση φαινομένων εκφυλισμού των φωτοβολταϊκών συλλεκτών, τα οποία με την πάροδο του χρόνου υποβαθμίζουν την απόδοση της εγκατάστασης. Οι παράγοντες που συνεισφέρουν στον εκφυλισμό ενός φωτοβολταϊκού πλαισίου μπορούν να συνοψιστούν στα ακόλουθα:

- Ο εκφυλισμός λόγω δυναμικού (Potential Induced Degradation - PID) είναι ένα σημαντικό πρόβλημα που εμφανίζεται λόγω της διαφοράς δυναμικού μεταξύ της φ/β μονάδας και του συστήματος γείωσης, που προκαλεί τη ροή ρεύματος διαρροής (leakage current). Η ανεπιθύμητη ροή ρεύματος, όταν εμφανιστεί, οδηγεί σε εναπόθεση ιόντων εντός των κρυστάλλων και διεπαφών του φωτοβολταϊκού πλαισίου και σε μη αναστρέψιμη αλλοίωση της χημικής τους σύστασης [34]. Το PID παρουσιάζεται συνήθως λόγω ανεπαρκούς μόνωσης μεταξύ της γείωσης και των ηλεκτρισμένων μεταλλικών εξαρτημάτων της εγκατάστασης, ενώ επιταχύνεται από τις περιβαλλοντικές συνθήκες και ειδικά από την υγρασία [35].
- Η υποβάθμιση λόγω έκθεσης στο φως (Light-Induced Degradation - LID) είναι η απώλεια ισχύος που παρουσιάζεται κατά τα πρώτα στάδια λειτουργίας ενός φωτοβολταϊκού (PV) συστήματος λόγω της αρχικής έκθεσης στο ηλιακό φως [36]. Προκαλείται από ανεπιθύμητες προσμίξεις στο πυρίτιο και προκαλεί πτώση της απόδοσης των πλαισίων [37].
- Η υπεριώδης ακτινοβολία (UV) είναι ένας ακόμη σημαντικός παράγοντας εκφυλισμού του φωτοβολταϊκού, διότι η συνεχής έκθεση σε αυτήν προκαλεί φθορά στα υλικά της προστατευτικής επικάλυψης (encapsulant) των ηλιακών κυττάρων, οδηγώντας σε αποχρωματισμό και μείωση της διαφάνειας [36]. Με τον τρόπο αυτό, περιορίζεται η ποσότητα ηλιακής ακτινοβολίας που φτάνει στα ηλιακά κύτταρα, μειώνοντας την απόδοση του συστήματος [38].
- Οι φ/β μονάδες εμφανίζουν αξιόλογη ευαισθησία στις συνθήκες του χώρου όπου εγκαθίστανται. Καταρχάς, η διάβρωση των φ/β πλαισίων, εξαιτίας της διείσδυσης υγρασίας και οξυγόνου εντός των στρωμάτων του πλαισίου, αποδυναμώνει τις μεταλλικές συνδέσεις και διεπαφές, καθώς και λοιπά εξαρτήματα [37]. Επιπλέον, η θερμική καταπόνηση, απόρροια των υψηλών διακυμάνσεων στη θερμοκρασία μεταξύ ημέρας και νύχτας, δημιουργεί μηχανικές στρεβλώσεις στα υλικά των πάνελ, προκαλώντας ρωγμές στα ηλιακά κύτταρα και αποκόλληση των στρώσεων [36], [38]. Η μακροχρόνια έκθεση σε υψηλές θερμοκρασίες επιταχύνει τις χημικές αντιδράσεις που οδηγούν στην υποβάθμιση των υλικών, όπως ο αποχρωματισμός και η αποκόλληση των ενδιάμεσων στρωμάτων του φ/β πλαισίου. Τέλος, ρύποι όπως σκόνη, καυσαέριο, γύρη και αντίστοιχα σωματίδια, προσκολλώνται στην επιφάνεια των ηλιακών πλαισίων, προκαλώντας σκίαση και διάβρωση [34].

2.4 Αποθήκευση Ενέργειας

2.4.1 Χρήσεις και Χαρακτηριστικά Αποθήκευσης

Τα στοχαστικά χαρακτηριστικά των σταθμών ΑΠΕ καθιστούν αδύνατη την πλήρη συμμόρφωση της παραγωγής ηλεκτρισμού με την εκάστοτε ζήτηση του φορτίου ή δικτύου που εξυπηρετούν. Επομένως, καθίσταται ωφέλιμο, έως και αναγκαίο, να υποστηριχθεί η λειτουργία τους με κατάλληλες αποθηκευτικές ενεργειακές διατάξεις, οι οποίες δεσμεύουν την πλεονάζουσα παραγωγή και την αποδίδουν τις χρονικές στιγμές με υπερβάλλουσα ζήτηση. Με τον τρόπο αυτό, αυξάνεται η ενεργειακή απόδοση των ηλεκτροπαραγωγών, εξοικονομείται ηλεκτρική ισχύς, μειώνεται το συνολικό ενεργειακό κόστος καθώς και η ανάγκη για διατήρηση εφεδρειών.

Έχουν αναπτυχθεί διάφοροι τύποι αποθηκευτικών διατάξεων που αξιοποιούν πληθώρα τεχνολογιών και βρίσκουν χρήση σε ποικίλες εφαρμογές, τόσο υποστηρικτικά ως προς την ηλεκτροπαραγωγή, όσο και ως αυτόνομα συστήματα που προσφέρουν υπηρεσίες στο δίκτυο -ρύθμιση συχνότητας και τάσης, εφεδρείες- ή συμμετέχουν απευθείας στις ενεργειακές αγορές [39].

Πιο αναλυτικά, οι αποθήκες ενέργειας επιτελούν τις ακόλουθες λειτουργίες [40]:

- 1) Συμμετοχή στην αγορά ηλεκτρισμού, αποθηκεύοντας ενέργεια σε καθεστώς χαμηλής τιμής και έπειτα, πώλησή της στο δίκτυο τις ώρες αιχμής φορτίου, όταν η τιμή του ηλεκτρισμού είναι υψηλή, διαδικασία που καλείται Arbitrage.
- 2) Εξυπηρέτηση φορτίου στην αιχμή και εξομάλυνση αυτής (Load leveling), με σκοπό τη μείωση της ανάγκης συνεισφοράς ακριβότερων γεννητριών.
- 3) Συνδυαστική εξομάλυνση της στοχαστικής παραγωγής ΑΠΕ και βελτίωση της δυνατότητας στιγμιαίας εξυπηρέτησης φορτίου (RES dispatch).
- 4) Παροχή στρεφόμενης εφεδρείας (spinning reserve), στη θέση ακριβότερων και τεχνικά πολυπλοκότερων μονάδων.
- 5) Έλεγχος συχνότητας και σταθεροποίηση τάσης, ιδιότητα εξαιρετικά περιζήτητη όσο τα ηλεκτρικά δίκτυα απομακρύνονται από τις συμβατικές μονάδες ορυκτών καυσίμων, των οποίων οι στρεφόμενες γεννήτριες παραδοσιακά ρύθμιζαν τη συχνότητα.
- 6) Αδιάλειπτη παροχή ισχύος σε φορτία και καταναλωτές σε περίπτωση βραχυκυκλωμάτων, αιχμή τάσης (voltage peak) και διακυμάνσεις ισχύος (flicker), υποστηρίζοντας ταυτόχρονα το δίκτυο, δίνοντάς του χρόνο για να επανέλθει στην ορθή κατάσταση λειτουργίας και να αποφευχθεί ευρύτερη κατάρρευση.

Οι αποθηκευτικές διατάξεις, ανεξάρτητα από την τεχνολογία που αξιοποιούν, διαθέτουν ορισμένα κοινά χαρακτηριστικά, με βάση τα οποία αξιολογείται η λειτουργία, η χρησιμότητα και το πεδίο εφαρμογής τους. Τα κυριότερα εξ αυτών, είναι η χωρητικότητα, η απόδοση, η διαθεσιμότητα, η ενεργειακή πυκνότητα και ο κύκλος φόρτισης – εκφόρτισής τους.

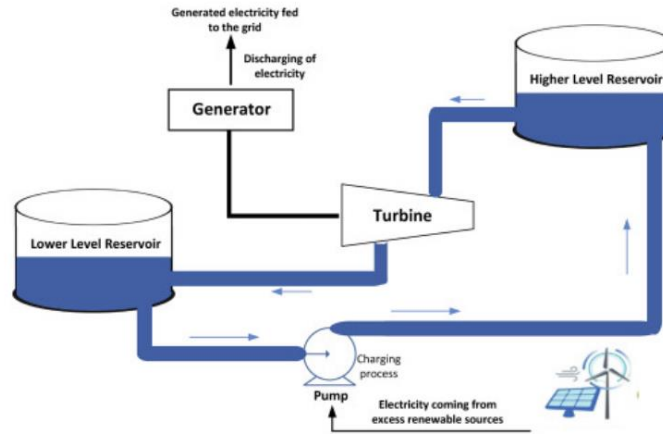
- Η φόρτιση ενός συστήματος αποθήκευσης αναφέρεται στην απορρόφηση ηλεκτρικής ενέργειας και την επακόλουθη μετατροπή της σε κάποια άλλη μορφή, υπό την οποία η ενέργεια αυτή μπορεί να διατηρηθεί εντός του συστήματος.
- Αντίστοιχα, η εκφόρτιση περιλαμβάνει την εκ νέου μετατροπή της αποθηκευμένης ενέργειας σε ηλεκτρική και τη διοχέτευσή της σε φορτία ή στο ηλεκτρικό δίκτυο.
- Η απόδοση της αποθηκευτικής διάταξης αποτελεί ιδιαίτερα κρίσιμο παράγοντα ελέγχου της λειτουργίας της, καθώς αποτυπώνει το ποσοστό της αποθηκευμένης ενέργειας που αποδίδεται κατά την εκφόρτιση. Αποτελεί δείκτη των απωλειών της διαδικασίας φόρτισης, διατήρησης και εκφόρτισης της αποθηκευμένης ενέργειας, δρώντας ως μέτρο αξιολόγησης της ικανότητας του συστήματος. Υψηλότερη απόδοση συνδέεται με λιγότερες ενεργειακές απώλειες και βέλτιστη αξιοποίηση των ενεργειακών πόρων.
- Η διαθεσιμότητα μιας τεχνολογίας αποθήκευσης συνίσταται στην ικανότητα και στην ταχύτητα εκφόρτισης και παροχής ενέργειας, όταν αυτό ζητηθεί. Η παράμετρος αυτή, καθορίζει τη δυνατότητα χρήσης της αποθήκευσης για διαφορετικές εφαρμογές, ανάλογα με την ανάγκη άμεσης διοχέτευσης ηλεκτρικής ενέργειας ή μη.
- Η χωρητικότητα αναφέρεται στη μέγιστη ποσότητα ενέργειας που δύναται να διατηρήσει το σύστημα ή αλλιώς, στο μέγιστο χρονικό διάστημα που μπορεί να παρέχει ενέργεια σε ένα δεδομένο επίπεδο ισχύος.

2.4.2 Κατηγορίες Αποθηκευτικών Συστημάτων

Οι τεχνολογίες αποθήκευσης κατηγοριοποιούνται συχνά υπό το πρίσμα της μεθόδου που χρησιμοποιείται για την αποθήκευση ενέργειας και των λειτουργικών χαρακτηριστικών της. Οι πιο κοινότερες αποθηκευτικές μέθοδοι μπορούν να ταξινομηθούν σε μηχανικές, ηλεκτροχημικές, θερμικές, ηλεκτρικές και χημικές [41].

2.4.2.1 Αντλιοταμίευση

Η συντριπτική πλειοψηφία της αποθήκευσης ενέργειας παγκοσμίως – άνω του 90% [42] - αποτελείται από αντλιοταμίευση (pumped hydro storage- PHS). Η αντλιοταμίευση, η οποία εμπίπτει στην κατηγορία των μηχανικών μεθόδων αποθήκευσης, βασίζεται στη δημιουργία ή εκμετάλλευση δύο υδάτινων ταμιευτήρων με ικανή υψομετρική διαφορά. Το πλεόνασμα ισχύος που παράγεται από σταθμούς ΑΠΕ χρησιμοποιείται για την άντληση νερού από τον χαμηλότερο ταμιευτήρα στον υψηλότερο, ενώ όταν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος ΑΠΕ ή αυξημένη ζήτηση φορτίου, απελευθερώνεται η παροχή του νερού το οποίο, υπό την επίδραση της βαρύτητας, ακολουθεί την αντίθετη πορεία προς τον κάτω ταμιευτήρα, περιστρέφοντας μια ηλεκτρογεννήτρια [43], όπως φαίνεται και στην Εικόνα 2.5.



Εικόνα 2.5 Λειτουργία Αντλιοταμίευσης [44]

Η δυνατότητα αποθήκευσης ιδιαίτερα μεγάλης ισχύος - ανάλογης με τον όγκο νερού που μπορεί να αντληθεί-, σε μακροπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα και ταυτοχρόνως η ικανότητα άμεσης ανταπόκρισης στις ανάγκες του δικτύου (Load following) – εγγενές χαρακτηριστικό των ΥΗΣ-, συντελεί στην κυρίαρχη θέση της αντλιοταμίευσης στην αποθήκευση ενέργειας. Εντούτοις, εμφανίζει παρόμοιες προκλήσεις με τη δημιουργία ΥΗΣ, όπως η δυσκολία στη χωροθέτηση, οι προκαλούμενες περιβαλλοντικές και κοινωνικές αντιδράσεις και η απόσταση από τα σημεία παραγωγής ενέργειας.

Το υπόλοιπο ποσοστό της παγκόσμιας αποθηκευτικής ισχύος κυριαρχείται από ηλεκτροχημικές τεχνολογίες. Η ευελιξία, το μικρό μέγεθος, η ποιότητα ισχύος, η ταχύτητα απόκρισης και το χαμηλό κόστος ανά κύκλο φόρτισης της ηλεκτροχημικής αποθήκευσης αποτελούν βασικούς παράγοντες για την ταχεία διεύθυνση τους στο ενεργειακό τοπίο. Η σημαντική έρευνα και επένδυση στη συγκεκριμένη μορφή αποθήκευσης, συχνά σε συνάφεια με τις εξελίξεις στις τεχνολογίες των ΑΠΕ, έχει οδηγήσει σε μείωση του κόστους της και βελτίωση της ελκυστικότητάς της. Σε αντίθεση με την αντλιοταμίευση, μπορεί να εφαρμοστεί αποτελεσματικά σε όλα τα επίπεδα παραγωγής ισχύος, από εκτεταμένα φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα, έως και οικιακά συστήματα αυτοπαραγωγής. Για τον λόγο αυτό θα ακολουθήσει μετέπειτα, πιο εκτενής αναφορά στη λειτουργία και στα χαρακτηριστικά της ηλεκτροχημικής αποθήκευσης.

Οι υπόλοιπες τεχνολογίες αποθήκευσης που συμπληρώνουν το πεδίο, και έχουν υπερπηδήσει το στάδιο της ερευνητικής καινοτομίας, έχοντας πρακτικές εμπορικές εφαρμογές συμπεριλαμβάνουν συνοπτικά τα εξής [45], [39] :

- Μηχανικές μέθοδοι αποθήκευσης όπως συστήματα συμπιεσμένου αέρα (compressed air energy storage system - CAES) που λειτουργούν αναλογικά με την αντλιοταμίευση (μεταβάλλοντας την πίεση του αέρα, σε αντιπαράθεση με τη μεταβολή του βαρυτικού δυναμικού του νερού) και συστήματα στρεφόμενων σφονδύλων (flywheel storage system), στα οποία προσωρινά η ηλεκτρική ισχύς μετατρέπεται σε περιστρεφόμενη κινητική.
- Θερμική ενεργειακή αποθήκευση (thermal energy storage -TES), λανθάνουσα αποθήκευση θερμότητας (latent heat storage -PCM) και θερμοχημική αποθήκευση (thermo-chemical storage – TCS). Οι τεχνολογίες αυτές βρίσκουν εφαρμογή σε κτηριακά συστήματα και μονάδες θέρμανσης και ψύξης και, συχνά, σε συνάρτηση με ηλιακά συστήματα (όπως CSP).

- Ηλεκτρική αποθήκευση, η οποία βασίζεται σε διατάξεις υπερπυκνωτών (super capacitor energy storage – SES) και υπεραγωγών (superconducting magnetic energy storage – SMES).
- Χημική αποθήκευση, όπως οι κυψέλες καυσίμου, στις οποίες πρωτοστατεί το υδρογόνο (Hydrogen energy storage - HES) με σημαντικές προοπτικές στον εξηλεκτρισμό του κλάδου των μεταφορών.

2.4.2.2 Ηλεκτροχημικές τεχνολογίες αποθήκευσης

Η ηλεκτροχημική αποθήκευση αναφέρεται, κατά το μεγαλύτερο ποσοστό, σε συστοιχίες επαναφορτιζόμενων μπαταριών, αποτελούμενων από διαφορετικά υλικά με τις ανάλογες ιδιότητες. Μια μπαταρία αποτελείται από τουλάχιστον δύο και περισσότερα κύτταρα (battery cells) συνδεδεμένα σε σειρά ή παράλληλα, ώστε να επιτευχθεί η ζητούμενη χωρητικότητά της. Το κάθε κύτταρο δομείται από δύο ετεροφορτισμένα ηλεκτρόδια- την άνοδο και την κάθοδο- και το κατάλληλο μονωτικό διαχωριστικό μεταξύ των ηλεκτροδίων αυτών. Τα σημαντικότερα χαρακτηριστικά των μπαταριών είναι ο ρυθμός φόρτισης – εκφόρτισης και ο συντελεστής απόδοσης αυτών, ο κύκλος ζωής, ο αριθμός των επιτρεπόμενων κύκλων φόρτισης, χωρίς σημαντική απώλεια των ιδιοτήτων της και η ποιότητα παρεχόμενης ισχύος.

Οι τύποι μπαταριών με την ευρύτερη εμπορική υιοθέτηση παρουσιάζονται ακολούθως:

2.4.2.3 Lead - Acid

Οι μπαταρίες μολυβδου – οξέος (Lead- Acid) αποτελούν την παλαιότερη τεχνολογία στον χώρο της ηλεκτροχημικής αποθήκευσης με μπαταρίες, και αποτελούνται από ηλεκτρόδια Pb και PbO₂, εμβαπτισμένα σε ηλεκτρολύτη θεικού οξέος. Διαθέτουν χαμηλή διάρκεια ζωής, περιορισμένο κύκλο φορτίσεων, αργή ικανότητα φόρτισης και υψηλό κόστος συντήρησης.

2.4.2.4 Ni

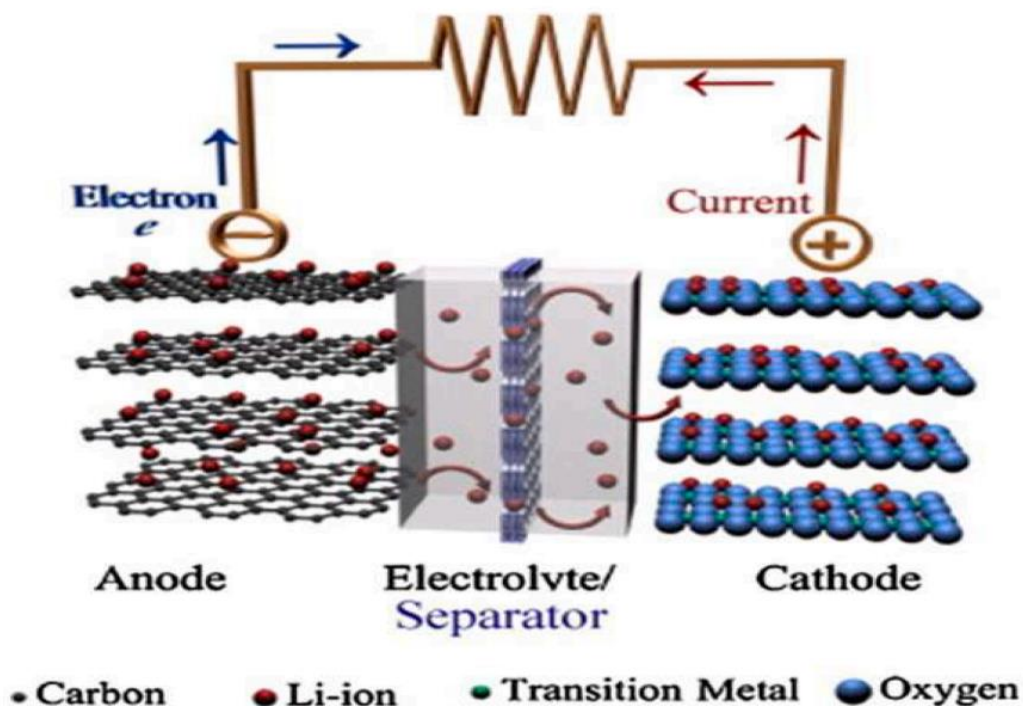
Στη συνέχεια, οι μπαταρίες με βάση το νικέλιο είναι αρκετά διαδεδομένες, με κοινό χαρακτηριστικό την υλοποίηση της καθόδου της μπαταρίας με νικέλιο. Συνηθισμένες μπαταρίες αυτού του τύπου είναι νικέλιο-κάδμιο (NiCd), νικέλιο-υδρογόνο (NiH), νικέλιο-ψευδάργυρος (NiZn) κ.λ.π. Οι μπαταρίες αυτού του τύπου συνδυάζουν πλεονεκτήματα με σημαντικά μειονεκτήματα, μεταξύ άλλων υψηλό αρχικό κόστος, σημαντική περιβαλλοντική επιβάρυνση, χαμηλή πυκνότητα ισχύος και γρήγορη αποφόρτιση. Εξ αυτών, οι μπαταρίες NiZn εμφανίζουν την καλύτερη απόδοση, μετριάζοντας αρκετούς από τους προβληματισμούς.

2.4.2.5 NaS

Έπειτα, οι μπαταρίες Νατρίου – θείου (NaS), στοιχεία τα οποία, βρισκόμενα σε υγρή μορφή, αποτελούν το καθοδικό και το ανοδικό ηλεκτρόδιο αντίστοιχα, επιδεικνύουν υψηλή ενεργειακή πυκνότητα, υψηλό συντελεστή απόδοσης στη φόρτιση και εκφόρτιση, χαμηλό κόστος και μακρά διάρκεια ζωής. Αποτελούν κοινή επιλογή σε μεγάλης ισχύος εγκαταστάσεις, όμως η υψηλή θερμοκρασία που αναπτύσσουν, αποτρέπει την εκτεταμένη χρήση τους σε οικιακές και αντίστοιχες κλίμακας εφαρμογές.

2.4.3 Li-Ion

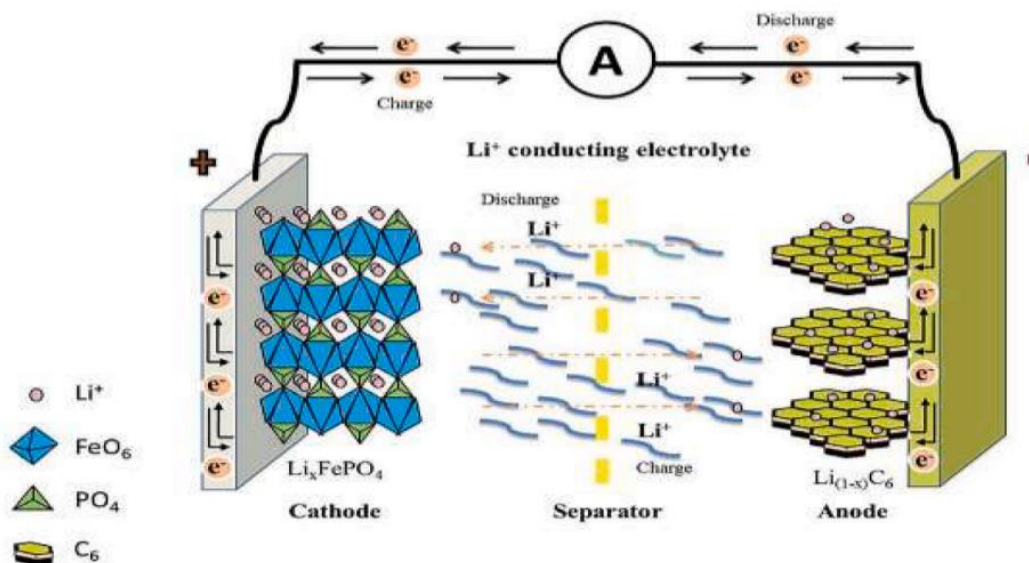
Τέλος, η τεχνολογία η οποία έχει καθιερωθεί ιδιαίτερα την τελευταία δεκαετία, είναι οι μπαταρίες ανιόντων λιθίου (Li-Ion) [46]. Δομούνται από ένα θετικό ηλεκτρόδιο μεταλλικού οξειδίου λιθίου που ονομάζεται κάθοδος, και ένα αρνητικό ηλεκτρόδιο με βάση τον άνθρακα και άλλες προσμίξεις, την άνοδο, τα οποία εμπεριέχονται σε άλατα λιθίου, που συνιστούν τον ηλεκτρολύτη. Τα ιόντα λιθίου αποθηκεύονται στις κρυσταλλικές δομές των ηλεκτροδίων, οι οποίες πρέπει να είναι ικανές να δεσμεύουν και να απελευθερώνουν τα ιόντα κατά τη φόρτιση και εκφόρτιση. Η μετακίνησή τους εξυπηρετείται από τον ηλεκτρολύτη, ο οποίος χαρακτηρίζεται από υψηλή αγωγιμότητα και χημική σταθερότητα, ώστε να μην αντιδρά με τα υπόλοιπα στοιχεία της μπαταρίας. Τέλος, τα ηλεκτρόδια διαχωρίζονται από μια πορώδη μεμβράνη (Separator), σχεδιασμένη ώστε να αποτρέπει τη μετακίνηση ηλεκτρονίων και, συνεπώς, τα εσωτερικά βραχυκυκλώματα, επιτρέποντας, όμως, ταυτόχρονα, τη διάχυση των ιόντων λιθίου [47]. Τυπικές δομές της μπαταρίας Li-Ion αποτυπώνονται στις εικόνες Εικόνα 2.6 και Εικόνα 2.7.



Εικόνα 2.6 Τυπική Δομή Μπαταρίας Li Ion [47]

Κατά τη διαδικασία φόρτισης της μπαταρίας, εφαρμόζεται τάση στους ακροδέκτες της, δημιουργώντας ηλεκτρικό πεδίο, το οποίο ωθεί τα ιόντα λιθίου της καθόδου να μετακινηθούν και να ενσωματωθούν στην κρυσταλλική δομή της ανόδου (Intercalation). Ταυτόχρονα, ηλεκτρόνια ακολουθούν την ίδια πορεία από την κάθοδο στην άνοδο, μέσω, όμως, του εξωτερικού κυκλώματος, το οποίο εφαρμόζει την τάση στους ακροδέκτες, με σκοπό την εξισορρόπηση του φορτίου των θετικών ιόντων λιθίου. Αντιθέτως, κατά την εκφόρτιση, τα ιόντα λιθίου κινούνται από την άνοδο στην κάθοδο, εξαιτίας της ηλεκτροχημικής διαφοράς δυναμικού μεταξύ των ηλεκτροδίων αυτών, απόρροια της υψηλότερης συγκέντρωσης λιθίου στην άνοδο και της υψηλότερης ενεργειακής στάθμης αυτών. Η μετακίνηση ιόντων επιφέρει την παράλληλη ροή

ηλεκτρονίων μεταξύ των ηλεκτροδίων, ώστε να επέλθει ισορροπία φορτίου. Οι διεργασίες αυτές αποτυπώνονται και στην Εικόνα 2.7, για μια τυπική μπαταρία ανιόντων λιθίου, τύπου LiFePO_4 .



Εικόνα 2.7 Δομή Μπαταρίας Λιθίου Σιδήρου Φωσφατίου LiFePO_4 [47]

Οι μπαταρίες Li-Ion χαρακτηρίζονται από υψηλή απόδοση, υψηλή ενεργειακή πυκνότητα, μεγάλη διάρκεια ζωής και το χαμηλότερο κόστος ανά κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης [47]. Απαιτούν έλεγχο θερμοκρασίας και χαρακτηρίζονται επίσης από αξιοσημείωτη περιβαλλοντική επιβάρυνση, κυρίως κατά την εξόρυξη του ορυκτού λιθίου. Η ευελιξία της εφαρμογής τους σε διαφορετικά μεγέθη και κλίμακες εγκατάστασης, τις καθιστά τη δημοφιλέστερη επιλογή μεταξύ οικιακών και εμπορικών αυτοπαραγωγών, γι' αυτό και θα αποτελέσει την προτιμητέα τεχνολογία αποθήκευσης στη συνέχεια της εργασίας.

2.4.4 Εκφυλισμός Μπαταρίας – Battery Degradation

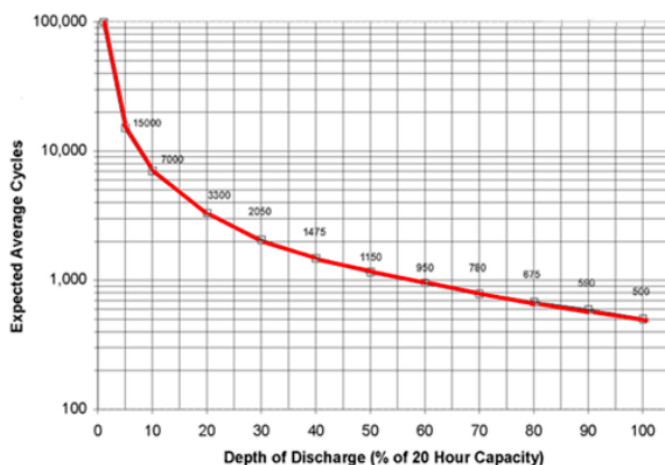
Στις ηλεκτροχημικές τεχνολογίες αποθήκευσης, η διάβρωση και ο εκφυλισμός (degradation) των στοιχείων τους αποτελεί κρίσιμο παράγοντα που επιδρά τόσο στην καθημερινή λειτουργία του συστήματος όσο και στη μακροπρόθεσμη απόδοσή του. Οι χημικές αντιδράσεις που λαμβάνουν χώρα στα ηλεκτρόδια και τους ηλεκτρολύτες των ηλεκτροχημικών μπαταριών συντελούν στη διάβρωση των υλικών και στην υποβάθμιση της λειτουργίας του συνολικού συστήματος. Το φαινόμενο αυτό επιδρά σωρευτικά και δύναται να μειώσει σημαντικά τη λειτουργική χωρητικότητα και την ωφέλιμη διάρκεια ζωής του αποθηκευτικού συστήματος [48].

Ο εκφυλισμός αυτός της μπαταρίας είναι πολύπλοκος και εξαρτάται από τη συγκεκριμένη χημική της σύσταση, ενώ συντελείται τόσο εξαιτίας της φόρτισης και εκφόρτισης, όσο και κατά την αποθήκευση της ενέργειας. Για τον λόγο αυτό, διακρίνεται σε δύο υποκατηγορίες: Τον κυκλικό εκφυλισμό (Cycle Degradation) και τον ημερολογιακό εκφυλισμό (Calendar Degradation) [49]. Ο πρώτος αναφέρεται στην

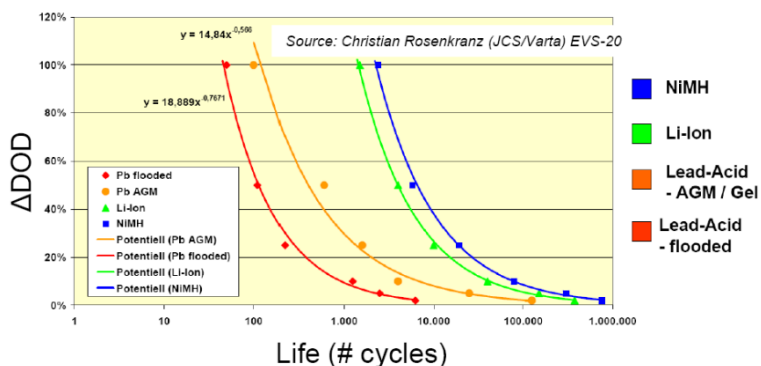
επίδραση του εκάστοτε κύκλου φόρτισης και εκφόρτισης και ευρύτερα της χρησιμοποίησης του συστήματος, ενώ ο δεύτερος στην εγγενή απώλεια χωρητικότητας μιας μπαταρίας λόγω της παρόδου του χρόνου.

Ειδικότερα, για τις μπαταρίες Li-Ion, οι οποίες συγκεντρώνουν το μεγαλύτερο ενδιαφέρον για την παρούσα εργασία, ισχύουν τα εξής: Ο κυκλικός εκφυλισμός συνίσταται στην εναπόθεση παραπροϊόντων των χημικών αντιδράσεων που λαμβάνουν χώρα κατά τη φόρτιση και εκφόρτιση της μπαταρίας πάνω στην επιφάνεια των ηλεκτροδίων της, αλλοιώνοντας τη σύστασή τους και υποβαθμίζοντας τη λειτουργία τους [50]. Ο ημερολογιακός εκφυλισμός αναφέρεται στην εγγενή απώλεια χωρητικότητας με την πάροδο του χρόνου εξαιτίας του φορτίου που είναι αποθηκευμένο στην μπαταρία και προκαλεί σταδιακή αποσύνθεση των ηλεκτρολυτών, απώλεια ιόντων λιθίου και αύξηση της εσωτερικής αντίστασης [51]. Οι λειτουργικοί παράγοντες που συμβάλλουν στις φυσικές αυτές διαδικασίες μπορούν να συνοψιστούν στα ακόλουθα:

A) Το βάθος εκφόρτισης (Depth of Discharge – DoD), δηλαδή η ποσοστιαία μεταβολή της χωρητικότητας της μπαταρίας ως προς την ονομαστική της τιμή, κατά τη διάρκεια μιας εκφόρτισής της. Η αύξηση του DoD συνεπάγεται μεγαλύτερη μείωση του ενεργού υλικού των ηλεκτροδίων και απώλεια ιόντων, επιτρέποντας λιγότερους μελλοντικούς κύκλους φόρτισης και εκφόρτισης [52]. Εκ κατασκευής, κάθε DoD συσχετίζεται με έναν αριθμό κύκλων φόρτισης που μπορεί να υποστηρίξει η μπαταρία. Παραδείγματα τέτοιων καμπυλών παρέχονται στις εικόνες Εικόνα 2.8 και Εικόνα 2.9.

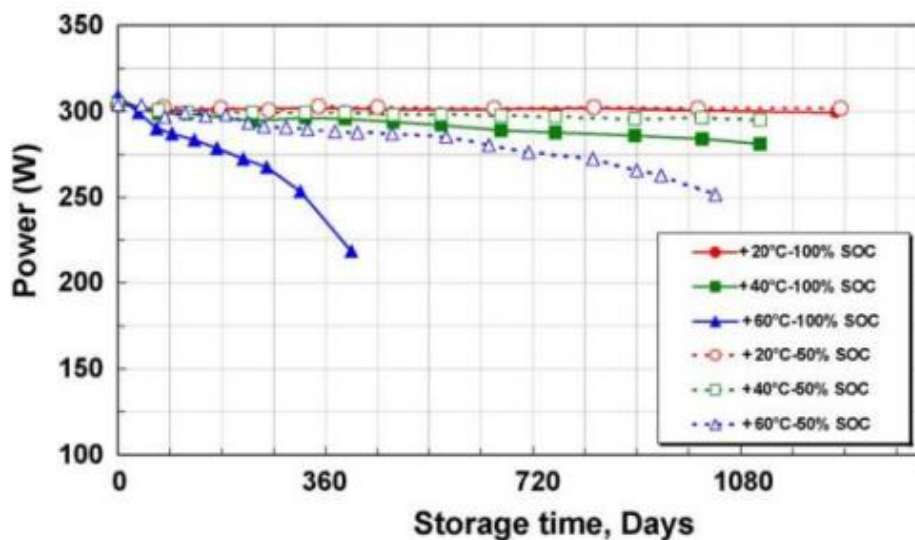


Εικόνα 2.8 Αναμενόμενος αριθμός κύκλων εκφόρτισης στη διάρκεια ζωής της μπαταρίας Li Ion, ως συνάρτηση του DoD [52]



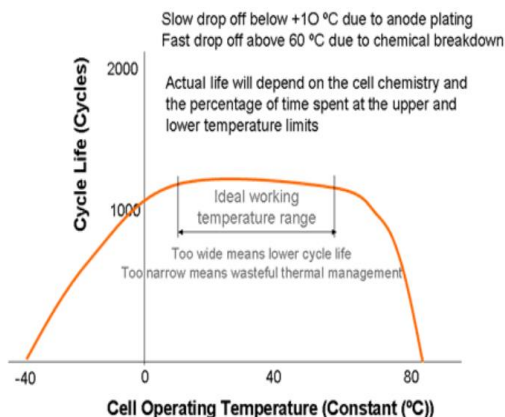
Εικόνα 2.9 DoD ως συνάρτηση του αριθμού των κύκλων, για διάφορες τεχνολογίες ηλεκτροχημικών μπαταριών [52]

Β) Το μέσο επίπεδο φόρτισης (average State of Charge) το οποίο ορίζεται ως το ποσοστό της ενέργειας που είναι αποθηκευμένη στη μπαταρία ως προς τη τρέχουσα μέγιστη χωρητικότητά της. Υψηλά επίπεδα του SoC επιταχύνουν τον εκφυλισμό της μπαταρίας λόγω του μεγαλύτερου ενεργειακού περιεχομένου της ανόδου και εξαιτίας μεγαλύτερης αυτό-εκφόρτισης και οξείδωσης των ηλεκτρολυτών[53], όπως διαφαίνεται και στην Εικόνα 2.10.

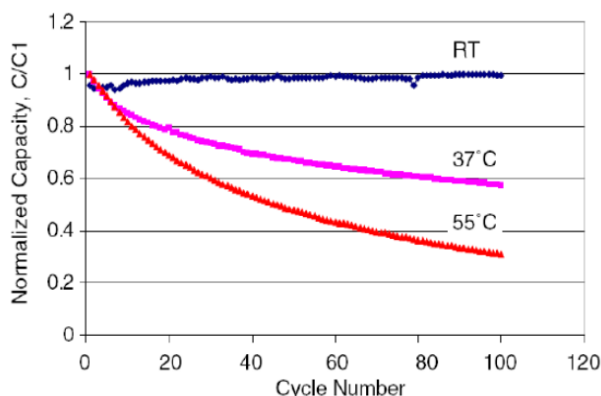


Εικόνα 2.10 Μεταβολή Διαθέσιμης Ισχύος Μπαταρίας ως προς τον χρόνο, για διαφορετικά επίπεδα θερμοκρασίας και SoC [53]

γ) Τη θερμοκρασία. Οι μπαταρίες λιθίου λειτουργούν βέλτιστα σε ένα συγκεκριμένο θερμοκρασιακό εύρος που καθορίζεται από τον κατασκευαστή τους. Σε χαμηλότερες θερμοκρασίες απαιτείται υψηλότερη ενέργεια ενεργοποίησης των χημικών αντιδράσεων, ενώ και η διάχυση των ιόντων λιθίου είναι μικρότερη, με την επίδραση στη χωρητικότητα όμως, να είναι αναστρέψιμη, όταν επανέλθει η θερμοκρασία λειτουργίας στα ονομαστικά επίπεδα [54]. Σε υψηλές όμως θερμοκρασίες, τα υλικά της ανόδου και καθόδου ενδέχεται να διασπαστούν στον ηλεκτρολύτη, δυσχεραίνοντας τις ηλεκτροχημικές διεργασίες και υποβαθμίζοντας την αγωγιμότητα της μπαταρίας[48]. Τυπικές καμπύλες συνάρτησης κύκλων φόρτισης με θερμοκρασία περιέχονται στις εικόνες Εικόνα 2.11 και Εικόνα 2.12.



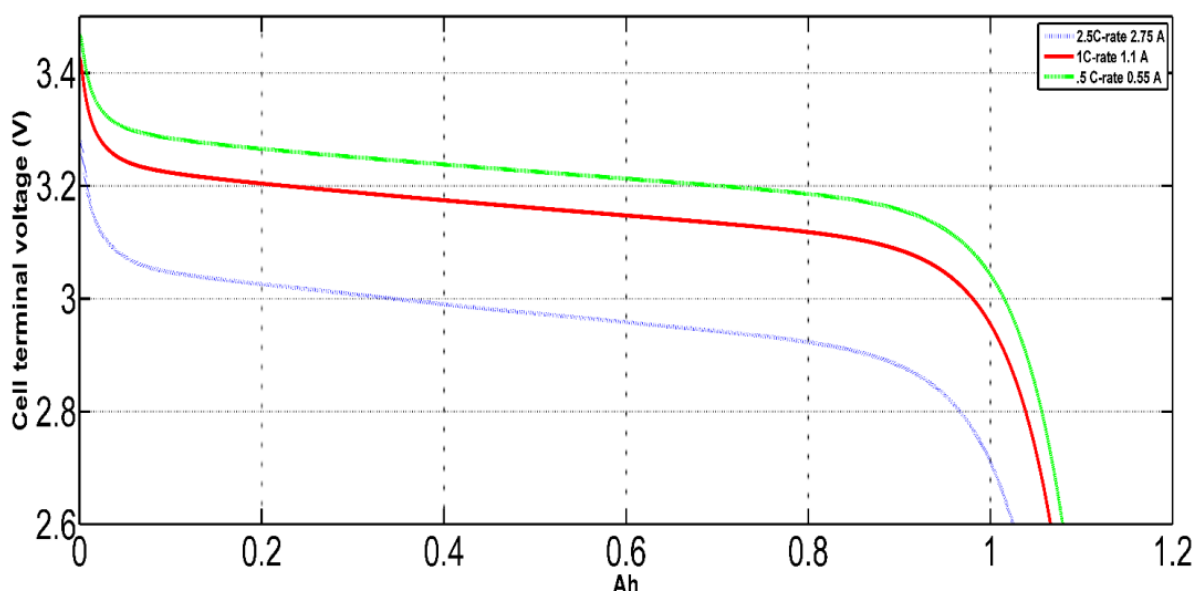
Εικόνα 2.11 Μεταβολή Διαθέσιμων Κύκλων Εκφόρτισης ως προς την Θερμοκρασία της μπαταρίας Li Ion [55]



Εικόνα 2.12 Μεταβολή Χωρητικότητας ως προς αριθμό κύκλων εκφόρτισης για διάφορες θερμοκρασίες [56]

δ) Την ένταση του ρεύματος (Current- Rate ή C - Rate). Κατά τη διαδικασία φόρτισης της μπαταρίας, η ενσωμάτωση των ιόντων λιθίου (Intercalation) από τον ηλεκτρολύτη στον οποίο περιέχονται, προς το ηλεκτρόδιο, πραγματοποιείται με μειούμενο ρυθμό όσο αυξάνεται η συγκέντρωσή τους πάνω στην επιφάνεια του ηλεκτροδίου. Όταν ο ρυθμός διάχυσης του λιθίου γίνει μικρότερος από τον ρυθμό της χημικής αντίδρασης, τότε η διαφορά στη συγκέντρωση του λιθίου οδηγεί σε αύξηση της εσωτερικής αντίστασης [57].

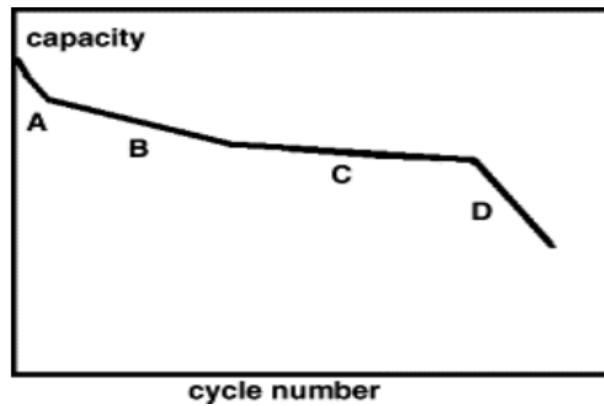
Η ένταση του ρεύματος τροφοδοσίας της μπαταρίας είναι ανάλογη του ρυθμού διάχυσης του λιθίου, επομένως η λειτουργία σε υψηλά επίπεδα ρεύματος συντελεί σε υψηλότερη εσωτερική αντίσταση και συνεπώς σε πτώση τάσης της μπαταρίας. Η επαναλαμβανόμενη έκθεση της μπαταρίας σε υψηλά επίπεδα ρεύματος οδηγεί στη μακροχρόνια διάβρωσή της [48].



Εικόνα 2.13 Σχέση Έντασης και Πτώσης Τάσεως σε μπαταρία Li- ion [48]

ε) Την παρούσα κατάσταση και υγεία της αποθηκευτικής μονάδας. Με την έναρξη της λειτουργίας της μπαταρίας, ορισμένα ιόντα λιθίου ενσωματώνονται σε μια μεμβράνη που καλείται στέρεα διεπιφάνεια ηλεκτρολυτών (Solid Electrolyte Interphase - SEI) [57], [58]. Ο ρυθμός σχηματισμού του SEI μεταβάλλεται ανάλογα με την τρέχουσα μέγιστη χωρητικότητα της μπαταρίας και τη διάβρωση που έχει ήδη υποστεί [59].

Συνήθως, μετά τη δημιουργία της μεμβράνης στην αρχή του κύκλου ζωής, μειώνεται ο ρυθμός με τον οποίο επεκτείνεται, εκτός αν παρουσιαστούν ιδιαίτερα μεγάλα DoD, υψηλό μέσο SoC και υψηλή θερμοκρασία. Επιπλέον, ο εκφυλισμός της μπαταρίας εξαιτίας των προαναφερθέντων παραγόντων δεν είναι γραμμικός, αλλά εξαρτάται και από την υφιστάμενη κατάσταση της μπαταρίας [57]. Ο ρυθμός εκφυλισμού είναι μεγαλύτερος κατά την αρχή της λειτουργίας της και μειώνεται έπειτα, ενώ επιταχύνεται ξανά όταν η μπαταρία πλησιάζει το τέλος της ζωής της [60], όπως στην Εικόνα 2.14.

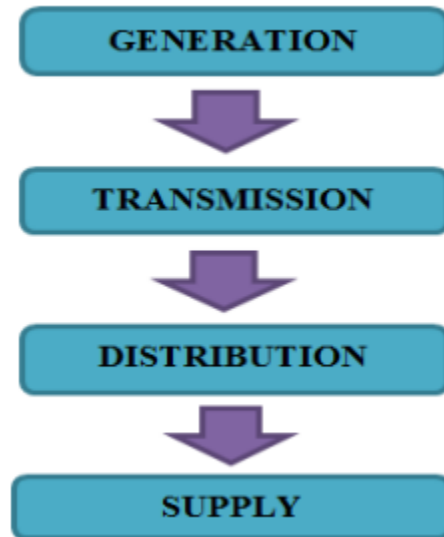


Εικόνα 2.14 Μεταβολή Χωρητικότητας στη διάρκεια ζωής της [60]

Γίνεται επομένως σαφές, ότι ο τρόπος και το περιβάλλον λειτουργίας της μπαταρίας είναι άμεσα συνδεδεμένα με την ενέργεια που δύναται εν τέλει να διαχειριστεί και επιδρούν καθοριστικά στη διάρκεια ζωής και στην ενεργειακή και οικονομική απόδοση της επένδυσης σε ένα σύστημα αποθήκευσης.

Κεφάλαιο 3 Λειτουργία της Ενεργειακής Αγοράς

Η διαδικασία της παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί εγγενώς ένα τεχνοοικονομικό πρόβλημα. Στο προηγούμενο κεφάλαιο παρουσιάστηκε περιληπτικά το τεχνολογικό υπόβαθρό της, μένει όμως να αναπτυχθούν οι δομικοί μηχανισμοί στους οποίους στηρίζεται η οικονομική λειτουργία της ενεργειακής αγοράς.



Εικόνα 3.1 Θεμελιικά Στοιχεία Ηλεκτρικής Αγοράς[61]

3.1 Προκλήσεις και στόχοι των ενεργειακών αγορών

Η βασική οικονομική αρχή λειτουργίας μιας αγοράς ηλεκτρισμού στηρίζεται στην εξισορρόπηση ζήτησης και προσφοράς, κάθε χρονική στιγμή, με το σύστημα παράλληλα να ικανοποιεί όλους τους τεχνικούς περιορισμούς στους οποίους υπόκειται η παραγωγή και η μεταφορά ενέργειας. Μια άρτια δομημένη ηλεκτρική αγορά πληροί τα παραπάνω στέλνοντας κατάλληλα σήματα στις συμμετέχουσες οντότητες, ώστε να εξασφαλίζεται η αποδοτικότερη κατανομή των διαθέσιμων ενεργειακών πόρων.

Υπεύθυνος για τη διαμόρφωση και την επίβλεψη της λειτουργίας μιας ενεργειακής αγοράς είναι ο ρυθμιστής της - συνήθως κάποια κρατική ή διεθνής αρχή, ή ακόμα και ιδιωτικός φορέας - που στοχεύει στην αξιόπιστη παροχή ηλεκτρισμού στον τελικό χρήστη, με το ελάχιστο επιτεύξιμο κόστος. Οι στόχοι αυτοί καλούνται να συνδυαστούν με την εξυπηρέτηση πολιτικών, περιβαλλοντικών και κοινωνικών απαιτήσεων, οι οποίες αναπόφευκτα συνδιαμορφώνουν το τελικό ενεργειακό τοπίο. Για τον λόγο αυτό, και δεδομένης της συνεχούς τεχνολογικής εξέλιξης, οι ηλεκτρικές αγορές βρίσκονται υπό διαρκή μετασχηματισμό.

Ο πρωτεύοντας στόχος της ρυθμιστικής αρχής, είναι η εξασφάλιση της καθημερινής αποτελεσματικότητας και αποδοτικότητας της αγοράς, βελτιστοποιώντας την κατανομή των υφιστάμενων πόρων. Δευτερευόντως, διενεργείται διαρκώς ένας μακροπρόθεσμος σχεδιασμός, ώστε να ενσωματώνονται νέες

κατευθυντήριες γραμμές, αποτελέσματα περιβαλλοντικών αναγκών, οικονομικών μεταβολών, κοινωνικοπολιτικών κρίσεων και υιοθέτησης νέων τεχνολογιών. Συχνά, κρίνεται αναγκαία και η θεμελιώδης τροποποίηση της ίδιας της αγοράς, ώστε να επιλύονται δομικά ζητήματα και να κατευθύνονται οι επενδύσεις στους ζητούμενους τομείς. Ταυτόχρονα με τα παραπάνω, η τελική διαμόρφωση της αγοράς οφείλει να πληροί κριτήρια διαφάνειας, ελεύθερης και δίκαιης πρόσβασης.

Η συγκεκριμένη στοχοθέτηση όμως, δεν είναι δυνατόν να επιτευχθεί πλήρως, ως απόρροια της πολυπλοκότητας του συντονισμού όλων των αναγκαίων τμημάτων της αγοράς, των ειδικών οικονομικών χαρακτηριστικών της και λοιπών στρεβλώσεων. Η επιδότηση τμημάτων της αγοράς, ή ο κανονιστικός περιορισμός άλλων, όταν δεν εφαρμοστούν και κοστολογηθούν ορθά, ενδέχεται να στρεβλώσουν το οικονομικό της ισοζύγιο. Άλλη σημαντική πρόκληση είναι η διαχείριση του ανταγωνισμού και η αποφυγή δημιουργίας μονοπωλίων και ολιγοπωλίων που επιδρούν ενάντια στο τελικό συμφέρον του χρήστη. Ακόμα, οι περισσότεροι ηλεκτρικοί καταναλωτές δεν είναι άμεσα εκτεθειμένοι στις τιμές που διαμορφώνονται σε πραγματικό χρόνο, επομένως δεν λαμβάνουν σήματα από την αγορά που θα τους εξωθούσαν σε προσαρμογή της ζήτησης τους.

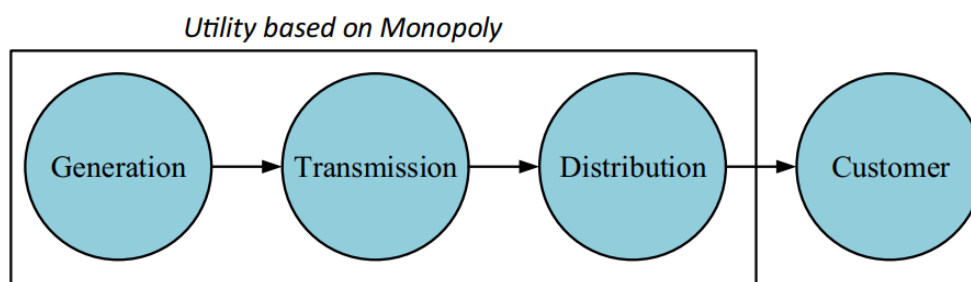
Για τον λόγο αυτό, και σε συνάρτηση με την ανελαστικότητα της ηλεκτρικής ζήτησης, εισάγονται μηχανισμοί που αντισταθμίζουν και συμπληρώνουν αυτά τα κενά της αγοράς [62].

3.2 Δομή και σύσταση των ενεργειακών αγορών:

3.2.1 Ανασκόπηση

Οι βασικοί τομείς του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος, οι οποίοι αποτελούν και τις κύριες συνιστώσες της ηλεκτρικής αγοράς, είναι η παραγωγή, η μεταφορά, η διανομή και η προμήθεια του ηλεκτρισμού. Οι έννοιες της παραγωγής, μεταφοράς και διανομής έχουν επεξηγηθεί προηγουμένως και έχουν εξ ορισμού τεχνική φύση πρωτίστως, ενώ η προμήθεια αφορά τη διεπαφή της ενεργειακής αγοράς με τον τελικό καταναλωτή και χαρακτηρίζεται από σαφώς οικονομικούς όρους. Η οργάνωση της ηλεκτρικής αγοράς βασίζεται στην έκθεση καθενός από τους προαναφερθέντες τομείς στον ανταγωνισμό και την αλληλεπίδραση του με το υπόλοιπο ενεργειακό σύστημα [63].

Από τις απαρχές των ηλεκτρικών δικτύων, η πιο κοινότυπη διαρρύθμιση της αγοράς συνοψιζόταν σε καθετοποιημένα μονοπώλια, στα οποία μια οντότητα, συνηθέστερα κάποιος – όχι αποκλειστικά- κρατικός οργανισμός, ήλεγχε το σύνολο των τομέων της ηλεκτροπαραγωγής [64]. Οι οντότητες αυτές, είναι υπεύθυνες για το σύνολο του σχεδιασμού του ηλεκτρικού συστήματος, τον προγραμματισμό επενδύσεων και την εξασφάλιση αξιόπιστης παροχής ηλεκτρισμού, σε μια συγκεκριμένη γεωγραφική περιοχή.

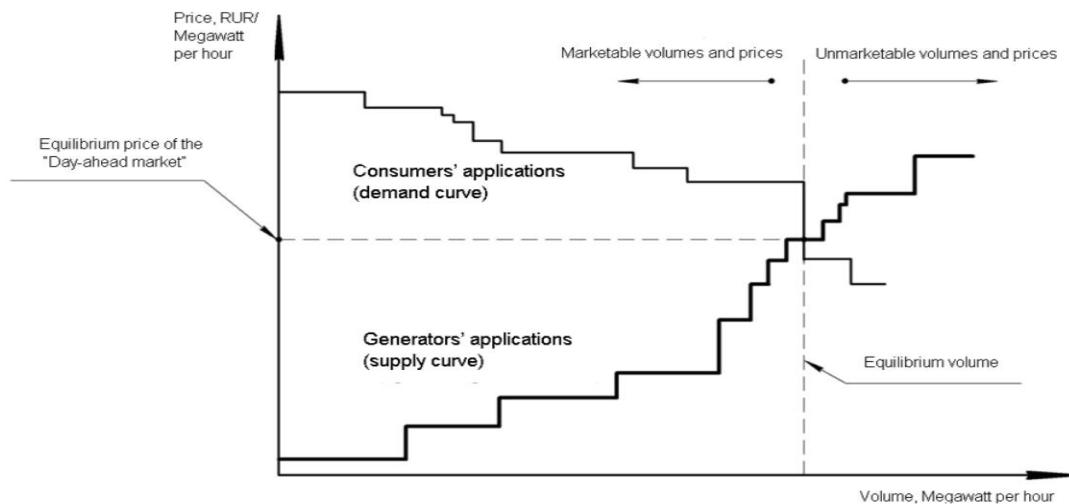


Εικόνα 3.2 Μονοπωλιακή Δομή Ηλεκτρικής Αγοράς [64]

Το κίνητρο για τη μετάβαση από το μονοπωλιακό μοντέλο σε ανταγωνιστικό, αποτέλεσε η επιθυμία μείωσης των τιμών για τους καταναλωτές και η αύξηση της αξιοπιστίας και της σταθερότητας του συστήματος. Η διασύνδεση γειτονικών αγορών, επιτρέπει θεωρητικά την κάλυψη της ζήτησης από τις χαμηλότερους κόστους γεννήτριες της κοινής πλέον αγοράς, και την αποφυγή χρήσης υψηλούς κόστους σταθμών παραγωγής. Επιπλέον, εξασφαλίζεται μεγαλύτερος βαθμός αξιοπιστίας, λόγω της μεγαλύτερης διαθεσιμότητας εφεδρειών να αναλάβουν απρόσμενες μεταβολές του φορτίου. Έτσι, εξοικονομούνται πόροι και αυξάνεται η αποδοτικότητα του συστήματος. Οι λειτουργίες του συγκεντρωτικού - μονοπωλιακού μοντέλου διασπάστηκαν στα ακόλουθα τμήματα:

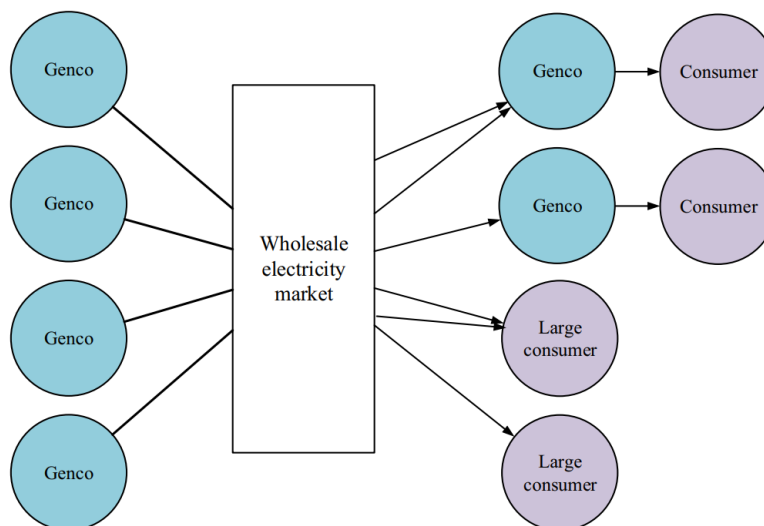
3.2.2 Χονδρική Αγορά Ηλεκτρισμού - Wholesale Market

Εντός της χονδρικής αγοράς πραγματοποιούνται συναλλαγές μεταξύ παραγωγών, διανομέων, προμηθευτών και μεταπωλητών, ανάλογα με τη ρύθμιση της εκάστοτε αγοράς. Οι παραγωγοί υποβάλλουν προσφορές, βάσει των οποίων ο διαχειριστής του δικτύου επιλέγει μια οριακή τιμή (marginal price), η οποία αντιστοιχεί στην ακριβότερη πηγή, η οποία είναι απαραίτητη ώστε να καλυφθεί πλήρως η ζήτηση. Όλη η παραγωγή για τη δεδομένη στιγμή θα αποζημιωθεί με βάση την οριακή αυτή τιμή, και αναλόγως επιλέγεται το ενεργειακό μίγμα που θα χρησιμοποιηθεί για την κάλυψη του φορτίου. Αποτύπωση της διαδικασίας αυτής αποτελεί η Εικόνα 3.3.



Εικόνα 3.3 Διαμόρφωση Τιμής Εκκαθάρισης Χονδρικής Αγοράς [65]

Στον σχηματισμό των προσφορών των ηλεκτροπαραγωγών, σημαντικό ρόλο διαδραματίζουν, εκτός της ίδιας της ηλεκτρικής ενέργειας, που είναι το βασικό αγαθό προς συναλλαγή, και δευτερεύοντα στοιχεία, λόγου χάριν, η διαθέσιμη χωρητικότητα των γραμμών μεταφοράς. Οι βοηθητικές υπηρεσίες (ancillary services), όπως η διασφάλιση σταθερότητας του δικτύου και η αποφυγή διακοπών, ενσωματώνονται επίσης στις προσφορές. Ο διαχειριστής οφείλει να εξασφαλίσει ότι η κατανομή της παραγωγής είναι υλοποιήσιμη και να οριστικοποιήσει την τελική σύνθεση της αγοράς, λαμβάνοντας υπόψιν όλες τις τεχνικές παραμέτρους του συστήματος, ενσωματώνοντας τυχόν διορθώσεις στην τιμή. Το τελικό αποτέλεσμα της χονδρικής αγοράς μεταφέρεται είτε απευθείας στον διαχειριστή, είτε στη λιανική αγορά (Retail Market) και περαιτέρω προς τους καταναλωτές [66]. Τέτοιο παράδειγμα χονδρικής αγοράς αποτυπώνεται στην Εικόνα 3.4.



Εικόνα 3.4 Παράδειγμα Οργάνωσης Απελευθερωμένης Χονδρικής Αγοράς [64]

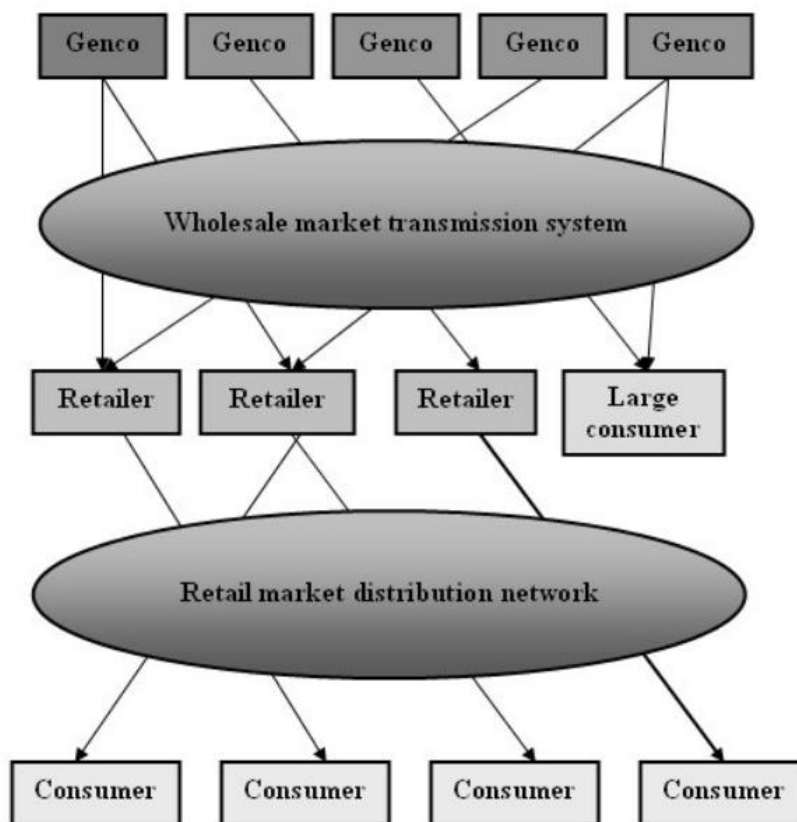
3.2.3 Λιανική Αγορά Ηλεκτρισμού - Retail Market

Οι λιανικές αγορές επιτελούν τον ρόλο της μεταπώλησης ενέργειας από τη χονδρική αγορά στους τελικούς καταναλωτές, μέσω προμηθευτών και μεταπωλητών.

Η ύπαρξη των αγορών αυτών προϋποθέτει την πλήρη απελευθέρωση της ηλεκτρικής αγοράς, ώστε οι καταναλωτές, να επιτρέπεται να επιλέγουν απευθείας τον επιθυμητό προμηθευτή τους, αντί να εξαρτώνται από τον εκάστοτε διαχειριστή ή διανομέα ηλεκτρισμού στον οποίο υπόκεινται με κυρίως γεωγραφικά κριτήρια. Η σημασία μεταπωλητών και προμηθευτών στη λιανική αγορά έγκειται στην αδυναμία ή απαγόρευση των μικρότερων πελατών να εισέλθουν αυτόνομα στη χονδρική αγορά, καθώς και στο κόστος των χρεώσεων μεταφοράς και διανομής ενέργειας, το οποίο πρέπει να καλύψει η όποια οντότητα προμηθεύεται απευθείας από τους παραγωγούς [61].

Έτσι, οι προμηθευτές απλοποιούν σημαντικά τη διαδικασία προμήθειας για τους καταναλωτές, και επιμερίζουν τις χρεώσεις δικτύου σε μεγάλο πλήθος πελατών, καθιστώντας την τελικά προσφερόμενη τιμή, βιώσιμη και ανταγωνιστική για τον πελάτη. Ορισμένοι, μεγάλου μεγέθους, καταναλωτές, κυρίως μεγάλες βιομηχανίες, επιτρέπεται να εισέλθουν αυτόνομα στη λιανική αγορά, και υπό όρους να συνάπτουν απευθείας διμερείς συμφωνίες με παραγωγούς στη χονδρική αγορά.

Συμπεριληπτική αποτύπωση της λιανικής και χονδρικής αγοράς αποτελεί η Εικόνα 3.5.



Εικόνα 3.5 Συνδυαστικό Παράδειγμα Οργάνωσης Απελευθερωμένης Χονδρικής και Λιανικής Αγοράς [61]

3.2.4 Απελευθέρωση Ηλεκτρικών Αγορών

Η διαδικασία απελευθέρωσης των ηλεκτρικών αγορών οδήγησε στον σχηματισμό δύο βασικών κατηγοριών χονδρικών αγορών, που διακρίνονται με βάση τους μηχανισμούς σχηματισμού της τελικής τιμής της αγοράς, καθώς και από τον τρόπο συμμετοχής σε αυτές, παραγωγών και προμηθευτών [61]. Οι κατηγορίες αυτές είναι οι υποχρεωτικές κοινοπραξίες (mandatory pools) και τα Χρηματιστήρια Ενέργειας (Power exchange) [67].

Στα mandatory pools, οι συναλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιούνται μέσω δημοπρασιών, στις οποίες είναι υποχρεωτική η συμμετοχή όλων των συμμετεχόντων της αγοράς, παραγωγών, προμηθευτών και εταίρων μεταπωλητών. Διμερείς συμφωνίες και λοιπές συναλλαγές εκτός της αγοράς (Over The Counter – OTC) απαγορεύονται στο μοντέλο αυτό. Η τελική τιμή εκκαθάρισης της αγοράς (system marginal price – SMP) διαμορφώνεται ως αποτέλεσμα της διαδικασίας βελτιστοποίησης του προβλήματος δέσμευσης μονάδων (Unit Control Problem), λαμβάνοντας υπόψιν τις ποσότητες προσφερόμενης ενέργειας, την προβλεπόμενη ζήτηση και τους τεχνικούς περιορισμούς του ηλεκτρικού δικτύου.

Αντιθέτως, στα χρηματιστήρια ενέργειας, οι συναλλαγές οργάνωνονται σε διακριτές υπό-αγορές, οι οποίες λειτουργούν τυποποιημένα, με διαφορετικό χρονικό ορίζοντα και με γνώμονα τη σύζευξη προσφοράς και ζήτησης υπό το πρίσμα της εξασφαλισμένης ενεργειακής ικανότητας και της δίκαιης διαμόρφωσης τιμών.

Η συμμετοχή στις αγορές αυτές δεν είναι υποχρεωτική, δείγμα του υψηλότερου βαθμού απελευθέρωσης του μοντέλου αυτού, ενώ δεν απαγορεύεται η σύναψη διμερών συμβάσεων μεταξύ παραγωγών και προμηθευτών. Η συγκεκριμένη οργάνωση της αγοράς εξυπηρετεί τόσο τη φυσική διακίνηση ενέργειας όσο και τη διαπραγμάτευση χρηματοοικονομικών ενεργειακών προϊόντων, όπως συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης (Futures) και δικαιώματα προαίρεσης ηλεκτρικής ενέργειας (Options).

3.2.5 Target Model:

Οι διεθνείς τάσεις στη συγκρότηση των ενεργειακών αγορών υποδεικνύουν στροφή προς υψηλότερα επίπεδα απελευθέρωσης της αγοράς, με τη δημιουργία χρηματιστηρίων ενέργειας να αποκτά κεντρικό ρόλο σε όλο και περισσότερα διασυνδεδεμένα ηλεκτρικά συστήματα.

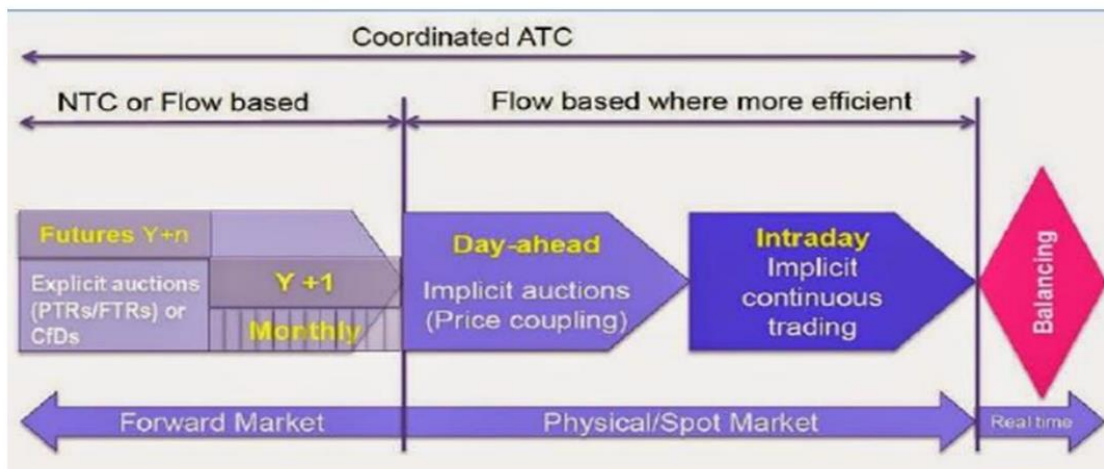
Έτσι και στην Ευρωπαϊκή Ένωση, προωθείται το επονομαζόμενο μοντέλο-στόχος (Target Model), ως τμήμα του ευρύτερου στόχου ενοποίησης του Ευρωπαϊκού Ενεργειακού Τομέα, με στόχο τη μείωση του ενεργειακού κόστους, τον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και την αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο [68].

Το target model προβλέπει την οργάνωση της χονδρικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε τέσσερις επιμέρους αγορές, τη Χονδρική Αγορά Προθεσμιακών Προϊόντων Ηλεκτρικής Ενέργειας (Forward Market - FM), την Αγορά Επόμενης Ημέρας (Day Ahead Market- DAM), την Ενδοημερήσια Αγορά (Intraday Market – IDM ή IM), και την Αγορά Εξισορρόπησης (Balancing and Ancillary Services Market -BASM ή BM) [69].

Για κάθε μία από τις νέες αγορές ορίζονται διαχειριστές, οι οποίοι καθίστανται αρμόδιοι για την κάλυψη, εκκαθάριση και τον διακανονισμό των συναλλαγών. Για τις DAM και IDM υφίσταται ο Ορισθείς Διαχειριστής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Nominated Electricity Market Operator – NEMO), ενώ για

την BASM υπεύθυνος είναι ο εκάστοτε TSO. Οι FM υπόκεινται στην ευρύτερη λειτουργία των ενεργειακών χρηματιστηρίων [70], [71].

Η χρονολογική διαρρύθμιση των αγορών αυτών αποτυπώνεται στην Εικόνα 3.6.



Εικόνα 3.6 Χρονική Οργάνωση Υπό - Αγορών Εντός του Target Model [61]

Στην συνέχεια, παρουσιάζονται αναλυτικότερα οι επί μέρους αγορές του Target Model.

3.2.5.1 FM:

Οι προθεσμιακές αγορές έχουν στο επίκεντρο τη σύναψη συμβολαίων μακροπρόθεσμης παράδοσης ηλεκτρικής ενέργειας, σε προκαθορισμένες τιμές, με στόχο την εξομάλυνση του ρίσκου που προκύπτει από την αστάθεια των τιμών. Εντός μιας FM γίνεται διαπραγμάτευση τόσο φυσικών, όσο και οικονομικών δικαιωμάτων μεταφοράς ενέργειας (physical or financial transmission rights – PTR or FTR αντίστοιχα [72],[73]. Εκτός των προαναφερθέντων τυποποιημένων προϊόντων, στην FM συνάπτονται και εξωχρηματιστηριακά συμβόλαια (OTC), που καθορίζονται σε συγκεκριμένη τιμή και ποσότητα με μελλοντική ημερομηνία παράδοσης της ενέργειας.

3.2.5.2 DAM:

Η DAM είναι μια ωριαία αγορά άμεσης εκπλήρωσης (spot market), η οποία εξυπηρετεί τις ωριαίες συναλλαγές ενέργειας για την αμέσως επόμενη ημέρα [74]. Η λειτουργία της στηρίζεται στη διεξαγωγή δημοπρασιών, στις οποίες συλλέγονται προσφορές αγοράς ή πώλησης ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας από παραγωγούς και αγοραστές.

Μέσω αλγοριθμικών διαδικασιών καθορίζεται η τελική τιμή εκκαθάρισης της αγοράς(MCP) καθώς και η ποσότητα ηλεκτρισμού που θα παραδοθεί για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας, από την οποία λαμβάνει χώρα η διαδικασία αυτή, ώστε να επιτευχθεί εξισορρόπηση της ζήτησης με την προσφορά. Η αποζημίωση των παραγωγών καθώς και το κόστος για τους αγοραστές, καθορίζεται στο ύψος της εκάστοτε MCP, για κάθε ώρα που έχει υπολογιστεί. Για διασυννοριακές συναλλαγές, καθορίζεται η διαθέσιμη χωρητικότητα των διασυνδέσεων με βάση θεσμοθετημένες διαδικασίες σύζευξης των ευρωπαϊκών DAM.

Το τελικό αποτέλεσμα της αγοράς είναι ένας προγραμματισμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που υποβάλλεται προς τον διαχειριστή του δικτύου, και τίθεται προς εφαρμογή την επόμενη ημέρα.

3.2.5.3 IDM (ή IM)

Η ενδοημερήσια αγορά προσφέρει τη δυνατότητα στους συμμετέχοντες να τροποποιούν τη θέση τους στο πρόγραμμα παραγωγής και κατανομής φορτίου, εντός του 24ωρου φυσικής παράδοσης της ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη γεγονότα και αποκλίσεις από το πρόγραμμα της DAM και αλλαγές ή περιορισμούς λόγω της αγοράς εξισορρόπησης.

Το έναυσμά της δίνεται με το κλείσιμο της DAM, και η δυνατότητα διαπραγματεύσεων ολοκληρώνεται λίγα λεπτά πριν την εκάστοτε υποχρέωση παράδοσης ενέργειας, για κάθε ώρα του συστήματος. Με τον τρόπο αυτό, πωλητές και αγοραστές ηλεκτρικής ενέργειας, επιτυγχάνουν την εξομάλυνση του κόστους που προκύπτει από την απόκλιση των προβλέψεων με τις συνθήκες του συστήματος σε πραγματικό χρόνο.

3.2.5.4 BASM (ή BM)

Η αγορά εξισορρόπησης αποτελεί το τελευταίο στάδιο στις συναλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και ακολουθεί την ενδοημερήσια αγορά και την αγορά επόμενης ημέρας. Σκοπός της είναι η εξασφάλιση της ενεργειακής σταθερότητας και ασφάλειας του συστήματος από τυχόν στρεβλώσεις των προηγούμενων αγορών, επιδρώντας διορθωτικά και εκ των υστέρων σε αυτές.

Διακρίνεται επιμέρους στην αγορά ισχύος εξισορρόπησης (Balance Capacity Market) και την αγορά ενέργειας εξισορρόπησης (Balancing Energy Market), αμφότερες ακολουθούμενες από διαδικασία εκκαθάρισης αποκλίσεων. Ως υπεύθυνοι για τη λειτουργία των BASM, οι διαχειριστές συστήματος (TSOs) ενεργοποιούν τους διαθέσιμους μηχανισμούς εξισορρόπησης ώστε να ευθυγραμμίσουν την προσφορά με τη ζήτηση ενέργειας σε πραγματικό χρόνο.

Εντός της αγοράς αυτής δραστηριοποιούνται δύο ακόμα οντότητες, οι πάροχοι υπηρεσιών εξισορρόπησης (Balancing Service Providers – BSPs) και Οντότητες με Ευθύνη Εξισορρόπησης (Balancing Responsible Parties – BRPs). Ως BRPs χαρακτηρίζονται όλοι οι συμμετέχοντες στα προηγούμενα στάδια της αγοράς, και οφείλουν να πραγματοποιήσουν τον προκαθορισμένο ημερήσιο προγραμματισμό τους, ειδάλλως υφίστανται χρεώσεις αναλόγως της απόκλισης που παρουσιάζουν.

Οι BSPs δύνανται να προσφέρουν ανοδικές και καθοδικές υπηρεσίες για τα εξής: αυτόματα και χειροκίνητη διατήρησης συχνότητας (automatic | manual Frequency Regulation Reserve – aFRR| mFRR), εφεδρεία διατήρησης συχνότητας (Frequency Capacity Reserve – FCR) και ενέργεια εξισορρόπησης (Replacement Reserve – RR). Στο τελικό στάδιο της BM, πραγματοποιείται οικονομική εκκαθάριση με την καταβολή πληρωμών ή την επιβολή χρεώσεων στα συμβαλλόμενα μέρη (BRPs & BSPs) για τις αποκλίσεις τους [75].



Εικόνα 3.7 Διαρρύθμιση Αγοράς Εξισορρόπησης [61]

3.2.6 Market Coupling

Έπειτα από τη θεσμοθέτηση μιας κοινής δομής της ενεργειακής αγοράς βασισμένη στις αρχές του Target Model, το επόμενο βήμα είναι η ενοποίηση των διασπασμένων εθνικών ή τοπικών αγορών σε μια κοινή, αξιοποιώντας διάφορους μηχανισμούς σύζευξης. Μέσω αυτών επιτυγχάνεται η διασυνοριακή ανταλλαγή ενέργειας και η σύγκλιση των τιμών, καθώς και η ενίσχυση της σταθερότητας και της ασφάλειας του ευρωπαϊκού ενεργειακού συστήματος.

Η διαδικασία αυτή επονομάζεται Market Coupling και αποτελεί τον απώτερο στόχο στη διαμόρφωση ενός κοινού ευρωπαϊκού ενεργειακού τοπίου [61]. Η κοινή ενσωμάτωση, όμως, όλων των ενεργειακών αγορών χαρακτηρίζεται από πολλαπλές προκλήσεις, αποτέλεσμα νομοθετικών και δομικών διαφορών στις επιμέρους εθνικές αγορές, καθώς και σε τεχνικούς περιορισμούς όσον αφορά τις διασυνδέσεις των ενεργειακών δικτύων.

3.3 Τιμολόγηση Ηλεκτρικής Ενέργειας

3.3.1 Σύνοψη

Η πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές της διεξάγεται εντός της λιανικής αγοράς, όπου προμηθευτές ανταγωνίζονται μεταξύ τους, ώστε να ενισχύσουν το μερίδιό τους στην αγορά. Η εξέλιξη των μηχανισμών χρέωσης της ηλεκτρικής ενέργειας ακολουθεί τις μεταρρυθμίσεις στην ευρύτερη ενεργειακή αγορά και προσαρμόζεται στις επίσης διαρκώς μεταβαλλόμενες απαιτήσεις των χρηστών.

Η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας αντανακλά τόσο το κόστος προμήθειας της στον καταναλωτή, όσο και το κόστος μεταφοράς και διανομής της στον τελικό χρήστη, καθώς και έτερες εισφορές προς κοινωνικά ή περιβαλλοντικά οφέλη.

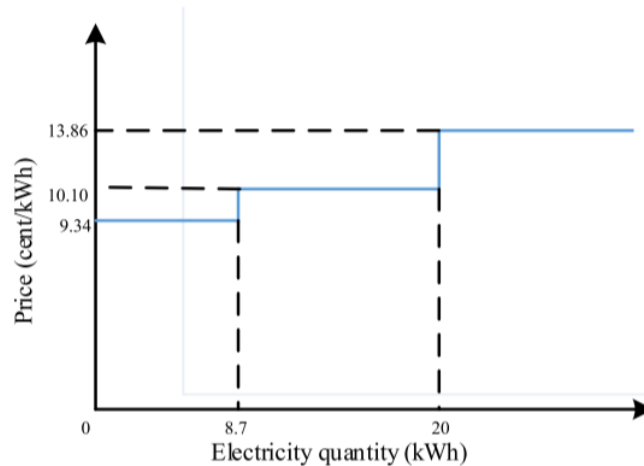
Με γνώμονα τα παραπάνω, στην Ελληνική Αγορά, ο λογαριασμός ηλεκτρικής ενέργειας διαιρείται σε δύο τμήματα: Το ανταγωνιστικό σκέλος, το οποίο καθορίζεται από τους προμηθευτές στη λιανική αγορά ηλεκτρισμού, και το ρυθμιζόμενο σκέλος, το οποίο προσαρμόζεται στις απαιτήσεις των εκάστοτε διαχειριστών του δικτύου και των αρμόδιων ρυθμιστικών αρχών.

3.3.2 Ανταγωνιστικό Σκέλος Τιμολόγησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

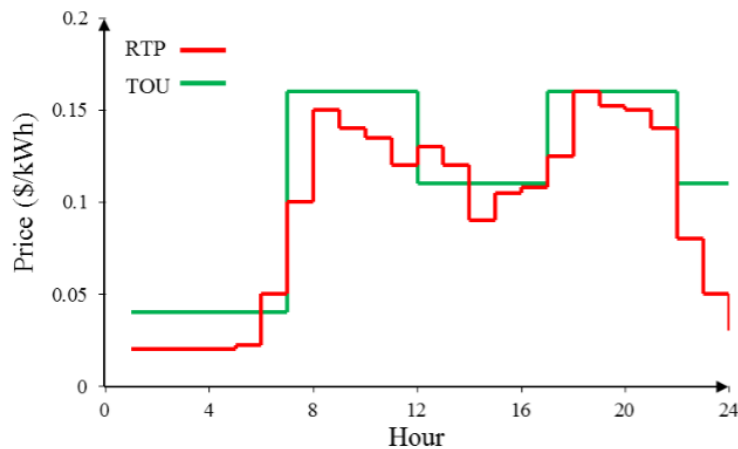
Το συγκεκριμένο τμήμα της χρέωσης προμήθειας ηλεκτρισμού καθορίζεται από το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας στη χονδρική αγορά, αλλά και από τη λειτουργία και κερδοφορία του προμηθευτή. Παρά την εγγενή ανελαστικότητα της ζήτησης ηλεκτρισμού, η δομή του μηχανισμού τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας δύναται να επηρεάσει την τελική κατανομή της ζήτησης, την αποκοπή φορτίου αιχμής και συνεπακόλουθα τον προγραμματισμό των διαθέσιμων ενεργειακών πόρων. Για τον λόγο αυτόν, έχουν αναπτυχθεί ποικίλα μοντέλα τιμολόγησης της καταναλισκόμενης ενέργειας, τα κυριότερα εκ των οποίων παρουσιάζονται στη συνέχεια.

- Σταθερή (Flat) Τιμολόγηση: Η σταθερή τιμολόγηση αποτελεί μέχρι τώρα τον συνηθέστερο και απλούτερο μηχανισμό κοστολόγησης ηλεκτρισμού, στον οποίο οι καταναλωτές πληρώνουν μια δεδομένη και σταθερή τιμή ανά καταναλισκόμενη κιλοβατώρα. Ο σχεδιασμός αυτός επιτρέπει ακριβότερη πρόβλεψη του ενεργειακού κόστους, αδυνατεί όμως να κινητοποιήσει την εξοικονόμηση ενέργειας σε ώρες αιχμής.
- **Stepwise Power Tariff (SPT)**: Η SPT ή Κλιμακωτή χρέωση είναι μια τιμολογιακή μέθοδος, σύμφωνα με την οποία, η χρέωση της ενέργειας εξαρτάται από την ποσότητα κατανάλωσης, εντός ενός χρονικού διαστήματος. Όσο αυξάνεται η κατανάλωση από τον πελάτη, τόσο αυξάνεται και το μοναδιαίο κόστος της ενέργειας που απορροφάται, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 3.8.
- **Time of Use (ToU)** : Η χρέωση με βάση τη χρήση διαχωρίζει την τιμή της ενέργειας σε περιόδους χαμηλής, υψηλής και ενδεχομένως ενδιάμεσης ζήτησης, ανάλογα με την ημέρα και την εποχή. Σε περιόδους υψηλότερης συμφόρησης του δικτύου, οι υψηλότερες τιμές ενθαρρύνουν την εξοικονόμηση ενέργειας από τους καταναλωτές, ώστε να μειώσουν το ενεργειακό τους κόστος.

- Real Time Pricing (RTP): Η χρέωση πραγματικού χρόνου περιλαμβάνει τη μεταβολή της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας που χρεώνεται στον καταναλωτή ανά χρονικά διαστήματα που κυμαίνονται μεταξύ ώρας και μερικών λεπτών, αποτελώντας μια εξαιρετικά δυναμική μορφή τιμολόγησης. Παρέχει τη δυνατότητα στον πελάτη να μεγιστοποιεί την εξοικονόμηση ενέργειας, με την προϋπόθεση πως διατηρεί ανάλογη ευελιξία και μηχανισμό επιτήρησης της τιμής και της ζήτησης του φορτίου του. Σύγκριση της RTP με την ToU αποτυπώνεται στην Εικόνα 3.9.



Εικόνα 3.8 Παράδειγμα SPT τιμολόγησης [76]



Εικόνα 3.9 Σύγκριση Παραδειγμάτων ToU και RTP τιμολόγησης [76]

Οι κυμαινόμενες μορφές τιμολόγησης είναι εκ φύσεως πιο σύνθετες και περίπλοκες στην εφαρμογή και στην ενσωμάτωσή τους από το ευρύτερο καταναλωτικό κοινό, και δύναται να μετακυλήσουν την αστάθεια των τιμών ηλεκτρισμού απευθείας στον τελικό χρήστη. Παρόλα αυτά, αποτελούν ένα ιδιαίτερα χρήσιμο εργαλείο, καθώς οι καταναλωτές ολοένα και περισσότερο, αποσκοπούν στην αύξηση του ελέγχου τους επί της διαχείρισης της ενεργειακής τους κατάστασης και παρέχουν δυνατότητες σημαντικής εξοικονόμησης [77].

3.3.3 Ρυθμιζόμενο Σκέλος Τιμολόγησης Ηλεκτρικής Ενέργειας:

Οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις ηλεκτρικής ενέργειας επιβάλλονται από τη νομοθεσία και αντιπροσωπεύουν το κόστος μεταφοράς και διανομής της ενέργειας στους καταναλωτές, καθώς και ποικίλες χρεώσεις περιβαλλοντικού ή κοινωνικού χαρακτήρα. Οι χρεώσεις αυτές συλλέγονται από τους προμηθευτές ηλεκτρισμού και αποδίδονται στους εκάστοτε δικαιούχους τους. Στο ελληνικό ρυθμιστικό πλαίσιο, οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις είναι οι εξής:

- Χρεώσεις Χρήσης Δικτύου (ΧΧΔ): Κόστος που διανέμεται στον διαχειριστή του δικτύου διανομής, ώστε να καλυφθούν οι δαπάνες λειτουργίας, συντήρησης και ανάπτυξης του Δικτύου Διανομής Μέσης και Χαμηλής Τάσης.
- Χρεώσεις Χρήσης Συστήματος (ΧΧΣ): Αντίστοιχα με τις ΧΧΔ, αποτελούν χρέωση που αποδίδεται στον διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς, προς εξυπηρέτηση των δαπανών του.
- Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ): Χρέωση που αξιοποιείται για την επιδότηση των λογαριασμών ηλεκτρικής ενέργειας σε μη διασυνδεδεμένα νησιά, και άλλες κατηγορίες ευάλωτων κοινωνικά ή οικονομικά καταναλωτών.
- Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ): Κατευθύνεται στην επιδότηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές (ΑΠΕ) και Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ), ώστε να μειωθούν οι εκπομπές αερίων ρύπων από αντίστοιχες ηλεκτροπαραγωγές πηγές.

3.3.4 Αρμόδιες Ρυθμιστικές Αρχές

Σπουδαίο μερίδιο στην επιτήρηση και διαμόρφωση των δεδομένων λειτουργίας κάθε αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας διαδραματίζουν οι εκάστοτε ρυθμιστικές αρχές. Πέρα από τους διαχειριστές δικτύου, ΑΔΜΗΕ και ΔΕΔΔΗΕ, η δομή των οποίων έχει αναλυθεί στα προηγούμενα κεφάλαια, ευρύτερες ρυθμιστικές αρμοδιότητες, στα ελληνικά δεδομένα, επιτελεί η Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων (ΡΑΑΕΥ -τεως ΡΑΕ). Επιπρόσθετα, σημαντικό ρόλο στην οργάνωση της λειτουργίας των ΑΠΕ διατηρεί ο Διαχειριστής Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και Εγγυήσεων Προέλευσης (ΔΑΠΕΕΠ).

- ΡΑΑΕΥ: Όσον αφορά τον κλάδο της ενέργειας, στις κύριες αρμοδιότητές του συγκαταλέγονται η ευρύτερη εποπτεία της ενεργειακής αγοράς, η προστασία των καταναλωτών, η παρακολούθηση και εξασφάλιση του ενεργειακού εφοδιασμού, η χορήγηση αδειών προς άσκηση ενεργειακών δραστηριοτήτων και η επιτήρηση των διαχειριστών των δικτύων [78].
- ΔΑΠΕΕΠ: Βασικός ρόλος του είναι η διασφάλιση της βιωσιμότητας και αποδοτικότητας της αύξησης της συμμετοχής των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα. Διαχειρίζεται και υποστηρίζει την παραγωγή και εισαγωγή ενέργειας από ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο, φροντίζοντας για την συμμόρφωση της αγοράς με τις Ευρωπαϊκές οδηγίες. Συμπληρωματικά, διεξάγει δημοπρασίες δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίων του άνθρακα (CO₂) και εκπροσωπεί παραγωγούς ΑΠΕ ως ο Φορέας Εκπροσώπησης Τελευταίου Καταφυγίου (ΦΟΣΕΤΕΚ). Τέλος, είναι αρμόδιος και για την έκδοση και διαχείριση των Εγγυήσεων Προέλευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και Συμπαγωγή Θερμότητας και Ηλεκτρισμού (ΣΗΘ).

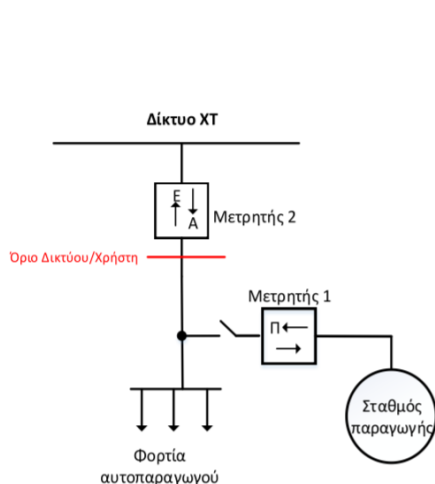
3.4 Σχήματα Αυτοπαραγωγής

Η δέσμευση για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, σε συνδυασμό με τη διαρκή και ραγδαία ελάττωση του κόστους εγκατάστασης σταθμών παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές, έχουν συντελέσει στην εμφάνιση πολιτικών με κίνητρο την ενθάρρυνση της αυτοπαραγωγής στους ηλεκτρικούς καταναλωτές. Μείζονα ρόλο στην προσπάθεια αυτή, διαδραματίζει ο θεσμός του ενεργειακού συμψηφισμού – Net Metering- που αναπτύχθηκε στις ΗΠΑ και στη βόρεια Ευρώπη από τα τέλη του 20^{ου} αιώνα και εξαπλώθηκε παγκοσμίως, συμπεριλαμβανομένης και της Ελλάδας. Ως Net Metering, ορίζεται ο συμψηφισμός της εγχεόμενης στο δίκτυο ενέργειας από έναν σταθμό παραγωγής, με την απορροφώμενη ενέργεια στην εγκατάσταση του ενεργειακού πελάτη-αυτοπαραγωγού [79], [80].

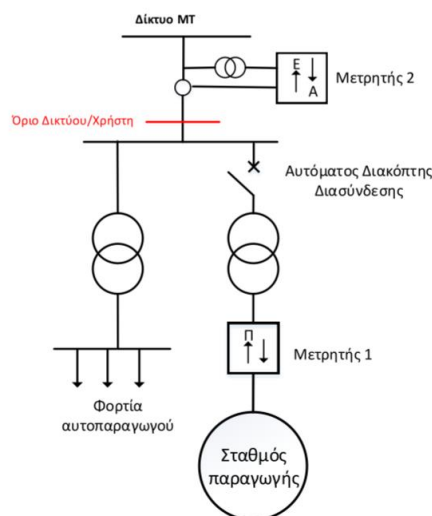
3.4.1 Net Metering

Οι σταθμοί παραγωγής στο θεσμικό πλαίσιο λειτουργίας του ενεργειακού συμψηφισμού στην Ελλάδα αποτελούνται από φωτοβολταϊκές διατάξεις, σταθμούς βιομάζας, ΣΥΘΗΑ, μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς και μικρές ανεμογεννήτριες [81]. Παρά ταύτα, για οικονομικούς και πρακτικούς λόγους, σχεδόν η απόλυτη πλειοψηφία των εγκαταστάσεων αυτοπαραγωγής αποτελείται από φωτοβολταϊκά, εγκατεστημένα επί κτηρίων ή επί εδάφους.

Στην εγκατάσταση κατανάλωσης τοποθετούνται μετρητές οι οποίοι καταγράφουν την εγχεόμενη στο δίκτυο ενέργεια από τον σταθμό παραγωγής, καθώς και εκείνη που απορροφάται από τον καταναλωτή. Η διαρρύθμιση των μετρητικών διατάξεων χαίρει καίριας σημασίας στον ενεργειακό συμψηφισμό, ώστε να καθορίζονται με σαφήνεια και ακρίβεια, τα όρια της εγκατάστασης και της ευθύνης καθενός εκ των συμβαλλόμενων μερών (αυτοπαραγωγού, προμηθευτή και διαχειριστή δικτύου), καθώς και της ενέργειας που έχει παραχθεί, καταναλωθεί, εισαχθεί ή εξαχθεί στο δίκτυο. Στην Εικόνα 3.10 παρατίθεται το κοινό σχεδιάγραμμα διασύνδεσης αυτοπαραγωγού στη χαμηλή τάση, ενώ στην Εικόνα 3.11 γίνεται το αντίστοιχο για σύνδεση απευθείας στη μέση τάση.



Εικόνα 3.10 Σύνδεση στο Δίκτυο και Μέτρηση Ενέργειας Καταναλωτή XT με Net Metering [81]

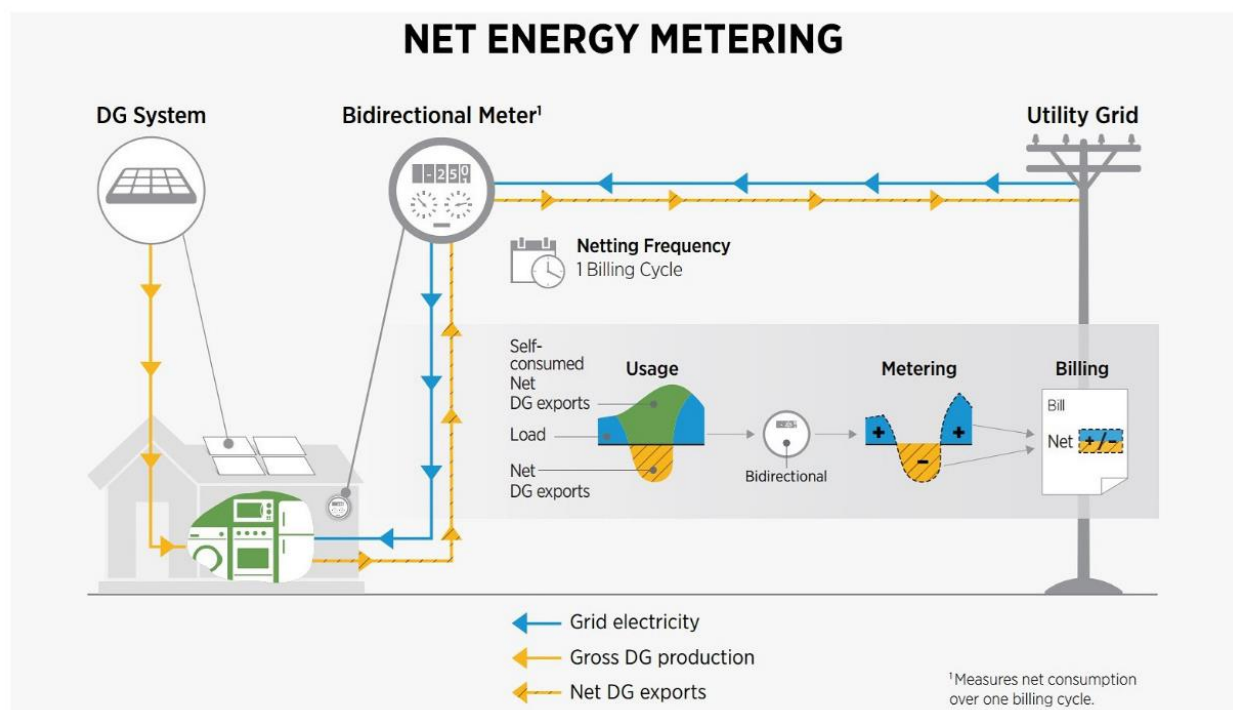


Εικόνα 3.11 Σύνδεση στο Δίκτυο και Μέτρηση Ενέργειας Καταναλωτή MT με Net Metering [81]

Ο συμψηφισμός διενεργείται από τον Προμηθευτή με τον οποίο έχει συμβληθεί ο αυτοπαραγωγός, με βάση τα δεδομένα καταμέτρησης που παρέχει ο Διαχειριστής του Δικτύου. Η παραχθείσα ενέργεια από το φ/β που δεν καταναλώνεται επί τόπου, διοχετεύεται στο δίκτυο, καταγράφεται από τον αντίστοιχο μετρητή και συμψηφίζεται με την ενέργεια που ο καταναλωτής αντλεί από το ηλεκτρικό σύστημα.

Εντός κάθε περιόδου τιμολόγησης υπολογίζεται η διαφορά απορροφώμενης και εγχεόμενης ενέργειας και εφόσον είναι θετική, χρεώνεται στον πελάτη, ενώ σε αντίθετη περίπτωση δεν υφίσταται χρέωση, με το πλεόνασμα εγχεόμενης ενέργειας να μεταφέρεται -ως πρόσθετη εγχεόμενη ενέργεια- στην επόμενη περίοδο. Έπειτα από το πέρας μιας τριετίας, λαμβάνει χώρα τελική εκκαθάριση της ηλεκτρικής ενέργειας, με όποιο ενδεχόμενο πλεόνασμα παραχθείσας ενέργειας να μηδενίζεται χωρίς περαιτέρω αποζημίωση. Η διαδικασία αυτή επαναλαμβάνεται ανά τριετία μέχρι τη λήξη της σύμβασης ενεργειακού συμψηφισμού [81].

Η λειτουργία του net metering απεικονίζεται συνοπτικά στην Εικόνα 3.12.



Εικόνα 3.12 Διαδικασία Net Metering [82]

Η πολιτική του Net Metering συνεισέφερε αξιόλογα στη μαζική εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σε οικίες και επιχειρήσεις, δίχως την ανάγκη για παροχή επιδοτήσεων, ελαττώνοντας εκπομπές αέριων ρύπων και εν γένει το περιβαλλοντικό αποτύπωμα της ηλεκτροπαραγωγής.

Η εγγύτητα παραγωγής και κατανάλωσης της ηλεκτρικής ενέργειας μειώνει σημαντικά τις απώλειες που υφίστανται στη μεταφορά του ρεύματος. Ακόμα, εμφανίζεται σημαντικό οικονομικό όφελος για τους αυτοπαραγωγούς, καθώς ελαχιστοποιούν το κόστος προμήθειας ηλεκτρισμού και προστατεύονται από αυξήσεις ή μεταβολές στην τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος. [83], [84], [85], [86].

Ακολουθώντας την παγίωση του Net-Metering, τόσο διεθνώς όσο και στην Ελληνική ενεργειακή αγορά, διαμορφώθηκαν ποικίλα παρεμφερή προγράμματα αυτοπαραγωγής, ώστε να αυξηθεί η εμβέλεια εφαρμογής της και να εξυπηρετηθεί το αυξανόμενο πλήθος ενδιαφερόμενων καταναλωτών. Άξιο αναφοράς αποτελεί το Virtual Net Metering, ο εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός, πρόγραμμα σύμφωνα με το οποίο επιτρέπεται η εγκατάσταση σταθμού παραγωγής σε χώρο διαφορετικό από τον χώρο κατανάλωσης.

Μειονεκτήματα και Προβληματισμοί Ενεργειακού Συμψηφισμού:

Παρά την επιτυχία και την εξάπλωση των συστημάτων αυτοπαραγωγής με ενεργειακό συμψηφισμό, σε πολλές ενεργειακές αγορές παρατηρήθηκαν στρεβλώσεις και αρνητικές οικονομικές συνθήκες για προμηθευτές και υπηρεσίες κοινής ωφέλειας.

Συγκεκριμένα, η μείωση ή και μηδενισμός του κόστους προμήθειας ηλεκτρισμού για τους αυτοπαραγωγούς συνεπάγεται ταυτοχρόνως την απώλεια εσόδων για τους διαχειριστές ηλεκτρικών δικτύων και τους προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι με τη σειρά τους επιμερίζουν το κόστος παροχής των υπηρεσιών τους στους υπόλοιπους πελάτες.

Συνεπακόλουθα, η επιπρόσθετη οικονομική επιβάρυνση ωθεί περισσότερους καταναλωτές στην υιοθέτηση αυτοπαραγωγής ή εναλλακτικών μεθόδων ελαχιστοποίησης του κόστους τους, με συνέπεια έναν φαύλο κύκλο μείωσης εσόδων και περαιτέρω αύξησης τιμών για την παροχή υπηρεσιών από πάροχους και ΥΚΩ, που ονομάζεται Utility Death Spiral [87], [88] .

Παράλληλα, η υφιστάμενη δομή του Net Metering αντιμετωπίζει πρακτικά το ηλεκτρικό δίκτυο σαν ανεξάντλητο αποθηκευτικό χώρο, καθώς ο χρήστης εγγείη ηλεκτρική ισχύ τις ώρες με πλεόνασμα παραγωγής και αντλεί ισχύ, όταν παρουσιάζει έλλειμα, προκειμένου να καλύψει την κατανάλωσή του. Συνεπώς, δεν αντανακλάται η διαφορά στο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των χρονικών στιγμών έγχυσης και απορρόφησής της και δημιουργούνται προβλήματα διαθεσιμότητας ηλεκτρικού χώρου στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής.

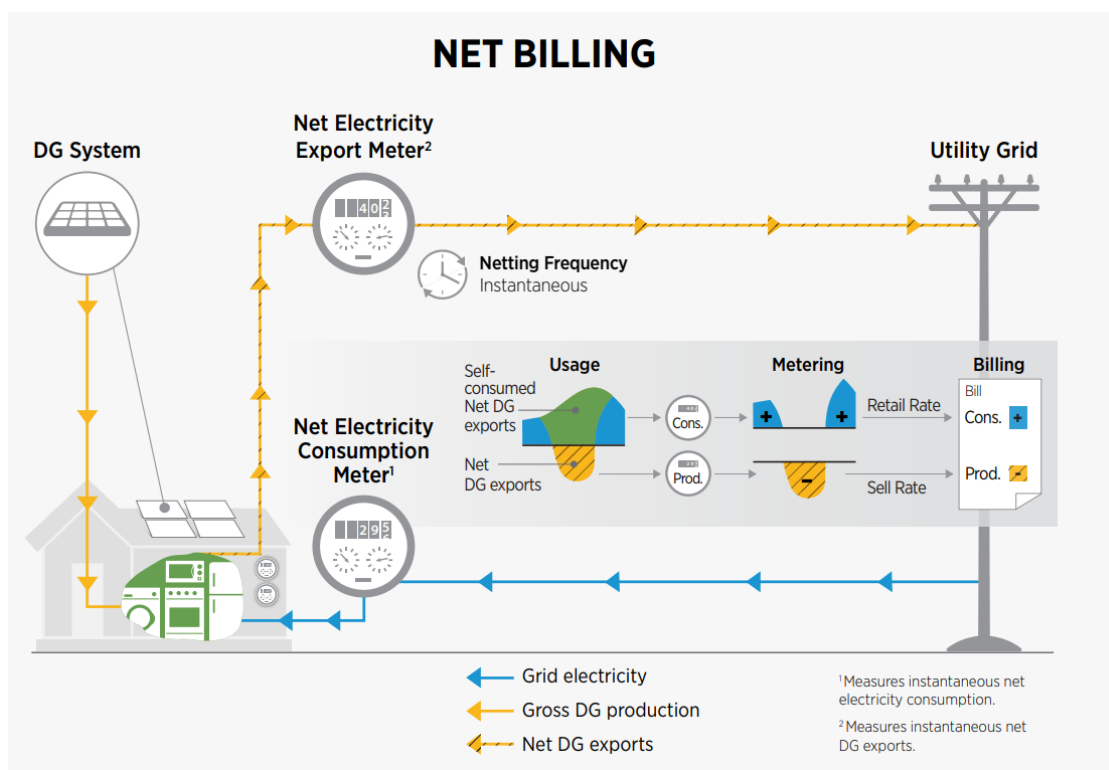
Το πρόβλημα αυτό γίνεται ιδιαίτερα κρίσιμο με τη συνύπαρξη μεγάλου πλήθους αυτοπαραγωγών σε ένα δίκτυο, καθώς θα εγγέουν ταυτόχρονα πλεόνασμα ηλεκτρισμού στο δίκτυο, το οποίο θα δυσκολευτεί να απορροφήσει, αν δεν έχουν προβλεφθεί κατάλληλες υποδομές, ενώ μπορεί να οδηγήσει και σε περικοπές παραγωγής.

Εξαιτίας των ανωτέρω, υιοθετούνται την τελευταία δεκαετία προγράμματα παρεμφερή με το Net Metering, με δικαιότερη αποζημίωση της παραχθείσας ηλεκτρικής ενέργειας από τους αυτοπαραγωγούς, με στόχο την από κοινού ωφέλεια των καταναλωτών και του ηλεκτρικού συστήματος. Τον σημαντικότερο ρόλο στη μετάβαση αυτή διαδραματίζει ο θεσμός του Net Billing ή Ταυτοχρονισμένος Ενεργειακός Συμψηφισμός, που υιοθετήθηκε πρόσφατα και στην Ελλάδα.

3.4.2 Net Billing

Ο ταυτοχρονισμένος ενεργειακός συμψηφισμός ή Net Billing, ορίζεται ως η αυτοκατανάλωση στην οποία συμψηφίζεται η παραχθείσα και απορροφηθείσα ενέργεια στην παροχή κατανάλωσης του αυτοπαραγωγού, σε περίοδο ίση με την περίοδο εκκαθάρισης αποκλίσεων, τουτέστιν 15 λεπτά, με πώληση της περίσσειας ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο στο ίδιο χρονικό διάστημα [89].

Αναλυτικότερα, η παραχθείσα από τον σταθμό παραγωγής ενέργεια κατευθύνεται στην εγκατάσταση κατανάλωσης, και τυχόν πλεόνασμα εγχέεται στο δίκτυο και αποζημιώνεται με βάση την Τιμή Εκκαθάρισης Αγοράς Επόμενης Ημέρας (MCP) που ισχύει για τη δεδομένη χρονική στιγμή που γίνεται η μέτρηση. Σε περίπτωση που η παραγωγή δεν είναι ικανή να καλύψει την καταναλισκόμενη ενέργεια, απορροφάται ενέργεια από το δίκτυο και χρεώνεται με βάση το ισχύον τιμολόγιο του προμηθευτή που αντιστοιχεί στην εν λόγω παροχή. Η διαδικασία απεικονίζεται περιληπτικά στην Εικόνα 3.13.



Εικόνα 3.13 Διαδικασία Net Billing [82]

Για τη λειτουργία του ταυτοχρονισμένου συμψηφισμού είναι απαραίτητη η ύπαρξη διατάξεων τηλεμέτρησης, ώστε να καταγράφονται και να συλλέγονται, σε πραγματικό χρόνο, τα δεδομένα παραγωγής, έγχυσης, απορρόφησης και κατανάλωσης ενέργειας του πελάτη, από τους αρμόδιους διαχειριστές. Ακόμα, ο αυτοπαραγωγός είναι υποχρεωμένος να συμβληθεί με κάποιον Φορέα Σωρευτικής Εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) σύμφωνα με τις αρμόδιες νομικές διατάξεις. Για οικιακούς καταναλωτές ειδικά, ΦοΣΕ ορίζεται ο ΔΑΠΕΕΠ [89].

Η εκκαθάριση των χρεώσεων που προκύπτουν από κάθε περίοδο εκκαθάρισης αποκλίσεων (15 λεπτά) γίνεται σε μηνιαία βάση, καθώς ο ΦοΣΕ καταβάλλει στον αυτοπαραγωγό τη χρηματική αξία της εγχυθείσας ενέργειας αθροισμένη στη διάρκεια του εν λόγω μήνα, ενώ το αντίστοιχο γίνεται με τον λογαριασμό κατανάλωσης που χρεώνει ο προμηθευτής για το ίδιο χρονικό διάστημα επί της απορροφηθείσας ενέργειας [89].

Το τελικό οικονομικό αποτέλεσμα για τον αυτοπαραγωγό ενδέχεται να είναι θετικό, δηλαδή πίστωση χρημάτων στον λογαριασμό του, όταν η μηνιαία αθροισμένη αξία της εγχυθείσας ενέργειας υπερβαίνει την αξία της απορροφηθείσας. Στην αντίθετη περίπτωση, η αξία της εγχυθείσας ενέργειας πιστώνεται ως έκπτωση στον εκκαθαριστικό λογαριασμό. Το σύνολο των χρεώσεων που επιβάλλονται στη συμψηφιζόμενη παροχή υπολογίζονται επί της απορροφηθείσας ενέργειας, είτε πρόκειται για το ανταγωνιστικό σκέλος είτε για το σύνολο των ρυθμιζόμενων χρεώσεων (XXΣ, XXΔ, ΥΚΩ, ETMEAP) [89].

Κύριος σκοπός της πολιτικής του net billing είναι η παροχή κινήτρου στους αυτοπαραγωγούς, να εντείνουν τον ταυτοχρονισμό κατανάλωσης και παραγωγής ενέργειας, είτε μετατοπίζοντας χρονικά καταναλώσεις φορτίων σε ώρες με περίσσεια παραγωγής, είτε εγκαθιστώντας συστήματα μονάδων αποθήκευσης, προκειμένου να διοχετεύσουν σε αυτές το πλεόνασμα ισχύος τους και να το αξιοποιήσουν, όταν υπάρξει ζήτηση, αποφεύγοντας απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο.

Δεδομένου ότι η αποζημίωση της εγχυθείσας ενέργειας γίνεται επί της χονδρικής τιμής ηλεκτρισμού, ενώ η χρέωση της απορροφηθείσας γίνεται επί της λιανικής τιμής, το όφελος από την έγχυση ενέργειας στο δίκτυο θα υστερεί σε σχέση με το κόστος απορρόφησης της ίδιας ποσότητας. Επομένως, η χρήση συστημάτων αποθήκευσης, κατά κανόνα μπαταριών – BESS είναι επιβεβλημένη, για να επιτευχθεί η μεγιστοποίηση του οφέλους από έναν σταθμό παραγωγής που λειτουργεί υπό καθεστώς ταυτοχρονισμένου ενεργειακού συμψηφισμού. Η εγκατάσταση σταθμού αποθήκευσης ενισχύει την αυτονομία του αυτοπαραγωγού έναντι διακυμάνσεων της ηλεκτρικής αγοράς και μειώνει την αλληλεπίδραση και εξάρτηση από το δίκτυο διανομής.

Συνοψίζοντας, ο θεσμός του Net Billing παρουσιάζει συγκριτικά πλεονεκτήματα σε σχέση με το Net Metering τόσο για τους καταναλωτές, όσο και για τους Διαχειριστές και Προμηθευτές που δραστηριοποιούνται στην ηλεκτρική αγορά. Οι μεν αυτοπαραγωγοί απαλλάσσονται από τα τέλη χρήσης δικτύου της εγγεόμενης ενέργειας, διότι στον κλασσικό ενεργειακό συμψηφισμό θα απορροφούσαν σε άλλη χρονική στιγμή ισόποση ενέργεια και θα επιβαρύνονταν με τις αντίστοιχες χρεώσεις δικτύου, ενώ στο Net Billing αποζημιώνονται εφάπαξ. Παράλληλα, αντιμετωπίζεται η απροθυμία των προμηθευτών ηλεκτρικής ενέργειας να συμψηφίζουν ενέργεια που παράγεται κατά τους θερινούς μήνες και τις μεσημεριανές ώρες με ενέργεια που καταναλώνεται κατά τη διάρκεια της νύχτας ή τον χειμώνα, όταν το κόστος παραγωγής της ενέργειας είναι σημαντικά υψηλότερο. Ακόμα, η αναμενόμενη αύξηση στον ταυτοχρονισμό παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας αμβλύνει τις επιπτώσεις της αυτοπαραγωγής στο δίκτυο, καθώς μειώνεται η αλληλεπίδραση με αυτό, με ωφέλεια προς το σύνολο των καταναλωτών.

Αξίζει όμως να επισημανθεί το γεγονός, ότι το οικονομικό όφελος του Net Billing για τους αυτοπαραγωγούς εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τη μορφή αποζημίωσης της εγχυθείσας ενέργειας, καθώς και από τη διακύμανση των τιμών ενέργειας, σε μεγαλύτερο βαθμό απ' ότι σε προγενέστερα αντίστοιχα προγράμματα. Επιπλέον, για τη μεγιστοποίηση των δυνατοτήτων του Net Billing είναι συχνά απαραίτητη η εγκατάσταση συστήματος αποθήκευσης, επένδυση που, αν και επιδοτείται από τις κρατικές αρχές κατά

κανόνα, αυξάνει αξιόλογα το αρχικό κόστους κεφαλαίου για τους καταναλωτές, αποκλείοντας ενδεχομένους τους πιο οικονομικά αδύναμους.

Τέλος, όπως και στην περίπτωση του Net Metering, έτσι και στο Net Billing παρέχεται η δυνατότητα και για εικονικό ταυτοχρονισμένο συμψηφισμό, συλλογική αυτοκατανάλωση αλλά και για ενεργειακές κοινότητες, εξυπηρετώντας με τον τρόπο αυτό, πληθώρα ενεργειακών πελατών, με διαφορετικές διαρρυθμίσεις, ανάγκες και στόχους.

Κεφάλαιο 4 Μοντελοποίηση αλγορίθμου

4.1 Μεθοδολογία

Στην παρούσα εργασία αναπτύσσεται ένα αλγοριθμικό μοντέλο στο περιβάλλον GAMS (General Algebraic Modeling System). Το εν λόγω λογισμικό εξειδικεύεται στην επίλυση προβλημάτων γραμμικού προγραμματισμού και ενδείκνυται για τη μοντελοποίηση αλγορίθμων μαθηματικής βελτιστοποίησης, παρέχοντας τη δυνατότητα χρήσης ποικίλων μαθηματικών μεθόδων και τεχνικών [90].

Ο αλγόριθμος προς υλοποίηση συνίσταται στη μοντελοποίηση ενός συστήματος Φωτοβολταϊκών και Αποθήκευσης (PV&BESS), εγκατεστημένο σε βιομηχανικό πελάτη Μέσης Τάσης στην Ελλάδα, ενταγμένος σε καθεστώς ταυτοχρονισμένου συμψηφισμού (Net - Billing). Ο αλγόριθμος καλείται να υπολογίζει τις βέλτιστες διαστάσεις του συστήματος PV&BESS, προκειμένου να καλύπτονται οι ενεργειακές απαιτήσεις του καταναλωτή με το ελάχιστο δυνατό κόστος στην περίοδο εξέτασης, η οποία είναι ίση με μια εικοσαετία.

Η περίοδος εξέτασης χωρίζεται σε χρονικά διαστήματα ίσα με 1 ώρα, ώστε να αποτυπώνονται οι βραχυπρόθεσμες μεταβολές στη φωτοβολταϊκή παραγωγή, στη ζήτηση φορτίου καθώς και στις τιμές ενέργειας με ακριβή τρόπο. Ως αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος ορίζεται το συνολικό κόστος με το οποίο επιβαρύνεται ο καταναλωτής στη διάρκεια της μελέτης, τουτέστιν το άθροισμα του κόστους προμήθειας ενέργειας από το δίκτυο και του επενδυτικού και λειτουργικού κόστους εγκατάστασης του σταθμού παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας. Οι κύριες μεταβλητές απόφασης του συστήματος αποτελούνται από την Ισχύ του φ/β σταθμού καθώς και από την Ισχύ και τη Χωρητικότητα του σταθμού αποθήκευσης.

Η μοντελοποίηση της συμπληρωματικότητας στη φόρτιση και εκφόρτιση της μπαταρίας καθιστά απαραίτητη τη χρήση δυαδικών μεταβλητών, και κατά συνέπεια την επίλυση του μοντέλου με τη μέθοδο του Μεικτού Ακέραιου Προγραμματισμού (Mixed Integer Programming – MIP). Εκ των διαθέσιμων επιλυτών (Solvers) που προσφέρονται στο περιβάλλον GAMS χρησιμοποιήθηκε ο CPLEX.

4.2 Μεικτός Ακέραιος Προγραμματισμός (MIP)

Στη βελτιστοποίηση με MIP, εμπεριέχονται ακέραιες και συνεχείς μεταβλητές, όμως το σύνολο των εξισώσεων, συναρτήσεων και περιορισμών, στο οποίο υπόκεινται οι μεταβλητές αυτές, οφείλει να είναι αυστηρά γραμμικό. Η επίλυση ενός προβλήματος με MIP εμπεριέχει τη χρήση αλγορίθμων, όπως ο Branch and Bound και Branch and Cut, οι οποίοι διαχωρίζουν το πεδίο πιθανών λύσεων σε υποπροβλήματα τα οποία σταδιακά περιορίζουν και εξερευνούν, μέχρις ότου προκύψει αποδεκτή λύση. Ένα MIP μοντέλο χαρακτηρίζεται από πολλαπλά τοπικά ελάχιστα, τα οποία αποτελούν πιθανές βέλτιστες λύσεις, δεν είναι όμως εγγυημένη η εξεύρεση της καλύτερης από αυτές, ακόμα και αν το πρόβλημα είναι επιλύσιμο – feasible.

Για τον λόγο αυτό, η τελική λύση που παράγει ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης είτε αποτελεί την αποδεδειγμένα βέλτιστη λύση – Proven Optimal Solution, είτε μια εφικτή – feasible λύση. Στην περίπτωση των εφικτών λύσεων, ορίζεται η απόλυτη και η σχετική απόσταση – Absolute and Relative Gap, της

καλύτερης εφικτής λύσης που ευρέθη, από τη βέλτιστη λύση που μπορεί να αποδειχθεί ότι υπάρχει, αλλά δεν μπορεί να υπολογιστεί ή να βρεθεί.

Επομένως, είναι κρίσιμο οι λύσεις που θα προκύψουν από τη διαδικασία της βελτιστοποίησης να χαρακτηριστούν ως προς την ιδιότητά τους και να εξεταστεί αν αποτελούν το καλύτερο δυνατό αποτέλεσμα.

4.3 Ονοματολογία Συμβόλων – Nomenclature

Sets & Indices	
y	year index $\in [2025, 2044]$
h	hour index $\in [1, 8760]$
m	Month index $\in [1, 12]$
Parameters	
N_L	Nominal Load Power
$P_{L,p.u.}^{y,h}$	Per Unit Load Power
$P_{PV,p.u.}^{h,y}$	Per Unit Solar Power
$tf_{im} tf_{ex}$	import export electricity tariff
$subsidy$	Subsidy of Investment, in %
$Min_B Max_B$	Minimum Maximum operating SoC of the battery, in %
n	BESS roundtrip efficiency, in %
$degrade_{bess}$	Annual battery capacity degradation, in %
$degrade_{pv}$	Annual PV power degradation, in %
$rate$	Discount rate for the investment
$lifetime_{pv} lifetime_{bess}$	Lifetime of PV BESS installation
$Life_{rem,pv} Life_{rem,bess}$	Remaining Lifetime of PV BESS installation at the end of study period

$C_{TSO DSO}^P, C_{TSO DSO}^E$	Power and energy cost component of TSO DSO charges
$C_{PSO}^E, C_{RES}^E, C_{Var}^E$	Energy cost component of PSO, RES levy and Various charges
$C_{PV}^y C_{B,cap}^y C_{B,P}^y$	Cost of PV BESS capacity BESS power
$Op_{pv} Op_B$	PV BESS OpEx

Variables

N_{PV}^y	Total PV power at year y
$N_{B,cap}^y, N_{B,P}^y$	Total BESS capacity & power at year y
PV_{inst}^y	PV power installed during year y
$Cap_{B,inst}^y, P_{B,inst}^y$	BESS Capacity & Power installed during year y
$P_{PV}^{y,h}$	PV power generated at time (h, y)
$P_{PV2L}^{h,y}$	PV power for load supply at time (h, y)
$P_{PV2G}^{y,h}$	PV power exported to the grid at time (h, y)
$P_{PV2B}^{y,h}$	PV power for BESS charging at time (h, y)
$P_{PVCrtl}^{y,h}$	Curtailed PV power at time (h, y)
$P_{G,im}^{y,h}$	Total imported grid power at time (h, y)
$P_{G2L}^{y,h}$	Imported grid power for load supply at time (h, y)
$P_{G2B}^{y,h}$	Imported grid power for battery charging at time (h, y)
$P_{G,ex}^{y,h}$	Total power exported to the grid at time (h, y)
$P_{PV2G}^{y,h}$	PV power exported to grid at time (h, y)
$P_{B,ch}^{y,h}$	BESS charging power at time (h, y)
$P_{B,dch}^{y,h}$	BESS discharging power at time (h, y)
$P_{B2L}^{y,h}$	BESS power for load supply at time (h, y)

$P_L^{y,h}$	Load demand at time (h, y)
$SoC^{y,h}$	BESS State of Charge at time (h, y)
C_{Reg}^y	Cost of regulated energy charges at year y
C_{ET}^y	Total energy cost at year y
$C_{ET,ds}^y$	Discounted total energy cost at year y
$TSO^y DSO^y$	Transmission distribution system operator's charge, at year y
RES_{levy}^y	Res levy charge, at year y
PSO^y	PSO charge, at year y
APD_{DSO}^y	Average annual Peak Demand, per DSO peak hours
APD_{TSO}^m	Average monthly Peak Demand, per TSO peak hours
$CapEx_B^y, CapEx_{PV}^y$	BESS, PV capex at year y
$CapEx_{ds}^y$	Total discounted capex at year y
$OpEx^y OpEx_{ds}^y$	OpEx & discounted OpEx at year y
Sal^y	Salvage value of BESS & PV investment made at year y
$Augm^y Augm_{ds}^y$	BESS annual augmentation cost discounted augmentation cost
Total Cost	Total system cost, model's objective variable

4.4 Εξισώσεις περιγραφής Μοντέλου

4.4.1 Αντικειμενική συνάρτηση – Objective Function

Η αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου υπολογίζει το συνολικό κόστος της κάλυψης των ενεργειακών αναγκών του φορτίου του αυτοπαραγωγού, ανηγμένο στο παρόν, και για το σύνολο της διάρκειας της περιόδου εξέτασης, τουτέστιν 20 χρόνια.

$$Total\ Cost = \min \sum_y \{CapEx_{ds}^y + OpEx_{ds}^y + Augm_{ds}^y - Sal^y + C_{ET,ds}^y\} \quad (1)$$

Στον υπολογισμό του συνολικού κόστους λαμβάνονται υπόψιν το κεφαλαιακό κόστος (CapEx) του συστήματος του φωτοβολταϊκού (PV) ή και της μπαταρίας (BESS) που εγκαθίσταται ετησίως, το ετήσιο λειτουργικό κόστος (OpEx) που αντιστοιχεί στην εγκατάσταση, το κόστος επαναφοράς της χωρητικότητας της μπαταρίας στην ονομαστική της τιμή, η υπολειπόμενη αξία του συστήματος στη λήξη της περιόδου μελέτης και τέλος, το καθαρό, net, κόστος προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο.

Όλα τα οικονομικά στοιχεία που αφορούν στιγμές έπειτα από την έναρξη της περιόδου μελέτης, ανάγονται στο παρόν (αρχή του 2025), μέσω του επιτοκίου αναγωγής που έχει επιλεγεί για την επένδυση. Εφόσον ο δείκτης για την αναγωγή είναι τα έτη, y , της περιόδου εξέτασης, κόστη που εφαρμόζονται στην αρχή κάθε ή κάποιου έτους ανάγονται στο παρόν με συντελεστή $\frac{1}{(1+r)^{y-1}}$, ώστε για $y=1$ ο εκθέτης στον παρονομαστή να είναι μηδενικός, ενώ τα κόστη που εφαρμόζονται στη λήξη κάποιου ή κάθε έτους ανάγονται με συντελεστή $\frac{1}{(1+r)^{y-1}}$.

Σημειώνεται, επίσης, ότι με εξαίρεση τη μεταβλητή Total Cost και τις C_{ET}^y , $C_{ET,ds}^y$ που αναπαριστούν το καθαρό κόστος προμήθειας ενέργειας, όλες οι μεταβλητές του συστήματος είναι μη αρνητικές.

4.4.2 Μεταβλητές συστήματος PV&BESS

$$N_{PV}^y = (1 - degrade_{pv}) * N_{PV}^{y-1} + PV_{inst}^y \quad (2)$$

$$N_{B,p}^y = N_{B,p}^{y-1} + P_{B,inst}^y \quad (3)$$

$$N_{B,Cap}^y = N_{B,Cap}^{y-1} + Cap_{B,inst}^y \quad (4)$$

Η εξίσωση (2) εκφράζει τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών κατά το έτος y , N_{PV}^y , η οποία είναι ίση με την εγκατεστημένη ισχύ PV του προηγούμενου έτους, N_{PV}^{y-1} , επί έναν παράγοντα που υπολογίζει τον εκφυλισμό της απόδοσής του, συν την πρόσθετη ισχύ PV που εγκαθίσταται το τρέχον έτος, PV_{inst}^y . Ομοίως υπολογίζεται η ισχύς και η χωρητικότητα της μπαταρίας για κάθε έτος, στις εξισώσεις (3) και (4) δίχως να συνυπολογίζεται ο εκφυλισμός της, καθώς θεωρείται ότι πραγματοποιείται augmentation και, επομένως, δεν υπάρχει απώλεια χωρητικότητας.

4.4.3 Κόστος συστήματος PV&BESS

$$CapEx_B^y = Cap_{B,inst}^y C_{B,cap}^y + P_{B,inst}^y C_{B,p}^y, \quad \forall y \quad (5)$$

$$CapEx_{pv}^y = PV_{inst}^y C_{PV}^y, \quad \forall y \quad (6)$$

$$CapEx_{ds}^y = \frac{CapEx_B^y + CapEx_{pv}^y}{(1+r)^{y-1}}, \quad \forall y \quad (7)$$

$$OpEx^y = Op_{pv} N_{PV}^y + Op_B N_{B,p}^y, \quad \forall y \quad (8)$$

$$OpEx_{ds}^y = \frac{OpEx^y}{(1+r)^y}, \quad \forall y \quad (9)$$

$$Augm^y = Degrade_{bess} * N_{B,cap}^{y-1} * C_{B,cap}^y \quad (10)$$

$$Augm_{ds}^y = \frac{Augm^y}{(1+r)^{y-1}} \quad (11)$$

$$Sal^y = \frac{Life_{rem,bess} * CapEx_B^y + Life_{rem,pv} * CapEx_{pv}^y}{(1+r)^{y=last}}, \forall y \quad (12)$$

Η αρχική επένδυση σε Φωτοβολταϊκό ή και Μπαταρία πραγματοποιείται στο ξεκίνημα της περιόδου, επομένως για δείκτη $y = 1$. Η επένδυση αυτή δεν υφίσταται αναγωγή, καθώς λαμβάνει χώρα κατά τη χρονική στιγμή έναρξης της μελέτης και το ποσό της αντανakλά την παρούσα αξία της. Ενδεχόμενη μελλοντική εγκατάσταση επιπρόσθετης φωτοβολταϊκής ισχύος, χωρητικότητας ή ισχύος αποθήκευσης, θεωρείται ότι πραγματοποιείται στην έναρξη του αντίστοιχου έτους και ανάγεται στο παρόν με δείκτη $y-1$. Εφόσον για $y=1$ η αναγωγή είναι μηδενική, ο εκθέτης του συντελεστή αναγωγής $\frac{1}{(1+r)^{y-1}}$, πρέπει να είναι ίσος με $y-1$.

Στην εξίσωση (7) το άθροισμα του ετήσιου κόστους κεφαλαίου του συστήματος αποθήκευσης και του φωτοβολταϊκού ανάγεται στο παρόν. Τα κεφαλαιακά κόστη αυτά υπολογίζονται στις (5) και (6) όπου το κόστος της μπαταρίας υπολογίζεται ως το γινόμενο της ετήσιας εγκαθιστάμενης χωρητικότητας ($Cap_{B,inst}^y$, σε kWh) επί το αντίστοιχο κόστος της αποθηκευτικής μονάδας (σε €/kWh), αθροισμένο με το γινόμενο της ετήσιας εγκαθιστάμενης ισχύος της μπαταρίας ($P_{B,inst}^y$, σε kW) επί το κόστος ισχύος σε (€/kW). Ομοίως, το κόστος του Φ/Β συστήματος ορίζεται ως το γινόμενο της ετήσιας εγκαθιστάμενης φωτοβολταϊκής ισχύος (PV_{inst}^y , σε kW) με το κόστος του Φ/Β (σε €/kW) για το έτος εκείνο.

Στις εξισώσεις (8) και (9) περιγράφεται το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης (OpEx) του συστήματος PV&BESS. Συγκεκριμένα, στην (8) καθορίζεται το ετήσιο OpEx ως το άθροισμα των γινομένων της ισχύος του Φ/Β (σε kW) με το λειτουργικό κόστος του Φ/Β ανά kW εγκατεστημένης ισχύος (σε €/kW) και της ισχύος του αντιστροφέα της μπαταρίας (σε kW) επί το αντίστοιχο μοναδιαίο λειτουργικό κόστος της μπαταρίας (σε €/kW). Το OpEx υπολογίζεται στο τέλος κάθε έτους, και ανάγεται στην αρχή της

περιόδου μελέτης, ξεκινώντας από $y=1$ για το πρώτο έτος. Επομένως, εφόσον για $y=1$ γίνεται αναγωγή, ο εκθέτης του συντελεστή αναγωγής $\frac{1}{(1+r)^y}$, είναι ίσος με y .

Η εξίσωση (10) υπολογίζει το ετήσιο κόστος της αποκατάστασης της χωρητικότητας της μπαταρίας (augmentation), εξαιτίας του εκφυλισμού που υφίσταται κατά τη λειτουργία της. Το κόστος αυτό υπολογίζεται στην αρχή κάθε νέου έτους, πλην του πρώτου (2025 ή για $y=1$) καθώς δεν υφίσταται υπάρχουσα μπαταρία για να αποκατασταθεί. Ορίζεται ως το γινόμενο του ποσοστού του ετήσιου εκφυλισμού της μπαταρίας, επί την χωρητικότητα που ήταν εγκατεστημένη ως το περασμένο έτος - καθώς πιθανή χωρητικότητα που εγκαθίσταται το τρέχον έτος δεν απαιτεί αποκατάσταση - και επί το τρέχον κόστος της αποθηκευτικής μονάδας. Στην (11) το κόστος αυτό ανάγεται στο παρόν.

Η υπολειμματική αξία (Salvage Value ή Residual Value) της επένδυσης στο σύστημα PV&BESS στο τέλος της περιόδου μελέτης αποτυπώνεται στην εξίσωση (12). Για κάθε έτος, και για κάθε επένδυση που έλαβε χώρα στη διάρκεια του έτους αυτού, υπολογίζεται η υπολειμματική αξία της στη λήξη της 20ετίας, ως η εναπομείνουσα ζωή της εκάστοτε εγκατάστασης -σε ποσοστό της ονομαστικής διάρκειας ζωής της- επί το αντίστοιχο, μη ανηγμένο στο παρόν CapEx. Η αξία αυτή ανάγεται στο παρόν με τον συντελεστή $\frac{1}{(1+r)^{y=20}}$, που αντιπροσωπεύει τη χρονική στιγμή λήξης της περιόδου που εξετάζεται.

4.4.4 Κόστος Προμήθειας και ανταλλαγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με το δίκτυο

$$TSO^y = C_{TSO}^P \sum_m APD_{TSO}^m + C_{TSO}^E \sum_h P_{G,im}^{y,h}, \quad \forall y \quad (13)$$

$$DSO^y = C_{DSO}^P APD_{DSO}^y + C_{DSO}^E \sum_h P_{G,im}^{y,h}, \quad \forall y \quad (14)$$

$$RES_{levy}^y = C_{RES}^E \sum_h P_{G,im}^{y,h}, \quad \forall y \quad (15)$$

$$PSO^y = C_{PSO}^E \sum_h P_{G,im}^{y,h}, \quad \forall y \quad (16)$$

$$Var^y = C_{Var}^E \sum_h P_{G,im}^{y,h}, \quad \forall y \quad (17)$$

$$C_{Reg}^y = TSO^y + DSO^y + PSO^y + RES_{levy}^y, \quad \forall y \quad (18)$$

$$C_{ET}^y = \sum_h (P_{G,im}^{y,h} * tf_{im} - P_{G,ex}^{y,h} * tf_{ex}) + C_{Reg}^y, \quad \forall y \quad (19)$$

$$C_{ET,ds}^y = \frac{C_{ET}^y}{(1+r)^y}, \quad \forall y \quad (20)$$

Η εξίσωση (18) αθροίζει τις επιμέρους ρυθμιζόμενες χρεώσεις που οφείλονται ανά έτος, όπως αυτές υπολογίζονται στις εξισώσεις (13) έως (17) και αποτυπώνει το συνολικό ετήσιο κόστους τους. Πιο αναλυτικά, στις (13) και (14) υπολογίζονται οι ετήσιες χρεώσεις χρήσης συστήματος (XXΣ) και δικτύου (XXΔ) αντίστοιχα. Αμφότερες οι χρεώσεις περιλαμβάνουν τη χρέωση ισχύος και τη χρέωση ενέργειας.

Η χρέωση ενέργειας είναι όμοια και στις δύο περιπτώσεις και ισούται με το κόστος ανά κιλοβατώρα (C_{TSO}^E και C_{DSO}^E , σε €/kWh) επί τη συνολική ετήσια ενέργεια που απορροφήθηκε από το δίκτυο για το έτος υπό εξέταση ($\sum_h P_{G,im}^{y,h}$). Η χρέωση ισχύος για τη χρήση δικτύου ορίζεται ως η μέση ετήσια ισχύς (Average Peak Demand, APD) κατά τις περιόδους αιχμής ζήτησης φορτίου – όπως καθορίζονται από τον διαχειριστή του δικτύου, τον ΔΕΔΔΗΕ- πολλαπλασιασμένη με την ανά μονάδα χρέωση ισχύος (C_{DSO}^P , σε €/kW).

Η χρέωση ισχύος για τη χρήση συστήματος καθορίζεται με βάση τη μέση μηνιαία ισχύ για τις αντίστοιχες περιόδους αιχμής, σύμφωνα με τον διαχειριστή του συστήματος, ΑΔΜΗΕ, η οποία πολλαπλασιάζεται με την ανά μονάδα χρέωση ισχύος (C_{TSO}^P , σε €/kW). Επομένως, για τον υπολογισμό της ετήσιας ΧΧΣ αθροίζονται οι μηνιαίες χρεώσεις ισχύος.

Για τις χρεώσεις ETMEAP, ΥΚΩ και λοιπές, οι οποίες περιγράφονται από τις εξισώσεις (15), (16) και (17) αντίστοιχα και αποτελούνται μόνο από το σκέλος χρέωσης ενέργειας, πολλαπλασιάζεται το ανά μονάδα κόστος (σε €/kWh) με το άθροισμα της ετήσιας απορροφηθείσας ενέργειας.

Στην (19) υπολογίζεται το συνολικό ετήσιο κόστος προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο, καθώς στις ρυθμιζόμενες χρεώσεις προστίθεται το καθαρό κόστος του ανταγωνιστικού σκέλους προμήθειας. Σύμφωνα με τον μηχανισμό λειτουργίας του ταυτοχρονισμένου ενεργειακού συμψηφισμού στην Ελλάδα, από το κόστος της απορροφηθείσας από το δίκτυο ενέργειας αφαιρείται το έσοδο από την πώληση της εγχυθείσας στο δίκτυο ενέργειας. Η εκκαθάριση του κόστους και των εσόδων του αυτοκαταναλωτή πραγματοποιείται, σύμφωνα με το λειτουργικό πλαίσιο του συμψηφισμού, σε μηνιαίο επίπεδο. Επειδή όμως γίνεται λογιστικό άθροισμα των ποσοτήτων αυτών, η εκκαθάριση μπορεί εύκολα να προσαρμοστεί σε ετήσιο επίπεδο, όπως και γίνεται εν τέλει στην (19), και θα ήταν ισοδύναμη με το άθροισμα των μηνιαίων ισολογισμών.

Οι ωριαίες ποσότητες ενέργειας που απορροφούνται και εγχέονται στο δίκτυο πολλαπλασιάζονται με μια ταρίφα απορρόφησης (Import tariff - tf_{im}) ή έγχυσης (Export Tariff - tf_{ex}) αντίστοιχα, που αμφότερες λαμβάνουν επίσης ωριαίες τιμές. Τα ωριαία γινόμενα αυτά αθροίζονται σε επίπεδο έτους και συνθέτουν το κόστος απορρόφησης και το έσοδο έγχυσης ενέργειας, με το δεύτερο να αφαιρείται από το πρώτο. Θετικό πρόσημο στοιχειοθετεί κόστος για τον καταναλωτή, ενώ αρνητικό πρόσημο αποτελεί οικονομική ωφέλεια. Τέλος στην εξίσωση (20) γίνεται αναγωγή του ετήσιου συνολικού ενεργειακού κόστους στο παρόν.

4.4.5 Εξισώσεις ισοζυγίου ισχύος

$$P_{PV}^{y,h} = N_{PV}^y P_{PV,p.u}^{h,y}, \quad \forall h, y \quad (21)$$

$$P_{PV}^{y,h} = P_{PV2L}^{h,y} + P_{PV2G}^{y,h} + P_{PV2B}^{y,h} + P_{PVCrtl}^{y,h}, \quad \forall h, y \quad (22)$$

$$P_{G,im}^{y,h} = P_{G2L}^{y,h} + P_{G2B}^{y,h}, \quad \forall h, y \quad (23)$$

$$P_{G,ex}^{y,h} = P_{PV2G}^{y,h}, \quad \forall h, y \quad (24)$$

$$P_{B,ch}^{y,h} = P_{PV2B}^{y,h} + P_{G2B}^{y,h}, \quad \forall h, y \quad (25)$$

$$P_{B,dch}^{y,h} = P_{B2L}^{y,h}, \quad \forall h, y \quad (26)$$

$$P_L^{y,h} = N_L * P_{L,p.u.}^{y,h} \quad (27)$$

$$P_L^{y,h} = P_{PV2L}^{h,y} + P_{G2L}^{y,h} + P_{B2L}^{y,h}, \quad \forall h, y \quad (28)$$

$$SoC^{y,h} = SoC^{y,h-1} + P_{B,ch}^{y,h} * n - \frac{P_{B,dch}^{y,h}}{n}, \quad \forall h, y \quad (29)$$

Στην εξίσωση (21) υπολογίζεται η ωριαία τιμή της παραχθείσας ισχύος από τη φωτοβολταϊκή εγκατάσταση, ως το γινόμενο μεταξύ της εγκατεστημένης χωρητικότητας για το τρέχον έτος και της ανά μονάδα φωτοβολταϊκής παραγωγής της εγκατάστασης. Στην (22) παρουσιάζεται η κατανομή της φωτοβολταϊκής ισχύος που τροφοδοτεί το φορτίο, τη μπαταρία και το δίκτυο, καθώς και τυχόν περικοπές ισχύος. Στην (23) καθορίζεται πως η ισχύς που αντλείται από το δίκτυο κατευθύνεται στο φορτίο ή και στην μπαταρία, μόνο όμως εφόσον εκείνη δεν λειτουργεί ως πίσω από τον μετρητή – behind the meter (BtM). Όμοια, στην (24), η έγχυση ενέργειας στο δίκτυο αφορά μόνο ενέργεια που προέρχεται από την Φ/Β εγκατάσταση και όχι από την μπαταρία. Στις (25) και (26) περιγράφεται η φόρτιση και η εκφόρτιση της μπαταρίας, με τη φόρτιση να μπορεί να γίνει από το Φ/Β και μέσω εισαγωγών από το δίκτυο και την εκφόρτιση να τροφοδοτεί μόνο το φορτίο.

Η (27) υπολογίζει την ωριαία ζήτηση του φορτίου, η οποία ισούται με το γινόμενο της ονομαστικής εγκατεστημένης ισχύος του αυτοπαραγωγού επί την ανά μονάδα ωριαία κατανάλωση. Στην (28) περιλαμβάνεται η εξίσωση κάλυψης της ζήτησης του φορτίου, το οποίο μπορεί να τροφοδοτηθεί είτε από το Φ/Β, είτε από την μπαταρία ή το δίκτυο.

Τέλος, στην (29) υπολογίζεται το State of Charge της μπαταρίας για κάθε ώρα στην περίοδο μελέτης. Το SoC ισούται με την αμέσως προηγούμενη ωριαία τιμή του, προσαυξημένη κατά την ισχύ φόρτισης της μπαταρίας για την τρέχουσα ώρα, ή μειωμένη κατά την ισχύ εκφόρτισης. Αμφότερες οι ισχύες φόρτισης και εκφόρτισης απομειώνονται με βάση τον συντελεστή απόδοσης, n , της μπαταρίας.

4.4.6 Περιορισμοί – Constraints

$$P_{B,ch}^{y,h} \leq N_{B,P}^y, \quad \forall y \quad (30)$$

$$P_{B,dch}^{y,h} \leq N_{B,P}^y, \quad \forall y \quad (31)$$

$$Min_B * N_{B,cap}^y \leq SoC^{y,h} \leq Max_B * N_{B,cap}^y, \quad \forall y, h \quad (32)$$

$$N_{PV}^y \leq N_L, \quad \forall y \quad (33)$$

$$N_{B,P}^y \leq N_{PV}^y, \quad \forall y \quad (34)$$

$$bigM * (1 - x) \geq P_{B,ch}^{y,h}, \quad \forall y, h \quad (35)$$

$$bigM * x \geq P_{B,dch}^{y,h}, \quad \forall y, h \quad (36)$$

Στις εξισώσεις (30) και (31) ορίζεται πως η ισχύς φόρτισης ή εκφόρτισης της μπαταρίας δεν μπορεί να υπερβεί την ονομαστική ισχύ του αντιστροφέα της. Στην (32) αποτυπώνεται το επιτρεπτό εύρος τιμών που μπορεί να λάβει το επίπεδο φόρτισης της μπαταρίας, SoC, το οποίο κυμαίνεται μεταξύ ενός τεχνικού ελαχίστου και μεγίστου επί της ονομαστικής χωρητικότητας του BESS. Η (33) επισημαίνει πως, σύμφωνα με τον κανονισμό του Net Billing, η μέγιστη ισχύς του φωτοβολταϊκού συστήματος ισούται με τη συμφωνημένη, ονομαστική, ισχύ της εγκατάστασης κατανάλωσης. Η (34) εισάγει τον περιορισμό για το μέγεθος του αντιστροφέα του συστήματος αποθήκευσης, ο οποίος δεν μπορεί να υπερβεί την ισχύ του εγκατεστημένου φ/β.

Τέλος, στις (35) και (36) μοντελοποιείται η συμπληρωματικότητα (complementarity) της μπαταρίας, ώστε να αποφεύγεται η ταυτόχρονη φόρτιση και εκφόρτισή της. Χρησιμοποιείται η δυαδική μεταβλητή x , και η μέθοδος big M για τη γραμμικοποίηση του περιορισμού της συμπληρωματικότητας, $P_{B,ch}^{y,h} * P_{B,dch}^{y,h} = 0$. Συγκεκριμένα, όταν η δυαδική μεταβλητή είναι ίση με μονάδα, τότε προκύπτει $P_{B,ch}^{y,h} \leq 0$, και εφόσον η ισχύς φόρτισης είναι μη αρνητική, θα λάβει υποχρεωτικά τιμή ίση με 0, ενώ η ισχύς εκφόρτισης θα μπορεί να πάρει όποια τιμή στο εύρος $[0, bigM]$. Αντίθετα, όταν $x = 0$, τότε η ισχύς εκφόρτισης γίνεται υποχρεωτικά μηδενική και η ισχύς φόρτισης κυμαίνεται μεταξύ 0 και bigM. Και στις δύο περιπτώσεις, η μεταβλητή που δεν μηδενίζεται μπορεί είτε να λάβει και εκείνη μηδενική τιμή -άρα η μπαταρία ούτε απορροφά ούτε εγχέει ενέργεια-, είτε να λάβει κάποια θετική τιμή, με την μπαταρία να εισέρχεται σε λειτουργία φόρτισης ή εκφόρτισης αντίστοιχα.

Η τιμή της παραμέτρου bigM επιλέγεται να είναι ικανώς μεγάλη, ώστε να μην αποκόβει πιθανές εφικτές λύσεις στο σύνολο του πεδίου αναζήτησης του αλγορίθμου επίλυσης. Γι' αυτό και εν προκειμένω, είναι ίση με 10 φορές τη μέγιστη δυνατή ισχύ του αντιστροφέα του BESS, η οποία με τη σειρά της φράσσεται από τη μέγιστη επιτρεπόμενη φωτοβολταϊκή ισχύ και κατά συνέπεια από την εγκατεστημένη ισχύ του φορτίου.

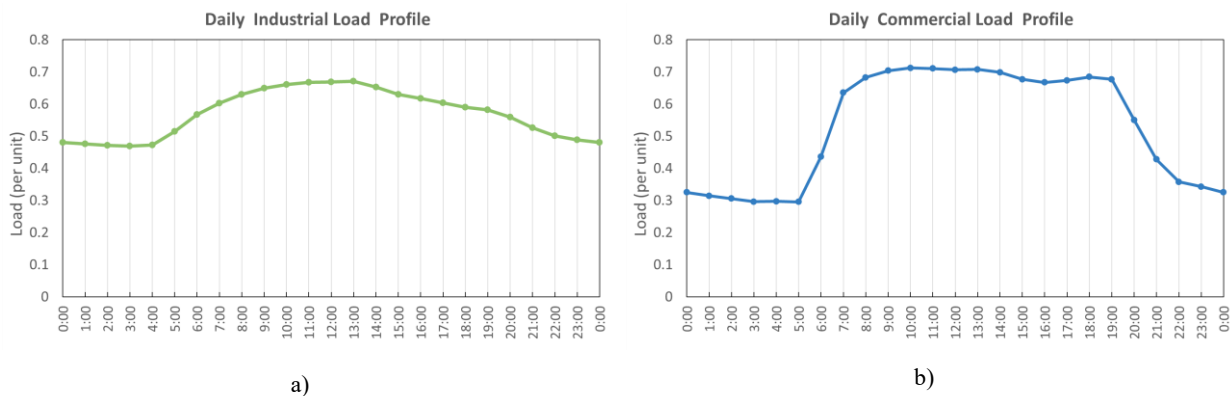
Κεφάλαιο 5 Δεδομένα Εισόδου

5.1 Χρονοσειρές Παραγωγής & Ζήτησης

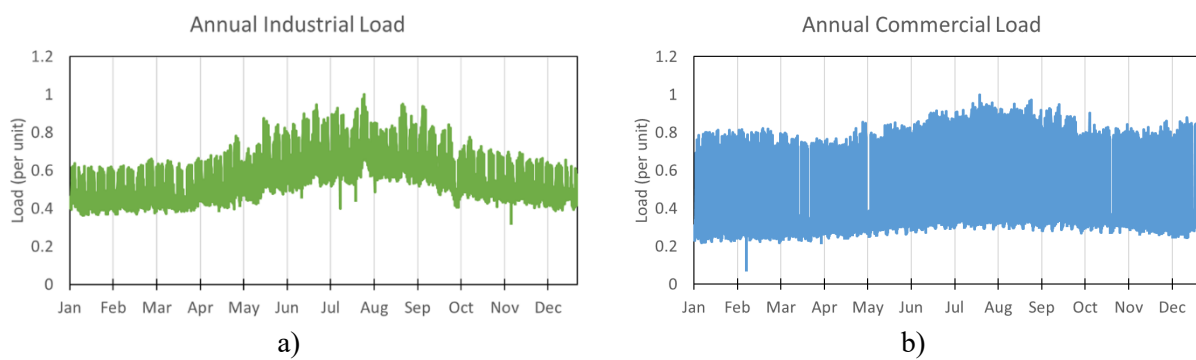
Αμφότερες η ζήτηση φορτίου και η διαθέσιμη, ανά μονάδα, φωτοβολταϊκή παραγωγή, αποτελούνται από χρονοσειρές με ωριαίο βήμα και ετήσια διάρκεια, ενώ επαναλαμβάνονται κάθε χρόνο, μέχρι τη λήψη της περιόδου μελέτης. Τα δεδομένα προέρχονται από το εργαστήριο συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας της σχολής HMMY.

5.1.1 Φορτία Κατανάλωσης

Χρησιμοποιούνται δύο ξεχωριστές χρονοσειρές ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για να συμπεριληφθούν διαφορετικά μοτίβα και ανάγκες τροφοδότησης φορτίου. Στην πρώτη, το φορτίο παραμένει σχετικά σταθερό στο σύνολο του εικοσιτετράωρου, αντιστοιχώντας σε έναν βιομηχανικό καταναλωτή με ολόημερη παραγωγή και αδιάλειπτη λειτουργία. Στη δεύτερη, το φορτίο παρουσιάζει κορύφωση μεταξύ των ωρών 5:00 και 20:00, ενώ μειώνεται σημαντικά εκτός του συγκεκριμένου χρονικού διαστήματος, αναπαριστώντας ένα μεγάλο εμπορικό καταναλωτή, με διευρυμένο ωράριο λειτουργίας. Εφεξής θα χαρακτηρίζονται ως Βιομηχανικό Φορτίο – Industrial Load και Εμπορικό Φορτίο – Commercial Load. Η ετήσια, αλλά και η μέση ημερήσια κατανομή τους απεικονίζεται στα ακόλουθα διαγράμματα των Σχήμα 5.1 και Σχήμα 5.2 αντίστοιχα.



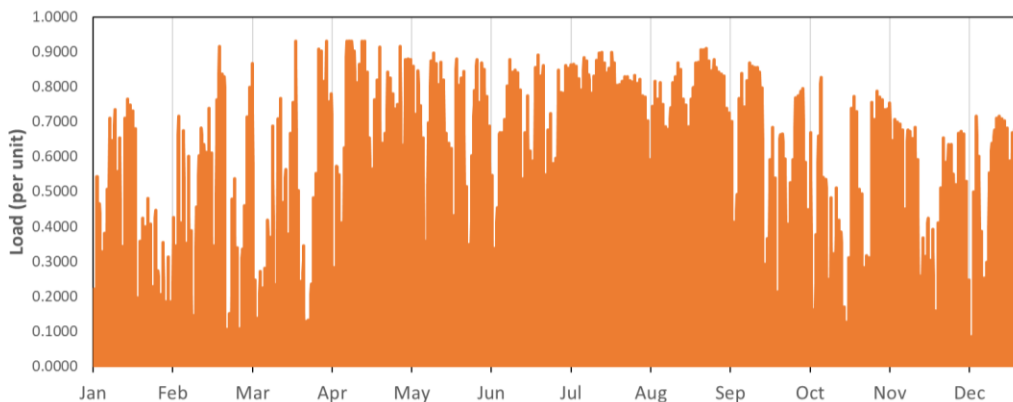
Σχήμα 5.1 Μέση Ημερήσια Καμπύλη Φορτίου α) Βιομηχανικού Καταναλωτή και β) Εμπορικού Καταναλωτή



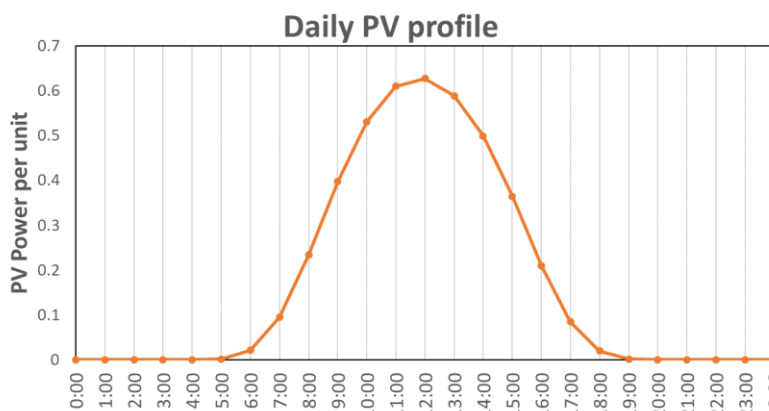
Σχήμα 5.2 Ετήσια Καμπύλη α) Βιομηχανικού Φορτίου και β) Εμπορικού Φορτίου

5.1.2 Φωτοβολταϊκή Παραγωγή

Η χρονοσειρά της φωτοβολταϊκής παραγωγής αναπαριστά το διαθέσιμο ηλιακό δυναμικό ανά kW εγκατεστημένης ισχύος. Ετησίως, το δυναμικό αυτό, ανέρχεται σε 1564,53kWh/kW, το οποίο και μεταφράζεται σε capacity factor ίσο με 17,85%, αποτελώντας αντιπροσωπευτικό μέγεθος για τα δεδομένα της Ελλάδας. Οι ημερήσιες και ετήσιες κατανομές της φ/β παραγωγής αναπαρίστανται στα ακόλουθα διαγράμματα, Σχήμα 5.3 και Σχήμα 5.4.



Σχήμα 5.3 Ετήσια Κατανομή ανά μονάδα Φ/Β παραγωγής



Σχήμα 5.4 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ ανά μονάδα Φ/Β παραγωγής

Το φωτοβολταϊκό σύστημα λειτουργεί κατά μέσο όρο μεταξύ των ωρών 06:00 και 18:00, ενώ η παραγωγή του κορυφώνεται μεταξύ του Απριλίου και του Σεπτεμβρίου.

5.2 Επενδυτικά Κόστη

Το επενδυτικό κόστος για τις μονάδες παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας συνίσταται σε κόστος κεφαλαίου –Capital Expenditure ή CapEx- και σε κόστος συντήρησης και λειτουργίας – Operating Expenditure ή OpEx. Τα συστήματα υπό εξέταση για τον σκοπό της εργασίας ανήκουν στην κατηγορία των Εμπορικών & Βιομηχανικών – Commercial and Industrial ή C&I, ήτοι συστήματα με ισχύ εκατοντάδων kW έως και μερικά MW, και αντίστοιχη χωρητικότητα για την αποθηκευτική μονάδα. Η κατηγορία αυτή τοποθετείται, από άποψη κόστους αλλά και μεγέθους, ενδιάμεσα από τις οικιακές εγκαταστάσεις – Residential Scale, και τα συστήματα κλίμακας δικτύου – Utility Scale. Επιπρόσθετα, τα κόστη που θα χρησιμοποιηθούν πρέπει να είναι συμβατά για μια εγκατάσταση στην Ελλάδα. Μετά από βιβλιογραφική ανασκόπηση, καθώς και έρευνα στις παρούσες συνθήκες της αγοράς, και λαμβάνοντας υπόψιν μακροπρόθεσμες προβλέψεις για την εξέλιξη των μεγεθών αυτών, επιλέχθηκαν να χρησιμοποιηθούν τα εξής:

5.2.1 Φωτοβολταϊκό Σύστημα – PV

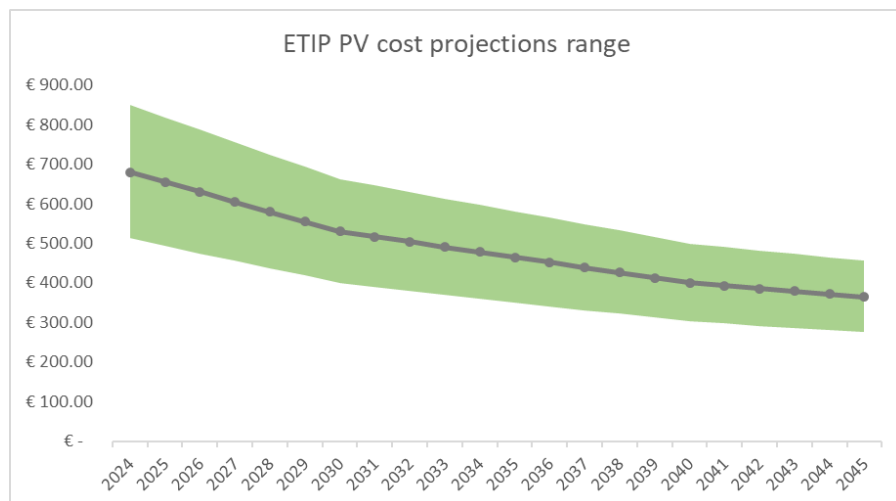
Το CapEx μιας φωτοβολταϊκής εγκατάστασης μπορεί να αναλυθεί στο κόστος των ηλιακών πλαισίων και στο Balance of System – BoS Cost, δηλαδή στο υπολειπόμενο κόστος ισοζυγίου του συστήματος, που περιλαμβάνει τον αντιστροφέα, τις καλωδιώσεις, τα συστήματα στήριξης και γείωσης, τις ηλεκτρολογικές συνδέσεις, το εργατικό κόστος, την αδειοδότηση, τη σύνδεση με το δίκτυο κ.λπ.

Σύμφωνα με τις προβλέψεις από το European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics – ETIP – PV [91], ένα φωτοβολταϊκό σύστημα που εγκαθίσταται στην Ευρώπη για το 2024 ξεκινά από μια μέση τιμή CapEx 680€/kW, και φτάνει τα 330€/kW μέχρι το 2050. Οι τιμές αυτές δίνονται σε € αξίας του 2024 και αποτελούν ένα μετριοπαθές σενάριο, ενώ δίνεται περιθώριο απόκλισης $\pm 25\%$, ανάλογα με την τοποθεσία και το είδος της επένδυσης.

Οι προβλέψεις αυτές έχουν προκύψει ως εξής: Το κόστος των φ/β πλαισίων αναμένεται να μειωθεί ακολουθώντας την ιστορική καμπύλη μάθησης της τεχνολογίας αυτής, Learning Curve – LR, σύμφωνα με την οποία, διπλασιασμός της παγκόσμιας εγκατεστημένης ηλιακής ισχύος οδηγεί σε μείωση του κόστους των μονάδων κατά 25%. Το BoS κόστος αναμένεται να μειωθεί και αυτό, ακολουθώντας τη βελτίωση της απόδοσης των πλαισίων, όμως πρέπει να ληφθούν υπόψιν οι αυξήσεις στο κόστος του εργατικού δυναμικού, καθώς και ο υψηλός πληθωρισμός, τουλάχιστον για την περίοδο μετά το 2020, που συγκρατούν τον ρυθμό μείωσης του.

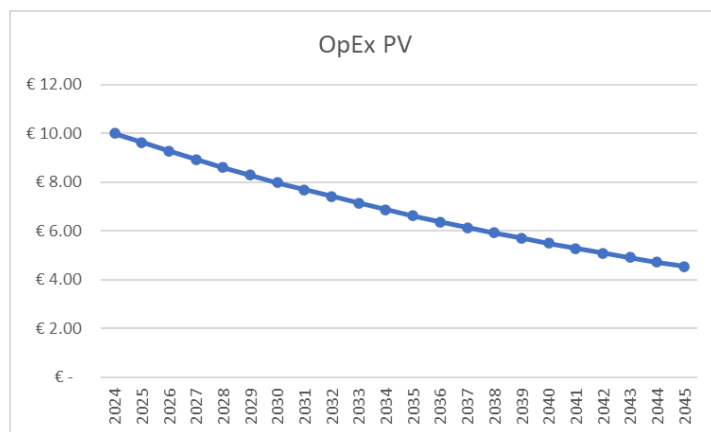
Για το OpEx, αναφέρεται κόστος 10€/kW εγκατεστημένης φ/β ισχύος ανά έτος, το οποίο θα θεωρηθεί ότι μειώνεται με ανάλογο ρυθμό όπως το CapEx.

Επομένως, όσον αφορά το CapEx, αποτυπώνεται στο Σχήμα 5.5, με πράσινη σκίαση το εύρος τιμών που προβλέπονται για ένα βιομηχανικής κλίμακας φωτοβολταϊκό σύστημα, ενδεικτικού μεγέθους 1 MW, και με γκρι γραμμή το μεσοσταθμικό σενάριο, που θα υιοθετηθεί τελικά.



Σχήμα 5.5 Προβλέψεις CapEx, σύμφωνα με ETIP – PV [91]

Αντιστοίχως, η ετήσια χρονοσειρά για το λειτουργικό κόστος – OpEx, παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.6:



Σχήμα 5.6 Χρονοσειρά ετήσιου OpEx

5.2.2 Σύστημα Αποθήκευσης με Μπαταρίες – BESS

Το κόστος για ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με συστοιχίες μπαταριών – BESS, διακρίνεται σε δύο υποκατηγορίες, το κόστος αποθήκευσης ή χωρητικότητας - Capacity Component, και το κόστος ισχύος – Power Component, το οποίο ενσωματώνει και όλα τα Balance of System κόστη, όμοια με την περίπτωση της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης.

Το κόστος χωρητικότητας εκφράζεται σε €/kWh, ενώ το κόστος ισχύος σε €/kW. Συνδυαστικά μπορεί να προκύψει το συνολικό κόστος του συστήματος, είτε σε €/kW, είτε σε €/kWh, εφόσον είναι δεδομένη η σχέση μεταξύ χωρητικότητας και ισχύος, δηλαδή η διάρκεια της αποθήκευσης. Το συνολικό κόστος, σε €, €/kW και €/kWh δίνεται αντίστοιχα από τις ακόλουθες σχέσεις:

$$Bess Cost (\text{€}) = \text{Cost of Power} \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) \text{Power (kW)} + \text{Cost of Capacity} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \text{Capacity (kW)} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} Bess Cost \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) &= \\ \text{Cost of Power} \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) + \text{Cost of Capacity} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \frac{\text{Capacity} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{Power}} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{kW}} \right) \right)}{\text{Power}} &= \\ = \text{Cost of Power} \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) + \text{Duration} * \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) * \text{Cost of Capacity} & \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} Bess Cost \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) &= \text{Cost of Power} \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) \frac{\text{Power}}{\text{Capacity}} \left(\frac{\text{kW}}{\text{kWh}} \right) + \text{Cost of Capacity} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \\ &= \text{Cost of Power} * \frac{1}{\text{duration}} * \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) + \text{Cost of Capacity} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \end{aligned} \quad (3)$$

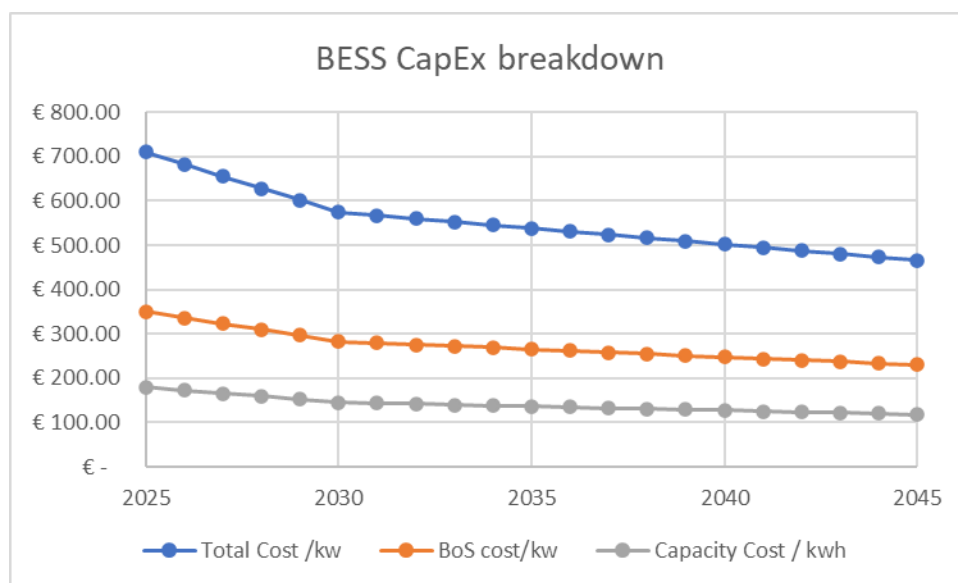
Στην βιβλιογραφία είναι συνηθέστερη η αναφορά του συνολικού κόστους του συστήματος αποθήκευσης, σε €/kW ή €/MW, επομένως, με βάση τη σχέση (3). Με δεδομένο ότι η ισχύς του BESS θα είναι ανάλογης κλίμακας μεγέθους με εκείνη του φ/β, το αντιπροσωπευτικό σύστημα αποθήκευσης θα κυμαίνεται στα εκατοντάδες kW μέχρι μερικά MW, επομένως θα εντάσσεται στην C&I κατηγορία. Ταυτόχρονα, δεδομένης της προσδοκώμενης εφαρμογής της μονάδας, δεν αναμένεται να απαιτηθεί διάρκεια που θα υπερβαίνει τις μερικές ώρες. Έτσι, θα επιλεχθεί η θεώρηση δώρης μπαταρίας – διπλάσια δηλαδή χωρητικότητα απ' ό,τι ισχύς- και με αυτό ως βάση, το συνολικό κόστος ανά kW ή ανά kWh, θα μπορεί να αναλυθεί σε επί μέρους κόστος χωρητικότητας και ισχύος.

Όπως και στην ανάλυση του κόστους του Φ/Β συστήματος, παρατηρείται τα τελευταία χρόνια σημαντική μείωση στο κόστος της αποθηκευτικής μονάδας, εξαιτίας της εντατικής έρευνας, τεχνολογικής προόδου και συνεχιζόμενης επένδυσης. Παράλληλα, το κόστος ισχύος παρουσιάζει στασιμότητα στον ρυθμό μείωσης του κόστους ή και πρόσκαιρες αυξήσεις. Παρά ταύτα, προβλέπονται αξιόλογες μειώσεις στα επί μέρους κόστη του συστήματος με την πάροδο των ετών.

Εκτιμώντας τα δεδομένα της αγοράς και τις υπάρχουσες αναλύσεις, το κόστος για μια δώρη μπαταρία, στην Ευρωπαϊκή αγορά τοποθετείται περίπου στα 355€/kWh ή ισοδύναμα 710€/kW. Υιοθετώντας ένα κόστος χωρητικότητας στα 180€/kWh, ελαφρώς υψηλότερο από το τρέχον κόστος μιας μονάδας Li-Ion, ώστε να είναι προσαρμοσμένο σε ένα μετριοπαθές σενάριο για μια επένδυση στον ελληνικό χώρο, προκύπτει κόστος ισχύος, με βάση τη σχέση (3), ίσο με 350€/kW.

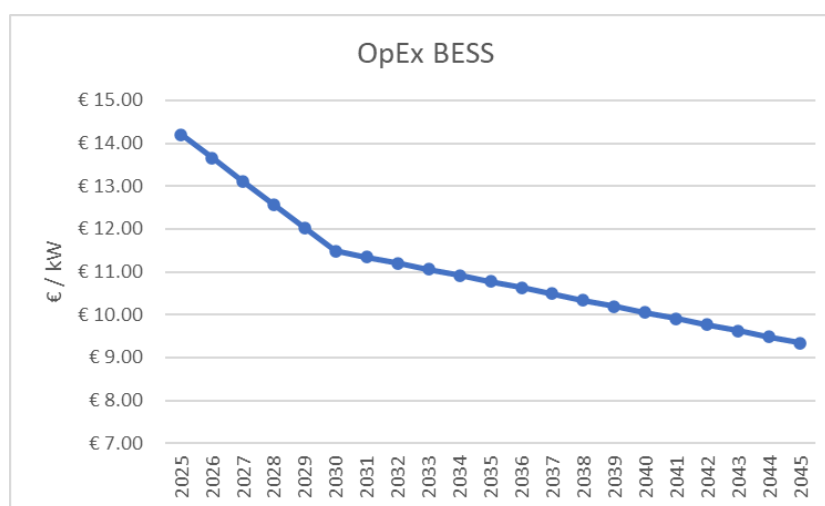
Η International Energy Agency – IEA, δηλώνει στην έκθεση Stated Policies Scenarios – STEPS, πως η πτώση του συνολικού κόστους για σύστημα αποθήκευσης BESS, που τοποθετείται πίσω από τον μετρητή

– επομένως εμπορικής ή οικιακής κλίμακας, θα προσεγγίσει το 21% μέχρι το 2030. Παρόμοια πτώση, κοντά στο 18,5% προβλέπεται και από τις αναλύσεις του National Renewable Energy Laboratory των ΗΠΑ, για το ίδιο χρονικό διάστημα. Το NREL συμπεριλαμβάνει προβλέψεις μέχρι και το 2050, σύμφωνα με τις οποίες η πτώση του κόστους συνεχίζεται, αν και με βραδύτερο ρυθμό πέραν του 2030, φτάνοντας στο 33% μέχρι το 2045, με έτος αναφοράς το 2024. Επομένως, προσαρμόζονται τα επιλεγθέντα κόστη για τα εξαρτήματα του αποθηκευτικού συστήματος στις ανά μονάδα προβλέψεις του NREL και παρατίθενται στο ακόλουθο Σχήμα 5.7.



Σχήμα 5.7 Προβλέψεις επί μέρους κόστους των τμημάτων του BESS

Το λειτουργικό κόστος του BESS ορίζεται ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος του συστήματος, και θεωρείται ίσο με 2% επί του συνολικού κόστους για μια δεδομένη χρονιά. Με βάση αυτά τα δεδομένα, συντίθεται η ετήσια χρονοσειρά του OpEx του BESS και παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.8.



Σχήμα 5.8 Ετήσια χρονοσειρά OpEx BESS

5.3 Εκφυλισμός PV&BESS

Αμφότερα τα συστήματα παραγωγής και αποθήκευσης υφίστανται εκφυλισμό και συνεπακόλουθα μείωση της απόδοσης και της ισχύος τους, ως επίδραση ποικίλων περιβαλλοντικών παραγόντων και εσωτερικών ηλεκτροχημικών διεργασιών, όπως έχουν αναλυθεί στο Κεφάλαιο 2. Η υποβάθμιση αυτή επηρεάζει μακροπρόθεσμα τόσο την ενεργειακή επίδοση, όσο και το οικονομικό αποτέλεσμα της επένδυσης. Για το μεν φωτοβολταϊκό, θεωρείται ότι απομειώνεται ετησίως η ισχύς του, κατά το ετήσιο ποσοστό εκφυλισμού του, ενώ για το σύστημα αποθήκευσης, η συνηθέστερη πρακτική είναι η ετήσια επένδυση προς επαναφορά της χωρητικότητάς της στην αρχική της τιμή, διαδικασία που ονομάζεται augmentation. Για τον υπολογισμό των ποσοστών εκφυλισμού για το κάθε σύστημα λαμβάνονται υπόψιν τα εξής:

5.3.1 PV Degradation

Ο εκφυλισμός των φωτοβολταϊκών μονάδων της εγκατάστασης ορίζεται ως ένα ποσοστό επί της εγκατεστημένης φωτοβολταϊκής ισχύος, σταθερό για τη διάρκεια της περιόδου μελέτης. Για τον προσδιορισμό του συντελεστή αυτού, γίνεται ανασκόπηση της βιβλιογραφίας περί solar PV degradation rates (συντελεστές εκφυλισμού φωτοβολταϊκών). Σύμφωνα και με την ανάλυση που έγινε στο Κεφάλαιο 2.2.3 περί εκφυλισμού του φωτοβολταϊκού, τον σημαντικότερο ρόλο διαδραματίζουν οι περιβαλλοντικές συνθήκες, υγρασία και θερμοκρασία, τα υλικά, η μέθοδος κατασκευής και η ακτινοβολία. Οι παράγοντες αυτοί, κατά κύριο λόγο, είναι ανεξάρτητοι από τον τρόπο λειτουργίας της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης, την παραχθείσα ενέργεια και την ισχύ της μονάδας.

Με βάση την ακόλουθη έρευνα, η οποία έχει εξετάσει πάνω από 2000 φ/β συστήματα παγκοσμίως και σε μεγάλο χρονικό εύρος (Photovoltaic degradation rates-An Analytical Review) [92], ο διάμεσος συντελεστής εκφυλισμού που εντοπίζεται, κυμαίνεται στο **0,5%**. Το νούμερο αυτό επιβεβαιώνεται και από την [36], καθώς και από την ανάλυση περί μελλοντικών προβλέψεων της ETIP – PV (European Innovation and Technology Platform for Photovoltaics) [91].

5.3.2 Bess Degradation

Με βάση την ανάλυση του Κεφαλαίου 2, ο εκφυλισμός μιας μπαταρίας Li-Ion συνίσταται στο άθροισμα δύο επί μέρους παραγόντων, του εκφυλισμού λόγω γήρανσης – Calendar Degradation, και του εκφυλισμού λόγω χρησιμοποίησης – Cycle Degradation. Οι παράγοντες που επιδρούν στον εκφυλισμό της μπαταρίας είναι ο χρόνος, η θερμοκρασία, το μέσο SoC, η ένταση του ρεύματος και το βάθος εκφόρτισης – Depth of Discharge ή DoD. Για την εξερεύνηση της επίδρασης των παραγόντων αυτών, υιοθετείται ένα εμπειρικό μοντέλο, το οποίο αναπτύχθηκε στην [57], και υπολογίζει τον συνολικό εκφυλισμό ανά περίοδο χρήσης (ή κύκλο), της μπαταρίας.

Σύμφωνα με τη δημοσίευση αυτή, αναπτύσσονται μοντέλα καταπόνησης ή Stress Factors για κάθε μια από τις προαναφερθέντες παραμέτρους, εκτός της έντασης του ρεύματος, καθώς θεωρείται ότι η επίδρασή της μπορεί να συμπεριληφθεί στα μοντέλα της θερμοκρασίας και του μέσου SoC. Επιπλέον, γίνεται αναφορά, πως η μείωση της χωρητικότητας της μπαταρίας εξαιτίας του εκφυλισμού της είναι μη γραμμική, σε σχέση με τον αριθμό των κύκλων. Επειδή, όμως, στην εργασία γίνεται ετήσιο augmentation στην μπαταρία και επανέρχεται στην αρχική της λειτουργική κατάσταση, θεωρείται ότι κάθε κύκλος έχει εν τέλει την ίδια επίδραση στον εκφυλισμό της.

Οι δύο κατηγορίες εκφυλισμού, κυκλικός f_c και ημερολογιακός f_t , μοντελοποιούνται ως εξής:

$$f_c = S_\delta(\delta) * S_T(T_c) * S_\sigma(\sigma)$$

$$f_t = S_t(t) * S_T(T_c) * S_\sigma(\sigma)$$

Όπου $S_\delta, S_T, S_t, S_\sigma$ τα Stress Models για DoD, θερμοκρασία, χρόνο και SoC αντίστοιχα. Κάθε μοντέλο προσαρμόζεται με εμπειρικές παραμέτρους που έχουν προκύψει από ανάλυση δεδομένων σε πραγματικές συνθήκες. Τα μοντέλα θερμοκρασίας και SoC χρησιμοποιούν ως τιμές αναφοράς τους 25° C και 50% SoC αντίστοιχα.

Για τον υπολογισμό του εκφυλισμού στο μοντέλο της εργασίας ακολουθούνται τα εξής βήματα:

Αρχικά εκτελείται το μοντέλο χωρίς να συμπεριληφθεί η επίδραση του εκφυλισμού. Από εκεί, λαμβάνεται το ωριαίο προφίλ του SoC της μπαταρίας, το οποίο τροφοδοτείται σε έναν αλγόριθμο Rainflow και εξάγονται ο αριθμός των κύκλων εκφόρτισης, το μέσο SoC και το DoD για κάθε κύκλο. Ο αλγόριθμος Rainflow χρησιμοποιείται ευρέως για τον υπολογισμό της καταπόνησης υλικών, καθώς διασπά σύνθετα σήματα σε μεμονωμένους κύκλους και μετράει τη συνεισφορά κάθε κύκλου στη συνολική καταπόνηση.

Τα δεδομένα αυτά εισάγονται στα Stress Models που παρουσιάστηκαν και κωδικοποιήθηκαν σε python, και υπολογίζεται, για κάθε έτος, ο ετήσιος συνολικός εκφυλισμός, ως άθροισμα των f_c και f_t . Ο μέσος όρος των ετήσιων τιμών λαμβάνεται ως το ποσοστό εκφυλισμού της μπαταρίας.

Αφού λάβει χώρα η διαδικασία αυτή, ανανεώνεται το μοντέλο της βελτιστοποίησης και συμπεριλαμβάνεται η ετήσια απομείωση της χωρητικότητας της μπαταρίας. Έπειτα, επαναλαμβάνεται η εκτέλεση του μοντέλου, εξάγεται εκ νέου το προφίλ SoC και υπολογίζεται, με την ίδια διαδικασία, το ποσοστό εκφυλισμού. Όλη η διαδικασία αυτή επαναλαμβάνεται άλλη μια φορά, μέχρις ότου επιτευχθεί ικανοποιητική σύγκλιση της τιμής.

Τελικώς, το ετήσιο ποσοστό εκφυλισμού της μπαταρίας συγκλίνει στην τιμή του 2,13% το οποίο και χρησιμοποιείται.

5.4 Τιμολόγηση Ενέργειας

Για την τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας ενός αυτοπαραγωγού χρειάζεται να συμπεριληφθεί το κόστος προμήθειας ενέργειας και το έσοδο από την πώληση ενέργειας στο δίκτυο. Όπως αναλύθηκε στο Κεφ. 3, το κόστος προμήθειας αναλύεται στο ανταγωνιστικό σκέλος και στο ρυθμιζόμενο.

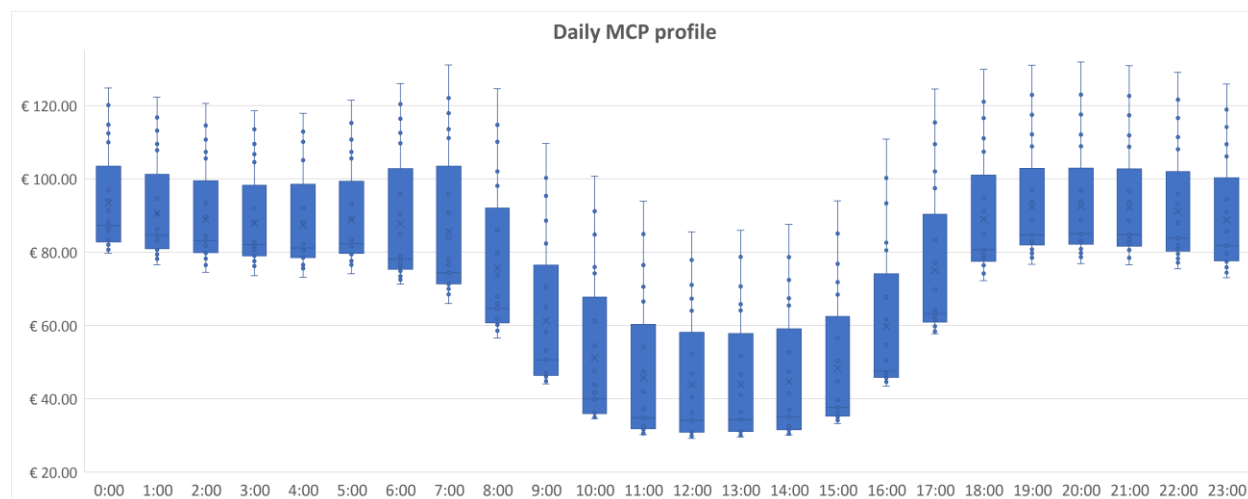
5.4.1 Ανταγωνιστικό Σκέλος Προμήθειας Ηλεκτρισμού

Στο ανταγωνιστικό σκέλος, η απορροφώμενη από το δίκτυο ενέργεια χρεώνεται με βάση κάποια μορφή τιμολόγησης, αποκαλούμενη και ταρίφα ηλεκτρισμού. Στο πλαίσιο της εργασίας εξετάστηκαν δύο είδη τιμολόγησης, μια στατική - **Flat** και μια δυναμική - **RTP**.

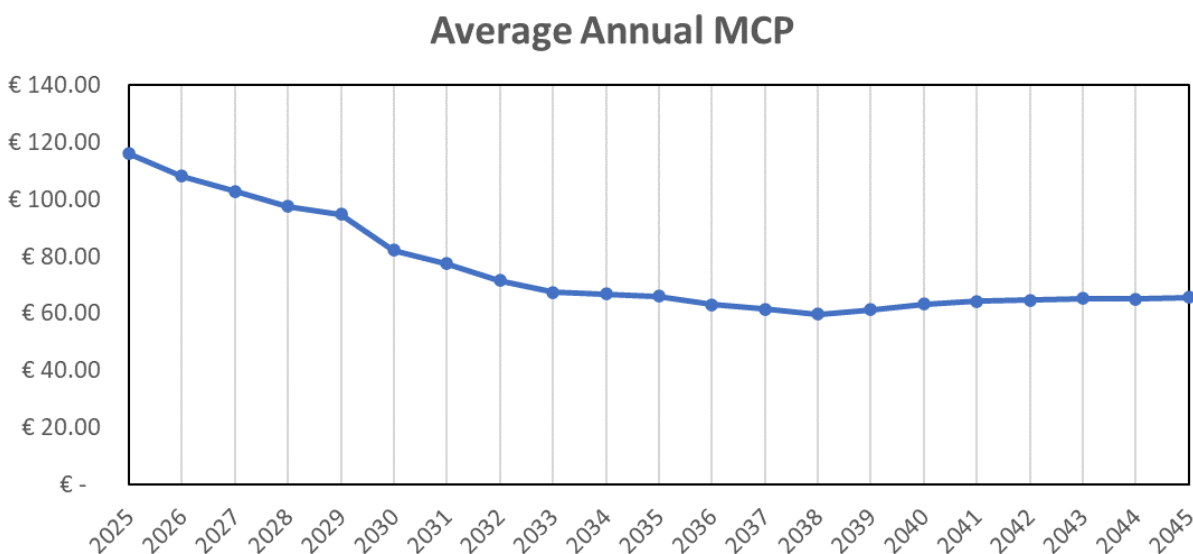
Η στατική ή επίπεδη τιμολόγηση θεωρεί ένα σταθερό κόστος ηλεκτρικής ενέργειας ανά κιλοβατώρα και αντιπροσωπεύει τη συνηθέστερη αλλά και απλούστερη μεθοδολογία τιμολόγησης. Η δυναμική τιμολόγηση συμπεριλαμβάνει διακυμάνσεις στη χρεωθείσα τιμή ανά κιλοβατώρα, ανταποκρινόμενη στις μεταβολές

της τιμής του ηλεκτρισμού στη χονδρική αγορά. Επιλέχθηκε να υιοθετηθεί, ως δυναμική τιμολόγηση, το μοντέλο Real Time Pricing, όπου για κάθε ωριαίο βήμα στο μοντέλο, η ηλεκτρική ταρίφα λαμβάνει διαφορετική τιμή. Η σύνθεση των δύο τιμολογήσεων συνοψίζεται ακολούθως:

Ως βάση για τον σχηματισμό των μεθόδων τιμολόγησης χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα για την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στη χονδρική αγορά, δηλαδή η ωριαία τιμή εκκαθάρισης αγοράς – Market Clearing Price, MCP. Τα δεδομένα των προβλέψεων της MCP για το σύνολο της περιόδου μελέτης αντλήθηκαν από το εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας της ΣΗΜΜΥ. Στο Σχήμα 5.9 αποτυπώνεται η μέση κατανομή της ημερήσιας MCP στη διάρκεια της περιόδου μελέτης και στο Σχήμα 5.10 η μέση ετήσια MCP.



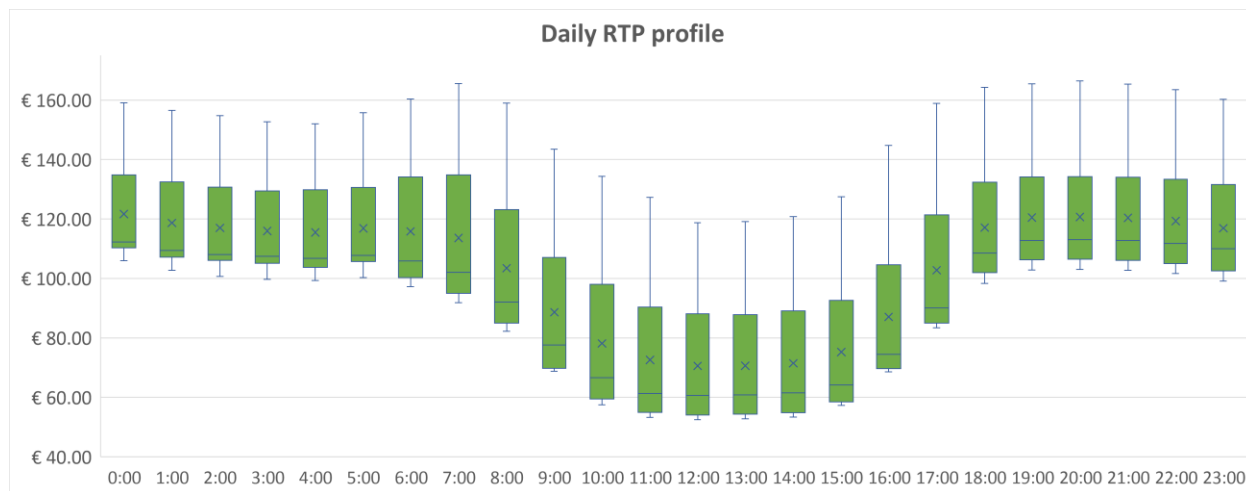
Σχήμα 5.9 Ημερήσια Διακύμανση MCP



Σχήμα 5.10 Μέση Ετήσια MCP

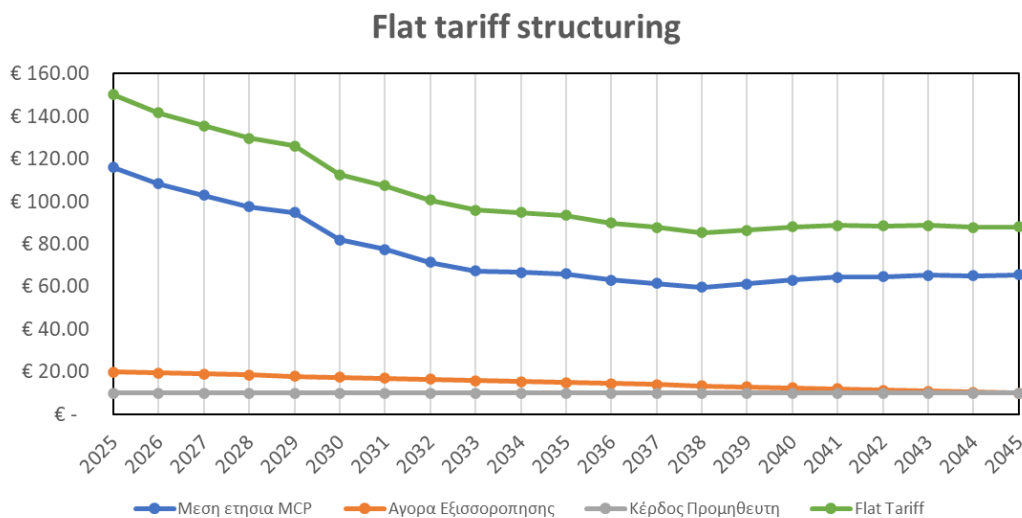
Η RTP τιμολόγηση συντίθεται προσθέτοντας, αρχικά, στην ωριαία MCP το κόστος της αγοράς εξισορρόπησης. Το άθροισμα αυτό επαυξάνεται κατά 3%, ώστε να θεωρηθούν οι απώλειες ισχύος στη Μέση Τάση, και τέλος προστίθεται το περιθώριο κέρδους του προμηθευτή. Το κόστος της αγοράς

εξισορρόπησης ξεκινάει από 20€/MWh και μειώνεται γραμμικά στα 10€/MWh μέχρι το τέλος της περιόδου εξέτασης. Το περιθώριο κέρδος του προμηθευτή θεωρείται σταθερό, στα 10€/MWh. Η κατανομή της ημερήσιας RTP, για το σύνολο της διάρκειας της μελέτης, αποτυπώνεται στο Σχήμα 5.11.

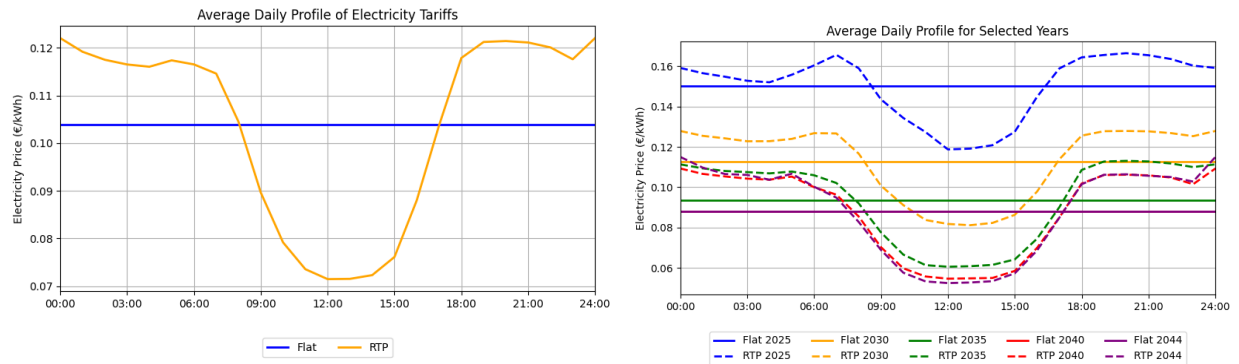


Σχήμα 5.11 Ημερήσια Κατανομή RTP

Η Flat τιμολόγηση συντίθεται με παρόμοιο τρόπο, αντικαθιστώντας την ωριαία MCP με τον ετήσιο μέσο όρο της. Στον μέσο όρο αυτόν, εφαρμόζονται οι χρεώσεις της αγοράς εξισορρόπησης και του κέρδους του προμηθευτή. Έτσι, δημιουργείται μια ετήσια τιμή, που εφαρμόζεται για κάθε ώρα στο έτος εκείνο, στο Σχήμα 5.12.



Σχήμα 5.12 Σύνθεση Flat Ταρίφας



Σχήμα 5.13 Σύγκριση Ημερήσιων Προφίλ RTP και Flat

Τέλος, στο Σχήμα 5.13, γίνεται ταυτόχρονη παράθεση των ημερήσιων προφίλ των δύο μεθόδων τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας για λόγους σύγκρισης. Στο διάστημα 8:00 με 17:00 η RTP παρουσιάζει αξιόλογη μείωση σε σχέση με την Flat. Επίσης, γίνεται αντιληπτή η σταδιακή μείωση της μέσης τιμής, για αμφοτέρους τις ταρίφες, με την πάροδο των ετών, χωρίς όμως αλλοίωση της ημερήσιας καμπύλης τους. Ενδιαφέρον είναι επίσης, πως μετά το 2035, ο ρυθμός μείωσης της τιμής ελαττώνεται σημαντικά.

5.4.2 Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις

Σύμφωνα με την ΠΑΑΕΥ οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις που καλούνται να καταβάλουν οι καταναλωτές στο πλαίσιο της προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας είναι οι χρεώσεις χρήσης συστήματος – ΧΧΣ, οι χρεώσεις χρήσης δικτύου – ΧΧΔ, οι χρεώσεις για υπηρεσίες κοινής ωφέλειας - ΥΚΩ, το Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων – ΕΤΜΕΑΡ και οι λοιπές χρεώσεις. Όλες οι χρεώσεις αυτές αποτελούνται από σκέλος χρέωσης ισχύος και σκέλος χρέωσης ενέργειας. Συγκεκριμένα για του αυτοπαραγωγούς, όλες οι χρεώσεις εφαρμόζονται επί της απορροφώμενης από το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, και όχι επί της συνολικής τους κατανάλωσης. Για τους εμπορικούς – βιομηχανικούς καταναλωτές Μέσης Τάσης, η κατηγορία στην οποία ανήκουν τα υπό εξέταση φορτία, ορίζονται οι μοναδιαίες χρεώσεις, όπως παρουσιάζονται στον ακόλουθο Πίνακα 1.

Πίνακας 1: Μοναδιαίες Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις

Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις		Value
ΧΧΣ	Power (€/kVA/μήνα)	3,24
	Energy (€/kWh)	0
ΧΧΔ	Power (€/kVA/έτος)	64,145
	Energy (€/kWh)	0,00101
ΥΚΩ	Energy (€/kWh) >13GWh/year	0,00414
	Energy (€/kWh) ≤13GWh/year	0,00691
ΕΤΜΕΑΡ	Energy (€/kWh)	0,017
Λοιπές	Energy (€/kWh)	0,0007

5.4.3 Net Billing

Σύμφωνα με το ρυθμιστικό πλαίσιο του Net Billing στην Ελλάδα, η εγγεόμενη στο δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια αποζημιώνεται με βάση την τιμή της χονδρικής αγοράς ανά περίοδο εκκαθάρισης αποκλίσεων, ίση με ένα τέταρτο της ώρας. Εφόσον στο μοντέλο της εργασίας όλα τα δεδομένα είναι ωριαία, η αποζημίωση προσαρμόζεται και εκείνη, ώστε να πραγματοποιείται ανά ώρα, και είναι ίση με την αντίστοιχη ωριαία τιμή της MCP.

Άρα, σε όλα τα σενάρια, η αποζημίωση της εγγεόμενης ενέργειας θα είναι ίση με την ωριαία MCP.

5.5 Τεχνοοικονομικές Παράμετροι

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά του συστήματος PV&BESS, καθώς και οικονομικές παράμετροι παρατίθενται στον Πίνακα 2.

Πίνακας 2 Τεχνοοικονομικές Παράμετροι

Παράμετρος	Τιμή
Ετήσιο Επιτόκιο – Discount Rate	8%
Απόδοση Μπαταρίας - Battery roundtrip efficiency	85%
Μέγιστο Επιτρεπόμενο SoC Μπαταρίας	95%
Ελάχιστο Επιτρεπόμενο SoC Μπαταρίας	10%
Διάρκεια Ζωής Συστήματος PV	25 έτη
Διάρκεια Ζωής Συστήματος BESS	20 έτη
Συντελεστής Ισχύος Φορτίου - $\cos\phi$	0,9

Κεφάλαιο 6 Σενάρια και Αποτελέσματα

6.1 Σενάρια

Οι περιπτώσεις που εξετάζονται σε αρχικό στάδιο, συμμορφώνονται πλήρως με το ρυθμιστικό πλαίσιο του Net Billing στην Ελλάδα. Εν προκειμένω, απαγορεύεται η απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο για τη φόρτιση της μπαταρίας. Ως εκ τούτου, και μέχρι να γίνεται αναφορά στο αντίθετο, η φόρτιση της μπαταρίας θεωρείται ότι γίνεται αποκλειστικά από το Φ/Β ($P_{GB}^{y,h} = 0$).

Η διαμόρφωση των προς εξέταση σεναρίων γίνεται με βάση τις ακόλουθες κατηγορίες:

1. Επενδυτική απόφαση: Μπορεί να ληφθεί είτε εφάπαξ στην αρχή της περιόδου μελέτης, είτε ετησίως γίνεται εξέταση αν θα πραγματοποιηθεί επιπρόσθετη επένδυση.
2. Ταρίφα προμήθειας ηλεκτρισμού: Δύο είδη, μια real time pricing (RTP) – κυμαινόμενη ανά ώρα, και μια σταθερή (Flat) που αναπροσαρμόζεται ετησίως.
3. Επιδότηση BESS: Είτε μηδενική, είτε στο 50% του κόστους του BESS, είτε στο 90%.

Όσον αφορά την κατηγορία 1, για τα σενάρια που η απόφαση λαμβάνεται στην αρχή της περιόδου, εξετάζεται κάθε μορφή τιμολόγησης και κάθε ποσοστό επιδότησης, για σύνολο 6 σεναρίων. Στην περίπτωση που η επένδυση εξετάζεται ετησίως, η επιδότηση θεωρείται μηδενική, επομένως διαμορφώνονται ακόμα δύο σενάρια, αναλόγως με την ταρίφα προμήθειας που υιοθετείται.

Από τις άνωθεν κατηγορίες, δημιουργούνται 8 συνδυασμοί, οι οποίοι εφαρμόζονται στα δύο φορτία που αντιπροσωπεύουν τα διαφορετικά προφίλ ζήτησης, το βιομηχανικό και το εμπορικό φορτίο.

Παράλληλα, ορίζονται και τα σενάρια αναφοράς ή σενάρια βάσης, στα οποία δεν πραγματοποιείται οποιαδήποτε επένδυση και ο πελάτης τροφοδοτείται αποκλειστικά από το δίκτυο. Ορίζεται ένα σενάριο βάσης για κάθε μορφή τιμολόγησης, δηλαδή 2 ανά φορτίο, και 4 στο σύνολο.

Όλα τα αποτελέσματα που ελήφθησαν από την εκτέλεση των σεναρίων αποτελούν την αποδεδειγμένα βέλτιστη λύση- proven optimal solution, με βάση την ανάλυση του Κεφαλαίου 4.

Έπειτα από την αρχική εξέταση των αποτελεσμάτων, αποφασίστηκε ότι αξίζει να διερευνηθεί περαιτέρω, στα σενάρια με δυναμική τιμολόγηση, και επιδότηση BESS 50% και 90%, η δυνατότητα φόρτισης της μπαταρίας και από το δίκτυο. Αυτά τα δύο σενάρια, στα οποία η επενδυτική απόφαση γίνεται στην αρχή, χαρακτηρίζονται ως σενάρια Arbitrage, καθώς προσομοιάζουν τη λειτουργία του arbitrage μιας αποθηκευτικής μονάδας, με τη διαφορά ότι δεν επιτρέπεται η εξαγωγή ενέργειας στο δίκτυο, από την αποθήκη.

Τελικώς, για κάθε φορτίο, υφίστανται 10 εξεταζόμενα σενάρια, και 2 σενάρια βάσης. Τα σενάρια του βιομηχανικού φορτίου θα χαρακτηρίζονται με το πρόθεμα Ind (Industrial) και του εμπορικού με Com (Commercial).

Το σύνολο των εξεταζόμενων σεναρίων (δίχως τα σενάρια βάσης) παρατίθενται αναλυτικά ως προς τα χαρακτηριστικά τους στον Πίνακα 3.

Πίνακας 3 Σενάρια προς Εξέταση

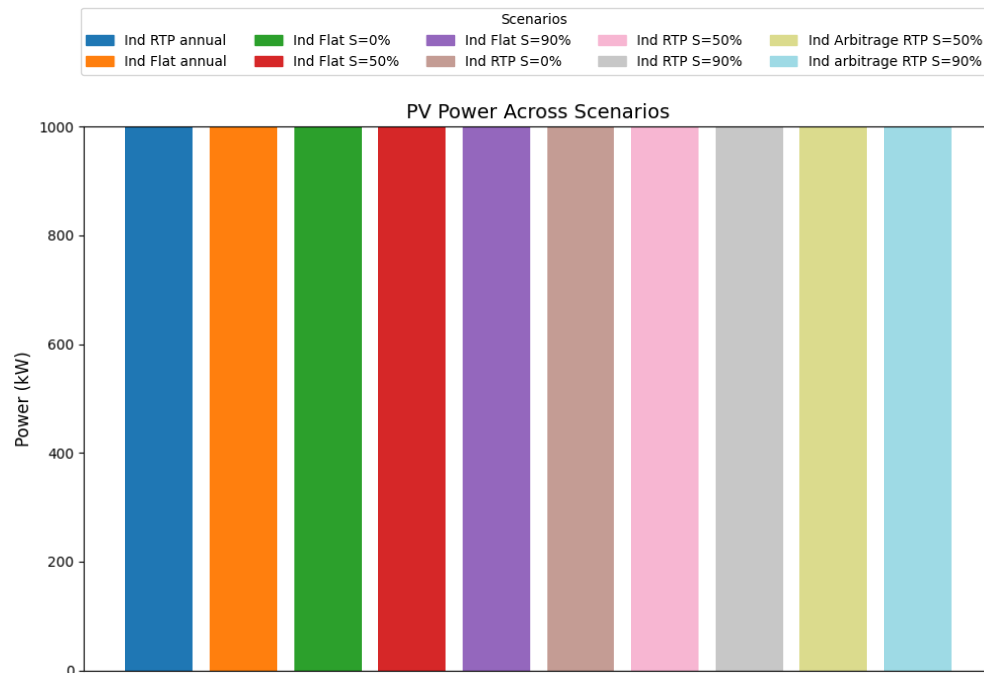
Σενάριο	Επενδυτική Απόφαση		Ταρίφα Προμήθειας		Επιδότηση BESS			Απορρόφηση BESS από Δίκτυο	
	Στην Αρχή	Ετησίως	RTP	Flat	0%	50%	90%	Όχι	Ναι
RTP S0	X		X		X			X	
RTP S50	X		X			X		X	
RTP S90	X		X				X	X	
Flat S0	X			X	X			X	
Flat S50	X			X		X		X	
Flat S90	X			X			X	X	
RTP annual		X	X		X			X	
Flat annual		X		X	X			X	
Arbitrage S50	X		X			X			X
Arbitrage S90	X		X				X		X

6.2 Αποτελέσματα Μοντέλου

Στη συνέχεια, παρατίθενται διαγράμματα και συμπεράσματα που έχουν εξαχθεί από την ανάλυση των τεχνικών και οικονομικών χαρακτηριστικών κάθε σεναρίου και επιχειρείται η ανάδειξη της καθημερινής και μακροχρόνιας λειτουργίας του συστήματος.

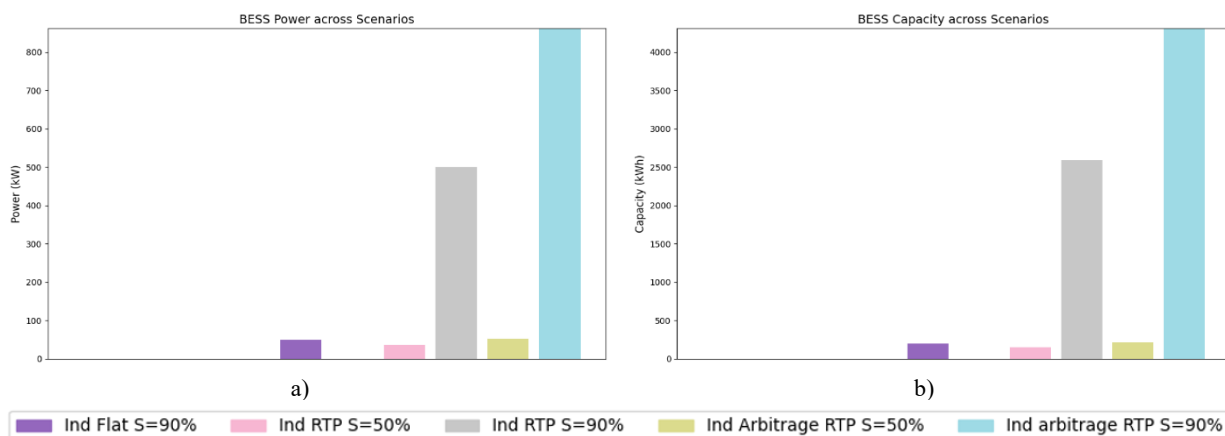
6.2.1 Διαστάσεις εγκατάστασης PV & BESS

Βιομηχανικό Φορτίο:



Σχήμα 6.1 Εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς, Βιομηχανικό Φορτίο

Σε όλα τα σενάρια απαρεγκλίτως, τοποθετείται η μέγιστη δυνατή Φ/Β ισχύς, ίση με το ονομαστικό φορτίο της κατανάλωσης. Αναδεικνύεται emphaticά η συνεισφορά της φ/β εγκατάστασης στην οικονομική βελτιστοποίηση της αυτοπαραγωγής. Στα σενάρια RTP annual και Flat annual, όπου εξετάζεται ετησίως η επενδυτική απόφαση, αυτή πραγματοποιείται απευθείας από το πρώτο έτος, όμοια με τα υπόλοιπα σενάρια.

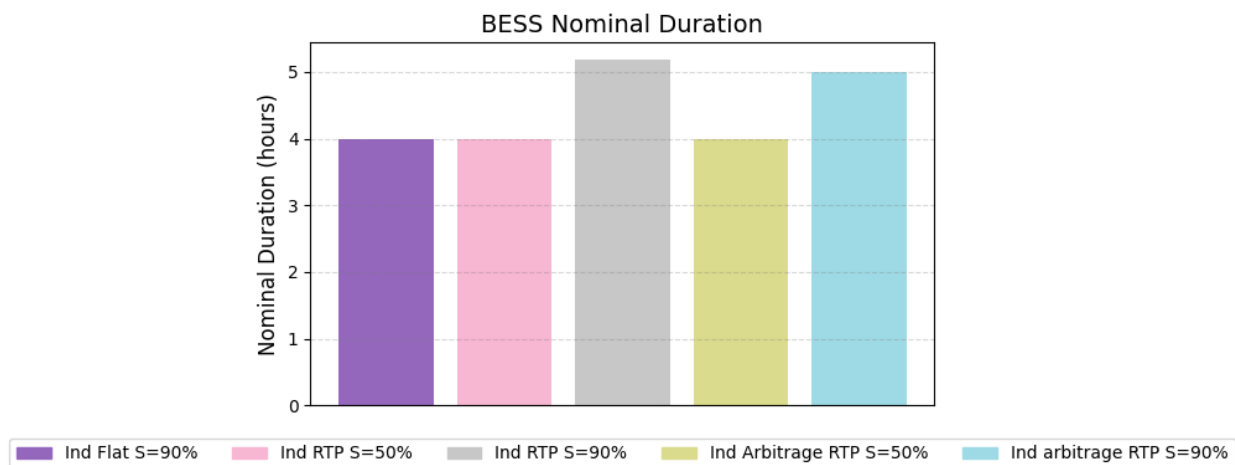


Σχήμα 6.2 Ονομαστική α)Ισχύς και β)Χωρητικότητα BESS για Βιομηχανικό Φορτίο

Σύμφωνα με το Σχήμα 6.2, το σύστημα BESS περιλαμβάνεται στο αποτέλεσμα της βελτιστοποίησης, μόνο όταν επιδοτείται, με τουλάχιστον 50%, ενώ συγκρίσιμο μέγεθος με εκείνο του Φ/Β υπάρχει μόνο για 90% επιδότηση.

Πιο αναλυτικά, μικρή μπαταρία εγκαθίσταται για επιδότηση 50% του BESS, για την κυμαινόμενη ταρίφα – RTP, ενώ για 90%, το μέγεθος της αποθήκευσης είναι σημαντικά μεγαλύτερο, στα 2500kWh / 500kW. Ακόμα, όταν επιτρέπεται η εισαγωγή ενέργειας από το δίκτυο για τη φόρτιση της μπαταρίας, μεγιστοποιείται η διάσταση της μονάδας και προσεγγίζει, για επιδότηση 90%, τις 4300kWh / 860kW, ενώ αύξηση διαφαίνεται και για επιδότηση 50%, σε σχέση με το αντίστοιχο σενάριο δίχως απορρόφηση.

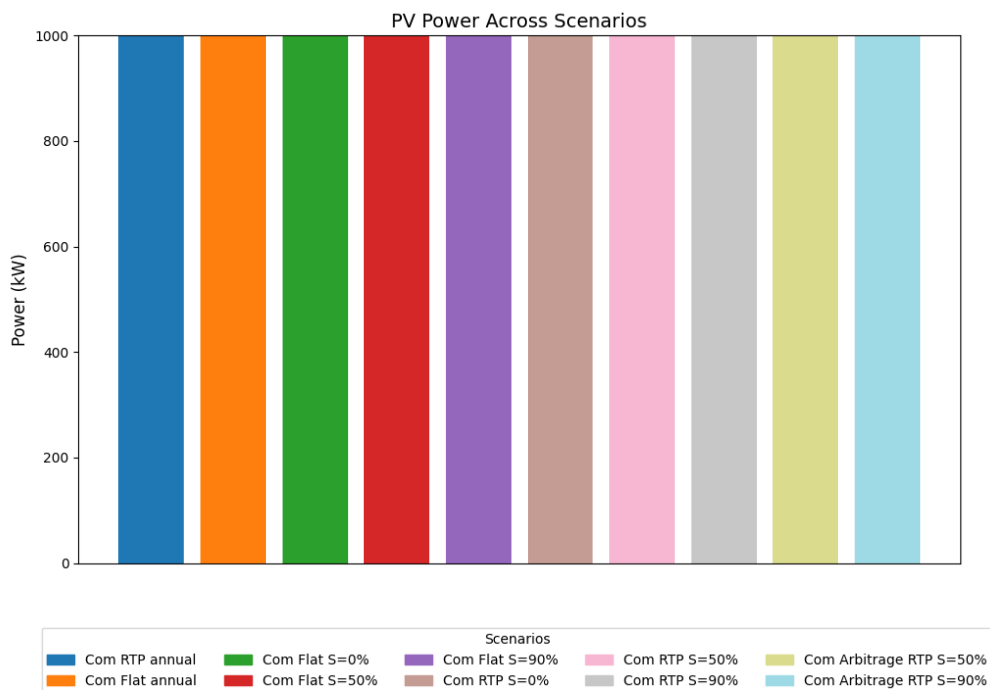
Αντιθέτως, το μόνο σενάριο επίπεδης – Flat τιμολόγησης στο οποίο υπάρχει εγκατάσταση μπαταρίας είναι για επιδότηση 90%. Ακόμη και στην περίπτωση εκείνη, το σύστημα περιορίζεται σε 190kWh χωρητικότητας και 48kW ισχύος. Η μπαταρία καλύπτει το φορτίο κυρίως τις απογευματινές, προς βραδινές ώρες, αφού δηλαδή έχει φορτίσει με το πλεόνασμα της ηλιακής ενέργειας το μεσημέρι.



Σχήμα 6.3 Διάρκεια BESS για Βιομηχανικό Φορτίο

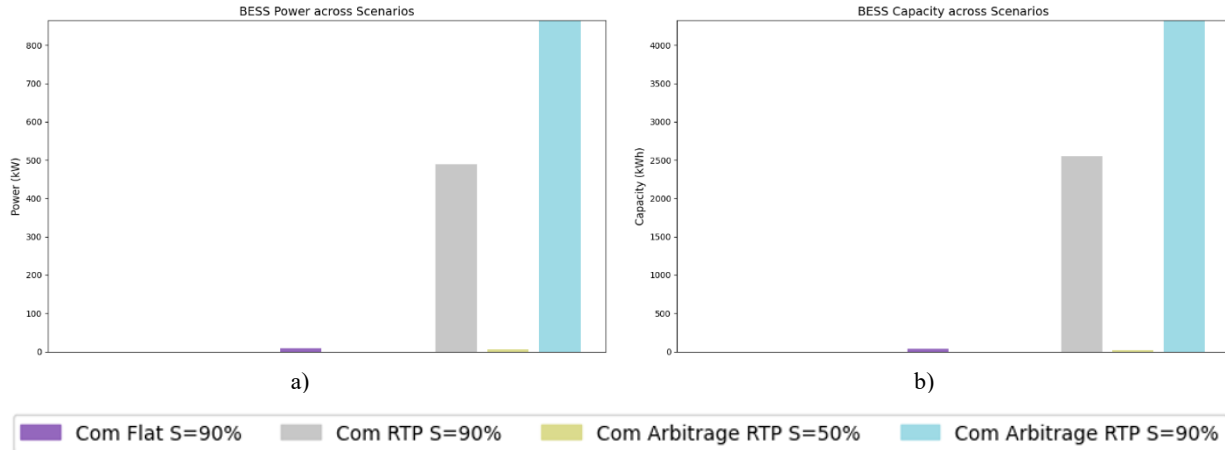
Στο Σχήμα 6.3 αποτυπώνεται η διάρκεια των συστημάτων αποθήκευσης. Στις περιπτώσεις χωρίς απορρόφηση από το δίκτυο, η διάρκεια του συστήματος (ο λόγος της ονομαστικής χωρητικότητας προς την ονομαστική ισχύ) κυμαίνεται στις 4 ώρες, ενώ όταν επιτρέπεται η απορρόφηση, αυξάνεται στις 5 ώρες.

Εμπορικό Φορτίο:



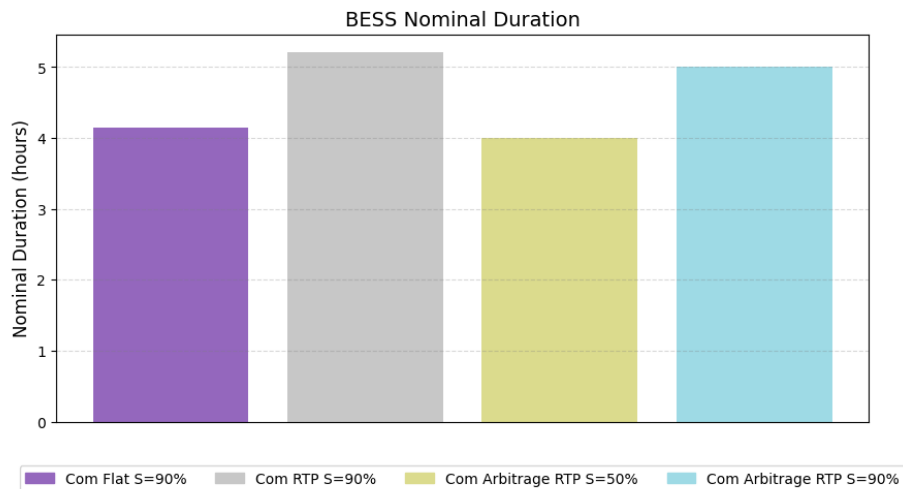
Σχήμα 6.4 Εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς, Εμπορικό Φορτίο

Ομοίως με το βιομηχανικό φορτίο, εγκατάσταση της μέγιστης επιτρεπόμενης φωτοβολταϊκής ισχύος παρατηρείται και στον εμπορικό καταναλωτή, στο Σχήμα 6.4.



Σχήμα 6.5 Ονομαστική Ισχύς και Χωρητικότητα BESS για Εμπορικό Φορτίο

Σύμφωνα και με το Σχήμα 6.5, στο εμπορικό φορτίο, η εγκατάσταση μπαταρίας πρακτικά περιορίζεται στα σενάρια RTP με επιδότηση 90%, με και χωρίς απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο. Μπαταρία μερικών δεκάδων kW τοποθετείται για Flat τιμολόγηση και 90% επιδότηση, καθώς και για RTP ταρίφα, με απορρόφηση από το δίκτυο και επιδότηση 50%. Το μειωμένο φορτίο του εμπορικού καταναλωτή τις απογευματινές και βραδινές ώρες καθιστά μικρό το περιθώριο εξοικονόμησης κόστους, επομένως είναι ασύμφορη η επένδυση σε αποθήκευση, εκτός από όταν επιδοτείται με το υψηλότερο εξεταζόμενο ποσοστό. Στις περιπτώσεις εκείνες, το μέγεθος της μπαταρίας είναι παρόμοιο με τον βιομηχανικό καταναλωτή, καθώς προκύπτει καθαρή οικονομική ωφέλεια από την αποτροπή εισαγωγής ενέργειας από το δίκτυο, σε σχέση με το επενδυτικό και λειτουργικό κόστος του BESS.



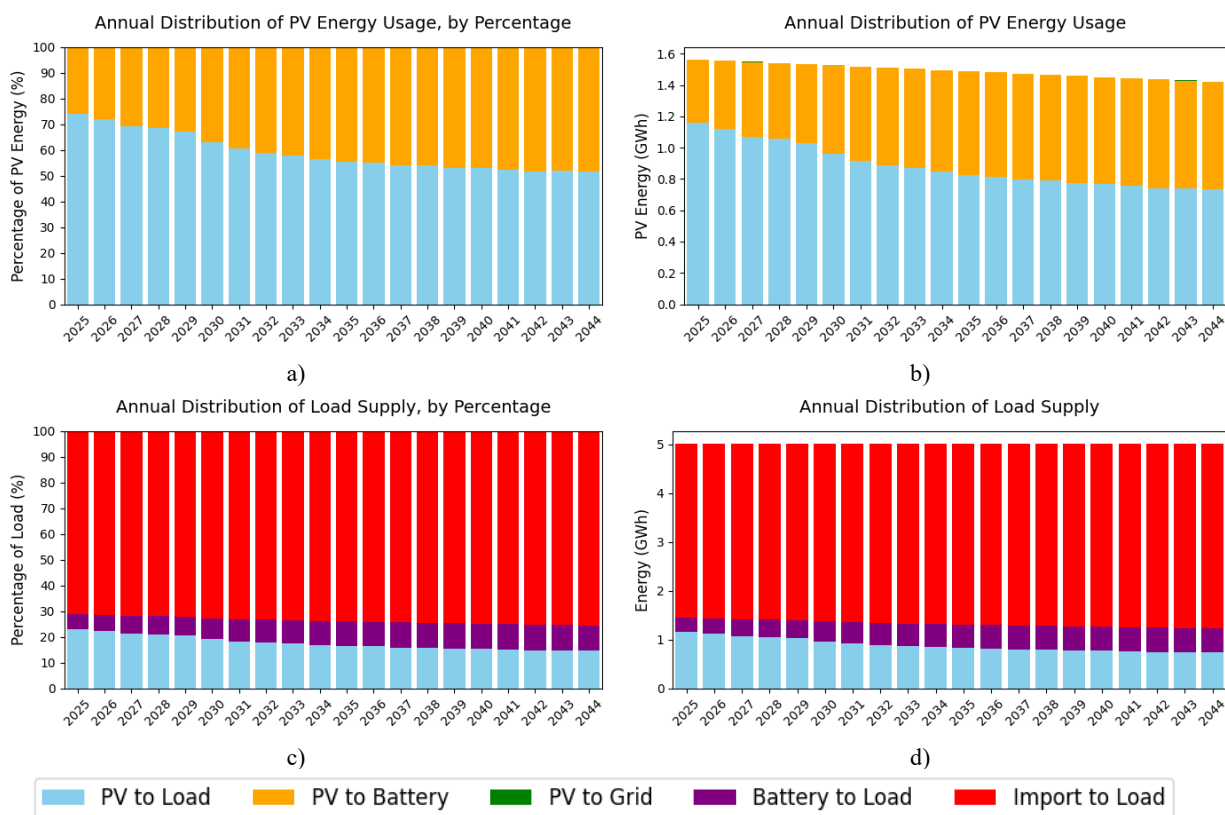
Σχήμα 6.6 Διάρκεια BESS για Εμπορικό Φορτίο

Η διάρκεια της μπαταρίας του εμπορικού καταναλωτή, όταν αυτή εγκαθίσταται, είναι παρόμοια με τις αντίστοιχες περιπτώσεις στον βιομηχανικό καταναλωτή, όπως αποτυπώνεται στο Σχήμα 6.6.

6.2.2 Κατανομή Φ/Β παραγωγής και Ζήτησης Φορτίου

Στα επόμενα διαγράμματα θα αναπαρασταθεί ο διαχωρισμός της παραχθείσας στο Φ/Β ενέργειας, σε εκείνη που καλύπτει το φορτίο, φορτίζει την μπαταρία και καταλήγει στο δίκτυο, για τα σημαντικότερα σενάρια. Περικοπές δεν υφίστανται, καθώς δεν υπάρχει κάποιος σχετικός περιορισμός. Ούτως ή άλλως, όπως θα αναδειχθεί και στη συνέχεια, η εξαγωγή ενέργειας είναι ελαχιστοποιημένη στη βελτιστοποίηση του συστήματος.

Βιομηχανικό Φορτίο, RTP, S = 90% :



Σχήμα 6.7 Ποσοστιαία και Απόλυτη Κατανομή Φ/Β ισχύος και Κάλυψης Φορτίου, Ind RTP S = 90%

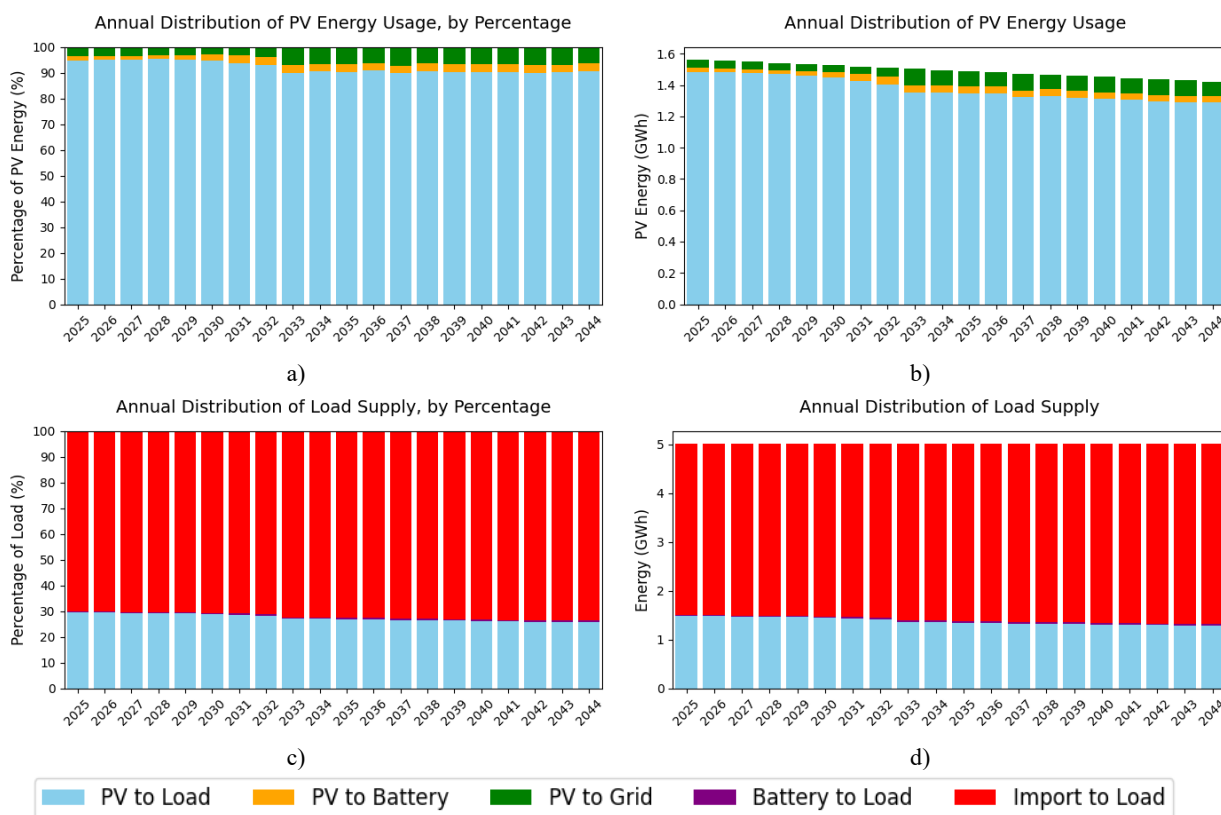
Στο Σχήμα 6.7b) διαφαίνεται αρχικά η σταδιακή μείωση της παραχθείσας ενέργειας με τα χρόνια, λόγω του εκφυλισμού του Φ/Β και της συνεπακόλουθης απώλειας ισχύος του. Παρατηρείται επίσης, ότι με την πάροδο των ετών αυξάνεται το ποσοστό της φ/β ενέργειας που κατευθύνεται στη φόρτιση της μπαταρίας, σε σχέση με εκείνη που τροφοδοτεί το φορτίο. Η τάση αυτή φαίνεται να επιταχύνεται κοντά στο 2029-2030, χρονική στιγμή που συμπίπτει με την αντίστοιχη επιτάχυνση στη μείωση της μέσης MCP, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.10. Το φαινόμενο αυτό εξηγείται ως εξής:

Τις μεσημβρινές ώρες, που παράγει το φ/β, οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας που ούτως ή άλλως βρίσκονται στην ελάχιστη ημερήσια τιμή τους, μειώνονται ακόμα περισσότερο χρόνο με τον χρόνο. Για τις ώρες εκείνες, είναι προτιμότερη οικονομικά η κάλυψη του φορτίου για ορισμένα χρονικά διαστήματα από το

δίκτυο, και η χρησιμοποίηση τμήματος της φ/β ενέργειας για τη φόρτιση της μπαταρίας. Η αύξηση αυτή της αποθηκευμένης ενέργειας, επιτρέπει με τη σειρά της, την αποτροπή εισαγωγής ενέργειας από το δίκτυο κατά τις βραδινές ώρες, όταν και το κόστος είναι πολύ μεγαλύτερο.

Η παραπάνω συμπεριφορά είναι συνεπής και με τη μικρή αύξηση στην απορροφώμενη ενέργεια από το δίκτυο με την πάροδο των ετών, που διαπιστώνεται από το Σχήμα 6.7c. Εξάγεται, επίσης, το συμπέρασμα, ότι το σύστημα PV&BESS τροφοδοτεί μεσοσταθμικά το φορτίο κατά 28-30% για τον ορίζοντα της περιόδου μελέτης.

Βιομηχανικό Φορτίο, Flat, S = 90% :

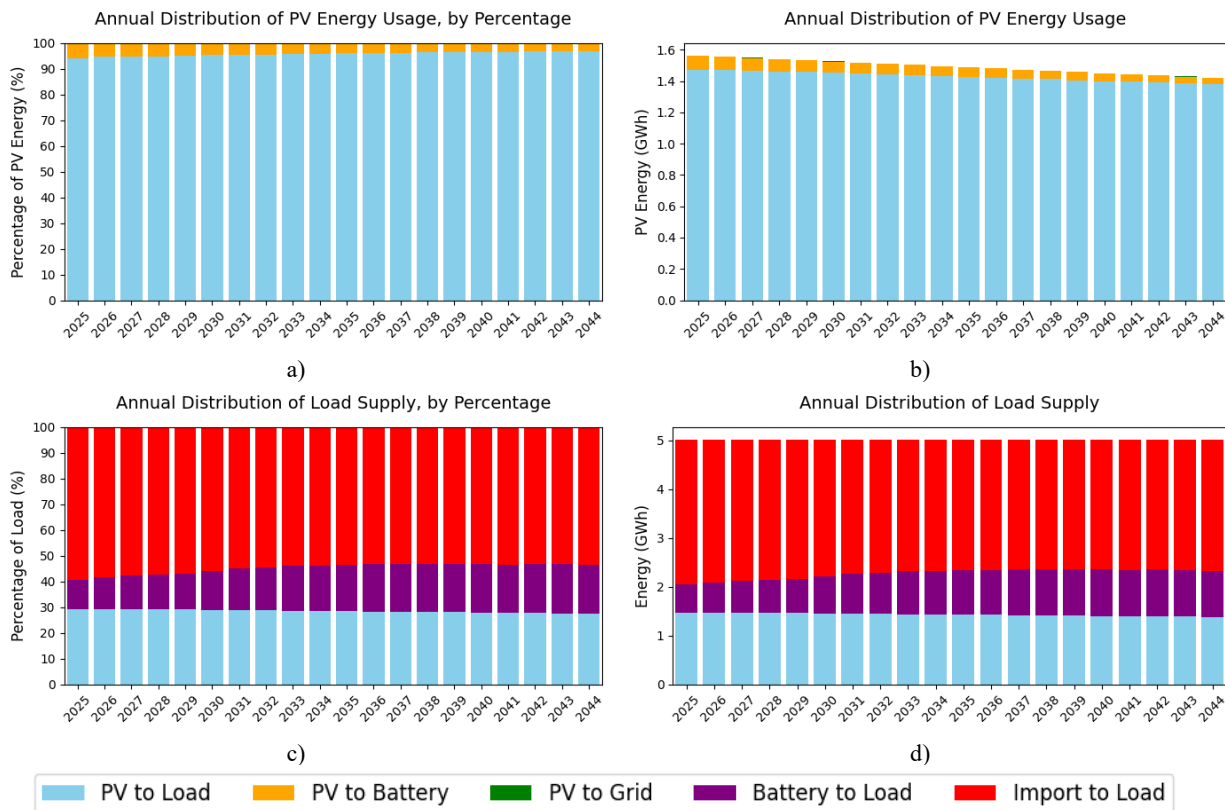


Σχήμα 6.8 Ποσοστιαία και Απόλυτη Κατανομή Φ/Β ισχύος και Κάλυψης Φορτίου, Ind Flat S = 90%

Στην περίπτωση της Flat τιμολόγησής του, σχεδόν η απόλυτη πλειοψηφία της φωτοβολταϊκής ενέργειας κατευθύνεται στο φορτίο, σε ποσοστό άνω του 95% (Σχήμα 6.8a). Από το υπολειπόμενο ποσοστό, το μεγαλύτερο τμήμα εξάγεται στο δίκτυο και ελάχιστη ενέργεια οδηγείται στην μπαταρία.

Η συνολική φ/β παραγωγή είναι σταθερή σε όλα τα σενάρια, επομένως και το ποσοστό του φορτίου που εξυπηρετείται συνδυαστικά από τη μονάδα PV&BESS παραμένει σταθερό Σχήμα 6.8c).

Βιομηχανικό Φορτίο, Απορρόφηση από Δίκτυο, $S = 90\%$

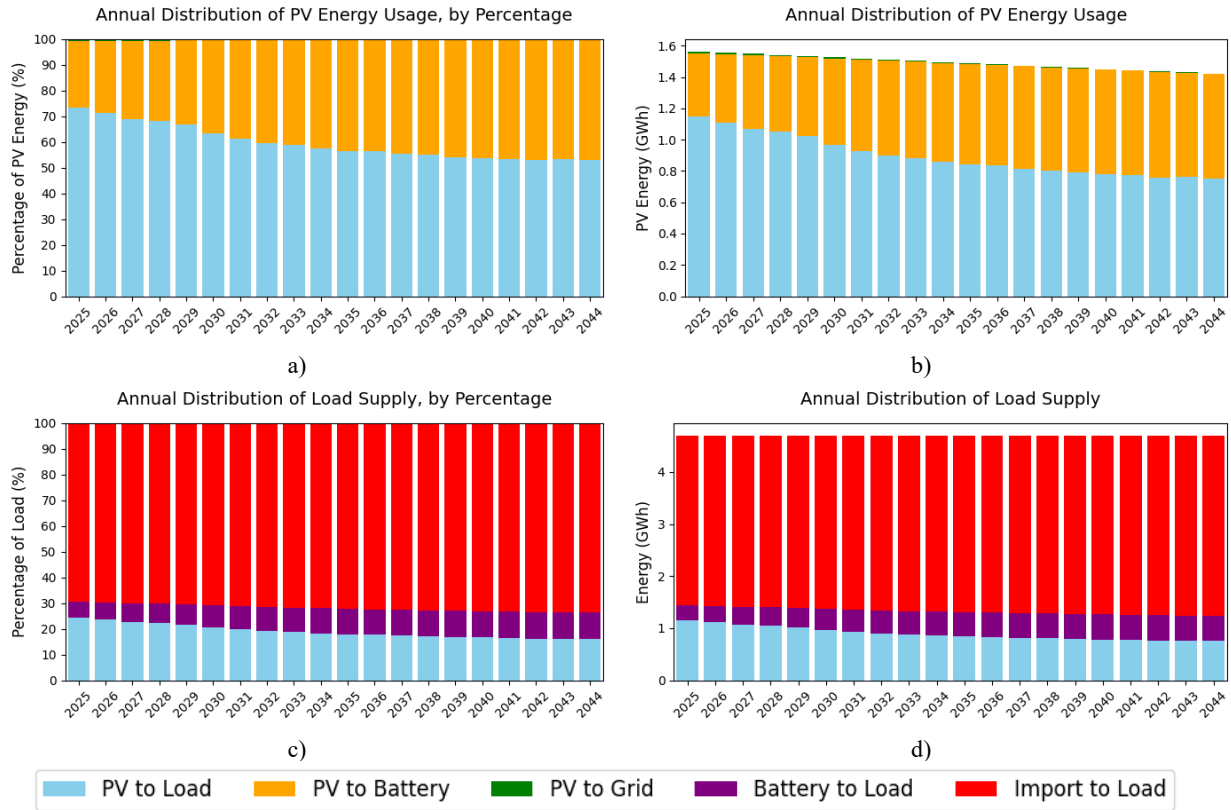


Σχήμα 6.9 Ποσοστιαία και Απόλυτη Κατανομή Φ/Β ισχύος και Κάλυψης Φορτίου, Ind Arbitrage RTP $S = 90\%$

Στην περίπτωση RTP ταρίφας με απορρόφηση από το δίκτυο είναι εμφανής στο Σχήμα 6.9a) η σχεδόν αποκλειστική απόδοση της παραχθείσας ηλεκτρικής ενέργειας στο φορτίο, σε ποσοστό άνω του 95%. Δεδομένου ότι στο σενάριο αυτό υφίσταται η μέγιστη αποθηκευτική μονάδα, αναμένεται ότι η μπαταρία θα φορτίζει κατά κανόνα μέσω του δικτύου, εκμεταλλευόμενη τα διαστήματα χαμηλών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας.

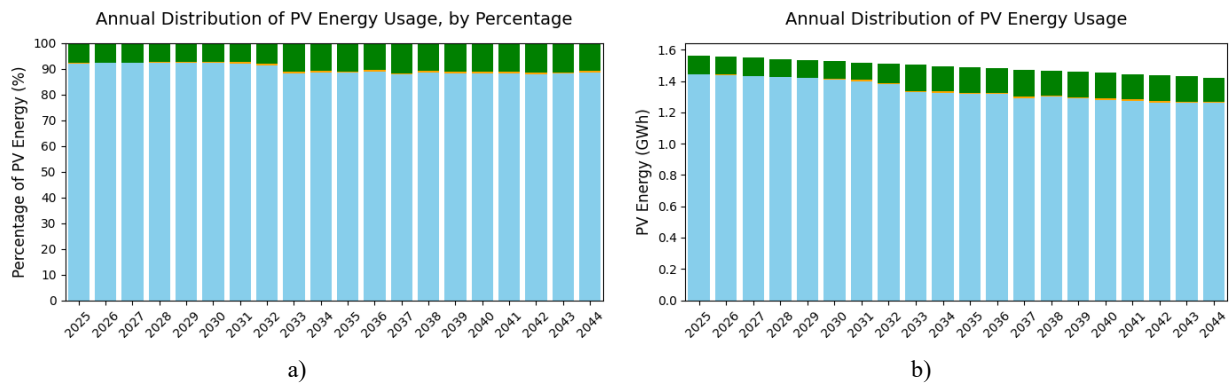
Στο Σχήμα 6.9c) διαφαίνεται ότι σε σύγκριση με τα προηγούμενα σενάρια, αυξήθηκε σημαντικά το ποσοστό του φορτίου που καλύπτεται από το PV & BESS. Η αύξηση αυτή οφείλεται αποκλειστικά στη φόρτιση του BESS μέσω του δικτύου και τη μεταγενέστερη απόδοση της ενέργειας αυτής στο φορτίο. Η ενέργεια που προέρχεται, άμεσα ή έμμεσα από το Φ/Β παραμένει σταθερή στο 30%, όπως και πριν, όμως ένα επιπρόσθετο 10%, που κλιμακώνεται σε 15% με την πάροδο των ετών, αποτελεί ετεροχρονισμένες εισαγωγές, μέσω της μπαταρίας. Η αύξηση στην απορροφώμενη ενέργεια της μπαταρίας οφείλεται στη μείωση των τιμών ενέργειας με την πάροδο των ετών.

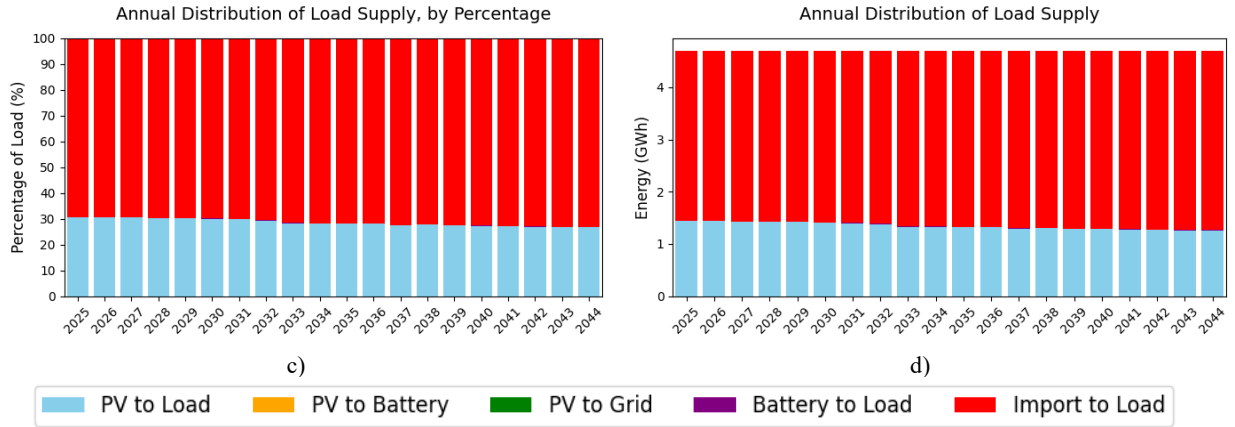
Εμπορικό Φορτίο RTP S = 90%



Σχήμα 6.10 Ποσοστιαία και Απόλυτη Κατανομή Φ/Β ισχύος και Κάλυψης Φορτίου, Com RTP S = 90%

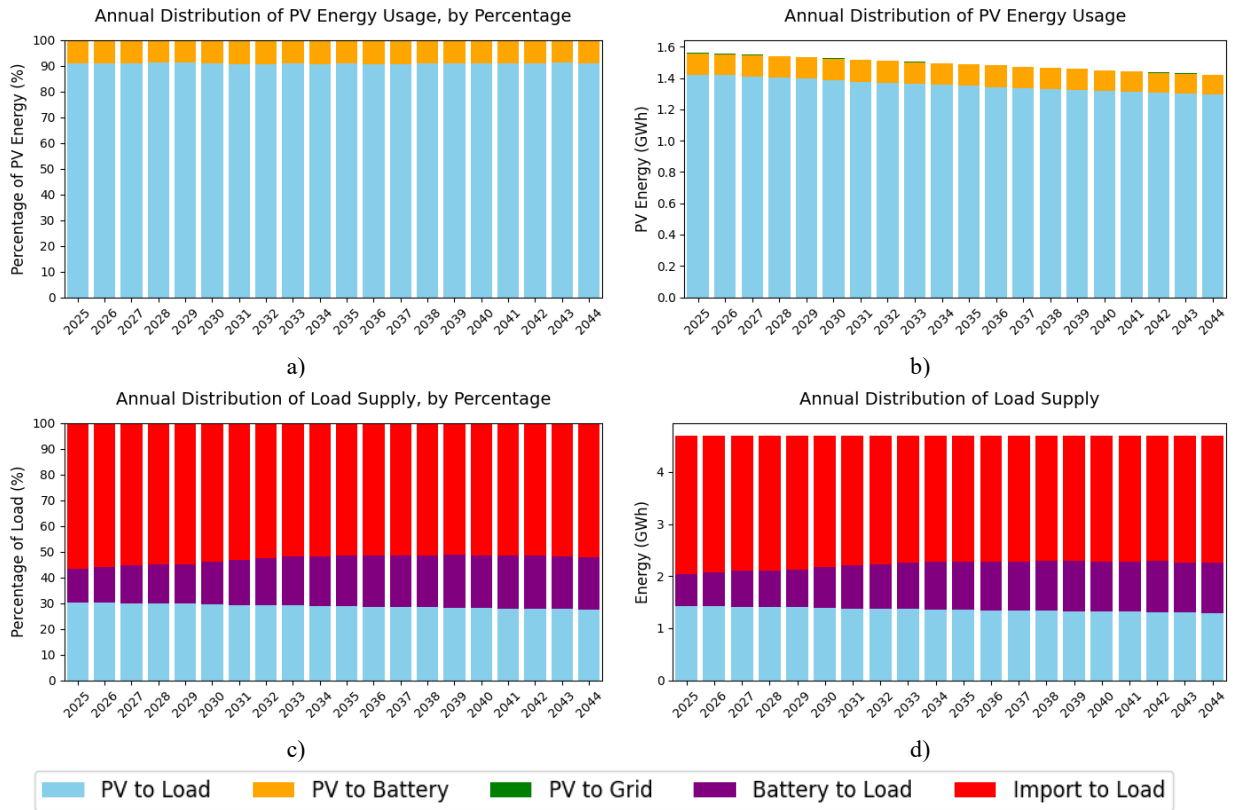
Εμπορικό Φορτίο Flat S = 90%





Σχήμα 6.11 Ποσοστιαία και Απόλυτη Κατανομή Φ/Β ισχύος και Κάλυψης Φορτίου, Com Flat $S = 90\%$

Εμπορικό Φορτίο, Arbitrage , RTP , $S = 90\%$



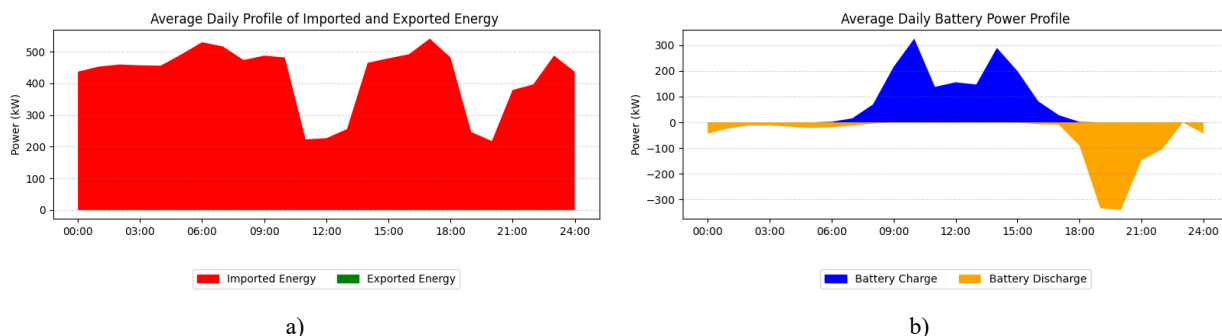
Σχήμα 6.12 Ποσοστιαία και Απόλυτη Κατανομή Φ/Β ισχύος και Κάλυψης Φορτίου, Com Arbitrage RTP $S = 90\%$

Ανάλογα συμπεράσματα με το βιομηχανικό φορτίο διαπιστώνονται τόσο για την κατανομή της φ/β παραγωγής όσο και για το ενεργειακό μείγμα τροφοδοσίας του φορτίου, σε όλες τις περιπτώσεις. Η μόνη ποσοτική διαφοροποίηση που διαφαίνεται είναι η αύξηση μερικών ποσοστιαίων μονάδων, στη συνεισφορά της Φ/Β ισχύος και της μπαταρίας στην κάλυψη του φορτίου.

Το γεγονός αυτό, προκύπτει διότι, ενώ το μέγεθος της Φ/Β μονάδας, άρα και της παραχθείσας ισχύος της είναι σταθερό και στα δύο φορτία, ο εμπορικός καταναλωτής έχει ελαφρώς μειωμένη ετήσια ζήτηση. Έτσι, το ποσοστό συμμετοχής του PV&BESS στην πλήρωση του φορτίου αυξάνεται μερικώς.

6.2.3 Κατανομή Απορροφώμενης - Εγχεόμενης Ενέργειας και Ισχύος Φόρτισης - Εκφόρτισης

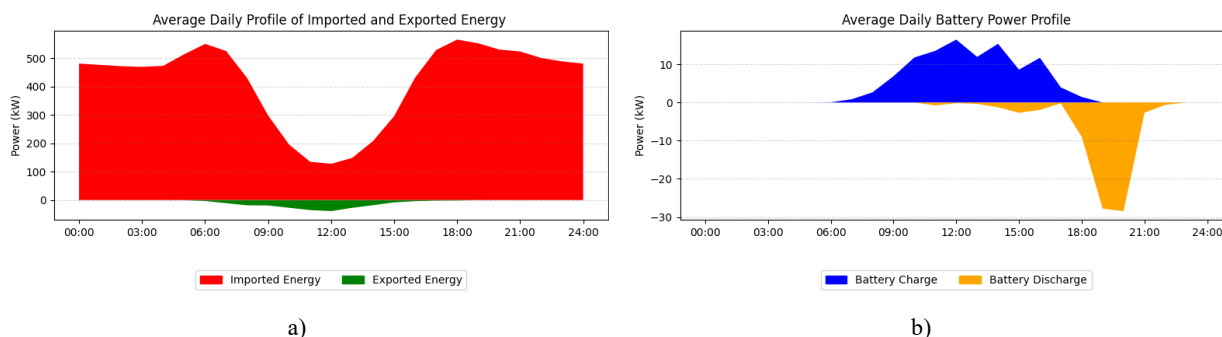
Βιομηχανικό Φορτίο, RTP, S = 90%



Σχήμα 6.13 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ α) Εισαγόμενης - Εξαγόμενης Ενέργειας, β) Φόρτισης – Εκφόρτισης BESS, για Ind RTP S=90%

Στο Σχήμα 6.13 επιβεβαιώνεται η υπόθεση που είχε διατυπωθεί προηγουμένως, πως δηλαδή το σύστημα επιλέγει να απορροφήσει ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο για να καλύψει μέρος του φορτίου τις ώρες με χαμηλό κόστος (11:00 με 1:00), παρά τη διαθέσιμη φ/β παραγωγή, η οποία κατευθύνεται στην μπαταρία. Υπενθυμίζεται, πως σε αυτό το σενάριο η αποθήκευση απαγορεύεται να φορτίσει απευθείας από το δίκτυο, αλλά μόνο από το Φ/Β. Απόρροια των παραπάνω είναι, πως η μπαταρία έχει περισσότερη διαθέσιμη ενέργεια, την οποία εκφορτίζει μετά τις 18:00, αποφεύγοντας εισαγωγή ενέργειας σημαντικά υψηλότερου κόστους.

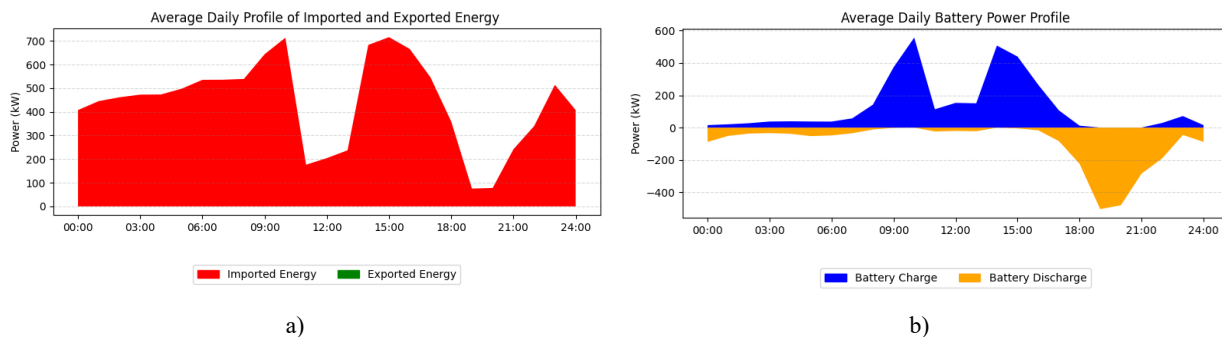
Βιομηχανικό Φορτίο, Flat, S = 90%



Σχήμα 6.14 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ α) Εισαγόμενης - Εξαγόμενης Ενέργειας, β) Φόρτισης – Εκφόρτισης BESS, για Ind Flat S=90%

Στο Σχήμα 6.14 α) διαπιστώνεται ότι το σύστημα απορροφά ενέργεια τις ώρες που δεν υπάρχει φ/β παραγωγή, και δεδομένου του μικρού μεγέθους της μπαταρίας, δεν παρατηρείται σημαντική συνεισφορά της στη μείωση των εισαγωγών. Όμως, σε αντιδιαστολή με την RTP ταρίφα, λαμβάνει χώρα, έστω και σε μικρό βαθμό, εξαγωγή της περίσσιας φ/β ενέργειας τις μεσημβρινές ώρες. Στο Σχήμα 6.14β), διαπιστώνεται ότι η μπαταρία φορτίζεται τις μεσημβρινές ώρες, το οποίο αποδίδεται μεταξύ 18:00 και 21:00, χωρίς όμως σημαντική επίπτωση στην ποσότητα απορροφώμενης ενέργειας από το δίκτυο, λόγω του πολύ μικρού μεγέθους του BESS.

Βιομηχανικό Φορτίο, Απορρόφηση από Δίκτυο, $S = 90\%$

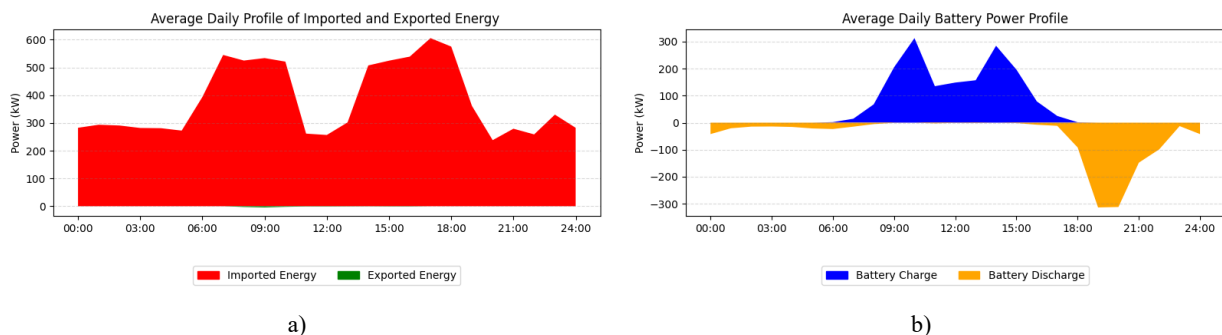


Σχήμα 6.15 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ α) Εισαγόμενης - Εξαγόμενης Ενέργειας, β) Φόρτισης – Εκφόρτισης BESS, για Ind Arbitrage RTP $S=90\%$

Όπως γίνεται αντιληπτό στο Σχήμα 6.15 b), η μπαταρία φορτίζεται σε δύο διακριτά χρονικά διαστήματα από το δίκτυο, το πρώτο γύρω στις 9:00 και το δεύτερο γύρω στις 15:00, με χαμηλές τιμές ηλεκτρισμού σε αμφότερα. Έπειτα, μεταξύ 18:00 και 21:00, η μπαταρία εκφορτίζεται, γεγονός που προκαλεί την αισθητή μείωση της απορροφώμενης ενέργειας, η οποία κοστολογείται αρκετά ακριβότερα, με το σύστημα να επιτυγχάνει σημαντική εξοικονόμηση κόστους.

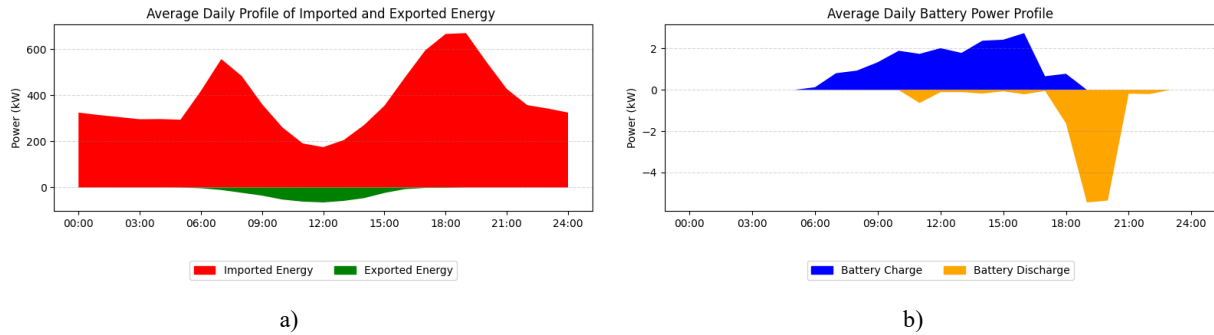
Η μέθοδος λειτουργίας της μπαταρίας είναι παρόμοια με το σενάριο RTP $S = 90\%$, όμως εδώ η απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο κατευθύνεται στην μπαταρία, αντί στο φορτίο, και είναι ποσοτικά υψηλότερη. Ενδεικτικά, η ισχύς με την οποία φορτίζεται η μπαταρία κορυφώνεται σε σχεδόν διπλάσια ποσότητα (600kW vs 300kW) σε σχέση με το σενάριο RTP $S = 90\%$.

Εμπορικό Φορτίο, RTP $S = 90\%$



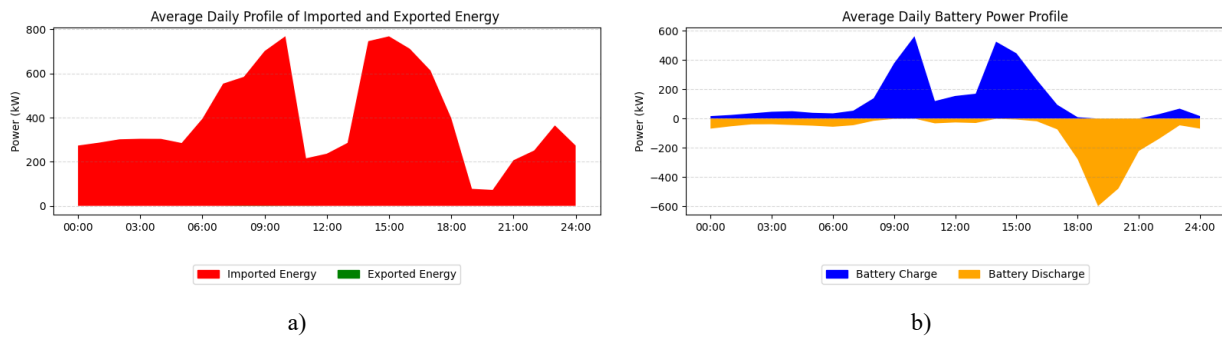
Σχήμα 6.16 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ α) Εισαγόμενης - Εξαγόμενης Ενέργειας, β) Φόρτισης – Εκφόρτισης BESS, για Com RTP $S=90\%$

Εμπορικό Φορτίο, Flat S = 90%



Σχήμα 6.17 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ α) Εισαγόμενης - Εξαγόμενης Ενέργειας, β) Φόρτισης – Εκφόρτισης BESS, για Com Flat S=90%

Εμπορικό Φορτίο, Arbitrage, RTP, S = 90%



Σχήμα 6.18 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ α) Εισαγόμενης - Εξαγόμενης Ενέργειας, β) Φόρτισης – Εκφόρτισης BESS, για Com Arbitrage RTP S=90%

Χωρίς ουσιαστικές διαφορές με τον βιομηχανικό πελάτη εμφανίζονται τα δεδομένα και για το εμπορικό φορτίο.

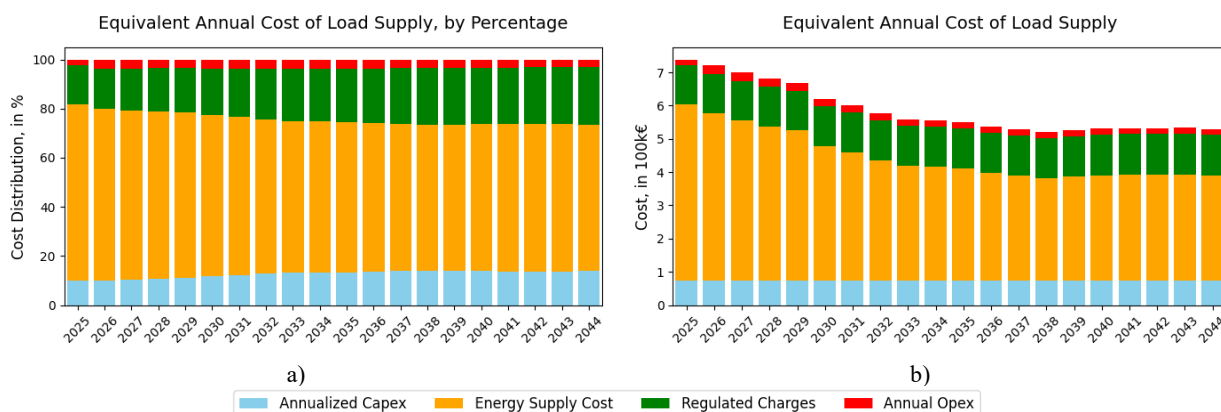
6.2.4 Equivalent Annual Cost Πλήρωσης Φορτίου

Σε αυτήν την ενότητα υπολογίζεται και παρουσιάζεται το ετήσιο ισοδύναμο κόστος της κάλυψης της ζήτησης του φορτίου – Equivalent Annual Cost ή EAC. Για τον υπολογισμό του συμπεριλαμβάνεται το ‘καθαρό’ κόστος προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο συνυπολογίζει την αξία της απορροφώμενης και της εγγερόμενης στο δίκτυο ενέργειας, τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις, το λειτουργικό κόστος του PV&BESS, που συμπεριλαμβάνει το augmentation cost της μπαταρίας, και τέλος το ετήσιο ισοδύναμο CapEx.

Το ετήσιο ισοδύναμο CapEx, ή annualized Capex, ισούται με το επενδυτικό κόστος, πολλαπλασιασμένο με τον παράγοντα ανάκτησης κεφαλαίου, ή Capital Recovery Factor – CRF. Το CRF χρησιμοποιείται στη χρηματοοικονομική ανάλυση για να κατανείμει ισόποσα το κόστος μιας επένδυσης στη χρονική διάρκεια εξέτασής της, λαμβάνοντας υπόψιν τη χρονική αξία του χρήματος, και υπολογίζεται με τον ακόλουθο τύπο:

$$CRF = \frac{r}{1-(1+r)^{-N}}$$
, όπου r το επιτόκιο αναγωγής και N η διάρκεια της επένδυσης.

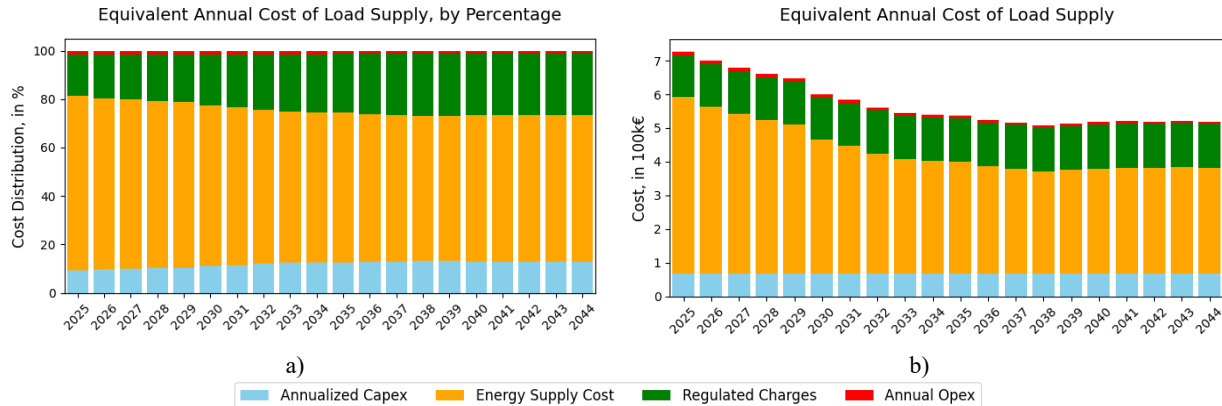
Βιομηχανικό Φορτίο, RTP, S = 90%



Σχήμα 6.19 α) Ποσοστιαία, β) Απόλυτη, Κατανομή του EAC, Ind RTP S = 90%

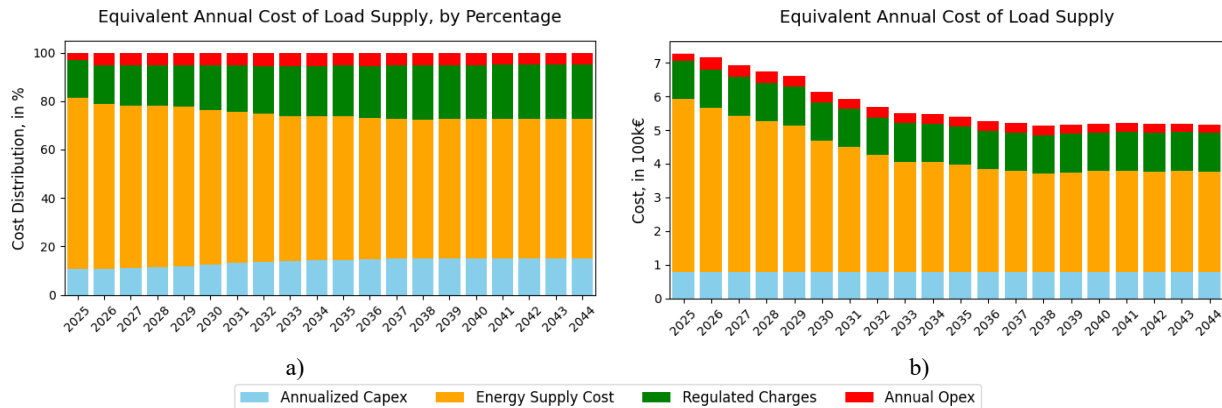
Από το Σχήμα 6.19, εξάγονται τα ακόλουθα συμπεράσματα. Αρχικά, το ετήσιο κόστος πλήρωσης του φορτίου (Σχήμα 6.19b) μειώνεται με την πάροδο των χρόνων, εξαιτίας της μείωσης του ενεργειακού κόστους. Η ελάττωση του κόστους προμήθειας ηλεκτρισμού οφείλεται στη μείωση της MCP, και κατά συνέπεια του μοναδιαίου κόστους απορρόφησης ενέργειας. Ελλείπει άλλων αξιοσημείων μεταβολών στο επενδυτικό και λειτουργικό κόστος της εγκατάστασης, αφού δεν πραγματοποιείται κάποια περαιτέρω επένδυση μετά το 2025, οι υπόλοιποι παράγοντες μένουν σταθεροί. Ποσοστιαία, η μείωση του κόστους προμήθειας οδηγεί σε μικρή αύξηση της συμμετοχής των υπολοίπων παραμέτρων στη διαμόρφωση του συνολικού κόστους (Σχήμα 6.19b).

Βιομηχανικό Φορτίο, Flat S = 90%:



Σχήμα 6.20 Ποσοστιαία, β) Απόλυτη, Κατανομή του EAC, Ind Flat S = 90%

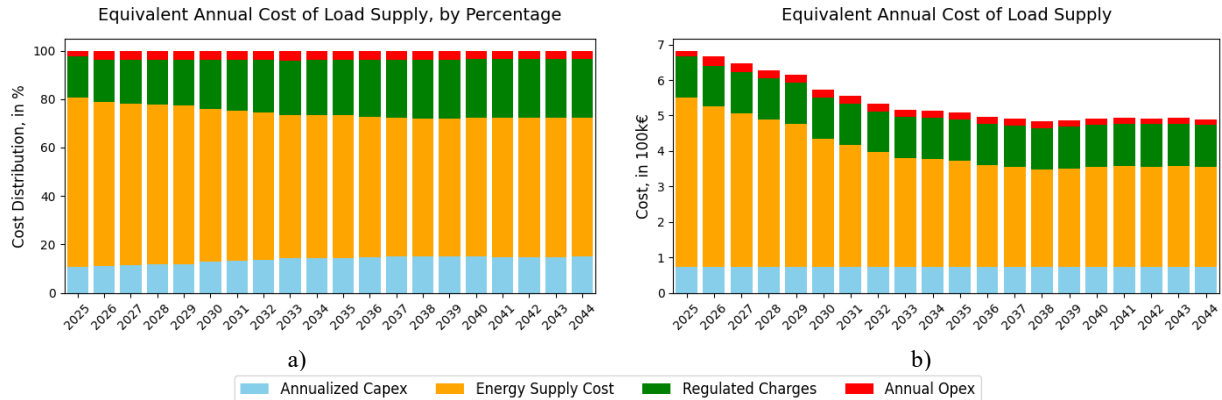
Βιομηχανικό Φορτίο, RTP Arbitrage, S = 90%



Σχήμα 6.21 Ποσοστιαία, β) Απόλυτη, Κατανομή του EAC, Ind RTP arbitrage S = 90%

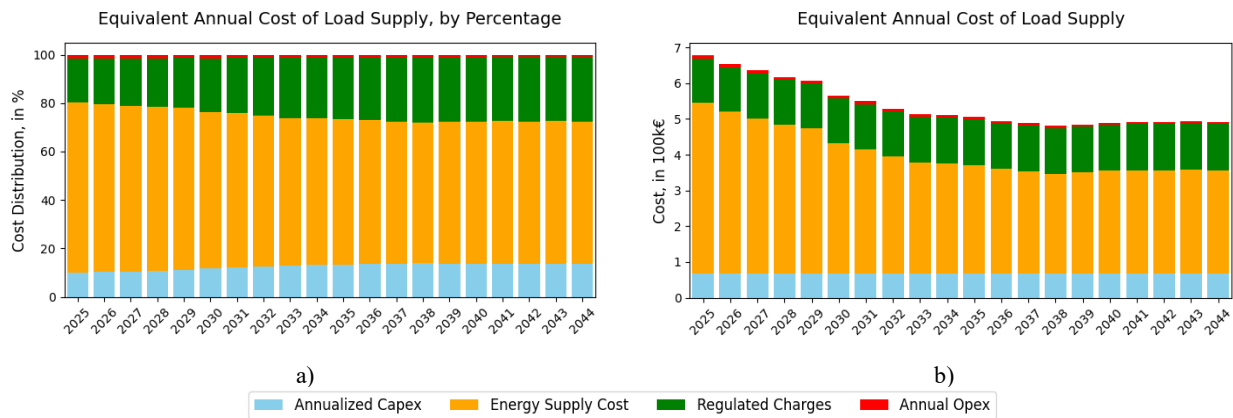
Παρόμοια είναι τα συμπεράσματα και από τη μελέτη των σεναρίων Flat, S = 90% και RTP Arbitrage, S = 90%. Η διαφοροποίηση εντοπίζεται μόνο στο λειτουργικό κόστος, το οποίο σχετίζεται ευθέως και ανάλογα με το μέγεθος του εγκατεστημένου BESS, για την εκάστοτε περίπτωση. Η διαφορά στο CapEx εξαιτίας του μεγέθους του BESS είναι μικρή, καθώς επιδοτείται με 90%.

Εμπορικό Φορτίο, RTP S = 90%



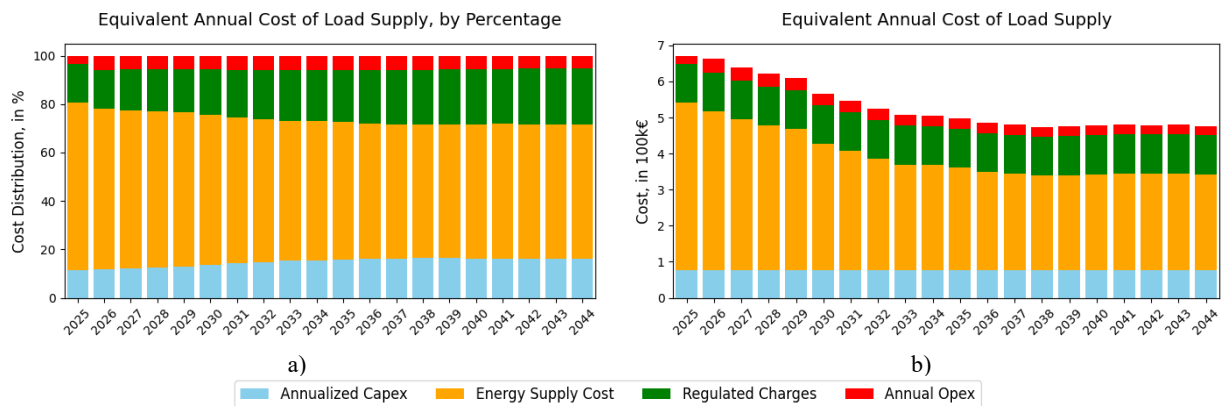
Σχήμα 6.22 α) Ποσοστιαία, β) Απόλυτη, Κατανομή του EAC, Com RTP S = 90%

Εμπορικό Φορτίο, Flat S = 90%:



Σχήμα 6.23 Ποσοστιαία, β) Απόλυτη, Κατανομή του EAC, Com Flat S = 90%

Εμπορικό Φορτίο, RTP Arbitrage, S = 90%



Σχήμα 6.24 Ποσοστιαία, β) Απόλυτη, Κατανομή του EAC, Com RTP arbitrage S = 90%

Όπως διαφαίνεται στα Σχήμα 6.22, Σχήμα 6.23, Σχήμα 6.24, η ανάλυση του ετήσιου ισοδύναμου κόστους του συστήματος για τον εμπορικό καταναλωτή δεν παρουσιάζει αξιοσημείωτες διαφορές με τον βιομηχανικό. Το EAC, σε απόλυτες τιμές είναι ελαφρώς μικρότερο, εξαιτίας της χαμηλότερης συνολικής ζήτησης φορτίου, όμως η επί μέρους σύνθεσή του είναι σταθερή.

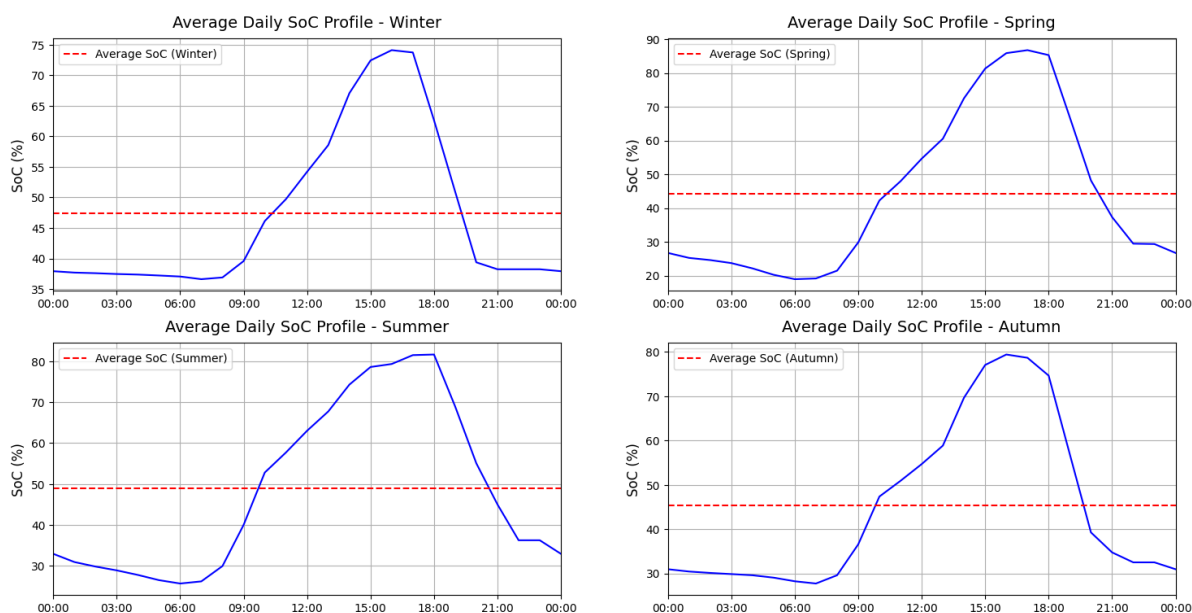
6.2.5 BESS State of Charge – SoC

Σημαντικό στοιχείο για τη λειτουργία της μπαταρίας είναι το State of Charge της, καθώς αναδεικνύει τα διαστήματα χρησιμοποίησής της, μέσω των κύκλων φόρτισης και εκφόρτισής της. Συλλέγονται πληροφορίες για τη μέση αποθηκευμένη ενέργεια στην μπαταρία, τη διακύμανσή της τόσο μέσα στην ημέρα όσο και με την πάροδο των ετών.

Οι παραπάνω παράμετροι παρουσιάζονται για επιλεγμένα σενάρια στη συνέχεια:

Ind RTP S = 90%

Στο Σχήμα 6.25 αποτυπώνεται η τυπική ημερήσια διακύμανση της αποθηκευμένης ενέργειας της μπαταρίας ανά τρίμηνο, ως ποσοστό της χωρητικότητας του BESS. Με διακεκομμένη κόκκινη γραμμή ορίζεται και η μέση τιμή του SoC για το ίδιο χρονικό διάστημα.



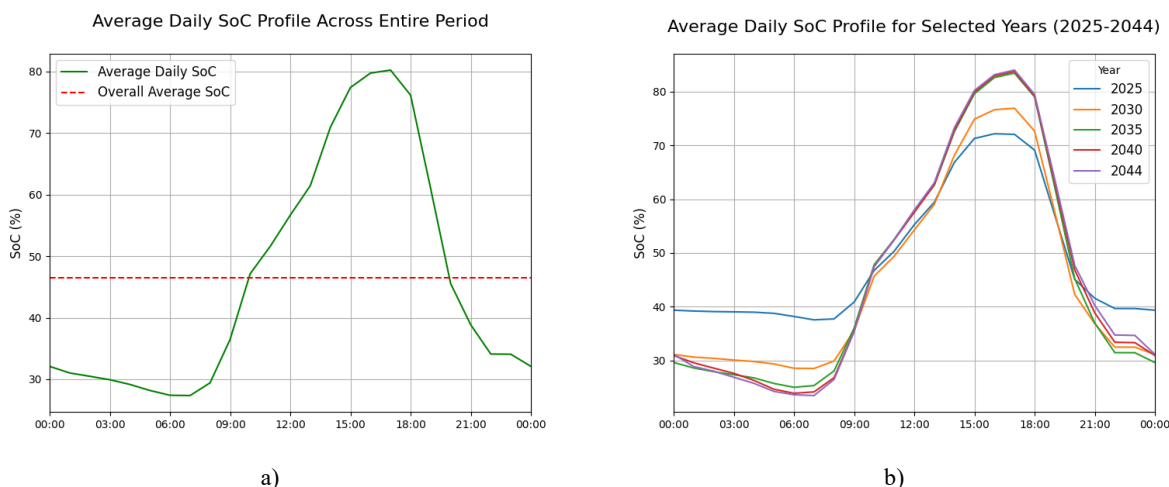
Σχήμα 6.25, Μέσο Ημερήσιο Προφίλ SoC ανά τρίμηνο στο σενάριο Ind RTP S = 90%

Γίνεται σαφές, πως τους μήνες με μεγαλύτερη ηλιοφάνεια, και συνεπώς υψηλότερη φωτοβολταϊκή παραγωγή (άνοιξη και καλοκαίρι) η μπαταρία διατηρεί υψηλότερο μέσο και μέγιστο φορτίο, τροφοδοτώντας, παράλληλα, το φορτίο για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα.

Από το Σχήμα 6.26 α) εξάγονται οι ακόλουθες παρατηρήσεις. Το μέσο SoC της αποθήκευσης κυμαίνεται κοντά στο 46%, κοντά στη μέση χωρητικότητα της μπαταρίας, το οποίο δρα ωφέλιμα στη ζωή και λειτουργική κατάσταση της μπαταρίας, σύμφωνα και με την αντίστοιχη ανάλυση στο Κεφάλαιο 2.3. Η μπαταρία αρχίζει να φορτίζει από τις πρώτες πρωινές ώρες, όταν και αρχίζει να παράγει το Φ/Β, και το διαθέσιμο φορτίο της κορυφώνεται μετά το μεσημέρι, ανάμεσα στις ώρες 16:00 και 17:00. Ύστερα, και μέχρι τις 22:00 το βράδυ, εκφορτίζεται, τροφοδοτώντας το φορτίο. Η διάρκεια εκφόρτισής της,

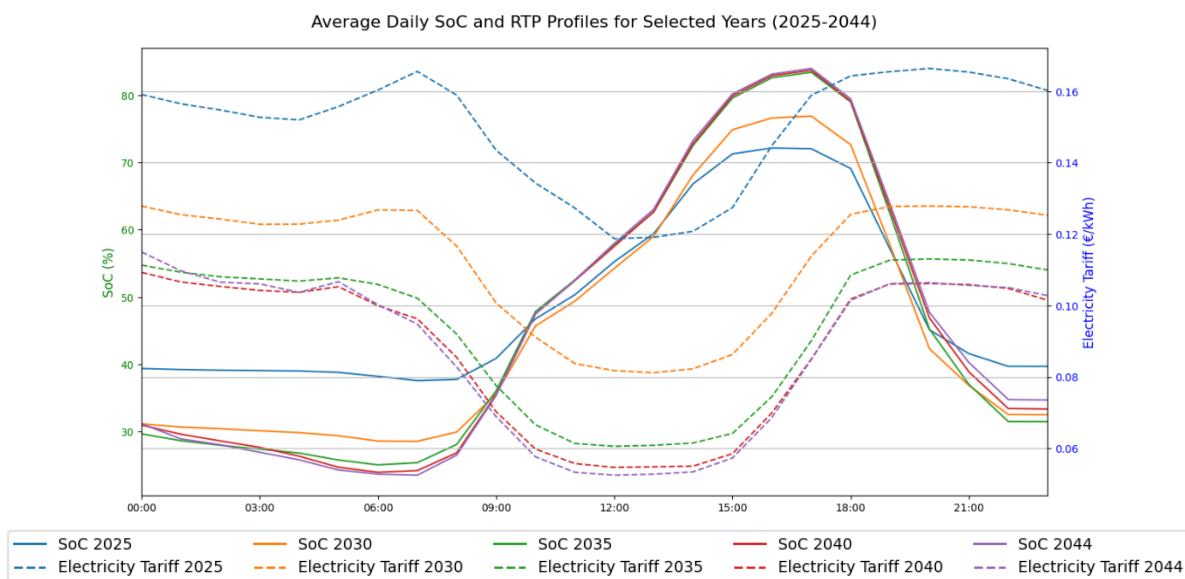
μεσοσταθμικά ίση με 5 ώρες, συνάδει με τη διάρκεια της αποθήκευσης, όπως διαμορφώθηκε από τους υπολογισμούς της εγκατεστημένης χωρητικότητας και ισχύος της.

Στο Σχήμα 6.26 b) διαφαίνεται πως με την πάροδο των ετών αυξάνεται το μέγιστο SoC και μειώνεται αντιστοίχως το ελάχιστο SoC, γεγονός που υποδηλώνει ότι αποθηκεύεται περισσότερη ενέργεια στην μπαταρία καθώς και βαθύτερη εκφόρτιση της. Συνδυαστικά, επομένως, η χρήση της μπαταρίας αυξάνεται με την πάροδο των ετών.



Σχήμα 6.26 Μέσο ημερήσιο προφίλ SoC a) για το σύνολο της περιόδου και b) για επιλεγμένα έτη, Ind RTP, $S = 90\%$

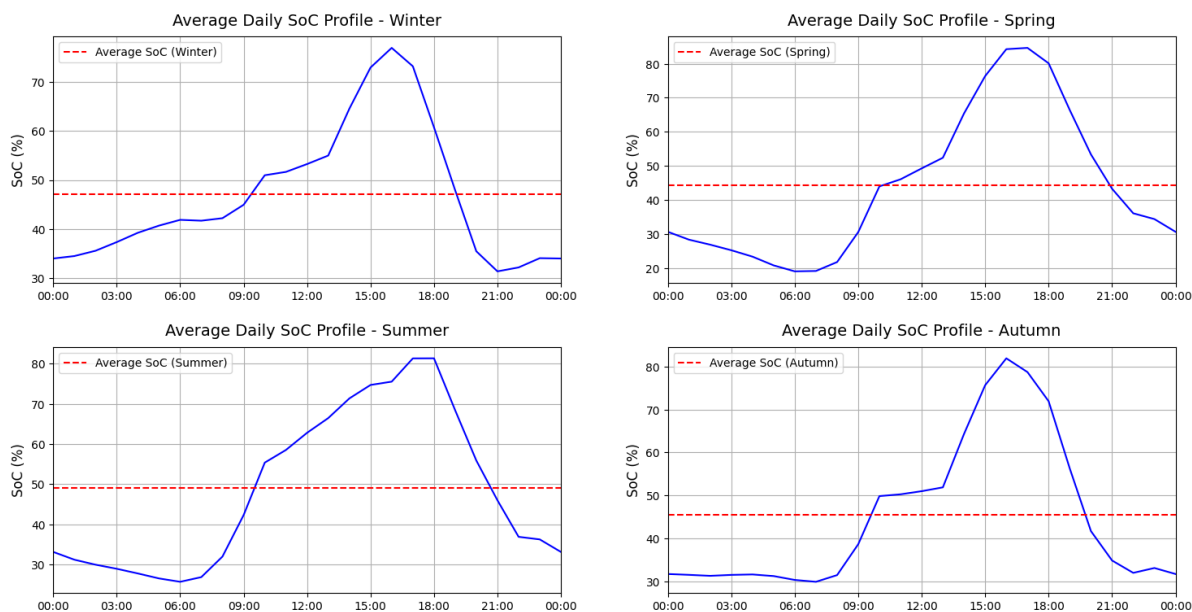
Τέλος, στο Σχήμα 6.27, αποτυπώνεται η διακύμανση του ωριαίου SoC από το Σχ. Σχήμα 6.26b), συνδυαστικά με το μέσο ημερήσιο προφίλ της RTP τιμολόγησης. Εμφανίζεται μια σαφής συσχέτιση μεταξύ της μετατόπισης της καμπύλης RTP προς τα κάτω, με την αυξημένη διακύμανση του SoC. Επομένως, η μείωση της ταρίφας προμήθειας συνδέεται με εντονότερη χρήση της μπαταρίας, γεγονός που θα εξηγηθεί και θα αναδειχθεί και στη συνέχεια.



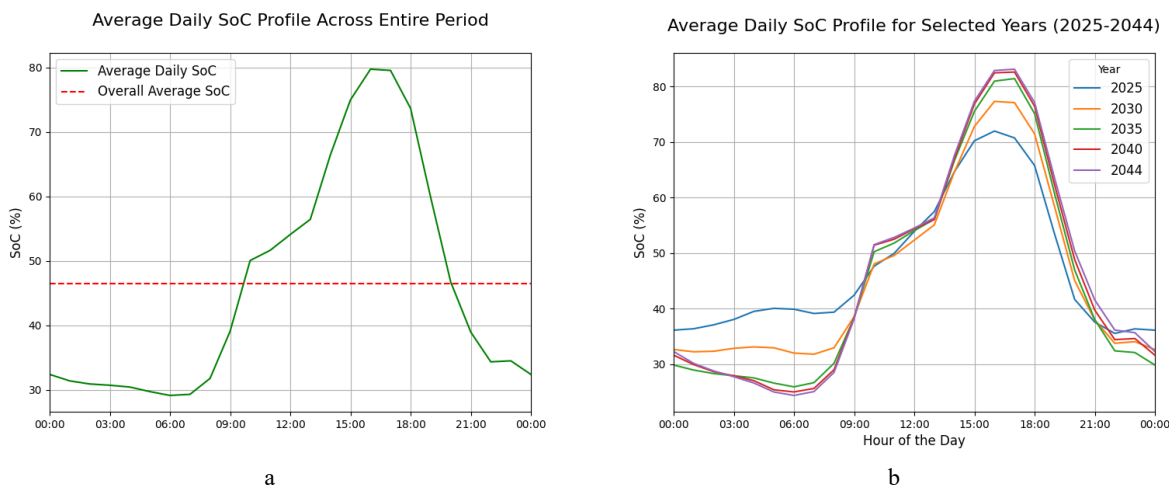
Σχήμα 6.27 Μέσο Ετήσιο Προφίλ SoC και RTP Ταρίφας Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ind RTP Arbitrage $S = 90\%$

Στην περίπτωση όπου επιτρέπεται η απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο για τη φόρτιση της μπαταρίας, όταν και η χωρητικότητα της αποθήκευσης είναι η μέγιστη μεταξύ των εξεταζόμενων σεναρίων παρατηρούνται τα εξής στο Σχήμα 6.28: Τους χειμερινούς μήνες η μπαταρία φορτίζεται και τις νυχτερινές ώρες, προφανώς αντλώντας ενέργεια από το δίκτυο, και κατά συνέπεια έχει υψηλότερο μέσο SoC σε σχέση με το σενάριο μη απορρόφησης από το δίκτυο. Στους υπόλοιπους μήνες, δεν παρουσιάζονται ουσιαστικές διαφορές. Η μεγαλύτερη χωρητικότητα της μπαταρίας επιτρέπει τη διατήρηση ελαφρώς χαμηλότερου μέσου SoC, καθώς οι ανάγκες τροφοδοσίας του φορτίου παραμένουν σταθερές μεταξύ των σεναρίων, με αποτέλεσμα να αποτελούν μικρότερο ποσοστό της συνολικής χωρητικότητας. Επιπλέον, στο Σχήμα 6.29 δεν εντοπίζονται αποκλίσεις μεταξύ του παρόντος και του προηγούμενου σεναρίου.



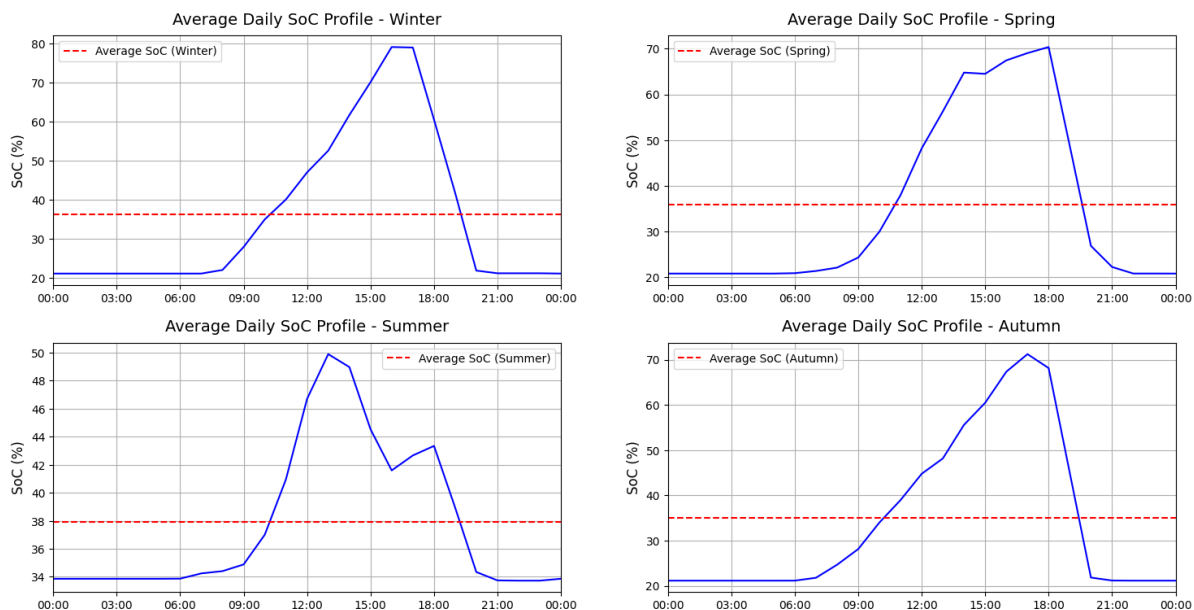
Σχήμα 6.28 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ SoC ανά τρίμηνο, στο σενάριο Ind Arbitrage RTP, $s=90\%$



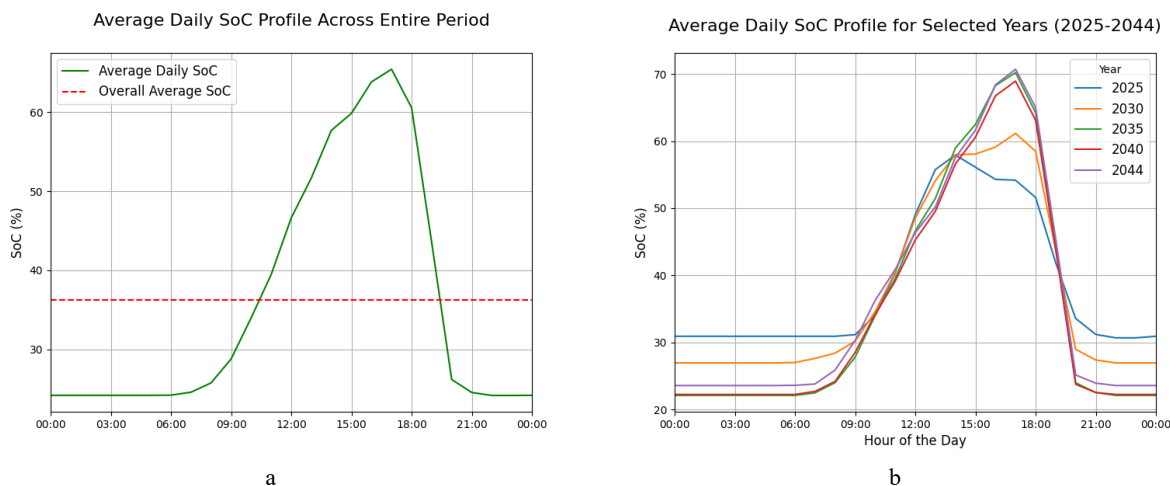
Σχήμα 6.29 Μέσο ημερήσιο προφίλ SoC a) για το σύνολο της περιόδου και b) για επιλεγμένα έτη, Ind RTP Arbitrage $S = 90\%$

Ind Flat S = 90%

Η Flat τιμολόγηση οδηγεί σε χαμηλότερη χωρητικότητα μπαταρίας, καθώς δεν δύναται το σύστημα να εκμεταλλευτεί διακυμάνσεις στην τιμή του ηλεκτρισμού, ώστε να εξοικονομηθεί περαιτέρω κόστος. Επίσης, τόσο το μέσο, όσο και το μέγιστο SoC είναι εμφανώς μειωμένα σε σχέση με τα προαναφερθέντα RTP σενάρια, όπως διαφαίνεται στο Σχήμα 6.31. Συγκεκριμένα, ενώ στα RTP το μέσο SoC κυμάνθηκε στο 46%, εδώ υπήρξε μείωση στο 36%, ενώ το μέγιστο SoC, από 80% ελαττώθηκε στο 66 – 67%.



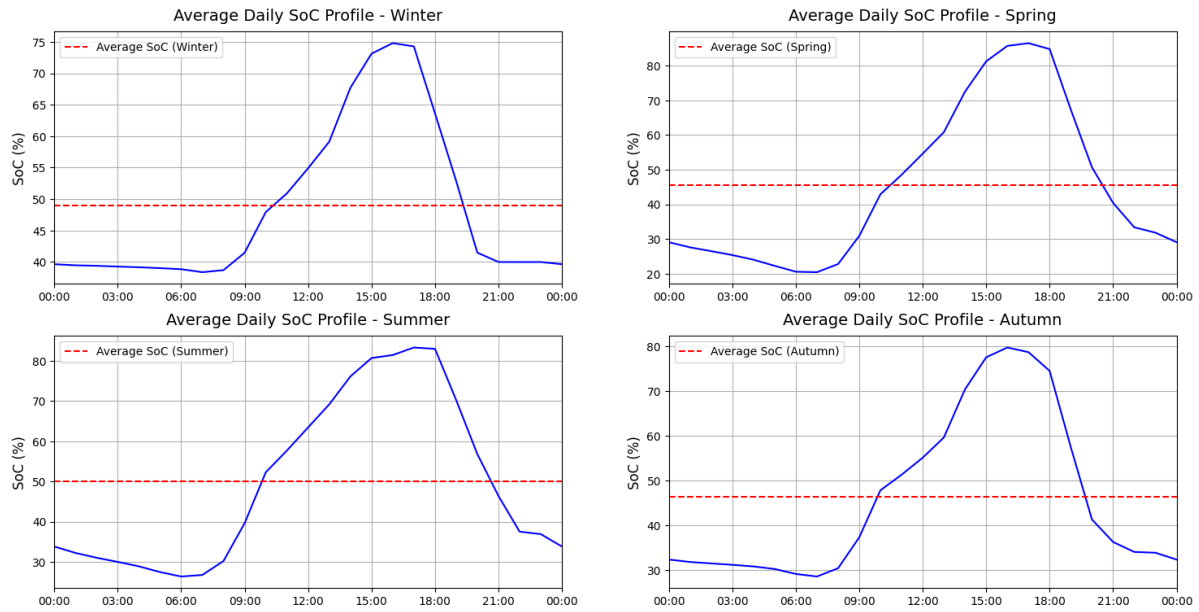
Σχήμα 6.30 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ SoC ανά τρίμηνο, στο σενάριο Ind Flat, S = 90%



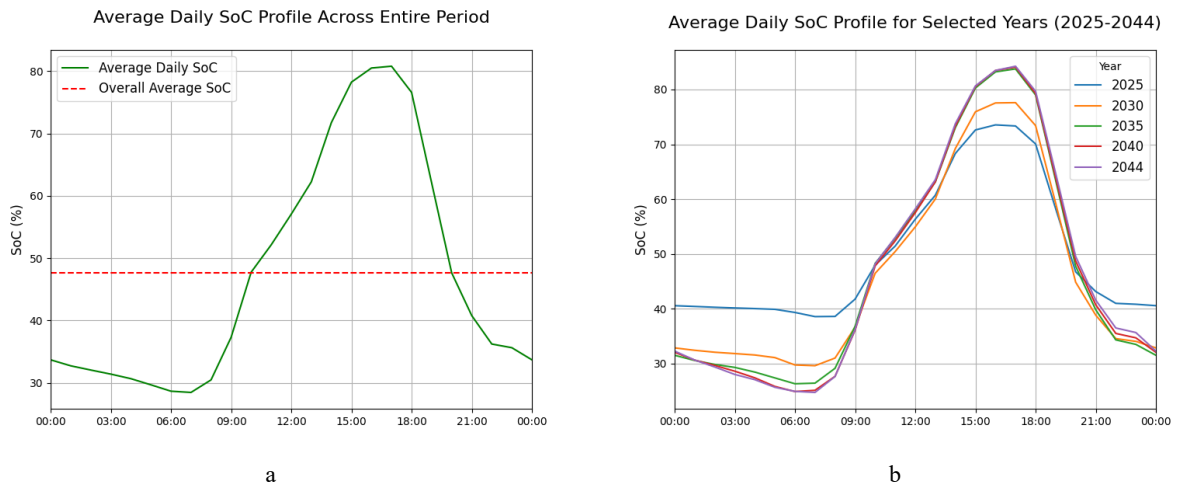
Σχήμα 6.31 Μέσο ημερήσιο προφίλ SoC a) για το σύνολο της περιόδου και b) για επιλεγμένα έτη, Ind Flat, S = 90%

Στη συνέχεια παρατίθενται τα αποτελέσματα των ίδιων σεναρίων και για το εμπορικό φορτίο.

Com RTP S = 90%

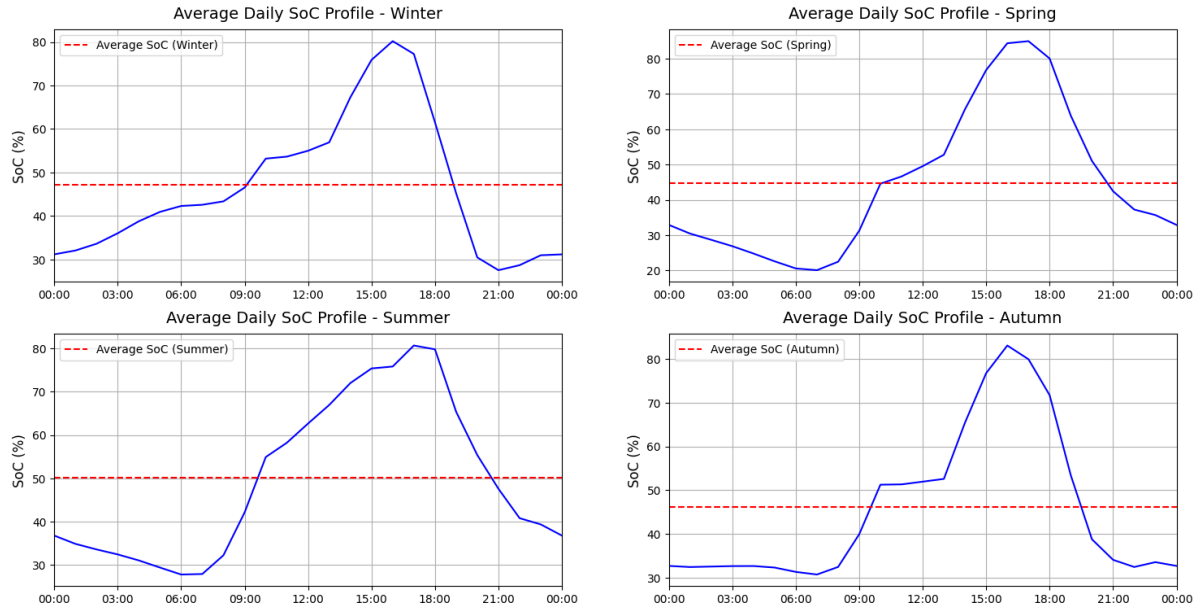


Σχήμα 6.32 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ SoC ανά τρίμηνο, στο σενάριο Com RTP, S = 90%

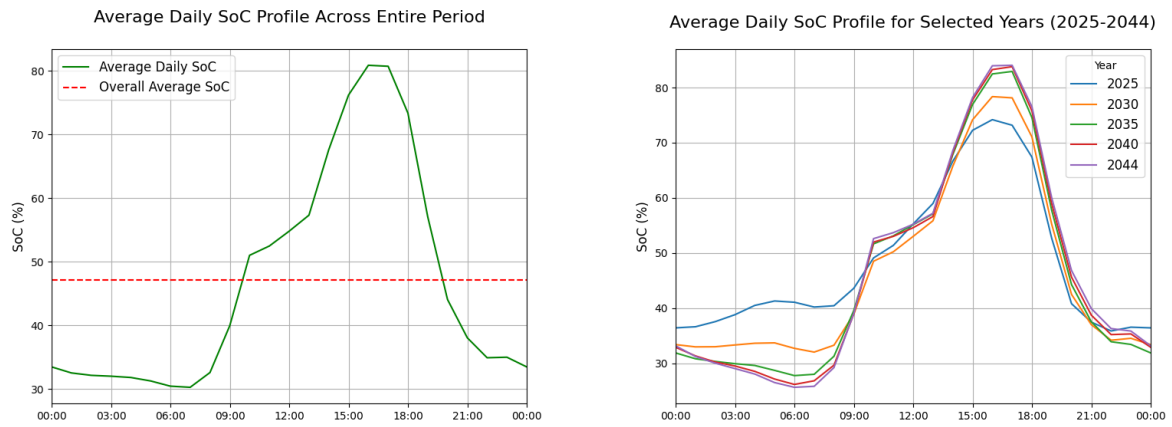


Σχήμα 6.33 Μέσο ημερήσιο προφίλ SoC α) για το σύνολο της περιόδου και β) για επιλεγμένη έτη, Com RTP, S = 90%

Com RTP Arbitrage $S = 90\%$

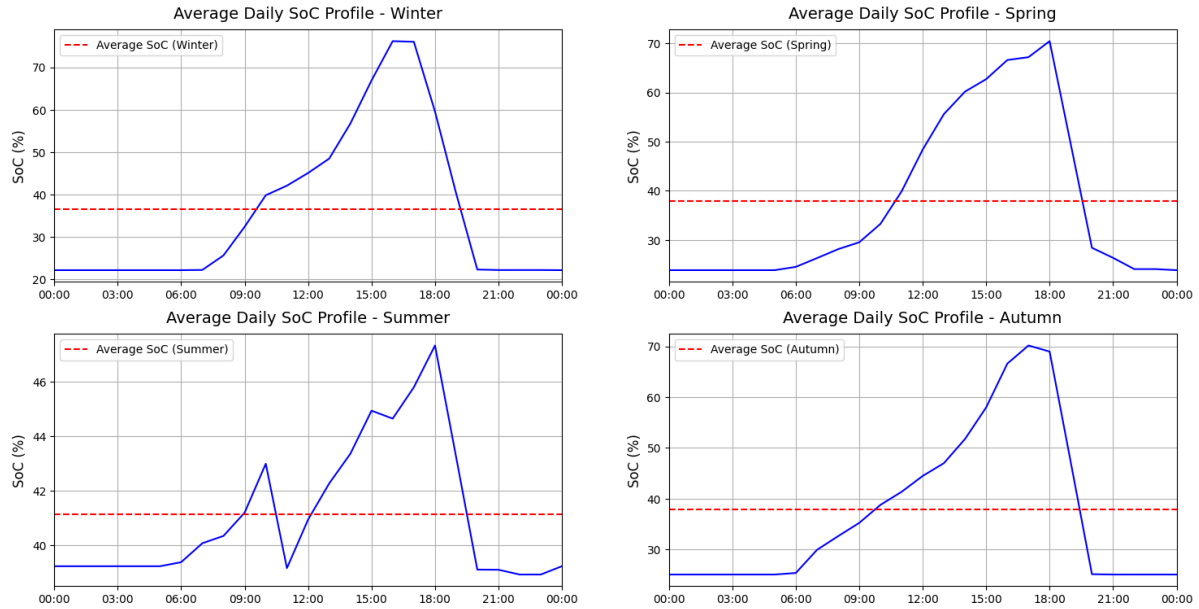


Σχήμα 6.34 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ SoC ανά τρίμηνο, στο σενάριο Com Arbitrage RTP, $S = 90\%$

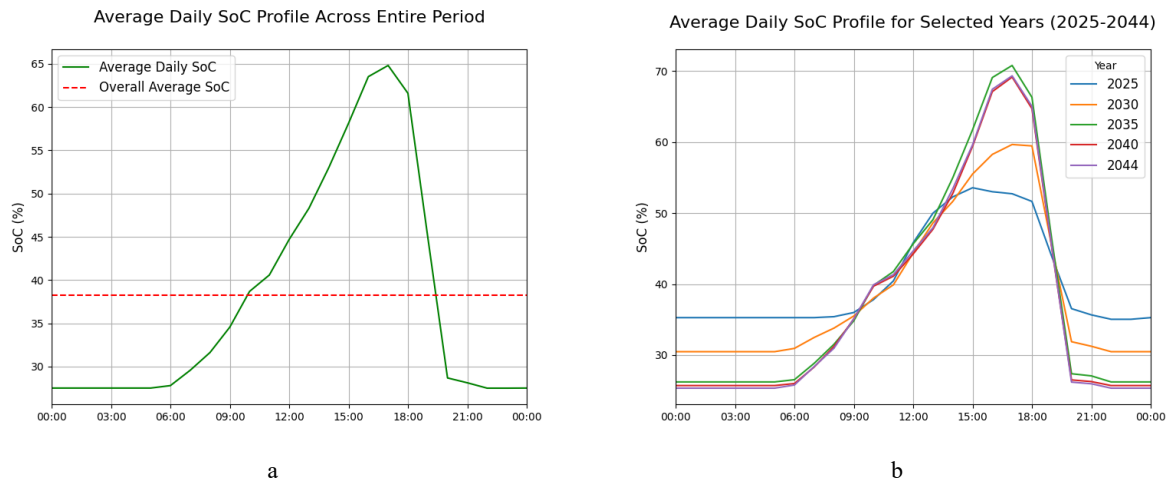


Σχήμα 6.35 Μέσο ημερήσιο προφίλ SoC α) για το σύνολο της περιόδου και β) για επιλεγμένη έτη, Com RTP Arbitrage, $S = 90\%$

Com Flat S = 90%



Σχήμα 6.36 Μέσο Ημερήσιο Προφίλ SoC ανά τρίμηνο, στο σενάριο Com Flat, S=90%



Σχήμα 6.37 Μέσο ημερήσιο προφίλ SoC a) για το σύνολο της περιόδου και b) για επιλεγμένα έτη, Com Flat, S = 90%

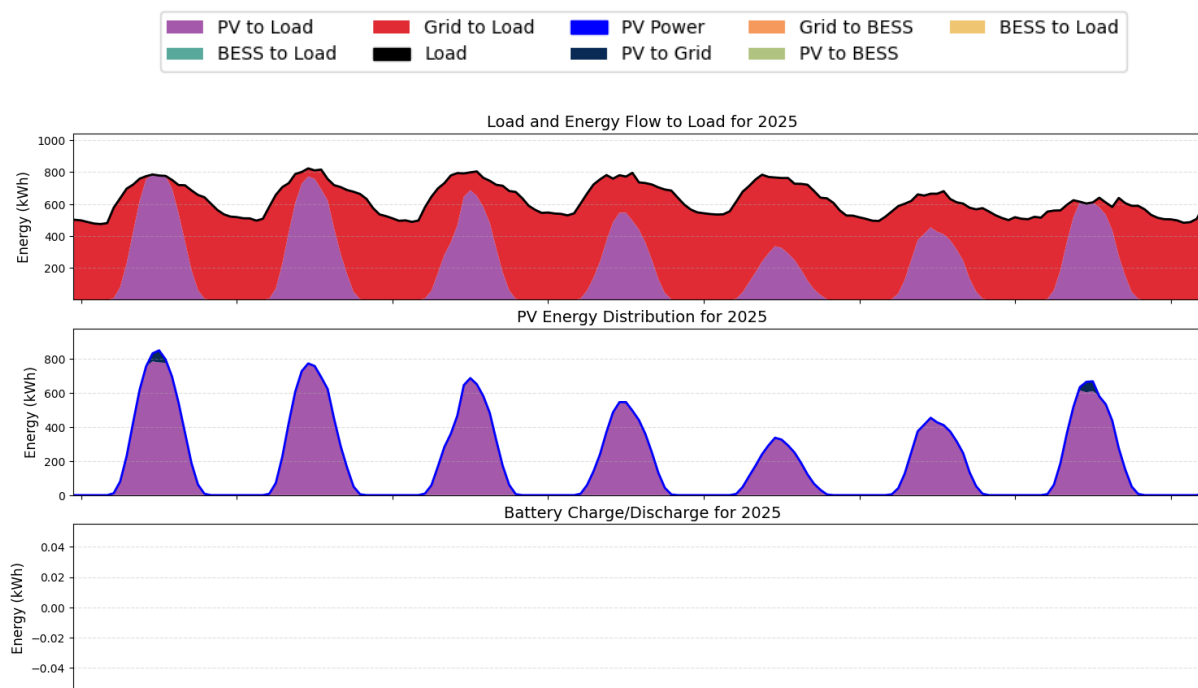
Συνολικά δεν παρατηρούνται αξιόλογες διαφορές για τα σενάρια του εμπορικού καταναλωτή, σε σχέση με τις αντίστοιχες περιπτώσεις του βιομηχανικού φορτίου.

6.2.6 Συνολική Λειτουργία του Συστήματος

Για τη συνδυαστική παρουσίαση των συμπερασμάτων που ανακτήθηκαν από την ανάλυση των επί μέρους αποτελεσμάτων, συμπεριλαμβάνονται τα ακόλουθα αντιπροσωπευτικά στιγμιότυπα από την καθημερινή λειτουργία του μοντέλου, σε επιλεγμένα σενάρια. Τα στιγμιότυπα αυτά, παρουσιάζουν κατά κανόνα τη συμπεριφορά του Φ/Β, της μπαταρίας και του δικτύου, σε διάστημα περίπου μιας εβδομάδας και αφορούν έτη στην αρχή, μέση και τέλος της περιόδου μελέτης, για λόγους πληρότητας και ανάδειξης τυχών μεταβολών που προκύπτουν με την πάροδο του χρόνου.

Ind, RTP, S = 0% :

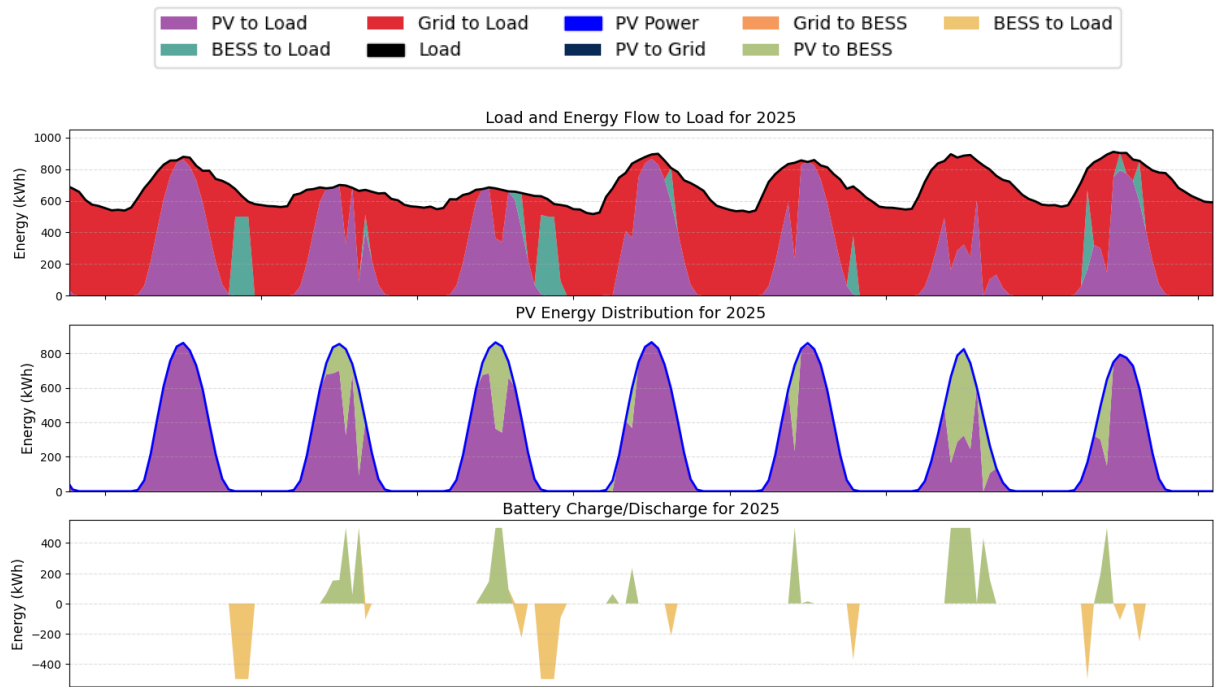
Επιλέγεται ένα από τα σενάρια χωρίς εγκατάσταση μπαταρίας, για να αποτυπωθεί η λειτουργία του συστήματος μόνο με τη φωτοβολταϊκή μονάδα. Στην περίπτωση αυτή, όπως διαφαίνεται στο Σχήμα 6.38 το Φ/Β απλώς τροφοδοτεί το φορτίο τις ώρες που υπάρχει διαθέσιμη ηλιακή ενέργεια. Όταν υπάρχει πλεόνασμα παραγωγής, τότε εξάγεται στο δίκτυο, ενώ στο ενδεχόμενο ελλείματος, η διαφορά εισάγεται από το δίκτυο.



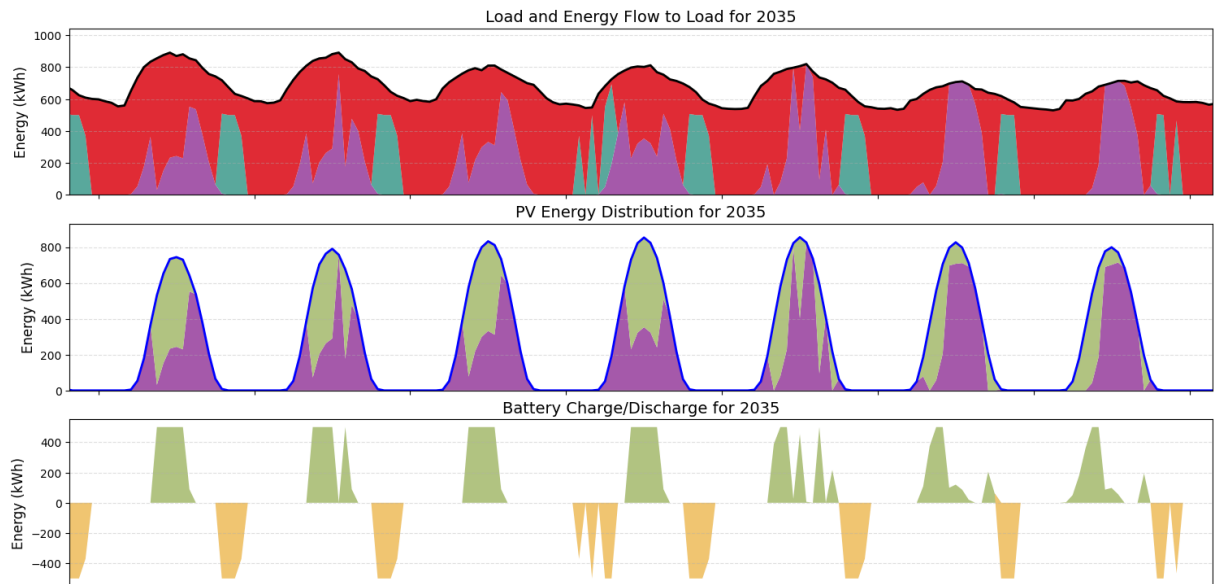
Σχήμα 6.38 Operational Snapshot, 2025, Ind RTP S = 0%

Τα σενάρια με εγκατάσταση BESS διαθέτουν πιο σύνθετη, και, επομένως, πιο ενδιαφέρουσα συμπεριφορά και διαχείριση της διαθέσιμης ενέργειας.

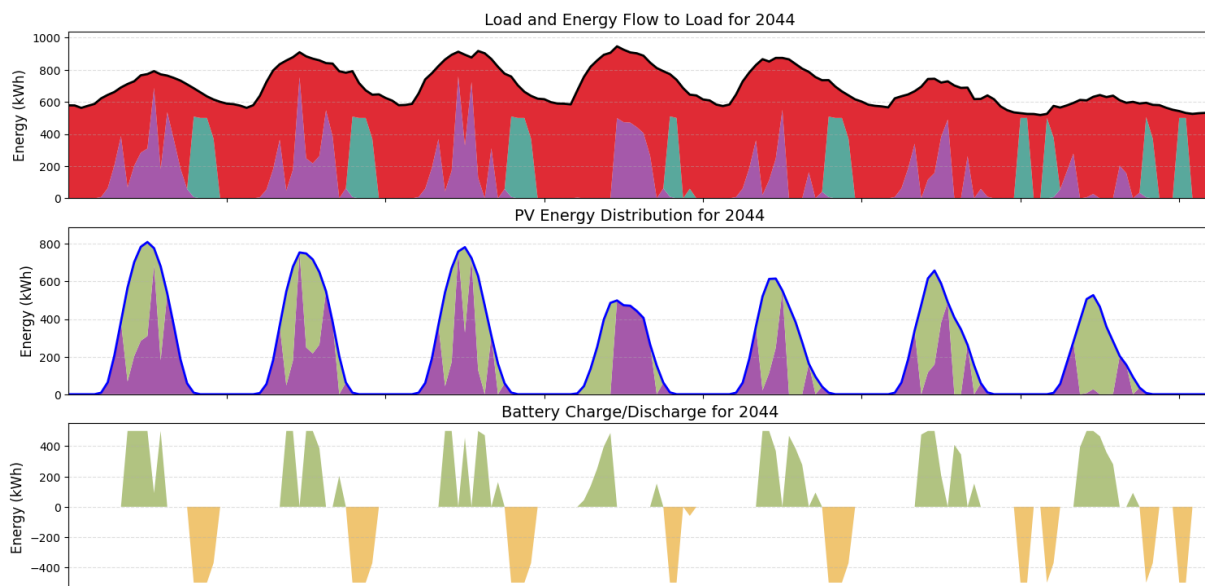
Ind, RTP, S = 90%



Σχήμα 6.39 Operational Snapshot 2025, Ind RTP S = 90%



Σχήμα 6.40 Operational Snapshot 2035, Ind RTP S = 90%

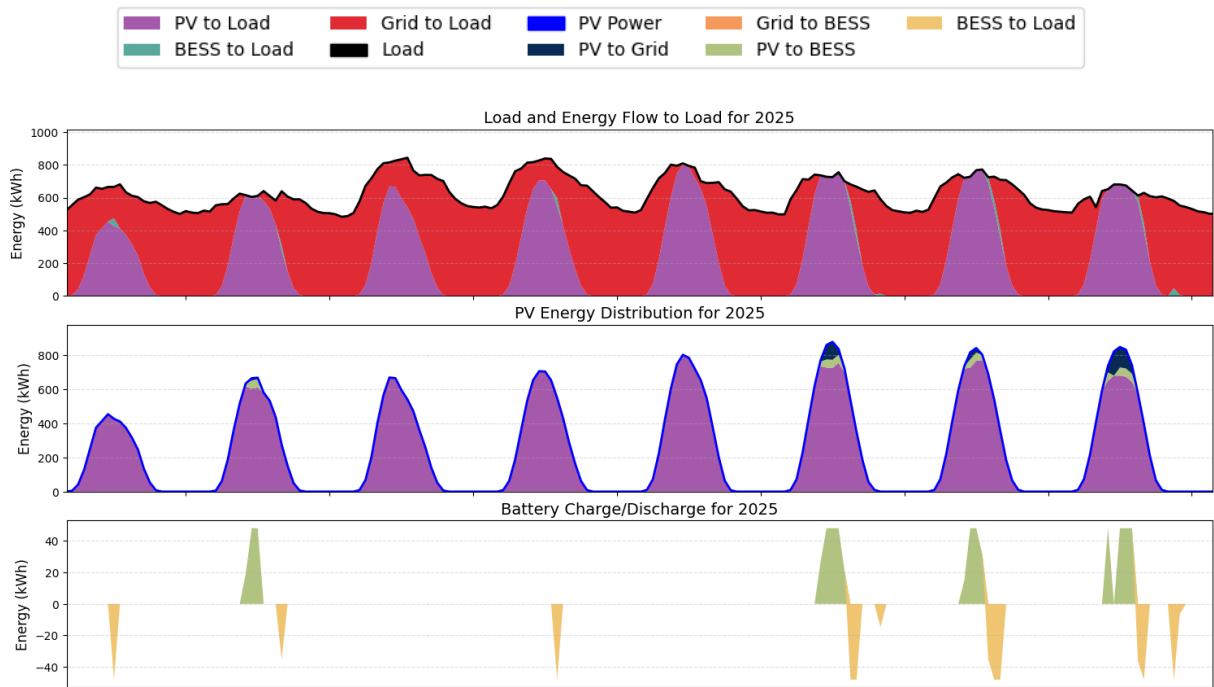


Σχήμα 6.41 Operational Snapshot 2044, Ind RTP $S = 90\%$

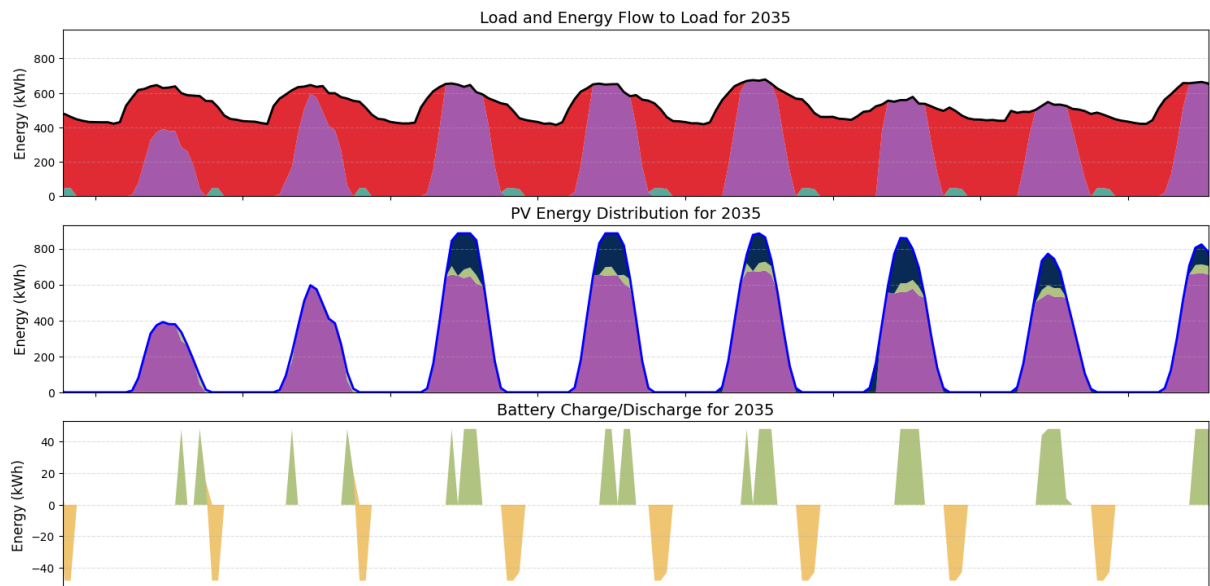
Από τα Σχήμα 6.39, Σχήμα 6.40, Σχήμα 6.41 επιβεβαιώνονται τα ακόλουθα: Το 2025 η πλειοψηφία της φ/β παραγωγής κατευθύνεται στο φορτίο, ενώ η μπαταρία φορτίζει κυρίως από την περίσσεια ηλιακής ενέργειας. Παράλληλα όμως, εμφανίζονται στιγμές, που ενώ υπάρχει διαθέσιμη Φ/Β ισχύς για να καλύψει το φορτίο, αυτή αναδιανέμεται στην μπαταρία, και το φορτίο τροφοδοτείται από το δίκτυο, εξαιτίας των χαμηλών τιμών προμήθειας. Με τον τρόπο αυτό, η μπαταρία έχει μεγαλύτερη διαθέσιμη ισχύ για να τροφοδοτήσει το φορτίο αργότερα μέσα στην ημέρα, όταν οι τιμές προμήθειας από το δίκτυο είναι σημαντικά υψηλότερες. Λαμβάνει χώρα επομένως, ένα ‘έμμεσο’ arbitrage, παρά τη μη αλληλεπίδραση του BESS απευθείας με το δίκτυο.

Με την πάροδο των ετών, το φαινόμενο αυτό εντείνεται ακόμα περισσότερο, με αποτέλεσμα, στο τέλος της 20ετίας, μεσοσταθμικά, η μισή Φ/Β παραγωγή φορτίζει την μπαταρία, η οποία με τη σειρά της καλύπτει το φορτίο για ολοένα και μεγαλύτερο διάστημα τις βραδινές ώρες.

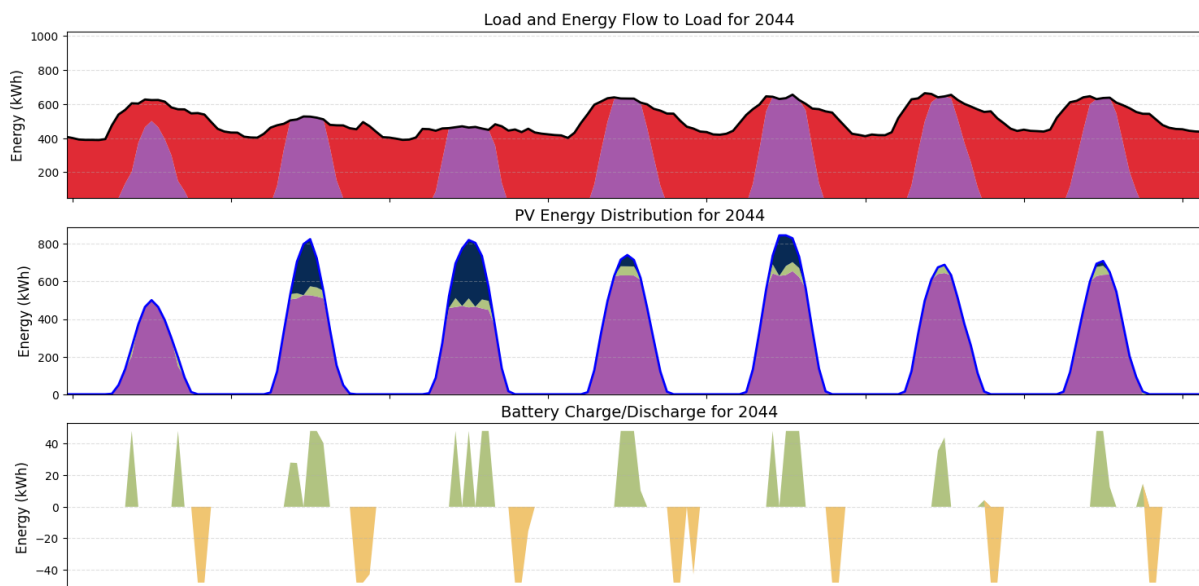
Ind Flat S = 90%



Σχήμα 6.42 Operational Snapshot 2025, Ind Flat S = 90%



Σχήμα 6.43 Operational Snapshot 2035, Ind Flat S = 90%



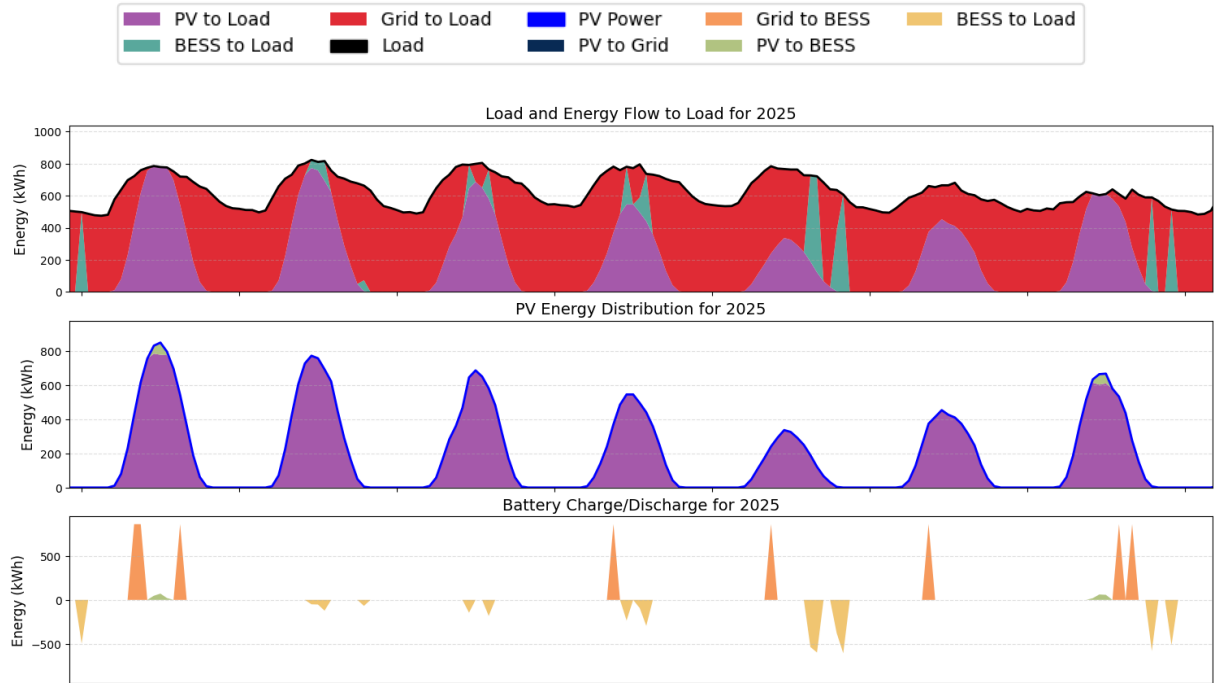
Σχήμα 6.44 Operational Snapshot 2044, Ind Flat $S = 90\%$

Στην περίπτωση επίπεδης τιμολόγησης γίνεται εμφανές πως εφόσον υπάρχει διαθέσιμη Φ/Β ισχύς, αυτή κατευθύνεται πρωτίστως στο φορτίο. Όταν υπάρχει πλεόνασμα ισχύος, δίνεται προτεραιότητα στην πώλησή του στο δίκτυο και δευτερευόντως στη φόρτιση της μπαταρίας. Εφόσον δεν υπάρχουν διακυμάνσεις στην τιμή, δεν υπάρχει σκοπιμότητα στην κάλυψη του φορτίου, τις ώρες φ/β παραγωγής, με απορρόφηση ενέργειας χαμηλού κόστους από το δίκτυο, προκειμένου η φ/β ενέργεια να φορτίσει την μπαταρία και συνεπώς να αντικαταστήσει ακριβότερες εισαγωγές πιο μετά μέσα στην ημέρα.

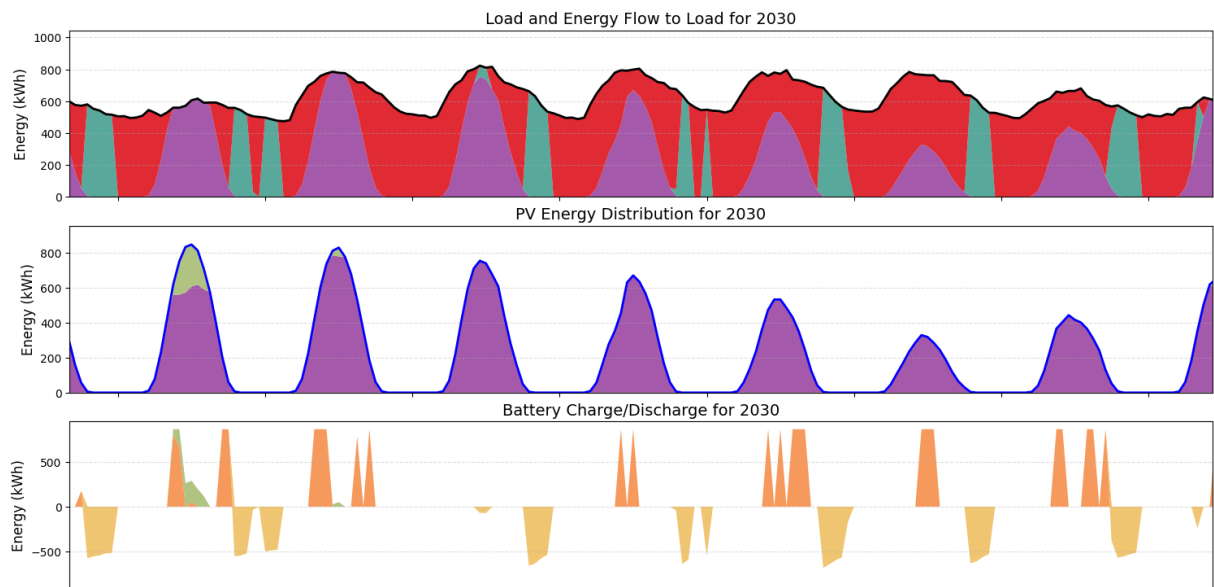
Οι παράγοντες αυτοί οδηγούν στη μειωμένη χρήση της μπαταρίας, γεγονός που εξηγεί και το χαμηλότερο μέσο και μέγιστο SoC, που παρατηρήθηκε στην προηγούμενη ενότητα και στο Σχήμα 6.31.

Η απορρόφηση του συνόλου του πλεονάσματος φ/β παραγωγής από την μπαταρία θα απαιτούσε μεγαλύτερη διάσταση του BESS, και τη συνεπακόλουθη επενδυτική επιβάρυνση. Για τον λόγο αυτόν, παρά το γεγονός ότι η πώληση της περίσσειας στο δίκτυο γίνεται σε τιμή χαμηλότερη από εκείνη της προμήθειας, δηλαδή θα συνέφερε η αποθήκευσή της, αντί της πώλησης, αυτό αποθαρρύνεται από το επιπλέον κόστος της απαιτούμενης μπαταρίας.

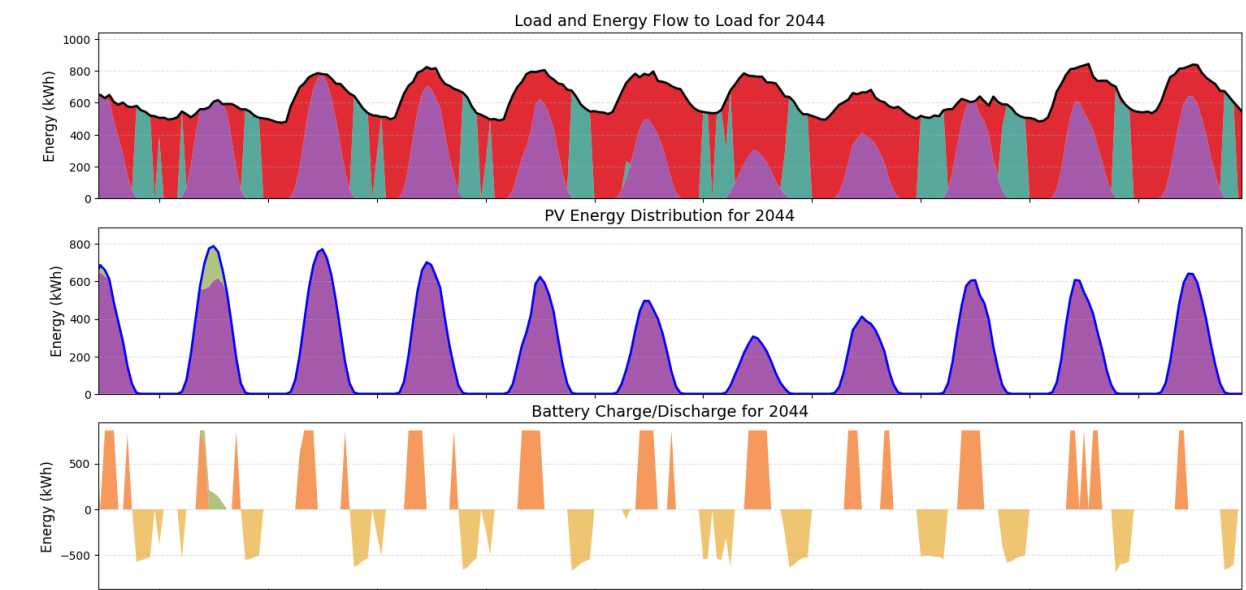
Ind Arbitrage RTP S = 90%



Σχήμα 6.45 Operational Snapshot 2025, Ind RTP Arbitrage S = 90%



Σχήμα 6.46 Operational Snapshot 2035, Ind RTP Arbitrage S = 90%



Σχήμα 6.47 Operational Snapshot 2044, Ind RTP Arbitrage $S = 90\%$

Στην περίπτωση που επιτρέπεται η απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο για τη φόρτιση της μπαταρίας, γίνεται αντιληπτό πως η μπαταρία φορτίζεται σχεδόν αποκλειστικά από εισαγωγές ενέργειας. Αντιθέτως, η φ/β παραγωγή χρησιμοποιείται αποκλειστικά στην πλήρωση του φορτίου, και μόνο σε περίπτωση πλεονάσματος, αυτό αποθηκεύεται στην μπαταρία.

Με τον τρόπο αυτό, το BESS συνολικά πραγματοποιεί κανονικό Arbitrage, καθώς εισάγει ενέργεια το μεσημέρι σε καθεστώς χαμηλών τιμών, και τη χρησιμοποιεί τις βραδινές και απογευματινές ώρες για να υποκαταστήσει την εισαγωγή ακριβότερης ενέργειας. Η συχνότητα εισαγωγής από το δίκτυο προς το BESS εντείνεται με την πάροδο του χρόνου, καθώς μειώνονται οι τιμές της ενέργειας.

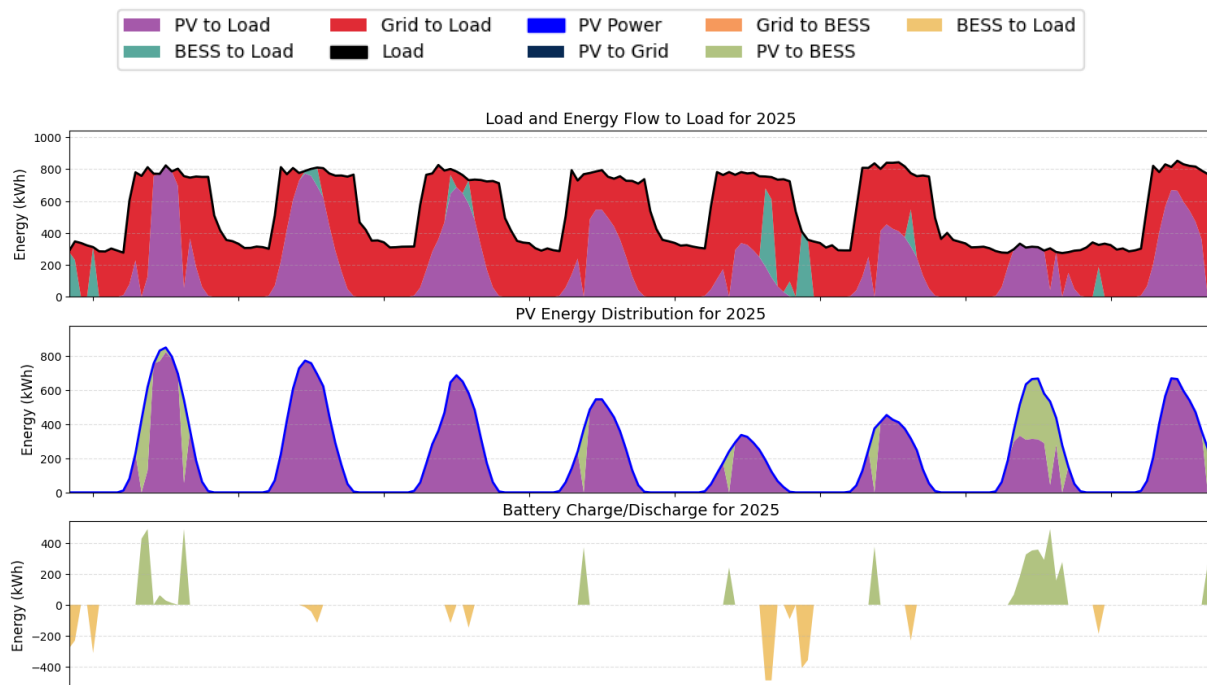
Αξίζει όμως να αναφερθεί ότι η συνολική ενέργεια που εισάγεται από το δίκτυο είναι παρεμφερής, σε σύγκριση με το αντίστοιχης επιδότησης και τιμολόγησης σενάριο, χωρίς απορρόφηση για την μπαταρία (RTP $S = 90\%$). Σε εκείνο το σενάριο, οι εισαγωγές υποκαθιστούν φ/β παραγωγή η οποία θα μπορούσε να τροφοδοτήσει το φορτίο, αλλά αποθηκεύεται στην μπαταρία, ενώ εδώ οι εισαγωγές απευθείας τροφοδοτούν την μπαταρία.

Τέλος, ο τρόπος λειτουργίας και η συνεπαγόμενη ωφέλεια από τη διεξαγωγή του 'Arbitrage' δικαιολογεί το μέγεθος του συστήματος BESS στην περίπτωση αυτή, που είναι και το μεγαλύτερο μεταξύ των όσων εξετάστηκαν.

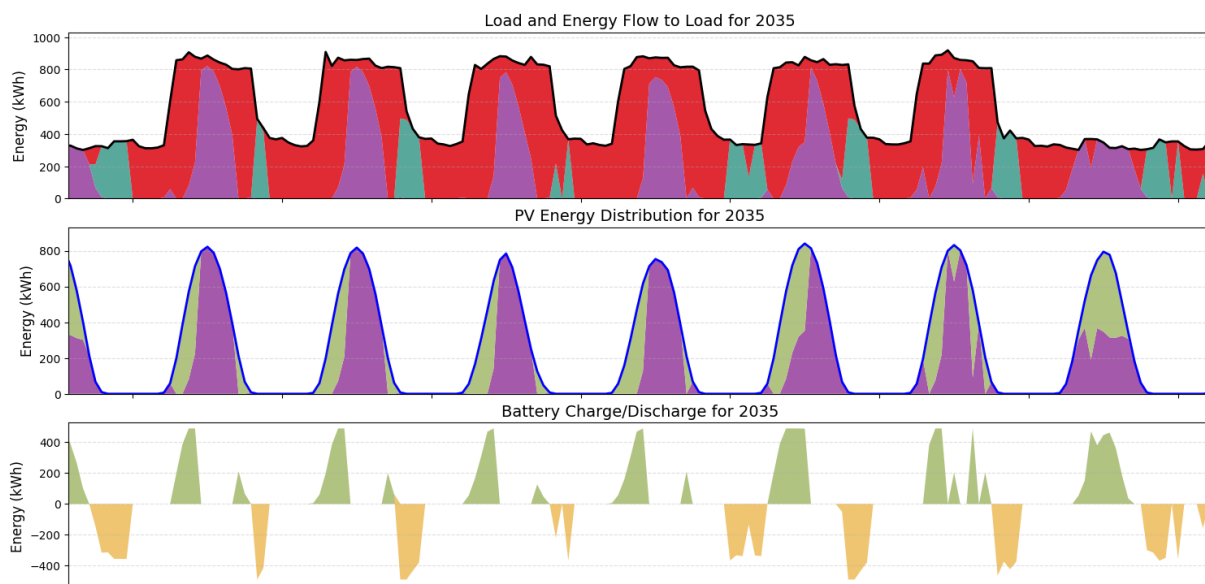
Στη συνέχεια ακολουθεί η αντίστοιχη ανάλυση για το εμπορικό Φορτίο.

Το φορτίο του εμπορικού καταναλωτή διαφοροποιείται στο γεγονός ότι διαθέτει πιο ‘ευδιάκριτη’ αιχμή, καθώς τις βραδινές ώρες, η ζήτηση είναι σημαντικά χαμηλότερη σε σχέση με το βιομηχανικό φορτίο. Εκείνο το χρονικό διάστημα, όμως, το Φ/Β δεν παράγει ισχύ, ενώ και η μπαταρία έχει ήδη αποφορτιστεί κατά κανόνα. Συνεπώς, και στα δύο φορτία, η νυχτερινή ζήτηση καλύπτεται από το δίκτυο, άρα δεν αναμένεται ισχυρή ποιοτική διαφοροποίηση στην αξιοποίηση του συστήματος αυτοπαραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας.

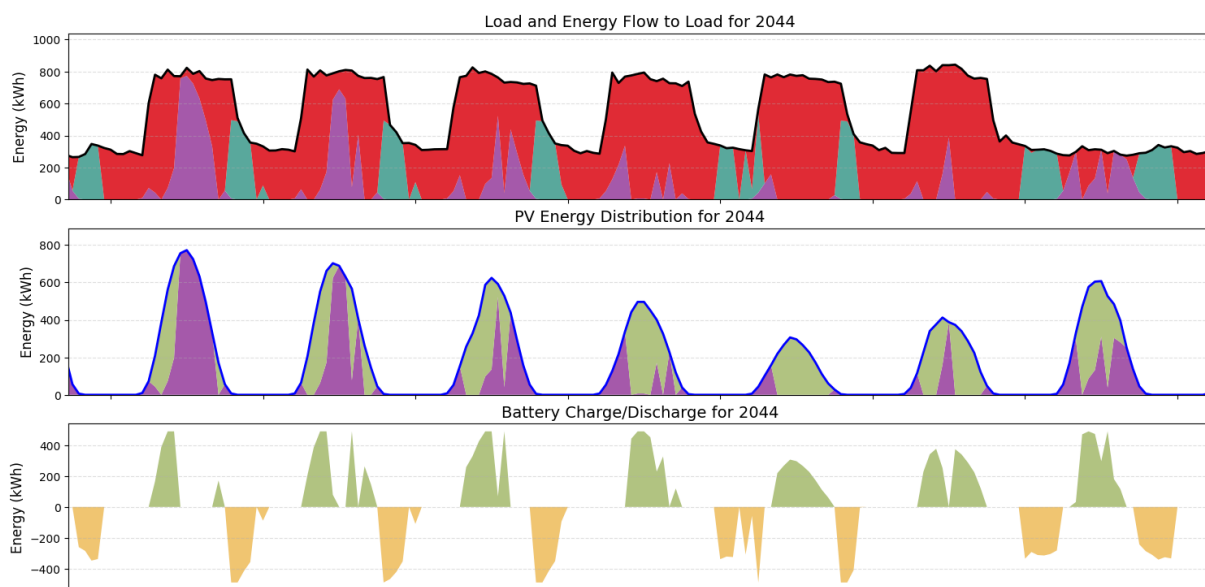
Com RTP S = 90%:



Σχήμα 6.48 Operational Snapshot 2025, Com RTP S = 90%



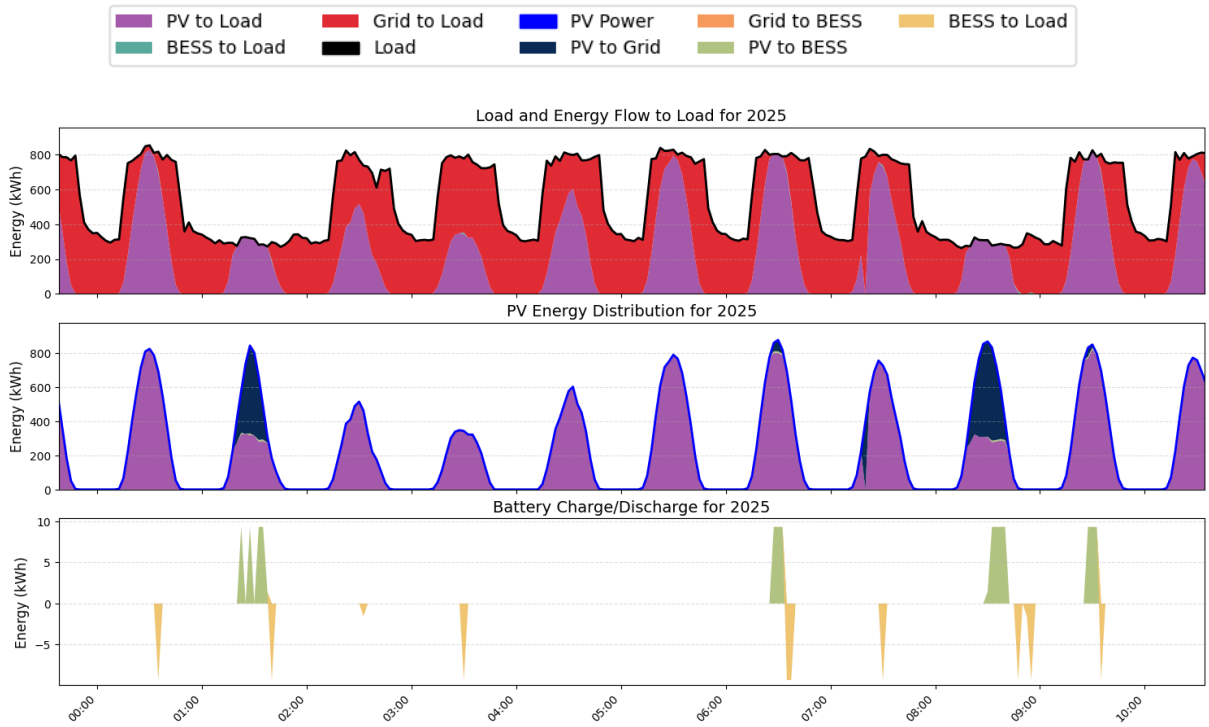
Σχήμα 6.49 Operational Snapshot 2035, Com RTP $S = 90\%$



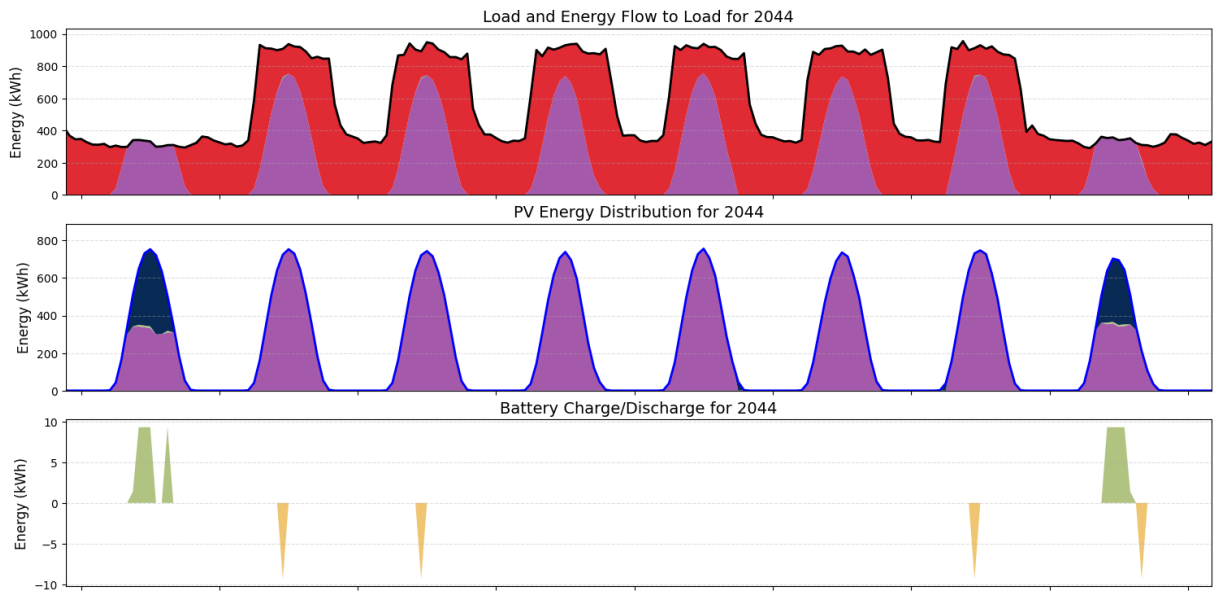
Σχήμα 6.50 Operational Snapshot 2044, Com RTP $S = 90\%$

Στο Εμπορικό φορτίο αναπτύσσονται παρόμοια συμπεράσματα με το Βιομηχανικό. Η Φ/β παραγωγή αποθηκεύεται σε αυξανόμενο ποσοστό, με το πέρασμα του χρόνου, στην μπαταρία και το φορτίο καλύπτεται από φθηνές μεσημβρινές εισαγωγές από το δίκτυο. Αργότερα, η μπαταρία καλύπτει το φορτίο και αποφεύγει την εισαγωγή ακριβότερης ενέργειας. Το μοτίβο λειτουργίας, συνεπώς, δεν μεταβάλλεται μεταξύ των φορτίων.

Com Flat S = 90%



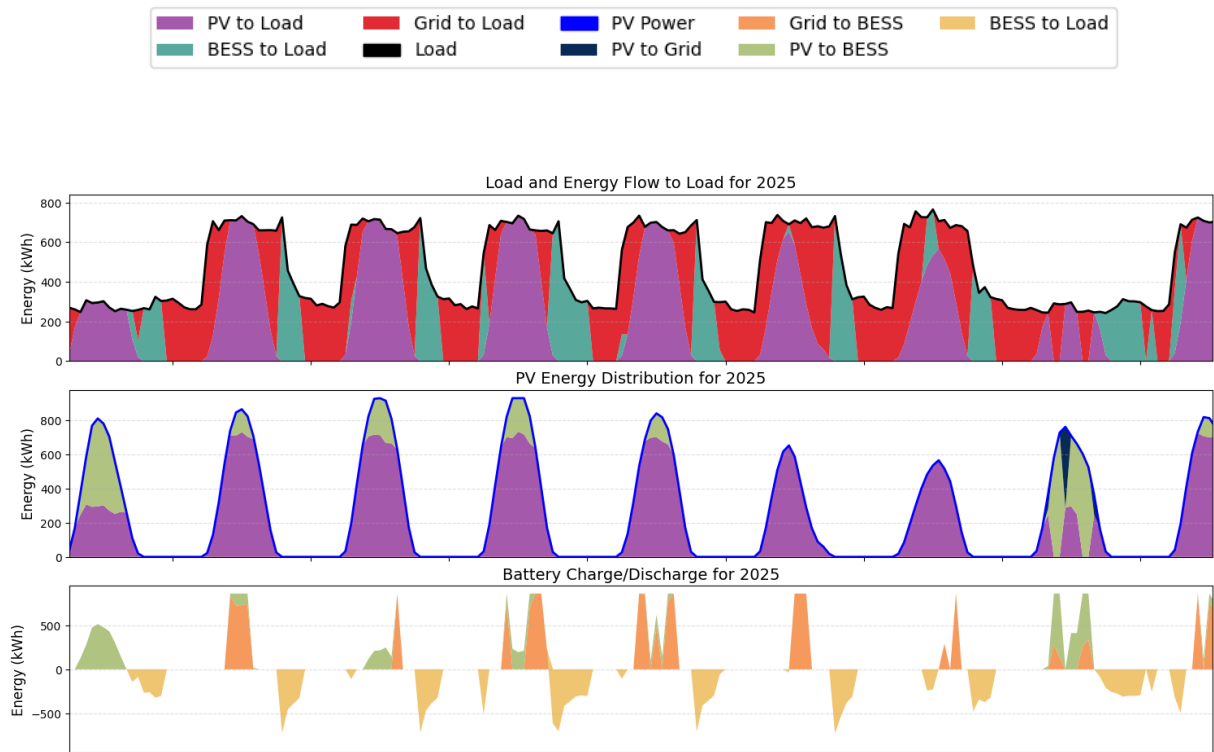
Σχήμα 6.51 Operational Snapshot 2025, Com Flat S = 90%



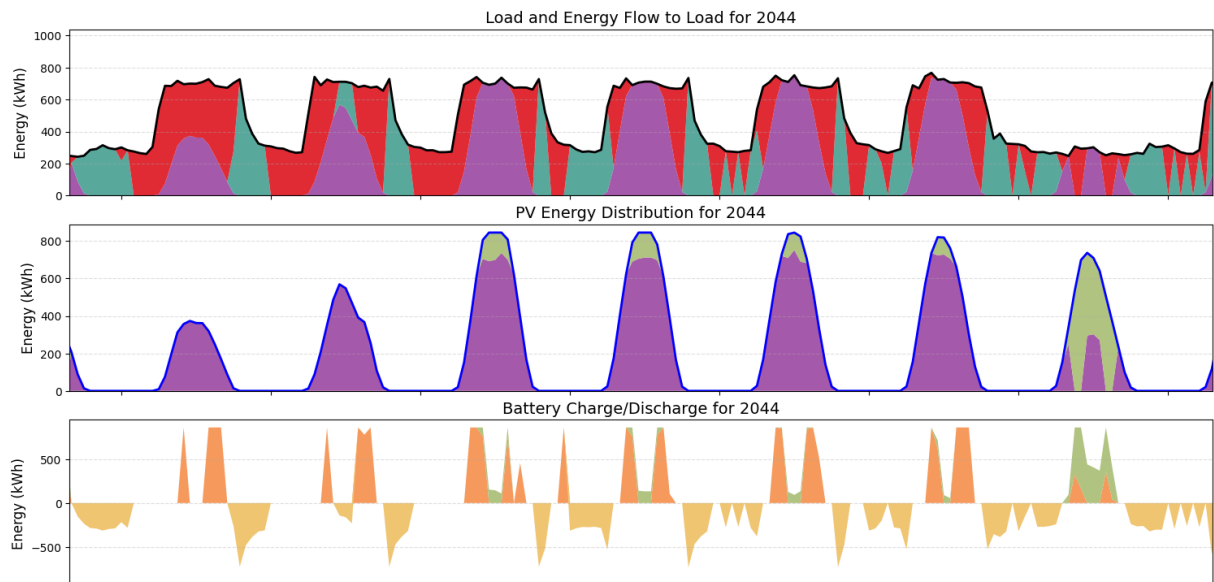
Σχήμα 6.52 Operational Snapshot 2044, Com Flat S = 90%

Ούτε η περίπτωση της επίπεδης τιμολόγησης εμφανίζει αξιόλογη απόκλιση στο εμπορικό φορτίο σε σχέση με το βιομηχανικό.

Com RTP Arbitrage $S = 90\%$



Σχήμα 6.53 Operational Snapshot 2025, Com Arbitrage RTP $S = 90\%$



Σχήμα 6.54 Operational Snapshot 2044, Com Arbitrage $S = 90\%$

Τέλος, και για το arbitrage της μπαταρίας στον εμπορικό καταναλωτή εξάγονται τα ίδια συμπεράσματα όπως και στο βιομηχανικό φορτίο.

Κεφάλαιο 7 Οικονομική Ανάλυση

7.1 Εισαγωγή

Στο προηγούμενο Κεφάλαιο παρουσιάστηκαν τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης και εξετάστηκαν οι τεχνικές διαστάσεις και επιδόσεις του συστήματος. Ωστόσο, είναι απαραίτητη η συμπλήρωσή τους από μια ουσιαστική χρηματοοικονομική ανάλυση, καθώς η κατανόηση των οικονομικών πτυχών της επένδυσης είναι ιδιαίτερα κρίσιμη για τη λήψη αποφάσεων για έναν καταναλωτή. Η μελέτη της επίδρασης τεχνοοικονομικών παραγόντων, όπως οι κεφαλαιακές δαπάνες, το λειτουργικό κόστος, η εξοικονόμηση ενέργειας, σε συνδυασμό με την πολιτική επιδοτήσεων και τιμολόγησης της ενέργειας, επιτρέπει την πλήρη εκτίμηση της βιωσιμότητας του συστήματος και διασφαλίζει ότι τα τεχνικά οφέλη μετατρέπονται σε οικονομική απόδοση.

Τα κύρια εργαλεία χρηματοοικονομικής αξιολόγησης που θα χρησιμοποιηθούν είναι ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης – Internal Revenue Rate ή IRR και το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας – Levelized Cost of Energy. Οι δείκτες αυτοί είναι οι συνηθέστεροι και οι πρωτεύοντες που εξετάζονται στο πλαίσιο ανάλυσης της οικονομικής απόδοσης μιας ενεργειακής επένδυσης και ειδικότερα όσον αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, και δη, από ανανεώσιμες πηγές.

Παρατίθενται επίσης ορισμένες οικονομικές ορολογίες που θα χρησιμοποιηθούν στη συνέχεια [93] :

- Καθαρή Παρούσα Αξία ή ΚΠΑ - Net Present Value ή NPV. Εκφράζει, για κάποια δεδομένη στιγμή μετά την έναρξη της επένδυσης, το καθαρό οικονομικό αποτέλεσμα όλων των εισροών και εκροών χρήματος, ανηγμένα στην αξία που έχουν κατά το παρόν, δηλαδή την στιγμή λήψης της επενδυτικής απόφασης.
- Ταμειακή Ροή – Cashflow. Το άθροισμα των εσόδων ή η ποσοτικοποίηση της οικονομικής ωφέλειας της επένδυσης σε ένα χρονικό διάστημα, συνηθέστερα έτος.
- Καθαρή Ταμειακή Ροή – Net Cashflow. Η διαφορά μεταξύ των εσόδων της επένδυσης εντός μιας συγκεκριμένης περιόδου και των εξόδων για το ίδιο χρονικό διάστημα. Τα έξοδα συνίστανται στο λειτουργικό κόστος, πληρωμές, τόκους δανείων και φορολογία, με τα οποία επιβαρύνεται η επένδυση.
- Απόσβεση – Depreciation : Η σταδιακή ετήσια μείωση της αξίας των περιουσιακών στοιχείων, αποκαλούμενων και παγίων, που αποκτήθηκαν στο πλαίσιο υλοποίησης της επένδυσης. Δεν αποτελεί πραγματική εκροή χρήματος, καθώς αντιπροσωπεύει αξία που έχει ήδη εκταμειωθεί την στιγμή υλοποίησης της επένδυσης, αλλά χρησιμοποιείται λογιστικά στον υπολογισμό του φορολογητέου εισοδήματος της επένδυσης και συνεπώς της φορολογικής επιβάρυνσης.

7.2 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης – IRR

7.2.1 Υπολογισμός IRR

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης, IRR για συντομία, ορίζεται ως το επιτόκιο αναγωγής το οποίο μηδενίζει την Καθαρή Παρούσα Αξία του Συστήματος υπό εξέταση, λαμβάνοντας υπόψιν τόσο τις αρχικές κεφαλαιακές δαπάνες, όσο και τις μελλοντικές ταμειακές ροές [93]. Το υπολογισθέν IRR συγκρίνεται με το κόστος κεφαλαίου που χρησιμοποιήθηκε στον υπολογισμό των ταμειακών ροών της επένδυσης και συσχετίζεται με την ΚΠΑ στο τέλος της περιόδου μελέτης. Όταν προκύπτει IRR μεγαλύτερο από το κόστος κεφαλαίου, τότε η ΚΠΑ στη λήξη της περιόδου θα είναι θετική, όταν είναι ίσα, η ΚΠΑ θα είναι μηδενική, και όταν είναι μικρότερο, τότε η ΚΠΑ θα είναι αρνητική. Για να είναι συμφέρουσα οικονομικά μια επένδυση απαιτείται να έχει IRR μεγαλύτερο από το κόστος κεφαλαίου, ώστε να έχει αντίστοιχα θετική ΚΠΑ μετά το πέρας του διαστήματος εξέτασης της. Συνεπώς το IRR εμφανίζει θετική συσχέτιση με την οικονομική απόδοση μιας επένδυσης.

$$NPV = -Inv_0 + \sum_y \frac{Net\ Cashflow}{(1 + IRR)^y} = 0$$

Για τον υπολογισμό του IRR χρειάζεται να υπολογιστούν οι ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές της επένδυσης για κάθε έτος λειτουργίας της. Ως έσοδο της επένδυσης λαμβάνεται η μείωση του κόστους προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ του σεναρίου υπό εξέταση και του αντίστοιχου σεναρίου βάσης – το οποίο δηλαδή εφαρμόζει την ίδια μορφή τιμολόγησης ενέργειας (RTP ή Flat).

$$Energy\ cost\ Savings_{scenario}(y) = C_{ET,base\ scenario}^y - C_{ET,scenario}^y$$

Η εξοικονόμηση του ενεργειακού κόστους στην περίπτωση εγκατάστασης συστήματος PV&BESS το οποίο λειτουργεί υπό το ελληνικό καθεστώς Net Billing, συνίσταται τόσο στη μείωση της απορροφώμενης ενέργειας από το δίκτυο και του σχετικού κόστους προμήθειας, όσο και στα έσοδα από την πώληση της εγχρόμενης ενέργειας.

Τα ετήσια έξοδα της επένδυσης αποτελούνται από το λειτουργικό κόστος των συστημάτων PV&BESS και το augmentation cost της μπαταρίας. Η διαφορά μεταξύ εσόδων και εξόδων συνιστά τα μεικτά κέρδη της επένδυσης:

$$Gross\ Profits(y) = Energy\ cost\ savings(y) - expenses(y)$$

Στην συνέχεια, πρέπει να υπολογιστούν οι αποσβέσεις των παγίων της επένδυσης, ώστε να ληφθούν υπόψιν στη διαμόρφωση του φορολογητέου εισοδήματος. Επιλέγεται η γραμμική μέθοδος απόσβεσης, σύμφωνα με την οποία, η ετήσια απόσβεση ισούται με τη διαφορά του CapEx και της αντίστοιχης υπολειπόμενης αξίας στο τέλος της περιόδου μελέτης, διαιρεμένα με το χρονικό διάστημα λειτουργίας της επένδυσης.

$$Depreciation = \frac{CapEx - Salvage}{N}$$

Με βάση τα παραπάνω, το φορολογητέο εισόδημα διαμορφώνεται ως η διαφορά του Μεικτού Κέρδους και της ετήσιας απόσβεσης. Στο φορολογητέο εισόδημα εφαρμόζεται απομείωση με βάση τον φορολογικό συντελεστή, ο οποίος για έναν βιομηχανικό πελάτη μέσης τάσης ισούται με **22%**. Πολλαπλασιάζεται, επομένως, το φορολογητέο εισόδημα με τον φορολογικό συντελεστή και προκύπτει ο φόρος, ο οποίος και αφαιρείται από το φορολογητέο εισόδημα.

$$\text{Taxable Income}(y) = \text{Gross Profits}(y) - \text{Depreciation}(y)$$

$$\text{Tax}(y) = \text{Taxable Income}(y) * \text{tax rate}$$

$$\text{After Tax Income}(y) = \text{Taxable Income}(y) - \text{Tax}(y)$$

Τέλος, για τον ορθό υπολογισμό της ετήσιας Καθαρής Ταμειακής Ροής, προστίθενται στο προηγούμενο αποτέλεσμα οι αποσβέσεις, αφού δεν αποτελούν πραγματική εκροή χρήματος, αλλά χρησιμοποιούνται μόνο λογιστικά για την απομείωση του φορολογητέου εισοδήματος.

$$\text{Net Cashflow}(y) = \text{After Tax Income}(y) + \text{Depreciation}(y)$$

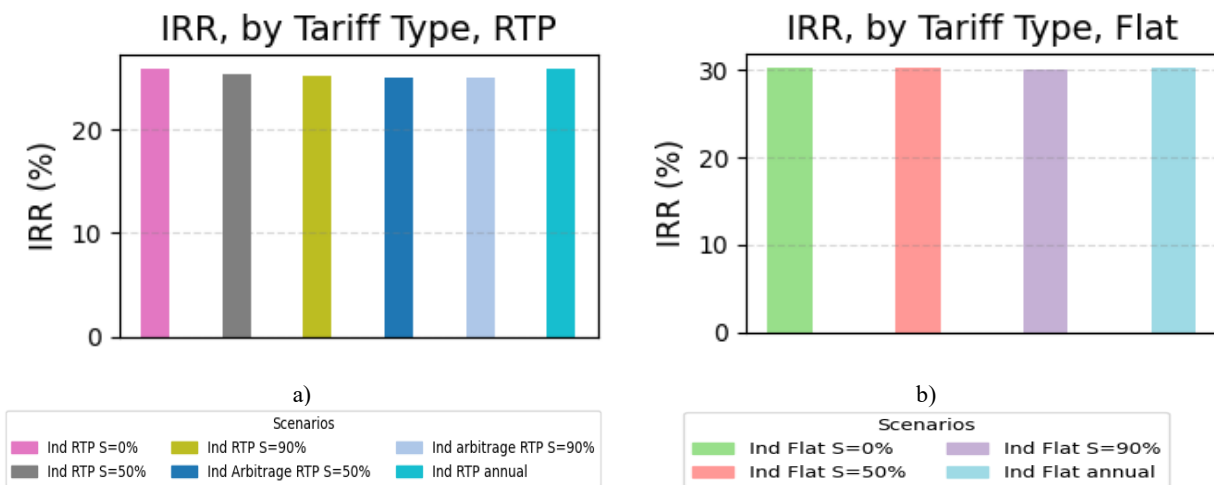
Τα επενδυτικά κόστη εντάσσονται στον υπολογισμό του IRR στην αρχή της περιόδου μελέτης και γι' αυτό τον λόγο δεν ανάγονται στο παρόν. Σε περίπτωση, όμως που υπάρξει επιπλέον επένδυση ενδιάμεσα στην περίοδο εξέτασης, τότε το CapEx αυτής ανάγεται στο παρόν και συνυπολογίζεται στα επενδυτικά κόστη. Γενικώς, το επενδυτικό κόστος θεωρείται ότι χρεώνεται στην αρχή του εκάστοτε έτους, ενώ οι ταμειακές ροές υπολογίζονται στο τέλος του έτους, επομένως ανάγονται με διαφορετικό συντελεστή.

Συγκεκριμένα, για κάποιο έτος y , όπου $y \in [1, N]$, τα επενδυτικά κόστη ανάγονται με $\frac{1}{(1+IRR)^{y-1}}$, ενώ οι ταμειακές ροές με συντελεστή $\frac{1}{(1+IRR)^y}$. Παραδείγματος χάριν, για το 1^ο έτος εξέτασης της περιόδου, για $y = 1$, το αρχικό επενδυτικό κόστος δεν υφίσταται αναγωγή ($y - 1 = 0$), ενώ η KTP ανάγεται με $\frac{1}{1+IRR}$. Έτσι, ο αρχικός τύπος για το IRR (και αντίστοιχα την ΚΠΑ), μπορεί να γενικευθεί για να συμπεριλαμβάνει επένδυση σε οποιοδήποτε χρονικό σημείο του χρονικού διαστήματος, ως εξής:

$$NPV = - \sum_y \frac{Inv}{(1 + IRR)^{y-1}} + \sum_y Net \frac{Cashflow}{(1 + IRR)^y} = 0, \quad y \in [1, N]$$

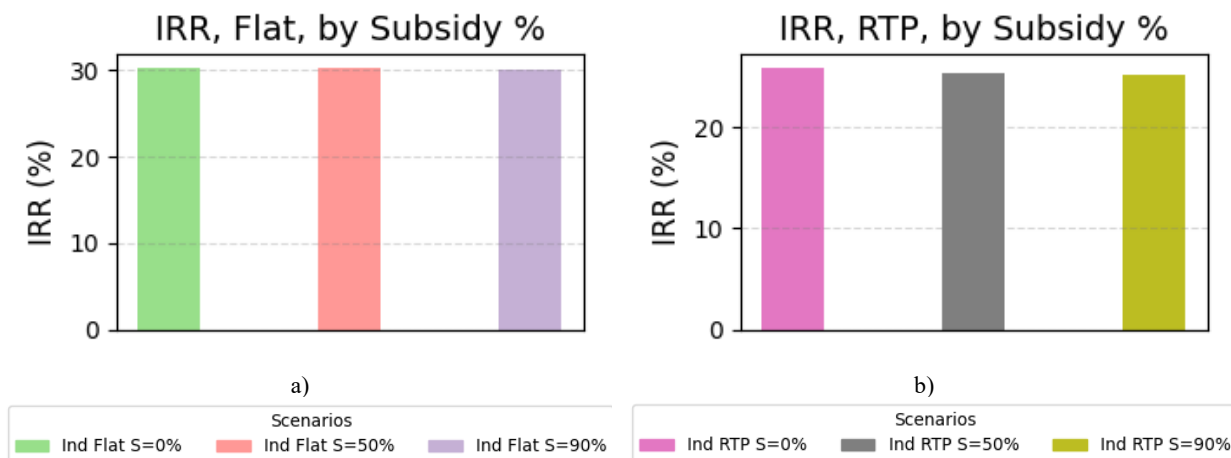
Τα δεδομένα των αποτελεσμάτων που έχουν ληφθεί από το GAMS εισάγονται μέσω του GAMS API σε περιβάλλον python, μοντελοποιείται ο υπολογισμός ταμειακών ροών και επενδυτικού κόστους, και κάνοντας χρήση της συνάρτησης IRR από τη βιβλιοθήκη NumPy, υπολογίζεται το IRR για κάθε σενάριο που εξετάστηκε.

7.2.2 Βιομηχανικό Φορτίο

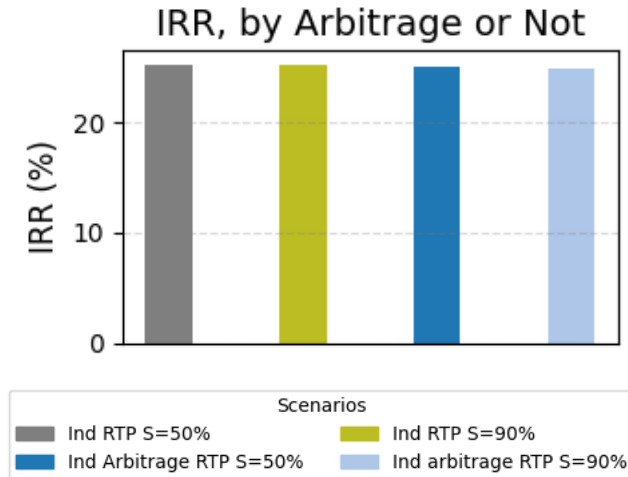


Σχήμα 7.1 Βιομηχανικό Φορτίο, IRR ανά μορφή τιμολόγησης α) Flat, β) RTP

Το IRR κυμαίνεται σε πολύ υψηλά επίπεδα για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια, γεγονός που αναδεικνύει την αξιοσημείωτη οικονομική ωφέλεια της επένδυσης (Σχήμα 7.1). Στις περιπτώσεις όπου η τιμολόγηση της προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας είναι επίπεδη – Flat, το IRR κινείται στο 30%, ενώ για την κυμαινόμενη τιμολόγηση, είναι ελαφρώς μειωμένο, κοντά στο 25%. Δεν παρουσιάζονται ιδιαίτερες αποκλίσεις μεταξύ των σεναρίων, ούτε με βάση τα ποσοστά επιδότησης, ούτε με βάση τη δυνατότητα φόρτισης της μπαταρίας από το δίκτυο.



Σχήμα 7.2 Βιομηχανικό Φορτίο, IRR ανά % επιδότησης α) Flat ταρίφα, β) RTP ταρίφα



Σχήμα 7.3 Βιομηχανικό Φορτίο, IRR ανά σενάριο Arbitrage ή Μη

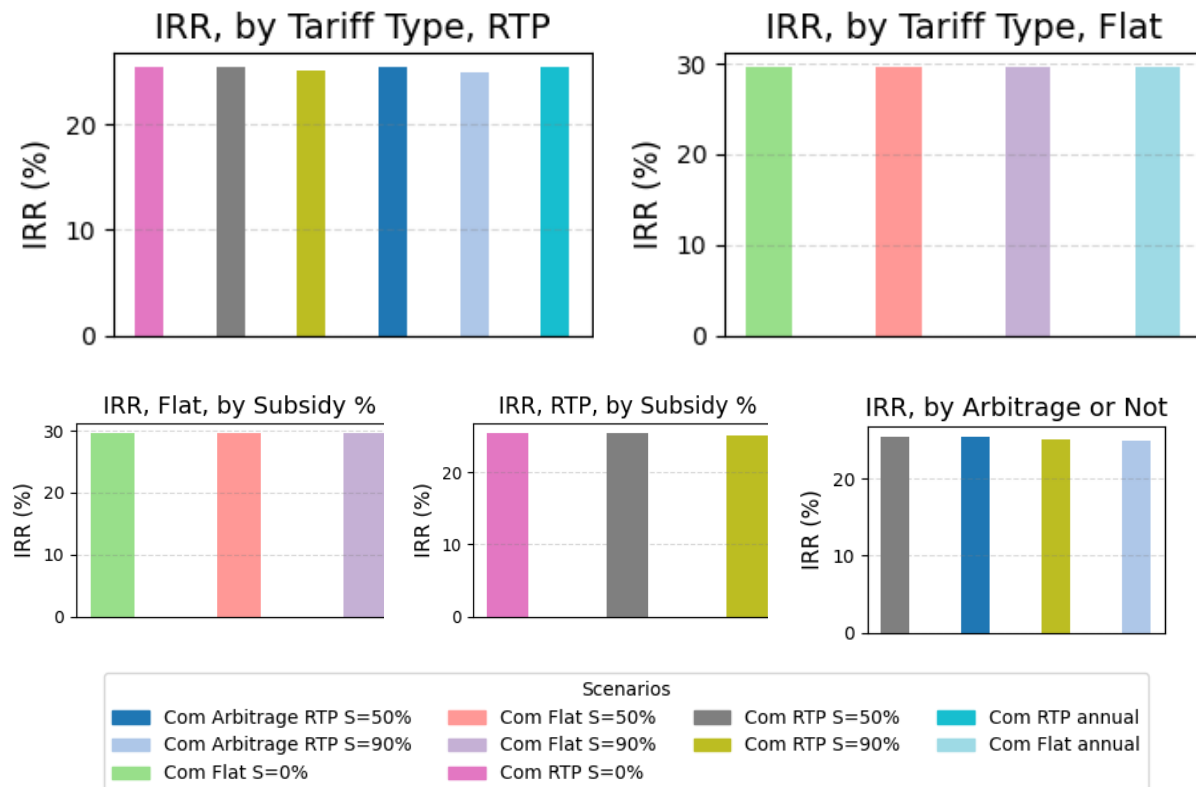
Η διαφορά στο IRR μεταξύ των μεθόδων τιμολόγησης έγκειται στη μεγαλύτερη απόλυτη αξία της εξοικονομούμενης ενέργειας. Η ηλιακή ενέργεια που παράγεται, καλύπτει το φορτίο κυρίως τις μεσημβρινές ώρες, ενώ στις περιπτώσεις με εγκατεστημένη μπαταρία, εκείνη τροφοδοτεί την κατανάλωση μέχρι και τις πρώτες βραδινές ώρες. Όμως, η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας υπό τη δυναμική ταρίφα, είναι κατά μέσο όρο χαμηλή το μεσημέρι, και κορυφώνεται κατά τη διάρκεια της νύχτας, κατά την οποία δεν αποφεύγεται η απορρόφηση από το δίκτυο. Επίσης, για τη δυνατότητα μετάθεσης της μεσημβρινής φ/β παραγωγής, απαιτείται η επένδυση στην αποθηκευτική μονάδα, η οποία επιβαρύνει αξιολογικά το σταθερό και μεταβλητό κόστος της εγκατάστασης.

Με βάση τα παραπάνω, η ενεργειακή εξοικονόμηση στη δυναμική τιμολόγηση δεν μεταφράζεται σε ανάλογο ποσοστό οικονομικής εξοικονόμησης. Αντιθέτως, στη σταθερή τιμολόγηση, η τιμή του ηλεκτρισμού είναι σταθερά υψηλή και για τις ώρες κάλυψης του φορτίου από το PV&BESS, άρα η απόλυτη περικοπή δαπανών προμήθειας από το δίκτυο είναι υψηλότερες.

Επιπρόσθετα, το μέγεθος του εγκατεστημένου BESS στα σενάρια με Flat ταρίφα είναι μικρότερο, για τα αντίστοιχα σενάρια που λειτουργούν υπό RTP, άρα υφίσταται περαιτέρω ελάφρυνση του CapEx και των λειτουργικών δαπανών, οδηγώντας σε πρόσθετη ενίσχυση του IRR.

7.2.3 Εμπορικό Φορτίο

Οι παρατηρήσεις για τα σενάρια και αποτελέσματα του βιομηχανικού φορτίου είναι εφαρμόσιμες και για τον εμπορικό καταναλωτή. Μπορεί να παρατηρηθεί μια οριακή ολίσθηση προς τα κάτω του IRR για όλα τα σενάρια, της τάξης της μισής ποσοστιαίας μονάδας. Αυτό έγκειται στο ελαφρώς χαμηλότερο φορτίο του εμπορικού καταναλωτή, ειδικά τις βραδινές ώρες, που μειώνει το κόστος προμήθειας, άρα και την απόλυτη εξοικονόμηση που επιτυγχάνεται.



Σχήμα 7.4 Εμπορικό Φορτίο, IRR όλα τα σενάρια

7.3 Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας – LCOE

Το σταθμισμένο ενεργειακό κόστος, αποκαλούμενο LCOE εφεξής, αποτελεί μια μέθοδο αξιολόγησης του κόστους εγκατάστασης, συντήρησης και λειτουργίας ενός σταθμού ή μονάδας παραγωγής ενέργειας, καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της, σταθμισμένο με τη συνολική παραγόμενη ενέργεια της μονάδας κατά τη διάρκεια αυτής της περιόδου. Ορίζεται ως το πηλίκο του συνολικού κόστους του σταθμού προς τη συνολική παραχθείσα ενέργεια, αμφότερα ανηγμένα σε τιμές παρούσας αξίας [94].

$$LCOE = \frac{\text{lifecycle cost (€)}}{\text{lifetime energy production (MWh)}}$$

Στο πλαίσιο εξέτασης των αποτελεσμάτων που προέκυψαν από τα σενάρια του Κεφαλαίου 6, θα υπολογιστούν δύο κατηγορίες LCOE. Η πρώτη αφορά το LCOE του συστήματος PV&BESS, αφορά δηλαδή αποκλειστικά την ενέργεια που αποδίδεται από την εγκατάσταση αυτή και το συνεπακόλουθο κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας της. Έπειτα, θα υπολογιστεί το συνολικό LCOE πλήρωσης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας του φορτίου, ώστε να αντιπαραβληθεί με το LCOE του συστήματος αυτοπαραγωγής.

7.3.1 LCOE PV&BESS

Το συνολικό κόστος του συστήματος αποτελείται από το άθροισμα του επενδυτικού κόστους του Φ/Β και του συστήματος αποθήκευσης, των σχετιζόμενων λειτουργικών τους εξόδων και του κόστους του augmentation, μειωμένα κατά την υπολειπόμενη αξία της επένδυσης στο τέλος της διάρκειας της περιόδου μελέτης. Η συνολική αποδιδόμενη ενέργεια περιλαμβάνει την παραχθείσα ενέργεια του Φ/Β που τροφοδοτεί το φορτίο ή εγχέεται στο δίκτυο, καθώς και την ενέργεια που εκφορτίζεται από την μπαταρία. Τόσο η ενέργεια όσο και τα έξοδα ανάγονται στο παρόν, διότι, όμοια με το χρήμα, έτσι και η ενέργεια που παράγεται ή καταναλώνεται κάποια μελλοντική χρονική στιγμή δεν έχει την ίδια αξία με ενέργεια σε κάποια προηγούμενη στιγμή. Τα επενδυτικά έξοδα – CapEx ανάγονται με δείκτη την αρχή του εκάστοτε έτους, ενώ τα υπόλοιπα έξοδα, καθώς και η ενέργεια, ανάγονται με δείκτη το τέλος του έτους. Με γνώμονα τα παραπάνω, το LCOE για το σύστημα PV&BESS διαμορφώνεται με βάση την ακόλουθη εξίσωση:

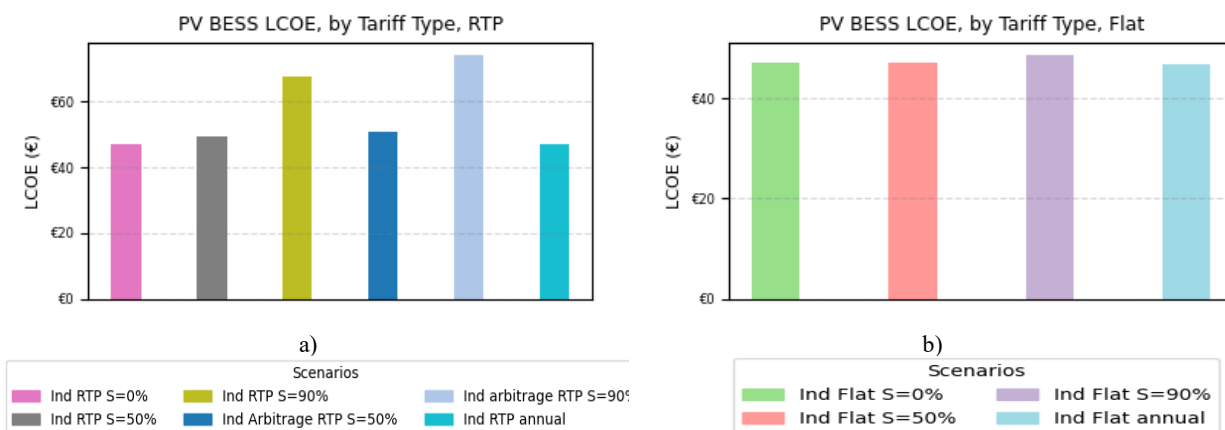
$$LCOE_{PV\&BESS} = \frac{\sum_y \left[\frac{CapEx}{(1+r)^{y-1}} + \frac{OpEx + Augm + P_{G2B}^y * tf_{im} + Reg(P_{G2B}^y)}{(1+r)^y} - \frac{Salvage}{(1+r)^N} \right]}{\sum_y \frac{P_{PV2L}^y + P_{PV2G}^y + P_{B2G}^y}{(1+r)^y}}$$

Η εξίσωση αυτή μοντελοποιείται σε python, εισάγονται τα δεδομένα από τα αποτελέσματα του GAMS και υπολογίζεται το ζητούμενο σταθμισμένο κόστος για όλα τα σενάρια που εξετάστηκαν, εκτός από τα σενάρια βάσης, τα οποία εξ ορισμού δεν διαθέτουν εγκατεστημένο σύστημα PV&BESS.

Όλα τα ακόλουθα αποτελέσματα για το LCOE δίνονται σε **€/MWh**.

7.3.1.1 Βιομηχανικό Φορτίο

Κατηγοριοποίηση ανά μέθοδο τιμολόγησης:

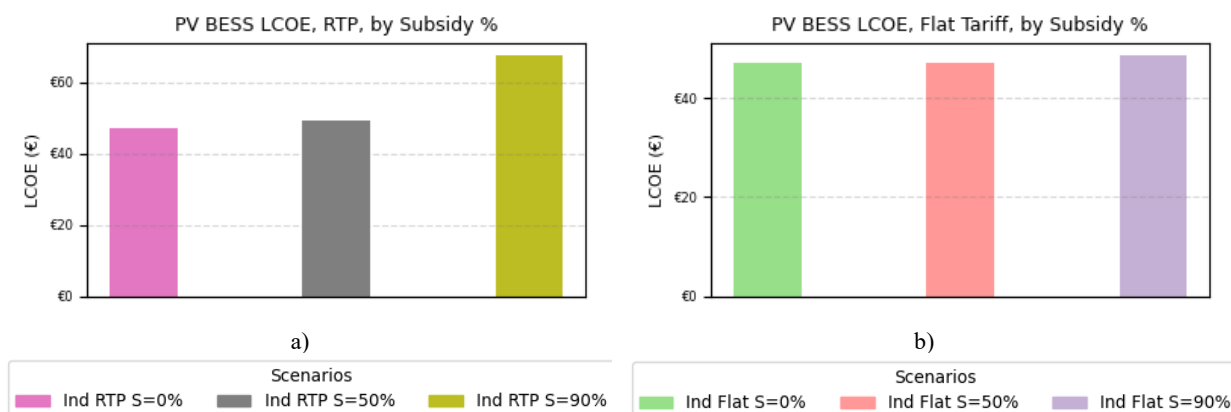


Σχήμα 7.5 Βιομηχανικό Φορτίο PV&BESS LCOE ανά a) RTP και b) Flat τιμολόγηση

Το LCOE της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται και διοχετεύεται από το σύστημα PV&BESS μεταβάλλεται ανάλογα με την εγκατάσταση ή μη της αποθήκευσης. Στα σενάρια με επίπεδη τιμολόγηση, η βελτιστοποίηση δεν περιλαμβάνει τη χρήση της μπαταρίας, εκτός εάν επιδοτείται κατά 90% του κόστους του συστήματος αποθήκευσης (BESS). Ακόμη και σε αυτήν την περίπτωση, το μέγεθος της αποθήκης παραμένει περιορισμένο, με αποτέλεσμα η συμβολή της στη διαμόρφωση του LCOE να είναι μικρή. Το LCOE κινείται περίπου στα 45€/MWh, όπως και όλα τα σενάρια δίχως εγκατάσταση BESS.

Αντιθέτως, στα σενάρια RTP, υπάρχουν περιπτώσεις όπου υφίσταται εγκατάσταση BESS σημαντικής ισχύος και χωρητικότητας και τότε παρατηρείται αύξηση του LCOE της τάξης των 20€/MWh σε σχέση με τα σενάρια δίχως αποθήκευση. Στις περιπτώσεις δίχως αποθήκευση, το LCOE κινείται στα ίδια επίπεδα με τις αντίστοιχες για επίπεδη τιμολόγηση, καθώς εξαρτάται μόνο από το μέγεθος του Φ/Β, το οποίο είναι κοινό σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια.

Κατανομή αποτελεσμάτων ανά ποσοστό Επιδότησης:



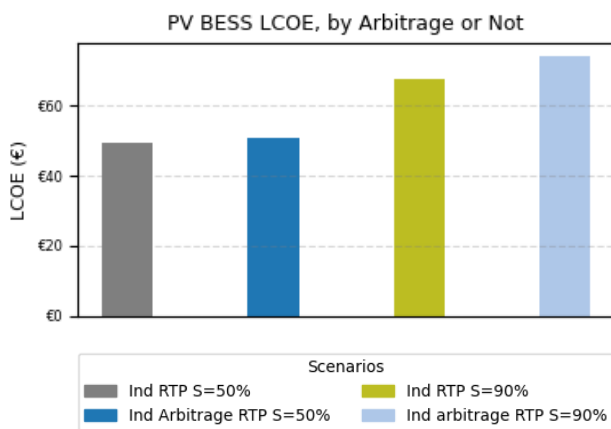
Σχήμα 7.6 Βιομηχανικό Φορτίο PV&BESS LCOE ανά % Επιδότησης για a) RTP και b) Flat τιμολόγηση

Στην περίπτωση της RTP τιμολόγησης με επιδότηση 90%, η αύξηση του LCOE κατά 20€/MWh αποδίδεται αφενός στο επιπρόσθετο κόστος της μονάδας αποθήκευσης, και αφετέρου στη μείωση της αποδιδόμενης στο φορτίο ενέργειας. Εάν και το BESS επιδοτείται με 90%, το αρχικό κόστος του είναι συγκρίσιμο με το CapEx του Φ/Β, συνεπώς το συνολικό CapEx μεγεθύνεται μεσοσταθμικά κατά 10%. Επίσης, πρέπει να ληφθεί υπόψιν το λειτουργικό κόστος του BESS, που δεν επιδοτείται, καθώς και το κόστος του augmentation, στη συνολική αύξηση του κόστους.

Επιπρόσθετα, με την εγκατάσταση της μπαταρίας, ανακατευθύνεται σε αυτήν φωτοβολταϊκή ενέργεια, που σε αντίθετη περίπτωση θα τροφοδοτούσε απευθείας το φορτίο ή θα εγγεόταν στο δίκτυο. Όμως, οι απώλειες της μπαταρίας, αφού η απόδοσή της είναι μικρότερη της μονάδας, οδηγούν στην ελάττωση της ενέργειας που τελικά εκφορτίζεται από το BESS. Συνεπώς, η συνολική ενέργεια που αποδίδεται από την εγκατάσταση είναι μειωμένη σε σύγκριση με τα σενάρια που έχουν αποκλειστικά Φ/Β, οπότε και αυξάνεται το μοναδιαίο κόστος παραγωγής της, σύμφωνα με τη μεθοδολογία υπολογισμού του LCOE για το PV&BESS.

Μεγαλύτερο LCOE παρατηρείται για επιδότηση 90% και στην επίπεδη τιμολόγηση, όμως το μέγεθος του BESS είναι σημαντικά μικρότερο για την περίπτωση αυτή, γ' αυτό και η αύξηση είναι οριακή.

Κατηγοριοποίηση με βάση τη διεξαγωγή Arbitrage:

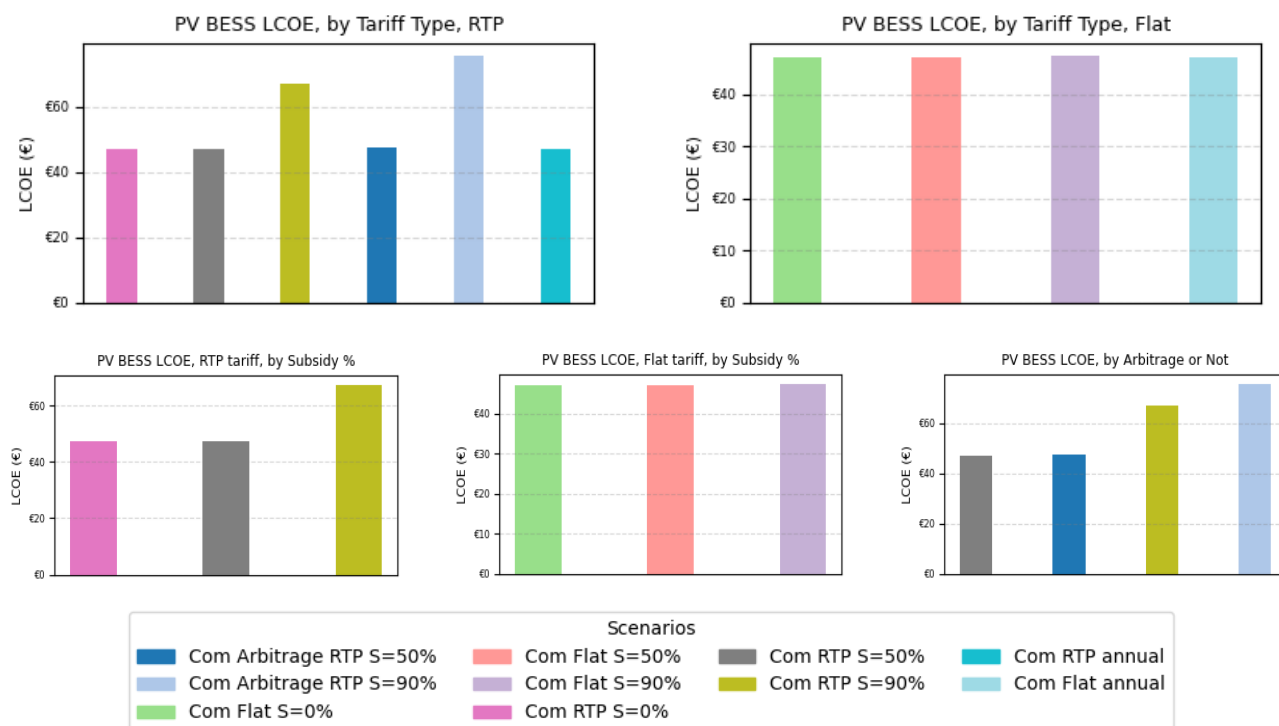


Σχήμα 7.7 Βιομηχανικό Φορτίο, PV&BESS LCOE ανά σενάριο Arbitrage η Μη

Στην περίπτωση απορρόφησης ενέργειας από το δίκτυο για τη φόρτιση της μπαταρίας αυξάνεται περαιτέρω το LCOE του συστήματος, για τα ίδια επίπεδα επιδότησης. Στο φαινόμενο αυτό συντελούν, αφενός το σημαντικά μεγαλύτερο μέγεθος της μονάδας αποθήκευσης, με την επίδραση που επιφέρει και αναλύθηκε προηγουμένως, καθώς και το κόστος της απορροφώμενης ενέργειας που φορτίζει την μπαταρία. Παρά το γεγονός ότι τα Arbitrage σενάρια επιφέρουν το επιπρόσθετο κόστος αυτό, η μεταβολή του LCOE δεν ξεπερνά τα 5€/MWh, ειδικά για την επιδότηση 90%. Ο λόγος είναι, πως η ενέργεια που απορροφάται από την μπαταρία έχει πολύ χαμηλή τιμή ως επί το πλείστον, ενώ αυξάνεται σημαντικά και η αποδιδόμενη ενέργεια του συστήματος, μέσω της εκφόρτισης της μπαταρίας με ενέργεια από το δίκτυο. Συνεπώς, ο παρονομαστής του κλάσματος του LCOE μεγαλώνει, συγκρατώντας την αύξηση που προκαλεί το κόστος στον αριθμητή.

7.3.1.2 Εμπορικό Φορτίο

Παρουσιάζονται τα αντίστοιχα νούμερα και για τον εμπορικό καταναλωτή. Μετά από ανασκόπηση των αποτελεσμάτων, δεν εντοπίζονται ποιοτικές ή ποσοτικές διαφορές σε σχέση με το βιομηχανικό φορτίο, στο Σχήμα 7.8.



Σχήμα 7.8 PV&BESS LCOE , εμπορικό φορτίο

7.3.2 LCOE Συστήματος

Ο υπολογισμός του LCOE για τη συνολική ενέργεια που αποδίδεται από το σύστημα πρέπει να συμπεριλαμβάνει το συνολικό κόστος παροχής ηλεκτρικής ενέργειας στην κατανάλωση, είτε αυτή προέρχεται από τον σταθμό αυτοπαραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας, είτε από το δίκτυο. Επιπλέον, ως ενέργεια του συστήματος λαμβάνεται τόσο η συνολικά καταναλισκόμενη ενέργεια του φορτίου, όσο και εκείνη που εγχέεται στο δίκτυο. Με τον τρόπο αυτό, εξάγεται συμπέρασμα για το κόστος της ενέργειας που χρησιμοποιείται και παράγεται. Ειδικά για τα σενάρια βάσης, το LCOE αυτό αποτελεί το σταθμισμένο κόστος προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο, το οποίο αντιπαραβάλλεται με το LCOE των υπόλοιπων σεναρίων, ούτως ώστε να διαπιστωθεί η επίδραση της επένδυσης στο PV&BESS στη μείωση του ενεργειακού κόστους του καταναλωτή.

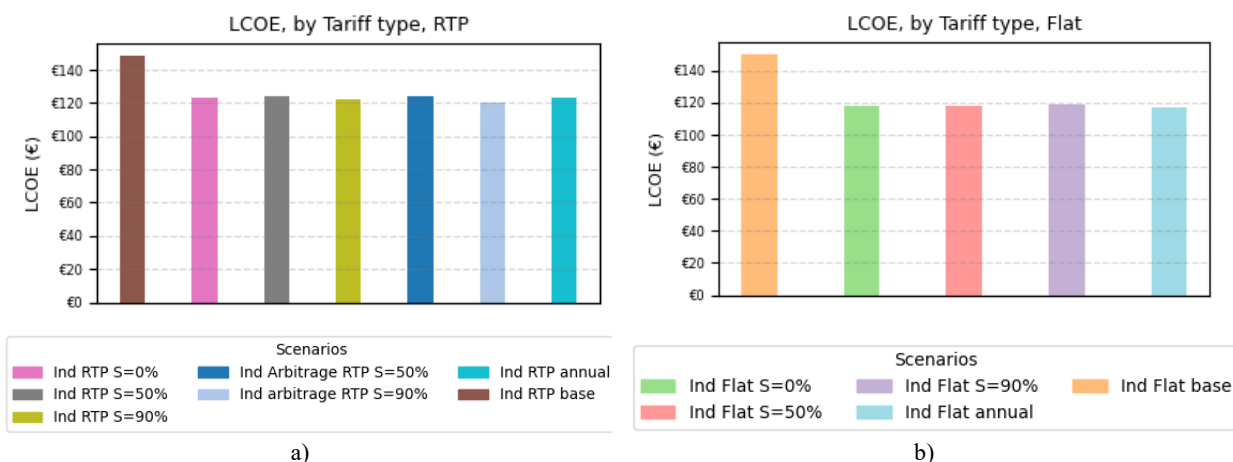
Το συνολικό κόστος παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας ισούται με το επενδυτικό κόστος του PV&BESS, τις σχετικές λειτουργικές δαπάνες, το κόστος του augmentation της μπαταρίας και το κόστος της απορροφηθείσας από το δίκτυο ενέργειας, συμπεριλαμβάνοντας και τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις. Εναλλακτικά, από την αντικειμενική συνάρτηση του συστήματος, μπορεί να αφαιρεθεί το έσοδο από την πώληση της περίσσειας ενέργειας του Φ/Β στο δίκτυο, και το υπολειπόμενο ποσό αποτελεί το καθαρό κόστος λειτουργίας του συστήματος.

Η ενέργεια που αποδίδεται συνολικά ισούται με το άθροισμα της καταναλισκόμενης στο φορτίο ενέργειας και της εγχυθείσας στο δίκτυο. Η εξίσωση υπολογισμού του LCOE παρουσιάζεται παρακάτω, και ομοίως με το LCOE του PV&BESS, κωδικοποιείται σε περιβάλλον python και τα αποτελέσματα αποτυπώνονται στη συνέχεια.

$$LCOE_{system} = \frac{\sum_y \left[\frac{CapEx}{(1+r)^{y-1}} + \frac{OpEx + Augm}{(1+r)^y} - \frac{Salvage}{(1+r)^N} + \frac{P_{G,im}^y * tf_{im} + Reg^y(P_{G,im})}{(1+r)^y} \right]}{\sum_y \frac{P_L^y + P_{PV2G}^y}{(1+r)^y}}$$

7.3.2.1 Βιομηχανικό Φορτίο

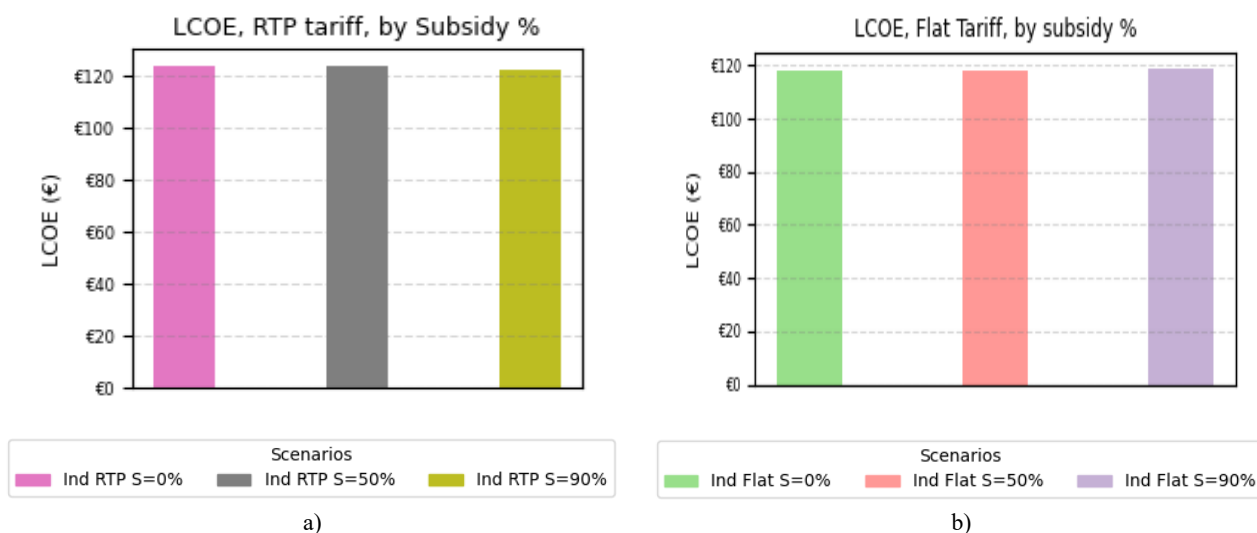
Κατανομή Αποτελεσμάτων Με βάση την Ταρίφα Προμήθειας Ηλεκτρικής Ενέργειας



Σχήμα 7.9 Βιομηχανικό Φορτίο, LCOE ανά a) RTP και b) Flat τιμολόγηση

Για αμφότερες τις μεθόδους τιμολόγησης, υφίσταται σημαντική ελάττωση του LCOE σε όλα τα σενάρια, σε σύγκριση με το σενάριο βάσης, από το Σχήμα 7.9. Συγκεκριμένα, από τα 150€/MWh, όταν η ηλεκτρική ενέργεια προμηθεύεται αποκλειστικά από το δίκτυο, το LCOE μειώνεται κατά μέσο όρο στα 120€/MWh, δηλαδή κατά 20%. Επομένως, η μεγάλη επιβάρυνση της επένδυσης στο συνολικό κόστος αντισταθμίζεται πλήρως από την εξοικονόμηση του ενεργειακού κόστους και οδηγεί σε αξιοσημείωτη ελάφρυνση για τον καταναλωτή.

Κατανομή Αποτελεσμάτων με βάση το ποσοστό επιδότησης

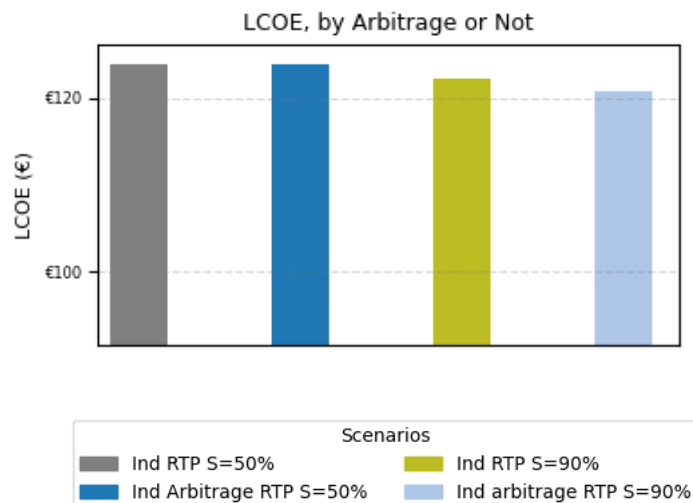


Σχήμα 7.10 Βιομηχανικό Φορτίο, LCOE ανά % επιδότησης για α) RTP και β) Flat τιμολόγηση

Χωρίς μεγάλη διαφοροποίηση εμφανίζεται το LCOE ανά ποσοστό επιδότησης του BESS, στο Σχήμα 7.10. Στα RTP σενάρια, η επιδότηση 90% οδηγεί σε οριακή μείωση του LCOE σε σχέση με το 50% και 0%, παρά την εγκατάσταση BESS σημαντικού μεγέθους, καταδεικνύοντας τη μεγάλη μείωση του ενεργειακού κόστους που εξασφαλίζεται από τη μετάθεση της φωτοβολταϊκής παραγωγής σε ώρες υψηλού κόστους, που επιτυγχάνεται μέσω της αποθήκευσης.

Στα σενάρια με επίπεδη τιμολόγηση δεν εμφανίζεται ούτε αυτή η οριακή διαφορά, διότι η εγκατεστημένη αποθήκευση, στο σενάριο επιδότησης 90%, παρουσιάζει περιορισμένη δυνατότητα μείωσης του ενεργειακού κόστους, λόγω της σταθερής τιμής. Αυτό έρχεται σε αντίθεση με την τιμολόγηση σε πραγματικό χρόνο (RTP), όπου η αποθήκευση μπορεί να εκμεταλλευτεί καλύτερα τις διακυμάνσεις των τιμών.

Κατανομή Αποτελεσμάτων με βάση τη διεξαγωγή Arbitrage

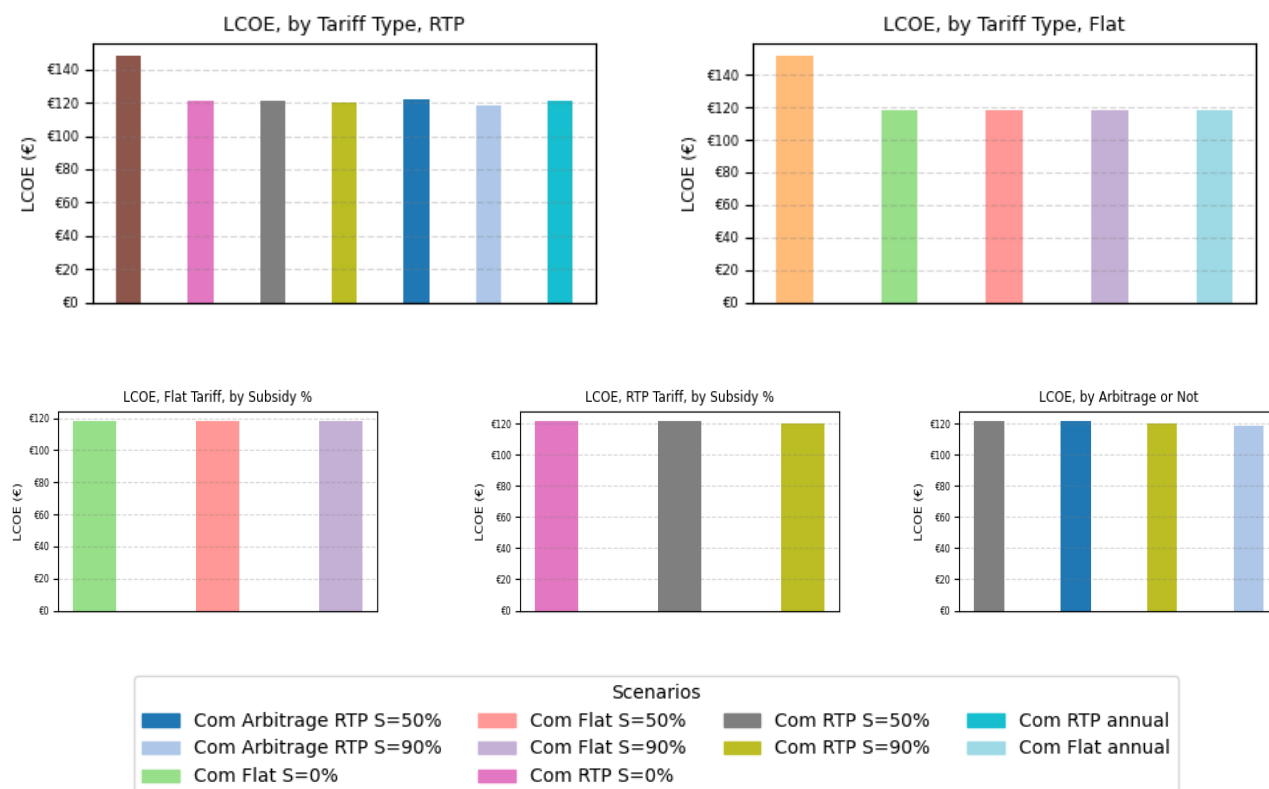


Σχήμα 7.11 Βιομηχανικό Φορτίο, LCOE ανά Arbitrage ή Μη

Στα σενάρια που επιτρέπεται και η φόρτιση της μπαταρίας μέσω του δικτύου, το LCOE εμφανίζεται πρακτικά ίδιο, έως και ελαφρώς μειωμένο κατά μερικά €, σε σχέση με το αντίστοιχο σενάριο (ίδιας επιδότησης του BESS) στο οποίο η μπαταρία λειτουργεί αποκλειστικά ως BtM. Αυτό συνεπάγεται, ότι η αύξηση του κόστους, που επιφέρει η εγκατάσταση μεγαλύτερης μπαταρίας και η επιπλέον ενέργεια που απαιτείται για τη φόρτισή της, αντισταθμίζεται πλήρως από τη κάλυψη του φορτίου μέσω του BESS για μεγαλύτερο διάστημα, αποφεύγοντας εισαγωγές ακριβότερης ενέργειας.

7.3.2.2 Εμπορικό Φορτίο

Τα αποτελέσματα του εμπορικού φορτίου είναι όμοια, τόσο ποσοτικά όσο και ποιοτικά, με εκείνα του βιομηχανικού, με τα ίδια συμπεράσματα να εξαγονται (Σχήμα 7.12). Η φωτοβολταϊκή παραγωγή είναι ίδια και στα δύο φορτία, ενώ το μέγεθος της μπαταρίας, όταν εγκαθίσταται, προσαρμόζεται στο τροφοδοτούμενο φορτίο. Η διαφοροποίηση των φορτίων εξάλλου, εντοπίζεται κυρίως στις βραδινές ώρες, όπου η ζήτηση καλύπτεται από το δίκτυο αποκλειστικά, χωρίς, συνεπώς, να επηρεάζεται το κόστος ή η απόδοση της εγκατάστασης.



Σχήμα 7.12 Εμπορικό Φορτίο, LCOE για όλα τα σενάρια

Κεφάλαιο 8 Επίλογος

8.1 Συμπεράσματα

Στο πλαίσιο της διπλωματικής εργασίας αναπτύχθηκε ένας αλγόριθμος διαστασιολόγησης ενός συστήματος παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, με ορίζοντα βελτιστοποίησης μια εικοσαετία, και με στόχο την κάλυψη της ζήτησης φορτίου ενός βιομηχανικού αυτοπαραγωγού μέσης τάσης στην Ελλάδα που λειτουργεί υπό καθεστώς ταυτοχρονισμένου συμψηφισμού – Net Billing. Εξετάστηκαν ποικίλα σενάρια, με διαφορετικές μορφές τιμολόγησης της προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, ποσοστά επιδότησης του συστήματος αποθήκευσης, χρονικές στιγμές λήψης επενδυτικής απόφασης και καμπύλες ζήτησης φορτίου. Σε όλες τις περιπτώσεις εγκαταστάθηκε η μέγιστη δυνατή ισχύς φωτοβολταϊκού συστήματος, γεγονός που αναδεικνύει τη σημαντικότερη συνεισφορά του στη μείωση του ενεργειακού κόστους για τους αυτοπαραγωγούς.

Η κύρια συνεισφορά του BESS στο σχήμα αυτοπαραγωγής που υιοθετήθηκε, δεν αφορά, όπως ίσως ήταν αναμενόμενο, την αποθήκευση αυστηρά του πλεονάσματος της φωτοβολταϊκής παραγωγής, μετά την πλήρη κάλυψη του φορτίου. Αντιθέτως, η μπαταρία ως επί το πλείστον δεσμεύει Φ/Β ισχύ, η οποία ανακατευθύνεται στο BESS, από την εξυπηρέτηση του φορτίου και υποκαθίσταται από εισαγωγή ενέργειας χαμηλού κόστους. Ύστερα, η ενέργεια αυτή είναι διαθέσιμη να τροφοδοτήσει τη ζήτηση τις απογευματινές και βραδινές ώρες, αποφεύγοντας την εισαγωγή σημαντικά ακριβότερης ενέργειας από το δίκτυο. Επιπλέον, στα σχήματα που επιτρέπεται η απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο για φόρτιση της μπαταρίας, το BESS φορτίζει αποκλειστικά σχεδόν με τον τρόπο αυτόν. Η φ/β παραγωγή, ως εκ τούτου, κατευθύνεται στο φορτίο.

Παρά ταύτα, σε κάθε περίπτωση που πραγματοποιήθηκε επένδυση σε BESS, απαιτήθηκε επιδότηση του CapEx σε ποσοστό τουλάχιστον 50%, ενώ μέγεθος συγκρίσιμο με το Φ/Β εγκαταστάθηκε μόνο για επιδότηση ύψους 90%. Γίνεται επομένως αντιληπτό, πως η επιδότηση της αποθηκευτικής μονάδας είναι αναγκαία προκειμένου να συμπεριληφθεί στην επένδυση. Χαμηλότερα ποσοστά επιδότησης θα επέτρεπαν ενδεχομένως την εγκατάσταση BESS, αλλά θα επέφεραν μικρότερη οικονομική εξοικονόμηση από εκείνη που επιτεύχθηκε στο πλαίσιο της βελτιστοποίησης.

Σε όλα τα σενάρια υπό εξέταση διαπιστώθηκε σημαντική οικονομική ωφέλεια, τόσο με βάση τον Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης, που κυμάνθηκε μεταξύ 25% και 30%, όσο και εξετάζοντας το LCOE της κατανάλωσης. Παρά το σύνολο των σχετιζόμενων με το PV&BESS δαπανών, η ενεργειακή και οικονομική εξοικονόμηση που επιτυγχάνεται είναι ικανή να μειώσει το LCOE μεσοσταθμικά κατά 20 % σε σύγκριση με τη μη πραγματοποίηση οποιαδήποτε επένδυσης και την αποκλειστική κάλυψη του φορτίου από το δίκτυο.

8.2 Επεκτάσεις:

Στοιχεία που χρήζουν, ενδεχομένως, περαιτέρω εξέτασης ή και πιθανές επεκτάσεις του μοντέλου περιλαμβάνουν τα εξής:

Υλοποίηση ή εκτίμηση πρόβλεψης για τη μελλοντική διακύμανση και μεταβολή των ρυθμιζόμενων χρεώσεων. Οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις αποτελούν σημαντικό τμήμα του κόστους προμήθειας ηλεκτρισμού, όμως οι επί μέρους μοναδιαίες χρεώσεις θεωρήθηκαν σταθερές για το σύνολο της διάρκειας που εξετάστηκε. Στην πραγματικότητα, οι χρεώσεις αυτές μεταβάλλονται συχνά, ως απόρροια κυβερνητικών πολιτικών, επενδύσεων στις ενεργειακές υποδομές και εν γένει αστάθμητων παραγόντων.

Συμπερίληψη πιθανών αναγκαστικών περικοπών εγχεόμενης ισχύος στο δίκτυο. Αν και ελάχιστο τμήμα της φ/β παραγωγής εν τέλει εξάγεται (κάτω από 5% σε όλα τα σενάρια, και πρακτικά μηδενικό όταν υπάρχει δυναμική τιμολόγηση), είναι πιθανό να απαιτηθεί, σε βάθος χρόνου ο περιορισμός της εγχεόμενης ισχύος για λόγους συμφόρησης του δικτύου.

Αναλυτικότερη υλοποίηση των μεθόδων τιμολόγησης ηλεκτρικής ενέργειας. Αφενός μπορούν να εξεταστούν περισσότερα σχήματα τιμολόγησης, με έμφαση σε ευέλικτα και δυναμικώς μεταβαλλόμενα, αφετέρου μπορεί να υλοποιηθεί με περισσότερη ακρίβεια η σύνθεση της ταρίφας προμήθειας. Στην παρούσα εργασία, η σύνθεση αυτή, βασίστηκε στην προβλεπόμενη MCP. Η επίδραση πρωταρχικά της λιανικής αγοράς και δευτερευόντως της αγοράς εξισορρόπησης, στη διαμόρφωση της τελικής τιμής είναι λιγότερο προφανής και απαιτεί βαθύτερη ανασκόπηση της αγοράς, ενώ μελλοντικές προβλέψεις θα είναι εξίσου εκτεθειμένες σε αστάθμητους παράγοντες.

Τέλος, δύναται να μελετηθεί η μεταβολή της ζήτησης του φορτίου, από χρόνο σε χρόνο, τόσο ποσοτικά, όσο και ποιοτικά. Στην ίδια κατεύθυνση, μπορεί να εξεταστεί και μεταβολή της ηλιακής παραγωγής. Ακόμα, εφόσον η εργασία επικεντρώνεται σε βιομηχανικούς πελάτες Μ.Τ., θα γινόταν να συμπεριληφθούν και άλλες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρισμού, όπως μικρές ανεμογεννήτριες ή ΣΥΘΗΑ, των οποίων η παραγωγή χαρακτηρίζεται από διαφορετική μεταβλητότητα, περιορισμούς και δαπάνες.

Κεφάλαιο 9 Βιβλιογραφία

- [1] E. Aman *et al.*, “Optimal Siting of Distributed Generation Unit in Power Distribution System considering Voltage Profile and Power Losses,” *Math Probl Eng*, vol. 2022, p. 14, Sep. 2022, doi: 10.1155/2022/5638407.
- [2] Βασίλειος Β. Πασχαλίδης, *Ο Υποσταθμός Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Αθήνα, 2003.
- [3] H. Ergun, D. Van Hertem, O. Gomis-Bellmunt, and J. Liang, “CHAPTER 4 COMPARISON OF HVAC AND HVDC TECHNOLOGIES,” 2016.
- [4] C. J. Pillay, M. Kabeya, and I. E. Davidson, “Transmission Systems: HVAC vs HVDC.”
- [5] A. Kalair, N. Abas, and N. Khan, “Comparative study of HVAC and HVDC transmission systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1653–1675, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.288>.
- [6] B. Kroposki *et al.*, “Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 2, pp. 61–73, 2017, doi: 10.1109/MPE.2016.2637122.
- [7] Z. Sahli, H. Abdellatif, A. Bekrar, and D. Trentesaux, “Reactive Power Dispatch Optimization with Voltage Profile Improvement Using an Efficient Hybrid Algorithm,” *Energies (Basel)*, vol. 11, p. 2134, Sep. 2018, doi: 10.3390/en11082134.
- [8] (Usa and T. Bruckner, “Summary for Policy Makers Lead Authors: Special Advisor.”
- [9] T. C. Coburn and B. C. Farhar, “Public Reaction to Renewable Energy Sources and Systems,” in *Encyclopedia of Energy*, C. J. Cleveland, Ed., New York: Elsevier, 2004, pp. 207–222. doi: <https://doi.org/10.1016/B0-12-176480-X/00462-9>.
- [10] “Glossary:Renewable energy sources - Statistics Explained.” Accessed: Sep. 22, 2024. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Renewable_energy_sources
- [11] J. K. Kaldellis, “The contribution of small hydro power stations to the electricity generation in Greece: Technical and economic considerations,” *Energy Policy*, vol. 35, no. 4, pp. 2187–2196, 2007, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.06.021>.
- [12] “In collaboration with Statistical Review of World Energy,” 2024.
- [13] I. Renewable Energy Agency, *RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2024 STATISTIQUES D’ÉNERGIE RENOUVELABLE 2024 ESTADÍSTICAS DE ENERGÍA RENOVABLE 2024*. 2024. [Online]. Available: www.irena.org

- [14] J. Widén *et al.*, “Variability assessment and forecasting of renewables: A review for solar, wind, wave and tidal resources,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 356–375, 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.019>.
- [15] P. L. Wevita, R. Matsushashi, and T. Yoshioka, “Smoothing effect of distributed wind farms and its impact on output fluctuation,” in *2013 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2013, pp. 938–943. doi: 10.1109/ICRERA.2013.6749886.
- [16] J. Marcos, L. Marroyo, E. Lorenzo, and M. García, “Smoothing of PV power fluctuations by geographical dispersion,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 20, no. 2, pp. 226–237, 2012, doi: <https://doi.org/10.1002/pip.1127>.
- [17] E. J. Fertig, A. V Favorov, and M. F. Ochs, “Identifying context-specific transcription factor targets from prior knowledge and gene expression data,” in *2012 IEEE International Conference on Bioinformatics and Biomedicine*, 2012, pp. 1–6. doi: 10.1109/BIBM.2012.6392656.
- [18] “Electric generator capacity factors vary widely across the world - U.S. Energy Information Administration (EIA).” Accessed: Sep. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=22832>
- [19] A. M. Foley, P. G. Leahy, A. Marvuglia, and E. J. McKeogh, “Current methods and advances in forecasting of wind power generation,” *Renew Energy*, vol. 37, no. 1, pp. 1–8, 2012, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.05.033>.
- [20] H. Ye, B. Yang, Y. Han, and N. Chen, “State-Of-The-Art Solar Energy Forecasting Approaches: Critical Potentials and Challenges,” *Front Energy Res*, vol. 10, Mar. 2022, doi: 10.3389/fenrg.2022.875790.
- [21] R. Blaga, A. Sabadus, N. Stefu, C. Dughir, M. Paulescu, and V. Badescu, “A current perspective on the accuracy of incoming solar energy forecasting,” *Prog Energy Combust Sci*, vol. 70, pp. 119–144, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.10.003>.
- [22] S. Hanifi, X. Liu, Z. Lin, and S. Lotfian, “A Critical Review of Wind Power Forecasting Methods—Past, Present and Future,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 15, 2020, doi: 10.3390/en13153764.
- [23] J. Zhang, J. Yan, D. Infield, Y. Liu, and F. Lien, “Short-term forecasting and uncertainty analysis of wind turbine power based on long short-term memory network and Gaussian mixture model,” *Appl Energy*, vol. 241, pp. 229–244, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.03.044>.
- [24] P. Rappaport, “The photovoltaic effect and its utilization,” *Solar Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 8–18, 1959, doi: [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(59\)90002-7](https://doi.org/10.1016/0038-092X(59)90002-7).
- [25] A. Mohammad Bagher, “Types of Solar Cells and Application,” *American Journal of Optics and Photonics*, vol. 3, no. 5, p. 94, 2015, doi: 10.11648/j.ajop.20150305.17.

- [26] A. Dixit, A. Saxena, R. Sharma, D. Behera, and S. Mukherjee, "Solar Photovoltaic Principles," in *Solar PV Panels*, B. I. Ismail, Ed., Rijeka: IntechOpen, 2023, ch. 1. doi: 10.5772/intechopen.109730.
- [27] B. Zaidi, "Introductory Chapter: Introduction to Photovoltaic Effect," 2018, pp. 1–8. doi: 10.5772/intechopen.74389.
- [28] R. P. and K. D. P. Namrata Kumari and Saini, "Introduction to Photovoltaic Solar Energy," in *Wind and Solar Energy Systems*, Singapore: Springer Nature Singapore, 2024, pp. 101–134. doi: 10.1007/978-981-99-9710-7_3.
- [29] A. S. Al-Ezzi and M. N. M. Ansari, "Photovoltaic Solar Cells: A Review," *Applied System Innovation*, vol. 5, no. 4, 2022, doi: 10.3390/asi5040067.
- [30] A. Bahrami, S. Mohammadnejad, and S. Soleimaninezhad, "Photovoltaic cells technology: Principles and recent developments," *Opt Quantum Electron*, vol. 45, no. 2, pp. 161–197, Feb. 2013, doi: 10.1007/s11082-012-9613-9.
- [31] M. Bertolli, "Solar Cell Materials," 2008.
- [32] T. Markvart and L. Castañer, "Principles of Solar Cell Operation," in *McEvoy's Handbook of Photovoltaics (Third Edition)*, Third Edition., S. A. Kalogirou, Ed., Academic Press, 2018, pp. 3–28. doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809921-6.00001-X>.
- [33] M. B. Hayat, D. Ali, K. C. Monyake, L. Alagha, and N. Ahmed, "Solar energy—A look into power generation, challenges, and a solar-powered future," *Int J Energy Res*, vol. 43, no. 3, pp. 1049–1067, 2019, doi: <https://doi.org/10.1002/er.4252>.
- [34] H. Al Mahdi, P. G. Leahy, M. Alghoul, and A. P. Morrison, "A Review of Photovoltaic Module Failure and Degradation Mechanisms: Causes and Detection Techniques," *Solar*, vol. 4, no. 1, pp. 43–82, Jan. 2024, doi: 10.3390/solar4010003.
- [35] W. Luo *et al.*, "Potential-induced degradation in photovoltaic modules: A critical review," Jan. 01, 2017, *Royal Society of Chemistry*. doi: 10.1039/c6ee02271e.
- [36] S. Pandey, S. Kumar, R. Mhatre, and T. Singh, "Analysis of Performance Degradation of PV Modules."
- [37] S. Sharma, G. Raina, P. Malik, V. Sharma, and S. Sinha, "Different Degradation Modes of PV Modules: An Overview," 2022, pp. 99–127. doi: 10.1007/978-981-19-5201-2_6.
- [38] J. Kim, M. Rabelo, S. P. Padi, H. Yousuf, E. C. Cho, and J. Yi, "A review of the degradation of photovoltaic modules for life expectancy," Jul. 02, 2021, *MDPI AG*. doi: 10.3390/en14144278.
- [39] P. Denholm, E. Ela, B. Kirby, and M. Milligan, "The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation," 2010. [Online]. Available: <http://www.osti.gov/bridge>

- [40] D. O. Akinyele and R. K. Rayudu, "Review of energy storage technologies for sustainable power networks," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 8, pp. 74–91, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2014.07.004>.
- [41] E. T. Sayed *et al.*, "Renewable Energy and Energy Storage Systems," *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 3, 2023, doi: 10.3390/en16031415.
- [42] "CNESA Global Energy Storage Market Analysis—2020.Q3 (Summary) — China Energy Storage Alliance." Accessed: Sep. 22, 2024. [Online]. Available: <https://en.cnesa.org/latest-news/2020/11/17/cnesa-global-energy-storage-market-analysis2020q3-summary>
- [43] J. Görtz, M. Aouad, S. Wieprecht, and K. Terheiden, "Assessment of pumped hydropower energy storage potential along rivers and shorelines," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 165, p. 112027, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.112027>.
- [44] N. Gupta, N. Kaur, S. K. Jain, and K. Singh Joshal, "Chapter 3 - Smart grid power system," in *Advances in Smart Grid Power System*, A. Tomar and R. Kandari, Eds., Academic Press, 2021, pp. 47–71. doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824337-4.00003-5>.
- [45] S. Ould Amrouche, D. Rekioua, T. Rekioua, and S. Bacha, "Overview of energy storage in renewable energy systems," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 45, pp. 20914–20927, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.243>.
- [46] G. dos Reis, C. Strange, M. Yadav, and S. Li, "Lithium-ion battery data and where to find it," *Energy and AI*, vol. 5, p. 100081, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2021.100081>.
- [47] A. K. Koech, G. Mwandila, F. Mulolani, and P. Mwaanga, "Lithium-ion battery fundamentals and exploration of cathode materials: A review," *S Afr J Chem Eng*, vol. 50, pp. 321–339, 2024, doi: <https://doi.org/10.1016/j.sajce.2024.09.008>.
- [48] S. Sepasi, "Adaptive state of charge estimation for battery packs", doi: 10.13140/RG.2.1.4737.5209.
- [49] B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson, and D. S. Kirschen, "Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1131–1140, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2578950.
- [50] M. Dubarry and B. Y. Liaw, "Identify capacity fading mechanism in a commercial LiFePO4 cell," *J Power Sources*, vol. 194, no. 1, pp. 541–549, Oct. 2009, doi: 10.1016/j.jpowsour.2009.05.036.
- [51] P. L. C. García-Miguel, J. Alonso-Martínez, S. Arnaltes Gómez, M. García Plaza, and A. P. Asensio, "A Review on the Degradation Implementation for the Operation of Battery Energy Storage Systems," Sep. 01, 2022, *MDPI*. doi: 10.3390/batteries8090110.
- [52] C. Rosenkranz, Johnson, and A. Leineufer, "Modern Battery Systems for Plug-In Hybrid Electric Vehicles," 2007. [Online]. Available: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:18360671>

- [53] M. Broussely, “3 Aging Mechanisms and Calendar-Life Predictions in Lithium-Ion Batteries.”
- [54] K. Amine, J. Liu, and I. Belharouak, “High-temperature storage and cycling of C-LiFePO₄/graphite Li-ion cells,” *Electrochem commun*, vol. 7, no. 7, pp. 669–673, Jul. 2005, doi: 10.1016/j.elecom.2005.04.018.
- [55] T. D. Tran, J. H. Feikert, R. W. Pekala, and K. Kinoshita, “Rate effect on lithium-ion graphite electrode performance,” *J Appl Electrochem*, vol. 26, pp. 1161–1167, 1996, [Online]. Available: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:95295153>
- [56] R. Rao, S. Vrudhula, and D. Rakhmatov, “Battery Modeling for Energy-Aware System Design,” *Computer (Long Beach Calif)*, vol. 36, pp. 77–87, Sep. 2004, doi: 10.1109/MC.2003.1250886.
- [57] B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson, and D. S. Kirschen, “Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1131–1140, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2578950.
- [58] I. Laresgoiti, S. Käbitz, M. Ecker, and D. U. Sauer, “Modeling mechanical degradation in lithium ion batteries during cycling: Solid electrolyte interphase fracture,” *J Power Sources*, vol. 300, pp. 112–122, Dec. 2015, doi: 10.1016/j.jpowsour.2015.09.033.
- [59] H. J. Santner *et al.*, “Acrylic acid nitrile, a film-forming electrolyte component for lithium-ion batteries, which belongs to the family of additives containing vinyl groups,” *J Power Sources*, vol. 119–121, pp. 368–372, 2003, doi: [https://doi.org/10.1016/S0378-7753\(03\)00268-4](https://doi.org/10.1016/S0378-7753(03)00268-4).
- [60] R. Spotnitz, “Simulation of capacity fade in lithium-ion batteries,” *J Power Sources*, vol. 113, no. 1, pp. 72–80, 2003, doi: [https://doi.org/10.1016/S0378-7753\(02\)00490-1](https://doi.org/10.1016/S0378-7753(02)00490-1).
- [61] H. Χαλκιαδάκη, “The European Target Model in energy markets. Objectives, challenges and prospects,” Nov. 2021, doi: 10.26267/UNIPi_DIONE/1298.
- [62] P. Cramton, “Electricity market design,” *Oxf Rev Econ Policy*, vol. 33, no. 4, pp. 589–612, Dec. 2017, doi: 10.1093/oxrep/grx041.
- [63] K. Mayer and S. Trück, “Electricity markets around the world,” *Journal of Commodity Markets*, vol. 9, pp. 77–100, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jcomm.2018.02.001>.
- [64] F. Mousavi, M. Nazari-Heris, B. Mohammadi-Ivatloo, and S. Asadi, “Chapter 1 - Energy market fundamentals and overview,” in *Energy Storage in Energy Markets*, B. Mohammadi-Ivatloo, A. Mohammadpour Shotorbani, and A. Anvari-Moghaddam, Eds., Academic Press, 2021, pp. 1–21. doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820095-7.00005-4>.
- [65] B. Мохов and T. Demyanenko, “Modeling prices of wholesale market of electric energy and power by the example of the UPS of the Ural,” *SHS Web of Conferences*, vol. 35, p. 1096, Sep. 2017, doi: 10.1051/shsconf/20173501096.

- [66] “The Integrated Electricity Markets in Greece and SE Europe, the Role of the International Electricity Interconnections and the Impact on Industry IENE Working Paper No30”, Accessed: Sep. 22, 2024. [Online]. Available: www.iene.gr,
- [67] K. Mayer and S. Trück, “Electricity markets around the world,” *Journal of Commodity Markets*, vol. 9, pp. 77–100, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jcomm.2018.02.001>.
- [68] “EU Target Model Implementation towards Sustainability-The Case Study of Greek Power Market.”
- [69] E. Venizelos and E. Βενιζέλος, “EU Target Model Implementation towards sustainability - The case study of Greek power market,” 2021, doi: [10.26267/UNIPIDIONE/763](https://doi.org/10.26267/UNIPIDIONE/763).
- [70] “HENEx – Europex.” Accessed: Sep. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.europex.org/members/henex/>
- [71] “Derivatives - EnExGroup.” Accessed: Sep. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.enexgroup.gr/web/guest/derivatives-markets>
- [72] “European Electricity Forward Markets and Hedging Products-State of Play and Elements for Monitoring Final Report/LOT 2/RFS 05-European Electricity Forward Markets and Hedging Products-State of Play and Elements for Monitoring Final Report,” 2015, Accessed: Sep. 22, 2024. [Online]. Available: www.eca-uk.com
- [73] C. Batlle, P. Mastropietro, and R. Gómez-Elvira, “Toward a Fuller Integration of the EU Electricity Market: Physical or Financial Transmission Rights?,” *The Electricity Journal*, vol. 27, no. 1, pp. 8–17, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2013.12.001>.
- [74] “Basics of the Power Market | EPEX SPOT.” Accessed: Sep. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/basicspowermarket>
- [75] “Αγορά Εξισορρόπησης - Rae Website.” Accessed: Sep. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.rae.gr/ilektrismos/xondremporiki-agora-diasynd-systima/agora-exisorropisis/>
- [76] L. Zhou, Y. Zhang, X. Lin, C. Li, Z. Cai, and P. Yang, “Optimal sizing of PV and bess for a smart household considering different price mechanisms,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 41050–41059, Jun. 2018, doi: [10.1109/ACCESS.2018.2845900](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2845900).
- [77] Y. Wang and L. Li, “Time-of-use electricity pricing for industrial customers: A survey of U.S. utilities,” *Appl Energy*, vol. 149, pp. 89–103, Jul. 2015, doi: [10.1016/j.apenergy.2015.03.118](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.118).
- [78] “Σχετικά με τη PAAEY - Rae Website.” Accessed: Sep. 23, 2024. [Online]. Available: <https://www.rae.gr/sxetika-me-ti-rae/>
- [79] R. Dufo-López and J. L. Bernal-Agustín, “A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain,” *Energy*, vol. 84, pp. 684–694, 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.031>.

- [80] G. C. Christoforidis *et al.*, “A Model for the Assessment of Different Net-Metering Policies,” *Energies (Basel)*, vol. 9, no. 4, 2016, doi: 10.3390/en9040262.
- [81] ΔΕΔΔΗΕ, “Εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού (net metering) από αυτοπαραγωγούς σύμφωνα με την ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382/19.2.2019 (ΦΕΚ Β’ 759/5.3.2019),” 2019, Accessed: Sep. 23, 2024. [Online]. Available: https://deddie.gr/media/17291/efarmogi-energeiakou-symphsifismou-autoparagogen-erotiseis-apantiseis-15_1_2022_final.pdf
- [82] “Back to Basics: Unraveling How Distributed Generation is Compensated and Why It’s Important | State, Local, and Tribal Governments | NREL.” Accessed: Sep. 25, 2024. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/state-local-tribal/blog/posts/back-to-basics-unraveling-how-distributed-generation-is-compensated-and-why-its-important.html>
- [83] Σ. Κυρουσης, “Τεχνικοοικονομική Μελέτη Φωτοβολταϊκού Πάρκου στη ΒΙΠΕ Κομοτηνής και Σύγκριση με το Net Metering της Ίδιας Μονάδας,” 2023.
- [84] Μπουζούκης Δ. Νικόλαος, “Οικονομοτεχνική Μελέτη Εγκατάστασης Φωτοβολταϊκού Συστήματος για Net Metering στο Εργοστάσιο ‘Ευάγγελος και Κωνσταντίνος Έξαρχος & ΣΙΑ Ο.Ε.,” Dec. 2021.
- [85] “Net Metering - Διαδικασία - Δικαιολογητικά - Τιμές | MP Energy.” Accessed: Sep. 23, 2024. [Online]. Available: <https://www.mp-energy.gr/%CE%B1%CF%85%CF%84%CE%BF%CF%80%CE%B1%CF%81%CE%B1%CE%B3%CF%89%CE%B3%CE%B7-%CE%B5%CE%BD%CE%B5%CF%81%CE%B3%CE%B5%CE%B9%CE%B1%CF%83/net-metering.html>
- [86] Ι. Χαλκιαδάκης, “Σχολή Θετικών Επιστημών και Τεχνολογίας Διαχείριση παραγωγής-κατανάλωσης ενέργειας σε εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών συστημάτων με αποθήκευση ενέργειας,” Πάτρα, Sep. 2020. Accessed: Sep. 23, 2024. [Online]. Available: <https://apothesis.eap.gr/archive/item/78115?lang=en>
- [87] K. W. Costello and R. C. Hemphill, “Electric Utilities’ ‘Death Spiral’: Hyperbole or Reality?,” *The Electricity Journal*, vol. 27, no. 10, pp. 7–26, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2014.09.011>.
- [88] C. Eid, J. Reneses Guillén, P. Frías Marín, and R. Hakvoort, “The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives,” *Energy Policy*, vol. 75, pp. 244–254, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.011>.
- [89] “Υπ. Απόφαση ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/93976/2772/2024”.
- [90] “Introduction.” Accessed: Sep. 23, 2024. [Online]. Available: https://www.gams.com/latest/docs/UG_Introduction.html

- [91] “The European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics, Factsheet: Low-cost PV - The Key for Sustainable Future Energy System,” 2024. [Online]. Available: www.etip-pv.eu
- [92] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, “Photovoltaic degradation rates - An Analytical Review,” Jan. 2013. doi: 10.1002/pip.1182.
- [93] Σταυρούλα Μαριάμου, “Αξιολόγηση επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ και βελτιστοποίηση κινήτρων με χρήση διεπίπεδου προγραμματισμού , Διπλωματική Εργασία,” Feb. 2014, Accessed: Oct. 01, 2024. [Online]. Available: <http://artemis.cslab.ece.ntua.gr:8080/jspui/handle/123456789/16841>
- [94] 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, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.06.051>.