



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

**Μοντελοποίηση του ευρωπαϊκού συστήματος ηλεκτρικής  
ενέργειας με έμφαση στην Νοτιοανατολική Ευρώπη υπό  
συνθήκες υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

της

**Ασημίνας Φουντά**

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

Αθήνα, Φεβρουάριος 2024





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

**Μοντελοποίηση του ευρωπαϊκού συστήματος ηλεκτρικής  
ενέργειας με έμφαση στην Νοτιοανατολική Ευρώπη υπό  
συνθήκες υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

της

**Ασημίνας Φουντά**

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

Εγκρίθηκε από την τριμελή επιτροπή την 12η Απριλίου 2024.

.....  
Σταύρος Παπαθανασίου  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....  
Πάυλος Γεωργιλάκης  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....  
Γεώργιος Κορρές  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Φεβρουάριος 2024

.....  
**Ασημίνα Φουντά**

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

Copyright © Φουντά Ασημίνα, 2024.

Με επιφύλαξη κάθε δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ' ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

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

# Περίληψη

Η παρούσα διπλωματική εργασία διερευνά τη μετάβαση του ευρωπαϊκού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας προς ένα βιώσιμο σύστημα απαλλαγμένο από εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, ως ένα απαραίτητο βήμα προς την επίτευξη ενός μέλλοντος μηδενικών καθαρών εκπομπών. Για την επίτευξη αυτών των επιδιώξεων λαμβάνονται μέτρα και πολιτικές σε παγκόσμιο, ευρωπαϊκό και εθνικό επίπεδο. Τα μέτρα αφορούν την ενίσχυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, την ενίσχυση και επέκταση των μονάδων αποθήκευσης, την βελτίωση της λειτουργίας των ήδη υπάρχοντων διασυνδέσεων και την κατασκευή νέων, την σύζευξη των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας των κρατών.

Για την μοντελοποίηση και βελτιστοποίηση του ευρωπαϊκού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιείται το λογισμικό Python for Power System Analysis (PyPSA). Στο περιβάλλον PyPSA ενσωματώνονται πρόσθετοι περιορισμοί βελτιστοποίησης που σχετίζονται με τη διαχείριση ταμειωτήρων υδροηλεκτρικής ενέργειας και τις απαιτήσεις σε εφεδρεία.

Αρχικά εξετάζεται και παρουσιάζεται το βασικό σενάριο λειτουργίας του συστήματος το έτος 2030. Στην συνέχεια, διερευνάται η μεταβολή της διείσδυσης των φωτοβολταϊκών στο σύστημα της ηπειρωτικής Ελλάδας και στις χώρες της Νοτιοανατολικής Ευρώπης. Σε κάθε διερεύνηση μελετώνται τα ακόλουθα: το ενεργειακό μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής των χωρών ενδιαφέροντος, η λειτουργία των αποθηκευτικών και αντλησιοταμειωτικών μονάδων, τα επίπεδα διείσδυσης και περικοπών ΑΠΕ, η παραγωγή των συμβατικών μονάδων και οι οριακές τιμές των ζωνών του συστήματος. Παράλληλα, τα σενάρια κάθε διερεύνησης συγκρίνονται μέσω της μεθόδου ανάλυσης κόστους-οφέλους με σκοπό την ανάδειξη της οικονομικά πιο ωφέλιμης περίπτωσης.

Συνοψίζοντας, η παρούσα εργασία προσφέρει πολύτιμες γνώσεις σχετικά με την λειτουργία, την δυναμικότητα και τους περιορισμούς του ευρωπαϊκού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Η μελέτη προτείνει τρόπους ενίσχυσης του συστήματος με στόχο την σταδιακή απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα και την κατασκευή ενός πράσινου και βιώσιμου μέλλοντος.

**Λέξεις Κλειδιά:** αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, ανάλυση κόστους-οφέλους, ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, απανθρακοποίηση, διασυννοριακές διασυνδέσεις, διείσδυση ΑΠΕ, εφεδρεία, οριακή τιμή, περικοπές ΑΠΕ, πρόβλημα βελτιστοποίησης, σύζευξη αγορών, συστήματα αποθήκευσης μπαταριών, τιμή εκκαθάρισης της αγοράς, υδροηλεκτρικοί σταθμοί, φωτοβολταϊκά.

# Abstract

This dissertation explores the transition of the pan-European power system towards decarbonization in the context of the climate crisis and the imperative to achieve net-zero emissions. For the success of these pursuits, measures and policies are implemented at global, pan-European and national level. These policies concern the further development of renewable energy sources, the development of storage units, the improvement of the already in use interconnections, the construction of new ones and the coupling of the country's electricity markets.

Python for Power System Analysis (PyPSA) framework is being employed to model and optimize the development of the pan-European power network. Additional optimization constraints related to hydropower reservoir management and reserve requirements are incorporated into the PyPSA environment.

Through scenario analysis, the dissertation presents the outcomes of different pathways towards decarbonization, including baseline scenarios for 2030, variations in Greece's photovoltaic (PV) capacity, and variations in the photovoltaic capacity in the Southeast European countries. Results encompass the generation mix, utilization of storage technologies, operation of cross-border interconnections, renewable energy penetration and curtailment, conventional generation levels, and marginal prices. Additionally, cost-benefit analysis (CBA) outcomes shed light on the economic viability of these scenarios.

In conclusion, this study offers valuable insights into the operation, potential and constraints of the pan-European electricity system, providing at the same time a foundation for future research endeavours.

**Keywords:** battery storage systems, cost-benefit analysis, cross-border interconnections, decarbonisation, electricity markets, hydropower, marginal prices, market clearing price, market coupling, net zero, optimization problem, PyPSA, renewables, renewables curtailment, renewables penetration, reserves, solar photovoltaics.

# Ευχαριστίες

Αρχικά, θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου στον επιβλέποντα της διπλωματικής μου εργασίας, καθηγητή κ. Σταύρο Παπαθανασίου, για την στήριξη, την εμπιστοσύνη και την δυνατότητα που μου παρείχε να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον και επίκαιρο θέμα.

Θα ήθελα ακόμη να ευχαριστήσω τον κ. Γεώργιο Ψαρρό, διδάκτορα της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ, για την άριστη συνεργασία μας, για την κατανόηση, την εμπιστοσύνη, την υποστήριξη, και την διαρκή καθοδήγησή του.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένεια μου, τους γονείς και τα αδέρφια μου, τους συγγενείς, τους φίλους και τις φίλες μου για την υποστήριξη, την εμπιστοσύνη και την αγάπη τους.

# Περιεχόμενα

<b>1</b>	<b>Εισαγωγή</b>	<b>1</b>
1.1	Κλιματική αλλαγή και μέτρα για την αντιμετώπισή της . . . . .	1
1.1.1	Παγκόσμιο επίπεδο . . . . .	1
1.1.2	Ευρωπαϊκό επίπεδο . . . . .	4
1.1.3	Εθνικό επίπεδο . . . . .	5
1.2	Υδροηλεκτρικοί σταθμοί . . . . .	7
1.2.1	Υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής φυσικής ροής (Run of River and Pondage) . . . . .	8
1.2.2	Υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής με ταμιευτήρα (Hydro Reservoir) . . . . .	9
1.2.3	Αντλιοσταμειωτικοί σταθμοί (Pump Storage Hydropower) . . . . .	9
1.3	Συστήματα αποθήκευσης μπαταριών . . . . .	11
1.3.1	Τύποι μπαταριών . . . . .	11
1.4	Λειτουργία και ενίσχυση των διασυνδέσεων . . . . .	16
1.5	Αγορές ηλεκτρισμού . . . . .	17
1.5.1	Δημοπρασίες . . . . .	18
1.5.2	Μοντέλο Στόχος . . . . .	21
1.5.3	Σύζευξη Αγορών . . . . .	22
<b>2</b>	<b>Ανάπτυξη μαθηματικού μοντέλου</b>	<b>25</b>
2.1	Εισαγωγή . . . . .	25
2.2	Τα στοιχεία του δικτύου . . . . .	26
2.2.1	Δίκτυο (Network) . . . . .	26
2.2.2	Ζυγός (Bus) . . . . .	27
2.2.3	Γεννήτρια (Generator) . . . . .	28
2.2.4	Αποθηκευτική μονάδα (Storage Unit) . . . . .	28
2.2.5	Αποθήκη ενέργειας (Store) . . . . .	28
2.2.6	Φορτίο (Load) . . . . .	29
2.2.7	Γραμμές διασύνδεσης (Link) . . . . .	29
2.3	Το μαθηματικό μοντέλο . . . . .	29
2.3.1	Μεταβλητές του προβλήματος . . . . .	30
2.3.2	Αντικειμενική συνάρτηση . . . . .	31
2.3.3	Περιορισμοί γεννητριών (Generator constraints) . . . . .	31
2.3.4	Περιορισμοί αποθηκευτικών μονάδων (Storage units constraints) . . . . .	31
2.3.5	Περιορισμοί αποθηκών ενέργειας . . . . .	32
2.3.6	Περιορισμοί διασυνδετικών γραμμών . . . . .	32
2.3.7	Ισοζύγιο ισχύος . . . . .	33
2.4	Εισαγωγή περιορισμών βελτιστοποίησης . . . . .	33



2.4.1	Αντικατάσταση των μονάδων αποθήκευσης των υδροηλεκτρικών ταμειυτήρων . . . . .	33
2.4.2	Περιορισμοί απαιτήσεων σε εφεδρεία . . . . .	34
2.5	Μεταβλητές εισόδου – εξόδου . . . . .	36
2.6	Μεθοδολογία ανάλυσης κόστους-οφέλους . . . . .	36
<b>3</b>	<b>Τα δεδομένα εισόδου και οι παραδοχές του μοντέλου</b>	<b>38</b>
3.1	Εισαγωγή . . . . .	38
3.2	Δεδομένα εισόδου . . . . .	38
3.3	Επεξεργασία δεδομένων . . . . .	40
3.3.1	Ζήτηση ενέργειας . . . . .	40
3.3.2	Μεταφορική ικανότητα γραμμών . . . . .	40
3.3.3	Παραγωγή ενέργειας . . . . .	42
3.4	Απαιτήσεις σε εφεδρεία . . . . .	47
3.5	Κόστος παραγωγής . . . . .	48
3.6	Ετήσιο κόστος επένδυσης . . . . .	48
3.7	Παραδοχές σχετικά με το μοντέλο και τα δεδομένα . . . . .	49
<b>4</b>	<b>Παρουσίαση και σχολιασμός αποτελεσμάτων</b>	<b>50</b>
4.1	Εισαγωγή . . . . .	50
4.2	Βασικό Σενάριο . . . . .	51
4.2.1	Ισοζύγιο ενέργειας . . . . .	51
4.2.2	Διείσδυση και περικοπές ΑΠΕ, παραγωγή συμβατικών μονάδων . . . . .	58
4.2.3	Λειτουργία διασυνδέσεων . . . . .	68
4.3	Σενάριο αυξημένης διείσδυσης φωτοβολταϊκής παραγωγής στην ηπειρωτική Ελλάδα . . . . .	69
4.3.1	Ισοζύγιο ενέργειας . . . . .	69
4.3.2	Λειτουργία των αποθηκευτικών και αντλησιοταμιευτικών μονάδων . . . . .	71
4.3.3	Διείσδυση και περικοπές ΑΠΕ, παραγωγή συμβατικών μονάδων . . . . .	75
4.3.4	Λειτουργία διασυνδέσεων . . . . .	76
4.3.5	Οριακές τιμές . . . . .	88
4.3.6	Ανάλυση κόστους – οφέλους . . . . .	91
4.4	Σενάριο αυξημένης διείσδυσης φωτοβολταϊκής παραγωγής στην Νοτιοανατολική Ευρώπη . . . . .	92
4.4.1	Ισοζύγιο ενέργειας . . . . .	93
4.4.2	Λειτουργία αποθηκευτικών και αντλησιοταμιευτικών μονάδων . . . . .	94
4.4.3	Διείσδυση και περικοπές ΑΠΕ, παραγωγή συμβατικών μονάδων . . . . .	108
4.4.4	Λειτουργία διασυνδέσεων . . . . .	112
4.4.5	Οριακές τιμές . . . . .	120
4.4.6	Ανάλυση κόστους – οφέλους . . . . .	128
<b>5</b>	<b>Επίλογος</b>	<b>129</b>
5.1	Σύνοψη . . . . .	129
5.2	Μελλοντικές επεκτάσεις . . . . .	131

# Κατάλογος Σχημάτων

1.1	Φυσικές καταστροφές ανά είδος, 1970-2023 [5] . . . . .	2
1.2	Εθνικοί στόχοι για το 2030 σύμφωνα με το ΕΣΣΕΚ . . . . .	6
1.3	Renewables share 2000-2028 [16] . . . . .	8
1.4	Τοπολογία υδροηλεκτρικού σταθμού φυσικής ροής [18] . . . . .	9
1.5	Τοπολογία υδροηλεκτρικού σταθμού με ταμιευτήρα [20] . . . . .	10
1.6	Τοπολογία αντλησιοταμιευτικών σταθμών ανοιχτού και κλειστού κύκλου [21] . . . . .	10
1.7	Μπαταρία λιθίου [23] . . . . .	12
1.8	Μπαταρία μολύβδου-οξέος [22] . . . . .	13
1.9	Μπαταρία νατρίου-θείου [22] . . . . .	14
1.10	Μπαταρία νικελίου-καδμίου [24] . . . . .	15
1.11	Διάγραμμα μπαταρίας ροής [22] . . . . .	15
1.12	ΤΥΝDP 2024 Transmission Projects [28] . . . . .	17
1.13	Δημοπρασία Ομοιόμορφης Τιμής - Uniform Price Auction [31] . . . . .	19
1.14	Δημοπρασία Αποζημίωσης της Προσφοράς - Pay-as-Bid Auction [31] . . . . .	20
1.15	Αποτελέσματα μη ρεαλιστικών προσφορών σε δημοπρασία ΡΑΒΑ [31] . . . . .	20
1.16	Διάγραμμα Μοντέλου Στόχου [32] . . . . .	21
2.1	Ισοζύγιο διατήρησης ενέργειας . . . . .	27
2.2	Είδη εφεδρειών [41] . . . . .	34
3.1	Ευρωπαϊκός χάρτης ζωνών προσφοράς. [42] . . . . .	39
3.2	Συνολική ετήσια ζήτηση. . . . .	40
3.3	Μεταφορική ικανότητα γραμμών. . . . .	41
3.4	Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών. . . . .	42
3.5	Εγκατεστημένη ισχύς χερσαίων αιολικών πάρκων. . . . .	43
3.6	Εγκατεστημένη ισχύς υπεράκτιων αιολικών πάρκων. . . . .	44
3.7	Εγκατεστημένη ισχύς ανά τεχνολογία. . . . .	45
3.8	Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ και συμβατικών μονάδων. . . . .	46
3.9	Απαιτήσεις σε εφεδρεία. . . . .	47
3.10	Κόστος παραγωγής μιας MWh. . . . .	48
4.1	Ενεργειακό Μίγμα Ευρωπαϊκού Συστήματος . . . . .	52
4.2	Ενεργειακό Μίγμα ΑΠΕ . . . . .	52
4.3	Ενεργειακό Μίγμα Συμβατικής Παραγωγής . . . . .	53
4.4	Ισοζύγιο Ενέργειας: Δυτική Ευρώπη . . . . .	54
4.5	Ισοζύγιο Ενέργειας: Κεντρική Ευρώπη . . . . .	55
4.6	Ισοζύγιο Ενέργειας: Βόρεια Ευρώπη . . . . .	56
4.7	Ισοζύγιο Ενέργειας: Νοτιοανατολική Ευρώπη . . . . .	57
4.8	Διείσδυση ΑΠΕ [Βασικό σενάριο] . . . . .	58

4.9	Αλβανία: Ενεργειακό Μίγμα . . . . .	59
4.10	Λιθουανία: Ενεργειακό Μίγμα . . . . .	60
4.11	Δανία: Ενεργειακό Μίγμα . . . . .	60
4.12	Μάλτα: Ενεργειακό Μίγμα . . . . .	61
4.13	Ουκρανία: Ενεργειακό Μίγμα . . . . .	61
4.14	Σλοβακία: Ενεργειακό Μίγμα . . . . .	62
4.15	Περικοπές ΑΠΕ [Βασικό Σενάριο] . . . . .	63
4.16	Λουξεμβούργο: Ενεργειακό Μίγμα . . . . .	64
4.17	Συμβατική Παραγωγή [Βασικό Σενάριο] . . . . .	65
4.18	Βουλγαρία: Ενεργειακό Μίγμα . . . . .	66
4.19	Νορβηγία: Ενεργειακό Μίγμα . . . . .	66
4.20	Πορτογαλία: Ενεργειακό Μίγμα . . . . .	67
4.21	Λειτουργία των διασυνδέσεων ως ποσοστό της χωρητικότητάς τους, τις μεσημβρινές ώρες, 10:00-15:00, και τις υπόλοιπες ώρες της ημέρας. . .	68
4.22	Ισοζύγιο Ενέργειας: Ελλάδα . . . . .	70
4.23	Λειτουργία μπαταριών στην ηπειρωτική Ελλάδα. . . . .	71
4.24	Σύγκριση της λειτουργίας των μπαταριών στην ηπειρωτική Ελλάδα για τα 8 σενάρια. . . . .	71
4.25	Λειτουργία μπαταριών στην Κρήτη. . . . .	72
4.26	Σύγκριση της λειτουργίας των μπαταριών στην Κρήτη για τα 8 σενάρια. . . . .	72
4.27	Λειτουργία υδροηλεκτρικών μονάδων ανοιχτού κύκλου στην ηπειρωτική Ελλάδα. . . . .	73
4.28	Σύγκριση της λειτουργίας των υδροηλεκτρικών μονάδων ανοιχτού κύκλου στην ηπειρωτική Ελλάδα για τα 8 σενάρια. . . . .	73
4.29	Λειτουργία υδροηλεκτρικών μονάδων κλειστού κύκλου στην ηπειρωτική Ελλάδα. . . . .	74
4.30	Σύγκριση της λειτουργίας των υδροηλεκτρικών μονάδων κλειστού κύκλου στην ηπειρωτική Ελλάδα για τα 8 σενάρια. . . . .	74
4.31	Διείσδυση ΑΠΕ και Συμβατική Παραγωγή. . . . .	75
4.32	Περικοπές ΑΠΕ. . . . .	76
4.33	Λειτουργία διασυνδέσεων στο βασικό σενάριο. . . . .	77
4.34	Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV = 15 GW. . . . .	78
4.35	Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV = 17 GW. . . . .	79
4.36	Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV = 19 GW. . . . .	80
4.37	Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV = 21 GW. . . . .	81
4.38	Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV = 23 GW. . . . .	82
4.39	Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV = 25 GW. . . . .	83
4.40	Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV = 27 GW. . . . .	84
4.41	Ροή ισχύος στην διασύνδεση ηπειρωτική Ελλάδας - Κρήτης. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη ζώνη προς την δεύτερη. . . . .	85
4.42	Ροή ισχύος στην διασύνδεση ηπειρωτική Ελλάδας - Αλβανίας. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη ζώνη προς την δεύτερη. . . . .	86
4.43	Ροή ισχύος στην διασύνδεση ηπειρωτική Ελλάδας - Βουλγαρίας. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη ζώνη προς την δεύτερη. . . . .	86

4.44	Ροή ισχύος στην διασύνδεση ηπειρωτική Ελλάδα - Ιταλίας. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη ζώνη προς την δεύτερη. . . . .	86
4.45	Ροή ισχύος στην διασύνδεση ηπειρωτική Ελλάδα - Βόρεια Μακεδονία. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη ζώνη προς την δεύτερη. . . . .	87
4.46	Ροή ισχύος στην διασύνδεση ηπειρωτική Ελλάδα - Τουρκία. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη ζώνη προς την δεύτερη. . . . .	87
4.47	Ροή ισχύος στην διασύνδεση Κύπρου - Κρήτης. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη ζώνη προς την δεύτερη. . . . .	87
4.48	Ηπειρωτική Ελλάδα: Οριακές Τιμές σε ημερήσιους μέσους όρους . . . . .	88
4.49	Κρήτη: Οριακές Τιμές σε ημερήσιους μέσους όρους . . . . .	89
4.50	Κύπρος: Οριακές Τιμές σε ημερήσιους μέσους όρους . . . . .	89
4.51	Ιταλία (ζώνη ITS1): Οριακές Τιμές σε ημερήσιους μέσους όρους . . . . .	89
4.52	Αλβανία: Οριακές Τιμές σε ημερήσιους μέσους όρους . . . . .	90
4.53	Βουλγαρία: Οριακές Τιμές σε ημερήσιους μέσους όρους . . . . .	90
4.54	Τουρκία: Οριακές Τιμές σε ημερήσιους μέσους όρους . . . . .	90
4.55	Καθαρό κέρδος σε Εκατ. Ευρώ για τα 8 σενάρια, όπως προέκυψε από την ανάλυση κόστους-οφέλους . . . . .	91
4.56	Το ισοζύγιο ενέργειας στις χώρες της ΝΑ Ευρώπης . . . . .	93
4.57	Λειτουργία μπαταριών στην Βουλγαρία. . . . .	95
4.58	Λειτουργία μπαταριών στην ηπειρωτική Ελλάδα. . . . .	95
4.59	Λειτουργία μπαταριών στην Κρήτη. . . . .	96
4.60	Λειτουργία μπαταριών στην Κροατία. . . . .	96
4.61	Λειτουργία μπαταριών στην Ουγγαρία. . . . .	97
4.62	Λειτουργία μπαταριών στην Ρουμανία. . . . .	97
4.63	Λειτουργία μπαταριών στην Σλοβενία. . . . .	98
4.64	Στάθμη φόρτισης των μπαταριών στην Βουλγαρία. . . . .	99
4.65	Στάθμη φόρτισης των μπαταριών στην ηπειρωτική Ελλάδα. . . . .	100
4.66	Στάθμη φόρτισης των μπαταριών στην Κρήτη. . . . .	100
4.67	Στάθμη φόρτισης των μπαταριών στην Κροατία. . . . .	101
4.68	Στάθμη φόρτισης των μπαταριών στην Ουγγαρία. . . . .	101
4.69	Στάθμη φόρτισης των μπαταριών στην Ρουμανία. . . . .	102
4.70	Στάθμη φόρτισης των μπαταριών στην Σλοβενία. . . . .	102
4.71	Λειτουργία αντλησιοταμιευτικών μονάδων ανοιχτού κύκλου στην Βοσνία - Ερζεγοβίνη. . . . .	103
4.72	Λειτουργία αντλησιοταμιευτικών μονάδων ανοιχτού κύκλου στην Βουλγαρία. . . . .	104
4.73	Λειτουργία αντλησιοταμιευτικών μονάδων ανοιχτού κύκλου στην ηπειρωτική Ελλάδα. . . . .	104
4.74	Λειτουργία αντλησιοταμιευτικών μονάδων ανοιχτού κύκλου στην Κροατία. . . . .	105
4.75	Λειτουργία αντλησιοταμιευτικών μονάδων ανοιχτού κύκλου στην Ρουμανία. . . . .	105
4.76	Λειτουργία αντλησιοταμιευτικών μονάδων κλειστού κύκλου στην Βουλγαρία. . . . .	106
4.77	Λειτουργία αντλησιοταμιευτικών μονάδων κλειστού κύκλου στην Ηπειρωτική Ελλάδα. . . . .	106

4.78	Λειτουργία αντλησιοταμιευτικών μονάδων κλειστού κύκλου στην Σερβία.	107
4.79	Λειτουργία αντλησιοταμιευτικών μονάδων κλειστού κύκλου στην Σλοβενία.	107
4.80	Διείσδυση ΑΠΕ και Συμβατική Παραγωγή . . . . .	108
4.81	Περικοπές ΑΠΕ . . . . .	109
4.82	Ενεργειακό Μείγμα: Κύπρος . . . . .	110
4.83	Ενεργειακό Μείγμα: Βουλγαρία . . . . .	111
4.84	Λειτουργία διασυνδέσεων στο βασικό σενάριο. . . . .	112
4.85	Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV αύξησης κατά 50%. . . . .	113
4.86	Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV αύξησης κατά 75%. . . . .	114
4.87	Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV αύξησης κατά 100%. . . . .	115
4.88	Ροή ισχύος στην διασύνδεση ηπειρωτική Ελλάδα - Ιταλίας. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη προς την δεύτερη ζώνη . . . . .	117
4.89	Σύγκριση ροής διασύνδεσης ηπειρωτική Ελλάδα - Ιταλίας για τα 4 σενάρια. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη προς την δεύτερη ζώνη. . . . .	117
4.90	Ροή ισχύος στην διασύνδεση Ιταλίας - Μαυροβουνίου. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη προς την δεύτερη ζώνη. . . . .	118
4.91	Σύγκριση ροής διασύνδεσης Ιταλίας - Μαυροβουνίου για τα 4 σενάρια. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη προς την δεύτερη ζώνη. . . . .	118
4.92	Ροή ισχύος στην διασύνδεση Ιταλίας - Σλοβενίας. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη προς την δεύτερη ζώνη. . . . .	119
4.93	Σύγκριση ροής διασύνδεσης Ιταλίας - Σλοβενίας για τα 4 σενάρια. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη προς την δεύτερη ζώνη. . . . .	119
4.94	Οριακές τιμές: Αλβανία . . . . .	120
4.95	Οριακές τιμές: Βοσνία - Ερζεγοβίνη . . . . .	121
4.96	Οριακές τιμές: Βουλγαρία . . . . .	121
4.97	Οριακές τιμές: Κύπρος . . . . .	122
4.98	Οριακές τιμές: Ηπειρωτική Ελλάδα . . . . .	122
4.99	Οριακές τιμές: Κρήτη . . . . .	123
4.100	Οριακές τιμές: Κροατία . . . . .	123
4.101	Οριακές τιμές: Ουγγαρία . . . . .	124
4.102	Οριακές τιμές: Βόρεια Μακεδονία . . . . .	124
4.103	Οριακές τιμές: Μαυροβούνιο . . . . .	125
4.104	Οριακές τιμές: Ρουμανία . . . . .	125
4.105	Οριακές τιμές: Σερβία . . . . .	126
4.106	Οριακές τιμές: Σλοβενία . . . . .	126
4.107	Οριακές τιμές: Τουρκία . . . . .	127
4.108	Καθαρό κέρδος σε Εκατ. Ευρώ για τα 3 σενάρια, όπως προέκυψε από την ανάλυση κόστους-οφέλους. . . . .	128
A'.1	Περιγραφή στοιχείων θηκογράμματος . . . . .	135

# Κατάλογος Πινάκων

2.1 Τα στοιχεία του δικτύου (Components) . . . . .	26
2.2 Δίκτυο (Network) . . . . .	26
2.3 Γεννήτρια (Generator) . . . . .	28
2.4 Αποθηκευτική μονάδα (Storage Unit) . . . . .	28
2.5 Αποθήκη ενέργειας (Store) . . . . .	29
2.6 Φορτίο (Load) . . . . .	29
2.7 Γραμμή διασύνδεσης (Link) . . . . .	29
2.8 Οι μεταβλητές του μοντέλου βελτισποίησης . . . . .	30
2.9 Παροχή εφεδρειών . . . . .	35
2.10 Input variables . . . . .	36
2.11 Output variables . . . . .	36
3.1 Παράμετροι οικονομικής αξιολόγησης ΦΒ εγκαταστάσεων . . . . .	49
4.1 Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών των 4 σεναρίων αυξημένης διείσδυσης φωτοβολταϊκής παραγωγής. . . . .	92
4.2 Δεδομένα εισόδου των αποθηκευτικών και αντλησιοταμιευτηκών μονάδων των χωρών της ΝΑ Ευρώπης . . . . .	94

# Συντομογραφίες

**ΑΚΟ** Ανάλυση Κόστους-Οφέλους  
**ΑΠΕ** Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας  
**ΑΤΣ** Αντλησιοταμιευτικός Σταθμός  
**ΕΕ** Ευρωπαϊκή Ένωση  
**ΕΣΕΚ** Εθνικό Σχέδιο για το Κλίμα  
**ΗΠΑ** Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής  
**ΜΜΜ** Μέσα Μαζικής Μεταφοράς  
**ΝΑ** Νοτιοανατολική  
**ΣΗΕ** Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας  
**ΥΗΣ** Υδροηλεκτρικός Σταθμός  
**ΦΒ** Φωτοβολταϊκά

**ATC** Available Transfer Capacity  
**ENTSO-E** European Network of Transmission System Operators for Electricity  
**ENTSO-G** European Network of Transmission System Operators for Gas  
**ERAA** European Resource Adequacy Assessment  
**ESCO** Energy Service Company  
**FCR** Frequency Containment Reserves  
**FRR** Frequency Restoration Reserves  
**HVAC** High Voltage Alternating Current  
**HVDC** High Voltage Direct Current  
**IEA** International Energy Agency  
**NCV** Net Calorific Value  
**NTC** Net Transfer Capacity  
**PECD** Pan-European Climatic Database  
**PEMMDB** Pan-European Market Model Database  
**PCR** Price Coupling of Regions  
**PV** Photovoltaic  
**PyPSA** Python for Power Systems Analysis  
**SDAC** Single Day-ahead Coupling  
**TYNDP** Ten Year Network Development Plan

# Κεφάλαιο 1

## Εισαγωγή

### 1.1 Κλιματική αλλαγή και μέτρα για την αντιμετώπισή της

Η κλιματική αλλαγή αναφέρεται ως η μακροπρόθεσμη αλλαγή της θερμοκρασίας και των καιρικών συνθηκών λόγω ανθρωπίνων δραστηριοτήτων. Για πολλά χρόνια η φύση, η ζωή στον πλανήτη και τα καιρικά φαινόμενα διατηρούσαν μία ισορροπία που εξυπηρετούσε την συνύπαρξη και την ευημερία όλων. Μετά την Βιομηχανική Επανάσταση (1850) η ισορροπία αυτή άρχισε να χάνεται και η αλλαγή έγινε για πρώτη φορά αντιληπτή από τα μέσα του 20ου αιώνα. Πλέον η κλιματική αλλαγή αποτελεί τεράστια απειλή για την ευημερία της ανθρωπότητας και της βιοποικιλότητας. Η αύξηση της θερμοκρασίας του πλανήτη και των επιπέδων CO<sub>2</sub> στην ατμόσφαιρα οδηγούν σε αλλαγή του τοπικού κλίματος και των καιρικών φαινομένων, αύξηση των φυσικών καταστροφών και άνοδο της στάθμης της θάλασσας [1], επηρεάζουν την γεωργική παραγωγή και την υγεία [2] και συρρικνώνουν την βιοποικιλότητα τροποποιώντας το οικοσύστημα [3]. Σε επίπεδο μακροοικονομίας η κλιματική αλλαγή επηρεάζει την οικονομική δραστηριότητα, τον τουρισμό και την διαθεσιμότητα αγαθών οδηγώντας σε αύξηση τιμών [4]. Το γράφημα 1.1 συνοψίζει την συχνότητα διάφορων φυσικών καταστροφών τα τελευταία 50 έτη.

Μπροστά στην εντατικοποίηση την κλιματικής κρίσης με σχεδόν μη αναστρέψιμα αποτελέσματα, η ανθρωπότητα καλείται να λάβει συντονισμένα και στοχευμένα μέτρα και να συμμορφωθεί με πολιτικές, σε παγκόσμιο και εθνικό επίπεδο. Η αφετηρία έγινε με το πρωτόκολλο του Κιότο (11 Δεκεμβρίου 1997), όπου οι 192 χώρες που το υπέγραψαν δεσμεύτηκαν, μεταξύ άλλων, για την μείωση της εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου κατά 5%, σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή το 1990, με περίοδο με περίοδο δέσμευσης την πενταετία 2008-2012 [6]. Στην συνέχεια, η Συμφωνία του Παρισιού με ισχύ από τον Νοέμβριο του 2016 μέχρι το 2021 καλούσε τα 195 μέλη που την υπέγραψαν σε μία σειρά δεσμεύσεων. Η κυριότερη αυτών ορίζει ως στόχο για το 2050 την διατήρηση την μέσης θερμοκρασίας της γης σε τιμή μικρότερη των 2°C και ιδανικά των περιορισμό της στο επίπεδο των 1.5°C [7].

#### 1.1.1 Παγκόσμιο επίπεδο

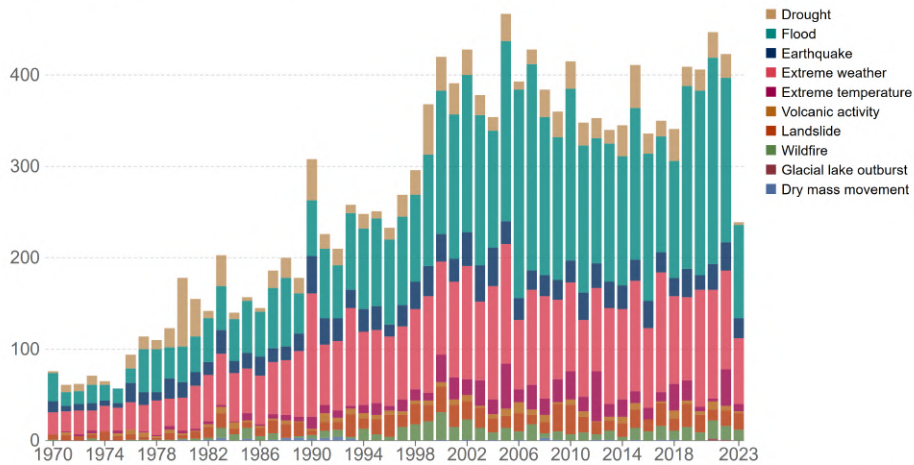
Σε παγκόσμιο επίπεδο, ο Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας (International Energy Agency - IEA) συνέταξε το 2021 την αναφορά «Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector», όπου περιγράφονται οι άξονες που θα πρέπει να ακο-



## Global reported natural disasters by type, 1970 to 2023

The annual reported number of natural disasters, categorised by type. The number of global reported natural disaster events in any given year. Note that this largely reflects increases in data reporting, and should not be used to assess the total number of events.

Our World  
in Data



Data source: EM-DAT, CRED / UCLouvain (2023)

Note: Data includes disasters recorded up to September 2023.

OurWorldInData.org/natural-disasters | CC BY

Σχήμα 1.1: Φυσικές καταστροφές ανά είδος, 1970-2023 [5]

λουθηθούν ώστε να εκπληρωθεί ο στόχος της ενεργειακής ουδετερότητας έως το έτος 2050 [8]. Λαμβάνοντας υπόψιν τις σημαντικές αλλαγές που έχει δει από τότε ο ενεργειακός τομέας, το 2023 εκδόθηκε η ανανεωμένη έκδοση «Net Zero Roadmap – A Global Pathway to Keep the 1.5°C Goal in Reach» [9]. Οι αναφορές αυτές συνιστούν έναν οδικό χάρτη προς την επίτευξη μηδενικών καθαρών εκπομπών CO<sub>2</sub> έως το 2050, προτείνοντας την υιοθέτηση μιας πληθώρας μέτρων και πολιτικών.

### Ενεργειακή απόδοση

Η ελάττωση της αύξησης της ενεργειακής ζήτησης μέσω της βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης συμβάλλει σημαντικά στον δρόμο προς την κλιματική ουδετερότητα. Μέτρα βελτίωσης της αποδοτικότητας στους τομείς της βιομηχανίας, των κτιρίων, των ηλεκτρικών συσκευών και των μεταφορών θα πρέπει να ληφθούν και να εντατικοποιηθούν τα επόμενα χρόνια. Έως το 2050 προβλέπεται η πλειοψηφία των υπάρχοντων κτιρίων να έχουν ανακαινιστεί και μετατραπεί σε κτίρια μηδενικού ανθρακικού αποτυπώματος. Στον τομέα των μεταφορών επιβάλλονται αυστηροί κανονισμοί οικονομίας καυσίμου και διασφαλίζεται ο περιορισμός των πωλήσεων επιβατικών αυτοκινήτων με μηχανές εσωτερικής καύσης μετά το 2035, οδηγώντας σε ραγδαία στροφή προς την αγορά ηλεκτρικών οχημάτων.

### Εξηλεκτρισμός

Η άμεση χρήση ηλεκτρικής ενέργειας χαμηλών εκπομπών στη θέση ορυκτών καυσίμων είναι ένας από τους πιο σημαντικούς παράγοντες μείωσης των εκπομπών και αντιστοιχεί περίπου στο 20% της συνολικής μείωσης που θα επιτευχθεί έως το 2050. Η παγκόσμια ζήτηση ενέργειας υπερδιπλασιάζεται από το 2020 έως το 2050, με τη μεγαλύτερη απόλυτη αύξηση, όσον αφορά τους τελικούς χρήστες, να αντιστοιχεί στον τομέα της βιομηχανίας. Στις μεταφορές το μερίδιο της ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται από λιγότερο του 2% το 2020 σε περίπου 45% το 2050. Στα κτίρια η ζήτηση ηλεκτρικής

ενέργειας περιορίζεται από τη μεγάλη ώθηση προς τη βελτίωση της αποδοτικότητας των ηλεκτρικών συσκευών, των μεθόδων ψύξης και μόνωσης και του φωτισμού των κτιρίων. Εκτός από την άμεση χρήση ηλεκτρικής ενέργειας από τους τελικούς καταναλωτές, η μεγαλύτερη συμβολή στην αύξηση της ηλεκτρικής ζήτησης παγκοσμίως οφείλεται στην δημιουργία ηλεκτρικής ενέργειας μέσω υδρογόνου. Η παραγωγή υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης θα αντιστοιχεί περίπου σε 12000 TWh το 2050, μέγεθος το οποίο ξεπερνά την τωρινή ζήτηση ηλεκτρική ενέργειας στην Κίνα και τις ΗΠΑ αθροιστικά.

### **Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας**

Σε παγκόσμιο επίπεδο, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αποτελούν το κλειδί για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Παρότι η υδροηλεκτρική ενέργεια έχει αποτελέσει σημαντική πηγή χαμηλών εκπομπών για δεκαετίες, η ανάπτυξη της ηλεκτροπαραγωγής από αιολική και ηλιακή ενέργεια είναι αυτή που τριπλασιάζει την παραγωγή ανανεώσιμων έως το 2030 και την οκταπλασιάζει έως το 2050. Το μερίδιο των ΑΠΕ στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή παγκοσμίως αυξάνεται από το 29% το 2020 στο 60% το 2030 και προσεγγίζει το 90% το 2050. Στις μεταφορές, οι ΑΠΕ παίζουν σημαντικό έμμεσο ρόλο στη μείωση των εκπομπών, παρέχοντας ηλεκτρική ενέργεια για τα ηλεκτρικά οχήματα. Στα κτίρια, οι ΑΠΕ χρησιμοποιούνται κυρίως για τη θέρμανση νερού και κατοικιών. Στη βιομηχανία, η βιοενέργεια είναι η σημαντικότερη άμεση ανανεώσιμη πηγή ενέργειας για την κάλυψη αναγκών θερμότητας χαμηλών και μεσαίων θερμοκρασιών. Η βιοενέργεια, η θερμική ηλιακή ενέργεια και η γεωθερμία θα παρέχουν περίπου το 15% της βιομηχανικής ζήτησης θερμότητας το 2030 και αυτό θα αυξηθεί στο 40% το 2050.

Δεδομένου ότι τα φωτοβολταϊκά και οι αιολικές μονάδες δεν συνεισφέρουν στην ευελιξία του δικτύου όπως τα ορυκτά καύσιμα, είναι απαραίτητη η χρήση νέων μεθόδων για τη διασφάλισή της. Οι νέες πηγές ευελιξίας περιλαμβάνουν τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας, όπως οι μπαταρίες, και μεθόδους απόκρισης ζήτησης οι οποίες βοηθούν στην εξισορρόπηση των αιχμών ζήτησης. Οι μονάδες θερμικής παραγωγής χαμηλών εκπομπών όπως πυρηνικοί σταθμοί, υδροηλεκτρικοί ταμιευτήρες, υδροηλεκτρικές μονάδες άντλησης και μακροπρόθεσμη αποθήκευση υδρογόνου συμβάλλουν στην εξυπηρέτηση μακροπρόθεσμης ευελιξίας.

### **Υδρογόνο και καύσιμα προερχόμενα από το υδρογόνο**

Ως πρώτο βήμα προβλέπεται η χρήση του υδρογόνου χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος για την αντικατάσταση και συμπλήρωση της χρήσης ορυκτών καυσίμων χωρίς την ανάγκη δημιουργίας νέων εγκαταστάσεων μεταφοράς και διανομής, όπως στη βιομηχανία, στα διυλιστήρια, στην ηλεκτροπαραγωγή και στην έγχυση στο δίκτυο φυσικού αερίου για την διανομή στους τελικούς καταναλωτές. Ως δεύτερο βήμα, προβλέπεται το υδρογόνο και τα καύσιμα προερχόμενα από υδρογόνο να καλύπτουν το 2% της ηλεκτροπαραγωγής παγκοσμίως έως το 2050, παρέχοντας σημαντική ευελιξία στο σύστημα, κυρίως μέσω της ανακατασκευής υπαρχόντων εγκαταστάσεων καύσης φυσικού αερίου για την ταυτόχρονη χρήση τους για την καύση υδρογόνου.

### **Βιοενέργεια (στερεή βιομάζα, βιοκαύσιμα και βιοαέρια)**

Η στερεή βιοενέργεια προβλέπεται να διεισδύσει στην ηλεκτροπαραγωγή ως μια εναλλακτική ευέλικτη λύση χαμηλών εκπομπών, η οποία θα συμπληρώσει την

παραγωγή των φωτοβολταϊκών και των αιολικών μονάδων και θα έχει τη δυνατότητα να αφαιρεί διοξείδιο του άνθρακα από την ατμόσφαιρα, όταν έχει εξοπλισθεί με την λειτουργία δέσμευσης και αποθήκευσης CO<sub>2</sub>. Έως το 2050 η ηλεκτροπαραγωγή από βιοενέργεια θα αξιοποιείται για την τηλεθέρμανση, την παραγωγή θερμότητας υψηλών θερμοκρασιών στην βιομηχανία χαρτιού και τσιμέντου και την θέρμανση νερού και κατοικιών, καλύπτοντας το 5% της συνολική παραγωγής.

### **Δέσμευση, αξιοποίηση και αποθήκευση εκπομπών CO<sub>2</sub>**

Οι μέθοδοι δέσμευσης, αξιοποίησης και αποθήκευσης εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα μπορούν να διευκολύνουν τη μετάβαση προς την κλιματική ουδετερότητα μέσω της αντιμετώπισης των εκπομπών ήδη εγκατεστημένων μονάδων, της δέσμευσης εκπομπών από τομείς που είναι δύσκολο να απεξαρτηθούν από τα ορυκτά καύσιμα, της παροχής οικονομικά ανταγωνιστικού υδρογόνου χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος και της άμεσης δέσμευσης CO<sub>2</sub> από την ατμόσφαιρα.

### **Μείωση εκπομπών μεθανίου**

Η άμεση και σταθερή μείωση των εκπομπών μεθανίου είναι καταλυτική για τον περιορισμό της βραχυπρόθεσμης αύξησης της θερμοκρασίας του πλανήτη και τη βελτίωση της ποιότητας του αέρα. Το μεθάνιο είναι υπεύθυνο για περίπου το 30% της αύξησης της παγκόσμιας θερμοκρασίας από την Βιομηχανική Επανάσταση. Μετά το CO<sub>2</sub>, η εξάλειψη των εκπομπών μεθανίου συμβάλει τα μέγιστα στον περιορισμό της θερμοκρασίας του πλανήτη έως το 2050. Οι εκπομπές μεθανίου από καύση ορυκτών καυσίμων ελαττώνονται πάνω από 75% έως το 2030 κυρίως ως αποτέλεσμα της γρήγορης εφαρμογής μέτρων και τεχνολογιών μείωσης των εκπομπών. Τα μέτρα αυτά προβλέπουν το τέλος της μη έκτακτης ανάγκης για καύση και την καθολική υιοθέτηση τακτικών προγραμμάτων ανίχνευσης και επισκευής διαρροών.

### **Αλλαγή στην συμπεριφορά και την νοοτροπία των πολιτών**

Η ενεργειακή μετάβαση δεν μπορεί να επιτευχθεί χωρίς την ενεργή συμμετοχή των πολιτών. Είναι εν τέλει οι πολίτες εκείνοι οι οποίοι καθορίζουν τη ζήτηση σε προϊόντα και υπηρεσίες που απαιτούν ηλεκτρική ενέργεια και οι προσωπικές τους επιλογές είναι αυτές που παίζουν σημαντικό ρόλο στην διαμόρφωση ενός πιο βιώσιμου μέλλοντος. Απαιτείται η μείωση της υπερβολικής και σπάταλης χρήσης ενέργειας σε νοικοκυριά και μετακινήσεις, η στροφή προς λιγότερο ενεργοβόρους τρόπους μετακίνησης, όπως η χρήση ποδηλάτου και ΜΜΜ, και η αποτελεσματικότερη χρήση των νέων υλικών, μέσω της ανακύκλωσης και της βελτίωσης του σχεδιασμού και της κατασκευής κτιρίων και προϊόντων.

#### **1.1.2 Ευρωπαϊκό επίπεδο**

Ο ευρωπαϊκός σύνδεσμος διαχειριστών μεταφοράς ενέργειας ή αλλιώς ENTO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) και ο ευρωπαϊκός σύνδεσμος διαχειριστών μεταφοράς φυσικού αερίου ή ENTO-G εκδίδουν κάθε δύο χρόνια την αναφορά Ten Year Network Development Plan ή εν συντομία TYNDP. Το TYNDP είναι το δεκαετές πλάνο ανάπτυξης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

Συνδέει, υποστηρίζει και συμπληρώνει τα εθνικά πλάνα ανάπτυξης του δικτύου. Παρουσιάζει μία πανευρωπαϊκή εικόνα του μελλοντικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και ερευνά πώς οι διασυνδέσεις και η αποθήκευση μπορούν να συμβάλλουν στην οικονομική και ασφαλή ενεργειακή μετάβαση. Μελετά τον βέλτιστο τρόπο ανάπτυξης του δικτύου μεταφοράς ενέργειας ώστε να υποστηριχθεί η ενεργειακή μετάβαση που κρίνεται απαραίτητη για την ενεργειακή ουδετερότητα ως το 2050. Ταυτόχρονα, λαμβάνεται υπόψη ο ενδιάμεσος στόχος που έχει οριστεί στον Ευρωπαϊκό Νόμο για το Κλίμα (European Climate Law), ο οποίος θέτει έναν φιλόδοξο στόχο για την απανθρακοποίηση με την μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου τουλάχιστον κατά 55% (συγκριτικά με το 1990) έως το 2030. Η έγκριση ενός έργου που τίθεται προς αξιολόγηση μέσω την διαδικασίας ανάπτυξης του ΤΥΝDP αποτελεί προαπαιτούμενο για την επιλογή του ως έργο κοινής ωφελείας και την χρηματοδότησή του από την Ευρωπαϊκή Ένωση [10]

Η συμφωνία «European Green Deal» είναι μία από τις πρωτοβουλίες της ΕΕ για το κλίμα και στοχεύει στην μετάβαση σε μία βιώσιμη οικονομία. Η συμφωνία αυτή φιλοδοξεί να κάνει την ΕΕ την πρώτη κλιματικά ουδέτερη ήπειρο μέχρι το 2050. Το πρώτο μέτρο προς την επιτυχία της συμφωνίας είναι η μείωση των εκπομπών σε ποσοστό 50-55% μέχρι το 2030 συγκριτικά με το 1990. Σε συνδυασμό με την μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub>, η συμφωνία προμοτοεί την μετάβαση στις καθαρές μορφές ενέργειας όπως η αιολική, η ηλιακή και η υδροηλεκτρική. Έμφαση δίνεται, επίσης, στην μετάβαση προς μία κυκλική οικονομία όπου οι πόροι χρησιμοποιούνται πιο αποδοτικά, τα απόβλητα μειώνονται και τα προϊόντα σχεδιάζονται με δυνατότητες επαναχρησιμοποίησης, μεταποίησης και ανακύκλωσης. Τέλος, η συμφωνία «European Green Deal» δίνει σημασία στην δίκαιη και συμπεριληπτική μετάβαση για όλους, υποστηρίζοντας τις περιοχές και τις βιομηχανίες που πλήττονται περισσότερο από την ενεργειακή μετάβαση [11]. Συμπληρωματικό της συμφωνίας είναι το πακέτο «Clean Energy for All Europeans», το οποίο αποτελείται από νομοθετικές προτάσεις, οδηγίες και κανονισμούς σχετικά με τις ΑΠΕ, τον σχεδιασμό των αγορών ενέργειας και την διακυβέρνηση, με στόχο την διευκόλυνση της μετάβασης [12].

Παράλληλα, τα Κράτη - Μέλη της ΕΕ είναι υποχρεωμένα να αναπτύξουν μακροπρόθεσμες στρατηγικές για την επίτευξη της μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και την συμμόρφωση με τις δεσμεύσεις της Συμφωνίας του Παρισιού και τον Ευρωπαϊκών Στόχων για το κλίμα.

### **1.1.3 Εθνικό επίπεδο**

Σε εθνικό επίπεδο, λοιπόν, το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας έχει αναπτύξει το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) [13] και συμπληρωματικά την Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050 [14]. Το ΕΣΕΚ αποτελεί το βασικό εργαλείο διαμόρφωσης της εθνικής πολιτικής για την Ενέργεια και το Κλίμα. Το γράφημα 1.2 συνοψίζει τους εθνικούς στόχους για το 2030 σύμφωνα με το αυτό.

Ως εθνικός στόχος συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας τίθεται συμβολή των ΑΠΕ σε ποσοστό τουλάχιστον 35%. Επιπλέον, τίθεται στόχος το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας να ανέλθει σε ποσοστό τουλάχιστον 60%, στις ανάγκες θέρμανσης και ψύξης να ξεπεράσει το 40% και στον τομέα των μεταφορών το 14%. Παράλληλα για την προώθηση των ΑΠΕ και την αύξηση της συμμετοχής τους στην τελική κατανάλωση, στόχο αποτελεί ο εξηλεκτρισμός και η σύζευξη των τομέων τελικής κατανάλωσης.

Έτος στόχου: 2030	Τελικό ΕΣΕΚ	Αρχικό σχέδιο ΕΣΕΚ	νέοι Στόχοι ΕΣΕΚ σε σχέση με στόχους Ευρωπαϊκής Ένωσης
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	≥35%	31%	Αυξημένος βαθμός φιλοδοξίας σε σχέση με Ευρωπαϊκό κεντρικό στόχο 32% ΕΕ
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας	≈61-64%	56%	
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	≈16,1-16,5 Mtoe (≥38% σε σχέση με προβλέψεις 2007)	18,1 Mtoe (32%) (αναφερόταν σε 17,3 Mtoe χωρίς θερμότητα περιβάλλοντος)	Αυξημένος βαθμός φιλοδοξίας σε σχέση με Ευρωπαϊκό κεντρικό στόχο 32.5% και επίτευξη στόχου βάσει νέου δείκτη ΕΕ για μείωση κατανάλωσης σε σχέση με το έτος 2017
Μερίδιο Λιγνίτη στην Ηλεκτροπαραγωγή	0%	16,5%	
Μείωση ΑτΘ	≥42% vs σε σχέση με 1990, ≥56% σε σχέση με 2005	33% σε σχέση με 1990, 49% σε σχέση με 2005	Σε ταύτιση με κεντρικούς Ευρωπαϊκούς στόχους και υπεραπόδοση σε σχέση με εθνικές δεσμεύσεις στους τομείς εκτός ΣΕΔΕ

Σχήμα 1.2: Εθνικοί στόχοι για το 2030 σύμφωνα με το ΕΣΕΚ

Παράλληλα υιοθετείται ένα ρεαλιστικό πρόγραμμα για τη δραστική και οριστική μείωση του μεριδίου λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή, την απολιγνιτοποίηση, όπου έως το 2028 προβλέπεται η πλήρης απένταξη του από το εγχώριο σύστημα. Το σχέδιο αυτό ονομάζεται Master Plan – Σχέδιο Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης και αποτελεί τον αναπτυξιακό οδικό χάρτη για την μετά λιγνίτη εποχή [15].

Κεντρικό στόχο στο πλαίσιο του ΕΣΕΚ αποτελεί η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου άνω του 56% σε σχέση με το 2005. Ειδικότερα, τίθεται ως στόχος μέχρι το έτος 2030, η συνολική μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στη χώρα μας, σε σχέση με το έτος 1990, να είναι πάνω από 40%, ενώ σε σχέση με το έτος 2005, που είναι πιο συγκρίσιμο βάσει του επιπέδου της ελληνικής οικονομίας και των σχετικών εκπομπών του ευρωπαϊκού επιπέδου, ο στόχος μείωσης ξεπερνά το 55%.

Σχετικά με τον κτιριακό τομέα εφαρμόζεται ένα φιλόδοξο σχέδιο ανακαίνισης και βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης του αποθέματος των δημοσίων κτιρίων μέσω της συμμετοχής των εταιρειών ενεργειακών υπηρεσιών (ESCO) καθώς και ανανεώσεις κτιρίων που έχουν ολοκληρώσει τον κύκλο της ζωής τους. Σκοπός είναι να επιτευχθεί μέχρι το 2030 ενεργειακή ανακαίνιση σε ποσοστό 12-15% του κτιριακού αποθέματος.

Έως το έτος 2029 προβλέπεται να έχει αρθεί η ενεργειακή απομόνωση των νησιών και να έχουν διασυνδεθεί με το ηπειρωτικό σύστημα. Όσα νησιά είτε δεν θα διασυνδεθούν είτε θα διασυνδεθούν σε επόμενη στα φάση, στόχος είναι να λειτουργούν καινοτόμα υβριδικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ προς όφελος των καταναλωτών.

Βασική οριζόντια προτεραιότητα είναι η βελτίωση της ενεργειακής απόδο-

σης. Προς τούτο τίθεται στόχος βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης στην τελική κατανάλωση ενέργειας κατά ποσοστό τουλάχιστον στο 38% σε σχέση με την πρόβλεψη εξέλιξης της τελικής κατανάλωσης ενέργειας μέχρι το έτος 2030.

Αναφορικά με τη διάσταση της ασφάλειας ενεργειακού εφοδιασμού προβλέπεται η αύξηση της διαφοροποίησης των ενεργειακών πηγών και των προμηθευτών που προέρχονται από τρίτες χώρες, η βέλτιστη αξιοποίηση και χρήση εγχώριων ενεργειακών πηγών και ειδικότερα η αξιοποίηση και χρήση του δυναμικού ΑΠΕ, τόσο για ηλεκτροπαραγωγή, όσο και για άμεση διάθεση και χρήση στην τελική κατανάλωση, η ανάδειξη της χώρας ως περιφερειακού ενεργειακού κόμβου, η μείωση του ποσοστού ενεργειακής εξάρτησης, η διασύνδεση των αυτόνομων νησιωτικών ηλεκτρικών συστημάτων, η διασφάλιση επάρκειας ισχύος συστήματος με την προώθηση της απόκρισης ζήτησης.

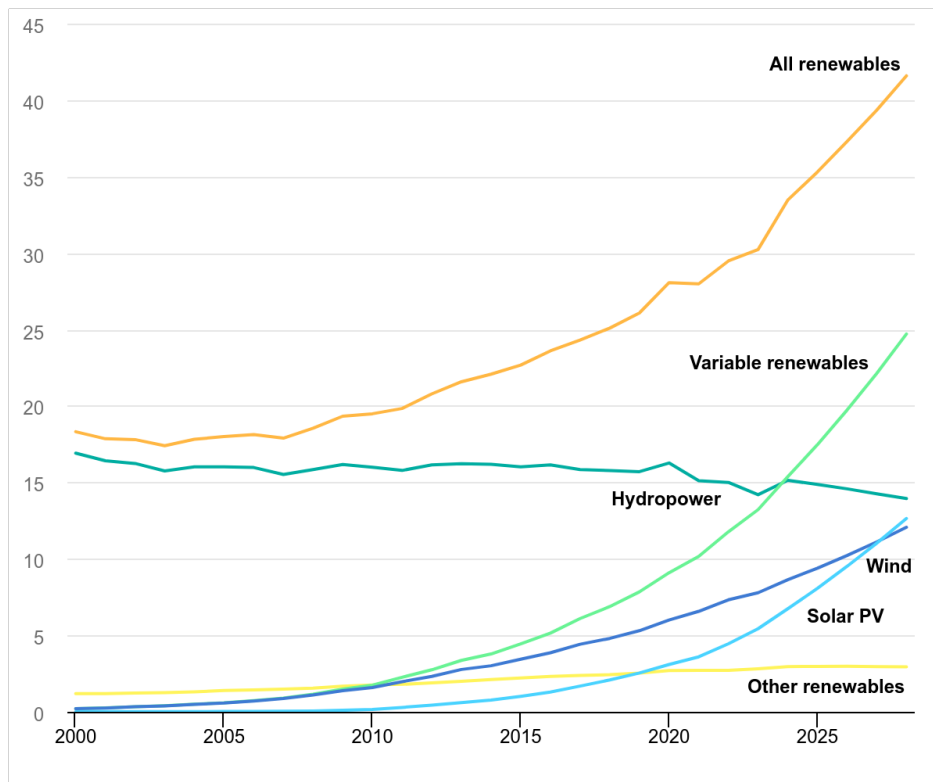
Στην κατεύθυνση της αναδιοργάνωσης των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου και τη σύζευξη αυτών με αυτές των υπολοίπων κρατών μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, η Ελλάδα προωθεί μέτρα για την εναρμόνιση των εγχώριων αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου με τις ευρωπαϊκές οδηγίες και κανονισμούς για τις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου. Η σύζευξη των αγορών, λόγω της βελτίωσης των ροών ενέργειας στις διασυνδέσεις, θα συμβάλει στην αύξηση της ρευστότητας των διασυνδεδεμένων αγορών και θα επιτρέψει τη συμμετοχή των ΑΠΕ στο διασυνοριακό εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας.

## **1.2 Υδροηλεκτρικοί σταθμοί**

Η υδροηλεκτρική ενέργεια συνεισφέρει σε μεγάλο ποσοστό στην παγκόσμια παραγωγή ενέργειας. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί παράγουν περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια από όλες τις υπόλοιπες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αθροιστικά και αναμένεται να παραμείνουν η μεγαλύτερη πηγή καθαρής ενέργειας μέχρι το 2030 (γράφημα 1.3). Παρότι μελλοντικά προβλέπεται η αιολική και ηλιακή ενέργεια σταδιακά να εκτοπίσουν την υδροηλεκτρική από την πρώτη θέση, εκείνη θα συνεχίσει να παίζει κομβικό ρόλο στην ηλεκτροπαραγωγή ως μια ελεγχόμενη πηγή καθαρής ενέργειας. Οι υδραυλικοί σταθμοί παραγωγής μπορούν να συμβάλουν σημαντικά στην εξομάλυνση της μεταβλητότητας της ηλιακής και αιολικής ηλεκτροπαραγωγής. [16]

Η αρχή λειτουργίας των ΥΗΣ βασίζεται στην κίνηση ενός στροβίλου για την μετατροπή της δυναμικής ή/και της κινητικής ενέργειας του νερού σε μηχανική. Ο στροβίλος είναι συνδεδεμένος με μια γεννήτρια η οποία παράγει ηλεκτρική ενέργεια και η οποία στην συνέχεια διοχετεύεται στο δίκτυο. Το κόστος κατασκευής των ΥΗΣ είναι υψηλότερο συγκριτικά με τις θερμικές μονάδες λόγω των μεγάλων εγκαταστάσεων που απαιτεί. Ωστόσο το μικρό κόστος λειτουργίας και συντήρησης του σε συνδυασμό με το αμελητέο κόστος του καυσίμου, δηλαδή του νερού, καθιστά τα ΥΗΣ ανταγωνιστικά των θερμικών μονάδων. Εκτός του υψηλού κόστους κατασκευής των ΥΗΣ, περιοριστικός παράγοντας είναι και οι απαιτήσεις που αφορούν στην θέση κατασκευής τους και την μορφολογία της.

Με κριτήριο την τοπολογία του οι ΥΗΣ χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες.

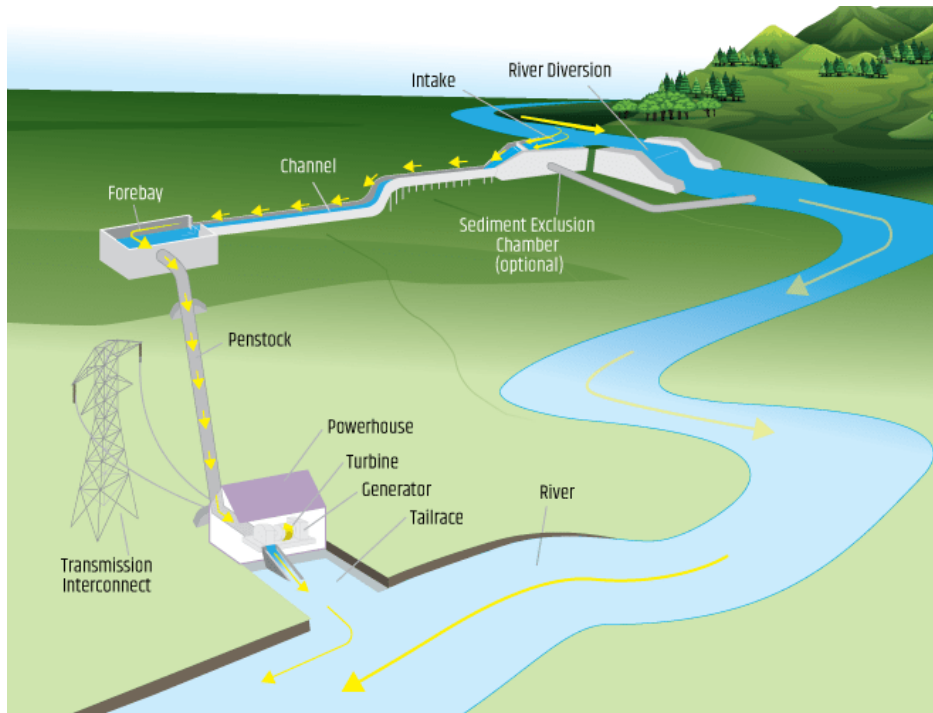


Σχήμα 1.3: Renewables share 2000-2028 [16]

### 1.2.1 Υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής φυσικής ροής (Run of River and Pondage)

Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής φυσικής ροής αξιοποιούν τη φυσική ροή του ποταμού στον οποίο είναι προσαρτημένοι. Το νερό για τη λειτουργία του σταθμού εκτρέπεται από το ποτάμι μέσω ενός μικρού τεχνητού φράγματος, το οποίο παράλληλα επιτρέπει και την συνεχή ροή του ποταμού. Πριν φτάσει στον στρόβιλο, το νερό μεταφέρεται μέσω ενός μικρού καναλιού, σε μια δεξαμενή στην οποία επιβραδύνεται επιτρέποντας την καθίζηση σωματιδίων. Στην συνέχεια, ένας αγωγός πτώσης, γνωστός ως penstock, μεταφέρει το νερό από τη δεξαμενή στο στρόβιλο. [17] Υπάρχουν δύο είδη υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής φυσικής ροής:

- **ΥΗΣ φυσικής ροής χωρίς αποθήκευση (Run of River plant without Pondage)**  
Πρόκειται για σταθμούς που δεν αποθηκεύουν νερό και αξιοποιούν το νερό του ποταμού όπως αυτό ρέει. Δεν υπάρχει κανένας έλεγχος πάνω στην ροή του νερού με αποτέλεσμα η αύξηση του όγκου του νερού σε περιόδους χαμηλής ζήτησης ενέργειας να μένει αναξιοποίητη.
- **ΥΗΣ φυσικής ροής με αποθήκευση (Run of River plant with Pondage)**  
Πρόκειται για σταθμούς στους οποίους πραγματοποιείται μικρής έκτασης αποθήκευση νερού. Ανάντη του φράγματος συλλέγεται νερό το οποίο επιτρέπει τον έλεγχο της ροής προς τον στρόβιλο. Ο ταμειυτήρας συλλογής του νερού ονομάζεται Pondage. Η αποθήκευση νερού γίνεται σε περιόδους χαμηλής ζήτησης για να χρησιμοποιηθεί σε περιόδους αιχμής.



Σχήμα 1.4: Τοπολογία υδροηλεκτρικού σταθμού φυσικής ροής [18]

### 1.2.2 Υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής με ταμιευτήρα (Hydro Reservoir)

Οι ΥΗΣ με ταμιευτήρα προϋποθέτουν την ύπαρξη ενός φράγματος, το οποίο δημιουργεί τον ταμιευτήρα (reservoir). Ο ταμιευτήρας αποθηκεύει το νερό και βρίσκεται σε υψομετρική διαφορά από τον σταθμό παραγωγής. Ο σταθμός βρίσκεται είτε στην βάση του φράγματος είτε σε κοντινό χαμηλότερο σημείο. Για την παραγωγή ενέργειας το νερό πέφτει μέσω ενός αγωγού πτώσης (penstock) στον στρόβιλο, ο οποίος είναι συνδεδεμένος με μία γεννήτρια που παράγει ηλεκτρική ενέργεια. Για σκοπούς ελάττωσης του επηρεασμού του υδροβιότοπου και αποφυγής της υπερχειλίσης του ταμιευτήρα, ο σταθμός εξοπλίζεται με σύστημα ελεγχόμενης υπερχειλίσης. Ο ταμιευτήρας είναι απαραίτητος για την δημιουργία της υψομετρικής διαφοράς και χρησιμεύει στην αποθήκευση του νερού και, συνεπώς, στον έλεγχο της ηλεκτροπαραγωγής. [19]

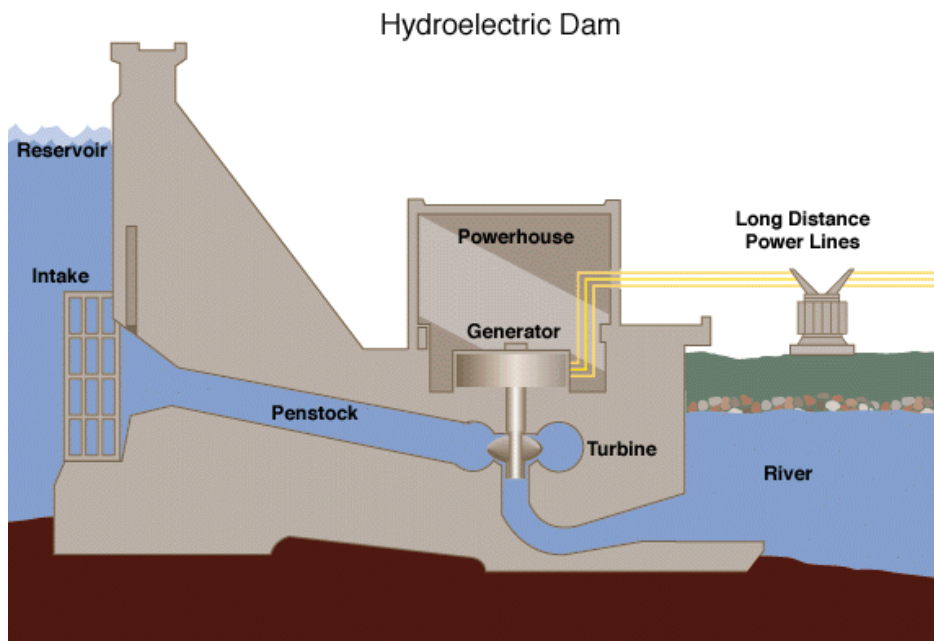
### 1.2.3 Αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί (Pump Storage Hydropower)

Οι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί (ΑΤΣ) λειτουργούν όμοια με τους ΥΗΣ με ταμιευτήρα με την εξαίρεση ότι έχουν τη δυνατότητα να επαναχρησιμοποιούν το νερό. Η λειτουργία τους προϋποθέτει δύο ταμιευτήρες νερού με υψομετρική διαφορά μεταξύ τους. Όταν τον νερό κινείται από τον άνω στην κάτω ταμιευτήρα παράγεται ενέργεια (έγχυση), ενώ όταν το νερό αντλείται από τον κάτω προς τον άνω ταμιευτήρα καταναλώνοντας ισχύ, αποθηκεύει ενέργεια (απορρόφηση).

Το νερό κινείται μέσω βαρύτητας από τον άνω στον κάτω ταμιευτήρα κινώντας τον στρόβιλο και παράγοντας ενέργεια. Σε περιόδους χαμηλής ζήτησης και υψηλής παραγωγής από ΑΠΕ, ο σταθμός μπορεί να αποθηκεύει ενέργεια, καταναλώνοντας ισχύ από το δίκτυο για την άντληση υδάτων από τον κάτω στον πάνω ταμιευτήρα.

Το νερό που αντλήται μπορεί στην συνέχεια να χρησιμοποιηθεί για την πα-

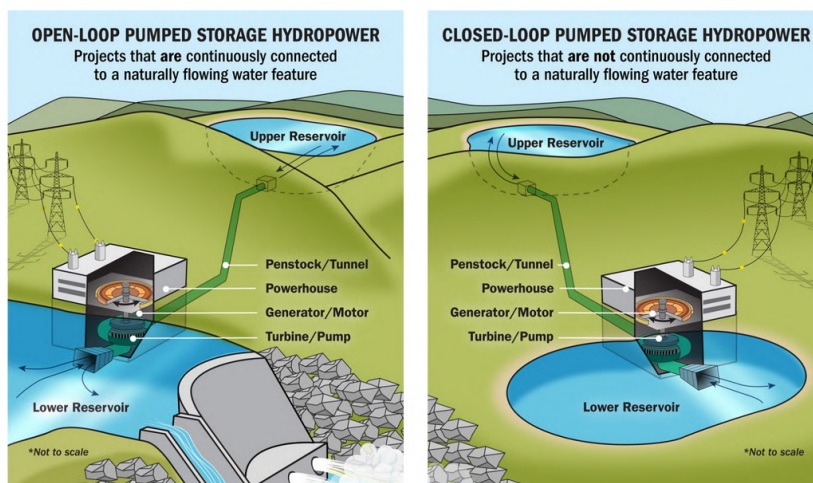




Σχήμα 1.5: Τοπολογία υδροηλεκτρικού σταθμού με ταμιευτήρα [20]

ραγωγή ενέργειας σε περιόδους υψηλής ζήτησης. Οι ΑΤΣ σταθμοί λειτουργούν, λοιπόν, σαν μία αποθηκευτική μονάδα εγχέοντας και απορροφώντας ισχύ από το δίκτυο ανάλογα με τις ανάγκες.

Οι ΑΤΣ διακρίνονται σε σταθμούς ανοιχτού και κλειστού κύκλου (γράφημα 1.6). Στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς ανοιχτού κύκλου, ο κάτω ταμιευτήρας συνδέεται με φυσική ροή νερού, ενώ στους σταθμούς κλειστού κύκλου οι ταμιευτήρες είναι απομονωμένοι από φυσικούς όγκους νερού.



Σχήμα 1.6: Τοπολογία αντλιοσταμιευτικών σταθμών ανοιχτού και κλειστού κύκλου [21]

## 1.3 Συστήματα αποθήκευσης μπαταριών

Τα συστήματα αποθήκευσης μπαταριών αποτελούνται από επαναφορτιζόμενες μπαταρίες οι οποίες αποθηκεύουν ενέργεια από ΑΠΕ ή από το ηλεκτρικό δίκτυο σε περιόδους όπου η παραγωγή υπερβαίνει τη ζήτηση και παρέχουν αυτή την ενέργεια στους καταναλωτές όταν χρειάζεται. [1] Οι μπαταρίες είναι η ταχύτερα ανταποκρινόμενη πηγή ισχύος στο ηλεκτρικό δίκτυο, μιας και μπορούν να μεταβούν από την κατάσταση αναμονής σε κατάσταση πλήρους λειτουργίας σε λιγότερο από ένα δευτερόλεπτο και με αυτό τον τρόπο να διευκολύνουν την αντιμετώπιση απότομων απωλειών του συστήματος. [2] Η λειτουργία τους συνοψίζεται σε 3 καταστάσεις, την φόρτιση, κατά τη διάρκεια των περιόδων υψηλής παραγωγής από φωτοβολταϊκά ή αιολικές μονάδες, την αποθήκευση ενέργειας και την έγχυση της στο δίκτυο, όταν η ζήτηση είναι υψηλή.

Τα συστήματα αποθήκευσης μπαταριών συμβάλουν στον περιορισμό των περικοπών έγχυσης ενώ παράλληλα αξιοποιούνται στην μετατόπιση ισχύος από τις ώρες υψηλής παραγωγής και χαμηλής ζήτησης σε περιόδους υψηλότερης ζήτησης. Η παραγωγή των στοχαστικών ΑΠΕ μεταβάλλεται σημαντικά ανάμεσα στις μεσημβρινές και τις βραδινές ώρες, τον χειμώνα και το καλοκαίρι, τις περιόδους υψηλών και χαμηλών ανέμων. Οι μπαταρίες διευκολύνουν την εξομάλυνση των απότομων μεταβολών της παραγωγής από ΑΠΕ, καθιστώντας τις ανταγωνιστικές σε αξιοπιστία με τις συμβατικές μονάδες.

Η αρχή λειτουργίας των μπαταριών συνοψίζεται ως εξής. Μια μπαταρία είναι μια συσκευή η οποία εκμεταλλεύεται μια χημική αντίδραση για να παράξει ηλεκτρισμό. Το είδος της μπαταρίας καθορίζεται από τις αντιδράσεις που πραγματοποιούνται στο εσωτερικό της. Όταν τα αντιδρώντα στοιχεία αναμιγνύονται, η αντίδραση πραγματοποιείται αμέσως, παράγοντας θερμότητα κατά τη διαδικασία. Ωστόσο, τα αντιδρώντα στοιχεία στην μπαταρία είναι διαχωρισμένα και επιτρέπεται να αλληλεπιδράσουν μόνο υπό καθορισμένες συνθήκες.

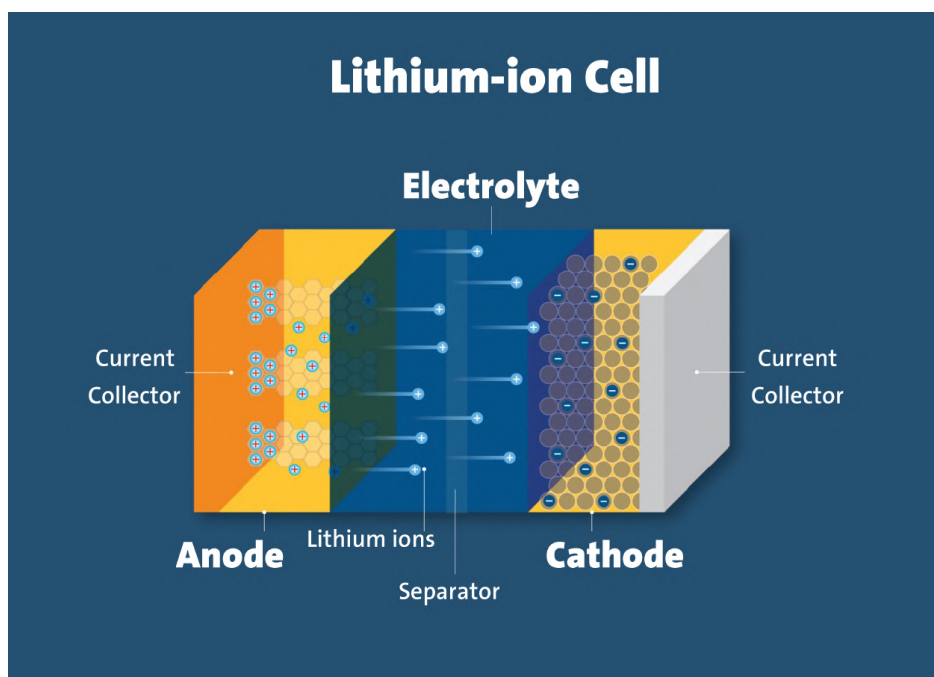
Η χημική αντίδραση που χρησιμοποιείται σε κάθε μπαταρία μπορεί να διαχωριστεί σε δύο χημικές ημι-αντιδράσεις. Κάθε μπαταρία περιέχει δύο ηλεκτρόδια, τα οποία ονομάζονται άνοδος και κάθοδος, και κάθε ηλεκτρόδιο σχετίζεται με μία από τις δύο ημι-αντιδράσεις. Οι αντιδράσεις περιλαμβάνουν τη δημιουργία φορτισμένων ιόντων και την σύλληψη ή απελευθέρωση ηλεκτρονίων. Υπό κανονικές συνθήκες, όπου τα αντιδρώντα στοιχεία είναι άμεσα αναμεμειγμένα, αυτές οι διαδικασίες συμβαίνουν ταχύτατα. Ωστόσο, σε μια μπαταρία, τα δύο ηλεκτρόδια χωρίζονται από έναν ηλεκτρολύτη, ο οποίος επιτρέπει την διέλευση των φορτισμένων ιόντων από το ένα ηλεκτρόδιο στο άλλο αλλά απαγορεύει την διέλευση ηλεκτρονίων μεταξύ των ηλεκτροδίων. Αυτά τα ηλεκτρόνια μπορούν να μεταφερθούν από το ένα ηλεκτρόδιο στο άλλο και να ολοκληρώσουν την αντίδραση μόνο μέσω ενός εξωτερικού κυκλώματος. Το εξωτερικό αυτό κύκλωμα συνδέεται με το ηλεκτρικό δίκτυο και παρέχει ηλεκτρική ενέργεια. Είναι, λοιπόν, αυτός ο διαχωρισμός των διαδικασιών με τη χρήση ενός ηλεκτρολύτη, που επιτρέπει στη μονάδα να παρέχει ισχύ [22].

### 1.3.1 Τύποι μπαταριών

Οι κύριοι τύποι επαναφορτιζόμενων μπαταριών είναι οι μπαταρίες ιόντων λιθίου (Li-ion batteries), μολύβδου-οξέως (Lead-acid batteries), νατρίου-θείου (Sodium-sulfur batteries), μπαταρίες νικελίου-καδμίου (Nickel-Cadmium batteries) και μπαταρίες ροής (Flow batteries) [22].

## Μπαταρίες λιθίου

Οι μπαταρίες λιθίου, συμπεριλαμβανομένων των μπαταριών υβριδίου λιθίου και ιόντων λιθίου, χρησιμοποιούνται κυρίως σε ηλεκτρονικές συσκευές λόγω του χαμηλού βάρους τους, της υψηλής πυκνότητας αποθηκευμένης ενέργειας, της υψηλής απόδοσης, και της σχετικά μεγάλης διάρκειας ζωής. Στα μειονεκτήματα, οι μπαταρίες ιόντων λιθίου αλλοιώνονται στις υψηλές θερμοκρασίες καθώς και όταν υπερφορτίζονται και υπερεκφορτίζονται. Για την αντιμετώπιση αυτών των προβλημάτων, οι μπαταρίες φέρουν ειδικά συστήματα προστασίας, τα οποία αυξάνουν το κόστος τους.

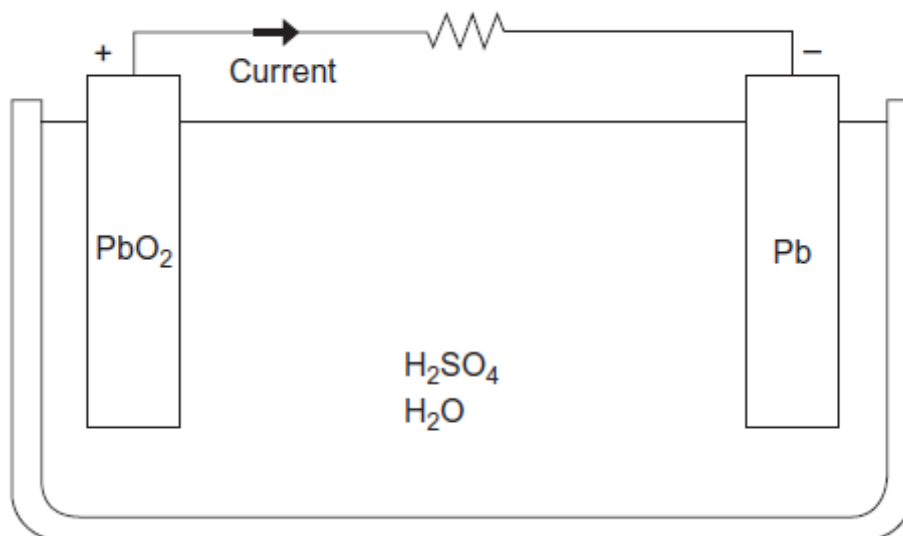


Σχήμα 1.7: Μπαταρία λιθίου [23]

## Μπαταρίες μολύβδου-οξέος

Οι μπαταρίες μολύβδου-οξέος βασίζονται στην αντίδραση ανάμεσα σε δύο διαφορετικούς τύπους μολύβδου, διοξείδιο του μολύβδου και μεταλλικός μολύβδος. Η αποδοτικότητα των μπαταριών μολύβδου-οξέος εξαρτάται από παράγοντες όπως η θερμοκρασία και το duty cycle και κυμαίνεται ανάμεσα στο 75% και το 80%. Επιπλέον, οι μπαταρίες αυτές αυτό-αποφορτίζονται σταδιακά και για αυτό δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν για μακροπρόθεσμη αποθήκευση ενέργειας. Το προσδόκιμο ζωής είναι 15-30 έτη.

Οι μπαταρίες μολύβδου-οξέος περιλαμβάνουν ένα υγρό ηλεκτρολύτη με βάση το νερό και λειτουργούν σε μεσαίες θερμοκρασίες. Τόσο οι υψηλές όσο και οι χαμηλές θερμοκρασίες μπορούν να μειώσουν την απόδοσή τους. Παρότι είναι σχετικά βαριές μπαταρίες και έχουν χαμηλή πυκνότητα αποθηκευμένης ενέργειας, χρησιμοποιούνται σε πληθώρα εφαρμογών. Είναι οικονομικές και ανακυκλώνονται εύκολα.



Σχήμα 1.8: Μπαταρία μολύβδου-οξέος [22]

### Μπαταρίες νατρίου-θείου

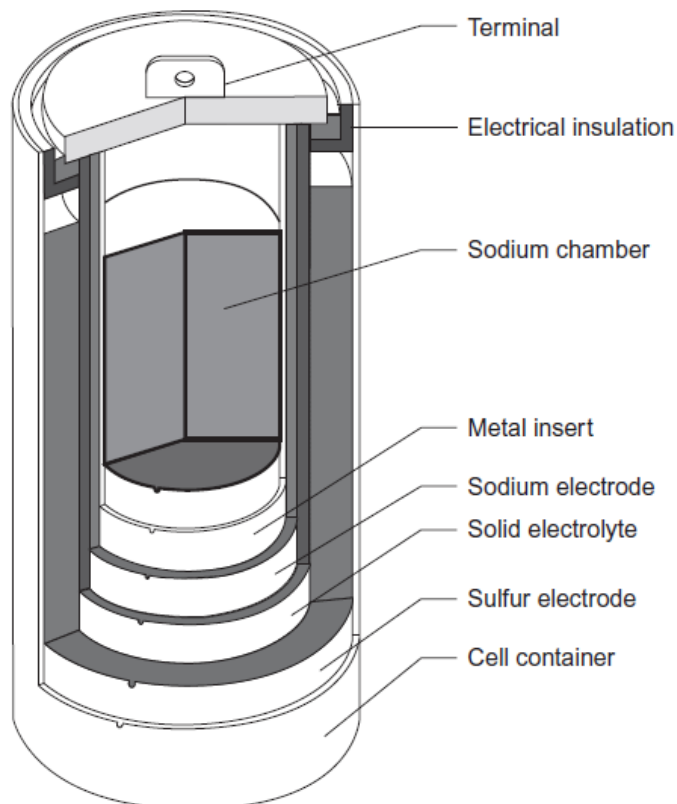
Οι μπαταρίες νατρίου-θείου είναι μπαταρίες υψηλής θερμοκρασίας. Λειτουργούν στους  $300^{\circ}\text{C}$  και χρησιμοποιούν έναν στερεό ηλεκτρολύτη. Το ένα ηλεκτρόδιο είναι κατασκευασμένο από τεταγμένο νάτριο και το άλλο από τεταγμένο θείο. Οι απαιτήσεις σε υψηλές θερμοκρασίες δημιουργούν την ανάγκη ύπαρξης εξωτερικής πηγής θερμότητας και υψηλού επιπέδου μόνωσης, με αποτέλεσμα την αύξηση του κόστους κατασκευής. Στα πλεονεκτήματά τους συγκαταλέγεται η μεγάλη διάρκεια ζωής, η αξιοσημείωτη απόδοση και η υψηλή ενεργειακή πυκνότητα.

### Μπαταρίες νικελίου-καδμίου

Οι μπαταρίες νικελίου καδμίου ανήκουν στην οικογένεια των μπαταριών νικελίου οι οποίες περιλαμβάνουν επίσης τις μπαταρίες νικελίου - μετάλλου του υβριδίου, όπως οι μπαταρίες νικελίου-σιδήρου και νικελίου-ψευδαργύρου. Υπάρχουν επίσης και οι μπαταρίες νικελίου-υδρογόνου στις οποίες το ένα από τα δύο αντιδρώντα στοιχεία είναι το αέριο υδρογόνο. Όλες οι μπαταρίες νικελίου έχουν ένα ηλεκτρόδιο νικελίου ποτισμένο σε διοξείδιο του νικελίου ενώ ο ηλεκτρολύτης είναι τις περισσότερες φορές υδροξείδιο το καλίου. Το μόνο είδος μπαταρίας με βάση το νικέλιο που χρησιμοποιείται σε εφαρμογές είναι οι μπαταρίες νικελίου-καδμίου. Οι μπαταρίες νικελίου-καδμίου έχουν υψηλότερη πυκνότητα αποθηκευμένης ενέργειας και είναι ελαφρύτερες από τις μπαταρίες μολύβδου-οξέος. Μπορούν επίσης να λειτουργήσουν καλύτερα υπό χαμηλές θερμοκρασίες. Τείνουν ωστόσο να είναι πιο ακριβές. Αυτό το είδος μπαταριών συνηθιζόταν να χρησιμοποιείται σε φορητούς υπολογιστές και τηλέφωνα αλλά τώρα έχει αντικατασταθεί από τις μπαταρίες ιόντων-λιθίου. Η απόδοση των μπαταριών νικελίου-καδμίου είναι κοντά στο 70% και η διάρκεια ζωής τους αγγίζει τα 10-15 έτη.

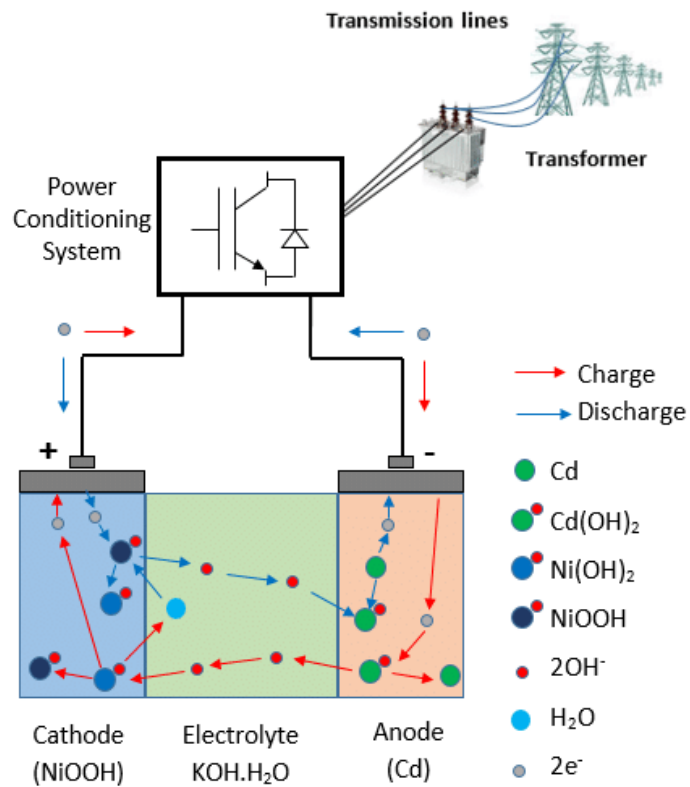
### Μπαταρίες Ροής

Οι μπαταρίες ροής είναι μια διασταύρωση ανάμεσα στις συμβατικές μπαταρίες και τα συστήματα κάυσης. Έχουν ηλεκτρόδια όπως σε συμβατικές μπαταρίες,

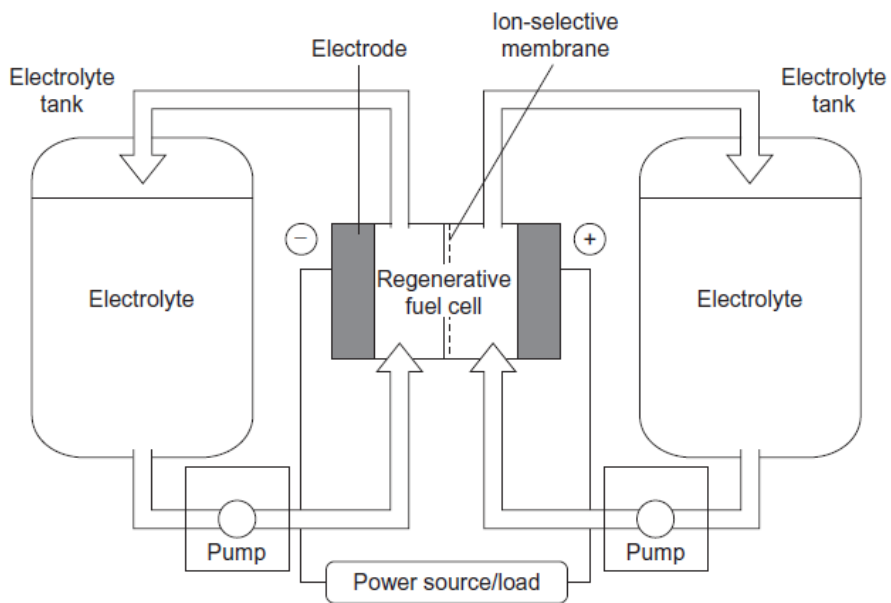


Σχήμα 1.9: Μπαταρία νατρίου-θείου [22]

όπου λαμβάνει χώρα η ηλεκτροχημική αντίδραση που είναι υπεύθυνη για την παραγωγή ή την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, και έναν ηλεκτρολύτη. Σε αντίθεση με τις συμβατικές μπαταρίες, τα χημικά στοιχεία που λαμβάνουν μέρος στην ηλεκτροχημική αντίδραση και τα προϊόντα της αντίδρασης αποθηκεύονται σε εξωτερικές δεξαμενές και μεταφέρονται προς και από τα ηλεκτρόδια όταν απαιτείται, όπως συμβαίνει και σε μια συμβατική μονάδα καύσης. Οι διαδικασίες που συμβαίνουν εδώ είναι συνήθως διαφορετικές από τις απλές ηλεκτροχημικές διαδικασίες που περιεγράφηκαν νωρίτερα αλλά η αρχή λειτουργίας είναι παρόμοια.



Σχήμα 1.10: Μπαταρία νικελίου-καδμίου [24]



Σχήμα 1.11: Διάγραμμα μπαταρίας ροής [22]

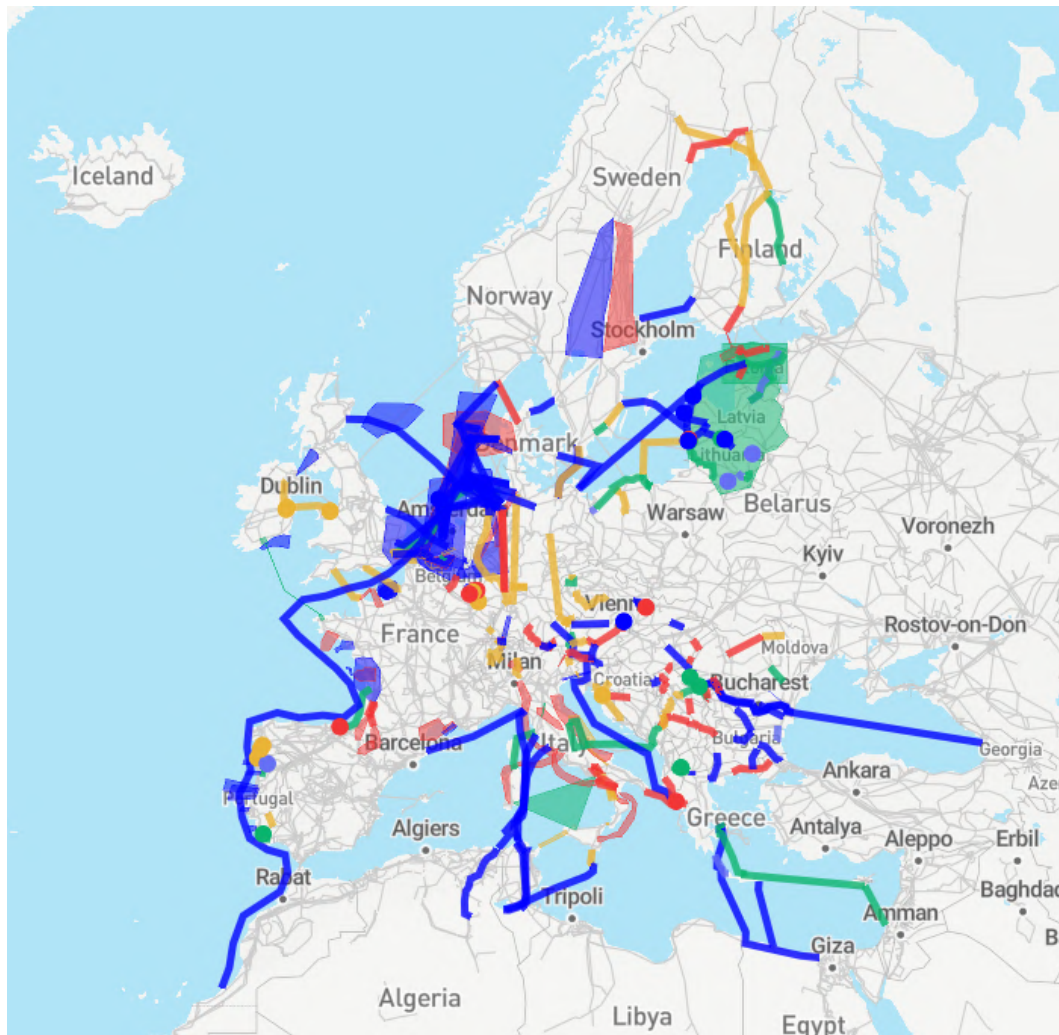
## 1.4 Λειτουργία και ενίσχυση των διασυνδέσεων

Η μετάβαση σε ένα σύστημα κλιματικής ουδετερότητας έως το 2050 σημαίνει, όπως ήδη ειπώθηκε, την εγκατάσταση μεγάλων εγκαταστάσεων ΑΠΕ. Η ενέργεια παραγόμενη από ΑΠΕ, κυρίως αιολική και ηλιακή, εμφανίζουν εγγενώς ισχυρές διακυμάνσεις, γεγονός που θέτει προκλήσεις σχετικά με την ευστάθεια του συστήματος και την αύξηση του κόστους εξισορρόπησης. Συμπληρωματικά των ΑΠΕ, τα συστήματα αποθήκευσης και η επέκταση του δικτύου μπορούν δυνητικά να μετριάσουν αυτή την μεταβλητότητα [25]. Τόσο η επέκταση του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, όσο και η βελτίωση της χρήσης των ήδη υπαρχόντων διασυνδέσεων προσφέρουν πληθώρα πλεονεκτημάτων [26]:

- Συμβάλουν στην διαχείριση της συμφόρησης
- Αυξάνουν την διασυννοριακή διακίνηση ενέργειας μεταξύ διασυνδεδεμένων χωρών συμβάλλοντας στην ενοποίηση των αγορών ηλεκτρισμού
- Αποτελούν εναλλακτική επενδυτική λύση έναντι της επέκτασης των εγκατεστημένων μονάδων παραγωγής
- Βελτιώνουν την ασφάλεια και την αξιοπιστία της παροχής
- Διευρύνουν τον τρόπο επίτευξης των περιβαλλοντικών στόχων
- Βελτιώνουν την αποδοτικότητα των αγορών τονώνοντας τον ανταγωνισμό μεταξύ των εθνικών διαχειριστών.

Σε ευρωπαϊκό επίπεδο, τα διασυνδεδεμένα και σταθερά ενεργειακά δίκτυα αποτελούν τον κορμό της εσωτερικής αγοράς ενέργειας της ΕΕ και είναι καίριας σημασίας για τη διευκόλυνση της πράσινης μετάβασης. Με στόχο να συμβάλει στην υλοποίηση της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή πρότεινε τον Νοέμβριο του 2023 ένα σχέδιο δράσης ώστε να διασφαλιστεί ότι τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας θα λειτουργούν αποτελεσματικότερα και θα αναπτυχθούν περαιτέρω και ταχύτερα. Η Επιτροπή έχει ήδη θεσπίσει ένα υποστηρικτικό νομικό πλαίσιο για την ανάπτυξη δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας σε ολόκληρη την Ευρώπη. Με την πλήρη ενοποίηση των αγορών της ΕΕ, το εκσυγχρονισμένο δίκτυο υποδομών θα εξασφαλίσει στους πολίτες και τις επιχειρήσεις τα οφέλη της φθηνότερης και καθαρότερης ενέργειας. Το σχέδιο δράσης αποσκοπεί στην αντιμετώπιση των κύριων προκλήσεων όσον αφορά την επέκταση, την ψηφιοποίηση και την καλύτερη χρήση των δικτύων μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ, προσδιορίζει δε συγκεκριμένες και εξατομικευμένες δράσεις που θα συμβάλουν στην αποδέσμευση των αναγκαίων επενδύσεων για την αναβάθμιση των ευρωπαϊκών δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας. Επίκεντρο των δράσεων είναι η υλοποίηση και η ταχεία τελεσφόρηση, με στόχο την έγκαιρη συμβολή στην επίτευξη των στόχων για το 2030 [27]. Το πλάνο ανάπτυξης του δικτύου με βάση το TYNDP 2024 φαίνεται στην εικόνα 1.12.

Για την κατασκευή των γραμμών μεταφοράς μεγάλων αποστάσεων προτιμώνται πλέον οι γραμμές υψηλής τάσης συνεχούς ρεύματος (High Voltage Direct Current – HVDC). Οι γραμμές HVDC έχουν χαμηλότερες απώλειες συγκριτικά με τις γραμμές εναλλασσόμενου ρεύματος (AC), γεγονός που τις καθιστά πιο αποδοτικές σε μεγάλες αποστάσεις. Παράλληλα, η τεχνολογία τους επιτρέπει την μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων ισχύος σε μία γραμμή, μειώνοντας την ανάγκη πολλαπλών παράλληλων γραμμών και την συνεπακόλουθη ανάγκη υποδομών. Τα συστήματα HVDC επιτρέπουν την διασύνδεση ασύγχρονων περιοχών και προσφέρουν μεγαλύτερο έλεγχο και ευελιξία στην διαχείριση της ροής ισχύος, διευκολύνοντας την διείσδυση των ΑΠΕ και βελτιώνοντας την ευστάθεια του δικτύου. Τέλος, η διακίνηση ενέργειας με γραμμές υψηλής



Σχήμα 1.12: TYNDP 2024 Transmission Projects [28]

τάσης συνεχούς ρεύματος αποδεικνύεται οικονομικότερη σε μεγάλες αποστάσεις και σε δύσβατα εδάφη, καθιστώντας της προτιμότερη επιλογή για την διασύνδεση απομακρυσμένων ΣΗΕ και για την διευκόλυνση του διασυνοριακού εμπορίου ηλεκτρικής ενέργειας [29] [30].

## 1.5 Αγορές ηλεκτρισμού

Η ενεργειακή πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης έχει θέσει ως προτεραιότητα την επίτευξη μιας ολοκληρωμένης ευρωπαϊκής αγοράς ενέργειας που θα προσφέρει ένα οικονομικά αποδοτικότερο και ανταγωνιστικότερο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου, ενισχυμένης ασφάλειας και διασυνοριακής αλληλεγγύης με τη συμπερίληψη μεγαλύτερου μεριδίου ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) και βελτιωμένων συστημάτων ενεργειακής απόδοσης. Τα ανωτέρω συνιστούν αδιαμφισβήτητες βάσεις για την ευρωπαϊκή ενεργειακή μετάβαση σε ένα αποτελεσματικότερο και καθαρότερο ενεργειακό περιβάλλον.

Στη φάση επίτευξης της απόλυτα ολοκληρωμένης ευρωπαϊκής αγοράς ενέργειας θα εξασφαλίζεται με τον οικονομικά αποδοτικότερο τρόπο ο ασφαλής και προσιτός ενεργειακός εφοδιασμός στους πολίτες της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Μέσω κοινών κανόνων



για την αγορά ενέργειας και διασυννοριακών υποδομών, η ενέργεια που θα μπορεί να παραχθεί σε μια χώρα της Ευρωπαϊκής Ένωσης θα παραδίδεται σε καταναλωτές σε μια άλλη χώρα. Αυτό θα διατηρεί τις τιμές υπό έλεγχο δημιουργώντας ανταγωνισμό και επιτρέποντας στους καταναλωτές να επιλέγουν προμηθευτές ενέργειας.

### **1.5.1 Δημοπρασίες**

Οι δημοπρασίες διαδραματίζουν κεντρικό ρόλο στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, λειτουργώντας ως μηχανισμοί για την κατανομή της παραγωγής, τον καθορισμό των τιμών της αγοράς και τη διευκόλυνση της αποτελεσματικής ανταλλαγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των συμμετεχόντων στην αγορά. Σε αυτές τις δημοπρασίες, κύριοι ενδιαφερόμενοι είναι οι παραγωγοί, οι πάροχοι, οι έμποροι και οι διαχειριστές των δικτύων, οι οποίοι συμμετέχουν ενεργά στην αγορά ή πώληση ηλεκτρικής ενέργειας και στην διασφάλιση της αξιοπιστίας. Οι επικρατέστεροι τύποι δημοπρασιών ανήκουν στους κλειστούς διαγωνισμούς (sealed bid) και είναι η δημοπρασία ομοιόμορφης τιμής (Uniform Price Auction – UPA) και η δημοπρασία αποζημίωσης στην προσφορά (Pay-as-Bid Auction – PABA).

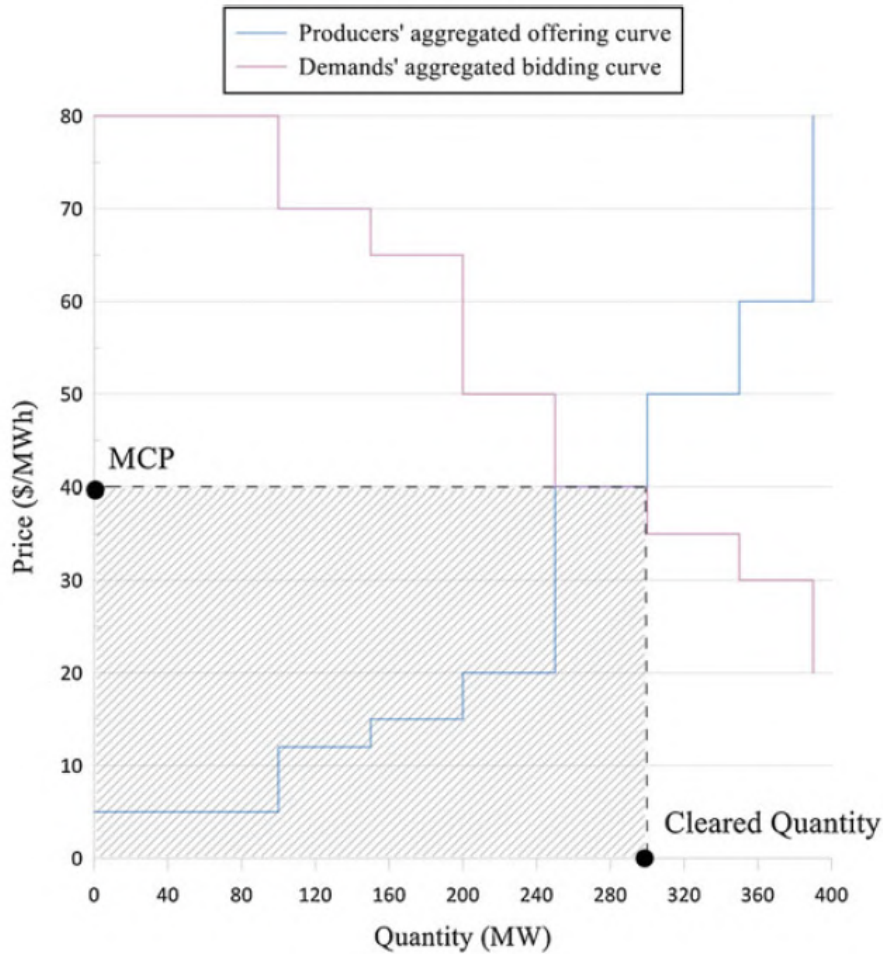
#### **Δημοπρασία Ομοιόμορφης Τιμής - Uniform Price Auction (UPA)**

Στην δημοπρασία UPA, όλοι οι νικητές πληρώνονται μια ενιαία προκαθορισμένη τιμή ανεξάρτητα από το τι είχαν προσφέρει, και η τελευταία εταιρεία που επιλέγεται για την παροχή ενέργειας, η οποία ονομάζεται «οριακή μονάδα», λαμβάνει την τιμή που προσφέρει και δεν έχει επιπλέον πλεόνασμα. Η διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς είναι απλή και βασίζεται στην ισορροπία παραγωγής και ζήτησης, λαμβάνοντας υπόψη τους οικονομικούς δείκτες. Ο ανεξάρτητος διαχειριστής συστήματος (ISO) συγκεντρώνει τις προσφορές παραγωγής και ζήτησης σε μια αγορά επόμενης ημέρας και τις τακτοποιεί σε μία αύξουσα και μία φθίνουσα καμπύλη, όπως φαίνεται στο σχήμα 1.13. Η τομή των δύο καμπύλων καθορίζει τη τιμή εκκαθάρισης της αγοράς και, συνεπώς, την εκκαθαρισμένη ποσότητα, η οποία ικανοποιεί τόσο το κόστος των παραγωγών-νικητών της δημοπρασίας, όσο και την ζήτηση των αγοραστών-νικητών. Όλες οι συναλλαγές πραγματοποιούνται στην τιμή εκκαθάρισης. Η γραμμοσκιασμένη περιοχή του σχήματος 1.13 παρουσιάζει τα συνολικά κέρδη των παραγωγών-νικητών. Το γραμμοσκιασμένο μέρος άνωθεν της καμπύλης προσφοράς δείχνει το πλεόνασμα των παραγωγών.

Οι δημοπρασίες tLYPIA χρησιμοποιούνται ως μηχανισμός τιμολόγησης των συναλλαγών ενέργειας στην Ευρώπη και τις Η.Π.Α. και είναι ο απλούστερος μηχανισμός τιμολόγησης από την πλευρά των προμηθευτών και των καταναλωτών. Από την μία, οι παραγωγοί-νικητές πωλούν στην υψηλότερη αποδεκτή τιμή και, επομένως, δεν υπάρχει ζημία για κανένα πωλητή. Από την άλλη, οι καταναλωτές αγοράζουν την χαμηλότερη δυνατή τιμή. Οι δημοπρασίες tLYPIA οδηγούν στην αποδοτική επιλογή των φθηνότερων παραγωγών και στην μεγιστοποίηση της κοινωνική ευημερίας [31].

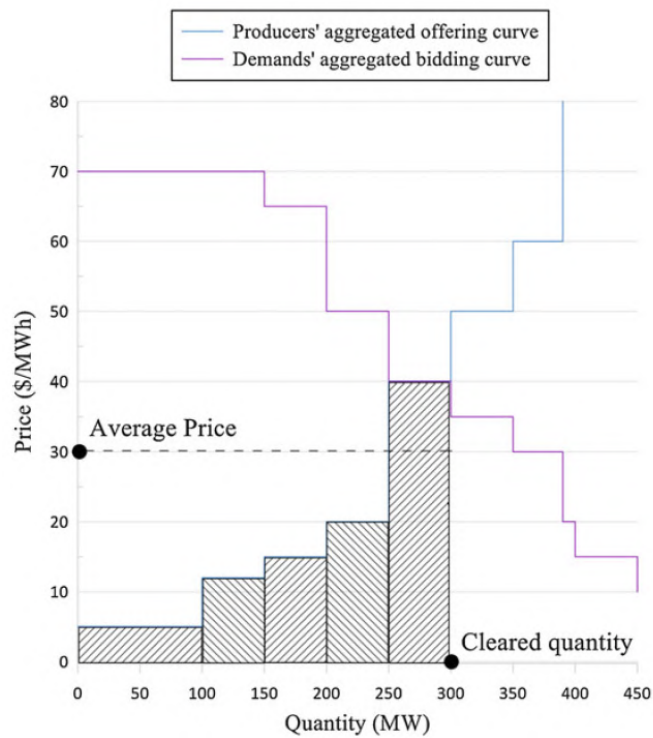
#### **Δημοπρασία Αποζημίωσης της Προσφοράς - Pay-as-Bid Auction (PABA)**

Στην δημοπρασία PABA, κάθε παραγωγός πληρώνεται την τιμή που ζητάει και κάθε καταναλωτής θα πληρώνει την τιμή που έχει προσφέρει. Έχοντας ως στόχο την μεγιστοποίηση τους κέρδους, κάθε παραγωγός θα προσφέρει ενέργεια σε υψηλότερη τιμή από το πραγματικό κόστος και θα προσπαθήσει να εκτιμήσει την τιμή εκκαθάρισης

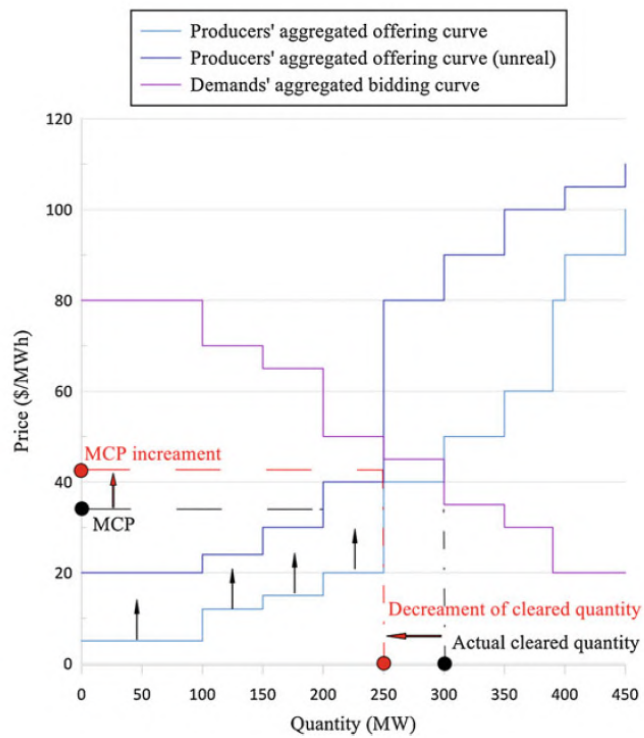


Σχήμα 1.13: Δημοπρασία Ομοιόμορφης Τιμής - Uniform Price Auction [31]

της αγοράς ώστε να προσφέρει την παραγωγή του σε τιμή κοντά σε εκείνη. Όλοι οι παραγωγοί προσφέρουν την παραγωγή τους σε υψηλότερες τιμές ώστε να αυξήσουν το κέρδος τους. Με αυτόν τον τρόπο, οι τιμές αυξάνονται, οι εκκαθαρισμένες ποσότητες μειώνονται και συνεπώς ελαττώνεται η αποδοτικότητα τους συστήματος. Οι συνέπειες των μη ρεαλιστικών προσφορών φαίνονται στο σχήμα 1.15. Παράλληλα, η υπερβολική αύξηση της τιμής προσφοράς μπορεί να οδηγήσει στην μη επιλογή του παραγωγού ως νικητή της δημοπρασίας. Άρα, οι παραγωγοί θα πρέπει να βρουν τρόπο συμβιβασμού των προσφορών τους, μιας και η αύξηση των τιμών τους μειώνει τις πιθανότητές τους να επιλεγούν από την δημοπρασία [31].



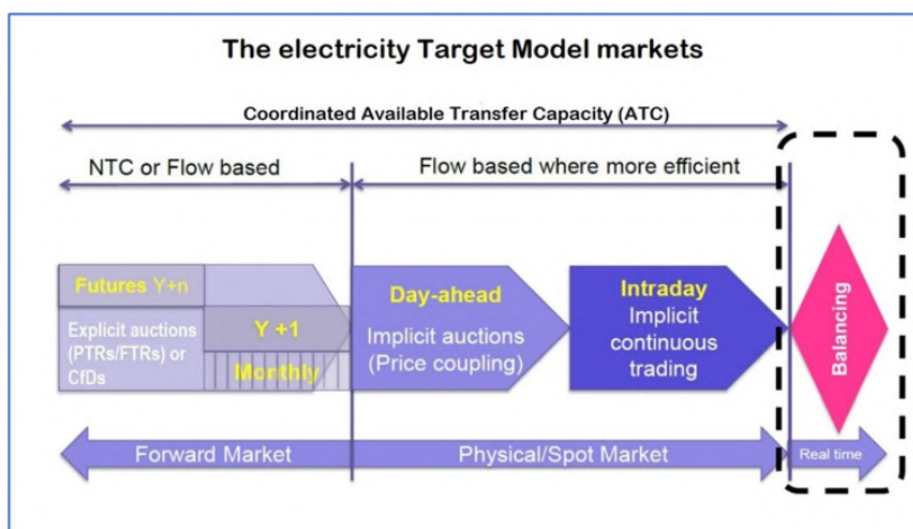
Σχήμα 1.14: Δημοπρασία Αποζημίωσης της Προσφοράς - Pay-as-Bid Auction [31]



Σχήμα 1.15: Αποτελέσματα μη ρεαλιστικών προσφορών σε δημοπρασία PABA [31]

## 1.5.2 Μοντέλο Στόχος

Ο σχεδιασμός της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την επίτευξη της ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ενέργειας προβλέπει ότι η κοινή αγορά θα πρέπει να διαρθρώνεται σε τέσσερις (4) επιμέρους διαφορετικές αγορές: α) την Αγορά Επόμενης Ημέρας (Day-ahead Market), β) την Ενδοημερήσια Αγορά (Intra-Day market) γ) την Ενεργειακή Χρηματοπιστωτική Αγορά (Forward Market) και δ) την Αγορά Εξισορρόπησης (Balancing Market), δομή που συνιστά το Μοντέλο Στόχο (Target Model).



Σχήμα 1.16: Διάγραμμα Μοντέλου Στόχου [32]

### Ενεργειακή Χρηματοπιστωτική Αγορά

Οι ενεργειακές χρηματοπιστωτικές αγορές, ή αλλιώς προθεσμιακές αγορές, σχετίζονται με μακροπρόθεσμα συμβόλαια μέσω των οποίων η ενέργεια συμφωνείται να παραδίδεται στο μέλλον σε προκαθορισμένη τιμή. Με αυτόν τον τρόπο, μετριάζεται το ρίσκο της αγοράς που προκύπτει από τη μεταβλητότητα της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας λόγω των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών της. Η διαπραγμάτευση ηλεκτρικής ενέργειας σε τέτοιες αγορές μπορεί να ξεκινήσει πολλά χρόνια πριν από τη φυσική της παράδοση και μπορεί να διαρκέσει μέχρι μία ημέρα πριν από αυτήν. Στο πλαίσιο της Ενεργειακής Χρηματοπιστωτικής Αγοράς (Προθεσμιακή Αγορά) γίνεται η διαπραγμάτευση Συμβολαίων Μελλοντικής Εκπλήρωσης (ΣΜΕ). Τα συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης αφορούν στην ανταλλαγή ηλεκτρικής ενέργειας καθορίζοντας τον χρόνο, την ποσότητα και την τιμή της συναλλαγής και μπορούν να συναφθούν είτε διμερώς (Over-The-Counter), είτε μέσω ενός οργανωμένου Χρηματιστηρίου Ενέργειας (Forward Market) [33].

### Αγορά επόμενης ημέρας

Η αγορά της επόμενης ημέρας πραγματοποιείται την ημέρα πριν από την παράδοση ενέργειας, συνήθως γύρω στο μεσημέρι. Οι παραγωγοί υποβάλλουν σε αυτή την αγορά προσφορές παραγωγής (που αποτελούνται από ποσότητες παραγωγής και ελάχιστες τιμές πώλησης), ενώ οι καταναλωτές και οι προμηθευτές υποβάλλουν προσφορές κατανάλωσης (που αποτελούνται από ποσότητες κατανάλωσης και μέγιστες τιμές

αγοράς). Με τη σειρά του, ο διαχειριστής της αγοράς εκκαθαρίζει την αγορά εκτελώντας μια δημοπρασία. Αυτή η δημοπρασία έχει ως αποτέλεσμα προγραμματισμένα επίπεδα παραγωγής και κατανάλωσης και τιμές εκκαθάρισης της αγοράς την επόμενη μέρα. Αξίζει να σημειωθεί πως όλες οι συναλλαγές που διενεργούνται επί της αγοράς επόμενης ημέρας έχουν την υποχρέωση φυσικής παράδοσης, δηλαδή την πραγματική έγχυση ή κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας με βάση τις προσφορές που έγιναν αποδεκτές. Είναι προφανές πως για να γίνει μια προσφορά έγχυσης αποδεκτή, τότε η τιμή αυτής πρέπει να είναι χαμηλότερη από την τιμή ισορροπίας. Αντίστοιχα μια προσφορά κατανάλωσης ενέργειας πρέπει να έχει υψηλότερη τιμή για να γίνει αποδεκτή [34].

### **Ενδοημερήσια αγορά**

Στην ενδοημερήσια αγορά οι συναλλαγές γίνονται πιο κοντά σε πραγματικό χρόνο για την αντιμετώπιση βραχυπρόθεσμων ανισορροπιών μεταξύ προσφοράς και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι παραγωγοί και οι αγοραστές διαπραγματεύονται συνεχώς για 24 ώρες εντός της ημέρας παράδοσης. Την ακριβή στιγμή που η προσφορά του αγοραστή συμφωνεί με εκείνη του πωλητή, η συναλλαγή ολοκληρώνεται. Αυτό το είδος αγοράς επιτρέπει τη διενέργεια συναλλαγών εντός μιας ώρας, μισής ώρας ή ακόμη και ενός τετάρτου ή και πέντε λεπτά πριν από την παράδοση.

Η ενδοημερήσια αγορά ακολουθεί την εκκαθάριση της αγοράς της επόμενης ημέρας και οι συμμετέχοντες στοχεύουν κυρίως να προσαρμόσουν τις προσφορές τους πιο κοντά στην παράδοση ενέργειας σε πραγματικό χρόνο. [35]

### **Αγορά Εξισορρόπησης**

Η αγορά εξισορρόπησης λαμβάνει χώρα κάποια λεπτά πριν από την παράδοση ενέργειας και αποτελεί τον τελευταίο μηχανισμό της αγοράς για την εξισορρόπηση της παραγωγής και της κατανάλωσης. Αυτή η αγορά είναι ιδιαίτερα σημαντική για τους παραγωγούς στοχαστικών ΑΠΕ (π.χ. παραγωγούς αιολικής και ηλιακής ενέργειας) που δεν μπορούν να προβλέψουν με ακρίβεια τα επίπεδα παραγωγής τους πριν από το κλείσιμο της αγοράς της επόμενης ημέρας. Η αγορά εξισορρόπησης εκκαθαρίζεται από τον διαχειριστή της αγοράς με παρόμοιο τρόπο με την αγορά της επόμενης ημέρας μέσω δημοπρασίας. Το αποτέλεσμα του περιλαμβάνει προσαρμογές παραγωγής και κατανάλωσης και εξισορρόπηση των τιμών εκκαθάρισης. [34]

## **1.5.3 Σύζευξη Αγορών**

Πριν από την Σύζευξη των Αγορών (Market Coupling), η διασυνοριακή δυναμικότητα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας αφενός και η ηλεκτρική ενέργεια αφετέρου, έπρεπε να αγοράζοντα ξεχωριστά. Αυτό σημαίνει ότι ένα διαπραγματευόμενο μέλος έπρεπε να εξασφαλίσει τη διασυνοριακή δυναμικότητα σε ένα πρώτο βήμα, προτού χρησιμοποιήσει αυτή τη διασύνδεση για να μεταφέρει την ηλεκτρική ενέργεια που αγοράστηκε σε ένα δεύτερο βήμα. Το σύζευξη αγορών χρησιμοποιεί τις λεγόμενες έμμεσες δημοπρασίες (implicit auctions), στις οποίες η δημοπρασία διασυνοριακής χωρητικότητας περιλαμβάνεται (σιωπηρά) στις δημοπρασίες, δηλαδή οι συμμετέχοντες στην αγορά μπορούν να καταθέσουν μια προσφορά χωρίς πρότινος να έχουν εξασφαλίσει διασυνοριακή χωρητικότητα. Η διασυνοριακή χωρητικότητα που είναι διαθέσιμη μεταξύ των συζευγμένων αγορών, λαμβάνεται υπόψη στην διαδικασία εκκαθάρισης της

αγοράς με στόχο την ελαχιστοποίηση των αποκλίσεων των τιμών μεταξύ αγορών. Οι σιωπηρές δημοπρασίες διασφαλίζουν ότι η ηλεκτρική ενέργεια ρέει από τις πλεονασματικές περιοχές (περιοχές χαμηλών τιμών) προς τις ελλειμματικές περιοχές (περιοχές υψηλών τιμών) οδηγώντας έτσι σε σύγκλιση τιμών και συνεπακόλουθα μεγιστοποίηση της συνολικής κοινωνικής ευημερίας και στις δύο ή περισσότερες αγορές που βρίσκονται σε σύζευξη. [10]

### **Δυναμικότητα Διασύνδεσης**

Στόχος της σύζευξης των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας είναι μεταξύ άλλων η σύγκλιση των τιμών στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας της Ευρώπης. Η επίτευξη του παραπάνω στόχου απαιτεί μεγιστοποίηση της αποδοτικότητας των διασυνοριακών συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή, τη μεγιστοποίηση της εκμετάλλευσης των διασυνοριακών δυνατοτήτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω της βελτιστοποίησης της κατανομής της Διαθέσιμης Δυναμικότητας Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Available Transfer Capacity - ATC) μεταξύ των διαφόρων χρηματιστηρίων ηλεκτρικής ενέργειας.

Η διαθέσιμη δυναμικότητα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί σήμερα το κύριο εμπόδιο στη διαδικασία της ολοκλήρωσης των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας της Ευρώπης. Αυτό συμβαίνει διότι οι διαθέσιμες διασυνδέσεις μεταξύ των εθνικών κρατών της Ευρώπης και άρα η δυναμικότητα που διατίθεται προς διαπραγμάτευση μεταξύ των διαφόρων χρηματιστηρίων ηλεκτρικής ενέργειας δεν επαρκεί για την κάλυψη των αναγκών σε διασυνοριακές συναλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό οδηγεί στη συμφόρηση του δικτύου και σε προβλήματα στη λειτουργία της αγοράς [36].

### **Σύζευξη αγοράς επόμενης ημέρας - Single Day-Ahead Coupling (SDAC)**

Ο στόχος του μοντέλου SDAC είναι ο σχηματισμός μιας ενιαίας ευρωπαϊκής διαζωνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία θα αυξήσει τη συνολική αποτελεσματικότητα των συναλλαγών, προωθώντας τον αποτελεσματικό ανταγωνισμό, αυξάνοντας τη ρευστότητα και επιτρέποντας την αποτελεσματικότερη χρήση των πόρων παραγωγής σε όλη την Ευρώπη. Το μοντέλο SDAC δηλαδή, εξασφαλίζει ικανότητα διασυνοριακής μεταφοράς με τον πιο αποτελεσματικό τρόπο συνδέοντας αγορές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας από διαφορετικές περιοχές μέσω ενός κοινού αλγορίθμου, λαμβάνοντας ταυτόχρονα υπόψη τους διασυνοριακούς περιορισμούς μετάδοσης, μεγιστοποιώντας έτσι την κοινωνική ευημερία [37].

### **Σύζευξη Τιμών των Περιφερειών - Price Coupling of Regions (PCR)**

Η Σύζευξη Τιμών των Περιφερειών (PCR) είναι το έργο των Ευρωπαϊκών Χρηματιστηρίων Ενέργειας για την ανάπτυξη μιας ενιαίας λύσης σύζευξης τιμών που θα χρησιμοποιηθεί για τον υπολογισμό των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη την Ευρώπη, με σεβασμό στη δυναμικότητα των σχετικών στοιχείων του δικτύου σε καθημερινή βάση. Αυτό είναι ζωτικής σημασίας για την επίτευξη του συνολικού στόχου της ΕΕ για μια εναρμονισμένη ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Η ολοκληρωμένη ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να αυξήσει τη ρευστότητα, την αποδοτικότητα και την κοινωνική ευημερία. Το PCR είναι ανοιχτό σε άλλα ευρωπαϊκά χρηματιστήρια που επιθυμούν να συμμετάσχουν. [38]

Το PCR βασίζεται σε τρεις βασικές αρχές: έναν αλγόριθμο, σιθωρή λειτουργία και δυνατότητα αποσυζευγμένων ανταλλαγών ενέργειας. Ο κοινός αλγόριθμος δίνει ένα δίκαιο και διαφανή προσδιορισμό των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας της επόμενης ημέρας και μια καθαρή θέση μιας περιοχής προσφορών σε ολόκληρη την Ευρώπη. Ο αλγόριθμος αναπτύχθηκε με σεβασμό στα ειδικά χαρακτηριστικά των διαφόρων αγορών ενέργειας σε όλη την Ευρώπη και των περιορισμών του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας. Βελτιστοποιεί τη συνολική ευημερία και αυξάνει τη διαφάνεια. Η διαδικασία PCR βασίζεται στην αποκεντρωμένη κοινή χρήση δεδομένων, παρέχοντας μια ισχυρή και ανθεκτική λειτουργία. [39].

Το έργο εκτελείται επί του παρόντος από εννέα χρηματιστήρια ενέργειας: EPEX SPOT, GME, HEnEx, Nasdaq, Nord Pool, OMIE, OPCOM, OTE και TGE. Το PCR χρησιμοποιείται για τη σύζευξη των ακόλουθων χωρών: Αυστρία, Βέλγιο, Τσεχική Δημοκρατία, Δανία, Εσθονία, Φινλανδία, Γαλλία, Γερμανία, Ουγγαρία, Ιταλία, Λετονία, Λιθουανία, Λουξεμβούργο, Κάτω Χώρες, Νορβηγία, Πολωνία, Πορτογαλία, Δημοκρατία της Ιρλανδίας, Ρουμανία, Σλοβακία, Σλοβενία, Ισπανία, Σουηδία και Ηνωμένο Βασίλειο. Η πρωτοβουλία ξεκίνησε το 2009 και τα συμβαλλόμενα μέρη της PCR υπέγραψαν τη Συμφωνία Συνεργασίας PCR και τη Συμφωνία Συνιδιοκτησίας PCR τον Ιούνιο του 2012. Ένα από τα βασικά στοιχεία του έργου PCR είναι η ανάπτυξη ενός αλγορίθμου σύζευξης ενιαίας τιμής, με το όνομα EUPHEMIA (EU + Pan-european Hybrid Electricity Market Integration Algorithm). Χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της κατανομής ενέργειας και των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας σε ολόκληρη την Ευρώπη, μεγιστοποιώντας τη γενική ευημερία και αυξάνοντας τη διαφάνεια του υπολογισμού των τιμών και των ροών ισχύος. [38]

Συνοψίζοντας, η σύζευξη της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη προσφέρει πολλά πλεονεκτήματα, όπως βελτιωμένη σύγκλιση τιμών, βελτιωμένη απόδοση της αγοράς και αυξημένη ασφάλεια εφοδιασμού μέσω βελτιστοποιημένης κατανομής πόρων και εξισορρόπησης του δικτύου μεταξύ διασυνδεδεμένων περιοχών. Η σύζευξη της αγοράς ενθαρρύνει τον ανταγωνισμό, μειώνοντας το κόστος για τους καταναλωτές και προάγοντας την καινοτομία στον ενεργειακό τομέα. Ωστόσο, εξακολουθούν να υπάρχουν προκλήσεις, όπως η πολυπλοκότητα των κανονιστικών ρυθμίσεων, οι διαφορετικοί σχεδιασμοί της αγοράς μεταξύ των κρατών μελών και οι περιορισμοί των υποδομών. Η διασφάλιση της εναρμόνισης των κανόνων της αγοράς και των ρυθμιστικών πλαισίων, η αντιμετώπιση των σημείων συμφόρησης στο δίκτυο και η διαχείριση των διασυνοριακών περιορισμών μεταφοράς είναι κρίσιμης σημασίας για την πλήρη συνειδητοποίηση των πλεονεκτημάτων της σύζευξης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη.

## Κεφάλαιο 2

# Ανάπτυξη μαθηματικού μοντέλου

### 2.1 Εισαγωγή

Για την προσομοίωση του ηλεκτρικού δικτύου της Ευρώπης και την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης επιλέχθηκε το λογισμικό Python for Power System Analysis (PyPSA). Το PyPSA είναι ένα πρόγραμμα ανοιχτού κώδικα σε περιβάλλον γλώσσας προγραμματισμού Python, το οποίο επιτρέπει την προσομοίωση και την βελτιστοποίηση συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας [40]. Το συγκεκριμένο περιβάλλον επιλέχθηκε για τέσσερις κυρίως λόγους: είναι ανοιχτού κώδικα, υποστηρίζει την μαζική εισαγωγή μεγάλου όγκου δεδομένων μέσω αρχείων csv (Comma Separated Values), προσφέρει την δυνατότητα τροποποίησης της βελτιστοποίησης με την εισαγωγή μεταβλητών, αντικειμενικών συναρτήσεων και περιορισμών βελτιστοποίησης, καθώς και περιέχει ενσωματωμένες μεθόδους και συναρτήσεις για την βελτιστοποίηση της ροής ισχύος του δικτύου. Τα παραπάνω καθιστούν το PyPSA φιλικό προς το χρήστη και ιδανικό για την υλοποίηση του σκοπού της παρούσας εργασίας.

Η μεθοδολογία κατάστροφης και επίλυσης του προβλήματος βασίστηκε στο μοντέλο που χρησιμοποιεί το PyPSA, το οποίο επεκτάθηκε και τροποποιήθηκε ώστε να εξυπηρετεί τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του δικτύου που μελετάται.



## 2.2 Τα στοιχεία του δικτύου

Το δίκτυο αποτελείται από τα στοιχεία που φαίνονται στον πίνακα 2.1

Πίνακας 2.1: Τα στοιχεία του δικτύου (Components)

Component	Description
Network	Container for all components and functions which act upon the whole network.
Bus	Electrically fundamental node where x-port objects attach.
Link	Link between two buses with controllable active power - can be used for a transport power flow model. It is assumed that the links neither produce nor consume reactive power.
Load	PQ power consumer.
Generator	Power generator.
StorageUnit	Storage unit with fixed nominal-energy-to-nominal-power ratio.
Store	Generic store, whose capacity may be optimised.

Κάθε στοιχείο περιγράφεται από τις παραμέτρους του. Οι παράμετροι των στοιχείων του δικτύου φαίνονται στους πίνακες 2.2-2.7.

### 2.2.1 Δίκτυο (Network)

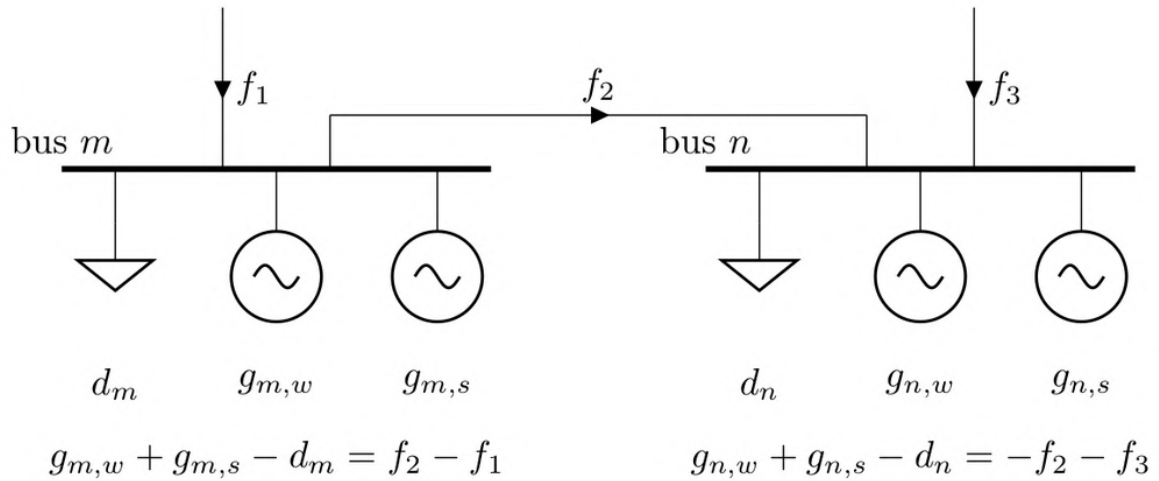
Ο πίνακας 2.2 συνοψίζει τις παραμέτρους που περιγράφουν το δίκτυο.

Πίνακας 2.2: Δίκτυο (Network)

Attribute	Description
name	Unique name
snapshots	List of snapshots or time steps.
buses	All static bus information compiled by PyPSA from inputs.
buses_t	All time-dependent bus information compiled by PyPSA from inputs.
components	For each component type (buses, lines, etc.): static component information compiled by PyPSA from inputs.
components_t	For each component type (buses, lines, etc.): time-dependent component information compiled by PyPSA from inputs.

### 2.2.2 Ζυγός (Bus)

Ο ζυγός είναι ο θεμελιώδης κόμβος του δικτύου, στον οποίο συνδέονται στοιχεία όπως φορτία, γεννήτριες και γραμμές διασύνδεσης. Επιβάλλει το ισοζύγιο διατήρησης ενέργειας για όλα τα στοιχεία που συνδέονται σε αυτόν (π.χ. Νόμος Ρευμάτων του Kirchhoff). Κάθε ζυγός αντιστοιχεί σε μία ζώνη υποβολής προσφοράς.



Σχήμα 2.1: Ισοζύγιο διατήρησης ενέργειας

### 2.2.3 Γεννήτρια (Generator)

Οι γεννήτριες τροφοδοτούν με ισχύ τον ζυγό στον οποίο συνδέονται.

Πίνακας 2.3: Γεννήτρια (Generator)

Attribute	Description
name	Unique name
bus	Name of bus to which generator is attached
p_nom	Nominal power for limits in optimization.
p_max_pu	The maximum output for each snapshot per unit of p_nom for the optimization (e.g. for variable renewable generators this can change due to weather conditions; for conventional generators it represents a maximum dispatch).
marginal_cost	Marginal cost of production of 1 MWh.

### 2.2.4 Αποθηκευτική μονάδα (Storage Unit)

Οι αποθηκευτικές μονάδες εκτελούν μετατόπιση ισχύος (inter temporal power shifting) στον ζυγό στον οποίο συνδέονται. Κάθε μονάδα περιγράφεται από μία χρονοεξαρτώμενη μεταβλητή, την κατάσταση φόρτισης (state of charge), και αρκετούς άλλους συντελεστές. Η ονομαστική ενέργεια υπολογίζεται από το γινόμενο της ονομαστικής ισχύος (p nom) και των μέγιστων ωρών εκφόρτισης (max hours).

Πίνακας 2.4: Αποθηκευτική μονάδα (Storage Unit)

Attribute	Description
name	Unique name
bus	Name of bus to which storage unit is attached.
p_nom	Nominal power for limits in OPF.
p_max_pu	The maximum output for each snapshot per unit of p_nom for the OPF.
max_hours	Maximum state of charge capacity in terms of hours at full output capacity p_nom
efficiency_store	Efficiency of storage on the way into the storage.
efficiency_dispatch	Efficiency of storage on the way out of the storage.
inflow	Inflow to the state of charge, e.g. due to river inflow in hydro reservoir.

### 2.2.5 Αποθήκη ενέργειας (Store)

Οι αποθήκες ενέργειας αποτελούν πιο θεμελιώδη στοιχεία για τις αποθηκευτικές μονάδες. Χρησιμοποιήθηκαν μόνο στην περίπτωση υδροηλεκτρικών ταμιευτήρων (Hydro Reservoir) διότι επιτρέπουν την τροποποίηση ώστε οι μονάδες να μην υποστηρίζουν την άντληση υδάτων.

Πίνακας 2.5: Αποθήκη ενέργειας (Store)

<b>Attribute</b>	<b>Description</b>
name	Unique name
bus	Name of bus to which store is attached.
e_nom	Nominal energy capacity.
e_cyclic	If True, then e_initial is set to the final energy for the group of snapshots in the OPF.

### 2.2.6 Φορτίο (Load)

Το φορτίο απορροφά ισχύ ως φορτίο PQ.

Πίνακας 2.6: Φορτίο (Load)

<b>Attribute</b>	<b>Description</b>
name	Unique name
bus	Name of bus to which load is attached.

### 2.2.7 Γραμμές διασύνδεσης (Link)

Οι γραμμές διασύνδεσης συνδέουν τους ζυγούς του συστήματος. Οι γραμμές χαρακτηρίζονται από την ικανότητα μεταφοράς τους (Net Transfer Capacity - NTC). Η προσέγγιση αυτή αγνοεί τους φυσικούς νόμους όπως ο νόμος του Kirchhoff, που επηρεάζουν την ροή του ηλεκτρισμού θεωρώντας πως οι ροές ηλεκτρισμού μπορούν πλήρως να κατευθυνθούν.

Πίνακας 2.7: Γραμμή διασύνδεσης (Link)

<b>Attribute</b>	<b>Description</b>
name	Unique name
bus0	Name of first bus to which link is attached.
bus1	Name of other bus to which link is attached.
p_nom	Limit of active power which can pass through link.

## 2.3 Το μαθηματικό μοντέλο

Το εργαλείο PyPSA επιτρέπει την βελτιστοποίηση της παραγωγής μονάδων αποθήκευσης, συμβατικών μονάδων και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η αντικειμενική συνάρτηση ελαχιστοποιεί το συνολικό κόστος του συστήματος για τις χρονικές στιγμές (snapshots) που έχουν οριστεί. Το χρονικό πλαίσιο της μελέτης αφορά ένα ολόκληρο έτος και συνεπώς 8760 ώρες. Για την ελαχιστοποίηση του κόστους εξυπηρέτησης του φορτίου απαιτείται ο καθορισμός του κόστους κάθε είδους παραγωγής.

### 2.3.1 Μεταβλητές του προβλήματος

Τα μεγέθη και οι μεταβλητές του προβλήματος φαίνονται στον πίνακα 2.8

Πίνακας 2.8: Οι μεταβλητές του μοντέλου βελτισποίησης

Variable	Description
$n \in N = \{0, \dots,  N  - 1\}$	Label the buses
$t \in T = \{0, \dots,  T  - 1\}$	Label the snapshots
$l \in L = \{0, \dots,  L  - 1\}$	Label the branches
$s \in S = \{0, \dots,  S  - 1\}$	Label the different generator/storage types at each bus
$w_t$	Weighting of time $t$ in the objective function
$g_{n,s,t}$	Dispatch of generator $s$ at bus $n$ at time $t$
$\bar{g}_{n,s}$	Nominal power of generator $s$ at bus $n$
$\bar{g}_{n,s,t}$	Availability of generator $s$ at bus $n$ at time $t$ per unit of nominal power
$u_{n,s,t}$	Binary status variable for generator with unit commitment
$suc_{n,s,t}$	Start-up cost if generator with unit commitment is started at time $t$
$sdc_{n,s,t}$	Shut-down cost if generator with unit commitment is shut down at time $t$
$c_{n,s}$	Capital cost of extending generator nominal power by one MW
$o_{n,s}$	Marginal cost of dispatching generator for one MWh
$f_{l,t}$	Flow of power in branch $l$ at time $t$
$F_l$	Capacity of branch $l$
$\eta_{n,s}$	Efficiency of generator $s$ at bus $n$
$\eta_l$	Efficiency of controllable link $l$

### 2.3.2 Αντικειμενική συνάρτηση

Η πλήρης αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος 2.1 περιγράφει το συνολικό κόστος του συστήματος.

$$\begin{aligned} & \sum_{n,s} c_{n,s} \bar{g}_{n,s} + \sum_{n,s} c_{n,s} \bar{h}_{n,s} + \sum_l c_l F_l \\ & + \sum_t w_t \left[ \sum_{n,s} o_{n,s,t} g_{n,s,t} + \sum_{n,s} o_{n,s,t} h_{n,s,t} \right] \\ & \quad + \sum_t [suc_{n,s,t} + sdc_{n,s,t}] \end{aligned} \quad (2.1)$$

Ωστόσο, μπορεί να απλοποιηθεί αφαιρώντας του μηδενικούς όρους. Αυτοί αφορούν το κόστος επέκτασης της ονομαστικής ισχύος των μονάδων και τα κόστη έναρξης και παύσης λειτουργίας των μονάδων.

$$\sum_t \left[ \sum_{n,s} o_{n,s,t} g_{n,s,t} + \sum_{n,s} o_{n,s,t} h_{n,s,t} \right] \quad (2.2)$$

### 2.3.3 Περιορισμοί γεννητριών (Generator constraints)

Η παραγωγή των γεννητριών  $g_{n,s,t}$ , όπου  $n$  ο ζυγός,  $s$  η γεννήτρια και  $t$  ο χρόνος, περιορίζεται από τις μέγιστες και ελάχιστες τιμές μέσω του περιορισμού:

$$\tilde{g}_{n,s,t} \cdot \bar{g}_{n,s} \leq g_{n,s,t} \leq \bar{g}_{n,s,t} \cdot \bar{g}_{n,s} \quad (2.3)$$

Όπου  $\bar{g}_{n,s}$  η ονομαστική ισχύς της γεννήτριας και  $\tilde{g}_{n,s,t}$  και  $\bar{g}_{n,s,t}$  τα άνω και κάτω όρια της ισχύος εξόδου στο σύστημα ανά μονάδα.

### 2.3.4 Περιορισμοί αποθηκευτικών μονάδων (Storage units constraints)

Η ονομαστική ισχύς της αποθηκευτικής μονάδας δίνεται από το  $\bar{h}_{n,s}$ . Σε αντίθεση με τις γεννήτριες που έχουν μόνο μία χρονοεξαρτώμενη μεταβλητή, οι αποθηκευτικές μονάδες έχουν τρεις:

- Την παραγωγή της αποθηκευτικής μονάδας, όταν δηλαδή η κατάσταση φόρτισης ελλατώνεται:

$$0 \leq h_{n,s,t} \leq \bar{h}_{n,s} \quad (2.4)$$

- Την φόρτιση/αποθήκευση της μονάδας, όταν δηλαδή η κατάσταση φόρτισης αυξάνεται:

$$0 \leq f_{n,s,t} \leq \bar{h}_{n,s} \quad (2.5)$$

- Και την κατάσταση φόρτισης:

$$0 \leq soc_{n,s,t} \leq r_{n,s} \bar{h}_{n,s} \quad (2.6)$$

Όπου  $r_{n,s}$  είναι ο αριθμός των ωρών λειτουργίας σε ονομαστική ισχύ που οδηγούν σε πλήρη φόρτιση.

Οι μεταβλητές συνδέονται με την εξίσωση υπολογισμού την κατάσταση φόρτισης (state of charge = soc):

$$\text{SOC}_{n,s,t} = \eta_{\text{stand};n,s}^{w_t} \text{SOC}_{n,s,t-1} + \eta_{\text{store};n,s} w_t f_{n,s,t} - \eta_{\text{dispatch};n,s}^{-1} w_t h_{n,s,t} + w_t \text{inflow}_{n,s,t} - w_t \text{spillage}_{n,s,t} \quad (2.7)$$

Όπου  $\eta_{\text{stand};n,s}$  είναι ο συντελεστής σταθερών απωλειών (π.χ. θερμικές απώλειες για θερμική αποθήκευση), ενώ  $\eta_{\text{store};n,s}$  και  $\eta_{\text{dispatch};n,s}$  είναι οι συντελεστές απωλειών της αποθηκευτικής μονάδας για την ισχύ που εισάγεται και εξάγεται αντίστοιχα.

Για τον καθορισμό της αρχικής κατάστασης φόρτισης (initial state of charge) επιλέγεται η κυκλική κατάσταση/μέθοδος φόρτισης που σημαίνει ότι

$$\text{SOC}_{n,s,t=-1} = \text{SOC}_{n,s,t=|T|-1} \quad (2.8)$$

Εφόσον ένας κύκλος ισούται με ένα έτος, η εξίσωση 2.8 επιβάλλει ίση ενέργεια στην αποθήκη την πρώτη και την τελευταία ώρα του έτους.

### 2.3.5 Περιορισμοί αποθηκών ενέργειας

Η ονομαστική ισχύς της μονάδας δίνεται από το  $\bar{e}_{n,s}$ . Κάθε μονάδα έχει δύο χρονοεξαρτώμενες μεταβλητές:

- Την παραγωγή της μονάδας  $h_{n,s,t}$ :

$$\infty \leq h_{n,s,t} \leq +\infty \quad (2.9)$$

- Και τη ενέργεια που υπάρχει στην αποθήκη:

$$\check{e}_{n,s} \leq e_{n,s,t} \leq \bar{e}_{n,s} \quad (2.10)$$

Οι μεταβλητές συνδέονται μέσω της εξίσωσης υπολογισμού της ενέργειας στην αποθήκη:

$$e_{n,s,t} = \eta_{\text{stand};n,s}^{w_t} e_{n,s,t-1} - h_{n,s,t} \quad (2.11)$$

Το μέγεθος της ενέργειας  $\bar{e}_{n,s}$  είναι αντίστοιχο του μεγέθους κατάσταση φόρτισης στις αποθηκευτικές μονάδες. Για την αρχική τιμή της ενέργειας επιλέγεται και πάλι κυκλική φόρτιση:

$$e_{n,s,t=-1} = e_{n,s,t=|T|-1} \quad (2.12)$$

### 2.3.6 Περιορισμοί διασυνδεδετικών γραμμών

Για τις διασυνδεδετικές γραμμές διασφαλίζουμε ότι η ροή δεν ξεπερνάει την μεταφορική ικανότητα της γραμμής (NTC):

$$|f_{l,t}| \leq F_l \quad (2.13)$$

Εάν η ροή είναι θετική  $f_{l,t} > 0$  τότε η γραμμή απορροφά  $f_{l,t}$  από τον ζυγό 0 (bus0) και τροφοδοτεί με  $\eta_l f_{l,t}$  τον ζυγό 1 (bus1).

### 2.3.7 Ισοζύγιο ισχύος

Η εξίσωση 2.14 εγγυάται την ισορροπία ισχύος σε κάθε ζυγό  $n$  και για κάθε χρονική στιγμή  $t$ .

$$\sum_s g_{n,s,t} + \sum_s h_{n,s,t} - \sum_s f_{n,s,t} - \sum_l K_{nl} f_{l,t} = \sum_s d_{n,s,t} \leftrightarrow \hat{J}_{n,t} \quad (2.14)$$

Όπου  $d_{n,s,t}$  το φορτίο του ζυγού και  $K_{nl}$  ο πίνακας κατάστασης που παίρνει τις τιμές  $\{-1, 0, 1\}$  ανάλογα με το εάν ο κλάδος  $l$  καταλήγει ή ξεκινά από τον ζυγό. Το  $\hat{J}_{n,t}$  αναπαριστά το οριακό κόστος. Ο ρόλος του ζυγού είναι να επιβάλλει την διατήρηση ενέργειας για όλα τα στοιχεία που συνδέονται σε αυτόν εφαρμόζοντας τον Νόμο Ρευμάτων του Kirchhoff.

## 2.4 Εισαγωγή περιορισμών βελτιστοποίησης

Ένας από τους λόγους που επιλέχθηκε το περιβάλλον PyPSA για την υλοποίηση της προσομοίωσης, ήταν ότι προσφέρει την δυνατότητα πρόσθεσης επιπλέον περιορισμών βελτιστοποίησης. Οι περιορισμοί που προστέθηκαν αφορούν την δυνατότητα άντλησης των υδροηλεκτρικών ταμιευτήρων και τις απαιτήσεις τους σε εφεδρεία.

### 2.4.1 Αντικατάσταση των μονάδων αποθήκευσης των υδροηλεκτρικών ταμιευτήρων

Όσον αφορά τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας, γίνεται διαχείριση 3 ειδών:

- Υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής με ταμιευτήρα - Hydro Reservoir
- Υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής φυσικής ροής - Run of river & Pondage
- Αντλησιοταμίευση:
  - Αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί ανοιχτού κύκλου (Pump Storage Open Loop)
  - Αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί κλειστού κύκλου (Pump Storage Closed Loop)

Μία σύντομη περιγραφή του κάθε είδους γίνεται στο κεφάλαιο 1.2.

Ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι υδροηλεκτρικοί ταμιευτήρες, οι οποίοι σε αντίθεση με τις μονάδες αντλησιοταμίευσης δεν υποστηρίζουν την άντληση υδάτων. Αντιθέτως, η άνω δεξαμενή του σταθμού αποθηκεύει νερό που εισρέει αποκλειστικά από φυσικές δομές όπως ποτάμια (inflow).

Για την εισαγωγή αυτού του χαρακτηριστικού στο πρόβλημα βελτιστοποίησης απαιτείται η αντικατάσταση των αποθηκευτικών μονάδων υδροηλεκτρικών ταμιευτήρων με πιο θεμελιώδη στοιχεία: αποθήκες ενέργειας και γραμμές διασύνδεσης. Πιο συγκεκριμένα, κάθε μονάδα αποθήκευσης αντικαθίσταται από μία αποθήκη ενέργειας, δύο γραμμές διασύνδεσης, μία για την φόρτιση και μία για την εκφόρτιση, και μία γεννήτρια για τις εισροές στον ταμιευτήρα. Οι παράμετροι που περιγράφουν την μονάδα αποθήκευσης μεταφέρονται στις αντίστοιχες παραμέτρους των καινούριων στοιχείων. Για παράδειγμα, η ονομαστική τιμή της ενέργειας της αποθήκης ενέργειας ( $e_{nom}$ ) είναι το γινόμενο της ονομαστικής ισχύος ( $p_{nom}$ ) και των μέγιστων ωρών εκφόρτισης/εκφόρτισης ( $max\_hours$ ) των αποθηκευτικών μονάδων. Με αυτόν τον τρόπο, η αποφυγή εισαγωγής της γραμμής που αφορά την φόρτιση της αποθήκης, δηλαδή την άντληση υδάτων, αρκεί για να επιτευχθεί μια επαρκής περιγραφή της λειτουργίας των υδροηλεκτρικών ταμιευτήρων.

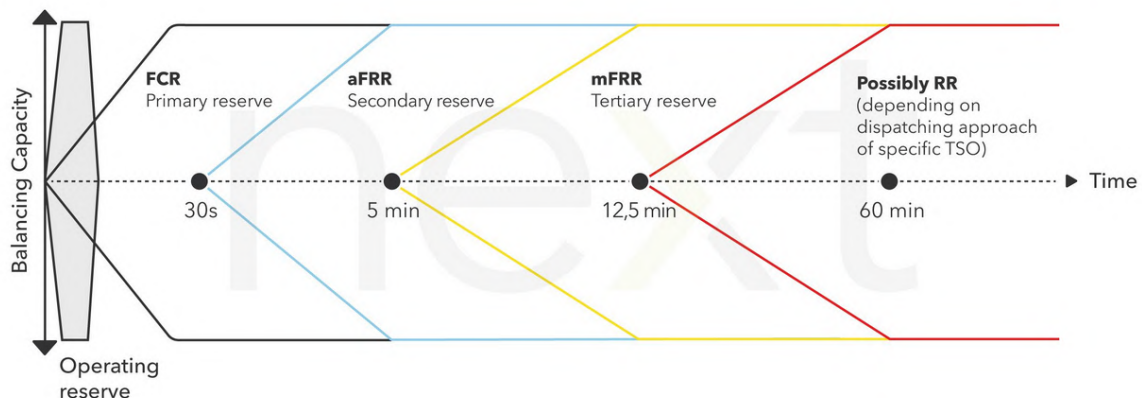


## 2.4.2 Περιορισμοί απαιτήσεων σε εφεδρεία

Η εφεδρεία εκφράζει την ικανότητα μιας γεννήτριας να μεταβάλει την παραγωγή της για να εξυπηρετήσει διαταραχές του συστήματος, όπως διακυμάνσεις στη ζήτηση, την απώλεια κάποιας γεννήτριας ή κάποιου άλλου στοιχείου του ΣΗΕ. Η απαίτηση σε εφεδρεία διασφαλίζει την σταθερότητα και την αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος.

Βάσει χαρακτηριστικών όπως το επίπεδο ισχύος και η χρονική διάρκεια, οι εφεδρείες χωρίζονται σε διαφορετικές κατηγορίες, οι οποίες ποικίλουν ανάλογα τους διαχειριστές. Πιο συγκεκριμένα οι εφεδρείες συχνά διακρίνονται σε εφεδρείες ομαλής λειτουργίας (normal operation reserves) και εφεδρείες διαταραχών (contingency reserves). Οι εφεδρείες ομαλής λειτουργίας είναι οι εφεδρείες που διατηρούν οι διαχειριστές του ηλεκτρικού δικτύου για να αντιμετωπίζουν τις συνήθεις διακυμάνσεις στη ζήτηση και στην προσφορά ηλεκτρικής ενέργειας. Από την άλλη οι εφεδρείες διαταραχών είναι οι επιπλέον εφεδρείες που διατηρούνται για να αντιμετωπιστούν απρόβλεπτα γεγονότα, όπως βλάβες στον εξοπλισμού ή ξαφνικές αλλαγές στη ζήτηση, και βοηθούν στη διατήρηση της αξιοπιστίας του δικτύου σε επείγουσες καταστάσεις. Οι τελευταίες διαχωρίζονται με τη σειρά τους σε πρωτεύουσες, δευτερεύουσες και τριτεύουσες εφεδρείες.[3]

Σκοπός της πρωτεύουσας είναι να μην επιτρέψει στην συχνότητα να αποκλίνει πολύ από την ονομαστική τιμή της και να την σταθεροποιήσει, όσο είναι εφικτό, πλησιέστερα στην ονομαστική. Η δευτερεύουσα επαναφέρει την συχνότητα στην ονομαστική τιμή της και τις ροές ισχύος των γραμμών διασυνδέσεων στις προγραμματισμένες τιμές τους. Τέλος, σκοπός της τριτεύουσας εφεδρείας είναι η αποδέσμευση της δευτερεύουσας και πιθανόν της πρωτεύουσας εφεδρείας, ώστε το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας να είναι έτοιμο να αντιδράσει ανάλογα σε μια ενδεχόμενη νέα διαταραχή. [4] Η εφεδρεία συγκράτησης της συχνότητας, Frequency Containment Reserve (FCR), αντιστοιχεί στην πρωτεύουσα εφεδρεία, ενώ η εφεδρεία αποκατάστασης της συχνότητας, Frequency Restoration Reserve (FRR), αντιστοιχεί στη δευτερεύουσα. Οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που συμμετέχουν στην παροχή FCR και FRR φαίνονται στο πίνακα 2.9.



Σχήμα 2.2: Είδη εφεδρειών [41]

Με σκοπό να εξασφαλιστούν οι απαιτήσεις σε εφεδρεία από κάθε μονάδα  $s$  και για κάθε χρονική στιγμή  $t$ , προστίθενται οι περιορισμοί 2.15 και 2.16. Ο περιορισμός αυτός εγγυάται ότι το σύνολο της παραγωγής και των εφεδρειών δεν ξεπερνά τη

Πίνακας 2.9: Παροχή εφεδρειών

<b>Units \ Reserve types</b>	<b>FCR</b>	<b>FRR</b>
Gas	-	-
Hard Coal	-	-
Nuclear	-	-
Lignite	-	-
Oil	-	-
Hydro (any)	-	-
Batteries	-	-

μέγιστη δυνατή παραγωγή.

$$FCR_{u,s,t} + FRR_{u,s,t} + p_{s,t} \geq p_{max,s,t}, \forall s, t \quad (2.15)$$

$$p_{s,t} - FCR_{d,s,t} - FRR_{d,s,t} \geq p_{min,s,t}, \forall s, t \quad (2.16)$$

Όπου  $FCR_{u,s,t}$ ,  $FCR_{d,s,t}$ ,  $FRR_{u,s,t}$  και  $FRR_{d,s,t}$  οι άνω και κάτω εφεδρείες FCR και FRR,  $p_{s,t}$  η ισχύς εξόδου και  $p_{max,s,t}$  και  $p_{min,s,t}$  η μέγιστη και η ελάχιστη ισχύς εξόδου της μονάδας  $s$  την στιγμή  $t$ .

Στη συνέχεια, προκειμένου να καλυφθούν οι απαιτήσεις σε εφεδρεία για κάθε ζυγό  $n$  και για κάθε χρονική στιγμή  $t$  προστίθενται οι περιορισμοί 2.17, 2.18, 2.19, 2.20. Αυτοί εξασφαλίζουν ότι το άθροισμα των εφεδρειών των μονάδων που συνδέονται στον ίδιο ζυγό είναι τουλάχιστον ίσο με τις απαιτήσεις εφεδρείας του ζυγού αυτού.

$$\sum_s FCR_{u,s,t} \geq FCR_{req}, \forall n, t \quad (2.17)$$

$$\sum_s FRR_{u,s,t} \geq FRR_{req}, \forall n, t \quad (2.18)$$

$$\sum_s FCR_{d,s,t} \geq FCR_{req}, \forall n, t \quad (2.19)$$

$$\sum_s FRR_{d,s,t} \geq FRR_{req}, \forall n, t \quad (2.20)$$

Όπου  $FCR_{req}$  και  $FRR_{req}$  οι απαιτήσεις σε εφεδρεία FCR και FRR στον ζυγό  $n$  την στιγμή  $t$ .

Τέλος, προστίθενται δύο ακόμα περιορισμοί σχετικοί με την κατάσταση φόρτισης των αποθηκευτικών μονάδων. Πιο συγκεκριμένα, οι περιορισμοί ελάχιστης ενέργειας εφαρμόζονται στις μονάδες αποθήκευσης μπαταριών και αντλησιοταμιευτικών μονάδων κλειστού κύκλου (*Pump Storage Closed Loop*). Ο σκοπός είναι να εξασφαλιστεί επαρκής ενέργεια στις μονάδες ώστε να μπορεί να παρέχεται η απαιτούμενη εφεδρεία. Οι περιορισμοί περιγράφονται από τις ανισότητες 2.21, 2.22 οι οποίες ισχύουν για

κάθε χρονική στιγμή  $t$  και κάθε αποθηκευτική μονάδα μπαταρίας ή υδροηλεκτρικών μονάδων κλειστού κύκλου.

$$soc_{su,t} \geq \frac{15}{60}FCR_{u,su,t} + \frac{60}{60}FRR_{u,su,t}, \forall t, su \quad (2.21)$$

$$soc_{su,t} + \frac{15}{60}FCR_{d,su,t} + \frac{60}{60}FRR_{d,su,t} \geq e_{max,su,t}, \forall t, su \quad (2.22)$$

Όπου  $e_{max,su,t}$  η χωρητικότητα της μονάδας  $su$  την στιγμή  $t$ .

## 2.5 Μεταβλητές εισόδου – εξόδου

Τα μεγέθη που εισάγονται στο πρόβλημα και υπολογίζονται με την επίλυσή του φαίνονται συνολικά στους πίνακες 2.10 και 2.11

Πίνακας 2.10: Input variables

Component	Attribute
network	snapshots
load	p_set
generator	p_nom, p_max_pu, marginal_cost, efficiency
storage_unit	p_nom, p_max_pu, marginal_cost, efficiency_store, efficiency_dispatch, inflow, max_hours
store	e_nom, e_max_pu, marginal_cost
link	p_nom

Πίνακας 2.11: Output variables

Component	Attribute
bus	marginal_price
generator	p
storage_unit	p, state_of_charge, spill
store	p, e
link	p0, p1

## 2.6 Μεθοδολογία ανάλυσης κόστους-οφέλους

Η ανάλυση κόστους-οφέλους (ΑΚΟ) είναι μία συστηματική μέθοδος για την αξιολόγηση μια επένδυσης. Ένα βασικό σενάριο συγκρίνεται με μία ή περισσότερες εναλλακτικές λύσεις, οι οποίες οδηγούν σε βελτιωμένες συνθήκες προς αυτό. Η σύγκριση γίνεται σε οικονομικά μεγέθη και τα αποτελέσματά της υποδεικνύουν τα πρόσθετα έξοδα που απαιτούνται για την υλοποίηση μια εναλλακτικής λύσης και τα επιπλέον οφέλη που προκύπτουν. Για τον υπολογισμό των εξόδων υλοποίησης μιας λύσης κρίνεται απαραίτητη η αναγωγή του συνολικού κόστους επένδυσης σε ετήσιο με βάση τα έτη

ζωής της επένδυσης. Ο υπολογισμός του ετήσιου κόστους επένδυσης γίνεται μέσω της εξίσωσης 2.23.

$$\text{Annualized Cost of Investment} = \text{capex} \frac{\text{discount rate}}{1 - (1 + \text{discount rate})^{-\text{year}}} + \text{opex} \quad (2.23)$$

Όπου

capex, το συνολικό κόστος της επένδυσης,

opex, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης της επένδυσης, το οποίο λαμβάνεται ίσο με το 2% του capex,

discount rate, η απόδοση της επένδυσης και

year, τα έτη ζωής της επένδυσης.

Στην συνέχεια, το ετήσιο όφελος μια επένδυσης συγκρίνεται με το ετήσιο κόστος της και προκύπτει το καθαρό όφελος, το οποίο καθορίζει και την βιωσιμότητα της. Η επένδυση θεωρείται βιώσιμη αν το καθαρό όφελος παίρνει θετικές τιμές και συνεπώς τα οφέλη υπερκαλύπτουν τα κόστη. [5]

## Κεφάλαιο 3

# Τα δεδομένα εισόδου και οι παραδοχές του μοντέλου

### 3.1 Εισαγωγή

Το υπό μελέτη σύστημα είναι το διασυνδεδεμένο σύστημα της Ευρώπης. Όπως φαίνεται στην εικόνα 3.1, κάθε χώρα αποτελεί μία ή περισσότερες αγορές ή αλλιώς ζώνες υποβολής προσφοράς (bidding zones). Ο χρονικός ορίζοντας των προσομοιώσεων είναι το έτος 2030, το οποίο και αποτελεί ενδιάμεσο κόμβο προς την πορεία απανθρακοποίησης του ενεργειακού συστήματος της ΕΕ.

### 3.2 Δεδομένα εισόδου

Τα δεδομένα εισόδου για την ανάπτυξη του συστήματος αντλήθηκαν από τις βάσεις δεδομένων που χρησιμοποιεί ο ENTSO-E. Πιο συγκεκριμένα, οι βάσεις και τα δεδομένα που αντλήθηκαν από αυτές είναι τα εξής:

- PEMMDB (Pan-European Market Modeling Database)
  - Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας.
  - Χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων (Συντελεστής απόδοσης σε όρους καθαρής θερμογόνου δύναμης, μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης κ.α.).
  - Απαιτήσεις εφεδρειών
  - Κόστος παραγωγής
- ERAA (European Resource Adequacy Assessment) [43]
  - Μεταφορική ικανότητα διασυνδέσεων (Net Transfer Capacity - NTC)
  - Δεδομένα ζήτησης
- PECD (Pan-European Climate Data)
  - Χρονοσειρές παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (υπεράκτια και χερσαία αιολική ενέργεια, ηλιακή φωτοβολταϊκή ενέργεια, παραγωγή υδροηλεκτρικών σταθμών)

Συνολικά το σύστημα αποτελείται από 58 κόμβους (buses), 114 γραμμές διασύνδεσης μίας κατεύθυνσης (links) και 691 μονάδες παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας (generators, storage units, stores).



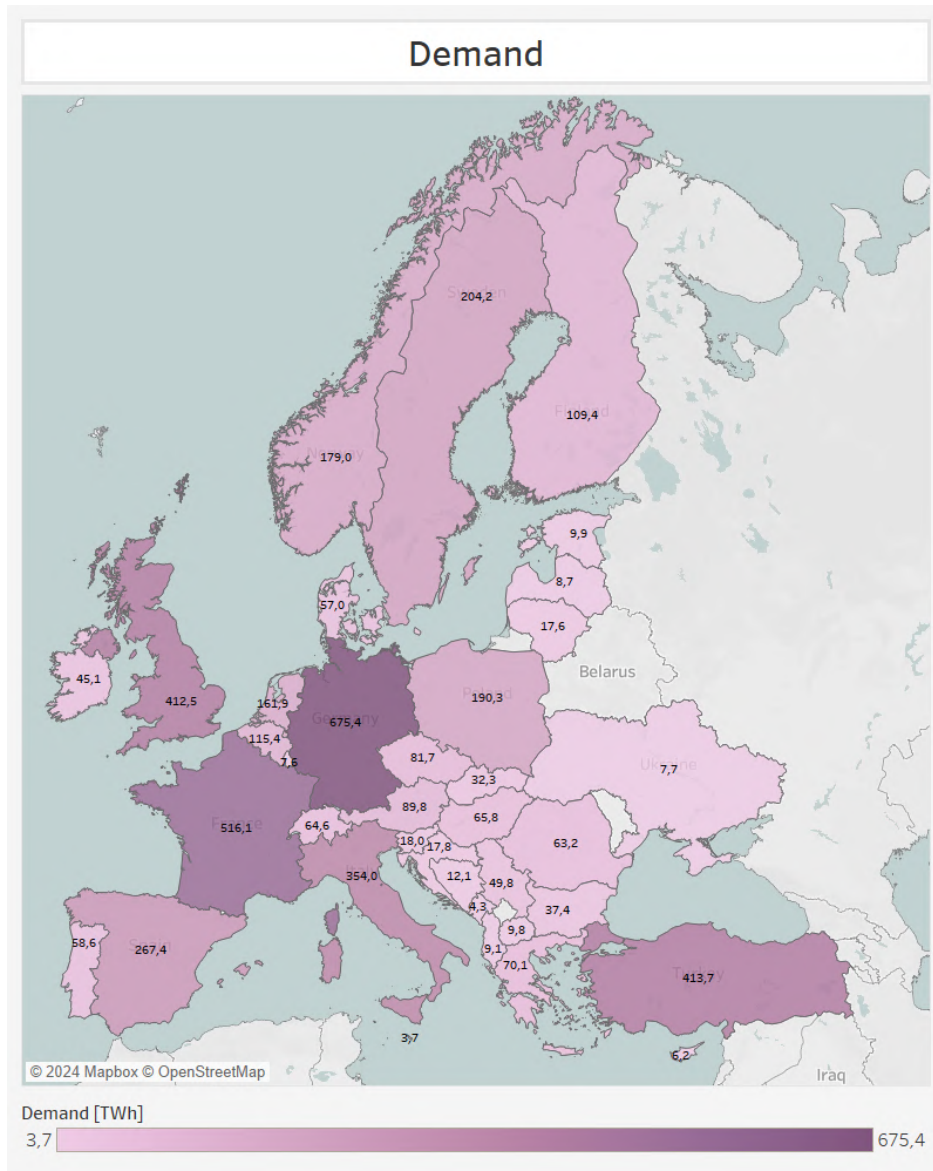
Figure 1: Geographical location of study zones

Σχήμα 3.1: Ευρωπαϊκός χάρτης ζωνών προσφοράς. [42]

### 3.3 Επεξεργασία δεδομένων

#### 3.3.1 Ζήτηση ενέργειας

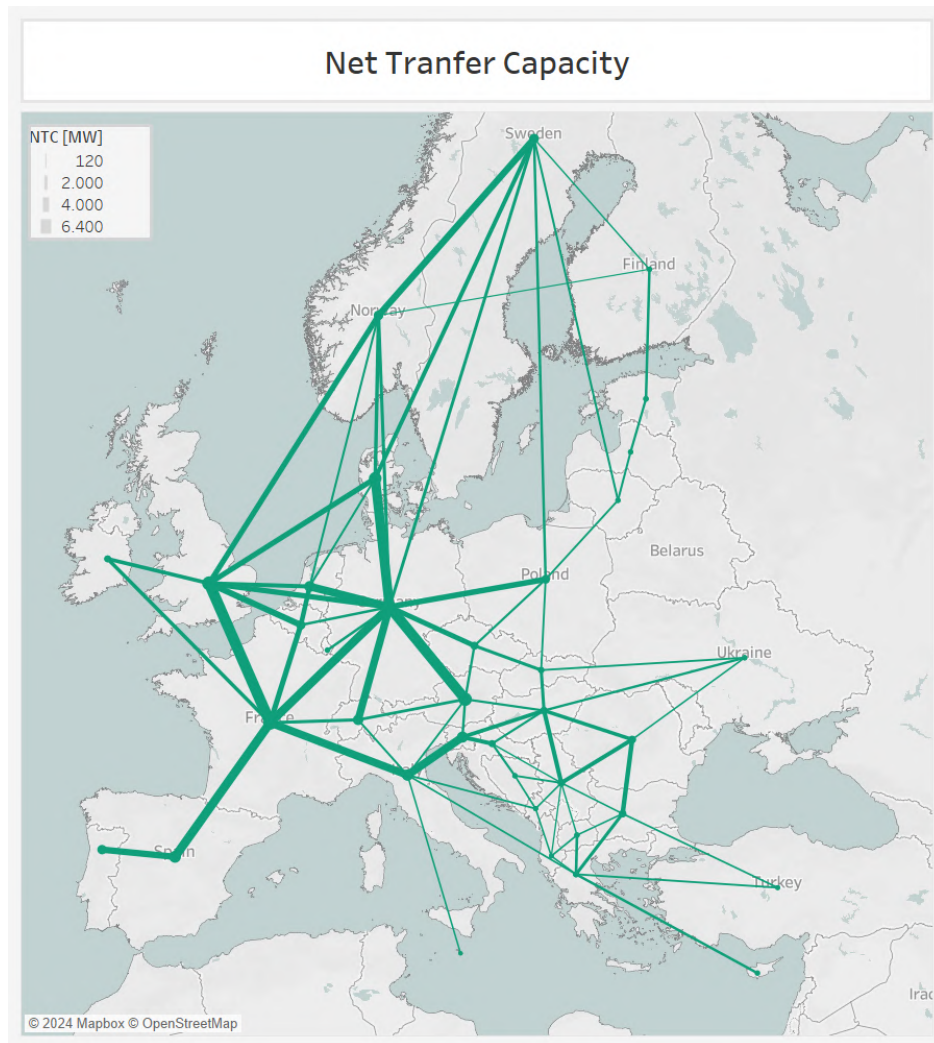
Τα δεδομένα δίνονται σε χρονοσειρές ανά ώρα και ανά κόμβο με τιμές σε MW. Στην εικόνα 3.2 φαίνεται η συνολική ζήτηση ανά χώρα για ένα έτος.



Σχήμα 3.2: Συνολική ετήσια ζήτηση.

#### 3.3.2 Μεταφορική ικανότητα γραμμών

Τα δεδομένα δίνονται ανά γραμμή ως σταθερή τιμή σε MW και για τις δύο κατευθύνσεις. Οι γραμμές διακρίνονται σε γραμμές υψηλής τάσης εναλλασσόμενου ρεύματος (HVAC) και ρεύματος (HVDC). Ωστόσο, κατά τις εισόδους στο πρόγραμμα δεν υπάρχει διάκριση και επομένως, εισάγονται όλες οι γραμμές ως γραμμές διασύνδεσης (link) με την αντίστοιχη μεταφορική ικανότητα. Η μεταφορική ικανότητα των γραμμών προς τις δύο κατευθύνσεις φαίνεται στην εικόνα 3.3.

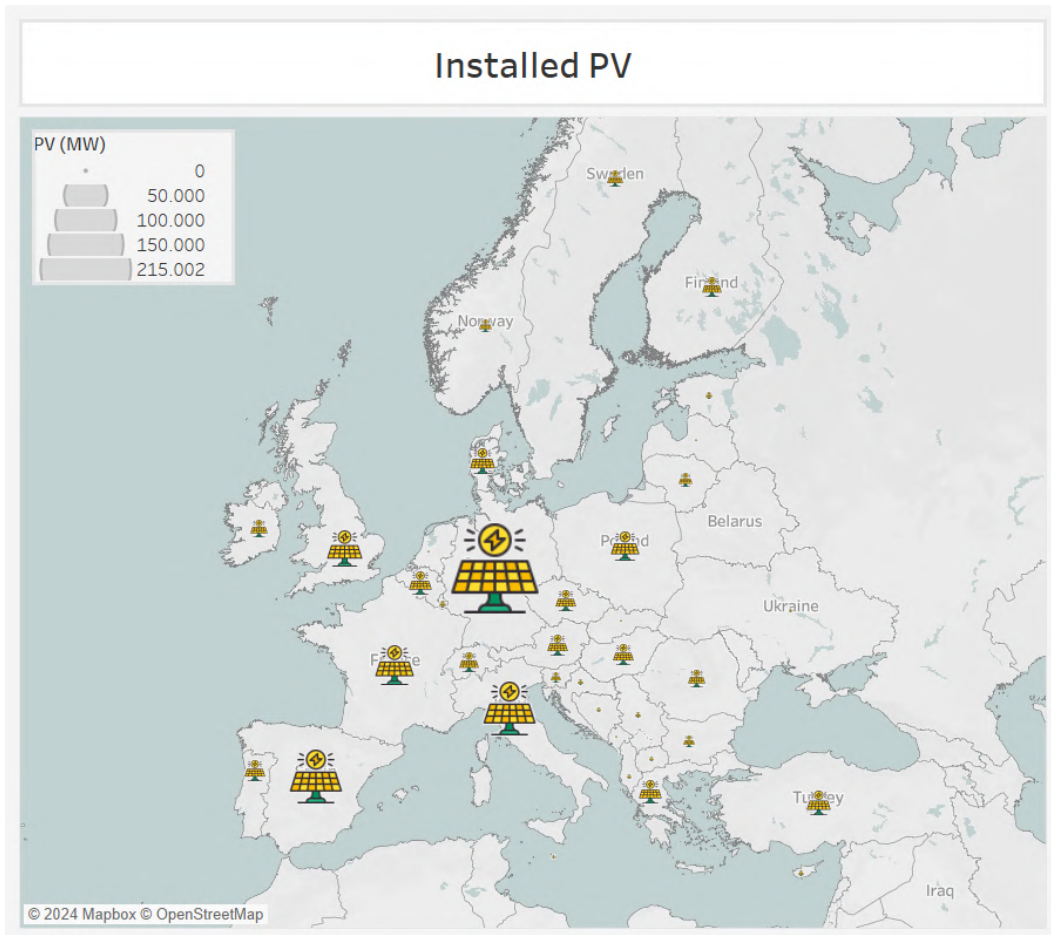


Σχήμα 3.3: Μεταφορική ικανότητα γραμμών.



### 3.3.3 Παραγωγή ενέργειας

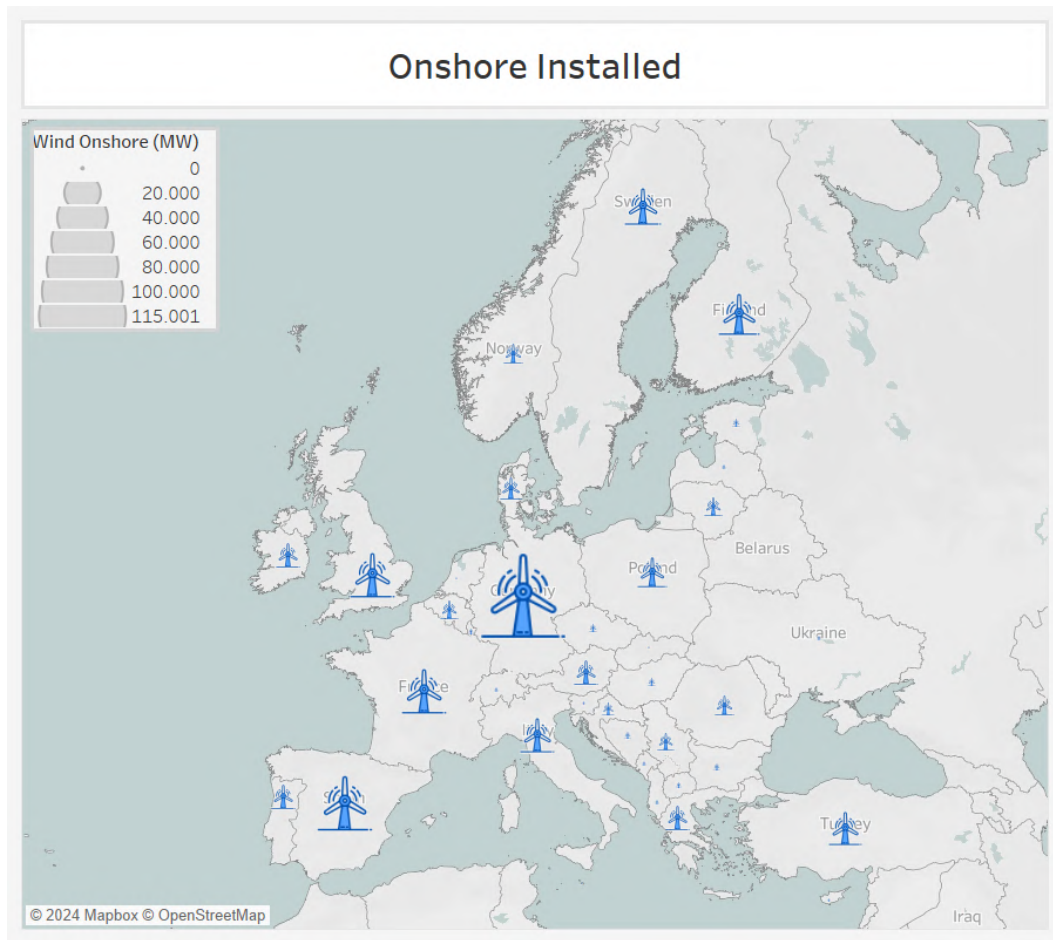
Τα δεδομένα των φωτοβολταϊκών μονάδων, καθώς και των χερσαίων και υπεράκτιων αιολικών, δίνονται σε χρονοσειρές ανά ώρα και ανά κόμβο. Στις εικόνες 3.4, 3.5, 3.6 φαίνεται η συνολική διαθέσιμη παραγωγή αιολικής και ηλιακής ενέργειας.



Σχήμα 3.4: Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών.

Τα δεδομένα των υδροηλεκτρικών μονάδων και η διαχείρισή τους διαφοροποιούνται ανάλογα με τον είδος της μονάδας.

- Για τις μονάδες Run of River & Pondage τα δεδομένα δίνονται σε χρονοσειρές ανά ημέρα με τιμές σε GWh. Για την εισαγωγή τους στο πρόγραμμα μετατρέπονται σε χρονοσειρές ανά ώρα και με τιμές στο σύστημα ανά μονάδα. Για τον σκοπό αυτό, αρχικά τα δεδομένα διαιρούνται με την εγκατεστημένη ισχύ σε GW και τις 24 ώρες της ημέρας. Έτσι, προκύπτει η τιμή που αντιστοιχεί σε μία ώρα και είναι στο σύστημα ανά μονάδα. Στην συνέχεια, η τιμή ανά ώρα αναπαράγεται 24 φορές ώστε να δημιουργηθεί η χρονοσειρά των 8760 ωρών του έτους.
- Για τις υδροηλεκτρικές μονάδες με ταμιευτήρα (Hydro Reservoir) και τις αντλιοσταμιαμειυτικές μονάδες ανοιχτού κύκλου (Hydro Pump Storage Open Loop) δίνονται δεδομένα για τη μέγιστη διαθέσιμη παραγωγή ανά εβδομάδα σε MW και για την εισροή (inflow) σε GWh ανά εβδομάδα. Με το ίδιο μέθοδο που περιεγράφηκε παραπάνω, οι τιμές διαιρούνται με την εγκατεστημένη ισχύ και τις 168 ώρες της εβδομάδας και στην συνέχεια αναπαράγονται για τη δημιουργία των χρονοσειρών



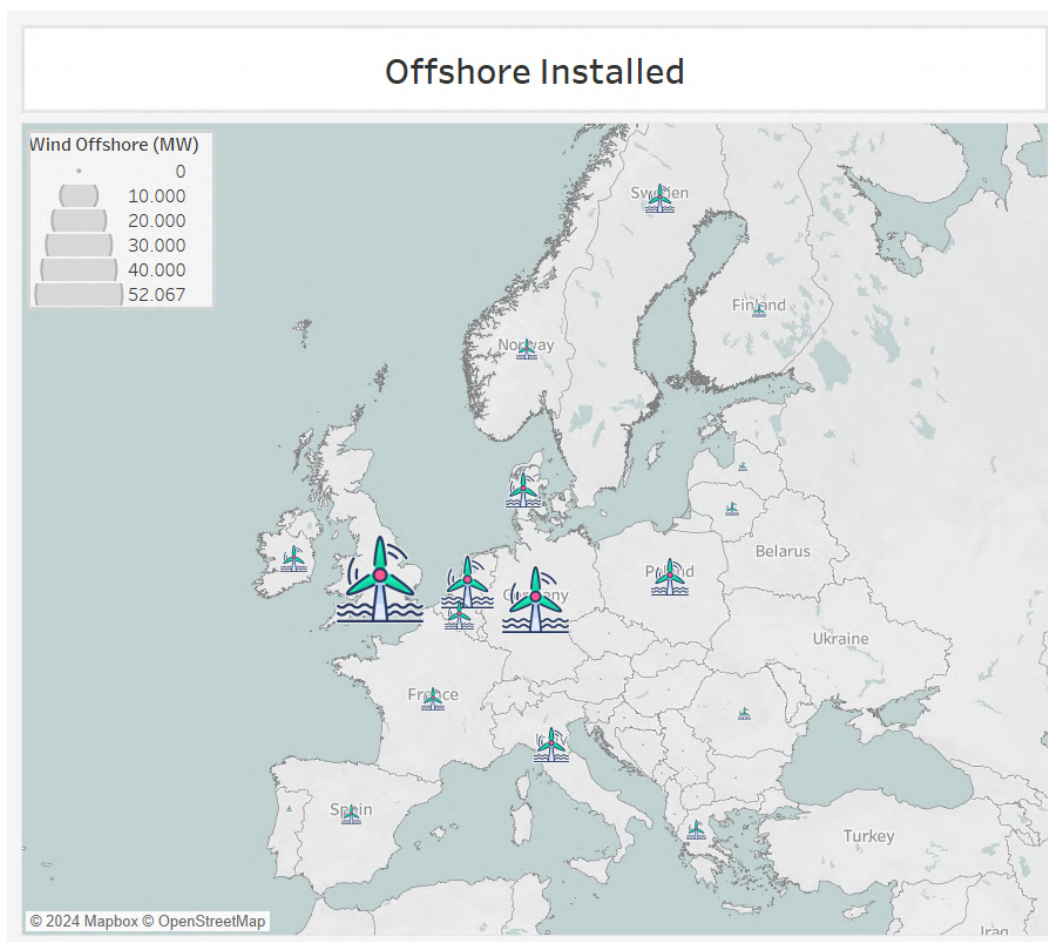
Σχήμα 3.5: Εγκατεστημένη ισχύς χερσαίων αιολικών πάρκων.

ανά ώρα στο σύστημα ανά μονάδα.

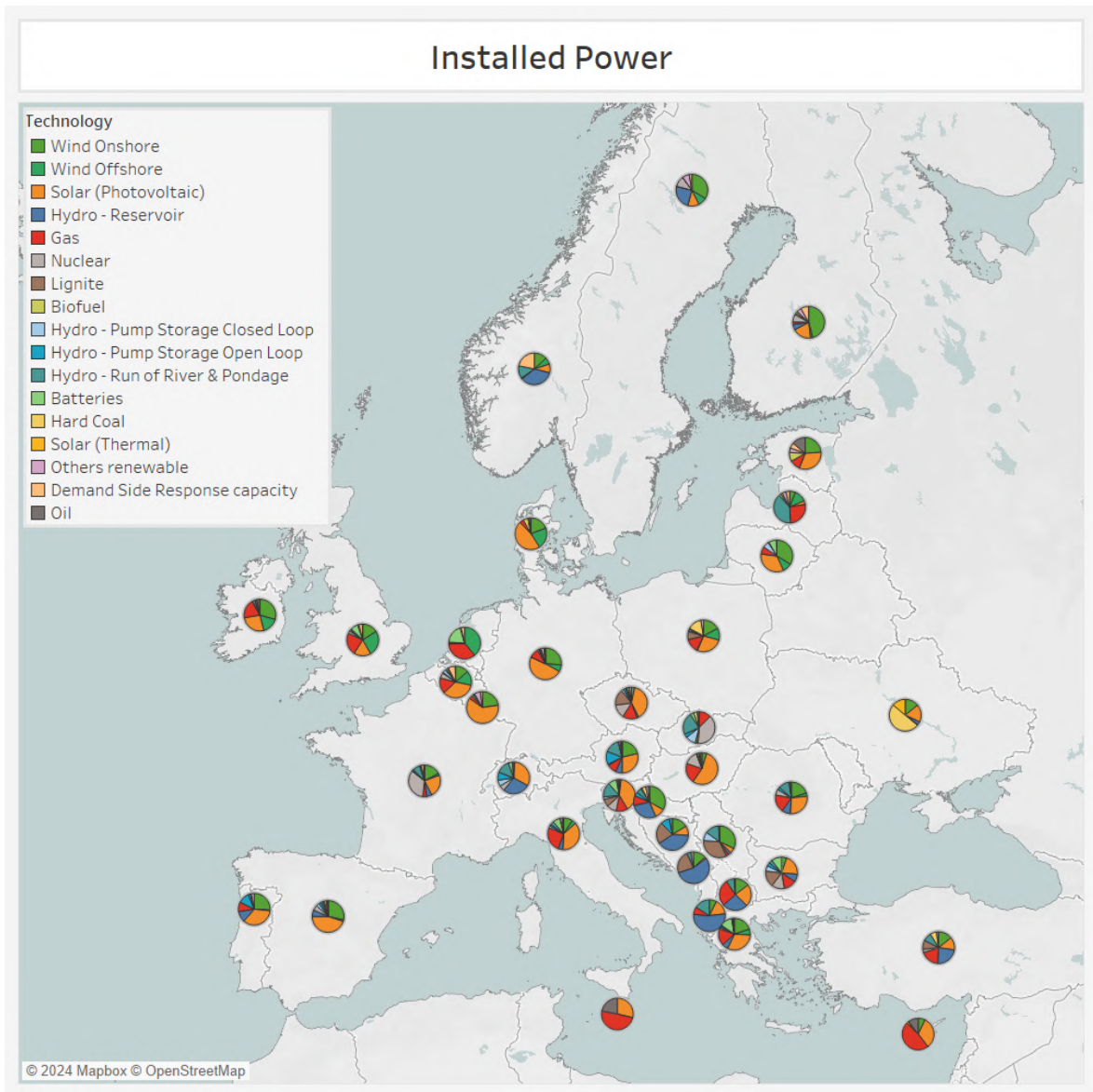
- Για τις αντλησιοταμιευτικές μονάδες κλειστού κύκλου (Hydro Pump Storage Closed Loop) δεν δίνονται δεδομένα μέγιστης παραγωγής διότι οι δυνατότητες τους περιορίζονται μόνο από την εγκατεστημένη ισχύ.

Για τα υπόλοιπα είδη παραγωγής, δηλαδή τις υπόλοιπες ανανεώσιμες πηγές, τις συμβατικές μονάδες και τις μπαταρίες, η μέγιστη παραγωγή θεωρείται ίση με 1 στο ανά μονάδα σύστημα. Εξαιρέση αποτελούν οι μονάδες για τις οποίες υπάρχουν δεδομένα μείωσης της αποδοτικότητας του (capacity derating). Σε αυτή την περίπτωση, η μέγιστη παραγωγή περιορίζεται με βάση την τιμή μείωσης.

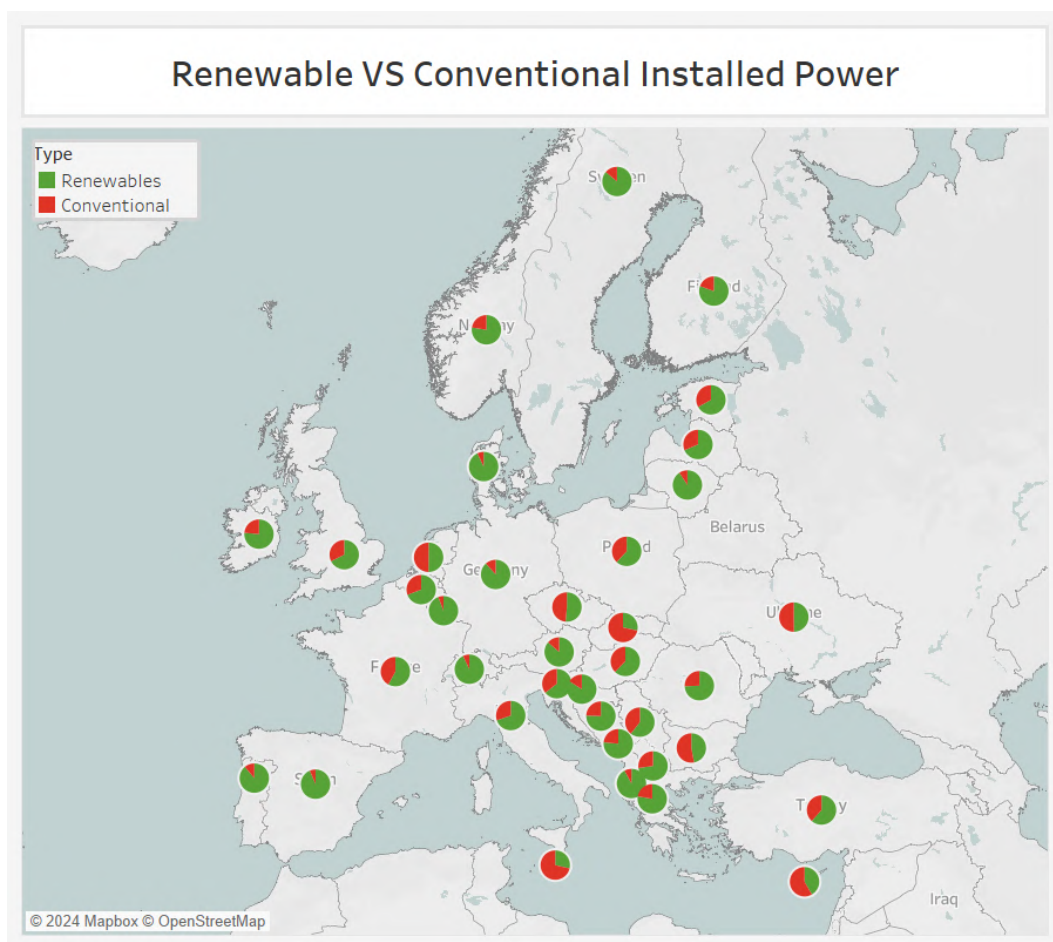
Στην εικόνα 3.7 φαίνεται η εγκατεστημένη ισχύς ανά χώρα και ανά τεχνολογία. Κατηγοριοποιώντας τις τεχνολογίες σε ΑΠΕ και μη ΑΠΕ προκύπτει η εικόνα 3.8



Σχήμα 3.6: Εγκατεστημένη ισχύς υπεράκτιων αιολικών πάρκων.



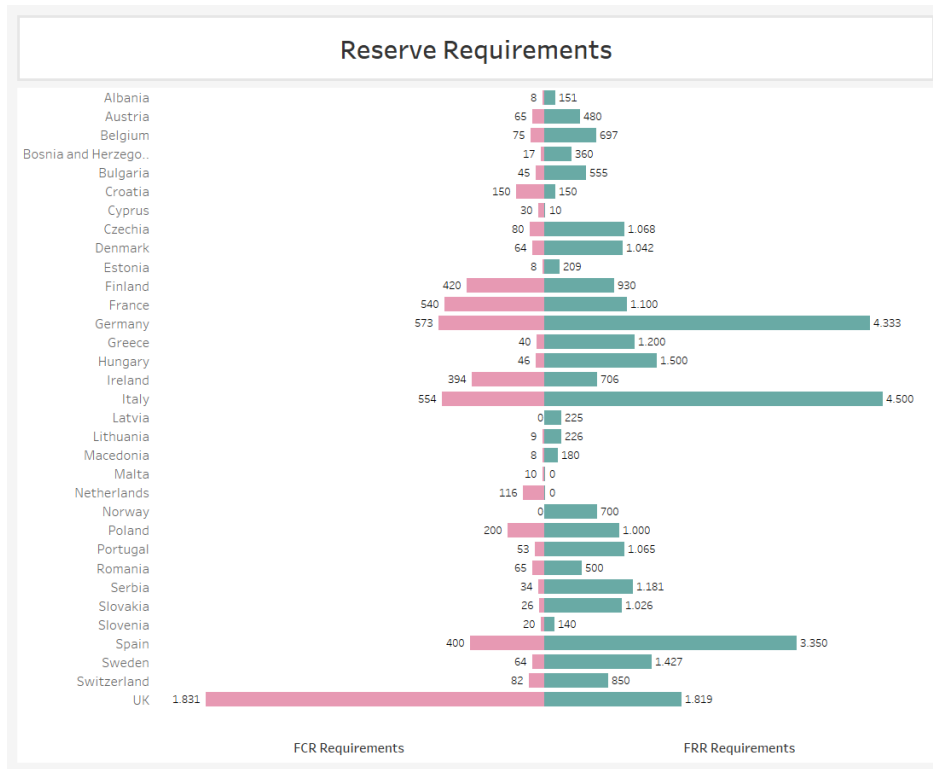
Σχήμα 3.7: Εγκατεστημένη ισχύς ανά τεχνολογία.



Σχήμα 3.8: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ και συμβατικών μονάδων.

### 3.4 Απαιτήσεις σε εφεδρεία

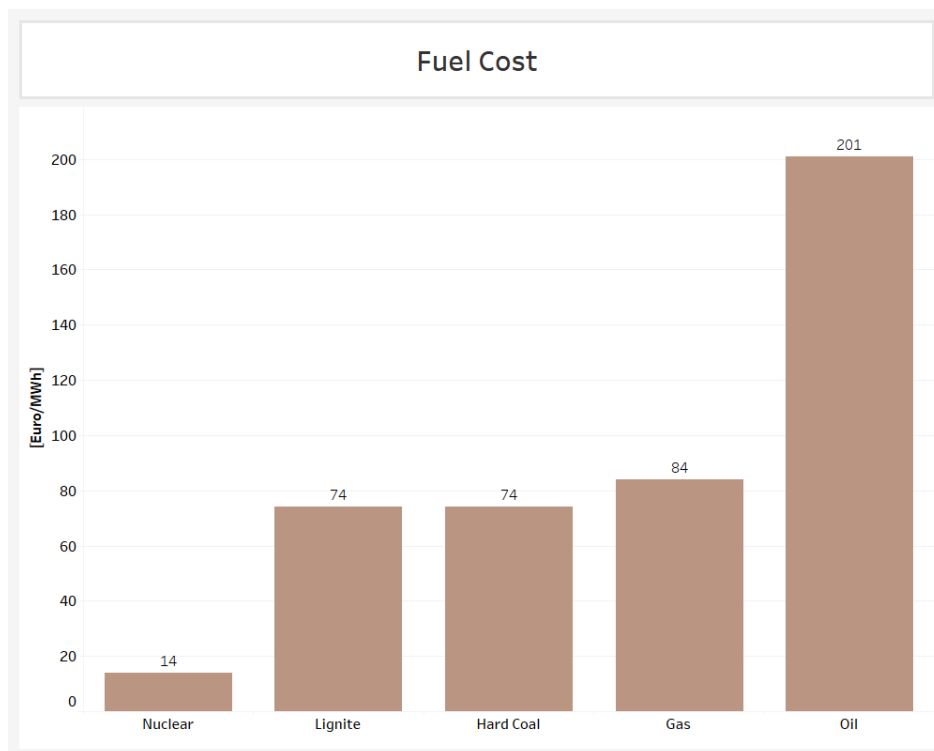
Τα δεδομένα για τις απαιτήσεις σε εφεδρεία δίνονται ανά κόμβο σε MW και διακρίνονται σε εφεδρεία συγκράτησης της συχνότητας, Frequency Containment Reserve (FCR), και εφεδρεία αποκατάστασης της συχνότητας, Frequency Restoration Reserve (FRR). Η εικόνα 3.9 συνοψίζει τα δεδομένα απαιτήσεων σε εφεδρεία για τα δύο είδη εφεδρείας.



Σχήμα 3.9: Απαιτήσεις σε εφεδρεία.

### 3.5 Κόστος παραγωγής

Δίνονται το κόστος των καυσίμων [€/net GJ], το επιβαρυντικό κόστος για την παραγωγή CO<sub>2</sub> [€/ton], ο συντελεστής απόδοσης των μονάδων σε όρους καθαρής θερμογόνου δύναμης [%] (Standard efficiency in NCV terms), ο συντελεστής εκπομπών CO<sub>2</sub> [kg / Net GJ] και το μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης [€/MWh]. Μετά την μετατροπή των μονάδων στην κοινή μονάδα μέτρησης €/MWh, το τελικό κόστος υπολογίζεται ως εξής: το άθροισμα του κόστους καυσίμων και του κόστους παραγωγής CO<sub>2</sub> διαιρείται με τον συντελεστή απόδοσης και στο αποτέλεσμα προστίθεται το κόστος λειτουργίας και συντήρησης. Στην εικόνα 3.10 φαίνονται οι τιμές που υπολογίστηκαν.



Σχήμα 3.10: Κόστος παραγωγής μιας MWh.

### 3.6 Ετήσιο κόστος επένδυσης

Για την οικονομική αξιολόγηση των σεναρίων που μελετώνται στο κεφάλαιο 4 εφαρμόζεται η ανάλυση κόστους-οφέλους (κεφάλαιο 2.6). Για τον υπολογισμό του ετήσιου κόστους επένδυσης για την εγκατάσταση ΦΒ χρησιμοποιείται η εξίσωση 2.23. Με δεδομένα εισόδου αυτά που φαίνονται στον πίνακα 3.1 το ετήσιο κόστος για την εγκατάσταση ενός MW ΦΒ υπολογίζεται ίσο με 60.926 Ευρώ.

Πίνακας 3.1: Παράμετροι οικονομικής αξιολόγησης ΦΒ εγκαταστάσεων

capex	500 Euro/KW
opex	10 Euro/KW
discount rate	8%
year	20

### 3.7 Παραδοχές σχετικά με το μοντέλο και τα δεδομένα

Αυτή η ενότητα συγκεντρώνει όλες τις παραδοχές που λήφθηκαν υπόψη για την παρούσα εργασία. Διακρίνονται σε παραδοχές που αφορούν το μαθηματικό μοντέλο βελτιστοποίησης και παραδοχές σχετικά με τα δεδομένα.

#### Παραδοχές μαθηματικού μοντέλου

- Το μοντέλο υποθέτει μη μεταβαλλόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, που σημαίνει ότι τα επίπεδα ζήτησης είναι σταθερά και δεν ανταποκρίνονται σε διακυμάνσεις τιμών ή άλλους εξωτερικούς παράγοντες.
- Οι γραμμές διασύνδεσης δεν παράγουν ούτε καταναλώνουν ισχύ.
- Η ικανοποίηση των απαιτήσεων σε εφεδρεία έχει στατικό και όχι δυναμικό χαρακτήρα, δηλαδή η τιμή τους είναι σταθερή, προκαθορισμένη και ανεξάρτητη των πραγματικών συνθηκών του συστήματος και των διακυμάνσεων στην ζήτηση και τη παραγωγή.

#### Παραδοχές σχετικές με το δεδομένα

- Κατά την μετατροπή των χρονοσειρών των υδροηλεκτρικών μονάδων από ημερήσιες ή εβδομαδιαίες σε ωριαίες, γίνεται η παραδοχή ότι οι τιμές ακολουθούν ομοιόμορφη κατανομή μέσα στο χρονικό πλαίσιο της εβδομάδας ή της ημέρας.
- Λόγω έλλειψης δεδομένων, υποθέτουμε ότι οι μέγιστες ώρες εκφόρτισης για τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς κλειστού κύκλου είναι 8 ώρες.
- Το μοντέλο δεν υποστηρίζει ανελαστικό φορτίο και επομένως τα δεδομένα για την Απόκριση της Ζήτησης (Demand Side Response - DSR) εισήχθησαν ως στοιχείο παραγωγής με πολύ υψηλό κόστος παραγωγής. Αυτή η προσέγγιση επιλέχθηκε ώστε αυτό το είδος «παραγωγής» να είναι το τελευταίο που θα επιλέξει το μοντέλο για την εξυπηρέτηση του φορτίου, πράγμα που σημαίνει ότι προτεραιότητα είναι η εξυπηρέτηση και όχι η μείωση της ζήτησης
- Δεν εισάγονται δεδομένα σχετικά με τα ελάχιστα των μονάδων παραγωγής, τον ελάχιστο χρόνο λειτουργίας και παύσης λειτουργίας, τον ρυθμό αύξησης και ελάττωσης της παραγωγής των μονάδων.



## Κεφάλαιο 4

# Παρουσίαση και σχολιασμός αποτελεσμάτων

### 4.1 Εισαγωγή

Στο παρόν κεφάλαιο γίνεται η καταγραφή και η παρουσίαση των αποτελεσμάτων τριών σεναρίων, τα οποία υλοποιήθηκαν με την βοήθεια του προγράμματος PyPSA, συμπεριλαμβάνοντας και τις βελτιώσεις που περιεγράφηκαν στο κεφάλαιο 2. Παράλληλα, επιχειρείται ο σχολιασμός των αποτελεσμάτων και η εξαγωγή συμπερασμάτων.

Το κεφάλαιο αποτελείται από τρία μέρη. Στο πρώτο μέρος παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του βασικού σεναρίου. Στο βασικό σενάριο το σύστημα τροφοδοτείται από τα δεδομένα εισόδου όπως παρουσιάζονται στο κεφάλαιο 3 και με χρονικό ορίζοντα το 2030. Το δεύτερο μέρος περιλαμβάνει το σενάριο αυξημένης διείσδυσης φωτοβολταϊκής παραγωγής στην ηπειρωτική Ελλάδα. Πιο συγκεκριμένα, εξετάζεται η συμπεριφορά του συστήματος υπό συνθήκες προοδευτικά αυξανόμενης εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών στην ηπειρωτική Ελλάδα. Τέλος, στο τρίτο μέρος εξετάζεται και παρουσιάζεται το σενάριο αυξημένης διείσδυσης φωτοβολταϊκής παραγωγής στην ΝΑ Ευρώπη. Εδώ, η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών επεκτείνεται σε όλες τις ζώνες που ανήκουν στην ΝΑ Ευρώπη.

Επισημαίνεται ότι για την δημιουργία των σχημάτων χρησιμοποιήθηκαν τα εξής εργαλεία:

- Matplotlib [44]: βιβλιοθήκη της γλώσσας Python για την δημιουργία και μορφοποίηση γραφημάτων,
- Tableau<sup>1</sup>: λογισμικό οπτικοποίησης δεδομένων ,
- Alteryx<sup>2</sup>: λογισμικό επεξεργασίας και διαχείρισης δεδομένων.

### Ορισμοί χρήσιμων μεγεθών

Με σκοπό την αξιολόγηση της λειτουργίας του ευρωπαϊκού συστήματος παραγωγής ενέργειας εξετάζονται τα μεγέθη διείσδυση ΑΠΕ, οι περικοπές ΑΠΕ και η συμβατική παραγωγή και υιοθετούνται οι ακόλουθες μέθοδοι υπολογισμού:

---

<sup>1</sup><https://www.tableau.com/>

<sup>2</sup><https://www.alteryx.com/>

$$\text{Διείσδυση ΑΠΕ} = \frac{\text{Ετήσια Παραγωγή ΑΠΕ}}{\text{Ετήσια Ζήτηση}} 100 \quad (4.1)$$

Όπου οι ΑΠΕ περιλαμβάνουν τις τεχνολογίες: φωτοβολταϊκά, χερσαία και υπεράκτια αιολικά, βιοκαύσιμο, αντλησιοταμιευτικές μονάδες ανοιχτού κύκλου, υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής φυσικής ροής - Run of River, υδροηλεκτρικοί ταμιευτήρες και λοιπές ΑΠΕ.

$$\text{Περικοπές ΑΠΕ} = \frac{\text{Διαθέσιμη Ετήσια Παραγωγή ΑΠΕ} - \text{Ετήσια Παραγωγή ΑΠΕ}}{\text{Διαθέσιμη Ετήσια Παραγωγή ΑΠΕ}} 100 \quad (4.2)$$

Όπου οι ΑΠΕ περιλαμβάνουν τις τεχνολογίες: φωτοβολταϊκά, χερσαία και υπεράκτια αιολικά, βιοκαύσιμο, υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής φυσικής ροής - Run of River.

$$\text{Συμβατική Παραγωγή} = \frac{\text{Ετήσια Παραγωγή από Συμβατικές Μονάδες}}{\text{Ετήσια Ζήτηση}} 100 \quad (4.3)$$

Όπου οι συμβατικές μονάδες περιλαμβάνουν τις τεχνολογίες καύσης φυσικού αερίου, άνθρακα, λιγνίτη, πετρελαίου και η πυρηνική ενέργεια.

## 4.2 Βασικό Σενάριο

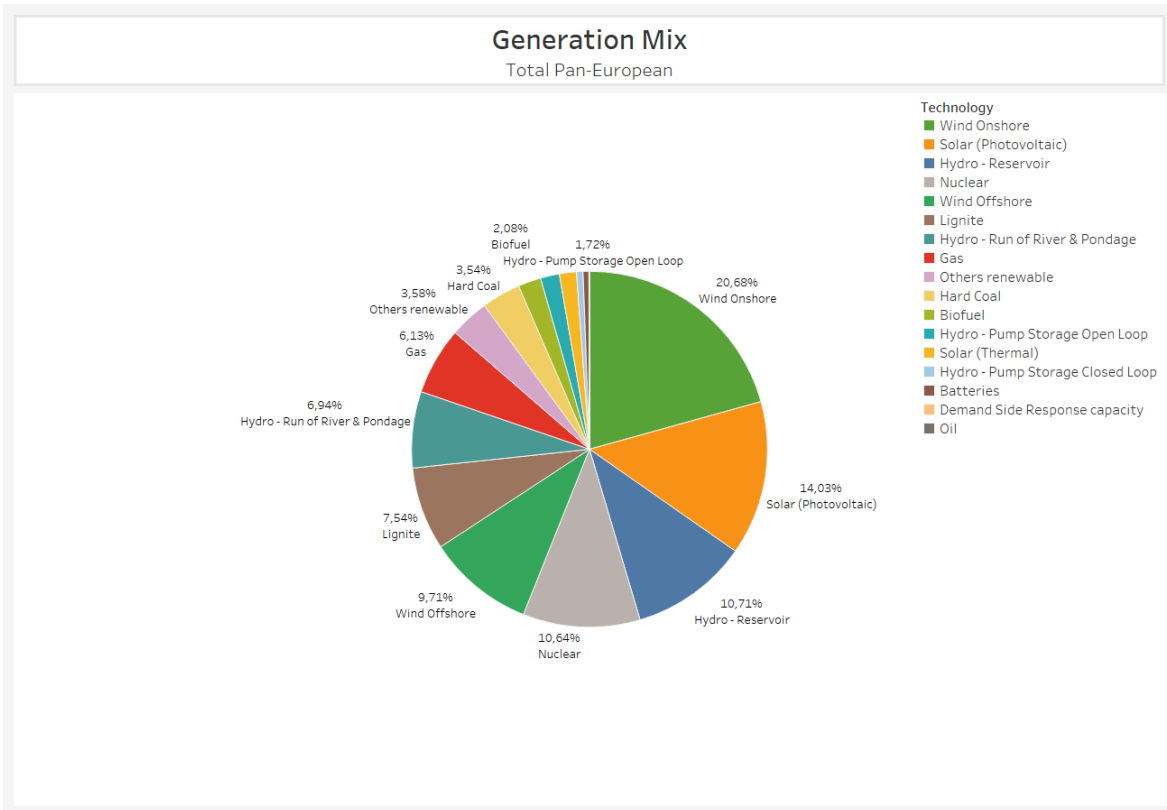
Στο βασικό σενάριο μελετάται η λειτουργία του ευρωπαϊκού συστήματος, στην μορφή που προβλέπεται να έχει το έτος 2030. Τα δεδομένα εισόδου παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 3. Το παρόν κεφάλαιο περιλαμβάνει τα αποτελέσματα της προσομοίωσης με το ενδιαφέρον στραμμένο προς το ισοζύγιο ενέργειας, την διείσδυση και τις περικοπές ΑΠΕ, την συμβατική παραγωγή ανά χώρα, καθώς και την λειτουργία των διασυνδέσεων.

### 4.2.1 Ισοζύγιο ενέργειας

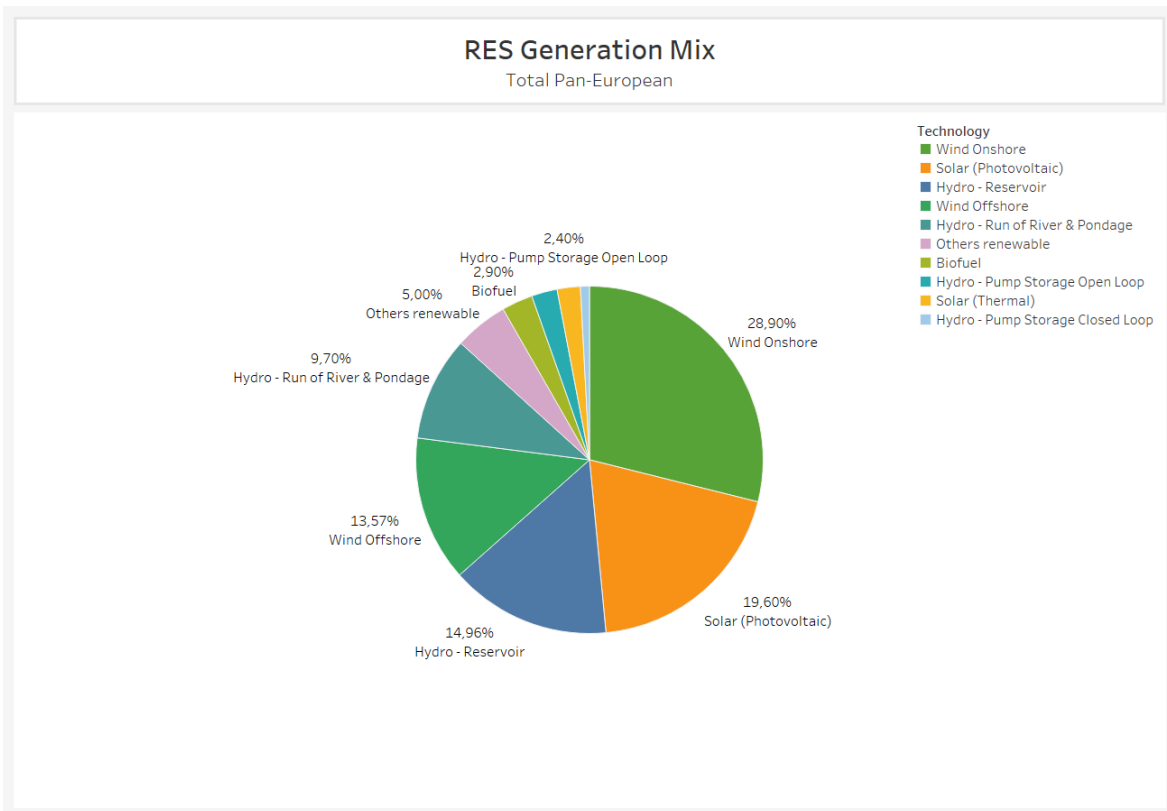
Το ενεργειακό μίγμα παραγωγής του συνόλου των χωρών που εξετάζονται φαίνεται στο σχήμα 4.1. Το υψηλότερο ποσοστό της κατανάλωσης καλύπτεται από αιολική ενέργεια, με τα χερσαία αιολικά να αντιστοιχούν στο 20,68% και τα υπεράκτια στο 9,71%. Δεύτερα στην σειρά είναι τα φωτοβολταϊκά (14,03%) και ακολουθούν οι υδροηλεκτρικοί ταμιευτήρες (10,71%) και οι πυρηνικές μονάδες παραγωγής (10,64%). Συνολικά, τα αιολικά πάρκα αποτελούν το 30,39% της παραγωγής, οι υδροηλεκτρικές μονάδες το 19,96% και οι συμβατικές μονάδες, λαμβάνοντας υπόψη και τα πυρηνικά εργοστάσια, το 27,83%.

Απομονώνοντας τις τεχνολογίες που ανήκουν στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας προκύπτει το σχήμα 4.2

Επιβεβαιώνεται, λοιπόν, η επικράτηση της ευρέως ανεπτυγμένης σε ευρωπαϊκό επίπεδο αιολικής ενέργειας (41,66%). Ακολουθεί η παραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων (27,88%) όπου συμβάλλουν σημαντικά οι Σκανδιναβικές χώρες.

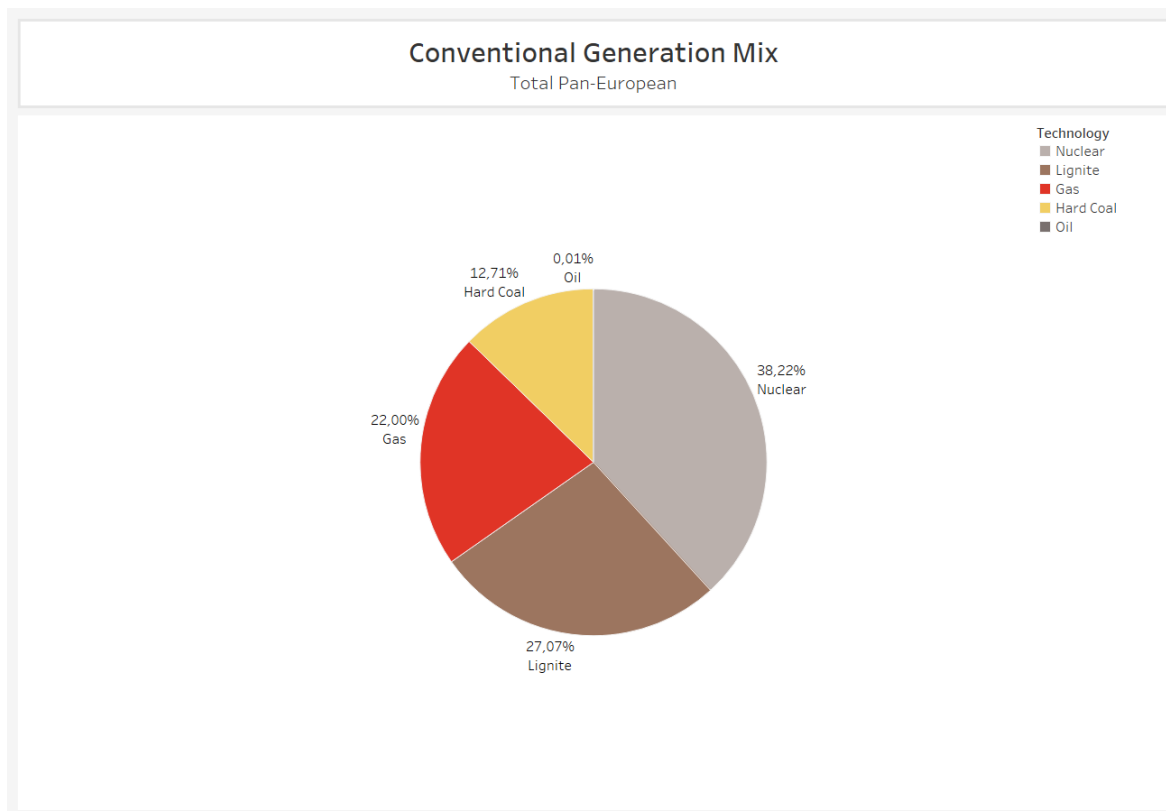


Σχήμα 4.1: Ενεργειακό Μίγμα Ευρωπαϊκού Συστήματος



Σχήμα 4.2: Ενεργειακό Μίγμα ΑΠΕ

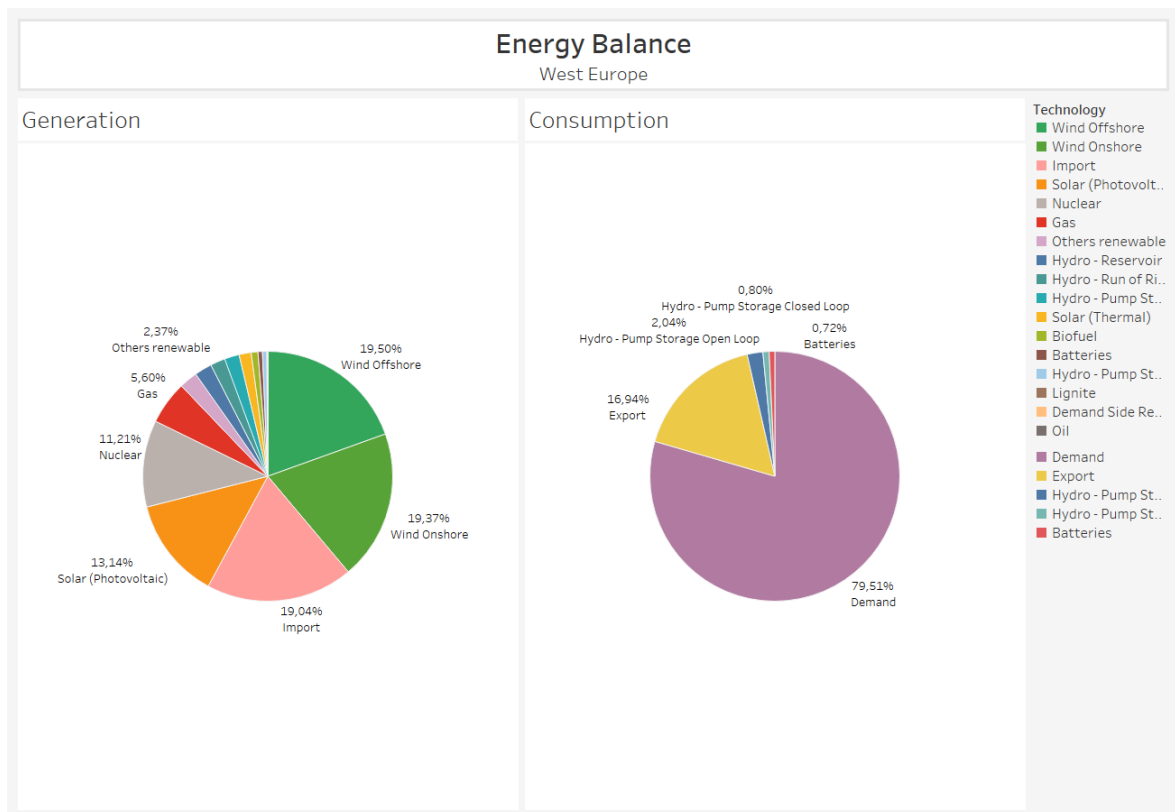
Σε αντιστοιχία το σχήμα 4.3 παρουσιάζει την παραγωγή των τεχνολογιών που δεν συγκαταλέγονται στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Επικρατεί η πυρηνική ενέργεια, η οποία αξιοποιείται σε μεγάλο βαθμό στη Γαλλία, την Τουρκία, την Ισπανία και το Ηνωμένο Βασίλειο. Ακολουθούν η παραγωγή από την καύση λιγνίτη (27,07%) που εντοπίζεται κυρίως σε χώρες της κεντρικής, νότιας και ανατολικής Ευρώπης, το φυσικό αέριο (22%) και ο άνθρακας (12,71%).



Σχήμα 4.3: Ενεργειακό Μίγμα Συμβατικής Παραγωγής

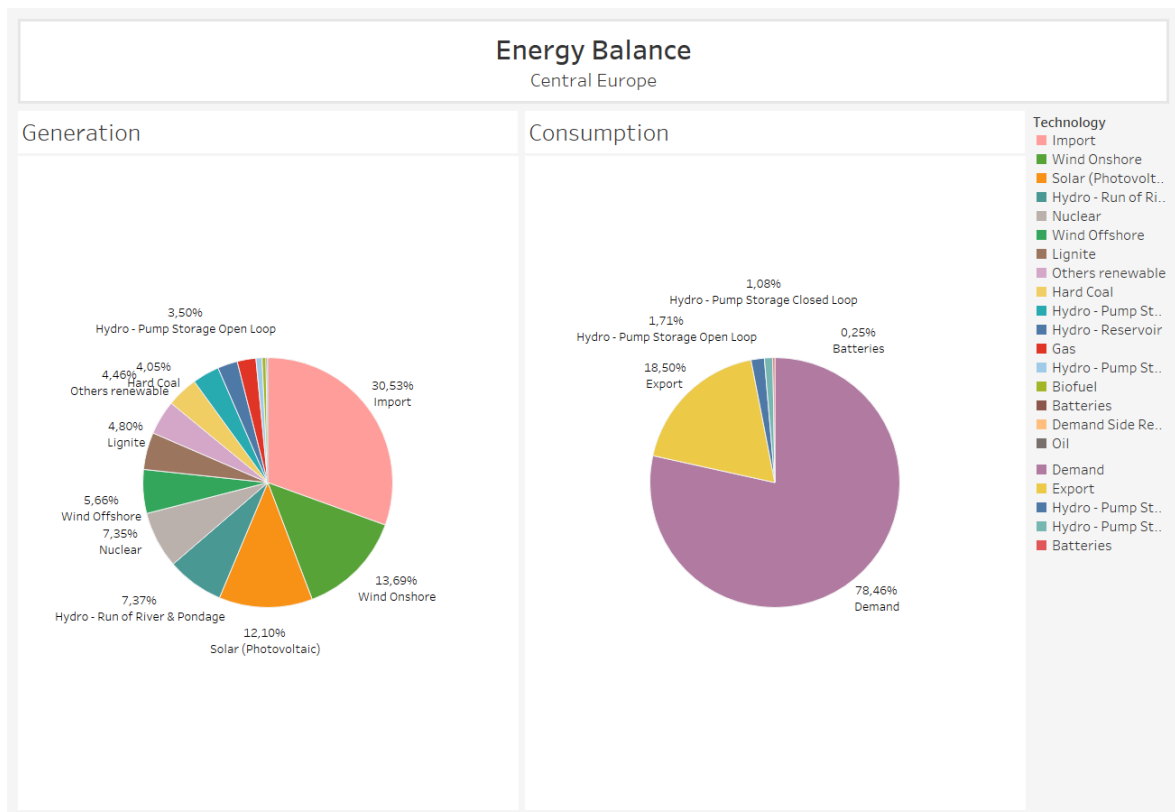
Δεδομένης της ποικιλομορφίας των ευρωπαϊκών χωρών ως προς τις τεχνολογίες που επιστρατεύουν για την κάλυψη των ενεργειακών τους αναγκών, κρίνεται σκόπιμη η λεπτομερέστερη παρουσίαση του ενεργειακού ισοζυγίου σε επίπεδο γεωγραφικών περιοχών. Για αυτό, ορίζονται οι εξής περιοχές:

- Δυτική Ευρώπη: Πορτογαλία, Ισπανία, Γαλλία, Ολλανδία, Βέλγιο, Ηνωμένο Βασίλειο, Ιρλανδία
- Κεντρική Ευρώπη: Γερμανία, Λουξεμβούργο, Πολωνία, Τσεχία, Ελβετία, Αυστρία, Σλοβακία
- Βόρεια Ευρώπη: Δανία, Νορβηγία, Σουηδία, Φινλανδία, Εσθονία, Λετονία, Λιθουανία
- Νοτιοανατολική Ευρώπη: Ουκρανία, Ρουμανία, Ουγγαρία, Σλοβενία, Ιταλία, Μάλτα, Κροατία, Βοσνία - Ερζεγοβίνη, Σερβία, Μαυροβούνιο, Αλβανία, Βόρεια Μακεδονία, Βουλγαρία, Τουρκία, Ελλάδα, Κύπρος



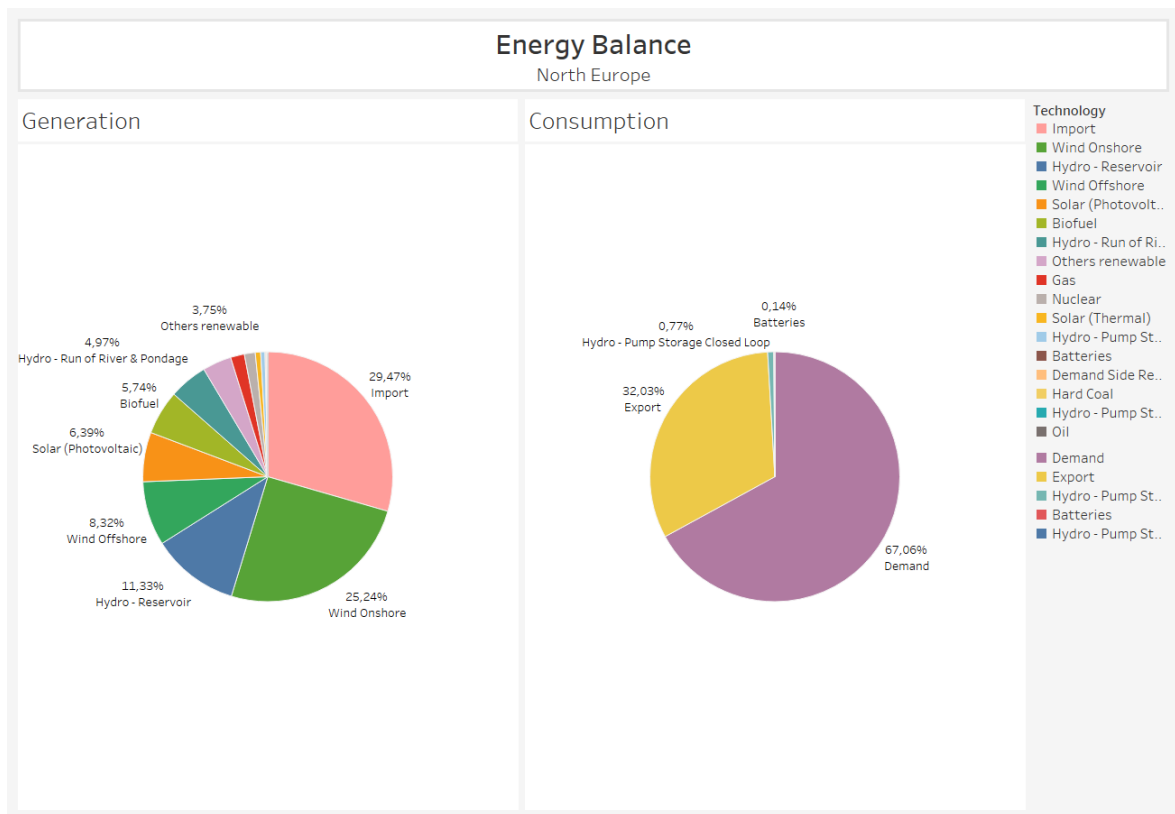
Σχήμα 4.4: Ισοζύγιο Ενέργειας: Δυτική Ευρώπη

Στην δυτική Ευρώπη κυριαρχεί η αιολική ενέργεια, η οποία στο σύνολό της, χερσαία και υπεράκτια αιολικά πάρκα, καταλαμβάνει το 38,87% της παραγωγής. Ακολουθούν οι εισαγωγές (19,04%) και η παραγωγή φωτοβολταϊκών και πυρηνικών μονάδων με ποσοστά 13,14% και 11,21% αντίστοιχα.



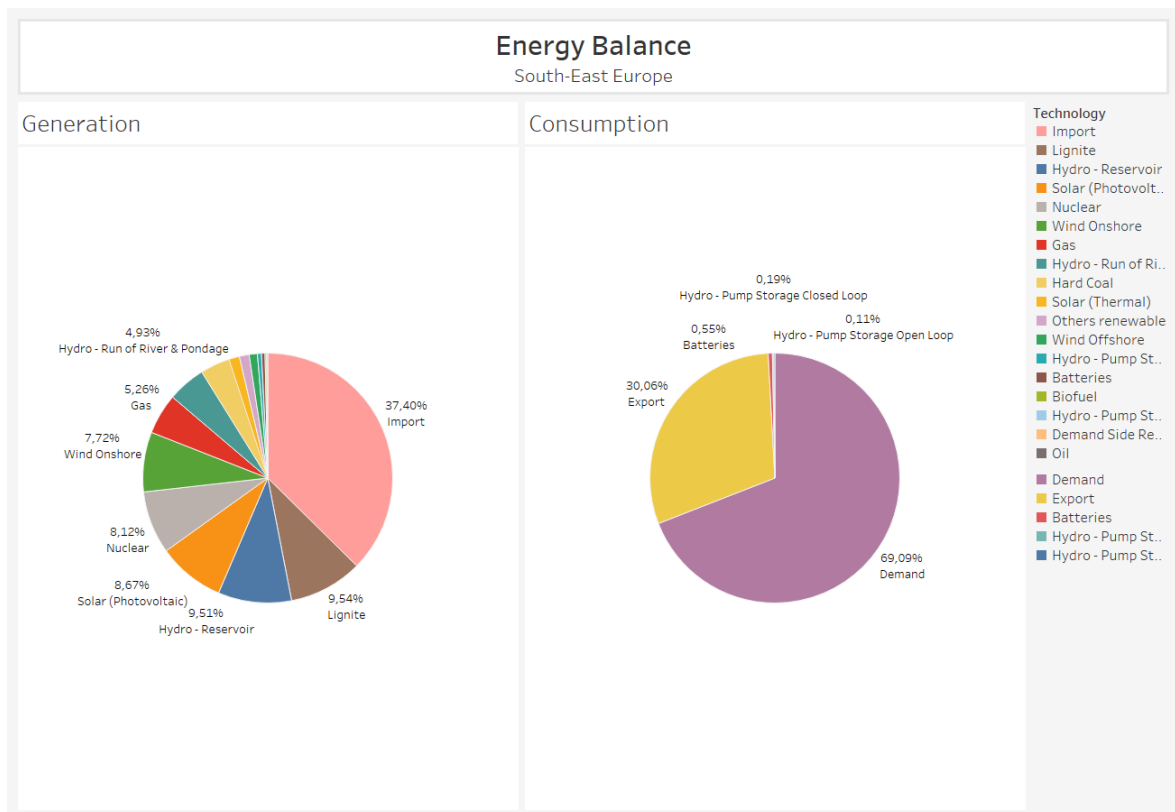
Σχήμα 4.5: Ισοζύγιο Ενέργειας: Κεντρική Ευρώπη

Η αιολική παραγωγή είναι η επικρατέστερη τεχνολογία και στην κεντρική Ευρώπη, με συνολικό ποσοστό 19,35%. Ακολουθούν οι υδροηλεκτρικές μονάδες (14,23%) και τα φωτοβολταϊκά (12,1%).



Σχήμα 4.6: Ισοζύγιο Ενέργειας: Βόρεια Ευρώπη

Την πρώτη θέση στο ενεργειακό μίγμα των χωρών της βόρειας Ευρώπης λαμβάνει και πάλι η αιολική ενέργεια (33,59%) με την παραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων (16,3%) να ακολουθεί.



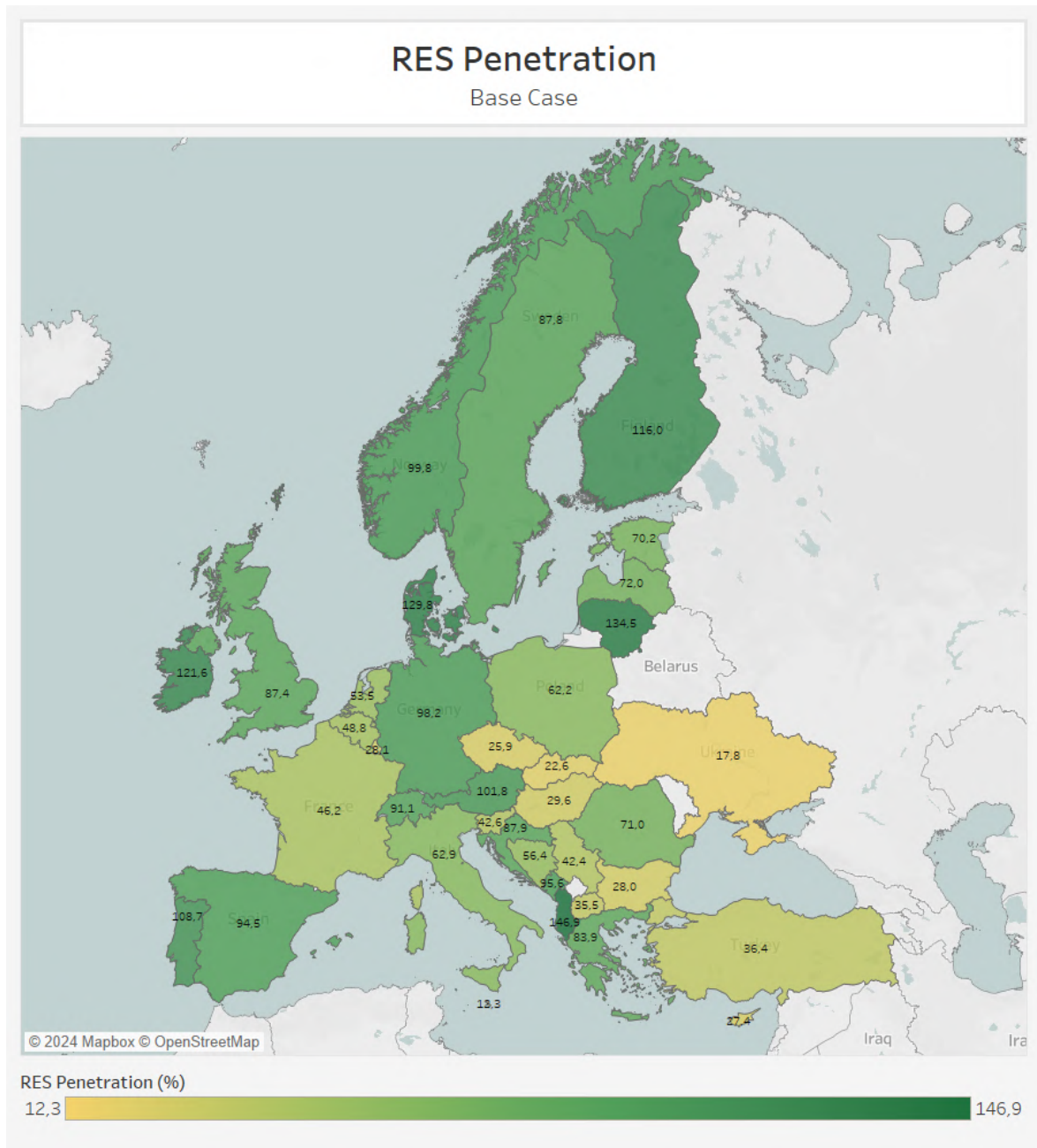
Σχήμα 4.7: Ισοζύγιο Ενέργειας: Νοτιοανατολική Ευρώπη

Τέλος, στην νοτιοανατολική Ευρώπη, το μεγαλύτερο μερίδιο των αναγκών καλύπτεται από εισαγωγή ισχύος μέσω των διασυνδέσεων των χωρών. Τις επόμενες θέσεις καλύπτουν η παραγωγή από λιγνίτη (9,54%), η παραγωγή των υδροηλεκτρικών ταμιευτήρων (9,51%), η φωτοβολταϊκή παραγωγή (8,67%) και η πυρηνική ενέργεια (8,12%).



#### 4.2.2 Διείσδυση και περικοπές ΑΠΕ, παραγωγή συμβατικών μονάδων

Η συνολική διείσδυση ΑΠΕ του ευρωπαϊκού συστήματος ανέρχεται στο 73,16%. Οι Σκανδιναβικές και οι Βαλτικές χώρες, το σύμπλεγμα Ηνωμένου Βασιλείου και Ιρλανδίας και οι Νότιες χώρες κυμαίνονται σε τιμές μεγαλύτερες του πανευρωπαϊκού ποσοστού. Αντίθετα, η Γαλλία, κάποιες χώρες της κεντρικής και ανατολικής Ευρώπης και κάποιες Βαλκανικές λειτουργούν υπό συνθήκες χαμηλότερης διείσδυσης ΑΠΕ.

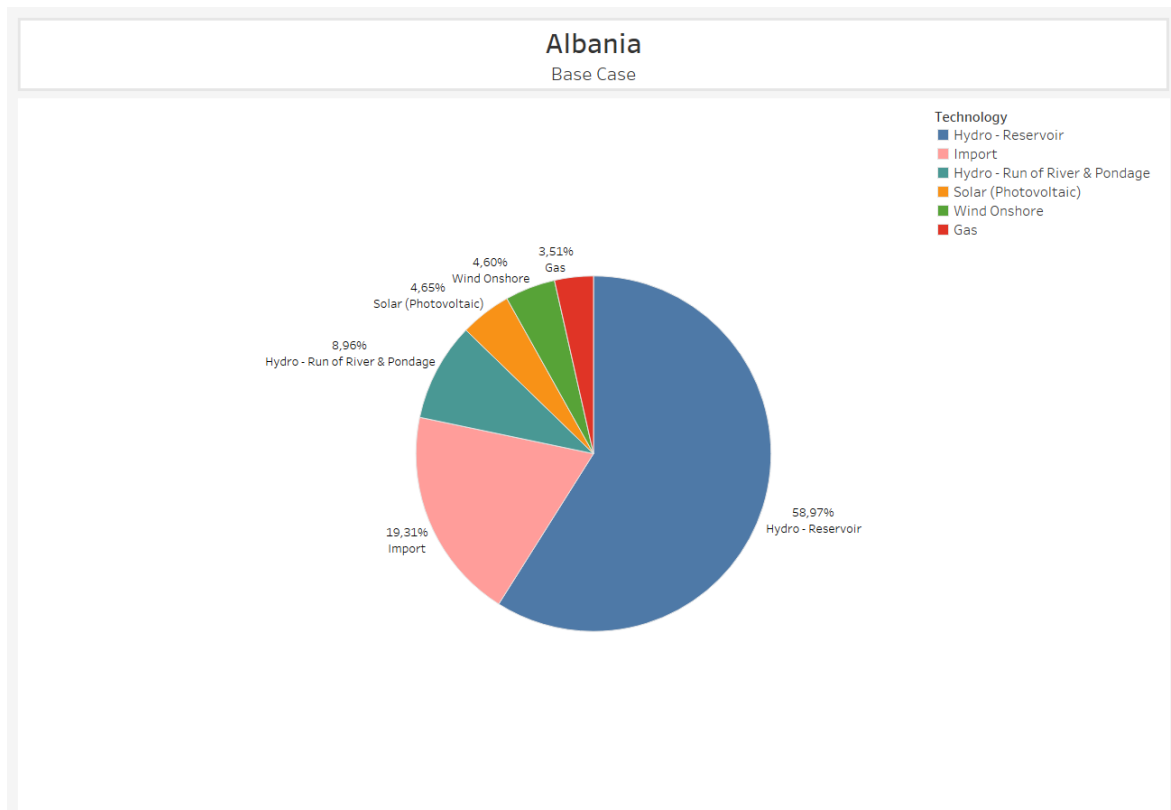


Σχήμα 4.8: Διείσδυση ΑΠΕ [Βασικό σενάριο]

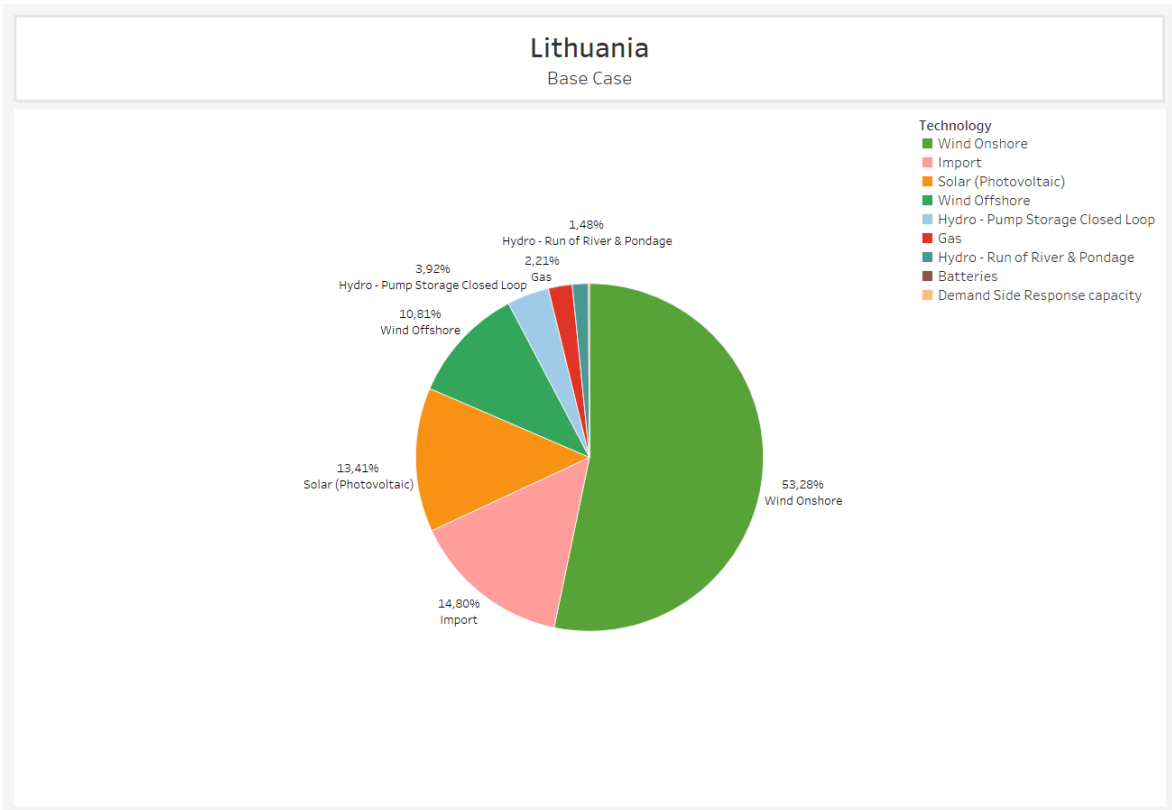
Πιο συγκεκριμένα, οι χώρες με την υψηλότερη διείσδυση ΑΠΕ είναι η Αλβανία (146,9%), η Λιθουανία (134,5%) και η Δανία (129,8%). Η Αλβανία οφείλει την

υψηλή διείσδυση ΑΠΕ στην παραγωγή των υδροηλεκτρικών ταμιευτήρων, η οποία αποτελεί περίπου το 60% της συνολικής παραγωγής, σχήμα 4.9. Οι επόμενες δύο χώρες λειτουργούν υπό συστήματα με υψηλή διείσδυση των τεχνολογιών ΑΠΕ όπου η παραγωγή από συμβατικές μονάδες δεν ξεπερνά το 3% της παραγωγής (σχήματα 4.10 και 4.11).

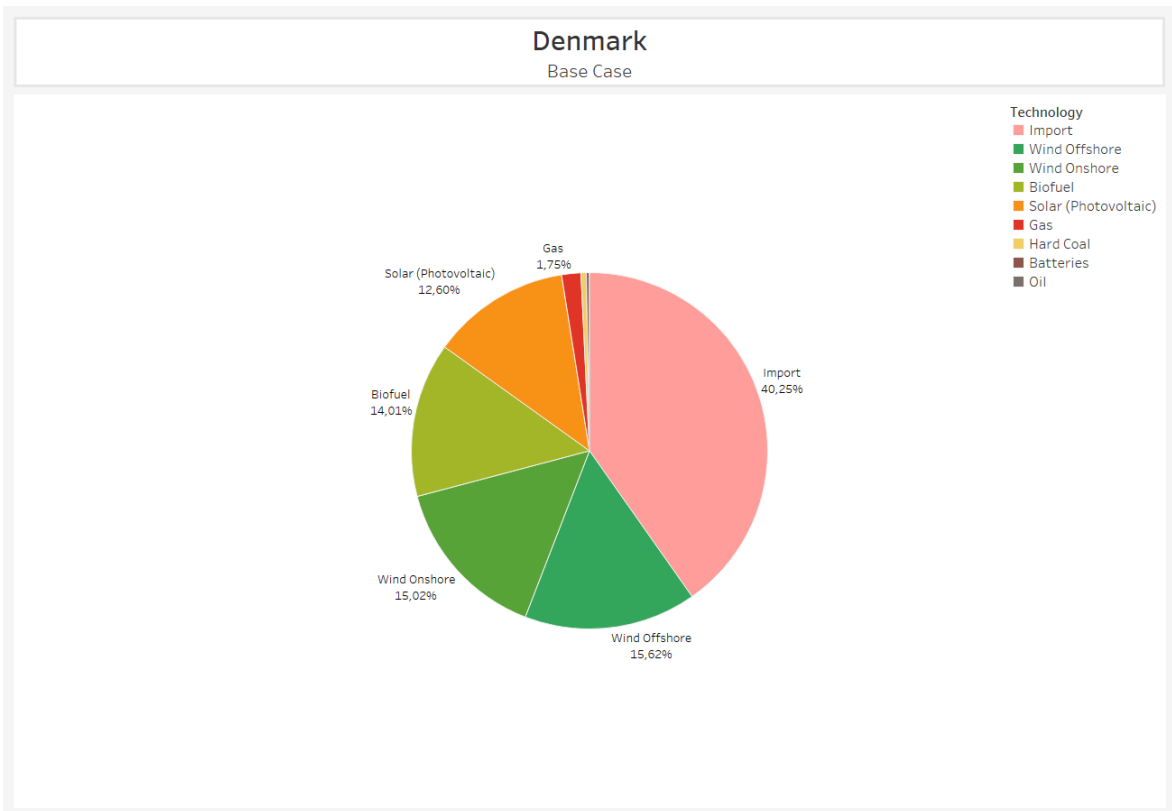
Τα χαμηλότερα ποσοστά διείσδυσης συναντώνται στην Μάλτα (12%), την Ουκρανία (18%) και την Σλοβακία (22%). Η Μάλτα καλύπτει το 79% των αναγκών της εισάγοντας από την Ιταλία (σχήμα 4.12) και η Σλοβακία εξυπηρετεί μικρό ποσοστό των αναγκών της επιστρατεύοντας ΑΠΕ. Αναφορικά με την Ουκρανία, όπως περιεγράφηκε και στο κεφάλαιο 3, αντιπροσωπεύεται μόνο η περιοχή της μονάδας παραγωγής Burshytyn, η οποία είναι συγχρονισμένη με το ευρωπαϊκό σύστημα [45]. Από το σχήμα 4.13, φαίνεται ότι η παραγωγή ΑΠΕ καταλαμβάνει μικρό ποσοστό της παραγωγής.



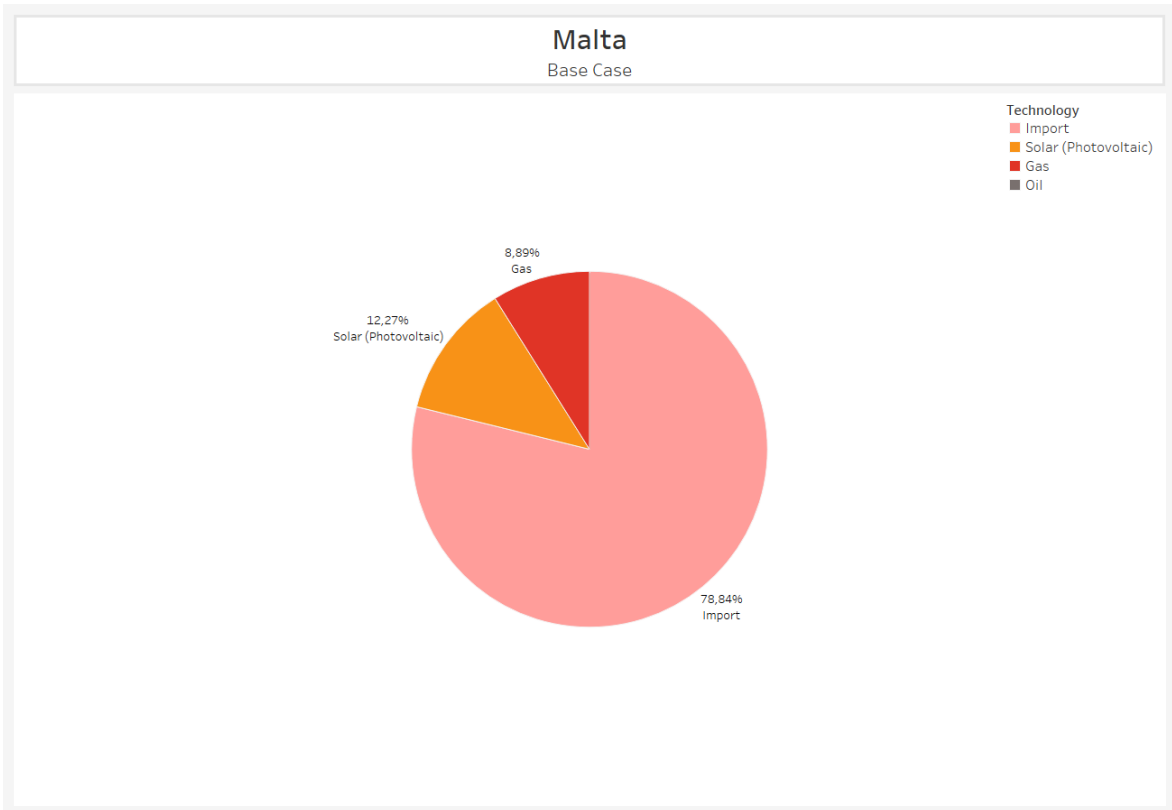
Σχήμα 4.9: Αλβανία : Ενεργειακό Μίγμα



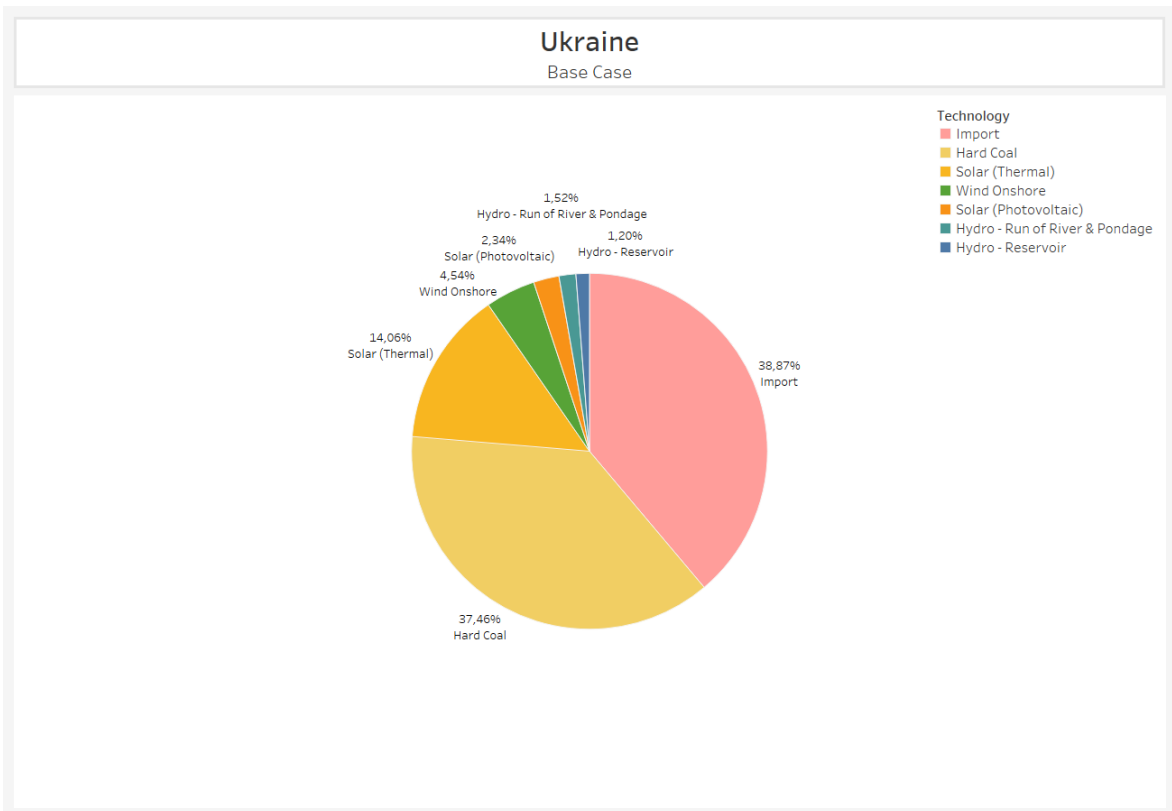
Σχήμα 4.10: Λιθουανία : Ενεργειακό Μίγμα



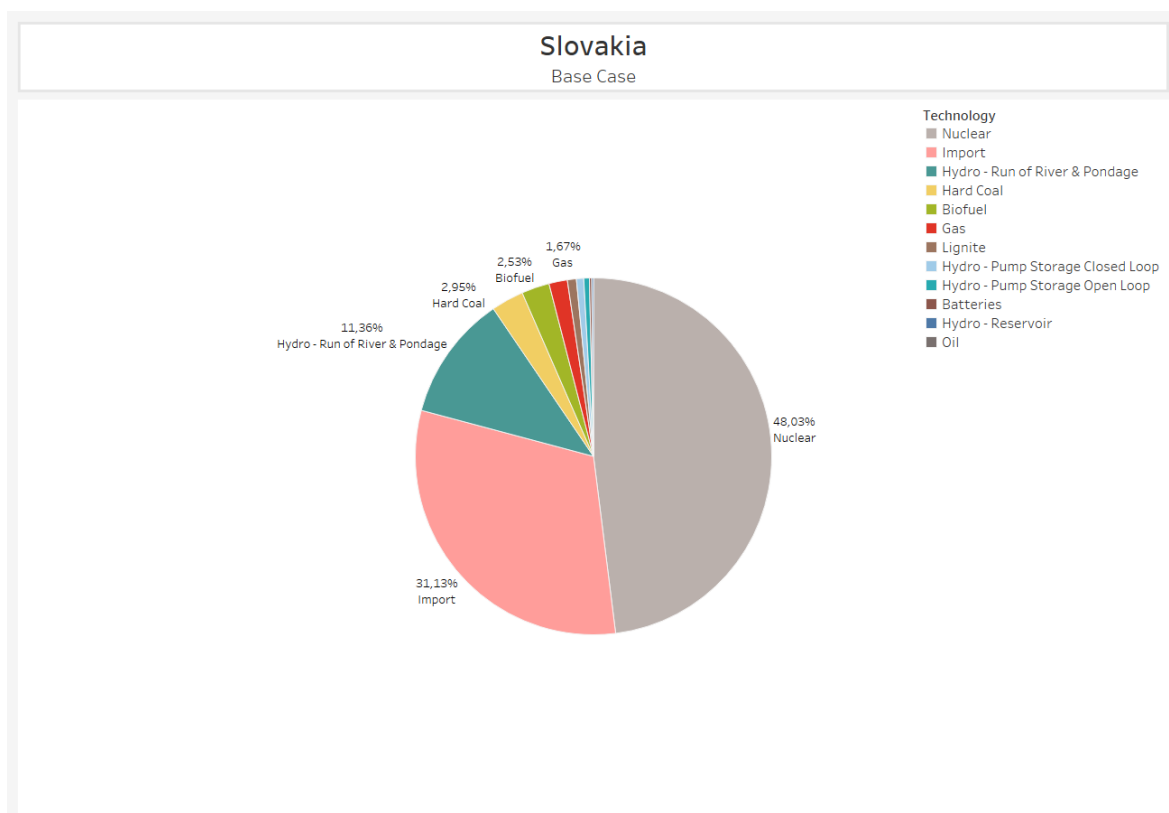
Σχήμα 4.11: Δανία : Ενεργειακό Μίγμα



Σχήμα 4.12: Μάλτα : Ενεργειακό Μίγμα

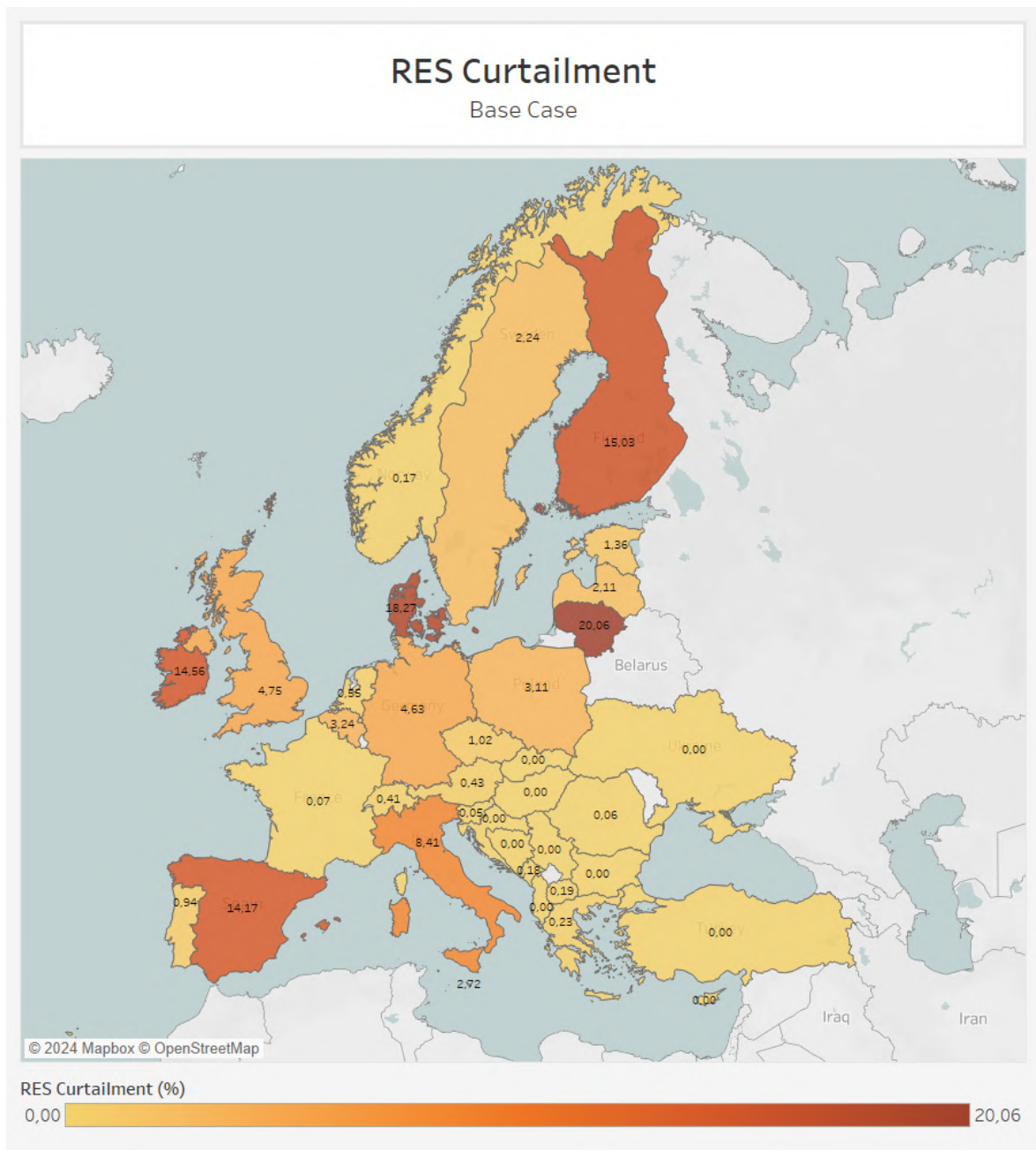


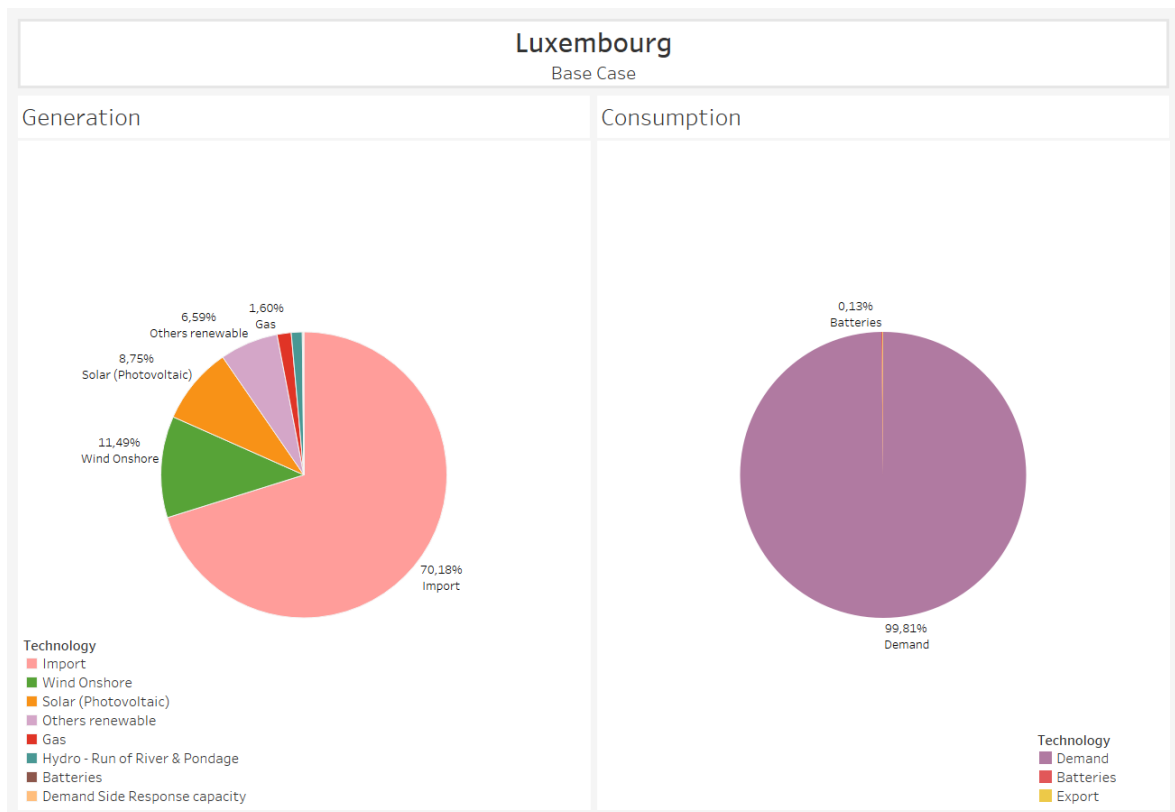
Σχήμα 4.13: Ουκρανία : Ενεργειακό Μίγμα



Σχήμα 4.14: Σλοβακία : Ενεργειακό Μίγμα

Οι περικοπές ΑΠΕ στο σύνολο των ευρωπαϊκών χωρών κυμαίνεται σε σχετικά χαμηλά επίπεδα (σχήμα 4.15). Παρά την υψηλή διείσδυση ΑΠΕ σε ποσοστό 73,16%, οι συνολικές περικοπές είναι μόλις 5,65%. Πρώτη χώρα με κριτήριο της περικοπής ΑΠΕ είναι το Λουξεμβούργο με ποσοστό 36%. Δεύτερη χώρα έρχεται η Λιθουανία (20%), όπου η πολύ υψηλή διείσδυση ΑΠΕ (σχήμα 4.10) οδηγεί αναπόφευκτα και στην αύξηση των περικοπών. Το ίδιο συμβαίνει και στην Δανία (σχήμα 4.11), η οποία με ποσοστό 18% είναι χώρα με την τρίτη υψηλότερη τιμή περικοπών. Παρατηρώντας κανείς την διείσδυση ΑΠΕ ανά χώρα θα περίμενε ένα σημαντικό ποσοστό περικοπών στην Αλβανία. Ωστόσο, σύμφωνα και με τον ορισμό των περικοπών 4.2 η παραγωγή από υδροηλεκτρικούς ταμιευτήρες δεν υπόκεινται σε περιορισμό παραγωγής.

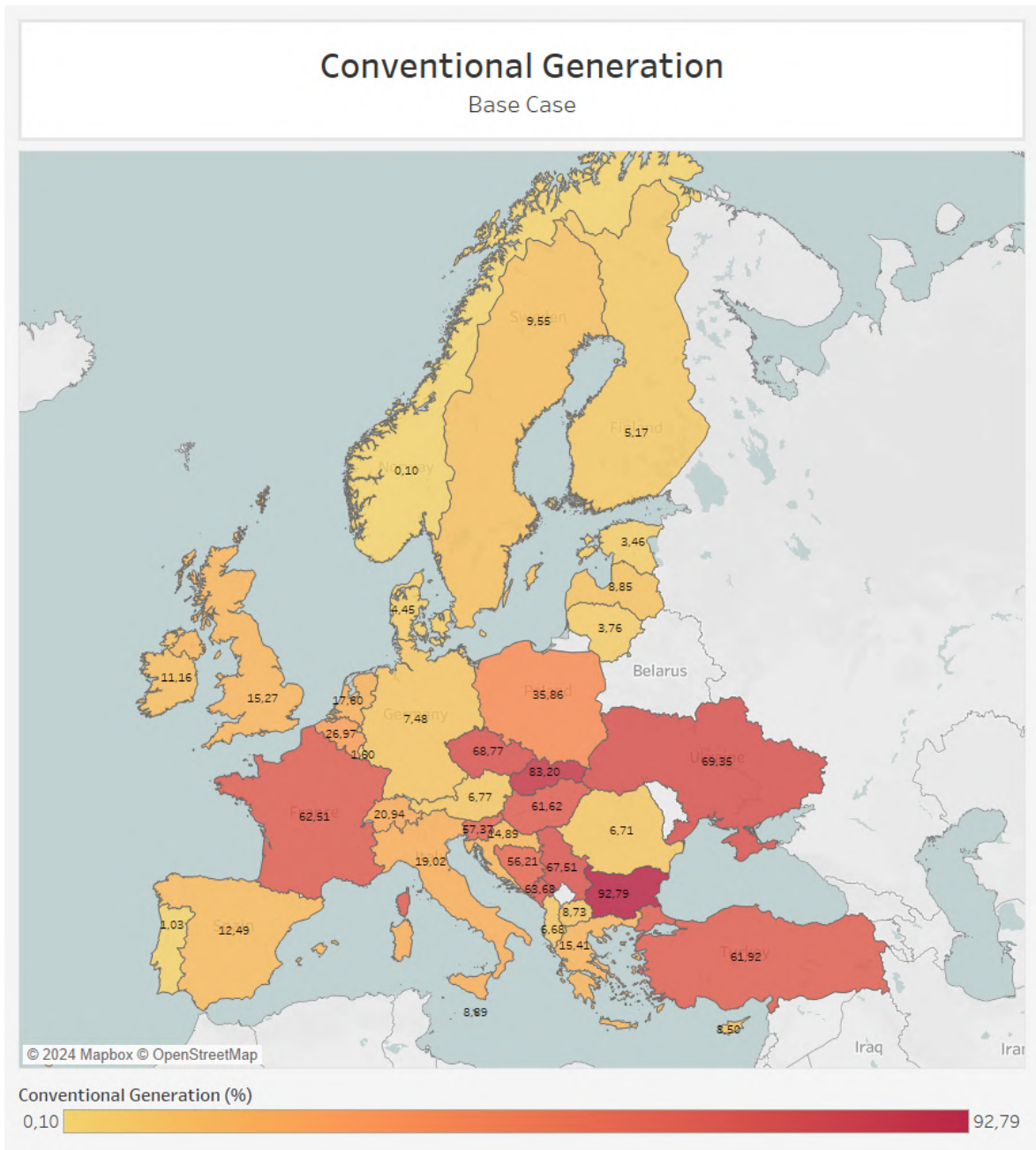




Σχήμα 4.16: Λουξεμβούργο: Ενεργειακό Μίγμα

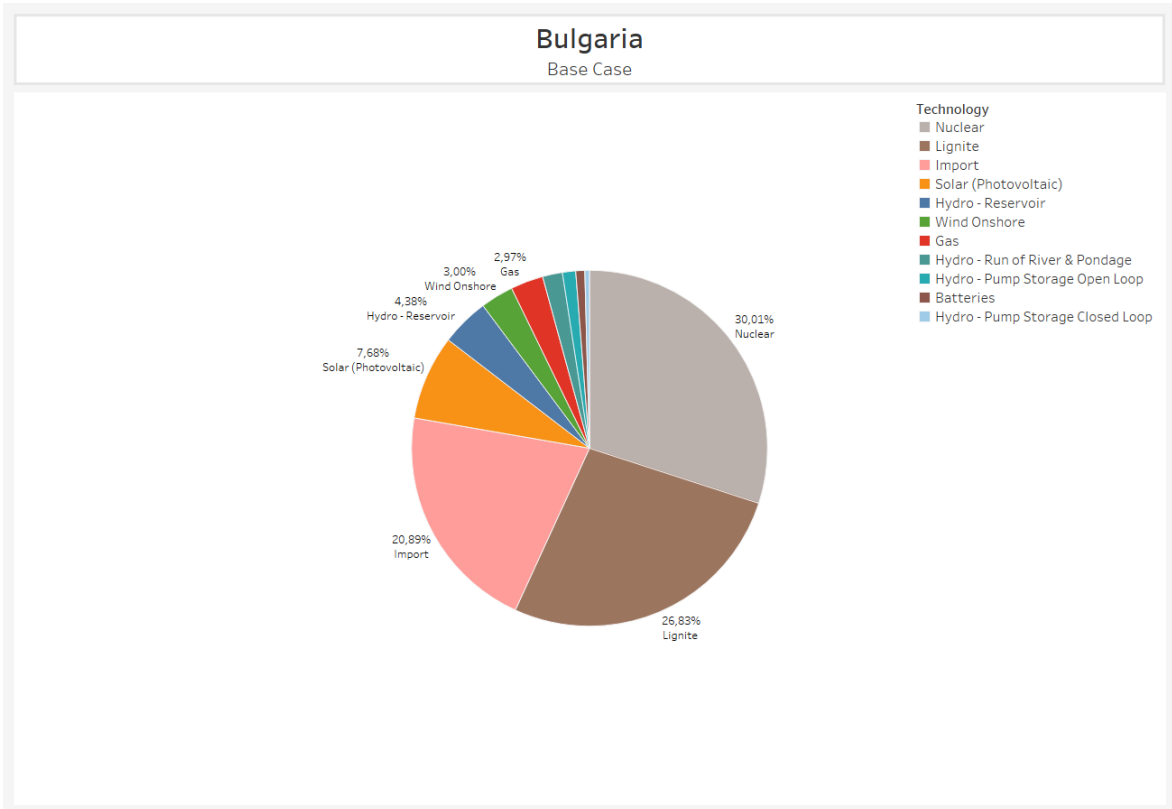
από συμβατικές μονάδες παραγωγής, με σκοπό την απόκτηση ολοκληρωμένης εικόνας του ενεργειακού μίγματος των ευρωπαϊκών χωρών. Με αυτόν τον τρόπο διευκολύνεται η εποπτεία της εξάρτησης κάθε χώρας από ορυκτά καύσιμα και συνεπώς, της προόδου που έχει επιτευχθεί προς την ενεργειακή μετάβαση.

Η Βουλγαρία είναι η χώρα με το μεγαλύτερο ποσοστό παραγωγής από συμβατικές μονάδες παραγωγής (92,79%), εξυπηρετώντας το 30% των αναγκών της με πυρηνική ενέργεια και το 27% από καύση λιγνίτη. Ακολουθεί με ποσοστό 83,2% η Σλοβακία (σχήμα 4.14) και η Ουκρανία (μονάδα παραγωγής Burshtyn) με 69,83%. Τα χαμηλότερα επίπεδα συμβατικής παραγωγής διατηρούν η Νορβηγία (σχήμα 4.19) με την υψηλή διείσδυση υδροηλεκτρικής παραγωγής, η Πορτογαλία (σχήμα 4.20), η οποία καλύπτει τις ανάγκες της σχεδόν αποκλειστικά από καθαρές μορφές παραγωγής ενέργειας, και το Λουξεμβούργο (σχήμα 4.16).

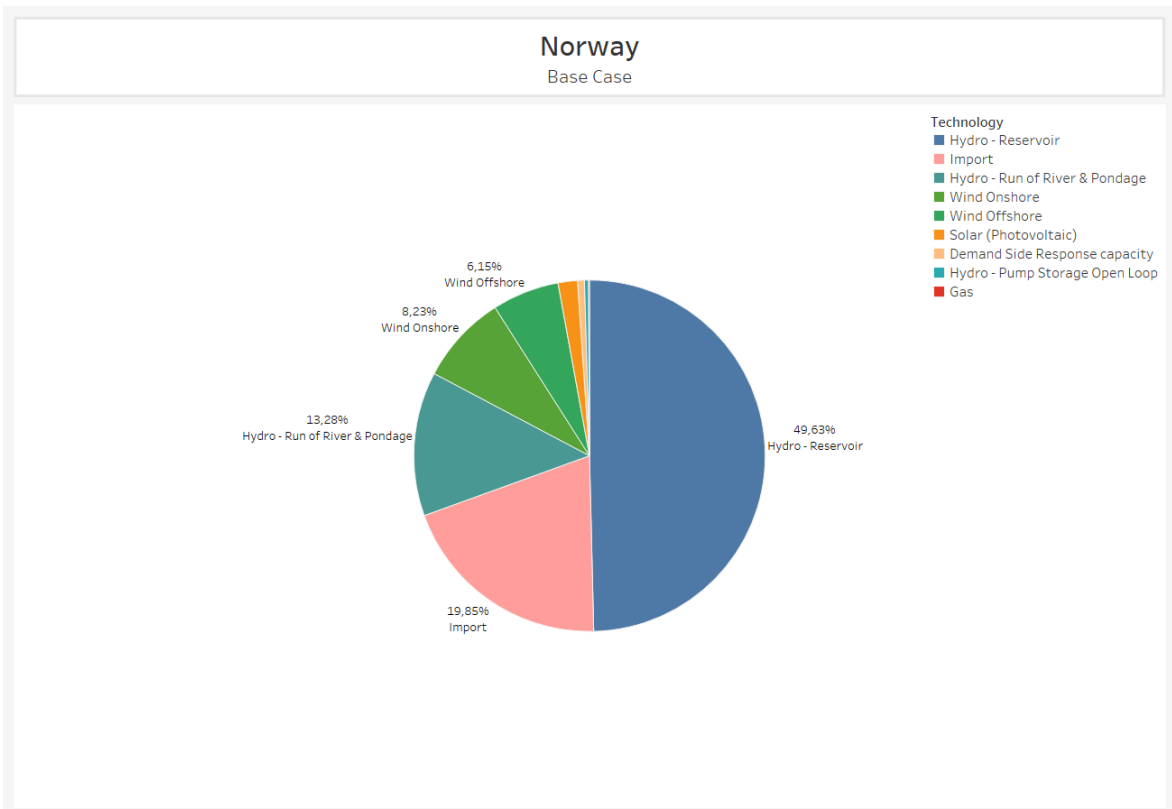


Σχήμα 4.17: Συμβατική Παραγωγή [Βασικό Σενάριο]

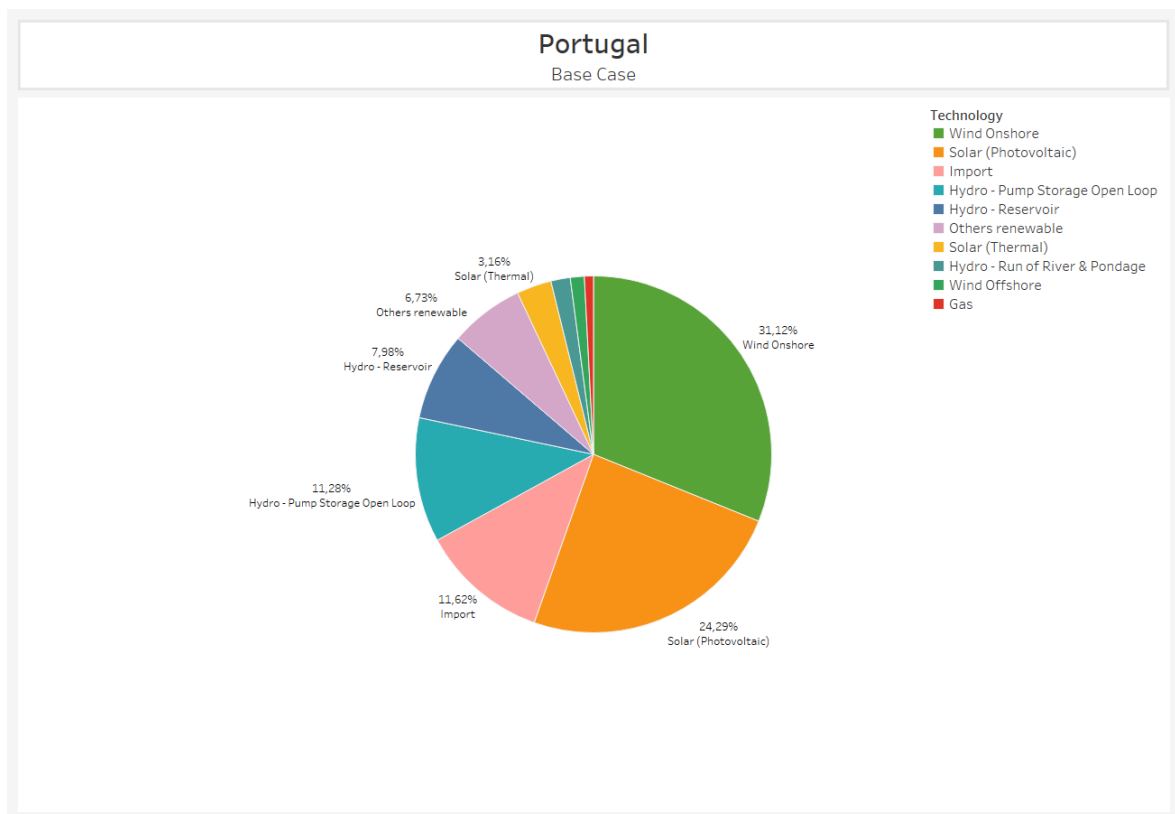




Σχήμα 4.18: Βουλγαρία: Ενεργειακό Μίγμα



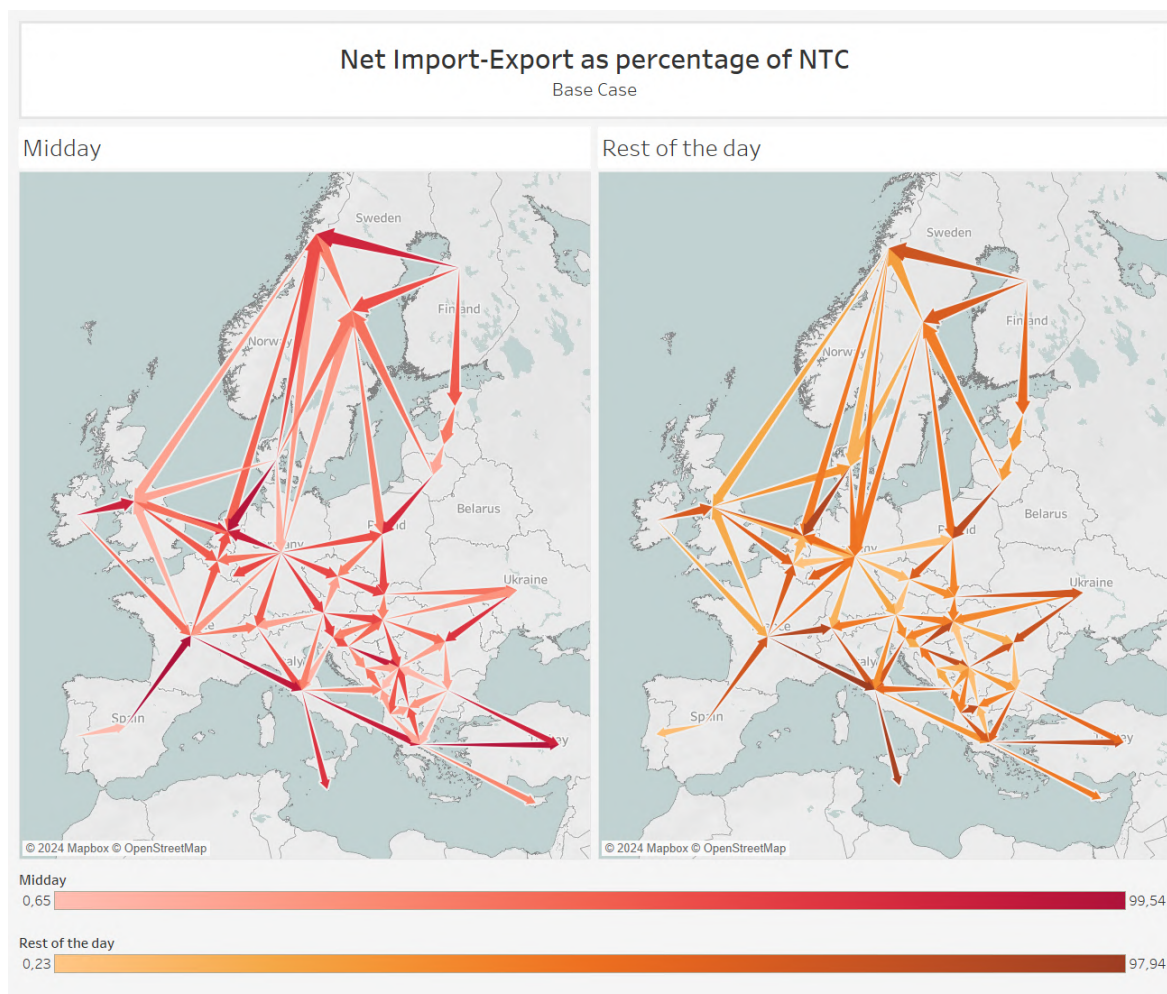
Σχήμα 4.19: Νορβηγία: Ενεργειακό Μίγμα



Σχήμα 4.20: Πορτογαλία: Ενεργειακό Μίγμα

### 4.2.3 Λειτουργία διασυνδέσεων

Η λειτουργία των διασυνδέσεων στο βασικό σενάριο παρουσιάζεται στο σχήμα 4.21. Τα αποτελέσματα οπτικοποιούνται σε δύο χάρτες της Ευρώπης. Ο πρώτος αντιστοιχεί στην λειτουργία των διασυνδέσεων τις μεσημβρινές ώρες, 10:00 με 15:00, και ο δεύτερος στις υπόλοιπες ώρες της ημέρας. Η ροή ισχύος μεταξύ ζωνών προσφοράς που ανήκουν στην ίδια χώρα αμελούνται. Ακόμη, για τις χώρες που συνδέονται με περισσότερες από μία διασυνδέσεις, παρουσιάζεται ο μέσος όρος των επιμέρους τιμών.



Σχήμα 4.21: Λειτουργία των διασυνδέσεων ως ποσοστό της χωρητικότητάς τους, τις μεσημβρινές ώρες, 10:00-15:00, και τις υπόλοιπες ώρες της ημέρας.

Η Ελλάδα εισάγει από την Ιταλία, την Αλβανία και την Βουλγαρία, ενώ εξάγει προς την Βόρεια Μακεδονία, την Τουρκία και την Κύπρο. Τις μεσημβρινές ώρες οι εισαγωγές από την Αλβανία και την Βουλγαρία ελαττώνονται, ενώ αυξάνονται από την Ιταλία. Παράλληλα, η εγχώρια παραγωγή από φωτοβολταϊκά συμβάλει στην αύξηση των εξαγωγών κατά τις ώρες παραγωγής των φωτοβολταϊκών.

Από τις χώρες της Βαλκανικής χερσονήσου, ενδιαφέρον παρουσιάζει η συμπεριφορά των διασυνδέσεων του Μαυροβουνίου, της Ουγγαρίας και της Σλοβενίας. Το Μαυροβούνιο είναι εισαγωγικό από την Ιταλία και την Σερβία τις μεσημβρινές ώρες, με την ροή να αλλάζει κατεύθυνση τις υπόλοιπες ώρες της ημέρας. Η Ουγγαρία και η Σλοβενία τις ώρες παραγωγής των φωτοβολταϊκών είναι εισαγωγικές από τις βόρειες διασυνδέσεις

τους και εξαγωγικές προς τις νότιες. Δηλαδή, αυτές οι δύο χώρες φαίνεται να αποτελούν κόμβους μεταφοράς ισχύος από τις βορειότερες χώρες, με κυριότερη παραγωγό την Γερμανία, προς τις νοτιότερες Βαλκανικές χώρες με την μικρότερη διείσδυση φωτοβολταϊκών.

Η Γερμανία φαίνεται να παίζει σημαντικό ρόλο στην ροή ισχύος μεταξύ των κρατών λόγω της θέσης της και της παραγωγής της. Παρά την υψηλή ζήτηση του συστήματός της, η Γερμανία είναι, τις μεσημβρινές ώρες, εξαγωγική προς τις 11 από τις 12 συνολικά διασυνδεδεμένες χώρες. Εξαιρεση αποτελεί η Δανία, από την οποία οι εισαγωγές διατηρούνται ωστόσο σε χαμηλά επίπεδα. Τις υπόλοιπες ώρες της ημέρας η Γερμανία παραμένει εξαγωγική προς την Ολλανδία, το Βέλγιο, το Λουξεμβούργο, την Ελβετία, την Αυστρία, την Τσεχία και την Πολωνία, ενώ εισάγει από τον Βορρά, από την Δανία, την Νορβηγία και την Σουηδία, από το Ηνωμένο Βασίλειο και την Γαλλία.

Διαφοροποιήσεις εντός της ημέρας παρατηρούνται επίσης στις διασυνδέσεις της Δανίας με την Νορβηγία και την Σουηδία, της Αυστρίας με την Τσεχία και της Πορτογαλίας με την Ισπανία.

Η Φινλανδία και η Ιρλανδία είναι οι μόνες καθαρά εξαγωγικές χώρες, ενώ σημαντικά εξαγωγικές είναι και η Βουλγαρία, η Δανία και η Γερμανία της μεσημβρινές ώρες. Αποκλειστικά εισαγωγικές χώρες είναι η Ολλανδία, το Λουξεμβούργο, η Μάλτα, η Κύπρος και η Τουρκία.

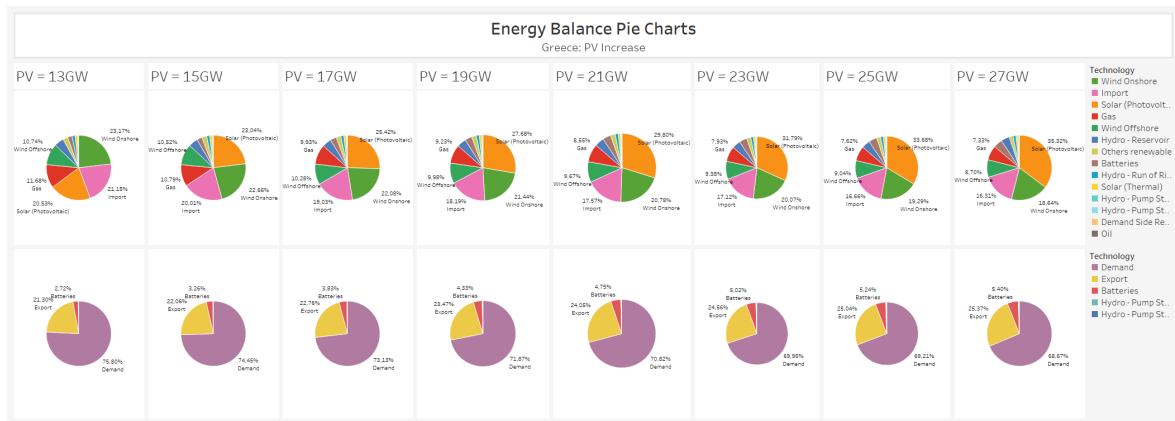
### **4.3 Σενάριο αυξημένης διείσδυσης φωτοβολταϊκής παραγωγής στην ηπειρωτική Ελλάδα**

Σύμφωνα με τον NECP [46], η Ελλάδα προβλέπεται να έχει εγκατεστημένα 13,4 GW φωτοβολταϊκών το έτος 2030. Μάλιστα, ο στόχος είναι τα 40,3 GW έως το 2050. Με αυτά τα δεδομένα, στο παρόν σενάριο εξετάζεται η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών στην ηπειρωτική Ελλάδα ως εξής: 13 GW, 15 GW, 17 GW, 19 GW, 21 GW, 23 GW, 25 GW, 27 GW. Το υπόλοιπο σύστημα δεν υφίσταται καμία τροποποίηση.

#### **4.3.1 Ισοζύγιο ενέργειας**

Η αύξηση στην εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών αντικατοπτρίζεται άμεσα στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας. Το σχήμα 4.22 παρουσιάζει την συνολική παραγωγή και κατανάλωση ισχύος στην Ελλάδα. Τα γραφήματα στο άνω μέρος του γραφήματος αντιστοιχούν στο ποσοστό παραγωγής από την εκάστοτε τεχνολογία ως προς το σύνολο της ετήσιας παραγωγής. Αντίστοιχα, τα γραφήματα στο κάτω μέρος παρουσιάζουν το ποσοστό απορρόφησης ισχύος ως προς το σύνολο της ετήσιας παραγωγής.

Όπως είναι αναμενόμενο, το μερίδιο παραγωγής από φωτοβολταϊκή ενέργεια αυξάνεται με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος. Εκκινώντας από το βασικό σενάριο με ποσοστό 20,53%, το ποσοστό αυξάνεται 2 περίπου ποσοστιαίες μονάδες για κάθε 2 GW που προστίθενται, φτάνοντας στο 35,32% υπό 27 GW φωτοβολταϊκών. Την ίδια στιγμή, οι ανάγκες σε εισαγωγές και η παραγωγή από το φυσικό αέριο μειώνονται σημαντικά. Σε αυτό συμβάλουν οι αποθηκευτικές μονάδες μπαταριών. Όπως φαίνεται στις πίτες απορρόφησης ισχύος, η φόρτιση των μπαταριών αυξάνεται σημαντικά (συνολικά έως και 2,7 ποσοστιαίες μονάδες), γεγονός που σημαίνει ότι η μη απορρο-

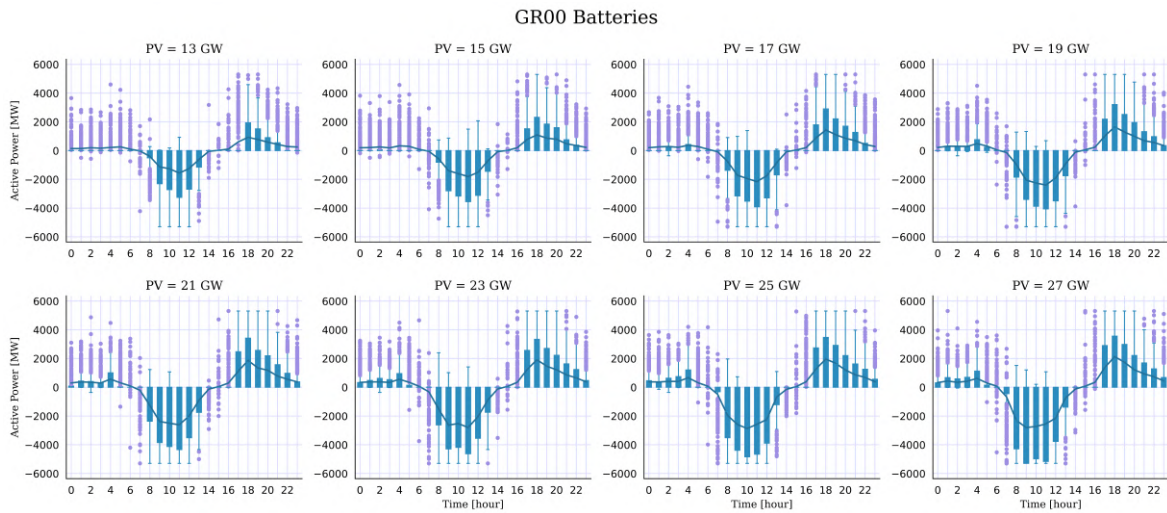


Σχήμα 4.22: Ισοζύγιο Ενέργειας: Ελλάδα

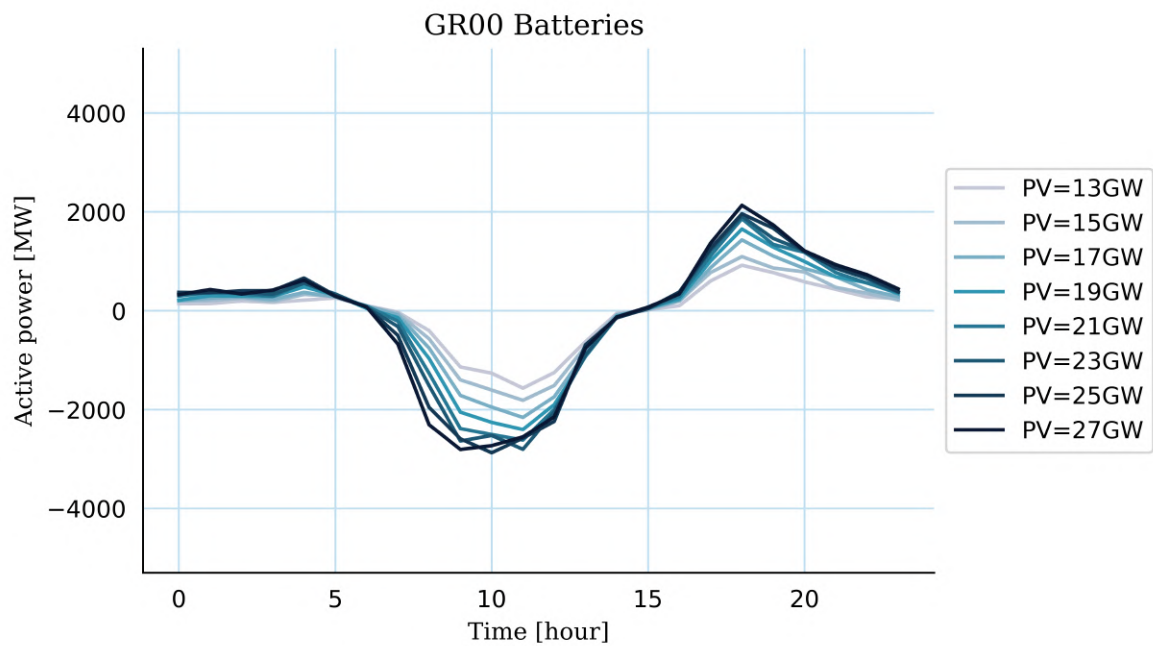
φούμενη ισχύς από την αύξηση της φωτοβολταϊκής παραγωγής τις μεσημβρινές ώρες μετατοπίζεται αποτελεσματικά προς τις απογευματινές και βραδινές ώρες.

### 4.3.2 Λειτουργία των αποθηκευτικών και αντλησιοταμιευτικών μονάδων

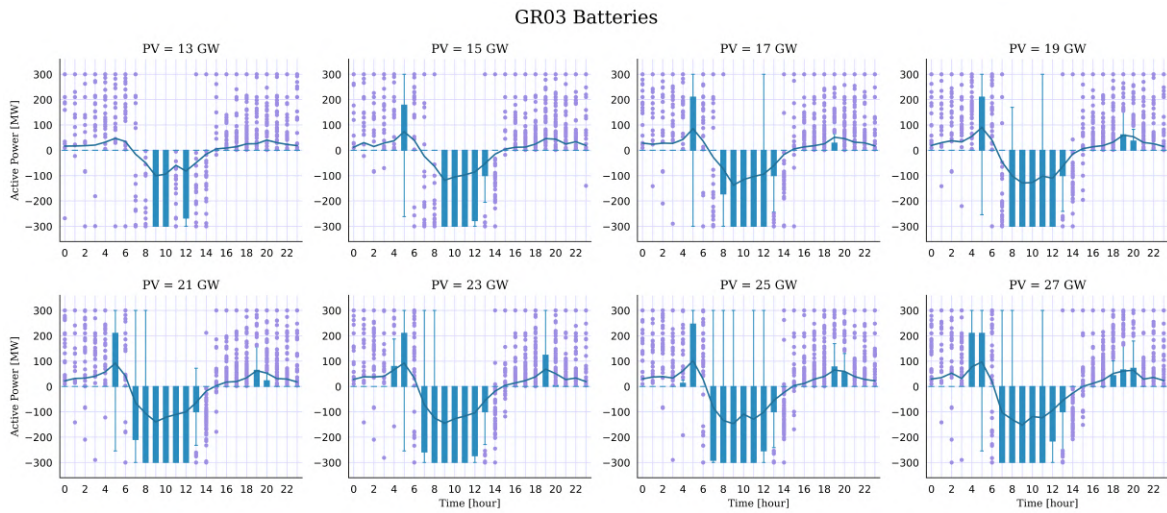
Η λειτουργία των αποθηκευτικών και αντλησιοταμιευτικών μονάδων παρουσιάζεται αναλυτικά στα σχήματα 4.23, 4.25, 4.27, 4.29. Οι τιμές που παρουσιάζονται είναι ημερήσιοι μέσοι όροι.



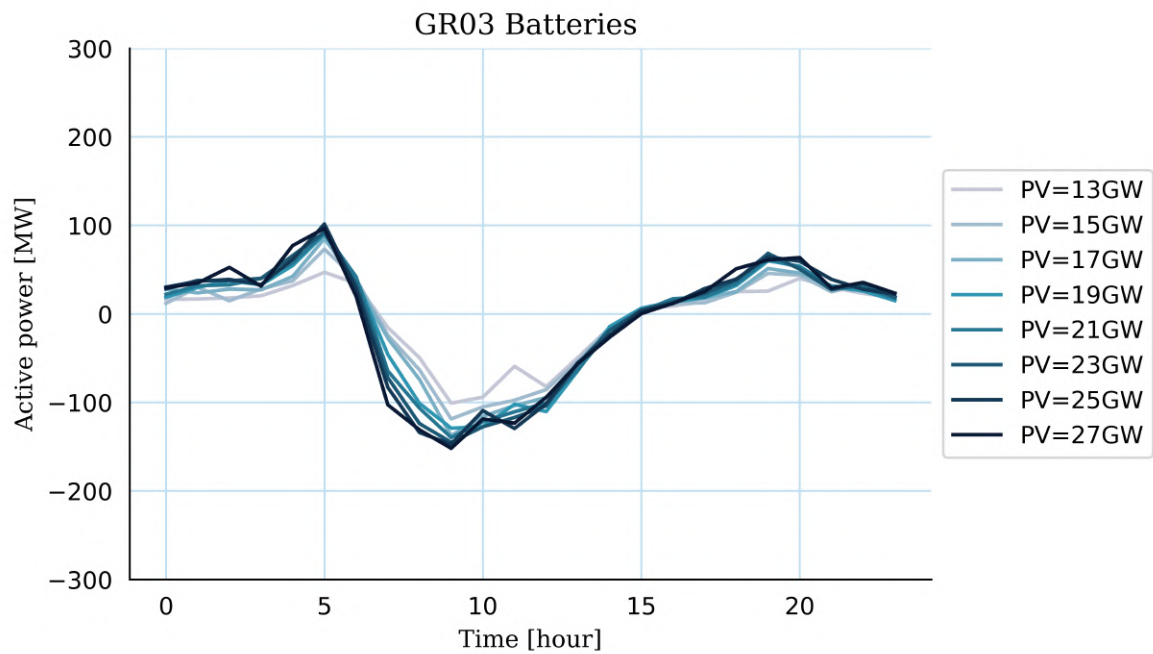
Σχήμα 4.23: Λειτουργία μπαταριών στην ηπειρωτική Ελλάδα.



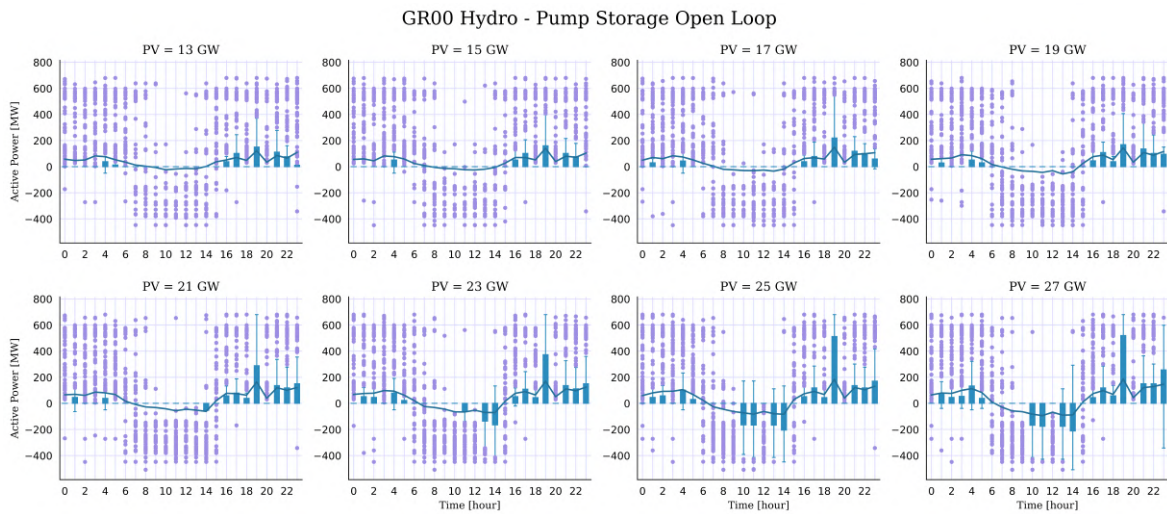
Σχήμα 4.24: Σύγκριση της λειτουργίας των μπαταριών στην ηπειρωτική Ελλάδα για τα 8 σενάρια.



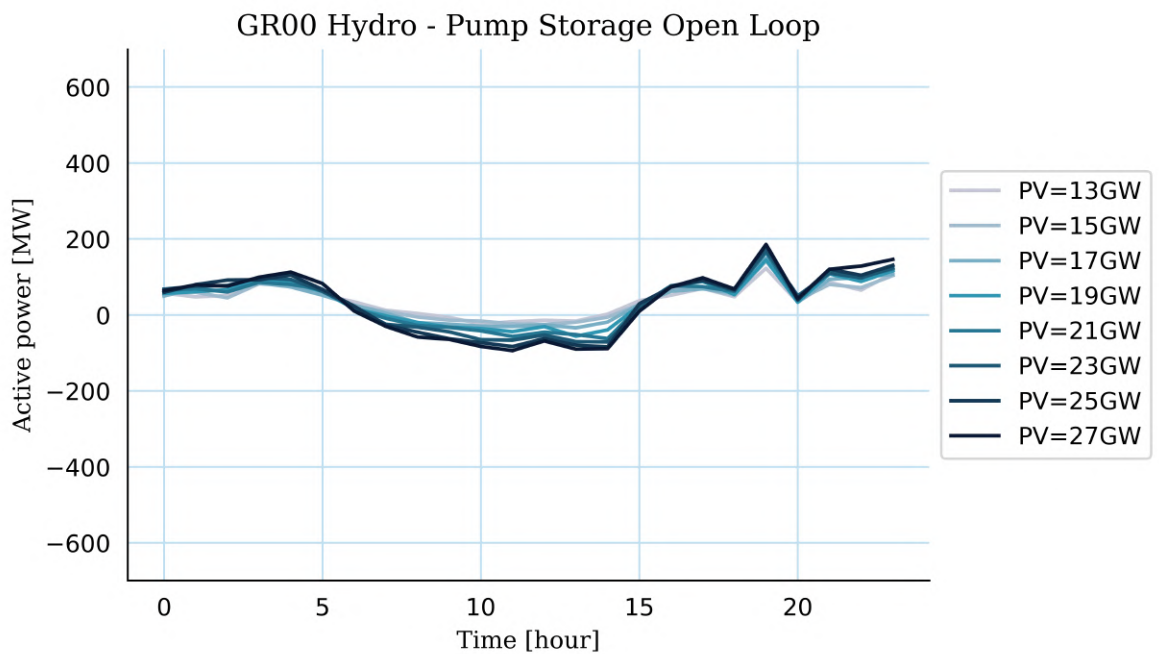
Σχήμα 4.25: Λειτουργία μπαταριών στην Κρήτη.



Σχήμα 4.26: Σύγκριση της λειτουργίας των μπαταριών στην Κρήτη για τα 8 σενάρια.

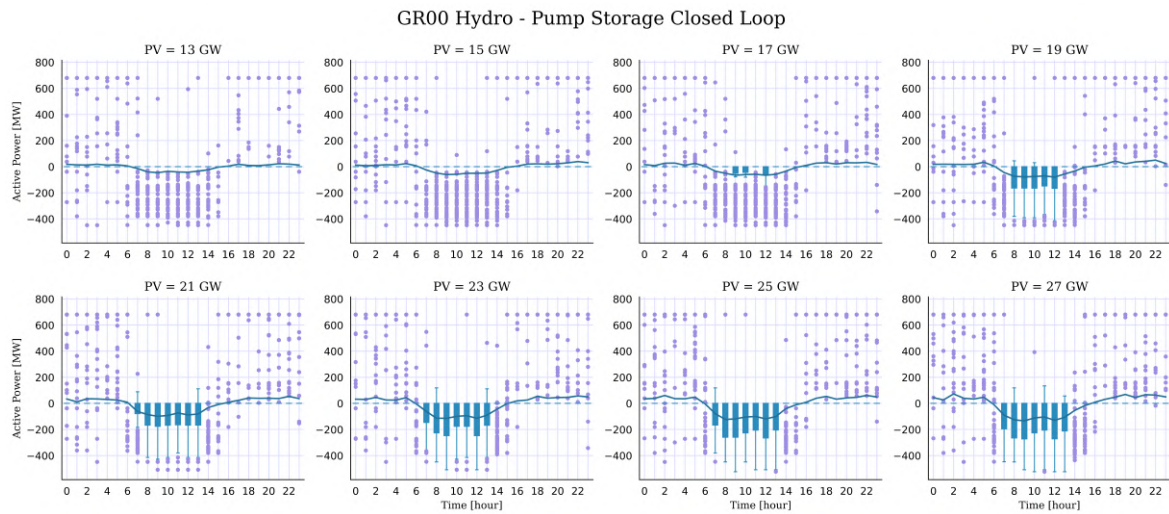


Σχήμα 4.27: Λειτουργία υδροηλεκτρικών μονάδων ανοιχτού κύκλου στην ηπειρωτική Ελλάδα.

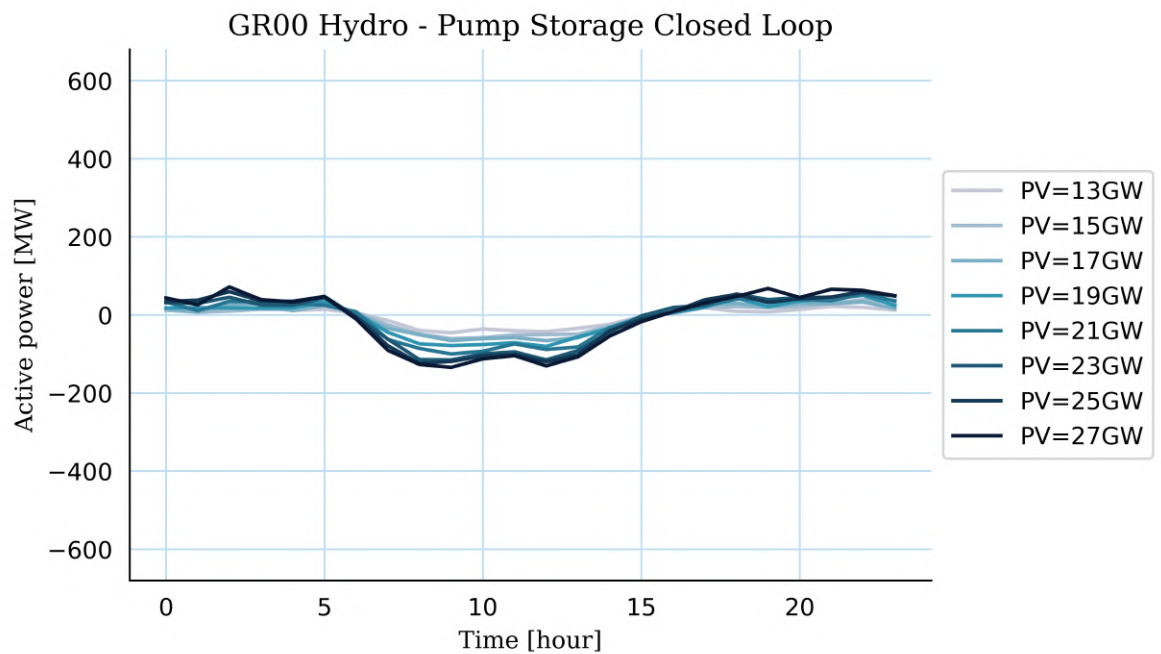


Σχήμα 4.28: Σύγκριση της λειτουργίας των υδροηλεκτρικών μονάδων ανοιχτού κύκλου στην ηπειρωτική Ελλάδα για τα 8 σενάρια.





Σχήμα 4.29: Λειτουργία υδροηλεκτρικών μονάδων κλειστού κύκλου στην ηπειρωτική Ελλάδα.



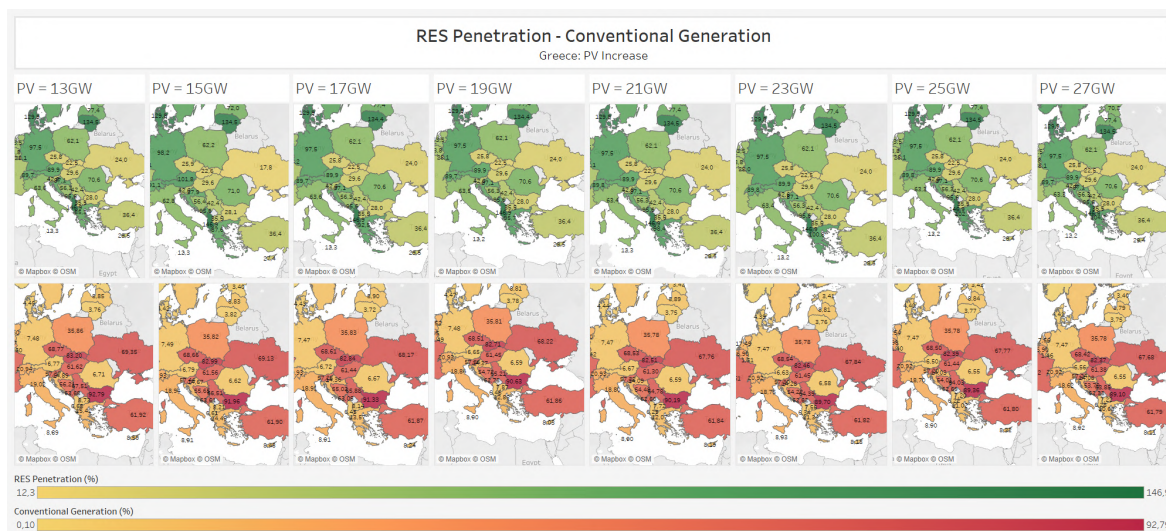
Σχήμα 4.30: Σύγκριση της λειτουργίας των υδροηλεκτρικών μονάδων κλειστού κύκλου στην ηπειρωτική Ελλάδα για τα 8 σενάρια.

Οι αποθηκευτικές μονάδες και, κυρίως οι μπαταρίες, οι οποίες χαρακτηρίζονται από υψηλότερη απόδοση, επιστρατεύονται με βασικό στόχο την μετατόπιση ισχύος από τις μεσημβρινές ώρες, όπου η φωτοβολταϊκή παραγωγή παρουσιάζει μέγιστο, προς τις απογευματινές ώρες. Παρατηρείται λοιπόν ότι οι αποθηκευτικές μονάδες μπαταριών στην ηπειρωτική Ελλάδα και την Κρήτη αντιδρούν με αυτόν ακριβώς τον τρόπο στην αύξηση των φωτοβολταϊκών (σχήματα 4.23, 4.25, 4.24, 4.26). Η καμπύλη φόρτισης μειώνεται τις μεσημβρινές ώρες και η καμπύλη εκφόρτισης αυξάνεται τις απογευματινές και βραδινές ώρες.

Μικρές διακυμάνσεις παρατηρούνται και στις αντλησιοταμιευτικές μονάδες ανοιχτού και κλειστού κύκλου. Ωστόσο, οι διακυμάνσεις αυτές δεν αντιστοιχούν στις αναμενόμενες τιμές δεδομένου του όγκου της επιπλέον ισχύος που εισάγεται. Η αναντιστοιχία αυτή οφείλεται στις απαιτήσεις σε εφεδρεία. Για την εξυπηρέτηση των απαιτήσεων σε εφεδρεία, το πρόβλημα βελτιστοποίησης δεσμεύει την ισχύ των αντλησιοταμιευτικών μονάδων έναντι των μπαταριών, λόγω της συγκριτικά χαμηλότερης απόδοσης τους, με αποτέλεσμα τον περιορισμό των λειτουργιών του, όσον αφορά την άντληση υδάτων και την παραγωγή ενέργειας.

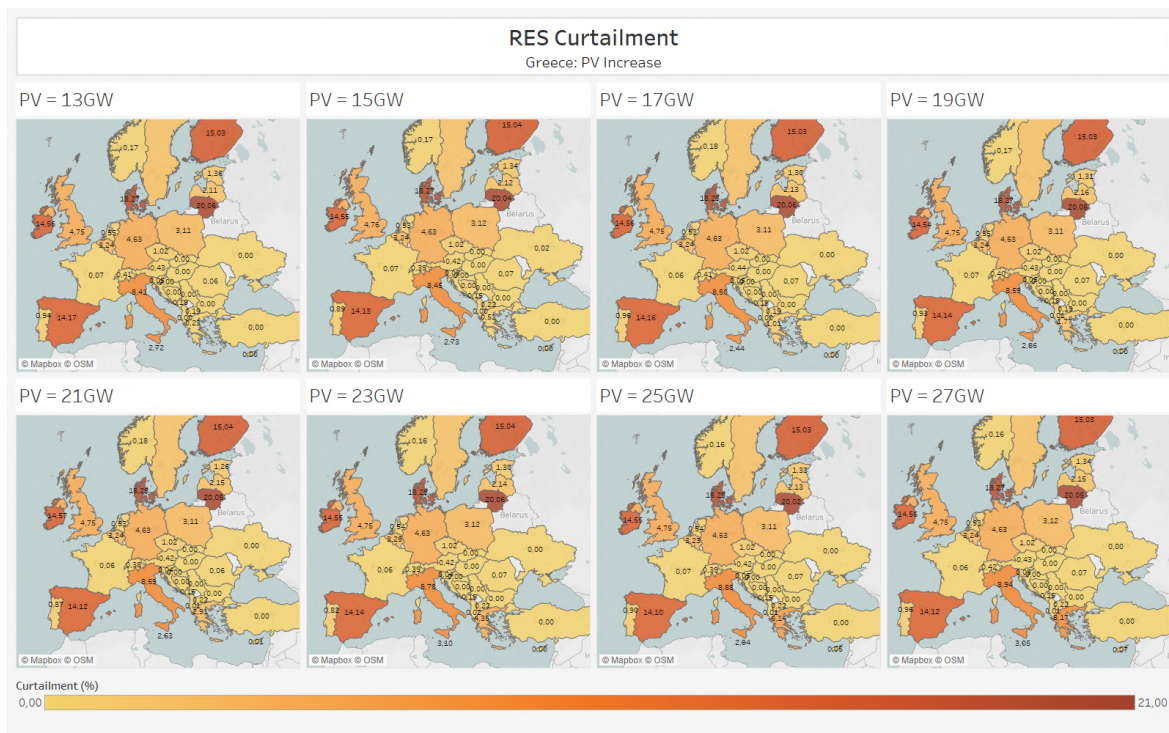
### 4.3.3 Διείσδυση και περικοπές ΑΠΕ, παραγωγή συμβατικών μονάδων

Στα σχήματα 4.31, 4.32 παρουσιάζονται η διείσδυση ΑΠΕ, η παραγωγή από συμβατικές μονάδες και οι περικοπές ΑΠΕ όπως ορίστηκαν στην αρχή του κεφαλαίου.



Σχήμα 4.31: Διείσδυση ΑΠΕ και Συμβατική Παραγωγή.

Σχετικά με την διείσδυση ΑΠΕ παρατηρείται ότι η προσθήκη 2 GW φωτοβολταϊκών αυξάνει την διείσδυση κατά περίπου 2 ποσοστιαίες μονάδες. Η διείσδυση παραμένει σταθερή για όλες τις υπόλοιπες χώρες και για όλα τα σενάρια. Η πιθανή μείωση της συμβατικής παραγωγής λόγω εισαγωγών από την Ελλάδα δεν μπορεί να φανεί στην διείσδυση καθώς οι εισαγωγές δεν λαμβάνονται υπόψη στον τρόπο υπολογισμού της διείσδυσης ΑΠΕ. Για αυτόν τον λόγο παρουσιάζεται η συμβατική παραγωγή ανά χώρα. Μέσω του μεγέθους αυτού γίνεται καλύτερα αντιληπτή η επίδραση στις όμορες χώρες. Πιο συγκεκριμένα, οι μέγιστες μεταβολές στο ποσοστό των αναγκών που κα-



Σχήμα 4.32: Περικοπές ΑΠΕ.

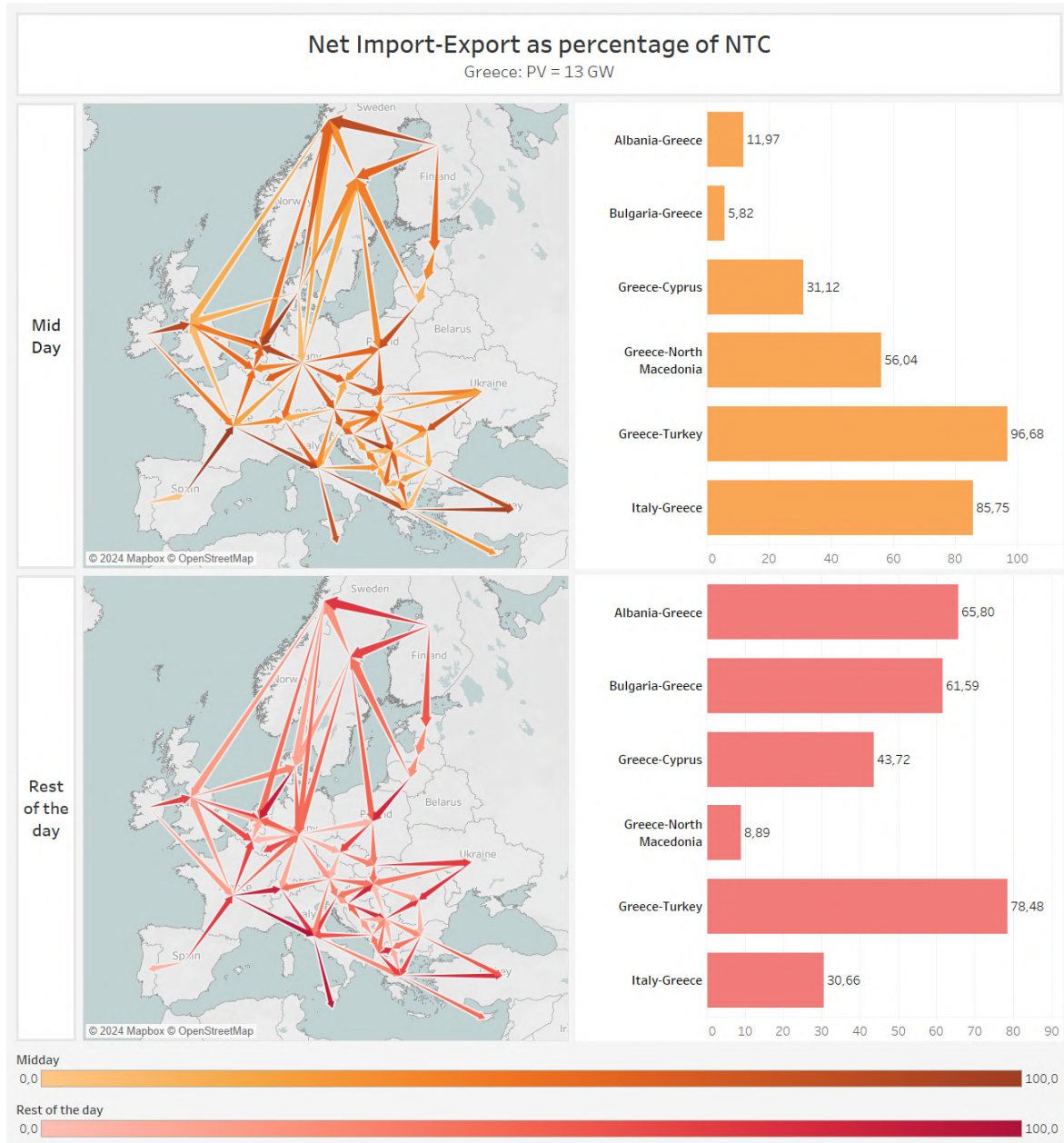
λύπτονται από συμβατικές μονάδες εντοπίζονται στην Βουλγαρία και το Μαυροβούνιο, όπου η μείωση είναι 3,69% και 3,66% αντίστοιχα. Ενδιαφέρον παρουσιάζει το γεγονός ότι η σφαίρα επιρροής εκτείνεται ως και την Σλοβακία και την Ουκρανία. Παρότι οι μεταβολές σε αυτές τις χώρες δεν ξεπερνούν το 1 – 2 %, αποδεικνύουν ότι οι ευρωπαϊκές χώρες δημιουργούν ένα ισχυρά συνδεδεμένο σύστημα όπου οποιαδήποτε μεταβολή επηρεάζει την ισορροπία του συνόλου.

Σημαντικό μέγεθος για την αξιολόγηση της συμπεριφοράς των συστημάτων και κυρίως της αποθήκευσης και της μεταφοράς ισχύος είναι οι περικοπές ΑΠΕ. Αύξηση των περικοπών ισοδυναμεί με αδυναμία του συστήματος να καταναλώσει, να αποθηκεύσει και να εξάγει πράσινη ενέργεια. Στο ελληνικό σύστημα, τέτοιου είδους αδυναμίες περιορίζουν την απορρόφηση ισχύος και οδηγούν στην αύξηση των περικοπών ΑΠΕ. Έως τα 19 GW φωτοβολταϊκών οι περικοπές παραμένουν μικρότερες από το 2% της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής. Ωστόσο, από τα 19 GW έως τα 27 GW, η δυνατότητα αξιοποίησης της παραγωγής μειώνεται σημαντικά με αποτέλεσμα την αύξηση της απορριπτόμενης ισχύος. Συνολικά η προσθήκη 14 GW φωτοβολταϊκών υψώνει τις περικοπές ΑΠΕ έως το 8,17% της εγχώριας παραγωγής.

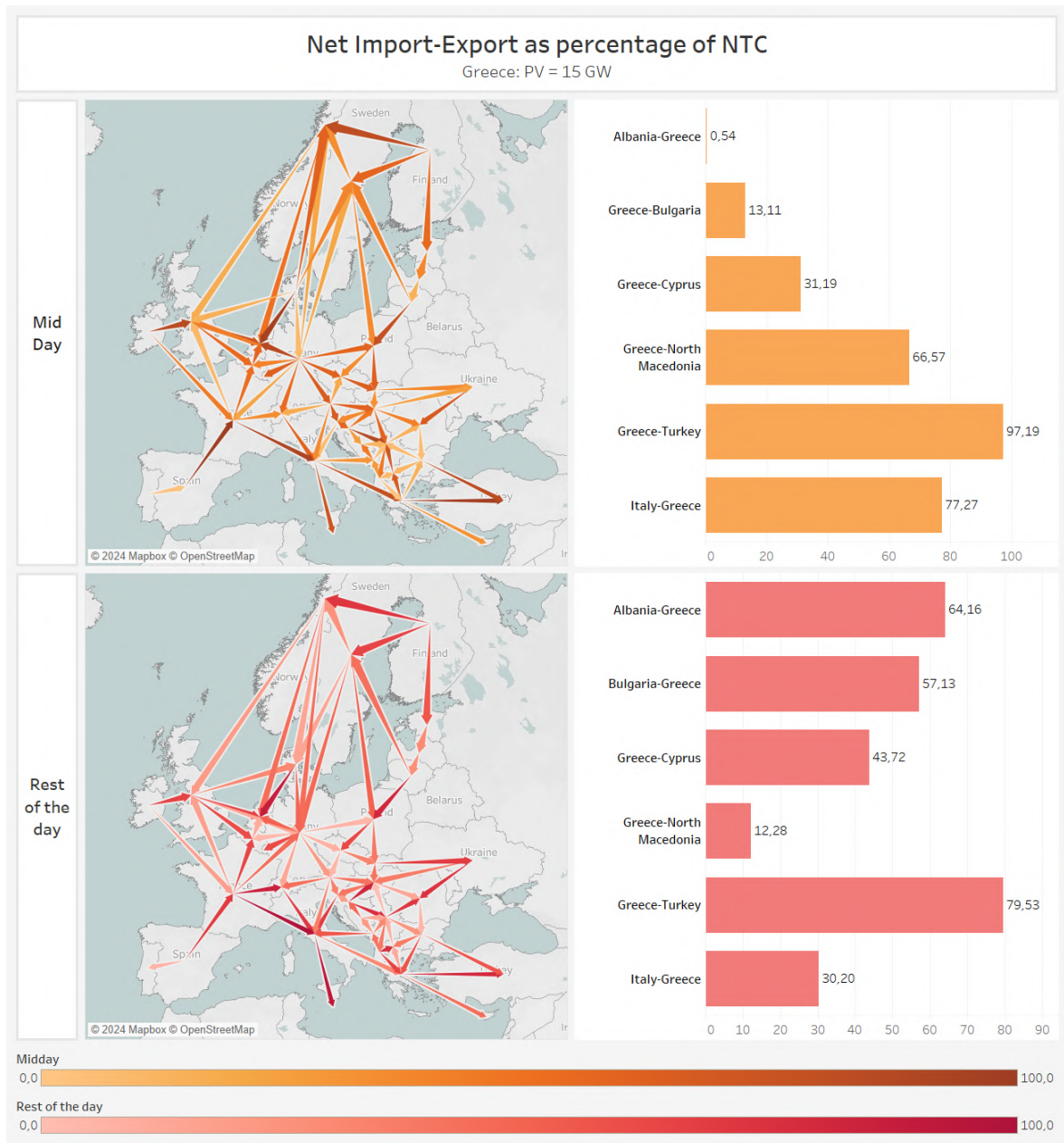
#### 4.3.4 Λειτουργία διασυνδέσεων

Ως δεδομένα εισόδου στο πρόβλημα βελτιστοποίησης εισάγονται οι διασυνδέσεις μεταξύ των ζωνών και οι χωρητικότητες τους. Για την παρουσίαση των αποτελεσμάτων σε χάρτη, λαμβάνονται υπόψη οι διασυνδέσεις μεταξύ των χωρών. Προς αυτόν τον σκοπό, δεν παρουσιάζονται οι διασυνδέσεις μεταξύ ζωνών που ανήκουν στην ίδια χώρα και, στην περίπτωση που κάποιες χώρες συνδέονται με περισσότερες από μία διασυνδέσεις, έχουν υπολογιστεί και παρουσιάζονται οι μέσες τιμές των επιμέρους διασυνδέσεων. Η ροή ισχύος παρουσιάζεται ως ποσοστό προς την χωρητικότητα τους.

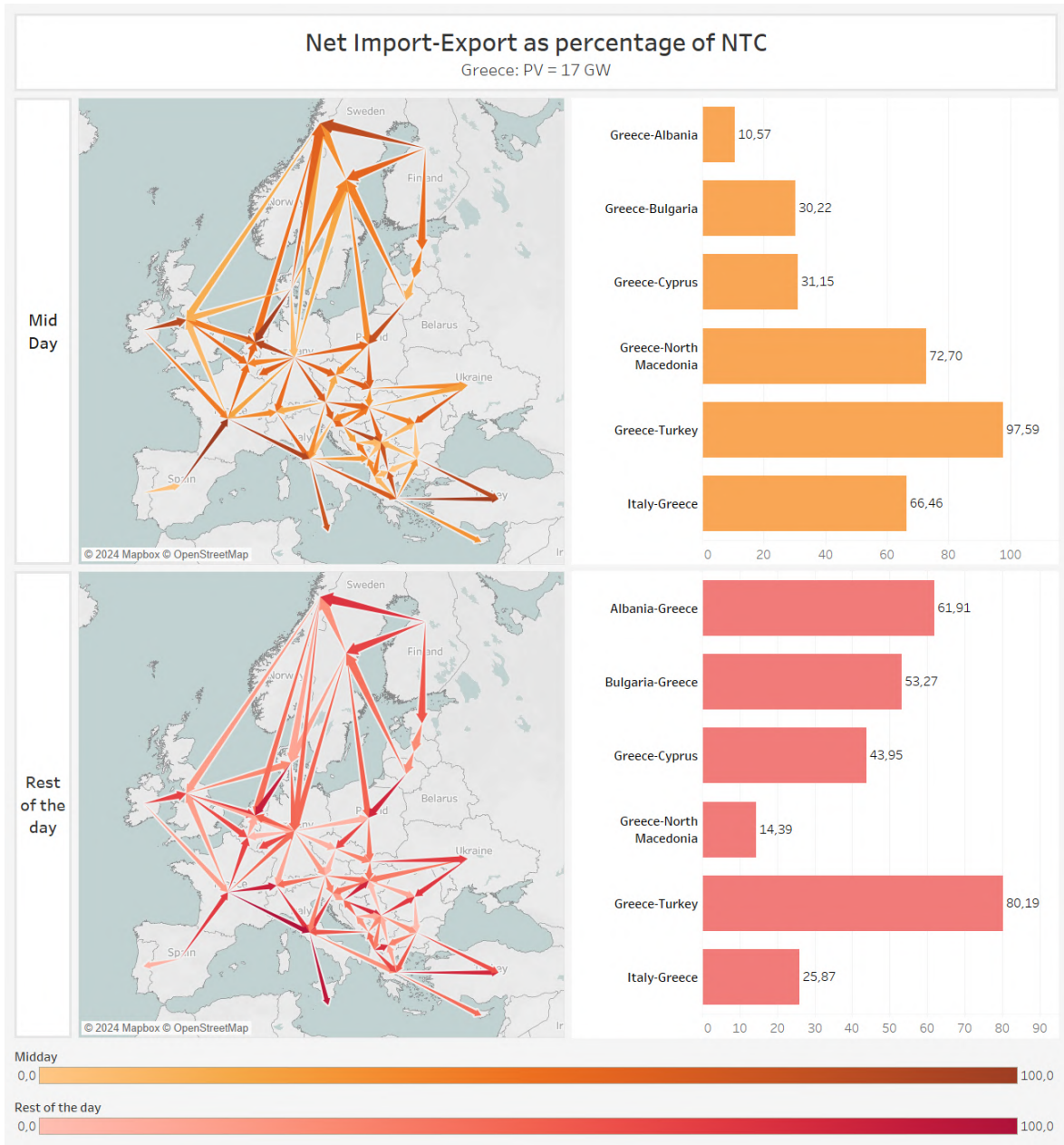
Κάθε σχήμα αποτελείται από δύο γραφήματα, ένα που αντιστοιχεί στις μεσημβρινές ώρες 10.00 – 15.00 και ένα που αντιστοιχεί στις υπόλοιπες ώρες της ημέρας. Επισημαίνεται ότι στα γραφήματα σε μορφή boxplot παρουσιάζονται τα αποτελέσματα σε ημερήσιους μέσους όρους με τις θετικές τιμές να αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη ζώνη προς την δεύτερη.



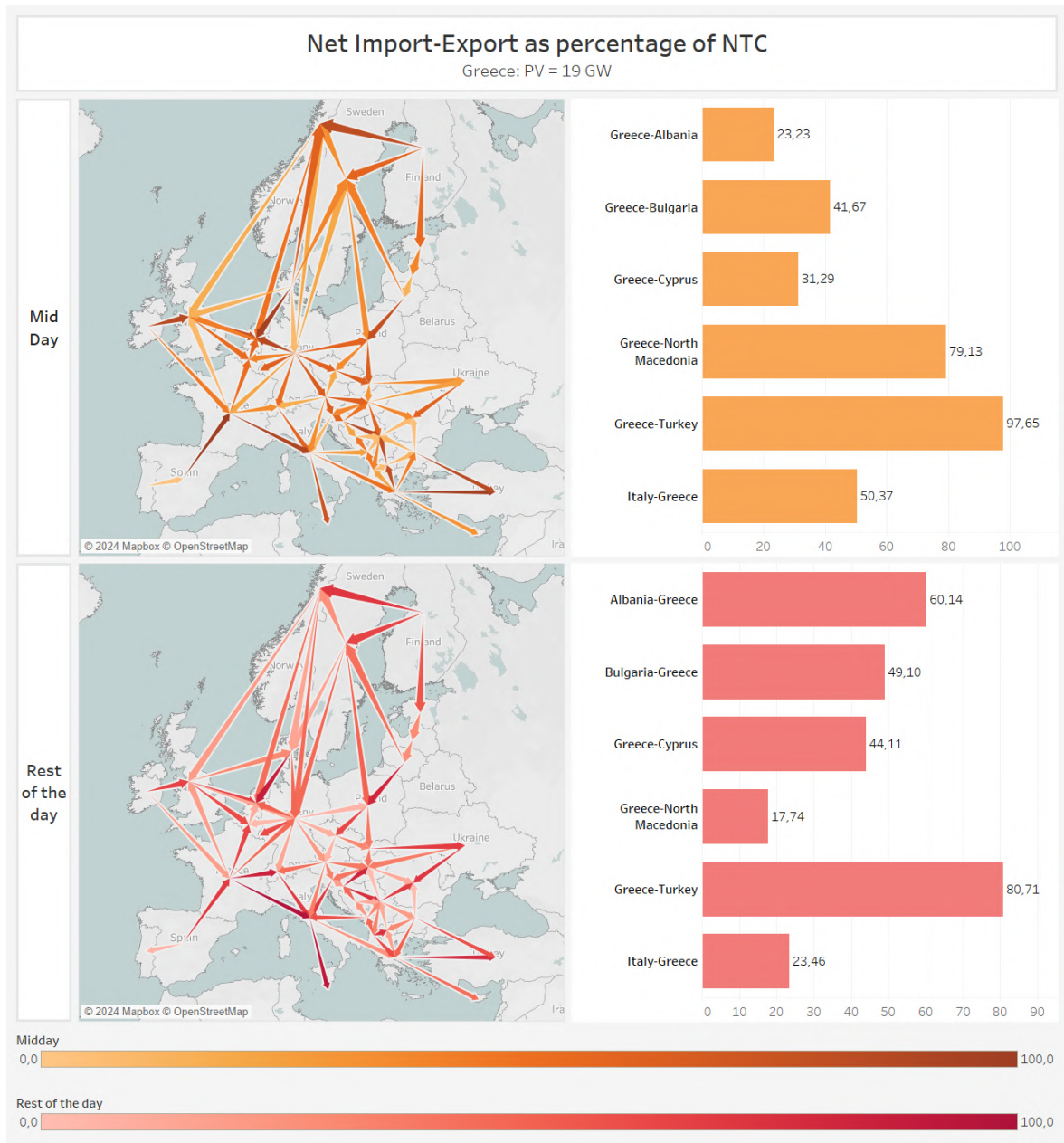
Σχήμα 4.33: Λειτουργία διασυνδέσεων στο βασικό σενάριο.



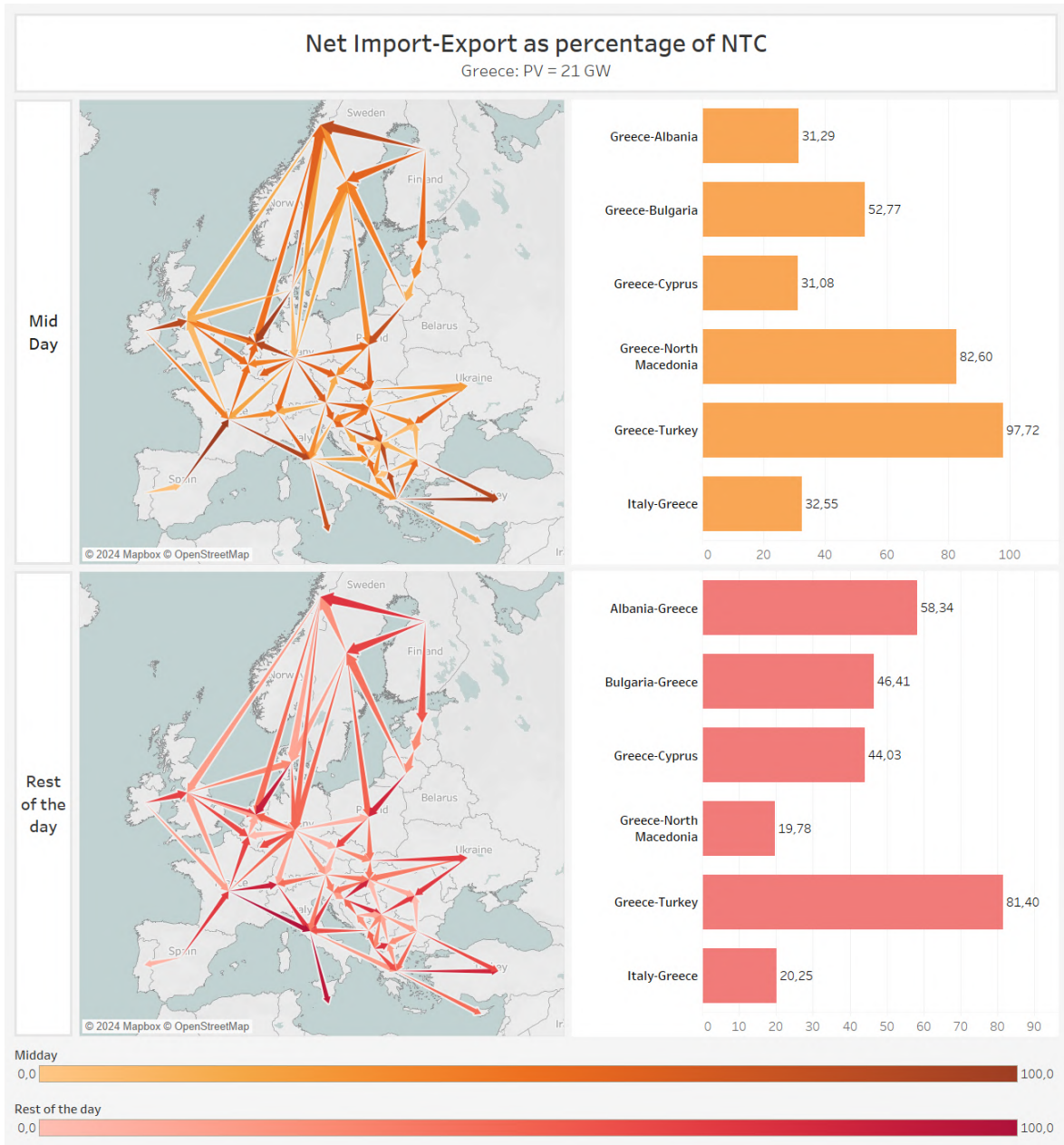
Σχήμα 4.34: Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV = 15 GW.



Σχήμα 4.35: Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV = 17 GW.

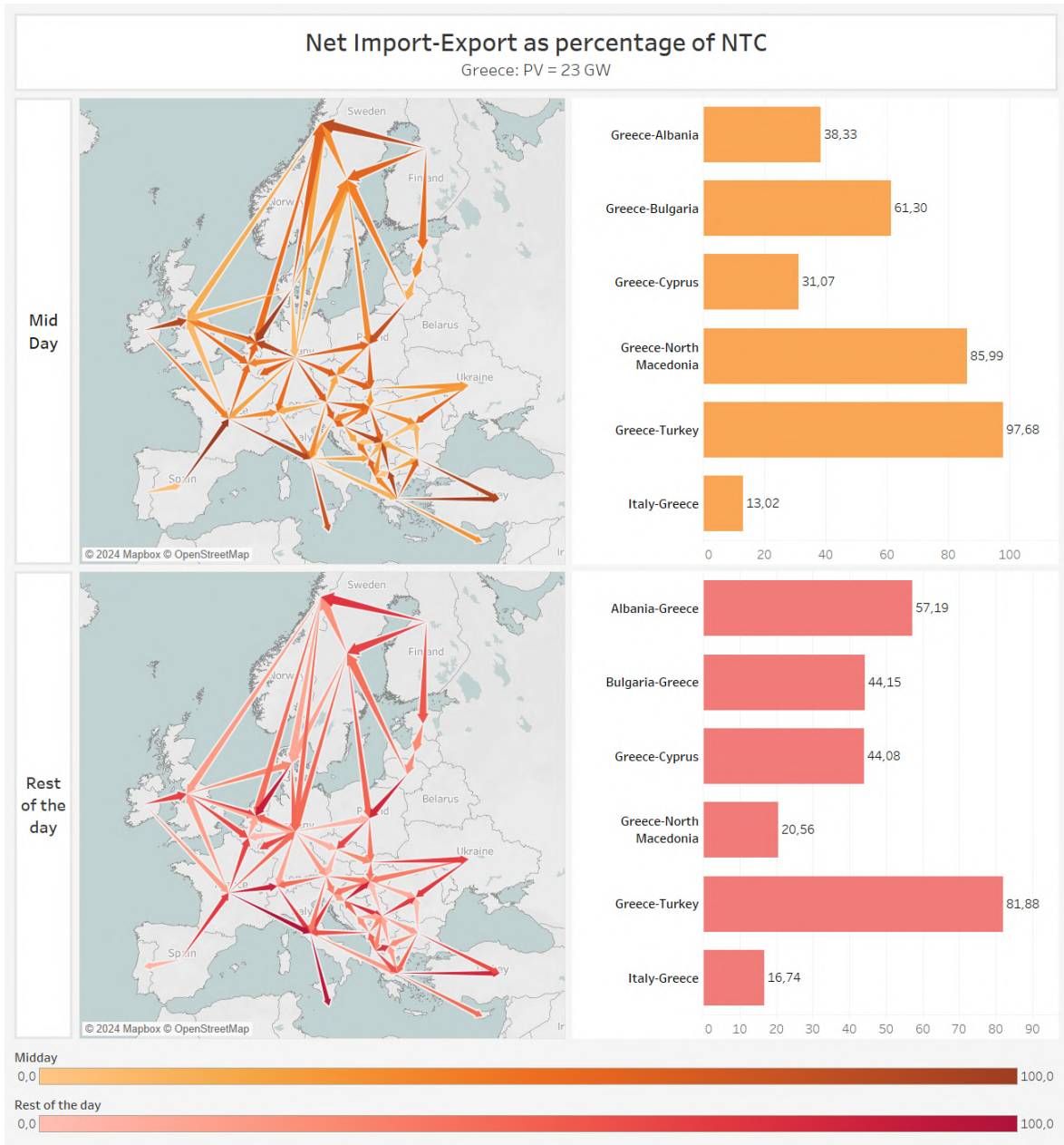


Σχήμα 4.36: Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV = 19 GW.

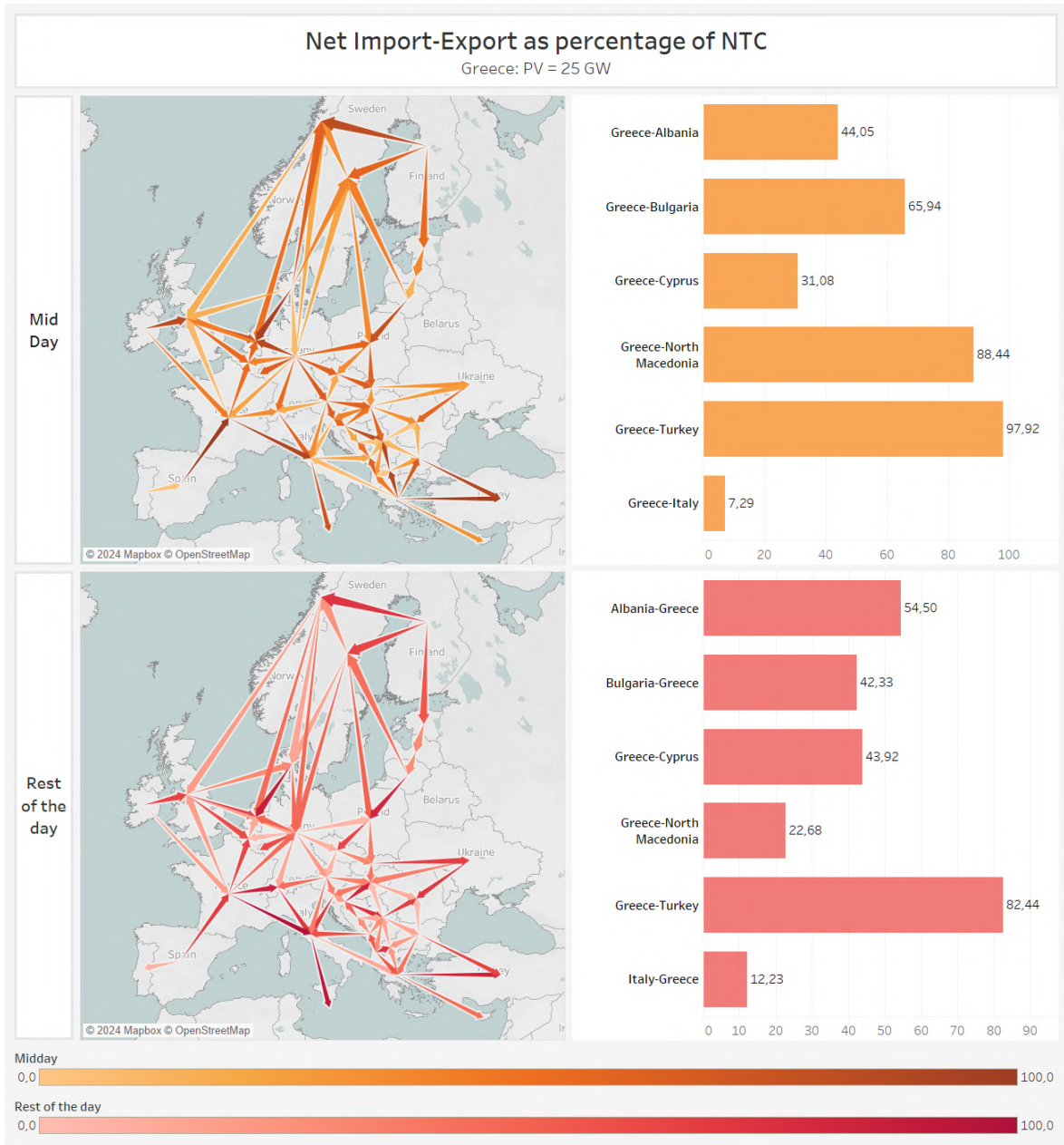


Σχήμα 4.37: Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV = 21 GW.

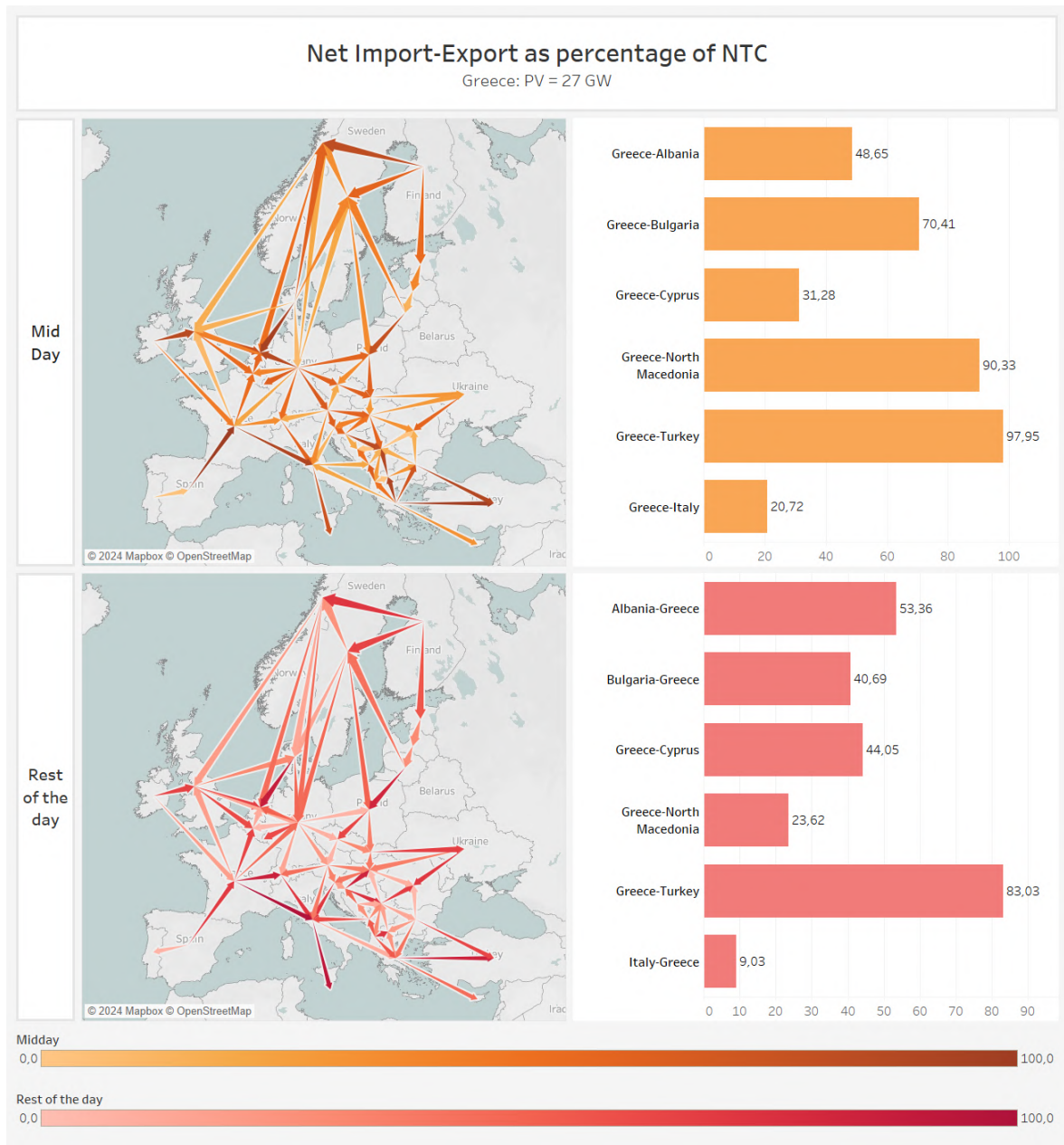




Σχήμα 4.38: Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV = 23 GW.



Σχήμα 4.39: Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV = 25 GW.

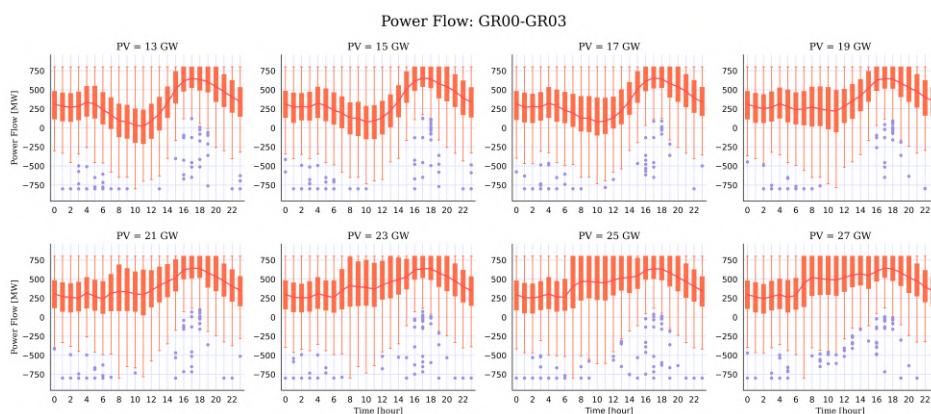


Σχήμα 4.40: Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV = 27 GW.

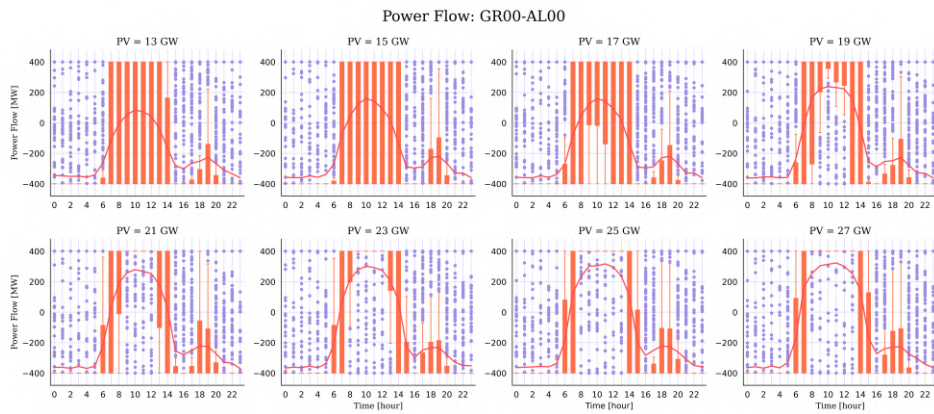
Όπως είναι φυσικό, οι εντονότερες μεταβολές στην ροή ισχύος των διασυνδέσεων παρατηρούνται τις μεσημβρινές ώρες. Με επίκεντρο την Ελλάδα παρατηρούνται τα ακόλουθα.

Στο βασικό σενάριο των 13 GW ΦΒ η Ελλάδα είναι καθαρά εξαγωγική προς τις χώρες της Κύπρου (31%), της Βόρειας Μακεδονίας (56%) και της Τουρκίας (97%) και εισαγωγική από τις χώρες της Αλβανίας (12%), της Βουλγαρίας (6%) και της Ιταλίας (86%). Στο σενάριο των 15 GW η διασύνδεση με την Βουλγαρία γίνεται εξαγωγική με ποσοστό 13% και αγγίζει το 70% στο σενάριο των 27 GW. Στο σενάριο των 17 GW η διασύνδεση με την Αλβανία γίνεται εξαγωγική με ποσοστό 11%, η οποία αυξάνει ως το 49% στο τελευταίο σενάριο. Τέλος, η διασύνδεση με την Ιταλία παραμένει εισαγωγική, μειούμενης ωστόσο ροής, έως το σενάριο των 27 GW όπου γίνεται εξαγωγική με ποσοστό 20%. Συνεπώς, η Ελλάδα με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΦΒ μετατρέπεται σταδιακά σε καθαρά εξαγωγική χώρα κατά την διάρκεια των μεσημβρινών ωρών.

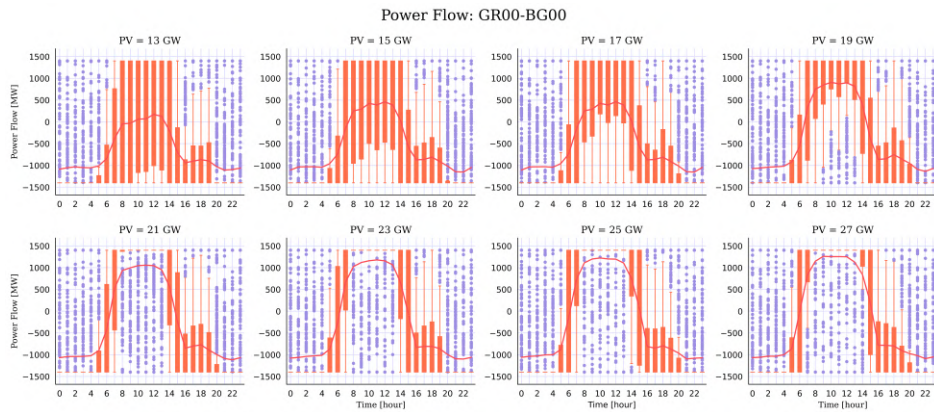
Οι μεταβολές στην ροή ισχύος κατά την διάρκεια της υπόλοιπης ημέρας οφείλονται κυρίως στην λειτουργία των αποθηκευτικών μονάδων, οι οποίες απορροφούν ισχύ όταν υπάρχει περίσσεια και την εγχέουν στο σύστημα όταν υπάρχει απαίτηση ισχύος. Η Ελλάδα εξάγει ισχύ προς τις χώρες της Κύπρου, της Βόρειας Μακεδονίας και της Τουρκίας. Η διασύνδεση με τη Κύπρο (44%) επηρεάζεται ελάχιστα από την μεταβολή της εγκατεστημένης ισχύος ΦΒ στη Ελλάδα (4.47). Η μεταφορά ισχύος προς την Βόρεια Μακεδονία αυξάνεται από το 9% στο 24%. Η διασύνδεση με την Τουρκία είναι η πιο ισχυρά πολωμένη (εξαγωγική σε ποσοστό μεγαλύτερο του 80% που συχνά πλησιάζει το 100%), πράγμα που σημαίνει ότι χρησιμοποιείται σχεδόν αποκλειστικά για την τροφοδότηση της με ισχύ από την Ελλάδα. Όσον αφορά τις εισαγωγές, η τροφοδότηση από την Αλβανία μειώνεται από το 65% στο 53%, από την Βουλγαρία από το 62% στο 40% και από την Ιταλία από το 30% στο 9%. Αναλυτικά η ροή ισχύος για τις διασυνδέσεις που αναφέρονται φαίνονται στα σχήματα 4.41 - 4.47.



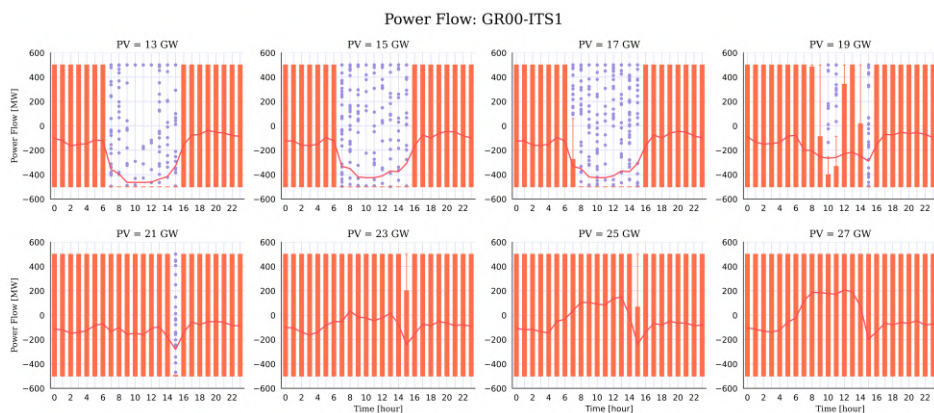
Σχήμα 4.41: Ροή ισχύος στην διασύνδεση ηπειρωτική Ελλάδα - Κρήτης. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη ζώνη προς την δεύτερη.



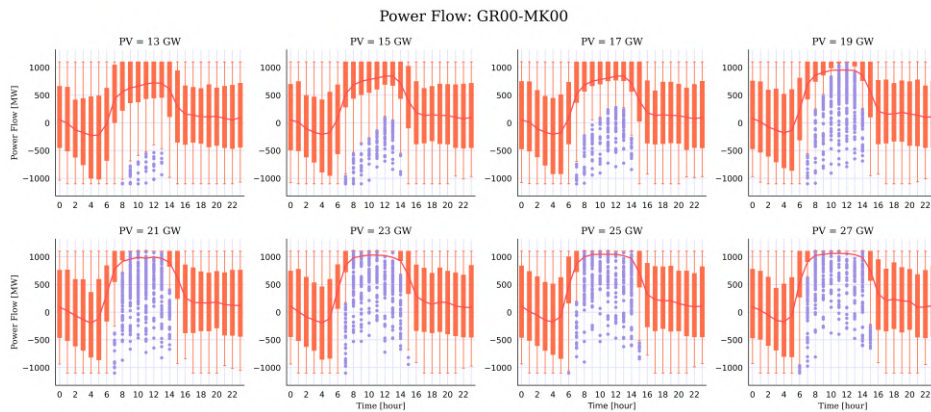
Σχήμα 4.42: Ροή ισχύος στην διασύνδεση ηπειρωτική Ελλάδα - Αλβανίας. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη ζώνη προς την δεύτερη.



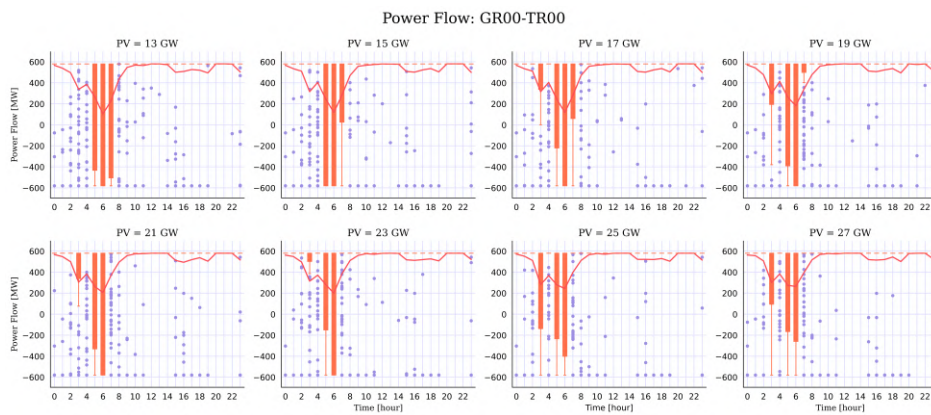
Σχήμα 4.43: Ροή ισχύος στην διασύνδεση ηπειρωτική Ελλάδα - Βουλγαρίας. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη ζώνη προς την δεύτερη.



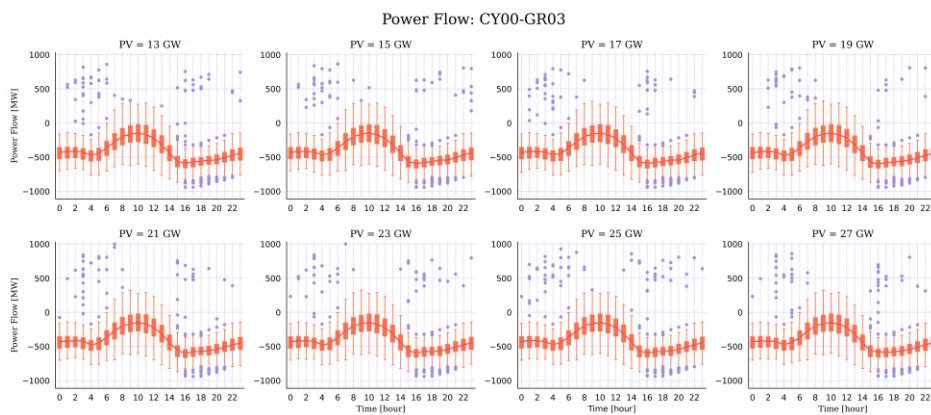
Σχήμα 4.44: Ροή ισχύος στην διασύνδεση ηπειρωτική Ελλάδα - Ιταλίας. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη ζώνη προς την δεύτερη.



Σχήμα 4.45: Ροή ισχύος στην διασύνδεση ηπειρωτική Ελλάδας - Βόρεια Μακεδονία. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη ζώνη προς την δεύτερη.



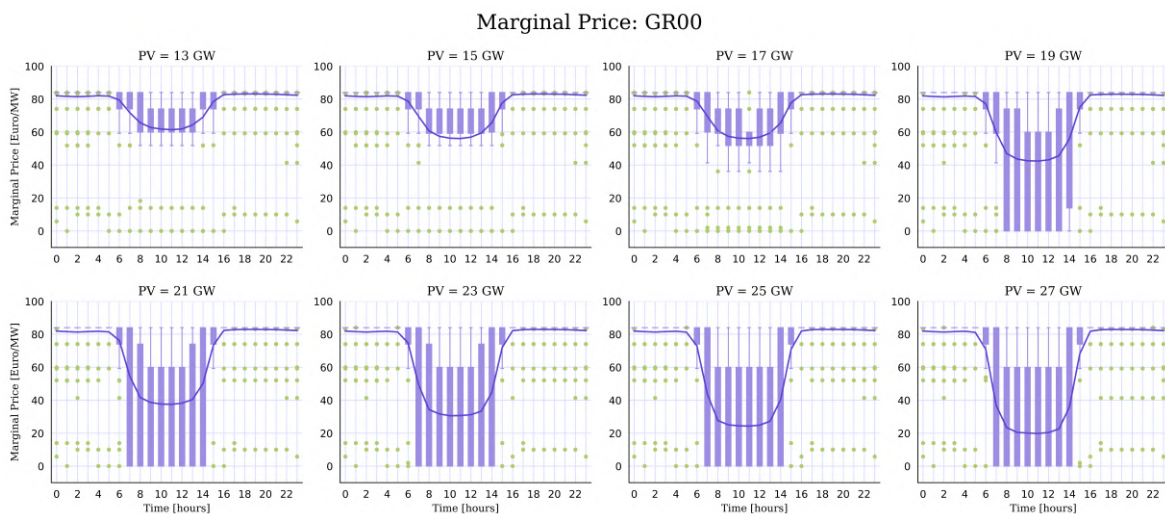
Σχήμα 4.46: Ροή ισχύος στην διασύνδεση ηπειρωτική Ελλάδας - Τουρκία. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη ζώνη προς την δεύτερη.



Σχήμα 4.47: Ροή ισχύος στην διασύνδεση Κύπρου - Κρήτης. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη ζώνη προς την δεύτερη.

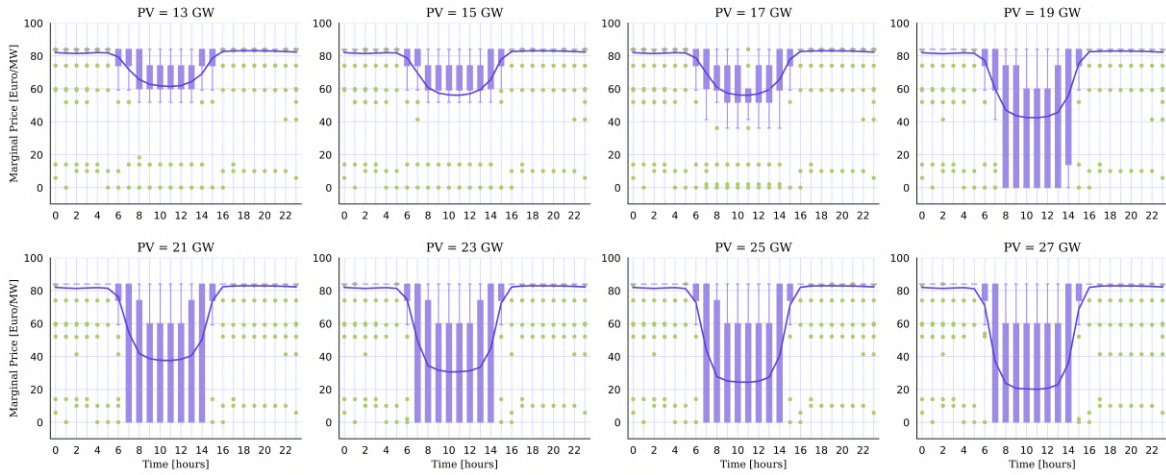
### 4.3.5 Οριακές τιμές

Τα αποτελέσματα για τις οριακές τιμές των ζωνών προσφοράς υπολογίζονται από το PyPSA και παρουσιάζονται σε ημερήσιους μέσους όρους. Οι δύο σημαντικότεροι παράγοντες που επηρεάζουν το ύψος των οριακών τιμών είναι α) το κόστος παραγωγής (ευρώ/MWh) της ακριβότερης μονάδας της ζώνης που είναι σε λειτουργία την χρονική στιγμή που εξετάζεται και β) η κατάσταση λειτουργίας των διασυνδέσεων με τις διασυνδεδεμένες ζώνες προσφοράς. Μία κορεσμένη διασύνδεση ανάμεσα σε δύο ζώνες αποσυνδέει τις επιμέρους αγορές επιτρέποντας τους να ισορροπούν σε διαφορετικές οριακές τιμές. Από την άλλη, μία ακόρεστη διασύνδεση διατηρεί την σύζευξη των αγορών και επιβάλλει εξισορρόπηση σε κοινή οριακή τιμή. Από τα παραπάνω και τα σχήματα 4.48 - 4.54. εξάγεται το συμπέρασμα ότι οι ζώνες GR00 - GR03 - CY00 και AL00 - MK00 ισορροπούν σε κοινές οριακές τιμές. Οι ηπειρωτική Ελλάδα, Κρήτη και Κύπρος ισορροπούν στο βασικό σενάριο στα 60 ευρώ/ MWh τις μεσημβρινές ώρες και στα 80 ευρώ/ MWh τις υπόλοιπες ώρες. Η αύξηση των ΦΒ επηρεάζει μόνο τις μεσημβρινές ώρες καταλήγοντας στα 27 GW στην οριακή τιμή των 20 ευρώ/ MWh. Οι οριακές τιμές της Αλβανίας και της Βόρειας Μακεδονίας ισορροπούν τις μεσημβρινές ώρες αρχικά στα 65 ευρώ/ MWh και στην συνέχεια στα 60 ευρώ/ MWh. Οι οριακές τιμές στην Ιταλία και την Τουρκία παραμένουν ανεπιηρέαστες. Η μεταβολή των οριακών τιμών στην ηπειρωτική Ελλάδα και την Κρήτη και η ελάττωσή τους σε τιμές μικρότερες από αυτές των γειτονικών διασυνδεδεμένων ζωνών εξηγεί και την μετατροπή των εισαγωγικών διασυνδέσεων σε εξαγωγικών, δεδομένου ότι η ισχύς κατευθύνεται από την φθηνότερη προς την ακριβότερη ζώνη.



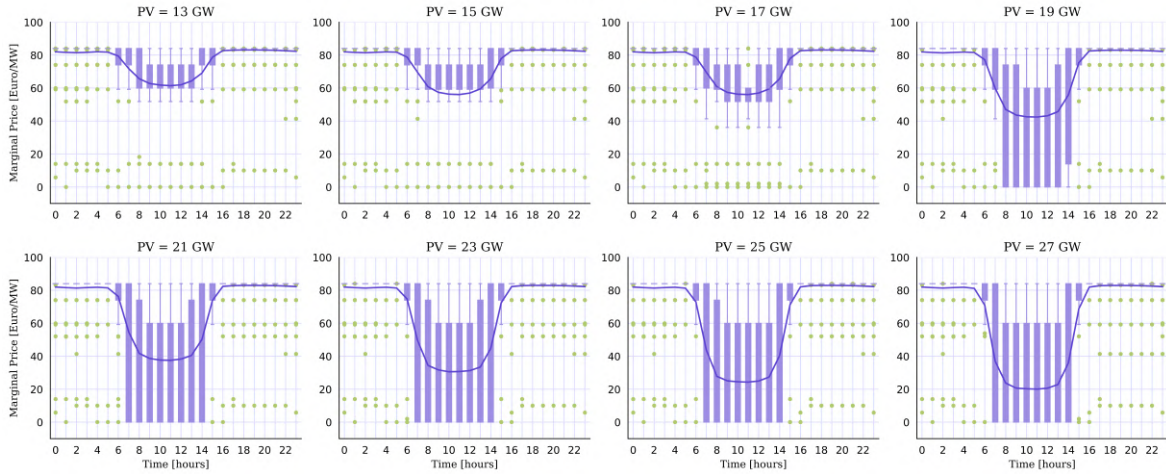
Σχήμα 4.48: Ηπειρωτική Ελλάδα : Οριακές Τιμές σε ημερήσιους μέσους όρους

Marginal Price: GR03



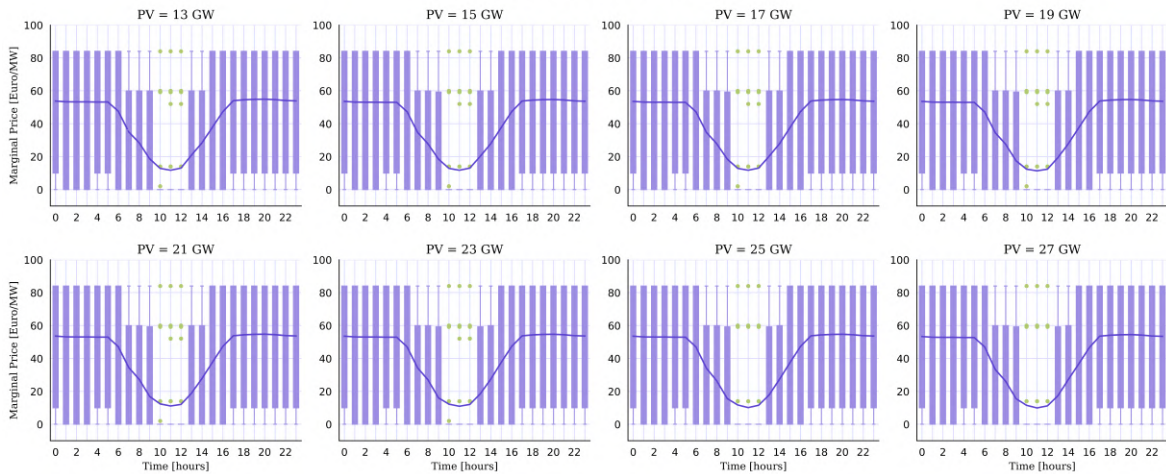
Σχήμα 4.49: Κρήτη: Οριακές Τιμές σε ημερήσιους μέσους όρους

Marginal Price: CY00



Σχήμα 4.50: Κύπρος: Οριακές Τιμές σε ημερήσιους μέσους όρους

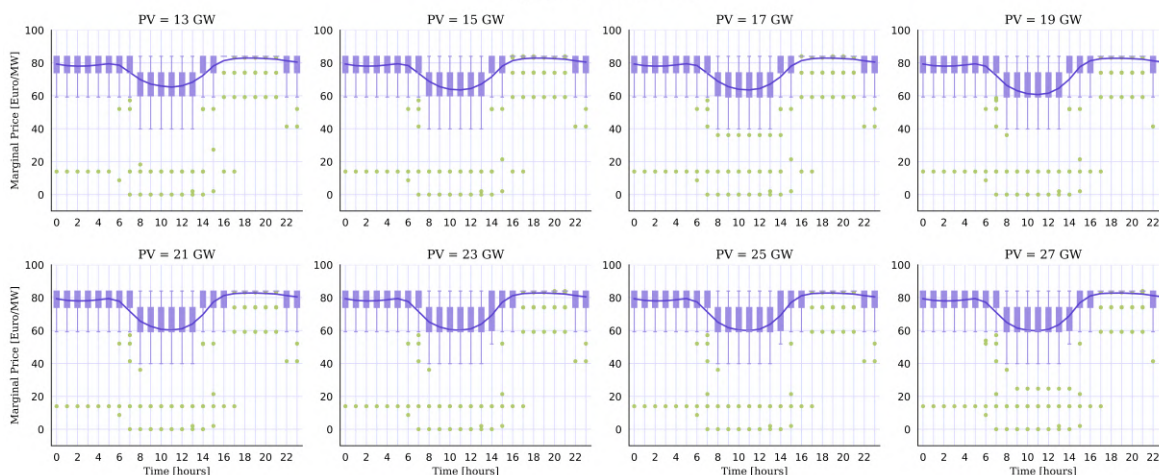
Marginal Price: ITS1



Σχήμα 4.51: Ιταλία (ζώνη ITS1): Οριακές Τιμές σε ημερήσιους μέσους όρους

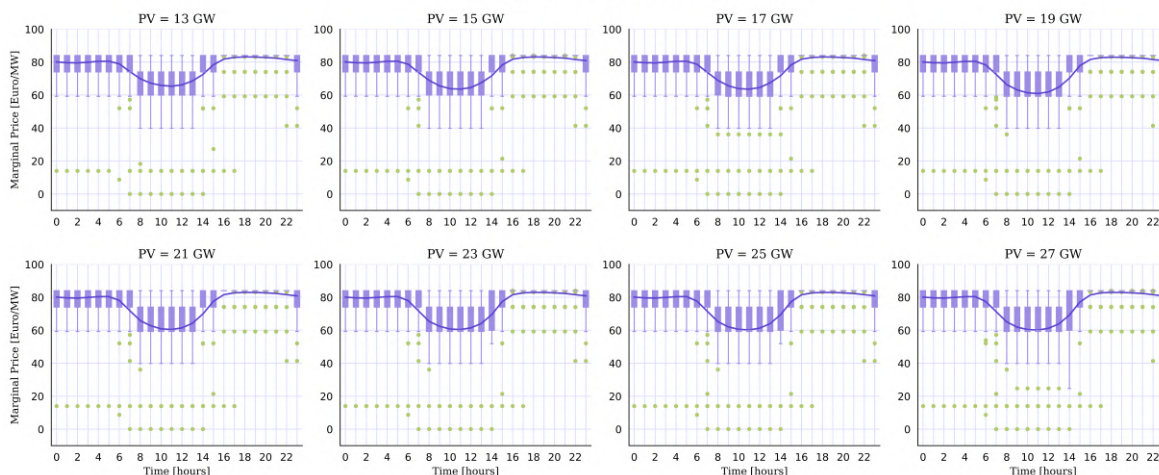


Marginal Price: AL00



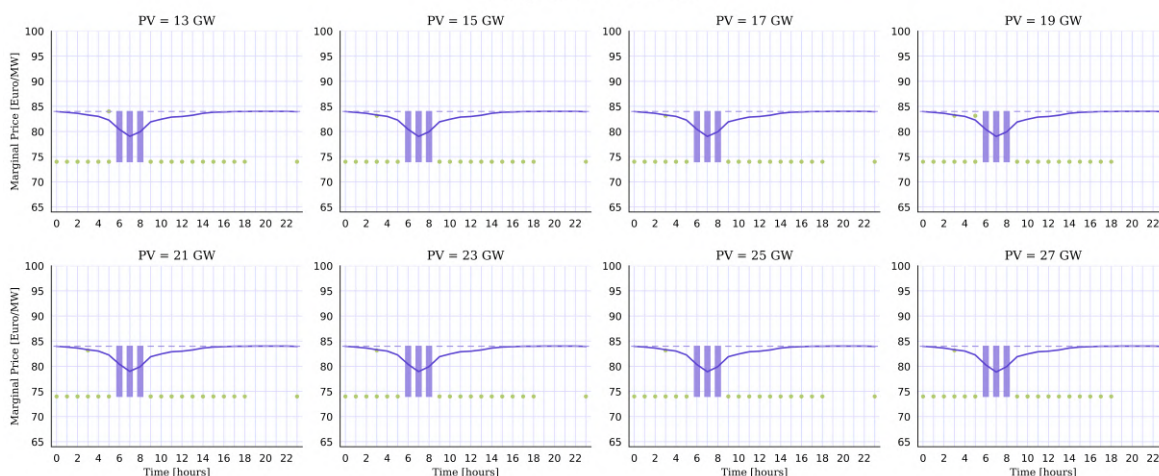
Σχήμα 4.52: Αλβανία: Οριακές Τιμές σε ημερήσιους μέσους όρους

Marginal Price: BG00



Σχήμα 4.53: Βουλγαρία: Οριακές Τιμές σε ημερήσιους μέσους όρους

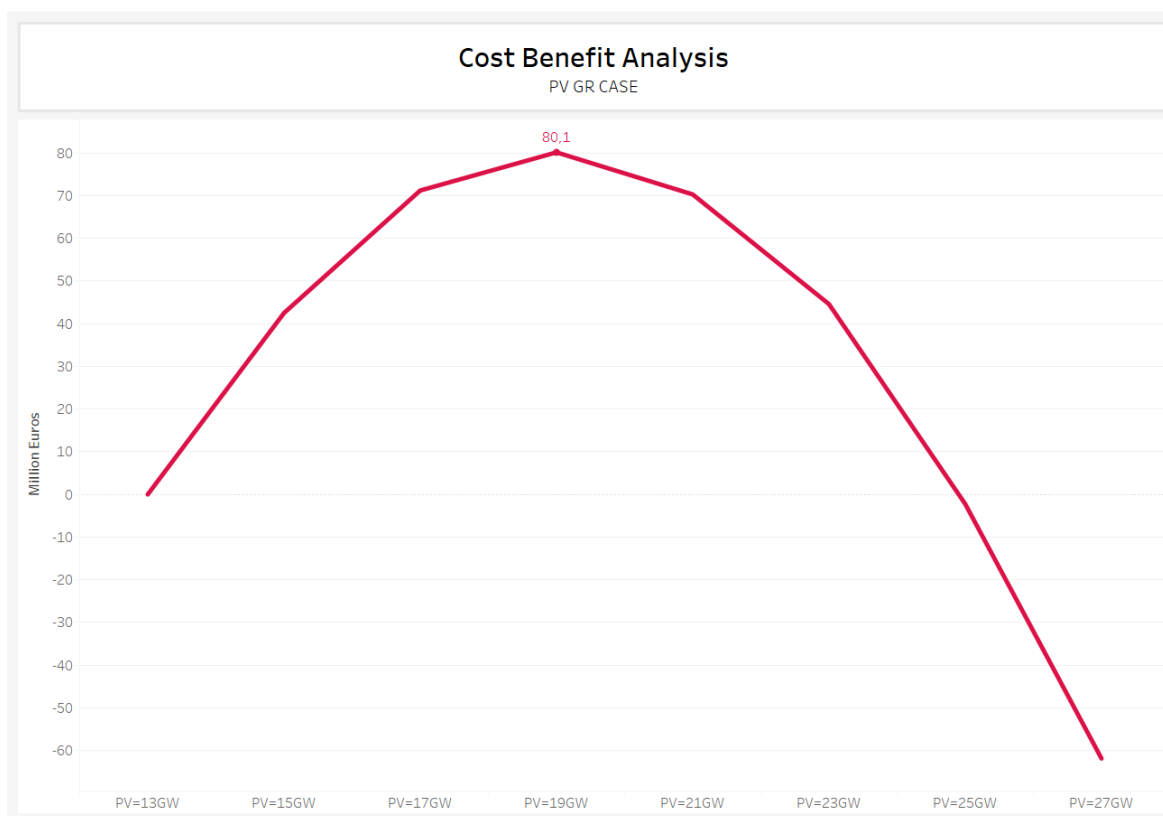
Marginal Price: TR00



Σχήμα 4.54: Τουρκία: Οριακές Τιμές σε ημερήσιους μέσους όρους

### 4.3.6 Ανάλυση κόστους – οφέλους

Για την οικονομική αξιολόγηση των οκτώ σεναρίων της διερεύνησης που εξετάζεται, υλοποιήθηκε ανάλυση κόστους-οφέλους. Το ετήσιο κόστος εγκατάστασης 1 MW ΦΒ λαμβάνεται ίσο με 60.926 Ευρώ. Στο γράφημα 4.55 παρουσιάζεται το καθαρό όφελος ανά εναλλακτικό σενάριο.



Σχήμα 4.55: Καθαρό κέρδος σε εκατ. Ευρώ για τα 8 σεναρία, όπως προέκυψε από την ανάλυση κόστους-οφέλους

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της ανάλυσης, το σενάριο των 19 GW ΦΒ οδηγεί στην μεγιστοποίηση του καθαρού οφέλους. Το ετήσιο κέρδος ισούται με 445,7 εκατ. Ευρώ, το κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας των 6 GW ισούται με 365,6 εκατ. και συνεπώς το καθαρό όφελος ξεπερνά τα 80 εκατ. Ευρώ. Αυξάνοντας περαιτέρω την ισχύ των εγκατεστημένων ΦΒ, το καθαρό όφελος μειώνεται. Στο σενάριο των 25 GW, η επένδυση θεωρείται ουδέτερη μια και δεν υπάρχει ούτε όφελος ούτε ζημία. Τέλος, η επένδυση των 27 GW θεωρείται μη βιώσιμη με το κόστος εγκατάστασης να ξεπερνά το όφελος κατά περίπου 60 εκατ. Ευρώ.

## 4.4 Σενάριο αυξημένης διείσδυσης φωτοβολταϊκής παραγωγής στην Νοτιοανατολική Ευρώπη

Σύμφωνα με όσα αναλύθηκαν στο κεφάλαιο 1.1 για τις πολιτικές της Ευρωπαϊκής Ένωσης, τις συμφωνίες για το κλίμα και τα εθνικά σχέδια των κρατών για το κλίμα, όλες οι ευρωπαϊκές χώρες δεσμεύονται για την μετάβαση προς την ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ, την αξιοποίηση των τεχνολογιών αποθήκευσης και άλλες στρατηγικές με στόχο την μείωση των ρύπων. Από την μία, σε κάποιες χώρες, όπως η Γερμανία, η Ιταλία, οι Σκανδιναβικές χώρες και άλλες, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ έχει ήδη διεισδύσει σημαντικά στην εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή, σε ποσοστά που ξεπερνούν πολλές φορές και το 100% της εγχώριας ζήτησης. Από την άλλη, υπάρχουν χώρες όπως εκείνες της νοτιοανατολική Ευρώπης, όπου το περιθώριο υποδοχής νέων ΑΠΕ είναι, συγκριτικά με τις βορειότερες χώρες, σημαντικά μεγαλύτερο.

Στο παρόν κεφάλαιο, στρέφοντας το ενδιαφέρον προς τις χώρες της νοτιοανατολικής Ευρώπης, εξετάζονται 3 σενάρια και παρουσιάζονται τα αποτελέσματά τους σε σύγκριση με το βασικό. Τα σενάρια αφορούν την εγκατεστημένη ισχύ σε ΦΒ και είναι τα ακόλουθα: αύξηση 50%, 75% και 100% της εγκατεστημένης ισχύος ΦΒ ανά ζώνη προσφοράς. Το υπόλοιπο σύστημα δεν υφίσταται καμία τροποποίηση. Αναλυτικά τα δεδομένα εισόδου για το καθένα από τα σενάρια παρουσιάζονται στον πίνακα 4.1.

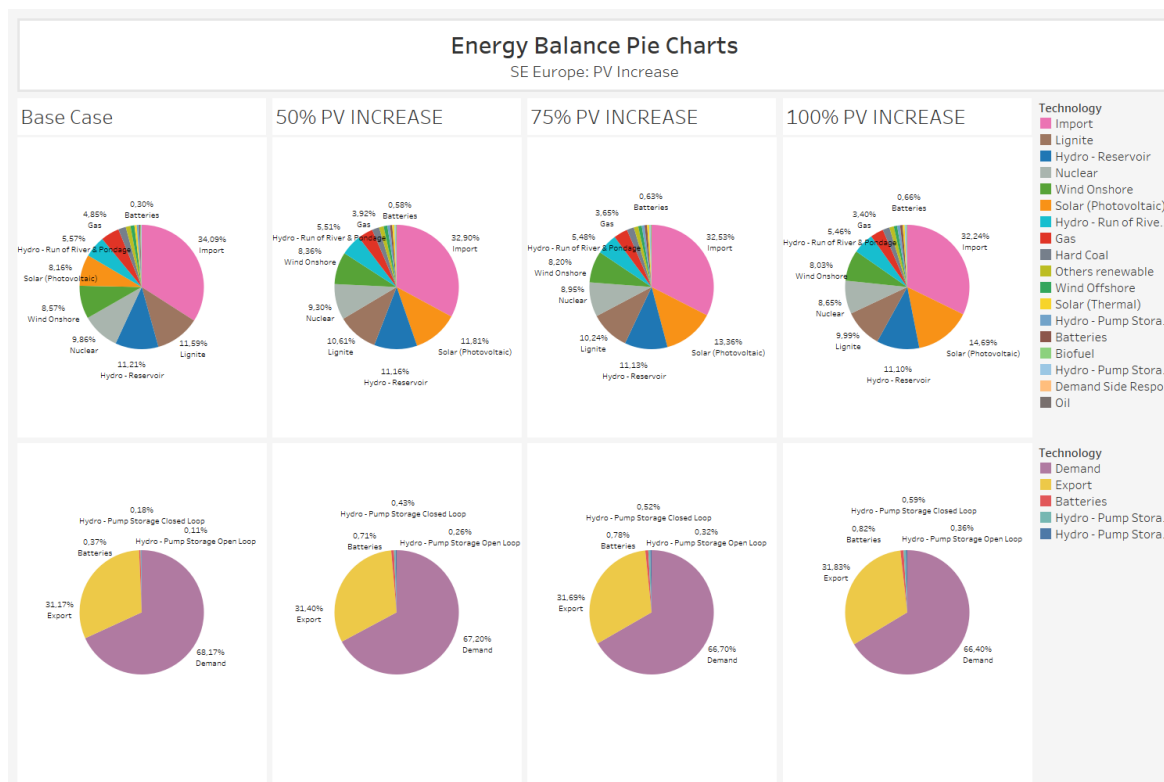
Πίνακας 4.1: Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών των 4 σεναρίων αυξημένης διείσδυσης φωτοβολταϊκής παραγωγής.

Country	Bus	Installed PV [MW]	+50% [MW]	+75% [MW]	+100% [MW]
Albania	AL00	600	900	1050	1200
Bosnia and Herzegovina	BA00	454.8	682.2	795.9	909.6
Bulgaria	BG00	3235.2	4852.9	5661.7	6470.5
Cyprus	CY00	889	1333.5	1555.8	1778
Greece	GR00	13363	20044.5	23385.3	26726
Greece	GR03	500	750	875	1000
Croatia	HR00	720.2	1080.3	1260.3	1440.4
Hungary	HU00	12000	18000	21000	24000
Montenegro	ME00	31.5	47.3	55.1	63
Macedonia	MK00	630	945	1102.5	1260
Romania	RO00	8300	12450	14525	16600
Serbia	RS00	794.9	1192.3	1391	1589.7
Slovenia	SI00	2750	4125	4812.5	5500
Turkey	TR00	16000	24000	28000	32000

Τα αποτελέσματα και οι συγκρίσεις συνοψίζονται στο ισοζύγιο ενέργειας των χωρών που εξετάζονται, στην λειτουργία των αποθηκευτικών και αντλησιοταμιευτικών μονάδων, την διείσδυση και τις περικοπές ΑΠΕ, την παραγωγή των συμβατικών μονάδων, την λειτουργία των διασυνδέσεων, τις οριακές τιμές των ζωνών και την οικονομική ανάλυση.

### 4.4.1 Ισοζύγιο ενέργειας

Στην εικόνα 4.56 παρουσιάζονται αθροιστικά για όλες τις εξεταζόμενες ζώνες το ενεργειακό μίγμα παραγωγής και κατανάλωσης. Τα γραφήματα στο επάνω μέρος αντιστοιχούν στο ποσοστό της παραγωγής από την εκάστοτε τεχνολογία ως προς το σύνολο της ετήσιας παραγωγής, ενώ τα γραφήματα στο κάτω μέρος το ποσοστό απορρόφησης ισχύος ως προς το σύνολο της ετήσιας παραγωγής.



Σχήμα 4.56: Το ισοζύγιο ενέργειας στις χώρες της ΝΑ Ευρώπης

Η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΦΒ ανεβάζει το ποσοστό της παραγωγής που καλύπτεται από τα ΦΒ από το 8% στο 15% (αύξηση 78,4 TW). Δηλαδή, ο διπλασιασμός της εγκατεστημένης ισχύος διπλασιάζει περίπου και το μερίδιο των ΦΒ στην ηλεκτροπαραγωγή. Οι εισαγωγές μειώνονται 1,85%, η παραγωγή από λιγνίτη 1,6%, από πυρηνική ενέργεια 1,2% και από φυσικό αέριο 3,4%. Οι υπόλοιπες τεχνολογίες παρουσιάζουν ακόμη μικρότερες μεταβολές. Από τα παραπάνω και σε συνδυασμό με το γραφημα 4.81 που παρουσιάζει τις περικοπές ΑΠΕ, προκύπτει το συμπέρασμα ότι οι χώρες υπό εξέταση αξιοποιούν πολύ ικανοποιητικά την επιπλέον διαθέσιμη φωτοβολταϊκή παραγωγή. Εξαιρέσεις αποτελούν η Ελλάδα και η Βόρεια Μακεδονία όπου απαιτείται η περικοπή της παραγωγής από ΑΠΕ σε σημαντικό βαθμό. Παρ' όλ' αυτά, ποσοστό μεγαλύτερο από 20% της παραγωγής εξακολουθεί να καλύπτεται από συμβατικές μονάδες παραγωγής, ενώ η αξιοποίηση αποθηκευτικών μονάδων, μπαταριών ή αντλησιοταμιευτικών μονάδων, είναι μηδαμινή. Αυτό σημαίνει, ότι το σενάριο που μελετάται δεν εξαντλεί την δυνατότητα υποδοχής νέων ΑΠΕ και επομένως η παραγωγή από ΑΠΕ και η εγκατάσταση αποθηκευτικών μονάδων θα μπορούσαν να ενισχυθούν περαιτέρω συμβάλλοντας ταυτόχρονα στην συρρίκνωση του μεριδίου των συμβατικών μονάδων παραγωγής, χωρίς να οδηγούν σε κορεσμό του συστήματος.

Πίνακας 4.2: Δεδομένα εισόδου των αποθηκευτικών και αντλησιοταμιευτικών μονάδων των χωρών της ΝΑ Ευρώπης

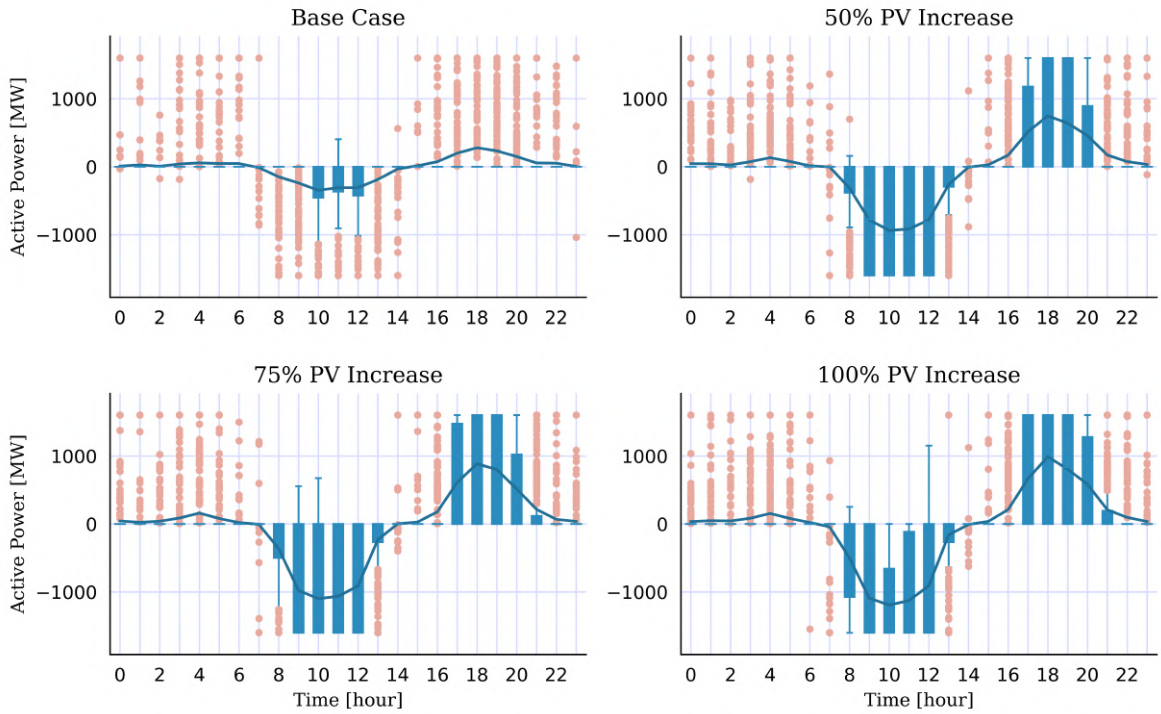
Country	Bus	Technology	Installed Power [MW]	Maximum Hours [h]
Bosnia and Herzegovina	BA00	Hydro - Pump Storage Open Loop	440	7.8
Bulgaria	BG00	Hydro - Pump Storage Open Loop	535	78.8
Bulgaria	BG00	Hydro - Pump Storage Closed Loop	864	263.5
Bulgaria	BG00	Batteries	1600	3.8
Greece	GR00	Hydro - Pump Storage Open Loop	699	6.4
Greece	GR00	Hydro - Pump Storage Closed Loop	680	5.1
Greece	GR00	Batteries	5300	3
Greece	GR03	Batteries	300	3
Croatia	HR00	Batteries	70	7.1
Croatia	HR00	Hydro - Pump Storage Open Loop	281.4	65
Hungary	HU00	Batteries	380.2	2.8
Romania	RO00	Batteries	400	2
Romania	RO00	Hydro - Pump Storage Open Loop	810	1275.1
Serbia	RS00	Hydro - Pump Storage Closed Loop	1314	379
Slovenia	SI00	Batteries	606.8	1.8
Slovenia	SI00	Hydro-Pump Storage Closed Loop	180	19.6

#### 4.4.2 Λειτουργία αποθηκευτικών και αντλησιοταμιευτικών μονάδων

Τα δεδομένα εισόδου των αποθηκευτικών και αντλησιοταμιευτικών μονάδων φαίνονται στον πίνακα 4.2

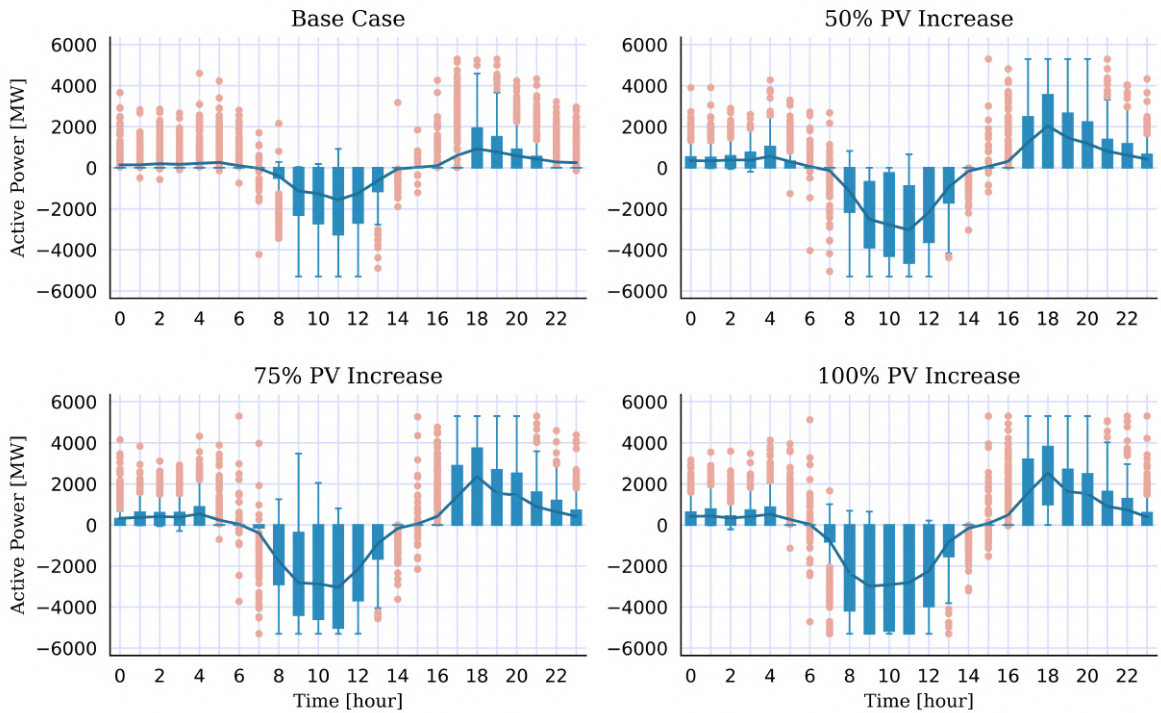
Η ζώνη της ηπειρωτικής Ελλάδας υιοθετεί , όσον αφορά τις μπαταρίες, τον πιο φιλόδοξο σχεδιασμό για το 2030 με 5,3 GW εγκατεστημένη ισχύ και μέγιστο χρόνο φόρτισης-εκφόρτισης τις 3 ώρες. Ακολουθούν η Βουλγαρία, 1,6 MW – 3,75 ώρες και η Σλοβενία, 606 MW – 18 ώρες, με τα εθνικά πλάνα των υπόλοιπων χωρών να προβλέπουν είτε μικρότερες μπαταρίες είτε να μην προβλέπουν εγκατάσταση μπαταριών. Η λειτουργία των αποθηκευτικών μονάδων μπαταριών παρουσιάζεται στα σχήματα 4.57 έως ;.

### BG00 Batteries



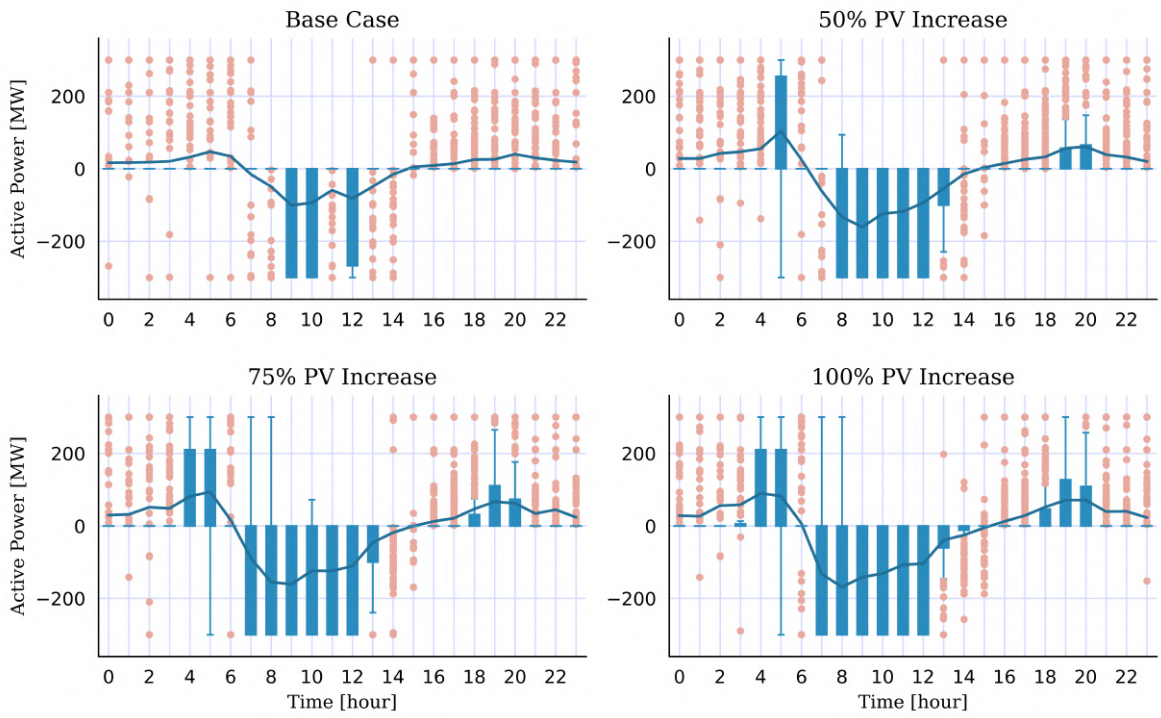
Σχήμα 4.57: Λειτουργία μπαταριών στην Βουλγαρία.

### GR00 Batteries



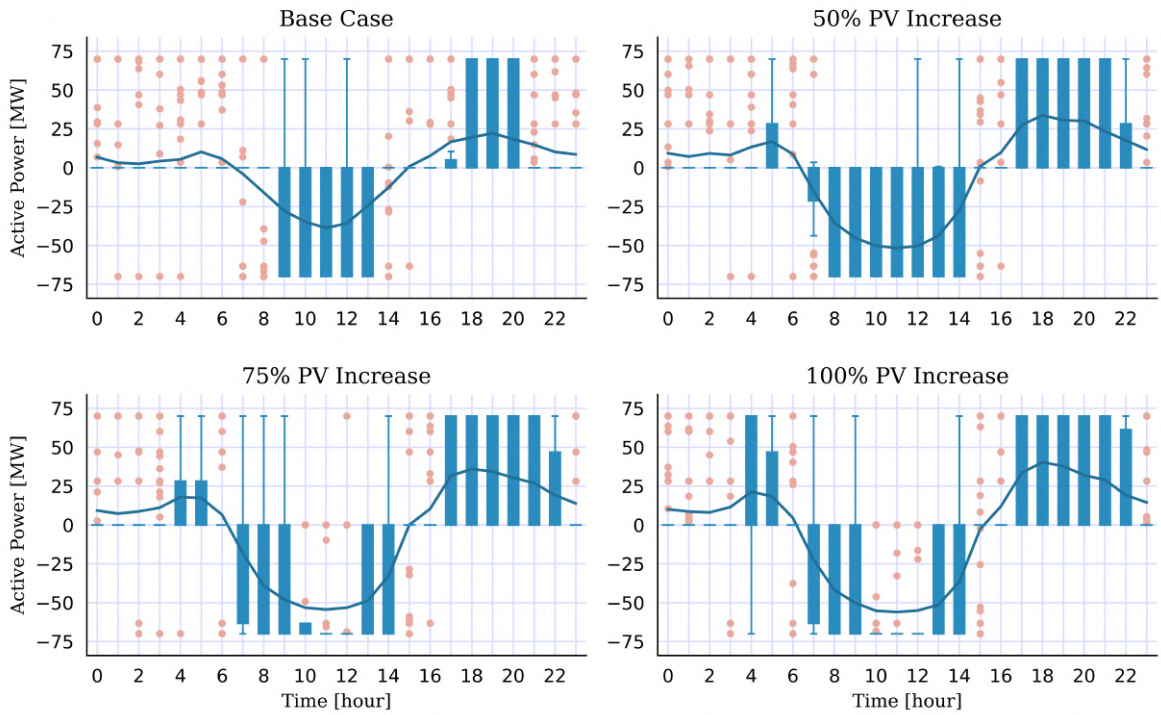
Σχήμα 4.58: Λειτουργία μπαταριών στην ηπειρωτική Ελλάδα.

### GR03 Batteries



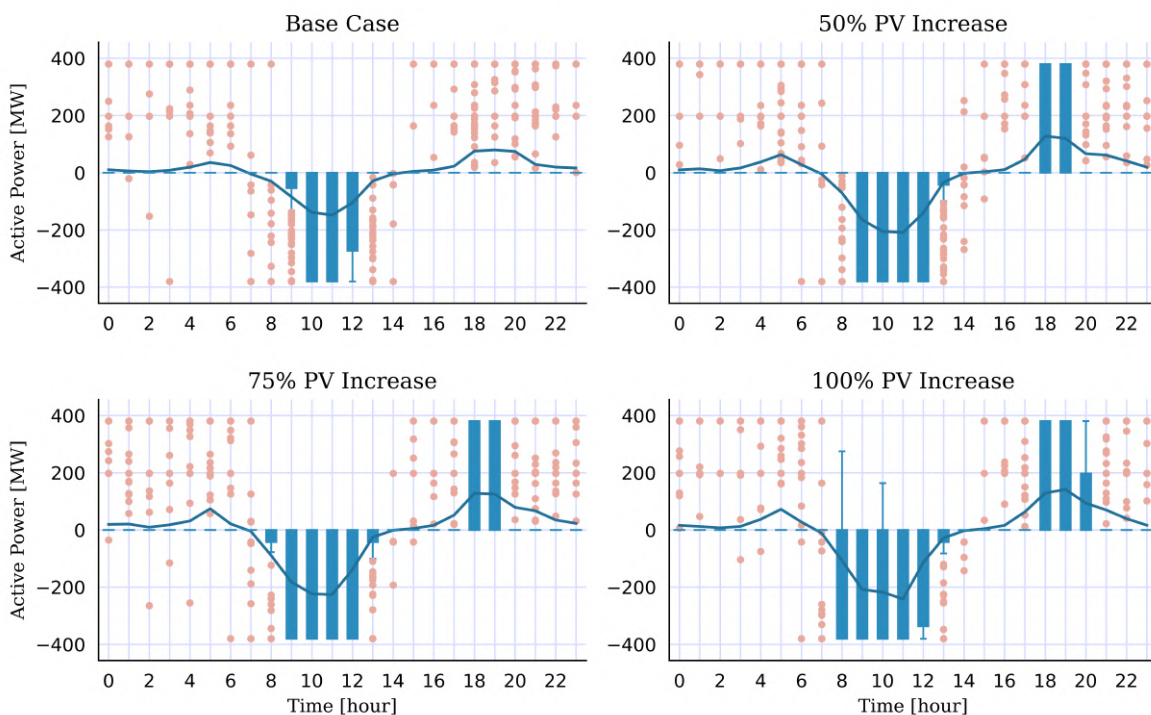
Σχήμα 4.59: Λειτουργία μπαταριών στην Κρήτη.

### HR00 Batteries



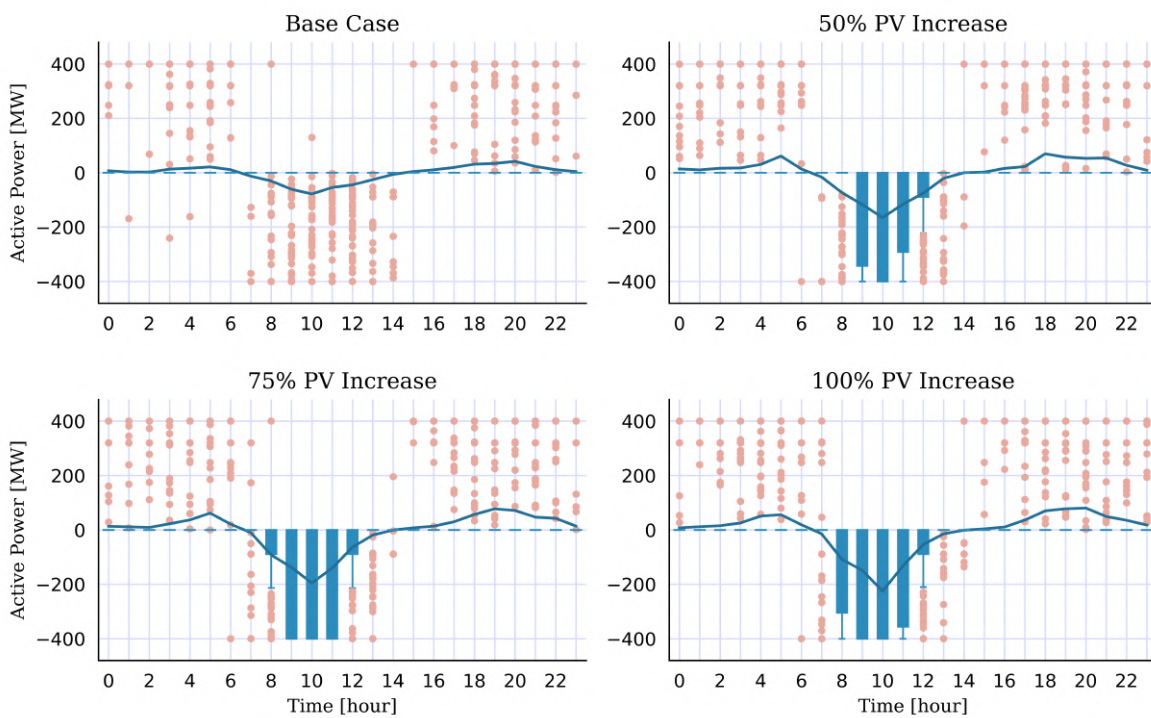
Σχήμα 4.60: Λειτουργία μπαταριών στην Κροατία.

### HU00 Batteries



Σχήμα 4.61: Λειτουργία μπαταριών στην Ουγγαρία.

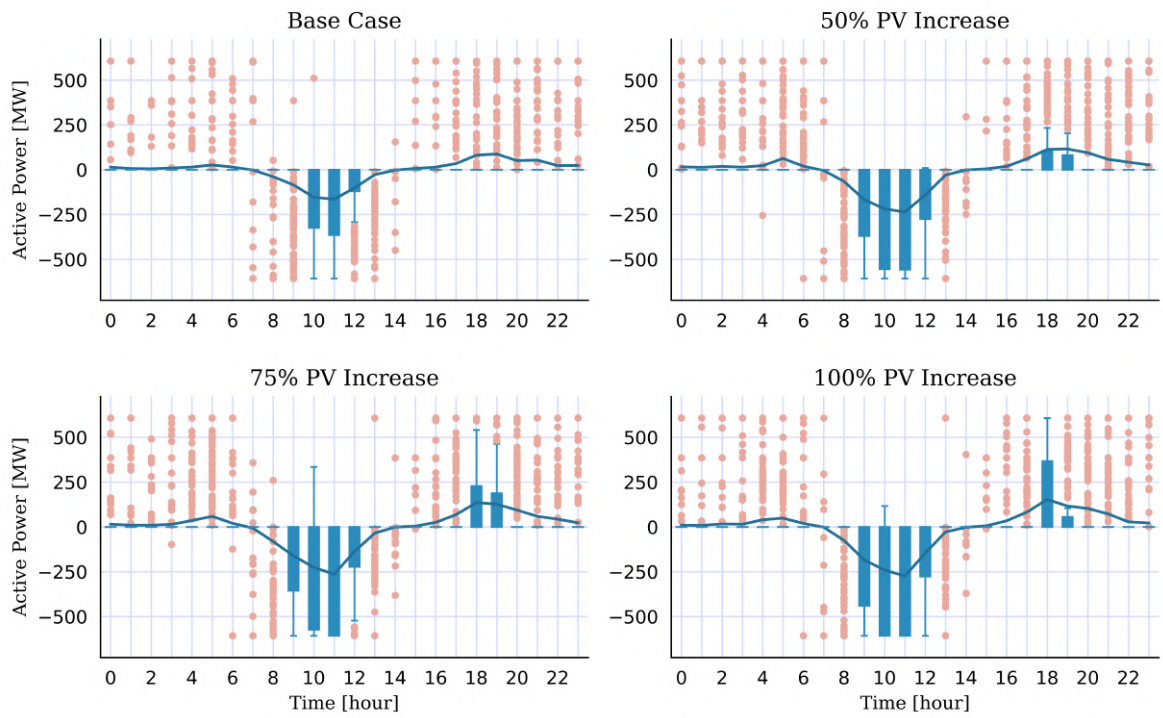
### RO00 Batteries



Σχήμα 4.62: Λειτουργία μπαταριών στην Ρουμανία.



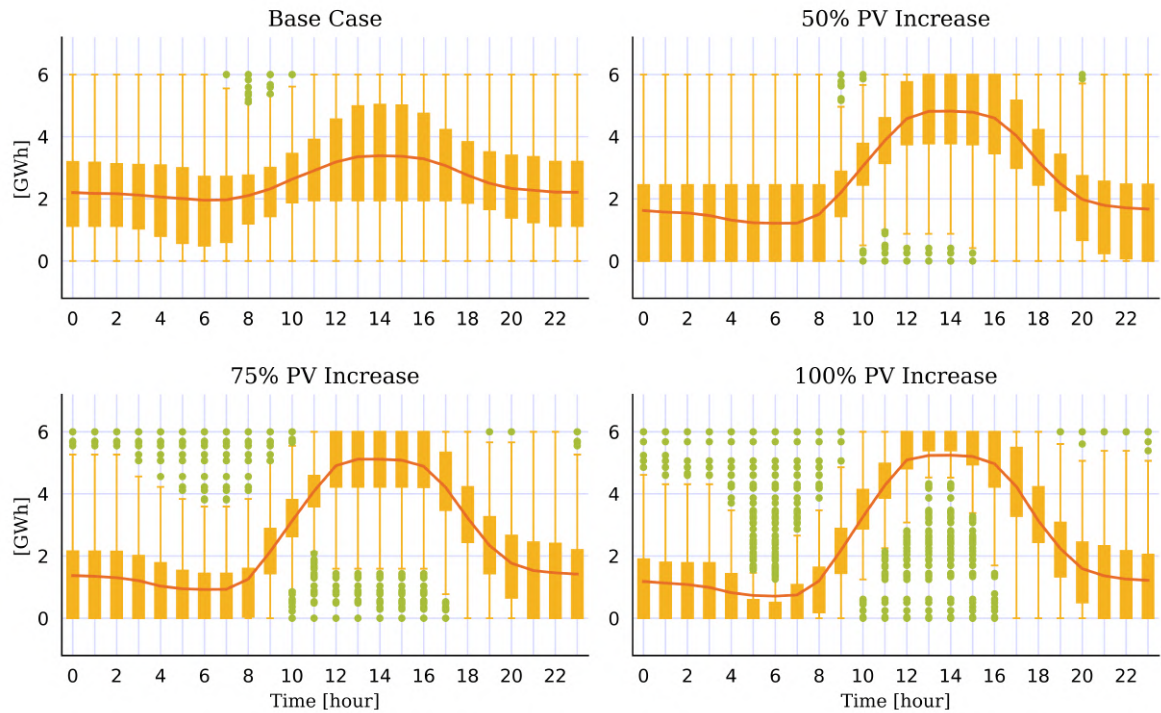
### SI00 Batteries



Σχήμα 4.63: Λειτουργία μπαταριών στην Σλοβενία.

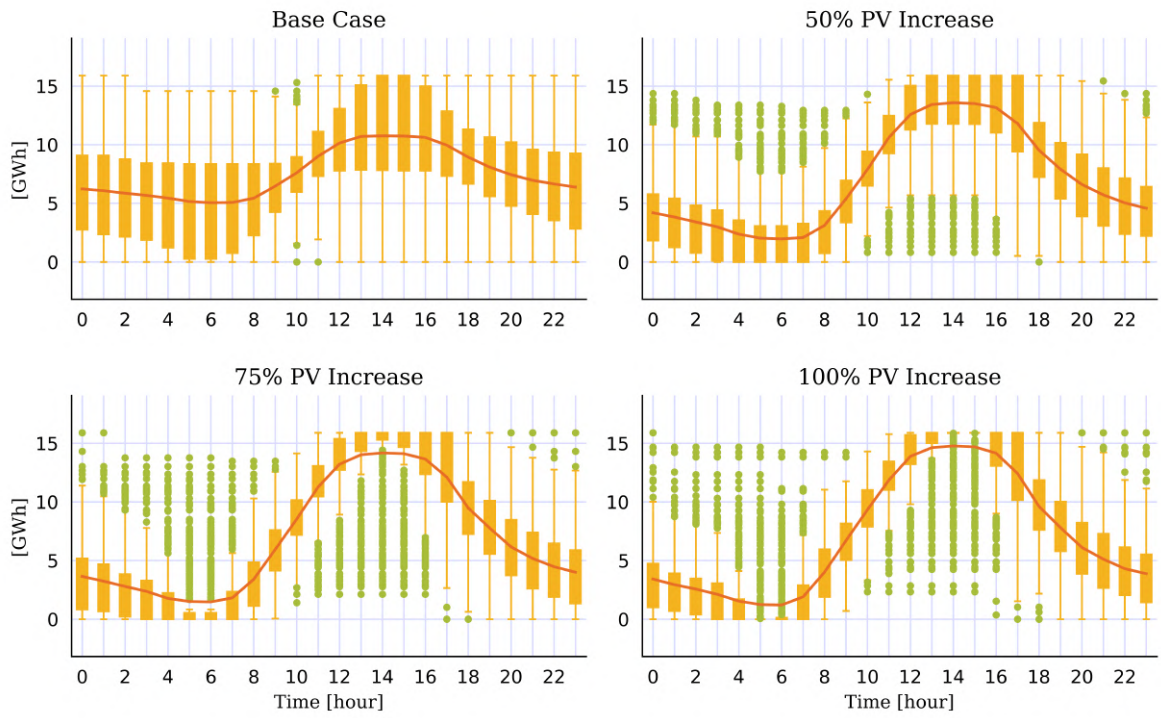
Η απόδοση των μπαταριών αυξάνεται σημαντικά από το βασικό στο πρώτο σενάριο με την αύξηση των εγκατεστημένων ΦΒ κατά 50%. Η αύξηση της αποδοτικότητας τους φθίνει με την περαιτέρω αύξηση των ΦΒ στα δύο επόμενα σενάρια, 75% και 100%. Αυτή η συμπεριφορά οφείλεται στην χωρητικότητα των μπαταριών. Στο πρώτο σενάριο οι μπαταρίες εξαντλούν σχεδόν την χωρητικότητά τους και επομένως λειτουργούν με τον βέλτιστο δυνατό τρόπο. Τα παραπάνω επαληθεύονται από τα γραφήματα 4.64 - 4.70 που παρουσιάζουν την στάθμη φόρτισης των μπαταριών, όπου στο πρώτο σενάριο η στάθμη φόρτισης αγγίζει την χωρητικότητα των μονάδων.

### BG00 Batteries



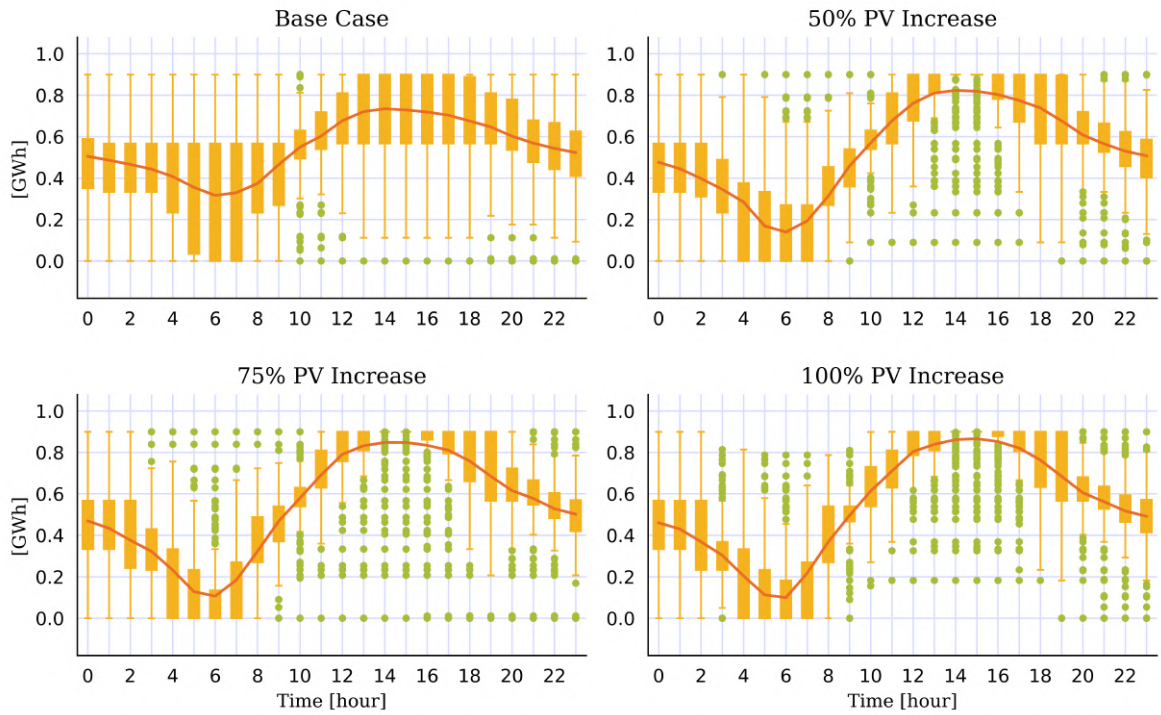
Σχήμα 4.64: Στάθμη φόρτισης των μπαταριών στην Βουλγαρία.

### GR00 Batteries



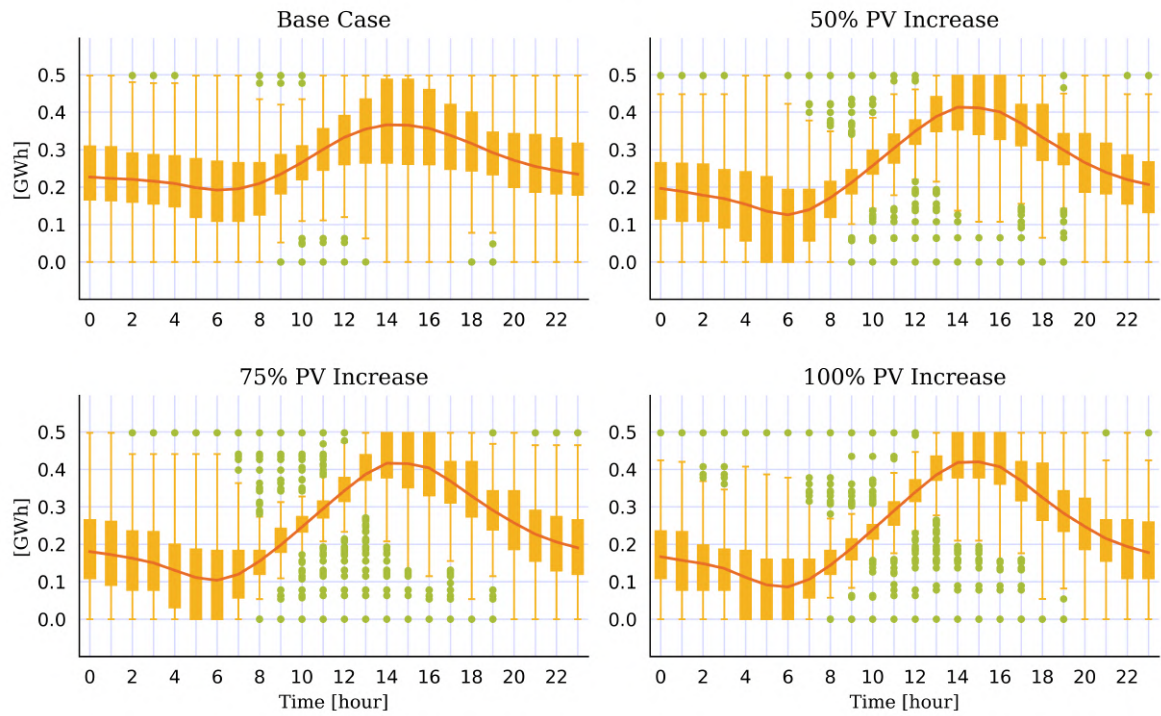
Σχήμα 4.65: Στάθμη φόρτισης των μπαταριών στην ηπειρωτική Ελλάδα.

### GR03 Batteries



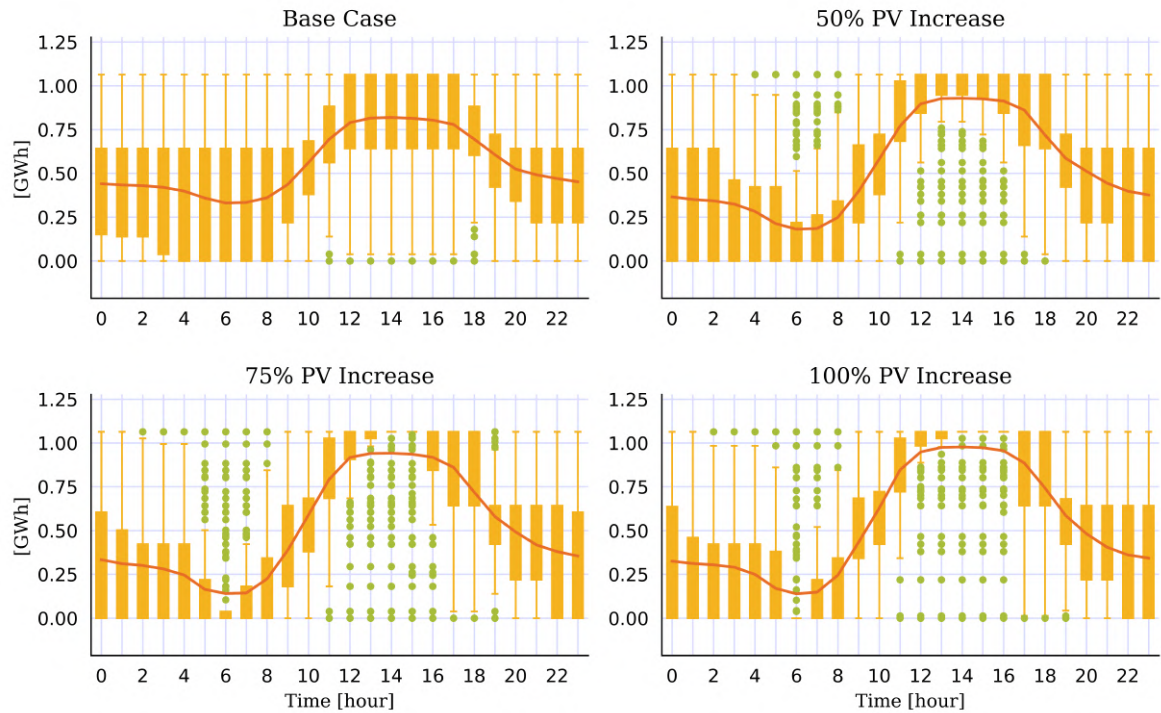
Σχήμα 4.66: Στάθμη φόρτισης των μπαταριών στην Κρήτη.

## HR00 Batteries



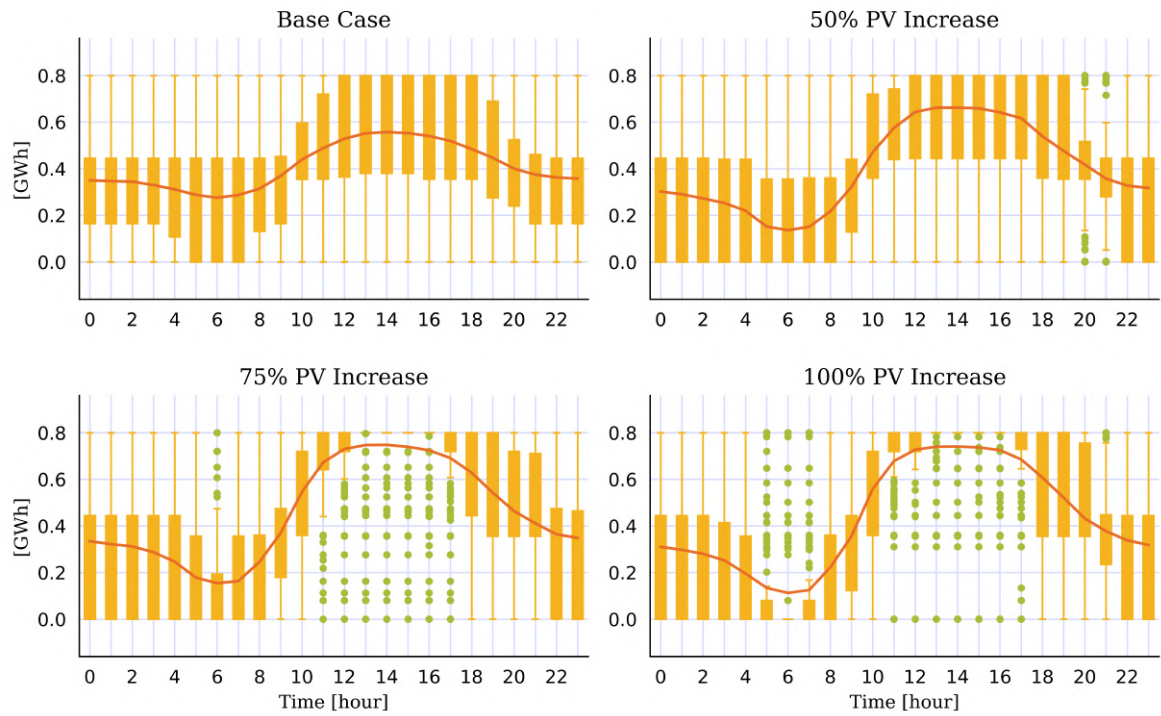
Σχήμα 4.67: Στάθμη φόρτισης των μπαταριών στην Κροατία.

## HU00 Batteries



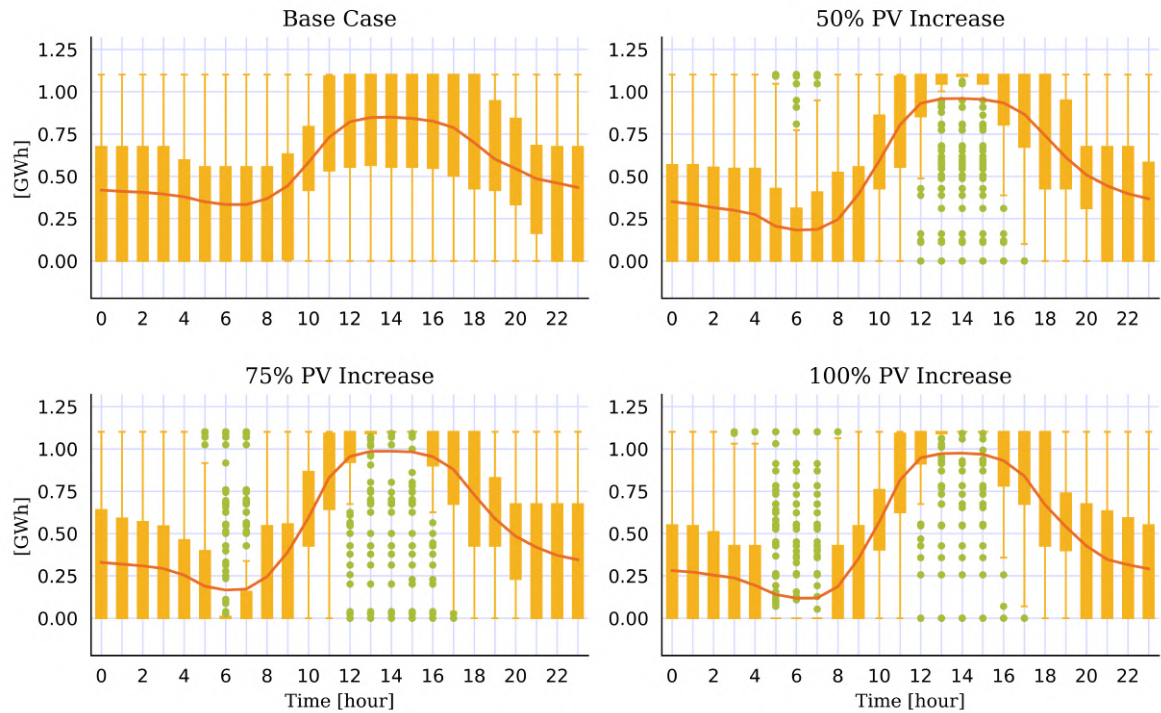
Σχήμα 4.68: Στάθμη φόρτισης των μπαταριών στην Ουγγαρία.

## RO00 Batteries



Σχήμα 4.69: Στάθμη φόρτισης των μπαταριών στην Ρουμανία.

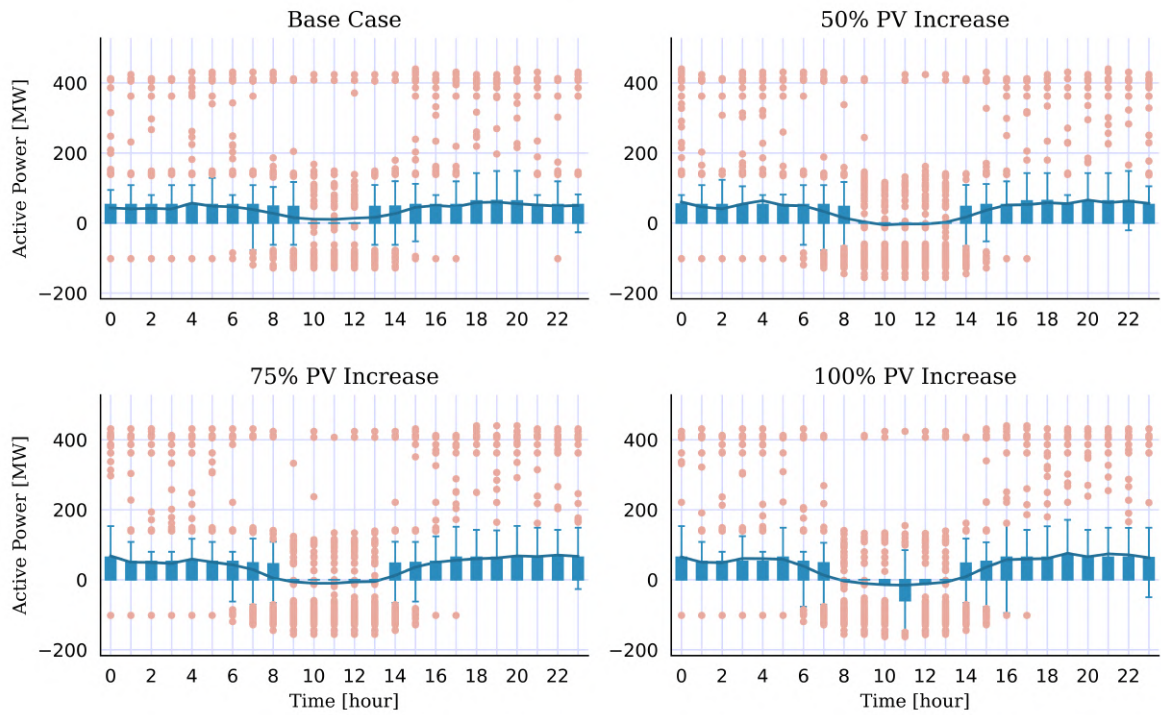
## SI00 Batteries



Σχήμα 4.70: Στάθμη φόρτισης των μπαταριών στην Σλοβενία.

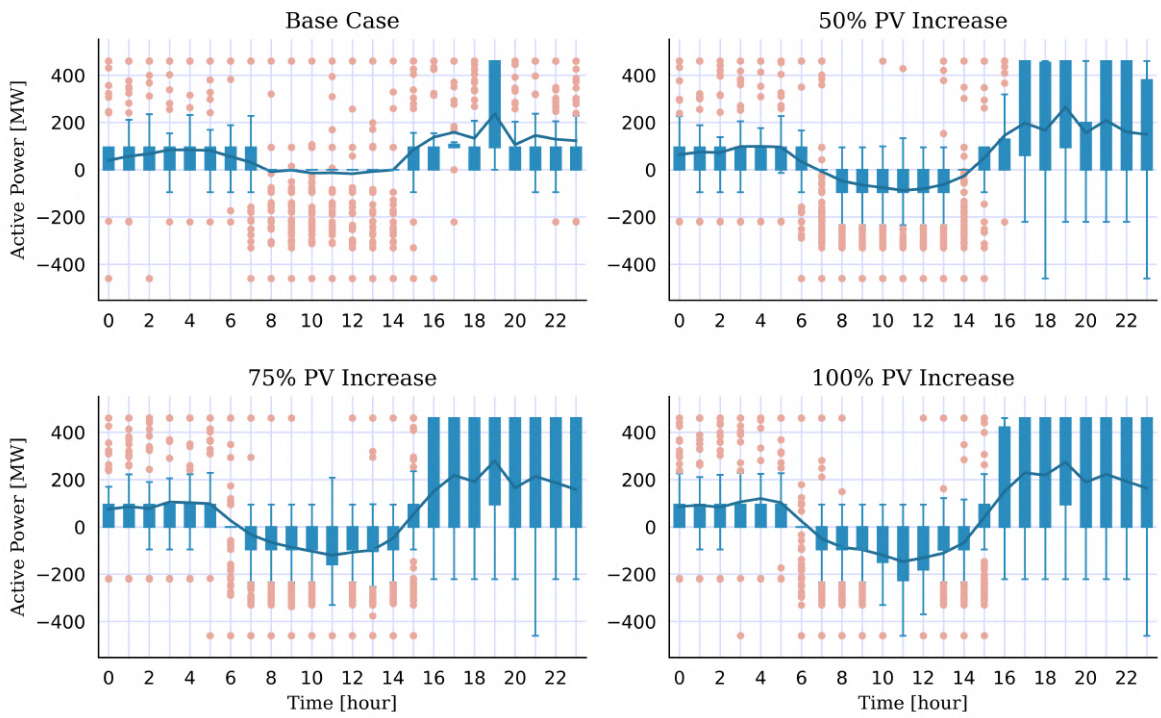
Η λειτουργία των αντλησιοταμιευτικών μονάδων παραγωγής παρουσιάζεται στα σχήματα 4.71 - 4.79

### BA00 Hydro - Pump Storage Open Loop



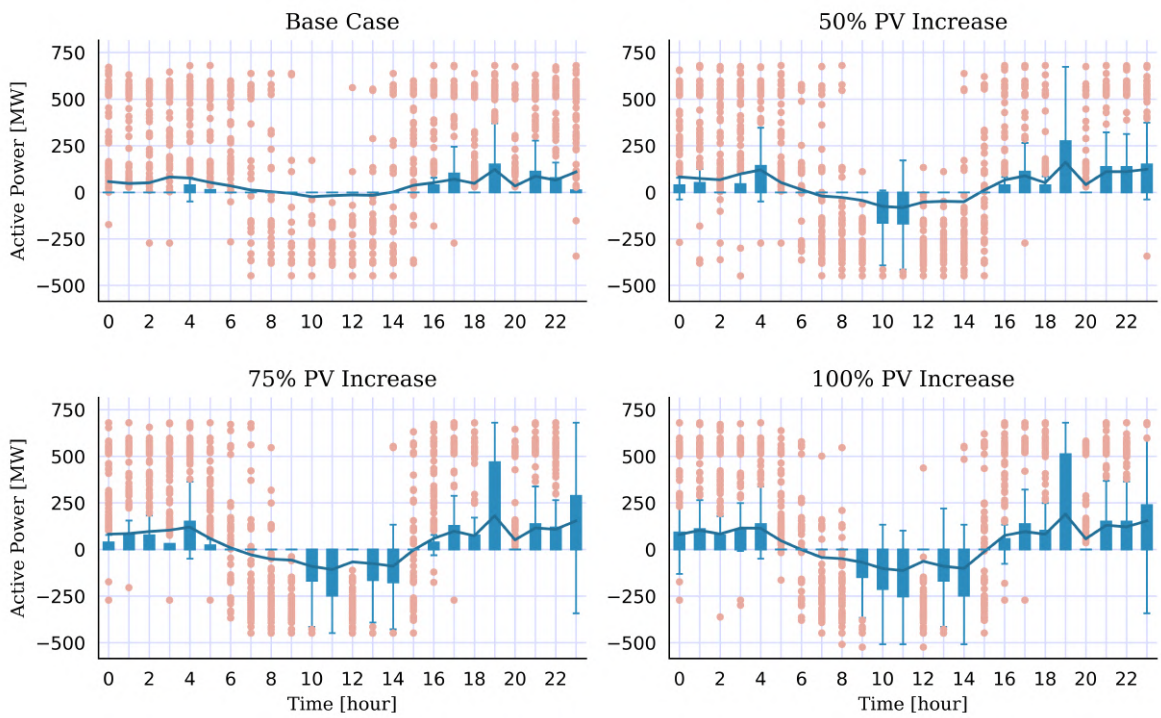
Σχήμα 4.71: Λειτουργία αντλησιοταμιευτικών μονάδων ανοιχτού κύκλου στην Βοσνία - Ερζεγοβίνη.

### BG00 Hydro - Pump Storage Open Loop



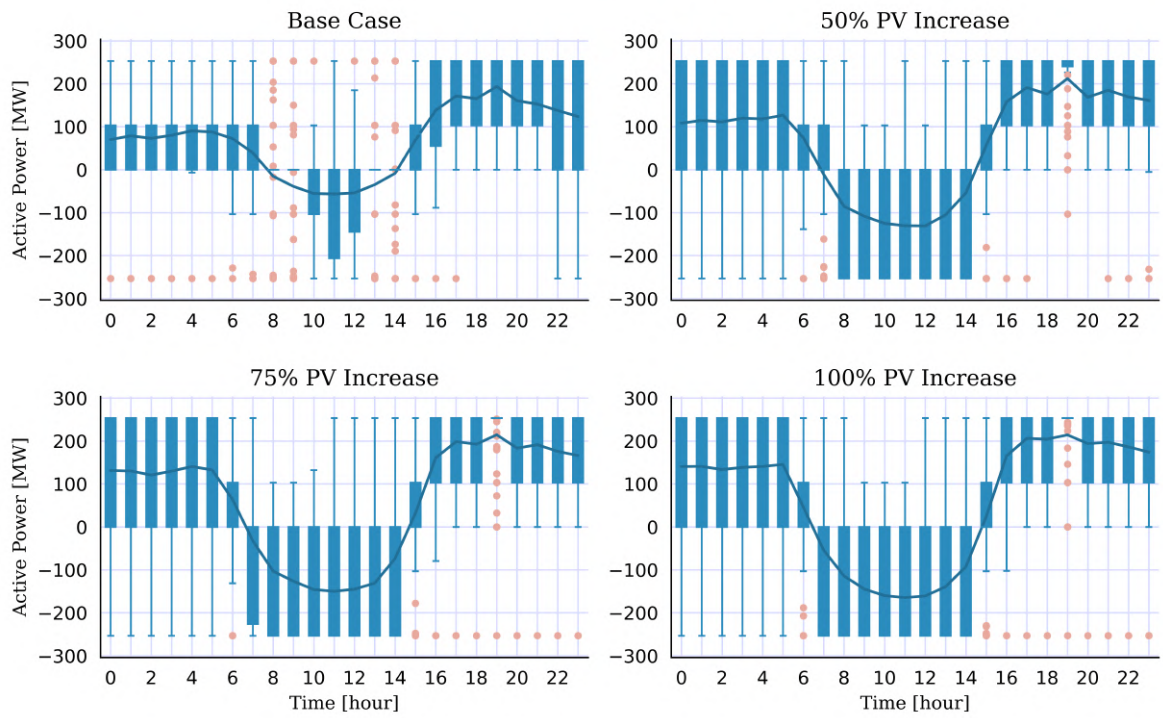
Σχήμα 4.72: Λειτουργία αντλησιοταμιευτηκών μονάδων ανοιχτού κύκλου στην Βουλγαρία.

### GR00 Hydro - Pump Storage Open Loop



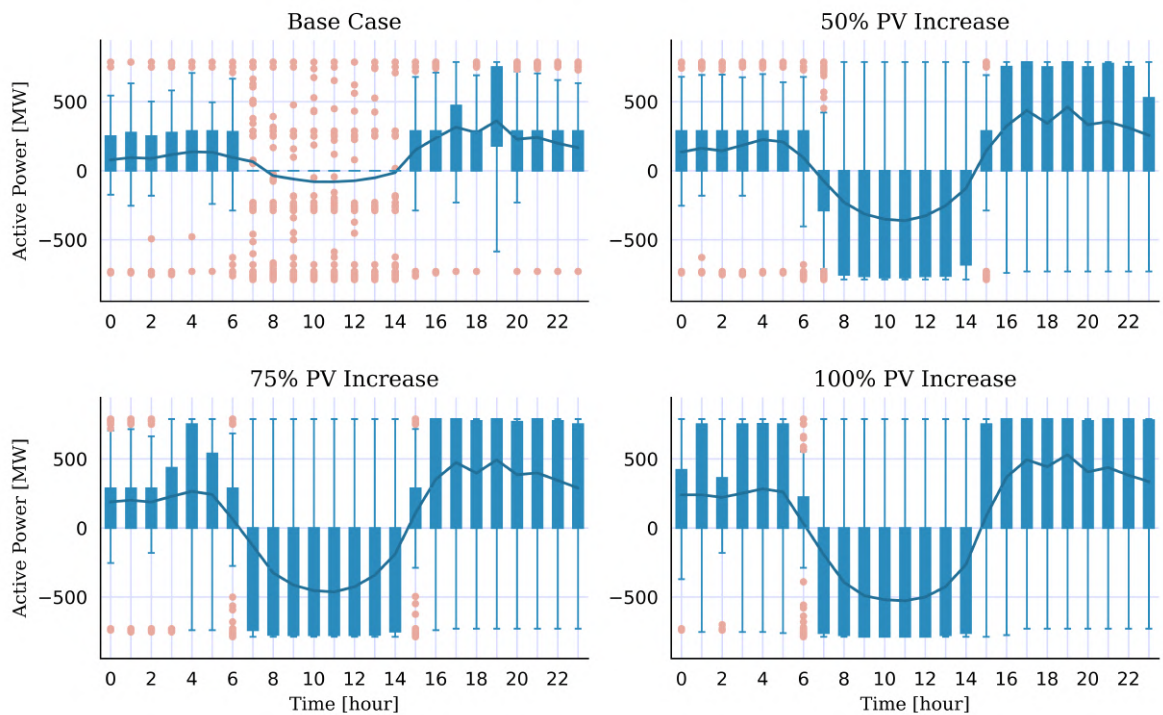
Σχήμα 4.73: Λειτουργία αντλησιοταμιευτηκών μονάδων ανοιχτού κύκλου στην ηπειρωτική Ελλάδα.

### HR00 Hydro - Pump Storage Open Loop



Σχήμα 4.74: Λειτουργία αντλησιοταμιευτηκών μονάδων ανοιχτού κύκλου στην Κροατία.

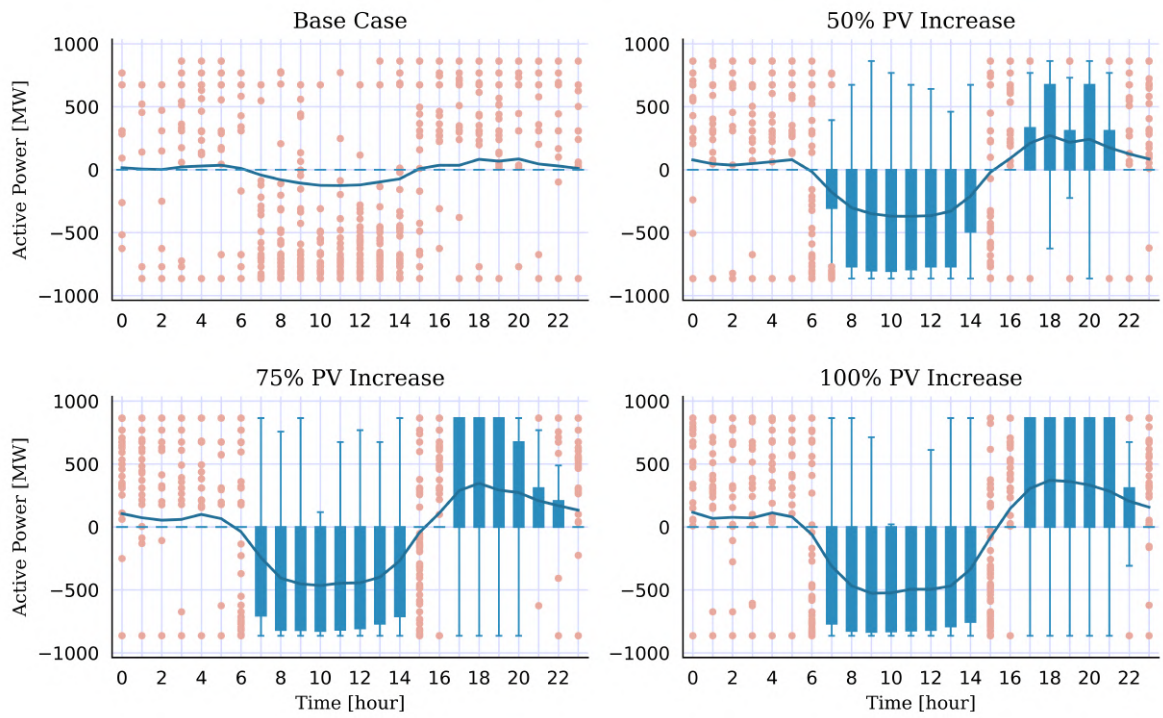
### RO00 Hydro - Pump Storage Open Loop



Σχήμα 4.75: Λειτουργία αντλησιοταμιευτηκών μονάδων ανοιχτού κύκλου στην Ρουμανία.

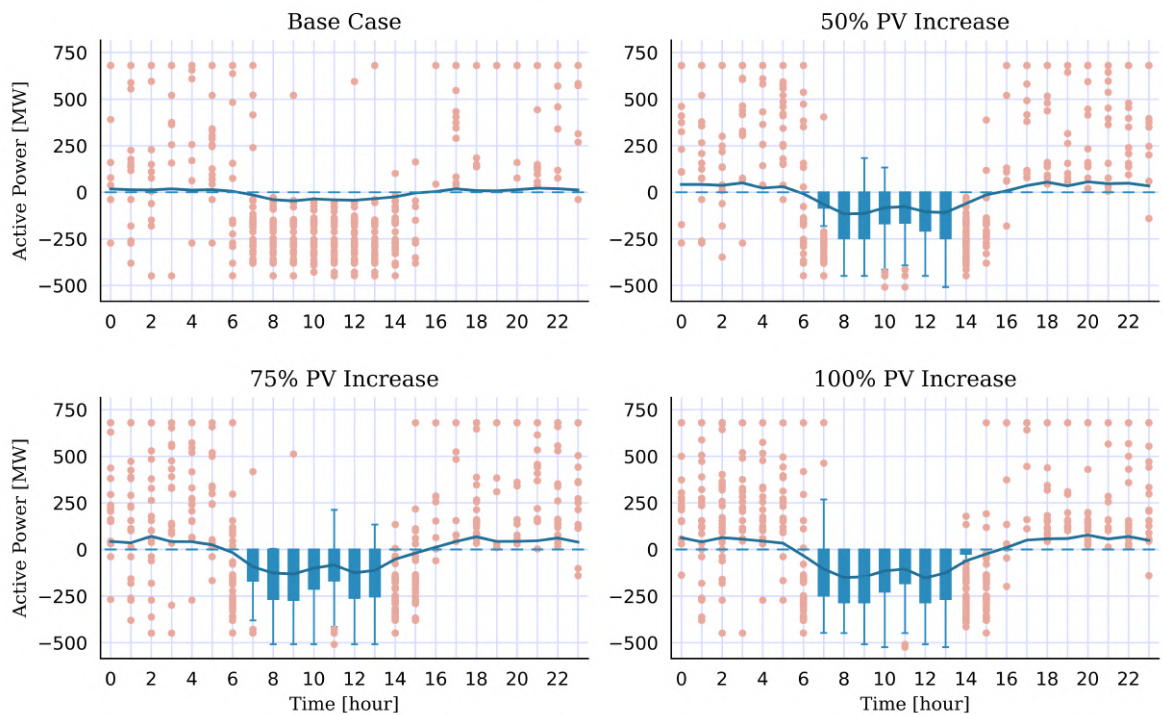


### BG00 Hydro - Pump Storage Closed Loop



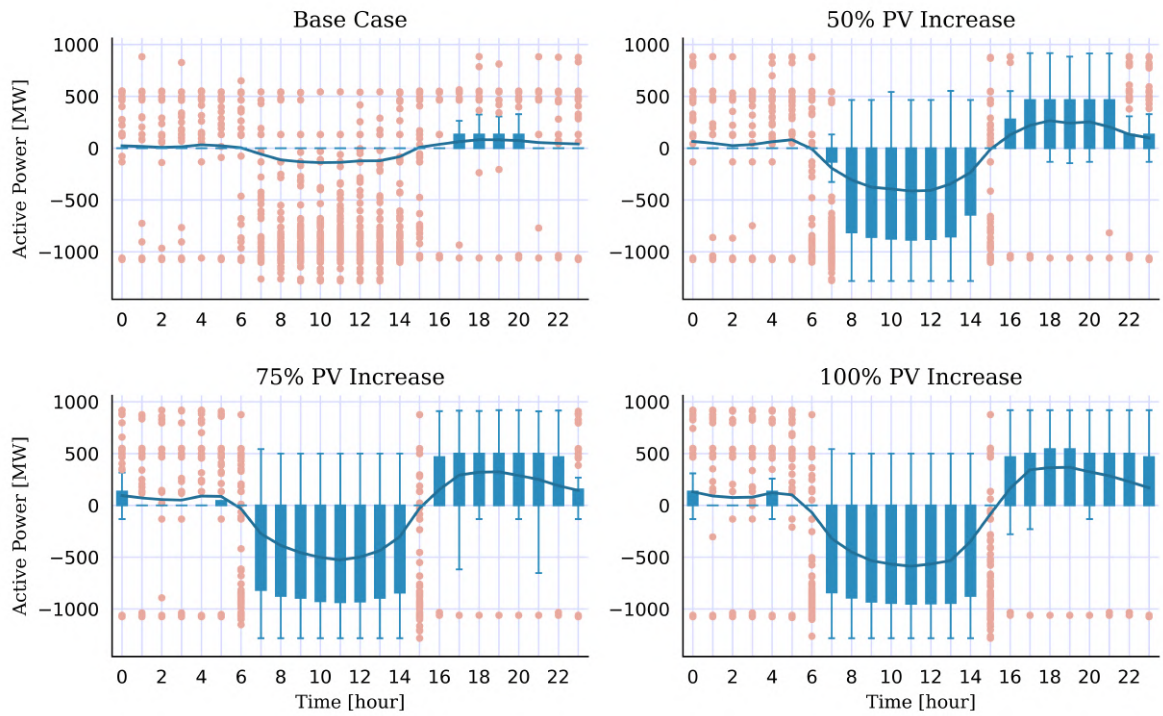
Σχήμα 4.76: Λειτουργία αντλησιοταμιευτηκών μονάδων κλειστού κύκλου στην Βουλγαρία.

### GR00 Hydro - Pump Storage Closed Loop



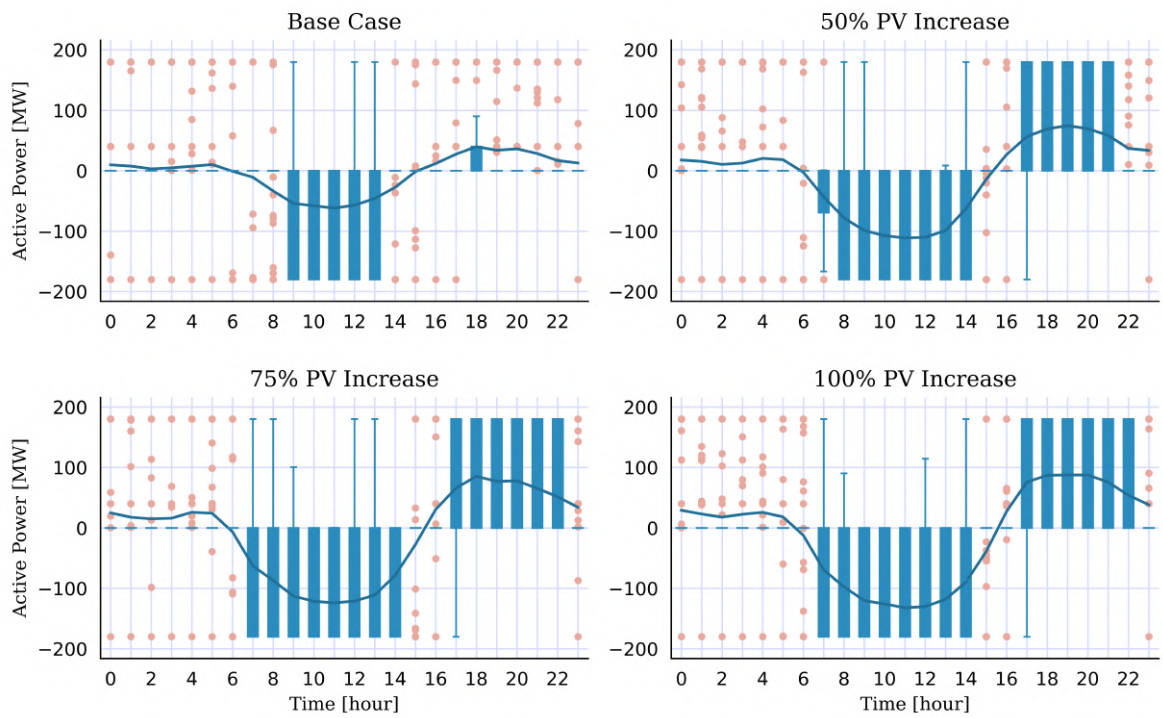
Σχήμα 4.77: Λειτουργία αντλησιοταμιευτηκών μονάδων κλειστού κύκλου στην Ηπειρωτική Ελλάδα.

### RS00 Hydro - Pump Storage Closed Loop



Σχήμα 4.78: Λειτουργία αντλησιοταμιευτικών μονάδων κλειστού κύκλου στην Σερβία.

### SI00 Hydro - Pump Storage Closed Loop

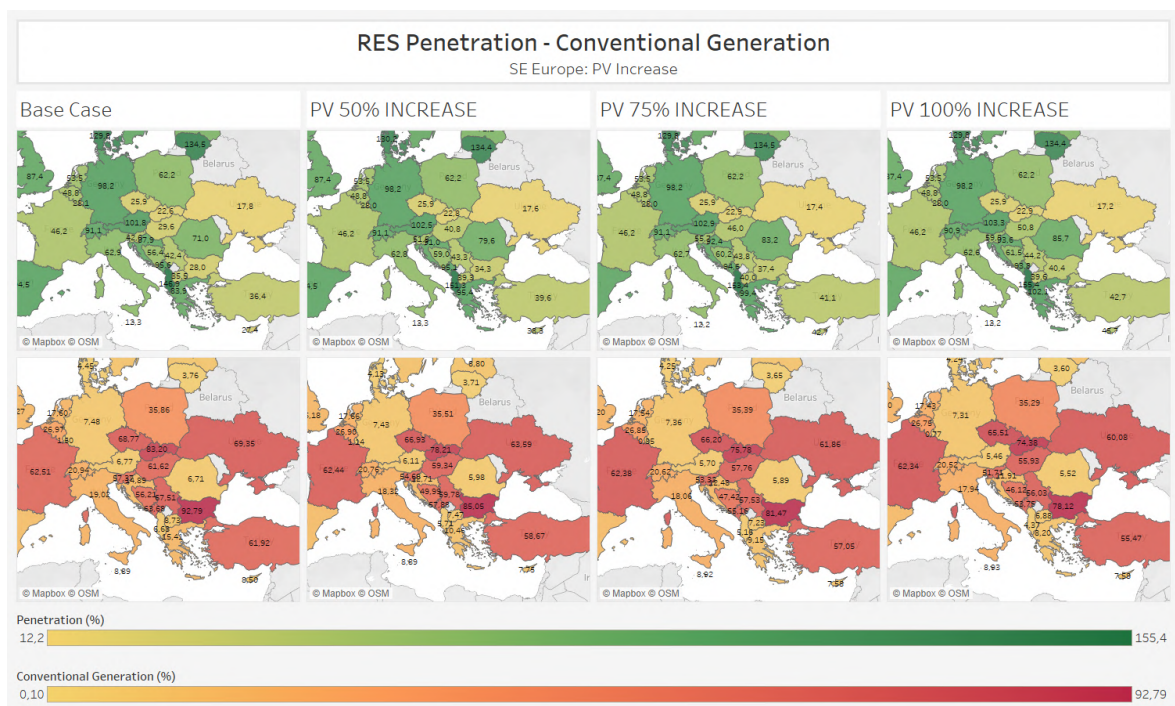


Σχήμα 4.79: Λειτουργία αντλησιοταμιευτικών μονάδων κλειστού κύκλου στην Σλοβενία.

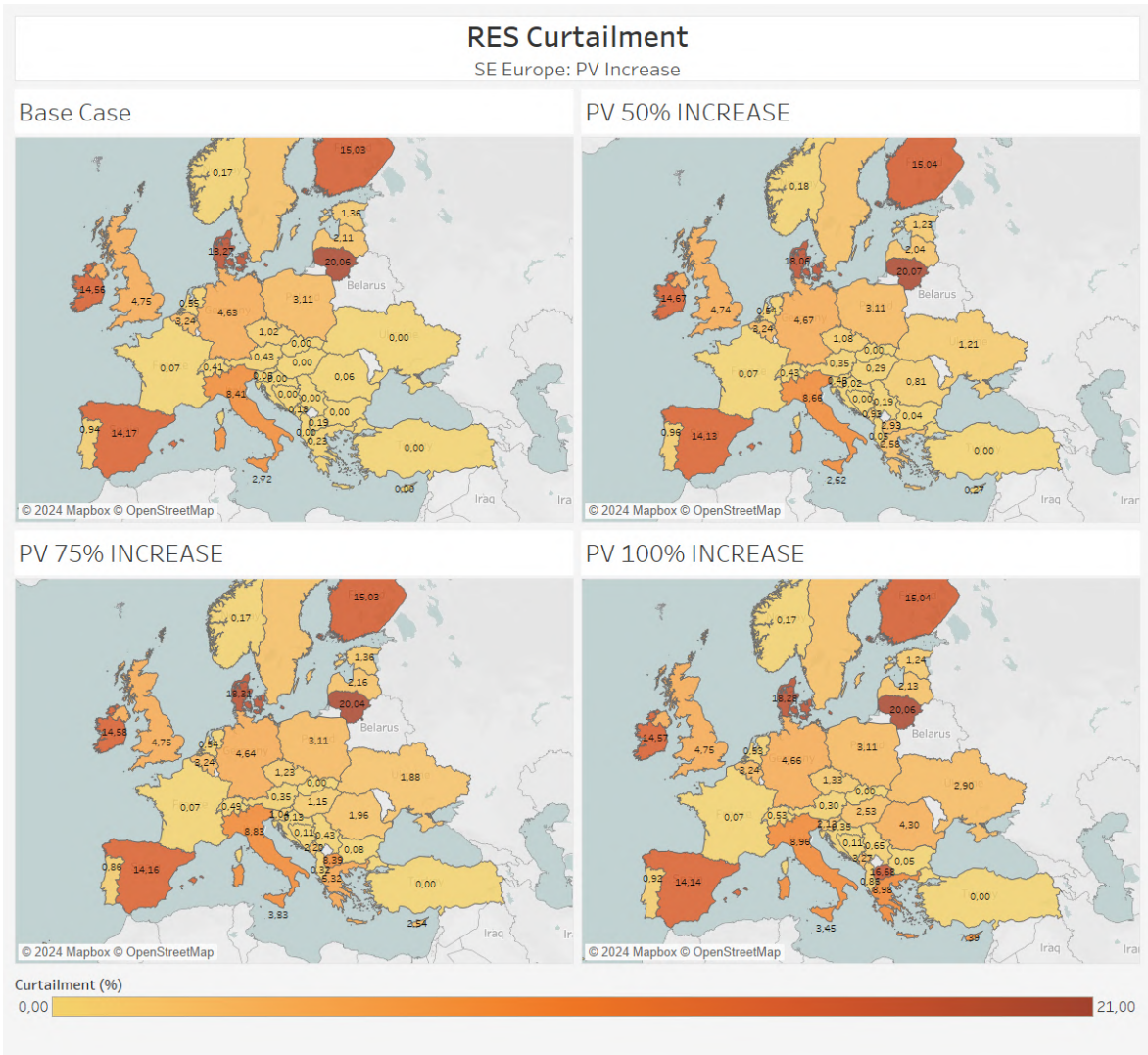
Σε αντίθεση με την λειτουργία των μπαταριών η απόδοση των αντλησιοταμειυτικών μονάδων δεν είναι η βέλτιστη. Οι υδροηλεκτρικές μονάδες ανοιχτού και κλειστού κύκλου αποδίδουν σε σημαντικά χαμηλότερα επίπεδα σε σχέση με τις δυνατότητες τους. Η συμπεριφορά αυτή συνδέεται με την ανάγκη εξυπηρέτησης των απαιτήσεων σε εφεδρεία. Οι αντλησιοταμειυτικές μονάδες συμμετέχουν στην παροχή δευτερογενούς εφεδρείας (ή FRR) και η δέσμευσή τους για την ικανοποίηση των απαιτήσεων σε εφεδρεία προτεραιοποιείται έναντι των αποδοτικότερων μπαταριών.

#### 4.4.3 Διείσδυση και περικοπές ΑΠΕ, παραγωγή συμβατικών μονάδων

Στα σχήματα παρουσιάζονται η διείσδυση ΑΠΕ, η παραγωγή από συμβατικές μονάδες και οι περικοπές ΑΠΕ.

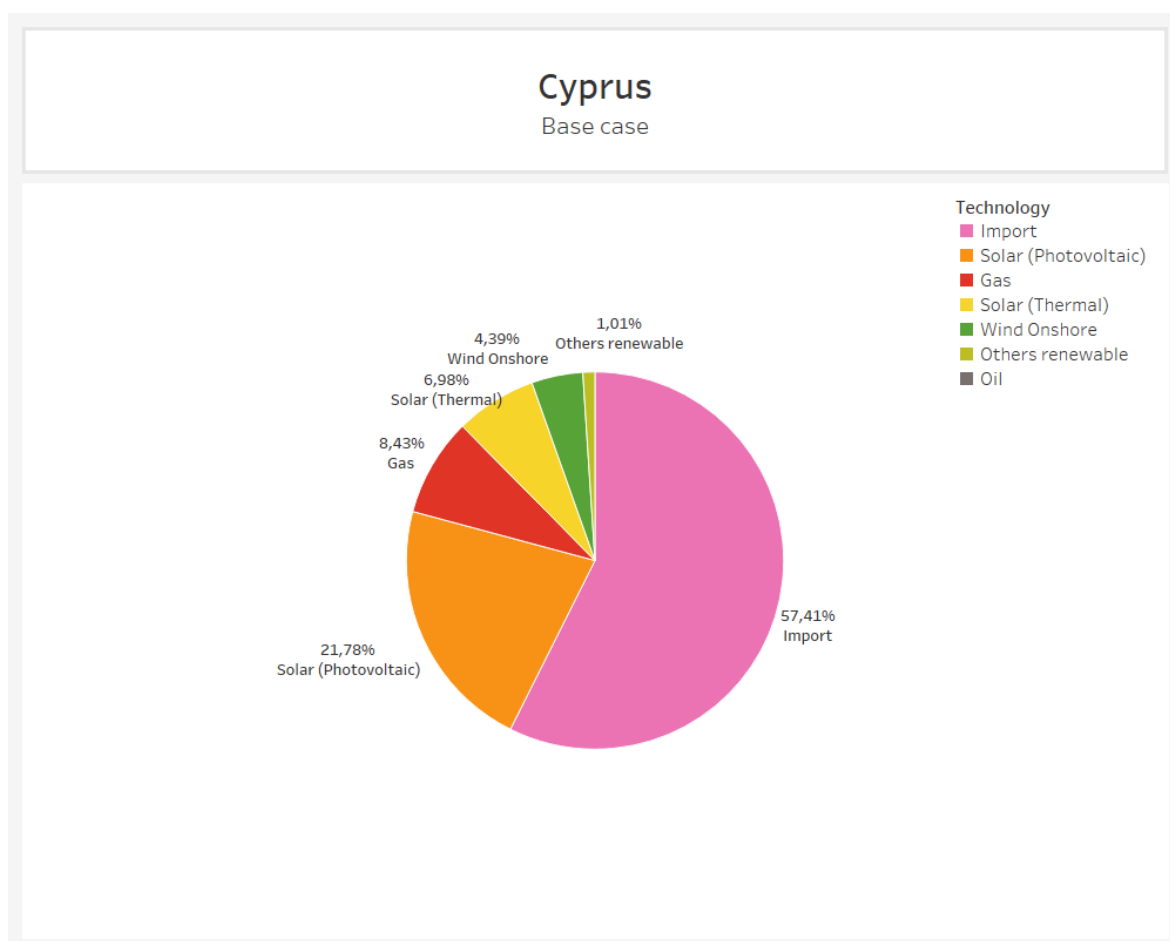


Σχήμα 4.80: Διείσδυση ΑΠΕ και Συμβατική Παραγωγή



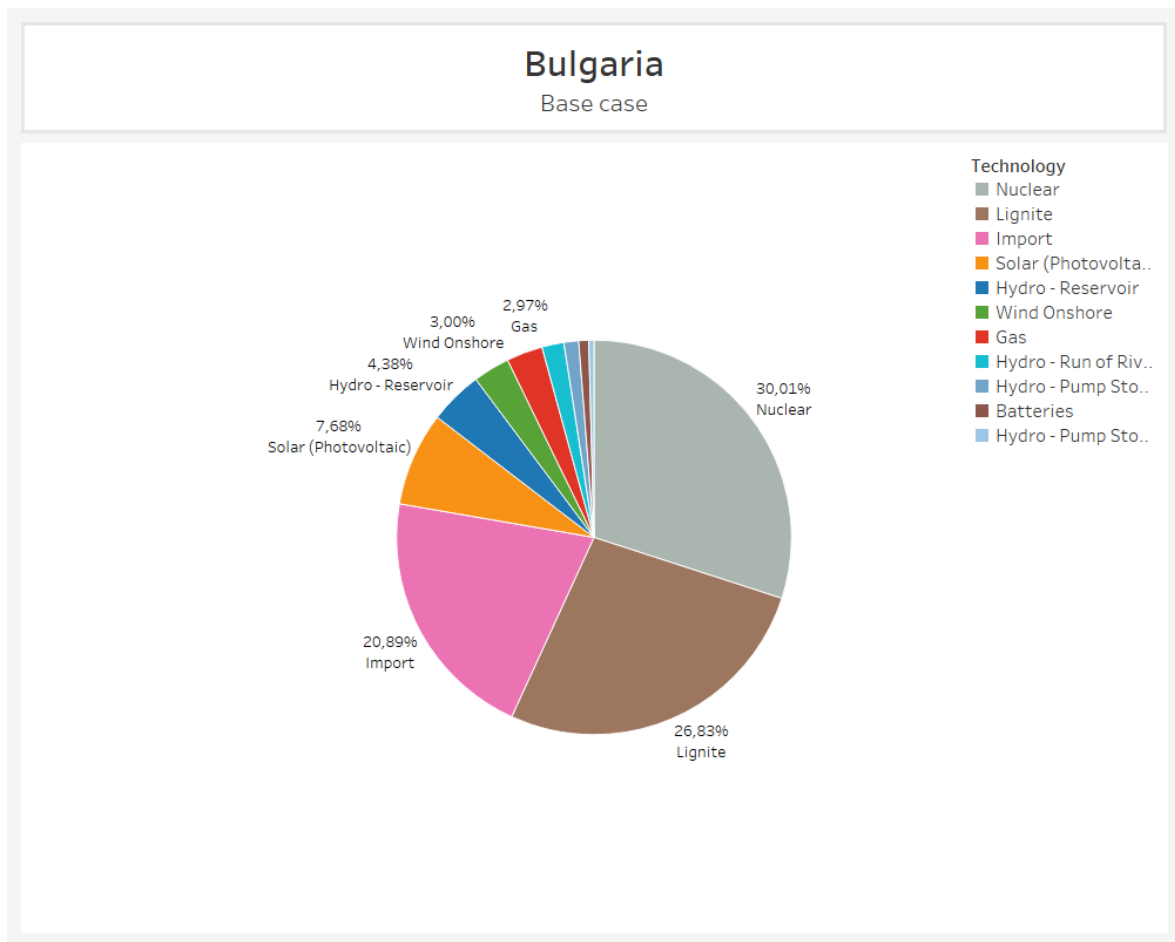
Σχήμα 4.81: Περικοπές ΑΠΕ

Όσον αφορά την διείσδυση ΑΠΕ, η μεγαλύτερη μεταβολές εντοπίζονται στην Ουγγαρία και την Κύπρο, όπου η διείσδυση αυξάνεται 21 και 20 μονάδες αντίστοιχα. Την μικρότερη μεταβολή έχουν η Σερβία, αύξηση 2 μονάδων, και η Κροατία, 4 μονάδων. Παρά την σημαντική αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ στην Κύπρο, η συμβατική παραγωγή παρουσιάζει την μικρότερη μείωση, με το μέγεθος να μειώνεται από το βασικό στο τελικό σενάριο μόλις 1 μονάδα, από 8,5% σε 7,6%. Η Κύπρος ανήκει στις χώρες με μικρό ποσοστό παραγωγής από συμβατικές μονάδες ακόμη και στα βασικό σενάριο. Για την κάλυψη των αναγκών της βασίζεται κυρίως στις εισαγωγές ισχύος από την Κρήτη (σχήμα 4.82). Την μέγιστη μείωση ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικές μονάδες παραγωγής, από την άλλη, έχει η Βουλγαρία όπου το ποσοστό μειώνεται 15 μονάδες, από 93% σε 78%. Η Βουλγαρία είναι η χώρα με το υψηλότερο ποσοστό παραγωγής από συμβατικές μονάδες, βασιζόμενη στην παραγωγή από μονάδες πυρηνικής ενέργειας και από λιγνιτικές μονάδες (σχήμα 4.83). Για τον λόγο αυτό, η Βουλγαρία μαζί με άλλες χώρες με μεγάλη εξάρτηση από συμβατικές μονάδες, όπως η Τουρκία, παρουσιάζουν μηδενικές περικοπές ΑΠΕ. Αντίθετα, η Ελλάδα με την πληθώρα εγκατεστημένων ΑΠΕ και η Βόρεια Μακεδονία, η οποία εξυπηρετεί το 50% της ζήτησής της μέσω των εισαγωγών, οδηγούνται στην αύξηση των περικοπών ΑΠΕ, κυρίως στο τελευταίο σενάριο με τον διπλασιασμό των ΦΒ.



Σχήμα 4.82: Ενεργειακό Μείγμα : Κύπρος

Συνοψίζοντας, οι χώρες στις οποίες τα σενάρια που μελετώνται οδηγούν σε κορεσμό του συστήματος αυξάνοντας τις περικοπές ΑΠΕ είναι η Ελλάδα και η Βόρεια Μακεδονία. Από την άλλη, στα συστήματα των χωρών Τουρκία, Κύπρος, Αλβανία,

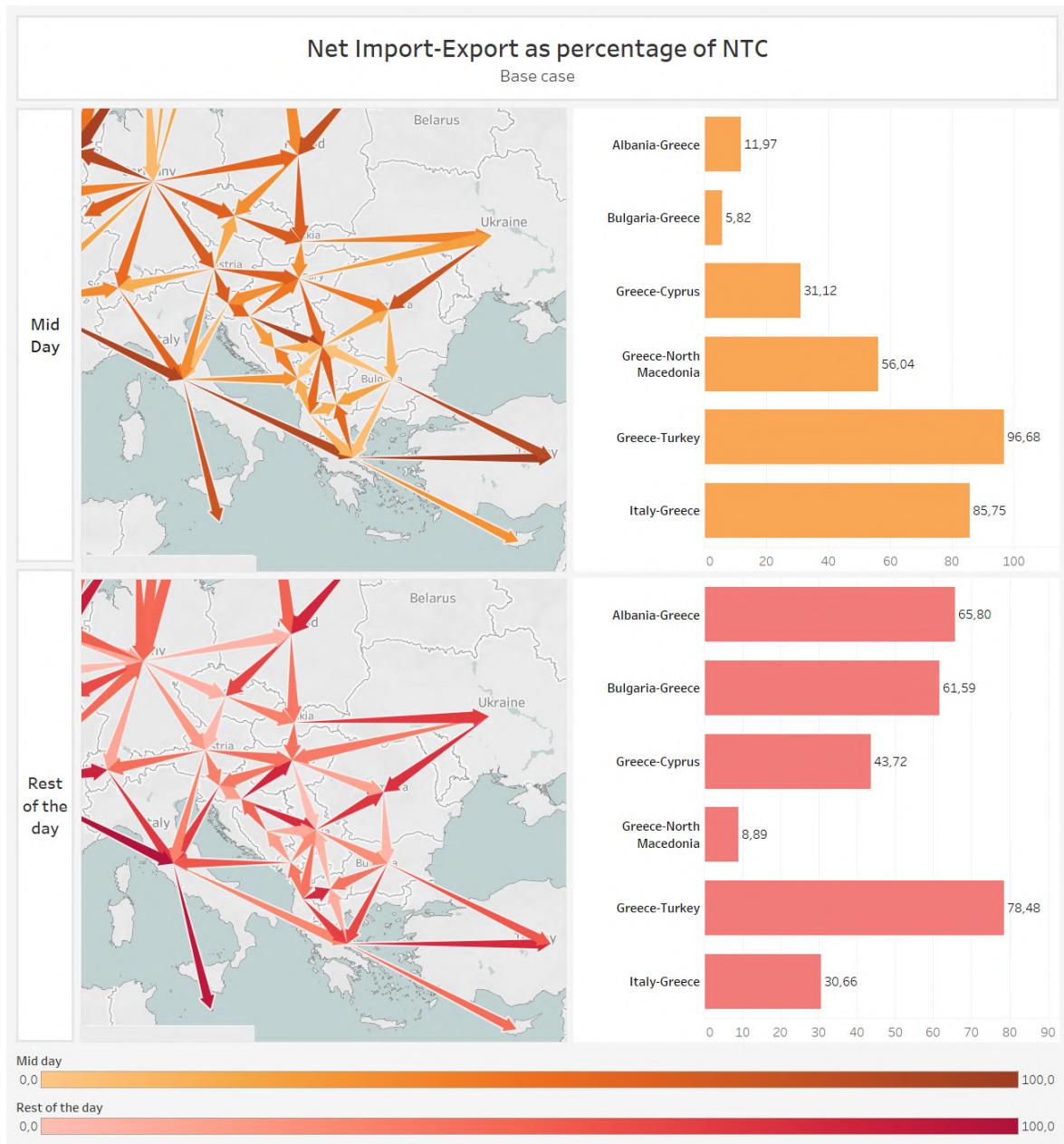


Σχήμα 4.83: Ενεργειακό Μείγμα : Βουλγαρία

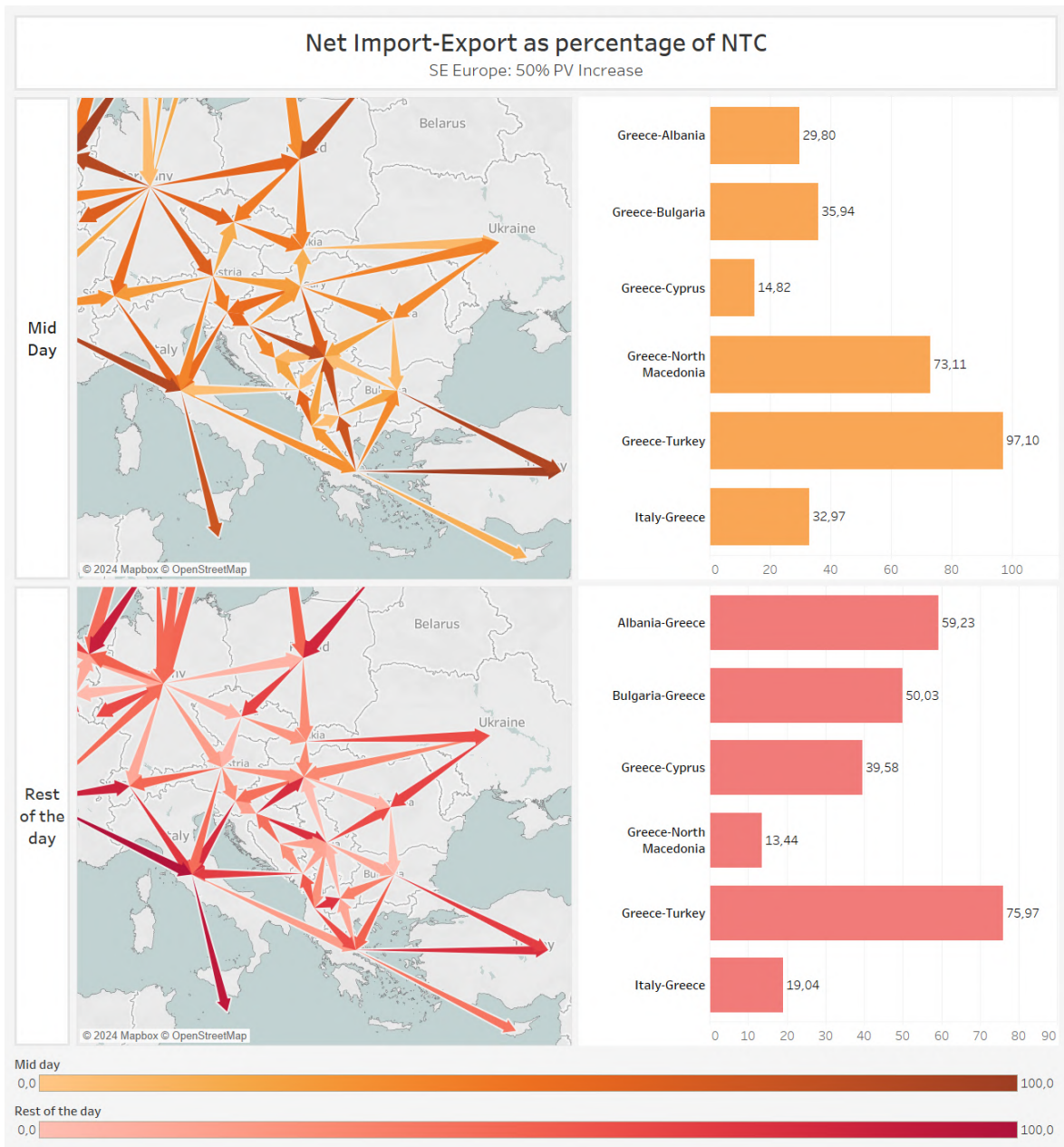
Βουλγαρία και Βοσνία-Ερζεγοβίνη με περικοπές κοντά στο μηδέν υπάρχει περιθώριο περαιτέρω ανάπτυξης των ΑΠΕ και της αποθήκευσης.

#### 4.4.4 Λειτουργία διασυνδέσεων

Για την μορφή παρουσίασης των αποτελεσμάτων ροής ισχύος των διασυνδέσεων ισχύει ότι και στην διερεύνηση του κεφαλαίου 4.2. Τα σχήματα 4.84 - 4.87 παρουσιάζουν τη ισχύ των διασυνδέσεων ως ποσοστό της χωρητικότητας τους. Οι μεσημερινές ώρες παραγωγής των ΦΒ ορίζονται από τις 10.00 έως τις 15.00.

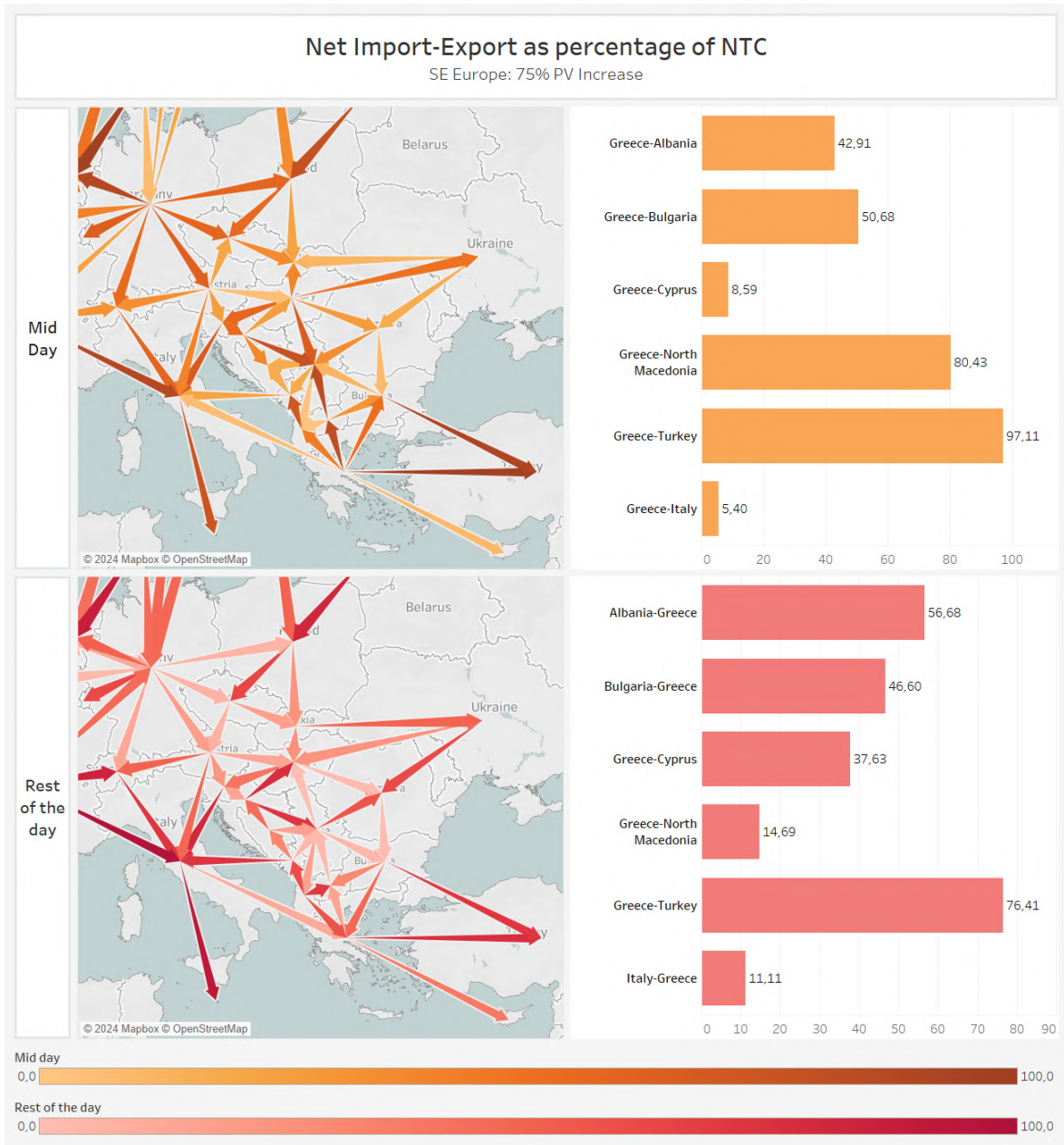


Σχήμα 4.84: Λειτουργία διασυνδέσεων στο βασικό σενάριο.

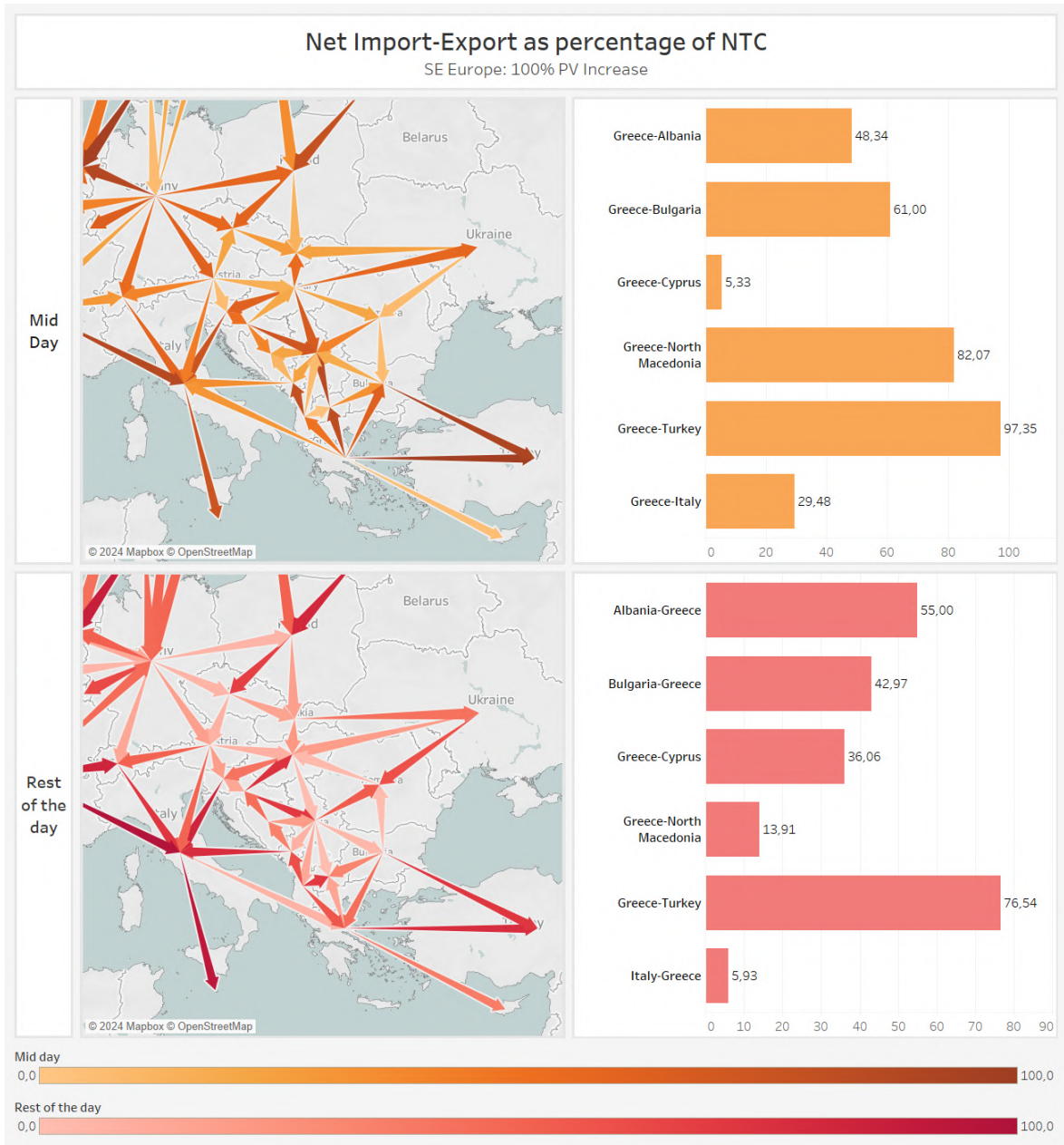


Σχήμα 4.85: Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV αύξησης κατά 50%.





Σχήμα 4.86: Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV αύξησης κατά 75%.



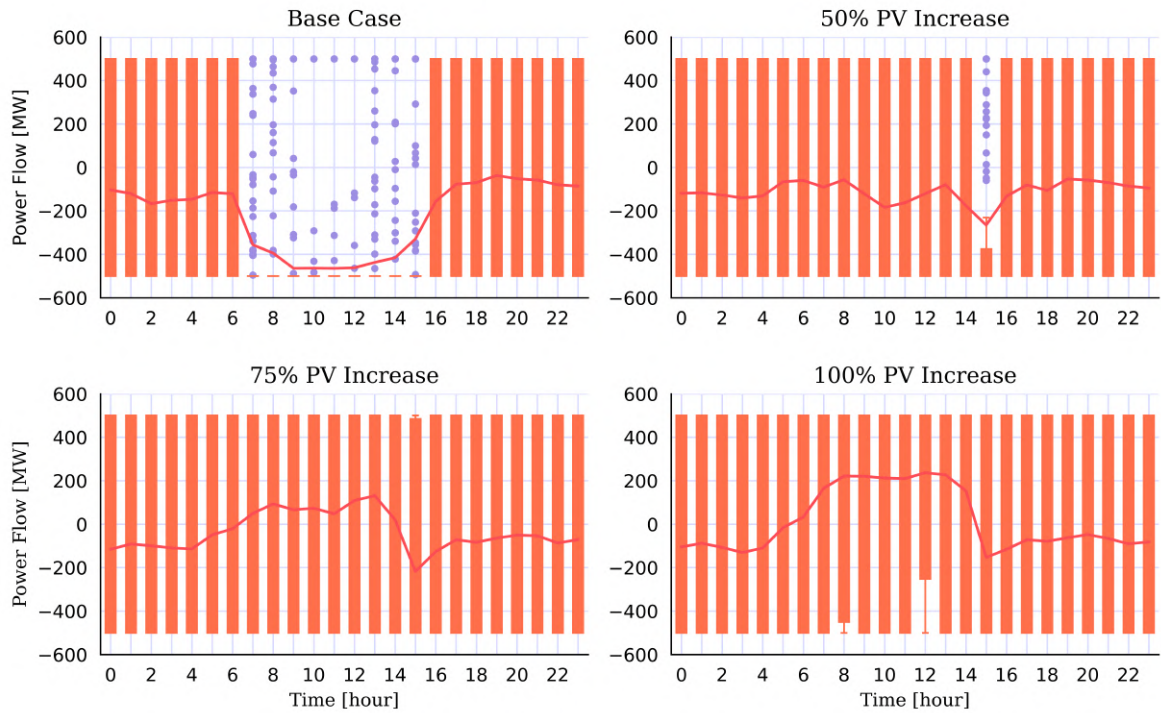
Σχήμα 4.87: Λειτουργία διασυνδέσεων στο σενάριο PV αύξησης κατά 100%.

Εστιάζοντας στην Ελλάδα, τις μεσημβρινές ώρες, παρά την αντίστοιχη αύξηση των ΦΒ και στις γειτονικές χώρες, οι εξαγωγικές ροές παραμένουν και οι εισαγωγικές μετατρέπονται σταδιακά σε εξαγωγικές. Η μεταφορά ισχύος από την Κρήτη προς την Κύπρο ελαττώνεται από το 31% στο 5,3%, ενώ οι εξαγωγές από την ηπειρωτική Ελλάδα προς την Βόρεια Μακεδονία και την Τουρκία αυξάνονται, από το 73% στο 82% και από το 96% στο 97% αντίστοιχα. Η διασύνδεση Ελλάδας Αλβανίας από 12% εισαγωγική μετατρέπεται σε 48% εξαγωγική, η διασύνδεση με την Βουλγαρία από 6% εισαγωγική σε 61% εξαγωγική και με την Ιταλία από 86% εισαγωγική σε 30% εξαγωγική. Τις υπόλοιπες ώρες της ημέρας οι αποθηκευτικές μονάδες συμβάλουν ώστε να μειωθούν οι εισαγωγές, 9% μείωση των εισαγωγών από Αλβανία, 19% από την Βουλγαρία και 25% από την Ιταλία. Οι εξαγωγές προς Κύπρο μειώνονται κατά 8%, προς Τουρκία κατά 2% και προς Βόρεια Μακεδονία αυξάνονται κατά 6%.

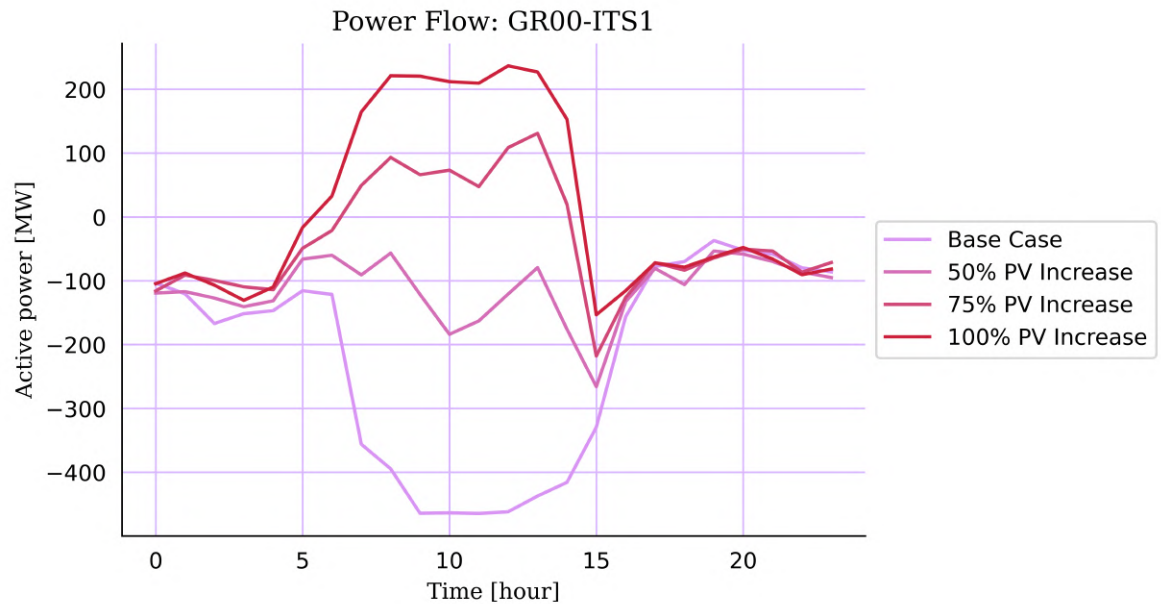
Συμπερασματικά, τις μεσημβρινές ώρες, η Ελλάδα, με τον διπλασιασμό της εγκατεστημένης ισχύος ΦΒ, μετατρέπεται σε αμιγώς εξαγωγική χώρα ακόμη και όταν ο διπλασιασμός αυτός εφαρμόζεται και στις γειτονικές χώρες. Τις υπόλοιπες ώρες της ημέρας, οι αποθήκες επιτρέπουν την μείωση των εισαγωγών, μετατοπίζοντας την παραγωγή των ΦΒ από το στις απογευματινές και βραδινές ώρες, και η μείωση των αναγκών των διασυνδεδεμένων χωρών οδηγεί στην ελάττωση των εξαγωγών.

Ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι διασυνδέσεις της Σλοβενίας, του Μαυροβουνίου και της Ελλάδας με την Ιταλία (σχήματα 4.88 - 4.93). Οι ζώνες της Ιταλίας χαρακτηρίζονται από υψηλή διείσδυση ΑΠΕ και συνεπώς από χαμηλές οριακές τιμές. Στο βασικό σενάριο, τις μεσημβρινές ώρες, η Ιταλία εισάγει από την Σλοβενία και εξάγει προς το Μαυροβούνιο και την Ελλάδα, ενώ τις υπόλοιπες ώρες η διασύνδεση με το Μαυροβούνιο μετατρέπεται σε εισαγωγική. Σταδιακά με την αύξηση των εγκατεστημένων ΦΒ, η Ιταλία οδηγείται στην εισαγωγή ισχύος από τις χώρες της ΝΑ Ευρώπης. Αξιοσημείωτο είναι το γεγονός ότι η Ελλάδα εκκινεί από καθαρά εισαγωγική θέση, για ολόκληρη την ημέρα, και καταλήγει σε μεγάλο βαθμό εξαγωγική το μεσημέρι και συνολικά εξαγωγική προς την Ιταλία.

### Power Flow: GR00-ITS1

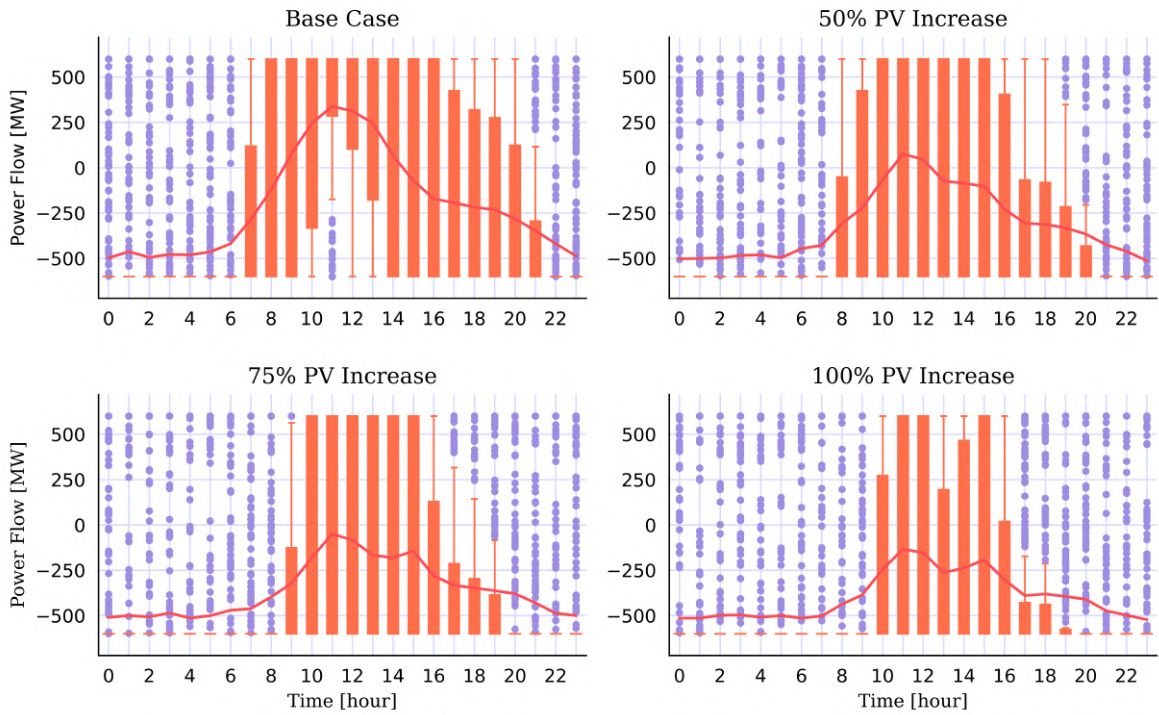


Σχήμα 4.88: Ροή ισχύος στην διασύνδεση ηπειρωτική Ελλάδα - Ιταλίας. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη προς την δεύτερη ζώνη

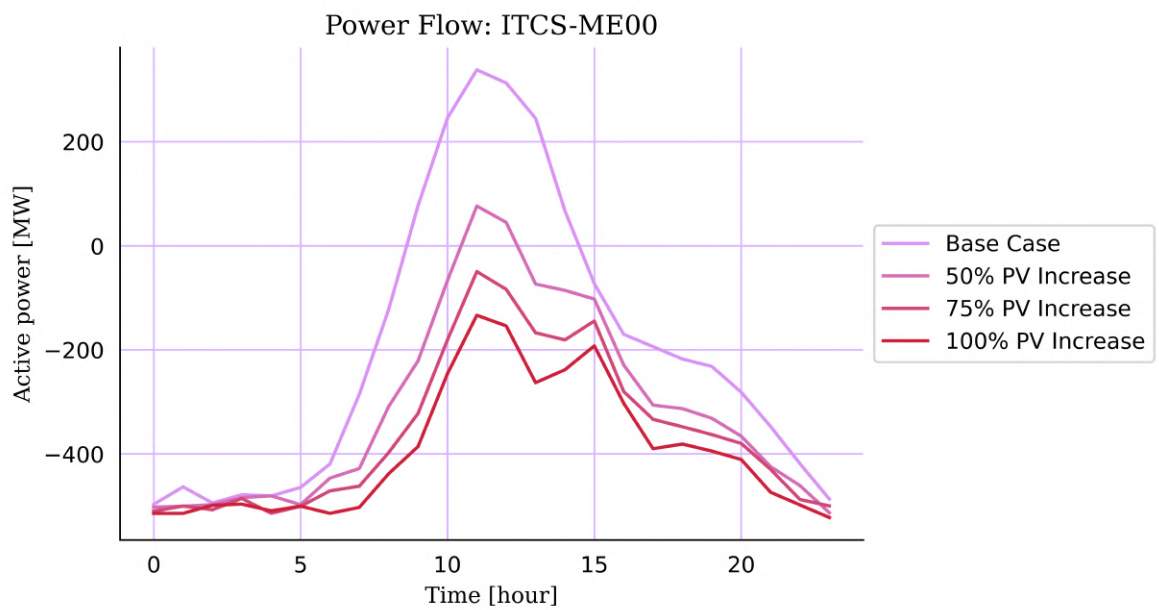


Σχήμα 4.89: Σύγκριση ροής διασύνδεσης ηπειρωτική Ελλάδα - Ιταλίας για τα 4 σενάρια. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη προς την δεύτερη ζώνη.

### Power Flow: ITCS-ME00

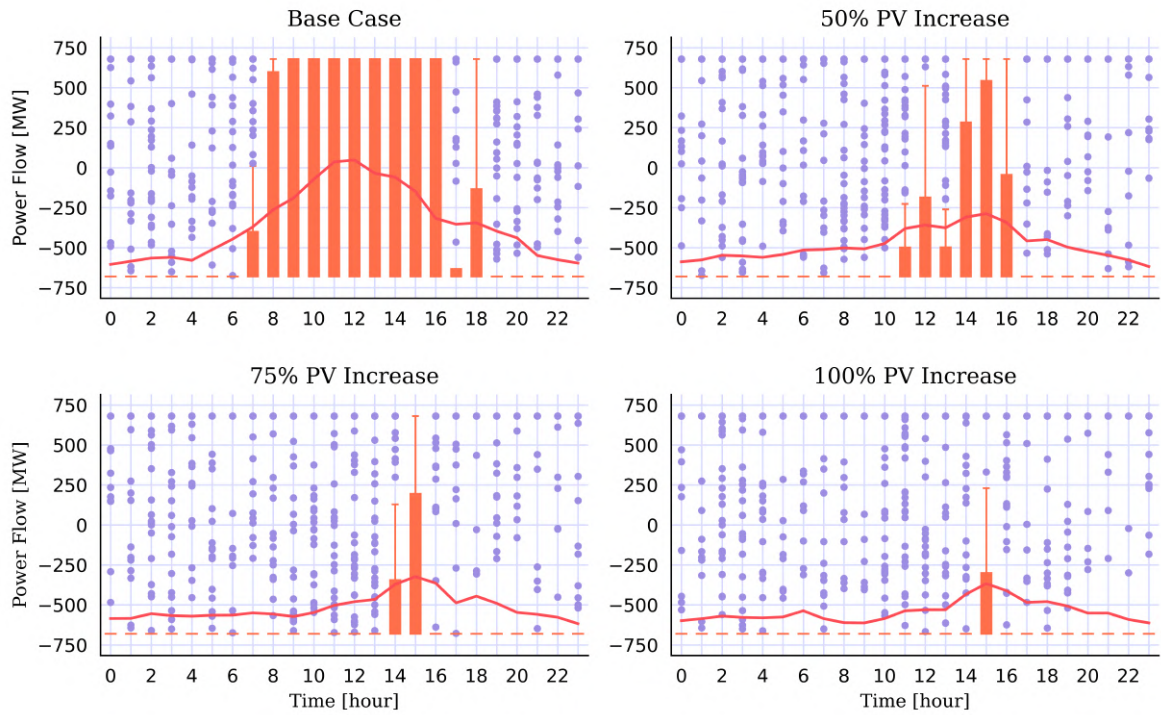


Σχήμα 4.90: Ροή ισχύος στην διασύνδεση Ιταλίας - Μαυροβουνίου. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη προς την δεύτερη ζώνη.

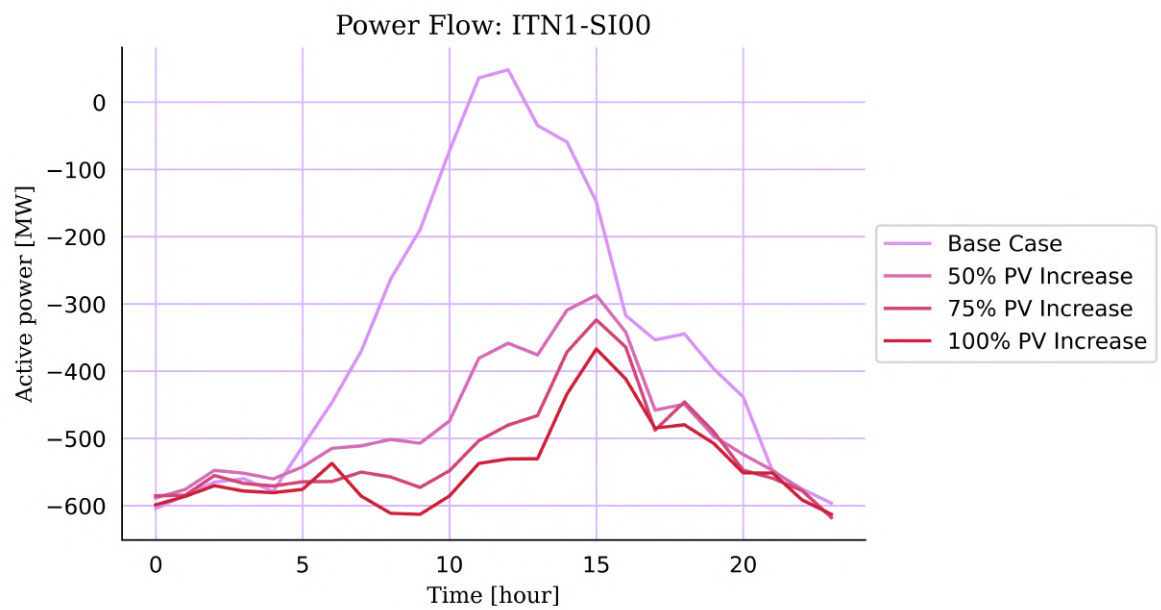


Σχήμα 4.91: Σύγκριση ροής διασύνδεσης Ιταλίας - Μαυροβουνίου για τα 4 σενάρια. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη προς την δεύτερη ζώνη.

### Power Flow: ITN1-SI00



Σχήμα 4.92: Ροή ισχύος στην διασύνδεση Ιταλίας - Σλοβενίας. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη προς την δεύτερη ζώνη.

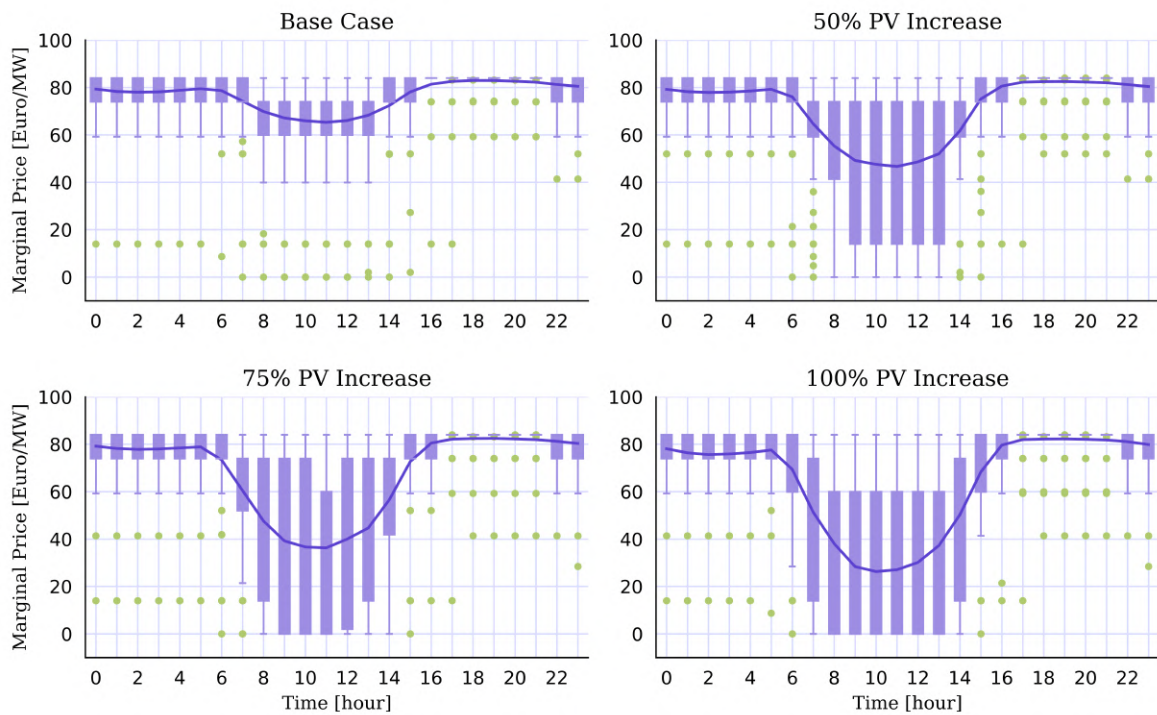


Σχήμα 4.93: Σύγκριση ροής διασύνδεσης Ιταλίας - Σλοβενίας για τα 4 σενάρια. Οι θετικές τιμές αντιστοιχούν σε κατεύθυνση ροής από την πρώτη προς την δεύτερη ζώνη.

#### 4.4.5 Οριακές τιμές

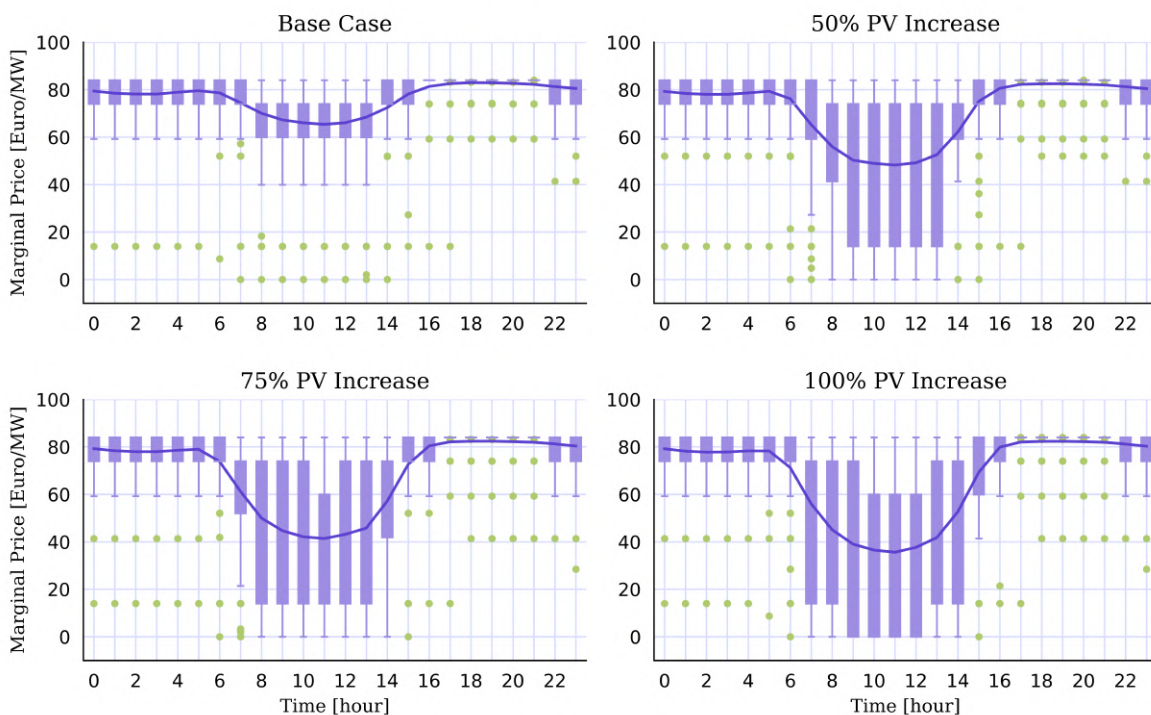
Οι οριακές τιμές, σε ημερήσιους μέσους όρους, για κάθε ζώνη προσφοράς της ΝΑ Ευρώπης παρουσιάζονται στα σχήματα 4.94 - 4.107. Λόγω της φθ παραγωγής οι τιμές παρουσιάζουν σημαντική μείωση τις μεσημβρινές ώρες, επιστρέφοντας σε πιο υψηλές τιμές τις υπόλοιπες ώρες της ημέρας. Σε όλες τις ζώνες η υψηλές τιμές είναι κοντά στα 80 ευρώ/MWh. Οι μεσημβρινές οριακές τιμές είναι για την Ελλάδα και την Κύπρο περίπου 20 ευρώ/MWh, για την Αλβανία, την Βουλγαρία, την Βόρεια Μακεδονία, την Κροατία, την Ουγγαρία, την Ρουμανία και την Σλοβενία 20-30 ευρώ/MWh, για την Βοσνία-Ερζεγοβίνη, το Μαυροβούνιο και την Σερβία 30-40 ευρώ/MWh και, τέλος, για την Τουρκία περίπου 70 ευρώ/MWh. Η τιμή εκκαθάρισης της αγορά στην Τουρκία είναι η υψηλότερη ανάμεσα στις χώρες της ΝΑ Ευρώπης λόγω της χαμηλής διείσδυσης ΑΠΕ συγκριτικά με την ζήτηση, της έλλειψης αποθηκευτικών μονάδων και επομένως της υψηλής εξάρτησης από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής.

Marginal Price: AL00



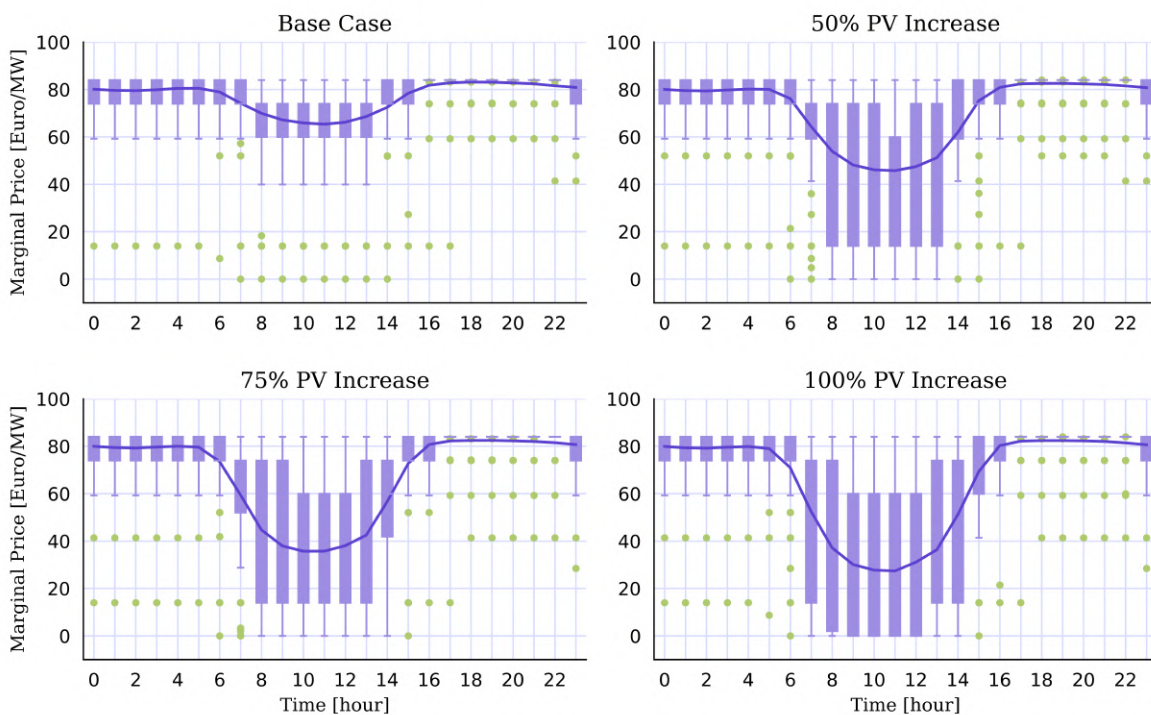
Σχήμα 4.94: Οριακές τιμές: Αλβανία

### Marginal Price: BA00



Σχήμα 4.95: Οριακές τιμές: Βοσνία - Ερζεγοβίνη

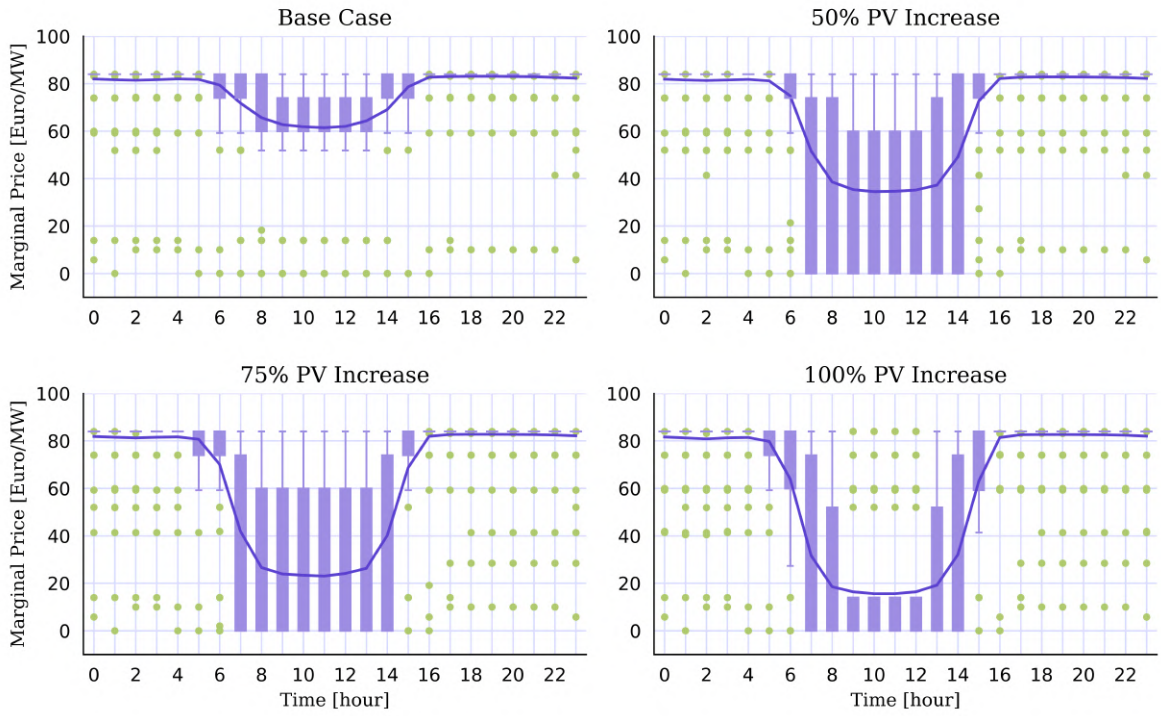
### Marginal Price: BG00



Σχήμα 4.96: Οριακές τιμές: Βουλγαρία

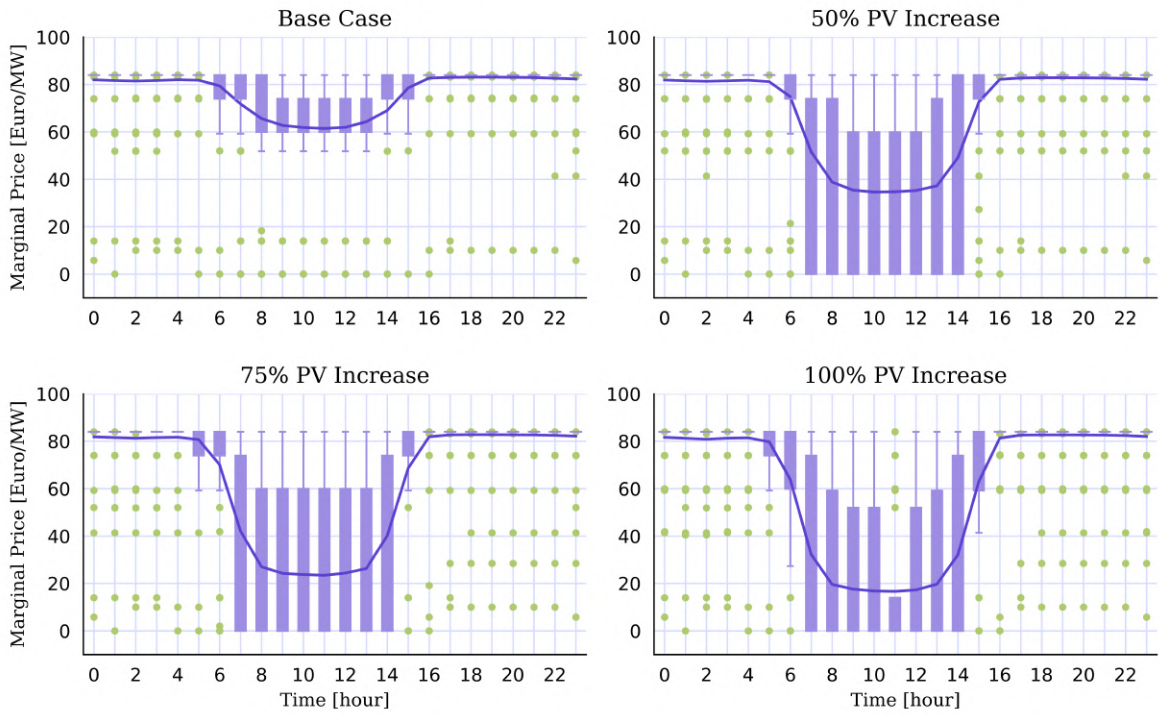


### Marginal Price: CY00



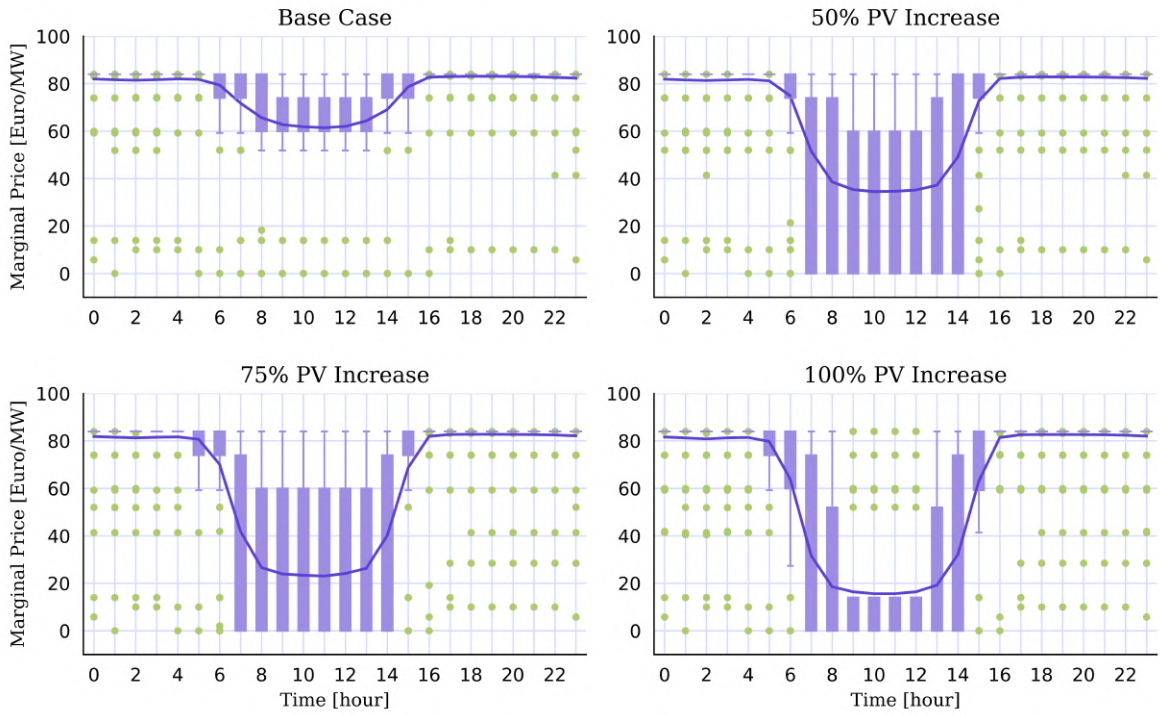
Σχήμα 4.97: Οριακές τιμές: Κύπρος

### Marginal Price: GR00



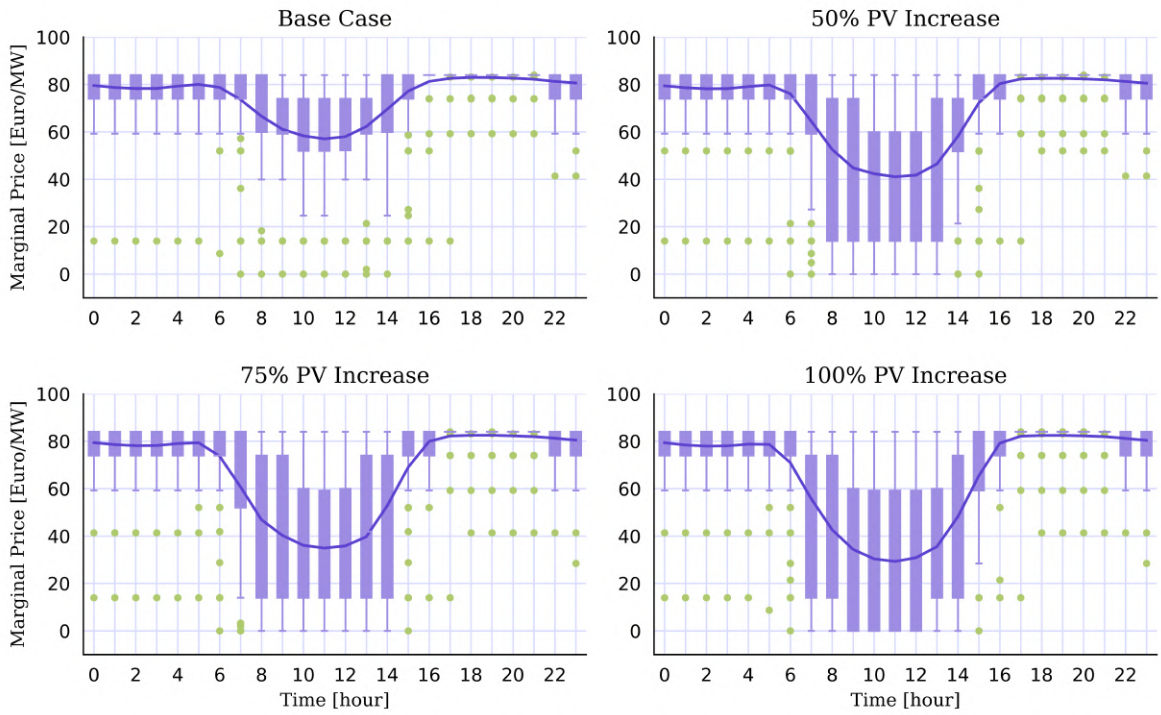
Σχήμα 4.98: Οριακές τιμές: Ηπειρωτική Ελλάδα

### Marginal Price: GR03



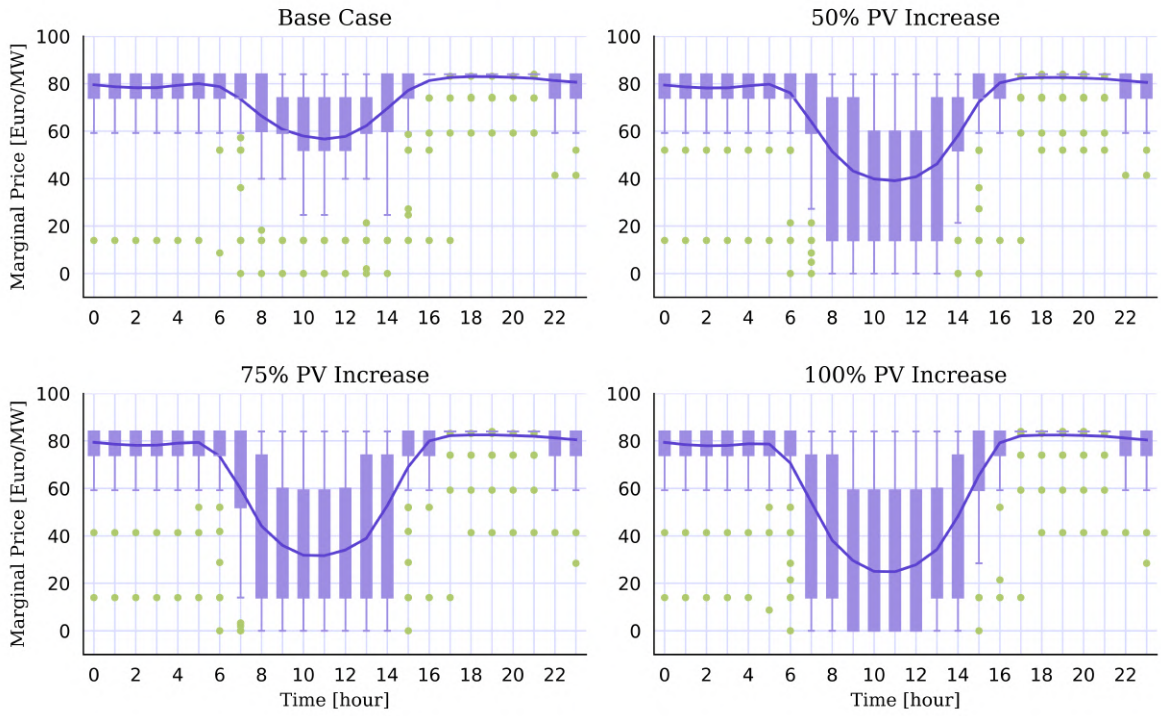
Σχήμα 4.99: Οριακές τιμές: Κρήτη

### Marginal Price: HR00



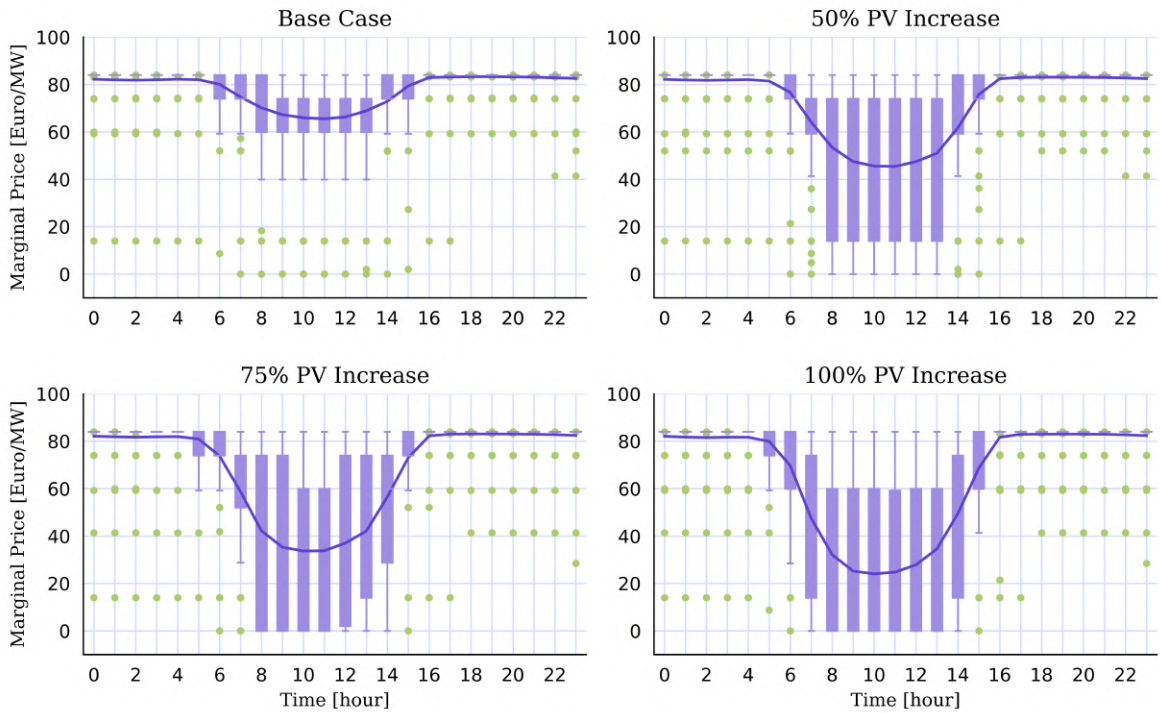
Σχήμα 4.100: Οριακές τιμές: Κροατία

### Marginal Price: HU00



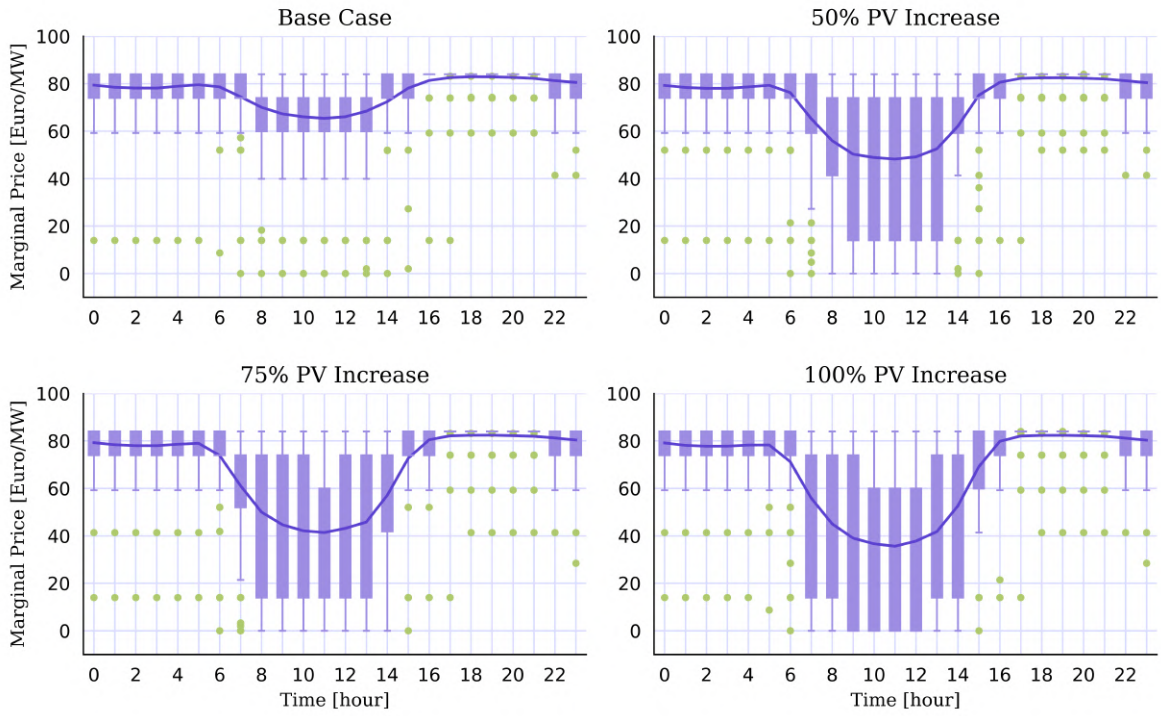
Σχήμα 4.101: Οριακές τιμές: Ουγγαρία

### Marginal Price: MK00



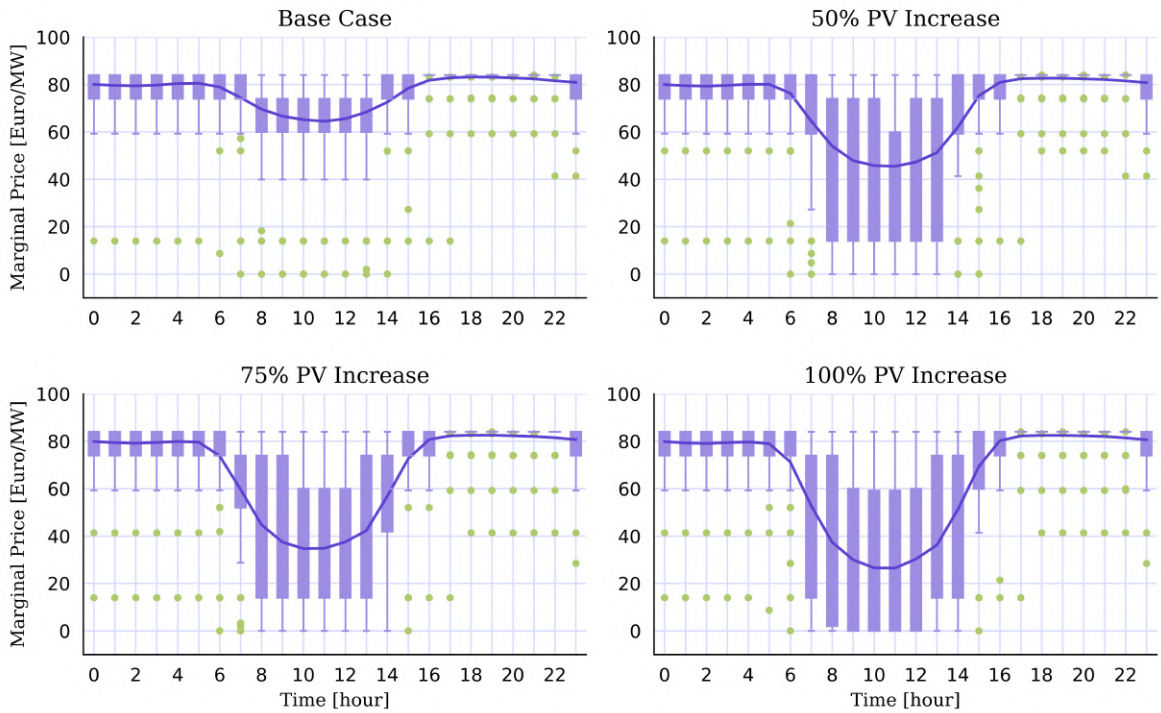
Σχήμα 4.102: Οριακές τιμές: Βόρεια Μακεδονία

### Marginal Price: ME00



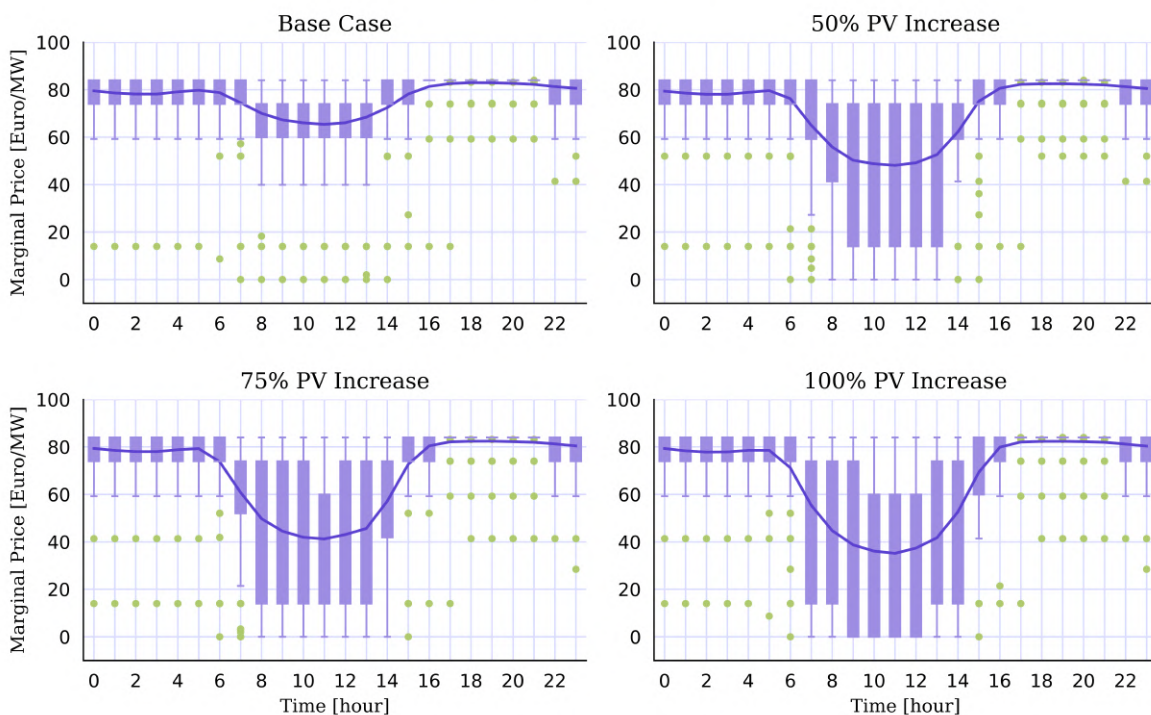
Σχήμα 4.103: Οριακές τιμές: Μαυροβούνιο

### Marginal Price: RO00



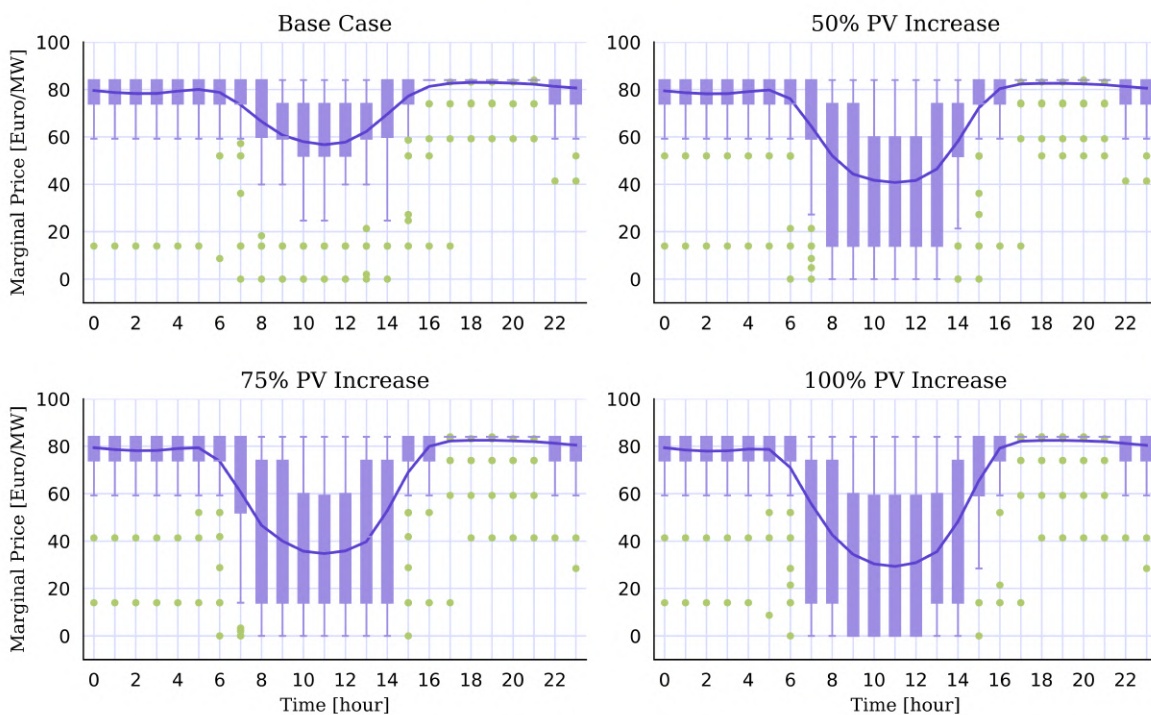
Σχήμα 4.104: Οριακές τιμές: Ρουμανία

### Marginal Price: RS00



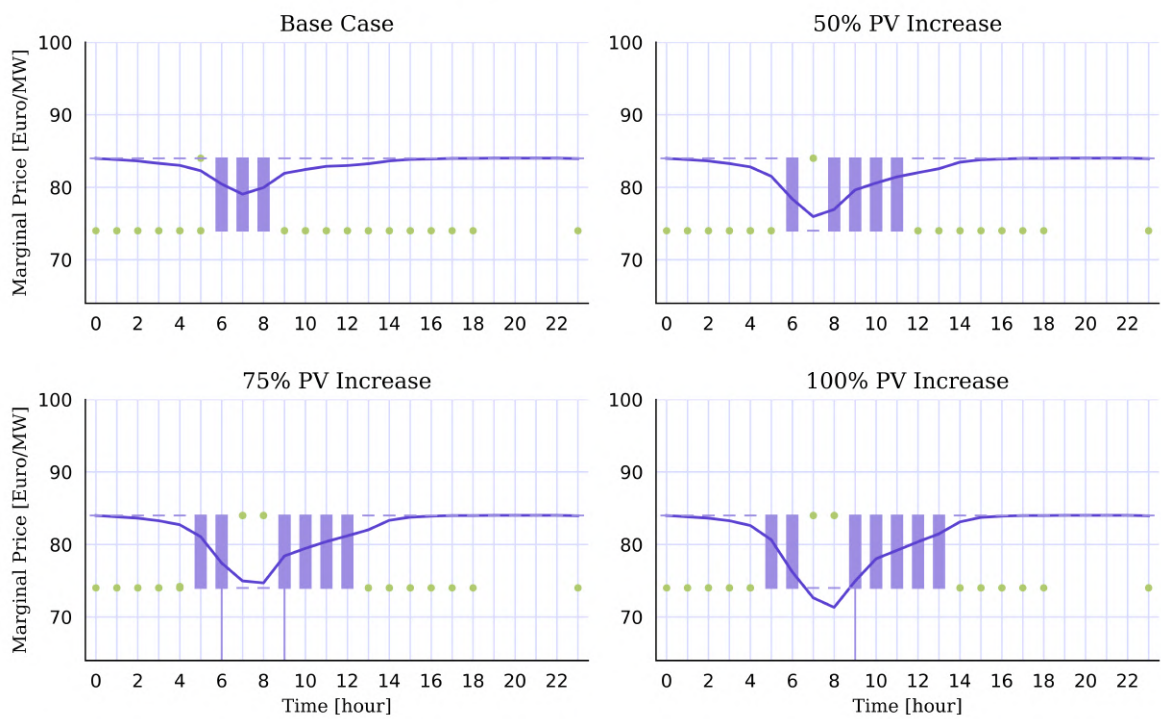
Σχήμα 4.105: Οριακές τιμές: Σερβία

### Marginal Price: SI00



Σχήμα 4.106: Οριακές τιμές: Σλοβενία

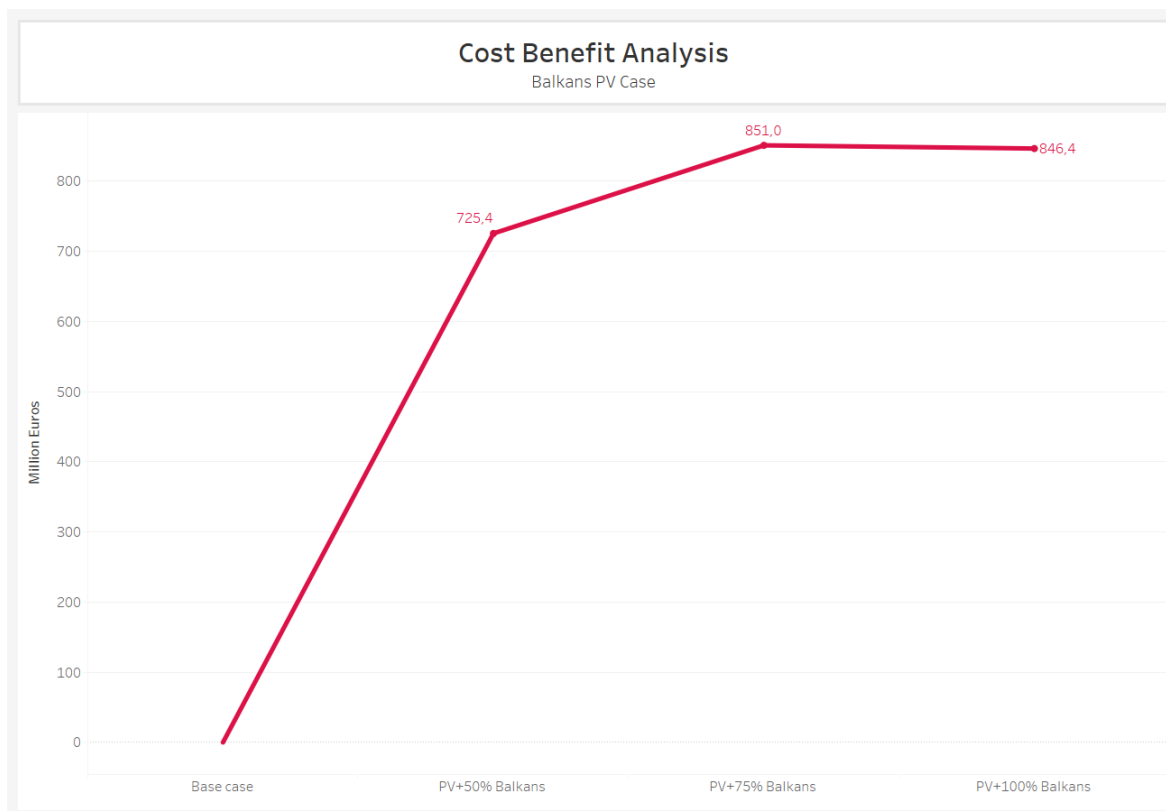
### Marginal Price: TR00



Σχήμα 4.107: Οριακές τιμές: Τουρκία

#### 4.4.6 Ανάλυση κόστους – οφέλους

Ως τελευταίο βήμα της ανάλυσης και με στόχο την πληρότητα των συμπερασμάτων, γίνεται οικονομική αξιολόγηση των σεναρίων μέσω της ανάλυσης κόστους-οφέλους. Σκοπός είναι ο χαρακτηρισμός των σεναρίων ως προς την βιωσιμότητα τους ως επενδυτικές κινήσεις. Το γράφημα 4.108 παρουσιάζει το καθαρό οικονομικό όφελος των σεναρίων.



Σχήμα 4.108: Καθαρό κέρδος σε Εκατ. Ευρώ για τα 3 σεσάρια, όπως προέκυψε από την ανάλυση κόστους-οφέλους.

Το καθαρό όφελος παρουσιάζει μέγιστο, ίσο με 851 εκατ. Ευρώ, στο σεσάριο αύξησης των εγκατεστημένων ΦΒ κατά 75%, όπου το ετήσιο όφελος του συστήματος βρέθηκε ίσο με 3,6 δις Ευρώ και το κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας 2,75 δις Ευρώ. Για τα σεσάρια αύξησης 50% και 75%, υπολογίστηκαν τα αντίστοιχα ετήσια οφέλη του συστήματος 2,56 και 4,52 δις, ενώ 725 και 846 δις είναι το καθαρό όφελος των σεναρίων αυτών. Συνεπώς, και τα τρία σεσάρια θεωρούνται βιώσιμα και μάλιστα με σημαντικά καθαρά οφέλη.

# Κεφάλαιο 5

## Επίλογος

### 5.1 Σύνοψη

Ενόψει της εντατικοποίησης της κλιματικής κρίσης και της επείγουσας παγκόσμιας επιταγής για την επίτευξη μηδενικών καθαρών εκπομπών, προκύπτει η ανάγκη ολοκληρωμένης μελέτης και διαμόρφωσης του μέλλοντος του ηλεκτρικού συστήματος. Με τις αυξανόμενες περιβαλλοντικές ανησυχίες και την ώθηση προς βιώσιμες ενεργειακές λύσεις, η κατανόηση της περίπλοκης δυναμικής του ηλεκτρικού συστήματος γίνεται πρωταρχικής σημασίας. Αυτό απαιτεί στρατηγικό σχεδιασμό για τη βελτιστοποίηση των υποδομών, τη βελτίωση της ανθεκτικότητας και τη διευκόλυνση της μετάβασης προς ένα απανθρακοποιημένο ενεργειακό σύστημα, ικανό να ανταποκριθεί στις προκλήσεις του 21ου αιώνα.

Στην παρούσα εργασία μοντελοποιήθηκε και μελετήθηκε το ευρωπαϊκό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, στην μορφή που προβλέπεται να έχει το έτος 2030. Για την υλοποίηση και την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης στο PyPSA, απαιτήθηκε η κατάστρωση του προβλήματος, η εισαγωγή επιπλέον περιορισμών βελτιστοποίησης και η επεξεργασία των δεδομένων εισόδου. Η εισαγωγή των περιορισμών βελτιστοποίησης αποσκοπεί στην ρεαλιστικότερη προσομοίωση της συμπεριφοράς του συστήματος. Η μελέτη επικεντρώθηκε στην μελέτη σεναρίων αυξημένης διείσδυσης φωτοβολταϊκής παραγωγής σε συνοχή με τους στόχους επέκτασης των εγκαταστάσεων ΑΠΕ στον δρόμο προς την ενεργειακή μετάβαση.

Στο βασικό σενάριο για το 2030 προέκυψαν ενδιαφέροντα αποτελέσματα σχετικά με το μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής, την διείσδυση και τις περικοπές ΑΠΕ και την λειτουργία των διασυνδέσεων. Το ενεργειακό μίγμα πανευρωπαϊκά κυριαρχείται από την αιολική ενέργεια, χερσαία και υπεράκτια, με ποσοστό 30% και ακολουθούν η υδροηλεκτρική (19%) και η ηλιακή ενέργεια (14%). Οι μη καθарές μορφές ενέργειας καταλαμβάνουν λιγότερο από 30% του συνόλου της παραγωγής, 40% του οποίου αντιστοιχεί στην πυρηνική ενέργεια. Την πρώτη θέση για την παραγωγή ενέργειας στην ΝΑ Ευρώπη λαμβάνει η καύση λιγνίτη, σε αντίθεση με την βόρεια, κεντρική και δυτική Ευρώπη όπου την πρώτη θέση λαμβάνει η αιολική ενέργεια. Η συνολική διείσδυση ΑΠΕ αγγίζει το 73% με τις χώρες Αλβανία, Λιθουανία και Δανία να πρωτοστατούν με ποσοστά που ξεπερνούν το 100%. Οι συνολικές περικοπές ΑΠΕ περιορίζονται κάτω του 6% και διατηρούνται σε σχετικά χαμηλές τιμές για τις ευρωπαϊκές χώρες. Στην λειτουργία των διασυνδέσεων παρατηρούνται μεγάλες μεταβολές μεταξύ των μεσημβρινών και των υπόλοιπων ωρών της ημέρας, απόρροια της λειτουργίας των φωτοβολταϊκών μονάδων.



Με το ενδιαφέρον στραμμένο προς το ελληνικό σύστημα μελετήθηκαν 7 σενάρια αυξημένης διείσδυσης φωτοβολταϊκής παραγωγής στην ηπειρωτική Ελλάδα. Με αρχική εγκατεστημένη ισχύ ΦΒ τα 13 GW, μελετήθηκαν οι περιπτώσεις αύξησης: 15 GW, 17 GW, 19 GW, 23 GW, 25 GW και 27 GW. Η τελική αύξηση των ΦΒ κατά 14 GW οδηγεί σε αύξηση του μεριδίου των ΦΒ στο ενεργειακό μίγμα κατά 15 μονάδες (20% στα 13 GW και 35% στα 27 GW). Παράλληλα, μειώνονται οι ανάγκες εισαγωγών της Ελλάδας, αυξάνονται οι εξαγωγές της και αξιοποιούνται αποδοτικότερα οι μπαταρίες της. Η διείσδυση ΑΠΕ αυξάνεται από το 86% στο 104% και οι περικοπές από το 0% στο 8%. Σχετικά με την διασυνδέσεις, η ηπειρωτική Ελλάδα μετατρέπεται σταδιακά από εισαγωγική σε εξαγωγική. Στο τελευταίο σενάριο μάλιστα γίνεται καθαρά εξαγωγική ακόμη και προς την Ιταλία, η οποία χαρακτηρίζεται από μεγάλες εγκαταστάσεις ΑΠΕ και συνεπώς χαμηλές οριακές τιμές. Τις υπόλοιπες ώρες της ημέρας, η λειτουργία των αποθηκευτικών μονάδων συνεισφέρει στην μετατόπιση ισχύος και ακολούθως στην μείωση των αναγκών εισαγωγών. Η μεταβολή του χαρακτήρα της ηπειρωτικής Ελλάδας σε εξαγωγικό είναι απόρροια της αύξησης της ΦΒ παραγωγής και της μείωσης των οριακών τιμών τις μεσημβρινές ώρες. Πιο συγκεκριμένα, οι οριακές τιμές στην ζώνη της ηπειρωτικής Ελλάδας ελαττώνονται σημαντικά φτάνοντας τα 20 ευρώ/MWh. Η ανάλυση κόστους-οφέλους και η σύγκριση των σεναρίων υποδεικνύει το σενάριο των 19 GW ως το πιο κερδοφόρο οδηγώντας σε 80 εκατ. Ευρώ καθαρό όφελος.

Επεκτείνοντας το πεδίο εφαρμογής στην ΝΑ Ευρώπη εξετάστηκαν, και συγκρίθηκαν με το βασικό, 3 συνολικά σενάρια. Τα σενάρια αντιστοιχούσαν σε 50%, 75% και 100% αύξηση των εγκατεστημένων ΦΒ στις χώρες της ΝΑ Ευρώπης. Ο διπλασιασμός των εγκατεστημένων ΦΒ οδήγησε στον διπλασιασμό του μεριδίου των ΦΒ στο μίγμα παραγωγής. Ταυτόχρονα, αξιοποιήθηκαν πλήρως οι δυνατότητες αποθήκευσης των μπαταριών των χωρών υπό εξέταση. Η συνολική διείσδυση ΑΠΕ ανήλθε στο 75% (2 μονάδες αύξηση σε σχέση με το βασικό σενάριο), ενώ η αύξηση των περικοπών περιορίστηκε υπό του 1%. Οι μεγαλύτερες μεταβολές στην διείσδυση ΑΠΕ εντοπίστηκαν στην Ουγγαρία και την Κύπρο όπου η αύξηση ξεπέρασε το 20%. Η Βουλγαρία ήταν η χώρα με την σημαντικότερη μείωση της συμβατικής παραγωγής (15% μείωση). Παρά την αξιοσημείωτη αύξηση των εγκατεστημένων ΦΒ στις χώρες της ΝΑ Ευρώπης, οι περικοπές παραμένουν σε χαμηλά επίπεδα ενώ, από τα αποτελέσματα λειτουργίας των διασυνδέσεων, συνάγεται το συμπέρασμα ότι αυτή η ομάδα χωρών παραμένει εισαγωγική από τις βόρειες χώρες. Από τα παραπάνω, προκύπτει ότι το περιθώριο υποδοχής νέων ΑΠΕ στην ΝΑ Ευρώπη δεν εξαντλείται με τον διπλασιασμό των εγκατεστημένων ΦΒ. Οι οριακές τιμές ακολουθούν την αναμενόμενη μείωση τις μεσημβρινές ώρες. Σύμφωνα με την ανάλυση κόστους-οφέλους, το σενάριο 75% αύξησης των ΦΒ αποδίδει το υψηλότερο καθαρό κέρδος (851 εκατ. Ευρώ).

## 5.2 Μελλοντικές επεκτάσεις

Πέρα από την ενίσχυση των εγκατεστημένων ΦΒ, η πορεία προς ένα απανθρακοποιημένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί ακόμη πολλά βήματα. Το ευρωπαϊκό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, όπως έχει ήδη μοντελοποιηθεί, θα μπορούσε να εξεταστεί και από άλλες πτυχές.

Το πεδίο ενδιαφέροντος μπορεί να διευρυνθεί προς την μελέτη ενίσχυσης των διασυνδέσεων σε συμφωνία με τα εθνικά σχέδια των κρατών. Αρχικά, σε εθνικό επίπεδο, θα μπορούσαν να μελετηθούν οι μελλοντικές διασυνδέσεις με την Αίγυπτο, με την Γερμανία μέσω Αδριατικής, και η διασύνδεση της Κρήτης με την Κύπρο και το Ισραήλ. Στο επίπεδο της γειτονιάς της Ελλάδας, θα μπορούσε να εξεταστεί η επίλυση ενός προβλήματος βέλτιστης ενίσχυσης και επέκτασης των διασυνδέσεων ώστε να προσεγγιστούν λύσεις αποσυμφόρησης και βέλτιστης αξιοποίησης της παραγωγής. Το τελευταίο θα μπορούσε να συνδυαστεί με την μελέτη σεναρίων αύξησης των εγκατεστημένων ΑΠΕ ώστε η επίλυση να υποδεικνύει τον βέλτιστο τρόπο επέκτασης του δικτύου συνδυαστικά με την διείσδυση νέων ΑΠΕ. Σε συμφωνία με το TYNDP, θα μπορούσαν να μελετηθούν οι διασυνδέσεις των χωρών της νότιας Ευρώπης με αυτές της βόρειας Αφρικής, όπως οι διασυνδέσεις Ελλάδας-Κύπρου-Ισραήλ, Ελλάδας-Αιγύπτου, Ιταλίας-Τυνησίας, Ιταλίας-Αλγερίας και Μάλτας-Τυνησίας.

Παράλληλα, θα μπορούσε να διερευνηθεί σε εθνικό ή ευρύτερο επίπεδο ο ανταγωνισμός ενίσχυσης των διασυνδέσεων ή των μονάδων αποθήκευσης υπό συνθήκες υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ.

Τέλος, σε συνδυασμό με την μελέτη των μελλοντικών διασυνοριακών διασυνδέσεων της Ελλάδας θα μπορούσε να εξεταστεί ένα πλήθος σεναρίων αυξημένης διείσδυσης αιολικής ενέργειας από υπεράκτιες μονάδες, δεδομένων των υψηλών δυνατοτήτων που προσφέρει ο ελληνικός χώρος.

# Βιβλιογραφία

- [1] Shivanna, K.R. Climate change and its impact on biodiversity and human welfare. *Proc.Indian Natl. Sci. Acad.* 88, 160-171 (2022). <https://doi.org/10.1007/s43538-022-00073-6>
- [2] Schwartz, S.E.O., Benoit, L., Clayton, S. et al. Climate change anxiety and mental health: Environmental activism as buffer. *Curr Psychol* 42, 16708-16721 (2023). <https://doi.org/10.1007/s12144-022-02735-6>
- [3] Raihan, A. (2023). A review of the global climate change impacts, adaptation strategies, and mitigation options in the socio-economic and environmental sectors. *Journal of Environmental Science and Economics*, 2(3), 36-58. <https://doi.org/10.56556/jescae.v2i3.587>
- [4] Adediran, I. A., Isah, K. O., Ogbonna, A. E., & Badmus, S. K. (2023). A Global Analysis of the Macroeconomic Effects of Climate Change. *Asian Economics Letters*, 4(1). <https://doi.org/10.46557/001c.39732>
- [5] Our World in Data <https://ourworldindata.org/natural-disasters>
- [6] Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, Dec. 10, 1997, 2303 U.N.T.S. 162. <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>
- [7] "PARIS AGREEMENT," Official Journal of the European Union, 2016.
- [8] IEA (2021), Net Zero by 2050, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>, Licence: CC BY 4.0
- [9] IEA (2023), Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>, Licence: CC BY 4.0
- [10] A. Kättlitz, M. C. Cavarretta, N. Buyuk, O. Lebois and P. Boersma, "TYNDP 2022: Draft Scenario Report," ENTSOE, ENTSO-E, Brussels, 2021. <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>
- [11] European Parliament, "European Parliament resolution of 15 January 2020 on the European Green Deal," European Parliament, Strasbourg, 2020.
- [12] European Commission, Directorate-General for Energy, Clean energy for all Europeans, Publications Office, 2019, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/9937>
- [13] Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (2019), [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-01/el\\_final\\_necp\\_main\\_el\\_0.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-01/el_final_necp_main_el_0.pdf)
- [14] Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050 (2020), [https://ec.europa.eu/clima/sites/lts/lts\\_gr\\_el.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/lts/lts_gr_el.pdf)
- [15] Επικαιροποιημένο Μασερ Πλάν Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης των λιγνιτικών περιοχών (2020) , <http://www.opengov.gr/minenv/wp-content/>

- plugins/download-monitor/download.php?id=312
- [16] IEA (2024), *Renewables 2023*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>, Licence: CC BY 4.0
- [17] Sharma, Hemant & Singh, Jasvir. (2013). Run off River Plant: Status and Prospects. *International Journal of Innovative Technology and Exploring Engineering*. 3. 2278-3075.
- [18] <https://www.energy.gov/eere/water/types-hydropower-plants>
- [19] Hrissanthou, Vlassios & Markou, Ioannis. (2024). Υδροενεργειακά Έργα - Ταμειυτήρες - Φράγματα. 10.57713/kallipos-373.
- [20] Wikipedia, [https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%A5%CE%B4%CF%81%CE%BF%CE%B7%CE%BB%CE%B5%CE%BA%CF%84%CF%81%CE%B9%CE%BA%CE%AE\\_%CE%B5%CE%BD%CE%AD%CF%81%CE%B3%CE%B5%CE%B9%CE%B1](https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%A5%CE%B4%CF%81%CE%BF%CE%B7%CE%BB%CE%B5%CE%BA%CF%84%CF%81%CE%B9%CE%BA%CE%AE_%CE%B5%CE%BD%CE%AD%CF%81%CE%B3%CE%B5%CE%B9%CE%B1)
- [21] <https://www.energy.gov/eere/water/pumped-storage-hydropower>
- [22] Paul Breeze, Chapter 4 - Large-Scale Batteries, Editor(s): Paul Breeze, *Power System Energy Storage Technologies*, Academic Press, 2018, Pages 33-45, ISBN 9780128129029, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812902-9.00004-3>.
- [23] <https://ul.org/research/electrochemical-safety/getting-started-electrochemical-safety/what-are-lithium-ion>
- [24] Nikolaidis, Pavlos & Poullikkas, Andreas. (2017). *Journal of Power Technologies* 97 (3) (2017) 220-245 A comparative review of electrical energy storage systems for better sustainability.
- [25] C. Wu, X. -P. Zhang and M. J. H. Sterling, "Global Electricity Interconnection With 100% Renewable Energy Generation," in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 113169-113186, 2021, doi:10.1109/ACCESS.2021.3104167.
- [26] S. Nies; *At the Speed of Light? Electricity Interconnections for Europe OGEL 4* (2009), [www.ogel.org/article.asp?key=2961](http://www.ogel.org/article.asp?key=2961)
- [27] Η Επιτροπή καθορίζει δράσεις για την επιτάχυνση της ανάπτυξης δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/el/ip\\_23\\_6044](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/el/ip_23_6044)
- [28] TYNDP 2024 Project Sheets <https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map>
- [29] Watson, N.R.; Watson, J.D. An Overview of HVDC Technology. *Energies* 2020, 13, 4342. <https://doi.org/10.3390/en13174342>
- [30] Stan, A.; Costinaş, S.; Ion, G. Overview and Assessment of HVDC Current Applications and Future Trends. *Energies* 2022, 15, 1193. <https://doi.org/10.3390/en15031193>
- [31] Nojavan, Sayyad & Zare, Kazem. (2020). Electricity Markets New Players and Pricing Uncertainties: New Players and Pricing Uncertainties. 10.1007/978-3-030-36979-8.
- [32] <https://fose.energy/target-model/>
- [33] PAE, Εννεργειακή Χρηματοπιστωτική Αγορά <https://www.rae.gr/ilektrismos/xondremporiki-agora-diasynd-systima/energeiaki-xrimatopistotiki-agora/>
- [34] *Integrating Renewables in Electricity Markets: Operational Problems.* / Morales González, Juan Miguel; Conejo, Antonio J.; Madsen, Henrik et al. Springer, 2014. 429 p. (International Series in Operations Research and Management Science, Vol. 205).

- [35] Schittekatte, Tim and Reif, Valerie and Meeus, Leonardo, The EU Electricity Network Codes (2020ed.) (June 15, 2020). <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3692987>
- [36] Robin, Stéphane & Jullien, Céline & Staropoli, Carine. (2006). Coordinating cross-border congestion management through auctions: An experimental approach to European solutions. *Energy Economics*. 34. 10.2139/ssrn.1943416.
- [37] [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/cacm/implementation/sdac/](https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/)
- [38] <https://www.enxgroup.gr/el/web/guest/eu-market-integration>
- [39] <https://www.enxgroup.gr/el/pcr>
- [40] T. Brown, J. Hörsch, D. Schlachtberger, PyPSA: Python for Power System Analysis, 2018, *Journal of Open Research Software*, 6(1), arXiv:1707.09913, DOI:10.5334/jors.188
- [41] <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/balancing-services>
- [42] ENTSO-E, DATA COLLECTION GUIDELINES for MARKET DATA for ERAA 2021
- [43] European Resource Adequacy Assessment <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>
- [44] J. D. Hunter, "Matplotlib: A 2D Graphics Environment", *Computing in Science & Engineering*, vol. 9, no. 3, pp. 90-95, 2007. <https://doi.org/10.5281/zenodo.592536>
- [45] Monika Morawiecka, Oleh Savytskyi, Revitalising EU-Ukraine cross-border infrastructure for a secure, clean energy future (2022)
- [46] Hellenic Republic, Ministry of Environment and Energy, NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN, PRELIMINARY DRAFT REVISED VERSION, OCTOBER 2023

# Παράρτημα Α΄

## Θηκόγραμμα (Boxplot)

Το boxplot είναι ένα διάγραμμα γραφικής απεικόνισης επτά αριθμητικών δεδομένων μιας σειράς παρατηρήσεων, της διαμέσου των δειγμάτων, του πρώτου και τρίτου τεταρτημρίου, του εύρους, του ελαχίστου, του μεγίστου, και των ακραίων τιμών:

- Διάμεσος: η διάμεσος των δεδομένων, η οποία τα χωρίζει στο άνω και κάτω μισό
- Πρώτο τεταρτημόριο (Q1): η διάμεσος του κάτω μισού των δεδομένων
- Τρίτο τεταρτημόριο (Q3): η διάμεσος του άνω μισού των δεδομένων
- Εύρος μεταξύ πρώτου και τρίτου τεταρτημρίου - Interquartile range (IQR): η απόσταση ανάμεσα στο πρώτο και το τρίτο τεταρτημόριο, περιλαμβάνει το 50% των δειγμάτων
- Ελάχιστο (Minimum) : Η ελάχιστη τιμή του δείγματος, η οποία είναι μεγαλύτερη της τιμής

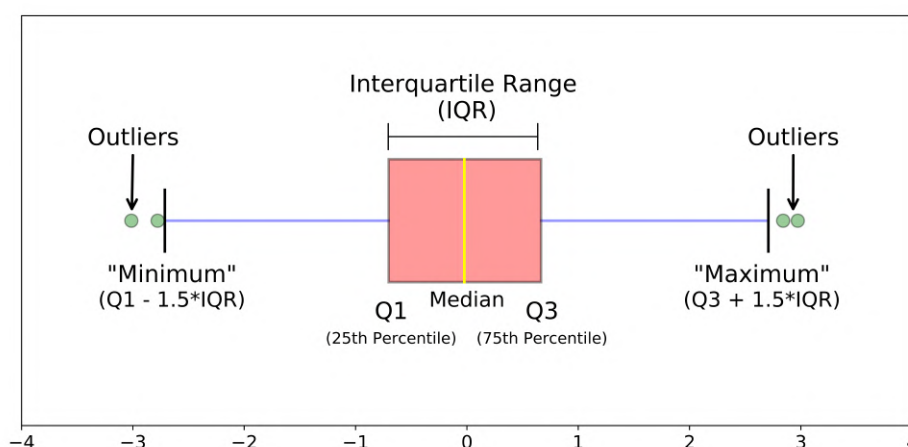
$$Q_1 - 1.5IQR$$

- Μέγιστο (Maximum) : Η μέγιστη τιμή του δείγματος, η οποία είναι μικρότερη της τιμής

$$Q_3 + 1.5IQR$$

- Ακραίες τιμές (Outliers) : Τα δείγματα που βρίσκονται εκτός των ορίων Ελάχιστο και Μέγιστο

Τα παραπάνω συνοψίζονται στην εικόνα Α΄.1.



Σχήμα Α΄.1: Περιγραφή στοιχείων θηκογράμματος