



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

Ανάπτυξη μοντέλου προσομοίωσης της σύζευξης αγορών ενέργειας της Ευρώπης

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

Βασίλειου Νεκτάριου Π. Παπαζαχαρίου

Επιβλέπων : **Αντώνιος Παπαβασιλείου**
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Ιούνιος 2025



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

Ανάπτυξη μοντέλου προσομοίωσης της σύζευξης αγορών ενέργειας της Ευρώπης

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

Βασίλειου Νεκτάριου Π. Παπαζαχαρίου

Επιβλέπων : Αντώνιος Παπαβασιλείου
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 15/06/2025

(Υπογραφή)

(Υπογραφή)

(Υπογραφή)

.....
Αντώνιος Παπαβασιλείου
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....
Πάυλος Γεωργιλακής
Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....
Άρης-Ευάγγελος Δημέας
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Ιούνιος 2025

Copyright © Βασίλειος Νεκτάριος Παπαζαχαρίου, 2025.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

(Υπογραφή)

.....

Βασίλειος Νεκτάριος Παπαζαχαρίου

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

15 Ιουνίου 2025

Ευχαριστίες

Πρώτα από όλα θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Επίκουρο Καθηγητή Παπαβασιλείου Αντώνη, που μου έδωσε την ευκαιρία εκπόνησης της διπλωματικής αυτής, καθώς και για τη βοήθεια του στην αναζήτηση των επόμενων βημάτων μου. Επίσης ευχαριστώ θερμά την Ζαμπάρα Μαριλένα, για την πολύτιμη καθοδήγηση της και την αμέριστη συμπαράσταση κατά τη διεξαγωγή της συγκεκριμένης διπλωματικής εργασίας.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω και να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου στην οικογένεια μου, την Άννα, την Μαρία, τον Πέτρο και την Άννα, την σύντροφο μου, για την ανιδιοτελή βοήθεια και την αδιάλειπτη στήριξη που μου παρέχουν.

Τέλος θέλω να αφιερώσω αυτή την εργασία στη μνήμη του παππού μου Βασίλη και της γιαγιάς μου Μελπομένης που υπήρξαν πηγή έμπνευσης και δύναμης για μένα.

Περίληψη

Η παρούσα διπλωματική εργασία διερευνά την ανάπτυξη ενός μοντέλου προσομοίωσης για τη σύζευξη των αγορών ενέργειας στην Ευρώπη. Δημιουργήθηκε μια πλήρης βάση δεδομένων του ηλεκτρικού συστήματος για τις 13 χώρες που ανήκουν στην περιοχή “Core” της Ευρώπης για το έτος 2023. Αναπτύχθηκε ένα μοντέλο προσομοίωσης της αγοράς επόμενης ημέρας, το οποίο λύνει ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης με αντικειμενική συνάρτηση την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους του συστήματος. Διενεργήθηκαν προσομοιώσεις για οκτώ τυπικές ημέρες και εξετάστηκαν διαφορετικές περιπτώσεις αποτύπωσης των περιορισμών του δικτύου μεταφοράς, καθώς και περιπτώσεις χαλάρωσης των δυαδικών μεταβλητών του μοντέλου. Τα αποτελέσματα συγκρίθηκαν τόσο μεταξύ των διαφορετικών περιπτώσεων όσο και με πραγματικά δεδομένα τιμών αγοράς, προκειμένου να αξιολογηθεί η ακρίβεια και η αξιοπιστία του μοντέλου. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι η σύζευξη αγορών οδηγεί σε μείωση του συνολικού κόστους και σε αποτελεσματικότερη αξιοποίηση των ευρωπαϊκών διασυνδέσεων καθώς και πως η χαλάρωση των δυικών μεταβλητών δεν επηρεάζει σε σημαντικό βαθμό τα αποτελέσματα του μοντέλου.

Λέξεις κλειδιά: σύζευξη ευρωπαϊκών αγορών, αγορά επόμενης ημέρας, περιορισμοί δικτύου, περιοχή Core, τιμή ηλεκτρικής ενέργειας,

Abstract

This thesis focuses on the development of a simulation model for the coupling of energy markets in Europe. As part of the work, a database was constructed for the Core region of Europe, intended to serve as input to the model. The model solves an optimization problem with the objective of minimizing the total system cost. Simulations were conducted for eight representative days, and various cases were examined regarding both the transmission network constraints and the relaxation of binary variables. The results were compared across the different cases as well as against actual market price data, in order to assess the model's accuracy. Findings indicate that market coupling leads to a reduction in total system cost and a more effective utilization of European interconnections, while the relaxation of binary variables does not significantly affect the aspects of the model's solution.

KewWords: European market coupling, day-ahead market, network constraints, electricity price, Core region

Κεφάλαιο 1. Εισαγωγή	12
1.1 Ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας	12
1.1.1 Αγορά Επόμενης Ημέρας (Day- Ahead Αγορά)	12
1.1.2 Ενδοημερήσιες Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας	14
1.1.3 Αγορές Εξισορρόπησης	14
1.2 Σύζευξη αγορών (Market Coupling)	14
1.3 Ζώνες Τιμολόγησης (Bidding Zones)	15
1.3.1 Το Παράδειγμα της Ιταλίας	15
1.3.2 Το παράδειγμα της Γερμανίας	15
1.3.3 Διαμόρφωση των Ζωνών Προσφοράς	15
1.4 Δομή της Παρούσας Εργασίας	16
Κεφάλαιο 2: Μαθηματική Μοντελοποίηση της Αγοράς Ενέργειας	18
2.1 Μοντέλα Βελτιστοποίησης στην Αγορά Ενέργειας	18
2.2. Στοιχεία του Μοντέλου	21
2.2.1 Σύνολα	21
2.2.2 Παράμετροι	23
2.2.3 Μεταβλητές	24
2.3 Αντικειμενική Συνάρτηση	25
2.4 Περιορισμοί Μοντέλου	26
2.4.1 Περιορισμοί Παραγωγής	26
2.4.2 Τεχνικοί Περιορισμοί Μονάδων	27
2.5 Μοντελοποίηση Δικτύου	31
2.5.1 PTDF	31
2.5.2 Net Transfer Capacity - NTC	32
2.5.3 Copper Plate	33
2.5.4 Isolated	33
2.6 Χαλάρωση Δυναδικών Μεταβλητών	33
2.7 Εύρεση τιμής - Ακέραια Τιμολόγηση	34
Κεφάλαιο 3. Βάση δεδομένων.	36
3.1 Βάση δεδομένων και Σύγκριση Διαφορετικών Πηγών	36

3.2 Δεδομένα Συστήματος	38
3.2.1 Κόμβοι	38
3.2.2 Δίκτυο	38
3.2.3 Θερμικές Μονάδες Παραγωγής	39
3.2.4 Ανανεώσιμες Μονάδες Παραγωγής	40
3.2.5 Φορτία Ζήτησης	41
3.2.6 Τιμές ανά Καύσιμο	41
3.2.7 Πραγματικές Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας	42
3.2.8 Προγραμματισμένες Διακοπές Λειτουργίας	42
3.2.9 Καμπύλες Θερμικής Απόδοσης Καυσίμου	42
3.2.10 PTDF Δίκτυο	42

Κεφάλαιο 4 Περιγραφή Μελέτης Περίπτωσης **44**

4.1 Υποθέσεις και Παραμετροποίηση	44
4.1.1 Επιλογή Τυπικών Μερών	44
4.1.2 Γεωγραφική Κάλυψη του Μοντέλου	45
4.1.3 Άλλες Παράμετροι	45
4.1.4 Περιορισμοί δικτύου	45
4.1.5 Περιορισμοί Δέσμευσης Μονάδων	45
4.1.6 Χρονικός Ορίζοντας της Μελέτης	46
4.1.7 Σύνοψη των περιπτώσεων μελέτης	46
4.2 Παραδοχές/ Ενδεχόμενα σφάλματα	47
4.2.1 Πυρηνικές Μονάδες στην Γερμανία	47
4.2.2 Ουκρανία και Τιμή Φυσικού Αέριου	47
4.2.3 Ίδιο Κόστος Καυσίμου	48
4.2.4 Ανοικτές Μονάδες κατά την Εκκίνηση	48
4.2.5 Υποθέσεις Οριακού Κόστους και Τέλειου Ανταγωνισμού	49
4.2.6 Ωριαίες Χρονοσειρές Παραγωγής Ενέργειας από Υδροηλεκτρικές μονάδες	49
4.2.7 Απουσία Αρνητικών Τιμών Ρεύματος	49

Κεφάλαιο 5. Αξιολόγηση και Συγκριτική Ανάλυση Αποτελεσμάτων Μοντελοποίησης **51**

5.1 Σύγκριση Συνολικών Αποτελεσμάτων	51
--------------------------------------	----

5.1.1 Σύγκριση Συνολικού Κόστους Συστήματος	51
5.1.2 Επίδραση των περιορισμών του δικτύου	53
5.1.3 Σύγκριση ΑΠΕ 2023 - ΑΠΕ 2017: Επίδραση στις Επιδόσεις και το Κόστος	54
5.1.4 Σύγκριση εποχών Καλοκαίρι - Χειμώνας: Επιδράσεις των ΑΠΕ στο Κόστος Συστήματος	54
5.1.5 Επίδραση της Χαλάρωσης Δυναδικών Μεταβλητών	55
5.2 Ανάλυση Τιμών Ηλεκτρικής Ενέργειας	57
5.3 Ανάλυση Επιδόσεων Ανά Χώρα: Γερμανία	58
5.3.1 Αντίκτυποι Απομόνωσης από το Σύστημα	58
5.3.2 Επίδραση Περιορισμών NTC και Περίπτωση Copper Plate	60
5.3.3 Επίδραση Περιορισμών μέσω PTDF	62
5.3.4 Ανάλυση της Επίδρασης της Χαλάρωσης στις Δυναδικές Μεταβλητές	64
5.4 Ανάλυση Επιδόσεων Ανά Χώρα: Γαλλία	67
5.4.1 Αντίκτυποι Απομόνωσης από το Σύστημα	67
5.4.2 Επίδραση Περιορισμών NTC και Περίπτωση Copper plate	69
5.4.3 Επίδραση Περιορισμών PTDF	71
5.4.4 Ανάλυση της Επίδρασης της Χαλάρωσης των Δυναδικών Μεταβλητών	73
5.5 Ανάλυση Επιδόσεων Ανά Χώρα: Ρουμανία	76
5.5.1 Αντίκτυποι Απομόνωσης από το Σύστημα	77
5.5.2 Επίδραση Περιορισμών NTC και Περίπτωση Copper Plate	79
5.5.3 Επίδραση Περιορισμών μέσω PTDF	81
5.5.4 Ανάλυση της Επίδρασης της Χαλάρωσης στις Δυναδικές Μεταβλητές	83
5.6 Ανάλυση Περαιτέρω Εκροών του Μοντέλου	86
5.6.1 Ακρίβεια Εκτιμήσεων Τιμής Ηλεκτρικής Ενέργειας	86
5.6.2 Ανάλυση Αποκομμένου Φορτίου (Shedding Load)	88
5.6.3 Ανάλυση Ροών Ισχύος	90
Κεφάλαιο 6 Συνολικές Παρατηρήσεις και Συμπεράσματα	92
6.1 Ο Ρόλος των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας	92
6.2 Πιστότητα Αναπαράστασης Δικτύου	92
6.3 Προτάσεις για Βελτίωση Δικτυακών Υποδομών	92
6.4 Οφέλη από τη Διασύνδεση των Αγορών (Market Coupling)	93
6.5 Επίδραση της Χαλάρωσης των Δυναδικών Μεταβλητών	93

Κεφάλαιο 1. Εισαγωγή

1.1 Ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

Η χρήση ηλεκτρικής ενέργειας τείνει να κλίνεται εντονότερη τις τελευταίες δεκαετίες. Χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι η ενεργειακή πολιτική που ασκείται με κατεύθυνση την ηλεκτροκίνηση και την απανθρακοποίηση. Παράλληλα, είναι γεγονός πως η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εξελίσσεται και στρέφεται σε μεγάλο βαθμό προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Ταυτόχρονα παρατηρείται τάση για ενοποίηση των διαφορετικών εθνικών αγορών ενέργειας στην Ευρώπη. Στα πλαίσια αυτής της ενοποίησης έχει αναπτυχθεί ένα ενιαίο μοντέλο αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, το Target Model [1]. Στόχος του είναι να επιτραπεί η ελεύθερη ροή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη και να ολοκληρωθεί η εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (internal energy market IEM). Μεταξύ άλλων βασικά στοιχεία της εσωτερικής αγοράς ενέργειας αποτελούν η σύζευξη των αγορών (Market Coupling) και η ζωνική τιμολόγηση [1].

Δομικά, η αγορά της ευρωπαϊκής ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει διάφορους τύπους και μηχανισμούς. Κάθε μηχανισμός εξυπηρετεί διαφορετικές ανάγκες και αφορά διαφορετικούς χρονικούς ορίζοντες, τόσο μακροπρόθεσμους όσο και βραχυπρόθεσμους. Οι μακροπρόθεσμες αγορές (Forward/Futures Markets) αφορούν συμβόλαια για μελλοντικές χρονικές περιόδους, σχετικά με την αγοροπωλησία ηλεκτρικής ενέργειας για μεγάλο χρονικό διάστημα, ακόμη και για το βάθος ενός έτους. Σε γενικές γραμμές, αυτές οι αγορές μπορούν να προστατεύσουν από πιθανή μεγάλη μεταβλητότητα στην τιμή, αποφεύγοντας πιθανούς κινδύνους. Συνήθως σε αυτές τις αγορές συμμετέχουν μεγάλες βιομηχανίες ή και χρηματοπιστωτικά ιδρύματα [3].

Οι βραχυπρόθεσμες αγορές αφορούν την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας την ίδια ή την επόμενη ημέρα από την οποία αυτή διαπραγματεύεται. Τέτοιου είδους αγορές είναι η αγορά επόμενης ημέρας (Day-Ahead Market), η ενδοημερήσια αγορά (Intraday Markets), καθώς και οι αγορές εξισορρόπησης (Balancing Markets) [3]. Η αγορά επόμενης ημέρας αποτελεί τον πυρήνα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, θα παρουσιαστεί με μεγαλύτερη λεπτομέρεια στην συνέχεια. Η ενδοημερήσια αγορά και οι αγορές εξισορρόπησης συμπληρώνουν την Day-Ahead αγορά, καθώς δίνουν τη δυνατότητα να διαχειριστούν προκλήσεις που συνδέονται με αυτήν, όπως για παράδειγμα την ανισορροπία που μπορεί να προκληθεί στην αγορά λόγω λανθασμένης πρόβλεψης της παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών.

1.1.1 Αγορά Επόμενης Ημέρας (Day-Ahead Αγορά)

Η Day-Ahead αγορά, στο πλαίσιο της Ευρώπης, αποτελεί τον σημαντικότερο παράγοντα στη βραχυπρόθεσμη διαμόρφωση της τιμής. Είναι στην πραγματικότητα μια αγορά δημοπρασίας. Η αγορά αφορά κάθε ώρα της επόμενης ημέρας. Όσοι συμμετέχουν καταθέτουν προσφορές τόσο για να προσφέρουν όσο και για να ζητήσουν ηλεκτρική ενέργεια. Οι συγκεκριμένες προσφορές αφορούν την παραγωγή ενέργειας τόσο από θερμικές όσο και από ανανεώσιμες πηγές, και την κατανάλωση από τους παρόχους ενέργειας ή και μεγάλες βιομηχανίες. Στη συνέχεια, ο αλγόριθμος EUPHEMIA, ο οποίος αποτελεί και τον αλγόριθμο εκκαθάρισης της αγοράς στην Ευρώπη, καθορίζει

την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας, εξετάζοντας πάντα την προσφορά και τη ζήτηση. Η τιμή στην Day-Ahead αγορά καθορίζεται από την αρχή της αναλογικότητας της τελευταίας μονάδας (marginal pricing) [4].

Η τιμή στην Day-Ahead αγορά καθορίζεται από την αρχή της αναλογικότητας της τελευταίας μονάδας (marginal pricing). Αυτό σημαίνει ότι η τιμή που καταβάλλεται για την ηλεκτρική ενέργεια για μια συγκεκριμένη ώρα καθορίζεται όχι από τον μέσο όρο, αλλά από την ακριβότερη μονάδα παραγωγής που χρειάζεται για να ικανοποιηθεί η ζήτηση. Με αυτόν τον τρόπο ενθαρρύνονται οι παραγωγοί να καταθέτουν προσφορές που αντανakλούν το πραγματικό κόστος παραγωγής τους. Ενισχύεται δηλαδή συνολικά η διαφάνεια, πραγματοποιείται καλύτερη κατανομή πόρων και, σε γενικές γραμμές, λειτουργεί πιο αποδοτικά η αγορά. Είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι, δεδομένου του μικρότερου ή και μηδενικού οριακού κόστους των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όταν είναι διαθέσιμες εξυπηρετούν πρώτες την αγορά. Μειώνεται δηλαδή η τιμή στην αγορά [1].

Για παράδειγμα, εάν μια αγορά έχει 3 είδη σταθμών παραγωγής —ανανεώσιμους, φυσικού αερίου και πετρελαίου — με αντίστοιχα κόστη παραγωγής 0, 50 €/MWh και 100 €/MWh, τότε σύμφωνα με τη λογική του marginal pricing, οριακή τιμή της αγοράς θα προκύψει από την τελευταία μονάδα που χρησιμοποιήθηκε για να καλυφθεί η ζήτηση. Έτσι, αν η ζήτηση καλυφθεί τελείως από τις ανανεώσιμες πηγές και από το φυσικό αέριο, τότε το οριακό κόστος θα είναι αυτό του φυσικού αερίου, εν προκειμένω 50 €/MWh. Αντίθετα, αν για να καλυφθεί η ζήτηση χρειαστούν και οι μονάδες παραγωγής που χρησιμοποιούν πετρέλαιο, τότε το οριακό κόστος θα είναι 100 €/MWh. Όλοι οι παραγωγοί οι οποίοι συμμετείχαν στην ικανοποίηση της ζήτησης πληρώνονται με αυτήν την τιμή. Έτσι, οι οικονομικότερες μονάδες πληρώνονται με υψηλότερη τιμή, αποκτώντας μεγαλύτερα περιθώρια κέρδους.

Η εφαρμογή της Day-Ahead αγοράς μπορεί να συνδεθεί και με συγκεκριμένες προκλήσεις. Βασική πρόκληση είναι η αβεβαιότητα στην πρόβλεψη των καιρικών συνθηκών. Αυτή η αβεβαιότητα, συνεπώς, καταλήγει να επηρεάζει την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές. Ταυτόχρονα, μπορεί να υπάρξει μεταβλητότητα και στην κατανάλωση, οι οποίες, χωρίς την προηγούμενη πρόβλεψη, είναι ικανές να οδηγήσουν σε ανισορροπίες στην αγορά. Ανισορροπίες οι οποίες, για να διαχειριστούν, θα χρειαστούν οι μηχανισμοί των Day-Ahead αγορών αλλά και των αγορών εξισορρόπησης [3].

Είναι γεγονός πως η Day-Ahead αγορά αποτελεί έναν από τους βασικούς μηχανισμούς για την οργάνωση και τη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη. Μέσω της λειτουργίας αυτής διασφαλίζεται μια πιο αποδοτική κατανομή πόρων, προωθείται η παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, μειώνεται η τιμή της ενέργειας και ενισχύεται η διαφάνεια στις αγορές. Παρά τις προκλήσεις που παρουσιάζει, αποτελεί το θεμέλιο για τη συνεχιζόμενη ενοποίηση των ευρωπαϊκών αγορών ενέργειας και τη μετάβαση σε ένα πιο αποδοτικό και βιώσιμο ενεργειακό σύστημα.

1.1.2 Ενδοημερήσιες Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η ενδοημερήσια αγορά δίνουν το περιθώριο σε όσους συμμετέχουν να βελτιώσουν τη θέση τους στη διάρκεια της ίδιας της ημέρας. Μπορούν δηλαδή να ανταποκριθούν σε αλλαγές τόσο στην προσφορά όσο και στη ζήτηση. Λειτουργούν ουσιαστικά μέσω συνεχών δημοπρασιών. Επιπροσθέτως, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μπορούν να παρουσιάσουν μεγάλη μεταβλητότητα/αστάθεια εξαιτίας των καιρικών συνθηκών. Επομένως, είναι αγορές οι οποίες έχουν καθοριστικό ρόλο, ιδίως δεδομένου ότι ολόένα και μεγαλύτερο μέρος της συνολικής παραγωγής προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας [3].

1.1.3 Αγορές Εξισορρόπησης

Παράλληλα, χρησιμοποιούνται και οι αγορές εξισορρόπησης από τους διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς, ώστε να εξισορροπηθούν αποκλίσεις μεταξύ των αναμενόμενων και των πραγματικών ποσοτήτων παραγωγής και ζήτησης. Μπορούν να παρέμβουν στην παραγωγή ή ακόμα και να καταναλώσουν εφεδρική ενέργεια. Με αυτόν τον τρόπο εξασφαλίζεται σταθερότητα στο ηλεκτρικό δίκτυο. Προστατεύεται δηλαδή από πιθανές υπερφορτώσεις και από ανισορροπίες, οι οποίες θα μπορούσαν να επηρεάσουν αρνητικά το δίκτυο [3].

1.2 Σύζευξη αγορών (Market Coupling)

Η σύζευξη των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, αποτελεί θεμελιώδη παράγοντα, στα πλαίσια ενοποίησης των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας. Στόχος της είναι να πραγματοποιείται καλύτερη κατανομή της ενέργειας μεταξύ των διασυνδεδεμένων ζωνών, ώστε να επιτευχθεί καλύτερη οικονομική αποδοτικότητα. Δηλαδή η ενέργεια να μεταφέρεται στη ζώνη όπου είναι οικονομικά συμφέρουσα.

Η σύζευξη των αγορών, οδηγεί σε μείωση των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας, αφού η ενέργεια, μπορεί να ρέει από ζώνες όπου πετυχαίνουν φθηνότερη παραγωγή, σε ζώνες με ακριβότερη παραγωγή. Ενισχύεται δηλαδή η σταθερότητα και η αποδοτικότητα του συστήματος, αφού ακόμα και αν η παραγωγή μιας ζώνης δεν είναι ικανή να ανταποκριθείς στην ζήτηση της, μπορεί να αξιοποιήσει ενέργεια που παράχθηκε σε άλλη ζώνη. Παράλληλα η σύζευξη αγοράς προωθεί την ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο σύστημα, αφού προσφέρει μεγαλύτερη διασυνδεσιμότητα.

Από την άλλη η σύζευξη των αγορών συνδέεται με ορισμένες προκλήσεις. Οι ζώνες που συμμετέχουν σε αυτήν, έχουν διαφορετικά ρυθμιστικά και φορολογικά πλαίσια, γεγονός που δυσκολεύει την ιδανική ενοποίηση. Ταυτόχρονα το δίκτυο μεταφοράς, πρακτικά δεν είναι ικανό να διαχειριστεί ροές ενέργειας χωρίς περιορισμούς. Οι συμφορήσεις, μπορούν να περιορίσουν την μεταφορά ενέργειας, επομένως να περιοριστούν και τα πλεονεκτήματα του market coupling.

1.3 Ζώνες Τιμολόγησης (Bidding Zones)

Στο πλαίσιο ενοποίησης των εθνικών αγορών ενέργειας, διαμορφώνονται οι ζώνες προσφορών (bidding zones). Ουσιαστικά, είναι γεωγραφικές περιοχές εντός των οποίων οι συναλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιούνται χωρίς εσωτερικούς περιορισμούς στο δίκτυο μεταφοράς. Γεωγραφικά, η έκταση μιας χώρας δεν ταυτίζεται απαραίτητα με αυτήν ενός bidding zone. Μια χώρα, δηλαδή, μπορεί να έχει περισσότερες από μια bidding zones [6].

1.3.1 Το Παράδειγμα της Ιταλίας

Χαρακτηριστικό παράδειγμα για την ύπαρξη περισσότερων ζωνών προσφοράς υπό την ίδια χώρα αποτελεί η Ιταλία. Η Ιταλία έχει γεωγραφικές ιδιαιτερότητες και δομικούς περιορισμούς στο δίκτυο της. Η βόρεια Ιταλία έχει πολύ υψηλότερες καταναλώσεις, καθώς εκεί λαμβάνει χώρα πολύ υψηλή βιομηχανική δραστηριότητα. Η νότια Ιταλία, από την άλλη, έχει μεγαλύτερη παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές, σε συνδυασμό με χαμηλότερη κατανάλωση. Ταυτόχρονα, η Σαρδηνία και η Σικελία είναι δύο νησιά που είναι απομονωμένα από το κύριο ηπειρωτικό δίκτυο. Για τους παραπάνω λόγους, η Ιταλία έχει διαμορφώσει 7 διαφορετικές ζώνες προσφορών (NORD, CNOR, CSUD, SUD, CALA, SICI και SARD) [6].

1.3.2 Το παράδειγμα της Γερμανίας

Η Γερμανία, αντίθετα, παρά το μέγεθος του δικτύου της και της παραγωγής της, αφού αποτελεί μια από τις μεγαλύτερες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη, έχει μια ενιαία bidding zone. Έχει οργανώσει το δίκτυο μεταφοράς της με τέτοιο τρόπο ώστε να διαχειρίζεται από τέσσερις διαφορετικούς διαχειριστές (TSOs): τους 50Hertz, Amprion, Tennet και TransnetBW. Έχει επενδύσει σε μεγάλο βαθμό σε νέες υποδομές μεταφοράς, ώστε να ρυθμίζονται σημαντικά οι συμφορήσεις [7] [16].

Αξιοσημείωτο είναι πως Γερμανία και Λουξεμβούργο μοιράζονται μια ενιαία bidding zone. Δηλαδή, όχι μόνο μια χώρα μπορεί να έχει πολλές ζώνες προσφορών, αλλά και περισσότερες από μια χώρες μπορούν να συμμετέχουν σε μια ενιαία bidding zone [8]. Ταυτόχρονα, είναι γεγονός πως οι ζώνες προσφοράς έχουν δυναμικό χαρακτήρα και προσαρμόζονται. Χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι η Αυστρία, η οποία μέχρι το 2018 είχε κοινό bidding zone με τη Γερμανία και το Λουξεμβούργο. Η συμφόρηση, όμως, στο δίκτυο και οι διαφορετικές συνθήκες αγοράς οδήγησαν την Αυστρία να αποσπαστεί [8].

1.3.3 Διαμόρφωση των Ζωνών Προσφοράς

Οι ζώνες προσφορών είναι σημαντικός μηχανισμός στο πλαίσιο λειτουργίας της ευρωπαϊκής αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας. Η σταθερότητα του συστήματος, η διαμόρφωση των τιμών αλλά και η διαχείριση των συμφορήσεων επηρεάζονται σε μεγάλο βαθμό από τη διαμόρφωση των ζωνών τιμολόγησης. Για αυτόν το λόγο,

άλλωστε, διαρκώς αξιολογούνται, ώστε να προωθούνται λύσεις που μπορούν να οδηγήσουν στην καλύτερη αποτελεσματικότητα και ασφάλεια στο ενεργειακό δίκτυο [16].

Υπεύθυνοι για τον καθορισμό των bidding zones είναι οι αρμόδιες εθνικές αρχές και οι διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς (TSOs) κάθε χώρας. Ο Entso-e (European Ολλανδίαwork of Transmission System Operators for Electricity) παίζει σημαντικό ρόλο, αφού όχι μόνο αναπτύσσει μελέτες, τεχνικές αναλύσεις και προσομοιώσεις, αλλά και διευκολύνει τη συνεργασία μεταξύ των TSOs [15]. Επίσης, καθοριστικό ρόλο έχει και ο ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators), αφού κατέχει ρυθμιστικό ρόλο και διατηρεί το δικαίωμα για σύναψη συμβάσεων και υποστήριξη έργων [16].

Κάθε 3 χρόνια πραγματοποιείται επανέλεγχος και αξιολόγηση των ζωνών προσφορών, όπως ορίζεται από την ευρωπαϊκή νομοθεσία [18]. Κατά τον επανέλεγχο, εάν προκύψουν προβλήματα, όπως για παράδειγμα προβλήματα σχετικά με τη συμφόρηση του δικτύου, γίνονται προτάσεις για τον επανακαθορισμό των ζωνών προσφορών. Αυτές οι προτάσεις μπορούν να αφορούν τόσο τη συγχώνευση και τη διάσπαση ζωνών προσφοράς, όσο και τη μετατόπιση των ήδη υπαρχόντων ορίων τους. Στόχος κατά τη διαμόρφωση των bidding zones είναι η ευστάθεια και η αξιοπιστία του συστήματος, η οικονομική αποδοτικότητα, καθώς και η κάλυψη ιδιαιτεροτήτων των περιοχών [16].

1.4 Δομή της Παρούσας Εργασίας

Στο κεφάλαιο 2 παρουσιάζεται η μαθηματική μοντελοποίηση της αγοράς ενέργειας. Περιγράφεται το πρόβλημα βελτιστοποίησης, η αντικειμενική συνάρτηση και οι περιορισμοί. Στο Κεφάλαιο 3 αναλύεται η διαδικασία ανάπτυξης της βάσης δεδομένων που χρησιμοποιήθηκε. Στο κεφάλαιο 4 αναφέρονται οι διαφορετικές περιπτώσεις μελέτης και οι παραδοχές που προέκυψαν από την ανάλυση. Στο Κεφάλαιο 5 συγκρίνονται, αξιολογούνται και παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από την μελέτη κάθε περίπτωσης. Τέλος στο Κεφάλαιο 6, παρουσιάζονται συμπεράσματα που προκύπτουν από την παρούσα μελέτη.

Κεφάλαιο 2: Μαθηματική Μοντελοποίηση της Αγοράς Ενέργειας

2.1 Μοντέλα Βελτιστοποίησης στην Αγορά Ενέργειας

Συνολικά, ο ρόλος των μοντέλων βελτιστοποίησης στην ηλεκτρική ενέργεια είναι η λήψη αποφάσεων σε σύνθετα προβλήματα, όπου υπάρχουν περιορισμοί και υψηλό επίπεδο πολυπλοκότητας. Η λήψη αποφάσεων γίνεται με γνώμονα την καλύτερη οικονομική αποδοτικότητα, την κάλυψη της ζήτησης αλλά και την ικανοποίηση τόσο των τεχνικών περιορισμών όσο και των περιορισμών του δικτύου.

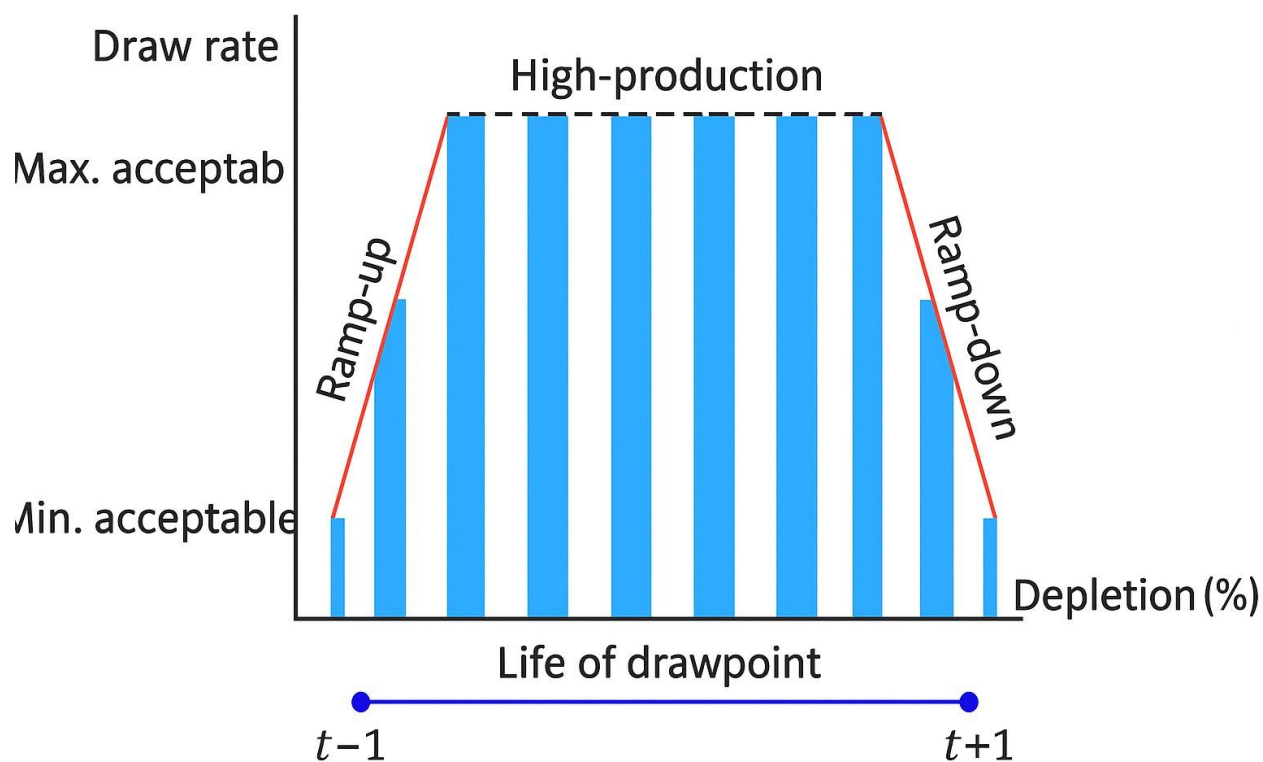
Τα μοντέλα βελτιστοποίησης παίζουν καθοριστικό ρόλο στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Αποτελούν εργαλεία υποστήριξης αποφάσεων, βάση κάποιων δεδομένων. Σε εφαρμογές που αφορούν την ηλεκτρική ενέργεια, οι αποφάσεις αυτές μπορούν να ποικίλουν. Για παράδειγμα το μοντέλο μπορεί να αποφασίσει αν μια μονάδα θα λειτουργήσει ή όχι, ή τον τρόπο που θα ρέει η ενέργεια ανάμεσα σε διαφορετικές περιοχές με σκοπό την επίτευξη του μικρότερου δυνατού συνολικού κόστους.

Ενδεικτικά, τα μοντέλα βελτιστοποίησης χρησιμοποιούνται στον προγραμματισμό παραγωγής με δέσμευση μονάδων (Unit Commitment), καθορίζοντας ποιες μονάδες θα είναι ενεργές και για ποιο χρονικό διάστημα και λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς του δικτύου. Χρησιμοποιούνται επίσης στην εκκαθάριση της αγοράς, υπολογίζοντας τις τιμές βάση των προσφορών που έγιναν δεκτές.

Η προσφορά της ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται από τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες μπορούν να κατηγοριοποιηθούν με βάση την τεχνολογία παραγωγής της ενέργειας σε θερμικές (φυσικό αέριο, πετρέλαιο, λιγνίτης κ.α), σε υδροηλεκτρικές καθώς και σε ανανεώσιμες (φωτοβολταϊκά, αιολικά). Κάθε μονάδα παραγωγής συνδέεται με κάποιους τεχνικούς περιορισμούς και με συγκεκριμένα κόστη.

Οι τεχνικοί περιορισμοί μπορεί να είναι περιορισμοί που αφορούν την λειτουργία μιας μονάδας και τα όρια παραγωγής της. Οι μονάδες έχουν ένα τεχνικό ελάχιστο και ένα μέγιστο όριο παραγωγής, το οποίο δεν μπορούν να ξεπεράσουν (Min και Max Capacity). Ταυτόχρονα μια μονάδα δεν μπορεί να λειτουργεί και να διακόπτεται οποιαδήποτε χρονική στιγμή, καθώς υπάρχουν κάποια χρονικά όρια που πρέπει να διατηρείται ανοικτή ή εκτός λειτουργίας, προτού αλλάξει κατάσταση λειτουργίας (Minimum up-time και Minimum down-time). Επιπλέον, μια μονάδα δεν μπορεί να κάνει ακραίες μεταβολές στην ποσότητα ισχύος που παράγει, αλλά η λειτουργία της διέπεται από περιορισμούς ράμπας, δηλαδή περιορισμούς που καθορίζουν το ρυθμό με τον οποίο οποία η μονάδα μπορεί να μεταβάλλει την παραγωγή της (Ramp Up και Ramp Down) (βλ. Διάγραμμα 2)

Διάγραμμα 2. Αποτύπωση Ορίων Ράμπας



Η λειτουργία μιας μονάδας συνδέεται άμεσα με ορισμένα κόστη. Ορισμένα βασικά κόστη τα οποία λαμβάνουμε υπόψη και στα πλαίσια της παρούσας εργασίας είναι το κόστος καυσίμου, το κόστος εκκίνησης (startup cost) και το κόστος μηδενικού φορτίου. Το κόστος εκκίνησης είναι το κόστος που προκύπτει όταν μια μονάδα τεθεί σε λειτουργία. Εάν η εκκίνηση είναι ψυχρή, δηλαδή ήταν για μεγάλο χρονικό διάστημα η μονάδα κλειστή, το κόστος αυτό μπορεί να αυξηθεί. Το κόστος μηδενικού φορτίου (no load) αφορά το κόστος διατήρησης μιας μονάδας σε λειτουργία αλλά χωρίς να παράγει ισχύ.

Το μοντέλο που αναπτύσσεται και εξετάζεται στην παρούσα εργασία αποτελεί ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης MILP (Mixed Integer Linear Programming), το οποίο χρησιμοποιείται για την επίλυση της ημερήσιας (day-ahead) -αγοράς ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη περιορισμούς δέσμευσης μονάδων (unit commitment) και χρονικό βήμα 15 λεπτών, στο διάστημα μιας ημέρας. Λαμβάνει ως είσοδο δεδομένα με την μορφή παραμέτρων, και καθορίζει τι τιμές θα λάβουν οι μεταβλητές του, ώστε να ικανοποιήσει την αντικειμενική συνάρτηση, ικανοποιώντας ταυτόχρονα τους περιορισμούς.

Πρόκειται ουσιαστικά για ένα μοντέλο οικονομικής κατανομής, κατά το οποίο αποφασίζεται η οικονομικά βέλτιστη παραγωγή των μονάδων ηλεκτρικής ενέργειας ούτως ώστε να ικανοποιηθεί η ζήτηση λαμβάνοντας υπόψη τεχνικούς περιορισμούς και περιορισμούς του δικτύου. Στην συνέχεια θα περιγραφούν αναλυτικά τα στοιχεία του μοντέλου και θα δοθεί η πλήρης αποτύπωσή του. Να σημειωθεί ότι οι περιορισμοί του δικτύου θα δοθούν χωριστά στο υποκεφάλαιο 2.5 καθώς στα πλαίσια της παρούσας εργασίας μελετήθηκαν διάφορες περιπτώσεις αποτύπωσης των περιορισμών του δικτύου.

2.2. Στοιχεία του Μοντέλου

2.2.1 Σύνολα

Τα σύνολα (Sets) χρησιμοποιούνται με σκοπό την οργάνωση των δεδομένων και των μεταβλητών του μοντέλου. Παρακάτω ακολουθεί αναλυτικός πίνακας με τα sets του μοντέλου.

Πίνακας 2.1 Σύνολα

Σύμβολο	Σύνολο	Δείκτης
Z	Ζώνες	z
$G(z)$	Μονάδες Παραγωγής στην ζώνη z	g
$G_R(z)$	Ανανεώσιμες μονάδες στη ζώνη z	g_R
T_{15}	15λεπτα χρονικά βήματα	t
T_{60}	Ωριαία χρονικά βήματα	t
CB	Κρίσιμες Κλάδοι	-
X	Περιορισμοί Δικτύου	-

2.2.2 Παράμετροι

Οι παράμετροι ενός μοντέλου δεν αλλάζουν κατά την λύση του. Είναι δεδομένα που δίνονται ως είσοδος στο μοντέλο και παραμένουν σταθερά κατά την επίλυση του.

Πίνακας 2.2 Παράμετροι

Παράμετροι	Περιγραφή
MC_g	Οριακό κόστος μονάδας g
K_g	Κόστος εκκίνησης μονάδας g
S_g	No-load cost μονάδας g
PR_g	Παραγωγή από ΑΠΕ της μονάδας g στο χρόνο t
D_{zt}	Ζήτηση στη ζώνη z τη στιγμή t
$PTDF_{kz}$	PTDF: επίδραση έγχυσης ισχύος της ζώνης z στο κρίσιμο κλάδο k
RAM_k	Διαθέσιμη χωρητικότητα της γραμμής k
P_g^+/P_g^-	Τεχνικά όρια παραγωγής της μονάδας g
R_g^+/R_g^-	Όρια ράμπας
UT_g/DT_g	Ελάχιστος χρόνος σε λειτουργία/εκτός λειτουργίας
$VOLL$	Value of Lost Load (τιμή μη εξυπηρετούμενου φορτίου)

2.2.3 Μεταβλητές

Οι μεταβλητές του μοντέλου αποτελούν τα στοιχεία εκείνα, των οποίων η τιμή προκύπτει μέσα από την διαδικασία βελτιστοποίησης. Ονομάζονται μεταβλητές «απόφασης» αφού το μοντέλο αποφασίζει τι τιμές θα λάβουν ώστε να προκύψει η βέλτιστη λύση. Μπορεί να είναι τόσο συνεχείς όσο και δυαδικές. Παρακάτω ακολουθεί αναλυτικός πίνακας με τις μεταβλητές του μοντέλου βελτιστοποίησης που αναπτύχθηκε στα πλαίσια της παρούσας εργασίας.

Πίνακας 2.3 Μεταβλητές

Μεταβλητή	Περιγραφή	Δυαδική/Γραμμική
w_{gt}	1 αν η μονάδα g είναι on, 0 αν είναι off	Δυαδική
z_{gt}	Εκκίνηση μονάδας g, την χρονική στιγμή t	Συνεχής
p_{gt}	Παραγόμενη ισχύς από μονάδα g τη χρονική στιγμή t	Συνεχής
l_{s_t}	Μη εξυπηρετούμενο φορτίο στο χρόνο t (load shedding)	Συνεχής
ps_{z_t}	Περιοπή παραγωγής (production shedding) ζώνης ζ, τη χρονική στιγμή t	Συνεχής
r_{z_t}	Εξαγωγή ενέργειας της ζώνης z τη χρονική στιγμή t	Συνεχής

2.3 Αντικειμενική Συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση είναι στην ουσία ο στόχος τον οποίο, το μοντέλο προσπαθεί να πετύχει με την επίλυση του. Στο συγκεκριμένο μοντέλο η αντικειμενική συνάρτηση είναι η εκφράζει την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας του συστήματος:

$$\min_{p,ls,w,z} \frac{1}{4} \left(\sum_{t \in T_{15}} \sum_{g \in G} MC_g \cdot p_{gt} + VOLL \cdot l_{st} \right) + \sum_{t \in T_{60}} \sum_{g \in G} (K_g \cdot w_{gt} + S_g \cdot z_{gt})$$

Για την ακρίβεια στο μοντέλο, το συνολικό κόστος απαρτίζεται από το κόστος παραγωγής ενέργειας (marginal cost) , το κόστος εκκίνησης των μονάδων (start-up cost), το κόστος λειτουργίας χωρίς την εξυπηρέτηση φορτίου (no- load-consumption cost), αλλά και το κόστος μη εξυπηρετούμενης ζήτησης. Παρακάτω δίνεται μια εξήγηση του κάθε μερικού κόστους:

1) Κόστος παραγωγής

$$\sum_{t \in T_{15}} \sum_{g \in G} MC_g p_{gt}$$

Το κόστος παραγωγής προκύπτει ως το γινόμενο του οριακού κόστους επί την παραγωγή κάθε μονάδας, για κάθε χρονική στιγμή t.

2) Κόστος εκκίνησης:

$$\sum_{t \in T_{60}} \sum_{g \in G} (S_g \cdot z_{gt})$$

Το κόστος εκκίνησης αποτελείται από το γινόμενο του κόστους εκκίνησης επί την μεταβλητή z, η οποία παίρνει την τιμή 1, τις χρονικές στιγμές που μια μονάδα εκκινεί.

3) Κόστος λειτουργίας με μηδενικό φορτίο:

$$\sum_{t \in T_{60}} \sum_{g \in G} (K_g \cdot w_{gt})$$

Το κόστος λειτουργίας με μηδενικό φορτίο υπολογίζεται με το γινόμενο του No-load-consumption cost κάθε μονάδας, επί την μεταβλητή w, η οποία δείχνει αν μια μονάδα είναι ανοικτή ή όχι την χρονική στιγμή t.

4) Κόστος μη εξυπηρετούμενος ζήτησης:

$$\sum_{t \in T_{60}} \sum_{g \in G} (VOLL \cdot I_s)$$

Το κόστος μη εξυπηρετούμενης ζήτησης είναι το γινόμενο του κόστους μη εξυπηρετούμενου φορτίου (VOLL) επί το φορτίο το οποίο δεν εξυπηρετήθηκε.

Η παραγωγή στο μοντέλο είναι ανά δεκαπεντάλεπτο. Για αυτόν τον λόγο η αντικειμενική συνάρτηση περιλαμβάνει τον όρο $\frac{1}{4}(\dots)$ στο κομμάτι του κόστους που αφορά την παραγωγή.

2.4 Περιορισμοί Μοντέλου

Για τον προσδιορισμό της βέλτιστης λύσης, το μοντέλο εκτός από την αντικειμενική συνάρτηση χρειάζεται να ικανοποιήσει κάποιους περιορισμούς. Οι περιορισμοί μπορούν να ταξινομηθούν σε περιορισμούς παραγωγής, όπου εξαρτώνται από την παραγωγή ισχύος και σε τεχνικούς περιορισμούς και προδιαγραφές, κυρίως των ίδιων των μονάδων παραγωγής.

2.4.1 Περιορισμοί Παραγωγής

- Ισοζύγιο ισχύος:

$$\sum_{g \in G(z)} p_{gt} + \sum_{g \in G_R(z)} PR_{gt} + I_{stz} - r_{zt} = D_{tz}, \quad t \in T_{15}, z \in Z$$

Είναι ο περιορισμός που επιβάλλει την ισορροπία ισχύος (Power Balance Constraint). Το άθροισμα της παραγωγής τόσο από θερμικές μονάδες όσο και από ανανεώσιμες πηγές, και το άθροισμα των εισαγωγών ενέργειας μαζί με πιθανές απώλειες φορτίου, πρέπει να ισούται με την ζήτηση για κάθε ζώνη και για κάθε χρονική στιγμή.

- Όρια παραγωγής

$$p_{gt} \leq P_g^{\max} w_{gt}, \quad g \in G, t \in T_{15}$$

$$p_{gt} \geq P_g^{\min} w_{gt}, \quad g \in G, t \in T_{15}$$

Είναι ο περιορισμός που ορίζει πως κάθε μονάδα παραγωγής g , δε μπορεί να παράξει περισσότερη ισχύ, από τη μέγιστη δυνατή της, όταν είναι ανοικτή. Επίσης δε μπορεί να παράξει λιγότερη ισχύ από το τεχνικό της ελάχιστο, όταν είναι ανοικτή.

2.4.2 Τεχνικοί Περιορισμοί Μονάδων

- Περιορισμοί ράμπας (Ramp-Up/Ramp Down):

$$p_{gt} - p_{g(t-1)} \leq R_g^+, \quad g \in G, t \in T_{15}$$

$$p_{g(t-1)} - p_{gt} \leq R_g^-, \quad g \in G, t \in T_{15}$$

Είναι περιορισμοί που καθορίζουν το πόσο μπορεί να αυξηθεί ή και να μειωθεί η παραγωγή μιας μονάδας g , σε χρονική στιγμή t σε σχέση με το επίπεδο λειτουργίας την χρονική στιγμή $t-1$.

- ελάχιστου χρόνου λειτουργίας και ελάχιστου χρόνου μη λειτουργίας:

$$\sum_{q=t-UT_g+1}^t z_{gq} \leq w_{gt}, \quad g \in G, t \geq UT_g$$

$$\sum_{q=t+1}^{t+DT_g} z_{gq} \leq 1 - w_{gt}, \quad g \in G, t \leq N - DT_g$$

Περιορισμοί που καθορίζουν το ελάχιστο χρονικό διάστημα, στο οποίο πρέπει να παραμείνει εντός ή εκτός λειτουργίας μία μονάδα, πριν αλλάξει κατάσταση λειτουργίας.

- Περιορισμοί μεταβάσεων λειτουργίας:

$$z_{gt} \leq 1, \quad g \in G, t \in T_{60}$$

$$z_{gt} \geq w_{gt} - w_{g(t-1)}, \quad g \in G, t \in T_{60}$$

Οι παραπάνω περιορισμοί εξασφαλίζουν ότι η μεταβλητή z , που αφορά εάν μία μονάδα εκκίνησε η όχι την χρονική στιγμή t , περιορίζεται να λαμβάνει μηδενική ή μοναδιαία τιμή.

- Ισοζύγιο εισαγωγών και εξαγωγών:

$$\sum_{z \in Z} r_{zt} = 0, \quad t \in T_{15}$$

Περιορίζει το άθροισμα όλων των εισαγωγών και των εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας που πραγματοποιούνται να είναι μηδενικό. Αυτό πρακτικά εξασφαλίζει πως δεν υπάρχει εκροή, ούτε εισροή ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα από κάποιον εξωτερικό παράγοντα. Ακολουθεί δηλαδή την αρχή διατήρησης της ενέργειας.

- Περιορισμοί μη αρνητικότητας των μεταβλητών:

$$p_{gt}, z_{gt}, l_{st} \geq 0,$$

Οι συγκεκριμένοι περιορισμοί εξασφαλίζουν πως οι μεταβλητές δεν θα πάρουν αρνητικές τιμές και πως έχουν γραμμικό χαρακτήρα.

Συνολικά οι εξισώσεις που περιγράφουν το μοντέλο εκτός από εκείνες που περιγράφουν τους περιορισμούς του δικτύου παραμένουν ίδιες. Δηλαδή τόσο η αντικειμενική συνάρτηση, όσο οι παράμετροι, οι μεταβλητές και περιορισμοί είναι ακριβώς οι ίδιοι και βρίσκονται παρακάτω συγκεντρωμένοι:

$$\min \frac{1}{4} \left(\sum_{t \in T_{15}} \sum_{g \in G} MC_g p_{gt} + VOLL \cdot l_{st} \right) + \sum_{t \in T_{60}} \sum_{g \in G} (K_g w_{gt} + S_g z_{gt}) \quad (1)$$

$$\sum_{g \in G(z)} p_{gt} + \sum_{g \in G_R(z)} PR_{gt} + I_{stz} - r_{zt} = D_{tz}, \quad t \in T_{15}, z \in Z \quad (2)$$

$$p_{gt} \leq P_g^{\max} w_{gt}, \quad g \in G, t \in T_{15} \quad (3)$$

$$p_{gt} \geq P_g^{\min} w_{gt}, \quad g \in G, t \in T_{15} \quad (4)$$

$$p_{gt} - p_{g(t-1)} \leq R_g^+, \quad g \in G, t \in T_{15} \quad (5)$$

$$p_{g(t-1)} - p_{gt} \leq R_g^-, \quad g \in G, t \in T_{15} \quad (6)$$

$$\sum_{q=t-UT_g+1}^t z_{gq} \leq w_{gt}, \quad g \in G, t \geq UT_g \quad (7)$$

$$\sum_{q=t+1}^{t+DT_g} z_{gq} \leq 1 - w_{gt}, \quad g \in G, t \leq N - DT_g \quad (8)$$

$$z_{gt} \leq 1, \quad g \in G, t \in T_{60} \quad (9)$$

$$z_{gt} \geq w_{gt} - w_{g(t-1)}, \quad g \in G, t \in T_{60} \quad (10)$$

$$\sum_{z \in Z} r_{zt} = 0, \quad t \in T_{15} \quad (11)$$

$$p_{gt}, z_{gt}, ls_t \geq 0, \quad w_{gt} \in \{0,1\}, \quad (12)$$

$$r_{zt} \in \{X\}, \quad (13)$$

2.5 Μοντελοποίηση Δικτύου

Υπάρχουν διαφορετικοί περιορισμοί που μπορούν να τεθούν στη μοντελοποίηση ενός δικτύου. Κάποιες έχουν πρακτικό χαρακτήρα, αφού αποτελούν δικτυώσεις που ανταποκρίνονται με μεγαλύτερη ακρίβεια στην πραγματική δικτύωση, ενώ άλλες περιπτώσεις μπορούν να έχουν κυρίως θεωρητικό χαρακτήρα.

Το δίκτυο μεταφοράς αποτελεί βασικό παράγοντα στην επίλυση της ημερήσιας αγοράς ενέργειας. Αυτό καθορίζει τα επιτρεπόμενα όρια ροών ισχύος μεταξύ των ζωνών. Συνεπώς επηρεάζει άμεσα και σε μεγάλο βαθμό την οικονομική αποδοτικότητα και την ευστάθεια του συστήματος. Στην παρούσα εργασία συγκρίνονται οι εξής τέσσερις διαφορετικές προσεγγίσεις στην μοντελοποίηση του δικτύου, οι οποίες αναλύονται διεξοδικά στην συνέχεια:

1. PTDF (Power Transfer Distribution Factors)
2. NTC (Net Transfer Capacities)
3. Copper Plate
4. Isolated

2.5.1 PTDF

Η Αποτύπωση δικτύου με περιορισμούς Flow Based - PTDF είναι η μοντελοποίηση του δικτύου που ανταποκρίνονται με μεγαλύτερο βαθμό στην αποτύπωση της πραγματικής εικόνας του δικτύου μεταφοράς. Αξιοποιεί ένα πίνακα με συντελεστές,

Πίνακας 3.3 Πηγή ορίων γραμμών ανά χώρα

Χώρα	Ροή	Πηγή
Αυστρία	1053	JA0 [14]
Κροατία	734	JA0 [14]
Τσεχία	821	JA0 [14]
Γερμανία	1149	JA0 [14]
Ουγγαρία	1053	JA0 [14]
Λουξεμβούργο	284	JA0 [14]
Πολωνία	679	JA0 [14]
Ρουμανία	99	JA0 [14]
Σλοβακία	707	JA0 [14]
Σλοβενία	754	JA0 [14]
Γαλλία	10.000	Μέσος όρος από παλαιότερη μελέτη [15]
Ολλανδία	3121	Μέσος όρος από παλαιότερη μελέτη [15]
Βέλγιο	1945	Μέσος όρος από παλαιότερη μελέτη [15]

όπου κάθε μεταβολή στη ζήτηση ή στην προσφορά, σε ένα κόμβο του δικτύου,

επηρεάζει την ροή σε οποιαδήποτε γραμμή του συστήματος. Φαίνεται δηλαδή η αλληλεξάρτηση που έχουν μεταξύ τους.

Η εξίσωση που περιγράφει τους περιορισμούς είναι η εξής:

$$\sum_{z \in Z} PTDF_{nz} \cdot r_{zt} \leq RAM_n, \quad t \in T_{15}, \forall n \in CB$$

Και αποτελείται από τα εξής 3 μέρη:

- 1) $\sum_{z \in Z} PTDF_{nz}$ το οποίο εκφράζει πως μια αλλαγή στην ζώνη z, επηρεάζει τη ροή στη γραμμή n, μέσω του συντελεστή του. Είναι ουσιαστικά ένα πίνακας με συντελεστές ώστε να σταθμίζει τις εισροές/εκροές στον κόμβο z.
- 2) r_{zt} να εκφράζει την καθαρή εισροή/εκροή ισχύος στον κόμβο z, τη χρονική στιγμή t και
- 3) RAM_n ή Remaining Available Margin, το οποίο είναι το μέγιστο επιτρεπόμενο φορτίο στη γραμμή n, το χρονικό διάστημα t.

2.5.2 Net Transfer Capacity - NTC

Η μέθοδος NTC, αποτελεί ουσιαστικά μια πιο απλοποιημένη προσέγγιση σε σχέση με την Flow Based - PTDF. Το δίκτυο είναι μοντελοποιημένο με ένα σύνολο διασυνδέσεων, όπου κάθε διασύνδεση έχει ένα άνω όριο μεταφοράς. Με αυτόν τον τρόπο ο περιορισμός που τίθεται είναι η ροή να μην ξεπερνάει το ανώτερο όριο μεταφοράς. Πρακτικά αποτελεί μια ευκολότερη για επίλυση σε μοντέλο βελτιστοποίησης λύση, ενώ έχει αξιοποιηθεί κυρίως σε παλιότερα μοντέλα της ευρωπαϊκής αγοράς.

Στα πλαίσια ανάπτυξης της παρούσας εργασίας μοντελοποιείται ένα υβριδικό μοντέλο NTC-based flow model with PTDF-calculated limits.

Η εξίσωση που περιγράφει τους περιορισμούς είναι η εξής:

$$flow_{kt} \leq NTC_k, k \in K$$

$$r_{zt} = \sum_{k \in K: From(k)=z} flow_{kt} - \sum_{k \in K: To(k)=z} flow_{kt}, z \in Z, k \in K, t \in T_{15}$$

r_{zt} ορίζεται ως η διαφορά των ροών που “φεύγουν”/εξάγει η ζώνη z, μείον τις ροές που εισέρχονται στη ζώνη z. Αυτή η διαφορά, ορίζεται μικρότερη από το όριο NTC.

2.5.3 Copper Plate

Η αποτύπωση δικτύου Copper Plate, αποτελεί μέρος μιας θεωρητικής προσέγγισης των δικτύων μεταφοράς. Ουσιαστικά θεωρεί πως μεταξύ των κόμβων δεν υπάρχουν όρια στην μεταφορά ισχύος. Θεωρεί δηλαδή πως δεν υπάρχουν περιορισμοί στο δίκτυο. Αντιμετωπίζεται το ηλεκτρικό σύστημα σαν μια πλάκα χαλκού, δηλαδή χωρίς αντιστάσεις, χωρίς περιορισμούς μεταφοράς. Από εκεί προήλθε και η ονομασία της. Είναι μια προσέγγιση που δεν ανταποκρίνεται στην πραγματικότητα. Χρησιμοποιείται κυρίως για θεωρητικές προσεγγίσεις και είναι απλή στη μοντελοποίηση.

2.5.4 Isolated

Σε αυτήν την αποτύπωση θεωρείται ότι κάθε ζώνη είναι απομονωμένη από τις υπόλοιπες του δικτύου. Δεν υπάρχουν διασυνδέσεις, επομένως δεν πραγματοποιούνται εισαγωγές και εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας. Με αυτόν τον τρόπο κάθε ζώνη, επιλύει μόνη της. Δεν ανταποκρίνεται στο πραγματικό δίκτυο της ευρωπαϊκής αγοράς, όπου οι αγορές αλληλεπιδρούν.

Μπορεί να χρησιμοποιηθεί για συγκριτικές αναλύσεις και είναι απλή στη μοντελοποίηση της. Ως περιορισμός πρέπει να τεθεί να μη πραγματοποιούνται εισροές και εκροές, δηλαδή ο εξής:

$$r_{zt} = 0, \forall z \in Z, t \in T_{15}$$

2.6 Χαλάρωση Δυναδικών Μεταβλητών

Τα μοντέλα βελτιστοποίησης περιλαμβάνουν διαφορετικές μεταβλητές. Αυτές μπορούν να είναι είτε δυαδικές, είτε γραμμικές. Οι δυαδικές συνήθως χρησιμοποιούνται σε μεταβλητές που περιγράφουν λογικές αποφάσεις, όπως για παράδειγμα εάν μια μονάδα παραγωγής είναι ανοικτή ή όχι. Οι γραμμικές περιγράφουν ποσοτικές μεταβλητές, όπως για παράδειγμα η παραγωγή ενέργειας. Οι δυαδικές μεταβλητές μπορούν να αυξήσουν εκθετικά τον χρόνο επίλυσης ενός μοντέλου, αλλά παρέχουν μεγαλύτερη ακρίβεια στην απόφαση.

Χαλάρωση δυαδικών μεταβλητών (relaxation) ονομάζεται η διαδικασία κατά την οποία ορίζεται μια αρχικά δυαδική μεταβλητή, ως γραμμική. Η χαλάρωση αυτή μπορεί να πραγματοποιηθεί για διευκόλυνση στην πολυπλοκότητα επίλυσης του μοντέλου, ενώ συνολικά μπορεί να μειώσει σε ένα βαθμό την ακρίβεια της επίλυσης.

Το μοντέλο που ασχολείται η παρούσα εργασία, μεταξύ άλλων περιλαμβάνει και την δυαδική μεταβλητή w_{gt} , η οποία εκφράζει εάν μια μονάδα παραγωγής g , είναι ανοικτή ή όχι, τη χρονική στιγμή t . Με σκοπό την μελέτη της επίδρασης της χαλάρωσης μιας δυαδικής μεταβλητής στην επίλυση του μοντέλου, μελετήθηκαν δύο επιπλέον περιπτώσεις. Αυτή στην οποία, οι περιορισμοί δικτύου είναι Flow Based - PTD αλλά η μεταβλητή w_{gt} είναι γραμμική, καθώς και εκείνη η οποία κάθε χώρα είναι αποκλισμένη από όλες τις υπόλοιπες, λύνει μόνη της, με χαλαρωμένη την μεταβλητή w_{gt} .

2.7 Εύρεση τιμής - Ακέραια Τιμολόγηση

Εάν το πρόβλημα είναι γραμμικό, η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας προκύπτει ως η δυική τιμή του περιορισμού της ισορροπίας. Εφόσον υπάρχει η δυαδική μεταβλητή w , δεν μπορεί να υπολογισθεί απευθείας η τιμή. Για την εύρεση της τιμής μπορούν να χρησιμοποιηθούν διαφορετικές εναλλακτικές όπως η τιμολόγηση κυρτού κελύφους, η τιμολόγηση ακέραιου προγραμματισμού και η χαλάρωση γραμμικού προγραμματισμού [24]. Στα πλαίσια ανάπτυξης της παρούσας εργασίας ακολουθήθηκε η τιμολόγηση ακέραιου προγραμματισμού. Στη μέθοδο αυτή αρχικά λύνεται το ακέραιο πρόβλημα. Στην συνέχεια πραγματοποιείται χαλάρωση της απαίτησης δυικότητας της μεταβλητής w . Παράλληλα περιορίζεται η τιμή της, στο επίπεδο της ακέραιης λύσης. Τέλος ξαναλύνεται το πρόβλημα. Από την λύση του γραμμικού αυτού πλέον προβλήματος, εξάγεται η τιμή, από την δυική τιμή του περιορισμού ισορροπίας.

Κεφάλαιο 3. Βάση δεδομένων.

3.1 Βάση δεδομένων και Σύγκριση Διαφορετικών Πηγών

Η παρούσα μελέτη αναπτύσσεται ανά ζώνη, επομένως όλα τα δεδομένα ανάγονται σε επίπεδο ζώνης. Η βάση δεδομένων αναπτύχθηκε σε επίπεδο κόμβου, ούτως ώστε να είναι χρήσιμη και για περαιτέρω μελέτες του ευρωπαϊκού συστήματος.

Να σημειωθεί ότι υπήρχε διαθέσιμη μια βάση δεδομένων, η οποία χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα μελέτη [15]. Θα γίνεται αναφορά σε αυτή ως η “η παλαιότερη μελέτη”. Τα δεδομένα για τις υπάρχουσες χώρες ανανεώθηκαν και συμπληρώθηκαν τα δεδομένα για τις νέες χώρες. Η βάση δεδομένων που αξιοποιήθηκε από την παλιότερη μελέτη αφορά το έτος 2014. Η παρούσα μελέτη θεωρεί ως έτος αναφοράς το 2023. Όπως θα φανεί και στην συνέχεια, πολλά δεδομένα που ήταν διαθέσιμα αφορούσαν το 2017. Όπου ήταν εφικτό έγινε η αναγωγή στο 2023. Στον Πίνακα 3.3 παρουσιάζονται τόσο οι χώρες οι οποίες προστέθηκαν όσο και εκείνες που αναβαθμίστηκαν τα δεδομένα τους.

Πίνακας 3.1 Συντελεστές Διαμόρφωσης Παραμέτρων-1

Χώρες για τις Οποίες Υπάρχουν Δεδομένα από Παλαιότερη Μελέτη και Ανανεώθηκαν	Χώρες οι Οποίες Προστέθηκαν στην Παρούσα Μελέτη
Αυστρία	Κροατία
Βέλγιο	Τσεχία
Γαλλία	Πολωνία
Γερμανία	Ρουμανία
Λουξεμβούργο	Σλοβακία
Ολλανδία	Σλοβενία
-	Ουγγαρία

Για να τρέξει ο κώδικας που υλοποιεί το μοντέλο με το οποίο ασχολείται η συγκεκριμένη εργασία, χρειάζονται συγκεκριμένα δεδομένα ως είσοδος. Δεδομένα δηλαδή που θα διαβάσει το μοντέλο με τη μορφή csv αρχείων. Τα αρχεία, μεταξύ άλλων, θα πρέπει να περιέχουν πληροφορίες σχετικά με τις μονάδες παραγωγής, το δίκτυο

διανομής, τις γραμμές αλλά και τους κόμβους που αυτό περιλαμβάνει, καθώς και τα προφίλ ζήτησης και παραγωγής όπως και διάφορα σχετικά κόστη. Παρακάτω παρατίθεται πίνακας με τα αρχεία που διαβάζει το μοντέλο ως είσοδος, και μια σύντομη περιγραφή τους.

Πίνακας 3.2 Σύνοψη Αρχείων Δεδομένων

Όνομα αρχείου (.csv)	Σύντομη περιγραφή περιεχόμενης πληροφορίας
Buses	Ονομασία, γεωγραφικές συντεταγμένες των κόμβων
Lines	Κόμβοι από/προς, αντιστάσεις και όρια ροής γραμμών, DC/AC
Generators	Μονάδες παραγωγής, είδος καυσίμου, ισχύς, ελάχιστο κόστος λειτουργίας, Ramp Up/Down κ.α. για τις συμβατικές μονάδες παραγωγής
GeneratorsRE	Μονάδες παραγωγής, είδος καυσίμου, εγκατεστημένη ισχύς, κόμβος κ.α
Loads	Αιχμή φορτίων ανά κόμβο
DeterministicProfileRates	Ντετερμινιστικές χρονοσειρές
StochasticProfileRates	Στοχαστικές χρονοσειρές
FuelPrice	Τιμές ανά είδος καυσίμου
GeneratorPlannedOutages	Προγραμματισμένες διακοπές λειτουργίας μονάδων παραγωγής
HeatRateCurves	Στοιχεία καμπυλών θερμικής απόδοσης (τέμνουσα, κλίση)
LinePlannedOutages	Προγραμματισμένες Διακοπές Γραμμών
PTDF	Πληροφορίες σχετικά με το δίκτυο, τιμές των PTDF, RAM, ονομασίες κ.α.

Για τη διαμόρφωση της βάσης δεδομένων χρειάστηκε να γίνει αναζήτηση σε διαφορετικές πηγές και μέσα. Ο όγκος και το πλήθος των δεδομένων δεν μπορούσαν να εντοπιστούν σε μια συγκεκριμένη πηγή. Κατά κύριο λόγο, τα δεδομένα αντλήθηκαν από τη μελέτη των Jensen and Pinson et al., 2017 [10], που δημοσιεύτηκε στο *Scientific Data* του *Nature*. Συμπληρώθηκαν δε από το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς για την Ηλεκτρική Ενέργεια Entso-e [15], όπου εντοπίστηκαν ελλείψεις.

Στα πλαίσια διαμόρφωσης των αρχείων που αποτελούν τη βάση δεδομένων αυτής της εργασίας, εξετάστηκαν και συγκρίθηκαν οι εξής ενδεχόμενες πηγές άντλησης δεδομένων:

- Jensen and Pinson et al., 2017 [10]

- PyPSA, "PyPSA-Eur: An open model of the European power system," GitHub [12]
- Open Power System Data, "Conventional power plants," 2020 [13]
- Joint Allocation Office (JAO), "Static Grid Model," JAO Website, 2025 [14]
- Entso-e, "Entso-e Transparency Platform," 2025 [15]

Η επιλογή της δημοσίευσης των Jensen and Pinson et al., 2017 [10] έγινε καθώς παρείχε μια πιο ολοκληρωμένη πληροφορία, καλύπτοντας τα περισσότερα κομμάτια δεδομένων που χρειαζόταν η συγκεκριμένη εργασία. Εναλλακτικά θα έπρεπε να αξιοποιηθούν συνδυαστικά διαφορετικές πηγές. Για παράδειγμα, το στατικό μοντέλο δικτύου του JAO [14], παρέχει αναλυτικές πληροφορίες σχετικά με τις γραμμές, τα όρια που έχουν, ακόμα και τα μήκη των γραμμών. Θα μπορούσε να συνδυαστεί με ανοικτό σύνολο δεδομένων Open Power System Data (OPSD) [13], το οποίο περιλαμβάνει πληροφορίες για τις θερμικές μονάδες παραγωγής και με κάποια άλλη που θα περιελάμβανε τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Το αποθετήριο δεδομένων PyPSA [<https://github.com/PyPSA/pypsa-eur/tree/master>] [12] περιλαμβάνει δεδομένα σχετικά τόσο με τις μονάδες παραγωγής όσο και με το δίκτυο. Τα δεδομένα όμως αφορούν το έτος 2013, παράλληλα υπήρχαν σημαντικές αποκλίσεις από τα δεδομένα του Entso-e.

Λαμβάνοντας υπόψη όλα τα παραπάνω, σε συνδυασμό με το γεγονός πως η δημοσίευση των Jensen and Pinson et al., 2017 [10] δίνει πληροφορίες τόσο για τις μονάδες παραγωγής (συμβατικές και ανανεώσιμες), όσο και για τις γραμμές αλλά και για ορισμένα ζητούμενα προφίλ, επιλέχθηκε η συγκεκριμένη δημοσίευση ως κύρια πηγή άντλησης δεδομένων. Παρακάτω θα περιγραφεί αναλυτικά πώς διαμορφώθηκαν όλα τα αρχεία που χρησιμοποιεί ως είσοδος ο κώδικας που υλοποιεί το μοντέλο με το οποίο ασχολείται αυτή η εργασία.

3.2 Δεδομένα Συστήματος

3.2.1 Κόμβοι

Αναφορικά με τους κόμβους του δικτύου, είναι απαραίτητη η γνώση της χώρας της οποίας ανήκουν και των ακριβών γεωγραφικών συντεταγμένων τους. Μια λίστα με όλους τους κόμβους ανά χώρα καθώς και η πληροφορία αυτή, υπάρχει αυτούσια στο αρχείο nodes.csv των Jensen και Pinson et al., 2017 [10]. Η μόνη παρέμβαση που πραγματοποιήθηκε είναι η μετονομασία τους. Η μετονομασία πραγματοποιήθηκε διότι το nodes.csv ασχολείται με επιπλέον χώρες από ότι η συγκεκριμένη εργασία. Οπότε η κωδικοποίηση τους θα οδηγούσε σε κενά (κωδικοί που αντιστοιχούν στις επιπλέον χώρες), εάν είχε διατηρηθεί αναλλοίωτη.

3.2.2 Δίκτυο

Στο αρχείο lines.csv υπάρχουν πληροφορίες σχετικά με τις γραμμές που βρίσκονται ανάμεσα στους κόμβους. Καθορίζεται αν η γραμμή είναι τύπου συνεχούς ή

εναλλασσόμενου ρεύματος, από ποιο κόμβο ξεκινάει και σε ποιο κόμβο καταλήγει, η αντίσταση της, τα όρια ροής ισχύος, καθώς και το Forced Outage Rate (FOR).

Η δημοσίευση των Jensen και Pinson et al., 2017 [10] στο αρχείο `Oλλανδίαwork_edges.csv` συγκεντρώνει πληροφορίες σχετικά με ονόματα γραμμών, κόμβους προορισμού και προέλευσης καθώς και αντιστάσεις. Γεγονός που οδήγησε στην απευθείας λήψη των συγκεκριμένων παραμέτρων. Λήφθηκε υπόψη η παραδοχή πως για όσες γραμμές η αντίσταση προσέγγιζε οριακά την μηδενική τιμή, e^{-5} , θεωρήθηκε πως είναι τύπου συνεχούς ρεύματος. Για τις μέγιστες ροές ισχύος τόσο εμπρόσθιας όσο και οπίσθιας ροής, απαιτήθηκε να αξιοποιηθούν δεδομένα από το στατικό μοντέλο δικτύου του JAO [14].

Το στατικό μοντέλο του JAO περιείχε και περαιτέρω αναλυτικές πληροφορίες σχετικά με τις γραμμές όπως πληροφορίες σχετικά με τις τάσεις και τα ρεύματα, το μήκος αλλά και την αντίσταση της γραμμής καθώς και τα αμφίδρομα όρια ισχύος. Για τις χώρες για τις οποίες δεν έχει δεδομένα, χρησιμοποιήθηκαν εκτιμήσεις από παλαιότερες μελέτες. Στον Πίνακα 3.3 παρουσιάζεται συγκεντρωμένη η πληροφορία του πως προέκυψαν τα όρια των γραμμών για κάθε χώρα.

Είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι τα όρια των γραμμών του στατικού μοντέλου του JAO αφορούν το έτος 2023. Αυτό δημιουργεί μια ασυμβατότητα με τα δεδομένα των μονάδων παραγωγής που αφορούν το έτος 2017, ωστόσο για τους σκοπούς της παρούσας διπλωματικής εργασίας, κρίθηκαν επαρκή.

3.2.3 Θερμικές Μονάδες Παραγωγής

Οι πληροφορίες που σχετίζονται με τους θερμικούς σταθμούς παραγωγής, τις γεωγραφικές συντεταγμένες τους, την εγκατεστημένη ισχύ τους, το ελάχιστο κόστος λειτουργίας αλλά ακόμα και τις εκπομπές CO₂ αναγράφονται στο αρχείο `generators.csv`. Για την ολοκλήρωση του απαιτήθηκε αναφορά σε συνδυασμό βάσεως δεδομένων. Πιο συγκεκριμένα οι σταθμοί παραγωγής, τα ονόματά τους, οι κόμβοι, οι χρόνοι UT/DT (uptime και downtime αντίστοιχα) καθώς και η μέγιστη και η ελάχιστη αποδιδόμενη ισχύς λήφθηκαν απευθείας από τους Jensen και Pinson et al., 2017 [10] μέσω του αρχείου `generator_info.csv`.

Η δεύτερη βασική πηγή των δεδομένων προήλθε από το αποθετήριο PyPSA/technology-data στο GitHub [11]. Αυτό παρέχει δεδομένα σχετικά με τις τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας, τα κόστη, και τις παραμέτρους που χρησιμοποιούνται για τον σχεδιασμό ενεργειακών συστημάτων μέσω του PyPSA. Ειδικά το αρχείο `unit-commitment.csv` παρέχει δεδομένα από τα οποία μπορούν να προκύψουν οι υπόλοιπες παράμετροι. Ενδεικτικά, οι παράμετροι αυτές είναι η κατανάλωση με μηδενικό φορτίο (NoLoadConsumption), το κόστος εκκίνησης ενός σταθμού (StartUpCost), τα όρια ράμπας (RampUp/RampDown). Στον παρακάτω πίνακα παρατίθενται οι αριθμοί με τους οποίους πρέπει να πολλαπλασιαστούν η μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς, για να υπολογισθούν οι συγκεκριμένες παράμετροι/κόστη.

Πίνακας 3.4 Συντελεστές Διαμόρφωσης Παραμέτρων

	RampUp	RampDown	NoLoadConsumption	StartUpCost
Coal	0.38	0.38	1.15	35.64
Lignite	0.4	0.4	1.25	19.14
Natural_Gas	0.45	0.45	0.97	34.2
Nuclear	0.5	0.5	1.33	16.5
Fuel_oil	0.45	0.45	1.18	34.2
Gasoil	0.45	0.45	1.18	34.2
Other_Gas	0.45	0.45	0.97	34.2
Biomass	0.5	0.5	1.9	0
Waste	0.5	0.5	1.9	0

Για το CO₂, οι εκπομπές συμπληρώθηκαν ανά τεχνολογία καυσίμου του σταθμού παραγωγής. Τηρήθηκε δηλαδή η ίδια λογική που αναφέρεται και στο αρχείο cost2025.csv [11] σύμφωνα με το οποίο συμπληρώθηκε το FuelPrice.csv όπως αναφέρεται και παρακάτω. Σχετικά με το αν ένας σταθμός παραγωγής κατατάσσεται ως αργός ή γρήγορος (Slow/Fast), ακολουθήθηκε η λογική που προτείνουν οι Jensen και Pinson et al., 2017 [10]. Λογική που καθιστά Slow όσους σταθμούς παραγωγής έχουν Uptime μεγαλύτερο από τρία (UT > 3).

Τέλος για το Forced Outage Rate (FOR) αξιοποιήθηκαν εκτιμήσεις από παλιότερες μελέτες. Έτσι προέκυψε ο Πίνακας 3.5 με τις εξής τιμές.

Πίνακας 3.5 Συντελεστές FOR ανά τεχνολογία

FOR	Coal	Lignite	Natural Gas	Nuclear	Fuel Oil	Gasoil	Other_Gas	Biomass	Waste
	0.0820	0.0601	0.0799	0.0268	0.1356	0.088	0.0831	0.0939	0.0946

3.2.4 Ανανεώσιμες Μονάδες Παραγωγής

Στο αρχείο generatorsRE.csv συγκεντρώνονται πληροφορίες σχετικά με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα παρέχεται το όνομα των υδροηλεκτρικών σταθμών, ο αντίστοιχος κόμβος, το είδος, δηλαδή αν είναι αντλησιοταμειωτικός σταθμός (Pumped Storage Hydro), υδροηλεκτρικός συνεχούς ροής (Run-of-River) ή υδροηλεκτρικός σταθμός με ταμειυτήρα (Reservoir Hydro). Επιπροσθέτως διευκρινίζεται ποιο προφίλ παραγωγής ακολουθούν καθώς και η μέγιστη εγκατεστημένη ισχύς τους. Να σημειωθεί ότι κατά την μοντελοποίηση, το προφίλ παραγωγής των υδροηλεκτρικών σταθμών θεωρείται είσοδος στο μοντέλο και είναι ντετερμινιστικό.

Οι Jensen και Pinson et al., 2017 [10] στο αρχείο generator_info.csv παραθέτουν ακριβείς πληροφορίες σχετικά με τα παραπάνω ζητούμενα, σε όλους τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής. Οπότε η πληροφορία κρατήθηκε αυτούσια.

Αναφορικά με τους αιολικούς και ηλιακούς, χρειάστηκε να γίνει περαιτέρω αναζήτηση. Μέσω του API του Entso-e [15] λήφθηκαν η εγκατεστημένη ισχύς ανά τεχνολογία και ανά χώρα. Γνωρίζοντας την εγκατεστημένη ισχύ ανά κόμβο, από τους Jensen και Pinson et al., 2017 [10], μέσω της διαίρεσης αυτών, σχηματίστηκε μια λίστα με κάθε κόμβο, και το ποσοστό που κάθε κόμβος συμμετέχει στην συνολική ισχύ της χώρας. Με αυτόν τον τρόπο, πολλαπλασιάζοντας τελικά με την μέγιστη εγκατεστημένη αιολική (και ηλιακή αντίστοιχα) παραγωγή, προκύπτουν οι ζητούμενες ποσότητες.

3.2.5 Φορτία Ζήτησης

Αναφορικά με τα φορτία ζήτησης, οι Jensen και Pinson et al., 2017 [10] διαθέτουν τα προφίλ ζήτησης, ταξινομημένα ανά κόμβο, σε απόλυτες τιμές. Έτσι προστέθηκαν οι μέγιστες απόλυτες τιμές ανά κόμβο για κάθε χώρα που ανήκουν. Έπειτα διαιρέθηκαν με τη μέγιστη ζήτηση ανά κόμβο, ώστε να προκύψει το ποσοστό με το οποίο συνεισφέρει στην συνολική ζήτηση της χώρας στην οποία ανήκει.

Μέσω του Entso-e [15] και συγκεκριμένα μέσω του API του, λήφθηκαν οι μέγιστες τιμές ζήτησης φορτίου για κάθε χώρα για το 2023. Με τον πολλαπλασιασμό του ποσοστού συνεισφοράς κάθε κόμβου επί της μέγιστης τιμής κάθε χώρας, προκύπτει τελικά το φορτίο που αντιστοιχεί σε κάθε κόμβο. Με αυτόν τον τρόπο διαμορφώθηκε το αρχείο Loads.csv. Η παραπάνω διαδικασία πραγματοποιήθηκε επειδή τα δεδομένα των Jensen και Pinson et al., 2017 [10] αφορούν το έτος 2017, ενώ η παρούσα εργασία μελετά το 2023.

3.2.6 Τιμές ανά Καύσιμο

Οι τιμές των καυσίμων ανά χώρα συγκεντρώνονται στο αρχείο εισόδου του μοντέλου FuelPrice.csv, με μονάδα μέτρησης το €/GJ. Οι τιμές υπολογίσθηκαν και συμπληρώθηκαν σύμφωνα με το cost2025.csv αρχείο που υπάρχει στο ανοικτό αποθετήριο μοντέλου και δεδομένων GitHub [11]. Στο συγκεκριμένο αρχείο, η τιμή ανά καύσιμο δίνεται €/MWh_{th}. Η τιμή αυτή διαιρέθηκε με την απόδοση του καυσίμου (πληροφορία διαθέσιμη στο ίδιο αρχείο) ώστε να προκύψει η τιμή σε €/MWh_e. Τέλος διαιρώντας με 3.6 προκύπτει η τελική τιμή στη ζητούμενη μονάδα μέτρησης (€/GJ).

Για την τιμή του φυσικού αερίου χρησιμοποιήθηκαν τα ιστορικά δεδομένα από τον ICE, τα οποία είναι διαθέσιμα μέσω της πλατφόρμας <https://www.energylive.cloud/>.

3.2.7 Πραγματικές Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας

Για τη σύγκριση των τιμών που προκύπτουν από την εκκαθάριση της αγοράς στην πραγματικότητα σε σχέση με τις τιμές που προκύπτουν από την επίλυση του μοντέλου βελτιστοποίησης, απαραίτητα είναι τα δεδομένα των πραγματικών τιμών της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Τα δεδομένα αυτά αποκτήθηκαν μέσω του API του Entso-e [15].

3.2.8 Προγραμματισμένες Διακοπές Λειτουργίας

Το GeneratorPlannedOutages.csv αναφέρεται σε προγραμματισμένες διακοπές λειτουργίας των σταθμών παραγωγής. Περιλαμβάνει το τύπο της ημέρας (WinterWD, WinterWE, SpringWD, SpringWE, SummerWD, SummerWE, AutumnWE, AutumnWD), την αρχή και το τέλος της προγραμματισμένης διακοπής. Τα συγκεκριμένα δεδομένα λήφθηκαν από τον Entso-e [15].

3.2.9 Καμπύλες Θερμικής Απόδοσης Καυσίμου

Αναφορικά με τις καμπύλες Heat Rate, ούτε οι Jensen και Pinson et al., 2017 [10], ούτε τα αποθετήρια PyPSA [11,12] παρείχαν σχετική πληροφορία. Έτσι λήφθηκαν υπόψη οι καμπύλες που είχαν χρησιμοποιηθεί σε δεδομένα της ομάδας από παλιότερες μελέτες. Για την ακρίβεια για τους κοινούς σταθμούς παραγωγής, διατηρήθηκε αυτούσια η πληροφορία. Για όσους σταθμούς δεν υπήρχε αντιστοιχία, ακολουθήθηκε η εξής διαδικασία. Μετρήθηκε η συχνότητα που μια καμπύλη εμφανίζεται ανά τεχνολογία καυσίμου και ανά χώρα. Έτσι επιλέχθηκαν οι καμπύλες που εμφανίζονταν πιο συχνά από τις υπόλοιπες. Ενώ για χώρες που δεν υπήρχαν δεδομένα, όπως π.χ. για την Πολωνία, χρησιμοποιήθηκαν οι καμπύλες της γειτονικής της χώρας, Γερμανίας, λαμβάνοντας υπόψη την τεχνολογία καυσίμου. Ακολουθώντας αυτόν τον τρόπο, συμπληρώθηκε το HeatRateCurves.csv αρχείο.

3.2.10 PTDF Δίκτυο

Τέλος, σχετικά με ότι πληροφορία χρειάζεται για να καθοριστούν οι περιορισμοί ροής ισχύος, όπως οι πίνακες PTDF, αξιοποιήθηκε ο JAO (Joint Allocation Office) [19]. Μέσω του API του έγινε λήψη αυτούσιων των δεδομένων για τις χρονικές περιόδους που αφορούν την μελέτη.

Κεφάλαιο 4 Περιγραφή Μελέτης Περίπτωσης

4.1 Υποθέσεις και Παραμετροποίηση

Στο πλαίσιο ανάπτυξης της παρούσας εργασίας, η οποία περιλαμβάνει και την εκτέλεση μοντέλου μέσω κώδικα, ήταν απαραίτητο να επιλεγθούν ορισμένοι παράμετροι σχετικά με τις περιπτώσεις. Παράμετροι που αφορούν την επιλογή της ημέρας που θα μελετηθεί, καθώς και το εύρος των χωρών που θα συμμετάσχουν.

4.1.1 Επιλογή Τυπικών Μερών

Σχετικά με τις ημέρες, επιλέχθηκε μια εργάσιμη ημέρα και μια ημέρα σαββατοκύριακου, για κάθε εποχή του χρόνου. Η επιλογή έγινε ώστε να εξεταστούν διαφορετικές εποχές, ειδικά εφόσον μεγάλο μέρος της παραγωγής επηρεάζεται από τις καιρικές συνθήκες, αφού προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Ταυτόχρονα επιλέχθηκαν τόσο εργάσιμες όσο και σαββατοκύριακα ώστε να ληφθεί υπόψη η διαφορά στα φορτία ζήτησης μεταξύ αυτών. Έτσι συνολικά έχουν επιλεγεί οκτώ ημέρες, που έχουν κωδικοποιηθεί με τον εξής τρόπο που παρουσιάζεται στον Πίνακα 4.1.

Πίνακας 4.1 Ανάλυση DayType που Μελετήθηκαν

Πραγματική Ημερομηνία	DayType Κωδικοποίηση	Είδος Ημέρας
11/01/2023	WinterWD	Χειμώνας - Εργάσιμη ημέρα
18/02/2023	WinterWE	Χειμώνας - Ημέρα σαββατοκύριακου
15/03/2023	SpringWD	Άνοιξη - Εργάσιμη ημέρα
20/05/2023	SpringWE	Άνοιξη - Ημέρα σαββατοκύριακου
12/06/2023	SummerWD	Καλοκαίρι - Εργάσιμη ημέρα
30/06/2023	SummerWE	Καλοκαίρι - Ημέρα σαββατοκύριακου
10/11/2023	AutumnWD	Φθινόπωρο - Εργάσιμη ημέρα
4/11/2023	AutumnWE	Φθινόπωρο - Ημέρα σαββατοκύριακου

4.1.2 Γεωγραφική Κάλυψη του Μοντέλου

Αναφορικά με τις χώρες, στο μοντέλο προσομοίωσης της σύζευξης αγορών ηλεκτρικής ενέργειας της Ευρώπης, εξετάζονται χώρες που ανήκουν στην Κεντρική Ευρώπη. Συγκεκριμένα επιλέχθηκαν 13 χώρες, μεταξύ των οποίων η Αυστρία, το Βέλγιο, η Κροατία, η Τσεχία, η Γαλλία, η Γερμανία, η Ουγγαρία, το Λουξεμβούργο, η Ολλανδία, η Πολωνία, η Ρουμανία, η Σλοβακία και η Σλοβενία.

4.1.3 Άλλες Παράμετροι

Όσον αφορά το κόστος VOLL, επιλέχθηκε η τιμή 3000 €/MWh.

4.1.4 Περιορισμοί δικτύου

Σχετικά με το δίκτυο, το οποίο είναι μείζονος σημασίας στην επίλυση του μοντέλου, μελετήθηκαν διαφορετικοί περιορισμοί. Το μοντέλο μέσω του κώδικα έτρεξε για κάθε περίπτωση δικτύου, όπως περιγράφεται αναλυτικά και στο κεφάλαιο 2. Για την ακρίβεια πραγματοποιήθηκε εκτέλεση του κώδικα για 4 διαφορετικές αποτυπώσεις του δικτύου μεταφοράς.

Μια, λαμβάνοντας υπόψη Flow-Based περιορισμούς. Μια θεωρώντας πως κάθε χώρα είναι απομονωμένη από τις υπόλοιπες. Επιπλέον μια περίπτωση ακολουθώντας τους περιορισμούς Net Transfer Capacity, και τέλος μια περίπτωση όπου οι χώρες είναι συνδεδεμένες αλλά χωρίς ουσιαστικούς περιορισμούς στο δίκτυο μεταφοράς.

Με αυτόν τον τρόπο, μπορεί να συγκριθεί η επίδραση κάθε διαφορετικής δικτύωσης στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας μεμονωμένα. Τέλος, με το υποθετικό σενάριο της διασύνδεσης όλων των χωρών, χωρίς περιορισμούς δικτύου, μπορεί να παρατηρηθεί ο ρόλος της αποτελεσματικής δικτύωσης και η σημασία που πρέπει να δοθεί στη βελτίωση της ήδη υπάρχουσας.

4.1.5 Περιορισμοί Δέσμευσης Μονάδων

Επιπλέον των 4 διαφορετικών περιπτώσεων αποτύπωσης των περιορισμών δικτύου, εξετάστηκαν και δύο ακόμα περιπτώσεις μελέτης. Πραγματοποιήθηκε χαλάρωση της δυαδικής μεταβλητής w (βλέπε Πίνακα 2.3). Η μεταβλητή αυτή εκφράζει αν μια μονάδα παραγωγής είναι ανοικτή. Με χαλαρωμένη την συγκεκριμένη μεταβλητή μελετήθηκαν η περίπτωση όπου οι περιορισμοί δικτύου είναι PTDF, και η περίπτωση όπου κάθε χώρα είναι απομονωμένη από όλες τις υπόλοιπες. Έτσι εξετάζεται και η επιρροή της δέσμευσης μονάδων σε αυστηρά πλαίσια στην αγορά.

4.1.6 Χρονικός Ορίζοντας της Μελέτης

Η παρούσα εργασία θεωρεί ως έτος αναφοράς το 2023. Οι Jensen και Pinson et al., 2017 [10], έχουν πληροφορία σχετικά με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για τις χώρες που μελετώνται για το έτος 2017, οπότε εξετάστηκε και μια ακόμα περίπτωση. Η περίπτωση όπου όλες οι πληροφορίες σχετικές με το δίκτυο είναι ακριβώς όπως υπάρχουν το έτος 2023 με τους Flow-Based περιορισμούς, αλλά θεωρώντας ως ανανεώσιμες πηγές, εκείνες του έτους 2017.

Με αυτήν την μελέτη, μπορεί να εξεταστεί απευθείας η επίδραση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ανανεώσιμες μονάδες παραγωγής το 2023, έχουν αυξηθεί σημαντικά σε σχέση με το 2017 (Πίνακας 5.1.5). Επομένως, στο υποθετικό αυτό σενάριο, μπορεί να συγκριθεί άμεσα η επιρροή που είχε αυτή η εισχώρηση στην αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας.

4.1.7 Σύνοψη των περιπτώσεων μελέτης

Το μοντέλο που ασχολείται η παρούσα εργασία, επιλύθηκε για επτά διαφορετικές περιπτώσεις. Στον Πίνακα 4.2 παρακάτω, αναφέρεται επιγραμματικά, ο τρόπος που κωδικοποιήθηκαν αυτές οι περιπτώσεις και οι βασικές διαφορές που έχουν μεταξύ τους.

Πίνακας 4.2 Περιπτώσεις Μελέτης

Κωδικοποίηση	Περιγραφή	Μεταβλητή w_{gt}	ΑΠΕ
PTDF	Flow Based constraint - PTDF	Δυναδική	2023
NTC	NTC-based flow model with PTDF-calculated limits.	Δυναδική	2023
Copper plate	Zero limitation	Δυναδική	2023
Isolated	Zero injection/exports	Δυναδική	2023
PTDF_linUC	Flow Based constraint - PTDF	Γραμμική	2023
PTDF_Res_2017	Flow Based constraint - PTDF	Δυναδική	2017

4.2 Παραδοχές/ Ενδεχόμενα σφάλματα

Στα πλαίσια ανάπτυξης της παρούσας εργασίας, πραγματοποιήθηκαν ορισμένες υποθέσεις. Οι υποθέσεις αυτές ενδέχεται να επηρεάζουν τα αποτελέσματα της και να οδηγούν σε απόκλιση από τις πραγματικές τιμές, επομένως κρίθηκε απαραίτητο να καταγραφούν. Οι υποθέσεις αφορούν τόσο παράγοντες που είναι αδύνατον να προβλεφθούν όπως π.χ. πόλεμος όσο και ελλείψεις σχετικά με τα δεδομένα που χρειάζονται για να παραμετροποιηθούν όλες οι χώρες. Παρακάτω αναφέρονται οι παραδοχές που πραγματοποιήθηκαν.

4.2.1 Πυρηνικές Μονάδες στην Γερμανία

Η Γερμανία, θέλοντας να πετύχει κλιματική ουδετερότητα και να ενισχύσει τις ανανεώσιμες πηγές, ακολούθησε σημαντικές αλλαγές στην εγχώρια παραγωγή ενέργειας της. Προχώρησε στη σταδιακή κατάργηση των πυρηνικών μονάδων παραγωγής ενέργειας. Από το 2018 μέχρι και τα μέσα του 2023, διέκοψε ολοκληρωτικά τη λειτουργία των πυρηνικών σταθμών της [20]. Η παρούσα εργασία στις μονάδες παραγωγής της Γερμανίας, θεώρησε πως οι πυρηνικές μονάδες είναι ανοικτές. Επομένως, συμμετείχαν στην ικανοποίηση του ζητούμενου φορτίου.

4.2.2 Ουκρανία και Τιμή Φυσικού Αερίου

Οι τιμές των καυσίμων μπορούν να επηρεαστούν από εξωτερικούς παράγοντες. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί ένας πόλεμος. Το 2023, που εξετάζει η συγκεκριμένη εργασία, ήταν εν ενεργεία ο πόλεμος στην Ουκρανία. Η διακοπή προμήθειας φυσικού αερίου από τη Ρωσία προς πολλές ευρωπαϊκές χώρες οδήγησε σε ενεργειακή κρίση [21]. Η κρίση αυτή εκφράζεται μέσα όχι μόνο από την αύξηση στην τιμή του φυσικού αερίου, αλλά και από την αύξηση της μεταβλητότητας αυτού. Η τιμή του φυσικού αερίου παρουσίασε σημαντικές αυξομειώσεις σε σύντομο χρονικό διάστημα [21]. Αυξομειώσεις που δυσκολεύουν την ακριβέστερη εκτίμηση των αποτελεσμάτων. Η παραδοχή που πραγματοποιήθηκε εδώ είναι πως για κοντινές ημερομηνίες διατηρήθηκε μια τιμή αγοράς. Αναλυτικά παρουσιάζονται οι τιμές που χρησιμοποιήθηκαν στον Πίνακα 4.4

4.2.3 Ίδιο Κόστος Καυσίμου

Θεωρήθηκε ότι η τιμή για κάθε καύσιμο είναι ίδια για όλες τις ζώνες. Στην πραγματικότητα, υπάρχουν διαφοροποιήσεις στην τιμή του καυσίμου για κάθε χώρα λόγω της διαφορετικής προέλευσης, της διαφορετικής φορολογίας, του κόστους μεταφοράς, τυχόν μακροπρόθεσμων συμβολαίων κλπ.

Προκειμένου να εισαχθεί μια διαφοροποίηση του κόστους παραγωγής μονάδων ίδιου τύπου καυσίμου, για κάθε μονάδα το κόστος καυσίμου αυξήθηκε ή μειώθηκε κατά έναν τυχαίο παράγοντα της τάξης του 1% επί του αρχικού κόστους. Η παρέμβαση αυτή εισάγει μια διακύμανση στο κόστος καυσίμου κάθε μονάδας και επιτρέπει να διαφοροποιείται περισσότερο η τιμή ανά χρονική περίοδο του μοντέλου, ενώ διευκολύνει επίσης την επίλυση του μοντέλου (καθώς αποφεύγεται το ενδεχόμενο πολλαπλών λύσεων).

Πίνακας 4.3 Παραδοχή Τιμής Φυσικού Αερίου ανά DayType

Πραγματική Ημερομηνία	DayType Κωδικοποίηση	Τιμή Φυσικού Αερίου (€/GJ)
11/01/2023	WinterWD	23
18/02/2023	WinterWE	23
15/03/2023	SpringWD	13
20/05/2023	SpringWE	13
12/06/2023	SummerWD	7
30/06/2023	SummerWE	7
10/11/2023	AutumnWD	11
4/11/2023	AutumnWE	11

4.2.4 Ανοικτές Μονάδες κατά την Εκκίνηση

Μια σημαντική παραδοχή, που πρέπει να καταγραφεί, αφορά την δέσμευση μονάδων του μοντέλου προσομοίωσης. Συγκεκριμένα, κατά την εκκίνηση, θεωρήθηκε ότι όλες οι μονάδες παραγωγής είναι ανοικτές. Η παραδοχή αυτή απέχει από την πραγματική εικόνα των μονάδων, αφού μερικές μονάδες είναι ανοικτές, ενώ μερικές είναι κλειστές.

4.2.5 Υποθέσεις Οριακού Κόστους και Τέλειου Ανταγωνισμού

Η μελέτη κάνει την υπόθεση του τέλειου ανταγωνισμού και της συμμετοχής των μονάδων στην αγορά με το οριακό τους κόστος. Οι τιμές ενέργειας που θα προκύψουν είναι άμεσα εξαρτώμενες από τις υποθέσεις που έγιναν για το κόστος καυσίμου (Βλέπε Κεφ. 3.4.4)

4.2.6 Ωριαίες Χρονοσειρές Παραγωγής Ενέργειας από Υδροηλεκτρικές μονάδες

Τα δεδομένα που λήφθηκαν από τον Entso-e [15] σχετικά με τις χρονοσειρές των υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής παρουσίαζαν μερικές ελλείψεις. Ορισμένες χρονοσειρές, όπως της Σλοβακίας και της Σλοβενίας, ήταν ταξινομημένες ανά ώρα. Στο μοντέλο προσομοίωσης αξιολογούνται και επεξεργάζονται τα δεδομένα ανά τέταρτο της ώρας.

Ταυτόχρονα, για κάποιες ώρες της ημέρας υπήρχαν κενές ενδείξεις. Για τη διαχείριση και των δύο αυτών προκλήσεων, θεωρήθηκε ότι οι χρονοσειρές ακολουθούν μια γραμμική κατανομή, όπου, δηλαδή, δεν υπήρχαν δεδομένα, οπότε και συμπληρώθηκαν με βάση αυτήν. Είναι αναμενόμενο ότι αυτή η προσέγγιση δεν μπορεί να είναι τελείως ακριβής και να ανταποκρίνεται ολοκληρωτικά στην πραγματικότητα.

Επιπλέον, οπωσδήποτε εισάγεται σφάλμα στην προσέγγιση των πραγματικών τιμών από το γεγονός ότι δεν προσομοιώνεται η συμμετοχή των υδροηλεκτρικών μονάδων στην αγορά, αλλά η παραγωγή τους θεωρείται σταθερή και μηδενικού κόστους. Οι υδροηλεκτρικές μονάδες συχνά συμμετέχουν στην αγορά με προσφορές υψηλού κόστους και ορίζουν τιμή άνω του οριακού κόστους θερμικών μονάδων (πχ φυσικού αερίου).

4.2.7 Απουσία Αρνητικών Τιμών Ρεύματος

Στο μοντέλο μας, η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας διατηρείται σε θετικά επίπεδα. Αντίθετα, στην πραγματικότητα παρατηρούνται αρνητικές τιμές ρεύματος σε συγκεκριμένες ώρες. Εάν, για παράδειγμα, υπάρχει πολύ υψηλή ποσότητα προσφοράς λόγω παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές, για την αποφυγή συμφορήσεων, μπορεί η τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος να φτάσει και σε αρνητικά επίπεδα.

Κεφάλαιο 5. Αξιολόγηση και Συγκριτική Ανάλυση Αποτελεσμάτων Μοντελοποίησης

5.1 Σύγκριση Συνολικών Αποτελεσμάτων

5.1.1 Σύγκριση Συνολικού Κόστους Συστήματος

Στον Πίνακα 5.1.1 παρακάτω παρουσιάζονται τα δεδομένα που παράγει ως έξοδο το μοντέλο.

Πίνακας 5.1.1 Δεδομένα εξόδου του μοντέλου

Δεδομένα Εξόδου (.csv)	Περιγραφή
Commitment	Λίστα που δείχνει ποιες μονάδες ενεργοποιήθηκαν και ποια ώρα
energy_price	Τιμές ηλεκτρικής ενέργειας που προκύπτουν από την εκκαθάριση, για κάθε ζώνη, για κάθε ώρα.
minload_cost	Το συνολικό κόστος λειτουργίας μονάδας με μηδενικό φορτίο, του συστήματος
net_injections	Οι συνολικές εξαγωγές ενέργειας για κάθε ζώνη.
net_positions	Το net_position για κάθε ζώνη, για κάθε τέταρτο της ώρας
production_cost	Κόστος παραγωγής ανά ζώνη
production_shedding	Αποκοπές παραγωγής για κάθε ζώνη
shedding_cost	Κόστος αποκοπών για κάθε ζώνη
shedding_load	Φορτίο που αποκόπηκε για κάθε ζώνη
startup_cost	Συνολικό κόστος εκκίνησης του συστήματος
Technology_cost	Κόστος παραγωγής ανά ζώνη και ανά τεχνολογία καυσίμου μονάδας
technology_production	Ποσότητα παραγωγής ανά τεχνολογία καυσίμου
zonal_total_cost	Συνολικό κόστος ανά ζώνη
total_cost	Συνολικό κόστος συστήματος (αντικειμενική συνάρτηση)

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος σχετίζεται την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους του συστήματος. Οι περιπτώσεις μελέτης και οι τυπικές μέρες παρουσιάζονται στους Πίνακα 4.2 και στον Πίνακα 4.3 αντίστοιχα . Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στους παρακάτω πίνακες, για κάθε *DayType*.

5.1.2 Μέσο όρος συνολικού κόστους ανά περίπτωση (€) 1/2

Περίπτωση Μελέτης	PTDF	NTC	Copper Plate
WinterWD	117000000	108000000	92800000
WinterWE	164110000	160340000	158570000
SpringWD	109320000	103300000	100030000
SpringWE	95487000	92312000	91427000
SummerWD	94173000	92878000	81713000
SummerWE	88538000	84999000	75953000
AutumnWE	80669000	67659000	62083000
AutumnWD	112672514	104300853	97606388

5.1.3 Μέσο όρος συνολικού κόστους ανά περίπτωση (€) 2/2

Περίπτωση Μελέτης	PTDF_linUC	PTDF_Res_2017	Isolated
WinterWD	117000000	168000000	160000000
WinterWE	163910000	227060000	227420000
SpringWD	109210000	165110000	155240000
SpringWE	95370000	149660000	135520000
SummerWD	93958000	148780000	147800000
SummerWE	88379000	139700000	150230000
AutumnWE	80446000	122730000	111240000
AutumnWD	1125441342	166110418	157443915

Ενώ στον Πίνακα 5.1.4 παρουσιάζεται ο μέσος όρος του συνολικού κόστους του συστήματος για κάθε διαφορετική περίπτωση.

5.1.4 Μέσο όρος συνολικού κόστους ανά περίπτωση (€)

Περίπτωση Μελέτης	Μέση τιμή συνολικού κόστους (€)
Copper plate	95022799.71
NTC	101723607.83
PTDF_linUC	107639339.71
PTDF	107875783.96
Isolated	155553134.54
PTDF_res_2017	160945831.93

5.1.2 Επίδραση των περιορισμών του δικτύου

Το υψηλότερο κόστος συστήματος εμφανίζεται στις περιπτώσεις όπου κάθε ζώνη είναι αποκομμένη από τις υπόλοιπες. Το αποτέλεσμα αυτό είναι αναμενόμενο, δεδομένου ότι η δυνατότητα ροών μεταξύ των ζωνών παρέχει μεγαλύτερη ευελιξία στο σύστημα και οδηγεί σε καλύτερη κατανομή της ενέργειας, με αποδοτικότερη οικονομική αποτελεσματικότητα. Επομένως ο αποκλεισμών των ροών μεταξύ διαφορετικών ζωνών, οδηγεί σε υψηλότερα συνολικά κόστη.

Από την άλλη, η καλύτερη επίλυση πραγματοποιείται στη θεωρητική προσέγγιση *Copper plate*. Έχει το χαμηλότερο συνολικό κόστος σε σχέση με τις άλλες περιπτώσεις. Απολύτως λογικό, δεδομένου ότι είναι μια θεωρητική, ιδανική περίπτωση όπου δεν υπάρχουν περιορισμοί στο δίκτυο μεταφοράς. Επομένως, η ροή της ενέργειας γίνεται με τον βέλτιστο τρόπο.

Οι περιπτώσεις PTDF και NTC, από άποψη συνολικού κόστους, βρίσκονται σχετικά κοντά. Η περίπτωση PTDF αποτελεί μια πιο ακριβή αναπαράσταση του ηλεκτρικού δικτύου σε σύγκριση με την NTC, καθώς λαμβάνει υπόψη την κατανομή ροών ενέργειας ανά γραμμή βάσει φυσικών χαρακτηριστικών του συστήματος.

Δεδομένου ότι η αποτύπωση NTC είναι λιγότερο περιοριστική σε σχέση με την PTDF, είναι λογικό να “πετυχαίνει” μικρότερο συνολικό κόστος.

5.1.3 Σύγκριση ΑΠΕ 2023 - ΑΠΕ 2017: Επίδραση στις Επιδόσεις και το Κόστος

Παρατηρείται σημαντικά υψηλότερο συνολικό κόστος στην περίπτωση όπου υπάρχουν οι περιορισμοί PTDF του 2023, αλλά είναι εγκατεστημένες οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας του 2017. Το αποτέλεσμα αυτό είναι αναμενόμενο και επιβεβαιώνει τη θεωρητική προσέγγιση. Η διεύθυνση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην παραγωγή είναι σημαντική στο διάστημα 2017–2025.

Οι ΑΠΕ στην αγορά επόμενης ημέρας ικανοποιούν πρώτες τη ζήτηση, αφού έχουν το μικρότερο οριακό κόστος σε σχέση με τις θερμικές. Επίσης, οι ΑΠΕ δεν έχουν κόστη εκκίνησης, αφού δεν απαιτούν θερμική ή μηχανική προετοιμασία για την έναρξη παραγωγής τους. Επομένως, είναι αναμενόμενο ανάμεσα σε δύο σενάρια, όπου το μόνο που αλλάζει είναι οι ΑΠΕ, το σενάριο με τη μεγαλύτερη παραγωγή ανανεώσιμων πηγών (συνεπώς του 2023) να έχει καλύτερη λύση και συνολικά μικρότερο κόστος συστήματος.

Πίνακας 5.1.5 Εγκατεστημένη ισχύς ανανεώσιμων πηγών 2017 και 2023 στις χώρες που μελετά η εργασία

ΑΠΕ	2017 (GW)	2023 (GW)
Solar	59.12	128.39
Wind	75.50	119.08

5.1.4 Σύγκριση εποχών Καλοκαίρι - Χειμώνας: Επιδράσεις των ΑΠΕ στο Κόστος Συστήματος

Συνολικά, για την τυπική ημέρα *SummerWE*, το συνολικό κόστος του συστήματος στην *Isolated* περίπτωση είναι υψηλότερο σε σχέση με την περίπτωση *PTDF_2017*. Για την αντίστοιχη σύγκριση σε μια ημέρα χειμώνα όμως (*WinterWD*), παρατηρείται το ανάποδο: υψηλότερο κόστος έχει η περίπτωση *PTDF_2017*. Αυτό ερμηνεύεται από το γεγονός πως για την τυπική ημέρα του καλοκαιριού που έχει επιλεγεί, η παραγωγή των ΑΠΕ είναι μεγαλύτερη από την αντίστοιχη τυπική ημέρα του χειμώνα.

Η παρατήρηση αυτή ενισχύει τη θεωρία πως οι ΑΠΕ μπορούν να μειώσουν το συνολικό κόστος. Ισχύει δηλαδή ότι:

$$\text{SummerWE : } TC_{PTDF_{2017}} < TC_{Isolated} \quad (\text{Καλύτερη λύση ακόμα και με ΑΠΕ 2017})$$

WinterWD : $TC_{PTDF_2017} > TC_{Isolated}$ (Χειρότερη η λύση με ΑΠΕ 2017)

Το ίδιο ακριβώς συμπέρασμα επιβεβαιώνει και η σύγκριση ανάμεσα σε *PTDF* και *PTDF_2017* για χειμώνα και καλοκαίρι. Φαίνεται ότι για *SummerWE* το συνολικό κόστος, αξιοποιώντας τις ΑΠΕ του 2023, μειώθηκε κατά 36,6%, ενώ η μείωση για τον χειμώνα είναι 30,2%. Συνολικά, ο μέσος όρος για όλες τις ημέρες του συνολικού κόστους δείχνει πως η περίπτωση με τις ΑΠΕ του 2017 είναι η πιο κοστοβόρα.

Πίνακας 5.1.6 Συνολικό κόστος για περιπτώσεις με ΑΠΕ 2017 και ΑΠΕ 2023 σε μια τυπική ημέρα SummerWE (€)

Περίπτωση Μελέτης	Συνολικό κόστος (€)
PTDF	88538000
PTDF_Res_2017	139700000

Πίνακας 5.1.7 Συνολικό κόστος για περιπτώσεις με ΑΠΕ 2017 και ΑΠΕ 2023 σε μια τυπική ημέρα WinterWD (€)

Περίπτωση Μελέτης	Συνολικό κόστος (€)
PTDF	117000000
PTDF_Res_2017	168000000

5.1.5 Επίδραση της Χαλάρωσης Δυναδικών Μεταβλητών

Οι επιλύσεις με χαλάρωση των δυναδικών μεταβλητών είναι ελαφρώς καλύτερες από άποψη συνολικού κόστους σε σχέση με αυτές με την ύπαρξη δυναδικών μεταβλητών, αφού πετυχαίνουν μικρότερα συνολικά κόστη. Το φαινόμενο αυτό μπορεί να εξηγηθεί, αφού στην περίπτωση της μεταβλητής w , η οποία εκφράζει αν μια μονάδα παραγωγής είναι ανοικτή ή όχι, η χαλάρωσή της επιτρέπει να πάρει τιμές όπως π.χ. $w = 0.7$. Τιμή που δεν ανταποκρίνεται στην πραγματικότητα, δεν έχει φυσική ερμηνεία, αφού μια μονάδα

θα είναι είτε ανοικτή είτε κλειστή. Η τιμή αυτή όμως επιτρέπει στο μοντέλο, υπολογιστικά, να βρει μια καλύτερη λύση, αφού μπορεί να θεωρήσει πως μια μονάδα είναι 0.7 ανοικτή και να την χρησιμοποιήσει “μερικώς”. Οπότε μπορούν να μειωθούν τα *startup* κόστη και, κατά συνέπεια, να μειωθεί το συνολικό κόστος. Πρακτικά, πρόκειται για μια απλοποίηση του προβλήματος, η οποία προσθέτει μια υπολογιστική ευελιξία στο μοντέλο.

Αν και ελαφρώς χαμηλότερο το συνολικό κόστος με τη χαλαρωμένη μεταβλητή, είναι αρκετά κοντά με το συνολικό κόστος που περιλαμβάνει δυαδική μεταβλητή. Η χαλάρωση, δηλαδή, της δυαδικής μεταβλητής δεν επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό την επίλυση του μοντέλου.

Πίνακας 5.1.8 Μέσος όρος συνολικού κόστους - Σύγκριση περιπτώσεων χαλαρωμένων και μη δυαδικών μεταβλητών

Περίπτωση Μελέτης	Μέση Τιμή Συνολικού Κόστους (€)
PTDF_linUC	107639339.709
PTDF	107808483.962

5.2 Ανάλυση Τιμών Ηλεκτρικής Ενέργειας

Σε αυτήν την ενότητα παρουσιάζονται οι τιμές του ηλεκτρικού ρεύματος και η προσέγγιση που κάνουν σε σχέση με τις πραγματικές τιμές. Η λύση του συστήματος περιλαμβάνει και την εκκαθάριση της αγοράς. Έτσι, προκύπτει η τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε ζώνη από τις 13 και για κάθε τυπική ημέρα.

Για τη σύγκριση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας, χρησιμοποιήθηκαν δύο στατιστικά εργαλεία: ο μέσος όρος και το root-mean-square-error σε σχέση με τις πραγματικές τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας για τις συγκεκριμένες ημέρες. Το Ε ανά περίπτωση μελέτης, σε σχέση με τις πραγματικές τιμές, παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.2.2.

Πίνακας 5.2.1 Μέση τιμή ενέργειας

Περίπτωση Μελέτης	Τιμή (€/MWh)
PTDF	94.36
PTDF_linUC	98.81
NTC	82.30
Copper plate	76.31
Isolated	228.69
PTDF_2017	112.48
Actual	93.48

Ο μέσος όρος των πραγματικών τιμών είναι χαμηλότερος από την περίπτωση PTDF. Αυτό το γεγονός μπορεί εξηγείται εν μέρει από το γεγονός ότι το μοντέλο δεν επιτρέπει στην τιμή να λάβει αρνητικές τιμές. Αντίθετα, οι πραγματικές τιμές του ρεύματος λαμβάνουν αρνητικές τιμές, σε περιόδους όπου η παραγωγή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι υψηλότερη από τη ζήτηση. Επομένως, ο μέσος όρος των περιπτώσεων μελέτης είναι λογικό να επηρεάζεται και να είναι μεγαλύτερος, αφού δεν λαμβάνει υπ' όψιν του τις αρνητικές τιμές.

Πίνακας 5.2.2 RMSE τιμής σε σχέση με την πραγματική ανά περίπτωση μελέτης

Περίπτωση Μελέτης	Μέσο RMSE	Ελάχιστο RMSE	Μέγιστο RMSE
PTDF	77.71	20.52	277.85
PTDF_linUC	84.16	19.90	232.19
NTC	163.47	21.75	2370.99
Copper plate	132.77	38.68	286.54
Isolated	255.72	18.75	2498.51

Σε σχέση με τις άλλες περιπτώσεις, εκείνη που προσεγγίζει σε μεγαλύτερο βαθμό την πραγματική τιμή του ρεύματος είναι η περίπτωση PTDF, αφού έχει το μικρότερο RMSE. Παρατήρηση που ανταποκρίνεται στη θεωρητική προσέγγιση, αφού και στην πραγματική αποτύπωση του δικτύου μεταφοράς, εφαρμόζονται οι περιορισμοί PTDF.

Η περίπτωση που παρουσιάζει τη μεγαλύτερη απόκλιση από την πραγματικότητα είναι η Isolated. Αυτή η περίπτωση θεωρεί πως κάθε ζώνη είναι απομονωμένη. Δεν λαμβάνει υπ' όψιν τους την πραγματική σύνδεση και αλληλεπίδραση μεταξύ των διασυνδέσεων των αγορών στην Ευρώπη. Δεδομένου ότι πράγματι στην Ευρώπη εφαρμόζεται το market coupling, τα αποτελέσματα δεν ανταποκρίνονται στην πραγματικότητα.

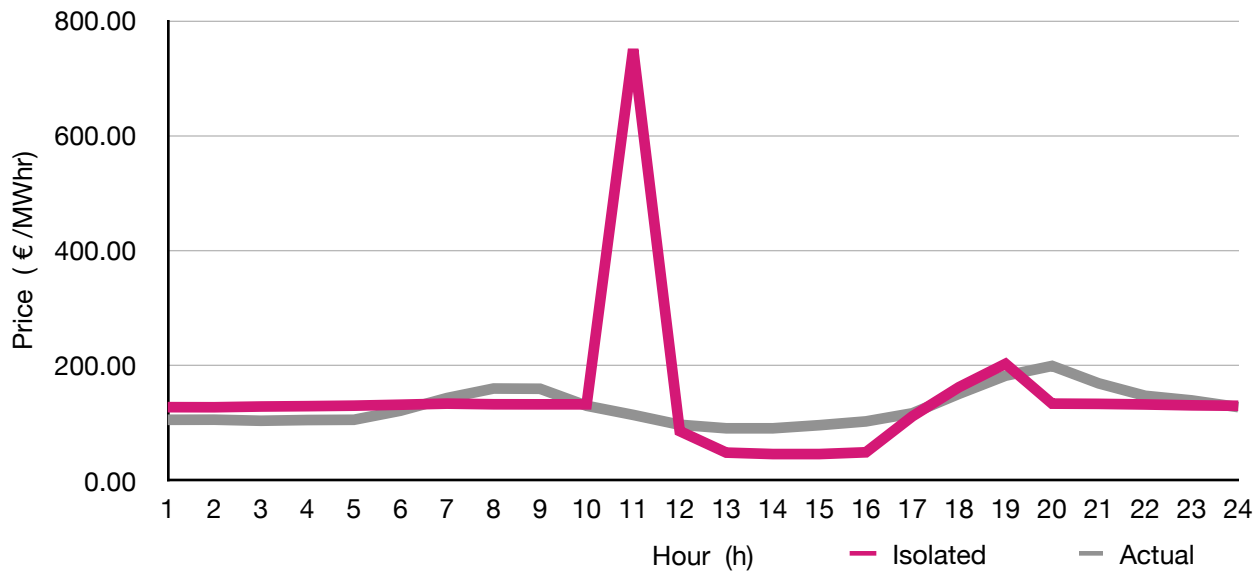
5.3 Ανάλυση Επιδόσεων Ανά Χώρα: Γερμανία

Η Γερμανία κατέχει μεγάλο μερίδιο της συνολικής ανανεώσιμης εγκατεστημένης ισχύος της Ευρώπης. Για την ακρίβεια, η Γερμανία το 2023 είχε φωτοβολταϊκά ικανά να αποδώσουν ισχύ 63 GW. Η Γερμανία, σε συνδυασμό με τη Γαλλία, έχει το 61% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος από φωτοβολταϊκά, το 65% της συνολικής αιολικής ενέργειας και το 60% της συνολικής υδροηλεκτρικής ισχύς στις 13 χώρες που μελετά η παρούσα εργασία.

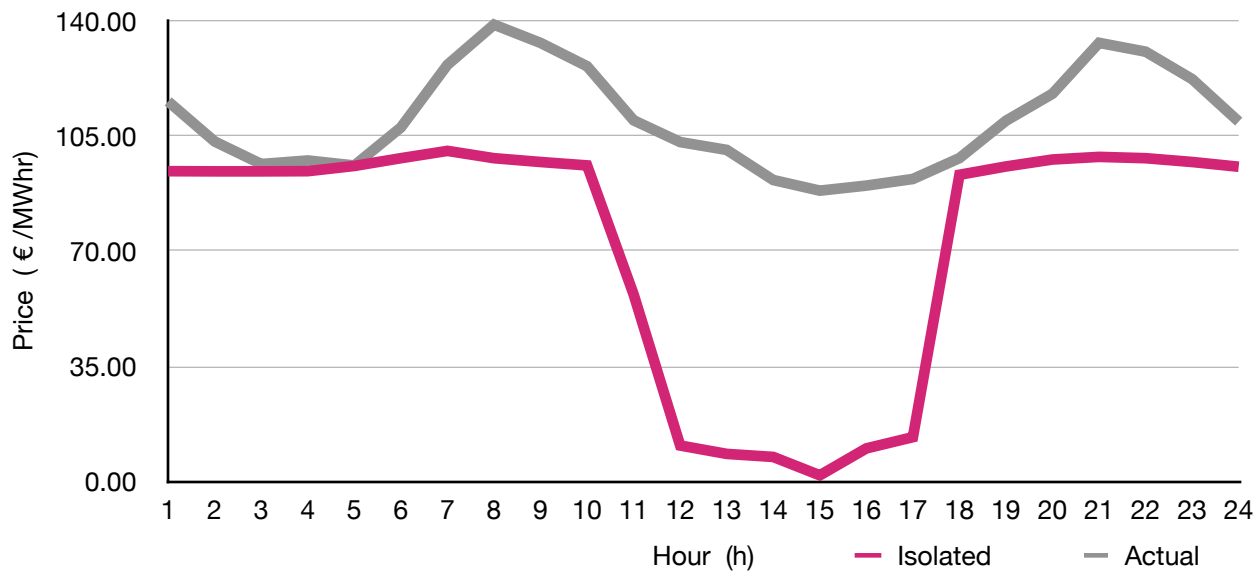
5.3.1 Αντίκτυποι Απομόνωσης από το Σύστημα

Η περίπτωση όπου η Γερμανία ικανοποιεί μόνη της τη ζήτησή της (Isolated), παρουσιάζει αποκλίσεις σε σχέση με την πραγματικότητα. Αν και η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι μικρότερη σε σχέση με την πραγματική, είναι αξιοσημείωτο πως τα αντίστοιχα κόστη ανά ζώνη δείχνουν το ακριβώς αντίθετο. Το συνολικό κόστος για τη Γερμανία είναι μεγαλύτερο όταν δεν διασυνδέεται με τις υπόλοιπες χώρες. Γεγονός που ισχύει για κάθε ημέρα που εξετάστηκε. Ενδεικτικά, παρουσιάζονται ο Πίνακας 5.3.1 με τα κόστη ανά ζώνη για τις τυπικές ημέρες WinterWD, AutumnWD και SummerWE.

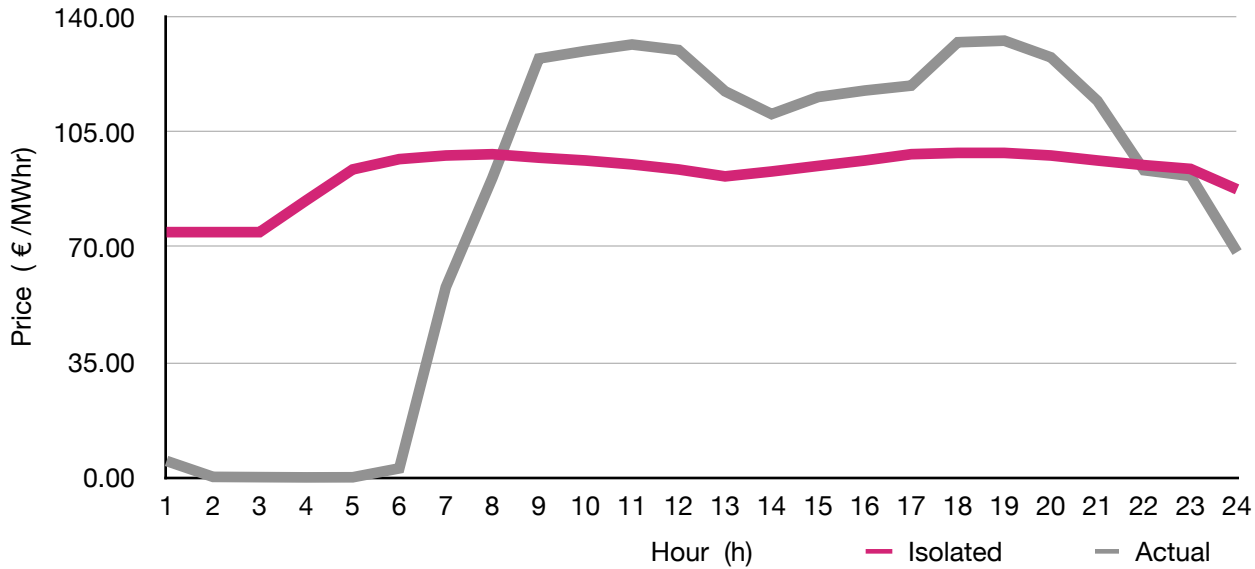
5.3.4 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SpringWD Γερμανία



5.3.5 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SummerWE Γερμανία



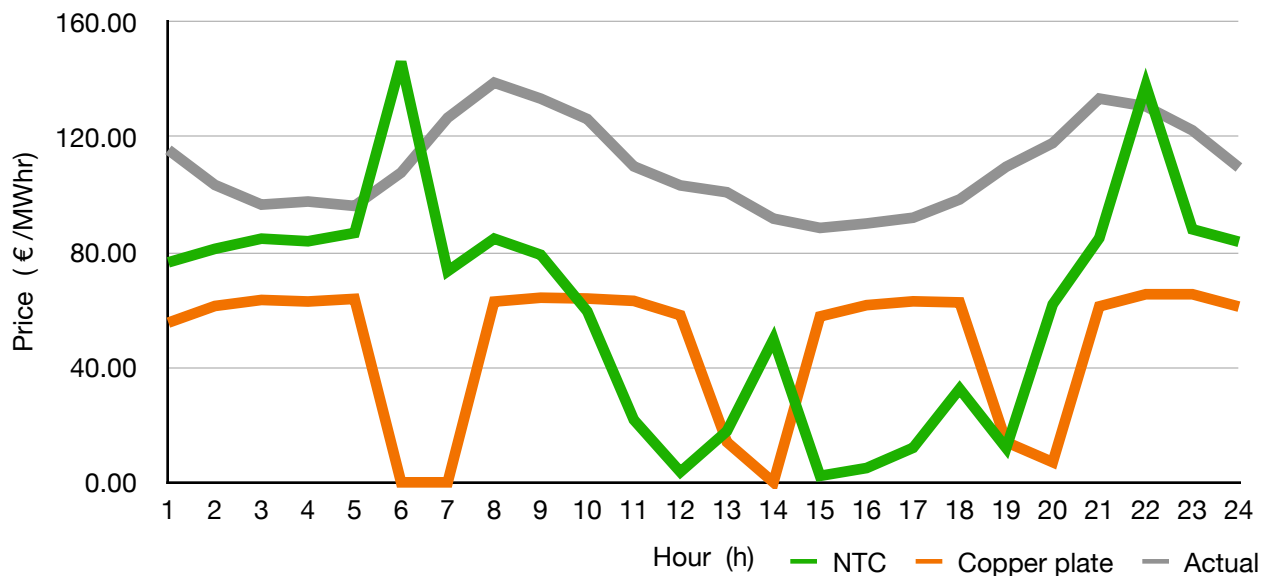
5.3.6 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας WinterWD Γερμανία



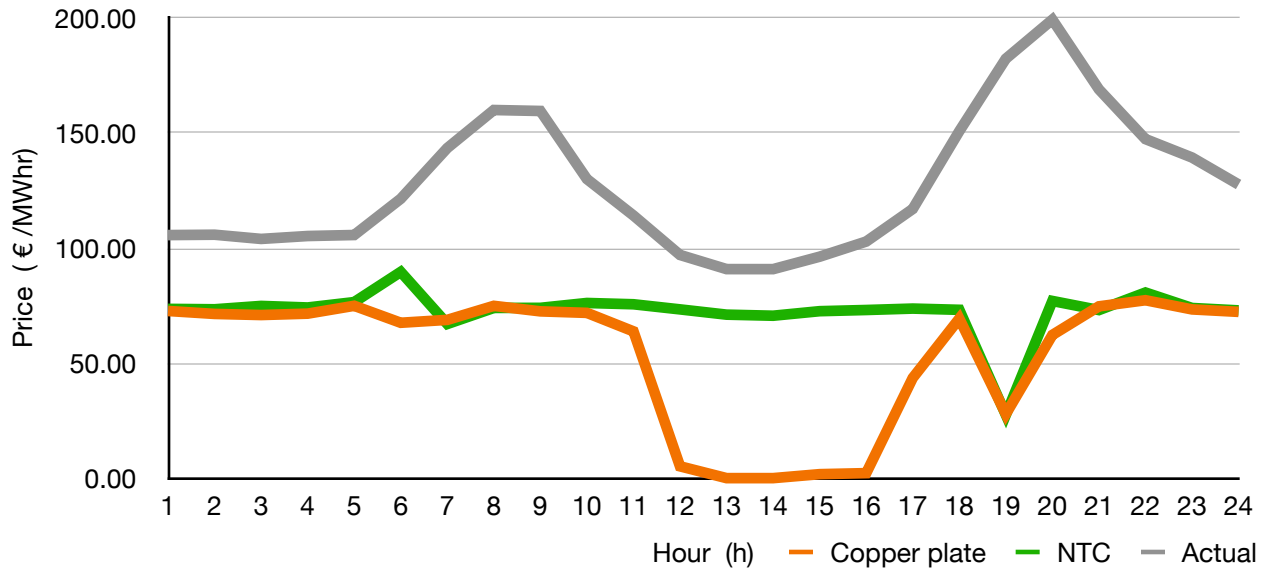
5.3.2 Επίδραση Περιορισμών NTC και Περίπτωση Copper Plate

Αναφορικά με τις περιπτώσεις NTC και Copper plate, παρατηρείται ότι οι τιμές μεταξύ τους βρίσκονται σχετικά κοντά. Σε ορισμένες ώρες φαίνονται πολύ υψηλές τιμές για τους περιορισμούς NTC. Τιμές που υποδεικνύουν πως εκείνες τις ώρες υπάρχει αυξημένη ζήτηση και η παραγωγή δυσκολεύεται να την ικανοποιήσει. Η θεωρητική προσέγγιση, δηλαδή αυτή χωρίς την παρουσία περιορισμών, οδηγεί σε χαμηλότερες τιμές για τη Γερμανία.

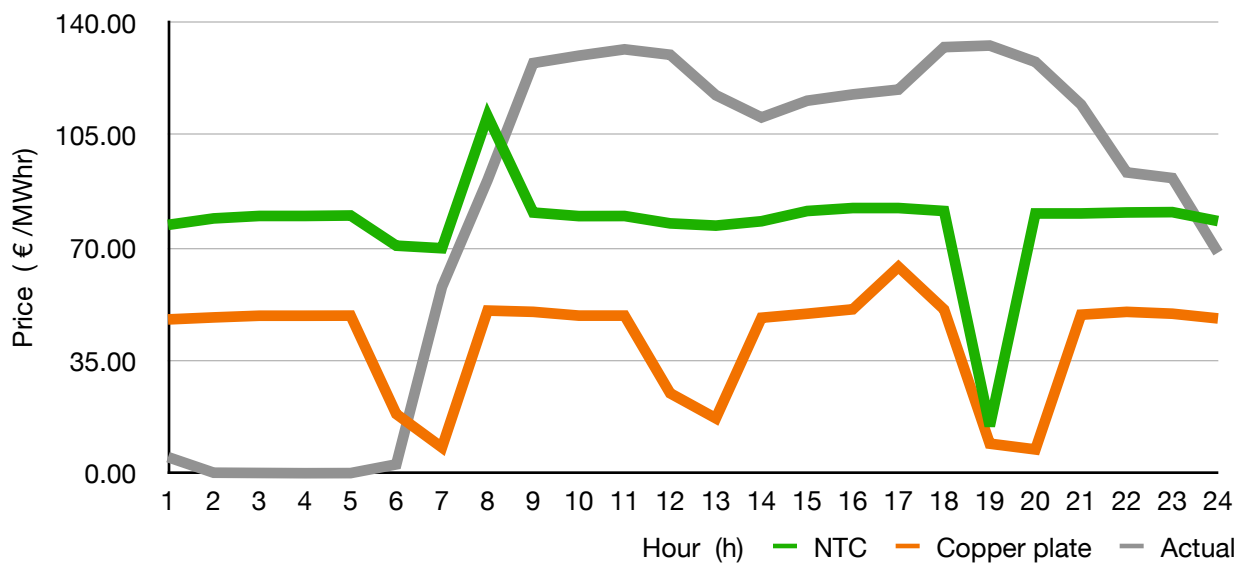
5.3.7 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SummerWE Γερμανία



5.3.8 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SpringWD Γερμανία



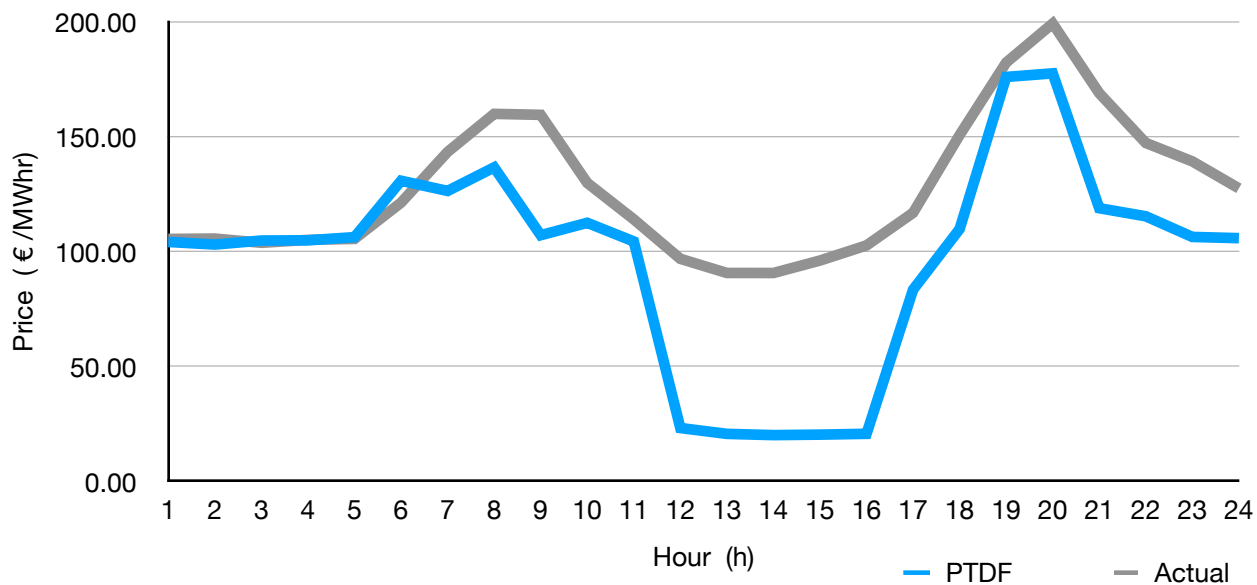
5.3.9 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας WinterWD Γερμανία



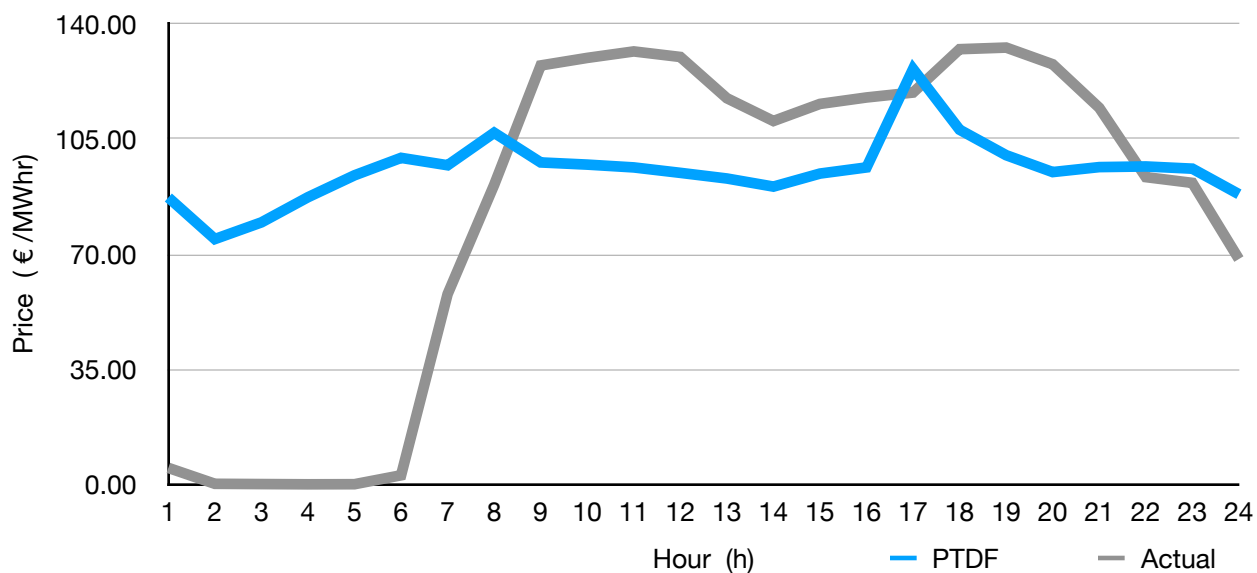
5.3.3 Επίδραση Περιορισμών μέσω PTDF

Στα διαγράμματα 5.3.1 -5.3.3 που ακολουθούν φαίνεται η πραγματική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας για τη Γερμανία, σε σχέση με εκείνη που προέκυψε από τη λύση του μοντέλου με περιορισμούς PTDF, για τις τυπικές ημέρες SpringWD, WinterWD και SummerWE αντίστοιχα.

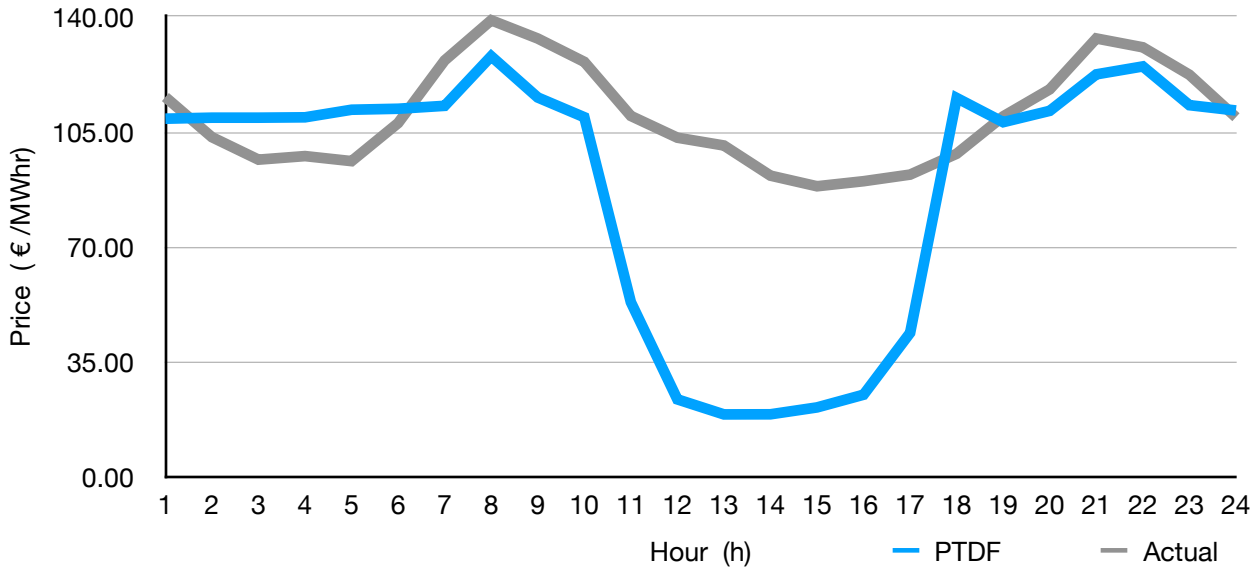
5.3.1 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας Γερμανία SpringWD



5.3.2 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας Γερμανία WinterWD



5.3.2 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας Γερμανία SummerWE

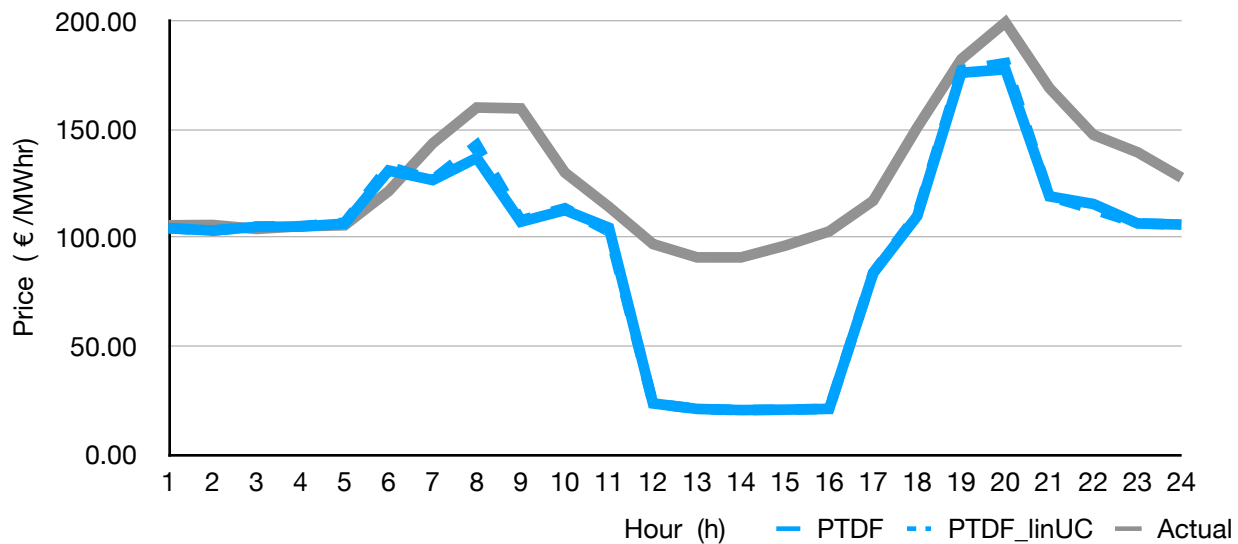


Η τιμή, σε τάξη μεγέθους, βρίσκεται πολύ κοντά στην πραγματικότητα, αν και ελαφρώς χαμηλότερη. Φαίνεται πως τις ώρες που ανεβαίνει ή κατεβαίνει η πραγματική τιμή, ταυτόχρονα ανεβαίνει ή κατεβαίνει και η τιμή PTDF. Ακολουθεί δηλαδή η λύση του μοντέλου την πραγματικότητα. Τα peak των τιμών είναι για $t = 8$ και για $t = 21$, κοινά και για τις δύο περιπτώσεις άνοιξης και φθινοπώρου.

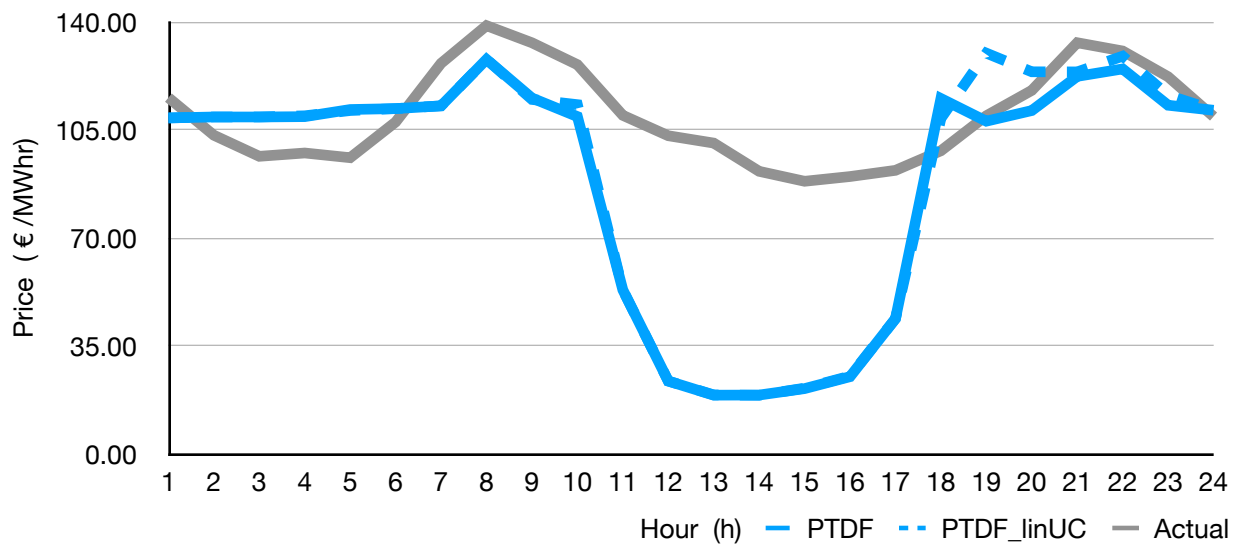
5.3.4 Ανάλυση της Επίδρασης της Χαλάρωσης στις Δυναδικές Μεταβλητές

Τέλος, σχετικά με τη Γερμανία, εξετάστηκε και η επίδραση της χαλάρωσης των δυαδικών μεταβλητών στη λύση του μοντέλου. Οι διαφορές στην περίπτωση που είναι χαλαρωμένη η δυαδική μεταβλητή είναι μικρές. Ακόμα και η περίπτωση PTDF_linUC προσεγγίζει ικανοποιητικά την πραγματική τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος. Φαίνεται πως ανταποκρίνεται στα peak της πραγματικής τιμής, ενώ έχει ίδια τάξη μεγέθους.

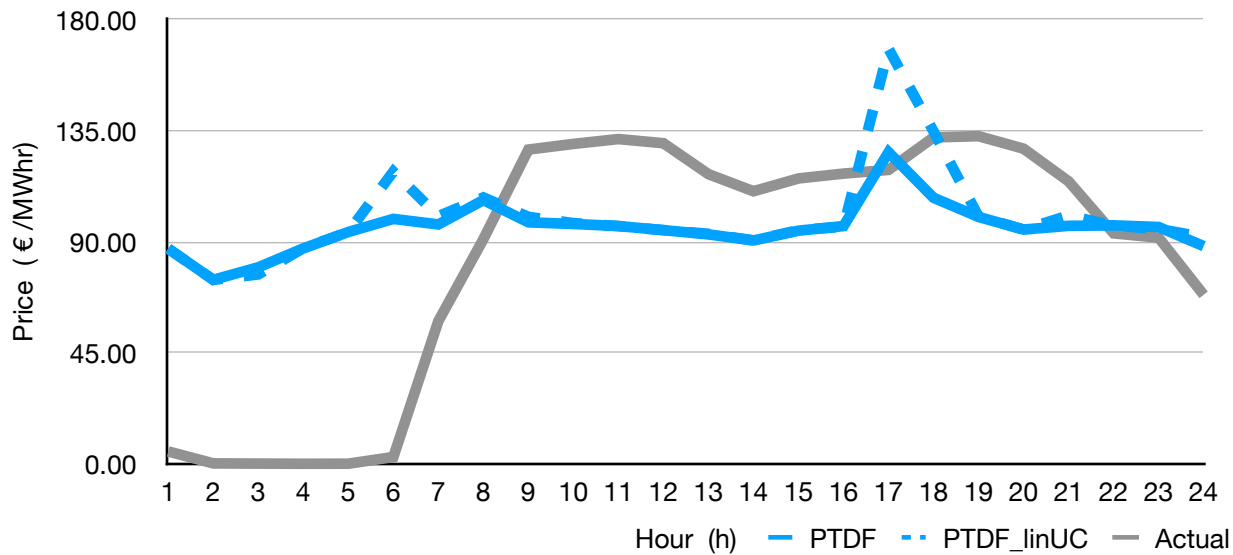
5.3.10 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SpringWD Γερμανία



5.3.11 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SummerWE Γερμανία

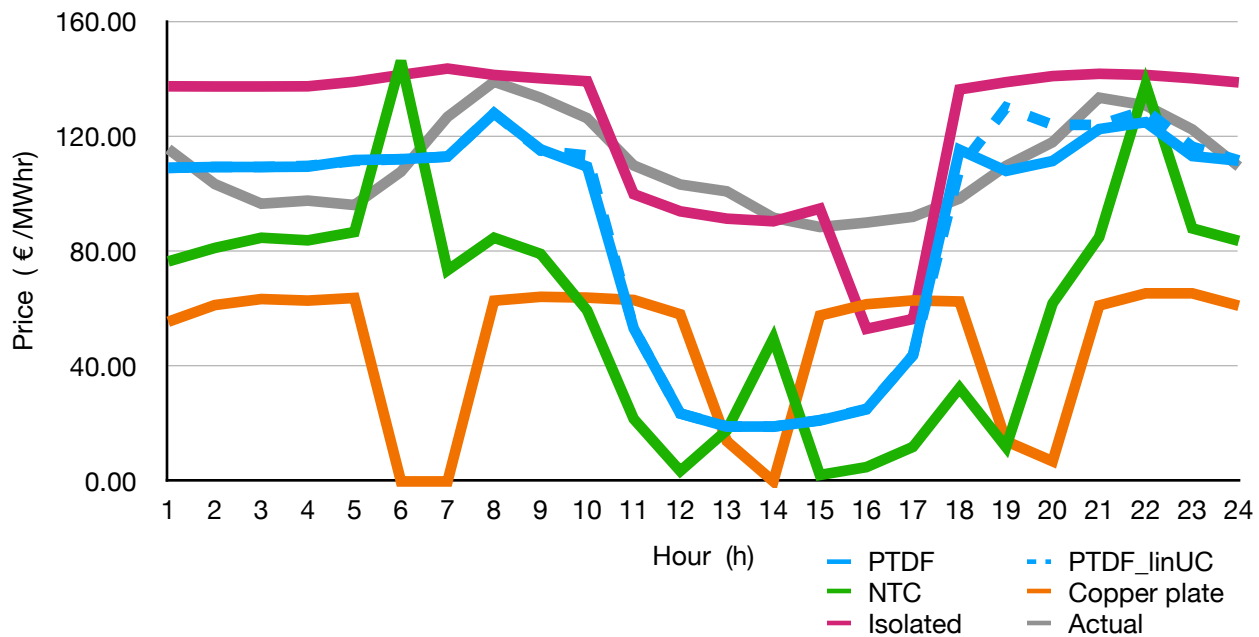


5.3.12 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας WinterWD Γερμανία

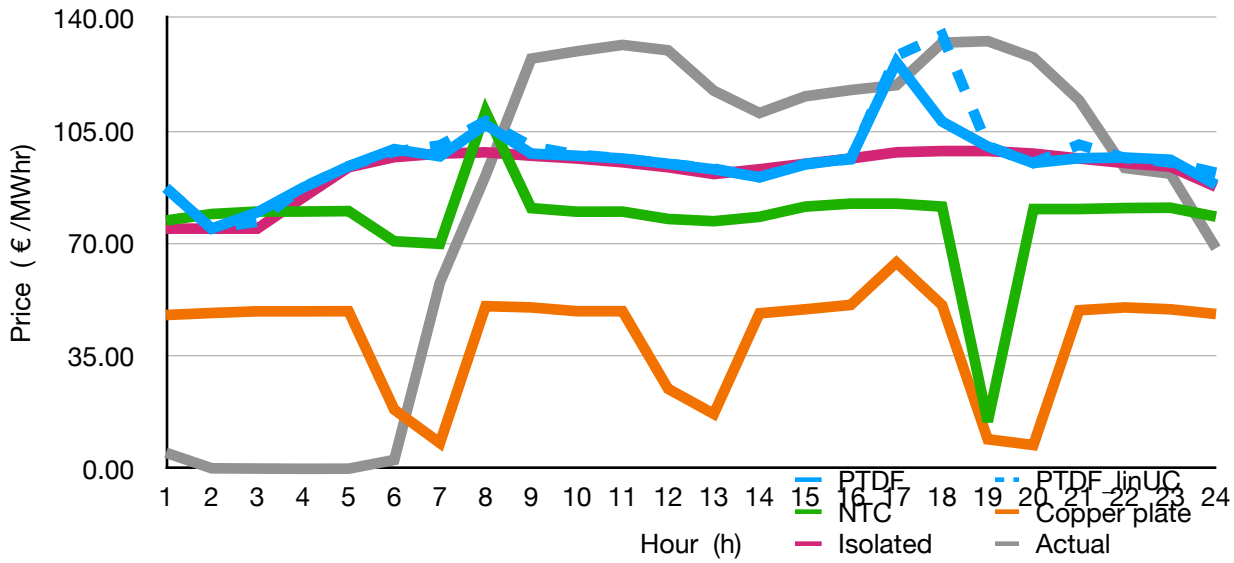


Συγκριτικά, οι τιμές ενέργειας για κάθε διαφορετική προσέγγιση του δικτύου, σε σχέση με τις πραγματικές, παρουσιάζονται στα παρακάτω διαγράμματα για τη Γερμανία.

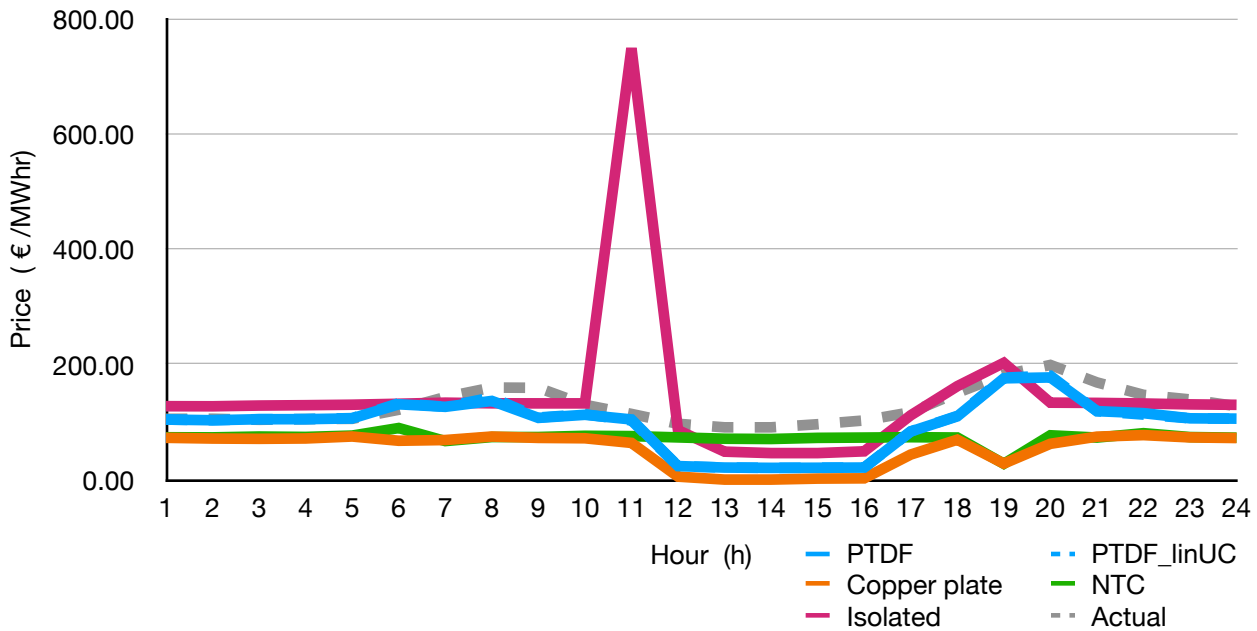
5.3.12 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SummerWE Γερμανία



5.3.14 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας WinterWD Γερμανία



5.3.15 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SpringWD Γερμανία



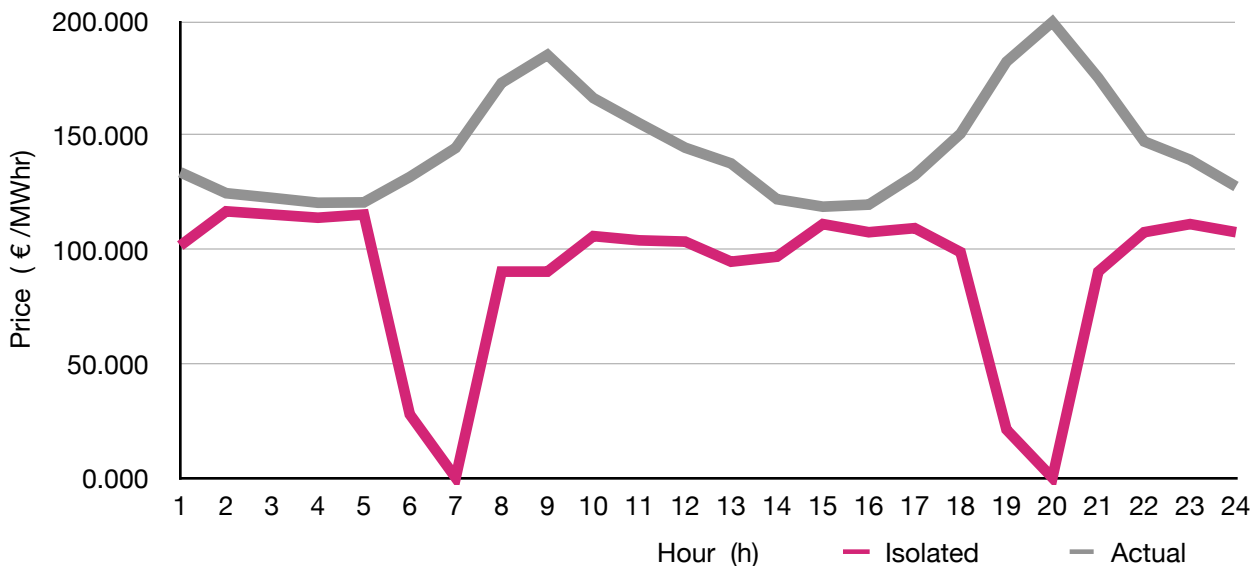
5.4 Ανάλυση Επιδόσεων Ανά Χώρα: Γαλλία

Η Γαλλία αποτελεί, μαζί με τη Γερμανία, μια από τις δύο μεγαλύτερες ζώνες από άποψη εγκατεστημένης ισχύς, ανάμεσα στις υπόλοιπες χώρες.

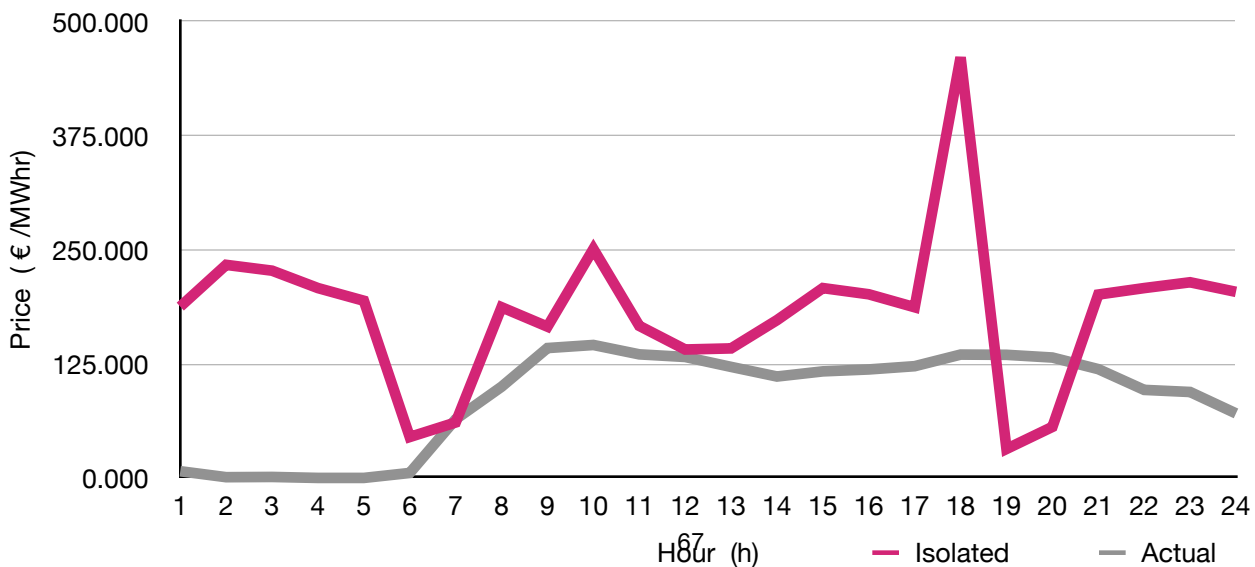
5.4.1 Αντίκτυποι Απομόνωσης από το Σύστημα

Στην περίπτωση όπου η Γαλλία είναι απομονωμένη, δηλαδή δε συνδέεται με τις υπόλοιπες χώρες, παρατηρείται το εξής: η τιμή της επίλυσης είναι μικρότερη από την πραγματική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας.

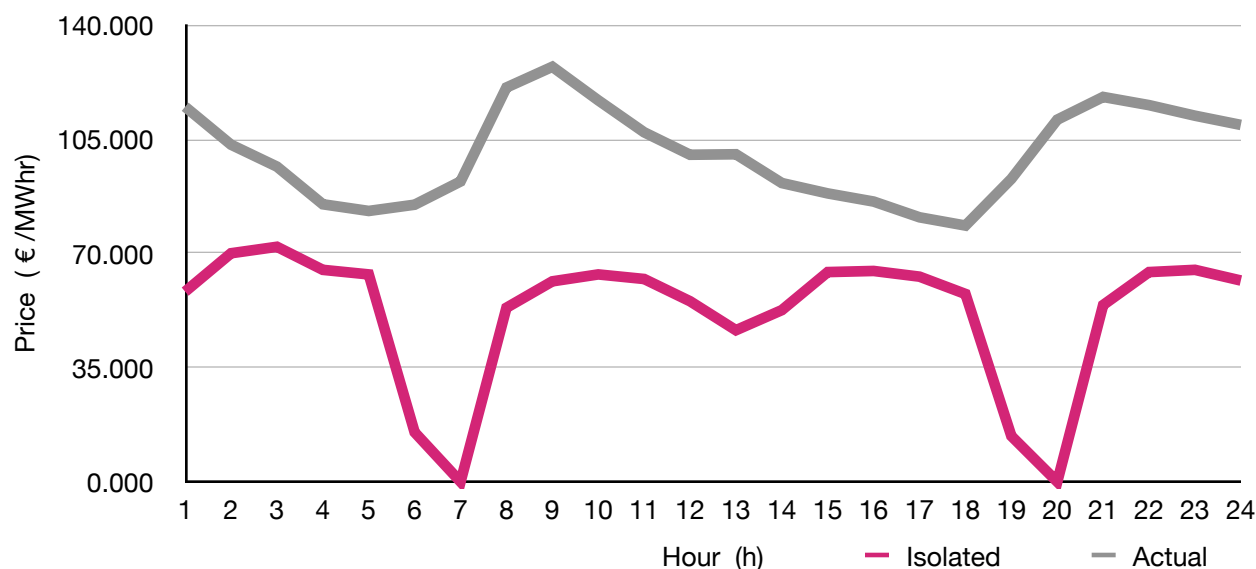
Διάγραμμα 5.4.4 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SpringWD Γαλλία



Διάγραμμα 5.4.5 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας WinterWD Γαλλία



Διάγραμμα 5.4.6 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SummerWE Γαλλία



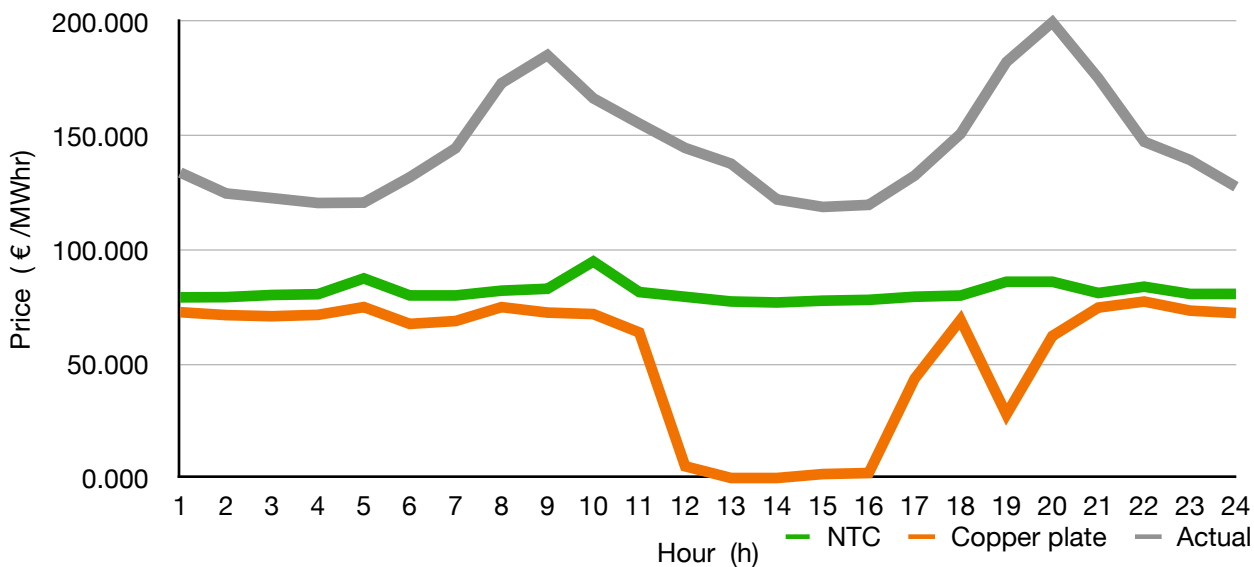
Αυτό το φαινόμενο παρατηρείται για το καλοκαίρι και την άνοιξη. Οι τιμές του χειμώνα είναι μεγαλύτερες από τις πραγματικές. Ταυτόχρονα, όπως φαίνεται και από στον Πίνακα 5.3.1, η Γαλλία έχει μικρότερο κόστος όταν επιλύεται μόνη της, σε σχέση με τους περιορισμούς PTDF. Στον πίνακα με τις εξαγωγές ισχύος (Πίνακας 5.6.5), φαίνεται πως η Γαλλία είναι η χώρα που εξάγει τα μεγαλύτερα ποσά ενέργειας σε σχέση με τις υπόλοιπες. Αυτό μπορεί να εξηγηθεί από το γεγονός πως μεγάλο μέρος της παραγωγής της Γαλλίας προέρχεται από πυρηνικές μονάδες παραγωγής, οι οποίες έχουν σταθερή απόδοση.

Η Γερμανία στηρίζεται σε μεγάλο βαθμό στις ΑΠΕ. Ταυτόχρονα, η ζήτηση της είναι μεγαλύτερη στον νότο, ενώ μεγάλο μέρος των ΑΠΕ (αιολικά) βρίσκονται στον βορρά. Συνδυαστικά με το γεγονός πως το δίκτυο πιθανόν να αντιμετωπίζει συμφορήσεις, μπορεί να οδηγηθεί η Γερμανία να εισάγει ενέργεια.

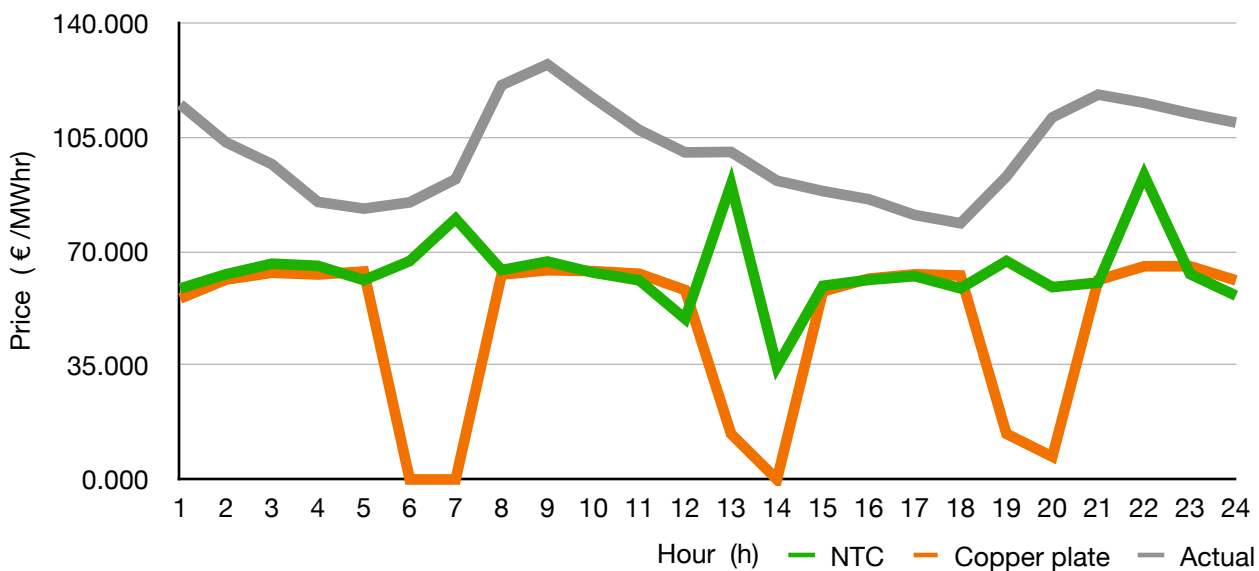
5.4.2 Επίδραση Περιορισμών NTC και Περίπτωση Copper plate

Οι περιπτώσεις NTC και Copper plate, σε γενικές γραμμές, είναι κοντά μεταξύ τους. Η τιμή στις περιπτώσεις Copper plate είναι ελαφρώς χαμηλότερη από τις αντίστοιχες NTC. Ενώ δεν αποτυπώνουν ιδανικά την πραγματική κατάσταση, φαίνεται πως ακολουθούν σε έναν βαθμό τις αυξομειώσεις της.

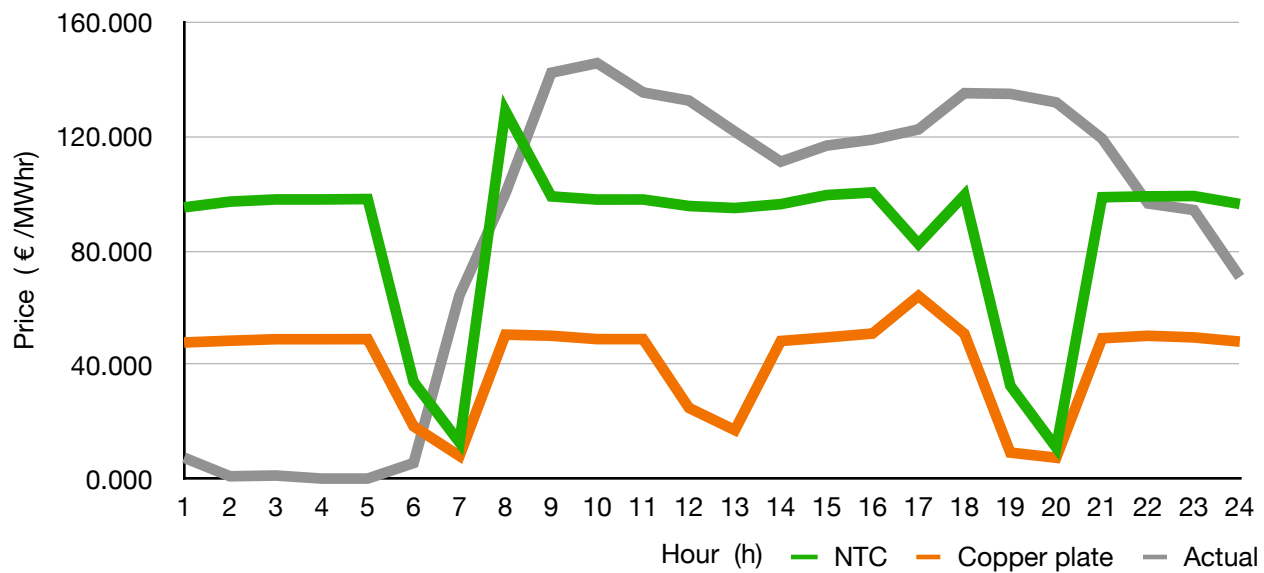
Διάγραμμα 5.4.8 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SpringWD Γαλλία



Διάγραμμα 5.4.9 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SummerWE Γαλλία



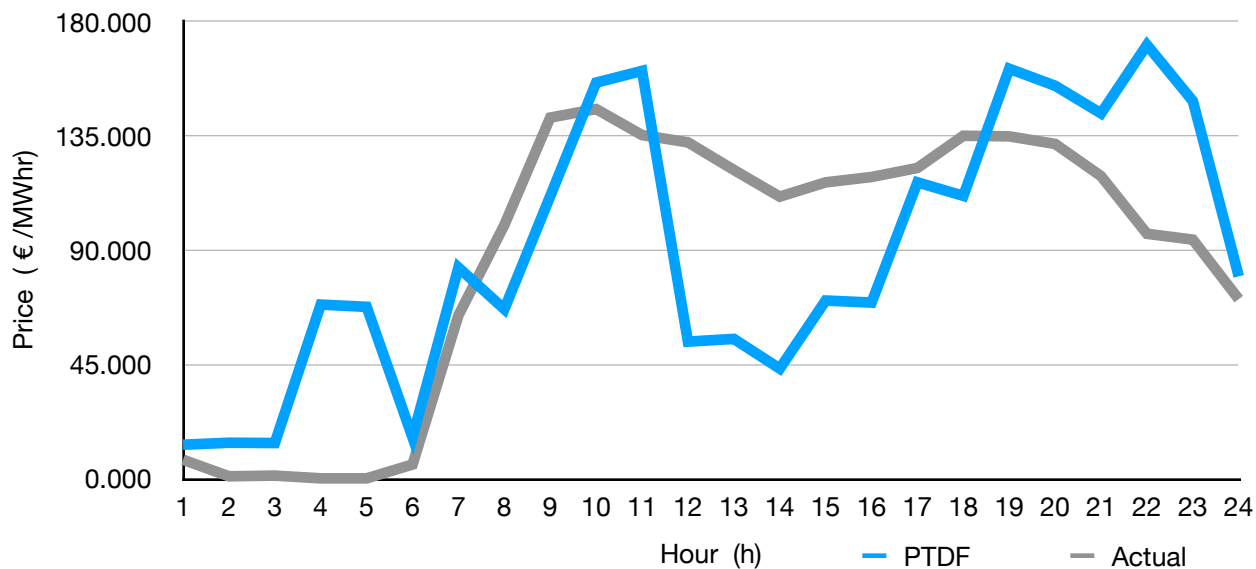
Διάγραμμα 5.4.10 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας WinterWD Γαλλία



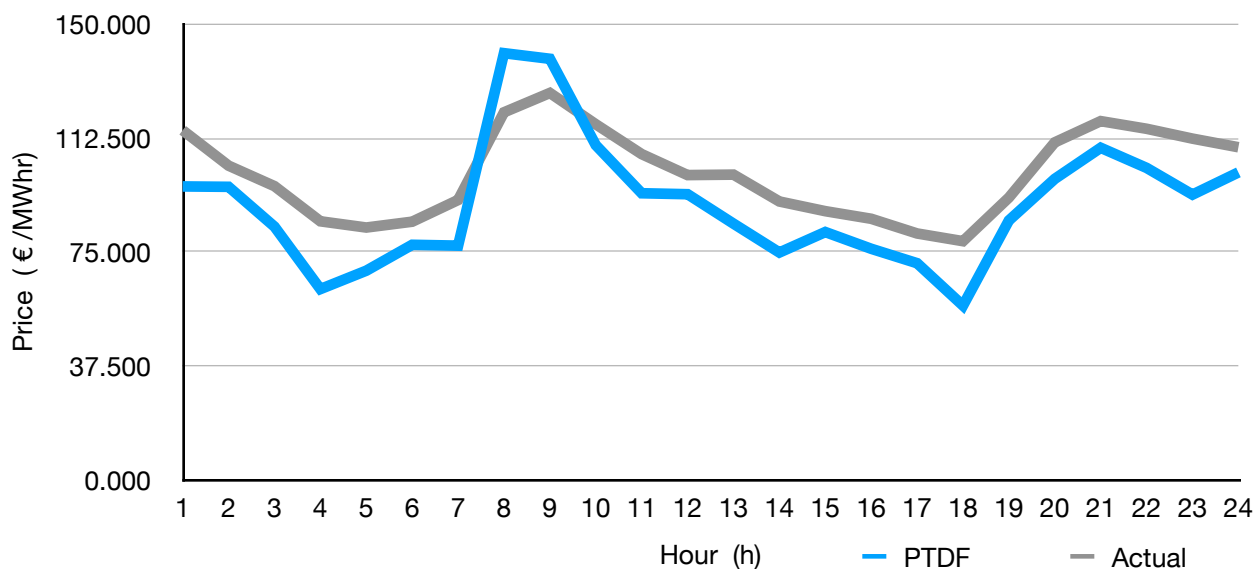
5.4.3 Επίδραση Περιορισμών PTDF

Και στις τρεις διαφορετικές τυπικές ημέρες με περιορισμούς PTDF, φαίνεται πως επιτυγχάνεται μια πολύ καλή προσέγγιση σε σχέση με την πραγματικότητα. Τόσο τα σημεία όπου η πραγματική τιμή λαμβάνει μέγιστες τιμές, όσο και τα σημεία όπου λαμβάνει ελάχιστες, ακολουθούν παρόμοια πορεία με αυτά της αποτύπωσης του δικτύου με περιορισμούς PTDF. Η μεγαλύτερη απόκλιση παρατηρείται και πάλι τον χειμώνα, πιθανόν λόγω της αυξημένης ζήτησης.

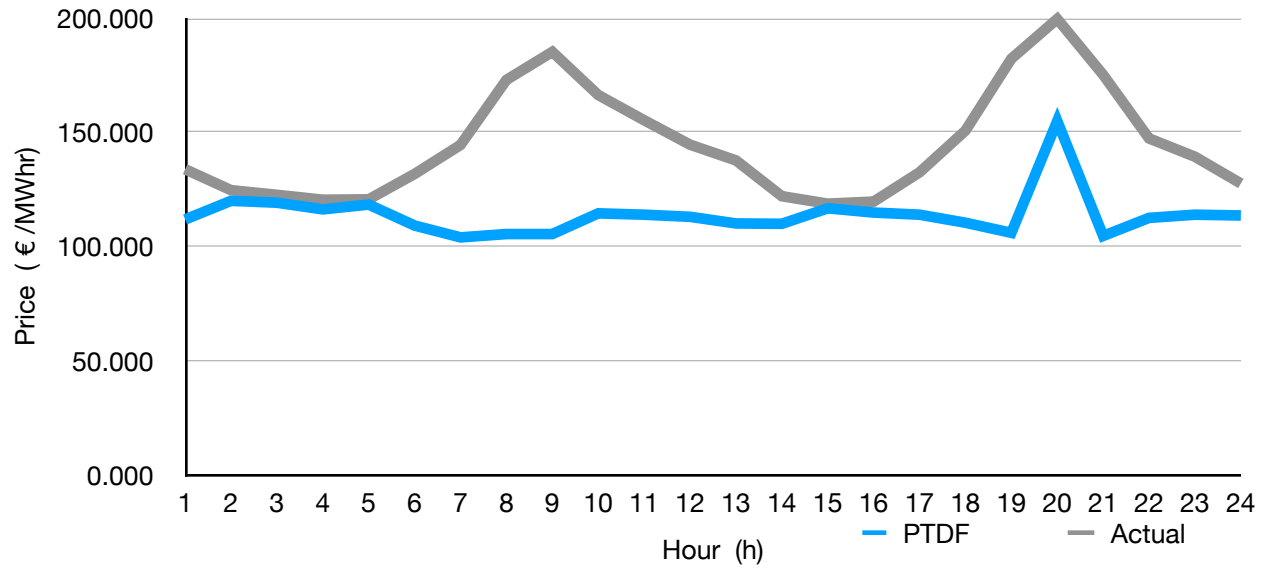
Διάγραμμα 5.4.1 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας WinterWD Γαλλία



Διάγραμμα 5.4.2 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SummerWE Γαλλία



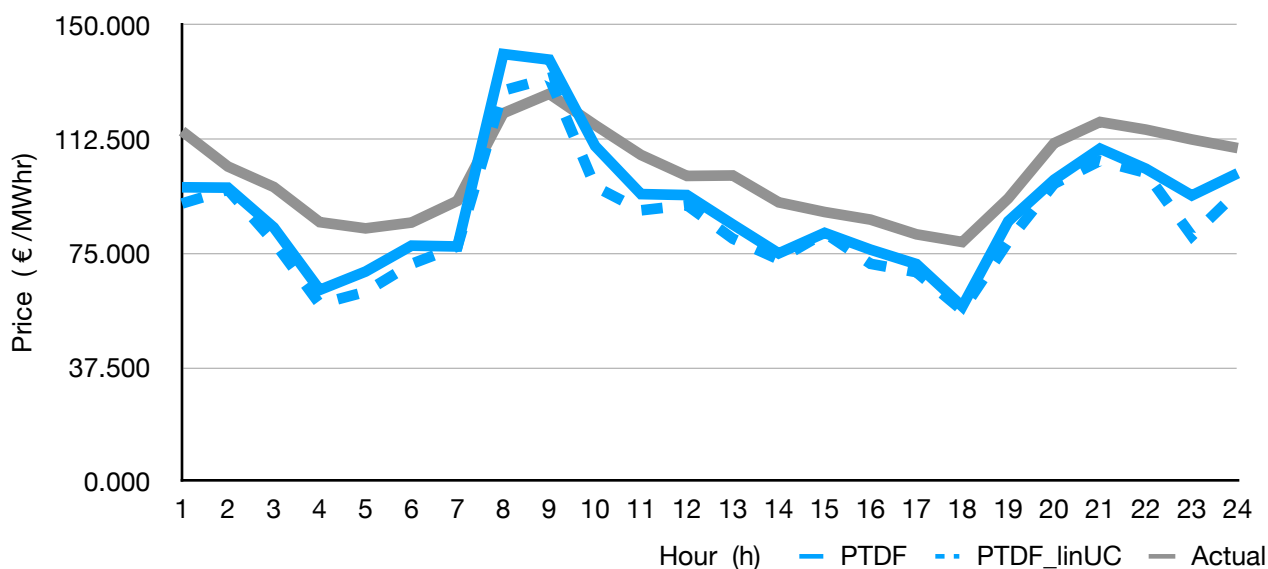
Διάγραμμα 5.4.3 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SpringWD Γαλλία



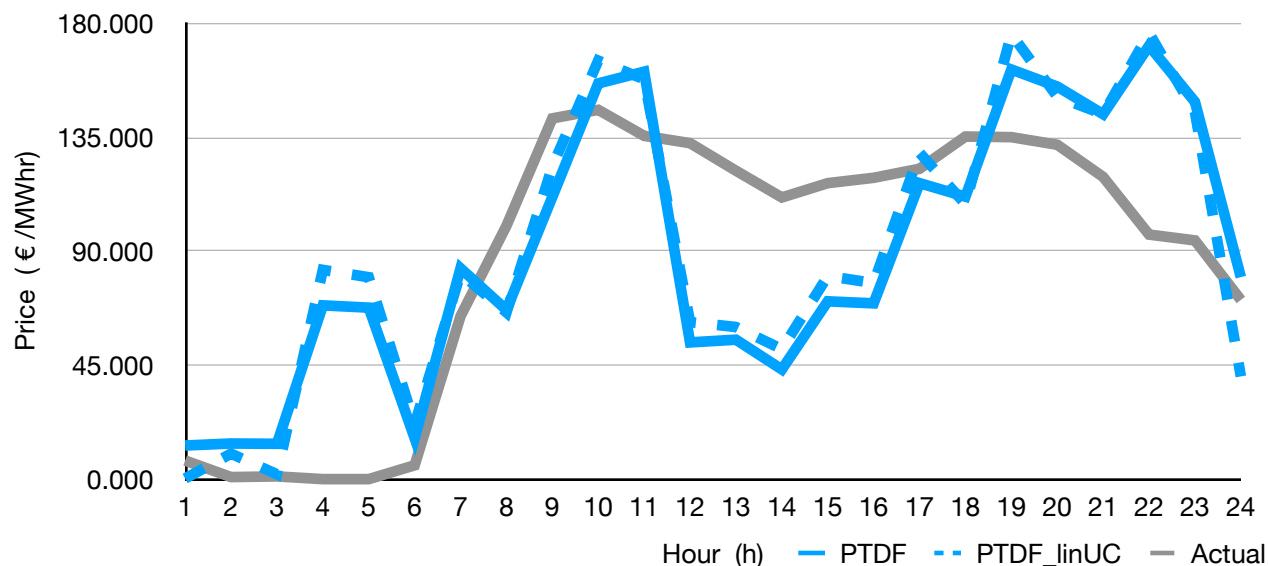
5.4.4 Ανάλυση της Επίδρασης της Χαλάρωσης των Δυαδικών Μεταβλητών

Η χαλάρωση των δυαδικών μεταβλητών φαίνεται πως δεν επηρέασε σημαντικά την τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος για τη Γαλλία, τον χειμώνα και το καλοκαίρι. Αντίθετα, την άνοιξη η επίδραση της χαλάρωσης είναι εντονότερη και εντοπίζεται κυρίως σε ακμές της καμπύλης, δηλαδή εκεί που η τιμή λαμβάνει τοπικά ελάχιστες και μέγιστες τιμές. Σε αυτά τα σημεία, η λύση με χαλαρωμένες μεταβλητές λαμβάνει μεγαλύτερες τιμές στα τοπικά μέγιστα και μικρότερες στα τοπικά ελάχιστα.

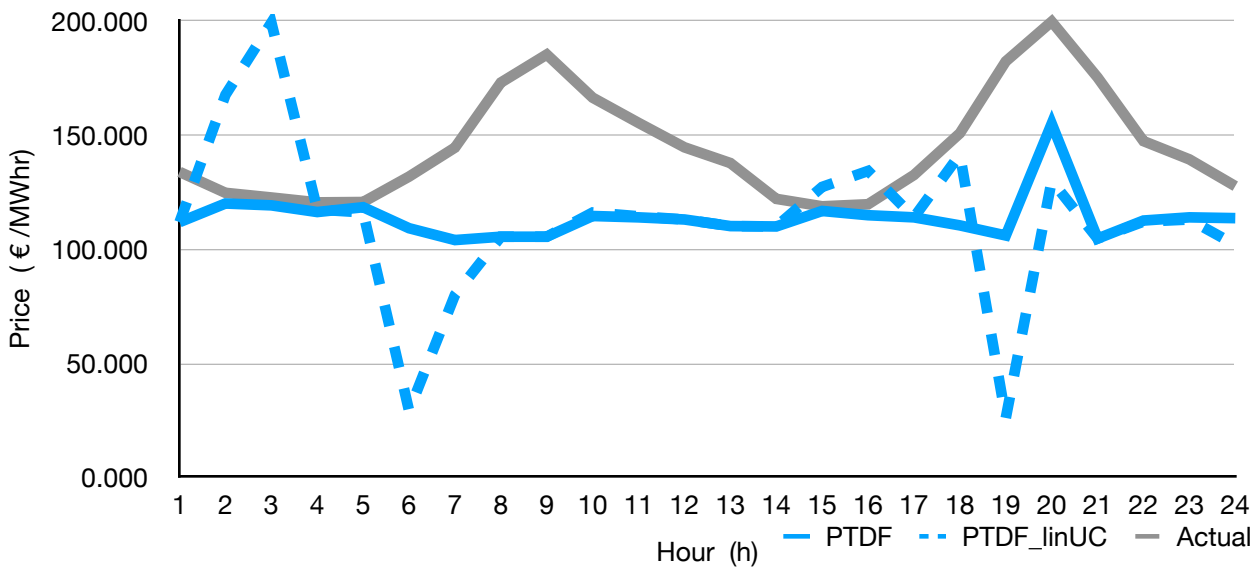
Διάγραμμα 5.4.10 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SummerWE Γαλλία



Διάγραμμα 5.4.11 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας WinterWD Γαλλία

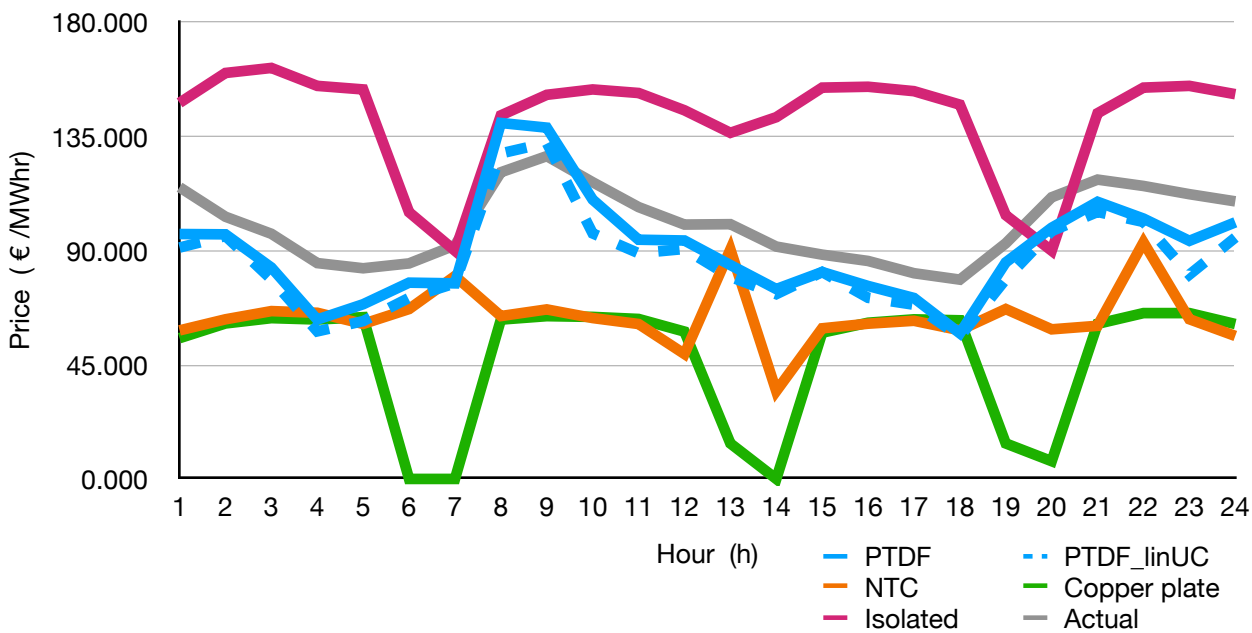


Διάγραμμα 5.4.11 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SpringWD Γαλλία

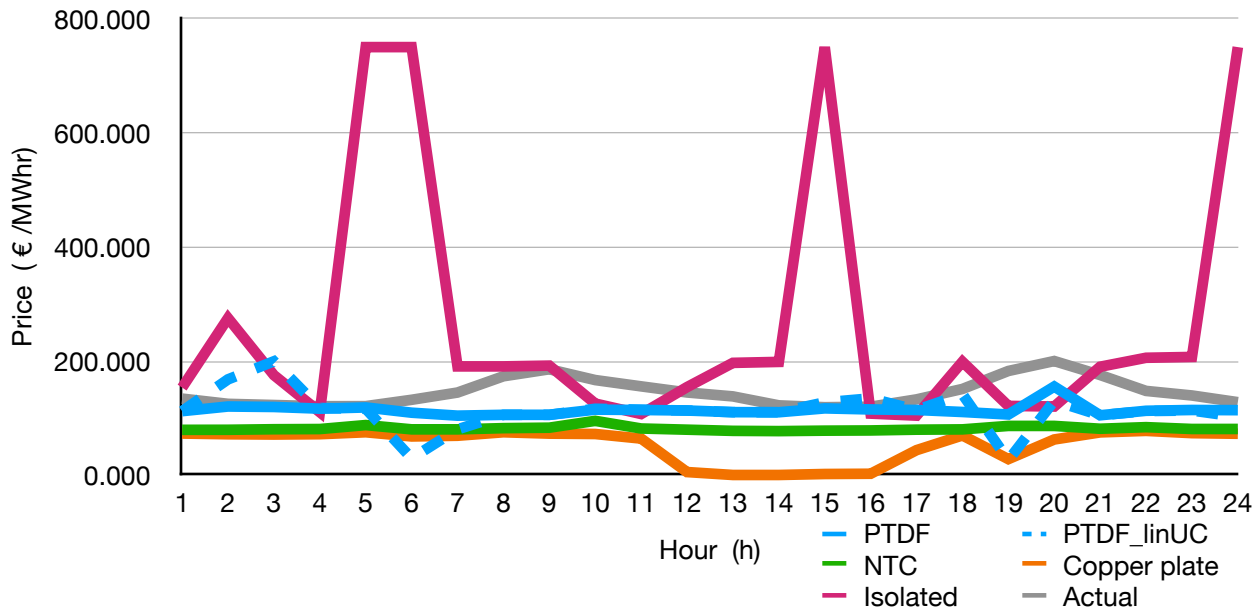


Συγκεντρωτικά παρουσιάζονται διαγράμματα για όλες τις διαφορετικές περιπτώσεις που λύθηκε το μοντέλο.

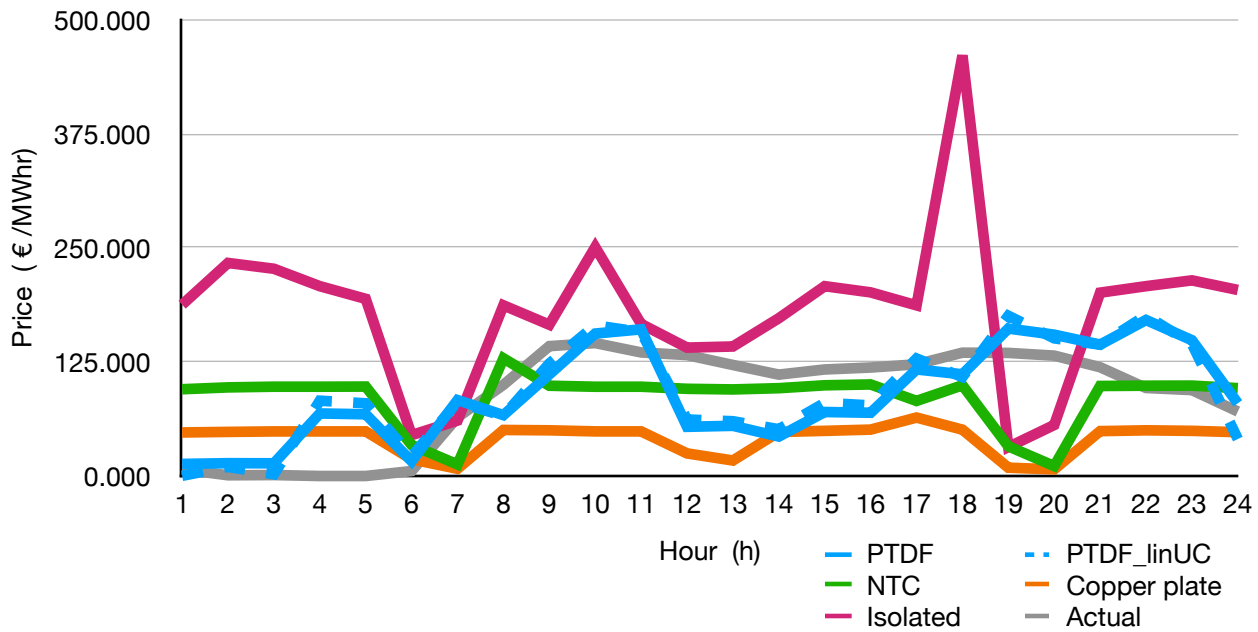
Διάγραμμα 5.4.13 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SummerWE Γαλλία



Διάγραμμα 5.4.14 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SpringWD Γαλλία



Διάγραμμα 5.4.15 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας WinterWD Γαλλία



5.5 Ανάλυση Επιδόσεων Ανά Χώρα: Ρουμανία

Η Ρουμανία είναι μια χώρα η οποία, αναφορικά με το μέγεθος της, έχει μεγάλη παραγωγή από υδροηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής. Για την ακρίβεια, το 39% της συνολικής εγκατεστημένης παραγωγής της το 2023 προέρχεται από υδροηλεκτρικούς σταθμούς. Αξιοποιεί τα Καρπάθια όρη και τον Δούναβη.

Πίνακας 5.5.1 Εγκατεστημένη Ισχύς στη Ρουμανία 2023

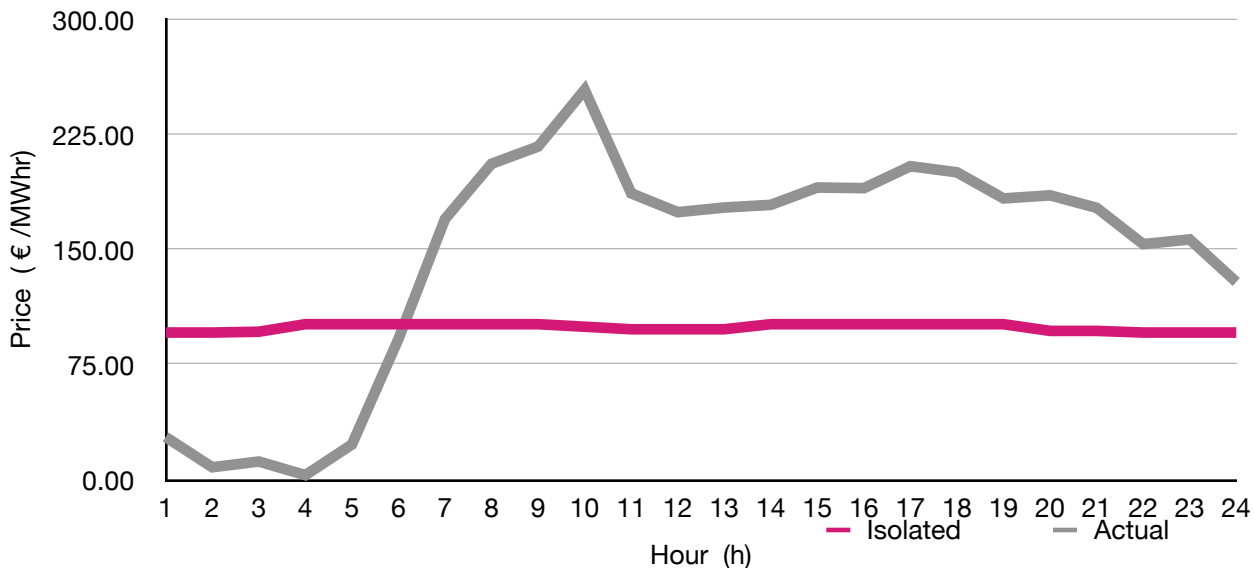
Χώρα	Έτος	Τεχνολογία καυσίμου	(MW)
Ρουμανία	2023	Hydro Water Reservoir	3356.0
Ρουμανία	2023	Wind Onshore	2957.0
Ρουμανία	2023	Hydro Run-of-river and poundage	2780.0
Ρουμανία	2023	Coal/Lignite	2497.0
Ρουμανία	2023	Fossil Gas	1988.0
Ρουμανία	2023	Nuclear	1300.0
Ρουμανία	2023	Solar	1185.0
Ρουμανία	2023	Fossil Hard coal	176.0
Ρουμανία	2023	Biomass	118.0

5.5.1 Αντίκτυποι Απομόνωσης από το Σύστημα

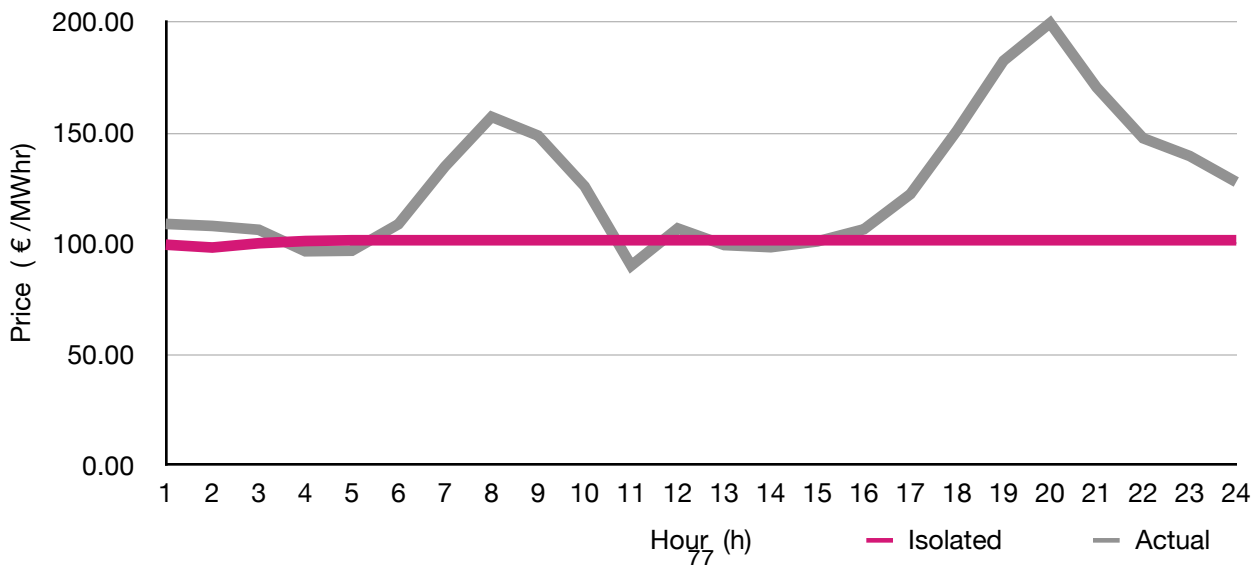
Η Ρουμανία έχει συνολική εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη από την τριπλάσια της μέγιστης ζήτησης που εμφανίζει το έτος 2023.

Στα παρακάτω διαγράμματα φαίνεται η καμπύλη της τιμής που προκύπτει από την επίλυση του μοντέλου (Isolated), σε σχέση με την καμπύλη της πραγματικής τιμής της ενέργειας.

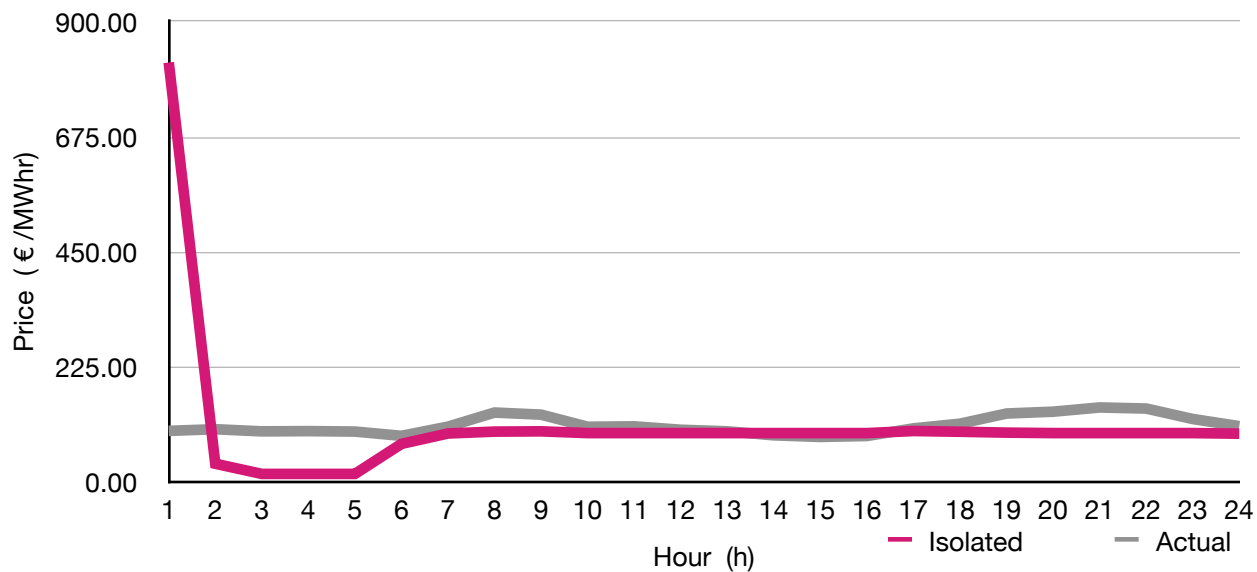
Διάγραμμα 5.5.4 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας WinterWD Ρουμανία



Διάγραμμα 5.5.5 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SummerWE Ρουμανία



Διάγραμμα 5.5.5 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SummerWE Ρουμανία

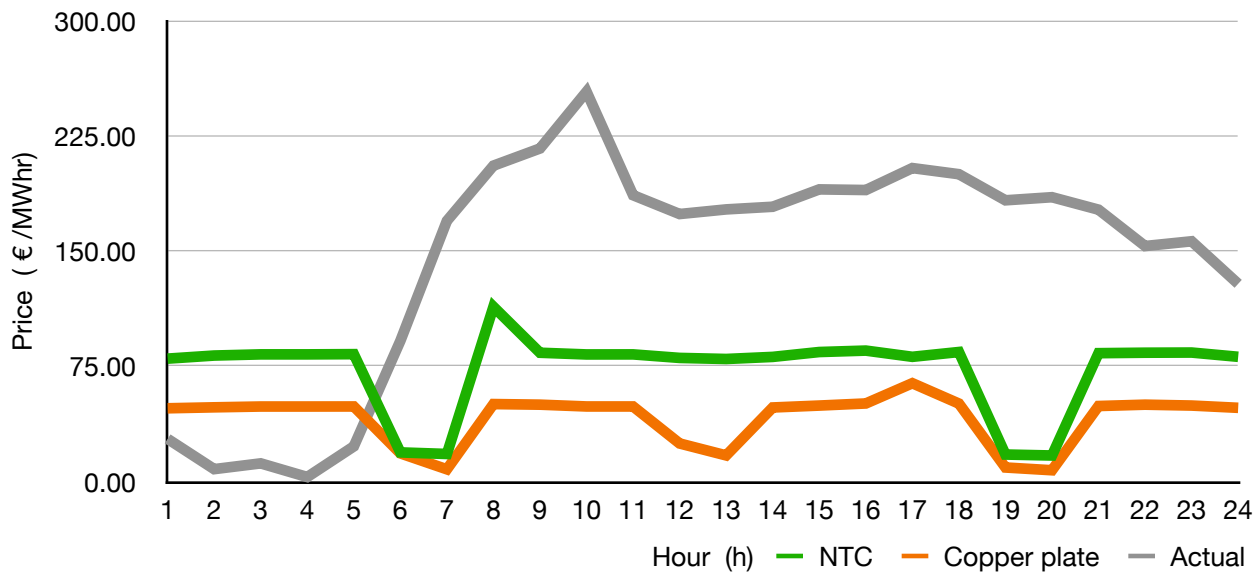


Παρατηρείται ότι η καμπύλη Isolated απέχει σε μεγάλο βαθμό από την πραγματικότητα. Για την ακρίβεια, η καμπύλη δεν παρουσιάζει σχεδόν κανένα μέγιστο ή ελάχιστο. Αυτό το γεγονός μπορεί να ερμηνευτεί εάν ληφθεί υπόψη πως, εφόσον η Ρουμανία είναι απομονωμένη από τις υπόλοιπες χώρες, το σύστημα εξισορροπεί την προσφορά και τη ζήτηση χρησιμοποιώντας την εγχώρια παραγωγή. Εφόσον υπάρχει αρκετή παραγωγή για να ικανοποιήσει τη ζήτηση, δεν χρησιμοποιούνται όλες οι διαθέσιμες μονάδες. Η τιμή μπορεί να παραμείνει σχετικά σταθερή, εφόσον δεν υπάρχουν περιορισμοί από εξωτερικές αγορές. Ταυτόχρονα, δεν υπάρχουν πολύπλοκοι περιορισμοί, όπως θα υπήρχαν εάν ήταν διασυνδεδεμένη με τις υπόλοιπες χώρες.

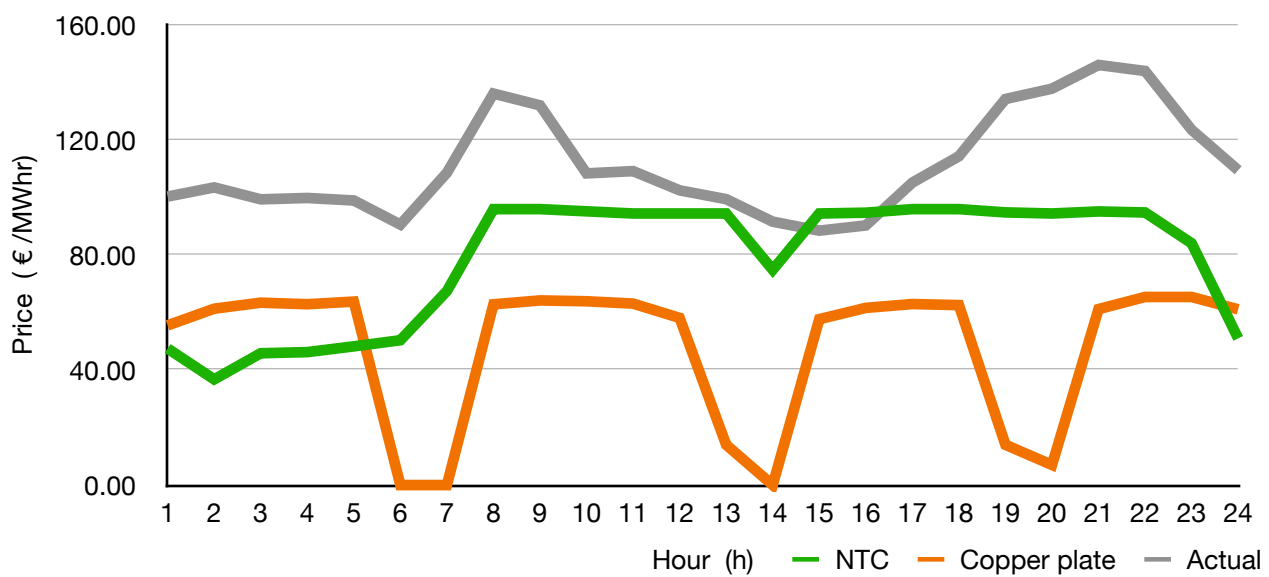
5.5.2 Επίδραση Περιορισμών NTC και Περίπτωση Copper Plate

Αναφορικά με τις περιπτώσεις NTC και Copper plate, παρουσιάζονται οι καμπύλες των τιμών που προκύπτουν από την επίλυση του συστήματος αντίστοιχα.

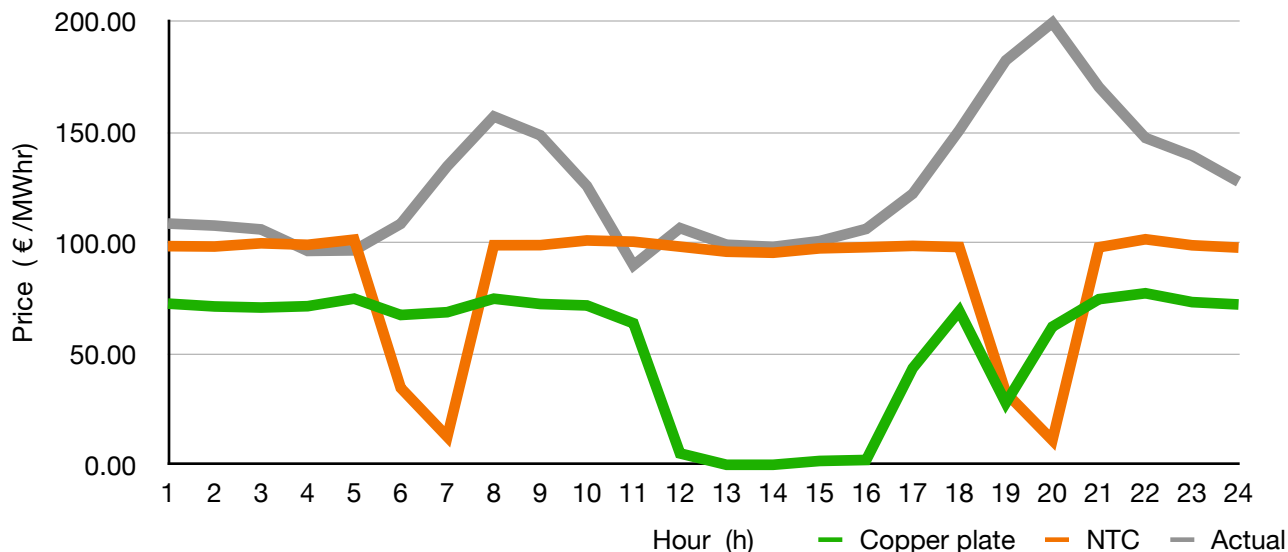
Διάγραμμα 5.5.7 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SpringWD Ρουμανία



Διάγραμμα 5.5.8 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SummerWE Ρουμανία



Διάγραμμα 5.5.9 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας WinterWD Ρουμανία



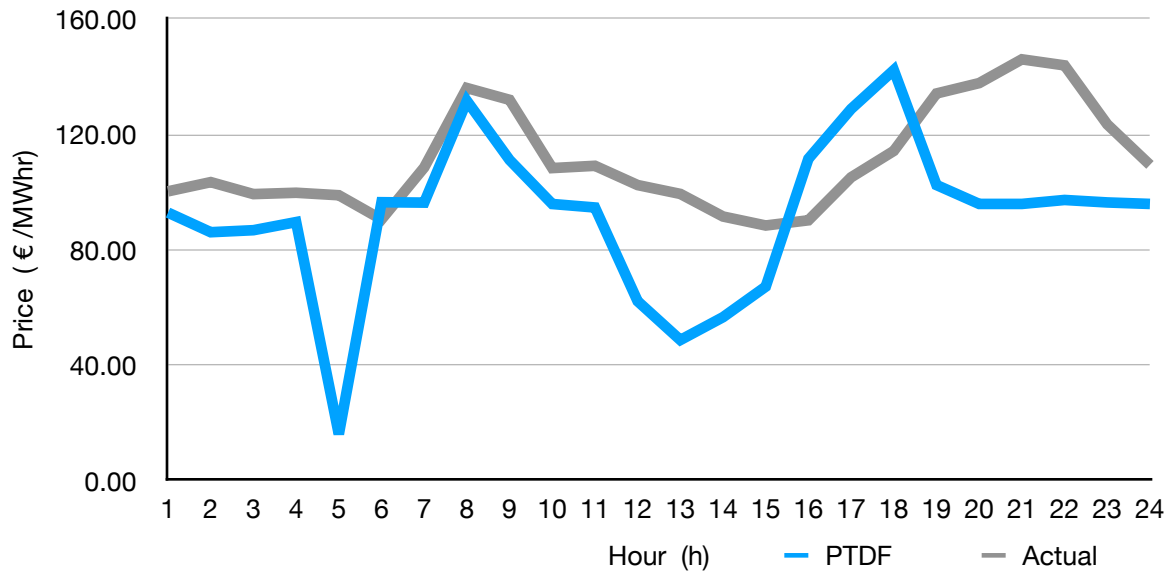
Οι καμπύλες φαίνεται πως διαφέρουν σε μεγάλο βαθμό από την πραγματική. Σε ώρες όπου η πραγματική τιμή λαμβάνει μέγιστες τιμές, οι τιμές τόσο από NTC όσο και από Copper plate περιορισμούς λαμβάνουν ελάχιστες τιμές και αντίστροφα. Οι καμπύλες NTC και Copper plate μεταξύ τους έχουν παρόμοια συμπεριφορά, διαφέρουν όμως στο ύψος των μεταβολών. Η επίλυση του μοντέλου με περιορισμούς NTC φαίνεται να παρουσιάζει μεγαλύτερες αυξομειώσεις σε σχέση με την αντίστοιχη για Copper plate.

Οι μεγαλύτερες αυξομειώσεις μπορούν να ερμηνευθούν από τη δομή των περιορισμών. Η περίπτωση NTC επιβάλλει αυστηρότερους περιορισμούς σε σχέση με την περίπτωση Copper plate. Στην περίπτωση Copper plate, επιτρέπεται μεγαλύτερη ροή ενέργειας, που μπορεί να καταλήξει σε πιο σταθερές τιμές, αφού θα ικανοποιείται τυχόν υπερβάλλουσα ζήτηση με εισαγωγή ενέργειας.

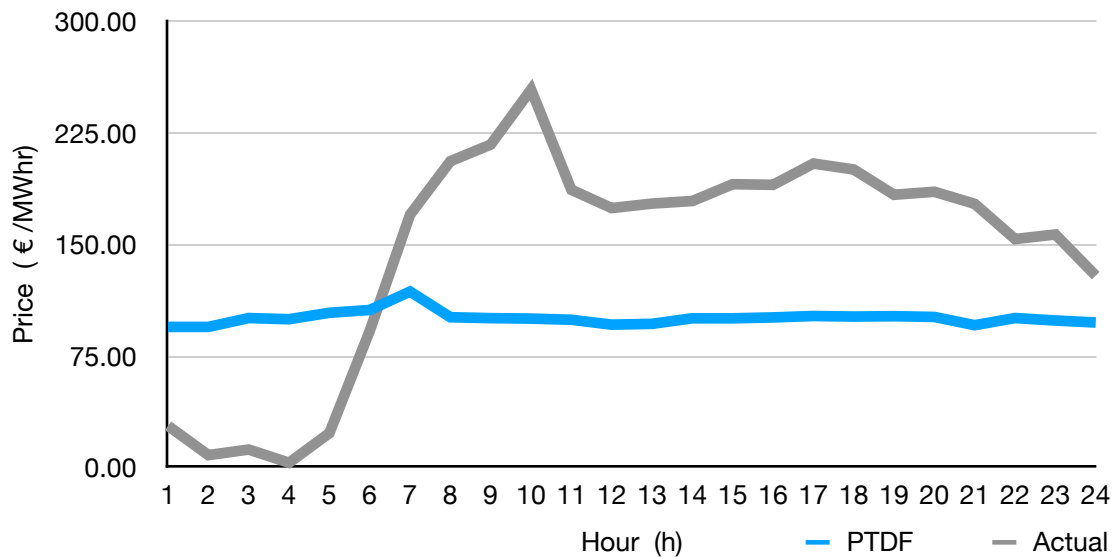
5.5.3 Επίδραση Περιορισμών μέσω PTDF

Παρακάτω παρουσιάζονται οι καμπύλες τιμής ηλεκτρικής ενέργειας της

Διάγραμμα 5.5.1 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SummerWE Ρουμανία

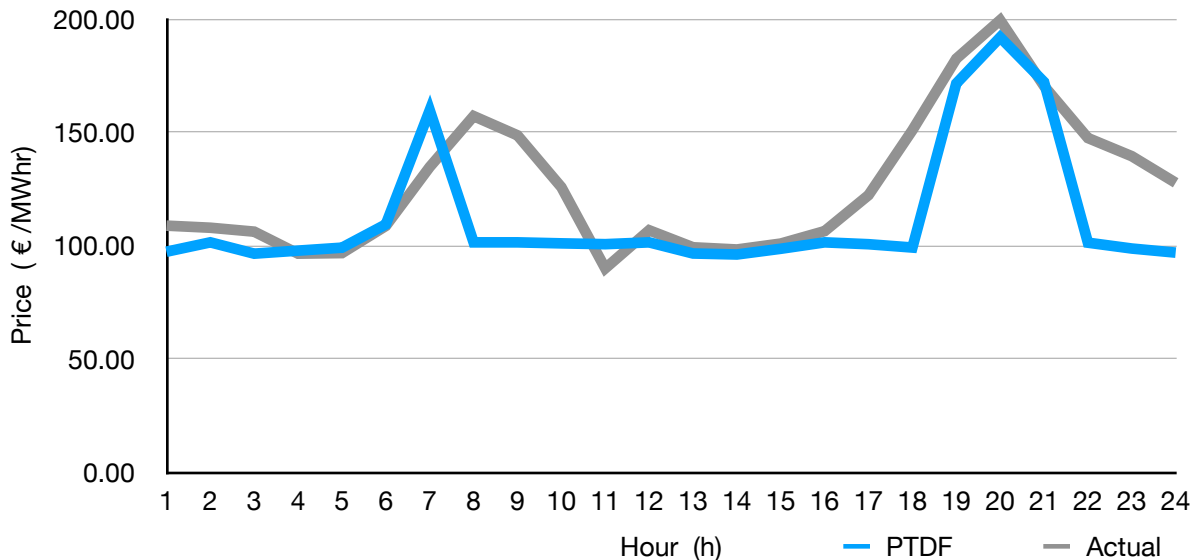


Διάγραμμα 5.5.2 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας WinterWD Ρουμανία



Ρουμανίας, σε σχέση με αυτές που προκύπτουν από την επίλυση του μοντέλου θεωρώντας περιορισμούς δικτύου PTDF.

Διάγραμμα 5.5.3 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SpringWD Ρουμανία

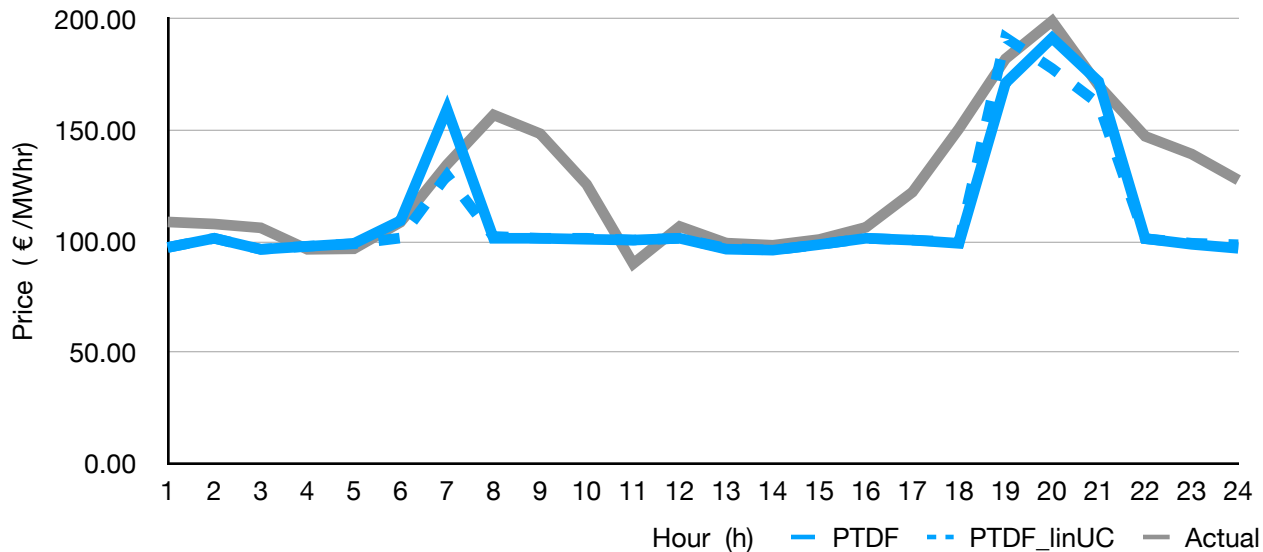


Παρατηρείται ότι οι τιμές για το καλοκαίρι και την άνοιξη προσεγγίζουν σημαντικά τις πραγματικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας. Για τον χειμώνα υπάρχει σημαντική απόκλιση στις αντίστοιχες τιμές. Τον χειμώνα, η ζήτηση φορτίου είναι μεγαλύτερη, επομένως είναι πιθανό να υπάρχουν συμφορήσεις στο δίκτυο. Οι περιορισμοί επομένως γίνονται πιο ενεργοί και γίνεται λιγότερο αποδοτική χρήση των θερμικών μονάδων ώστε να ικανοποιηθεί η ζήτηση. Η υψηλή ζήτηση του χειμώνα, ίσως δίνει την δυνατότητα στις μονάδες να διαθέτουν την ενέργεια τους σε τιμές υψηλότερες από το οριακό τους κόστος. Πράγματι, το συνολικό κόστος της Ρουμανίας για την άνοιξη και το καλοκαίρι είναι λιγότερο από το μισό του αντίστοιχου κόστους για τον χειμώνα (Πίνακες 5.2.3–5.2.5). Ταυτόχρονα θεωρείται πως υπάρχει τέλειος ανταγωνισμός και πως κάθε μονάδα διαθέτει την ενέργεια της σε μια τιμή, αυτή του οριακού κόστους επομένως επηρεάζονται τα αποτελέσματα.

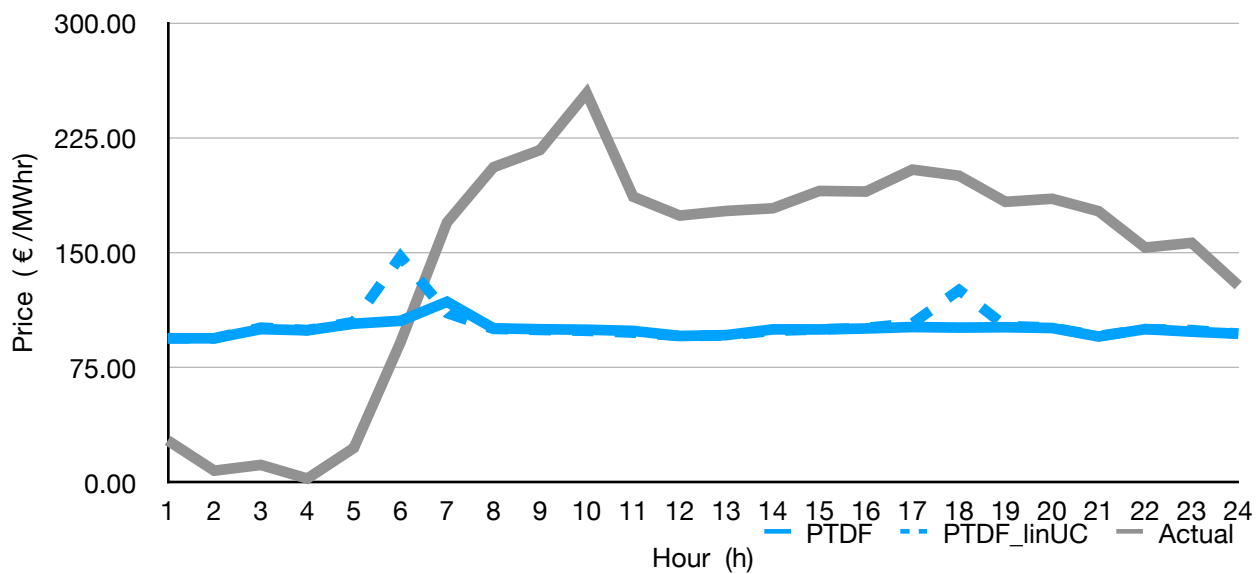
5.5.4 Ανάλυση της Επίδρασης της Χαλάρωσης στις Δυναδικές Μεταβλητές

Τα διαγράμματα παρακάτω παρουσιάζουν τις διαφορές στις καμπύλες της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας, σε σχέση με τη χαλάρωση της δυαδικής μεταβλητής.

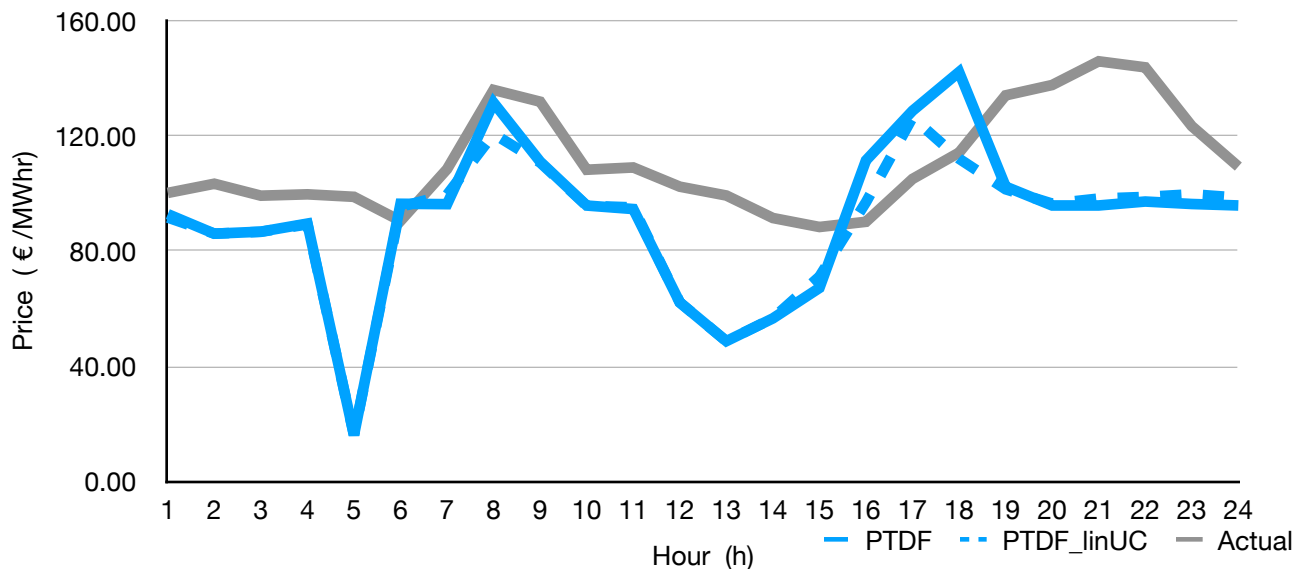
Διάγραμμα 5.5.10 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SpringWD Ρουμανία



Διάγραμμα 5.5.11 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας WinterWD Ρουμανία



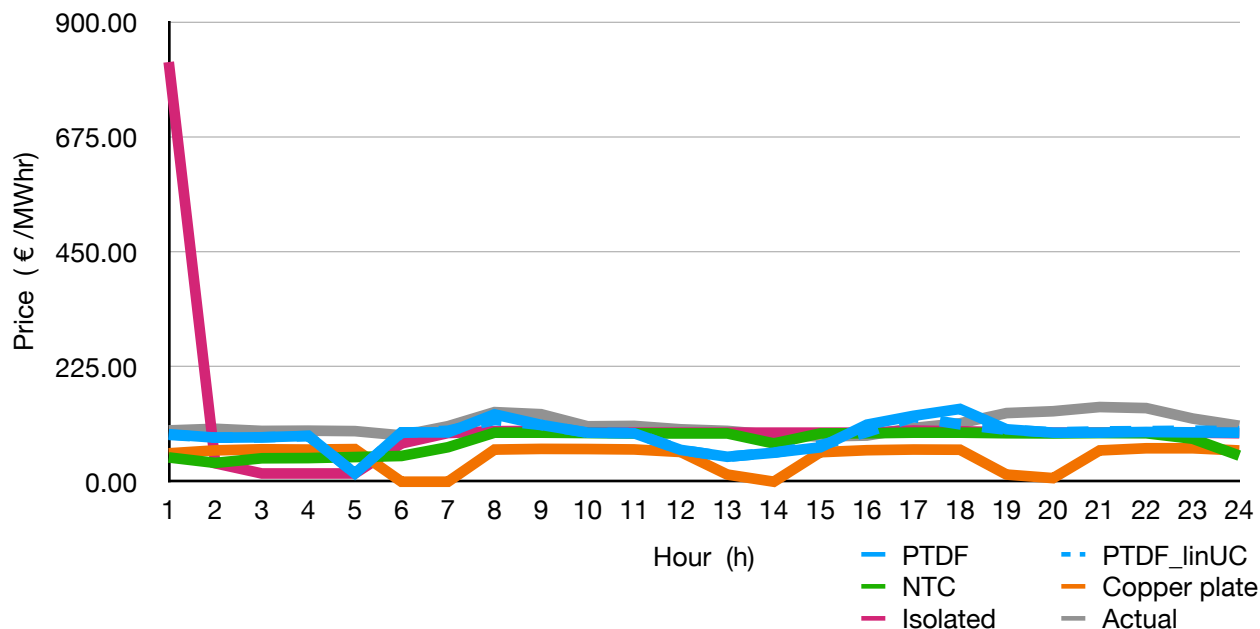
Διάγραμμα 5.5.12 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SummerWE Ρουμανία



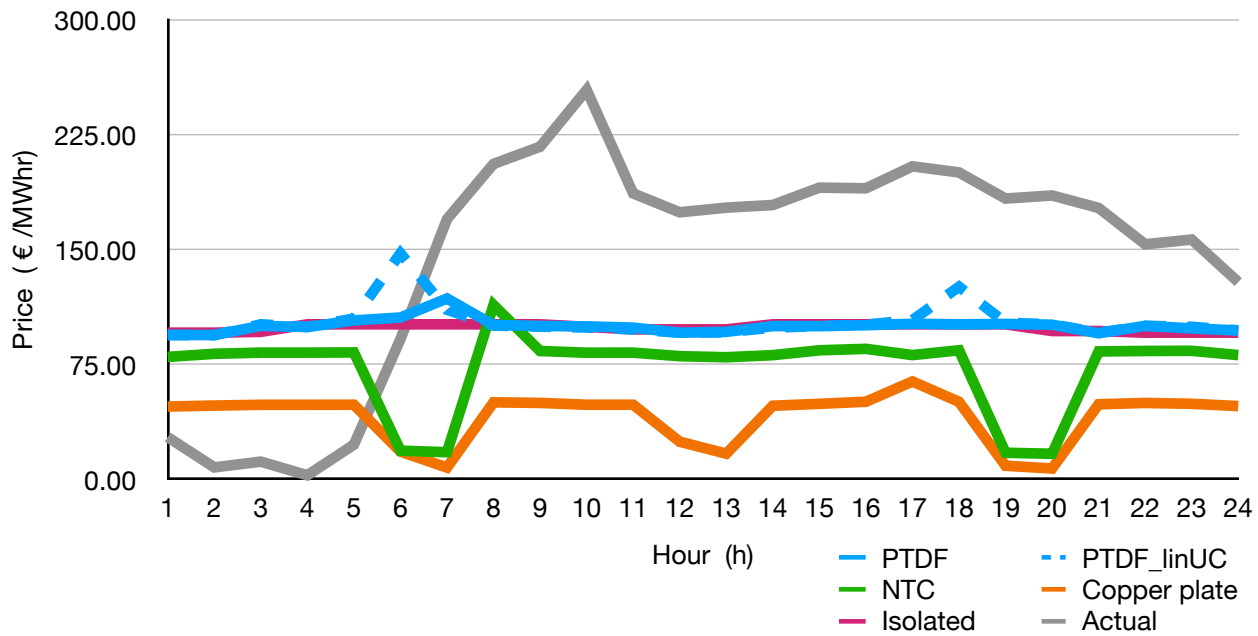
Σε γενικές γραμμές, μικρές διαφορές υπάρχουν ανάμεσα στις δύο λύσεις σχετικά με την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας. Και οι δύο καμπύλες προσεγγίζουν την καμπύλη της πραγματικής τιμής.

Παρακάτω παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα διαγράμματα για όλες τις περιπτώσεις που αφορούν τη Ρουμανία.

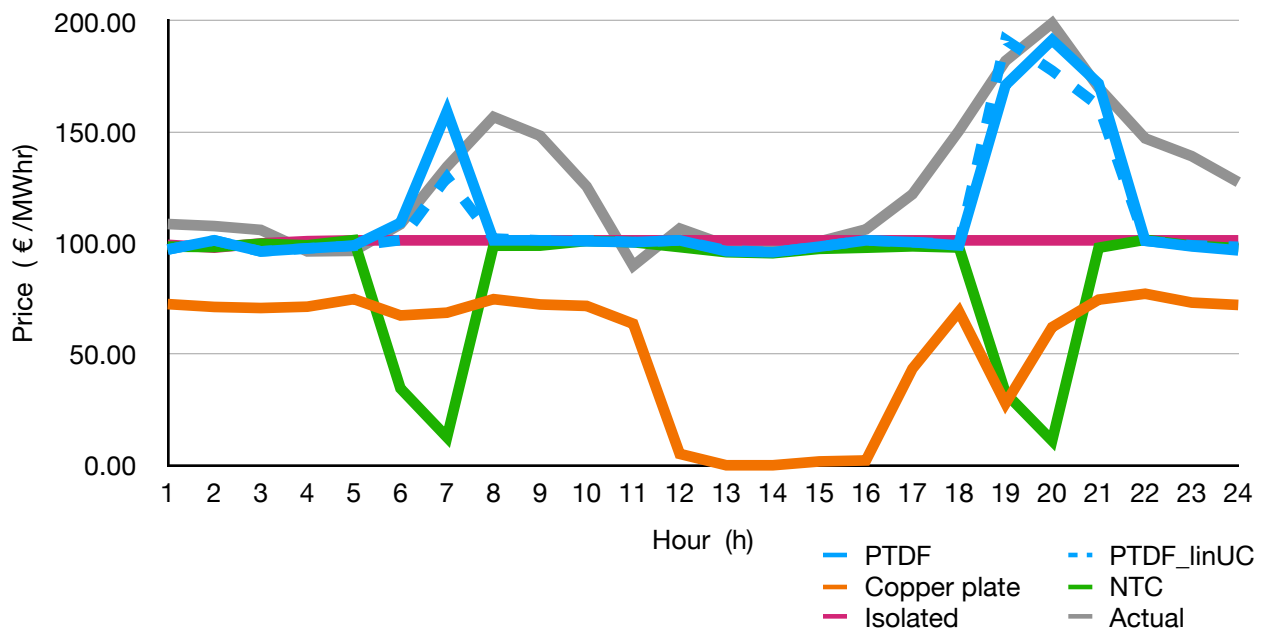
Διάγραμμα 5.5.13 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SummerWE Ρουμανία



Διάγραμμα 5.5.15 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας WinterWD Ρουμανία



Διάγραμμα 5.5.15 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας SpringWD Ρουμανία



5.6 Ανάλυση Περαιτέρω Εκροών του Μοντέλου

Η επίλυση του μοντέλου, εκτός από την εκκαθάριση της αγοράς και τον υπολογισμό του συνολικού κόστους συστήματος, υπολογίζει και τις τιμές για άλλες μεταβλητές του μοντέλου. Ανάμεσα σε αυτές είναι το αποκομμένο φορτίο, οι ροές ισχύος μεταξύ διαφορετικών ζωνών.

5.6.1 Ακρίβεια Εκτιμήσεων Τιμής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Σε αυτήν την ενότητα παρουσιάζονται οι τιμές του ηλεκτρικού ρεύματος και η προσέγγισή τους σε σχέση με τις πραγματικές τιμές, για συγκεκριμένες χώρες. Το RMSE

Πίνακας 5.6.1 Μέσο, Μέγιστο, Ελάχιστο RMSE τιμής ανά χώρα

RMSE	Average	Max	Min
Αυστρία	235.32	1512.01	38.02
Βέλγιο	126.79	483.26	21.15
Κροατία	775.13	2519.18	33.44
Τσεχία	154.93	580.53	37.72
Γαλλία	133.79	458.92	18.75
Γερμανία	138.86	477.13	28.29
Ουγγαρία	250.89	1240.11	31.60
Ολλανδία	218.14	698.62	42.89
Πολωνία	147.69	486.14	36.33
Ρουμανία	129.00	494.66	30.91
Σλοβακία	156.26	748.27	24.14
Σλοβενία	153.08	561.64	35.34

ανά χώρα σε σχέση με τις πραγματικές τιμές παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.6.1.

Τη μεγαλύτερη απόκλιση από την πραγματικότητα φαίνεται να την έχει η Κροατία, σε σχέση με τον μέσο όρο όλων των περιπτώσεων. Εξετάζοντας όμως τον Πίνακα 5.6.2, ο οποίος παρουσιάζει το RMSE ανά διαφορετική προσέγγιση δικτύου και ανά χώρα, παρατηρούνται αντίθετα αποτελέσματα.

Πίνακας 5.6.2 RMSE ανά χώρα και ανά Περίπτωση

Χώρα	PTDF	PTDF_linUC	NTC	Copper plate	Isolated
Αυστρία	82.80	100.32	90.35	131.30	316.51
Βέλγιο	71.13	69.59	77.38	133.20	85.33
Κροατία	63.59	74.32	250.31	131.95	1666.62
Τσεχία	67.35	73.41	88.90	132.14	74.31
Γαλλία	71.71	80.17	77.73	132.91	83.05
Γερμανία	59.38	61.73	90.73	134.72	60.26
Ουγγαρία	68.36	82.11	93.11	133.18	328.58
Ολλανδία	92.03	124.11	124.90	134.36	132.49
Πολωνία	83.24	108.57	100.48	130.71	85.13
Ρουμανία	60.84	69.82	69.09	133.81	65.98
Σλοβακία	69.53	84.02	94.77	132.93	130.06
Σλοβενία	62.57	71.75	93.88	131.98	124.28

Στον πίνακα 5.6.2 γίνεται ξεκάθαρο πως η περίπτωση Isolated είναι εκείνη που «ανεβάζει» τον μέσο όρο. Φαίνεται δηλαδή πως η Κροατία, στην περίπτωση όπου ήταν αποκομμένη, θα είχε πολύ υψηλότερες τιμές σε σχέση με τις πραγματικές. Υπήρχε δηλαδή ζήτηση που δεν μπορούσε να ικανοποιηθεί από την εγχώρια παραγωγή. Πράγματι, στα αποτελέσματα αυτής της περίπτωσης φαίνεται πως η Κροατία έχει το υψηλότερο ποσό αποκομμένου φορτίου σε σχέση με όλες τις υπόλοιπες χώρες (βλ. Πίνακα 5.6.3).

5.6.2 Ανάλυση Αποκομμένου Φορτίου (Shedding Load)

Με βάση το θεωρητικό υπόβαθρο, τα αποτελέσματα σχετικά με το αποκομμένο φορτίο, δηλαδή τη ζήτηση που δεν μπόρεσε να ικανοποιηθεί, πρέπει να είναι μεγαλύτερα στις περιπτώσεις όπου δεν υπάρχει διασύνδεση στο δίκτυο. Πράγματι, στη σύγκριση ανά περίπτωση του αποκομμένου φορτίου, οι μεγαλύτερες τιμές εμφανίζονται στην περίπτωση *Isolated* (βλ. Πίνακα 5.6.3). Ταυτόχρονα, οι μικρότερες τιμές εμφανίζονται στο ιδανικό σενάριο, χωρίς περιορισμούς δικτύου, όπου πραγματοποιείται η βέλτιστη

Πίνακας 5.6.3 Αποκοπή Φορτίου ανά Χώρα ανά Περίπτωση (MWh)

Χώρα	PTDF	PTDF_linUC	NTC	Copper plate	Isolated
Αυστρία	0.29	0.00	0.00	0.00	1531.12
Βέλγιο	0.00	0.00	0.00	0.00	1.15
Κροατία	1.20	0.00	4794.59	0.00	15152.47
Τσεχία	0.00	0.00	0.00	0.00	1.40
Γαλλία	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Γερμανία	0.40	0.00	0.00	0.00	1.21
Ουγγαρία	0.00	0.00	0.00	1.91	170.64
Lux	0.00	0.00	0.00	3.36	1941.92
Ολλανδία	7.25	0.00	12.30	0.00	0.84
Πολωνία	2.81	0.00	4.92	0.00	0.04
Ρουμανία	0.00	0.00	0.14	1.72	0.01
Σλοβακία	2.40	0.00	0.00	2.50	4.30
Σλοβενία	6.56	0.00	17.45	5.84	7.02
Μέση Τιμή	1.61	0.00	371.49	1.18	1447.09

κατανομή ισχύος.

Παρατηρείται επίσης ότι η χαλάρωση των δυαδικών μεταβλητών, στην περίπτωση του αποκομμένου φορτίου, μπορεί πράγματι να μειώσει την ακρίβεια. Δηλαδή, η περίπτωση *PTDF_linUC* θα αναμενόταν να έχει μεγαλύτερα φορτία αποκοπής σε σχέση με την ιδανική θεωρητική *Copper plate*, αφού έχει περισσότερους περιορισμούς στο δίκτυο μεταφοράς. Αυτό όμως δεν αποτυπώνεται στα αποτελέσματα, καθώς λόγω της χαλάρωσης το μοντέλο επέτρεψε σε μονάδες παραγωγής να λειτουργήσουν σε «μερική» ισχύ (π.χ. με συντελεστή 0.7). Δεν το περιορίσε δηλαδή ώστε να μπορεί να δώσει μόνο δυαδικές τιμές στη μεταβλητή w . Με αυτόν τον τρόπο ικανοποιήθηκε η ζήτηση σε όλες τις ώρες.

5.6.3 Ανάλυση Ροών Ισχύος

Ο Πίνακας 5.6.5 περιλαμβάνει δεδομένα αναφορικά με τις εισροές και τις εκροές

Πίνακας 5.6.5 Καθαρές εκροές ισχύος ανά χώρα και ανά περίπτωση (MWh)

Χώρα	PTDF	PTDF_linUC	NTC	Copper plate	Isolated
Αυστρία	-143983.07	-144254.72	-197575.70	-226615.61	0.00
Βέλγιο	-20343.62	-18967.73	-68859.26	57446.03	0.00
Κροατία	-140468.26	-140090.35	-13847.78	-158852.46	0.00
Τσεχία	113210.85	112544.93	384859.61	264103.03	0.00
Γαλλία	575187.77	573849.73	1951120.17	2825549.29	0.00
Γερμανία	-102565.92	-101568.39	191286.37	-185966.62	0.00
Ουγγαρία	-168943.31	-169377.55	-255881.49	-256662.45	0.00
Lux	-25587.93	-25587.93	-653031.07	-19295.84	0.00
Ολλανδία	-193518.76	-193448.84	362752.03	-982671.55	0.00
Πολωνία	8232.87	8250.36	-341044.37	-918133.76	0.00
Ρουμανία	33946.24	32842.78	606613.90	-11988.80	0.00
Σλοβακία	57847.83	57891.96	59122.83	27611.74	0.00
Σλοβενία	6985.31	7915.75	413615.15	26841.99	0.00

ισχύος, σε κάθε ζώνη και για κάθε περίπτωση.

Αρχικά, παρατηρείται ότι στις περιπτώσεις που η κάθε ζώνη είναι απομονωμένη, πράγματι δεν υπάρχει καμία ανταλλαγή ισχύος. Επίσης, παρατηρείται ότι η Γαλλία, στην ιδανική περίπτωση *Copper plate*, εξάγει πολύ μεγαλύτερο ποσό ενέργειας σε σχέση με την πιο κοντινή στην πραγματικότητα αποτύπωση, αυτή με τους περιορισμούς *PTDF*.

Πράγματι, η Γαλλία έχει μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ και παραγωγή ενέργειας με μικρό κόστος, τόσο από ΑΠΕ όσο και από πυρηνικά. Είναι λογικό να αποτελεί μια ζώνη που μπορεί να εξάγει και να ανταγωνιστεί άλλες ζώνες.

Επίσης, σημαντική είναι και η εικόνα που παρουσιάζει η Γερμανία, η οποία εισάγει ενέργεια. Είναι μια χώρα με μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ, που στηρίζει μεγάλο

μέρος της παραγωγής της σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Επιπροσθέτως, παρουσιάζει μεγάλη διαφορά στη γεωγραφική κατανομή της ζήτησης και της παραγωγής της. Η βόρεια Γερμανία έχει μεγαλύτερη συμβολή στην παραγωγή ενέργειας. Διαθέτει αιολικά πάρκα στη Βόρεια Θάλασσα και στη Βαλτική. Ταυτόχρονα, οι πόλεις που βρίσκονται εκεί είναι σε μεγαλύτερο βαθμό αγροτικές και μικρότερες σε σχέση με αυτές του νότου.

Αντίθετα, η νότια Γερμανία περιλαμβάνει τα μεγάλα βιομηχανικά κέντρα (Bayern, Baden-Württemberg κ.λπ.). Έχει σημαντικά μεγαλύτερο πληθυσμό και μεγαλύτερα αστικά κέντρα. Συνολικά, δηλαδή, η νότια Γερμανία έχει μεγαλύτερη ζήτηση και μικρότερη παραγωγή σε σύγκριση με τη βόρεια Γερμανία. Συμπερασματικά, λοιπόν, μπορεί για λόγους αποφυγής συμφόρησης δικτύου να προτιμάται να εισάγει ενέργεια, αντί να καλύψει τις ανάγκες της με εγχώρια παραγωγή.

Κεφάλαιο 6 Συνολικές Παρατηρήσεις και Συμπεράσματα

Συνολικά, εξετάζοντας τα αποτελέσματα της επίλυσης του μοντέλου για κάθε διαφορετική περίπτωση, μπορούν να εξαχθούν τα ακόλουθα συμπεράσματα.

6.1 Ο Ρόλος των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

Όσον αφορά τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, παρατηρείται πως η συμβολή τους πράγματι μειώνει το συνολικό κόστος του συστήματος. Η σύγκριση αυτή είναι εμφανής στον Πίνακα 5.1.10, όπου παρουσιάζεται το συνολικό κόστος ανά περίπτωση μελέτης. Όμως, διαπιστώνεται πως η συμμετοχή των ΑΠΕ στην παραγωγή είναι μειωμένη κατά τη χειμερινή περίοδο. Το γεγονός αυτό εξηγείται από την εξάρτηση των ΑΠΕ από τις καιρικές συνθήκες. Αναδεικνύεται δηλαδή ο χρήσιμος ρόλος που παίζουν στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά υπογραμμίζει την ανάγκη συνδυαστικής λειτουργίας με θερμικές μονάδες παραγωγής, αφού αυτές μπορούν να εξασφαλίσουν τη σταθερότητα του συστήματος

6.2 Πιστότητα Αναπαράστασης Δικτύου

Δεδομένου ότι οι τιμές εκκαθάρισης ηλεκτρικής ενέργειας υπάρχουν δημοσιευμένες στην πλατφόρμα του Entso-e [15], δίνεται η δυνατότητα σύγκρισης των αποτελεσμάτων του μοντέλου με τις πραγματικές τιμές. Η περίπτωση, της οποίας οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας προσεγγίζουν με τον καλύτερο τρόπο τις πραγματικές, είναι αυτή στην οποία στο δίκτυο εφαρμόζονται περιορισμοί ισχύος με πίνακες *PTDF*. Το αποτέλεσμα αυτό είναι εμφανές στους Πίνακες 5.2.1 και 5.2.2, όπου παρουσιάζεται τόσο η μέση τιμή ηλεκτρικής ενέργειας ανά περίπτωση σε σχέση με τη μέση πραγματική τιμή, όσο και η ρίζα του μέσου τετραγωνικού σφάλματος (RMSE) των τιμών κάθε περίπτωσης σε σχέση με την πραγματική τιμή. Επομένως, προκύπτει το συμπέρασμα πως η επίλυση του μοντέλου, όπου εφαρμόζονται περιορισμοί ισχύος μέσω *PTDF*, αποδίδει αποτελέσματα πιο κοντά στην πραγματικότητα.

6.3 Προτάσεις για Βελτίωση Δικτυακών Υποδομών

Στον Πίνακα 5.1.10, είναι εμφανές πως η επίλυση του μοντέλου στην οποία δεν υπάρχουν περιορισμοί στο δίκτυο, πετυχαίνει το μικρότερο κόστος συστήματος. Αυτό το αποτέλεσμα υπογραμμίζει την ανάγκη για ανάπτυξη και βελτίωση των υποδομών, με σκοπό να μειωθούν οι περιορισμοί του δικτύου.

6.4 Οφέλη από τη Διασύνδεση των Αγορών (Market Coupling)

Οι περιπτώσεις όπου η κάθε χώρα είναι αποκομμένη από τις υπόλοιπες απέδωσαν τα χειρότερα οικονομικά αποτελέσματα. Σε αυτές τις περιπτώσεις, τόσο το συνολικό κόστος του συστήματος όσο και τα μη ικανοποιηθέντα φορτία ζήτησης ήταν αυξημένα σε σύγκριση με τις υπόλοιπες περιπτώσεις. Το αποτέλεσμα αυτό αναδεικνύει τη σημασία του *market coupling* και της ενοποίησης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας για την επίτευξη της καλύτερης οικονομικής αποδοτικότητας.

6.5 Επίδραση της Χαλάρωσης των Δυναδικών Μεταβλητών

Η χαλάρωση των δυναδικών μεταβλητών, αν και επηρέασε τα αποτελέσματα, δεν φάνηκε να τα αλλοιώνει σε ποιοτικό επίπεδο. Πρακτικά, οι διαφορές στα αποτελέσματα των περιπτώσεων με και χωρίς τη χαλάρωση των δυναδικών μεταβλητών ήταν ελάχιστες. Παράλληλα, η χαλάρωση συμβάλλει σημαντικά στη μείωση της υπολογιστικής πολυπλοκότητας του μοντέλου. Συνεπώς, μπορεί να θεωρηθεί ως ένα εργαλείο για μια αρκετά ικανοποιητική προσέγγιση, με μικρό αντίκτυπο στην ακρίβεια των αποτελεσμάτων.

Βιβλιογραφία

- [1] R. Cartaxo et al., "Market Coupling in Europe - Principles and Characteristics," 2022 4th International Conference on Power and Energy Technology (ICPET), 2022, pp. 882–887, doi: 10.1109/ICPET55165.2022.9918387.
- [2] EPEX SPOT, "Market Coupling," [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. Accessed: April 1, 2025.
- [3] FSR, "Electricity markets in the EU," [Online]. Available: <https://fsr.eui.eu/electricity-markets-in-the-eu/>. Accessed: April 1, 2025.
- [4] Entso-e, "Single Day-Ahead Coupling (SDAC)," [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Ολλανδίαwork_codes/cacm/implementation/sdac/. Accessed: April 1, 2025.
- [5] ACER, "Co-optimisation Benefits Study," 2024. [Online]. Available: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_Cooptimisation_Benefits_Study_2024.pdf. [Accessed: Apr. 1, 2025].
- [6] Terna, "The new electricity market zones: what you need to know," Lightbox, [Online]. Available: <https://lightbox.terna.it/en/insight/new-electricity-market-zones>. Accessed: April 1, 2025.
- [7] Watson Farley & Williams, "The End of Uniform Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας? Across Germany?" [Online]. Available: <https://www.wfw.com/articles/heavy-industries-go-light-the-end-of-uniform-electricity-prices-across-germany/>. Accessed: April 1, 2025.
- [8] Argus Media, "Γερμανία power industry split on capacity market design," [Online]. Available: <https://www.argusmedia.com/de/news-and-insights/latest-market-news/2660552-Γερμανία-power-industry-split-on-capacity-market-design>. [Accessed: Apr. 1, 2025].
- [9] Energy Market Authority, "Singapore Doubles Power Import Capacity Under LTMS-PIP Phase 2," 2024. [Online]. Available: <https://www.ema.gov.sg/news-events/news/media-releases/2024/singapore-doubles-power-import-capacity-under-ltms-pip-phase-2>. [Accessed: Apr. 1, 2025].
- [10] T. Jensen, P. Pinson, "RE-Europe, a large-scale dataset for modeling a highly renewable European electricity system," Sci Data, vol. 4, Article 170175, 2017. doi: 10.1038/sdata.2017.175.
- [11] PyPSA Developers, "Technology data for energy system modelling," GitHub Repository, 2025. [Online]. Available: <https://github.com/PyPSA/technology-data>. [Accessed: Apr. 1, 2025].
- [12] PyPSA Developers, "PyPSA-Eur: An open model of the European power system," GitHub Repository, 2025. [Online]. Available: <https://github.com/PyPSA/pypsa-eur/tree/master>. [Accessed: Apr. 1, 2025].
- [13] Open Power System Data, "Conventional power plants," 2020. [Online]. Available: https://data.open-power-system-data.org/conventional_power_plants/2020-10-01. [Accessed: Apr. 1, 2025].
- [14] Joint Allocation Office (JAO), "Static Grid Model," JAO Website, 2025. [Online]. Available: <https://www.jao.eu/static-grid-model>. [Accessed: Apr. 1, 2025].
- [15] Entso-e, "Entso-e Transparency Platform," 2025. [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu>. [Accessed: Apr. 1, 2025].

- [16] Entso-e, "First Edition of the Bidding Zone Review," Mar. 2018. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/news/bz-review/2018-03_First_Edition_of_the_Bidding_Zone_Review.pdf. [Accessed: 04-Apr-2025].
- [17] Entso-e, "Core Capacity Calculation Region," [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/bites/ccr-core/about/>. [Accessed: 04-Apr-2025].
- [18] Ευρωπαϊκή Επιτροπή, "Κανονισμός (ΕΕ) 2019/943 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 5ης Ιουνίου 2019 σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας," Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης, L 158, 14.6.2019, σ. 54–124. [Online]. Διαθέσιμο: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>. [Πρόσβαση: 4 Απρ. 2025].
- [19] JAO, "Final Computation - Core Flow-Based," Accessed: Apr. 4, 2025. [Online]. Available: <https://publicationtool.jao.eu/core/finalComputation>
- [20] Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Nuclear Safety and Consumer Protection (BMUV), *Γερμανία brings era of nuclear power to an end*, Apr. 15, 2023. [Online]. Available: <https://www.bmuv.de/en/pressrelease/Γερμανία-brings-era-of-nuclear-power-to-an-end>
- [21] International Monetary Fund (IMF), *The Global Impact of the Russia-Ukraine War on Energy Markets*, 2024. [Online]. Available: <https://www.elibrary.imf.org/view/journals/001/2024/039/article-A001-en.xml>
- [22] A. Papavasiliou and D. Ávila, "Welfare Benefits of Co-Optimising Energy and Reserves," Technical Report, ACER, 2024. [Online]. Available: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_Cooptimisation_Benefits_Study_2024.pdf
- [23] Rajan, D., & Takriti, S. (2005). Minimum Up/Down Polytopes of the Unit Commitment Problem with Startup Costs. New York: IBM Research.
- [24] A. Papavasiliou, Μοντέλα βελτιστοποίησης σε αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, Αθήνα, Ελλάδα: Εκδόσεις Κριτική, 2024.