



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

**Μοντελοποιημένη ανάλυση επενδύσεων στο Ευρωπαϊκό δίκτυο μεταφοράς
ηλεκτρικής ενέργειας στο πλαίσιο υψηλής διείσδυσης Ανανεώσιμων Πηγών
Ενέργειας**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Αλέξανδρος Ι. Μακρυσόπουλος

Επιβλέπων: Παντελής Κάπρος
Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Ιούλιος 2017



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

**Μοντελοποιημένη ανάλυση επενδύσεων στο Ευρωπαϊκό δίκτυο μεταφοράς
ηλεκτρικής ενέργειας στο πλαίσιο υψηλής διείσδυσης Ανανεώσιμων Πηγών
Ενέργειας**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Αλέξανδρος Ι. Μακρυσόπουλος

Επιβλέπων: Παντελής Κάπρος
Καθηγητής ΕΜΠ

Εγκρίθηκε από τριμελή επιτροπή εξεταστική επιτροπή (ημερομηνία)

.....

Παντελής Κάπρος

.....

Κωνσταντίνος Βουρνάς

.....

Πάυλος Γεωργιλάκης

Αθήνα, Ιούλιος 2017

.....
Αλέξανδρος Ι. Μακρυσόπουλος

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Ηλεκτρονικών Υπολογιστών

Copyright © Αλέξανδρος Μακρυσόπουλος, 2017
Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved

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

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

Περίληψη:

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας αποτελεί η μελέτη των μελλοντικών επενδύσεων σε DC γραμμές μεταφοράς στο δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Ευρώπης στο πλαίσιο υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ και το πώς αυτές επηρεάζουν την λειτουργία ολόκληρου του Ευρωπαϊκού συστήματος. Λόγω της αποκεντρωμένης φύσης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ειδικά λόγω της μεγάλης δυνατότητας παραγωγής από υπεράκτια αιολική ενέργεια στην βόρεια Ευρώπη, επενδύσεις στο δίκτυο μεταφοράς είναι αναγκαίες ώστε να ενσωματωθεί η ενέργεια που παράγεται στο Ευρωπαϊκό ηλεκτρικό σύστημα με οικονομικό τρόπο. Για να πραγματοποιηθεί η μελέτη δημιουργήθηκε λεπτομερής αποτύπωση του Ευρωπαϊκού συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με ακρίβεια τόσο στο επίπεδο των διεθνών διασυνδέσεων όσο και στο δίκτυο εσωτερικά των χωρών. Αυτό κατέστη δυνατό ύστερα από την επεξεργασία μεγάλου όγκου δεδομένων για το δίκτυο και την γεωγραφική κατανομή των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και των κέντρων ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, χρησιμοποιώντας πληροφορίες διαθέσιμες από τον Entso-e και των βάσεων δεδομένων της Eurostat και του Platts. Το λεπτομερές δίκτυο ενσωματώθηκε στο μοντέλο προσομοίωσης “Primes”, ένα μοντέλο το οποίο προσομοιώνει την λειτουργία ολόκληρου του Ευρωπαϊκού ηλεκτρικού συστήματος, συμπεριλαμβανομένων των εισαγωγών/εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιώντας DC ροή φορτίου. Με την κατάλληλη τροποποίηση των εξισώσεων του μοντέλου Primes επετεύχθη η δυνατότητα για ενδογενή πραγματοποίηση επενδύσεων σε DC γραμμές μεταφοράς. Προσομοιώθηκαν διάφορα σενάρια τα οποία διαφοροποιούνται μεταξύ τους ως προς το έτος (2030 και 2050), το ύψος διείσδυσης των ΑΠΕ, τις τιμές των NTC, και τις υποψήφιες επενδύσεις σε γραμμές DC. Για κάθε σενάριο αναλύθηκε η συμπεριφορά του Ευρωπαϊκού συστήματος μεταφοράς επικεντρώνοντας στην Γερμανία και στο Ηνωμένο Βασίλειο, γιατί σε αυτές τις δύο χώρες παρατηρήθηκαν οι μεγαλύτερες ποσότητες απορριπτόμενης ενέργειας παραγόμενης από ΑΠΕ.

Λέξεις κλειδιά: Ανάλυση επενδύσεων, Ευρωπαϊκό δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, Γραμμικός προγραμματισμός, TYNDP, DC γραμμές μεταφοράς, Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Abstract:

The purpose of this diploma thesis is to study the future investment in DC transmission lines in Europe's electricity transmission network in the context of high RES penetration and how these affect the functioning of the entire European system. Due to the decentralized nature of RES electricity generation and especially because of the high production potential of offshore wind energy in northern Europe, investments in the transmission network are necessary to integrate the energy produced, in the European electricity system in a cost-optimal way. The analysis was possible after processing a large volume of data for the grid and the geographical distribution of power plants and power demand centers using information available from Entso-e, Eurostat and Platts databases. The detailed network was integrated into the "Primes" power generation simulation model, a linear programming model that simulates the operation of the entire European power generation system, including imports/exports of electricity using DC load flow. With the appropriate modification of the Primes equations the possibility of endogenous investment in DC transmission lines was achieved. Multiple scenarios that differentiate each other relative to the year (2030 and 2050), RES penetration rates, NTC prices and candidate DC investments were simulated. For each scenario the behavior of the European transmission system was analyzed, focusing on Germany and the United Kingdom because in these two countries the largest quantities of RES curtailment were observed.

Keywords: Investment analysis, European electricity transmission network, linear programming, TYNDP, DC transmission lines, Renewable energy sources

Ευχαριστίες:

Με την ολοκλήρωση της εκπόνησης της παρούσας διπλωματικής εργασίας θα ήθελα να ευχαριστήσω ιδιαιτέρως τον επιβλέποντα καθηγητή κ. Παντελή Κάπρο για την δυνατότητα που μου παρείχε να ασχοληθώ με αυτό το ενδιαφέρον θέμα καθώς και για την διεύρυνση των γνώσεων μου πάνω στο τομέα της μαθηματικής μοντελοποίησης και των αγορών ενέργειας. Θα ήθελα επίσης να ευχαριστήσω την υποψήφια διδάκτορα κα. Μαριλένα Ζαμπάρα για την συνεχή και πολύτιμη βοήθειά της κατά την διάρκεια εκπόνησης της διπλωματικής μου, την συμφοιτήτρια Φρόσω Φούκη για την συνεργασία όπως επίσης και όλα τα μέλη του εργαστηρίου Υποδειγμάτων Ενέργειας-Οικονομίας-Περιβάλλοντος για το όμορφο κλίμα που μου παρείχαν. Τέλος θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένεια μου για την στήριξη που μου παρείχε σε όλη την διάρκεια των σπουδών μου.

Πίνακας περιεχομένων

Κεφάλαιο 1. Εισαγωγή.....	15
1.1 Εισαγωγή.....	15
1.2 Ενεργειακοί και κλιματικοί στόχοι της Ευρωπαϊκής Ένωσης.....	17
1.3 Στόχος της Διπλωματικής Εργασίας.....	18
1.4 Δομή της Διπλωματικής Εργασίας.....	18
Κεφάλαιο 2. Βιβλιογραφική επισκόπηση	19
2.1 Γραμμικός προγραμματισμός.....	19
2.1.1 Βασικές έννοιες γραμμικού προγραμματισμού	19
2.1.2 Χώροι των εφικτών λύσεων.....	20
2.2 Λογισμικό επίλυσης μαθηματικών μοντέλων GAMS	22
2.3 Επενδυτικά σχέδια και κριτήρια αξιολόγησης επενδύσεων	22
2.3.1 Επενδύσεις και επενδυτικά σχέδια	22
2.3.2 Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων	23
2.3.3 Κριτήριο παρούσας αξίας	23
2.3.4 Κριτήριο εσωτερικού βαθμού απόδοσης της επένδυσης.....	24
2.3.5 Κριτήριο οφέλους-κόστους.....	26
2.3.6 Ατελή κριτήρια	26
2.3.7 Συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου (Capital recovery factor).....	26
2.4 Ενδογενείς επενδύσεις σε γραμμές μεταφοράς.....	26
2.5 DC Ροή Φορτίου	27
2.6 Τρόπος αποτύπωσης του Ευρωπαϊκού δικτύου μεταφοράς.....	28
Κεφάλαιο 3. Δημιουργία αποτύπωσης του Ευρωπαϊκού συστήματος μεταφοράς .29	
3.1 Ανάλυση δικτύου	29
3.1.1 Δημιουργία του δικτύου.....	32
3.1.2 Εκτίμησης της μεταφορικής ικανότητας και αντίδρασης των γραμμών.....	32
3.1.3 DC γραμμές.....	34
3.2 Μελλοντικές γραμμές.....	34
3.2.1 Μελλοντικά σχέδια επενδύσεων που βρίσκονται στο TYNDP	34
3.2.2 Μελλοντικά σχέδια επενδύσεων από τους επιμέρους TSOs	34
3.3 Κατανομή της Εγκατεστημένης Ισχύος	36
3.4 Κατανομή της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	37
3.5 Επαλήθευση του μοντέλου.....	38
Κεφάλαιο 4. Το ενεργειακό μοντέλο PRIMES	40

4.1	Primes Model	40
4.2	Εξισώσεις του μοντέλου Primes	40
4.3	Τροποποιήσεις στις εξισώσεις για την πραγματοποίηση ενδογενών επενδύσεων.....	44
4.3.1	Κόστος επενδύσεων	44
Κεφάλαιο 5. Αξιολόγηση επενδύσεων.....		46
5.1	Κατηγορίες σεναρίων.....	46
5.2	Σενάρια για το έτος 2030	51
5.2.1	Σενάριο 1 (2030_DEC_HNTC_NOINV)	51
5.2.2	Σενάριο 2 (2030_DEC_HNTC_TYNDP).....	52
5.2.3	Σενάριο 3 (2030_DEC_LNTC_TYNDP)	53
5.2.4	Σενάριο 4 (2030_DEC_LNTC_TYNDP++).....	53
5.2.5	Σενάριο 5 (2030_REF_MNTC_TYNDP).....	54
5.2.6	Συμπεράσματα για το 2030.....	54
5.3	Σενάρια για το 2050	55
5.3.1	Σενάριο 6 (2050_DEC_HNTC_NOINV)	55
5.3.2	Σενάριο 7 (2050_DEC_HNTC_TYNDP).....	59
5.3.3	Σενάριο 8 (2050_DEC_HNTC_TYNDP++)	61
5.3.4	Σενάριο 9 (2050_DEC_HNTC_TYNDP+)	63
5.3.5	Σενάριο 10 (2050_DEC_MNTC_TYNDP+).....	65
5.3.6	Σενάριο 11 (2050_DEC_LNTC_TYNDP+).....	66
5.3.7	Σενάριο 12 (2050_DEC_HNTC_TYNDP+)	67
5.3.8	Σενάριο 13 (2050_REF_HNTC_TYNDP+)	70
5.3.9	Συμπεράσματα για το 2050.....	70
Κεφάλαιο 6. Επίλογος.....		77
6.1	Σύνοψη της εργασίας	77
6.2	Επεκτάσεις	79
Παράρτημα Α. Κόμβοι του αναλυθέντος δικτύου		80
Παράρτημα Β. Τιμές NTC για διάφορες κατηγορίες σεναρίων.....		86
Παράρτημα Γ. Δίκτυο βάσης.....		92
Παράρτημα Δ. Εγκατεστημένη Ισχύς το 2050 για τα σενάρια χαμηλών εκπομπών άνθρακα 94		
Παράρτημα Ε. Στοιχεία για το Ευρωπαϊκό δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας 96		
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ		98

Πίνακας Εικόνων

Εικόνα 1. Ισοϋψείς καμπύλες της αντικειμενικής συνάρτησης και κατεύθυνση της αύξησης του Z (Πηγή: Κάπρος, Π., 2008. Μοντέλα Μαθηματικού Προγραμματισμού)	20
Εικόνα 2. Χώρος των εφικτών λύσεων του προβλήματος (Πηγή: Κάπρος, Π., 2008. Μοντέλα Μαθηματικού Προγραμματισμού)	21
Εικόνα 3. Γραφική επίλυση του προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού και εύρεση βέλτιστης λύσης (Πηγή: Κάπρος, Π., 2008. Μοντέλα Μαθηματικού Προγραμματισμού)	21
Εικόνα 4. Γραφική επίλυση του προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού και εύρεση βέλτιστης λύσης με επισήμανση των ορίων των περιορισμών, των εφικτών λύσεων και την κατεύθυνση αύξησης της αντικειμενικής συνάρτησης (Πηγή: Κάπρος, Π., 2008. Μοντέλα Μαθηματικού Προγραμματισμού)	22
Εικόνα 5. Διάγραμμα συσχέτισης ΚΠΑ με ΕΒΑ όταν υπάρχουν και αρνητικές ΚΤΡ(Πηγή: Κάπρος, Π. & Ντελκής, Κ., 2007. Οικονομική ανάλυση επιχειρήσεων)	25
Εικόνα 6.Διάγραμμα δύο επενδυτικών σχεδίων με $EBA1 > EBA2$ αλλά $KPA1 < KPA2$ με αποτέλεσμα την προτίμηση του σχεδίου 2 (Πηγή: Κάπρος, Π. & Ντελκής, Κ., 2007. Οικονομική ανάλυση επιχειρήσεων)	25
Εικόνα 7.Χάρτης των κόμβων του μοντέλου που δημιουργήθηκε από την Energynautics GmbH (Πηγή: Tröster et al. n.d.)	30
Εικόνα 8.Μελλοντικές επενδύσεις σε DC γραμμές μεταφοράς στο Γερμανικό δίκτυο (Πηγή: Folgenden et al. 2015)	35
Εικόνα 9. Μελλοντικές επενδύσεις σε DC γραμμές στο δίκτυο του Ηνωμένου Βασιλείου	36
Εικόνα 10.Σύγκριση αποτελεσμάτων ροών ενέργειας στο δίκτυο συγκριτικά με τις πραγματικές ροές με βάση τον Entso-e.	38
Εικόνα 11.Υποψήφιες επενδύσεις Ισπανίας.	48
Εικόνα 12.Υποψήφιες επενδύσεις Γερμανίας.....	49
Εικόνα 13.Υποψήφιες επενδύσεις Ηνωμένου Βασιλείου.....	50
Εικόνα 14.Υποψήφιες επενδύσεις Ιταλίας.....	51
Εικόνα 15.Δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην περιοχή της Κάτω Σαξονίας.	56
Εικόνα 16.Δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην περιοχή Mecklenburg-Vorpommern.....	57
Εικόνα 17.Δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο Βόρειο Ηνωμένο Βασίλειο.	58
Εικόνα 18.Δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας Ισπανίας.....	59
Εικόνα 19.Γραμμή Diele-Giessen Nord.	68
Εικόνα 20.Συνολικό κόστος λειτουργίας του Ευρωπαϊκού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.	71
Εικόνα 21..Απορριπτόμενη ενέργεια στις κρίσιμες περιοχές.	72
Εικόνα 22..Μείγμα ηλεκτροπαραγωγής Γερμανίας για όλα τα σενάρια.	73
Εικόνα 23.Μείγμα Ηλεκτροπαραγωγής Ηνωμένου Βασιλείου για όλα τα σενάρια. ..	74
Εικόνα 24.Μείγμα ηλεκτροπαραγωγής Ιταλίας για τα σενάρια 6, 7, 9.	75
Εικόνα 25.Εγκατεστημένη ισχύς Ηνωμένου Βασιλείου το έτος 2050	95
Εικόνα 26. Εγκατεστημένη ισχύς Γερμανίας το έτος 2050	95

Υπόμνημα Πινάκων

Πίνακας 1.Συντομογραφία των ονομάτων των Ευρωπαϊκών χωρών που χρησιμοποιήθηκαν για τη δημιουργία του δικτύου.	31
Πίνακας 2.Συντομογραφία των ονομάτων των χωρών εκτός Ευρώπης που χρησιμοποιήθηκαν για τη δημιουργία του δικτύου.	31
Πίνακας 3.Τυπικές τιμές των χαρακτηριστικών των γραμμών που χρησιμοποιήθηκαν για την εκτίμηση της μέγιστης μεταφορικής ικανότητας των ισοδύναμων γραμμών.	33
Πίνακας 4. Υποψήφιες επενδύσεις οι οποίες περιλαμβάνονται στο TYNDP	47
Πίνακας 5. Επιπλέον επενδύσεις που εξετάζονται πλέον του TYNDP.....	48
Πίνακας 6.Καθαρές εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε χώρα στο Σενάριο 1.	52
Πίνακας 7. Αποτελέσματα επενδύσεων για το σενάριο 8.	60
Πίνακας 8. Οριακό κόστος για το Σενάριο 8.	60
Πίνακας 9. Καθαρές εισαγωγές ενέργειας κάθε χώρας για το Σενάριο 8.....	61
Πίνακας 10. Αποτελέσματα επενδύσεων για το σενάριο 9.	61
Πίνακας 11.Οριακό κόστος για το Σενάριο 9.	62
Πίνακας 12. Καθαρές εισαγωγές ενέργειας κάθε χώρας για το Σενάριο 9.....	62
Πίνακας 13. Αποτελέσματα επενδύσεων για το σενάριο 10.	63
Πίνακας 14. Οριακό κόστος για το Σενάριο 10.	64
Πίνακας 15. Καθαρές εισαγωγές ενέργειας κάθε χώρας για το Σενάριο 10.....	64
Πίνακας 16.. Αποτελέσματα επενδύσεων για το σενάριο 11.	65
Πίνακας 17. Οριακό κόστος για το Σενάριο 11.	65
Πίνακας 18. Καθαρές εισαγωγές ενέργειας κάθε χώρας για το Σενάριο 11.....	66
Πίνακας 19. Αποτελέσματα επενδύσεων για το σενάριο 12.	66
Πίνακας 20. Καθαρές εισαγωγές ενέργειας κάθε χώρας για το Σενάριο 12.....	67
Πίνακας 21. Αποτελέσματα επενδύσεων για το σενάριο 13.	69
Πίνακας 22. Οριακό κόστος για το Σενάριο 13.	69
Πίνακας 23. Καθαρές εισαγωγές ενέργειας κάθε χώρας για το Σενάριο 13.....	70
Πίνακας 24. Αποτελέσματα επενδύσεων για το σενάριο 14.	70
Πίνακας 25.Αναλυτικά στοιχεία για όλους του κόμβους του δικτύου.	80
Πίνακας 26. Τιμές NTC (MW) για τις διάφορες κατηγορίες σεναρίων.	86
Πίνακας 27. Γραμμές που προστέθηκαν στο υπάρχον δίκτυο για να δημιουργηθεί το δίκτυο βάσης.....	92

Κεφάλαιο 1. Εισαγωγή

1.1 Εισαγωγή

Η τεχνολογία για τη χρησιμοποίηση των δυνάμεων της φύσης για να παραχθεί ενέργεια ώστε να καλυφθούν οι ανθρώπινες ανάγκες υπήρχε πάντα σαν ιδέα στο μυαλό των ανθρώπων. Η ιδέα της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές όμως εγκαταλείφθηκε προσωρινά κατά την βιομηχανική επανάσταση καθώς η τεχνολογία της εποχής μπορούσε να αξιοποιήσει ευκολότερα τα ορυκτά καύσιμα. Αυτό επιδεινώθηκε με την αυξανόμενη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας και την ανάπτυξη των μεταφορών που βασίστηκαν στο πετρέλαιο.

Καθώς η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξανόταν, με την παραγωγή να βασίζεται κυρίως σε ορυκτά καύσιμα και λιγότερο σε υδροηλεκτρική και πυρηνική ενέργεια δημιουργήθηκαν ανησυχίες για το πως οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα συμβάλλουν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου και την αύξηση της θερμοκρασίας της γης. Τότε ήταν που η προσοχή στράφηκε στις ανεξάντλητες πηγές της φύσης, όπως ο ήλιος, ο αέρας και η θάλασσα. Ποτέ δεν υπήρχε αμφιβολία για το μέγεθος της παραγωγής που θα μπορούσαν να προσφέρουν. Η πρόκληση για τον άνθρωπο ήταν να καταφέρει να τις αξιοποιήσει για την παραγωγή ενέργειας.

Σήμερα είμαστε αρκετά κοντά στην αντιμετώπιση αυτής της πρόκλησης. Οι ανεμογεννήτριες έχουν εξελιχθεί πάρα πολύ τις τελευταίες δεκαετίες, η φωτοβολταϊκή τεχνολογία έχει γίνει πολύ πιο αποδοτική και έχουν γίνει βήματα για την αξιοποίηση και άλλων μορφών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας όπως η θάλασσα, η βιομάζα, γεωθερμία, κτλ. Με την ώθηση των κυβερνήσεων για την χρησιμοποίηση αυτών των τεχνολογιών το κόστος τους έχει μειωθεί σημαντικά και είναι στα ίδια επίπεδα με το κόστος των τεχνολογιών των ορυκτών καυσίμων των οποίων το κόστος συνεχώς αυξάνεται λόγω των ακριβών δικαιωμάτων εκπομπών αερίων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο αέρας και η ηλιακή ακτινοβολία έχουν τέσσερις ιδιότητες που τις κάνουν να ξεχωρίζουν από τις παραδοσιακές μορφές παραγωγής ενέργειας. Πρώτον, η μεταβλητότητα του αέρα και της ηλιακής ακτινοβολίας δεν αντιστοιχεί με αυτή της ζήτησης και δεδομένου ότι έχει εγκατασταθεί σημαντική ισχύς ήδη σε κάποιες χώρες σύμφωνα με τις οδηγίες των κυβερνήσεων, περιστασιακή μεγάλη παραγωγή από αυτές τις πηγές δημιουργεί προβλήματα στη διατήρηση της αξιοπιστίας και της οικονομικής βιωσιμότητας ολόκληρου του συστήματος. Δεύτερον, τέτοιες διακυμάνσεις μπορούν να προβλεφθούν με ακρίβεια μόνο μερικές ώρες ή μέρες νωρίτερα. Τρίτον, χρησιμοποιούν μετατροπείς ισχύος ώστε να συνδεθούν στο δίκτυο το οποίο επηρεάζει την σταθερότητα του συστήματος. Τέταρτον, σε αντίθεση με τα ορυκτά καύσιμα, ο αέρας και η ηλιακή ακτινοβολία δεν μπορούν να μεταφερθούν, και παρόλο που οι ανανεώσιμες αυτές μορφές ενέργειας είναι διαθέσιμες σε αρκετά σημεία, συνήθως τα καλύτερα σημεία είναι σε μεγάλη απόσταση από τα κέντρα κατανάλωσης και κατά συνέπεια σε μερικές περιπτώσεις αυξάνονται τα κόστη διασύνδεσης (IEA 2016).

Οι Ευρωπαϊκοί ενεργειακοί στόχοι αναμένεται να οδηγήσουν σε μια αύξηση της τάξεως των 200 GWs της εγκατεστημένης ισχύς ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μέχρι το 2020 και πολύ περισσότερο ως το 2050. Το κύριο εμπόδιο για μια μεγάλων διαστάσεων ενσωμάτωση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ευρώπη είναι η ανεπάρκεια μεταφορικής ικανότητας του δικτύου και τα προβλήματα συμφόρησης που θα προκύψουν όταν αυτό συμβεί. Η πλειοψηφία των ήδη υπαρχόντων υποδομών ενέργειας στην Ευρώπη σχεδιάστηκαν και κατασκευάστηκαν πριν από περισσότερα από 50 χρόνια βασιζόμενες σε ενεργειακές πολιτικές που αφορούσαν την κάθε χώρα ξεχωριστά και όχι την Ευρωπαϊκή Ένωση σαν σύνολο. Οι δραματικές αλλαγές στο ενεργειακό τοπίο τα τελευταία 50 χρόνια ορίζουν πως το εθνικό συμφέρον πρέπει να συνδυαστεί με το Ευρωπαϊκό για να επιτευχθούν οι στόχοι που έχει θέσει η ευρωπαϊκή ένωση (Rubino & Cuomo 2015). Για το λόγο αυτό απαιτούνται σημαντικές επενδύσεις στην επέκταση του δικτύου για να ενσωματωθεί η αυξημένη ισχύς από τις ΑΠΕ. Αυτές οι επενδύσεις είναι υψηλής έντασης κεφαλαίου και δεσμευτικές για πολλά χρόνια λόγω του τεράστιου κεφαλαίου που απαιτείται και της μεγάλης διάρκειας ζωής τους. Είναι πολύ σημαντικό λοιπόν να γίνει λεπτομερής μελέτη για το ποιες επενδύσεις πρέπει να προκριθούν ώστε να έχουμε οικονομική και βέλτιστη λειτουργία του δικτύου μεταφοράς για τις επόμενες δεκαετίες. Η αποτελεσματική χρήση του υπάρχοντος δικτύου μπορεί να μειώσει την ανάγκη για επέκτασή του και μπορεί να δώσει στοιχεία για τα σημεία στα οποία χρειάζεται να επεκταθεί. Η συμφόρηση (congestion) αντιπροσωπεύει την περίπτωση που τεχνικοί περιορισμοί (θερμικά όρια γραμμών και περιορισμοί ευστάθειας τάσης) ή οικονομικοί περιορισμοί είναι δεσμευτικοί και κατά συνέπεια περιορίζουν την μεταφορά ισχύος μεταξύ περιοχών (TradeWind 2009).

Η ηλεκτρική ενέργεια έχει κάποιες ιδιότητες που την καθιστούν ένα αρκετά ιδιαίτερο προϊόν. Πρώτα απ' όλα δεν είναι δυνατόν να αποθηκευτεί σε μεγάλες ποσότητες και αυτό βάζει περιορισμούς στην παραγωγή των σταθμών παραγωγής και στην ζήτηση. Πρέπει να είναι εγγυημένο ό,τι οποιαδήποτε χρονική στιγμή τηρείται το ισοζύγιο παραγωγής-ζήτησης στο σύστημα. Δεδομένου ότι η ζήτηση είναι αρκετά ανελαστική η ισορροπία πρέπει να επιτευχθεί από την πλευρά της παραγωγής. Δεύτερον, τα φυσικά και ηλεκτρολογικά χαρακτηριστικά της ροής φορτίου του εναλλασσόμενου ρεύματος σε μεγάλα δίκτυα είναι πολύ πολύπλοκα λόγω της ύπαρξης ροών κλειστού βρόγχου (loop flows). Επιπλέον οι διαχειριστές των δικτύων έχουν πολύ περιορισμένα μέσα ώστε να επηρεάσουν την διαδρομή της ισχύος στο δίκτυο. Τρίτον, οι περισσότεροι σταθμοί παραγωγής έχουν σημαντικό χρόνο εκκίνησης (και άρα αργό χρόνο απόκρισης σε αλλαγές) και όσο λειτουργούν υπόκεινται σε περιορισμούς ελάχιστης παραγωγής (τεχνικό ελάχιστο). Επιπλέον πρέπει πάντα να υπάρχουν μονάδες παραγωγής έτοιμες να αναλάβουν φορτίο σε περίπτωση κάποιου σφάλματος (μονάδες εφεδρείας). Συνδυασμένες όλες αυτές οι ιδιότητες κάνουν την μοντελοποίηση και προσομοίωση των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, των αγορών που σχετίζονται με αυτά και την αποτελεσματική λειτουργία του δικτύου μια τρομερή πρόκληση (Hurrpmann & Egerer 2015).

1.2 Ενεργειακοί και κλιματικοί στόχοι της Ευρωπαϊκής Ένωσης

Οι διαρκώς αυξανόμενες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, κλιματικές αλλαγές που έχουν ήδη συντελεστεί και οι εκτιμήσεις για τις επόμενες δεκαετίες ώθησαν την Ευρωπαϊκή Ένωση να πάρει κάποια μέτρα και να θέσει κάποιους στόχους για την προστασία του περιβάλλοντος. Οι στόχοι της ευρωπαϊκής ένωσης είναι πολύ συγκεκριμένοι και χωρίζονται σε δύο στάδια, τους στόχους για το 2030 και το 2050. Οι στόχοι για το 2030 είναι:

- Τουλάχιστον 40% μείωση στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με τα επίπεδα του 1990.
- Τουλάχιστον 27% συμμετοχή των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- Τουλάχιστον 27% βελτίωση στην ενεργειακή απόδοση.

Αυτοί είναι το πρώτο βήμα για την επίτευξη των στόχων που έχουν τεθεί για το 2050 οι οποίοι είναι:

Όλες οι χώρες συνολικά πρέπει να μειώσουν τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου 80% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 (THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE 2011). Αυτό πρέπει να επιτευχθεί με ταυτόχρονη μείωση σε όλους τους τομείς όπως βιομηχανία, συγκοινωνίες, οικιακή χρήση, παραγωγή και μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας. Οι στόχοι για το 2030 είναι δεσμευτικοί, ενώ αυτοί για το 2050 δεν είναι ακόμα.

Ο τομέας της παραγωγής και μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας έχει το μεγαλύτερο περιθώριο μείωσης εκπομπών. Η ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να προέρχεται εξ ολοκλήρου από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά, υδροηλεκτρικά, βιομάζα) ή από πηγές με ελάχιστες εκπομπές όπως οι πυρηνικοί σταθμοί. Επιπλέον η ηλεκτρική ενέργεια έχει τη δυνατότητα να αντικαταστήσει τα ορυκτά (και πολύ ρυπογόνα) καύσιμα που χρησιμοποιούνται στις συγκοινωνίες και στην θέρμανση.

Για να επιτευχθούν οι στόχοι της Ευρωπαϊκής Ένωσης είναι πολύ σημαντικό να αναπτυχθεί περαιτέρω το δίκτυο μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας. Όπως προαναφέρθηκε ο αέρας, ο ήλιος και οι υπόλοιπες μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δεν είναι διαθέσιμες κοντά στα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης. Για να ακολουθήσουμε τους στόχους που έχουν τεθεί όμως θα πρέπει να εκμεταλλευτούμε αυτές τις πηγές, οπουδήποτε και αν βρίσκονται. Αυτό συνεπάγεται μεγάλες επενδύσεις στο δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να καταφέρει να ενσωματωθεί σε αυτό το τεράστιο δυναμικό των ΑΠΕ. Επιπλέον θα πρέπει να ενισχυθεί το διασυνοριακό εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των χωρών έτσι ώστε να επιτευχθεί οικονομικότερη λειτουργία ολόκληρου το Ευρωπαϊκού συστήματος. Για να καταστεί αυτό δυνατό πρέπει να υπάρχει συνεννόηση και συνεργασία σε Ευρωπαϊκό επίπεδο και αυτός είναι ο λόγος που η Ευρωπαϊκή επιτροπή θέσπισε τον Entso-e (European network of transmission system operators). Παραπάνω στοιχεία για τον Entso-e και για το Ευρωπαϊκό δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας παρατίθενται στο παράρτημα.

1.3 Στόχος της Διπλωματικής Εργασίας

Στο πλαίσιο αυτό η παρούσα διπλωματική εργασία καλείται να μελετήσει την πραγματοποίηση επενδύσεων σε DC γραμμές μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, υπό το καθεστώς υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ, οι οποίες θα συμβάλλουν στην ενσωμάτωση αυτής της ενέργειας και στην αξιοποίησή της για την επίτευξη των ενεργειακών στόχων της Ευρωπαϊκή Ένωσης. Για να την πραγματοποίηση της μελέτης ήταν αναγκαία η λεπτομερής αποτύπωση του Ευρωπαϊκού συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Άρα δημιουργήθηκε ένα μοντέλο γραμμικού προγραμματισμού το οποίο, ορίζοντάς του εξωγενώς τις επενδύσεις σε σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για μελλοντικά έτη, αποφασίζει ενδογενώς επενδύσεις σε DC γραμμές μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

1.4 Δομή της Διπλωματικής Εργασίας

Στο Κεφάλαιο 2 γίνεται παρουσίαση κάποιων βασικών στοιχείων που θα χρησιμοποιηθούν στην συνέχεια της παρούσας διπλωματικής εργασίας. Γίνεται αναλυτική παρουσίαση του γραμμικού προγραμματισμού, μια σύντομη περιγραφή του λογισμικού GAMS που χρησιμοποιήθηκε για τις προσομοιώσεις, αναλυτική παρουσίαση των κριτηρίων αξιολόγησης επενδύσεων και τέλος μια λεπτομερής επεξήγηση της DC ροής φορτίου.

Στο Κεφάλαιο 3 γίνεται η περιγραφή της διαδικασίας που ακολουθήθηκε για να γίνει η λεπτομερής αποτύπωση του Ευρωπαϊκού συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο Κεφάλαιο 4 γίνεται μια συνοπτική περιγραφή του ενεργειακού μοντέλου PRIMES που χρησιμοποιήθηκε για την πραγματοποίηση των προσομοιώσεων και οι τροποποιήσεις που έγιναν στις εξισώσεις του ώστε να επιτευχθεί η ενδογενής πραγματοποίηση των επενδύσεων.

Στο Κεφάλαιο 5 περιγράφονται τα διάφορα σενάρια που έχουν επιλεγεί για τις προσομοιώσεις και γίνεται πλήρης ανάλυση των αποτελεσμάτων τους.

Στο Κεφάλαιο 6 γίνεται μια σύνοψη των συμπερασμάτων που εξάχθηκαν από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων και προτείνονται ορισμένες επεκτάσεις της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

Κεφάλαιο 2. Βιβλιογραφική επισκόπηση

2.1 Γραμμικός προγραμματισμός

Ο γραμμικός προγραμματισμός αποτελεί ένα πολύ δημοφιλές μοντέλο μαθηματικού προγραμματισμού στο χώρο της επιχειρησιακής έρευνας και της διοικητικής επιστήμης. Η μεγάλη του επιτυχία έγκειται στην επίλυση του μέσω του αλγορίθμου Simplex ο οποίος διακρίνεται για την αποτελεσματικότητά του και την ευρύτατη εφαρμογή του.

2.1.1 Βασικές έννοιες γραμμικού προγραμματισμού

Το κάθε πρόβλημα απόφασης που καλείται να λύσει ο γραμμικός προγραμματισμός ανάγεται σε γραμμικές εξισώσεις που αποτελούνται από n άγνωστες μεταβλητές απόφασης. Αυτές υπόκεινται σε περιορισμούς και συνδυάζονται σε μια αντικειμενική συνάρτηση η οποία αποτελεί τον στόχο προς επίτευξη και καλείται να βελτιστοποιηθεί. Ως πεδίο τιμών το σύνολο των πραγματικών αριθμών και πεδίο ορισμού το n -διάστατο χώρο των πραγματικών αριθμών. Οι εξισώσεις-ανισώσεις που πρέπει να ικανοποιεί το διάνυσμα x των μεταβλητών απόφασης αποτελούν τους περιορισμούς στους οποίους πρέπει να κινηθούν οι τιμές του διανύσματος και δεν πρέπει να παραβιάζονται. Αποτελούν είτε εξισώσεις ισότητας είτε ανισότητας. Μια γενική μαθηματική γραφή του μοντέλου είναι η:

Min

$$Z = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots c_lx_l$$

Subjected to

$$a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots a_{1l}x_l (<=>) b_1$$

$$a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots a_{2l}x_l (<=>) b_2$$

....

....

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots a_{ml}x_l (<=>) b_m$$

$$x_i (<=>) 0, x_2 (<=>) 0, \dots, x_l (<=>) 0$$

$$i = 1, 2 \dots m, \quad j = 1, 2 \dots l$$

όπου a_{ij} , b_i , c_j πραγματικοί συντελεστές

ενώ σε διανυσματική μορφή

$$\text{Min } Z = C \cdot X$$

Subjected to

$$A \cdot X (\leq) B$$

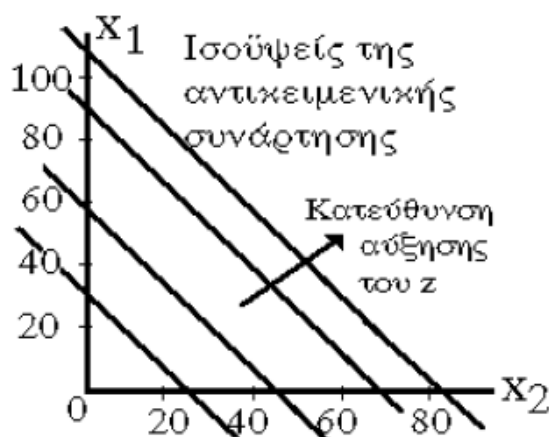
$$X (\leq) 0$$

$$\text{Όπου } A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1l} \\ a_{21} & \dots & \dots & a_{2l} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{m1} & \dots & \dots & a_{ml} \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_m \end{bmatrix}, C = \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ \vdots \\ c_l \end{bmatrix}, X = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_l \end{bmatrix}$$

Σε κάθε περιορισμό ενός προβλήματος Γ.Π. αντιστοιχεί μία σκιώδης (δυϊκή) τιμή, η οποία εκφράζει την οριακή αξία αυτού του περιορισμού, δηλαδή την μεταβολή της τιμής αντικειμενικής συνάρτησης από την μεταβολή του δεξιού μέρους ενός περιορισμού (Κάπρος 2008).

2.1.2 Χώροι των εφικτών λύσεων

Μια γραφική αναπαράσταση του μοντέλου του γραμμικού προγραμματισμού γίνεται με άξονες συντεταγμένων τις μεταβλητές απόφασης. Σε αυτές αναπαρίσταται ο χώρος των εφικτών λύσεων ο οποίος έχει τόσες διαστάσεις όσες είναι και οι μεταβλητές απόφασης. Ο κάθε περιορισμός προσδιορίζει έναν ημιχώρο στον οποίο μπορούν να βρεθούν οι πιθανές λύσεις και η τομή όλων αυτών αποτελεί τον χώρο των εφικτών λύσεων. Για κάθε μια τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης Z δημιουργείται μια ισοϋψής καμπύλη όπου κινούμενες οι μεταβλητές απόφασης αποδίδουν την ίδια τιμή αντικειμενικής συνάρτησης. Μεταβάλλοντας τις τιμές της αντικειμενικής συνάρτησης έχουμε οικογένειες ισοϋψών καμπυλών της αντικειμενικής συνάρτησης και όντας αυτή γραμμική το διάνυσμα των παραγώγων τους θα υποδεικνύει προς ποια κατεύθυνση αυξάνεται η αντικειμενική συνάρτηση.

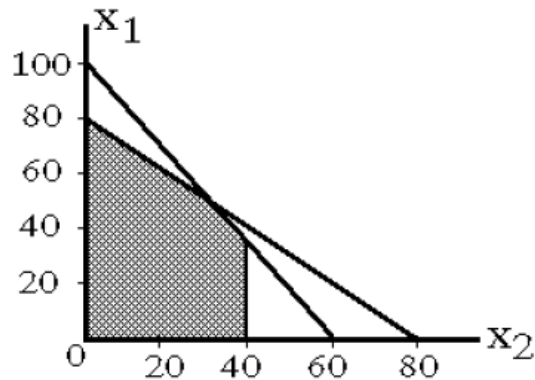


Εικόνα 1. Ισοϋψείς καμπύλες της αντικειμενικής συνάρτησης και κατεύθυνση της αύξησης του Z (Πηγή: Κάπρος, Π., 2008. Μοντέλα Μαθηματικού Προγραμματισμού)

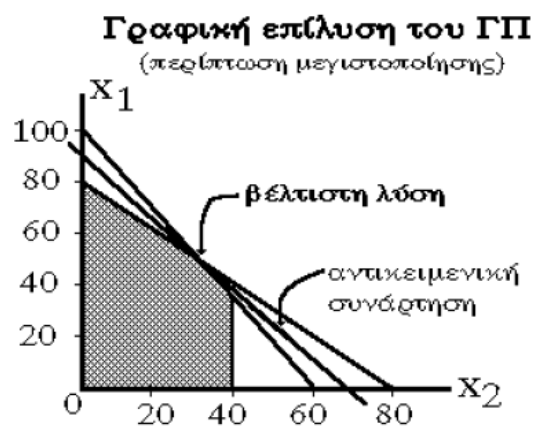
Ισχύουν οι εξής θεμελιώδεις προτάσεις για τον γραμμικό προγραμματισμό:

- Το σύνολο των εφικτών λύσεων ενός προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού είναι ένας κυρτός χώρος.
- Στην περίπτωση που η επίλυση του προβλήματος επιδέχεται μια μοναδική λύση τότε αυτή θα βρίσκεται σε σημείο ακρότατο του χώρου εφικτών λύσεων.
- Εάν το πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού έχει πολλές λύσεις τότε θα έχει άπειρες λύσεις.

Ο χώρος των εφικτών λύσεων

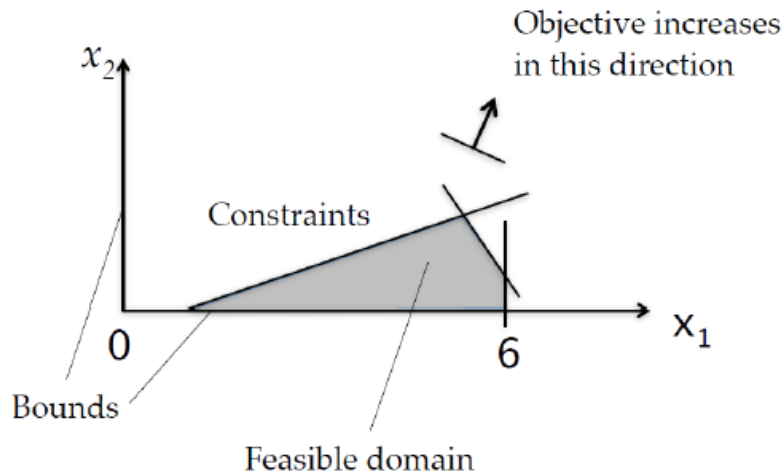


Εικόνα 2. Χώρος των εφικτών λύσεων του προβλήματος (Πηγή: Κάπρος, Π., 2008. Μοντέλα Μαθηματικού Προγραμματισμού)



Εικόνα 3. Γραφική επίλυση του προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού και εύρεση βέλτιστης λύσης (Πηγή: Κάπρος, Π., 2008. Μοντέλα Μαθηματικού Προγραμματισμού)

Graphical representation of a Linear Program



Εικόνα 4. Γραφική επίλυση του προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού και εύρεση βέλτιστης λύσης με επισήμανση των ορίων των περιορισμών, των εφικτών λύσεων και την κατεύθυνση αύξησης της αντικειμενικής συνάρτησης (Πηγή: Κάπρος, Π., 2008. Μοντέλα Μαθηματικού Προγραμματισμού)

2.2 Λογισμικό επίλυσης μαθηματικών μοντέλων GAMS

Η επίλυση μοντέλων γραμμικού προγραμματισμού έχει γίνει πολύ απλή όπως προαναφέρθηκε μέσω της μεθόδου Simplex. Με τη χρήση των ηλεκτρονικών υπολογιστών δύνανται να επιλύονται σε πολύ γρήγορους χρόνους και για μεγάλο όγκο δεδομένων. Ένα πολύ διαδεδομένο λογισμικό επίλυσης μαθηματικών μοντέλων είναι το Gams. Το Gams (general algebraic modeling system) αποτελεί λογισμικό υψηλού επιπέδου το οποίο είναι σχεδιασμένο για να μοντελοποιεί γραμμικά, μη γραμμικά και μεικτού ακεραίου προγραμματισμού προβλήματα βελτιστοποίησης. Είναι πολύ χρήσιμο για μεγάλα και περίπλοκα προβλήματα και μπορεί να χρησιμοποιηθεί τόσο απλούς υπολογιστές καθημερινής χρήσης όσο και σε περιβάλλον εργασίας με μεγάλα υπολογιστικά συστήματα. Η γλώσσα που χρησιμοποιεί μοιάζει με τη μορφή στις κοινές γλώσσες προγραμματισμού οπότε καθίσταται εύκολη στη χρήση και ο χρήστης μπορεί να επικεντρωθεί στη μοντελοποίηση καθώς κατά τη χρήση της δεν προκύπτουν προβλήματα καθαρού τεχνικού περιεχομένου. Το Gams δίνει έμφαση στην επίλυση του μοντέλου και στην ανάλυση των αποτελεσμάτων (Rosenthal 2012).

2.3 Επενδυτικά σχέδια και κριτήρια αξιολόγησης επενδύσεων

2.3.1 Επενδύσεις και επενδυτικά σχέδια

Με τον όρο επένδυση αναφερόμαστε στη δέσμευση κεφαλαίων για κάποιο χρονικό διάστημα με στόχο την αποκόμιση πρόσθετων κεφαλαίων στον επενδυτή. Σε ενεργειακό επίπεδο η ολοκλήρωση ενός επενδυτικού σχεδίου υφίσταται με την έναρξη λειτουργίας μιας νέας μονάδας ή επέκταση μιας παλιότερης. Τα κεφάλαια που

δεσμεύονται για την επένδυση ονομάζονται δαπάνες κεφαλαίου ενώ το κόστος λειτουργίας των μονάδων ονομάζεται λειτουργικό κόστος ή δαπάνη εκμετάλλευσης. Τα επενδυτικά σχέδια αναφέρονται σε έναν προγραμματισμό αριθμού επενδύσεων που θα γίνει σε βάθος μεσοπρόθεσμου ή μακροπρόθεσμου χρόνου και διακρίνονται ανάλογα με το μέγεθος (μικρά και μεγάλα σχέδια), τον χαρακτήρα της ωφέλειας που δημιουργούν (αύξηση εσόδων, μείωση κόστους, έμμεσες ωφέλειες) αλλά και το βαθμό οικονομικής τους εξάρτησης (το να επιλεγεί ένα σχέδιο αποκλείει την επιλογή άλλου, την καθιστά υποχρεωτική ή είναι ανεξάρτητα μεταξύ τους). Κάθε επένδυση χαρακτηρίζεται από τα εξής στοιχεία:

- Τη διάρκεια ζωής της
- Τις χρηματοροές προς την κατασκευή και την λειτουργία της επένδυσης
- Τη ροή των ωφελειών μέσω της εκμετάλλευσης της επένδυσης
- Την ημερομηνία της κατασκευής

Η διάρκεια ζωής της επένδυσης δεν αποτελεί μόνο τον χρονικό ορίζοντα για τον οποίο θα είναι εκμεταλλεύσιμη η επένδυση αλλά και το χρονικό διάστημα στο οποίο παλαιώνει η τεχνολογία υπό την οποία λειτουργεί και προσφέρει αγαθά. Οι επενδύσεις εξαρτώνται τόσο από τη φυσική φθορά όσο και από τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά μιας μεταγενέστερης επένδυσης και από τις προτιμήσεις των καταναλωτών. Σε μια επένδυση πέραν των κεφαλαίων που δεσμεύονται για την κατασκευή της έχουμε χρηματοροές προς τα λειτουργικά της έξοδα, τους μισθούς, τις πρώτες ύλες και τη συντήρηση. Μέσω λοιπόν της εκμετάλλευσής της αποκομίζονται έσοδα και ωφέλειες από την παροχή υπηρεσιών τα οποία εκφράζονται σε χρηματικές μονάδες. Παρόλα αυτά κάποιες φορές υπάρχουν ωφέλειες που δεν αποτιμώνται σε κάποια μονάδα μέτρησης παρόλα αυτά υφίστανται και είναι σημαντικές, όπως ωφέλειες στο εξωτερικό περιβάλλον μιας επιχείρησης ή και επιβλαβείς επιδράσεις προς αυτό. Για μια σωστή αξιολόγηση θα πρέπει όλες να λαμβάνονται υπ' όψει (Κάπρος & Ντελκής 2007).

2.3.2 Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων

Για την αξιολόγηση των επενδύσεων χρησιμοποιούνται τόσο ορθολογικά όσο και ατελή κριτήρια. Στα ορθολογικά κριτήρια υπάγονται αυτά της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV), του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης, του Οφέλους – Κόστους (cost-benefit ratio) και της Παρούσας αξίας συνολικού κόστους και ισοδύναμου ετησίου. Στα ατελή είναι η περίοδος επανάκτησης του κόστους επένδυσης και η μέση ετήσια απόδοση της επένδυσης.

2.3.3 Κριτήριο παρούσας αξίας

Αυτό ορίζεται από το τύπο :

$$ΚΠΑ = -K_0 + \sum_{t=1}^n \frac{KTP_t}{(1+k)^t}$$

Όπου:

K_0 είναι το κόστος της επένδυσης

KTP_t οι καθαρές ταμειακές ροές του έτους t

t το εκάστοτε έτος της διάρκειας ζωής της επένδυσης

n η διάρκεια ζωής της επένδυσης

Για να προκριθεί μια επένδυση θα πρέπει η τιμή της ΚΠΑ να προκύπτει θετική. Στην περίπτωση αρνητικής ΚΠΑ έχουμε απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου ενώ στην περίπτωση της ισότητας με το μηδέν έχουμε αδιαφορία προς το αν θα υλοποιηθεί ή όχι. Σε περίπτωση δύο σχεδίων που αποκλείονται αμοιβαία, τότε δεδομένου ότι έχουν ίδια διάρκεια ζωής επιλέγεται αυτό με την μεγαλύτερη ΚΠΑ ενώ σε περίπτωση διαφορετικής διάρκειας ζωής τα ανάγουμε στον ελάχιστο κοινό πολλαπλάσιο χρόνο ζωής και συγκρίνουμε τις ΚΠΑ από τις δυνατές επενδύσεις που μπορούν να γίνουν σε αυτό το χρονικό διάστημα. Σε περίπτωση ανεξάρτητων μεταξύ τους επενδύσεων επιλέγουμε τις επενδύσεις που θα μας δώσουν τη μεγαλύτερη ΚΠΑ δεδομένου ότι είναι μη αρνητική.

2.3.4 Κριτήριο εσωτερικού βαθμού απόδοσης της επένδυσης

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης είναι το επιτόκιο αναγωγής που μηδενίζει την παρούσα αξία της επένδυσης. Υπολογίζεται δηλαδή από τον τύπο:

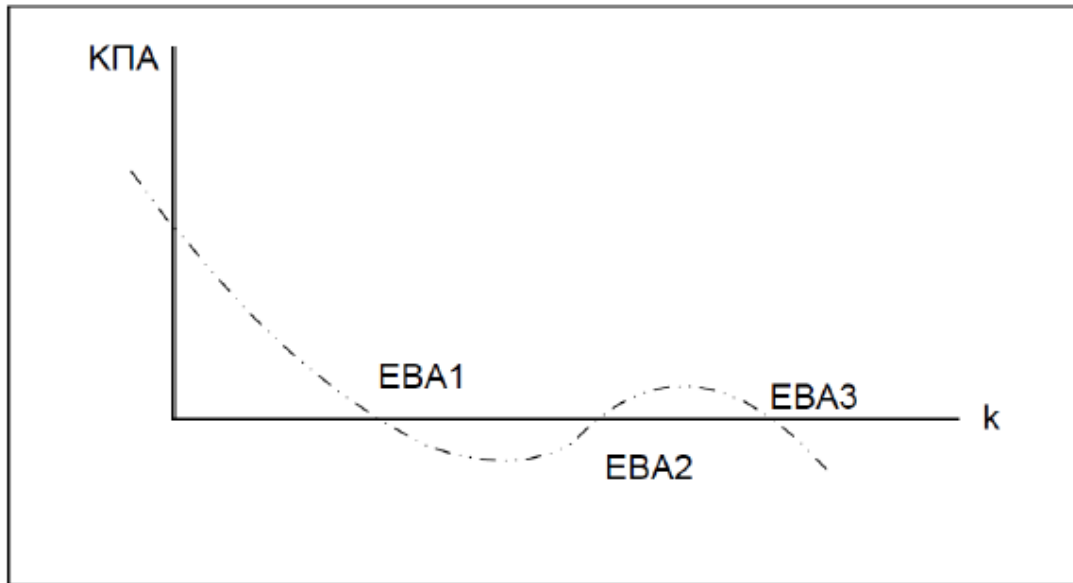
$$-K_0 + \sum_{t=1}^n \frac{KTP_t}{(1+EBA)^t} = 0$$

Ένας εναλλακτικός τρόπος προσέγγισής του είναι η επαναληπτική επίλυση του τύπου:

$$K_v = K_{v-1} - K_{v-1} * \frac{K_{v-2} - K_{v-1}}{KPA_{v-2} - KPA_{v-1}}$$

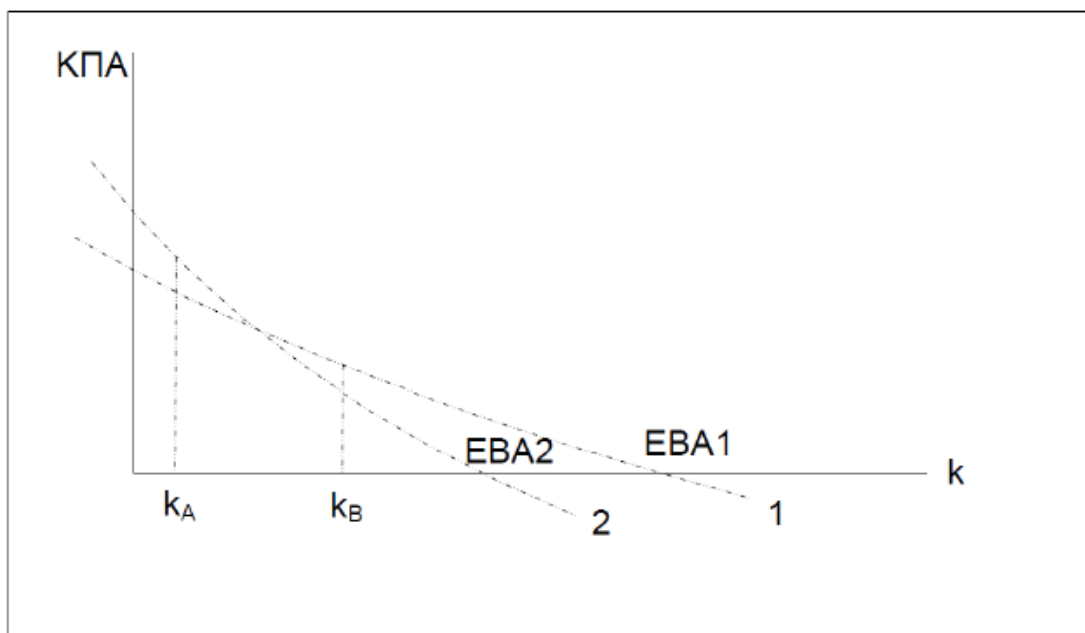
Με δυο τυχαία επιτόκια αναγωγής μέχρι να προσεγγιστεί κατά το επιθυμητό δεκαδικό ψηφίο ο EBA.

Το κριτήριο του εσωτερικού βαθμού απόδοσης βασίζεται στο γεγονός ότι η συνάρτηση ΚΠΑ-επιτοκίου αναγωγής είναι γνησίως φθίνουσα και έτσι μηδενίζεται για μία μόνο τιμή επιτοκίου αναγωγής. Στην περίπτωση που η ελάχιστη απόδοση είναι μικρότερη από τον EBA έχουμε επιλογή του επενδυτικού σχεδίου, εάν είναι ίση έχουμε αδιαφορία του επενδυτή και στην περίπτωση μεγαλύτερου ελάχιστης απόδοσης από τον EBA τότε έχουμε απόρριψη. Παρόλα αυτά εάν έχουμε και αρνητικές καθαρές ταμειακές ροές μπορούμε να καταλήξουμε σε πολλούς εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης. Τότε εξετάζουμε το κριτήριο της παρούσας αξίας καθώς η μονόπλευρη εξέταση του EBA θα οδηγούσε σε εσφαλμένα συμπεράσματα.



Εικόνα 5. Διάγραμμα συσχέτισης ΚΠΑ με ΕΒΑ όταν υπάρχουν και αρνητικές ΚΤΡ (Πηγή: Κάπρος, Π. & Ντελκής, Κ., 2007. Οικονομική ανάλυση επιχειρήσεων)

Σε περίπτωση δύο αμοιβαία αποκλειόμενων επενδυτικών σχεδίων με εξέταση του ΕΒΑ αποδεχόμαστε το σχέδιο με το μεγαλύτερο εσωτερικό βαθμό απόδοσης. Παρόλα αυτά ενδέχεται κάποιες φορές το σχέδιο με μικρότερο ΕΒΑ να έχει μεγαλύτερη παρούσα αξία. Τότε προτεραιότητα έχει το κριτήριο της παρούσας αξίας καθώς υπερτερεί του κριτηρίου ΕΒΑ. Στην περίπτωση μη αμοιβαία αποκλειόμενων επενδυτικών σχεδίων τότε επιλέγονται τα σχέδια με μεγαλύτερο ΕΒΑ μέχρι να χρησιμοποιηθεί όλο το μέγεθος του διαθέσιμου κεφαλαίου.



Εικόνα 6. Διάγραμμα δύο επενδυτικών σχεδίων με $EBA1 > EBA2$ αλλά $ΚΠΑ1 < ΚΠΑ2$ με αποτέλεσμα την προτίμηση του σχεδίου 2 (Πηγή: Κάπρος, Π. & Ντελκής, Κ., 2007. Οικονομική ανάλυση επιχειρήσεων)

2.3.5 Κριτήριο οφέλους-κόστους

Το κριτήριο αυτό δεν είναι παρά μια παραλλαγή του κριτηρίου παρούσας αξίας αλλά έχοντας διαιρέσει με το κόστος της επένδυσης:

$$\frac{\sum_{t=1}^n \frac{KTP_t}{(1+k)^t}}{K_0} > 1$$

Όσο μεγαλύτερο είναι το κλάσμα από τη μονάδα τόσο πιο αποδοτική είναι μια επένδυση και προτιμητέα κατά την αξιοποίηση επενδυτικού κεφαλαίου.

2.3.6 Ατελή κριτήρια

Σε αυτά περιλαμβάνονται το κριτήριο της περιόδου επανάκτησης του κόστους επένδυσης και το κριτήριο της μέσης ετήσιας απόδοσης της επένδυσης. Στο πρώτο ως περίοδος επανάκτησης ορίζουμε την περίοδο μέσα στην οποία ανακτάται το κόστος επένδυσης (K_0) από τις καθαρές ταμειακές ροές (KTP). Εάν αυτή η περίοδος είναι εντός ορισμένων πλαισίων τότε η επένδυση προκρίνεται. Επίσης εάν στις KTP χρησιμοποιηθεί η παρούσα αξία τους τότε το κριτήριο συμπεριλαμβάνεται πλέον στην κατηγορία των ορθολογικών. Το κριτήριο της μέσης ετήσιας απόδοσης της επένδυσης αφορά το μέσο όρο των λόγων των αντίστοιχων ετήσιων KTP προς το κόστος επένδυσης ο οποίος επίσης εάν είναι πάνω από ένα επίπεδο τότε προκρίνεται.

2.3.7 Συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου (Capital recovery factor)

Ο συντελεστής αυτός μετατρέπει μια παρούσα αξία σε μία σειρά από ισόποσες ετήσιες πληρωμές για ένα συγκεκριμένο διάστημα για ένα συγκεκριμένο επιτόκιο αναγωγής.

Η αξία της ετήσια πληρωμής που πρέπει να γίνεται για τα επόμενα n έτη είναι:

$$A = P * \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Όπου A : η αξία της ετήσιας πληρωμής

n : τα έτη αποπληρωμής (διάρκεια ζωής της επένδυσης)

P : το απαιτούμενο κεφάλαιο για την υλοποίηση της επένδυσης

i : το επιτόκιο αναγωγής

2.4 Ενδογενείς επενδύσεις σε γραμμές μεταφοράς

Στην βιβλιογραφία, η απόφαση για επενδύσεις σε γραμμές μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε μοντέλα γραμμικού προγραμματισμού όπως αυτό που πρόκειται να χρησιμοποιηθεί στα πλαίσια της παρούσας εργασίας, προκύπτει από τον ανταγωνισμό των επενδύσεων αυτών με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στους κόμβους που συνδέει η εκάστοτε επένδυση (Egerer et al. 2016). Η επένδυση έχει κάποιο κόστος όμως

με την πραγματοποίησή της επιτυγχάνεται οικονομικότερη επίλυση ολόκληρου του συστήματος επειδή δίνεται η δυνατότητα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, που παράγεται με μικρότερο κόστος, στον κόμβο που καταλήγει η επένδυση, και στους διπλανούς του. Επιπλέον επιτυγχάνεται μείωση των congestions στις γραμμές μεταφοράς. Οι επενδύσεις που εξετάζονται είναι συγκεκριμένες, δηλαδή υπάρχει μια λίστα με υποψήφιες επενδύσεις και αυτές εξετάζονται. Διαφορετικά ο υπολογιστικός χρόνος θα είναι πολύ μεγάλος. Τέλος στην βιβλιογραφία παρατηρήθηκε ότι σε μελέτες παρόμοιας κλίμακας, δηλαδή που μελετούν το πανευρωπαϊκό δίκτυο στο μέλλον, επιλέγεται η μελέτη γραμμών dc αντί για ac επειδή οι dc γραμμές είναι οικονομικότερες σε πολύ μεγάλες αποστάσεις και προσφέρουν μεγαλύτερη δυνατότητα ελέγχου της μεταφερόμενης ισχύος (Capros et al. 2012) (Pantelis Capros, Thomas Schlegel, Christoph Kost, Niklas Hartmann, Charlotte Senkpiel 2015).

2.5 DC Ροή Φορτίου

Η DC ροή φορτίου είναι μια απλούστευση των εξισώσεων ροών φορτίου σε δίκτυο που έχει AC γραμμές. Η απλούστευση αυτή οδηγεί σε ένα μοντέλο που περιγράφει τη ροή ενεργούς ισχύος. Οι άεργες ισχύεις αγνοούνται. Με R συμβολίζεται η αντίσταση και X η αντίδραση των γραμμών. Οι βασικές υποθέσεις για την ανάπτυξη αυτού του μοντέλου είναι:

$$A) R_{ij} \ll X_{ij} \rightarrow R_{ij} \approx 0 \rightarrow g_{ij} = \frac{R_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \rightarrow 0$$

$$B) \delta_{ij} = \delta_i - \delta_j \approx 0 \rightarrow \sin \delta_{ij} \approx \delta_{ij}, \cos \delta_{ij} \approx 1$$

Γ) Τα μέτρα των τάσεων παραμένουν σταθερά

Με τις παραπάνω υποθέσεις οι εξισώσεις ροής φορτίου είναι:

$$a_{ij} \approx b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \approx b_{ij} (\delta_i - \delta_j)$$

και

$$P_i = -V_i \sum_{j \in a(i)} a_{ij} V_j = -V_i \sum_{j \in a(i)} b_{ij} (\delta_i - \delta_j) V_j \quad (1)$$

Ορίζουμε ως:

$$C_{ij} = V_i V_j b_{ij}$$

$$C_{ii} = - \sum_{j \in a(i)} C_{ij}$$

Επομένως έχουμε πως η ροή P_{ij} σε ένα κύκλωμα μεταξύ των ζυγών i και j δίνεται από την εξίσωση:

$$P_{ij} = -C_{ij} (\delta_i - \delta_j) \quad (2)$$

Για ένα σύστημα n ζυγών μπορεί να γραφεί μια εξίσωση (1) για κάθε ζυγό, εκτός από το ζυγό ταλάντωσης. Οι $n - 1$ αυτές εξισώσεις μπορεί να γραφούν με την ακόλουθη μητρική μορφή:

$$P = C \delta \quad (2)$$

Όπου

$$P = \begin{bmatrix} P_2 \\ P_3 \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} \quad \delta = \begin{bmatrix} \delta_2 \\ \delta_3 \\ \vdots \\ \delta_n \end{bmatrix}$$

Και

$$C = \begin{pmatrix} C_{22} & \cdots & C_{2n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ C_{n2} & \cdots & C_{nn} \end{pmatrix}$$

Όπου τα στοιχεία αυτά ορίσθηκαν προηγουμένως. Η λύση της μητρικής εξίσωσης δίνει το διάνυσμα δ . Αντικατάσταση στην εξίσωση (2) δίνει τις πραγματικές ροές ισχύος πάνω στο κύκλωμα (Κονταξής & Χατζηαργυρίου 2003).

2.6 Τρόπος αποτύπωσης του Ευρωπαϊκού δικτύου μεταφοράς

Η μεθοδολογία για την αποτύπωση του Ευρωπαϊκού συστήματος μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας εντοπίσθηκε στην βιβλιογραφία (Ulf Häger, Christian Rehtanz, Voropai 2014), (Zhou & Bialek 2005) και με βάση προηγούμενες μελέτες είναι η εξής:

- Προσδιορισμός σημαντικών περιοχών του δικτύου, οι οποίες είναι αντιπροσωπευτικές κάθε περιοχής και θα είναι οι αντιπροσωπευτικοί κόμβοι του δικτύου, ώστε να μειωθεί ο αριθμός των κόμβων του δικτύου.
- Υπολογισμός των χαρακτηριστικών της ισοδύναμης γραμμής που ενώνει τους αντιπροσωπευτικούς κόμβους.
- Κατανομή της εγκατεστημένης ισχύς και της ζήτησης στους αντιπροσωπευτικούς κόμβους.

Τα βήματα αυτά ακολουθήθηκαν στην παρούσα διπλωματική εργασία και περιγράφονται με λεπτομέρεια στο κεφάλαιο 3.

Κεφάλαιο 3. Δημιουργία αποτύπωσης του Ευρωπαϊκού συστήματος μεταφοράς

3.1 Ανάλυση δικτύου

Για τις ανάγκες της παρούσας εργασίας χρειάστηκε να γίνει λεπτομερής αποτύπωση του Ευρωπαϊκού συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, σε επίπεδο περιφερειακό, και ενσωμάτωσή του στο μοντέλο Primes που χρησιμοποιείται για την παρούσα εργασία. Αυτό έγινε με σκοπό την πιο λεπτομερή μοντελοποίηση του συστήματος μεταφοράς, καθώς η ανάλυση του βασικού μοντέλου Primes είναι σε επίπεδο χώρας, δηλαδή θεωρείται πως κάθε χώρα είναι ένας κόμβος, όπου όλη η παραγωγή και η ζήτηση της χώρας αθροίζονται σε αυτόν τον κόμβο και από την ροή ισχύος πάνω στους κλάδους που συνέδεαν του κόμβους προκύπτουν οι εισαγωγές-εξαγωγές ενέργειας από χώρα σε χώρα. Με το αναλυτικότερο μοντέλο που δημιουργήθηκε κάθε χώρα αντιπροσωπεύεται από περισσότερους κόμβους (για παράδειγμα η Γερμανία από 38, η Ελλάδα από 5) και έτσι μπορούμε να έχουμε πληροφορία και για τις ροές ισχύος στο εσωτερικό κάθε χώρας.

Η λεπτομερής αποτύπωση του δικτύου προϋποθέτει την επιλογή των αντιπροσωπευτικών κόμβων που θα χρησιμοποιηθούν. Η επιλογή αυτή στηρίχθηκε πάνω σε μια παλαιότερη μελέτη, την European Grid Study 2030/2050 που είχε γίνει από την Energynautics GmbH για την Greenpeace (Tröster et al. n.d.).



Εικόνα 7.Χάρτης των κόμβων του μοντέλου που δημιουργήθηκε από την Energynautics GmbH (Πηγή: Tröster et al. n.d.)

Χρησιμοποιώντας μόνο τους κόμβους από αυτό το μοντέλο όπως φαίνεται στην εικόνα 7 ξεκίνησε ο σχεδιασμός του πρότυπου μοντέλου.

Πρώτα απ' όλα δόθηκε μια κωδική ονομασία σε κάθε κόμβο για την διευκόλυνση της ανάλυσης. Για την κωδική ονομασία χρησιμοποιήθηκαν μια συντομογραφία του ονόματος κάθε χώρας όπως φαίνεται στο παρακάτω πίνακα, και ένας αύξοντας αριθμός: Για παράδειγμα GE1, GE2, ..., GE38 είναι οι κόμβοι της Γερμανίας. Αναλυτικά όλοι οι κόμβοι που προσδιορίστηκαν αναφέρονται στο Παράρτημα Α.

AL	Albania
----	---------

AU	Austria
BE	Belgium
BO	Bosnia
BG	Bulgaria
HR	Croatia
CZ	Czech Republic
DK	Denmark
ES	Estonia
FI	Finland
FR	France
GE	Germany
GR	Greece
HU	Hungary
IR	Ireland
IT	Italy
LA	Latvia
LI	Lithuania
MA	Malta
MJ	Montenegro
NL	Netherlands
NO	Norway
PD	Poland
PL	Portugal
RO	Romania
RS	Serbia
FY	Fyrom
SK	Slovakia
SN	Slovenia
SP	Spain
SV	Sweden
SW	Switzerland
UK	United Kingdom
RU	Russia
LX	Luxemburg

Πίνακας 1.Συντομογραφία των ονομάτων των Ευρωπαϊκών χωρών που χρησιμοποιήθηκαν για τη δημιουργία του δικτύου.

Πέρα από τις ευρωπαϊκές χώρες χρησιμοποιήθηκαν και κάποιες άλλες για να προσομοιωθεί η αλληλεπίδραση ολόκληρου του ευρωπαϊκού συστήματος με γειτονικές χώρες. Αυτές είναι:

TU	Turkey
AF	Africa
ME	Middle East

Πίνακας 2.Συντομογραφία των ονομάτων των χωρών εκτός Ευρώπης που χρησιμοποιήθηκαν για τη δημιουργία του δικτύου.

3.1.1 Δημιουργία του δικτύου

Αφού δόθηκε η κωδική ονομασία σε κάθε κόμβο στην συνέχεια ο κάθε ένας από αυτούς αντιστοιχίστηκε στην φυσική περιοχή που βρίσκεται πάνω στο χάρτη. Σε κάθε κόμβο δόθηκε μια διεύθυνση (node address) που είναι είτε το όνομα του μεγαλύτερου σταθμού παραγωγής στην περιοχή είτε της περιοχής που βρίσκεται ο κόμβος (για παράδειγμα ο κόμβος GR1 αντιστοιχίζεται με την διεύθυνση Larimna). Αναλυτικά όλα τα στοιχεία για την ονομασία και την περιοχή των κόμβων παρατίθενται στον Πίνακα 25 στο παράρτημα.

Αφού ολοκληρώθηκε η διαδικασία δημιουργίας των κόμβων, σειρά έχει η δημιουργία των κλάδων-γραμμών του δικτύου. Για το λόγο αυτό χρησιμοποιήθηκε ο αναλυτικός χάρτης του δικτύου μεταφοράς του Entso-e (Transmission System Map) ο οποίος είναι διαθέσιμος στη ιστοσελίδα του Entso-e (<https://www.entsoe.eu/map/Pages/default.aspx>). Αξίζει να σημειωθεί πως όταν ξεκίνησε αυτή η διαδικασία υπήρχε διαθέσιμος ο χάρτης με τελευταία ενημέρωση για την τοπολογία του δικτύου τη χρονιά 2014. Στη συνέχεια όμως ενημερώθηκε ο χάρτης για τη μορφή του δικτύου το 2016, οπότε ελέγχθηκαν ξανά και ενημερώθηκαν όλες οι συνδέσεις με βάση τον καινούριο χάρτη. Χρησιμοποιώντας το χάρτη εντοπίστηκαν όλες οι γραμμές που συνδέουν τους κόμβους που έχουν επιλεγεί και καταγράφηκαν μια προς μια. Σε περίπτωση που δύο κόμβοι συνδέονταν με παραπάνω από μία γραμμή τότε γινόταν καταγραφή και του πλήθους των γραμμών. Επίσης για κάθε γραμμή καταγράφηκε το ύψος της τάσης της (110, 130, 150, 220, 225, 275, 300, 330, 380, 400 kV). Στη συνέχεια χρησιμοποιώντας ένα ηλεκτρονικό εργαλείο μέτρησης της απόστασης (www.distancecalculator.net) υπολογίστηκε η χιλιομετρική απόσταση μεταξύ των κόμβων. Αξίζει να σημειωθεί πως καταγράφηκαν και οι DC συνδέσεις.

Για να καταφέρουμε να επιλύσουμε το δίκτυο με DC ροή φορτίου είναι απαραίτητο να γνωρίζουμε την αντίδραση (X) και τη μέγιστη μεταφορική ικανότητα κάθε γραμμής. Τα στοιχεία αυτά δεν είναι διαθέσιμα από τον Entso-e. Για κάποιες χώρες παρέχονταν κάποια στοιχεία από τους αντίστοιχους TSOs όμως δεν βρέθηκαν στοιχεία δημοσίως διαθέσιμα για όλες τις χώρες. Για αυτό το λόγο έγινε εκτίμηση των αντιδράσεων και της μεταφορικής ικανότητας κάθε μιας γραμμής.

3.1.2 Εκτίμησης της μεταφορικής ικανότητας και αντίδρασης των γραμμών

Για τον προσδιορισμό των χαρακτηριστικών των γραμμών χρησιμοποιήθηκαν κάποιες τυπικές τιμές αντίδρασης ανά χιλιόμετρο, έτσι ώστε πολλαπλασιαζόμενες με το μήκος κάθε γραμμής να μας δίνουν την συνολική αντίδραση της γραμμής και κάποιες τυπικές τιμές μέγιστης μεταφορικής ικανότητας ισχύος. Πιο συγκεκριμένα σε κάθε επίπεδο τάσης αντιστοιχίζεται με μια τυπική τιμή αντίδρασης ανά χιλιόμετρο και μια μέγιστη μεταφορική ικανότητα ισχύος όπως φαίνεται στο παρακάτω πίνακα:

Επίπεδο τάσης (kV)	Τυπική τιμή αντίδρασης X (Ω/km)	Μέγιστη μεταφορική ικανότητα (MVA)
--------------------	---	------------------------------------

110	0.62	150
130	0.58	202
150	0.52	298
165	0.46	394
220	0.40	490
225	0.37	490
275	0.36	793
300	0.35	1095
330	0.34	1398
380	0.33	1700
400	0.30	1850

Πίνακας 3.Τυπικές τιμές των χαρακτηριστικών των γραμμών που χρησιμοποιήθηκαν για την εκτίμηση της μέγιστης μεταφορικής ικανότητας των ισοδύναμων γραμμών.

Όσον αφορά τις τυπικές τιμές αντίδρασης αυτές βρέθηκαν για την Γερμανία από παλιότερη μελέτη (Egerer et al. 2014). Για την Αυστρία και το Βέλγιο, όπου οι γραμμές ήταν 380kV και 220kV, υπήρχαν τα στοιχεία για όλες τις γραμμές από του αντίστοιχους TSOs και χρησιμοποιήθηκε ο μέσος όρος αυτών ως τυπική τιμή. Για την Γαλλία που έχει επιπλέον επίπεδο τάσης 225kV υπήρχαν τα στοιχεία των γραμμών από τον TSO και χρησιμοποιήθηκε ο μέσος όρος. Για την Δανία που υπάρχουν επίπεδα τάσης 132kV και 165kV υπήρχε σχετική πληροφορία από τον TSO. Για τα υπόλοιπα επίπεδα τάσης έγινε εκτίμηση με βάση τις τιμές που υπήρχαν διαθέσιμες.

Επιπλέον ορίστηκε ως ισχύς βάσης τα 1000MVA και ως τάση βάσης τα 380 KV.

Εάν υπάρχουν παραπάνω από μία γραμμές που συνδέουν δυο κόμβους πρέπει να υπολογίσουμε την ισοδύναμη γραμμή. Αυτό επιτυγχάνεται ως εξής:

Έστω A το σύνολο που περιέχει όλα τα επίπεδα τάσης όπου $V=[110, 130, 150, 220, 225, 275, 300, 330, 380, 400]$ και $V_1= 110, V_2= 130, \dots, V_{10}= 400$.

X_i η τυπική τιμή αντίδρασης για κάθε επίπεδο τάσης

L η χιλιομετρική απόσταση μεταξύ των δυο κόμβων

$X_{τελ}$ η αντίδραση της ισοδύναμης γραμμής ανά μονάδα

$$\frac{1}{X_{τελ}} = \sum_{i=1}^{10} \frac{\text{πλήθος γραμμών στο επίπεδο τάσης } V_i}{\frac{X_i * L}{V_i^2 / 1000}}$$

Υπολογίζουμε τους όρους

$$P_{max_i} = P_i * 0.9 * \frac{\text{πλήθος γραμμών στο επίπεδο τάσης } V_i}{\frac{X_i}{X_{τελ}}}$$

$$P_{τελmax} = \text{Min}(P_{max_1}, P_{max_2}, \dots, P_{max_{10}})$$

Αν στην σύνδεση μεταξύ δυο κόμβων δεν υπάρχουν γραμμές όλων των επιπέδων τάσεων τότε εξαιρούνται από τους υπολογισμούς όλα τα επίπεδα τάσης που δεν συμμετέχουν.(Bekaert et al. 2009)

3.1.3 DC γραμμές

Για τις DC γραμμές είναι γνωστή η μέγιστη μεταφορική ικανότητα ισχύος, άρα δεν χρειάστηκε να γίνει κάποια προσέγγιση. Σε περίπτωση που στην ίδια σύνδεση υπήρχαν και DC και AC γραμμή, τότε η καταγραφή τους γινόταν ξεχωριστά.

3.2 Μελλοντικές γραμμές

3.2.1 Μελλοντικά σχέδια επενδύσεων που βρίσκονται στο TYNDP

Οι περισσότεροι διαχειριστές δικτύων σε όλη την Ευρώπη έχουν εκδώσει προγράμματα για την ανάπτυξη και επέκταση των δικτύων τους. Οι επενδύσεις που έχουν αποφασιστεί είναι υψηλής σημασίας για την μελλοντική λειτουργία του συστήματος και δεδομένου ότι οι προσομοιώσεις θα αφορούν μελλοντικά έτη θα ήταν λάθος να μην συμπεριληφθούν και αυτές στην ανάλυση. Για το λόγο αυτό έγινε λεπτομερής μελέτη του TYNDP όπου υπάρχουν τα σημαντικότερα έργα πανευρωπαϊκής εμβέλειας και σημασίας. Οι επενδύσεις αυτές χωρίζονται σε 4 κατηγορίες με βάση το TYNDP.

Under construction

Design and permitting

Under consideration

Planning

Οι δύο πρώτες κατηγορίες, δηλαδή under construction και design and permitting, συμπεριλήφθηκαν στο μοντέλο ως δεδομένες επενδύσεις που θα συμβούν την χρονιά που αναφέρεται στο TYNDP. Οι άλλες δυο κατηγορίες, under consideration και planning, θεωρήθηκε ότι δεν είναι σίγουρο ότι θα συμβούν στο μέλλον, άρα συμπεριλήφθηκαν στο μοντέλο σαν υποψήφιες για επένδυση. Επιπλέον το TYNDP παρέχει πληροφορίες και για την αναβάθμιση μετασχηματιστών σε κάποιες γραμμές, ώστε να επιτευχθεί η ονομαστική μεταφορική ικανότητα στις γραμμές που συνδέονται σε αυτούς. Καταγράφηκαν και αυτοί και ορίστηκε η μεταφορική ικανότητα αυτών των γραμμών να είναι λίγο μικρότερη από την ονομαστική τους και να φθάνει την ονομαστική την χρονιά που πραγματοποιείται η επένδυση στον μετασχηματιστή. Τέλος στο TYNDP δίνονται πληροφορίες για κάποιες γραμμές οι οποίες δεν χρησιμοποιούνται πλήρως το έτος 2016, αλλά δίνεται η δυνατότητα χρησιμοποίησής της πλήρης μεταφορικής ικανότητάς τους σε μελλοντική χρονιά. Όπως και στην περίπτωση αναβάθμισης μετασχηματιστών ορίστηκε η μεταφορική τους ικανότητα να είναι μικρότερη και να φθάνει το μέγιστο την χρονιά που ορίζεται από το TYNDP.

3.2.2 Μελλοντικά σχέδια επενδύσεων από τους επιμέρους TSOs

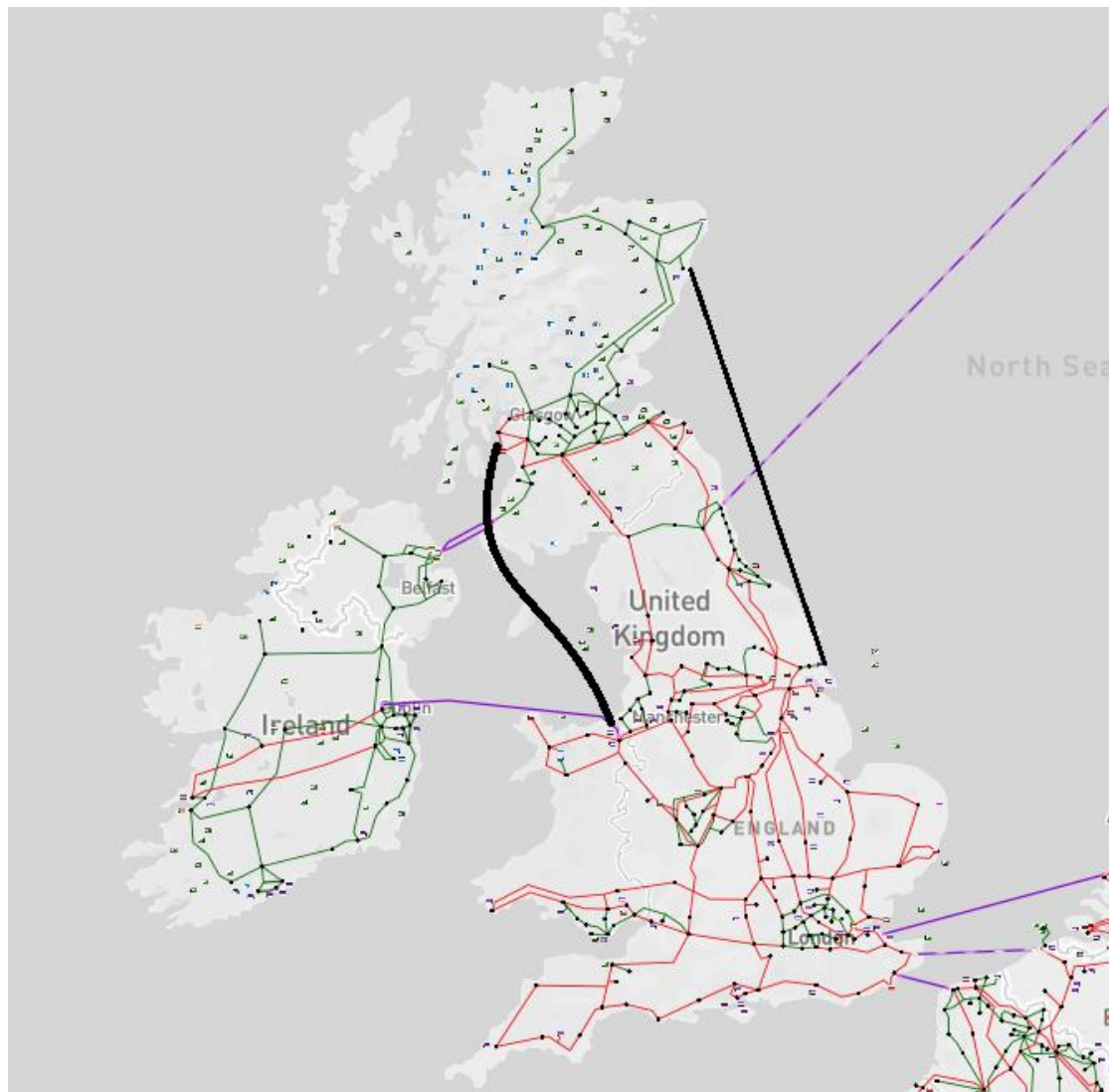
Επιπλέον μελετήθηκαν με ακόμα μεγαλύτερη προσοχή επενδύσεις σε χώρες που γνωρίζουμε ότι θα έχουν μελλοντικά μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ σε ΑΠΕ και στις οποίες βρέθηκαν παραπάνω στοιχεία από τον εκάστοτε διαχειριστή του δικτύου για τις ήδη αποφασισμένες επενδύσεις αλλά και για επενδύσεις που είναι ακόμα στο στάδιο της μελέτης. Χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι η Γερμανία και το Ηνωμένο Βασίλειο.



Εικόνα 8.Μελλοντικές επενδύσεις σε DC γραμμές μεταφοράς στο Γερμανικό δίκτυο (Πηγή: Folgenden et al. 2015)

Όπως φαίνεται στην εικόνα για την Γερμανία έχουμε 4 μελλοντικές DC γραμμές, οι οποίες με βάση τον διαχειριστή του δικτύου δεν είναι σίγουρο ότι θα πραγματοποιηθούν στην μορφή και στις διαστάσεις που υποδεικνύονται στην εικόνα αυτή, άρα εντάσσονται στην κατηγορία των υποψηφίων γραμμών για επένδυση. Όλες εξυπηρετούν τον ίδιο σκοπό, την μεταφορά, της παραγόμενης από ανανεώσιμες πηγές, ενέργειας από τον βορρά όπου υπάρχει τεράστιο δυναμικό, προς τον νότο όπου βρίσκονται τα μεγάλα καταναλωτικά κέντρα (Folgenden et al. 2015).

Παρόμοια πληροφορία μας δίνεται και από τον διαχειριστή του δικτύου για το Ηνωμένο Βασίλειο.



Εικόνα 9. Μελλοντικές επενδύσεις σε DC γραμμές στο δίκτυο του Ηνωμένου Βασιλείου

Στην Εικόνα 9 φαίνονται οι 2 DC γραμμές (σημειωμένες με μαύρο χρώμα) οι οποίες βρίσκονται ακόμα στο στάδιο του σχεδιασμού και δεν είναι ακόμα σίγουρο ποια θα είναι τα χαρακτηριστικά τους. Είναι σίγουρο όμως ο σκοπός για τον οποίο θα κατασκευαστούν και δεν είναι άλλος από την μεταφορά της καθαρής ενέργειας από την βόρεια Σκωτία στα μεγάλα αστικά κέντρα του μέσου και νότιου Ηνωμένου Βασιλείου (Liverpool, Manchester, London) (ENSG 2012).

3.3 Κατανομή της Εγκατεστημένης Ισχύος

Αφού ολοκληρώθηκε η δημιουργία του δικτύου το επόμενο βήμα είναι η αντιστοίχιση της εγκατεστημένης ισχύς σε κάθε κόμβο. Αυτό ήταν εφικτό γιατί από την βάση δεδομένων των εγκατεστημένων μονάδων παραγωγής ενέργειας PLATTS (S&P Global Platts 2015) είναι γνωστή η γεωγραφική θέση του κάθε σταθμού παραγωγής και η εγκατεστημένη ισχύς του. Επομένως έχοντας ήδη ορίσει την γεωγραφική περιοχή που περιλαμβάνει ο κάθε κόμβος έγινε η αντιστοίχιση.

Δεδομένου όμως ότι θα μελετηθεί η λειτουργία του δικτύου για μελλοντικά χρόνια, πρέπει να κατανεμηθούν και οι μελλοντικές μονάδες παραγωγής που θα δημιουργηθούν. Για τις μελλοντικές επενδύσεις σε σταθμούς παραγωγής υπήρχαν διαθέσιμα τα στοιχεία για τα MW εγκατεστημένης ισχύς τους, από τα διάφορα σενάρια του PRIMES, και το μόνο που έμενε ήταν να αντιστοιχηθούν στους κόμβους. Η αντιστοίχιση αυτή έγινε ακολουθώντας του εξής κανόνες:

- Πυρηνικές μονάδες παραγωγής: Για τις περισσότερες μελλοντικές πυρηνικές μονάδες παραγωγής υπάρχουν στοιχεία για την τοποθεσία δημιουργίας τους.
- Μονάδες Φυσικού αερίου: Η κατανομή των μονάδων φυσικού αερίου στο μέλλον έγινε με βάση την κατανομή του πληθυσμού. Δηλαδή, η πλειοψηφία των νέων μονάδων φροντίσαμε να βρίσκεται κοντά στα μεγάλα κέντρα ζήτησης ενέργειας.
- Μονάδες στερεών καυσίμων: Η κατανομή των μονάδων στερεών καυσίμων ακολούθησε την ήδη υπάρχουσα κατανομή, ενώ λήφθηκε υπόψιν και ο παροπλισμός παλαιών μονάδων.
- ΑΠΕ: Η κατανομή των σταθμών παραγωγής από ΑΠΕ μέχρι το 2020 έγινε με βάση τα δεδομένα του PLATTS, αφού υπήρχε διαθέσιμη η πληροφορία. Από το 2020 και μετά η κατανομή έγινε ανάλογα με τις δυνατότητες κάθε περιοχής οι οποίες βρέθηκαν από διάφορες μελέτες και από τη βάση δεδομένων IRENA. Για κάποιες χώρες υπήρχε διαθέσιμη περισσότερη πληροφορία για την κατανομή των ΑΠΕ και χρησιμοποιήθηκε αυτή, όπως για την Γερμανία όπου χρησιμοποιήθηκε σαν πηγή η μελέτη RESDEGREE (Pantelis Capros, Thomas Schlegl, Christoph Kost, Niklas Hartmann, Charlotte Senkpiel 2015) και για την Ιταλία που ήταν διαθέσιμη η μελέτη Terna Development Plan 2016 (Sviluppo 2016). Σε ακραίες περιπτώσεις που δεν υπήρχε καμία πληροφορία η κατανομή των μελλοντικών σταθμών παραγωγής από ΑΠΕ έγινε με βάση την κατανομή που υπάρχει ήδη μέχρι το 2020.

3.4 Κατανομή της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

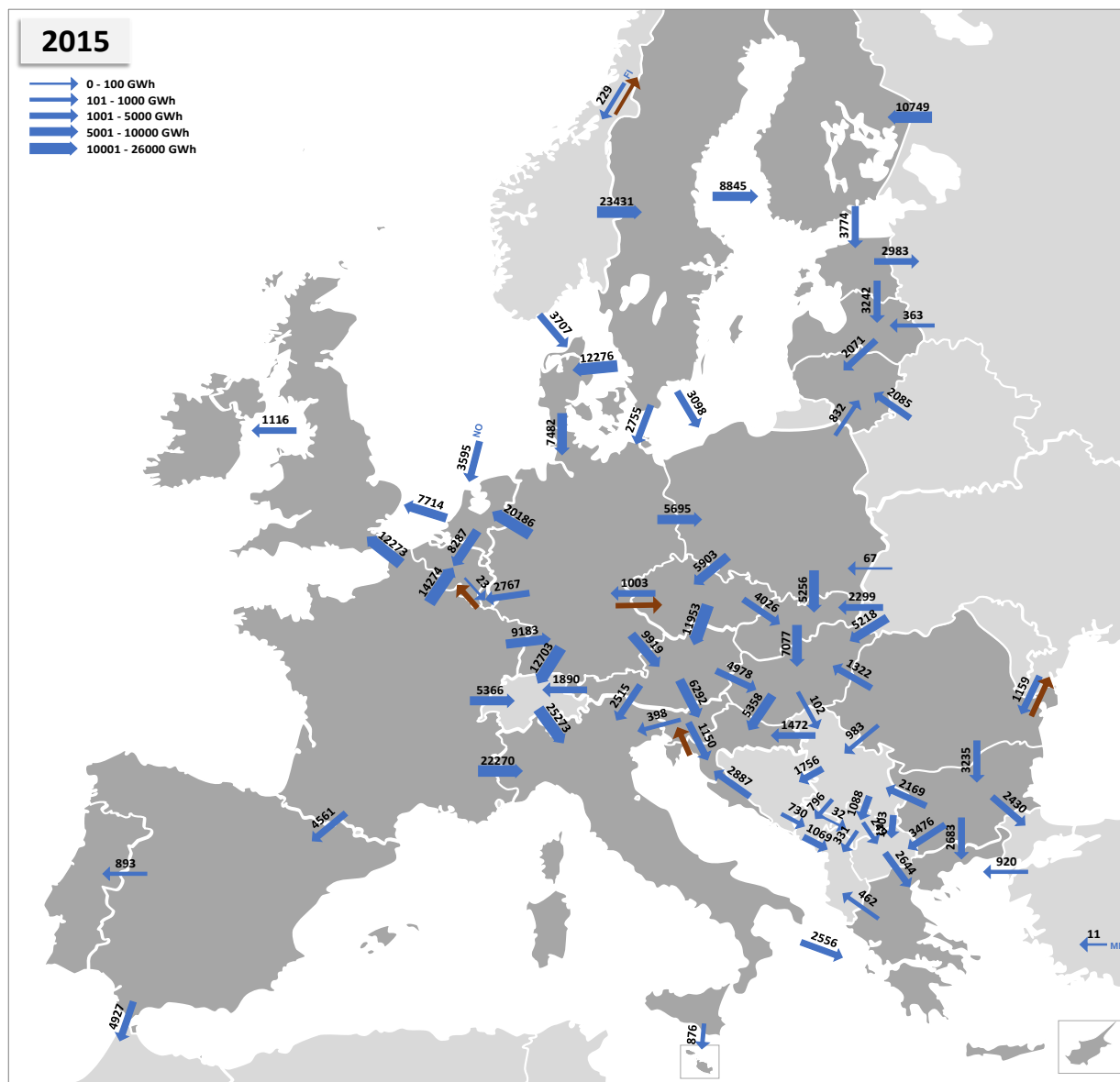
Επόμενο βήμα ήταν η αντιστοίχιση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε κόμβο. Με βάση τα στοιχεία της Eurostat η ζήτηση χωρίζεται σε τρεις κατηγορίες:

- Οικιακή (νοικοκυριά)
- Βιομηχανία
- Τριτογενής τομέας (υπηρεσίες)

Για το έτος 2015 διατίθενται πολύ αναλυτικά στοιχεία ζήτησης από την Eurostat, όπως το είδος (οικιακή, βιομηχανική, τριτογενής τομέας) της ζήτησης, το μέγεθος της ζήτησης και την περιοχή στην οποία ζητείται αυτή η ενέργεια. Επομένως κατέστη δυνατή η αντιστοίχιση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε κόμβο του δικτύου. Όπως και στην περίπτωση της εγκατεστημένης ισχύς όμως πρέπει να αντιστοιχηθεί και η μελλοντική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στους κόμβους. Από τα σενάρια του PRIMES είναι γνωστή η ζήτηση για τα μελλοντικά χρόνια, και η αντιστοίχισή της στους κόμβους έγινε σε απόλυτη αναλογία με την ζήτηση που υπάρχει το 2015.

3.5 Επαλήθευση του μοντέλου

Μετά την ολοκλήρωση της διαδικασίας δημιουργίας του δικτύου για να βεβαιωθούμε πως αυτό ανταποκρίνεται στην πραγματικότητα έγιναν αρκετές δοκιμές πάνω σε αυτό χρησιμοποιώντας το ως δίκτυο μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας στο μοντέλο Primes. Κατά την διάρκεια των δοκιμών επεξεργάστηκαν περαιτέρω τα στοιχεία που



Εικόνα 10. Σύγκριση αποτελεσμάτων ροών ενέργειας στο δίκτυο συγκριτικά με τις πραγματικές ροές με βάση τον Entso-e.

έχουν συμπεριληφθεί για το δίκτυο με γνώμονα η τελική μορφή του δικτύου να μπορεί να δώσει ροές ενέργειας που να συγκρίνονται με πραγματικές. Το μέτρο σύγκρισης ήταν η προσομοίωση του έτους 2015 να δίνει ροές που να είναι συγκρίσιμες με τις ροές του 2015 σύμφωνα με τον Entso-e.

Στην Εικόνα 10 με μπλε χρώμα φαίνονται οι ροές ενέργειας μεταξύ των χωρών που προέκυψαν σαν αποτέλεσμα της προσομοίωσης του τελικού δικτύου που δημιουργήθηκε, ενώ με καφέ χρώμα φαίνονται οι ροές ενέργειας που έχουν

διαφορετική κατεύθυνση από αυτές του Entso-e. Τέλος να αναφερθεί πως οι ροές που έχουν την ίδια κατεύθυνση με αυτές του Entso-e έχουν κάποια απόκλιση σε απόλυτη τιμή από αυτές του Entso-e, ωστόσο κρίθηκε πως η προσέγγιση συνολικά των ροών είναι ικανοποιητική ούτως ώστε το μοντέλο να χρησιμοποιηθεί περαιτέρω για τους σκοπούς της παρούσας εργασίας.

Κεφάλαιο 4. Το ενεργειακό μοντέλο PRIMES

4.1 Primes Model

Για την πραγματοποίηση της παρούσας εργασίας χρησιμοποιήθηκε σαν βάση το μοντέλο Primes, και συγκεκριμένα το υπο-μοντέλο το οποίο αφορά την προσομοίωση της παραγωγής ενέργειας.

Το ενεργειακό μοντέλο Primes προσομοιώνει ολόκληρο το Ευρωπαϊκό σύστημα, χώρα προς χώρα, για όλες τις Ευρωπαϊκές χώρες. Επιπλέον παρέχει τις αναμενόμενες τιμές του ισοζυγίου ενέργειας, τόσο για τη ζήτηση όσο και για τη παραγωγή, των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, επενδύσεις στην παραγωγή και στη ζήτηση, διείσδυση νέων τεχνολογιών ενέργειας, τιμές και κόστη. Το μοντέλο παράγει τις αναμενόμενες τιμές για την περίοδο 2015 έως 2050 με βήμα 5 έτη. Τα στοιχεία βασίζονται στα στατιστικά στοιχεία της Eurostat για τα έτη 2000-2010. Το μοντέλο Primes παράγει τις αναμενόμενες τιμές για κάθε ένα από τα 28 μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης και για όλες τις χώρες της Ευρώπης. Δηλαδή προσομοιώνει το ισοζύγιο ενέργειας παραγωγής και ζήτησης για πολλαπλές αγορές. Τέλος το μοντέλο προσομοιώνει την συμπεριφορά παραγωγής και ζήτησης για κάθε τομέα κάτω από διαφορετικές υποθέσεις σχετικά με την οικονομική ανάπτυξη, εκπομπές αερίων και περιορισμούς πολιτικής, πρόοδος της τεχνολογίας και άλλα. Η προσομοίωση της συμπεριφοράς κάθε τομέα βασίζεται σε μικροοικονομικό μοντέλο το οποίο περιέχει περιορισμούς τεχνικής και μηχανικής φύσεως (E3Mlab of ICCS/NTUA 2008).

Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας, στο υπο-μοντέλο του Primes που αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ενσωματώθηκε πλήρως το λεπτομερές δίκτυο της Ευρώπης και το μοντέλο επεξεργάστηκε ούτως ώστε να προσομοιώνει πλέον την λειτουργία του συστήματος όχι σε επίπεδο χώρας αλλά σε επίπεδο περιφερειακό, δίνοντας λύση για την παραγωγή ενέργειας και τις ροές φορτίου ξεχωριστά για κάθε κόμβο στο εσωτερικό κάθε χώρας.

Επιπλέον, δόθηκε η δυνατότητα στο μοντέλο να αποφασίζει ενδογενώς επενδύσεις στο δίκτυο μεταφοράς (αποκλειστικά σε γραμμές DC), με δεδομένες τις υποψήφιες επενδύσεις. Αναλυτικά η ενσωμάτωση ενδογενούς απόφασης επενδύσεων στο δίκτυο περιγράφεται στο κεφάλαιο 4.3.

Πρέπει σε αυτό το σημείο να σημειωθεί ότι το βασικό μοντέλο Primes αποφασίζει ενδογενώς επενδύσεις σε εγκατεστημένη ισχύ. Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας ωστόσο, η εγκατεστημένη ισχύς θεωρήθηκε δεδομένη, προερχόμενη από σενάρια που έχουν αναπτυχθεί με το βασικό μοντέλο Primes. Η ισχύς αυτή αφορά την κάθε χώρα και κατανεμήθηκε στις περιοχές με βάση την μεθοδολογία που έχει περιγράψει στο κεφάλαιο 3.3. Ως δεδομένα θεωρήθηκαν επίσης η εξέλιξη της ζήτησης, καθώς και οι εισαγωγές/εξαγωγές με χώρες εκτός της Ε.Ε.

4.2 Εξισώσεις του μοντέλου Primes

Στην συνέχεια δίνονται περιγραφικά οι εξισώσεις που απαρτίζουν το υπο-μοντέλο προσομοίωσης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας του Primes:.

$$\text{MIN}_{G,K,P,F,H,S} \quad z(G_{(i,n,f,s,t)}, K_{(i,n,t)}, F_{i,n,f,s,t}, H_{(i,s,t)}, S_{i,t}) \quad (1)$$

Subject to

$$\sum_n \sum_f G_{(i,n,f,s,t)} = C_{(i,s,t)} + \sum_b \{M_{(i,b)}P_{(b,s,t)}\} + H_{(i,s,t)} \quad \forall i, s, t \quad (2)$$

$$P_{(b,s,t)} = \sum_i \left\{ Y_{(b,i)} \left[\sum_n \sum_f G_{(i,n,f,s,t)} - C_{(i,s,t)} - H_{(i,s,t)} \right] \right\} \quad \forall b, s, t \quad (3)$$

$$F_{(i,n,f,s,t)} = hr_{(i,n,t)}G_{(i,n,f,s,t)} \quad \forall i, n, f, s, t \quad (4)$$

$$0 \leq \sum_f G_{(i,n,f,s,t)} \leq ur_{(i,n,s,t)}K_{(i,n,t)} \quad \forall i, n, f, s, t \quad (5)$$

$$P_{(b,s,t)}^{min} \leq P_{(b,s,t)} \leq P_{(b,s,t)}^{max} \quad \forall b, s, t \quad (6)$$

$$\sum_{n,s} F_{(i,n,f,s,t)} \leq F_{(i,f,t)}^{max} \quad \forall i, f, t \quad (7)$$

$$0 \leq H_{(i,s,t)} \leq S_{(i,t)} \quad \forall i, s, t \quad (8)$$

$$0 \leq \sum_s \{H_{(i,s,t)} : H_{(i,s,t)} \geq 0\} \leq H_{(i,t)}^{max} \quad \forall i, t \quad (9)$$

$$\begin{aligned} & \sum_n \min_s ur_{(i,n,s,t)}K_{(i,n,t)} \\ & \geq rm_{(i,t)}Max_s \left\{ C_{(i,s,t)} + \sum_b \{M_{(i,b)}P_{(b,s,t)}\} + H_{(i,s,t)} \right\} \forall i, t \end{aligned} \quad (10)$$

$$\Delta_s \sum_f G_{(i,n,f,s,t)} \leq rr_{(i,n,t)} \sum_f G_{(i,n,f,s,t)} \quad \forall i, n, s, t \quad (11)$$

$$\sum_{f,n} ef_{(i,n,f,s,t)} \sum_s F_{(i,n,f,s,t)} \leq E_{(i,t,j)}^{max} \quad \forall i, t, j \quad (12)$$

Οι δείκτες i, n, f, s, t, b και j αναφέρονται στις χώρες, σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, τύπος καυσίμου, load segment, χρονιά, γραμμές διασύνδεσης μεταξύ χωρών και τύπος εκπομπών. Άγνωστες μεταβλητές είναι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας G , η εγκατεστημένη ισχύς των σταθμών παραγωγής K , η ροή ισχύος μεταξύ των χωρών P , η κατανάλωση καυσίμων F , η έγχυση ή εξαγωγή αποθηκευμένης ενέργειας H και η εγκατεστημένη ισχύς σταθμών αποθήκευσης ενέργειας S .

Η εξίσωση (1) είναι η αντικειμενική συνάρτηση που περιγράφει το συνολικό διαχρονικό κόστος του συστήματος.

Η εξίσωση (2) επιβάλλει το ισοζύγιο παραγωγής-ζήτησης, συμπεριλαμβάνοντας την αποθήκευση ενέργειας ή χρησιμοποίηση αποθηκευμένης ενέργειας και τις ροές ισχύος πάνω στις γραμμές διασύνδεσης μεταξύ χωρών.

Οι ροές ισχύος πάνω στις γραμμές διασύνδεσης μεταξύ χωρών υπολογίζονται στην εξίσωση (3), όπου ο πίνακας Y είναι ο πίνακας των PTDF, συνδέοντας το καθαρό πλεόνασμα ή έλλειμμα ενέργειας κάθε χώρας με τις ροές ισχύος μεταξύ των χωρών.

Η παράμετρος $hr_{(i,n,t)}$ υποδηλώνει την ειδική κατανάλωση θερμότητας (heatrate) άρα η εξίσωση (4) καθορίζει την ποσότητα των καυσίμων που καταναλώνονται.

Η εξίσωση (5) περιλαμβάνει τους περιορισμούς εγκατεστημένης ισχύς των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Η εξίσωση (6) υποδηλώνει τα άνω και κάτω όρια στις ροές ισχύος πάνω στις γραμμές διασύνδεσης μεταξύ χωρών που αντιπροσωπεύουν περιορισμούς αξιοπιστίας, τεχνικούς και ρυθμιστικούς. Η εξίσωση (7) διασφαλίζει ότι η κατανάλωση καυσίμου δεν ξεπερνά την μέγιστη ποσότητα διαθέσιμου καυσίμου, αν υπάρχει. Οι εξισώσεις (8) και (9) τα όρια για την αποθήκευση ενέργειας και την κατανάλωση αποθηκευμένης ενέργειας.

Οι εξισώσεις (10) και (11) δείχνουν το περιθώριο αποθεματικού και περιορισμούς ευελιξίας αντίστοιχα, όπου gm και gr υποδηλώνουν τεχνικές παραμέτρους συστήματος και σταθμών αντίστοιχα. Η εξίσωση (12) είναι ένα παράδειγμα ανώτατου ορίου εκπομπών.

Πιο συγκεκριμένα οι εξισώσεις δικτύου οι οποίες χρησιμοποιήθηκαν περισσότερο είναι οι εξής:

Δείκτες

i: περιοχές

b: γραμμές διασύνδεσης μεταξύ κόμβων

s: load segment

t: χρονιά

c: χώρες

Παράμετροι

$Tb_{(b,t)}$: Θερμικό όριο

$NTC_{(i,ii,t)}$: Net Transfer Capacity από την περιοχή i στην περιοχή ii την χρονιά t

$Xi_{(b,i,ii)}$: αντίδραση γραμμής από την περιοχή i στην περιοχή ii

$M_{(i,b)}$: 1 ή -1

$mapntc_{(c,cc,b)}$: 0 ή 1 από την χώρα c στην χώρα cc

Μεταβλητές

$P_{(b,s,t)}$: ροή ισχύος

$NI_{(i,s,t)}$: καθαρές εισαγωγές ενέργειας

$TH_{(i,s,t)}$: γωνία

Εξισώσεις

$$TH_{(iswing,s,t)} = 0 \quad \forall s, t \quad (13)$$

$$P_{(bAC,s,t)} = \sum_{i:M(i,b)} (-\Omega_{(b,t)} TH_{(i,s,t)} M_{(i,b)}) \quad \forall b_{AC}, s, t \quad (14)$$

$$P_{(b,s,t)} \leq Tb_{(b,t)} \quad \forall b, s, t \quad (15)$$

$$P_{(b,s,t)} \geq -Tb_{(b,s,t)} \quad \forall b, s, t \quad (16)$$

$$NI_{(i,s,t)} = \sum_{ii,b:M(i,b) \text{ and } M(ii,b)} -P_{(b,s,t)} M_{(b,i)} \quad \forall i, s, t \quad (17)$$

$$P_{(b,s,t)} \geq 0 \rightarrow P_{(b,s,t)} = P_{(b,s,t)}^+ \quad \forall b, s, t \quad (18)$$

$$P_{(b,s,t)} \leq 0 \rightarrow -P_{(b,s,t)} = P_{(b,s,t)}^- \quad \forall b, s, t \quad (19)$$

$$P_{(b,s,t)}^+ - P_{(b,s,t)}^- = P_{(b,s,t)} \quad \forall b, s, t \quad (20)$$

$$\sum_{b:mapntc(c,cc,b)} P_{(b,s,t)}^+ + \sum_{b:mapntc(cc,c,b)} P_{(b,s,t)}^- \leq NTC_{(c,cc,t)} \quad \forall c, cc, t \quad (21)$$

Προσθέτουμε στην αντικειμενική τον όρο:

$e(P_{(b,s,t)}^+ + P_{(b,s,t)}^-)$ έτσι ώστε να ελαχιστοποιηθούν.

Η εξίσωση (13) επιβάλλει την γωνία του ζυγού αναφοράς να είναι ίση με 0.

Η εξίσωση (14) περιγράφει τη ροή ισχύος μεταξύ πάνω σε κάθε γραμμή b_{AC} .

Οι εξισώσεις (15) και (16) περιλαμβάνουν τους άνω και κάτω περιορισμούς για τη μεταφορά ενέργειας από την κάθε γραμμή.

Η εξίσωση (17) υπολογίζει τις καθαρές εισαγωγές ενέργειας για κάθε περιοχή.

Στις εξισώσεις (18), (19), (20) το $P_{(b,s,t)}^+$ παίρνει τιμή αν το $P_{(b,s,t)}$ είναι θετικό, το $P_{(b,s,t)}^-$ παίρνει τιμή αν το $P_{(b,s,t)}$ είναι αρνητικό, ούτως ώστε τελικά ένα από τα δυο να έχει την απόλυτη τιμή και το άλλο να είναι μηδέν.

Η εξίσωση (21) επιβάλλει το άνω όριο για την μεταφορά ενέργειας μεταξύ δύο χωρών (NTC).

4.3 Τροποποιήσεις στις εξισώσεις για την πραγματοποίηση ενδογενών επενδύσεων

Για να πραγματοποιηθούν οι ενδογενείς επενδύσεις από το μοντέλο χρειάστηκε να γίνουν κάποιες τροποποιήσεις και προσθήκες στις εξισώσεις του μοντέλου.

Πρώτον ορίστηκε ένα καινούριο σετ b_r το οποίο περιλαμβάνει τις γραμμές οι οποίες είναι υποψήφιες για επένδυση στο κάθε σενάριο. Δεύτερον ορίστηκε η παράμετρος $Maxinv_{(b_r)}$ όπου είναι το μέγιστο ύψος σε MW που μπορεί να πραγματοποιηθεί κάθε επένδυση. Τρίτον ορίστηκε ένα μπλοκ επένδυσης το οποίο είναι ίσο με 250 MW και σαν μεταβλητή ο αριθμός των μπλοκ για τα οποία πραγματοποιείται η επένδυση το έτος t $nblocks_{(b_r,t)}$.

$$P_{(b_r,s,t)} \leq \sum_t nblocks_{(b_r,t)} * 250 \quad \forall b,s,t \quad (22)$$

$$P_{(b_r,s,t)} \geq - \sum_t nblocks_{(b_r,t)} * 250 \quad \forall b,s,t \quad (23)$$

$$Maxinv_{(b_r)} \geq \sum_t nblocks_{(b_r,t)} * 250 \quad \forall b_r \quad (24)$$

Οι εξισώσεις (22), (23) περιλαμβάνουν τους άνω και κάτω περιορισμούς για την μεταφορά ενέργειας από κάθε γραμμή.

Η εξίσωση (24) επιβάλλει το ανώτατο όριο σε MW για το οποίο μπορεί να πραγματοποιηθεί η κάθε επένδυση.

4.3.1 Κόστος επενδύσεων

Για το κόστος των επενδύσεων χρησιμοποιήθηκαν αντιπροσωπευτικά στοιχεία κόστους γραμμών DC τα οποία ελήφθησαν από την βάση δεδομένων του μοντέλου Primes. Συγκεκριμένα το κόστος της επένδυσης απαρτίζεται από το κόστος κατασκευής ανά χιλιόμετρο και το κόστος των αντιστροφέων DC/AC. Συγκεκριμένα, το κόστος κατασκευής χερσαίας γραμμής που χρησιμοποιήθηκε είναι $\frac{0.42}{km*250 MW}$ εκατ. € και το κόστος κατασκευής υποθαλάσσιας γραμμής είναι $\frac{0.7}{km*250 MW}$ εκατ. €. Συνολικά το κόστος διαμορφώνεται σύμφωνα με την παρακάτω σχέση:

$$Cost_{(b_r,t)} = (km_t_{(b_r)} * 0.42 + km_s_{(b_r)} * 0.7 + Invertercost) * \sum_t nblocks_{(b_r,t)} * 250$$

Όπου:

$km_t_{(b_r)}$: η απόσταση της γραμμής b_r η οποία καλύπτεται από εναέρια καλώδια σε χιλιόμετρα

$km_s_{(b_r)}$: η απόσταση της γραμμής b_r που καλύπτεται από υποθαλάσσια καλώδια σε

χιλιόμετρα

Invertercost: το κόστος που απαιτείται για την εγκατάσταση των inverter και το οποίο είναι 75 εκατομμύρια ευρώ ανά μπλοκ των 250 MW

Το αποτέλεσμα δίνεται σε εκατομμύρια ευρώ.

Θεωρήσαμε ότι όλες οι επενδύσεις έχουν την ίδια διάρκεια ζωής, 50 έτη και ως επιτόκιο αναγωγής ορίστηκε το 6%. Επομένως ο συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου για όλες τις επενδύσεις ισούται με $crf=0,0636$.

Άρα για να συμπεριληφθεί το κόστος στην αντικειμενική συνάρτηση απλά προστίθεται ο εξής όρος:

$$\sum_t \sum_{b_r} Cost_{(b_r,t)} * crf$$

Κεφάλαιο 5. Αξιολόγηση επενδύσεων

5.1 Κατηγορίες σεναρίων

Μελετήθηκαν συνολικά 13 σενάρια, τα οποία μεταξύ τους διαφοροποιούνται με βάση το έτος, την διείσδυση ΑΠΕ, το μέγεθος των τιμών NTC και τις υποψήφιες επενδύσεις στο δίκτυο.

Το δίκτυο που χρησιμοποιείται σε όλα τα σενάρια είναι το ήδη υπάρχον δίκτυο με την προσθήκη των γραμμών που υπάγονται στις κατηγορίες “Projects under construction” και “Projects design and permitting” από το TYNDP. Αυτές οι γραμμές εντάσσονται στο δίκτυο την χρονιά που ορίζεται από το TYNDP. Επιπλέον μελλοντικές γραμμές που είναι ήδη υπό κατασκευή και εντοπίστηκαν στον χάρτη του Entso-e αλλά όχι στο TYNDP εντάσσονται και αυτές στο δίκτυο την χρονιά ολοκλήρωσης τους. Όλες οι γραμμές που προστέθηκαν φαίνονται στον Πίνακα 27 στο Παράρτημα Γ. Αυτό λοιπόν ορίζεται να είναι το δίκτυο βάσης για όλα τα σενάρια που θα ακολουθήσουν.

Έτος: Τα 2 έτη για τα οποία θα αναλυθούν η συμπεριφορά του δικτύου και οι επενδύσεις είναι το 2030 και το 2050.

Ύψος διείσδυσης ΑΠΕ: Έχουμε 2 κατηγορίες σεναρίων για το ύψος διείσδυσης των ΑΠΕ.

- Σενάριο αναφοράς (REF)(European Commission 2016): Σε αυτή την κατηγορία σεναρίων υποτίθεται ότι όλες οι πολιτικές που έχουν υιοθετηθεί από την Ευρωπαϊκή Ένωση (μέχρι το 2014) σχετικά με την μείωση των εκπομπών άνθρακα εφαρμόζονται με επιτυχία, και επιτυγχάνονται οι δεσμευτικοί στόχοι του 2020. Όσον αφορά τους μεσοπρόθεσμους και μακροπρόθεσμους στόχους, η μείωση στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου προβλέπεται να φτάσει το 35,2% το 2030 και το 47,7% το 2050 σε σχέση με το 1990. Παρότι οι εκπομπές μειώνονται αισθητά, η μείωση είναι μικρότερη από τον στόχο που έχει συμφωνηθεί για το 2030 (40%) και για το 2050 (90%).
- Χαμηλών εκπομπών άνθρακα (DEC)(E3mlab/NTUA and IIASA 2016): Οι στόχοι αυτής της κατηγορίας για το 2030 για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι τουλάχιστον 27% συμμετοχή ΑΠΕ, 27% εξοικονόμηση ενέργειας και 40% μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με το 1990. Ο στόχος για το 2050 ορίζεται να είναι 90% μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με το 1990.

Ουσιαστικά στο σενάριο αναφοράς έχουμε αισθητά μικρότερη διείσδυση ΑΠΕ σε σχέση με το σενάριο χαμηλών εκπομπών άνθρακα. Επιπλέον το σενάριο χαμηλών εκπομπών άνθρακα περιλαμβάνει μεγαλύτερες τιμές NTC σε αντίθεση με το σενάριο αναφοράς. Βέβαια στην παρούσα εργασία το μέγεθος των NTC εξετάζεται ανεξάρτητα από το ύψος διείσδυσης ΑΠΕ.

Μέγεθος NTC: Έχουμε 3 κατηγορίες σεναρίων για το ύψος των NTC

- Υψηλές τιμές NTC (HNTC): είναι οι τιμές των NTC που κανονικά περιλαμβάνονται στην κατηγορία σεναρίων χαμηλών εκπομπών άνθρακα.

- Μεσαίες τιμές NTC (MNTC) είναι οι τιμές των NTC που κανονικά περιλαμβάνονται στην κατηγορία σεναρίων σενάριο αναφοράς.
- Χαμηλές τιμές NTC (LNTC): είναι οι τιμές των NTC στο μέγεθος του 2015.

Οι τιμές για όλες τις κατηγορίες του μεγέθους των NTC παρατίθενται στον Πίνακα 26 στο Παράρτημα Β.

Επενδύσεις: Όλες οι επενδύσεις που εξετάζονται είναι σε γραμμές DC. Διακρίνουμε 4 κατηγορίες σεναρίων.

- Χωρίς ενδογενείς επενδύσεις (NOINV)
Σε αυτή τη περίπτωση δεν δίνεται η δυνατότητα στο μοντέλο να πραγματοποιεί ενδογενείς επενδύσεις στο δίκτυο.
- Επενδύσεις οι οποίες περιλαμβάνονται στο TYNDP (TYNDP)
Σε αυτή την περίπτωση δίνεται η δυνατότητα στο μοντέλο να πραγματοποιεί επενδύσεις στο δίκτυο και υποψήφιες γραμμές για επένδυση είναι αυτές που βρίσκονται στο TYNDP ως “Projects under consideration” και ως «Projects planning”. Ως ανώτατο όριο MW για τις επενδύσεις αυτές ορίζεται το ύψος που αναφέρεται στο TYNDP μέχρι το έτος 2030.

Οι υποψήφιες επενδύσεις φαίνονται στον Πίνακα 1 και στις Εικόνες 1 έως 4:

Γραμμή	Μέγιστο ύψος επένδυσης σε MW
Landerupgard(DK)-Keadby(UK)	1900
Glentegard(GE)-Bentswich(GE)	1500
Wilster(GE)-Hoheneck(GE)	2000
Wilster(GE)-Grafenrheinfeld(GE)	2000
Bentswitch(GE)-Meitingen(GE)	4000
Paffendorf(GE)-Diele(GE)	2000
Penn(UK)-Melksham(UK)	500
Le Marquis(FR)-Guenes(SP)	2500
Poppinghausen(GE)-Diele(GE)	2000
Nursling(UK)-Flamanville(FR)	2700
Lienz(AU)-Camin(IT)	2000
Montearenas(SP)-Exeter(UK)	2500
Can Jordi(SP)-Suvereto(IT)	2500
Recarei(PL)-Montearenas(SP)	2000

Πίνακας 4. Υποψήφιες επενδύσεις οι οποίες περιλαμβάνονται στο TYNDP

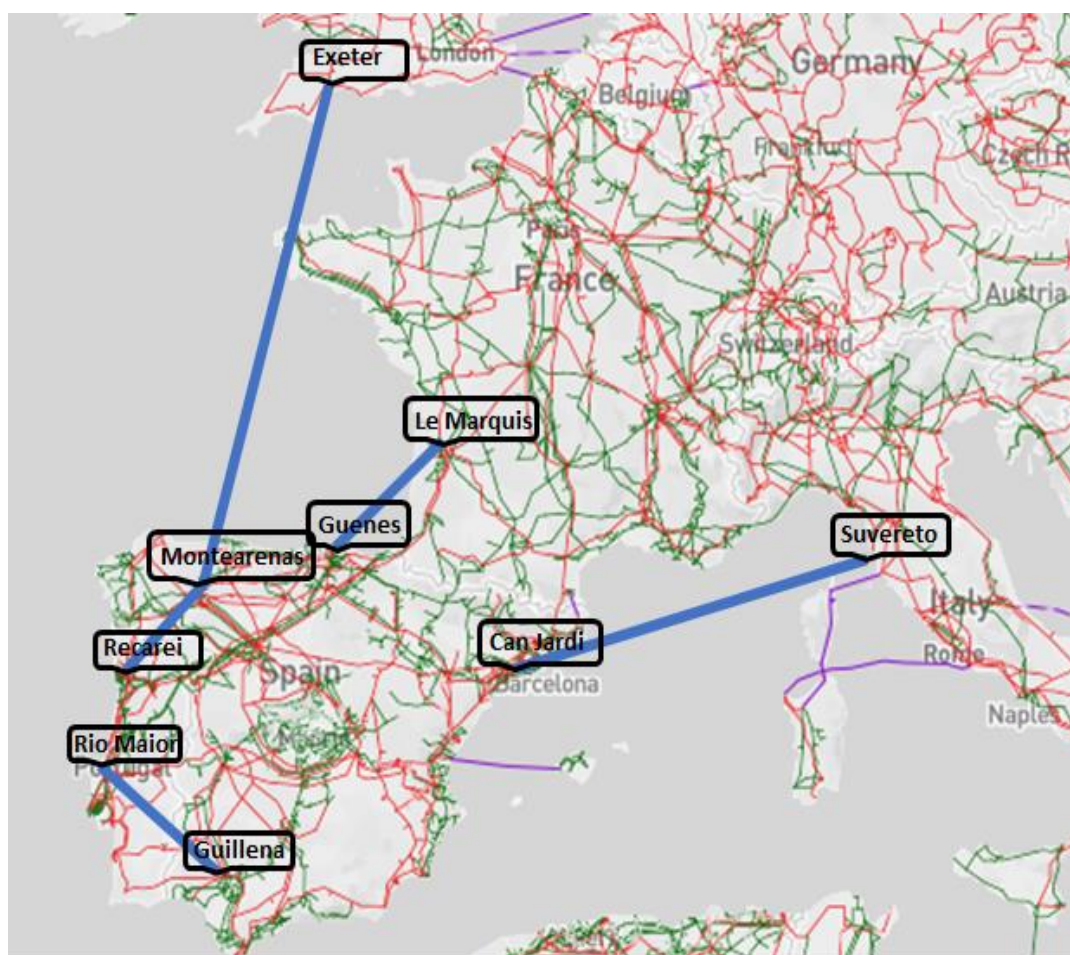
- Μεγαλύτερο ύψος επενδύσεων σε σχέση με το TYNDP (TYNDP+)
Σε αυτή την περίπτωση δίνεται στο μοντέλο η δυνατότητα για επενδύσεις και υποψήφιες γραμμές είναι αυτές που αναφέρθηκαν νωρίτερα και βρίσκονται στο TYNDP, με τη διαφορά ότι χρησιμοποιούνται μεγαλύτερα όρια στα MW που μπορούν να πραγματοποιηθούν οι επενδύσεις.
- Επενδύσεις επιπλέον αυτών που αναφέρονται στο TYNDP (TYNDP++)
Σε αυτή τη περίπτωση δίνεται η δυνατότητα στο μοντέλο να πραγματοποιεί ενδογενείς επενδύσεις έχοντας ως υποψήφιες γραμμές για επένδυση αυτές που

υπάρχουν στο TYNDP και 3 επιπλέον γραμμές οι οποίες επιλέχθηκαν με βάση μελέτες των TSOs της Γερμανίας (Folgenden et al. 2015) και του Ηνωμένου Βασιλείου (ENSG 2012). Αυτές φαίνονται στον Πίνακα 2 και στις Εικόνες 2,3:

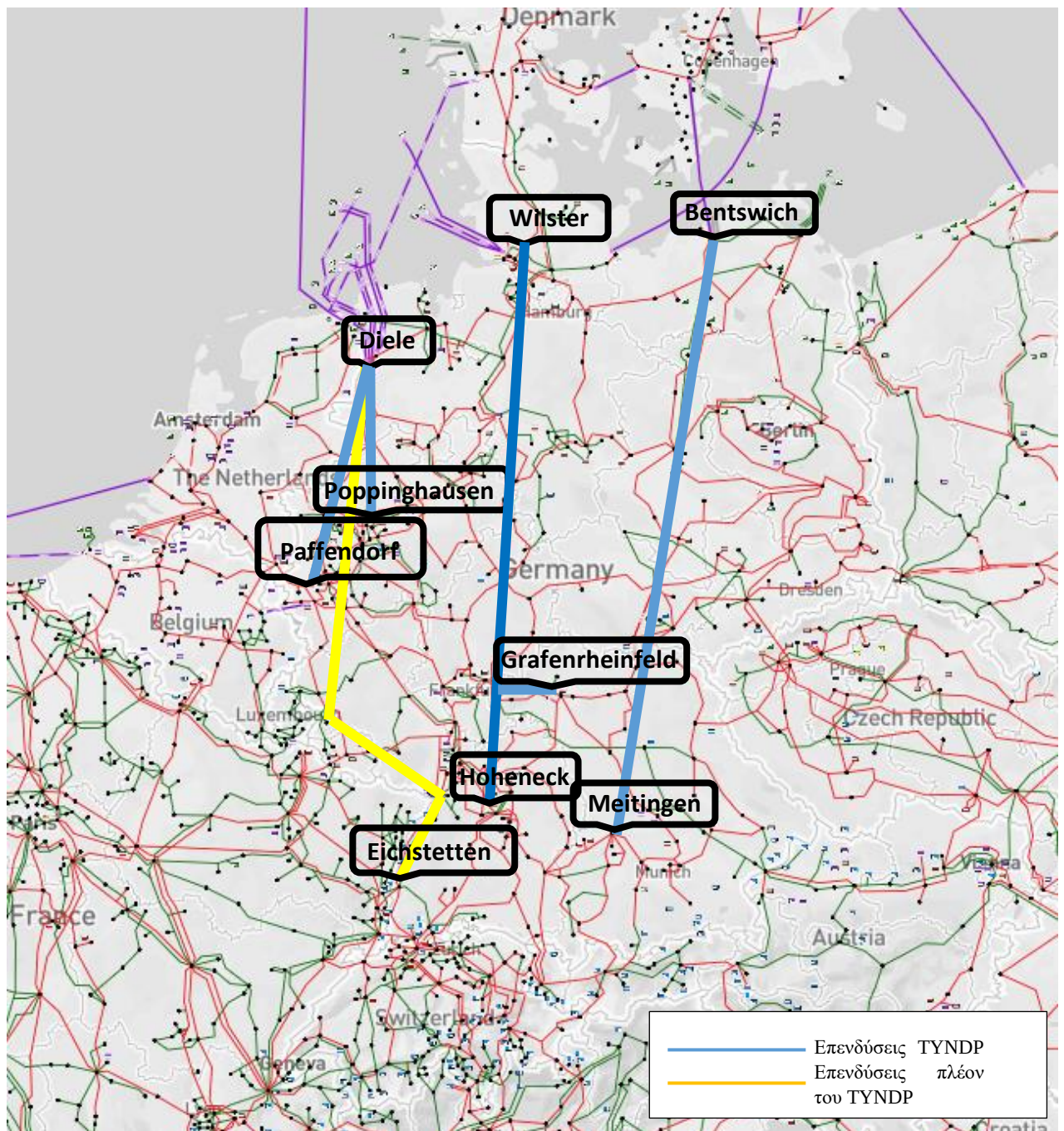
Γραμμή	Μέγιστο ύψος επένδυσης σε MW
Keadby(UK)-Kintore(UK)	2100
Eichstetten(GE)-Diele(GE)	2000
Kilmarnock South(UK)- Fradsham(UK)	2100

Πίνακας 5. Επιπλέον επενδύσεις που εξετάζονται πλέον του TYNDP.

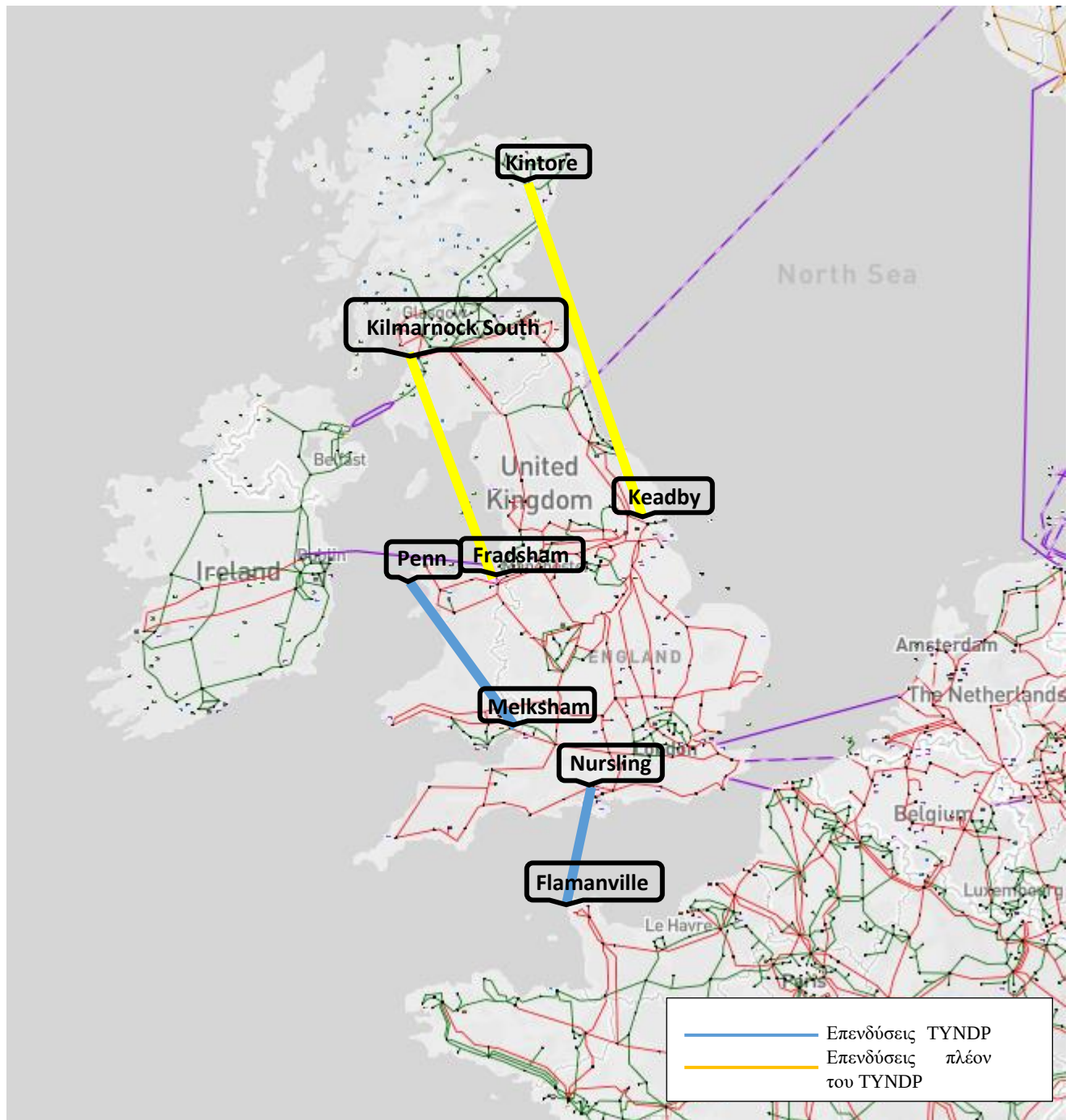
Όλες αυτές οι γραμμές φαίνονται στις παρακάτω εικόνες, όπου με μπλε χρώμα είναι οι γραμμές που ανήκουν στη κατηγορία “Επενδύσεις οι οποίες περιλαμβάνονται στο TYNDP” ενώ με κίτρινο είναι οι γραμμές που ανήκουν στη κατηγορία “Επενδύσεις επιπλέον αυτών που αναφέρονται στο TYNDP”:



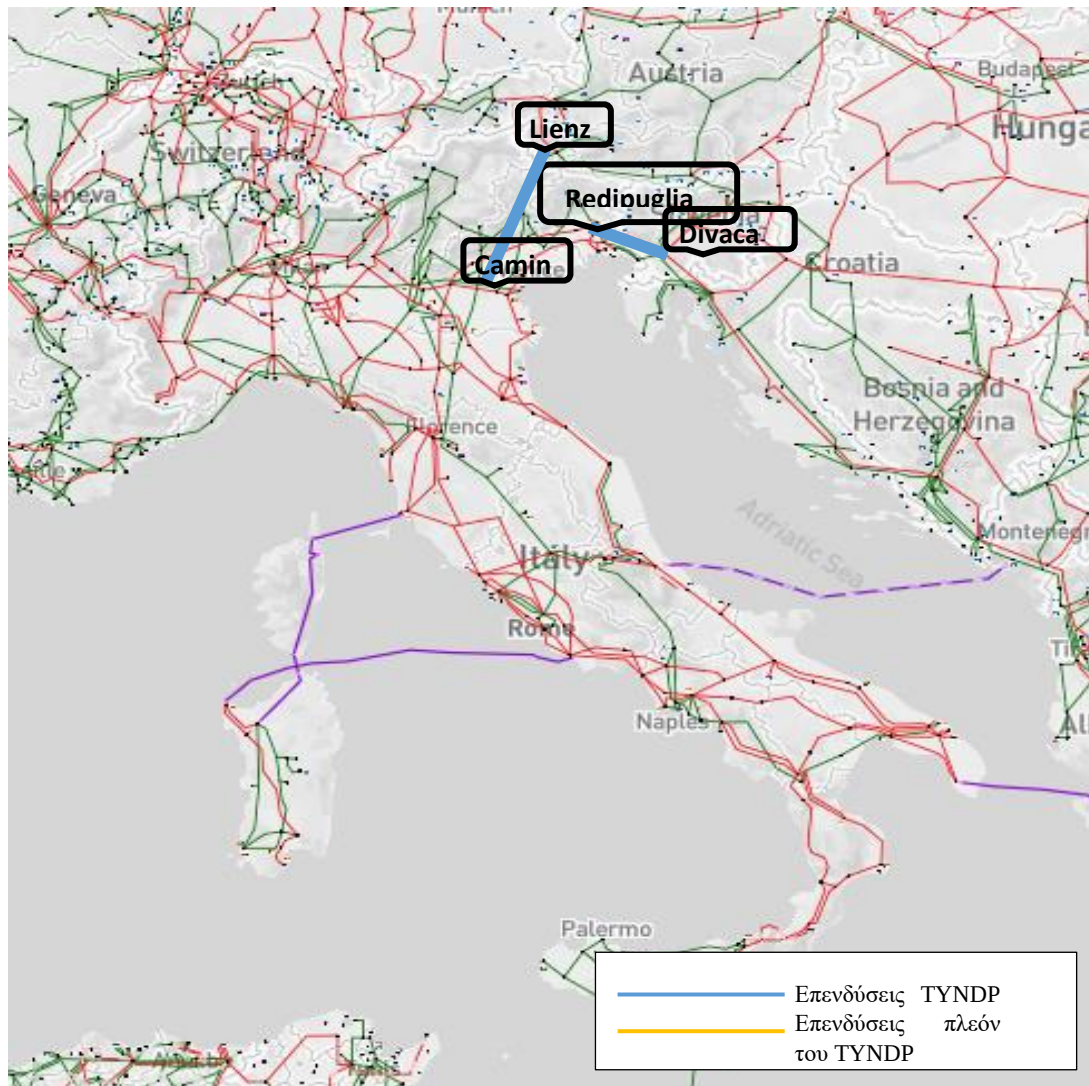
Εικόνα 11. Υποψήφιες επενδύσεις Ισπανίας.



Εικόνα 12.Υποψήφιες επενδύσεις Γερμανίας.



Εικόνα 13. Υποψήφιες επενδύσεις Ηνωμένου Βασιλείου.



Εικόνα 14. Υποψήφιες επενδύσεις Ιταλίας.

Πριν ξεκινήσει η ανάλυση των αποτελεσμάτων πρέπει να αναφερθεί πως έγινε λεπτομερής μελέτη μόνο στο εσωτερικό της Γερμανίας και του Ηνωμένου Βασιλείου γιατί σε αυτές τις δύο χώρες παρατηρήθηκαν οι μεγαλύτερες περικοπές ενέργειας τόσο το 2030 όσο και το 2050. Επιπλέον οι υποθέσεις που έχουν γίνει για την κατανομή των ΑΠΕ για τα έτη 2030 και 2050 παίζουν καταλυτικό ρόλο στα αποτελέσματα και ενδεχομένως τα αποτελέσματα να ήταν εντελώς διαφορετικά με μια διαφορετική κατανομή.

5.2 Σενάρια για το έτος 2030

5.2.1 Σενάριο 1 (2030_DEC_HNTC_NOINV)

2030 - Χαμηλών εκπομπών άνθρακα – Υψηλές τιμές NTC – Χωρίς ενδογενείς επενδύσεις

Στο σενάριο αυτό, προσομοιώνεται η λειτουργία του δικτύου για το έτος 2030, χωρίς να δίνεται η δυνατότητα για ενδογενείς επενδύσεις. Η επίλυση του μοντέλου μας δίνει μια πολύ ομαλή λειτουργία του δικτύου, όπου ενσωματώνεται σχεδόν όλη η ενέργεια, που παράγεται από ΑΠΕ στο Ευρωπαϊκό ηλεκτρικό δίκτυο. Η συνολική απορριπτόμενη ενέργεια από ΑΠΕ σε ολόκληρο το Ευρωπαϊκό σύστημα είναι 2125,162 GWh ή 0,16% της συνολικής παραγωγής από ΑΠΕ και σχεδόν ολόκληρη η ποσότητα (2040,801 GWh) παρατηρείται ότι απορρίπτεται στη Βόρεια Σκωτία (Kintore). Επιπλέον παρατηρείται μεγάλη συμφόρηση στις γραμμές Kintore-Kilmarnock South και Kilmarnock South-Keadby (άνω του 90% και τις περισσότερες ώρες 100%) οι οποίες εξυπηρετούν την μεταφορά ενέργειας από την βόρεια Σκωτία στο νοτιότερο τμήμα του Ηνωμένου Βασιλείου.

Όσον αφορά το δίκτυο στο εσωτερικό της Γερμανίας, υπάρχει σχετικά ομαλή λειτουργία. Η μόνη γραμμή στην οποία παρατηρείται συμφόρηση (άνω του 90% όλες τις ώρες) είναι η γραμμή Wolmirstedt-Rohrsdorf η οποία συνδέει την περιοχή του Βερολίνου με αυτή της Δρέσδης και είναι παράλληλη στο σύνορο με την Πολωνία.

Οι καθαρές εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε χώρα είναι:

	Σενάριο 1 (GWh)
Ηνωμένο Βασίλειο	14585,11354
Βέλγιο	23747,11376
Ολλανδία	-2522,118096
Γερμανία	42780,59265
Γαλλία	-96613,37036
Ισπανία	13661,82273
Πορτογαλία	-15785,01706
Δανία	4485,067007
Αυστρία	1417,921157
Ιταλία	27685,30297
Πολωνία	19177,39863

Πίνακας 6. Καθαρές εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε χώρα στο Σενάριο 1.

Παρατηρείται πως και το Ηνωμένο Βασίλειο και η Γερμανία είναι εισαγωγικές χώρες με την πρώτη να εισάγει κυρίως από την Γαλλία και η δεύτερη κυρίως από τις Γαλλία και Τσεχία.

5.2.2 Σενάριο 2 (2030_DEC_HNTC_TYNDP)

2030 - Χαμηλών εκπομπών άνθρακα - Υψηλές τιμές NTC - Επενδύσεις οι οποίες περιλαμβάνονται στο TYNDP

Στο σενάριο αυτό προσομοιώνουμε την λειτουργία του δικτύου για το έτος 2030, δίνοντας την δυνατότητα για ενδογενείς επενδύσεις. Η επίλυση του μοντέλου μας δίνει την ίδια λειτουργία του συστήματος με το προηγούμενο σενάριο, δηλαδή ελάχιστη απορριπτόμενη ενέργεια από ΑΠΕ 2125,162 GWh, όπου οι 2040,801 GWh απορρίπτονται στη Βόρεια Σκωτία (Kintore), και δεν πραγματοποιείται καμία απολύτως επένδυση. Αυτό θεωρείται απόλυτα φυσιολογικό δεδομένου ότι από το προηγούμενο σενάριο υπήρχε σχεδόν ολική ενσωμάτωση των ΑΠΕ, ενώ στο σημείο

που δεν είναι δυνατό να ενσωματωθεί αυτή η ενέργεια, δεν υπήρχε κάποια υποψήφια επένδυση.

5.2.3 Σενάριο 3 (2030_DEC_LNTC_TYNDP)

2030 - Χαμηλών εκπομπών άνθρακα – Χαμηλές τιμές NTC - Επενδύσεις οι οποίες περιλαμβάνονται στο TYNDP

Στο σενάριο αυτό προσομοιώνεται η λειτουργία του δικτύου για το έτος 2030, δίνοντας τη δυνατότητα για ενδογενείς επενδύσεις, ενώ συγκριτικά με τα προηγούμενα σενάρια μειώνονται οι τιμές των NTC. Τα NTC ορίζονται ώστε να μένουν σταθερά στο ύψος που έχουν στην πραγματικότητα το έτος 2015. Η επίλυση του μοντέλου μας δίνει ελάχιστα διαφορετικό αποτέλεσμα σε σχέση με τα προηγούμενα σενάρια. Η συνολική απορριπτόμενη ενέργεια για το Ευρωπαϊκό σύστημα είναι 2323,889 GWh ή 0,18% της συνολικής παραγωγής από ΑΠΕ, με τις ελάχιστες αυτές διαφορές να παρατηρούνται στη Γερμανία όπου περικόπτονται 53 GWh και στην Αυστρία όπου περικόπτονται οι υπόλοιπες 146 GWh.

Όσον αφορά τις γραμμές που παρατηρείται συμφόρηση στο Ηνωμένο Βασίλειο δεν παρατηρείται καμία αλλαγή σε σχέση με το σενάριο 1. Το Γερμανικό δίκτυο όμως επηρεάζεται από την μείωση των τιμών των NTC και παρατηρείται μια αύξηση στις γραμμές με συμφόρηση. Οι γραμμές αυτές είναι οι εξής: Wilster-Hoheneck, Wilster-Grafenrheinfeld, Bentswich-Meitingen, Poppinghausen-Diele, Paffendorf-Diele (οι οποίες φαίνονται στην Εικόνα 2) και η γραμμή που παρατηρήθηκε και στο σενάριο 1 Wolmirstedt-Rohrsdorf. Με εξαίρεση την τελευταία γραμμή, όλες οι υπόλοιπες είναι υποψήφιες για επένδυση. Παρόλα αυτά το μοντέλο δεν αποφασίζει κάποια επένδυση. Αυτό συμβαίνει γιατί το υπόλοιπο δίκτυο είναι ικανό να στηρίξει την μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς την πραγματοποίηση επενδύσεων.

Επομένως ενώ η μείωση των τιμών των NTC από μεσαίες σε χαμηλές προκαλεί ελάχιστη αύξηση στην απορριπτόμενη ενέργεια και στην αντικειμενική συνάρτηση και θα μπορούσε να θεωρηθεί αδιάφορη παρατηρείται πως προκαλεί μεγάλη συμφόρηση στο εσωτερικό του Γερμανικού δικτύου.

5.2.4 Σενάριο 4 (2030_DEC_LNTC_TYNDP++)

2030 - Χαμηλών εκπομπών άνθρακα – Υψηλές τιμές NTC - Επενδύσεις επιπλέον αυτών που αναφέρονται στο TYNDP

Στο σενάριο αυτό προσομοιώνουμε τη λειτουργία του δικτύου για το έτος 2030, δίνοντας τη δυνατότητα για ενδογενείς επενδύσεις, προσθέτοντας όμως επιπλέον υποψήφιες γραμμές για επένδυση οι οποίες δεν βρίσκονται στο TYNDP. Η επίλυση του μοντέλου μας δίνει μια εντελώς διαφορετική λύση σε σχέση με τα προηγούμενα σενάρια. Στο αποτέλεσμα παρατηρείται ότι προκρίνεται μια επένδυση η οποία δεν υπάρχει στο TYNDP και η οποία είναι η γραμμή Keadby-Kintore (Εικόνα 3). Το μοντέλο υπολογίζει ότι απαιτούνται 1315 MW μεταφορικής ικανότητας για αυτή τη γραμμή. Με την πραγματοποίηση αυτής της επένδυσης παρατηρείται μια μεγάλη μείωση 86,04% ή 1826,64 GWh στη συνολική απορριπτόμενη ενέργεια. Αυτό είναι αποτέλεσμα την ενσωμάτωσης της ενέργειας στην Βόρεια Σκωτία (Kintore), η οποία πλέον μεταφέρεται στα νοτιότερα κέντρα κατανάλωσης. Όλη η μείωση στην

απορριπτόμενη ενέργεια παρατηρείται στην Βόρεια Σκωτία. Επιπλέον η μόνη γραμμή στην οποία παρατηρείται συμφόρηση σε αυτό το σενάριο στο Ηνωμένο Βασίλειο είναι η γραμμή Kilmarnock South-Keadby. Επομένως η πραγματοποίηση της επένδυσης προκάλεσε αποσυμφόρηση της γραμμής Kintore-Kilmarnock South.

Τέλος σε αυτό το σενάριο επιτυγχάνεται μείωση του συνολικού κόστους συστήματος κατά 85 εκατομμύρια € ή 0,11% σε σχέση με το σενάριο 1.

5.2.5 Σενάριο 5 (2030_REF_MNTC_TYNDP)

2030-Σενάριο αναφοράς- Medium NTC- Επενδύσεις οι οποίες περιλαμβάνονται στο TYNDP

Σε αυτό το σενάριο προσομοιώνεται η λειτουργία του δικτύου για μικρότερη διείσδυση ΑΠΕ σε ολόκληρη την Ευρώπη και δίνεται η δυνατότητα για ενδογενείς επενδύσεις στο μοντέλο. Παρατηρείται ελάχιστη απόρριψη ενέργειας σε ολόκληρο το Ευρωπαϊκό σύστημα 669 GWh, με τις περισσότερες από αυτές να εντοπίζονται στην περιοχή της Βόρειας Σκωτίας (Kintore) όπου έχουμε απόρριψη 530 GWh. Το μοντέλο δεν αποφασίζει καμία επένδυση. Παρατηρείται συμφόρηση στη γραμμή Kilmarnock South-Keadby για το δίκτυο του Ηνωμένου Βασιλείου και στη γραμμή Wolmirstedt-Rohrsdorf (περιοχή Βερολίνου-περιοχή Δρέσδης) για το Γερμανικό δίκτυο. Όπως αναμενόταν εφ' όσον στην κατηγορία σεναρίων χαμηλών εκπομπών άνθρακα, όπου η διείσδυση ΑΠΕ είναι μεγαλύτερη, δεν παρατηρήθηκαν σημαντικές επενδύσεις, με εξαίρεση την γραμμή Keadby-Kintore στο σενάριο 5, ούτε στο σενάριο αναφοράς παρατηρείται κάποια επένδυση.

5.2.6 Συμπεράσματα για το 2030

Όπως γίνεται αντιληπτό από τα αποτελέσματα όλων των σεναρίων για το 2030, το Ευρωπαϊκό δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας δεν χρειάζεται σημαντικές επενδύσεις για να ανταπεξέλθει στην διείσδυση των ΑΠΕ μέχρι το έτος 2030. Το ήδη υπάρχον δίκτυο καταφέρνει να ενσωματώσει πάνω από το 99% της παραγόμενης ενέργειας, όπως φαίνεται από το σενάριο 1. Η μόνη επένδυση που μπορεί να συμβάλει στη μείωση του συνολικού κόστους λειτουργίας του Ευρωπαϊκού συστήματος είναι η γραμμή που ενώνει την Βόρεια Σκωτία (Kintore) με την περιοχή του Yorkshire (Keadby). Αυτή έχει σαν αποτέλεσμα την μεταφορά της πλεονάζουσας ενέργειας, που παράγεται από ΑΠΕ, από την Βόρεια Σκωτία στα μεγάλα καταναλωτικά κέντρα που βρίσκονται στο κεντρικό και νότιο Ηνωμένο Βασίλειο. Επιπλέον συμπεραίνεται πως οι τιμές των NTC δεν επηρεάζουν ουσιαστικά την οικονομική λειτουργία του συστήματος, αν όμως διατηρηθούν στο ύψος του 2015 τότε προκαλούν αρκετά προβλήματα συμφόρησης κυρίως στο Γερμανικό δίκτυο.

5.3 Σενάρια για το 2050

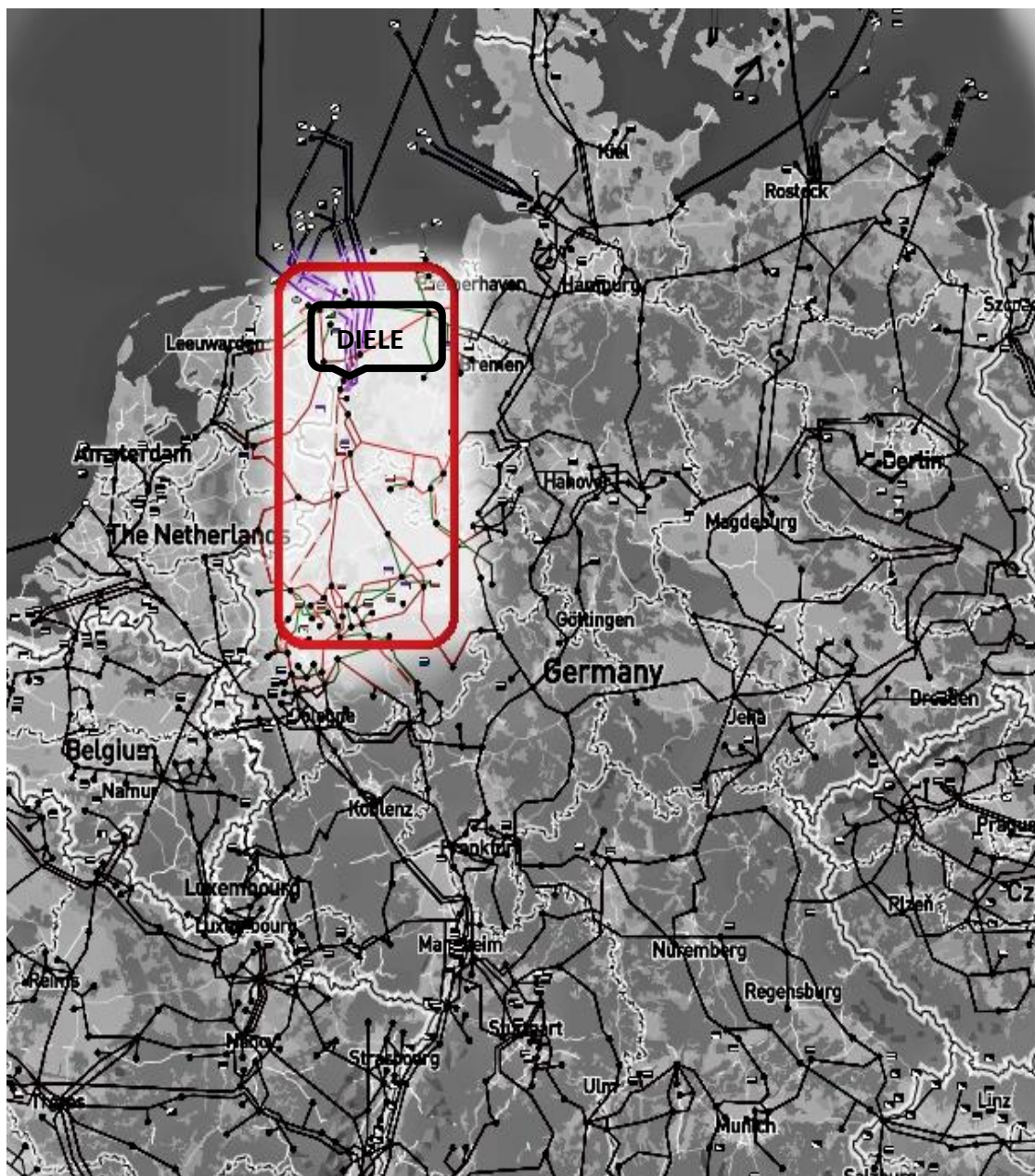
Πριν ξεκινήσει η ανάλυση των αποτελεσμάτων να τονισθεί πως τα αποτελέσματα εξαρτώνται σε πολύ μεγάλο βαθμό από την κατανομή των μελλοντικών επενδύσεων σε ΑΠΕ. Για το λόγο αυτό παρουσιάζεται στο Παράρτημα Δ στις εικόνες 25 και 26 η εγκατεστημένη ισχύς του Ηνωμένου Βασιλείου και της Γερμανίας αντίστοιχα.

5.3.1 Σενάριο 6 (2050_DEC_HNTC_NOINV)

2050 - Χαμηλών εκπομπών άνθρακα – Υψηλές τιμές NTC – Χωρίς ενδογενείς επενδύσεις

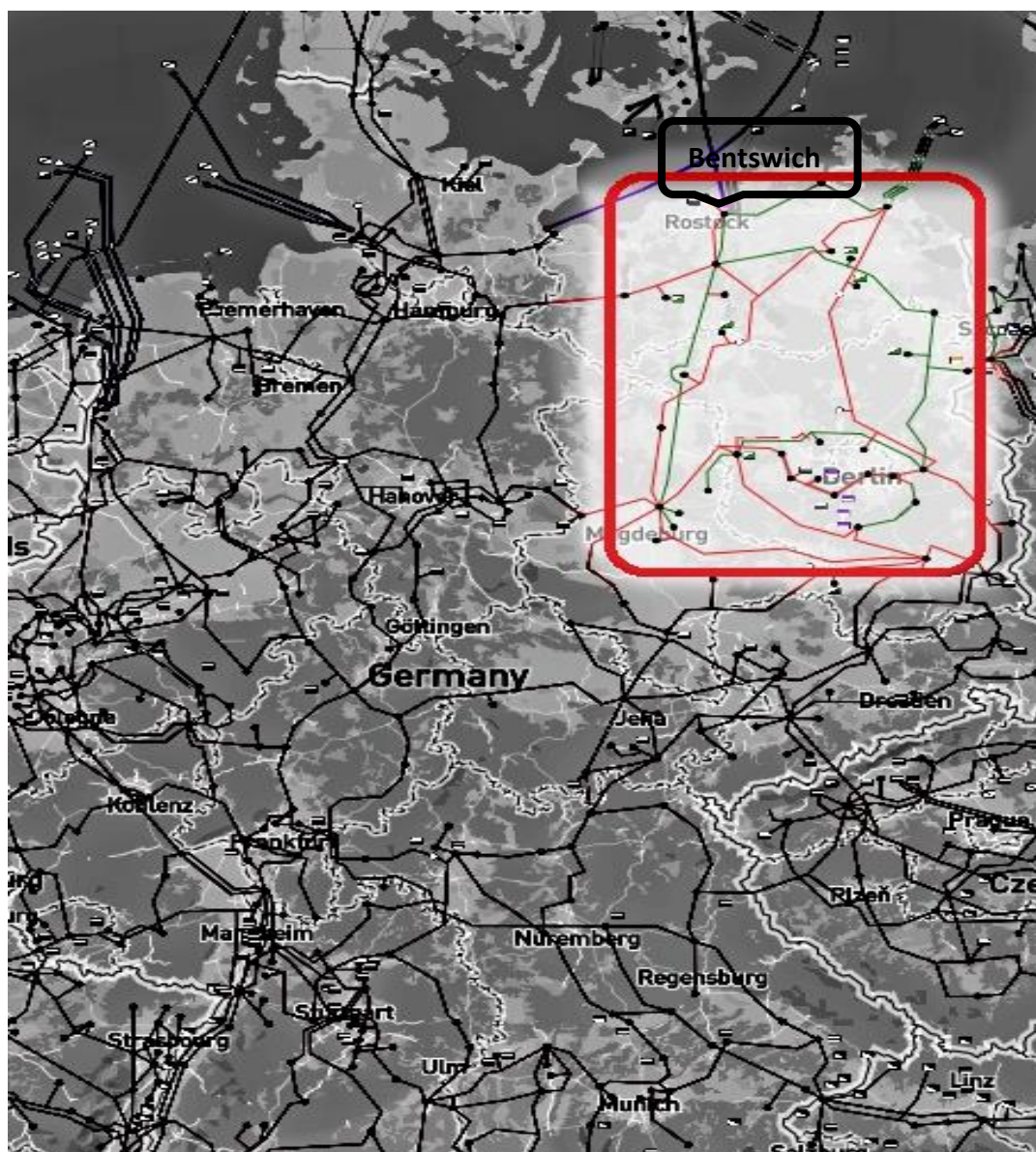
Σε αυτό το σενάριο για το έτος 2050 χρησιμοποιήθηκε το δίκτυο βάσης όπως ορίστηκε στην αρχή του κεφαλαίου, χωρίς να δοθεί η δυνατότητα για επενδύσεις, για να μελετηθεί η συμπεριφορά του συστήματος χωρίς νέες γραμμές και η δυνατότητά του να ανταπεξέλθει στην υψηλή διείσδυση ΑΠΕ. Παρατηρείται πως, ενώ το δίκτυο είναι ικανό να ανταπεξέλθει και να τηρήσει το ισοζύγιο παραγωγής-ζήτησης χωρίς να κάνει περικοπές φορτίου, η λειτουργία του δεν είναι οικονομική. Η συνολική περικοπή στη παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ φτάνει τις 135510,5 GWh ή 6,28% της συνολικής παραγωγής από ΑΠΕ το έτος 2050 και αφορά ολόκληρο το Ευρωπαϊκό σύστημα. Οι σημαντικότερες περιοχές που παρατηρούνται μεγάλες περικοπές είναι:

- Η περιοχή της Κάτω Σαξονίας, στη Βορειοδυτική Γερμανία (Diele), όπου εκεί γίνεται η ενσωμάτωση στο δίκτυο πολλών υπεράκτιων αιολικών σταθμών παραγωγής από τη Βόρεια Θάλασσα. Εκεί οι περικοπές ξεπερνούν τις 64000 GWh για το έτος 2050. Αυτό οφείλεται στην αδυναμία του δικτύου να μεταφέρει την παραγόμενη ενέργεια, όχι μόνο στη Κεντρική και Νότια Γερμανία όπου βρίσκονται τα μεγάλα αστικά κέντρα, αλλά ακόμα και στα γειτονικά αστικά κέντρα όπως στη περιοχή της Βόρειας Ρηνανίας-Βεστφαλίας.



Εικόνα 15. Δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην περιοχή της Κάτω Σαξονίας.

- Η περιοχή του Mecklenburg - Vorpommern και πιο συγκεκριμένα στη περιοχή του Rostock (Bentswitch) όπου γίνεται η ενσωμάτωση στο δίκτυο πολλών αιολικών σταθμών, υπεράκτιων από τη Βαλτική Θάλασσα αλλά και επάκτιων από την γύρω περιοχή. Εδώ οι περικοπές ξεπερνούν τις 25000 GWh για το έτος 2050. Αυτό οφείλεται όπως και στην προηγούμενη περίπτωση στην αδυναμία του δικτύου να μεταφέρει την παραγόμενη ενέργεια προς το γειτονικό μεγάλο καταναλωτικό κέντρο, το Βερολίνο, και στην υπόλοιπη χώρα.



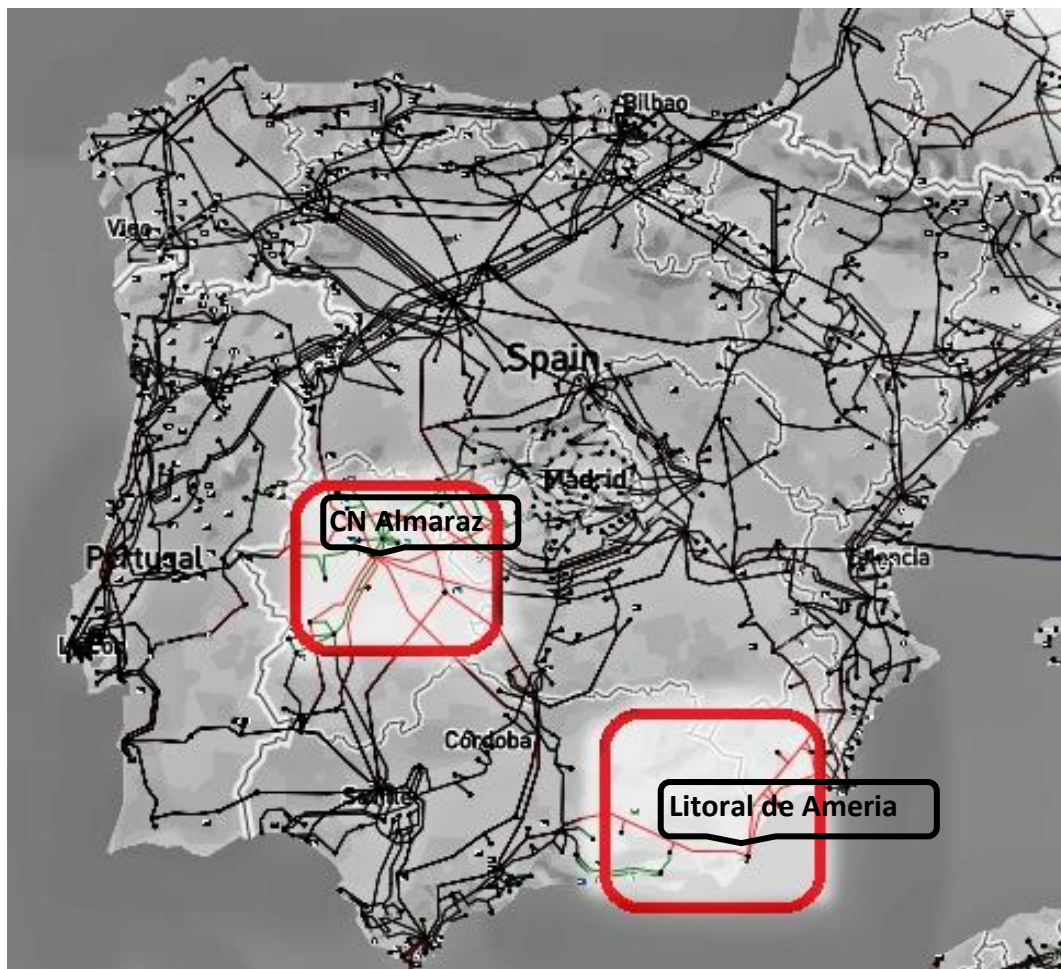
Εικόνα 16. Δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην περιοχή Mecklenburg-Vorpommern.

- Η περιοχή της Βόρειας Σκωτίας και πιο συγκεκριμένα η περιοχή γύρω από το Aberdeen (Kintore) η οποία έχει τεράστιο δυναμικό επάκτιων αιολικών σταθμών αλλά και μεγάλη παραγωγή από υδροηλεκτρικούς σταθμούς. Και εδώ είναι εμφανές ότι το δίκτυο δεν μπορεί να ανταπεξέλθει και να ενσωματώσει όλη αυτή τη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια και να την μεταφέρει στα μεγάλα καταναλωτικά κέντρα που βρίσκονται νοτιότερα



Εικόνα 17. Δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο Βόρειο Ηνωμένο Βασίλειο.

- Σημαντικές περικοπές παρατηρούνται επίσης και σε δύο περιοχές τις Ισπανίας, 8036 GWh στην περιοχή Litoral de Almeria και 11044 GWh στη περιοχή CN Almaraz, όπως φαίνονται στην Εικόνα 12. Τέλος μικρές περικοπές παρατηρούνται στην Ιταλία 6778 GWh και στην Πολωνία 217 GWh.



Εικόνα 18. Δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας Ισπανίας.

Σε όλες αυτές περιπτώσεις το αποτέλεσμα είναι η αύξηση του οριακού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στις περιοχές που δεν έχουν πρόσβαση στην φθηνή αυτή ενέργεια από τις ΑΠΕ γιατί αναγκάζονται να χρησιμοποιούν ακριβότερη ενέργεια που παράγεται από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής.

5.3.2 Σενάριο 7 (2050_DEC_HNTC_TYNDP)

2050 - Χαμηλών εκπομπών άνθρακα - High NTC - Επενδύσεις οι οποίες περιλαμβάνονται στο TYNDP

Στο σενάριο αυτό δίνεται η δυνατότητα για ενδογενείς επενδύσεις στο μοντέλο. Δεν επιτρέπουμε στο μοντέλο να αποφασίσει ελεύθερα για το ύψος των επενδύσεων σε MW, αλλά το περιορίζουμε να έχει σαν ανώτερο όριο τα MW που από το TYNDP υπολογίζεται ότι θα πραγματοποιηθούν.

Το μοντέλο πραγματοποιεί τις εξής επενδύσεις:

Γραμμή	Ύψος επένδυσης σε MW
Glentegard(DK)-Bentswich(GE)	1500
Wilster(GE)-Hoheneck(GE)	2000
Wilster(GE)-Grafenrheinfeld(GE)	2000
Bentswich(GE)-Meitingen(GE)	4000
Paffendorf(GE)-Diele(GE)	2000
Poppinghausen(GE)-Diele(GE)	2000
Can Jordi(SP)-Suvereto(IT)	2500
Recarei(PL)-Montearenas(SP)	2000
Rio Maior(PL)-Guillena(SP)	2000

Πίνακας 7. Αποτελέσματα επενδύσεων για το σενάριο 8.

Παρατηρείται μια συνολική μείωση στην απορριπτόμενη ενέργεια της τάξεως των 48955,67 GWh για ολόκληρο το Ευρωπαϊκό σύστημα. Όμως η συνολική απορριπτόμενη ενέργεια εξακολουθεί να είναι σε υψηλά επίπεδα 86554,86 GWh. Πιο συγκεκριμένα για τα κρίσιμα σημεία που αναφέραμε νωρίτερα παρατηρείται:

Στην περιοχή του Rostock (Bentswich) υπάρχει μείωση 62,50% της απορριπτόμενης ενέργειας σε σχέση με το σενάριο 7 η οποία πλέον είναι 9595,37 GWh. Σημαντική μείωση 39,55% επίσης παρατηρείται και στην περιοχή της Κάτω Σαξονίας (GE31) όπου πλέον η απορριπτόμενη ενέργεια είναι 38939,44 GWh για το έτος 2050. Στη περιοχή της Βόρεια Σκωτίας (Kintore), δεδομένου ότι σε αυτό το σενάριο δεν υπήρχε κάποια υποψήφια επένδυση που να επηρεάζει αυτή την περιοχή, δεν παρατηρείται καμία μείωση στην απορριπτόμενη ενέργεια.

Περιοχή	Ποσοστό Μείωσης Οριακού κόστους συγκριτικά με το σενάριο 7 (%)
Meitingen(GE)	16,66
Hoheneck(GE)	18,63
Grafenrheinfeld(GE)	16,78
Paffendorf(GE)	23,80
Poppinghausen(GE)	20,63

Πίνακας 8. Οριακό κόστος για το Σενάριο 8.

Παρατηρείται σημαντική μείωση στο οριακό κόστος στις περιοχές της Γερμανίας και αυτό οφείλεται στο ότι πλέον ενσωματώνεται και χρησιμοποιείται η καθαρή και φθηνή ενέργεια από την βόρεια Γερμανία σε αντίθεση με την ακριβή, λόγω του κόστους καυσίμου, ενέργεια που χρησιμοποιούνταν στο προηγούμενο σενάριο και παραγόταν από συμβατικούς σταθμούς.

Επιπλέον αξίζει να παρατηρηθούν οι καθαρές εισαγωγές ενέργειας κάθε χώρας:

	Σενάριο 7 (GWh)	Σενάριο 8 (GWh)	Διαφορά (GWh)
Ηνωμένο Βασίλειο	6084,281	22130,59	-16046,3
Βέλγιο	-3515,48	10005,62	-13521,1
Ολλανδία	8353,822	13199,1	-4845,28
Γερμανία	57247,27	12279,06	44968,21
Γαλλία	-117962	-103980	-13982

Ισπανία	10925,82	5680,406	5245,414
Πορτογαλία	3634,887	3634,887	0
Δανία	4170,146	-5212,47	9382,616
Αυστρία	3970,363	4090,921	-120,558
Ιταλία	29957,47	55643,62	-25686,2
Πολωνία	34723,47	17598,46	17125,01

Πίνακας 9. Καθαρές εισαγωγές ενέργειας κάθε χώρας για το Σενάριο 8.

Παρατηρείται μια μεγάλη μείωση εισαγωγών από τη πλευρά της Γερμανίας. Με τις επενδύσεις που πραγματοποιούνται, το Γερμανικό δίκτυο καταφέρνει να ενσωματώσει μεγάλο μέρος από την ενέργεια που απορριπτόταν στο προηγούμενο σενάριο και κατά συνέπεια δεν χρειάζεται να εισάγει τόση ενέργεια. Όπως παρατηρείται αναλυτικά στην εικόνα 24 η αύξηση στην ενσωμάτωση της ενέργειας από ΑΠΕ (κατά κύριο λόγο στην ενέργεια που παράγεται από υπεράκτιους αιολικούς σταθμούς) οδηγεί σε ανάλογη μείωση στις εισαγωγές ενέργειας.

Παρατηρείται μια σημαντική μείωση στο συνολικό κόστος λειτουργίας ολόκληρου του Ευρωπαϊκού συστήματος, δηλαδή μείωση της αντικειμενικής συνάρτησης, κατά 1798,054 εκατομμύρια € ή 3,86% ποσοστιαία μείωση σε σχέση με το σενάριο 7.

5.3.3 Σενάριο 8 (2050_DEC_HNTC_TYNDP++)

2050 - Χαμηλών εκπομπών άνθρακα - Υψηλές τιμές NTC - Επενδύσεις επιπλέον αυτών που αναφέρονται στο TYNDP

Σε αυτό το σενάριο αυξάνονται οι υποψήφιες γραμμές για επένδυση, με την είσοδο των γραμμών που δεν υπάρχουν στο TYNDP αλλά εντοπίστηκαν από άλλες πηγές, όπως περιγράφεται στο κεφάλαιο 1.1.

Το μοντέλο πραγματοποιεί τις εξής επενδύσεις:

Γραμμή	Ύψος επένδυσης σε MW
Glentegard(DK)-Bentswich(GE)	1500
Wilster(GE)-Hoheneck(GE)	1177.195
Wilster(GE)-Grafenrheinfeld(GE)	2000
Bentswich(GE)-Meitingen(GE)	4000
Paffendorf(GE)-Diele(GE)	2000
Poppinghausen(GE)-Diele(GE)	2000
Can Jordi(SP)-Suvereto(IT)	2500
Recarei(PL)-Montearenas(SP)	2000
Keadby(UK)-Kintore(UK)	2000
Eichstetten(GE)-Diele(GE)	2000
Kilmarnock South(UK)-Fradsham(UK)	454.9

Πίνακας 10. Αποτελέσματα επενδύσεων για το σενάριο 9.

Παρατηρείται μια συνολική μείωση στην απορριπτόμενη ενέργεια της τάξεως των 77159,71 GWh για ολόκληρο το Ευρωπαϊκό σύστημα. Όμως η συνολική απορριπτόμενη ενέργεια εξακολουθεί να είναι σε υψηλά επίπεδα 58350,92 GWh. Πιο συγκεκριμένα για τα κρίσιμα σημεία που αναφέραμε νωρίτερα έχουμε:

Στην περιοχή του Rostock (Bentswich) έχουμε μείωση 77,02% της απορριπτόμενης ενέργειας σε σχέση με το σενάριο 7 η οποία πλέον είναι 5878,35 GWh. Σημαντική μείωση 62,87% επίσης παρατηρείται και στην περιοχή της Κάτω Σαξονίας (Diele) όπου πλέον η απορριπτόμενη ενέργεια είναι 23917,66 GWh για το έτος 2050. Παρόμοια μείωση 66,28% υπάρχει και στη Βόρεια Σκωτία (Kintore) όπου τελικά παρατηρούνται 5055,3 GWh απορριπτόμενης ενέργειας.

Σημαντικό επίσης είναι να παρατηρηθεί η μείωση του οριακού κόστους στις περιοχές στις οποίες καταλήγουν οι επενδύσεις.

Περιοχή	Ποσοστό Μείωσης Οριακού κόστους συγκριτικά με το σενάριο 7 (%)
Eichstetten(GE)	21,90
Meitingen(GE)	18,06
Hoheneck(GE)	20,60
Grafenrheinfeld(GE)	18,14
Paffendorf(GE)	27,34
Poppinghausen(GE)	21,85
Keadby(UK)	4,22
Fradsham(UK)	4,47

Πίνακας 11. Οριακό κόστος για το Σενάριο 9.

Παρατηρείται περαιτέρω μείωση του οριακού κόστους για τις περιοχές της Γερμανίας σε σχέση με το προηγούμενο σενάριο, η οποία είναι αποτέλεσμα της πραγματοποίησης της επένδυσης Eichstetten-Diele η οποία δεν υπήρχε στο προηγούμενο σενάριο. Στο Ηνωμένο Βασίλειο δεν παρατηρείται ίδια μείωση με αυτή της Γερμανίας, όμως ακόμη και αυτή η μείωση είναι αρκετή ώστε να οδηγήσει το μοντέλο σε μια οικονομικότερη λύση παρά το κόστος κεφαλαίου για την πραγματοποίηση της επένδυσης.

Οι καθαρές εισαγωγές ενέργειας κάθε χώρας είναι:

	Σενάριο 7 (GWh)	Σενάριο 9 (GWh)	Διαφορά (GWh)
Ηνωμένο Βασίλειο	6084,281	17569,2	-11484,9
Βέλγιο	-3515,48	15721,54	-19237
Ολλανδία	8353,822	15917,6	-7563,78
Γερμανία	57247,27	-4251,44	61498,71
Γαλλία	-117962	-98304,8	-19657,2
Ισπανία	10925,82	7906,652	3019,168
Πορτογαλία	3634,887	3634,887	0
Δανία	4170,146	-10088,3	14258,45
Αυστρία	3970,363	4090,921	-120,558
Ιταλία	29957,47	70466,76	-40509,3
Πολωνία	34723,47	11654,42	23069,05

Πίνακας 12. Καθαρές εισαγωγές ενέργειας κάθε χώρας για το Σενάριο 9.

Εδώ παρατηρείται μια περαιτέρω μείωση εισαγωγών από τη πλευρά της Γερμανίας. Η επιπλέον γραμμή Eichstetten-Diele σε σχέση με το προηγούμενο σενάριο επιτρέπει ακόμα καλύτερη ενσωμάτωση της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ και έτσι η

Γερμανία δεν χρειάζεται πλέον να εισάγει ενέργεια. Αντιθέτως η Γερμανία, που στο προηγούμενο σενάριο ήταν εισαγωγική, καταλήγει να είναι εξαγωγική.

Σε αυτό το σενάριο πραγματοποιήθηκαν όλες οι επενδύσεις εξαντλώντας το όριο των MW που είχαμε θέσει, με εξαίρεση τις Wilster-Hoheneck, Kilmarnock South-Fradsham, όμως εξακολουθεί να υπάρχει σημαντικό πρόβλημα περικοπής ενέργειας από ΑΠΕ, πράγμα το οποίο σημαίνει πως αυτές οι επενδύσεις δεν είναι αρκετές ώστε να ενσωματωθεί η παραγόμενη ενέργεια.

Παρατηρείται σημαντική μείωση στο συνολικό κόστος λειτουργίας ολόκληρου του Ευρωπαϊκού συστήματος, δηλαδή μείωση της αντικειμενικής συνάρτησης, κατά 2952,164 εκατομμύρια € ή 6,34% ποσοστιαία μείωση σε σχέση με το σενάριο 7.

5.3.4 Σενάριο 9 (2050_DEC_HNTC_TYNDP+)

2050 - Χαμηλών εκπομπών άνθρακα – Υψηλές τιμές NTC - Μεγαλύτερο ύψος επενδύσεων σε σχέση με το TYNDP

Επειδή παρατηρήθηκε πως στις περιοχές τις Κάτω Σαξονίας, στη περιοχή του Rostock και στη περιοχή της Βόρειας Σκωτίας υπάρχουν ακόμα σημαντικές περικοπές παραγόμενης ενέργειας σε αυτό το σενάριο αυξάνουμε το όριο σε MW για τις επενδύσεις:

Eichstetten-Diele από 2000 MW σε 4000 MW

Paffendorf-Diele από 2000 MW σε 4000 MW

Poppinghausen-Diele από 2000 MW σε 4000 MW

Keadby-Kintore από 2100 MW σε 4000 MW

Bentswich-Meitingen από 4000MW σε 5000 MW

Μετά τη επίλυση το μοντέλο πραγματοποιεί τις εξής επενδύσεις:

Γραμμή	Ύψος επένδυσης σε MW
Glentegard(DK)-Bentswich(GE)	1500
Wilster(GE)-Grafenrheinfeld(GE)	941,2441
Bentswich(GE)-Meitingen(GE)	5000
Paffendorf(GE)-Diele(GE)	4000
Poppinghausen(GE)-Diele(GE)	4000
Can Jordi(SP)-Suvereto(IT)	2500
Recarei(PL)-Montearenas(SP)	2000
Keadby(UK)-Kintore(UK)	4000
Eichstetten(GE)-Diele(GE)	4000
Kilmarnock South(UK)-Fradsham(UK)	454.9

Πίνακας 13. Αποτελέσματα επενδύσεων για το σενάριο 10.

Παρατηρείται ότι το μοντέλο εξαντλεί όλα τα επιπλέον MW και για τις 4 γραμμές. Υπάρχουν κάποιες διαφορές όμως σε σχέση με το αποτέλεσμα του Σεναρίου 9. Στο Σενάριο 10 δεν έχουμε επένδυση στη γραμμή Wilster-Hoheneck και έχουμε μείωση στα MW που επενδύονται στη γραμμή Wilster-Grafenrheinfeld. Αυτό οφείλεται στο

ότι η ενέργεια που μεταφερόταν στο σενάριο 9 από αυτές τις επενδύσεις, στο σενάριο 10 μεταφέρεται από τις γραμμές Bentswitch-Meitingen, Poppinghausen-Diele, Eichstetten-Diele πιθανότατα επειδή είναι πιο οικονομικό για το σύστημα να χρησιμοποιείται αυτή η ενέργεια στους κόμβους Meitingen, Poppinghausen, Eichstetten παρά στους Hoheneck και Grafenrheinfeld. Αυτό καθίσταται δυνατό διότι οι κόμβοι Wilster, Bentswitch, Diele είναι γειτονικοί και το AC δίκτυο που τους συνδέει είναι αρκετά ισχυρό για να μεταφέρει την ενέργεια από τον έναν κόμβο στον άλλο.

Παρατηρείται πως υπάρχει μείωση της απορριπτόμενης ενέργειας και στις 3 περιοχές ενδιαφέροντος. Στην περιοχή του Rostock (Bentwich) υπάρχει μείωση 84,59% της απορριπτόμενης ενέργειας σε σχέση με το σενάριο 7 η οποία πλέον είναι 3940,9 GWh. Σημαντική μείωση 77,77% επίσης παρατηρείται και στην περιοχή της Κάτω Σαξονίας (Diele) όπου πλέον η απορριπτόμενη ενέργεια είναι 14315,69 GWh για το έτος 2050. Ακόμα μεγαλύτερη ποσοστιαία μείωση 92,74% έχουμε και στη Βόρεια Σκοτία (Kintore) όπου τελικά έχουμε 1087,95 GWh απορριπτόμενης ενέργειας.

Όπως και στο προηγούμενο σενάριο αξία έχει και το οριακό κόστος

Περιοχή	Ποσοστό Μείωσης Οριακού κόστους συγκριτικά με το σενάριο 7 (%)
Eichstetten(GE)	23,22
Meitingen(GE)	18,76
Hoheneck(GE)	21,91
Grafenrheinfeld(GE)	18,82
Paffendorf(GE)	28,52
Poppinghausen(GE)	23,68
Keadby(UK)	5,09
Fradsham(UK)	5,33

Πίνακας 14. Οριακό κόστος για το Σενάριο 10.

Η μείωση του οριακού κόστους στο Σενάριο 10 σε σχέση με το Σενάριο 9 είναι πολύ μικρή, όμως είναι σημαντική ώστε να έχουμε συνολικό κόστος συστήματος μικρότερο.

Οι καθαρές εισαγωγές ενέργειας για κάθε χώρα είναι:

	Σενάριο 7 (GWh)	Σενάριο 9(GWh)	Διαφορά (GWh)
Ηνωμένο Βασίλειο	6084,281	14122,52	-8038,24
Βέλγιο	-3515,48	16548,81	-20064,3
Ολλανδία	8353,822	17324,43	-8970,61
Γερμανία	57247,27	-10531,1	67778,37
Γαλλία	-117962	-95436,2	-22525,8
Ισπανία	10925,82	9418,135	1507,685
Πορτογαλία	3634,887	3634,887	0
Δανία	4170,146	-12025,6	16195,75
Αυστρία	3970,363	4090,921	-120,558
Ιταλία	29957,47	78173,61	-48216,1
Πολωνία	34723,47	9182,627	25540,84

Πίνακας 15. Καθαρές εισαγωγές ενέργειας κάθε χώρας για το Σενάριο 10.

Η μείωση στο συνολικό κόστος λειτουργίας ολόκληρου του Ευρωπαϊκού συστήματος, δηλαδή μείωση της αντικειμενικής συνάρτησης, είναι 3526,535 εκατομμύρια € ή 7,58% ποσοστιαία μείωση σε σχέση με το σενάριο 7.

5.3.5 Σενάριο 10 (2050_DEC_MNTC_TYNDP+)

2050 - Χαμηλών εκπομπών άνθρακα - Μεσαίες τιμές NTC - Μεγαλύτερο ύψος επενδύσεων σε σχέση με το TYNDP

Η μόνη αλλαγή σε αυτό το σενάριο σε σχέση με το προηγούμενο είναι ότι μειώθηκαν οι τιμές των NTC μεταξύ των χωρών από υψηλές σε μεσαίες. Η επίλυση του μοντέλου μας δίνει ακριβώς τα ίδια αποτελέσματα με το προηγούμενο σενάριο.

Οι επενδύσεις που πραγματοποιούνται, όπως και στο προηγούμενο σενάριο, είναι οι εξής:

Γραμμή	Ύψος επένδυσης σε MW
Glentegard(DK)-Bentswich(GE)	1500
Wilster(GE)-Grafenrheinfeld(GE)	941,2441
Bentswich(GE)-Meitingen(GE)	5000
Paffendorf(GE)-Diele(GE)	4000
Poppinghausen(GE)-Diele(GE)	4000
Can Jordi(SP)-Suvereto(IT)	2500
Recarei(PL)-Montearenas(SP)	2000
Keadby(UK)-Kintore(UK)	4000
Eichstetten(GE)-Diele(GE)	4000
Kilmarnock South(UK)-Fradsham(UK)	454.9

Πίνακας 16.. Αποτελέσματα επενδύσεων για το σενάριο 11.

Το οριακό κόστος είναι και αυτό ολόιδιο με του προηγούμενου σεναρίου:

Περιοχή	Ποσοστό Μείωσης Οριακού κόστους συγκριτικά με το σενάριο 7 (%)
Eichstetten(GE)	23,22
Meitingen(GE)	18,76
Hoheneck(GE)	21,91
Grafenrheinfeld(GE)	18,82
Paffendorf(GE)	28,52
Poppinghausen(GE)	23,68
Keadby(UK)	5,09
Fradsham(UK)	5,33

Πίνακας 17. Οριακό κόστος για το Σενάριο 11.

Οι καθαρές εισαγωγές ενέργειας παραμένουν, και αυτές, αμετάβλητες και για κάθε χώρα είναι:

	Σενάριο 7 (GWh)	Σενάριο 10 (GWh)	Διαφορά (GWh)
Ηνωμένο Βασίλειο	6084,281	14122,52	-8038,24
Βέλγιο	-3515,48	16548,81	-20064,3

Ολλανδία	8353,822	17324,43	-8970,61
Γερμανία	57247,27	-10531,1	67778,37
Γαλλία	-117962	-95436,2	-22525,8
Ισπανία	10925,82	9418,135	1507,685
Πορτογαλία	3634,887	3634,887	0
Δανία	4170,146	-12025,6	16195,75
Αυστρία	3970,363	4090,921	-120,558
Ιταλία	29957,47	78173,61	-48216,1
Πολωνία	34723,47	9182,627	25540,84

Πίνακας 18. Καθαρές εισαγωγές ενέργειας κάθε χώρας για το Σενάριο 11.

Τέλος, δεδομένου ότι δεν παρατηρείται καμία διαφοροποίηση στη λύση του μοντέλου σε σχέση με το προηγούμενο σενάριο το συνολικό κόστος παραμένει ακριβώς το ίδιο, δηλαδή μειώνεται σε σχέση με το σενάριο 7 κατά 3526,535 εκατομμύρια € ή 7,55%.

Το συμπέρασμα που εξάγεται από αυτό το σενάριο είναι πως μείωση των NTC από το High επίπεδο στο Medium δεν έχει καμία απολύτως επίδραση σε ολόκληρο το Ευρωπαϊκό ηλεκτρικό σύστημα.

5.3.6 Σενάριο 11 (2050_DEC_LNTC_TYNDP+)

2050 - Χαμηλών εκπομπών άνθρακα – Χαμηλές τιμές NTC- Μεγαλύτερο ύψος επενδύσεων σε σχέση με το TYNDP

Στο σενάριο αυτό μειώνονται ακόμα περισσότερο οι τιμές των NTC μεταξύ των χωρών και ορίζονται να έχουν ύψος ίσο με αυτό του 2015. Η επίλυση του μοντέλου δίνει τα εξής αποτελέσματα:

Γραμμή	Ύψος επένδυσης σε MW
Glentegard(DK)-Bentswich(GE)	1500
Wilster(GE)-Grafenrheinfeld(GE)	2000
Bentswich(GE)-Meitingen(GE)	5000
Paffendorf(GE)-Diele(GE)	4000
Poppinghausen(GE)-Diele(GE)	4000
Can Jordi(SP)-Suvereto(IT)	2500
Recarei(PL)-Montearenas(SP)	530
Keadby(UK)-Kintore(UK)	4000
Eichstetten(GE)-Diele(GE)	4000
Kilmarnock South(UK)-Fradsham(UK)	200
Lienz(AU)-Camin(IT)	720

Πίνακας 19. Αποτελέσματα επενδύσεων για το σενάριο 12.

Παρατηρείται συνολική μείωση στην απόρριψη ενέργειας από ΑΠΕ 88162,16 GWh ή 65,06% σε σχέση με το σενάριο 7. Η βασική διαφορά στα αποτελέσματα του μοντέλου σε σχέση με τα δύο προηγούμενα σενάρια είναι πως στην πραγματοποίηση της

επένδυσης στη γραμμή Wilster-Grafenrheinfeld εξαντλείται το όριο των MW που έχουμε θέσει ενώ στα δύο προηγούμενα σενάρια δεν εξαντλούταν.

Παρατηρώντας τις καθαρές εισαγωγές ενέργειας κάθε χώρας

	Σενάριο 10 (GWh)	Σενάριο 11 (GWh)	Διαφορά (GWh)
Ηνωμένο Βασίλειο	14122,52	20954,6	-6832,08
Βέλγιο	16548,81	15791,36	757,45
Ολλανδία	17324,43	15444,3	1880,13
Γερμανία	-10531,1	-16415,5	5884,4
Γαλλία	-95436,2	-89787,4	-5648,8
Ισπανία	9418,135	8827,734	590,401
Πορτογαλία	3634,887	3634,887	0
Δανία	-12025,6	-10502,3	-1523,3
Αυστρία	4090,921	4002,061	88,86
Ιταλία	78173,61	72356,29	5817,32
Πολωνία	9182,627	10791,67	-1609,04

Πίνακας 20. Καθαρές εισαγωγές ενέργειας κάθε χώρας για το Σενάριο 12.

Είναι εμφανές ότι υπάρχει σημαντική μείωση 5649 GWh στις εξαγωγές της Γαλλίας και αυτή την ποσότητα καλείται να την καλύψει η Γερμανία με σχεδόν ισόποση αύξηση στις δικές της εξαγωγές.

Η μείωση στο συνολικό κόστος λειτουργίας ολόκληρου του Ευρωπαϊκού συστήματος, δηλαδή μείωση της αντικειμενικής συνάρτησης, είναι 3315,066 εκατομμύρια € ή 7,12% ποσοστιαία μείωση σε σχέση με το σενάριο 7.

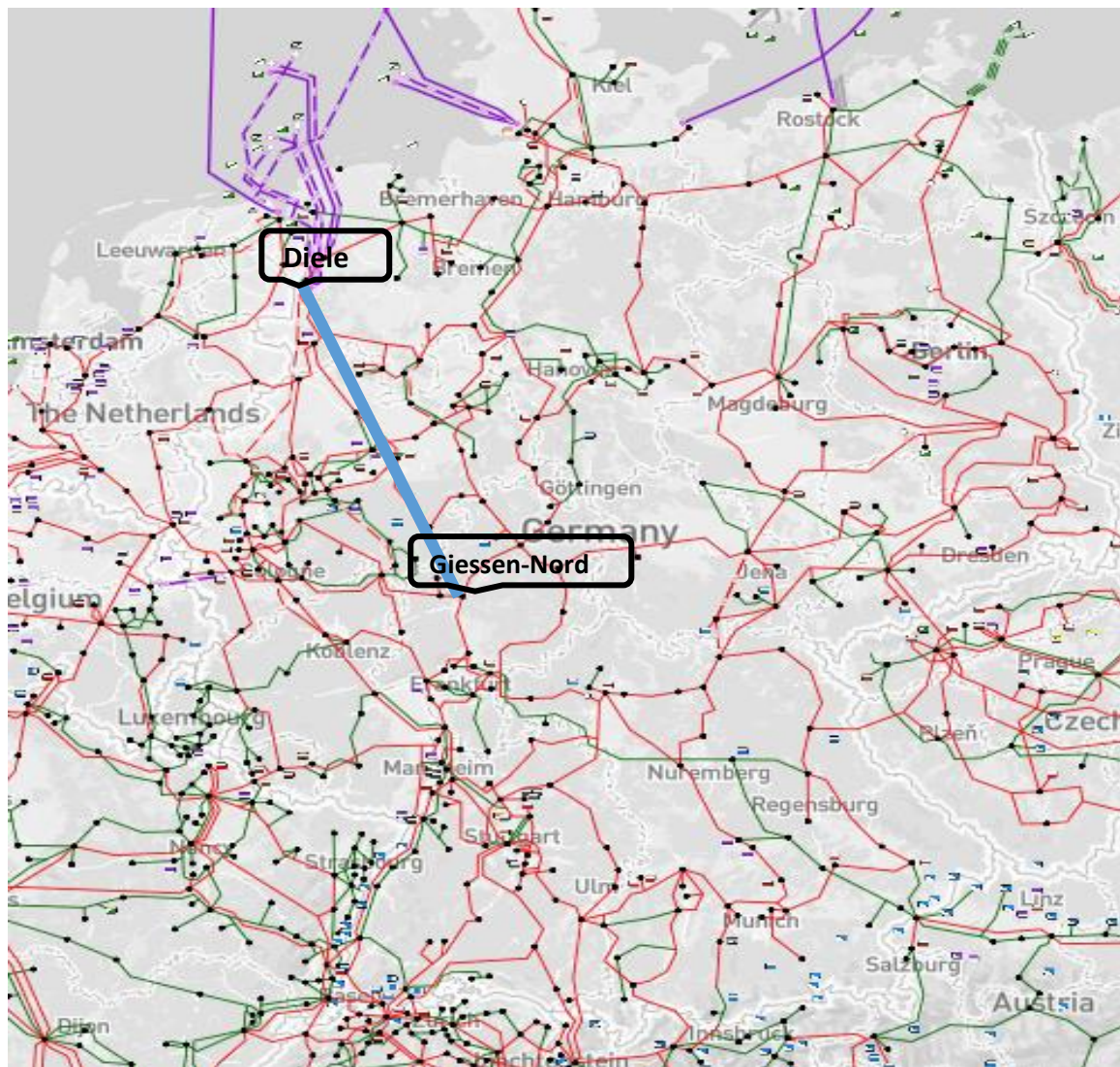
Το συμπέρασμα που εξάγεται από αυτό το σενάριο είναι πως η παραμονή των NTC στα επίπεδα που βρίσκονται σήμερα θα δημιουργήσει μεγαλύτερη ανάγκη για επενδύσεις στο μέλλον, δεν θα προσφέρει καλύτερη ενσωμάτωση των ΑΠΕ σε ολόκληρο το Ευρωπαϊκό σύστημα και τελικά θα αυξήσει το συνολικό κόστος λειτουργίας. Βέβαια το να διατηρηθούν οι τιμές των NTC ίδιες με το έτος 2015 είναι σχεδόν απίθανο και εξετάζεται σαν μια ακραία περίπτωση.

5.3.7 Σενάριο 12 (2050_DEC_HNTC_TYNDP+)

2050 - Χαμηλών εκπομπών άνθρακα – Υψηλές τιμές NTC - Επενδύσεις επιπλέον αυτών που αναφέρονται στο TYNDP

Παρατηρώντας όλα τα προηγούμενα σενάρια είναι εμφανές ότι με τις ήδη υπάρχουσες υποψήφιες επενδύσεις δεν είναι δυνατό να γίνει πλήρης ενσωμάτωση της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ. Η περιοχή με την μεγαλύτερη απόρριψη ενέργειας είναι η περιοχή της Κάτω Σαξονίας, στη βορειοδυτική Γερμανία (Diele). Μελετώντας τα οριακά κόστη για όλες τις περιοχές της Γερμανίας εντοπίστηκε πως η περιοχή του Giessen-Nord (περιοχή βόρεια της Φρανκφούρτης) έχει υψηλό οριακό κόστος και αρκετά μεγάλη ζήτηση. Αυτά τα χαρακτηριστικά την καθιστούν αρκετά καλή περιοχή για να διοχετευτεί η απορριπτόμενη ενέργεια.

Σε αυτό το σενάριο προτείνεται μια νέα υποψήφια γραμμή για επένδυση, η Diele-Giessen-Nord, με ανώτατο όριο τα 4000 MW, για να μελετηθεί η περαιτέρω ενσωμάτωση της αποριπτόμενης ενέργειας στην Κάτω Σαξονία. Αυτή η γραμμή σε συνδυασμό με όλες τις προαναφερθείσες, στο προηγούμενο σενάριο, γραμμές αποτελούν τις υποψήφιες γραμμές για επενδύσεις σε αυτό το σενάριο. Ουσιαστικά αυτό το σενάριο είναι παρόμοιο με το σενάριο 10, με την μόνη διαφορά να είναι η προσθήκη της καινούρια υποψήφιας γραμμής για επένδυση.



Εικόνα 19.Γραμμή Diele-Giessen Nord.

Γραμμή	Ύψος επένδυσης σε MW
Glentegard(DK)-Bentswich(GE)	120
Wilster(GE)-Grafenrheinfeld(GE)	450
Bentswich(GE)-Meitingen(GE)	5000
Paffendorf(GE)-Diele(GE)	4000
Poppinghausen(GE)-Diele(GE)	4000
Can Jordi(SP)-Suvereto(IT)	2790

Recarei(PL)-Montearenas(SP)	1110
Rio Maior(PL)-Guillena(SP)	2000
Keadby(UK)-Kintore(UK)	4000
Eichstetten(GE)-Diele(GE)	4000
Kilmarnock South(UK)-Fradsham(UK)	415
Giessen-Nord(GE)-Diele(GE)	4000

Πίνακας 21. Αποτελέσματα επενδύσεων για το σενάριο 13.

Το μοντέλο εκμεταλλεύεται πλήρως την νέα υποψήφια γραμμή για επένδυση, αποφασίζοντας 4000MW επένδυση για την συγκεκριμένη γραμμή.

Η συνολική απορριπτόμενη ενέργεια σε ολόκληρο το Ευρωπαϊκό σύστημα μειώνεται κατά 94046,96 GWh ή 69,40% σε σχέση με το σενάριο 7 και είναι πλέον 41463,59 GWh.

Η απορριπτόμενη ενέργεια στην περιοχή της Κάτω Σαξονίας (Diele) μειώνεται κατά 83,51% σε σχέση με το σενάριο 7 και είναι πλέον 10621,51 GWh. Η μείωση που παρατηρείται στα MW που επενδύονται στις γραμμές Wilster-Grafenrheinfeld και Glentegard-Bentswich έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της απορριπτόμενης ενέργειας στην περιοχή του Rostock (Bentswich,)

Το οριακό κόστος για τις περιοχές ενδιαφέροντος σε αυτό το σενάριο είναι:

Περιοχή	Ποσοστό Μείωσης Οριακού κόστους συγκριτικά με το σενάριο 7 (%)
Eichstetten(GE)	23,22
Meitingen(GE)	19,46
Hoheneck(GE)	21,91
Grafenrheinfeld(GE)	19,50
Paffendorf(GE)	27,93
Poppinghausen(GE)	23,68
Keadby(UK)	5,09
Fradsham(UK)	4,44
Giessen-Nord(GE)	25,87

Πίνακας 22. Οριακό κόστος για το Σενάριο 13.

Η επιπλέον επένδυση, που πραγματοποιήθηκε σε αυτό το σενάριο, Giessen-Nord-Diele έχει σαν αποτέλεσμα την μείωση της οριακής τιμής στο Giessen-Nord κατά 25,87%.

Οι καθαρές εισαγωγές ενέργειας δεν επηρεάζονται από την νέα γραμμή και παραμένουν σχεδόν αμετάβλητες σε σχέση με το σενάριο 10.

	Σενάριο 12 (GWh)	Σενάριο 10 (GWh)	Διαφορά (GWh)
Ηνωμένο Βασίλειο	15694,97	14122,52	1572,45
Βέλγιο	16199,63	16548,81	-349,18
Ολλανδία	17028,95	17324,43	-295,48
Γερμανία	-10597,7	-10531,1	-66,6
Γαλλία	-93802,2	-95436,2	1634

Ισπανία	6557,418	9418,135	-2860,72
Πορτογαλία	3634,887	3634,887	0
Δανία	-9033,29	-12025,6	2992,31
Αυστρία	4091,002	4090,921	0,081
Ιταλία	74019,32	78173,61	-4154,29
Πολωνία	10987,85	9182,627	1805,223

Πίνακας 23. Καθαρές εισαγωγές ενέργειας κάθε χώρας για το Σενάριο 13.

Η μείωση στο συνολικό κόστος λειτουργίας ολόκληρου του Ευρωπαϊκού συστήματος, δηλαδή μείωση της αντικειμενικής συνάρτησης, είναι 3546,94 εκατομμύρια € ή 7,62% ποσοστιαία μείωση σε σχέση με το σενάριο 7.

5.3.8 Σενάριο 13 (2050_REF_HNTC_TYNDP+)

2050 - Σενάριο αναφοράς - Υψηλές τιμές NTC - Επενδύσεις επιπλέον αυτών που αναφέρονται στο TYNDP

Σε αυτό το σενάριο προσομοιώσαμε το Ευρωπαϊκό δίκτυο μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας δίνοντας ως είσοδο στο μοντέλο ένα σενάριο μικρότερη διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Στο μοντέλο δόθηκε η δυνατότητα για ενδογενείς επενδύσεις με υποψήφιες γραμμές να είναι αυτές που εντάσσονται στην κατηγορία πέραν του TYNDP.

Τα αποτελέσματα που προέκυψαν είναι τα εξής:

Γραμμή	Ύψος επένδυσης σε MW
Glentegard(DK)-Bentswich(GE)	1500
Bentswich(GE)-Meitingen(GE)	2000
Le Marquis(FR)-Guenes(SP)	2500
Montearenas(SP)-Exeter(UK)	100
Recarei(PL)-Montearenas(SP)	1650
Keadby(UK)-Kintore(UK)	3500

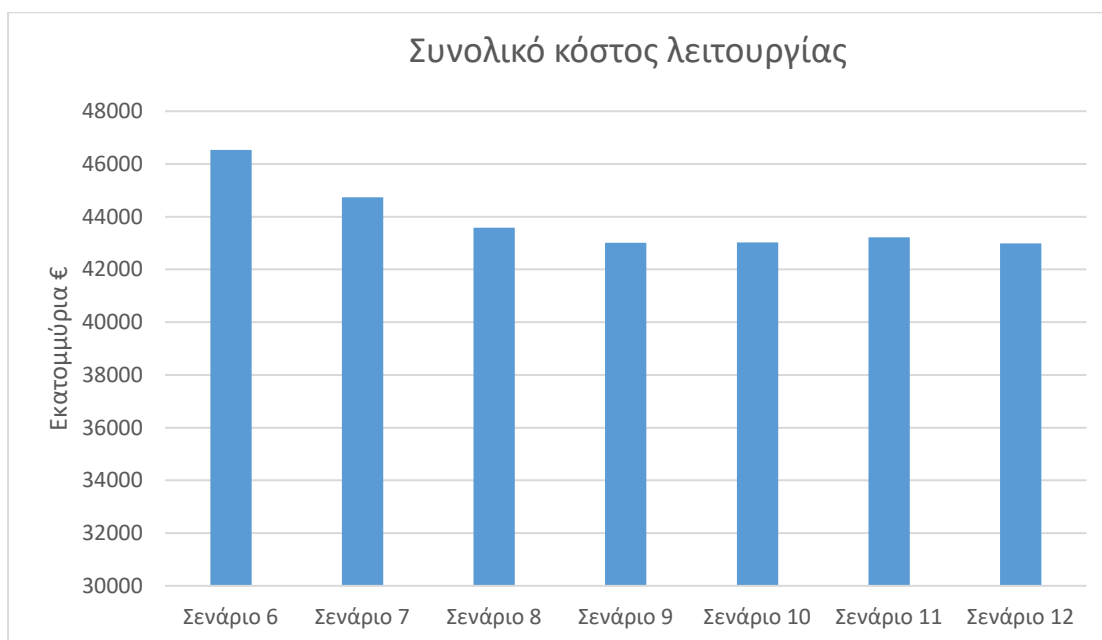
Πίνακας 24. Αποτελέσματα επενδύσεων για το σενάριο 14.

Παρατηρείται σημαντική μείωση στις επενδύσεις που απαιτούνται στο δίκτυο. Αυτό ήταν αναμενόμενο λόγω της μικρότερης διείσδυσης ΑΠΕ, γιατί η αποκεντρωμένη φύση τους είναι αυτή που δημιουργεί την ανάγκη για επενδύσεις. Επιπλέον παρατηρείται ότι η συνολική απορριπτόμενη ενέργεια σε ολόκληρο το Ευρωπαϊκό σύστημα είναι 7536,341 GWh ή 0,43% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ. Από αυτές οι 4500 GWh απορρίπτονται στην Ισπανία και πιο συγκεκριμένα στις περιοχές Litoral de Almeria και CN Almaraz. Οι υπόλοιπες GWh είναι μικρές απορρίψεις που υπάρχουν σε διάφορες περιοχές τις Ευρώπης.

5.3.9 Συμπεράσματα για το 2050

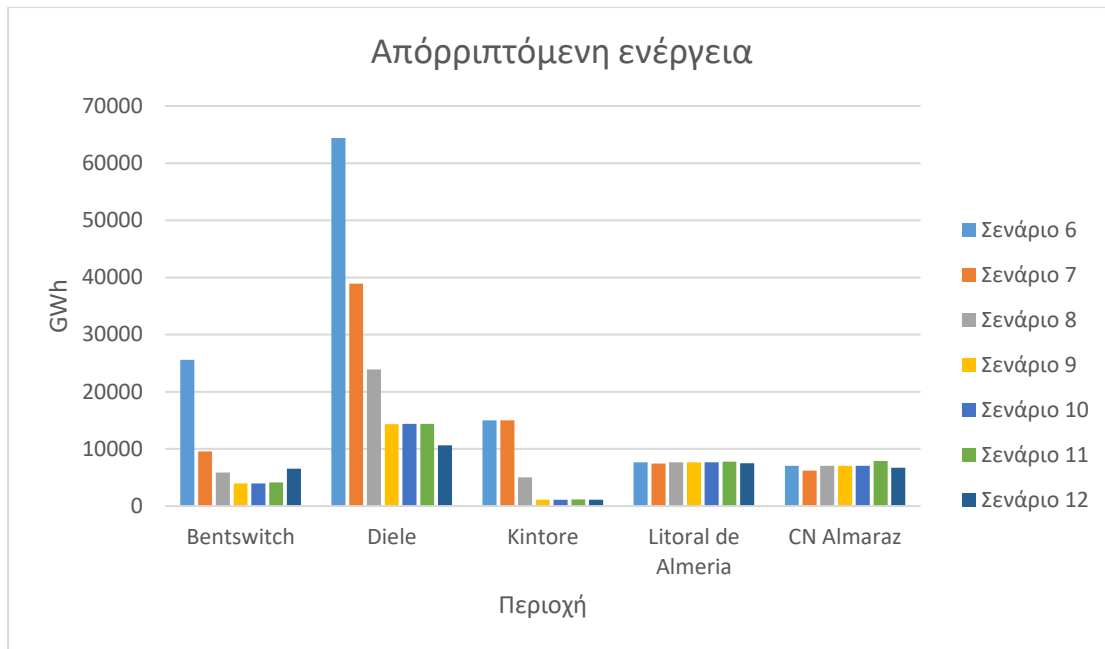
Οι μελλοντικές επενδύσεις σε DC γραμμές για την μεταφορά αυτής της ενέργειας από τις απομακρυσμένες περιοχές, όπου θα παράγεται, στα μεγάλα καταναλωτικά κέντρα είναι κρίσιμες για την εύρυθμη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος. Πολύ σημαντικές γραμμές είναι αυτές που επιτρέπουν την ενσωμάτωση της ενέργειας στο Βόρειο τμήμα της Γερμανίας και την μεταφορά της στα μεγάλα καταναλωτικά κέντρα της κεντρικής και νότιας Γερμανίας. Πιο συγκεκριμένα οι γραμμές Bentswitch-

Meitingen, Wilster-Grafenrheinfeld και αυτές που ξεκινούν από την περιοχή της Κάτω Σαξονίας (Diele) Paffendorf-Diele, Poppinghausen-Diele, Eichstetten-Diele εντοπίζονται στα αποτελέσματα όλων των σεναρίων και θα πρέπει να θεωρηθούν απαραίτητες για την ενσωμάτωση της ενέργειας από ΑΠΕ. Αυτές έχουν σαν αποτέλεσμα την σημαντική μείωση του οριακού κόστους στις περιοχές που καταλήγουν και κατ' επέκταση του συνολικού κόστους ολόκληρου του συστήματος. Μια εξίσου σημαντική DC σύνδεση είναι αυτή της Βόρειας Σκωτίας με το κεντρικό τμήμα του Ηνωμένου Βασιλείου. Η σύνδεση αυτή, Keadby-Kintore, εντοπίζεται στα αποτελέσματα όλων των σεναρίων που είναι δυνατό να πραγματοποιηθεί και δίνει την δυνατότητα μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, που υπό άλλες συνθήκες δεν θα καθίσταται δυνατό να ενσωματωθεί, και κατανάλωσης της στα αστικά κέντρα του κεντρικού και νότιου Ηνωμένου Βασιλείου. Αυτή η σύνδεση δεν προκαλεί τόσο μεγάλη μείωση οριακού κόστους στην περιοχή που καταλήγει όσο παρατηρείται στις περιοχές της Γερμανίας. Παρόλα αυτά οδηγεί σε μείωση του συνολικού κόστους λειτουργίας του συστήματος και στην μείωση της απορριπτόμενης ενέργειας.



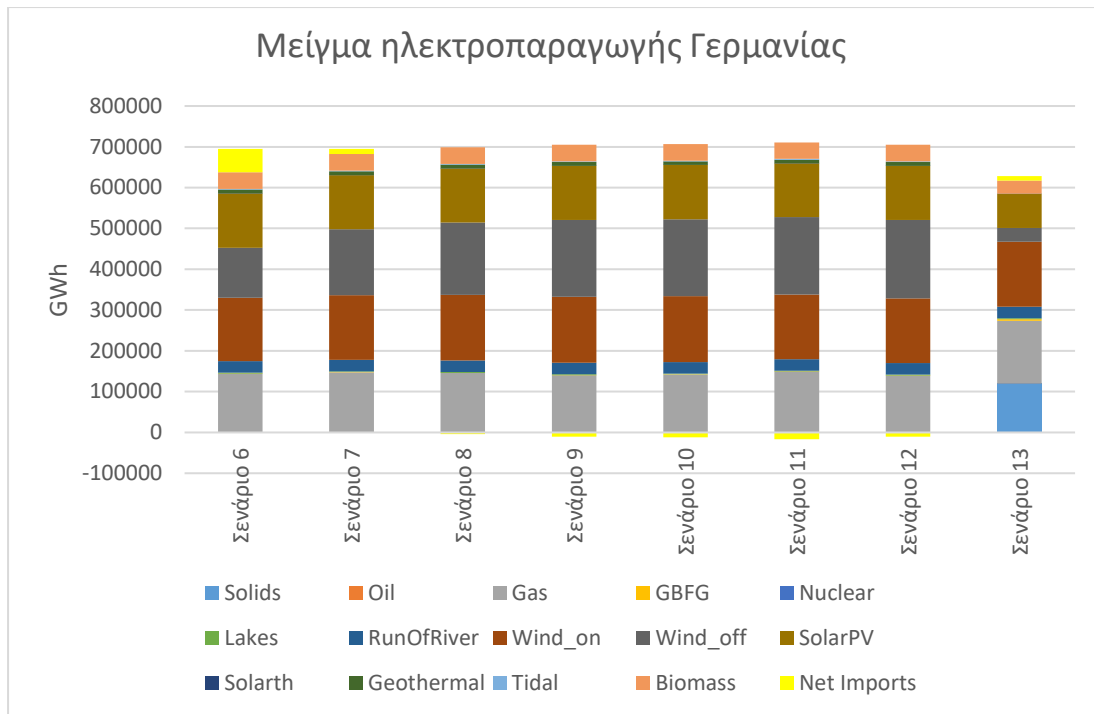
Εικόνα 20. Συνολικό κόστος λειτουργίας του Ευρωπαϊκού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

Το συνολικό κόστος λειτουργίας του Ευρωπαϊκού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας ελαχιστοποιείται στο σενάριο 13 όπου επιτυγχάνεται η μεγαλύτερη ενσωμάτωση της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ συγκριτικά με τα υπόλοιπα σενάρια.



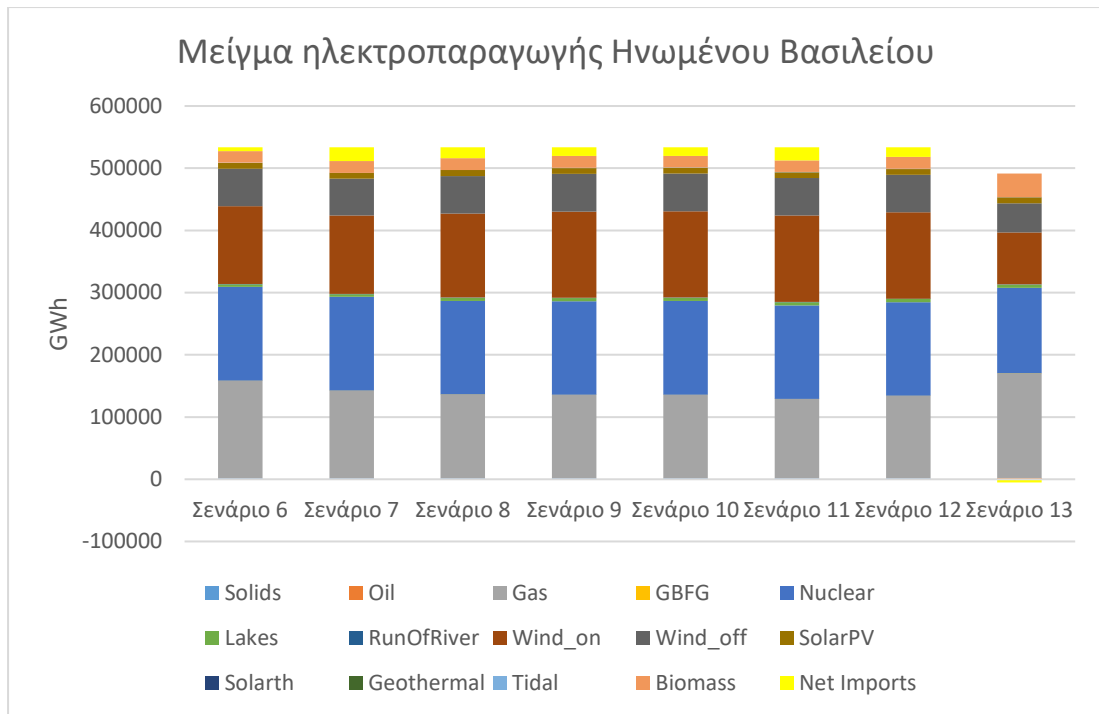
Εικόνα 21..Απορριπτόμενη ενέργεια στις κρίσιμες περιοχές.

Η Ισπανία και η Ιταλία δεν μελετήθηκαν στο βαθμό που μελετήθηκαν η Γερμανία και το Ηνωμένο Βασίλειο, όμως παρατηρείται στα αποτελέσματα όλων των σεναρίων η ανάγκη σύνδεσης μεταξύ τους μέσω της γραμμής Can Jardi(SP2)-Suvereto(IT7) η οποία δίνει στην Ιταλία την δυνατότητα εισαγωγής ενέργειας από την Ισπανία. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα την οικονομικότερη επίλυση του μοντέλου. Παρόλο που στην Ισπανία παρατηρείται αρκετή απορριπτόμενη ενέργεια, η γραμμή Can Jardi(SP2)-Suvereto(IT7) δεν συμβάλει στην μείωση της. Για τη μείωση αυτής της ενέργειας απαιτείται η ενδυνάμωση του AC δικτύου στο εσωτερικό της Ισπανίας.



Εικόνα 22..Μείγμα ηλεκτροπαραγωγής Γερμανίας για όλα τα σενάρια.

Η αναλυτική πληροφορία για το μείγμα ηλεκτροπαραγωγής της Γερμανίας δίνεται στην εικόνα 24. Παρατηρούμε πως στο σενάριο 14, όπου έχουμε μικρότερη διείσδυση ΑΠΕ στο Ευρωπαϊκό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, μεγάλο μέρος της ζήτησης στη Γερμανία καλύπτεται από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από στερεά καύσιμα, ενώ στα υπόλοιπα σενάρια που υπάρχει μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ δεν χρησιμοποιούνται αυτοί οι σταθμοί παραγωγής. Στο σενάριο 7, όπου δεν δίνεται η δυνατότητα για επενδύσεις, και υπάρχει μεγάλη ποσότητα απορριπτόμενης ενέργειας, για να καλυφθεί η ζήτηση η Γερμανία αναγκάζεται να εισάγει ηλεκτρική ενέργεια. Αντιθέτως στα υπόλοιπα σενάρια όπου επιτυγχάνεται μεγαλύτερη ενσωμάτωση της ενέργειας από ΑΠΕ με την βοήθεια των επενδύσεων, όχι απλά μειώνεται η ανάγκη για εισαγωγές αλλά σε μερικά σενάρια η Γερμανία γίνεται εξαγωγική. Επιπλέον όσο αυξάνεται το ποσοστό ενσωμάτωσης ενέργειας από ΑΠΕ τόσο αυξάνεται και το ποσοστό συμμετοχής της ενέργειας που παράγεται από υπεράκτιους σταθμούς παραγωγής, αφού ουσιαστικά αυτοί είναι οι σταθμοί που δεν μπορούν να ενσωματωθούν χωρίς την πραγματοποίηση επενδύσεων στη Βόρεια Γερμανία.

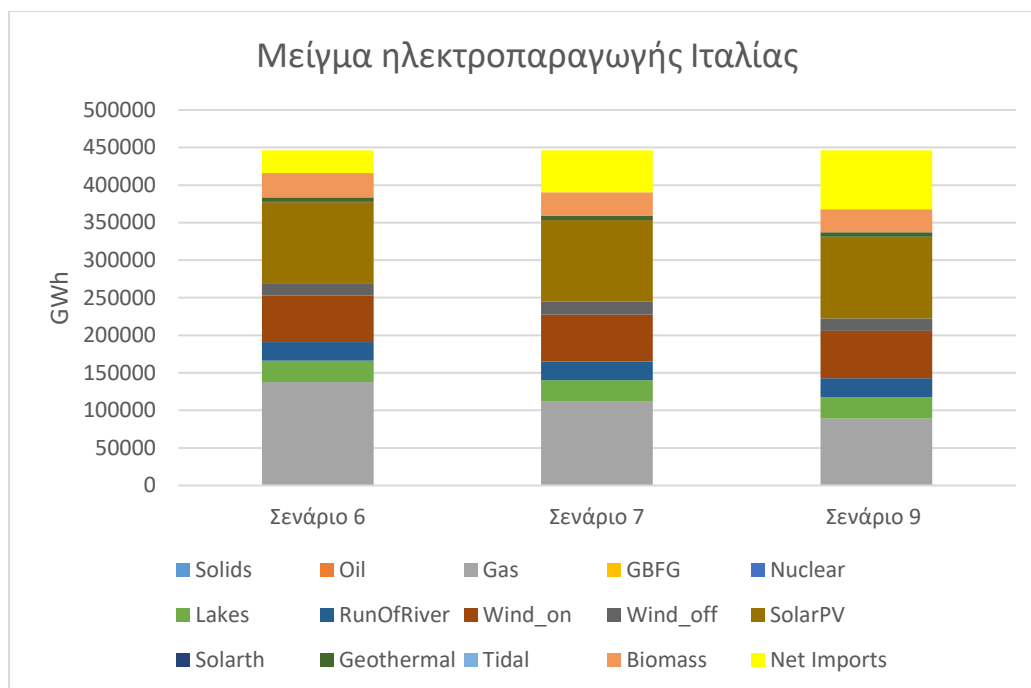


Εικόνα 23.Μείγμα Ηλεκτροπαραγωγής Ηνωμένου Βασιλείου για όλα τα σενάρια.

Όσον αφορά τον μείγμα ηλεκτροπαραγωγής στο Ηνωμένο Βασίλειο, όπως φαίνεται στην εικόνα 25, δεν υπάρχουν τόσο μεγάλες διαφορές, όμοιες με τις οποίες παρατηρήθηκαν στη Γερμανία. Με την πραγματοποίηση των επενδύσεων στο Ηνωμένο Βασίλειο παρατηρείται μικρή αύξηση στην συμμετοχή στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής για τους επάκτιους αιολικούς σταθμούς (wind on) και μικρή μείωση για τους σταθμούς φυσικού αερίου.

Επιπλέον παρατηρώντας τις ροές ενέργειας σε όλη την Ευρώπη για τα σενάρια 6, 7, 9(σε αυτά παρατηρούνται σημαντικές διαφορές μεταξύ τους) εξάγονται κάποια συμπεράσματα, και το σημαντικότερο από όλα είναι πως με την πραγματοποίηση των επενδύσεων στο εσωτερικό της Γερμανίας και την μετατροπή της από εισαγωγική σε εξαγωγική χώρα αλλάζουν σημαντικά οι περισσότερες διασυνοριακές ροές ενέργειας στην Ευρώπη. Πιο συγκεκριμένα για την Ιταλία παρατηρείται το εξής:

Με την πραγματοποίηση των επενδύσεων στο σενάριο 7 παρατηρείται αύξηση των εισαγωγών της Ιταλίας η οποία οφείλεται μερικώς στην πραγματοποίηση επένδυσης μεταξύ της Ιταλίας-Ισπανίας, από την οποία η Ιταλία καταφέρει να κάνει καθαρές εισαγωγές ενέργειας της τάξεως των 5000 GWh. Το υπόλοιπο και μεγαλύτερο μέρος όμως της αύξησης των εισαγωγών ενέργειας της Ιταλίας καλύπτεται από εισαγωγές ενέργειας από την Ελβετία, η οποία έχει εισάγει ισόποση ενέργεια από την Γερμανία. Συνεπώς παρατηρείται πως η ενέργεια από την Γερμανία καταλήγει στην Ιταλία. Το ίδιο παρατηρείται και στο σενάριο 9 όπου η περαιτέρω ενσωμάτωση απορριπτόμενης ενέργειας στην Γερμανία οδηγεί σε μεγαλύτερη ροή ενέργειας από την Γερμανία στην Ιταλία μέσω της Ελβετίας. Η αύξηση εισαγωγών της Ιταλίας προκαλεί μεταβολές στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής της όπως φαίνεται στην Εικόνα 24. Ουσιαστικά η αύξηση εισαγωγών προκαλεί ισόποση μείωση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο.



Εικόνα 24.Μείγμα ηλεκτροπαραγωγής Ιταλίας για τα σενάρια 6, 7, 9.

Σημαντικές παρατηρήσεις για τις ροές ενέργειας γίνονται και στο Ηνωμένο Βασίλειο. Παρατηρώντας τον Πίνακα 9 εντοπίζεται μια αύξηση στις εισαγωγές του Ηνωμένου Βασιλείου κατά 16046,3 GWh μεταξύ των σεναρίων 6 και 7. Αυτή οφείλεται στο ότι με την πραγματοποίηση των επενδύσεων στο εσωτερικό της Γερμανίας μειώνονται οι εισαγωγές ενέργειας της Γερμανίας από την Γαλλία και συνεπώς αυτή η ποσότητα ενέργειας γίνεται διαθέσιμη και την εκμεταλλεύεται το Ηνωμένο Βασίλειο εισάγοντάς την. Αυτή η αύξηση των εισαγωγών οδηγεί σε ισόποση μείωση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο στο Ηνωμένο Βασίλειο, όπως φαίνεται και στην εικόνα 23. Στο σενάριο 9 με την πραγματοποίηση των επενδύσεων στο εσωτερικό του Ηνωμένου Βασιλείου και την ενσωμάτωση της ενέργειας από την Βόρεια Σκωτία παρατηρείται μείωση των καθαρών εισαγωγών ενέργειας για το Ηνωμένο Βασίλειο κατά 8000 GWh. Η μείωση των καθαρών εισαγωγών ενέργειας για το Ηνωμένο Βασίλειο δεν οφείλεται στην μείωση των εισαγωγών του από την Γαλλία, οι οποίες μένουν ίδιες σε σχέση με το σενάριο 7. Η διαφορά οφείλεται στην ανάλογη αύξηση εξαγωγών προς την Ολλανδία και το Βέλγιο. Τέλος προκαλείται και μια πολύ μικρή μείωση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο όπως φαίνεται στην εικόνα 23.

Είναι πολύ σημαντικό να αναφερθεί πως με την πραγματοποίηση των επενδύσεων δεν επηρεάζονται μόνο οι κόμβοι στους οποίους καταλήγει η επένδυση, αλλά και οι γειτονικοί αυτών. Στα περισσότερα σενάρια παρατηρήθηκε πως προκαλείται συμφόρηση στο AC δίκτυο γύρω από τις περιοχές που καταλήγουν οι DC επενδύσεις. Όπως είναι λογικό όλη αυτή η ενέργεια που μεταφέρεται με τις DC γραμμές δεν είναι δυνατόν να καταναλωθεί εξ' ολοκλήρου στον κόμβο που καταλήγει, οπότε είναι λογικό να διοχετευθεί και στους γειτονικούς μέσω του AC δικτύου. Το AC δίκτυο όμως δεν είναι τόσο ισχυρό ώστε να μπορεί να μεταφέρει αυτή την ενέργεια και προκαλείται

συμφόρηση. Σε αρκετές περιπτώσεις αυτή η συμφόρηση είναι που δεν επιτρέπει περαιτέρω ενσωμάτωση ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ. Συνεπώς η πλήρης ενσωμάτωση της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ δεν είναι δυνατόν να επιτευχθεί μόνο με την δημιουργία νέων DC γραμμών αλλά είναι εξίσου σημαντική και η ενίσχυση του ήδη υπάρχοντος AC δικτύου.

Τέλος όπως αποδεικνύεται από τα αποτελέσματα του σεναρίου 12, όπου γίνεται μελέτη για μια νέα επένδυση σε γραμμή DC, οι ήδη αποφασισμένες ή υπό-μελέτη γραμμές DC πιθανότατα δεν είναι αρκετές για την πλήρη ενσωμάτωση της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ.

Κεφάλαιο 6. Επίλογος

6.1 Σύνοψη της εργασίας

Στα πλαίσια της παρούσας Διπλωματικής εργασίας έγινε η προσομοίωση του Ευρωπαϊκού συστήματος παραγωγής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας για την μελέτη μελλοντικών επενδύσεων σε γραμμές DC, θεωρώντας ότι το ηλεκτρικό σύστημα έχει εξελιχθεί ούτως ώστε η διείσδυση των ΑΠΕ μελλοντικά να είναι πολύ υψηλή. Για να επιτευχθεί αυτό δημιουργήθηκε καταρχήν λεπτομερής αποτύπωση του δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, βασιζόμενη κυρίως στον χάρτη δικτύου που παρέχεται από τον ENTSO-E. Το λεπτομερές δίκτυο περιλαμβάνει συνολικά 216 κόμβους, και παρέχει την δυνατότητα προσομοίωσης της μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνοντας υπόψη τις αδυναμίες του δικτύου εσωτερικά των χωρών. Στο δίκτυο που δημιουργήθηκε ενσωματώθηκαν και μελλοντικές επενδύσεις σε γραμμές μεταφοράς που δεν έχουν ολοκληρωθεί ακόμη, αλλά προβλέπεται να έχουν ολοκληρωθεί την χρονιά των προσομοιώσεων, με βάση το TYNDP.

Παράλληλα με την αποτύπωση του δικτύου έγινε πλήρης καταγραφή των μονάδων παραγωγής κάθε χώρας ούτως ώστε να αντιστοιχηθούν με ακρίβεια στους κόμβους του λεπτομερούς δικτύου. Επιπλέον, με χρήση στατιστικών στοιχείων κυρίως από την βάση δεδομένων EUROSTAT έγινε κατανομή της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε κόμβο. Προκειμένου να είναι δυνατή η προσομοίωση της παραγωγής ενέργειας και σε μελλοντικό χρόνο, έγινε κατανομή στους κόμβους των επενδύσεων σε μονάδες παραγωγής όπως αυτές προβλέπεται να εξελιχθούν με βάση σενάρια που έχουν αναπτυχθεί για την Ευρωπαϊκή Επιτροπή με το μοντέλο Primes. Συγκεκριμένα, ελήφθησαν υπόψη τα σενάρια της Ευρωπαϊκής Επιτροπής Reference 2016 και EUCO27, με το δεύτερο να είναι ένα σενάριο εξέλιξης του ενεργειακού συστήματος ούτως ώστε να επιτυγχάνονται πολύ υψηλές μειώσεις εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.

Αφού ολοκληρώθηκε η διαδικασία αποτύπωσης του δικτύου και κατανομής των μονάδων παραγωγής ενέργειας και ζήτησης, τόσο για το παρόν όσο και για το μέλλον, το νέο δίκτυο ενσωματώθηκε στο μοντέλο Primes, ένα εργαλείο που προσομοιώνει σε μεγάλη λεπτομέρεια την λειτουργία του ενεργειακού συστήματος, τόσο σε επίπεδο παραγωγής όσο και κατανάλωσης. Συγκεκριμένα χρησιμοποιήθηκε το κομμάτι του μοντέλου Primes που προσομοιώνει την ηλεκτροπαραγωγή, ενώ η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας θεωρείται δεδομένη. Το μοντέλο Primes επεκτάθηκε ούτως ώστε να αποφασίζει ενδογενώς επενδύσεις σε DC γραμμές μεταφοράς, με δεδομένες τις υποψήφιες επενδύσεις. Το νέο μοντέλο χρησιμοποιήθηκε για να προσομοιώσει την λειτουργία του συστήματος και τις ροές φορτίου για τα έτη 2030 και 2050 και για διάφορα σενάρια που διαφοροποιούνται ως προς τις υποψήφιες γραμμές προς επένδυση, την διείσδυση των ΑΠΕ και το μέγεθος των NTC.

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για το έτος 2030 έδειξαν πως το υπάρχον δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με την προσθήκη των ήδη προγραμματισμένων για κατασκευή γραμμών σύμφωνα με το TYNDP είναι ικανό να ανταπεξέλθει στην υψηλή διείσδυση ΑΠΕ που προβλέπεται για το 2030 και να ενσωματώσει πάνω από το 99% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ. Η μόνη περιοχή που παρατηρήθηκε

σημαντική απόρριψη ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενης από ΑΠΕ ήταν η περιοχή της Βόρειας Σκωτίας. Στα διάφορα σενάρια που μελετήθηκαν παρατηρήθηκε πως θα ήταν οικονομικότερο για το σύστημα η πραγματοποίηση επένδυσης σε DC γραμμή μεταφοράς από την Βόρεια Σκωτία στο μέσο περίπου του Ηνωμένου Βασιλείου και πιο συγκεκριμένα στην περιοχή του Yorkshire. Τέλος για το 2030 παρατηρήθηκε ότι η μεταβολή των NTC δεν έχει ιδιαίτερη σημασία για την οικονομική λειτουργία του συστήματος αν αυξηθούν σε σχέση με τα επίπεδα που έχουν υποτεθεί στα πλαίσια των αναλυθέντων σεναρίων. Αν όμως διατηρηθούν σε μικρό επίπεδο (πχ. στο ίδιο επίπεδο με τις τιμές του 2015) οδηγούν στην εμφάνιση συμφόρησης σε πολλές γραμμές στο εσωτερικό της Γερμανίας.

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για το έτος 2050 έδειξαν πως υπάρχει μεγάλη ανάγκη ενίσχυσης του δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας έτσι ώστε να επιτευχθεί πλήρης ενσωμάτωση της ενέργειας παραγόμενης από ΑΠΕ και οικονομική λειτουργία του συστήματος. Πολύ σημαντικές επενδύσεις σε DC γραμμές μεταφοράς αποδείχθηκε πως είναι αυτές που συνδέουν τη Βόρεια Γερμανία με την κεντρική και Νότια Γερμανία. Πιο συγκεκριμένα οι γραμμές Bentstich-Meitingen, Wilster-Grafenrheinfeld και αυτές που ξεκινούν από την περιοχή της Κάτω Σαξονίας (Diele) Paffendorf-Diele, Poppinghausen-Diele, Eichstetten-Diele έχουν σαν αποτέλεσμα την σημαντική μείωση της απορριπτόμενης ενέργειας στην περιοχή της Βόρειας Γερμανίας. Με την πραγματοποίηση αυτών το επενδύσεων και την ενσωμάτωση της απορριπτόμενης ενέργειας παρατηρείται πως η Γερμανία μειώνει τις καθαρές εισαγωγές ενέργειας και εν τέλει γίνεται εξαγωγική. Με την μείωση των εισαγωγών της Γερμανίας δημιουργείται πλεόνασμα ενέργειας στην Γαλλία, το οποίο εκμεταλλεύεται το Ηνωμένο Βασίλειο και εισάγοντας αυτή την ενέργεια μειώνει το ποσοστό συμμετοχής φυσικού αερίου στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής του. Επιπλέον μέρος της ενέργειας που ενσωματώνεται στη Βόρεια Γερμανία καταλήγει στην Ιταλία διαμέσου της Ελβετίας. Όλα αυτά οδηγούν σε οικονομικότερη λειτουργία του συστήματος.

Εξίσου σημαντική, με το 2030, εμφανίζεται να είναι και για το 2050 η γραμμή DC που συνδέει την Βόρεια Σκωτία με την περιοχή του Yorkshire. Με την περαιτέρω αύξηση της μεταφορικής της ικανότητας επιτυγχάνεται ενσωμάτωση της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στη Βόρεια Σκωτία.

Επιπλέον πολύ σημαντική επένδυση σε γραμμή DC αποδεικνύεται πως είναι αυτή που ενώνει την Ισπανία με την Ιταλία (από την περιοχή της Βαρκελώνης στην περιοχή της Φλωρεντίας αντίστοιχα) η οποία επιτρέπει την ανταλλαγή ενέργειας, και κυρίως την εισαγωγή ενέργειας από την πλευρά της Ιταλίας, μεταξύ των 2 χωρών.

Τέλος παρατηρείται πως στην ακραία περίπτωση που οι τιμές των NTC παραμείνουν ίδιες με αυτές του 2015 δεν επιτυγχάνεται επιθυμητή ενσωμάτωση των ΑΠΕ και αυξάνεται η ανάγκη για επενδύσεις και το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος. Εάν οι τιμές είναι σε Μεσαία ή Υψηλά επίπεδα παρατηρείται πως επιτυγχάνεται μεγαλύτερη ενσωμάτωση της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ και μειώνεται η ανάγκη για επενδύσεις και το συνολικό κόστος λειτουργίας.

6.2 Επεκτάσεις

Δεδομένου ότι με τις επενδύσεις σε γραμμές DC που εξετάστηκαν δεν επετεύχθη πλήρης ενσωμάτωση της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ θα ήταν σημαντικό να γίνει περαιτέρω μελέτη, παρόμοια με αυτή που έγινε στο σενάριο 12 όπου εξετάστηκε μια καινούρια γραμμή ως υποψήφια για επένδυση και παρατηρήθηκε πως μειώνει ακόμη περισσότερο την απορριπτόμενη ενέργεια, ώστε να εντοπισθούν και να εξεταστούν επιπλέον γραμμές DC οι οποίες θα συμβάλλουν στην πλήρη ενσωμάτωση της ενέργειας.

Επίσης ιδιαίτερη σημασία θα είχε η μελέτη πάνω στην αναβάθμιση του υπάρχοντος AC δικτύου, αφού παρατηρήθηκε συμφόρηση σε αρκετές γραμμές. Αυτές οι γραμμές ήταν κυρίως γραμμές που συνέδεαν τερματικούς κόμβους DC επενδύσεων με γειτονικούς κόμβους. Η αναβάθμιση αυτών των γραμμών μπορεί αν οδηγήσει σε μεγαλύτερη μεταφορά ενέργειας πάνω στην DC γραμμή και κατ' επέκταση σε μείωση της απορριπτόμενης ενέργειας.

Επιπλέον θα μπορούσε να γίνει μια περαιτέρω μελέτη για την κατανομή της ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, με περισσότερες λεπτομέρειες ανά κλάδο ζήτησης, βασιζόμενη σε στοιχεία από τις στατιστικές υπηρεσίες κάθε χώρας.

Παρόμοια μελέτη θα μπορούσε να γίνει και για την εκτίμηση της κατανομής των μελλοντικών επενδύσεων σε ΑΠΕ. Μια τέτοια μελέτη θα είχε πολύ μεγάλη σημασία λόγω της σημασίας που έχει η κατανομή των ΑΠΕ για την πραγματοποίηση των επενδύσεων σε γραμμές μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στην παρούσα φάση δεν εντοπίστηκαν επαρκείς πηγές.

Τέλος θα ήταν σημαντικό να γίνει χρήση Ακέραιου προγραμματισμού αντί του Γραμμικού που χρησιμοποιήθηκε σε αυτή την εργασία. Στην διαδικασία επίλυσης της παρούσας διπλωματικής εργασίας έγινε προσπάθεια χρησιμοποίησης Ακέραιου προγραμματισμού, όμως λόγω του χρόνου επίλυσης που απαιτούνταν απορρίφθηκε.

Παράρτημα Α. Κόμβοι του αναλυθέντος δικτύου

Πίνακας 25. Αναλυτικά στοιχεία για όλους τον κόμβους του δικτύου.

Όνομα κόμβου κατά ENTSO-Ε/Διεύθυνση	Κωδική Ονομασία	Χώρα	Περιγραφή τοποθεσίας
Africa	AF1	Αφρική	
Tirana2	AL1	Αλβανία	Αλβανία
Lienz	AU1	Αυστρία	Salzburg
Obersielach	AU2	Αυστρία	Styria
Westtirol	AU3	Αυστρία	Tirol
St Peter	AU4	Αυστρία	UpperAustria
Durnrohr	AU5	Αυστρία	LowerAustria
Burs	AU6	Αυστρία	Vorarlberg
Gramme	BE1	Βέλγιο	Wallone
Mercator	BE2	Βέλγιο	Flanders
Sofia Zapad	BG1	Βουλγαρία	Yugozapadna
Maritsa Iztok 3	BG2	Βουλγαρία	Yugoiztochen
Kozloduv	BG3	Βουλγαρία	Severozapaden
Varna	BG4	Βουλγαρία	Severoiztochen
Mostar	BO1	Βοζνία-Ερζεγοβίνη	
Tuzla	BO2		
Cyprus	CP1	Κύπρος	Cyprus
Hradec Zapad	CZ1	Τσεχία	Praha
Nosovice	CZ2	Τσεχία	StredniMorava
Kocin	CZ3	Τσεχία	Jihozapad
Sokolnice	CZ4	Τσεχία	Severovychod
Tjele	DK1	Δανία	Midtjylland
Landerupgard	DK2	Δανία	Syddanmark
Glentegard	DK3	Δανία	Hovedstaden
Horku	ES1	Εσθονία	West
Balti E.J	ES2	Εσθονία	East
Vanttauskoski	FI1	Φινλανδία	PohjoisSuomiNorth
Pikkarala	FI2	Φινλανδία	PohjoisSuomiSouth
Ulvilla	FI3	Φινλανδία	LansiSuomi
Tammisto	FI4	Φινλανδία	Helsinki
Ylikkala	FI5	Φινλανδία	ItaSuomi
Le Marquis	FR1	Γαλλία	Aquitaine
Terrier	FR10	Γαλλία	HauteNormandie

Όνομα κόμβου κατά ENTSO- E/Διεύθυνση	Κωδική Ονομασία	Χώρα	Περιγραφή τοποθεσίας
Verger	FR11	Γαλλία	Centre
Mions	FR12	Γαλλία	RhoneAlpes
Vielmoulin	FR13	Γαλλία	Bourgogne
Mery /Seine	FR14	Γαλλία	ChampagneArdenneSouth
Le Chesnoy	FR15	Γαλλία	IledeFrance
Les Attaques	FR16	Γαλλία	PicardieNordPasDeCalais
Lonny	FR17	Γαλλία	ChampagneArdenneNorth
Vigy	FR18	Γαλλία	Lorraine
Sierenz	FR19	Γαλλία	Alsace
La Gandiere	FR2	Γαλλία	LanguedocRoussillon
Genissiat	FR20	Γαλλία	FrancheComte
Bastia	FR21	Γαλλία	LasCorse
Tavel	FR3	Γαλλία	ProvenceAlpesCotedAzur
Rueyres	FR4	Γαλλία	MidiPyrenees
Eguzon	FR5	Γαλλία	PoitouCharentes
Distre	FR6	Γαλλία	PaysdeLaLoireEast
Cordemais	FR7	Γαλλία	PaysdeLaLoireWest
La Martyre	FR8	Γαλλία	Bretagne
Flemanville	FR9	Γαλλία	BasseNormandie
Bitola	FY1		
Dubrova	FY2	ΦΥΡΟΜ	
Skopje 4	FY3		
Wilster	GE1	Γερμανία	SchleswigHolstein
Nevenhagen	GE10	Γερμανία	Berlin
Eichstetten	GE11	Γερμανία	Freiburg
Herbertingen	GE12	Γερμανία	TubingenWest
Delmensingen	GE13	Γερμανία	TubingenNorthEast
Leupotz	GE14	Γερμανία	TubingenSouthEast
Meitingen	GE15	Γερμανία	Schwaben
Hoheneck	GE16	Γερμανία	Stuttgart
Raitersaich	GE17	Γερμανία	Mittelfranken
Wurgau	GE18	Γερμανία	Oberfranken
Grafenrheinfeld	GE19	Γερμανία	Unterfranken
Bentswich	GE2	Γερμανία	MecklenburgVorpommern West
Bilbis	GE20	Γερμανία	RheinhausenPfalz
Uchtelfangen	GE21	Γερμανία	Saarland
Niederstedem	GE22	Γερμανία	Trier
Paffendorf	GE23	Γερμανία	Koln
Danersberg	GE24	Γερμανία	Koblenz
Gieben-Nord	GE25	Γερμανία	GiessenDarmstadt
Borken	GE26	Γερμανία	Kassel
Poppinghausen	GE27	Γερμανία	Dusseldorf
Lipborg	GE28	Γερμανία	Arnsberg
Gronau	GE29	Γερμανία	WeserErmSouth

Όνομα κόμβου κατά ENTSO- E/Διεύθυνση	Κωδική Ονομασία	Χώρα	Περιγραφή τοποθεσίας
Lubmin	GE3	Γερμανία	MecklenburgVorpommernEast
Hanekenfahr	GE30	Γερμανία	WeserErmCentre
Diele	GE31	Γερμανία	WeserErmNorth
Sottrum	GE32	Γερμανία	HamburgLuneburg
Landesbergen	GE33	Γερμανία	BremenNorthHanover
Grohnde	GE34	Γερμανία	SouthHannover
Wahle	GE35	Γερμανία	Braunschweig
Wolmirstedt	GE36	Γερμανία	SachsenAnhalt
Bechterdissen	GE37	Γερμανία	Detmold
Schmolln	GE38	Γερμανία	Dresden
Vierraden	GE4	Γερμανία	Brandenburg_North1
Oberbachern	GE5	Γερμανία	Oberbayern
Pleinting	GE6	Γερμανία	Niederbayern
Etzenricht	GE7	Γερμανία	Oberpfalz
Rohrsdorf	GE8	Γερμανία	SachsenThuringia
Janschwalde	GE9	Γερμανία	Brandenburg_South
Larimna	GR1	Ελλάδα	Central
Kardia	GR2	Ελλάδα	NorthWest
Thessalonike	GR3	Ελλάδα	NorthEast
Crete	GR4	Ελλάδα	Crete
Islands	GR5	Ελλάδα	Islands
Megalopoli	GR6	Ελλάδα	Peloponese
Melina	HR1	Κροατία	JadranskaNorth
Tumbri	HR2	Κροατία	KontinentalnaWest
Konjsko	HR3	Κροατία	JadranskaSouth
Ernestinovo	HR4	Κροατία	KontinentalnaEast
Sajoszoged	HU1	Ουγγαρία	NorthEast
Gyor	HU2	Ουγγαρία	NorthWest
God	HU3	Ουγγαρία	NorthCentral
Heviz	HU4	Ουγγαρία	SouthWest
Sandorfalva	HU5	Ουγγαρία	SouthEast
Paks	HU6	Ουγγαρία	SouthCentral
Martonvasar	HU7	Ουγγαρία	Central
Moneypoint	IR1	Ιρλανδία	West
Dunstown	IR2	Ιρλανδία	East
Vilafranca	IT1	Ιταλία	Sicilia
Redipuglia	IT10	Ιταλία	FriuliVeneziaGiulia
Camin	IT11	Ιταλία	Veneto
Rondissone	IT12	Ιταλία	Piemonte
Flero	IT13	Ιταλία	Lombardia
Laino	IT2	Ιταλία	Calabria
Brindisi P	IT3	Ιταλία	Puglia
S.Sofia	IT4	Ιταλία	Lazio
Foggia	IT5	Ιταλία	Molise

Όνομα κόμβου κατά ENTSO- E/Διεύθυνση	Κωδική Ονομασία	Χώρα	Περιγραφή τοποθεσίας
Ittin	IT6	Ιταλία	Sardegna
Snvereto	IT7	Ιταλία	Toscana
Villanova	IT8	Ιταλία	Umbria
Forti Oraziana	IT9	Ιταλία	EmiliaRomagna
Kosovo	KV1	Κόσοβο	
Salaspils	LA1	Λεττονία	Latvia
Ignalinos A.E	LI1	Λιθουανία	NorthEast
Lietuvos A.E	LI2	Λιθουανία	South
Klaipeda	LI3	Λιθουανία	NorthWest
Roost	LX1	Λουξεμβούργο	
Malta	MA1	Μάλτα	
Middle East	ME1	Μέση Ανατολή	
Ribarevina	MJ1	Μαυροβούνιο	
Geertruidenberg	NL1	Ολλανδία	Noordbrabant
Krimpen	NL2	Ολλανδία	Zuidholand
Diemen	NL3	Ολλανδία	Noordholand
Maasbracht	NL4	Ολλανδία	Limburg
Ens	NL5	Ολλανδία	Friesland
Hengelo	NL6	Ολλανδία	Gelderland
Meeden	NL7	Ολλανδία	Groningen
Borsselle	NL8	Ολλανδία	Zeeland
Varangerboth	NO1	Νορβηγία	
Ofoten	NO2		
Rossaga	NO3		
Brattsberg	NO4		
Fardal in Sogn	NO5		
Kristiansand	NO6		
Oslo	NO7		
Slupk Wietbiecino	PD1	Πολωνία	Pomorskie
Krajnik	PD2	Πολωνία	Zachodnio-pomorskie
Oltarzew	PD3	Πολωνία	Mazowieckie
Joachimow	PD4	Πολωνία	Lodzkie
Wielopole	PD5	Πολωνία	Malopolskie
Mikutowa	PD6	Πολωνία	Dolnosklaksie
Krosno Iskrzynia	PD7	Πολωνία	Podkarpackie
Plewiska	PD8	Πολωνία	Wielkopolskie
Rio Maior	PL1	Πορτογαλία	South
Recarei	PL2	Πορτογαλία	North
Islands	PL3	Πορτογαλία	Islands
Portile de Fier 1	RO1	Ρουμανία	MacroregiuneaptruVest

Όνομα κόμβου κατά ENTSO- Ε/Διεύθυνση	Κωδική Ονομασία	Χώρα	Περιγραφή τοποθεσίας
Tanjareni	RO2	Ρουμανία	Macroregiuneatrei
Isaccea	RO3	Ρουμανία	Macroregiuneadoi
Sibiu	RO4	Ρουμανία	MacroregiuneaunuCentru
Rosiori	RO5	Ρουμανία	MacroregiuneaunuMaramures
Arad	RO6	Ρουμανία	MacroregiuneaunuCrisana
Bajina Basta	RS1	Σερβία	
Nis	RS2		
Sremska-Mitrovica	RS3		
Obrenovac	RS4		
Russia	RU1	Ρωσία	
Lemesary	SK1	Σλοβακία	Presov
Velke Kapusany	SK2	Σλοβακία	Kosice
Varin	SK3	Σλοβακία	Zilina
Krizonavy	SK4	Σλοβακία	Bratislava
Levice	SK5	Σλοβακία	Nitra
P.Biskupice	SK6	Σλοβακία	BanskaBystrica
Brestanica	SN1	Σλοβενία	Vzhodna
Divaca	SN2	Σλοβενία	Zahodna
Guenes	SP1	Ισπανία	Cantabria
Morata	SP10	Ισπανία	ComunidaddeMadrid
Guadalquivir Medio	SP11	Ισπανία	AndaluciaCordoba
Can Jordi	SP2	Ισπανία	AragonCataluna
Morvedre	SP3	Ισπανία	ComunidadValenciana
Litoral de Almeria	SP4	Ισπανία	AndaluciaAlmeria
Pinar del Rey	SP5	Ισπανία	AndaluciaMalaga
Guillena	SP6	Ισπανία	AndaluciaSevilla
Montearenas	SP7	Ισπανία	Galicia
Grijota	SP8	Ισπανία	CastillaYLeon
CN Almaraz	SP9	Ισπανία	Extremadura
Ligga	SV1	Σουηδία	Norbotten
Soderasen	SV10	Σουηδία	Skane
Midskog	SV2	Σουηδία	Jamtland
Borgvik	SV3	Σουηδία	Vastragotaland
Hallsberg	SV4	Σουηδία	Orebro
Kimstad	SV5	Σουηδία	Ostergotland
Hamra	SV6	Σουηδία	Stockholm
Forsmark	SV7	Σουηδία	Uppsala
Lindome	SV8	Σουηδία	Halland
Karlshamm	SV9	Σουηδία	Kronoberg
St. Triphon	SW1	Ελβετία	
Laufenburg	SW2		
Lavorgo	SW3		
Sils	SW4		
Turkey	TU1	Τουρκία	

Όνομα κόμβου κατά ENTSO- Ε/Διεύθυνση	Κωδική Ονομασία	Χώρα	Περιγραφή τοποθεσίας
Kilmarnock South	UK1	Ηνωμένο Βασίλειο	ScotlandSouthWest
Sellindge	UK10	Ηνωμένο Βασίλειο	London
Ballymford	UK11	Ηνωμένο Βασίλειο	NorthernIreland
Kintore	UK2	Ηνωμένο Βασίλειο	ScotlandNorthEast
Kaimes	UK3	Ηνωμένο Βασίλειο	ScotlandEast
Keadby	UK4	Ηνωμένο Βασίλειο	NorthEast
Fradsham	UK5	Ηνωμένο Βασίλειο	NorthWest
Penn	UK6	Ηνωμένο Βασίλειο	Midlands
Melksham	UK7	Ηνωμένο Βασίλειο	WessexNorth
Exeter	UK8	Ηνωμένο Βασίλειο	Cornwall
Nursling	UK9	Ηνωμένο Βασίλειο	Hampshire

Παράρτημα Β. Τιμές NTC για διάφορες κατηγορίες σεναρίων

Πίνακας 26. Τιμές NTC (MW) για τις διάφορες κατηγορίες σεναρίων.

		Έτος – Κατηγορία σεναρίων				
		2015	2030 Medium NTC	2030 High NTC	2050 Medium NTC	2050 High NTC
Ιρλανδία	Ηνωμένο Βασίλειο	500,00	1404,00	1404,00	1404,00	2404,00
Ηνωμένο Βασίλειο	Ιρλανδία	500,00	1404,00	1404,00	1404,00	2404,00
Ηνωμένο Βασίλειο	Γαλλία	2000,00	3800,00	4800,00	3800,00	6300,00
Γαλλία	Ηνωμένο Βασίλειο	2000,00	3800,00	4800,00	3800,00	6300,00
Ηνωμένο Βασίλειο	Ολλανδία	1290,00	1290,00	1290,00	1290,00	2290,00
Ολλανδία	Ηνωμένο Βασίλειο	1290,00	1290,00	1290,00	1290,00	2290,00
Αφρική	Ισπανία	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00
Ισπανία	Αφρική	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00
Πορτογαλία	Ισπανία	2500,00	3960,00	3960,00	3960,00	3960,00
Ισπανία	Πορτογαλία	2000,00	3960,00	3960,00	3960,00	3960,00
Ισπανία	Γαλλία	600,00	4000,00	5000,00	4000,00	6000,00
Γαλλία	Ισπανία	1200,00	4000,00	5000,00	4000,00	6000,00
Γαλλία	Βέλγιο	3500,00	3700,00	3700,00	3700,00	4700,00
Βέλγιο	Γαλλία	2800,00	3700,00	3700,00	3700,00	4700,00
Γαλλία	Γερμανία	2800,00	3300,00	3300,00	3300,00	5300,00
Γερμανία	Γαλλία	3300,00	3300,00	3300,00	3300,00	5300,00
Γαλλία	Ελβετία	3200,00	3696,00	3696,00	3696,00	3696,00
Ελβετία	Γαλλία	2200,00	3696,00	3696,00	3696,00	3696,00
Γαλλία	Ιταλία	3000,00	3750,00	3750,00	3750,00	3750,00
Ιταλία	Γαλλία	1500,00	3750,00	3750,00	3750,00	3750,00
Βέλγιο	Ολλανδία	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00	4400,00
Ολλανδία	Βέλγιο	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00	4400,00
Βέλγιο	Λουξεμβούργο	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00
Λουξεμβούργο	Βέλγιο	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00
Ολλανδία	Γερμανία	4850,00	4850,00	4850,00	4850,00	7350,00
Γερμανία	Ολλανδία	4850,00	4850,00	4850,00	4850,00	7350,00
Ολλανδία	Νορβηγία	1400,00	2100,00	3100,00	2100,00	5100,00
Νορβηγία	Ολλανδία	1400,00	2100,00	3100,00	2100,00	5100,00
Λουξεμβούργο	Γερμανία	980,00	1911,00	1911,00	1911,00	1911,00
Γερμανία	Λουξεμβούργο	980,00	1911,00	1911,00	1911,00	1911,00
Γερμανία	Δανία	1500,00	3450,00	3450,00	3450,00	7950,00

		Έτος – Κατηγορία σεναρίων				
		2015	2030 Medium NTC	2030 High NTC	2050 Medium NTC	2050 High NTC
Δανία	Γερμανία	950,00	3450,00	3450,00	3450,00	7950,00
Γερμανία	Σουηδία	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00
Σουηδία	Γερμανία	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00
Γερμανία	Ελβετία	3000,00	7200,00	7200,00	7200,00	7200,00
Ελβετία	Γερμανία	1200,00	7200,00	7200,00	7200,00	7200,00
Γερμανία	Αυστρία	3000,00	7260,00	7260,00	7260,00	7260,00
Αυστρία	Γερμανία	1200,00	7260,00	7260,00	7260,00	7260,00
Γερμανία	Πολωνία	1200,00	3240,00	3240,00	3240,00	8240,00
Πολωνία	Γερμανία	1200,00	3240,00	3240,00	3240,00	8240,00
Γερμανία	Τσεχία	1950,00	3200,00	3200,00	3200,00	3200,00
Τσεχία	Γερμανία	2480,00	3200,00	3200,00	3200,00	3200,00
Δανία	Νορβηγία	1500,00	1700,00	2700,00	1700,00	2700,00
Νορβηγία	Δανία	1500,00	1700,00	2700,00	1700,00	2700,00
Δανία	Σουηδία	2070,00	2856,60	3356,60	2856,60	7856,60
Σουηδία	Δανία	1980,00	2856,60	3356,60	2856,60	7856,60
Νορβηγία	Σουηδία	3600,00	4968,00	5968,00	4968,00	5968,00
Σουηδία	Νορβηγία	3795,00	4968,00	5968,00	4968,00	5968,00
Σουηδία	Φινλανδία	2300,00	3150,00	3150,00	3150,00	3150,00
Φινλανδία	Σουηδία	2300,00	3150,00	3150,00	3150,00	3150,00
Σουηδία	Πολωνία	600,00	600,00	1600,00	600,00	7600,00
Πολωνία	Σουηδία	600,00	600,00	1600,00	600,00	7600,00
Ελβετία	Ιταλία	1000,00	4240,00	4240,00	4240,00	4240,00
Ιταλία	Ελβετία	1800,00	4240,00	4240,00	4240,00	4240,00
Ελβετία	Αυστρία	1200,00	1932,00	1932,00	1932,00	1932,00
Αυστρία	Ελβετία	300,00	1932,00	1932,00	1932,00	1932,00
Ιταλία	Αυστρία	220,00	1540,00	1540,00	1925,00	1925,00
Αυστρία	Ιταλία	760,00	1540,00	1540,00	1925,00	1925,00
Ιταλία	Σλοβενία	430,00	1315,80	1315,80	1315,80	1315,80
Σλοβενία	Ιταλία	730,00	1315,80	1315,80	1315,80	1315,80
Ιταλία	Ελλάδα	500,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00
Ελλάδα	Ιταλία	500,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00
Ιταλία	Αλβανία	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Αλβανία	Ιταλία	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ιταλία	Μαυροβούνιο	0,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00
Μαυροβούνιο	Ιταλία	0,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00
Αυστρία	Σλοβενία	900,00	1512,00	1512,00	1512,00	1512,00
Σλοβενία	Αυστρία	900,00	1512,00	1512,00	1512,00	1512,00
Αυστρία	Τσεχία	1500,00	1800,00	1800,00	1800,00	1800,00

		Έτος – Κατηγορία σεναρίων				
		2015	2030 Medium NTC	2030 High NTC	2050 Medium NTC	2050 High NTC
Τσεχία	Αυστρία	2110,00	2110,00	2110,00	2110,00	2110,00
Αυστρία	Ουγγαρία	1320,00	1458,00	1458,00	1458,00	1458,00
Ουγγαρία	Αυστρία	900,00	1458,00	1458,00	1458,00	1458,00
Σλοβενία	Ουγγαρία	800,00	800,00	800,00	800,00	800,00
Ουγγαρία	Σλοβενία	800,00	800,00	800,00	800,00	800,00
Σλοβενία	Κροατία	1000,00	2720,00	2720,00	2720,00	2720,00
Κροατία	Σλοβενία	1000,00	2720,00	2720,00	2720,00	2720,00
Πολωνία	Τσεχία	1900,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00
Τσεχία	Πολωνία	800,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00
Πολωνία	Σλοβακία	600,00	880,00	880,00	968,00	968,00
Σλοβακία	Πολωνία	500,00	880,00	880,00	968,00	968,00
Πολωνία	Λιθουανία	1720,00	1720,00	1720,00	1720,00	1720,00
Λιθουανία	Πολωνία	1720,00	1720,00	1720,00	1720,00	1720,00
Τσεχία	Σλοβακία	2500,00	2500,00	2500,00	2500,00	2500,00
Σλοβακία	Τσεχία	1350,00	2500,00	2500,00	2500,00	2500,00
Ουγγαρία	Σλοβακία	1100,00	2050,00	2050,00	2050,00	2050,00
Σλοβακία	Ουγγαρία	1400,00	2050,00	2050,00	2050,00	2050,00
Ουγγαρία	Ρουμανία	700,00	1100,00	1100,00	1100,00	1100,00
Ρουμανία	Ουγγαρία	700,00	1100,00	1100,00	1100,00	1100,00
Ουγγαρία	Κροατία	1000,00	2550,00	2550,00	2550,00	2550,00
Κροατία	Ουγγαρία	600,00	2550,00	2550,00	2550,00	2550,00
Ουγγαρία	Σερβία	700,00	700,00	700,00	700,00	700,00
Σερβία	Ουγγαρία	700,00	700,00	700,00	700,00	700,00
Ουγγαρία	Ρωσία	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00
Ρωσία	Ουγγαρία	1150,00	1150,00	1150,00	1150,00	1150,00
Ελλάδα	ΦΥΡΟΜ	520,00	1320,00	1320,00	1320,00	1320,00
ΦΥΡΟΜ	Ελλάδα	400,00	1320,00	1320,00	1320,00	1320,00
Ελλάδα	Αλβανία	220,00	510,00	510,00	673,20	673,20
Αλβανία	Ελλάδα	200,00	510,00	510,00	673,20	673,20
Ελλάδα	Βουλγαρία	750,00	800,00	800,00	800,00	800,00
Βουλγαρία	Ελλάδα	800,00	800,00	800,00	800,00	800,00
Ρουμανία	Σερβία	700,00	1680,00	1680,00	1848,00	1848,00
Σερβία	Ρουμανία	700,00	1680,00	1680,00	1848,00	1848,00
Ρουμανία	Βουλγαρία	600,00	4200,00	4200,00	4704,00	4704,00
Βουλγαρία	Ρουμανία	600,00	4200,00	4200,00	4704,00	4704,00
Ρουμανία	Ρωσία	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
Ρωσία	Ρουμανία	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00
Κροατία	Βοζνία-Ερζεγοβίνη	600,00	3150,00	3150,00	3937,50	3937,50

		Έτος – Κατηγορία σεναρίων				
		2015	2030 Medium NTC	2030 High NTC	2050 Medium NTC	2050 High NTC
Βοζνία-Ερζεγοβίνη	Κροατία	600,00	3150,00	3150,00	3937,50	3937,50
Κροατία	Σερβία	500,00	1020,00	1020,00	1020,00	1020,00
Σερβία	Κροατία	500,00	1020,00	1020,00	1020,00	1020,00
Βοζνία-Ερζεγοβίνη	Σερβία	900,00	2664,00	2664,00	2664,00	2664,00
Σερβία	Βοζνία-Ερζεγοβίνη	900,00	2664,00	2664,00	2664,00	2664,00
Κόσοβο	ΦΥΡΟΜ	500,00	1440,00	1440,00	1440,00	1440,00
ΦΥΡΟΜ	Κόσοβο	500,00	1440,00	1440,00	1440,00	1440,00
Κόσοβο	Αλβανία	250,00	675,00	675,00	776,25	776,25
Αλβανία	Κόσοβο	250,00	675,00	675,00	776,25	776,25
Σερβία	Βουλγαρία	450,00	1147,50	1147,50	5809,22	5809,22
Βουλγαρία	Σερβία	450,00	1020,00	1020,00	5163,75	5163,75
ΦΥΡΟΜ	Βουλγαρία	400,00	841,50	841,50	841,50	841,50
Βουλγαρία	ΦΥΡΟΜ	400,00	841,50	841,50	841,50	841,50
Σλοβακία	Ρωσία	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00
Ρωσία	Σλοβακία	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00
Λεττονία	Λιθουανία	1300,00	2145,00	2145,00	2145,00	2145,00
Λιθουανία	Λεττονία	1500,00	2145,00	2145,00	2145,00	2145,00
Λεττονία	Εσθονία	800,00	1344,00	1344,00	1344,00	1344,00
Εσθονία	Λεττονία	800,00	1344,00	1344,00	1344,00	1344,00
Εσθονία	Ρωσία	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00
Ρωσία	Εσθονία	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00
Λεττονία	Ρωσία	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00
Ρωσία	Λεττονία	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00
Φινλανδία	Εσθονία	1100,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00
Εσθονία	Φινλανδία	1100,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00
Ρωσία	Φινλανδία	1300,00	1300,00	1300,00	1300,00	1300,00
Φινλανδία	Ρωσία	1300,00	1300,00	1300,00	1300,00	1300,00
Λιθουανία	Ρωσία	2010,00	2010,00	2010,00	2010,00	2010,00
Ρωσία	Λιθουανία	1100,00	1100,00	1100,00	1100,00	1100,00
Ηνωμένο Βασίλειο	Βέλγιο	0,00	1000,00	2000,00	1000,00	2500,00
Βέλγιο	Ηνωμένο Βασίλειο	0,00	1000,00	2000,00	1000,00	2500,00
Ηνωμένο Βασίλειο	Νορβηγία	0,00	1400,00	1400,00	1400,00	3400,00
Νορβηγία	Ηνωμένο Βασίλειο	0,00	1400,00	1400,00	1400,00	3400,00
Ολλανδία	Δανία	0,00	700,00	1200,00	700,00	3200,00

		Έτος – Κατηγορία σεναρίων				
		2015	2030 Medium NTC	2030 High NTC	2050 Medium NTC	2050 High NTC
Δανία	Ολλανδία	0,00	700,00	1200,00	700,00	3200,00
Γερμανία	Νορβηγία	0,00	1500,00	2500,00	1500,00	6500,00
Νορβηγία	Γερμανία	0,00	1500,00	2500,00	1500,00	6500,00
Σουηδία	Λιθουανία	0,00	700,00	700,00	700,00	1400,00
Λιθουανία	Σουηδία	0,00	700,00	700,00	700,00	1400,00
Ιταλία	Κροατία	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Κροατία	Ιταλία	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Αφρική	Ιταλία	50,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Ιταλία	Αφρική	500,00	100,00	1000,00	100,00	1000,00
Μάλτα	Ιταλία	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ιταλία	Μάλτα	100,00	100,00	200,00	100,00	200,00
Φινλανδία	Νορβηγία	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Νορβηγία	Φινλανδία	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Πολωνία	Ρωσία	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00
Ρωσία	Πολωνία	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00
Αλβανία	ΦΥΡΟΜ	175,00	540,00	540,00	540,00	540,00
ΦΥΡΟΜ	Αλβανία	175,00	540,00	540,00	540,00	540,00
Σερβία	Κόσοβο	650,00	988,52	988,52	1201,55	1201,55
Κόσοβο	Σερβία	600,00	912,48	912,48	1109,12	1109,12
Κόσοβο	Μαυροβούνιο	500,00	985,15	985,15	1099,65	1099,65
Μαυροβούνιο	Κόσοβο	400,00	788,12	788,12	879,72	879,72
Μαυροβούνιο	Βοζνία-Ερζεγοβίνη	500,00	1518,00	1518,00	1758,26	1758,26
Βοζνία-Ερζεγοβίνη	Μαυροβούνιο	500,00	1518,00	1518,00	1758,26	1758,26
Σερβία	Μαυροβούνιο	450,00	1117,59	1117,59	1376,32	1376,32
Μαυροβούνιο	Σερβία	500,00	1241,77	1241,77	1529,24	1529,24
Μαυροβούνιο	Αλβανία	310,00	492,58	492,58	549,83	549,83
Αλβανία	Μαυροβούνιο	215,00	394,06	394,06	439,86	439,86
Σερβία	ΦΥΡΟΜ	400,00	788,12	788,12	879,72	879,72
ΦΥΡΟΜ	Σερβία	400,00	788,12	788,12	879,72	879,72
Τουρκία	Ελλάδα	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00
Ελλάδα	Τουρκία	185,00	205,00	205,00	350,00	350,00
Βουλγαρία	Τουρκία	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00
Τουρκία	Βουλγαρία	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00
Ρουμανία	Τουρκία	0,00	700,00	700,00	700,00	700,00
Τουρκία	Ρουμανία	0,00	700,00	700,00	700,00	700,00
Μέση Ανατολή	Τουρκία	500,00	600,00	600,00	750,00	750,00
Τουρκία	Μέση Ανατολή	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00

		Έτος – Κατηγορία σεναρίων				
		2015	2030 Medium NTC	2030 High NTC	2050 Medium NTC	2050 High NTC
Γερμανία	Ηνωμένο Βασίλειο	0,00	0,00	1000,00	0,00	3000,00
Ηνωμένο Βασίλειο	Γερμανία	0,00	0,00	1000,00	0,00	3000,00
Νορβηγία	Βέλγιο	0,00	0,00	1000,00	0,00	5000,00
Βέλγιο	Νορβηγία	0,00	0,00	1000,00	0,00	5000,00
Αφρική	Γαλλία	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Γαλλία	Αφρική	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Αφρική	Ελλάδα	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ελλάδα	Αφρική	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Αυστρία	Σλοβακία	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Σλοβακία	Αυστρία	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Δανία	Πολωνία	0,00	0,00	0,00	0,00	6000,00
Πολωνία	Δανία	0,00	0,00	0,00	0,00	6000,00

Παράρτημα Γ. Δίκτυο βάσης

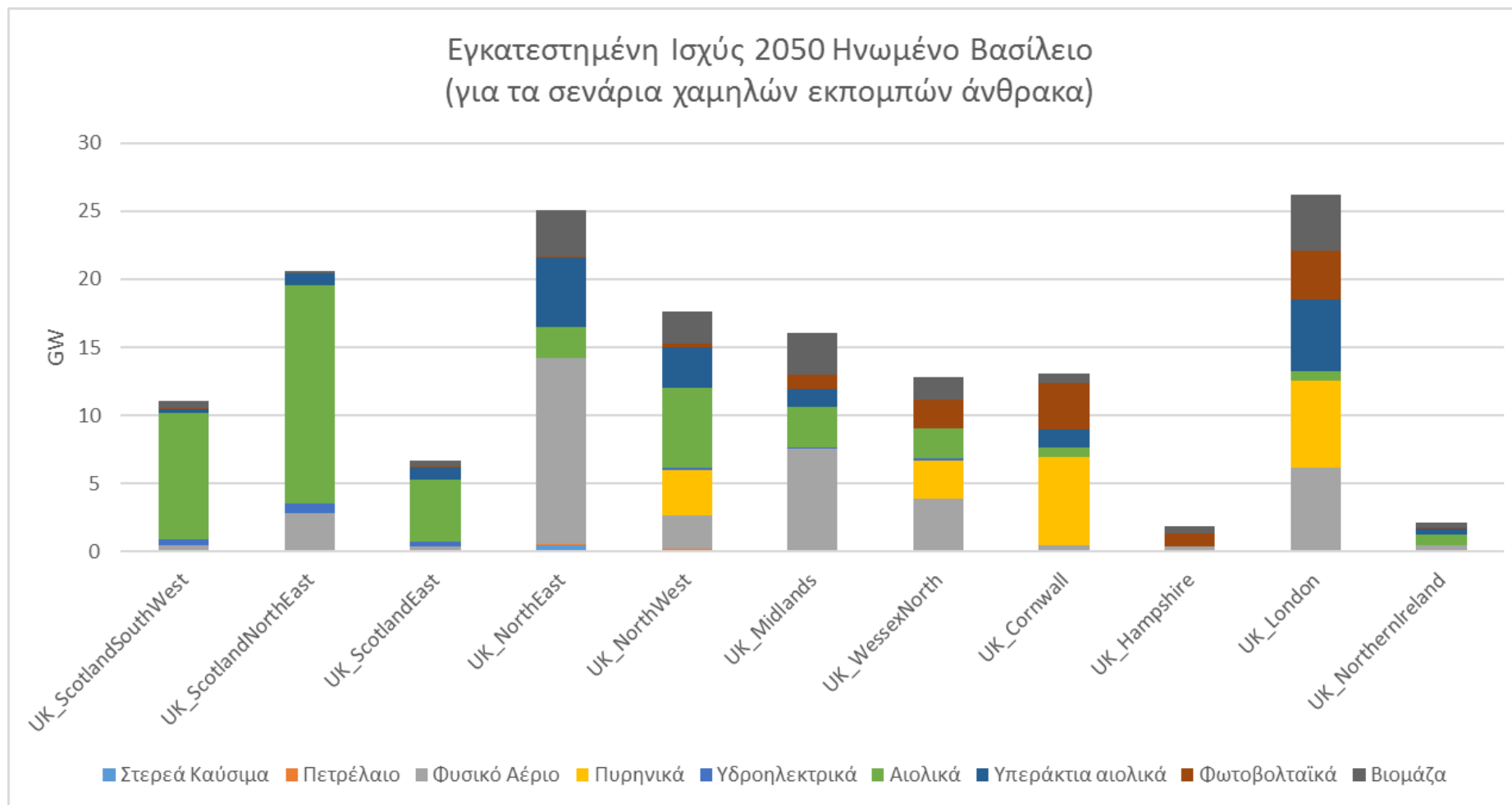
Πίνακας 27. Γραμμές που προστέθηκαν στο υπάρχον δίκτυο για να δημιουργηθεί το δίκτυο βάσης

Κόμβος 1 ^(*)	Κόμβος 2 ^(*)	380kV	400kV	220kV	300kV	DC (MW)
AL1	FY1	0	2	0	0	0
AL1	KV1	0	1	0	0	0
AL1	IT3	0	0	0	0	500
AU4	GE6	2	2	0	0	0
AU6	SW2	1	0	0	0	0
BE1	GE22	0	0	0	0	650
BE2	FR16	1	0	0	0	0
BE2	UK10	0	0	0	0	1000
BO1	MJ1	0	1	0	0	0
BO2	HR4	0	1	0	0	0
BO2	RS3	0	1	0	0	0
BG1	BG2	0	1	0	0	0
BG2	BG4	0	1	0	0	0
BG4	RO3	0	2	0	0	0
HR2	SN1	0	1	0	0	0
CZ1	CZ3	0	1	0	0	0
CZ1	GE7	0	1	0	0	0
DK2	NL7	0	0	0	0	700
ES1	LA1	0	0	0	1	0
ES1	LA1	0	0	0	0	380
FI1	NO1	0	1	0	0	0
FI1	SV1	0	1	0	0	0
FR12	IT12	0	0	0	0	600
FR16	UK10	0	0	0	0	1800
FR20	SW1	1	0	0	0	0
GE1	NO6	0	0	0	0	1500
GE4	PD2	2	0	0	0	0
GE8	GE18	2	0	0	0	0
GE27	GE31	2	0	0	0	0
GE29	NL6	1	0	0	0	0
GE34	GE35	2	0	0	0	0
GE35	GE36	2	0	0	0	0
GR1	IT3	0	0	0	0	500
HU3	SK5	0	3	0	0	0
HU2	SK6	0	2	0	0	0
HU4	SN1	0	1	0	0	0
IR2	UK11	0	1	0	0	0
IR2	UK5	0	0	0	0	2400

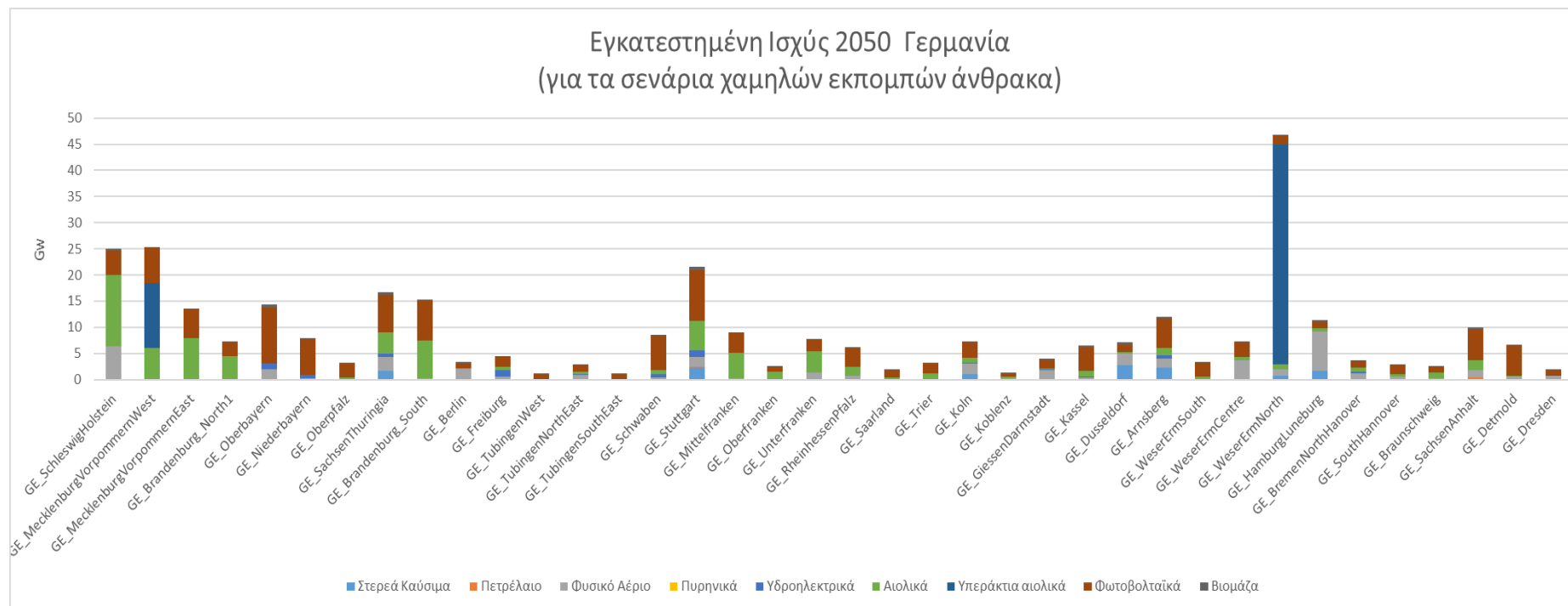
Κόμβος 1 ^(*)	Κόμβος 2 ^(*)	380kV	400kV	220kV	300kV	DC (MW)
IT1	IT2	1	0	0	0	0
IT5	IT8	0	2	0	0	0
IT10	SN2	0	1	0	0	0
IT12	SW3	0	0	0	0	1000
IT13	SW3	1	0	0	0	0
LA1	LI1	0	1	0	0	0
LI3	SV9	0	0	0	0	700
MJ1	IT8	0	0	0	0	1000
MJ1	RS1	1	0	0	0	0
NL1	NL2	3	0	0	0	0
NL1	NL4	4	0	0	0	0
NL2	NL3	2	0	0	0	0
NL3	NL5	4	0	0	0	0
NL4	NL6	2	0	0	0	0
NL5	NL6	2	0	0	0	0
NL6	NL7	1	0	0	0	0
NL7	NO6	0	0	0	0	700
NO6	SV10	0	0	0	0	1400
NO6	UK3	0	0	0	0	1400
PD1	PD3	0	2	0	0	0
PL1	PL2	0	2	0	0	0
PL2	SP7	0	1	0	0	0
RO1	RS2	0	2	0	0	0
RO5	RU1	0	1	0	0	0
KV1	FY3	0	1	0	0	0
RS1	RS4	0	2	0	0	0
SN1	SN2	0	1	0	0	0
SP2	SP3	0	2	0	0	0
LX1	BE1	1	0	0	0	0
RU1	PD7	0	1	0	0	0
AF1	IT1	0	0	0	0	1000
MA1	IT1	0	0	0	0	200
HR1	IT8	0	0	0	0	1000
FR2	SP2	0	0	0	0	1400
RO3	RU1	0	1	0	0	0
PD8	PD1	0	2	0	0	0
IT13	SW4	0	0	0	0	1000
GR1	GR6	0	4	0	0	0

(*): Η κωδική ονομασία των κόμβων δίδεται στο Παράρτημα Α

Παράρτημα Δ. Εγκατεστημένη Ισχύς το 2050 για τα σενάρια χαμηλών εκπομπών άνθρακα



Εικόνα 25.Εγκατεστημένη ισχύς Ηνωμένου Βασιλείου το έτος 2050



Εικόνα 26. Εγκατεστημένη ισχύς Γερμανίας το έτος 2050

Παράρτημα Ε. Στοιχεία για το Ευρωπαϊκό δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Ο Entso-e είναι το Ευρωπαϊκό δίκτυο διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς, το οποίο αντιπροσωπεύει 42 διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας από 35 Ευρωπαϊκές χώρες. Ο Entso-e θεσπίστηκε και του δόθηκε νομική εξουσιοδότηση από το τρίτο πακέτο νομοθετικών μέτρων της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την εσωτερική αγορά ενέργειας το 2009 και έχει ως σκοπό την περαιτέρω απελευθέρωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου στην Ευρώπη. Τα μέλη του Entso-e έχουν σαν κοινό στόχο τη δημιουργία της Εσωτερικής αγοράς ενέργειας, τη βέλτιστη λειτουργία της και την υποστήριξη της φιλόδοξης ενεργειακής και κλιματικής ατζέντας της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Ένα από τα πιο σημαντικά θέματα αυτής της ατζέντας είναι η ενσωμάτωση, σε μεγάλο βαθμό, ΑΠΕ στο ευρωπαϊκό σύστημα ενέργειας. Ο Entso-e είναι δεσμευμένος να αντιμετωπίζει τις προκλήσεις σε ένα διαρκώς εξελισσόμενο ενεργειακό σύστημα διατηρώντας πάντα την ασφάλεια εφοδιασμού ενέργειας (ENTSO-E 2014). Όλα τα μέλη του είναι υποχρεωμένα να ανακοινώνουν τα σχέδια επέκτασης του δικτύου τους στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς (Ten Year Network Development Plan)

Το TYNDP είναι μία διετής αναφορά που εκδίδεται από τον Entso-e που παρουσιάζει τα σχέδια επέκτασης του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας που χαρακτηρίζονται ως αναγκαία για εξασφαλιστεί ότι το δίκτυο διευκολύνει τους ενεργειακούς στόχους που θέτει η Ευρωπαϊκή Ένωση. Οι στόχοι είναι να διατηρείται η ασφάλεια εφοδιασμού ηλεκτρικής ενέργειας, να μετριαστεί η κλιματική αλλαγή και να διευκολυνθεί η Εσωτερική Αγορά Ενέργειας (Internal Energy Market IEM). Το TYNDP μελετά έργα Πανευρωπαϊκής σημασίας για τα επόμενα 10 χρόνια χρησιμοποιώντας ανάλυση κόστους-οφέλους για τις επενδύσεις. Για κάθε έργο εξετάζονται τα εξής: η αύξηση στην κοινωνική και οικονομική ευημερία των χωρών που συμμετέχουν, οι επιπτώσεις στην ασφάλεια εφοδιασμού, την ενσωμάτωση ΑΠΕ, η μείωση εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, η επίδραση που έχει το έργο στις απώλειες πάνω στο δίκτυο, καθώς και η προκαλούμενη τεχνική ελαστικότητα στο δίκτυο.

TSO(διαχειριστής συστήματος μεταφοράς)

Ο διαχειριστής συστήματος μεταφοράς είναι η εταιρία υπεύθυνη για την λειτουργία, συντήρηση και ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς μιας περιοχής ελέγχου και των διασυνδέσεών της.

NTC (Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς) (Net Transfer capacity)

Μια πολύ σημαντική έννοια που θα μας απασχολήσει είναι η καθαρή μεταφορική ικανότητα (Net Transfer Capacity, NTC). Αυτή είναι το μέγιστο πρόγραμμα ανταλλαγών μεταξύ δύο διασυνδεδεμένων συστημάτων ενέργειας, κατά κύριο λόγο μεταξύ χωρών, για εμπορική χρήση, για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο και για συγκεκριμένη φορά ροής ενεργούς ισχύος. Η NTC είναι συνήθως μικρότερη από τη

φυσική ικανότητα μεταφοράς των γραμμών που συνδέουν τα δύο συστήματα και υπολογίζεται ως εξής:

$$NTC=TTC-TRM$$

Total Transfer Capacity (TTC) Συνολική Ικανότητα μεταφοράς

Η Συνολική Ικανότητα μεταφοράς είναι το μέγιστο πρόγραμμα ανταλλαγών μεταξύ δυο διασυνδεδεμένων συστημάτων ενέργειας το οποίο είναι συμβατό με τα λειτουργικά πρότυπα ασφαλείας που εφαρμόζονται σε κάθε σύστημα (π.χ. Κώδικες Συστήματος), όταν οι μελλοντικές συνθήκες του συστήματος, η παραγωγή και η καμπύλη φορτίου είναι επακριβώς γνωστές εκ των προτέρων.

Transmission Reliability Margin (TRM) Περιθώριο Αξιοπιστίας Μεταφοράς

Το περιθώριο αξιοπιστίας μεταφοράς είναι ένα περιθώριο ασφαλείας που αντιμετωπίζει τις αβεβαιότητες των υπολογιζόμενων τιμών TTC, οι οποίες προκύπτουν από:

Ακούσιες αποκλίσεις των φυσικών ροών κατά τη διάρκεια των χειρισμών λόγω της φυσικής λειτουργίας της Δευτερεύουσας Ρύθμισης.

Έκτακτες ανταλλαγές μεταξύ των Διαχειριστών Συστημάτων για να αντιμετωπιστούν μη αναμενόμενες, εκτός ισορροπίας καταστάσεις σε ανακρίβειες πραγματικού χρόνου, π.χ. στη συλλογή των δεδομένων και τις μετρήσεις(ΑΔΜΗΕ 2012).

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- ΑΔΜΗΕ, 2012. Εγχειρίδιο Λεξιλογίου.
- Κάπρος, Π., 2008. *Μοντέλα Μαθηματικού Προγραμματισμού*, Αθήνα: Εκδόσεις ΕΜΠ.
- Κάπρος, Π. & Ντελκής, Κ., 2007. *Οικονομική ανάλυση επιχειρήσεων*, Αθήνα: Εκδόσεις ΕΜΠ.
- Κονταξής, Γ. & Χατζηαργυρίου, Ν., 2003. *Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας*, Αθήνα: Εκδόσεις ΕΜΠ.
- Bekaert, D. et al., 2009. How to increase cross border transmission capacity? A case study: Belgium. *2009 6th International Conference on the European Energy Market, EEM 2009*, (October).
- Capros, P., Tasios, N. & Marinakis, A., 2012. Very high penetration of renewable energy sources to the European electricity system in the context of model-based analysis of an energy roadmap towards a low carbon EU economy by 2050. *9th International Conference on the European Energy Market, EEM 12*, pp.1–8.
- E3mlab/NTUA and IIASA, 2016. Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios. , (December), pp.1–381. Available at: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20161219_-_technical_report_on_euco_scenarios_primes.pdf.
- E3Mlab of ICCS/NTUA, 2008. PRIMES Model. , p.50. Available at: http://www.e3mlab.ntua.gr/manuals/The_PRIMES_MODEL_2008.pdf.
- Egerer, J. et al., 2014. Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling - Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets. , p.117.
- Egerer, J., Gerbaulet, C. & Lorenz, C., 2016. European Electricity Grid Infrastructure Expansion in a 2050 Context. *The Energy Journal*, 37(1), pp.101–124. Available at: <http://www.iaee.org/en/publications/ejarticle.aspx?id=2830>.
- ENSG, 2012. *Our Electricity Transmission Network: A Vision for 2020*, Available at: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48275/4264-ensg-summary.pdf.
- ENTSO-E, 2014. Consumption Data: European network of transmission system operators for electricity. , p.7. Available at: <https://www.entsoe.eu/Pages/default.aspx> [Accessed May 5, 2017].
- European Commission, 2016. *EU Reference Scenario 2016*, Available at: <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling>.
- Folgendes, I. et al., 2015. Projektsteckbriefe zubaunetz. , pp.247–484.
- Huppmann, D. & Egerer, J., 2015. National-strategic investment in European power transmission capacity. *European Journal of Operational Research*, 247(1), pp.191–203. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0377221715004671>.
- IEA, 2016. *World Energy Outlook 2016 Chapter 1*, Available at:

https://www.eia.gov/forecasts/aeo/data/browser/#/?id=8-AEO2016&cases=ref2016~ref_no_cpp&sourcekey=0.

- Pantelis Capros, Thomas Schlegl, Christoph Kost, Niklas Hartmann, Charlotte Senkpiel, M.Z., 2015. RESDEGREE Project, Final Report, Towards an energy system in Europe based on renewables – Model based analysis of Greece and Germany by coupling a European wide demand and supply model (PRIMES) with a regional and temporal high resolution bottom-up inves.
- Rosenthal, R.E., 2012. GAMS — A User’s Guide. *GAMS documentation 24.6.*, (January), pp.1–316.
- Rubino, A. & Cuomo, M., 2015. A regulatory assessment of the Electricity Merchant Transmission Investment in EU. *Energy Policy*, 85, pp.464–474. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.033>.
- S&P Global Platts, 2015. Latest Oil, Energy & Metals News, Market Data and Analysis. Available at: <https://www.platts.com/> [Accessed May 10, 2017].
- Sviluppo, P., 2016. Terna Development Plan 2016.
- THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE, 2011. Energy Roadmap 2050. *European Commission*.
- TradeWind, 2009. Integrating wind. *Wind Energy*, 5(1), p.104. Available at: <http://doi.wiley.com/10.1002/we.57>.
- Tröster, E. et al., *EUROPEAN GRID STUDY 2030 / 2050*,
- Ulf Häger, Christian Rehtanz, Voropai, N., 2014. Monitoring,Control and Protection of Interconnected Power Systems. , p.391.
- Zhou, Q. & Bialek, J.W., 2005. Approximate model of European interconnected system as a benchmark system to study effects of cross-border trades. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2), pp.782–788.