



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΑ

ΤΜΗΜΑ ΨΗΦΙΑΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ

ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ

**«ΚΛΙΜΑΤΙΚΗ ΚΡΙΣΗ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ
ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΚΗΣ ΚΑΙ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΩΝ»**

ΜΑΘΗΜΑ

«Ενέργεια και Ψηφιοποίηση – Ευρωπαϊκές κι εθνικές προτεραιότητες»

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**«Διεθνής Διασυνοριακή Συνεργασία στο Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενέργειας της
ΕΕ-27 με τρίτες χώρες - Υφιστάμενη Κατάσταση και Μελλοντικά Σχέδια»**

**(International Cross-Border Cooperation in the Electricity Network of EU-
27 with third countries - Current Status and Future Plans)**

Καλλιτσάρη Άννα

Επιβλέπων Καθηγητής:

Καθηγητής, Δρ. Ιωάννης Μανιάτης

Πειραιάς, Ιούλιος 2023

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ	12
2. ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΔΟΜΗ ΔΙΑΣΥΝΟΡΙΑΚΗΣ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑΣ	15
2.1. ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΤΗΣ ΔΟΜΗΣ ΔΙΑΣΥΝΟΡΙΑΚΗΣ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΗ	15
2.2. ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΖΩΝΙΚΗΣ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑΣ	20
2.3. ΠΛΑΙΣΙΟ ΔΙΑΖΩΝΙΚΗΣ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΤΗ ΔΕΣΜΗ ΜΕΤΡΩΝ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΑΘΑΡΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	21
2.4. ΠΛΑΙΣΙΟ ΔΙΑΖΩΝΙΚΗΣ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑΣ ΓΙΑ ΥΠΗΡΕΣΙΕΣ ΕΞΙΣΟΡΡΟΠΗΣΗΣ	23
3. ΣΤΟΧΟΙ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ της ΕΥΡΩΠΑΪΚΗΣ ΕΝΩΣΗΣ	27
3.1. ΣΤΟΧΟΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ 10% ΕΩΣ ΤΟ 2020	29
3.2. ΣΤΟΧΟΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ 15% ΕΩΣ ΤΟ 2030	30
3.2.1. Διαφορά Τιμών Χονδρικής Αγοράς	31
3.2.2. Λόγος μεταξύ της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης και του φορτίου αιχμής	33
3.2.3. Λόγος μεταξύ της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης και της εγκατεστημένης ισχύος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας	35
3.3. Αποτελεσματική χρήση των υφιστάμενων γραμμών διασύνδεσης (70% Απαίτηση)	37
4. ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΔΟΜΗ ΔΙΑΣΥΝΟΡΙΑΚΗΣ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑΣ	41
4.1. ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΓΡΑΜΜΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ	41
4.1.1. Επισκόπηση των γραμμών διασύνδεσης της Ευρώπης και των οφελών που προκύπτουν	41
4.1.2. Επισκόπηση των Γραμμών Διασύνδεσης της Ευρώπης σε Διεθνές Επίπεδο	48
4.2. ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕ ΤΡΙΤΕΣ ΧΩΡΕΣ ΕΚΤΟΣ Ε.Ε.	50
4.2.1. Αλβανία	53
4.2.2. Βοσνία – Ερζεγοβίνη	57
4.2.3. Γεωργία	61
4.2.4. Κόσοβο	67
4.2.5. Μολδαβία	71
4.2.6. Μαυροβούνιο	75
4.2.7. Βόρεια Μακεδονία	80

4.2.8. Σερβία	83
4.2.9. Ουκρανία	90
4.3. ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΤΩΝ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΕΠΙΠΕΔΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΤΩΝ ΣΥΜΒΑΛΛΟΜΕΝΩΝ ΜΕΡΩΝ ΚΑΙ ΤΩΝ ΣΧΕΔΙΩΝ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΤΟΥΣ	96
5. ΓΡΑΜΜΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΣΤΑ ΒΑΛΚΑΝΙΑ ΚΑΙ ΣΤΗΝ ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΕΥΡΩΠΗ 104	
5.1. ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	104
5.2. ΟΥΓΓΑΡΙΑ	124
5.3. ΡΟΥΜΑΝΙΑ	144
5.4. ΚΡΟΑΤΙΑ.....	161
5.5. ΣΛΟΒΕΝΙΑ	177
5.6. ΕΛΛΑΔΑ.....	189
6. ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΑ ΣΧΕΔΙΑ	202
6.1. ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΑ ΣΧΕΔΙΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ ΤΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ ΣΕ ΔΙΕΘΝΕΣ ΕΠΙΠΕΔΟ	202
6.2. ΒΑΣΙΚΑ ΠΟΡΙΣΜΑΤΑ ΤΗΣ ΜΕΛΕΤΗΣ ΑΝΑΓΚΩΝ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΥΝΔΡ 2022.....	205
6.3. ΤΟ ΧΑΡΤΟΦΥΛΑΚΙΟ ΤΩΝ ΕΡΓΩΝ ΤΟΥ ΤΥΝΔΡ ΤΟ 2022	207
6.4. ΕΡΓΑ ΜΕΤΑΔΟΣΗΣ	207
6.5. ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΤΗΣ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ.....	210
6.6. ΥΠΕΡΑΚΤΙΑ ΕΡΓΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	212
6.7. ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ	212
6.8. ΓΕΝΙΚΟΤΕΡΑ ΟΦΕΛΗ ΥΠΟΔΟΜΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	214
6.9. ΔΩΔΕΚΑΕΤΕΣ ΧΑΡΤΟΦΥΛΑΚΙΟ ΤΥΝΔΡ	215
7. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	217
8. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΕΣ ΑΝΑΦΟΡΕΣ.....	230

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ

ΠΙΝΑΚΑΣ 1 - ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΙ / ΠΛΑΙΣΙΑ ΜΕ ΠΑΡΟΧΗ ΑΝΑ ΣΤΟΙΧΕΙΟ.....	18
ΠΙΝΑΚΑΣ 2 - ΑΛΒΑΝΙΚΕΣ ΓΡΑΜΜΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΕΣ ΚΑΙ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΕΝΕΣ).....	55
ΠΙΝΑΚΑΣ 3 - ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΕΣ (ΜΕΓΙΣΤΕΣ) ΤΙΜΕΣ ΝΤC ΣΤΑ ΑΛΒΑΝΙΚΑ ΣΥΝΟΡΑ	56
ΠΙΝΑΚΑΣ 4 - ΓΡΑΜΜΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΒΟΣΝΙΑΣ-ΕΡΖΕΓΟΒΙΝΗΣ (ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΕΣ ΚΑΙ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΕΝΕΣ) ...	58
ΠΙΝΑΚΑΣ 5 - ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΕΣ (ΜΕΓΙΣΤΕΣ) ΤΙΜΕΣ ΝΤC ΣΤΑ ΣΥΝΟΡΑ ΒΟΣΝΙΑΣ ΚΑΙ ΕΡΖΕΓΟΒΙΝΗΣ.....	60
ΠΙΝΑΚΑΣ 6 - ΓΡΑΜΜΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΓΕΩΡΓΙΑΣ (ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΕΣ ΚΑΙ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΕΝΕΣ)	64
ΠΙΝΑΚΑΣ 7 -ΤΙΜΕΣ ΤΤC ΣΤΑ ΣΥΝΟΡΑ ΤΗΣ ΓΕΩΡΓΙΑΣ.....	66
ΠΙΝΑΚΑΣ 8 - ΓΡΑΜΜΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΟΥ ΚΟΣΣΥΦΟΠΕΔΙΟΥ (ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΕΣ ΚΑΙ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΕΝΕΣ)	69
ΠΙΝΑΚΑΣ 9 - ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΕΣ (ΜΕΓΙΣΤΕΣ) ΤΙΜΕΣ ΝΤC ΣΤΑ ΣΥΝΟΡΑ ΤΟΥ ΚΟΣΣΥΦΟΠΕΔΙΟΥ	70
ΠΙΝΑΚΑΣ 10 - ΜΟΛΔΑΒΙΚΕΣ ΓΡΑΜΜΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΕΣ ΚΑΙ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΕΝΕΣ).....	73
ΠΙΝΑΚΑΣ 11 - ΜΕΓΙΣΤΕΣ ΑΝΤΑΛΛΑΓΕΣ ΣΤΑ ΣΥΝΟΡΑ ΤΗΣ ΜΟΛΔΑΒΙΑΣ.....	75
ΠΙΝΑΚΑΣ 12 - ΓΡΑΜΜΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΟΥ ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙΟΥ (ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΕΣ ΚΑΙ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΕΝΕΣ).....	78
ΠΙΝΑΚΑΣ 13 - ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΕΣ (ΜΕΓΙΣΤΕΣ) ΤΙΜΕΣ ΝΤC ΣΤΑ ΣΥΝΟΡΑ ΤΟΥ ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙΟΥ	79
ΠΙΝΑΚΑΣ 14 - ΓΡΑΜΜΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΒΟΡΕΙΑΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ (ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΕΣ ΚΑΙ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΕΝΕΣ).....	82

ΠΙΝΑΚΑΣ 15 - ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΕΣ (ΜΕΓΙΣΤΕΣ) ΤΙΜΕΣ ΝΤC ΣΤΑ ΣΥΝΟΡΑ ΤΗΣ ΒΟΡΕΙΑΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ	82
ΠΙΝΑΚΑΣ 16 - ΓΡΑΜΜΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΣΕΡΒΙΑΣ (ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΕΣ ΚΑΙ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΕΝΕΣ).....	88
ΠΙΝΑΚΑΣ 17 - ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΕΣ (ΜΕΓΙΣΤΕΣ) ΤΙΜΕΣ ΝΤC ΣΤΑ ΣΥΝΟΡΑ ΤΗΣ ΣΕΡΒΙΑΣ.....	89
ΠΙΝΑΚΑΣ 18 - ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΕΣ (ΜΕΓΙΣΤΕΣ) ΤΙΜΕΣ ΝΤC ΣΤΑ ΣΥΝΟΡΑ ΤΗΣ ΟΥΚΡΑΝΙΑΣ.....	93
ΠΙΝΑΚΑΣ 19 - ΟΥΚΡΑΝΙΚΕΣ ΓΡΑΜΜΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΕΣ ΚΑΙ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΕΝΕΣ).....	94
ΠΙΝΑΚΑΣ 20 - ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΩΝ ΓΡΑΜΜΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ, ΦΟΡΤΙΟ ΑΙΧΜΗΣ ΚΑΙ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ	101
ΠΙΝΑΚΑΣ 21 - ΛΟΓΟΣ ΜΕΤΑΞΥ ΤΗΣ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗΣ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΩΝ ΓΡΑΜΜΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΚΑΙ ΤΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΑΙΧΜΗΣ/ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΤΩΝ ΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ.....	101

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΕΙΚΟΝΩΝ

ΕΙΚΟΝΑ 1 - ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ [Α2].....	42
ΕΙΚΟΝΑ 2 - ΔΙΕΘΝΕΙΣ ΓΡΑΜΜΕΣ ΔΙΚΤΥΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΕΕ	49
ΕΙΚΟΝΑ 3 - ΘΕΣΗ ΤΩΝ ΣΥΜΒΑΛΛΟΜΕΝΩΝ ΜΕΡΩΝ ΤΗΣ ENC ΕΝΤΟΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ENTSO-Ε ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ. ΠΗΓΗ ΤΟΥ ΒΑΣΙΚΟΥ ΧΑΡΤΗ: ENTSO-Ε.	50
ΕΙΚΟΝΑ 4 - ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΗΣ ΑΛΒΑΝΙΑΣ (ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ).....	54
ΕΙΚΟΝΑ 5 - ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΩΝ ΓΡΑΜΜΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΣΤΑ ΑΛΒΑΝΙΚΑ ΣΥΝΟΡΑ ΚΑΙ ΟΙ ΜΕΓΙΣΤΕΣ ΤΙΜΕΣ NTC ..	56
ΕΙΚΟΝΑ 6 - ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΗΣ ΒΟΣΝΙΑΣ-ΕΡΖΕΓΟΒΙΝΗΣ (ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ).....	57
ΕΙΚΟΝΑ 7 - ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΩΝ ΓΡΑΜΜΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΣΤΑ ΣΥΝΟΡΑ ΤΗΣ ΒΟΣΝΙΑΣ-ΕΡΖΕΓΟΒΙΝΗΣ ΚΑΙ ΜΕΓΙΣΤΕΣ ΤΙΜΕΣ NTC	61
ΕΙΚΟΝΑ 8 - ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΗΣ ΓΕΩΡΓΙΑΣ (ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ) [8]	62
ΕΙΚΟΝΑ 9 - ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΩΝ ΓΡΑΜΜΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΣΤΑ ΣΥΝΟΡΑ ΤΗΣ ΓΕΩΡΓΙΑΣ ΚΑΙ ΤΙΜΕΣ TTC	66
ΕΙΚΟΝΑ 10 - ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΟΥ ΚΟΣΣΥΦΟΠΕΔΙΟΥ (ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ) [9]	67
ΕΙΚΟΝΑ 11 - ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΩΝ ΓΡΑΜΜΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΣΤΑ ΣΥΝΟΡΑ ΤΟΥ ΚΟΣΣΥΦΟΠΕΔΙΟΥ ΚΑΙ ΜΕΓΙΣΤΕΣ ΤΙΜΕΣ NTC	71
ΕΙΚΟΝΑ 12 - ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΗΣ ΜΟΛΔΑΒΙΑΣ (ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ) [10] ΠΗΓΗ: MOLDELECTERICA	72
ΕΙΚΟΝΑ 13 - ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΩΝ ΓΡΑΜΜΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΣΤΑ ΣΥΝΟΡΑ ΤΗΣ ΜΟΛΔΑΒΙΑΣ ΚΑΙ ΜΕΓΙΣΤΕΣ ΤΙΜΕΣ NTC	75
ΕΙΚΟΝΑ 14 - ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΟΥ ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙΟΥ (ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ).....	76
ΕΙΚΟΝΑ 15 - ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΩΝ ΓΡΑΜΜΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΣΤΑ ΣΥΝΟΡΑ ΤΟΥ ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙΟΥ ΚΑΙ ΜΕΓΙΣΤΕΣ ΤΙΜΕΣ NTC	79

ΕΙΚΟΝΑ 16 - ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΗΣ ΒΟΡΕΙΑΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ (ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ).....	81
ΕΙΚΟΝΑ 17 - ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΩΝ ΓΡΑΜΜΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΣΤΑ ΣΥΝΟΡΑ ΤΗΣ Β. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ ΚΑΙ ΜΕΓΙΣΤΕΣ ΤΙΜΕΣ NTC.....	83
ΕΙΚΟΝΑ 18 - ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΗΣ ΣΕΡΒΙΑΣ ΚΑΙ ΤΟΥ ΚΟΣΣΥΦΟΠΕΔΙΟΥ (ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΜΕ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΕΝΕΣ ΕΝΙΣΧΥΣΕΙΣ)	85
ΕΙΚΟΝΑ 19 - ΑΝΤΑΛΛΑΓΕΣ ΣΕ ΔΙΑΣΥΝΟΡΙΑΚΕΣ ΓΡΑΜΜΕΣ ΤΗΣ ΣΕΡΒΙΑΣ ΤΟ 2019 ΠΗΓΗ: EMS [15].....	86
ΕΙΚΟΝΑ 20 - ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΩΝ ΓΡΑΜΜΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΣΤΑ ΣΥΝΟΡΑ ΤΗΣ ΣΕΡΒΙΑΣ ΚΑΙ ΜΕΓΙΣΤΕΣ ΤΙΜΕΣ NTC ..	90
ΕΙΚΟΝΑ 21 - ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΗΣ ΟΥΚΡΑΝΙΑΣ ΠΗΓΗ: UKRENERGO	91
ΕΙΚΟΝΑ 22 - ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΩΝ ΓΡΑΜΜΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΣΤΑ ΣΥΝΟΡΑ ΤΗΣ ΟΥΚΡΑΝΙΑΣ ΚΑΙ ΜΕΓΙΣΤΕΣ ΤΙΜΕΣ NTC	96
ΕΙΚΟΝΑ 23 - ΜΕΓΙΣΤΕΣ ΤΙΜΕΣ NTC ΣΗΜΕΡΑ ΚΑΙ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΩΝ ΓΡΑΜΜΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΣΕ ΚΑΘΕ CP	98
ΕΙΚΟΝΑ 24 - ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΕΣ ΔΙΑΣΥΝΟΡΙΑΚΕΣ ΓΡΑΜΜΕΣ ΣΤΑ ΣΥΜΒΑΛΛΟΜΕΝΑ ΜΕΡΗ ΤΗΣ ENC (ΠΡΟΣ ΑΛΛΑ CP ΚΑΙ ΚΡΑΤΗ-ΜΕΛΗ ΤΗΣ ΕΕ)	99
ΕΙΚΟΝΑ 25 - ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΩΝ ΓΡΑΜΜΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ, ΤΟ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟ ΕΠΙΠΕΔΟ ΦΟΡΤΙΟΥ ΑΙΧΜΗΣ ΚΑΙ ΤΟ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟ ΕΠΙΠΕΔΟ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΣΕ ΟΛΑ ΤΑ CPENC.....	102
ΕΙΚΟΝΑ 26 - ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΕΣ ΚΑΙ ΣΧΕΔΙΑΖΟΜΕΝΕΣ ΔΙΑΣΥΝΟΡΙΑΚΕΣ ΓΡΑΜΜΕΣ ΣΤΑ ΣΥΜΒΑΛΛΟΜΕΝΑ ΜΕΡΗ ΤΗΣ ENC.....	103
ΕΙΚΟΝΑ 27 - ΚΥΡΙΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΤΗ ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ [Δ13].....	106
ΕΙΚΟΝΑ 28 - ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΟΙ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ ΤΗΣ ΒΟΥΛΓΑΡΙΑΣ [Δ13]	114
ΕΙΚΟΝΑ 29 - ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΓΡΑΜΜΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΒΟΥΛΓΑΡΙΑΣ.....	115
ΕΙΚΟΝΑ 30 - ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 1990-2017 [Δ21]	118
ΕΙΚΟΝΑ 31 - ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗ ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ [Δ15].....	119
ΕΙΚΟΝΑ 32 - ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΟΥΓΓΑΡΙΑΣ [Δ24].....	125

ΕΙΚΟΝΑ 33 - ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ, ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΙ ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΟΥΓΓΑΡΙΑ ΤΟ 2019 [Δ25]	126
ΕΙΚΟΝΑ 34 - ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΗΣ ΟΥΓΓΑΡΙΑΣ ΜΕ ΓΕΙΤΟΝΙΚΕΣ ΧΩΡΕΣ [Δ25].....	132
ΕΙΚΟΝΑ 35 - ΤΑ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΑ ΣΧΕΔΙΑ ΤΗΣ ΟΥΓΓΑΡΙΑΣ ΓΙΑ ΝΕΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ [Δ32].....	133
ΕΙΚΟΝΑ 36 - ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΟΥΓΓΑΡΙΑ ΑΝΑ ΠΗΓΗ ΑΠΟ ΤΟ 1990 ΕΩΣ ΤΟ 2017 [Δ34].....	135
ΕΙΚΟΝΑ 37 - ΕΠΙΛΕΞΙΜΕΣ ΑΠΕ ΓΙΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ FIT.....	137
ΕΙΚΟΝΑ 38 - ΠΗΓΕΣ ΕΤΗΣΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗ ΡΟΥΜΑΝΙΑ ΚΑΤΑ ΤΑ ΤΕΛΕΥΤΑΙΑ ΕΤΗ [Δ37].....	145
ΕΙΚΟΝΑ 39 - ΣΤΟΧΟΙ ΤΗΣ ΡΟΥΜΑΝΙΑΣ ΒΑΣΕΙ ΤΟΥ INECPP [Δ36]	148
ΕΙΚΟΝΑ 40 - ΔΕΙΚΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΑΤΑ ΤΑ ΤΕΛΕΥΤΑΙΑ ΕΤΗ ΣΤΗ ΡΟΥΜΑΝΙΑ [Δ41]	150
ΕΙΚΟΝΑ 41 - ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ ΤΟΥ ΡΟΥΜΑΝΙΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ [Δ44]	153
ΕΙΚΟΝΑ 42 - ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ ΑΝΑ ΠΗΓΗ ΑΠΟ ΤΟ 1990 ΕΩΣ ΤΟ 2018 [Δ43]	156
ΕΙΚΟΝΑ 43 - ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΝΑ ΠΗΓΗ ΣΤΗΝ ΚΡΟΑΤΙΑ ΑΠΟ ΤΟ 1990 ΕΩΣ ΤΟ 2018 [Δ53].....	162
ΕΙΚΟΝΑ 44 - ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΝΑ ΠΗΓΗ ΣΤΗΝ ΚΡΟΑΤΙΑ [Δ47].....	164
ΕΙΚΟΝΑ 45 - ΔΙΚΤΥΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΚΡΟΑΤΙΑΣ [45].....	165
ΕΙΚΟΝΑ 46 - ΔΕΙΚΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΑΤΑ ΤΑ ΤΕΛΕΥΤΑΙΑ ΕΤΗ ΣΤΗΝ ΚΡΟΑΤΙΑ [Δ53].....	166
ΕΙΚΟΝΑ 47 - ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ ΚΡΟΑΤΙΚΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ [Δ51] ...	170
ΕΙΚΟΝΑ 48 - ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ ΑΝΑ ΠΗΓΗ ΑΠΟ ΤΟ 1990 ΕΩΣ ΤΟ 2018 [Δ54]	172
ΕΙΚΟΝΑ 49 - ΦΙΛΟΔΟΞΙΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΠΕΚΤΑΣΗ ΤΩΝ ΗΛΙΑΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ ΣΤΗΝ ΚΡΟΑΤΙΑ [Δ49].....	173
ΕΙΚΟΝΑ 50 - ΕΠΙΛΕΞΙΜΕΣ ΑΠΕ ΓΙΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ FIT.....	175
ΕΙΚΟΝΑ 51 - ΑΝΑΚΥΚΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗ ΣΛΟΒΕΝΙΑ ΤΟ 2018 [Δ56]... ..	178
ΕΙΚΟΝΑ 52 - ΣΛΟΒΕΝΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ [Δ56]	179
ΕΙΚΟΝΑ 53 - ΔΕΙΚΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΑΤΑ ΤΑ ΤΕΛΕΥΤΑΙΑ ΕΤΗ ΣΤΗ ΣΛΟΒΕΝΙΑ [Δ62]	181
ΕΙΚΟΝΑ 54 - ΕΠΕΝΔΥΣΕΙΣ ΔΣΜ ΚΑΙ ΔΣΔ ΣΤΗ ΣΛΟΒΕΝΙΑ ΚΑΤΑ ΤΑ ΤΕΛΕΥΤΑΙΑ ΕΤΗ [Δ56].....	182

ΕΙΚΟΝΑ 55 - ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΣΛΟΒΕΝΙΑΣ [Δ56]	185
ΕΙΚΟΝΑ 56 - ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΤΩΝ ΚΑΤΑΝΕΜΗΜΕΝΩΝ CZC ΚΑΙ ΤΩΝ ΕΣΟΔΩΝ ΤΩΝ ΠΛΕΙΣΤΗΡΙΑΣΜΩΝ	185
ΕΙΚΟΝΑ 57 - ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ ΑΝΑ ΠΗΓΗ ΑΠΟ ΤΟ 1990 ΕΩΣ ΤΟ 2018 [Δ61]	186
ΕΙΚΟΝΑ 58 - ΕΠΙΛΕΞΙΜΕΣ ΑΠΕ ΓΙΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ FIT.....	187
ΕΙΚΟΝΑ 59 - ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΝΑ ΠΗΓΗ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ ΑΠΟ ΤΟ 1990 ΕΩΣ ΤΟ 2018 [Δ68].....	190
ΕΙΚΟΝΑ 60 - ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΝΑ ΤΟΜΕΑ [Δ69]	192
ΕΙΚΟΝΑ 61 - ΔΕΙΚΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΑ ΤΕΛΕΥΤΑΙΑ ΧΡΟΝΙΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ [Δ69].....	193
ΕΙΚΟΝΑ 62 - Η ΘΕΣΗ ΤΟΥ ΦΟΡΕΑ ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΣΗΣ ΣΤΗ ΧΟΝΔΡΙΚΗ ΑΓΟΡΑ [Δ67].....	194
ΕΙΚΟΝΑ 63 - ΑΓΟΡΑ ΕΞΙΣΟΡΡΟΠΗΣΗΣ [Δ67].....	195
ΕΙΚΟΝΑ 64 - ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ [Δ70]	195
ΕΙΚΟΝΑ 65 - ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΚΑΙ ΕΞΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΤΙΣ ΓΕΙΤΟΝΙΚΕΣ ΧΩΡΕΣ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ [Δ67]	196
ΕΙΚΟΝΑ 66 - ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΝΑ ΠΗΓΗ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ ΑΠΟ ΤΟ 1990 ΕΩΣ ΤΟ 2018 [Δ68].....	197
ΕΙΚΟΝΑ 67 - ΟΙ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΕΝΕΣ ΔΙΕΘΝΕΙΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ ΤΗΣ ΕΕ [6]	204
ΕΙΚΟΝΑ 68 - ΧΑΡΤΗΣ ΤΩΝ ΕΡΓΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΥΝΔΡ 2022. ΟΙ ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΑΦΟΡΟΥΝ ΕΡΓΑ ΓΙΑ ΤΑ ΟΠΟΙΑ Η ΔΙΑΔΡΟΜΗ ΔΕΝ ΕΙΝΑΙ ΑΚΟΜΗ ΓΝΩΣΤΗ (ΠΡΑΣΙΝΟ: ΥΠΟ ΚΑΤΑΣΚΕΥΗ, ΚΙΤΡΙΝΟ: ΜΕ ΑΔΕΙΑ, ΚΟΚΚΙΝΟ: ΠΡΟΒΛΕΠΕΤΑΙ ΑΛΛΑ ΔΕΝ ΕΧΕΙ ΑΚΟΜΗ ΕΓΚΡΙΘΕΙ, ΜΠΛΕ: ΥΠΟ ΕΞΕΤΑΣΗ).	208
ΕΙΚΟΝΑ 69 - ΤΥΝΔΡ 2022 ΕΠΕΝΔΥΣΕΙΣ ΑΝΑ ΕΙΔΟΣ ΣΤΟΙΧΕΙΟΥ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ. ΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΜΕΤΑΤΡΟΠΗΣ ΠΕΡΙΛΑΜΒΑΝΟΝΤΑΙ ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΙΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΙΣ DC.	209
ΕΙΚΟΝΑ 70 - ΤΥΝΔΡ 2022 ΕΡΓΑ ΔΙΑΒΙΒΑΣΗΣ ΑΝΑ ΕΤΟΣ ΚΑΤΑ ΤΟ ΟΠΟΙΟ ΑΝΑΜΕΝΟΤΑΝ ΝΑ ΤΕΘΟΥΝ ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ, ΟΠΩΣ ΠΑΡΕΧΟΝΤΑΙ ΑΠΟ ΤΟΥΣ ΦΟΡΕΙΣ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΟΥΣ.....	210
ΕΙΚΟΝΑ 71 - ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΔΙΑΒΙΒΑΣΗΣ ΤΩΝ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ ΤΥΝΔΡ 2022 ΑΠΟ ΤΟ 2020. ΟΙ «ΝΕΕΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΙΣ» ΑΦΟΡΟΥΝ ΣΕ ΕΠΕΝΔΥΣΕΙΣ ΠΟΥ ΔΕΝ ΠΕΡΙΛΑΜΒΑΝΟΝΤΑΝ ΣΕ ΠΡΟΗΓΟΥΜΕΝΕΣ ΕΚΔΟΣΕΙΣ ΤΟΥ ΤΥΝΔΡ	211

ΕΙΚΟΝΑ 72 - 'ΕΡΓΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΤΥΝΔΡ 2022 (ΚΙΤΡΙΝΟ: ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΟ, ΚΟΚΚΙΝΟ: ΠΡΟΒΛΕΠΕΤΑΙ ΑΛΛΑ ΔΕΝ ΕΧΕΙ ΑΚΟΜΗ ΕΓΚΡΙΘΕΙ, ΜΠΛΕ: ΥΠΟ ΕΞΕΤΑΣΗ).....	211
ΕΙΚΟΝΑ 73 - ΤΥΝΔΡ 2022 ΕΡΓΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΑΝΑ ΕΤΟΣ ΚΑΤΑ ΤΟ ΟΠΟΙΟ ΑΝΑΜΕΝΟΤΑΝ ΝΑ ΤΕΘΟΥΝ ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ, ΟΠΩΣ ΠΑΡΕΧΟΝΤΑΙ ΑΠΟ ΤΟΥΣ ΦΟΡΕΙΣ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΟΥΣ.....	213
ΕΙΚΟΝΑ 74 - ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΩΝ ΕΡΓΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΤΥΝΔΡ 2022 ΑΠΟ ΤΟ ΤΥΝΔΡ 2020. ΤΑ «ΝΕΑ ΕΡΓΑ» ΑΦΟΡΟΥΝ ΕΡΓΑ ΠΟΥ ΔΕΝ ΠΕΡΙΛΑΜΒΑΝΟΝΤΑΝ ΣΕ ΠΡΟΗΓΟΥΜΕΝΕΣ ΕΚΔΟΣΕΙΣ ΤΟΥ ΤΥΝΔΡ.....	213
ΕΙΚΟΝΑ 75 - 'ΕΡΓΑ ΠΟΥ ΑΝΑΤΕΘΗΚΑΝ ΕΤΗΣΙΩΣ ΑΠΟ ΤΟ 2010 ΕΩΣ ΤΟ 2021 ΣΕ ΧΙΛΙΟΜΕΤΡΑ ΓΡΑΜΜΗΣ.....	215

Δήλωση Πνευματικών Δικαιωμάτων

Δηλώνω ρητά ότι, σύμφωνα με το άρθρο 8 του Ν. 1599/1986 και τα άρθρα 2,4,6 παρ. 3 του Ν. 1256/1982, η παρούσα Διπλωματική Εργασία με τίτλο **“Διεθνής Διασυνοριακή Συνεργασία στο Ευρωπαϊκό Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενέργειας - Υφιστάμενη Κατάσταση και Μελλοντικά Σχέδια”** καθώς και τα ηλεκτρονικά αρχεία και οι πηγαίοι κώδικες που αναπτύχθηκαν ή τροποποιήθηκαν στα πλαίσια αυτής της εργασίας και αναφέρονται ρητώς μέσα στο κείμενο που συνοδεύουν και η οποία έχει εκπονηθεί στο Τμήμα Ψηφιακών Συστημάτων του Πανεπιστημίου Πειραιώς αποτελεί αποκλειστικά προϊόν προσωπικής εργασίας και δεν προσβάλλει κάθε μορφής πνευματικά δικαιώματα τρίτων και δεν είναι προϊόν μερικής ή ολικής αντιγραφής, οι πηγές δε που χρησιμοποιήθηκαν περιορίζονται στις βιβλιογραφικές αναφορές και μόνον. Τα σημεία όπου έχω χρησιμοποιήσει ιδέες, κείμενο, αρχεία ή / και πηγές άλλων συγγραφέων, αναφέρονται ευδιάκριτα στο κείμενο με την κατάλληλη παραπομπή και η σχετική αναφορά περιλαμβάνεται στο τμήμα των βιβλιογραφικών αναφορών με πλήρη περιγραφή. 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 μόνο.

Copyright (C) Άννα Καλλιτσάρη, 2023, Πειραιάς

[Άννα Καλλιτσάρη]

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το διασυνοριακό εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί βασική πτυχή της κοινής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας που εγκαθιδρύεται από την Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ). Η δημιουργία της κοινής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ ξεκίνησε με την απελευθέρωση των εθνικών τομέων ηλεκτρικής ενέργειας των κρατών-μελών πριν από περισσότερο από δύο δεκαετίες. Στόχος ήταν η μετατροπή μιας μονοπωλιακής και συντηρητικής βιομηχανίας σε μια αποτελεσματική και καινοτόμο αγορά, ανοικτή σε νέους παίκτες, τεχνολογίες και επιχειρηματικά μοντέλα [Α1].

Η εναρμόνιση των κανόνων της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί ένα συντονισμένο πλαίσιο πολιτικής μεταξύ των κρατών-μελών. Για να διευκολυνθεί η ανάπτυξη κοινών ρυθμίσεων στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, δημιουργήθηκαν νέοι θεσμοί για τη ρύθμιση των διασυνοριακών δικτύων και των εθνικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας. Η ανάπτυξη και η εφαρμογή κοινών κανόνων στην αγορά ενθάρρυναν τη δημιουργία μηχανισμών περιφερειακής συνεργασίας και τη διμερή συνεργασία [Α1].

Η συνεργασία σε επίπεδο ΕΕ στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας διευκολύνει τον συντονισμό κυρίως μεταξύ των κρατών-μελών, των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών (ΕΡΑ), των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) και των μελλοντικών Διαχειριστών Συστημάτων Διανομής (ΔΣΔ). Επίκεντρο της συνεργασίας είναι η εναρμόνιση των εθνικών κανόνων της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, μέσω νομοθετικών διαδικασιών (π.χ. κανονισμός για την ηλεκτρική ενέργεια ή οδηγία για την ηλεκτρική ενέργεια), τεχνικών κανονισμών μειωμένης εξασφάλισης (κωδικοί δικτύου της ΕΕ) και κοινών αποφάσεων, με τους όρους, τις προϋποθέσεις και τις μεθοδολογίες που υπαγορεύουν οι ΕΡΑ. Πρωταρχικός στόχος είναι η δημιουργία μιας

ολοκληρωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ [A2]. Για την επίτευξη αυτού του στόχου απαιτείται η ενοποίηση του Ευρωπαϊκού δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας με την εγκατάσταση και αποτελεσματική χρήση διασυνοριακών γραμμών ηλεκτρικής διασύνδεσης των εθνικών δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας τόσο μεταξύ των κρατών μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης όσο και με τρίτες χώρες.

Στόχος της παρούσας Διπλωματικής Εργασίας είναι η ανάδειξη του οργανωτικού και επιχειρησιακού μοντέλου που υιοθετεί η Ευρωπαϊκή Ένωση ως προς τη δημιουργία του Ευρωπαϊκού Δικτύου Ηλεκτρικής Ενέργειας, καθώς και των υφιστάμενων και προωθούμενων σχεδιασμών διασυνοριακής ηλεκτρικής διασυνδεσιμότητας – ειδικά στην Ανατολική και Νοτιοανατολική πλευρά της Ευρώπης (όπου βρίσκονται και τα περισσότερα εκ των νεότερων κρατών μελών της ΕΕ).

Η δομή της παρούσας Διπλωματικής Εργασίας είναι η εξής:

- το επόμενο κεφάλαιο (Κεφάλαιο 2) παρουσιάζει τη δομή και τη λειτουργία του Ευρωπαϊκού Δικτύου Ηλεκτρικής Ενέργειας και των σχετικών με αυτό Ευρωπαϊκών οργανισμών και αρχών, καθώς επίσης και τη διάρθρωση της διασυνοριακής συνεργασίας των Κρατών Μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης.
- Το Κεφάλαιο 3 αναλύει τους στόχους και τις μετρικές που έχει θέσει η Ευρωπαϊκή Ένωση ως προς τη διασυνδεσιμότητα του Ευρωπαϊκού Δικτύου Ηλεκτρικής Ενέργειας, όπως είναι, για παράδειγμα, το ποσοστό διασυνδεσιμότητας, η διαφορά τιμών ενέργειας στη χονδρική αγορά, ο λόγος της ονομαστικής δυναμικότητας των διασυνοριακών γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας ως προς το φορτίο αιχμής ή ως προς την εγκαταστημένη ισχύ των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), και η αποτελεσματικότητα της χρήσης των διασυνοριακών γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

- Το Κεφάλαιο 4 παρέχει την επισκόπηση των υφιστάμενων διασυνοριακών γραμμών ηλεκτρικής διασύνδεσης στον Ευρωπαϊκό χώρο, τόσο αυτών που υφίστανται μεταξύ των Κρατών Μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, όσο και αυτών μεταξύ Κρατών Μελών της ΕΕ και τρίτων χωρών (διασύνδεση σε διεθνές επίπεδο). Ως προς το τελευταίο, το εν λόγω κεφάλαιο παρουσιάζει εκτεταμένα τη δομή, τη λειτουργία, τη χωρητικότητα, και τις γραμμές διασύνδεσης ως προς τα Κράτη Μέλη της ΕΕ των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας των εξής τρίτων χωρών: Αλβανία, Βόρεια Μακεδονία, Βοσνία-Ερζεγοβίνη, Γεωργία, Κόσοβο, Μολδαβία, Μαυροβούνιο, Σερβία και Ουκρανία.
- Το Κεφάλαιο 5 παρουσιάζει τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας (με έμφαση ως προς τη δομή, την αγορά, τη χωρητικότητα, τις εγκαταστημένες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, και τις γραμμές διασυνοριακής διασύνδεσης) των χωρών Κρατών Μελών της ΕΕ της Βαλκανικής και της Ανατολικής Ευρώπης: Βουλγαρία, Κροατία, Ουγγαρία, Ρουμανία, Σλοβενία και Ελλάδα.
- Τέλος, το Κεφάλαιο 6 παρουσιάζει τα μελλοντικά σχέδια σε Ευρωπαϊκό επίπεδο (ενταγμένα σε πολυετή χαρτοφυλάκια) αναφορικά με τις γραμμές διασύνδεσης μεταξύ των εθνικών δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας.

2. ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΔΟΜΗ ΔΙΑΣΥΝΟΡΙΑΚΗΣ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑΣ

2.1. ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΤΗΣ ΔΟΜΗΣ ΔΙΑΣΥΝΟΡΙΑΚΗΣ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΗ

Για την προώθηση της συνεργασίας, η ΕΕ ανέθεσε στα κράτη-μέλη της τη σύσταση εθνικών ρυθμιστικών αρχών και δημιούργησε τον Οργανισμό Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας ACER. Ο ACER είναι θεσμικό όργανο για τη στήριξη της ανάπτυξης της κοινής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου της ΕΕ και ξεκίνησε τη λειτουργία του το 2011 με εντολή της ΕΕ. Ο κύριος στόχος του οργανισμού είναι να προωθήσει τη συνεργασία μεταξύ των ευρωπαϊκών ρυθμιστικών αρχών ενέργειας και να θεσπίσει ένα κοινό κανονιστικό πλαίσιο για μια ολοκληρωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου. Ο ACER παρακολουθεί το έργο του ENTSO-E και τα σχέδια ανάπτυξης δικτύων σε επίπεδο ΕΕ, καθώς και τη λειτουργία των κοινών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου εν γένει, αλλά και του χονδρικού εμπορίου ενέργειας ειδικότερα. Ο οργανισμός διαδραμάτισε επίσης ρόλο ως ανεξάρτητος διαμεσολαβητής για την περιφερειακή συνεργασία στον τομέα της ενοποίησης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και θα αναλάβει επίσης την εποπτεία της περιφερειακής συνεργασίας των ΔΣΜ. Για την εκπλήρωση της αποστολής του, ο ACER μπορεί να εκδίδει μη δεσμευτικές γνώμες και συστάσεις προς τις εθνικές ρυθμιστικές αρχές ενέργειας, τους ΔΣΜ και τα θεσμικά όργανα της ΕΕ. Σε τομείς που ορίζονται στην ευρωπαϊκή νομοθεσία, ο ACER μπορεί να λαμβάνει δεσμευτικές μεμονωμένες αποφάσεις σε συγκεκριμένες περιπτώσεις και υπό ορισμένες προϋποθέσεις για διασυνοριακά ζητήματα υποδομής. Κατόπιν αιτήματος της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, ο ACER, από κοινού με το ENTSO-E, καταρτίζει σχέδια κατευθυντήριων γραμμών-πλαίσιων, που χρησιμεύουν ως βάση για την κατάρτιση κωδίκων δικτύου. Η εναρμόνιση των κανόνων της

αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί τον πυρήνα μιας αποτελεσματικής κοινής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ΔΣΜ διαδραματίζουν κεντρικό ρόλο στη διαδικασία αυτή και, ως εκ τούτου, συμβάλλουν στον σχεδιασμό και την εφαρμογή των κανόνων της αγοράς [A1].

Για την προώθηση της συνεργασίας σε όλους τους ΔΣΜ της Ευρώπης και για τη στήριξη της εφαρμογής της ενεργειακής πολιτικής της ΕΕ, το ENTSO-E έχει συσταθεί με εντολή της ΕΕ. Το ENTSO-E είναι ο διάδοχος έξι περιφερειακών ενώσεων-διαχειριστών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και άρχισε να λειτουργεί το 2009. Σήμερα εκπροσωπούνται 43 διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς από 36 ευρωπαϊκές χώρες. Ο στόχος του ENTSO-E είναι να δημιουργήσει την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ, να διασφαλίσει τη βέλτιστη λειτουργία της και να στηρίξει το θεματολόγιο της ΕΕ για την ενέργεια και το κλίμα. Ως εκ τούτου, το ENTSO-E δεσμεύεται να απαντήσει αποτελεσματικά στις προκλήσεις ενός μεταβαλλόμενου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, διατηρώντας παράλληλα την ασφάλεια του εφοδιασμού. Για την επίτευξη των στόχων αυτών, το ENTSO-E:

- αναπτύσσει πολιτικές,
- υποστηρίζει την ανάπτυξη και την εφαρμογή κοινών ευρωπαϊκών κωδίκων δικτύου,
- διευκολύνει την τεχνική συνεργασία μεταξύ ΔΣΜ,
- διενεργεί βραχυπρόθεσμες, μεσοπρόθεσμες και μακροπρόθεσμες αξιολογήσεις επάρκειας του συστήματος,
- αναπτύσσει μακροχρόνια σχέδια πανευρωπαϊκών δικτύων,
- συντονίζει τον σχεδιασμό Έρευνας και Ανάπτυξης (E&A) για τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας.

Το ENTSO-E λειτουργεί ως μη κερδοσκοπικός οργανισμός και χρηματοδοτείται από τα μέλη του. Οι ΔΣΜ συνεισφέρουν στον προϋπολογισμό ανάλογα με τον αριθμό των χωρών και τον πληθυσμό τους [A1].

Σε επόμενο διάστημα σχεδιάζεται να συσταθεί η Ευρωπαϊκή Ένωση Διαχειριστών Συστημάτων Διανομής (ΔΣΔ) με τον ίδιο τρόπο με το ENTSO-E. Οι ΔΣΔ θα είναι σε θέση να προσχωρήσουν στον φορέα ΔΣΔ της ΕΕ και, ως εκ τούτου, θα συμμετέχουν, μεταξύ άλλων, στην ανάπτυξη ευρωπαϊκών κωδίκων δικτύου.

Οι κώδικες δικτύου είναι σύνολα κανόνων σε διάφορους τομείς της ρύθμισης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στόχος τους είναι να διευκολύνουν την εναρμόνιση, την ενοποίηση και την αποδοτικότητα εκτός της ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, προκειμένου να επιτευχθούν οι στόχοι της πολιτικής της ΕΕ όσον αφορά την ενέργεια και το κλίμα. Οι κώδικες δικτύου καταρτίζονται από το ENTSO-E (και για ορισμένα θέματα στο μέλλον και από τον φορέα ΔΣΔ), ενώ η διαδικασία σύνταξης πραγματοποιείται υπό την καθοδήγηση του ACER. Στο τελικό στάδιο, θεσπίζονται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, η οποία λαμβάνει υπόψη τις σχετικές θέσεις των κρατών-μελών και του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου. Μετά την έγκρισή τους, οι κώδικες δικτύου είναι ευρωπαϊκοί κανονισμοί που, από νομική άποψη, έχουν άμεση ισχύ σε κάθε κράτος-μέλος της ΕΕ. Οι εθνικές ρυθμιστικές αρχές, μεμονωμένα αλλά συχνά και από κοινού, σε όλες τις περιφέρειες ή σε ολόκληρη την Ευρώπη, είναι επιφορτισμένες με την έγκριση των ειδικών στοιχείων και την εφαρμογή πολλών από τις μεθοδολογίες για τις οποίες οι κώδικες δικτύου παρέχουν γενικούς κανόνες [A1].

Υπάρχουν διάφορα στοιχεία σχεδιασμού τα οποία αφορούν τους μηχανισμούς δυναμικότητας και τα οποία ενδέχεται να επηρεάσουν τη διασυννοριακή συμμετοχή. Κατά την αξιολόγηση του κατά πόσον ένα εναρμονισμένο πλαίσιο είναι επαρκές ή κατά πόσον πρέπει να εναρμονιστούν βασικά στοιχεία των μηχανισμών δυναμικότητας, εντοπίζονται μοντέλα κεντρικών δημοπρασιών (όπως το μοντέλο του Ηνωμένου Βασιλείου) ή αποκεντρωμένα (όπως το γαλλικό μοντέλο).

Οι δύο επιλογές που υφίστανται για τη διαμόρφωση ενός κοινού πλαισίου έχουν διαφορετικές επιπτώσεις:

- Η επιλογή 1 συνεπάγεται τον σχεδιασμό ενός εναρμονισμένου πλαισίου της ΕΕ, που θα επικεντρώνεται μόνο στη διασυνοριακή συμμετοχή. Στο πλαίσιο αυτό, τα στοιχεία του συνολικού μηχανισμού θα εξακολουθούν να αποφασίζονται από κάθε κράτος-μέλος, αλλά οι κανόνες για τη διασυνοριακή συμμετοχή πρέπει να εφαρμόζονται σύμφωνα με το πλαίσιο.
- Η επιλογή 2 συνεπάγεται ότι, εκτός από τους κοινούς κανόνες για τη διασυνοριακή συμμετοχή, θεσπίζονται κανόνες για τα βασικά στοιχεία κάθε «εσωτερικής» κατηγορίας, προκειμένου να προωθηθεί περαιτέρω η αποτελεσματική διασυνοριακή συμμετοχή [A3].

Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει συνοπτικά τους κανονισμούς-πλαίσια που θα μπορούσαν να εφαρμοστούν τόσο στις κεντρικές δημοπρασίες όσο και στα αποκεντρωμένα συστήματα με άμεση συμμετοχή, χωρίς να παρεμβαίνουν στις επιμέρους επιλογές σχεδιασμού:

Πίνακας 1 - Κανονισμοί / πλαίσια με παροχή ανά στοιχείο

Στοιχείο	Παροχή ανά στοιχείο
Επάρκεια δυναμικότητας, απαίτηση δυναμικότητας και αποτίμηση	Με βάση κοινές αρχές. Περιφερειακή, πιθανολογική προσέγγιση.
Επιλέξιμοι πάροχοι	Όλοι οι σχετικοί πόροι, σύμφωνα με την αποτιμημένη ικανότητα. Γεωγραφικός περιορισμός βάσει της περιφερειακής αξιολόγησης και των περιορισμών του δικτύου. Οι πάροχοι θα πρέπει να έχουν τη δυνατότητα να συμμετέχουν σε διάφορες αγορές δυναμικότητας ανάλογα με την αποτιμημένη

	δυναμικότητά τους.
Υποχρέωση και κυρώσεις	Υποχρέωση διαθεσιμότητας. Ίδια ποινή με τους εγχώριους παρόχους.
Διαδικασία κατανομής ανταγωνιστικών γραμμών διασύνδεσης	Ρητή δημοπρασία «εισδοχής». Έμμεσος πλειστηριασμός για κεντρικούς πλειστηριασμούς, εάν υπάρχει διαφορετικό πλαίσιο για κεντρικούς πλειστηριασμούς και συστήματα αποκεντρωμένων υποχρεώσεων.
Αμοιβή των φορέων εκμετάλλευσης γραμμών διασύνδεσης	Έσοδα από πλειστηριασμούς.
Δευτερογενής διαπραγμάτευση	Θα πρέπει να επιτρέπεται.
Υποχρεώσεις και κυρώσεις για τους φορείς εκμετάλλευσης γραμμών διασύνδεσης	Δεν θα πρέπει να επιβάλλονται ειδικές υποχρεώσεις στις αγορές δυναμικότητας με άμεση συμμετοχή.
Κανόνες για τον επηρεασμό των διασυννοριακών ροών	Ειδικοί κανόνες σχετικά με τις αγορές δυναμικότητας με άμεση συμμετοχή που δεν απαιτείται.
Κατανομή των δαπανών	Οι εγχώριοι καταναλωτές στην αγορά του μηχανισμού δυναμικότητας θα πρέπει να καταβάλλουν το κόστος του μηχανισμού δυναμικότητας.
Κανόνες για τη συμμόρφωση των ΔΣΜ	Θα πρέπει να αναπτυχθούν κανόνες σχετικά με τον ρόλο των ΔΣΜ σε διάφορες φάσεις εφαρμογής και λειτουργίας των μηχανισμών δυναμικότητας.

2.2. ΔΙΑΖΩΝΙΚΗ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ

Η διαζωνική δυναμικότητα στην αγορά ενέργειας της ΕΕ ορίζεται ως η ικανότητα του διασυνδεδεμένου συστήματος να δέχεται τη μεταφορά ενέργειας μεταξύ ζωνών προσφοράς. Η διαζωνική ικανότητα μπορεί να εκφραστεί είτε ως:

- τιμή συντονισμένης καθαρής δυναμικότητας μεταφοράς (CNTC) ή
- παράμετρος που βασίζεται στη ροή.

Το άρθρο 16, παράγραφος 3 του κανονισμού (ΕΚ), αριθ. 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 13ης Ιουλίου 2009, σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές, ορίζει τα εξής: «Η μέγιστη δυναμικότητα των διασυνδέσεων ή/και των δικτύων μεταφοράς που επηρεάζουν τις διαζωνικές ροές τίθεται στη διάθεση των συμμετεχόντων στην αγορά, σύμφωνα με τα πρότυπα ασφάλειας της ασφαλούς λειτουργίας του δικτύου» [A4]. Ο ίδιος κανονισμός ορίζει ότι οι διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς (ΔΣΜ) δεν πρέπει να περιορίζουν τη δυναμικότητα διασύνδεσης για την επίλυση της συμφόρησης εντός της δικής τους περιοχής ελέγχου.

Ένας άλλος σημαντικός κανόνας διατυπώνεται στο άρθρο 21, παράγραφος I, στοιχείο β, σημείο ii του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, για τη θέσπιση κατευθυντήριας γραμμής για την κατανομή δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης — CACM (κανονισμός για τη σύζευξη της αγοράς), ο οποίος ορίζει ότι οι μεθοδολογίες υπολογισμού και κατανομής δυναμικότητας πρέπει να βασίζονται σε «κανόνες για την αποφυγή αδικαιολόγητων διακρίσεων μεταξύ εσωτερικών και διαζωνικών ανταλλαγών» [A4].

Η σύσταση του Οργανισμού, αριθ. 02/2016, της 11ης Νοεμβρίου 2016, σχετικά με τις κοινές μεθοδολογίες υπολογισμού της δυναμικότητας,

ανακαταμερισμού και αντιστάθμισης του κόστους συναλλαγών, θεσπίζει δύο αρχές υπολογισμού της δυναμικότητας υψηλού επιπέδου:

- οι περιορισμοί στα στοιχεία του εσωτερικού δικτύου δεν θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη στις μεθόδους υπολογισμού της διαζωνικής δυναμικότητας,
- η δυναμικότητα των στοιχείων διαζωνικού δικτύου τα οποία λαμβάνονται υπόψη στις κοινές μεθοδολογίες υπολογισμού δυναμικότητας, δεν θα πρέπει να μειωθεί [A4].

Ο ACER αναμένει από τους ΔΣΜ και τις εθνικές ρυθμιστικές αρχές (ΕΡΑ) να τηρούν αυτές τις υψηλού επιπέδου αρχές κατά την ανάπτυξη, την έγκριση, την εφαρμογή και την παρακολούθηση των μεθοδολογιών υπολογισμού της δυναμικότητας που εφαρμόζουν. Ωστόσο, η σύσταση επιτρέπει παρεκκλίσεις από τις εν λόγω αρχές εάν δικαιολογούνται επαρκώς (από επιχειρησιακής και κοινωνικοοικονομικής άποψης σε επίπεδο ΕΕ) και δεν προβαίνουν σε αδικαιολόγητες διακρίσεις εις βάρος των διαζωνικών ανταλλαγών [A4].

2.3. ΠΛΑΙΣΙΟ ΔΙΑΖΩΝΙΚΗΣ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΤΗ ΔΕΣΜΗ ΜΕΤΡΩΝ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΑΘΑΡΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Με την επιφύλαξη της υποχρέωσης μεγιστοποίησης της δυναμικότητας για το διαζωνικό εμπόριο, ο κανονισμός (ΕΕ) 2019/943 σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (αναδιατύπωση του κανονισμού για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας), στο άρθρο 16, παράγραφος 8, ορίζει ότι οι ΔΣΜ υποχρεούνται να διαθέτουν, από την 1η Ιανουαρίου 2020, ελάχιστο δεσμευτικό επίπεδο δυναμικότητας (70%) για το διαζωνικό εμπόριο.

Ο σκοπός της προσφοράς ενός ελάχιστου επιπέδου διαθέσιμης δυναμικότητας για το διαζωνικό εμπόριο είναι:

- η μείωση των επιπτώσεων των ρών των βρόχων και της εσωτερικής συμφόρησης στο διαζωνικό εμπόριο και
- ο καθορισμός μιας προβλέψιμης διαζωνικής αξίας δυναμικότητας για τους συμμετέχοντες στην αγορά [A4].

Οι διατάξεις του αναδιατυπωμένου κανονισμού για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αποσκοπούν στην αποφυγή των διακρίσεων όσον αφορά τις διαζωνικές ανταλλαγές. Ειδικότερα, το άρθρο 16, παράγραφος 8, ορίζει ότι «οι ΔΣΜ δεν περιορίζουν την ποσότητα της δυναμικότητας διασύνδεσης που πρέπει να διατίθεται στους συμμετέχοντες στην αγορά ως μέσο επίλυσης συμφόρησης εντός της δικής τους ζώνης προσφοράς ή ως μέσο διαχείρισης των ρών που προκύπτουν από εσωτερικές συναλλαγές σε ζώνες προσφοράς» [A4].

Η ανωτέρω απαίτηση θεωρείται ότι πληρούται, εάν επιτευχθούν τα ακόλουθα ελάχιστα επίπεδα διαθέσιμης δυναμικότητας για το διαζωνικό εμπόριο:

- για τα σύνορα που χρησιμοποιούν συντονισμένη προσέγγιση καθαρής δυναμικότητας μεταφοράς, η ελάχιστη δυναμικότητα είναι το 70% της δυναμικότητας μεταφοράς που τηρεί τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας μετά την αφαίρεση των απρόβλεπτων καταστάσεων,
- για τα σύνορα που χρησιμοποιούν προσέγγιση βάσει ροής, η ελάχιστη δυναμικότητα είναι ένα ποσοστό που καθορίζεται στη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας, όπως είναι διαθέσιμο για ροές που προκαλούνται από διαζωνική ανταλλαγή. Το ποσοστό αυτό είναι το 70% της δυναμικότητας που τηρεί τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας των εσωτερικών και διαζωνικών κρίσιμων στοιχείων του δικτύου, λαμβανομένων υπόψη των απρόβλεπτων καταστάσεων.

Το άρθρο 16, παράγραφος 8, αναφέρει, τέλος, ότι το συνολικό ποσοστό του 30% μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τα περιθώρια αξιοπιστίας, τις ροές βρόχων και τις εσωτερικές ροές σε κάθε κρίσιμο στοιχείο του δικτύου [A4].

Η έκθεση ACER/CEER της 11ης Νοεμβρίου 2019, σχετικά με τα αποτελέσματα της παρακολούθησης των εσωτερικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας το 2018, καταλήγει στο συμπέρασμα ότι, από την 1η Ιανουαρίου 2020 και μετά, τουλάχιστον το 70% της μέγιστης αποδεκτής ροής ενεργού ισχύος (F_{max}) θα διατίθεται για διαζωνικό εμπόριο σε όλα τα κρίσιμα στοιχεία του δικτύου χωρίς πρόβλεψη (CNEC). Η απαίτηση αυτή θα ισχύει εκτός εάν τα κράτη-μέλη της ΕΕ εφαρμόσουν σχέδια δράσης για τα οποία έχει εντοπιστεί διαρθρωτική συμφόρηση σύμφωνα με το άρθρο 15 του αναδιατυπωμένου κανονισμού για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας ή εάν οι ΕΡΑ θεσπίσουν συντονισμένες παρεκκλίσεις σύμφωνα με το άρθρο 16, παράγραφος 9 του ίδιου κανονισμού [A4].

Ο Οργανισμός, μετά από πολυάριθμες αλληλεπιδράσεις με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, το ENTSO-E, τις ΕΡΑ και τους ΔΣΜ, εξέδωσε σύσταση (με αριθ. 01/2019 σχετικά με την εφαρμογή του ελάχιστου περιθωρίου που πρέπει να διατίθεται για το διασυνοριακό εμπόριο, σύμφωνα με το άρθρο 16, παράγραφος 8 του κανονισμού της ΕΕ, 2019/943) προκειμένου για την επιβολή της συμμόρφωσης με τις νομοθετικές διατάξεις [A4].

2.4. ΠΛΑΙΣΙΟ ΔΙΑΖΩΝΙΚΗΣ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑΣ ΓΙΑ ΥΠΗΡΕΣΙΕΣ ΕΞΙΣΟΡΡΟΠΗΣΗΣ

Το άρθρο 6, παράγραφος 3 του κανονισμού (ΕΕ) 2019/943 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 5ης Ιουνίου 2019, σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, ορίζει ότι οι αγορές εξισορρόπησης πρέπει να διασφαλίζουν την επιχειρησιακή ασφάλεια, επιτρέποντας παράλληλα τη μέγιστη χρήση και την αποτελεσματική κατανομή της διαζωνικής δυναμικότητας μεταξύ των χρονικών πλαισίων [A4].

Σύμφωνα με το άρθρο 38, παράγραφος 7 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της Επιτροπής, της 23ης Νοεμβρίου 2017, εάν οι κάτοχοι

δικαιωμάτων μεταφοράς χρησιμοποιούν διαζωνική δυναμικότητα για την ανταλλαγή της δυναμικότητας εξισορρόπησης, η δυναμικότητα θεωρείται ότι έχει οριστεί αποκλειστικά με σκοπό την εξαίρεσή της από την εφαρμογή της αρχής της χρήσης ή της πώλησης («UIOSI») [A4]. Το άρθρο 39 του εν λόγω κανονισμού προβλέπει τους ακόλουθους κανόνες για τον υπολογισμό της αγοραίας αξίας της διαζωνικής παραγωγικής ικανότητας:

α. Η αγοραία αξία της διαζωνικής δυναμικότητας για την ανταλλαγή ενέργειας και την ανταλλαγή της δυναμικότητας εξισορρόπησης ή την κατανομή εφεδρειών που χρησιμοποιούνται σε μια διαδικασία κατανομής με βάση την αγορά ή τη συν-βελτισση, βασίζεται στις πραγματικές ή προβλεπόμενες αγοραίες τιμές της διαζωνικής δυναμικότητας [A4].

β. Η πραγματική αγοραία αξία της διαζωνικής δυναμικότητας για την ανταλλαγή ενέργειας υπολογίζεται με βάση τις προσφορές των συμμετεχόντων στις αγορές της επόμενης ημέρας και λαμβάνει υπόψη, κατά περίπτωση και κατά το δυνατόν, τις αναμενόμενες προσφορές των συμμετεχόντων στις ενδοημερήσιες αγορές [A4].

γ. Η πραγματική αγοραία αξία της διαζωνικής δυναμικότητας για την ανταλλαγή της δυναμικότητας εξισορρόπησης που χρησιμοποιείται σε διαδικασία συν-βελτιστοποιημένης ή βασιζόμενης στην αγορά κατανομής, υπολογίζεται με βάση τις προσφορές της δυναμικότητας εξισορρόπησης που υποβάλλονται στη λειτουργία βελτιστοποίησης της προμήθειας για τη δυναμικότητα εξισορρόπησης [A4].

δ. Η πραγματική αγοραία αξία της διαζωνικής δυναμικότητας για τον επιμερισμό των εφεδρειών που χρησιμοποιούνται σε διαδικασία συν-βελτιστοποιημένης ή βασιζόμενης στην αγορά κατανομής, υπολογίζεται με βάση το αποφευχθέν κόστος της προμήθειας της δυναμικότητας εξισορρόπησης [A4].

ε. Η προβλεπόμενη αγοραία αξία της διαζωνικής δυναμικότητας βασίζεται σε μία από τις ακόλουθες εναλλακτικές αρχές:

(1) τη χρήση διαφανών δεικτών της αγοράς, που αποκαλύπτουν την αγοραία αξία της διαζωνικής δυναμικότητας ή

(2) τη χρήση μεθοδολογίας πρόβλεψης, που επιτρέπει την ακριβή και αξιόπιστη αξιολόγηση της αγοραίας αξίας της διαζωνικής δυναμικότητας [A4].

στ. Η προβλεπόμενη αγοραία αξία της διαζωνικής δυναμικότητας για την ανταλλαγή ενέργειας μεταξύ ζωνών προσφοράς υπολογίζεται με βάση τις αναμενόμενες διαφορές στις αγοραίες τιμές της επόμενης ημέρας και, κατά περίπτωση και κατά το δυνατόν, των ενδοημερήσιων αγορών μεταξύ ζωνών προσφοράς (συμπληρωματικοί σχετικοί παράγοντες που επηρεάζουν τα πρότυπα ζήτησης και παραγωγής στις διάφορες ζώνες προσφοράς λαμβάνονται επίσης υπόψη) [A4].

Σύμφωνα με το άρθρο 41, παράγραφος 2 του εν λόγω κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της Επιτροπής, της 23ης Νοεμβρίου 2017, η διαζωνική δυναμικότητα που κατανέμεται με βάση την αγορά περιορίζεται στο 10% της διαθέσιμης δυναμικότητας για την ανταλλαγή ενέργειας του προηγούμενου σχετικού ημερολογιακού έτους μεταξύ των αντίστοιχων ζωνών προσφοράς ή, στην περίπτωση νέων γραμμών διασύνδεσης, του 10% της συνολικής εγκατεστημένης τεχνικής δυναμικότητας των εν λόγω νέων γραμμών διασύνδεσης [A4].

Το άρθρο 42, παράγραφος 2 του εν λόγω κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της Επιτροπής, της 23ης Νοεμβρίου 2017, ορίζει ότι η κατανομή της διαζωνικής δυναμικότητας βάσει ανάλυσης της οικονομικής απόδοσης περιορίζεται στο 5% της διαθέσιμης δυναμικότητας για την ανταλλαγή ενέργειας του προηγούμενου σχετικού ημερολογιακού έτους μεταξύ των αντίστοιχων ζωνών προσφοράς ή, στην περίπτωση νέων γραμμών διασύνδεσης, του 10% της συνολικής εγκατεστημένης τεχνικής δυναμικότητας των εν λόγω νέων γραμμών διασύνδεσης [A4].

Το άρθρο 30, παράγραφος 3 του εν λόγω κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της Επιτροπής, της 23ης Νοεμβρίου 2017, περιλαμβάνει την απαίτηση τιμολόγησης της διαζωνικής δυναμικότητας, η οποία «αντικατοπτρίζει τη συμφόρηση της αγοράς» και βασίζεται στις τιμές της ενέργειας εξισορρόπησης [A4].

3. ΣΤΟΧΟΙ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΕΥΡΩΠΑΪΚΗΣ ΕΝΩΣΗΣ

Τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας των κρατών-μελών της ΕΕ ήταν ιστορικά σχεδιασμένα κατά κύριο λόγο για την εξυπηρέτηση των οικιακών καταναλωτών, με περιορισμένο αριθμό διασυνδέσεων, που κατασκευάστηκαν για να παρέχουν στήριξη έκτακτης ανάγκης και να επιτρέπουν περιορισμένο διμερές εμπόριο.

Η ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας έχει σχεδιαστεί ειδικά λαμβάνοντας υπόψη τις περιορισμένες δυνατότητες διασύνδεσης μεταξύ ζωνών, με στόχο τη σηματοδότηση των σωστών επενδύσεων στην παραγωγή, στην αποθήκευση και στο δίκτυο μέσω των μηχανισμών της αγοράς. Πέρα από τους μηχανισμούς της αγοράς, έχει εισαχθεί η έννοια του διευρωπαϊκού δικτύου (TENE), μαζί με την ανάπτυξη έργων κοινού ενδιαφέροντος (ΕΚΕ) και την εφαρμογή τους στα EnCCPs ως Έργα Ενδιαφέροντος Ενεργειακής Κοινότητας (PECI) και Έργα Αμοιβαίου Ενδιαφέροντος (PMI) για τη διευκόλυνση των επενδύσεων στις υποδομές ηλεκτρικής ενέργειας.

Η ΕΕ έχει θέσει ως στόχο διασύνδεσης (τουλάχιστον 10% έως το 2020) ώστε να ενθαρρύνει τις χώρες της ΕΕ να αναπτύξουν περαιτέρω τις γραμμές διασύνδεσης. Αυτό σημαίνει ότι κάθε χώρα θα πρέπει να διαθέτει γραμμές μεταφοράς που να επιτρέπουν τουλάχιστον στο 10% της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας να μεταφέρεται πέρα από τα σύνορά της σε γειτονικές χώρες. Η πλειονότητα των κρατών-μελών της ΕΕ έχει επιτύχει (ή είναι κοντά στην επίτευξη) αυτόν τον στόχο, αλλά το 2017 υπήρχαν ακόμη έντεκα χώρες της ΕΕ που δεν τον είχαν επιτύχει [B1]. Ο στόχος διασύνδεσης του 10% για το 2020 αφορούσε τον λόγο μεταξύ της καθαρής δυναμικότητας μεταφοράς

(NTC) και της εγκατεστημένης παραγωγικής ικανότητας σε μεμονωμένες χώρες.

Οι καθαρές δυνατότητες μεταφοράς (μέγιστη δυνατή εισαγωγή ή εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε όλα τα σύνορα μιας χώρας κατά τη διάρκεια ορισμένης χρονικής περιόδου, διατηρώντας το προκαθορισμένο επίπεδο ασφάλειας του εφοδιασμού) ήταν σημαντικά μικρότερες από την ονομαστική δυναμικότητα των διασυνοριακών γραμμών (μέγιστη δυνατή μεταφορά ισχύος σε γραμμές όσον αφορά το μέγιστο επιτρεπόμενο ρεύμα μέσω αυτών των γραμμών), περιορίζοντας έτσι τις δραστηριότητες της αγοράς (εκτιμήθηκε ότι περίπου το 31% της ονομαστικής δυναμικότητας προσφέρθηκε στην αγορά κατά την προηγούμενη περίοδο) και δημιουργώντας ένα μεγάλο οικονομικό εισόδημα για τους ΔΣΜ λόγω των “ενοικίων συμφόρησης” (το ετήσιο άθροισμα των “ενοικίων συμφόρησης” στην Ευρώπη ήταν περίπου 2,000 εκατ. ευρώ, με περίπου το ένα τέταρτο να δαπανάται για επενδύσεις αύξησης της δυναμικότητας, ενώ το υπόλοιπο για τη σταθερότητα της δυναμικότητας, τη μείωση των τιμολογίων μεταφοράς ή κατατέθηκε σε ξεχωριστό λογαριασμό).

Διαπιστώθηκε επίσης ότι περίπου το 72% όλων των περιπτώσεων συμφόρησης προκλήθηκαν από σημεία συμφόρησης του εσωτερικού δικτύου, πράγμα που σημαίνει ότι η διασυνοριακή δυναμικότητα δεν ήταν η μόνη πηγή περιορισμένου ανταγωνισμού στην αγορά, αλλά υπήρξαν και εσωτερικές εγκαταστάσεις μεταφοράς [B2]. Εν τω μεταξύ, το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο κάλεσε την Ευρωπαϊκή Επιτροπή να αναλύσει τις δυνατότητες των κρατών-μελών να επιτύχουν τον νέο στόχο της διασυνδεσιμότητας κατά 15% έως το 2030. Μια νέα πρόταση για την επίτευξη του στόχου διασύνδεσης το 2030 αποκλίνει από την προαναφερθείσα προσέγγιση (αναλογία μεταξύ των NTC και της εγκατεστημένης δυναμικότητας παραγωγής) και τηρεί τρία επιπλέον επιμέρους κριτήρια, τα οποία περιγράφονται στη συνέχεια, σε άλλο σημείο στο παρόν κεφάλαιο.

3.1. ΣΤΟΧΟΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ 10% ΕΩΣ ΤΟ 2020

Ο στόχος του 10% αφορά τη σχέση μεταξύ του αθροίσματος της καθαρής δυναμικότητας μεταφοράς στα σύνορα μιας χώρας (ή της συνολικής ικανότητας εισαγωγής) και της εγκατεστημένης παραγωγικής ικανότητας στην εν λόγω χώρα.

$$\text{Target 10 \%} \xrightarrow{\text{relates to}} \frac{\sum NTC (\text{import direction})}{MAX P_{\text{generation}}} * 100\% \geq 10\% \quad (1)$$

Όπου $\sum NTC (\text{import direction})$ είναι το άθροισμα της καθαρής δυναμικότητας μεταφοράς όλων των συνόρων που περιβάλλουν την παρατηρούμενη χώρα σε σχέση με την κατεύθυνση εισαγωγής των ρών ηλεκτρικής ενέργειας. Η παραγωγή $MAX P_{\text{generation}}$ είναι η εγκατεστημένη παραγωγική ικανότητα εντός της παρατηρούμενης χώρας.

Όλα τα κράτη-μέλη της ΕΕ κλήθηκαν να επιτύχουν αυτόν τον στόχο έως το 2020, πράγμα που σημαίνει ότι θα έπρεπε να εξασφαλίσουν τη δυνατότητα των παραγόντων της αγοράς να ασκήσουν ανταγωνιστική πίεση στους εγχώριους παραγωγούς. Δεδομένου ότι ο στόχος αυτός καθορίστηκε το 2002, οι παράγοντες της αγοράς παρουσίασαν τότε μια καλή πορεία για τη διευκόλυνση του ανταγωνισμού και της ρευστότητας της αγοράς σε ολόκληρη την Ευρώπη.

Πρέπει να τονιστεί ότι ο «δείκτης 10%» (ο λόγος που παρουσιάζεται ανωτέρω) δεν μετράει το επίπεδο διασυνδεσιμότητας σε πραγματικούς/φυσικούς όρους, αλλά μάλλον το επίπεδο της διασυνοριακής δυναμικότητας που παρέχεται στους συμμετέχοντες στην αγορά για εμπορική χρήση, χωρίς να τίθεται σε κίνδυνο η ασφάλεια του εφοδιασμού. Η διαδικασία και η μεθοδολογία για τον υπολογισμό της διασυνοριακής δυναμικότητας είναι εξίσου σημαντικές με τα περιουσιακά στοιχεία διασύνδεσης. Ο τρόπος υπολογισμού του NTC ή των επιτρεπόμενων εμπορικών ρών διαφέρει ανά την ήπειρο. Εάν αυτές οι τιμές NTC δεν ήταν ορισμένες σύμφωνα με τους

περιορισμούς που σχετίζονται με τις διασυννοριακές γραμμές, ο δείκτης του 10% θα μπορούσε να είναι κατά κάποιον τρόπο παραπλανητικός. Ωστόσο, λόγω ορισμένων σημείων συμφόρησης στο εσωτερικό του δικτύου ή λόγω της μεθοδολογίας υπολογισμού ή άλλου ζητήματος (υπολογιστικές ανακρίβειες, περιοριστικά κριτήρια ασφαλείας που εφαρμόζονται, έλλειψη συντονισμού των παρακείμενων ΔΣΜ κ.λπ.) τέθηκαν συγκεκριμένοι περιορισμοί, γεγονός που υποδηλώνει ότι υπάρχει πρόβλημα διασύνδεσης και όχι μη αποδοτικό πρόβλημα χρήσης των γραμμών διασύνδεσης.

Οι RES ήταν στις αρχές αυτού του αιώνα μια υποτιμημένη κατηγορία και δεν έχουν παρατηρηθεί εντός του στόχου του 10%. Με περίπου 200 GW εγκατεστημένης ισχύος σε WPPs και 120 GW σε SPPs (σε επίπεδο ΕΕ), η κατάσταση έχει αλλάξει σημαντικά. Οι ροές ηλεκτρικής ενέργειας και οι ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των χωρών εντάθηκαν και έγιναν πιο μεταβλητές και όχι εύκολα προβλέψιμες. Ο μεγάλος αριθμός διακοπόμενων πηγών ηλεκτρικής ενέργειας σε συνδυασμό με τις συνεχώς αυξανόμενες δραστηριότητες της αγοράς σε ολόκληρη την Ευρώπη έδειξαν ότι ο προηγούμενος στόχος διασυνδεσιμότητας του 10% θα πρέπει να επικαιροποιηθεί και να επαναπροσδιοριστεί.

3.2. ΣΤΟΧΟΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ 15% ΕΩΣ ΤΟ 2030

Το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο τον Οκτώβριο του 2014 ενέκρινε την πρόταση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για αύξηση του τρέχοντος στόχου της διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας από 10% σε 15% έως το 2030, λαμβάνοντας υπόψη το κόστος και τις δυνατότητες των εμπορικών ανταλλαγών στις σχετικές περιοχές [B2].

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή προσδιόρισε τρία υποκριτήρια, τα οποία αντικατοπτρίζουν την τρέχουσα κατάσταση και αντιπροσωπεύουν δίκαιους

τρόπους μέτρησης των επιπέδων διασύνδεσης σε όλη την Ευρώπη σε σχέση με τις καθορισμένες πολιτικές, και τους τεχνικούς στόχους.

Τα υποκριτήρια είναι τα εξής:

- διαφορά της τιμής χονδρικής μεταξύ κρατών-μελών, περιοχών ή ζωνών προσφοράς (όριο 2 €/MWh),
- λόγος μεταξύ της ονομαστικής ικανότητας μετάδοσης των διασυνδέσεων και του φορτίου αιχμής (πρώτο όριο 30%, δεύτερο όριο 60%) και
- αναλογία μεταξύ της ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων και της εγκατεστημένης χωρητικότητας ΑΠΕ (πρώτο όριο 30%, δεύτερο όριο 60%).

Εκτός από τα τρία αυτά υποκριτήρια, τονίστηκε το ζήτημα της οικονομικής βιωσιμότητας των νέων γραμμών διασυνοριακής διασύνδεσης. Τα έργα θα πρέπει να υλοποιούνται μόνο εάν τα πιθανά οφέλη υπερτερούν του κόστους, ενώ κάθε νέα διασύνδεση θα πρέπει να υπόκειται σε κοινωνικοοικονομική και περιβαλλοντική ανάλυση κόστους-οφέλους.

3.2.1. Διαφορά Τιμών Χονδρικής Αγοράς

Ένας από τους κύριους στόχους της ενεργειακής πολιτικής της ΕΕ είναι η ανάπτυξη του ανταγωνισμού στην παραγωγή και τον εφοδιασμό στις οργανωμένες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, με απώτερο στόχο τη δημιουργία μιας ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Προκειμένου να καταστεί δυνατός ο ανταγωνισμός μεταξύ των διαφόρων παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας και να εξαλειφθεί η δεσπόζουσα θέση στην αγορά οποιουδήποτε μεμονωμένου ανταγωνιστή, το πανευρωπαϊκό σύστημα μεταφοράς θα πρέπει να κατασκευαστεί ιδανικά κατά τρόπο ώστε να αποφεύγονται όλες οι πιθανές διαρθρωτικές συμφορήσεις. Το γεγονός αυτό,

σημαίνει ότι οι διαφορές στις τιμές χονδρικής θα ελαχιστοποιηθούν ή θα εκμηδενιστούν.

Μια εύρυθμη εσωτερική αγορά είναι αυτή που θα οδηγήσει σε ανταγωνιστικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για όλους τους Ευρωπαίους. Ως εκ τούτου, τα κράτη-μέλη θα πρέπει να στοχεύουν στην ελαχιστοποίηση των διαφορών στις τιμές χονδρικής αγοράς [B2]. Θα πρέπει να δοθεί προτεραιότητα στις πρόσθετες διασυνδέσεις εάν η διαφορά τιμών υπερβαίνει το ενδεικτικό όριο των 2€/MWh μεταξύ κρατών-μελών, περιφερειών ή ζωνών προσφοράς. Όσο μεγαλύτερη είναι η διαφορά τιμής, τόσο μεγαλύτερη είναι η ανάγκη για επείγουσα δράση.

Η διαφορά των τιμών θα μπορούσε να είναι ένα πολύ αποτελεσματικό σήμα της αγοράς, γεγονός που υποδηλώνει την ανάγκη για μια νέα διασύνδεση μεταξύ δύο χωρών/ περιοχών/ ζωνών και ότι οι γραμμές διασύνδεσης (εάν υπάρχουν) μπορεί να είναι αποπληκτικές, κάτι που δεν επιτρέπει στην φθηνότερη ηλεκτρική ενέργεια να ρέει πάνω από μια διεπαφή στην άλλη πλευρά όπου η τιμή είναι υψηλότερη. Το σήμα αυτό εξετάζεται μόνο εάν οι εν λειτουργία γραμμές διασύνδεσης χρησιμοποιούνται αποτελεσματικά (για παράδειγμα, όταν οι αγορές είναι συνδεδεμένες ή τουλάχιστον το 70% της δυναμικότητας είναι διαθέσιμο στους συμμετέχοντες στην αγορά μέσω συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας). Εάν η δυναμικότητα προσφέρθηκε μέσω δημοπρασιών με χαμηλό επίπεδο τιμών NTC, η σημαντική διαφορά τιμών μπορεί να μην υποδηλώνει την ανάγκη για νέα γραμμή διασύνδεσης, αλλά μάλλον την περιορισμένη λειτουργία της αγοράς.

Είναι κατανοητό ότι κατά την αξιολόγηση αυτού του κριτηρίου θα πρέπει να χρησιμοποιούνται οι μέσες ετήσιες τιμές χονδρικής και όχι οι ωριαίες διαφορές τιμών που ενδέχεται να διαφέρουν σημαντικά κατά τη διάρκεια του έτους.

$$\text{Target 15 \% (sub - criterion 1)} \xrightarrow{\text{relates to}} \Delta(\text{AVG price}_A - \text{AVG price}_B) < 2 \text{ €/MWh} \quad (2)$$

Όπου AVG price_A είναι η μέση ετήσια τιμή χονδρικής στη χώρα Α. Όπου AVG price_B είναι η μέση ετήσια τιμή χονδρικής στη χώρα Β.

3.2.2. Λόγος μεταξύ της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης και του φορτίου αιχμής

Τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων των συστημάτων μεταφοράς, θα πρέπει να σχεδιάζονται κατά τέτοιο τρόπο, ώστε να ικανοποιούν το υφιστάμενο και το αναμενόμενο μελλοντικό φορτίο αιχμής (μέγιστη ωριαία κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε μία χώρα), ανά πάσα στιγμή και σε όλες τις περιστάσεις, ή να το ικανοποιούν έχοντας ορίσει ένα προκαθορισμένο επίπεδο πιθανότητας (στόχος ασφάλειας του εφοδιασμού), εάν η προσέγγιση πιθανολογικού σχεδιασμού υιοθετείται σε συγκεκριμένο τομέα ικανοτήτων TSO. Υπό ιδανικές συνθήκες αγοράς, το φορτίο αιχμής μιας χώρας θα τροφοδοτείται από την εγχώρια παραγωγή και τις εισαγωγές ενέργειας μέσω των γραμμών διασύνδεσης με τον βέλτιστο οικονομικά τρόπο. Το οικονομικό βέλτιστο θα καταστραφεί εάν οι γραμμές διασύνδεσης περιορίσουν την πιθανή εισαγωγή φθηνότερης ηλεκτρικής ενέργειας από αυτήν που μπορεί να παραχθεί από τους εγχώριους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, αυξάνοντας τις τιμές στην παρατηρούμενη χώρα/περιοχή και μειώνοντας την κοινωνικοοικονομική ευημερία της χώρας αυτής.

Η εισαγωγή φθηνότερης ηλεκτρικής ενέργειας δεν θα ήταν δυνατή χωρίς τις γραμμές διασύνδεσης και η δυναμικότητα μεταφοράς τους είναι αυτή που καθορίζει κατά πόσο μπορεί να μεταφερθεί στο σύστημα. Η ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης καθορίζεται από την τάση και το μέγιστο επιτρεπόμενο ρεύμα που μπορεί να ρέει μέσω καλωδίων χωρίς η θερμοκρασία τους να υπερβαίνει ένα προκαθορισμένο όριο. Αντίθετα, οι τιμές NTC καθορίζονται με σεβασμό στην ασφάλεια του

εφοδιασμού λαμβάνοντας υπόψη διαφορετικές παραδοχές και πιθανά, αν και σπάνια, γεγονότα (όπως οι αναγκαστικές διακοπές, οι συνδυασμοί προγραμματισμένων και αναγκαστικών διακοπών ή άλλα παρόμοια). Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ελέγχει κατά πόσο τηρείται η ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης αντί των τιμών NTC.

Θα πρέπει επίσης να έχουμε κατά νου το γεγονός ότι οι γραμμές διασύνδεσης δεν μπορούν να φορτωθούν ταυτόχρονα μέχρι το μέγιστο επιτρεπόμενο όριο, λόγω των νόμων της φυσικής και των δικτυωμένων δικτύων στα οποία η ηλεκτρική ενέργεια ρέει μέσω διαφορετικών οδών. Ωστόσο, δεδομένου ότι οι γραμμές διασύνδεσης πρόκειται να χρησιμοποιηθούν αποτελεσματικά υπό τις υπάρχουσες συνθήκες της αγοράς, η ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς ως περιοριστική τιμή φαίνεται καταλληλότερη από την τιμή NTC που συμφωνείται μεταξύ των γειτονικών TSO, ιδίως με την προσδοκία για μελλοντική σύζευξη της ευρωπαϊκής αγοράς.

$$\text{Target 15 \% (sub - criterion 2)} \xrightarrow{\text{relates to}} \frac{\sum P_n}{MAX P_{load}} * 100\% > 30\% \quad (3)$$

Όπου $\sum P_n$ είναι το άθροισμα της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς όλων των γραμμών διασύνδεσης σε μία χώρα. Όπου $MAX P_{load}$ είναι το φορτίο αιχμής που σχετίζεται με την παρατηρούμενη χρονική περίοδο.

Για τους σκοπούς της παρούσας μελέτης, η ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς θα περιλαμβάνει όλες τις διασυννοριακές γραμμές μιας χώρας που τη συνδέουν με τις γειτονικές χώρες οι οποίες δραστηριοποιούνται εντός της ίδιας συγχρονισμένης ζώνης. Για τις χώρες της WB6¹ (Αλβανία, Βοσνία-Ερζεγοβίνη, Κοσσυφοπέδιο², Μαυροβούνιο, Βόρεια Μακεδονία και Σερβία),

¹ <https://www.energy-community.org/regionalinitiatives/energy/WB6.html>

² Η ονομασία αυτή χρησιμοποιείται με την επιφύλαξη των θέσεων ως προς το καθεστώς και συνάδει με την απόφαση 1244 του Συμβουλίου Ασφαλείας των Ηνωμένων Εθνών και τη γνώμη του Διεθνούς Δικαστηρίου σχετικά με τη διακήρυξη της ανεξαρτησίας του Κοσσυφοπεδίου.

αυτό θα περιλαμβάνει όλες τις γραμμές διασύνδεσής τους (επειδή όλες οι γειτονικές χώρες λειτουργούν εντός του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας), ενώ για την Ουκρανία, τη Μολδαβία και τη Γεωργία θα χρησιμοποιηθούν μεμονωμένες προσεγγίσεις, οι οποίες περιγράφονται περαιτέρω στη μελέτη.

Ένας λόγος μεταξύ της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης και του φορτίου αιχμής κάτω του 30% σημαίνει ότι υπάρχει πραγματική ανάγκη να εξεταστούν οι δυνατότητες ενίσχυσης των διασυνδέσεων. Αναλογία μεταξύ 30% και 60% σημαίνει ότι οι ΔΣΜ παρακολουθούν την κατάσταση και, ενδεχομένως, αρχίζουν να αναπτύσσουν νέα έργα διασύνδεσης, ενώ ένας λόγος άνω του 60% σημαίνει ότι κατά πάσα πιθανότητα δεν υπάρχει ανάγκη περαιτέρω ενίσχυσης των γραμμών διασύνδεσης, τουλάχιστον όσον αφορά το παρατηρούμενο κριτήριο.

3.2.3. Λόγος μεταξύ της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης και της εγκατεστημένης ισχύος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας

Αναμένεται ότι το μείγμα παραγωγής στην Ευρώπη, συμπεριλαμβανομένων των EnCCPs, θα αλλάξει σημαντικά με τους αιολικούς και ηλιακούς σταθμούς να κυριαρχούν στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε συνδυασμό με τις υφιστάμενες και μελλοντικές υδροηλεκτρικές μονάδες. Αντίθετα, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με καύση άνθρακα θα μειωθεί σημαντικά ή ακόμη και θα εκμηδενιστεί εάν το 2050 επιτευχθεί πλήρης απαλλαγή από τις ανθρακούχες εκπομπές.

Δεδομένου ότι τα ποσοστά χρήσης (ώρες πλήρους φορτίου, συντελεστής δυναμικότητας) των αιολικών και ηλιακών σταθμών παραγωγής ενέργειας είναι πολύ χαμηλότερα από ό,τι τα αντίστοιχα για τη χρήση των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με ορυκτά καύσιμα (ιδίως με καύση άνθρακα),

απαιτείται σημαντικά μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύς για την ίδια ποσότητα ενέργειας. Μια μονάδα ηλεκτροπαραγωγής με καύση άνθρακα 500 MW κανονικά θα παρήγαγε περίπου 3,5 TWh/έτος (ώρες πλήρους φορτίου – FLH $\sim 7.000 \text{ h}^3$), ενώ για την ίδια ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας περίπου 1.600 MW χερσαίων WPP (FLH $\sim 2.200 \text{ h}^4$) ή 3.500 MW SPP (FLH ~ 1.000 ώρες). Επιπλέον, δεδομένου ότι η παραγωγή WPPs και SPPs είναι γενικά μεταβλητή / διαλείπουσα και εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την εποχή / μήνα / μέρος της ημέρας⁵, το σύστημα μεταφοράς (καθώς και το σύστημα διανομής που επηρεάζεται από την αυξημένη καταναλωμένη παραγωγή) ενδέχεται να εκτεθεί σε μεγάλο βαθμό σε μεταβλητές ροές ηλεκτρικής ενέργειας, μαζί με σημαντικές εισαγωγές (όταν λείπει η παραγωγή ΑΠΕ) ή εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας (όταν η παραγωγή ΑΠΕ είναι υπερβολική).

Το μέτρο της διασυνδεσιμότητας θα μπορούσε επίσης να καθοριστεί σε σχέση με τη συνολική εγκατεστημένη δυναμικότητα RES του συστήματος μεταφοράς εν γένει. Ειδικότερα, οι διασυννοριακές διασυνδέσεις θα πρέπει να σχεδιάζονται κατά τρόπον ώστε να υποστηρίζουν αυτές τις εισαγωγές και εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας με ελάχιστη περικοπή της παραγωγής RES λόγω πιθανών λειτουργικών προβλημάτων και μη εκπλήρωση των κριτηρίων επιχειρησιακής ασφάλειας (όπως το κριτήριο ασφάλειας n-1).

Επιπλέον, η δυναμικότητα διασύνδεσης ενισχύει την απαιτούμενη ευελιξία του συστήματος για τη διαχείριση της αυξανόμενης εισροής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

³ Υποθετικό ποσοστό διαθεσιμότητας 80% και λειτουργία βασικού φορτίου.

⁴ Αυτό δεν ισχύει για υπεράκτια WPPS όπου το FLH μπορεί να φτάσει μέχρι 5.000h.

⁵ Θα πρέπει επίσης να παρατηρείται συσχέτιση των ταυτόχρονων WPPs, των SPPs και των HPPs, ενώ τα WPPs και τα HPPs είναι συχνά συμπληρωματικά. Αυτό μπορεί να μην ισχύει για τις SPPs, αν και αυτό εξαρτάται από τις τοπικές κλιματικές ιδιαιτερότητες.

$$\text{Target 15 \% (sub - criterion 3)} \xrightarrow{\text{relates to}} \frac{\Sigma P_n}{MAX P_{RES_generation}} * 100\% > 30\% \quad (4)$$

Όπου ΣP_n είναι το άθροισμα της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς όλων των γραμμών διασύνδεσης σε μία χώρα. Όπου $MAX P_{RES_generation}$ είναι η εγκατεστημένη δυναμικότητα παραγωγής RES στην παρατηρούμενη χώρα.

Μια αναλογία μεταξύ της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης και της εγκατεστημένης παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές κάτω του 30% σημαίνει ότι υπάρχει πραγματική ανάγκη να εξεταστούν οι δυνατότητες ενίσχυσης της διασύνδεσης. Η αναλογία μεταξύ 30% και 60% σημαίνει ότι οι TSOs παρακολουθούν την κατάσταση και, ενδεχομένως, αρχίζουν να αναπτύσσουν νέα έργα διασύνδεσης, ενώ ένας λόγος άνω του 60% σημαίνει ότι δεν υπάρχει πιθανώς ανάγκη περαιτέρω ενίσχυσης των γραμμών διασύνδεσης σε σχέση με το παρατηρούμενο κριτήριο.

3.3. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΙΚΗ ΧΡΗΣΗ ΤΩΝ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΓΡΑΜΜΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ (70% ΑΠΑΙΤΗΣΗ)

Ο κανονισμός (ΕΕ) 2019/943, της 5ης Ιουνίου 2019, σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας [B4], ορίζει τις ασυντόνιστες περικοπές των δυνατοτήτων διασύνδεσης ως ένα από τα σοβαρότερα εμπόδια για την ανάπτυξη της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ. Ζητεί τη μέγιστη διαθεσιμότητα της δυναμικότητας διασύνδεσης για τους συμμετέχοντες στην αγορά, τηρώντας τα πρότυπα ασφάλειας και προστασίας της λειτουργίας του δικτύου, συμπεριλαμβανομένων των απρόβλεπτων. Ορίζει επίσης ότι η δυναμικότητα μεταφοράς στην οποία εφαρμόζεται τουλάχιστον το κριτήριο ελάχιστης δυναμικότητας 70% στην προσέγγιση NTC είναι η μέγιστη μεταφορά ενεργού ισχύος που τηρεί τα όρια επιχειρησιακής

ασφάλειας⁶ και λαμβάνει υπόψη τα απρόβλεπτα, ενώ συνυπολογίζεται το περιθώριο αξιοπιστίας, οι ροές βρόχου ή οι εσωτερικές ροές εντός του υπόλοιπου 30%.

Το άρθρο 16, παράγραφος 8 του παρόντος κανονισμού ορίζει ότι «οι διαχειριστές των συστημάτων μεταφοράς δεν περιορίζουν τον όγκο της δυναμικότητας διασύνδεσης που πρέπει να διατίθεται στους συμμετέχοντες στην αγορά ως μέσο επίλυσης της συμφόρησης εντός της δικής τους ζώνης προσφοράς ή ως μέσο διαχείρισης των ροών που προκύπτουν από εσωτερικές συναλλαγές σε ζώνες προσφοράς. Η παρούσα παράγραφος θεωρείται ότι τηρείται όταν επιτυγχάνονται τα ακόλουθα ελάχιστα διαθέσιμα επίπεδα διαζωνικού εμπορίου:

α) για τα σύνορα που χρησιμοποιούν συντονισμένη προσέγγιση καθαρής δυναμικότητας μεταφοράς, η ελάχιστη δυναμικότητα είναι το 70% της δυναμικότητας μεταφοράς που τηρεί τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας μετά την αφαίρεση των απρόβλεπτων αναγκών.

β) για τα σύνορα που χρησιμοποιούν προσέγγιση βάσει ροής, η ελάχιστη δυναμικότητα είναι ένα περιθώριο που καθορίζεται κατά τη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας, όπως είναι διαθέσιμο για ροές που προκαλούνται από διαζωνική ανταλλαγή. Το περιθώριο είναι το 70% της δυναμικότητας που τηρεί τα όρια της επιχειρησιακής ασφάλειας των εσωτερικών και διαζωνικών κρίσιμων στοιχείων του δικτύου, λαμβάνοντας υπόψη τις απρόβλεπτες καταστάσεις λογαριασμών.

Οι TSOs που δεν πληρούν την απαίτηση αυτή υποχρεούνται να υποβάλουν σχέδιο δράσης για την αύξηση της δυναμικότητας των διαζωνικών

⁶ Όπως ορίζεται στον κανονισμό (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης, ως «όρια επιχειρησιακής ασφάλειας» νοούνται τα αποδεκτά όρια λειτουργίας για την ασφαλή λειτουργία του δικτύου, όπως τα θερμικά όρια, τα όρια τάσης, τα όρια ρεύματος βραχυκυκλώματος, η συχνότητα και τα όρια δυναμικής ευστάθειας.

συναλλαγών έως ότου το 70% τουλάχιστον της δυναμικότητας μεταφοράς προσφερθεί στους συμμετέχοντες στην αγορά το αργότερο έως το 2025. Στις 8 Οκτωβρίου 2019, ο ACER εξέδωσε σύσταση προς τις εθνικές ρυθμιστικές αρχές για την εφαρμογή συνεκτικής προσέγγισης κατά την παρακολούθηση της εν λόγω απαίτησης. Σύμφωνα με τη σύσταση αυτή, ο υπολογισμός δυναμικότητας εντός μιας περιοχής συντονισμού πρέπει να λαμβάνει υπόψη τον αντίκτυπο που έχουν στα όρια της ζώνης προσφοράς – αφορά στα κρίσιμα στοιχεία του δικτύου εκτός της περιοχής συντονισμού που χρησιμοποιούνται στην περιοχή συντονισμού (περιφέρεια υπολογισμού ικανότητας – Capacity Calculation Region). Δεδομένου ότι οι CCR περιλαμβάνουν επί του παρόντος μόνο κράτη-μέλη της ΕΕ, η εξέταση των ροών από τρίτες χώρες είναι δυνατή σε περίπτωση που έχει συναφθεί συμφωνία από όλους τους TSOs ενός CCR με τον TSO της τρίτης χώρας. Ο ACER έχει ήδη εκδώσει την πρώτη έκθεση παρακολούθησης σχετικά με τη συμμόρφωση των TSO των κρατών-μελών της ΕΕ με την εν λόγω απαίτηση.

Το Ρυθμιστικό Συμβούλιο της Ενεργειακής Κοινότητας δημοσίευσε τον Δεκέμβριο του 2020 έκθεση στην οποία αξιολογείται το επίπεδο συμμόρφωσης των EnCCPs με την απαίτηση του 70%, αν και δεν είναι δεσμευτική για τις CP. Από την αξιολόγηση προκύπτει ότι, με βάση τα στοιχεία του 2019, οι TSO της WB6 προσφέρουν στην αγορά περίπου το 30% της ονομαστικής δυναμικότητας διασύνδεσης. Επιπλέον, η έκθεση επισημαίνει μια συντηρητική προσέγγιση όσον αφορά τον υπολογισμό της ικανότητας, καθώς η διαδικασία υπολογισμού και η μεθοδολογία δεν συντονίζονται και επικαιροποιούνται με βραχυπρόθεσμους υπολογισμούς (D-2).

Η διάταξη που περιγράφηκε προηγουμένως θα οδηγήσει σε αύξηση των ανταλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας πέραν των συνόρων και, μόλις εγκριθεί στις CP EnC, αναμένεται να οδηγήσει σε αύξηση των τιμών NTC που προσφέρονται στους συμμετέχοντες στην αγορά, πράγμα που με τη σειρά του σημαίνει ότι οι υφιστάμενες γραμμές διασύνδεσης θα χρησιμοποιούνται

αποτελεσματικότερα. Η αναμενόμενη σημαντική αύξηση της διασυννοριακής δυναμικότητας που προσφέρεται στην αγορά μπορεί να επηρεάσει θετικά την ενσωμάτωση των RES σε μεγάλη κλίμακα και να μειώσει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες ηλεκτροπαραγωγής υψηλής έντασης άνθρακα. Η αύξηση των τιμών NTC των αγορών θα μειώσει τις διαφορές τιμών μεταξύ γειτονικών χωρών, γεγονός που θα έχει σημαντικό αντίκτυπο στο υποκρίτήριο 1 που περιγράφηκε προηγουμένως στο κεφάλαιο 3.2.

Πρέπει να τονιστεί εκ νέου ότι το κριτήριο της διαφοράς της τιμής χονδρικής του επιπέδου διασυνδεσιμότητας δεν πρέπει να τηρείται σε περίπτωση που οι υφιστάμενες γραμμές διασύνδεσης δεν χρησιμοποιούνται αποτελεσματικά, πράγμα που σημαίνει ότι οι τιμές NTC είναι αρκετές φορές χαμηλότερες από την ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης στα παρατηρούμενα σύνορα. Οι τιμές χονδρικής θα μπορούσαν να αποτελέσουν καλό μέτρο της διασυνδεσιμότητας εάν υπολογίζονται με τη μέγιστη δυναμικότητα των υφιστάμενων γραμμών διασύνδεσης οι οποίες μπορούν να προσφερθούν στην αγορά, με σεβασμό στην επιχειρησιακή ασφάλεια του δικτύου.

4. ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΔΟΜΗ ΔΙΑΣΥΝΟΡΙΑΚΗΣ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑΣ

4.1. ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΓΡΑΜΜΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ

4.1.1. Επισκόπηση των γραμμών διασύνδεσης της Ευρώπης και των οφελών που προκύπτουν

Μια καλά ολοκληρωμένη αγορά ενέργειας θεωρείται θεμελιώδης προϋπόθεση για την επίτευξη των ενεργειακών και κλιματικών στόχων της ΕΕ με οικονομικά αποδοτικό τρόπο. **Οι γραμμές διασύνδεσης αποτελούν ζωτική φυσική συνιστώσα** της ενεργειακής μετάβασης της Ευρώπης και προσφέρουν δυνατότητες στο εμπόριο ενέργειας. Η κοινωνικοοικονομική αξία των γραμμών διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας προέρχεται από την ικανότητά τους να:

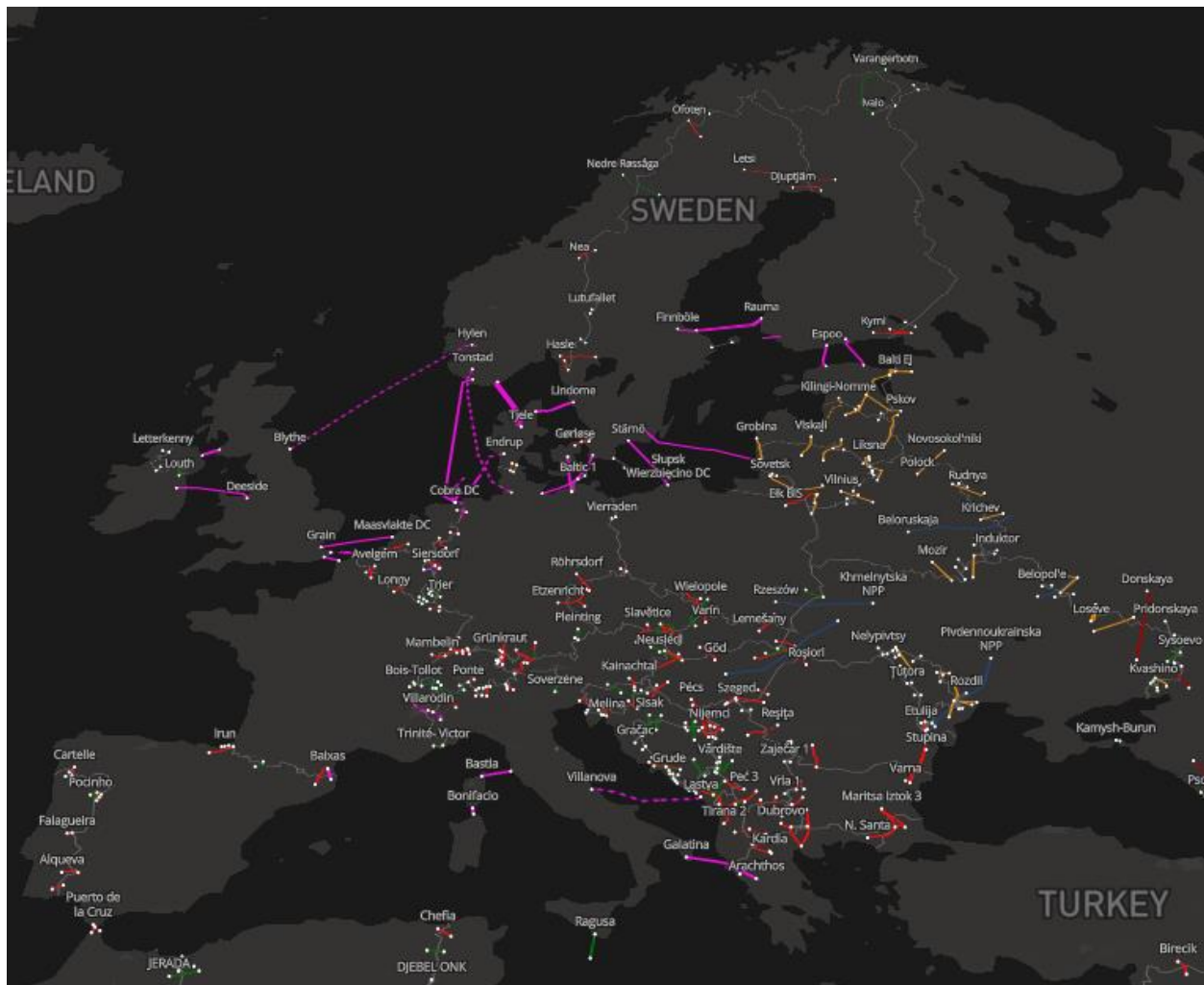
- αυξάνουν την αποδοτικότητα των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με τη μείωση του κόστους κάλυψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας,
- βελτιώνουν την ασφάλεια του εφοδιασμού και να διευκολύνουν την οικονομικά αποδοτική ενσωμάτωση του αυξανόμενου μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας [2].

Οι ακόλουθοι πέντε τομείς επωφελούνται ιδιαίτερα από τη διασύνδεση ηλεκτρικής ενέργειας:

- **Ενοποίηση της αγοράς:** Οι γραμμές διασύνδεσης ενσωματώνουν τις ευρωπαϊκές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας με διάφορους τρόπους, με αποτέλεσμα την αύξηση του ανταγωνισμού και τη βελτίωση των τιμών για τους καταναλωτές και τις επιχειρήσεις. Συμβάλλουν στην αποκάλυψη επενδυτικών σημάτων για την παραγωγική ικανότητα, υπό την προϋπόθεση ότι υπάρχει επαρκές επίπεδο συντονισμού μεταξύ των κρατών-μελών. Οι γραμμές διασύνδεσης επιτρέπουν επίσης την καλύτερη χρήση της συμπληρωματικότητας που υπάρχει μεταξύ των διαφορετικών μειγμάτων παραγωγής σε ολόκληρη την

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

Ευρώπη, είτε πρόκειται για θερμικό βασικό φορτίο είτε για μεταβλητή από ανανεώσιμες πηγές. Συμβάλλουν επίσης στην επάρκεια παραγωγής στην Ευρώπη, μειώνοντας τις ανάγκες για περιθώρια επιχειρησιακής ασφάλειας αλλά και τις απώλειες δικτύου. Στην Ευρώπη υπάρχουν ήδη ορισμένα παραδείγματα που αποδεικνύουν αυτά τα αποτελέσματα:



Εικόνα 1 - Επισκόπηση της διασύνδεσης της Ευρώπης [A2]

- Η σύζευξη της αγοράς μεταξύ Σλοβενίας και Ιταλίας αύξησε τη ρευστότητα και τη σταθερότητα των τιμών στην αγορά.

- Η γραμμή διασύνδεσης NorNed μεταξύ Νορβηγίας και Κάτω Χωρών βελτίωσε τον ανταγωνισμό και στις δύο αγορές.
- Για τις χώρες της Βαλτικής η λειτουργία της NordBalt —της πρώτης γραμμής διασύνδεσης μεταξύ Λιθουανίας και Σουηδίας— αύξησε την προσβασιμότητά τους στους ηλεκτρικούς πόρους της Βόρειας Ευρώπης και οδήγησε σε σημαντική εξοικονόμηση ηλεκτρικής ενέργειας.

Με βάση τα παραπάνω, εκτιμάται ότι οι γραμμές διασύνδεσης θα πρέπει να δημιουργούνται μόνον εφόσον συμβάλλουν στην επίτευξη των στόχων που έχει θέσει η Ευρώπη για την ενέργεια και το κλίμα και εφόσον η συμβολή τους στην κοινωνικοοικονομική ευημερία υπερβαίνει το κόστος δημιουργίας τους. Αυτό σημαίνει ότι οδηγούν σε χαμηλότερο κόστος για τους τελικούς καταναλωτές, ενισχύουν τη σταθερότητα του συστήματος, μειώνουν την αστάθεια των τιμών και διασφαλίζουν ότι η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να μεταφέρεται από περιοχές με χαμηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας σε περιοχές με υψηλότερες τιμές [2].

- **Κλιματικά και περιβαλλοντικά οφέλη:** Οι γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας συμβάλλουν στην αξιοποίηση των οφελών της παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και, ως εκ τούτου, ενισχύουν τις δυνατότητες μείωσης του **CO₂**. Μεγάλο μέρος του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας της Ευρώπης έχει σχεδιαστεί λαμβάνοντας υπόψη τις τοποθεσίες των συμβατικών σταθμών παραγωγής. Ωστόσο, ένα μεγάλο μερίδιο της σημερινής παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δεν αντιστοιχεί σε αυτή την αρχιτεκτονική δικτύου. Οι γραμμές διασύνδεσης, εκτός από τις εσωτερικές υποδομές, είναι καίριας σημασίας για τη δημιουργία νέων διαδρομών ηλεκτρικής ενέργειας για τη σύνδεση περιοχών αφθονίας με περιοχές έλλειψης. Στο πλαίσιο αυτό, αναγνωρίζεται ότι

θεμελιώδης ρόλος της υποδομής μεταφοράς είναι να καταστήσει δυνατή την ενσωμάτωση περιοχών με υψηλό δυναμικό ανανεώσιμης ενέργειας με τους κύριους τομείς κατανάλωσης. Κατ' αυτόν τον τρόπο, η μεγαλύτερη διαθέσιμη δυναμικότητα διασύνδεσης θα επιτρέψει στο δίκτυο να προσαρμόσει αυτά τα αυξανόμενα επίπεδα μεταβλητής παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές με ασφαλή και οικονομικά αποδοτικό τρόπο.

Η αύξηση της απορρόφησης της μεταβλητής παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές δημιουργεί επίσης προκλήσεις όσον αφορά τη διαχείριση του δικτύου, την αστάθεια των τιμών και τη συμφόρηση. Σε ακραίες περιπτώσεις, η συμφόρηση αυτή μπορεί να οδηγήσει σε απρογραμμάτιστες ροές ηλεκτρικής ενέργειας, προκαλώντας ανησυχίες για την ασφάλεια. Απαιτούνται πιο ευέλικτα και εξυπνότερα ενεργειακά δίκτυα, μεταξύ άλλων σε επίπεδο διανομής, για την αντιμετώπιση αυτών των προκλήσεων και την κάλυψη των φορτίων αιχμής τόσο σε τοπικό όσο και σε διαπεριφερειακό επίπεδο. Ταυτόχρονα, οι καλά διασυνδεδεμένες χώρες μπορούν να καλύψουν μέρος των αναγκών ευελιξίας τους μέσω των γραμμών διασύνδεσης. Πράγματι, η μεταβλητότητα των καιρικών συνθηκών (και κατά συνέπεια των προφίλ παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας) σε ολόκληρη την Ευρώπη, σε συνδυασμό με τις ιδιαιτερότητες του μείγματος παραγωγής κάθε χώρας, συνεπάγεται λιγότερες ανάγκες ευελιξίας όταν η ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να ανταλλάσσεται σε μεγάλες περιοχές. Στις περιφερειακές χώρες, έως και οι μισές ανάγκες για ευελιξία των διαχειριστών συστημάτων μπορούν να καλυφθούν από τις γραμμές διασύνδεσης, επειδή οι χώρες αυτές γενικά δεν είναι καλά διασυνδεδεμένες, κυρίως λόγω των γεωγραφικών συνθηκών τους. Δεδομένου ότι η ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές συνιστά όλο και μεγαλύτερο μέρος του ενεργειακού μείγματος, οι γραμμές διασύνδεσης καθίστανται σημαντικό εργαλείο για τη διαχείριση των μεταβλητών ροών ηλεκτρικής ενέργειας που συνδέονται με αυτές τις πηγές, και οδηγούν έτσι

στην αποφυγή του περιττού περιορισμού της καθαρής και βιώσιμης ενέργειας.
Για παράδειγμα:

- Οι γραμμές διασύνδεσης μεταξύ Νορβηγίας και Δανίας συμβάλλουν στην εξισορρόπηση του Δανέζικου συστήματος με την αποθήκευση ενέργειας μέσω υδροηλεκτρικών σταθμών στη Νορβηγία.
- Η ανάπτυξη της γραμμής διασύνδεσης μεταξύ Νορβηγίας και Ηνωμένου Βασιλείου θα επιτρέψει στο Ηνωμένο Βασίλειο να αντικαταστήσει την παραγωγή θερμότητας υψηλής περιεκτικότητας σε άνθρακα με φθηνότερη και πιο πράσινη νορβηγική υδροηλεκτρική ενέργεια, ενώ το Ηνωμένο Βασίλειο θα είναι σε θέση να εξάγει ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές στη Νορβηγία κατά τη διάρκεια περιόδων παραγωγής υψηλής αιολικής ενέργειας.
- Η γραμμή διασύνδεσης INELFE μεταξύ Γαλλίας και Ισπανίας αποτελεί ένα ακόμη παράδειγμα, το οποίο θα επιτρέψει την ενσωμάτωση μεγαλύτερου όγκου ανανεώσιμης ενέργειας στο δίκτυο, ιδίως της αιολικής ενέργειας από το Ιβηρικό σύστημα.

Τα ανεπαρκή επίπεδα διασύνδεσης σε συνδυασμό με την αύξηση της παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας θα μπορούσαν να αυξήσουν τα επίπεδα περικοπής της παραγωγής και την ανάγκη διατήρησης ισχυρών καθεστώτων στήριξης. Στο πλαίσιο αυτό, είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι η έλλειψη επαρκούς εσωτερικής δυναμικότητας μεταφοράς (ή επαρκών μηχανισμών της αγοράς που αντικατοπτρίζουν τη διαθέσιμη δυναμικότητα μεταφοράς), όπως δείχνει για παράδειγμα η Βόρεια Γερμανία, μπορεί επίσης να παρεμποδίσει την ανάπτυξη της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και να προκαλέσει σοβαρά προβλήματα συμφόρησης στα εσωτερικά και γειτονικά δίκτυα, περιορίζοντας σημαντικά τις εμπορικές συναλλαγές. Τα ίδια προβλήματα και οι ίδιοι περιορισμοί στην αύξηση της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές προκύπτουν ελλείψει εσωτερικών διασυνδέσεων με τις πλούσιες σε ΑΠΕ απομονωμένες περιφέρειες εντός ενός κράτους-μέλους,

όπως είναι τα νησιά. Για παράδειγμα, τα μεγαλύτερα ελληνικά νησιά του Αιγαίου (Κρήτη κ.λπ.), τα οποία διαθέτουν πολύ υψηλό δυναμικό αιολικής και ηλιακής ενέργειας, είναι ηλεκτρικά εντελώς απομονωμένα από την ηπειρωτική χώρα, με αποτέλεσμα να μην είναι σε θέση να αναπτύξουν, να εκμεταλλευτούν σε τοπικό επίπεδο ή ακόμη και να εξαγάγουν αυτόν τον πλούσιο πόρο.

Ένα σωστά σχεδιασμένο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί επίσης να ωφελήσει τη φύση και τα οικοσυστήματα, περιορίζοντας παράλληλα κάθε αρνητική επίδραση στο περιβάλλον. Με την υιοθέτηση νέων πρακτικών διαχείρισης, οι διαδρομές του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να συμβάλουν στη δημιουργία νέων οικολογικών περιοχών και περιοχών βιοποικιλότητας, αποφεύγοντας την καταστροφή του περιβάλλοντος μέσω της προστασίας των ειδών και των φυσικών οικοτόπων [A2].

- **Ασφάλεια του εφοδιασμού:** Οι γραμμές διασύνδεσης επιτρέπουν την εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας όταν δεν υπάρχει επαρκής δυναμικότητα παραγωγής στην εγχώρια αγορά ενώ αντίθετα υπάρχει στις διασυνδεδεμένες αγορές. Οι εμπειρογνώμονες αναγνωρίζουν ότι η πρόσθετη δυναμικότητα διασύνδεσης καθιστά δυνατή την κατανομή των δυνατοτήτων παραγωγής σε μέρη όπου παρατηρείται έλλειψη, σε διαφορετικές χρονικές στιγμές και σε διαφορετικά συνδεδεμένα συστήματα. Ωστόσο, τονίζεται η σημασία και η ανάγκη για ένα νομικό πλαίσιο που να προχωρεί περαιτέρω στην αντιμετώπιση καταστάσεων ταυτόχρονης έλλειψης, προκειμένου οι γραμμές διασύνδεσης να θεωρηθούν αξιόπιστη εναλλακτική λύση σε αντιδιαστολή με την εγχώρια δυναμικότητα.

Ένα καλά ανεπτυγμένο ευρωπαϊκό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας ενισχύει την ενσωμάτωση των εγχώριων, κυρίως ανανεώσιμων, πηγών ενέργειας, γεγονός που συμβάλλει στον περιορισμό της ενεργειακής εξάρτησης της Ευρώπης μέσω της μείωσης των εισαγωγών καυσίμων [A2].

- **Πολιτική συνάφεια και ευρωπαϊκή ενοποίηση:** Οι γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν σημαντική πτυχή των διευρωπαϊκών δικτύων ενέργειας. Η ανάπτυξη αυτών των δικτύων αποτελεί από μόνη της σημαντική υποχρέωση για την Ευρωπαϊκή Ένωση και τα κράτη-μέλη της, όπως ορίζεται στις ευρωπαϊκές συνθήκες για την ενίσχυση της οικονομικής, κοινωνικής και εδαφικής συνοχής. Εκτιμάται ότι οι γραμμές διασύνδεσης, ιδίως όπως αναδείχθηκαν μέσα από την υλοποίηση των έργων κοινού ενδιαφέροντος, είναι πράγματι ευρωπαϊκά έργα που τονώνουν και ενισχύουν την περιφερειακή συνεργασία μεταξύ των κρατών-μελών και αυξάνουν την κοινωνικοοικονομική ευημερία. Επιπλέον, οι διασυνδέσεις με τρίτες χώρες, όπως οι γείτονες της Ενεργειακής Κοινότητας ή της Μεσογείου, έχουν τη δυνατότητα να προωθήσουν τους στόχους της εξωτερικής πολιτικής της ΕΕ, όπως είναι η ασφάλεια του εφοδιασμού, η περιφερειακή και τοπική κοινωνικοοικονομική ευημερία, η οικονομική συνεργασία, η ειρήνη και η αλληλεγγύη [A2].
- **Βιομηχανική ανταγωνιστικότητα και καινοτομία:** Το να καταστεί η ευρωπαϊκή οικονομία μια οικονομία χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και ενεργειακά αποδοτικότερη επιταχύνει τον εκσυγχρονισμό ολόκληρης της οικονομίας, με τις ευρωπαϊκές εταιρείες να καθίστανται πρωτοπόροι των πλέον προηγμένων ενεργειακών τεχνολογιών και επιχειρηματικών μοντέλων. Η ευρωπαϊκή βιομηχανία μεταφοράς και διανομής έχει αναπτύξει ισχυρή τεχνολογική υπεροχή από την αρχή της ηλεκτροκίνησης, με τις ευρωπαϊκές λύσεις να αναπτύσσονται ολοένα και περισσότερο σε όλο τον κόσμο. Η ενεργειακή μετάβαση αποτελεί ευκαιρία για τη διατήρηση, ακόμη και για την ενίσχυση αυτής της ηγετικής θέσης. Εκτιμάται ότι οι επενδύσεις σε γραμμές διασύνδεσης, οι οποίες έχουν θετικό κοινωνικοοικονομικό αντίκτυπο για τους πολίτες, προσφέρουν

ευκαιρίες για τη διατήρηση και την ενίσχυση της απασχόλησης, της ανταγωνιστικότητας και της παγκόσμιας επέκτασης των βιομηχανιών χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, ιδίως εκείνων που σχετίζονται με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην Ευρώπη [A2].

4.1.2. Επισκόπηση των Γραμμών Διασύνδεσης της Ευρώπης σε Διεθνές Επίπεδο

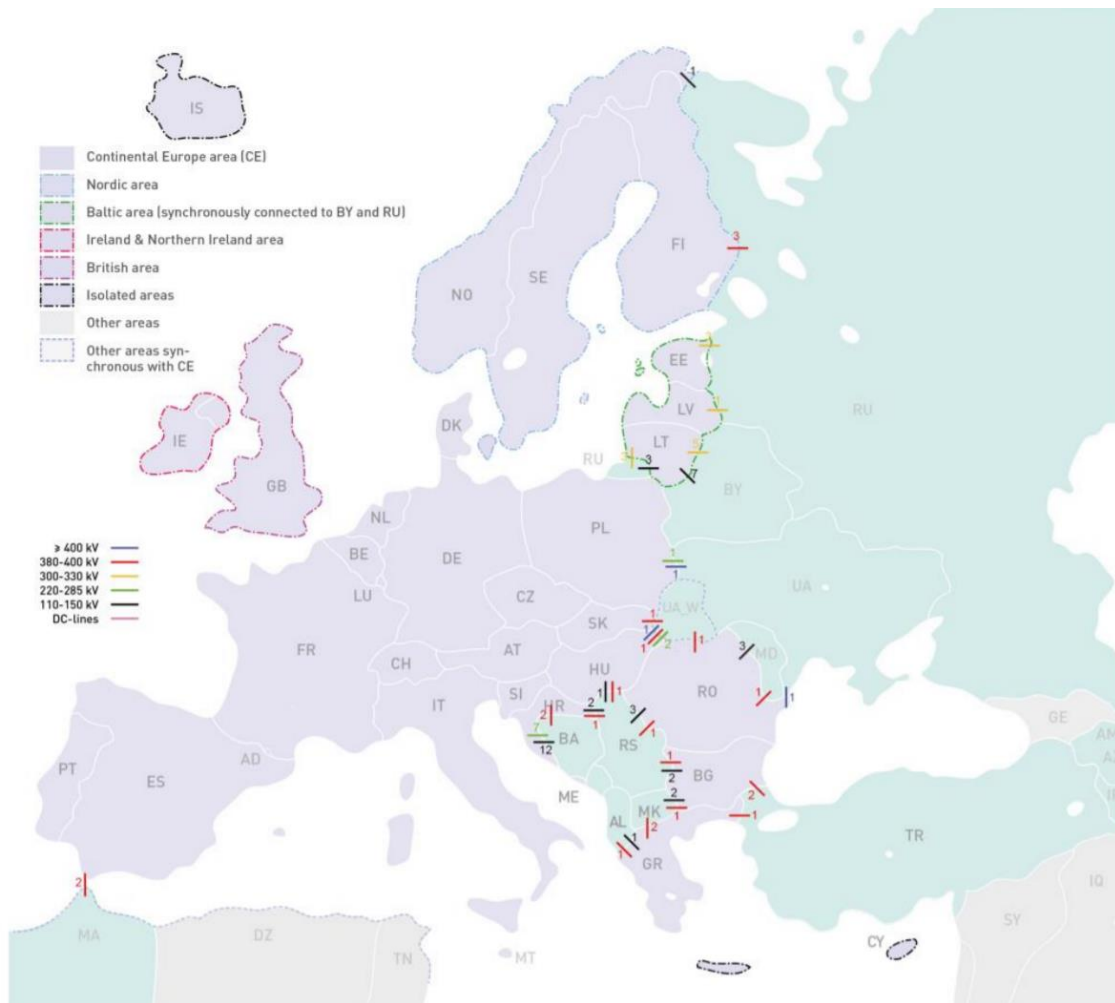
Η ΕΕ διερευνά τις δυνατότητες των διασυνδέσεων με τρίτες χώρες για την προώθηση των στόχων της εξωτερικής πολιτικής της ΕΕ, όπως είναι η ενεργειακή μετάβαση, η ενοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, η ασφάλεια του εφοδιασμού, καθώς και η περιφερειακή και τοπική κοινωνικοοικονομική ευημερία, η οικονομική συνεργασία, η ειρήνη και η αλληλεγγύη.

Όπως φαίνεται στον παρακάτω χάρτη, τα κράτη-μέλη της ΕΕ διαθέτουν:

- 12 διασυνδέσεις με τη Λευκορωσία —όλες με τη Λιθουανία,
- 4 διασυνδέσεις με τη Μολδαβία —όλες με τη Ρουμανία,
- 12 διασυνδέσεις με τη Ρωσία που συνδέουν τη Φινλανδία (2), την Εσθονία (3), τη Λετονία (1) και τη Λιθουανία (6),
- 8 διασυνδέσεις με την Ουκρανία που συνδέουν την Πολωνία (2, ωστόσο μία από αυτές δεν λειτουργεί), τη Σλοβακία (1), την Ουγγαρία (4) και τη Ρουμανία (2),
- 2 διασυνδέσεις με την Αλβανία —όλες με την Ελλάδα,
- 21 διασυνδέσεις με τη Βοσνία-Ερζεγοβίνη —όλες με την Κροατία,
- 5 διασυνδέσεις με τη Βόρεια Μακεδονία που συνδέουν την Ελλάδα (2) και τη Βουλγαρία (3)
- 12 διασυνδέσεις με τη Σερβία που συνδέουν τη Βουλγαρία (3), την Κροατία (3), την Ουγγαρία (2) και τη Ρουμανία (4),

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

- 3 διασυνδέσεις με την Τουρκία που συνδέουν τη Βουλγαρία (2) και την Ελλάδα (1),
- 2 γραμμές διασύνδεσης με το Μαρόκο —όλες με την Ισπανία [A5].

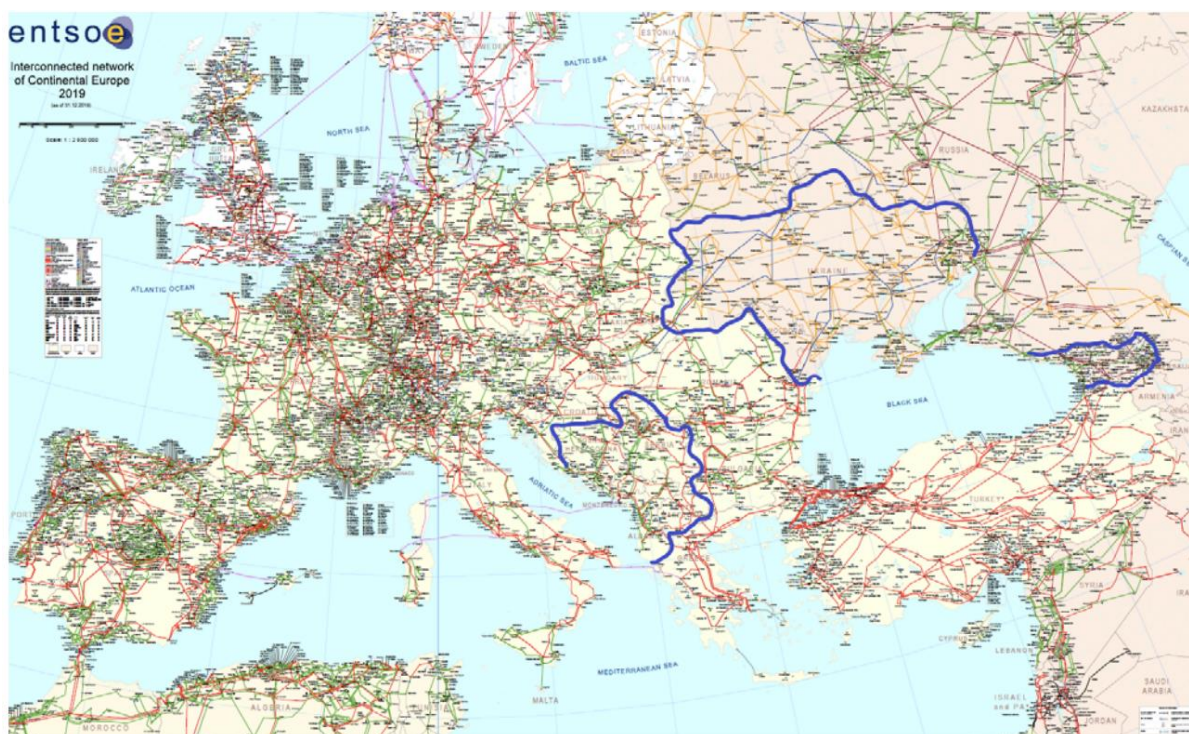


Εικόνα 2 - Διεθνείς γραμμές δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ

Η φυσική ικανότητα μεταφοράς, οι φυσικές ροές ηλεκτρικής ενέργειας και οι προγραμματισμένες εμπορικές ροές ποικίλλουν σε μεγάλο βαθμό ανάλογα με τα σύνορα, ενώ οι γραμμές ηλεκτρικής ενέργειας χαρακτηρίζονται επίσης από διαφορετική τάση και χωρητικότητα [A5].

4.2. ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕ ΤΡΙΤΕΣ ΧΩΡΕΣ ΕΚΤΟΣ Ε.Ε.

Στο παρόν κεφάλαιο περιγράφονται σύντομα τα συστήματα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας των επιμέρους συμβαλλόμενων μερών, συμπεριλαμβανομένης της υφιστάμενης κατάστασης και του μελλοντικού σχεδιασμού σύμφωνα με τα εθνικά ΔΠΑΔ. Ιδιαίτερη προσοχή δίνεται στις διασυνοριακές γραμμές μεταφοράς και στη χρήση τους σήμερα. Παρέχονται επίσης βασικά στοιχεία σχετικά με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας/φορτίο και το μείγμα παραγωγής.



Εικόνα 3 - Θέση των συμβαλλόμενων μερών της EnC εντός του συστήματος μεταφοράς ENTSO-E ηλεκτρικής ενέργειας. Πηγή του βασικού χάρτη: ENTSO-E.

Οι πίνακες στα ακόλουθα υποκεφάλαια περιέχουν καταλόγους των γραμμών διασύνδεσης σε όλα τα συμβαλλόμενα μέρη (υφιστάμενες και

προγραμματισμένες στο βραχυπρόθεσμο, μεσοπρόθεσμο και μακροπρόθεσμο μέλλον), με τις διαβαθμίσεις τους (το I_{max} είναι το μέγιστο επιτρεπόμενο ρεύμα μέσω μιας γραμμής υπό κανονική λειτουργία, το S_n αναφέρεται στη φαινόμενη ισχύ, ενώ το P_n εκτιμάται ως η μέγιστη ενεργή ισχύς⁷).

Βραχυπρόθεσμα (συνήθως 30 λεπτά) επιτρεπόμενα όρια υπερφόρτωσης δεν λαμβάνονται υπόψη εδώ. Δεν περιλαμβάνονται επίσης οι πραγματικές ρυθμίσεις προστασίας over-current. Τα δεδομένα στους πίνακες βασίζονται σε επίσημες πηγές και είναι συντονισμένα κατά τρόπο ώστε μια τιμή να σχετίζεται με μία γραμμή και στις δύο πλευρές. Εάν η ικανότητα μεταφοράς δηλώθηκε διαφορετικά σε κάθε πλευρά των συνόρων, η μικρότερη τιμή ορίστηκε για την παρατηρούμενη γραμμή στο συνολικό μήκος της. Το ίδιο ισχύει στην περίπτωση που καθορίστηκαν δύο τιμές ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς για το ίδιο σύνορο όσον αφορά τη χειμερινή και τη θερινή περίοδο. Σε αυτή την περίπτωση λαμβάνεται υπόψη η μικρότερη τιμή. Η προσέγγιση αυτή οδηγεί στις μικρότερες τιμές της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης που χρησιμοποιούνται στους υπολογισμούς. Σε πολλές περιπτώσεις, οι γραμμές μεταφοράς θα μπορούσαν να φορτωθούν περισσότερο, ανάλογα με την πραγματική κατάσταση λειτουργίας και τις κλιματικές συνθήκες τη συγκεκριμένη χρονική στιγμή. Ένας περιοριστικός συντελεστής συνδέεται με τους μετασχηματιστές ρεύματος μέτρησης στους θαλάμους υποσταθμών, οι οποίοι ενδέχεται να μην έχουν προσαρμοστεί στο μέγιστο επιτρεπόμενο ρεύμα των αγωγών· ωστόσο, αυτό παραλείπεται σε αυτή τη μελέτη λόγω έλλειψης δεδομένων.

Τα ακόλουθα υποκεφάλαια περιέχουν επίσης τις μέγιστες τιμές NTC για όλα τα σύνορα CP που συλλέγονται από διαφορετικά επίσημα έγγραφα και παρέχονται από ορισμένους TSO. Οι μέγιστες τιμές NTC για τις χώρες WB6

⁷ Υπολογίζεται εδώ ως 90% του περιθωρίου S_n (10% ορίζεται ώστε να ληφθεί υπόψη το αντιδραστικό συστατικό της φαινόμενης ισχύος) που θα ρέει πάντα μέσω μιας γραμμής, χρησιμοποιώντας συνήθως μικρότερο μέρος της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς της.

συλλέχθηκαν από το δεκαετές σχέδιο ανάπτυξης δικτύων 2020 και συγκεκριμένα από το περιφερειακό επενδυτικό σχέδιο της Νοτιοανατολικής Ευρώπης (Αύγουστος 2020) [17], με βάση το έτος 2018, το οποίο είναι επικαιροποιημένο από όλους τους TSO με βάση τις υφιστάμενες τιμές στα σύνορά τους. Οι αξίες που εμφανίζονται είναι οι μέγιστες τιμές NTC που επιτυγχάνονται σε ένα συγκεκριμένο σύνορο κατά τη διάρκεια του παρατηρούμενου έτους. Η ωριαία κατανομή των τιμών NTC ήταν άγνωστη στους συγγραφείς, οπότε οι μέσες τιμές NTC δεν μπορούσαν να υπολογιστούν στη δεδομένη χρονική στιγμή. Οι τιμές NTC για το Κοσσυφοπέδιο και τα σύνορα μεταξύ Σερβίας, Μαυροβουνίου και Βόρειας Μακεδονίας καθορίστηκαν σύμφωνα με τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν στη διαδικασία επιλογής PECI/PMI το 2020 (χωρίς να προδικάζονται οι πραγματικές τιμές που θα υπολογιστούν και θα συμφωνηθούν μεταξύ των εμπλεκόμενων TSO), διότι η προηγούμενη αναφορά (TYNDP 2020 RGCSE) δεν περιέχει τα εν λόγω δεδομένα, ενώ τα στοιχεία για τη Μολδαβία και τη Γεωργία βασίζονται στις συγκεκριμένες τιμές των αναπτυξιακών σχεδίων (εθνικά TYNDPs) που απαριθμούνται στο κεφάλαιο 5. Τα δεδομένα για τα ουκρανικά σύνορα διατέθηκαν από την Ukrenergo.

Σημειώνεται ότι οι προαναφερόμενοι στόχοι και απαιτήσεις σε σχέση με τη δυναμικότητα διασύνδεσης δεν είναι δεσμευτικοί για τα EnC CP με τον ίδιο τρόπο που ισχύουν για τα κράτη-μέλη της ΕΕ. Οι TSO CPS έχουν την υποχρέωση να μεγιστοποιούν τη διασυνοριακή δυναμικότητα που προσφέρεται στην αγορά και, από την άποψη αυτή, οι στόχοι που εφαρμόζονται στην ΕΕ αποτελούν σταθερό σημείο αναφοράς για το οποίο θα εργαστούν οι CP.

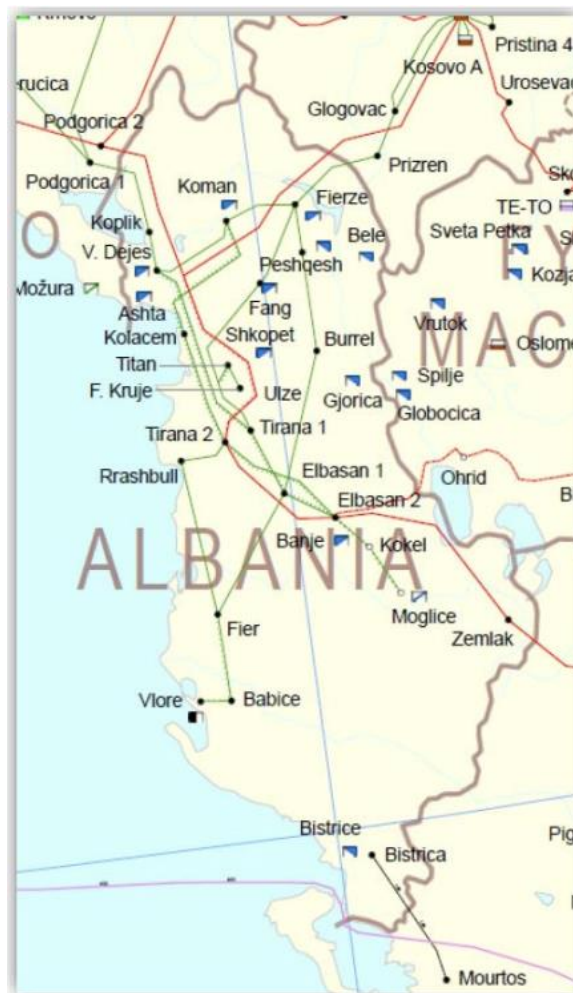
4.2.1. Αλβανία

Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της Αλβανίας είναι περίπου 6,5 TWh/έτος έως 7 TWh/έτος, με την τιμή του μέγιστου φορτίου να φτάνει τα 1.400 MW και την ελάχιστη τιμή φορτίου να μειώνεται στα 400 MW. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής είναι περίπου 2.200 MW [5], με την πλειονότητα των γεννητριών (70%) να είναι συνδεδεμένες με το δίκτυο 220 kV. Η ετήσια παραγωγή τους κυμαίνεται μεταξύ 2,8 TWh/έτος και 8,5 TWh/έτος, πράγμα που σημαίνει ότι η Αλβανία εξαρτάται μερικές φορές από τις εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ άλλες φορές διαθέτει ενέργεια για πώληση στο εξωτερικό. Ο αλβανικός TSO (OST) αναμένει ότι η νέα δυναμικότητα παραγωγής (τουλάχιστον μεταξύ 300 MW και 1.100 MW) θα κατασκευαστεί τα επόμενα δέκα χρόνια (κυρίως HPP).

Το σύστημα μεταφοράς αποτελείται από 400 kV, 220 kV, 150 kV και 110 kV γραμμές μεταφοράς και μετασχηματιστές, με δικτυωμένη δομή δικτύου 220 kV στο κεντρικό τμήμα της χώρας, με την υψηλότερη κατανάλωση και ακτινική δομή του δικτύου 400 kV, το οποίο περιέχει τις σημαντικότερες διασυννοριακές γραμμές. Υπάρχουν έξι γραμμές διασύνδεσης με γειτονικές χώρες (3 γραμμές των 400 kV, 2 των 220 kV και μία γραμμή των 150 kV), με μία επιπλέον γραμμή διασύνδεσης 400 kV, η οποία βρίσκεται υπό κατασκευή προς τη Βόρεια Μακεδονία και η οποία αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία από το 2023 και εξής. Μετά την ημερομηνία αυτή, η Αλβανία θα συνδεθεί με όλες τις γειτονικές χώρες (Μαυροβούνιο, Κοσσυφοπέδιο, Βόρεια Μακεδονία και Ελλάδα) με μία γραμμή 400 kV για την καθεμία από τις χώρες αυτές.

Εκτός από τη νέα γραμμή διασύνδεσης με τη Βόρεια Μακεδονία, ο αλβανικός TSO εξετάζει το ενδεχόμενο κατασκευής πρόσθετης διασύνδεσης 400 kV με την Ελλάδα (SS Fier σε απροσδιόριστο υποσταθμό), μαζί με εσωτερικές ενισχύσεις δικτύου 400 kV (Fier-Rrashbull). Το έργο αυτό βρίσκεται στο πρώτο στάδιο εξέτασης, χωρίς μελέτες σκοπιμότητας. Υπήρξαν

επίσης συζητήσεις σχετικά με την πιθανή σύνδεση HVDC με την Ιταλία στο παρελθόν, η οποία ξεκίνησε κυρίως από ιδιώτες επενδυτές με στόχο την ανάπτυξη μεγάλων WPP στην Αλβανία και την επέκταση της παραγωγής τους προς την Ιταλία. Αυτή η ιδέα δεν έχει ωριμάσει αρκετά για να αναπτυχθεί περαιτέρω. Η συνολική ονομαστική ισχύς των γραμμών διασύνδεσης στα αλβανικά σύνορα σήμερα είναι περίπου 4.100 MW και σύντομα θα φτάσει τα 5.300 MW όταν τεθεί σε λειτουργία η νέα γραμμή των 400 kV προς τη Βόρεια Μακεδονία.



Εικόνα 4 - Σύστημα μεταφοράς της Αλβανίας (υφιστάμενη κατάσταση).

Πηγή: OST.

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

Πίνακας 2 - Αλβανικές γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας (υφιστάμενες και προγραμματισμένες)

(¹ Αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία από το 2023).

EXISTING LINES						
Voltage level (kV)	Bus 1 (domestic)	Bus 2 (non-domestic)	From Albania to	I _{max} (A)	S _n (MVA)	P _n (MW)
400	Zemblak	Kardia	Greece	1970	1350	1215
400	Tirana 2	Podgorica	Montenegro	1920	1330	1197
400	Komani	Kosova B	Kosovo*	1900	1317	1185
220	Koplik	Podgorica	Montenegro	790	300	270
220	Fierze	Prizreni 2	Kosovo*	790	300	270
ALL (existing situation)					4597	4137
PLANNED LINES						
400 ¹	Elbasan	Bitola	North Macedonia	1920	1330	1195
ALL new (short time-frame)					1330	1195
Existing+planned (short-time frame)					5927	5332
<i>Existing+planned (mid-time frame)</i>					<i>5927</i>	<i>5332</i>
Existing+planned (long-time frame)					5927	5332

Ο πίνακας παρουσιάζει ενδεικτικές τιμές NTC στα αλβανικά σύνορα σύμφωνα με την περιφερειακή ομάδα CSE του ENTSO-E ηλεκτρικής ενέργειας [17], αλλά επικαιροποιήθηκε από την OST. Συγκρίνοντας τις τιμές NTC με την ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης σε κάθε σύνορο, το 17% έως το 27% της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς έχει προσφερθεί στους συμμετέχοντες στην αγορά (μεταξύ 27% και 33% στη νέα κατάσταση από τις 14 Δεκεμβρίου 2020⁸). Με τη σύγκριση των συνολικών τιμών (άθροισμα των NTC και της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς σε όλα τα σύνορα), επιτυγχάνεται η αξία του 22% όσον αφορά την ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς που προσφέρεται στους συμμετέχοντες στην αγορά (29% στην πραγματική κατάσταση από τον Δεκέμβριο του 2020).

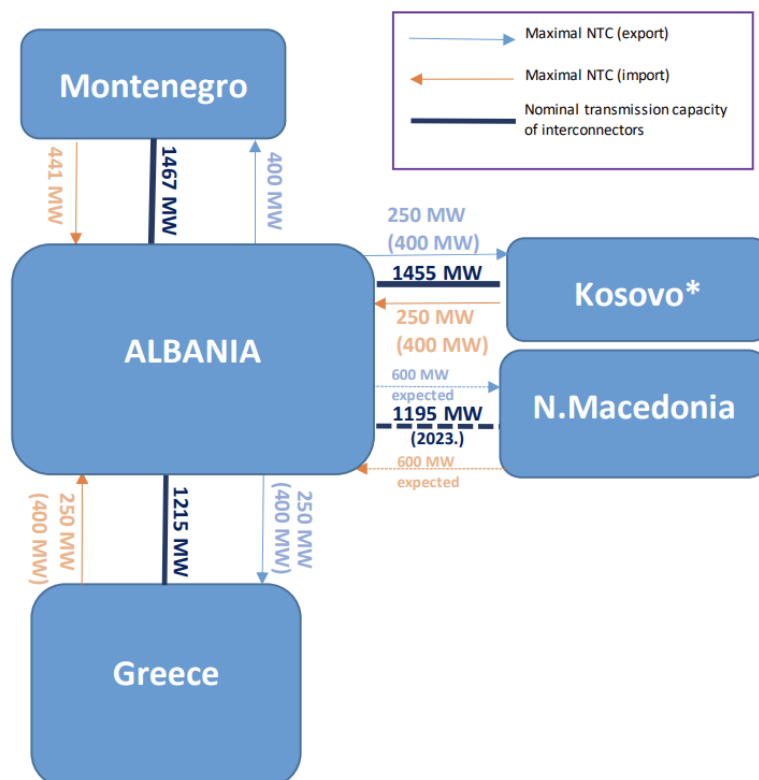
⁸ Η έναρξη λειτουργίας της γραμμής των 400 kV «Τίρανα 2-Κομάνι-Κοσσυφοπέδιο Β», τον Δεκέμβριο του 2020, επέτρεψε στους NTC να αυξηθούν στα σύνορα με το Κοσσυφοπέδιο και την Ελλάδα στα 400 MW (πρώην 250 MW).

Η νέα γραμμή διασύνδεσης μεταξύ Αλβανίας και Βόρειας Μακεδονίας, που βρίσκεται υπό κατασκευή, θα παράσχει νέα δυναμικότητα μεταφοράς, η οποία θα προσφέρει στους συμμετέχοντες στην αγορά 500 MW έως 600 MW, ανάλογα με την πηγή δεδομένων (η μεγαλύτερη τιμή καθορίστηκε κατά τη διαδικασία επιλογής PECI/PMI το 2018 όταν το έργο έλαβε το σήμα PECI).

Πίνακας 3 - Ενδεικτικές (μέγιστες) τιμές NTC στα αλβανικά σύνορα

(*από τον Δεκέμβριο του 2020)

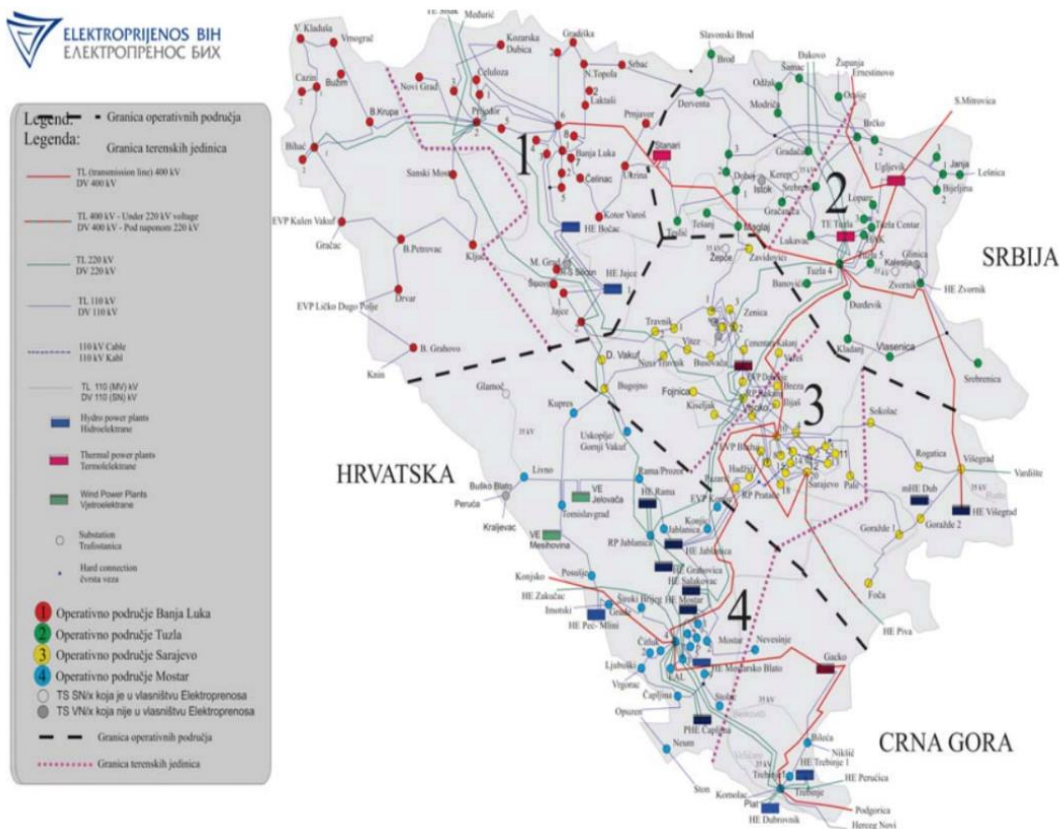
Borders	Import (MW)	Export (MW)	Nominal transmission capacity of interconnectors at the border (MW)
Albania – Montenegro	441	400	1467
Albania – Greece	250 (400*)	250 (400*)	1215
Albania – Kosovo*	250 (400*)	250 (400*)	1455
TOTAL	941 (1241*)	900 (1200*)	4137



Εικόνα 5 - Ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης στα αλβανικά σύνορα και οι μέγιστες τιμές NTC

4.2.2. Βοσνία – Ερζεγοβίνη

Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της Βοσνίας-Ερζεγοβίνης είναι περίπου 12 TWh/έτος έως 13 TWh/έτος, με μέγιστη τιμή φορτίου 2.000 MW και ελάχιστο φορτίο περίπου 700 MW. Η διαθέσιμη ενέργεια πάνω από το σύστημα μεταφοράς, το οποίο αποτελείται από επίπεδα τάσης 400 kV, 220 kV και 110 kV, ήταν περίπου 18 TWh το 2019, με περίπου 15 TWh εγχώριας παραγωγής και 3 TWh εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο, οι αριθμοί αυτοί εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από τις υδρολογικές συνθήκες κατά το παρατηρούμενο έτος [6]. Οι προβλέψεις είναι ότι η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας θα παραμείνει στάσιμη ή θα αυξηθεί ελαφρώς έως 12 TWh-13,8 TWh τα επόμενα δέκα χρόνια [6].



Εικόνα 6 - Σύστημα μεταφοράς της Βοσνίας-Ερζεγοβίνης (υφιστάμενη κατάσταση)

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

Το μείγμα παραγωγής αποτελείται από υδροηλεκτρικούς σταθμούς (2.105 MW) και θερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με καύση άνθρακα (1.888 MW), ενώ η εγκατεστημένη ισχύς RES (κυρίως WPPs) εξακολουθεί να είναι μικρή (87 MW). Οι κατανομημένες πηγές ενέργειας είναι περιορισμένες σε μέγεθος (κυρίως μικρά HPP).

Πίνακας 4 - Γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας της Βοσνίας-Ερζεγοβίνης
(υφιστάμενες και προγραμματισμένες)

(¹ Αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία από το 2026· ² αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία από το 2030).

EXISTING LINES						
Voltage level (kV)	Bus 1 (domestic)	Bus 2 (non-domestic)	From Bosnia and Herzegovina to	I _{max} (A)	S _n (MVA)	P _n (MW)
400	Ugljevik	S. Mitrovica	Serbia	1920	1329	1196
400	Ugljevik	Ernestinovo	Croatia	1920	1329	1196
400	Mostar	Konjsko	Croatia	1920	1329	1196
400	Trebinje	Lastva	Montenegro	1920	1329	1196
220	Visegrad	Vardiste	Serbia	790	301	271
220	Sarajevo 20	Piva	Montenegro	960	365	329
220	Trebinje	Perucica	Montenegro	790	301	271
220	Tuzla	Djakovo	Croatia	790	301	271
220	Gradacac	Djakovo	Croatia	790	301	271
220	Prijedor	Medjuric	Croatia	790	301	271
220	Prijedor	TPP Sisak	Croatia	790	301	271
220	Mostar	Zakucac	Croatia	790	301	271
220	Trebinje	Plat	Croatia	1290	491	442
<i>Radially operated lines</i>						
220	Trebinje	Dubrovnik G2	Croatia	1290	491	442
ALL (existing situation, without radially operated lines)					8276	7448
PLANNED LINES						
-	-	-	-	-	-	-
ALL new (short time-frame)					0	0
Existing+planned (short-time frame)					8767	7890
400 ¹	Visegrad	Bajina Basta	Serbia	1920	1329	1196
Existing+planned (mid-time frame)					9604	8644
400 ²	Banja Luka	Lika	Croatia	1920	1329	1196
Existing+planned (long-time frame)					10933	9840

Το τρέχον σχέδιο επέκτασης της παραγωγής [6], που εκπονήθηκε από τη NOS BiH, καθορίζει τη νέα παραγωγική ικανότητα (που θα υφίσταται μετά

από δέκα χρόνια) στα 872 MW, κυρίως σε δύο νέες μονάδες καύσης άνθρακα (450 MW + 300 MW, TPP Tuzla 7 και TPP Kakanj 8), ενώ οι υπόλοιπες αφορούν ένα WPP και δύο μικρότερα HPP. Ωστόσο, υπάρχει σημαντικό ενδιαφέρον για τις νέες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (WPPs και SPP), οπότε είναι πολύ πιθανό οι ΑΠΕ να επεκταθούν σημαντικά. Ταυτόχρονα, πρόκειται να παροπλιστεί σημαντική εγκατεστημένη ισχύς από τις υφιστάμενες μονάδες καύσης άνθρακα (πέντε μονάδες, ~ 700 MW συνολικά).

Το δίκτυο μετάδοσης 400 kV συνδέεται με την Κροατία, με τον δακτύλιο να πηγαίνει από τα βορειοανατολικά της χώρας προς τα νοτιοδυτικά, όπου βρίσκονται τα κύρια κέντρα κατανάλωσης (Sarajevo, Tuzla και Mostar). Η σύνδεση γίνεται με μια ακτινωτή γραμμή προς την πόλη της Μπάνια Λούκα.

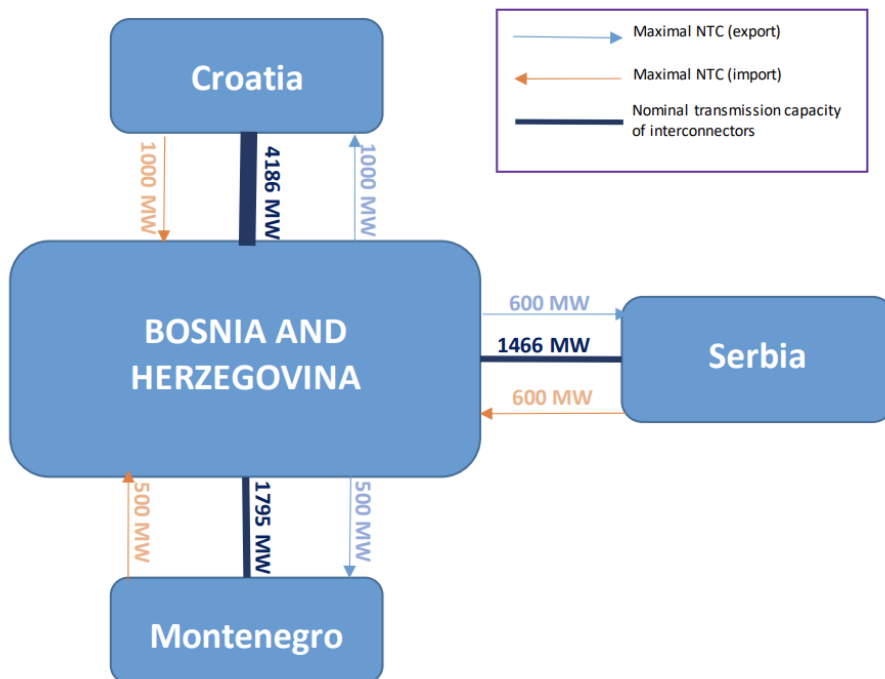
Οι εταιρείες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Βοσνίας και Ερζεγοβίνης συνήθως εξάγουν ηλεκτρική ενέργεια πέρα από τα σύνορα προς την Κροατία, τη Σερβία και το Μαυροβούνιο. Οι εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας το 2019 ήταν 6,5 TWh. Υπάρχει σημαντικός αριθμός διασυννοριακών γραμμών 400 kV και 220 kV για τη στήριξη των μεγάλων εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας (ή εισαγωγών). Η Βοσνία-Ερζεγοβίνη συνδέεται καλά με όλες τις γειτονικές χώρες (Κροατία: δύο γραμμές 400 kV και επτά γραμμές 220 kV· Σερβία: μία γραμμή 400 kV και μία γραμμή 220 kV· Μαυροβούνιο: μία γραμμή 400 kV και δύο γραμμές 220 kV). Η συνολική ονομαστική δυναμικότητα των γραμμών διασύνδεσης στη Βοσνία-Ερζεγοβίνη είναι περίπου 7.900 MW στην υφιστάμενη κατάσταση (~440 MW θα πρέπει να εξαιρεθεί επειδή αναφέρεται σε μια ακτινωτή γραμμή 220 kV που συνδέει τη γεννήτρια στο έδαφος της Κροατίας απευθείας στο σύστημα μεταφοράς της B-E) και αναμένεται να αυξηθεί ακόμη περισσότερο (έως και 10.300 MW), καθώς πρόκειται να υλοποιηθούν νέα έργα διασύνδεσης (προγραμματισμένες νέες γραμμές 400 kV προς τη Σερβία και την Κροατία). Αυτή η τεράστια διασυννοριακή δυναμικότητα είναι αρκετά μεγάλη ώστε να

στηρίζει την περαιτέρω ενοποίηση των RES έως το 2030 και τις δραστηριότητες της αγοράς στην περιοχή.

Ο ακόλουθος πίνακας παρουσιάζει ενδεικτικές (μέγιστες) τιμές NTC στα παρατηρούμενα σύνορα της Βοσνίας-Ερζεγοβίνης και των γειτονικών χωρών. Οι μέγιστες τιμές NTC κυμαίνονται μεταξύ 24% (σύνορα με την Κροατία) και 41% (σύνορα με τη Σερβία) της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης στα παρατηρούμενα σύνορα. Δεδομένου ότι οι γραμμές διασύνδεσης πάνω από τα σύνορα της Βοσνίας-Ερζεγοβίνης και της Κροατίας έχουν την υψηλότερη ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς και μόνο ένα μικρό μέρος τους προσφέρεται στους συμμετέχοντες στην αγορά, είναι πιθανό τα εν λόγω εσωτερικά σημεία συμφόρησης του δικτύου να αποτρέπουν την υψηλότερη χρήση αυτών των γραμμών διασύνδεσης να πλησιάσει στην πλήρη δυναμικότητα μεταφοράς τους. Αυτό σημαίνει ότι τα δίκτυα 110 kV και 220 kV αντιπροσωπεύουν τον πραγματικό περιορισμό του διασυνοριακού εμπορίου στη Βοσνία-Ερζεγοβίνη και όχι τις γραμμές διασύνδεσης. Συγκρίνοντας τις συνολικές τιμές (άθροισμα των NTC σε όλα τα σύνορα και το άθροισμα της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς σε όλα τα σύνορα), ενδέχεται να φθάσουμε την τιμή του 28% με την τήρηση της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς η οποία προσφέρεται στους συμμετέχοντες στην αγορά. Λαμβάνοντας υπόψη ότι το φορτίο αιχμής στη Βοσνία-Ερζεγοβίνη είναι περίπου 2.000 MW και η εγκατεστημένη ισχύς των παραγωγών είναι περίπου 4.000 MW, η προσφερόμενη δυναμικότητα μεταφοράς εξακολουθεί να αντιπροσωπεύει σημαντικό ποσό για την κάλυψη των εγχώριων αναγκών ή για την εμπορία εγχώριων παραγωγών, αλλά ενδέχεται να περιορίσει τις δραστηριότητες στην αγορά άλλων συμμετεχόντων.

Πίνακας 5 - Ενδεικτικές (μέγιστες) τιμές NTC στα σύνορα Βοσνίας και Ερζεγοβίνης

Borders	Import (MW)	Export (MW)	Nominal transmission capacity of interconnectors at the border (MW)
BiH – Croatia	1000	1000	4186
BiH – Serbia	600	600	1466
BiH – Montenegro	500	500	1795
TOTAL	2100	2100	7448



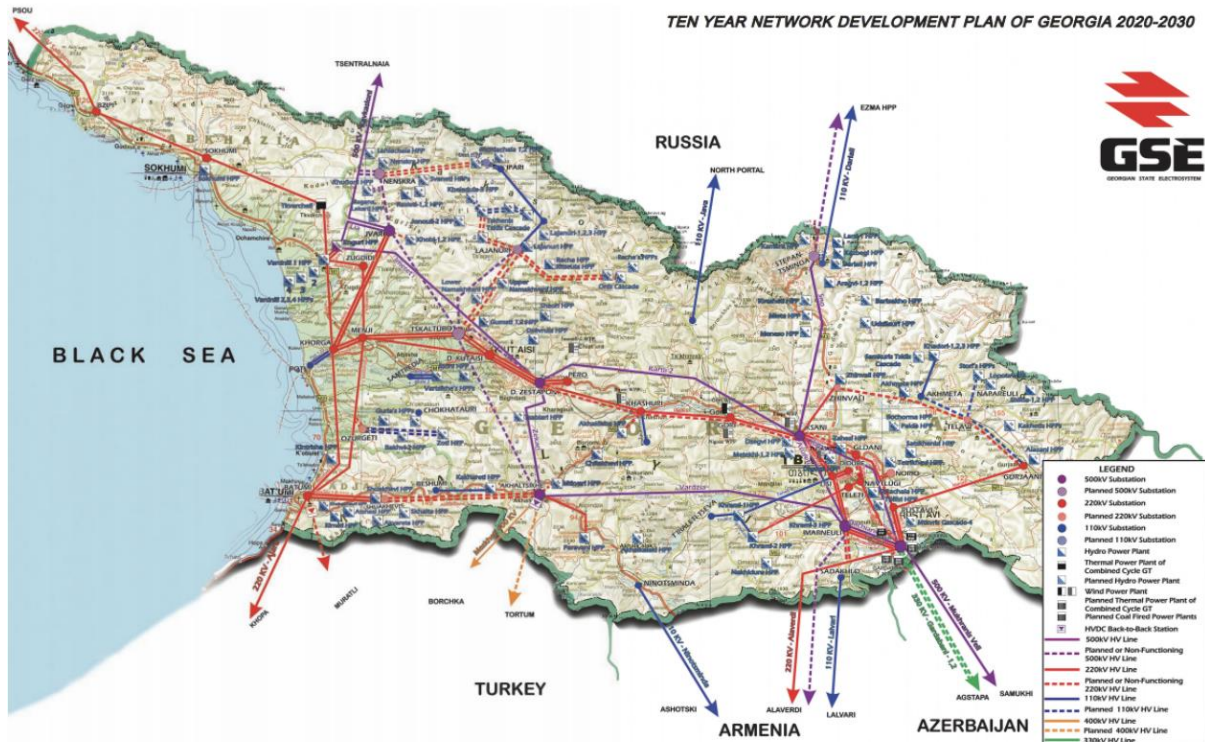
Εικόνα 7 - Ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης στα σύνορα της Βοσνίας-Ερζεγοβίνης και μέγιστες τιμές NTC

4.2.3. Γεωργία

Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της Γεωργίας είναι περίπου 12 TWh/έτος, αλλά συνεχώς αυξάνεται. Το φορτίο αιχμής είναι περίπου 2.000 MW. Σύμφωνα με τις προσδοκίες της Γεωργίας, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας θα αυξηθεί σε 23 TWh/έτος έως το 2030, ακόμη και σε 55 TWh/έτος το 2050 (πηγή: Διαδικασία επιλογής PECCI/PMI 2020, δεδομένα που παρέχονται από το κρατικό ηλεκτροσύστημα της Γεωργίας — GSE). Το μείγμα παραγωγής αποτελείται από υδροηλεκτρικούς σταθμούς (2.381 MW όσον αφορά τις μονάδες συσσώρευσης και 919 MW όσον αφορά την εκμετάλλευση του ποταμού), αεριοστρόβιλους (110 MW), θερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής και αέριο συνδυασμένου κύκλου,

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

ανεμογεννήτριες (815 MW) και αιολικούς σταθμούς (21 MW), που παράγουν συνολική εγκατεστημένη ισχύ παραγωγής 4.246 MW. Η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται κυρίως από υδροηλεκτρικούς σταθμούς (περίπου 75%), αλλά η Γεωργία εξαρτάται από τη θερμική παραγωγή, επειδή τα ΗΡΡ παράγουν κυρίως κατά τη θερινή ώρα, όταν η ζήτηση είναι χαμηλή, ενώ η παραγωγή είναι μικρότερη κατά τη διάρκεια του χειμώνα, όταν η ζήτηση είναι υψηλή. Για τον ίδιο λόγο, η χώρα εισάγει ηλεκτρική ενέργεια κατά τη διάρκεια του χειμώνα και εξάγει κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού.



Εικόνα 8 - Σύστημα μεταφοράς της Γεωργίας (υφιστάμενη κατάσταση) [8]

Το σύστημα μεταφοράς της Γεωργίας λειτουργεί ταυτόχρονα με τη Ρωσία και το Αζερμπαϊτζάν, αλλά συνδέεται επίσης με μια γραμμή AC με την Αρμενία, με μια γραμμή HVDC με την Τουρκία και με επιπλέον δύο γραμμές

των 220 kV με τη Ρωσία και την Τουρκία, οι οποίες τίθενται μόνο σε απομονωμένη λειτουργία. Τα επίπεδα τάσης μετάδοσης είναι 500 kV, 400 kV, 330 kV, 220 kV και 110 kV, με δίκτυο 500 kV στο κεντρικό τμήμα, αλλά συνδέονται ακτινικά με μια πολύ μεγάλη γραμμή με τον μεγαλύτερο υδροηλεκτρικό σταθμό Enguri (1.200 MW) και το σύστημα μεταφοράς της Ρωσίας. Αυτό οδηγεί σε τακτικές αναγκαστικές διακοπές ρεύματος στην ευρύτερη περιοχή της Τιφλίδας και στην κεντρική Γεωργία. Οι διασυννοριακές γραμμές του δικτύου μεταφοράς της Γεωργίας δεν υποστηρίζονται και οι διακοπές ρεύματος δημιουργούν κίνδυνο έκτακτης ανάγκης [8].

Τα σχέδια της Γεωργίας για τις μελλοντικές ικανότητες παραγωγής και τις ενισχύσεις μεταφοράς είναι πολύ φιλόδοξα. Σύμφωνα με την τελευταία έκδοση του TYNDP [8], η συνολική εγκατεστημένη δυναμικότητα παραγωγής το 2030 ανέρχεται σε 9.740 MW, η οποία κατανέμεται στα νέα ΗΡΡ συσσώρευσης (4.097 MW), τα υδροηλεκτρικά πάρκα συνεχούς ροής (2.438 MW), τα ΤΡΡ συνδυασμένου κύκλου, τα ΤΡΡ με καύση άνθρακα (1.345 MW), τα αιολικά πάρκα (1.330 MW) και τους ηλιακούς σταθμούς παραγωγής (520 MW). Ταυτόχρονα, έχουν προγραμματιστεί σημαντικές επενδύσεις σε ενισχύσεις εσωτερικών δικτύων και περαιτέρω αύξηση της διασυννοριακής δυναμικότητας, όπως: κατασκευή της νέας γραμμής (αποκατάσταση της παλιάς) 330 kV προς το Αζερμπαϊτζάν το 2020, της γραμμής 500 kV προς τη Ρωσία (500 kV OHL Ksani-Stepantsminda-Mozdok), προς την Αρμενία (HVDC B2B σύνδεσμος 500 kV OHL Marneuli-Airum), συνδέσεις HVDC B2B προς την Τουρκία (400 kV OHL Akhaltsikhe-Tortum και 350 MW HVDC αλληπάλληλη ζεύξη στο SS Akhaltsikhe, 154 kV OHL Batumi-Muratli και 350 MW HVDC αλληπάλληλη σύνδεση στο SS Batumi). Υπό μελέτη είναι ένας ακόμη σύνδεσμος HVDC μεταξύ της Γεωργίας και της Ρουμανίας, ο οποίος σχεδιάζεται να βρίσκεται κάτω από τον Εύξεινο Πόντο. Το σκεπτικό για τη σύνδεση αυτή είναι να δημιουργηθούν ευκαιρίες για τη Γεωργία να συμμετάσχει στην ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας,

δεδομένου ότι δεν υπάρχουν άλλοι τρόποι σύνδεσης της χώρας με κανένα κράτος-μέλος της ΕΕ.

Ο ακόλουθος πίνακας παρουσιάζει τις γραμμές διασύνδεσης της Γεωργίας οι οποίοι βρίσκονται σε λειτουργία και εκείνες που προγραμματίζονται να κατασκευαστούν. Τα δεδομένα για τις γραμμές των 500 kV προς τη Ρωσία και το Αζερμπαϊτζάν ελήφθησαν από τους συγγραφείς με βάση το επίπεδο τάσης, το υλικό και τη διατομή των αγωγών.

Πίνακας 6 - Γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας της Γεωργίας (υφιστάμενες και προγραμματισμένες)

(¹ Απομονωμένη λειτουργία. Αναμένεται να τεθούν σε λειτουργία: ² από το 2022, ³ από το 2023, ⁴ από το 2025, ⁵ από το 2030).

EXISTING LINES						
Voltage level (kV)	Bus 1 (domestic)	Bus 2 (non-domestic)	From Georgia to	I _{max} (A)	S _n (MVA)	P _n (MW)
500	Enguri	Centralnaina	Russia	1965	1700	1530
500	Gardabani	Samukh	Azerbaijan	1965	1700	1530
330	Gardabani	Agstapa	Azerbaijan	-	-	210
400 (HVDC)	Akhalsikhe	Borchkha	Turkey	-	-	700
<i>Radially operated lines</i>						
220 ¹	Gardabani	Alaverdi	Armenia	700	266	240
220 ¹	Batumi	Khopa	Turkey	-	-	110
220 ¹	Bzipi	Psou	Russia	-	-	150
ALL (existing situation, without radially operated lines)					-	3970
PLANNED LINES						
330 ²	Gardabani	Agstapa	Azerbaijan	1380	789	710
400 (HVDC) ²	Akhalsikhe	Tortum	Turkey	-	-	350
400 (HVDC) ³	Marneuli	Ayrum	Armenia	-	-	700
ALL new (short time-frame, without radially operated lines)					-	1060
Existing+planned (short-time frame, without radially operated lines)					6046	5030
500 ⁴	Stepantsminda	Mozdok	Russia	1965	1700	1530
154 (HVDC)	Batumi	Muratli	Turkey	-	-	350
Existing+planned (mid-time frame, without radially operated lines)					-	6910
500 (HVDC) ⁵	Anaklia	Constanta	Romania	-	-	1000
Existing+planned (long-time frame, without radially operated lines)					-	7910

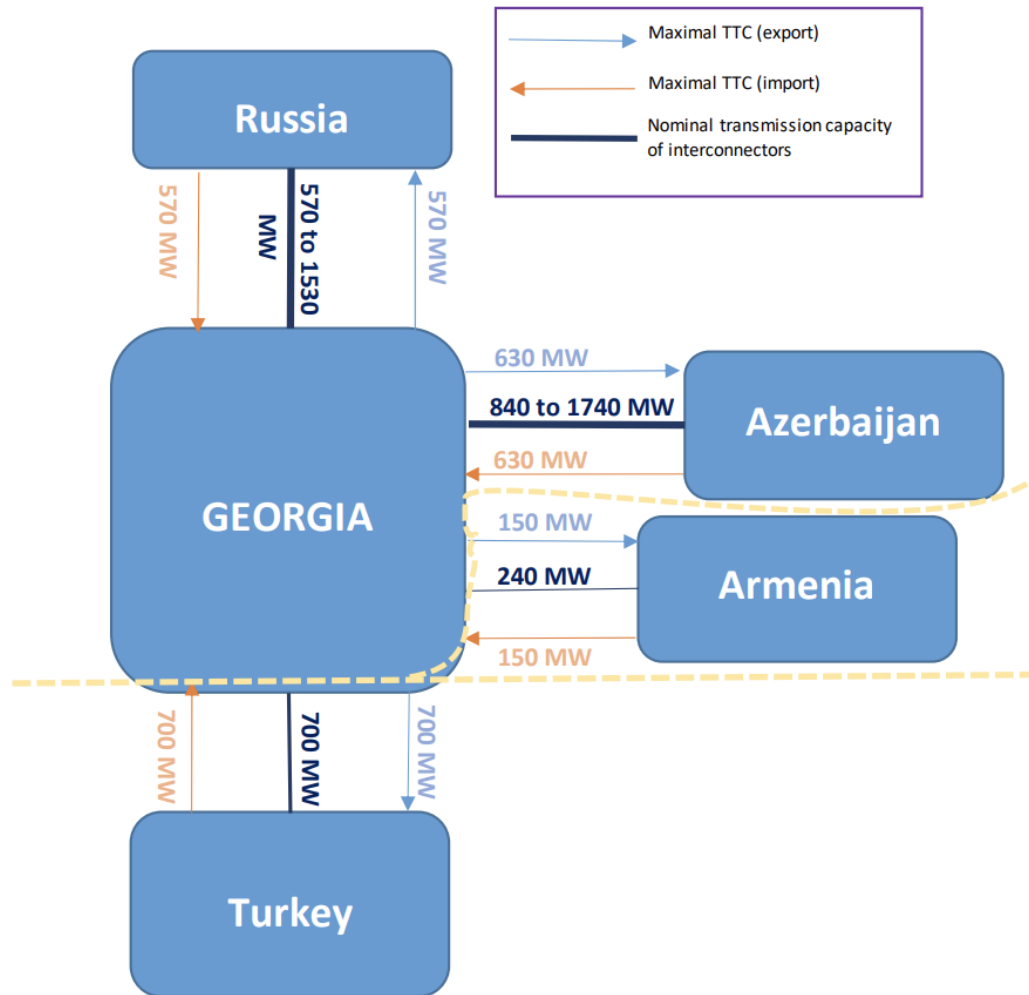
Πρέπει να τονιστεί ότι ο γεωργιανός ΔΣΜ (GSE) περιορίζει σε μεγάλο βαθμό τη φόρτωση των γραμμών 500 kV προς τη Ρωσία και το Αζερμπαϊτζάν για τους ακόλουθους λόγους, όπως περιγράφονται από την GSE:

- εξαιτίας της ηλικίας τους (η γραμμή 500 kV προς τη Ρωσία κατασκευάστηκε το 1984 και η γραμμή προς το Αζερμπαϊτζάν το 1989/2011),
- εξαιτίας του ότι οι γραμμές λειτουργούσαν υπό πολύ αντίξοες συνθήκες και δεν συντηρούνταν σωστά ούτε αποκαταστάθηκαν έγκαιρα,
- εξαιτίας του ότι η μέγιστη επιτρεπόμενη φόρτωση των γραμμών έχει καθοριστεί από τους ιδιοκτήτες της υποδομής και έχει προωθηθεί στο GSE.

Για τους προαναφερθέντες λόγους, η GSE θεωρεί πως η μέγιστη επιτρεπόμενη φόρτωση της γραμμής των 500 kV Enguri-Centralnaina πρέπει να είναι 570 MW και η φόρτωση της γραμμής των 500 kV Gardabani-Samukh πρέπει να είναι 630 MW, δηλαδή τρεις φορές χαμηλότερες από τις αναμενόμενες τιμές για τους ίδιους αγωγούς σε καλή κατάσταση. Υπό τις παρούσες και μελλοντικές συνθήκες, η ονομαστική ικανότητα μετάδοσης από τις γραμμές διασύνδεσης ποικίλλει σημαντικά με βάση τις παραδοχές σχετικά με τη ρεαλιστική μέγιστη επιτρεπόμενη φόρτωση αυτών των γραμμών, όπως αντικατοπτρίζεται στην παρούσα μελέτη.

Αντί του υπολογισμού των τιμών NTC, ο TSO της Γεωργίας ανέφερε τις συνολικές ικανότητες μεταφοράς (TTC) στο TYNDP [8]. Οι δυνατότητες ανταλλαγής είναι σημαντικές όσον αφορά τα σύνορα με τη Ρωσία, το Αζερμπαϊτζάν και την Τουρκία, αλλά περιορίζονται στα σύνορα με την Αρμενία. Προς το παρόν, οι μεγάλης κλίμακας δραστηριότητες της αγοράς στην περιοχή γύρω από τη Γεωργία είναι περιορισμένες, όχι μόνο λόγω της διαφοράς συγχρονισμού των περιοχών, αλλά και λόγω της περιορισμένης δυναμικότητας των γραμμών μεταφοράς εντός της Γεωργίας και των συνόρων της.

ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία



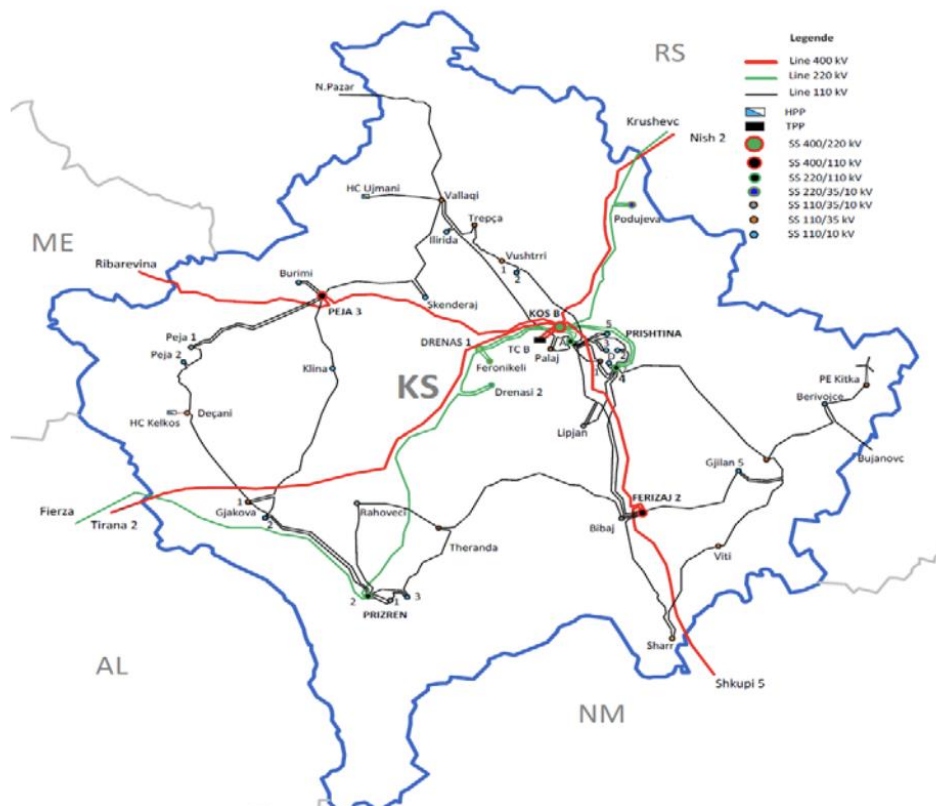
Εικόνα 9 - Ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης στα σύνορα της Γεωργίας και τιμές TTC

Πίνακας 7 -Τιμές TTC στα σύνορα της Γεωργίας

Borders	Import (MW)	Export (MW)	Total transmission capacity of interconnectors at the border (MW)
Georgia – Russia	570	570	1530
Georgia – Azerbaijan	630	630	1740
Georgia – Armenia	150	150	240
Georgia – Turkey	700	700	700
TOTAL	2050	2050	4210

4.2.4. Κόσοβο

Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στο Κόσοβο πλησιάζει τις 6,1 TWh/έτος και αυξάνεται από το 2000. Το φορτίο αιχμής φτάνει τα 1.260 MW, κάτι που εμφανίζεται τακτικά κατά τη διάρκεια του χειμώνα, ενώ οι μέγιστες τιμές φορτίου το καλοκαίρι κυμαίνονται από το 65% έως το 70% του φορτίου αιχμής. Η ελάχιστη τιμή φορτίου είναι ελαφρώς μικρότερη από 300 MW. Οι προβλέψεις του TYNDP που εκπονήθηκε από την KOSTT [9] είναι ότι το φορτίο αιχμής μπορεί να φθάσει σε τιμή μεταξύ 1.150 MW και 1.400 MW την επόμενη δεκαετία.



Εικόνα 10 - Σύστημα μεταφοράς του Κοσσυφοπεδίου (υφιστάμενη κατάσταση) [9]

Ο στόλος παραγωγής του Κοσσυφοπεδίου αποτελείται κυρίως από δύο σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με καύση άνθρακα (Κοσσυφοπέδιο Α και Β,

πέντε μονάδες) συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1.299 MW (διαθέσιμη μεταξύ 760 MW και 915 MW) και δυναμικότητας ανανεώσιμης ενέργειας 139 MW (καθαρή), κυρίως σε υδροηλεκτρικούς σταθμούς και αιολικούς σταθμούς που συνδέονται με το δίκτυο μεταφοράς (συνολικά 99 MW) και σε μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς και σταθμούς ηλιακής ενέργειας που συνδέονται με το δίκτυο διανομής (συνολικά 44 MW). Λόγω της χαμηλής ευελιξίας των υφιστάμενων θερμικών μονάδων, το Κόσοβο πάσχει από περιστασιακές ανισορροπίες και προς τις δύο κατευθύνσεις (υπερβολική παραγωγή και έλλειψη παραγωγής), με αποτέλεσμα ο TSO (KOSTT) να πρέπει να προμηθεύεται βοηθητικές υπηρεσίες ελέγχου συχνοτήτων από το εξωτερικό (Αλβανία).

Το δίκτυο μεταφοράς λειτουργεί κάτω από τα επίπεδα τάσης 400 kV, 220 kV και 110 kV, με περίπου 1.430 km εναέριων γραμμών και 37 υποσταθμούς 400/x kV, 220/x kV και 110/x kV [9]. Τα δίκτυα 400 kV και 220 kV δεν συνδέονται εντός της χώρας, οπότε η αξιοπιστία του συστήματος μεταφοράς εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις διασυνοριακές γραμμές και τα γειτονικά συστήματα μεταφοράς. Το Κόσοβο είναι καλά συνδεδεμένο με όλες τις γειτονικές χώρες με τουλάχιστον μία γραμμή 400 kV (στην περίπτωση της Βόρειας Μακεδονίας και του Μαυροβουνίου) και με επιπλέον 220 kV γραμμές (στην περίπτωση της Αλβανίας και της Σερβίας).

Το υφιστάμενο σχέδιο ανάπτυξης της μεταφοράς προβλέπει τη δυνατότητα κατασκευής μιας επιπλέον γραμμής διασύνδεσης 400 kV με την Αλβανία (Prizreni 4-Skavica), αλλά αυτό εξακολουθεί να είναι εξαιρετικά αβέβαιο και εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τη μελλοντική ενεργειακή κατάσταση τόσο στις χώρες αυτές όσο και στην περιφερειακή αγορά ενέργειας. Προς το παρόν δεν προγραμματίζονται άλλα νέα διασυνοριακά έργα.

Όσον αφορά τη νέα δυναμικότητα παραγωγής, αναμένεται ότι θα τεθεί σε λειτουργία νέα μονάδα καύσης άνθρακα 450 MW, η οποία θα

αντικαταστήσει τις υφιστάμενες τρεις μονάδες του TPP Kosova A. Άλλα έργα παραγωγής σχετίζονται με νέα αντλούμενη αποθήκευση HPP με δυναμικότητα άνω των 200 MW και ανάπτυξη ΑΠΕ, κυρίως σε SPP και WPP, τα οποία θα υποστηρίζονται από ένα νέο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας συσσωρευτών (BESS) εγκατεστημένης ισχύος τουλάχιστον 35 MW. Εξετάζεται επίσης ένας νέος σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας CCGT, αλλά πρέπει πρώτα να αναπτυχθεί ένα εθνικό δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου και ένας διασυνοριακός αγωγός φυσικού αερίου προς τη Βόρεια Μακεδονία.

Πίνακας 8 - Γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας του Κοσσυφοπεδίου (υφιστάμενες και προγραμματισμένες)

EXISTING LINES						
Voltage level (kV)	Bus 1 (domestic)	Bus 2 (non-domestic)	From Kosovo* to	I _{max} (A)	S _n (MVA)	P _n (MW)
400	Kosova B	Komani	Albania	1900	1317	1185
400	Kosova B	Nis	Serbia	1900	1317	1185
400	Peja 3	Ribarevina	Montenegro	1900	1317	1185
400	Ferizaj 2	Skopje 5	N. Macedonia	1760	1218	1096
220	Prizreni 2	Fierze	Albania	790	300	270
220	Podujeva	Krusevac	Serbia	790	300	270
ALL (existing situation)					5769	5192
PLANNED LINES						
-	-	-	-	-	-	-
Existing+planned (short-time frame)					5769	5192
-	-	-	-	-	-	-
Existing+planned (mid-time frame)					5769	5192
-	-	-	-	-	-	-
Existing+planned (long-time frame)					5769	5192

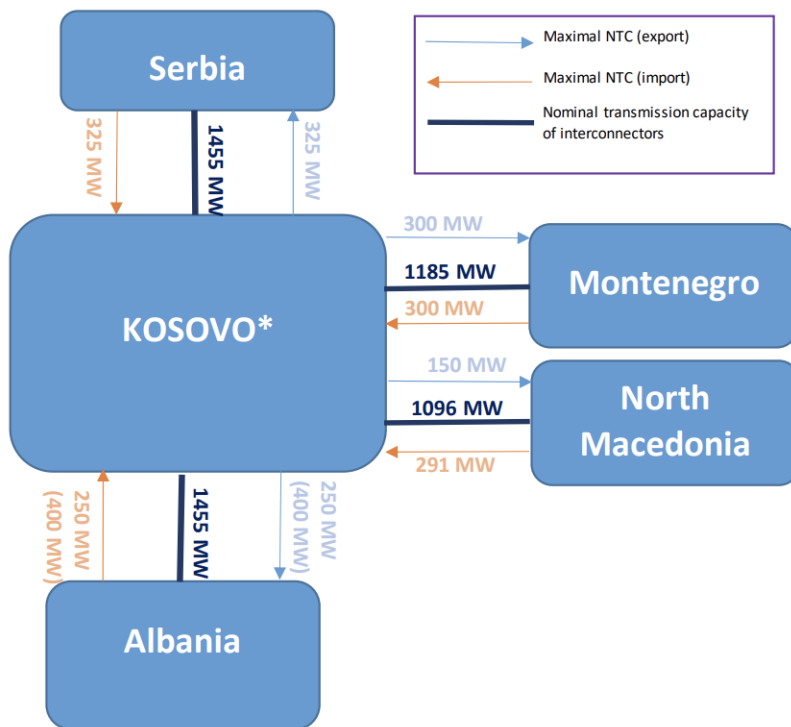
Οι τιμές NTC στα σύνορα του Κοσσυφοπεδίου δεν έχουν ακόμη καθοριστεί και συμφωνηθεί με τους γειτονικούς TSO, δεδομένου ότι οι ικανότητες μεταφοράς είχαν κατανομηθεί από τον TSO (EMS) της Σερβίας στο παρελθόν. Οι ενδεικτικές τιμές για τα σύνορα του Κοσσυφοπεδίου εμφανίζονται στον ακόλουθο πίνακα σύμφωνα με τις τιμές που

χρησιμοποιήθηκαν στη διαδικασία επιλογής PECI/PMI το 2020. Οι τιμές αυτές κυμαίνονταν μεταξύ 14% και 27% της ονομαστικής δυναμικότητας των γραμμών διασύνδεσης του Κοσσυφοπεδίου. Εάν κάποιος παρατηρήσει όλα τα σύνορα και όλες τις γραμμές διασύνδεσης πάνω από αυτά, η χρήση στο επίπεδο του 23% της τήρησης της ονομαστικής δυναμικότητας θα μπορούσε να προσφερθεί στους συμμετέχοντες στην αγορά βάσει των παραδοχών της διαδικασίας επιλογής PECI/PMI 2020. Από τις 14 Δεκεμβρίου 2020, ο TSO (KOSTT) λειτουργεί ως περιοχή ελέγχου στο τμήμα ελέγχου AK (AL-KS). Έκτοτε, οι τιμές NTC για την Αλβανία έχουν αλλάξει από 250 MW σε 400 MW.

Πίνακας 9 - Ενδεικτικές (μέγιστες) τιμές NTC στα σύνορα του Κοσσυφοπεδίου
(*από τον Δεκέμβριο 2020)

Borders	Import (MW)	Export (MW)	Nominal transmission capacity of interconnectors at the border (MW)
Kosovo* – Albania	250 (400*)	250 (400*)	1455
Kosovo* – Serbia	325	325	1455
Kosovo* – Montenegro	300	300	1185
Kosovo* – N. Macedonia	291	150	1096
TOTAL	1166 (1316)	1025 (1175)	5192

Οι τελευταίες πληροφορίες δείχνουν ότι οι NTC των 400 MW θα μπορούσαν να διατεθούν στα σύνορα του Μαυροβουνίου και της Βόρειας Μακεδονίας, ενώ οι NTC των 600 MW στα σερβικά και αλβανικά σύνορα.



Εικόνα 11 - Ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης στα σύνορα του Κοσσυφοπεδίου και μέγιστες τιμές NTC

4.2.5. Μολδαβία

Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στη Μολδαβία κυμαίνεται μεταξύ 5 TWh και 6 TWh, με την τιμή του φορτίου αιχμής να φθάνει τα 1.000 MW. Το μέγιστο θερινό φορτίο είναι σημαντικά χαμηλότερο (~70% του φορτίου αιχμής), ενώ το ελάχιστο φορτίο πέφτει συνήθως κάτω από 370 MW [10]. Η μεγάλη πλειοψηφία της ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρέχεται μόνο από μία μονάδα ηλεκτρισμού (CERS Moldoveneasca, 2.520 MW). Υπάρχουν τρεις εγκαταστάσεις συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας (330 MW συνολικά), δύο μικρότερες υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις και ένας αμελητέος αριθμός άλλων RES. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ανέρχεται πλέον σε 3.008 MW στις εγκαταστάσεις παραγωγής. Τα υφιστάμενα κατασκευαστικά σχέδια παραγωγής κατευθύνονται κυρίως στον

εκσυγχρονισμό των υφιστάμενων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής και στην πιθανή ανάπτυξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Το εθνικό TYNDP [10] αναφέρει νέα δυναμικότητα παραγωγής 1.050 MW στις CHPs και επιπλέον 400 MW ισχύος σε RES (WPPs, SPP) τα επόμενα έτη.

Επί του παρόντος, το молδαβικό σύστημα μεταφοράς λειτουργεί παράλληλα με το ουκρανικό σύστημα και το IPS/UPS, ωστόσο βρίσκονται σε εξέλιξη προετοιμασίες για τη σύνδεση με το σύστημα ENTSO-E (τα τρέχοντα σχέδια προτείνουν το 2023). Οι γραμμές διασύνδεσης λειτουργούν, υπό κανονικές συνθήκες, προς την Ουκρανία, ενώ οι γραμμές προς τη Ρουμανία βρίσκονται εκτός λειτουργίας και χρησιμοποιούνται μόνο περιστασιακά για την τροφοδοσία τμημάτων της χώρας.



Εικόνα 12 - Σύστημα μεταφοράς της Μολδαβίας (υφιστάμενη κατάσταση) [10]

Πηγή: Moldelecterica

Πίνακας 10 - Μολδαβικές γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας (υφιστάμενες και προγραμματισμένες)

(¹ Αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία τα επόμενα 10 έτη: 2022-2027).

EXISTING LINES						
Voltage level (kV)	Bus 1 (domestic)	Bus 2 (non-domestic)	From Moldova to	I _{max} (A)	S _n (MVA)	P _n (MW)
330	CERS Moldovenească	Novoodeskaia	Ukraine	1104	631	567
330	CERS Moldovenească	Usatovo	Ukraine	1104	631	567
330	CERS Moldovenească	Podolskaia	Ukraine	1489	852	767
330	Bălți	HPP Dnestrovsk	Ukraine	1366	779	701
<i>Radially operated lines</i>						
330	CERS Moldovenească	Arțiz	Ukraine	-	325	293
330	Rîbnița	Podolskaia	Ukraine	-	200	180
330	Rîbnița	Podolskaia	Ukraine	-	400	360
400	Vulcănești	Isaccea	Romania	-	1212	1091
ALL (existing situation, without radially operated lines)					2893	2602
PLANNED LINES						
400 (B2B) ¹	Vulcănești	Isaccea	Romania	-	-	600
ALL new (short time-frame)					0	600
Existing+planned (short-time frame)					2893	3202
400 ¹	Bălți	Suceava	Romania	2117	1465	1319
Existing+planned (mid-time frame)					4358	4521
-	-	-	-	-	-	-
Existing+planned (long-time frame)					4358	4521

Το δίκτυο μεταφοράς της Μολδαβίας λειτουργεί σε επίπεδο τάσης 400 kV, 330 kV και 110 kV. Είναι συνδεδεμένο με το ουκρανικό δίκτυο με πάνω από επτά γραμμές των 330 kV⁹, οι οποίες κατευθύνονται από τα νοτιοανατολικά προς τα βόρεια τμήματα της χώρας. Η πλειοψηφία των γραμμών πηγαίνει στον υποσταθμό Moldavskaia (MGRES), όπου συνδέεται ο μεγαλύτερος σταθμός ηλεκτροπαραγωγής. Τρεις γραμμές των 330 kV προς την Ουκρανία λειτουργούν ακτινικά και η ονομαστική τους ικανότητα

⁹ Η σύνδεση με την Ουκρανία έχει επίσης πραγματοποιηθεί και με πάνω από 11 γραμμές των 110 kV.

μετάδοσης περιορίζεται από την φαινόμενη ισχύ των μετασχηματιστών στο τέλος των γραμμών.

Η βόρεια σύνδεση με την Ουκρανία πηγαίνει προς τον μεγάλο υδροηλεκτρικό σταθμό Dnestronskaia. Λόγω ζητημάτων σταθερότητας, η ανταλλαγή ισχύος μεταξύ Ουκρανίας και Μολδαβίας περιορίζεται στα 800 MW, ανάλογα με την πραγματική κατάσταση του δικτύου και τον αριθμό των μονάδων που λειτουργούν στους κύριους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής. Το δίκτυο 400 kV περιλαμβάνει μία εσωτερική γραμμή (Moldavskaia-Vulcanesti) και μία γραμμή διασύνδεσης με τη Ρουμανία (Vulcanesti-Isaccea).¹⁰

Τα νέα έργα διασύνδεσης που εξετάζει η Moldelectrica αφορούν στον συγχρονισμό με το ENTSO-E και τη σύνδεση με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ, ο οποίος μπορεί να επιτευχθεί με την κατασκευή νέων γραμμών διασύνδεσης με κατεύθυνση προς την Ρουμανία. Στο πλαίσιο αυτό, εξετάζονται δύο έργα, ένας εφεδρικός σταθμός και ένας σύνδεσμος (600 MW) από το Vulcanesti προς το Isaccea (με νέα γραμμή 400 kV μεταξύ SS Vulcanesti και SS Chisinau) και μια γραμμή 400 kV μεταξύ SS Balti και SS Suceava στη Ρουμανία [10]. Οι επενδύσεις αυτές είχαν προγραμματιστεί να διεξαχθούν η πρώτη έως το 2022 και η δεύτερη έως το 2027. Στο παρόν στάδιο εξετάζονται νέες γραμμές διασύνδεσης με την Ουκρανία, αλλά δεν περιλαμβάνονται στο αναπτυξιακό σχέδιο (η δεύτερη γραμμή από το Balti στο HPP Dnestronskaia είχε εξεταστεί στο παρελθόν).

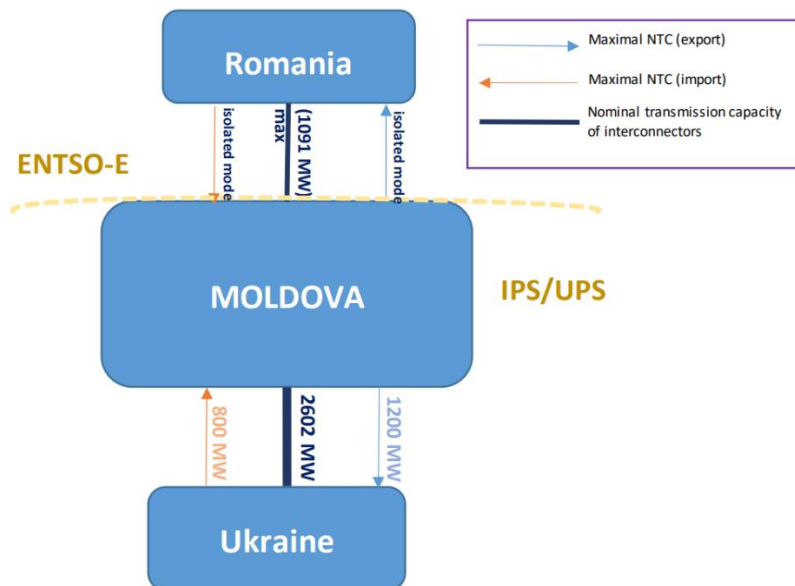
Η μέγιστη επιτρεπόμενη ανταλλαγή μεταξύ Μολδαβίας και Ουκρανίας καθορίστηκε από την Ukrenegro σε τιμές έως 800 MW (εισαγωγή από την Ουκρανία) και 1.200 MW (εξαγωγή προς την Ουκρανία), αλλά σε μεγάλο βαθμό εξαρτάται από την υπάρχουσα λειτουργική κατάσταση στο δίκτυο, η οποία σχετίζεται με τις γραμμές συντήρησης και τον αριθμό των μονάδων των MGRES TPP και HPP Dnestronskaia που λειτουργούν επί του παρόντος. Η μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή εισαγωγής από την Ουκρανία προς τη Μολδαβία

¹⁰ Υπάρχουν επίσης 4 γραμμές των 110 kV μεταξύ Μολδαβίας και Ρουμανίας.

αντιπροσωπεύει το 31% της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης.

Πίνακας 11 - Μέγιστες ανταλλαγές στα σύνορα της Μολδαβίας

Borders	Import (MW)	Export (MW)	Nominal transmission capacity of interconnectors at the border (MW)
Moldova - Ukraine	800	1200	2602
Moldova – Romania ¹	-	-	-
TOTAL	800	1200	2602



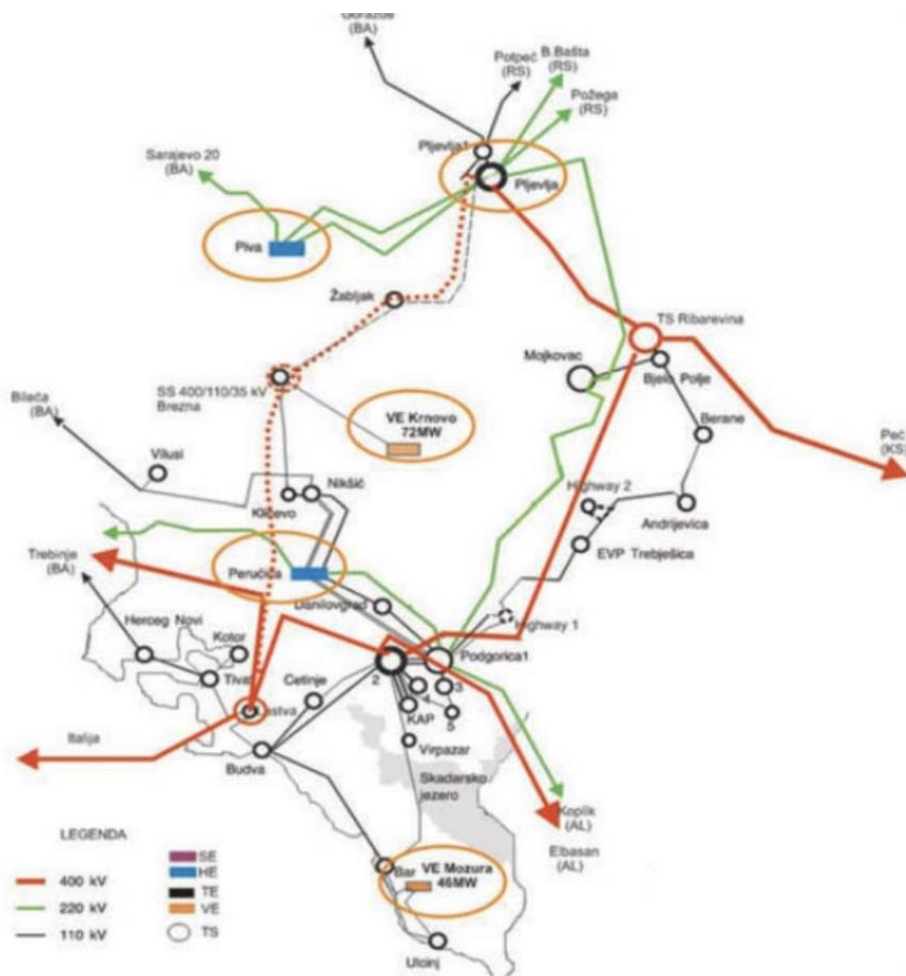
Εικόνα 13 - Ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης στα σύνορα της Μολδαβίας και μέγιστες τιμές NTC

4.2.6. Μαυροβούνιο

Επί του παρόντος, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στο Μαυροβούνιο υπερβαίνει ελαφρώς τις 3 TWh, υποχωρώντας από 4 TWh στο παρελθόν λόγω της μειωμένης κατανάλωσης μεγάλων βιομηχανικών αγοραστών. Οι καταναλωτές που συνδέονται με το δίκτυο διανομής καταναλώνουν το μεγαλύτερο μέρος των ετήσιων αναγκών, αλλά οι

ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία

ενεργοβόροι βιομηχανικοί καταναλωτές (εργοστάσια αλουμινίου και χάλυβα) αντιπροσωπεύουν σημαντικό μερίδιο της συνολικής κατανάλωσης (20%). Το φορτίο αιχμής φτάνει τα 700 MW, ενώ το θερινό μέγιστο φορτίο πλησιάζει αυτή την τιμή, αλλά με διαφορετική γεωγραφική κατανομή του φορτίου των υποσταθμών (υψηλό φορτίο σε τουριστικές περιοχές κοντά στην Αδριατική Θάλασσα). Το ελάχιστο φορτίο μπορεί να πέσει μόνο στα 230 MW. Προβλέπεται ότι το φορτίο αιχμής θα φθάσει τα 850 MW τα επόμενα δέκα χρόνια, με το μέγιστο θερινό φορτίο να εξακολουθεί να υστερεί [11]. Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να αυξηθεί σε 4,7 TWh κατά το ίδιο χρονικό διάστημα.



Εικόνα 14 - Σύστημα μεταφοράς του Μαυροβουνίου (υφιστάμενη κατάσταση)

Υπάρχουν πέντε σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής (συνολική εγκατεστημένη ισχύς cca. 970 MW) που συνδέονται με το σύστημα μεταφοράς, το οποίο λειτουργεί επί του παρόντος στο Μαυροβούνιο, ένας σταθμός ηλεκτροπαραγωγής με καύση άνθρακα, δύο υδροηλεκτρικοί σταθμοί και δύο αιολικά πάρκα. Υπάρχουν επίσης λίγες μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις στο δίκτυο διανομής. Λόγω της μεγάλης εξάρτησης από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, το ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις υδρολογικές συνθήκες και η χώρα μπορεί να αντιμετωπίσει έλλειψη ενέργειας, ειδικά κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, όταν η κατανάλωση στις τουριστικές περιοχές είναι υψηλότερη. Αντίθετα, όταν η υδρολογία είναι ευνοϊκή, ιδίως σε περιόδους χαμηλότερης κατανάλωσης, η χώρα μπορεί να εξάγει ηλεκτρική ενέργεια.

Το παρόν σχέδιο επέκτασης της παραγωγής καθορίζει την πιθανή κατασκευή νέων υδροηλεκτρικών εγκαταστάσεων (~ 250 MW), αιολικών σταθμών (125 MW) και φωτοβολταϊκών (250 MW). Σχεδιάστηκε μια δεύτερη μονάδα καύσης άνθρακα (TPP Pljevlja 2), αλλά πρόσφατα το έργο αυτό εγκαταλείφθηκε, δίνοντας προτεραιότητα στον εκσυγχρονισμό της υφιστάμενης μονάδας. Το σύστημα μεταφοράς του Μαυροβουνίου λειτουργεί κάτω από τα επίπεδα τάσης 400 kV, 220 kV και 110 kV. Είναι πολύ καλά διασυνδεδεμένο με τις γύρω χώρες (Βοσνία-Ερζεγοβίνη, Κοσσυφοπέδιο, Σερβία και Αλβανία). Η σύνδεση HVDC 600 MW με την Ιταλία τέθηκε πρόσφατα σε λειτουργία. Ο εσωτερικός δακτύλιος 400 kV θα ολοκληρωθεί στο εγγύς μέλλον, επιλύοντας έτσι λειτουργικά προβλήματα που συνδέονται με την παράλληλη λειτουργία των γραμμών των 400 kV και 220 kV σε περίπτωση διακοπών στο δίκτυο των 400 kV, όταν κάποιες γραμμές των 220 kV υπερφορτώνονται.

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

Πίνακας 12 - Γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας του Μαυροβουνίου
(υφιστάμενες και προγραμματισμένες)

(¹ Ένα κύκλωμα αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία από το 2026 και υπό όρους έως το 2029 ένα δεύτερο).

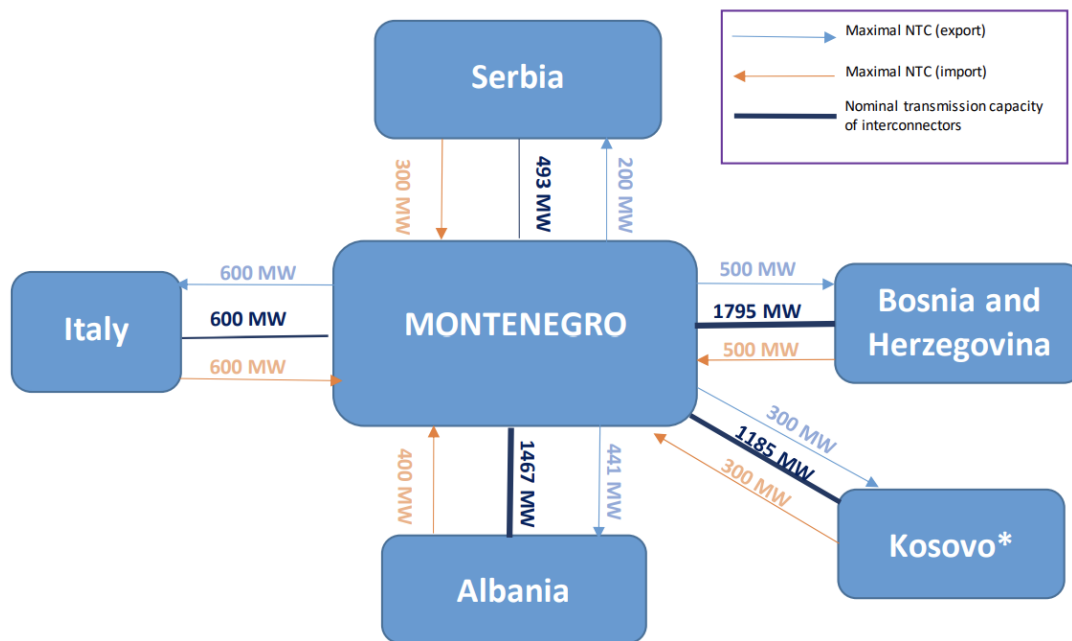
EXISTING LINES						
Voltage level (kV)	Bus 1 (domestic)	Bus 2 (non-domestic)	From Montenegro to	I _{max} (A)	S _n (MVA)	P _n (MW)
400	Ribarevine	Peja 3	Kosovo*	1900	1317	1185
400	Lastva	Trebinje	BiH	1920	1329	1196
400	Podgorica	Tirana 2	Albania	1920	1330	1197
500 (HVDC)	Lastva	Villanova	Italy	-	-	600
220	Podgorica	Koplik	Albania	790	300	270
220	HPP Piva	Sarajevo 20	BiH	960	365	329
220	HPP Perucica	Trebinje	BiH	790	301	271
220	Pljevlja	Bajina Basta	Serbia	720	274	247
220	Pljevlja	Pozega	Serbia	720	274	247
ALL (existing situation)					5490	5541
PLANNED LINES						
-	-	-	-	-	-	-
ALL new (short time-frame)					0	0
Existing+planned (short-time frame)					5490	5541
400 ¹	Pljevlja	B.Basta/Bistrica 1	Serbia	1920	1330	1197
Existing+planned (mid-time frame)					6820	6738
400 ¹	Pljevlja	B.Basta/Bistrica 2	Serbia	1920	1330	1197
Existing+planned (long-time frame)					6820 <i>(8150)</i>	6738 <i>(7935)</i>

Το σχέδιο ανάπτυξης του δικτύου ορίζει μια νέα γραμμή διασύνδεσης μεταξύ Μαυροβουνίου και Σερβίας (από τον υποσταθμό Pljevlja έως τον HPP Bajina Basta στη Σερβία), που θα τεθεί σε λειτουργία μετά το 2025 αλλά θα εξοπλιστεί μόνο με ένα κύκλωμα. Το δεύτερο μπορεί να εγκατασταθεί αρκετά χρόνια μετά. Μια σύνδεση HVDC με την Ιταλία σχεδιάστηκε αρχικά για να έχει δυναμικότητα μεταφοράς 1.000 MW, κατασκευάστηκε με ένα σύστημα 600 MW και επεκτάθηκε στη σχεδιαζόμενη δυναμικότητά της κατά τη δεύτερη φάση. Ωστόσο, το έργο αυτό αναβλήθηκε πρόσφατα και η νέα ημερομηνία κατά την οποία θα τεθεί σε λειτουργία είναι άγνωστη. Αναμένεται ότι το έργο θα συνεχιστεί όταν θα πληρούνται ορισμένες προϋποθέσεις.

Πίνακας 13 - Ενδεικτικές (μέγιστες) τιμές NTC στα σύνορα του Μαυροβουνίου

Borders	Import (MW)	Export (MW)	Nominal transmission capacity of interconnectors at the border (MW)
Montenegro - Albania	400	441	1467
Montenegro - Bosnia and Herzegovina	500	500	1795
Montenegro – Serbia	300	200	493
Montenegro – Kosovo*	300	300	1185
Montenegro - Italy	600	600	600
TOTAL	2100	2041	5541

Οι ενδεικτικές τιμές NTC στα σύνορα του Μαυροβουνίου δείχνουν ότι η μέγιστη δυναμικότητα μεταξύ 28% και 41% της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς προσφέρεται στους συμμετέχοντες στην αγορά (εξαιρουμένης της σύνδεσης HVDC με την Ιταλία, η οποία θεωρείται ότι προσφέρεται στο σύνολό της).



Εικόνα 15 - Ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης στα σύνορα του Μαυροβουνίου και μέγιστες τιμές NTC

4.2.7. Βόρεια Μακεδονία

Η τυπική ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στη Βόρεια Μακεδονία είναι περίπου 6,5 TWh έως 7 TWh, με την τιμή του φορτίου αιχμής να φτάνει τα 1.500 MW. Το μείγμα παραγωγής αποτελείται από σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 2.070 MW, κατανεμημένους σε μονάδες καύσης άνθρακα (725 MW), μία μονάδα καύσης πετρελαίου (198 MW), μονάδες CPH (287 MW), μεγάλους υδροηλεκτρικούς σταθμούς (586 MW) και έναν αιολικό σταθμό (36 MW), ενώ υπάρχει σημαντικός αριθμός φωτοβολταϊκών και μικρών υδροηλεκτρικών μονάδων που συνδέονται με το δίκτυο διανομής. Λόγω προβλημάτων λειτουργίας με μονάδες καύσης άνθρακα και εξάρτηση από υδρολογικές συνθήκες, η Βόρεια Μακεδονία βασίζεται στις εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας που υποστηρίζονται από σειρά γραμμών διασύνδεσης προς όλους τους γείτονές της εκτός από την Αλβανία υπό τις παρούσες συνθήκες (το 2023 αυτό θα αλλάξει, όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, λόγω της αναμενόμενης λειτουργίας της νέας γραμμής των 400 kV Bitola-Elbasan).

Το δίκτυο μεταφοράς λειτουργεί κάτω από τα επίπεδα τάσης 400 kV και 110 kV, με δίκτυο πλέγματος 400 kV στο κεντρικό τμήμα της χώρας και δίκτυο 110 kV που παρέχεται σε μια τοπική περιοχή από τουλάχιστον δύο υποσταθμούς 400/110 kV. Σχεδόν όλοι οι υποσταθμοί 400/110 kV συνδέονται με γειτονικά συστήματα μετάδοσης. Υπάρχουν πέντε διασυννοριακές γραμμές 400 kV προς το Κοσσυφοπέδιο, τη Σερβία, τη Βουλγαρία και την Ελλάδα (δύο γραμμές). Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στη Βόρεια Μακεδονία προβλέπεται να αυξηθεί στο μέλλον έως 8,9 TWh - 9,5 TWh το 2030 και έως 10,3 TWh έως και 11,4 TWh το 2040.

Τα αναπτυξιακά σχέδια παραγωγής στη Βόρεια Μακεδονία συνδέονται κυρίως με την ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (WPPs, SPP και HPP) και τη σταδιακή κατάργηση των μονάδων καύσης άνθρακα έως το 2025. Υπάρχουν έξι έργα WPPs που έχουν λάβει άδεια σύνδεσης με το

δίκτυο, ενώ παράλληλα υπάρχει ένα έργο SPP που βρίσκεται στο στάδιο της κατασκευής. Το μακεδονικό προσχέδιο NECP ορίζει μερίδιο 85% από την RES στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2030 (εγκατεστημένη δυναμικότητα 2.500 MW), κυρίως μέσω υδροηλεκτρικών σταθμών αλλά και PV, WPP και εγκαταστάσεων βιοαερίου/βιομάζας. Σύμφωνα με την επίσημη θέση του MEPSO για τις τρέχουσες περιφερειακές μελέτες, προτείνονται 940 MW νέων παραγωγικών ικανοτήτων έως το 2030 σε διάφορα στάδια υλοποίησης.



Εικόνα 16 - Σύστημα μεταφοράς της Βόρειας Μακεδονίας (υφιστάμενη κατάσταση)

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

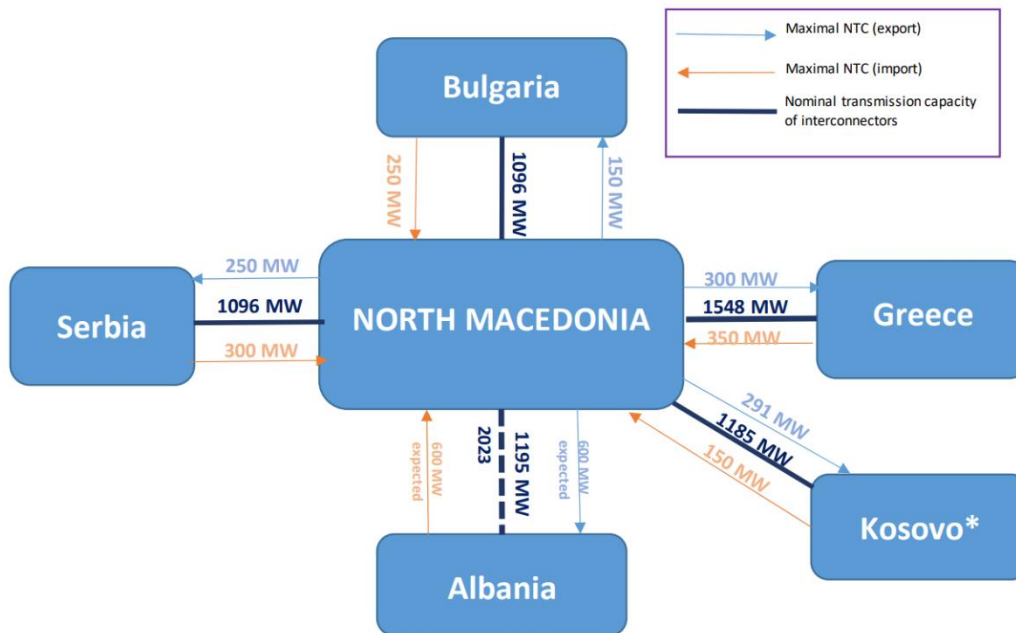
Πίνακας 14 - Γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας της Βόρειας Μακεδονίας
(υφιστάμενες και προγραμματισμένες)
(¹ Αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία από το 2023).

EXISTING LINES						
Voltage level (kV)	Bus 1 (domestic)	Bus 2 (non-domestic)	From N. Macedonia to	I _{max} (A)	S _n (MVA)	P _n (MW)
400	Skopje 5	Ferizaj 2	Kosovo*	1760	1218	1096
400	Stip	Cervena Mogila	Bulgaria	1760	1218	1096
400	Stip	Vranje	Serbia	1760	1218	1096
400	Dubrovo	Thessalonica	Greece	1243	860	774
400	Bitola 2	Meliti	Greece	1243	860	774
ALL (existing situation)					5374	4837
PLANNED LINES						
400 ¹	Bitola	Elbasan	Albania	1920	1330	1195
ALL new (short time-frame)					1330	1195
Existing+planned (short-time frame)					6704	6032
-	-	-	-	-	-	-
Existing+planned (mid-time frame)					6704	6032
-	-	-	-	-	-	-
Existing+planned (long-time frame)					6704	6032

Οι τιμές NTC που σχετίζονται με τα σύνορα της Βόρειας Μακεδονίας κυμαίνονται μεταξύ 14% και 27% της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς, πράγμα που σημαίνει ότι ένα πολύ μικρό μέρος της δυναμικότητας μεταφοράς παρέχεται στους συμμετέχοντες στην αγορά. Παρατηρώντας όλα τα σύνορα και το άθροισμα των NTC, μόνο το 22% της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς κατά μέσο όρο παρέχεται στην αγορά με κατεύθυνση την εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και έως 20% με κατεύθυνση την εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Πίνακας 15 - Ενδεικτικές (μέγιστες) τιμές NTC στα σύνορα της Βόρειας Μακεδονίας

Borders	Import (MW)	Export (MW)	Nominal transmission capacity of interconnectors at the border (MW)
N. Macedonia - Kosovo*	150	291	1096
N. Macedonia – Serbia	300	250	1096
N. Macedonia - Bulgaria	250	150	1096
N. Macedonia - Greece	350	300	1548
N. Macedonia - Albania	-	-	-
TOTAL	1050	991	4837



Εικόνα 17 - Ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης στα σύνορα της Β. Μακεδονίας και μέγιστες τιμές NTC

4.2.8. Σερβία

Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στη Σερβία προσεγγίζει τις 34 TWh/έτος με τις τιμές φορτίου αιχμής να φτάνουν έως 5.800 MW. Οι συγκεκριμένες τιμές εμφανίζονται τακτικά κατά τη διάρκεια του χειμώνα, με τη μέγιστη τιμή φορτίου τη θερινή ώρα να βρίσκεται στο εύρος του 70% του φορτίου αιχμής και την ελάχιστη τιμή φορτίου στο εύρος του 36% αντίστοιχα. Το εθνικό ΤΥΝDP [14] προβλέπει ότι το φορτίο αιχμής μπορεί να φθάσει σε τιμή μεταξύ 7,3 GW και 7,6 GW τα επόμενα δέκα χρόνια (συμπεριλαμβανομένου του Κοσσουφοπεδίου). Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να αυξηθεί έως και 45 TWh/έτος το 2050 σύμφωνα με τη διαδικασία επιλογής PECI/PMI 2020 και τα δεδομένα που παραδόθηκαν από τον TSO της Σερβίας (EMS).

Ο μεγαλύτερος σερβικός παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας EPS κατέχει 7 TPP και εγκαταστάσεις CHP (4 623 MW), συμπεριλαμβανομένων δύο μεγάλων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με καύση άνθρακα και περίπου 20 υδροηλεκτρικών σταθμών (2981 MW), γεγονός που παράγει συνολική εγκατεστημένη ισχύ περίπου 8,3 GW, μαζί με ανεξάρτητους παραγωγούς από WPP συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 373 MW (το 2019) και καταναλωμένης παραγωγής 160 MW. Η Σερβία είναι σε θέση να παράγει ηλεκτρική ενέργεια για την κάλυψη της εγχώριας κατανάλωσης υπό κανονικές συνθήκες, αλλά αντιμετωπίζει τόσο το πρόβλημα της γήρανσης των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής όσο και αυτό της ανάγκης εκσυγχρονισμού, ενώ υπαρκτό είναι και το παγκόσμιο ζήτημα της φιλικής προς το περιβάλλον παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Το δίκτυο μεταφοράς λειτουργεί κάτω από τα επίπεδα της τάσης των 400 kV, 220 kV και 110 kV με σχεδόν 10.000 χιλιόμετρα γραμμών, συμπεριλαμβανομένων των διασυνοριακών γραμμών (12 γραμμές των 400 kV και 220 kV, δηλαδή: 7 των 400 kV, 1 γραμμή 2x400 Kv και 4 γραμμές 220 kV) που συνδέουν τη Σερβία με όλες τις γειτονικές χώρες (Κροατία, Ουγγαρία, Ρουμανία, Βουλγαρία, Βόρεια Μακεδονία, Κοσσυφοπέδιο, Μαυροβούνιο και Βοσνία-Ερζεγοβίνη, οκτώ δηλαδή σύνορα συνολικά).

Λόγω της γεωγραφικής της θέσης, το σερβικό σύστημα μεταφοράς είναι προφανώς το σημαντικότερο τμήμα των υποδομών της περιφερειακής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στα Βαλκάνια, το οποίο μπορεί να συμβάλει στη δημιουργία των απαραίτητων προϋποθέσεων για την εντατικότερη εμπορία ηλεκτρικής ενέργειας στην περιοχή. Προς το παρόν, η διπλή γραμμή των 400 kV Pančevo-Resița δεν έχει τεθεί σε παράλληλη λειτουργία, καθώς δεν έχει ολοκληρωθεί στη ρουμανική πλευρά.

ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία



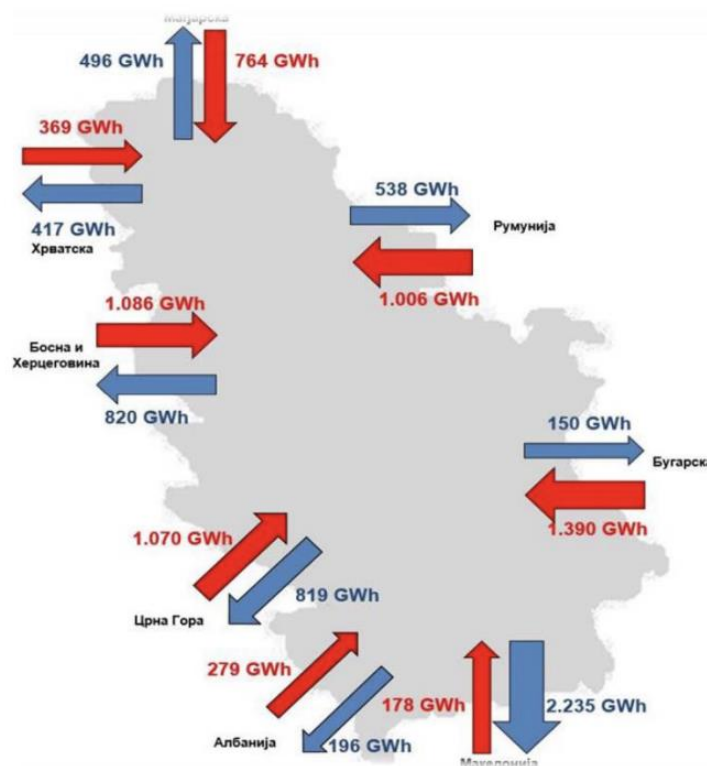
Εικόνα 18 - Σύστημα μεταφοράς της Σερβίας και του Κοσσυφοπεδίου (υφιστάμενη κατάσταση με προγραμματισμένες ενισχύσεις)¹¹

Το δίκτυο μετάδοσης 400 kV εξαπλώνεται στο κεντρικό και ανατολικό τμήμα της χώρας (στην περιοχή μεταξύ Βελιγραδίου, Νις και HPP Djerdap), με ακτινικές γραμμές προς την περιοχή Vojvodina στο βόρειο και το νότιο τμήμα της Σερβίας. Το δυτικό τμήμα της χώρας παρέχει σήμερα πάνω από 220 kV γραμμές. Οι μεγαλύτερες εγκαταστάσεις παραγωγής συνδέονται με το δίκτυο 400 kV, αλλά υπάρχει σημαντικός αριθμός συνδέσεων 220 kV,

¹¹ Αυτός ο αριθμός EMS περιλαμβάνει το σύστημα του Κοσσυφοπεδίου σε γκρι χρώμα.

συμπεριλαμβανομένου του μεγάλου υδροηλεκτρικού σταθμού Bajina Basta (614 MW).

Υπάρχει τουλάχιστον μία γραμμή 400 kV που μπορεί να μεταφέρει έως και 1.100 MW, η οποία συνδέει τη Σερβία με όλες τις γειτονικές της χώρες αυτή τη στιγμή. Το 2019, περίπου 5,2 TWh εισήλθαν στο δίκτυο μέσω διασυνδέσεων και 3,7 TWh εξήλθαν από το δίκτυο, πράγμα που σημαίνει ότι οι διελεύσεις μέσω του σερβικού δικτύου μεταφοράς βρίσκονταν στην κλίμακα του 10% σε σύγκριση με το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που εισήλθε στο σύστημα από διαφορετικές πηγές (εγχώριοι παραγωγοί, δίκτυο διανομής και διασυνδέσεις).



Εικόνα 19 - Ανταλλαγές σε διασυνοριακές γραμμές της Σερβίας το 2019¹²

Πηγή: EMS [15]

¹² Ο αριθμός αυτός περιλαμβάνει το έδαφος του Κοσσυφοπεδίου ως μέρος της Σερβίας. Αναφέρεται σε ανταλλαγές πέρα από τα σύνορα με την Αλβανία και εν μέρει πάνω από τα σύνορα του Μαυροβουνίου και της Βόρειας Μακεδονίας.

Τα τρέχοντα αναπτυξιακά σχέδια παραγωγής στη Σερβία περιλαμβάνουν την πρόθεση της κρατικής EPS να κατασκευάσει μια νέα μονάδα καύσης άνθρακα 350 MW στο χώρο του Kostolac και να αναζωογονήσει αρκετές θερμικές (TENTA, KostolacA) αλλά και υδροηλεκτρικές μονάδες (Djerdar 1, Djerdar 2, Zvornik, Potrec), καθώς και να εγκαταστήσει 166 MW. Υπάρχουν επίσης ορισμένα έργα που σχετίζονται με την κατασκευή WPP από ιδιώτες επενδυτές και νέους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής CHP. Ο TSO της Σερβίας εκτίμησε ότι έως και 4.500 MW νέας εγκατεστημένης ισχύος θα μπορούσαν να συνδεθούν με το δίκτυο μεταφοράς κατά τα επόμενα δέκα έτη, σύμφωνα με το δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης 2021-2030.

Το σχέδιο ανάπτυξης της μεταφοράς, όσον αφορά τις νέες διασυνοριακές γραμμές, ορίζει την κατασκευή των νέων γραμμών 400 kV προς τη Βοσνία-Ερζεγοβίνη (Bajina Basta-Visegrad) και το Μαυροβούνιο (Bajina Basta-Pljevlja) έως το 2026. Προϋποθέσεις για αυτές τις γραμμές είναι οι εσωτερικές ενισχύσεις του δικτύου των 400 kV συμπεριλαμβανομένης μιας νέας γραμμής διπλού κυκλώματος (2x400 kV, Obrenova-Bajina Basta) και της κατασκευής ενός διακόπτη 400 kV στο Bajina Basta (επί του παρόντος υπάρχει ένας διακόπτης 220 kV). Μακροπρόθεσμα, εξετάζονται διάφορα έργα από το EMS (νέες διασυνδέσεις 400 kV με την Κροατία, τη Ρουμανία, τη Βουλγαρία και την Ουγγαρία, παράδοση του δεύτερου κυκλώματος των 400 kV στη νέα γραμμή Bajina Basta-Pljevlja και Bajina Basta-Visegrad, προκειμένου να δημιουργηθούν οι νέες γραμμές των 400 kV Pozega-Pljevlja και Pozega-Vardiste), αλλά φαίνεται ότι η ενισχυμένη διασύνδεση με τη Ρουμανία είναι ο κύριος στόχος του (βόρειος διάδρομος CSE συμπεριλαμβανομένης της αναδιαμόρφωσης της γραμμής Djerdar-Portile de Fiere των 400 kV σε μια γραμμή κυκλώματος διπλού συστήματος, της δημιουργίας μιας νέας εσωτερικής γραμμής Cibuk των 400 kV στο δυτικό

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

τμήμα του Βελιγραδίου και μιας νέας SS 400/110 kV επίσης δυτικά του Βελιγραδίου).

Πίνακας 16 - Γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας της Σερβίας (υφιστάμενες και προγραμματισμένες)

(Αναμένεται να τεθούν σε λειτουργία: ¹ από το 2024 - έχει ήδη κατασκευαστεί στη σερβική πλευρά· ² από το 2026· ³ από το 2030 + τιμή περιορισμένη από γειτονικούς TSO. Τα στοιχεία παρέχονται σε σύγκριση με τα δεδομένα του EMS).

EXISTING LINES						
Voltage level (kV)	Bus 1 (domestic)	Bus 2 (non-domestic)	From Serbia to	I _{max} (A)	S _n (MVA)	P _n (MW)
400	Sremska Mitrovica	Ernestinovo	Croatia	1920	1329	1196
400	Sremska Mitrovica	Ugljevik	BiH	1920	1329	1196
400	Nis	Kosova B	Kosovo*	1900	1317 ⁺	1185
400	Vranje	Stip	N. Macedonia	1760	1218 ⁺	1096
400	Nis	Sofia	Bulgaria	1920	1329	1196
400	Djerdap	Portile de Fiere	Romania	1840	1273	1146
400	Subotica	Sandorfalva	Hungary	1920	1329	1196
220	Vardiste	Visegrad	BiH	790	301 ⁺	271
220	Bajina Basta	Pljevlja	Montenegro	720	274 ⁺	247
220	Pozega	Pljevlja	Montenegro	720	274 ⁺	247
220	Krusevac	Podujeva	Kosovo*	790	300 ⁺	270
ALL (existing situation)					10273	9245
PLANNED LINES						
2x400 ¹	Pancevo	Resica	Romania	3844	2660	2394
ALL new (short time-frame)					2660	2394
Existing+planned (short-time frame)					12933	11639
400 ²	Bajina Basta	Visegrad	BiH	1920	1329	1196
400 ²	Bajina Basta	Pljevlja	Montenegro	1920	1329	1196
Existing+planned (mid-time frame)					15591	14032
400 ³	Djerdap	Portile de Fiere	Romania	3680	2546	2291
Existing+planned (long-time frame)					16864	15177

Οι μέγιστες τιμές NTC στα σύνορα της Σερβίας ανέρχονται έως και στο 70% της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης πάνω από τα παρατηρούμενα σύνορα. Η υψηλότερη αναλογία χρήσης παρατηρείται στις διασυνδέσεις προς τη Ρουμανία και την Ουγγαρία, ενώ η χαμηλότερη σχετίζεται με τα σύνορα με τη Βουλγαρία (25%). Κατά μέσο όρο,

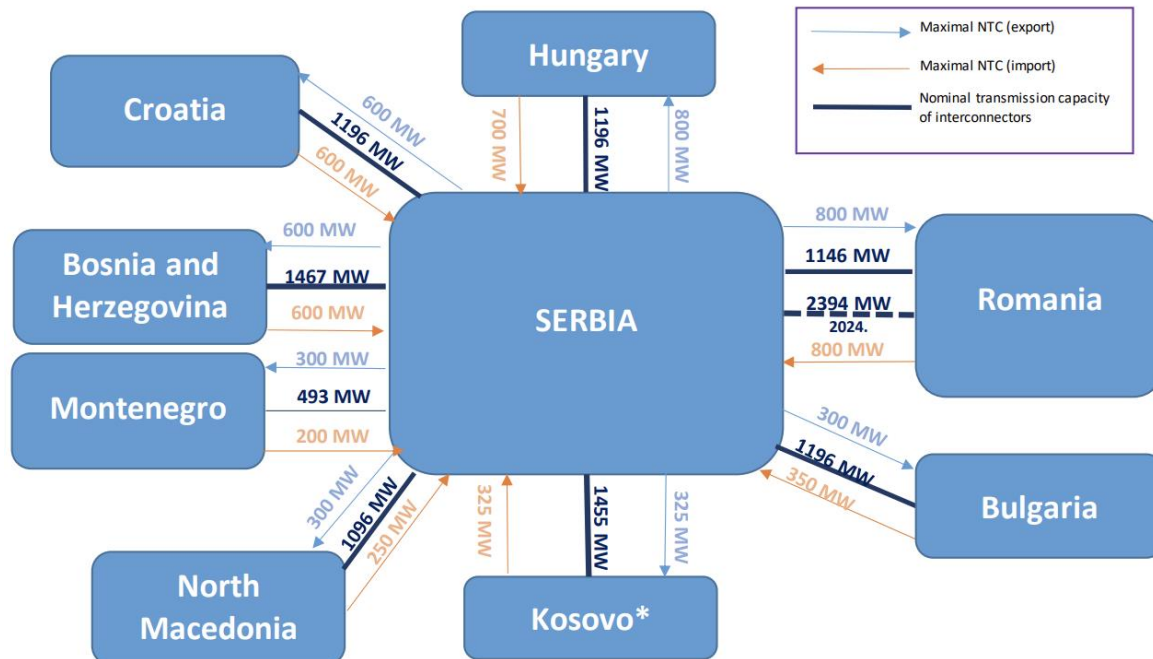
το EMS παραχωρεί στους συμμετέχοντες στην αγορά ποσοστό έως 40% της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς όλων των γραμμών διασύνδεσης¹³.

Πίνακας 17 - Ενδεικτικές (μέγιστες) τιμές NTC στα σύνορα της Σερβίας
(¹ Εκτιμώμενη αξία με βάση τη διαδικασία επιλογής PECI/PMI. Επί του παρόντος δεν υπάρχει κατανομή δυναμικότητας στα σύνορα).

Borders	Import (MW)	Export (MW)	Nominal transmission capacity of interconnectors at the border (MW)
Serbia – Croatia	600	600	1196
Serbia – BiH	600	600	1467
Serbia - Kosovo* ¹	325	325	1455
Serbia – Montenegro	200	300	493
Serbia - N. Macedonia	250	300	1096
Serbia - Bulgaria	350	300	1196
Serbia - Romania	800	800	1146
Serbia - Hungary	700	800	1196
TOTAL	3825	4025	9245

¹³ Η ανταπόκριση του EMS κατά τη φάση συγκέντρωσης δεδομένων της παρούσας μελέτης ήταν η ακόλουθη: Όσον αφορά τον υπολογισμό και την εναρμόνιση του NTC, είναι σημαντικό να τονιστεί ότι το EMS υπολογίζει τακτικά υψηλότερες τιμές σε σύγκριση με το γειτονικό TSO. Μόνο το 2020, η διαφορά αυτή έφθασε κατά μέσο όρο τα 700 MW (ανά κατεύθυνση για όλα τα σύνορα), εκ των οποίων τα 500 MW αφορούν μόνο δύο σύνορα με τους TSO της ΕΕ! Εάν είχαν υιοθετηθεί τιμές EMS, το EMS θα μπορούσε να καταλείψει σχεδόν το 50% της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης. Ο δεύτερος λόγος για τον οποίο τίθενται περιορισμοί NTC συναντάται εντός του σερβικού δικτύου και σχετίζεται κυρίως με το αδύναμο δίκτυο 220 kV στο δυτικό και κεντρικό τμήμα της χώρας, με σημεία συμφόρησης που επηρεάζουν τα σύνορα με τη Βοσνία-Ερζεγοβίνη, το Μαυροβούνιο και το Κοσσυφοπέδιο. Αυτοί οι περιορισμοί μπορούν να εξαλειφθούν μόνο με την επέκταση του δικτύου στα 400 kV. Εν τω μεταξύ, οι NTC θα μπορούσαν να επεκταθούν μόνο με την εφαρμογή μιας περιφερειακής διασυννοριακής ανακατανομής και ενός μηχανισμού για τον επιμερισμό του κόστους.

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**



Εικόνα 20 - Ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης στα σύνορα της Σερβίας και μέγιστες τιμές NTC

Δυστυχώς, αυτό δεν μπορεί να εφαρμοστεί έως ότου συσταθεί η επίσημη περιφέρεια RCC για την περιοχή WB6, σύμφωνα με τους κανόνες του CESFA και κατόπιν απόφασης των αρμόδιων οργάνων της ΕΕ.

4.2.9. Ουκρανία

Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ουκρανία είναι 144 TWh/έτος (μεικτά) και 117 TWh/έτος (καθαρά), η οποία είναι μεγαλύτερη από την ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας όλων των άλλων οκτώ συμβαλλόμενων μερών. Το φορτίο αιχμής εμφανίζεται κατά τους χειμερινούς μήνες σε ποσότητα 24 GW. Σύμφωνα με τις προβλέψεις που έγιναν μέσω της διαδικασίας επιλογής PECI/PMI το 2020, αναμένεται ότι η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας θα αυξηθεί έως 158,5 TWh/έτος το 2030 και έως 180,3 TWh/έτος το 2050. Το μείγμα παραγωγής αποτελείται από πυρηνικές μονάδες

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

(13,8 GW¹⁴), θερμικές μονάδες, κυρίως με καύση άνθρακα (21.8 GW), υδροηλεκτρικούς σταθμούς (4,8 GW σε υδροηλεκτρικούς σταθμούς και 1,5 GW σε εγκαταστάσεις αποθήκευσης HPP), εγκαταστάσεις συνδυασμένης παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας (6 GW), ηλιακούς σταθμούς (4,9 GW), αιολικούς σταθμούς (1,1 GW) και σταθμούς βιοκαυσίμων (2 GW), με αποτέλεσμα η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας να ανέρχεται σε 54,2 GW.



Εικόνα 21 - Σύστημα Μεταφοράς της Ουκρανίας

Πηγή: Ukrenergo

Προς το παρόν, το σχέδιο επέκτασης στην Ουκρανία παραμένει εξαιρετικά αβέβαιο. Η χώρα βρίσκεται αντιμέτωπη με τεχνικά ζητήματα τα οποία πρέπει να επιλυθούν, προκειμένου να επιτευχθεί διασύνδεση με το

¹⁴ 4 πυρηνικοί σταθμοί, 15 μονάδες.

ENTSO-E, ενώ ταυτόχρονα αυξάνονται συνεχώς οι πρωτοβουλίες για τη σταδιακή κατάργηση των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με καύση άνθρακα (που προγραμματίζεται να συμβεί στο χρονικό διάστημα μεταξύ 2033 και 2043), χωρίς να υπάρχει βιώσιμη εναλλακτική λύση για την αντικατάστασή τους. Αυτός είναι ο λόγος για τον οποίο η δημιουργία νέων πυρηνικών μονάδων βρίσκεται και πάλι υπό εξέταση. Η ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, κυρίως της ηλιακής και της αιολικής με τη χρήση των ανεμογεννητριών αυξάνεται.

Το μεγαλύτερο μέρος του δικτύου μεταφοράς σχετίζεται με τις γραμμές 750 kV (4.400 km), 330 kV (~13.000 km) και 220 kV (~3.000 km), αλλά υπάρχουν εγκαταστάσεις που λειτουργούν κάτω από 800 kV (~100 km), 500 kV (~375 km) και 400 kV (~340 km). Το δίκτυο των 750 kV είναι η ραχοκοκαλιά όλης της σύνδεσης, ενώ η περιφερειακή μετάδοση πραγματοποιείται κυρίως στο επίπεδο της τάσης των 330 kV. Το εθνικό δίκτυο μεταφοράς χωρίζεται διοικητικά σε έξι περιφερειακά δίκτυα (κεντρικό, Δνείπερο, Βόρειο, Νότιο, Δυτικό και Νοτιοδυτικό) και δύο προσωρινά ανεξέλεγκτα περιφερειακά δίκτυα (Κριμέα και Ντονμπάς). Μέρος της δυτικής περιοχής που ονομάζεται νησί Burshtyn είναι ηλεκτρικά συνδεδεμένο με το σύστημα ENTSO-E, ενώ το υπόλοιπο δίκτυο λειτουργεί ταυτόχρονα με το σύστημα IPS/UPS. Το σχέδιο είναι να συγχρονιστεί μόνιμα η λειτουργία ολόκληρου του δικτύου με το ευρωπαϊκό σύστημα και να αποσυνδεθεί από το σύστημα IPS/UPS το αργότερο το 2023. Το νησί Burshtyn έχει μέγιστο φορτίο ~1 GW και εγκαταστάσεις παραγωγής 2,5 GW (η πλειοψηφία σε ένα TPP, 200 MW σε ένα CHPP και 27 MW σε ένα HPP).

Η Ουκρανία είναι διασυνδεδεμένη με τη Ρωσία, τη Μολδαβία, τη Λευκορωσία, την Πολωνία, τη Σλοβακία, την Ουγγαρία και τη Ρουμανία με οκτώ διασυνοριακές συνδέσεις (330 kV και άνω) με τη Ρωσία και δύο με τη Λευκορωσία, ενώ η νήσος Burshtyn έχει γραμμές διασύνδεσης προς τη Σλοβακία (μία γραμμή 400 kV), την Ουγγαρία (μία γραμμή 750 kV, μία

γραμμή 400 kV και δύο γραμμές 220 kV) και τη Ρουμανία (μία γραμμή 400 kV· μια γραμμή 750 kV είναι μόνιμα εκτός λειτουργίας). Υπάρχουν και επτά διασυνδέσεις 330 kV με τη Μολδαβία. Η Ουκρανία μοιράζεται δύο γραμμές διασύνδεσης με την Πολωνία (μία γραμμή 750 kV και μία γραμμή 220 kV), ωστόσο μία είναι προσωρινά εκτός λειτουργίας (750 kV) και μία χρησιμοποιείται ακτινικά (220 kV).

Σύμφωνα με την Ukrenergo, τα χρηματιστήρια ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ της Ουκρανίας και των γειτονικών της χωρών περιορίζονται στις τιμές NTC που εμφανίζονται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας 18 - Ενδεικτικές (μέγιστες) τιμές NTC στα σύνορα της Ουκρανίας
(¹ απομονωμένος τρόπος λειτουργίας)

Borders	Import (MW)	Export (MW)	Nominal transmission capacity of interconnectors at the border (MW)
Ukraine - Poland ¹	-	235	297
Ukraine – Slovakia	600	600	979
Ukraine – Hungary	900	800	3277
Ukraine – Romania	400	400	1151
Ukraine – Moldova	1200	800	2602
Ukraine – Russia	2200	1800	7929
Ukraine – Belarus	900	900	1935
TOTAL	6200	5535	18170

Ο πίνακας παρουσιάζει όλες τις γραμμές διασύνδεσης μεταξύ της Ουκρανίας και των γειτονικών της χωρών, με στοιχεία σχετικά με την ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών προς τις χώρες που λειτουργούν (ή θα λειτουργούν, όπως η Μολδαβία) με την ηπειρωτική Ευρώπη και προς το σύστημα IPS/UPS (Ρωσία και Λευκορωσία). Επί του παρόντος, η ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς όλων των γραμμών που συνδέουν την Ουκρανία με το ENTSO-E είναι 5.700 MW ή, μαζί με τη Μολδαβία, 6.800MW. Η ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς όλων των υφιστάμενων γραμμών μεταξύ Ουκρανίας και ENTSO-E (συν τη Μολδαβία) είναι περίπου 8,3 GW, ενώ η ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς όλων των

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

γραμμών μεταξύ Ουκρανίας και Ρωσίας/ Λευκορωσίας είναι ελαφρώς μεγαλύτερη (10 GW).

Πίνακας 19 - Ουκρανικές γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας (υφιστάμενες και προγραμματισμένες)

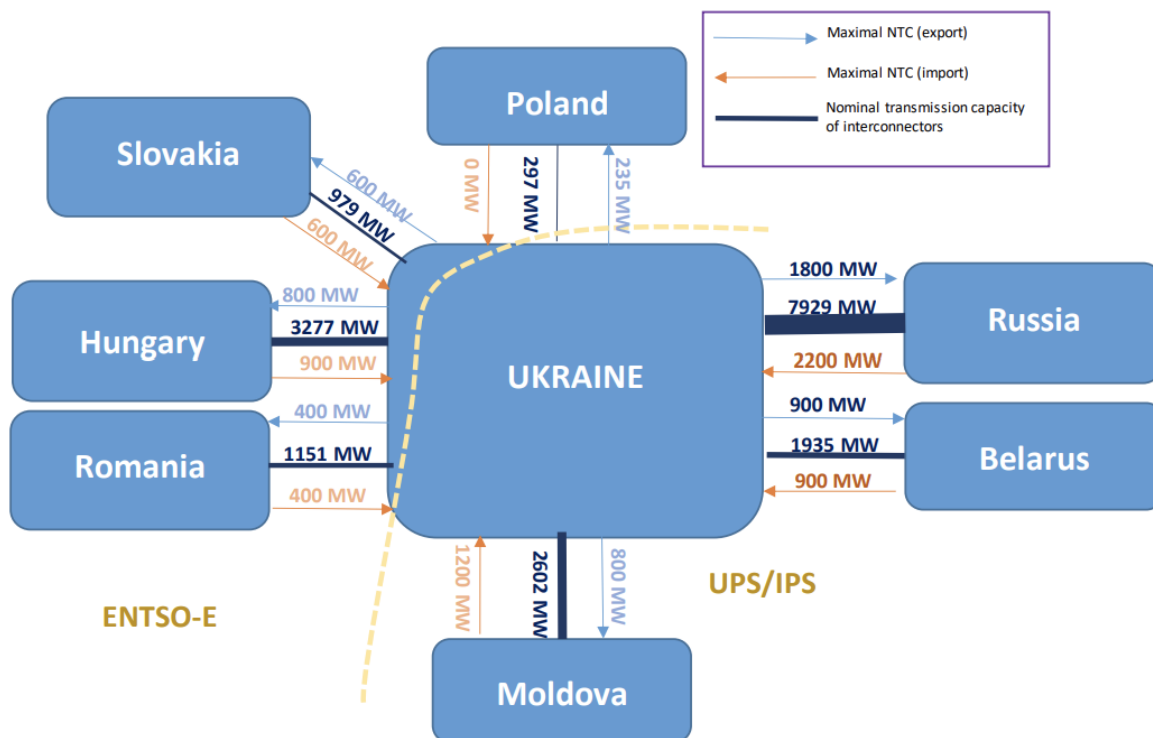
EXISTING LINES						
Voltage level (kV)	Bus 1 (domestic)	Bus 2 (non-domestic)	From Ukraine to	I _{max} (A)	S _n (MVA)	P _n (MW)
750	Zakhidnoukrainska	Szabolcsbaka	Hungary	2002	2598	2338
400	Mukacheve	Velke Kapushany	Slovakia	1572	1088	979
400	Mukacheve	Szabolcsbaka	Hungary	801	554	499
400	Mukacheve	Roshior	Romania	1848	1279	1151
330	Novoodeskaia	CERS Moldovenească	Moldova	1104	631	567
330	Usatovo	CERS Moldovenească	Moldova	1104	631	567
330	Podolskaia	CERS Moldovenească	Moldova	1492	852	767
330	HPP Dnestrovsk	Bălți	Moldova	1364	779	701
220	Mukacheve	Tiszalok	Hungary	641	244	220
220	Mukacheve	Kishvarda	Hungary	641	244	220
220	Dobrotvirska TPP	Zamost	Poland	867	330	297
750	Pivnichnoukrainska	Kurska NPP	Russia	771	1000	900
500	Donbaska	Kremenskaya	Russia	1965	1700	1530
500	Donska	Kremenskaya	Russia	1965	1700	1530
330	Losieve	Shebiekine	Russia	1506	860	774
330	Sumy pivnichna	Kurska NPP	Russia	1752	1000	900
330	Shostka	Kurska NPP	Russia	1489	850	765
330	Zmiivska TPP	Valuiky	Russia	1489	850	765
330	Zmiivska TPP	Bielhorod	Russia	1489	850	765
330	Chornobylska NPP	Mozyr	Belarus	2014	1150	1035
330	Chernihivaska	Homel	Belarus	1752	1000	900
<i>Radially operated lines</i>						
330	Arțiz	CERS Moldovenească	Moldova	1492	852	767
330	Podolskaia	Rîbnița	Moldova	1001	572	514
330	Podolskaia	Rîbnița	Moldova	1001	572	514
ALL (existing situation, without radially operated lines)					20190	18170
ENTSO-E + Moldova					9230	8306
IPS/UPS					10960	9864
PLANNED LINES						
400 ¹	Mukacheve	Velke Kapushany	Slovakia	1590	1100	990
ALL new (short time-frame)					1100	990
ENTSO-E + Moldova (short-time frame)					9242	8317
IPS/UPS (short-time frame)					10960	9864

Στο μέλλον, το Ukrenegro σχεδιάζει να ενισχύσει τις διασυνδέσεις με τις χώρες της ΕΕ (Σλοβακία, Ρουμανία και Πολωνία), προκειμένου να αυξηθούν οι δυνατότητες μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ της εγχώριας και της πανευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν τα έργα που σχετίζονται με την αναζωογόνηση/ ενίσχυση των υφιστάμενων γραμμών των 750 kV και 400 kV μεταξύ Ουκρανίας, Σλοβακίας, Ρουμανίας και Πολωνίας. Εάν τα έργα αυτά υλοποιηθούν, η ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς μεταξύ Ουκρανίας και ENTSO-E (συν τη Μολδαβία) θα αυξηθεί κατά επιπλέον 4.500 MW, φθάνοντας τη συνολική αξία των 13 GW.

PLANNED LINES						
Voltage level (kV)	Bus 1 (domestic)	Bus 2 (non-domestic)	From Ukraine to	I _{max} (A)	S _n (MVA)	P _n (MW)
Existing+planned (short-time frame)					20202	18181
-	-	-	-	-	-	-
Existing+planned (mid-time frame)					20202	18181
400 ²	Mukacheve	Velke Kapusany	Slovakia	1590	1100	990
750/2x400 ³	Uzhnoukrainska	Isaccea	Romania	2890	2000	1800
750 ⁴	Khmelnyska NPP	Rzeszow	Poland	2818	1950	1755
Existing+planned (long-time frame)					25252	22726
ENTSO-E + Moldova (long-time frame)					14292	12862
IPS/UPS (long-time frame)					10960	9864

(¹ Αναζωογόνηση της γραμμής, η οποία αναμένεται έως το 2023· ² αναβάθμιση της υπάρχουσας γραμμής με τη δεύτερη πίστα, η οποία αναμένεται έως το 2030· ³ εκσυγχρονισμός του πυρηνικού σταθμού OHL OHL Uzhnoukrainska 750 kV-Isaccea στη διαδρομή από τον πυρηνικό σταθμό Uzhnoukrainska προς τον νέο 750 kV SS Prymorska και κατασκευή του υποσταθμού Prymorska 750/400 kV· αναζωογόνηση του OHL 750 kV Uzhnoukrainska NPP-Isaccea στη διαδρομή από τον νέο υποσταθμό 750 kV Prymorska στον υποσταθμό των 750 kV Isaccea με την κατασκευή εναέριας γραμμής διπλού κυκλώματος 400 kV, η οποία αναμένεται έως το 2029· ⁴ αναζωογόνηση της υπάρχουσας γραμμής, με άγνωστο ακόμη χρονοδιάγραμμα).

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**



Εικόνα 22 - Ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης στα σύνορα της Ουκρανίας και μέγιστες τιμές NTC

4.3. ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΤΩΝ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΕΠΙΠΕΔΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΤΩΝ ΣΥΜΒΑΛΛΟΜΕΝΩΝ ΜΕΡΩΝ ΚΑΙ ΤΩΝ ΣΧΕΔΙΩΝ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΤΟΥΣ

Οι διασυνοριακές γραμμές στα συμβαλλόμενα μέρη της Ενεργειακής Κοινότητας έχουν σήμερα δυναμικό μεταφοράς πολύ υψηλότερο από την πλειονότητα των κρατών-μελών της ΕΕ, σε σχέση με το φορτίο αιχμής και την εγκατεστημένη δυναμικότητα παραγωγής. Αυτό ισχύει για όλες αυτές τις χώρες, αν και η Ουκρανία, η Μολδαβία και η Γεωργία αντιμετωπίζουν περιορισμούς που σχετίζονται με τη χρήση της διασυνοριακής δυναμικότητάς τους λόγω των διαφορετικά συγχρονισμένων περιοχών γύρω τους, γεγονός που δεν τους επιτρέπει να χρησιμοποιούν ταυτόχρονα όλες τις γραμμές διασύνδεσης χωρίς περιορισμούς.

Όλες οι διασυνδέσεις ηλεκτρικής ενέργειας ανήκουν στον τύπο του εναλλασσόμενου ρεύματος, εκτός από αυτές που συνδέουν τη Γεωργία με την Τουρκία και το Μαυροβούνιο με την Ιταλία, οι οποίες είναι HVDC. Αυτό σημαίνει ότι περαιτέρω περιορισμοί θα μπορούσαν να προκληθούν από τις ροές ηλεκτρικής ενέργειας στα δίκτυα, που εμποδίζουν την πλήρη χρήση όλων των διασυνδέσεων σε μια χώρα λόγω της φυσικής ροής ηλεκτρικής ενέργειας σε δικτυωμένα συστήματα.

Φαίνεται επίσης ότι ένας μεγάλος αριθμός γραμμών διασύνδεσης ενδέχεται να έχει σχεδιαστεί πολλές φορές για διάφορους λόγους, δεδομένου ότι υπήρξαν πολλές προσδοκίες που απέτυχαν σχετικά με τη μελλοντική αύξηση της κατανάλωσης, καθώς οι γραμμές διασύνδεσης είχαν προγραμματιστεί να τεθούν σε λειτουργία πριν από πολλά χρόνια.

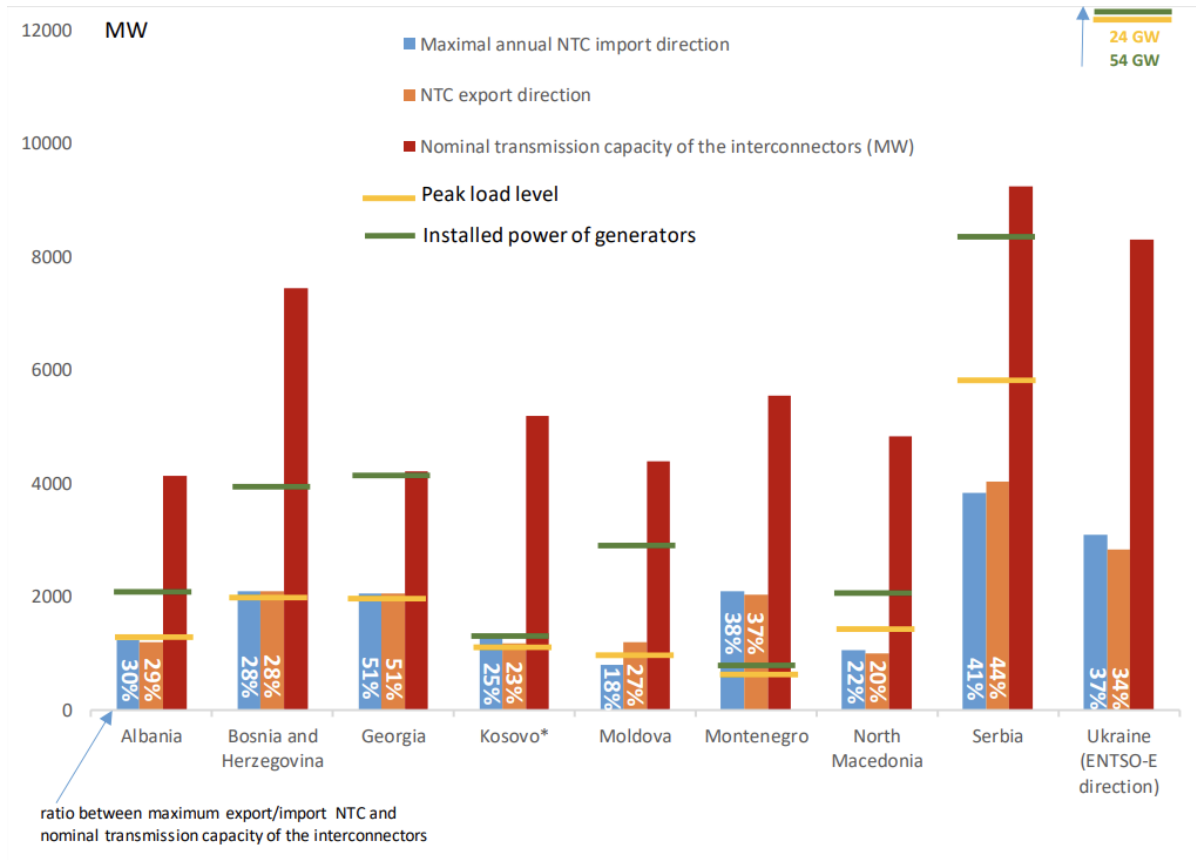
Επιπλέον, φαίνεται ότι τα εσωτερικά δίκτυα μεταφοράς σχεδιάστηκαν κατά τρόπο που δεν είναι πλήρως συμβατός με την ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης. Αυτός είναι πιθανώς και ο κύριος λόγος για τον οποίο οι τιμές NTC είναι σημαντικά μικρότερες από την ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης, όπως φαίνεται στο ακόλουθο σχήμα.

Οι ανησυχίες των TSO σχετικά με την ασφάλεια του εφοδιασμού μπορεί να είναι ένας άλλος λόγος για την περιορισμένη χρήση των γραμμών διασύνδεσης.

Το συγκεκριμένο θέμα αξίζει να διερευνηθεί περαιτέρω με τον καθορισμό του βέλτιστου σημείου μεταξύ των αναμενόμενων οφελών που προκύπτουν από εντατικότερες δραστηριότητες της αγοράς, αφενός, και της ασφάλειας εφοδιασμού και λειτουργίας του δικτύου, αφετέρου.

Οι γραμμές διασύνδεσης στα συμβαλλόμενα μέρη λειτουργούν ως επί το πλείστον κάτω από τα επίπεδα της τάσης των 400 kV και 220 kV, συμπεριλαμβανομένων των 330 kV στις ανατολικές χώρες. Μια γραμμή 400 kV είναι συνήθως σε θέση να μεταδώσει cca. 1.000 MW ισχύος (υπό

σταθερές συνθήκες λειτουργίας), ενώ αυτό μειώνεται για μια γραμμή 220 kV σε 250 MW έως 300 MW.



Εικόνα 23 - Μέγιστες τιμές NTC σήμερα και ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης σε κάθε CP

Λαμβάνοντας υπόψη ότι η πλειονότητα των CP, εκτός από την Ουκρανία και τη Σερβία, έχουν αρκετά χαμηλή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και σχετικό φορτίο αιχμής, είναι προφανές ότι οι γραμμές διασύνδεσης 400 kV μπορούν να διαδραματίσουν κυρίαρχο ρόλο στη συνολική παροχή ηλεκτρικής ενέργειας μιας χώρας. Αυτό ισχύει και για τις εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, δεδομένου ότι η εγκατεστημένη παραγωγή σήμερα είναι επίσης σχετικά μικρή.

Οι τρέχουσες τιμές NTC, που ορίζονται από τους διαφορετικούς TSO και συμφωνούνται μεταξύ τους, είναι ως επί το πλείστον χαμηλότερες από το

30% της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης. Δεδομένου ότι ο προηγούμενος αριθμός δείχνει τις μέγιστες τιμές NTC, καθίσταται προφανές ότι, κατά τη διάρκεια σημαντικού μέρους του έτους, η δυναμικότητα μεταφοράς που προσφέρεται στους παράγοντες της αγοράς είναι ακόμη πολύ μικρότερη από το 30% της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης. Το αποτέλεσμα είναι η μη συμμόρφωση με τον στόχο του 70% που πρέπει να εκπληρώνεται σε ωριαία βάση μόλις καταστεί νομικά δεσμευτικός για τα CP. Η πρακτική αυτή, είτε είναι δικαιολογημένη είτε όχι, περιορίζει τις δραστηριότητες της αγοράς στην περιοχή και προκαλεί υψηλότερες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας λόγω του κόστους συμφόρησης που προκύπτει (το οποίο εισπράττεται από τους TSO). Η παρούσα κατάσταση επιτρέπει επίσης στους εγχώριους παραγωγούς να συνεχίσουν να ασκούν σημαντική επιρροή στην αγορά, αν και εμφανίζουν μη βιώσιμες οικονομικά παραγωγικές ικανότητες, ώστε να μπορέσουν να συνεχίσουν να λειτουργούν, ενώ δεν μπορούν να παραμείνουν ανταγωνιστικοί. Αυτό εγείρει ζητήματα συμμόρφωσης, γι' αυτό και θα ήταν σκόπιμο να παρακολουθούνται στενά από τις εθνικές ρυθμιστικές αρχές.



Εικόνα 24 - Υφιστάμενες διασυνοριακές γραμμές στα συμβαλλόμενα μέρη της EnC (προς άλλα CP και κράτη-μέλη της ΕΕ)

Όπως φαίνεται στο προηγούμενο σχήμα, τα συστήματα ισχύος WB6 συνδέουν τα CPs με πολλές γραμμές των 400 kV. Το ίδιο ισχύει και για τις διασυνδέσεις με τα κράτη-μέλη της ΕΕ, όπως η Κροατία, η Ουγγαρία, η Ρουμανία, η Βουλγαρία, η Ελλάδα και η Ιταλία. Όλα τα CP στην περιοχή WB6 συνδέονται με τουλάχιστον ένα κράτος-μέλος της ΕΕ εκτός του Κοσσυφοπέδιου λόγω της γεωγραφικής του θέσης (δεν μοιράζεται σύνορα με κανένα κράτος-μέλος της ΕΕ).

Ανατολικές χώρες όπως η Ουκρανία και η Μολδαβία έχουν διασυνδέσεις με τα κράτη-μέλη της ΕΕ (Πολωνία, Σλοβακία, Ουγγαρία, Ρουμανία) αλλά χρησιμοποιούνται σε περιορισμένο βαθμό λόγω των διαφορετικά συγχρονισμένων συστημάτων που ισχύουν σήμερα. Το μόνο συμβαλλόμενο μέρος που δεν έχει σχέση με άλλα CP και κράτη-μέλη της ΕΕ είναι η Γεωργία, λόγω της μακρινής γεωγραφικής της θέσης.

Με την παρατήρηση του λόγου μεταξύ της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης και του φορτίου αιχμής ή του λόγου μεταξύ της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης και της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος της παραγωγής στις εγκαταστάσεις, μπορεί να συναχθεί το συμπέρασμα ότι το Μαυροβούνιο έχει τις υψηλότερες αναλογίες μεταξύ των CP, αν και οι δείκτες αυτοί είναι επίσης πολύ υψηλοί για την Αλβανία, τη Βοσνία-Ερζεγοβίνη, το Κοσσυφοπέδιο, τη Μολδαβία, τη Βόρεια Μακεδονία και τη Σερβία.

Η Γεωργία έχει ελαφρώς περιορισμένες αναλογίες σε σύγκριση με άλλες χώρες, καθώς εξαρτάται από τη μέγιστη επιτρεπόμενη φόρτωση των υφιστάμενων γραμμών 500 kV. Η Ουκρανία έχει τα χαμηλότερα ποσοστά, αλλά εξακολουθεί να υπερβαίνει κατά πολύ την πλειονότητα των χωρών της ΕΕ (η Ουκρανία είναι η μόνη χώρα που έχει και τις δύο αναλογίες κάτω από το 100%).

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

Πίνακας 20 - Ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης, φορτίο αιχμής και εγκατεστημένη ισχύς

(*Μετά τη μείωση της συνολικής δυναμικότητας σε MVA λόγω πιθανών ροών ισχύος.

** Στρογγυλοποιημένη τιμή.

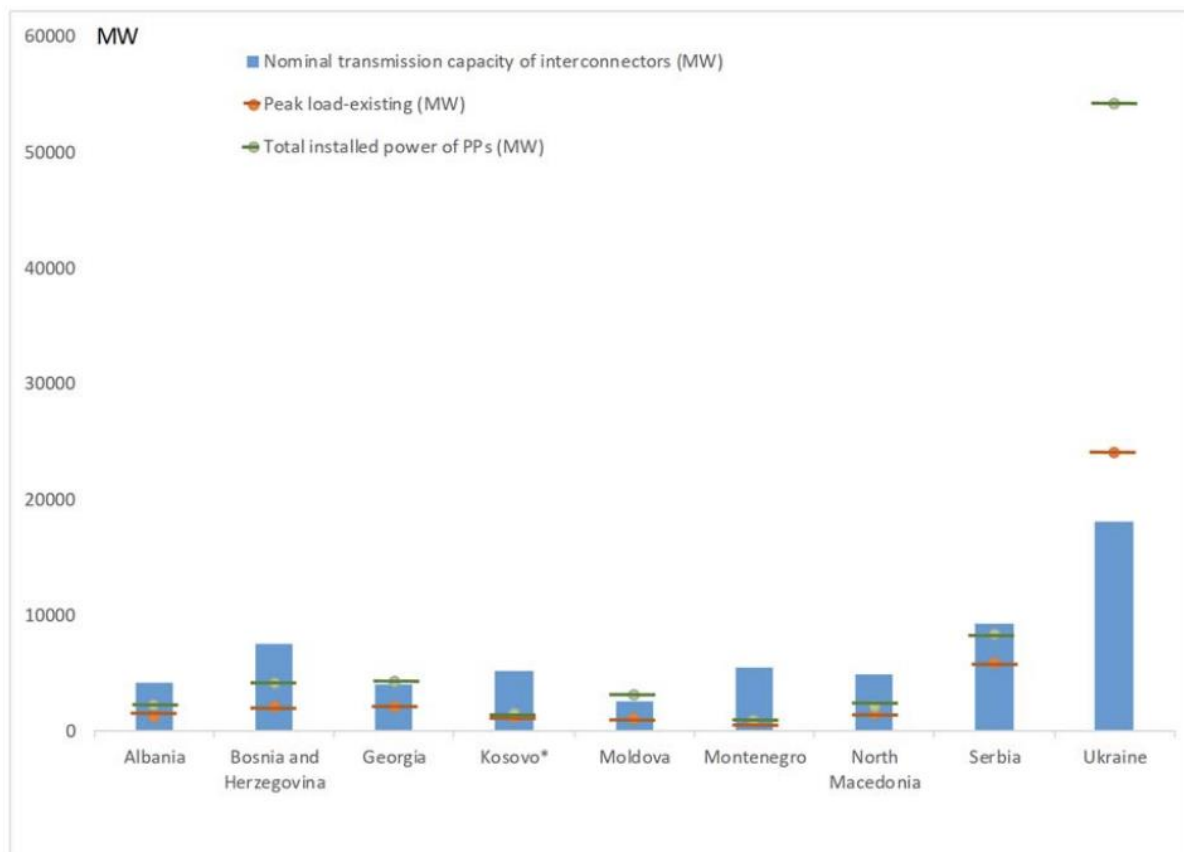
*** Με τη χρήση περιορισμών GSE στις γραμμές 500 kV προς τη Ρωσία και το Αζερμπαϊτζάν).

Country	Nominal transmission capacity of interconnectors (MW)*				Peak load-existing (MW)**	Total installed power (MW)
	existing situation	short-term future	mid-term future	long-term future		
Albania	4137	5352.3	5352.3	5352	1400	2193
Bosnia and Herzegovina	7448	7448	8644	9840	2000	4080
Georgia	3970 2110***	5030 3170***	6910 4520***	7910 5520***	2000	4246
Kosovo*	5192	5192	5192	5192	1200	1438
Moldova	2602	3202	4521	4521	1000	3008
Montenegro	5541	5541	6738	7935	700	874
North Macedonia	4837	6052	6052	6052	1500	2070
Serbia	9245	11639	14032	15177	5800	8300
Ukraine	18170	18181	18181	22726	24000	54200

Πίνακας 21 - Λόγος μεταξύ της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης και του φορτίου αιχμής/ εγκατεστημένης ισχύος των γεννητριών.

(*Με τη χρήση περιορισμών GSE στις γραμμές 500 kV προς τη Ρωσία και το Αζερμπαϊτζάν).

Country	Ratio	
	Nominal transmission capacity of interconnectors /peak load	Nominal transmission capacity of interconnectors/installed power of generators
Albania	296%	189%
Bosnia and Herzegovina	372%	183%
Georgia	200% (106%*)	94% (50%*)
Kosovo*	433%	361%
Moldova	260%	87%
Montenegro	792%	634%
North Macedonia	322%	234%
Serbia	159%	111%
Ukraine	76%	34%



Εικόνα 25 - Ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης, το υφιστάμενο επίπεδο φορτίου αιχμής και το υφιστάμενο επίπεδο συνολικής εγκατεστημένης ισχύος σε όλα τα CPEnC.

Ορισμένα συμβαλλόμενα μέρη σχεδιάζουν την περαιτέρω αύξηση των δυνατοτήτων διασύνδεσης και όχι σε μικρή κλίμακα (το σύνολο του CAPEX όλων των σχεδιαζόμενων έργων είναι 2,2 δισ. ευρώ). Ωστόσο, η υλοποίηση αυτών των σχεδίων θα εξαρτηθεί σε μεγάλο βαθμό από τις μελλοντικές συνθήκες της αγοράς και την οικονομική βιωσιμότητα κάθε υποψήφιου έργου. Η υφιστάμενη εκτίμηση του επενδυτικού κόστους για τα νέα έργα διασύνδεσης (εκτός της γραμμής Βόρειας Μακεδονίας-Αλβανίας που είναι υπό κατασκευή) έχει ως εξής:

ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία

1) "Transbalkan Corridor"	
1a) OHL 400 kV Bajina Basta (Serbia) – Visegrad (Bosnia and Herzegovina)	
1b) OHL 400 kV Bajina Basta (Serbia) – Pljevlja (Montenegro)	<u>165 MEUR</u>
1c) OHL 400 kV Kragujevac (Serbia) – Kraljevo (Serbia)	
1c) OHL 2x400 kV Obrenovac (Serbia) – Bajina Basta (Serbia)	
2) OHL 330 kV Gardabani (Georgia) – Agstafa (Azerbaijan)	<u>14 MEUR</u>
3) HVDC 500/400 kV Akhaltsikhe (Georgia) – Tortum (Turkey)	<u>95.53 MEUR</u>
4) HVDC 400 kV Marneuli (Georgia) – Ayrum (Armenia)	<u>11.2 MEUR</u>
5) OHL 500 kV Ksani– Stepantsminda (Georgia) - Mozdok (Russia)	<u>20.6 MEUR</u>

Εικόνα 26 - Υφιστάμενες και σχεδιαζόμενες διασυνοριακές γραμμές στα συμβαλλόμενα μέρη της ENC

5. ΓΡΑΜΜΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΣΤΑ ΒΑΛΚΑΝΙΑ ΚΑΙ ΣΤΗΝ ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΕΥΡΩΠΗ

5.1. ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ

Η Βουλγαρία έχει δύο βασικούς πυλώνες του τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας — τον άνθρακα και την πυρηνική ενέργεια. Ο άνθρακας παρέχει περίπου το 35% της ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα και περίπου το 40% της πυρηνικής ενέργειας. Το υπόλοιπο 25% καλύπτεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στις οποίες κυριαρχεί η μεγάλη υδροηλεκτρική ενέργεια και ακολουθείται από την παραγωγή ηλιακής και αιολικής ενέργειας.

Η βουλγαρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας κυριαρχείται από κρατικούς παραγωγούς. Η βουλγαρική Energy Holding (BEH) διαχειρίζεται τις σημαντικότερες εταιρείες στον τομέα της ενέργειας, τον πυρηνικό σταθμό Kozloduy (NPP), την TPP Maritsa Iztok 2, την Εθνική Εταιρεία Ηλεκτρικής Ενέργειας (NEK), τον Διαχειριστή Ηλεκτρικών Συστημάτων (ESO), την Bulgargaz, την Bulgartransgaz και την Bulgartel. [Δ14]

Ιδιαίτερης σημασίας η Εθνική Εταιρεία Ηλεκτρισμού EAD (NEK), η οποία είναι μοναδική μετοχική εταιρεία, η οποία ανήκει κατά 100% στη βουλγαρική Energy Holding EAD, με έδρα τη Σόφια. Η εταιρεία διοικείται από τριμελές διοικητικό συμβούλιο. Η κύρια δραστηριότητα της NEK είναι το εμπόριο και η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η NEK κατέχει και λειτουργεί 30 ΗΡΡ/υδροηλεκτρικούς σταθμούς/και ΣΔΙΤ/αντλιακές εγκαταστάσεις αποθήκευσης υδροηλεκτρικής ενέργειας με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 2 713 MW σε κατάσταση παραγωγής και 937 MW σε κατάσταση άντλησης. Η κύρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται από τους σταθμούς παραγωγής ενέργειας στις καταρράκτες Belmeken- Sestrimo- Chaira, Vacha, Batak και Arda. Η NEK διαχειρίζεται και συντηρεί 41 μεγάλα φράγματα και περισσότερες από 500 εγκαταστάσεις άντλησης νερού. Ο συνολικός όγκος των φραγμάτων

ανέρχεται στο 50,1% του συνολικού όγκου των εγκαταστάσεων αποθήκευσης νερού στη Βουλγαρία. Τέλος, οι κύριες δραστηριότητες της εταιρείας σχετίζονται με:

- Διασφάλιση του εφοδιασμού των πολιτών με ηλεκτρική ενέργεια στη ρυθμιζόμενη αγορά
- Εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα και στο εξωτερικό στην ελεύθερη αγορά
- Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας HPP και PSHPP
- Επενδυτικές πράξεις που εγγυώνται την ασφάλεια και την ανάπτυξη του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας
- Κατασκευαστικές και επισκευαστικές δραστηριότητες στον τομέα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικούς σταθμούς
- Εισαγωγή και διάδοση της ενεργειακής απόδοσης στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας [Δ14]

Οι κύριες λειτουργίες του ESO EAD είναι αφορούν:

- Στη λειτουργική διαχείριση, τον προγραμματισμό, τον συντονισμό και τον έλεγχο του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Βουλγαρίας,
- Στη διαχείριση της ηλεκτρικής ενέργειας και
- Στην αγορά ενέργειας εξισορρόπησης, καθώς και τεχνική λειτουργία και συντήρηση του δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και εξυπηρέτηση βοηθητικού δικτύου. [Δ14]

Ο ESO διαχειρίζεται το δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας, το οποίο χωρίζεται σε 13 περιοχές εκμετάλλευσης δικτύου — 6 στη

Βόρεια και 7 στη Νότια Βουλγαρία. Οι υποπεριφέρειες τους είναι 15. Το συνολικό μήκος των γραμμών τροφοδοσίας που εξυπηρετούνται από το ESO EAD είναι πάνω από 15 χιλιάδες χιλιόμετρα. Ο Διαχειριστής Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας διατηρεί 288 μετασχηματιστές και πέντε υποσταθμούς διανομής. Η λειτουργική διαχείριση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Βουλγαρίας εκτελείται από το Εθνικό Κέντρο Διανομής, το οποίο προβλέπει την ασφάλεια και τη συνέχεια του εφοδιασμού με ηλεκτρική ενέργεια στους καταναλωτές της χώρας. Το 2015 ο ESO EAD πιστοποιήθηκε ως ανεξάρτητος διαχειριστής του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας. [Δ14]

Ο Διαχειριστής Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας συμμετέχει επίσης ενεργά στη διαδικασία ελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Η διανομή ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται από φορείς εκμετάλλευσης δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας σε χωριστές περιοχές.



Εικόνα 27 - Κύριες περιοχές διανομής ηλεκτρικού φορτίου στη Βουλγαρία [Δ13]

Μπορούν να προσδιοριστούν τρεις τύποι γεννητριών ενέργειας:

1. Οι μεγάλοι παραγωγοί ανήκουν είτε στην ΒΕΗ, είτε σε ιδιόκτητες μονάδες θερμικής ενέργειας. Ορισμένοι από τους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής διαθέτουν ποσόστωση ενέργειας η οποία πρέπει να παραδοθεί στη ρυθμιζόμενη αγορά, σε ρυθμιζόμενη τιμή. Η επιπλέον ενέργεια μπορεί να πωληθεί μέσω διμερών συμβάσεων. Το ίδιο ισχύει και για τους σταθμούς συμπαραγωγής ενέργειας.
2. Ψυχρή εφεδρεία (ψυχρή εφεδρεία σε σύστημα ισχύος είναι η εφεδρική δυναμικότητα που είναι διαθέσιμη, αλλά κανονικά δεν είναι έτοιμη για άμεση φόρτωση. Ένα ψυχρό αποθεματικό εξασφαλίζεται από ειδικές εφεδρικές μονάδες με μικρό χρόνο εκκίνησης και περιστροφής. Η περίοδος εκκίνησης της ψυχρής εφεδρείας κυμαίνεται από 2 έως 24 ώρες και περισσότερο.) Υπάρχουν ορισμένες, κυρίως ιδιωτικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με περιβαλλοντικά θέματα και παλιές μονάδες. Η τιμή του ψυχρού αποθέματος διαμορφώνεται μέσω δημοπρασίας, που οργανώνεται από τον ESO EAD και καταβάλλεται και από τον ESO EAD.
3. Παραγωγοί ΑΠΕ: επί του παρόντος, η εγκατεστημένη παραγωγή των σταθμών ΑΠΕ υπερβαίνει τα 3 000 MW (κυρίως αιολική και φωτοβολταϊκή). [Δ14]

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στη Βουλγαρία υφίσταται ορισμένες σημαντικές αλλαγές, συμπεριλαμβανομένης της θέσπισης νέων κανόνων για τους παραγωγούς ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, της κατάργησης του τιμολογίου εξαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και των έργων σύζευξης της αγοράς, οι οποίες θα επηρεάσουν επίσης το Ανεξάρτητο Βουλγαρικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (IBEX).

Το IBEX λειτουργεί από τις αρχές του 2016. Η Βουλγαρία είναι από τις τελευταίες χώρες στην Ευρώπη που εισήγαγε την ανταλλαγή ενέργειας. Ο σκοπός ήταν να ρυθμιστεί το ελεύθερο εμπόριο, να διασφαλιστεί ότι οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας καθορίζονται σε βάση ελεύθερης αγοράς και να εξασφαλιστεί η διαφάνεια στο εμπόριο ενέργειας.

Επενδύσεις σε έξυπνα δίκτυα

Η στρατηγική της Βουλγαρίας για την ενέργεια προβλέπει την αντικατάσταση των συνήθων δικτύων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με έξυπνα δίκτυα, αναζητώντας πόρους της ΕΕ για την αντικατάσταση των συμβατικών μετρητών ηλεκτρικής ενέργειας με έξυπνους. Το ζήτημα του τρόπου αντιμετώπισης της πλεονάζουσας δυναμικότητας στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι κρίσιμο για την ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας στη Βουλγαρία. Προτεραιότητα είναι η αύξηση της δυναμικότητας μεταφοράς και η ανάπτυξη ευφυών δικτύων ως λύσεων αντιμετώπισης της πλεονάζουσας παραγωγικής ικανότητας στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. [Δ15]

Επενδύσεις ενεργειακής απόδοσης

Η ενεργειακή ένταση της Βουλγαρίας παραμένει η υψηλότερη στην ΕΕ, τετραπλάσια του μέσου όρου της ΕΕ. Οι υψηλές ενεργειακές εντάσεις υποδηλώνουν υψηλή τιμή ή κόστος μετατροπής της ενέργειας σε ΑΕΠ. Υπάρχουν ευκαιρίες εξοικονόμησης ενέργειας σε ολόκληρη την οικονομία και την ενεργειακή αλυσίδα, αλλά οι προκλήσεις για τον αποδοτικό μετασχηματισμό και τη χρήση της ενέργειας είναι επίμονες στους τομείς των μεταφορών, των κατοικιών και της βιομηχανίας. Η Βουλγαρία κατατάσσεται επί του παρόντος ως νούμερο 42 στον Δείκτη Ενεργειακής Αρχιτεκτονικής για

το 2017 με σημείο αναφοράς 127 χώρες, γεγονός που δείχνει ότι η Βουλγαρία βελτιώνει την ενεργειακή της απόδοση σε σύγκριση με τα προηγούμενα έτη. [Δ15][Δ16]

Επερχόμενοι στόχοι για την καινοτομία

Τον Μάιο του 2019 το βουλγαρικό κοινοβούλιο ενέκρινε τροποποιήσεις του βουλγαρικού νόμου για την ενέργεια, οι οποίες περιλαμβάνουν το άνοιγμα της ελεύθερης αγοράς σε μικρούς παραγωγούς ενέργειας, την κατάργηση των τελών εξαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και την ανάθεση έξυπνων μετρητών για τη βιομηχανία, γεγονός που φέρνει περαιτέρω απελευθέρωση στην ενεργειακή αγορά της χώρας.

Οι τροποποιήσεις αυτές τέθηκαν σε ισχύ την 1η Οκτωβρίου 2019 και οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας με εγκατεστημένη ισχύ μεταξύ 1 MW και 4 MW θα εισέλθουν στην ελεύθερη αγορά. Οι μακροχρόνιες συμφωνίες αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας για τους παραγωγούς ενέργειας μεταξύ 1 MW και 4 MW θα τερματιστούν και η ηλεκτρική ενέργεια τους δεν θα αγοράζεται πλέον με βάση τις τιμές των τιμολογίων τροφοδοσίας. Αντ' αυτού, οι εν λόγω παραγωγοί θα υπογράψουν συμφωνίες προμηθευτή τροφοδοσίας με το Ταμείο για το Σύστημα Ενεργειακής Ασφάλειας (ESSF) όπως οι μεγαλύτεροι παραγωγοί ενέργειας με δυναμικότητα 4 MW και άνω. [Δ18]

Παρεπόμενες υπηρεσίες

Σε περίπτωση αιφνίδιας κρίσης στην αγορά ενέργειας και όταν απειλείται η φυσική ασφάλεια και προστασία των προσώπων, του εξοπλισμού, των εγκαταστάσεων ή της ακεραιότητας του συστήματος ηλεκτρικής

ενέργειας (EPS), ένα κράτος μέλος μπορεί να λάβει προσωρινά τα αναγκαία προστατευτικά μέτρα.

Τα μέτρα αυτά πρέπει να προκαλούν τη μικρότερη δυνατή διαταραχή στη λειτουργία της εσωτερικής αγοράς και να μην έχουν ευρύτερο πεδίο εφαρμογής από αυτό που είναι απολύτως αναγκαίο για την αντιμετώπιση των αιφνίδιων δυσχερειών που έχουν προκύψει.

Σύμφωνα με τον νόμο για την ενέργεια, ο ESO EAD διενεργεί ενιαίο επιχειρησιακό σχεδιασμό, συντονισμό και διαχείριση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Τα κύρια καθήκοντα που πρέπει να εκτελεί ο ESO EAD και συνδέονται με την κεντρική επιχειρησιακή διαχείριση του EPS, περιλαμβάνουν τη λειτουργική διαχείριση των EPS, τα καθεστώτα ηλεκτρικής ενέργειας και ενέργειας και την πρόβλεψη ηλεκτρικών φορτίων, τον προγραμματισμό δυναμικότητας παραγωγής και τον τρόπο λειτουργίας των EPS.

- Η συμμετοχή στον έλεγχο της τάσης αποτελεί ευθύνη όλων των ηλεκτρογεννητριών που συνδέονται με το δίκτυο μεταφοράς, σύμφωνα με τις απαιτήσεις του ESO EAD και τις τεχνικές δυνατότητες των μονάδων παραγωγής τους.
- Η συμμετοχή στην πρόληψη του ελέγχου EPS αποτελεί ευθύνη όλων των χρηστών του δικτύου, σύμφωνα με τις απαιτήσεις του σχεδίου ασφάλειας EPS και το σχέδιο ανάκτησης EPS, τη συνέχεια της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, τη συμμόρφωση με τις απαιτήσεις του ENTSO-E και τους κανόνες διαχείρισης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, με ελάχιστη απώλεια ενεργού ενέργειας κατά τη μεταφορά και τη μετατροπή. Το έργο των συστημάτων διαχείρισης και ρύθμισης των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής και του συστήματος αυτοματισμού στους υποσταθμούς είναι υπό συνεχή έλεγχο. Συστηματικές δοκιμές οργανώνονται και διεξάγονται

- περιοδικά για τον έλεγχο της ετοιμότητας των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής για την παροχή πρόσθετων υπηρεσιών και την εφαρμογή των σχεδίων αποκατάστασης της ασφάλειας. Όλες οι προγραμματισμένες ή συντονιστικές δραστηριότητες του ESO EAD το 2016 βασίστηκαν σε προβλέψεις κατανάλωσης φορτίου και ισχύος και για τους σχετικούς σκοπούς: περίοδος πρόβλεψης επενδύσεων άνω των πέντε ετών, μηνιαίος ετήσιος προγραμματισμός, προγραμματισμός ημερήσιων μηνών, καθημερινός προγραμματισμός εβδομάδας, ωριαίος προγραμματισμός ημέρας ή ανασχεδιασμός εσωτερικής ημέρας.
- Η διατήρηση των επιπέδων τάσης μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας εντός των επιτρεπόμενων ορίων, εξασφαλίζει αξιόπιστη και ασφαλή λειτουργία EPS, τα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά του ηλεκτρολογικού εξοπλισμού, τη βιώσιμη λειτουργία των συγχρονισμένων γεννητριών και αποτελεί προϋπόθεση για τη μείωση των απωλειών μεταφοράς και μετατροπής ηλεκτρικής ενέργειας. Ο έλεγχος τάσης γίνεται κεντρικά από ένα «Χρονοδιάγραμμα Τάσης» που αναπτύσσεται, ρυθμίζεται και παρακολουθείται κάθε μήνα από το ESO EAD.
 - Η αξιολόγηση του αναμενόμενου μέγιστου φορτίου EPS, των σημείων συμφόρησης του δικτύου μεταφοράς στο πλαίσιο κανονικών συστημάτων και συστημάτων επισκευής και επιλογών ρύθμισης της τάσης εντός των ορίων των διαθέσιμων τεχνικών μέσων πραγματοποιείται με τον προγραμματισμό ενός μέγιστου χειμερινού καθεστώτος. Προετοιμάζεται από το Εθνικό Κέντρο Διανομής (NDC) με βάση ένα μοντέλο προοπτικής, συμπεριλαμβανομένης της προβλεπόμενης ισορροπίας των δυνατοτήτων παραγωγής και των μετρήσεων φορτίου των ημερών ελέγχου. Βάσει αυτού του καθεστώτος προτείνονται

μέτρα για την αύξηση της δυναμικότητας μεταφοράς του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας και την αποφυγή σημείων συμφόρησης.

- ο Για την αξιολόγηση της ασφάλειας και του επιχειρησιακού σχεδιασμού του δικτύου μεταφοράς χρησιμοποιούνται υπολογιστικά μοντέλα, τα οποία συλλέγουν και επεξεργάζονται καθημερινά πληροφορίες, τόσο εντός του Εθνικού Κέντρου Διανομής (NDC) όσο και εντός του ENTSO-E σύμφωνα με τη διαδικασία για την ημερήσια πρόβλεψη των περιορισμών του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας επόμενης ημέρας (DACF — πρόβλεψη συμφόρησης επόμενης ημέρας). Το επικαιροποιημένο μοντέλο κατανομής ρών φορτίου προκύπτει από τη διαδικασία, το οποίο αντικατοπτρίζει την κατάσταση γειτονικού και βουλγαρικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο περιέχει τοπολογία, φορτίο και παραγωγή. Με βάση αυτό το μοντέλο, πραγματοποιούνται ημερήσιοι έλεγχοι ασφαλείας της λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και της συμμόρφωσης με τα κριτήρια «n-1».
- ο Το παράλληλο έργο της Βουλγαρίας με τις γειτονικές χώρες, μέλη του ΕΔΔΣΜ Ε το 2016, υλοποιήθηκε μέσω γραμμών διασύνδεσης και βασίστηκε στις αρχές του αμοιβαίου οφέλους, της αλληλεγγύης και της αμοιβαίας συνδρομής σε καταστάσεις έκτακτης ανάγκης — για τη διασφάλιση ασφαλούς, ποιοτικής και αποδοτικής προμήθειας στους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας. Οι υφιστάμενες διασυνδέσεις του βουλγαρικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας εξασφαλίζουν τους αναγκαίους τεχνικούς όρους για την ανταλλαγή σημαντικών ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας υπό κανονικές συνθήκες και καταστάσεις έκτακτης ανάγκης [Δ17]

Το 2016 στη Βουλγαρία, η αγορά ψυκτικών αποθεμάτων και επικουρικών υπηρεσιών ακολούθησε ένα μοντέλο διμερών συμβάσεων με προειδοποίηση την ημέρα πριν από την παράδοση και εξισορρόπηση όλων των συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας. Η εξισορρόπηση των συμμετεχόντων στις συναλλαγές γίνεται με την εφαρμογή ενοποιημένων αρχών διαπραγμάτευσης και παροχής αποθεματικού.

- Τύπος εφεδρείας:
 - Αποθεματικό πρωτογενούς κανονισμού
 - Αποθεματικό δευτερογενούς κανονισμού
 - Αποθεματικό του τριτοβάθμιου κανονισμού
 - Απόθεμα ψύχους

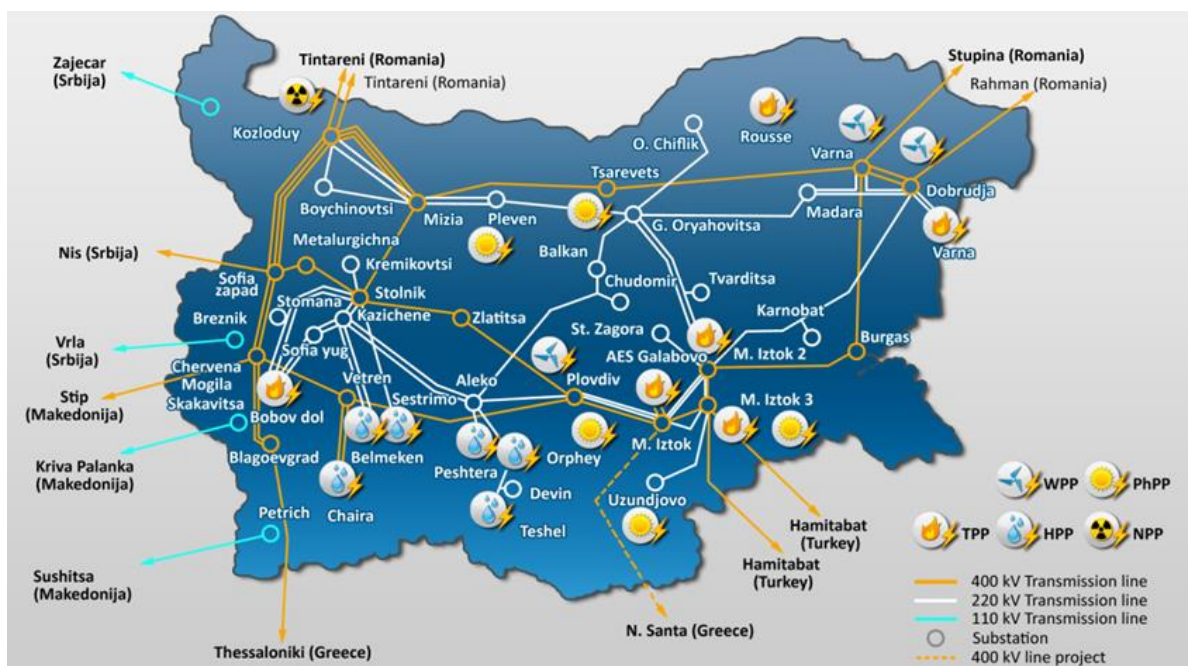
Ο ESO EAD δεν πληρώνει για το αποθεματικό του τριτογενούς κανονισμού.

- Περίοδος διαπραγμάτευσης
 - Τα αποθέματα πρωτογενούς και δευτερογενούς ρύθμισης (αποθεματικό επικουρικών υπηρεσιών) αποτελούν αντικείμενο διαπραγμάτευσης σε ετήσια βάση, αλλά κάθε μήνα ο ESO EAD καθορίζει το εύρος τιμών για κάθε προμηθευτή ενέργειας εξισορρόπησης.
 - Τα αποθέματα ψύχους αγοράζονται στο πλαίσιο δημοπρασιών, συνήθως για ένα μήνα ή για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα.
 - Διαπραγμάτευση και πρόβλεψη αποθεματικού: Μέχρι τη 10η ημέρα του μήνα που προηγείται του μήνα παράδοσης, ο ESO EAD καθορίζει τη διαθεσιμότητα συμμετοχής σε πρωτογενείς και δευτερογενείς ρυθμίσεις θερμικών μονάδων για τον επόμενο

μήνα. Οι γεννήτριες υποχρεούνται να κατανέμουν την προδιαγραφόμενη διαθεσιμότητα ESO EAD ανά συγκεντρωτικά στοιχεία που έχουν προγραμματιστεί να λειτουργούν την ημέρα D και να ενημερώνουν τον ESO EAD την ημέρα D-1. Οι παραγωγοί δεν επιτρέπεται να πωλούν ηλεκτρική ενέργεια στην αγορά πάνω από την προδιαγραφόμενη για τη διαθεσιμότητα ESO EAD [17]

Διασυνδέσεις

Η Βουλγαρία διαθέτει αρκετές διασυνδέσεις ηλεκτρικής ενέργειας (13 συνολικά) με 6 διαφορετικές χώρες.



Εικόνα 28 - Το δίκτυο ηλεκτρισμού και οι διασυνδέσεις της Βουλγαρίας [Δ13]

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

Country	Substation	Voltage, kV	Length, km Full length of line (length of line in Bulgarian territory)
Romania	NPP Kozloduy (BG) - Tantaraeni (RO)	400	115,7 (14)
Romania	NPP Kozloduy (BG) - Isalnita (RO)	220	98,1 (18,6)
Romania	Varna (BG) - Isaccea (RO)	400	235,4 (85)
Romania	Dobrudja (BG) - Isaccea (RO)	400	230,6 (80,3)
Turkey	TPP Maritza East 3 (BG) - Babaeski (TR)	400	136,6 (59,5)
Turkey	TPP Maritza East 3 (BG) - GPP Hamitabat (TR)	400	150 (59)
Greece	Blagoevgrad (BG) - Thessaloniki (GR)	400	174,7 (72,7)
Macedonia	Petrich (BG) - Sushitsa (MK)	110	49,3 (21,5)
Macedonia	Skakavitsa (BG) - Kriva Palanka (MK)	110	12,7 (5,3)
Serbia	Sofia West (BG) - Nis (SER)	400	122,6 (37)
Serbia	Breznik (BG) - Vurla (SER)	110	64,1 (41,1)
Serbia	Kula (BG) - Zajecar (SER)	110	21 (11,8)
Macedonia	Chervena Mogila (BG) - Stip (MK)	under construction	
Greece	TPP Maritza East 3 (BG) - Filippi (GR)	under construction	

Source: National Electric Company

Εικόνα 29 - Περιγραφή γραμμών διασύνδεσης Βουλγαρίας

Οι κανόνες πλειστηριασμών αναπτύχθηκαν σύμφωνα με τον κανονισμό (ΕΚ) αριθ. 714/2009 σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο διαπεριφερειακής συνεργασίας μεταξύ φορέων εκμετάλλευσης, με τη θέσπιση κοινών κανόνων και διαδικασιών για την κατανομή της διαθέσιμης δυναμικότητας μεταφοράς και προς τις δύο κατευθύνσεις όσον αφορά τις διασυνδέσεις του EPS της Βουλγαρίας και των γειτονικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Σκοπός των κανόνων αυτών είναι η διασφάλιση της βέλτιστης διαχείρισης των δικτύων, η προώθηση της ανάπτυξης των ανταλλαγών ενέργειας και η συντονισμένη κατανομή της διασυνοριακής δυναμικότητας μέσω λύσεων που δεν εισάγουν διακρίσεις στην αγορά. Ο ESO EAD σύμφωνα με το άρθρο 109 παράγραφος 1 σημείο 3 της ΕΑ υποχρεούται να παρέχει την από κοινού λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας άλλων χωρών σύμφωνα με τις διεθνείς συνθήκες. Ο κανονισμός (ΕΚ) αριθ. 714/2009 επιβάλλει στις εθνικές ρυθμιστικές αρχές την υποχρέωση να διασφαλίζουν τη συμμόρφωση με τον

κανονισμό και τις κατευθυντήριες γραμμές που εκδίδονται σύμφωνα με το άρθρο 18, συνεπώς, για την καθιέρωση περιφερειακής συνεργασίας μεταξύ διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς (άρθρα 12 και 13 του κανονισμού). Όσον αφορά τη λειτουργική διαχείριση και την κατανομή της διαθέσιμης δυναμικότητας μεταφοράς στις διασυνδέσεις, ο ESO EAD, στο πλαίσιο του ρόλου του ως διαχειριστή συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Δημοκρατίας της Βουλγαρίας, και οι γειτονικοί διαχειριστές συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας έχουν υπογράψει μνημόνια συνεργασίας. Η Βουλγαρία διαθέτει πέντε γειτονικές περιοχές ελέγχου (Ελλάδα, Ρουμανία, Σερβία, Βόρεια Μακεδονία και Τουρκία), για τις οποίες πραγματοποιούνται ετήσιες, μηνιαίες και καθημερινές δημοπρασίες κατανομής δυναμικότητας μεταφοράς. [Δ20]

Οι κανόνες πλειστηριασμού ρυθμίζουν λεπτομερώς τις απαιτήσεις καταχώρισης και συμμετοχής, τους διάφορους τύπους πλειστηριασμών, τις διαδικασίες οργάνωσης και υποβολής προσφορών, τον διακανονισμό των αποτελεσμάτων των πλειστηριασμών και τη χορήγηση δικαιωμάτων δυναμικότητας μεταφοράς (TCR) μαζί με τους κανόνες για τη χρήση τους, τις απαιτήσεις και τις προθεσμίες μεταφοράς TCR, διακανονισμού και πληρωμής, τις αρχές μείωσης δυναμικότητας μεταφοράς κ.λπ. [20]

Το EWRC ενέκρινε νέους κανόνες πλειστηριασμού για την καθιέρωση διαδικασίας προγραμματισμού του συντονισμού της διασύνδεσης της ετήσιας και μηνιαίας δυναμικότητας και τη διοργάνωση και διεξαγωγή ημερήσιων δημοπρασιών για την κατανομή αχρησιμοποίητης δυναμικότητας μεταξύ Βουλγαρίας και Τουρκίας. [Δ20]

Ο υπολογισμός της διασυννοριακής δυναμικότητας μεταφοράς πραγματοποιείται σύμφωνα με διαδικασία εγκεκριμένη από τον ENTSO-E. Το ESO EAD συλλέγει τα χρονοδιαγράμματα διασυνδέσεων (τα λεγόμενα «εξωτερικά χρονοδιαγράμματα») των συμμετεχόντων στην αγορά και βάσει αυτού ο φορέας εκμετάλλευσης καταρτίζει ωριαίο χρονοδιάγραμμα

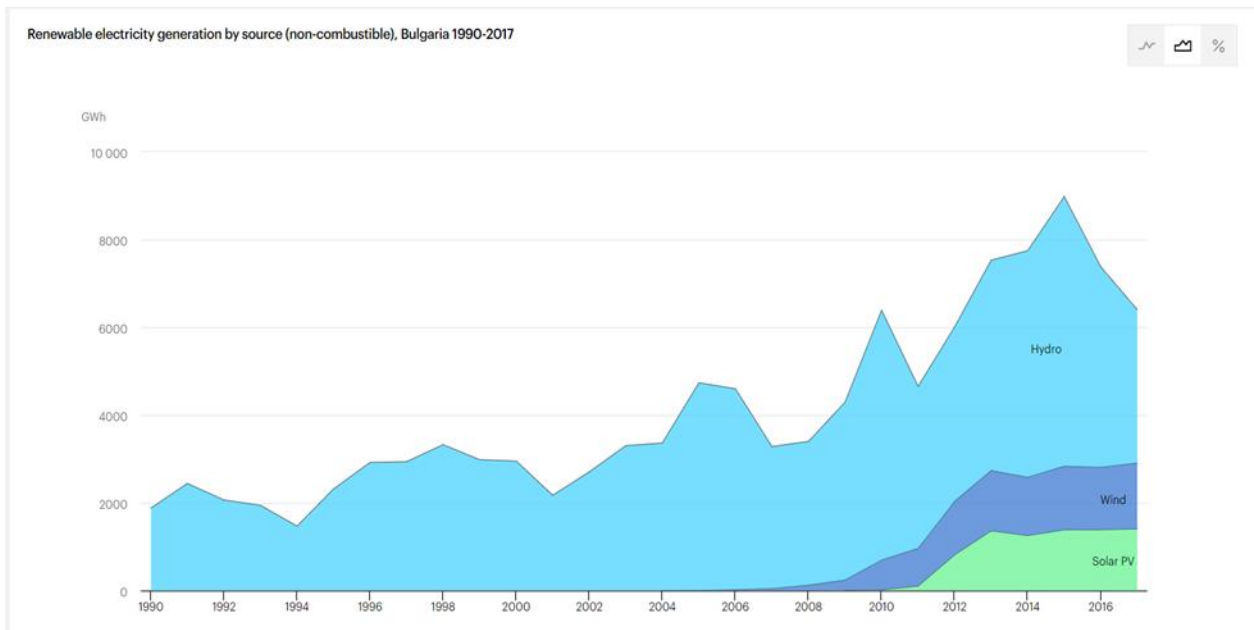
διασυννοριακών ανταλλαγών για τη βουλγαρική περιοχή ελέγχου και τα συντονίζει με τους διαχειριστές συστημάτων γειτονικών περιοχών ελέγχου.

Το Εθνικό Κέντρο Διανομής (NDC) αναφέρει, ελέγχει και συντονίζει τις φυσικές ωριαίες, ημερήσιες και μηνιαίες ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας σε όλες τις διασυνδέσεις (κρατικά σύνορα) με τους αντίστοιχους διαχειριστές συστημάτων. Υπολογίζει τα απρογραμμάτιστα χρηματιστήρια ηλεκτρικής ενέργειας του βουλγαρικού EPS σε παράλληλη λειτουργία με τη σύγχρονη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης και υπολογίζει και επαληθεύει τα χρονοδιαγράμματα αντιστάθμισης (προγράμματα) για την αντιστάθμισή τους.
[Δ20]

Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στη Βουλγαρία

Η Eurostat ανακοίνωσε πρόσφατα ότι η Βουλγαρία όχι μόνο είχε επιτύχει, αλλά υπερέβη τους στόχους για την παραγωγή και την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές που ορίζονται στη στρατηγική «Ευρώπη 2020».

Το 2016 η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας από ανανεώσιμες πηγές ανήλθε στο 18,8 % και ο στόχος ορίστηκε στο 16%. Τα τελευταία 12 χρόνια η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές κυριολεκτικά διπλασιάστηκε στη χώρα. Το 8% της ηλεκτρικής ενέργειας στη Βουλγαρία παράγεται από στερεά απόβλητα και βιοκαύσιμα, ενώ η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από γεωθερμικούς πόρους ήταν μόλις 0,2%. Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από φωτοβολταϊκά συστήματα ήταν μόλις 0,8% και η ηλεκτρική ενέργεια από την αιολική ενέργεια ήταν μόλις 0,7% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
[Δ15]



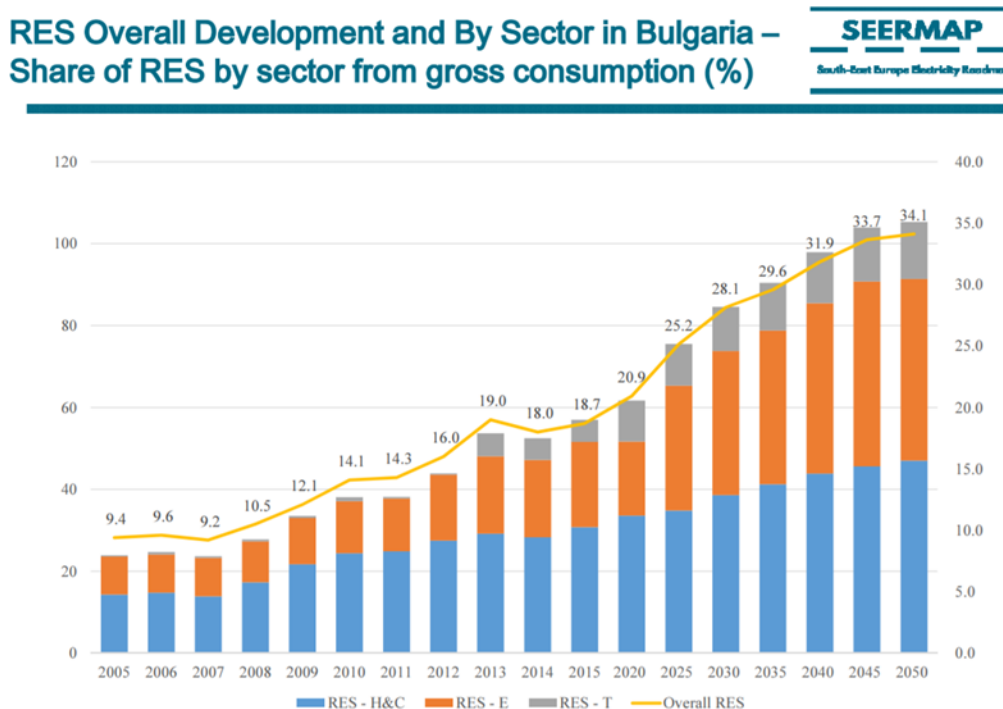
Εικόνα 30 - Παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές την περίοδο 1990-2017
[Δ21]

Η Βουλγαρία έχει ξεκινήσει το Πρόγραμμα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, Ενεργειακής Απόδοσης και Ενεργειακής Ασφάλειας, με εκτιμώμενο προϋπολογισμό 33 εκατ. ευρώ για τη χρηματοδότηση του οδοφωτισμού, της χρήσης γεωθερμικής και υδροηλεκτρικής ενέργειας, της ενεργειακής απόδοσης σε κτίρια και άλλων έργων.

Το πρόγραμμα χωρίζεται σε τέσσερις τομείς — την ανάπτυξη μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών (HPPS) στα συστήματα ύδρευσης, τις νέες γεωθερμικές ενεργειακές εγκαταστάσεις, τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης σε κτίρια, τη βιομηχανία και τους δήμους και την οικοδόμηση ικανοτήτων στους σχετικούς τομείς του προγράμματος.

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή κάλεσε τη Βουλγαρία να εντείνει τις φιλοδοξίες της για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και να ευθυγραμμίσει το ενοποιημένο εθνικό της σχέδιο για την ενέργεια και το κλίμα για την περίοδο

2021-2030, σύμφωνα με τη νομοθεσία της ΕΕ και τη συμφωνία του Παρισιού.
[Δ16]



Εικόνα 31 - Ανάπτυξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στη Βουλγαρία [Δ15]

Πρώθηση ΑΠΕ στη Βουλγαρία

Τιμολόγιο τροφοδότησης. Ο νόμος για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ERSA) αποτελεί τη νομική βάση για το τιμολόγιο τροφοδότησης, το οποίο αποτελεί το κύριο στοιχείο του βουλγαρικού συστήματος στήριξης ΑΠΕ. Η ERSA θεσπίζει επίσης την υποχρέωση αγοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Στη Βουλγαρία, οι εγκαταστάσεις ανανεώσιμων πηγών ενέργειας με δυναμικότητα κάτω των 4 MW υποστηρίζονται μέσω τιμολογίου τροφοδότησης. Το τιμολόγιο τροφοδότησης ισχύει για τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές που διοχετεύουν την ηλεκτρική τους ενέργεια στο δημόσιο δίκτυο. Το ύψος του τιμολογίου καθορίζεται ετησίως από τη Ρυθμιστική Επιτροπή Ενέργειας

και Υδάτων (άρθρο 32 παρ. 1 ERSA). Τα τιμολόγια αναθεωρούνται από τη ρυθμιστική αρχή για την ενέργεια κάθε χρόνο στις 30 Ιουνίου. Η υποβάθμιση των δασμών δεν ρυθμίζεται από τον νόμο και οι δασμολογικοί συντελεστές μπορούν να μειώνονται δραστικά κάθε χρόνο. Σύμφωνα με την τροποποίηση, το τιμολόγιο τροφοδότησης δεν μπορεί να μεταβληθεί καθ' όλη τη διάρκεια της σύμβασης επιδότησης. Το ισχύον τιμολόγιο τροφοδότησης είναι εκείνο που ισχύει κατά την ημερομηνία κατά την οποία η μονάδα τέθηκε σε λειτουργία. Η περίοδος της υποχρέωσης αγοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτάται από τη συμφωνία επιδότησης μεταξύ του φορέα εκμετάλλευσης του σταθμού και του φορέα εκμετάλλευσης του δικτύου. Η διάρκεια μιας τέτοιας συμφωνίας είναι 20 έτη για τους σταθμούς που χρησιμοποιούν γεωθερμική ενέργεια, βιομάζα και ηλιακή ενέργεια, 15 έτη για τους σταθμούς που χρησιμοποιούν βιοαέριο και υδροηλεκτρική ενέργεια (οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί με εγκατεστημένη ισχύ άνω των 10 MW δεν καλύπτονται από το καθεστώς προώθησης) και 12 έτη για τους αιολικούς σταθμούς (άρθρο 31 παρ. 2 ERSA). Το τιμολόγιο τροφοδότησης εφαρμόζεται σε νέες φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις οροφής ή πρόσοψης με μέγιστη εγκατεστημένη ισχύ 30 KW και σε ορισμένες εγκαταστάσεις που χρησιμοποιούν συνδυασμένο κύκλο και έμμεση χρήση βιομάζας [Δ19].

Premium Τιμολόγιο. Οι παραγωγοί ΑΠΕ με συνολική εγκατεστημένη ισχύ τουλάχιστον 4 MW υποχρεώθηκαν να πωλούν την ηλεκτρική τους ενέργεια στο χρηματιστήριο από την 1η Ιουλίου 2018. Ως αποτέλεσμα των τροποποιήσεων του νόμου για την ενέργεια, ο οποίος τέθηκε σε ισχύ τον Ιούλιο του 2019, οι παραγωγοί ΑΠΕ-ΑΠΕ με συνολική εγκατεστημένη ισχύ τουλάχιστον 1 MW και άνω του 1 MW υποχρεούνται επίσης να πωλούν την ηλεκτρική ενέργεια τους στο χρηματιστήριο ηλεκτρικής ενέργειας. Το ασφάλιστρο ισχύει για εγκαταστάσεις με δυναμικότητα τουλάχιστον 1 MW. Το εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται μόνο σε οργανωμένο χρηματιστήριο, εκτός εάν ένας παραγωγός προμηθεύει τα δικά του

υποκαταστήματα, επιχειρήσεις και εγκαταστάσεις ηλεκτρικής ενέργειας ή προμηθεύει πελάτη μέσω γραμμής άμεσης διανομής. Οι παραγωγοί μπορούν επίσης να πωλούν την ηλεκτρική ενέργεια τους μέσω συντονιστή ομάδας εξισορρόπησης. Οι παραγωγοί ΑΠΕ θα πρέπει να υπογράψουν συμβάσεις με το Ταμείο Ασφάλειας Συστημάτων Ηλεκτρισμού (ESSF) για τη χορήγηση πριμοδότησης για την αντιστάθμιση της διαφοράς μεταξύ της τιμής της μετοχής και της τιμής στις μακροπρόθεσμες συμβάσεις που έχουν οι παραγωγοί ΑΠΕ-ΑΠΕ με την Εθνική Εταιρεία Ηλεκτρισμού (συμβάσεις αντιστάθμισης). Το εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται μόνο σε οργανωμένο χρηματιστήριο, εκτός εάν ένας παραγωγός προμηθεύει τα δικά του υποκαταστήματα, επιχειρήσεις και εγκαταστάσεις ηλεκτρικής ενέργειας ή προμηθεύει αντικείμενο πελάτη μέσω γραμμής άμεσης διανομής. Οι παραγωγοί μπορούν επίσης να πωλούν την ηλεκτρική ενέργεια τους μέσω συντονιστή ομάδας εξισορρόπησης.

Κατ' αρχήν, το Premium Τιμολόγιο εφαρμόζεται σε σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής που χρησιμοποιούν ανανεώσιμη ενέργεια και συμπαραγωγή με εγκατεστημένη ισχύ 1 MW και άνω και καθορίζεται από την EWRC έως τις 30 Ιουνίου ετησίως ως διαφορά μεταξύ του ισχύοντος σταθερού τιμολογίου τροφοδότησης και της προβλεπόμενης αγοραίας τιμής.
[Δ19]

Η πριμοδότηση καταβάλλεται από το ESSF εφόσον ο παραγωγός πληροί όλες τις προϋποθέσεις που απαριθμούνται κατωτέρω:

- Ο παραγωγός έχει μεταβιβάσει υπέρ της ESSF τις αντίστοιχες Εγγυήσεις Προέλευσης για την ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από την εγκατάσταση.
- Ο παραγωγός δεν έχει εκκρεμείς υποχρεώσεις, ληξιπρόθεσμες και πληρωτέες έναντι του ESSF από την ημερομηνία καταβολής του ασφαλιστρού.

- Ως αποτέλεσμα της πληρωμής του ασφαλιστρού, δεν θα υπάρξει υπέρβαση του ποσού του ασφαλιστρού που οφείλεται για την ειδική καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- Ο παραγωγός διαθέτει έγγραφο που αιτιολογεί τις δαπάνες, σύμφωνα με τις απαιτήσεις του λογιστικού νόμου. [Δ19]

Ροή διαδικασίας

- Απαιτήσεις πρόσβασης. Ο φορέας εκμετάλλευσης του δικτύου μπορεί να αρνηθεί την πρόσβαση στο δίκτυο εάν η σύνδεση ενός σταθμού ενδέχεται να έχει αρνητικό αντίκτυπο στις τεχνικές παραμέτρους του δικτύου, στη σταθερότητα του δικτύου ή στην παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε άλλους πελάτες και καταναλωτές (άρθρο 118 παράγραφος 2 του νόμου για την ενέργεια).
- Πιστοποιητικό. Ο φορέας εκμετάλλευσης του σταθμού λαμβάνει πιστοποιητικά προέλευσης για την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές από την εθνική ρυθμιστική αρχή (άρθρο 9 παρ. 1 Μεταβατικές και Τελικές διατάξεις της ERSA).
- Συμφωνία. Οι προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας υποχρεούνται να αγοράζουν το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στην τιμή που καθορίζεται από το EWRC (άρθρο 31 παρ. 1 ERSA). Η υποχρέωση αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας βασίζεται σε μακροπρόθεσμες συμβάσεις αγοράς, οι οποίες έχουν διάρκεια 20 ετών (εγκαταστάσεις υδροηλεκτρικής ενέργειας ισχύος έως 10 MW: 15 χρόνια, αιολική ενέργεια: 12 έτη) (άρθρο 31 παρ. 2 ERSA).
- Τέλη ποινής. Οι διαχειριστές δικτύου που δεν τηρούν τις υποχρεώσεις τους υποχρεούνται να καταβάλλουν τέλη ύψους

70.000-200.000 BGN (περίπου 35,700-102,000 EUR) (άρθρο 63 παρ. 1 ERSA). [Δ18]

Περικοπή

Ο διαχειριστής συστήματος μεταφοράς μπορεί να αρνηθεί την αγορά και τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στις ακόλουθες περιπτώσεις:

- Η ικανότητα μεταφοράς είναι ανεπαρκής (άρθρο 119 παράγραφος 3 αριθ. 1 του νόμου για την ενέργεια).
- Δεν υπάρχουν τεχνικές προϋποθέσεις για τη μέτρηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από την ίδια παραγωγή χωριστά από τις ποσότητες που παρέχονται από άλλες πηγές (άρθρο 119 παράγραφος 3 αριθ. 3 του νόμου για την ενέργεια)
- Η αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και/ή η ασφάλεια του εφοδιασμού παρεμποδίζεται (άρθρο 119 παρ. 5 Ενεργειακός Νόμος)

Όσον αφορά το δίκτυο διανομής, σύμφωνα με τον διαχειριστή συστήματος διανομής EVN Βουλγαρίας, ο ΔΣΔ δεν έχει καμία τεχνική ή νομική δυνατότητα να ελέγχει την ηλεκτρική ενέργεια που τροφοδοτείται στο δίκτυο. [Δ19]

Πολιτική

- Οι εγκαταστάτες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας πρέπει να καταχωρίζονται και να πιστοποιούνται από την Κρατική Υπηρεσία Μετρολογικής και Τεχνικής Επιτήρησης

- Κτίρια με ωφέλιμο συνολικό εμβαδόν (TBA) άνω των 500 τετραγωνικών μέτρων και τα οποία καταλαμβάνονται από δημόσιο φορέα ή επισκέπτονται συχνά πολίτες υπόκεινται σε υποχρεωτικό έλεγχο ενεργειακής απόδοσης και πρέπει να παρέχουν πιστοποιητικό ενεργειακής απόδοσης
- Κάθε επενδυτικό σχέδιο για νέο κτίριο συνολικής κάλυψης δαπέδου άνω των 1000 m² πρέπει να συμμορφώνεται με τις δυνατότητες χρήσης αποκεντρωμένων συστημάτων για τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Σε αυτά τα κτίρια, τουλάχιστον το 15% της συνολικής θέρμανσης και ψύξης που απαιτείται για το κτίριο πρέπει να παράγεται από ανανεώσιμες πηγές. [Δ19]

5.2. ΟΥΓΓΑΡΙΑ

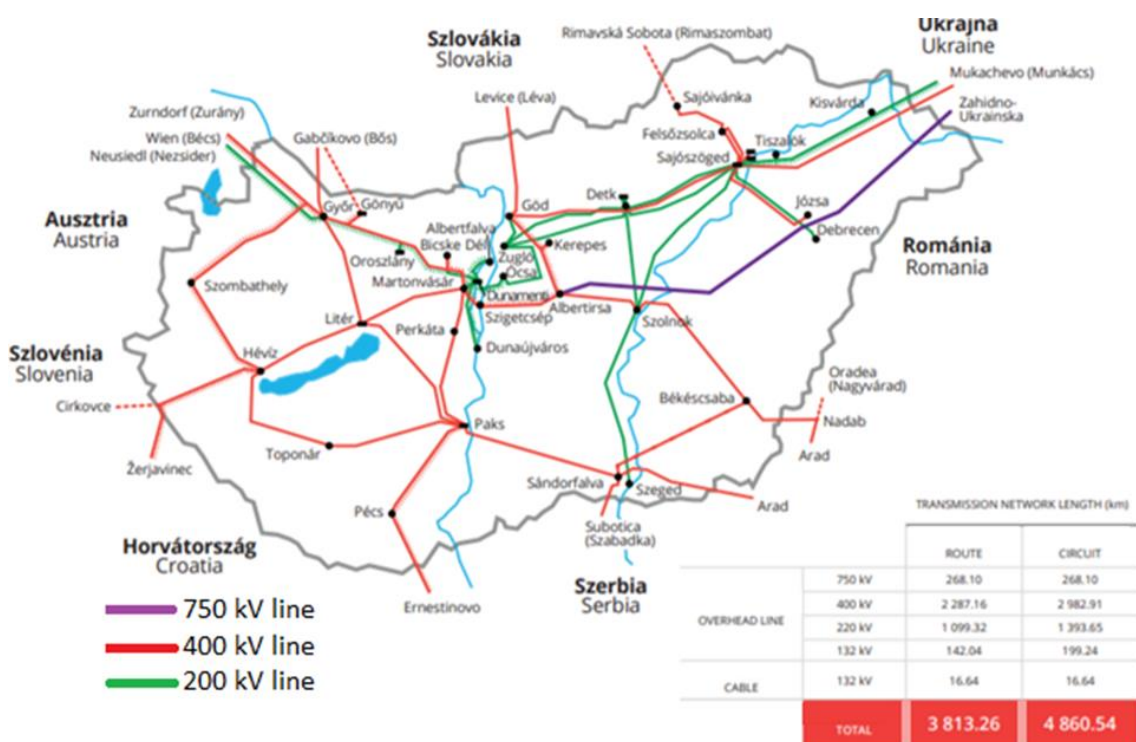
Ο ουγγρικός κλάδος προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από:

- Εταιρείες παραγωγής
- 6 εταιρείες διανομής και προμήθειας
- 1 διαχειριστή μεταφοράς: MAVIR Ltd: Στην Ουγγαρία, η ηλεκτρική ενέργεια υψηλής τάσης μεταδίδεται σε ένα ενιαίο κοινό δίκτυο γραμμών μεταφοράς, το οποίο ανήκει και λειτουργεί από τον ουγγρικό διαχειριστή συστήματος μεταφοράς, την MAVIR Ltd. Ο διαχειριστής συστήματος μεταφοράς λειτουργεί σύμφωνα με το μοντέλο του ανεξάρτητου διαχειριστή μεταφοράς (ITO): λειτουργεί ανεξάρτητα από τους λοιπούς οικονομικούς φορείς που χρησιμοποιούν το δίκτυο μεταφοράς και η ανεξαρτησία της προβλέπεται από τη νομοθεσία. Σύμφωνα με τους σχετικούς

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

κανονισμούς, η MAVIR Ltd., ως οργανισμός ανεξάρτητος από άλλους συμμετέχοντες στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, είναι υπεύθυνη για την εξασφάλιση ασφαλούς ενεργειακού εφοδιασμού.

- Μια μεγάλη εταιρεία ενέργειας, που κατέχει το δίκτυο μεταφοράς υψηλής τάσης, το MVM Rt., ο κρατικός μονοπωλιακός προμηθευτής ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας. [Δ22][Δ23]



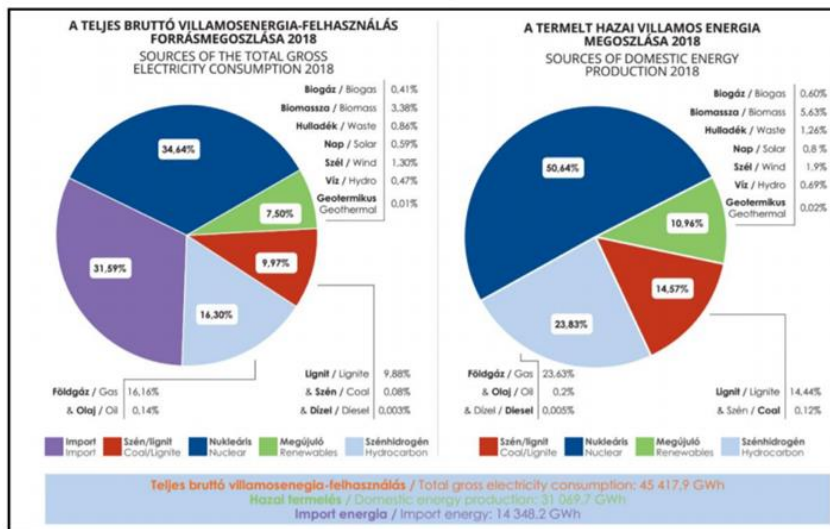
Εικόνα 32 - Ηλεκτρικό δίκτυο Ουγγαρίας [Δ24]

Η MVM κατέχει τον πυρηνικό σταθμό Paks της Ουγγαρίας, ο οποίος αντιπροσωπεύει περισσότερο από το 50% της εγχώριας παραγωγής ενέργειας. Το 34% των μετοχών του εργοστασίου άνθρακα της Vértes, καθώς και τα μερίδια σε άλλες εταιρείες παραγωγής ενέργειας. [Δ26]

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

Η παραγωγή είναι κατά μέσο όρο 50% ξένη (κυρίως ιδιωτική) - το υπόλοιπο ανήκει σε Ούγγρους ιδιώτες ιδιοκτήτες, την Ουγγρική Δημοκρατία, δήμους και άλλα κρατικά ιδρύματα.

Η διανομή ανήκει κατά 70% σε ξένους, σε όλες εκτός από δύο περιπτώσεις, ιδιώτες επενδυτές. Μεγάλο μέρος της υφιστάμενης παραγωγικής ικανότητας είναι πολύ παλιό και, λόγω των υψηλών εκπομπών ατμοσφαιρικών ρύπων και των αυστηρών περιβαλλοντικών προτύπων, περίπου το 30% θα χρειαστεί να εξοπλιστεί με τεχνολογία περιβαλλοντικού ελέγχου, ενώ η Ουγγαρία έχει ήδη επιδείξει επέκταση των φωτοβολταϊκών σταθμών. Σύμφωνα με την εθνική στρατηγική και τη στρατηγική της Ουγγαρίας για την προστασία του κλίματος για το 2030, η εξάρτηση της Ουγγαρίας από το ρωσικό φυσικό αέριο θα μειωθεί: Η σύζευξη της αγοράς φυσικού αερίου HU-CRO, πιλοτικά έργα σχετικά με το H₂, το βιοαέριο, μειώνουν την κατανάλωση φυσικού αερίου γενικά, αλλά επί του παρόντος έχουμε σημαντική εξάρτηση από το φυσικό αέριο και την ενέργεια.



- Nuclear has the highest share in production and consumption.
- Share of RES-E is 7.5%, based mostly on biomass firing.
- High import share: about 32% in the last 7 yrs
- Lignite-based electricity is important – will be phased out from 2030.

Source: MAVIR, 2019

Εικόνα 33 - Κατανάλωση, παραγωγή και εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ουγγαρία το 2019 [Δ25]

Το μεγαλύτερο μέρος της ενέργειας της Ουγγαρίας εισάγεται και αυτό θα παραμείνει για μεγάλο χρονικό διάστημα. Το 2017 εισήχθη 1121 PJ ενέργεια, η οποία ήταν διπλάσια από τη συνολική παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας (462 PJ) το ίδιο έτος. Σύμφωνα με τις σχετικές προβλέψεις, η συνολική κατανάλωση ενέργειας τα επόμενα χρόνια θα συνεχίσει να αυξάνεται. [Δ31]

Επενδύσεις σε έξυπνα δίκτυα

Στην Ουγγαρία μπορεί να υπάρξουν πολλά οφέλη από τη δημιουργία και την ανάπτυξη έξυπνων δικτύων που μπορεί να καλύπτουν ευρύ φάσμα χαρακτηριστικών. Το σημαντικότερο όφελος από τη χρήση τεχνολογιών έξυπνων δικτύων είναι η από κοινού επίτευξη των στόχων της στρατηγικής για την ενεργειακή απόδοση και το κλίμα που έχει θέσει η Ευρωπαϊκή Ένωση, η ανταπόκριση στις τρέχουσες προκλήσεις του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας και η κάλυψη των υψηλότερων απαιτήσεων των καταναλωτών. Από την άποψη της αγοράς, μπορεί να τονιστεί το αποτέλεσμα της βελτίωσης των τιμών, καθώς η εφαρμογή ευέλικτων τιμολογίων σε επίπεδο λιανικής διευκολύνει τη γενική εξάπλωση των πρώτων. Ως αποτέλεσμα των οικονομικών οφελών, καθίσταται δυνατός ο ακριβέστερος σχεδιασμός και η φθηνότερη λειτουργία της δυναμικότητας του δικτύου, γεγονός που έχει ως αποτέλεσμα τη βελτίωση της βιωσιμότητας και της αξιοπιστίας του ενεργειακού εφοδιασμού. Τα οφέλη αυτά έχουν αντίκτυπο σε όλα τα ενδιαφερόμενα μέρη του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας — παραγωγούς, διανομείς, παρόχους υπηρεσιών, καταναλωτές κ.λπ. Άλλα οφέλη περιλαμβάνουν την ευκολία, όπως η προπληρωμένη κατανάλωση καρτών, ο εντοπισμός κλοπής, η τηλεμετρία ή η απομακρυσμένη ενεργοποίηση/απενεργοποίηση [Δ25] [Δ33].

Επενδύσεις ενεργειακής απόδοσης

Με βάση τον εθνικό στόχο της Ουγγαρίας, η κατανάλωση ενέργειας το 2030 δεν θα πρέπει να υπερβαίνει την τιμή για το 2005. Τα μέτρα ενεργειακής απόδοσης θα μειώσουν την αξία της αναμενόμενης κατανάλωσης ενέργειας —χωρίς τα μέτρα— το 2030 κατά περίπου 8-10%. Με τα υφιστάμενα μέτρα πολιτικής, η τελική κατανάλωση ενέργειας μπορεί να αυξηθεί κατά 14% μεταξύ 2020 και 2030 με βάση τις προβλέψεις. Η κατανάλωση ενέργειας στην Ουγγαρία το 2016 ήταν 775 PJ ο στόχος για το 2030 είναι 785 PJ και το πλεόνασμα θα πρέπει να καλύπτεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μεταξύ 2030-2040. Η αύξηση οφείλεται στην αύξηση της βιομηχανικής παραγωγής και στην αύξηση της κατανάλωσης καυσίμου που προκύπτει από την αύξηση του εισοδήματος, ενώ η κατανάλωση ενέργειας των νοικοκυριών αναμένεται να μειωθεί. Το βάρος της ηλεκτρικής ενέργειας και των προϊόντων πετρελαίου αναμένεται να αυξηθεί στο ενεργειακό μείγμα των τελικών καταναλωτών, ενώ το μερίδιο άλλων πηγών ενέργειας θα μειωθεί. [Δ29]

Επερχόμενοι στόχοι για την καινοτομία

Η Ουγγαρία επιδιώκει να μεγιστοποιήσει την ικανότητα των ουγγρικών τομέων ενέργειας να εκπληρώσουν τους στόχους της πολιτικής για την ενέργεια και το κλίμα της Ουγγαρίας και της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Για τον σκοπό αυτό, η Ουγγαρία αποδίδει προτεραιότητα στον στόχο της βελτίωσης της καινοτομίας, της μεγιστοποίησης των ευκαιριών οικονομικής ανάπτυξης στις οποίες βασίζονται η ενεργειακή καινοτομία και η κλιματική αλλαγή. Σχετικές βασικές επιμέρους εργασίες αυτής της διαδικασίας: ανάπτυξη του συστήματος ενσωμάτωσης των ικανοτήτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με βάση τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ανάπτυξη τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας οικιακής και βιομηχανικής κλίμακας, στήριξη της

ανάπτυξης ενεργειακά αποδοτικών τεχνολογιών, ψηφιοποίηση και προώθηση έξυπνων μετρήσεων.

Βασικά σχεδιαζόμενα μέτρα που εξυπηρετούν τους ανωτέρω στόχους:

- Φιλικός προς το κλίμα μετασχηματισμός του ενεργειακού τομέα με τη μείωση των μεθόδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και την προώθηση της ηλιακής ενέργειας
- Ανάπτυξη οικιακών μικρών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής κλίμακας σε συνδυασμό με έξυπνη μέτρηση και αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας. Οι οικιακοί μικροί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής έχουν επίσης ετήσια ισορροπία, οπότε δεν χρειάζεται να καταβάλλουν τέλη πρόσβασης στο δίκτυο για την κάλυψη των αναγκών τους, μόνο για το πλεόνασμα. Αλλά υπάρχουν και άλλα κίνητρα μη αποπληρωμής για επενδύσεις ανακαίνισης και ενεργειακής απόδοσης
- Προώθηση εγκαταστάσεων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας δικτύου με μεγαλύτερη χωρητικότητα
- Διασφάλιση της συστημικής ζήτησης εφεδρειών σύμφωνα με τις απαιτήσεις που προκύπτουν από την αύξηση της δυναμικότητας των φωτοβολταϊκών ομάδων
- Οικολογικός προσανατολισμός των μεταφορών με την υποστήριξη της ηλεκτροκίνησης και την ανάπτυξη στόλων σιδηροδρομικών και άλλων οχημάτων δημόσιων μεταφορών. Διατίθενται φορολογικές ελαφρύνσεις και δυνατότητες πίστωσης με ειδικούς όρους
- Προώθηση του εκσυγχρονισμού του οικιακού εξοπλισμού θέρμανσης και της χρήσης σύγχρονων καυσίμων θέρμανσης με βάση τη βιομάζα για τη διασφάλιση της βιώσιμης χρήσης του καυσόξυλου — Αύξηση

του προϋπολογισμού των προγραμμάτων ενεργειακής απόδοσης για τη διαχείριση της ενέργειας στα κτίρια και βελτίωση της αποτελεσματικότητας της κατανομής των κονδυλίων τους

- Υποστήριξη της κατασκευής κατοικιών
- Ανάπτυξη της αποδοτικής παραγωγής τηλεθέρμανσης με βάση ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
- Προώθηση επενδύσεων στον τομέα της βιομηχανικής ενεργειακής απόδοσης [Δ32]

Παρεπόμενες υπηρεσίες

Καταρχήν, όλα τα είδη περιουσιακών στοιχείων μπορούν να συμμετέχουν στις αγορές εξισορρόπησης και όλα αυτά είναι ανοικτά στους συμμετέχοντες στην αγορά, με περιορισμούς που σχετίζονται μόνο με τις τεχνικές απαιτήσεις στη διαδικασία προεπιλογής.

Οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής, οι εικονικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής, οι έμποροι, οι καταναλωτές (λίγοι) παρέχουν βοηθητικές υπηρεσίες και οι ΔΣΜ και οι μηχανισμοί στήριξης είναι οι εξής:

- Πρωτογενής
- Δευτερογενής
- Τριτογενής

FCR — Πρωταρχικός έλεγχος: Η πρόσκληση υποβολής προσφορών ΕΔΣ πραγματοποιείται τέσσερις φορές το χρόνο. Η συμμετοχή στις ΕΔΣ είναι υποχρεωτική για τους παραγωγούς. Το ελάχιστο μέγεθος προσφοράς για ΕΔΣ είναι 1 MW σε ωριαία τμήματα, αλλά με επιλογή προσφοράς κάθε 15 λεπτά.

Το σχήμα του προϊόντος για ΕΔΣ προς τα πάνω και προς τα κάτω πρέπει να είναι συμμετρικό. Οι προσφορές επιλέγονται με βάση το τέλος διαθεσιμότητας που έχουν καταχωρίσει και οι προσφορές διακανονίζονται με βάση το pay-as-bid. Θεωρητικά η αγορά είναι ανοιχτή σε κάθε τεχνολογία, αλλά στην πράξη κυριαρχείται από γεννήτρια, με μικρή συμμετοχή μπαταριών.

aFRR — Δευτερογενής έλεγχος: η AFRR παρέχεται σε τριμηνιαίες, μηνιαίες και εβδομαδιαίες δημοπρασίες, οι οποίες είναι υποχρεωτικές για τους παραγωγούς με εναπομένουσα δυναμικότητα. Επιπλέον, υπάρχει καθημερινή αγορά στην οποία επιβεβαιώνονται εκ νέου οι προσφορές που έγιναν δεκτές στις δύο ετήσιες προσφορές. Η ημερήσια αγορά πραγματοποιείται σε τέταρτα της ώρας σε ημερήσια βάση και οι προσφορές έχουν ελάχιστο μέγεθος 1 MW, με τη δυνατότητα να προσφέρουν ασύμμετρες προσφορές για AFRR προς τα πάνω και προς τα κάτω. Οι συμμετέχοντες λαμβάνουν τέλος διαθεσιμότητας επιπλέον της τιμής ενέργειας του δεσμευμένου φορτίου, μόλις παραδοθούν. Το μέγιστο δεσμευμένο φορτίο πρέπει να παραδοθεί σε 15 λεπτά.

mFRR — Τριτογενής έλεγχος: η προμήθεια MFRR γίνεται με τριμηνιαίες και εβδομαδιαίες προσφορές. Το ελάχιστο μέγεθος προσφοράς για αυτό το προϊόν είναι 1 MW, με χρόνο παράδοσης 15 λεπτά. [Δ27] [Δ28]

Υπάρχει συνεργασία με τη Σλοβακία και την Τσεχική Δημοκρατία στον τομέα του συμψηφισμού δευτερογενών ανισορροπιών.

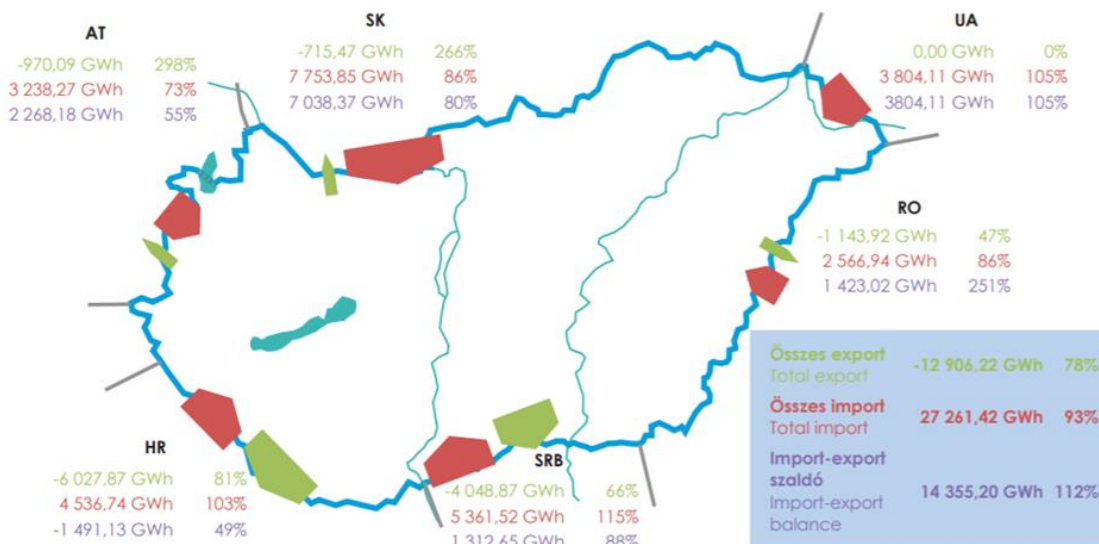
Επιπλέον, τα περιουσιακά στοιχεία που συνδέονται με το δίκτυο χαμηλής τάσης επιτρέπεται να συμμετέχουν σε όλες τις υπηρεσίες εξισορρόπησης, αλλά επί του παρόντος δεν είναι ενεργοί πολλοί συμμετέχοντες. Εκτιμάται ότι κάτω από 10 ανεξάρτητοι παράγοντες της αγοράς παρέχουν υπηρεσίες μέσω περιουσιακών στοιχείων που συνδέονται με το δίκτυο χαμηλής τάσης. Μεταξύ 15 και 20 συμμετεχόντων υποβάλλουν προσφορές στις αγορές εξισορρόπησης σε τακτική βάση, με έναν μόνο από αυτούς να παρέχει υπηρεσίες DR. Οι πόροι που χρησιμοποιούνται είναι κυρίως

φυσικό αέριο, με κάποια συμμετοχή από σταθμούς άνθρακα και πυρηνικούς σταθμούς. Στην ουγγρική αγορά κυριαρχούν οι παραδοσιακοί πόροι [Δ31].

Επιπλέον, τα ζητήματα διαφάνειας που ανακύπτουν για τους ανεξάρτητους φορείς συγκέντρωσης είναι σοβαρά και η κατάσταση οδηγείται σε μια «αγορά» όπου μόνο οι παραγωγοί υποβάλλουν προσφορές. Ο εντοπισμός της δυνητικής επιχειρηματικής κατάστασης στην Ουγγαρία είναι δύσκολος λόγω του μοντέλου σύναψης συμβάσεων που χρησιμοποιεί ο ΔΣΜ και της έλλειψης πληροφοριών σχετικά με τις εν λόγω συμβάσεις. Η πλατφόρμα του ENTSO-E δεν αντικατοπτρίζει τις πλήρεις τιμές και ενεργοποιήσεις για όλα τα προϊόντα στην Ουγγαρία. [Δ27] [Δ28]

Διασυνδέσεις

Επί του παρόντος, η Ουγγαρία διαθέτει αρκετές διασυνδέσεις ηλεκτρικής ενέργειας (14 συνολικά) με 6 διαφορετικές χώρες και 1 νέα διασύνδεση με τη Σλοβενία περιλαμβάνεται στον αγωγό που πρόκειται να κατασκευαστεί μέσα στα επόμενα χρόνια.



Εικόνα 34 - Δίκτυο διασύνδεσης της Ουγγαρίας με γειτονικές χώρες [Δ25]

Η MAVIR υπέγραψε το 2018 δανειακή σύμβαση με την Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων για τη χρηματοδότηση της επέκτασης του δικτύου μεταφοράς μεταξύ Ουγγαρίας και Σλοβακίας, το οποίο βρίσκεται ήδη υπό κατασκευή. Η ιστορική στιγμή της εξεύρεσης νέων πηγών φυσικού αερίου στην περιοχή — δηλ. των ρουμανικών αποθεμάτων φυσικού αερίου ανοικτής θαλάσσης — οδήγησε σε συμφωνίες εταιρικής σχέσης για την κατασκευή των ελλειπόντων στοιχείων υποδομής που απαιτούνται για την εξαγωγή φυσικού αερίου στην Ουγγαρία και την παράδοση ρουμανικού φυσικού αερίου στην Ουγγαρία.

Στα σύνορα Σλοβακίας-Ουγγαρίας και Ουγγαρίας-Ρουμανίας, η σύζευξη της αγοράς λειτουργεί με επιτυχία επιτρέποντας αποτελεσματικές σιωπηρές κατανομές επόμενης ημέρας από το τέλος του 2014. [Δ30]

PROJECT NAME	EXPECTED COMMISSIONING YEAR	STATUS	1 ST PCI LIST	2 ND PCI LIST	3 RD PCI LIST
Interconnection Hungary – Slovakia between Gabčíkovo (SK) and Gönyű (HU) and Veľký Ďur (SK)	2020	in permitting	Yes	Yes	Yes
Interconnection Hungary – Slovakia between Sajónánka (HU) and Rimavská Sobota (SK)	2020	in permitting	Yes	Yes	Yes
400 kv OHL between Hungary and Romania	>2030	under consideration	-	-	-
Slovenia-Hungary/Croatia interconnection	2018	in permitting	Yes	Yes	Yes

Εικόνα 35 - Τα μελλοντικά σχέδια της Ουγγαρίας για νέες διασυνδέσεις [Δ32]

Οι διασυνδέσεις σλοβενικής-ουγγρικής μεταφοράς θα ήταν ευνοϊκές για την Ουγγαρία, αλλά απαιτείται η στήριξη από τα άλλα ενδιαφερόμενα μέρη. Εκτός από αυτές τις περιφερειακές πρωτοβουλίες ηλεκτρικής ενέργειας, η σχεδιαζόμενη συγχώνευση του Ουγγρικού και Σερβικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας για τη δημιουργία ενός περιφερειακού χρηματιστηρίου ηλεκτρικής ενέργειας είναι μια μεγάλη ευκαιρία. Αυτή η ενσωμάτωση μπορεί να είναι ευνοϊκή για την Ουγγαρία, αλλά έχει επίσης πολλούς κινδύνους. [Δ29] [Δ31]

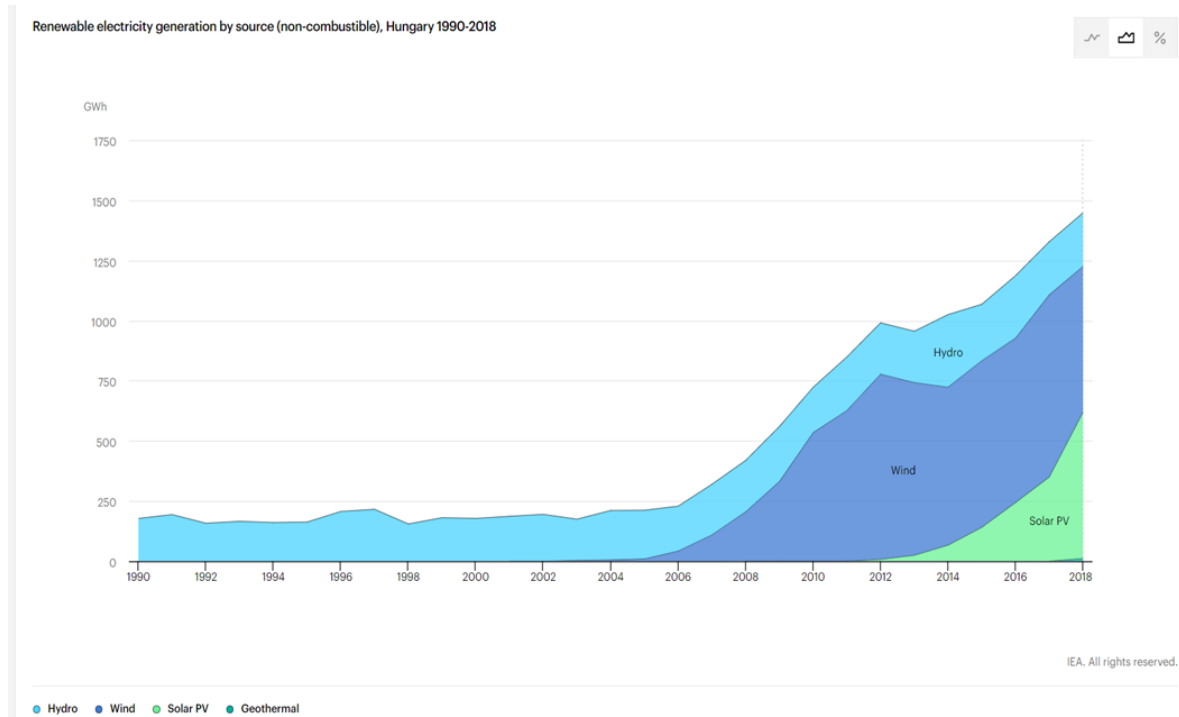
Ομοίως, οι διασυνδέσεις σλοβενικής-ουγγρικής μεταφοράς θα ήταν ευνοϊκές για την Ουγγαρία, αλλά απαιτείται η στήριξη από τα άλλα ενδιαφερόμενα μέρη.

Εκτός από αυτές τις περιφερειακές πρωτοβουλίες ηλεκτρικής ενέργειας, η σχεδιαζόμενη συγχώνευση του Ουγγρικού και Σερβικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας για τη δημιουργία ενός περιφερειακού χρηματιστηρίου ηλεκτρικής ενέργειας είναι μια μεγάλη ευκαιρία. Αυτή η ενσωμάτωση μπορεί να είναι ευνοϊκή για την Ουγγαρία, αλλά έχει επίσης πολλούς κινδύνους. [Δ29] [Δ31]

Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην Ουγγαρία

Η Ουγγαρία έχει εξαιρετικά συγκριτικά περιουσιακά στοιχεία σε ορισμένους τομείς των πράσινων πηγών ενέργειας. Λαμβάνοντας υπόψη τις γεωγραφικές συνθήκες της Ουγγαρίας, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η παραγωγή ενέργειας από βιογενείς πηγές (δασοκομία και γεωργική βιομάζα, βιοαέριο και βιοκαύσιμα), η γεωθερμική ενέργεια και, μακροπρόθεσμα, η ηλιακή ενέργεια, καθώς και το νερό είναι οι σημαντικότερες. Η παραγωγή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ουγγαρία κυριαρχείται σήμερα από την ηλιακή ενέργεια. Ο αριθμός και η εγκατεστημένη ισχύς των μικρών οικιακών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής αυξήθηκε σημαντικά τα τελευταία χρόνια, από 0,51 MW (2008) και άνω των 200 MW έως το τέλος του 2017. Ο στόχος της

Ουγγαρίας για τις ΑΠΕ για το 2020 είναι 13%. Ωστόσο, στο εθνικό σχέδιο δράσης για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η κυβέρνηση έχει θέσει ως στόχο το 14,65%.



Εικόνα 36 - Παραγωγή ΑΠΕ στην Ουγγαρία ανά πηγή από το 1990 έως το 2017 [Δ34]

Προώθηση των ΑΠΕ στην Ουγγαρία

Υπάρχουν διάφορα καθεστώτα στήριξης στο ουγγρικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας όσον αφορά την αγορά ΑΠΕ και παρατίθενται παρακάτω

- Feed-in tariff. Το σύστημα τιμολόγησης τροφοδότησης παραμένει ουσιαστικά αμετάβλητο για τις εγκαταστάσεις με εγκατεστημένη ισχύ μεταξύ 50 kW-500 kW και δεν υπόκεινται σε διαγωνισμούς. Ο διαχειριστής συστήματος μεταφοράς (ΔΣΜ) MAVIR Ltd. είναι νομικά υποχρεωμένος να αγοράζει ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές, να την πωλεί στο χρηματιστήριο ηλεκτρικής ενέργειας (HUPX), ενώ καταβάλλει εγγυημένη τιμή στους διαχειριστές

εγκαταστάσεων. Ο ΔΣΜ είναι επίσης οικονομικά υπεύθυνος για την εξισορρόπηση του δικτύου. Τα τιμολόγια τροφοδότησης καθορίζονται και αναπροσαρμόζονται κάθε χρόνο με τον δείκτη τιμών καταναλωτή ή τον πληθωρισμό μείον μία ποσοστιαία μονάδα, ανάλογα με την ημερομηνία εφαρμογής. Τα τιμολόγια διαφοροποιούνται ανάλογα με το μέγεθος της μονάδας, τον χρόνο αδειοδότησης, τις ζώνες ώρας (τρεις ανά ημέρα) και εν μέρει από την τεχνολογία. Όλες οι τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, εκτός από την αιολική ενέργεια, είναι επιλέξιμες για το τιμολόγιο τροφοδότησης, εάν η δυναμικότητά τους δεν υπερβαίνει τα 0,5 MW, η αρχή έχει αποδείξει την επιλεξιμότητα και εάν πρόκειται για νέα εγκατάσταση και τηρεί τις περαιτέρω απαιτήσεις:

- Ο αιτών δεν πρέπει να είναι υπόχρεος στο κράτος, στην τοπική αυτοδιοίκηση του επιλεγμένου χώρου και στην έδρα της εταιρείας του και στον παραλήπτη (= Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς).
- Σε περίπτωση που έχει ήδη λάβει χρηματοδοτική ενίσχυση κατά τη διάρκεια των τριών τελευταίων ετών πριν από την τρέχουσα αίτηση, ο αιτών πρέπει να αποδείξει ότι έχει εκπληρώσει τις απαιτήσεις που συνδέονται με τη χορηγηθείσα στήριξη.
- Έλλειψη αποφάσεως της Ευρωπαϊκής Επιτροπής περί επιστροφής της επιδοτήσεως κατά της προσφεύγουσας.
- Απουσία παραβίασης της νομοθεσίας περί ανταγωνισμού κατά τα τελευταία τρία έτη πριν από την εφαρμογή.
- η απουσία απάτης κατά τη διαδικασία αξιολόγησης της επιλεξιμότητας και η απουσία ποινικού αδικήματος που διέπραξε ο

αιτών τα τελευταία τρία έτη πριν από την έναρξη της τρέχουσας αίτησης.

- Σε περίπτωση που η εγκατάσταση τροφοδοτείται με ανανεώσιμη βιομάζα ή είναι εγκατάσταση συνδυασμένης παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας, ο αιτών πρέπει να προσκομίσει το πιστοποιητικό καταγωγής. Οι προδιαγραφές καθορίζονται στο αντίστοιχο διάταγμα.

Επιπλέον, οι εγκαταστάσεις πρέπει να πληρούν ορισμένες τεχνικές απαιτήσεις (ειδικές για την τεχνολογία). Οι εγκαταστάσεις με εγκατεστημένη ισχύ ≤ 50 kW δεν είναι επιλέξιμες για τιμολόγια τροφοδότησης. [Δ26]

Solar energy	Eligible.
Geothermal energy	Eligible.
Biogas	Eligible.
Hydro-power	Eligible.
Biomass	Eligible.

Εικόνα 37 - Επιλέξιμες ΑΠΕ για συστήματα FiT

- Green Premium I. Το Green Premium χορηγείται για σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές μεταξύ 0,5 MW - 1 MW. Οι μονάδες αυτού του μεγέθους δεν υπόκεινται σε διαγωνισμούς. Το τιμολόγιο καθορίζεται με κυβερνητικό διάταγμα το οποίο καθορίζεται μέσω μιας αγοραίας τιμής αναφοράς και μιας «διοικητικής προμοδοτήσεως». Οι φορείς εκμετάλλευσης

εγκαταστάσεων υποχρεούνται να πωλούν την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια στο χρηματιστήριο ηλεκτρικής ενέργειας. Οι φορείς εκμετάλλευσης των εγκαταστάσεων είναι οικονομικά υπεύθυνοι για την εξισορρόπηση του δικτύου. [26]

Γενικές πληροφορίες σχετικά με τα τιμολόγια:

- Υπάρχουν τρεις διαφορετικοί δασμολογικοί συντελεστές ανάλογα με την ώρα της ημέρας.
 - Οι εν λόγω χρονικές περίοδοι καθορίζονται με διάταγμα (διάταγμα 299/2017), εξαρτώνται από την περιοχή στην οποία παράγεται η ηλεκτρική ενέργεια και ποικίλουν για τις καθημερινές και τα Σαββατοκύριακα/αργίες, καθώς και για τη θερινή και τη χειμερινή ώρα.
 - Υπάρχουν τρεις τιμολογιακές περιοχές
 - Το επίπεδο τιμολόγησης εξαρτάται επίσης από την εγκατεστημένη παραγωγική ικανότητα μιας μονάδας και από την χρησιμοποιούμενη τεχνολογία παραγωγής. [Δ26]
- Πράσινο Premium II (προσφορά). Οι σταθμοί με δυναμικότητα άνω του 1 MW και γενικά όλοι οι αιολικοί σταθμοί υπόκεινται σε υποχρεωτικές διαδικασίες υποβολής προσφορών. Τα έργα επίδειξης εξαιρούνται από την υποχρέωση υποβολής προσφορών. Μπορούν να συμμετάσχουν νέα έργα και ανακαινισμένες εγκαταστάσεις, εφόσον το επενδυτικό κόστος είναι ίσο τουλάχιστον με το 50% των αρχικών δαπανών (παράγραφος 3 του διατάγματος 62/2016). Ωστόσο, οι εγκαταστάσεις πρέπει να πληρούν τις ειδικές για την τεχνολογία απαιτήσεις που ορίζονται στο διάταγμα 55/2016. Η μονάδα πρέπει να είναι νέα επένδυση ή να υπόκειται σε ανακαίνιση που αντιστοιχεί τουλάχιστον στο 50% των αρχικών δαπανών (άρθρο 3 παράγραφος

1 στοιχείο α) του διατάγματος 62/2016). Ο συμμετέχων πρέπει να είναι εγγεγραμμένος ή εγκατεστημένος στην Ουγγαρία. Η συμμετοχή αλλοδαπών φορέων ή τοπικών αυτόνομων φορέων είναι δυνατή έως το 5% της συνολικής δημοπρατούμενης δυναμικότητας στην περίπτωση του (παράγραφος 1 θ) του διατάγματος 62/2016):

- διμερής συμφωνία με την ουγγρική κυβέρνηση
- εγγυημένη φυσική σύνδεση με το ουγγρικό έδαφος [Δ26]
- Καθαρή μέτρηση. Οι οικιακοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής με μέγιστη ισχύ 50 kVA μπορούν να επωφεληθούν από την καθαρή μέτρηση. Το πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας που διοχετεύεται στο δίκτυο αμείβεται από τον προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας στη λιανική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας.

Wind energy	Eligible with a maximum capacity of 50 kVA.
Biogas	Eligible with a maximum capacity of 50 kVA.
Hydro-power	Eligible with a maximum capacity of 50 kVA.
Biomass	Eligible with a maximum capacity of 50 kVA.
Geothermal energy	Eligible with a maximum capacity of 50 kVA.
Solar energy	Eligible with a maximum capacity of 50 kVA.

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τον οικιακό σταθμό αντισταθμίζεται με την ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνει ο παραγωγός. Οποιοδήποτε πλεόνασμα θα τροφοδοτείται στο δίκτυο και θα αμείβεται με την τιμή λιανικής ηλεκτρικής ενέργειας. Η πληρωμή των καθορισμένων βασικών τελών διανομής δικτύου και των τελών

δυναμικότητας διανομής είναι απαιτητή. Προγράμματα επιδοτήσεων. Η υποστήριξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μπορεί να παρέχεται μέσω επιχειρησιακών προγραμμάτων στο πλαίσιο του EDIOP (Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Επενδύσεων Οικονομικής Ανάπτυξης), του TOP (Εδαφικό και Διακανονιστικό Επιχειρησιακό Πρόγραμμα), του CCHOP (Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ανταγωνιστικής Κεντρικής Ουγγαρίας) και του RDOP (Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Αγροτικής Ανάπτυξης). Σε ορισμένες περιπτώσεις, τα τιμολόγια τροφοδοσίας μπορούν να συνδυαστούν με ευνοϊκά δάνεια ή επιχορηγήσεις επενδύσεων που παρέχονται από προγράμματα επιδοτήσεων.

- Προγράμματα δανειοδότησης. Τα δάνεια — παράλληλα με τις επιδοτήσεις — για την ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές παρέχονται μέσω του Επιχειρησιακού Προγράμματος Οικονομικής Ανάπτυξης και Επενδύσεων (ΕΔΙΟΠ). Το πρόγραμμα έχει ανοίξει πολυάριθμους τομείς και διαγωνισμούς. [Δ26]

Σύνδεση ΑΠΕ στο δίκτυο

Οι φορείς εκμετάλλευσης εγκαταστάσεων δικαιούνται συμβατικά σύνδεση με το δίκτυο. Ο φορέας εκμετάλλευσης του δικτύου υποχρεούται να συνάπτει συμφωνίες σύνδεσης με το δίκτυο. Οι συμφωνίες αυτές είναι σύμφωνες με τους όρους και τις προϋποθέσεις του φορέα εκμετάλλευσης του δικτύου, καθώς και με τις προϋποθέσεις και τις διαδικασίες που προβλέπονται από τον νόμο. Σύμφωνα με το άρθρο 35 παράγραφος 3 του νόμου αριθ. LXXVI 2007, ο φορέας εκμετάλλευσης του δικτύου υποχρεούται να παρέχει προνομιακή πρόσβαση στο δίκτυο για την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τεχνολογίες χαμηλών ανθρακούχων εκπομπών, μεταξύ άλλων από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Η απαίτηση σύνδεσης με το δίκτυο γεννάται κατά την ημερομηνία κατά την οποία ένας χρήστης δικτύου πληροί τους όρους που καθορίζονται στη συμφωνία σύνδεσης με το δίκτυο.

Η διαδικασία σύνδεσης με το δίκτυο για μονάδες ιδιωτικής χρήσης (έως 50 kW) περιλαμβάνει τα ακόλουθα βήματα:

- Αίτηση σύνδεσης από τον φορέα εκμετάλλευσης της μονάδας.
- Υποχρέωση του φορέα εκμετάλλευσης της μονάδας να παρέχει πληροφορίες: Ο φορέας εκμετάλλευσης της μονάδας υποχρεούται να ενημερώνει εγγράφως ή ηλεκτρονικά τον διαχειριστή του δικτύου για τα τεχνικά στοιχεία της μονάδας του. Επιπλέον, κατά την υποβολή αίτησης για άδεια λειτουργίας, ο φορέας εκμετάλλευσης του σταθμού υποχρεούται να ενημερώνει την αρμόδια αρχή σχετικά με το αν η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια πρόκειται να εξαχθεί στο δίκτυο. Εάν πρόκειται να εξαχθεί η ηλεκτρική ενέργεια, ο φορέας εκμετάλλευσης του δικτύου το λαμβάνει υπόψη κατά τον καθορισμό των όρων σύνδεσης με το δίκτυο.

Επιπλέον, η ουγγρική ρυθμιστική αρχή για την ενέργεια και τη δημόσια χρησιμότητα δίνει προτεραιότητα σε σταθμούς ανανεώσιμης ενέργειας κατά την έγκριση νέων εγκαταστάσεων. Ωστόσο, σε περίπτωση απειλούμενης ασφάλειας του εφοδιασμού και εάν υπάρχει πιθανότητα να μην επιτευχθούν οι στόχοι της ενεργειακής πολιτικής της Ουγγαρίας, η ουγγρική κυβέρνηση (ο αρμόδιος για θέματα ενέργειας υπουργός) μπορεί να εκδώσει διάταγμα που να διασφαλίζει την επίτευξη των στόχων αυτών. Ως εκ τούτου, το διάταγμα μπορεί να περιορίσει ή να επιτρέψει τη χρήση μιας συγκεκριμένης πηγής ενέργειας και να αποφασίσει σχετικά με τη δυναμικότητα και το χρονοδιάγραμμα χρήσης/περιορισμού μιας πηγής. [Δ26]

Ανάπτυξη πλέγματος

Τα σχέδια ανάπτυξης του δικτύου μεταφοράς είναι σύμφωνα με τον στόχο της ενεργειακής πολιτικής για την προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η προτεραιότητα για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δεν προβλέπεται ρητά από το νόμο. Σύμφωνα με τον ΔΣΜ και τον ΔΣΔ, οι εργασίες επέκτασης που απαιτούνται για τη σύνδεση μιας μονάδας πραγματοποιούνται μετά τη σύναψη συμφωνίας σύνδεσης με το δίκτυο. [Δ26]

Χρήση

Η αξίωση για χρήση του δικτύου γεννάται κατά την ημερομηνία σύναψης της συμφωνίας χρήσης δικτύου και ο φορέας εκμετάλλευσης της μονάδας πληροί τους όρους που καθορίζονται σε αυτήν.

Για τη σύναψη συμφωνίας χρήσης δικτύου για μονάδες που δεν υπόκειται σε αδειοδότηση (50 kW — 500 kW) ή για εγκατάσταση μικρής κλίμακας (500 kW — 50 MW), πρέπει να ληφθούν τα ακόλουθα μέτρα:

- Συμφωνία χρήσης δικτύου: Οι φορείς εκμετάλλευσης εγκαταστάσεων δικαιούνται να υποβάλουν αίτηση για συμφωνία χρήσης δικτύου. Μετά την παραλαβή της αίτησης, ο φορέας εκμετάλλευσης του δικτύου υποχρεούται να υπογράψει συμφωνία χρήσης δικτύου και να την αποστείλει στον φορέα εκμετάλλευσης της μονάδας. Οι κανόνες και οι απαιτήσεις για τις συμφωνίες χρήσης δικτύου είναι οι ίδιοι με αυτούς που ισχύουν για τις συμφωνίες σύνδεσης.
- Εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο: Η ποσότητα ενέργειας για την οποία μπορεί να ζητηθεί το τιμολόγιο τροφοδότησης και η

ποσότητα που μπορεί να εξαχθεί στο δίκτυο καθορίζονται σε κυβερνητικό διάταγμα. Η διαδικασία και οι όροι για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας καθορίζονται από την ουγγρική ρυθμιστική αρχή για την ενέργεια και τη δημόσια υπηρεσία κοινής ωφέλειας. Μετά τη σύναψη συμφωνίας χρήσης δικτύου, ο φορέας εκμετάλλευσης του δικτύου υποχρεούται να επιτρέπει τη χρήση του δικτύου και να παρέχει πρόσβαση στο δίκτυο στον φορέα εκμετάλλευσης της μονάδας έως την ημερομηνία που ορίζεται στη συμφωνία χρήσης του δικτύου.

Οι φορείς εκμετάλλευσης σταθμών παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και απόβλητα, καθώς και οι σταθμοί συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτροπαραγωγής δικαιούνται να χρησιμοποιούν κατά προτεραιότητα το δίκτυο. Επιπλέον, η εισαγόμενη ηλεκτρική ενέργεια δεν μπορεί να θέσει σε μειονεκτική θέση την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ή τα απόβλητα [Δ26]

Περικοπή

Η περικοπή μπορεί να εφαρμοστεί σε περίπτωση διαταραχών του δικτύου και καταστάσεων έκτακτης ανάγκης, όπως ορίζεται στη συγκεκριμένη νομοθεσία. Σε μια τέτοια περίπτωση, μια συμφωνία χρήσης δικτύου μπορεί να περιοριστεί ή ακόμη και να ανακληθεί. [Δ26]

Πολιτική

Υπάρχει ένα επίσημο εκπαιδευτικό πρόγραμμα για τους εγκαταστάτες ΑΠΕ που προσφέρεται μέχρι στιγμής στο Εθνικό Μητρώο Προσόντων. Το πρόγραμμα «Διαχειριστής Εγκαταστάσεων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας»

εισήχθη τον Σεπτέμβριο του 2016. Επιπλέον, υπάρχει σειρά προγραμμάτων επαγγελματικής κατάρτισης με μερική ή περιορισμένη σημασία για την εγκατάσταση και συντήρηση εγκαταστάσεων ΑΠΕ. Το εκπαιδευτικό πρόγραμμα «LEONARDO Innovation Transfer Program» έχει ως στόχο να εισαγάγει τις βέλτιστες πρακτικές του αυστριακού/γερμανικού προγράμματος κατάρτισης ΑΠΕ στο ουγγρικό εκπαιδευτικό σύστημα. Επιπλέον, πιστοποιημένα εκπαιδευτικά προγράμματα παρέχονται από επαγγελματικές ενώσεις όπως η Ουγγρική Ένωση Ηλιακών.

Σύμφωνα με τη ρυθμιστική αρχή για την ενέργεια και τη δημόσια υπηρεσία κοινής ωφελείας της Ουγγαρίας, δεν ορίζεται κανένα πρότυπο για τις υποχρεώσεις κατασκευής RES-H. Ωστόσο, το διάταγμα αριθ. 7/2006 συνιστά να εξεταστεί η χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για τον αποκεντρωμένο ενεργειακό εφοδιασμό κατά τη διαδικασία σχεδιασμού νέων οικοδομικών έργων.

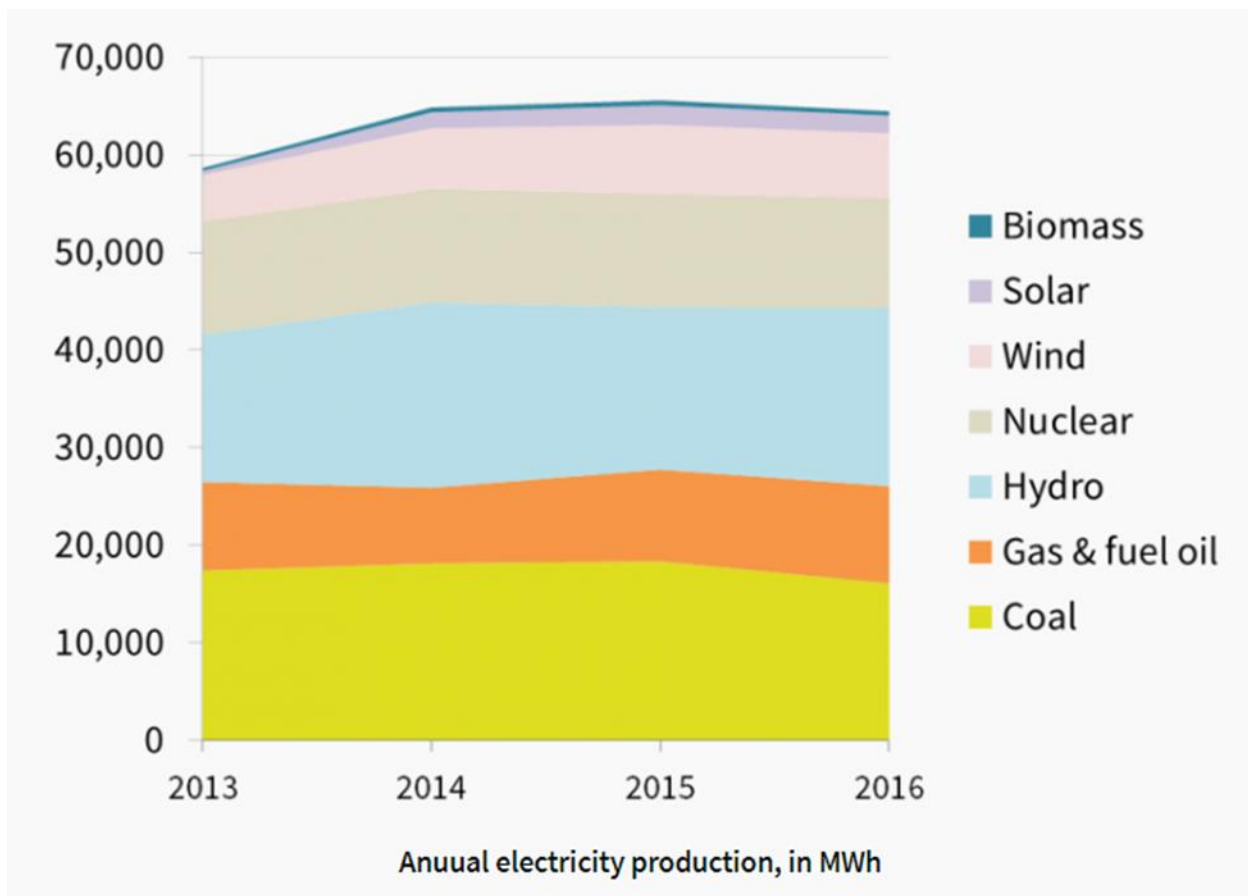
Στο πλαίσιο των τρεχόντων προγραμμάτων επιδότησης εφαρμόζονται πολιτικές για προγράμματα πιστοποίησης για την εγκατάσταση ΑΠΕ, για τον υποδειγματικό ρόλο των δημόσιων αρχών και για την υποστήριξη των υποδομών ΑΠΕ. [Δ26]

5.3. ΡΟΥΜΑΝΙΑ

Το μείγμα ηλεκτρικής ενέργειας της Ρουμανίας είναι ένα από τα πιο ισορροπημένα στην Ευρωπαϊκή Ένωση, καθώς ο άνθρακας, η υδροηλεκτρική ενέργεια, το φυσικό αέριο, η πυρηνική ενέργεια και η αιολική ενέργεια έχουν συγκρίσιμα μερίδια δυναμικότητας και παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Με εξαίρεση τον άνεμο και τον ήλιο, σχεδόν όλες οι μονάδες είναι αρκετά παλιές. Από το 2018, μονάδες άνω των 50 MW έχουν μέση ηλικία 39 ετών: 40

χρόνια για τον άνθρακα, 47 χρόνια για το φυσικό αέριο (μερικά παλαιότερα με άνθρακα), 31 χρόνια για την υδροηλεκτρική ενέργεια και 18,5 χρόνια για την πυρηνική ενέργεια.

Αν και υπάρχει επίσημη εγκατεστημένη ισχύς 22 GW, η μέση ισχύς που χρησιμοποιείται για την παράδοση στο σύστημα είναι περίπου 7 GW. [Δ35]



Εικόνα 38 - Πηγές ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη Ρουμανία κατά τα τελευταία έτη [Δ37]

Όλη η πυρηνική και υδροηλεκτρική ενέργεια, το 98% του άνθρακα και το 73% των μονάδων φυσικού αερίου ανήκουν στο κράτος μέσω του Υπουργείου Ενέργειας. Ως εκ τούτου, οι αποφάσεις συνταξιοδότησης ή ακόμη και κατασκευής νέων συμβατικών μονάδων βρίσκονται κατά κύριο λόγο στα

χέρια του Υπουργείου Ενέργειας. Οι σημαντικότερες σχεδιαζόμενες μονάδες είναι 400 MW για φυσικό αέριο, 1 000 MW υδροηλεκτρικής ενέργειας, 1 400 MW πυρηνικής ενέργειας και 600 MW άνθρακα. Με την προώθηση αυτών των έργων, το Υπουργείο Ενέργειας περιορίζει τον χώρο στο ενεργειακό σύστημα για νέες καθαρές μονάδες και κινδυνεύει να επενδύσει σε υποδομές που θα είναι αντιοικονομικές για να λειτουργήσουν, ιδίως δεδομένης της τρέχουσας πλεονάζουσας παραγωγικής ικανότητας που παραμένει αδρανής. Επισημώς, 28 μονάδες παραγωγής λειτουργούν στους 10 λειτουργικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής από άνθρακα στη Ρουμανία, με εγκατεστημένη ακαθάριστη ισχύ 5 915 MW. Κανένας από τους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με άνθρακα δεν συμμορφώνεται πλήρως με την οδηγία για τις βιομηχανικές εκπομπές, ορισμένοι λειτουργούν χωρίς περιβαλλοντική άδεια και ορισμένες από τις μονάδες λιθάνθρακα έχουν εκπομπές 10-15 φορές μεγαλύτερες από το επιτρεπόμενο όριο για το SO_x. [Δ35]

Ο τομέας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας βασίζεται κυρίως στο είδος των πρωτογενών πόρων που χρησιμοποιούνται στη διαδικασία παραγωγής (υδροηλεκτρική, πυρηνική, θερμική, αιολική, φωτοβολταϊκή και βιομάζα). Οι οικονομικοί φορείς του τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που ανήκουν στο κράτος και στον ιδιωτικό τομέα, λειτουργούν βάσει άδειας εμπορικής εκμετάλλευσης των δυνατοτήτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που εκδίδει η ANRE, η οποία συμμετέχει στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας [Δ35]

Η ρουμανική ρυθμιστική αρχή ενέργειας (ANRE), είναι αρμόδια για την έγκριση κανονισμών στους τομείς της ηλεκτρικής ενέργειας και του φυσικού αερίου, καθώς και στον τομέα της ενεργειακής απόδοσης. Διαθέτει ευρείες ρυθμιστικές εξουσίες, κυρίως όσον αφορά:

- Θέσπιση του πλαισίου σύναψης συμβάσεων στον τομέα της ενέργειας, καθορισμός τιμών και τιμολογίων για τα φυσικά μονοπωλιακά τμήματα των αγορών

- Παρακολούθηση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και συμμόρφωση με τους ισχύοντες κανονισμούς
- Αδειοδότηση και αδειοδότηση εταιρειών στον τομέα της ενέργειας

Η CNTEE Transelectrica SA (Transelectrica), η οποία είναι ο διαχειριστής μεταφοράς και συστήματος (ΔΣΜ) και ο υπεύθυνος για την έκδοση των πράσινων πιστοποιητικών. Είναι υπεύθυνη για:

- Υπηρεσία μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας
- Τεχνική και λειτουργική διαχείριση του συστήματος μεταφοράς
- Διαχείριση του συστήματος διασύνδεσης με τις γειτονικές χώρες

Η OPCOM (θυγατρική της Transelectrica), η οποία είναι ο εμπορικός φορέας εκμετάλλευσης των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και πράσινων πιστοποιητικών.

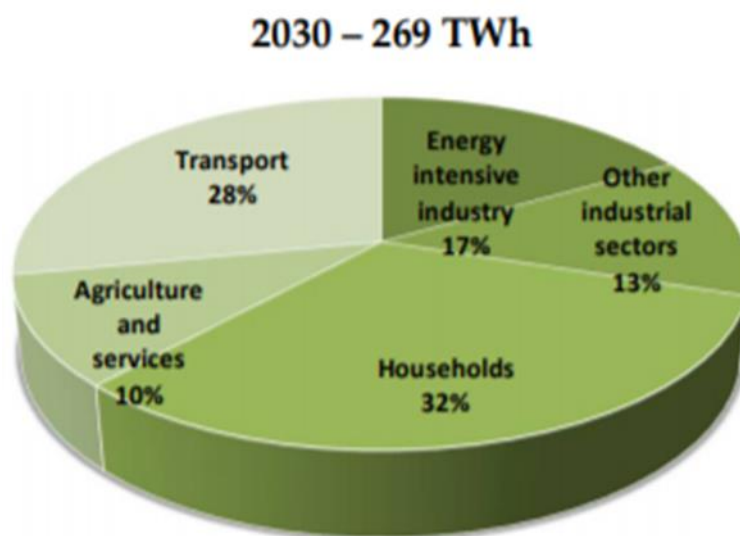
Η Omera (θυγατρική της Transelectrica), η οποία είναι ο φορέας μέτρησης για τη χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. [Δ35]

Οκτώ κύριες εταιρείες διανομής (ΔΣΔ) υπάρχουν στη Ρουμανία, Πέντε από τους οκτώ ΔΣΔ είναι ιδιωτικές εταιρείες (μέρος των ομίλων Enel, E. ON και CEZ), και τρεις ΔΣΔ είναι κρατικές εταιρείες. Οι ιδιώτες ΔΣΔ απέκτησαν δικαιώματα παραχώρησης στο δίκτυο διανομής στην περιοχή όπου δραστηριοποιούνται, μετά την ιδιωτικοποίηση των πρώην κρατικών εταιρειών. Οι νεόδμητες γραμμές διανομής ανήκουν απευθείας στους αντίστοιχους ΔΣΔ.

Επιπλέον, στη Ρουμανία, οι διαχειριστές συστημάτων διανομής πωλούν ηλεκτρική ενέργεια στο μεγαλύτερο μέρος των ιδιωτικών τελικών καταναλωτών στην περιοχή όπου διαχειρίζονται το σύστημα διανομής. Επί του παρόντος λειτουργούν περίπου 95 προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας και

περίπου 209 εταιρείες κατέχουν έγκυρες άδειες προμήθειας ή/και εμπορίας ηλεκτρικής ενέργειας. [Δ35]

Overview of the main objectives of INECCP 2021-2030 for 2030	
ETS emissions (% compared to 2005)	-43.9%
Non-ETS emissions (% compared to 2005)	-2%
Total share of renewable energy in final gross energy consumption	27.9%
↓	
RES-E	39.6%
RES-T	17.6%
RES-H&C	31.3%
Energy Efficiency (% to PRIMES 2007 projection for 2030)	-37.5%



Εικόνα 39 - Στόχοι της Ρουμανίας βάσει του INECCP [Δ36]

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας χωρίζεται σε δύο συνιστώσες ως εξής:

- Η λιανική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην οποία η ηλεκτρική ενέργεια πωλείται από παραγωγούς ή εμπόρους ηλεκτρικής ενέργειας σε τελικούς πελάτες. Το μη ρυθμιζόμενο τμήμα της

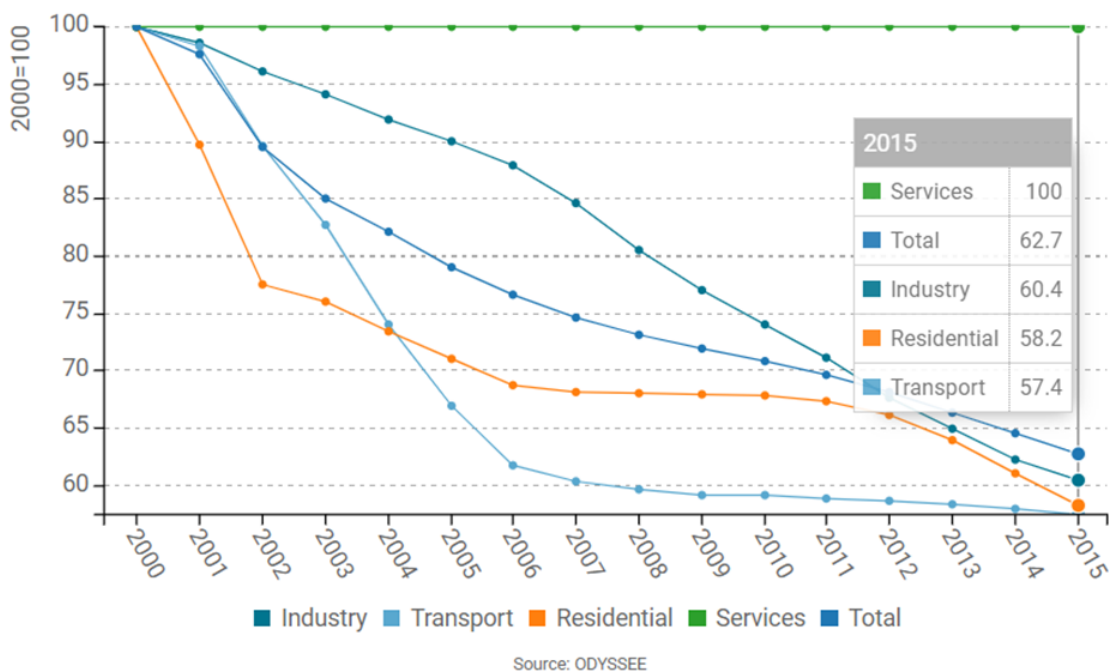
λιανικής αγοράς αποτελείται από συναλλαγές που πραγματοποιούνται στις πλατφόρμες εμπορίας ηλεκτρικής ενέργειας που διαχειρίζεται η OPCOM ως εξής:

- Ρυθμιζόμενες διμερείς συμβάσεις αγοράς
- Την αγορά διμερών συμβάσεων που έχουν αποτελέσει αντικείμενο διαπραγμάτευσης
- Αγορά διμερών συμβάσεων διπλής διαπραγμάτευσης
- Η χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, όπου η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί αντικείμενο διαπραγμάτευσης μεταξύ αδειοδοτημένων παραγωγών και εμπόρων και αποτελείται από τις ακόλουθες αγορές:
 - Αγορά επόμενης ημέρας (DAM) που διαχειρίζεται η OPCOM
 - Εσωτερική αγορά ημέρας (IDM) που διαχειρίζεται η OPCOM, η οποία δεν είναι πλήρως λειτουργική ακόμη
 - Αγορά εξισορρόπησης (BM) που διαχειρίζεται ο ΔΣΜ και
 - Αγορά παρεπόμενων υπηρεσιών (ASM) που διαχειρίζεται ο ΔΣΜ.
[Δ61][Δ62]

Ενεργειακή απόδοση

Η ενεργειακή απόδοση για τους τελικούς καταναλωτές, όπως μετράται από το ODEX, βελτιώθηκε κατά μέσο όρο 2,5% ετησίως. Στους τομείς της βιομηχανίας και των κατοικιών, ο ρυθμός βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης είναι σταθερός (3,3 %/έτος για τη βιομηχανία και 3,2 %/έτος για τις κατοικίες). Στον τομέα των κατοικιών, η τάση αυτή μπορεί να εξηγηθεί από την εισαγωγή των κανονισμών που επηρεάζουν τις συσκευές και τα

κτίρια. Οι μεταφορές σημείωσαν ταχεία πρόοδο με 6,1 %/έτος κατά την περίοδο 2000-2006 και σταθερότητα στη συνέχεια. Ο τομέας των υπηρεσιών δεν σημείωσε πραγματική πρόοδο και το ODEX είχε σταθερή και αμετάβλητη αξία.



Εικόνα 40 - Δείκτης ενεργειακής απόδοσης κατά τα τελευταία έτη στη Ρουμανία [Δ41]

Επερχόμενοι στόχοι για την καινοτομία

Μετά τη δημοσίευση των κατευθυντήριων γραμμών της Ευρωπαϊκής Επιτροπής σχετικά με τις κρατικές ενισχύσεις στους τομείς του περιβάλλοντος και της ενέργειας για την περίοδο 2014-2020 (κατευθυντήριες γραμμές της ΕΕ), οι οποίες αφορούν τις ενισχύσεις σε καταναλωτές υψηλής έντασης ενέργειας και τα κριτήρια για να κηρυχθούν οι ενισχύσεις αυτές συμβατές με τους κανόνες της ΕΕ, η ρουμανική κυβέρνηση εξέδωσε την κυβερνητική απόφαση αριθ. 495/2014, η οποία τέθηκε σε ισχύ την 1η Οκτωβρίου 2014, με την οποία εξαιρούνται οι καταναλωτές υψηλής έντασης ενέργειας από την

υποχρέωση κάλυψης μέρους του κόστους των πράσινων πιστοποιητικών ως εξής:

- Η απαλλαγή μπορεί να χορηγηθεί μόνο εάν η επιχείρηση ανήκει στους τομείς που απαριθμούνται στο παράρτημα 3 των κατευθυντήριων γραμμών της ΕΕ (π.χ. εξόρυξη λιθάνθρακα, άλλων μεταλλευμάτων μη σιδηρούχων μετάλλων και ορυκτών χημικών και λιπασμάτων, παραγωγή ελαίων και λιπασμάτων, παραγωγή χαλκού και αλουμινίου κ.λπ.)
- Η περίοδος ισχύος της εξαίρεσης είναι μέγιστης διάρκειας δέκα ετών και η συνολική μέγιστη αξία του μηχανισμού στήριξης της ενίσχυσης για ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δεν μπορεί να υπερβαίνει το 85 % της μέγιστης τιμής. Η εκτιμώμενη αξία του μηχανισμού στήριξης είναι 750 εκατ. RON και περίπου 300 οντότητες αναμένεται να επωφεληθούν από την εξαίρεση.
- Το πεδίο εφαρμογής της εξαίρεσης εξαρτάται από την ηλεκτρική ένταση των οικονομικών φορέων, ως εξής: (α) 85 % σε περίπτωση έντασης ηλεκτρικής ενέργειας άνω του 20 %, δηλαδή οι απαλλασσόμενοι πελάτες θα καταβάλλουν μόνο το 15 % των πράσινων πιστοποιητικών σύμφωνα με την υποχρεωτική ποσόστωση (β) το 60 % σε περίπτωση έντασης ηλεκτρικής ενέργειας 5 %-10 %, δηλαδή οι απαλλασσόμενοι πελάτες θα καταβάλλουν μόνο το 40 % των πράσινων πιστοποιητικών σύμφωνα με την υποχρεωτική ποσόστωση και (γ) 40 % σε περίπτωση έντασης ηλεκτρικής ενέργειας 10 %-20 %, δηλαδή οι απαλλασσόμενοι πελάτες θα καταβάλλουν μόνο το 60 % των πράσινων πιστοποιητικών σύμφωνα με την υποχρεωτική ποσόστωση. [Δ38][Δ40]

Παρεπόμενες υπηρεσίες

Για τη Ρουμανία, ορίζεται ενιαία ζώνη εξισορρόπησης, την οποία διαχειρίζεται ο μοναδικός αδειοδοτημένος διαχειριστής συστήματος/διαχειριστής αγοράς εξισορρόπησης, η CNTEE Transelectrica SA. Η αλληλεπίδραση με άλλους τομείς ελέγχου πραγματοποιείται μέσω ανταλλαγών αμοιβαίας συνδρομής μεταξύ ΔΣΜ και όχι μέσω της αποδοχής προσφορών που είναι ενσωματωμένες σε κοινή σειρά αξιολόγησης.

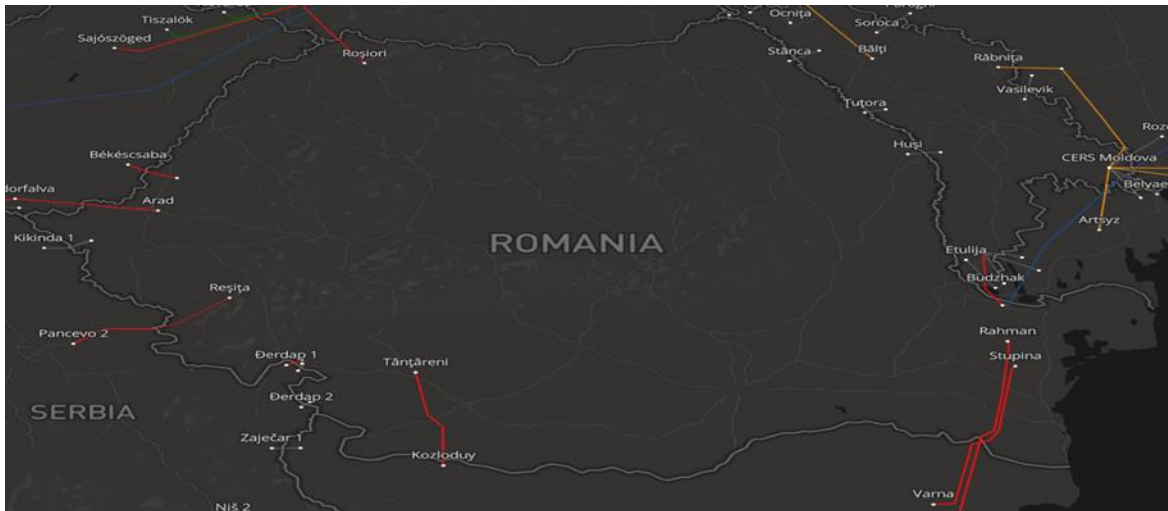
Η ρουμανική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας διαρθρώνεται ως εξής:

Η αγορά χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει τις ακόλουθες ειδικές αγορές:

- Η Κεντρική Αγορά Διμερών Συμβάσεων («CMBC»), με τις ακόλουθες υποδιαιρέσεις:
 - την Κεντρική Αγορά Διμερών Συμβάσεων που ανατίθενται με δημόσιο πλειστηριασμό («Δημοπρασία CMBC»),
 - την Κεντρική Αγορά Διμερών Συμβάσεων με Συνεχή Διαπραγμάτευση (Fortinuous Congotiation) («CMBC Forward») (υπάρχουν φυσικές συναλλαγές με προθεσμιακή παράδοση)
- την αγορά επόμενης ημέρας («DAM»)
- την αγορά εξισορρόπησης («BM»)
- την αγορά βοηθητικών υπηρεσιών, στην οποία ο ΔΣΜ και οι φορείς διανομής αγοράζουν πρωτογενή και δευτερογενή εφεδρεία, έλεγχο τάσης και αέργου ισχύος, άλλες βοηθητικές υπηρεσίες που ρυθμίζονται από τον κώδικα δικτύου, και ηλεκτρική ενέργεια για την κάλυψη των απωλειών δικτύου. [Δ39]

Διασυνδέσεις

Η Ρουμανία διαθέτει επί του παρόντος αρκετές διασυνδέσεις ηλεκτρικής ενέργειας (16 συνολικά) με 5 διαφορετικές χώρες και στον αγωγό περιλαμβάνονται μεγάλες επενδύσεις για νέες γραμμές διασύνδεσης (ιδίως με τη Μολδαβία).



Εικόνα 41 - Διασυνδέσεις του ρουμανικού δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας [Δ44]

Η κατανομή δυναμικότητας στις γραμμές διασύνδεσης NPS με τα γειτονικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται για την εκτέλεση συναλλαγών εισαγωγής/εξαγωγής και διαμετακόμισης ηλεκτρικής ενέργειας. Στα σύνορα της Ρουμανίας με την Ουγγαρία, τη Βουλγαρία και τη Σερβία, η κατανομή δυναμικότητας επιτυγχάνεται μέσω μηχανισμών της αγοράς, οι οποίοι συντονίζονται διμερώς και προς τις δύο κατευθύνσεις, για το 100 % της δυναμικότητας κατανομής, μέσω μακροπρόθεσμων (ετησίων και μηνιαίων) δημοπρασιών και βραχυπρόθεσμων (ημερήσιων και ενδοημερήσιων) ρητών ή σιωπηρών πλειστηριασμών, ανάλογα με τα σύνορα και τον χρονικό ορίζοντα.

Στα ουγγρικά σύνορα της Ρουμανίας, οι δημοπρασίες για μακροπρόθεσμη κατανομή διεξάγονται ρητά και διοργανώνονται από τον MAVIR (Ουγγρικός ΔΣΜ) με βάση τους μακροπρόθεσμους εναρμονισμένους κανόνες κατανομής (HAR EU). Οι ενδοημερήσιες δημοπρασίες διενεργούνται ρητά και διοργανώνονται από την CNTEE Transelectrica SA, ενώ οι ημερήσιες δημοπρασίες πραγματοποιούνται σιωπηρά, μέσω του μηχανισμού 4M MC (σε συνδυασμό με αγορές άμεσης παράδοσης στην Τσεχική Δημοκρατία, τη Σλοβακία και την Ουγγαρία). Εάν αποσυνδεθούν οι αγορές επόμενης ημέρας, η κατανομή πραγματοποιείται μέσω ρητών ημερήσιων δημοπρασιών που διοργανώνονται από το MAVIR (δημοπρασία σκιάς).

Στα βουλγαρικά σύνορα της Ρουμανίας, η κατανομή δυναμικότητας είναι σαφής για όλους τους χρονικούς ορίζοντες. Διοργανωτής των μακροπρόθεσμων δημοπρασιών είναι η CNTEE Transelectrica SA και για τις καθημερινές η ESO-EAD (Βουλγαρικός ΔΣΜ). Ως αποτέλεσμα των αλλαγών στους κανόνες της βουλγαρικής αγοράς, δεν διενεργούνται ενδοημερήσιες δημοπρασίες.

Στα σερβικά σύνορα της Ρουμανίας, η κατανομή δυναμικότητας είναι σαφής, οι μακροπρόθεσμες και ενδοημερήσιες δημοπρασίες διοργανώνονται από την CNTEE Transelectrica SA και τις ημερήσιες δημοπρασίες από το EMS (Σερβικός ΔΣΜ). Για τις δημοπρασίες που διοργανώνονται στα σύνορα της Ουγγαρίας και της Βουλγαρίας, συμφωνήθηκε για το 2017 η δέσμευση ποσοστού της διασυνοριακής δυναμικότητας μεταφοράς για ημερήσιες δημοπρασίες, δεδομένου ότι η δυναμικότητα που προσφέρεται στις μηνιαίες δημοπρασίες υπολογίζεται στο 80 % της ελάχιστης διαθέσιμης δυναμικότητας των μηνιαίων υποπεριόδων. Ως ιδιαιτερότητα για τα ουγγρικά σύνορα, εάν το 80 % της χαμηλότερης τιμής ATC που υπολογίζεται μηνιαίως σε υποπεριόδους είναι μικρότερη από 80 MW, η δυναμικότητα διασύνδεσης για τη μηνιαία κατανομή θα είναι 80 % της ATC που υπολογίζεται για κάθε

υποπερίοδο, συν τη δυναμικότητα που κατανέμεται στην ετήσια δημοπρασία που επιστρέφεται στον ΔΣΜ.

Στα ουκρανικά σύνορα της Ρουμανίας, η κατανομή των δυνατοτήτων διασύνδεσης πραγματοποιείται μέσω ρητών μακροπρόθεσμων δημοπρασιών, η δε χρήση των εν λόγω ικανοτήτων εξαρτάται από τη γραπτή συμφωνία με την Ukrenergo (ΔΣΜ της Ουκρανίας).

Στα σύνορα της Μολδαβίας, η εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να γίνει με τη συγκατάθεση του διανομέα στην περιοχή. [Δ40]

Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στη Ρουμανία

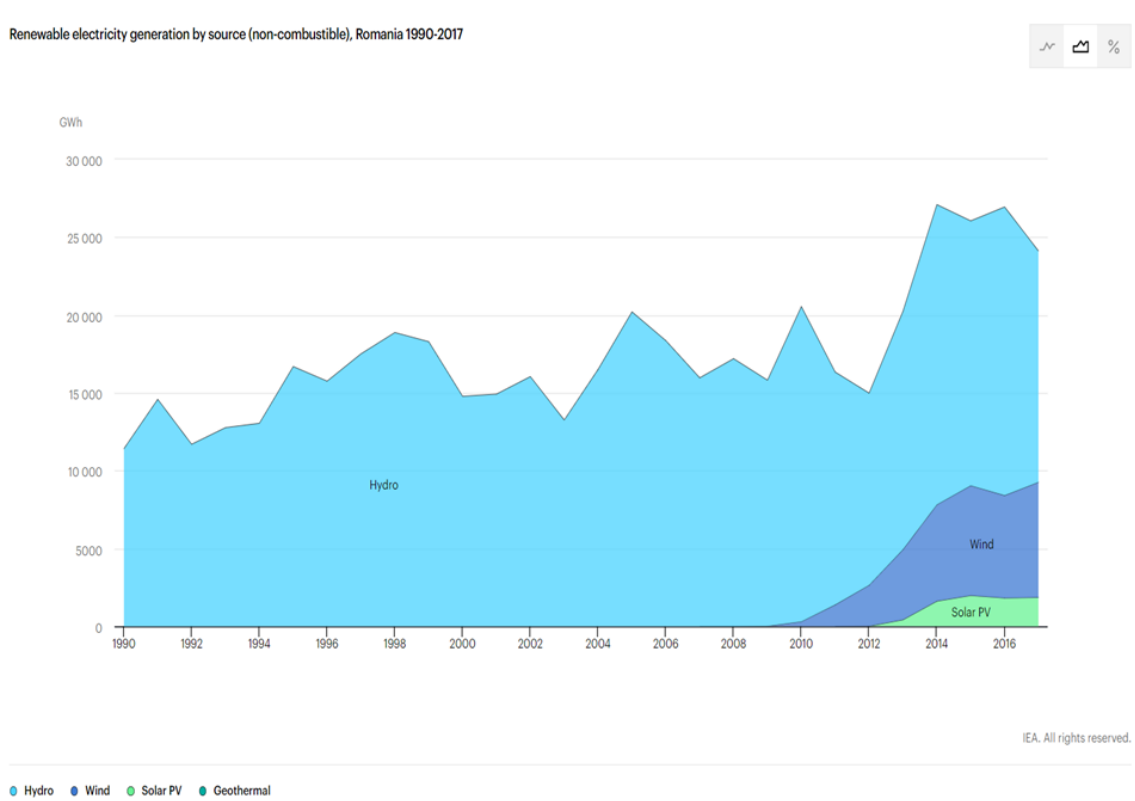
Το 2018, περίπου το 30 % της συνολικής εγχώριας ηλεκτρικής ενέργειας παρήχθη σε υδροηλεκτρικούς σταθμούς, ενώ οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής που χρησιμοποιούν άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (συμπεριλαμβανομένων της αιολικής, της ηλιακής ενέργειας, της βιομάζας, του βιοαερίου και της γεωθερμικής) παρήγαγαν επιπλέον 16 % (9,6 TWh).

Οι αιολικοί σταθμοί παρήγαγαν το 2018 5,8 TWh, ενώ οι ηλιακοί σταθμοί παρήγαγαν 1,6 TWh. Οι τεχνολογίες αιολικής και ηλιακής ενέργειας, μαζί με τους μεγάλους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, έχουν φτάσει σε ποσοστό 43,6 % της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας.

Παρόλο που ο αρχικός προτεινόμενος στόχος της Ρουμανίας είναι 27,9 % από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας το 2030, σύμφωνα με τις συστάσεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, αναμένεται ότι το τελικό ΕΣΕΚ θα προβλέπει αύξηση της ποσόστωσης στο βραχυπρόθεσμο μέλλον, λαμβάνοντας υπόψη το υψηλό δυναμικό της χώρας.

Η Ρουμανία υπέθεσε τον στόχο για μερίδιο 24 % στην τελική κατανάλωση ενέργειας της ηλεκτρικής ενέργειας που θα προέρχεται από

ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) έως το 2020, ωστόσο, το 2018, η Ρουμανία είχε ήδη επιτύχει ποσοστωση 27 % στην τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. [Δ37] [Δ41]



Εικόνα 42 - Παραγωγή ΑΠΕ ανά πηγή από το 1990 έως το 2018 [Δ43]

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικές πηγές γνώρισε ταχεία ανάπτυξη στη Ρουμανία, λόγω του υψηλού αιολικού δυναμικού και των υποστηρικτικών πολιτικών για την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Το δυναμικό της Ρουμανίας στον τομέα της αιολικής ενέργειας θεωρείται το υψηλότερο στη Νοτιοανατολική Ευρώπη, που εκτιμάται σε περίπου 14 000 MW, ικανό να παράγει περίπου 23 TWh ετησίως. Μεταξύ 2008 και 2013, πραγματοποιήθηκαν οι κύριες επενδύσεις σε ανεμογεννήτριες, οι οποίες το 2015 είχαν εγκατεστημένη ισχύ 3 129 MW, και σε φωτοβολταϊκά πάνελ με εγκατεστημένη ισχύ 1 312 MW. Το 2016, η

αιολική ενέργεια αντιπροσώπευε το 12,5 % της συνολικής τελικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, σε σύγκριση με τον μέσο όρο της Ευρωπαϊκής Ένωσης που ήταν 10,4 %. Η ανάπτυξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές υπέστη βαρύ πλήγμα το 2013, αν και λόγω της αλλαγής του καθεστώτος επιδότησης, η οποία μείωσε τον αριθμό των πράσινων πιστοποιητικών που χορηγήθηκαν. Η μεταρρύθμιση αυτή πυροδότησε ταχεία ανταπόκριση από τους παράγοντες της αγοράς, γεγονός που επιβράδυνε την τάση για νέες εγκατεστημένες μονάδες. Μετά τη θετική εξέλιξη του τομέα της αιολικής ενέργειας, οι επενδυτές άρχισαν να επιδεικνύουν ενδιαφέρον στον τομέα της παραγωγής ηλιακής ενέργειας, η οποία είναι επίσης ουσιαστικά ανεξάντλητη μεσοπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα. Σύμφωνα με την εθνική ενεργειακή στρατηγική, το ηλιακό δυναμικό της Ρουμανίας μπορεί να παράγει 1,2 TWh ηλεκτρικής ενέργειας ετησίως, δηλαδή 2,5 % της τρέχουσας εθνικής κατανάλωσης, η οποία είναι μια πολύ συντηρητική εκτίμηση, σε σύγκριση με άλλες αναλύσεις του δυναμικού. [Δ43]

Πρώθηση ΑΠΕ στη Ρουμανία

Υπάρχουν δύο βασικά συστήματα στη Ρουμανία για την προώθηση των ΑΠΕ, όπως αναφέρονται παρακάτω:

- Σύστημα ποσοτώσεων. Στη Ρουμανία, το κύριο μέσο προώθησης είναι ένα σύστημα ποσοτώσεων που βασίζεται σε υποχρεώσεις ποσόστωσης, εμπορεύσιμα πιστοποιητικά και ελάχιστες και μέγιστες τιμές. Οι προμηθευτές και οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας υποχρεούνται να προσκομίζουν ορισμένο αριθμό (ή ποσόστωση) πράσινων πιστοποιητικών. Τα εν λόγω εμπορεύσιμα πιστοποιητικά χορηγούνται στους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας από

ανανεώσιμες πηγές. Το σύστημα ποσοτώσεων δεν μπορεί πλέον να έχει πρόσβαση σε νέες εγκαταστάσεις από την 1η Ιανουαρίου 2017.

- **Επιδοτήσεις.** Το Εθνικό Πρόγραμμα Αγροτικής Ανάπτυξης προσφέρει προγράμματα επιδοτήσεων στον αγροτικό τομέα. Τα μέτρα αυτά προωθούν, μεταξύ άλλων, τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για την ίδια κατανάλωση των αιτούντων. Επιπλέον, τον Απρίλιο του 2017 εγκρίθηκε καθεστώς κρατικών ενισχύσεων για την προώθηση της παραγωγής ενέργειας από λιγότερο εκμεταλλεόμενες πηγές ενέργειας, δηλαδή βιομάζα, βιοαέριο και γεωθερμική ενέργεια. Το καθεστώς στήριξης υποστηρίζεται από το Υπουργείο Περιφερειακής Ανάπτυξης, Δημόσιας Διοίκησης και Ευρωπαϊκών Ταμείων και αποσκοπεί στην αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμικής ενέργειας από αυτές τις πηγές κατά 60 MW έως το 2023. Από την 1η Ιανουαρίου 2019, η Διοίκηση του Ταμείου Περιβάλλοντος χρηματοδοτεί μικρά φωτοβολταϊκά συστήματα έως και το 90 % του συνολικού κόστους. [Δ42]

Το σύστημα ποσοτώσεων εφαρμόζεται σε όλες τις τεχνολογίες και σε εγκαταστάσεις που τέθηκαν σε λειτουργία πριν από την 1η Ιανουαρίου 2017.

Στο σκέλος της ανάπτυξης του δικτύου για την ενσωμάτωση πρόσθετων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο δίκτυο, ο φορέας εκμετάλλευσης του δικτύου υποχρεούται να επεκτείνει το δίκτυό του στο ζητούμενο σημείο σύνδεσης με το δίκτυο μέχρι την ημερομηνία σύνδεσης με το δίκτυο που συμφωνήθηκε στο έγγραφο τεχνικής έγκρισης. Σε περίπτωση που ο φορέας εκμετάλλευσης του δικτύου δεν είναι σε θέση να πραγματοποιήσει τις αναγκαίες εργασίες επέκτασης μέχρι την ημερομηνία σύνδεσης με το δίκτυο που έχει ζητήσει ο φορέας εκμετάλλευσης της μονάδας, ο φορέας εκμετάλλευσης του δικτύου πρέπει να το κοινοποιήσει στον φορέα εκμετάλλευσης της μονάδας στο πλαίσιο της τεχνικής έγκρισης για τη

σύνδεση με το δίκτυο. Επιπλέον, ο φορέας εκμετάλλευσης του δικτύου πρέπει να ενημερώνει τον φορέα εκμετάλλευσης της μονάδας σχετικά με τους λόγους καθυστέρησης των εργασιών επέκτασης και πρέπει να αναφέρει εναλλακτικές ημερομηνίες έως τις οποίες μπορεί να πραγματοποιηθεί η ανάπτυξη του δικτύου. Ο φορέας εκμετάλλευσης του δικτύου αναφέρει επίσης τη μέγιστη ισχύ που μπορεί να συνδεθεί με το δίκτυο χωρίς πρόσθετες εργασίες επέκτασης. Στην περίπτωση αυτή, ο φορέας εκμετάλλευσης της μονάδας μπορεί να επιλέξει μεταξύ της σύνδεσης της μονάδας σε μεταγενέστερη ημερομηνία που υποδεικνύεται από τον διαχειριστή του δικτύου, της σύνδεσης της μονάδας σύμφωνα με την πιθανή δυναμικότητα που υποδεικνύεται από τον διαχειριστή του δικτύου ή της ανάληψης του κόστους των εργασιών επέκτασης μεταξύ του δικτύου και του ίδιου του σημείου σύνδεσης, σε περίπτωση που ο φορέας εκμετάλλευσης του δικτύου δεν έχει προβλέψει την επέκταση του αντίστοιχου τμήματος του δικτύου στο επενδυτικό του σχέδιο. [Δ42]

Διαδικασία

Οι διαχειριστές μονάδων ισχύος έως 50 MW υποβάλλουν αίτηση σύνδεσης με το διαχειριστή συστήματος διανομής, ενώ οι διαχειριστές μονάδων των οποίων η δυναμικότητα υπερβαίνει τα 50 MW υποβάλλουν αίτηση σύνδεσης με το διαχειριστή συστήματος μεταφοράς. Στις ακόλουθες περιπτώσεις, ο διαχειριστής συστήματος διανομής και ο διαχειριστής συστήματος μεταφοράς συνεργάζονται για την έκδοση τεχνικών αδειών και τη σύναψη συμφωνιών σύνδεσης με το δίκτυο για τον προσδιορισμό του πλέον εφικτού σημείου σύνδεσης:

- Όπου η μελέτη σκοπιμότητας περιγράφει διάφορες επιλογές για τη σύνδεση μιας μονάδας άνω των 10 MW με το δίκτυο διανομής

- Όπου η μελέτη σκοπιμότητας περιγράφει επίσης μια επιλογή σύνδεσης μιας μονάδας σε ένα δίκτυο μεσαίας τάσης ή σε υποσταθμό 110 kV στο δίκτυο μεταφοράς
- Όταν η μελέτη σκοπιμότητας περιγράφει διάφορες επιλογές σύνδεσης από τις οποίες τουλάχιστον μία επιλογή αναφέρεται στη σύνδεση της μονάδας με το δίκτυο διανομής και τουλάχιστον μία επιλογή αναφέρεται στη σύνδεση της μονάδας με το δίκτυο μεταφοράς. [Δ42]

Η ρουμανική νομοθεσία δεν δίνει γενική προτεραιότητα στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας κατά τη σύνδεση με το δίκτυο. Ωστόσο, οι σταθμοί ανανεώσιμης ενέργειας είναι εγγυημένοι κατά προτεραιότητα για την πρόσβαση στο δίκτυο εφόσον δεν τίθεται σε κίνδυνο το εθνικό ενεργειακό σύστημα. Όλοι οι φορείς εκμετάλλευσης μικρών μονάδων έως 1 MW που πωλούν την ηλεκτρική ενέργεια τους σε προμηθευτές σε καθορισμένη τιμή έχουν κατά προτεραιότητα πρόσβαση στο δίκτυο [Δ42].

Περικοπή

Σύμφωνα με τον διαχειριστή συστήματος μεταφοράς, δεν υπάρχουν ειδικοί κανόνες που να διέπουν ειδικότερα την περικοπή των σταθμών ΑΠΕ. Οι γενικοί κανόνες για την περικοπή καθορίζονται μέσω του τεχνικού κώδικα του δικτύου μεταφοράς.

Σύμφωνα με την ANRE, ο εμπορικός κώδικας επιτρέπει στους σταθμούς ΑΠΕ να αποζημιώνονται όπως οι συμβατικοί σταθμοί για την ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που δεν παραδόθηκε στο δίκτυο, αλλά όχι για την απώλεια εισοδήματος των πράσινων πιστοποιητικών λόγω περικοπής. [Δ42]

Πολιτική

Οι κύριες πολιτικές για τις ΑΠΕ που εφαρμόζονται στη Ρουμανία παρατίθενται παρακάτω:

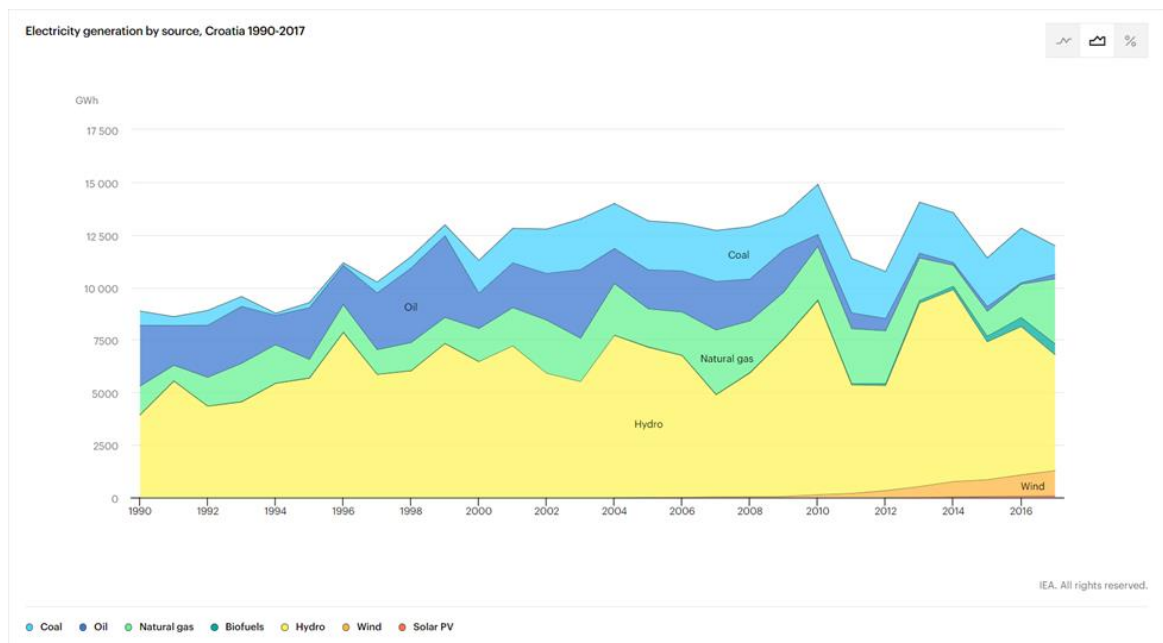
- Υπάρχουν ορισμένα ειδικά προγράμματα κατάρτισης για τους εγκαταστάτες ΑΠΕ.
- Δεν ορίζεται επίπεδο για τις κτιριακές υποχρεώσεις ΑΠΕ. Ωστόσο, για νέα κτιριακά έργα με επιφάνεια άνω των 1 000 m², ο νόμος αριθ. 372/2005 συνιστά την εξέταση της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για τον αποκεντρωμένο ενεργειακό εφοδιασμό κατά τη διαδικασία σχεδιασμού.
- Δεν εφαρμόζονται πολιτικές για προγράμματα πιστοποίησης εγκαταστάσεων ΑΠΕ, σχετικά με τον υποδειγματικό ρόλο των δημόσιων αρχών και για την Έρευνα και Ανάπτυξη [Δ42].

5.4. ΚΡΟΑΤΙΑ

Τα τελευταία χρόνια, η Κροατία παρήγαγε το 57,3 % του συνολικού πρωτογενούς ενεργειακού εφοδιασμού της, συμπεριλαμβανομένου περίπου του 20 % του πετρελαίου που καταναλώνει, και περίπου τα δύο τρίτα του φυσικού αερίου. Σε αντίθεση με τους περισσότερους γείτονές της στα Δυτικά Βαλκάνια, δεν διαθέτει πλέον δικά της αποθέματα άνθρακα.

Η Κροατία παράγει μόνο το ήμισυ περίπου της δικής της ηλεκτρικής ενέργειας, ανάλογα με τις υδρολογικές συνθήκες. Το μεγαλύτερο μέρος της δυναμικότητας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανήκει στην Hrvatska Elektroprivreda, τον κρατικό όμιλο ηλεκτρικής ενέργειας. Το 57 % της εγχώριας παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προέρχεται από υδροηλεκτρική

ενέργεια, 20 % από άνθρακα, 12,4 % από πετρέλαιο/αέριο, 7 % από αιολική ενέργεια, 2,3 % από βιομάζα και 0,5 % από ηλιακή ενέργεια. Με άλλα λόγια, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας από μη υδροηλεκτρική ενέργεια αντιπροσώπευαν μόλις κάτω από το 10 % της παραγωγής. Ο πυρηνικός σταθμός Krsko στη Σλοβενία, του οποίου η HEP κατέχει το 50 %, συμβάλλει επίσης στην παροχή ηλεκτρικής ενέργειας της Κροατίας, αλλά συνυπολογίζεται στις εισαγωγές στα στατιστικά στοιχεία. [Δ45]



Εικόνα 43 - Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή στην Κροατία από το 1990 έως το 2018 [Δ53]

Παραδοσιακά, όλες οι δραστηριότητες πραγματοποιούνταν αποκλειστικά από την κροατική εθνική επιχείρηση ηλεκτρικής ενέργειας, την HEP Grupa (Ομάδα HEP). Ωστόσο, μέσω της διαδικασίας ελευθέρωσης και ανοίγματος του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας στον ανταγωνισμό στην αγορά, ορισμένες δραστηριότητες ηλεκτρικής ενέργειας μετατράπηκαν σε δραστηριότητες της αγοράς, ενώ άλλες παρέμειναν ως αποκλειστική δραστηριότητα της HEP. Ως εκ τούτου, η παραγωγή, η λιανική πώληση και η

προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας (εκτός εάν παρέχονται ως δημόσια υπηρεσία) εκτελούνται ως δραστηριότητες της αγοράς (η τιμή και η ποσότητα της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν αντικείμενο ελεύθερης διαπραγμάτευσης). Από την άλλη πλευρά, η μεταφορά και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας, η οργάνωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και η προμήθεια (όταν εκτελούνται ως δημόσια υπηρεσία) αποτελούν ρυθμιζόμενες δραστηριότητες και εκτελούνται ως υποχρεώσεις παροχής δημόσιας υπηρεσίας. [Δ45] [Δ50]

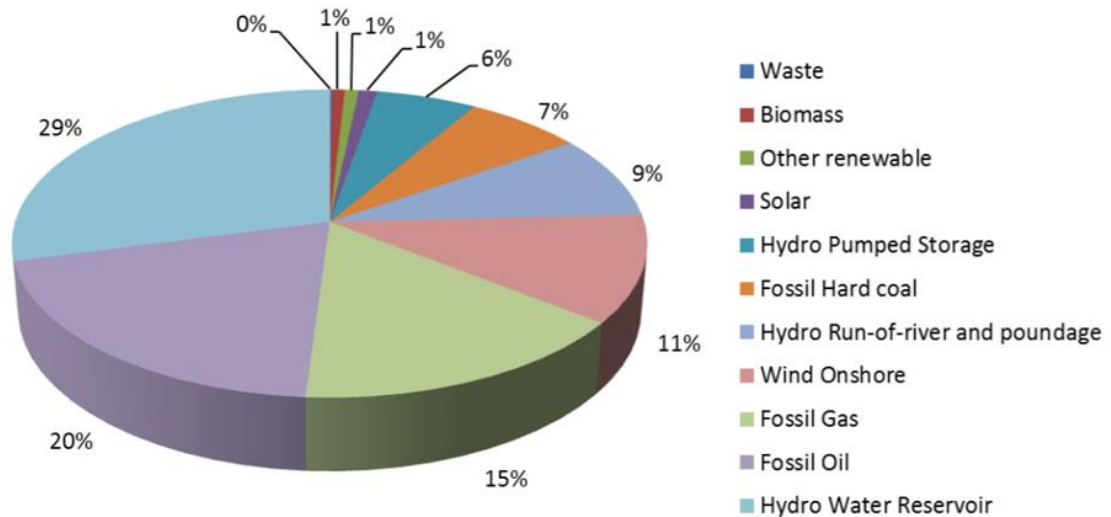
Ο όμιλος HEP αποτελείται από την Hrvatska elektroprivreda dd (HEP dd) ως μητρική εταιρεία και διάφορες θυγατρικές, καθεμία από τις οποίες ασκεί ρυθμιζόμενες δραστηριότητες και δραστηριότητες αγοράς.

Η HEP dd έχει υποβληθεί σε διαδικασία διαχωρισμού για να ανταποκριθεί στις απαιτήσεις του νόμου για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Επέλεξε το μοντέλο του ανεξάρτητου διαχειριστή μεταφοράς, πράγμα που σημαίνει ότι ο διαχειριστής συστήματος μεταφοράς (που μετονομάστηκε σε HOPS d.o.o.) παρέμεινε μέρος του ομίλου HEP.

Η HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. (HEP-DSO) είναι ο κροατικός διαχειριστής συστήματος διανομής. Αποτελεί επίσης μέρος του ομίλου HEP, αλλά ανεξάρτητο από άλλες επιχειρήσεις και δραστηριότητες του ομίλου HEP.

Τον Αύγουστο του 2018 υπήρχαν 52 εγγεγραμμένες επιχειρήσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, 17 προμηθευτές και 33 επιχειρήσεις λιανικής πώλησης. Μολονότι ο αριθμός των εγγεγραμμένων επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται συνεχώς από τότε που η Κροατία προσχώρησε στην ΕΕ, ο όμιλος HEP εξακολουθεί να κατέχει δεσπόζουσα θέση στην κροατική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Η θέση της HEP στην αγορά έχει μεταβληθεί ραγδαία τα τελευταία δύο χρόνια επειδή νέοι ανταγωνιστές εισήλθαν στην αγορά, ιδίως στην αγορά προμήθειας, όπου αυτοί οι νέοι

ανταγωνιστές, όπως η γερμανική RWE και η σλοβενική GEN-I, προσφέρουν χαμηλότερες τιμές. Από τότε που η HEP άρχισε να χάνει τους πελάτες της, αναγκάστηκε να μειώσει τις τιμές της. [Δ45][Δ46][Δ47]



Εικόνα 44 - Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή στην Κροατία [Δ47]

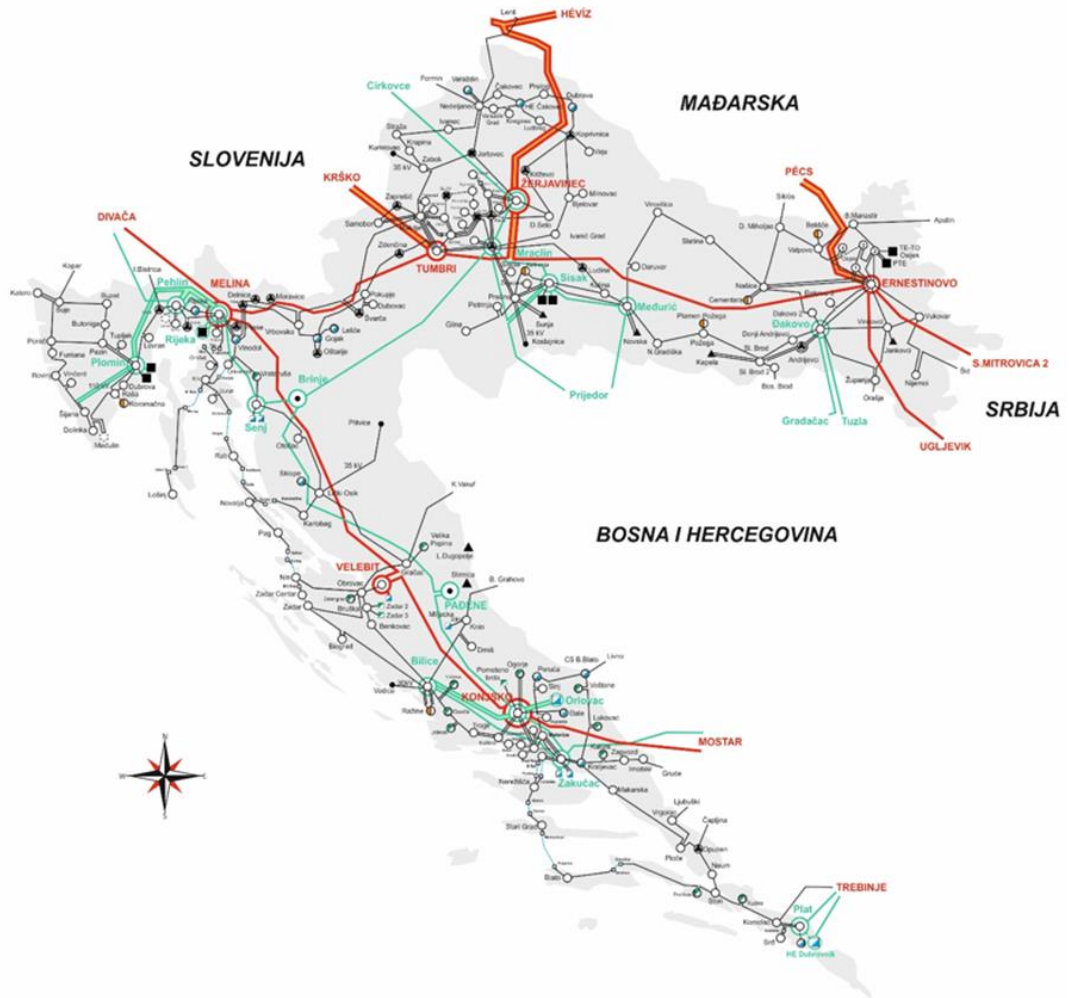
Έξυπνα δίκτυα

Η Hrvatska Elektroprivreda (HEP) επένδυσε σχεδόν 230 εκατ. HRK (31 εκατ. EUR) σε έξυπνα δίκτυα, στα οποία θα περιλαμβάνεται η εισαγωγή πιλοτικού συστήματος έξυπνων δικτύων ύψους 177 εκατ. HRK (24 εκατ. EUR) σε πέντε από τις συνολικές 21 περιοχές διανομής του διαχειριστή συστήματος διανομής HEP (DSO) — Ζάγκρεμπ, Σπλιτ, Οσίεκ, Ζαντάρ και Ντουμπρόβνικ, κατά την περίοδο μεταξύ 2018 και 2022. Πρόκειται για τη μεγαλύτερη επιχορήγηση που έχει λάβει μέχρι στιγμής το HEP από κονδύλια της ΕΕ.

Το πιλοτικό πρόγραμμα έξυπνων δικτύων αναφέρεται στην μηχανοργάνωση μέρους του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κροατία. Αφορούν σε προηγμένες υποδομές μέτρησης για να καταστεί

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

δυνατός ο ακριβέστερος υπολογισμός των απωλειών, καθώς και ο εντοπισμός περιοχών με αυξημένες απώλειες στο δίκτυο διανομής, η παρακολούθηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και η ενεργός διαχείριση της κατανάλωσης από τους τελικούς πελάτες. [Δ48][Δ49]



Legend:

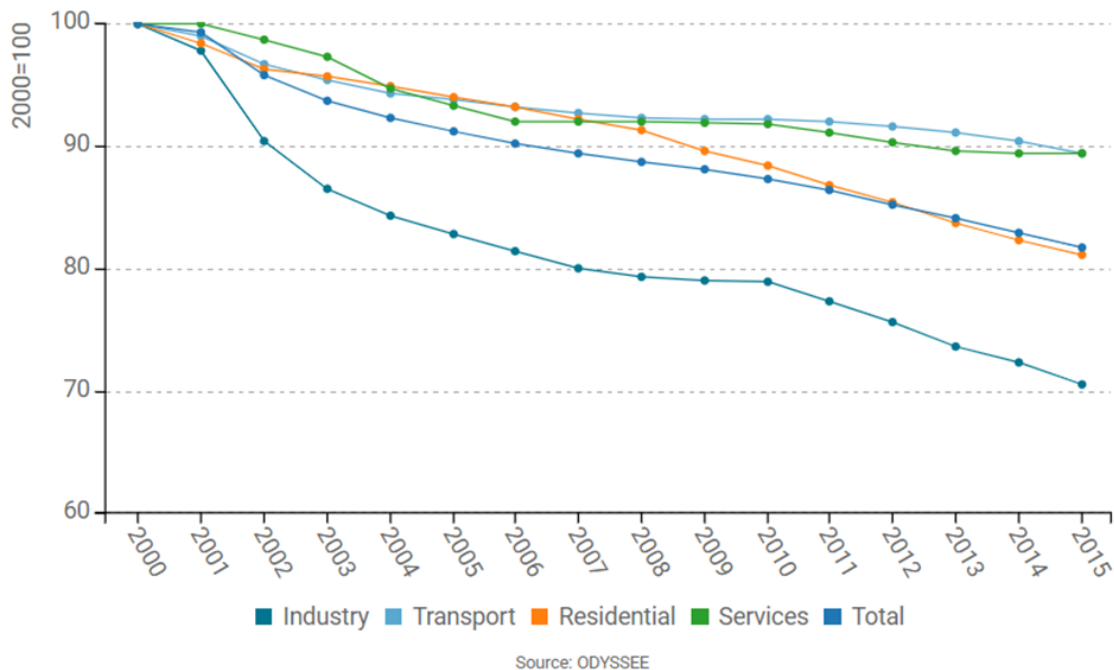
- 400 kV double OHL
- 400 kV OHL
- 220 kV double OHL
- 220 kV OHL
- 220 kV planned OHL
- 110 kV OHL
- 110 kV cable
- 110 kV underwater cable
- substation 400/220/110 kV
- substation 400/110 kV
- substation 220/110 kV
- substation 220/35 kV
- substation 110/35 kV
- substation (switchyard) 110 kV + railway traction substation
- substation 110/35 kV under construction
- substation 35/3 kV
- substation (switchyard) 220 kV + terminal power plant
- substation (switchyard) 220 kV + hydro power plant
- substation (switchyard) 110 kV + wind power plant
- substation (switchyard) 110 kV + hydro power plant
- substation (switchyard) 110 kV + terminal power plant
- substation (switchyard) 110 kV of customer
- 110 kV cable station
- railway traction substation
- terminal power plant
- hydro power plant
- wind power plant

November, 2019.
by Mergo Kosović, PIP Zagreb

Εικόνα 45 - Δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας της Κροατίας [45]

Ενεργειακή απόδοση

Η ενεργειακή απόδοση για τους τελικούς καταναλωτές, όπως μετράται από το ODEX, βελτιώθηκε κατά μέσο όρο 1,3 % ετησίως από το 2000 έως το 2015, ή κατά 19 % κατά την ίδια περίοδο. Στον τομέα της βιομηχανίας, η ενεργειακή απόδοση βελτιώθηκε κατά 28 % ή κατά μέσο όρο κατά 1,9 % ετησίως από το 2000. Στον τομέα των μεταφορών, η ενεργειακή απόδοση βελτιώθηκε κατά 10 % ή κατά μέσο όρο κατά 0,7 % ετησίως. Στον οικιστικό τομέα, παρατηρείται επίσης σημαντική πρόοδος όσον αφορά την ενεργειακή απόδοση. Βελτιώθηκε κατά 21 % κατά την περίοδο από το 2000 έως το 2015, ή κατά μέσο όρο κατά 1,4 % ετησίως. Η τάση αυτή μπορεί να εξηγηθεί από τη θέσπιση διαφόρων κανονισμών και οικονομικών κινήτρων (επιχορηγήσεις και επιδοτήσεις) που επηρεάζουν τα κτίρια και τις συσκευές. Στις υπηρεσίες, η ενεργειακή απόδοση βελτιώθηκε κατά 13 % ή κατά μέσο όρο κατά 0,9 % ετησίως.



Εικόνα 46 - Δείκτης ενεργειακής απόδοσης κατά τα τελευταία έτη στην Κροατία [Δ53]

Επερχόμενοι στόχοι για την καινοτομία

Το κροατικό Υπουργείο Προστασίας του Περιβάλλοντος και Ενέργειας προωθεί ένα στρατηγικό έργο αξίας 229 εκατ. HRK (30 εκατ. EUR) για την εισαγωγή ενός προηγμένου συστήματος πληροφορικής που αφορά σε βελτιστοποίηση του υφιστάμενου δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας και μείωση των συνολικών απωλειών στο σύστημα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα.

Η εγκατάσταση προηγμένων υποδομών επιτρέπει τον ακριβέστερο υπολογισμό των απωλειών και τον εντοπισμό περιοχών με αυξημένες απώλειες σε ολόκληρο το δίκτυο διανομής, την παρακολούθηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και τη διαχείριση της ενεργού κατανάλωσης για τους καταναλωτές.

Το υφιστάμενο συμβατικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας θα αναπτυχθεί και θα βελτιστοποιηθεί με την υλοποίηση αυτού του έργου με την εγκατάσταση πιο αποδοτικού μετασχηματιστή και τη μείωση των τεχνικών απωλειών μαζί με τις προηγμένες αναβαθμίσεις του δικτύου μέσης τάσης που θα βελτιώσουν την αξιοπιστία του εφοδιασμού και θα επιτρέψουν υψηλότερο επίπεδο ενσωμάτωσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.

Το δοκιμαστικό σχέδιο θα υλοποιηθεί σε πέντε από τις συνολικά 21 περιοχές ηλεκτροπαραγωγής στις οποίες το HEP – ODS παρέχει ηλεκτρική ενέργεια στους καταναλωτές, δηλαδή σε τομείς στους οποίους η συγκέντρωση των καταναλωτών βρίσκεται στο υψηλότερο και σε μέσο επίπεδο [Δ49][Δ50]

Παρεπόμενες υπηρεσίες

Κατά την υλοποίηση των διμερών συμβάσεων προμήθειας και των συμβάσεων εμπορίου ηλεκτρικής ενέργειας υπάρχουν αποκλίσεις μεταξύ πραγματοποιηθεισών και προγραμματισμένων τιμών. Δεδομένου ότι η λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας βασίζεται στην ισορροπία μεταξύ ζήτησης και προσφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, υπάρχει συνεχής ανάγκη εξισορρόπησης του συστήματος. Η εξισορρόπηση του συστήματος σε πραγματικό χρόνο είναι ευθύνη της HOPS. Σύμφωνα με το νέο μοντέλο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Κροατία, όλοι οι συμμετέχοντες στην αγορά πρέπει να είναι μέλη κάποιας/μίας ομάδας ισολογισμού, της οποίας ο ηγέτης είναι υπεύθυνος για τις αποκλίσεις ολόκληρου του ομίλου ισολογισμού. Ο υπολογισμός της ενέργειας εξισορρόπησης και η τιμολόγηση πραγματοποιούνται σύμφωνα με τους Κανόνες Εξισορρόπησης Ηλεκτρικής Ενέργειας, ο υπολογισμός των μοναδιαίων τιμών για την Εξισορρόπηση ενέργειας πραγματοποιείται σύμφωνα με τη Μεθοδολογία για τον καθορισμό της τιμής διακανονισμού της ενέργειας εξισορρόπησης. Σύμφωνα με το άρθρο 6, παράγραφος 2 της Μεθοδολογίας για τον καθορισμό της τιμής υπολογισμού της ενέργειας εξισορρόπησης (ΦΕΚ 71/16, 112/16), η HROTE υποχρεούται να δημοσιεύει διορθωτικό συντελεστή Δ_j .

Δ_j for months in 2019:

Value of correction coefficient Δ_j :												
2019	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
Δ_j	0,206	0,117	0,162	0,316	0,366	0,315	0,268	0,246	0,286	0,400	0,212	0,287

Σχήμα 49: Τιμή του διορθωτικού συντελεστή για μήνες το 2019

Ο HOPS είναι υπεύθυνος για τη διατήρηση της στιγμιαίας ισορροπίας παραγωγής-κατανάλωσης, αλλά πριν από την πραγματική παράδοση, η ευθύνη εξισορρόπησης μεταβιβάζεται στις Ομάδες Εξισορρόπησης (BG). Η BG περιγράφεται ως μια οικονομική οντότητα που αναλαμβάνει την ευθύνη να συνθέσει ένα ισορροπημένο χαρτοφυλάκιο. Η BG μπορεί να αντιπροσωπεύει

έναν ορισμένο αριθμό παραγωγών, προμηθευτών και καταναλωτών μεμονωμένα ή συνδυασμένα. Η DAM στην Κροατία διοργανώνεται με βάση τις BGs.

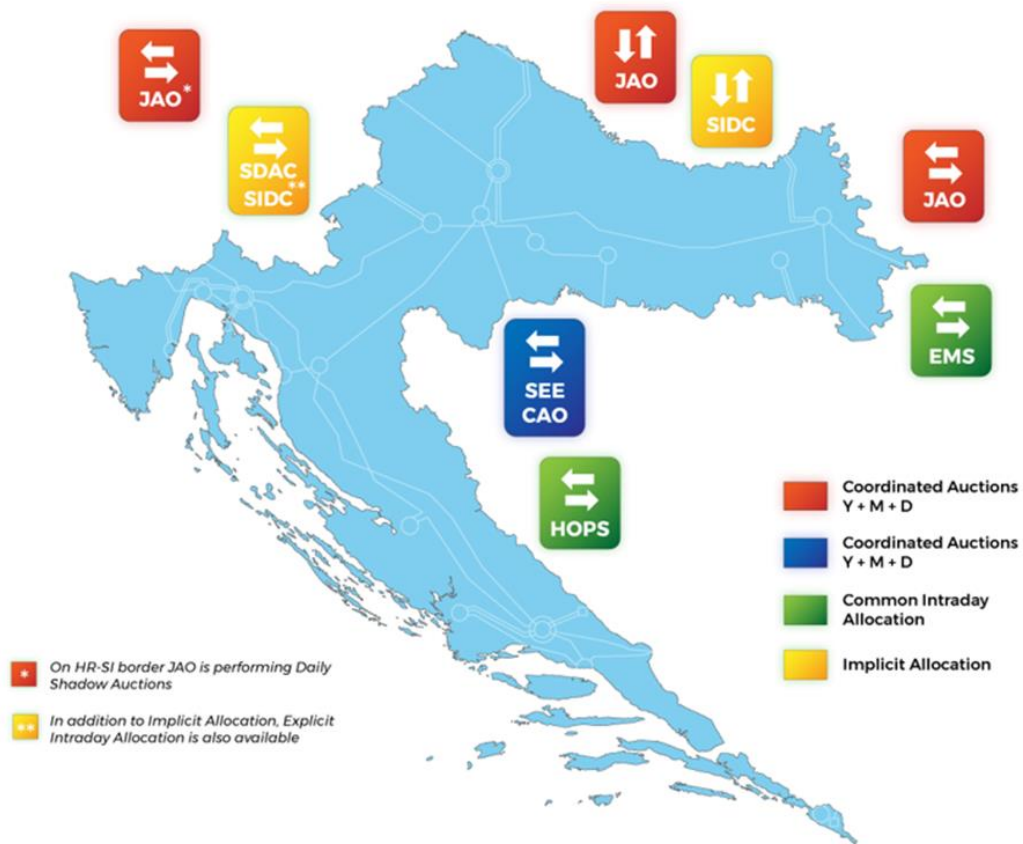
Ο HOPS είναι ένας ενιαίος αγοραστής αποθεματικών και κάνει συμβάσεις διαφόρων τύπων αποθεματικών και παρεπόμενων υπηρεσιών:

- Δευτερεύοντα αποθέματα που χρησιμοποιούνται για την αποκατάσταση της ισορροπίας του συστήματος
- Τα τριτογενή αποθέματα που χρησιμοποιούνται για την αποκατάσταση της ισορροπίας του συστήματος σε περίπτωση εξάντλησης των δευτερευόντων αποθεμάτων και για να επιτραπεί στις μονάδες που παρέχουν δευτερογενές αποθεματικό να επανέλθουν στην κατάσταση προανισορροπίας, επιτρέποντάς τους να είναι έτοιμες για την επόμενη βραχυπρόθεσμη παρέμβαση ανισορροπιών
- Τριτογενή αποθεματικά που είναι υπεύθυνα για την ασφάλεια του συστήματος
- Λειτουργία σε καθεστώς αντιστάθμισης κατά τη διάρκεια του οποίου οι μονάδες παραγωγής παρέχουν έλεγχο τάσης και αέργου ισχύος
- Διαθεσιμότητα για την εκκίνηση μονάδας παραγωγής χωρίς εξωτερική παροχή ηλεκτρικού ρεύματος (δυνατότητες αποκατάστασης συσκότισης). [Δ51]

Διασυνδέσεις

Στη ρητή διασυννοριακή κατανομή, ο αγοραστής ή ο πωλητής ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει πρώτα να αγοράσει τη δυναμικότητα μεταφοράς

που είναι απαραίτητη για τη διαπραγμάτευση. Ως εκ τούτου, η ενεργειακή και η μεταφορική ικανότητα αποτελούν αντικείμενο χωριστής διαπραγμάτευσης. Η ρητή κατανομή δυναμικότητας στην Κροατία πραγματοποιείται σε ετήσια, μηνιαία ή ημερήσια δημοπρασία ή σε ενδοημερήσια κατανομή που διοργανώνεται από HOPS, γειτονικούς ΔΣΜ, κοινές υπηρεσίες κατανομής (JAO) ή συντονισμένο γραφείο πλειστηριασμών στη Νοτιοανατολική Ευρώπη (SEE-CAO). Η Κοινή Υπηρεσία Κατανομής οργανώνει ετήσιες, μηνιαίες και ημερήσιες (μόνο για ημερήσια HU-HR) ρητές δημοπρασίες μεταξύ Κροατίας και Σλοβενίας και μεταξύ Κροατίας και Ουγγαρίας.



Εικόνα 47 - Διασυνδέσεις Κροατικού ηλεκτρικού δικτύου [Δ51]

Η EE-CAO είναι υπεύθυνη για τη διοργάνωση ετήσιας, μηνιαίας και ημερήσιας ρητής δημοπρασίας μεταξύ Κροατίας και Βοσνίας, ενώ η HOPS είναι υπεύθυνη για την ενδοημερήσια διασυνοριακή κατανομή. Ο Jao είναι υπεύθυνος για τη διοργάνωση ετήσιων, μηνιαίων και ημερήσιων ρητών δημοπρασιών μεταξύ Κροατίας και Σερβίας, ενώ ο Σέρβος ΔΣΜ (EMS) είναι υπεύθυνος για τους ενδοημερήσιους πλειστηριασμούς. Μετά την εκχώρηση της διασυνοριακής δυναμικότητας μεταφοράς σε συγκεκριμένο συμμετέχοντα στην αγορά, μπορεί να χρησιμοποιήσει την εν λόγω δυναμικότητα για την παράδοση ηλεκτρικής ενέργειας που αγοράζεται στο εξωτερικό.

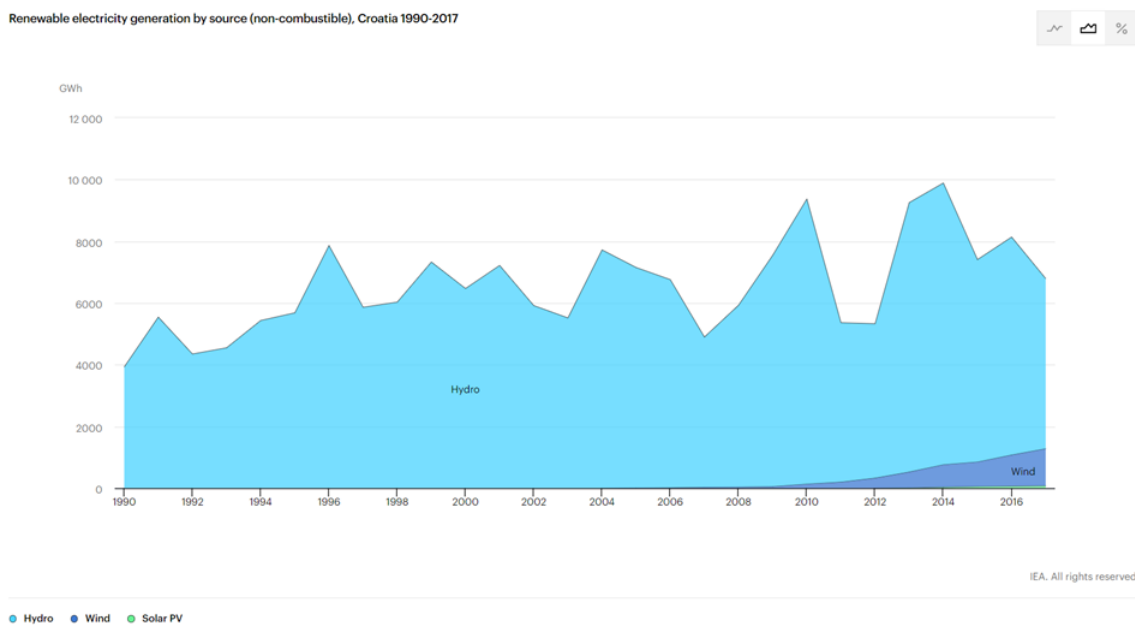
Η σιωπηρή ενδοημερήσια διασυνοριακή κατανομή μεταξύ Κροατίας και Σλοβενίας και μεταξύ Κροατίας και Ουγγαρίας οργανώνεται από το έργο ενιαίας ενδοημερήσιας σύζευξης. CROPEX και HOPS. Σκοπός του έργου αυτού είναι να καταστεί δυνατή η σύζευξη των ενδοημερήσιων αγορών συνεχούς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της έμμεσης κατανομής ενδοημερήσιας διασυνοριακής δυναμικότητας στα σύνορα μεταξύ των χωρών που συμμετέχουν στο έργο. [Δ49][Δ51]

Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην Κροατία

Την 1η Σεπτεμβρίου 2015 η κροατική κυβέρνηση κίνησε επείγουσα νομοθετική διαδικασία ενώπιον του κροατικού κοινοβουλίου για την έγκριση του νόμου για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και τη συμπαραγωγή υψηλής απόδοσης. Ο νόμος εγκρίθηκε κατά την έκτακτη σύνοδο του Κροατικού Κοινοβουλίου στις 10 Σεπτεμβρίου 2015 και στις 19 Σεπτεμβρίου 2015 δημοσιεύθηκε στην Επίσημη Εφημερίδα της Κροατίας αριθ. 100/2015. Ο νέος νόμος έχει ως στόχο: παροχή κινήτρων για την παραγωγή και την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται σε σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές, καθορίζει μέτρα βελτίωσης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, καθορισμός των δυνατοτήτων κατασκευής

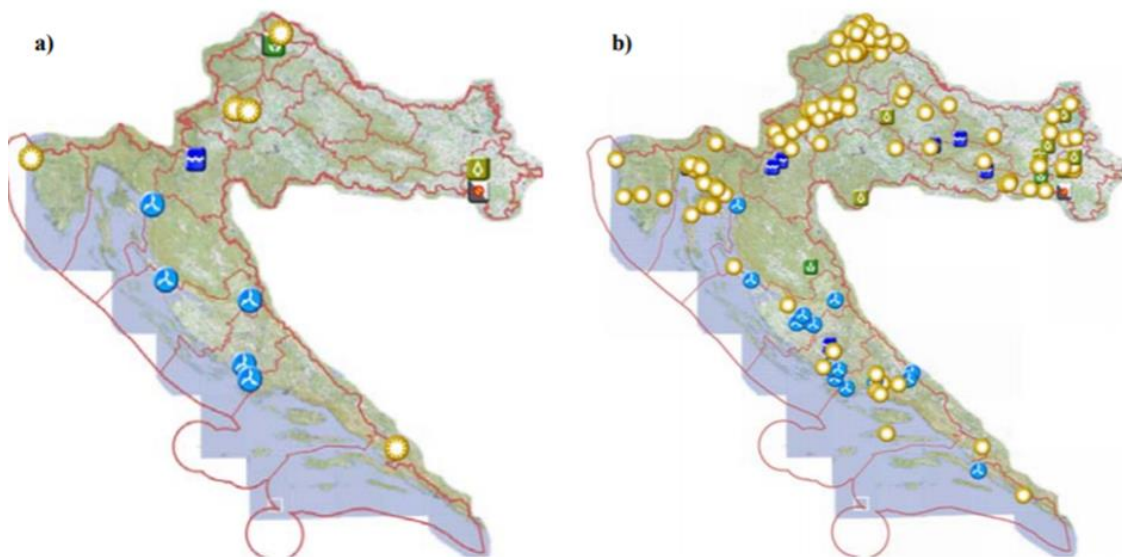
εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην κρατική ιδιοκτησία, να ρυθμίσει τη διαχείριση ενός μητρώου έργων και φορέων ανάπτυξης έργων, και την ενθάρρυνση της διεθνούς συνεργασίας στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Όσον αφορά το ζήτημα των τιμολογίων τροφοδότησης (FIT), η τιμή παροχής κινήτρων κρίθηκε σχετικά υψηλή και για ορισμένες τεχνολογίες ακόμη υψηλότερη από ό,τι σε άλλες ευρωπαϊκές χώρες. Ο νόμος εισήγαγε την αλλαγή του μοντέλου των κινήτρων. Αντί του ισχύοντος συστήματος τιμολόγησης τροφοδότησης, εισάγεται μια νέα έννοια του μοντέλου προμοδότησης της αγοράς.

Η Κροατία έχει σημειώσει σημαντική πρόοδο στην επέκταση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας κατά την τελευταία δεκαετία, αυξάνοντας σημαντικά την εγκατεστημένη δυναμικότητα ΑΠΕ στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.



Εικόνα 48 - Παραγωγή ΑΠΕ ανά πηγή από το 1990 έως το 2018 [Δ54]

Οι φιλοδοξίες της Κροατίας για το μέλλον, όσον αφορά τις ΑΠΕ, έχουν τεθεί σε πολύ υψηλά και ανταγωνιστικά επίπεδα ειδικά για τα πάρκα ηλιακής ενέργειας όπως φαίνεται παρακάτω:



1. Renewable energy in Croatia: a) 100 MW and 17 power plants in 2011; b) 500 MW and 196 power plants in 2015

Εικόνα 49 - Φιλοδοξίες για την επέκταση των ηλιακών πάρκων στην Κροατία [Δ49]

Προώθηση των ΑΠΕ στην Κροατία

Γενικά, όλες οι τεχνολογίες ΑΠΕ-ΑΠΕ είναι επιλέξιμες για όλα τα καθεστώτα παροχής κινήτρων, όπως περιγράφεται στις επόμενες παραγράφους.

Για τα Feed-in τιμολογιακά καθεστώτα, από την 1η Ιανουαρίου 2016, η ανανεώσιμη ενέργεια στην Κροατία προωθείται μέσω κινήτρου με τη μορφή εγγυημένης τιμής αγοράς («zajamčena otkupna cijena») μετά από διαδικασία υποβολής προσφορών. Έως τις 31.12.2015 οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στηρίζονταν μέσω τιμολογίου τροφοδότησης σύμφωνα με το (νυν παρωχημένο) σύστημα τιμολόγησης για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και τη συνδυασμένη θερμική ενέργεια. Την

1η Ιανουαρίου 2016, τέθηκε σε ισχύ ο νέος νόμος για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και τη συμπαραγωγή υψηλής απόδοσης και προκήρυξε διαγωνισμούς, οι οποίοι προσφέρουν εγγυημένες τιμές αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται σε εγκαταστάσεις ΑΠΕ ισχύος έως 500 kW. Οι προνομιούχοι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές έχουν δικαίωμα στην εγγυημένη τιμή αγοράς, εάν ο Κροάτης Διαχειριστής της Αγοράς Ενέργειας (HROTE) τους έχει επιλέξει ως τον χαμηλότερο προσφέροντα σε δημόσιο διαγωνισμό. Ο Λειτουργός της Αγοράς εκδίδει πρόσκληση υποβολής προσφορών τουλάχιστον μία φορά το χρόνο, εφόσον υπάρχουν ποσοτώσεις για την υποστήριξη ορισμένων τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Περαιτέρω κανονισμοί αναμένεται να εκδοθούν, γεγονός που θα καταστήσει την εφαρμογή του καθεστώτος στήριξης λειτουργική στην πράξη. Οι εν λόγω διατάξεις θα καθορίζουν τις λεπτομέρειες στο μητρώο παραγωγών ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, τους όρους απόκτησης του καθεστώτος του προνομιούχου παραγωγού και τις ποσοτώσεις για τις διάφορες τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η επιλέξιμη εγκατάσταση δεν πρέπει να υπερβαίνει τα 500 kW. Η ταξινόμηση των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με βάση την τεχνολογία και την πηγή ενέργειας ορίζεται στο Διάταγμα Προώθησης ΑΠΕ. Το άρθρο 4 του διατάγματος για την προώθηση των ΑΠΕ διαφοροποιεί το μέγεθος των έργων σε όλες τις επιλέξιμες τεχνολογίες. Το ποσό της εγγυημένης τιμής αγοράς της παρεχόμενης καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας καθορίζεται με απόφαση της HROTE, η οποία επιλέγει τον χαμηλότερο προσφέροντα στον δημόσιο διαγωνισμό. Βασικά, η εγγυημένη τιμή αγοράς δεν μεταβάλλεται κατά τη διάρκεια της σύμβασης μεταξύ του ιδιοκτήτη της εγκατάστασης και της HROTE. Ωστόσο, η εγγυημένη τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας θα αναπροσαρμόζεται κάθε χρόνο σε σχέση με την καθιερωμένη διορθωμένη εγγυημένη τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από το προηγούμενο έτος με την εφαρμογή του μέσου ετήσιου δείκτη τιμών καταναλωτή. Η μέγιστη

εγγυημένη τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας θα καθοριστεί από το ΗΡΟΤΕ με βάση τη μεθοδολογία εγγυημένων τιμών αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας που ορίζεται στο διάταγμα προώθησης των ΑΠΕ. [Δ52]

Για τα δανειοδοτικά προγράμματα που προωθούνται προς τις ΑΠΕ, το Ταμείο Περιβαλλοντικής Προστασίας και Ενεργειακής Απόδοσης χορηγεί άτοκα δάνεια, επιδοτήσεις, οικονομική ενίσχυση και δωρεές σε έργα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μέσω διαδικασίας υποβολής προσφορών. Ισχύουν για όλα τα νομικά και φυσικά πρόσωπα με έδρα στην Κροατία. Οι επιλέξιμες τεχνολογίες εμφανίζονται παρακάτω:

Biomass	Eligible.
Hydro-power	Eligible.
Biogas	Eligible.
Geothermal energy	Eligible.
Solar energy	Eligible.
Wind energy	Eligible.

Εικόνα 50 - Επιλέξιμες ΑΠΕ για συστήματα FiT

Τέλος, από την 1η Ιανουαρίου 2016, έως την 1η Ιανουαρίου 2019, η ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές στην Κροατία προωθήθηκε κυρίως μέσω ενός τιμολογίου πριμοδότησης («tržišna premija») που κατανέμεται μέσω δημόσιων διαγωνισμών. Οι προνομιούχοι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές θα μπορούσαν να λάβουν πριμοδότηση επιπλέον της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας, την οποία έχουν πωλήσει στην αγορά σύμφωνα με τον νόμο για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, εάν ο Κροάτης

Διαχειριστής Αγοράς Ενέργειας (HROTE) τους έχει επιλέξει ως τον χαμηλότερο προσφέροντα σε δημόσιο διαγωνισμό. Ο Διαχειριστής της Αγοράς προκηρύσσει πρόσκληση υποβολής προσφορών τουλάχιστον μία φορά ετησίως, υπό την προϋπόθεση ότι υπάρχουν ποσοτώσεις για την υποστήριξη ορισμένων τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Περικοπή

Οι κανόνες περί περικοπής διέπονται από ειδική νομοθετική πράξη, τους κανόνες για την εξισορρόπηση του ηλεκτρικού συστήματος. Οι κανόνες αυτοί διέπουν το πρόσωπο εξισορρόπησης, όταν μπορεί να εφαρμοστεί περικοπή, την περίοδο εξισορρόπησης κ.λπ. Πριν από τη σύνδεση και την πραγματική χρήση, αμφότεροι οι συμβαλλόμενοι –διαχειριστής δικτύου και φορέας εκμετάλλευσης εγκαταστάσεων- διακανονίζουν συμφωνία για περιπτώσεις ανισορροπιών ηλεκτρικής ενέργειας. Στη συνέχεια, η παρούσα συμφωνία περιλαμβάνει γενικούς όρους, όρους πληρωμής και τη διαδικασία επανεξισορρόπησης του συστήματος. Ο διαχειριστής του δικτύου είναι υποχρεωμένος να αξιολογεί εκ των προτέρων πιθανές ανισορροπίες και είναι επίσης υποχρεωμένος να διασφαλίζει τη σταθερότητα του δικτύου σε περιπτώσεις ελλείψεων ή πλεονασμάτων. Οι φορείς εκμετάλλευσης των εγκαταστάσεων δικαιούνται χρηματική αποζημίωση. Οι σταθμοί ΑΠΕ αποτελούν εγγυημένη κατά προτεραιότητα κατανομή από τους διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς και διανομής, εφόσον το επιτρέπουν οι τεχνικές συνθήκες και δεν υπάρχει κίνδυνος υπερφόρτωσης του συστήματος. [Δ52]

Πολιτική

Το εκπαιδευτικό πρόγραμμα για τους εγκαταστάτες ΑΠΕ («πρόγραμμα izobrazbe») προσφέρει θεωρητικές και πρακτικές οδηγίες για την

εγκατάσταση και συντήρηση διαφόρων τύπων συστημάτων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Οι συμμετέχοντες λαμβάνουν ειδικό πιστοποιητικό, σε περίπτωση επιτυχίας της τελικής εξέτασης. [Δ52]

5.5. ΣΛΟΒΕΝΙΑ

Ο διαχειριστής συστήματος μεταφοράς στη Σλοβενία είναι ο ELES, υπεύθυνος για την ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του δικτύου μεταφοράς. Ο ELES λειτουργεί το δίκτυο των 400 kV, 220 kV και 110 kV γραμμών μεταφοράς συνολικού μήκους 2,587 km (1,607 mi)

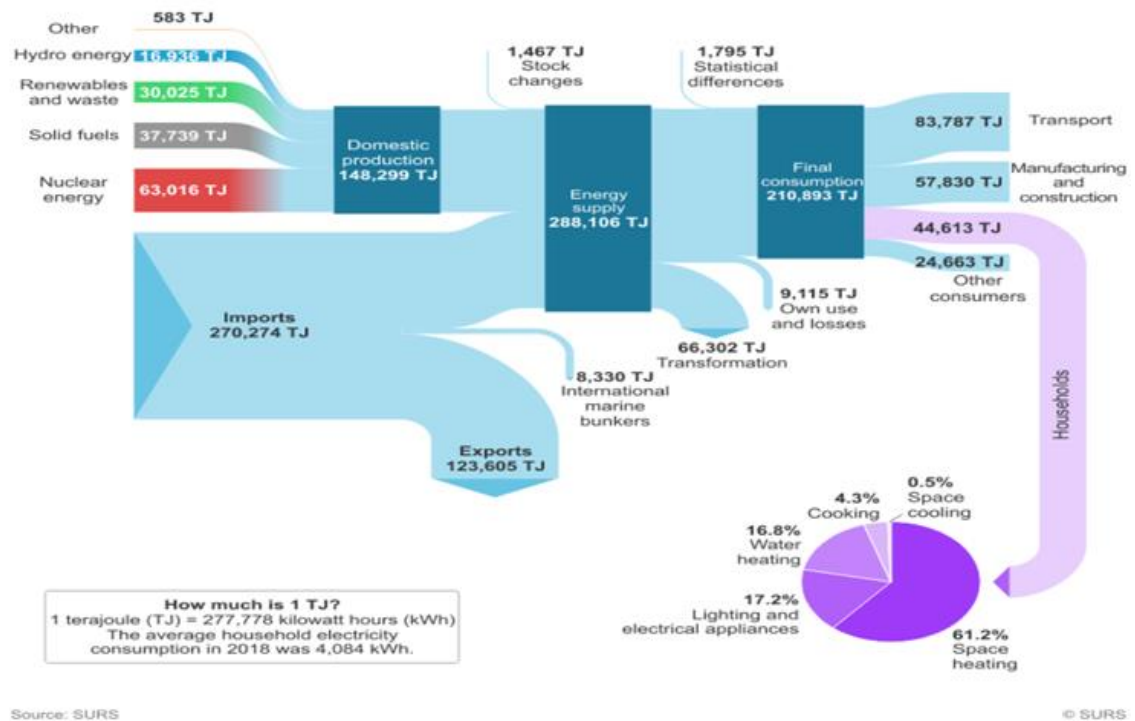
Η κύρια εταιρεία διανομής στη Σλοβενία είναι η SODO και υπάρχουν 5 επιπλέον εταιρείες που εκτελούν ορισμένα καθήκοντα ΔΣΔ για λογαριασμό της SODO και είναι οι Elektro Celje, Elektro Gorenjska, Elektro Ljubljana, Elektro Maribor, Elektro Primorska.

Ο διαχειριστής της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι η Borzen,d.o.o. η οποία έχει εντολή να καταγράφει όλες τις συμβάσεις που συνάπτονται στην οργανωμένη αγορά. Η Borzen καταγράφει επίσης τις συμβάσεις καθώς και τις επιχειρησιακές προβλέψεις που στη συνέχεια καταρτίζονται σε χρονοδιάγραμμα και αποστέλλονται στον ΔΣΜ.

Επιπλέον, στο πλαίσιο της εταιρείας Holding Slovenske elektrarne (HSE), η οποία αντιπροσωπεύει τον πρώτο ενεργειακό πυλώνα στη σλοβενική χονδρική αγορά, λειτουργούσαν οι εταιρείες DEM, SENG, HESS, TEŠ και TET. Ο δεύτερος ενεργειακός πυλώνας της αγοράς χονδρικής διαμορφώθηκε από την ομάδα της GEN energija, στην οποία συμπεριλήφθηκαν οι εταιρείες SEL, TEB και σύμφωνα με μια διακυβερνητική συμφωνία μεταξύ Σλοβενίας και Κροατίας το 50 % του πυρηνικού σταθμού (NEK).

ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία

Energy balance, Slovenia, 2018



Εικόνα 51 - Ανακύκλωση ενέργειας στη Σλοβενία το 2018 [Δ56]

Οι εταιρείες παραγωγής στη Σλοβενία χρησιμοποιούν διαφορετικές πρωτογενείς πηγές ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

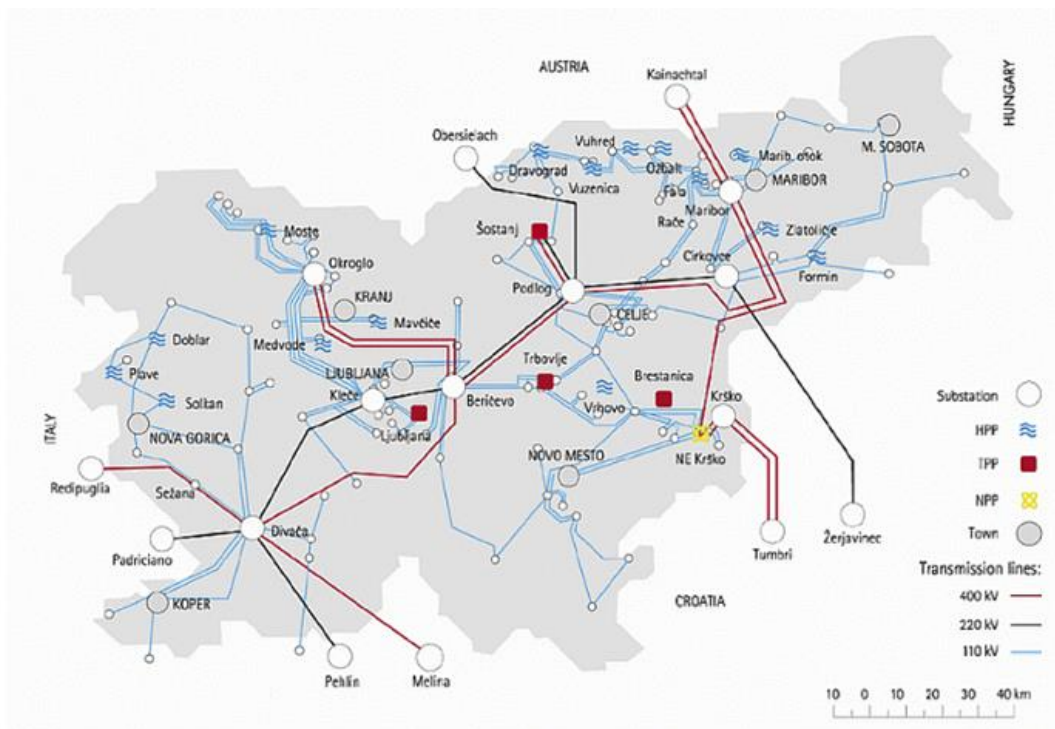
Στη Σλοβενία, οι ακόλουθες εννέα εταιρείες λειτουργούσαν μεγάλες εγκαταστάσεις ισχύος άνω των 10 MW:

- Termoelektrarna Šoštanj (TEŠ)
- Nuklearna elektrarna Krško (NEK)
- Dravske elektrarne Maribor (DEM)
- Savske elektrarne Ljubljana (SEL)
- Soške elektrarne Nova Gorica (SENG)

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

- Hidroelektrarne na spodnji Savi (HESS)
- Termoelektrarna Brestanica (TEB)
- Javno podjetje Energetika Ljubljana (JPEL)
- HSE Energetska družba Trbovlje (HSE ED Trbovlje)

Οι εταιρείες παραγωγής στη Σλοβενία διαφέρουν ως προς την παραγωγή τους και τις πηγές πρωτογενούς ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι εταιρείες DEM, SEL, HESS και SENG παράγουν ηλεκτρική ενέργεια σε υδροηλεκτρικούς σταθμούς (HPP), η TEŠ σε θερμοηλεκτρικό σταθμό, η TEB και η HSE ED Trbovlje λειτουργούν με υγρό και αέριο καύσιμο, η NEK σε πυρηνικό σταθμό και η JPEL συνδυάζει θερμότητα και ηλεκτρική ενέργεια σε διαδικασία συμπαραγωγής με χρήση βιομάζας άνθρακα και ξύλου. [Δ55][Δ56][Δ57]



Εικόνα 52 - Σλοβενικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας [Δ56]

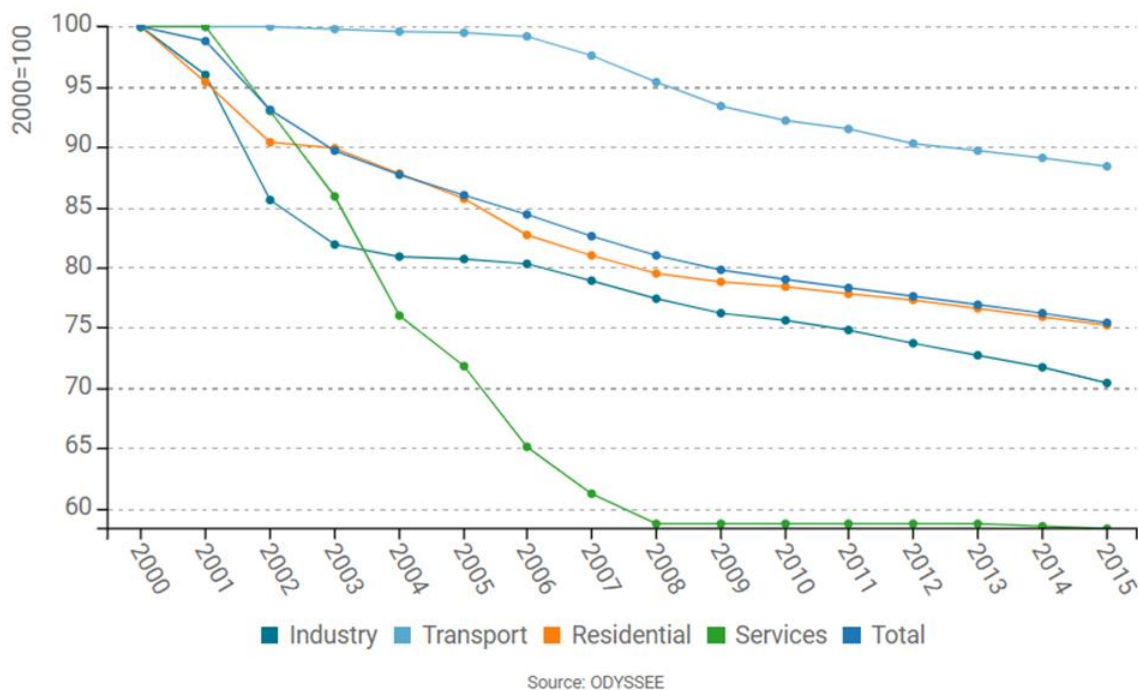
Έξυπνα δίκτυα

Στη Σλοβενία πραγματοποιείται εντατικά η εγκατάσταση προηγμένου συστήματος μέτρησης. Στα τέλη του 2017, ήδη το 57 % των καταναλωτών που ήταν συνδεδεμένοι με το σύστημα διανομής ήταν εξοπλισμένοι με προηγμένες υποδομές μέτρησης και το 52 % ήταν πράγματι συνδεδεμένοι με απομακρυσμένη ανάγνωση μετρητών. Αυτό το σχέδιο ανάπτυξης πρόκειται να ολοκληρωθεί έως το 2024. Τα στοιχεία αυτά τοποθετούν τη Σλοβενία μεταξύ των κορυφαίων ευρωπαϊκών χωρών στην εισαγωγή της προηγμένης μέτρησης. Εάν συνεχιστεί αυτή η τάση, η Σλοβενία αναμένεται να προσεγγίσει τον στόχο της ευρωπαϊκής οδηγίας σύμφωνα με την οποία μέχρι το 2020 θα πρέπει να είναι τουλάχιστον το 80 % των καταναλωτών που είναι εξοπλισμένοι με προηγμένες υποδομές μέτρησης. Ανεξάρτητα από τη σημαντική πρόοδο στην ανάπτυξη, τίθεται το ερώτημα κατά πόσον το προηγμένο σύστημα μέτρησης θα επιτρέψει την παροχή υπηρεσιών και μέτρων που απαιτούνται από τη μελλοντική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας [Δ58].

Ενεργειακή απόδοση

Η ενεργειακή απόδοση για τους τελικούς καταναλωτές, όπως μετράται από το ODEX, βελτιώθηκε κατά μέσο όρο 1,8 %/έτος κατά την περίοδο 2000-2015 ή 24 % καθ' όλη την περίοδο. Η βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης της βιομηχανίας είναι στο ίδιο επίπεδο με τον μέσο όρο όλων των τομέων. Η μεγαλύτερη βελτίωση σημειώθηκε στις υπηρεσίες (3,8 %/έτος ή 44 % κατά τη διάρκεια της περιόδου). Στα νοικοκυριά, η ενεργειακή απόδοση βελτιώθηκε κατά 1,7 %/έτος, ή 23 % κατά τη διάρκεια της περιόδου. Στην πραγματικότητα, η βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης στα νοικοκυριά ήταν υψηλότερη, αλλά το 2009 η κατανάλωση ενέργειας στα νοικοκυριά αυξήθηκε ως αποτέλεσμα της αλλαγής της στατιστικής μεθοδολογίας για την

αξιολόγηση της ποσότητας χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Αξίζει να σημειωθεί ότι η Σλοβενία είναι πολύ πάνω από τον μέσο όρο όσον αφορά τις διαμετακομιστικές μεταφορές.

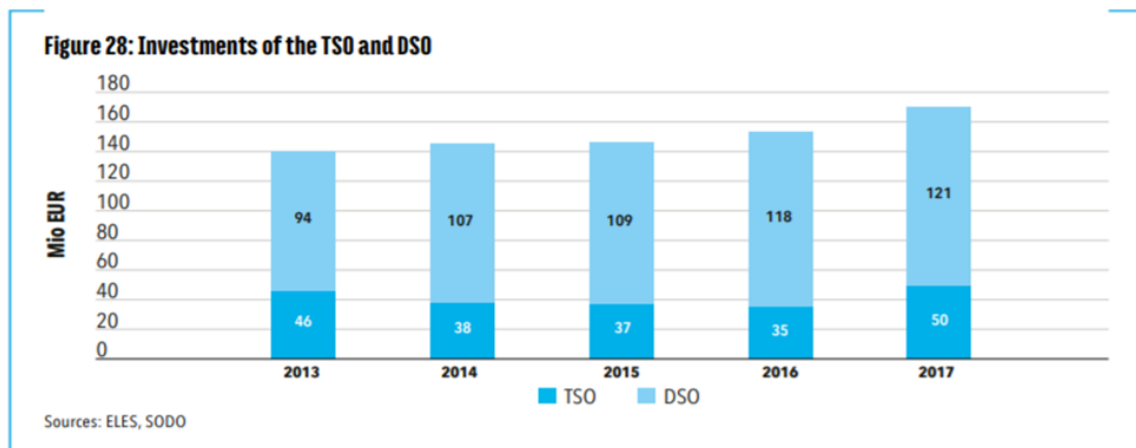


Εικόνα 53 - Δείκτης ενεργειακής απόδοσης κατά τα τελευταία έτη στη Σλοβενία [Δ62]

Η συνολική αναμενόμενη εξοικονόμηση ενέργειας που προκύπτει από την εφαρμογή μέτρων για όλους τους πελάτες ανέρχεται σε 4040 GWh έως το 2020: 935 GWh στη βιομηχανία, 1481 GWh στις μεταφορές, 1201 GWh στα νοικοκυριά και 423 GWh στους τομείς των υπηρεσιών. Η αναμενόμενη εξοικονόμηση ενέργειας περιλαμβάνει την εξοικονόμηση ενέργειας που επιτυγχάνεται με την εφαρμογή μέτρων ενεργειακής απόδοσης των NEEAP και την επίδραση άλλων μέτρων διαφορετικών εθνικών ή τομειακών προγραμμάτων ή σχεδίων, τα οποία συμβάλλουν στη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης [Δ62].

Επερχόμενοι στόχοι για την καινοτομία

Στο παρακάτω σχήμα παρουσιάζονται οι επενδύσεις αμφοτέρων των διαχειριστών συστημάτων για την περίοδο 2013-2017, όπου περιλαμβάνονται οι επενδύσεις σε νέα περιουσιακά στοιχεία ως ανακατασκευή των υφιστάμενων. Ο όγκος των επενδύσεων του ΔΣΔ και των ιδιοκτητών της υποδομής διανομής παρέμεινε περίπου στο ίδιο επίπεδο με το προηγούμενο έτος, ωστόσο η σημαντική ανάπτυξη του διαχειριστή συστήματος είναι αισθητή, αλλά δεν έχει ακόμη φθάσει στα κονδύλια που προβλέπονται στο σχέδιο ανάπτυξης και στο κανονιστικό πλαίσιο. [Δ56]



Εικόνα 54 - Επενδύσεις ΔΣΜ και ΔΣΔ στη Σλοβενία κατά τα τελευταία έτη [Δ56]

Από το 2017 δραστηριοποιούνται τρία μεγάλα επενδυτικά έργα έξυπνων δικτύων, τα NEDO, COMPILE και SINCRO.GRID. Το NEDO είναι το έργο της σλοβενικής-ιαπωνικής συνεργασίας και εκτός από τον φορέα υλοποίησης του έργου, δηλαδή το ELES, περιλαμβάνεται ένας μεγάλος αριθμός ενδιαφερόμενων μερών από τη Σλοβενία, γι' αυτό και δικαίως μπορεί να ονομαστεί εθνικό έργο και το μοναδικό στο είδος του στην Ευρώπη. Παρόμοια έργα στην Ευρώπη επικεντρώνονται σε στενότερες περιοχές και κοινότητες, ενώ στην περίπτωση αυτή μπορούμε πραγματικά να μιλήσουμε για την εφαρμογή ενός ευφυούς δικτύου σε εθνικό επίπεδο. Οι εταιρείες διανομής

Καλλιτσάρη Άννα - Διεθνής Διασυνοριακή Συνεργασία στο Ευρωπαϊκό Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενέργειας

ηλεκτρικής ενέργειας συμμετέχουν στις δραστηριότητες που διεξάγονται στο πλαίσιο της εφαρμογής μέτρων στους τομείς των συστημάτων διανομής τους. Το 2017, το περιεχόμενο της δεύτερης φάσης του έργου συντονίστηκε με τους Ιάπωνες εταίρους. Στο πλαίσιο της προηγμένης διαχείρισης δικτύων διανομής προβλέπεται η ανάπτυξη και δοκιμή τριών τμημάτων για την αύξηση της αναγνωρισιμότητας και της αγωγιμότητας, και συγκεκριμένα: α) αυτόματος εντοπισμός ελαττωμάτων, εντοπισμός και αποκατάσταση υπηρεσιών· β) συντονισμένος έλεγχος τάσης και στα δύο επίπεδα, 110/20kV και 20/0,4 kV, ανάλογα με διαφορετικά κριτήρια βελτιστοποίησης και γ) δοκιμή των αποτελεσμάτων της μείωσης από την πλευρά της ζήτησης ως μέρος των βοηθητικών υπηρεσιών ή της τοπικής χρήσης υπηρεσιών βελτιστοποίησης για τη μείωση των φορτίων αιχμής. Το 2017, το Elektro Maribor άρχισε να υλοποιεί ένα υποέργο που ονομάζεται Ανάπτυξη προηγμένων λειτουργιών για την αξιολόγηση του μέγιστου όγκου διασκορπισμένης παραγωγής στο δίκτυο, το οποίο περιλαμβάνει: α) αυτοματοποιημένη επεξεργασία δεδομένων και χρήση δεδομένων μέτρησης για πιλοτικό μοντέλο δικτύου για την υποστήριξη της διαδικασίας σχεδιασμού με έμφαση στην ενσωμάτωση των πηγών παραγωγής, β) αξιολόγηση της πρόσθετης δυναμικής διασκορπισμένης δυναμικότητας παραγωγής, γ) ανάλυση των τεχνικών και μη τεχνικών απωλειών [Δ58][Δ59]

Το SINCRO.GRID είναι το έργο ευρωπαϊκής σημασίας, που υλοποιείται στις περιφέρειες της Σλοβενίας και της Κροατίας. Στη Σλοβενία έχει προγραμματιστεί: εγκατάσταση συσκευής αντιστάθμισης σταθερής ισχύος με τεχνολογία SVC/STATCOM ± 150 Mvar στον υποσταθμό Beričeno, εγκατάσταση μεταβλητού αντιδραστήρα διακλάδωσης -150 Mvar στον υποσταθμό Cirkonca, εγκατάσταση μεταβλητού αντιδραστήρα διακλάδωσης -150 Mvar και εγκατάσταση πυκνωτή + 100 Mvar στον υποσταθμό Divača και δύο μονάδων αποθήκευσης συσσωρευτών ισχύος 5 MW στους υφιστάμενους υποσταθμούς Okroglo και Pekre. Ταυτόχρονα θα εφαρμοστεί το σύστημα

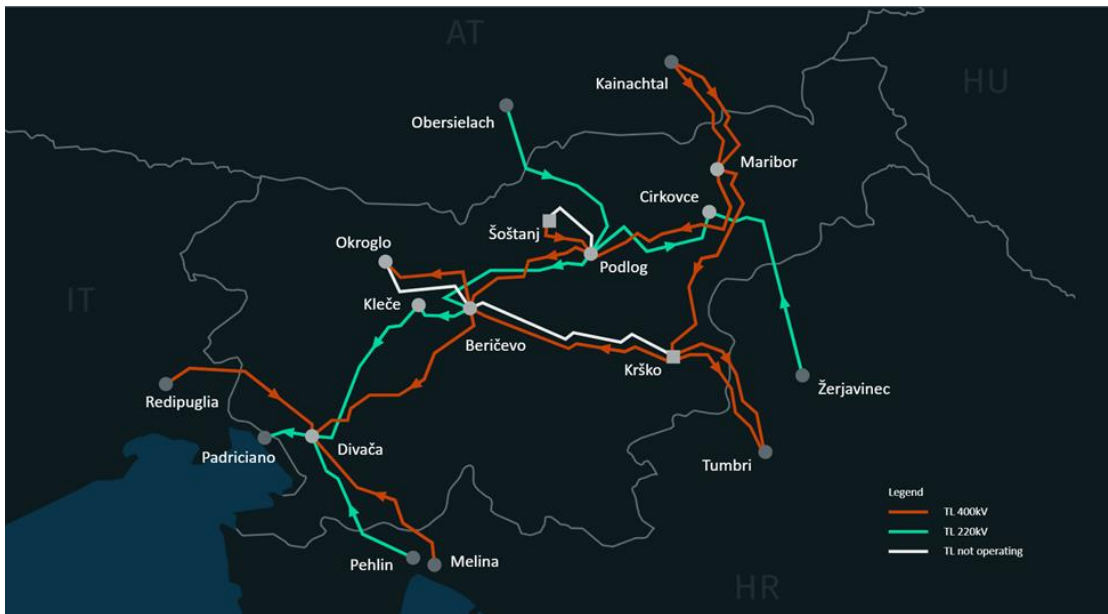
αξιολόγησης των λειτουργικών ορίων του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με το οποίο προγραμματίζεται: η εγκατάσταση υλικού και λογισμικού σε κέντρα ελέγχου και ατμοσφαιρικά όργανα μέτρησης σε γραμμές μεταφοράς, καθώς και η αναβάθμιση του συστήματος SUMO4 (σύστημα αξιολόγησης σε πραγματικό χρόνο και βραχυπρόθεσμων προβλέψεων των ορίων λειτουργίας του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας), το οποίο θα επιτρέψει την καλύτερη αξιοποίηση των υφιστάμενων γραμμών μεταφοράς και μετασχηματιστών. Το 2017, ξεκίνησε η εισαγωγή του εικονικού διασυνοριακού κέντρου ελέγχου, το οποίο θα επιτρέψει την κατάλληλη ανταλλαγή δεδομένων, τον έλεγχο της τάσης και τη βελτιστοποίηση των απωλειών στα συστήματα μεταφοράς, τον καλύτερο έλεγχο και πρόβλεψη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, και την εφαρμογή της τριτοβάθμιας ρύθμισης με τη διαχείριση της κατανάλωσης και της διασκορπισμένης παραγωγής στη Σλοβενία και την Κροατία, καθώς και τη συμμετοχή των ΑΠΕ στην παροχή βοηθητικών υπηρεσιών. [Δ58][Δ59]

Παρεπόμενες υπηρεσίες

Η Σλοβενία έχει αναπτύξει μια πλατφόρμα, η οποία συνδυάζεται με μια αγορά αναγνώρισης ταυτότητας, η οποία παρέχει εύκολη συμμετοχή σε όλους. Ο διαχειριστής της αγοράς Borzen είναι υπεύθυνος για τη διευθέτηση ανισορροπιών. Ο διαχειριστής της αγοράς καθορίζει το συνολικό ποσό των ανισορροπιών για κάθε ομάδα ισολογισμού για κάθε λογιστικό διάστημα. Στη συνέχεια, προετοιμάζει τη χρηματοοικονομική αξία αυτών των ανισορροπιών, λαμβάνοντας υπόψη το πραγματικό κόστος για τις ανισορροπίες που προκύπτουν από την ELES και οι βασικές τιμές καθορίζονται από τις aFRR, mFRR και RR. [Δ58][Δ59]

Διασυνδέσεις

Η Σλοβενία συνδέεται με την Αυστρία με δύο συστήματα γραμμής μεταφοράς 400 kV και μία γραμμή μεταφοράς 220 kV, μία γραμμή 400 kV και μία γραμμή 220 kV που οδηγεί στην Ιταλία, και τρία συστήματα γραμμών μεταφοράς 400 kV, δύο 220 kV και τρεις γραμμές μεταφοράς 110 kV συνδέουν τη Σλοβενία με την Κροατία (η σύνδεση με την Ουγγαρία βρίσκεται ακόμη στο στάδιο της προετοιμασίας).



Εικόνα 55 - Διασύνδεση του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας της Σλοβενίας [Δ56]

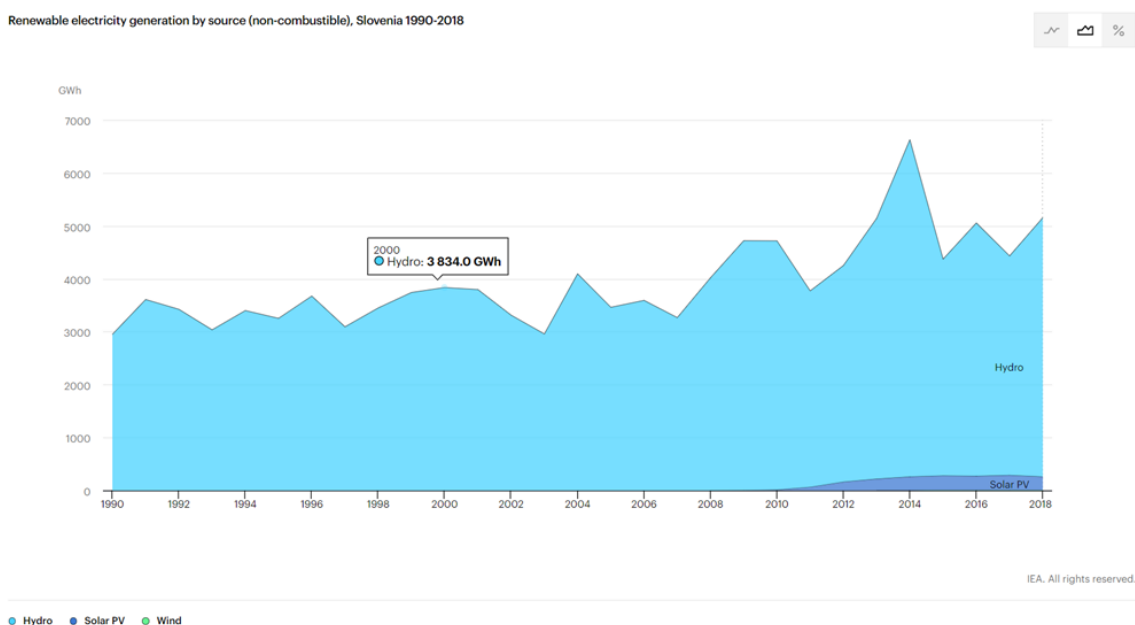
Overview of allocated CZCs and the revenues from the auctions by individual borders				
Border	Allocated (MWh)	Gross revenue (EUR)	Average price of allocated CZCs (EUR/MWh)	Net profit (EUR)
SI-IT	3,462,766	20,634,907	5.96	13,533,040
IT-SI	2,248,544	3,401,484	1.51	2,312,446
SI-AT	4,935,435	123,870	0.03	121,221
AT-SI	5,578,825	33,289,480	5.97	22,838,604
SI-HR	13,608,296	6,955,605	0.51	3,134,339
HR-SI	16,648,142	412,313	0.02	368,220

Source: ELES

Εικόνα 56 - Επισκόπηση των κατανομημένων CZC και των εσόδων των πλειστηριασμών
Καλλιτσάρη Άννα - Διεθνής Διασυνδεδεμένη Συνεργασία στο Ευρωπαϊκό Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στη Σλοβενία

Το 2018, το 30 % της ηλεκτρικής ενέργειας παρήχθη από ανανεώσιμες πηγές· η συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε κατά 2,7 % και ο αριθμός των οικιακών καταναλωτών κατά 0,5 %. Μέχρι και το 57 % των καταναλωτών στο σύστημα διανομής ήταν ήδη εξοπλισμένοι με έξυπνους μετρητές στο τέλος του 2017. Αυξήθηκε επίσης το φάσμα των έργων ευφυών δικτύων. Η χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας ήταν καλά ανεπτυγμένη, η λιανική αγορά ήταν ανοικτή και ανταγωνιστική και υπήρχαν 21 ενεργοί προμηθευτές.



Εικόνα 57 - Παραγωγή ΑΠΕ ανά πηγή από το 1990 έως το 2018 [Δ61]

Προώθηση των ΑΠΕ στη Σλοβενία

Στη Σλοβενία εφαρμόζονται διάφορα προγράμματα προώθησης των ΑΠΕ, όπως απαριθμούνται κατωτέρω:

Προσφορές: Ο Σλοβενικός Οργανισμός Ενέργειας δημοσιεύει ετησίως ανοικτή πρόσκληση υποβολής προσφορών για σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και συμπαραγωγής υψηλής απόδοσης για την ένταξη στο καθεστώς στήριξης. Οι φορείς εκμετάλλευσης σταθμών ανανεώσιμης ενέργειας που συνδέονται με το δίκτυο πριν από τις 22 Σεπτεμβρίου 2014 μπορούν να πωλούν την ηλεκτρική ενέργεια τους στον σλοβενικό φορέα εκμετάλλευσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας Borzen σε «ενιαία ετήσια τιμή», δηλαδή στο τιμολόγιο τροφοδότησης (εναλλακτικά, μπορούν να επιλέξουν ένα τιμολόγιο προμηθευτή).

Επιδοτήσεις. Στη Σλοβενία, το Σλοβενικό Ταμείο Περιβάλλοντος (Eko sklad) προσκαλεί αιτήσεις υποβολής προσφορών και δημοσιεύει δημόσιες προσκλήσεις σε τακτική βάση. Το Υπουργείο Υποδομών (Διεύθυνση Ενέργειας, Ενεργειακής Απόδοσης και Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας) δημοσιεύει επίσης ειδικές προσκλήσεις υποβολής προσφορών και διαγωνισμών.

Δάνεια. Το Σλοβενικό Ταμείο Περιβάλλοντος (Eko sklad) προσκαλεί αιτήσεις για δάνεια με ευνοϊκούς όρους. [Δ60]

Wind energy	Eligible.
Solar energy	Eligible.
Geothermal energy	Eligible.
Biogas	Eligible.
Hydro-power	Eligible.
Biomass	Eligible.

Εικόνα 58 - Επιλέξιμες ΑΠΕ για συστήματα FiT

Οι διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς και διανομής υποχρεούνται να διασφαλίζουν τη μεταφορά και τη διανομή ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Οι διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς και διανομής, υπό τον έλεγχο της λειτουργίας του δικτύου και των μονάδων κατανομής τους, και στο πλαίσιο των δυνατοτήτων των δικτύων τους, δίνουν προτεραιότητα στην ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έχουν προτεραιότητα μεταφοράς και κατανομής. Οι Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς και Διανομής, στο πλαίσιο του ελέγχου τους επί των λειτουργιών δικτύου, των μονάδων διανομής και εντός των δυνατοτήτων του συστήματος, δίνουν προτεραιότητα στους σταθμούς ΑΠΕ. [Δ60]

Πολιτική

Οι πολιτικές που εφαρμόζονται στη Σλοβενία όσον αφορά τις ΑΠΕ παρατίθενται παρακάτω:

- Υπάρχει πρόγραμμα κατάρτισης για εγκαταστάτες ΑΠΕ, το οποίο προσφέρεται ως μάθημα για κάθε ενδιαφερόμενο εγκαταστάτη σε ορισμένα σχολεία της Σλοβενίας, είτε στο πλαίσιο του κανονικού προγράμματος σπουδών για τους εγκαταστάτες είτε σε ειδικό μάθημα
 - Το σύστημα πιστοποίησης διέπεται από τον νόμο για την ενέργεια και προβλέπεται για όλους τους τύπους σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, ως εκ τούτου και για τους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ.
- Οι δημόσιες αρχές δείχνουν τον υποδειγματικό ρόλο τους στις λεγόμενες «πράσινες δημόσιες συμβάσεις» — κατά την ανάθεση των συμβάσεων, οι αρχές πρέπει να δίνουν προτεραιότητα σε λιγότερο

επαχθή για το περιβάλλον αγαθά, υπηρεσίες ή κατασκευές, και κατά την ανάθεση μιας σύμβασης πρέπει να λαμβάνονται υπόψη οι βασικές περιβαλλοντικές απαιτήσεις. Μεταξύ άλλων, δίνεται προτεραιότητα στην ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ.

- Η κτιριακή υποχρέωση ΑΠΕ υποχρεώνει τους ιδιοκτήτες νέων ή ανακαινισμένων κτιρίων να κατασκευάζουν ενεργειακά αποδοτικά κτίρια και επίσης να χρησιμοποιούν τις ΑΠΕ ως κύρια πηγή ενέργειας τους.

5.6. ΕΛΛΑΔΑ

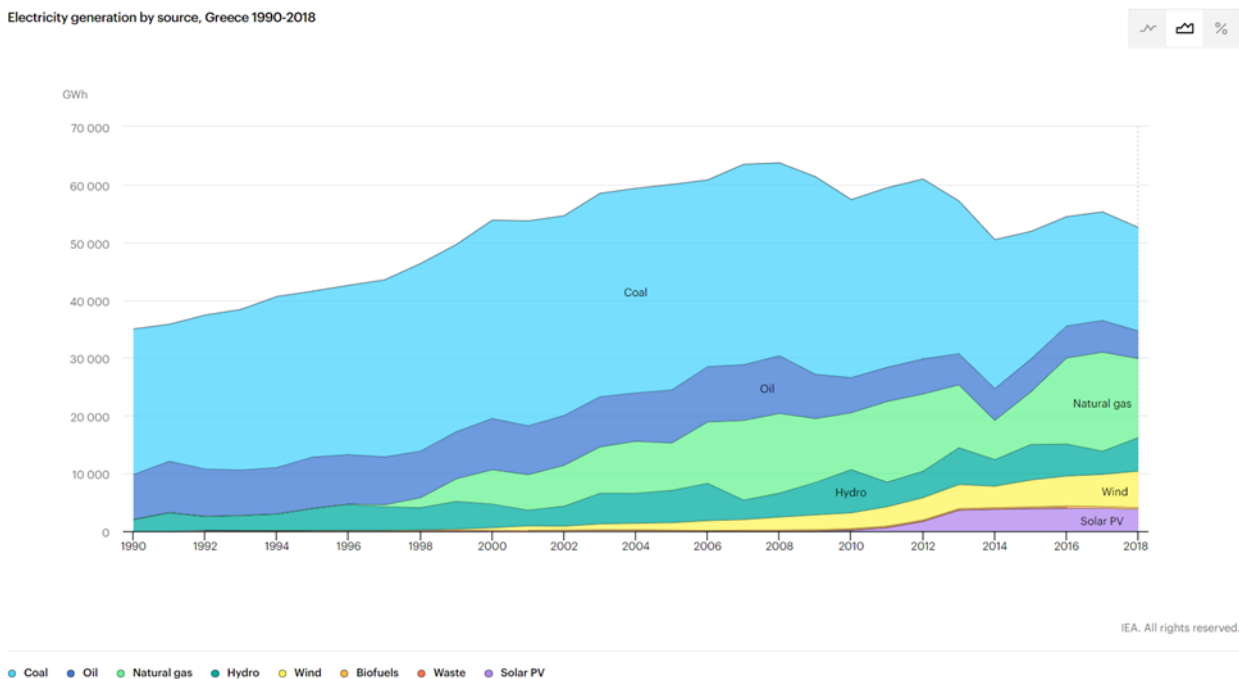
Η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού Α.Ε. (ΔΕΗ) είναι η μεγαλύτερη εταιρεία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα με περίπου 7,4 εκατομμύρια πελάτες. Η ΔΕΗ κατέχει επί του παρόντος περιουσιακά στοιχεία σε ορυχεία λιγνίτη, παραγωγή, μεταφορά και διανομή ενέργειας. Το τρέχον χαρτοφυλάκιο ηλεκτρικής ενέργειας της ΔΕΗ αποτελείται από συμβατικούς θερμικούς και υδροηλεκτρικούς σταθμούς, καθώς και μονάδες ΑΠΕ, που αντιπροσωπεύουν περίπου το 68 % της συνολικής εγκατεστημένης δυναμικότητας στη χώρα.

Η παρακολούθηση του ενεργειακού τομέα πραγματοποιείται από το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας και τον Ρυθμιστικό Οργανισμό Ενέργειας.

Ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΙΠΤΟ ή ΑΔΜΗΕ) ιδρύθηκε σύμφωνα με το Ν. 4001/2011 και την Οδηγία 2009/72/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την υιοθέτηση κοινών κανόνων στην οργάνωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ. Σύμφωνα με το Ν. 4001/2011, ο ΑΔΜΗΕ αναλαμβάνει το ρόλο του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και ως εκ τούτου εκτελεί τα καθήκοντα συντήρησης και ανάπτυξης λειτουργίας του Συστήματος, ώστε να διασφαλίζεται η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα με ασφαλή, αποδοτικό και αξιόπιστο τρόπο. Από τις 20 Ιουνίου 2017, ο ΑΔΜΗΕ ακολουθεί το μοντέλο του Διαχωρισμένου Διαχειριστή Ιδιοκτησίας (Διαχωρισμός Ιδιοκτησίας) και είναι πλήρως εναρμονισμένος με την Οδηγία 2009/72/ΕΚ.

ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών Διπλωματική Εργασία

Η Ελληνική Δημοκρατία κατέχει ποσοστό 51 % στην ΑΔΜΗΕ Α.Ε. μέσω της ΔΕΣ ΑΔΜΗΕ Α.Ε. από τις 24 Ιουλίου 2017, με τη μεταβίβαση μετοχών της ΑΔΜΗΕ HOLDINGS Inc. που ανήκουν στην Ελληνική Δημοκρατία και στο Ταμείο Αξιοποίησης Περιουσιακών Στοιχείων της Ελληνικής Δημοκρατίας Α.Ε. (ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.). Είναι υπεύθυνη για τη διαχείριση, τη λειτουργία, την ανάπτυξη και τη συντήρηση του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας. [Δ67]



Εικόνα 59 - Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή στην Ελλάδα από το 1990 έως το 2018 [Δ68]

Έξυπνα δίκτυα

Για την περίπτωση της Ελλάδας, το 2017 η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) προχώρησε σε σχέδιο αναδιάρθρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο είναι ουσιαστικά η εφαρμογή του «Μοντέλου Στόχου» στην ελληνική χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, με βάση τους Ευρωπαϊκούς Κανονισμούς, Οδηγίες και Κατευθυντήριες Γραμμές. Το μοντέλο-στόχος είναι το κοινό όραμα για μια ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και για μια ευρωπαϊκή αγορά φυσικού αερίου, την οποία επιδιώκουν να θέσουν σε εφαρμογή οι ρυθμιστικές αρχές, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή και οι διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς. Η τρίτη δέσμη των ευρωπαϊκών κανονισμών και οδηγιών για τις αγορές ενέργειας (2010) προχώρησε πέρα από τις προηγούμενες πρωτοβουλίες για την αναδιάρθρωση των ευρωπαϊκών αγορών ενέργειας, προς την κατεύθυνση της μεγαλύτερης ενοποίησης των εθνικών αγορών μεταξύ τους, πιο

ανταγωνιστικής και αποτελεσματικότερης. Έτσι, η τρίτη δέσμη μέτρων για την ενέργεια καθόρισε μια διαδικασία για την ανάπτυξη των κανόνων (κωδικοί δικτύου, πρόσθετοι κανονισμοί) που επιτρέπουν την ολοκλήρωση των εσωτερικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου.

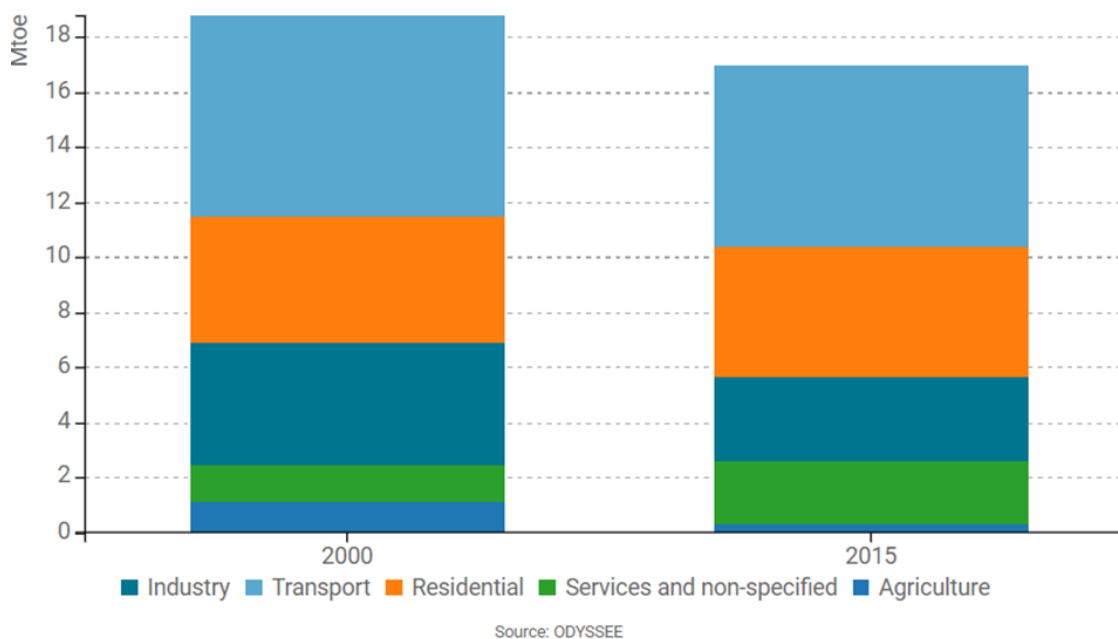
Για το σκοπό αυτό, η ΡΑΕ σε συνεργασία με τον Διαχειριστή Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ, ΑΔΜΗΕ Α.Ε.) και τον Διαχειριστή Χονδρικής Αγοράς προέβησαν σε προτάσεις και συστάσεις προς το Υπουργείο Ενέργειας και Περιβάλλοντος για τις αναγκαίες νομοθετικές μεταρρυθμίσεις και τροποποιήσεις σύμφωνα με το ευρωπαϊκό μοντέλο στόχου ηλεκτρικής ενέργειας. Το μοντέλο-στόχος για την ηλεκτρική ενέργεια αποσκοπεί στη δημιουργία των ακόλουθων 4 αγορών: τη δημιουργία αγοράς επόμενης ημέρας, ενδοημερήσιας αγοράς, αγοράς υπηρεσιών εξισορρόπησης και προθεσμιακής αγοράς. Παρουσιάζεται σύντομη περιγραφή των 4 διαφορετικών αγορών που θα δημιουργηθούν:

- Αγορά της επόμενης ημέρας: Οι παραγωγοί υποχρεούνται να υποβάλλουν προτάσεις πώλησης για τη δυναμικότητα των μονάδων παραγωγής που εκπροσωπούν. Ο πλειστηριασμός πραγματοποιείται την ημέρα Δ-1 (για φυσική παράδοση την ημέρα Δ), κατά την οποία λαμβάνονται υπόψη τόσο οι συναλλαγές από την πλευρά της παραγωγής όσο και από την πλευρά της κατανάλωσης.
- Ενδοημερήσια αγορά: Οι συναλλαγές από την πλευρά της παραγωγής (παραγωγοί) και της κατανάλωσης (καταναλωτές) δημοπρατούνται μετά το κλείσιμο της επόμενης ημέρας αγοράς. Η συμμετοχή είναι προαιρετική σε αυτό το στάδιο για τους συμμετέχοντες στην αγορά.
- Αγορά εξισορρόπησης: Η προμήθεια δυναμικότητας εξισορρόπησης για την κάλυψη των υποχρεωτικών ελάχιστων αποθεματικών και την εξισορρόπηση της παραγωγής και της ζήτησης εκπληρώνεται σε αυτό το στάδιο της αγοράς.
- Προς τα εμπρός αγορά: Οι προθεσμιακές συμβάσεις ηλεκτρικής ενέργειας με υποχρέωση παράδοσης και απόσυρσης αποτελούν αντικείμενο διαπραγμάτευσης σε αυτό το στάδιο. Οι προθεσμιακές αγορές μειώνουν τον κίνδυνο και μετριάζουν την ισχύ στην αγορά, δεδομένου ότι μειώνουν την ποσότητα ενέργειας που διαπραγματεύεται στην πιο ευμετάβλητη τιμή άμεσης παράδοσης [Δ63][Δ64][Δ65][Δ66].

Ενεργειακή απόδοση

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

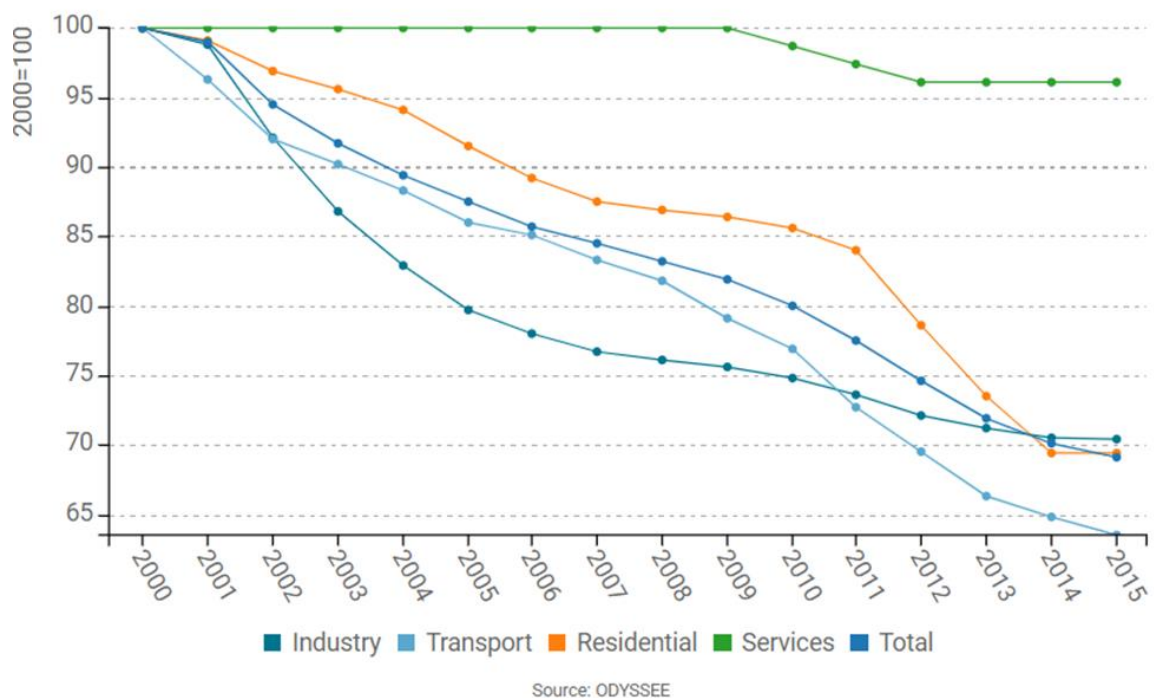
Στην Ελλάδα, η συνολική τελική κατανάλωση ενέργειας μειώθηκε κατά σχεδόν 10 % από το 2000 έως το 2015. Οι μεταφορές παραμένουν ο μεγαλύτερος καταναλωτικός τομέας που κατέχει το 39 % της τελικής χρήσης ενέργειας το 2015, παρουσιάζοντας μείωση κατά 10 % κατά την περίοδο 2000-2015. Ο οικιστικός τομέας είναι ο δεύτερος καταναλωτικός τομέας που κατέχει το 28 % της τελικής χρήσης ενέργειας και παρέμεινε σχεδόν σταθερός, παρουσιάζοντας μικρή αύξηση περίπου 4 %. Η βιομηχανία με μερίδιο 18 % της τελικής χρήσης ενέργειας το 2015, μειώθηκε κατά σχεδόν 31 %, ενώ οι υπηρεσίες έχουν μερίδιο 14 % της τελικής χρήσης ενέργειας και παρουσίασαν αύξηση 72 %.



Εικόνα 60 - Κατανάλωση ενέργειας ανά τομέα [Δ69]

Κατά την περίοδο 2000 έως 2015, η ενεργειακή απόδοση για τους τελικούς καταναλωτές, όπως μετράται με τον δείκτη ODEX, βελτιώθηκε κατά 33 %. Η μεγαλύτερη μείωση καταγράφηκε στον τομέα των μεταφορών με μείωση κατά 40 % κατά την περίοδο αυτή, στη συνέχεια στη βιομηχανία με μείωση 29 % και στα νοικοκυριά με μείωση κατά 28 %. Η εφαρμογή των μέτρων σε συνδυασμό με τον αντίκτυπο της οικονομικής ύφεσης είναι οι κύριοι λόγοι για τη μείωση του δείκτη ODEX.

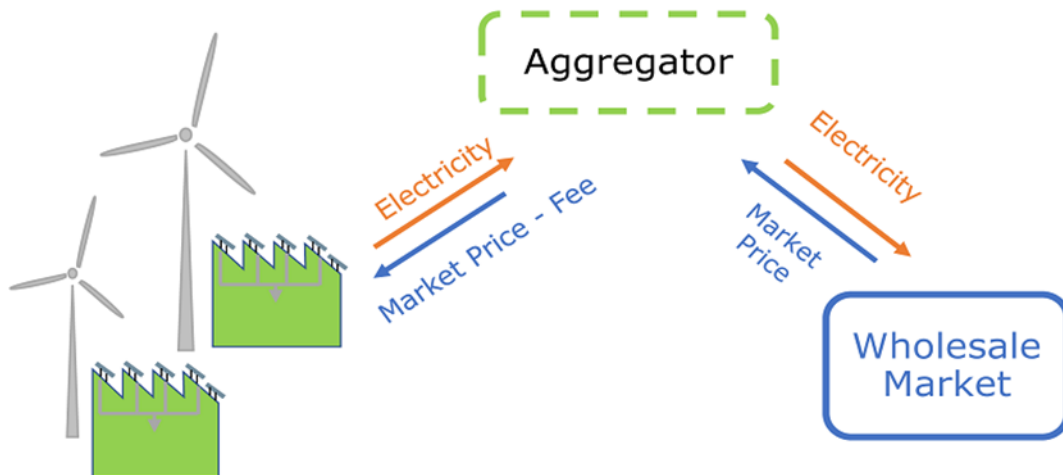
ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών Διπλωματική Εργασία



Εικόνα 61 - Δείκτης ενεργειακής απόδοσης τα τελευταία χρόνια στην Ελλάδα [Δ69]

Επερχόμενοι στόχοι για την καινοτομία

Σε ένα μεταβαλλόμενο τοπίο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, όπου το μερίδιο της διαλείπουσας ανανεώσιμης ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα αυξάνεται, η ευελιξία του συστήματος καθίσταται ζωτικής σημασίας. Οι παραγωγοί ΑΠΕ θα αποκτήσουν αυξημένα κίνητρα για να είναι ανταγωνιστικοί, αλλά ταυτόχρονα θα αναλάβουν την ευθύνη της πρόβλεψης της παραγωγής τους με ακρίβεια. Συγκεκριμένα, θα είναι οικονομικά υπεύθυνοι για το πρόσθετο κόστος εξισορρόπησης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας όταν αυτό προκαλείται από ανισορροπίες μεταξύ των προβλέψεων τους και της πραγματικής παραγωγής τους.



Εικόνα 62 - Η θέση του φορέα συγκέντρωσης στη χονδρική αγορά [Δ67]

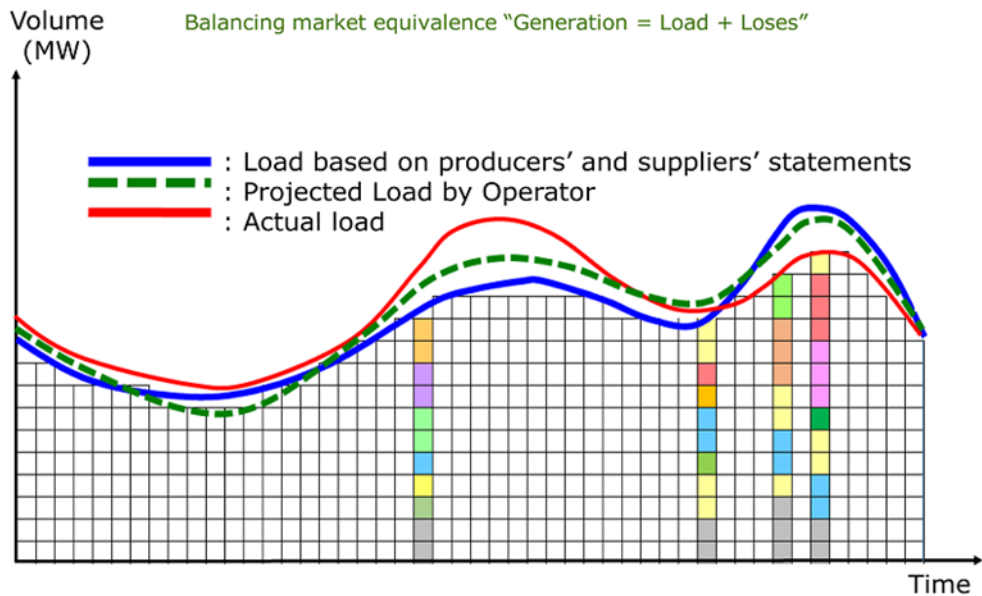
Στο πλαίσιο της λύσης, η συγκέντρωση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μπορεί να επιταχύνει σημαντικά την ενσωμάτωση των διαλειπόμενων πηγών ηλεκτρικής ενέργειας, να συμπληρώσει την ευελιξία της ζήτησης και να μειώσει την εξάρτηση από τα καθεστώτα στήριξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Οι φορείς συγκέντρωσης ΑΠΕ, μέσω των οποίων πολλοί παραγωγοί ΑΠΕ συμμετέχουν στην αγορά και στον μηχανισμό εξισορρόπησης εντός μεγαλύτερων χαρτοφυλακίων, θα διαδραματίσουν σημαντικό ρόλο στο πλαίσιο αυτό. Ως εκ τούτου, οι φορείς συγκέντρωσης της ζήτησης και/ή της παραγωγής αναμένεται να διαδραματίσουν ολοένα και σημαντικότερο ρόλο στο μέλλον. Ένας συμμετέχων στην αγορά θα μπορούσε να λειτουργήσει ως πελάτης ενός φορέα συγκέντρωσης ή να μετατραπεί σε πάροχο υπηρεσιών από μόνος του. [Δ67]

Παρεπόμενες υπηρεσίες

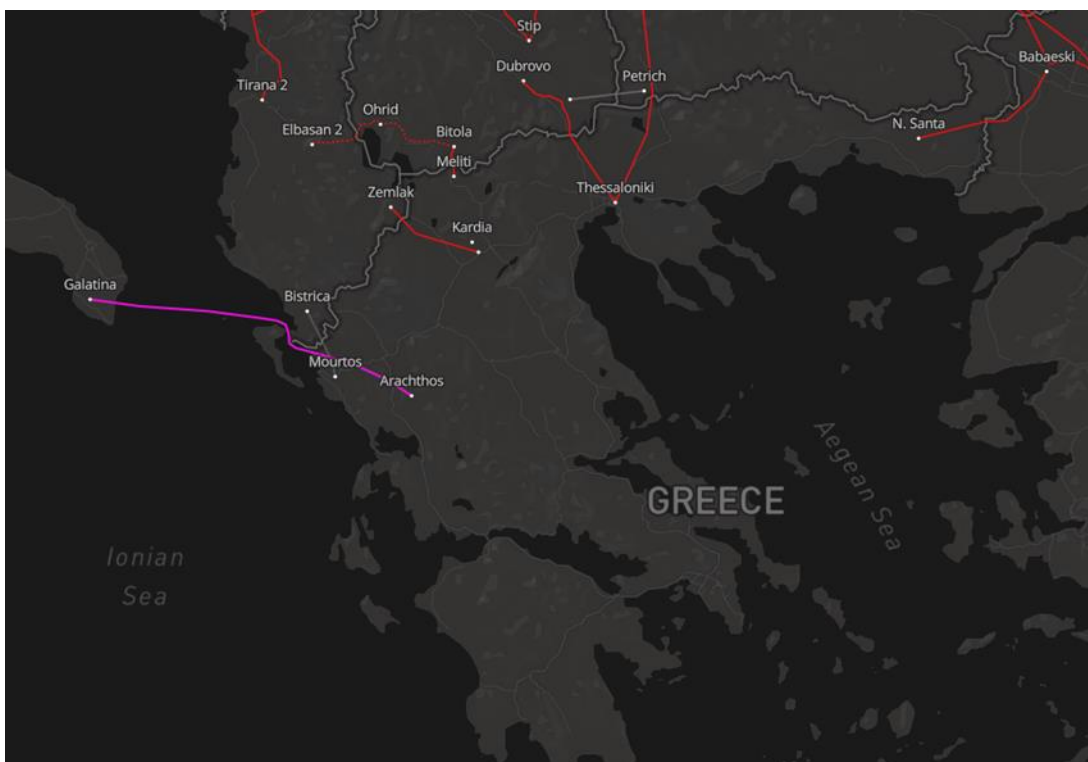
Δεδομένου ότι η αγορά εξισορρόπησης επηρεάζει και επηρεάζεται από τη φυσική λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος, στόχος της είναι η βέλτιστη χρήση των διαθέσιμων πόρων για την εξισορρόπηση του φορτίου παραγωγής. Η εξισορρόπηση της αγοράς είναι ζωτικής σημασίας για την ασφάλεια του συστήματος, καθώς έχει όχι μόνο οικονομικές αλλά και φυσικές επιπτώσεις. Σήμερα έχει μικρό μερίδιο αγοράς (έως ~ 5 %) αλλά θα αυξηθεί καθώς αυξάνεται η διείσδυση των ΑΠΕ.

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**



Εικόνα 63 - Αγορά εξισορρόπησης [Δ67]

Διασυνδέσεις

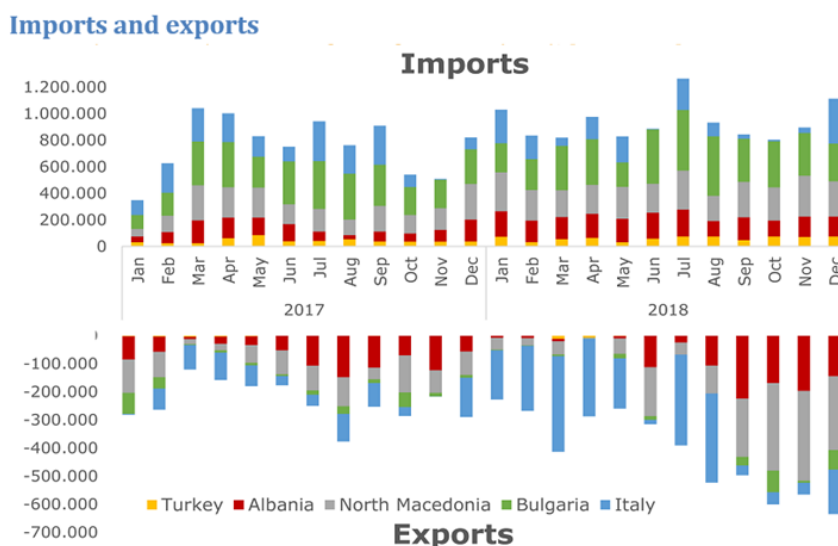


Εικόνα 64 - Διασυνδέσεις του ελληνικού δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας [Δ70]

Η Ελλάδα είναι καλά συνδεδεμένη με τις γειτονικές χώρες και, εκτός από την εγχώρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η Ελλάδα δραστηριοποιείται όλο και περισσότερο στο εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας. Οι εισαγωγές αποτελούν σημαντική πηγή προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας για την Ελλάδα και αυτό δεν είναι πρόσφατο φαινόμενο, αλλά επεκτείνεται τα τελευταία δεκαπέντε χρόνια. Κατά τη διάρκεια αυτής της περιόδου, η δυναμικότητα διασύνδεσης με τις γειτονικές χώρες αυξήθηκε σημαντικά. [Δ70]

Οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκαν με νέες διασυνδέσεις, αν και αυτές έχουν μεγάλες μηνιαίες διακυμάνσεις. Οι καθαρές εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα το 2018 ήταν 8,32 TWh, κυρίως από τη Βουλγαρία (34,72 % των συνολικών εισαγωγών), τη Βόρεια Μακεδονία (26,53 %), την Αλβανία (17,70 %), την Ιταλία (14,51 %) και την Τουρκία (6,55 %). Η Ελλάδα είναι καθαρός εισαγωγέας εδώ και πολλά χρόνια, αλλά και περιστασιακά εξαγωγές, κυρίως προς την Ιταλία (42,84 %), τη Βόρεια Μακεδονία (31,96 %), την Αλβανία (20,25 %), τη Βουλγαρία (4,51 %) και την Τουρκία (0,44 %).

Οι διακυμάνσεις του όγκου των εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να εξηγηθούν από διάφορους παράγοντες, όπως η πλεονάζουσα παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε ορισμένες χώρες της περιοχής των Βαλκανίων και η σταδιακή μείωση της παραγωγής λιγνιτικών μονάδων πυρόσβεσης. Πρέπει να σημειωθεί ότι ειδικά κατά την τελευταία τριετία, οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιούνται κυρίως για λόγους ανταγωνισμού, δεδομένου ότι η τιμή της εισαγόμενης ενέργειας είναι χαμηλότερη από το κόστος παραγωγής των εγχώριων σταθμών φυσικού αερίου.



Εικόνα 65 - Εισαγωγή και εξαγωγή ενέργειας με τις γειτονικές χώρες της Ελλάδας

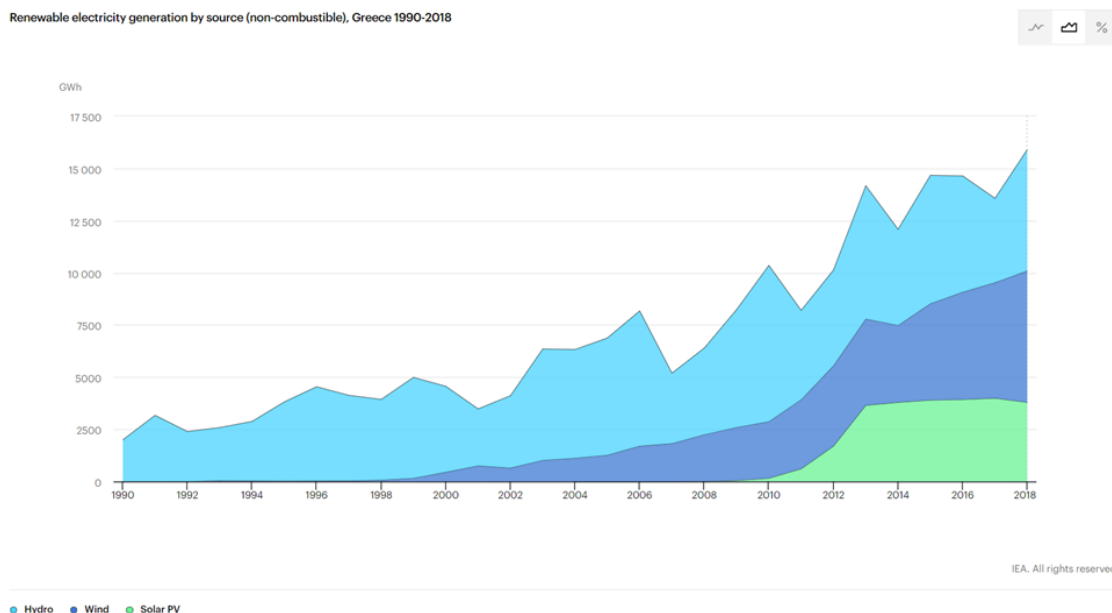
[Δ67]

Ωστόσο, ανεξάρτητα από τους λόγους ανταγωνιστικότητας των τιμών, οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα αναμένεται να αυξηθούν σημαντικά τα επόμενα χρόνια. Οι δύο κύριοι λόγοι που στηρίζουν το επιχείρημα αυτό είναι ο προγραμματισμένος παροπλισμός παλαιών λιγνιτικών μονάδων και η συνεχώς αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα [Δ5].

Τέλος, μια νέα γραμμή διασύνδεσης μεταξύ Ελλάδας και Βουλγαρίας προγραμματίζεται για το πρώτο εξάμηνο του 2023 για την περαιτέρω στήριξη του υφιστάμενου επαρκούς επιπέδου διασυνδέσεων στη χώρα. Μια ενιαία γραμμή 400 kV μεταξύ των υποσταθμών της Νέας Σάντα (GR) και της Maritsa East (BG) θα έχει μήκος περίπου 150 χλμ. και θα φιλοξενήσει την αναμενόμενη μελλοντική παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στη βορειοανατολική Ελλάδα, καθώς και στις βορειοανατολικές και νότιες περιοχές της Βουλγαρίας.

Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην Ελλάδα

Σύμφωνα με την Έκθεση Παγκόσμιας Κατάστασης των Ανανεώσιμων Πηγών 2019, η Ελλάδα συγκαταλέγεται στις 9 κορυφαίες χώρες παγκοσμίως που παράγουν περισσότερο από το 20 % της ηλεκτρικής τους ενέργειας χρησιμοποιώντας ηλιακές φωτοβολταϊκές και ανεμογεννήτριες. Από αυτό το 8,2 % προήλθε από την ηλιακή και το υπόλοιπο από αιολικά πάρκα.



Εικόνα 66 - Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή στην Ελλάδα από το 1990 έως το 2018 [Δ68]

Το μερίδιο της χώρας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μεταβλητές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ανέρχεται περίπου στο 22 % της συνολικής παραγωγής ενέργειας, κατατάσσοντάς την έβδομη παγκοσμίως.

Η Ελλάδα ανήκει στις πέντε κορυφαίες αγορές ηλιακής θερμικής ενέργειας στην Ευρώπη το 2018. Η Ελλάδα βρίσκεται επίσης στην πέμπτη θέση παγκοσμίως στον τομέα της ηλιακής θέρμανσης νερού ανά κάτοικο. Το 2018 η Ελλάδα αύξησε τις ετήσιες εγκαταστάσεις συλλογής ηλιακού νερού κατά 4 % σε σχέση με το 2017.

Επιπλέον, η Ελλάδα είναι μια προνομιακή χώρα, όσον αφορά την εκμετάλλευση των ΑΠΕ, λόγω της γεωγραφικής της θέσης. Το δυναμικό ΑΠΕ στην Ελλάδα οφείλεται κυρίως στις ευνοϊκές συνθήκες αιολικής ενέργειας και ηλιακής ενέργειας που έχουν αξιολογηθεί ως εξαιρετικά συμφέρουσες.

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας καταλαμβάνουν σημαντικό μερίδιο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Αυτό είναι το αποτέλεσμα της ταχείας αύξησης της αιολικής και ηλιακής εγκατεστημένης δυναμικότητας που σημειώθηκε κατά την τελευταία δεκαετία και της συνολικής μείωσης της συνολικής παροχής ηλεκτρικής ενέργειας.

Στις αρχές της δεκαετίας του 1990, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προερχόταν κυρίως από υδροηλεκτρικούς σταθμούς, ενώ οι ανεμογεννήτριες εμφανίστηκαν μια δεκαετία αργότερα και σταδιακά αύξησαν το μερίδιό τους. Ο νόμος 3468/2006 παρείχε το πρώτο σαφές νομοθετικό πλαίσιο για τη στήριξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ηλιακή ενέργεια και μετέφερε την οδηγία 2001/77 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου στο εθνικό δίκαιο, θέτοντας υψηλή προτεραιότητα στην προώθηση της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ.

Από τότε, η εξέλιξη των φωτοβολταϊκών στο σύστημα είναι εντυπωσιακή. Ωστόσο, αυτή η «ηλιακή έκρηξη» συνεπαγόταν σημαντικό έλλειμμα στον Ειδικό Λογαριασμό Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας από τον οποίο πληρώνονται οι παραγωγοί ΑΠΕ για την παραγωγή τους. Η παραγωγή αιολικής ενέργειας αυξήθηκε από αμελητέα επίπεδα στα τέλη της δεκαετίας του 1990 σε 5,1 TWh το 2016, ποσό ίσο με το 10,5 % της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η ηλιακή ενέργεια πέτυχε ακόμη πιο εντυπωσιακή ανάπτυξη, αντιμετωπίζοντας μια σχεδόν εικοσιπενταπλάσια αύξηση από 0,16 TWh το 2010 σε 3,9 TWh το 2016.

Η υδροηλεκτρική ενέργεια αντιπροσωπεύει σταθερά το μεγαλύτερο μερίδιο της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, αλλά με σημαντικές ετήσιες διακυμάνσεις. Η παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας ήταν 5,5 TWh το 2016, ίση με το 11,4 % της συνολικής παραγωγής. Η Ελλάδα διαθέτει μικρό μερίδιο ηλεκτρικής

ενέργειας από βιοκαύσιμα, που αντιστοιχεί σε λιγότερο από το 1 % της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. [Δ67][Δ68]

Πρώθηση ΑΠΕ στην Ελλάδα

Παρακάτω εμφανίζονται τα υποστηρικτικά προγράμματα πρώθησης ΑΠΕ:

- Τιμολόγιο priμοδότησης: Από το 2016, οι σταθμοί ΑΠΕ και συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας που είναι συνδεδεμένοι με το σύστημα μεταφοράς συμμετέχουν στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και λαμβάνουν μεταβαλλόμενη priμοδότηση τροφοδοσίας. Εκτός από αυτό, η priμοδότηση τροφοδότησης χορηγείται μέσω διαγωνισμών από την 1η Ιανουαρίου 2017.
- Προσφορά: Από το 2017, οι σταθμοί ΑΠΕ και ΣΠΗΘ βραβεύονται με συρόμενη FiP μέσω διαγωνισμών. Το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας εκδίδει απόφαση σχετικά με τις διαθέσιμες δυναμικότητες για κάθε τεχνολογία για κάθε επόμενο διαγωνισμό. Τον Δεκέμβριο του 2016 πραγματοποιήθηκε ήδη πιλοτικός διαγωνισμός για φωτοβολταϊκά. Ο διαγωνισμός περιελάμβανε δύο κατηγορίες φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων και ακολούθησε διαδικασία δύο σταδίων με συγκεκριμένα ανώτατα όρια τιμών και όγκου. Το 2018 πραγματοποιήθηκαν δύο διαγωνισμοί για φωτοβολταϊκά και αιολική ενέργεια.
- Από το 2016, οι σταθμοί ΑΠΕ και ΣΗΘ που πρόκειται να συνδεθούν με το σύστημα μεταφοράς συμμετέχουν στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και λαμβάνουν συρόμενη priμοδότηση τροφοδότησης (που ονομάζεται «λειτουργική στήριξη βάσει διαφορικής αντισταθμιστικής τιμής») και από το 2017, η priμοδότηση τροφοδότησης χορηγείται μέσω διαγωνισμών (βλ. «Προσφορά»). Ωστόσο, ισχύουν εξαιρέσεις για μικρότερες εγκαταστάσεις, δηλαδή σταθμούς αιολικής ενέργειας ≤ 3 MW και άλλες εγκαταστάσεις ΑΠΕ ≤ 500 kW, οι οποίες είναι επιλέξιμες για τιμολόγιο τροφοδότησης.
- Μηχανισμός φορολογικής ρύθμισης. Ο αναπτυξιακός νόμος που τέθηκε σε ισχύ τον Ιούλιο του 2016 προβλέπει τη στήριξη των σταθμών ΣΠΗΘ, των υδροηλεκτρικών σταθμών μικρής κλίμακας και της αυτοπαραγωγής με τη χρήση άλλων ΑΠΕ με τη μορφή ελάφρυνσης φόρου εισοδήματος και σταθεροποίησης του συντελεστή φορολογίας εισοδήματος. Μπορούν να αντικατασταθούν από άλλους μηχανισμούς στήριξης στο πλαίσιο του αναπτυξιακού νόμου, δηλαδή με επιδοτήσεις.

- **Επιδότησεις.** Ο αναπτυξιακός νόμος του 2016 προβλέπει τη στήριξη των σταθμών ΣΗΘ, των υδροηλεκτρικών σταθμών μικρής κλίμακας και της αυτοπαραγωγής με τη χρήση άλλων ΑΠΕ με τη μορφή επιδοτήσεων, επιδοτήσεων χρηματοδοτικής μίσθωσης και επιδοτήσεων για τη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας. Μπορούν να αντικατασταθούν από άλλους μηχανισμούς στήριξης, δηλαδή μηχανισμούς φορολογικής ρύθμισης (σ.σ. «μηχανισμός φορολογικής ρύθμισης»).
- **Καθαρή μέτρηση.** Με την τροποποίηση του ν. 3468/2006 εισάγεται η καθαρή μέτρηση όλων των ΑΠΕ για τους αυτόνομους παραγωγούς, ενώ η «εικονική καθαρή μέτρηση» εφαρμόζεται σε φωτοβολταϊκούς και μικρούς αιολικούς σταθμούς μόνο σε ορισμένες περιπτώσεις. [Δ68]

Περικοπή

Το κριτήριο «N-1» έχει σχεδιαστεί για να διασφαλίζει τη σταθερότητα του δικτύου. Στις περιπτώσεις που η σταθερότητα του δικτύου τίθεται σε κίνδυνο και απαιτείται περικοπή της παραγωγής, ο ΑΔΜΗΕ ενημερώνει εκ των προτέρων τους παραγωγούς ΑΠΕ για τη σχεδιαζόμενη περικοπή. Ο ΑΔΜΗΕ υποχρεούται να προβαίνει σε ενέργειες περικοπής χωρίς διακρίσεις έναντι ορισμένων (ομάδων) χρηστών του δικτύου. Η Ελληνική Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας μπορεί να αποφασίσει ποιες μονάδες δεν υπόκεινται σε περικοπή.

Ειδικές διατάξεις ισχύουν για την αποζημίωση των φορέων εκμετάλλευσης αιολικών πάρκων σε περίπτωση περικοπής της παραγωγής. Στο τέλος κάθε ημερολογιακού έτους, ο ελληνικός ΔΣΜ ή ΔΣΔ καταβάλλει σε κάθε φορέα εκμετάλλευσης αιολικών πάρκων πρόσθετη αμοιβή. Η αμοιβή ισούται με το 30 % των ενεργειακών περικοπών που επιβλήθηκαν κατά το προηγούμενο ημερολογιακό έτος. Το ανωτέρω ποσοστό αυξάνεται κάθε χρόνο μέχρι να επιτευχθεί το μέγιστο 100 %, έτσι ώστε η συνολική πληρωμή που λαμβάνει μια μονάδα να είναι ίση με την πληρωμή που θα ελάμβανε εάν λειτουργούσε για 2.000 ισοδύναμες ώρες, ή την πληρωμή που θα ελάμβανε εάν λειτουργούσε χωρίς περικοπές, όποιο από τα δύο είναι μικρότερο (άρθρο 13 παρ. 8 Ν. 3468/2006).

Όσον αφορά τα μη διασυνδεδεμένα νησιά, στις συμφωνίες σύνδεσης με το δίκτυο (ΦΕΚ 1497/2010) προβλέπεται ρύθμιση περί περικοπής δυναμικότητας.

Η αντιστάθμιση περικοπής προβλέπεται στη νέα σύμβαση λειτουργικής στήριξης της FiP και των αιολικών σταθμών στη νέα σύμβαση λειτουργικής στήριξης σταθερής τιμής. [Δ68]

Πολιτική

Αναπτύχθηκε και επικαιροποιήθηκε από το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (CRES) βάση δεδομένων των Φ/Β και επαγγελματιών ΑΠΕ (συμπεριλαμβανομένων των εγκαταστατών ΑΠΕ). Η εισαγωγή νέων προτύπων ενεργειακής απόδοσης προωθεί ή επιβάλλει ακόμη και την εγκατάσταση ΑΠΕ σε νέα κτίρια και σε δημόσια κτίρια. Επιπλέον, παρέχονται κίνητρα για την εγκατάσταση ΑΠΕ σε υφιστάμενα κτίρια. Επιπλέον, η Ελλάδα στηρίζει δραστηριότητες αγροτικής ανάπτυξης και ανάπτυξης. [Δ68]

6. ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΑ ΣΧΕΔΙΑ

6.1. ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΑ ΣΧΕΔΙΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ ΤΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ ΣΕ ΔΙΕΘΝΕΣ ΕΠΙΠΕΔΟ

Εκτός από τις υφιστάμενες γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας, έχουν προγραμματιστεί αρκετές νέες γραμμές μεταξύ των κρατών-μελών της ΕΕ και των γειτόνων τους, καθώς δώδεκα συγκεκριμένα έργα περιλαμβάνονται στο τελευταίο δεκαετές σχέδιο ανάπτυξης δικτύων του ENTSO-E 2018 [6].

Δύο από τα έργα αυτά αφορούν ανακαινίσεις υφιστάμενων γραμμών. Η αναβάθμιση της υφιστάμενης γραμμής διασύνδεσης μεταξύ Κροατίας και Βοσνίας-Ερζεγοβίνης με πρόσθετη γραμμή υψηλότερης τάσης αποσκοπεί στη βελτίωση της ευελιξίας και της σταθερότητας του συστήματος και θα απαιτήσει περαιτέρω μελέτες σκοπιμότητας. Η ανακαίνιση της γραμμής διασύνδεσης μεταξύ Μελίτη στην Ελλάδα και Μπίτολα στη Βόρεια Μακεδονία αποσκοπεί στην αύξηση της μεταβιβαστικής δυναμικότητάς της. Με τον τρόπο αυτό, η αναβαθμισμένη γραμμή διασύνδεσης θα επιτρέψει τη μείωση των διαφορών μεταξύ των τιμών, θα μετριάσει την περικοπή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και θα βελτιώσει την προσαρμογή των ροών, γεγονός που θα καλυτερεύσει την ευελιξία και τη σταθερότητα του συστήματος [6].

Τα έξι έργα αποσκοπούν στην ενίσχυση της διασυνδεσιμότητας μεταξύ της ΕΕ και των δυτικών Βαλκανίων.

- Η γραμμή διασύνδεσης μεταξύ Ιταλίας και Μαυροβουνίου αποτελεί μέρος του διαδρόμου Transbalkan, που θα συνεχίσει να συνδέει το Μαυροβούνιο, τη Βοσνία-Ερζεγοβίνη και τη Σερβία. Το έργο θα συμβάλει στη μείωση των διαφορών των τιμών μεταξύ Ιταλίας και Νοτιοανατολικής Ευρώπης μέσω των Βαλκανίων, στην ενσωμάτωση

των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και στη μείωση των ανεπαρκειών του συστήματος [6].

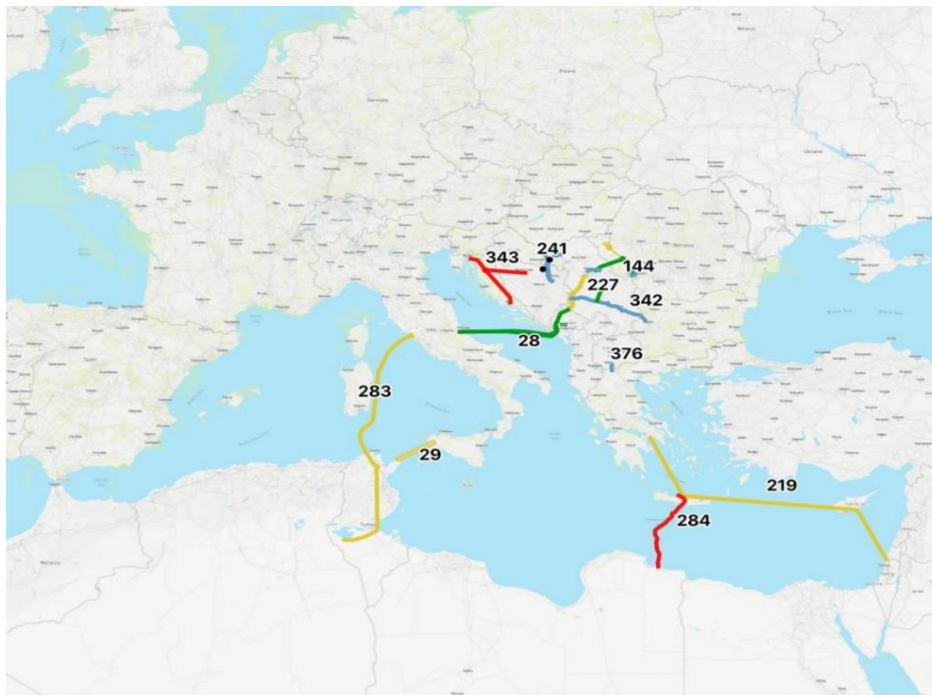
- Άλλα έργα στην περιοχή των Βαλκανίων, όπως οι γραμμές διασύνδεσης μεταξύ Κροατίας-Σερβίας και Κροατίας-Βοσνίας/Ερζεγοβίνης, αναμένεται να στηρίξουν την ολοκλήρωση της αγοράς (ιδίως μεταξύ Κροατίας και Βοσνίας/Ερζεγοβίνης) βελτιώνοντας την ασφάλεια του εφοδιασμού (και για καταστάσεις έκτακτης ανάγκης), επιτρέποντας μεγαλύτερη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην περιοχή και αυξάνοντας την ανθεκτικότητα και την ευελιξία του δικτύου μεταφοράς [6].
- Η γραμμή διασύνδεσης μεταξύ Βουλγαρίας και Σερβίας αποτελεί μέρος του κεντρικού βαλκανικού διαδρόμου. Αποσκοπεί στη βελτίωση των ανατολικών ροών Ανατολής-Δύσης και στη μείωση των διαφορών των τιμών, ενώ δύο γραμμές διασύνδεσης μεταξύ Ρουμανίας και Σερβίας αναμένεται επίσης να ενισχύσουν τις ροές ενέργειας, ιδίως από ανανεώσιμες πηγές [6].

Προβλέπονται τέσσερα έργα για την αύξηση της ικανότητας διασύνδεσης του ευρωμεσογειακού συστήματος, αλλά και την ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και του εμπορίου ηλεκτρικής ενέργειας.

- Η σχεδιαζόμενη γραμμή διασύνδεσης μεταξύ Ιταλίας (Σικελία) και Τυνησίας, γνωστή σήμερα ως ELMED, θα είναι ένα υποβρύχιο καλώδιο HVDC που θα επιτρέψει τις εξαγωγές κυρίως ανανεώσιμων πηγών ενέργειας από την Ιταλία στην Τυνησία. Το έργο, το οποίο θα συμβάλει στη δημιουργία ενός ευρωμεσογειακού δικτύου, υπόκειται σε λεπτομερή μελέτη σκοπιμότητας [6].
- Μια άλλη προγραμματισμένη γραμμή διασύνδεσης μεταξύ της Ιταλίας και της Τυνησίας (σημείο σύνδεσης στο Montalto do Castro, βόρεια της Ρώμης), γνωστή σήμερα ως TuNur, αποσκοπεί στη σύνδεση ενός σταθμού ηλιακής ενέργειας στο ευρωπαϊκό δίκτυο με μια μονάδα

αποθήκευσης που βρίσκεται στο Rejim Maatoug, Kebili, στην Τυνησία. Το έργο μετάδοσης θα περιλαμβάνει όχι μόνο το υποβρύχιο καλώδιο HVDC αλλά και σταθμούς μετατροπής και απαραίτητες γραμμές ενίσχυσης στην Τυνησία [6].

- Η γραμμή διασύνδεσης μεταξύ Ελλάδας (Κρήτη) και Λιβύης, γνωστή σήμερα ως LEG1, θα επιτρέψει την ανταλλαγή ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ της Ευρώπης και των χωρών της Νότιας Μεσογείου. Αποτελεί μέρος ενός μεγαλύτερου έργου που θα περιλαμβάνει επίσης την ανάπτυξη και τη λειτουργία ενός μεγάλου σταθμού παραγωγής ηλιακής ενέργειας στο Tobrouk της Λιβύης [6].
- Το τελευταίο προγραμματισμένο έργο στην περιοχή της Μεσογείου είναι η διασύνδεση της Ευρασίας μεταξύ Ελλάδας (Κρήτη), Κύπρου και Ισραήλ. Πιο συγκεκριμένα, το έργο μπορεί να τερματίσει την πλήρη απομόνωση ηλεκτρικής ενέργειας της Κύπρου και να ενισχύσει την ανταλλαγή ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των τριών συμμετεχουσών χωρών [6].



Εικόνα 67 - Οι μελλοντικές προγραμματισμένες διεθνείς διασυνδέσεις της ΕΕ [6]

Ωστόσο, τα πλαίσια εντός των οποίων λειτουργούν οι ευρωπαϊοί TSO, όσον αφορά τις γραμμές διασύνδεσης με τους γείτονές τους, παρουσιάζουν μεγάλες διαφορές αναφορικά με τους τεχνικούς και πολιτικούς κανόνες και τους κανόνες της αγοράς. Η ΕΕ αναγνωρίζει ότι, κατά συνέπεια, οι γραμμές διασύνδεσης με τρίτες χώρες διαδραματίζουν διαφορετικούς ρόλους για την ΕΕ στο σύνολό της και για τα εθνικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας των κρατών-μελών της ΕΕ, επιτρέποντας το εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας και διασφαλίζοντας την ασφάλεια του εφοδιασμού και τη σταθερότητα των δικτύων [6].

Ως εκ τούτου, οι νέες αρχές αναφορικά με το πλαίσιο αξιολόγησης θα πρέπει να είναι οι κύριοι στόχοι της ΕΕ για την ενεργειακή πολιτική και, πιο συγκεκριμένα, για την ασφάλεια του εφοδιασμού, τη βιωσιμότητα και την ανταγωνιστικότητα. Επιπλέον, ιδίως όσον αφορά τις σχεδιαζόμενες διασυνδέσεις, θα πρέπει να αξιολογηθούν με βάση τη συμβολή τους στην προώθηση των ενεργειακών και κλιματικών στόχων στο πνεύμα της οικονομικής σταθερότητας, της ειρήνης και της ασφάλειας [6].

6.2. ΒΑΣΙΚΑ ΠΟΡΙΣΜΑΤΑ ΤΗΣ ΜΕΛΕΤΗΣ ΑΝΑΓΚΩΝ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΥΝΔΡ 2022

Το 2030:

- Θα υπάρξει 64 GW αύξηση της παραγωγικής ικανότητας σε 50 σύνορα μετά το 2025.
- 17 TWh μειωμένης ενέργειας θα εξοικονομείται κάθε χρόνο.
- Η εξάρτηση από το φυσικό αέριο για την παραγωγή ενέργειας θα μειώνεται κατά 9 TWh/έτος.

- 14 εκατ. τόνοι εκπομπών CO₂ θα αποφεύγονται κάθε χρόνο.
- Το κόστος παραγωγής θα μειωθεί κατά 5 δισεκατομμύρια ευρώ ετησίως.
- Τα υφιστάμενα έργα μετάδοσης δεν καλύπτουν όλες τις ανάγκες του συστήματος. Απομένει μια επένδυση 15 GW.

Το 2040:

- Θα υπάρξει 88 GW αύξηση της παραγωγικής ικανότητας σε 65 σύνορα μετά το 2025, 41 GW αποθήκευσης σε 19 χώρες και 3 GW μονάδων αιχμής χωρίς CO₂ σε 4 χώρες.
- 42 TWh της μειωμένης ενέργειας θα εξοικονομείται κάθε χρόνο.
- Η εξάρτηση από το φυσικό αέριο για την παραγωγή ενέργειας θα μειώνεται κατά 75 TWh/έτος. Αυτό ισοδυναμεί με το 14% της ευρωπαϊκής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με βάση το φυσικό αέριο το 2021.
- 31 εκατ. τόνοι εκπομπών CO₂ θα αποφεύγονται κάθε χρόνο. Το κόστος παραγωγής θα μειώνεται κατά 9 δισεκατομμύρια ευρώ ετησίως.
- Θα σημειωθεί αύξηση της ασφάλειας του εφοδιασμού με ηλεκτρική ενέργεια κατά 1,6 TWh.
- Θα αποφευχθεί η μη εξυπηρετούμενη ζήτηση ενέργειας. Θα υπάρξουν λύσεις για την αντιμετώπιση των αναγκών σε όλη την Ευρώπη.

Η αύξηση της δυναμικότητας και το κόστος παραγωγής αφορούν το σύνολο της περιοχής που καλύπτεται από τη μελέτη, η οποία εκτείνεται πέρα από το ENTSO-E και περιλαμβάνει τη Μεγάλη Βρετανία, την Ουκρανία, τη Μολδαβία και τις χώρες Med-TSO που συνορεύουν με τη Μεσόγειο Θάλασσα. Η αποφυγή εκπομπών CO₂, η αποφυγή περικοπών, η μείωση της ισχύος με βάση το αέριο, η παραγωγή και η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια προορίζονται για την περιοχή του ENTSO-E. Ανταποκρινόμενο στις νέες προκλήσεις, το TYNDP διερευνά επίσης τις ανάγκες λειτουργίας του συστήματος σε πραγματικό χρόνο (έλεγχος τάσης και συχνότητας). Οι ανάγκες αυτές αναμένεται να αυξηθούν στο μέλλον ως αποτέλεσμα του μεταβαλλόμενου

μείγματος παραγωγής ενέργειας που θα περιλαμβάνουν υψηλό μερίδιο παραγωγής που βασίζεται σε αναστροφή που δεν παρέχουν υποστήριξη αδράνειας στο δίκτυο και ανταποκρίνονται όλο και περισσότερο στη ζήτηση ενέργειας. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται σε ξεχωριστή έκθεση σχετικά με τις δυναμικές και επιχειρησιακές προκλήσεις του συστήματος.

6.3. ΤΟ ΧΑΡΤΟΦΥΛΑΚΙΟ ΤΩΝ ΕΡΓΩΝ ΤΟΥ ΤΥΝDP ΤΟ 2022

Το ΤΥΝDP 2022 περιλαμβάνει αξιολόγηση 141 πανευρωπαϊκών έργων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και 23 έργων αποθήκευσης σε όλη την Ευρώπη. Το ENTSO-E αναλύει τα οφέλη που θα μπορούσε να αποφέρει κάθε έργο από κοινωνικοοικονομική άποψη. Τα έργα υποβλήθηκαν εθελοντικά από τους αναδόχους τους και έγιναν δεκτά στο ΤΥΝDP2022 μετά από επαλήθευση από το ENTSO-E ότι συμμορφώνονται με ορισμένα διοικητικά (πανευρωπαϊκά) και τεχνικά κριτήρια, όπως περιγράφονται στις κατευθυντήριες γραμμές του ΤΥΝDP για τους αιτούντες.

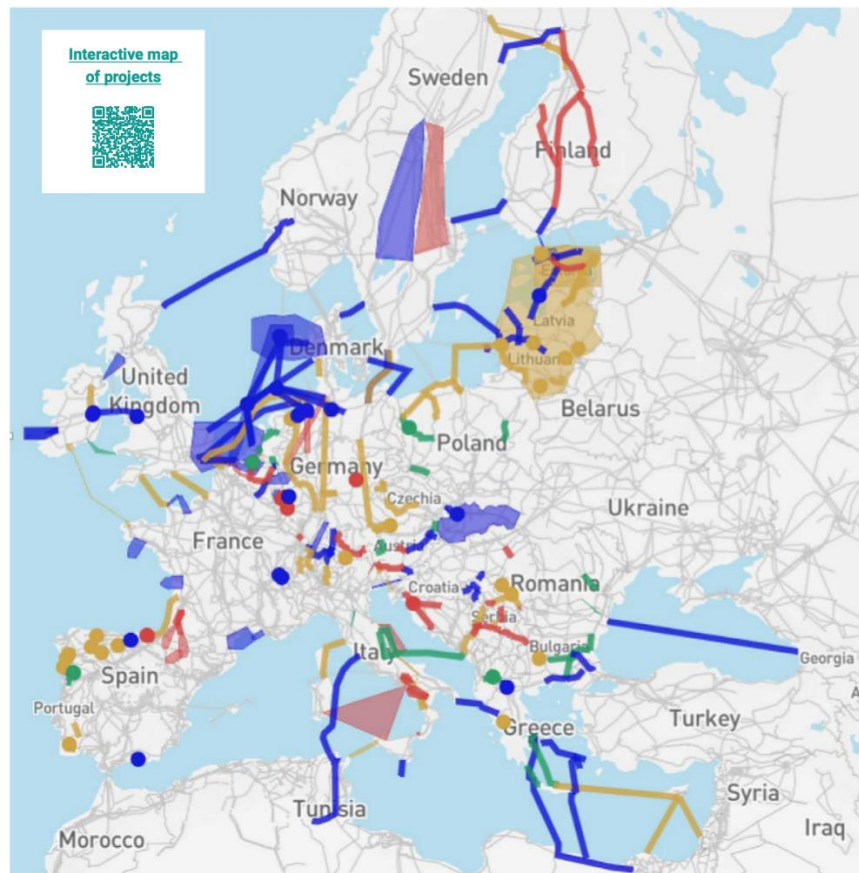
Καθένας μπορεί να επισκεφθεί τη σελίδα ΤΥΝDP 2022 προκειμένου να απεικονίσει όλα τα έργα σε έναν χάρτη της Ευρώπης. Μπορεί να φιλτράρει με βάση την τεχνολογία, τη χώρα, τον διάδρομο PCI ή την τρέχουσα κατάσταση. Τα δεδομένα για κάθε έργο μπορούν να μεταφορτωθούν σε μορφή υπολογιστικού φύλλου και PDF.

6.4. ΕΡΓΑ ΜΕΤΑΔΟΣΗΣ

Τα 141 έργα μεταφοράς στο χαρτοφυλάκιο του ΤΥΝDP 2022 αντιπροσωπεύουν 285 επενδύσεις σε 38 χώρες. Τα έργα χερσαίων γραμμών

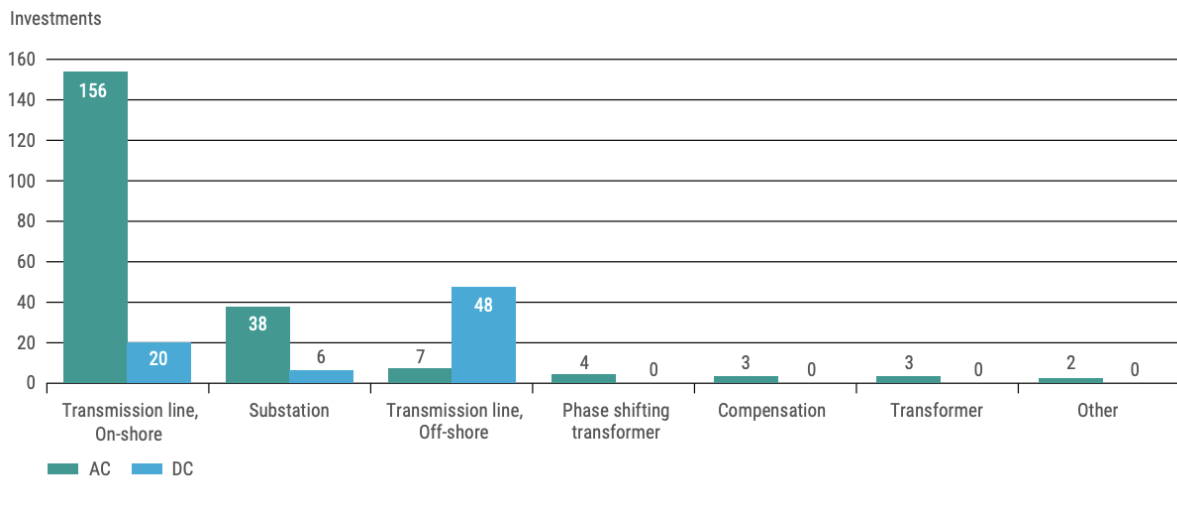
μεταφοράς αντιπροσωπεύουν περίπου το 63% του συνολικού αριθμού των επενδύσεων, ενώ οι υπεράκτιες επενδύσεις αντιπροσωπεύουν άλλο ένα 19%.

Το χαρτοφυλάκιο των 141 έργων μεταφοράς του TYNDP 2022 κατανέμεται μεταξύ των 4 διαδρόμων των έργων κοινού ενδιαφέροντος (PCI), όπως καθορίζονται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή: 22 βρίσκονται στο υπεράκτιο δίκτυο της Βόρειας Θάλασσας, 53 στην NSI West, 48 στην NSI East και 18 στους διαδρόμους BEMIP. Τα περισσότερα από αυτά τα έργα (85) είναι διασυνοριακά και αφορούν δύο ή περισσότερες χώρες, ενώ 56 έργα βρίσκονται στο εσωτερικό μιας χώρας, αλλά θεωρούνται ευρωπαϊκής σημασίας. Το χαρτοφυλάκιο TYNDP 2022 περιλαμβάνει 30 έργα διαβίβασης στον 5ο κατάλογο ευρωπαϊκών PCI.



Εικόνα 68 - Χάρτης των έργων μεταφοράς TYNDP 2022. Οι περιοχές αφορούν έργα για τα οποία η διαδρομή δεν είναι ακόμη γνωστή (*πράσινο: υπό κατασκευή, κίτρινο: με άδεια, κόκκινο: προβλέπεται αλλά δεν έχει ακόμη εγκριθεί, μπλε: υπό εξέταση*).

Το χαρτοφυλάκιο του TYNDP 2022 περιλαμβάνει έργα με δυνητικά πρόσθετα καλώδια και γραμμές μήκους άνω των 43.000 χιλιομέτρων, εκ των οποίων τα 18.000 χιλιόμετρα (42%) είναι AC και τα 25.000 χιλιόμετρα (58%) είναι DC. Η ταχεία εξέλιξη της τεχνολογίας DC έχει οδηγήσει σε βελτιωμένα έργα, ενώ το μερίδιο του χαρτοφυλακίου του TYNDP 2022 έχει αυξηθεί σε σχέση με το TYNDP 2018. Η συνεχιζόμενη ανάπτυξη υπεράκτιων υποδομών αναμένεται να απαιτήσει αυξημένες επενδύσεις σε υποθαλάσσια καλώδια συνεχούς ρεύματος.



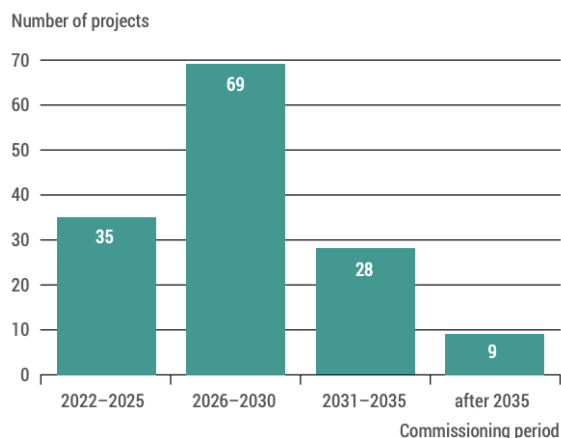
Εικόνα 69 - TYNDP 2022 επενδύσεις ανά είδος στοιχείου και τεχνολογίας. Οι σταθμοί μετατροπής περιλαμβάνονται γενικά στις επενδύσεις DC.

Η τεχνολογία υψηλής τάσης συνεχούς ρεύματος (HVDC) χαρακτηρίζει μια σειρά από έργα. Η τεχνολογία HVDC έχει τα πλεονεκτήματα της προσφοράς μεγαλύτερης μεταφορικής ικανότητας, της μείωσης των ηλεκτρομαγνητικών πεδίων και του περιορισμού των απωλειών κατά τη μετάδοση ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις. Ωστόσο, συνεπάγεται ένα σημαντικά υψηλότερο κόστος για το έργο, το οποίο θα πρέπει να αντισταθμίζεται από τα οφέλη. Το Ultranet (έργο #254), που προτείνεται για τον διάδρομο μεταφοράς NorthSouth της Γερμανίας από τη Βόρεια Ρηνανία-

Βεσφαλία έως τη Βάδη-Βυρτεμβέργη, είναι ένα παράδειγμα χρήσης μιας καινοτόμου ιδέας. Εξετάζει τη χρήση της υφιστάμενης υποδομής (πύργους και πυλώνες) για την ανάπτυξη πρόσθετων εναέριων γραμμών συνεχούς ρεύματος. Η λύση αυτή βελτιώνει σημαντικά τις συνολικές επιδόσεις του δικτύου αυξάνοντας τη δυναμικότητα μεταφοράς με αποδοτικό τρόπο, εξοικονομώντας πόρους και περιορίζοντας τις επιπτώσεις στο περιβάλλον.

6.5. ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΤΗΣ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ

Από τα 141 έργα μεταφοράς, το 35% (44 εκ του συνόλου) αναμένεται από τους φορείς υλοποίησης να τεθεί σε λειτουργία εντός της επόμενης πενταετίας. Τα υπόλοιπα έργα αναμένεται να λειτουργήσουν από το 2027 έως το 2040. Από τα έργα μεταφοράς του ΤΥΝDP 2022, 14 βρίσκονται επί του παρόντος υπό κατασκευή (έναντι 32 στο ΤΥΝDP 2020). Από τα 43 έργα, τα 34 βρίσκονταν ήδη στη φάση αδειοδότησης στο ΤΥΝDP 2020.

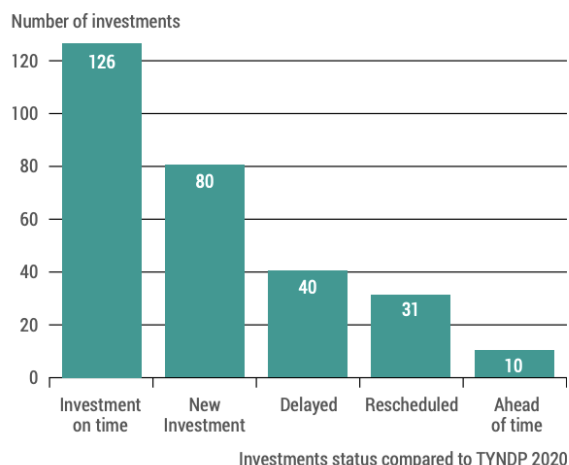


Εικόνα 70 - ΤΥΝDP 2022 έργα διαβίβασης ανά έτος κατά το οποίο αναμενόταν να τεθούν σε λειτουργία, όπως παρέχονται από τους φορείς υλοποίησής τους.

Το χαρτοφυλάκιο ΤΥΝDP 2022 περιλαμβάνει επίσης 55 υπό εξέταση έργα, εκ των οποίων τα 18 είναι νέα. Πολλά από αυτά αποσκοπούν στην αντιμετώπιση των αναγκών του συστήματος, οι οποίες εντοπίστηκαν σε

**ΠΜΣ: Κλιματική Κρίση και Τεχνολογίες Πληροφορικής & Επικοινωνιών
Διπλωματική Εργασία**

σχετικές μελέτες του 2018 και του 2020. Από τις 287 επενδύσεις μεταφοράς, 40 (14%) υπέστησαν καθυστερήσεις τα τελευταία δύο χρόνια (έναντι 17% το 2020), ενώ 37 προγραμματίστηκαν εκ νέου.



Εικόνα 71 - Εξέλιξη της διαβίβασης των επενδύσεων TYNDP 2022 από το 2020. Οι «νέες επενδύσεις» αφορούν σε επενδύσεις που δεν περιλαμβάνονταν σε προηγούμενες εκδόσεις του TYNDP



Εικόνα 72 - Έργα αποθήκευσης TYNDP 2022 (κίτρινο: επιτρεπόμενο, κόκκινο: προβλέπεται αλλά δεν έχει ακόμη εγκριθεί, μπλε: υπό εξέταση).

6.6. ΥΠΕΡΑΚΤΙΑ ΕΡΓΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

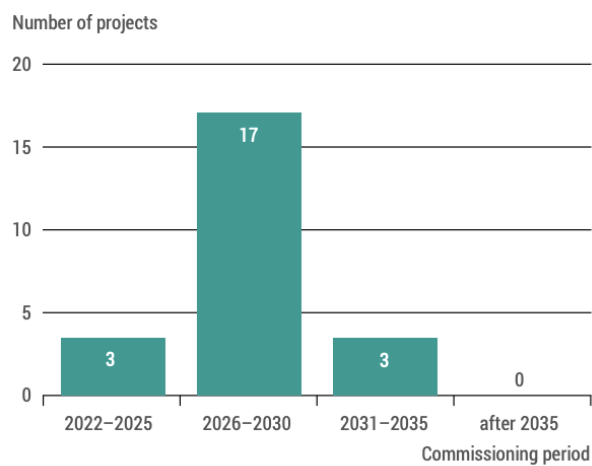
Το ΤΥΝDP 2022 θα αξιολογήσει 52 έργα υπεράκτιας μεταφοράς (συμπεριλαμβανομένων των γραμμών διασύνδεσης, της υπεράκτιας σύνδεσης παραγωγής και των υβριδικών έργων), τα οποία αντιπροσωπεύουν πάνω από το ένα τρίτο του συνολικού χαρτοφυλακίου των έργων μεταφοράς. Σημειώνεται αύξηση σε σύγκριση με τα προηγούμενα ΤΥΝDP, με 43 υπεράκτια έργα ΤΥΝDP 2020 και 45 υπεράκτια έργα στο ΤΥΝDP 2018. Από τα 29 νέα έργα του ΤΥΝDP 2022, 17 είναι υπεράκτια, συμπεριλαμβανομένων 7 έργων δικτύων παραγωγής και 3 υβριδικών έργων.

Οι υπεράκτιες υποδομές μεταφοράς και οι συναφείς χερσαίες συνδέσεις πρέπει να κατασκευαστούν πολύ ταχύτερα από τα τρέχοντα χερσαία δίκτυα, τα οποία, για περισσότερο από έναν αιώνα, εξελίχθηκαν βήμα προς βήμα. Αρκετές προκλήσεις σχετικά με την επέκταση αυτή θα κάνουν την εμφάνισή τους τα επόμενα χρόνια. Μέσα σε αυτές συγκαταλέγονται ένας ολιστικός, σε πολλούς τομείς, σχεδιασμός αλλά και συντονισμένα επιβατικά και υπεράκτια δίκτυα, που θα συνδυάζουν τους τομείς του πλέγματος και του χωροταξικού σχεδιασμού, της μηχανικής, της κατασκευής και της χρηματοδότησης.

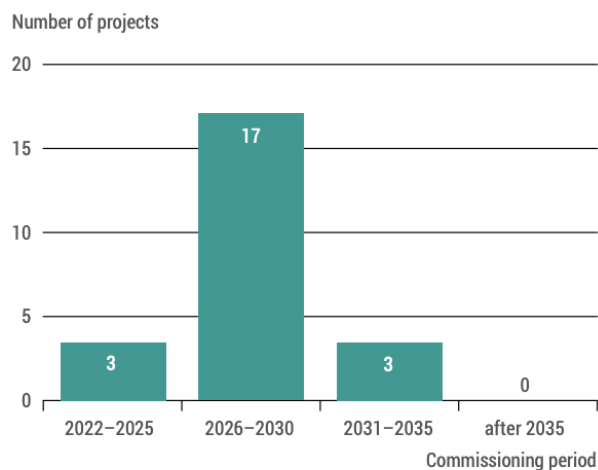
6.7. ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ

Το χαρτοφυλάκιο ΤΥΝDP 2022 περιλαμβάνει 23 έργα αποθήκευσης, εκ των οποίων τα 12 χρησιμοποιούν τεχνολογία αντλίας-υδροκίνησης. Έξι έργα αποθήκευσης ενέργειας πεπιεσμένου αέρα και δύο ηλεκτροχημικά έργα αποθήκευσης ολοκληρώνουν το χαρτοφυλάκιο. Κανένα από τα έργα αυτά δεν βρίσκεται στη φάση κατασκευής, ενώ 12 είναι υπό εξέταση. Το ένα βρίσκεται στη φάση του σχεδιασμού αλλά δεν έχει αδειοδοτηθεί, και 10 το επιτρέπουν.

Το ΤΥΝΔΡ 2022 περιλαμβάνει τρία λιγότερα έργα αποθήκευσης σε σχέση με το 2020.



Εικόνα 73 - ΤΥΝΔΡ 2022 έργα αποθήκευσης ανά έτος κατά το οποίο αναμενόταν να τεθούν σε λειτουργία, όπως παρέχονται από τους φορείς υλοποίησής τους.



Εικόνα 74 - Εξέλιξη των έργων αποθήκευσης ΤΥΝΔΡ 2022 από το ΤΥΝΔΡ 2020. Τα «νέα έργα» αφορούν έργα που δεν περιλαμβάνονταν σε προηγούμενες εκδόσεις του ΤΥΝΔΡ.

6.8. ΓΕΝΙΚΟΤΕΡΑ ΟΦΕΛΗ ΥΠΟΔΟΜΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η πρόοδος των έργων στο χαρτοφυλάκιο TYNDP επιτρέπει την τόνωση της ευρωπαϊκής οικονομίας ιδίως μετά την πανδημία. Το ENTSO-E υπολόγισε τον αντίκτυπο του χαρτοφυλακίου των έργων στην οικονομία της Ευρωπαϊκής Ένωσης, καθ' όλη τη διάρκεια του κύκλου κάθε έργου. Η ανάλυση εξετάζει όχι μόνο τον ανάδοχο και τους άμεσους επενδυτές (π.χ. εταιρείες που συμμετέχουν στη φάση κατασκευής ενός έργου,...), αλλά και την ενδιάμεση κατανάλωση (π.χ. αγαθά και υπηρεσίες που αγοράζονται από τους αναδόχους και τους άμεσους επενδυτές), καθώς και την τελική κατανάλωση που προκύπτει από όλα τα μισθολογικά εισοδήματα που παράγονται σε όλα τα στάδια.

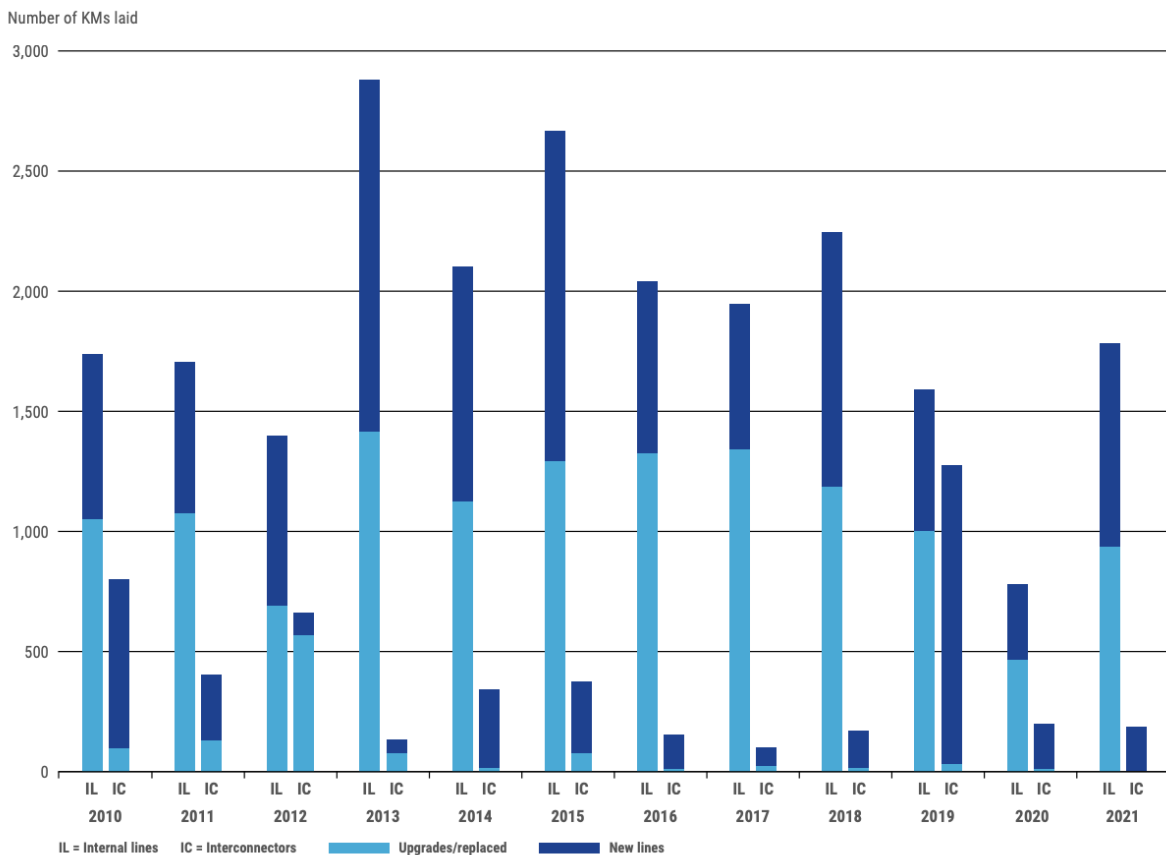
Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι κατά την κατασκευή και τη λειτουργία των έργων στο χαρτοφυλάκιο TYNDP 2022:

- θα μπορούσαν να εξασφαλιστούν 1,6 εκατομμύρια θέσεις εργασίας,
- θα μπορούσαν να κινητοποιηθούν περίπου 240.000 εκατ. ευρώ στην παραγωγή (νοούμενη ως η λογιστική αξία των πληρωμών των φορέων υλοποίησης του έργου και των προμηθευτών τους),
- το ΑΕΠ της Ευρωπαϊκής Ένωσης θα μπορούσε να αυξηθεί κατά περίπου 100.000 εκατ. ευρώ,
- η συλλογή των εσόδων της δημόσιας διοίκησης από τους φόρους θα μπορούσε να φτάσει περίπου τα 45.000 εκατ. ευρώ, ένα ποσό που θα μπορούσε να αξιοποιηθεί προς όφελος της ευρωπαϊκής κοινωνίας.

Οι τιμές αυτές αφορούν μόνο τις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης και τα αγαθά και τις υπηρεσίες που παράγονται σε αυτές, ενώ οι εισαγωγές από χώρες εκτός ΕΕ δεν λαμβάνονται υπόψη.

6.9. ΔΩΔΕΚΑΕΤΕΣ ΧΑΡΤΟΦΥΛΑΚΙΟ ΤΥΝΔΡ

Τα τελευταία δώδεκα χρόνια, το ευρωπαϊκό διασυννοριακό δίκτυο μεταφοράς έχει αναπτυχθεί σημαντικά. 12 σύνορα είδαν να τίθεται σε λειτουργία η πρώτη ηλεκτρική διασύνδεσή τους, καθώς ενώθηκαν τα 80 ευρωπαϊκά χερσαία ή θαλάσσια σύνορα που έχουν τουλάχιστον μία διασυννοριακή γραμμή το 2022. Οι νέες διασυνδέσεις περιλαμβάνουν, για παράδειγμα, τη Δανία και τις Κάτω Χώρες, το Ηνωμένο Βασίλειο και το Βέλγιο, την Ιταλία και το Μαυροβούνιο, καθώς και τη Νορβηγία και τη Γερμανία. Η αυξημένη διασυννοριακή διασύνδεση συμβαδίζει με την αύξηση των ανταλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας.



Εικόνα 75 - Έργα που ανατέθηκαν ετησίως από το 2010 έως το 2021 σε χιλιόμετρα γραμμής.

Το πρόγραμμα Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος της ΕΕ (PCI) ήταν καίριας σημασίας προκειμένου να καταστεί δυνατή η εξέλιξη του δικτύου κατά τη διάρκεια αυτής της δεκαετίας. Πέρα από τον ρόλο του στο πλαίσιο της διαδικασίας PCI, το TYNDP παρέχει επίσης πληροφορίες στους υπεύθυνους χάραξης πολιτικής, τις ρυθμιστικές αρχές, τους TSO ή τους επενδυτές προκειμένου να συμμετάσχουν και να τελειοποιήσουν τα έργα τους.

Οι επενδύσεις που αξιολογήθηκαν στο πιλοτικό TYNDP 2010 αντιπροσώπευαν πάνω από 42.000 χιλιόμετρα γραμμών, εκ των οποίων περίπου 11.500 χιλιόμετρα έχουν ήδη τεθεί σε λειτουργία. Ορισμένες επενδύσεις έχουν ενωθεί με άλλες και, ενώ αρκετές από αυτές έχουν μεν σταματήσει να αξιολογούνται στο TYNDP, ωστόσο παρέμειναν στα εθνικά αναπτυξιακά σχέδια και υλοποιήθηκαν. Κάποιες, πάλι, ακυρώθηκαν.

7. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Η δημιουργία της κοινής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ), ως βασική πτυχή της Ευρωπαϊκής Κοινής Αγοράς, που έχει ως στόχο την προώθηση του διασυνοριακού εμπορίου ηλεκτρικής ενέργειας, ξεκίνησε με την απελευθέρωση των εθνικών τομέων ηλεκτρικής ενέργειας των κρατών-μελών πριν από περισσότερο από δύο δεκαετίες, με στόχο την μετατροπή μιας μονοπωλιακής και συντηρητικής βιομηχανίας σε μια αποτελεσματική και καινοτόμο αγορά, ανοικτή σε νέους παίκτες, τεχνολογίες και επιχειρηματικά μοντέλα.

Σε κανονιστικό επίπεδο, η μετατροπή αυτή απαιτούσε την εναρμόνιση των κανόνων και των κανονισμών της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των κρατών μελών. Για να διευκολυνθεί η ανάπτυξη κοινών ρυθμίσεων στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, δημιουργήθηκαν νέοι θεσμοί για τη ρύθμιση των διασυνοριακών δικτύων και των εθνικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας. Η ανάπτυξη και η εφαρμογή κοινών κανόνων στην αγορά ενθάρρυναν τη δημιουργία μηχανισμών περιφερειακής συνεργασίας και τη διμερή συνεργασία.

Για την προώθηση της συνεργασίας, η ΕΕ ανέθεσε στα κράτη-μέλη της τη σύσταση εθνικών ρυθμιστικών αρχών και δημιούργησε τον Οργανισμό Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας ACER. Ο κύριος στόχος του οργανισμού είναι να προωθήσει τη συνεργασία μεταξύ των ευρωπαϊκών ρυθμιστικών αρχών ενέργειας και να θεσπίσει ένα κοινό κανονιστικό πλαίσιο για μια ολοκληρωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου. Επιπροσθέτως, με εντολή της ΕΕ, συστάθηκε και ο ENTSO-E ως η διάδοχη κατάσταση κι εξέλιξη έξι περιφερειακών ενώσεων-διαχειριστών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας – όπου σήμερα εκπροσωπούνται 43 διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς από 36 ευρωπαϊκές χώρες.

Ο ACER, από κοινού με το ENTSO-E,

- καταρτίζει σχέδια κατευθυντήριων γραμμών-πλαισίων, που χρησιμεύουν ως βάση για την κατάρτιση κωδίκων δικτύου,
- αναπτύσσει πολιτικές,
- υποστηρίζει την ανάπτυξη και την εφαρμογή κοινών ευρωπαϊκών κωδίκων δικτύου,
- διευκολύνει την τεχνική συνεργασία μεταξύ ΔΣΜ,
- διενεργεί βραχυπρόθεσμες, μεσοπρόθεσμες και μακροπρόθεσμες αξιολογήσεις επάρκειας του συστήματος,
- αναπτύσσει μακροχρόνια σχέδια πανευρωπαϊκών δικτύων,
- συντονίζει τον σχεδιασμό Έρευνας και Ανάπτυξης (E&A) για τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι κώδικες δικτύου είναι σύνολα κανόνων σε διάφορους τομείς της ρύθμισης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στόχος τους είναι να διευκολύνουν την εναρμόνιση, την ενοποίηση και την αποδοτικότητα εκτός της ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, προκειμένου να επιτευχθούν οι στόχοι της πολιτικής της ΕΕ όσον αφορά την ενέργεια και το κλίμα. Οι κώδικες δικτύου καταρτίζονται από το ENTSO-E, ενώ η διαδικασία σύνταξης πραγματοποιείται υπό την καθοδήγηση του ACER. Στο τελικό στάδιο, θεσπίζονται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, η οποία λαμβάνει υπόψη τις σχετικές θέσεις των κρατών-μελών και του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου. Μετά την έγκρισή τους, οι κώδικες δικτύου είναι ευρωπαϊκοί κανονισμοί που, από νομική άποψη, έχουν άμεση ισχύ σε κάθε κράτος-μέλος της ΕΕ.

Υπάρχουν διάφορα στοιχεία σχεδιασμού τα οποία αφορούν τους μηχανισμούς δυναμικότητας και τα οποία ενδέχεται να επηρεάσουν τη διασυννοριακή συμμετοχή. Τέτοιοι μηχανισμοί είναι η **διαζωνική δυναμικότητα** που ορίζεται ως η ικανότητα του διασυνδεδεμένου συστήματος να δέχεται τη μεταφορά ενέργειας μεταξύ ζωνών προσφοράς. Με την επιφύλαξη της υποχρέωσης μεγιστοποίησης της δυναμικότητας για το διαζωνικό εμπόριο, ο κανονισμός (ΕΕ) 2019/943 σχετικά με την εσωτερική

αγορά ηλεκτρικής ενέργειας ορίζει ότι οι ΔΣΜ υποχρεούνται να διαθέτουν, από την 1η Ιανουαρίου 2020, ελάχιστο δεσμευτικό επίπεδο δυναμικότητας (70%) για το διαζωνικό εμπόριο. Ο σκοπός της προσφοράς ενός ελάχιστου επιπέδου διαθέσιμης δυναμικότητας για το διαζωνικό εμπόριο είναι αφενός η μείωση των επιπτώσεων της εσωτερικής συμφόρησης στο διαζωνικό εμπόριο και αφετέρου ο καθορισμός μιας πρόβλεψης της αγοραίας αξίας της παρεχόμενης διαζωνικής δυναμικότητας για τους συμμετέχοντες στην αγορά.

Σε τεχνικό επίπεδο, για την επίτευξη της δημιουργία μιας ολοκληρωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ απαιτείται η ενοποίηση του Ευρωπαϊκού δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας με την εγκατάσταση και αποτελεσματική χρήση διασυνοριακών γραμμών ηλεκτρικής διασύνδεσης των εθνικών δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας τόσο μεταξύ των κρατών μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης όσο και με τρίτες χώρες. Τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας των κρατών-μελών της ΕΕ ήταν ιστορικά σχεδιασμένα κατά κύριο λόγο για την εξυπηρέτηση των οικιακών καταναλωτών, με περιορισμένο αριθμό διασυνδέσεων, που κατασκευάστηκαν για να παρέχουν στήριξη έκτακτης ανάγκης και να επιτρέπουν περιορισμένο διμερές εμπόριο. Η ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας έχει σχεδιαστεί ειδικά λαμβάνοντας υπόψη τις περιορισμένες δυνατότητες διασύνδεσης μεταξύ ζωνών, με στόχο τη σηματοδότηση των σωστών επενδύσεων στην παραγωγή, στην αποθήκευση και στο δίκτυο μέσω των μηχανισμών της αγοράς.

Η ΕΕ είχε θέσει ως στόχο διασύνδεσης (τουλάχιστον 10% έως το 2020) ώστε να ενθαρρύνει τις χώρες της ΕΕ να αναπτύξουν περαιτέρω τις γραμμές διασύνδεσης. Αυτό σημαίνει ότι κάθε χώρα θα πρέπει να διαθέτει γραμμές μεταφοράς που να επιτρέπουν τουλάχιστον στο 10% της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας να μεταφέρεται πέρα από τα σύνορά της σε γειτονικές χώρες. Ο στόχος του 10% αφορά τη σχέση μεταξύ του αθροίσματος της καθαρής δυναμικότητας μεταφοράς στα σύνορα μιας χώρας (ή της συνολικής

ικανότητας εισαγωγής) και της εγκατεστημένης παραγωγικής ικανότητας στην εν λόγω χώρα. Όλα τα κράτη-μέλη της ΕΕ κλήθηκαν να επιτύχουν αυτόν τον στόχο έως το 2020, πράγμα που σημαίνει ότι θα έπρεπε να εξασφαλίσουν τη δυνατότητα των παραγόντων της αγοράς να ασκήσουν ανταγωνιστική πίεση στους εγχώριους παραγωγούς. Δεδομένου ότι ο στόχος αυτός καθορίστηκε το 2002, οι παράγοντες της αγοράς παρουσίασαν τότε μια καλή πορεία για τη διευκόλυνση του ανταγωνισμού και της ρευστότητας της αγοράς σε ολόκληρη την Ευρώπη. Ωστόσο, οι καθαρές δυνατότητες μεταφοράς (μέγιστη δυνατή εισαγωγή ή εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε όλα τα σύνορα μιας χώρας κατά τη διάρκεια ορισμένης χρονικής περιόδου, διατηρώντας το προκαθορισμένο επίπεδο ασφάλειας του εφοδιασμού) ήταν σημαντικά μικρότερες από την ονομαστική δυναμικότητα των διασυνοριακών γραμμών (μέγιστη δυνατή μεταφορά ισχύος σε γραμμές όσον αφορά το μέγιστο επιτρεπόμενο ρεύμα μέσω αυτών των γραμμών), περιορίζοντας έτσι τις δραστηριότητες της αγοράς (εκτιμήθηκε ότι περίπου το 31% της ονομαστικής δυναμικότητας προσφέρθηκε στην αγορά κατά την προηγούμενη περίοδο). Διαπιστώθηκε επίσης ότι περίπου το 72% όλων των περιπτώσεων συμφόρησης προκλήθηκαν από σημεία συμφόρησης του εσωτερικού δικτύου, πράγμα που σημαίνει ότι η διασυνοριακή δυναμικότητα δεν αποτέλεσε το μόνο περιορισμό στην ανταγωνιστικότητα της ενοποιημένης αγοράς ενέργειας στην ΕΕ.

Το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο τον Οκτώβριο του 2014 ενέκρινε την πρόταση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για αύξηση του τρέχοντος στόχου της διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας από 10% σε 15% έως το 2030, λαμβάνοντας υπόψη το κόστος και τις δυνατότητες των εμπορικών ανταλλαγών μεταξύ των κρατών μελών της ΕΕ.

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή προσδιόρισε τρία υποκριτήρια, τα οποία αντικατοπτρίζουν την τρέχουσα κατάσταση και αντιπροσωπεύουν δίκαιους τρόπους μέτρησης των επιπέδων διασύνδεσης σε όλη την Ευρώπη σε σχέση με τις καθορισμένες πολιτικές, και τους τεχνικούς στόχους.

Τα υποκριτήρια είναι τα εξής:

- διαφορά της τιμής χονδρικής μεταξύ κρατών-μελών, περιοχών ή ζωνών προσφοράς (όριο 2 €/MWh),
- λόγος μεταξύ της ονομαστικής ικανότητας μετάδοσης των διασυνδέσεων και του φορτίου αιχμής (πρώτο όριο 30%, δεύτερο όριο 60%) και
- αναλογία μεταξύ της ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων και της εγκατεστημένης χωρητικότητας ΑΠΕ (πρώτο όριο 30%, δεύτερο όριο 60%).

Εκτός από τα τρία αυτά υποκριτήρια, τονίστηκε το ζήτημα της οικονομικής βιωσιμότητας των νέων γραμμών διασυνοριακής διασύνδεσης. Τα έργα θα πρέπει να υλοποιούνται μόνο εάν τα πιθανά οφέλη υπερτερούν του κόστους, ενώ κάθε νέα διασύνδεση θα πρέπει να υπόκειται σε κοινωνικοοικονομική και περιβαλλοντική ανάλυση κόστους-οφέλους.

Διαφορά Τιμών Χονδρικής. Ένας από τους κύριους στόχους της ενεργειακής πολιτικής της ΕΕ είναι η ανάπτυξη του ανταγωνισμού στην παραγωγή και τον εφοδιασμό στις οργανωμένες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, με απώτερο στόχο τη δημιουργία μιας ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Προκειμένου να καταστεί δυνατός ο ανταγωνισμός μεταξύ των διαφόρων παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας και να εξαλειφθεί η δεσπόζουσα θέση στην αγορά οποιουδήποτε μεμονωμένου ανταγωνιστή, το πανευρωπαϊκό σύστημα μεταφοράς θα πρέπει να κατασκευαστεί ιδανικά κατά τρόπο ώστε να αποφεύγονται όλες οι πιθανές διαρθρωτικές συμφορήσεις. Το γεγονός αυτό, σημαίνει ότι οι διαφορές στις τιμές χονδρικής θα ελαχιστοποιηθούν ή θα εκμηδενιστούν. Μια εύρυθμη εσωτερική αγορά είναι αυτή που θα οδηγήσει σε ανταγωνιστικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για όλους τους Ευρωπαίους. Ως εκ τούτου, τα κράτη-μέλη θα πρέπει να στοχεύουν στην ελαχιστοποίηση των διαφορών στις τιμές χονδρικής αγοράς [B2]. Θα πρέπει να δοθεί προτεραιότητα στις πρόσθετες διασυνδέσεις εάν η διαφορά τιμών υπερβαίνει

το ενδεικτικό όριο των 2€/MWh μεταξύ κρατών-μελών, περιφερειών ή ζωνών προσφοράς. Όσο μεγαλύτερη είναι η διαφορά τιμής, τόσο μεγαλύτερη είναι η ανάγκη για επείγουσα δράση. Η διαφορά των τιμών θα μπορούσε να είναι ένα πολύ αποτελεσματικό σήμα της αγοράς, γεγονός που υποδηλώνει την ανάγκη για μια νέα διασύνδεση μεταξύ δύο χωρών/ περιοχών/ ζωνών και ότι οι γραμμές διασύνδεσης (εάν υπάρχουν) μπορεί να είναι αποπληκτικές, κάτι που δεν επιτρέπει στην φθηνότερη ηλεκτρική ενέργεια να ρέει πάνω από μια διεπαφή στην άλλη πλευρά όπου η τιμή είναι υψηλότερη. Το σήμα αυτό εξετάζεται μόνο εάν οι εν λειτουργία γραμμές διασύνδεσης χρησιμοποιούνται αποτελεσματικά (για παράδειγμα, όταν οι αγορές είναι συνδεδεμένες ή τουλάχιστον το 70% της δυναμικότητας είναι διαθέσιμο στους συμμετέχοντες στην αγορά μέσω συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας). Εάν η δυναμικότητα προσφέρθηκε μέσω δημοπρασιών με χαμηλό επίπεδο τιμών, η σημαντική διαφορά τιμών μπορεί να μην υποδηλώνει την ανάγκη για νέα γραμμή διασύνδεσης, αλλά μάλλον την περιορισμένη λειτουργία της αγοράς.

Λόγος μεταξύ της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης και του φορτίου αιχμής. Τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων των συστημάτων μεταφοράς, θα πρέπει να σχεδιάζονται κατά τέτοιο τρόπο, ώστε να ικανοποιούν το υφιστάμενο και το αναμενόμενο μελλοντικό φορτίο αιχμής (μέγιστη ωριαία κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε μία χώρα), ανά πάσα στιγμή και σε όλες τις περιπτώσεις, ή να το ικανοποιούν έχοντας ορίσει ένα προκαθορισμένο επίπεδο πιθανότητας (στόχος ασφάλειας του εφοδιασμού), εάν η προσέγγιση πιθανολογικού σχεδιασμού υιοθετείται σε συγκεκριμένο τομέα ικανοτήτων TSO. Υπό ιδανικές συνθήκες αγοράς, το φορτίο αιχμής μιας χώρας θα τροφοδοτείται από την εγχώρια παραγωγή και τις εισαγωγές ενέργειας μέσω των γραμμών διασύνδεσης με τον βέλτιστο οικονομικά τρόπο. Το οικονομικό βέλτιστο θα καταστραφεί εάν οι γραμμές διασύνδεσης περιορίσουν την πιθανή εισαγωγή φθηνότερης ηλεκτρικής ενέργειας από αυτήν που μπορεί να

παραχθεί από τους εγχώριους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, αυξάνοντας τις τιμές στην παρατηρούμενη χώρα/ περιοχή και μειώνοντας την κοινωνικοοικονομική ευημερία της χώρας αυτής. Η εισαγωγή φθηνότερης ηλεκτρικής ενέργειας δεν θα ήταν δυνατή χωρίς τις γραμμές διασύνδεσης και η δυναμικότητα μεταφοράς τους είναι αυτή που καθορίζει κατά πόσο μπορεί να μεταφερθεί στο σύστημα.

Λόγος μεταξύ της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης και της εγκατεστημένης ισχύος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Αναμένεται ότι το μείγμα παραγωγής στην Ευρώπη, θα αλλάξει σημαντικά με τους αιολικούς και ηλιακούς σταθμούς να κυριαρχούν στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε συνδυασμό με τις υφιστάμενες και μελλοντικές υδροηλεκτρικές μονάδες. Αντίθετα, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με καύση άνθρακα θα μειωθεί σημαντικά ή ακόμη και θα εκμηδενιστεί εάν το 2050 επιτευχθεί πλήρης απαλλαγή από τις ανθρακούχες εκπομπές. Δεδομένου ότι τα ποσοστά χρήσης (ώρες πλήρους φορτίου, συντελεστής δυναμικότητας) των αιολικών και ηλιακών σταθμών παραγωγής ενέργειας είναι πολύ χαμηλότερα από ό,τι τα αντίστοιχα για τη χρήση των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με ορυκτά καύσιμα (ιδίως με καύση άνθρακα), απαιτείται σημαντικά μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύς για την ίδια ποσότητα ενέργειας. Το μέτρο της διασυνδεσιμότητας θα μπορούσε επίσης να καθοριστεί σε σχέση με τη συνολική εγκατεστημένη δυναμικότητα RES του συστήματος μεταφοράς εν γένει. Ειδικότερα, οι διασυνοριακές διασυνδέσεις θα πρέπει να σχεδιάζονται κατά τρόπον ώστε να υποστηρίζουν αυτές τις εισαγωγές και εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας με ελάχιστη περικοπή της παραγωγής RES λόγω πιθανών λειτουργικών προβλημάτων και μη εκπλήρωση των κριτηρίων επιχειρησιακής ασφάλειας. Επιπλέον, η δυναμικότητα διασύνδεσης ενισχύει την απαιτούμενη ευελιξία του συστήματος για τη διαχείριση της αυξανόμενης εισροής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Μια αναλογία μεταξύ της

ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης και της εγκατεστημένης παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές κάτω του 30% σημαίνει ότι υπάρχει πραγματική ανάγκη να εξεταστούν οι δυνατότητες ενίσχυσης της διασύνδεσης. Η αναλογία μεταξύ 30% και 60% σημαίνει ότι η κατάσταση παρακολουθείται και, ενδεχομένως, αρχίζουν να αναπτύσσονται νέα έργα διασύνδεσης, ενώ ένας λόγος άνω του 60% σημαίνει ότι δεν υπάρχει πιθανώς ανάγκη περαιτέρω ενίσχυσης των γραμμών διασύνδεσης σε σχέση με το παρατηρούμενο κριτήριο.

Γραμμές Διασύνδεσης μεταξύ Κρατών Μελών της ΕΕ

Μια καλά ολοκληρωμένη αγορά ενέργειας θεωρείται θεμελιώδης προϋπόθεση για την επίτευξη των ενεργειακών και κλιματικών στόχων της ΕΕ με οικονομικά αποδοτικό τρόπο. Οι γραμμές διασύνδεσης αποτελούν ζωτική φυσική συνιστώσα της ενεργειακής μετάβασης της Ευρώπης και προσφέρουν δυνατότητες στο εμπόριο ενέργειας. Η κοινωνικοοικονομική αξία των γραμμών διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας προέρχεται από την ικανότητά τους να:

- αυξάνουν την αποδοτικότητα των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με τη μείωση του κόστους κάλυψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας,
- βελτιώνουν την ασφάλεια του εφοδιασμού και να διευκολύνουν την οικονομικά αποδοτική ενσωμάτωση του αυξανόμενου μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Οι ακόλουθοι πέντε τομείς επωφελούνται ιδιαίτερα από τη διασύνδεση ηλεκτρικής ενέργειας:

Ενοποίηση της αγοράς: Οι γραμμές διασύνδεσης ενσωματώνουν τις ευρωπαϊκές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας με διάφορους τρόπους, με αποτέλεσμα την αύξηση του ανταγωνισμού και τη βελτίωση των τιμών για τους καταναλωτές και τις επιχειρήσεις. Για παράδειγμα, η σύζευξη της αγοράς μεταξύ Σλοβενίας και Ιταλίας αύξησε τη ρευστότητα και τη σταθερότητα των τιμών στην αγορά, ενώ η γραμμή διασύνδεσης NorNed μεταξύ Νορβηγίας και

Κάτω Χωρών βελτίωσε τον ανταγωνισμό και στις δύο αγορές. Τέλος, για τις χώρες της Βαλτικής, η λειτουργία της NordBalt, της πρώτης γραμμής διασύνδεσης μεταξύ Λιθουανίας και Σουηδίας, αύξησε την προσβασιμότητά τους στους ηλεκτρικούς πόρους της Βόρειας Ευρώπης και οδήγησε σε σημαντική εξοικονόμηση ηλεκτρικής ενέργειας.

Κλιματικά και περιβαλλοντικά οφέλη: Οι γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας συμβάλλουν στην αξιοποίηση των οφελών της παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και, ως εκ τούτου, ενισχύουν τις δυνατότητες μείωσης του CO₂.

Για παράδειγμα, οι γραμμές διασύνδεσης μεταξύ Νορβηγίας και Δανίας συμβάλλουν στην εξισορρόπηση του Δανέζικου συστήματος με την αποθήκευση ενέργειας μέσω υδροηλεκτρικών σταθμών στη Νορβηγία, ενώ η ανάπτυξη της γραμμής διασύνδεσης μεταξύ Νορβηγίας και Ηνωμένου Βασιλείου θα επιτρέψει στο Ηνωμένο Βασίλειο να αντικαταστήσει την παραγωγή θερμότητας υψηλής περιεκτικότητας σε άνθρακα με φθηνότερη και πιο πράσινη νορβηγική υδροηλεκτρική ενέργεια, ενώ το Ηνωμένο Βασίλειο θα είναι σε θέση να εξάγει ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές στη Νορβηγία κατά τη διάρκεια περιόδων παραγωγής υψηλής αιολικής ενέργειας. Τέλος, η γραμμή διασύνδεσης INELFE μεταξύ Γαλλίας και Ισπανίας αποτελεί ένα ακόμη παράδειγμα, το οποίο θα επιτρέψει την ενσωμάτωση μεγαλύτερου όγκου ανανεώσιμης ενέργειας στο δίκτυο, ιδίως της αιολικής ενέργειας από το Ιβηρικό σύστημα.

Ασφάλεια του εφοδιασμού: Οι γραμμές διασύνδεσης επιτρέπουν την εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας όταν δεν υπάρχει επαρκής δυναμικότητα παραγωγής στην εγχώρια αγορά ενώ αντίθετα υπάρχει στις διασυνδεδεμένες αγορές.

Πολιτική συνάφεια και ευρωπαϊκή ενοποίηση: Οι γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν σημαντική πτυχή των διευρωπαϊκών δικτύων ενέργειας. Οι γραμμές διασύνδεσης, ιδίως όπως

αναδείχθηκαν μέσα από την υλοποίηση των έργων κοινού ενδιαφέροντος, είναι πράγματι ευρωπαϊκά έργα που τονώνουν και ενισχύουν την περιφερειακή συνεργασία μεταξύ των κρατών-μελών και αυξάνουν την κοινωνικοοικονομική ευημερία.

Βιομηχανική ανταγωνιστικότητα και καινοτομία: Το να καταστεί η ευρωπαϊκή οικονομία μια οικονομία χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και ενεργειακά αποδοτικότερη επιταχύνει τον εκσυγχρονισμό ολόκληρης της οικονομίας, με τις ευρωπαϊκές εταιρείες να καθίστανται πρωτοπόροι των πλέον προηγμένων ενεργειακών τεχνολογιών και επιχειρηματικών μοντέλων.

Γραμμές Διασύνδεσης της ΕΕ σε Διεθνές Επίπεδο

Η ΕΕ διερευνά τις δυνατότητες των διασυνδέσεων με τρίτες χώρες για την προώθηση των στόχων της εξωτερικής πολιτικής της ΕΕ, όπως είναι η ενεργειακή μετάβαση, η ενοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, η ασφάλεια του εφοδιασμού, καθώς και η περιφερειακή και τοπική κοινωνικοοικονομική ευημερία, η οικονομική συνεργασία, η ειρήνη και η αλληλεγγύη. Τα κράτη-μέλη της ΕΕ διαθέτουν:

- 12 διασυνδέσεις με τη Λευκορωσία —όλες με τη Λιθουανία,
- 4 διασυνδέσεις με τη Μολδαβία —όλες με τη Ρουμανία,
- 12 διασυνδέσεις με τη Ρωσία που συνδέουν τη Φινλανδία (2), την Εσθονία (3), τη Λετονία (1) και τη Λιθουανία (6),
- 8 διασυνδέσεις με την Ουκρανία που συνδέουν την Πολωνία (2, ωστόσο μία από αυτές δεν λειτουργεί), τη Σλοβακία (1), την Ουγγαρία (4) και τη Ρουμανία (2),
- 2 διασυνδέσεις με την Αλβανία —όλες με την Ελλάδα,
- 21 διασυνδέσεις με τη Βοσνία-Ερζεγοβίνη —όλες με την Κροατία,
- 5 διασυνδέσεις με τη Βόρεια Μακεδονία που συνδέουν την Ελλάδα (2) και τη Βουλγαρία (3)

- 12 διασυνδέσεις με τη Σερβία που συνδέουν τη Βουλγαρία (3), την Κροατία (3), την Ουγγαρία (2) και τη Ρουμανία (4),
- 3 διασυνδέσεις με την Τουρκία που συνδέουν τη Βουλγαρία (2) και την Ελλάδα (1), και
- 2 γραμμές διασύνδεσης με το Μαρόκο —όλες με την Ισπανία

Οι διασυννοριακές γραμμές των τρίτων χωρών με τα μέλη της Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Κοινότητας έχουν σήμερα δυναμικό μεταφοράς πολύ υψηλότερο από την πλειονότητα των κρατών-μελών της ΕΕ, σε σχέση με το φορτίο αιχμής και την εγκατεστημένη δυναμικότητα παραγωγής. Αυτό ισχύει για όλες αυτές τις χώρες, αν και η Ουκρανία, η Μολδαβία και η Γεωργία αντιμετωπίζουν περιορισμούς που σχετίζονται με τη χρήση της διασυννοριακής δυναμικότητάς τους λόγω των διαφορετικά συγχρονισμένων περιοχών γύρω τους, γεγονός που δεν τους επιτρέπει να χρησιμοποιούν ταυτόχρονα όλες τις γραμμές διασύνδεσης χωρίς περιορισμούς.

Όλες οι διασυνδέσεις ηλεκτρικής ενέργειας ανήκουν στον τύπο του εναλλασσόμενου ρεύματος, εκτός από αυτές που συνδέουν τη Γεωργία με την Τουρκία και το Μαυροβούνιο με την Ιταλία, οι οποίες είναι HVDC. Αυτό σημαίνει ότι περαιτέρω περιορισμοί θα μπορούσαν να προκληθούν από τις ροές ηλεκτρικής ενέργειας στα δίκτυα, που εμποδίζουν την πλήρη χρήση όλων των διασυνδέσεων σε μια χώρα λόγω της φυσικής ροής ηλεκτρικής ενέργειας σε δικτυωμένα συστήματα.

Φαίνεται επίσης ότι ένας μεγάλος αριθμός γραμμών διασύνδεσης ενδέχεται να έχει σχεδιαστεί πολλές φορές για διάφορους λόγους, δεδομένου ότι υπήρξαν πολλές προσδοκίες που απέτυχαν σχετικά με τη μελλοντική αύξηση της κατανάλωσης, καθώς οι γραμμές διασύνδεσης είχαν προγραμματιστεί να τεθούν σε λειτουργία πριν από πολλά χρόνια.

Επιπλέον, φαίνεται ότι τα εσωτερικά δίκτυα μεταφοράς σχεδιάστηκαν κατά τρόπο που δεν είναι πλήρως συμβατός με την ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης. Αυτός είναι πιθανώς και ο κύριος

λόγος για τον οποίο οι τιμές NTC είναι σημαντικά μικρότερες από την ονομαστική δυναμικότητα μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης, όπως φαίνεται στο ακόλουθο σχήμα.

Οι ανησυχίες σχετικά με την ασφάλεια του εφοδιασμού μπορεί να είναι ένας άλλος λόγος για την περιορισμένη χρήση αυτών των γραμμών διασύνδεσης.

Οι τρέχουσες τιμές NTC είναι ως επί το πλείστον χαμηλότερες από το 30% της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης. Δεδομένου ότι το ποσοστό αυτό αφορά στις μέγιστες τιμές NTC, καθίσταται προφανές ότι, κατά τη διάρκεια σημαντικού μέρους του έτους, η δυναμικότητα μεταφοράς που προσφέρεται στους παράγοντες της αγοράς είναι ακόμη πολύ μικρότερη από το 30% της ονομαστικής δυναμικότητας μεταφοράς των γραμμών διασύνδεσης. Το αποτέλεσμα είναι η μη συμμόρφωση με τον στόχο του 70% που πρέπει να εκπληρώνεται σε ωριαία βάση μόλις καταστεί νομικά δεσμευτικός για τις τρίτες χώρες. Η πρακτική αυτή, είτε είναι δικαιολογημένη είτε όχι, περιορίζει τις δραστηριότητες της αγοράς στην περιοχή και προκαλεί υψηλότερες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας λόγω του κόστους συμφόρησης που προκύπτει. Η παρούσα κατάσταση επιτρέπει επίσης στους εγχώριους παραγωγούς να συνεχίσουν να ασκούν σημαντική επιρροή στην αγορά, αν και εμφανίζουν μη βιώσιμες οικονομικά παραγωγικές ικανότητες, ώστε να μπορέσουν να συνεχίσουν να λειτουργούν, ενώ δεν μπορούν να παραμείνουν ανταγωνιστικοί. Αυτό εγείρει ζητήματα συμμόρφωσης, γι' αυτό και θα ήταν σκόπιμο να παρακολουθούνται στενά από τις εθνικές ρυθμιστικές αρχές.

Μελλοντικά Σχέδια Διεθνών Γραμμών Διασύνδεσης της ΕΕ

Εκτός από τις υφιστάμενες γραμμές διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας, έχουν προγραμματιστεί αρκετές νέες γραμμές μεταξύ των κρατών-μελών της ΕΕ και των γειτόνων τους, καθώς δώδεκα συγκεκριμένα έργα

περιλαμβάνονται στο τελευταίο δεκαετές σχέδιο ανάπτυξης δικτύων του ENTSO-E.

Δύο από τα έργα αυτά αφορούν ανακαινίσεις υφιστάμενων γραμμών, όπως είναι η αναβάθμιση της υφιστάμενης γραμμής διασύνδεσης μεταξύ Κροατίας και Βοσνίας-Ερζεγοβίνης με πρόσθετη γραμμή υψηλότερης τάσης, καθώς και η ανακαίνιση της γραμμής διασύνδεσης μεταξύ Μελίτη στην Ελλάδα και Μπίτολα στη Βόρεια Μακεδονία που αποσκοπεί στην αύξηση της μεταβιβαστικής δυναμικότητάς της.

Τα έξι έργα αποσκοπούν στην ενίσχυση της διασυνδεσιμότητας μεταξύ της ΕΕ και των δυτικών Βαλκανίων, όπως είναι και η γραμμή διασύνδεσης μεταξύ Ιταλίας και Μαυροβουνίου που αποτελεί μέρος του διαδρόμου Transbalkan και θα συνεχίσει να συνδέει το Μαυροβούνιο, τη Βοσνία-Ερζεγοβίνη και τη Σερβία. Άλλα έργα στην περιοχή των Βαλκανίων, όπως οι γραμμές διασύνδεσης μεταξύ Κροατίας-Σερβίας και Κροατίας-Βοσνίας/Ερζεγοβίνης, αναμένεται να στηρίξουν την ολοκλήρωση της αγοράς (ιδίως μεταξύ Κροατίας και Βοσνίας/Ερζεγοβίνης) βελτιώνοντας την ασφάλεια του εφοδιασμού (και για καταστάσεις έκτακτης ανάγκης). Η γραμμή διασύνδεσης μεταξύ Βουλγαρίας και Σερβίας αποτελεί μέρος του κεντρικού βαλκανικού διαδρόμου. Αποσκοπεί στη βελτίωση των ανατολικών ροών Ανατολής-Δύσης και στη μείωση των διαφορών των τιμών, ενώ δύο γραμμές διασύνδεσης μεταξύ Ρουμανίας και Σερβίας αναμένεται επίσης να ενισχύσουν τις ροές ενέργειας, ιδίως από ανανεώσιμες πηγές. Τέλος, προβλέπονται τέσσερα έργα για την αύξηση της ικανότητας διασύνδεσης του ευρωμεσογειακού συστήματος, αλλά και την ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και του εμπορίου ηλεκτρικής ενέργειας.

8. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΕΣ ΑΝΑΦΟΡΕΣ

- [A1] Cross-border cooperation for interconnections and electricity trade.
- [A2] Towards a sustainable and integrated Europe - Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets.
- [A3] Framework for cross-border participation in capacity mechanisms - Berit Tennbakk, Pantelis Capros, Hanspeter Höschle, Åsmund Jenssen, Justin Wolst, Marilena Zampara - European Commission.
- [A4] <https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/1086-cross-zonal-capacity>.
- [A5] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2nd_report_ic_with_neighbouring_countries_b5.pdf.
- [B1] Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social committee and the Committee of the regions - Communication on strengthening Europe's energy networks, European Commission, 23. 11. 2017.
- [B2] Towards a sustainable and integrated Europe: Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets, Expert Group, November 2017.
- [B3] Assessment for the identification of candidate Projects of Energy Community Interest (PECI) and candidate Projects for Mutual Interest (PMI), REKK, DNV GL, June 2020.
- [B4] Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the council of 5 June 2019 on the internal market for electricity.
- [Δ14] The Bulgarian electricity grid – ESO
<http://eso.bg/?did=151#EIC%20codes%20information>
- [Δ15] Energy and water regulatory commission (EWRC) Bulgaria – Annual report to the European commission <http://www.dker.bg/PDOCS/EWRC-Report-EC-ACER-2017-%D0%B5n.pdf>
- [Δ16] RES-E policy and planning in Bulgaria – Center for the study of democracy https://rekk.hu/downloads/events/2017_SEERMAP_Bulgaria_policy_intro_Sofia.pdf
- [Δ17] Balkan Green Energy News <https://balkangreenenergynews.com/bulgaria-changes-grid-connection-rules-for-new-res-producers-cms-sofia/>

[Δ18] Bulgarian Grid Code – dker.bg

http://www.dker.bg/files/DOWNLOAD/bggridcode_en.pdf

[Δ19] European Commission – National Renewable energy action plans 2020

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-renewable-energy-action-plans-2020>

[Δ20] RES Legal – Bulgaria <http://www.res-legal.eu/search-by-country/bulgaria/>

[Δ21] ENTSOE CNC Active Library <https://docs.entsoe.eu/cnc-al/>

[Δ22] IEA - Bulgaria <https://www.iea.org/countries/bulgaria>

[Δ22] IAEA – Hungary General Energy Overview <https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/cnpp2018/countryprofiles/Hungary/Hungary.htm>

[Δ23] Introduction to the the Hungarian energy market - Investhipa.hu

http://www.investhipa.hu/images/hipa_kiadvany_intro_greenenergy_web_20170911.pdf

[Δ24] Energy Regulators Regional Association – Hungary

<https://erranet.org/download/hungarian-energy-market-report/>

[Δ25] ENTSOE Grid Map <https://www.entsoe.eu/data/map/>

[Δ26] RES legal – Hungary <http://www.res-legal.eu/search-by-country/hungary/>

[Δ27] Energy Regulators Regional Association https://erranet.org/wp-content/uploads/2016/03/Ancillary_services_and_Balancing_markets_ENG_FINAL.pdf

[Δ28] International Renewable Energy Agency – Innovative Ancillary services

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovative_ancillary_services_2019.pdf?la=en&hash=F3D83E86922DEED7AA3DE3091F3E49460C9EC1A0

[Δ29] Hungarian Energy and Public Utility Regulatory Authority

https://www.ceer.eu/documents/104400/3738419/C13_NR_Hungary-EN.pdf/3f1b62b0-9272-778e-53bf-083697a24d71

[Δ30] ENTSOE maps

https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Market%20Committee%20publications/ENTSO-E_AS_survey_2017.pdf

- [Δ31] SmartEn Business Association <https://www.smarten.eu/wp-content/uploads/2018/11/the-smarten-map-2018.pdf>
- [Δ32] REKK foundation for regional policy co-operation in energy and infrastructure <https://rekk.hu/downloads/projects/CEDE2018-REKK-Country-Paper-FINAL.pdf>
- [Δ33] SET-UP Interreg Europe – Smart Grids- European and Hungarian Analysis, Good Practices and Development Possibilities
https://www.interregeurope.eu/fileadmin/user_upload/tx-tevprojects/library/file_1568625718.pdf
- [Δ34] IEA – Hungary <https://www.iea.org/countries/hungary>
- [Δ35] MAVIR <https://www.mavir.hu/web/mavir/home>
- [Δ35] Thomson Reuters Practical Law – Romania
[https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/4-566-2907?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true&bhcp=1](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/4-566-2907?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&bhcp=1)
- [Δ36] European Commission – Integrated National Energy and Climate Change Plan for 2021-2030
<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/romania-draftnecp-en.pdf>
- [Δ37] Bankwatch – Romania <https://bankwatch.org/beyond-coal/the-energy-sector-in-romania>
- [Δ38] FRD Center Market Entry Services – Romanian smart grid and smart metering <http://www.frdcenter.ro/assets/Romanian-Smart-Metering-Sector-2017-DEMO-by-FRD-Center.pdf>
- [Δ39] EEM11
<http://www.eem11.com/files/keynotes/KS%20EEM11%20Igor%20Kuzle%201.pdf>
- [Δ40] CMS international law firm <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-electricity/romania>
- [Δ41] Odyssee-Mure Romania <https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-trends-policies-profiles/romania.html>
- [Δ42] RES Legal - Romania <http://www.res-legal.eu/search-by-country/romania/>
- [Δ43] IEA Romania <https://www.iea.org/countries/romania>
- [Δ44] ENTSOE Interconnections maps <https://www.entsoe.eu/data/map/>

[Δ45] Geni.org – Croatia

https://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/croatia/index.shtml

[Δ46] Lexology – Croatia

<https://www.lexology.com/gtdt/tool/workareas/report/electricity-regulation/chapter/croatia>

[Δ47] HOPS Croatian Transmission system operator <https://www.hrote.hr/market-participants>

[Δ48] Cigre – Croatian Electrical Power System [https://www.hro-](https://www.hro-cigre.hr/downloads/CIGRE_Croatian_electric_power_system_2017_v01.pdf)

[cigre.hr/downloads/CIGRE_Croatian_electric_power_system_2017_v01.pdf](https://www.hro-cigre.hr/downloads/CIGRE_Croatian_electric_power_system_2017_v01.pdf)

[Δ49] Balkan Green Energy News <https://balkangreenenergynews.com/croatia-launches-project-upgrade-power-grid/>

[Δ50] Flanders Investment & Trade Market Survey

https://www.flandersinvestmentandtrade.com/export/sites/trade/files/market_studies/2016-Croatia-Renewable-Energy_0.pdf

[Δ51] HOPS Croatian Transmission system operator

<https://www.hrote.hr/balancing-energy>

[Δ52] RES Legal - Croatia <http://www.res-legal.eu/search-by-country/croatia/>

[Δ53] Odyssee-Mure Croatia <https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-trends-policies-profiles/croatia.html>

[Δ54] IEA Croatia <https://www.iea.org/countries/croatia>

[Δ55] Holding Slovenske Elektrarne <https://www.hse.si/en/>

[Δ56] ELES – Slovenian Transmission System Operator

<https://www.eles.si/en/slovenias-transmission-network>

[Δ57] GEN Group <https://www.gen-energija.si/eng>

[Δ58] Slovenian Agency of Energy – Slovenian electricity system overview

<https://www.agen-rs.si/web/en/transmission-network>

[Δ59] Slovenian Agency of Energy – Report of Slovenian Electricity System

<https://www.agen-rs.si/documents/54870/68629/a/78f74b68-dbfc-415e-ab88-882652558d94>

[Δ60] RES Legal - Slovenia <http://www.res-legal.eu/search-by-country/slovenia/>

[Δ61] IEA Slovenia <https://www.iea.org/countries/slovenia>

- [Δ62] ENTSOE Interconnection maps <https://www.entsoe.eu/data/map/>
- [Δ63] Odyssee-Mure Slovenia <https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-trends-policies-profiles/slovenia.html>
- [Δ67] Energypedia – Greece energy Situation
https://energypedia.info/wiki/Greece_Energy_Situation
- [Δ68] Hellenic Association for Energy Economics
<https://www.haee.gr/media/4858/haees-greek-energy-market-report-2019-upload-version.pdf>
- [Δ69] Greek News Agenda - Greek Electricity System
<http://www.greeknewsagenda.gr/index.php/topics/business-r-d/7010-ren21gsr-19>
- [Δ70] RES Legal – Greece <http://www.res-legal.eu/search-by-country/greece/tools-list/c/greece/s/res-e/t/policy/sum/140/lpid/139/>
- [Δ71] Independent power transmission operator Greece <http://www.admie.gr>
- [Δ72] IEA Greece <https://www.iea.org/countries/greece>
- [Δ73] Odyssee-Mure Greece <https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-trends-policies-profiles/greece.html>
- [Δ74] ENTSOE Maps <https://www.entsoe.eu/data/map/>
- [Δ75] RAE presentation
http://www.rae.gr/site/file/system/docs/various/anartiseis/140918_1;jsessionid=c3fb776630d9519670cdac304c8abb738c7f36e36e16.e3aPb3iLbxySe3aLbhmMax8May1ynknvrkLOIQzNp65In0
- [2] *Towards a sustainable and integrated Europe: Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets*, Expert Group, November 2017.
- [6] *Indicative power production development plan 2021-2030*, NOS BiH, April 2020.
- [8] *Ten year network development plan of Georgia for 2020-2030*, Transmission system operator JSC “Georgian State Electrosystem”, March 2020.
- [9] *Transmission development plan 2020 – 2029*, KOSTT, November 2019.
- [10] *Electricity transmission network development plan for 2018 – 2027 period*, Moldelectrica, January 2018.
- [11] *Plan razvoja prenosnog Sistema Crne Gore 2020. – 2029.20*, CGES, November 2019.

[14] *План развоја преносног система Републике Србије за период 2021-203021*, EMS, December 2020.

[15] *Annual technical report 2019*, EMS, March 2020

[17] *Ten Year Network Development Plan 2020: Regional investment plan Continental South East* ENTSOE, August 2020.