

ΔΕΚΑΕΤΕΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 2023-2032

ΚΥΡΙΟ ΤΕΥΧΟΣ



ΜΑΡΤΙΟΣ 2022

ΕΚΔΟΣΗ 0.2 - ΥΠΟΒΛΗΘΕΝ ΣΤΗ ΡΑΕ

ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΗΣ & ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Περιεχόμενα

1 Εισαγωγή	10
1.1 Γενικά	10
1.2 Νομοθετικό και Ρυθμιστικό Πλαίσιο	13
1.3 Δημοσιοποίηση και Διαβούλευση	14
2 Οδηγοί Παράμετροι για την Ανάπτυξη του Συστήματος	16
2.1 Ενσωμάτωση αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ	17
2.2 Ενίσχυση Ασφάλειας και Αξιοπιστίας του Συστήματος Μεταφοράς	18
2.3 Υλοποίηση Νησιωτικών Διασυνδέσεων	18
2.3.1 Στρατηγική Διασύνδεσης Αυτόνομων Νησιωτικών Συστημάτων με το ΕΣΜΗΕ	19
2.4 Ανάπτυξη Διεθνών Διασυνδέσεων	22
2.5 Ενσωμάτωση Υπεράκτιων Πάρκων	23
2.6 Ενσωμάτωση Συστημάτων Αποθήκευσης	24
2.7 Αναβάθμιση Ευστάθειας και Ελέγχου Συστήματος Μεταφοράς	26
2.8 Μακροπρόθεσμη Στρατηγική Ανάπτυξης του Συστήματος	27
3 Σχεδιασμός Ανάπτυξης Συστήματος	30
3.1 Σενάρια Ανάπτυξης	30
3.1.1 Μονάδες παραγωγής	31
3.1.2 Διασυνδέσεις	32
3.1.3 Ζήτηση ενέργειας	32
3.1.4 Αιχμή φορτίου	34
3.2 Σύστημα Μεταφοράς	36
3.2.1 Υποσταθμοί ΥΤ/ΜΤ και Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ)	37
3.2.2 Γραμμές Μεταφοράς (Γ.Μ.)	37
3.2.3 Συσκευές Αντιστάθμισης Αέργου Ισχύος	38
4 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Μονάδες Συμπαράγωγής Υψηλής Απόδοσης	40
4.1 Γενικά	40
4.2 Παρούσα Κατάσταση	41
4.3 Μονάδες ΑΠΕ σε Λειτουργία στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα	44
4.4 Εκτίμηση διαθέσιμων περιθωρίων για σύνδεση νέων Σταθμών ΑΠΕ στο Σύστημα	46
5 Διεθνείς Διασυνδέσεις	50
5.1 Υφιστάμενες διασυνδέσεις του Ελληνικού Συστήματος	50
5.1.1 Ελλάδα - Βόρεια Μακεδονία	51
5.1.2 Ελλάδα - Αλβανία	51
5.1.3 Ελλάδα - Βουλγαρία	51
5.1.4 Ελλάδα - Ιταλία	51
5.1.5 Ελλάδα - Τουρκία	51
5.2 Νέες Διασυνδετικές Γ.Μ. στην περιοχή με επίδραση στην ικανότητα ανταλλαγών ισχύος του Ελληνικού Συστήματος	52
5.3 Νέες Διασυνδέσεις του Ελληνικού Συστήματος με Γειτονικά Συστήματα	52

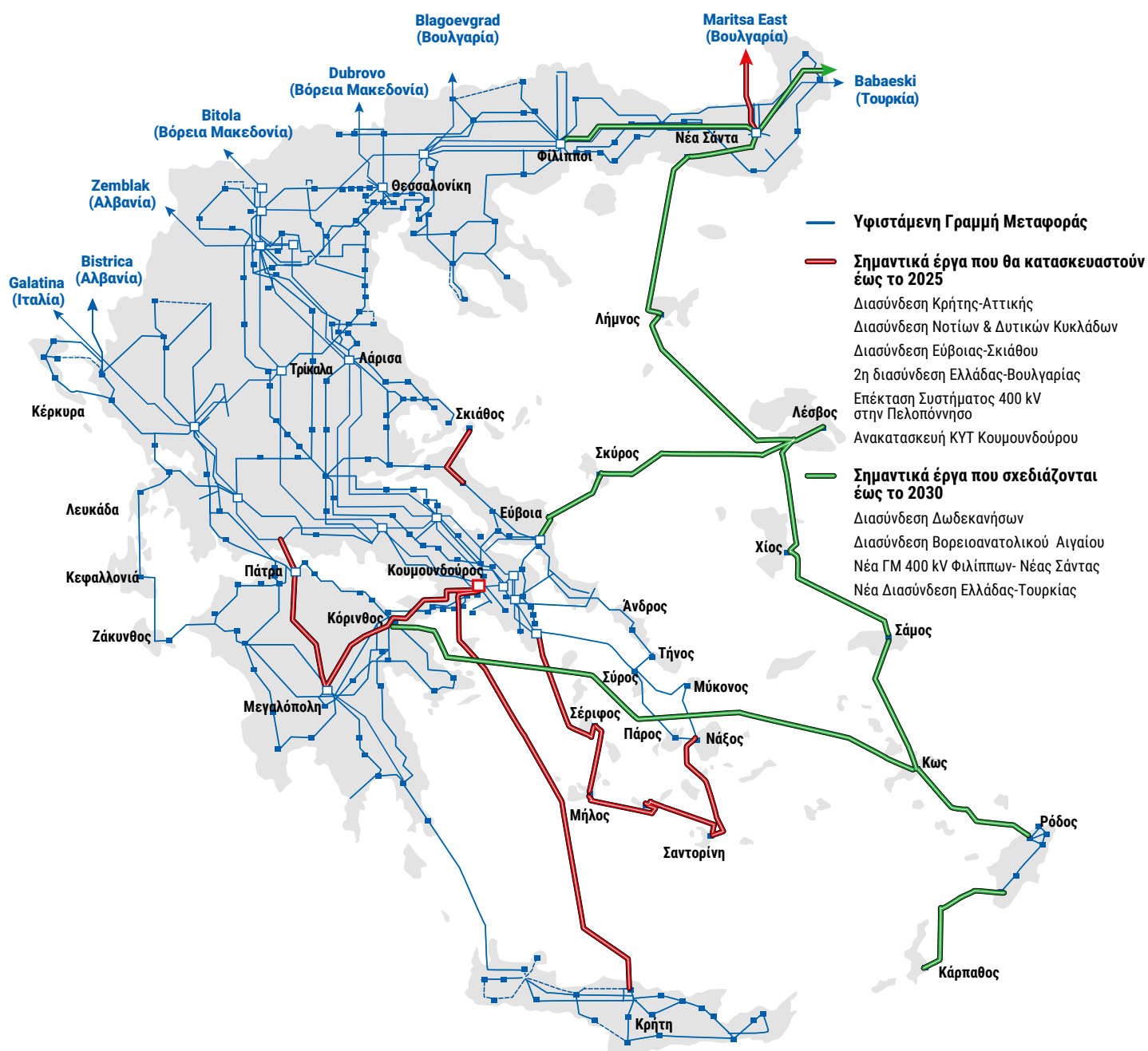
5.3.1	Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας - Βουλγαρίας	52
5.3.2	Δεύτερη Διασύνδεση Ελλάδας - Τουρκίας	53
5.3.3	Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας - Ιταλίας	55
5.3.4	Διασύνδεση Ελλάδας - Κύπρου - Ισραήλ	55
5.3.5	Διασύνδεση Ελλάδας - Αιγύπτου	56
5.3.6	Αναβάθμιση διασύνδεσης Ελλάδας - Βόρειας Μακεδονίας	56
5.3.7	Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας - Αλβανίας	56
5.4	Επίπεδο διασυνδεσιμότητας	56
5.5	Έργα Ανάπτυξης στη Ν.Α. Ευρώπη - Περιφερειακή Διάσταση	59
5.6	Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος (Projects of Common Interest)	60
6 	Έργα Συστήματος	62
6.1	Γενικά	62
6.2	Κατηγοριοποίηση Έργων	63
6.2.1	Νέα Έργα	63
6.2.2	Προγραμματισμένα	64
6.2.3	Σε Αδειοδότηση	64
6.2.4	Σε Εξέλιξη	65
6.2.5	Υπό Κατασκευή	65
6.2.6	Ολοκληρωμένα	66
6.2.7	Καθυστέρηση	66
6.2.8	Επαναπρογραμματισμός	66
6.2.9	Ακύρωση	67
6.3	Απολογισμός ΔΠΑ 2022 - 2031	67
6.3.1	Ολοκλήρωση του έργου 14.25 Αντικατάσταση καλωδιακής σύνδεσης 150 kV Δόξα - Μ.Μπότσαρης - Ν. Ελβετία	68
6.3.2	Ολοκλήρωση υποέργων	68
6.3.3	Αγορά Εξισορρόπησης Ηλεκτρικής Ενέργειας (Balancing Market)	69
6.3.4	Νέο Περιφερειακό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας Κρήτης (ΠΚΕΕΚ) στο Ηράκλειο της Κρήτης	70
6.3.5	Έργα επέκτασης για την σύνδεση Χρηστών	71
6.4	Εκτίμηση δαπανών ΔΠΑ 2023-2032	72
6.5	Ανασκόπηση προόδου υλοποίησης έργων	78
7 	Μελέτες Κόστους - Οφέλους	86
7.1	Μεθοδολογία ΜΚΟ	87
7.2	Κοινωνικοοικονομική ανάλυση	90
7.3	Αποτελέσματα Μελετών Κόστους-Οφέλους	90
7.3.1	Διασύνδεση Κυκλάδων (φάση Δ')	91
7.3.2	Διασύνδεση Δωδεκανήσων	92
7.3.3	Διασύνδεση νησιών Β.Α. Αιγαίου	94
7.3.4	Νέα διασύνδεση Ελλάδας - Τουρκίας	95

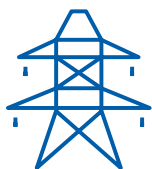
Συντομογραφίες

2B	: Γραμμή μεταφοράς διπλού κυκλώματος βαρέος τύπου
2B' B'	: Γραμμή μεταφοράς διπλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό
AC	: Εναλλασσόμενο Ρεύμα
DC	: Συνεχές ρεύμα
ENTSO-E	: European Network of Transmission System Operators for Electricity
EUE	: Expected Unserved Energy (Αναμενόμενη μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια)
GIS	: Υποσταθμός ή ΚΥΤ κλειστού τύπου (Gas Insulated Substation)
HVDC	: Συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης (αναφέρεται σε συνδέσεις συνεχούς ρεύματος)
LOLE	: Loss of Load Expectation (Αναμενόμενη Πιθανότητα Απώλειας Φορτίου)
UCTE	: (τέως) Union pour la Coordination du Transport de l' Electricité
A/Π	: Αιολικό πάρκο
A/E	: Αυτεπαγωγή
ΑΕΠΟ	: Απόφαση Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων
ΑΜ/Σ	: Αυτομετασχηματιστής
ΑΠΕ	: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΣΠ	: Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής
B	: Γραμμή μεταφοράς απλού κυκλώματος βαρέος τύπου
B' B'	: Γραμμή μεταφοράς απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό
B' B' B'	: Γραμμή μεταφοράς απλού κυκλώματος με τρίδυμο αγωγό
ΒΙ.ΠΕ.	: Βιομηχανική Περιοχή
Γ.Μ.	: Γραμμή Μεταφοράς
ΔΕΗ	: Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού Α.Ε.
ΔΕΣΜΗΕ	: Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.
Δίκτυο	: Δίκτυο Διανομής
ΔΙΠΑ	: Διεύθυνση Περιβαλλοντικής Αδειοδότησης Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας
ΔΠΑ	: Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς
E	: Γραμμή μεταφοράς απλού κυκλώματος ελαφρού τύπου
ΕΔΔΗΕ	: Ελληνικό Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
Ε.Ρ. ή ΕΡ	: Εναλλασσόμενο Ρεύμα
ΕΜΠ	: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
ΕΣΜΗΕ	: Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΘΗΣ	: Θερμοηλεκτρικός Σταθμός
Κ/Δ	: Κέντρο Διανομής
ΚΔΣ	: Κώδικας Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΚΔΣ και ΣΗΕ	: Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΚΕΕ	: Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας
κριτήριο N-1	: Απώλεια ενός στοιχείου του Συστήματος, όπως Γ.Μ., μονάδα παραγωγής, ΑΜ/Σ
ΚΥΤ	: Κέντρο Υπερυψηλής Τάσης
κωδ.	: Κωδικός έργου
ΛΑΓΗΕ	: Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
Μ.Τ. ή ΜΤ	: Μέση τάση
Μ/Σ	: Μετασχηματιστής

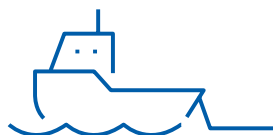
ΜΑΣΜ	: Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς
ΜΔΝ	: Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
ΜΠΕ	: Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων
ΜΤ	: Μέση τάση
ΜΥΗΣ	: Μικρός Υδροηλεκτρικός Σταθμός
ΟΠΣ	: Οριστική Προσφορά Σύνδεσης
ΠΠΕ	: Προμελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων
ΠΠΕΑ	: Προκαταρκτική Περιβαλλοντική Εκτίμηση και Αξιολόγηση
ΠΣ	: Προσφορά Σύνδεσης
ΡΑΕ	: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
Σ.Κ.	: Συνδυασμένος κύκλος
ΣΑΔ	: Σχέδιο Ανάπτυξης Δικτύου
ΣΔΑΜ	: Σχέδιο Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης
Σ.Ρ. ή ΣΡ	: Συνεχές ρεύμα
ΣΒΙΟ	: Σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Βιοκαύσιμα
ΣΕΕΣ	: Συμβούλιο Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής
ΣΗΘΥΑ	: Σταθμός Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης
ΣΠ	: Σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας
ΣτΕ	: Συμβούλιο της Επικρατείας
συνθήκες Ν	: Κανονική λειτουργία με διαθέσιμα όλα τα στοιχεία του Συστήματος
συνθήκες Ν-1	: Απώλεια ενός στοιχείου του Συστήματος, όπως Γ.Μ., μονάδα παραγωγής, ΑΜ/Σ
συνθήκες Ν-2	: Απώλεια δύο στοιχείων του Συστήματος
Σύστημα	: Σύστημα Μεταφοράς
ΤΣΠ	: Τοπικός Σταθμός Παραγωγής
Υ.Α.	: Υπουργική Απόφαση
Υ.Τ. ή ΥΤ	: Υψηλή τάση
Υ.Υ.Τ. ή ΥΥΤ	: Υπερυψηλή τάση
Υ/Β	: Υποβρύχιο καλώδιο
Υ/Γ	: Υπόγειο καλώδιο
Υ/Σ	: Υποσταθμός
ΥΗΣ	: Υδροηλεκτρικός Σταθμός
ΥΚΩ	: Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας
ΥΠΑΝ	: (τέως) Υπουργείο Ανάπτυξης
ΥΠΕΚΑ	: Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής
ΥΠΕΝ	: Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας
ΥΤΣΡ	: Συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης (αναφέρεται σε συνδέσεις συνεχούς ρεύματος)
Φ.Α.	: Φυσικό αέριο
Φ/Β	: Φωτοβολταϊκός Σταθμός
ΦΕΚ	: Φύλλο Εφημερίδας Κυβερνήσεως
Χ.Τ. ή ΧΤ	: Χαμηλή τάση
ΧΧΣ	: Χρέωση Χρήσης Συστήματος

Χάρτης Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας





11.730 χλμ.
εναέριες γραμμές



1040 χλμ.
υποβρύχιες γραμμές



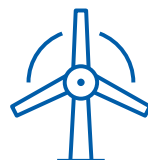
400 χλμ.
υπόγειες γραμμές



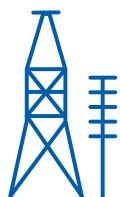
2,5 GW
μεταφορική ικανότητα
διασυνδέσεων



45 TWh
μεταφερόμενη
ηλεκτρική ενέργεια



9,1 GW
ΑΠΕ σε λειτουργία
(Σύστημα και Δίκτυο)

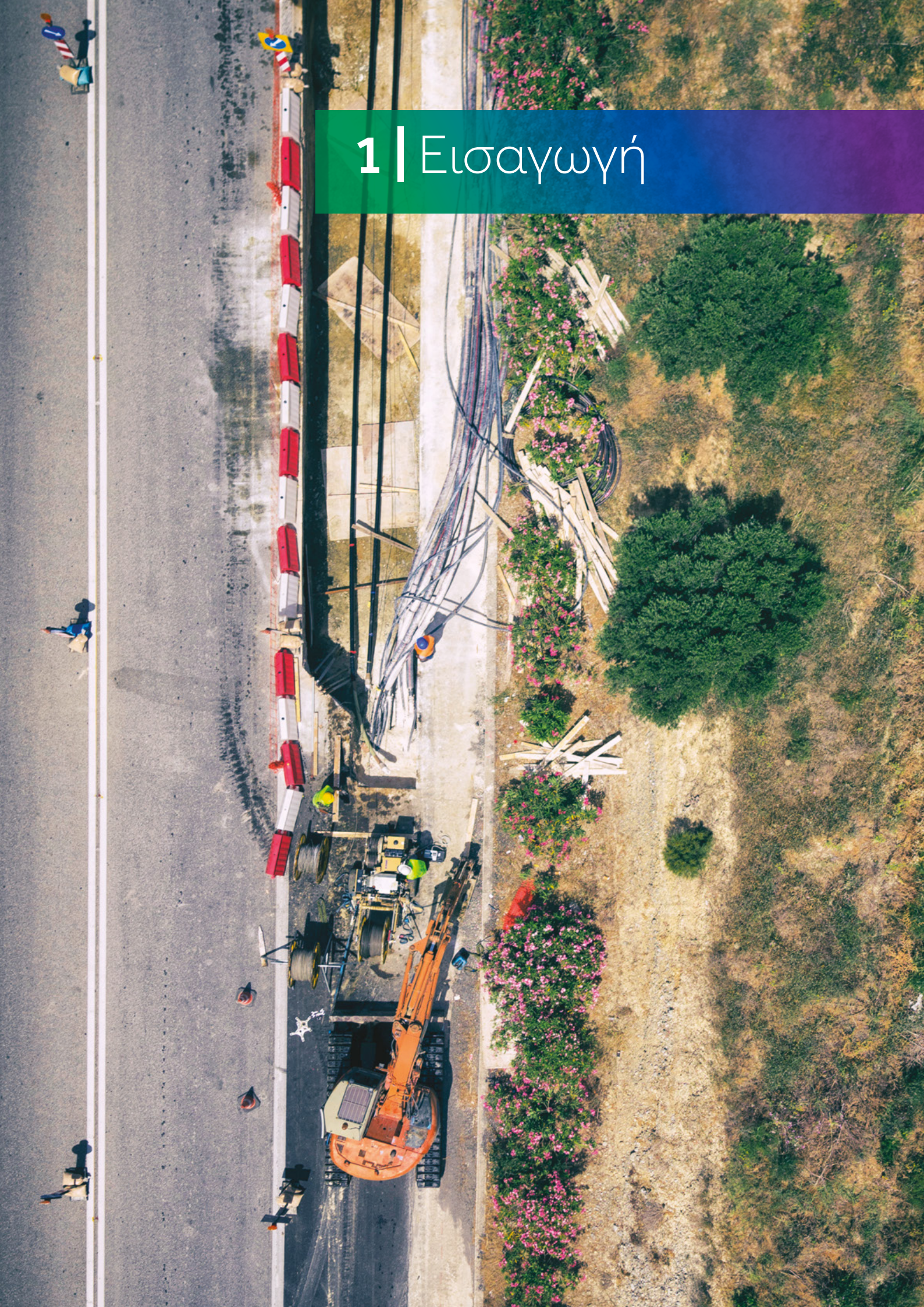


22 κέντρα
υπερυψηλής τάσης



364
υποσταθμοί

1 | Εισαγωγή



1 | Εισαγωγή

Το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (ΔΠΑ) 2023 - 2032 περιλαμβάνει τα έργα ανάπτυξης του Συστήματος για την αντίστοιχη περίοδο, καθώς και τη βασική φιλοσοφία η οποία ακολουθείται για τον σχεδιασμό, τη διαμόρφωση και τον προγραμματισμό τους.

Ειδικότερα, αυτό περιλαμβάνει την περιγραφή και τον χρονικό προγραμματισμό των έργων της ανάπτυξης του Συστήματος τα οποία αφορούν:

- τις αναγκαίες σε βάθος ενισχύσεις του Συστήματος, όπως νέες Γραμμές Μεταφοράς (Γ.Μ.), αναβαθμίσεις Γ.Μ., νέα Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ) και Υποσταθμοί (Υ/Σ), καθώς και επεκτάσεις υφισταμένων ΚΥΤ ή Υ/Σ οι οποίες απαιτούνται για την ασφαλή διακίνηση της ισχύος η οποία προβλέπεται για αυτή τη χρονική περίοδο,
- τον εκσυγχρονισμό και την αναβάθμιση υφιστάμενων υποδομών Υ/Σ και ΚΥΤ, όπως και των αντίστοιχων υποδομών ελέγχου τους,
- τα αναγκαία έργα βελτίωσης της λειτουργίας και της οικονομικότητας του Συστήματος, όπως ενισχύσεις των υφισταμένων ΚΥΤ και κατασκευή νέων Γ.Μ. για τη βέλτιστη εξυπηρέτηση των αναγκών των Χρηστών του Συστήματος,
- την ένταξη στο Σύστημα ή/και την αναβάθμιση νέων διασυνδεδετικών Γ.Μ. με γειτονικές χώρες,
- τα έργα σύνδεσης στο Σύστημα (Γ.Μ. και Υποσταθμοί) τα οποία απαιτούνται για την ένταξη των νέων Σταθμών Παραγωγής και των νέων Καταναλωτών Υ.Τ. (Πελάτες Υ.Τ. και Διαχειριστής Δικτύου), για τα οποία έχουν ήδη εκπονηθεί σχετικές μελέτες σύνδεσης και τέλος,
- την ανάπτυξη των απαραίτητων υποδομών, όπως συστήματα συλλογής μετρήσεων (SCADA), τηλεπικοινωνιακού δικτύου κορμού (backbone), τηλεπικοινωνιακές ζεύξεις μεταξύ των Υ/Σ - ΚΥΤ και των Κέντρων Ελέγχου Ενέργειας (ΚΕΕ), ανάπτυξη και εγκατάσταση εργαλείων λογισμικού (S/W), σύμφωνα με τις απαιτήσεις της ασφαλέστερης και της αποτελεσματικότερης λειτουργίας του Συστήματος και της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

1.1 Γενικά

Ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), σύμφωνα με τις προβλέψεις του Νόμου 4001/2011 είναι επιφορτισμένος με τη λειτουργία, την εκμετάλλευση, τη συντήρηση και την ανάπτυξη του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ), ώστε να διασφαλίζεται αφενός μεν ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια με τρόπο επαρκή, ασφαλή, αποδοτικό και αξιόπιστο, αφετέρου δε η μακροχρόνια ικανότητα του Συστήματος να ανταποκρίνεται στις ανάγκες για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας, υπό οικονομικά βιώσιμες συνθήκες, προς όφελος της κοινωνίας και του περιβάλλοντος. Ο ΑΔΜΗΕ με γνώμονα τα παραπάνω και με υψηλό αίσθημα ευθύνης, σχεδιάζει και υλοποιεί τα έργα του, σύμφωνα με τα όσα ορίζονται στην εθνική και την Ευρωπαϊκή περιβαλλοντική νομοθεσία προάγοντας ταυτόχρονα τις αρχές της βιώσιμης ανάπτυξης.

Για την εκπόνηση του ΔΠΑ ο ΑΔΜΗΕ λαμβάνει υπόψη το περιεχόμενο, τους στόχους και τα δεδομένα του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ)¹ για το 2030 καθώς και τη Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050 σε απόλυτη συμμόρφωση με τους στόχους της ΕΕ. Η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (Green-house Gas Emissions) λόγω αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, η σταδιακή απολιγνιτοποίηση και χρήση Φ.Α., ως μεταβατικό καύσιμο, στην ηλεκτροπαραγωγή λαμβάνονται υπόψη ως κατευθύνσεις και στο παρόν ΔΠΑ σε συνέχεια των ΔΠΑ των τελευταίων ετών. Ειδικότερα, η ένταξη έργων ενίσχυσης και έργων επέκτασης στο ΔΠΑ με στόχο την αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή αποτελεί προτεραιότητα.

1 "Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα", ΥΠΕΝ, Δεκέμβριος 2019, ΦΕΚ Β' 4893/31.12.2019



Τα έργα διασύνδεσης των ΜΔΝ με το ΕΣΜΗΕ αποτελούν στρατηγικό στόχο του ΑΔΜΗΕ και καταλαμβάνουν το σημαντικότερο τμήμα του παρόντος ΔΠΑ, συμβάλλοντας τα μέγιστα στην επίτευξη των εθνικών ενεργειακών και περιβαλλοντικών στόχων μέσω της μείωσης των αερίων θερμοκηπίου, λόγω απόσυρσης πετρελαϊκών μονάδων ΑΣΠ και αξιοποίησης του αξιόλογου δυναμικού ΑΠΕ στα νησιά, με αύξηση διείσδυσης ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή καθώς και με μείωση του κόστους των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ).

Σε συνέχεια των προηγούμενων ΔΠΑ, το παρόν ΔΠΑ συμβάλλει σημαντικά στην επίτευξη των στόχων που έχουν τεθεί διεθνώς για τη βιώσιμη ανάπτυξη (Sustainable Development Goals, SDG), όπως παρουσιάζεται αναλυτικά στην Έκθεση Βιώσιμης Ανάπτυξης 2020^[2] του ΑΔΜΗΕ με έμφαση στους στόχους 7 (Affordable and Clean Energy), 9 (Industry Innovation and Infrastructure) και 13 (Climate Action). Επιπλέον η εκπόνηση επιμέρους Μελετών Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (ΜΠΕ) για τα έργα του ΔΠΑ και της συνολικής Στρατηγικής Μελέτης Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (ΣΜΠΕ) συμβάλλουν στην επίτευξη των στόχων 14 (Life Below Water) και 15 (Life on Land).

Ο ΑΔΜΗΕ σχεδιάζει και αναπτύσσει έργα του ΕΣΜΗΕ εντάσεως κεφαλαίου και εντάσεως εργασίας, στην πλειοψηφία τους υψηλού επενδυτικού κόστους (εναέριες ΓΜ, υπόγεια και υποβρύχια καλώδια, Υ/Σ, ΚΥΤ, κ.α.), συντελώντας στην ενίσχυση της οικονομικής ανάπτυξης, και στην τόνωση της απασχόλησης με αποτέλεσμα σημαντική συμβολή στο στόχο βιώσιμης ανάπτυξης 8 (Decent Work and Economic Growth). Η δημόσια διαβούλευση για την οριστική διαμόρφωση του ΔΠΑ, με ενσωμάτωση παρατηρήσεων από τους ενδιαφερόμενους (stakeholders) συμβάλλει στο στόχο 17 (Partnership for the Goal).

Όπως και τα προηγούμενα δύο ΔΠΑ και το παρόν ΔΠΑ υποβάλλεται σε μια ιδιαίτερη συγκυρία που χαρακτηρίζεται από την κατάσταση κρίσης και τις πρωτόγνωρες και πέραν πάσης πρόβλεψης συνθήκες που επικρατούν λόγω της εξάπλωσης του κορωνοϊού που εξελίσσεται από το Δεκέμβριο του 2019. Με την εμφάνιση στις αρχές του 2020 του κορωνοϊού (Covid - 19) στην Ελλάδα και την εξάπλωση αυτού την επόμενη περίοδο

2 <https://www.admie.gr/sites/default/files/inline-files/ekthesi-biosimis-anaptuksis-2020.pdf>



σε επίπεδα πανδημίας, ο ΑΔΜΗΕ παρακολουθώντας στενά την εξέλιξη της πανδημίας σε συνεχή επικοινωνία με το Υπουργείο Ενέργειας και Περιβάλλοντος και τον ΕΟΔΥ για ενημέρωση επί των εξελίξεων και λήψη κατευθυντήριων οδηγιών, προχώρησε έγκαιρα σε λήψη δέσμης έκτακτων μέτρων για την προστασία της υγείας των εργαζομένων του, αλλά και γενικότερα του κοινωνικού συνόλου. Ορισμένα από τα προστατευτικά μέτρα και ενέργειες στις οποίες προέβη περιλαμβάνουν τα εξής:

- Υποχρεωτική εφαρμογή τηλεργασίας για όσους εργαζομένους είναι εφικτή η εξ αποστάσεως εκτέλεση των καθηκόντων τους.
- Ειδικές ρυθμίσεις για εργαζομένους που ανήκουν σε ευπαθείς ομάδες.
- Αποκλειστική διενέργεια επαγγελματικών συναντήσεων με ψηφιακά μέσα.
- Ματαίωση όλων των επαγγελματικών ταξιδιών με εξαίρεση όσων λαμβάνουν ειδική άδεια από τον Διευθύνοντα Σύμβουλο.
- Ενισχυμένα μέτρα προστασίας στα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας, τα οποία είναι επιφορτισμένα με την παρακολούθηση, τη λειτουργία και τον Έλεγχο του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος Παραγωγής και Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Κατά τη διάρκεια της τελευταίας χρονιάς εν μέσω πανδημίας ολοκληρώθηκαν πολλά έργα σε συμφωνία με τα χρονοδιαγράμματα όπως παρουσιάζεται σε επόμενες ενότητες. Από την άλλη πλευρά θα πρέπει να αναγνωριστεί ότι τα μέτρα περιορισμού κατά της πανδημίας που επιβλήθηκαν σε παραγωγικές δραστηριότητες, στις μεταφορές και στις μετακινήσεις προσωπικού σε παγκόσμιο επίπεδο επηρεάζουν de facto την εκτέλεση των έργων, χωρίς ωστόσο σύμφωνα με τις τρέχουσες εκτιμήσεις να υπάρχουν ενδείξεις για σημαντικές καθυστερήσεις στην υλοποίηση του επενδυτικού προγράμματός που υλοποιεί ο ΑΔΜΗΕ. Σε κάθε περίπτωση επισημαίνεται ότι ο Διαχειριστής θα εξακολουθήσει να λαμβάνει όλα τα ενδεικνυόμενα μέτρα σύμφωνα με τις οδηγίες των αρμόδιων κρατικών φορέων και να προβαίνει διαρκώς σε όλες τις απαραίτητες ενέργειες, λαμβάνοντας υπόψιν τις συνθήκες, για να εξασφαλίσει την ελάχιστη δυνατή καθυστέρηση για την κατά το δυνατόν τήρηση των χρονοδιαγραμμάτων υλοποίησης των έργων.

1.2 Νομοθετικό και Ρυθμιστικό Πλαίσιο

Σε αυτό το πλαίσιο και σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στο Νόμο 4001/2011^[3] και στον Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος (ΚΔΣ)^[4], ο ΑΔΜΗΕ εκπονεί και δημοσιεύει το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (ΔΠΑ) του Συστήματος Μεταφοράς της Χώρας, το οποίο εκδίδεται κάθε έτος, έχοντας κυλιόμενο χαρακτήρα. Σύμφωνα με τα οριζόμενα στην Παράγραφο 2, Άρθρο 108 του Νόμου 4001/2011^[5] το ΔΠΑ:

- προσδιορίζει τις κυριότερες υποδομές μεταφοράς που πρέπει να κατασκευαστούν ή να αναβαθμιστούν κατά τα επόμενα δέκα (10) έτη, συμπεριλαμβανομένων και των απαραίτητων υποδομών για τη διείσδυση των ΑΠΕ,
- περιέχει όλες τις επενδύσεις που ήδη έχουν περιληφθεί σε προηγούμενα προγράμματα ανάπτυξης και προσδιορίζει τις νέες επενδύσεις, των οποίων η έναρξη υλοποίησης προβλέπεται μέσα στην επόμενη τριετία,
- παρέχει τεχνικοοικονομική ανάλυση σκοπιμότητας για τα σημαντικά έργα μεταφοράς του εδαφίου β' ανωτέρω, ιδίως αυτά που αφορούν διεθνείς διασυνδέσεις και διασυνδέσεις νήσων με το Σύστημα Μεταφοράς, συμπεριλαμβανομένων χρονοδιαγράμματος υλοποίησης, εκτιμώμενων χρηματικών ροών αναγκών χρηματοδότησης των επενδυτικών σχεδίων των υπόψη έργων

Θεμελιώδες κριτήριο για τη διαμόρφωση του ΔΠΑ αποτελεί η διατήρηση των τεχνικών απαιτήσεων της ασφάλειας του Συστήματος οι οποίες περιλαμβάνονται στον ΚΔΣ.

Μία επιπλέον βασική παράμετρος για τη διαμόρφωση του ΔΠΑ αποτελεί και η υποχρέωση του ΑΔΜΗΕ να αναπτύξει τις απαραίτητες υποδομές οι οποίες θα επιτρέψουν την αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα της Χώρας, όπως αυτή καθορίστηκε σε μια προηγούμενη περίοδο από τους αντίστοιχους Εθνικούς Στόχους^[6] και σήμερα καθορίζεται στο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα για το 2030 και στη Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050.

Σύμφωνα με τον Νόμο 4001/2011 και τον ΚΔΣ, τα έργα ανάπτυξης του Συστήματος χωρίζονται σε δύο μεγάλες κατηγορίες:

➤ Έργα ενίσχυσης του Συστήματος

Περιλαμβάνουν τις τρεις πρώτες από τις προαναφερθείσες ομάδες έργων (αναγκαίες σε βάθος ενισχύσεις, έργα βελτίωσης της λειτουργίας του Συστήματος, διασυνδετικές Γ.Μ. με γειτονικές χώρες). Σύμφωνα με το Εδάφιο 8.11 του ΚΔΣ^[7], τα έργα ενίσχυσης του Συστήματος υλοποιούνται από τον ΑΔΜΗΕ, ο οποίος έχει την ευθύνη για την άρτια ολοκλήρωση αυτών των έργων σύμφωνα με τον βασικό σχεδιασμό ο οποίος περιλαμβάνεται στο ΔΠΑ. Ο ΑΔΜΗΕ υλοποιεί αυτά τα έργα με τις δαπάνες του. Το κόστος αυτών των έργων ανακτάται από τον ΑΔΜΗΕ μέσω των Χρεώσεων για τη Χρήση του Συστήματος (ΧΧΣ). Η κυριότητα αυτών των παγίων, καθώς και η ευθύνη για τη συντήρησή τους ανήκουν στον ΑΔΜΗΕ.

➤ Έργα επέκτασης του Συστήματος για τη σύνδεση Χρηστών

Περιλαμβάνουν τα έργα τα οποία απαιτούνται για τη σύνδεση Χρηστών (Παραγωγών και Καταναλωτών) και Δικτύου με το Σύστημα. Σύμφωνα με το Εδάφιο 8.12 του ΚΔΣ, τα έργα επέκτασης του Συστήματος για τη Σύνδεση Παραγωγών και Καταναλωτών μπορεί να υλοποιούνται είτε από τον εκάστοτε Παραγωγό ή Καταναλωτή είτε από τον ΑΔΜΗΕ, με το κόστος να αναλαμβάνεται σε κάθε περίπτωση από το Χρήστη. Σε κάθε περίπτωση, συνάπτεται Σύμβαση Υλοποίησης μεταξύ του ΑΔΜΗΕ και του αντίστοιχου Παραγωγού ή Καταναλωτή, στην οποία ρητώς προβλέπονται τα τμήματα του έργου την εκτέλεση των οποίων αναλαμβάνει

3 Παράγραφος 2(ιγ), Άρθρο 94 και Άρθρο 108 του Νόμου 4001/2011

4 Ενότητα 8.0, εδάφιο 8.3 του ΚΔΣ

5 Νόμος 4001/2011 "Μελέτη Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις", ΦΕΚ Α' 179/22.08.2011

6 Απόφαση Υπουργού Φ1/οικ. 19598/01.10.2010 "Απόφαση για την επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος και την κατανομή της στο χρόνο μεταξύ των διαφόρων τεχνολογιών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας", ΦΕΚ Β' 1630/11.10.2010

7 Απόφαση ΡΑΕ 1412/2020, "Επανεκδόση του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας", ΦΕΚ 4658/Β/22-10-2020

ο κάθε συμβαλλόμενος, τα αντίστοιχα χρονοδιαγράμματα υλοποίησης, καθώς και οι διαδικασίες ελέγχου και παραλαβών και αντίστοιχης καταβολής τιμημάτων. Με την εκπλήρωση όλων των υποχρεώσεων που απορρέουν από τη Σύμβαση Υλοποίησης, ο ΑΔΜΗΕ προβαίνει σε κάθε νόμιμη ενέργεια ώστε να περιέλθει στην κυριότητά του το τμήμα του έργου το οποίο αποτελεί μέρος του Συστήματος, και στη συνέχεια αναλαμβάνει τη συντήρηση αυτού του τμήματος. Τα έργα επέκτασης του ΕΣΜΗΕ για τη για τη σύνδεση του Δικτύου υλοποιούνται από τον ΑΔΜΗΕ. Τα έργα ανάπτυξης Υποσταθμών οι οποίοι εντάσσονται εξ' ολοκλήρου στο Δίκτυο Διανομής και ανήκουν εξ' ολοκλήρου στην αρμοδιότητα του ΔΕΔΔΗΕ (όπως Υποσταθμοί εντός των Δήμων της τέρως Διοικήσεως Πρωτεύουσας) δεν περιλαμβάνουν έργα επέκτασης του ΕΣΜΗΕ και υλοποιούνται εξ' ολοκλήρου με ευθύνη του αρμόδιου Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής. Επίσης σύμφωνα με Απόφαση της ΡΑΕ⁸, το κόστος των έργων επέκτασης για τη σύνδεση του Δικτύου χρηματοδοτείται από τον ΑΔΜΗΕ και ανακτάται μέσω των χρεώσεων για τη χρήση του Συστήματος.

Η διάκριση σε έργα ενίσχυσης και επέκτασης αφορά τη φάση του προγραμματισμού και της υλοποίησης των έργων, σχετίζεται δε και με τον τρόπο της χρηματοδότησης αυτών. Στο αμέσως επόμενο στάδιο, το οποίο είναι η θέση αυτών σε λειτουργία, το Σύστημα αποτελεί ένα ενιαίο σύνολο το οποίο καλείται να εξυπηρετεί όλους του Χρήστες του Συστήματος και ως εκ τούτου αποτελεί κρίσιμη υποδομή η οποία εκ της φύσης της έχει τη μοναδικότητα στη λειτουργία της και ως τέτοια θα πρέπει να θεωρείται κατά τα επόμενα στάδια του προγραμματισμού της ανάπτυξής της.

Τα αναλυτικά χρονοδιαγράμματα της υλοποίησης των έργων ενίσχυσης του Συστήματος τα οποία παρατίθενται στη συνέχεια, αντανakλούν τον χρονικό προγραμματισμό της κατασκευής των αντίστοιχων έργων, θεωρώντας το απαραίτητο χρονικό διάστημα για την έκδοση των απαιτούμενων αδειών και την ολοκλήρωση των απαλλοτριώσεων.

1.3 Δημοσιοποίηση και Διαβούλευση

Το ΔΠΑ 2023 - 2032 είναι αυτοτελές και περιλαμβάνει πίνακες με λεπτομερή χρονοδιαγράμματα υλοποίησης των έργων, καθώς και πίνακες με τις εκτιμώμενες αντίστοιχες ετήσιες χρηματικές ροές για τα έργα αυτά. Σύμφωνα με τις διατάξεις της κείμενης νομοθεσίας και του ρυθμιστικού πλαισίου, το παρόν ΔΠΑ 2023 - 2032 τίθεται σε Δημόσια Διαβούλευση για έναν μήνα από την ημερομηνία της δημοσίευσής του στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ, ώστε οι ενδιαφερόμενοι να υποβάλουν τις απόψεις και τις παρατηρήσεις τους. Στη συνέχεια, ο ΑΔΜΗΕ, αφού επεξεργαστεί τα αποτελέσματα της Δημόσιας Διαβούλευσης, υποβάλλει το σχέδιο ΔΠΑ αυτής της χρονικής περιόδου στη ΡΑΕ προς έγκριση. Έπειτα από την ολοκλήρωση της εγκριτικής διαδικασίας, το ΔΠΑ εξειδικεύεται με πρόσθετα παραρτήματα τα οποία περιλαμβάνουν λεπτομερέστερα τεχνικά στοιχεία (όπως μονογραμμικά διαγράμματα), τα οποία δημοσιεύονται στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ (<http://www.admie.gr>).

8 Απόφαση ΡΑΕ 1021/2017, "Τροποποίηση διατάξεων του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΦΕΚ Β' 103/31.01.2012)", ΦΕΚ Β' 4690/29.12.2017

2 | Οδηγοί Παράμετροι για την Ανάπτυξη του Συστήματος



2 | Οδηγοί Παράμετροι για την Ανάπτυξη του Συστήματος

Το Ευρωπαϊκό διοικητικό και ρυθμιστικό πλαίσιο, που διέπει τη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρισμού, στηρίζεται στα παρακάτω τρία ρυθμιστικά/κανονιστικά πλαίσια που καθένα περιλαμβάνει σειρά Οδηγίων (Directives) και Κανονισμών (Regulations).

► το πακέτο για «Καθαρή Ενέργεια για όλους τους Ευρωπαίους» (Clean Energy for all Europeans package)

το οποίο συνιστά το πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Πολιτικής που αφορά στην ενεργειακή μετάβαση από συμβατικά καύσιμα σε καθαρότερες μορφές ενέργειας και στη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου ώστε να επιτευχθούν οι δεσμεύσεις της Συμφωνίας του Παρισιού. Το πακέτο περιλαμβάνει ένα σύνολο 8 νομοθετικών δράσεων για την ενεργειακή αποδοτικότητα κτιρίων, τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, την ενεργειακή απόδοση, τη διακυβέρνηση και σχεδιασμό της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Σχετικά με το σχεδιασμό της λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας το Πακέτο στοχεύει στην εγκαθίδρυση ενός μοντέρνου σχεδιασμού στην Ευρωπαϊκή ηλεκτρική αγορά, υιοθετώντας νέες εμπορικές οντότητες, περισσότερο ευέλικτες στηριζόμενες περισσότερο στους μηχανισμούς της αγοράς και καλύτερα τοποθετημένες στην ενσωμάτωση μεγαλύτερου ποσοστού διείσδυσης των ΑΠΕ. Συντονίζοντας αυτές τις αλλαγές σε ευρωπαϊκό επίπεδο η νομοθεσία επίσης καταδεικνύει τον ηγετικό ρόλο της ΕΕ στην αντιμετώπιση του προβλήματος της υπερθέρμανσης του πλανήτη και συνεισφέρει σημαντικά στη μακροχρόνια στρατηγική της ΕΕ για επίτευξη μηδενικών εκπομπών (net-zero emissions) το 2050. Το Πακέτο εισάγει ένα στιβαρό σύστημα διακυβέρνησης εντός της ΕΕ και του στόχου της να μεταρρυθμίσει θεμελιακά το ευρωπαϊκό ενεργειακό σύστημα. Στο πλαίσιο αυτής της στρατηγικής κάθε χώρα μέλος της ΕΕ απαιτείται να εκπονήσει και να υιοθετήσει ένα 10-ετές Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (National Energy and Climate Plans, NECP) για την περίοδο 2021-2030. Τα ΕΣΕΚ περιγράφουν πώς οι ευρωπαϊκές χώρες θα επιτύχουν τους στόχους στις παραπάνω κατευθύνσεις της ενεργειακής ένωσης συμπεριλαμβάνοντας επίσης την πιο μακροχρόνια στρατηγική για το 2050. Ο νέος σχεδιασμός περιλαμβάνει δύο νέες Οδηγίες για τον ηλεκτρισμό, την Οδηγία για την ετοιμότητα αντιμετώπισης κινδύνων (Risk Preparedness Directive) και την Οδηγία που προσδίδει πιο δυνατό ρόλο στον Οργανισμό για τη Συνεργασία των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER^[9]). Τα κύρια νομοθετικά κείμενα που αφορούν στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο Κανονισμός 2019/943/ΕΚ που αντικαθιστά τον Κανονισμό EC/714/2009 η Οδηγία 2019/944/ΕΚ που αντικαθιστά την Οδηγία 2009/72/ΕΚ του Τρίτου Ενεργειακού Πακέτου (Third Energy Package^[10]). Ο Κανονισμός θέτει τις αρχές για την ενιαία ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με εστίαση στη χονδρεμπορική αγορά (wholesale market) καθώς και στη λειτουργία των δικτύων και περιέχει διατάξεις για τους Νέους Κώδικες Ηλεκτρισμού (new electricity codes) και κατευθυντήριες γραμμές. Η Οδηγία θέτει κανόνες για την παραγωγή, μεταφορά, διανομή, προμήθεια και αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας με ιδιαίτερη έμφαση στην ενδυνάμωση του καταναλωτή^[11].

► Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία (European Green Deal) είναι το επίκεντρο των δράσεων της ΕΕ για το κλίμα.

Αποτελεί ένα φιλόδοξο πακέτο μέτρων με στόχο τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (GHG emissions). Περιλαμβάνει τον Ευρωπαϊκό Κλιματικό Νόμο (European Climate Law), με τον οποίο ο στόχος της κλιματικής ουδετερότητας εντάσσεται στην ευρωπαϊκή νομοθεσία, το European Climate Pact που στοχεύει στην ενδυνάμωση της εμπλοκής/συμμετοχής των πολιτών στην ενεργειακή μετάβαση, το 2030 Climate Target Plan που στοχεύει σε επιπλέον μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου τουλάχιστον κατά 55% το 2030 σε σχέση με τα επίπεδα εκπομπών του 1990, καθώς και η Ευρωπαϊκή Στρατηγική για την Κλιματική Προσαρμογή (EU Strategy on Climate adaptation) που στοχεύει να καταστήσει την Ευρώπη μια κλιματικά ανθεκτική ήπειρο, πλήρως προσαρμοσμένη στις μη αποφευγόμενες επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής^[12].

9 https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en#electricity-market-design

10 https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/market-legislation/electricity-market-design_en?redir=1#the-electricity-directive-and-electricity-regulation

11 https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en

12 https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_en

- Το πακέτο **«Fit for 55» (Fit for 55 package)**, δημοσιευμένο τον Ιούλιο του 2021, περιλαμβάνει νομοθετικά εργαλεία για να γίνει πραγματικότητα η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία και να επιτευχθούν οι σχετικοί στόχοι του Ευρωπαϊκού Κλιματικού Νόμου. Οι προτάσεις συνδυάζουν: εφαρμογή του Συστήματος Εμπορίας Εκπομπών σε νέους τομείς και αυστηροποίηση του υπάρχοντος Συστήματος Εμπορίας Εκπομπών (ETS, Emissions Trading System), αυξημένη χρήση ΑΠΕ, μεγαλύτερη ενεργειακή απόδοση, επιτάχυνση της εισαγωγής τρόπων στις μεταφορές με χαμηλές εκπομπές και των αναγκαίων υποδομών και καυσίμων για την υλοποίησή τους, ευθυγράμμιση των πολιτικών φορολόγησης με τους σκοπούς του European Green Deal objectives, μέτρα ώστε να αποφευχθεί η διαρροή άνθρακα και εργαλεία ώστε να διατηρηθούν και να μεγαλώσουν οι φυσικές καταβόθρες άνθρακα^[13].

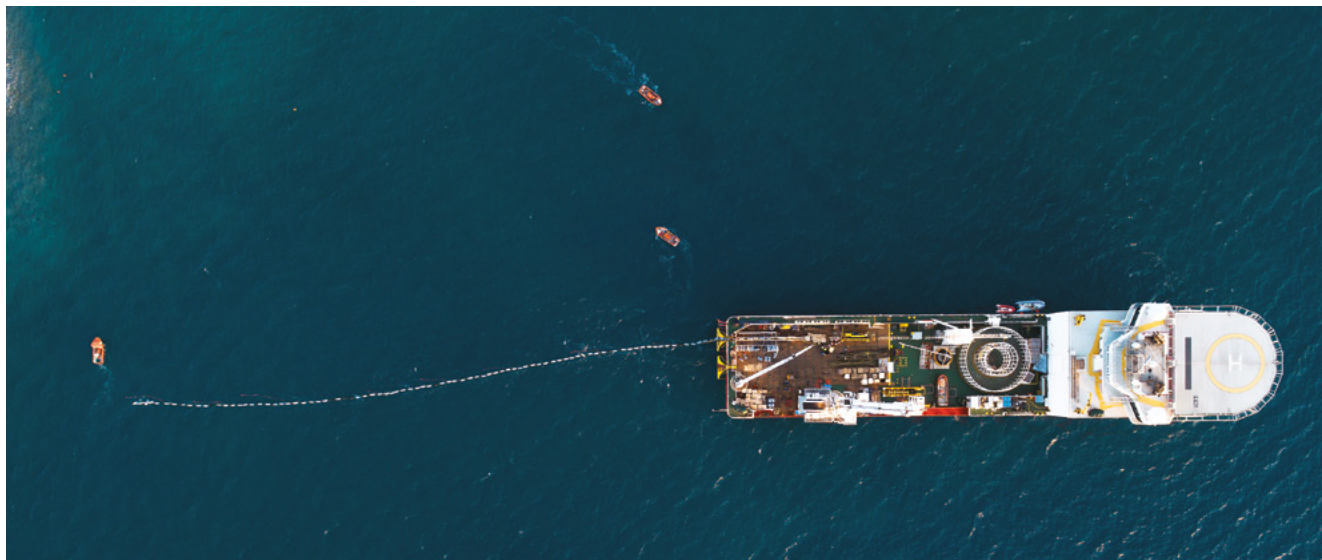


Στο πλαίσιο αυτό, οι οδηγοί παράμετροι που υιοθετεί ο ΑΔΜΗΕ για την ανάπτυξη του Συστήματος Μεταφοράς συμβαδίζουν με την εξυπηρέτηση της ζήτησης ενέργειας, με τις σύγχρονες τεχνολογικές εξελίξεις στον τομέα της ενέργειας οι οποίες συμβάλλουν δραστικά στην επίτευξη των στόχων για την μετάβαση σε μια κλιματικά ουδέτερη Ευρώπη έως το 2050. Πράγματι, στην πορεία για τη μετάβαση του ηλεκτρικού συστήματος στην κατεύθυνση της απανθρακοποίησης αναδεικνύονται ως σημαντικά εργαλεία νέες τεχνολογίες, η ενσωμάτωση των οποίων στο ηλεκτρικό σύστημα αποτελεί σημαντικό ζητούμενο για την επόμενη περίοδο. Ο ενεργός ρόλος του Διαχειριστή του Συστήματος με σκοπό τη βέλτιστη ανάπτυξη και ενσωμάτωση των τεχνολογιών αυτών στο ηλεκτρικό σύστημα αναμένεται να οδηγήσει σε μεγιστοποίηση του οφέλους της εγχώριας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

2.1 Ενσωμάτωση αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ

Στην τρέχουσα περίοδο, παράλληλα με την εξυπηρέτηση της ζήτησης, που αποτελεί βασική οδηγό παράμετρο για την ανάπτυξη του Συστήματος Μεταφοράς, αποκτά αντίστοιχη σπουδαιότητα η ανάγκη της εξυπηρέτησης της μεγάλης διείσδυσης ΑΠΕ, στο πλαίσιο της εκπλήρωσης της ακολουθούμενης Εθνικής και της αντίστοιχης Ευρωπαϊκής πολιτικής. Οι πολιτικές αυτές έχουν ως τελικό στόχο την απανθρακοποίηση της δραστηριότητας της ηλεκτροπαραγωγής, καθώς και τη συμβολή του τομέα του ηλεκτρισμού στην αντιμετώπιση του φαινομένου της κλιματικής αλλαγής. Σε αυτό το πλαίσιο, η ανάπτυξη του ΕΣΜΗΕ είναι προσανατολισμένη προς την ενσωμάτωση της επικείμενης αύξησης της διείσδυσης των ΑΠΕ, η οποία αποτυπώνεται σε συγκεκριμένους ευρωπαϊκούς και εθνικούς στόχους για το 2030 (ΕΣΕΚ). Συγκεκριμένα προβλέπεται η αναδιάρθρωση του ενεργειακού μίγματος της χώρας έως το 2030 και η αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ σε

13 https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_3541



τουλάχιστον 35% της συνολικής ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης της ενέργειας. Για την επίτευξη αυτού του στόχου το ΕΣΕΚ προδιαγράφει έναν ριζικό μετασχηματισμό του τομέα του ηλεκτρισμού, καθώς οι ΑΠΕ θα υποκαταστήσουν τα ορυκτά καύσιμα με συμμετοχή άνω του 60-65% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας. Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ ο στόχος για το 2030 είναι ο μηδενισμός του μεριδίου του εγχώριου λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή. Επιπρόσθετα, προβλέπεται η αλματώδης διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή. Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ προβλέπεται από τα 9,2 GW (συμπεριλαμβανομένων 3,7 GW των Μεγάλων ΥΗΣ) που είναι σήμερα να υπερβεί τα 20 GW. Παράλληλα στις αρχές του 2022 αναμένεται να τεθεί προς ψήφιση ο νέος Εθνικός Κλιματικός Νόμος¹⁴¹ για τη μετάβαση στην κλιματική ουδετερότητα και προσαρμογή στην κλιματική αλλαγή όπου μεταξύ άλλων προβλέπεται ως καταληκτική ημερομηνία για την απολιγνιτοποίηση του ενεργειακού μίγματος της χώρας η 31η Δεκεμβρίου 2028, ημερομηνία που θα επανεξεταστεί έως το 2023 με σκοπό την επίσπευσή της υπό την προϋπόθεση της διασφάλισης της επάρκειας ισχύος και της ασφάλειας εφοδιασμού.

Για την επίτευξη των στόχων διείσδυσης ΑΠΕ που τίθενται σχεδιάζεται η κατάλληλη ενίσχυση των υποδομών του Συστήματος Μεταφοράς για την αύξηση των διαθέσιμων περιθωρίων για τη σύνδεση νέων Σταθμών ΑΠΕ στο Σύστημα Μεταφοράς. Στο πλαίσιο αυτό στο παρόν ΔΠΑ προγραμματίζονται μια σειρά έργων ενίσχυσης σε βάθος του Συστήματος Μεταφοράς που θα συμβάλλει στην απορρόφηση και διακίνηση της παραγόμενης ενέργειας των Σταθμών ΑΠΕ.

2.2 Ενίσχυση Ασφάλειας και Αξιοπιστίας του Συστήματος Μεταφοράς

Η ενίσχυση της ασφάλειας και της αξιοπιστίας του Συστήματος Μεταφοράς, με δεδομένη την παλαιότητα στοιχείων του Συστήματος, στο φόντο και της κλιματικής κρίσης που αυξάνει την συχνότητα ακραίων καιρικών φαινομένων αλλά και της αυξημένης απειλής κυβερνοεπιθέσεων, αναδεικνύεται ως ένας από τους βασικούς πυλώνες της στρατηγικής του ΑΔΜΗΕ για την επόμενη περίοδο. Στο πλαίσιο αυτό ο ΑΔΜΗΕ επεξεργάστηκε σε συνέχεια του προγράμματος ανανέωσης εξοπλισμού που υλοποιείται από το 2018 ένα νέο κυλιόμενο πρόγραμμα ανανέωσης παγίων με σκοπό την αναβάθμιση του Συστήματος Μεταφοράς. Το πρόγραμμα αυτό περιλαμβάνει την αντικατάσταση παλαιού εξοπλισμού κρίσιμου για την εύρυθμη λειτουργία του Συστήματος με εξοπλισμό σύγχρονης τεχνολογίας.

2.3 Υλοποίηση Νησιωτικών Διασυνδέσεων

Σημαντική προτεραιότητα και σε αυτό το ΔΠΑ αποτελεί η διασύνδεση των νησιών του Αιγαίου με το Ηπειρωτικό Σύστημα. Με αυτές τις συνδέσεις αντιμετωπίζεται η ηλεκτρική απομόνωσή τους, αυξάνεται η αξιοπιστία της τροφοδότησης, μειώνεται το κόστος της παραγόμενης ενέργειας και κατά συνέπεια το κόστος των ΥΚΩ, προστατεύεται το περιβάλλον

14 <http://www.opengov.gr/minenv/?p=12285>

και αξιοποιείται το υψηλό δυναμικό των ΑΠΕ των Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων (ΜΔΝ). Παράλληλα με την κατάργηση της «ηλεκτρικής απομόνωσης» του Νησιωτικού χώρου του Αιγαίου, αυξάνεται το μέγεθος της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας. Στο πλαίσιο αυτό, υλοποιήθηκαν ήδη η Α' Φάση, η Β' και η Γ' Φάση του έργου της διασύνδεσης των Κυκλάδων και είναι σε εξέλιξη η Δ' Φάση αυτού. Σε εξέλιξη βρίσκονται επίσης τα έργα της διασύνδεσης της Κρήτης, τα οποία είναι ιδιαίτερης σημασίας, λόγω των υψηλών φορτίων (ενέργεια και ισχύς) της Νήσου και λόγω του πλουσίου δυναμικού ΑΠΕ το οποίο διαθέτει. Ειδικότερα ο ΑΔΜΗΕ υλοποίησε το έργο της Α' Φάσης της διασύνδεσης Κρήτης (Κρήτη-Πελοπόννησος), το οποίο και ολοκληρώθηκε στις αρχές του 2021. Παράλληλα, μέσω της θυγατρικής εταιρείας του «ΑΡΙΑΔΝΗ INTERCONNECTION Α.Ε.Ε.Σ.» υλοποιείται το έργο της Β' Φάσης της διασύνδεσης Κρήτης (Κρήτη-Αττική) με εκτιμώμενο χρόνο ολοκλήρωσης το έτος 2024. Τέλος, ο ΑΔΜΗΕ ενσωμάτωσε στον προγραμματισμό του μέσω των προηγούμενων και του παρόντος ΔΠΑ, τον σχεδιασμό του έργου της διασύνδεσης των Δωδεκανήσων και τον σχεδιασμό του έργου της διασύνδεσης των νησιών του Βορείου Αιγαίου.

2.3.1 Στρατηγική Διασύνδεσης Αυτόνομων Νησιωτικών Συστημάτων με το ΕΣΜΗΕ

Η εξυπηρέτηση του ηλεκτρικού φορτίου των Νήσων της χώρας έχει από μακρού απασχολήσει την ηλεκτρική βιομηχανία της χώρας. Ιστορικά, στη μεγάλη πλειοψηφία των Νήσων αναπτύχθηκαν (κατά την περίοδο του εξηλεκτρισμού) μικροί αυτόνομοι Σταθμοί παραγωγής με εμβολοφόρες μηχανές και καύσιμο πετρέλαιο. Η προοπτική της διασύνδεσης των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των Νήσων με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, στις περιπτώσεις κατά τις οποίες αυτό είναι εφικτό και τεchnικοοικονομικά ενδεικνυόμενο, ξεκίνησε από τις αρχές της δεκαετίας του 1960, ώστε να μειωθεί κατά το δυνατό (ή να διακοπεί) η λειτουργία των πετρελαϊκών Σταθμών ηλεκτροπαραγωγής οι οποίοι τροφοδοτούν τα Νησιά. Έως και σήμερα, έχουν συνδεθεί με το Σύστημα υπό Υψηλή Τάση (ΥΤ) όλες οι Ιόνιοι Νήσοι. Σε ότι αφορά στα Νησιά του Αιγαίου, υπό ΥΤ έχουν συνδεθεί η Άνδρος, η Σύρος, η Πάρος, η Μύκονος και η Νάξος, ενώ υπό Μέση Τάση (ΜΤ) διασυνδέονται μέσω Πάρου η Αντίπαρος, η Ίος, η Σίκινος και η Φολέγανδρος, μέσω Νάξου η Σχοινούσα, η Ηρακλεία και το Κουφονήσι, και μέσω Μυκόνου η Δήλος. Επίσης υπό ΜΤ διασυνδέονται αρκετά Νησιά πλησίον των ακτών (Σποράδες, Θάσος, Σαμοθράκη, Κύθηρα κ.ά.). Τέλος, αρκετά Νησιά του Αιγαίου (κυρίως όσα βρίσκονται γεωγραφικά κοντά) έχουν διασυνδεθεί μεταξύ τους υπό Μ.Τ.

Στην κατεύθυνση διασύνδεσης (με σημαντικά τεχνικά και οικονομικά οφέλη, ιδιαίτερα για συστήματα με σημαντικού μεγέθους φορτίο), ο ΑΔΜΗΕ (και προγενέστερα ο ΔΕΣΜΗΕ) έχουν εκπονήσει σχετικές μελέτες και διερευνήσεις, βάσει των οποίων βρίσκονται πλέον σε εξέλιξη η διασύνδεση των Κυκλάδων και η διασύνδεση της Κρήτης.

Παρά ταύτα, έχουν παραμείνει αρκετά αυτόνομα νησιωτικά συστήματα στο Αιγαίο. Σήμερα, τα μικρής και μεσαίας κλίμακας αυτόνομα ηλεκτρικά νησιωτικά Συστήματα του Αιγαίου, αντιπροσωπεύουν το 10% περίπου της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας της χώρας. Τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) ανήκουν σε 28 Ηλεκτρικά Συστήματα¹⁵⁾ (Σχήμα 2.1), καθένα από τα οποία τροφοδοτείται από έναν ή περισσότερους θερμικούς Σταθμούς παραγωγής και αποτελείται από ένα ή περισσότερα Νησιά, συνδεδεμένα μεταξύ τους με υποβρύχια καλώδια. Αυτά τα Συστήματα εξυπηρετούνται από πετρελαϊκές μονάδες (κυρίως στα μικρά και μεσαία Συστήματα), ενώ έχουν εγκατασταθεί και αεριοστροβιλικές μονάδες (με καύσιμο ελαφρύ πετρέλαιο - diesel) στο Σύστημα της Ρόδου.

Τα Συστήματα αυτά παρουσιάζουν ορισμένα κοινά χαρακτηριστικά:

- Η παραγόμενη ενέργεια προέρχεται από καύση πετρελαίου, με συνέπεια πολύ μεγάλο λειτουργικό κόστος και κατ' επέκταση πολύ μεγάλο κόστος ΥΚΩ για τους τελικούς καταναλωτές.
- Εμφανίζουν χαμηλό συντελεστή φορτίου (μεγάλες θερινές αιχμές και πολύ χαμηλά φορτία κατά τη διάρκεια του υπόλοιπου έτους).
- Διαθέτουν εξαιρετικό δυναμικό ΑΠΕ.
- Προκαλούν περιβαλλοντική όχληση από τους Σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι είναι στην πλειονότητά τους εγκατεστημένοι εντός οικισμών.

15 <https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/agora-mdn/ilektrika-systimata-mdn/>



Σχήμα 2.1 Διασυνδέσεις Νήσων του Αιγαίου υπό MT (πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

Η διασύνδεση των Νήσων έχει πολλά οφέλη, οικονομικά και κοινωνικά/περιβαλλοντικά, καθώς:

- Θα επιτρέψει τη σημαντικότερη εξοικονόμηση των δαπανών για το καύσιμο. Στα μη διασυνδεδεμένα Νησιά χρησιμοποιούνται υγρά καύσιμα, ελαφρύ (diesel) ή/και βαρύ πετρέλαιο (mazut), με συνέπεια πολύ υψηλό κόστος παραγωγής συγκρινόμενο με το αντίστοιχο στο Ηπειρωτικό Σύστημα και με τιμές οι οποίες ακολουθούν άμεσα την εξέλιξη των διεθνών τιμών του πετρελαίου. Το γεγονός αυτό έχει άμεση αντανάκλαση στο κόστος Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) για όλους τους καταναλωτές της Χώρας.
- Θα επιτρέψει την αποφυγή επενδύσεων μεγάλου κόστους για την ανάπτυξη και τον εκσυγχρονισμό των τοπικών Σταθμών παραγωγής. Οι υφιστάμενες μονάδες παραγωγής στα Νησιά είναι συνήθως παλιές με χαμηλό συντελεστή απόδοσης ενώ παράλληλα δεν μπορούν να καλύψουν την αυξανόμενη ζήτηση και απαιτούνται σημαντικές επενδύσεις για την ενίσχυση του παραγωγικού δυναμικού. Επιπλέον, τα Νησιά παρουσιάζουν πολύ χαμηλό συντελεστή φορτίου (χαμηλά φορτία τον Χειμώνα και πολύ υψηλά το Καλοκαίρι κυρίως λόγω του τουρισμού) γεγονός το οποίο επιβαρύνει το κόστος παραγωγής από τους τοπικούς Σταθμούς λόγω του πολύ υψηλού κεφαλαιουχικού τους κόστους.
- Θα συμβάλει στον περιορισμό (και μακροπρόθεσμα στην εξάλειψη) των αέριων ρύπων και των συνεπαγόμενων δαπανών οι οποίες σχετίζονται με ρύπους.
- Θα περιορίσει δραστικά την όχληση η οποία προκαλείται από τη συνεχή λειτουργία των τοπικών Σταθμών, πολλοί από τους οποίους βρίσκονται πλέον εντός κατοικημένων περιοχών.
- Θα επιτρέψει την καλύτερη εκμετάλλευση του υψηλού δυναμικού ΑΠΕ των Νήσων, κυρίως του πολύ υψηλού αιολικού δυναμικού. Μέχρι σήμερα η εκμετάλλευση του δυναμικού ΑΠΕ των μη διασυνδεδεμένων Νησιών είναι πολύ περιορισμένη λόγω του μικρού μεγέθους των αυτόνομων συστημάτων των Νησιών.

Τέλος, θα επιτρέψει τη διεύρυνση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας συμπεριλαμβάνοντας τα διασυνδεδεμένα Νησιά.

Ένας κρίσιμος παράγοντας ο οποίος προέκυψε πρόσφατα είναι η θέση σε ισχύ της νέας περιβαλλοντικής νομοθεσίας (Οδηγίες 2010/75/ΕΕ ή «Industrial Emissions Directive, IED» και 2015/2193/ΕΕ ή «Medium Combustion Plant Directive,

MCPD») για τις Μεγάλες και Μεσαίες Εγκαταστάσεις Καύσης, οι οποίες θα επηρεάσουν σημαντικά τον τρόπο ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ τα επόμενα έτη.

Από το 2021, για τις εμβολοφορες Μηχανές Εσωτερικής Καύσης οι οποίες εμπίπτουν στο πεδίο εφαρμογής της IED θα πρέπει πλέον να τηρούνται και τα επίπεδα εκπομπών του Εγχειριδίου Βέλτιστων Διαθέσιμων Τεχνικών (ΒΔΤ) για τις Μεγάλες Εγκαταστάσεις Καύσης.

Παράλληλα, η πρόσφατα εκδοθείσα Οδηγία 2015/2193/ΕΕ (MCPD, αφορά σε Μονάδες Παραγωγής ισχύος $1 < \text{MWth} < 50$) καθιστά πρακτικά αδύνατη τη λειτουργία για περισσότερες από 500 ώρες ετησίως των Μονάδων οι οποίες εμπίπτουν στο πεδίο εφαρμογής της (δηλ. όλων σχεδόν των Μονάδων οι οποίες λειτουργούν σε ΑΣΠ και ΤΣΠ των μικρότερων Νήσων) από το έτος 2025 για τις νέες και από το έτος 2030 για τις υφιστάμενες Μονάδες τους. Οι υποχρεώσεις οι οποίες προκύπτουν από τις ως άνω Οδηγίες θέτουν ένα κρίσιμο θέμα στρατηγικής απόφασης για τον βέλτιστο τρόπο ηλεκτροδότησης των



ΜΔΝ, επιλέγοντας είτε τη διασύνδεσή τους με το ηπειρωτικό σύστημα (ή/και μεταξύ τους) ή την αυτόνομη ανάπτυξή τους με αντικατάσταση των μονάδων τους και αλλαγή του τύπου καυσίμου, εάν αυτό κριθεί τεχνο - οικονομικά εφικτό.

Στο προαναφερθέν πλαίσιο, τον Ιανουάριο του 2016 με πρωτοβουλία της ΡΑΕ συστάθηκε Επιτροπή Εξέτασης Οικονομικότητας του τρόπου ηλεκτροδότησης των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΦΕΚ 959/2015), σύμφωνα με το Άρθρο 4 της Απόφασης 2014/536/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και σε εφαρμογή της Παραγράφου 2, του Άρθρου 9 του Νόμου 4001/2011, αποτελούμενη από στελέχη της ΡΑΕ, του ΑΔΜΗΕ, του ΕΔΔΔΗΕ και του ΔΕΣΦΑ. Η Επιτροπή είχε ως αντικείμενο τη διερεύνηση των τεχνικοοικονομικών επιλογών ηλεκτροδότησης των Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων (ΜΔΝ) και την έκδοση πορίσματος αναφορικά με τον έλεγχο του οικονομικότερου τρόπου ηλεκτροδότησης ενός ή περισσότερων ΜΔΝ, είτε μέσω της διασύνδεσής τους με το ΕΣΜΗΕ ή το Διασυνδεδεμένο με αυτό ΕΔΔΔΗΕ σύμφωνα με την οικονομικότερη τεχνικά εφικτή λύση της διασύνδεσης, είτε με την εξακολούθηση της ηλεκτροδότησής του(ς) ως ΜΔΝ. Η τεχνικοοικονομική διερεύνηση πραγματοποιήθηκε έπειτα από την προκαταρκτική εξέταση των τεχνικών λύσεων της διασύνδεσης ή της αυτόνομης ανάπτυξης του ηλεκτρικού συστήματος ΜΔΝ η οποία στηρίζεται στις επικρατούσες τεχνολογικές επιλογές και τη διεθνή εμπειρία από την κατασκευή παρόμοιων έργων.

Η προαναφερθείσα Επιτροπή προχώρησε στην οικονομοτεχνική διερεύνηση των εναλλακτικών σεναρίων της ηλεκτροδότησης των Ηλεκτρικών Συστημάτων (ΗΣ) των ΜΔΝ με βασικό αντικείμενο την εξέταση της σκοπιμότητας της ηλεκτρικής διασύνδεσής τους με το ΕΣΜΗΕ, συγκριτικά με τη συνέχιση της αυτοδύναμης ανάπτυξής τους σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα, θεωρώντας όλα τα τεχνικά και τα οικονομικά κριτήρια τα οποία απαιτούνται κατά την ανάλυση των εξεταζόμενων σεναρίων της ηλεκτροδότησης και εξέδωσε τα Πορίσματα στα οποία προκρίνεται ως οικονομικότερη η λύση της ηλεκτρικής διασύνδεσης έναντι της αυτόνομης τροφοδότησής τους με πετρέλαιο ή με Φ.Α. Ειδικότερα:

- Πόρισμα επί της οικονομικότητας της ηλεκτροδότησης των Νήσων των ΜΔΝ στην περιοχή των Κυκλάδων, για τα οποία δε βρίσκεται σε ισχύ κάποιος υφιστάμενος προγραμματισμός ηλεκτρικής διασύνδεσής τους με το ΕΣΜΗΕ^[16]. Το πόρισμα αξιολογήθηκε από τον ΑΔΜΗΕ, ο οποίος γνωστοποίησε τις απόψεις του επί του θέματος^[17] ανεξάρτητα από το ΔΕΔΔΗΕ^[18].
- Πόρισμα επί της οικονομικότητας της ηλεκτροδότησης των Νήσων του Νοτίου Αιγαίου (Δωδεκάνησα) Μέρος Ι^[19]. Το πόρισμα αξιολογήθηκε από τον ΑΔΜΗΕ, ο οποίος γνωστοποίησε τις απόψεις του επί του θέματος^[20] ανεξάρτητα από το ΔΕΔΔΗΕ^[21].
- Πόρισμα επί της οικονομικότητας της ηλεκτροδότησης των Νήσων του Βορείου Αιγαίου Μέρος ΙΙ^[22], για το οποίο ο ΑΔΜΗΕ εισηγήθηκε αντιστοίχως στη Ρυθμιστική Αρχή^[23].

Το σύνολο των συμπερασμάτων των τριών πορισμάτων περιλαμβάνεται σε σχετική απόφαση της ΡΑΕ^[24]. Σύμφωνα με τα συμπεράσματα της Επιτροπής ο ΑΔΜΗΕ εισηγήθηκε και ενσωμάτωσε στον προγραμματισμό του ΔΠΑ 2019 - 2028 τον σχεδιασμό του έργου της διασύνδεσης των Νότιων και των Δυτικών Κυκλάδων (Δ' Φάση διασύνδεσης των Κυκλάδων) και στο ΔΠΑ 2020 - 2029 τον σχεδιασμό των έργων διασύνδεσης των Δωδεκανήσων και των Νήσων του Βορείου Αιγαίου, σύμφωνα με το Πόρισμα της Επιτροπής και της επιπρόσθετης τεχνικής και οικονομικής αξιολόγησης του ΑΔΜΗΕ.

Τα προαναφερθέντα έργα αποτελούν τους επόμενους στόχους νησιωτικών διασυνδέσεων στους οποίους επικεντρώνεται ο ΑΔΜΗΕ έπειτα από τη δρομολόγηση των έργων της διασύνδεσης των Κυκλάδων και της Κρήτης.

2.4 Ανάπτυξη Διεθνών Διασυνδέσεων

Η ανάπτυξη των ηλεκτρικών διασυνδέσεων μεταξύ των χωρών αποτελεί σημαντική προτεραιότητα, διότι:

- συμβάλλει δραστικά στην ασφάλεια της τροφοδοσίας.
- αποτελεί καθοριστικό παράγοντα για την ενοποίηση των εθνικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της εφαρμογής του Μοντέλου Στόχου (Target Model).
- επιτρέπει γενικότερα τον διαμοιρασμό διάφορων πόρων (παραγωγικό δυναμικό, ευελιξία, εφεδρείες κλπ.) μεταξύ των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, γεγονός που μπορεί να οδηγήσει σε μείωση του συνολικού κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας.
- θα επιτρέψει την επιθυμητή μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ στην Ευρώπη, καθώς αυτή θα απαιτήσει την ικανότητα διακίνησης σημαντικών ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις ενώ η αντικατάσταση συμβατικών Σταθμών από μονάδες ΑΠΕ θα οδηγήσει σε ανάγκες αυξημένης μεταφορικής ικανότητας μεταξύ των Συστημάτων για λόγους ρύθμισης.

Σύμφωνα με την Οδηγία (ΕΕ) 2018/1999 σχετικά με τη διακυβέρνηση της Ενεργειακής Ένωσης και της Δράσης για το Κλίμα και την τροποποίηση παλαιότερων Κανονισμών και Οδηγιών, ο στόχος για τον βαθμό διασυνδεσιμότητας

16 "Πόρισμα επί της οικονομικότητας ηλεκτροδότησης των νησιών των Κυκλάδων που δεν περιλαμβάνονται στο ΔΠΑ ΕΣΜΗΕ περιόδου 2017 - 2026", Επιτροπή εξέτασης οικονομικότητας του τρόπου ηλεκτροδότησης ΜΔΝ, ΡΑΕ - ΔΕΔΔΗΕ - ΑΔΜΗΕ - ΔΕΣΦΑ, 03.11.2016

17 "Εισήγηση ΑΔΜΗΕ επί του Πορίσματος επιτροπής ΡΑΕ για την οικονομικότητα διασύνδεσης των ΜΔΝ των Κυκλάδων που δεν περιλαμβάνονται στο ΔΠΑ ΕΣΜΗΕ περιόδου 2017 - 2026", επιστολή ΑΔΜΗΕ προς ΡΑΕ με αρ. πρωτ. ΑΔΜΗΕ Α.Ε./ΔΣΑΣ/264/08.02.2018

18 Επιστολή ΔΕΔΔΗΕ με αρ. πρωτ. ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε./ΓρΔ/1121/30.01.2017

19 "Πόρισμα επί της οικονομικότητας ηλεκτροδότησης των νησιών του Νοτίου Αιγαίου (Δωδεκάνησα) Μέρος Ι", Επιστολή Προέδρου Επιτροπής Εξέτασης Οικονομικότητας του τρόπου ηλεκτροδότησης ΜΔΝ, 29.11.2017

20 Εισήγηση ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (ΑΔΜΗΕ Α.Ε./ΓΡ.Δ./20305/24.05.2018)

21 Εισήγηση ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε./ΓΡ.Δ./2205/15.02.2018)

22 "Πόρισμα επί της οικονομικότητας ηλεκτροδότησης των νησιών του Β. Αιγαίου Μέρος ΙΙ", Επιστολή Προέδρου Επιτροπής Εξέτασης Οικονομικότητας του τρόπου ηλεκτροδότησης ΜΔΝ, 27.12.2018

23 Εισήγηση ΑΔΜΗΕ επί του σχεδιασμού διασύνδεσης των ΜΔΝ του Β. Αιγαίου (ΑΔΜΗΕ Α.Ε./ΓΡ.Δ./21011/12.12.2019)

24 Απόφαση ΡΑΕ 785/2019 "Καθορισμός του οικονομικά αποδοτικότερου τρόπου ηλεκτροδότησης των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) των Νοτίων και Δυτικών Κυκλάδων, και των ΜΔΝ του Νοτίου και Βορείου Αιγαίου, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 108Α του ν. 4001/2011", ΦΕΚ Β' 4428/03.12.2019

ηλεκτρικής ενέργειας κάθε Κράτους Μέλους έχει τεθεί σε επίπεδο τουλάχιστον 15% για το έτος 2030, λαμβάνοντας υπόψη τον στόχο του 10% που είχε τεθεί στην προηγούμενη περίοδο για το έτος 2020.

Από το 1991 υπάρχει στενή συνεργασία για την ορθολογική διαχείριση και την επιπλέον ανάπτυξη των διασυνδέσεων μεταξύ των Διαχειριστών της περιοχής, η οποία συστηματοποιήθηκε περισσότερο το 2006, οπότε υιοθετήθηκε από την UCTE ο «συντονισμένος σχεδιασμός» (coordinated planning). Το 2009, με τη δημιουργία του ENTSO-E, ακολουθώντας τις επιταγές του 3ου πακέτου πολιτικής για την ενέργεια (3rd Energy Package) θεσμοθετήθηκε η έκδοση του Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης των Ευρωπαϊκών Δικτύων (TYNDP - Ten Year Network Development Plan), καθώς και έξι Περιφερειακών Προγραμμάτων Ανάπτυξης (RgIPs - Regional Investment Plans). Τα κείμενα αυτά βασίζονται σε περιφερειακό σχεδιασμό των ηλεκτρικών δικτύων και δίνουν τις απαραίτητες πληροφορίες για την προβλεπόμενη ανάπτυξη των ΣΗΕ σε πανευρωπαϊκό και περιφερειακό επίπεδο αντίστοιχα.

2.5 Ενσωμάτωση Υπεράκτιων Πάρκων

Η επίτευξη των στόχων που τέθηκαν με το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα για το έτος 2030 και τον Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό για το έτος 2050 επιτάχυνση των διαδικασιών για την ένταξη νέων μονάδων ΑΠΕ σε μεγάλη κλίμακα. Στην κατεύθυνση αυτή αναμένεται να συμβάλλουν ιδιαίτερα, σχέδια για την εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ που απαιτούν ωστόσο την υλοποίηση σημαντικών έργων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Μια ιδιαίτερη κατηγορία έργων με αυτά τα χαρακτηριστικά αποτελούν έργα που περιλαμβάνουν ανάπτυξη μονάδων ΑΠΕ σε νησιά ή υπεράκτιες περιοχές με υποθαλάσσια διασύνδεση τους με το ηπειρωτικό σύστημα. Για την βελτιστοποίηση των όρων ανάπτυξης του Συστήματος, νέα εργαλεία πρέπει να εισαχθούν στο κανονιστικό και ρυθμιστικό πλαίσιο, ώστε να μπορέσει να επιτευχθεί ομαλή μετάβαση στη νέα πραγματικότητα, χωρίς να διακυβευθεί η ομαλή λειτουργία του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Στην κατεύθυνση αυτή ο ΑΔΜΗΕ, ήδη στο πλαίσιο προηγούμενων αλλά και του παρόντος Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης συμπεριέλαβε ένα ολοκληρωμένο σχέδιο ανάπτυξης νησιωτικών διασυνδέσεων που περιλαμβάνει τα μεγαλύτερα εκ των νησιών του Αιγαίου (Κρήτη, Κυκλάδες, Δωδεκάνησα, Βορειοανατολικό Αιγαίο). Όπως είναι γνωστό εκτός από τα Ιόνια νησιά, νησιά στο σύμπλεγμα των Κυκλάδων που έχουν διασυνδεθεί και της Α' φάσης της διασύνδεσης της Κρήτης που έχει ολοκληρωθεί, βρίσκονται σε πλήρη εξέλιξη τα έργα της Β' φάσης της ηλεκτρικής διασύνδεσης της νήσου Κρήτης ενώ πλέον έχουν σχεδιαστεί οι νησιωτικές διασυνδέσεις που καλύπτουν γεωγραφικά το σύνολο του Αιγαίου. Η ανάπτυξη των ηλεκτρικών διασυνδέσεων πέρα από την άρση της ηλεκτρικής απομόνωσης των νησιών θα δώσει παράλληλα τη δυνατότητα σημαντικής ανάπτυξης σταθμών ΑΠΕ. Ωστόσο ο σχεδιασμός αυτός με βάση το υφιστάμενο ρυθμιστικό πλαίσιο επικεντρώνεται στις ανάγκες διασύνδεσης των νησιών για την εξυπηρέτηση της ζήτησης με τις δυνατότητες ανάπτυξης ΑΠΕ να προκύπτουν ως συνεπαγόμενο όφελος των σχεδιαζόμενων διασυνδέσεων.

Η επέκταση του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς στο νησιωτικό χώρο δημιουργεί τις προϋποθέσεις και καθιστά περισσότερο εφικτή τη δυνατότητα ανάπτυξης υπεράκτιων αιολικών πάρκων δεδομένου ότι μειώνει σημαντικά τις αποστάσεις για τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας από την πηγή παραγωγής σε σημεία σύνδεσης του Συστήματος, καθιστώντας οικονομικοτεχνικά βιώσιμες νέες περιοχές για την ανάπτυξη υπεράκτιων έργων ΑΠΕ. Το γεγονός αυτό αποτελεί μια σημαντική εξέλιξη, καθώς για την επίτευξη των στόχων με βάση τη διεθνή πρακτική και πρόσφατες τεχνολογικές εξελίξεις διαφαίνεται ως προοπτική η δυνατότητα υλοποίησης υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων στον Ελληνικό θαλάσσιο χώρο. Στο πλαίσιο αυτό, λαμβάνοντας υπόψη τα συμπεράσματα σχετικών τεκμηριωμένων αναλύσεων^{[25][26]}, σύμφωνα με την οποία προκύπτουν σημαντικά οικονομικά οφέλη με το συνδυασμό έργων υπεράκτιων αιολικών πάρκων σε «κοινό» διασυνδεδετικό δίκτυο με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα έναντι των ανεξάρτητων ακτινικών συνδέσεων, διαφαίνεται η ανάγκη ενός ολοκληρωμένου σχεδιασμού για την ανάπτυξη στρατηγικών υποδομών στον θαλάσσιο χώρο με σκοπό τη βέλτιστη «κοινή» σύνδεση υπεράκτιων αιολικών πάρκων ή αιολικών πάρκων επί νησιών που θα ανήκουν σε διαφορετικούς παραγωγούς. Την ανάγκη αυτή μπορεί με βέλτιστο τρόπο να ικανοποιήσει ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς που διαθέτει την απαραίτητη τεχνογνωσία και εμπειρία τόσο για το σχεδιασμό όσο και για την υλοποίηση υπεράκτιων διασυνδεδετικών δικτύων υψηλής τάσης.

25 "2nd Interim Report Study on the offshore grid potential in the Mediterranean region", NAVIGANT, June 2020, Prepared for Directorate-General for ENERGY

26 "Offshore grid delivery models for Greece": Guidehouse & ICCS-NTUA, Nov. 2021

Στο πλαίσιο αυτό, η σχεδίαση και ανάπτυξη των έργων για υποθαλάσσιες διασυνδέσεις οφείλει δυνητικά να έχει τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:

- Ολοκληρωμένο ολιστικό σχεδιασμό (δικτυοκεντρική προσέγγιση με την από κοινού αντιμετώπιση έργων) με βελτιστοποίηση ωφελειών για το σύνολο της εγχώριας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας
- Δημιουργία «ενιαίου» ηλεκτρικού χώρου διασυνδέσεων με το ΕΣΜΗΕ και μεταξύ τους
- Αξιόπιστα σχήματα λειτουργίας με τη βέλτιστη εκμετάλλευση των έργων διασύνδεσης για την αξιόπιστη και ασφαλή λειτουργία του συνολικού ηλεκτρικού συστήματος
- Οικονομικότητα με διερεύνηση βάσει αναλύσεων κόστους – οφέλους όλων των εναλλακτικών σεναρίων τοπολογίας και τεχνολογιών (π.χ. δίκτυα συνεχούς / εναλλασσόμενου ρεύματος)
- Εξασφάλιση επεκτασιμότητας και διαλειτουργικότητας με την εξασφάλιση της δυνατότητας μελλοντικών επεκτάσεων χωρίς να απαιτούνται εκτεταμένα έργα και υψηλά κόστη
- Διασφάλιση ομοιογένειας τεχνικών προδιαγραφών για επίτευξη υψηλότερων επιπέδων ασφάλειας και αξιοπιστίας λειτουργίας στα αντίστοιχα επίπεδα του Συστήματος Μεταφοράς
- Διασφάλιση ισότιμης αντιμετώπισης των επενδυτικών σχεδίων που εξασφαλίζει ότι λαμβάνονται υπόψη με βέλτιστο τρόπο όλα τα ώριμα σχέδια για ανάπτυξη μονάδων ΑΠΕ στο νησιωτικό χώρο

2.6 Ενσωμάτωση Συστημάτων Αποθήκευσης

Στην πορεία της ενεργειακής μετάβασης στη νέα εποχή αναδεικνύεται με ενάργεια ο κομβικός ρόλος που μπορούν να αποκτήσουν τα συστήματα αποθήκευσης, καθώς η ένταξή τους στο ηλεκτρικό σύστημα προσφέρει πολλαπλά πλεονεκτήματα που βελτιστοποιούν τη λειτουργία του, προς όφελος της οικονομικότητας, του περιβάλλοντος και του τελικού καταναλωτή.

Παραδοσιακά ο κύριος σκοπός χρήσης των συστημάτων αποθήκευσης, που έδωσε ώθηση στην ανάπτυξη κυρίως των μεγάλων αντλησιοταμιευτικών σταθμών, ήταν η εξομάλυνση των μεγάλων διακυμάνσεων των τιμών παραγωγής με απορρόφηση ενέργειας κατά τη διάρκεια των χαμηλών νυχτερινών φορτίων και απόδοση της αποθηκευμένης ενέργειας σε συνθήκες αιχμής κατά τη διάρκεια της ημέρας. Παράλληλα τα συστήματα αποθήκευσης όπως οι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί προσέθεταν ευελιξία στα ηλεκτρικά συστήματα που διέθεταν πλήθος μη ευέλικτων σταθμών παραγωγής. Η εξέλιξη της τεχνολογίας που οδήγησε σε περισσότερο ευέλικτες μονάδες παραγωγής, ατόνησε για μια μεγάλη περίοδο το ενδιαφέρον για νέους σταθμούς αντλησιοταμίευσης.

Την πορεία αυτή αντέστρεψε η ραγδαία ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και η μεγάλη διείσδυσή τους στα ηλεκτρικά συστήματα. Σε συνδυασμό με τις τεχνολογικές εξελίξεις που οδήγησαν στην ανάπτυξη νέων τεχνολογιών συστημάτων αποθήκευσης με δυνατότητα εγκατάστασης στα ηλεκτρικά συστήματα και στη μείωση του κόστους τους, διαμορφώνονται οι συνθήκες για την ανάπτυξη και λειτουργία στο ηλεκτρικό σύστημα νέων συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Την ίδια στιγμή, η αναμόρφωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας προσέδωσε δίπλα στους παραδοσιακούς και νέους ρόλους για τα συστήματα αποθήκευσης, όπως:

- Υποστήριξη λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος σε συνθήκες υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ
- Ελαχιστοποίηση απορρίψεων παραγωγής ΑΠΕ
- Αποτελεσματικότερη ανάπτυξη δικτύων με αποφυγή επενδύσεων (investment deferral)
- Συμβολή στην αποδοτικότερη εκμετάλλευση υφιστάμενων δικτύων
- Διαχείριση συμφορήσεων στα ηλεκτρικά δίκτυα (grid congestion management)
- Συμβολή στην επάρκεια – αποφυγή ένταξης νέου παραγωγικού δυναμικού
- Υποστήριξη συστήματος μέσω παροχής επικουρικών υπηρεσιών (παροχή ενεργού ισχύος για έλεγχο

συχνότητας, παροχή εφεδρειών για εξισορρόπηση, παροχή αέργου ισχύος για έλεγχο τάσης, συνεισφορά στην αδράνεια του συστήματος, συνεισφορά σε ρεύμα βραχυκύκλωσης κ.α.)

- Αύξηση ευελιξίας συστήματος, μείωση αναγκών λειτουργίας ευέλικτων μονάδων παραγωγής
- Επιπεδοποίηση φορτίου με μείωση τιμών στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας
- Μείωση διακύμανσης τιμών ηλεκτρικής ενέργειας (energy arbitrage)
- Σταθεροποίηση των δικτύων και βελτίωση της ποιότητας της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας
- Υπηρεσίες εκκίνησης - επαναφοράς από ολική διακοπή (black start)
- Υποστήριξη των ηλεκτρικών δικτύων των μη διασυνδεδεμένων νησιών
- Χρήση στην ιδιοκατανάλωση
- Χρήση στην ηλεκτροκίνηση

Η εγκατάσταση αποθηκευτικών σταθμών ως πλήρως ενσωματωμένα στοιχεία του συστήματος μεταφοράς μπορεί να έχει πολλαπλά και ταυτόχρονα οφέλη τόσο όσον αφορά την ανάπτυξη, τον έλεγχο και την ευελιξία του ΕΣΜΗΕ όσο και για τις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό υποστηρίζεται και από τις θέσεις του ENTSO-E^[27] σε σχέση με τη χρήση αποθηκευτικών σταθμών στα συστήματα μεταφοράς αλλά και από τις δραστηριότητες άλλων διαχειριστών σε διεθνές επίπεδο. Επιπρόσθετα, η χρήση αποθηκευτικών σταθμών στο σύστημα μεταφοράς υποστηρίζεται και από την ωρίμανση των σχετικών τεχνολογιών καθώς και της αντίστοιχης αγοράς.

Σε εξάρτηση από τα χαρακτηριστικά των διαφόρων διαθέσιμων τεχνολογιών και το μέγεθος, τα συστήματα αποθήκευσης μπορούν να παρέχουν παράλληλα πολλές εκ των προαναφερθέντων υπηρεσιών. Ειδικότερα οι σημαντικότερες εφαρμογές της αποθήκευσης για τα Συστήματα Μεταφοράς είναι:

- **Βελτιστοποίηση της διείσδυσης σταθμών ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας**
Η ένταξη σταθμών αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας (π.χ. σταθμοί αντλησιοταμίευσης) θα μπορούσε να βελτιώσει την αποτελεσματικότητα της αγοράς και να διευκολύνει την ενσωμάτωση των σταθμών ανανεώσιμης ενέργειας με τη βέλτιστη διαχείριση της μεταβλητότητάς τους όχι μόνο σε καθημερινή αλλά και σε εποχιακή βάση. Για τον σκοπό αυτό κατά τον προγραμματισμό λειτουργίας των αποθηκευτικών σταθμών θα λαμβάνεται υπόψη το σύνολο των διαθέσιμων προγραμμάτων και προβλέψεων (φορτίου, παραγωγής ΑΠΕ κλπ.) καθώς επίσης οι τεχνικοί περιορισμοί που υπεισέρχονται κατά τη λειτουργία του Συστήματος.
- **Αναβάθμιση μεταφορικής ικανότητας Συστήματος Μεταφοράς**
Η μεγάλη διείσδυση πηγών ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα απαιτεί σημαντικά μεγαλύτερη ευελιξία και ικανότητες μεταφοράς στο Σύστημα. Σήμερα, συχνά, η πρόνοια για διατήρηση της ασφάλειας του Συστήματος σε συνθήκες εκδήλωσης διαταραχών οδηγεί αναγκαστικά στην υποεκμετάλλευση – μη πλήρη αξιοποίηση σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας υφιστάμενων γραμμών μεταφοράς του Συστήματος. Επιπροσθέτως, σε κάποιες περιπτώσεις σχεδιάζονται νέα έργα Γραμμών Μεταφοράς προκειμένου να εξασφαλιστεί η τήρηση των κριτηρίων ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος (φορτίσεις, επίπεδα τάσεων κλπ.) με βάση το κριτήριο N-1. Τα συστήματα αποθήκευσης διαθέτουν χαρακτηριστικά που επιτρέπουν την πιο αποδοτική εκμετάλλευση του Συστήματος και μπορούν να δράσουν συμπληρωματικά των γραμμών μεταφοράς είτε ως μόνιμες λύσεις είτε ως προσωρινές, λαμβάνοντας υπόψιν τους σημαντικούς χρόνους που απαιτούνται για την αδειοδότηση και κατασκευή νέων Γραμμών Μεταφοράς. Εν γένει, η εγκατάσταση συστημάτων αποθήκευσης με βέλτιστες πρακτικές μπορεί να οδηγήσει σε αποδοτικότερη εκμετάλλευση υφιστάμενων γραμμών μεταφοράς με παράλληλη διατήρηση του κριτηρίου αξιοπιστίας N-1. Σε περιπτώσεις σαν και αυτές που περιγράφονται παραπάνω, θα πρέπει να δίνεται η δυνατότητα στον Διαχειριστή να αναλαμβάνει πλήρως τη χρηματοδότηση για την εγκατάσταση και λειτουργία συστημάτων αποθήκευσης ως πλήρως ενσωματωμένα στοιχεία του Συστήματος Μεταφοράς. Πιλοτικά έργα στην κατεύθυνση αυτή

27 Position Paper ENTSO-E, "Energy Storage and Storage Services", Οκτώβριος 2016, <https://www.entsoe.eu/2016/10/21/energy-storage-and-storage-services/>

βρίσκονται ήδη σε εξέλιξη σε άλλους Ευρωπαίους Διαχειριστές (ενδεικτικά έργο RINGO της RTE, έργο Grid Booster της TenneT, έργο της Terna στην Ιταλία).

Η διαχείριση των συστημάτων αποθήκευσης σε αυτές τις περιπτώσεις θα πρέπει να γίνεται με διαφανή τρόπο και με ουδέτερο πρόσημο αναφορικά με τις αγορές ηλεκτρισμού. Ενδεικτικά και όχι περιοριστικά αναφέρεται ότι μηδενική επίπτωση στην αγορά προκύπτει με εγκατάσταση αποθηκευτικών σταθμών εκατέρωθεν ενός διαδρόμου μεταφοράς, όπου οι δύο σταθμοί λειτουργούν ισοδύναμα από άποψη ικανότητας αλλά σε αντίθετη κατεύθυνση ώστε να περιορίζεται η ροή στο διάδρομο μεταφοράς χωρίς συνολική μεταβολή ροής ενέργειας στο σύστημα.

➤ Συμβολή στην επάρκεια ισχύος σε διασυνδεδεμένα νησιωτικά συστήματα με περιορισμένη ικανότητα στη διασύνδεση και παροχή εφεδρείας εκτάκτων αναγκών σε πλήρως διασυνδεδεμένα νησιά

Οι αποθηκευτικοί σταθμοί ηλεκτρικής ενέργειας συμβάλλουν μέσω των μονάδων παραγωγής τους στην επάρκεια ισχύος του Συστήματος. Το γεγονός αυτό αποκτά ιδιαίτερη σημασία σε νησιά με περιορισμένη ικανότητα διασύνδεσης όπως θα είναι η Κρήτη για την περίοδο μεταξύ ολοκλήρωσης της Α' φάσης (διασύνδεση Κρήτης - Πελοποννήσου) και μέχρι την ολοκλήρωση της Β' φάσης (διασύνδεση Αττικής - Κρήτης). Αλλά και στην περίοδο μετά την ολοκλήρωση και της Β' φάσης της διασύνδεσης, απαιτείται επαρκής ισχύς επί του νησιού προκειμένου για την ανθεκτικότητά του σε ακραίες περιπτώσεις συνδυασμού υψηλών φορτίων με μερική βλάβη της διασύνδεσης. Ακόμα και μετά την πλήρη διασύνδεση του ηλεκτρικού συστήματος ενός νησιού, υπό την έννοια της πλήρους κάλυψης του φορτίου του, απαιτείται για λόγους ασφάλειας εφοδιασμού η παραμονή τοπικά μονάδων παραγωγής (μη ανανεώσιμων) για την παροχή εφεδρείας εκτάκτων αναγκών σε συνθήκες μείζονος βλάβης στο δίκτυο διασύνδεσης. Ένα τμήμα της απαραίτητης ισχύος εφεδρείας εκτάκτων αναγκών είναι δυνατό να προκύπτει από μονάδες αποθήκευσης ενέργειας όπως ενδεικτικά και όχι περιοριστικά είναι οι σταθμοί συσσωρευτών. Σε κάθε περίπτωση ο βέλτιστος συνδυασμός τεχνολογιών για την κάλυψη των αναγκών εφεδρείας θα προκύπτει με την εκπόνηση των απαραίτητων τεχνοοικονομικών μελετών.

2.7 Αναβάθμιση Ευστάθειας και Ελέγχου Συστήματος Μεταφοράς

Η πορεία για την μετάβαση του ελληνικού ενεργειακού συστήματος σε ένα νέο, χαμηλότερης έντασης άνθρακα σύστημα, συμβαδίζοντας με το ευρωπαϊκό και διεθνές περιβάλλον, αναδεικνύει μια σειρά προκλήσεων. Η σημαντική ανάπτυξη και ένταξη στο Σύστημα Μεταφοράς και στο Δίκτυο Διανομής αποκεντρωμένων μονάδων παραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές (Αιολικά Πάρκα, Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί κ.α.), τα οποία εκτόπισαν από την καθημερινή λειτουργία τις συμβατικές μονάδες παραγωγής, δημιουργούν την ανάγκη ενίσχυσης της αντιστάθμισης του Συστήματος Μεταφοράς για την αντιμετώπιση της εμφάνισης υψηλών τάσεων. Το ζήτημα των υψηλών τάσεων δεν έχει τοπικό χαρακτήρα, ούτε αποτελεί ιδιαίτερο χαρακτηριστικό του Ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος καθώς αντίστοιχα φαινόμενα παρατηρούνται και στα υπόλοιπα Συστήματα της ΝΑ Ευρώπης. Για το λόγο αυτό το ζήτημα αυτό αποτελεί αντικείμενο συζητήσεων στο πλαίσιο μίας συλλογικής προσπάθειας για την αντιμετώπιση του προβλήματος στη ΝΑ Ευρώπη με το συντονισμό και την ανάληψη από κοινού δράσεων και πρωτοβουλιών για την αντιμετώπισή του.

Για την εκτίμηση των αναγκών αντιστάθμισης στο Σύστημα Μεταφοράς στην παρούσα κατάσταση και σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα (10ετία) πραγματοποιήθηκαν διερευνήσεις και μελέτες από τον ΑΔΜΗΕ βάσει των οποίων αναδείχτηκε ότι το πρόβλημα των υψηλών τάσεων – αντιστάθμισης του Συστήματος Μεταφοράς σχετίζεται σε τελική ανάλυση με τη μετεξέλιξη του ηλεκτρικού συστήματος στην κατεύθυνση επίτευξης των στόχων του ΕΣΕΚ για την μετάβαση στη νέα εποχή των ενεργειακών συστημάτων στην κατεύθυνση των πολιτικών της Ε.Ε. (Green Deal). Στο πλαίσιο αυτό απαιτείται η σχεδίαση μέτρων και ο προγραμματισμός έργων που να «προετοιμάζουν» το Σύστημα ώστε να μπορεί να ανταποκριθεί στις νέες ανάγκες – συνθήκες:

- Πολύ υψηλή διείσδυση στοχαστικής παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ
- Διεσπαρμένη Παραγωγή με λειτουργία μονάδων μικρού και μεσαίου μεγέθους
- Περιορισμένη συμμετοχή θερμικών μονάδων μεγάλης ισχύος
- Περιορισμός στάθμης βραχυκυκλώσεως
- Μείωση συνολικής αδράνειας Συστήματος

Με βάση τη διερεύνηση αναγνωρίστηκαν οι ανάγκες για:

- › Έλεγχο τάσεων Συστήματος Μεταφοράς με συνδυασμό μέσων αντιστάθμισης και συμμετοχή μονάδων ΑΠΕ
- › Έλεγχο μονάδων ΑΠΕ
- › Ενίσχυση ευστάθειας ηλεκτρικού Συστήματος
- › Αποθήκευση για εξυπηρέτηση διείσδυσης παραγωγής ΑΠΕ με περιορισμό απορρίψεων, αποφυγή έργων μεταφοράς και συμβολή στην επάρκεια σε περιπτώσεις διασυνδεδεμένων νησιών

Για το σκοπό αυτό σχεδιάστηκε ένα συνολικό πρόγραμμα μέτρων και έργων όπως περιγράφονται στη συνέχεια, τα οποία πρόκειται να υλοποιηθούν μέσα στα επόμενα έτη.

2.8 Μακροπρόθεσμη Στρατηγική Ανάπτυξης του Συστήματος

Όπως αναφέρθηκε, βασική οδηγός παράμετρος για την ανάπτυξη του Συστήματος στα επόμενα χρόνια αποτελεί η εξυπηρέτηση της ανάγκης μεγάλης διείσδυσης ΑΠΕ στο πλαίσιο της εκπλήρωσης των ευρωπαϊκών και εθνικών στόχων. Με την ολοκλήρωση των προγραμματισμένων έργων αυτού του ΔΠΑ διαμορφώνεται ένα Σύστημα Μεταφοράς, το οποίο θα είναι σε θέση να καλύψει τις ανάγκες διακίνησης ισχύος και δει της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ. Η απορρόφηση, βέβαια, της ισχύος των ΑΠΕ στη χώρα η οποία προβλέπεται στο πλαίσιο της επίτευξης των στόχων για μια κλιματικά ουδέτερη Ευρώπη, δεν εξαρτάται μόνον από την ικανότητα διακίνησης της ισχύος από το Σύστημα Μεταφοράς, αλλά επιβάλλει και την αλλαγή της σύνθεσης του μείγματος παραγωγής και κυρίως την ένταξη νέων συστημάτων αποθήκευσης (αντλητικών υδροηλεκτρικών Σταθμών, συσσωρευτών), σε συνάρτηση με την εξέλιξη των διαθέσιμων τεχνολογιών.

Ανάλογες δράσεις διαμορφώνονται στον Ευρωπαϊκό χώρο. Είναι εμφανές και αυτό αποτυπώνεται στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ENTSO-E - TYNDP, ότι η προσδοκώμενη ανάπτυξη των ΑΠΕ στην Ευρώπη θα οδηγήσει στην ανάγκη μεταφοράς μεγάλων ποσοτήτων ηλεκτρικής ισχύος σε μεγάλη απόσταση.

Ο στόχος μαζικής διείσδυσης ΑΠΕ με σκοπό την ελαχιστοποίηση των αερίων ρύπων το 2050, θα απαιτήσει σημαντική ενίσχυση των συστημάτων μεταφοράς και ιδιαίτερα των διασυνδέσεών τους. Το θέμα λαμβάνει Πανευρωπαϊκή διάσταση, ενώ παράλληλα έχουν τεθεί στόχοι σχετικά με την ικανότητα διακίνησης ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων κάθε χώρας (10% της εγκατεστημένης ισχύος τους για το 2020 και 15% της εγκατεστημένης ισχύος τους για το 2030).

Ο ENTSO-E έχει δρομολογήσει τις δράσεις για τον συντονισμένο σχεδιασμό ενός Πανευρωπαϊκού Συστήματος Μεταφοράς, το οποίο θα επιτρέπει την επιπλέον αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (σε υψηλότερα επίπεδα, έως 80%) με χρονικό ορίζοντα το 2050. Ως στόχος έχει τεθεί η δημιουργία Λεωφόρων Ηλεκτρισμού (Electricity Highways) και ο σχεδιασμός - προγραμματισμός τους σε χρονικά στάδια ανά πενταετίες από το 2025 έως το 2050. Η προσπάθεια η οποία έχει αναληφθεί από τον ENTSO-E γίνεται σε στενή συνεργασία και διαβούλευση με όλους τους ενδιαφερόμενους (stakeholders - Εθνικές Αρχές, Ρυθμιστικές Αρχές, παραγωγούς, καταναλωτές, εμπόρους ηλεκτρικής ενέργειας, κατασκευαστές ηλεκτρικού εξοπλισμού κ.ά.).

Σε αυτό το πλαίσιο και σε συνεργασία με τον ENTSO-E, ο ΑΔΜΗΕ παρακολουθεί στενά τις ενεργειακές εξελίξεις στη Ν.Α. Ευρώπη, ώστε να προκρίνει τις νέες διασυνδέσεις (με τεχνικά και οικονομικά κριτήρια), με απώτερο στόχο να συμβάλει στην ολοκλήρωση της ενιαίας Ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Λόγω της γεωγραφικής θέσης της χώρας μας στο ΝΑ άκρο της Ευρώπης, η ανάπτυξη των διασυνδέσεων στην ευρύτερη περιοχή και η ανάπτυξη διαδρόμων μεταφοράς από τις πηγές παραγωγής προς τα σημαντικά κέντρα κατανάλωσης της ηπείρου αποκτά εξαιρετική σημασία. Μεγάλη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στη χώρα μας, σε υψηλότερο επίπεδο από τους στόχους του 2030, είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με τη δυνατότητα πραγματοποίησης μεγάλης κλίμακας εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας.

Εκτός αυτών, για την επόμενη δεκαετία, η στρατηγική ανάπτυξης του ΑΔΜΗΕ συνίσταται επίσης στη διασύνδεση των μη διασυνδεδεμένων Νήσων με το ΕΣΜΗΕ που αναλύθηκε εκτενώς σε προηγούμενη ενότητα.

Τέλος, νέα πεδία ανάπτυξης του Συστήματος θα δημιουργηθούν σύμφωνα με τις νέες τάσεις που υιοθετούνται διεθνώς στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας και αναπτύσσονται στους εξής άξονες:

- Τεχνολογίες μηδενικών ή χαμηλών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής, όπως οι ΑΠΕ και το φυσικό αέριο, διεισδύουν σε ολοένα μεγαλύτερο ρυθμό και χαμηλότερο κόστος, ενώ η αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας αποτελεί πρώτη προτεραιότητα και χαράσσει τον συντομότερο δρόμο για την αειφόρο ανάπτυξη.
- Η παραγωγή καθαρής και φθηνής ενέργειας, σε συνδυασμό με την αύξηση της διεσπαρμένης παραγωγής, επιδρά καταλυτικά στη λειτουργία της αγοράς. Ως προς το σκέλος αυτό, κρίσιμος είναι ο ρόλος των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς για την αποδοτική διαχείριση της αγοράς εξισορρόπησης και των επικουρικών υπηρεσιών. Η στοχαστικότητα η οποία χαρακτηρίζει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, επιβάλλει παράλληλα και την ανάπτυξη μηχανισμών εφεδρείας και ευελιξίας, για την υποστήριξη της αξιόπιστης και αδιάλειπτης τροφοδότησης των καταναλωτών.
- Το ζήτημα αυτό είναι σημαντικό και από καθαρά τεχνική διάσταση, καθώς τα δίκτυα θα πρέπει να ανταποκρίνονται σε ολοένα αυξανόμενες απαιτήσεις διακίνησης ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή απόδοση και αξιοπιστία, αλλά και παροχής νέων υπηρεσιών στους καταναλωτές. Σε αυτό το πλαίσιο, έχει ήδη επισημανθεί από τον ENTSO-E η αναγκαιότητα στενής συνεργασίας μεταξύ των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς και Δικτύων Διανομής, με στόχο την ανάπτυξη των απαραίτητων συνεργειών.
- Ο κομβικός ρόλος που μπορούν να αποκτήσουν τα συστήματα αποθήκευσης, καθώς η ένταξή τους στο ηλεκτρικό σύστημα προσφέρει πολλαπλά πλεονεκτήματα που βελτιστοποιούν τη λειτουργία του, προς όφελος της οικονομικότητας, του περιβάλλοντος και του τελικού καταναλωτή.
- Η στρατηγική επέκταση του Συστήματος Μεταφοράς στον θαλάσσιο χώρο για την σύνδεση θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων που αναμένεται να αναπτυχθούν στην τρέχουσα δεκαετία στη Μεσόγειο.
- Η ψηφιοποίηση του ενεργειακού συστήματος μέσω της υλοποίησης έργων υποδομών (πληροφοριακά συστήματα, κέντρα ελέγχου μετρητικές διατάξεις) ως προϋπόθεση για τη βέλτιστη εφαρμογή και χρήση όλων των τεχνολογικών εφαρμογών που δύναται να αναπτυχθούν στο πλαίσιο των ενεργειακών αγορών.
- Η αυξανόμενη επέκταση της χρήσης του ηλεκτρισμού στις μεταφορές και τα κτίρια (θέρμανση/ψύξη) αποτελούν μεγάλες προκλήσεις για τη διαχείριση των δικτύων και την εξυπηρέτηση της αυξημένης ζήτησης.
- Κύριο ρόλο στις εξελίξεις θα έχουν οι καινοτόμες τεχνολογίες και το καλά εξειδικευμένο προσωπικό. Με τις νέες συνθήκες οι οποίες διαμορφώνονται στον ενεργειακό τομέα, κρίνεται επιβεβλημένη η ανάπτυξη νέων μεθοδολογικών εργαλείων (Research and Development), με κινητοποίηση όλων των διαθέσιμων εγχώριων πόρων οι οποίοι δραστηριοποιούνται στους τομείς της έρευνας, της βιομηχανίας και των εφαρμοσμένων τεχνικών, με στόχο τη βέλτιστη δυνατή εκμετάλλευση του ενεργειακού δυναμικού το οποίο θα συμβάλει καθοριστικά στην ανάπτυξη της Χώρας. Στην κατεύθυνση αυτή ο ΑΔΜΗΕ συμμετέχει ενεργά σε πλήθος ερευνητικών προγραμμάτων (βλ. Παράρτημα VIII) που περιλαμβάνουν πιλοτικές εφαρμογές νέων τεχνολογιών στο Σύστημα Μεταφοράς.

3 | Σχεδιασμός Ανάπτυξης Συστήματος



3 | Σχεδιασμός Ανάπτυξης Συστήματος

3.1 Σενάρια Ανάπτυξης

Βασικός στόχος του σχεδιασμού ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ είναι η ικανοποίηση κατά τρόπο ασφαλή, αξιόπιστο, οικονομικά αποδοτικό και περιβαλλοντικά αποδεκτό, των αναγκών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, για όλες τις αναμενόμενες συνθήκες λειτουργίας.

Σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2018/2019, οι στόχοι οι οποίοι τίθενται στα Εθνικά Σχέδια για την Ενέργεια και για το Κλίμα αποκτούν δεσμευτικό χαρακτήρα και συνεπώς οι υποθέσεις οι οποίες περιγράφονται σε αυτά θα πρέπει να αποτελούν τις βασικές παραμέτρους οι οποίες λαμβάνονται υπόψη κατά την ανάπτυξη των συστημάτων μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας.

Για την κατάρτιση του παρόντος ΔΠΑ έχουν υιοθετηθεί πλήρως τα μεγέθη του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και για το Κλίμα μέχρι το 2030, λαμβάνοντας υπόψη και τις τρέχουσες εξελίξεις, ενώ οι υποθέσεις για την περίοδο 2031-2032 στηρίζονται στα σενάρια της Εθνικής Μακροχρόνιας Στρατηγικής για το 2050.

Στο πλαίσιο αυτό έχουν υιοθετηθεί 2 σενάρια για την κατάρτιση του παρόντος ΔΠΑ.

“Σενάριο ΕΣΕΚ”

Σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2018/2019, οι στόχοι οι οποίοι τίθενται στα Εθνικά Σχέδια για την Ενέργεια και για το Κλίμα αποκτούν δεσμευτικό χαρακτήρα και συνεπώς οι υποθέσεις οι οποίες περιγράφονται σε αυτά θα πρέπει να αποτελούν τις βασικές παραμέτρους οι οποίες λαμβάνονται υπόψη κατά την ανάπτυξη των συστημάτων μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αυτό το σενάριο, μέχρι και το έτος 2030 υιοθετούνται πλήρως τα μεγέθη του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και για το Κλίμα, λαμβάνοντας υπόψη τον χρονοπρογραμματισμό των υπό διασύνδεση Νήσων και την εκτιμώμενη κατανάλωση για τη φόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων, βάσει της αναμενόμενης χρήσης αυτών. Σημειώνεται ότι βασικός στόχος του ΕΣΕΚ είναι η μεγάλη αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας (εξοικονόμηση ενέργειας) και συγκεκριμένα η τελική κατανάλωση ενέργειας το έτος 2030 να είναι χαμηλότερη από αυτή που είχε καταγραφεί κατά το έτος 2017 (αποσύνδεση της οικονομικής ανάπτυξης από την ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ενέργειας). Ως αποτέλεσμα, παρά τον εξηλεκτρισμό διαφόρων χρήσεων (π.χ. μεταφορές, θέρμανση/ψύξη) η αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας προβλέπεται να είναι σχετικά μικρή. Για τα έτη 2031-2032 η προβλεπόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στηρίζεται στις υποθέσεις του σεναρίου ‘ΕΣΕΚ 2030’ της Εθνικής Μακροχρόνιας Στρατηγικής για το 2050.

“Σενάριο Αυξημένης Ζήτησης”

Το σενάριο αυτό έχει διαμορφωθεί με εκτιμήσεις του ΑΔΜΗΕ βάσει των διαθέσιμων ιστορικών στοιχείων της ζήτησης και δημοσιευμένων προβλέψεων οι οποίες έχουν εκπονηθεί από άλλους αρμοδίους φορείς (μεσοπρόθεσμη εξέλιξη του ΑΕΠ, μακροπρόθεσμες προβλέψεις της ζήτησης κ.ά.), θεωρώντας τις διαθέσιμες προβλέψεις των προμηθευτών. Ειδικότερα, ως σημείο αναφοράς λαμβάνεται η συνολική ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ κατά το έτος 2020, θεωρώντας και τη διεσπαρμένη παραγωγή, ενώ για την εξέλιξη του ΑΕΠ έχει θεωρηθεί το σενάριο το οποίο παρουσιάζεται στον Πιν. 3.1. Το σενάριο της εξέλιξης του ΑΕΠ βασίζεται στις δημοσιευμένες προβλέψεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής έως το 2023^[28], ενώ για την περίοδο 2024 έως 2026 έχουν θεωρηθεί τα αντίστοιχα δημοσιευμένα στοιχεία του ΔΝΤ^[29]. Για τα έτη 2027 έως 2032, ελλείψει άλλων στοιχείων, η προβλεπόμενη αύξηση του ΑΕΠ έχει θεωρηθεί ότι παραμένει σταθερή για τους σκοπούς της πρόβλεψης. Για τον σκοπό της πρόβλεψης έχει θεωρηθεί ότι ο βαθμός της ελαστικότητας της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας ως προς τον ρυθμό της μεταβολής του ΑΕΠ είναι μικρός.

28 “Winter 2022 Economic Forecast”, European Commission, February 2022.

https://ec.europa.eu/economy_finance/forecasts/2022/winter/ecfin_forecast_winter_2022_el_en.pdf

29 “World Economic Outlook Database”, IMF, October 2021. https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2021/October/weo-report?c=174,&s=NGDP_RPCH,&sy=2019&ey=2026&ssm=0&scsm=1&ssc=0&ssd=1&ssc=0&sic=0&sort=country&ds=.&br=1

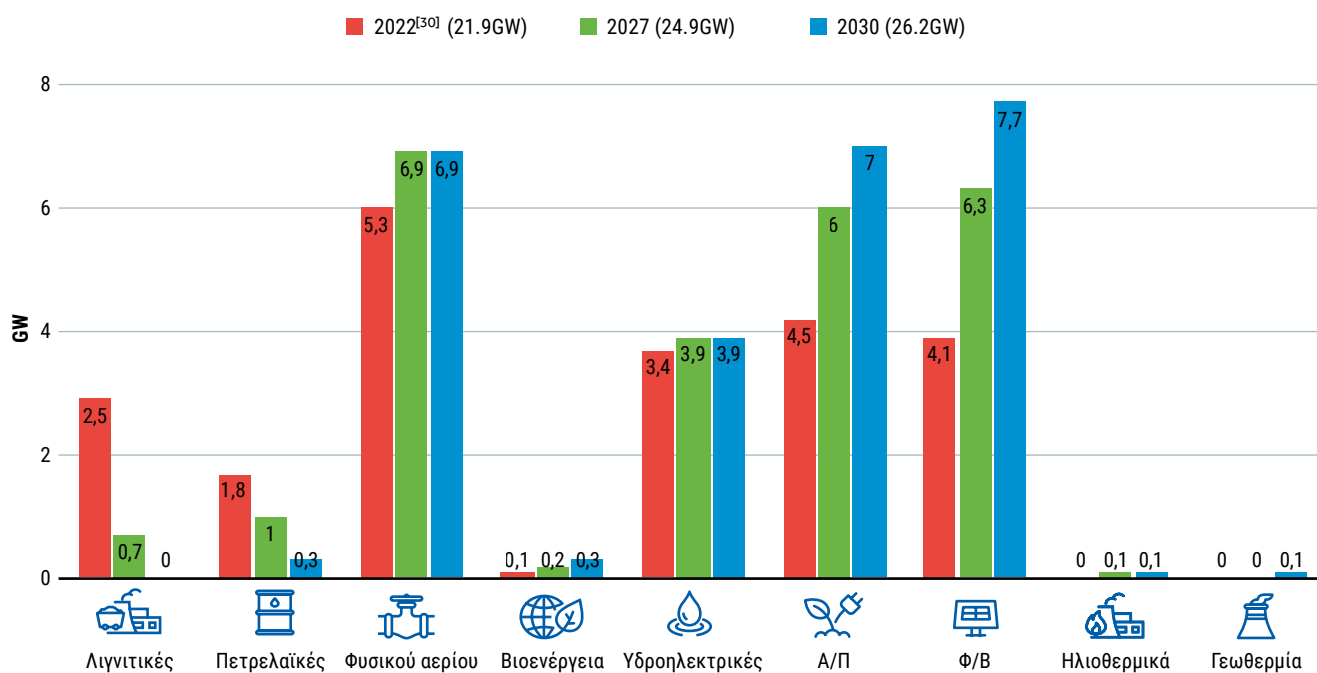
Πιν. 3.1 Σενάριο εξέλιξης ΑΕΠ

2022	2023	2024	2025	2026-2032
4,9(%)	3,7(%)	1,8(%)	1,5(%)	1,3(%)

Στη συνέχεια παρουσιάζονται αναλυτικά τα βασικά δεδομένα σχεδιασμού ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ για την κατάρτιση του παρόντος ΔΠΑ.

3.1.1 Μονάδες παραγωγής

Η εξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το έτος 2030 σύμφωνα με τα προβλεπόμενα του ΕΣΕΚ χαρακτηρίζεται από μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ και την απόσυρση λιγνιτικών μονάδων μέχρι το τέλος του 2028, η οποία έχει προγραμματιστεί στο πλαίσιο της νέας εθνικής πολιτικής για την απολιγνιτοποίηση του ενεργειακού τομέα, καθώς επίσης και την μείωση της εγκατεστημένης ισχύος των πετρελαϊκών μονάδων, οι οποίες αναμένεται να παύσουν τη λειτουργία τους αφενός λόγω των υψηλών εκπομπών αερίων ρύπων και της παλαιότητας των μονάδων αυτών και αφετέρου λόγω των επικείμενων διασυνδέσεων των νησιών με το διασυνδεδεμένο σύστημα. Τα βασικά χαρακτηριστικά του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το έτος 2030 ανά κατηγορία πηγής ενέργειας σύμφωνα με τον ΕΣΕΚ, απεικονίζεται στο Γράφημα 3.2.

**Γράφημα 3.2** Βασικά χαρακτηριστικά του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το έτος 2030 (πηγή ΕΣΕΚ)

Για την κατάρτιση του ΔΠΑ θεωρούνται:

- Οι υφιστάμενες συμβατικές μονάδες παραγωγής (με τις τυχόν ειλημμένες αποφάσεις διακοπής της λειτουργίας ορισμένων εξ αυτών) και οι μελλοντικοί αδειοδοτημένοι Θερμοηλεκτρικοί και Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί Παραγωγής με ΠΣ σε ισχύ όπως παρατίθενται αναλυτικά στο Παράρτημα.
- Οι υφιστάμενες μονάδες παραγωγής από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και οι μελλοντικές αδειοδοτημένες μονάδες με ΟΠΣ σε ισχύ όπως παρατίθενται αναλυτικά στο Παράρτημα.

30 Τα στοιχεία για το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής για το έτος 2022 αφορούν την τρέχουσα κατάσταση του συστήματος (Μάρτιο 2022) σύμφωνα με την εγκατεστημένη ισχύ των εν λειτουργία μονάδων παραγωγής. Τα στοιχεία αυτά διαφοροποιούνται από τα προβλεπόμενα για το έτος 2022 στοιχεία του ΕΣΕΚ. Αναλυτικά δεδομένα για το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής παρατίθενται στην Ενότητα 4 και στο Παράρτημα.

3.1.2 Διασυνδέσεις

Για τις ανταλλαγές ισχύος με τα γειτονικά συστήματα λαμβάνονται υπόψη οι υφιστάμενες διασυνδέσεις καθώς επίσης οι προγραμματισμένες ή σε εξέλιξη νέες διασυνδέσεις όπως αναλυτικά περιγράφονται στο κεφάλαιο 5. Η συνολική καθαρή ικανότητα μεταφοράς για ανταλλαγή ισχύος στις δύο κατευθύνσεις (εισαγωγές-εξαγωγές) ανά σύνορο δίνονται στον Πιν. 3.3.

Πιν. 3.3 Συνολική Ικανότητα Μεταφοράς (Net Transfer Capacity, NTC) ανά σύνορο

Σύνορο A→B	2021 NTC (MW) A→B	2021 NTC (MW) B→A	2032 NTC (MW) A→B	2032 NTC (MW) B→A
GR-AL	400	400	400	400
GR-BG	400	600	1400	1700
GR-CY	0	0	1000	1000
GR-IT	500	500	500	500
GR-MK	1100	850	1100	850
GR-TR	218	166	1260 ^[31]	1180 ^[31]

3.1.3 Ζήτηση ενέργειας

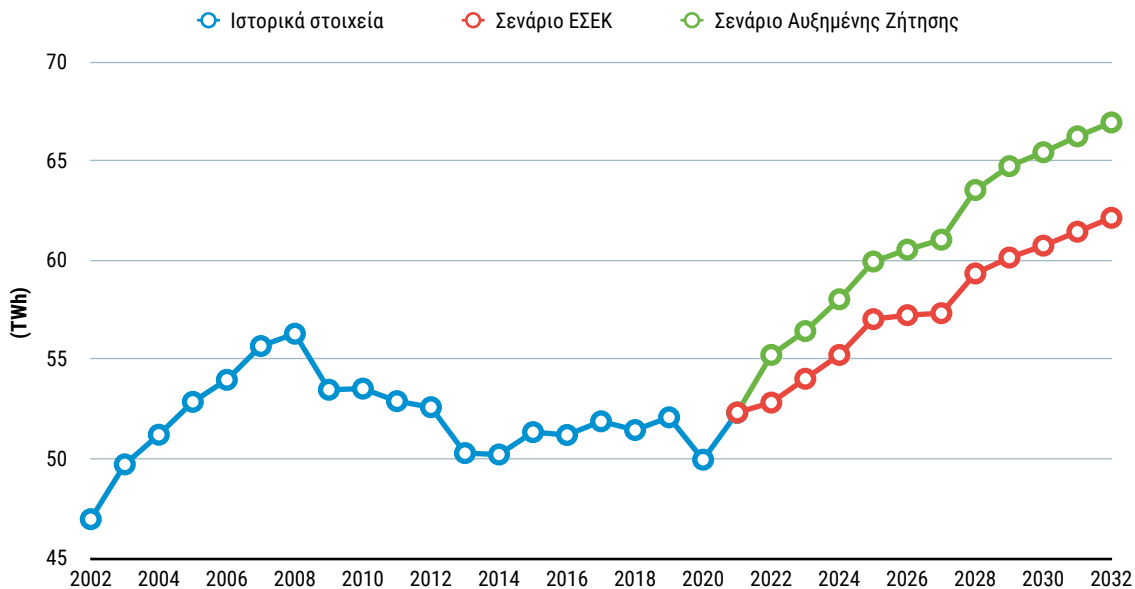
Οι κύριοι παράγοντες οι οποίοι επιδρούν στη διαμόρφωση της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα έως τώρα, αλλά και σε μεσο - μακροπρόθεσμη βάση είναι οι εξής:

- Η οικονομική ανάπτυξη της χώρας (βασικός δείκτης μέτρησης το ΑΕΠ).
- Οι αλλαγές στις καταναλωτικές συνήθειες (κλιματισμός, χρήση ηλεκτρισμού στις μεταφορές, χρήση υπολογιστών, χρήση λαμπτήρων LED κ.ά.) λόγω της βελτίωσης του βιοτικού επιπέδου, αλλά και της βελτίωσης των συνθηκών της διαβίωσης συγκεκριμένων πληθυσμιακών ομάδων.
- Η γενικότερη κατάσταση του ενεργειακού τομέα και της αγοράς του ηλεκτρισμού (επίπεδο τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας, ανταγωνισμός με το Φυσικό Αέριο κ.ά.).
- Ειδικές συνθήκες (υλοποίηση των έργων του Κοινοτικού Πλαισίου Στήριξης).
- Διάφορα μέτρα της εξειδίκευσης των πολιτικών, όπως η εξοικονόμηση της ενέργειας, η αντιστάθμιση της αέργου ισχύος, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί κ.ά.

Την περίοδο 2000 - 2008 υπήρξε συνεχής αύξηση της συνολικής καθαρής ζήτησης. Στη συνέχεια, ως επακόλουθο της οικονομικής κρίσης, παρατηρείται συνεχής μείωση, ενώ έπειτα από το 2013 έως και σήμερα παρατηρείται μια σταθεροποίηση της συνολικής καθαρής ζήτησης περί τις 51 TWh. Το 2019 η συνολική καθαρή ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ ανήλθε σε 52,1 TWh, παρουσιάζοντας αύξηση κατά 1,24% έναντι του 2018. Το 2020 χαρακτηρίστηκε από σημαντική μείωση της συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ, κατά 4,1% έναντι αυτής του 2019, ως συνεπακόλουθο της περιορισμένης οικονομικής δραστηριότητας λόγω της πανδημίας. Αντιθέτως, η σταδιακή επανεκκίνηση της οικονομικής δραστηριότητας το δεύτερο εξάμηνο του 2021, σε συνδυασμό με την αυξημένη τουριστική κίνηση είχε ως αποτέλεσμα ότι η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ κατά το 2021 να ανέλθει στις 52,2 TWh, παρουσιάζοντας αύξηση κατά 4,7% έναντι του 2020.

31 Χωρίς να λαμβάνονται υπόψη τυχόν περιορισμοί που ενδέχεται να προκύψουν από τον ENTSO-E για λόγους δυναμικής ευστάθειας στη σύνδεση του Τουρκικού ηλεκτρικού Συστήματος με το Ευρωπαϊκό.

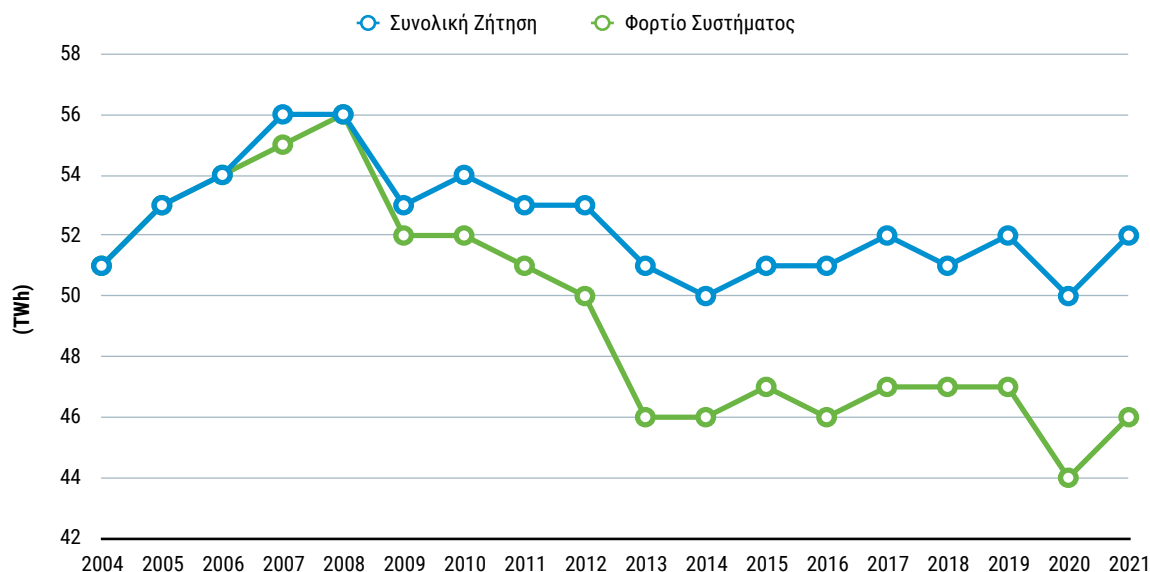
Στο Γράφημα 3.4 απεικονίζεται η εξέλιξη της συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά την τελευταία 20ετία και η πρόβλεψη αυτής έως το 2032 βάσει των 2 σεναρίων που έχουν υιοθετηθεί, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη το φορτίο άντλησης. Σημειώνεται ότι η συνολική καθαρή ζήτηση περιλαμβάνει και τη ζήτηση που εξυπηρετείται απευθείας σε επίπεδο Διανομής από τη διεσπαρμένη παραγωγή.



Γράφημα 3.4 Εξέλιξη και πρόβλεψη της συνολικής καθαρής ζήτησης έως το 2032

Όπως αναφέρθηκε, στις προβλέψεις συμπεριλαμβάνεται η εκτιμώμενη κατανάλωση για τη φόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων, η οποία σύμφωνα με το σενάριο ΕΣΕΚ εκτιμάται περί τις 120 GWh για το έτος 2025 και περί τις 1000 GWh για το έτος 2032. Επιπλέον, συμπεριλαμβάνεται και η ζήτηση των προς διασύνδεση Νήσων. Ειδικότερα, για την περίοδο μέχρι και το πρώτο εξάμηνο του έτους 2024 συμπεριλαμβάνεται η ζήτηση της Κρήτης η οποία θα εξυπηρετείται μέσω του συνδέσμου ΕΡ, ενώ από το δεύτερο εξάμηνο του έτους 2024, με την ολοκλήρωση του συνδέσμου ΣΡ, περιλαμβάνεται το σύνολο της ζήτησης της Κρήτης. Η ζήτηση των υπόλοιπων προς διασύνδεση νησιών λαμβάνεται υπόψη από το πρώτο έτος της πλήρους λειτουργίας της διασύνδεσής τους. Πιο συγκεκριμένα, από το 2025 περιλαμβάνεται και η εκτιμώμενη ζήτηση των Δυτικών Κυκλάδων (Δ΄ Φάση της διασύνδεσης των Κυκλάδων), ενώ από το 2028 και από το 2029 περιλαμβάνεται και η εκτιμώμενη ζήτηση των υπό διασύνδεση Δωδεκανήσων και των Νήσων του Βορείου Αιγαίου αντίστοιχα.

Αξίζει να σημειωθεί ότι τα τελευταία χρόνια, η ανάπτυξη της διεσπαρμένης παραγωγής, ιδίως λόγω των φωτοβολταϊκών τα οποία συνδέονται απευθείας στη Χ.Τ. και στη Μ.Τ., έχει ως αποτέλεσμα να μειώνονται τα τοπικά φορτία των Υ/Σ Διανομής και να μειώνεται η ζήτηση η οποία καταγράφεται στο όριο του Συστήματος Μεταφοράς με το Δίκτυο Διανομής, δηλαδή το φορτίο Συστήματος. Η παρατήρηση αυτή αποτυπώνεται στο Γράφημα 3.5, όπου φαίνεται η διαφοροποίηση της συνολικής ζήτησης και του φορτίου Συστήματος (που δεν περιλαμβάνει την διεσπαρμένη παραγωγή) από το 2004 και μετά.



Γράφημα 3.5 Επίδραση Διεσπαρμένης Παραγωγής στη ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας

Αναλυτικά στοιχεία για την εξέλιξη της συνολικής ζήτησης και του φορτίου Συστήματος για την περίοδο 2010-2021 παρατίθενται στο Παράρτημα.

Σε βραχυπρόθεσμο ορίζοντα, η διαμόρφωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας θα εξαρτηθεί από τις συνθήκες που επιβάλλονται λόγω της πανδημίας COVID-19. Το πάγωμα της οικονομικής δραστηριότητας και ο περιορισμένος τουρισμός κατά το 2020, όπως φάνηκε από τα απολογιστικά στοιχεία, είχε σημαντική επίπτωση στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Με τα σημερινά στοιχεία δεν είναι ασφαλής η εκτίμηση για πιθανές η μακροχρόνιες επιπτώσεις στην εξέλιξη της ζήτησης. Για την κατάρτιση του παρόντος ΔΠΑ έχει θεωρηθεί ότι η σταδιακή ανάκαμψη της οικονομικής δραστηριότητας και ως εκ τούτου και της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας που παρατηρείται από το δεύτερο εξάμηνο του 2021 θα συνεχιστεί.

3.1.4 Αιχμή φορτίου

Εκτός από την ανάπτυξη των νέων Σταθμών παραγωγής (συμπεριλαμβανομένων και των Σταθμών ΑΠΕ), κρίσιμος παράγοντας για τον σχεδιασμό ανάπτυξης του Συστήματος είναι η προβλεπόμενη εξέλιξη των φορτίων κατά τη διάρκεια της περιόδου 2023 - 2032 και ειδικότερα η εξέλιξη των ακραίων τιμών τους (μεγίστων και ελαχίστων).

Ο σχεδιασμός για τις ώρες μεγίστου του Συστήματος καθορίζει τις κυρίως ανάγκες νέων έργων Μεταφοράς, τα οποία είναι οι Γ.Μ. 400 kV και 150 kV, τα Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ) και το μέτρο της χωρητικής αντιστάθμισης, θεωρώντας τις λειτουργικές συνθήκες τις οποίες καθορίζει ο ΚΔΣ^[32].

Κατά τις ώρες ελαχίστου του Συστήματος εξετάζονται κυρίως θέματα διατήρησης του επιπέδου των τάσεων εντός των ορίων τα οποία καθορίζει ο ΚΔΣ για τον προσδιορισμό των αναγκών σε διατάξεις επαγωγικής αντιστάθμισης (κυρίως πηνία). Δεδομένα του ετήσιου ελαχίστου φορτίου του Συστήματος έως σήμερα παρατίθενται στο Παράρτημα.

Σημειώνεται ότι στα σενάρια που υιοθετούνται για τη μελλοντική εξέλιξη αιχμής λαμβάνονται υπόψη

- Οι εκτιμήσεις για την εξέλιξη της συνολικής ζήτησης της ισχύος και της ενέργειας στο Σύστημα
- Οι διαθέσιμες εκτιμήσεις του Διαχειριστή του Δικτύου σχετικά με την εξέλιξη των φορτίων Διανομής
- Οι προβλέψεις των φορτίων των συνδεδεμένων και μελλοντικών Καταναλωτών Υ.Τ. (συμπεριλαμβανομένων των Ορυχείων) οι οποίοι έχουν λάβει ΠΣ

32 Απόφαση της ΡΑΕ 1412/2020 "Επανεκδοση του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας σύμφωνα με το άρθρο 96 του ν. 4001/2011, όπως ισχύει, στο πλαίσιο αναδιοργάνωσης της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και της εφαρμογής του μοντέλου στόχου", ΦΕΚ 4658/Β/22-10-2020.

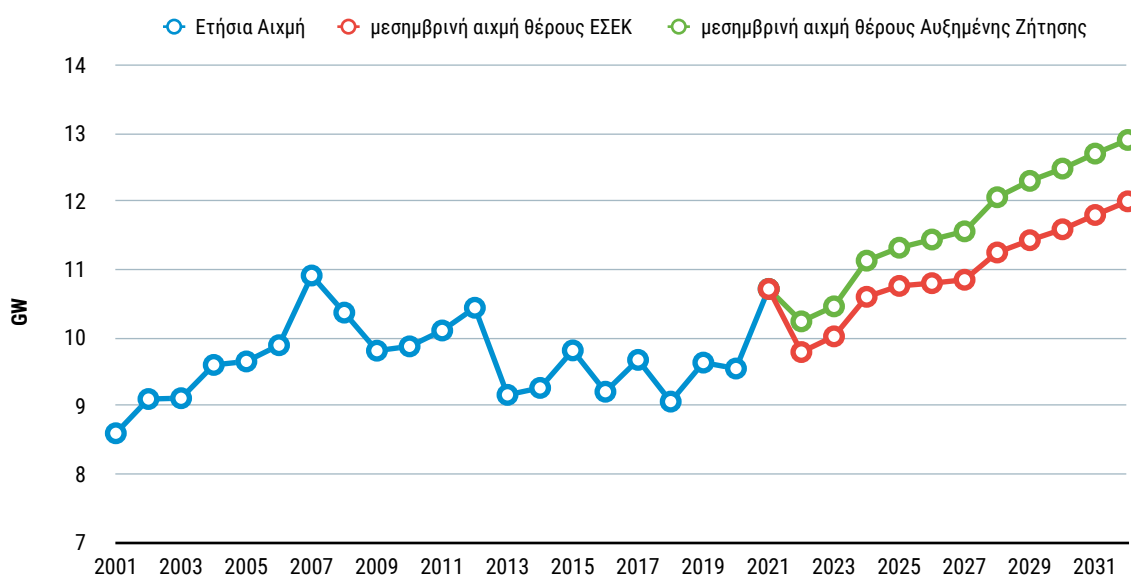
Η πρόβλεψη της αιχμής παρουσιάζει μεγαλύτερη αβεβαιότητα από την πρόβλεψη της ζήτησης της ενέργειας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η ζήτηση της ισχύος, ιδιαίτερα κατά τους θερινούς μήνες, όταν εμφανίζεται η μέγιστη ετήσια αιχμή, εξαρτάται πολύ έντονα από τον καιρό και κυρίως από τη θερμοκρασία, αλλά και δευτερευόντως από τη διάρκεια των περιόδων των υψηλών θερμοκρασιών. Αυτή η εξάρτηση φαίνεται να εντείνεται συνεχώς. Παρόμοια έντονη εξάρτηση από τις χαμηλές θερμοκρασίες εμφανίζουν οι χειμερινές αιχμές. Επιπλέον, η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ αυξάνει την αβεβαιότητα της πρόβλεψης των αιχμών που θα κληθεί να ικανοποιήσει το Σύστημα.

Οι συνθήκες μέγιστης ζήτησης εμφανίζονται εν γένει κατά τη θερινή περίοδο και στη διάρκεια των μεσημβρινών ωρών, ενώ οι συνθήκες ελάχιστης ζήτησης την άνοιξη κατά τις νυχτερινές ώρες. Το απόλυτο ελάχιστο του Συστήματος εμφανίζεται συνήθως κατά την περίοδο του Πάσχα.

Τα τελευταία χρόνια, η επίδραση της στοχαστικής παραγωγής των ΑΠΕ έχει αναχθεί σε σημαντική παράμετρο για τη λειτουργία του Συστήματος, κατά μεν τις ώρες ελαχίστου φορτίου κυρίως λόγω των αιολικών πάρκων, κατά δε τις μεσημβρινές ώρες μεγίστου φορτίου, ιδίως την εαρινή και θερινή περίοδο, και λόγω της αυξανόμενης διείσδυσης φωτοβολταϊκών.

Έπειτα από το θέρους του 2013, αυτό το οποίο έχει πλέον σημασία για το σχεδιασμό του Συστήματος ώστε να ανταποκρίνεται στις ανάγκες της διακίνησης της ενέργειας κατά τις ώρες του μεγίστου φορτίου, είναι η βραδινή αιχμή, η οποία δεν επηρεάζεται από την παραγωγή των Φ/Β. Από τα ιστορικά στοιχεία διαπιστώνεται ότι η βραδινή αιχμή της ζήτησης του φορτίου εμφανιζόταν τους θερινούς μήνες σε ημέρες καύσωνα, ήταν όμως αρκετά χαμηλότερη από τη μεσημβρινή αιχμή. Έπειτα από το 2013 οι βραδινές αιχμές του έτους έχουν αρχίσει να παρατηρούνται κατά τους χειμερινούς μήνες και οι οποίες υπολείπονται ελαφρώς από τη Συνολική Αιχμή η οποία εμφανίζεται κατά τις μεσημβρινές θερινές ώρες. Εξάιρεση αποτέλεσε το 2014 όταν η χειμερινή βραδινή αιχμή του Συστήματος (9092 MW) η οποία παρατηρήθηκε τον Δεκέμβριο ξεπέρασε σημαντικά την Αιχμή (8667 MW) η οποία εμφανίσθηκε τις μεσημβρινές ώρες του Ιουλίου. Ενδεχομένως η στροφή των καταναλωτών στη χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας για τη θέρμανση να οδηγήσει σε μόνιμη εμφάνιση των βραδινών αιχμών του έτους κατά τη χειμερινή περίοδο.

Στο Γράφημα 3.6 παρουσιάζεται η ετήσια συνολική αιχμή κατά την τελευταία 20ετία καθώς και οι προβλέψεις της θερινής μεσημβρινής αιχμής φορτίου βάσει των 2 σεναρίων που υιοθετούνται για την εξέλιξη της έως το 2032. Σημειώνεται ότι σε αυτές τις τιμές συμπεριλαμβάνονται και οι απώλειες της μεταφοράς, καθώς και το φορτίο το οποίο αναμένεται να εξυπηρετηθεί τοπικά από τη διεσπαρμένη παραγωγή ΑΠΕ. Ειδικότερα οι τιμές μεσημβρινής αιχμής το θέρους παρουσιάζονται χωρίς να έχει αφαιρεθεί η ισχύς η οποία παράγεται από τη διεσπαρμένη παραγωγή από τα Φ/Β και αφορούν σε αιχμές που αντιστοιχούν σε τυπικές για την εποχή θερμοκρασίες, καθώς σε συνθήκες παρατεταμένου καύσωνα μπορεί να εμφανιστούν σημαντικά υψηλότερες αιχμές. Αναλυτικά οι προβλέψεις των θερινών μεσημβρινών και των βραδινών χειμερινών αιχμών δίνονται στο Παράρτημα.

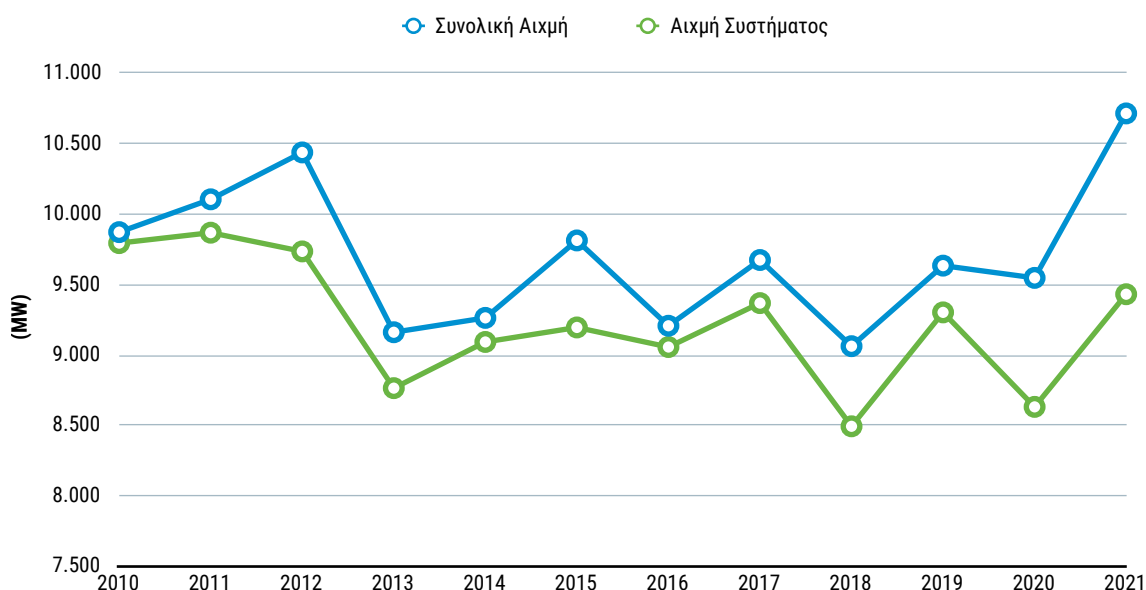


Γράφημα 3.6 Εξέλιξη και πρόβλεψη ετήσιας αιχμής φορτίου έως το 2032

Η συνολική μέγιστη αιχμή (θεωρώντας τη διεσπαρμένη παραγωγή από ΑΠΕ στο Δίκτυο) του έτους 2021, ανήλθε σε 10715 MW, σε συνθήκες ακραίου και παρατεταμένου καύσωνα, πλησιάζοντας την ιστορικά μέγιστη καταγεγραμμένη ετήσια αιχμή (10911 MW το 2007, χωρίς να ληφθούν υπόψη οι περικοπές φορτίου) και παρουσιάζοντας αύξηση 12.2% έναντι αυτής του 2020. Η μέγιστη αιχμή του 2021 στο όριο του Συστήματος καταγράφηκε τις ίδιες μέρες και ανήλθε σε 9431 MW, εμφανίζοντας αύξηση κατά 9.3% έναντι της αντίστοιχης του 2020.

Αξίζει να σημειωθεί ότι έως τον Δεκέμβριο του 2021, στο Ηπειρωτικό Σύστημα λειτουργούσαν περί τα 3680 MW Φ/Β, τα πλείστα σε επίπεδο Μ.Τ. και Χ.Τ. Συνεπώς, η μεσημβρινή ισχύς η οποία θα διακινηθεί από το Σύστημα Μεταφοράς θα είναι χαμηλότερη από αυτή που παρουσιάζεται στο Γράφημα 3.6 βάσει των υιοθετημένων σεναρίων.

Στο Γράφημα 3.7 αποτυπώνεται η διαφοροποίηση της συνολικής αιχμής και της αιχμής φορτίου του Συστήματος (που δεν περιλαμβάνει την διεσπαρμένη παραγωγή) από το 2010 και έπειτα.



Γράφημα 3.7 Επίδραση διεσπαρμένης παραγωγής στην αιχμή φορτίου

3.2 Σύστημα Μεταφοράς

Το Σύστημα Μεταφοράς (εφεξής καλούμενο "Σύστημα") στο οποίο αναφέρεται το ΔΠΑ, αποτελείται από το Διασυνδεδεμένο Σύστημα του ηπειρωτικού τμήματος της χώρας και των διασυνδεδεμένων με αυτό Νήσων στα επίπεδα υψηλής (150 kV και 66 kV) και υπερυψηλής τάσης (400 kV)³³ και την μελλοντική ανάπτυξη αυτού έως το 2032.

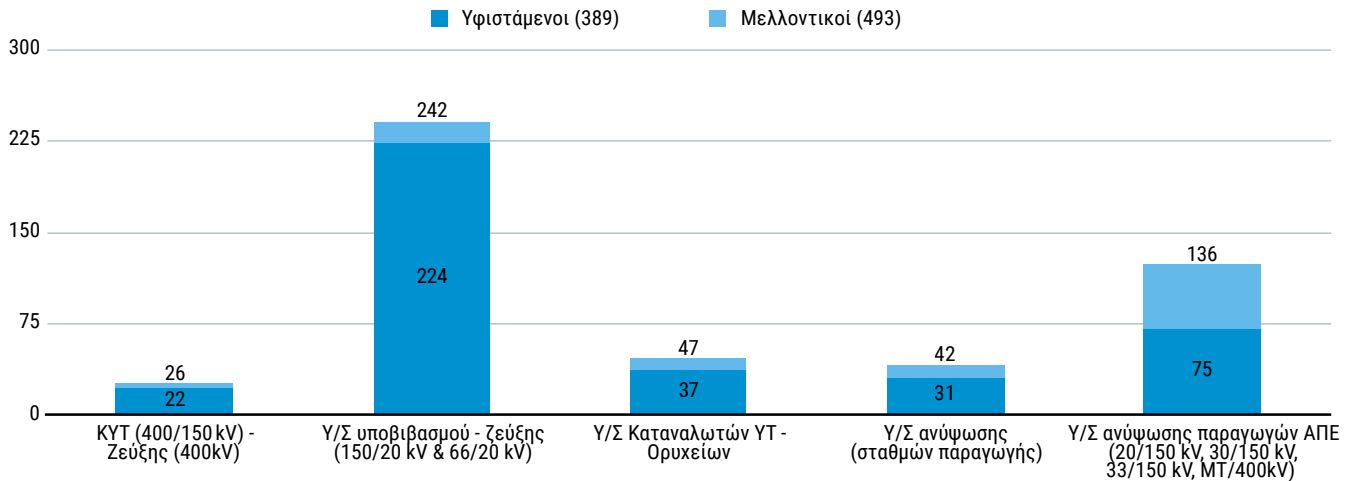
Το δίκτυο υπογείων (Υ/Γ) καλωδίων Υ.Τ. το οποίο εξυπηρετεί ακινικά τις ανάγκες της περιοχής της πρωτεύουσας εμπίπτει στην αρμοδιότητα του Διαχειριστή του Δικτύου, ο οποίος είναι υπεύθυνος για τον προγραμματισμό της ανάπτυξής του. Παρά ταύτα, επειδή η ανάπτυξη και λειτουργία του Δικτύου Υ.Τ. της περιοχής της πρωτεύουσας έχει σημαντική επίπτωση στην ανάπτυξη του Συστήματος, αναφορά στους Υποσταθμούς ΥΤ/ΜΤ και τα Κέντρα Διανομής (Κ/Δ) της περιοχής πρωτεύουσας, των καλωδιακών τους συνδέσεων με το Σύστημα, καθώς και της μελλοντικής ανάπτυξής τους - όπως αυτή έχει γνωστοποιηθεί από τον Διαχειριστή του Δικτύου - περιλαμβάνεται σε αντίστοιχα σημεία ενδιαφέροντος εντός του παρόντος ΔΠΑ.

Ακολουθεί συνοπτική παρουσίαση των κυριότερων συνιστωσών του υφιστάμενου Συστήματος ανά κατηγορία και η μελλοντική εξέλιξη αυτών εντός χρονικού ορίζοντα του παρόντος ΔΠΑ.

³³ Σε αυτό το Σύστημα δεν περιλαμβάνονται τα ανεξάρτητα Συστήματα Μεταφοράς, υφιστάμενα ή μελλοντικά στα μη διασυνδεδεμένα Νησιά, ο σχεδιασμός και η ανάπτυξη των οποίων είναι στην αρμοδιότητα του Διαχειριστή Δικτύου και θα παραμείνει σε αυτή έως τη διασύνδεσή τους με το Ηπειρωτικό Σύστημα.

3.2.1 Υποσταθμοί ΥΤ/ΜΤ και Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ)

Στο Γράφημα 3.8 παρουσιάζονται οι ενταγμένοι στο Σύστημα Υ/Σ και ΚΥΤ έως τον Δεκέμβριο του 2021 καθώς και αυτοί που προβλέπονται να ενταχθούν βάσει των προγραμματισμένων έργων του ΑΔΜΗΕ σε συνεργασία με τον ΔΕΔΔΗΕ. Επιπλέον παρουσιάζονται οι Υ/Σ Καταναλωτών και Παραγωγών που έχουν ΟΠΣ σε ισχύ και εκτιμάται ότι θα ενταχθούν στο Σύστημα εντός του προβλεπόμενου ορίζοντα του παρόντος ΔΠΑ.



Γράφημα 3.8 Υποσταθμοί και Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ)^[34]

Αναλυτική περιγραφή των έργων Χρηστών που λαμβάνονται υπόψη στις ανωτέρω εκτιμήσεις παρουσιάζονται στο Παράρτημα. Σημειώνεται ότι πέρα από τους νέους Υ/Σ και ΚΥΤ, εντός του ορίζοντα του παρόντος ΔΠΑ προβλέπονται και εκτεταμένες επεκτάσεις, αναβαθμίσεις και ανακατασκευές Υ/Σ και ΚΥΤ του Συστήματος στα πλαίσια των έργων ανάπτυξης.

3.2.2 Γραμμές Μεταφοράς (Γ.Μ.)

Στο Σύστημα υπάρχουν Γ.Μ. υψηλής (66 kV και 150 kV) και υπερυψηλής (400 kV) τάσης διαφόρων ειδών και τύπων. Τα προγραμματισμένα έργα του ΑΔΜΗΕ θα αυξήσουν σημαντικά το συνολικό μήκος Γ.Μ. 150 kV και 400 kV έως το 2032, όπως απεικονίζεται στον Πιν. 3.9. Επιπρόσθετα παρουσιάζεται η εκτίμηση των συνολικών μηκών Γ.Μ. 150 kV και 400 kV εάν ληφθούν υπόψη και τα έργα σύνδεσης Καταναλωτών με ΠΣ και Χρηστών με ΟΠΣ σε ισχύ.

Πιν. 3.9 Συνολικά Μήκη Γ.Μ. του Συστήματος

ΕΠΙΠΕΔΟ ΤΑΣΗΣ (kV)	ΕΙΔΟΣ Γ.Μ.	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΜΗΚΟΣ (km) 2021 ^[35]	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΜΗΚΟΣ (km) με έργα ΑΔΜΗΕ έως το 2032	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΜΗΚΟΣ (km) με έργα Καταναλωτών με ΠΣ και Παραγωγών με ΟΠΣ σε ισχύ
66	Εναέρειες	39	0	0
	Υποβρύχιες	74	59	59
150	Εναέρειες	8825	9495	9557
	Υπόγειες	367	741	764
	Υποβρύχιες	970	2755	2820
400	Εναέρειες	2760	3340	3557
	Υπόγειες	31	96	96
	Υποβρύχιες	0	6	6
	Εναέρειες Σ.Ρ.	107	107	107
	Υπόγειες Σ.Ρ.	0	110	110
	Υποβρύχιες Σ.Ρ.	160 ^[36]	1590	1590

Αναλυτική περιγραφή των έργων Χρηστών που λαμβάνονται υπόψη στις ανωτέρω εκτιμήσεις παρουσιάζονται στο Παράρτημα.

34 Υφιστάμενοι Υ/Σ έως τον Δεκέμβριο του 2021. Συμβατικοί Σταθμοί Παραγωγής & ΥΗΣ > 15 MW

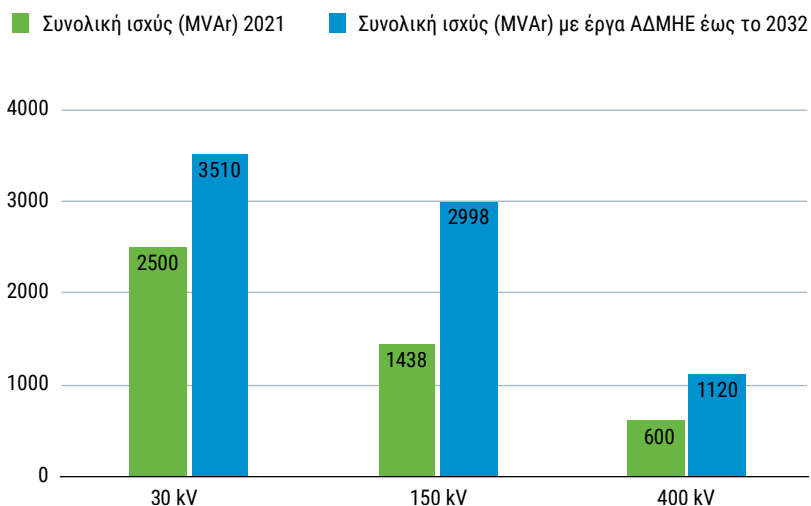
35 Έως τον Δεκέμβριο 2021

36 Αφορούν το υποβρύχιο τμήμα του συνδέσμου Σ.Ρ. Ελλάδας - Ιταλίας, το οποίο δεν περιλαμβάνεται στα πάγια του ΑΔΜΗΕ. Συμπεριλαμβάνεται στο συνολικό μήκος υποβρυχίων Γ.Μ. 400 kV Σ.Ρ. έως το 2032.

3.2.3 Συσκευές Αντιστάθμισης Αέργου Ισχύος

Οι ανάγκες για αντιστάθμιση αέργου ισχύος καλύπτονται με την εγκατάσταση στατών πυκνωτών και πηνίων. Πιο συγκεκριμένα, για την τοπική στήριξη των τάσεων στους Υ/Σ 150 kV/MT, χρησιμοποιούνται πυκνωτές οι οποίοι εγκαθίστανται κυρίως στους ζυγούς Μ.Τ. των Υποσταθμών (συνολικής ισχύος 4660 MVA περίπου έως τώρα). Σε πολλούς από τους Υ/Σ αυτούς έχουν εγκατασταθεί επίσης συστήματα ελέγχου για την αυτόματη ένταξη/απένταξη των πυκνωτών σε βαθμίδες (τυπικά 3×4 MVA) που συνδέονται στην πλευρά Μ.Τ. Επιπρόσθετα, έχουν εγκατασταθεί συστοιχίες πυκνωτών 150 kV, συνολικής ισχύος 556 MVA, σε Υ/Σ και ΚΥΤ του Συστήματος. Έως το 2032 η συνολική ισχύς από συστοιχίες 150 kV αναμένεται να ανέλθει στα 656 MVA.

Επιπλέον, εγκαθίστανται αυτεπαγωγές στην πλευρά 150 kV σε Υποσταθμούς 150 kV/MT (σε εκείνους στους οποίους συνδέονται υποβρύχια καλώδια) και αντιστοίχως στην πλευρά 400 kV σε ΚΥΤ όπου συνδέονται Γ.Μ. που περιλαμβάνουν υπόγεια και υποβρύχια τμήματα, καθώς και στο τριτεύον τύλιγμα (πλευρά 30 kV) των ΑΜ/Σ των ΚΥΤ για την αντιμετώπιση των προβλημάτων της εμφάνισης των υψηλών τάσεων κατά τις ώρες χαμηλού φορτίου. Η συνολική ισχύς αυτών παρατίθεται στο Γράφημα 3.10.



Γράφημα 3.10 Συνολική ισχύς αυτεπαγωγών για αντιστάθμιση αέργου ισχύος

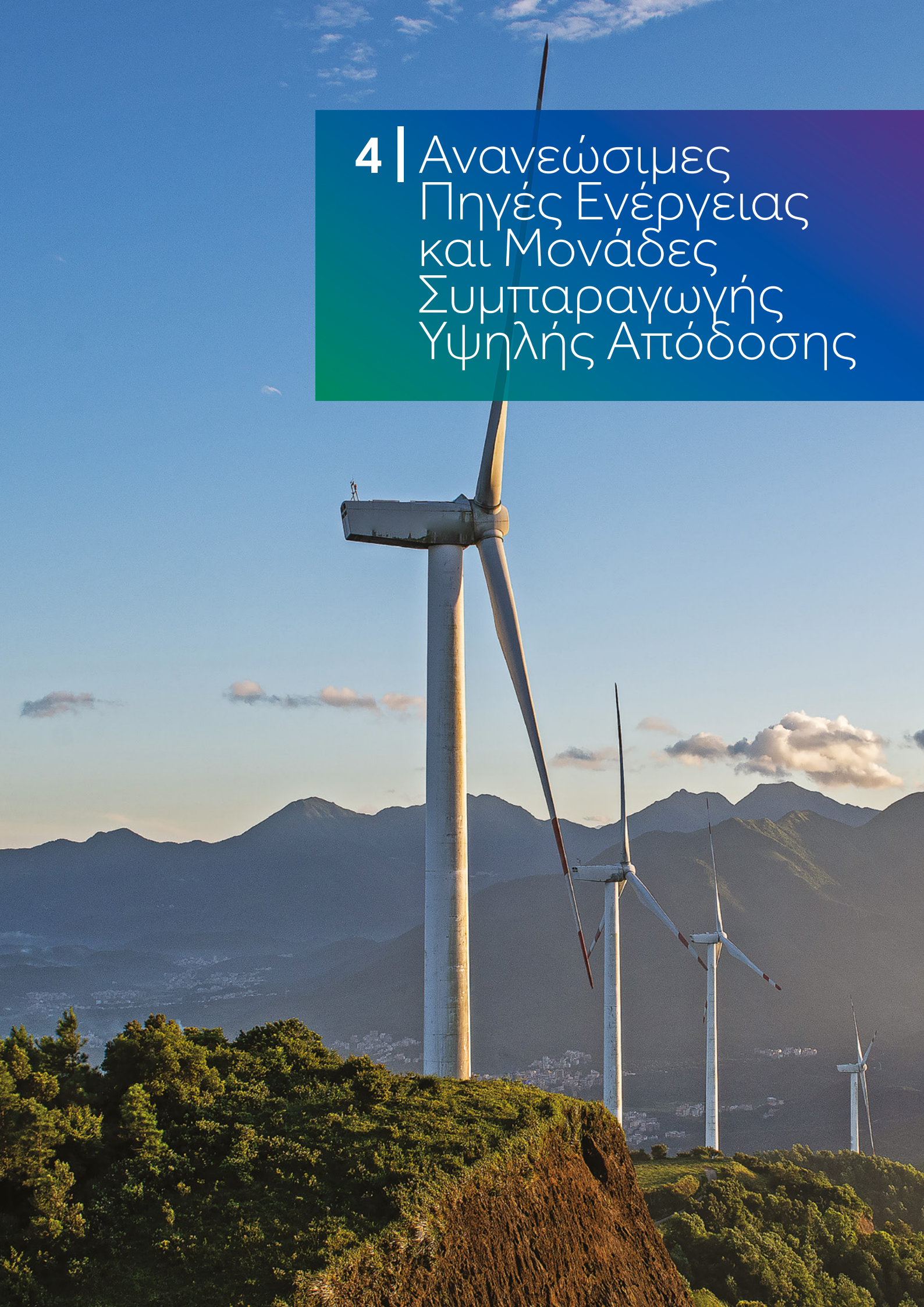
Τέλος στο Σύστημα λειτουργούν 3 στατά συστήματα αντιστάθμισης αέργου ισχύος (SVC\STATCOM) στους Υ/Σ 150 kV/MT Ηρακλείου, Σύρου και Πλατανιστού, ενώ εντός του ορίζοντα του παρόντος ΔΠΑ προβλέπεται να εγκατασταθούν άλλα 5 σε μελλοντικούς και υφιστάμενους Υ/Σ 150 kV/MT. Η συνολική ισχύς αυτών απεικονίζεται στον Πιν. 3.11.

Πιν. 3.11 Συνολική ισχύς στατών συστημάτων αντιστάθμισης αέργου ισχύος

Έτος	Συνολική ισχύς (MVA) +	Συνολική ισχύς (MVA) -
2021	176	210
2032	426	660

Αναλυτικά τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν στο παρόν κεφάλαιο περιλαμβάνονται στο Παράρτημα.

4 | Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Μονάδες Συμπαγωγής Υψηλής Απόδοσης



4 | Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Μονάδες Συμπαράγωγής Υψηλής Απόδοσης

4.1 Γενικά

Όπως έχει προαναφερθεί, η μαζική ανάπτυξη των Σταθμών για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην κατεύθυνση της «απανθρακοποίησης» του τομέα της ηλεκτροπαραγωγής αποτελεί κεντρική επιλογή της Ευρωπαϊκής και Εθνικής πολιτικής. Αυτή η κατεύθυνση αντικατοπτρίζεται στα προγράμματα της ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς τα οποία έχουν εκδοθεί τα τελευταία έτη. Σε αυτά τα προγράμματα έχουν περιληφθεί και έχουν υλοποιηθεί σημαντικά έργα τα οποία αυξάνουν δραστικά τις δυνατότητες του ΕΣΜΗΕ για την υποδοχή και για την ασφαλή διακίνηση της παραγομένης ισχύος από Σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Το σύνολο των ΟΠΣ οι οποίες έχουν εκδοθεί για τις συνδέσεις των Σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στο υφιστάμενο Σύστημα, όπως αυτό διαμορφώνεται και συμπληρώνεται με τα έργα της μεταφοράς τα οποία είτε έχουν ήδη ολοκληρωθεί, είτε είναι σε εξέλιξη και έχουν σημειώσει σημαντική πρόοδο, καλύπτει ήδη τους στόχους οι οποίοι είχαν τεθεί για το έτος 2020. Το έντονο επενδυτικό ενδιαφέρον για την ανάπτυξη νέων Σταθμών ΑΠΕ σε συνδυασμό με την εξέλιξη νέων έργων μεταφοράς που σχεδιάζονται και υλοποιούνται από τον ΑΔΜΗΕ, παρέχουν επιπλέον δυνατότητες στην κατεύθυνση εξυπηρέτησης των στόχων που έχουν τεθεί για το έτος 2030 στο πλαίσιο του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα.

Η δυνατότητα του Συστήματος να ανταποκριθεί στη μαζική ανάπτυξη των Σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ διερευνάται με κριτήρια την ασφαλή διακίνηση της παραγομένης ισχύος από το Σύστημα Μεταφοράς και τη διασφάλιση της ασφαλούς και ευσταθούς λειτουργίας του Συστήματος σε καταστάσεις μεγάλης διείσδυσης των Σταθμών ΑΠΕ.

Η διαχείριση της στοχαστικής παραγωγής των Σταθμών ΑΠΕ κατά τη λειτουργία του Συστήματος επηρεάζει σημαντικά τον τρόπο λειτουργίας των συμβατικών μονάδων, οι οποίες είναι απαραίτητες για τη ρύθμιση του ισοζυγίου της παραγωγής και του φορτίου. Για παράδειγμα στις μεταμεσημβρινές ώρες όπου μειώνεται απότομα η παραγωγή των Φ/Β προκύπτουν απαιτήσεις ταχείας ανάληψης του φορτίου και με αυξημένο ρυθμό από τις συμβατικές μονάδες. Υπάρχει ένα μεγάλο φάσμα προκλήσεων οι οποίες πρέπει να αντιμετωπισθούν, γεγονός το οποίο αποτελεί αντικείμενο διερεύνησης εδώ και πολλά χρόνια σε πανευρωπαϊκό επίπεδο. Η κοινή διαπίστωση για τη χώρα μας, αλλά και διεθνώς, είναι ότι θα απαιτηθεί η αύξηση της δυνατότητας της αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας, όπως η χρήση των αντλητικών υδροηλεκτρικών Σταθμών και συστημάτων συσσωρευτών, ώστε να αμβλύνονται οι επιπτώσεις της τυχαίας παραγωγής από τις ΑΠΕ.

Η λειτουργία του Συστήματος υπό μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ αντιμετωπίζει σημαντικές προκλήσεις. Η πλειοψηφία των σύγχρονων μονάδων ΑΠΕ (Α/Π, Φ/Β) συνδέονται στο Σύστημα ή στο Δίκτυο με διατάξεις ηλεκτρονικών ισχύος, γεγονός το οποίο τους επιτρέπει να ανταπεξέρχονται ικανοποιητικά σε πιθανές διαταραχές του Συστήματος (βραχυκυκλώματα, βυθίσεις τάσης και συχνότητας κ.ά.). Οι νέοι κώδικες Συστήματος (Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators - RfG, Network Code on Requirements for Grid Connection of High Voltage Direct Current Systems and Direct Current Connected Power Park Modules - HVDC, και Network Code on Demand Connection - DCC) οι οποίοι έχουν εκπονηθεί από τον ENTSO-E και έχουν εγκριθεί από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή αποτελώντας πλέον Κοινοτική νομοθεσία^[37], επιβάλλουν εκτός των άλλων τα τεχνικά λειτουργικά χαρακτηριστικά για τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ με σκοπό την ασφαλή λειτουργία του Συστήματος σε μεγάλη διείσδυση εναλλακτικών μορφών ενέργειας. Έως και σήμερα, αυτοί οι κώδικες βρίσκονται στη φάση της εφαρμογής (implementation), κατά την οποία όλοι οι Ευρωπαϊκοί Διαχειριστές σε συνεργασία με τον ENTSO-E, πραγματοποιούν

37 Κανονισμοί ΕΕ 2016/631, 2016/1447, 2016/1388

όλες τις απαιτούμενες προπαρασκευαστικές ενέργειες για την ενσωμάτωση των κωδίκων στο εθνικό δίκαιο των κρατών - μελών, εφαρμόζοντας κοινή μεθοδολογία και εναρμονίζοντας τις αναγκαίες παραμέτρους και τις δράσεις για την εφαρμογή τους. Στην Ελλάδα η Ρυθμιστική Αρχή ενέκρινε με την Απόφαση ΡΑΕ 778/2018 τα ενιαία κριτήρια χορήγησης παρεκκλίσεων, με την Απόφαση ΡΑΕ 1165/2020 τις γενικές απαιτήσεις εφαρμογής για τη σύνδεση ηλεκτροπαραγωγών με το δίκτυο, με την Απόφαση ΡΑΕ 1166/2020 τις απαιτήσεις για τη σύνδεση ζήτησης και με την απόφαση ΡΑΕ 1167/2020 τις απαιτήσεις για τη σύνδεση με το δίκτυο των συστημάτων συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης και των συνδεδεμένων σε συνεχές ρεύμα μονάδων πάρκων ισχύος. Την περίοδο αυτή βρίσκεται σε εξέλιξη το επόμενο βήμα κατά το οποίο διαμορφώνεται η διαδικασία συμμόρφωσης που θα ακολουθείται για τον έλεγχο συμμόρφωσης στις απαιτήσεις για τη σύνδεση στο δίκτυο. Για το σκοπό αυτό το πλαίσιο που διαμορφώνεται κατόπιν δημόσιας διαβούλευσης θα υποβληθεί προς τη Ρυθμιστική Αρχή ώστε να λάβει τη μορφή Τεχνικών Αποφάσεων με την έγκρισή της.

4.2 Παρούσα Κατάσταση

Στην ενότητα αυτή αποτυπώνεται συνοπτικά η υφιστάμενη κατάσταση σε ότι αφορά στην ένταξη νέων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Τα Α/Π λόγω του μεγέθους της ισχύος τους συνδέονται στο Σύστημα μέσω Υ/Σ 150 ή 400 kV. Σε πολλές περιπτώσεις επιλέγεται η κατασκευή των Υ/Σ σε γήπεδα τα οποία βρίσκονται στη ζώνη όδευσης των Γ.Μ. Υ.Τ., λόγω της αδυναμίας εκτέλεσης έργων Υ.Τ. στην περιοχή του σταθμού, αλλά και για την εξασφάλιση της ταχύτερης υλοποίησης των έργων σύνδεσης, καθώς επίσης για τη μείωση του κόστους. Ο Διαχειριστής του Δικτύου συνδέει κατά κανόνα^[38] τα Α/Π και τις άλλες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ μικρής σχετικά ισχύος (κάτω των 8 MW), οι οποίες αποτελούν τη «Διανεμημένη Παραγωγή»^[39] στα δίκτυα Μ.Τ. και τους υποσταθμούς της αρμοδιότητάς του.

Οι Μικροί Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί (ΜΥΗΣ), συνδέονται κατά κανόνα στο δίκτυο διανομής Μ.Τ. Ωστόσο σε απομακρυσμένες περιοχές (Πίνδος, ορεινή Πελοπόννησος κ.ά.) με έντονο ενδιαφέρον για ανάπτυξη ΜΥΗΣ (συνήθως της τάξεως 1-3 MW) δεν υφίσταται δίκτυο Μ.Τ. και η απαγορευτική απόσταση για τη σύνδεσή τους μέσω νέου δικτύου Μ.Τ., καθιστά ως μοναδική λύση τη σύνδεσή τους μέσω των Υ/Σ ανύψωσης.

Οι Σταθμοί συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) οι οποίοι εμπίπτουν στην κατηγορία των μονάδων του Άρθρου 9 του Νόμου 3468/2006 μαζί με τις αντίστοιχες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, καθώς και οι Σταθμοί βιομάζας - βιοαερίου, είναι κατά κανόνα μικρής ισχύος και συνδέονται στο Δίκτυο Διανομής.

Έως και το Μάρτιο του 2022, στο ΕΣΜΗΕ λειτουργούσαν Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΥΘΗΑ^[40] συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 9118 MW, εκ των οποίων τα 4461 MW αφορούν Α/Π και τα 4135 MW αφορούν Φ/Β (συμπεριλαμβανομένων 352 MW από Φ/Β του Ειδικού Προγράμματος ΦΕΚ Β' 1079/2009).

Παράλληλα, από τους δύο Διαχειριστές ΑΔΜΗΕ και ΔΕΔΔΗΕ έχουν χορηγηθεί ΟΠΣ σε Σταθμούς ΑΠΕ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος που υπερβαίνει τα 10 GW. Αναλυτικά στοιχεία για την κατάσταση ανά περιφέρεια δίνονται στους Πίνακες 4.1 και 4.2 που ακολουθούν.

38 Όπως εξειδικεύθηκε στον ν. 4152/2013, υποπαράγραφος Ι.1'

39 Παραγωγή σχετικά μικρής ισχύος, συνδεδεμένη στο Δίκτυο Διανομής, σε μικρή απόσταση από τα φορτία και μη υποκείμενη σε κεντρικό έλεγχο σε εθνικό ή σε περιφερειακό επίπεδο.

40 Στις μονάδες ΣΗΘΥΑ δεν συγκαταλέγεται η κατανεμόμενη μονάδα με την ισχύ προτεραιότητας 134,6 MW

Πιν. 4.1 Εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών και Φωτοβολταϊκών Σταθμών Παραγωγής

Τεχνολογία	Περιοχή	ΑΔΜΗΕ ^[41] Σε λειτουργία (MW)	ΑΔΜΗΕ ^[42] Με ΟΠΣ (MW)	ΔΕΔΔΗΕ ^[43] Σε λειτουργία (MW)	ΔΕΔΔΗΕ Με ΟΠΣ (MW)	Συνολικά (MW)
ΑΙΟΛΙΚΑ	ΑΤΤΙΚΗ	148,0	3,0	17,6	0,8	169,4
	ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	121,5	37,6	31,0	6,6	196,7
	ΚΡΗΤΗ	0,0	0,0	210,0	3,6	213,6
	ΚΥΚΛΑΔΕΣ	0,0	51,6 ^[44]	28,5	21,9 ^[44]	102,0
	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,0	0,0	66,4	1,2	67,6
	ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ-ΘΡΑΚΗ	426,6	88,4	17,7	0,0	532,7
	ΗΠΕΙΡΟΣ	90,0	34,4	5,2	0,8	130,4
	ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	82,7	0,0	35,3	4,4	122,4
	ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,0	0,0	36,0	7,7	43,7
	ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	534,4	315,2	206,2	0,0	1.055,7
	ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	1.417,5	966,5	395,0	41,8	2.820,8
	ΘΕΣΣΑΛΙΑ	0,0	99,0	1,6	0,0	100,6
	ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	348,2	284,5	37,3	9,0	678,9
	ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	172,9	558,0	31,2	8,9	771,0
	Σύνολα	3.342	2.438	1.119	107	7.005
ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ	ΑΤΤΙΚΗ	0,0	0,0	239,4	63,7	303,1
	ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	22,0	855,8	789,0	310,5	1.977,3
	ΚΡΗΤΗ	0,0	0,0	102,3	2,2	104,5
	ΚΥΚΛΑΔΕΣ	0,0	0,0	12,2	0,5	12,7
	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,0	0,0	31,6	0,4	32,0
	ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ-ΘΡΑΚΗ	0,0	313,8	411,0	218,6	943,5
	ΗΠΕΙΡΟΣ	0,0	133,1	194,9	86,4	414,4
	ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	0,0	0,0	34,2	25,4	59,6
	ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,0	0,0	24,1	0,2	24,3
	ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	34,3	648,3	347,5	49,4	1.079,5
	ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	24,7	679,1	547,2	143,2	1.394,1
	ΘΕΣΣΑΛΙΑ	48,0	469,8	638,3	300,7	1.456,8
	ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	4,1	335,4	364,1	75,9	779,4
	ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	46,5	2.997,3	218,9	88,4	3.351,0
	Σύνολα	180	6.433	3.955	1.366	11.932
Συνολικά	Αιολικά & Φ/Β	3.521	8.871	5.074	1.472	18.938

41 Στοιχεία ΑΔΜΗΕ με ενημέρωση έως Μάρτιο 2022

42 Συμπεριλαμβάνονται και υπό έκδοση Προσφορές Σύνδεσης

43 Στοιχεία ΔΕΔΔΗΕ με ενημέρωση έως Φεβρουάριο 2022. Τα ΦΒ ΔΕΔΔΗΕ περιλαμβάνουν και ΦΒ Στέγης, ΦΒ net metering & ΦΒ virtual net metering

44 Περιλαμβάνονται έργα με Μη Οριστικές Προσφορές Σύνδεσης που εντάσσονται στον Πίνακα 1 των αποφάσεων ΡΑΕ (904/2011, 155/2012 & 452/1025) σχετικά με το έργο σύνδεσης Πολυποτάμου - Ν. Μάκρης

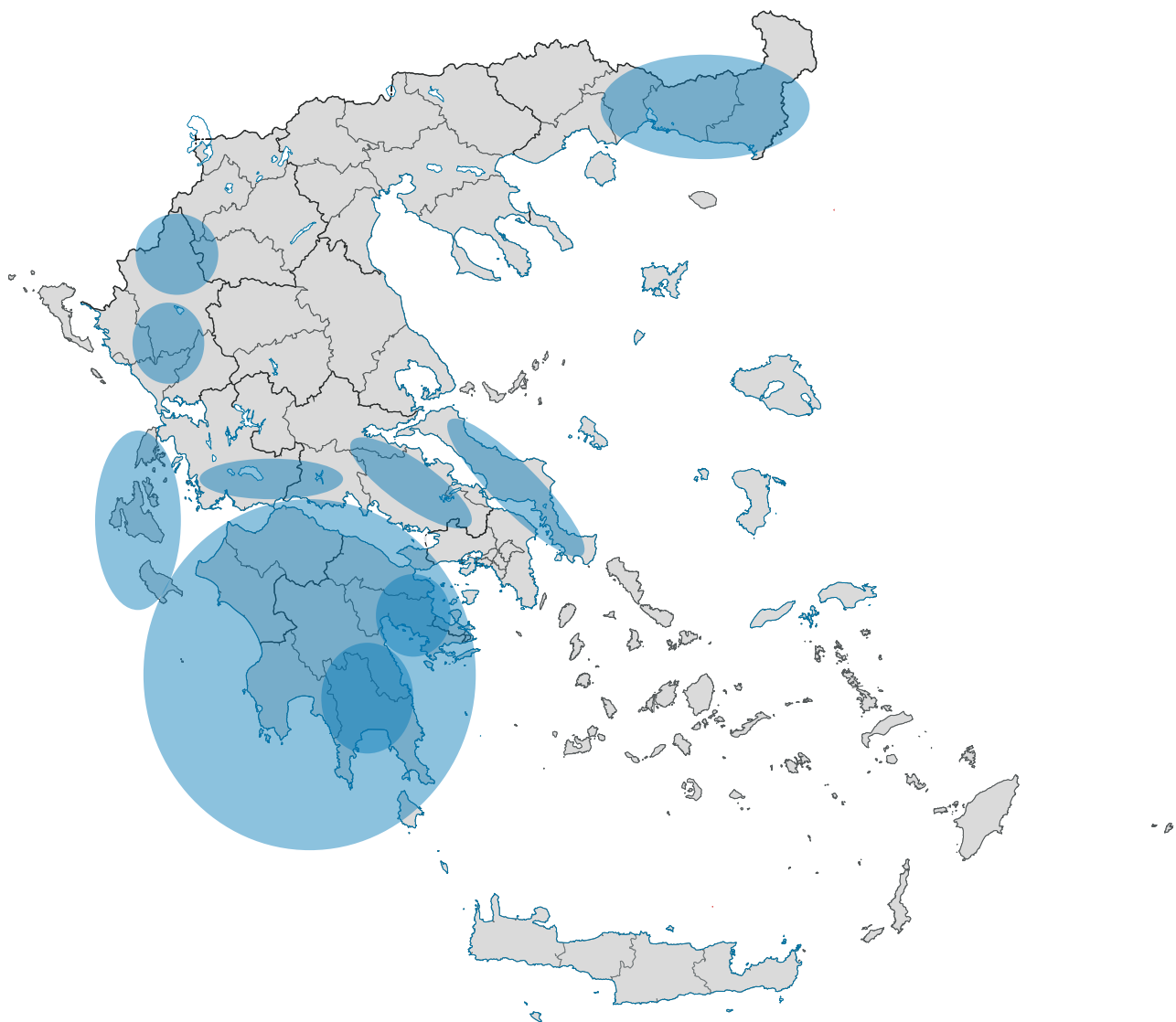
Πιν. 4.2 Εγκατεστημένη ισχύς Σταθμών Παραγωγής Βιομάζας/Βιοαερίου, ΜΥΗΣ & ΣΗΘΥΑ

Τεχνολογία	ΒΙΟΜΑΖΑ/ΒΙΟΑΕΡΙΟ		ΜΥΗΣ		ΣΗΘΥΑ		
Περιοχή	ΑΔΜΗΕ-ΔΕΔΔΗΕ Σε Λειτουργία (MW)	ΑΔΜΗΕ- ΔΕΔΔΗΕ Με ΟΠΣ (MW)	ΑΔΜΗΕ- ΔΕΔΔΗΕ Σε Λειτουργία (MW)	ΑΔΜΗΕ- ΔΕΔΔΗΕ Με ΟΠΣ (MW)	ΑΔΜΗΕ- ΔΕΔΔΗΕ Σε Λειτουργία (MW)	ΑΔΜΗΕ- ΔΕΔΔΗΕ Με ΟΠΣ (MW)	ΣΥΝΟΛΙΚΑ (MW)
ΑΤΤΙΚΗ	37,3	4,0	1,8	0,5	51,5	22,9	118,0
ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	25,8	17,5	42,9	17,7	12,9	1,9	118,6
ΚΡΗΤΗ	0,0	3,0	0,3	0,0	0,0	0,0	3,3
ΚΥΚΛΑΔΕΣ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ-ΘΡΑΚΗ	7,5	17,6	5,2	7,8	46,5	9,6	94,1
ΗΠΕΙΡΟΣ	5,9	4,7	48,5	19,8	0,0	0,0	79,1
ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	0,5	0,0	5,3	10,8	66,1	17,0	99,7
ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	1,9	4,4	23,0	7,5	0,7	2,0	39,5
ΘΕΣΣΑΛΙΑ	21,3	9,3	21,2	16,4	6,7	4,8	79,7
ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	6,1	1,5	58,2	15,9	0,0	0,0	81,7
ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	2,5	6,1	23,6	15,8	0,0	105,3	153,3
Σύνολα	109	68	230	112	184	163	867

Με βάση τα στοιχεία προκύπτει ότι εάν λογιστούν σωρευτικά οι υφιστάμενες εγκαταστάσεις ΑΠΕ μαζί με όσα έργα έχουν κατοχυρώσει το δικαίωμα να συνδεθούν στο Δίκτυο και στο Σύστημα μέσω Οριστικών Προσφορών Σύνδεσης με το ΔΕΔΔΗΕ και τον ΑΔΜΗΕ αντίστοιχα, τα έργα ΑΠΕ που εντάσσονται στο Σχέδιο Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης (ΣΔΑΜ) και το δυναμικό ΑΠΕ που προκύπτει ως δυνατότητα στα νησιά που διασυνδέονται (Κυκλάδες, Κρήτη, Δωδεκάνησα, Β. Αιγαίο) το αποτέλεσμα περί τα 19,5 GW ισχύος υπερβαίνει ήδη το καταγεγραμμένο στο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα στόχο για το 2030 (15,1 GW) και προσεγγίζει τον στόχο για ΑΠΕ ισχύος 20 GW στην ηλεκτροπαραγωγή όπως αναμένεται να αποτυπωθεί στην επικείμενη αναθεώρηση του ΕΣΕΚ. Επισημαίνεται ότι στην ως άνω εκτίμηση δεν έχει ληφθεί υπόψη η δυνατότητα που διαφαίνεται για την ανάπτυξη θαλάσσιων αιολικών πάρκων στην επόμενη δεκαετία.

Όπως είναι γνωστό, ορισμένες γεωγραφικές περιοχές εμφανίζουν εδώ και χρόνια υψηλή συγκέντρωση Σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, με αποτέλεσμα την εμφάνιση συνθηκών συμφόρησης ή/και κορεσμού στο Σύστημα Μεταφοράς^[45], σύμφωνα με τον χάρτη ο οποίος φαίνεται στο Σχήμα 4.3. Είναι προφανές ότι το αμείωτο ενδιαφέρον που εξακολουθεί να υφίσταται δημιουργεί προϋποθέσεις για τον «ηλεκτρικό κορεσμό» και άλλων περιοχών του Συστήματος. Για το λόγο αυτό ο ΑΔΜΗΕ προγραμματίζει μια σειρά έργων ανάπτυξης σε βάθος του Συστήματος Μεταφοράς προκειμένου να αυξήσει τα περιθώρια για σύνδεση νέων μονάδων ΑΠΕ στο Σύστημα.

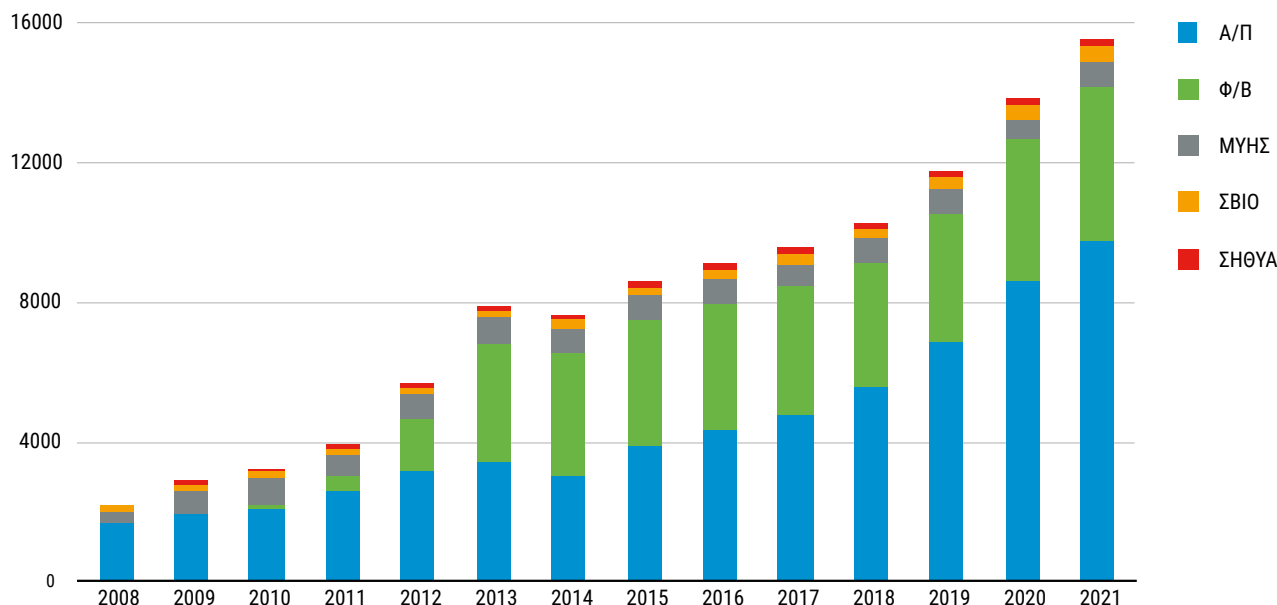
45 "Εισήγηση σχετικά με περιοχές με κορεσμένα δίκτυα", επιστολή ΑΔΜΗΕ προς ΡΑΕ με αρ. πρωτ. ΑΔΜΗΕ Α.Ε./ΔΣΑΣ/20436/30.11.2015



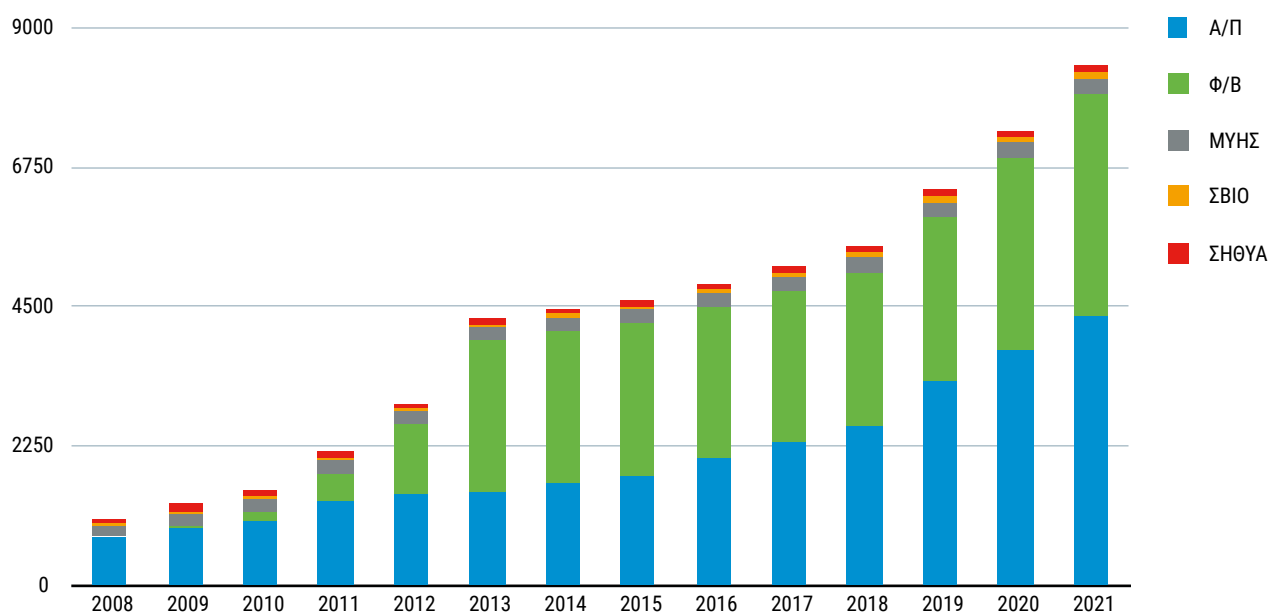
Σχήμα 4.3 Χάρτης περιοχών με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα

4.3 Μονάδες ΑΠΕ σε Λειτουργία στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Στο Γράφημα. 4.4 φαίνεται η εγχώρια παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας από τους Σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στο ΕΣΜΗΕ και αντίστοιχα στο Γράφημα 4.5 η εγκατεστημένη ισχύς για τα έτη 2008 έως και 2021. Η συνεισφορά των Σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και των Σταθμών συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) στο ενεργειακό ισοζύγιο (εξαιρουμένων των κατανομόμενων Μονάδων ΥΗΣ και ΣΗΘΥΑ), από 3,87% το έτος 2008 ανήλθε και παραμένει άνω του 20% από το 2018 και έπειτα, ενώ το 2021 ανήλθε στο 33%.



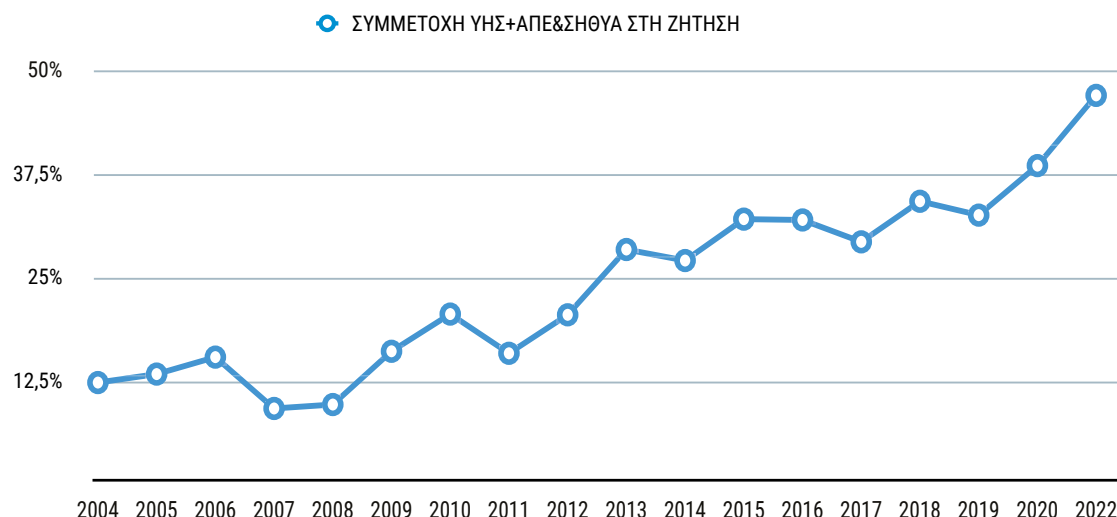
Γράφημα 4.4 Παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας από Σταθμούς Παραγωγής ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (GWh)^[46]



Γράφημα 4.5 Εγκατεστημένη ισχύς Σταθμών Παραγωγής ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (MW)

Η συμμετοχή στην κάλυψη της ζήτησης από τις “καθαρές” πηγές ενέργειας (συμβατικοί υδροηλεκτρικοί Σταθμοί και Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, συμπεριλαμβανομένων των Σταθμών Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης κατανεμόμενων και μη) ως ποσοστό της συνολικής ζήτησης δίνεται στο Σχήμα 4.6 το οποίο ακολουθεί. Από το διάγραμμα παρατηρείται ότι η συμμετοχή της “καθαρής” παραγωγής στην κάλυψη της ζήτησης αυξήθηκε από το 10,5% περίπου το έτος 2004 σε άνω του 30% από το 2018 και κορυφώθηκε στο 43% το 2021. Έπειτα από το έτος 2013 αυτή η συμμετοχή είναι σταθερά άνω του 25%, με αυξητική τάση. Σημειώνεται επίσης ότι σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση του ποσοστού συμμετοχής της «καθαρής» παραγωγής στο ισοζύγιο διαδραματίζει και η παραγωγή των ΥΗΣ, η οποία διαφέρει από έτος σε έτος βάσει των κλιματικών συνθηκών.

46 Από το έτος 2012 περιλαμβάνονται και οι Φ/Β Σταθμοί του Ειδικού Προγράμματος ΦΕΚ Β' 1079/2009. Δεν περιλαμβάνεται η κατανεμόμενη μονάδα ΣΗΘΥΑ με την ισχύ προτεραιότητας 134,6 MW.



Γράφημα 4.6 Συμμετοχή παραγωγής χωρίς καύση ορυκτών καυσίμων στη συνολική ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας

4.4 Εκτίμηση διαθέσιμων περιθωρίων για σύνδεση νέων Σταθμών ΑΠΕ στο Σύστημα

Όπως αναφέρεται και στην Ενότητα 4.1, στο ΕΣΜΗΕ λειτουργούν σήμερα Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 8541 MW περίπου, οι οποίοι συνδέονται σε αυτό είτε απευθείας είτε μέσω του Δικτύου. Η παροχή πρόσβασης σε διαρκώς αυξανόμενο όγκο Σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ μέσω των ΟΠΣ έχει ως αποτέλεσμα σε πολλές περιοχές του ΕΣΜΗΕ στα υφιστάμενα δίκτυα να εμφανίζονται συνθήκες συμφόρησης ή/και «κορεσμού» αναφορικά με τη δυνατότητα σύνδεσης νέων Σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ. Μια περιοχή του ΕΣΜΗΕ θεωρείται «κορεσμένη» όταν η ισχύς που εγχέεται στο Σύστημα μεταφοράς προς διακίνηση από αυτό υπερβαίνει τη διαθέσιμη ικανότητα μεταφοράς των δικτύων της περιοχής. Για τις «κορεσμένες» περιοχές, καθώς και για αυτές στις οποίες εμφανίζονται συνθήκες συμφόρησης^[47], ο ΑΔΜΗΕ προγραμματίζει έργα ενίσχυσης του Συστήματος λαμβάνοντας υπόψη την πορεία της υλοποίησης των νέων Σταθμών ανά περιοχή, με στόχο την αύξηση της ικανότητας των δικτύων και την άρση των περιορισμών.

Γενικότερα προβλήματα συμφόρησης ή/και περιορισμένων περιθωρίων εμφανίζονται σε τμήματα του ΕΣΜΗΕ σε αρκετές πλέον γεωγραφικές περιοχές όπως ενδεικτικά αναφέρονται ακολούθως:

- Πελοπόννησος
- Δυτική Μακεδονία
- Κεντρική Μακεδονία (Κιλκίς)
- Ανατολική Μακεδονία και Θράκη
- Στερεά Ελλάδα (Εύβοια, Βοιωτία)
- Νότιες Ιόνιοι Νήσοι
- Κεντρική Ελλάδα (Μεσοχώρα)
- Δυτική Ελλάδα (Ιωάννινα)

⁴⁷ Επισημαίνεται, ότι οι αναφορές σε κορεσμό και συμφόρηση ανάλυση αφορά μόνο την ηλεκτρική ικανότητα της απορρόφησης της ισχύος και σε καμία περίπτωση δε θεωρεί τυχόν άλλους περιορισμούς σχετικά με τη φέρουσα ικανότητα μιας περιοχής (περιβαλλοντικούς, κοινωνικούς κ.ά.), παράγοντες.

Στη συνέχεια παρατίθενται οι εκτιμήσεις του ΑΔΜΗΕ σχετικά με τα διαθέσιμα περιθώρια για τη σύνδεση νέων Σταθμών ΑΠΕ ανά περιοχή του Συστήματος Μεταφοράς έπειτα από την ολοκλήρωση των έργων που προγραμματίζονται σε αυτό το ΔΠΑ. Τα παρατιθέμενα στοιχεία αποτελούν την αρχική εκτίμηση της τάξης μεγέθους της ισχύος η οποία είναι δυνατό να απορροφηθεί και να μεταφερθεί από τα δίκτυα με ασφάλεια, καθώς η ακριβής αποτίμηση της κατάστασης εξαρτάται και από πλήθος παραγόντων οι οποίοι αφορούν τα δεδομένα του σχεδιασμού κάθε έργου (ακριβές σημείο σύνδεσης, ισχύς Σταθμού, τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ κ.ά.).

Για την εκτίμηση των διαθέσιμων περιθωρίων ανά περιοχή του Συστήματος Μεταφοράς υιοθετήθηκε κατά βάση ο διοικητικός διαχωρισμός της επικράτειας σε περιφέρειες. Εξάιρεση αποτέλεσε η περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας. Οι περιφερειακές ενότητες Αχαΐας - Ηλείας ενσωματώθηκαν στην περιφέρεια της Πελοποννήσου. Αυτό αφενός διότι γεωγραφικά (και κλιματικά) βρίσκονται εγγύτερα στις περιφερειακές ενότητες της Πελοποννήσου παρά της Ηπείρου, ενώ αφετέρου ηλεκτρικά ανήκουν στην περιοχή της Πελοποννήσου με τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά ως προς την σύνδεσή της με το υπόλοιπο ΕΣΜΗΕ. Η περιφερειακή ενότητα Αιτωλοακαρνανίας ενσωματώθηκε στην περιφέρεια Ηπείρου. Επίσης, στα νησιά ορίστηκαν περιοχές βάσει των διασυνδεδεμένων περιοχών και όχι βάσει του διοικητικού διαχωρισμού. Ορίστηκαν οι περιοχές Κυκλάδων, Δωδεκανήσων και Β.Α. Αιγαίου.

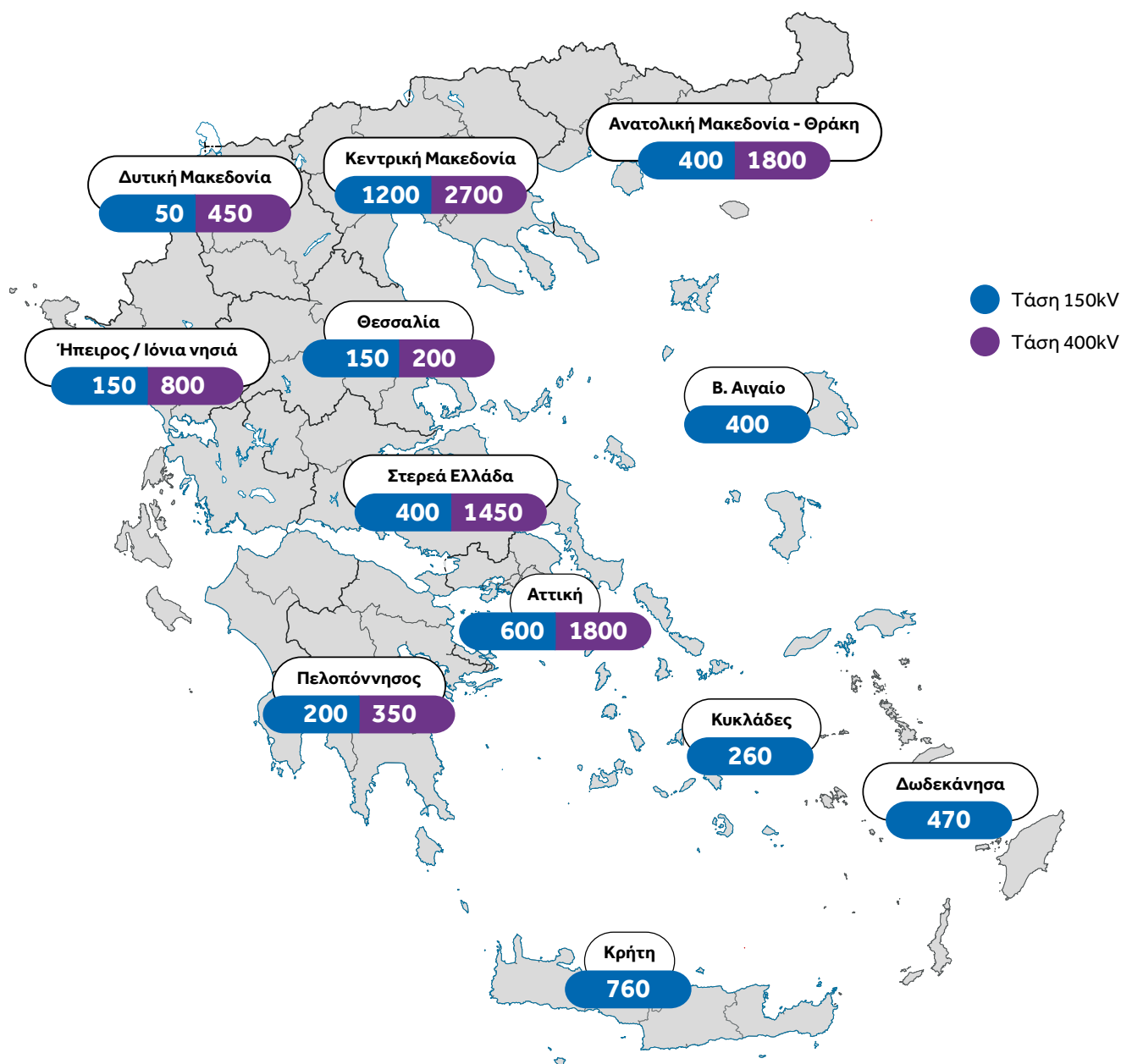
Με βάση τα παραπάνω δίνεται στο Σχήμα 4.7 η εκτίμηση των διαθέσιμων περιθωρίων ισχύος ανά περιοχή για σύνδεση νέων Σταθμών ΑΠΕ (πέρα από υφιστάμενους Σταθμούς και έργα που διαθέτουν οριστικές προσφορές ή συμβάσεις σύνδεσης). Τα διαθέσιμα περιθώρια δίνονται διακριτά για τα δύο επίπεδα τάσεων του Συστήματος Μεταφοράς, 150 και 400 kV και έχουν υπολογιστεί ανά περιοχή του Συστήματος Μεταφοράς θεωρώντας σταθερές τις συνδέσεις στις υπόλοιπες περιοχές ανά περίπτωση. Συνεπώς ισχύουν ανά περιοχή και όχι σωρευτικά για το Σύστημα Μεταφοράς, καθώς η σύνδεση νέων Σταθμών ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ σε κάθε περιοχή του Συστήματος Μεταφοράς έχει επίδραση στο σύνολο του Συστήματος.

Επισημαίνεται ότι τα δεδομένα παρέχονται μόνο για πληροφόρηση. Δεν υποκαθιστούν τη διενέργεια των μελετών σύνδεσης που εκπονεί ο ΑΔΜΗΕ για την εξέταση των αιτήσεων σύνδεσης και την έκδοση των σχετικών προσφορών σύνδεσης. Ως εκ τούτου η ύπαρξη διαθέσιμου περιθωρίου ισχύος σε περιοχές του Συστήματος δεν ισοδυναμεί απευθείας με δυνατότητα σύνδεσης δυναμικού παραγωγής από ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ στους διάφορους ηλεκτρικούς κόμβους της περιοχής αυτής.

Στην περίπτωση εγκατάστασης Σταθμών Αποθήκευσης σε συνάρτηση με την παροχή υπηρεσιών αποσυμφόρησης από αυτούς, το περιθώριο ανάπτυξης νέων Σταθμών ΑΠΕ διευρύνεται και θα γίνει νεότερη εκτίμηση λαμβάνοντας υπόψη το μέγεθος και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των Αποθηκευτικών Σταθμών.

Ένας επιπλέον παράγοντας που δύναται να αυξήσει σημαντικά τα περιθώρια για την ανάπτυξη Σταθμών ΑΠΕ σχετίζεται με τη δυνατότητα επιβολής ελεγχόμενων λειτουργικών περιορισμών (περικοπές) σε περιορισμένη κλίμακα επί της παραγωγής των Σταθμών ΑΠΕ σε συνθήκες συμφόρησης των διασυνδεδεμένων δικτύων^[48]. Η δυνατότητα αυτή αποτελεί μια διεθνώς διαδεδομένη σημαντική πηγή ευελιξίας των σύγχρονων συστημάτων μεταφοράς και προβλέπεται στο θεσμικό πλαίσιο της Ε.Ε. βάσει του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/943 της 5ης Ιουνίου 2019 σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, όπου στο Άρθρο 13 προβλέπεται υπό συγκεκριμένες προϋποθέσεις η δυνατότητα ανακατανομής της ηλεκτροπαραγωγής μη βασιζόμενης στην αγορά. Η δυνατότητα αυτή αφορά περιοχές με συστηματική εμφάνιση συνθηκών συμφόρησης και οι επιβαλλόμενες περικοπές εφόσον αιτιολογούνται τεχνικοοικονομικά δεν θα υπερβαίνουν το 5% της ετήσιας παραγομένης ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ δίνεται η δυνατότητα καθορισμού άλλου ορίου για τα κράτη μέλη στα οποία η ηλεκτρική ενέργεια από μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που χρησιμοποιούν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ή συμπαραγωγή υψηλής απόδοσης αντιπροσωπεύει περισσότερο από το 50% της ετήσιας ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Σε κάθε περίπτωση επισημαίνεται ότι προκειμένου να είναι δυνατή η επιβολή περιορισμών σε συνθήκες πραγματικής λειτουργίας, απαραίτητη προϋπόθεση αποτελεί η συγκρότηση θεσμικού πλαισίου που θα ρυθμίζει όλες τις συμβατικές και τεχνικές παραμέτρους καθώς και τη μεθοδολογία για την υλοποίηση των περικοπών ισχύος σε Σταθμούς ΑΠΕ και ακολούθως η εφαρμογή των απαραίτητων διαδικασιών και η ανάπτυξη των απαραίτητων εφαρμογών για την υλοποίηση των περιορισμών κατά τη λειτουργία του Συστήματος.

48 Σημειώνεται ότι σύμφωνα με τις προβλέψεις του Ν. 4821/2021 (ΦΕΚ Α'134/31.07.2021) επίκειται εισήγηση του ΑΔΜΗΕ προς τη ΡΑΕ αναφορικά με τα διαθέσιμα περιθώρια ισχύος για την ανάπτυξη σταθμών ΑΠΕ για τα νησιά Κρήτης και Κυκλάδων. Στην εισήγηση αυτή θα δοθούν επίσης τα περιθώρια ανάπτυξης σταθμών ΑΠΕ για το σενάριο που γίνεται αποδεκτή η επιβολή ελεγχόμενων λειτουργικών περιορισμών (περικοπές).

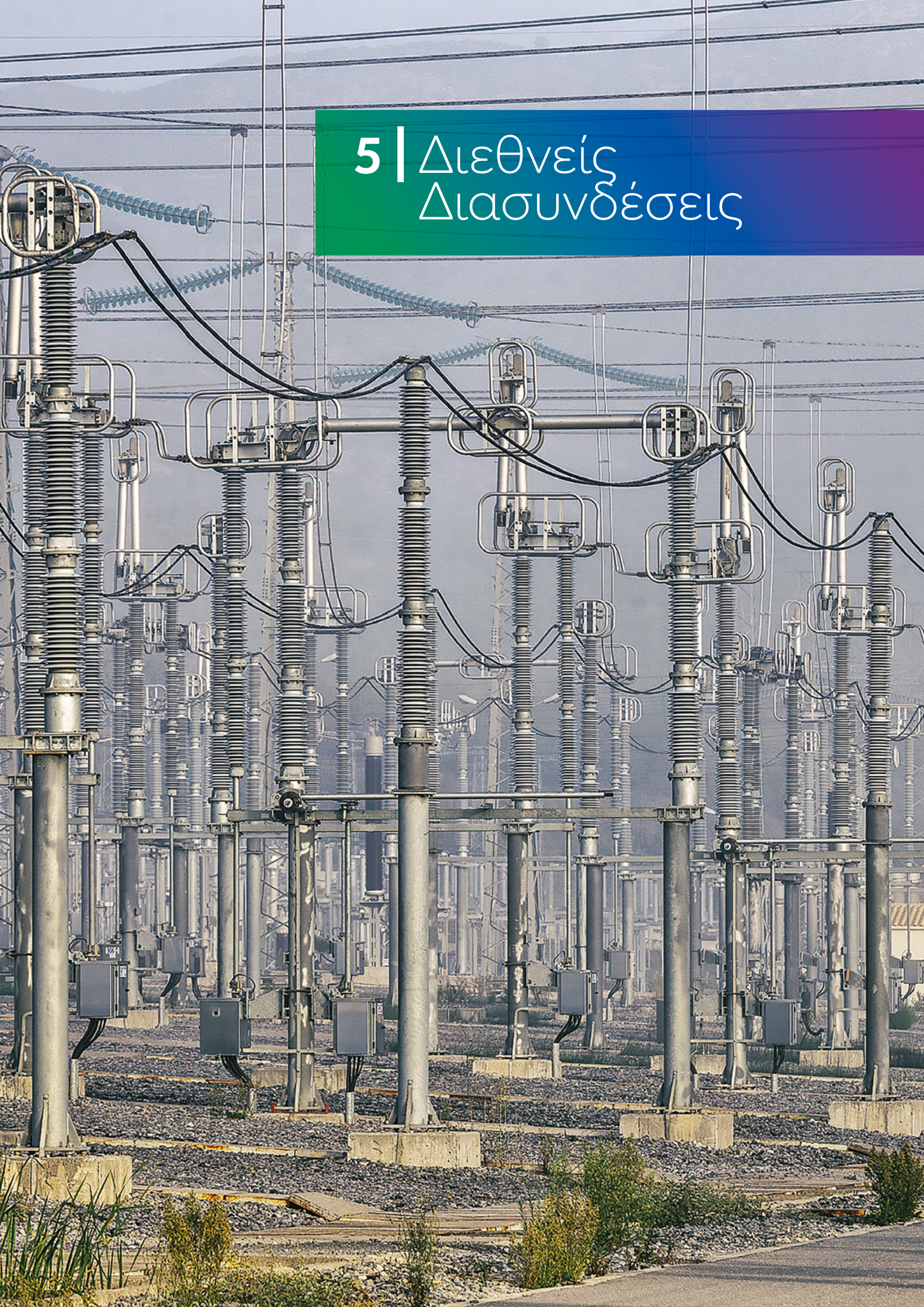


Σχήμα 4.7 Διαθέσιμα Περιθώρια ισχύος για σύνδεση νέων Σταθμών ΑΠΕ (MW)^[49]

49 Για το διαθέσιμο περιθώριο στη Δυτική Μακεδονία έχει ληφθεί υπόψη η υπό έκδοση ΠΣ για Φ/Β ισχύος 939,8 MW σε περιοχές του Ορυχείου Αμυνταίου, στους Δ. Εορδαίας και Κοζάνης της Π.Ε. Κοζάνης υπαγόμενοι στο Σχέδιο Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης (ΣΔΑΜ) σε «Ζώνες Απολιγνιτοποίησης»

Το διαθέσιμο περιθώριο στις Κυκλάδες δύναται να αυξηθεί με διάθεση τμήματος του υπολειπόμενου περιθωρίου (100,5 MW) του Πίνακα 1 των σχετικών αποφάσεων ΠΑΕ (904/2011, 155/2012 & 452/2015) που αντιστοιχεί στην υλοποίηση του έργου Πολυπόταμος – Ν. Μάκρη

5 | Διεθνείς Διασυνδέσεις



5 | Διεθνείς Διασυνδέσεις

Από τον Οκτώβριο του 2004 το Ελληνικό Σύστημα επαναλειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το διασυνδεδεμένο Ευρωπαϊκό Σύστημα υπό τον γενικότερο συντονισμό του ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), ο οποίος αποτελεί ως προς τα θέματα λειτουργίας και ανάπτυξης του Συστήματος από τον Ιούνιο του 2009 διάδοχο και ευρύτερο σχήμα της UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité). Η παράλληλη λειτουργία του Ελληνικού Συστήματος με το Ευρωπαϊκό επιτυγχάνεται μέσω διασυνδετικών Γ.Μ., κυρίως 400 kV, με τα Συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας, της Βόρειας Μακεδονίας και της Τουρκίας. Επιπλέον, το Ελληνικό Σύστημα συνδέεται ασύγχρονα μέσω υποβρυχίου συνδέσμου συνεχούς ρεύματος τάσης 400 kV με την Ιταλία.

5.1 Υφιστάμενες διασυνδέσεις του Ελληνικού Συστήματος

Η τοπολογία των υφιστάμενων και υπό ανάπτυξη διασυνδέσεων φαίνεται στο ακόλουθο σχήμα, στο οποίο παριστάνονται με διαφορετικούς χρωματισμούς οι υφιστάμενες, οι υπό κατασκευή, οι προγραμματισμένες και οι υπό μελέτη διασυνδέσεις.



Σχήμα 5.1 Σχηματικό Διάγραμμα των Διασυνδεδεμένων Συστημάτων της ΝΑ Ευρώπης

Στη συνέχεια παρατίθεται μία αναλυτική περιγραφή των διασυνδέσεων του Ελληνικού Συστήματος με τα Συστήματα των γειτονικών χωρών.

5.1.1 Ελλάδα - Βόρεια Μακεδονία

Με το Σύστημα της Βόρειας Μακεδονίας η Ελλάδα συνδέεται μέσω:

- μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 1400 MVA, μεταξύ του ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και του Dubrovo στη Βόρεια Μακεδονία και
- μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 1400 MVA, μεταξύ του ΚΥΤ Μελίτης και της Bitola στη Βόρεια Μακεδονία.

5.1.2 Ελλάδα - Αλβανία

Με το Αλβανικό Σύστημα η Ελλάδα συνδέεται μέσω:

- μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 1400 MVA, μεταξύ ΚΥΤ Καρδιάς και Zemblak στην Αλβανία.
- μίας γραμμής 150 kV ελαφρού τύπου ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 138 MVA μεταξύ του Υ/Σ Μούρτου και του ΥΗΣ Bistrica στην Αλβανία.

5.1.3 Ελλάδα - Βουλγαρία

Με το Βουλγαρικό Σύστημα η Ελλάδα συνδέεται μέσω μίας Γ.Μ. 400 kV ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 1400 MVA, μεταξύ του ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και του Blagoevgrad στη Βουλγαρία.

5.1.4 Ελλάδα - Ιταλία

Η διασύνδεση αυτή συνδέει το ΚΥΤ Αράχθου με τον Υ/Σ Galatina στην Ιταλία. Είναι σύνδεση συνεχούς ρεύματος και περιλαμβάνει:

- 2 Σταθμούς μετατροπής ΥΤΣΡ (HVDC) 400 kV ικανότητας 500 MW
- τμήματα εναερίων Γ.Μ. DC μήκους 45 km επί Ιταλικού εδάφους και 107 km επί ελληνικού εδάφους
- τμήμα υπογείου καλωδίου DC μήκους 4 km επί Ιταλικού εδάφους
- ένα υποβρύχιο καλώδιο DC 400 kV ικανότητας μεταφοράς 500 MW και μήκους 160 km.

Το ΚΥΤ Αράχθου συνδέεται με το Σύστημα μέσω δύο Γ.Μ. 400 kV απλού κυκλώματος με τρίδυμο αγωγό με τα ΚΥΤ Τρικάλων και Αχελώου μήκους 105 km και 71,5 km αντίστοιχα.

Η διασύνδεση Σ.Ρ. των Συστημάτων Ελλάδας και Ιταλίας μέσω υποβρυχίου καλωδίου έχει τεθεί σε εμπορική λειτουργία από το τέλος του 2002.

5.1.5 Ελλάδα - Τουρκία

Με το Σύστημα της Τουρκίας η Ελλάδα συνδέεται μέσω μίας Γ.Μ. 400 kV μονού κυκλώματος με τρίδυμο αγωγό ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 2000 MVA, μεταξύ του ΚΥΤ Νέας Σάντας και του Υ/Σ Babaeski στην Τουρκία.

5.2 Νέες Διασυνδετικές Γ.Μ. στην περιοχή με επίδραση στην ικανότητα ανταλλαγών ισχύος του Ελληνικού Συστήματος

Η ικανότητα διακίνησης ενέργειας προς και από την Ελλάδα, διαμορφώνεται από τις διασυνδετικές γραμμές εναλλασσόμενου ρεύματος 400 kV στα βόρεια σύνορα της χώρας καθώς και από τη διασύνδεση συνεχούς ρεύματος Ελλάδας - Ιταλίας. Ταυτόχρονα όμως, καθοριστική για την αύξηση της ικανότητας διακίνησης ενέργειας από/προς τη χώρα μας είναι η διαμόρφωση του Συστήματος της Βαλκανικής βορειότερα από τα σύνορα της Χώρας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η ομάδα χωρών η οποία απαρτίζεται από την Ελλάδα τη Βόρεια Μακεδονία και την Αλβανία είναι εισαγωγική με αποτέλεσμα μία από τις κύριες διευθύνσεις ροής ισχύος στην περιοχή των Βαλκανίων να είναι από το Βορρά προς το Νότο. Κατά συνέπεια η αύξηση της ικανότητας μεταφοράς στη διεύθυνση αυτή οποιασδήποτε από τις προαναφερθείσες χώρες, έχει θετική επίδραση στη λειτουργία του Ελληνικού Συστήματος.

Θεωρώντας αυτό το δεδομένο, οι σημαντικότερες διασυνδέσεις μεταξύ των γειτονικών χωρών οι οποίες έχουν ολοκληρωθεί τα τελευταία χρόνια ή βρίσκονται κοντά στην ολοκλήρωσή τους, περιλαμβάνουν τη Γ.Μ. Stip (Βόρεια Μακεδονία) - Vranje (Σερβία), τη Γ.Μ. Tirana 2 (Αλβανία) - Kosovo B, το σύνδεσμο συνεχούς ρεύματος Lastva (Μαυροβούνιο) - Villanova (Ιταλία), τη Γ.Μ. Bitola (Βόρεια Μακεδονία) - Elbasan (Αλβανία) και τη Γ.Μ. Resita (Ρουμανία) - Pancevo (Σερβία). Πιο συγκεκριμένα:

- Το 2016 τέθηκε σε λειτουργία η διασυνδετική Γ.Μ. 400 kV μεταξύ της Stip (Βόρεια Μακεδονία) και της Vranje (Σερβία), η οποία συμβάλει σημαντικά στην αύξηση της ικανότητας της μεταφοράς του ηλεκτρικού Συστήματος της Βόρειας Μακεδονίας μαζί με την υπάρχουσα γραμμή 400 kV Nis - Kosovo - Skorje στα βόρεια σύνορά της και συνεπώς επιδρά στο Ελληνικό Σύστημα.
- Το 2018 τέθηκε σε λειτουργία η διασυνδετική Γ.Μ. 400 kV Tirana 2 (Αλβανία) - Kosovo B, η οποία συμβάλει σημαντικά στην αύξηση της ικανότητας της μεταφοράς του ηλεκτρικού Συστήματος της Αλβανίας στα βορειοανατολικά της σύνορα και συνεπώς επιδρά στο Ελληνικό Σύστημα. Επιπρόσθετα το 2018 συνδέθηκε σε αυτή τη διασύνδεση ο Υποσταθμός Koman (Αλβανία).
- Το 2018 ολοκληρώθηκε η κατασκευή του ενός πόλου της διασύνδεσης συνεχούς ρεύματος Μαυροβουνίου - Ιταλίας μεταξύ των Υποσταθμών Lastva (Μαυροβούνιο) και Villanova (Ιταλία), μεταφορικής ικανότητας 600 MW και τέθηκε σε εμπορική λειτουργία στο τέλος του 2019. Αυτή η διασύνδεση συμβάλει σημαντικά στην αύξηση της ικανότητας της μεταφοράς μεταξύ των ηλεκτρικών Συστημάτων των δύο χωρών και συνεπώς επιδρά στο Ελληνικό Σύστημα.
- Η διασυνδετική Γ.Μ. 400 kV Bitola (Βόρεια Μακεδονία) - Elbasan (Αλβανία) είναι ένα σημαντικό έργο που θα ενισχύσει τον κορμό 400kV στην περιοχή των Δυτικών Βαλκανίων, θα επιτρέψει την βέλτιστη αξιοποίηση του συμπληρωματικού παραγωγικού δυναμικού των δύο χωρών (υδροηλεκτρικοί σταθμοί στην Αλβανία και θερμικοί σταθμοί στην Βόρεια Μακεδονία) και δεδομένου ότι θα αποτελέσει την πρώτη διασυνδετική γραμμή 400 kV μεταξύ των δύο Συστημάτων, θα αυξήσει την ικανότητα μεταφοράς μεταξύ τους με θετική επίδραση για το Ελληνικό Σύστημα. Το έργο βρίσκεται στο στάδιο της υλοποίησης και η έναρξη της εμπορικής λειτουργίας του εκτιμάται εντός του 2023.
- Η διασυνδετική Γ.Μ. 400 kV Resita (Ρουμανία) - Pancevo (Σερβία) ολοκληρώθηκε το 2018. Η ηλεκτρίση της γραμμής αναμένεται στο τέλος του 2022 οπότε και θα ολοκληρωθεί το προσωρινό σχήμα σύνδεσης εντός του Υ/Σ 400 kV Resita στην Ρουμανία. Το έργο αυτό θα ενισχύσει τον διάδρομο μεταξύ του Ανατολικού Βαλκανικού Συστήματος και του Συστήματος στην Νότια Ιταλία με θετική επίδραση στο Ελληνικό Σύστημα.

5.3 Νέες Διασυνδέσεις του Ελληνικού Συστήματος με Γειτονικά Συστήματα

5.3.1 Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας - Βουλγαρίας

Το έργο αφορά στην υλοποίηση δεύτερης διασυνδετικής γραμμής μεταξύ των Συστημάτων της Ελλάδας και της Βουλγαρίας που θα πραγματοποιηθεί με εναέρια διασυνδετική Γ.Μ. 400 kV μεταξύ του ΚΥΤ Ν. Σάντας και του Υ/Σ Maritsa East 1. Η γραμμή θα διαθέτει ονομαστική μεταφορική ικανότητα 2000 MVA και θα έχει συνολικό μήκος 151 km περίπου, από τα οποία 30 km περίπου ανήκουν στην Ελληνική Επικράτεια και 121 km περίπου στη Βουλγαρική Επικράτεια.

Η νέα διασυνδετική γραμμή 400 kV Ελλάδας - Βουλγαρίας αποτελεί σημαντικό έργο πανευρωπαϊκού ενδιαφέροντος και αναμένεται να ενταχθεί στο Ευρωπαϊκό Σύστημα στις αρχές του 2023. Το έργο περιλαμβάνεται στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (TYNDP) του ENTSO-E^[50] από το 2012 και αποτελεί υποέργο του cluster 142:CSE4 το οποίο περιλαμβάνει επιπλέον τρεις (3) Γ.Μ. 400 kV εντός της Βουλγαρικής Επικράτειας, με κοινό σημείο τον Υποσταθμό Maritsa East 1. Επίσης φέρει τον τίτλο «PCI» από το 2013 έχοντας συγκαταλεχθεί έως και τον 4ο κατάλογο των Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI) από την Ε.Ε.^[51] του Διαδρόμου προτεραιότητας NSI East Electricity (Διασυνδέσεις ηλεκτρικής ενέργειας Βορρά-Νότου στην κεντροανατολική και νοτιοανατολική Ευρώπη), ως αναπόσπαστο τμήμα του ευρύτερου αντίστοιχου cluster για τα προαναφερθέντα έργα PCI 3.7.

Η κατασκευή της δεύτερης διασυνδετικής Γ.Μ. μεταξύ της Ελλάδας και της Βουλγαρίας προβλέπεται ότι θα αυξήσει τη μεταφορική ικανότητα στο σύνορο των δύο χωρών σε 1400 MW για την κατεύθυνση από την Ελλάδα προς τη Βουλγαρία και σε 1700 MW για την κατεύθυνση από τη Βουλγαρία προς την Ελλάδα. Στο πλαίσιο αυτό το έργο θα συμβάλλει στην ασφαλή διακίνηση των αυξανόμενων ροών της ισχύος στην κατεύθυνση Βορράς-Νότος της Βαλκανικής χερσονήσου, στη διεύρυνση του περιθωρίου επάρκειας και στην αύξηση της δυνατότητας περαιτέρω εγκατάστασης μονάδων ΑΠΕ στο βόρειο τμήμα της χώρας. Ταυτόχρονα θα ενισχύσει το Ευρωπαϊκό σύστημα μεταφοράς στο ανατολικό σύνορο, περιοχή στην οποία το σύστημα των 400 kV είναι αραιό και η σύνδεση με το μεγάλης έκτασης σύστημα της Τουρκίας είναι σχετικά ασθενής (1 διασυνδετική γραμμή με την Ελλάδα και 2 με τη Βουλγαρία), συμβάλλοντας στην ολοκλήρωση των αγορών της ηλεκτρικής ενέργειας της Ευρώπης και της Τουρκίας.

Ο ΑΔΜΗΕ και ο Διαχειριστής της Βουλγαρίας (ESO-EAD) έλαβαν χρηματοδότηση για τις μελέτες του έργου ως PCI με κωδικό 3.7.1 μέσω του μηχανισμού CEF (Connecting Europe Facility) οι οποίες και ολοκληρώθηκαν επιτυχώς. Το έργο καθίσταται αρκετά ώριμο για την έναρξη της υλοποίησής του καθώς και από τις δύο πλευρές έχουν ληφθεί οι απαραίτητες αδειοδοτήσεις. Σε αυτό το πλαίσιο και ως έργο PCI, υποβλήθηκε από κοινού με τη Βουλγαρική πλευρά η αίτηση της επένδυσης (Investment Request) προς τις Ρυθμιστικές Αρχές των δύο (2) χωρών (EWRC-Βουλγαρία και PAE-Ελλάδα) το Μάρτιο του 2018. Στη συνέχεια οι Ρυθμιστικές Αρχές εξέδωσαν τον Αύγουστο του 2018 την απόφαση επιμερισμού του κόστους ανάμεσα στις δύο χώρες (Cross-Border Cost Allocation - CBCA). Τον Οκτώβριο του 2018 υποβλήθηκε από κοινού με τη Βουλγαρική πλευρά η αίτηση της χρηματοδότησης για την κατασκευή του έργου μέσω του μηχανισμού CEF (Connecting Europe Facility). Εξασφαλίσθηκε το 50% της χρηματοδότησης για την κατασκευή του έργου εντός της Βουλγαρικής πλευράς, η οποία έχει αναλογικά και το μεγαλύτερο τμήμα της Γ.Μ. στην Επικράτειά της (121 από τα 151 km) ενώ παράλληλα το κόστος του έργου για την Βουλγαρική πλευρά αποτελεί σημαντικό τμήμα (40%) του δεκαετούς προγράμματος επενδύσεων της Βουλγαρίας σε έργα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Για την Ελληνική πλευρά σύμφωνα με το σκεπτικό του CEF δεν εγκρίθηκε η χρηματοδότηση κυρίως λόγω του μικρότερου κόστους που συνεπάγεται η υλοποίηση του έργου στην Ελληνική επικράτεια και συνακόλουθα του μικρού ποσοστού ως προς το συνολικό επενδυτικό πρόγραμμα για έργα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας που αποτελεί η εν λόγω επένδυση και της ιδιαίτερα μικρής επίπτωσης στην χρέωση χρήση συστήματος που θα προκύψει λόγω της υλοποίησης του έργου. Επίσης σημειώνεται ότι για το κόστος κατασκευής του τμήματος που ανήκει εντός της Ελληνικής επικράτειας θα γίνει χρήση του εισοδήματος συμφόρησης από την εκχώρηση δικαιωμάτων πρόσβασης στις διεθνείς διασυνδέσεις της χώρας, όπως ορίζεται στην απόφαση PAE υπ' αριθμ. 425/2015, που αναλογεί περίπου στο μισό κόστος κατασκευής για την Ελληνική πλευρά.

Η κατασκευή στην πλευρά της Βουλγαρίας ολοκληρώθηκε τον Νοέμβριο του 2021, ενώ η κατασκευή στην Ελληνική πλευρά αναμένεται να ξεκινήσει εντός του 2022, με ορίζοντα ολοκλήρωσης στις αρχές του 2023. Ειδικότερα, για την Ελληνική πλευρά, η κήρυξη αναγκαστικής απαλλοτρίωσης απαιτούμενων ιδιωτικών εκτάσεων για την κατασκευή της Γραμμής Μεταφοράς 400 kV «Διασύνδεση Maritsa East 1(BG) Νέα Σάντα (EL)» δημοσιεύθηκε στο Τεύχος Α.Α.Π. 22 στις 07-02-2019 και στις 16-04-2019 ελήφθη το πρωτόκολλο εγκατάστασης από την Αποκεντρωμένη Διοίκηση Μακεδονίας-Θράκης, Δ/ση Δασών Ν. Ροδόπης. Η διαγωνιστική διαδικασία για την επιλογή αναδόχου έχει ολοκληρωθεί και η έναρξη κατασκευής του έργου εκτιμάται στις αρχές Μαΐου 2022, με την υπογραφή της σύμβασης.

5.3.2 Δεύτερη Διασύνδεση Ελλάδας - Τουρκίας

Σε ένα προηγούμενο διάστημα συστάθηκε κοινή ομάδα εργασίας μεταξύ των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ελλάδας, Βουλγαρίας και Τουρκίας (ΑΔΜΗΕ, ESO-EAD & TEIAS) με σκοπό τη διερεύνηση εναλλακτικών σεναρίων για την ανάπτυξη νέων διασυνδέσεων ανάμεσα στο Ευρωπαϊκό και το Τουρκικό Σύστημα για την αύξηση της ικανότητας μεταφοράς στα σύνορα Ελλάδας-Τουρκίας και Βουλγαρίας-Τουρκίας.

50 "TYNDP - Ten Year Network Development Plan 2020", ENTSO-E, November 2020.

51 Σύμφωνα με το ισχύον θεσμικό πλαίσιο, τα Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος έχουν "διασυνοριακό" χαρακτήρα.

Οι κοινές μελέτες που έχουν ολοκληρωθεί έδειξαν τη δυνατότητα πρότασης μελλοντικών διασυνδετικών γραμμών ανάμεσα στο Ευρωπαϊκό και το Τουρκικό Σύστημα, οι οποίες θα είναι δυνατό να συμβάλλουν στην αύξηση της μεταφορικής ικανότητας και επιπλέον στην ενίσχυση των συστημάτων σε αυτό το σύνορο.

Σε τριμερή συνάντηση που πραγματοποιήθηκε στην Σμύρνη μεταξύ ΑΔΜΗΕ, ESO-EAD & TEIAS αποφασίστηκε η υποβολή ενός νέου έργου με τίτλο «EAST BALKAN CORRIDOR» στο Πανευρωπαϊκό Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (TYNDP) του ENTSO-E. Τα έργα, μία νέα διασυνδετική Γ.Μ. 400 kV Ελλάδας – Τουρκίας και μία νέα διασυνδετική Γ.Μ. 400 kV Βουλγαρίας – Τουρκίας υποβλήθηκαν ως έργα υπό θεώρηση (under consideration) στο TYNDP 2020, ενώ τα αποτελέσματα της αξιολόγησης του TYNDP 2020, επιβεβαίωσαν την ανάγκη αύξησης της μεταφορικής ικανότητας ανάμεσα στις εν λόγω χώρες.

Τον Μάρτιο του 2022, ο ΑΔΜΗΕ και η TEIAS συμφώνησαν για την υλοποίηση της νέας διασυνδετικής Γ.Μ. 400 kV μεταξύ Ελλάδας και Τουρκίας, με ορίζοντα ολοκλήρωσης έως το 2029. Η νέα διασυνδετική εναέρια Γ.Μ. 400 kV απλού κυκλώματος μεταξύ του ΚΥΤ Νέας Σάντας και του Υ/Σ Babaeski στην Τουρκία, θα διαθέτει ονομαστική ικανότητα μεταφορά 2000 MVA και εκτιμάται ότι θα έχει συνολικό μήκος περί τα 130 km, εκ των οποίων τα 70 km βρίσκονται στην Ελληνική επικράτεια και τα 60 km στην επικράτεια της Τουρκίας, καθώς προβλέπεται να οδεύσει παράλληλα με την υφιστάμενη διασύνδεση μεταξύ των δύο χωρών.

Η νέα διασυνδετική Γ.Μ. προβλέπεται ότι θα αυξήσει την μεταφορική ικανότητα μεταξύ των δύο χωρών κατά 600 MW και στις δύο κατευθύνσεις. Το έργο θα ενισχύσει την σύνδεση του Ευρωπαϊκού συστήματος μεταφοράς με το μεγάλο σε έκταση σύστημα της Τουρκίας η οποία είναι σχετικά ασθενής καθώς τα δύο συστήματα συνδέονται μέσω τριών διασυνδετικών γραμμών (μία διασυνδετική γραμμή Ελλάδα - Τουρκία και δύο διασυνδετικές γραμμές Βουλγαρία - Τουρκία, θα βελτιώσει την ευστάθεια μεταξύ των διασυνδεδεμένων Συστημάτων της Βαλκανικής χερσονήσου με αυτό της Τουρκίας, θα επιτρέψει επίσης την διείσδυση περισσότερων ΑΠΕ στο Ελληνικό Σύστημα, θα ενισχύσει την σύγκλιση των αγορών με τις γειτονικές χώρες και θα συνδράμει στην επίτευξη των στόχων για την μετάβαση σε μια κλιματικά ουδέτερη Ευρώπη.



5.3.3 Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα των μελετών για τη διερεύνηση των αναγκών της ενίσχυσης του Ευρωπαϊκού Δικτύου Μεταφοράς, μακροπρόθεσμα η σύγκλιση των τιμών μεταξύ των δύο χωρών προϋποθέτει την ενίσχυση της μεταξύ τους ηλεκτρικής διασύνδεσης⁵².

Για το σκοπό αυτό, το Νοέμβριο του 2020 εκκίνησαν διαδικασίες συνεργασίας μεταξύ ΑΔΜΗΕ και του Ιταλού Διαχειριστή (TERNA) με τη συγκρότηση ομάδας εργασίας για την εκπόνηση μελετών για την ενίσχυση της διασύνδεσης των δύο ηλεκτρικών συστημάτων. Στη συνέχεια, τον Μάιο του 2021 υπεγράφη Συμφωνία (Agreement on Terms of Reference) μεταξύ των δύο διαχειριστών για την εκπόνηση Μελέτης Σκοπιμότητας για μια νέα διασύνδεση μεταξύ Ελλάδας – Ιταλίας. Στη Συμφωνία προβλέπονται τέσσερις φάσεις για την εκπόνηση της Μελέτης.

Στο πλαίσιο της Μελέτης Σκοπιμότητας διερευνώνται αναλυτικά διαφορετικές εναλλακτικές τεχνικές λύσεις για την ανάπτυξη μιας νέας υποθαλάσσιας διασύνδεσης μεταξύ των συστημάτων Ελλάδας και Ιταλίας για την επίτευξη αύξησης της μεταφορικής ικανότητας μεταξύ των δύο συστημάτων κατά 500 έως 1000 MW, ενώ παράλληλα εξετάζεται η δυνατότητα αξιοποίησης υφιστάμενων υποδομών της διασύνδεσης ΣΡ Ελλάδας – Ιταλίας που βρίσκεται σε λειτουργία από το 2002.

Η πρώτη φάση της Μελέτης Σκοπιμότητας έχει ήδη ολοκληρωθεί. Σε αυτό το αρχικό στάδιο, η κοινή Ομάδα Εργασίας καθόρισε τις βασικές αρχές εκπόνησης της Μελέτης, όπως το είδος των απαραίτητων επιμέρους μελετών (αγοράς και δικτύου), τα σενάρια που θα εξεταστούν, τον υπό εξέταση χρονικό ορίζοντα, αλλά και τη μεθοδολογία στην οποία θα βασιστεί η ανάλυση κόστους-οφέλους για το έργο. Ειδικότερα η αξιολόγηση του έργου θα γίνει βάσει της μεθοδολογίας CBA 3.0 του ENTSO-E, της οποίας η έγκριση αναμένεται από τον ACER. Για το σκοπό αυτό εκπονούνται μελέτες αγοράς και δικτύου. Τα δεδομένα που χρησιμοποιούνται στις μελέτες αυτές προέρχονται από τα διαθέσιμα στοιχεία από το TYNDP 2020 του ENTSO-E, με κατάλληλη επικαιροποίηση κρίσιμων παραμέτρων, όπως οι εκτιμήσεις των δύο διαχειριστών αναφορικά με την εξέλιξη των συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και τον χρονοπρογραμματισμό ανάπτυξης των συστημάτων μεταφοράς τους. Για το ελληνικό σύστημα, οι υιοθετούμενες παραδοχές των μελετών συμβαδίζουν με αυτές της νέας Μελέτης Επάρκειας Ισχύος. Οι μελέτες εστιάζουν στα έτη 2030 και 2040.

Η εκπόνηση των μελετών αγοράς και δικτύου ολοκληρώθηκαν στις αρχές του 2022. Βάσει της αξιολόγησης των αποτελεσμάτων που πραγματοποιείται από κοινού από τους δύο Διαχειριστές (ΑΔΜΗΕ και TERNA) αναμένεται να αποφασιστεί η πλέον ενδεδειγμένη και βέλτιστη τεchnοοικονομικά λύση για την υλοποίηση της δεύτερης διασύνδεσης μεταξύ Ελλάδας και Ιταλίας. Το έργο που θα προκριθεί αναμένεται να ενωματωθεί στο επόμενο ΔΠΑ.

5.3.4 Διασύνδεση Ελλάδας - Κύπρου - Ισραήλ

Το έργο αφορά στην υλοποίηση διασύνδεσης των συστημάτων μεταφοράς Ελλάδας – Κύπρου και Ισραήλ με συνδέσμους συνεχούς ρεύματος και περιλαμβάνει τα τμήματα 3.10.1 της διασύνδεσης Ισραήλ – Κύπρου και 3.10.2 της διασύνδεσης Κύπρου – Ελλάδας (Κρήτη). Σύμφωνα με τον φορέα υλοποίησης Euroasia Interconnector το έργο της ηλεκτρικής διασύνδεσης Ελλάδας (Κρήτη)-Κύπρου- Ισραήλ, συνολικού μήκους 1208 km με ισχύ 1000 MW, είναι εκτιμώμενου προϋπολογισμού 2,4 δις ευρώ με ορίζοντα ολοκλήρωσης το 2025, ενώ η ηλεκτρισή του εκτιμάται εντός του πρώτου εξαμήνου του 2026.

Στο πλαίσιο αυτό βρίσκεται σε εξέλιξη συνεργασία μεταξύ ΑΔΜΗΕ-Αριάδνη Interconnection και Euroasia Interconnector για την εξειδίκευση τεχνικών λεπτομερειών για τη διασφάλιση της διαλειτουργικότητας του έργου της διασύνδεσης Αττικής – Κρήτης που βρίσκεται στο στάδιο υλοποίησης με το έργο της διασύνδεσης Ελλάδας (Κρήτη)-Κύπρου- Ισραήλ που θα υλοποιήσει ο Euroasia Interconnector.

Το τμήμα του έργου 3.10.2 Διασύνδεση Κύπρου – Ελλάδας (Κρήτη), συνολικού μήκους 898 km, έχει λάβει χρηματοδότηση 100 εκ. € από το Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας της Ευρωπαϊκής Ένωσης μέσω του εθνικού σχεδίου ανάκαμψης και ανθεκτικότητας της Κύπρου και 657 εκ. € από τον CEF. Η έναρξη των κατασκευαστικών εργασιών εκτιμάται εντός του 2022.

52 "Περιφερειακό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Νοτιοανατολικής Ευρώπης (CSE RglP - Continental South - East Europe Regional Investment Plan) 2020", ENTSO-E, October 2020.
https://eepublicdownloads.azureedge.net/tyndp-documents/IoSN2020/200810_RegIP2020_CSE_beforeconsultation.pdf

5.3.5 Διασύνδεση Ελλάδας - Αιγύπτου

Τον Οκτώβριο του 2021 υπογράφηκε μνημόνιο συνεργασίας Ελλάδας – Αιγύπτου με βάση το οποίο συστήνεται ομάδα εργασίας υψηλού επιπέδου, με συμμετοχή εκπροσώπων των δύο υπουργείων, των Διαχειριστών των συστημάτων μεταφοράς και των ρυθμιστικών αρχών, που θα εξετάσει τις τεχνικές και οικονομικές παραμέτρους του έργου της ηλεκτρικής διασύνδεσης Ελλάδας – Αιγύπτου, θα διευκολύνει την αδειοδότηση και θα υποστηρίξει τον χαρακτηρισμό του ως έργου ευρωπαϊκού ενδιαφέροντος.

Στο αμέσως επόμενο διάστημα θα ακολουθήσει η σύσταση κοινής τεχνικής επιτροπής που θα απαρτίζεται από στελέχη των δύο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΑΔΜΗΕ και EETC) για την εκπόνηση μελέτης σκοπιμότητας για την ηλεκτρική διασύνδεση Ελλάδας – Αιγύπτου.

5.3.6 Αναβάθμιση διασύνδεσης Ελλάδας - Βόρειας Μακεδονίας

Στο πλαίσιο των Πανευρωπαϊκών Δεκαετών Προγραμμάτων Ανάπτυξης (TYNDP) 2018 και 2020 του ENTSO-E, οι μελέτες για τη διερεύνηση των αναγκών της ενίσχυσης του Ευρωπαϊκού Δικτύου Μεταφοράς, με χρονικό ορίζοντα το 2040, εντόπισαν την αναγκαιότητα της ενίσχυσης της ικανότητας της μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ του Συστήματος της Ελλάδας και του Συστήματος της Βόρειας Μακεδονίας για τα σενάρια τα οποία εξετάστηκαν. Το έργο το οποίο προτάθηκε από τον ΑΔΜΗΕ και τον Διαχειριστή της Βόρειας Μακεδονίας (MEPSO) για την αντιμετώπιση αυτής της αναγκαιότητας, ήταν η αναβάθμιση της διασυνδετικής Γ.Μ. 400 kV Μελίτη - Bitola. Αυτό το έργο εντάχθηκε αρχικά στο TYNDP 2018 ως έργο υπό θεώρηση (under consideration), με ορίζοντα υλοποίησης μετά το 2030.

Το έργο υποβλήθηκε εκ νέου και στο Πανευρωπαϊκό Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (TYNDP) 2020 ως έργο υπό θεώρηση (under consideration) ενώ η σκοπιμότητα υλοποίησης της εν λόγω διασύνδεσης θα εξεταστεί στο επόμενο διάστημα σε κοινή ομάδα εργασίας ΑΔΜΗΕ και MEPSO που έχει συσταθεί για το σκοπό αυτό.

5.3.7 Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας - Αλβανίας

Τον Απρίλιο του 2020 ξεκίνησε συνεργασία του ΑΔΜΗΕ με τον Διαχειριστή του Συστήματος της Αλβανίας (OST) αναφορικά με την δυνατότητα υλοποίησης μίας νέας διασυνδετικής γραμμής Ελλάδας – Αλβανίας. Οι συζητήσεις βρίσκονται σε προκαταρκτικό στάδιο και επικεντρώνονται στην διερεύνηση των τεχνικών, οικονομικών και λοιπών παραμέτρων για την σχεδίαση μίας νέας διασυνδετικής γραμμής στο επίπεδο της υπερυψηλής τάσης των 400 kV μεταξύ του νοτίου συστήματος μεταφοράς της γειτονικής χώρας και κατάλληλου Κέντρου Υπερυψηλής Τάσης στο Ελληνικό σύστημα. Για το σκοπό αυτό τον Φεβρουάριο του 2022 συγκροτήθηκε κοινή ομάδα εργασίας που θα αξιολογήσει όλες τις εναλλακτικές δυνατότητες.

5.4 Επίπεδο διασυνδεσιμότητας

Στον Πιν. 5.1 που ακολουθεί δίνεται, βάσει των πλέον πρόσφατων δεδομένων και υπολογισμών, για το Ελληνικό Ηλεκτρικό Σύστημα για τα έτη 2020, 2025 και 2030 ο υπολογισμός του επιπέδου διασυνδεσιμότητας και των δεικτών του επείγοντος χαρακτήρα της δράσης σύμφωνα με την Οδηγία (ΕΕ) 2018/1999 σχετικά με τη διακυβέρνηση της Ενεργειακής Ένωσης και της Δράσης για το Κλίμα και την τροποποίηση παλαιότερων Κανονισμών και Οδηγιών. Για τους υπολογισμούς ελήφθησαν υπόψη μόνο τα προγραμματισμένα ή σε εξέλιξη νέα έργα διασύνδεσης (2η διασυνδετική γραμμή Ελλάδας-Βουλγαρίας, διασύνδεση με Κύπρο) και τα αποτελέσματα του σεναρίου επίτευξης των στόχων του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα αναφορικά με την προβλεπόμενη εγκατεστημένη ισχύ ηλεκτροπαραγωγής, τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και την εγκατεστημένη ισχύ μονάδων ΑΠΕ. Θα πρέπει επίσης να επισημανθεί ότι οι δείκτες του επείγοντος χαρακτήρα της δράσης που διαμορφώθηκαν βάσει της πρότασης επιτροπής ειδικών που συγκροτήθηκε με απόφαση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής το Μάρτιο του 2016, υπολογίζονται λαμβάνοντας υπόψη μόνο τις διασυνδέσεις με χώρες της Ε.Ε. (σύμφωνα με τα σημερινά δεδομένα), γεγονός που αναγνωρίζεται στο σχετικό παραδοτέο της επιτροπής^[53] με αναφορά ότι θα πρέπει να διερευνηθεί περαιτέρω η συνάφεια και ο ρόλος διασυνδέσεων με τρίτες χώρες εκτός Ε.Ε. Για το λόγο

53 https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf



αυτό ο υπολογισμός επαναλήφθηκε λαμβάνοντας υπόψη το σύνολο των διεθνών διασυνδετικών κυκλωμάτων της χώρας, σύμφωνα και με την προσέγγιση σχετική μελέτης του Energy Community^[54].

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του Πιν. 26 προκύπτει ότι το Ελληνικό διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύστημα πληροί το στόχο του ποσοστού διασυνδεσιμότητας 10% που έχει τεθεί για το 2020, ενώ με βάση τα προβλεπόμενα μελλοντικά έργα διασυνδέσεων που βρίσκονται σε φάση υλοποίησης (ολοκλήρωση της 2ης διασυνδετικής γραμμής Ελλάδας - Βουλγαρίας), θα πληροί και το στόχο του 15% πριν από το 2025 δηλ. νωρίτερα από το έτος – στόχο 2030. Για το έτος 2030 το ποσοστό διασυνδεσιμότητας διαμορφώνεται σε 19,2%.

Για την ικανοποίηση του προβλεπόμενου ποσοστού διασυνδεσιμότητας σε κάθε περίπτωση και δεδομένου ότι η ανάπτυξη των ηλεκτρικών διασυνδέσεων με τα ηλεκτρικά συστήματα των γειτονικών χωρών αποτελεί στρατηγική προτεραιότητα για το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, ο ΑΔΜΗΕ συνεχίζει απρόσκοπτα στην κατεύθυνση ενίσχυσης της συνεργασίας και των κοινών δράσεων με τους γειτονικούς διαχειριστές για τον προγραμματισμό και υλοποίηση μελλοντικών διασυνδέσεων η σκοπιμότητα των οποίων επιβεβαιώνεται.

Στο πλαίσιο αυτό ο ορίζοντας υλοποίησης των σχεδιαζόμενων έργων διασύνδεσης στην περίπτωση επιβεβαίωσης της σκοπιμότητας και συμφωνίας με τους όμορους διαχειριστές τοποθετείται εντός της τρέχουσας δεκαετίας και σε κάθε περίπτωση με προοπτική ολοκλήρωσης νωρίτερα του 2030. Η υλοποίηση κάθε μίας από τις νέες διασυνδέσεις Ελλάδας – Ιταλίας, Ελλάδας – Τουρκίας, Ελλάδας – Βόρειας Μακεδονίας και Ελλάδας – Αλβανίας εκτιμάται ότι θα συνεισφέρει σε σημαντική αύξηση στην καθαρή ικανότητα μεταφοράς του Ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος και συνεπακόλουθα σε αύξηση του προβλεπόμενου ποσοστού διασυνδεσιμότητας για το έτος 2030.

54 [Energy Community Secretariat, "Electricity Interconnection Targets in the Energy Community Contracting Parties", Φεβ. 2021](#)

Πιν. 5.1 Επίπεδο και δείκτες διασυνδεσιμότητας Ελληνικού Ηλεκτρικού Συστήματος

ΕΤΟΣ	2021				2025				2030			
Διασύνδεση	NTC (MW)		Ονομαστική Ικανότητα Μεταφοράς (MW)		NTC (MW)		Ονομαστική Ικανότητα Μεταφοράς (MW)		NTC (MW)		Ονομαστική Ικανότητα Μεταφοράς (MW)	
	Από GR	Προς GR	EU	Energy Community	Από GR	Προς GR	EU	Energy Community	Από GR	Προς GR	EU	Energy Community
GR-AL	400	400		1095	400	400		1095	400	400		1095
GR-BG	400	600	990	990	1400	1700	2430	2430	1400	1700	2430	2430
GR-MK	1100	850		1548	1100	850		1548	1100	850		1548
GR-TR	218	166		1200	660	580		1200	1260 ^[55]	1180 ^[55]		2640
GR-ITS	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
GR-CY					1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Συνολικό εισαγωγικό NTC / Συνολική ονομαστική ικανότητα μεταφοράς	2516		1490	5333	5030		3930	7773	5630		3930	9213
Σύνολο εγχώριας εγκατεστημένης ισχύος [GW]			21,1				23,1				26,2	
Φορτίο Αιχμής [GW]			10,0				10,7				11,5	
Σύνολο εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ [GW]			10,1				14,6				19,0	
Επίπεδο διασυνδεσιμότητας			11,9%				21,8%				21,5%	
	EU		Energy Community		EU		Energy Community		EU		Energy Community	
Ονομαστική ικανότητα μεταφοράς / Φορτίο Αιχμής	14,9%		53,3%		36,7%		72,6%		34,2%		80,1%	
Ονομαστική ικανότητα μεταφοράς / Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ	14,8%		52,8%		26,9%		53,2%		20,7%		48,5%	

55 Χωρίς να λαμβάνονται υπόψη τυχόν περιορισμοί που ενδέχεται να προκύψουν από τον ENTSO-E για λόγους δυναμικής ευστάθειας στη σύνδεση του Τουρκικού ηλεκτρικού Συστήματος με το Ευρωπαϊκό.



5.5 Έργα Ανάπτυξης στη Ν.Α. Ευρώπη - Περιφερειακή Διάσταση

Η περιοχή της Ν.Α. Ευρώπης (Continental South - East), όπως έχει καθορισθεί από τον ENTSO-E, περιλαμβάνει 13 χώρες:

- Αλβανία
- Βόρεια Μακεδονία
- Βοσνία-Ερζεγοβίνη
- Βουλγαρία
- Ελλάδα
- Ιταλία
- Κροατία
- Κύπρος
- Μαυροβούνιο
- Ουγγαρία
- Ρουμανία
- Σερβία
- Σλοβενία

Επιπρόσθετα, η Τουρκία συμμετέχει ως παρατηρητής. Λεπτομερής παρουσίαση των νέων έργων μεταφοράς σε αυτή την περιοχή, τα οποία εκτιμάται ότι θα συνεισφέρουν σε περιφερειακό και σε Ευρωπαϊκό επίπεδο, γίνεται στο αντίστοιχο Περιφερειακό Πρόγραμμα Ανάπτυξης (Regional Investment Plan) του ENTSO-E^[56], καθώς και στο Πανευρωπαϊκό Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (TYNDP)^[57].

Στον χάρτη που ακολουθεί απεικονίζονται οι υφιστάμενες Γ.Μ. Υψηλής και Υπερυψηλής Τάσης στη Νοτιοανατολική Ευρώπη καθώς και τα έργα των οποίων η κατασκευή έχει ολοκληρωθεί (κόκκινο χρώμα) ή βρίσκεται σε εξέλιξη (κίτρινο χρώμα) και αναμένεται να συνεισφέρουν σημαντικά στην αύξηση της ικανότητας μεταφοράς στους κύριους διαδρόμους της περιοχής.

56 "Περιφερειακό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Νοτιοανατολικής Ευρώπης (CSE RglP - Continental South - East Europe Regional Investment Plan) 2020", ENTSO-E, October 2020.

https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/TYNDP2020_RegIPs_final.zip

57 "Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης των Ευρωπαϊκών Δικτύων (TYNDP - Ten Year Network Development Plan) 2020", ENTSO-E, August 2021. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e_TYNDP2020_Main_Report_2108.pdf



Σχήμα 5.2 Χάρτης υφιστάμενων και υπό κατασκευή Γ.Μ. Υπερυψηλής Τάσης στη Νοτιοανατολική Ευρώπη
(Πηγή: ENTSO-E Regional Investment Plan CSE 2020)

5.6 Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος (Projects of Common Interest)

Ο κανονισμός (ΕΕ) αριθ. 347/2013 καθορίζει τις κατευθυντήριες γραμμές για την έγκαιρη ανάπτυξη και διαλειτουργικότητα των διαδρόμων και ζωνών προτεραιότητας των διευρωπαϊκών ενεργειακών υποδομών, δηλαδή υποδομών που συνδέουν την Ένωση και μία ή περισσότερες τρίτες χώρες και αφορούν ηλεκτρική ενέργεια, φυσικό αέριο, πετρέλαιο και το διοξείδιο του άνθρακα.

Με τον Κανονισμό (ΕΕ) αριθ. 1391/2013 της Επιτροπής, της 14ης Οκτωβρίου 2013, για την τροποποίηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 347/2013, όσον αφορά τον ενωσιακό κατάλογο έργων κοινού ενδιαφέροντος, προσδιορίστηκαν τα έργα κοινού ευρωπαϊκού ενδιαφέροντος.

Τα Έργα Κοινού (Ευρωπαϊκού) Ενδιαφέροντος - Projects of Common Interest (PCI), αφορούν μια συντονισμένη προσπάθεια σε Ευρωπαϊκό επίπεδο για την σταδιακή ισχυροποίηση των ευρωπαϊκών δικτύων και ιδιαίτερα των διασυνδέσεων, στην κατεύθυνση υλοποίησης των στόχων της ενεργειακής πολιτικής για το 2030 και 2050.

Για να χαρακτηριστεί ένα έργο PCI θα πρέπει να έχει σημαντικά οφέλη για τουλάχιστον δύο Κράτη - Μέλη, να συμβάλει στην ανάπτυξη της αγοράς και λειτουργίας του ανταγωνισμού, να προάγει την ασφαλή τροφοδότηση και τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου. Η λίστα των PCIs επικαιροποιείται κάθε 2 χρόνια. Τον Νοέμβριο του 2021 δημοσιεύθηκε η 5η λίστα των PCIs.

Στον ισχύοντα κατάλογο, στον διάδρομο προτεραιότητας NSI East Electricity (Διασυνδέσεις ηλεκτρικής ενέργειας Βορρά-Νότου στην κεντροανατολική και νοτιοανατολική Ευρώπη) περιλαμβάνονται τα ακόλουθα PCIs Ελληνικού ενδιαφέροντος:

- **3.10. Διασύνδεση Ισραήλ-Κύπρου-Ελλάδας μεταξύ Hadera (Ισραήλ) και Κρήτης, γνωστή ως EuroAsia Interconnector που περιλαμβάνει τα εξής:**
 - **3.10.1. Σύνδεση μεταξύ Hadera (Ισραήλ) και Κοφίνου (Κύπρος)**
 - **3.10.2. Σύνδεση μεταξύ Κοφίνου (Κύπρος) και Κορακιά, Κρήτη (Ελλάδα)**
 - **3.24. Υδροηλεκτρικό αντλησιοταμίευσης (hydro-pumped storage) στην Αμφιλοχία**

Σημειώνεται ότι το PCI 3.7.1 Διασύνδεση μεταξύ Maritsa East 1 (Βουλγαρία) και Νέα Σάντα (Ελλάδα) εξακολουθεί να φέρει τον διακριτό τίτλο των PCI, καθώς αποτελεί έργο της 4ης λίστας PCI προς ολοκλήρωση υλοποίησης.

6 | Έργα Συστηματος



6 | Έργα Συστήματος

6.1 Γενικά

Στην ενότητα αυτή δίνεται μια εποπτική εικόνα των έργων Συστήματος που περιλαμβάνονται στο παρόν ΔΠΑ περιόδου 2023-2032, τυχόν αλλαγών έναντι του προηγούμενου ΔΠΑ 2022-2031, καθώς επίσης και των νέων έργων που εισάγονται για πρώτη φορά στο παρόν ΔΠΑ.

Τα έργα παρουσιάζονται ταξινομημένα σε ομάδες υποέργων ("clusters"[58]) τα οποία εξυπηρετούν κοινούς στόχους. Η ταξινόμηση αυτή είναι χρήσιμη για διάφορους λόγους, από τους οποίους ενδεικτικά αναφέρονται οι εξής:

- Παρέχεται καλύτερη εποπτεία για τα σχεδιαζόμενα έργα και τους στόχους τους οποίους αυτά επιτυγχάνουν.
- Επιτυγχάνεται καλύτερος προγραμματισμός για τη δρομολόγηση των σχετικών αδειοδοτικών διαδικασιών.
- Δίνεται καθαρή εικόνα για τις δυσκολίες και το κόστος υλοποίησης έργων για την επίτευξη εκάστου συγκεκριμένου στόχου.

Αναλυτική περιγραφή και πληροφορίες για όλα τα έργα ανάπτυξης του Συστήματος δίνονται στο Τεύχος Έργων που συμπληρώνει το Κύριο Τεύχος του ΔΠΑ 2023-2032.

Ο συνολικός προϋπολογισμός για το κάθε έργο σύμφωνα με τις τρέχουσες εκτιμήσεις δίνεται διακριτά στα φύλλα έργων του Τεύχους Έργων, ενώ η εκτίμηση των συνολικών δαπανών εντός του χρονικού ορίζοντα του παρόντος ΔΠΑ και των ετήσιων χρηματοροών για την πρώτη τετραετία παρουσιάζεται συγκεντρωτικά στην Ενότητα 6.4.

Τα αναλυτικά χρονοδιαγράμματα υλοποίησης των έργων του Συστήματος τα οποία περιλαμβάνονται στα φύλλα έργων στο Τεύχος Έργων αυτού του ΔΠΑ, αντανακλούν τον χρονικό προγραμματισμό κατασκευής των αντίστοιχων έργων, θεωρώντας το "εύλογο" χρονικό διάστημα για την έκδοση των απαιτούμενων αδειών, την ολοκλήρωση των απαλλοτριώσεων και τον απαιτούμενο χρόνο για τη μελέτη και κατασκευή-υλοποίησή τους.

Επισημαίνεται, ότι εκτός των προσπαθειών οι οποίες καταβάλλονται από τον ΑΔΜΗΕ, η έγκαιρη υλοποίηση των έργων τα οποία περιλαμβάνονται σε αυτό το ΔΠΑ και το τελικό κόστος αυτών συναρτώνται και από τις αντιδράσεις του κοινού. Πανευρωπαϊκά, τα έργα μεταφοράς, ακόμη και έπειτα από την επιτυχή ολοκλήρωση των μακρόχρονων διαδικασιών περιβαλλοντικής αδειοδότησης, συναντούν μεγάλες αντιδράσεις σε τοπικό επίπεδο που πολλές φορές λαμβάνουν τη μορφή δικαστικών αγώνων, που ενδέχεται να οδηγήσουν στον ανασχεδιασμό και να επιφέρουν σημαντικές καθυστερήσεις στα χρονοδιαγράμματα υλοποίησης και συνακόλουθη αύξηση του κόστους κατασκευής. Προς την κατεύθυνση του περιορισμού των καθυστερήσεων γίνονται προσπάθειες σε πανευρωπαϊκό επίπεδο με την έκδοση του Energy Infrastructure Package (EIP), με το οποίο θεσπίζονται ρυθμίσεις για τη διευκόλυνση της ανάπτυξης των έργων Μεταφοράς σε ότι αφορά την αδειοδότηση, τη χρηματοδότηση κ.ά.

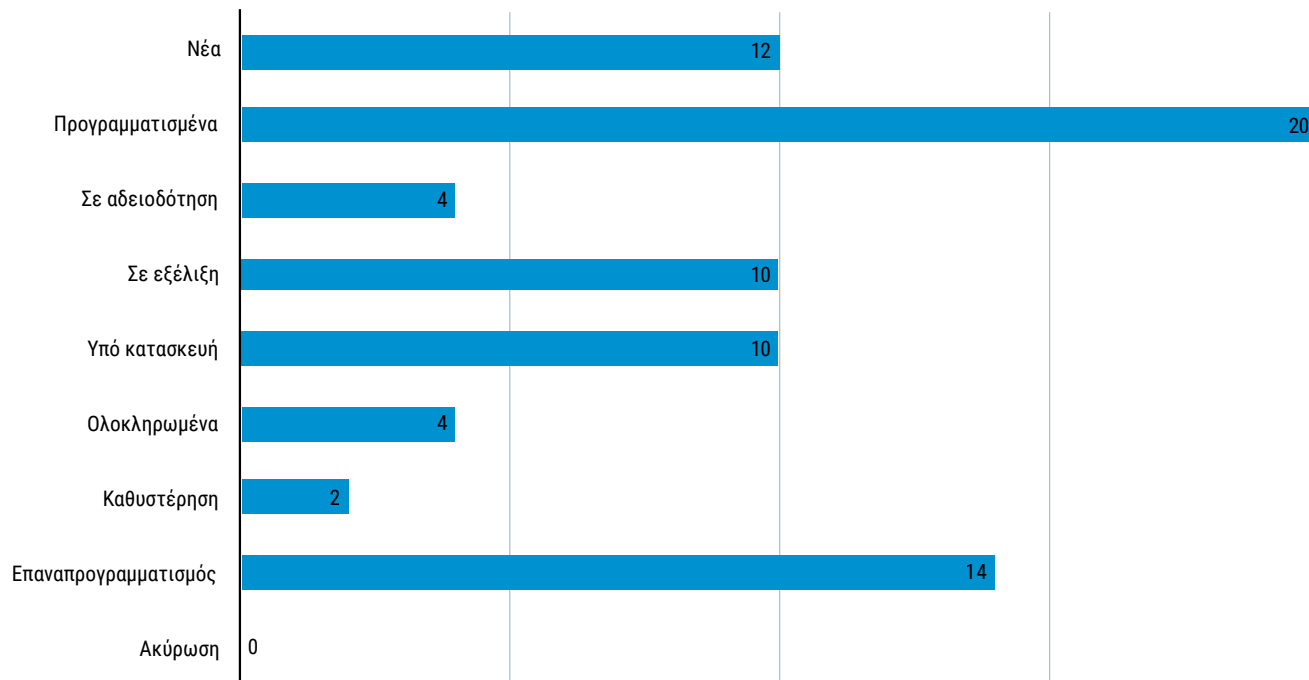
Σε εθνικό επίπεδο για την επιτάχυνση των διαδικασιών για τα μεγάλα έργα του ΑΔΜΗΕ επιδιώκεται ο χαρακτηρισμός τους ως έργα «γενικότερης σημασίας για την οικονομία της Χώρας».

58 Σύμφωνα με την ορολογία η οποία έχει υιοθετηθεί από τον ENTSO-E

6.2 Κατηγοριοποίηση Έργων

Στο παρόν ΔΠΑ ενσωματώνονται συνολικά 12 νέα έργα με αποτέλεσμα το ΔΠΑ περιόδου 2023-2032 να περιλαμβάνει συνολικά 76 έργα ανάπτυξης Συστήματος

Οι κατηγορίες και το πλήθος των έργων ανά κατηγορία δίνονται στο Γράφημα 6.1 που ακολουθεί:



Γράφημα 6.1 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς στο ΔΠΑ 2023-2032

6.2.1 Νέα Έργα

Πρόκειται για νέα έργα γραμμών μεταφοράς και Υποσταθμών καθώς επίσης και έργα εγκατάστασης νέου εξοπλισμού σε υφιστάμενους Υποσταθμούς και υποδομές του ΑΔΜΗΕ. Στο ΔΠΑ 2023-2032 περιλαμβάνονται 12 νέα έργα ανάπτυξης Συστήματος που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.2 Νέα Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς στο ΔΠΑ 2023-2032

Cluster	Τίτλος Έργου
23.1	Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στη Βόρεια Ελλάδα
23.2	Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στην Κεντρική και Δυτική Μακεδονία
23.3	Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στη Δυτική Ελλάδα & Πελοπόννησο
23.4	Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στη Στερεά Ελλάδα και Κυκλάδες
23.5	Νέοι ΑΜΣ για την ενίσχυση του Συστήματος Μεταφοράς
23.6	Αναβάθμιση Υ/Σ Ορυχείου Ν. Πεδίου και αναδιατάξεις κυκλωμάτων
23.7	Σύνδεση νέου Υ/Σ Χανιά II
23.8	Κλείσιμο βρόχου Καστέλι-Χανιά και νέος Υ/Σ Κάντανου
23.9	Αντικατάσταση παλαιών καλωδίων ελαίου περιοχής Θεσσαλονίκης
23.10	Εκσυγχρονισμός και αναβάθμιση υποδομών υποστήριξης και συστημάτων εποπτείας και αγοράς
23.11	Εκσυγχρονισμός των συστημάτων ελέγχου & εποπτείας σε ΚΥΤ με σύγχρονα ψηφιακά συστήματα
23.12	Νέα διασύνδεση Ελλάδας - Τουρκίας

6.2.2 Προγραμματισμένα

Πρόκειται για έργα που έχουν προγραμματιστεί και βρίσκονται στο στάδιο προμελετών - μελετών ενώ δεν έχουν ξεκινήσει ακόμα οι διαδικασίες αδειοδότησης ή υλοποίησης τους στην πλειοψηφία των υποέργων τους. Στο ΔΠΑ 2023-2032 περιλαμβάνονται 20 προγραμματισμένα έργα ανάπτυξης Συστήματος που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.3 Προγραμματισμένα Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς στο ΔΠΑ 2023-2032

Cluster	Τίτλος Έργου
14.40	ΚΥΤ Πάτρας και σύνδεσή του με το Σύστημα
14.41	Υπογειοποιήσεις & αποξηλώσεις Γ.Μ. στην περιοχή Πάτρας-Ρίου-Μεσσήνιδας
14.45	Ενισχύσεις Συστήματος 150 kV στην περιοχή Ιωαννίνων
14.46	Συνοδά έργα ΚΥΤ Λαγκαδά
14.48	Αναδιάταξη κυκλωμάτων 150 kV στην περιοχή Λάριμνας
14.62	Αναδιατάξεις Γ.Μ. λόγω μετεγκατάστασης οικισμών (επέκταση των ορυχείων Πτολεμαΐδας)
14.57	Νέα σύνδεση Μεγαλόπολη-Μολάοι
17.6	Υπογειοποιήσεις και παραλλαγές Γ.Μ. στο νότιο Σύστημα
18.2	Παραλλαγές Γ.Μ. 150kV στην περιοχή Σερβίων Κοζάνης
20.3	Διασύνδεση των Δωδεκανήσων με το Ηπειρωτικό Σύστημα
20.4	Διασύνδεση νήσων ΒΑ Αιγαίου με το Ηπειρωτικό Σύστημα
21.1	Ενίσχυση του Συστήματος 400kV στην περιοχή της Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης
21.2	Ενίσχυση της σύνδεσης των Υ/Σ Νευροκοπίου και Σιδηροκάστρου με το Σύστημα 150 kV
21.3	Ενίσχυση της σύνδεσης των Υ/Σ Αξιούπολης και ΟΣΕ Πολυκάστρου με το Σύστημα 150 kV
21.5	Ενίσχυση της σύνδεσης του Υ/Σ Αγιάς με το Σύστημα 150 kV
21.7	Ενίσχυση της αξιοπιστίας τροφοδότησης της νήσου Άνδρου
22.1	Έργα αντιστάθμισης, αποθήκευσης και αναβάθμισης ευστάθειας και ελέγχου Συστήματος μεταφοράς
22.3	Ανακατασκευή του Υ/Σ Πτολεμαΐδα Ι (ΑΗΣ)
22.5	Υποδομές αποθήκευσης υποβρυχίων καλωδίων
22.6	Έργα τεχνολογίας πληροφοριών και επικοινωνιών

6.2.3 Σε Αδειοδότηση

Πρόκειται για έργα για τα οποία είναι σε εξέλιξη οι διαδικασίες για την αδειοδότησή τους. Στο ΔΠΑ 2023-2032 περιλαμβάνονται 4 έργα ανάπτυξης Συστήματος σε αδειοδότηση που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.4 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς σε Αδειοδότηση στο ΔΠΑ 2023-2032

Cluster	Τίτλος Έργου
14.33	Κλείσιμο βρόχου 150 kV Μεσοχώρα – Συκιά - ΚΥΤ Αράχθου
14.35	Ενισχύσεις Συστήματος 150 kV στην περιοχή Χαλκιδικής
19.3	Νέος Υποσταθμός Τήνου
19.4	Έργα ενίσχυσης Συστήματος Κρήτης

6.2.4 Σε Εξέλιξη

Πρόκειται για έργα τα οποία είναι είτε στο στάδιο διακήρυξης για την επιλογή αναδόχου, είτε αποτελούνται από πολλά υποέργα τα οποία βρίσκονται σε διαφορετική φάση ωρίμανσης. Στο ΔΠΑ 2023-2032 περιλαμβάνονται 10 έργα ανάπτυξης Συστήματος σε εξέλιξη που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.5 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς σε Εξέλιξη στο ΔΠΑ 2023-2032

Cluster	Τίτλος Έργου
14.24	Έργα ενίσχυσης Συστήματος για την τροφοδοσία της Κέρκυρας
14.29	Δεύτερη σύνδεση του ΚΥΤ Μεγαλόπολης με το Σύστημα 400 kV
14.30	Σύνδεση του ΚΥΤ Κορίνθου με το Σύστημα 150 kV
17.8	Δεύτερη διασυνδετική γραμμή 400 kV με τη Βουλγαρία
17.10	Εγκατάσταση δικτύου οπτικών ινών για τον τηλεέλεγχο και τηλεποπτεία του Συστήματος
18.1	Νέος υποσταθμός Κερατέας
19.1	Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων (Νοτίων και Δυτικών)
20.1	Έργα ενίσχυσης 150kV σε υφιστάμενους Υ/Σ και ΚΥΤ (Μέρος IV)
20.2	Έργα ενίσχυσης 400kV σε υφιστάμενα ΚΥΤ (Μέρος II)
21.8	Ενίσχυση του Συστήματος 400 kV στην Εύβοια

6.2.5 Υπό Κατασκευή

Πρόκειται για έργα τα οποία βρίσκονται στη φάση κατασκευής - υλοποίησης. Στο ΔΠΑ 2023-2032 περιλαμβάνονται 10 έργα ανάπτυξης Συστήματος υπό κατασκευή που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.6 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς υπό Κατασκευή στο ΔΠΑ 2023-2032

Cluster	Τίτλος Έργου
14.1	ΚΥΤ Λαγκαδά και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 και 150 kV
14.6	Έργα ανάπτυξης Συστήματος 150 kV στην Εύβοια
14.18	Έργα ενίσχυσης σε υφιστάμενα ΚΥΤ (Μέρος I)
14.19	Εκσυγχρονισμός των ΚΕΕ και υλοποίηση νέου ΠΚΕΕ Κρήτης
14.21	Αντικαταστάσεις αγωγών 150 kV στην περιοχή Τροιζηνίας
14.26	Διασύνδεση της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα (Φάση II)
14.28	Νέος Υποσταθμός Σκιάθου και σύνδεσή του με το Σύστημα
17.3	ΚΥΤ Πτολεμαΐδας και σύνδεση του με το Σύστημα 400 και 150 kV
19.2	Ανακατασκευή ΚΥΤ Κουμουνδούρου
21.9	Παραλλαγές Γ.Μ. 400 και 150kV λόγω εμπλοκής με τον αυτοκινητόδρομο Ε65

6.2.6 Ολοκληρωμένα

Πρόκειται για έργα τα οποία ολοκληρώθηκαν στο χρονικό διάστημα που μεσολάβησε από το προηγούμενο ΔΠΑ περιόδου 2022-2031 μέχρι σήμερα. Στο ΔΠΑ 2023-2032 περιλαμβάνονται 4 ολοκληρωμένα έργα ανάπτυξης Συστήματος που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.7 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς ολοκληρωμένα στο ΔΠΑ 2023-2032

Cluster	Τίτλος Έργου
14.10	Αναβάθμιση σύνδεσης 150 kV Αλιβέρι – Κάλαμος
14.22	Διασύνδεση των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Σύστημα ^[59]
14.25	Αντικατάσταση καλωδιακής σύνδεσης 150 kV Δόξα - Μ. Μπότσαρης - Ν. Ελβετία
17.2	Συνοδά έργα διασύνδεσης των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Σύστημα

6.2.7 Καθυστέρηση

Πρόκειται για έργα των οποίων η υλοποίηση καθυστερεί για λόγους που εκφεύγουν της σφαίρας επιρροής του Διαχειριστή (π.χ. δικαστική εμπλοκή, αρχαιολογία κλπ.). Στο ΔΠΑ 2023-2032 περιλαμβάνονται 2 έργα ανάπτυξης Συστήματος με καθυστέρηση που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.8 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς σε Καθυστέρηση στο ΔΠΑ 2023-2032

Cluster	Τίτλος Έργου
14.9	Αναβαθμίσεις κυκλωμάτων 150 kV στην περιοχή Ακτίου
14.59	ΚΥΤ Αργυρούπολης και σύνδεση του με το Σύστημα 150 και 400 kV

6.2.8 Επαναπρογραμματισμός

Πρόκειται για έργα των οποίων η υλοποίηση επαναπρογραμματίζεται για διάφορους λόγους όπως, νέα προτεραιοποίηση για την υλοποίηση τους στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς, σημαντικές τροποποιήσεις που επήλθαν λόγω αδυναμίας υλοποίησης του αρχικού σχεδιασμού κ.α. Στο ΔΠΑ 2023-2032 περιλαμβάνονται 14 έργα ανάπτυξης Συστήματος σε επαναπρογραμματισμό που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.9 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς σε Επαναπρογραμματισμό στο ΔΠΑ 2023-2032

Cluster	Τίτλος Έργου
14.4	ΚΥΤ Μεγαλόπολης και αρχική σύνδεσή του με το Σύστημα 400 & 150 kV
14.11	Ολοκλήρωση έργων 150 kV στην ευρύτερη περιοχή Πατρών
14.13	Αναβαθμίσεις – Αναδιατάξεις 150 kV & νέοι Υ/Σ περιοχής Κατερίνης
14.20	Αναδιατάξεις Γ.Μ. λόγω επέκτασης των Ορυχείων Πτολεμαΐδας
14.27	ΚΥΤ Ρουφ και σύνδεση του με το Σύστημα 400 και 150kV
14.31	Έργα ανακατασκευής σε υφιστάμενους Υποσταθμούς
14.34	Ενίσχυση της σύνδεσης ΚΥΤ Μελίτης με το Σύστημα 150 kV
14.43	Αναβάθμιση κυκλωμάτων 150kV στον βρόχο Ιονίων νήσων
14.54	Προσθήκη πυλών 150 kV σε υφιστάμενους Υ/Σ για εξυπηρέτηση φορτίων Διανομής

59 Το cluster 14.22 αφορά τις Φάσεις Α', Β' και Γ' της διασύνδεσης των Κυκλάδων

Cluster	Τίτλος Έργου
17.5	Έργα ενίσχυσης σε υφιστάμενους Υ/Σ (Μέρος ΙΙΙ)
18.3	Αναβάθμιση σύνδεσης Υ/Σ Σαλαμίνας με το Σύστημα 150 kV
18.4	Αναβάθμιση της σύνδεσης Γ.Μ. 150kV Ακτίου - Πρέβεζας
20.5	Έργα αναβάθμισης υφιστάμενων υποσταθμών
21.4	Ενίσχυση της σύνδεσης του Υ/Σ Κασσάνδρας με το Σύστημα

6.2.9 Ακύρωση

Πρόκειται για έργα των οποίων η υλοποίηση ακυρώνεται καθώς έπαψαν να υφίστανται οι λόγοι για την υλοποίησή τους. Στο ΔΠΑ 2023-2032 δεν περιλαμβάνονται έργα ανάπτυξης Συστήματος που να έχουν ακυρωθεί από το προηγούμενο ΔΠΑ.

6.3 Απολογισμός ΔΠΑ 2022 - 2031

Κατά την περίοδο η οποία μεσολάβησε από την κατάρτιση του ΔΠΑ 2022-2031 που υποβλήθηκε για έγκριση στη ΡΑΕ τον Απρίλιο του 2021 έως και σήμερα, ορισμένα σημαντικά έργα τα οποία περιλαμβάνονταν στο προαναφερθέν ΔΠΑ ολοκληρώθηκαν (ηλεκτρίστηκαν) ή παρουσίασαν σημαντική πρόοδο κατασκευής και βρίσκονται στο τελικό στάδιο υλοποίησης.

Παράλληλα τον Ιούνιο του 2021 υποβλήθηκε στην ΡΑΕ αναθεώρηση του ΔΠΑ 2021-2030 με επικαιροποίηση των έργων που περιλαμβάνονταν σε αυτό έως εκείνη την χρονική στιγμή. Το εν λόγω ΔΠΑ έχει εγκριθεί με την απόφαση ΡΑΕ 611/29.7.2021 (ΦΕΚ Β 410/03.02.2022). Στο διάστημα που μεσολάβησε από την υποβολή του ΔΠΑ 2022 – 2031 και την μεταγενέστερη υποβολή αναθεώρησης του ΔΠΑ 2021-2030 ολοκληρώθηκε το έργο 17.7 «Διασύνδεση της Κρήτης με το ηπειρωτικό Σύστημα (Φάση Ι)» το οποίο και βρίσκεται σε εμπορική λειτουργία και συνεπώς πλέον δεν αποτελεί έργο του παρόντος ΔΠΑ.

Στην πλειοψηφία των περιπτώσεων οι όποιες αλλαγές σε χρονοδιάγραμμα έργων εμφανίζονται, συνδέονται είτε με καθυστερήσεις στην αδειοδοτική διαδικασία (λήψη Απόφασης Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων) είτε με αντιδράσεις σε τοπικό επίπεδο και δικαστικές εμπλοκές. Σε όλες αυτές τις περιπτώσεις ο ΑΔΜΗΕ εξαντλεί κάθε δυνατότητα που του παρέχει το θεσμικό πλαίσιο για απεμπλοκή ενημερώνοντας αρμοδίως το ΥΠΕΝ και την ΡΑΕ προκειμένου να εξασφαλισθεί η απρόσκοπτη υλοποίηση του Δεκαετούς. Επίσης υπάρχουν περιπτώσεις με μικρή ολίσθηση χρονοδιαγράμματος που προέκυψε λόγω επαναπροτεραιοποίησης βάσει των αναγκών του Συστήματος.

Εντός του 2021-2022 υπήρξε σημαντική πρόοδος στην υλοποίηση πολλών αξιοσημείων έργων, όπως:

- ▶ Η διασύνδεση της Κρήτης (Φάση ΙΙ). Η υλοποίηση του έργου βρίσκεται σε πλήρης εξέλιξη. Ειδικότερα, έχει ολοκληρωθεί ο βασικός σχεδιασμός και ο καθορισμός των βασικών στοιχείων του εξοπλισμού των Σταθμών Μετατροπής, ενώ είναι σε εξέλιξη ο λεπτομερής σχεδιασμός σε επίπεδο περιφερειακού εξοπλισμού, ηλεκτρομηχανολογικών εγκαταστάσεων και έργων πολιτικού μηχανικού. Η παραγωγή και οι δοκιμές του κρίσιμου εξοπλισμού προχωράνε σύμφωνα με το χρονοδιάγραμμα, και οι παραδόσεις του εξοπλισμού θα εκκινήσουν μέσα στο δεύτερο εξάμηνο του 2022. Παράλληλα σε εξέλιξη βρίσκεται η πόντιση ενός εκ των καλωδίων ΣΡ. Σύμφωνα με το ισχύον χρονοδιάγραμμα αναμένεται η ηλεκτρίση του έργου το α' εξάμηνο του 2024.
- ▶ Η δεύτερη διασύνδεση του ΚΥΤ Μεγαλόπολης με το Σύστημα 400 kV. Υπό κατασκευή βρίσκεται η νέα εναέρια Γ.Μ. ΚΥΤ Μεγαλόπολης - ΚΥΤ Κορίνθου και το ΚΥΤ Κορίνθου, των οποίων η ηλεκτρίση αναμένεται εντός του 2022.
- ▶ Ο νέος υποσταθμός Σκιάθου και σύνδεσή του με το Σύστημα. Υπό κατασκευή βρίσκονται όλα τα υποέργα που αφορούν στην ολοκλήρωση του έργου και η ένταξή του στο Σύστημα αναμένεται εντός του 2022.
- ▶ Η ανακατασκευή του ΚΥΤ Κουμουνδούρου. Η κατασκευή του έργου παρουσιάζει σημαντική πρόοδο και αναμένεται η σταδιακή του ένταξη στο Σύστημα εντός του 2023 με ορίζοντα ολοκλήρωσης εντός του 2024.

Βάσει των προαναφερθέντων, στη συνέχεια παρουσιάζεται συνοπτικά η ολοκλήρωση υλοποίησης έργων και υποέργων στο μεσοδιάστημα αυτό.

6.3.1 Ολοκλήρωση του έργου 14.25 Αντικατάσταση καλωδιακής σύνδεσης 150 kV Δόξα - Μ.Μπότσαρης - Ν. Ελβετία

Εντός του β' εξαμήνου του 2021 ολοκληρώθηκε η αντικατάσταση της καλωδιακής Γ.Μ. Δόξα – Μ.Μπότσαρης. Με την ολοκλήρωση και θέση σε λειτουργία του υποέργου ολοκληρώθηκε η ομάδα υποέργων.

6.3.2 Ολοκλήρωση υποέργων

Από το τέλος του α' εξαμήνου του 2021 έως και σήμερα έχουν υλοποιηθεί σε διάφορα έργα τα ακόλουθα επιμέρους υποέργα ή τμήματα αυτών τα οποία συμβάλλουν στην σταδιακή ολοκλήρωση τους.

- **14.22** Διασύνδεση των Κυκλάδων με το ηπειρωτικό Σύστημα: Όπως έχει αναφερθεί και στο προηγούμενο ΔΠΑ, το έργο έχει ολοκληρωθεί και βρίσκεται σε πλήρη εκμετάλλευση και εκκρεμούν συμπληρωματικά έργα αντιστάθμισης άεργου ισχύος. Εντός του β' εξαμήνου του 2021 ολοκληρώθηκαν τα έργα αντιστάθμισης στον Υ/Σ Σύρου.
- **14.26** Διασύνδεση της Κρήτης με το ηπειρωτικό Σύστημα (Φάση II): Στα τέλη του α' εξαμήνου του 2021 ολοκληρώθηκαν τα έργα παραλλαγών Γ.Μ. 150 kV στην περιοχή του Κουμουνδούρου στο πλαίσιο χωροθέτησης του Σταθμού Μετατροπής στην Αττική.
- **14.28** Νέος υποσταθμός Σκιάθου και σύνδεσή του με το Σύστημα: Εντός του β' εξαμήνου του 2021 ολοκληρώθηκε η κατασκευή του αναβαθμιζόμενου τμήματος της Γ.Μ. Μαντούδι – Αιδηψός από Ε σε 2B με την την οποία θα συνδεθεί η νέα Γ.Μ. Σκιάθος – Σύστημα.
- **14.54** Προσθήκη πυλών 150 kV σε υφιστάμενους Υ/Σ για την εξυπηρέτηση φορτίων Διανομής: Ολοκληρώθηκε εντός του β' εξαμήνου του 2021 το τμήμα εντός των ορίων του Συστήματος της νέας πύλης Μ/Σ 150 kV στον Υ/Σ Κασσάνδρας για την σύνδεση νέου Μ/Σ 40/50MVA από τον ΔΕΔΔΗΕ.
- **17.2** Συνοδά έργα διασύνδεσης των Κυκλάδων με το ηπειρωτικό Σύστημα: Εντός του β' εξαμήνου του 2021 ολοκληρώθηκε η αποκατάσταση των ζημιών που προκλήθηκαν τον Φεβρουάριο του 2021 από τα ακραία καιρικά φαινόμενα (Μήδεια) στην εγκατάσταση του δικτύου OPGW στη Γ.Μ. 150 kV Αλιβερίου - Λιβαδίου. Εκκρεμεί η σύνδεσή της.
- **17.3** ΚΥΤ Πτολεμαΐδας και σύνδεση του με το Σύστημα 400 και 150kV: Ολοκληρώθηκαν οι μελέτες και η κατασκευή της Γ.Μ. 400 kV ΚΥΤ Πτολεμαΐδας – Σύστημα για την σύνδεση του νέου ΚΥΤ εντός του β' εξαμήνου του 2021.
- **19.1** Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων (Νοτίων και Δυτικών) με το ηπειρωτικό Σύστημα: Με την ολοκλήρωση των μελετών Κόστους – Οφέλους και Σκοπιμότητας εντός του β' εξαμήνου του 2021 ολοκληρώθηκαν οι προκαταρκτικές μελέτες του έργου.
- **20.1** Έργα ενίσχυσης 150kV σε υφιστάμενους Υ/Σ και ΚΥΤ (Μέρος IV): Αρκετά υποέργα αντικαταστάσεων είναι σε εξέλιξη και έχουν υλοποιηθεί σταδιακά αντικαταστάσεις ανά στοιχείο εξοπλισμού εντός του 2021.
- **20.2** Έργα ενίσχυσης 400kV σε υφιστάμενα ΚΥΤ (Μέρος II): Αρκετά υποέργα αντικαταστάσεων είναι σε εξέλιξη και έχουν υλοποιηθεί σταδιακά αντικαταστάσεις ανά στοιχείο εξοπλισμού εντός του 2021.
- **20.3** Διασύνδεση των Δωδεκανήσων με το Ηπειρωτικό Σύστημα: Εντός του β' εξαμήνου του 2021 ολοκληρώθηκαν οι μελέτες Κόστους – Οφέλους που περιλαμβάνονται στις προκαταρκτικές μελέτες του έργου.
- **20.4** Διασύνδεση νήσων ΒΑ Αιγαίου με το Ηπειρωτικό Σύστημα: Εντός του β' εξαμήνου του 2021 ολοκληρώθηκαν οι μελέτες Κόστους – Οφέλους που περιλαμβάνονται στις προκαταρκτικές μελέτες του έργου.

6.3.3 Αγορά Εξισορρόπησης Ηλεκτρικής Ενέργειας (Balancing Market)

Ο ΑΔΜΗΕ στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων του έχει υλοποιήσει την απαραίτητη υποδομή για τη λειτουργία της Αγοράς Εξισορρόπησης, για την εφαρμογή του νέου μοντέλου της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο είναι συμβατό με το Ευρωπαϊκό μοντέλο - στόχο (targetmodel). Το έργο τέθηκε σε λειτουργία τον Νοέμβριο του 2020.

Σχετικά με την αναμενόμενη ενοποίηση των αγορών εξισορρόπησης της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη, στον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/2195 της επιτροπής σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας (EBGL) καθορίζεται ότι η ενοποίηση των αγορών εξισορρόπησης πρέπει να διευκολυνθεί με τη δημιουργία κοινών ευρωπαϊκών πλατφόρμων για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης από Εφεδρεία Αντικατάστασης και χειροκίνητη και αυτόματη Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας. Ο ΑΔΜΗΕ είναι ενεργό μέλος στις πλατφόρμες που αφορούν στην ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης από χειροκίνητη και αυτόματη Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας (MARI και PICASSO αντίστοιχα). Συμμετέχει επίσης στο IGCC που είναι το ευρωπαϊκό έργο υλοποίησης της Διαδικασίας Συμψηφισμού Ανισορροπιών (Imbalance Netting). Η ένταξη του ΑΔΜΗΕ στο IGCC ολοκληρώθηκε εντός του 2021. Στην Ελλάδα δεν χρησιμοποιείται ενέργεια εξισορρόπησης από Εφεδρεία Αντικατάστασης, και επομένως ο ΑΔΜΗΕ δεν συμμετέχει μέχρι σήμερα και θα εξετάσει την συμμετοχή του στο μέλλον, στην πλατφόρμα TERRE που αποτελεί το ευρωπαϊκό έργο υλοποίησης της ανταλλαγής ενέργειας εξισορρόπησης από εφεδρεία αντικατάστασης, το οποίο έχει ήδη τεθεί σε λειτουργία.

IGCC - Ευρωπαϊκή Πλατφόρμα για τον Συμψηφισμό Ανισορροπιών

Η πλατφόρμα IGCC αφορά στον συμψηφισμό των ανισορροπιών μέσω της διαδικασίας αυτόματης Εφεδρείας Αποκατάστασης Συχνότητας (aFRR) στο πλαίσιο της εφαρμογής του άρθρου 22 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της επιτροπής σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας (EBGL). Η πλατφόρμα IGCC έχει επιλεγεί από όλους τους Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜ) και έχει εγκριθεί από τον ACER στις 24/06/2020.

Σκοπός της πλατφόρμας είναι:

- Ο περιορισμός των αντίρροπων ενεργοποιήσεων κατά τη διαδικασία αυτόματης Εφεδρείας Αποκατάστασης Συχνότητας (aFRR) σε ευρωπαϊκό επίπεδο.
- Η μείωση της ενεργοποιημένης ενέργειας aFRR για κάθε ΔΣΜ με θετικό αντίκτυπο στην ασφάλεια του συστήματος.
- Η μείωση του κόστους εξισορρόπησης για κάθε ΔΣΜ εξαιτίας της αποτελεσματικότερης χρήσης των οντοτήτων εξισορρόπησης σε ευρωπαϊκό επίπεδο.

Βάσει της παραγράφου 5 του άρθρου 22 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 όλοι οι Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς που είναι μέλη οφείλουν να έχουν οριστικοποιήσει τη συμμετοχή τους στην πλατφόρμα εντός ενός έτους. Ο ΑΔΜΗΕ ολοκλήρωσε τις αναγκαίες από πλευράς του ενέργειες για την επιτυχή περαίωση των δοκιμών διαλειτουργικότητας τον Ιούνιο του 2021. Ωστόσο, ο συμψηφισμός ανισορροπιών στην Πλατφόρμα IGCC θα καταστεί εφικτός μετά την ένταξη και του ΔΣΜ της Βουλγαρίας (ESO), η οποία αναμένεται να ολοκληρωθεί εντός του πρώτου εξαμήνου του 2022.

MARI - Πλατφόρμα για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης από χειροκίνητη Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας

Το πεδίο εφαρμογής της πλατφόρμας MARI αφορά στη δημιουργία μιας κοινής πλατφόρμας για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης από χειροκίνητη Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας (χειροκίνητη ΕΑΣ - mFRR) στο πλαίσιο της εφαρμογής του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της επιτροπής σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας

γραμμής για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας (EBGL). Η πλατφόρμα MARI έχει επιλεγεί από όλους τους Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜ), στο πλαίσιο του EBGL, ως το έργο αναφοράς για τη δημιουργία της απαιτούμενης πλατφόρμας για την ανταλλαγή της χειροκίνητης ΕΑΣ (mFRR).

Σκοπός του έργου είναι:

- Η μείωση του κόστους εξισορρόπησης μέσω της ενεργοποίησης χειροκίνητης ΕΑΣ (mFRR) βάσει βελτιστοποίησης
- Η ενίσχυση της αποτελεσματικότητας της εξισορρόπησης καθώς και της αποτελεσματικότητας των τοπικών και ευρωπαϊκών αγορών
- Η διευκόλυνση της συμμετοχής της απόκρισης ζήτησης, συμπεριλαμβανομένων των φορέων σωρευτικής εκπροσώπησης, της αποθήκευσης ενέργειας και των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας
- Η αποτελεσματικότερη χρήση των διασυνοριακών διασυνδέσεων μετά τις ενδο-ημερήσιες αγορές.

PICASSO - Πλατφόρμα για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης από αυτόματη Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας

Το πεδίο εφαρμογής της πλατφόρμας PICASSO αφορά στη δημιουργία μιας πλατφόρμας για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης από αυτόματη Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας (aFRR) στο πλαίσιο της εφαρμογής του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της επιτροπής σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας (EBGL). Η πλατφόρμα PICASSO έχει επιλεγεί από όλους τους Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜ), στο πλαίσιο του EBGL, ως το έργο αναφοράς για τη δημιουργία της απαιτούμενης πλατφόρμας aFRR.

Σκοπός του έργου είναι:

- Η μείωση του κόστους εξισορρόπησης μέσω της ενεργοποίησης aFRR βάσει βελτιστοποίησης.
- Η αύξηση της διαθέσιμης ενέργειας εξισορρόπησης για κάθε ΔΣΜ με θετικό αντίκτυπο στην ασφάλεια του εφοδιασμού και στην ενσωμάτωση ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στα ηλεκτρικά συστήματα.
- Η αποτελεσματικότερη χρήση των διασυνοριακών διασυνδέσεων μετά τις ενδο-ημερήσιες αγορές.

Όλοι οι ΔΣΜ πρέπει να εφαρμόσουν και να λειτουργήσουν τις πλατφόρμες MARI και PICASSO μέχρι την 24η Ιουλίου 2022. Υπάρχει η δυνατότητα προσωρινής εξαίρεσης μέχρι και για δύο έτη από την ανωτέρω υποχρέωση μετά από πρόταση του αρμόδιου ΔΣΜ και έγκριση της σχετικής Ρυθμιστικής Αρχής.

Ο ΑΔΜΗΕ με την επιστολή του προς τη ΡΑΕ από 02/06/2021, έχει αιτηθεί παρέκκλιση από την ένταξη στις ευρωπαϊκές πλατφόρμες για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης από εφεδρείες αποκατάστασης συχνότητας με χειροκίνητη (MARI) και αυτόματη (PICASSO) ενεργοποίηση σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στο άρθρο 62 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195, έως την 24/07/2024.

6.3.4 Νέο Περιφερειακό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας Κρήτης (ΠΚΕΕΚ) στο Ηράκλειο της Κρήτης

Η υλοποίηση ενός νέου Περιφερειακού Κέντρου Ελέγχου Ενέργειας στην Κρήτη, η ανάγκη του οποίου υπαγορεύεται από την επικείμενη διασύνδεση του Ηπειρωτικού Συστήματος Μεταφοράς του ΑΔΜΗΕ με αυτό της Κρήτης, περιλαμβάνει τα ακόλουθα κύρια υποέργα:

- Επέκταση του Συστήματος Ελέγχου Ενέργειας του ΑΔΜΗΕ με ένα Περιφερειακό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας (ΠΚΕΕΚ) για το Σύστημα της Κρήτης.
- Μελέτη, προμήθεια, εγκατάσταση, θέση σε λειτουργία και συντήρηση νέων υποδομών του Περιφερειακού Κέντρου Ελέγχου Ενέργειας Κρήτης.

- Ανάπτυξη Διεπαφής μεταξύ του Εγκατεστημένου Τηλεπικοινωνιακού Εξοπλισμού στο Σύστημα Μεταφοράς της Κρήτης με το νέο ΠΚΕΕ Κρήτης.

Η υλοποίηση του έργου προβλέφθηκε ως επέκταση του υφιστάμενου Συστήματος Ελέγχου Ενέργειας (ΣΕΕ/EMS) του ΑΔΜΗΕ με όλες τις απαιτούμενες τεχνολογίες για τη δυνατότητα της αυτόνομης λειτουργίας και η σύνδεση - ενσωμάτωση αυτού στο υφιστάμενο ΣΕΕ. Τα βασικά χαρακτηριστικά του έργου είναι:

- Το ΠΚΕΕΚ θα είναι αντίγραφο, ως προς την αρχιτεκτονική και τις εφαρμογές, των Περιφερειακών ΚΕΕ (Νότιο, Βόρειο, Θεσσαλονίκης) του υπάρχοντος EMS.
- Το σύνολο των εφαρμογών του ΠΚΕΕΚ είναι ήδη με επιτυχία δοκιμασμένες στο υφιστάμενο EMS του Ηπειρωτικού Συστήματος.
- Η επικοινωνία και η συνεργασία του ΠΚΕΕΚ με το ΣΕΕ του Ηπειρωτικού Συστήματος θα λειτουργεί αξιόπιστα και χωρίς περιορισμούς όπως γίνεται και με τα άλλα Περιφερειακά ΚΕΕ του ΣΕΕ.
- Το νέο Σύστημα Διαχείρισης της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (MMS) θα επικοινωνεί με το ΠΚΕΕΚ μέσω του ΕΚΕΕ όπως και με τα άλλα ΠΚΕΕ του ΣΕΕ.
- Αξιοποιούνται οι υφιστάμενες εφαρμογές με τις απαραίτητες προσαρμογές – επεκτάσεις.
- Αξιοποιείται η multi-area δυνατότητα του AGC στο υφιστάμενο ΣΕΕ του ΑΔΜΗΕ με σκοπό τον ανεξάρτητο και παράλληλο έλεγχο αφενός του Διασυνδεδεμένου Συστήματος και αφετέρου του Συστήματος της Κρήτης.
- Συντηρείται ένα μοναδικό σύστημα EMS το οποίο περιλαμβάνει όλες τις εφαρμογές με ένα ενιαίο συμβόλαιο συντήρησης.

Επίσης προβλέφθηκε η αναβάθμιση των απαραίτητων υποδομών στο υφιστάμενο Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας της Κρήτης. Πιο συγκεκριμένα αυτή αφορά τα ακόλουθα:

- Κέντρο Επεξεργασίας Δεδομένων (ΚΕΔ) -Data Center
- UPS/PowerRoom για την αδιάλειπτη τροφοδοσία των κρίσιμων φορτίων
- Εγκατάσταση Νέου Η/Ζ
- Εκσυγχρονισμός της υφιστάμενης αίθουσας ελέγχου
- Κατασκευή Προβολικού Συστήματος Οπίσθιας Προβολής (Wall Displays)
- Εξοπλισμός Πληροφοριακών Συστημάτων

Εκτός των προαναφερθέντων ήταν απαραίτητη για τη λειτουργία του νέου Περιφερειακού Κέντρου η ανάπτυξη της διεπαφής μεταξύ του ΠΚΕΕΚ με τον εγκατεστημένο τηλεπικοινωνιακό εξοπλισμό στο Σύστημα Μεταφοράς της Κρήτης. Με το έργο αυτό υλοποιήθηκε η επικοινωνία του ΠΚΕΕΚ με τα Α/Π, τους Συμβατικούς Σταθμούς Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας και τους Υ/Σ. Τέλος, προβλέφθηκε η υλοποίηση Ειδικού Συστήματος Προστασίας (Special Protection System) για το Σύστημα της Κρήτης.

Τα παραπάνω έργα ολοκληρώθηκαν στις αρχές του 2021.

6.3.5 Έργα επέκτασης για την σύνδεση Χρηστών

Από τον Ιούνιο του 2021 έως σήμερα έχουν ολοκληρωθεί τα έργα επέκτασης για τη σύνδεση με το Σύστημα 150 kV 3 νέων Υ/Σ για σύνδεση μονάδων ΑΠΕ (Βλαχομάνδρα, Λυγερή, Μαρτίνο) , 1 νέου Υ/Σ για σύνδεση μονάδας ΣΗΘΥΑ (Πετρούσσα) και 1 νέου Υ/Σ Καταναλωτή (ΟΣΕ 5 – Ανθήλη).

6.4 Εκτίμηση δαπανών ΔΠΑ 2023-2032

ΚΩΔΙΚΟΣ ΕΡΓΟΥ	ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΡΓΟΥ Ονομασία	ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2023 - 2026 (εκατομ. €)			
		2023		2024	
		Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών
14.1	ΚΥΤ ΛΑΓΚΑΔΑ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	2,97	0,00	0,00	0,00
14.4	ΚΥΤ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΚΑΙ ΑΡΧΙΚΗ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	1,00	0,00	0,00	0,00
14.6	ΕΡΓΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΕΥΒΟΙΑ	0,00	0,00	0,00	0,00
14.9	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΕΙΣ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΑΚΤΙΟΥ	0,96	0,00	0,00	0,00
14.10	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 150 kV ΑΛΙΒΕΡΙ - ΚΑΛΑΜΟΣ	0,00	0,00	0,00	0,00
14.11	ΟΛΟΚΛΗΡΩΣΗ ΕΡΓΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΕΥΡΥΤΕΡΗ ΠΕΡΙΟΧΗ ΠΑΤΡΩΝ	12,19	0,00	1,31	0,00
14.13	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΕΙΣ-ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ 150 kV & ΝΕΟΙ Υ/Σ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΚΑΤΕΡΙΝΗΣ	6,70	0,00	7,78	0,00
14.18	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΑ ΚΥΤ (ΜΕΡΟΣ Ι)	4,00	0,00	4,00	0,00
14.19	ΕΚΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΚΕΕ ΚΑΙ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗ ΝΕΟΥ ΠΚΕΕ ΚΡΗΤΗΣ	0,00	0,00	0,00	0,00
14.20	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ Γ.Μ. ΛΟΓΩ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ ΤΩΝ ΟΡΥΧΕΙΩΝ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ	0,00	3,00	0,00	1,47
14.21	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΑΓΩΓΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΡΟΙΖΗΝΙΑΣ	1,35	0,00	0,00	0,00
14.22	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	0,54	0,00	0,00	0,00
14.24	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΤΡΟΦΟΔΟΣΙΑ ΤΗΣ ΚΕΡΚΥΡΑΣ	8,18	0,00	13,02	0,00
14.25	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΚΑΛΩΔΙΑΚΗΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 150 kV ΔΟΞΑ - Μ. ΜΠΟΤΣΑΡΗΣ - Ν. ΕΛΒΕΤΙΑ	0,00	0,00	0,00	0,00
14.26	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ (ΦΑΣΗ ΙΙ)	467,53	0,00	78,95	0,00
14.27	ΚΥΤ ΡΟΥΦ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	23,39	0,00	52,98	0,00
14.28	ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΣΚΙΑΘΟΥ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	0,00	0,00	0,00	0,00
14.29	ΚΥΤ ΚΟΡΙΝΘΟΥ ΚΑΙ ΔΕΥΤΕΡΗ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	14,00	0,00	14,00	0,00
14.30	ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΚΟΡΙΝΘΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	3,04	0,00	0,00	0,00
14.31	ΕΡΓΑ ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΥΣ	0,00	0,00	0,00	0,00
14.33	ΚΛΕΙΣΙΜΟ ΒΡΟΧΟΥ 150 kV ΜΕΣΟΧΩΡΑ - ΣΥΚΙΑ - ΚΥΤ ΑΡΑΧΘΟΥ	0,50	0,00	3,75	0,00
14.34	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΛΙΤΗΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	1,05	0,00	0,00	0,00
14.35	ΕΝΙΣΧΥΣΕΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΧΑΛΚΙΔΙΚΗΣ	1,72	0,00	4,55	0,00
14.40	ΚΥΤ ΠΑΤΡΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	0,10	0,00	0,05	0,00
14.41	ΥΠΟΓΕΙΟΠΟΙΗΣΕΙΣ & ΑΠΟΞΗΛΩΣΕΙΣ Γ.Μ. ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΠΑΤΡΑΣ - ΡΙΟΥ - ΜΕΣΣΑΤΙΔΑΣ	0,00	0,00	0,00	0,00
14.43	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΟ ΒΡΟΧΟ ΙΟΝΙΩΝ ΝΗΣΩΝ	14,50	0,00	18,53	0,00

2025		2026		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2023-2026 (εκατομ. €)		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2023-2032 (εκατομ. €)	
Έργα ενίσχυσης ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών
0,00	0,00	0,00	0,00	2,97	0,00	2,97	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	1,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,96	0,00	0,96	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	13,49	0,00	13,49	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	14,47	0,00	14,47	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	8,00	0,00	8,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,47	0,00	4,47
0,00	0,00	0,00	0,00	1,35	0,00	1,35	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,54	0,00	0,54	0,00
6,96	0,00	0,00	0,00	28,16	0,00	28,16	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	546,48	0,00	546,48	0,00
54,28	0,00	39,79	0,00	170,44	0,00	170,44	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12,00	0,00	0,00	0,00	40,00	0,00	40,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	3,04	0,00	3,04	0,00
0,70	0,00	0,73	0,00	1,43	0,00	1,96	0,00
2,80	0,00	0,00	0,00	7,05	0,00	7,05	0,00
3,37	0,00	5,50	0,00	9,92	0,00	15,42	0,00
4,44	0,00	1,79	0,00	12,50	0,00	12,50	0,00
4,25	0,00	9,45	0,00	13,85	0,00	28,90	0,00
1,29	0,00	4,48	0,00	5,77	0,00	14,25	0,00
26,20	0,00	11,01	0,00	70,24	0,00	70,24	0,00

ΚΩΔΙΚΟΣ ΕΡΓΟΥ	ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΡΓΟΥ	ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2023 - 2026 (εκατομ. €)			
		2023		2024	
		Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών
14.45	ΕΝΙΣΧΥΣΕΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΙΩΑΝΝΙΝΩΝ	2,30	0,00	5,80	0,00
14.46	ΣΥΝΟΔΑ ΕΡΓΑ ΚΥΤ ΛΑΓΚΑΔΑ	3,10	0,00	5,48	0,00
14.48	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΛΑΡΥΜΝΑΣ	0,19	0,00	0,00	0,00
14.54	ΠΡΟΣΘΗΚΗ ΠΥΛΩΝ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ ΓΙΑ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΦΟΡΤΙΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	0,01	0,00	0,19	0,00
14.57	ΝΕΑ ΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ - ΜΟΛΑΟΙ	0,00	0,00	0,00	0,00
14.59	ΚΥΤ ΑΡΓΥΡΟΥΠΟΛΗΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	0,00	0,00	0,00	0,00
14.62	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ Γ.Μ. ΛΟΓΩ ΜΕΤΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΟΙΚΙΣΜΩΝ (ΕΠΕΚΤΑΣΗ ΤΩΝ ΟΡΥΧΕΙΩΝ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ)	0,00	0,00	0,00	0,00
17.2	ΣΥΝΟΔΑ ΕΡΓΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	0,00	0,00	0,00	0,00
17.3	ΚΥΤ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	0,00	0,00	0,00	0,00
17.5	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ (Μέρος III)	1,01	0,00	1,25	0,00
17.6	ΥΠΟΓΕΙΟΠΟΙΗΣΕΙΣ & ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. ΣΤΟ ΝΟΤΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	3,80	0,00	7,10	0,00
17.8	ΔΕΥΤΕΡΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΤΙΚΗ ΓΡΑΜΜΗ 400 kV ΜΕ ΤΗ ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	1,86	0,00	0,00	0,00
17.10	ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΔΙΚΤΥΟΥ ΟΠΤΙΚΩΝ ΙΝΩΝ ΓΙΑ ΤΟΝ ΤΗΛΕΕΛΕΓΧΟ ΚΑΙ ΤΗΛΕΠΟΠΤΕΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	16,92	0,00	8,03	0,00
18.1	ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΚΕΡΑΤΕΑΣ	0,10	0,00	4,50	0,00
18.2	ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΣΕΡΒΙΩΝ ΚΟΖΑΝΗΣ	1,30	0,00	0,00	0,00
18.3	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΣΑΛΑΜΙΝΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,00	0,00	0,06	0,00
18.4	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 150 kV ΑΚΤΙΟΥ - ΠΙΡΕΒΕΖΑΣ	5,90	0,00	0,20	0,00
19.1	Δ' ΦΑΣΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	186,51	0,00	171,66	0,00
19.2	ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΚΥΤ ΚΟΥΜΟΥΝΔΟΥΡΟΥ	14,08	0,00	5,55	0,00
19.3	ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΤΗΝΟΥ	2,20	0,00	3,60	0,00
19.4	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ	27,65	0,00	17,40	0,00
20.1	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ ΚΑΙ ΚΥΤ (Μέρος IV)	0,41	0,00	0,00	0,00
20.2	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 400 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΑ ΚΥΤ (ΜΕΡΟΣ II)	8,35	0,00	5,36	0,00
20.3	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΩΝ ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	0,00	0,00	0,50	0,00
20.4	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΝΗΣΩΝ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	0,00	0,00	0,00	0,00
20.5	ΕΡΓΑ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗΣ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΥΠΟΣΤΑΘΜΩΝ	1,22	0,00	3,15	0,00
21.1	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 400 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ ΚΑΙ ΘΡΑΚΗΣ	0,00	0,00	0,00	0,00
21.2	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΝΕΥΡΟΚΟΠΙΟΥ ΚΑΙ ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,00	0,00	0,00	0,00

2025		2026		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2023-2026 (εκατομ. €)		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2023-2032 (εκατομ. €)	
Έργα ενίσχυσης ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών
5,52	0,00	3,43	0,00	17,05	0,00	20,20	0,00
2,26	0,00	0,00	0,00	10,84	0,00	10,84	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,19	0,00	0,19	0,00
0,00	0,00	0,15	0,00	0,35	0,00	0,85	0,00
0,00	0,00	0,45	0,00	0,45	0,00	23,13	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	6,00	0,00	6,00	0,00	11,80
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3,29	0,00	2,03	0,00	7,57	0,00	8,04	0,00
2,60	0,00	0,00	0,00	13,50	0,00	13,50	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	1,86	0,00	1,86	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	24,95	0,00	24,95	0,00
2,40	0,00	0,00	0,00	7,00	0,00	7,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	1,30	0,00	1,30	0,00
1,79	0,00	0,78	0,00	2,63	0,00	2,63	0,00
0,20	0,00	0,00	0,00	6,30	0,00	6,30	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	358,18	0,00	358,18	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	19,63	0,00	19,63	0,00
0,70	0,00	0,00	0,00	6,50	0,00	6,50	0,00
6,00	0,00	6,40	0,00	57,45	0,00	57,45	0,00
0,34	0,00	0,00	0,00	0,75	0,00	0,75	0,00
0,39	0,00	0,00	0,00	14,10	0,00	14,10	0,00
320,55	0,00	516,29	0,00	837,34	0,00	1448,16	0,00
42,38	0,00	158,70	0,00	201,08	0,00	859,92	0,00
7,30	0,00	0,00	0,00	11,67	0,00	11,67	0,00
3,00	0,00	22,80	0,00	25,80	0,00	48,60	0,00
0,00	0,00	0,50	0,00	0,50	0,00	6,64	0,00

ΚΩΔΙΚΟΣ ΕΡΓΟΥ	ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΡΓΟΥ	ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2023 - 2026 (εκατομ. €)			
		2023		2024	
		Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών
21.3	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΑΞΙΟΥΠΟΛΗΣ ΚΑΙ ΟΣΕ ΠΟΛΥΚΑΣΤΡΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,00	0,00	0,00	0,00
21.4	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΚΑΣΣΑΝΔΡΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,22	0,00	6,25	0,00
21.5	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΑΓΙΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,00	0,00	0,00	0,00
21.7	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΤΡΟΦΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΗΣ ΝΗΣΟΥ ΑΝΔΡΟΥ	5,00	0,00	5,14	0,00
21.8	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 400 kV ΣΤΗΝ ΕΥΒΟΙΑ	7,07	0,00	0,00	0,00
21.9	ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. 400 & 150 kV ΛΟΓΩ ΕΜΠΛΟΚΗΣ ΜΕ ΤΟΝ ΑΥΤΟΚΙΝΗΤΟΔΡΟΜΟ Ε65	0,00	0,00	0,00	0,00
22.1	ΕΡΓΑ ΑΝΤΙΣΤΑΘΜΙΣΗΣ, ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗΣ ΕΥΣΤΑΘΕΙΑΣ ΚΑΙ ΕΛΕΓΧΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	12,70	0,00	15,70	0,00
22.3	ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΤΟΥ Υ/Σ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ Ι (ΑΗΣ)	0,30	0,00	3,00	0,00
22.5	ΥΠΟΔΟΜΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΥΠΟΒΡΥΧΙΩΝ ΚΑΛΩΔΙΩΝ	1,00	0,00	0,00	0,00
22.6	ΕΡΓΑ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΩΝ ΚΑΙ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΩΝ	8,24	0,00	2,64	0,00
23.1	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΒΟΡΕΙΑ ΕΛΛΑΔΑ	2,11	0,00	4,38	0,00
23.2	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΚΑΙ ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	3,64	0,00	2,96	0,00
23.3	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	3,04	0,00	2,94	0,00
23.4	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗ ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ ΚΑΙ ΚΥΚΛΑΔΕΣ	6,90	0,00	8,29	0,00
23.5	ΝΕΟΙ ΑΜΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	5,00	0,00	10,00	0,00
23.6	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ Υ/Σ ΟΡΥΧΕΙΟΥ Ν. ΠΕΔΙΟΥ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ ΚΑΙ ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ	0,00	0,00	0,00	0,00
23.7	ΣΥΝΔΕΣΗ ΝΕΟΥ Υ/Σ ΧΑΝΙΑ ΙΙ	0,05	0,00	2,00	0,00
23.8	ΚΛΕΙΣΙΜΟ ΒΡΟΧΟΥ ΚΑΣΤΕΛΙ-ΧΑΝΙΑ ΚΑΙ ΝΕΟΣ Υ/Σ ΚΑΝΤΑΝΟΥ	0,00	0,00	0,00	0,00
23.9	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΚΑΛΩΔΙΑΚΩΝ Γ.Μ. ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΗΣ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	0,00	0,00	0,00	0,00
23.10	ΕΚΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΣ ΚΑΙ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΥΠΟΔΟΜΩΝ ΥΠΟΣΤΗΡΙΞΗΣ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΕΠΟΠΤΕΙΑΣ ΚΑΙ ΑΓΟΡΑΣ	4,83	0,00	3,84	0,00
23.11	ΕΚΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΕΛΕΓΧΟΥ & ΕΠΟΠΤΕΙΑΣ ΣΕ ΚΥΤ ΜΕ ΣΥΓΧΡΟΝΑ ΨΗΦΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ	2,64	0,00	3,96	0,00
23.12	ΝΕΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ - ΤΟΥΡΚΙΑΣ	0,60	0,00	0,60	0,00
ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΗ ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΣΥΝΟΛΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΚΑΙ ΕΤΗΣΙΩΝ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΩΝ ΓΙΑ ΤΑ ΕΡΓΑ ΤΟΥ ΠΑΡΟΝΤΟΣ ΔΠΑ:		903,92	3,00	510,44	1,47

ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ

1. Ο πίνακας περιλαμβάνει όλα τα έργα ενίσχυσης του Συστήματος και επέκτασης για τη σύνδεση του Δικτύου.
Επίσης, περιλαμβάνει και έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών, εφόσον στην κατασκευή τους εμπλέκεται ο ΑΔΜΗΕ.

2025		2026		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2023-2026 (εκατομ. €)		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2023-2032 (εκατομ. €)	
Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών
0,00	0,00	0,45	0,00	0,45	0,00	4,40	0,00
8,15	0,00	4,19	0,00	18,81	0,00	18,81	0,00
0,00	0,00	0,25	0,00	0,25	0,00	3,40	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	10,14	0,00	10,14	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	7,07	0,00	7,07	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	28,40	0,00	28,40	0,00
4,40	0,00	4,30	0,00	12,00	0,00	12,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	1,00	0,00
1,09	0,00	1,00	0,00	12,97	0,00	13,97	0,00
4,69	0,00	4,29	0,00	15,47	0,00	15,47	0,00
14,99	0,00	5,08	0,00	26,67	0,00	26,67	0,00
8,10	0,00	2,44	0,00	16,52	0,00	16,52	0,00
6,08	0,00	7,78	0,00	29,05	0,00	29,05	0,00
5,00	0,00	0,00	0,00	20,00	0,00	20,00	0,00
0,80	0,00	0,00	0,00	0,80	0,00	0,80	0,00
3,34	0,00	0,00	0,00	5,39	0,00	5,39	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,53	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,99	0,00
2,35	0,00	0,00	0,00	11,02	0,00	11,02	0,00
0,00	0,00	2,12	0,00	8,72	0,00	23,40	0,00
0,05	0,00	0,05	0,00	1,30	0,00	24,20	0,00
574,05	0,00	816,21	6,00	2804,62	10,47	4228,78	16,27

Αναθεώρηση: Μάρτιος 2022

6.5 Ανασκόπηση προόδου υλοποίησης έργων

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται η πρόοδος υλοποίησης των έργων που συντελέστηκε μεταξύ του προγενέστερου και του παρόντος ΔΠΑ. Δίνονται οι λόγοι εμφάνισης τυχόν καθυστερήσεων κατά την υλοποίηση και οι σχετικές ενέργειες του Διαχειριστή στην κατεύθυνση τήρησης των χρονοδιαγραμμάτων. Καταγράφεται επίσης το ποσοστό εκτέλεσης χρηματοροών του έργου ως προς το συνολικό προϋπολογιζόμενο επενδυτικό κόστος που δεν ταυτίζεται απαραίτητα με την πρόοδο εκτέλεσης των επιμέρους εργασιών αλλά αποτελεί μια σχετική ένδειξη της πορείας προόδου για την υλοποίηση του έργου. Οι σχετικές ως άνω πληροφορίες περιλαμβάνονται στον ακόλουθο Πίνακα.

Πιν. 6.10 Πρόοδος υλοποίησης έργων^[60]

Έργο	Κωδικός έργου	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2022-2031	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2023-2032	Πρόοδος έως και 12/21	Ανασκόπηση
ΚΥΤ ΛΑΓΚΑΔΑ και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 και 150 kV	14.1	2022	2023	92.9%	α. Καθυστερήση στην εκτροπή της διασυνδετικής Γ.Μ. Β'Β'/400 Blagoevgrad-KYT Θεσ/νίκης προς το KYT Λαγκαδά λόγω καθυστέρησης της συντέλεσης της απαλλοτριώσης (έναρξη 7/17). β. Καθυστερήση στην εκτροπή της Γ.Μ. KYT Θεσ/νίκης - Ν. Ελβετία προς το KYT Λαγκαδά λόγω διέλευσης από ιδιωτικό Δάσος (Δήμος Παύλου Μελά). γ. Υπήρξαν καθυστερήσεις στην διαδικασία απαλλοτριώσεων (ΦΕΚ συντέλεσης 6/19) με αποτέλεσμα την ολίσθηση στην έναρξη της κατασκευής της Γ.Μ. 150 kV KYT Λαγκαδά - Χαλκιδική (Υ/Σ Μουδανιών & Υ/Σ Σταγείρων) και των έργων εκτροπής της Γ.Μ. 2B/150 kV KYT Θεσ/νίκης - KYT Φιλίππων προς το KYT Λαγκαδά. δ. Μικρή χρονική ολίσθηση στην υλοποίηση που οφείλεται κυρίως σε περιορισμούς μετακίνησης λόγω πανδημικής κρίσης.
ΚΥΤ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ και αρχική σύνδεσή του με το Σύστημα 400 και 150 kV	14.4	2021	2023	99.4%	Εντός του 2019 ολοκληρώθηκαν τα απαιτούμενα έργα αντιστάθμισης στα KYT Αχελώου, Διστόμου και Μεγαλόπολης, και εντός του 2020 τα απαιτούμενα έργα της νέας Γ.Μ. 400 kV KYT Μεγαλόπολης – Σύστημα εκτός από δύο πυλώνες για την εγκατάσταση των οποίων υπήρξαν σφοδρές αντιδράσεις των μοναχών της Ιεράς Μονής Αγ. Θεοδώρων Καλαβρύτων. Οι αντιδράσεις αυτές εμπόδισαν την ολοκλήρωση του έργου εντός του 2020 με αποτέλεσμα τη de facto τροποποίηση του χρονοδιαγράμματος και τη συνεπαγόμενη μετάθεση του πέρατος του έργου. Με την απόφαση του πρωτοδικείου Καλαβρύτων επήλθε παύση των εργασιών για την διέλευση των δύο πυλώνων της Γ.Μ. 400 kV μετά τα ασφαλιστικά μέτρα που είχε καταθέσει η μοναστική κοινότητα. Σε συνέχεια της εξέλιξης αυτής ο ΑΔΜΗΕ διερεύνησε την υλοποίηση παραλλαγής της αρχικής αδειοδοτημένης όδευσης. Σε αντίθεση με τις εμφανιζόμενες ως εναλλακτικές λύσεις που προτάθηκαν από την πλευρά της Ιεράς Μονής και οι οποίες αποδείχθηκαν μη εφικτές, οι υπηρεσίες του ΑΔΜΗΕ προχώρησαν στην αναζήτηση μίας εναλλακτικής όδευσης που να είναι τεχνικά εφικτή, βαισιζόμενη ακριβώς στα προβλεπόμενα βήματα εκπόνησης μίας κανονικής μελέτης. Η διαδικασία αυτή οδήγησε στον καθορισμό μίας παραλλαγής της όδευσης της γραμμής, για την υλοποίηση της οποίας θα απαιτηθεί η αποξήλωση κάποιων από τους πυλώνες που έχουν εγκατασταθεί και η κατασκευή περισσότερων πυλώνων από εκείνους που προβλεπόταν να εγκατασταθούν με τη σημερινή όδευση. Ο συνολικός εκτιμώμενος χρόνος που θα απαιτηθεί για την υλοποίηση αυτής της παραλλαγής θα είναι κατ' ελάχιστον της τάξης των 20 μηνών, υπό την προϋπόθεση της έγκαιρης ανταπόκρισης των εγκριτικών και αδειοδοτικών οργάνων και της αποφυγής της διαδικασίας απαλλοτριώσεων μέσω της σύναψης συμφωνητικού με τους ιδιοκτήτες των εμπλεκόμενων εκτάσεων. Ο επανασχεδιασμός της Γ.Μ. έλαβε την σύμφωνη γνώμη των όλων των εγκριτικών και αδειοδοτικών οργάνων καθώς και την έγκριση της τροποποίησης της ΑΕΠΟ στις αρχές του 2022, πλην της έγκρισης από το δασαρχείο Καλαβρύτων για έκταση αναδάσωσης η οποία εκκρεμεί. Βάσει των έως τώρα εξελίξεων η ολοκλήρωσή της εκτιμάται το β' εξάμηνο του 2023 στην περίπτωση που δεν αποφευχθεί η διαδικασία των απαλλοτριώσεων. Στη δε περίπτωση επιτυχούς σύναψης συμφωνητικού με τους ιδιοκτήτες των εμπλεκόμενων εκτάσεων στο αμέσως επόμενο διάστημα, η ολοκλήρωση της Γ.Μ. δύναται να ολοκληρωθεί εντός του β' εξαμήνου του 2022.

60 Τα προβλεπόμενα έργα που δεν περιλαμβάνονται στην τριετία παρουσιάζονται με διακριτικό έγχρωμο φόντο.

Έργο	Κωδικός έργου	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2022-2031	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2023-2032	Πρόοδος έως και 12/21	Ανασκόπηση
Έργα ανάπτυξης Συστήματος 150 kV στην ΕΥΒΟΙΑ	14.6	2021	2022	99.9%	Εκκρεμεί η τηλεπικοινωνιακή σύνδεση του Υ/Σ Εύβοια 6 και η ηλεκτρισή της Γ.Μ. 150 kV Εύβοια 6 – Σύστημα.
Αναβαθμίσεις κυκλωμάτων 150 kV στην περιοχή ΑΚΤΙΟΥ	14.9	2022	2023	73.6%	Υπήρξε καθυστέρηση λόγω άρνησης της Περ. Δυτ. Ελλάδας να χορηγήσει τις απαιτούμενες αδειοδοτήσεις. Ακολούθως ο ΑΔΜΗΕ προχώρησε σε αλλαγή οδούσης, ωστόσο επήλθε πρόσθετη καθυστέρηση λόγω αδυναμίας προσαρμογής του αναδόχου στα νέα δεδομένα.
Αναβάθμιση σύνδεσης 150 kV ΑΛΙΒΕΡΙ – ΚΑΛΑΜΟΣ	14.10	2018 (2021)	2018 (2022)	99.8%	Η κατασκευή του έργου ολοκληρώθηκε το 2018. Εκκρεμεί η υλοποίηση της πολύπλοκης διαδικασίας του παραλληλισμού.
Ολοκλήρωση έργων 150 kV στην ευρύτερη περιοχή ΠΑΤΡΩΝ	14.11	2023	2024	21.4%	α. Πολλαπλές διακοπές εργασιών στην κατασκευή νέου εναέριου τμήματος Αίγιο – Πάτρα Ι της Γ.Μ. 150kV Πάτρα Ι – Κόρινθος λόγω αλληπάλληλων δικαστικών εμπλοκών. Η αναγκαιότητα άρσης των εμπλοκών οδήγησε σε επανασχεδιασμό της τοπολογίας. β. Απομένει η υλοποίηση τμήματος 4 km της Γ.Μ. 150 kV Πύργος – Πάτρα ΙΙ στην περιοχή Μεσσάτιδας (Πατρών). Μετά από αλληπάλληλες συνεννοήσεις με τους τοπικούς φορείς, υπήρξε συμφωνία για εκτεταμένες υπογειοποιήσεις νέων και υφιστάμενων δικτύων 400kV και 150kV στην περιοχή της Μεσσάτιδας (Πατρών). Τροποποίηση της υφιστάμενης ΑΕΠΟ λόγω αλλαγής της υπόγειας οδούσης.
Αναβαθμίσεις – Αναδιατάξεις 150 kV & νέοι Υ/Σ περιοχής ΚΑΤΕΡΙΝΗΣ	14.13	2023	2024	25.6%	α. Υπήρξαν χρόνιες καθυστερήσεις στη διαδικασία των απαλλοτριώσεων (ΦΕΚ συντέλεσης 6/19) της νέας Γ.Μ. 150 kV Σφήκιά – Αιγίνιο ΤΑΠ. β. Ανασχεδιασμός και επέκταση του αρχικού έργου αναβάθμισης της Γ.Μ. 150 kV Κατερίνη Ι – Αιγίνιο ΤΑΠ – ΟΣΕ 11 ΤΑΠ ως τον Υ/Σ Αλεξάνδρεια, για το οποίο απαιτείται ΑΕΠΟ. Η ΜΠΕ υποβλήθηκε τον 10/20.
Έργα ενίσχυσης σε υφιστάμενα ΚΥΤ (Μέρος Ι)	14.18	2023	2024	61.6%	α. Στο ΔΠΑ 2020-2029 συμπεριλήφθηκε στην ομάδα έργων η εγκατάσταση δύο νέων ΑΜ/Σ στο ΚΥΤ Ν.Σάντας. Τα υπόλοιπα έργα της ομάδας ολοκληρώθηκαν το 2019. β. Στο ΔΠΑ 2022-2031 συμπεριλήφθηκε στην ομάδα έργων η εγκατάσταση ενός νέου ΑΜ/Σ στο ΚΥΤ Παλλήνης. Το έργο αποτελεί μέτρο έκτακτου χαρακτήρα για την βελτίωση της αξιοπιστίας και ασφάλειας του Συστήματος και της τροφοδότησης των καταναλωτών.
Εκσυγχρονισμός των ΚΕΕ και υλοποίηση νέου ΠΚΕΕ ΚΡΗΤΗΣ	14.19	2021	2022	93.8%	Υπήρξε μικρή χρονική ολίσθηση στη διαγωνιστική διαδικασία της αντικατάστασης κεντρικού κλιματισμού κρίσιμων χώρων Εθνικού Κέντρου Ελέγχου Ενέργειας και Βόρειου Περιφερειακού Κέντρου Ελέγχου Ενέργειας. Το υποέργο βρίσκεται στο στάδιο υλοποίησης.
Αναδιατάξεις Γ.Μ. λόγω επέκτασης των Ορυχείων ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ	14.20	2023	2024	31.0%	Τα έργα έχουν ζητηθεί από τη ΔΕΗ Α.Ε. (ΓΔ Ορυχείων). α. το έργο της παραλλαγής της Γ.Μ. 400 kV ΚΥΤ Καρδιάς - Zemblak (Αλβανία), δεν θα εκτελεστεί όπως είχε αρχικά σχεδιαστεί και εξετάζεται από τη ΔΕΗ η ανάγκη κατασκευής μιας μικρής παραλλαγής της εν λόγω Γ.Μ. β. τα υπόλοιπα έργα παραλλαγής των Γ.Μ. 150 kV ΚΥΤ Καρδιάς - ΚΥΤ Αμυνταίου, ΚΥΤ Καρδιάς - Πτολεμαΐδα Ι, Λαμία - Πτολεμαΐδα Ι αφορούν έργα αποκατάστασης υφιστάμενων Γ.Μ. του Συστήματος και θα εκτελεστούν με το κόστος υλοποίησής τους να επιβαρύνει εξ ολοκλήρου τη Δ.Ε.Η. Α.Ε. γ. Η Γ.Μ. 150 kV ΚΥΤ Καρδιάς – Πτολεμαΐδα Ι εκτιμάται ότι θα ολοκληρωθεί το 2023Β
Αντικαταστάσεις αγωγών 150 kV στην περιοχή ΤΡΟΙΖΗΝΙΑΣ	14.21	2022	2023	22.1%	Καθυστέρηση στην έκδοση ΑΕΠΟ που αφορά τμήμα της αναβάθμισης όπου απαιτείται ανέγερση νέων πύργων (υφιστάμενη οδούση τμήματος με ιστούς)

Έργο	Κωδικός έργου	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2022-2031	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2023-2032	Πρόοδος έως και 12/21	Ανασκόπηση
Διασύνδεση των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Σύστημα	14.22	2021	2020 (2023)	99.8%	Το έργο βρίσκεται σε πλήρη εκμετάλλευση. Εκκρεμούν συμπληρωματικά έργα αντιστάθμισης ισχύος.
Έργα ενίσχυσης Συστήματος για την τροφοδοσία της ΚΕΡΚΥΡΑΣ	14.24	2025	2025	4.9%	α. Υπήρξε χρόνια εμπλοκή με την Περιφέρεια για τη χορήγηση των απαιτούμενων αδειοδοτήσεων για τα έργα εγκατάστασης και σύνδεσης νέου υπογείου καλωδίου 150 kV Κέρκυρα Ι – Κέρκυρα ΙΙ στο πλαίσιο αποκατάστασης της διπλής τροφοδότησης του Υ/Σ Κέρκυρα Ι, μετά τη βλάβη του υφιστάμενου καλωδίου Γ.Μ. 150kV Ηγουμενίτσα – Κέρκυρα. Η διαγωνιστική διαδικασία κηρύχθηκε άγονη και δρομολογείται νέα διαδικασία ανάθεσης. β. Για την εξασφάλιση της ασφαλούς τροφοδότησης της νήσου, στο ΔΠΑ 2021-2030 περιελήφθηκε το έργο αποκατάστασης τρίτου δρόμου διασύνδεσης με το ΕΣΜΗΕ και περιλαμβάνει νέα διασυνδετική Γ.Μ. 150 kV Ηγουμενίτσα – Κέρκυρα Ι (μεικτή εναέρια και καλωδιακή γραμμή) με τα συνολικά της έργα στους εκατέρωθεν υποσταθμούς. Η εκτιμώμενη ένταξη του έργου αναμένεται το 2025.
Αντικατάσταση καλωδιακής σύνδεσης 150 kV ΔΟΞΑ - Μ. ΜΠΟΤΣΑΡΗΣ - Ν. ΕΛΒΕΤΙΑ	14.25	2021	2021	100.0%	Ολοκληρωμένο
Διασύνδεση της ΚΡΗΤΗΣ με το Ηπειρωτικό Σύστημα (ΦΑΣΗ ΙΙ)	14.26	2023	2024	28.5%	α. Επικαιροποίηση του χρονοδιαγράμματος του έργου για λόγους που δεν ανάγονται σε υπαιτιότητα του Διαχειριστή αναφορικά με την υγειονομική κρίση, την περιβαλλοντική και παρεπόμενη αδειοδότηση υποθαλάσσιου καλωδιακού συστήματος, την απαλλοτρίωση και πολεοδομική αδειοδότηση για την κατασκευή του Σταθμού Μετατροπής Κουμουνδούρου στην Αττική και τις ενστάσεις σκοπιμότητας για την υλοποίηση του έργου από τους Δήμους της Αττικής και επακόλουθα προσκόμματα στην αδειοδοτική διαδικασία (ΑΔΜΗΕ/ ΔΝΣ/20309/07.10.21). β. Ενσωμάτωση νέου υποέργου που αφορά υπογειοποιήσεις τμημάτων των νέων έργων Γ.Μ. 150 kV για την σύνδεση του Υ/Σ Δαμάστας με το σύστημα της Κρήτης.
ΚΥΤ ΡΟΥΦ και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 και 150 kV	14.27	2025	2026	0.3%	α. Η επίτευξη του χρονοδιαγράμματος εξαρτάται σε πολύ μεγάλο βαθμό από την ταχύτητα ανταπόκρισης των εμπλεκόμενων φορέων (Δήμοι, Περιφέρεια, φορείς δικτύων κοινής ωφέλειας), κυρίως δε, του Δήμου Αιγάλεω και οι υπηρεσίες του που έχουν αναλάβει την υλοποίηση της μεμονωμένης πράξης εφαρμογής (αφορά στην ιδιοκτησία ΔΕΗ-ΑΔΜΗΕ εντός της οποίας προβλέπεται η ανέγερση του ΚΥΤ Ρουφ) και την καταβολή των σχετικών αποζημιώσεων στους δικαιούχους. β. Ο ΑΔΜΗΕ έχει υποβάλει για έγκριση στην αρμόδια υπηρεσία του ΥΠΕΝ Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (ΜΠΕ) για το ΚΥΤ Ρουφ από τον Μάιο του 2021. Παράλληλα, είναι σε εξέλιξη οι τεχνικές μελέτες των υπογείων γραμμών σε συνεργασία με τους εμπλεκόμενους Δήμους και λοιπούς φορείς. γ. Απαιτείται νομοθετική ρύθμιση για την κατάλληλη τροποποίηση της ΥΑ αναφορικά με την έκδοσης άδειας δόμησης για το ΚΥΤ.
Νέος Υποσταθμός ΣΚΙΑΘΟΥ και σύνδεσή του με το Σύστημα	14.28	2022	2022	94.2%	α. Υπήρξαν καθυστερήσεις στη συντέλεση των απαλλοτριώσεων για το έργο αναβάθμισης τμήματος της Γ.Μ. 150 kV Μαντούδι-Αιδηψός από Ε σε 2B και κατασκευής νέου τμήματος Β μέχρι το σημείο προσαιγιάλωσης. β. Υπήρξε Παύση εργασιών για τον νέο Υ/Σ Σκιάθου από την αρχαιολογική υπηρεσία Μαγνησίας. γ. Το τμήμα του υποέργου που αφορά την αναβάθμιση της υφιστάμενης Γ.Μ. ολοκληρώθηκε το 2021. Έχει υποβληθεί φάκελος συμμόρφωσης τελικού σχεδιασμού για την υποβρύχια όδευση.

Έργο	Κωδικός έργου	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2022-2031	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2023-2032	Πρόοδος έως και 12/21	Ανασκόπηση
ΚΥΤ ΚΟΡΙΝΘΟΥ και δεύτερη σύνδεση του ΚΥΤ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ με το Σύστημα 400 kV	14.29	2024	2025	55.2%	Υπήρξε προσωρινή παύση εργασιών από την αρχαιολογική υπηρεσία Κορίνθου.
Σύνδεση του ΚΥΤ ΚΟΡΙΝΘΟΥ με το Σύστημα 150 kV	14.30	2023	2023	7.3%	Το χρονοδιάγραμμα του έργου συνδέεται και επομένως συμβαδίζει με την κατασκευή του ΚΥΤ Κορίνθου. Για το σκοπό αυτό τα έργα εκτροπής υφιστάμενων Γ.Μ προς το ΚΥΤ Κορίνθου ολοκληρώνονται εντός του 2022 ενώ το 2023 ολοκληρώνεται η αναβάθμιση τμήματος της Γ.Μ. 150 kV Κόρινθος - Άργος Ι.
Έργα ανακατασκευής σε υφιστάμενους Υποσταθμούς	14.31	2025	2028	15.7%	Τα έργα της ομάδας σχετίζονται με τις ανάγκες εξυπηρέτησης του Δικτύου και συνεπώς το χρονοδιάγραμμα καταρτίζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ. Επαναπρογραμματισμός του έργου από τον ΔΕΔΔΗΕ.
Κλείσιμο βρόχου 150 kV ΜΕΣΟΧΩΡΑ - ΣΥΚΙΑ - ΚΥΤ ΑΡΑΧΘΟΥ	14.33	2024	2025	17.4%	Εξαιτίας της αβεβαιότητας για την υλοποίηση του ΥΗΣ Συκιάς και έως πρότινος του ΥΗΣ Μεσοχώρας, αλλά και των Υ/Σ σύνδεσης σταθμών ΑΠΕ στην περιοχή, η κατασκευή της Γ.Μ. 150 kV πραγματοποιείται τμηματικά. Καθυστερήσεις στην αδειοδοτική διαδικασία λόγω εμπλοκής με την αρχαιολογία. Μεγάλη καθυστέρηση στην έκδοση της ΑΕΠΟ.
Ενίσχυση της σύνδεσης ΚΥΤ ΜΕΛΙΤΗΣ με το Σύστημα 150 kV	14.34	2026	2027	4.0%	Καθυστερήρηση έκδοσης απόφασης για τη συντέλεση των απαλλοτριώσεων για τη νέα Γ.Μ. Β/150 kV ΚΥΤ Μελίτης - Φλώρινα.
Ενισχύσεις Συστήματος 150 kV στην περιοχή ΧΑΛΚΙΔΙΚΗΣ	14.35	2025	2026	5.1%	Η εξέλιξη των φορτίων της περιοχής επιτρέπει την χρονική ολίσθηση της ομάδας έργων.
ΚΥΤ ΠΑΤΡΑΣ και σύνδεσή του με το Σύστημα	14.40	2028	2028	0.5%	
Υπογειοποιήσεις & αποξηλώσεις Γ.Μ. στην περιοχή ΠΑΤΡΑΣ - ΡΙΟΥ - ΜΕΣΣΑΤΙΔΑΣ	14.41	2028	2028	0.2%	
Αναβάθμιση κυκλωμάτων 150kV στον βρόχο ΙΟΝΙΩΝ ΝΗΣΩΝ	14.43	2025	2026	0.7%	Μικρή χρονική ολίσθηση στα προγραμματισμένα έργα αντιστάθμισης.
Ενισχύσεις Συστήματος 150 kV στην περιοχή ΙΩΑΝΝΙΝΩΝ	14.45	2027	2027	4.6%	
Συνοδά έργα ΚΥΤ ΛΑΓΚΑΔΑ	14.46	2023	2025	12.9%	α. Άρση των εμπλοκών με υποθηκοφυλακείο και με την έκδοση πολεοδομικής άδειας για την εγκατάσταση Α/Ζ μεταξύ των κυκλωμάτων 150 kV προς ΚΥΤ Θεσ/νίκης και Μουδανιά, για παροχή δυνατότητας παράκαμψης του Υ/Σ. β. Επανασχεδιασμός με τροποποίηση έργων σύνδεσης Υ/Σ Λητή. Συγκεκριμένα αναβάθμιση τμήματος (από τον Υ/Σ Λητής) της Γ.Μ. ΚΥΤ Λαγκαδά - Λητή από Ε σε 2B και σύνδεσή του με το ΚΥΤ Λαγκαδά και με το ένα κύκλωμα της αναβαθμιζόμενης Γ.Μ. Σέρρες - ΚΥΤ Λαγκαδά (από Ε σε 2B), σε αντικατάσταση της αρχικά προβλεπόμενης σύνδεσης με είσοδο - έξοδο στο ένα κύκλωμα της Γ.Μ. ΚΥΤ Λαγκαδά - Κιλκίς. Τα έργα αυτά δεν προϋπήρχαν στην συγκεκριμένη ομάδα έργου και έχουν ως αποτέλεσμα να μετατοπίζεται ο εκτιμώμενος χρόνος ολοκλήρωσης της ομάδας έργου. Απαιτείται λήψη ΑΕΠΟ.

Έργο	Κωδικός έργου	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2022-2031	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2023-2032	Πρόοδος έως και 12/21	Ανασκόπηση
Αναδιάταξη κυκλωμάτων 150kV στην περιοχή ΛΑΡΥΜΝΑΣ	14.48	2022	2023	4.5%	Λόγω επαναπροτεραιοποίησης βάσει των αναγκών του Συστήματος.
Προσθήκη Πυλών 150 kV σε υφιστάμενους Υ/Σ για εξυπηρέτηση φορτίων Διανομής	14.54	2025	2028	23.2%	Τα έργα που περιλαμβάνονται σε αυτήν την ενότητα έργων σχετίζονται με τις ανάγκες εξυπηρέτησης του Δικτύου και συνεπώς το χρονοδιάγραμμα καταρτίζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ. Επαναπρογραμματισμός του έργου από τον ΔΕΔΔΗΕ.
Νέα σύνδεση ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ - ΜΟΛΑΟΙ	14.57	2028	2028	0.0%	
ΚΥΤ ΑΡΓΥΡΟΥΠΟΛΗΣ και σύνδεση του με το Σύστημα 400 και 150 kV	14.59			1.6%	Λόγω των αλληπάλληλων δικαστικών εμπλοκών, από το 2004 έχει ολοκληρωθεί και λειτουργεί μόνον η πλευρά 150 kV. Τον Ιούλιο του 2013 ο ΑΔΜΗΕ υπέβαλε ΜΠΕ βάσει του νέου θεσμικού πλαισίου. Στη ΜΠΕ προβλέπεται η υλοποίηση της πλευράς 400 kV του ΚΥΤ με τεχνολογία GIS. Έχει προταθεί στους τοπικούς φορείς να υλοποιηθεί και η πλευρά 150 kV με τεχνολογία GIS. Η πρόταση δεν έγινε αποδεκτή. Εξετάζεται η δυνατότητα υπογειοποίησής του. Θα υποβληθεί εκ νέου ΜΠΕ για έγκριση αδειοδότησης λειτουργίας.
Αναδιατάξεις Γ.Μ. λόγω μετεγκατάστασης οικισμών (επέκταση των ορυχείων Πτολεμαΐδας)	14.62	2027	2027	4.1%	
Συνοδά έργα διασύνδεσης των ΚΥΚΛΑΔΩΝ με το Ηπειρωτικό Σύστημα	17.2	2021	2021	100.0%	Τα έργα που περιλαμβάνονται σε αυτήν την ενότητα έχουν ολοκληρωθεί. Εκκρεμεί η σύνδεση της OPGW που εγκαταστάθηκε στη Γ.Μ. 150 kV Αλιβέρι – Λιβάδι.
ΚΥΤ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 και 150 kV	17.3	2021	2022	99.9%	Το σύνολο του έργου κατασκευάζεται από τον Παραγωγό (ΔΕΗ Α.Ε.) και το χρονοδιάγραμμα συναρτάται με την πρόοδο υλοποίησης της μονάδας "Πτολεμαΐδα V".
Έργα ενίσχυσης 150 kV σε υφιστάμενους Υ/Σ (Μέρος ΙΙΙ)	17.5	2026	2027	25.9%	Λόγω επαναπροτεραιοποίησης βάσει των αναγκών του Συστήματος.
Υπογειοποιήσεις & Παραλλαγές στο Νότιο Σύστημα	17.6	2025	2025	5.6%	
Διασύνδεση της ΚΡΗΤΗΣ με το Ηπειρωτικό Σύστημα (Φάση Ι)	17.7	2020	2021	100.0%	Ολοκληρωμένο
Δεύτερη διασυνδετική γραμμή 400 kV με τη ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	17.8	2022	2023	5.6%	Υπήρξε μεγάλη καθυστέρηση στη συντέλεση των απαλλοτριώσεων λόγω διαρκών αναβολών δικασίμου εξαιτίας της πανδημικής κρίσης. Αναμένεται η δημοσίευση του ΦΕΚ.

Έργο	Κωδικός έργου	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2022-2031	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2023-2032	Πρόοδος έως και 12/21	Ανασκόπηση
Εγκατάσταση Δικτύου Οπτικών Ινών για τον τηλεέλεγχο και τηλεπλοπτεία του Συστήματος	17.10	2024	2024	1.0%	
Νέος Υποσταθμός ΚΕΡΑΤΕΑΣ	18.1	2024	2025	0.0%	Έργο συνδιακήρυξης σύμφωνα με αρ. 275, Ν.4412/2016. Η διαχείριση διακήρυξης πραγματοποιείται από τον ΔΕΔΔΗΕ. Το χρονοδιάγραμμα για την κατασκευή του συνολικού έργου καταρτίζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ.
Παραλλαγές Γ.Μ. 150 kV στην περιοχή ΣΕΡΒΙΩΝ ΚΟΖΑΝΗΣ	18.2	2023	2023	1.5%	Έχουν ολοκληρωθεί οι μελέτες και η αδειοδότηση των έργων παραλλαγών.
Αναβάθμιση σύνδεσης Υ/Σ ΣΑΛΑΜΙΝΑΣ με το Σύστημα 150 kV	18.3	2024	2026	77.1%	Λόγω επαναπροτεραιοποίησης βάσει των αναγκών του Συστήματος.
Αναβάθμιση της σύνδεσης Γ.Μ. 150kV ΑΚΤΙΟΥ-ΠΡΕΒΕΖΑΣ	18.4	2024	2025	4.1%	Λόγω επαναπροτεραιοποίησης βάσει των αναγκών του Συστήματος.
Δ' Φάση Διασύνδεσης των ΚΥΚΛΑΔΩΝ με το Ηπειρωτικό Σύστημα	19.1	2024	2024	6.6%	
Ανακατασκευή ΚΥΤ ΚΟΥΜΟΥΝΔΟΥΡΟΥ	19.2	2024	2024	18.6%	Η σταδιακή μεταγωγή από το υφιστάμενο στο νέο GIS θα ξεκινήσει από το 2023Α (για υποστήριξη της διασύνδεσης Αττικής-Κρήτης).
Νέος Υποσταθμός ΤΗΝΟΥ	19.3	2024	2024	0.7%	
Έργα ενίσχυσης Συστήματος ΚΡΗΤΗΣ	19.4	2025	2026	9.6%	α. Γ.Μ. 150 kV Αθρινόλακκος- Σύστημα: Τροποποίηση ΑΕΠΟ λόγω διέλευσης πλησίον λατομείου. Καθυστέρηση στη συντέλεση των απαλλοτριώσεων. β. Γ.Μ. 150 kV Χανιά -Δαμάστα: Ο αρχικός σχεδιασμός του έργου παρουσιάζει εμπλοκές με τοπικούς φορείς και την Αρχαιολογία. Εξετάζεται αλλαγή της όδευσης και υπογειοποίηση τμήματος πλησίον του Υ/Σ Χανιά Ι μήκους 2 km.
Έργα ενίσχυσης 150 kV σε υφιστάμενους Υ/Σ (Μέρος IV)	20.1	2023	2025	30.0%	Ο ορίζοντας υλοποίησης κάποιων υποέργων θα συνδυαστεί με τα νέα έργα αντικατάστασης εξοπλισμού που περιλαμβάνονται στο παρόν ΔΠΑ.
Έργα ενίσχυσης 400 kV σε υφιστάμενους Υ/Σ (Μέρος II)	20.2	2023	2025	28.0%	Ο ορίζοντας υλοποίησης κάποιων υποέργων θα συνδυαστεί με τα νέα έργα αντικατάστασης εξοπλισμού που περιλαμβάνονται στο παρόν ΔΠΑ.
Διασύνδεση των ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΩΝ με το Ηπειρωτικό Σύστημα	20.3	2028	2028	0.0%	
Διασύνδεση νήσων ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ με το Ηπειρωτικό Σύστημα	20.4	2029	2029	0.0%	

Έργο	Κωδικός έργου	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2022-2031	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2023-2032	Πρόοδος έως και 12/21	Ανασκόπηση
Έργα αναβάθμισης υφιστάμενων Υποσταθμών	20.5	2024	2025	0.3%	Λόγω επαναπροτεραιοποίησης βάσει των αναγκών του Συστήματος.
Ενίσχυση Συστήματος 400 kV στην περιοχή ΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ και ΘΡΑΚΗΣ	21.1	2027	2027	1.2%	
Ενίσχυση σύνδεσης Υ/Σ ΝΕΥΡΟΚΟΠΙΟΥ και ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟΥ με το Σύστημα 150 kV	21.2	2028	2028	0.0%	
Ενίσχυση σύνδεσης Υ/Σ ΑΞΙΟΥΠΟΛΗΣ και ΟΣΕ ΠΟΛΥΚΑΣΤΡΟΥ με το Σύστημα 150 kV	21.3	2028	2028	0.0%	
Ενίσχυση σύνδεσης Υ/Σ ΚΑΣΣΑΝΔΡΑΣ με το Σύστημα 150 kV	21.4	2024	2025	1.2%	
Ενίσχυση της αξιοπιστίας τροφοδότησης της νήσου ΑΝΔΡΟΥ	21.7	2024	2024	0.3%	
Ενίσχυση του Συστήματος 400 kV στην ΕΥΒΟΙΑ	21.8	2022	2023	0.0%	
Παραλλαγές Γ.Μ. 400 & 150 kV λόγω εμπλοκής με τον αυτοκινητόδρομο Ε65	21.9	2021	2022	81.5%	
Έργα αντιστάθμισης, αποθήκευσης και αναβάθμισης ευστάθειας και ελέγχου Συστήματος Μεταφοράς	22.1	2024	2024	0.1%	
Ανακατασκευή του Υ/Σ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ Ι (ΑΗΣ)	22.3	2031	2026	0.0%	Επαναπροτεραιοποίηση βάσει των αναγκών του Συστήματος.
Υποδομές αποθήκευσης υποβρυχίων καλωδίων	22.5	2023	2023	0.0%	Σε τελικό στάδιο συμφωνίας με τον Οργανισμό Λιμένων Νομού Ευβοίας Α.Ε (ΟΛΝΕ) για την μακροχρόνια μίσθωση χώρου δίπλα στον ΑΗΣ Αλιβερίου.
Έργα Τεχνολογίας Πληροφοριών και Επικοινωνιών	22.6	2027	2027	6.3%	

7 | Μελέτες Κόστους - Οφέλους



7 | Μελέτες Κόστους - Οφέλους

Σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης⁶¹ Συστήματος το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ παρέχει τεχνοοικονομική ανάλυση σκοπιμότητας μέσω της υποβολής Μελέτης Κόστους-Οφέλους για τα σημαντικά έργα μεταφοράς, ιδίως αυτά που αφορούν διεθνείς διασυνδέσεις και διασυνδέσεις νήσων με το ΕΣΜΗΕ.

Η μεθοδολογία που χρησιμοποιείται για την εκπόνηση της Μελέτης Κόστους - Οφέλους καθώς και τα κριτήρια με βάση τα οποία αξιολογείται το όφελος και το κόστος κάθε έργου εξειδικεύονται στο Εγχειρίδιο με τίτλο «Οδηγίες σύνταξης Μελέτης Κόστους-Οφέλους για έργα που εντάσσονται στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ)», το οποίο εκδόθηκε με την απόφαση 590/2021 της ΡΑΕ η οποία εφαρμόζει την 3η κατευθυντήρια Οδηγία ΜΚΟ του ENTSO-E για την εκτίμηση της σχέσης κόστους-οφέλους των έργων που περιλαμβάνονται στο διευρωπαϊκό δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης δικτύων.

Ως «Σημαντικά Έργα Μεταφοράς», κατά το εδάφιο (Γ) της παρ. 1 της υποενότητας 8.3 του ΚΔΣ, για τα οποία υφίσταται υποχρέωση εκπόνησης Μελέτης Κόστους-Οφέλους, κατά το εγκεκριμένο Εγχειρίδιο, νοούνται αυτά που πληρούν τουλάχιστον ένα από τα παρακάτω κριτήρια:

- Έργα που αφορούν σε Διασύνδεση/σεις της χώρας με γειτονικές χώρες
- Έργα που αφορούν σε Διασύνδεση/σεις συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών με το ΕΣΜΗΕ
- Έργα των οποίων ο προϋπολογισμός υπερβαίνει τα € 50 εκατ.

Η εν λόγω κατευθυντήρια οδηγία για την Ανάλυση Κόστους - Οφέλους των Έργων Ανάπτυξης του Δικτύου εκπονήθηκε από το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας σύμφωνα με τις απαιτήσεις του κανονισμού της ΕΕ 347/2013 και ήταν το αποτέλεσμα μιας εκτεταμένης διαδικασίας διαβούλευσης που περιλάμβανε το κοινό, τις οργανώσεις ενδιαφερομένων φορέων, τις εθνικές αρχές και τις εθνικές τους ρυθμιστικές αρχές, τον Οργανισμό Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ACER) και την Ευρωπαϊκή Επιτροπή (ΕC).

Η πρωταρχική χρήση της κατευθυντήριας οδηγίας είναι να περιγράψει τα έργα που περιλαμβάνονται στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Δικτύων (Διακοινοτικό ΔΠΑ) του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων των έργων κοινού ενδιαφέροντος (PCI) που προσδιορίζονται από τη λίστα έργων του Διακοινοτικού ΔΠΑ.

Οι δείκτες που έχουν αναπτυχθεί επιτρέπουν μια εναρμονισμένη ανάλυση κόστους-οφέλους των έργων σε επίπεδο συστήματος. Διευκολύνουν μια ομοιόμορφη προσέγγιση στην οποία όλα τα έργα (συμπεριλαμβανομένων των έργων αποθήκευσης και μεταφοράς) και οι φορείς υλοποίησης (είτε ΔΣΜ είτε τρίτο μέρος) αντιμετωπίζονται και αξιολογούνται με τον ίδιο τρόπο.

Οι τεχνικές ανάλυσης και οι μεθοδολογίες που αναπτύσσονται σε αυτήν την κατευθυντήρια οδηγία έχουν γενική σημασία για τη βιομηχανία ηλεκτρικής ενέργειας και μπορεί επομένως να είναι χρήσιμες και σε οποιονδήποτε επιδιώκει να αξιολογήσει τις επενδύσεις μεταφοράς, διότι παρέχει μια ολοκληρωμένη και αυστηρή δομή μέσω της οποίας θα διενεργηθεί μια ανάλυση κόστους-οφέλους. Για την ικανοποίηση των ειδικών απαιτήσεων του Κανονισμού αναπτύχθηκαν δείκτες όσον αφορά την ενοποίηση της αγοράς, την ασφάλεια του εφοδιασμού και τη βιωσιμότητα, συμπεριλαμβανομένης της ενσωμάτωσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και της αποθήκευσης ενέργειας, μεταξύ άλλων. Επιπλέον η έκδοση της 3ης Οδηγίας CBA του ENTSO-E, περιλαμβάνει νέους δείκτες οφέλους με κυριότερο τον δείκτη βιωσιμότητας σχετικά με τις εκπομπές αερίων ρύπων (SO_x, NO_x κ.ά) με επίδραση στο περιβάλλον εκτός του CO₂, καθώς και συμπλήρωση/ εξειδίκευση και περαιτέρω βελτίωση της μεθοδολογίας υπολογισμού υφιστάμενων δεικτών (ιδίως των δεικτών που συνδέονται με την ασφάλεια εφοδιασμού). Επιπλέον εισάγονται νέοι δείκτες που σχετίζονται με την αποτίμηση του οφέλους ευελιξίας και ευστάθειας, την αποφυγή του κόστους ανανέωσης / αντικατάστασης υποδομών και τη μείωση των απαιτούμενων εφεδρειών για ανακατανομή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

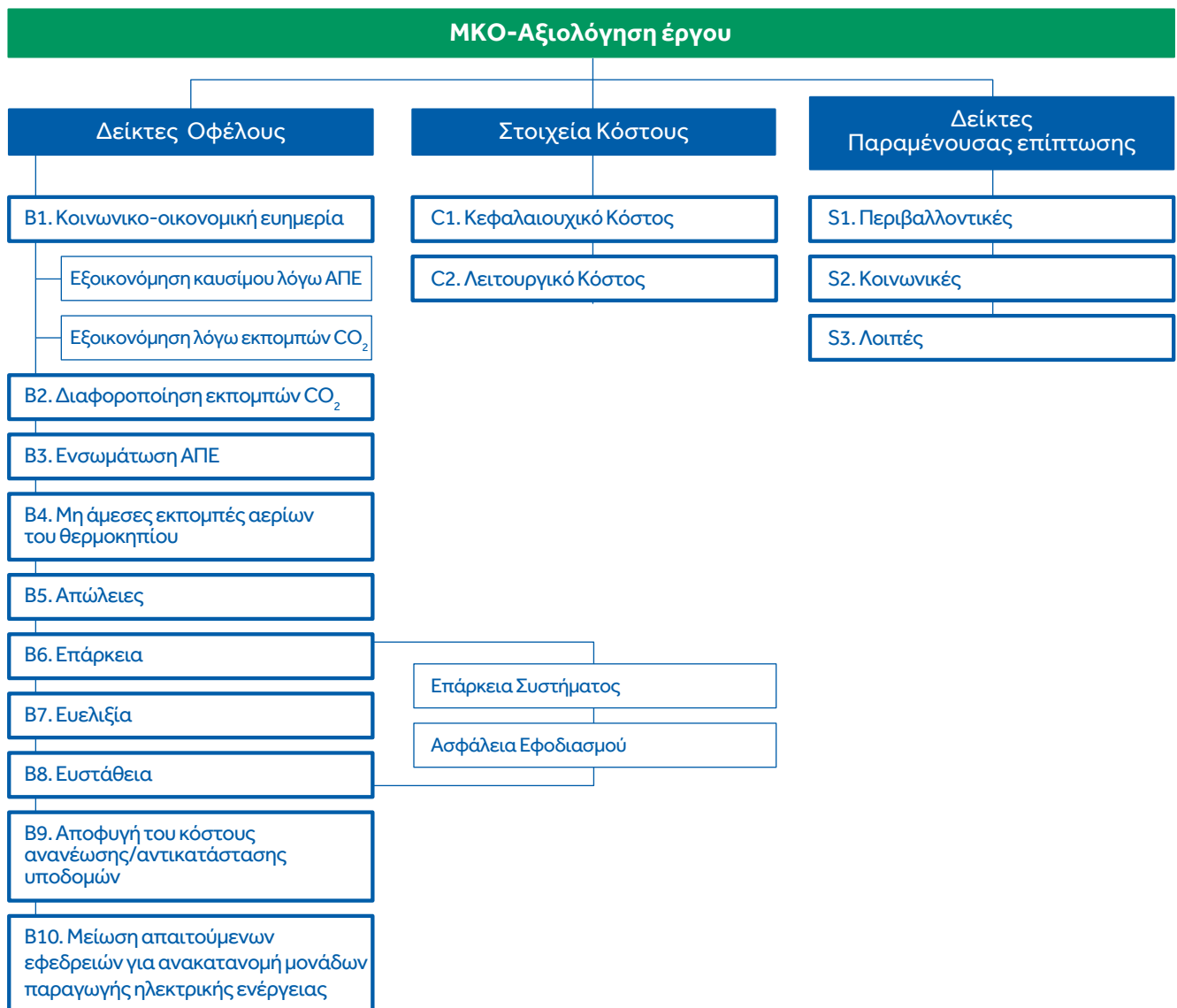
Στο πλαίσιο του Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης του Δικτύου Μεταφοράς, στόχος του σχεδιασμού είναι η κατάλληλη

61 Κώδικας Διαχείρισης Συστήματος, υποενότητα 8.3 «Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ (ΔΠΑ) », Οκτώβριος 2020, Νέα Έκδοση 1.0

ανάπτυξη του Συστήματος Μεταφοράς που να επιτρέπει την ασφαλή λειτουργία του δικτύου, ένα υψηλό επίπεδο ασφάλειας εφοδιασμού και την ανταλλαγή ισχύος μεταξύ χωρών, διευκολύνοντας παράλληλα την πρόσβαση στο δίκτυο σε όλους τους συμμετέχοντες στην αγορά και συμβάλλοντας σε έναν βιώσιμο ενεργειακό εφοδιασμό και ανταγωνισμό καθώς επίσης στην εναρμόνιση και ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς και την ενεργειακή αποδοτικότητα του Πανευρωπαϊκού συστήματος. Η διαδικασία σχεδιασμού του Συστήματος Μεταφοράς λαμβάνει υπόψη την εθνική νομοθεσία και τα ρυθμιστικά πλαίσια, τους γενικούς κανονισμούς της απελευθερωμένης Ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με τη νομοθεσία της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ), καθώς και τις πολιτικές και τους στόχους της ΕΕ.

7.1 Μεθοδολογία ΜΚΟ

Η μεθοδολογία της 3ης κατευθυντήριας οδηγίας του ENTSO-E που υιοθετήθηκε στο εγχειρίδιο σύνταξης ΜΚΟ υιοθετεί μία πολυκριτηριακή προσέγγιση η οποία βασίζεται σε ένα σύνολο κριτηρίων – δεικτών που αποσκοπούν να αποτυπώσουν ποσοτικά τη συμβολή ενός νέου έργου διασύνδεσης στην επίτευξη των στόχων. Ειδικότερα οι Δείκτες Οφέλους (Benefit Indicators) που χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση ενός έργου παρουσιάζονται στο Σχήμα 7.1 και στον Πίνακα 7.2 που ακολουθούν.



Σχήμα 7.1 Κριτήρια/δείκτες μεθοδολογίας ΜΚΟ

Πίνακας 7.2 Κριτήρια/δείκτες μεθοδολογίας ΜΚΟ

Κριτήριο/Δείκτης		Παράμετροι	Μεθοδολογία/Ερμηνεία	Μέθοδος Υπολογισμού
B1	Κοινωνικο-οικονομική ευημερία	Μεταβλητό Κόστος ηλεκτροπαραγωγής (Variable Generation Cost)	Κόστος Παραγωγής με και χωρίς το έργο	Μελέτες αγοράς (βελτιστοποίηση σχήματος παραγωγής)
		Συνολικό πλεόνασμα (Total Surplus, producer surplus+consumer surplus + congestion rent)	Συνολικό Πλεόνασμα για παραγωγό και καταναλωτή στις δύο περιοχές και κόστος συμφόρησης μεταξύ αυτών	
B2	Εκπομπές CO ₂	Διαφορικές Εκπομπές CO ₂ Πρόσθετη κοινωνική αξία λόγω μείωσης εκπομπών CO ₂	Αποτελείται από δύο μέρη: (1) Πλήρης νομιματοποίηση στο B1, όπου τα αποτελέσματα των εκπομπών CO ₂ αποτιμώνται χρηματικά και αναφέρονται ως πρόσθετες πληροφορίες εντός του δείκτη B1. (2) Σχετίζεται με την πρόσθετη κοινωνική αξία (societal cost CO ₂ -ETS CO ₂ price), η οποία δεν νομιματοποιείται εντός του B1.	Μελέτες αγοράς
B3	Ενσωμάτωση ΑΠΕ	Σύνδεση νέων ΑΠΕ	Συμβολή του έργου στην απευθείας σύνδεση νέων ΑΠΕ στο Σύστημα	Μελέτες αγοράς ή δικτύου
		Αποφυγή περικοπών/ απόρριψης ενέργειας από ΑΠΕ	Απορριπτόμενη ενέργεια από ΑΠΕ (λόγω αδυναμίας απορρόφησης από περιορισμούς δικτύου χωρίς το έργο)	
B4	Εκπομπές αερίων εκτός του CO ₂	Ο δείκτης δίνει την αλλαγή των εκτός CO ₂ εκπομπών λόγω του νέου έργου	Οι δείκτες εκτός CO ₂ εκπομπών μπορούν να υπολογιστούν ανά τύπο καυσίμου πολλαπλασιάζοντας τον ειδικό συντελεστή εκπομπών (για όλους τους τύπους εκπομπών) σε (t/MWh) με την αντίστοιχη παραγωγή σε (MWh). Ο δείκτης δίνεται σε (t/yr).	Μελέτες αγοράς
B5	Απώλειες	Διαφορικές Απώλειες Ισχύος (Ενεργειακή Απόδοση)	Διαφοροποίηση Απωλειών Ισχύος Συστήματος με και χωρίς το έργο	Μελέτες δικτύου
B6	Ασφάλεια Εφοδιασμού: Επάρκεια	Αναμενόμενη Μη εξυπηρετούμενη Ενέργεια (EENS)	Ασφάλεια τροφοδότησης φορτίου	Μελέτες δικτύου
		Αναμενόμενη Μη εξυπηρετούμενη Ενέργεια (EENS) ή Αναμενόμενη Απώλεια Φορτίου (LOLE)	Επάρκεια Συστήματος παραγωγής	Μελέτες αγοράς
B7	Ασφάλεια Εφοδιασμού: Ευελιξία (Ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης)	Ως ευελιξία ορίζεται η επίπτωση του έργου στην ικανότητα του Συστήματος να ανταποκριθεί σε ταχείες και σοβαρές αλλαγές στην καθαρή ζήτηση (φορτίο μείον παραγωγή ΑΠΕ) στο πλαίσιο υψηλής διεύθυνσης μη κατανεμόμενων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής.	Εξυπηρέτηση εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης του Συστήματος (διαφοροποίηση από αρχικό σχεδιασμό)	Μελέτες δικτύου (ανάλυση ευαισθησίας)

Κριτήριο/Δείκτης	Παράμετροι	Μεθοδολογία/Ερμηνεία	Μέθοδος Υπολογισμού	
B8	Ασφάλεια Εφοδιασμού: Ευστάθεια	Βαθμός ικανοποίησης των απαιτήσεων ασφάλειας	Συμβολή του έργου στην ικανότητα του Συστήματος να ανταπεξέρχεται σε πιθανές ακραίες λειτουργικές καταστάσεις, χωρίς να οδηγείται σε παραβιάσεις λειτουργικών περιορισμών	Μελέτες δικτύου
B9	Αποφυγή του κόστους ανανέωσης / αντικατάστασης των υποδομών	Μείωση του απαιτούμενου κόστους για αντικατάσταση ή αναβάθμιση της υπάρχουσας υποδομής εξαιτίας καινούριων έργων ή επενδύσεων	Επενδύοντας σε καινούριο έργο αντικαθιστά μερικά τα απαιτούμενα επενδυτικά κόστη για την αντικατάσταση ή ανακαίνιση του υπάρχοντος εξοπλισμού δικτύου και επιπλέον συνιστά μια εξοικονόμηση επενδυτικών κεφαλαίων για το φορέα του έργου.	Πληροφορία που λαμβάνεται/αντλείται από τον φορέα του έργου
B10	Ανακατανομή Εφεδρειών	Μείωση της απαραίτητης εφεδρείας των ανακατανεμόμενων μονάδων παραγωγής Η/Ε	Ο συγκεκριμένος δείκτης είναι προαιρετικός και μπορεί να επιτευχθεί όταν έχει υπολογιστεί το SEW με προσομοιώσεις ανακατανομής	Μελέτες Αγοράς (Προσομοιώσεις ανακατανομής)
S1	Περιβαλλοντική επίπτωση	Περιβαλλοντική επίπτωση σχετιζόμενη με το έργο	Αρνητικές επιπτώσεις στο περιβάλλον	Προκαταρκτικές μελέτες
S2	Κοινωνική επίπτωση	Κοινωνική επίπτωση σχετιζόμενη με το έργο	Αρνητικές επιπτώσεις στον τοπικό πληθυσμό	Προκαταρκτικές μελέτες
S3	Άλλες επιπτώσεις	Άλλες υπολειπόμενες επιπτώσεις από το έργο	Θετικές ή αρνητικές	

Για την εκτίμηση των Δεικτών Οφέλους πραγματοποιούνται μελέτες αγοράς και Δικτύου. Οι αξιολογήσεις της αγοράς σχετίζονται με τη βέλτιστη οικονομική λειτουργία του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής σε ετήσια βάση, ελαχιστοποιώντας το βραχυχρόνιο οριακό κόστος παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη αριθμό περιορισμών όπως είναι τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων, την ικανότητα εισαγωγών/εξαγωγών, δεδομένα για την απόδοση των θερμικών μονάδων, τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους και τη διαθεσιμότητα, καθώς και σχετικές προβλέψεις του κόστους καυσίμων και των τιμών εκπομπών ρυπογόνων αερίων χρησιμοποιούνται για τον καθορισμό του κόστους παραγωγής. Επιπρόσθετα λαμβάνονται υπόψη η ετήσια καμπύλη φορτίου, η ωριαία παραγωγή ΑΠΕ καθώς και η παραγωγή των υδροηλεκτρικών βασισμένοι σε υδρολογικά δεδομένα. Αυτές οι εκτιμήσεις παρέχουν σε ωριαία βάση την ηλεκτροπαραγωγή των μονάδων, το μεταβλητό κόστος ηλεκτροπαραγωγής, μια εκτίμηση του οριακού κόστους, τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, το ποσό ενέργειας που δεν απορροφάται και το οποίο αποκόπτεται (curtailed/spilled) καθώς και τους δείκτες επάρκειας. Με τις μελέτες αγοράς υπολογίζονται τελικά οι ακόλουθοι δείκτες της μεθοδολογίας ΜΚΟ:

- › **B1** Κοινωνικοοικονομική Ευημερία (SEW, Socio Economic Welfare)
- › **B2** Πρόσθετο κοινωνικό όφελος εξαιτίας της διαφοροποίησης εκπομπών CO₂ (Variation in CO₂ emissions)
- › **B3** Ενσωμάτωση ΑΠΕ (RES integration)
- › **B4** Οι μη άμεσες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (Non-Direct Greenhouse Emissions)
- › **B6** Ασφάλεια εφοδιασμού: Επάρκεια (Security of supply: adequacy to meet demand)
- › **B7** Ασφάλεια εφοδιασμού: Ευελιξία (Security of supply: Flexibility (Balancing energy exchange))

Με τις μελέτες δικτύου πραγματοποιείται ανάλυση ηλεκτρικών συστημάτων στη μόνιμη και σε μεταβατικές καταστάσεις και χρησιμοποιούνται για τους ακόλουθους δείκτες οφέλους:

- › **B5** Απώλειες στο δίκτυο (Variation in grid losses)
- › **B8** Ασφάλεια εφοδιασμού: Ευστάθεια (Security of supply: System Stability)

7.2 Κοινωνικοοικονομική ανάλυση

Η κοινωνικοοικονομική ανάλυση για τα σημαντικά έργα βασίζεται στον υπολογισμό των δεικτών οφέλους που παρουσιάστηκαν στις προηγούμενες ενότητες σύμφωνα με τη μεθοδολογία του Εγχειριδίου σύνταξης Μελέτης Κόστους-Οφέλους για έργα που εντάσσονται στο ΕΣΜΗΕ. Κάποιοι από δείκτες οφέλους νομιματοποιούνται και οι άλλοι εκφράζονται σε φυσικούς όρους. Οι νομιματοποιημένοι δείκτες συνθέτουν τα νομιματοποιημένα οφέλη της κοινωνικοοικονομικής ανάλυσης. Το επενδυτικό, λειτουργικό και κόστος συντήρησης συνθέτουν τα κόστη της επένδυσης. Για τη συνολική αξιολόγηση του έργου διεξάγεται κοινωνικοοικονομική ανάλυση, λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω κόστη και οφέλη από την οποία προκύπτουν οι δείκτες απόδοσης: Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value, ENPV) και Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return (EIRR)).

Στην εκπόνηση της κοινωνικοοικονομικής ανάλυσης διαμορφώνονται ανά περίπτωση ένα πλήθος σεναρίων εξέλιξης αναφορικά με τη ζήτηση ηλεκτρισμού, τη διείσδυση ΑΠΕ, και τις τιμές καυσίμων και εκπομπών CO₂, λαμβάνοντας υπόψη το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα και τη Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050.

7.3 Αποτελέσματα Μελετών Κόστους-Οφέλους

Τα αποτελέσματα των Μελετών Κόστους-Οφέλους αναδεικνύουν και ποσοτικοποιούν τα αναμενόμενα οφέλη από την υλοποίηση του έργου, όπως αυτά περιγράφονται στους στόχους του έργου και ιδίως αναφορικά με:

- Την εξασφάλιση της ομαλής, αξιόπιστης και με οικονομικότερο τρόπο, τροφοδότησης με ηλεκτρική ενέργεια των Δωδεκανήσων και νησιών ΒΑ Αιγαίου σε σύγκριση με την υφιστάμενη κατάσταση.
- Την εξασφάλιση της ασφάλειας τροφοδοσίας με ηλεκτρική ενέργεια από το ΕΣΜΗΕ και παύση της ηλεκτρικής απομόνωσης των νησιών.
- Τη μείωση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων και της επιβάρυνσης που προκαλείται στο περιβάλλον του συμπλέγματος των Δωδεκανήσων και νησιών ΒΑ Αιγαίου από τους υφιστάμενους πετρελαϊκούς σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι λειτουργούν πλησίον κατοικημένων και τουριστικών περιοχών, με τον σταδιακό περιορισμό έως την οριστική παύση της λειτουργίας τους.
- Την αύξηση της δυνατότητας εκμετάλλευσης του πλούσιου δυναμικού ΑΠΕ της περιοχής.

Επιπρόσθετα, ειδικά για την περίπτωση έργων νησιωτικών διασυνδέσεων, ένας σημαντικός στόχος της διασύνδεσης των αυτόνομων νησιών είναι η μείωση του κόστους των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) οι οποίες αποτελούν τμήμα του ρυθμιζόμενου σκέλους των τιμολογίων λιανικής ηλεκτρικής ενέργειας και επιβαρύνουν το σύνολο των καταναλωτών της Ελλάδας με σκοπό την εξισορρόπηση του πολύ υψηλού κόστους παραγωγής ενέργειας στα ΜΔΝ. Στο πλαίσιο των ΜΚΟ πραγματοποιείται εκτίμηση της αναμενόμενης μείωσης ΥΚΩ^[62] λόγω της υλοποίησης έργων νησιωτικών διασυνδέσεων.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα βασικά αποτελέσματα των μελετών που έχουν εκπονηθεί για τα έργα Διασύνδεσης Νοτίων και Δυτικών Κυκλάδων (Δ' Φάση), Διασύνδεσης Δωδεκανήσων και Διασύνδεσης νησιών Β.Α. Αιγαίου. Σε κάθε έργο παρουσιάζονται οι τιμές των δεικτών/κριτηρίων, η εκτιμώμενη Συνολική Μείωση Κόστους ΥΚΩ και οι κοινωνικοοικονομικοί δείκτες απόδοσης.

62 Η εκτίμηση της αναμενόμενης μείωσης ΥΚΩ βασίζεται στην Απόφαση ΠΑΕ 14/2014

7.3.1 Διασύνδεση Κυκλάδων (φάση Δ')

- **Σενάριο 1:** Αναφορικά με τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, έως το έτος 2030 υιοθετούνται οι υποθέσεις του ΕΣΕΚ, ενώ για την περίοδο 2031-2050 βάση αποτελούν οι υποθέσεις του σεναρίου «ΕΣΕΚ 2030» του υπό διαβούλευση σχεδίου της Μακροχρόνιας Στρατηγικής για το 2050. Όσον αφορά την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, στα υπό εξέταση νησιά των Κυκλάδων θεωρείται μηδενική αύξηση (επίπεδο σημερινής κατάστασης), ενώ στο Διασυνδεδεμένο υιοθετούνται οι υποθέσεις του ΕΣΕΚ.
- **Σενάριο 2:** Θεωρείται ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ίδια με του σεναρίου 1. Ως προς την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ στις Κυκλάδες υιοθετούνται οι υποθέσεις του ΕΣΕΚ για το 2050, καλύπτοντας όμως το συνολικό περιθώριο με ταχύτερο ρυθμό (έως το 2034). Επίσης λαμβάνεται υπόψη η ανάπτυξη γεωθερμικού σταθμού ηλεκτροπαραγωγής 40 MW στη Μήλο.
- **Σενάριο 3:** Θεωρείται αυξημένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με εκτιμήσεις του ΑΔΜΗΕ. Ως προς την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ υιοθετούνται οι υποθέσεις του σεναρίου 1.
- **Σενάριο 4:** Υιοθετούνται οι υποθέσεις του σεναρίου 1 για τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ. Θεωρούνται αυξημένες τιμές CO₂ σχέση με το σενάριο 1.

Πίν. 7.3 Δείκτες Αξιολόγησης έργου διασύνδεσης Κυκλάδων

Κριτήριο-Δείκτης	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3	ΣΕΝΑΡΙΟ 4
B1. Κοινωνικοοικονομική ευημερία (€)	1.291.143.496	1.642.276.591	2.151.767.590	1.354.689.065
B2. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης CO ₂ (€)	1.205.633.430	2.032.670.231	1.968.296.109	1.191.318.497
B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ (GWh)	786,18	6.834,62	789,8	745,43
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (tn)				
NOx	-796	-5.121	-1.305	-937
CO	397	-1.211	806	408
SOx	-2539	-6.761	-4.728	-2387
PM _{2,5}	-174	-202	-272	-174
PM ₁₀	-345	-377	-550	-344
B5. Διαφοροποίηση Απωλειών (€)	-5.744.000	13.059.000	-3.925.000	3.250.000
B6. Επάρκεια (€)			N/A	
B7. Ευελιξία			N/A	
B8. Ευστάθεια				
Ευστάθεια γωνίας			0	
Ευστάθεια τάσης			0	
Ευστάθεια συχνότητας			++	
B9. Αποφυγή Κόστους Ανανέωσης/ Αντικατάστασης υποδομών (€)	0	0	0	0
B10. Μείωση απαιτούμενων εφεδρειών για ανακατανομή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	0	0	0	0
S1. Περιβαλλοντική Επίπτωση (km)		24,8		
S2. Κοινωνική Επίπτωση (km)		0		
S3. Λοιπές Επιπτώσεις (km)		0		

Πίν. 7.4 Εκτιμώμενη Συνολική Μείωση Κόστους ΥΚΩ έργου διασύνδεσης Κυκλάδων (σε € δις)

ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΜΕΙΩΣΗ ΥΚΩ (2025-2049)	
Σενάριο 1	1,788
Σενάριο 2	1,498
Σενάριο 3	3,092
Σενάριο 4	1,764

Πίν. 7.5 Κοινωνικοοικονομικοί δείκτες απόδοσης έργου διασύνδεσης Κυκλάδων

	ENPV	EIRR	EB/C
Σενάριο 1	899.284.818	15,34%	2,82
Σενάριο 2	1.560.373.086	21,01%	4,16
Σενάριο 3	1.804.720.366	24,32%	4,66
Σενάριο 4	934.295.762	15,79%	2,89

7.3.2 Διασύνδεση Δωδεκανήσων

- **Σενάριο 1:** Αναφορικά με τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας βάση αποτελούν οι υποθέσεις του σεναρίου «ΕΣΕΚ 2030» του υπό διαβούλευση σχεδίου της Μακροχρόνιας Στρατηγικής για το 2050. Όσον αφορά την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, υιοθετούνται οι υποθέσεις του ΕΣΕΚ.
- **Σενάριο 2:** Υιοθετούνται οι υποθέσεις του σεναρίου 1 για τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Αναφορικά με την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, στις προβλέψεις του ΕΣΕΚ προστίθενται 400 MW offshore Α/Π στο ΗΣ Κω - Καλύμνου.
- **Σενάριο 3:** Θεωρείται αυξημένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με εκτιμήσεις του ΑΔΜΗΕ. Ως προς την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ υιοθετούνται οι υποθέσεις του σεναρίου 1.

Πίν. 7.6 Δείκτες Αξιολόγησης έργου διασύνδεσης Δωδεκανήσων

Κριτήριο-Δείκτης	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3
B1. Κοινωνικοοικονομική ευημερία (€)	2.212.709.808	3.845.202.471	2.600.162.527
B2. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης CO ₂ (€)	3.987.337.337	7.581.983.740	4.887.861.397
B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ (GWh)	12.252	38.064	12.767
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (tn)			
NOx	-8074	-24.679	-9217
CO	-2888	-10.814	-4039
SOx	-1192	-78	-29
PM _{2,5}	-129	-248	-92
PM ₁₀	-166	-247	-92
B5. Διαφοροποίηση Απωλειών (€)	-118.026.862	-72.683.113	-352.506.561
B6. Επάρκεια (€)		N/A	
B7. Ευελιξία		N/A	
B8. Ευστάθεια			
Ευστάθεια γωνίας		0	
Ευστάθεια τάσης		0	
Ευστάθεια συχνότητας		++	
B9. Αποφυγή Κόστους Ανανέωσης/ Αντικατάστασης υποδομών (€)	0	0	0
B10. Μείωση απαιτούμενων εφεδρειών για ανακατανομή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	0	0	0
S1. Περιβαλλοντική Επίπτωση (km)		N/A	
S2. Κοινωνική Επίπτωση (km)		N/A	
S3. Λοιπές Επιπτώσεις (km)		N/A	

Πίν. 7.7 Εκτιμώμενη Συνολική Μείωση Κόστους ΥΚΩ έργου διασύνδεσης Δωδεκανήσων (σε € δις)

ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΜΕΙΩΣΗ ΥΚΩ (2029-2053)	
Σενάριο 1	2,809
Σενάριο 2	2,763
Σενάριο 3	3,641

Πίν. 7.8 Κοινωνικοοικονομικοί δείκτες απόδοσης έργου διασύνδεσης Δωδεκανήσων

	ENPV	EIRR	
Σενάριο 1	1.810.123.934	11,25%	2,17
Σενάριο 2	4.591.025.827	17,52%	3,97
Σενάριο 3	2.357.258.512	12,91%	2,53

7.3.3 Διασύνδεση νησιών Β.Α. Αιγαίου

- **Σενάριο 1:** Αναφορικά με τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας βάση αποτελούν οι υποθέσεις του σεναρίου «ΕΣΕΚ 2030» του υπό διαβούλευση σχεδίου της Μακροχρόνιας Στρατηγικής για το 2050. Όσον αφορά την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, υιοθετούνται οι υποθέσεις του ΕΣΕΚ.
- **Σενάριο 2:** Υιοθετούνται οι υποθέσεις του σεναρίου 1 για τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Αναφορικά με την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, στις προβλέψεις του ΕΣΕΚ προστίθενται 400 MW offshore Α/Π, τα οποία κατανέμονται στα ΗΣ Λήμνου, Σκύρου και Σάμου.
- **Σενάριο 3:** Θεωρείται αυξημένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με εκτιμήσεις του ΑΔΜΗΕ. Ως προς την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ υιοθετούνται οι υποθέσεις του σεναρίου 1.

Πίν. 7.9 Δείκτες Αξιολόγησης έργου διασύνδεσης Β.Α. Αιγαίου

Κριτήριο-Δείκτης	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3
B1. Κοινωνικοοικονομική ευημερία (€)	1.259.669.382	2.980.892.672	1.380.326.848
B2. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης CO ₂ (€)	2.418.084.427	6.187.250.416	2.872.038.151
B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ (GWh)	6.898	30.806	7.294
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (tn)			
NO _x	-4671	-18.784	-5367
CO	-1982	-8.231	-2352
SO _x	-14	-59	-17
PM _{2,5}	-45	-189	-54
PM ₁₀	-45	-161	-54
B5. Διαφοροποίηση Απωλειών (€)	-107.066.149	-31.709.024	-108.274.785
B6. Επάρκεια (€)		N/A	
B7. Ευελιξία		N/A	
B8. Ευστάθεια			
Ευστάθεια γωνίας		0	
Ευστάθεια τάσης		0	
Ευστάθεια συχνότητας		++	
B9. Αποφυγή Κόστους Ανανέωσης/ Αντικατάστασης υποδομών (€)	0	0	0
B10. Μείωση απαιτούμενων εφεδρειών για ανακατανομή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	0	0	0
S1. Περιβαλλοντική Επίπτωση (km)		N/A	
S2. Κοινωνική Επίπτωση (km)		N/A	
S3. Λοιπές Επιπτώσεις (km)		N/A	

Πίν. 7.10 Εκτιμώμενη Συνολική Μείωση Κόστους ΥΚΩ έργου διασύνδεσης Β.Α. Αιγαίου (σε € δις)

	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΜΕΙΩΣΗ ΥΚΩ (2030 – 2054) (εφεδρεία στη Χίο)	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΜΕΙΩΣΗ ΥΚΩ (2030 – 2054) (εφεδρεία στη Σάμο)
Σενάριο 1	1,657	1,641
Σενάριο 2	1,636	1,620
Σενάριο 3	1,923	1,907

Πίν. 7.11 Κοινωνικοοικονομικοί δείκτες απόδοσης έργου διασύνδεσης Β.Α. Αιγαίου

	ENPV	EIRR	EB/C
Σενάριο 1	1.030.128.165	10,88%	2,10
Σενάριο 2	4.056.018.627	22,72%	5,34
Σενάριο 3	1.305.412.442	11,92%	2,40

7.3.4 Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Τουρκίας

Το έργο της νέας διασυνδετικής Γ.Μ. 400 kV Ελλάδας – Τουρκίας αξιολογήθηκε στο πλαίσιο του διευρωπαϊκού δεκαετούς προγράμματος ανάπτυξης δικτύων TYNDP 2020 του ENTSO-E με βάση την 3η κατευθυντήρια οδηγία Μελετών Κόστους Οφέλους του ENTSO-E. Κάθε έργο που περιλαμβάνεται στο TYNDP αξιολογείται με τη μεθοδολογία αυτή που καθορίζει τα κριτήρια για την αξιολόγηση του κόστους και των οφελών των έργων μεταφοράς και αποθήκευσης, τα οποία απορρέουν από ευρωπαϊκές πολιτικές για την ολοκλήρωση της αγοράς, την ασφάλεια του εφοδιασμού και τη βιωσιμότητα.

Στο πλαίσιο του TYNDP 2020 ο ENTSO-E αξιολόγησε τα οφέλη που αποφέρει κάθε έργο το έτος 2025 για ένα σενάριο (National Trends 2025) και το έτος 2030 για τρία σενάρια:

- 1. National Trends (NT)
- 2. Distributed Energy (DE)
- 3. Global Ambition (GA)

Το σενάριο National Trends είναι το σενάριο κεντρικής πολιτικής του TYNDP 2020, το οποίο έχει σχεδιαστεί για να αντικατοπτρίζει τα Εθνικά Σχέδια για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) των κρατών μελών της ΕΕ, σύμφωνα με την απαίτηση επίτευξης των σημερινών στόχων ενεργειακής στρατηγικής για το 2030. Τα σενάρια Distributed Energy και Global Ambition έχουν σχεδιαστεί για να αντικατοπτρίζουν την επίτευξη του στόχου της διατήρησης της παγκόσμιας αύξησης της θερμοκρασίας ώστε να μην υπερβεί το στόχο του 1,5°C της Συμφωνίας του Παρισιού ενώ οι διαφορές τους σχετίζονται με διαφορετικές υποθέσεις που θεωρούνται αναφορικά με την εξέλιξη της ζήτησης και της προσφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Για κάθε σενάριο υπολογίστηκαν από τον ENTSO-E οι Δείκτες Οφέλους σύμφωνα με τη μεθοδολογία και τα αποτελέσματα έχουν καταχωρηθεί στον Πίνακα 7.12. Σημειώνεται ότι τα οφέλη που υπολογίζονται πρέπει να εκληφθούν ως οφέλη για το Ευρωπαϊκό Σύστημα στο σύνολό του.

Πίν. 7.12 Δείκτες Αξιολόγησης του νέου έργου διασύνδεσης Ελλάδας – Τουρκίας από τον ENTSO-E στο πλαίσιο του TYNDP 2020^[63]

Κριτήριο-Δείκτης		Σενάριο NT2030	Σενάριο DE2030	Σενάριο GA2030
B1. Κοινωνικοοικονομική ευημερία (Μ€/έτος)	μέγιστο	135	102	156
	μέσος όρος	128	51	135
	ελάχιστο	124	16	118
B1_CO2. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας λόγω μείωσης εκπομπών CO2	μέγιστο	-7	48	2
	μέσος όρος	-9	25	0
	ελάχιστο	-13	9	-1
B1_RES. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας λόγω διείσδυσης ΑΠΕ	μέγιστο	0	28	11
	μέσος όρος	0	22	10
	ελάχιστο	0	16	6
B2a. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης CO ₂ (ktonnes/έτος)	μέγιστο	469	-167	32
	μέσος όρος	320	-471	-12
	ελάχιστο	237	--912	-56
B2a. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης CO ₂ (Μ€/έτος)	60€/ton CO ₂	-10	3	0
	100€/ton CO ₂	-23	22	1
	189€/ton CO ₂	-52	64	2
B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ (GWh/έτος)	μέγιστο	9	537	276
	μέσος όρος	4	447	221
	ελάχιστο	0	297	138
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (kg/έτος)				
NO _x	μέσος όρος	1077	-	-
NH ₃	μέσος όρος	-104	-	-
SO ₂	μέσος όρος	85	-	-
PM ₅	μέσος όρος	1420	-	-
PM ₁₀	μέσος όρος	196	-	-
NVMOC	μέσος όρος	1074	-	-

63 <https://tyndp2020-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission/1067>



ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΗΣ & ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ