





ΔΕΚΑΕΤΕΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 2025-2034

ΚΥΡΙΟ ΤΕΥΧΟΣ

ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ 2024
ΕΚΔΟΣΗ 0.2 - ΥΠΟΒΛΗΘΕΝ ΣΤΗ ΡΑΑΕΥ

ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΗΣ & ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ
ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

admie
ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ
ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ
ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Περιεχόμενα

1 | Εισαγωγή 10
1.1 Γενικά 10
1.2 Νομοθετικό και Ρυθμιστικό Πλαίσιο 12
1.3 Δημοσιοποίηση και Διαβούλευση 14
2 | Οδηγοί Παράμετροι για την Ανάπτυξη του Συστήματος 16
2.1 Ενσωμάτωση αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ 19
2.2 Ενίσχυση Ασφάλειας και Αξιοπιστίας του Συστήματος Μεταφοράς 19
2.3 Υλοποίηση Νησιωτικών Διασυνδέσεων 20
2.3.1 Στρατηγική Διασύνδεσης Αυτόνομων Νησιωτικών Συστημάτων με το ΕΣΜΗΕ 20
2.4 Ανάπτυξη Διεθνών Διασυνδέσεων 23
2.5 Ενσωμάτωση Υπεράκτιων Πάρκων 24
2.6 Ενσωμάτωση Συστημάτων Αποθήκευσης 26
2.7 Αναβάθμιση Ευστάθειας και Ελέγχου Συστήματος Μεταφοράς 29
2.8 Μακροπρόθεσμη Στρατηγική Ανάπτυξης του Συστήματος 30
3 | Σχεδιασμός Ανάπτυξης Συστήματος 34
3.1 Σενάρια Ανάπτυξης 34
3.1.1 Μονάδες παραγωγής 35
3.1.2 Ζήτηση ενέργειας 36
3.1.3 Αιχμή φορτίου 38
3.2 Σύστημα Μεταφοράς 41
3.2.1 Υποσταθμοί ΥΤ/ΜΤ και Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ) 41
3.2.2 Γραμμές Μεταφοράς (Γ.Μ.) 42
3.2.3 Συσκευές Αντιστάθμισης Αέργου Ισχύος 42
4 | Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Μονάδες Συμπαραγωγής Υψηλής Απόδοσης 46
4.1 Γενικά 46
4.2 Παρούσα Κατάσταση 47
4.3 Μονάδες ΑΠΕ σε Λειτουργία στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα 50
5 | Διεθνείς Διασυνδέσεις 54
5.1 Υφιστάμενες διασυνδέσεις του Ελληνικού Συστήματος 54
5.1.1 Ελλάδα - Βόρεια Μακεδονία 55
5.1.2 Ελλάδα - Αλβανία 55
5.1.3 Ελλάδα - Βουλγαρία 55
5.1.4 Ελλάδα - Ιταλία 55
5.1.5 Ελλάδα - Τουρκία 55
5.2 Ιστορικά Στοιχεία Αξιοποίησης Διασυνδέσεων 56
5.3 Νέες Διασυνδετικές Γ.Μ. στην περιοχή με επίδραση στην ικανότητα ανταλλαγών ισχύος του Ελληνικού Συστήματος 57
5.4 Νέες Διασυνδέσεις του Ελληνικού Συστήματος με Γειτονικά Συστήματα 58
5.4.1 Δεύτερη Διασύνδεση Ελλάδας - Τουρκίας 58
5.4.2 Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας - Αλβανίας 59
5.4.3 Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας 59

5.4.4 Διασύνδεση Ελλάδας - Κύπρου - Ισραήλ (Great Sea Interconnector) 60
5.4.5 Διασύνδεση Ελλάδας - Αιγύπτου 61
5.4.6 Αναβάθμιση διασύνδεσης Ελλάδας - Βόρειας Μακεδονίας 62
5.4.7 Διασύνδεση Ελλάδας – Γερμανίας (Green Aegean Interconnector) 62
5.4.8 Διασύνδεση Ελλάδας – Σαουδικής Αραβίας (Saudi Greek Interconnection) 62
5.4.9 5.4.9 Άλλα έργα στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (TYNDP) του ENTSO-E 62
5.5 Επίπεδο διασυνδεσιμότητας 63
5.6 Έργα Ανάπτυξης στη Ν.Α. Ευρώπη - Περιφερειακή Διάσταση 65
5.7 Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος (Projects of Common Interest) και Έργα Αμοιβαίου Ενδιαφέροντος (Projects of Mutual Interest) 66

6 | Έργα Συστήματος 68
6.1 Γενικά 68
6.2 Κατηγοριοποίηση Έργων 69
6.2.1 Νέα Έργα 69
6.2.2 Προγραμματισμένα 70
6.2.3 Σε Αδειοδότηση 70
6.2.4 Σε Εξέλιξη 71
6.2.5 Υπό Κατασκευή 71
6.2.6 Ολοκληρωμένα 72
6.2.7 Καθυστέρηση 72
6.2.8 Επαναπρογραμματισμός 72
6.2.9 Ακύρωση 74
6.3 Απολογισμός ΔΠΑ 2024-2033 74
6.3.1 Ολοκλήρωση υποέργων 74
6.3.2 Έργα επέκτασης για την σύνδεση Χρηστών 75
6.4 Εκτίμηση δαπανών ΔΠΑ 2025-2034 77
6.5 Ανασκόπηση προόδου υλοποίησης έργων 82

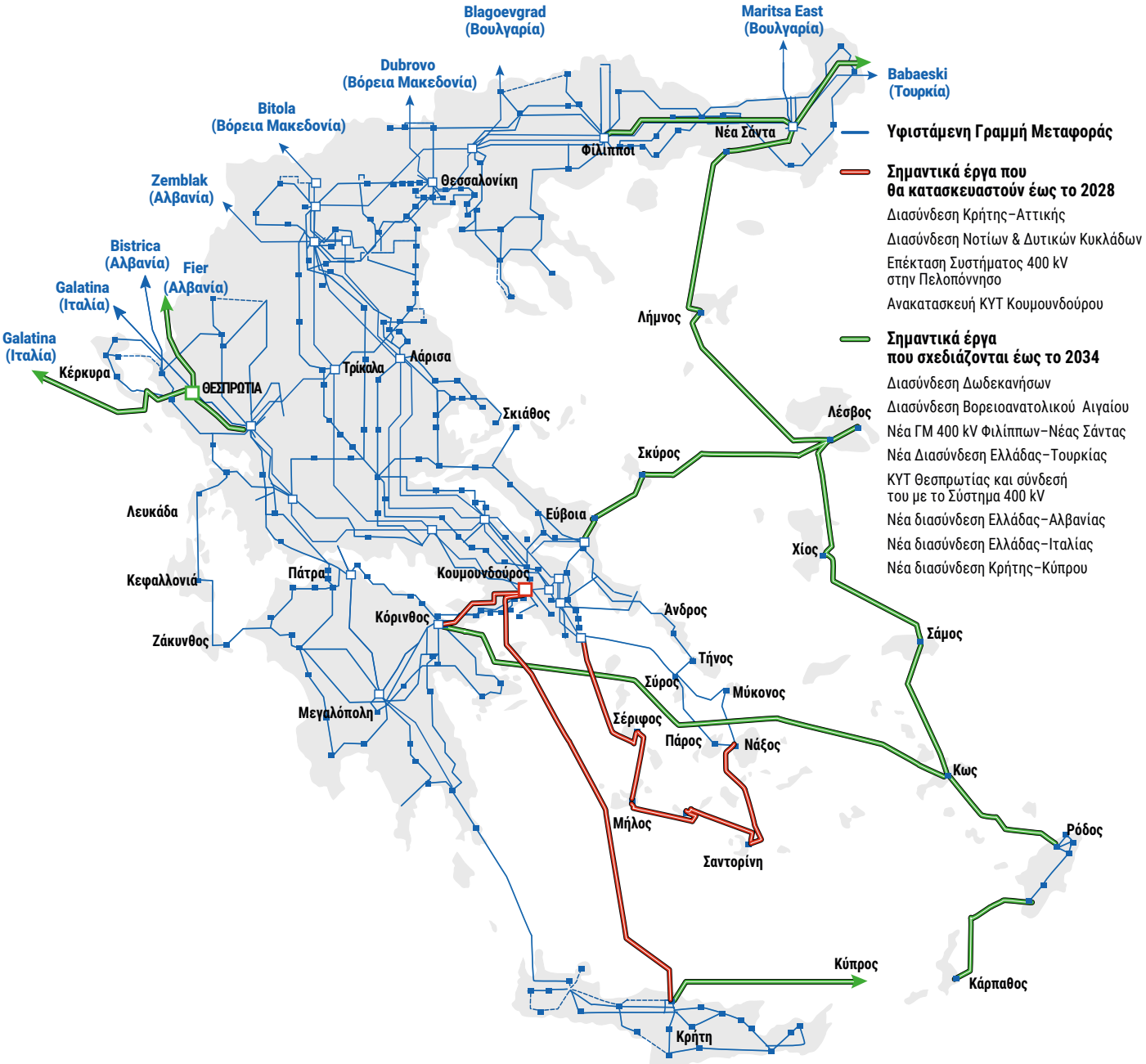
7 | Μελέτες Κόστους - Οφέλους 90
7.1 Μεθοδολογία ΜΚΟ 91
7.2 Κοινωνικοοικονομική ανάλυση 94
7.3 Αποτελέσματα Μελετών Κόστους-Οφέλους 94
7.3.1 Διασύνδεση Κυκλάδων (φάση Δ') 95
7.3.2 Διασύνδεση Δωδεκανήσων 96
7.3.3 Διασύνδεση νησιών Β.Α. Αιγαίου 97
7.3.4 Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Τουρκίας 99
7.3.5 Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Αλβανίας 101
7.3.6 Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας 102

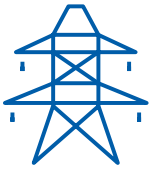
Συντομογραφίες

2Β	:	Γραμμή μεταφοράς διπλού κυκλώματος βαρέος τύπου
2Β΄Β΄	:	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
Α/Π	:	Αιολικό πάρκο
Α/Ε	:	Αυτεπαγωγή
ΑΕΠΟ	:	Απόφαση Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων
ΑΜ/Σ	:	Αυτομετασχηματιστής
ΑΠΕ	:	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΣΠ	:	Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής
Β	:	Γραμμή μεταφοράς απλού κυκλώματος βαρέος τύπου
Β΄Β΄	:	Γραμμή μεταφοράς απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό
Β΄Β΄Β΄	:	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
Ε	:	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 Ν-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

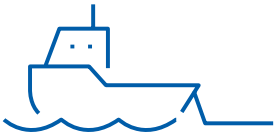
ΜΑΣΜ	:	Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς
ΜΔΝ	:	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
ΜΠΕ	:	Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων
ΜΤ	:	Μέση τάση
ΜΥΗΣ	:	Μικρός Υδροηλεκτρικός Σταθμός
ΟΠΣ	:	Οριστική Προσφορά Σύνδεσης
ΠΠΕ	:	Προμελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων
ΠΠΕΑ	:	Προκαταρκτική Περιβαλλοντική Εκτίμηση και Αξιολόγηση
ΠΣ	:	Προσφορά Σύνδεσης
ΡΑΕ	:	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΡΑΑΕΥ	:	Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων Ενέργειας και Υδάτων
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 Συμπαραγωγής 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





11.940 χλμ.
εναέριες γραμμές



1.196 χλμ.
υποβρύχιες γραμμές



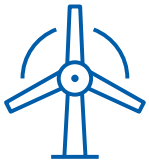
422 χλμ.
υπόγειες γραμμές



2,9 GW
μεταφορική ικανότητα
διασυνδέσεων



49,2 TWh
μεταφερόμενη
ηλεκτρική ενέργεια



13,3 GW
ΑΠΕ σε λειτουργία
(Σύστημα και Δίκτυο)



22 κέντρα
υπερυψηλής τάσης



391
υποσταθμοί



1 | Εισαγωγή

1 | Εισαγωγή

Το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (ΔΠΑ) 2025-2034 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 διασυνδετικών 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 (Greenhouse 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. Τα έργα διασύνδεσης των ΜΔΝ με το ΕΣΜΗΕ αποτελούν στρατηγικό στόχο του ΑΔΜΗΕ και καταλαμβάνουν το

1 *Εθνικό Σχέδιο Ενέργειας και Κλίματος - Προσχέδιο Αναθεωρημένης Έκδοσης, ΥΠΕΝ, Οκτώβριος 2023.*



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 2022[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 στον 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 επικρατεί λόγω των πρωτόγνωρων και πέραν πάσης πρόβλεψης συνθηκών των τελευταίων ετών, εκκινώντας από την εξάπλωση του κορωνοϊού από τον Δεκέμβριο του 2019 έως τις τρέχουσες συνθήκες ενεργειακής κρίσης και πολέμου στο Ισραήλ και στην Ουκρανία.

2 https://www.admie.gr/sites/default/files/attached-files/type-file/2023/11/ekthesi-biosimis-anaptixis-2022.pdf



Κατά τη διάρκεια της τελευταίας χρονιάς ολοκληρώθηκαν πολλά έργα σε συμφωνία με τα χρονοδιαγράμματα όπως παρουσιάζεται σε επόμενες ενότητες. Από την άλλη πλευρά θα πρέπει να αναγνωριστεί ότι οι περιορισμοί που επιβλήθηκαν σε παραγωγικές δραστηριότητες και στις μεταφορές 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 προβαίνει διαρκώς σε όλες τις απαραίτητες ενέργειες, σε συντονισμό με τους αρμόδιους κρατικούς φορείς 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 στον 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,**

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

- **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 την υποενότητα 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. 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 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 τέως Διοικήσεως Πρωτευούσης) δεν περιλαμβάνουν έργα επέκτασης του ΕΣΜΗΕ και υλοποιούνται εξ' ολοκλήρου με ευθύνη του αρμόδιου Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής. Επίσης σύμφωνα με Απόφαση της ΡΑΕ (νυν ΡΑΑΕΥ)[8], το κόστος των έργων επέκτασης για τη σύνδεση του Δικτύου χρηματοδοτείται από τον ΑΔΜΗΕ και ανακτάται μέσω των χρεώσεων για τη χρήση του Συστήματος. Αναφορικά με το κόστος των έργων επέκτασης του ΕΣΜΗΕ για τη σύνδεση των Χρηστών (Παραγωγών και Καταναλωτών) με το Σύστημα και σε εφαρμογή του άρθρου 98 του Ν. 4951/2022, αυτό βαρύνει κατ' αρχήν τον Χρήστη, επιμερίζεται μεταξύ του Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ και του Χρήστη, κατά ποσοστό πενήντα τοις εκατό (50%) στον καθένα, και ανακτάται από τον Χρήστη, σύμφωνα με τη διαδικασία που θα εξειδικευτεί στον ΚΔΣ.

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, *Επανέκδοση του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας*, ΦΕΚ 4658/Β/22-10-2020

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

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, αντανακλούν 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 2025-2034 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 2025-2034 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 ΡΑΑΕΥ 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).



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 Οδηγιών (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/ ΕC που αντικαθιστά τον Κανονισμό EC/714/2009 η Οδηγία 2019/944/EC που αντικαθιστά την Οδηγία 2009/72/EC 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].



Τα τελευταία χρόνια η πανδημία Covid 19 είχε δυσμενείς επιπτώσεις στις οικονομίες όλων των χωρών επηρεάζοντας και τον ενεργειακό τομέα. Στο πλαίσιο αυτό η ΕΕ προκειμένου να επαναφέρει την οικονομία των κρατών-μελών στους προηγούμενους ρυθμούς ανάπτυξης και να αντιμετωπίσει τις επιπτώσεις της υγειονομικής κρίσης θέσπισε το Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας (Recovery and Resilience Facility, RRF). Ο βασικός στόχος του RRF είναι να κάνει τις ευρωπαϊκές οικονομίες και κοινωνίες περισσότερο βιώσιμες, ανθεκτικές και να τις προετοιμάσει καλύτερα για τις προκλήσεις και ευκαιρίες της πράσινης και της ψηφιακής μετάβασης. Για το σκοπό αυτό διαθέτει €723,8 δις σε δάνεια (€385,8 δις) και επιχορηγήσεις (€338 δις). Το RRF βοηθάει την ΕΕ να επιτύχει το στόχο της κλιματικής ουδετερότητας το 2050. Από τα 22 εγκεκριμένα εθνικά σχέδια για απορρόφηση κονδυλίων από το RRF το 40% αφορά σε μέτρα για την κλιματική αλλαγή και 26% σε μέτρα για την ψηφιακή μετάβαση.

Μετά την υιοθέτηση του RRF η γεωπολιτική κατάσταση άλλαξε σημαντικά. Η ρωσική εισβολή στην Ουκρανία επηρέασε δραματικά την ευρωπαϊκή οικονομία και κοινωνία. Αυτές οι πρωτοφανείς γεωπολιτικές προκλήσεις κατέστησαν σημαντική και επείγουσα την ανάγκη μείωσης της εξάρτησης της ΕΕ από τα συμβατικά καύσιμα και ειδικότερα από τα εισαγόμενα από τη Ρωσία, μέσω της πλήρους υλοποίησης του Πακέτου Fit for 55, την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και την περαιτέρω ενίσχυση της εξοικονόμησης ενέργειας. Για να ανταποκριθεί στις παραπάνω προκλήσεις μετά από απαίτηση του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου στις 18 Μαΐου 2022 η ΕΕ δημοσίευσε το REPowerEU Plan που θεσπίζει κοινές ευρωπαϊκές δράσεις συμπληρώνοντας τα μέτρα για την ενεργειακή ασφάλεια τροφοδοσίας και την αποθήκευση. Ειδικότερα το REPowerEU plan

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



προτείνει μια δέσμη δράσεων για εξοικονόμηση ενέργειας, για διαφοροποίηση των ενεργειακών πηγών τροφοδοσίας και την επιτάχυνση των ευρωπαϊκών στόχων της πράσινης συμφωνίας και μετάβασης. Σύμφωνα με τις διαθέσιμες πληροφορίες μεταξύ των στόχων που προβλέπονται για ολόκληρη την ΕΕ για το 2030 είναι η μείωση των εκπομπών του θερμοκηπίου κατά 55% σε σχέση με το επίπεδο εκπομπών του 1990 με προοπτική κλιματικής ουδετρεότητας το 2050. Για τις ΑΠΕ προβλέπεται να αντιστοιχούν σε ποσοστό 45% της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ενέργειας, στόχος που συνοδεύεται από επιμέρους στόχους ανά τομέα κατανάλωσης (ηλεκτρική ενέργεια, θέρμανση-ψύξη, μεταφορές).

Το Ταμείο Ανάκαμψης (RRF) μπορεί να συμβάλει καθοριστικά στην κινητοποίηση και υλοποίηση των διαθέσιμων πόρων σε ευρωπαϊκό και εθνικό επίπεδο ώστε να επιτευχθούν οι στόχοι του REPowerEU plan. Στην κατεύθυνση αυτή προτείνεται αναθεώρηση του Κανονισμού RRF ώστε να δοθεί η απαραίτητη έμφαση στους στόχους του REPowerEU plan.

Εκτός από το RRF που είναι στην καρδιά του REPowerEU plan παρέχοντας επιπλέον χρηματοδότηση, άλλες πηγές χρηματοδότησης είναι το Ταμείο Συνοχής (Cohesion Policy Funds), Connecting Europe Facility (CEF), Innovation Fund, National and EU funding in support of REPowerEU objectives, European Investment Bank (EIB), ιδιωτική χρηματοδότηση.

Στο πλαίσιο αυτό, οι οδηγοί παράμετροι που υιοθετεί ο ΑΔΜΗΕ για την ανάπτυξη του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) συμβαδίζουν και είναι σε απόλυτη συμφωνία με τις κατευθυντήριες γραμμές και το ρυθμιστικό και κανονιστικό πλαίσιο της ευρωπαϊκής ενεργειακής και περιβαλλοντικής πολιτικής που συνοπτικά παρουσιάστηκε παραπάνω. Η ενσωμάτωση των σύγχρονων τεχνολογιών στον τομέα της μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και η στενή παρακολούθηση των τεχνολογικών εξελίξεων σε ευρωπαlκό και διεθνές επίπεδο αποτελεί στρατηγική επιλογή και πρακτική για τον ΑΔΜΗΕ. 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.

Ο Διαχειριστής ενημερώνεται επίσης συνεχώς και σε βάθος για τις διαθέσιμες εθνικές και ευρωπαϊκές χρηματοδοτικές πηγές που θα τον βοηθήσουν στην έγκαιρη και έγκυρη υλοποίηση του επενδυτικού προγράμματος, αναγκαίου για τη συμβολή του στην επίτευξη των στόχων για την μετάβαση σε μια κλιματικά ουδέτερη Ευρώπη έως το 2050.

Ο ΑΔΜΗΕ κάνει χρήση και αξιοποιεί με τον καλύτερο τρόπο τους διαθέσιμους χρηματοδοτικούς πόρους, εργαλεία και μηχανισμούς εντάσσοντας μεγάλα έργα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, όπως νησιωτικές διασυνδέσεις, σε αυτά.

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 στο προσχέδιο αναθεώρησης του ΕΣΕΚ (Οκτώβριος 2023). Το προσχέδιο αυτό ενσωματώνει τους στόχους στο πλαίσιο της πολιτικής της Ευρωπαϊκής Ένωσης (RE-PowerEU και Fit-for-55 στο πλαίσιο του Green Deal), τις υπό τελική διαμόρφωση Ευρωπαϊκές οδηγίες για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, την ενεργειακή αποδοτικότητα και άλλες, αλλά και τους στόχους του πρόσφατου Εθνικού Κλιματικού Νόμου για τη μετάβαση στην κλιματική ουδετερότητα και την προσαρμογή στην κλιματική αλλαγή (ν. 4936, ΦΕΚ 105 Α/27.05.2022). Σημειώνεται ότι ο Εθνικός Κλιματικός Νόμος έθεσε συγκεκριμένους στόχους, περιλαμβανομένης της μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 55% έως το έτος 2030 και κατά 80% έως το έτος 2040 (σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990), και επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας (δηλαδή μηδενικές συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου) έως το έτος 2050, ενώ όρισε ως καταληκτική ημερομηνία για την απολιγνιτοποίηση του ενεργειακού μίγματος της χώρας την 31η Δεκεμβρίου 2028. Κύριος πυλώνας για την επίτευξη των στόχων που τίθενται στο προσχέδιο αναθεώρησης του ΕΣΕΚ αναδεικνύονται οι ΑΠΕ. Ειδικότερα, προβλέπεται η αναδιάρθρωση του ενεργειακού μίγματος της χώρας έως το 2030 και η αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ σε 44% της συνολικής ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης της ενέργειας. Για την επίτευξη αυτού του στόχου το προσχέδιο αναθεώρησης του ΕΣΕΚ προδιαγράφει έναν ριζικό μετασχηματισμό του τομέα του ηλεκτρισμού, με στόχο το μερίδιο συμμετοχής των μονάδων παραγωγής από ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας να φτάνει το 80% το 2030 και να πλησιάσει το 95% από το 2035 και έπειτα. Ως εκ τούτου, προβλέπεται αλματώδης διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή. Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ προβλέπεται από τα 15,4 GW (συμπεριλαμβανομένων 3,1 GW των Μεγάλων ΥΗΣ) που είναι σήμερα να υπερβεί τα 27 GW το 2030 και τα 38 GW το 2035.

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, σε συνδυασμό με το νέο πλαίσιο της Υπουργικής Απόφασης ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/53607/1559/2023 - ΦΕΚ 3328/Β/19.05.23 και του Άρθρου 10, παρ. 5 του ν. 4951/2022 (ΦΕΚ Α' 129), με τα οποία εξειδικεύτηκαν και ποσοτικοποιήθηκαν λειτουργικοί περιορισμοί στην έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας και ισχύος για σταθμούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και Σταθμών Αποθήκευσης στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, κατόπιν σχετικών εισηγήσεων του ΑΔΜΗΕ[14] και του ΔΕΔΔΗΕ[15]

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.

14 Εισήγηση ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (ΑΔΜΗΕ Α.Ε./ΔΝΣ/21028/02.11.2022)
15 Εισήγηση ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε./ΓρΔ/356507/04.11.2022)

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 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 κατασκευής / έναρξης δοκιμών το έτος 2024 και εκτιμώμενη ολοκλήρωση / έναρξη εμπορικής λειτουργίας το α' εξάμηνο του 2025. 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 τεχνικοοικονομικά 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 Ηρακλειά 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 Συστήματα[16] (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.

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

- 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.



Σχήμα 2.1 Διασυνδέσεις Νήσων του Αιγαίου υπό ΜΤ *(πηγή ΔΕΔΔΗΕ)*

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

- **Θα επιτρέψει τη σημαντικότατη 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 διασυνδεόμενα 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 < 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 (νυν ΡΑΑΕΥ) 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 ΔΕΔΔΗΕ 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 περισσοτέρων ΜΔΝ, είτε μέσω της διασύνδεσής τους με το ΕΣΜΗΕ ή το Διασυνδεδεμένο με αυτό ΕΔΔΗΕ 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[17]. Το πόρισμα αξιολογήθηκε από τον ΑΔΜΗΕ, ο οποίος γνωστοποίησε τις απόψεις του επί του θέματος[18] ανεξάρτητα από το ΔΕΔΔΗΕ[19].

17 *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

18 *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

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

- Πόρισμα επί της οικονομικότητας της ηλεκτροδότησης των Νήσων του Νοτίου Αιγαίου (Δωδεκάνησα) Μέρος Ι[20]. Το πόρισμα αξιολογήθηκε από τον ΑΔΜΗΕ, ο οποίος γνωστοποίησε τις απόψεις του επί του θέματος[21] ανεξάρτητα από το ΔΕΔΔΗΕ[22].
- Πόρισμα επί της οικονομικότητας της ηλεκτροδότησης των Νήσων του Βορείου Αιγαίου Μέρος ΙΙ[23], για το οποίο ο ΑΔΜΗΕ εισηγήθηκε αντιστοίχως στη Ρυθμιστική Αρχή[24].

Το σύνολο των συμπερασμάτων των τριών πορισμάτων περιλαμβάνεται σε σχετική απόφαση της ΡΑΕ[25]. 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 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.

20 *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

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

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

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

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

25 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

Ο ΑΔΜΗΕ βρίσκεται σε στενή συνεργασία με όλες τις γειτονικές χώρες, σχεδιάζοντας την ανάπτυξη νέων διασυνδέσεων, κάποιες από τις οποίες έχουν ήδη ενταχθεί σε προγενέστερα ΔΠΑ. Χαρακτηριστικά αναφέρονται η δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας – Τουρκίας, η δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας, και η δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας – Αλβανίας. Επιπλέον, σε συνεργασία με τον Διαχειριστή της Β. Μακεδονίας (MEPSO), διερευνάται η αναβάθμιση της διασύνδεσης μεταξύ των δύο χωρών, ενώ ωριμάζει η συνεργασία με τον Διαχειριστή της Αιγύπτου (EETC) και τον φορέα υλοποίησης Elica Group για την ηλεκτρική διασύνδεση Ελλάδας - Αιγύπτου. Ταυτόχρονα, βρίσκεται σε εξέλιξη το έργο διασύνδεσης Ελλάδας (Κρήτη) – Κύπρου, για το οποίο τον Οκτώβριο του 2023 ο ΑΔΜΗΕ ορίστηκε Φορέας Υλοποίησης και Project Promoter, διασφαλίζοντας την τεχνική και χρηματοδοτική επάρκεια του έργου και θέτοντας τις βάσεις για την έγκαιρη ολοκλήρωσή του.

2.5 Ενσωμάτωση Υπεράκτιων Πάρκων

Η επίτευξη των στόχων που τίθενται με το τρέχον Προσχέδιο Αναθεώρησης του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα επιτάσσει την 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.

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[26] [27], σύμφωνα με την οποία προκύπτουν σημαντικά οικονομικά οφέλη με τον συνδυασμό έργων υπεράκτιων αιολικών πάρκων σε κοινό διασυνδετικό 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.

Εντός του 2022 ψηφίστηκε ο ν. 4964/2022 (ΦΕΚ Α 150/30.07.2022) που εισάγει το πλαίσιο για την υλοποίηση των υπεράκτιων πάρκων στον Ελληνικό θαλάσσιο χώρο. Σύμφωνα με τον νόμο 4964 το Ελληνικό Δημόσιο έχει την αποκλειστική αρμοδιότητα για την έρευνα, την αναζήτηση και τον προσδιορισμό των Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων (ΠΟΥΑΠ) και Περιοχών Εγκατάστασης ΥΑΠ, καθώς και την αποκλειστική αρμοδιότητα παραχώρησης των δικαιωμάτων έρευνας κα εκμετάλλευσης Έργων ΥΑΠ, εντός ΠΟΑΥΑΠ.

26 *2nd Interim Report Study on the offshore grid potential in the Mediterranean region*, NAVIGANT, June 2020, Prepared for Directorate-General for ENERGY

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

Η διαχείριση για λογαριασμό του Ελληνικού Δημοσίου των δικαιωμάτων αυτών ανατίθεται στην Ελληνική Διαχειριστική Εταιρία Υδρογονανθράκων Α.Ε. (ΕΔΕΥ Α.Ε.) που ορίζεται ως Φορέας ΥΑΠ και για τον σκοπό αυτό μετονομάστηκε σε Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων και Ενεργειακών Πόρων Α.Ε. (ΕΔΕΥΕΠ Α.Ε.).

Ο σχεδιασμός και η ανάπτυξη της δραστηριότητας Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων (ΥΑΠ) τελούνται σύμφωνα με:

- **(α) τον ενεργειακό σχεδιασμό και τους στόχους της χώρας, όπως αποτυπώνονται στο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ),**
- **(β) τον ευρύτερο σχεδιασμό της χώρας για την προστασία του περιβάλλοντος και της βιοποικιλότητας,**
- **(γ)τον χωροταξικό σχεδιασμό της χώρας, συμπεριλαμβανομένων της Εθνικής Χωρικής Στρατηγικής για τον χερσαίο χώρο, του Ειδικού Χωροταξικού Πλαισίου για τις ΑΠΕ, της Εθνικής Χωρικής Στρατηγικής για τον Θαλάσσιο Χώρο και τα Θαλάσσια Χωροταξικά Πλαίσια καθώς και τις διεθνείς πρακτικές**
- **(δ) τις απαιτήσεις της εθνικής ασφάλειας,**
- **(ε) άλλα κριτήρια, όπως η ύπαρξη μνημείων και ναυαγίων, θαλάσσιων και υποθαλάσσιων κρίσιμων υποδομών, θαλάσσιων πεδίων που υπόκεινται σε περιορισμούς, η θαλάσσια κυκλοφορία για την εξασφάλιση των όρων και συνθήκων της ασφαλούς ναυσιπλοΐας, η ανάπτυξη του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Ε.Σ.Μ.Η.Ε.), καθώς και κριτήρια που αφορούν σε παραγωγικές και αναπτυξιακές δραστηριότητες.**

Ο Φορέας ΥΑΠ μεριμνά για την εκπόνηση τεχνικής μελέτης και στη βάση αυτής, σχεδίου Εθνικού Προγράμματος Ανάπτυξης ΥΑΠ. Το Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΥΑΠ θέτει τους βασικούς άξονες σε εθνικό επίπεδο για τον σχεδιασμό, την ανάπτυξη, χωροθέτηση, εγκατάσταση και εκμετάλλευση ΥΑΠ, καθώς και μεσοπρόθεσμους και μακροπρόθεσμους στόχους εγκατεστημένης ισχύος για Έργα ΥΑΠ. Παράλληλα, περιέχει τις περιοχές που μπορούν να υποδεχτούν Έργα ΥΑΠ ως εν δυνάμει Περιοχές Οργανωμένης Ανάπτυξης ΥΑΠ (ΠΟΑΥΑΠ) και προβαίνει σε εκτίμηση της ισχύος Έργων ΥΑΠ που μπορεί να εγκατασταθεί σε αυτές.

Αναφορικά με τα θέματα σύνδεσης με το Σύστημα συστήνεται Επιτροπή Συντονισμού Σύνδεσης και Ανάπτυξης Έργων Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων, αποστολή της οποίας είναι η υποστήριξη του Φορέα ΥΑΠ και η διευκόλυνση της συνεργασίας του με τον Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς, τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας και τους λοιπούς αρμόδιους φορείς για την ανάπτυξη των ΥΑΠ και ειδικότερα για:

- **α) τον προσδιορισμό της μέγιστης δυνατότητας απορρόφησης αιολικής ισχύος από κάθε θαλάσσια περιοχή που περιγράφεται στο Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΥΑΠ,**
- **β) τον προσδιορισμό ενδεικτικού χρονοδιαγράμματος και ενδεικτικού κόστους της διασύνδεσης των περιοχών αυτών με το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ),**
- **γ) τον προσδιορισμό διασυνδετικών λύσεων για την ισχύ των ΥΑΠ, κατά τον τεχνικά και οικονομικά βέλτιστο τρόπο,**
- **δ) την επίτευξη συνεργειών με τα δίκτυα υποθαλάσσιων διασυνδέσεων για τη διασύνδεση των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών,**
- **ε) την κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στα νησιωτικά ηλεκτρικά συστήματα και την απορρόφηση της παραγωγής των τοπικά εγκατεστημένων σταθμών,**
- **στ) τη διερεύνηση της συμβατότητας με τις τεχνικές δυνατότητες των υποδομών του ηπειρωτικού συστήματος και τις δυνατότητες περαιτέρω ανάπτυξής τους,**
- **ζ) τη διερεύνηση της συμβατότητας και συνέργειας με μεγάλης κλίμακας διασυνδετικά έργα, όπως οι διασυνοριακές διασυνδέσεις,**
- **η) την εκτίμηση της αναγκαίας δέσμευσης ηλεκτρικού χώρου στο δίκτυο του ΕΣΜΗΕ, ώστε να είναι δυνατή η εφαρμογή του παρόντα και η ανάπτυξη και λειτουργία των Έργων ΥΑΠ, σύμφωνα με τους στόχους του Εθνικού Προγράμματος Ανάπτυξης ΥΑΠ και του ΕΣΕΚ.**

- Ο ΑΔΜΗΕ είναι αποκλειστικά υπεύθυνος για τον σχεδιασμό, την ανάπτυξη, κατασκευή και λειτουργία των έργων διασύνδεσης από το ΕΣΜΗΕ, μέχρι και το Σημείο Διασύνδεσης Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης ΥΑΠ. Ειδικότερα ο ΑΔΜΗΕ, αφού λάβει υπόψη την εισήγηση της Επιτροπής Συντονισμού Σύνδεσης και Ανάπτυξης Έργων ΥΑΠ, θα εκπονήσει μελέτη στρατηγικού σχεδιασμού ανάπτυξης των απαιτούμενων Έργων Διασύνδεσης Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης ΥΑΠ και θα υποβάλει προς έγκριση στη ΡΑΑΕΥ τις αναγκαίες τροποποιήσεις του ισχύοντος Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης, καθώς και εκτίμηση του προϋπολογιζόμενου κόστους ανάπτυξης των δικτύων αυτών, το οποίο θα επιβαρύνει τον ΑΔΜΗΕ και θα ανακτάται από αυτόν μέσω των Χρεώσεων Χρήσης του Συστήματος (ΧΧΣ).

Μετά από αίτημα του Φορέα ΥΑΠ, ο ΑΔΜΗΕ, λαμβάνοντας υπόψη την εισήγηση της Επιτροπής Συντονισμού Σύνδεσης και Ανάπτυξης Έργων ΥΑΠ, θα εκδώσει απόφαση δέσμευσης ηλεκτρικού χώρου για τη σύνδεση με το ΕΣΜΗΕ της εκτιμώμενης ισχύος Έργων ΥΑΠ που αντιστοιχεί στις ΠΟΑΥΑΠ που θα εγκριθούν με προεδρικό διάταγμα. Τον Ιανουάριο του 2024, η Επιτροπή Συντονισμού Σύνδεσης και Ανάπτυξης Έργων ΥΑΠ εισηγήθηκε τη δέσμευση ηλεκτρικού χώρου για υποδοχή έργων ΥΑΠ συνολικής ισχύος 2 GW, η οποία επιμερίζεται ανά περιοχή του ΕΣΜΗΕ σύμφωνα με τον Πιν. 2.2.

Πιν. 2.2 Πρόταση Επιτροπής Σύνδεσης και Ανάπτυξης Έργων ΥΑΠ για δέσμευση ηλεκτρικού χώρου ανά περιοχή του ΕΣΜΗΕ

Κόμβος σύνδεσης/περιοχή ΕΣΜΗΕ	Εγκατεστημένη Ισχύς ΥΑΠ (MW)	Ενδεικτική περιοχή ανάπτυξης ΥΑΠ
Θράκη (ενδεικτικά ΚΥΤ Ν. Σάντας)	600	Έβρος/Σαμοθράκη (Πιλοτική εφαρμογή ΥΑΠ)
Κρήτη	600	Κρήτη
Κυκλάδες (Σύρος/Πάρος/Νάξος)	250	Κυκλάδες
Αττική (ΚΥΤ Παλλήνης/ΚΥΤ Αγ. Στεφάνου)	200	Κυκλάδες (πλησίον Αττικής) / Ν. Ευβοϊκός
Δωδεκάνησα (ενδεικτικά Κως/Σορωνή)	350	Δωδεκάνησα
Σύνολο	**2.000**	

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 αναβολή 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[28] 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.

- **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 εξασφαλίζεται η τήρηση των κριτηρίων ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος (φορτίσεις, επίπεδα τάσεων κλπ.) με βάση το

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

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. Πιλοτικά έργα στην κατεύθυνση αυτή βρίσκονται ήδη σε εξέλιξη από 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 κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής 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.

Σε συνέχεια της έγκρισης της Ευρωπαϊκής Επιτροπής C(2022) 6461/05.09.2022 RRF - Greece - Financial support in favour of electricity storage facilities, με το άρθρο 143ΣΤ Οικονομική ενίσχυση σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στο Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας του ν. 4001/2011, όπως προστέθηκε με το άρθρο 225 του ν. 4920/2022 (ΦΕΚ Α' 74/15.04.2022), καθορίστηκε το θεσμικό πλαίσιο για την ένταξη σε καθεστώς στήριξης σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΑΗΕ) που συνδέονται και λειτουργούν στο ΕΣΜΗΕ, καθώς και σε σταθμούς αποθήκευσης που εγκαθίστανται σε χώρες εντός του Ευρωπαϊκού Οικονομικού Χώρου.

Η ΡΑΑΕΥ, κατ' εξουσιοδότηση της παρ. 4 του άρθρου 143ΣΤ του ν. 4001/2011, και σε συνέχεια σχετικών εισηγήσεων του ΑΔΜΗΕ[29][30], εξέδωσε τον Ιούνιο του 2023 την υπ' αριθμ. Ε-45/2023 Απόφαση για τη Διενέργεια πρώτης (α΄) Ανταγωνιστικής Διαδικασίας υποβολής προσφορών για τη χορήγηση επενδυτικής και λειτουργικής ενίσχυσης σε σταθμούς αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 143ΣΤ του ν. 4001/2011 (Α' 179) (ΦΕΚ Β' 3939/2023 και ΦΕΚ Β' 4449/12.07.2023). Η εν λόγω Ανταγωνιστική Διαδικασία ολοκληρώθηκε τον Αύγουστο του 2023, με την τελικώς κατακυρωθείσα ισχύ ΣΑΗΕ να ανέρχεται στα 411,79 MW (υπ'αριθμ. Ε-130/2023 Απόφαση της Σύνθεσης του Κλάδου Ενέργειας της ΡΑΑΕΥ).
Τον Νοέμβριο του 2023, η ΡΑΑΕΥ[31]προκήρυξε τη δεύτερη (Β') ανταγωνιστική διαδικασία υποβολής προσφορών για τη χορήγηση επενδυτικής και λειτουργικής ενίσχυσης σε ΣΑΗΕ, με τη δημοπρατηθείσα ισχύ να ανέρχεται στα 288,21 MW. Η ανταγωνιστική διαδικασία ολοκληρώθηκε τον Φεβρουάριο του 2024. Η τελικώς κατακυρωθείσα

29 υπ' αριθμ. πρωτ. ΡΑΑΕΥ Ι-349356/24.04.2023 έγγραφο αναφορικά με τις Προδιαγραφές Εγκατάστασης, Απόδοσης και Ασφάλειας των Σταθμών Αποθήκευσης με Συσσωρευτές.

30 υπ' αριθμ. πρωτ. ΡΑΑΕΥ Ι-349356/24.04.2023 και Ι-351510/01.06.2023 έγγραφα αναφορικά με τις Τεχνικές Απαιτήσεις των Σταθμών Αποθήκευσης για τη σύνδεσή τους με το ΕΣΜΗΕ.

31 υπ'αριθμ. Ε-204/2023 Απόφαση του Κλάδου Ενέργειας της ΡΑΑΕΥ, ΦΕΚ Β΄6608/22.11.2023.

ισχύς ΣΑΗΕ της συγκεκριμένης διαδικασίας ανέρχεται στα 299,775 MW (υπ' αριθμ. Ε-40/2024 Απόφαση του Κλάδου Ενέργειας της ΡΑΑΕΥ).

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 τον 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
- Ενσωμάτωση ψηφιακών συστημάτων ελέγχου
- Ενσωμάτωση συστημάτων δυναμικών ορίων φόρτισης (Dynamic Line Rating)
- Ενσωμάτωση συστημάτων επιτήρησης εξοπλισμού σε πραγματικό χρόνο (Online Monitoring Systems)
- Εγκατάσταση και αξιοποίηση μονάδων μέτρησης φασιθετών (PMU)
- Εφαρμογή στατικών – δυναμικών περιορισμών σε μονάδες ΑΠΕ
- Εγκατάσταση διατάξεων δυναμικού ελέγχου ενεργού – αέργου ισχύος

Για τον 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 ηλεκτρική 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 τη 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 τα μεγέθη του προσχεδίου της αναθεωρημένης έκδοσης του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και για το Κλίμα (Οκτώβριος 2023) μέχρι το 2035, λαμβάνοντας υπόψη και τις τρέχουσες εξελίξεις.

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 2035 υιοθετούνται πλήρως τα μεγέθη του προσχεδίου της αναθεωρημένης έκδοσης του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και για το Κλίμα (Οκτώβριος 2023), λαμβάνοντας υπόψη τον χρονοπρογραμματισμό των υπό διασύνδεση Νήσων. Σημειώνεται ότι μεταξύ των διάφορων μέτρων και πολιτικών που προκρίνονται για την επίτευξη των φιλόδοξων στόχων του προσχεδίου αναθεώρησης ΕΣΕΚ, δίνεται ιδιαίτερη έμφαση στον σταδιακό εξηλεκτρισμό των τελικών τομέων κατανάλωσης (πχ μεταφορές, θέρμανση/ψύξη) και στην παραγωγή συνθετικών καυσίμων και υδρογόνου. Ως αποτέλεσμα, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας προβλέπεται να αυξάνεται με σημαντικά μεγαλύτερο ρυθμό από τις ιστορικές τάσεις.

Σενάριο ΑΔΜΗΕ

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 εκτιμώμενη συνολική ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ κατά το έτος 2023, 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 2025[32], ενώ για την περίοδο 2026 έως 2028 έχουν ληφθεί υπόψη τα αντίστοιχα δημοσιευμένα στοιχεία του ΔΝΤ[33]. Για τα έτη 2029 έως 2034, 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. Σημειώνεται ότι στο σενάριο αυτό δεν έχει ληφθεί υπόψη η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων και υδρογόνου.

32 European Economic Forecast, Autumn 2023, European Comission, November 2023. https://economy-finance.ec.europa.eu/system/files/2023-12/ip258_en.pdf

33 World Economic Outlook Database, IMF, October 2023. https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2023/October

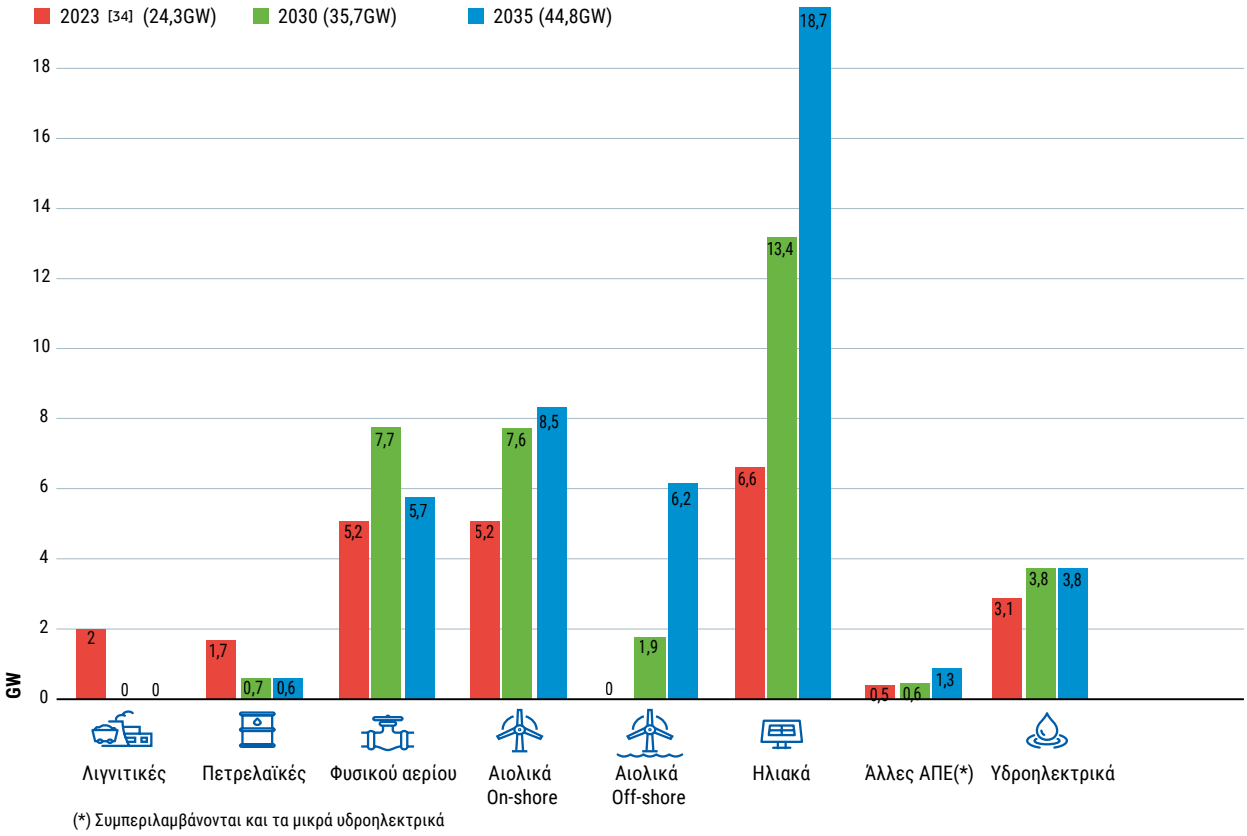
Πιν. 3.1 Σενάριο εξέλιξης ΑΕΠ

2023	2024	2025	2026	2027-2034
2,4(%)	2,3(%)	2,2(%)	1,6(%)	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 εγκεκριμένου ΕΣΕΚ (2019) 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. Στο προσχέδιο του αναθεωρημένου ΕΣΕΚ (Οκτώβριος 2023), επικυρώνονται τα προαναφερόμενα, παράλληλα όμως, η μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ αποκτά κεντρικό ρόλο και υιοθετούνται ακόμα πιο φιλόδοξα μεγέθη αναφορικά με αυτήν. Τα βασικά χαρακτηριστικά του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το έτος 2035 ανά κατηγορία πηγής ενέργειας σύμφωνα με το προσχέδιο του αναθεωρημένου ΕΣΕΚ, απεικονίζονται στο Γράφημα 3.2.



Γράφημα 3.2 Βασικά χαρακτηριστικά του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το έτος 2035 ***(πηγή προσχέδιο αναθεωρημένου ΕΣΕΚ)***

34 Τα στοιχεία για το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής για το έτος 2023 αφορούν την τρέχουσα κατάσταση του συστήματος (Δεκέμβριο 2023) σύμφωνα με την εγκατεστημένη ισχύ των εν λειτουργία μονάδων παραγωγής, τόσο στο ΕΣΜΗΕ, όσο και στα ΜΔΝ. Αναλυτικά δεδομένα για το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής (ΕΣΜΗΕ) παρατίθενται στην Ενότητα 4 και στο Παράρτημα.

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.

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	2023-2025 NTC (MW) A→B	2023-2025 NTC (MW) B→A	2030 NTC (MW) A→B	2030 NTC (MW) B→A	2035 NTC (MW) A→B	2035 NTC (MW) B→A
GR-AL	400-450	400-450	450	450	600	600
GR-BG	950-1000	1100-1150	1400	1700	1400	1700
GR-CY	0	0	1000	1000	1000	1000
GR-IT	500	500	500	500	1500	1500
GR-MK	600-650	600-650	1100	850	1100	850
GR-TR	218	166	660	580	1260[35]	1180[35]
GR-EG			3000	3000	3000	3000
GR-DE					3000	3000
GR-SAU					tbc	tbc

3.1.2 Ζήτηση ενέργειας

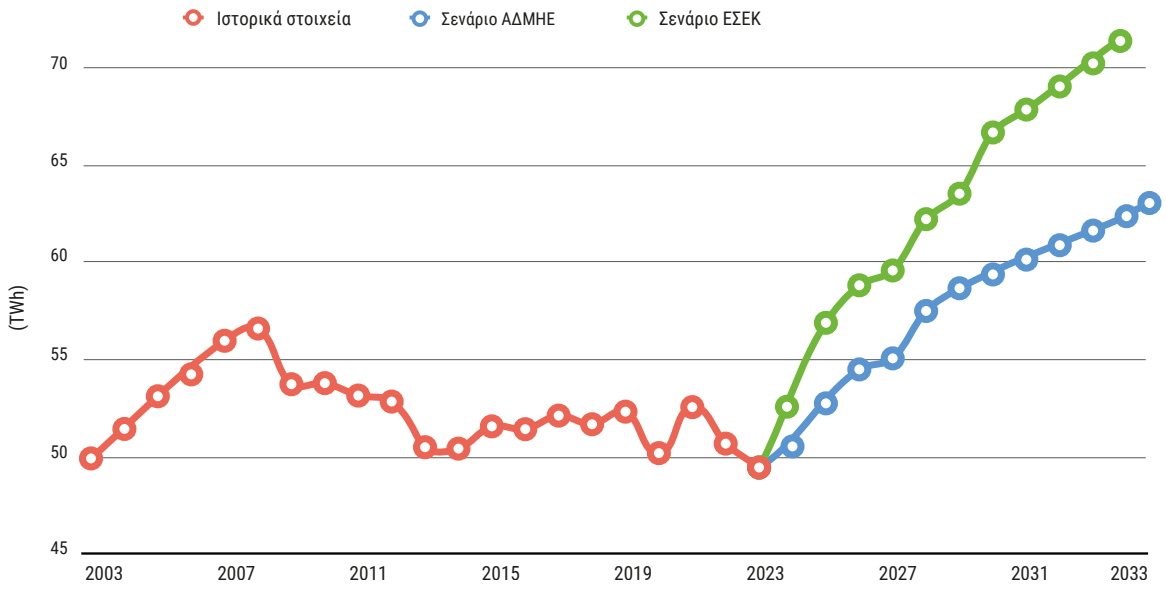
Οι κύριοι παράγοντες οι οποίοι επιδρούν στη διαμόρφωση της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα έως τώρα, αλλά και σε μεσο - μακροπρόθεσμη βάση είναι οι εξής:

- 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).
- Εξηλεκτρισμός χρήσεων (κυρίως μεταφορές και θέρμανση), σύμφωνα με το ΕΣΕΚ και τη μακροπρόθεσμη στρατηγική, καθώς έτσι διευκολύνεται η επίτευξη των τιθέμενων στόχων αναφορικά με τη μείωση των ρύπων και τον βαθμό συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση.
- Διάφορα μέτρα της εξειδίκευσης των πολιτικών, όπως η εξοικονόμηση της ενέργειας, η αντιστάθμιση της αέργου ισχύος, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί κ.ά.

35 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.

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 52,3 TWh, παρουσιάζοντας αύξηση κατά 4,7% έναντι του 2020. Το 2022 η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ανήλθε σε 50,5 TWh παρουσιάζοντας μείωση κατά 3.5% σε σχέση με το 2021. Το 2023 η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ανήλθε σε 49,2 TWh, παρουσιάζοντας μείωση κατά 2,6% σε σχέση με το 2022.

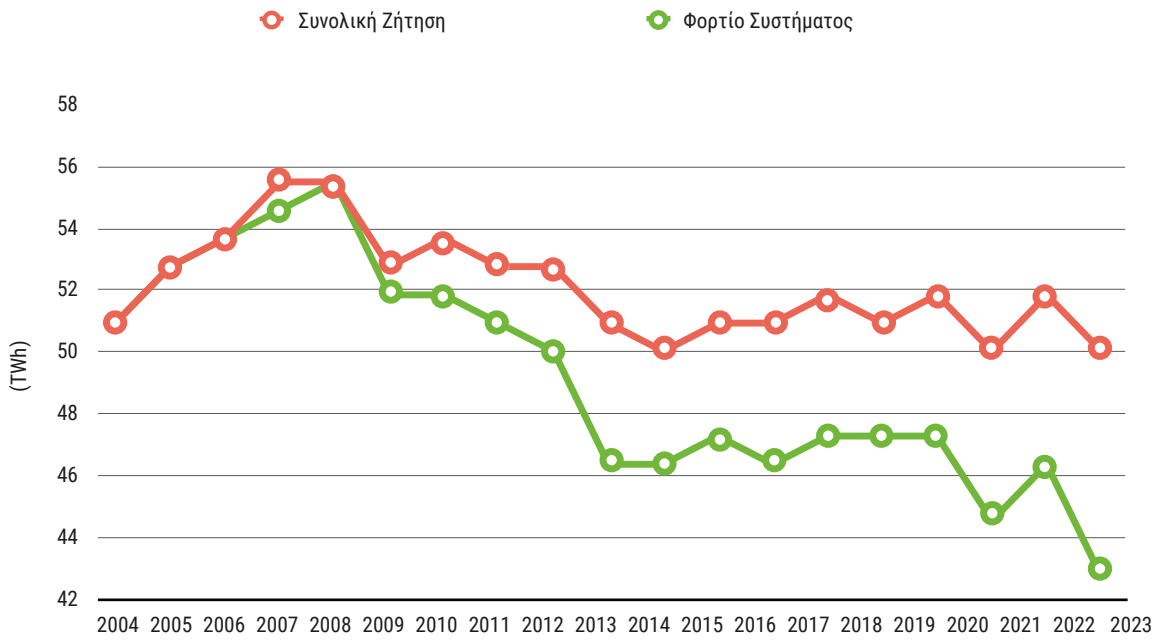
Στο Γράφημα 3.4 απεικονίζεται η εξέλιξη της συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά την τελευταία 20ετία και η πρόβλεψη αυτής έως το 2034 βάσει των 2 σεναρίων που έχουν υιοθετηθεί, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη το φορτίο άντλησης. Σημειώνεται ότι η συνολική καθαρή ζήτηση περιλαμβάνει και τη ζήτηση που εξυπηρετείται απευθείας σε επίπεδο Διανομής από τη διεσπαρμένη παραγωγή.



Γράφημα 3.4 Εξέλιξη και πρόβλεψη της συνολικής καθαρής ζήτησης έως το 2034

Στις προβλέψεις, συμπεριλαμβάνεται και η ζήτηση των προς διασύνδεση Νήσων. Ειδικότερα, για την περίοδο μέχρι και το πρώτο εξάμηνο του έτους 2025 συμπεριλαμβάνεται η ζήτηση της Κρήτης η οποία θα εξυπηρετείται μέσω του συνδέσμου ΕΡ, ενώ από το δεύτερο εξάμηνο του έτους 2025, με την έναρξη της εμπορικής λειτουργίας 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 2026 περιλαμβάνεται και η εκτιμώμενη ζήτηση των Δυτικών Κυκλάδων (Δ΄ Φάση της διασύνδεσης των Κυκλάδων), ενώ από το 2029 και από το 2030 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 2012-2023 παρατίθενται στο Παράρτημα.

Τη διετία 2020-2021 η διαμόρφωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας επηρεάστηκε σε μεγάλο βαθμό από τις συνθήκες που επιβλήθηκαν 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. Η σταδιακή ανάκαμψη της οικονομικής δραστηριότητας αποτυπώθηκε και σε αντίστοιχη ανάκαμψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από το δεύτερο εξάμηνο του 2021.

Εν συνεχεία, από το 2022 παρατηρείται εκ νέου σημαντική μείωση της συνολικής ζήτησης, η οποία αποδίδεται στη ραγδαία αύξηση του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας λόγω των τωρινών συνθηκών (κρίση τιμών, πόλεμος στην Ουκρανία), αλλά και στην απόδοση των μέτρων εξικονόμησης ενέργειας (και συνεπώς μείωσης της εξάρτησης από το ΦΑ) που εφαρμόστηκαν.

Για την κατάρτιση του παρόντος ΔΠΑ έχει θεωρηθεί ότι οι τωρινές συνθήκες διαμορφώνουν ένα πλαίσιο εκτάκτων συνθηκών, το οποίο όμως έχει βραχυχρόνιο χαρακτήρα. Η σταδιακή ανάκαμψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας που παρατηρήθηκε από το δεύτερο εξάμηνο του 2021, σε μεσο-μακροπρόθεσμο ορίζοντα αναμένεται να συνεχιστεί.

3.1.3 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 2024 - 2034 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[36].

36 Απόφαση της ΡΑΕ 1412/2020 *Επανέκδοση 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.

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

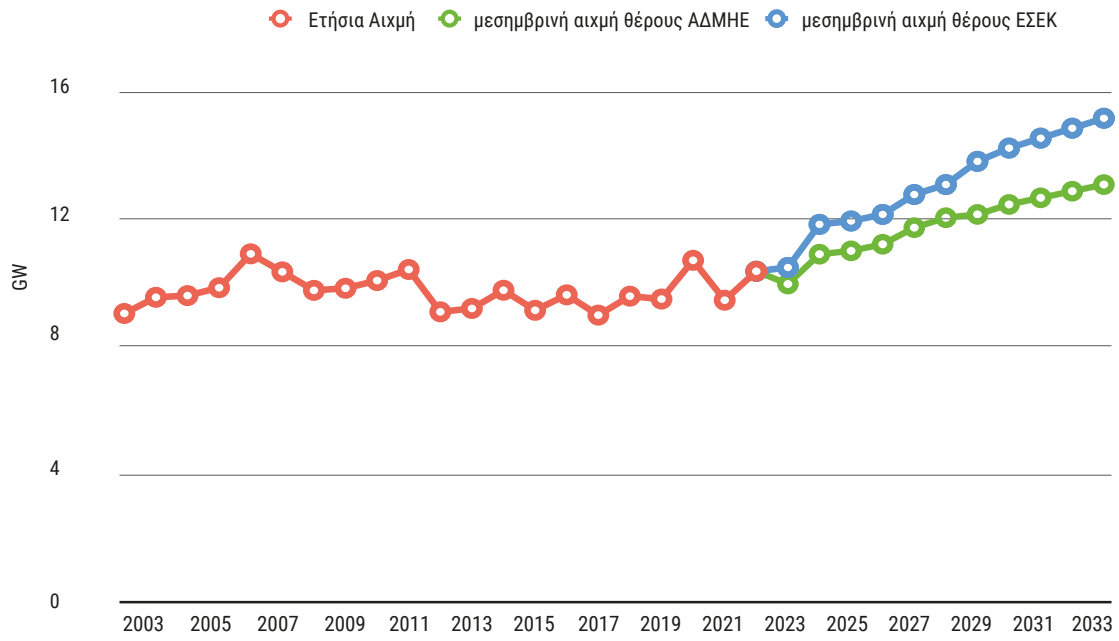
Η πρόβλεψη της αιχμής παρουσιάζει μεγαλύτερη αβεβαιότητα από την πρόβλεψη της ζήτησης της ενέργειας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η ζήτηση της ισχύος, ιδιαίτερα κατά τους θερινούς μήνες, όταν εμφανίζεται η μέγιστη ετήσια αιχμή, εξαρτάται πολύ έντονα από τον καιρό και κυρίως από τη θερμοκρασία, αλλά 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 θέρος 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. Εξαίρεση 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.

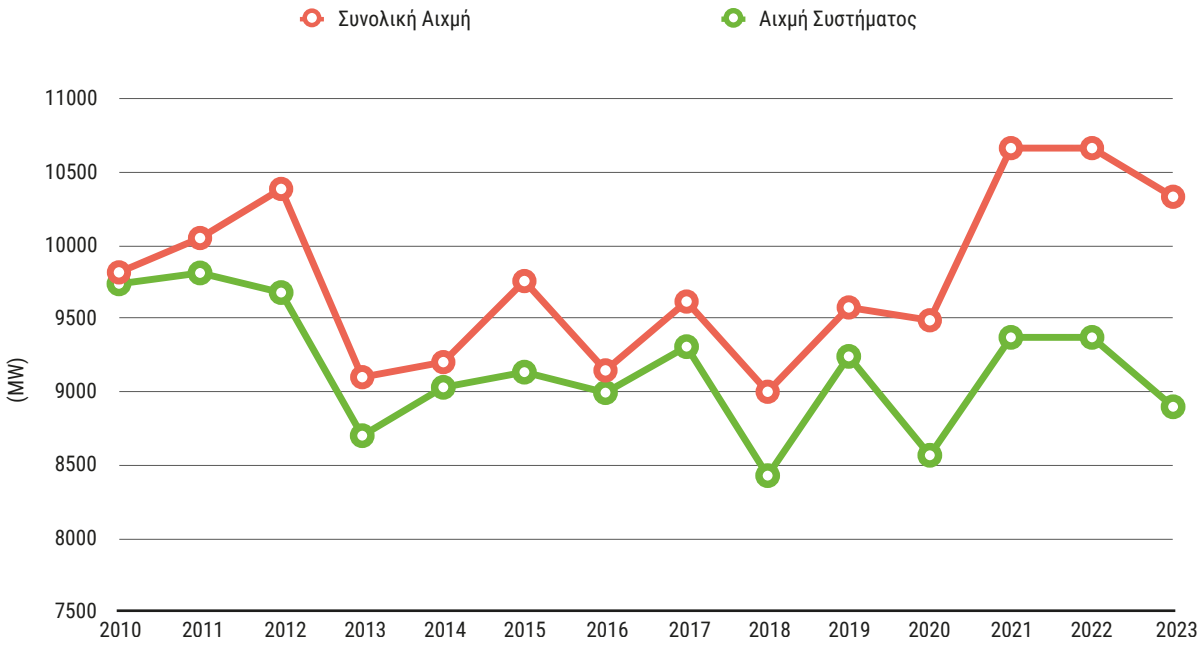
Στο Γράφημα 3.6 παρουσιάζεται η ετήσια συνολική αιχμή κατά την τελευταία 20ετία καθώς και οι προβλέψεις της θερινής μεσημβρινής αιχμής φορτίου βάσει των 2 σεναρίων που υιοθετούνται για την εξέλιξη της έως το 2034. Σημειώνεται ότι σε αυτές τις τιμές συμπεριλαμβάνονται και οι απώλειες της μεταφοράς, καθώς και το φορτίο το οποίο αναμένεται να εξυπηρετηθεί τοπικά από τη διεσπαρμένη παραγωγή ΑΠΕ. Ειδικότερα οι τιμές μεσημβρινής αιχμής το θέρος 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 2034

Κατά το έτος 2022, η συνολική μέγιστη αιχμή εμφανίστηκε τον Ιούλιο και ανήλθε σε 9512 MW, ενώ η μέγιστη αιχμή στο όριο του Συστήματος καταγράφηκε τον Ιανουάριο και ανήλθε σε 8622 MW. Κατά το 2023, η συνολική μέγιστη αιχμή (θεωρώντας τη διεσπαρμένη παραγωγή από ΑΠΕ στο Δίκτυο), ανήλθε σε 10385 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 9,2% έναντι αυτής του 2022. Η μέγιστη αιχμή του 2023 στο όριο του Συστήματος καταγράφτηκε τις ίδιες μέρες και ανήλθε σε 8960 MW.

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

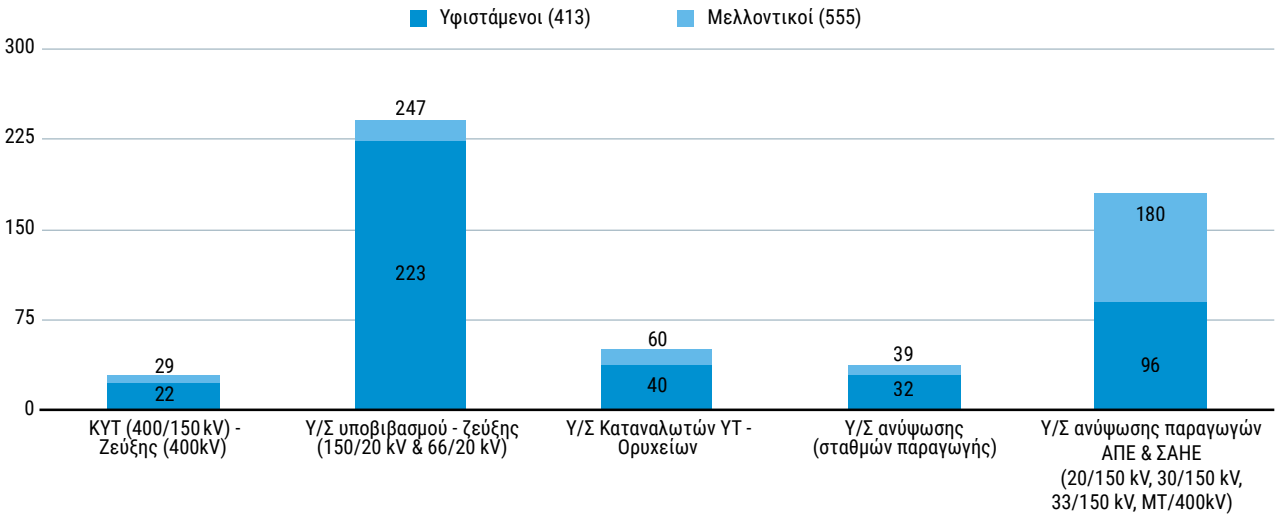
Το Σύστημα Μεταφοράς (εφεξής καλούμενο Σύστημα) στο οποίο αναφέρεται το ΔΠΑ, αποτελείται από το Διασυνδεδεμένο Σύστημα του ηπειρωτικού τμήματος της χώρας και των διασυνδεδεμένων με αυτό Νήσων στα επίπεδα υψηλής (150 kV και 66 kV) και υπερυψηλής τάσης (400 kV)[37] και την μελλοντική ανάπτυξη αυτού έως το 2034.

Το δίκτυο υπογείων (Υ/Γ) καλωδίων Υ.Τ. το οποίο εξυπηρετεί ακτινικά 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.

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 Μάρτιο του 2024 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)[38]

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.

37 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.

38 Υφιστάμενοι Υ/Σ έως τον Μάρτιο του 2024. Συμβατικοί Σταθμοί Παραγωγής & ΥΗΣ > 15 MW

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 2034, 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) 2023[39]	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΜΗΚΟΣ (km) με έργα ΑΔΜΗΕ έως το 2034	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΜΗΚΟΣ (km) με έργα Καταναλωτών με ΠΣ και Παραγωγών με ΟΠΣ σε ισχύ
66	Εναέριες	38	0	0
	Υποβρύχιες	75	67	67
150	Εναέριες	8870	10760	10943
	Υπόγειες	390	776	885
	Υποβρύχιες	1101	2875	2875
400	Εναέριες	3034	3700	3897
	Υπόγειες	31	96	96
	Υποβρύχιες	20	26	26
	Εναέριες Σ.Ρ.	107	107	107
	Υπόγειες Σ.Ρ.	0	220[40]	220[40]
	Υποβρύχιες Σ.Ρ.	160[41]	2030[40]	2030[40]

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

3.2.3 Συσκευές Αντιστάθμισης Αέργου Ισχύος

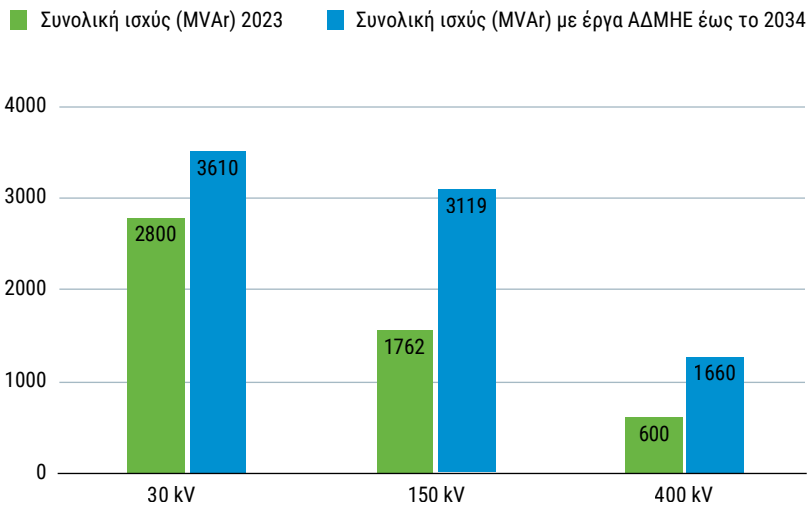
Οι ανάγκες για αντιστάθμιση αέργου ισχύος καλύπτονται με την εγκατάσταση στατών πυκνωτών και πηνίων. Πιο συγκεκριμένα, για την τοπική στήριξη των τάσεων στους Υ/Σ 150 kV/ΜΤ, χρησιμοποιούνται πυκνωτές οι οποίοι εγκαθίστανται κυρίως στους ζυγούς Μ.Τ. των Υποσταθμών (συνολικής ισχύος 4680 MVAr περίπου έως 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 MVAr) που συνδέονται στην πλευρά Μ.Τ. Επιπρόσθετα, έχουν εγκατασταθεί συστοιχίες πυκνωτών 150 kV, συνολικής ισχύος 557 MVAr, σε Υ/Σ και ΚΥΤ του Συστήματος. Έως το 2034 η συνολική ισχύς από συστοιχίες 150 kV αναμένεται να ανέλθει στα 657 MVAr.

Επιπλέον, εγκαθίστανται αυτεπαγωγές στην πλευρά 150 kV σε Υποσταθμούς 150 kV/ΜΤ (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 έως τον Μάρτιο του 2024 παρατίθεται στο Γράφημα 3.10.

39 Έως τον Μάρτιο του 2024

40 Συνυπολογίζεται στο μελλοντικό συνολικό μήκος υπογείων και υποβρυχίων Γ.Μ. Σ.Ρ. το συνολικό μήκος της νέας διασύνδεσης με την Ιταλία

41 Αφορούν το υποβρύχιο τμήμα του συνδέσμου Σ.Ρ. Ελλάδας - Ιταλίας, το οποίο δεν περιλαμβάνεται στα πάγια του ΑΔΜΗΕ. Συνυπολογίζεται στο συνολικό μήκος υποβρυχίων Γ.Μ. Σ.Ρ. έως το 2034



Γράφημα 3.10 **Συνολική ισχύς αυτεπαγωγών για αντιστάθμιση άεργου ισχύος**

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

Πιν. 3.11 **Συνολική ισχύς στατών συστημάτων αντιστάθμισης άεργου ισχύος**

Έτος	Συνολική ισχύς (MVAr) +	Συνολική ισχύς (MVAr) -
2023	176	210
2034	426	660

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



4 | Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Μονάδες Συμπαραγωγής Υψηλής Απόδοσης

4 | Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Μονάδες Συμπαραγωγής 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 σε συνδυασμό με την εξέλιξη νέων έργων μεταφοράς που σχεδιάζονται και υλοποιούνται από τον ΑΔΜΗΕ, παρέχουν τις προϋποθέσεις για την κάλυψη των στόχων που τίθενται για το έτος 2030 στο τρέχον Προσχέδιο Αναθεώρησης 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 γεννήτριες που εγχέουν ηλεκτρική ισχύ μέσω διατάξεων ηλεκτρονικών ισχύος, γεγονός το οποίο τους επιτρέπει να ανταπεξέρχονται ικανοποιητικά σε πιθανές διαταραχές του Συστήματος (βραχυκυκλώματα, βυθίσεις τάσης και συχνότητας κ.ά.). Εντούτοις, η απόσυρση των συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής που παράγουν ηλεκτρική ισχύ με σύγχρονες γεννήτριες δημιουργεί νέες προκλήσεις στη λειτουργία του συστήματος λόγω περιορισμού μιας σειράς χαρακτηριστικών (στρεφόμενη αδράνεια, συνεισφορά σε β/κ) που είναι καίρια για την ασφάλεια του συστήματος. Παρόλα αυτά, αναδύονται νέες τεχνολογίες ελέγχου των γεννητριών με ηλεκτρονικά ισχύος με εξελιγμένες δυνατότητες (συνθετική αδράνεια, δυνατότητα ταχείας απόκρισης σε διαταραχές συχνότητας και – κυρίως – μετατροπείς με δυνατότητα διαμόρφωσης ηλεκτρικού πεδίου) ώστε η απόκριση αυτών των γεννητριών να προσομοιάζει αυτής των σύγχρονων γεννητριών.

Αξιοποιώντας τις δυνατότητες των εντασσόμενων μονάδων, αλλά και επιβάλλοντας τεχνικά λειτουργικά χαρακτηριστικά για τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, μέσω της Κοινοτικής νομοθεσίας, διασφαλίζεται η ασφαλής λειτουργία του Συστήματος σε μεγάλη διείσδυση εναλλακτικών μορφών ενέργειας. Ειδικότερα, οι 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[42], 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. Αυτοί οι κώδικες βρίσκονται στη φάση της εφαρμογής (implementation), οι Ευρωπαϊκοί Διαχειριστές σε συνεργασία με τον ENTSO-E, έχουν ενσωματώσει αυτούς τους κώδικες στο εθνικό δίκαιο των κρατών - μελών, εφαρμόζοντας κοινή μεθοδολογία και εναρμονίζοντας τις αναγκαίες παραμέτρους και τις δράσεις για την εφαρμογή τους.

Στο πλαίσιο αυτό, η ΡΑΑΕΥ ενέκρινε με τις αποφάσεις:

- **Απόφαση ΡΑΕ 778/2018 τα ενιαία κριτήρια χορήγησης παρεκκλίσεων**
- **Απόφαση ΡΑΕ 1165/2020 τις γενικές απαιτήσεις εφαρμογής για τη σύνδεση ηλεκτροπαραγωγών με το δίκτυο**
- **Απόφαση ΡΑΕ 1166/2020 τις απαιτήσεις για τη σύνδεση ζήτησης**
- **Απόφαση ΡΑΕ 1167/2020 τις απαιτήσεις για τη σύνδεση με το δίκτυο των συστημάτων συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης και των συνδεόμενων σε συνεχές ρεύμα μονάδων πάρκων ισχύος.**

Ο ΑΔΜΗΕ έχει ολοκληρώσει τη διαμόρφωση της διαδικασίας που θα ακολουθείται για τον έλεγχο συμμόρφωσης στις απαιτήσεις για τη σύνδεση στο δίκτυο. Στο επόμενο διάστημα το προτεινόμενο πλαίσιο συμμόρφωσης θα υποβληθεί στη Ρυθμιστική Αρχή ώστε, αφού πρώτα τεθεί σε δημόσια διαβούλευση, στη συνέχεια να λάβει τη μορφή Τεχνικών Αποφάσεων με την έγκριση 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[43] 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[44] 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 Υψηλής 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 τις αρχές Ιουνίου του 2024, στο ΕΣΜΗΕ λειτουργούσαν Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ[45] συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 13.317 MW, εκ των οποίων τα 5.298 MW αφορούν Α/Π και τα 7.386 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 αγγίζει τα 16 GW. Αναλυτικά στοιχεία για την κατάσταση ανά περιφέρεια δίνονται στους Πίνακες 4.1 και 4.2 που ακολουθούν. Σημειώνεται ότι ο ΑΔΜΗΕ έχει χορηγήσει ΟΠΣ σε Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς με δυνατότητα αποθήκευσης. Η ισχύς παραγωγής τους περιλαμβάνεται στον Πιν. 4.1.

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

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

44 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.

45 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[46] Σε λειτουργία (MW)	ΑΔΜΗΕ ΟΠΣ (MW)	ΔΕΔΔΗΕ[47] Σε λειτουργία (MW)	ΔΕΔΔΗΕ ΟΠΣ (MW)	Συνολικά (MW)
ΑΙΟΛΙΚΑ	ΑΤΤΙΚΗ	199,5	2,6	3,2	4,8	210,1
	ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	121,5	249,3	31,0	0,0	401,8
	ΚΡΗΤΗ	0,0	0,0	202,7	7,0	209,7
	ΚΥΚΛΑΔΕΣ	15,0	36,6[48]	23,1	18,7[48]	93,4
	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,0	0,0	66,4	0,0	66,4
	ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙ	460,2	394,6	80,3	0,0	935,1
	ΗΠΕΙΡΟΣ	90,0	20,7	6,0	0,0	116,7
	ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	82,7	0,0	39,7	0,0	122,4
	ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,0	0,0	37,2	0,0	37,2
	ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	492,1	331,7	206,2	0,0	1.029,9
	ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	1874,7	1380,0	415,3	13,9	3.683,9
	ΘΕΣΣΑΛΙΑ	27,6	74,4	1,6	0,0	103,6
	ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	395,0	271,3	37,3	8,4	711,9
	ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	352,6	376,5	37,2	3,0	769,2
	Σύνολα	**4.111**	**3.138**	**1.187**	**56**	**8.491**
ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ	ΑΤΤΙΚΗ	0,0	0,0	363,7	142,3	506,0
	ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	42,0	2.382,1	1.225,3	275,7	3.925,0
	ΚΡΗΤΗ	0,0	0,0	123,6	8,7	132,3
	ΚΥΚΛΑΔΕΣ	0,0	0,0	10,8	0,0	10,8
	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,0	0,0	34,5	0,0	34,5
	ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	0,0	499,6	696,4	154,5	1.350,4
	ΗΠΕΙΡΟΣ	49,9	134,4	296,6	64,6	545,5
	ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	0,0	0,0	69,4	23,1	92,5
	ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,0	0,0	22,6	0,0	22,6
	ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	172,6	505,5	429,2	82,4	1.189,8
	ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	270,0	1.585,8	845,2	203,1	2.904,1
	ΘΕΣΣΑΛΙΑ	66,1	1.631,2	1.099,9	164,2	2.961,4
	ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	51,2	300,0	487,6	156,2	995,0
	ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	711,5	3.857,4	317,7	105,5	4.992,2
	Σύνολα	**1.363**	**10.896**	**6.023**	**1.380**	**19.662**
Συνολικά	**Αιολικά & ΦΒ**	**5.474**	**14.034**	**7.210**	**1.436**	**28.153**

46 Στοιχεία ΑΔΜΗΕ με ενημέρωση αρχές Ιουνίου 2024.

47 Στοιχεία ΔΕΔΔΗΕ με ενημέρωση έως Φεβρουάριο 2024. Τα ΦΒ ΔΕΔΔΗΕ περιλαμβάνουν και ΦΒ Στέγης, ΦΒ net metering & ΦΒ virtual net metering

48 Περιλαμβάνονται έργα με Μη Όριστικές 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	39,3	1,0	1,8	0,5	51,5	22,5	116,6
ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	32,4	13,9	50,5	14,5	28,2	12,3	151,7
ΚΡΗΤΗ	2,0	1,0	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	9,5	12,1	11,0	2,0	55,0	1,0	90,5
ΗΠΕΙΡΟΣ	8,0	5,4	51,4	19,2	0,0	0,0	84,0
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	2,0	1,8	5,3	10,8	83,1	57,0	160,0
ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	3,2	5,3	24,7	6,4	4,2	17,4	61,2
ΘΕΣΣΑΛΙΑ	30,3	6,3	35,3	10,4	10,0	13,0	105,2
ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	4,9	5,1	60,6	15,3	0,0	0,3	86,2
ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	4,7	3,4	23,6	15,8	0,0	105,3	152,9
Σύνολα	**137**	**55**	**265**	**95**	**232**	**229**	**1012**

Επιπλέον των παραπάνω, έχουν εκδοθεί ΟΠΣ για δύο ηλιοθερμικούς σταθμούς στην Κρήτη, συνολικής ισχύος 122 MW.

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 τον ΔΕΔΔΗΕ και τον ΑΔΜΗΕ αντίστοιχα, περιλαμβανομένου και του δυναμικού ΑΠΕ στα υπό διασύνδεση νησιά (Κυκλάδες, Κρήτη, Δωδεκάνησα, Β. Αιγαίο) το αποτέλεσμα περί τα 29 GW ισχύος υπερβαίνει ήδη το καταγεγραμμένο στο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα στόχο για το 2030 (15,1 GW) και επιτυγχάνει τον στόχο για ΑΠΕ ισχύος 23,5 GW στην ηλεκτροπαραγωγή όπως αποτυπώνεται στο προσχέδιο της αναθεωρημένης έκδοσης του ΕΣΕΚ.

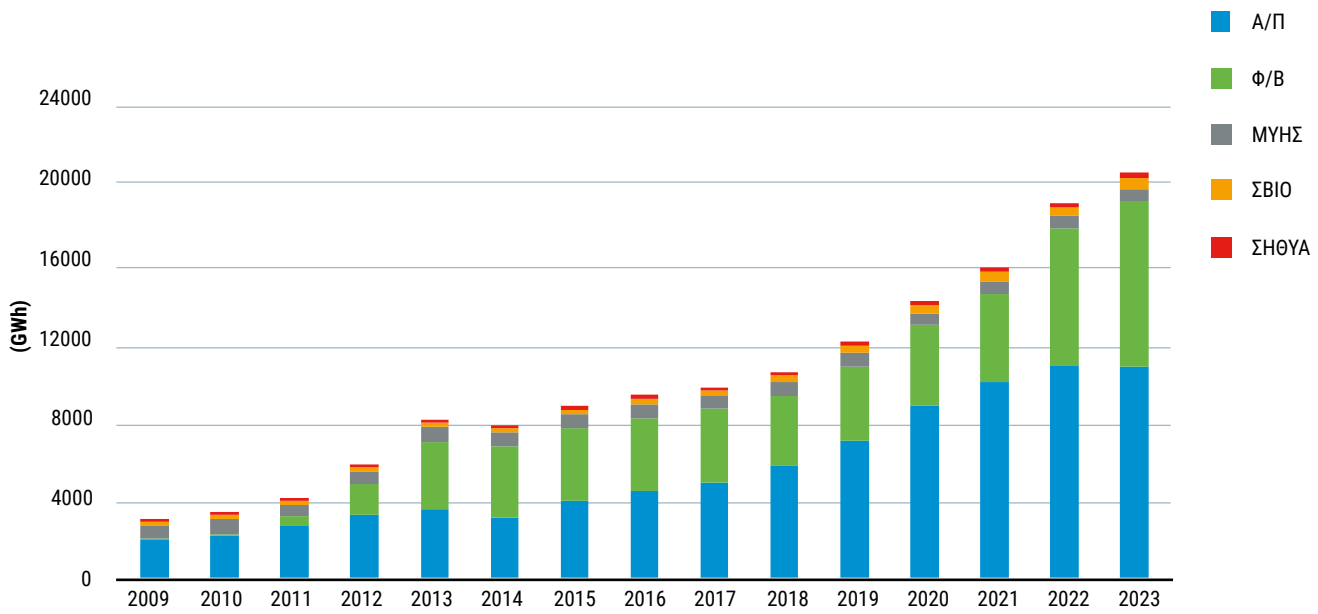
Στον Πινακα 4.3 παρουσιάζονται στοιχεία για τους ΣΑΗΕ στους οποίους έχει χορηγήσει ο ΑΔΜΗΕ ΟΠΣ, μέχρι τις αρχές Ιουνίου του 2024.

Πιν. 4.3 Στοιχεία Σταθμών Αποθηκευσης Ηλεκτρικης Ενέργειας (ΣΑΗΕ) με ΟΠΣ

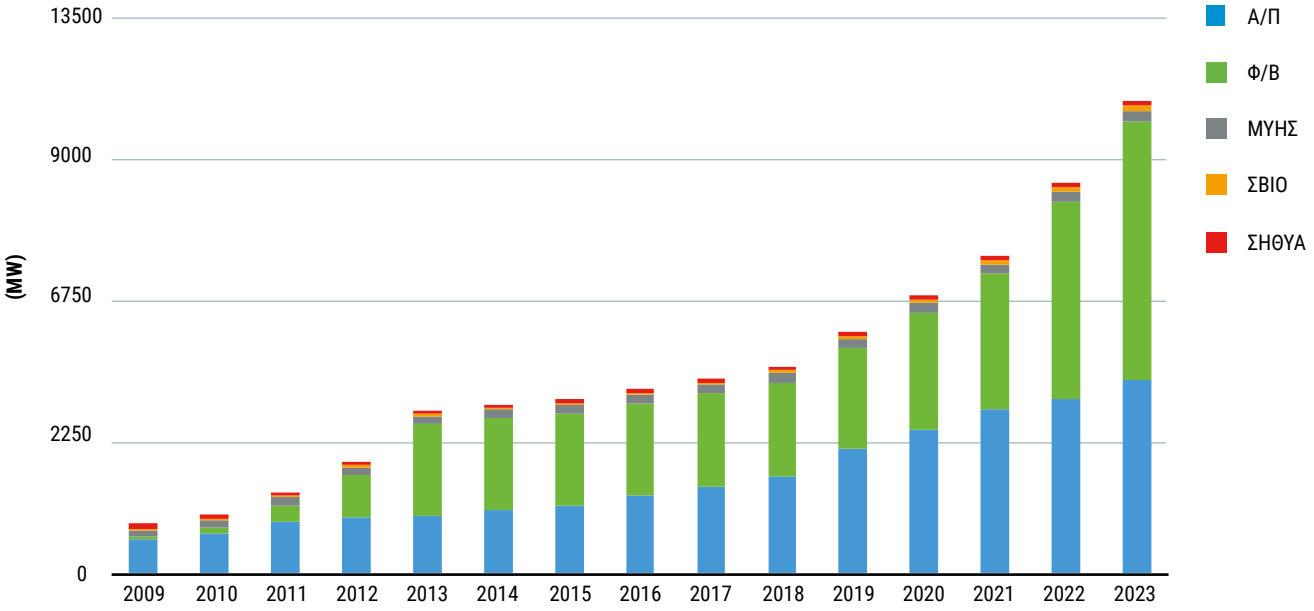
ΣΤΑΘΜΟΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ με ΟΠΣ		
Περιοχή	**Ικανότητα απορρόφησης ισχύος (MW)**	**Εγκατεστημένη χωρητικότητα (MWh)**
ΑΤΤΙΚΗ	0,0	0,0
ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	148,0	374,7
ΚΡΗΤΗ	0,0	0,0
ΚΥΚΛΑΔΕΣ	0,0	0,0
ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,0	0,0
ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ-ΘΡΑΚΗ	25,0	61,0
ΗΠΕΙΡΟΣ	0,0	0,0
ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	0,0	0,0
ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,0	0,0
ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	0,0	0,0
ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	205,0	808,6
ΘΕΣΣΑΛΙΑ	100,0	200,0
ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	0,0	0,0
ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	215,5	594,1
ΣΥΝΟΛΟ	**693,5**	**2038,4**

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 2009 έως και 2023. Η συνεισφορά των Σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και των Σταθμών ΣΗΘΥΑ στο ενεργειακό ισοζύγιο (εξαιρουμένων των κατανεμόμενων Μονάδων ΥΗΣ και ΣΗΘΥΑ), ανήλθε και παραμένει άνω του 20% από το 2018 και έπειτα, ενώ το 2023 ανήλθε στο 42%.

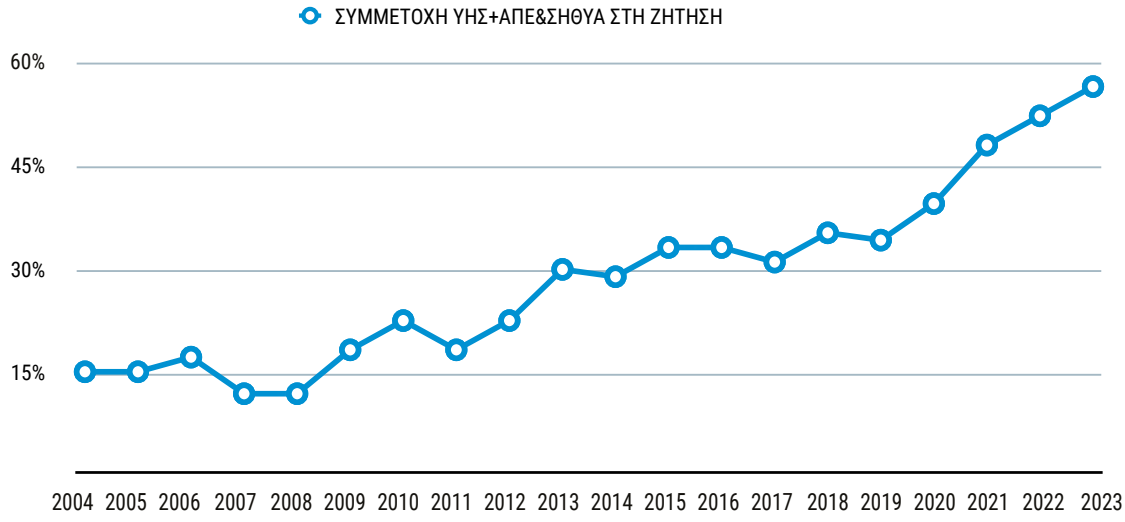


Γράφημα 4.4 Παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας απο Σταθμούς Παραγωγής ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (GWh)



Γράφημα 4.5 Εγκατεστημένη ισχύς Σταθμών Παραγωγής ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (MW)[49]

Η συμμετοχή στην κάλυψη της ζήτησης από τις καθαρές πηγές ενέργειας (συμβατικοί υδροηλεκτρικοί Σταθμοί και Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, συμπεριλαμβανομένων των Σταθμών ΣΗΘΥΑ κατανεμόμενων και μη) ως ποσοστό της συνολικής ζήτησης δίνεται στο Γράφημα 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 51% το 2023. 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.



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

49 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



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 απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 1400 MVA, μεταξύ του ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και του Blagoevgrad στη Βουλγαρία.
- μίας Γ.Μ. 400 kV απλού κυκλώματος με τρίδυμο αγωγό ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 2000 MVA, μεταξύ του ΚΥΤ Νέας Σάντας και του Maritsa East 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.

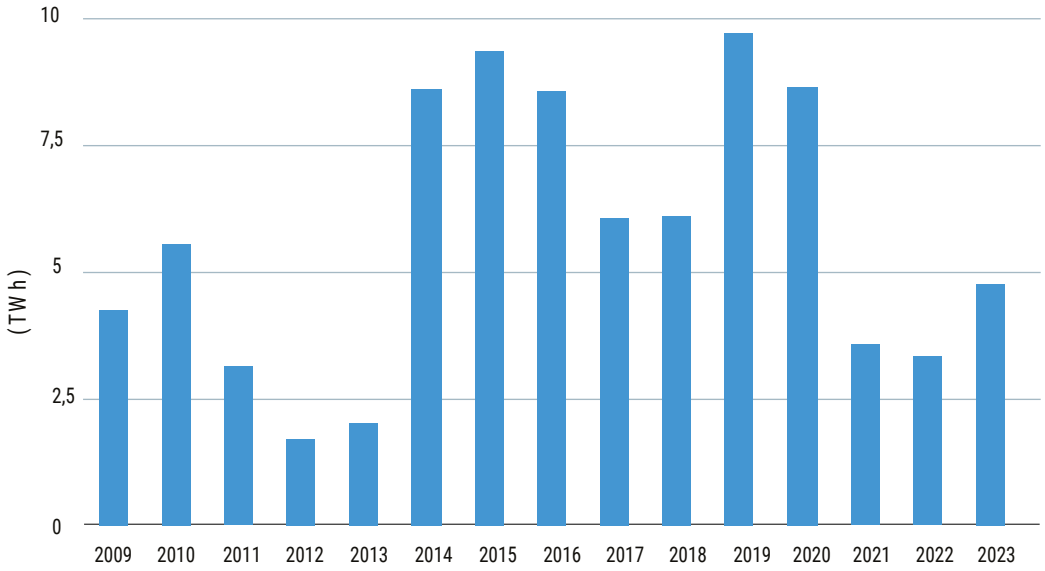
5.1.5 Ελλάδα - Τουρκία

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

5.2 Ιστορικά Στοιχεία Αξιοποίησης Διασυνδέσεων

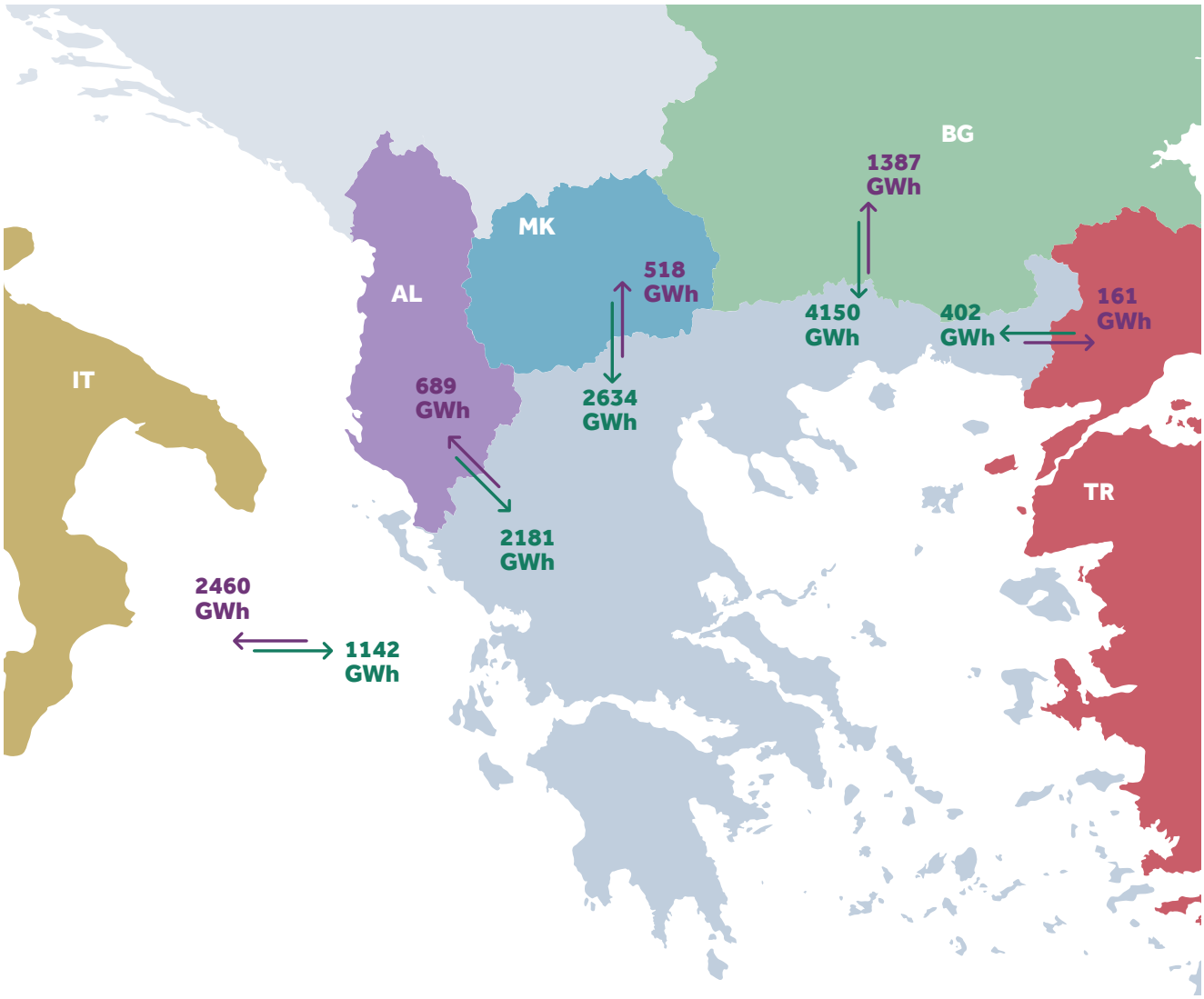
Στο Γράφημα 5.2 απεικονίζεται γραφικά η εξέλιξη του ισοζυγίου των φυσικών ροών ενέργειας στις διασυνδέσεις (φυσικές ροές εισαγωγών μείον φυσικές ροές εξαγωγών) κατά την τελευταία δεκαπενταετία. Στον Πιν. 5.1 δίνονται αναλυτικά τα εμπορικά προγράμματα ανταλλαγών ενέργειας ανά κατεύθυνση με τις γείτονες χώρες κατά την τελευταία πενταετία. Από τα στοιχεία αυτά φαίνεται ότι η Ελλάδα, μέχρι τώρα, είναι καθαρά εισαγωγική χώρα. Στο Σχήμα 5.3 απεικονίζονται γραφικά τα εμπορικά προγράμματα ανταλλαγών ενέργειας ανά κατεύθυνση με τις γείτονες χώρες για το 2023, από όπου παρατηρείται ότι η Ελλάδα εμφανίστηκε καθαρά εισαγωγική σε όλες τις διασυνδέσεις, με εξαίρεση αυτήν της Ιταλίας.

Γράφημα 5.2: Εξέλιξη Ετήσιου Ισοζυγίου Φυσικών Ροών Ενέργειας στις Διασυνδέσεις (Φυσικές Ροές Εισαγωγών μείον Φυσικές Ροές Εξαγωγών) για την περίοδο 2009-2023



Πιν. 5.3: Εξέλιξη εμπορικών προγραμμάτων στις διασυνδέσεις για την περίοδο 2019-2023 (σε GWh)

	2019	2020	2021	2022	2023
ΕΜΠΟΡΙΚΑ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ					
ΑΛΒΑΝΙΑ	1903	1416	1595	1597	2181
Β. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	2947	2425	1944	2212	2634
ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	4084	3433	3658	3351	4150
ΙΤΑΛΙΑ	4079	2861	627	1449	1142
ΤΟΥΡΚΙΑ	690	596	586	419	402
ΣΥΝΟΛΟ	**13703**	**10731**	**8409**	**9027**	**10508**
ΕΜΠΟΡΙΚΑ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΕΞΑΓΩΓΩΝ					
ΑΛΒΑΝΙΑ	677	295	1077	1387	689
Β. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	808	449	1105	1116	518
ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	348	303	563	708	1387
ΙΤΑΛΙΑ	1031	554	1974	2152	2460
ΤΟΥΡΚΙΑ	57	208	36	113	161
ΣΥΝΟΛΟ	**2921**	**1809**	**4754**	**5474**	**5216**
ΙΣΟΖΥΓΙΟ	**10782**	**8922**	**3655**	**3553**	**689**



Σχήμα 5.4: Εμπορικά προγράμματα ανταλλαγών ενέργειας ανά διασύνδεση για το 2023

5.3 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. 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 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.
- Το 2023 ολοκληρώθηκε η κατασκευή του έργου πανευρωπαϊκού ενδιαφέροντος (PCI 3.7) CSE4 αποτελούμενο από τη νέα διασυνδετική γραμμή 400 kV Ελλάδας - Βουλγαρίας και έργα εσωτερικής ενίσχυσης 400 kV στο σύστημα της Βουλγαρίας. Το έργο συμβάλλει στην αύξηση της μεταφορικής ικανότητας μεταξύ Ελλάδας και Βουλγαρίας, στην ασφαλή διακίνηση των αυξανομένων ροών της ισχύος στην κατεύθυνση Βορρά-Νότος της Βαλκανικής χερσονήσου, στη διεύρυνση του περιθωρίου επάρκειας και στην αύξηση της δυνατότητας περαιτέρω εγκατάστασης μονάδων ΑΠΕ στο βόρειο τμήμα της χώρας. Ταυτόχρονα ενισχύει 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.
- 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 2024.
- Η διασυνδετική Γ.Μ. 400 kV Resita (Ρουμανία) - Pancevo (Σερβία) ολοκληρώθηκε το 2018. Η ηλέκτριση της γραμμής αναμένεται εντός του 2025 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.

5.4 Νέες Διασυνδέσεις του Ελληνικού Συστήματος με Γειτονικά Συστήματα

5.4.1 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.

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 2022, ενώ τα αποτελέσματα της αξιολόγησης του TYNDP 2022, 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. 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.

Τον Δεκέμβριο του 2023 υπογράφτηκε μνημόνιο συνεργασίας μεταξύ του ΑΔΜΗΕ και της TEIAS για την υλοποίηση της νέας διασυνδετικής γραμμής. Στο πλαίσιο αυτό συστάθηκε από κοινού επιτροπή με εκπροσώπους των δύο διαχειριστών με στόχο τον συντονισμό και την επίτευξη της υλοποίησης της νέας διασύνδεσης. Η επιτροπή συνεδριάζει σε περιοδική βάση, συμβάλλοντας ουσιαστικά στην πρόοδο υλοποίησης του έργου. Βάσει του νέου χρονοπρογραμματισμού, η νέα διασυνδετική γραμμή εκτιμάται ότι θα ολοκληρωθεί έως το 2031. Το έργο έχει ενταχθεί στο 10ετές πλάνο του ENTSO-E (TYNDP 2024).

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 περισσοτέρων 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.

5.4.2 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 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 τον σκοπό αυτό τον Φεβρουάριο του 2022 συγκροτήθηκε κοινή ομάδα εργασίας που αξιολόγησε όλες τις εναλλακτικές δυνατότητες.

Στο πλαίσιο αυτό εκπονήθηκαν προμελέτες αγοράς, δικτύου και προκαταρκτική αξιολόγηση κόστους-οφέλους, βάσει των οποίων αποφασίστηκε η υλοποίηση νέας διασυνδετικής Γ.Μ. 400 kV μεταξύ Ελλάδας και Αλβανίας, με ορίζοντα ολοκλήρωσης έως το 2030. Η νέα διασυνδετική εναέρια Γ.Μ. 400 kV απλού κυκλώματος μεταξύ ενός νέου ΚΥΤ στη Δυτική Ελλάδα (ΚΥΤ Θεσπρωτίας) με σύνδεση στο ΚΥΤ Αράχθου και του Υ/Σ Fier στην Αλβανία, θα διαθέτει ονομαστική ικανότητα μεταφορά 2000 MVA και εκτιμάται ότι θα έχει συνολικό μήκος περί τα 170 km, εκ των οποίων τα 45 km βρίσκονται στην Ελληνική επικράτεια και τα 125 km στην επικράτεια της Αλβανίας.

Τον Νοέμβριο του 2022 υπογράφτηκε μνημόνιο συνεργασίας μεταξύ του ΑΔΜΗΕ και του OST για την υλοποίηση της νέας διασυνδετικής γραμμής. Σύμφωνα με τον τρέχοντα προγραμματισμό, η νέα διασυνδετική γραμμή εκτιμάται ότι θα ολοκληρωθεί έως το 2031. Τον Μάρτιο του 2024 συστάθηκε από κοινού ειδική ομάδα εργασίας με εκπροσώπους των δύο διαχειριστών με στόχο την παρακολούθηση της προόδου υλοποίησης της νέας διασύνδεσης από τις δύο πλευρές και τη διερεύνηση της περαιτέρω συμβολής του έργου στους στόχους για τη μετάβαση σε μια κλιματικά ουδέτερη Ευρώπη.

Το έργο έχει ενταχθεί στο 10ετές πλάνο του ENTSO-E (TYNDP 2024).

Η νέα διασυνδετική Γ.Μ. προβλέπεται ότι θα αυξήσει τη μεταφορική ικανότητα μεταξύ των δύο χωρών κατά τουλάχιστον 200 MW και στις δύο κατευθύνσεις. Το έργο θα διευκολύνει τη διείσδυση περισσοτέρων ΑΠΕ στα δύο Συστήματα, θα ενισχύσει την σύγκλιση των αγορών και θα συνδράμει στην επίτευξη των στόχων για την μετάβαση σε μια κλιματικά ουδέτερη Ευρώπη.

5.4.3 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 διασύνδεσης[50].

50 *Περιφερειακό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Νοτιοανατολικής Ευρώπης (CSE RgIP - Continental South - East Europe Regional Investment Plan) 2022,* ENTSO-E, May 2023.
https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/public/RegIP-2022-CSE.pdf

Για τον σκοπό αυτό, τον 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 προβλέφθηκαν τέσσερις φάσεις για την εκπόνηση της Μελέτης.

Στο πλαίσιο της Μελέτης Σκοπιμότητας διερευνήθηκαν 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 εξετάστηκε η δυνατότητα αξιοποίησης υφιστάμενων υποδομών της διασύνδεσης ΣΡ Ελλάδας – Ιταλίας που βρίσκεται σε λειτουργία από το 2002.

Εντός του 2022 ολοκληρώθηκε από την κοινή ομάδα εργασίας ΑΔΜΗΕ-TERNA η Μελέτη Σκοπιμότητας για την υλοποίηση δεύτερης διασύνδεσης μεταξύ Ελλάδας και Ιταλίας που περιελάμβανε εκπόνηση μελετών αγοράς και δικτύου και ανάλυση κόστους-οφέλους. Βάσει των αποτελεσμάτων της κοινής μελέτης, και αποφασίστηκε ως η πλέον ενδεδειγμένη και βέλτιστη τεχνοοικονομικά λύση για την υλοποίηση της δεύτερης διασύνδεσης μεταξύ Ελλάδας και Ιταλίας η υλοποίηση ενός νέου διπολικού συνδέσμου Συνεχούς Ρεύματος ονομαστικής ισχύος 1000 MW με τεχνολογία μετατροπέων τάσης και επιστροφή μέσω θαλάσσης (bipolar VSC HVDC with sea-return) ή εναλλακτικά μέσω μεταλλικού αγωγού επιστροφής. Το έργο έχει ενσωματωθεί στο ΔΠΑ του ΕΣΜΗΕ καθώς και στο 10ετές πλάνο του ENTSO-E (TYNDP) ενώ παράλληλα η TERNA θα εντάξει το έργο στο Πλάνο Ανάπτυξης του Ιταλικού Συστήματος Μεταφοράς. Ο ορίζοντας ολοκλήρωσής του είναι το 2031.

5.4.4 Διασύνδεση Ελλάδας - Κύπρου - Ισραήλ (Great Sea Interconnector)

Η υπόψη διασύνδεση, συνολικού μήκους 1208 km και ονομαστικής ισχύος 1000 MW, αποτελεί Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος (ΕΚΕ) και αφορά στην υλοποίηση διασύνδεσης των συστημάτων μεταφοράς Ελλάδας – Κύπρου και Ισραήλ με συνδέσμους συνεχούς ρεύματος. Περιλαμβάνει τα τμήματα 2.6.1 της διασύνδεσης Ισραήλ - Κύπρου και 2.6.2 της διασύνδεσης Κύπρου – Ελλάδας (Κρήτη), σύμφωνα με τον 1ο Ενωσιακό Κατάλογο που τίθεται ως Παράρτημα VII του Κανονισμού (ΕΕ) 2022/869, όπως αυτό αντικαταστάθηκε με τον κατ' εξουσιοδότηση Κανονισμό (ΕΕ) 2024/1041 της Ευρωπαϊκής Επιτροπής.

Στο πλαίσιο αυτό υπήρξε στενή συνεργασία μεταξύ ΑΔΜΗΕ-Αριάδνη Interconnection και του προηγούμενου φορέα υλοποίησης 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. Από το 2021 ο ΑΔΜΗΕ είχε συνδράμει το έργο ως τεχνικός σύμβουλος, έχοντας συνεισφέρει, καθοριστικά, στη σχεδιαστική του ωρίμανση και στη συμβασιοποίηση των κρίσιμων συμβολαίων για την πρόοδό του.

Τον Οκτώβριο του 2023 ο ΑΔΜΗΕ και ο Euroasia Interconnector Holdings Ltd κατέληξαν σε συμφωνία για τον ορισμό του ΑΔΜΗΕ ως Φορέα Υλοποίησης και Project Promoter του έργου της Ηλεκτρικής Διασύνδεσης μεταξύ Ελλάδας, Κύπρου και Ισραήλ, διασφαλίζοντας την τεχνική και χρηματοδοτική επάρκεια του έργου και θέτοντας τις βάσεις για την έγκαιρη ολοκλήρωσή του.

Έως σήμερα, το τμήμα του έργου Διασύνδεση Ελλάδας (Κρήτη)- Κύπρου, συνολικού μήκους 898 km, έχει ωριμάσει με την εκπόνηση όλων των απαραίτητων μελετών, έχοντας λάβει χρηματοδότηση 657 εκ. € από τον CEF (Connecting Europe Facility). Όλες οι βασικές απαιτούμενες άδειες για την έναρξη των εργασιών κατασκευής έχουν εξασφαλιστεί και η μεταβίβασή τους στον ΑΔΜΗΕ είναι σε εξέλιξη. Επιπλέον, έχει συναφθεί σύμβαση για το καλωδιακό τμήμα της διασύνδεσης, το οποίο βρίσκεται στο στάδιο της κατασκευής στις εγκαταστάσεις του αναδόχου, καθώς επίσης έχουν ξεκινήσει και οι σχετικές έρευνες βυθού από τον Ανάδοχο, έχοντας εκτελέσει τις αρχικές βυθοσκοπήσεις στο πρώτο τμήμα πλησίον της Κρήτης (περίπου 200km). Περαιτέρω, έχει αναδειχθεί προτιμητέος ανάδοχος για την κατασκευή των Σταθμών Μετατροπής (ΣΜ) και στην παρούσα φάση, εκπονούνται οι μελέτες που απαιτούνται για την ολοκλήρωση του βασικού τεχνικού αντικειμένου των Σταθμών Μετατροπής (για τον νέο ΣΜ στην Κύπρο και την επέκταση του υφιστάμενου στην Κρήτη/Δαμάστα). Θα ακολουθήσει η διαδικασία συμβασιοποίησης και του τμήματος που αφορά τους Σταθμούς Μετατροπής.

Επιπλέον, έχουν υπογραφεί σχετικές συμφωνίες/συμβάσεις με έμπειρους τεχνικούς συμβούλους για τη στενή παρακολούθηση και σχετική αξιολόγηση των εργασιών για την έρευνα βυθού, καθώς και της παραγωγής καλωδίων ΥΤ (HVDC) στα εργοστάσια του Αναδόχου (Νορβηγία & Ιαπωνία).

Ο ορίζοντας ολοκλήρωσης του πρώτου τμήματος της νέας καλωδιακής διασύνδεσης ΥΤ μεταξύ Κρήτης και Κύπρου είναι τα τέλη του 2029.

Η ολοκλήρωση του έργου θα σηματοδοτήσει την ηλεκτρική διασύνδεση της Κύπρου -του τελευταίου μη διασυνδεδεμένου κράτους μέλους της ΕΕ- με το ευρωπαϊκό σύστημα μεταφοράς, διασφαλίζοντας την ισχυρή ενεργειακή θωράκιση του νησιού. Το δε Ισραήλ θα ενισχύσει την ασφάλεια εφοδιασμού του, αποκτώντας τη δυνατότητα να αυξήσει, περαιτέρω και ταχύτερα, τη συμμετοχή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στο ενεργειακό του ισοζύγιο.

5.4.5 Διασύνδεση Ελλάδας - Αιγύπτου

Για τη Διασύνδεση Ελλάδας-Αιγύπτου προωθείται το έργο GREGY Green Energy Interconnector από τον Project Promoter ELICA S.A. (ΕΛΙΚΑ Μεσογειακές Ηλεκτρικές Διασυνδέσεις Μονοπρόσωπη Α.Ε.). Πρόκειται για έργο HVDC συνολικής χωρητικότητας 3000 MW το οποίο, σύμφωνα με τον Project Promoter θα μεταφέρει αποκλειστικά πράσινη ενέργεια από την Αίγυπτο στην Ελλάδα, και διαμέσου της Ελλάδας στην Ευρώπη.

Τον Οκτώβριο του 2021 υπογράφηκε μνημόνιο συνεργασίας Ελλάδας – Αιγύπτου με βάση το οποίο συστάθηκε ομάδα εργασίας υψηλού επιπέδου, με συμμετοχή εκπροσώπων των δύο Υπουργείων, των Διαχειριστών των Συστημάτων Μεταφοράς και των Ρυθμιστικών Αρχών, για την εξέταση των τεχνικών και οικονομικών παραμέτρων του έργου της ηλεκτρικής διασύνδεσης Ελλάδας – Αιγύπτου σε συνεργασία με τον Project Promoter, τη διευκόλυνση της αδειοδότησης και την υποστήριξη του χαρακτηρισμού του έργου ως έργο αμοιβαίου ευρωπαϊκού ενδιαφέροντος (Project of Mutual Interest - PMI).

Τον Μάιο του 2021 πραγματοποιήθηκε η εναρκτήρια σύσκεψη μεταξύ των Διαχειριστών των δύο χωρών και συστάθηκε ομάδα εργασίας για την προετοιμασία του έργου. Στο πλαίσιο αυτό, ο ΑΔΜΗΕ και ο EETC (Egyptian Electricity Transmission Company) υπέγραψαν επίσης Μνημόνιο Κατανόησης καθώς και Σύμφωνο Συνεργασίας.

Τον Μάιο του 2023 υπογράφηκε MoU μεταξύ του ΑΔΜΗΕ και της εταιρείας ELICA S.A. σχετικά με την έναρξη αποκλειστικών συζητήσεων για την αξιολόγηση της εισόδου του ΑΔΜΗΕ στο μετοχικό κεφάλαιο της εταιρείας που αναπτύσσει το PMI έργο GREGY Green Energy Interconnector. Πρόθεση των μερών είναι ο ΑΔΜΗΕ να αποκτήσει ποσοστό έως 33,3% της εταιρείας, ενώ επιδιώκεται και η είσοδος του Αιγύπτιου TSO (EETC).

Το έργο έχει ενταχθεί στην 1η λίστα έργων αμοιβαίου ενδιαφέροντος PMI (Projects of Mutual Interest) της Ευρωπαϊκής Ένωσης, καθώς και στο νέο δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης TYNDP 2024 του ENTSO-E.

Σύμφωνα με τον Project Promoter, ορίζοντας ολοκλήρωσης του έργου είναι το 2030.



5.4.6 Αναβάθμιση διασύνδεσης Ελλάδας - Βόρειας Μακεδονίας

Στο πλαίσιο των Πανευρωπαϊκών Δεκαετών Προγραμμάτων Ανάπτυξης (TYNDP) 2018, 2020 και 2022 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 εξετάσθηκαν. 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 στα επόμενα Πανευρωπαϊκά Δεκαετή Προγράμματα Ανάπτυξης (TYNDP) 2020, 2022 και 2024 του ENTSO-E ως έργο υπό θεώρηση (under consideration), ενώ η σκοπιμότητα υλοποίησης της εν λόγω διασύνδεσης θα εξεταστεί στο επόμενο διάστημα.

5.4.7 Διασύνδεση Ελλάδας – Γερμανίας (Green Aegean Interconnector)

Ο ΑΔΜΗΕ προωθεί εντατικά, έναν νέο διάδρομο καθαρής ενέργειας Βορρά – Νότου, την ηλεκτρική διασύνδεση Green Aegean Interconnector, που προβλέπεται να διασυνδέσει τα ηλεκτρικά συστήματα της Ελλάδας και της Γερμανίας. Το έργο αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό για τη μεταφορά του ενεργειακού πλεονάσματος που προέρχεται από την Ελλάδα και την Ανατολική Μεσόγειο προς τα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης στην κεντρική Ευρώπη. Η αρχική δυναμικότητα της διασύνδεσης σχεδιάζεται να ανέλθει σε 3 GW, ενώ σε δεύτερο χρόνο θα μπορούσε να φτάσει από 6 έως και 9 GW.

Η προτεινόμενη όδευση αφορά σε υποθαλάσσια διέλευση από την Ελλάδα μέσω Αδριατικής μέχρι τη Σλοβενία, και στη συνέχεια μέσω χερσαίας διαδρομής προς Αυστρία και Νότια Γερμανία. Το έργο, με αρχική εκτίμηση προϋπολογισμού 8,1 δις €, έχει ενταχθεί στο 10ετές πλάνο του ENTSO-E (TYNDP 2024) ως έργο υπό θεώρηση (under consideration). Παράλληλα, βρίσκονται σε εξέλιξη συζητήσεις με τους εμπλεκόμενους Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς , για την ωρίμανση του έργου.

5.4.8 Διασύνδεση Ελλάδας – Σαουδικής Αραβίας (Saudi Greek Interconnection)

Η υπογραφή Συμφωνίας Μετόχων (Shareholders Agreement, SHA) μεταξύ ΑΔΜΗΕ και National Grid S.A - Saudi Electricity Company για τη σύσταση της κοινοπραξίας SAUDI GREEK INTERCONNECTION A.E. τον Σεπτέμβριο του 2023 αποτελεί το πρώτο βήμα για την ωρίμανση της ηλεκτρικής διασύνδεσης Ελλάδας - Σαουδικής Αραβίας. Τον Φεβρουάριο 2024 συστάθηκε η κοινοπραξία SAUDI GREEK INTERCONNECTION A.E. με αντικείμενο την εκπόνηση της μελέτης βιωσιμότητας για την ηλεκτρική διασύνδεση Ελλάδας – Σαουδικής Αραβίας, από τον ΑΔΜΗΕ και τη National Grid που κατέχουν μερίδιο 50% έκαστος. Η σύμπραξη εποπτεύεται από το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας της Ελλάδας και το Υπουργείο Ενέργειας της Σαουδικής Αραβίας και εξειδικεύει τη στρατηγική συνεργασία μεταξύ των δυο χωρών στον τομέα της Ενέργειας. Τον Απρίλιο του 2024 η κοινοπραξία SAUDI GREEK INTERCONNECTION A.E. προχώρησε στην προκήρυξη των σχετικών μελετών συνολικού προϋπολογισμού 1,5 εκ €, οι οποίες αναμένεται να έχουν ολοκληρωθεί το καλοκαίρι του 2025 και με αντικείμενο την τεχνική και οικονομική ανάλυση βιωσιμότητας του έργου.

5.4.9 Άλλα έργα στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (TYNDP) του ENTSO-E

Στο νέο δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης TYNDP 2024 του ENTSO-E περιλαμβάνονται και τα παρακάτω έργα:

- **Greece – Africa Power (GAP):** Το έργο αφορά στην υλοποίηση ενός υποβρυχίου καλωδίου HVDC, συνολικής ισχύος 600 MW, το οποίο θα διασυνδέσει τη βόρεια ακτή της Αιγύπτου με την Κρήτη. Το έργο σχετίζεται με έργα παραγωγής και αποθήκευσης πράσινου υδρογόνου, ενώ φορέας υλοποίησής του είναι η EUNICE Energy Group. Το έργο έχει συμπεριληφθεί στο 10ετές πλάνο του ENTSO-E (TYNDP 2024), έχοντας εξασφαλίσει την υποστήριξη του ΥΠΕΝ, υπό την προϋπόθεση ότι το έργο δεν θα συνδέεται με το δίκτυο της Κρήτης και ότι όλη η ενέργεια που θα διακινείται από το καλώδιο θα χρησιμοποιείται αποκλειστικά για την παραγωγή υδρογόνου στην Κρήτη.
- **North-South Electricity Corridor in Eastern Europe:** Το έργο αφορά στη διερεύνηση δημιουργίας ενός διαδρόμου Βορά – Νότου, ενισχύοντας τα εσωτερικά δίκτυα και τις διασυνδέσεις στην περιοχή των δυτικών Βαλκανίων.

5.5 Επίπεδο διασυνδεσιμότητας

Στον Πιν. 5.5 που ακολουθεί δίνεται, βάσει των πλέον πρόσφατων δεδομένων και υπολογισμών, για το Ελληνικό Ηλεκτρικό Σύστημα για τα έτη 2025, 2030 και 2035, ο υπολογισμός του επιπέδου διασυνδεσιμότητας (με στόχο το 10% για το 2020 και 15% για το 2030) και των δεικτών του επείγοντος χαρακτήρα της δράσης (με κριτήριο το 30%) 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 του Ελληνικού Συστήματος και των γειτονικών χωρών 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. Όσον αφορά στο δείκτη διασυνδεσιμότητας, ο υπολογισμός του αναφέρεται στο σύνολο της ικανότητας εισαγωγών από τις διασυνδέσεις της χώρας ως προς το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος παραγωγής, σύμφωνα και με τα αποτελέσματα της Ε.Ε. για την Ελλάδα για το έτος 2020 (9,91%)[51]. Παρόλα αυτά, στον Πιν. 5.5 εμφανίζονται και αποτελέσματα για τον δείκτη λαμβάνοντας υπόψη μόνο τα (σημερινά) κράτη-μέλη της Ε.Ε, δεδομένου ότι έχει εμφανιστεί και υπολογισμός με αυτή την προσέγγιση για το έτος 2023 (5,6%)[52]. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του Πιν. 5.5 προκύπτει ότι το Ελληνικό διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύστημα, με την ολοκλήρωση της 2ης διασυνδετικής γραμμής Ελλάδας - Βουλγαρίας που τέθηκε σε λειτουργία τον Ιούνιο του 2023 και την προβλεπόμενη ολοκλήρωση μελλοντικών διασυνδετικών έργων με τις γειτονικές χώρες έως το τέλος του 2023, θα πληροί το στόχο του 15% το έτος 2030.

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 τον λόγο αυτό ο υπολογισμός επαναλήφθηκε λαμβάνοντας υπόψη το σύνολο των διεθνών διασυνδετικών κυκλωμάτων της χώρας, σύμφωνα και με την προσέγγιση σχετικής μελέτης του Energy Community[54]. Άλλωστε, εκτός του ότι κράτη των Δυτ. Βαλκανίων (WB6) ενδέχεται να ενταχθούν στην Ε.Ε. μέσα στα επόμενα χρόνια, τα κράτη-μέλη του Energy Community έχουν πάρει σειρά αποφάσεων για την εφαρμογή των Κανονισμών της Ε.Ε. και τη συμμετοχή τους στην ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Για τον λόγο αυτό, ο ΑΔΜΗΕ υποστηρίζει ότι οι διασυνδέσεις με τα μέλη του Energy Community θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη και στους δείκτες του επείγοντος χαρακτήρα, όπως ισχύει για την Ελβετία και τη Νορβηγία, που δεν είναι κράτη-μέλη της Ε.Ε.

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 με τους όμορους διαχειριστές που περιλαμβάνονται στο παρόν ΔΠΑ, τοποθετείται εντός του ορίζοντα του παρόντος ΔΠΑ. Η υλοποίηση κάθε μίας από τις νέες διασυνδέσεις 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.

51 https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-union-indicators-webtool/data-charts_en

52 https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-10/EL_SoEUr%20Fiche%202023.pdf?utm_source=substack&utm_medium=email

53 https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-10/EL_SoEUr%20Fiche%202023.pdf?utm_source=substack&utm_medium=email

54 Energy Community Secretariat, Electricity Interconnection Targets in the Energy Community Contracting Parties, Φεβ. 2021

Πιν. 5.5 Επίπεδο και δείκτες διασυνδεσιμότητας Ελληνικού Ηλεκτρικού Συστήματος

ΕΤΟΣ	2025				2030				2035			
Διασύνδεση	NTC (MW)		Ονομαστική Ικανότητα Μεταφοράς (MW)		NTC (MW)		Ονομαστική Ικανότητα Μεταφοράς (MW)		NTC (MW)		Ονομαστική Ικανότητα Μεταφοράς (MW)	
	Από GR	Προς GR	EU	Σύνολο	Από GR	Προς GR	EU	Σύνολο	Από GR	Προς GR	EU	Σύνολο
GR-AL	450	450		1095	450	450		1095	600	600		2085
GR-BG	1000	1150	2430	2430	1400	1700	2430	2430	1400	1700	2430	2430
GR-MK	650	650		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	1500	1500	1500	1500
GR-CY					1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
GR-EG					3000	3000		3000	3000	3000		3000
GR-DE									3000	3000	3000	3000
GR-SAU									tbc	tbc	tbc	tbc
Σύνολο εγκατεστημένης ισχύος [GW]			28,9				40,3				49,9	
Φορτίο Αιχμής [GW]			11,7				13,7				15,3	
Σύνολο εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ [GW]			17,5				27,3				38,5	
	EU		Σύνολο		EU		Σύνολο		EU		Σύνολο	
Συνολικό εισαγωγικό NTC	1650		2916		3200		8080		7200		12830	
Συνολική ονομαστική ικανότητα μεταφοράς	2930		6773		3930		10773		7930		17203	
Επίπεδο διασυνδεσιμότητας	5,7%		10,1%		7,9%		20,0%		14,4%		25,7%	
Ονομαστική ικανότητα μεταφοράς / Φορτίο Αιχμής	25,1%		57,9%		28,7%		78,6%		51,8%		112,4%	
Ονομαστική ικανότητα μεταφοράς / Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ	16,7%		38,6%		14,4%		39,5%		20,6%		44,7%	

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.



5.6 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

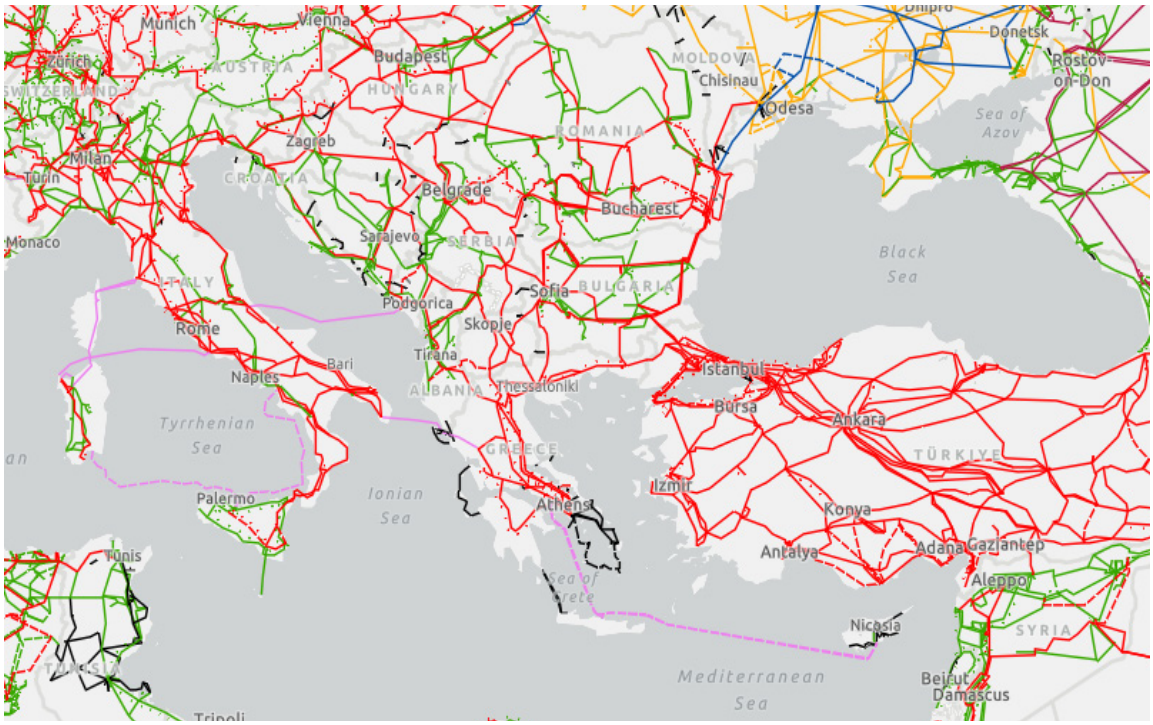
Επιπρόσθετα, η Τουρκία συμμετέχει ως παρατηρητής (observer) στην ομάδα της Ν.Α. Ευρώπης του ENTSO-E.

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 που συνεισφέρουν σημαντικά στις ανταλλαγές ισχύος στους κύριους διαδρόμους της περιοχής. Επιπρόσθετα περιλαμβάνονται τα έργα που βρίσκονται υπό κατασκευή.

56 *Περιφερειακό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Νοτιοανατολικής Ευρώπης (CSE RgIP - Continental South - East Europe Regional Investment Plan) 2022*, ENTSO-E, May 2023. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/public/RegIP-2022-CSE.pdf

57 *Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης των Ευρωπαϊκών Δικτύων (TYNDP - Ten Year Network Development Plan) 2022*, ENTSO-E, May 2023. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/public/high-level-report.pdf



Σχήμα 5.6 Χάρτης υφιστάμενων Γ.Μ. Υπερυψηλής Τάσης στη Νοτιοανατολική Ευρώπη
(Πηγή: ENTSO-E Transmission System Map, 2023)

5.7 Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος (Projects of Common Interest) και Έργα Αμοιβαίου Ενδιαφέροντος (Projects of Mutual Interest)

Ο κανονισμός (ΕΕ) αριθ. 2022/869 καθορίζει τις κατευθυντήριες γραμμές για την έγκαιρη ανάπτυξη και διαλειτουργικότητα των διαδρόμων και ζωνών προτεραιότητας των διευρωπαϊκών ενεργειακών υποδομών.

Ο κανονισμός προσβλέπει στην αναγνώριση έργων στον ενωσιακό κατάλογο έργων κοινού ενδιαφέροντος και έργων αμοιβαίου ενδιαφέροντος. Η λίστα των PCIs επικαιροποιείται κάθε 2 χρόνια. Τον Νοέμβριο του 2023 δημοσιοποιήθηκε η 1η ενωσιακή λίστα των PCI και PMI.

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:

- **2.6. Διασύνδεση Ισραήλ–Κύπρου–Ελλάδας μεταξύ Hadera (Ισραήλ) και Κρήτης, γνωστή ως EuroAsia Interconnector που περιλαμβάνει τα εξής:**
  - **2.6.1. Σύνδεση μεταξύ Hadera (Ισραήλ) και Κοφίνου (Κύπρος)**
  - **2.6.2. Σύνδεση μεταξύ Κοφίνου (Κύπρος) και Κορακιά, Κρήτη (Ελλάδα)**
- **2.9. Υδροηλεκτρικό αντλησιοταμίευσης (hydro-pumped storage) στην Αμφιλοχία**
- **2.10 Αποθήκευση Ενέργειας (Battery Energy Storage System) στην Πτολεμαΐδα**

Επιπρόσθετα περιλαμβάνεται το ακόλουθο έργο αμοιβαίου ενδιαφέροντος:

- **2.13 Διασύνδεση μεταξύ Wadi El Natroon (Αίγυπτος) και Μεσόγεια / Αγ. Στέφανος (Ελλάδα), γνωστή ως GREGY Interconnector**

Σημειώνεται ότι βάσει των τρέχοντων εξελίξεων, φορέας υλοποίησης του PCI 2.6 Διασύνδεση Ισραήλ-Κύπρου-Ελλάδας είναι πλέον ο ΑΔΜΗΕ και η διασύνδεση φέρει τον διακριτό τίτλο Great Sea Interconnector.



6 | Έργα Συστήματος

6 | Έργα Συστήματος

6.1 Γενικά

Στην ενότητα αυτή δίνεται μια εποπτική εικόνα των έργων Συστήματος που περιλαμβάνονται στο παρόν ΔΠΑ περιόδου 2025-2034, τυχόν αλλαγών έναντι του προηγούμενου ΔΠΑ 2024-2033, 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 2025-2034.

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.

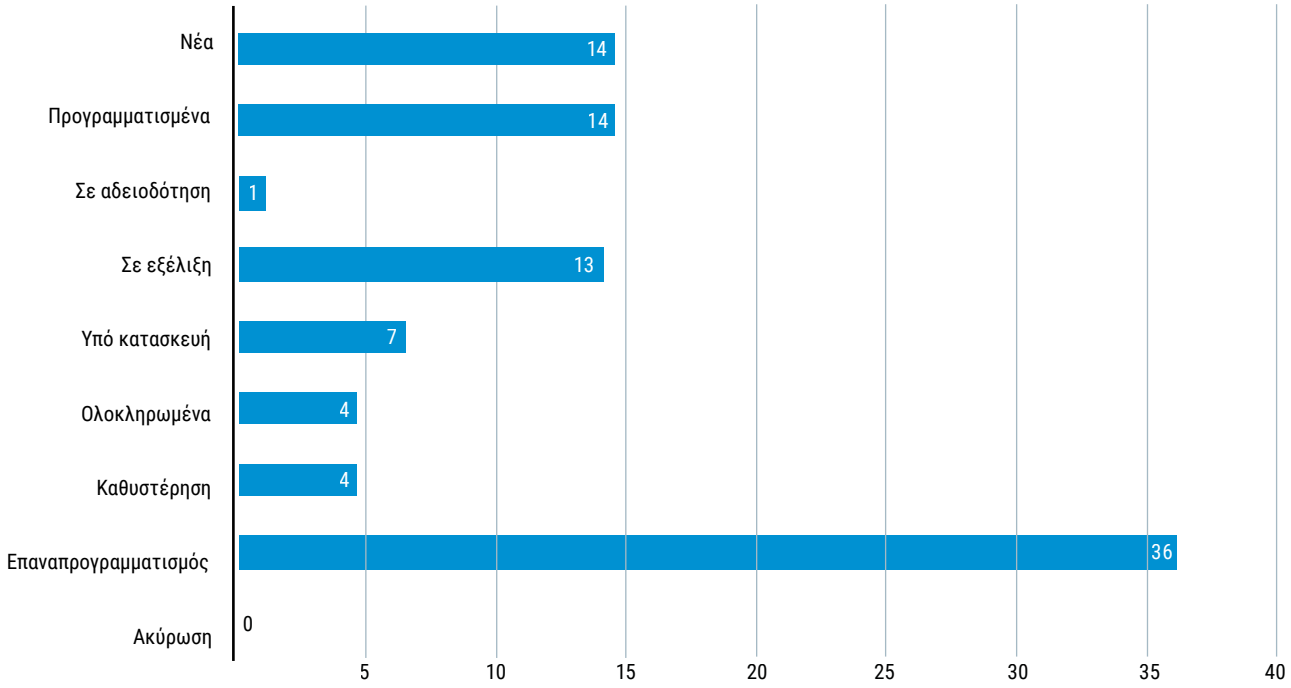
Σε εθνικό επίπεδο για την επιτάχυνση των διαδικασιών για τα μεγάλα έργα του ΑΔΜΗΕ επιδιώκεται ο χαρακτηρισμός τους ως έργα γενικότερης σημασίας για την οικονομία της Χώρας.

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

6.2 Κατηγοριοποίηση Έργων

Στο παρόν ΔΠΑ ενσωματώνονται συνολικά 4 νέα έργα με αποτέλεσμα το ΔΠΑ περιόδου 2025-2034 να περιλαμβάνει συνολικά 90 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 2025-2034

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 2025-2034 περιλαμβάνονται 14 νέα έργα ανάπτυξης Συστήματος που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.2 Νέα Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς στο ΔΠΑ 2025-2034

Cluster	Τίτλος Έργου
25.1	ΚΥΤ Λαμίας και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 kV
25.2	Σύνδεση του ΚΥΤ Λαμίας με το Σύστημα 150 kV
25.3	Ενίσχυση σύνδεσης του ΚΥΤ Ν. Σάντας με το Σύστημα 150 kV
25.4	Ενίσχυση σύνδεσης Υ/Σ Γέφυρας και Ν.Πέλλας με το Σύστημα 150 kV
25.5	Ενίσχυση σύνδεσης 400 kV μεταξύ των ΚΥΤ στη Θεσσαλία
25.6	ΚΥΤ Θεσσαλίας και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 kV
25.7	Ενίσχυση σύνδεσης Υ/Σ Σκιάθου με το Ηπειρωτικό Σύστημα
25.8	ΚΥΤ Μεσογείων και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 kV
25.9	Ενίσχυση σύνδεσης του ΚΥΤ Μεγαλόπολης με το Σύστημα 150 kV
25.10	Αντικατάσταση υφιστάμενων υποβρυχίων καλωδίων
25.11	Ενίσχυση σύνδεσης 150 kV Μολάοι - Τερματικό Αντιστάθμισης Πελοποννήσου
25.12	Ενίσχυση επαγωγικής αντιστάθμισης
25.13	Σύνδεση του ΚΥΤ Μεσογείων με το Σύστημα 150 kV
25.14	Υποσταθμός Ζακύνθου II

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 2025-2034 περιλαμβάνονται 14 προγραμματισμένα έργα ανάπτυξης Συστήματος που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.3 Προγραμματισμένα Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς στο ΔΠΑ 2025-2034

Cluster	Τίτλος Έργου
14.31	Έργα ανακατασκευής σε υφιστάμενους Υποσταθμούς
14.40	ΚΥΤ Πάτρας και σύνδεσή του με το Σύστημα
14.41	Υπογειοποιήσεις & αποξηλώσεις Γ.Μ. στην περιοχή Πάτρας-Ρίου-Μεσσάτιδας
14.43	Αναβάθμιση κυκλωμάτων 150kV στον βρόχο Ιονίων νήσων
14.54	Προσθήκη πυλών 150 kV σε υφιστάμενους Υ/Σ για εξυπηρέτηση φορτίων Διανομής
14.62	Αναδιατάξεις Γ.Μ. λόγω μετεγκατάστασης οικισμών (επέκταση των ορυχείων Πτολεμαΐδας)
18.1	Νέος υποσταθμός Κερατέας
18.2	Παραλλαγές Γ.Μ. 150kV στην περιοχή Σερβιών Κοζάνης
21.1	Ενίσχυση του Συστήματος 400kV στην περιοχή της Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης
22.6	Έργα τεχνολογίας πληροφοριών και επικοινωνιών
22.7	Προσθήκη εξοπλισμού 150 kv σε Υ/Σ και ΚΥΤ για την εξυπηρέτηση του δικτύου διανομής
23.6	Αναβάθμιση Υ/Σ Ορυχείου Ν. Πεδίου και αναδιατάξεις κυκλωμάτων
23.8	Κλείσιμο βρόχου Καστέλι-Χανιά και νέος Υ/Σ Κάντανου
24.4	Νέα διασύνδεση Ελλάδας - Ιταλίας

6.2.3 Σε Αδειοδότηση

Πρόκειται για έργα για τα οποία είναι σε εξέλιξη οι διαδικασίες για την αδειοδότησή τους. Στο ΔΠΑ 2025-2034 περιλαμβάνεται 1 έργο ανάπτυξης Συστήματος σε αδειοδότηση που δίνεται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.4 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς σε Αδειοδότηση στο ΔΠΑ 2025-2034

Cluster	Τίτλος Έργου
14.35	Ενισχύσεις Συστήματος 150 kV στην περιοχή Χαλκιδικής

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 2025-2034 περιλαμβάνονται 13 έργα ανάπτυξης Συστήματος σε εξέλιξη που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.5 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς σε Εξέλιξη στο ΔΠΑ 2025-2034

Cluster	Τίτλος Έργου
14.18	Έργα ενίσχυσης σε υφιστάμενα ΚΥΤ (Μέρος Ι)
14.24	Έργα ενίσχυσης Συστήματος για την τροφοδοσία της Κέρκυρας
14.29	ΚΥΤ Κορίνθου και δεύτερη σύνδεση του ΚΥΤ Μεγαλόπολης με το Σύστημα 400 kV
14.30	Σύνδεση του ΚΥΤ Κορίνθου με το Σύστημα 150 kV
14.33	Κλείσιμο βρόχου 150 kV Μεσοχώρα – Συκιά - ΚΥΤ Αράχθου
17.5	Έργα ενίσχυσης σε υφιστάμενους Υ/Σ (Μέρος ΙΙΙ)
17.10	Εγκατάσταση δικτύου οπτικών ινών για τον τηλεέλεγχο και τηλεποπτεία του Συστήματος
19.4	Έργα ενίσχυσης Συστήματος Κρήτης
20.1	Έργα ενίσχυσης 150kV σε υφιστάμενους Υ/Σ και ΚΥΤ (Μέρος IV)
20.2	Έργα ενίσχυσης 400kV σε υφιστάμενα ΚΥΤ (Μέρος ΙΙ)
23.1	Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στη Βόρεια Ελλάδα
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

6.2.5 Υπό Κατασκευή

Πρόκειται για έργα τα οποία βρίσκονται στη φάση κατασκευής - υλοποίησης. Στο ΔΠΑ 2025-2034 περιλαμβάνονται 7 έργα ανάπτυξης Συστήματος υπό κατασκευή που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.6 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς υπό Κατασκευή στο ΔΠΑ 2025-2034

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
14.21	Αντικαταστάσεις αγωγών 150 kV στην περιοχή Τροιζηνίας
14.26	Διασύνδεση της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα (Φάση ΙΙ)
19.1	Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων (Νοτίων και Δυτικών)
19.2	Ανακατασκευή ΚΥΤ Κουμουνδούρου
21.8	Ενίσχυση του Συστήματος 400 kV στην Εύβοια

6.2.6 Ολοκληρωμένα

Πρόκειται για έργα τα οποία ολοκληρώθηκαν στο χρονικό διάστημα που μεσολάβησε από το προηγούμενο ΔΠΑ περιόδου 2024-2033 μέχρι σήμερα. Στο ΔΠΑ περιλαμβάνονται 4 ολοκληρωμένα έργα ανάπτυξης Συστήματος που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.7 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς ολοκληρωμένα στο ΔΠΑ 2025-2034

Cluster	Τίτλος Έργου
14.10	Αναβάθμιση σύνδεσης 150 kV Αλιβέρι – Κάλαμος
14.22	Διασύνδεση των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Σύστημα[59]
14.28	Νέος Υποσταθμός Σκιάθου και σύνδεσή του με το Σύστημα
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 2025-2034 περιλαμβάνονται 4 έργα ανάπτυξης Συστήματος με καθυστέρηση που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.8 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς σε Καθυστέρηση στο ΔΠΑ 2025-2034

Cluster	Τίτλος Έργου
14.9	Αναβαθμίσεις κυκλωμάτων 150 kV στην περιοχή Ακτίου
14.20	Αναδιατάξεις Γ.Μ. λόγω επέκτασης των Ορυχείων Πτολεμαΐδας
14.59	ΚΥΤ Αργυρούπολης και σύνδεση του με το Σύστημα 150 και 400 kV
21.9	Παραλλαγές Γ.Μ. 400 και 150kV λόγω εμπλοκής με τον αυτοκινητόδρομο Ε65

6.2.8 Επαναπρογραμματισμός

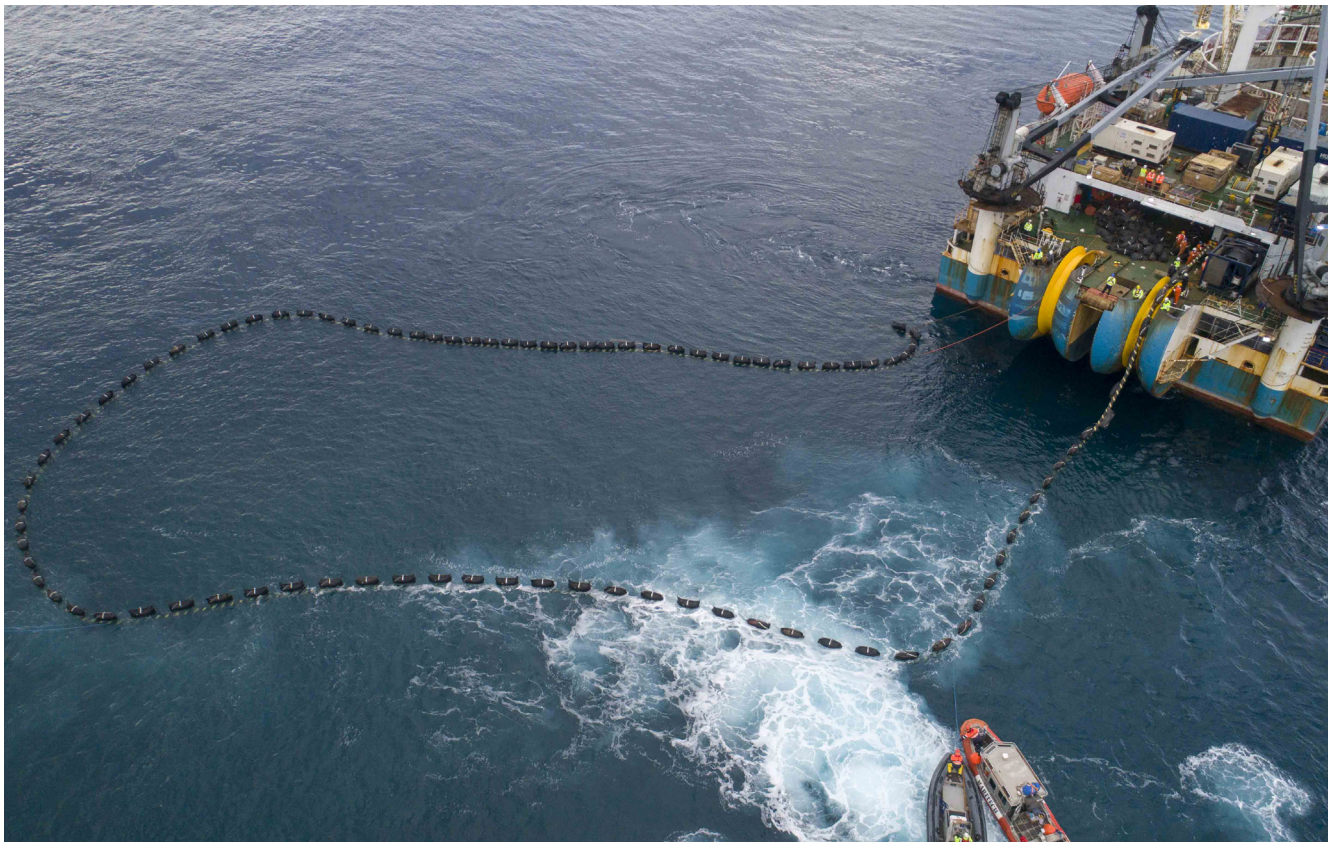
Πρόκειται για έργα των οποίων η υλοποίηση επαναπρογραμματίζεται για διάφορους λόγους όπως, νέα προτεραιοποίηση για την υλοποίηση τους στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς, σημαντικές τροποποιήσεις που επήλθαν λόγω αδυναμίας υλοποίησης του αρχικού σχεδιασμού κ.α. Στο ΔΠΑ 2025-2034 περιλαμβάνονται 38 έργα ανάπτυξης Συστήματος σε επαναπρογραμματισμό που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.9 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς σε Επαναπρογραμματισμό στο ΔΠΑ 2025-2034

Cluster	Τίτλος Έργου
14.11	Ολοκλήρωση έργων 150 kV στην ευρύτερη περιοχή Πατρών
14.13	Αναβαθμίσεις – Αναδιατάξεις 150 kV & νέοι Υ/Σ περιοχής Κατερίνης
14.27	ΚΥΤ Ρουφ και σύνδεση του με το Σύστημα 400 και 150kV
14.34	Ενίσχυση της σύνδεσης ΚΥΤ Μελίτης με το Σύστημα 150 kV
14.45	Ενισχύσεις Συστήματος 150 kV στην περιοχή Ιωαννίνων
14.46	Συνοδά έργα ΚΥΤ Λαγκαδά
14.48	Αναδιάταξη κυκλωμάτων 150 kV στην περιοχή Λάρυμνας
14.57	Νέα σύνδεση Μεγαλόπολη-Μολάοι
17.6	Υπογειοποιήσεις και παραλλαγές Γ.Μ. στο νότιο Σύστημα
18.3	Αναβάθμιση σύνδεσης Υ/Σ Σαλαμίνας με το Σύστημα 150 kV
18.4	Αναβάθμιση της σύνδεσης Γ.Μ. 150kV Ακτίου - Πρέβεζας
19.3	Νέος Υποσταθμός Τήνου
20.3	Διασύνδεση των Δωδεκανήσων με το Ηπειρωτικό Σύστημα

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

Cluster	Τίτλος Έργου
20.4	Διασύνδεση νήσων ΒΑ Αιγαίου με το Ηπειρωτικό Σύστημα
20.5	Έργα αναβάθμισης υφιστάμενων υποσταθμών
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
21.4	Ενίσχυση της σύνδεσης του Υ/Σ Κασσάνδρας με το Σύστημα
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
22.8	Υποσταθμός Προσοτσάνης
22.9	Υποσταθμός ΒΙ.ΠΕ. Θεσσαλονίκης Ι Ι (Σίνδος ΙΙ)
22.10	Υποσταθμός Σιδαρίου
22.11	Υποσταθμός Κεφαλονιάς Ι Ι
22.12	Υποσταθμός Αίγινας
23.2	Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στην Κεντρική και Δυτική Μακεδονία
23.5	Νέοι ΑΜΣ για την ενίσχυση του Συστήματος Μεταφοράς
23.7	Σύνδεση νέου Υ/Σ Χανιά ΙΙ
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
24.1	Ενίσχυση της τροφοδότησης των Ιονίων Νήσων
24.2	ΚΥΤ Θεσπρωτίας και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 kV
24.3	Νέα διασύνδεση Ελλάδας - Αλβανίας



6.2.9 Ακύρωση

Πρόκειται για έργα των οποίων η υλοποίηση ακυρώνεται καθώς έπαψαν να υφίστανται οι λόγοι για την υλοποίηση τους. Στο ΔΠΑ 2025-2034 δεν περιλαμβάνονται έργα ανάπτυξης Συστήματος που να έχουν ακυρωθεί από το προηγούμενο ΔΠΑ.

6.3 Απολογισμός ΔΠΑ 2024-2033

Κατά την περίοδο η οποία μεσολάβησε από την κατάρτιση του ΔΠΑ 2024-2033 που υποβλήθηκε για έγκριση στη ΡΑΑΕΥ τον Αύγουστο του 2023 έως και σήμερα, ορισμένα σημαντικά έργα τα οποία περιλαμβάνονταν στο προαναφερθέν ΔΠΑ ολοκληρώθηκαν (ηλεκτρίσθηκαν) ή παρουσίασαν σημαντική πρόοδο κατασκευής και βρίσκονται στο τελικό στάδιο υλοποίησης.

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 ΡΑΑΕΥ προκειμένου να εξασφαλισθεί η απρόσκοπτη υλοποίηση του Δεκαετούς. Επίσης υπάρχουν περιπτώσεις με μικρή ολίσθηση χρονοδιαγράμματος που προέκυψε λόγω επαναπροτεραιοποίησης βάσει των αναγκών του Συστήματος.

Έως το θέρος του 2024 υπήρξε σημαντική πρόοδος στην υλοποίηση πολλών αξιοσημείωτων έργων, όπως:

- Η διασύνδεση της Κρήτης (Φάση ΙΙ). Η υλοποίηση του έργου βρίσκεται σε πλήρη εξέλιξη. Σε ό,τι αφορά το υποθαλάσσιο τμήμα του έργου, έχει ολοκληρωθεί η πόντιση των υποβρυχίων καλωδίων καθώς και το σύνολο των καλωδίων οπτικών ινών. Στην πλευρά της Αττικής οι εργασίες εγκατάστασης των υπόγειων καλωδιακών τμημάτων βρίσκονται σε πλήρη εξέλιξη, (πολύ κοντά στην ολοκλήρωσή τους), όπως και η κατασκευή των δύο Σταθμών Μετατροπής στα δύο άκρα της διασύνδεσης, δηλαδή τη Δαμάστα Ηρακλείου και τον Ασπρόπυργο Αττικής. Ειδικότερα, στην πλευρά της Αττικής έχει ολοκληρωθεί η κατασκευή των κτιριακών εγκαταστάσεων, η εγκατάσταση των βαλβίδων μετατροπής συνεχούς ρεύματος σε εναλλασσόμενο και των μετασχηματιστών, όπως και ο τερματισμός των HVDC καλωδίων και έχουν ξεκινήσει οι δοκιμές του εξοπλισμού (pre-commissioning). Στην πλευρά της Δαμάστας, οι εργασίες εγκατάστασης των υπόγειων καλωδιακών τμημάτων βρίσκονται σε πλήρη εξέλιξη, έχουν ολοκληρωθεί οι κτιριακές εγκαταστάσεις και βρίσκεται σε εξέλιξη η εγκατάσταση των βαλβίδων μετατροπής, των μετασχηματιστών και ο τερματισμός των HVDC καλωδίων, ενώ στο αμέσως προσεχές διάστημα αναμένεται να ξεκινήσουν οι δοκιμές του εξοπλισμού. Σε πλήρη εξέλιξη βρίσκεται και η κατασκευή του νέου GIS 150 kV, καθώς και τα βοηθητικά κτίρια και οι λοιπές εργασίες διαμόρφωσης των εξωτερικών χώρων. Σύμφωνα με το ισχύον χρονοδιάγραμμα αναμένεται η ηλέκτριση του έργου το α' εξάμηνο του 2025.
- Σύνδεση ΚΥΤ Κορίνθου - ΚΥΤ Κουμουνδούρου. Εντός του 2023 υπογράφτηκε η σύμβαση με τον ανάδοχο για την κατασκευή της νέας Γ.Μ. 400 kV ΚΥΤ Κουμουνδούρου - ΚΥΤ Κορίνθου. Σύμφωνα με το ισχύον χρονοδιάγραμμα η ηλέκτριση του έργου αναμένεται το α' εξάμηνο του 2026.
- Η ανακατασκευή του ΚΥΤ Κουμουνδούρου. Η κατασκευή του έργου παρουσιάζει σημαντική πρόοδο και αναμένεται η σταδιακή του ένταξη στο Σύστημα εντός του 2024 με ορίζοντα ολοκλήρωσης εντός του 2025.
- Η Δ' Φάση της διασύνδεσης των Κυκλάδων. Σε εξέλιξη βρίσκονται τα έργα όλων των καλωδιακών διασυνδέσεων. Παράλληλα, εντός του β' εξαμήνου του 2023 υπογράφηκαν οι συμβάσεις με τις ανάδοχες εταιρείες για την κατασκευή των υποσταθμών Φολέγανδρου, Μήλου και Σερίφου.

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

6.3.1 Ολοκλήρωση υποέργων

Από τον Ιούνιο του 2023 έως και σήμερα έχουν υλοποιηθεί σε διάφορα έργα τα ακόλουθα επιμέρους υποέργα ή τμήματα αυτών τα οποία συμβάλλουν στην σταδιακή ολοκλήρωση τους.

- **14.10** Αναβάθμιση σύνδεσης 150kV Αλιβέρι-Κάλαμος: Ολοκληρώθηκε ο παραλληλισμός των κυκλωμάτων και το όλο έργο είναι σε πλήρη εκμετάλλευση.
- **14.22** Διασύνδεση των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Σύστημα: Εντός του 2024 ολοκληρώθηκαν οι εργασίες στον Υ/Σ Μυκόνου και συνεπώς το σύνολο της υπόψη ομάδας έργων είναι σε πλήρη εκμετάλλευση.
- **14.24** Έργα ενίσχυσης Συστήματος για την τροφοδοσία της Κέρκυρας: Εντός του β' εξαμήνου του 2023 ολοκληρώθηκε και τέθηκε σε λειτουργία η νέα καλωδιακή γραμμή 150 kV Κέρκυρα Ι - Κέρκυρα ΙΙ.
- **14.28** Νέος υποσταθμός Σκιάθου και σύνδεσή του με το Σύστημα: Εντός του 2024 ολοκληρώθηκαν τα συνοδά έργα στον Υ/Σ Μαντουδίου και συνεπώς το σύνολο της υπόψη ομάδας έργων είναι σε πλήρη εκμετάλλευση.
- **14.30** Σύνδεση του ΚΥΤ Κορίνθου με το Σύστημα 150kV: Εντός του 2024 ολοκληρώθηκαν τα έργα εκτροπής των κυκλωμάτων 150 kV προς το ΚΥΤ Κορίνθου.
- **14.43** Αναβάθμιση κυκλωμάτων 150 kV στο βρόχο Ιονίων νήσων: Εντός του β' εξαμήνου του 2023 ολοκληρώθηκε η αντικατάσταση της καλωδιακής σύνδεσης Κυλλήνης - Ζακύνθου.
- **17.6** Υπογειοποιήσεις και παραλλαγές Γ.Μ. στο νότιο Σύστημα: Εντός του β' εξαμήνου του 2023 ολοκληρώθηκε το έργο παραλλαγών τμημάτων Γ.Μ. 400 kV στην περιοχή της Πεντέλης.
- **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 2023 και 2024.
- **20.2** Έργα ενίσχυσης 400kV σε υφιστάμενα ΚΥΤ (Μέρος ΙΙ): Αρκετά υποέργα αντικαταστάσεων είναι σε εξέλιξη και έχουν υλοποιηθεί σταδιακά αντικαταστάσεις ανά στοιχείο εξοπλισμού εντός του 2023 και 2024.
- **22.1** Έργα αντιστάθμισης, αποθήκευσης και αναβάθμισης ευστάθειας και ελέγχου Συστήματος μεταφοράς: Εντός του 2024 ολοκληρώθηκε η εγκατάσταση αυτεπαγωγών 150 kV / 100 MVAr στα ΚΥΤ Φιλίππων και Καρδιάς.
- **23.1** Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στη Βόρεια Ελλάδα: Αρκετά υποέργα αντικαταστάσεων είναι σε εξέλιξη και έχουν υλοποιηθεί σταδιακά αντικαταστάσεις ανά στοιχείο εξοπλισμού εντός του 2023 και του 2024.
- **23.2** Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στην Κεντρική και Δυτική Μακεδονία: Αρκετά υποέργα αντικαταστάσεων είναι σε εξέλιξη και έχουν υλοποιηθεί σταδιακά αντικαταστάσεις ανά στοιχείο εξοπλισμού εντός του 2023 και του 2024.
- **23.3** Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στη Δυτική Ελλάδα & Πελοπόννησο: Αρκετά υποέργα αντικαταστάσεων είναι σε εξέλιξη και έχουν υλοποιηθεί σταδιακά αντικαταστάσεις ανά στοιχείο εξοπλισμού εντός του 2023 και του 2024.
- **23.4** Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στη Στερεά Ελλάδα και Κυκλάδες: Αρκετά υποέργα αντικαταστάσεων είναι σε εξέλιξη και έχουν υλοποιηθεί σταδιακά αντικαταστάσεις ανά στοιχείο εξοπλισμού εντός του 2023 και του 2024.

6.3.2 Έργα επέκτασης για την σύνδεση Χρηστών

Από τον Ιούνιο του 2023 έως σήμερα έχουν ολοκληρωθεί τα έργα επέκτασης για τη σύνδεση με το Σύστημα 150 kV 12 νέων Υ/Σ για σύνδεση μονάδων ΑΠΕ (Βεύη, Μουζάκι, Σταυρός, Σκούρτα ΙΙ, Φ/Β Πάρκο Μεγαλόπολης , Βαθύλακκος, ΚΥΤ Κοζάνης, Λουτρά Δαμάστας, Μαργαρίτι, Σκάλα ΙΙ, Βάβδος ΙΙ, ΚΥΤ Θίσβης - επέκταση) και 1 νέος Υ/Σ Καταναλωτών (ΟΣΕ 6 - Περιβόλι).

6.4 Εκτίμηση δαπανών ΔΠΑ 2025-2034

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΡΓΟΥ		ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2025-2028 (εκατομ. €)			
		2025		2026	
ΚΩΔΙΚΟΣ ΕΡΓΟΥ	Ονομασία	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	0,3	0,0	0,0	0,0
14.6	ΕΡΓΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΕΥΒΟΙΑ	0,0	0,0	0,0	0,0
14.9	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΕΙΣ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΑΚΤΙΟΥ	7,3	0,0	0,0	0,0
14.10	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 150 kV ΑΛΙΒΕΡΙ - ΚΑΛΑΜΟΣ	0,0	0,0	0,0	0,0
14.11	ΟΛΟΚΛΗΡΩΣΗ ΕΡΓΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΕΥΡΥΤΕΡΗ ΠΕΡΙΟΧΗ ΠΑΤΡΩΝ	0,0	0,0	0,1	0,0
14.13	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΕΙΣ-ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ 150 kV & ΝΕΟΙ Υ/Σ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΚΑΤΕΡΙΝΗΣ	6,8	0,0	5,6	0,0
14.18	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΑ ΚΥΤ (ΜΕΡΟΣ Ι)	7,9	0,0	0,0	0,0
14.20	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ Γ.Μ. ΛΟΓΩ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ ΤΩΝ ΟΡΥΧΕΙΩΝ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ	0,0	1,2	0,0	3,6
14.21	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΑΓΩΓΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΡΟΙΖΗΝΙΑΣ	1,8	0,0	0,0	0,0
14.22	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	0,0	0,0	0,0	0,0
14.24	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΤΡΟΦΟΔΟΣΙΑ ΤΗΣ ΚΕΡΚΥΡΑΣ	35,5	0,0	5,3	0,0
14.26	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ (ΦΑΣΗ ΙΙ)	141,4	0,0	0,0	0,0
14.27	ΚΥΤ ΡΟΥΦ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	0,8	0,0	36,6	0,0
14.28	ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΣΚΙΑΘΟΥ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	0,0	0,0	0,0	0,0
14.29	ΚΥΤ ΚΟΡΙΝΘΟΥ ΚΑΙ ΔΕΥΤΕΡΗ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	30,8	0,0	15,6	0,0
14.30	ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΚΟΡΙΝΘΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,5	0,0	0,0	0,0
14.31	ΕΡΓΑ ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΥΣ	0,1	0,0	0,1	0,0
14.33	ΚΛΕΙΣΙΜΟ ΒΡΟΧΟΥ 150 kV ΜΕΣΟΧΩΡΑ - ΣΥΚΙΑ - ΚΥΤ ΑΡΑΧΘΟΥ	2,3	0,0	4,6	0,0
14.34	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΛΙΤΗΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,1	0,0	2,0	0,0
14.35	ΕΝΙΣΧΥΣΕΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΧΑΛΚΙΔΙΚΗΣ	0,2	0,0	3,4	0,0
14.40	ΚΥΤ ΠΑΤΡΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	0,4	0,0	0,7	0,0
14.41	ΥΠΟΓΕΙΟΠΟΙΗΣΕΙΣ & ΑΠΟΞΗΛΩΣΕΙΣ Γ.Μ. ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΠΑΤΡΑΣ - ΡΙΟΥ - ΜΕΣΣΑΤΙΔΑΣ	0,1	0,0	0,0	0,0
14.43	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΟ ΒΡΟΧΟ ΙΟΝΙΩΝ ΝΗΣΩΝ	79,0	0,0	1,6	0,0
14.45	ΕΝΙΣΧΥΣΕΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΙΩΑΝΝΙΝΩΝ	0,3	0,0	0,3	0,0
14.46	ΣΥΝΟΔΑ ΕΡΓΑ ΚΥΤ ΛΑΓΚΑΔΑ	0,1	0,0	0,1	0,0
14.48	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΛΑΡΥΜΝΑΣ	0,0	0,0	0,0	0,0
14.54	ΠΡΟΣΘΗΚΗ ΠΥΛΩΝ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ ΓΙΑ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΦΟΡΤΙΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	0,0	0,0	0,3	0,0
14.57	ΝΕΑ ΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ - ΜΟΛΑΟΙ	0,0	0,0	0,0	0,0
14.59	ΚΥΤ ΑΡΓΥΡΟΥΠΟΛΗΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	0,0	0,0	0,0	0,0
14.62	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ Γ.Μ. ΛΟΓΩ ΜΕΤΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΟΙΚΙΣΜΩΝ (ΕΠΕΚΤΑΣΗ ΤΩΝ ΟΡΥΧΕΙΩΝ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ)	2,0	0,0	2,0	0,0
17.2	ΣΥΝΟΔΑ ΕΡΓΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	0,0	0,0	0,0	0,0

2027		2028		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2025-2028 (εκατομ. €)		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2025-2034 (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
0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	7,3	0,0	7,3	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,1	0,0	0,5	0,0	0,7	0,0	2,8	0,0
3,1	0,0	0,0	0,0	15,5	0,0	15,5	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	7,9	0,0	7,9	0,0
0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0	6,0
0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	1,8	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	40,8	0,0	40,8	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	141,4	0,0	141,4	0,0
68,9	0,0	66,9	0,0	173,1	0,0	173,1	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	46,4	0,0	46,4	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,5	0,0
1,8	0,0	0,1	0,0	2,1	0,0	3,7	0,0
5,4	0,0	0,0	0,0	12,3	0,0	12,3	0,0
1,2	0,0	0,0	0,0	3,4	0,0	20,8	0,0
6,0	0,0	5,4	0,0	14,9	0,0	14,9	0,0
1,1	0,0	23,2	0,0	25,3	0,0	59,8	0,0
0,0	0,0	19,5	0,0	19,5	0,0	41,6	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	80,6	0,0	80,6	0,0
0,0	0,0	11,2	0,0	11,9	0,0	25,8	0,0
0,0	0,0	4,6	0,0	4,8	0,0	14,5	0,0
0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0
0,1	0,0	0,6	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0
0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	25,5	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	0,0	4,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΡΓΟΥ		ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2025-2028 (εκατομ. €)			
		2025		2026	
ΚΩΔΙΚΟΣ ΕΡΓΟΥ	Ονομασία	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
17.5	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ (Μέρος ΙΙΙ)	0,1	0,0	0,2	0,0
17.6	ΥΠΟΓΕΙΟΠΟΙΗΣΕΙΣ & ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. ΣΤΟ ΝΟΤΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	3,5	0,0	23,0	0,0
17.10	ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΔΙΚΤΥΟΥ ΟΠΤΙΚΩΝ ΙΝΩΝ ΓΙΑ ΤΟΝ ΤΗΛΕΕΛΕΓΧΟ ΚΑΙ ΤΗΛΕΠΟΠΤΕΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	13,2	0,0	7,4	0,0
18.1	ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΚΕΡΑΤΕΑΣ	0,0	0,0	1,2	0,0
18.2	ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΣΕΡΒΙΩΝ ΚΟΖΑΝΗΣ	1,3	0,0	0,0	0,0
18.3	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΣΑΛΑΜΙΝΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,1	0,0	1,6	0,0
18.4	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 150 kV ΑΚΤΙΟΥ - ΠΡΕΒΕΖΑΣ	0,6	0,0	0,0	0,0
19.1	Δ' ΦΑΣΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	126,5	0,0	38,0	0,0
19.2	ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΚΥΤ ΚΟΥΜΟΥΝΔΟΥΡΟΥ	6,5	0,0	3,2	0,0
19.3	ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΤΗΝΟΥ	4,1	0,0	8,2	0,0
19.4	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ	20,2	0,0	22,0	0,0
20.1	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ ΚΑΙ ΚΥΤ (Μέρος IV)	2,3	0,0	0,4	0,0
20.2	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 400 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΑ ΚΥΤ (ΜΕΡΟΣ ΙΙ)	0,0	0,0	0,0	0,0
20.3	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΩΝ ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	74,8	0,0	626,6	0,0
20.4	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΝΗΣΩΝ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	7,5	0,0	163,4	0,0
20.5	ΕΡΓΑ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗΣ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΥΠΟΣΤΑΘΜΩΝ	0,9	0,0	3,5	0,0
21.1	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 400 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ ΚΑΙ ΘΡΑΚΗΣ	4,1	0,0	29,2	0,0
21.2	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΝΕΥΡΟΚΟΠΙΟΥ ΚΑΙ ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,0	0,0	0,1	0,0
21.3	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΑΞΙΟΥΠΟΛΗΣ ΚΑΙ ΟΣΕ ΠΟΛΥΚΑΣΤΡΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,0	0,0	0,1	0,0
21.4	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΚΑΣΣΑΝΔΡΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,1	0,0	20,1	0,0
21.5	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΑΓΙΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,0	0,0	0,0	0,0
21.7	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΤΡΟΦΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΗΣ ΝΗΣΟΥ ΑΝΔΡΟΥ	15,1	0,0	9,7	0,0
21.8	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 400 kV ΣΤΗΝ ΕΥΒΟΙΑ	1,5	0,0	0,0	0,0
21.9	ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. 400 & 150 kV ΛΟΓΩ ΕΜΠΛΟΚΗΣ ΜΕ ΤΟΝ ΑΥΤΟΚΙΝΗΤΟΔΡΟΜΟ Ε65	0,0	0,0	0,0	0,0
22.1	ΕΡΓΑ ΑΝΤΙΣΤΑΘΜΙΣΗΣ, ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗΣ ΕΥΣΤΑΘΕΙΑΣ ΚΑΙ ΕΛΕΓΧΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	16,0	0,0	10,0	0,0
22.3	ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΤΟΥ Υ/Σ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ Ι (ΑΗΣ)	0,0	0,0	3,3	0,0
22.5	ΥΠΟΔΟΜΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΥΠΟΒΡΥΧΙΩΝ ΚΑΛΩΔΙΩΝ	8,4	0,0	0,0	0,0
22.6	ΕΡΓΑ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΩΝ ΚΑΙ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΩΝ	9,6	0,0	0,0	0,0
22.7	ΠΡΟΣΘΗΚΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ 150 kV ΣΕ Υ/Σ ΚΑΙ ΚΥΤ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	1,6	0,0	0,0	0,0
22.8	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΠΡΟΣΟΤΣΑΝΗΣ	0,0	0,0	0,0	0,0
22.9	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΒΙΠΕ Θεσσαλονίκης ΙΙ (Σύνδος ΙΙ)	0,0	0,0	0,0	0,0
22.10	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΣΙΔΑΡΙΟΥ	0,0	0,0	0,0	0,0
22.11	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΚΕΦΑΛΟΝΙΑΣ ΙΙ	0,0	0,0	0,0	0,0
22.12	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΑΙΓΙΝΑΣ	0,0	0,0	0,1	0,0

2027		2028		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2025-2028 (εκατομ. €)		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2025-2034 (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
1,1	0,0	3,8	0,0	5,2	0,0	5,2	0,0
2,5	0,0	3,7	0,0	32,7	0,0	33,4	0,0
2,3	0,0	3,2	0,0	26,2	0,0	27,6	0,0
5,7	0,0	4,5	0,0	11,4	0,0	11,4	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	1,3	0,0
2,7	0,0	0,0	0,0	4,4	0,0	4,4	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,6	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	164,5	0,0	164,5	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	9,7	0,0	9,7	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	12,3	0,0	12,3	0,0
10,6	0,0	10,4	0,0	63,2	0,0	63,2	0,0
0,8	0,0	1,2	0,0	4,7	0,0	7,5	0,0
0,0	0,0	0,5	0,0	0,5	0,0	0,5	0,0
694,7	0,0	621,2	0,0	2017,3	0,0	2043,3	0,0
331,8	0,0	421,5	0,0	924,2	0,0	1243,0	0,0
6,7	0,0	0,2	0,0	11,3	0,0	11,3	0,0
26,3	0,0	13,5	0,0	73,0	0,0	73,0	0,0
0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	8,9	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	5,5	0,0
3,6	0,0	0,0	0,0	23,8	0,0	23,8	0,0
0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	5,2	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	24,8	0,0	24,8	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	1,5	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	26,0	0,0	26,0	0,0
4,4	0,0	4,3	0,0	12,0	0,0	12,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	0,0	8,4	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	9,6	0,0
0,2	0,0	1,6	0,0	3,4	0,0	4,7	0,0
0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	3,6	0,0
0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	3,5	0,0
0,4	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	7,9	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	7,4	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	37,1	0,0

ΚΩΔΙΚΟΣ ΕΡΓΟΥ	ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΡΓΟΥ	ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2025-2028 (εκατομ. €)			
		2025		2026	
	Ονομασία	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
23.1	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΒΟΡΕΙΑ ΕΛΛΑΔΑ	4,7	0,0	4,3	0,0
23.2	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΚΑΙ ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	16,2	0,0	5,9	0,0
23.3	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	9,6	0,0	3,2	0,0
23.4	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗ ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ ΚΑΙ ΚΥΚΛΑΔΕΣ	5,8	0,0	7,7	0,0
23.5	ΝΕΟΙ ΑΜΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	21,5	0,0	0,5	0,0
23.6	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ Υ/Σ ΟΡΥΧΕΙΟΥ Ν. ΠΕΔΙΟΥ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ ΚΑΙ ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ	0,7	0,0	0,0	0,0
23.7	ΣΥΝΔΕΣΗ ΝΕΟΥ Υ/Σ ΧΑΝΙΑ ΙΙ	0,0	0,0	5,3	0,0
23.8	ΚΛΕΙΣΙΜΟ ΒΡΟΧΟΥ ΚΑΣΤΕΛΙ-ΧΑΝΙΑ ΚΑΙ ΝΕΟΣ Υ/Σ ΚΑΝΤΑΝΟΥ	0,0	0,0	0,6	0,0
23.9	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΚΑΛΩΔΙΑΚΩΝ Γ.Μ. ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΗΣ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	0,0	0,0	0,0	0,0
23.10	ΕΚΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΣ ΚΑΙ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΥΠΟΔΟΜΩΝ ΥΠΟΣΤΗΡΙΞΗΣ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΕΠΟΠΤΕΙΑΣ ΚΑΙ ΑΓΟΡΑΣ	2,2	0,0	2,7	0,0
23.11	ΕΚΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΕΛΕΓΧΟΥ & ΕΠΟΠΤΕΙΑΣ ΣΕ ΚΥΤ ΜΕ ΣΥΓΧΡΟΝΑ ΨΗΦΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ	1,5	0,0	3,1	0,0
23.12	ΝΕΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ - ΤΟΥΡΚΙΑΣ	0,0	0,0	0,0	0,0
24.1	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΤΡΟΦΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΩΝ ΙΟΝΙΩΝ ΝΗΣΩΝ	0,0	0,0	0,0	0,0
24.2	ΚΥΤ ΘΕΣΠΡΩΤΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	0,2	0,0	0,2	0,0
24.3	ΝΕΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ - ΑΛΒΑΝΙΑΣ	0,4	0,0	0,7	0,0
24.4	ΝΕΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ - ΙΤΑΛΙΑΣ	1,5	0,0	31,5	0,0
25.1	ΚΥΤ ΛΑΜΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	0,1	0,0	0,2	0,0
25.2	ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΛΑΜΙΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,5	0,0	0,2	0,0
25.3	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΟΥ ΚΥΤ Ν. ΣΑΝΤΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,6	0,0	9,0	0,0
25.4	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΓΕΦΥΡΑΣ ΚΑΙ Ν. ΠΕΛΛΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,3	0,0	0,5	0,0
25.5	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 400 kV ΜΕΤΑΞΥ ΤΩΝ ΚΥΤ ΣΤΗ ΘΕΣΣΑΛΙΑ	1,5	0,0	2,9	0,0
25.6	ΚΥΤ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	0,0	0,0	0,1	0,0
25.7	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΣΚΙΑΘΟΥ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	0,0	0,0	0,1	0,0
25.8	ΚΥΤ ΜΕΣΟΓΕΙΩΝ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	0,2	0,0	0,4	0,0
25.9	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,1	0,0	0,2	0,0
25.10	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΥΠΟΒΡΥΧΙΩΝ ΚΑΛΩΔΙΩΝ	0,0	0,0	0,0	0,0
25.11	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 150 kV ΜΟΛΑΟΙ - ΤΕΡΜΑΤΙΚΟ ΑΝΤΙΣΤΑΘΜΙΣΗΣ ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΥ	0,0	0,0	0,0	0,0
25.12	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΕΠΑΓΩΓΙΚΗΣ ΑΝΤΙΣΤΑΘΜΙΣΗΣ	2,0	0,0	11,2	0,0
25.13	ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΣΟΓΕΙΩΝ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,0	0,0	0,0	0,0
25.14	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΖΑΚΥΝΘΟΥ ΙΙ	0,0	0,0	0,0	0,0
ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΗ ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΣΥΝΟΛΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΚΑΙ ΕΤΗΣΙΩΝ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΩΝ ΓΙΑ ΤΑ ΕΡΓΑ ΤΟΥ ΠΑΡΟΝΤΟΣ ΔΠΑ:		**705,2**	**1,2**	**1140,1**	**3,6**

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.

2027		2028		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2025-2028 (εκατομ. €)		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2025-2034 (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
0,0	0,0	0,0	0,0	9,0	0,0	9,0	0,0
0,0	0,0	0,5	0,0	22,6	0,0	22,6	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	12,8	0,0	12,8	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	13,5	0,0	13,5	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	22,0	0,0	22,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,7	0,0
2,6	0,0	0,0	0,0	7,9	0,0	7,9	0,0
0,6	0,0	0,2	0,0	1,4	0,0	19,8	0,0
0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	13,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	4,9	0,0	4,9	0,0
1,6	0,0	2,3	0,0	8,5	0,0	35,1	0,0
0,0	0,0	13,4	0,0	13,5	0,0	31,9	0,0
0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	58,1	0,0
0,8	0,0	0,9	0,0	2,1	0,0	84,4	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	20,6	0,0
32,5	0,0	104,4	0,0	169,9	0,0	603,1	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	42,2	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	16,2	0,0
37,1	0,0	27,2	0,0	74,0	0,0	74,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	10,9	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	4,4	0,0	42,0	0,0
0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	38,6	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	25,4	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	46,7	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	2,9	0,0
0,0	0,0	4,5	0,0	4,5	0,0	16,6	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0
2,0	0,0	9,4	0,0	24,6	0,0	27,6	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,2	0,0
1259,6	**1,2**	**1385,0**	**0,0**	**4489,8**	**6,0**	**5994,9**	**6,0**

Αναθεώρηση: Σεπτέμβριος 2024

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]

Κωδικός έργου	Έργο	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2024-2033	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2025-2034	Πρόοδος έως και Μάρτιο 2024	Ανασκόπηση
14.1	ΚΥΤ ΛΑΓΚΑΔΑ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	2024	2025	97,5%	Απομένει η εκτροπή της διασυνδετικής Γ.Μ. Β'Β'/400 Blagoevgrad-ΚΥΤ Θεσ/νίκης προς το ΚΥΤ Λαγκαδά. Υπήρξε χρονική ολίσθηση στην υλοποίηση, οφειλόμενη κυρίως στη συντέλεση των απαλλοτριώσεων.
14.6	ΕΡΓΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΕΥΒΟΙΑ	2023	2024	100,0%	Εκκρεμεί η τηλεπικοινωνιακή σύνδεση του Υ/Σ Εύβοια 6 και η ηλέκτριση της Γ.Μ. 150kV Εύβοια 6-Σύστημα.
14.9	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΕΙΣ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΑΚΤΙΟΥ	2024	2025	73,9%	Απομένει το υπόγειο τμήμα της Γ.Μ. Άκτιο - Καστράκι. Υπήρξε καθυστέρηση λόγω άρνησης της Περ. Δυτ. Ελλάδας να χορηγήσει τις απαιτούμενες αδειοδοτήσεις. Αλλαγή όδευσης και πρόσθετη καθυστέρηση λόγω αδυναμίας προσαρμογής του αναδόχου στα νέα δεδομένα.
14.10	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 150 kV ΑΛΙΒΕΡΙ - ΚΑΛΑΜΟΣ	2018	2018	100,0%	Το έργο τέθηκε σε πλήρη εκμετάλλευση το 2024.
14.11	ΟΛΟΚΛΗΡΩΣΗ ΕΡΓΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΕΥΡΥΤΕΡΗ ΠΕΡΙΟΧΗ ΠΑΤΡΩΝ	2028	2029	53,7%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
14.13	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΕΙΣ-ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ 150 kV & ΝΕΟΙ Υ/Σ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΚΑΤΕΡΙΝΗΣ	2026	2027	23,4%	α. Ανασχεδιασμός και επέκταση του αρχικού έργου αναβάθμισης της Γ.Μ 150kV Κατερίνη Ι - Αιγίνιο ΤΑΠ-ΟΣΕ 11 ΤΑΠ ως τον Υ/Σ Αλεξάνδρειας, για το οποίο απαιτείται ΑΕΠΟ. Η ΜΠΕ υποβλήθηκε τον Οκτώβριο του 2020. β. Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
14.18	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΑ ΚΥΤ (ΜΕΡΟΣ Ι)	2024	2025	81,9%	Απομένει η εγκατάσταση των 2 ΑΜΣ στο ΚΥΤ Ν. Σάντας.
14.20	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ Γ.Μ. ΛΟΓΩ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ ΤΩΝ ΟΡΥΧΕΙΩΝ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ	2026	2027	25,7%	Τα έργα έχουν ζητηθεί από τη ΔΕΗ Α.Ε. (ΓΔ Ορυχείων). α. Τα 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. β. Η υποβολή του αιτήματος κήρυξης απαλλοτρίωσης καθυστερεί εξαιτίας έντονων κτηματολογικών αποκλίσεων. γ. Στο παρόν ΔΠΑ προστέθηκε νέο υποέργο αναβάθμισης τμήματος της Γ.Μ. 150 kV ΚΥΤ Αμυνταίου - ΥΗΣ Άγρα.

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

Κωδικός έργου	Έργο	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2024-2033	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2025-2034	Πρόοδος έως και Μάρτιο 2024	Ανασκόπηση
14.21	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΑΓΩΓΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΡΟΙΖΗΝΙΑΣ	2025	2025	80,3%	α. Υπήρξε καθυστέρηση στην έκδοση ΑΕΠΟ που αφορά τμήμα της αναβάθμισης όπου απαιτείται ανέγερση νέων πύργων (υφιστάμενη όδευση τμήματος με ιστούς). β. Η διατήρηση της ευσταθούς λειτουργίας του τοπικού Συστήματος επιβάλλει την τμηματική αναβάθμιση των κυκλωμάτων μόνο σε περιόδους χαμηλής παραγωγής από τους τοπικούς σταθμούς ΑΠΕ.
14.22	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	2023	2024	100,0%	Το έργο βρίσκεται σε πλήρη εκμετάλλευση.
14.24	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΤΡΟΦΟΔΟΣΙΑ ΤΗΣ ΚΕΡΚΥΡΑΣ	2025	2026	10,2%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
14.26	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ (ΦΑΣΗ ΙΙ)	2024	2025	62,2%	Το έργο είναι σε εξέλιξη.
14.27	ΚΥΤ ΡΟΥΦ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	2026	2028	0,5%	α. Η ΑΕΠΟ για το ΚΥΤ Ρουφ έχει εκδοθεί και παράλληλα βρίσκονται σε εξέλιξη οι τεχνικές μελέτες των υπογείων γραμμών σε συνεργασία με τους εμπλεκομένους Δήμους και λοιπούς φορείς. β. Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
14.28	ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΣΚΙΑΘΟΥ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	2023	2024	100,0%	Το έργο βρίσκεται σε πλήρη εκμετάλλευση.
14.29	ΚΥΤ ΚΟΡΙΝΘΟΥ ΚΑΙ ΔΕΥΤΕΡΗ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	2025	2026	48,7%	Απομένει η υλοποίηση της Γ.Μ. 400 kV ΚΥΤ Κουμουνδούρου - ΚΥΤ Κορίνθου, για την οποία έχει υπογραφεί η σχετική σύμβαση με τον Ανάδοχο.
14.30	ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΚΟΡΙΝΘΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2024	2024	49,2%	Τα έργα εκτροπής υφιστάμενων Γ.Μ προς το ΚΥΤ Κορίνθου ολοκληρώθηκαν το 2024 και επίκειται η ολοκλήρωση της αναβάθμιση τμήματος της Γ.Μ. 150 kV Κόρινθος - Άργος Ι.
14.31	ΕΡΓΑ ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΥΣ	2029	2032	15,7%	Τα έργα της ομάδας σχετίζονται με τις ανάγκες εξυπηρέτησης του Δικτύου και συνεπώς το χρονοδιάγραμμα καταρτίζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ. Επαναπρογραμματισμός από τον ΔΕΔΔΗΕ
14.33	ΚΛΕΙΣΙΜΟ ΒΡΟΧΟΥ 150 kV ΜΕΣΟΧΩΡΑ - ΣΥΚΙΑ - ΚΥΤ ΑΡΑΧΘΟΥ	2026	2027	17,7%	α. Υπήρξαν καθυστερήσεις στην αδειοδοτική διαδικασία λόγω εμπλοκής με την αρχαιολογία. β. Υπήρξε μεγάλη καθυστέρηση στην έκδοση της ΑΕΠΟ.
14.34	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΛΙΤΗΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2029	2030	5,7%	α. Μεγάλη καθυστέρηση έκδοσης απόφασης για τη συντέλεση των απαλλοτριώσεων για τη νέα Γ.Μ. Β/150 kV ΚΥΤ Μελίτης - Φλώρινα. β. Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς
14.35	ΕΝΙΣΧΥΣΕΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΧΑΛΚΙΔΙΚΗΣ	2026	2028	5,2%	α. Η εξέλιξη των φορτίων της περιοχής επιτρέπει την χρονική ολίσθηση της ομάδας έργων. β. Μεγάλη καθυστέρηση στην έκδοση ΑΕΠΟ.
14.40	ΚΥΤ ΠΑΤΡΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	2029	2029	0,5%	Εκκρεμεί η χωροθέτηση του ΚΥΤ Πάτρας, από την οποία εξαρτάται ολόκληρη η ομάδα έργων.
14.41	ΥΠΟΓΕΙΟΠΟΙΗΣΕΙΣ & ΑΠΟΞΗΛΩΣΕΙΣ Γ.Μ. ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΠΑΤΡΑΣ - ΡΙΟΥ - ΜΕΣΣΑΤΙΔΑΣ	2029	2029	0,1%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς
14.43	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΟ ΒΡΟΧΟ ΙΟΝΙΩΝ ΝΗΣΩΝ	2026	2026	34,4%	Η αντικατάσταση της υφιστάμενης υποβρυχίας καλωδιακής σύνδεσης Κυλλήνης - Ζακύνθου ολοκληρώθηκε το 2023.

Κωδικός έργου	Έργο	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2024-2033	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2025-2034	Πρόοδος έως και Μάρτιο 2024	Ανασκόπηση
14.45	ΕΝΙΣΧΥΣΕΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΙΩΑΝΝΙΝΩΝ	2029	2030	3,9%	α. Μεγάλη καθυστέρηση στην έκδοση ΑΕΠΟ για τη αναβάθμιση της Γ.Μ. 150 kV Ηγουμενίτσα - Ιωάννινα Ι . β. Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
14.46	ΣΥΝΟΔΑ ΕΡΓΑ ΚΥΤ ΛΑΓΚΑΔΑ	2030	2030	13,0%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
14.48	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΛΑΡΥΜΝΑΣ	2025	2028	4,5%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
14.54	ΠΡΟΣΘΗΚΗ ΠΥΛΩΝ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ ΓΙΑ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΦΟΡΤΙΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	2028	2029	35,9%	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.
14.57	ΝΕΑ ΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ - ΜΟΛΑΟΙ	2028	2031	0,6%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς
14.59	ΚΥΤ ΑΡΓΥΡΟΥΠΟΛΗΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	2028	2030	1,7%	Λόγω των αλλεπάλληλων 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.
14.62	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ Γ.Μ. ΛΟΓΩ ΜΕΤΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΟΙΚΙΣΜΩΝ (ΕΠΕΚΤΑΣΗ ΤΩΝ ΟΡΥΧΕΙΩΝ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ)	2028	2026	4,1%	Καταβάλλεται προσπάθεια επίσπευσης των διαδικασιών απαλλοτριώσεων και πρόσκτησης χώρων, σε συνεργασία με τις αρμόδιες υπηρεσίες των Υπουργείων Εθνικής Οικονομίας & Οικονομικών και Περιβάλλοντος & Ενέργειας.
17.2	ΣΥΝΟΔΑ ΕΡΓΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	2021	2021	100,0%	Το έργο βρίσκεται σε πλήρη εκμετάλλευση.
17.5	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ (Μέρος ΙΙΙ)	2027	2028	40,4%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς
17.6	ΥΠΟΓΕΙΟΠΟΙΗΣΕΙΣ & ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. ΣΤΟ ΝΟΤΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	2029	2029	6,0%	α. Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς. β. Στο παρόν ΔΠΑ συμπεριλήφθηκαν έργα ενίσχυσεις κυκλωμάτων 150 kV και των συνδέσεών τους στα ΚΥΤ Λαυρίου και Παλλήνης.
17.10	ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΔΙΚΤΥΟΥ ΟΠΤΙΚΩΝ ΙΝΩΝ ΓΙΑ ΤΟΝ ΤΗΛΕΕΛΕΓΧΟ ΚΑΙ ΤΗΛΕΠΟΠΤΕΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	2025	2030	21,6%	
18.1	ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΚΕΡΑΤΕΑΣ	2028	2028	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.

Κωδικός έργου	Έργο	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2024-2033	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2025-2034	Πρόοδος έως και Μάρτιο 2024	Ανασκόπηση
18.2	ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΣΕΡΒΙΩΝ ΚΟΖΑΝΗΣ	2025	2025	2,1%	Επίκειται η έναρξη κατασκευαστικών εργασιών.
18.3	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΣΑΛΑΜΙΝΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2026	2027	75,4%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
18.4	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 150 kV ΑΚΤΙΟΥ - ΠΡΕΒΕΖΑΣ	2024	2025	95,3%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
19.1	Δ' ΦΑΣΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	2025	2026	50,7%	Η υλοποίηση όλων των υποέργων είναι σε εξέλιξη.
19.2	ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΚΥΤ ΚΟΥΜΟΥΝΔΟΥΡΟΥ	2025	2025	41,0%	Η υλοποίηση του έργου είναι σε εξέλιξη.
19.3	ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΤΗΝΟΥ	2025	2026	2,4%	Το χρονοδιάγραμμα για την κατασκευή του συνολικού έργου καταρτίζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ.
19.4	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ	2027	2028	12,0%	α. Γ.Μ. 150 kV Αθερινόλακκος– 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.
20.1	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ ΚΑΙ ΚΥΤ (Μέρος IV)	2023	2031	35,1%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
20.2	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 400 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΑ ΚΥΤ (ΜΕΡΟΣ ΙΙ)	2024	2028	50,7%	Στο παρόν ΔΠΑ συμπεριλαμβάνεται νέο υποέργο πύλης ΑΜΣ 400 kV για τον διαχωρισμό της σύνδεσης των ΑΜΣ Νο 1 και 2 στο ΚΥΤ Θεσσαλονίκης.
20.3	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΩΝ ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	2028	2029	0,1%	Στο στάδιο των περιβαλλοντικών μελετών και αδειοδοτήσεων.
20.4	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΝΗΣΩΝ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	2029	2029	0,2%	Στο στάδιο των περιβαλλοντικών μελετών και αδειοδοτήσεων.
20.5	ΕΡΓΑ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗΣ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΥΠΟΣΤΑΘΜΩΝ	2027	2028	1,0%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
21.1	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 400 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ ΚΑΙ ΘΡΑΚΗΣ	2028	2028	2,0%	
21.2	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΝΕΥΡΟΚΟΠΙΟΥ ΚΑΙ ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2029	2032	0,2%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
21.3	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΑΞΙΟΥΠΟΛΗΣ ΚΑΙ ΟΣΕ ΠΟΛΥΚΑΣΤΡΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2029	2032	0,2%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
21.4	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΚΑΣΣΑΝΔΡΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2026	2027	1,5%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
21.5	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΑΓΙΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2029	2033	0,0%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.

Κωδικός έργου	Έργο	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2024-2033	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2025-2034	Πρόοδος έως και Μάρτιο 2024	Ανασκόπηση
21.7	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΤΡΟΦΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΗΣ ΝΗΣΟΥ ΑΝΔΡΟΥ	2024	2026	0,2%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
21.8	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 400 kV ΣΤΗΝ ΕΥΒΟΙΑ	2023	2025	44,7%	Το έργο είναι σε εξέλιξη, αλλά αντιμετωπίζει σφοδρές αντιδράσεις από τοπικούς φορείς.
21.9	ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. 400 & 150 kV ΛΟΓΩ ΕΜΠΛΟΚΗΣ ΜΕ ΤΟΝ ΑΥΤΟΚΙΝΗΤΟΔΡΟΜΟ Ε65	2023	2024	99,9%	Καθυστερήσεις εξαιτίας μη εξασφάλισης απαλλοτριώσεων απο Υπουργείο Μεταφορών
22.1	ΕΡΓΑ ΑΝΤΙΣΤΑΘΜΙΣΗΣ, ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗΣ ΕΥΣΤΑΘΕΙΑΣ ΚΑΙ ΕΛΕΓΧΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	2025	2026	29,8%	α. Οι αυτεπαγωγές 150 kV στα ΚΥΤ Καρδιάς και Φιλίππων εντάχθηκαν εντός του 2024. β. Σε αναμονή απόφασης ΡΑΑΕΥ για τα πιλοτικά έργα αποθήκευσης
22.3	ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΤΟΥ Υ/Σ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ Ι (ΑΗΣ)	2026	2028	0,2%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
22.5	ΥΠΟΔΟΜΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΥΠΟΒΡΥΧΙΩΝ ΚΑΛΩΔΙΩΝ	2024	2025	2,7%	Εκ νέου αναζήτηση κατάλληλου χώρου λόγω εμπλοκής με την αρχαιολογία.
22.6	ΕΡΓΑ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΩΝ ΚΑΙ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΩΝ	2025	2025	47,4%	
22.7	ΠΡΟΣΘΗΚΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ 150 kV ΣΕ Υ/Σ ΚΑΙ ΚΥΤ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	2028	2029	0,4%	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.
22.8	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΠΡΟΣΟΤΣΑΝΗΣ	2026	2032	0,0%	Το χρονοδιάγραμμα καταρτίζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ.
22.9	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΒΙΠΕ Θεσσαλονίκης ΙΙ (Σίνδος ΙΙ)	2027	2032	0,0%	Το χρονοδιάγραμμα καταρτίζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ.
22.10	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΣΙΔΑΡΙΟΥ	2028	2033	0,0%	Το χρονοδιάγραμμα καταρτίζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ.
22.11	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΚΕΦΑΛΟΝΙΑΣ ΙΙ	2028	2033	0,0%	Το χρονοδιάγραμμα καταρτίζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ.
22.12	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΑΙΓΙΝΑΣ	2030	2033	0,0%	Το χρονοδιάγραμμα καταρτίζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ.
23.1	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΒΟΡΕΙΑ ΕΛΛΑΔΑ	2026	2026	3,0%	Σε εξέλιξη.
23.2	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΚΑΙ ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	2026	2028	5,4%	Στο παρόν ΔΠΑ συμπεριλαμβάνεται νέο υποέργο πύλης ΑΜΣ 400 kV για τον διαχωρισμό της σύνδεσης των ΑΜΣ Νο 3 και 4 στο ΚΥΤ Καρδιάς.
23.3	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	2026	2026	4,3%	Σε εξέλιξη.
23.4	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗ ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ ΚΑΙ ΚΥΚΛΑΔΕΣ	2026	2026	3,8%	Σε εξέλιξη.
23.5	ΝΕΟΙ ΑΜΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	2025	2026	0,1%	Στο παρόν ΔΠΑ συμπεριλαμβάνεται νέο υποέργο επέκτασης υφιστάμενων υποδομών στο ΚΥΤ & ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου για την εγκατάσταση και σύνδεση με το Σύστημα του νέου ΑΜΣ.
23.6	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ Υ/Σ ΟΡΥΧΕΙΟΥ Ν. ΠΕΔΙΟΥ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ ΚΑΙ ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ	2025	2025	2,4%	
23.7	ΣΥΝΔΕΣΗ ΝΕΟΥ Υ/Σ ΧΑΝΙΑ ΙΙ	2025	2027	0,4%	Το χρονοδιάγραμμα καταρτίζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ.

Κωδικός έργου	Έργο	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2024-2033	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2025-2034	Πρόοδος έως και Μάρτιο 2024	Ανασκόπηση
23.8	ΚΛΕΙΣΙΜΟ ΒΡΟΧΟΥ ΚΑΣΤΕΛΙ-ΧΑΝΙΑ ΚΑΙ ΝΕΟΣ Υ/Σ ΚΑΝΤΑΝΟΥ	2032	2032	0,0%	
23.9	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΚΑΛΩΔΙΑΚΩΝ Γ.Μ. ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΗΣ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	2030	2033	0,0%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
23.10	ΕΚΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΣ ΚΑΙ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΥΠΟΔΟΜΩΝ ΥΠΟΣΤΗΡΙΞΗΣ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΕΠΟΠΤΕΙΑΣ ΚΑΙ ΑΓΟΡΑΣ	2025	2026	7,9%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
23.11	ΕΚΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΕΛΕΓΧΟΥ & ΕΠΟΠΤΕΙΑΣ ΣΕ ΚΥΤ ΜΕ ΣΥΓΧΡΟΝΑ ΨΗΦΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ	2032	2034	0,0%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
23.12	ΝΕΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ - ΤΟΥΡΚΙΑΣ	2029	2031	0,0%	Επαναπρογραμματισμός του έργου σε συνεννόηση με τον Διαχειριστή της Τουρκίας.
24.1	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΤΡΟΦΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΩΝ ΙΟΝΙΩΝ ΝΗΣΩΝ	2028	2033	0,0%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
24.2	ΚΥΤ ΘΕΣΠΡΩΤΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	2030	2031	0,0%	Επαναπρογραμματισμός του έργου σε συνεννόηση με τους Διαχειριστές της Αλβανίας και της Ιταλίας.
24.3	ΝΕΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ - ΑΛΒΑΝΙΑΣ	2030	2031	0,0%	Επαναπρογραμματισμός του έργου σε συνεννόηση με τον Διαχειριστή της Αλβανίας.
24.4	ΝΕΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ - ΙΤΑΛΙΑΣ	2031	2031	0,3%	Επαναπρογραμματισμός του έργου σε συνεννόηση με τον Διαχειριστή της Ιταλίας.



7 | Μελέτες Κόστους - Οφέλους

7 | Μελέτες Κόστους - Οφέλους

Σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης[61] 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 (νυν ΡΑΑΕΥ) 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 (EC).

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.

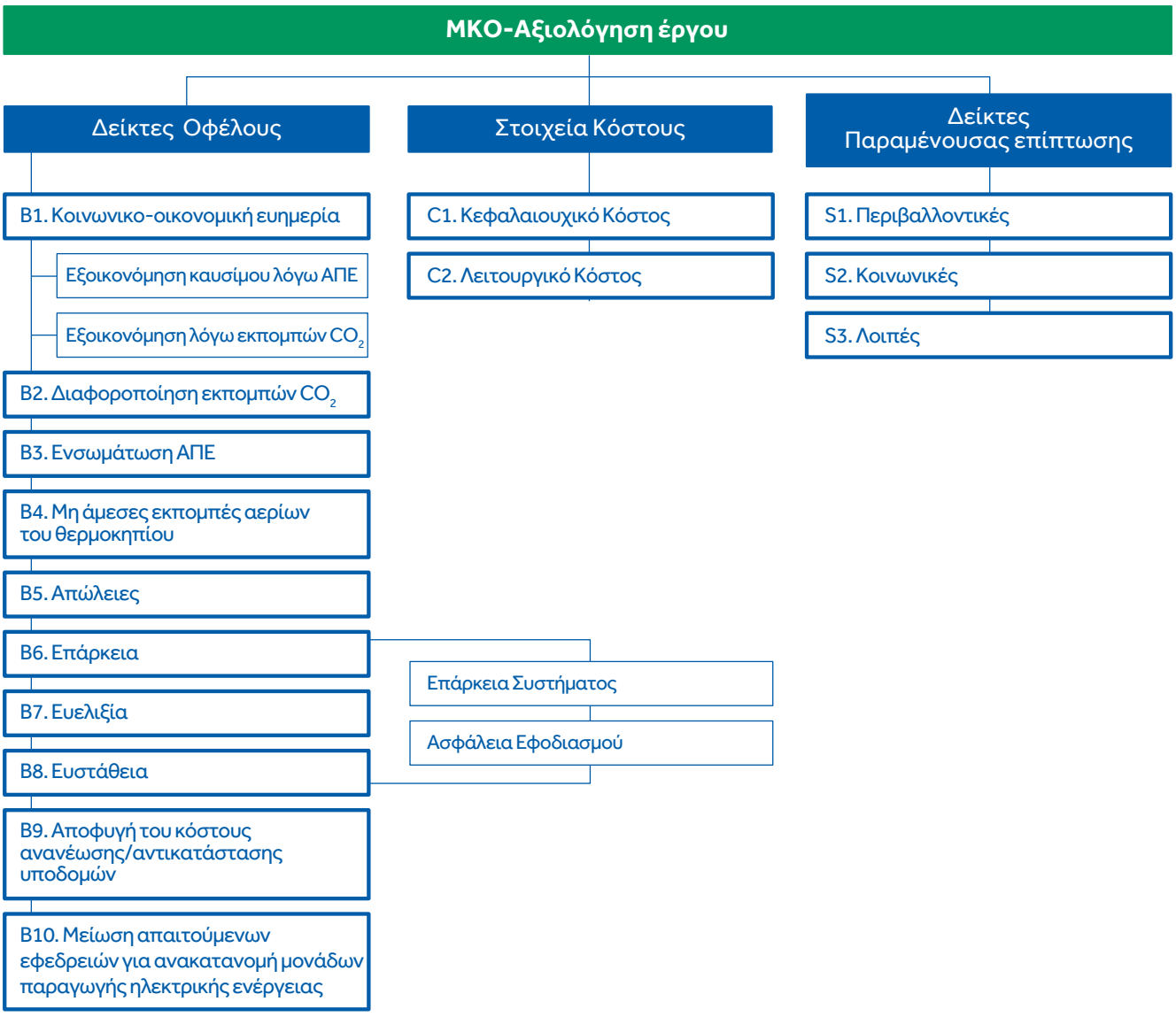
Οι τεχνικές ανάλυσης και οι μεθοδολογίες που αναπτύσσονται σε αυτήν την κατευθυντήρια οδηγία έχουν γενική σημασία για τη βιομηχανία ηλεκτρικής ενέργειας και μπορεί επομένως να είναι χρήσιμες και σε οποιονδήποτε επιδιώκει να αξιολογήσει τις επενδύσεις μεταφοράς, διότι παρέχει μια ολοκληρωμένη και αυστηρή 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 (SOx, NOx κ.ά) με επίδραση στο περιβάλλον εκτός του CO_2, 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.

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

Στο πλαίσιο του Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης του Δικτύου Μεταφοράς, στόχος του σχεδιασμού είναι η κατάλληλη 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 Πρόσθετική κοινωνική αξία λόγω μείωσης εκπομπών CO_2	Αποτελείται από δύο μέρη: (1) Πλήρης νομισματοποίηση 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 νομισματοποιείται 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 διείσδυσης 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 βασιζόμενοι 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 CO_2 (Variation in CO_2 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 νομισματοποιούνται και οι άλλοι εκφράζονται σε φυσικούς όρους. Οι νομισματοποιημένοι δείκτες συνθέτουν τα νομισματοποιημένα 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 CO_2, 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 ΡΑΕ 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 CO_2 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 (προκαταρκτικά αποτελέσματα [63]

	ENPV	EIRR	
Σενάριο 1	994.116.549	6,98%	1,42
Σενάριο 2	3.775.359.500	12,48%	2,60
Σενάριο 3	1.541.251.127	8,33%	1,65

Η μελέτη θα επικαιροποιηθεί σε επόμενο ΔΠΑ, κατόπιν της οριστικοποίησης των εκτιμήσεων κόστους.

63 Αφορούν στους κοινωνικοοικονομικούς δείκτες απόδοσης του έργου, λαμβάνοντας υπόψη τρέχουσες εκτιμήσεις προσαύξησης του επενδυτικού κόστους (CAPEX) σε σχέση με το αρχικά εκτιμηθέν

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)			
NOx	-4671	-18.784	-5367
CO	-1982	-8.231	-2352
SOx	-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 (προκαταρκτικά αποτελέσματα [64]

	ENPV	EIRR	EB/C
Σενάριο 1	571.618.139	6,90%	1,41
Σενάριο 2	3.597.508.601	16,66%	3,58
Σενάριο 3	846.902.416	7,93%	1,61

Η μελέτη θα επικαιροποιηθεί σε επόμενο ΔΠΑ, κατόπιν της οριστικοποίησης των εκτιμήσεων κόστους.

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 2022 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 2022 ο ENTSO-E αξιολόγησε τα οφέλη που αποφέρει το έργο το έτος 2030 για δύο σενάρια:

- **1. National Trends (NT)**
- **2. Distributed Energy (DE)**

και το έτος 2040 για το σενάριο Distributed Energy.

Το σενάριο National Trends είναι το σενάριο κεντρικής πολιτικής του TYNDP 2022, 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. Το σενάριο Distributed Energy έχει σχεδιαστεί για να αντικατοπτρίζει 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. Στην ουσία αντικατοπτρίζει την πορεία για την επίτευξη κλιματικής ουδετερότητας σε επίπεδο ΕΕ έως το 2050, καθώς και τη μείωση των εκπομπών τουλάχιστον κατά 55% έως το 2030.

Για κάθε σενάριο υπολογίστηκαν από τον ENTSO-E οι Δείκτες Οφέλους σύμφωνα με την ανωτέρω μεθοδολογία και τα αποτελέσματα έχουν καταχωρηθεί στον Πίνακα 7.12. Σημειώνεται ότι τα οφέλη που υπολογίζονται πρέπει να εκληφθούν ως οφέλη για όλη την εξεταζόμενη περιοχή, η οποία περιλαμβάνει το Ευρωπαϊκό Σύστημα (περίμετρος ENTSO-E) και την Τουρκία.

64 Αφορούν στους κοινωνικοοικονομικούς δείκτες απόδοσης του έργου, λαμβάνοντας υπόψη τρέχουσες εκτιμήσεις προσαύξησης του επενδυτικού κόστους (CAPEX) σε σχέση με το αρχικά εκτιμηθέν

Πίν. 7.12 Δείκτες Αξιολόγησης του νέου έργου διασύνδεσης Ελλάδας – Τουρκίας από τον ENTSO-E στο πλαίσιο του TYNDP 2022[65]

Κριτήριο-Δείκτης		Σενάριο NT2030	Σενάριο DE2030	Σενάριο DE2040
B1. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (M€/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	92	112	287
	μέσος όρος	89	111	285
	ελάχιστο	87	111	283
B1. Αύξηση κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (M€/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	56	53	181
	μέσος όρος	46	45	163
	ελάχιστο	40	36	151
B1_CO_2. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (M€/έτος) λόγω μείωσης εκπομπών CO_2, σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	111	92	122
	μέσος όρος	100	89	112
	ελάχιστο	92	85	101
B1_CO_2. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (M€/έτος) λόγω μείωσης εκπομπών CO_2, στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	-113	-83	-7
	μέσος όρος	-116	-89	-12
	ελάχιστο	-119	-95	-15
B1_RES. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας λόγω διείσδυσης ΑΠΕ (M€/έτος), σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	1	29	102
	μέσος όρος	0	22	95
	ελάχιστο	0	16	87
B1_RES. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας λόγω διείσδυσης ΑΠΕ (M€/έτος), στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	1	29	101
	μέσος όρος	1	21	93
	ελάχιστο	0	16	83
B2a. Διαφοροποίηση εκπομπών CO_2 (kton/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	-1309	-1090	-825
	μέσος όρος	-1429	-1141	-910
	ελάχιστο	-1586	-1179	-991
B2a. Διαφοροποίηση εκπομπών CO_2 (kton/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	1702	1213	123
	μέσος όρος	1652	1137	95
	ελάχιστο	1613	1059	58
B2b. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης εκπομπών CO_2 (M€/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	60€/ton CO_2	0	0	30
	100€/ton CO_2	43	25	133
	189€/ton CO_2	170	127	341
B2b. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης εκπομπών CO_2 (M€/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	60€/ton CO_2	0	0	0
	100€/ton CO_2	0	0	0
	189€/ton CO_2	0	0	0
B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ (GWh/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	20	447	2251
	μέσος όρος	7	360	2036
	ελάχιστο	-4	279	1849

65 https://tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission/1067

B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ (GWh/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	19	445	2218
	μέσος όρος	9	358	1998
	ελάχιστο	-2	279	1768
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (ton/έτος)				
NOx	μέσος όρος	-3908	-	-
NH_3	μέσος όρος	29	-	-
SO_2	μέσος όρος	-6979	-	-
PM_5	μέσος όρος	-106	-	-
PM_{10}	μέσος όρος	-71	-	-
NVMOC	μέσος όρος	-1	-	-
B6. Μείωση Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (MWh/έτος)	μέγιστο	181	-	-
	μέσος όρος	181	-	-
	ελάχιστο	181	-	-
B6. Κοινωνικό όφελος λόγω μείωσης Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (M€/έτος)	μέσος όρος	2	-	-

7.3.5 Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Αλβανίας

Το έργο της νέας διασυνδετικής Γ.Μ. 400 kV Ελλάδας – Αλβανίας αξιολογήθηκε με βάση την 3η κατευθυντήρια οδηγία Μελετών Κόστους Οφέλους του ENTSO-E, στο πλαίσιο συνεργασίας και δημιουργίας κοινής ομάδας εργασίας μεταξύ των Διαχειριστών Ελλάδας και Αλβανίας.

Για την αξιολόγηση των οφελών που αποφέρει το έργο εξετάστηκαν δύο σενάρια για το έτος 2030:

- **Σενάριο 1:** Σύμφωνα με το National Trend σενάριο της Ευρωπαϊκής Μελέτης Επάρκειας (ERAA) για το έτος 2021, στη βάση των στόχων των ΕΣΕΚ των κρατών μελών της ΕΕ.
- **Σενάριο 2:** Αποτελεί πιο φιλόδοξο σενάριο αναφορικά με την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ για την Ελλάδα και την Αλβανία και διαμορφώθηκε στη βάση των δεδομένων που συλλέχθηκαν από τους Διαχειριστές για την εκπόνηση της ERAA για το έτος 2022 καθώς και πρόσθετων εκτιμήσεων των Διαχειριστών.

Για κάθε σενάριο υπολογίστηκαν οι Δείκτες Οφέλους σύμφωνα με την ανωτέρω μεθοδολογία και τα αποτελέσματα έχουν καταχωρηθεί στον Πίνακα 7.13. Σημειώνεται ότι τα οφέλη που υπολογίζονται πρέπει να εκληφθούν ως οφέλη για το σύνολο της εξεταζόμενης περιοχής, η οποία περιλαμβάνει την περιοχή των Βαλκανίων, την Τουρκία και κάποιες ζώνες της Ιταλίας.

Πίν. 7.13 Δείκτες Αξιολόγησης του νέου έργου διασύνδεσης Ελλάδας – Αλβανίας

Κριτήριο-Δείκτης		Σενάριο 1	Σενάριο 2
B1. Αύξηση κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (M€/έτος)		3.7	7
B1_CO_2. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (M€/έτος) λόγω μείωσης εκπομπών CO_2		3.4	6.2
B1_RES. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας λόγω διείσδυσης ΑΠΕ (M€/έτος)		1.7	5.8
B2b. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης εκπομπών CO_2 (M€/έτος)	100€/ton CO_2	1.5	2.7
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (ton/έτος)			
NOx		-101	-182
CO		3	-32
SO_2		-843	-1518
PM_5		-1	-3
PM_{10}		-4	-7

7.3.6 Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας

Το έργο της νέας διασυνδετικής Γ.Μ. 400 kV Ελλάδας – Ιταλίας αξιολογήθηκε με βάση την 3η κατευθυντήρια οδηγία Μελετών Κόστους Οφέλους του ENTSO-E, στο πλαίσιο συνεργασίας και δημιουργίας κοινής ομάδας εργασίας μεταξύ των Διαχειριστών Ελλάδας και Ιταλίας.

Τα οφέλη του έργου αξιολογήθηκαν για τα έτη 2030 και 2040, με βάση το σενάριο National Trends (NT) όπως είχε σχεδιαστεί για το TYNDP 2020 του ENTSO-E, λαμβάνοντας υπόψη τυχόν επικαιροποιήσεις σύμφωνα με τα εθνικά ΔΠΑ των δύο χωρών καθώς και τα εγκεκριμένα ΕΣΕΚ τους. Περαιτέρω, για το ανωτέρω σενάριο εξετάζονται δύο περιπτώσεις, αναφορικά με τη δυναμικότητα της διασύνδεσης Μαυροβουνίου – Ιταλίας (Monita):

- **Περίπτωση 1:** Monita 600 MW
- **Περίπτωση 2:** Monita 1200 MW

Για κάθε σενάριο υπολογίστηκαν από οι Δείκτες Οφέλους σύμφωνα με τη μεθοδολογία του ENTSO-E και τα αποτελέσματα έχουν καταχωρηθεί στον Πίνακα 7.14. Σημειώνεται ότι τα οφέλη που υπολογίζονται πρέπει να εκληφθούν ως οφέλη για το Ευρωπαϊκό Σύστημα στο σύνολό του.

Πίν. 7.14 Δείκτες Αξιολόγησης του νέου έργου διασύνδεσης Ελλάδας – Ιταλίας

		Σενάριο NT2030		Σενάριο NT2040	
Κριτήριο-Δείκτης		**Monita 600 MW**	**Monita 1200 MW**	**Monita 600 MW**	**Monita 1200 MW**
B1. Αύξηση κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (M€/έτος)		10.8	13.5	83	74
B2a. Διαφοροποίηση εκπομπών CO_2 (kton/έτος)		-346	-367	-382	-366
B2b. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης εκπομπών CO_2 (M€/έτος)	105€/ton CO_2 2030 283€/ton CO_2 2040	12	13	74	71
B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ (GWh/έτος)		273	212	1043	1323
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (ton/έτος)					
NOx		-780	-850	-390	-360
NH_3		0	10	-40	-40
SO_2		-910	-1100	-50	-30
$PM_{2.5}$		-70	-70	-20	-30
PM_{10}		-40	-40	-10	-20
NVMOC		0	0	-10	-10



ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ
ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ
ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΗΣ & ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ